



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

2030

PLANO DECENAL
DE EXPANSÃO DE ENERGIA



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

MINISTRO DE ESTADO
BENTO ALBUQUERQUE

PRESIDENTE
THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA

SECRETÁRIA EXECUTIVA
MARISETE FÁTIMA DADALD PEREIRA

DIRETOR DE ESTUDOS ECONÔMICO-ENERGÉTICOS E AMBIENTAIS
GIOVANI VITÓRIA MACHADO

SECRETÁRIO DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO
PAULO CESAR MAGALHÃES DOMINGUES

DIRETOR DE ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA
ERIK EDUARDO REGO

SECRETÁRIA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
JOSÉ MAURO FERREIRA COELHO

DIRETOR DE ESTUDOS DO PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS
HELOISA BORGES BASTOS ESTEVES

SECRETÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA
RODRIGO LIMP NASCIMENTO

DIRETOR DE GESTÃO CORPORATIVA
ANGELA REGINA LIVINO DE CARVALHO

SECRETÁRIO DE GEOLOGIA, MINERAÇÃO E
TRANSFORMAÇÃO MINERAL
ALEXANDRE VIDIGAL DE OLIVEIRA

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

ESPLANADA DOS MINISTÉRIOS
BLOCO U – 5º ANDAR
70065-900 – BRASÍLIA – DF
TEL.: (55 61) 3319 5299
FAX: (55 61) 3319 5067

WWW.MME.GOV.BR

ESCRITÓRIO CENTRAL
PRAÇA PIO X, 54
20091-040 – RIO DE JANEIRO – RJ
TEL.: (55 21) 3512 3100
FAX : (55 21) 3512 3198

WWW.EPE.GOV.BR

Catálogo na Fonte

Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética

Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020

1v.: il.

1. Energia_Brasil. 2. Política Energética_Brasil 3. Recursos Energéticos_Brasil

Participantes - MME

[TEXTO A INCLUIR]

Participantes - EPE

[TEXTO A INCLUIR]

Apresentação

[TEXTO A INCLUIR]

Índice

Introdução	8
1. Premissas Gerais	17
1.1 Perspectivas Sociodemográficas.....	17
1.2 Perspectivas para a Economia Mundial	18
1.3 Perspectivas Para a Economia Nacional: referência.....	19
1.4 Cenários alternativos	22
2. Demanda de Energia	26
2.1 Consolidação por Setor	26
2.2 Consolidação por Fonte	38
Apresentação dos capítulos de Geração e Transmissão de Energia Elétrica.....	48
3. Geração Centralizada de Energia Elétrica	49
3.1 Metodologia	50
3.2 Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta	54
3.3 Diretrizes e Premissas.....	64
3.4 Configuração inicial para expansão	67
3.5 Visões de futuro para o parque gerador de energia elétrica.....	81
4. Transmissão de Energia Elétrica	116
4.1 Contextualização.....	118
4.2 Visão Geral da Rede.....	141
4.3 Interligações Regionais.....	142
4.4 Interligações dos Sistemas Isolados ao SIN.....	152
4.5 Interligações com Países Vizinhos	161
4.6 Sistemas Regionais de Transmissão.....	163
Conclusão dos capítulos de Geração e Transmissão de Energia Elétrica.....	183
5. Produção de Petróleo e Gás Natural.....	186
5.1 Previsão da Produção de Petróleo	187
5.2 Previsão da Produção de Gás Natural.....	189
5.3 Previsão da Produção da Cessão Onerosa e do Volume Excedente.....	197
5.4 Evolução das Reservas Provadas e da Relação R/P	198
5.5 Investimentos e Excedentes de Petróleo.....	200
6. Abastecimento de Derivados de Petróleo	204
6.1 Preços internacionais de petróleo e derivados.....	204
6.2 Oferta nacional de derivados de petróleo	207
6.3 Infraestrutura nacional de transporte de derivados	218
7. Gás Natural	224
7.1 Infraestrutura	224
7.2 Preços.....	226

7.3 Demanda.....	228
7.4 Oferta	230
7.5 Balanço	232
7.6 Simulação	235
7.7 Investimentos	241
8. Oferta de Biocombustíveis.....	244
8.1 Políticas Públicas para biocombustíveis	244
8.2 Etanol	245
8.3 Bioeletricidade da cana-de-açúcar.....	256
8.4 Biodiesel	259
8.5 Outros biocombustíveis.....	266
9. Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos.....	271
9.1 Considerações Iniciais.....	271
9.2 Eficiência Energética	273
9.3 Micro e Minigeração Distribuída	285
9.4 Armazenamento Atrás do Medidor	290
9.5 Autoprodução Não Injetada na Rede	296
9.6 Energia Solar Térmica.....	297
10. Análise Socioambiental.....	301
10.1 Análises Socioambientais para a definição da expansão	301
10.2 Análise Socioambiental Integrada.....	304
10.3 Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE).....	317
11. Consolidação dos Resultados.....	327
 Lista de Boxes	 345
Lista de Figuras	347
Lista de Tabelas	349
Lista de Gráficos.....	352
Referências Bibliográficas	357
Agradecimentos	372
Anexos	374
A. Capítulo 3	374
B. Capítulo 4	382

Introdução

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) é um documento informativo elaborado anualmente pela EPE sob as diretrizes e o apoio da equipe da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE/MME) e da Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SPG/MME).

Seu objetivo primordial é indicar, e não propriamente determinar, as perspectivas, sob a ótica do governo da expansão do setor de energia no horizonte de dez anos, dentro de uma visão integrada para os diversos energéticos. Tal visão permite extrair importantes elementos para o planejamento do setor de energia, com benefícios em termos de aumento de confiabilidade, redução de custos de produção e redução de impactos ambientais.

Para isto, o PDE é construído com base nas dimensões mais importantes associadas ao planejamento energético: econômica, estratégica e socioambiental. Na dimensão econômica, o PDE visa a apresentar as necessidades energéticas sob a ótica do planejamento para permitir o desenvolvimento da economia nacional e, por conseguinte, a competitividade do País. Na dimensão estratégica, os estudos do PDE destacam o melhor aproveitamento dos recursos energéticos nacionais, dentro de uma visão de médio e longo prazo e encorajando a integração regional. Por fim, na dimensão socioambiental, a expansão da oferta de energia deve ser feita com acesso a toda população brasileira, e considerando seriamente os aspectos socioambientais.

Importante reiterar que o PDE não deve ser lido como um plano estático que determina o que vai acontecer nos próximos 10 anos, justamente pela incerteza envolvida em qualquer visão de futuro, especialmente no atual momento, em que os impactos decorrentes da pandemia da Covid-19 ainda são um grande desafio. Nesse sentido, algumas questões de interesse relacionadas à incerteza sobre variáveis-chave são consideradas tanto por meio de cenários

quanto por análises de sensibilidade, às quais nos referimos como alternativas *what-if*.

Ao mostrar, por meio de cenários e análises de sensibilidade, como o planejamento vislumbra o desenvolvimento do sistema de energia brasileiro sob condições distintas de sua evolução, o PDE fornece importantes sinalizações para orientar as ações e decisões dos agentes no sentido de compatibilizar as projeções de crescimento econômico do País e a necessária expansão de oferta, de forma a garantir à sociedade o suprimento energético com adequados custos, em bases técnica e ambientalmente sustentáveis.

Dessa forma, contamos com o diálogo sempre franco e direto com a sociedade, por meio de seus comentários, críticas e sugestões, especialmente na fase de Consulta Pública. No ciclo atual, as discussões foram ainda mais amplas também durante a construção do plano, com a publicação dos chamados “Cadernos de Estudo do PDE”. Acreditamos que o PDE pode se consolidar como a principal referência para o setor de energia, fonte de dados para pesquisas e desenvolvimentos acadêmicos e da sociedade em geral, exercendo seu papel de estudo técnico que aponta os caminhos para o desenvolvimento energético nacional. Assim, sua importância como instrumento de planejamento para o setor energético nacional será reforçada, contribuindo para o delineamento das estratégias de desenvolvimento do País a serem traçadas pelo governo federal.

A preparação do PDE 2030 foi iniciada em março de 2020 e concluída em dezembro de 2020, tendo buscado explorar ainda mais as incertezas da retomada da economia devido à pandemia da Covid-19, assim como seus reflexos no planejamento. Por fim, cumpre informar que os dados de gráficos e tabelas, as figuras, os textos explicativos e as notas metodológicas estão disponíveis na página do PDE no site da EPE.

ENFOQUE DOS ESTUDOS

No horizonte decenal, espera-se um crescimento médio de 3,6% a.a. da economia mundial, com uma recuperação em ritmo moderado e aumento da contribuição dos países em desenvolvimento no PIB global, ainda que se tenha uma desaceleração da China, devido ao processo de transição do seu modelo de crescimento. Em relação aos países desenvolvidos, a perspectiva é de que estes apresentem taxas de crescimento médio mais suaves no decênio. É importante ressaltar que existem riscos importantes para o cenário internacional, sobretudo àqueles relacionados às questões geopolíticas e aos impactos de um acirramento das tensões comerciais entre China e Estados Unidos, além do risco de adoção de medidas de isolamento adicionais em decorrência de novas ondas da crise epidemiológica.

No que diz respeito à economia brasileira, espera-se uma recuperação gradual, em especial nos setores de serviços, indústria de construção e transformação. No curto prazo, o crescimento será beneficiado pelo excesso de capacidade ociosa da economia, já no médio e longo prazo, a expectativa de uma retomada mais forte dos investimentos, especialmente em infraestrutura, terá impactos importantes sobre a competitividade da economia brasileira e, conseqüentemente, sobre o crescimento econômico. Para alcançar uma trajetória de expansão econômica mais forte e sustentável é necessário que haja um aumento da capacidade de oferta da economia com redução dos gargalos existentes, o que geraria efeitos que podem ser bastante sensíveis para o setor energético.

Assim, em um cenário em que o crescimento econômico ocorra de forma mais acelerada ou onde a retomada de alguns setores industriais aconteça de maneira mais acentuada, a demanda energética poderá responder de maneira bastante variada. Iniciativas no âmbito do governo federal, como o “Novo Mercado de Gás”, “Abastece Brasil” e “Renovabio” têm potencial de promover o desenvolvimento de mercados energéticos, alterando os requisitos de oferta e a demanda energética estimada. Em particular, a evolução da demanda de

gás natural estará fortemente condicionada à competitividade desta fonte frente a outros energéticos substitutos e do volume de oferta disponível a preços competitivos pelos setores de consumo.

Outro ponto relevante no tocante ao consumo é a tendência de eletrificação crescente para o horizonte decenal. A expectativa é de que o consumo total de eletricidade cresça cerca de 44% a mais que a economia no período, influenciado tanto pela autoprodução clássica quanto pelo consumo na rede. E, apesar da indicação de um crescimento médio do consumo total de eletricidade de 3,1% a.a. entre 2019 e 2030, a diferença apontada entre os cenários superior e inferior atinge o montante de 127 TWh (17%) em 2030.

No capítulo de Geração de Energia Elétrica são apresentados os estudos para a expansão do parque de geração de energia elétrica e das principais interligações entre os subsistemas no horizonte decenal, visando garantir o abastecimento adequado para o crescimento da demanda de energia elétrica do sistema interligado do Brasil.

O capítulo passou a incorporar os novos critérios de suprimento considerando, dessa forma, critérios explícitos para o suprimento de potência e atualização dos critérios de suprimento de energia, em conformidade com a nova realidade do sistema. A partir desses critérios o PDE 2030 apresenta uma avaliação dos requisitos do SIN, antes de abordar os cenários de expansão. Essa nova forma de análise contribui de forma direta no processo de modernização do SEB e na busca por uma expansão pautada nos requisitos do sistema e atributos de tecnologias que os atendam.

Os estudos do PDE 2030 seguem a abordagem utilizada nos últimos ciclos, avaliando diferentes expansões da oferta de energia elétrica, através de visões distintas de futuro. Destaque para a avaliação sob incerteza na expansão de referência da oferta de energia a partir de diferentes projeções de demanda, as avaliações tratando do perfil de operação de usinas hidrelétricas para disponibilizar maior capacidade de potência ao Sistema e reflexões acerca da retirada de

incentivos atualmente existentes no setor. Nas sensibilidades foi feita, ainda, análise considerando uma curva de carga horária

Destaca-se que temas associados à modernização do setor de energia elétrica são abordados no capítulo, em especial tratando da relação entre a contratação dos requisitos do sistema e a separação de lastro e energia. A integração entre os setores de energia elétrica e gás natural também é considerada no capítulo, trazendo elementos que possam contribuir para essa relevante discussão do setor energético brasileiro.

Avanços metodológicos no processo de construção da expansão do parque gerador do SIN no horizonte decenal estão mantidos no PDE 2030, como o uso do modelo computacional de decisão de investimentos (MDI), desenvolvido pela EPE. Como tecnologias candidatas para o cenário de referência, pela primeira vez, os resíduos sólidos urbanos (RSU), as usinas fotovoltaicas flutuantes, a resposta da demanda e a ampliação e modernização do parque hidrelétrico existente foram consideradas.

No capítulo de Transmissão de Energia Elétrica foi dado destaque ao desafio imposto ao planejamento da transmissão, de natureza determinativa,¹ frente às incertezas advindas do fato de a expansão da geração ser de caráter indicativo. Nessas condições, o processo de elaboração dos estudos de transmissão reconhece a importância do papel da rede elétrica planejada de proporcionar, além das condições adequadas de confiabilidade da operação e do suprimento elétrico, a flexibilidade necessária para acomodar diferentes estratégias de implantação das fontes de geração.

A EPE vem realizando, com sucesso, estudos específicos, de caráter prospectivo, que possuem o intuito de antecipar o sistema de transmissão para a integração do potencial de fontes alternativas renováveis estimado com base nos cadastramentos dos leilões de energia. É importante destacar que as expansões propostas nos estudos prospectivos não

estão restritas ao aproveitamento de projetos solares e eólicos e poderão ser aproveitados para o escoamento da energia proveniente de quaisquer tipos de fontes.

Foram realizados, até o momento, quatorze estudos prospectivos com influência sobre a conexão de renováveis sendo: (i) um estudo voltado para permitir o escoamento do potencial eólico da região sul do País; (ii) oito estudos visando dotar o sistema de capacidade de escoamento para os diversos potenciais de geração das regiões Nordeste e Norte; e (iii) cinco estudos prospectivos voltados para o escoamento do potencial de geração das regiões Norte e Noroeste e do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba de Minas Gerais, assim como da região noroeste do estado de São Paulo e nordeste do estado de Goiás.

Com relação ao potencial de geração renovável na região Nordeste, o presente ciclo do PDE mantém a previsão de uma expressiva participação das fontes eólica e solar nessa região. Esse montante já supera aquele considerado nas premissas dos estudos de transmissão já desenvolvidos, o que, além da própria ampliação do horizonte, determina que se realizem novos estudos prospectivos com foco nas interligações, objetivando verificar a necessidade de novas expansões, além daquelas já previstas.

Um dos grandes desafios a ser enfrentado pelo planejamento da transmissão nos próximos anos consiste no envelhecimento do sistema de transmissão brasileiro, uma realidade que tende a se tornar mais crítica nos próximos anos. Há que assegurar a substituição da infraestrutura do sistema elétrico em fim de vida útil de modo que a malha de transmissão possa operar com os níveis de confiabilidade e qualidade exigidos pela sociedade.

O plano de obras apresentado no PDE abrange obras outorgadas, além de estimativas de expansões para os últimos anos do decênio, no sentido de capturar recomendações de estudos que se encontram em andamento e a iniciar. No que se refere

¹ Cabe ressaltar que os planos de transmissão emitidos pela EPE, que consubstanciam os resultados dos mesmos estudos cujos resultados são expostos neste PDE, são, juntamente com as recomendações do ONS para ampliações e reforços da rede, submetidos à aprovação final do MME antes da determinação do conjunto de instalações que serão licitadas ou cuja implantação será diretamente autorizada pela ANEEL às transmissoras.

às obras ainda sem outorga, nesta edição do PDE 2030, considerando as incertezas associadas ao contexto pós-covid-19, foram avaliados três cenários para a implantação desses empreendimentos sem outorga.

Para o cenário de referência, tem-se uma previsão de acréscimo de aproximadamente 40 mil quilômetros de novas linhas de transmissão até o ano de 2030, o que significa uma estimativa de mais de 200 mil quilômetros de linhas de transmissão em operação no final do horizonte deste PDE. A expectativa é que os investimentos totais em transmissão atinjam cerca de R\$ 89,6 bilhões ao longo do decênio, sendo R\$ 62,5 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 27,1 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira. Desse total, 30,4 bilhões são referentes a empreendimentos ainda sem outorga.

No capítulo de Produção de Petróleo e Gás são apresentadas as previsões de produção de petróleo e gás natural, com destaque para a contribuição do pré-sal no horizonte e para as análises de sensibilidade realizadas para o aumento da produção onshore e produção líquida de gás natural.

O capítulo apresenta, ainda, a evolução das reservas provadas, a relação R/P (razão entre reserva provada e produção), os investimentos e o excedente de petróleo nos próximos dez anos, a previsão de investimentos no setor e nas demandas por plataformas do tipo Unidades Estacionárias de Produção (UEPs), além do Conteúdo Local na aquisição de bens e serviços.

O processo de elaboração das projeções de produção de petróleo e gás natural deste PDE teve como referência o dia 30 de abril de 2020, data até quando foram incorporadas informações sobre dados de reserva, previsão de produção de campos, dados de áreas em avaliação e dados do Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP, dentre outras informações sobre as concessões exploratórias.

As previsões de produção de petróleo e gás natural são elaboradas para Unidades Produtivas (UP) com recursos descobertos, ou seja, com

comercialidade declarada ou sob avaliação exploratória, e para UP com recursos não descobertos, com base no conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras, tanto em áreas já contratadas com empresas quanto em áreas da União sem contrato.

No caso da produção de recursos da categoria de reservas, os primeiros anos do plano são balizados com informações do Plano Anual de Produção, que são previsões de produção para cinco anos, enviadas pelas Concessionárias à ANP anualmente.

Já na segunda metade do decênio, a produção proveniente das reservas sofre forte influência dos volumes excedentes estimados para as concessões da Cessão Onerosa. No PDE 2030, os excedentes da Cessão Onerosa correspondem aos volumes médios do intervalo divulgado para estas concessões, que foram incorporados às reservas, proporcionando o aumento do fluxo da produção.

Por fim, a previsão de produção da reserva, toma também como base as indicações das empresas operadoras sobre a entrada de módulos de produção e outras informações, disponibilizadas em seus planejamentos apresentados ao mercado.

A previsão de produção dos recursos na categoria de contingentes leva em conta que tais unidades, apesar de terem o potencial petrolífero confirmado, ainda estão sob avaliação e não possuem declaração de comercialidade. Uma premissa adotada para todas as unidades desta categoria é a aplicação de um fator redutor relacionado ao risco de comercialidade em cada um dos recursos contingentes, por ainda ter que obter sua declaração de comercialidade.

As previsões de produção dos recursos não descobertos, tanto em áreas já contratadas com empresas, quanto em áreas da União sem contrato, são embasadas por premissas relacionadas às estimativas de descoberta, declaração de comercialidade e ao início da produção.

As datas de descobertas dos recursos não descobertos contratados são definidas como sendo na

metade do período exploratório previsto, geralmente com base nos contratos de concessão firmados nas licitações. Assim, as declarações de comercialidade desses recursos são estimadas na metade restante do prazo exploratório, ou seja, entre a data de descoberta e o vencimento do período exploratório. A data para início da produção dos recursos não descobertos é estimada de acordo com o tipo de fluido (óleo ou gás não associado) esperado, com o volume recuperável final estimado para a UEP, além do ambiente de E&P em que está localizada. A partir destes parâmetros, estima-se uma data para iniciar a produção.

No caso dos recursos não descobertos sem contratos, na área da União, prevê-se ainda que as áreas com extrema complexidade ambiental, indicadas por órgãos licenciadores e reguladores, têm seus volumes correspondentes excluídos das previsões de produção.

No capítulo de Abastecimento de Derivados de Petróleo, analisam-se as condições de atendimento ao mercado doméstico de derivados de petróleo na próxima década. São avaliadas a evolução dos preços internacionais de petróleo e dos seus derivados, as possibilidades de importação e exportação de derivados de petróleo, e os investimentos previstos em refino.

O capítulo destaca que o quadro de elevada movimentação de volumes de petróleo e derivados poderá exigir maior atenção em relação à operação da infraestrutura logística do País, com vistas à garantia do abastecimento em todo o território nacional.

A partir de iniciativas governamentais, espera-se que haja o desenvolvimento de uma nova estrutura para o mercado nacional de combustíveis, com ênfase no estímulo à entrada de novos agentes econômicos, à livre concorrência e à atração de investimentos no setor, em um ambiente regulatório objetivo e transparente.

O país deve consolidar a sua condição de exportador de petróleo, permanecendo como importador líquido dos principais derivados durante todo o horizonte do estudo, com destaque para as importações de nafta, QAV e óleo diesel.

Devem ser alcançados patamares de importação de óleo diesel superiores às máximas históricas e, em relação a produção de óleo combustível, apesar da tendência de queda dos volumes exportados ao longo do horizonte decenal, a tendência é da permanência de excedentes durante todo o período.

Quanto às importações de gasolina e GLP, a tendência é de decréscimo ao longo do decênio, podendo o país atingir a autossuficiência destes derivados em 2030.

A projeção de importação de consideráveis volumes de derivados de petróleo poderá exigir investimentos na ampliação da capacidade de refino e/ou na expansão e melhoria da eficiência operacional da infraestrutura logística do País.

No âmbito da infraestrutura logística, iniciativas do governo federal também buscam identificar e incentivar a ampliação de áreas portuárias para a movimentação de combustíveis e promover a cabotagem no País. Investimentos em infraestrutura logística de derivados de petróleo serão importantes a fim de garantir o abastecimento de combustíveis em todo o território nacional.

No capítulo de Gás Natural, são apresentados os resultados dos estudos da evolução do balanço de demanda e oferta de gás natural e de sua estrutura no período de 2021 a 2030. Inicialmente, discorre-se sobre a infraestrutura existente e em construção. Em seguida, a seção de projeção de preços de gás natural apresenta a faixa mais provável de preços nacionais, entre outras projeções de preços. O capítulo apresenta ainda, a perspectiva de demanda de gás natural (composta pela demanda termelétrica e não termelétrica), a oferta de gás natural (composta pela oferta nacional e pelas importações), o balanço entre a demanda e a oferta de gás natural na malha integrada e, ainda, a simulação termofluido-hidráulica para a malha integrada de gasodutos de transporte. Finalmente, são apresentadas estimativas dos investimentos previstos, no decênio em estudo, para projetos de expansão da infraestrutura de importação, escoamento, processamento e transporte de gás natural no País.

No capítulo de Oferta de Biocombustíveis são apresentadas as perspectivas de expansão da oferta de etanol, para o atendimento à demanda interna e à parcela do mercado internacional abastecida pelo Brasil, assim como as projeções de biomassa de cana-de-açúcar para a geração de energia elétrica e de oferta de biodiesel, biogás, bioquerosene de aviação e de combustíveis alternativos para uso marítimo, no horizonte do PDE.

As estimativas consideram os sinais positivos advindos do estabelecimento da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), através da Lei nº 13.576, promulgada em dezembro de 2017 (BRASIL, 2017a). Esta importante política pública almeja reconhecer o papel estratégico dos biocombustíveis na matriz energética nacional, com foco na segurança do abastecimento de combustíveis e na mitigação das emissões de gases de efeito estufa (GEE).

Assinala-se que as projeções da oferta de biocombustíveis elaboradas nesse ciclo de estudos englobam os desdobramentos decorrentes da pandemia da Covid-19, cujos impactos no setor de biocombustíveis deverão ser observados com mais intensidade no curto prazo.

Estima-se que haverá expansão da oferta de etanol no próximo decênio, visando suprir tanto o mercado brasileiro quanto o internacional. No mercado nacional, o aumento da demanda de etanol carburante justifica-se pela maior competitividade do hidratado frente à gasolina, em parte por conta dos sinais positivos provenientes do RenovaBio. No mercado internacional, estima-se um crescimento marginal das exportações brasileiras, devido, principalmente, à manutenção das tendências protecionistas dos mercados e à adoção de tecnologias mais eficientes.

No horizonte decenal, espera-se que os esforços direcionados pelo setor sucroenergético com vistas à melhoria dos fatores de produção, adicionados aos sinais positivos provenientes de políticas públicas, como o RenovaBio, desdobrem-se em aumento da competitividade do etanol frente à gasolina. Na área industrial, três fatores deverão proporcionar o crescimento da oferta de etanol:

ocupação de capacidade ociosa de moagem e expansão das unidades existentes, além da implantação de novas unidades produtoras. Nesse contexto, vislumbram-se empreendimentos direcionados a facilitar e reduzir os custos de transporte e armazenagem de etanol.

Buscando antecipar possíveis ameaças ao abastecimento nacional de combustíveis para os veículos leves, assim como no plano passado, foi realizada uma análise de sensibilidade para a oferta de etanol, considerando um cenário menos favorável para o setor sucroenergético. Neste caso, se manteve a indicação de que o RenovaBio não conseguiria êxito pleno em seus objetivos. Além disso, como resultado, o etanol hidratado não ganharia competitividade frente à gasolina C e a atratividade econômica do setor sucroenergético não seria suficiente para induzir investimentos relevantes.

Os resíduos da indústria sucroenergética destacam-se como fonte de energia para o processo produtivo e de excedente de eletricidade para a comercialização. Neste estudo, são apresentadas a avaliação da quantidade de energia já contratada pelo setor elétrico, a análise de seu potencial técnico e a projeção de oferta de bioeletricidade, a partir do comportamento histórico da geração advinda do bagaço. Evidencia-se que há um montante significativo a ser explorado, apontando para uma inserção crescente da bioeletricidade na matriz elétrica nacional.

As prospecções que contemplam a participação do biodiesel para os próximos 10 anos consideram o atendimento à mistura mandatória, para o que será necessária a produção de volumes crescentes do biocombustível. Os percentuais de mistura ao diesel fóssil variarão até 2023 seguindo a legislação em vigor, conforme estabelecido através da Resolução CNPE nº16 de 29 de outubro de 2018. Para atendimento desta demanda, foi analisada a disponibilidade de insumos, assim como a capacidade de processamento e de escoamento da produção.

O PDE 2030 também contempla o aproveitamento energético da biomassa do biogás/biometano, do bioquerosene de aviação

BioQAV e de combustíveis alternativos para uso marítimo. O maior potencial de produção de biogás encontra-se na utilização dos resíduos do setor sucroenergético, através da biodigestão da vinhaça e da torta de filtro. Pode ser consumido diretamente ou purificado, obtendo-se o biometano, com características e aplicações análogas às do gás natural. Para o horizonte deste estudo, vislumbra-se que sua participação na matriz nacional será crescente. Já o BioQAV apresenta-se como uma das alternativas de atendimento aos acordos internacionais para a redução da emissão de GEE pelo setor de aviação. Existe uma série de rotas tecnológicas de produção já certificadas e aprovadas pela ASTM. Diante dos desafios econômicos para sua inserção na matriz brasileira, espera-se uma entrada modesta do BioQAV, ao fim do horizonte decenal. Para os combustíveis alternativos para uso marítimo, estima-se que sua adoção no médio e longo prazos, possa contribuir para o atendimento das metas de emissões de poluentes da IMO (Organização Marítima Internacional).

No capítulo de Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos (RED), são apresentados os resultados da energia conservada que indicam a diferença entre a projeção do consumo final de energia, incorporando ganhos de eficiência energética, e o consumo de energia que ocorreria caso fossem mantidos os padrões tecnológicos observados no ano base, 2019. No horizonte deste PDE, estima-se que a conservação total de energia e os RED atinjam 8% em 2030 e, por sua vez, a conservação de energia elétrica e os RED alcancem 19% no mesmo ano.

Considerando os impactos globais da pandemia, e uma nova dinâmica social, a eficiência energética se fortalece como um recurso relevante para o planejamento energético de médio e longo prazos para o setor de energia no Brasil e no mundo. No horizonte decenal, as edificações (que incluem os setores de serviços e residencial) devem contribuir com cerca de 60% dos ganhos totais de eficiência elétrica, enquanto o setor industrial deve ser responsável por quase 40% desses ganhos.

No que se refere a Micro e a Minigeração Distribuída (MMGD), reduziu-se o ritmo das instalações em 2020, principalmente nos meses de quarentena, em decorrência da pandemia da COVID-

19. Apesar desse efeito, o mercado continuou se desenvolvendo ao longo do ano, superando a marca de 3 GW nos seus primeiros meses.

Para MMGD foram elaborados dois cenários. No cenário Verão, adotado como referência, considera-se a manutenção de política de grande incentivo para a MMGD, fazendo mudanças sutis na regulamentação. Nesse cenário, a indicação é de cerca de 3 milhões de adotantes, totalizando 25 GW, que irão contribuir com 4,6% da carga total de energia em 2030.

Assim como no plano passado, foi feita análise da competitividade de baterias atrás do medidor, que mostrou que o custo desse equipamento ainda é elevado no Brasil, dificultando a sua entrada no período decenal. No entanto, uma queda de custos além do previsto pode alterar as projeções para essa tecnologia. E pode haver inserção dessa tecnologia em função de outros fatores não econômicos, principalmente para a substituição da geração diesel em comércios.

No Capítulo de Análise Socioambiental são apresentadas as análises socioambientais que contribuíram para a definição da expansão mostrada neste PDE e as principais questões socioambientais relacionadas a essa expansão.

A variável ambiental contribuiu para a expansão apresentada neste PDE através de uma avaliação processual de usinas hidrelétricas, que estima o ano de entrada de operação das hidrelétricas para o modelo de expansão da geração, e de uma análise de complexidade socioambiental das unidades produtivas de petróleo e gás natural, de modo a ajustar as previsões de produção conforme as preocupações refletidas pelos órgãos ambientais.

Excepcionalmente para o PDE 2030 foi adotado o prazo adicional de um ano para todos os aproveitamentos hidrelétricos candidatos em função da crise da Covid-19. Levou-se em consideração o fato de que os processos de licenciamento ambiental, entre outras atividades, dependem de trabalhos de campo e reuniões públicas que ficaram temporariamente paralisados.

Diante da expansão prevista no PDE 2030, o resultado da análise socioambiental indicou 8 temas socioambientais que buscam sintetizar as interferências mais significativas do conjunto planejado. Diante desses temas e dos desafios apresentados para cada fonte energética, foram identificados três desafios socioambientais estratégicos para a expansão do PDE 2030: compatibilização da geração e transmissão de energia com a conservação da biodiversidade, compatibilização da geração de energia com o uso da água e gestão das emissões de GEE associadas à produção e ao uso de energia. Para os três desafios é importante que o setor de energia continue buscando soluções, iniciativas e tecnologias inovadoras para lidar com as questões.

Adicionalmente foram identificadas como oportunidades socioambientais estratégicas o “aproveitamento energético dos resíduos”, por ser uma chance de substituir combustíveis não renováveis, contribuir com a redução de emissões e aumentar a eficiência de processos produtivos, e a “participação social”, por ser uma oportunidade de discutir e levantar com o público questões relevantes para o desenvolvimento da infraestrutura energética.

Com relação às emissões de gases de efeito estufa, e as discussões sobre mudanças do clima, o próprio PDE 2030 se consolida como um importante instrumento da Política Nacional sobre Mudança do Clima, visto que é o Plano Setorial de Mitigação e Adaptação às Mudanças Climáticas. As projeções de emissões futuras apresentadas servem como subsídio para a construção de políticas e trajetórias a serem seguidas e contribuem para a implementação da Agenda 2030.

Nessa linha, o PDE 2030 assume como uma de suas premissas socioambientais a compatibilização das emissões de gases de efeito estufa (GEE) associadas à expansão da produção e uso da energia com os compromissos internacionais assumidos pelo Brasil.

Assim, a trajetória de expansão deve estar alinhada com as diretrizes propostas na NDC (*Nationally Determined Contribution* – Contribuição Nacionalmente Determinada) brasileira. Entre os

indicadores analisados estão a participação de fontes renováveis na matriz energética e elétrica e ganhos de eficiência energética.

As emissões de GEE por unidade de energia consumida no Brasil são pequenas comparativamente a outros países. Porém, como o consumo de energia per capita deverá aumentar consideravelmente até 2030, as emissões do setor serão crescentes. Como esperado, os setores de transporte e industrial se mantêm ao longo do horizonte como os principais responsáveis pelas emissões no setor energético.

Considerando o potencial brasileiro para produção de energia elétrica e combustíveis a partir de fontes renováveis, a principal estratégia do setor para mitigação das emissões de GEEs é justamente manter elevada a participação dessas fontes na matriz, mantendo o destaque do Brasil na produção de energia com baixas emissões.

Vale destacar que, em sua NDC, o Brasil propôs uma redução de 37% das emissões de GEE no ano de 2025 tendo como base o ano de 2005. Não há distribuição formal entre os diferentes setores, de forma que o País pode atingir a meta por diferentes caminhos. Assim, o sucesso da NDC poderá ocorrer com contribuições dos vários setores da economia, cabendo ao País adotar as medidas mais custo-efetivas.

O capítulo apresenta, ainda, desafios, iniciativas e possíveis oportunidades relacionadas à abordagem de emissões e mudanças climáticas, citando temas como precificação de carbono e outros mecanismos financeiros, tecnologias de captura e armazenamento de carbono, soluções baseadas na natureza e medidas de adaptação às mudanças do clima.

O cenário de expansão do PDE 2030, ao priorizar a expansão de fontes renováveis de energia mantém o Brasil no rumo da contribuição esperada do setor energético para a NDC brasileira.

Por fim, no capítulo final são consolidados os principais resultados dos estudos do PDE 2030 para

referência, destacando-se a evolução da oferta interna de energia e da matriz energética e o conjunto de resultados das projeções, abrangendo as informações de economia e energia, de consumo final energético e de oferta interna de energia.

socioambientais estratégicos associados à expansão do PDE 2030.

NOVIDADES DO PDE 2030

No sentido de aprimorar continuamente a análise e trazer cada vez mais informação relevante para discussão com a sociedade sobre a expansão do setor de energia no País, destacam-se os seguintes avanços incorporados neste ciclo do PDE 2030:

1. No capítulo de Geração de Energia Elétrica foram consideradas como tecnologias candidatas para o cenário de referência, pela primeira vez, os resíduos sólidos urbanos (RSU), usinas fotovoltaicas flutuantes, resposta da demanda e a ampliação e modernização do parque hidrelétrico existente. Foi apresentada análise inicial considerando uma curva de carga horária e, ainda, feita abordagem tratando da relação entre a contratação dos requisitos do sistema e a separação de lastro e energia, tendo como base os novos critérios de garantia de suprimento.
2. O capítulo de Gás Natural passou a considerar em seu escopo, tanto a demanda quanto a oferta de Gás Natural. Além disso, as unidades de tratamento de gás natural, entendidas como capazes de especificar o gás natural de acordo com a Resolução ANP nº 16/2008 após ajustes operacionais, passaram a ser consideradas na composição do potencial da oferta.
3. No capítulo de Análise Socioambiental, buscou-se ampliar a escala de análise, saindo de uma visão local ou regional para uma perspectiva mais abrangente. Assim, a partir da análise do conjunto de projetos e dos temas socioambientais, foram identificadas questões que poderiam representar riscos ou oportunidades para a expansão energética prevista. Como resultado, foram indicados os principais desafios e oportunidades

1. Premissas Gerais

Neste capítulo serão apresentadas as premissas gerais adotadas neste estudo acerca da evolução esperada nos próximos dez anos da população brasileira e da economia mundial e nacional, as quais serviram de base para a projeção de demanda de energia.

É importante mencionar que o trabalho de elaboração de cenários e projeções para o médio e longo prazo já é bastante desafiador, dado o alto grau de incerteza quanto ao futuro. Neste momento, em que o mundo enfrenta a pandemia da COVID-19, as incertezas são ainda mais elevadas, tornando o trabalho ainda mais complexo. Por esse motivo, neste estudo foram realizados exercícios de sensibilidade.

A partir de um único conjunto de premissas sociodemográficas e de economia mundial, foram desenhados três cenários para a economia nacional: um cenário de referência, considerado o de maior probabilidade, e dois cenários alternativos – inferior e superior – desenvolvidos a partir da sensibilidade do comportamento das variáveis consideradas chave para o crescimento nos próximos dez anos.

Os cenários desenhados e as premissas adotadas são descritas a seguir. As premissas descritas podem ser encontradas em maior nível de detalhes no Informe² “Cenários econômicos para os próximos 10 anos”, publicado em outubro/2020 pela EPE.

1.1 Perspectivas Sociodemográficas

Nos próximos anos, espera-se que a população brasileira continue apresentando a tendência de desaceleração do crescimento observada no histórico recente. A média de crescimento para o período 2021-2030 é de 0,6% a.a., alcançando o patamar de 225,4 milhões de habitantes em 2030, conforme Gráfico 1-1.³

A depender de como ocorra a evolução do capital humano, um menor crescimento da população pode gerar impactos importantes para a economia brasileira, já que isso implica em uma contribuição demográfica menor no PIB.

No que diz respeito à distribuição regional da população, a perspectiva é que não haja alterações significativas. Um ponto importante a ser destacado é que, embora a maior

parte da população deva permanecer concentrada na região Sudeste, como pode ser visto no

Gráfico 1-2, espera-se que as regiões Norte e Centro-Oeste apresentem um crescimento populacional acima das demais no horizonte decenal.

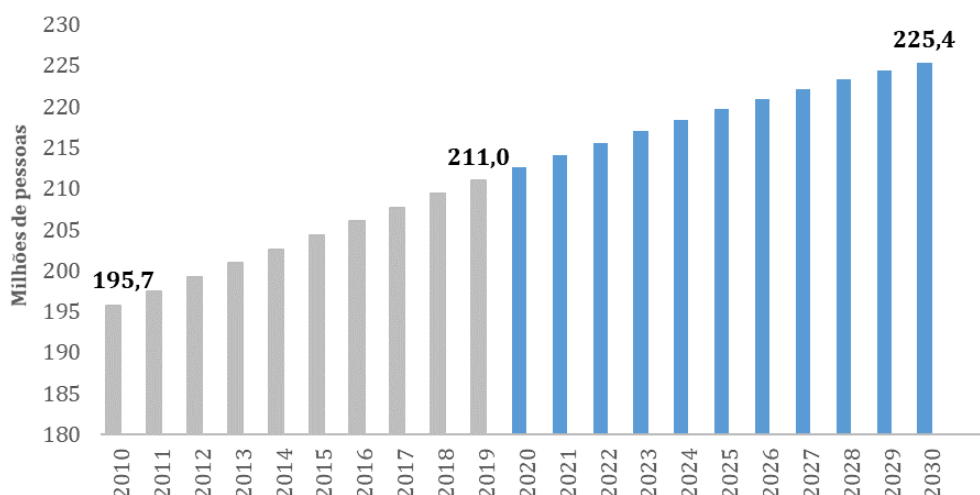
Em relação aos domicílios, a expectativa é que estes cresçam a taxas mais vigorosas que a população nos próximos dez anos, atingindo cerca de 83 milhões em 2030. O crescimento médio de 1,5% a.a. entre 2021 e 2030 está alinhado com as premissas de recuperação e crescimento da renda da população e de redução de déficit habitacional.

Como resultado das projeções demográficas e de domicílios, temos que a relação habitante por domicílio cairá de 3 em 2019 para 2,7 em 2030.

² IT-EPE-DEA-SEE-IT-004/2020, acesso em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-531/Informe%20T%C3%A9cnico%20-%20Cen%C3%A1rios%20Econ%C3%B4micos%202030.pdf>

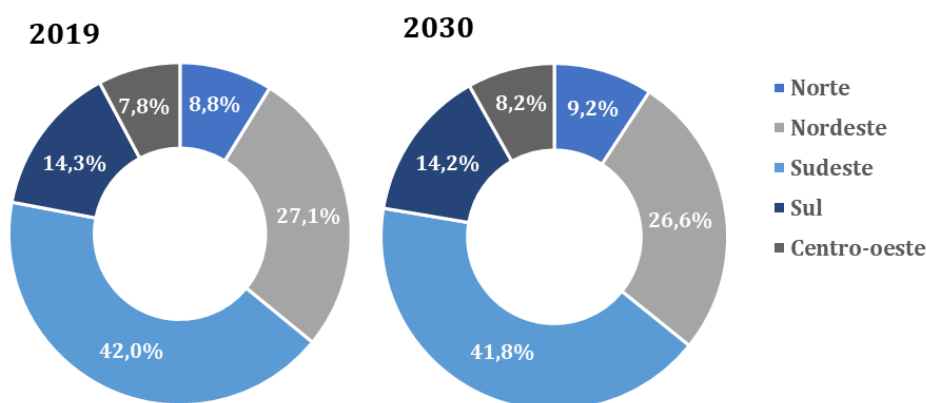
³ As projeções demográficas da EPE são baseadas nas projeções do estudo “Projeções da população: Brasil e unidades da federação”, de 2018, do IBGE. Entretanto, é feito um ajuste para alteração da data base de 01 de julho para 31 de dezembro.

Gráfico 1-1 - Evolução da população brasileira



Fonte: Elaboração EPE, com base em IBGE (2018).

Gráfico 1-2 - Evolução da população brasileira por regiões geográficas



Fonte: EPE (projeções), com base em IBGE (2018).

1.2 Perspectivas para a Economia Mundial

A economia mundial foi fortemente afetada neste ano pela pandemia da COVID-19 e, por este motivo, aumentou o nível de incerteza em todo globo. Este estudo adotou as projeções de PIB e comércio mundial para o período de 2020 a 2024 do World Economic Outlook, de abril de 2020, do Fundo Monetário Internacional (FMI).

A expectativa é de que a economia mundial apresente uma recuperação rápida em 2021, apresentando taxas de crescimento expressivas do PIB e do comércio mundial neste mesmo ano. Nos anos seguintes, espera-se que a economia global retorne a um patamar de crescimento moderado.

Os países desenvolvidos devem apresentar um crescimento médio suave no horizonte decenal, em parte limitado pela menor oferta de trabalho no longo prazo, como consequência da tendência de envelhecimento populacional.

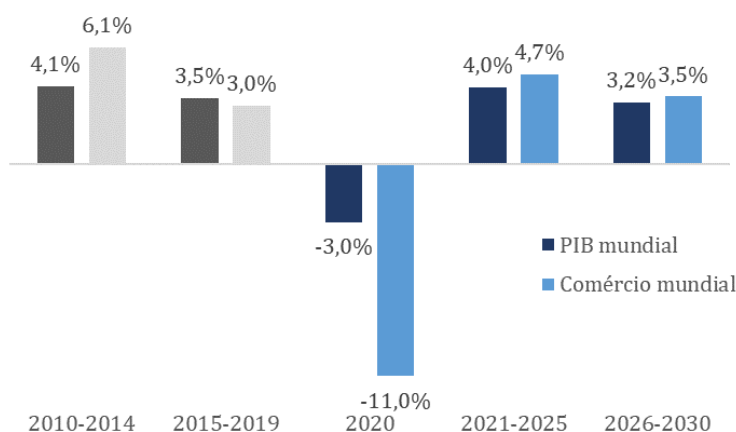
Já os países em desenvolvimento devem crescer a taxas mais vigorosas, apresentando um peso cada vez maior no crescimento mundial. Entre os emergentes, vale destacar a China, que deve apresentar uma desaceleração suave de sua economia, devido ao processo de transição para uma estrutura com maior desenvolvimento do setor de serviços e maior participação do consumo,

em detrimento da indústria e do investimento. Tal mudança de modelo de crescimento pode ter consequências importantes para o comércio global, sobretudo para as economias exportadoras de *commodities* para este país.

Diante disso, espera-se que o PIB e o comércio mundial cresçam, respectivamente, em

média, 3,6% a.a. e 4,1% a.a. entre 2021 e 2030, conforme pode ser visto no Gráfico 1-3. Entretanto, é importante ressaltar que há riscos importantes que podem comprometer esse cenário, como uma segunda onda da COVID-19, um acirramento das tensões comerciais entre China e EUA, além de questões geopolíticas e terroristas.

Gráfico 1-3 - Evolução do PIB e do comércio mundial



Fonte: EPE (projeções) e FMI (histórico).

1.3 Perspectivas Para a Economia Nacional: referência

Nesta seção serão descritas, resumidamente, as principais premissas para a economia brasileira, destacando-se as principais variáveis macroeconômicas, bem como os condicionantes para o cenário econômico descrito.

O ano de 2020 está sendo marcado pela forte incerteza e pelos impactos negativos da pandemia da COVID-19. O trabalho de construir cenários, naturalmente complexo, se tornou ainda mais desafiador, já que a crise atual não é puramente econômica, mas também sanitária.

A partir das premissas gerais para demografia e domicílios, bem como para a economia mundial, foi desenhado um cenário para a economia brasileira, considerado o mais provável. Nele, espera-se uma recuperação gradual, resultando em um crescimento econômico moderado no horizonte decenal.

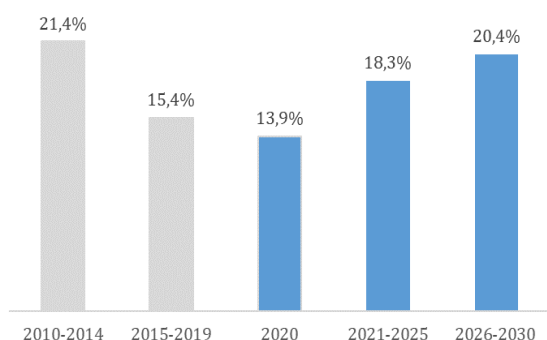
Espera-se que no curto prazo, a economia brasileira seja fortemente afetada pela pandemia da COVID-19, resultando na maior recessão no histórico recente. O cenário parte da premissa de medidas de isolamento social com duração de três meses e impactos sobre a economia mais concentrados no primeiro semestre do ano, especialmente no segundo trimestre. Destaca-se que tais efeitos negativos poderiam ser maiores, caso não tivessem sido adotadas as medidas de contenção à crise por parte do governo brasileiro.

Diante dos efeitos da crise sobre a atividade econômica e o mercado de trabalho, bem como do ambiente de elevada incerteza e do risco de retorno da doença, espera-se que o processo de recuperação da confiança dos agentes seja gradual, dificultando uma retomada mais forte dos investimentos e do consumo, o que faz com que a economia apresente um movimento de recuperação entre “V e U”.

A partir de 2021, espera-se que a confiança dos agentes seja restaurada gradualmente, possibilitando a retomada da demanda interna. Esse movimento ganhará mais força a partir de 2022 com um ambiente de maior estabilidade e das melhorias nas condições para negócios no país.

Ao longo do horizonte deste estudo, espera-se que haja a aprovação de algumas reformas, ainda que de forma parcial, o que deve se refletir na melhora do ambiente de negócios, sobretudo no segundo quinquênio, com impactos positivos sobre a confiança e os investimentos. Com relação a este último, destacam-se os investimentos em infraestrutura que possuem impactos potenciais sobre a competitividade da economia brasileira. O Gráfico 1-4 mostra a evolução dos investimentos ao longo dos próximos dez anos.

Gráfico 1-4 - Evolução da taxa de investimento (% do PIB)

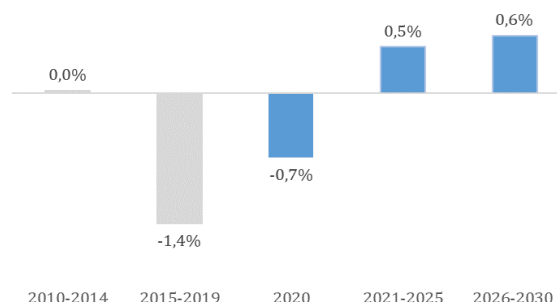


Fonte: EPE (projeções) e IBGE (histórico)

Sendo assim, no que diz respeito à produtividade total dos fatores (PTF), a expectativa

é que haja um crescimento gradual, porém significativo, como pode ser visto no Gráfico 1-5. Os avanços de PTF serão cada vez mais importantes para o crescimento econômico, dado que a contribuição demográfica será menor ao longo do horizonte decenal, conforme apresentado na seção de demografia.

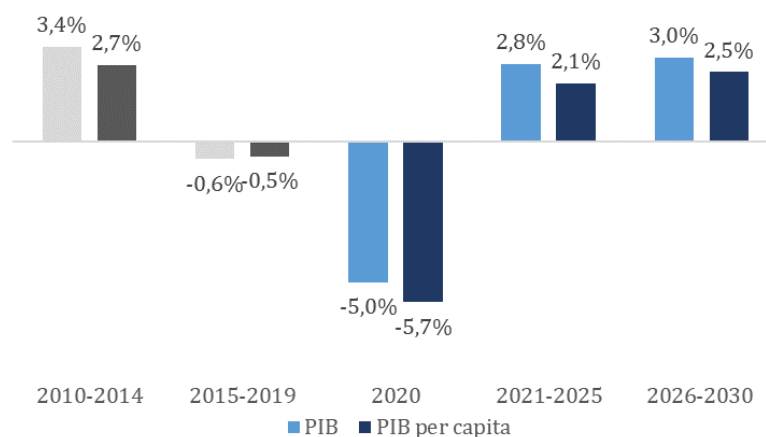
Gráfico 1-5 – Evolução da produtividade total dos fatores (PTF)



Fonte: EPE (projeções) e Conference Board (histórico)

Diante das premissas analisadas anteriormente, o PIB deve apresentar um crescimento médio de 2,9% a.a. no período 2021-2030, como pode ser visto no Gráfico 1-6. Como resultado disso e da evolução da população brasileira, espera-se que o PIB per capita cresça, em média, 2,3% a.a., partindo de R\$34,4 mil em 2019 e alcançando em 2030 o patamar de cerca de R\$40,6 mil (em moeda de 2019).

Gráfico 1-6 - Evolução do PIB e do PIB per capita (% a.a.)



Fonte: EPE (projeções) e IBGE (histórico)

Do ponto de vista dos setores econômicos, a premissa é de que a recuperação da demanda interna após a crise da COVID-19 se acelere a partir de 2021, estimulando os setores de serviços, indústria de transformação e construção. A retomada do crescimento das economias internacionais, sobretudo a China, deve gerar um impulso adicional, em especial para os produtos de *commodities* agrícolas, minerais e energéticas, dentro das quais se incluem alguns segmentos grandes consumidores de eletricidade. No médio e longo prazos, espera-se que haja ganhos de competitividade em alguns segmentos em decorrência do maior volume de investimentos em infraestrutura e da realização de reformas microeconômicas.

A expectativa é de um bom desempenho do setor agropecuário no horizonte de estudo, que deve expandir a uma taxa de 2,9%a.a. Isso pode ser explicado pelo fato do setor apresentar boa competitividade e posição de destaque no mercado internacional e pela expectativa de continuidade do crescimento da demanda por *commodities* alimentícias e por insumos bioenergéticos nos próximos anos. Essas perspectivas também estão contempladas no relatório do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento “Projeções do Agronegócio: Brasil 2018/19 a 2028/29”, (MAPA, 2019), que prevê para os próximos dez anos uma expansão considerável da produção e do consumo dos principais produtos agropecuários brasileiros.

Com relação à indústria, espera-se uma expansão média de 3,2% a.a. nos próximos dez anos. No curto prazo, a expectativa é de que os segmentos de transformação e construção, bastante afetados pela crise, apresentem recuperação mais vigorosa a partir de 2021.

No caso da transformação, a capacidade ociosa já era elevada e foi aprofundada com a crise, incluindo os segmentos grandes consumidores de eletricidade, em sua maioria fornecedores de insumos para a indústria. Esse excesso de capacidade, no entanto, permitirá ao setor atender à expansão da demanda sem necessidade de novos investimentos. No médio e longo prazos, a premissa é de que os avanços em infraestrutura e melhoria das condições de negócio permitam ganhos de competitividade em alguns setores ao final do horizonte.

No caso da construção, a pandemia reverteu a trajetória de crescimento que era observada no setor ao longo de 2019 e o ambiente de elevada incerteza e menor renda pode vir a ser um entrave para uma recuperação mais acelerada no curto prazo. No entanto, a pandemia da COVID-19 trouxe a atenção da sociedade para o grave quadro do saneamento básico do país e a necessidade de investimentos no setor. Assim, considera-se que esse setor possui bom potencial de desenvolvimento ao longo do horizonte, em especial no médio e longo prazo.

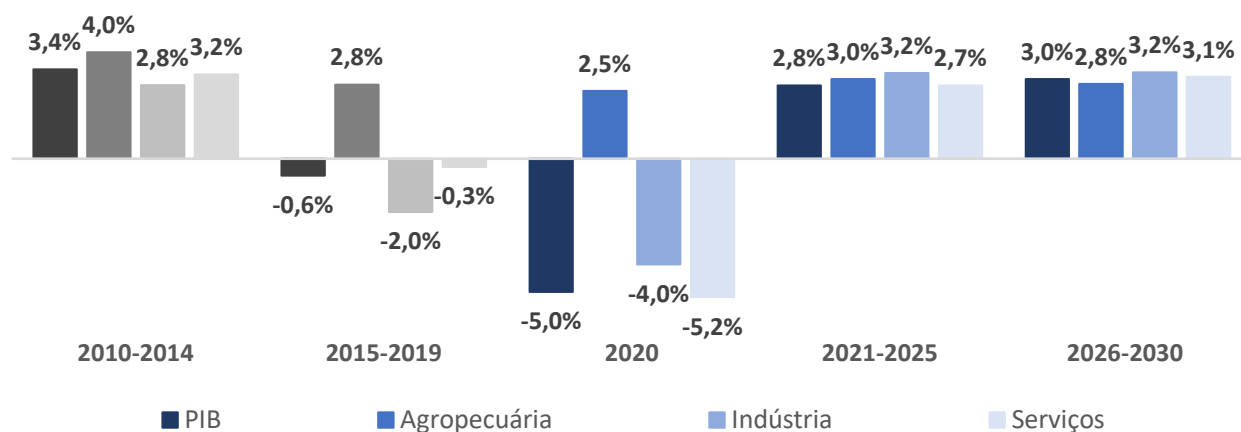
Quanto à indústria extrativa, a expectativa é de um bom desempenho ao longo de todo horizonte, impulsionado pela demanda internacional pelos produtos brasileiros, sobretudo da China, e pela perspectiva de aumento da produção de petróleo na região do Pré-Sal no período.

O setor de serviços, que sentiu de forma intensa os impactos da crise da COVID-19 em 2020, deverá apresentar recuperação em ritmo mais acelerado a partir de 2021, conforme retomam a confiança, o emprego e a renda das famílias. No entanto, o ritmo de crescimento do setor será

limitado no curto prazo pela velocidade mais lenta de recuperação do mercado de trabalho.

No médio e longo prazos, os efeitos do aumento da renda das famílias e o crescimento mais robusto do setor industrial deverão gerar maior demanda por esse setor. O melhor ambiente de negócios e a melhoria da qualificação de mão-de-obra poderão impulsionar o avanço dos segmentos de serviços com maior grau de ciência e tecnologia (também chamados de serviços “modernos”) ao final do horizonte.

Gráfico 1-7 - Evolução dos valores adicionados macrossetoriais (% a.a.)



Fonte: EPE (projeções) e IBGE (histórico)

1.4 Cenários alternativos

A crise provocada pela pandemia da COVID-19 aumentou ainda mais a incerteza no ambiente global e doméstico, tornando a tarefa de construir cenários econômicos ainda mais complexa. Ao elaborarmos cenários para o médio e longo prazos, temos que separar os elementos conjunturais dos estruturais, portanto é possível que se alcance um crescimento muito mais forte ou abaixo do que as taxas atuais, a depender de diversos aspectos que influenciam o comportamento da economia.

Na seção anterior, foi descrito o cenário considerado o mais provável – cenário de referência – que por esse motivo, foi escolhido como base para o estudo como um todo. Em virtude do elevado nível de incerteza, foram elaborados dois cenários alternativos, um inferior e um superior, a partir da sensibilização das premissas adotadas para as variáveis consideradas chave no crescimento econômico dos próximos dez anos, conforme Tabela 1-1. Esses cenários são apresentados de forma sucinta a seguir.

Tabela 1-1 – Principais diferenças de premissas entre o cenário de referência e os alternativos

PONTOS CRÍTICOS	CENÁRIO INFERIOR	CENÁRIO REFERÊNCIA	CENÁRIO SUPERIOR
Duração da pandemia e velocidade da retomada	Duração longa ou reincidência (“duas ondas”), retomada lenta	Duração média e recuperação rápida	Duração média e recuperação acelerada
Efetividade das políticas anticrise e confiança	Dificuldade de implementação das políticas e lenta recuperação da confiança	Políticas são suficientes e estimulam o crescimento da confiança	Políticas são muito efetivas e aceleram a recuperação da confiança
Aprovação de reformas e ambiente de negócios	Dificuldade na aprovação de reformas	Aprovação de reformas importantes ao longo do horizonte	Aprovação de reformas importantes já no curto prazo
Produtividade total dos fatores (PTF)	Fraco crescimento	Crescimento gradual	Forte crescimento
Contas Públicas	Dificuldade de realização de ajuste fiscal	Ajuste fiscal com redução gradual da relação DLSP/PIB	Ajuste fiscal com redução significativa e rápida da relação DLSP/PIB

Fonte: EPE.

CENÁRIO INFERIOR

No cenário inferior, adota-se a premissa de crise mais intensa e com duração mais prolongada, sendo alta a probabilidade de uma segunda onda de contaminação da COVID-19. Nesse cenário, a recuperação econômica ocorre em ritmo bastante lento, na forma de “W” ou “L”, e o PIB apresenta crescimento praticamente nulo em 2021.

Diante desse quadro, há maior nível de incerteza, maior nível de desemprego e menor renda, dificultando a retomada da confiança dos agentes e uma recuperação mais forte da demanda interna. Esse ambiente adverso impede a realização de investimentos em nível significativo, sobretudo os de maior risco, como infraestrutura. Dessa forma, espera-se que a relação investimentos/PIB atinja, no máximo, o patamar de 19%.

Neste cenário também há maior dificuldade de aprovação de reformas microeconômicas, resultando em uma produtividade baixa ao longo do horizonte, com incremento médio de 0,2% a.a. As contas públicas também são afetadas pelo baixo crescimento econômico, que impede maiores resultados

primários, fazendo com que a relação DLSP/PIB seja crescente ao longo do horizonte.

Tais fatores resultam em um crescimento mais modesto em relação ao cenário de referência, alcançando uma taxa média de crescimento do PIB de 1,7% a.a. entre 2021 e 2030.

Sem a realização de reformas e investimentos significativos em infraestrutura, o setor produtivo nacional perde competitividade frente aos concorrentes estrangeiros e não há avanços consideráveis na cadeia produtiva, aumentando a relevância de bens primários na estrutura produtiva nacional.

A demanda interna mais enfraquecida e os níveis mais baixos de consumo e investimento reduzem o dinamismo da economia, levando a um crescimento mais baixo em todos os setores, em especial na indústria e em alguns segmentos grandes consumidores de eletricidade. A exceção são os setores voltados para a exportação com boa competitividade internacional, como a agropecuária, a indústria extrativa e alguns segmentos da

transformação, os quais serão favorecidos pelo cenário internacional positivo.

CENÁRIO SUPERIOR

Nesse cenário de crescimento mais forte, considera-se que as políticas de combate à crise adotadas se mostram muito efetivas, reduzindo os impactos econômicos e permitindo uma recuperação mais intensa da confiança dos agentes no curto prazo. Este ambiente de menor incerteza permite uma retomada mais acelerada da demanda interna já no curto prazo e uma expansão mais significativa do PIB em 2021, de 5,5%, caracterizando uma recuperação mais próxima de um “V”.

Um dos principais condicionantes para alcançar uma trajetória de maior crescimento econômico seria a realização de reformas importantes, por conta de seus impactos diretos e indiretos sobre a economia. Além disso, espera-se que o ambiente seja propício para os investimentos, incluindo os de infraestrutura, importantes para o desenvolvimento do país.

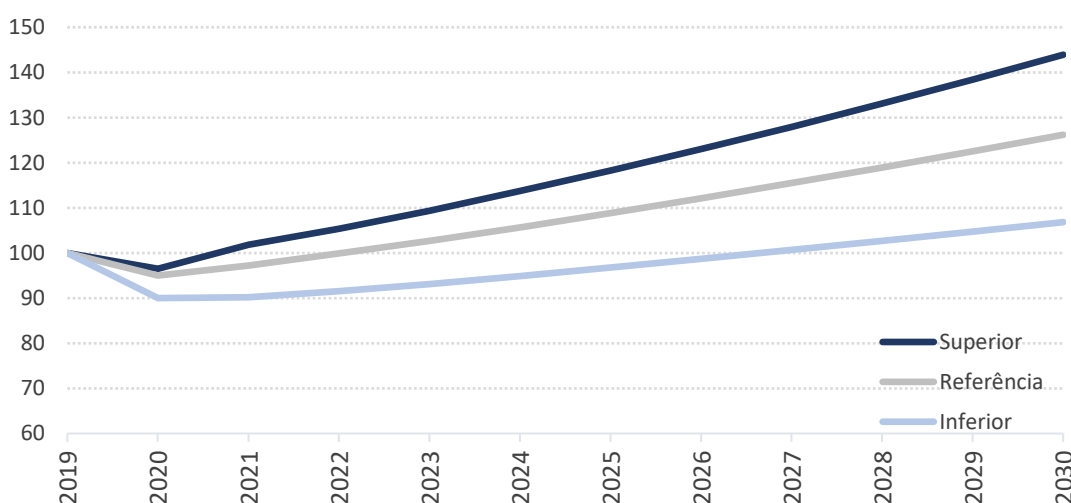
Dessa forma, no cenário superior espera-se um crescimento médio da produtividade de 0,8% a.a. e

que o nível de investimentos atingirá o patamar de 22% do PIB. Como resultado desses fatores, o PIB brasileiro apresenta uma trajetória de crescimento significativa, alcançando uma taxa média de 4,1%.a.a entre 2021 e 2030.

Nesse cenário, a realização de reformas microeconômicas e os avanços em infraestrutura, bem como seus efeitos sobre o ambiente de negócios, permitirão maior ganho de competitividade da indústria nacional e maior estímulo ao desenvolvimento de indústrias e serviços de maior conteúdo tecnológico ao final do horizonte.

Espera-se que haja avanços importantes na infraestrutura de saneamento e habitação ao longo do horizonte, contribuindo para um maior crescimento da indústria no período. Setores ligados à exportação, como a indústria extrativa e de celulose, grandes consumidores de energia, deverão apresentar bom desempenho em todo o horizonte, tanto pelas perspectivas positivas para a demanda interna quanto externa.

Gráfico 1-8 Evolução do PIB nos próximos 10 anos para os três cenários (Índice 2019 = 100)



Fonte: IBGE (dados históricos), EPE (projeções).

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

> Nos próximos dez anos, espera-se que a população brasileira cresça, em média, 0,6% a.a., alcançando 225,4 milhões de habitantes em 2030. Em relação ao número de domicílios particulares permanentes, a expectativa é de que haja, aproximadamente, 83 milhões de domicílios no país no fim do horizonte, um acréscimo de cerca de 13 milhões em relação a 2019.

> No que diz respeito à economia mundial, espera-se que os países desenvolvidos cresçam a taxas moderadas e que aumente a contribuição dos países em desenvolvimento no crescimento global no horizonte decenal, ainda que se tenha uma expectativa de desaceleração da China. A expectativa é que o PIB e o comércio mundial cresçam 3,6% a.a e 4,1% a.a. no período decenal, respectivamente.

> A economia brasileira deve apresentar uma dinâmica de recuperação nos próximos dez anos, alcançando uma taxa de crescimento médio anual do PIB de 2,9%. Tal dinâmica será possibilitada por um ambiente de maior estabilidade e pela realização de reformas parciais que terão impactos sobre o ambiente de negócios, permitindo maior nível de investimentos e aumento da produtividade da economia.

> Em termos setoriais, o crescimento no curto prazo acompanhará o ritmo de recuperação da demanda interna e da economia internacional. O alto nível de ociosidade permitirá uma expansão da produção para atender ao aumento da demanda sem necessidade de investimentos significativos. No médio e longo prazos, ganhos de competitividade e aumento dos investimentos permitirão uma dinâmica setorial mais intensa. Setores primário-exportadores apresentarão bom desempenho ao longo do horizonte decenal.

2. Demanda de Energia

Refletindo o ambiente econômico do cenário delineado deste PDE, incluindo impactos da crise da COVID-19, o consumo final de energia cresce na primeira parte do horizonte a taxas mais modestas (1,8% ao ano), que se aceleram no segundo quinquênio (2,6% ao ano). Dessa forma, o consumo cresce à taxa média de 2,1% anuais entre 2019 e 2030, atingindo uma elasticidade-renda de 0,98.

Projeta-se um aumento da intensidade energética até 2022, influenciada por um ganho de

participação de indústrias energointensivas, seguida de redução gradual até 2030, pela incidência de ganhos de eficiência energética bem como pela mudança na participação dos setores no consumo de energia, resultando em uma queda de 0,6% no período.

No período 2019-2030, o consumo de energia per capita cresce a 1,5% a.a. no país. Ainda assim, estará longe de atingir em 2030 os patamares observados em países desenvolvidos.

Tabela 2-1 - Indicadores: consumo final de energia

Indicador	2019	2025	2030
Consumo Final de Energia (10 ⁶ tep)	259	288	328
Consumo Final de energia per capita (tep/hab/ano)	1,23	1,31	1,45
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ³ R\$ [2010])	0,063	0,064	0,063
Elasticidade-renda do consumo de energia (período)	1,24 (2019-2025)	0,87 (2025-2030)	1,00 (2019-2030)

2.1 Consolidação por Setor

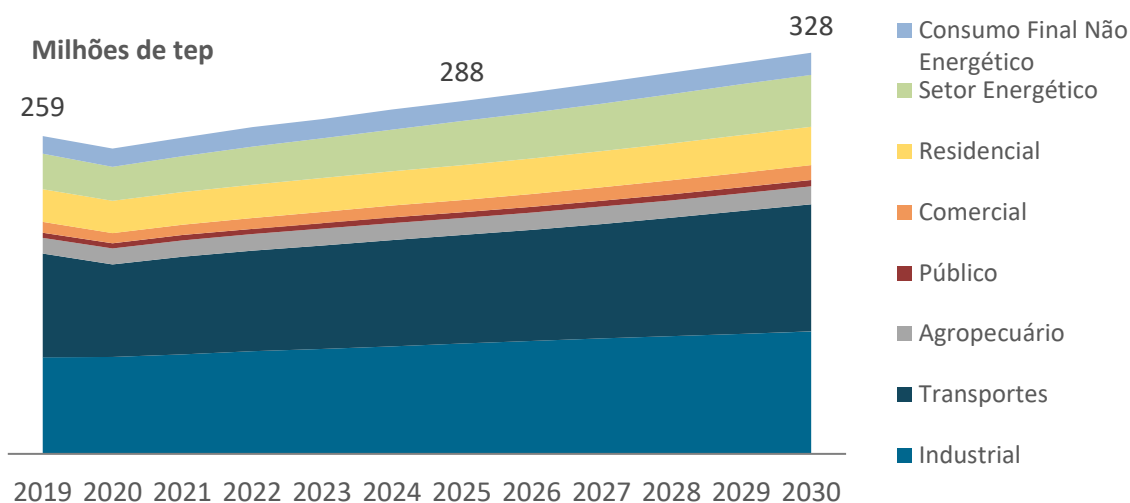
Ainda que se esperem resultados negativos em termos de consumo final de energia em setores impactados pela pandemia em 2020, entre 2019 e 2030 não há mudanças significativas na estrutura dos setores no consumo final. O setor comercial ganha importância, impulsionado pelo crescimento da demanda por gás natural e por eletricidade. Já o setor energético se destaca devido a fatores tais como o incremento da produção de petróleo e gás no país, assim como a de etanol em usinas e destilarias.

Apesar de crescer em um ritmo acima do histórico recente no período 2019-2025, espera-se que o setor industrial ainda seja um dos principais vetores da economia brasileira para todo o período projetado.

Em grande medida, a indústria reduz o nível de ociosidade e mantém a sua participação no consumo final de energia até 2030 relativamente estável, por volta de 31%. Desta forma, o consumo cresce com base na retomada da utilização da capacidade instalada, com necessidade de expansões de capacidade em alguns segmentos, principalmente no final do período analisado.

No ranking dos maiores consumidores de energia, o setor de transportes mantém a liderança em relação aos demais setores, com cerca de 32% de participação desde 2019 até 2030 e grande destaque para o consumo final de energia no modal rodoviário.

Gráfico 2-1 - Consumo final de energia por setor



2.1.1 INDUSTRIAL

A melhora dos indicadores econômicos, aliada à redução da ociosidade na utilização da capacidade instalada em diversos segmentos justifica que o valor adicionado industrial, exclusive setor energético, evolua à taxa média de 2,4% ao ano.

O crescimento médio do setor industrial apresenta taxa de 2,2% anuais. Destacam-se os setores de alimentos e bebidas (2,6%), papel e celulose (2,5%), metais não ferrosos (2,4%) e mineração e pelotização (2,3%) que crescem acima da média. No horizonte em estudo, o crescimento de tais segmentos desencadeia o avanço da demanda por combustíveis, com destaque para o gás natural, os derivados da cana e eletricidade.

Na produção de metais não-ferrosos se destaca o crescimento médio da produção de alumínio em 6% a.a. no período, pela retomada de parte da utilização da capacidade instalada, que foi bastante debilitada nos últimos anos por perda de competitividade decorrente do aumento de custo da energia elétrica e questões ambientais.

No Brasil, apesar da maior eficiência da tecnologia de membrana, somente 23% da capacidade instalada da indústria de soda-cloro

utiliza esta tecnologia. A maior parcela do parque instalado mantém a tecnologia de diafragma (63%) e o restante de mercúrio (14%) (Abiclor, 2020). Há perspectivas positivas para o setor, uma vez que se considera oportunidades de investimentos com a tecnologia de membrana. A produção de fertilizantes nitrogenados a base de gás natural também deve retomar o nível de utilização do histórico e, inclusive, apresentar expansões de capacidade para a produção nacional.

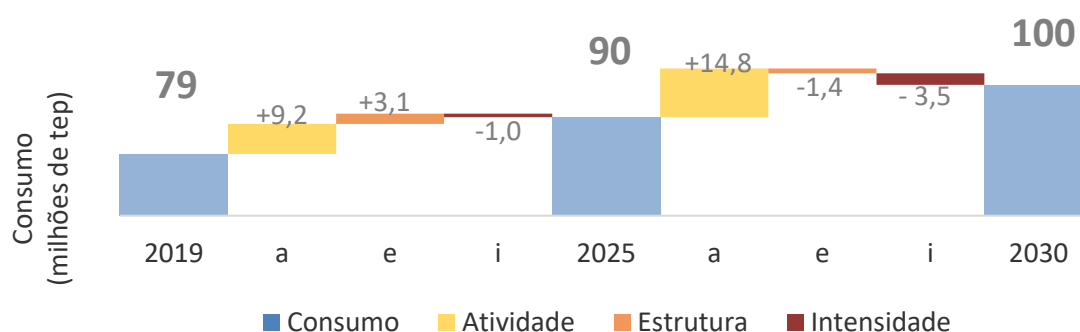
No caso de segmentos ligados à expansão de infraestrutura, tais como cimento e cerâmica, a perspectiva é que suas atividades voltem a crescer de forma mais gradual e acelerando no último quinquênio, quando a economia brasileira atingirá níveis maiores de crescimento do PIB. Na indústria de cimento, o teor de adições ao clínquer aumenta de 30% (EPE, 2020) para 35% em 2030, em função de esforços do setor para reduzir suas emissões de gases de efeito estufa.

Em 2019, o setor industrial, registrou o consumo de 79 milhões de tep e espera-se que atinja o montante de 100 milhões de tep em 2030. Na primeira metade do horizonte, o crescimento do consumo é superior à perspectiva de valor adicionado

em função do efeito estrutura⁴. Em termos de atividade, entre 2019 e 2025, destacam-se os setores de alimentos e bebidas, não-ferrosos e mineração e pelletização. No período seguinte, o crescimento mais

forte de setores como outras indústrias, cimento e papel e celulose, assim como maiores ganhos de eficiência, fazem o consumo industrial crescer menos que o valor adicionado. (Gráfico 2-2).

Gráfico 2-2 - Setor industrial: Decomposição da variação do consumo final*

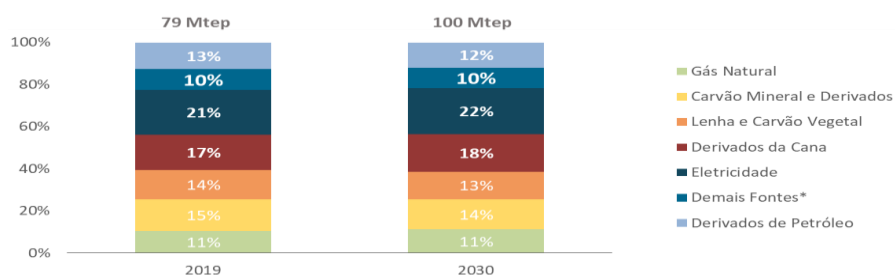


*não inclui o setor energético.

Sob a ótica do consumo por fonte há mudanças marginais, com uma maior participação dos derivados de cana, do gás natural e da eletricidade. A participação das demais fontes (que incluem o biodiesel e a lixívia, fontes relacionadas às indústrias

de biorrefino e de celulose, respectivamente) sofrem pouca alteração. Fontes como a lenha, o carvão vegetal, o carvão mineral e seus derivados e os derivados de petróleo têm redução de importância no período em análise (Gráfico 2-3).

Gráfico 2-3 - Setor industrial: Consumo final de energia por fonte

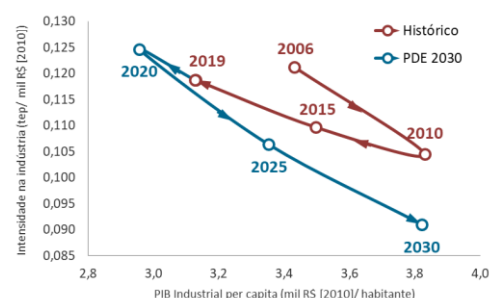


*Inclui biodiesel, lixívia, outras renováveis e outras não renováveis.

⁴ Efeito causado por mudanças na participação dos setores.

Por fim, devido à perda de participação de segmentos energointensivos em relação ao total e aos ganhos de eficiência energética, a intensidade da indústria em 2030 recua, atingindo níveis inferiores aos de 2010 ao final do horizonte em estudo (Gráfico 2-4), ainda que com incremento do valor adicionado industrial per capita.

Gráfico 2-4 - Sendero energético industrial



2.1.2 TRANSPORTES

O setor de transportes foi um dos mais afetados pela pandemia de Covid-19. Estima-se que os efeitos negativos sobre alguns modos de transporte devem perdurar por alguns anos, o que se reflete em uma projeção de crescimento da demanda energética do setor de apenas 1,9% entre 2019 e 2030. O consumo energético é influenciado por diversos fatores, como o PIB *per capita*, a disponibilidade e a ampliação da infraestrutura logística, as políticas ambientais, o comportamento e preferências das pessoas, a maior conectividade e novas tecnologias. Tais fatores contribuem para a demanda do transporte de cargas e/ou de passageiros, conforme descrito a seguir.

TRANSPORTE DE CARGAS

A atividade total do transporte de cargas, segmento menos afetado pela pandemia, deve aumentar 3,6% entre 2019 e 2030 no cenário referencial. Esse crescimento é necessário para permitir o escoamento da produção brasileira, provocado principalmente pelo agronegócio. A recuperação do PIB *per capita*, que deve ultrapassar seu valor máximo (alcançado em 2014) em meados da década, também estimulará setores como o varejo e a construção civil, muito demandantes de transporte rodoviário. Além disso, fatores como o aumento do trabalho remoto podem estimular a recente tendência de aumento de compras *on-line*, o que por sua vez aumenta a demanda por transporte de cargas, completando o

último segmento do consumo, entre os varejistas e as residências.

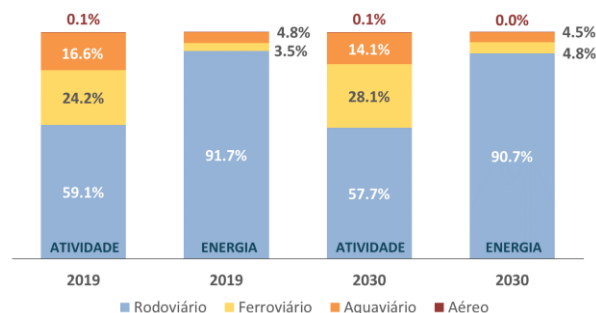
Projetos de infraestrutura com execuções físicas avançadas devem entrar em operação nos próximos anos, como a recentemente leiloadada Ferrovia Norte-Sul (FNS) e o primeiro trecho da Ferrovia de Integração Leste-Oeste (FIOL). Ademais, os projetos prioritários do Programa de Parcerias de Investimentos (PPI), com leilões de projetos ferroviários e portuários, agendados para o final de 2020 e 2021, devem entrar em operação no segundo quinquênio do período sob análise. Além da FNS e da FIOL, os principais projetos inclusos no programa são a Ferrovia de Integração Centro-oeste (FICO) e a Ferrovia EF-170 (Ferrogrão). Também foram considerados investimentos nas malhas existentes, sobretudo em virtude das renovações antecipadas das concessões, que têm como contrapartida elevados investimentos nos ramais existentes, além de em novas malhas. As ferrovias com perspectivas de aumento de sua capacidade de escoamento são a Estrada de Ferro Carajás (EFC), a Estrada de Ferro Vitória Minas (EFVM), a Ferrovia Centro Atlântica (FCA), a malha da MRS, além da malha norte (RMN), paulista (RMP) e centro (RMC) da Rumo. Esses projetos, combinados com investimentos portuários, permitem o aumento da integração com o modo ferroviário, podendo promover a elevação das exportações de produtos agrícolas, e incremento da cabotagem. Com isso, projeta-se que o modo ferroviário deverá aumentar sua participação na matriz de transportes brasileira.

Vale destacar que, apesar da crescente participação do modo ferroviário, o transporte rodoviário de cargas mantém sua elevada representatividade na demanda energética do setor de transportes. Uma mudança significativa na matriz de transporte de cargas brasileira requer investimentos em infraestrutura adicionais aos que atualmente estão sendo planejados.

A demanda energética do transporte de cargas continua muito concentrada no uso do óleo diesel, já que não há perspectiva de um amplo desenvolvimento de projetos com uso de fontes substitutas para veículos pesados. Assim, os licenciamentos de caminhões híbridos e elétricos devem começar a se tornar mais significativos nos segmentos de caminhões semi leves e leves no ano de 2030, representando 7% e 4%, respectivamente. Todavia, a participação da frota híbrida e elétrica deve ser diminuta ao final do período. Para os segmentos de caminhões mais pesados, a opção de eletrificação deve levar mais tempo para ser competitiva. Cabe citar, como outra alternativa tecnológica, os caminhões a gás natural liquefeito (GNL). Entretanto, o maior custo de aquisição da tecnologia, a falta de disponibilidade de gás natural em diversas regiões, o custo da infraestrutura de abastecimento e a inexistência de produção nacional desses caminhões devem limitar a penetração desta tecnologia no Brasil no período de estudo.

Em termos energéticos, a demanda do transporte de cargas cresce em média 2,2% ao ano. A diferença em relação à taxa da atividade é explicada, em grande medida, pela expansão do modo ferroviário, que conta com um consumo por tonelada transportada mais de dez vezes inferior ao modo rodoviário. Outro fator é o aumento da atividade de transporte, que é atendida majoritariamente pelo aumento da intensidade de uso da frota existente. A lenta recuperação dos últimos anos e a sobreoferta de caminhões pesados causaram um incremento da ociosidade da frota e da capacidade de carga útil. Assim, a frota existente consegue aumentar a carga transportada pelo sistema sem que haja necessidade de elevação do número de caminhões, consequentemente de forma menos energo-intensiva. As participações de cada modo na atividade e no consumo energético do transporte de cargas no Brasil podem ser observadas no Gráfico 2-5.

Gráfico 2-5 - Participação dos modos na atividade (t.km) e demanda energética (tep) do transporte de cargas



TRANSPORTE DE PASSAGEIROS

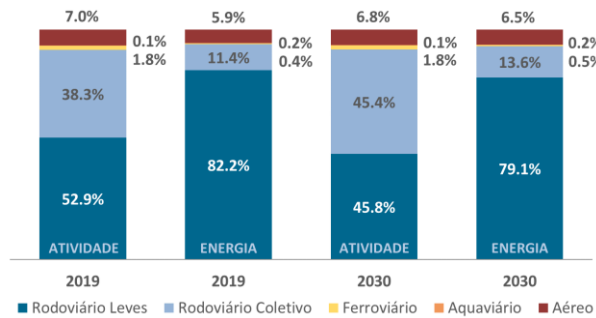
Estima-se que a pandemia de Covid-19 pode acelerar algumas tendências como a adoção do trabalho remoto. Apesar disso, a atividade total do transporte de passageiros deve aumentar 3,2% ao ano entre 2019 e 2030. Esse crescimento é consequência da demanda da sociedade por mobilidade, acompanhando o PIB *per capita* e a redução do desemprego.

Conforme mencionado, o PIB *per capita* somente deve ultrapassar seu valor máximo (obtido em 2014) em meados da década. No curto prazo haverá uma maior propensão de uso de automóveis após a crise sanitária imposta pela pandemia com intuito de evitar uso de transportes de massa. No entanto, a longo prazo, avalia-se que o licenciamento de veículos leves não deve acompanhar o crescimento da demanda por mobilidade da sociedade. Considera-se um crescimento de 3,6% ao ano do sistema metro-ferroviário que, no entanto, não ganha participação de forma expressiva. A maior parte da demanda, portanto, é atendida pelo transporte rodoviário coletivo.

Em termos energéticos, projeta-se um crescimento da demanda de passageiros em média de 1,6% ao ano. A diferença em relação à taxa da atividade é explicada pelo aumento da participação do modo de transporte rodoviário coletivo, e pelo crescimento do modo metro-ferroviário acima do individual. A mudança modal, representada no Gráfico 2-6, reduz a intensidade energética da matriz de transporte de passageiros. Esse movimento também vem acompanhado de avanços tecnológicos, havendo melhorias significativas na eficiência energética dos

veículos de transporte de passageiros⁵. O aumento da importância do modo rodoviário coletivo comparativamente com o individual, implementação de corredores de ônibus, além da priorização do transporte coletivo em vias preferenciais, também ajudam a melhorar a eficiência energética do sistema.

Gráfico 2-6 - Participação dos modos na atividade (p.km) e demanda energética (tep) do transporte de passageiros



O transporte aéreo, apesar dos significativos impactos da pandemia, com possíveis reflexos até 2023, deve se expandir no horizonte analisado. O aumento do PIB *per capita* e uma maior distribuição de renda em um país continental como o Brasil tendem a estimular o transporte aéreo, principalmente de passageiros, mesmo com a possibilidade de mudanças na frequência de viagens corporativas e de turismo após a atual crise sanitária.

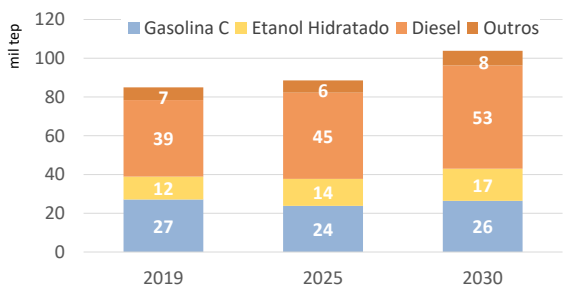
Vale destacar alguns aspectos qualitativos que influenciam as taxas de crescimento de cada modo de transporte. O crescimento populacional é fator de incremento de demanda. Por outro lado, o envelhecimento da população brasileira tende a reduzir a demanda por transporte, com pessoas aposentadas não necessitando de locomoção diária ao trabalho. Outra variável importante é o nível de renda da população, na medida em que uma renda maior está associada a uma maior demanda por mobilidade. Além disso, deve-se destacar o aspecto da conectividade, em seus diversos desdobramentos. Se crescente, ela ajuda a reduzir a demanda por transporte, tornando possível o trabalho remoto. Contudo, cabe ressaltar que o aumento da conectividade também contribui para a

mobilidade, facilitando o acesso ao transporte, inclusive individual, mesmo para quem não tem a propriedade dos meios de transporte. Isso tende a aumentar a locomoção de pessoas, inclusive de pessoas de menor renda e de maior idade.

DEMANDA ENERGÉTICA DO SETOR TRANSPORTES

A demanda total de energia do setor de transportes aumentará, em média, 1,9% ao ano entre 2019 e 2030, com destaque para o crescimento da demanda de óleo diesel, do etanol hidratado (3,1% a.a.) e do querosene de aviação (2,6% a.a.). A demanda de eletricidade, por sua vez, apesar da taxa de crescimento elevada (2,5% a.a.), não constitui demanda expressiva, representando 0,25 mil tep ou 0,2% da demanda do setor em 2030.

Gráfico 2-7 - Consumo do setor de transportes por fonte de energia (mil tep)



Como já citado, apesar da crescente participação do modo rodoviário, o transporte rodoviário de cargas mantém sua elevada representatividade na demanda energética total do setor de transportes. Desta forma, o diesel, para atender a este segmento representará 35% desta demanda em 2030, um pequeno incremento quando compara-se com os 34% em 2019. Outro destaque é participação da demanda para motores ciclo Otto que passa de 46% em 2019 para 41% da demanda energética total do setor de transportes em 2030. Ressalta-se, ainda, a perda significativa de importância da gasolina C, que passa de 32% para 25% no horizonte avaliado.

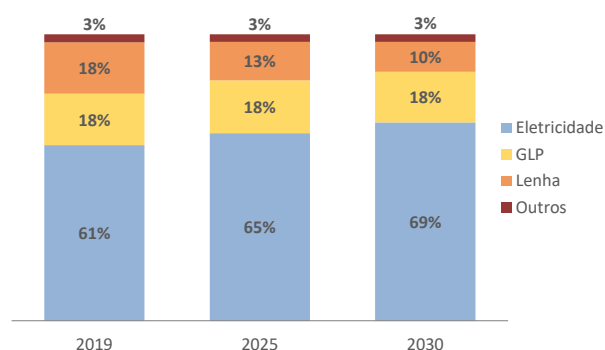
⁵ Apesar de um aumento da qualificação da frota de coletivos (equipados com ar-condicionado) estar associada a uma redução da eficiência energética, a projeção indica um aumento da mesma no cômputo geral. Isso decorre do fato de ônibus mais modernos,

embora dotados de ar-condicionado, também estarem equipados com controles automáticos, como o de tração e de frenagem. Além disso, projeta-se a introdução de novas tecnologias híbridas, mais eficientes energeticamente e a redução de congestionamentos pela priorização dada ao transporte coletivo.

2.1.3 EDIFICAÇÕES E SERVIÇOS PÚBLICOS

O setor de edificações e serviços públicos considera os edifícios residenciais, comerciais e públicos, bem como os serviços de iluminação pública, água, esgoto e saneamento. As principais fontes de energia utilizadas nas residências são a eletricidade e o gás liquefeito de petróleo (GLP). Já nos edifícios comerciais e públicos o uso predominante é da energia elétrica. No horizonte em análise, espera-se que essas fontes de energia continuem sendo protagonistas no setor, com destaque para a eletricidade. Em 2030, espera-se que o consumo final de eletricidade no setor alcance 393 TWh, correspondente a cerca de 69% da matriz energética das edificações e 52% do consumo final de eletricidade.

Gráfico 2-8 - Consumo final de energia no setor de edificações



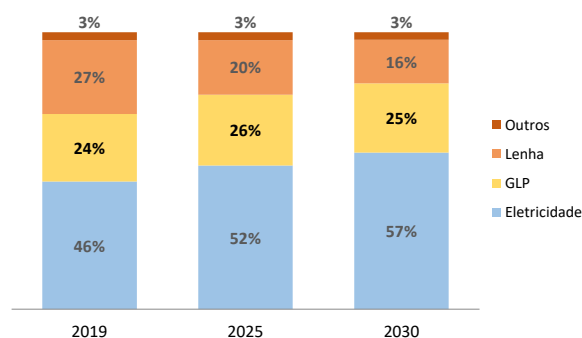
RESIDÊNCIAS

A previsão é que a demanda de energia nas residências poderá crescer por volta de 1,5% a.a. entre 2019 e 2030, resultado, entre outros, do aumento da renda das famílias, da redução do desemprego, da possibilidade de obtenção de crédito financeiro para compra de equipamentos, da expansão do número de domicílios e da malha de distribuição de combustíveis e do avanço da penetração das tecnologias nas residências.

A eletricidade foi a principal fonte de energia utilizada nos domicílios em 2019 (Gráfico 2-9) e deve elevar a sua relevância ao longo de todo o horizonte, influenciada pelo aumento da posse de alguns eletrodomésticos. Todavia, a revisão dos índices mínimos e das classes de eficiência energética de

equipamentos participantes do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) são políticas que podem induzir à redução do consumo médio dos eletrodomésticos, uma vez que podem levar à troca de aparelhos ineficientes ou à primeira compra de dispositivos mais modernos, que consomem menos eletricidade.

Gráfico 2-9 - Consumo final de energia nas residências por fonte (%)

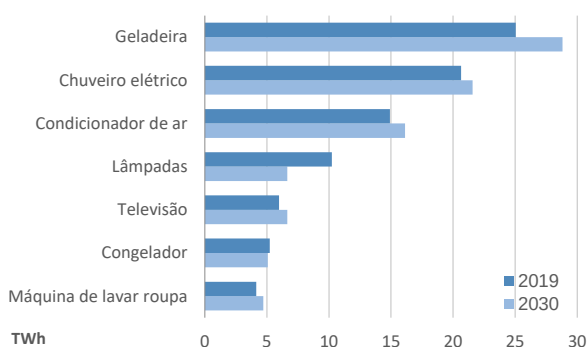


O Gráfico 2-10 sugere que o consumo de energia elétrica associado aos principais eletrodomésticos deverá crescer nos próximos anos. Enquanto uma maior propensão dos indivíduos por ambientes climatizados tende a aumentar o uso de condicionadores de ar nas residências, o avanço da penetração das tecnologias no cotidiano pode estimular a utilização de equipamentos eletrônicos nos domicílios, tais como televisão, computadores, entre outros. Já a demanda por conservação de alimentos é um fator perene importante para o uso de geladeiras, cuja posse média é de praticamente um equipamento por domicílio (cálculo EPE a partir da Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos na Classe Residencial - PPH 2019/PROCEL).

Por outro lado, a demanda por eletricidade para iluminação provavelmente permanecerá se reduzindo, em razão da maior penetração da tecnologia LED (light-emitting diode), que apresenta menor consumo específico e maior vida útil quando comparada com as lâmpadas fluorescentes. Portanto, de forma agregada, espera-se que o consumo de eletricidade nas residências cresça perto de 3,4% a.a. entre 2019 e 2030.

Cabe ressaltar que um cenário mais otimista que o adotado poderá resultar em um crescimento nas vendas de equipamentos residenciais, em especial daqueles que ainda exibem potencial elevado de penetração nos domicílios, como as máquinas de lavar roupas (posse média de 0,73 unidade/domicílio, cálculo EPE a partir da PPH 2019/PROCEL) e os condicionadores de ar (posse média de 0,18 unidade/domicílio, cálculo EPE a partir da PPH2019/PROCEL). Eventos atípicos, como ondas de calor, podem aumentar permanentemente o consumo de eletricidade nas habitações, na medida em que os equipamentos adquiridos durante esses eventos passam a ser utilizados regularmente em períodos posteriores com a temperatura mais amena. Além disso, mudanças de comportamento dos indivíduos, decorrentes do processo natural de interações sociais, de rupturas tecnológicas, de eventos inesperados de grandes consequências, ou induzidas por políticas públicas, também podem impactar a demanda futura de energia nas residências.

Gráfico 2-10 - Consumo de energia elétrica por equipamento residencial (TWh)



As demais fontes de energia utilizadas nos domicílios incluem o GLP, o gás natural, a lenha, o carvão vegetal e a solar térmica, cujos usos são, predominantemente, para cocção de alimentos e aquecimento de água. Nesse sentido, destaca-se o crescimento da demanda por combustíveis modernos, tais como GLP e gás natural. A demanda por GLP, que possui uma rede de distribuição consolidada no país, poderá crescer cerca de 1,7% a.a no período de 2019 a 2030, em função sobretudo da substituição parcial do uso de biomassas tradicionais (lenha e carvão vegetal) na área rural, movimento natural que já vem acontecendo devido às melhorias das condições econômicas das famílias. No mesmo sentido, ainda que partindo de uma base pequena de consumidores, o gás natural poderá avançar cerca de 3,9% a.a. no mesmo intervalo, com a tendência de deslocar parte do consumo de GLP nas áreas urbanas, à medida que ocorre a expansão da sua rede de distribuição.

Por sua vez, a utilização da energia solar térmica poderá contribuir para o deslocamento do uso de outras fontes energéticas nos domicílios, principalmente para aplicações relacionadas ao aquecimento de água. Esta modalidade de consumo residencial de energia se mostra presente hoje no país através do seu mercado autônomo e de habitações de interesse social (políticas públicas).

COMERCIAL E PÚBLICO

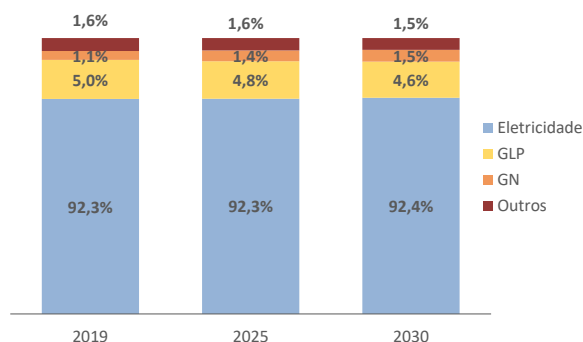
As edificações comerciais e públicas, além dos serviços de iluminação pública, água, esgoto e saneamento, que configuram o setor de serviços, segundo o Balanço Energético Nacional (EPE, 2020), compuseram 5,4% do consumo final energético do País em 2019.

O prognóstico de crescimento da demanda energética nestes setores como um todo estima taxa de 2,6% a.a., entre 2019 e 2030, sendo influenciado pela expressiva queda no consumo de energia no ano de 2020 dada a crise epidemiológica do coronavírus. Espera-se que haja maior aceleração de crescimento no segundo quinquênio à medida que a retomada da confiança dos agentes propicia melhoria no ambiente de negócios e decisões de investimento. Entretanto, cabe ressaltar que há possibilidade de retomada mais vigorosa no curto prazo, em função da vacância das edificações comerciais e públicas resultante não só da crise do coronavírus, como das demais crises pelas quais o país atravessou nos últimos anos.

A fonte preponderante é a eletricidade, que concentra mais de 92% da energia total consumida nesse setor, dada a versatilidade do uso desta fonte no atendimento dos diversos serviços energéticos demandados pelo setor. Ao longo do horizonte há estabilidade da participação desta fonte (Gráfico 2-11). Entretanto, há possibilidade de perda de participação desta fonte no montante de energia demandada pelo setor de serviços, caso haja maior difusão de tecnologias de geração de calor/frio baseadas em outras fontes de energia, tais como aquecimento de água a gás natural, aquecimento solar térmico, ou ainda sistemas de refrigeração a gás natural.

Projeta-se que a energia solicitada pelo setor de serviços em 2030 atinja 17.425 ktep, sendo a parcela de edificações comerciais e públicas responsável por 83% desta demanda.

Gráfico 2-11 - Consumo final de energia no setor de serviços

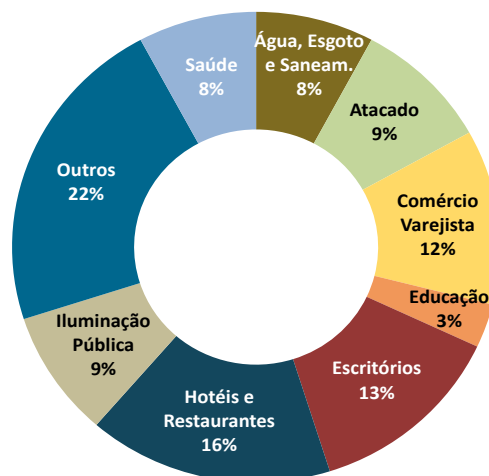


Outra consideração de destaque nesta projeção é o ganho de importância do gás natural nas edificações fruto da tendência de verticalização dos empreendimentos bem como da expansão da malha de distribuição do gás natural. Desta forma, considera-se que a demanda por gás natural cresça mais rapidamente que outras fontes de energia térmica, tais como GLP e lenha, salvo nos estados onde há restrição de acesso ao GN por parte dos consumidores.

Cabe ressaltar, que no PDE 2029 foi utilizado o novo modelo de projeção desenvolvido pela EPE que utiliza dados coletados pela pesquisa do setor de serviços para o ano de 2015,⁶ sendo possível analisar a heterogeneidade do setor, bem como detalhar a participação de seus segmentos na demanda por energia das edificações comerciais e públicas. No presente plano, no contexto de melhoria contínua da EPE, o modelo de projeção do setor de serviços foi novamente aprimorado decompondo as parcelas de iluminação pública, água, esgoto e saneamento. O

Gráfico 2-12 apresenta a distribuição do consumo de energia em 2030.

Gráfico 1-12 – Distribuição do consumo final de energia no setor de serviços em 2030



No cenário, de maneira geral os segmentos têm crescimento do consumo mais acentuado nas regiões Norte e Nordeste do país, sobretudo em função da expansão de novas edificações para atendimento de uma demanda reprimida por alguns serviços, tais como saúde e escritórios. Por outro lado, o setor de educação registra menor taxa média anual em todas as regiões brasileiras quando calculada entre 2019 e 2030, especialmente em função acentuada retração em 2020.

⁶ Esses resultados são referentes ao Projeto Caracterização do Uso de Energia no Setor de Serviços, nível nacional, conforme Contrato nº CT-EPE-012-2014, firmado entre a EPE – Empresa de Pesquisa Energética

e a Foco Opinião e Mercado, os recursos são provenientes do Acordo de Empréstimo nº 8.095-BR, formalizado entre a República Federativa do Brasil e o Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento – BIRD, em 1º de março de 2012.

BOX 2-1. A PESQUISA DE POSSE E HÁBITOS E A EXPANSÃO DA DEMANDA RESIDENCIAL

A Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos na Classe Residencial (PPH), coordenada pelo PROCEL/ELETRONBRAS, é uma pesquisa declaratória que procura traçar um perfil da posse e dos hábitos de consumo de energia de equipamentos nas residências brasileiras, com o intuito, entre outros, de acompanhar a inserção da eficiência energética residencial.

A importância de uma pesquisa robusta como a PPH se manifesta nas valiosas informações que ela contém, exibindo uma foto do mercado de energia e eficiência em um determinado momento do tempo. A existência de dados abrangentes, significativos e consistentes, coletados, tratados e publicados de maneira organizada, sistematizada e disponível a todos, com uma periodicidade regular é parte essencial da construção do conhecimento, possibilitando explicar a sua história e construir bases para possíveis cenários futuros. Junto com os modelos que procuram representar e explicar a dinâmica de determinado setor, os dados que os alimentam são pilares do conhecimento científico.

Entre as atividades da EPE, está a realização de estudos a respeito da demanda nacional de energia, que incluem a modelagem do consumo de energia da classe residencial. Para este trabalho, foi desenvolvido na própria empresa, com base na dissertação de mestrado de Carla Achão, o Modelo do Setor Residencial (MSR), que envolve não só a energia elétrica, mas também outros energéticos, como o GLP, o Gás Natural, a Lenha, o Carvão Vegetal e a Energia Solar Térmica. Para a eletricidade, o modelo tenta estimar o consumo dos principais equipamentos utilizados nas residências do país (condicionadores de ar, congeladores, refrigeradores, lâmpadas, chuveiros elétricos, máquinas de lavar e televisões) em um determinado ano para, numa abordagem *bottom-up*, tentar chegar na demanda residencial de energia elétrica, cujo resultado consolidado vem de outro modelo, o Modelo de Demanda de Eletricidade (MDE).

Entre as suas aplicações, o MSR tenta estimar o consumo nacional de energia elétrica anual demandado por cada eletrodoméstico pelo progresso do consumo médio de cada um deles (sob efeito de eficiência energética) e pela evolução do estoque de aparelhos no país. Para inferir este estoque anual, o modelo tenta levar em conta tanto as vendas realizadas no ano nas lojas brasileiras de varejo e atacado quanto uma lógica conjecturada de sucateamento do estoque que vem dos anos anteriores, onde a maior parte fica mais velha um ano e os demais são inutilizados. Ao final da vida útil média de cada equipamento, ele fica obsoleto e também é sucateado.

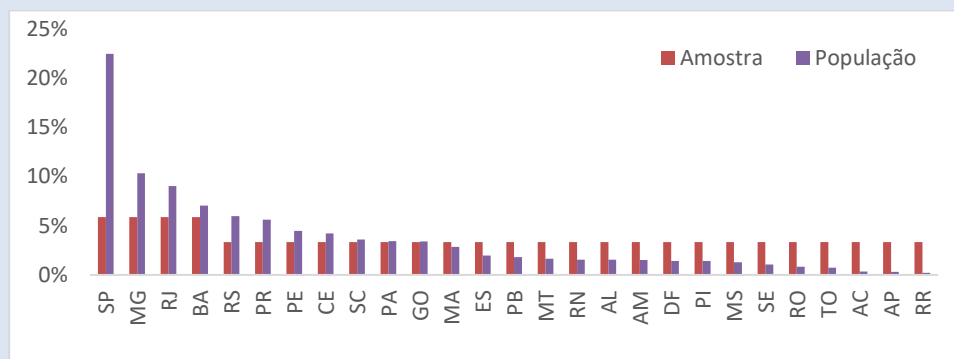
Com o conhecimento do estoque estimado anual dos dispositivos elétricos selecionados nas residências brasileiras e da evolução do número de domicílios que utilizam energia elétrica no país, pode-se montar uma série anual da posse média nacional para cada equipamento. E com base nas PPHs, é possível comparar os valores de posse presumidos pelo MSR com os valores calculados pelas pesquisas, de modo a calibrar e refinar a metodologia utilizada no modelo, fazendo-a convergir para os valores encontrados nas pesquisas de campo. Além da posse média dos equipamentos elétricos, o MSR usa outras informações das PPHs, como, por exemplo, o tipo, o tamanho, a capacidade e a frequência de uso médios dos aparelhos.

Nas últimas duas décadas, foram publicadas apenas duas Pesquisas de Posse e Hábitos de Uso, uma em 2005 e outra em 2019, quando o desejável para trabalhos científicos é que houvesse uma maior regularidade na realização destas pesquisas. Os resultados da PPH 2019 foram divulgados no final de 2019 pelo PROCEL/ELETRONBRAS e se referem a dados coletados entre julho de 2018 e abril de 2019 nos 26 estados do Brasil e no Distrito Federal.

Expansão da Amostra

A PPH 2019 utilizou uma amostra total de 18.775 domicílios: foram 1.100 domicílios respondentes para os estados da Bahia, Minas Gerais, Rio de Janeiro e São Paulo (1.100 para cada um deles) e 625 para os demais vinte e três estados do país (incluindo o Distrito Federal). Entretanto, as amostras utilizadas não foram proporcionais ao número de domicílios em cada estado do país (PNAD Contínua/IBGE, 2019), o que sugere a necessidade de um tratamento metodológico para interpretar resultados regionais e nacionais (gráfico 2.13).

Gráfico 2-13 – Distribuição amostral da PPH (PROCEL) e populacional da PNAD Contínua (IBGE) por UF



Fonte: Elaboração própria a partir de PROCEL/ELETROBRAS (PPH, 2019) e IBGE (PNAD Contínua, 2019).

Nota: na PNAD, são considerados os domicílios particulares permanentes com eletricidade.

Para tratar esta desigualdade dos pesos no cálculo da posse média nacional, foram ponderadas as posses médias estaduais da pesquisa do PROCEL por seus respectivos pesos populacionais – baseados no número de domicílios particulares permanentes com eletricidade (PNAD Contínua/IBGE, 2019). Isso resultou em valores um pouco diferentes para as posses médias dos equipamentos elétricos no país do que os próprios divulgados pela PPH 2019 (tabela 2.2).

Tabela 2-2 - Posse média por equipamento da PPH 2019 (PROCEL) e usando os pesos populacionais (PNAD Contínua/IBGE, 2019) – nº equipamentos/domicílio

	Condicionador de ar	Geladeira	Freezer	Chuveiro elétrico	Máquina de lavar roupa	Televisão	Lâmpadas
PPH 2019	0,22	1,02	0,17	0,47	0,67	1,29	6,50
EPE	0,18	1,02	0,21	0,72	0,73	1,36	6,65

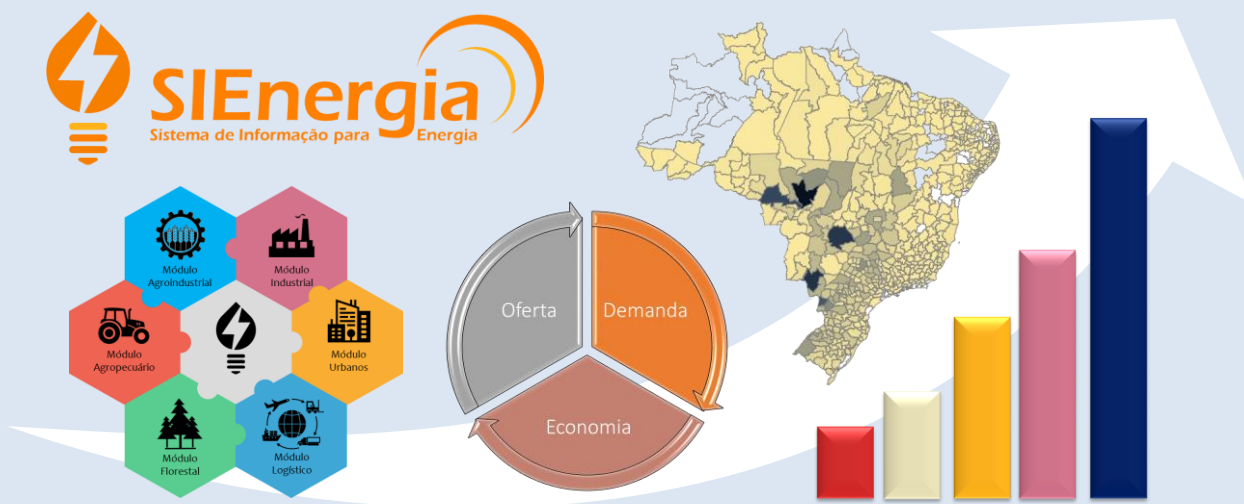
Fonte: Elaboração própria a partir de PROCEL/ELETROBRAS (2019) e IBGE (PNAD Contínua, 2019).

Por fim, é preciso salientar que o MSR necessita dos valores produzidos pelas pesquisas de campo para suportar, validar e aprimorar a sua metodologia. Até o ciclo de planejamento passado, o modelo trabalhava apenas com os dados projetados a partir da PPH 2005 (um ano em 15 no total) e esta ausência de informações sempre trouxe ao modelo dificuldades de traduzir os resultados do mundo real para o seu arcabouço técnico. Com a divulgação da PPH 2019, a EPE necessitou revisar e recalibrar a sua metodologia para o PDE 2030, cujos resultados podem ser conferidos ao longo do documento.

BOX 2-2. NOVIDADE NO SETOR AGROPECUÁRIO!

Os Modelos de Projeção da Demanda Agropecuária da EPE já estão sendo aprimorados e alimentarão o Módulo de Demanda Agropecuária no novo Sistema de Informações para Energia da empresa, o SIenergia. O SIenergia é um sistema integrado e interativo, que vem sendo construído de forma modular a partir de adoção de conceitos e tecnologias de ciência de dados, que unem profissionais, dados, processos, modelos e relatórios dinâmicos (EPE, 2018). Este Sistema foi concebido para produzir informações integradas de oferta e demanda de energia nacionais ou com grande detalhamento setorial e espacial, georreferenciadas ou em nível municipal, históricas e projetadas a longo prazo, conforme figura 2-1.

Figura 2-1 - SIenergia: Metodologia simplificada e exemplo de resultado



Fonte: EPE com base em EPE (2018).

Atualmente, já se encontra publicado o Módulo de Oferta dos Resíduos da Agropecuário, que traz informações históricas anuais da produção agropecuária e do potencial energético de seus resíduos, em nível municipal.

Em breve, a partir da conclusão deste Módulo de Demanda Agropecuária, a sociedade poderá também acessar as informações de demanda energética do setor, bem como confrontá-las com as informações de oferta de energia. Tudo isso de forma mais integrada e com maior nível de detalhamento, através dos relatórios interativos intuitivos do SIenergia.

2.2 Consolidação por Fonte

As expectativas de evolução da matriz de consumo de energia por fonte entre 2019 e 2030 mostram a manutenção da tendência de crescente eletrificação do País, fonte que atinge um incremento médio anual de 3,1%. Os derivados da cana também ganham importância ao longo do período.

Os derivados de petróleo mantêm-se como a principal fonte de energia final, com um

crescimento médio de 1,4% anuais no período estudado. Parte de seu mercado potencial é abatida pelo etanol e pelo biodiesel, especialmente no setor de transportes.

Também perdem participação a lenha e o carvão vegetal, em benefício de outras fontes mais nobres, com melhores rendimentos.

Gráfico 2-14 - Consumo final de energia por fonte



Notas: *Inclui biodiesel, lixívia, outras renováveis e outras não renováveis.

2.2.1 BIOCOMBUSTÍVEIS

Quanto aos biocombustíveis, os que mais crescem de importância no consumo final de energia no período analisado são o biodiesel (5,8% ao ano) e a lixívia (2,1% ao ano), sendo esta última advinda do processo produtivo da celulose e que ainda é largamente utilizada para autoprodução de eletricidade.

A demanda de biodiesel é catalisada pela premissa de aumento de sua participação no óleo diesel comercializado, que salta de 10,2%, em volume, em 2019, para 15%, em 2030. Já o etanol cresce de importância nos veículos leves, em detrimento da gasolina automotiva.

Por outro lado, espera-se que a lenha mantenha seu consumo final estável ao longo do horizonte (-0,4% ao ano), atrelada à melhoria gradual do poder econômico da população brasileira, e é substituída por outras fontes com melhor rendimento energético, como é o caso do GLP no setor residencial.

No período 2019-2030, o etanol tem um expressivo aumento do consumo final, sendo que boa parte deste incremento advém do etanol hidratado (3,1% ao ano), a ser utilizado basicamente em veículos do ciclo Otto. Por outro lado, o etanol anidro tem uma redução média anual da demanda de 0,3%, atrelada ao cenário de consumo de gasolina C.

Gráfico 2-15 - Consumo final de etanol por tipo

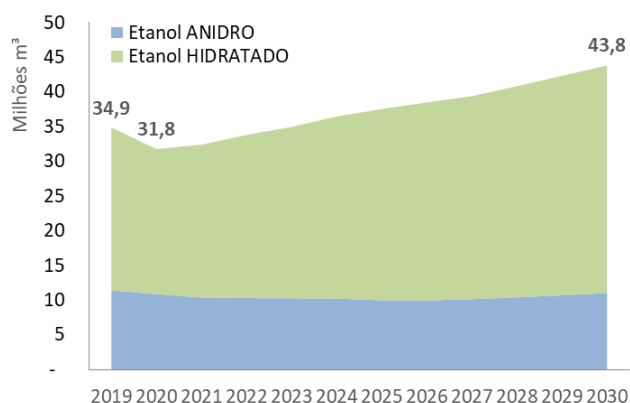
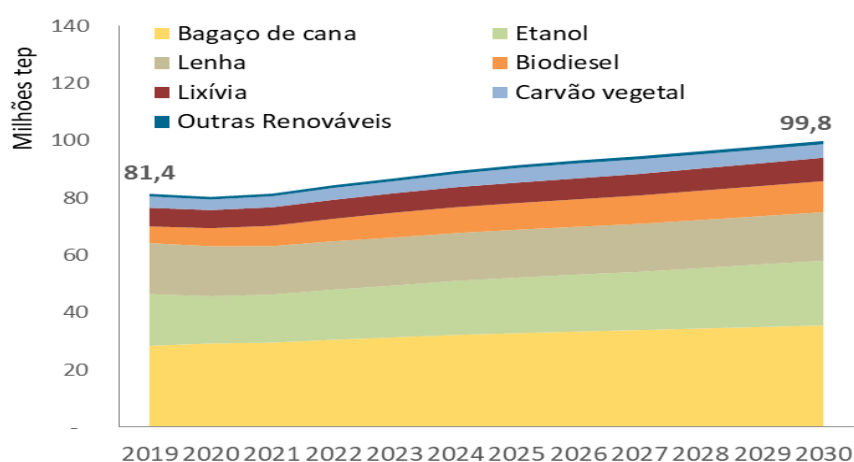


Gráfico 2-16 - Consumo final de biocombustíveis por fonte



2.2.2 DERIVADOS DE PETRÓLEO

Apesar da redução de participação, os derivados de petróleo ainda se manterão com alta importância no final do período em análise. Tais fontes reduzem a sua participação para 36% do consumo final em 2030 e crescem à taxa de 1,4% ao ano.

A perenidade do modal rodoviário garante ao óleo diesel mineral a manutenção de importância entre os derivados de petróleo. E se mantém como a principal fonte utilizada para o transporte de cargas pesadas no país e, apesar de seu consumo potencial ser reduzido com um aumento da participação do biodiesel no óleo diesel comercializado.

O óleo combustível mantém participação e seu consumo acompanha principalmente o setor

industrial, em especial os segmentos de não ferrosos, alimentos e bebidas e papel e celulose.

Dado o aumento da importância do etanol na demanda de veículos leves, a gasolina perde participação entre os derivados de petróleo.

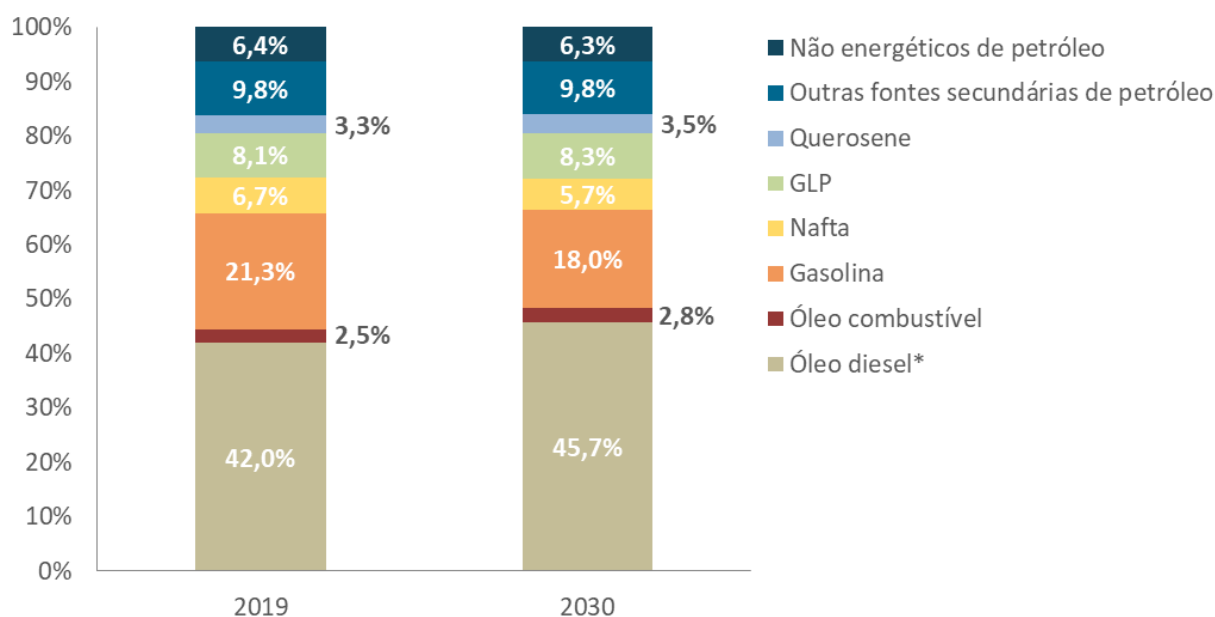
A nafta, igualmente, apresenta redução da participação relacionada ao seu uso como matéria-prima petroquímica. No horizonte analisado não há implementação de novas unidades e o incremento da demanda de nafta se dá apenas através da retomada do nível de utilização da capacidade instalada petroquímica existente.

O GLP substitui, principalmente, parte da lenha utilizada no setor residencial, e mantém sua participação dentre os derivados de petróleo.

Apesar do forte impacto em 2020 devido às restrições de deslocamento impostas pelo COVID-19, espera-se que a demanda de querosene demonstre boa recuperação ao longo do período em estudo e gere um incremento médio anual da demanda de 2,6%. Quase a totalidade do QAV tem uso na aviação atribuída ao setor de transportes.

Entre as outras fontes secundárias de petróleo (gás de refinaria, coque de petróleo e outros energéticos de petróleo), o coque de petróleo é o que mais se destaca no cenário, principalmente a partir da retomada econômica do setor de cimento.

Gráfico 2-17 - Derivados de Petróleo: Consumo final de energia por fonte



Notas: *Não inclui o biodiesel

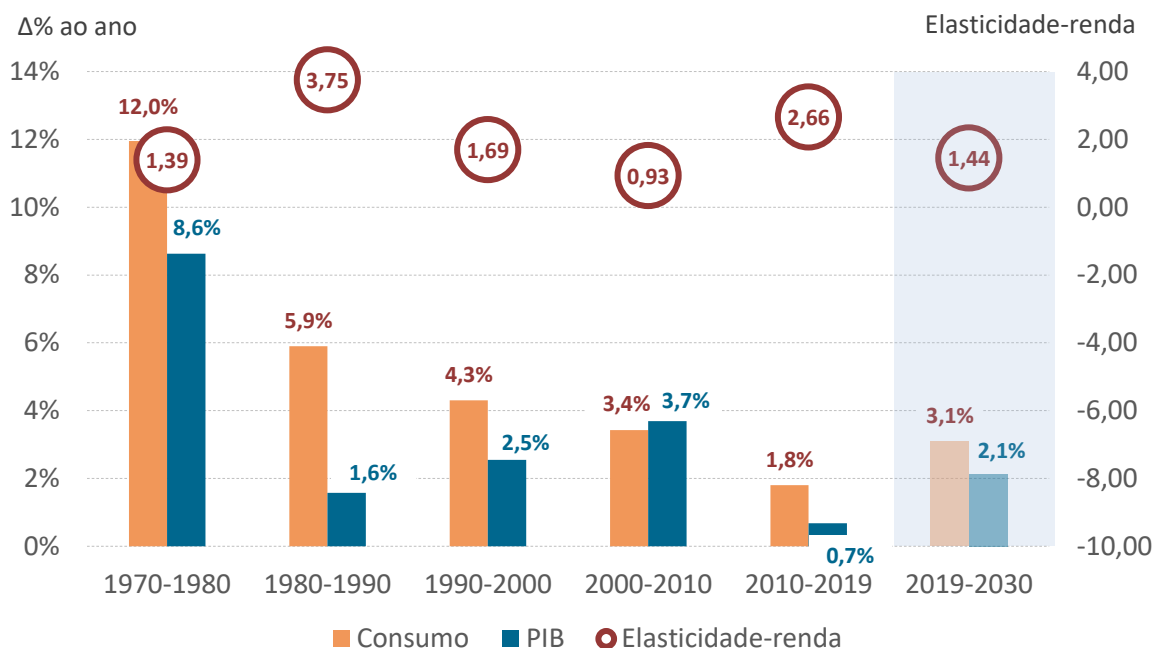
2.2.3 ELETRICIDADE

Nos próximos anos, espera-se que o uso de energia continue apresentando tendência de eletrificação. Neste íterim, o indicador de elasticidade-renda é de 1,44 e o consumo total de eletricidade cresce 1,0 p.p. anuais a mais que a economia brasileira entre 2019 e 2030. Este indicador é afetado tanto pelo consumo na rede quanto pela autoprodução não injetada esperados para o período, que crescem às respectivas taxas anuais de 3,1% e 2,6%, o que proporciona um aumento de 3,1% a.a. do consumo total.

Apoiado na recuperação econômica vislumbrada no cenário, o uso de eletricidade

esperado para o horizonte analisado cresce a taxas acima do crescimento econômico do país, como ocorrido na maior parte do histórico. Entretanto, há singularidades no cenário atual frente ao contexto de pandemia do novo coronavírus. Nesta projeção, em análise comparativa entre classes de consumo e entre décadas, espera-se que incrementos das classes comercial e residencial registrarão patamares mais brandos, que a indústria cresça com mais vigor, aproveitando a alta capacidade ociosa atual, e que o setor energético tenha forte expansão de consumo via autoprodução.

Gráfico 2-18 - Elasticidade-renda da demanda de eletricidade: Histórico x Projeção



Sob influência de uma nova distribuição setorial econômica, nota-se uma elevação gradual da intensidade elétrica nos próximos 10 anos, ainda que sob efeito de eficiência elétrica.

O consumo residencial cresce a partir do resultado do aumento do número de consumidores residenciais (1,6% a.a.), que alcança o total de 87 milhões em 2030, e também pelo incremento do consumo médio residencial (1,8% anuais), atingindo 197 kWh/mês ao final de 2030. O consumo por consumidor no primeiro quinquênio supera o nível máximo histórico, de 179 kWh/mês, em 1998.

O PIB cresce à taxa anual média de 1,4% nos cinco primeiros anos e o consumo de eletricidade se expande a ritmo mais acelerado, dada a premissa de gradual retomada de utilização da capacidade instalada industrial. Nesse sentido, o consumo total de eletricidade cresce à taxa de 2,7% anuais nos primeiros anos do horizonte analisado, com a elasticidade-renda de 1,88. Já no segundo quinquênio, nota-se uma redução da elasticidade-renda para 1,18 como resultado de um maior peso das demais classes de consumo,

naturalmente menos eletrointensivas, na expansão do consumo nacional de eletricidade. Como resultado, o consumo total cresce à taxa de 3,1% no horizonte.

A evolução do consumo no setor industrial na rede destaca-se no primeiro quinquênio pautado, sobretudo, na retomada de utilização da capacidade instalada. De fato, a indústria sofreu grandes impactos no consumo de eletricidade da rede nos últimos anos por conta dos sucessivos efeitos negativos das crises econômicas. Dessa forma, espera-se que o processo de recuperação da confiança dos agentes seja gradual, apresentando movimento entre “V e U” e que, conseqüentemente, o consumo industrial, sobretudo da indústria de transformação, retome gradualmente propiciando ambiente de maior estabilidade e previsibilidade econômica. Em síntese, espera-se que haja expansão do quadro atual de consumo da indústria já no curto prazo com o maior dinamismo da indústria eletrointensiva, e protagonismo da indústria de transformação nos últimos cinco anos.

Tabela 2-3 – Principais indicadores do consumo de eletricidade

Discriminação	2019	2025	2030	2019-2025	2025-2030	2019-2030
				Crescimento médio (% a.a.)		
População (milhões de habitantes)	211	219	224	0,6%	0,4%	0,5%
Consumo Total (TWh)	546	640	762	2,7%	3,6%	3,1%
Autoprodução não injetada ¹ (TWh)	58	65	77	2,1%	3,3%	2,6%
Consumo Total per capita (kWh/hab/ano)	2.581	2.922	3.407	2,1%	3,1%	2,6%
Consumo por Consumidor Residencial (kWh/mês)	162	177	197	1,5%	2,2%	1,8%
Número de Consumidores Residenciais (Milhão, base 31/12)	73,1	81,1	87,0	1,8%	1,4%	1,6%
Percentual de Perdas Totais no SIN	19,4%	19,3%	18,3%	-	-	-
Intensidade Elétrica da Economia (MWh/10³R\$ [2017])	0,141	0,152	0,156	-	-	-
Elasticidade-renda do consumo de eletricidade	-	-	-	1,88	1,18	1,44

Notas: (1) Não inclui MMDG e abatimento de consumo por uso incremental de energia solar térmica.

Espera-se para a classe comercial um crescimento de 3,0% a.a. no horizonte, sendo Hotéis, Restaurantes e Comércio Varejista os segmentos que mais contribuem para expansão do número de estabelecimentos ao longo do horizonte. Entretanto, os segmentos que dotam de maior aceleração entre 2019 e 2030 são os segmentos associados à saúde e aos escritórios. Com isso, o setor comercial ganha espaço no consumo na rede partindo de 19,1% em 2019 e alcançando 18,9% no final do horizonte.

A projeção da carga de energia para o período avaliado, por subsistema interligado do SIN, resulta da projeção do consumo na rede e da premissa formulada sobre a evolução do índice de perdas.

A trajetória de perdas é coerente com o cenário econômico adotado. No primeiro quinquênio, há uma gradual retomada do crescimento econômico, havendo maior dificuldade na realização de investimentos para a redução de perdas, corroborando para pouca redução neste indicador. Já na segunda metade da década, a retomada do vigor econômico inverte esta expectativa e gera investimentos que levam a uma maior redução das perdas.

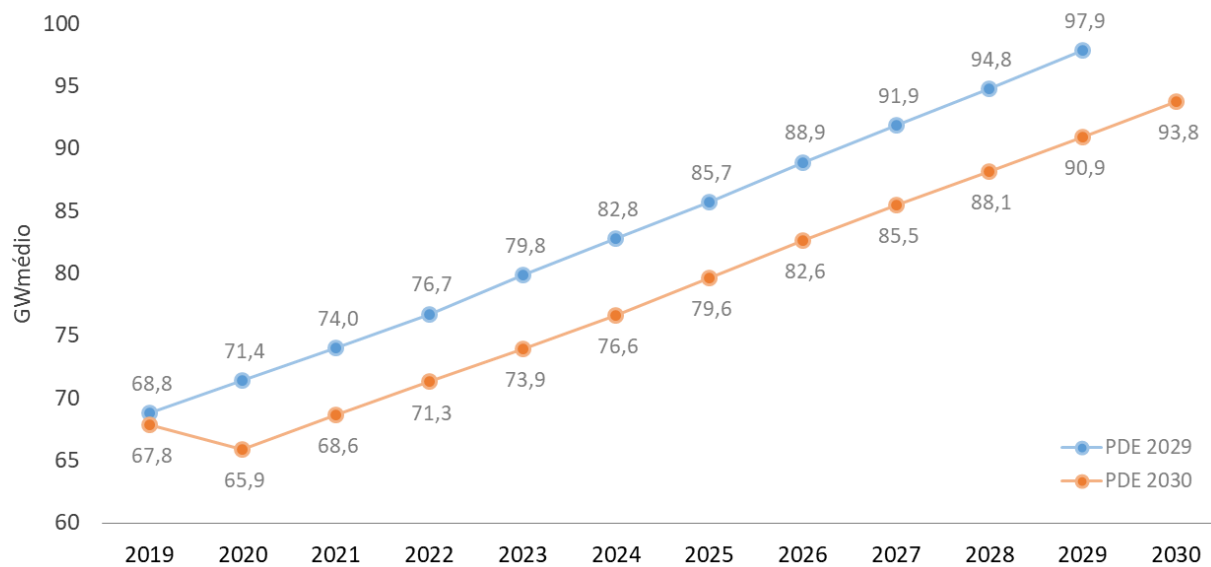
No período em análise, o subsistema Sudeste/CO perde participação na carga do SIN, em detrimento, sobretudo, de taxas de crescimento do consumo mais expressivas nos subsistemas Norte e Nordeste. A carga de energia para 2019 é 1,0 GWmédios inferior à previsão do PDE 2029, alcançando 7,0 GWmédio abaixo da referida previsão para o ano de 2029.

Tabela 2-4 – SIN e subsistemas: carga de energia

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
	MWmédio				
2019	5.573	11.044	39.544	11.674	67.835
2025	7.131	13.391	45.412	13.695	79.630
2030	8.995	16.194	52.448	16.124	93.761
Período	Variação (% a.a.)				
2019-2025	4,2%	3,3%	2,3%	2,7%	2,7%
2025-2030	4,8%	3,9%	2,9%	3,3%	3,3%
2019-2030	4,4%	3,5%	2,6%	3,0%	3,0%

Notas: (1) Considera a interligação de Boavista a partir de 2026 ao subsistema Norte.

Gráfico 2-19 - PDE 2030 x PDE 2029: Comparação entre previsões de carga de energia no SIN



BOX 2-3. IMPACTOS DE CENÁRIOS ALTERNATIVOS NA CARGA DE ENERGIA

No momento que o mundo atravessa a pandemia da COVID-19, o alto grau de incerteza traz desafios adicionais ao planejador. Neste ínterim, foram elaborados cenários de sensibilidade para a demanda de energia elétrica para todo o horizonte, ditos cenários inferior e superior. Apesar da breve apresentação da projeção da carga de energia destes cenários neste box, é possível obter mais detalhes em consulta ao Cadernos de Demanda Elétrica. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/caderno-de-demanda-de-eletricidade-pde-2030>.

No cenário inferior a crise sanitária possui caráter mais intenso e prolongado, com presença de segunda onda de contágios. Adicionalmente, há dificuldades na aprovação de reformas e o maior nível de desemprego e menor renda leva a um crescimento da carga de energia aquém do observado no histórico, com taxa anual média de 2,9%. Tal crescimento pauta-se em baixo dinamismo em todas as classes de consumo, sobretudo as indústrias e residências. Em contrapartida, o índice de “perdas e diferenças” mantém-se constante até o final do horizonte demonstrando, dentre outras questões, a dificuldade no combate as perdas comerciais.

Já no cenário superior, considera-se uma maior efetividade das políticas de combate à crise do novo coronavírus. Além disso, há aumento do nível de investimento com avanços em infraestrutura dada a realização de importantes reformas e recuperação mais vigorosa da confiança dos agentes. A carga de energia cresce 4,2% ao ano, com forte contribuição da classe Comercial. Entretanto, comparativamente ao cenário de referência, as classes Residencial e Industrial demonstram-se as mais responsivas à aceleração do PIB.

Gráfico 2-20 - PDE 2030. Cenário Referência x Cenários Alternativos

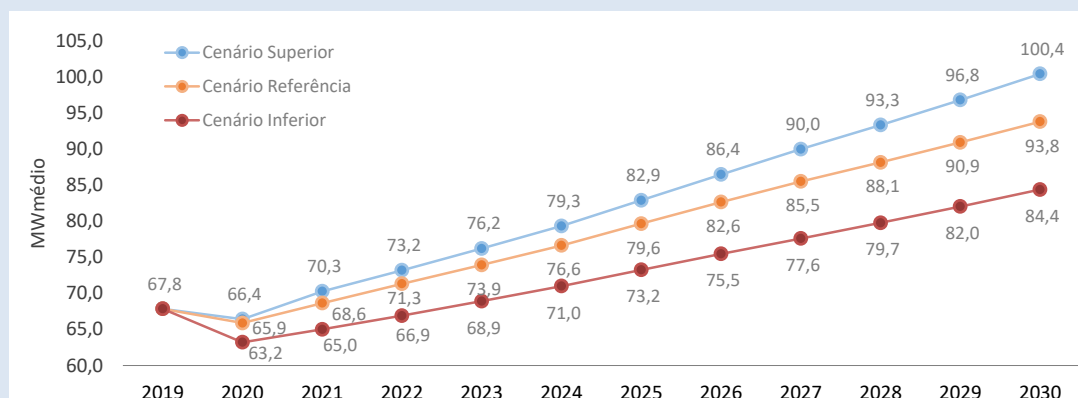
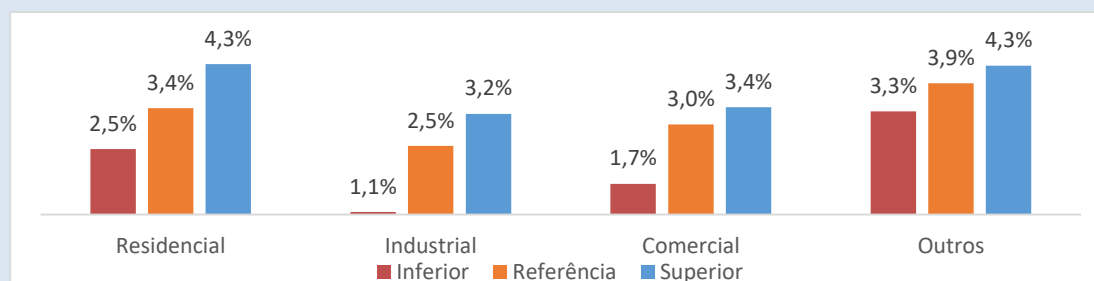


Gráfico 2-21 - Crescimento do consumo de eletricidade na rede, por classe. Cenário de Referência x Cenários Alternativos



BOX 2-4. DECOMPOSIÇÃO DA CARGA HORÁRIA NO CENÁRIO DE REFERÊNCIA.

Garantir que o sistema possua capacidade de atender às oscilações bruscas da carga é um dos diversos requisitos a serem considerados no âmbito do planejamento da expansão do SIN. A necessidade por tal requisito, dito flexibilidade, pode ser atenuada ou acentuada devido a fatores econômicos, climáticos e/ou comportamentais.

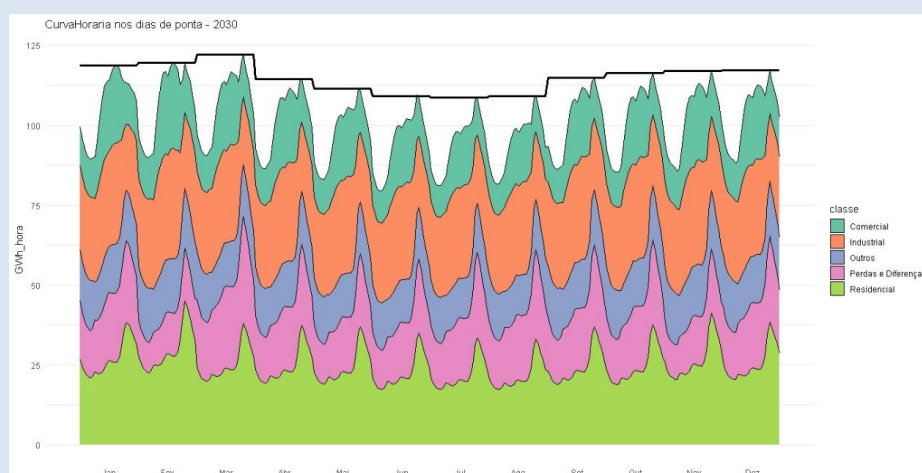
Desta forma, o desafio do PDE em indicar um portfólio de geração como referência, em observância ao mutante comportamento da carga ao longo do horizonte, traz consigo a necessidade de detalhamento do uso da energia em bases cada vez mais granulares. Neste ínterim, nos últimos anos a EPE empenhou esforços no desenvolvimento de estudos e metodologias para avanço destas questões, fortalecendo cada vez mais o elos entre economia, energia e potência.

No último PDE foram demonstrados possíveis aplicações da metodologia de curva de carga horária no âmbito do planejamento da expansão. Nesta edição, outras aplicações da metodologia revelam-se úteis ao diagnóstico energético da carga como a análise do efeito das medidas de combate ao novo coronavírus sobre as classes de consumo de eletricidade.

Em meados de março de 2020, iniciou-se o estado de quarentena no Brasil como medida de redução da disseminação do COVID-19. O efeito de tal medida alterou significativamente o perfil da curva de carga horária observado nos últimos anos, sobretudo no período vespertino, haja vista a paralisação de diversos estabelecimentos comerciais/industriais. Desta forma, o uso da energia elétrica transpôs-se dos referidos estabelecimentos para os equipamentos elétricos das residências, proporcionando, como efeito líquido, o afundamento da carga no período vespertino.

O gradual processo de reabertura das atividades produtivas traz consigo a retomada da carga no curto prazo. Entretanto, em consonância ao cenário econômico-energético desenhado como referência, o crescimento de consumo das classes comercial e industrial não supera a evolução do uso da eletricidade nas residências, acarretando maiores desafios para o atendimento da carga no período noturno. O Gráfico 2-22 ilustra as 12 demandas mensais integradas (MWh/h) para o ano de 2030 e, de forma concatenada, ilustra a composição da carga nestes dias. Desta forma, são traduzidas as condicionantes econômico-energéticas para efetivo no requisito de geração horária de cada classe de consumo.

Gráfico 2-22 - PDE 2030. Cenário Referência. Curvas de Carga Horária nos dias de ponta por mês.



PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > *As mudanças na participação dos setores no consumo de energia e a eficiência energética justificam a redução da intensidade energética no período. O consumo final de energia cresce à taxa média de 2,1% anuais entre 2019 e 2030.*
- > *A indústria e os transportes permanecem de forma conjunta em uma análise setorial como os mais representativos com mais de 60% do consumo final de energia. O setor energético se destaca, em termos de aumento da participação, influenciado principalmente pelo aumento de produção de óleo e gás natural do polígono do pré-sal, aliado ao incremento da produção do setor sucroalcooleiro.*
- > *Na demanda total de energia do setor de transportes, ressalta-se o crescimento da demanda por etanol hidratado cuja participação aumenta de 14% para 16% em detrimento da gasolina C que passa de 32% para 25% no horizonte avaliado.*
- > *A representatividade do transporte rodoviário de cargas se mantém na demanda energética total do setor de transportes, apesar do avanço no transporte ferroviário.*
- > *Na indústria, destaca-se o crescimento dos segmentos de fertilizantes, soda-cloro, alumínio, celulose e mineração e pelletização – com redução da ociosidade da capacidade instalada e expansão da capacidade, em alguns casos. Já a indústria petroquímica, têxtil e demais não ferrosos tiveram crescimento mais tímido. Espera-se poucas mudanças na participação das fontes de energia, maior participação de fontes de baixa emissão de gases de efeito estufa, entre elas a eletricidade e derivados da cana.*
- > *Nas residências, espera-se um avanço do consumo da energia elétrica, seja pelas atividades de conservação de alimentos, climatização, aquecimento de água para banho, lavanderia, entretenimento ou uso de equipamentos elétricos e eletrônicos. Em outro sentido, a atividade de iluminação poderá contribuir para a redução da demanda por eletricidade no setor, devido à maior penetração de LEDs. Destaca-se o crescimento da demanda por GLP em função da substituição das biomassas tradicionais na área rural e, por fim, a elevação da demanda por gás natural como consequência da expansão da sua rede de distribuição na área urbana.*
- > *Nos segmentos associados aos setores comercial e público, espera-se que a retomada do nível de atividade e expansão de novos estabelecimentos ocorra de forma gradual ao longo do horizonte em consonância à recuperação do mercado de trabalho e confiança dos agentes.*
- > *Na análise por fonte, os derivados de petróleo mantêm os maiores ganhos em relação ao consumo final de energia, principalmente devido ao diesel que cresce sua importância nos veículos pesados. Ao longo do período, outras fontes que se destacam são o biodiesel (que cresce à taxa de 5,8% a.a.) compulsoriamente adicionado em percentuais crescentes ao óleo diesel B comercializado e a lixo (coproduto da indústria de celulose cresce 2,1% a.a.), largamente utilizada para autoprodução de eletricidade.*
- > *A participação da eletricidade na demanda de energia do país aumenta em 2 p.p. entre 2019 e 2030. Esse aumento é impulsionado principalmente pelo setor residencial, no qual a participação da eletricidade sobe de 46% para 56%, aumentando sua demanda em 44%.*
- > *Espera-se que, a partir da evolução da autoprodução clássica e do incremento do consumo demandado pela rede, o consumo total de eletricidade cresça cerca de 45% a mais que a economia brasileira, ratificando a tendência de eletrificação ao longo do horizonte.*

- > O consumo residencial de eletricidade na rede cresce a partir do resultado do aumento do número de consumidores residenciais, que alcança o total de 87 milhões em 2030, e também pelo incremento do consumo médio residencial, atingindo 197 kWh/mês ao final de 2030, pouco superior ao máximo histórico, verificado em 1998, de 179 kWh/mês.*
- > No caso das perdas elétricas, espera-se maior dificuldade na realização de investimentos para a redução de perdas, fazendo com que o nível deste indicador se mantenha próximo da estabilidade no primeiro quinquênio. Já no segundo quinquênio, o maior crescimento econômico gera investimentos que levam à redução das perdas.*
- > O consumo industrial de eletricidade na rede cresce abaixo da média, mas ainda assim se espera que o nível máximo histórico (185 TWh, em 2013), seja atingido ainda no primeiro quinquênio, basicamente através da retomada da utilização da capacidade instalada existente. No segundo quinquênio, espera-se que haja a instalação de novas unidades industriais em alguns segmentos energointensivos a partir da melhora do ambiente econômico.*

Apresentação dos capítulos de Geração e Transmissão de Energia Elétrica

O PDE sempre teve o desafio de antecipar discussões; avaliar como mudanças tecnológicas, econômicas, ambientais e de preferências do consumidor refletem nas necessidades do sistema elétrico e nas oportunidades de expansão da matriz de geração e transmissão. O ano de 2020 tornou este desafio ainda mais complexo, seja pelos efeitos de curto prazo das profundidades de redução e retomada de consumo, seja pelos efeitos de longo prazo, como as incertezas sobre a extensão da crise sanitária e consequente forma e ritmo da retomada do crescimento econômico e seus reflexos sobre câmbio, juros e moeda, assim como eventuais mudanças de hábitos da população. Traduzir essa complexidade para as necessidades do sistema elétrico reforçam a importância deste documento, e a importância do trabalho de Modernização do marco regulatório do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) conduzido pelo Ministério de Minas e Energia. A importância de um desenho de mercado que absorva de forma mais natural as variações econômicas e seja, ao mesmo tempo, mais resiliente a situações disruptivas, como o momento atual, pôde ser claramente vista ao longo desse ano.

Além disso, temas que vinham sendo enfrentados pelos sistemas de energia elétrica em todo o mundo, em função da transição energética com foco, principalmente, na descarbonização das matrizes mantiveram sua relevância. Os desafios relacionados à participação das fontes renováveis variáveis, como eólica e solar fotovoltaica, mostram-se cada vez mais presentes tanto no aspecto técnico como no comercial e regulatório. E um desses desafios está relacionado ao caráter indicativo da expansão da geração e os atuais prazos contratuais de implantação das instalações de transmissão que, a depender da complexidade e porte da obra, chega a 60 meses, o que aumenta o desafio na coordenação da expansão dos sistemas de Geração e Transmissão.

Acrescenta-se no caso brasileiro a menor participação relativa das usinas hidrelétricas, tecnologia que embasou o desenho de mercado vigente e o planejamento da expansão por muitos anos, mas cujo papel na matriz pode ser analisado no sentido de se debater um novo papel a ser desempenhado deve ser rediscutido.

Neste complexo contexto de mudanças e incertezas, a EPE apresenta os resultados dos estudos de expansão da geração centralizada e da transmissão de energia elétrica do PDE 2030. E para fazer frente a esta complexidade, destacam-se as sensibilidades de expansão de geração (*what-if* do Capítulo 3) e transmissão, que buscam retratar as incertezas econômicas e seu rebatimento na demanda por energia elétrica. Além disso, cenários incorporando discussões acerca de alterações regulatórias também são apresentados.

Nunca é demais reforçar que, nos estudos de planejamento da expansão, o custo para o atendimento de cada MWh no sistema elétrico deve ser visto em função do total G + T (geração + transmissão), uma vez que as obras de transmissão viabilizam a integração de fontes mais competitivas no sistema, reduzindo os custos de operação.

Em ambiente tão inesperado como o ocorrido em 2020, é função dos estudos de planejamento da expansão identificar, debater e absorver as principais lições. É dessa forma que a EPE busca contribuir para o ambiente de modernização do SEB, trazendo novos estudos, novas abordagens, mas mantendo a coerência e embasamento técnico que tem marcado os Planos Decenais de Expansão de Energia.

3. Geração Centralizada de Energia Elétrica

De forma a seguir com o processo contínuo de inovação que caracteriza o planejamento energético brasileiro e uso das melhores informações disponíveis no momento de sua elaboração, este Plano utiliza os novos critérios de suprimento aprovados pelo CNPE em dezembro de 2019, na elaboração dos cenários de expansão da oferta. O estabelecimento de critérios explícitos para o suprimento de potência e a atualização dos critérios para o suprimento de energia permitem que o PDE 2030 traga uma análise ainda mais robusta sobre as necessidades do sistema futuro. Essa nova abordagem é fundamental para a criação de novos produtos e serviços, explicitando os requisitos e permitindo a identificação de quais atributos os atendem, com visão tecnologicamente neutra⁷. Essa nova visão é uma das bases para a modernização do setor elétrico.

O desenvolvimento tecnológico e a evolução das novas opções disponíveis para a expansão são representados pelos projetos inseridos no Modelo de Decisão de Investimentos (MDI). O PDE 2030 incorpora como tecnologias candidatas para o cenário de referência, pela primeira vez, os resíduos sólidos urbanos (RSU), usinas fotovoltaicas flutuantes, resposta da demanda e a ampliação e modernização do parque hidrelétrico existente. A integração entre os setores de energia elétrica e gás natural também se faz presente ao longo desse capítulo, trazendo elementos que possam contribuir para essa relevante discussão do setor energético (e não só elétrico) brasileiro.

Para abarcar as incertezas dentro do escopo do processo de planejamento, e seguindo a abordagem apresentada nos últimos ciclos, são realizadas avaliações da expansão da oferta de energia elétrica para distintas visões de futuro. O PDE 2030 aborda

em suas análises do cenário de referência e de suas sensibilidades (*what ifs*) informações que ajudam a preparar o SIN para o futuro. Temas como a introdução da discretização horária no planejamento, a mudança operativa das usinas hidrelétricas, o *trade off* entre usinas termelétricas flexíveis e inflexíveis, bem como a retirada de incentivos para algumas tecnologias de geração são abordados.

ESTRUTURA DO CAPÍTULO

Buscando refletir o desenvolvimento das avaliações internas e o próprio fluxo de informações e análises adotado nesse ciclo, o capítulo apresenta as seguintes seções:

- Metodologia: São apresentadas e referenciadas as considerações metodológicas, além das ferramentas utilizadas;
- Recursos disponíveis para a expansão da oferta: Nessa seção são abordados, os recursos considerados disponíveis para atendimento das necessidades projetadas do sistema;
- Diretrizes e premissas: Essa seção apresenta as diretrizes e premissas utilizadas, seguindo as orientações do MME;
- Configuração inicial para expansão: Esta seção apresenta a configuração sem expansão indicativa, uma análise quantitativa sobre os requisitos do sistema para atendimento dos critérios de suprimento e o resultado de caso de expansão puramente econômica;
- Visões de futuro para o parque gerador de energia elétrica: Apresenta a análise da expansão de referência, diferentes avaliações de sensibilidades e os níveis de emissão de gases de efeito estufa (GEE) para os casos simulados.

⁷ Seguindo as definições adotadas no GT Modernização, considera-se como neutralidade tecnológica a imparcialidade frente a quaisquer fontes ou tecnologias, sem direcionamentos ou subsídios, permitindo a

competição entre todas as tecnologias, sem escolher ganhadores e perdedores. Esse princípio é um objetivo de muitos sistemas no contexto da transição energética, que passam a perseguir metas baseadas em atributos sistêmicos.

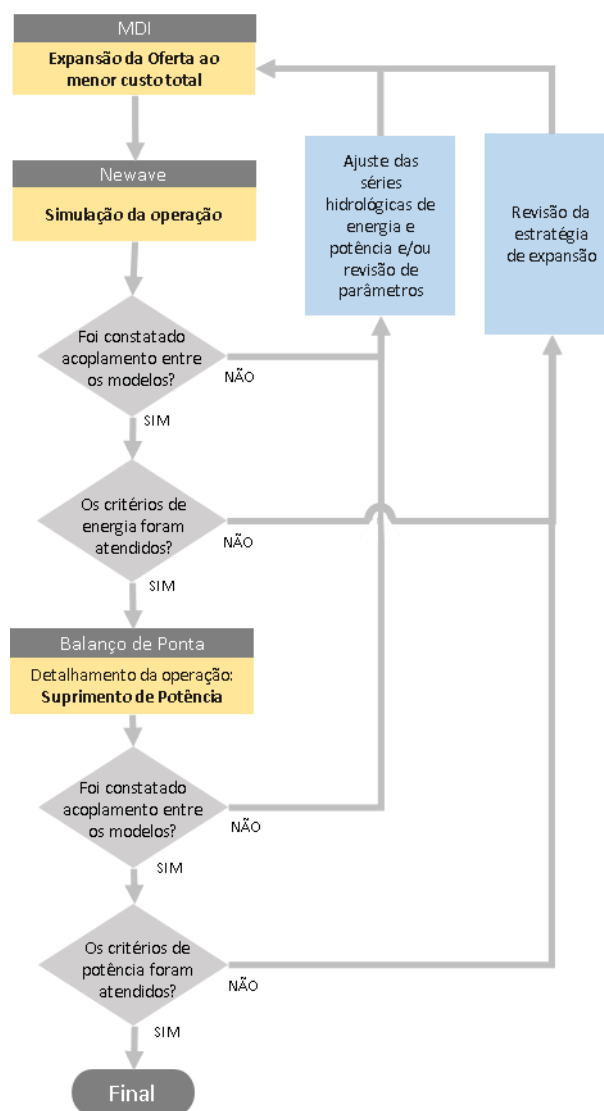
3.1 Metodologia

O sistema elétrico brasileiro é caracterizado por alto grau de complexidade. E para abranger os seus aspectos fundamentais na dinâmica do planejamento, foi desenvolvida metodologia composta por três ferramentas computacionais de modo que fosse possível extrair, de cada uma delas, a representação mais adequada de aspectos específicos necessários para a elaboração do planejamento com o horizonte de 10 anos.

Assim como no Plano Decenal 2029 (2020), o processo de elaboração da indicação de expansão ótima da geração centralizada para o PDE 2030 foi realizado principalmente com três ferramentas de otimização: o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), desenvolvido pela EPE com base em Gandelman (2015); o modelo NEWAVE, de simulação e planejamento da operação, desenvolvido pelo CEPEL; e a ferramenta de Balanço de Potência, desenvolvida internamente pela EPE.

As etapas de elaboração da indicação da expansão são apresentadas pelo fluxograma da Figura 3-1. O acoplamento dessas diversas etapas é tarefa de suma importância para garantir a qualidade dos resultados e assegurar que o plano indicativo atenda às mais diversas restrições operativas e aos novos critérios de suprimento, incluídos neste ciclo de planejamento, após aprovação pelo CNPE em dezembro de 2019⁸. As variáveis que acoplam duas etapas subsequentes são monitoradas para que não ocorram mudanças significativas, assegurando assim que os resultados obtidos pelos módulos anteriores continuem válidos para o restante do processo.

Figura 3-1 - Fluxograma do processo de expansão da oferta de energia elétrica



O primeiro passo é dado com o uso do MDI, que tem como função objetivo a minimização do custo total de investimento e operação, sujeito às principais restrições operativas para o atendimento à demanda de energia e demanda máxima de potência instantânea. A curva de carga é representada em quatro patamares (ponta⁹, pesada, média e leve) e mais uma restrição de capacidade, que inclui o

⁸ Através da Resolução CNPE No.29, de dezembro de 2019, e da Portaria No.59 do Ministério de Minas e Energia (MME), de fevereiro de 2020.

⁹ A duração do patamar de ponta foi estabelecida como 10 horas por mês.

requisito de reserva operativa¹⁰. A descrição detalhada deste modelo consta na Nota Técnica EPE-DEE-RE-073/2020¹¹. O modelo representa detalhadamente o problema de investimentos e estima o custo de operação baseado em cenários de energia e potência para as usinas hidrelétricas, decidindo assim pela melhor alocação dos recursos de maneira a aproveitar as sinergias entre as fontes e as regiões.

A partir da configuração existente e dos projetos já contratados, são oferecidos como entrada para o MDI perfis médios de fontes candidatas à expansão para suprir o crescimento da demanda do SIN¹². São considerados os custos de investimento em novas plantas de geração por tecnologia, incluindo usinas termelétricas a ciclo aberto ou combinado, fontes renováveis, tecnologias de armazenamento e transmissão. Decisões oriundas de diretrizes de política energética podem ser incorporadas para ter seus efeitos operativos e seus custos adicionais avaliados. O MDI tem como resultado um cronograma de expansão composto pelas diversas tecnologias candidatas à expansão que tiverem sido consideradas competitivas no horizonte de planejamento. Para a obtenção da expansão da oferta no horizonte decenal, o MDI foi executado até o ano de 2034, visando mitigar os efeitos de fim de período. Importante variável de saída do MDI é o Custo Marginal de Expansão – CME, calculado endogenamente no processo de decisão da expansão ótima.

Com a expansão indicada pelo MDI, é realizada a simulação da operação com o modelo NEWAVE, pois desta maneira é possível incorporar mais detalhes operativos do que aqueles representados no MDI (mas que não comprometem a otimização da solução, desde que o processo esteja bem acoplado).

Esta etapa com melhor detalhamento da operação do sistema¹³ é necessária para avaliar as

condições futuras de atendimento à carga como, por exemplo, melhor avaliação das trocas de energia entre as regiões, a utilização do sistema de transmissão, a expectativa de evolução do nível de armazenamento dos reservatórios e a expectativa de vertimento. Outro importante resultado obtido da simulação com o modelo NEWAVE é o Custo Marginal de Operação (CMO).

Tanto no MDI quanto no NEWAVE, o SIN é dividido em subsistemas nas simulações energéticas para a expansão e operação. As interligações elétricas entre cada região são representadas através de limites de fluxos mensais, por patamares de carga, de acordo com critérios de confiabilidade estabelecidos pelos estudos de transmissão. Além da informação referente ao limite de cada interligação, são representados os limites por agrupamentos de intercâmbio. Este dado visa representar algumas restrições sistêmicas, que não poderiam ser estabelecidas apenas pelo limite individual de cada interligação.

Durante rodadas iniciais dos modelos MDI e NEWAVE pode acontecer de serem observados resultados não convergentes entre os modelos em termos de operação. Por exemplo, eventualmente o MDI propõe uma matriz de expansão baseada em um custo operativo, simplificado, superior ao observado nos resultados do NEWAVE. Para reduzir esse desvio e promover o acoplamento e estabilidade de resultados entre o modelo de expansão e o modelo de operação, busca-se selecionar as séries hidroenergéticas¹⁴ para as usinas representadas no MDI, que sejam mais compatíveis com os resultados observados no NEWAVE. Esse processo de escolha de séries para o MDI considera parâmetros como os perfis sazonais e os montantes anuais médios da geração hidroelétrica total. Este acoplamento faz-se necessário porque a simulação energética no MDI utiliza 10 cenários de séries hidrológicas, enquanto

¹⁰ Para melhor representar a necessidade de expansão para suprir os requisitos de capacidade do sistema, foi utilizada uma penalidade específica para o não atendimento à essa restrição. Esse valor foi ajustado implicitamente, de modo a induzir uma expansão que atenda aos critérios de suprimento relacionados à capacidade de potência. Cabe destacar que não existe uma metodologia oficial para a obtenção de um custo de interrupção. Estabelecer essa metodologia é etapa importante para as análises de adequação da oferta.

¹¹ O código fonte está disponível no endereço: <https://github.com/equipesse>

¹² Com o propósito de reduzir o tempo de processamento, o PDE 2030 separou em duas etapas a cesta de projetos representados como

variáveis inteiras, como as UHE. Na primeira etapa a cesta completa foi oferecida ao modelo. Posteriormente, as usinas que não se mostravam competitivas foram retiradas. Essa separação não compromete o resultado final do processo, apresentado nesse relatório.

¹³ Dentre os detalhamentos encontrados na simulação com o modelo NEWAVE podemos destacar o uso de 2.000 séries sintéticas, a operação dos reservatórios das hidrelétricas, a consideração de restrições operativas associadas à operação dos reservatórios e o mecanismo de aversão a risco (na versão vigente modelado por CVaR).

¹⁴ No modelo MDI a produção energética das usinas é representada por 10 séries hidroenergéticas obtidas através de simulação individualizada no módulo hidrotérmico do modelo SUIHIL.

que a simulação da operação do NEWAVE conta com 2.000 séries sintéticas. Desta maneira é necessário que as 10 séries informadas ao MDI sejam um conjunto representativo do total, principalmente no que diz respeito aos custos de operação do sistema.

Apesar da utilização de quatro patamares de carga no NEWAVE, a representação a reservatórios equivalentes utilizada neste modelo ainda se mostra simplificada para algumas análises específicas. Por esse motivo, torna-se necessária a inclusão de uma etapa de detalhamento da operação.

O objetivo da avaliação detalhada no Balanço de Potência é verificar as condições de atendimento à demanda máxima instantânea, de forma a identificar ações de planejamento que eventualmente sejam necessárias. A ferramenta considera todas as séries sintéticas de vazões, além do requisito de reserva operativa aplicado à demanda máxima. A descrição da metodologia pode ser encontrada no Caderno “Avaliação do Suprimento de Potência no Sistema Elétrico e impactos da Covid-19”, publicado em julho de 2020. A metodologia utilizada nessa etapa é a mesma que calcula a disponibilidade de potência fornecida para o MDI, ajudando na integração do processo. A principal diferença é que, no detalhamento, consideram-se todos os cenários hidrológicos, além dos efeitos que a decisão de expansão tem sobre a operação futura dos reservatórios.

As etapas metodológicas acima descritas, permitem que o PDE indique e avalie o atendimento aos requisitos de energia e de potência conforme os novos critérios de suprimento instituídos pela Resolução CNPE nº 29/2019, sinalizando a composição ótima da oferta e demonstrando o papel que se espera de cada tecnologia no futuro.

BOX 3.1 INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA REGIONAL

O Brasil, em conjunto com países vizinhos, tem mapeado e investigado as oportunidades de intercâmbio e desenvolvimento de recursos comuns, que podem resultar em maior integração energética da região. O ano de 2020 registrou avanços nos estudos desse potencial que envolvem a bacia do rio Uruguai, trecho Brasil-Argentina; a bacia do rio Madeira em seu trecho comum Brasil-Bolívia; e as interconexões entre Brasil-Bolívia e Arco Norte, que envolve as Guianas. O ano também registrou iniciativas de políticas públicas para promoção de intercâmbio comercial.

As perspectivas de exploração do potencial binacional de 2.200 MW do rio Uruguai, no trecho Brasil-Argentina estão em momento de espera. A comissão bilateral de cúpula dos dois interessados discute os próximos passos para os estudos de viabilidade, paralisados desde 2015 em decorrência de ação pública.

No caso dos potenciais hidrelétricos compartilhados com a Bolívia, a Eletrobrás, em conjunto com a Empresa Nacional de Electricidad Bolivia – ENDE, conduz os estudos de inventário da bacia do rio Madeira, atualmente na etapa de estudos finais e cuja conclusão fora estimada para este ano de 2020. A interconexão Brasil-Bolívia, cujos estudos efetivos foram iniciados em 2019, encontra-se em processo de conclusão de seu projeto básico. Consolidada a análise e seleção das alternativas de traçado da(s) linha(s) de transmissão, será possível dar continuidade à execução das avaliações de custos para definição do orçamento do projeto. No caso de empreendimentos hidrelétricos na bacia do rio Madeira, ganhos na cascata podem ser avaliados. Já na modalidade intercâmbio de energia, a futura interconexão pode vir a representar oportunidades para ambos os países nos momentos em que preços comercialmente competitivos forem verificados.

O projeto Arco Norte, cujos estudos de pré-viabilidade já estão concluídos, consiste em um sistema de transmissão de aproximadamente 1.900 km de extensão, que poderá garantir a transferência de energia gerada a partir de novos empreendimentos de usinas hidrelétricas, entre Brasil, Guiana, Suriname e Guiana Francesa. No início de 2020 previa-se no segundo semestre a realização de reunião entre as partes para definição das próximas etapas, que envolvem a realização de estudos de inventário hidroelétrico na Guiana e no Suriname visando dar continuidade ao desenvolvimento do projeto.

A integração energética por intercâmbio de energia com os vizinhos Uruguai e Argentina são uma realidade que conta com rito próprio de importação e exportação. Contudo, os volumes transacionados têm-se mantido modestos. A ausência de um ambiente de mercado que estimule as trocas de energia entre os países, com produtos, obrigações e direitos bem estabelecidos, acaba por limitar a integração. Visando ampliar as possibilidades de comercialização de energia internacional, o Ministério de Minas e Energia realizou consultas públicas destinadas a averiguar a possibilidade de ampliação do leque de ofertantes e demandantes fronteiriços.

Considerando o levantamento realizado dos projetos existentes e dentro do horizonte de planejamento, espera-se que a conclusão desses estudos torne possível o início de investigações sobre modalidades de integração e inserção desses potenciais no planejamento dos sistemas elétricos do Brasil e de seus parceiros, cujo avanço está naturalmente sujeito a estabilidade das relações entre esses países.

3.2 Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta

Para fazer frente ao crescimento da carga de forma segura, econômica e com respeito à legislação ambiental, o Brasil dispõe de grande potencial energético, com destaque para as fontes renováveis de energia (hidráulico, eólico, biomassas e solar). A oferta indicativa leva em consideração a necessidade energética, o custo para implantação e operação de cada fonte, além dos prazos estimados para entrada em operação das usinas a serem contratadas, tanto no âmbito do ACR, quanto do ACL.

As fontes eólica e solar fotovoltaica têm se mostrado economicamente mais competitivas relativamente às demais tecnologias candidatas a expansão. Por esse motivo, este Plano segue no aprimoramento da sua representação, tanto em termos operativos quanto nos custos considerados, sinalizando para desenvolvimento dessas tecnologias de forma contínua e harmoniosa entre as necessidades de expansão do sistema e a cesta de oferta disponível ao mercado. Por outro lado, ampliar maciçamente essa participação na oferta de energia traz desafios como a necessidade de expansão de potência complementar, devido à sua vocação limitada para o atendimento aos requisitos de potência e variabilidade de produção, mesmo considerando o efeito portfólio entre os parques¹⁵. Na cesta de projetos indicativos do PDE, a contribuição de energia e potência dessas fontes é estimada com base em fatores mensais, detalhados por regiões. A metodologia para estimativa de fatores de capacidade e geração de séries de longo prazo utilizadas nessa análise está sendo detalhada em Nota Técnica a ser disponibilizada no site da EPE, juntamente com os demais arquivos do PDE 2030. Adicionalmente, tem-se a inovação da análise da contribuição de potência conjunta da eólica e da fotovoltaica, capturando os efeitos da dispersão espacial e complementariedades diárias. Dessa forma, enquanto considerada isoladamente a fotovoltaica resulta em contribuição nula, quando somada à eólica, leva a disponibilidade

de potência maior que as somas individuais dessas fontes¹⁶.

As incertezas existentes quanto à curva de carga futura exigem que os estudos de planejamento da expansão sejam conservadores nesse aspecto, de modo a assegurar o suprimento futuro em todos os seus requisitos. Uma das novidades do PDE 2030 será apresentar a avaliação da expansão de referência considerando uma projeção de curva de carga horária e a sinergia existente entre as fontes renováveis variáveis e a demanda. Esse primeiro estudo é importante avanço no aperfeiçoamento sobre as projeções de curva de carga, de modo a obter maior conhecimento sobre os possíveis comportamentos da demanda no futuro e como cada tecnologia contribui para seu atendimento. Destaca-se que essa necessidade vem sendo evidenciada nos últimos Planos.

Outro aspecto importante sobre as fontes eólica e solar fotovoltaica é a possibilidade de “hibridização”, ou seja, a conexão conjunta de usinas fotovoltaicas e eólicas, discutida pela primeira vez no PDE 2027, bem como em outros trabalhos já publicados pela EPE nos últimos anos. Para fins de modelagem, essas fontes são consideradas de forma individual nos estudos do Plano, o que não prejudica o desenvolvimento dos projetos “associados”, que poderão vir a compartilhar o montante de uso da rede, a depender das discussões regulatórias em andamento¹⁷.

Assim como no ciclo anterior, neste PDE foi considerada a tecnologia eólica *offshore* como candidata à expansão. Entretanto, dados internacionais indicam custos de investimento, operação e manutenção significativamente mais elevados que a opção *onshore*. Adicionalmente, há que se destacar os diversos desafios (tecnológicos, industriais, portuários, etc.) a serem superados para minimização de riscos e inserção dessa solução no país, conforme discutido no Roadmap Eólica *Offshore*

¹⁵ Mais informações sobre o efeito portfólio dessas fontes em bit.ly/FactSheetEOL e bit.ly/FactSheetFV

¹⁶ Vide Cadernos Suprimento de Potência, em [https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-](https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030)

[abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030](https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030)

¹⁷ Vide Consulta Pública n. 061/2020, da Aneel, e estudos da EPE em bit.ly/PlanejamentoHibridas

Brasil¹⁸. Dessa forma, considerando as melhores informações disponíveis no momento de elaboração do PDE, ela não se mostrou competitiva frente às demais opções disponíveis para expansão. Cabe destacar, porém, que a evolução da maturidade desta tecnologia a nível mundial, o desenvolvimento de estudos técnico-econômicos e socioambientais, bem como os avanços legais e regulatórios no Brasil podem alterar a competitividade e permitir o aproveitamento desta tecnologia nos próximos Planos, trazendo importantes benefícios futuros ao sistema elétrico. Outra ressalva importante é que, a depender do arcabouço regulatório e do modelo de seleção de projetos a serem definidos, o ano de efetiva oferta disponível da eólica *offshore* também pode ser afetado.

A tecnologia solar fotovoltaica segue em acelerada expansão como pôde ser visto nos últimos leilões do mercado regulado e na expansão no ambiente livre. Esse crescimento, somado ao da modalidade distribuída, vem acompanhado de trajetória de queda perene de LCOE para a tecnologia na última década. Tais tendências de mercado podem ser observadas nos custos considerados neste PDE.

Já a tecnologia solar fotovoltaica flutuante¹⁹ foi considerada pela primeira vez neste ciclo do Plano Decenal, com custos e contribuição energética diferenciados em relação aos projetos convencionais. Os resultados das simulações indicam que, para os dados utilizados, essa forma ainda é menos competitiva que os projetos tradicionais. Ressalta-se, também, que há diversos projetos em desenvolvimento (comerciais e de P&D) que deverão contribuir para o melhor entendimento dessa solução, sua contribuição e desenvolvimento tecnológico.

O potencial existente e os benefícios proporcionados pelo desenvolvimento das usinas hidrelétricas de pequeno porte (Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH – e Centrais Geradoras Hidrelétricas – CGH), com vasto elenco de empreendimentos ainda não aproveitados, também é considerado no PDE. Os diversos benefícios para a matriz elétrica brasileira, como as sinergias com outras fontes renováveis (eólica, biomassa e fotovoltaica) e, principalmente, flexibilidade operativa e de armazenamento no horizonte

operativo de curto prazo deverão se tornar mais evidentes com a implantação do preço horário e a futura criação de mecanismos de remuneração pela capacidade.

Por esse motivo, o Modelo de Decisão de Investimentos incorpora no rol das candidatas para expansão, a possibilidade de contar com projetos padrão típicos de PCH e CGH, disponíveis a partir de 2026. A representação dessa oferta no PDE 2030 mantém os importantes aperfeiçoamentos implementados nas últimas edições do Plano, utilizando três patamares de custos de implantação para PCH.

A bioeletricidade, em especial aquela proveniente do bagaço de cana da cana-de-açúcar, continua apresentando potencial competitivo de aproveitamento para produção de energia elétrica no SIN. Embora as projeções no aumento da produção de açúcar e etanol impliquem um maior uso energético do bagaço, dados históricos (BEN, 2019) apontam que os processos estão cada vez mais eficientes, diminuindo anualmente a demanda deste insumo para cada unidade de produto e, assim, o excedente gradual de bagaço que pode ser direcionado ao uso no setor elétrico. Por esse motivo, o PDE apresenta um montante estimado considerado como limite superior para uso na geração de energia elétrica. O perfil de geração anual de bioeletricidade da cana-de-açúcar no Brasil apresenta complementariedade com a maior parte da geração hidrelétrica do SIN, pois os momentos de maior escassez hídrica nas principais usinas com reservatórios no país coincidem com os períodos de safra no centro-sul, maior região produtora, e picos de produção de bioeletricidade. Esta característica constitui importante sinergia entre estas fontes de geração na matriz elétrica brasileira, que deve sempre ser considerada no planejamento. Pelo lado do setor sucroalcooleiro, a maior diversificação dos produtos sucoenergéticos, com a gradual ampliação da produção de bioeletricidade proveniente do bagaço de cana, é considerada como mais um ativo deste setor, que envolve a comercialização de quatro produtos: açúcar, etanol, eletricidade e, mais recentemente, créditos de descarbonização (CBIO). Com a entrada em vigor da Política Nacional de Biocombustíveis – RENOVBIO, espera-se que haja aumento da

¹⁸Disponível em bit.ly/EOLoffshoreBR

¹⁹ Sobre potenciais benefícios e desafios da fotovoltaica flutuante, vide <http://bit.ly/FVflutuante>

eficiência das unidades produtoras sucroenergéticas, elevando a nota de eficiência energética ambiental, e assim incrementando a quantidade CBIO que poderá ser comercializada. Neste aspecto, a bioeletricidade se consolida com grande potencial para a matriz energética nacional.

Além do bagaço, destaque deve ser dado ao potencial do biogás. Este insumo energético é rico em metano, cujo poder calorífico é próximo ao do gás natural. Assim, uma das possíveis rotas de sua utilização é em turbinas aeroderivas ou em motores para geração elétrica. Diversos são os substratos que podem ser utilizados para produção de biogás, sendo os oriundos do setor agroindustrial (sobretudo sucroenergético) os que têm maior potencial no cenário nacional, além dos resíduos animais e urbanos. Por esse motivo, o PDE 2030 continua representando explicitamente essa oferta na cesta de projetos candidatos à expansão centralizada. Dentre as diversas possibilidades de obtenção de biogás, a tecnologia utilizada nas simulações energéticas representa as características típicas dos processos do setor sucroenergético. Neste PDE os resíduos sólidos urbanos (RSU) foram considerados na expansão como política energética e ambiental indicada pelo MME, sendo a fração deste recurso utilizada atualmente correspondente a apenas parte de seu potencial, conforme citado no Capítulo 8 - Oferta de Biocombustíveis deste documento.

O PDE apresenta também empreendimentos termelétricos utilizando biomassa florestal. Desde a participação recorde de projetos a biomassa de madeira no leilão A-5 de 2016, os investimentos neste tipo de geração no mercado regulado têm apresentado redução gradativa, com a última comercialização de energia nova no SIN ocorrida em 2017²⁰, apesar do grande potencial existente no país. Os projetos a biomassa de madeira adotam o conceito de florestas energéticas utilizando a biomassa de eucalipto, com alto grau de conteúdo nacional na implantação do empreendimento, bem como custos de operação referenciados a índices de preços locais. Além disso, a opção dos empreendedores por usinas com potência instalada reduzida (menores que 100 MW), próximas às áreas de produção da biomassa

permitem a redução de custos logísticos com combustível, além de permitir acesso a localizações estratégicas, próximas aos centros de carga.

As demais formas de geração a biomassa ainda não são explicitadas na matriz de geração centralizada. Entretanto, elas vêm mostrando considerável potencial de crescimento e já são representadas na geração distribuída, citadas no Capítulo 9 - Eficiência Energética e Geração Distribuída.

Já com relação ao gás natural, este tem-se apresentado como principal combustível fóssil para expansão de geração nos últimos PDE. Além do GNL importado, combustível mais comumente utilizado em novas usinas sem geração compulsória (ou flexível), o desenvolvimento das reservas do pré-sal e as novas descobertas de bacias no pós-sal, como em Sergipe, vêm ampliando significativamente a oferta de gás natural nacional. Esses recursos com ofertas abundantes poderão contribuir significativamente para a segurança operativa da matriz elétrica brasileira no horizonte decenal, a depender do preço final do gás natural entregue na usina termelétrica. Espera-se ainda que aprimoramentos normativos decorrentes do Novo Mercado de Gás Natural favoreçam novos modelos de negócio para suprimento flexível de combustível às termelétricas. A figura do comercializador de gás natural em ambiente competitivo poderá promover o melhor aproveitamento da infraestrutura existente e a celebração de contratos para atendimento a padrões de consumo personalizados, mais aderentes aos requisitos futuros do setor elétrico, especialmente ao de capacidade. O PDE busca, cada vez mais, contribuir para as importantes discussões que envolvem a integração dos setores de gás e eletricidade, por esse motivo, na trajetória de referência foram consideradas as seguintes opções como candidatas a expansão:

- Usinas com custo variável referenciado ao GNL, em ciclo simples ou combinado, e com três possibilidades de operação: (i) totalmente flexível (sem geração compulsória); (ii) com fator de inflexibilidade de 50%.

²⁰ Para maiores detalhes, vide. bit.ly/UTEbiomassa

- Usinas *retrofit*, de aproveitamento de parte da infraestrutura de empreendimentos em fim de vida útil contratual, com CAPEX da ordem de 40% de uma usina nova, com custo variável referenciado ao GNL e com operação totalmente flexível.
- Usinas de pequeno porte, com tecnologias do tipo motores de combustão interna ou turbinas aeroderivadas, com contratos de gás natural com comercializadoras ou distribuidoras de gás canalizado, com operação totalmente flexível.
- Usinas a ciclo combinado com aproveitamento de gás nacional, com menor preço de combustível e inflexibilidade de 50%.

Cabe destacar que a principal diferença entre as termelétricas candidatas a GNL e aquelas com contratos com comercializadores está na estrutura de custos fixos e variáveis associados ao suprimento de combustível. No primeiro caso, existe parcela dos custos que são fixos e assumidos pelo gerador, como por exemplo a disponibilidade do serviço de regaseificação. No segundo caso, praticamente todos os custos com a infraestrutura de gás natural e com a molécula são assumidos pela comercializadora ou distribuidora de gás, que os repassa ao cliente termelétrico na forma de custo variável de suprimento do gás natural.

Os quatro modelos de negócio de termelétricas a gás natural disponíveis para a expansão permitem a viabilização de diferentes configurações de matriz elétrica. As termelétricas que adotam gás natural nacional e as termelétricas a GNL com fator de inflexibilidade tendem a ser mais competitivas no atendimento aos requisitos combinados de energia e potência do sistema elétrico. Desta forma, elas competem diretamente com outras soluções para a expansão do suprimento de energia, como as usinas eólicas, fotovoltaicas e hidrelétricas, além de competir com as usinas flexíveis no suprimento de capacidade. Já as usinas sem geração compulsória (flexíveis) tendem a competir no atendimento ao requisito de capacidade, sendo o requisito de energia atendido por outras soluções, com destaque as renováveis. Deste modo, o nível de penetração de cada um destes modelos de negócio de termelétricas

a gás natural é explicado, em boa parte, pela competitividade da relação entre inflexibilidade, sazonalidade de produção, custos fixos e custos variáveis com combustível, intrínseca a cada modelo de negócio.

Toda a oferta termelétrica candidata foi representada considerando projeções de variação de preço de combustível. Os custos fixos e variáveis foram estimados para cada tecnologia e modalidade operativa.

Com relação ao carvão mineral na oferta de eletricidade, especialmente o extraído nas minas da região sul do Brasil, sua discussão envolve diversos setores da economia e deve ser tratada com muita atenção. Aspectos positivos e negativos devem ser ponderados, junto com os ganhos de segurança eletro energética e a viabilidade econômico-financeira, para amparar as decisões a serem tomadas. Contribuindo para essa discussão, do ponto de vista econômico para o setor elétrico, o PDE 2030 coloca o carvão mineral nacional como candidato à expansão de duas maneiras. Para as usinas atualmente em operação, que possuem o subsídio da CDE,²¹ foi avaliada a sua atratividade econômica, a partir de 2027, considerando a possibilidade de modernização das plantas e CVU incorporando os custos da CDE.²² Também são consideradas candidatas a expansão novas plantas, mais modernas e eficientes, porém de maior custo de implantação que o *retrofit*. Há de se destacar, entretanto, que o investimento em novas plantas tem esbarrado, inclusive, nas condições de financiamento, que refletem em seus custos totais, incluindo custos de investimento, financiamento e operação.

Destaca-se também a consideração da entrada em operação comercial de Angra 3, representando assim a expansão nuclear no horizonte decenal. Os atributos de confiabilidade de geração, elevado fator de capacidade e livre de emissões de gases causadores de efeito estufa, concretizam essa tecnologia como opção na matriz elétrica brasileira. O país é privilegiado também na oferta desse combustível, com grandes reservas de urânio, ambientes territoriais estratégicos para alocação das usinas, domínio completo de toda a tecnologia do ciclo do combustível nuclear, desde a mineração até a

²¹ Do parque a carvão nacional existente, apenas a UTE Pampa Sul não possui benefício da CDE.

²² A premissa adotada considerou o CVU atual das usinas nessa condição somado aos valores gastos pela CDE em 2019, conforme publicação da CCEE.

montagem do elemento combustível. Há de se ressaltar também o quadro técnico de pessoas com experiência de sucesso na operação e manutenção das usinas de Angra 1 e 2, bem como centros de ensino e pesquisas na área nuclear. Porém, espera-se que o início de desenvolvimento do primeiro projeto após Angra 3, e dos investimentos necessários para a extensão da vida útil de Angra 1, ocorra após o fim do horizonte decenal, tendo em vista os prazos de estudos e obtenção de licenças. Recomenda-se a leitura do PNE 2050 para mais informações a respeito das expectativas de expansão dessa tecnologia.

Além das já citadas termelétricas a gás natural, o PDE vem, a cada ciclo, aperfeiçoando a modelagem de tecnologias específicas para atendimento da complementação de potência do sistema. As tecnologias de armazenamento²³, como usinas hidrelétricas reversíveis²⁴ e baterias²⁵, já são abordadas explicitamente desde o PDE 2026. Apesar de se tratar de modelagem simplificada, que ainda não permite a comparação entre os tipos de serviço de cada uma, a representação utilizada já permite identificar possíveis tendências de operação futura, nas quais a existência desses recursos no sistema pode reduzir os custos de operação nos momentos de pico de demanda. Esse ano, o PDE 2030 traz, pela primeira vez no cenário de referência, as opções de resposta da demanda e modernização com ampliação de usinas hidrelétricas (essa última detalhada mais adiante na seção “Um novo olhar para o potencial e parque hidrelétrico do Brasil”).

A resposta da demanda (RD) por incentivos é uma das opções de expansão no caso de referência do PDE, concorrendo em igualdade de condições com as outras tecnologias disponíveis²⁶. Para modelagem neste PDE foram estimados os custos fixos e variáveis com base no setor de alumínio. Os custos variáveis possuem incremento anual de acordo com reajuste

médio das usinas termelétricas flexíveis. O potencial da RD no horizonte decenal foi estimado em 2.400 MW. Espera-se que, com a dinamização deste setor no Brasil, este potencial cresça, acompanhando o perfil deste mecanismo em atender à demanda de forma simples e segura, competindo com outras tecnologias convencionais de geração.

A EPE vem se aprofundando nesse importante tema e novos estudos seguem em desenvolvimento, como a estimativa de potencial por setores industriais para participação em programas de resposta da demanda no Brasil, bem como melhorar a estimativa de custos fixos e variáveis deste mecanismo²⁷.

A existência dessas opções explícitas no modelo (termelétricas, tecnologias de armazenamento, ampliação de UHE e resposta da demanda) permite discutir o *trade off* existente entre tecnologias que atendem o requisito de potência do sistema em qualquer circunstância (nesse caso, as termelétricas) e tecnologias que agreguem capacidade a partir de melhor gestão dos recursos energéticos, seja pelo lado da oferta ou da demanda. A escolha é complexa e, para uma abordagem mais adequada, é fundamental conhecer mais detalhes das condições operativas futuras contando com dados e ferramentas computacionais adequados.

Para ampliação dos limites de intercâmbios entre os subsistemas foram consideradas estimativas de custos de investimentos para cada interligação e as datas mínimas para entrada em operação de acordo com as etapas dos estudos necessários para a implantação de cada projeto. Além disso, os orçamentos dos diversos projetos de geração incluem os custos de conexão à rede básica. Desse modo, os resultados obtidos com a utilização do MDI já levam em conta estimativas das necessidades de expansão da transmissão, o que significa que o modelo de

²³ Cabe a ressalva de que essas tecnologias ainda carecem de instrumentos legais e normativos que estabeleçam a forma de sua contratação, os modelos de negócios e a remuneração dos benefícios gerados decorrentes da sua inserção no SEB, o que está em discussão no âmbito da agenda regulatória da Aneel (Tomada 011/2020).

²⁴ Vide bit.ly/UHR-EPE

²⁵ Vide bit.ly/bateriasEPE

²⁶ Para estimar os custos fixos e variáveis desta tecnologia, foi utilizada como base o trabalho “Resposta da demanda industrial e sua influência na formação dos preços de curto prazo no mercado de energia elétrica: uma proposta” (Soares, 2017). Com essa metodologia pode-se calcular

quais os mínimos valores que os potenciais participantes podem realizar os *bids* em futuros leilões de resposta da demanda. Estes valores representariam o valor de neutralidade no caso de participar de um programa de RD. Desta forma, é esperado que os consumidores que ofertem RD estabeleçam margens adicionais. Esta margem adicional, que representaria um potencial lucro dos consumidores industriais foi adicionada no custo variável da resposta da demanda.

²⁷ Para melhor robustez destes custos e verificação do comportamento dos consumidores industriais na resposta da demanda, cabe reforçar a importância do projeto-piloto desenvolvido para RD e as melhorias indicadas pelas demais instituições em relatórios deste tema.

decisão de investimento produz expansão G + T, ainda que de modo simplificado. A Tabela 3-1 e a Tabela 3-3 apresentam, respectivamente, informações de custo e um resumo²⁸ sobre as considerações de modelagem dos recursos disponíveis para a expansão da oferta no PDE 2030.

UM NOVO OLHAR PARA O POTENCIAL E PARQUE HIDRELÉTRICO DO BRASIL

A evolução do sistema elétrico aponta para o crescimento de necessidades como a capacidade e a flexibilidade e, nesse contexto, os atributos da fonte hidrelétrica ganham maior importância para a expansão e operação do sistema interligado.

O potencial ainda não explorado e o tamanho do parque hidrelétrico instalado permitem duas abordagens simultâneas sobre a fonte: como melhor gerir o parque existente e como inserir as usinas que vierem a se mostrar competitivas.

Considerando que diversas definições de projeto são feitas visando minimizar a relação custo-benefício, sob uma ótica predominantemente energética, a valoração de outros serviços e produtos pode permitir a ponderação entre diferentes escolhas durante fase de projeto, permitindo o desenvolvimento de aproveitamentos mais voltados às novas necessidades do sistema. Para melhor compreender, quantificar e remunerar esses atributos ainda são necessários aprimoramentos metodológicos e de desenho de mercado, conforme vem sendo abordado nos trabalhos do Comitê de Implementação da Modernização (CIM).

Essa nova perspectiva somada a outras mudanças tecnológicas, econômicas, regulatórias e socioambientais ocorridas nos últimos anos, pode justificar a revisão de diversos estudos de inventário hidrelétrico aprovados, alguns deles há mais de 15 anos, que dispõem de aproveitamentos não implantados que permanecem disponíveis para estudos na ANEEL. Assim, a revisão dos estudos de inventário existentes, poderia futuramente desencadear uma nova perspectiva dos recursos disponíveis para a expansão e até mesmo ampliar a possibilidade de viabilização econômica de algumas usinas hidrelétricas. Destaca-se ainda que embora o ressarcimento dos estudos de inventário seja previsto

pela Resolução ANEEL nº 594/2013, as diversas incertezas associadas ao processo podem não estimular desenvolvimento mais expressivo de novos estudos.

A harmonização com questões socioambientais continua sendo fator fundamental para o desenvolvimento e viabilização de novas usinas hidrelétricas, motivando iniciativas recentes como os Inventários Participativos da ANEEL. Como apontado no PNE 2050, os aproveitamentos com interferência em terras indígenas representam potencial significativo cuja exploração esbarra, dentre outros fatores, na ausência da regulamentação do § 3º do art.231 da Constituição. Visando avançar na questão, o poder executivo propôs o Projeto de Lei nº 191/2020, estabelecendo as condições para a exploração desses aproveitamentos. Isso abriria a possibilidade de adição de novo conjunto de usinas candidatas à expansão do sistema.

Para o PDE 2030 foram consideradas como usinas candidatas para a expansão da oferta aquelas com estudo de viabilidade técnico-econômica (EVTE) em andamento, cujos prazos estimados de todas as etapas de desenvolvimento de projeto, de licenciamento ambiental, de licitação e construção permitissem o início de sua operação no horizonte decenal. A Tabela 3-2 apresenta a cesta de oferta de projetos hidrelétricos colocados à disposição do Modelo de Decisão de Investimentos neste PDE.

Além de novos empreendimentos, a ampliação, modernização e repotenciação do parque hidrelétrico existente também representa um potencial a ser explorado nos próximos anos, como destacado no PDE2029 e como objeto da NT EPE-DEE-NT-088/2019-r0, constituindo oportunidade para alavancar os benefícios das usinas hidrelétricas que já operam no sistema. No entanto, o processo de ampliação, modernização e repotenciação das usinas hidrelétricas no Brasil ainda requer melhorias nos aspectos regulatórios e instrumentos de incentivos econômicos capazes de mobilizar os empreendedores. Os exemplos das usinas de Coaracy Nunes e Curuá-Una (apresentados no Box 3.2) ilustram algumas das questões e desafios enfrentados nesse processo.

²⁸ Mais detalhes podem ser obtidos no Caderno de Parâmetros de Custos do PDE 2030.

Como observado nos dois casos citados, algumas usinas do SEB foram projetadas e construídas em época que o país possuía menor grau de interligação em sua rede de transmissão. Com a integração dos subsistemas e aumento da rede de transmissão, a reavaliação do potencial ótimo dessas usinas pode ser uma oportunidade para indústria brasileira de hidroeletricidade.

A maior fonte de geração do SEB apresenta usinas com idade elevada, cujos ativos físicos vem sofrendo degradação ao longo dos anos. Com isso é necessário investimentos e atenção para manter e expandir sua confiabilidade, segurança e eficiência, resultando em competitividade econômica para o país, o que inclui repotenciação e ampliação de capacidade. Os efeitos produzidos são sistêmicos e se traduzem em aumento da produtividade global.

Tabela 3-1 – Resumo das considerações de custos para as tecnologias do MDI

Tipo de Oferta	Faixas de CAPEX, mín e máx [R\$/kW]	CAPEX Referência, sem JDC [R\$/kW]	O&M [R\$/kW/ano]	Encargos/Impostos [R\$/kW/ano]	CVU [R\$/MWh]
Usinas Hidrelétricas	Variável (Tabela 3-2)	Variável (Tabela 3-2)	30 a 50	490 a 700	-
Fotovoltaica	3.000 a 5.000	4.000	50	150	-
Eólica Onshore	3.200 a 5.500	4.500	90	180	-
PCH (CAPEX Baixo)	3.500 a 6.500	5.000	90	180	-
PCH (CAPEX Médio)	6.500 a 8.500	7.500	90	230	-
PCH (CAPEX Alto)	8.500 a 11.500	10.000	90	300	-
Biomassa (Bagaço de Cana)	2.000 a 5.500	4.000	90	190	-
Biomassa (Cavaco de Madeira)	4.000 a 8.000	6.000	120	250	-
Biogás	3.000 a 10.000	7.500	500	300	-
Biogás (RSU)	14.500 a 27.000	19.600	600	750	-
Gás Natural (Ciclo Combinado)	3.400 a 5.900 (apenas a UTE)	4.100	80 (UTE) + 80 (Regas)	250	268 a 347
Gás Natural (Ciclo Aberto)	2.900 a 4.700	3.400	80 (UTE) + 160 (Regas Terceiros)	230	451 a 560
Gás Natural (C Comb. Pré-sal)	3.400 a 5.900 (apenas a UTE)	5.100	150	280	202
Carvão Nacional	8.000 a 13.500	9.800	160	620	120
Nuclear	22.000 a 29.400	24.500	490	740	44
Eólica Offshore	9.800 a 18.600	12.250	490	450	-
Fotovoltaica Flutuante	3.800 a 6.500	5.000	65	180	-
Usinas Reversíveis	2.400 a 12.000	6.500	70	300	-
Armazenamento – Baterias	6.000 a 9.800	7.350	70	310	-
Modernização UHE	1000 a 2000	-	50	300	-
Resposta da Demanda	-	-	5	72	349

Tabela 3-2 - Cesta de Oferta de UHE do MDI

Data Mais Cedo Entrada Operação	UHE	Potência (MW)	Rio	UF	CAPEX Incluindo JDC (R\$/kW)	Situação dos Estudos de Viabilidade e Ambientais (EVTE e EIA/Rima)
2027	Davinópolis	74	Paranaíba	MG/GO	15.244,23	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue EIA/Rima entregue. Audiências Públicas realizadas.
2028	Apertados	139	Piquiri	PR	10.213,01	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue EIA/Rima entregue. Audiências Públicas realizadas.
2028	Castanheira	140	Arinos	MT	13.867,27	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue

Data Mais Cedo Entrada Operação	UHE	Potência (MW)	Rio	UF	CAPEX Incluindo JDC (R\$/kW)	Situação dos Estudos de Viabilidade e Ambientais (EVTE e EIA/Rima)
	(ARN-120)					EIA/Rima entregue.
2028	Ercilândia	87	Piquiri	PR	11.842,67	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue EIA/Rima entregue. Audiências Públicas realizadas.
2029	Telêmaco Borba	118	Tibagi	PR	8.934,53	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue EIA/Rima entregue. Audiências Públicas realizadas.
2029	Comissário	140	Piquiri	PR	12.129,35	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue EIA/Rima entregue.
2029	Tabajara	400	Ji-Paraná	RO	10.879,46	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue EIA/Rima entregue. Necessários ajustes no EIA.
	TOTAL	1.098				

Tabela 3-3 – Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta

Fonte	Disponível a partir de	Como é definida a contribuição		
		MDI	NEWAVE	Suprimento de Potência
Hidrelétricas	2026*	Séries de energia e potências, obtidas a partir de simulação no modelo SUIISHI, utilizando séries históricas de vazões	Simulação hidrotérmica do NEWAVE utilizando reservatórios equivalentes de energia e 2.000 séries sintéticas	Cálculo de potência máxima disponível para todas as séries históricas utilizando metodologia da NT EPE-DEE-NT-035-r2/2017
Hidrelétricas Reversíveis	2026	Energia armazenada em momentos de excesso descontadas de perdas decorrentes do processo de armazenamento e descarga	Incremento de carga para representar o carregamento	Incremento da potência disponível para o atendimento
PCH e CGH	2026	Definida com discretização mensal a partir de dados históricos de geração		
Eólica <i>Offshore</i> ***	2027	Utilização de dados de reanálise para pontos da costa brasileira, aplicando a mesma metodologia utilizada para os patamares do recurso <i>onshore</i>		
Eólica <i>Onshore</i> **	2026	Energia: a partir de dados de projetos habilitados em leilão. Contribuição nos patamares de carga: construída a partir da base de dados AMA.	P95 da geração esperada para todas as horas do mês, isoladamente e em conjunto	
Solar Fotovoltaica**	2026	Energia: a partir de dados de projetos habilitados em leilão. Contribuição nos patamares de carga: construída a partir de simulações com base de dados de satélite.		
Solar Fotovoltaica Flutuante**	2026	Estimativa com base em projetos convencionais (em solo, com rastreamento em 1 eixo) e um abatimento percentual		
Termelétricas a Biomassa Sucroenergética	2026	Definida com discretização mensal a partir de dados históricos de geração		
Termelétricas a Biogás	2026	Sazonalização definida a partir dos processos do setor sucroenergético e possibilidade de estocagem do insumo.		
Termelétricas a Biomassa Florestal	2026	Despacho definido pelo modelo de otimização, a partir dos CVUs definidos		Potência Disponível
Termelétricas a Gás Natural	2026			
Termelétricas a Carvão	2026			
Baterias Íon-Lítio	2026	Energia armazenada em momentos de excesso descontadas de perdas decorrentes do processo de armazenamento e descarga	Incremento de carga para representar o carregamento	Incremento da potência disponível para o atendimento

Notas: (*) Cada projeto tem sua data estimada individualmente, conforme Tabela 3-2.

(**) A ser publicada Nota Técnica sobre metodologia e premissas para obtenção de dados de geração de usinas eólicas e fotovoltaicas centralizadas nos estudos de planejamento..

BOX 3.2 – EXEMPLOS CONCRETOS DE AMPLIAÇÃO DE UHE: OS CASOS DE CURUÁ-UNA E COARACY NUNES

As possibilidades de ampliação das usinas hidrelétricas em operação podem ser exemplificadas pelos casos das UHE Curuá Una e Coaracy Nunes. A ampliação de Curuá Una se dá através da instalação de uma máquina em um poço existente. Já a UHE Coaracy Nunes compreende a construção de um novo circuito hidráulico, com obras civis associadas para uma ampliação substantiva do potencial instalado do aproveitamento. Esses dois casos particulares, diferentes entre si, ilustram a vasta gama de possíveis ampliações de UHE, representadas como alternativa nesse PDE através de projetos típicos de modernização de unidades geradoras.

A UHE Curuá-Una está localizada no município de Santarém, no estado do Pará, e concluirá em 2022 o aumento de sua capacidade instalada dos atuais 30,3 MW para 42,8 MW, por meio da instalação de uma nova unidade geradora em um poço já existente. Motivada pelo aproveitamento ótimo do potencial hidráulico, o aumento da capacidade permitiu a prorrogação da concessão por 20 anos nos termos da Lei nº 9.427/1996, o que favoreceu a atratividade e decisão pela ampliação. A análise da ANEEL indicou que o aumento de potência seria inviável, do ponto de vista hidrológico, a partir de 49 MW. No entanto o aumento de capacidade foi limitado pelas dimensões do bloco existente e pela limitação da altura de sucção da turbina, o que restringiu ainda a escolha da rotação síncrona da unidade geradora, demonstrando que as características particulares de cada usina podem impor diferentes limitações para o aumento de capacidade e os custos associados. O investimento previsto na contratação da ampliação é de, aproximadamente, R\$ 6.000/kW, totalizando cerca de 75 milhões de reais (data base janeiro/2020).

É importante destacar que a contratação feita por empresas públicas deve atender normativos específicos, como a Lei nº 13.303/2016, acórdãos do TCU, além de regulamentos internos, que podem influenciar considerações relacionadas aos riscos, garantias e fluxo de caixa/desembolso, podendo impactar assim os preços fornecidos ou obtidos pelo mercado.

A UHE Coaracy Nunes localizada no município de Ferreira Gomes, no estado do Amapá, possui 78 MW de potência instalada, e tem prevista uma ampliação de mais 220 MW, com a implantação de um novo circuito de adução e geração, incluindo tomada d'água e casa de força com duas unidades geradoras de 110MW cada, canal de adução, barramento e canal de fuga, além da subestação e linha de transmissão. A usina opera com quedas próximas a 20 m e fica a cerca de 15 km a jusante da UHE Cachoeira Caldeirão (queda de referência de 14,77 m, capacidade de 219 MW) e a menos de 10 km a montante da UHE Ferreira Gomes (queda de referência 16,22 m, capacidade de 252 MW), indicando que o aumento da capacidade é compatível com os outros aproveitamentos da cascata. Também deve-se ressaltar que a usina está localizada à margem esquerda do rio Amazonas, possuindo geração complementar ao período seco de grande parte do SIN, agregando ainda mais valor energético para a operação integrada.

Diferentemente da UHE Curuá-Una, a ampliação da UHE Coaracy Nunes terá mais obras civis e a instalação das unidades geradoras não terá as limitações impostas por estruturas existentes, sendo necessários ainda todos os equipamentos para a nova casa de força e circuito hidráulico, como pórticos e pontes rolantes, resultando em uma composição de custos distinta da UHE Curuá-Una. Outra diferença é que a UHE Coaracy Nunes é uma usina “cotista”, e já teve a concessão prorrogada conforme Lei 12.783/2013, devendo os investimentos da ampliação serem considerados nos processos tarifários, conforme Art.4º da referida Lei.

Além dos benefícios sistêmicos, a ampliação da usina de Coaracy Nunes poderia também ser estudada e avaliada dentro de um novo contexto com objetivo de compor uma possível melhoria para segurança do suprimento do Amapá, especialmente considerando eventos similares ao ocorrido no início do mês de novembro de 2020.

3.3 Diretrizes e Premissas

As premissas utilizadas na elaboração deste PDE foram estabelecidas em conjunto com a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia (SPE/MME) ou diretamente solicitadas por ela.

Com relação aos parâmetros de entrada para os modelos computacionais, destacam-se:

- Simulação da operação utilizando a última versão homologada do modelo NEWAVE²⁹, com parâmetros do CVaR³⁰ definidos pela CPAMP³¹ (alfa = 50% e lambda = 35%);
- Suprimento de energia da UHE Itaipu para o mercado paraguaio considerando projeção de crescimento de, aproximadamente, 5,4% a.a.. Esta projeção foi elaborada pela EPE;
- O custo de déficit de energia utilizado foi de R\$ 5.249,34/MWh, conforme divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- A taxa de desconto utilizada nas simulações do MDI foi de 8% a.a., em termos reais, estabelecida tendo como referência a metodologia do Custo Médio Ponderado do Capital (também conhecido como WACC), adotando-se as seguintes premissas: (i) empresa com estrutura financeira de 40% de capital próprio e 60% de capital de terceiros; (ii) custo de capital próprio de 13% a.a. e o custo de capital de terceiros de 7% a.a., em termos reais; e (iii) Impostos (IRPJ e CSLL) de 34%, considerando o regime de tributação no lucro real.

As datas de entrada em operação dos projetos contratados em leilão foram consideradas de acordo com o acompanhamento do Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico (DMSE)³². Para a

UTN Angra 3, MME indicou como premissa a entrada em operação comercial em janeiro de 2027.

Os limites de intercâmbio entre as regiões foram definidos considerando a evolução do SIN prevista para o horizonte decenal, em conformidade com os critérios de confiabilidade utilizados nos estudos elétricos de expansão da transmissão. Dentre os empreendimentos que iniciarão operação no horizonte decenal, destaca-se o conjunto de linhas de transmissão, em 500 kV, associadas à expansão da interligação Nordeste - Sudeste, cuja entrada em operação é prevista para ocorrer até o ano de 2026. Mais detalhes são apresentados no capítulo de Transmissão de Energia Elétrica.

Em relação ao parque termelétrico existente, assim como no PDE 2029 algumas considerações foram feitas com o intuito de evidenciar a necessidade de modernização de parte desse conjunto de usinas, bem como direcionar a atenção necessária ao término de contratos e determinados subsídios que possam levar ao aumento do custo variável unitário (CVU) de algumas plantas.

No caso da modernização de plantas existentes, considerou-se a possibilidade de algumas estenderem a sua vida útil através do processo de *retrofit*, o qual envolve uma série de ações de modernização e readequação das instalações existentes, sem a necessidade de se construir uma usina inteiramente nova.

Com relação à existência de subsídios para custeio de combustíveis de algumas termelétricas, buscou-se avaliar o impacto do término do prazo de concessão desses incentivos nos custos de operação dessas plantas, e com isso oferecer ao MDI a decisão quanto à sua competitividade relativa.

²⁹Modelo de otimização do despacho hidrotérmico desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel. Neste Plano, as simulações energéticas foram realizadas com a versão 27 do modelo, que traz importantes aprimoramentos em relação a versão 25, utilizada no PDE 2029. Dentre esses aprimoramentos, destaca-se a reamostragem de cenários, a inclusão do Centróide como representante do processo de agregação de ruídos e a correlação espacial de ENAs em base mensal.

³⁰CVaR – *Conditional Value at Risk*, metodologia que calcula uma política operativa considerando, além do valor esperado dos custos, o valor médio dos custos dos cenários hidrológicos mais caros.

³¹ CPAMP – Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico.

³² Foi utilizada como referência a reunião de abril de 2020, que também serviu de referência para o PMO de maio de 2020, elaborado pelo ONS.

Desta forma, as usinas termelétricas existentes foram tratadas considerando as seguintes premissas:

- As usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível, que têm seus contratos (CCEAR) findados no horizonte da simulação foram retiradas do sistema nas datas de término dos respectivos contratos. No caso das usinas que não possuem CCEAR, as mesmas são removidas após 25 anos de operação comercial;
- As termelétricas a Gás Natural integrantes do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) e/ou com contratos no ambiente regulado (CCEAR) são removidas do sistema na maior data entre o término do seu respectivo contrato e o fim do PPT, que possui prazo estabelecido de 20 anos a partir da entrada de operação comercial da UTE, conforme disposto no Decreto nº 3.371/2000. No mês seguinte após serem retiradas, essas usinas tornam-se candidatas à expansão com custo de investimento definido por CAPEX de 40% de uma UTE a Ciclo Combinado nova, representando a possibilidade de realização de *retrofit*. Para essa oferta de expansão, o CVU foi revisado considerando: (i) o preço de referência do GNL utilizado para as termelétricas indicativas totalmente flexíveis, e (ii) o consumo específico de cada uma delas de acordo com o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural do mês de janeiro de 2020;
- As termelétricas a Gás Natural, sem CCEAR e sem PPT, foram retiradas após 25 anos em operação comercial, representando o fim do período de vida útil considerado e, de forma semelhante ao adotado para as usinas do PPT e/ou com CCEAR, elas tornam-se candidatas a expansão a partir do mês seguinte à retirada, com as mesmas premissas para composição do CAPEX e de revisão do CVU mencionadas no caso anterior;
- Para as usinas que, desde o início do horizonte de simulação, não agregam potência disponível para o sistema (PDISP=0), não foi considerada a possibilidade de *retrofit* e, consequentemente, retorno da usina após sua retirada;
- As usinas a carvão mineral nacional são retiradas do sistema no final de 2027, em função do término da CDE (Conta de

Desenvolvimento Energético). Após a sua data de retirada, essas usinas tornam-se candidatas a expansão com CAPEX de 40% de uma nova UTE a Carvão e revisão do CVU considerando estimativa de aumento de custo relativo à perda do benefício da CDE. Para as usinas a carvão mineral importado, considerou-se a sua retirada após o término do seu CCEAR e possibilidade de *retrofit* no período imediatamente posterior, com a mesma premissa de CAPEX do carvão nacional e com seus valores de CVU calculados em função das projeções de preço do carvão mineral no mercado internacional.

Além das premissas sobre empreendimentos já contratados ou em operação, as seguintes restrições foram fornecidas ao MDI, para o Cenário de Referência, considerando as diretrizes de política energética e os potenciais de cada tecnologia:

- Indicação de expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de oferta eólica localizada nas regiões Nordeste e Sul a partir de 2026, limitada a 3.000 MW/ano;
- Indicação de expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de expansão solar fotovoltaica nas regiões Nordeste e Sudeste a partir de 2026, limitada a 3.000 MW/ano;
- Limite superior de 5.000 MW/ano para a soma de capacidade instalada indicativa de empreendimentos eólicos e solar fotovoltaico centralizados, a fim de prover maior diversificação da matriz;
- Indicação de expansão com limite superior para PCH de 300 MW/ano a partir de 2026;
- Indicação de expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de oferta de biomassa de bagaço de cana (CVU nulo) a partir de 2026 com limite inferior de 80 MW/ano e limite superior de 400 MW/ano;
- Disponibilidade a partir de 2026 de usinas Termelétricas movidas a Gás Natural nacional e importado, com diferentes níveis de eficiência e inflexibilidade;
- Indicação de limite mínimo de expansão de 60 MW no horizonte de capacidade de usinas termelétricas movidas a resíduos sólidos urbanos (RSU), a título de política energética e ambiental;

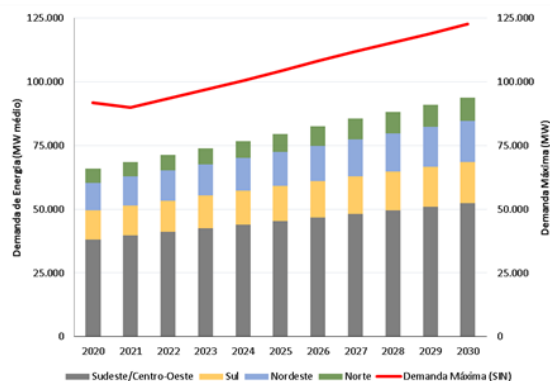
- Indicação de modernização de usina termelétrica a Carvão Mineral Nacional, em 2028, com 40% de inflexibilidade, a título de política energética;
- Variação de CVU das usinas termelétricas³³ com base em trajetória de preços futuros dos combustíveis, em moeda constante, considerando as projeções do cenário de referência publicado pela *Energy Information Administration - EIA no Annual Energy Outlook* – AEO.

3.3.1 PROJEÇÃO DE CARGA DE ENERGIA E DEMANDA DE POTÊNCIA

A partir das hipóteses da evolução dos indicadores macroeconômicos, as análises referentes ao sistema de geração consideraram as projeções de demanda de energia para todas as regiões do SIN, já incluindo as perdas elétricas na rede transmissora e o abatimento da micro e minigeração distribuída. As curvas de carga foram representadas no modelo de simulação da operação em quatro patamares. Os patamares de carga pesada, média e leve foram construídos a partir dos estudos da CPAMP para redefinição dos patamares de carga, consolidados na consulta pública nº 51/2018. Já o quarto patamar, com duração de 10 horas/mês, foi estabelecido de modo a representar a demanda máxima instantânea do sistema.

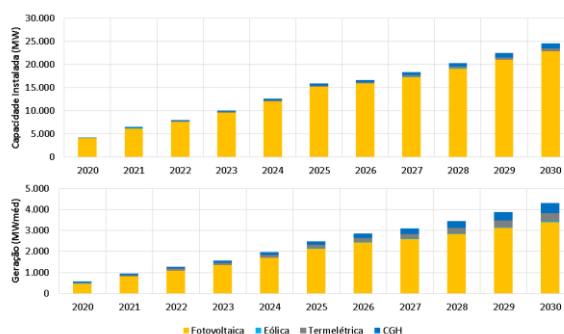
O crescimento médio anual da carga do SIN (sem abatimento da GD), no horizonte decenal, é de aproximadamente 2.800 MW médios, representando taxa média de 3,6% a.a.. O Gráfico 3-1 apresenta a projeção de carga do SIN (energia e ponta) do Mercado de Referência do PDE, sem abater a parcela de micro e minigeração distribuída. A demanda máxima apresenta taxa de crescimento de 3% ao longo do horizonte decenal. Maiores detalhes sobre a projeção da demanda e os impactos da pandemia de COVID-19 são apresentados no Capítulo 2.

Gráfico 3-1 – Projeções de Demanda do Mercado de Referência



Em relação à micro e minigeração distribuída, o PDE 2030 traz duas projeções para o horizonte decenal, denominadas “Verão” e “Primavera”, apresentadas no Capítulo 9. Para os estudos de oferta centralizada, utiliza-se como referência o cenário denominado “Verão”, que considera penetração de aproximadamente 25 GW de potência instalada (e 3.7 GWm) ao final do horizonte decenal. Como pode ser observada no Gráfico 3-2, a tecnologia solar fotovoltaica mantém-se com a principal fonte nesse segmento, respondendo por cerca de 93% de toda essa expansão.

Gráfico 3-2 - Expansão em capacidade e em energia da Geração Distribuída



³³ A metodologia de cálculo desses CVU pode ser encontrada na Nota Técnica EPE-DEE-NT-057/2019-r0.

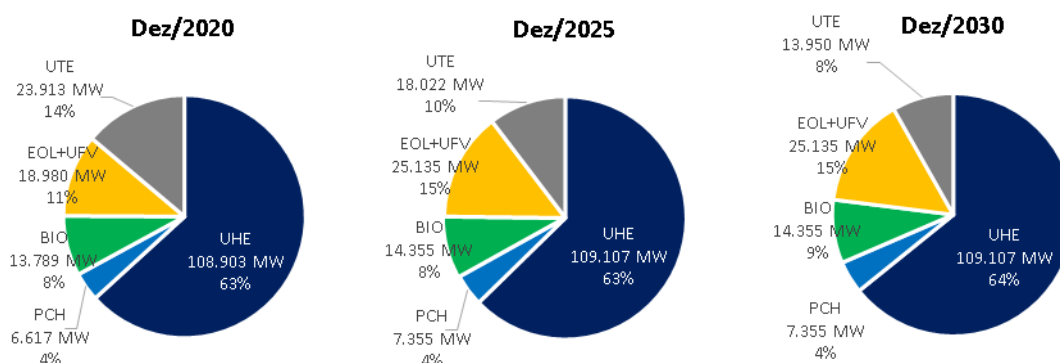
3.4 Configuração inicial para expansão

Os estudos para o planejamento da expansão utilizam como base a configuração do sistema existente, a expansão contratada em leilões e a perspectiva de entrada pelo ACL, com referência de abril de 2020. Em maio de 2020, o SIN contava com capacidade instalada de cerca de 171 GW, com a participação das diversas fontes de geração. Os leilões realizados até abril de 2020 e a perspectiva de entrada de empreendimentos viabilizados através do ACL (dos quais aproximadamente 60% será de fontes renováveis) resultam em acréscimo de aproximadamente 15.600 MW de capacidade instalada no horizonte decenal, conforme apresentado no Anexo 1. A partir dessa configuração, é realizada a avaliação das condições de atendimento do SIN. O Gráfico 3-3 - Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada do SIN ilustra a variação da composição dessa oferta ao longo dos anos de 2020, 2025 e 2030, sem considerar expansão indicativa. Observa-se que a participação hidrelétrica na matriz se mantém praticamente inalterada. Por outro lado, identifica-se crescimento relevante das fontes eólica e solar fotovoltaica centralizada que, juntas, correspondem a aumento de 4%, ao acrescentarem em torno de 6 GW na capacidade instalada já em implantação, de dezembro de 2020 até o final de 2030.

O PDE 2030 também chama a atenção para a oferta termelétrica existente em final de contrato, além da necessidade de modernização devido ao longo período em operação e final de vigência da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) ao longo do horizonte decenal. Com isso, estima-se que, em virtude da incerteza associada à disponibilidade futura desses empreendimentos, aproximadamente 16.500 MW da capacidade instalada atual saem da configuração de base durante o período decenal. Neste contexto, caso a totalidade dessas usinas realmente não permaneça em operação, observa-se redução de 6% na participação termelétrica do SIN. O Anexo 1 também apresenta o montante anual, em capacidade instalada, de usinas nessa condição.

Com essas informações e considerando as premissas adotadas, o PDE 2030 avalia a atratividade econômica da manutenção dessa oferta termelétrica no sistema através de *retrofits* frente à oportunidade de expansão de novas plantas, de maior investimento e eficiência. Nesse sentido, aproximadamente 8.400 MW de *retrofit* de termelétrica foram colocados à disposição do modelo a partir do mês seguinte à sua retirada.

Gráfico 3-3 - Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada do SIN



Nota: (1) O montante apresentado como PCH inclui também as CGH existentes.

(2) Cerca de 90% do total incidido no gráfico por biomassa é por composto por usinas desta fonte, mas também estão contabilizados neste montante pequenas termelétricas que podem utilizar outros combustíveis.

A oferta inicial considera 2.975 MW de usinas termelétricas cuja potência disponível é nula.

Inclui a parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai, cujo excedente de energia é exportado para o mercado brasileiro.

Apesar da expectativa do sistema elétrico brasileiro manter, no horizonte decenal, oferta de geração predominante renovável, a mudança na composição da matriz traz novos desafios para o planejamento. A fonte hidrelétrica, que ainda será predominante no SIN, precisará, cada vez mais, de maior gestão de sua operação caso se deseje utilizá-la para acomodar as variações de carga e o aumento da participação de fontes renováveis variáveis. Nesse sentido, os últimos ciclos do PDE vêm indicando de forma explícita a necessidade de expansão para atendimento ao requisito de potência, com tecnologias que contribuam especificamente para esse serviço. Essa indicação vinha acompanhada de uma necessidade de revisão dos critérios de suprimento, que até então só consideravam a restrição de energia.

De modo a dar mais um passo no entendimento do funcionamento do sistema futuro, será apresentado a seguir uma proposta de metodologia para o cálculo dos requisitos do SIN sem a expansão indicativa, mensurados a partir dos novos critérios de suprimento.

OS NOVOS CRITÉRIOS DE SUPRIMENTO, A AVALIAÇÃO DO ATENDIMENTO E O CÁLCULO DOS REQUISITOS

Visando garantir a adequabilidade do suprimento de energia e de potência, em 2019 o MME instituiu, através de um subgrupo do GT Modernização do Setor Elétrico, o estudo de novos critérios de suprimento a serem aplicados no planejamento da expansão e da operação do SIN. As atividades desse grupo de trabalho culminaram na publicação da Resolução CNPE nº 29/2019, que estabeleceu as métricas para os novos critérios, além da Portaria MME nº 59, de 20/02/2020, que estabeleceu os parâmetros associados a essas métricas. Com esse novo regramento, o SIN passa a contar com critérios explícitos para o suprimento de potência além de ter seus critérios de suprimento de energia atualizados à nova realidade do sistema.

Neste contexto dos avanços já realizados para a definição das novas métricas de segurança e economicidade da operação, o PDE 2030 se propõe a identificar o montante dos requisitos de energia e potência, avaliando assim quanto e quando é necessária a expansão para atender a esses critérios ao longo do horizonte do PDE. À priori, a quantificação dos requisitos permite importante evolução para que a indicação do PDE seja vista sob a ótica de requisitos do sistema, e não só de tecnologias para o seu atendimento.

A avaliação da adequabilidade do suprimento de energia e de potência considera a simulação com 2.000 cenários hidrológicos de vazões. As novas métricas e parâmetros estabelecidos para a avaliação de adequabilidade do sistema são:

- CVaR³⁴ 1% da Energia Não Suprida (ENS) $\leq$ 5% da Demanda

Em base anual, são avaliados os 1% piores cenários de atendimento à demanda de energia, onde a média do corte de carga nesses cenários não pode ser superior à 5% da demanda do SIN e de cada subsistema.

- CVaR 10% CMO $\leq$ 800[R\$/MWh]

Em base mensal, são avaliados os 10% cenários com CMO mais elevado, onde a média desses cenários não pode ser superior a R\$ 800/MWh em nenhum subsistema avaliado.

- CVaR 5% da Potência Não Suprida (PNS) $\leq$ 5% da Demanda

Em base mensal, são avaliados os 5% piores cenários de atendimento à demanda máxima de potência, onde a média desses cenários não pode ser superior à 5% da demanda instantânea do SIN e de cada subsistema.

- LOLP³⁵ $\leq$ 5% (Risco de Insuficiência de Capacidade):

³⁴ CVaR = Conditioned Value at Risk (Valor esperado condicionado a um determinado nível de confiança)

³⁵ LOLP = Loss of Load Probability (risco de insuficiência de capacidade)

Em base anual, possui um limite de 5% de probabilidade de ocorrência de qualquer déficit por motivo de insuficiência de capacidade de potência, para o SIN e para cada subsistema.

Avaliação do atendimento aos critérios de energia

A primeira etapa da avaliação do atendimento aos critérios de suprimento é a verificação da violação dos critérios de energia. O Gráfico 3-4 analisa o CVaR

10% do CMO de energia (para a média dos quatro patamares de carga) em base mensal. Nota-se que o limite para esse critério é violado a partir de 2026, com tendência de crescimento ao longo dos anos e picos nos meses de novembro de 2029 e 2030.

O Gráfico 3-5 apresenta a média dos 1% piores cenários da Energia Não Suprida (CVaR 1% ENS), em base anual, onde identifica-se que o limite para esse critério é violado apenas a partir de 2029.

Gráfico 3-4 - Avaliação do Atendimento ao Critério de Suprimento de Energia: CVaR 10% CMO

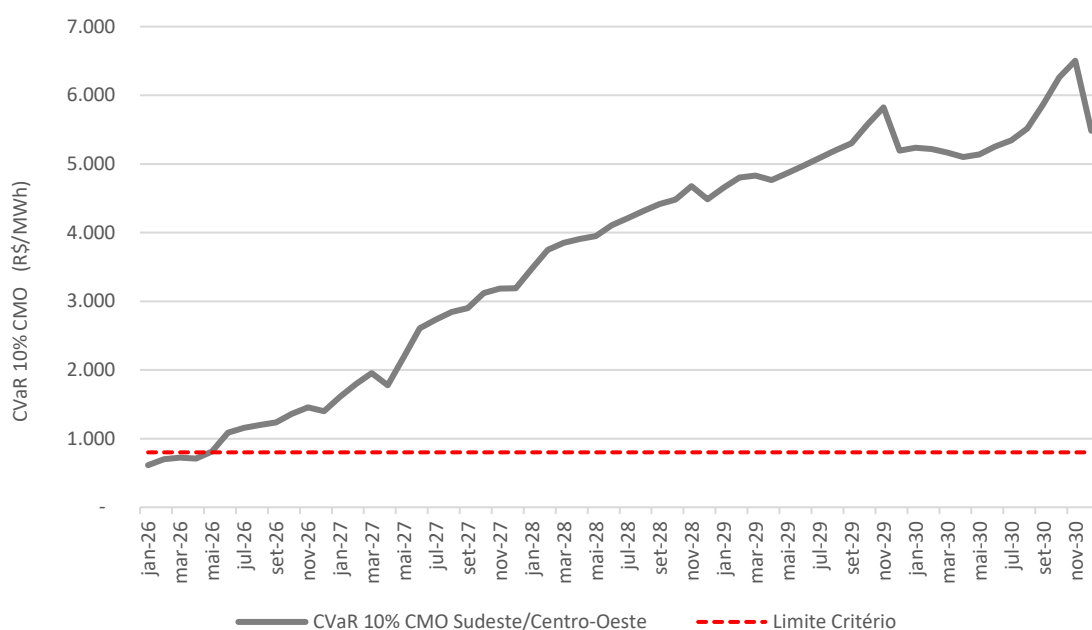
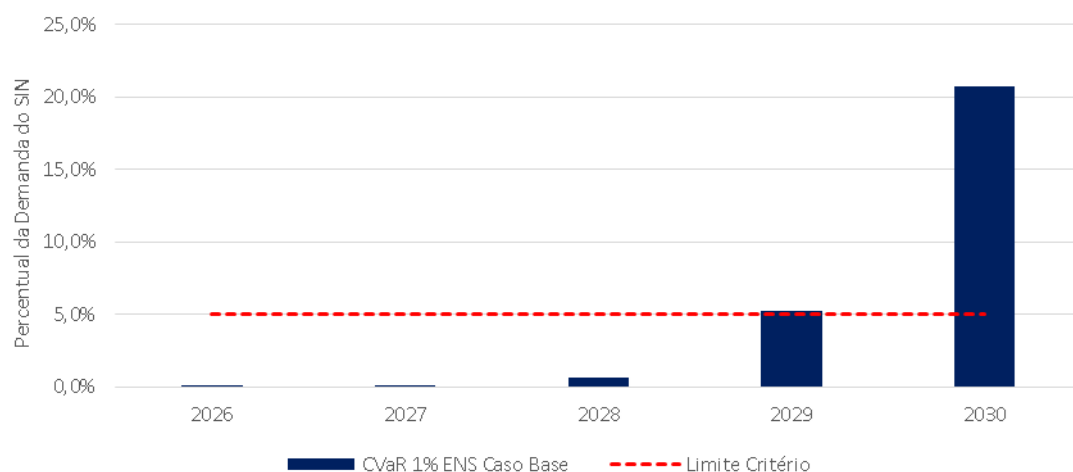


Gráfico 3-5 - Avaliação do Atendimento ao Critério de Suprimento de Energia: CVaR 1% ENS



Avaliação do atendimento aos critérios de potência

O Gráfico 3-6 apresenta a avaliação do atendimento aos dois critérios relacionados ao suprimento de potência. Observa-se que o primeiro momento de violação do critério de potência, assim como o de energia, ocorre a partir de 2026, onde também há uma característica crescente da violação ao longo dos anos. No entanto, a violação para potência ocorre apenas a partir do segundo semestre. Destaca-se que os resultados apresentados consideram a saída das térmicas apresentadas no Anexo 2, posteriormente consideradas como candidatas à *retrofit*.

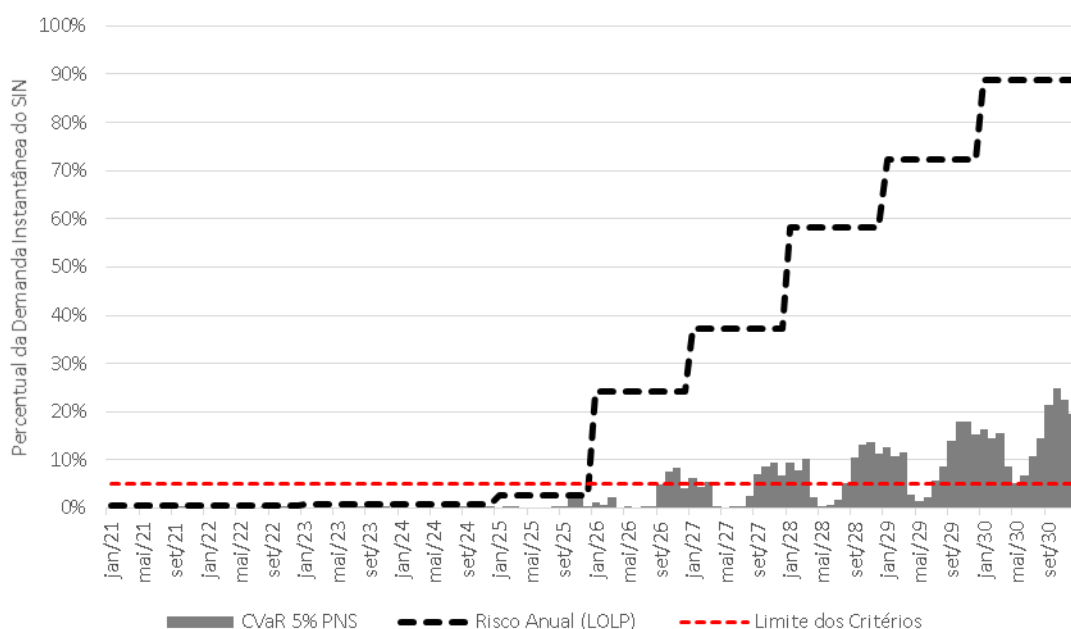
A avaliação dos requisitos

A partir da avaliação do atendimento e violação dos critérios de suprimento sem expansão indicativa, o PDE 2030 traz proposta para quantificar quais seriam os requisitos de energia e de potência do sistema. Ao analisar as principais variáveis que impactam nas métricas utilizadas em cada critério, é

possível estimar o montante a adicionar de oferta para o seu atendimento. Apesar de o cálculo ser feito para cada métrica separadamente, a oferta adicional deve ser considerada simultaneamente para aferir o atendimento do sistema, tal como é realizada na análise da decisão de investimentos do PDE. A Tabela 3-3 apresenta um resumo do método de quantificação que foi utilizado na avaliação do atendimento a cada critério para o suprimento de energia e de potência.

A métrica CVaR considera a média dos valores extremos da distribuição considerando os piores cenários da variável que será analisada, onde a média desses piores cenários deve ser inferior ou igual ao limite definido para cada critério. Nos casos em que a métrica de CVaR envolve a avaliação dos piores cenários de energia não suprida (ENS) ou potência não suprida (PNS), o método de quantificação do requisito do sistema é o montante do CVaR para cada variável que exceder o limite definido como aceitável. Nos critérios utilizados tem-se como limite 5% da demanda para a energia não suprida e 5% da demanda máxima para a potência não suprida.

Gráfico 3-6 - Avaliação do Atendimento aos Critérios de Suprimento de Potência: CVaR 5% PNS [% da Demanda Instantânea] e LOLP



Nota: Avaliação de atendimento à potência acoplada com o resultado da simulação energética para 2.000 cenários hidrológicos simulados com o modelo NEWAVE.

Tabela 3-4 – Método de quantificação dos requisitos de energia e de potência

Critério	Métrica	Variáveis que impactam	Método de quantificação
Energia	$CVaR1\%(ENS) \leq 5$ [%Dem] ^(a)	Profundidade do déficit de energia (ENS) nos 1% piores cenários de déficit do ano	Máximo ($CVaR1\%(ENS) - 5$ [%Dem], 0)
	$CVaR10\%(CMO) \leq 800$ [R\$/MWh] ^(b)	Geração termelétrica (GT), Profundidade do déficit de Energia (ENS) e Violação às restrições operativas penalizáveis (VIO) nos 10% piores cenários de CMO de cada mês	Soma ($GT \geq 800$ [R\$/MWh], ENS, VIO) correspondente aos 10% piores cenários de CMO. Após a totalização, é calculada a média desses cenários.
Potência	$CVaR5\%(PNS) \leq 5$ [%Dem] ^(b)	Profundidade do déficit de Potência nos 5% piores cenário de cada mês	Máximo ($CVaR5\%(PNS) - 5$ [%Dem], 0)
	$LOLP \leq 5\%$ ^{(a) (c)}	Profundidade do déficit correspondente aos 5% piores cenários de déficit de potência de cada ano = $Var\ 5\%(PNS)$	$Var\ 5\% (PNS)$

(a) Base anual (b) Base mensal (c) Probabilidade associada à 1,5% mês

Para o cálculo do requisito de energia para os cenários que violam o critério do CVaR 10% de CMO, as variáveis identificadas que impactam no Custo Marginal de Operação (CMO) estabelecido pelo modelo NEWAVE são: o despacho das termelétricas com CVU superior ao limite, o de déficit de energia e as violações às restrições operativas. O somatório desses montantes nos 10% piores cenários de CMO, avaliados em base mensal, indicam a quantidade de energia a ser inserida no sistema para que a violação desse critério seja mitigada. Cabe destacar que as violações às restrições operativas devem ser consideradas também, pois representam situações em que o sistema não dispunha de oferta para atender a todos os seus requisitos. Para o modelo matemático utilizado, elas impactam no valor da água e, consequentemente, o custo marginal de operação, contribuindo assim para a violação do critério.

Quanto à métrica LOLP, onde somente são aceitos déficits de potência com probabilidade inferior ou igual a 5%, a variável que impacta é o próprio corte de carga. Dessa forma, caso seja adicionado ao sistema oferta equivalente à profundidade do déficit que resulta neste 5% pior

cenário, ou seja, o VaR 5%, o risco de ocorrência de cortes será reduzido ao limite do critério. Assim, esse será o montante mínimo necessário para o atendimento.

Baseado no método de quantificação de requisitos proposto, o Gráfico 3-7 apresenta o requisito calculado conforme a discretização temporal das duas métricas de avaliação do atendimento ao critério de energia, em MW médios por mês. Observa-se a marcante sazonalidade presente na avaliação do requisito pelo CVaR 10% do CMO, onde os maiores montantes ocorrem no segundo semestre. Esse requisito inicia com valores reduzidos no primeiro semestre de 2026 e se eleva ao longo dos anos. Até 2029, o único critério de energia violado, e que, portanto, possui requisito associado é o CVaR 10% CMO. No caso do PDE 2030, o cálculo do requisito pelo CVaR 1% ENS apresenta um montante significativo apenas em 2030. Dessa forma, para o ano de 2030 será necessária avaliação complementar para a definição de qual requisito será o dominante na definição do montante necessário para o atendimento ao critério de energia.

Gráfico 3-7 - Requisito de energia calculado para métricas $\text{CVaR1\%}(\text{ENS}) \leq 5$ [% da Demanda] e $\text{CVaR10\%}(\text{CMO}) \leq 800$ [R\$/MWh]

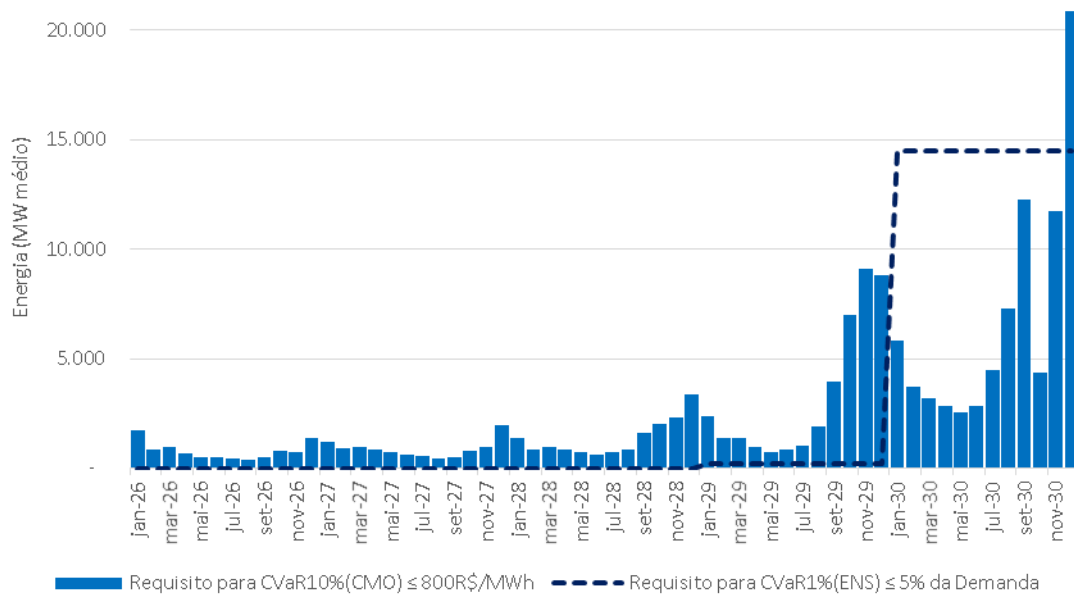
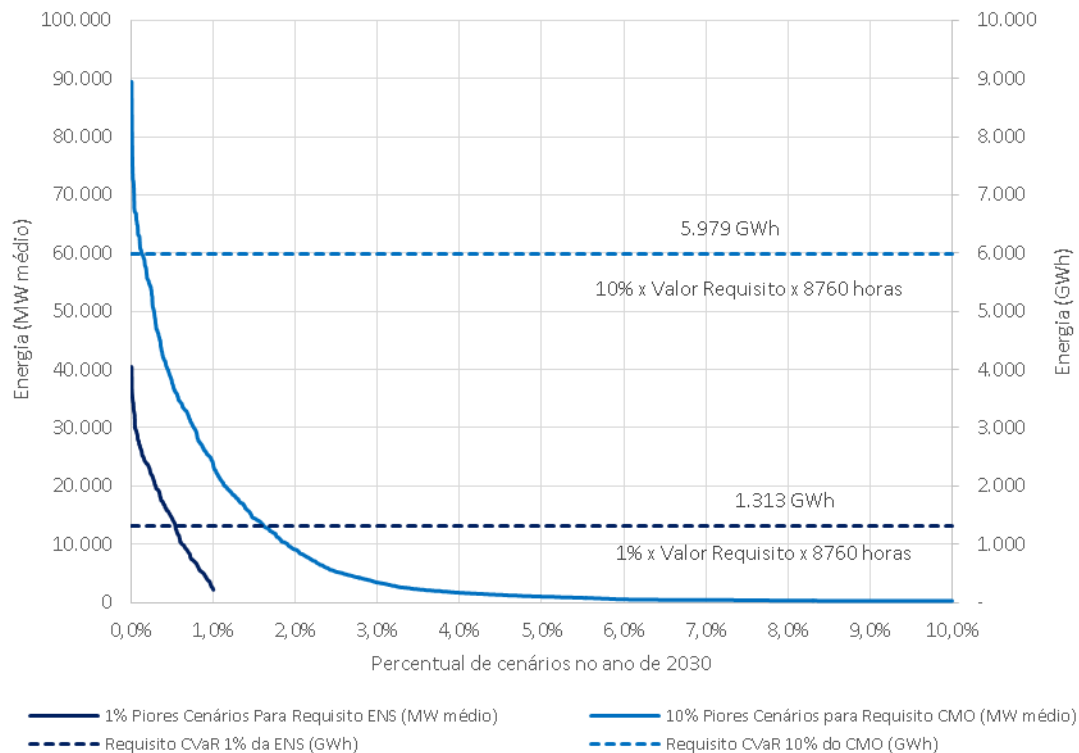


Gráfico 3-8 - Avaliação em 2030 do Requisito de energia calculado para métricas $\text{CVaR1\%}(\text{ENS}) \leq 5$ [% da Demanda] e $\text{CVaR10\%}(\text{CMO}) \leq 800$ [R\$/MWh]



O Gráfico 3-8 detalha as condições de atendimento ao requisito de energia em 2030, onde a curva azul apresenta os piores cenários de energia não suprida (ENS) no ano em MW médio por mês. A curva pontilhada azul determina a média destes cenários em GWh. Esse valor médio seria o montante de energia no ano a ser adicionado para atender ao requisito calculado para a métrica CVaR 1% ENS.

Já a curva amarela agrega, em MW médio por mês, o requisito calculado para todos os meses deste ano referentes aos 10% piores cenários de CMO de cada mês. A curva pontilhada amarela determina a média desses valores em GWh, que seria o montante de energia a ser adicionado no ano, com esse requisito calculado para a métrica CVaR 10% CMO.

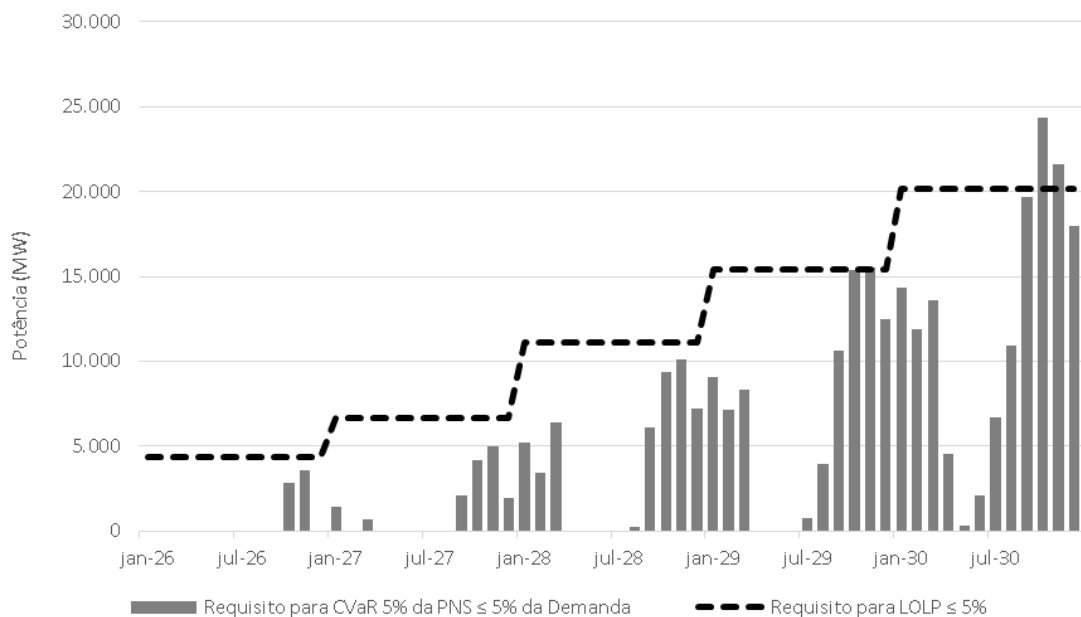
Apesar de os valores calculados em MW médios, como apresentados no Gráfico 3-7, permitirem a interpretação de que o requisito CVaR 1% ENS supere o calculado pelo CVaR 10% CMO no ano de 2030, o Gráfico 3-8 deixa claro que, na realidade, o montante de energia a ser adicionado para atender a violação do CVaR de CMO é superior. Como isso, pode-se afirmar que, em termos de montante de energia anual, o critério de CVaR 10% CMO é dominante ao requisito para a métrica de energia não suprida. Cabe destacar que essa conclusão é válida especificamente para esse caso, e

essa análise deve ser refeita para cada situação. Falta apenas identificar aspectos sazonais desse requisito, o que será discutido mais adiante.

Quanto ao requisito de potência, o Gráfico 3-9 mostra que no início do horizonte os montantes se concentram entre os meses de setembro a março. Porém, com o passar dos anos não só o requisito aumenta como passa a ocorrer em mais meses. Em 2030, todos os meses apresentam valores de CVaR PNS maiores que zero, o que não ocorre nos anos anteriores.

Como a potência é uma grandeza instantânea, diferentemente da energia que pode ser acumulada no tempo, a comparação entre os requisitos calculados pelas duas métricas pode ser feita de forma direta. A evolução desses montantes demonstra que a necessidade calculada pela LOLP é superior ao valor calculado pelo CVaR PNS até 2029. Já em 2030, o requisito no segundo semestre pelo CVaR PNS supera a LOLP, chegando a quase 25.000 MW. No entanto, destaca-se que este é o requisito de potência total, onde parte pode ser atendido pela contribuição das fontes indicadas para o atendimento ao requisito de energia.

Gráfico 3-9 - Requisitos de potência calculados para métricas CVaR5%(PNS) $\leq$ 5 [%Dem] e LOLP $\leq$ 5%



A NECESSIDADE DE OFERTA A PARTIR DOS REQUISITOS

A forte presença hidrelétrica no SIN faz com que a oferta de energia apresente um acoplamento temporal que pode ser explorado para trazer maior sinergia entre as fontes. Por conta deste acoplamento, as grandes variações mensais no requisito de energia observadas no Gráfico 3-7 podem variar de acordo com a decisão operativa. Por outro lado, identifica-se tendência de que os maiores valores se concentrem no período seco, momento de menor disponibilidade nas UHE. Como um primeiro exercício, esse estudo considerou a possibilidade de quantificação desse requisito a partir de uma média semestral. Na avaliação realizada, essa representação não gerou grandes impactos na operação ao comparar os resultados da simulação energética com o requisito mensal e pela média semestral. No entanto, a identificação da melhor escala temporal ainda está em andamento, tarefa que requer maior aprofundamento quanto à melhor representação da característica sazonal do requisito de energia.

O Gráfico 3-10 apresenta o requisito de energia nas duas escalas (mensal e semestral) juntamente com o requisito de potência. Devido à tendência de ampliação dos meses com maior requisito de capacidade ao longo dos anos, neste estudo, o requisito de capacidade foi incluído, a cada ano, como sendo o máximo valor para o atendimento ao critério anual (LOLP) e mensal (CVaR).

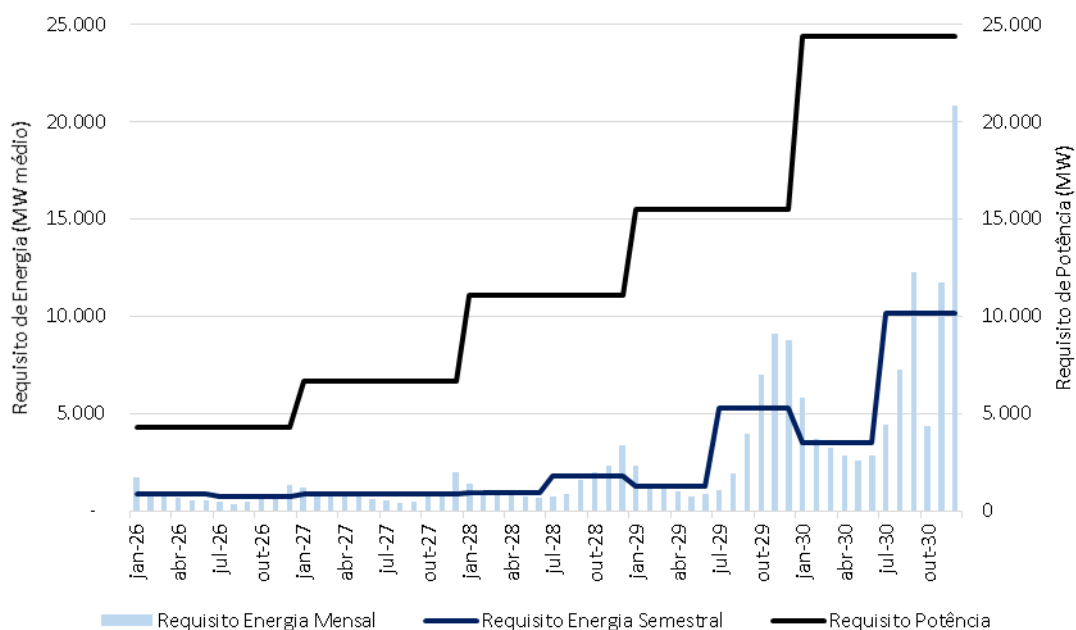
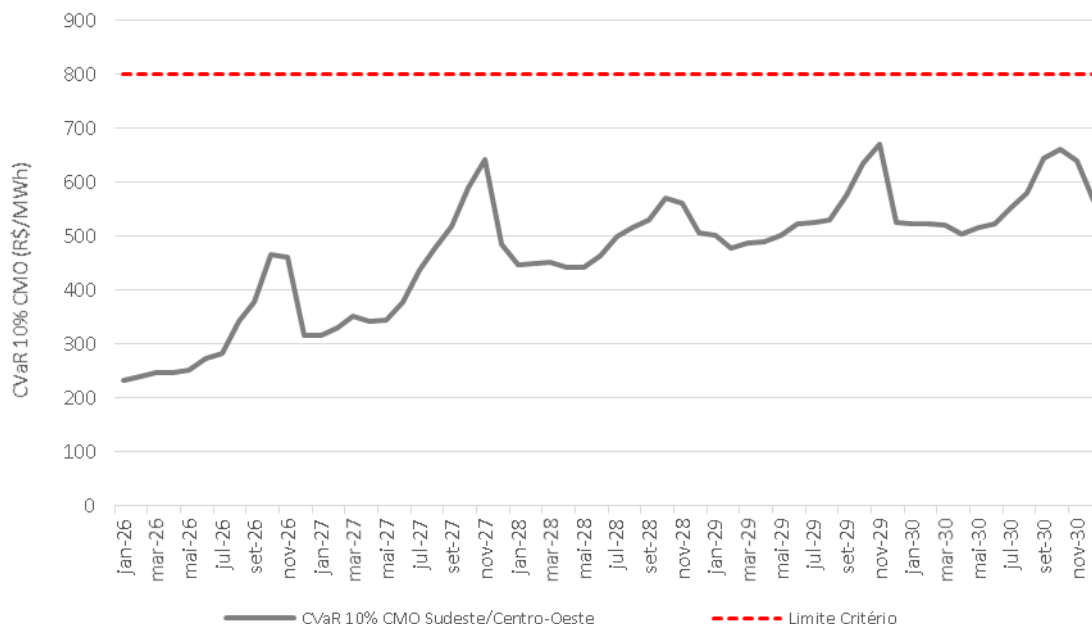
É importante destacar que para aferir se o montante calculado pela metodologia apresentada atende aos critérios de suprimento de energia e potência, a inclusão nos modelos de simulação deve ser realizada sempre de forma acoplada. Isso ocorre, pois, os recursos presentes no sistema podem prestar serviço tanto para o atendimento energético quanto para o atendimento aos picos de demanda. Além da contribuição direta que cada oferta adicionada traz ao sistema, existe também uma contribuição indireta, pois as hidrelétricas com reservatórios podem alterar sua operação devido à complementariedade com as

demais fontes. Também cabe destacar que a métrica de CVaR do CMO, apesar de ser classificada como um critério para o atendimento de energia, também possui forte relação com o atendimento de potência, ao considerar os custos marginais nos piores cenários. Conforme consta no Relatório do Grupo Temático dos Critérios de Garantia de Suprimento – Proposta de Parâmetros, de outubro de 2019, na definição do parâmetro para o CVaR CMO foram inseridos cenários com custo marginal igual ao CVU de referência para as tecnologias indicativas para o suprimento de potência, aderente ao despacho esperado dessas tecnologias. Acrescenta-se que, neste mesmo relatório consta que as métricas de segurança associadas ao suprimento de potência devem estar contidas na energia não suprida estabelecida pelo critério de segurança energética, pois a simulação energética, ao ser realizada em escala mensal, incorpora também cenários de baixa probabilidade no mês de situações muito extremas de suprimento de potência. Portanto, os critérios de suprimento, tanto de energia quanto de potência, devem estar alinhados e ser avaliados sempre de forma conjunta.

Após a inclusão de oferta, no montante total dos requisitos apresentados no Gráfico 3-10, no caso sem expansão indicativa do PDE 2030, é necessário aferir o atendimento aos critérios de suprimento. Cabe lembrar que a oferta específica de potência é dada pela diferença entre o requisito total de potência apresentado e a contribuição para potência das fontes para atender ao requisito de energia.

Os Gráficos 3-11 demonstra que, com o requisito calculado, o critério de suprimento de energia de CVaR 10% CMO passa a ser atendidos em todo horizonte do PDE. Com relação ao CVaR da ENS, como o montante quantificado é inferior ao necessário para o atender ao CMO, ao adicionar a oferta esse critério se mostrou folgado, com cortes de carga nos piores cenários inferiores a 0,5% da demanda do SIN.

Gráfico 3-10 - Indicação de energia e de potência após análise de requisitos


Gráfico 3-11 – Validação do requisito calculado a partir da avaliação do atendimento ao critério de energia, para métrica $CVaR_{10\%}(CMO) \leq 800 [R\$/MWh]$


Em relação aos critérios de potência, os Gráficos 3-12 e 3-13 explicitam o seu atendimento com o requisito de potência ajustado pela metodologia de quantificação proposta e inserção dos montantes no caso para validação. Destaca-se, no

entanto, que pequenas violações e eventuais sobras em alguns momentos específicos devem ser analisadas e ajustadas com refinamentos sobre esse exercício inicial. Dentre os trabalhos em desenvolvimento, também cabe destacar as

premissas adotadas quanto à sazonalidade do requisito. É muito importante que o melhor uso dos recursos seja sempre buscado, principalmente ao considerar o acoplamento temporal que as UHE trazem para a operação. Uma vez que a oferta indicativa leva o sistema a novas estratégias de operação dos reservatórios, estabelecidas com o uso

do modelo NEWAVE, pequenas variações podem ser encontradas entre os resultados da simulação e o cálculo do requisito. Entretanto, enquanto a EPE segue os estudos para o refinamento dessa metodologia, essa primeira abordagem é colocada para discussão pública através desse ciclo de PDE.

Gráfico 3-12 – Validação do requisito calculado a partir da avaliação do atendimento ao critério de potência, para métrica CVaR5%(PNS) $\leq 5\%$ da Demanda

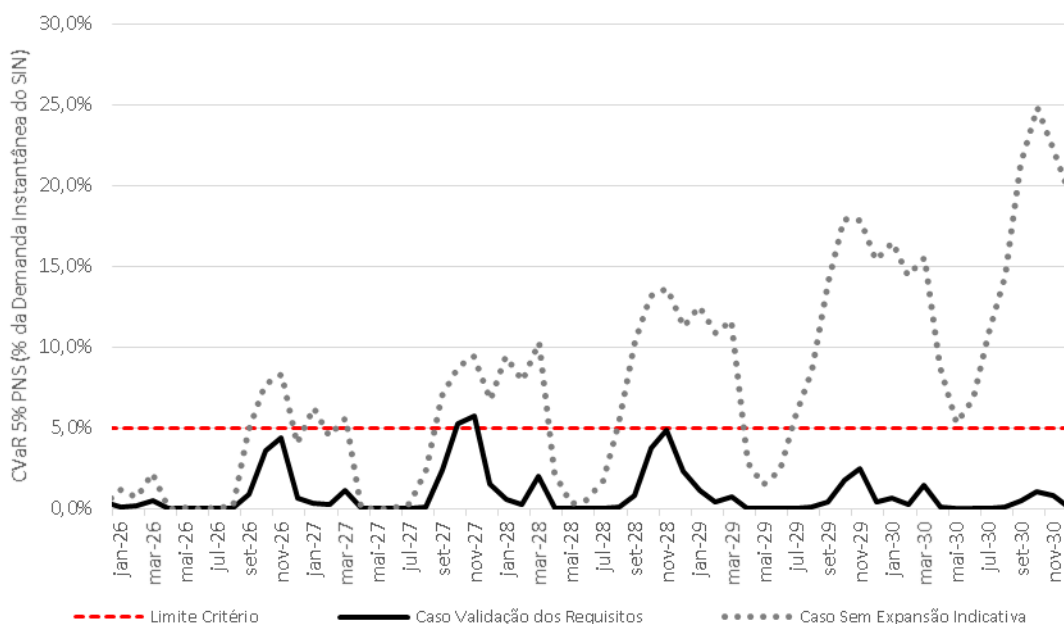
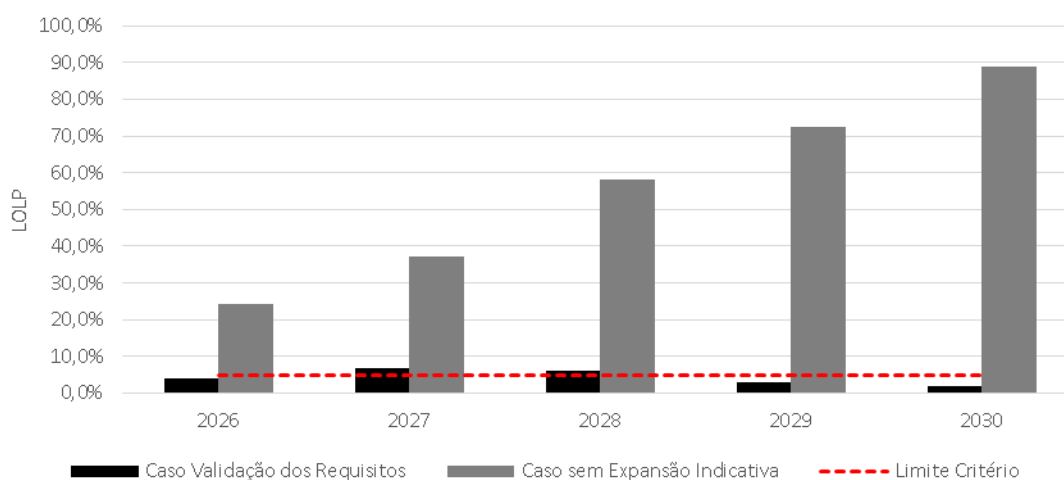


Gráfico 3-13 – Validação do requisito calculado a partir da avaliação do atendimento ao critério de potência, para métrica LOLP $\leq 5\%$



AVALIAÇÃO DA EXPANSÃO PURAMENTE ECONÔMICA: O CASO COM EXPANSÃO LIVRE

A avaliação dos requisitos apresentada acima foi realizada a partir do chamado “caso sem expansão indicativa”, pois não apresenta nenhuma indicação feita pelo MDI. Como primeira análise de resultados do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) para a definição da expansão de referência do PDE 2030 foi realizada uma simulação considerando apenas as premissas apresentadas sobre empreendimentos em operação e já contratados, custos e datas mínimas das tecnologias. Nessa avaliação inicial não foram consideradas restrições referentes a políticas energéticas nem os limites impostos para tecnologias, descritos na seção de “Diretrizes e Premissas” e que irão compor a expansão de referência. Esse exercício é denominado de “Rodada Livre” do PDE, e tem como objetivo apresentar algumas análises caso a expansão fosse feita apenas sob a ótica puramente econômica do modelo matemático. O Gráfico 3-14 apresenta a expansão indicativa resultante.

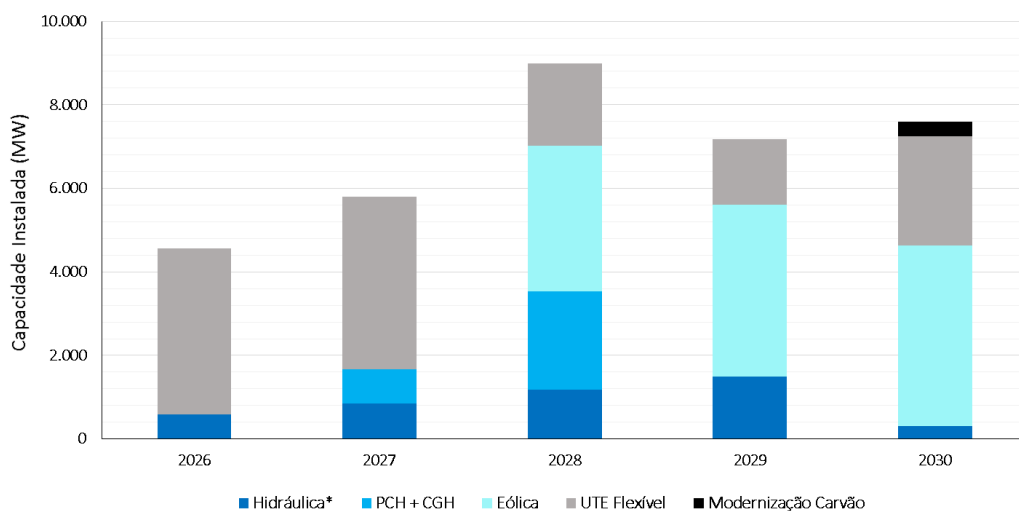
A “Rodada Livre” indica que a expansão ótima sob a ótica puramente econômica apresenta fontes renováveis com contribuição para energia e complementação para o suprimento de potência. Dentre as tecnologias que constam na expansão do parque gerador com a função de agregar, principalmente, capacidade de potência no sistema, tem-se a maior participação de usinas termelétricas flexíveis, englobando o *retrofit* de usinas existentes, usinas à GNL e soluções de menor porte supridas por comercializadoras ou pelas distribuidoras de gás natural. Essas tecnologias também são importantes para agregar energia ao sistema em cenários críticos com baixa probabilidade de ocorrência. Também se mostram competitivas como alternativa para o atendimento à demanda instantânea a ampliação de hidrelétricas existentes e a resposta da demanda. Com relação à entrada da oferta renovável variável na expansão de geração centralizada, a “Rodada Livre” concentrou a expansão na fonte eólica. Destaca-se,

contudo, que tecnologias com prestação de serviços semelhantes ao SIN e com grande dispersão entre os preços vistos no mercado, como a eólica e solar fotovoltaica, possuem competitividade relativa analisada de forma simplificada, visto que o PDE utiliza preço único, calculado a partir de dado médios. Dessa forma, apesar do modelo matemático apresentar a escolha por uma delas, uma expansão realmente baseada apenas na otimização econômica resultaria em um *mix* entre essas tecnologias, com montante total próximo ao apresentado no Gráfico 3-14.

O Gráfico 3-15 apresenta na curva mais clara, em base semestral, o montante de energia agregado pelas fontes renováveis indicadas na Rodada Livre. Na curva mais escura, apresenta-se o requisito de energia calculado anteriormente, conforme método de quantificação apresentado. A comparação desses montantes apresenta uma aproximação entre a da indicação pela Rodada Livre e o requisito de energia calculado. Entretanto, algumas observações importantes podem ser feitas a partir da análise de algumas diferenças apresentadas.

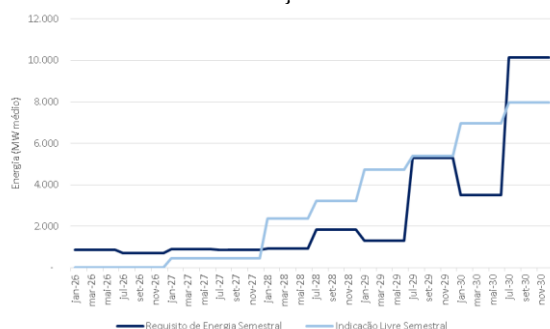
A primeira delas reforça a necessidade de aprofundamento sobre o acoplamento temporal característico do sistema com forte presença hidrelétrica e o comportamento sazonal do requisito do sistema. Apesar de as duas indicações de oferta apresentarem contribuições de energia com a mesma tendência de valores superiores no segundo semestre, a variação entre as duas épocas do ano é bem diferente, principalmente no ano de 2030. Em consequência dessa constatação, pode-se perceber que o parque hidrelétrico, mesmo que reduzindo sua participação relativa no SIN, ainda poderá ser utilizado para acomodar diferentes opções de expansão. Essa possibilidade de gestão tende a reduzir ao longo dos anos, mas seu entendimento, acompanhamento e melhor uso são fundamentais para um sistema futuro eficiente.

Gráfico 3-14 - Expansão indicativa da Rodada Livre



*Inclui ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes

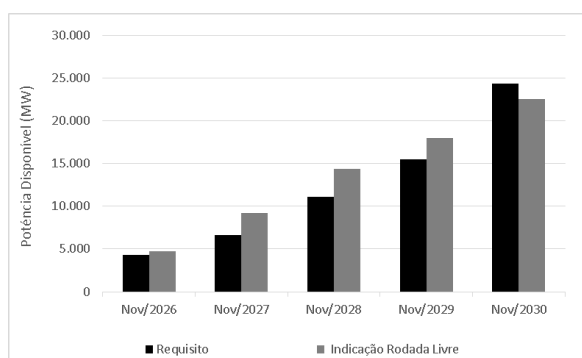
Gráfico 3-15 - Comparativo requisito de energia calculado x indicação Rodada Livre



Também cabe destacar que, nas duas quantificações a indicação de expansão de energia ocorre, em maior montante, a partir de 2028. Apesar da identificação de um pequeno montante em 2026 pela análise dos requisitos, o caso da Rodada Livre mostra que, a depender da composição da oferta futura, a expansão de oferta em 2027 pode ser capaz de reduzir o CMO nos piores cenários de 2026, mitigando a violação ao critério de suprimento A diferença apresentada entre as duas curvas ocorre pois, enquanto o cálculo dos requisitos apresenta a estimativa do montante necessário em cada momento a Rodada Livre considera a evolução da capacidade instalada com a entrada de novos empreendimentos e a característica real dessa oferta. Por isso, o montante indicado em um determinado período na Rodada Livre nunca será inferior ao do período anterior.

Da mesma forma que o gráfico anterior exibiu o comparativo para o requisito de energia, o Gráfico 3-16 apresenta o comparativo para o requisito de potência calculado (na barra escura) e o montante indicado na Rodada Livre (na barra clara). Os valores são apresentados para ao mês de novembro de cada ano do horizonte indicativo, mês que apresentou o maior requisito de potência. Observa-se novamente, a aderência entre os montantes de potência disponível indicados pelos dois métodos, apesar das pequenas diferenças inerentes ao processo.

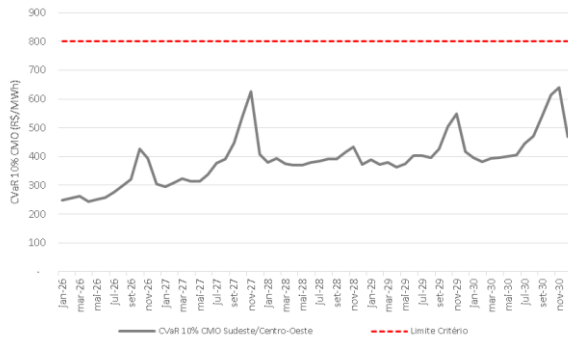
Gráfico 3-16 – Comparativo requisito de potência calculado x indicação Rodada Livre



Com relação ao atendimento aos critérios de suprimento da Rodada Livre, o Gráfico 3-17 apresenta os valores de CVaR 10% de CMO, onde nota-se que em nenhum momento esse critério é violado. O critério de CVaR da ENS novamente

apresenta valores abaixo de 0,5%, evidenciando que esse não foi o critério ativo nesse caso.

Gráfico 3-17 - Atendimento ao critério $CVaR10\%(CMO) \leq 800[R\$/MWh]$ para a Rodada Livre



O Gráfico 3-18 apresenta o resultado do atendimento ao critério de potência com a inclusão da indicação da Rodada Livre, mostrando que o critério $CVaR 5\%$ da Potência não suprida é plenamente atendido, ou seja, em nenhum mês ocorre a violação ao limite de 5% da Demanda máxima instantânea. O Gráfico 3-19 apresenta o detalhamento do atendimento ao critério de potência LOLP, onde todos os anos atendem ao limite de 5%.

Gráfico 3-18 - Atendimento ao critério $CVaR5\%(PNS) \leq 5 [\%Dem]$ para a Rodada Livre

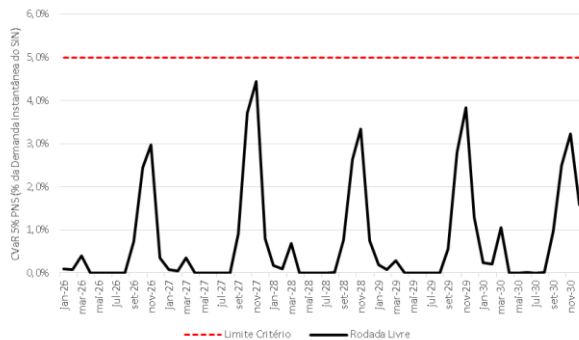
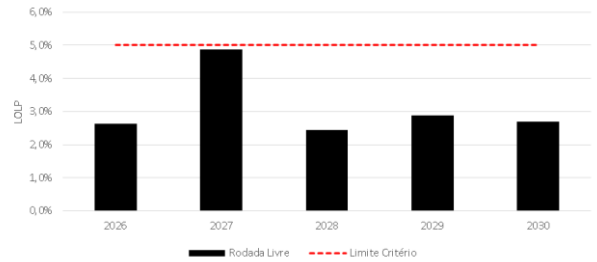


Gráfico 3-19 - Atendimento ao critério $LOLP \leq 5\%$ para a Rodada Livre



A partir dos novos critérios de suprimento é possível avaliar se a expansão de energia e capacidade de potência do sistema está adequada nas duas dimensões. No entanto, a EPE também realiza essa avaliação considerando vários cenários da economia e de expansão no horizonte do Plano Decenal.

A proposta de quantificação dos requisitos tanto de energia quanto para potência apresentada neste PDE é um exercício inicial, com base nas métricas definidas para avaliação do critério de suprimento. Os requisitos de energia e de potência calculados se aproximaram dos montantes indicados pelo caso com a Rodada Livre, e ambos tiveram os critérios de suprimento atendidos. Entretanto, os resultados demonstram que o método de quantificação ainda pode ser mais refinado, principalmente quanto a um maior detalhamento locacional da necessidade da expansão e da sazonalidade de cada requisito. Com essa proposta inicial de quantificação dos requisitos do SIN, inicia-se a discussão sobre como traduzir a mudança das características físico-operativas do sistema em produtos a serem comercializados. Além da expansão necessária para atender aos critérios de suprimento, diferentes estratégias de oferta indicativa podem ser formadas a partir da composição de oferta e da relação de custos entre operar o parque existente e/ou investir em novos ativos, como serão apresentados nos cenários deste PDE.

BOX 3.3 – É POSSÍVEL ATENDER AOS REQUISITOS COM O SISTEMA EXISTENTE?

Tradicionalmente, o planejamento da expansão concentra-se na avaliação da necessidade de novos ativos para atendimento dos requisitos de energia e potência. Contudo, visando atingir o mesmo objetivo de adequabilidade do sistema, também existem soluções que focam no melhor aproveitamento dos ativos e recursos já existentes. Dentre essas possíveis soluções, esse box destaca informações, vantagens e desafios de três importantes grupos: a resposta da demanda (RD) por preços; modernização de ativos do sistema, principalmente de geração; e a eficiência energética.

A RD tem se desenvolvido em diversos sistemas elétricos internacionais, principalmente no contexto atual de transição energética³⁶. A RD baseada em preços é a mudança na utilização da energia pelos consumidores em relação ao seu padrão normal de consumo em resposta às mudanças no preço da energia. O Brasil já possui algumas iniciativas tarifárias no varejo, como a tarifa branca, abordada no Box 9-2 do capítulo 9. No mercado atacadista, a partir de 2021 o preço de liquidação das diferenças (PLD) terá discretização horária. A sinalização de preços com maior granularidade temporal incentiva a redução de consumo nos momentos críticos, o que pode atenuar a necessidade de investimentos em expansão para atendimento de potência. Quanto mais o preço da energia representar as condições operativas do sistema, maior será o ganho obtido com essa forma de RD.

Outra possibilidade é o incentivo à modernização do parque gerador existente. Com a evolução do requisito de capacidade, pode-se modernizar ativos de geração para melhorar a oferta de potência do sistema. Entre as opções discutidas, avalia-se como remunerar a repotenciação ou instalação de novas máquinas nas hidrelétricas existentes. Outra opção seria a reconstrução de termelétricas condicionadas à melhoria de características técnicas, como alteração de combustível, aumento da disponibilidade, melhoria da eficiência e maior flexibilidade operativa. Essa pode ser uma alternativa de menor custo para suprir serviços de capacidade e flexibilidade. Também deve-se avaliar a possibilidade de redução de perdas técnicas na transmissão. Conforme regulação vigente, não existem sinais econômicos que incentivem as concessionárias de transmissão a reduzir as perdas para níveis inferiores aos indicados nas especificações dos editais. Promover a discussão sobre o aprimoramento dos incentivos para os concessionários de transmissão utilizarem tecnologias mais eficientes é mais uma alternativa para aumentar a oferta do sistema sem expansão.

Soluções de eficiência energética são importantes para o sistema. Existem relevantes oportunidades nesse sentido, apresentadas no capítulo 9. No último ano, o Grupo de Trabalho (GT) da Modernização do Setor Elétrico apresentou em seus relatórios a intenção de permitir uma participação ativa desse tipo de solução, inclusive como tecnologia apta para participar do proposto mecanismo de adequabilidade de suprimento. Considerando seu efeito no atendimento ao requisito de energia, a eficiência energética pode competir, com as corretas obrigações e entregas definidas, com tecnologias de expansão da geração. Uma iniciativa nesse sentido é o Leilão de Eficiência Energética em Roraima, projeto piloto para aperfeiçoamento e estudo da efetividade desse tipo de solução. Além de possibilitar preços competitivos, sua participação apresenta vantagens como a maior velocidade de implantação e baixo impacto ambiental.

A conjuntura atual, com elevada incerteza sobre a velocidade da recuperação econômica, reforça a importância de discussão sobre as opções abordadas. Fomentar essas opções no curto prazo, com ajustes legais e regulatórios, pode contribuir para atender o sistema principalmente no início do horizonte. Alterações no desenho de mercado atual que privilegiem a competição pelos serviços necessários ao sistema, com neutralidade e competição entre tecnologias, podem abrir oportunidade para inovações e alternativas mais econômicas e eficientes no SEB, sem prejudicar a adequabilidade do sistema. De qualquer forma, é importante

³⁶ O PDE 2030 representa, pela primeira vez, a RD baseada em incentivos no cenário de referência. Maiores detalhes encontram-se na seção 3.2.

avaliar a oportunidade de priorizar a discussão regulatória sobre essas opções, visando retirar algumas das barreiras competitivas que existem em relação às outras opções de expansão do sistema.

3.5 Visões de futuro para o parque gerador de energia elétrica

Tendo em vista as incertezas inerentes ao processo de planejamento da expansão do sistema elétrico, o PDE 2030 apresenta algumas visões de futuro, construídas através de cenários e análises de suas sensibilidades (*what-if*), visando sinalizar seus efeitos sobre alguns temas relevantes para a expansão. As sensibilidades apresentadas visam promover discussões que permitam o desenvolvimento de ações que devam ser tomadas para cada situação, além de enriquecer o processo de planejamento. São elas:

1. Expansão de Referência: considerando as premissas apresentadas neste relatório, o caso de referência para projeção da carga de energia elétrica e o cenário “Verão” para a projeção de micro e minigeração distribuída;
2. Expansão com diferentes projeções de demanda: será apresentada uma avaliação sobre incerteza da projeção de carga, considerando situações de maior e menor taxa de crescimento econômico do País;
3. Inflexibilidade de usinas termelétricas movidas a gás natural nacional: no contexto da integração entre os setores de gás natural e eletricidade, essa sensibilidade trará avaliações sobre os impactos de usinas inflexíveis para o setor elétrico;
4. Mudança de operação nas UHE para maior suprimento de capacidade: com a necessidade de capacidade de potência cada vez mais presente nos estudos de planejamento, será abordado como as UHE podem contribuir para esse serviço;
5. Revisão de encargos e incentivos: Avaliação da expansão e competitividade das fontes considerando a retirada dos incentivos tarifários de fomento às fontes renováveis sob os cenários Verão e Primavera de projeção de micro e minigeração distribuída.

O MDI fornece a expansão ótima da oferta para cada visão de futuro, que é apresentada no Anexo II do Capítulo 3. Informações detalhadas para cada caso analisado, como evolução da capacidade instalada,

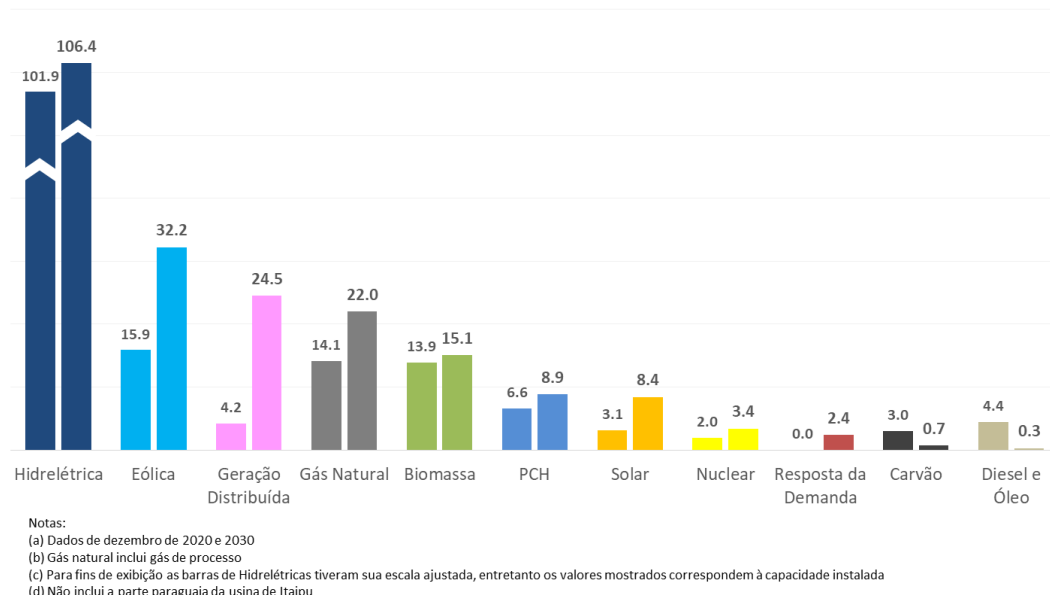
limites de interligações e valores mensais de demanda, poderão ser obtidas no site da EPE.

CASO 1: EXPANSÃO DE REFERÊNCIA

A expansão de geração centralizada indicativa apresentada no PDE 2030 tem por objetivo atender à projeção de demanda prevista para o cenário de referência ao menor custo total, considerando a projeção de Geração Distribuída denominada “Verão”, tendo como escopo o atendimento dos requisitos de energia e potência para o horizonte decenal. Neste ciclo de planejamento, ressalta-se que a expansão indicativa para o horizonte decenal foi impactada pelos efeitos da pandemia de Covid-19 na projeção de demanda e demais fatores econômicos, conforme as premissas e análises trazidas nos Capítulos 1 e 2 desse relatório, e recentes publicações técnicas disponibilizadas pela EPE.

Tendo como base o conjunto de premissas estabelecidas, e percorrendo toda a metodologia de elaboração de expansão da oferta para o horizonte decenal, conforme resumido na Figura 3-1, a expansão para o Cenário de Referência apresenta uma predominância de fontes renováveis, como PCH, eólica e solar fotovoltaica (centralizada e distribuída) para o suprimento de energia. Para a complementação de potência, a expansão de referência contempla termelétricas totalmente flexíveis, modernização com ampliação das usinas hidrelétricas existentes e resposta da demanda. Além das fontes que demonstraram competitividade econômica, essa expansão indicativa conta ainda com biomassa, resíduos sólidos urbanos e modernização de uma planta a carvão, indicados à título de política energética. O resultado da configuração final de expansão é apresentado no Gráfico 3-20, com a comparação entre o total de capacidade instalada nos anos de 2020 e 2030. Em relação às UHE, é importante destacar que, além dos empreendimentos contratados com previsão de iniciar operação ao longo do horizonte, todo incremento indicativo na capacidade instalada para o cenário de referência se deve a ampliações no parque existente. Mais considerações sobre UHE estão contidas no Box 3.4.

Gráfico 3-20 - Variação entre a capacidade instalada inicial e com a expansão do PDE 2030 por tecnologia – em GW



Com o foco apenas na expansão indicativa, a Tabela 3-5 detalha os montantes associados à cada tecnologia de geração, bem como as suas datas de entrada em operação.

Tabela 3-5 – Expansão por tecnologia entre os anos de 2026 e 2030 em capacidade instalada (MW)

Fontes:	2026	2027	2028	2029	2030	Total (MW)
Hidrelétrica ⁽¹⁾⁽²⁾	593	854	1189	1384	313	4333
PCH/CGH	300	300	300	300	300	1500
Biomassa	80	80	80	80	80	400
Resíduos Sólidos Urbanos	12	12	12	12	12	60
Eólica	2375	2375	2375	2375	2375	11875
Fotovoltaica	731	731	731	731	731	3657
UTE Flexível	3082	3117	2135	2000	2000	12334
Modernização Carvão	-	-	350	-	-	350
Resposta da Demanda	200	400	500	600	700	2400
Total:	7373	7869	7672	7483	6512	36908

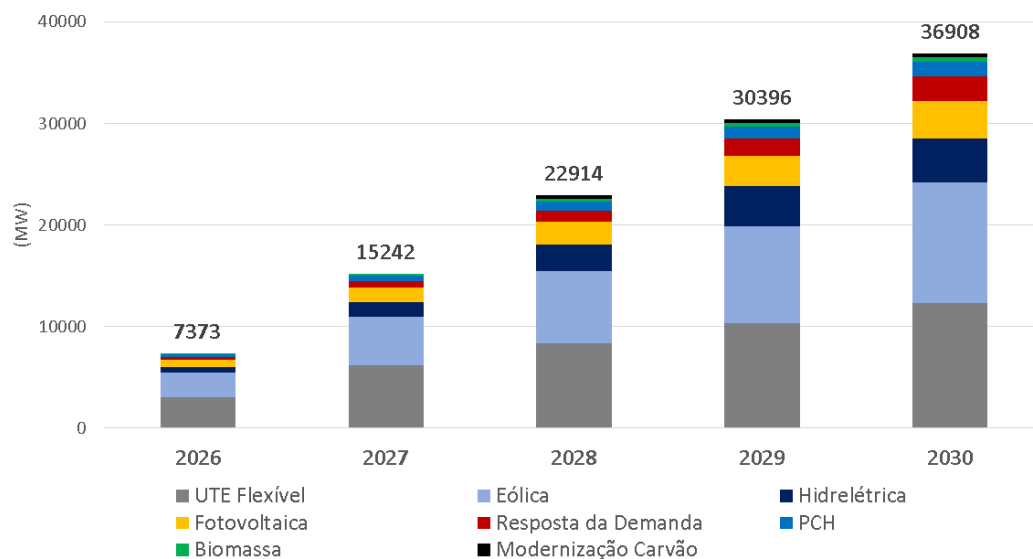
(1) O incremento anual de oferta hidrelétrica considera a motorização e o melhor período para enchimento de seus reservatórios, o que pode levar a entrada da primeira máquina antes do início da operação comercial.

(2) Inclui o incremento de capacidade devido à modernização de usinas hidrelétricas do parque existente.

Verifica-se que a expansão total indicada no período de 2026 a 2030 é de, aproximadamente, 37 GW, com média de 7,5 GW/ano de nova capacidade instalada a ser incorporada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), conforme apresentado no Gráfico 3-21. Cabe ressaltar que as usinas termelétricas que

compõem este montante possuem operação totalmente flexível (sem compulsoriedade de despacho), com baixos fatores de capacidade, atuando desta maneira em uma combinação ótima com as demais fontes renováveis variáveis para atendimento aos requisitos do sistema.

Gráfico 3-21 - Expansão Indicativa de Referência

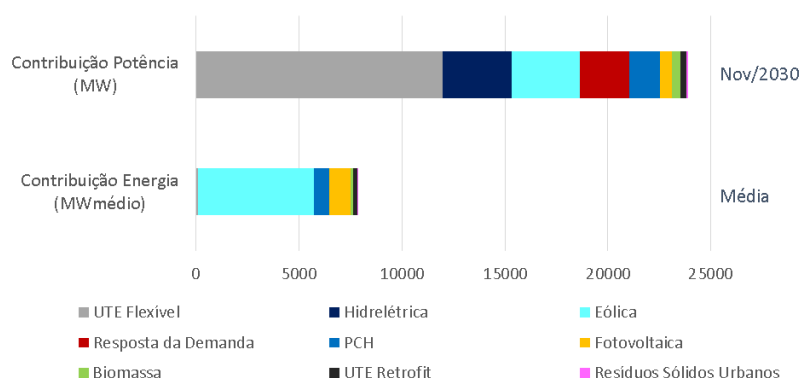


Nota: Hidrelétrica Inclui o incremento de capacidade devido à modernização de usinas hidrelétricas do parque existente

Este acréscimo de capacidade indicativa vai contribuir para o atendimento da demanda de energia e demanda máxima de maneiras distintas. No Gráfico 3-22 está a contribuição média, em 2030, de energia desta expansão e também um retrato de contribuição de potência para o mês de novembro do mesmo ano. É possível perceber que as tecnologias

com maior contribuição de capacidade de potência, que agregam cerca de 24 GW em novembro de 2030, não são as mesmas com maior contribuição de energia, que agregam cerca de 8 GW médios no ano. Destaca-se também a aderência desses valores com os requisitos calculados na seção 3.4.

Gráfico 3-22 – Contribuição de energia e potência da expansão indicativa em 2030

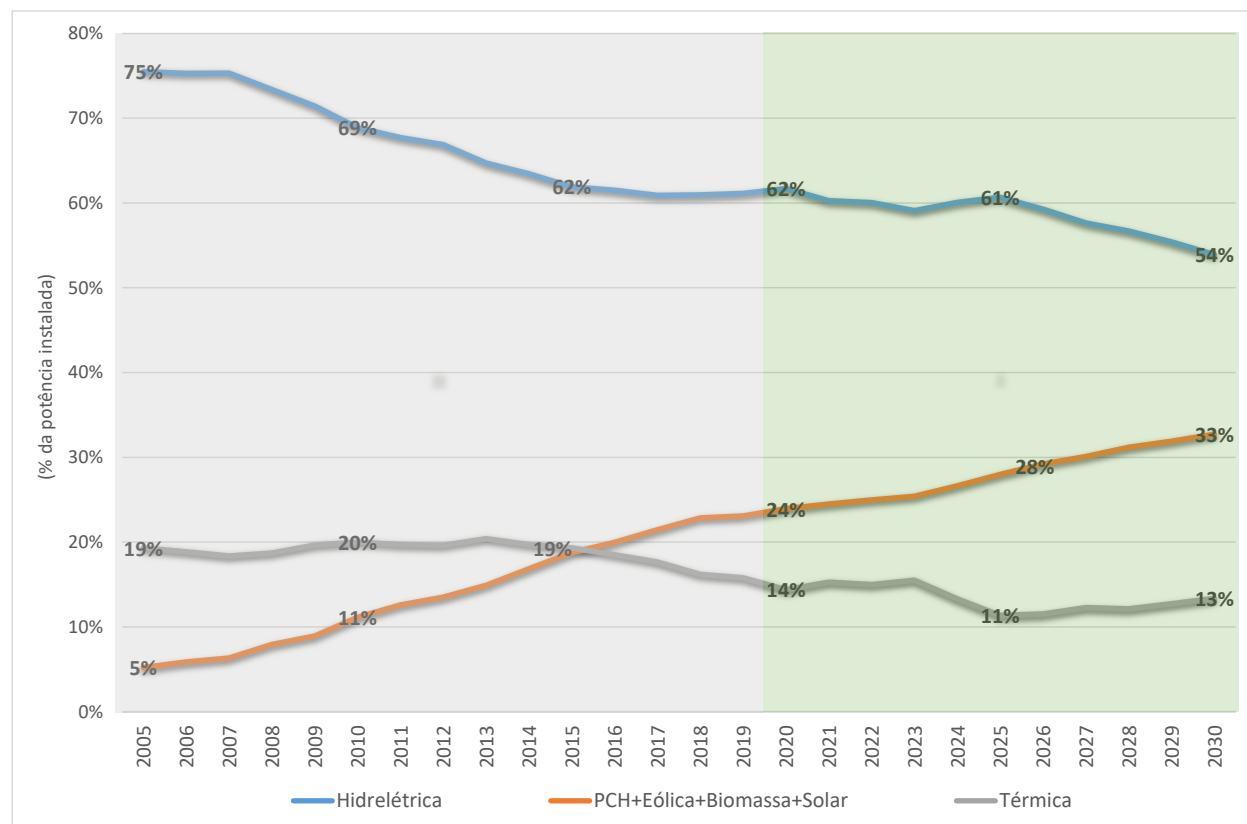


Ainda que a indicação de expansão de capacidade apresente valores significativos de usinas termelétricas, neste caso incluindo as novas usinas e também o *retrofit* de termelétricas em término de contrato no horizonte deste plano, o SIN continua com forte predominância de capacidade instalada

proveniente de fontes renováveis. Conforme apresentado na Gráfico 3-23, durante todo o período de estudo as fontes renováveis são responsáveis por valores superiores a 85% da capacidade instalada no sistema. Neste gráfico também observamos a mudança do perfil das fontes de energia do Brasil nas

últimas décadas, com forte crescimento das fontes renováveis e redução da participação hidrelétrica.

Gráfico 3-23 – Participação das fontes na capacidade instalada da geração centralizada



Nota: Considera apenas a parte brasileira de Itaipu

Como consequência, os custos marginais de expansão, considerando apenas as restrições de atendimento à energia e também as restrições de atendimento à energia e potência, simulados pelo Modelo de Decisão de Investimento (MDI) são mostrados na Tabela 3-6.

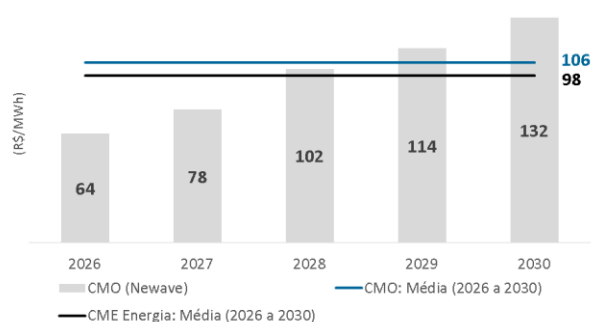
Tabela 3.6 – CME da Expansão de Referência

CME - Expansão de Referência	Valor médio de 2026 a 2030 (R\$/MWh)
Custo Marginal de Expansão (CMEenergia), restrição de energia	106
Custo Marginal de Expansão (CMEduplo), restrição de energia e capacidade	187

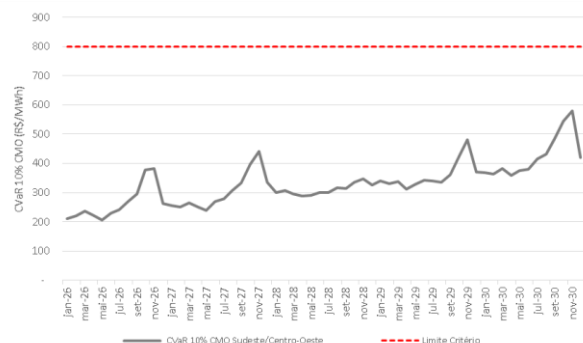
A partir da oferta de geração simulada pelo MDI, as condições operativas dessa capacidade instalada podem ser detalhadas no horizonte decenal.

Uma vez obtidos os custos marginais de expansão, prossegue-se a análise em termos de custos marginais de operação de energia. O Gráfico 3-24 indica os valores de CMO obtidos ao simular a oferta indicativa no modelo NEWAVE. Nota-se que a média dos custos marginais de operação e expansão são compatíveis no horizonte de planejamento.

Gráfico 3-24 – CMO e CME Médios



Para avaliar a adequabilidade dessa expansão, o Gráfico 3-25 analisa o critério de CVaR do custo marginal de operação de energia (CMO), onde identifica-se o maior valor obtido não ultrapassa 600 R\$/MWh, estando o critério atendido em todo o horizonte. Cabe destacar que os maiores valores de CMO estão concentrados no segundo semestre dos anos simulados, sendo novembro o mês com os valores mais elevados. O CVaR da ENS, assim como na avaliação da Rodada Livre, novamente não se mostrou restritivo para a expansão, com valores inferiores a 1% em todo o horizonte.

Gráfico 3-25 - Atendimento ao critério $CVaR_{10\%}(CMO) \leq 800[R\$/MWh]$ para a Expansão de Referência


Do ponto de vista de atendimento aos critérios de capacidade de potência, o Gráfico 3-26 apresenta o atendimento a LOLP, onde o maior risco anual obtido é de 4,2% para o ano de 2028. O Gráfico 3-27 traz o CVaR de potência não suprida. Novamente, este critério mostra-se atendido, com todos os valores obtidos para este caso situados abaixo do limite de 5% da demanda máxima. Os maiores valores de potência não suprida (PNS) têm maior probabilidade de ocorrência nos meses do período seco, de julho a dezembro, com profundidades de PNS da ordem de 4% da demanda máxima de potência referente ao mês de novembro de cada ano simulado.

Gráfico 3-26 – Risco de Déficit de Potência (LOLP) para a Expansão de Referência

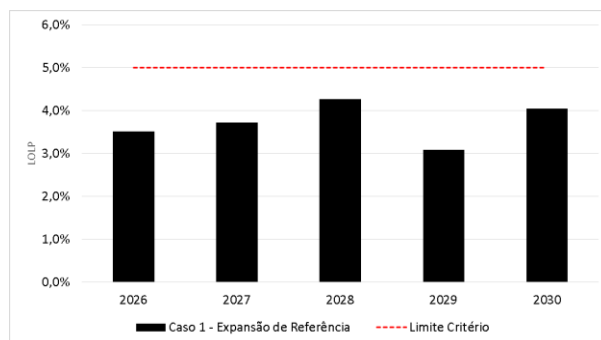
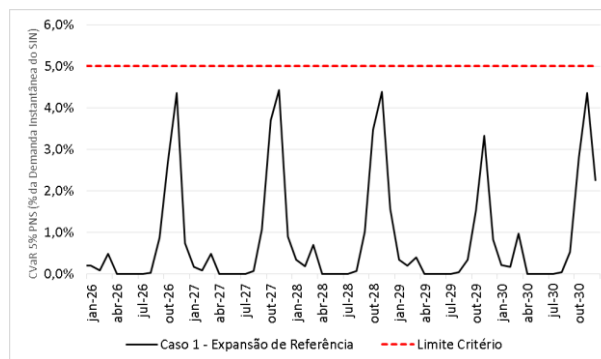
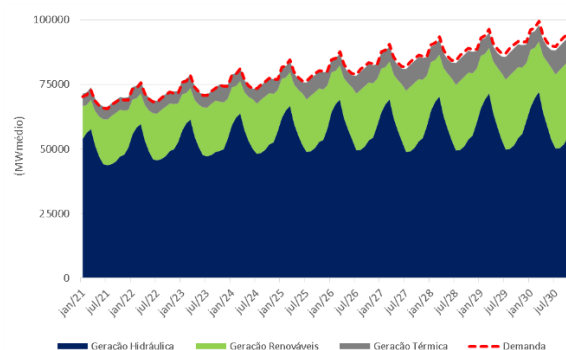


Gráfico 3-27 – CVaR da Potência Não-Suprida para a Expansão de Referência



Verificada a adequabilidade da expansão tanto aos critérios de energia quanto de potência, alguns aspectos operativos são destacados a seguir. O Gráfico 3-28 traz a expectativa de operação média mensal, obtida através da simulação das 2.000 séries sintéticas com o modelo NEWAVE. Neste gráfico, fica evidente a predominância de fontes renováveis na geração de energia elétrica, complementada com geração termelétrica principalmente nos meses de período seco.

Gráfico 3-28 - Expectativa de geração mensal para suprimento à carga

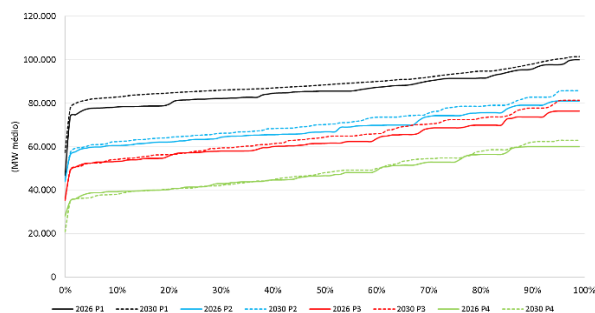


Em 2030, os montantes de contribuição de energia, em MWmed e em percentual do requisito médio anual de energia, são: das fontes eólicas (14.551/16%), das usinas representadas como biomassa (4.366/5%), das pequenas centrais hidrelétricas (4.190/5%) e das solares fotovoltaicas centralizadas (2.314/3%).

Avaliando a operação das fontes despacháveis, hidrelétricas e termelétricas, verifica-se a forte sazonalidade que caracteriza a operação das usinas hidrelétricas do SIN. É possível observar que o segundo semestre concentra os menores valores de geração hidrelétrica média. Outro ponto importante a ser destacado é que, pela simulação, o pico de geração hidrelétrica tem maior probabilidade de ocorrência no mês de março, período também caracterizados por alta demanda. Além disso, a tendência de crescimento apresentada no gráfico se deve a redução da sobre oferta nos primeiros anos, que faz com que o vertimento turbinável seja elevado no início do horizonte. Em relação à geração termelétrica, chama-se atenção para uma sazonalidade mais evidente a partir de 2024, de modo complementar às hidrelétricas. Como exemplo, o ano de 2030 tem geração termelétrica média para os 2.000 cenários hidrológicos, que variam de 6,5 GWmed no período úmido a 9,4 GWmed durante o período seco.

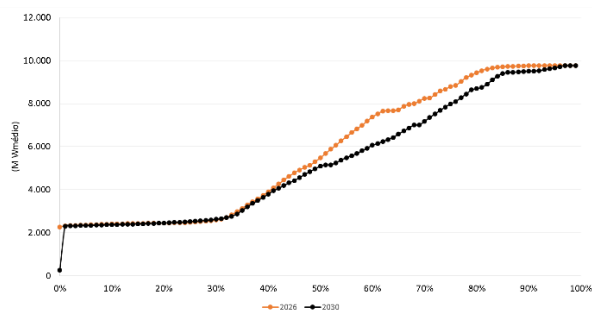
Uma informação adicional para mostrar a mudança da característica operativa das usinas hidrelétricas pode ser vista através da maior discretização da geração desse tipo de fonte em patamares de carga – conforme parametrização adotada na simulação utilizando o Modelo NEWAVE. No Gráfico 3-29 fica evidente que, com a crescente participação de recursos variáveis na matriz elétrica brasileira, especialmente os recursos eólico e solar fotovoltaico, as usinas hidrelétricas desempenharão papel fundamental para prover flexibilidade operativa ao SIN, especialmente nos momentos de maior demanda e possível baixa disponibilidade dos recursos renováveis não despacháveis, aqui representados pelos patamares de ponta (P1) e de carga pesada (P2). Comparando-se os dois momentos do horizonte de planejamento, nota-se que nos patamares P1 e P2 a geração das usinas hidrelétricas é maior no ano de 2030 quando comparada ao ano de 2026.

Gráfico 3-29 – Geração hidrelétrica por patamar de carga – 2026 e 2030



Para explorar um pouco mais essa mudança da característica da geração hidrelétrica por conta da crescente inserção das usinas renováveis eólicas e solares, em especial na região nordeste do Brasil, o Gráfico 3-30 traz as permanências dos cenários de geração hidrelétrica nessa região, novamente para os anos de 2026 e 2030. Apesar da existência de valores distintos entre os anos, o comportamento identificado para a produção de energia é semelhante entre todos eles. Devido à ausência de expansão de novas hidrelétricas e a manutenção de políticas operativas (que para o cenário de referência do PDE seguem as metas do modelo NEWAVE), estatisticamente o comportamento da produção média de energia tende a se manter.

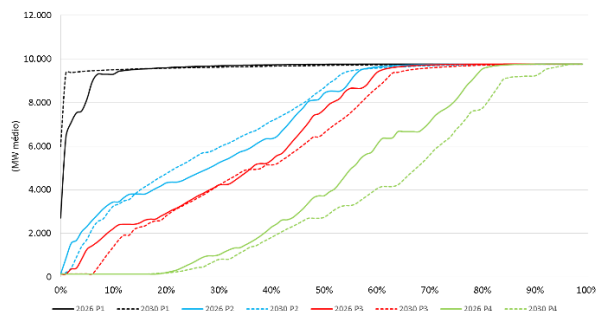
Gráfico 3-30 – Geração hidrelétrica média mensal na região nordeste – 2026 e 2030



No entanto, quando analisado o comportamento da geração entre os patamares, a maior alocação da produção nos picos de carga, representados no patamar 1 são maiores em 2030 do que aqueles simulados para o ano de 2026. O Gráfico 3-31 ilustra essa situação. Ou seja, com a crescente participação de recursos de geração não controláveis, que apresentam maior incerteza sobre a

disponibilidade nos momentos de maior requisito, a operação flexível das usinas hidrelétricas é mais exigida. Por isso, em 2030, verifica-se maior modulação dos cenários de geração hidrelétrica, quando comparados com os demais anos.

Gráfico 3-31 – Geração hidrelétrica por patamar de carga na região nordeste – 2026 e 2030



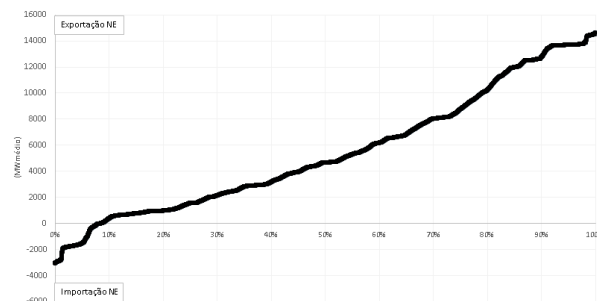
Apesar do aumento de geração termelétrica, em números absolutos, apresentado no Gráfico 3-28, quando relacionado ao aumento de capacidade instalada, é possível perceber redução no fator de capacidade efetivo para as novas usinas. Para confirmar esse entendimento, o Gráfico 3-32 apresenta o fator de capacidade efetivo médio do parque termelétrico existente e em expansão, calculado como a razão entre a expectativa de despacho térmico total do sistema elétrico (média de 2.000 cenários de hidrologia) e a potência total termelétrica disponível no sistema (descontando as taxas de indisponibilidade). Os valores encontrados são de 27% no período úmido e 40% no período seco de 2026. Por outro lado, para o ano de 2030, estes valores são estimados entre 23% e 34% para os mesmos períodos. No contexto de progressiva expansão da participação de oferta de energia renovável variável no SIN, tecnologias que não possuem custo de combustível para operar, as termelétricas tendem a oferecer flexibilidade operativa. Essa flexibilidade é benéfica tanto para o atendimento de energia quanto de potência, quando estiverem indisponíveis os recursos renováveis. Desta maneira, apesar do incremento de capacidade instalada de usinas termelétricas ao longo do horizonte de planejamento, a geração de energia dessas usinas indicativas tende a ocorrer com pouca frequência. Cabe destacar, entretanto, que o sucesso dessa estratégia de expansão só ocorre com a disponibilidade do recurso, permitindo que a usina seja acionada para o atendimento sempre que o sistema requisitar.

Gráfico 3-32 – Fator de Capacidade efetivo das usinas termelétricas



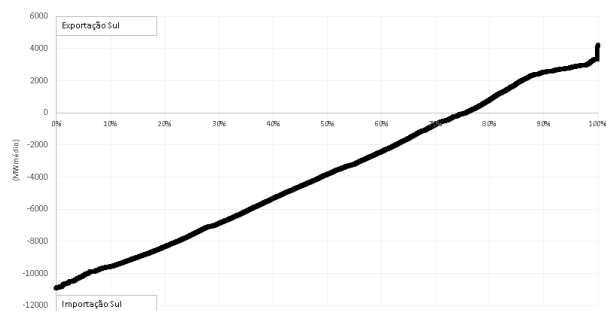
De modo a complementar a análise operativa, o gráfico de permanência de fluxo de intercâmbio do Nordeste para o ano de 2030 indica que esta é uma região majoritariamente exportadora de energia, sendo que em apenas 10% dos cenários hidrológicos haveria importação de outras regiões, conforme Gráfico 3-33. Outro ponto a ser destacado é que, em termos médios, os limites de intercâmbio não se configuram como restrição a este escoamento de energia para as demais regiões.

Gráfico 3-33 – Permanência dos fluxos de intercâmbio na região Nordeste



Já a região Sul se configura como majoritariamente importadora de energia em termos médios. Conforme observado no Gráfico 3-34, que ilustra a permanência dos fluxos de intercâmbio desta região para 2.000 cenários hidrológicos, em mais de 75% dos cenários as linhas de intercâmbio desta região atuam como um elemento importante para o atendimento da demanda local.

Gráfico 3-34 – Permanência dos fluxos de intercâmbio na região Sul



BOX 3.4 – A IMPORTÂNCIA DAS HIDRELÉTRICAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O PDE 2030 traz em sua cesta de oferta candidata sete novas usinas hidrelétricas que, de acordo com as perspectivas e informações atuais, apresentam possibilidade de entrada em operação no horizonte decenal, conforme apresentado na Tabela 3-2. Além dessas, outras quinze mostram condições de se viabilizar após 2030, como mostra a Tabela 11-10. Por outro lado, o cenário de referência, apesar de vislumbrar a possibilidade de ampliação e modernização do parque existente, não trouxe a indicação de novas usinas hidrelétricas para os próximos dez anos, visto que essa oferta não se mostrou como uma opção economicamente atrativa para a expansão.

Primeiramente, cabe destacar que os processos e prazos envolvidos na obtenção de licenças ambientais de UHE, desde a abertura do processo de licenciamento e emissão do Termo de Referência (TR) para elaboração do EIA até a manifestação conclusiva dos órgãos envolvidos, passando pela realização de audiências públicas, impactam diretamente na viabilização desses empreendimentos e afetam a competitividade e riscos associados às hidrelétricas em comparação a outras soluções tecnológicas. Nesse sentido, parte da expansão indicada pelo cenário de referência e sensibilidade *what if* desse PDE, pode ser substituída por usinas hidrelétricas novas que avancem no processo de licenciamento, em relação a perspectiva atual, e se mostrem viáveis e economicamente atrativas nos próximos anos.

A ausência de novas hidrelétricas não deve ser vista como uma redução da importância dessa fonte para o Brasil. O PDE 2030 busca evidenciar essa importância não apenas por considerá-las na cesta de projetos candidatos. A seção 1.2, que destaca a importância a ser dada ao parque existente e em operação, também ressalta a importância de revisão de alguns projetos, os quais tiveram as etapas de inventário desenvolvidas há muitos anos, onde as necessidades do sistema eram diferentes das perspectivas futuras. Dessa forma, rever esses estudos permitirá trazer maior contribuição para o atendimento dos requisitos atuais e futuros do sistema, ajudando também a aumentar a atratividade desses empreendimentos.

À título de exemplo de hidrelétricas atrativas para o sistema, podemos destacar duas usinas consideradas no PDE 2030. O primeiro é a UHE Tabajara, que obteve avanços no processo de licenciamento nos últimos meses de 2020, tornando possível que faça parte da expansão antes mesmo da data mínima apresentada na Tabela 3-2. Outro exemplo é o da UHE Bem Querer, que apesar de constar na cesta de projetos candidatos só após 2030, tem como característica a elevada contribuição para atender aos requisitos de energia e potência do SIN, por

possuir perfil de afluência complementar às maiores bacias do SIN e, com isso, agregar energia nos momentos de maior necessidade³⁷.

Ao trazer uma nova abordagem sobre a consideração dos projetos hidrelétricos na expansão indicativa, o PDE 2030 se propõe a intensificar o debate sobre o papel das hidrelétricas no Brasil. A dificuldade de viabilização de novos projetos é um fato notório nos últimos anos. Enxergar novos modelos de negócios, mapear as possibilidades para melhor aproveitar o potencial remanescente e reconhecer a mudança da nossa matriz de energia elétrica são elementos chave para valorizar a importância das hidrelétricas no Brasil.

ANÁLISE DA OPERAÇÃO CONSIDERANDO CURVA DE CARGA HORÁRIA

Nos estudos de geração centralizada do Plano Decenal os dados de entrada, tanto pelo lado da demanda quanto de oferta, são discretizados em base mensal. Ou seja, as análises que indicam a expansão e a consequente operação do sistema são realizadas tendo como base informações integradas em intervalos de tempo mensais. Mas, com a maior inserção de fontes renováveis variáveis, como eólica e solar fotovoltaica, centralizadas e distribuídas, torna-se cada vez mais necessário que os estudos sejam realizados em bases mais discretizadas. Nesse contexto, vale destacar a importante iniciativa na operação e comercialização de energia no SIN de introdução da operação sombra com o modelo DESSEM no ano de 2020 e a implementação dos preços horários a partir de 2021.

Nessa seção será realizado um estudo considerando a projeção de curva de carga horária, apresentada no capítulo 2. Nessa avaliação, a demanda de energia, a expectativa de geração de eólicas e fotovoltaicas e a geração distribuída são representadas em base horária. Dessa forma, busca-se avaliar se a sinergia encontrada entre as fontes de geração e a demanda de energia alterariam a necessidade de expansão obtida no cenário de referência. Em posse dessas variáveis, é possível estabelecer a carga líquida baseada em dados horários de energia do sistema e formar novos patamares para alimentar os modelos utilizados no planejamento, possibilitando a verificação de possíveis alterações na operação do SIN, bem como nos critérios de suprimento de energia e potência.

A metodologia utilizada é semelhante ao estudo de flexibilidade horária apresentada no PDE

2029, que inicia pela geração dos cenários de carga líquida. Considerando a projeção horária da curva de carga bruta para todo o horizonte de simulação e o montante de geração das fontes variáveis centralizadas e distribuídas, a carga líquida é obtida pela convolução desses dados de demanda e oferta. Uma vez calculados os cenários de carga líquida horários, podem ser definidas distribuições de probabilidade para cada um dos meses do horizonte de estudo, ordenadas de forma decrescente.

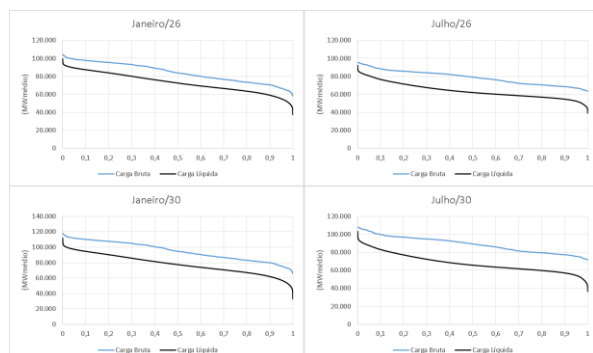
Para utilizar os modelos de simulação, a partir da distribuição de probabilidade da carga líquida do SIN foram definidos novos patamares de carga, de forma a preservar a coincidência temporal da demanda e da geração renovável entre todos os subsistemas. Neste estudo foram mantidas fixas as atuais durações dos patamares de carga utilizadas no PDE 2030. Porém, analisando-se as distribuições das cargas brutas e líquidas é possível verificar mudanças nestas durações, apontando para a necessidade de análises mais aprofundadas.

O Gráfico 3-35 apresenta a distribuição da carga líquida e bruta para dois meses de 2026 e 2030. Nos extremos dessas curvas é possível identificar que a distribuição da carga líquida tem um perfil de maior inclinação do que o verificado na carga bruta. Essa tendência aumenta de 2026 a 2030, tanto em janeiro quanto em julho. Isso ocorre principalmente devido à maior introdução de fontes renováveis no SIN ao longo dos anos, bem como a forte expansão de geração distribuída. Esta mudança no formato da curva pode levar a necessidade de alterações na geração das fontes controláveis, principalmente as usinas hidrelétricas. A alteração desta distribuição pode exigir uma maior gestão na utilização de reservatórios, principalmente no período seco do SIN,

³⁷ Cabe destacar que integração a integração da UHE Bem Querer ao SIN depende também de implementação da LT Manaus – Boa Vista.

acarretando mudanças na operação de todo o sistema elétrico.

Gráfico 3-35 – Distribuição das curvas de carga horária bruta e líquida para o SIN

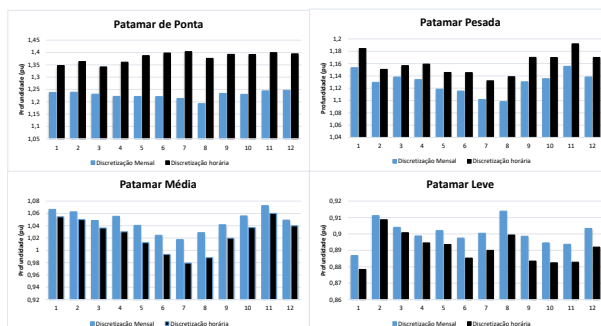


Em posse da distribuição da carga líquida do SIN para todos os meses do horizonte de estudo, calcula-se a nova profundidade da carga através da razão entre o valor esperado da carga no intervalo definido pela duração do patamar e o valor esperado de toda a distribuição. Além disso, de maneira análoga, é possível calcular as profundidades dos patamares de cada subsistema através dos valores coincidentes de carga líquida que determinaram o valor consolidado do SIN. Cabe ressaltar que a única exceção a esse procedimento de cálculo é a da definição da profundidade do patamar de ponta, que é traduzido pelo valor máximo da distribuição de probabilidade.

Para alimentar os modelos computacionais em uso no planejamento, é possível estimar uma nova patamarização de carga, representando esse comportamento sinérgico da demanda e oferta não controlável, a partir das curvas de carga líquida horárias. Os novos patamares de carga, em p.u. da média mensal, são apresentados no Gráfico 3-36. O caso utilizando discretização horária possui valores superiores nos patamares 1 e 2, que representam as maiores demandas. O comportamento sazonal também é alterado. Por exemplo, o maior valor mensal no caso horário encontra-se em julho, enquanto no caso referência ocorre em dezembro. Os maiores valores em p.u. nos patamares de carga mais elevada obtidos pela análise da carga horária, demonstra que o sistema pode demandar maior modulação na geração da oferta controlável, o que

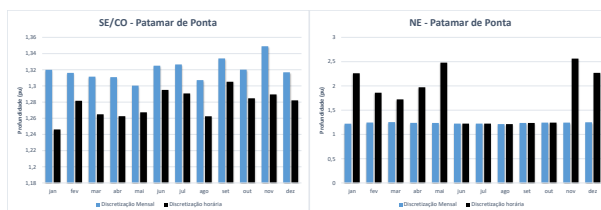
exigirá maior flexibilidade operativa do parque gerador.

Gráficos 3-36 – Patamares de carga para o SIN considerando a projeção da curva de carga horária em 2030



No Gráfico 3-37 são apresentados os valores dos patamares das regiões Sudeste e Nordeste, nos dois tipos de discretizações, para o ano de 2030. Na região Sudeste, o patamar de ponta no caso com discretização mensal tem seu maior valor no mês de novembro, já o caso com utilização de dados horários o maior valor encontra-se em setembro. Além disso, no caso de referência, outros meses, como setembro, possuem valores altos de profundidade de carga no patamar 1. Este comportamento não ocorreu de forma uniforme em todos os subsistemas. Na região Nordeste, houve aumento dos valores no patamar 1 de novembro a maio, no período úmido, onde se exigirá maior modulação das UHE.

Gráfico 3-37 – Patamares do Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste - 2030



Com os novos valores dos patamares de carga para todos os subsistemas, os casos foram simulados no modelo NEWAVE para avaliação da operação. Para os dois casos, o comportamento do CMO médio mensal é apresentado no Gráfico 3-38, da geração hidrelétrica no Gráfico 3-39 e da geração termelétrica no Gráfico 3-40. Verifica-se pouca variação em comparação ao caso referência do PDE 2030,

resultado esperado já que o montante de oferta e demanda médios mensais do sistema não foi alterado.

Gráfico 3-38 – CMO do subsistema Sudeste/Centro-Oeste

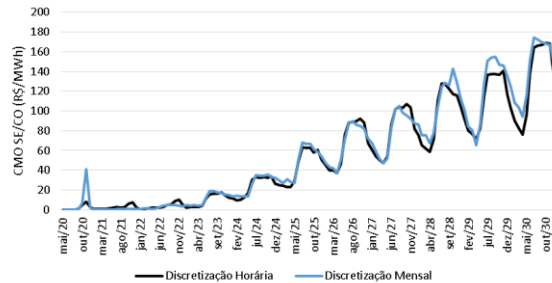


Gráfico 3-39 – Geração termelétrica do SIN

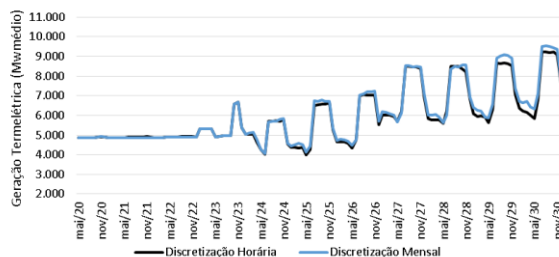
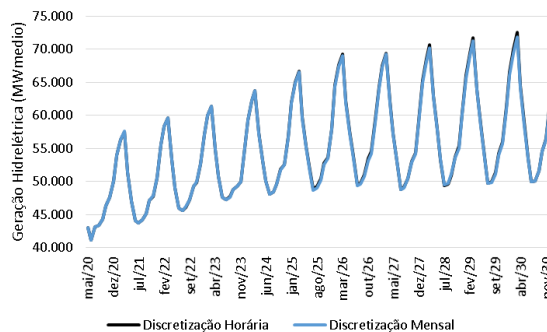


Gráfico 3-40 – Geração hidrelétrica do SIN



Após a simulação com o Modelo NEWAVE, foi realizada a análise de atendimento à demanda máxima de potência. Em nenhuma das variáveis os critérios de suprimento são violados ao longo do horizonte de estudo. Utilizando a curva horária é possível identificar, inclusive, uma maior folga para o atendimento a esses critérios. Comparando com o caso de referência do PDE 2030, em relação ao CVaR de 5% da potência não-suprida, o caso com a projeção da curva de carga horária possui menores valores, principalmente a partir de 2025. Apesar de os dois casos terem o mesmo formato ao longo do horizonte de estudo, verifica-se no Gráfico 3-41 que o caso de referência mantém maiores valores por mais meses

comparado com o caso do estudo horário. Analisando o risco de déficit, apresentado no Gráfico 3-42, os meses em que ocorrem os valores máximos anuais sofrem um pequeno deslocamento, mas se mantém no segundo semestre do ano, saindo de novembro para setembro. Além disso, no estudo horário há maior concentração de déficits no mesmo período, comportamento diferente do verificado no caso de referência, em que um conjunto de 2 a 3 meses possuem alterações nos valores de risco de déficit.

Gráfico 3-41 – CVaR 5% no horizonte decenal

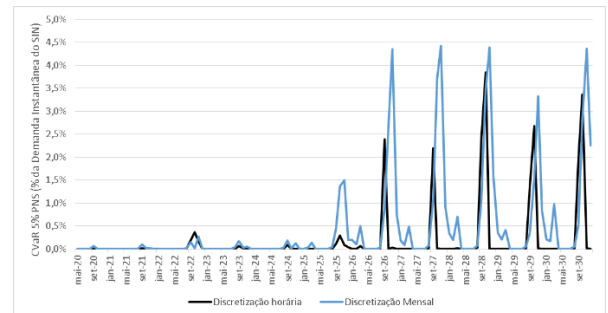
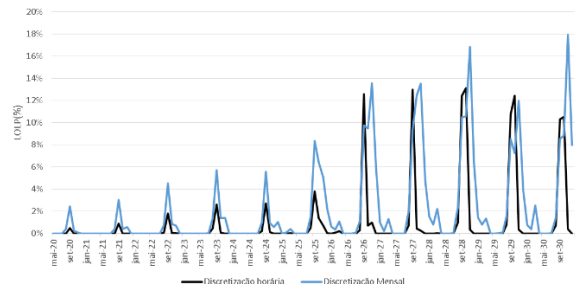


Gráfico 3-42 – Risco de déficit mensal



Como visto anteriormente, esta alteração do perfil do risco de déficit deve-se, principalmente, à mudança de perfil dos patamares de carga na região Sudeste, que possui a maior participação na demanda do SIN.

Como pode ser observado na avaliação dos critérios de suprimento de potência, o estudo a partir da curva de carga horária obteve números mais “folgados” em relação ao caso de referência do PDE 2030. Na Tabela 3-7 é apresentada a sobra de potência máxima anual em relação ao limite do critério de suprimento. Esse montante pode ser interpretado como uma menor necessidade de expansão em consequência da maior sinergia entre a projeção de demanda horária e a disponibilidade dos recursos renováveis variáveis. Por outro lado, cabe destacar que apesar da alteração nos montantes de

indicação, a necessidade de contratação de potência ainda persiste no horizonte de estudo.

Tabela 3.7 – Sobra de potência em relação ao limite do critério de suprimento (MW)

2025	2026	2027	2028	2029	2030
5.471	5.612	5.884	6.048	6.265	6.467

Conforme analisado nesta seção, com a entrada de fontes de energia não-controláveis e geração distribuída, o estudo da carga horária assume importância ainda mais elevada no sistema elétrico

brasileiro. Apesar de se tratar de um estudo inicial, utilizando pela primeira vez uma curva de carga horária de longo prazo, os resultados apontam para novos e contínuos desenvolvimentos. A necessidade de aprofundamento sobre essas projeções e o uso de ferramentas computacionais adequadas, condizentes com os propósitos dos estudos de longo prazo, são fundamentais para que os estudos de planejamento da expansão possam indicar para o melhor proveito possível da sinergia entre os diferentes recursos energéticos, tanto pelo lado da oferta quanto da demanda.

BOX 3.5 – A INFLUÊNCIA DA ADOÇÃO DO PREÇO HORÁRIO NOS ESTUDOS DE PLANEJAMENTO

A adoção do modelo DESSEM na programação da operação e formação de preços era prevista desde 1998, quando foi citada entre as conclusões do projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro – projeto RE-SEB. Após sucessivos adiamentos, o modelo DESSEM começou a ser utilizado de forma oficial em 2020 para a programação da operação e, em 2021, será adotado oficialmente também na formação de preços.

As principais motivações para a redução da periodicidade do preço *spot* são a redução do grau de regularização hidráulica do SIN, o advento das fontes de geração de energia renováveis variáveis e a elasticidade da demanda, que pode ser capaz de se flexibilizar para se adequar à oferta. Com uma formação de preços mais próxima da operação real do sistema, espera-se uma redução nos encargos a serem pagos pelos consumidores, além de possibilitar a criação de novos produtos e serviços para o mercado de energia elétrica.

Pode-se imaginar que a adoção do preço horário não guarda relação com os estudos de planejamento de longo prazo, o que não é verdade. São muitas as implicações que esta mudança pode trazer para os estudos de expansão. Uma possível alteração no perfil do consumo de energia pode alterar a duração, a intensidade e o horário da demanda máxima do sistema, o que traz rebatimentos nas análises de atendimento à ponta, por exemplo. A adoção massiva de recursos energéticos distribuídos e uma maior atratividade de programas de resposta da demanda também podem trazer mudanças significativas ao perfil de carga. Além disso, pequenas centrais hidrelétricas e termelétricas à biomassa não despachadas pelo operador podem alterar seu perfil de geração como forma de aumentar receitas, maximizando a produção nos horários onde o preço é mais alto. Com este mesmo objetivo, usinas eólicas e fotovoltaicas podem alterar a concepção de seus projetos, por exemplo, buscando incluir armazenamento local por meio de baterias. Estas e outras mudanças trazem perspectivas diferentes de futuro ao planejador.

A EPE está atenta às mudanças que o preço horário trará para o sistema, o que enseja novas formas de modelagem para o planejamento de longo prazo. Para superar este desafio, buscamos sempre aprimorar nossas ferramentas de análise e estudos, acompanhando a evolução do setor elétrico.

COMO VIABILIZAR A EXPANSÃO INDICATIVA COM O MARCO REGULATÓRIO ATUAL

Apesar da expansão da geração abordada no cenário de referência do PDE apresentar uma visão de portfólio ótimo indicativo para o atendimento das necessidades do sistema, cabe avaliar a possibilidade de viabilização dessa decisão através dos mecanismos de contratação existentes na regulação atual. De forma geral, para garantir a adequação do sistema, a regulação de comercialização de energia no Brasil baseia-se em duas regras principais: i) Do ponto de vista do consumo, 100% da demanda de energia deve ser coberta por contratos, e ii) Do ponto de vista da geração, todo contrato para cobertura de demanda dos consumidores deve ser lastreado em Garantia Física de Energia - uma medida da contribuição do empreendimento para a adequabilidade do sistema. Essas regras têm como efeito a negociação conjunta do que são, de fato, dois bens distintos: de um lado a

adequabilidade sistêmica e, de outro, a gestão do risco comercial da venda de uma *commodity*, a energia.

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), os contratos de Garantia Física de Energia são livremente negociados entre as partes, com diferentes prazos e alocações de riscos, de forma competitiva, visando prover a cobertura contratual ao menor custo para os agentes de consumo. No Ambiente de Contratação Regulado (ACR), contratos mais longos com prazos e alocações de risco típicas são comercializados por meio dos leilões de energia. Nesse caso, os contratos são distribuídos entre as fontes de geração determinadas para cada leilão, conforme critérios do Ministério de Minas e Energia. Contrata-se então um mix de fontes, visando equilibrar a adequabilidade da matriz, o atendimento das necessidades físicas do sistema e incentivar as cadeias de fornecimento das fontes de geração. Caso seja necessário, usualmente em virtude de limitação

legal para revisão de Garantias Físicas de Energia de empreendimentos existentes do sistema, existe ainda a possibilidade de contratação via Leilões de Energia de Reserva, mecanismo de contratação centralizada com custos divididos entre todos os agentes do sistema. Na década passada, esses leilões foram utilizados para recomposição da adequabilidade do sistema e aumento da participação de fontes renováveis na matriz.

A dinâmica atual de contratação do ACL responde a uma estrutura de custos e incentivos que favorece a contratação das fontes renováveis, como eólica e solar fotovoltaica. Do ponto de vista do consumidor, é importante mencionar que nos últimos anos vem sendo observado um movimento de migração do ACR para o ACL, motivado pela oportunidade dos agentes aptos a participar do mercado livre reduzirem seus custos com energia elétrica. Com a futura redução dos requisitos de demanda e nível de tensão para uma parcela maior dos consumidores estar apta para migrar para o ACL, a tendência é de que esse movimento se intensifique, tanto pela diferença no preço da energia como pelos atuais descontos concedidos na tarifa de uso do sistema de distribuição e transmissão para as fontes incentivadas. Com isso, esse conjunto de fontes renováveis variáveis tende a ser contratado pelos agentes do ACL para atender a obrigação atual de cobertura de demanda com garantia física.

No entanto, essas fontes, apesar de promoverem a adequabilidade do sistema em termos de energia, contribuem em menor montante para a adequabilidade de potência. Por esse motivo, em relação à necessidade de potência identificada no horizonte do PDE, observa-se no segundo quinquênio a importante expansão de tecnologias que forneçam esse atributo, como termelétricas flexíveis, além de modernização de UHE e resposta da demanda - tecnologias que não agregariam muita, ou mesmo nenhuma, Garantia Física de Energia ao sistema. Considerando o modelo regulatório atual, essa necessidade de contratação de projetos que forneçam uma boa contribuição de potência ao sistema teria

que ser garantida por meio da distribuição da demanda de Garantia Física de Energia do ACR entre os produtos dos leilões de energia nova, conforme diretrizes elaboradas pelo Ministério de Minas e Energia. Essa solução resultaria em uma contratação de Garantia Física de Energia para o ACR com um valor consideravelmente mais alto do que a contratação promovida pelo ACL, o que aumentaria ainda mais o incentivo de migração entre os ambientes de comercialização, sem que o custo da adequabilidade do sistema fosse corretamente alocado entre todos os agentes de consumo do setor. Além disso, quanto maior a migração entre os ambientes, menor a necessidade de contratação de energia pelo ACR, fato que limitaria a gestão da adequabilidade do sistema apenas com o mecanismo dos leilões de energia nova.

Dessa forma, fica claro que usinas e tecnologias que agregam o atributo de potência para o sistema enfrentam maior dificuldade na viabilização. Nesse sentido, recentemente, a Medida Provisória nº 998/2020³⁸ propõe algumas modificações na legislação do mecanismo de reserva que viabilizem a contratação de um produto específico de reserva de capacidade. De qualquer forma, desconsiderando possíveis perturbações que a utilização desse mecanismo possa ensejar no balanço de garantia física de energia do sistema, para fins dessa análise, considera-se o mecanismo para a contratação competitiva de fontes indicadas pela expansão de referência para o atendimento das necessidades de potência do sistema, visto que o mesmo promoveria a distribuição dos custos de contratação entre todos os agentes de consumo do sistema. Adicionalmente, tecnologias que não acrescentam Garantia Física de Energia, como modernização de hidrelétricas e mecanismos de resposta da demanda, podem ser contempladas nesse novo mecanismo.

Porém, considerando a regulação atual, caso a expansão de potência viabilizada pelo novo mecanismo de reserva traga consigo Garantia Física de Energia, como em uma situação onde a fonte mais competitiva no certame seja, por exemplo, uma

³⁸ A Medida Provisória nº 998/2020 está em tramitação no Congresso Nacional e pode ter seu conteúdo alterado por emendas ou até mesmo caducar caso não seja apreciada antes da perda de validade.

termelétrica a gás com alta probabilidade de despacho, é importante que essa Garantia Física seja alocada para cobertura contratual a fim de evitar os efeitos negativos de sobre oferta no sistema. Considerando o fato de boa parte das usinas que fornecem potência ao sistema atualmente serem suportadas por contratos do ACR, avalia-se a oportunidade de a Garantia Física desses empreendimentos ser alocada para cobertura do aumento de demanda desse ambiente. Vale ressaltar, porém, que a contratação de potência através desse mecanismo deveria ser realizada apenas em caso de necessidade explícita observada dentro do horizonte de médio prazo, enquanto modificações legais estruturais do desenho de mercado do setor elétrico brasileiro, como a “separação entre lastro e energia”, não estejam viabilizadas.

Por fim, é importante observar que, sem o mecanismo para contratação de potência, seja pela solução provisória viabilizada pela Medida Provisória nº 998/2020 ou pela solução estrutural oriunda da contratação separada de lastro e energia, a contratação baseada apenas na necessidade de Garantia Física de Energia dos agentes de consumo pode não garantir a adequabilidade do sistema em relação à necessidade de potência.

Dessa forma, ainda que de forma qualitativa, fica clara a importância do avanço da modernização do setor elétrico para compatibilizar o modelo regulatório de contratação do setor com as necessidades do sistema conforme critérios de suprimento. É importante que o setor elétrico e a sociedade avancem nessas discussões visando prover ao mercado os corretos sinais e incentivos para contratação dos requisitos para manutenção da adequabilidade do sistema.

CASO 2: EXPANSÃO COM DIFERENTES PROJEÇÕES DE DEMANDA

A expectativa de retomada da economia após a crise é um fator de incerteza relevante no atual contexto de planejamento. Um importante desafio do setor é equilibrar a contratação de expansão da oferta em uma situação de incerteza sobre a demanda futura, como vislumbrada nas atuais projeções. Esta expansão deve estar adequada aos requisitos do sistema, cabendo aos estudos de planejamento realizar esta quantificação e indicação no horizonte de quando haverá esta necessidade. Dessa forma, além da projeção de demanda utilizada no cenário de referência do PDE 2030, foram construídos mais dois cenários alternativos com o objetivo de representar essas incertezas no horizonte de estudo.

Os dois cenários, inferior e superior, foram elaborados pela sensibilização das trajetórias esperadas para variáveis consideradas chave no crescimento econômico dos próximos dez anos. No cenário inferior, adota-se a premissa de que pandemia da COVID-19 tem duração maior do que o esperado, com probabilidade de reincidência da contaminação (“duas ondas”), sendo um cenário onde a recuperação econômica ocorre na forma de “W” ou “L”. Por esse motivo, a expectativa é de que, nesse cenário, a economia brasileira, cresça, em média, 1,7% a.a. entre 2021 e 2030. Já o cenário superior considera que as políticas de combate à crise adotadas se mostram efetivas, reduzindo os impactos econômicos e permitindo uma recuperação mais intensa da confiança dos agentes no curto prazo. A taxa média de crescimento do PIB neste cenário é de 4,1% a.a. no decênio. Lembrando que o cenário de referência considera 3,6% a.a.

BOX 3.6 – A IMPORTÂNCIA DA SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA³⁹ PARA A EFICIENTE CONTRATAÇÃO DOS REQUISITOS DO SISTEMA

A Medida Provisória nº 998/2020 criou a possibilidade de contratação de reserva de capacidade, uma maneira de solucionar transitoriamente a futura necessidade de potência no SIN, que endereça a eventual contratação da confiabilidade sem concentrar o custo apenas nos consumidores regulados. No entanto, é fundamental promover o avanço da revisão normativa do setor, principalmente através da separação lastro e energia.

Atualmente, como efeito das regras de comercialização citadas na seção “Como viabilizar a expansão indicativa com o marco regulatório atual”, contrata-se em um mesmo produto a cobertura contratual do consumo e a adequabilidade de energia para o sistema. Além da complexidade, inclusive legal, envolvida na revisão das Garantias Físicas do sistema para refletir de forma correta e atualizada a contribuição de cada empreendimento ao atendimento aos critérios de suprimento de energia conforme evolução da matriz, a regulação atual impede a precificação separada do serviço de adequabilidade de energia. A dissociação entre os produtos (lastro de produção e produção de energia, ou cobertura contratual), permite valorar cada produto individualmente, evitando a contaminação cruzada entre eles, e ainda permite valorar produtos adicionais, como a potência - através do lastro de capacidade.

Conforme exposto neste capítulo, a evolução projetada da matriz elétrica indica que o sistema brasileiro se torna também restrito em potência. Caso não seja feita a separação entre lastro de produção e cobertura contratual, a necessária contratação de empreendimentos que forneçam potência ao sistema pode desequilibrar o balanço de Garantia Física atual através dos efeitos da produção de energia desses ativos, além de representar um possível sobrecusto aos consumidores. Em vez de realizar um leilão específico para contratar potência, que precisa remunerar todo o custo do projeto, a separação dos produtos de adequabilidade e cobertura contratual permite a contratação de mais de um serviço a partir do mesmo projeto, ou, dito de outro modo, permite a valoração dos atributos⁴⁰ dos empreendimentos, através da competição por contratos separados.

Ao garantir a contratação dos produtos relativos à adequabilidade do sistema de forma separada, com alocação de custos proporcional às necessidades geradas por cada agente de consumo, estrutura-se o setor para a abertura integral do mercado para a livre competição. Essa estrutura possibilita a homogeneização do contrato a ser negociado entre os agentes do mercado e a cobertura em relação às exposições ao mercado de curto prazo de energia.

Por fim, é importante ressaltar que, na arquitetura de mercado do setor elétrico, cada elemento tem influência sobre os demais e o modelo regulatório deve ser pensado de forma integrada. A separação entre lastro e energia está em linha com os demais eixos da Modernização do Setor Elétrico, permitindo repensar limitações do modelo atual e garantindo a abertura ordenada do mercado.

³⁹ Para mais informações sobre o tema consulte nosso site: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/modernizacao-do-setor-eletrico/lastro-e-energia>

⁴⁰ Nesse contexto, “valoração de atributos” se refere, além da produção de energia, apenas aos atributos específicos de adequabilidade sistêmica, como energia firme e potência, que são o objeto do mecanismo em questão. Não remete, portanto, a atributos sociais, econômicos e ambientais, ou a serviços ancilares.

Para fins comparativos, a Tabela 3-8 apresenta as taxas médias de crescimento do PIB e da demanda de 2021 a 2030 neste PDE:

Tabela 3-8 – PIB e Demanda no horizonte decenal para os diferentes cenários

Cenários	Crescimento médio do PIB (%)	Crescimento médio da Demanda (%)
Referência	2,9	3,6
Superior	4,1	4,2
Inferior	1,7	2,9

A expansão indicativa no horizonte decenal, para cada cenário de demanda, é indicada no Gráfico 3-43, em capacidade instalada, e Gráfico 3-44 em acréscimo de energia⁴¹ disponibilizada por cada fonte indicada, nos três cenários analisados. Os casos com demanda superior e inferior foram simulados com as mesmas premissas da “Rodada Livre”, ou seja, sem restrições de mínimo e máximo para cada tecnologia. Essa opção se deve ao fato de que as premissas de política energética tendem a ser revistas caso o desenvolvimento econômico se afaste da trajetória de referência. Além disso, ambos os cenários foram ajustados conforme a metodologia aplicada neste PDE, apresentada na seção 3.1, de modo a garantir o acoplamento entre as etapas de simulação.

Gráfico 3-43 – Expansão da geração nos casos analisados

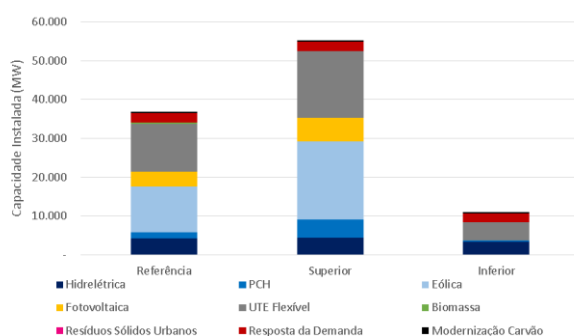
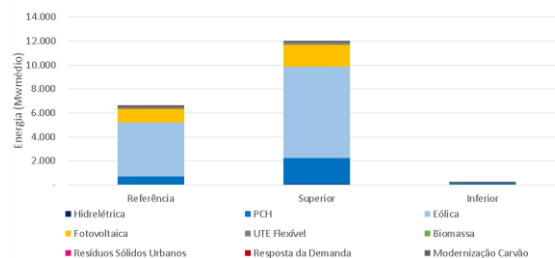


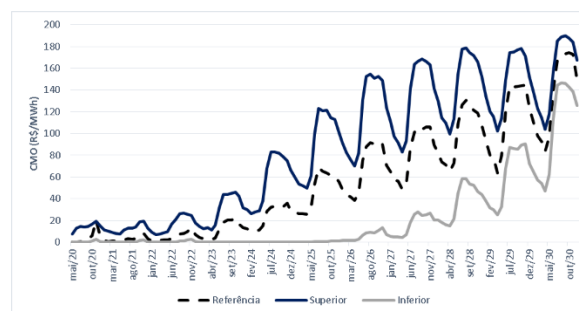
Gráfico 3-44 – Acréscimo de energia por cenário de expansão



Como esperado, a oferta indicada segue o comportamento da demanda, com maior expansão no cenário superior, de 55 GW e com apenas 11.000 MW de expansão indicativa total no cenário inferior. Importantes constatações podem ser feitas com esses resultados. A primeira diz respeito ao requisito de capacidade do sistema. Mesmo para a menor trajetória de crescimento, o SIN precisará de tecnologias que aumentem sua capacidade de potência, agregando pouca ou nenhuma energia. A segunda constatação diz respeito ao perfil renovável da matriz, que mantém sua predominância mesmo para o maior crescimento de demanda.

Os CMO destes cenários de expansão são apresentados no Gráfico 3-45, em conjunto com o CMO do caso base, para fins de comparação.

Gráfico 3-45 – CMO nos cenários avaliados



De modo a melhor lidar com uma situação de grande incerteza, será aplicada uma metodologia baseada na teoria dos jogos. Para mensurar e estudar as opções de tomada de decisão é feito o cruzamento das possíveis escolhas com a ocorrência de situações

⁴¹ Resposta da demanda e modernização de hidrelétrica não foram incluídas nesse gráfico, assumindo que sua contribuição será

especificamente para capacidade de potência. A usina de Telêmaco Borba, que expande no cenário superior, teve sua energia estimada pela média nas dez séries utilizadas no MDI.

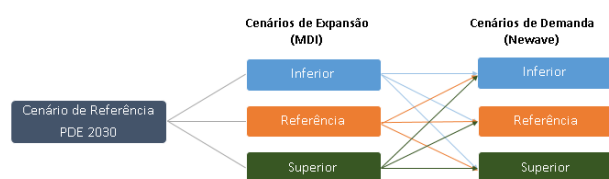
sobre as quais não se tem controle (denominada de “Estados da Natureza”). Por exemplo, é feita a combinação da decisão de expansão para o cenário de demanda inferior e a operação do sistema simulada para a projeção de demanda superior, analisando assim os efeitos dessa sub oferta. Em uma matriz combina-se informações das alternativas, os estados da natureza e os resultados dessas decisões. Um exemplo dessa matriz é apresentado na Tabela 3-9, voltado ao estudo de múltiplos cenários de demanda. Neste caso, como não há um jogo decorrente destas escolhas, essa matriz será chamada de “*matriz de cruzamento de possibilidades*”.

Tabela 3-9 – Matriz de cruzamento de possibilidades

	Estados da Natureza (Demanda para Operação)		
	Mercado Superior	Mercado Inferior	Mercado Referência
Expansão Superior	(1)	(2)	(3)
Expansão Inferior	(4)	(5)	(6)
Expansão Referência	(7)	(8)	(9)

A árvore de casos utilizados nessa sensibilidade é apresentada na Figura 3- 2, com as nove opções possíveis dentre os casos analisados.

Figura 3- 2– Árvore de opções de demanda e expansão



Deste modo, foram mapeadas as possibilidades de futuro analisadas com os três cenários de demanda. É possível, então, responder algumas perguntas como, por exemplo, “*qual cenário de expansão permite menor arrependimento frente a incerteza da demanda?*”. A Tabela 3-10 apresenta os custos calculados para as opções consideradas⁴².

Tabela 3-10 – Custos de investimentos e operação nos casos analisados

R\$ bilhões (2021-2030)		Estados da Natureza (Demanda para Operação)		
		Mercado Superior	Mercado Inferior	Mercado Referência
Expansão contratada	Expansão Superior	81	68	70
	Expansão Inferior	148	38	75
	Expansão Referência	91	57	64

O menor custo total no horizonte decenal, de R\$ 38 bilhões, refere-se naturalmente ao cenário inferior (contratação e realização). Este é um resultado esperado, devido ao baixo valor de crescimento da demanda no horizonte de estudo. Chama a atenção o cenário com expansão de demanda inferior e realização de demanda superior (opção 4), em que há relevante aumento no custo total, pois o sistema existente e indicativo seria mais estressado para atender a maior demanda de energia, considerando maior despacho termelétrico. Para melhor analisar esse comportamento, o Gráfico 3-46 apresenta a geração termelétrica para os cenários com demanda superior e inferior e suas correlações. Ao simular com demanda superior a expansão ótima obtida para a projeção inferior, a geração termelétrica obtida é superior em comparação às outras opções. Esta diferença fica mais evidente a partir de 2025, quando se projeta que a economia se recupera de forma mais robusta e a demanda de energia é impactada com isso. Este distanciamento, causado pela grande diferença de crescimento da economia entre estes dois cenários de demanda, apresenta comportamento semelhante em relação aos déficits de energia destes casos, indicados no Gráfico 3-47.

⁴² Para os custos de investimentos foram considerados apenas as parcelas proporcionais ao tempo de operação das usinas indicativas no horizonte decenal.

Gráfico 3-46 – Geração termelétrica no horizonte decenal para os diferentes cenários

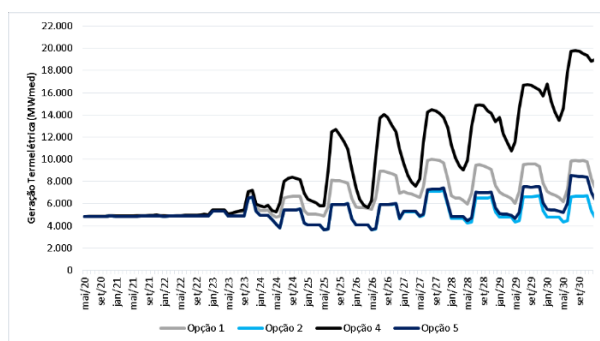
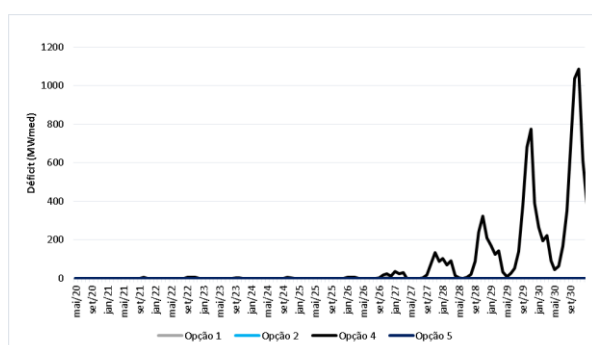
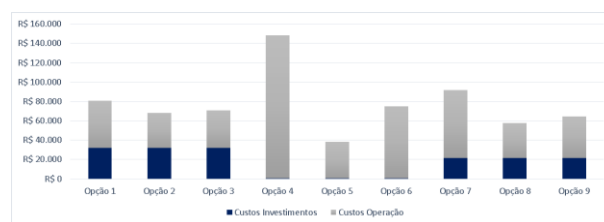


Gráfico 3-47 – Déficit no horizonte decenal para os diferentes cenários



A composição dos custos dos nove cenários analisados é apresentada no Gráfico 3-48. Os custos de operação são preponderantes, principalmente nas opções 4, 5 e 6. Nestas opções, os investimentos indicados, na casa dos R\$ 600 milhões, ficam imperceptíveis no gráfico quando considerados juntamente com os custos de operação. Já nas outras opções, os custos de investimentos e operação são mais próximos.

Gráfico 3-48– Composição de custos nas opções avaliadas



Uma vez compreendido o comportamento de cada caso, pode-se avaliar as possíveis alternativas a serem escolhidas. Existem diferentes técnicas para esse propósito⁴³ baseadas na matriz de arrependimentos. A Tabela 3-11 apresenta o arrependimento de uma escolha em relação a decisão tomada para o estado da natureza que ocorreu. Ou seja, qual seria o valor gasto a mais se escolhida uma opção de expansão e ocorresse outro mercado a ser atendido.

Tabela 3-11 – Custos de arrependimento⁴⁴

R\$ bilhões (2021-2030)		Estados da Natureza (Demanda para Operação)		
		Mercado Superior	Mercado Inferior	Mercado Referência
Expansão contratada	Expansão Superior	0	30	6
	Expansão Inferior	68	0	10
	Expansão Referência	10	19	0

Analisando os valores dos arrependimentos, é possível constatar que a expansão de referência é que apresenta o menor custo de arrependimento independentemente de como evolua a economia do Brasil no horizonte decenal. Ou seja, ao expandir a oferta de energia baseado na trajetória referencial do PDE 2030, o custo total para a sociedade na ocorrência de qualquer outro cenário da economia - mais otimista ou pessimista - será o de menor erro,

⁴³ Dentre as técnicas apresentadas na literatura destaque-se a maximax, maximin e minimax. Pela regra maximax, é razoável assumir o melhor resultado possível dentre as opções. Neste caso, a regra procura maximizar o máximo valor obtido e tem a tendência de ser uma regra mais otimista, não deixando margem para os piores cenários. Já pela regra maximin, assume-se o mínimo valor possível. Esta regra tem o objetivo de maximizar o mínimo valor possível de ser obtido dentre as opções. Ou seja, é escolhida a alternativa que tem o melhor resultado quando o pior acontece. A regra maximin tem a característica de ser uma regra pessimista. Já a regra minimax, ou máximo

arrependimento, determina que o sentimento de arrependimento é importante na tomada de decisões, principalmente as de grande porte. Nesta regra, a melhor alternativa é aquela que minimiza o máximo valor de arrependimento.

⁴⁴ A matriz de arrependimentos é calculada realizando a diferença entre o menor custo de operação e investimento para cada opção de expansão.

com base nesta metodologia. Essa análise evidencia a robustez da expansão para este Plano, servindo de importante orientação para decisões.

BOX 3.7 – PREPARANDO O CAMINHO PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA NUCLEAR

O caso de referência do PDE 2030 apresentou uma expansão termelétrica total de 12.500 MW, de diversos combustíveis e tecnologias, tais como o Gás Natural, nacional e importado, e o Carvão Mineral. É fundamental mencionar que a expansão de geração termelétrica agrega segurança eletro-energética e, conforme já abordado anteriormente, provê energia e potência ao sistema.

A fonte nuclear continua desempenhando papel importante para a expansão termelétrica no país, cuja instalação pode se dar próximo aos centros de carga, reduzindo investimentos e as perdas de transmissão. Esta fonte vem apresentando, nas usinas existentes, excelente performance e demonstrando sua confiabilidade e sua importância para a operação do SIN. O Brasil é um dos poucos países no mundo que detém o conhecimento e tecnologia em todo o ciclo do Urânio, desde a mineração à fabricação dos elementos combustíveis a serem usados nas plantas nucleares. É ainda uma fonte limpa, não emissora de GEE e tem papel estratégico para o país do ponto de vista da formação de nossos recursos humanos e do desenvolvimento tecnológico na área nuclear, contribuindo para a soberania nacional.

Em função do prazo relativamente longo necessário à fase de pré-desenvolvimento deste tipo de projeto, faz-se necessário realizar algumas atividades preparatórias já no horizonte deste Plano Decenal, como já ressaltado no PDE 2029.

A motivação para construção de novas usinas nucleares no Brasil passa ainda pela participação de investidores privados em parceria com o Estado. Restará ainda definir o modelo de negócios a ser utilizado, bem como atualizar o arcabouço legal e o marco regulatório de forma a permitir esta participação.

Além dos pontos levantados, algumas medidas continuam sendo necessárias para viabilizar o mecanismo competitivo e garantir o interesse dos investidores para a construção das próximas usinas nucleares brasileiras, dentre as quais podemos destacar:

- (i) Maior aprofundamento dos critérios visando novas áreas potenciais de localização de futuras centrais nucleares;
- (ii) Definição governamental sobre quais sítios deverão ser desenvolvidos buscando maior detalhamento das informações;
- (iii) Levantamento das informações visando a comprovação (ou não) do local eventualmente selecionado;
- (iv) Início dos licenciamentos ambientais; entre outros.

Por fim, é importante destacar que alguns passos essenciais já foram dados nesta direção, como o equacionamento da retomada de Angra 3 e os desenvolvimentos realizados na mineração de urânio nas minas de Caetité e Santa Quitéria, que irão garantir a expansão da produção de urânio, necessário para abastecer os novos projetos de geração de energia, lembrando que o Brasil possui a sexta maior reserva global.

CASO 3: INFLEXIBILIDADE TERMELÉTRICA E INTEGRAÇÃO GÁS-ELETRICIDADE

O cenário de Referência do PDE 2030, assim como já apresentado em planos anteriores, indica que

a alternativa de menor custo total para o atendimento aos requisitos do sistema se dá através da expansão de fontes renováveis variáveis em conjunto com termelétricas totalmente flexíveis (sem geração compulsória). Essa expansão aliada a um sistema

existente de forte predominância hidrelétrica permite que a matriz elétrica brasileira continue sendo caracterizada por alta participação de fontes renováveis. Esta estratégia de solução mostra-se robusta em cenários de maior e menor crescimento da projeção de demanda em relação ao cenário de referência, como mostrado na seção anterior.

Ainda que esta abordagem da incerteza da demanda indique, do ponto de vista do setor elétrico, a seleção pelas termelétricas a gás natural totalmente flexíveis na expansão, pode surgir o questionamento se este é o uso mais adequado para o gás natural, principalmente proveniente das bacias nacionais. Ou seja, ao se avaliar sob uma ótica mais ampla, com visão integrada entre os setores de gás natural e eletricidade, a expansão com algum nível de inflexibilidade poderia se mostrar proveitosa.

A inserção de termelétricas inflexíveis advém do argumento de que a garantia de uso inflexível do combustível viabilizaria a elaboração de contratos que reduziriam o custo de operação destas usinas. Além disso, o sistema elétrico poderia funcionar como agente impulsionador do desenvolvimento do setor de óleo e gás natural através do estabelecimento de consumo mandatório, e portanto mais previsível, do combustível em usinas termelétricas inflexíveis a gás natural.

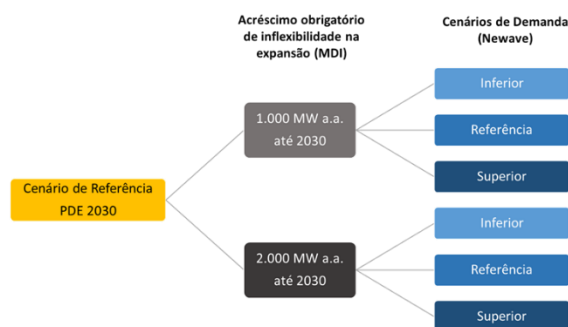
Para contribuir nessa discussão, o objetivo deste *what-if* é analisar, do ponto de vista de custos para o setor elétrico, o impacto da decisão de expansão termelétrica tendo usinas inflexíveis em sua composição.

A partir da simulação de possíveis indicações quanto à expansão de usinas inflexíveis, a título de política energética, foram avaliados os impactos desses diferentes níveis de inserção de inflexibilidade na expansão indicativa, e posteriormente considerada a incerteza da demanda no horizonte decenal com a mesma metodologia do *what if* anterior. Para que fosse possível captar efeitos destas decisões no custo total, foram realizadas simulações nos modelos MDI e NEWAVE, de modo que fossem obtidos, respectivamente, os custos totais de investimento e de operação. Com essa metodologia é possível estimar o custo de implantação dessa política

energética para que, posteriormente, seja discutida sua viabilidade e a melhor alocação desse eventual custo adicional entre os setores.

As duas etapas de simulações foram realizadas seguindo esquematização exibida na Figura 3-3. Tendo como base a projeção de carga do Cenário de Referência do PDE 2030, foram gerados dois cenários de expansão de termelétricas inflexíveis, um com a obrigatoriedade de 1.000 MW por ano e outro com 2.000 MW por ano, a partir de 2027 até o final do horizonte. A tecnologia utilizada para esta análise, e que teve sua expansão fixada como obrigatória, foi a das termelétricas a ciclo combinado utilizando como combustível o gás natural proveniente da exploração de bacias nacionais, como as do Pré-Sal. A inflexibilidade adotada foi de 80%⁴⁵, com custo do combustível de 4 US\$/MMBTU, entregue nas usinas. Estes valores garantiriam custos variáveis de operação inferiores em relação às termelétricas totalmente flexíveis. As expansões obtidas tiveram sua operação analisada com o modelo NEWAVE para cada um dos cenários de demanda propostos neste plano.

Figura 3-3 - Simulações para avaliação do custo total das expansões contendo inflexibilidade obrigatória, frente a incertezas da demanda



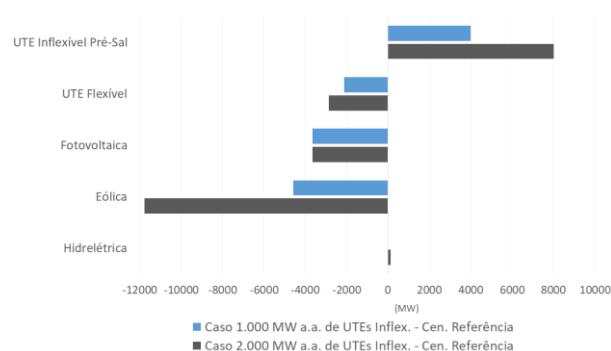
As demais tecnologias candidatas à expansão mantiveram os mesmos parâmetros considerados no cenário de Referência. Para compensar a inclusão das termelétricas definidas pela política energética, o MDI indicou uma redução na expansão de outras tecnologias de modo a não haver sobre oferta na expansão. De fato, conforme mostrado na Figura 3-4, que resume a comparação da expansão dos dois níveis de inflexibilidade propostos com o Cenário de Referência, comparando-se as expansões dos casos

⁴⁵ No cenário de Referência de PDE 2030 foi fornecida a possibilidade de indicação desta tecnologia termelétrica, com uma inflexibilidade de

50%, e ainda assim esta opção não foi selecionada pelo modelo para fazer parte do plano ótimo de expansão.

com 1.000 MW/ano de UTE Inflexíveis com o Caso de Referência, para que em 2030 houvesse um acréscimo de 4.000 MW desta tecnologia houve redução de mais de 10.000 MW de outras tecnologias, em especial da fonte eólica, dado que a geração termelétrica inflexível passa a atender além do requisito de potência do sistema, também o de energia, compulsoriamente.

Figura 3-4 Comparação da expansão indicativa até 2030 em relação ao Cenário de Referência



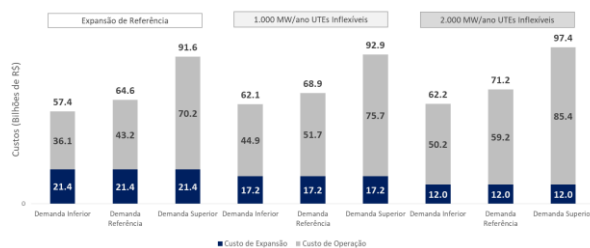
Esta redução de fontes renováveis torna-se ainda mais significativa caso haja a inclusão de 8.000 MW de UTE (2.000 MW/ano de 2027 a 2030) inflexíveis até 2030. Essa alternativa acarretaria diminuição de cerca de 18.000 MW de capacidade instalada no sistema dedicadas majoritariamente ao atendimento do requisito de energia, sendo que 12.000 MW seriam provenientes de usinas eólicas e 3.500 MW de fotovoltaicas, tecnologias com custo variável de operação nulo. Além das fontes renováveis, também ocorre a redução de usinas termelétricas flexíveis, que complementam a disponibilidade de potência.

As grandes alterações de redução de capacidade instalada em relação ao Cenário de Referência, poderia levar a falsa conclusão de que as termelétricas inflexíveis induziriam a menor custo total, vez que reduzem a necessidade de investimentos. Porém, os custos de operação, incluindo o custo de combustível associado a geração compulsória (ou inflexível), formam a maior parcela desse custo total. De modo a trazer maior robustez a análise, fez-se uso de uma matriz de resultados, que exhibe o cruzamento dos custos esperados para as combinações de cenários de expansão e ocorrência de

carga. Dessa forma, é somado o custo de investimento obtido pelo MDI com o custo de operação definido pelo NEWAVE, estando estas expansões suscetíveis a operar em diferentes cenários de demanda, conforme a Figura 3-3.

Para a comparação dos resultados, cada custo total foi calculado através do valor presente, referente ao primeiro ano do estudo, da soma dos custos totais de expansão e de operação. O Gráfico 3-49 sintetiza os resultados das simulações, onde percebe-se que, para uma mesma expansão, quanto maior a demanda futura, naturalmente há maior custo de operação. Tomando como exemplo o caso de expansão 2.000 MW/ano de UTE inflexíveis, o valor do custo de operação corresponde a mais de 85% do custo total dessa alternativa. Cabe observar também que, para a mesma demanda, quanto maior a inflexibilidade imposta ao sistema o custo total apresentado também aumenta, mesmo que o custo de investimento tenha sido inferior.

Gráfico 3-49 - Custos de investimento, operação e total



A partir dos dados do Gráfico 3-49 é possível estabelecer uma matriz de custos adicionais. Este método de avaliação sob incerteza permite combinar diferentes decisões, que neste caso se referem a expansão anual de termelétricas inflexíveis realizadas, por exemplo, por meio de uma política energética, com possíveis cenários futuros de demanda, chamados aqui de “Estados da Natureza”, sob as quais o tomador de decisão não tem controle. Foram atribuídas como desconhecidas as probabilidades de ocorrência de cada um dos cenários de demanda.

A Figura 3 5 apresenta a matriz de custos para as combinações realizadas. A análise dos custos totais indica que no caso de uma decisão de incluir 1.000

MW de termelétricas inflexíveis ao ano resultaria em, no máximo, um custo total de R\$ 92,9 bilhões. Caso a decisão fosse incluir 2.000 MW por ano de termelétricas inflexíveis, o gasto máximo seria de R\$ 97,4 bilhões, ambos ocorrendo para o cenário de demanda superior. Estes valores são maiores que os R\$ 91,6 bilhões, custo de se manter a expansão de referência, mesmo que esta tivesse que atender a este mesmo cenário de demanda superior. A tabela (b)

desta mesma figura apresenta o custo adicional, em relação ao menor valor de custo total despendido, para cada cenário de demanda. Fazendo uso da metodologia denominada “MinMax”, são então calculados, para cada cenário de demanda, qual o menor valor de custo total possível de ocorrer. Desta maneira, cada um dos três cenários de demanda tem um respectivo menor valor de custo que seria despendido.

Figura 3-5 – Matriz de custos para as combinações realizadas

(a) Matriz de custos totais

Decisão (UTEs Inflex.)	Estados da Natureza (Demanda)			Máximo
	Demanda Inferior	Demanda Referência	Demanda Superior	
Expansão de Referência	57,4	64,6	91,6	91,6
1.000 MW a.a.	62,1	68,9	92,9	92,9
2.000 MW a.a.	62,2	71,2	97,4	97,4
Mínimo	57,4	64,6	91,6	91,6

(b) Matriz de arrependimento

Decisão (UTEs Inflex.)	Estados da Natureza (Demanda)			Máximo
	Demanda Inferior	Demanda Referência	Demanda Superior	
Expansão de Referência	0,0	0,0	0,0	0,0
1.000 MW a.a.	4,6	4,4	1,3	4,6
2.000 MW a.a.	4,8	6,6	5,8	6,6
Mínimo	0,0	0,0	0,0	0,0

Estes resultados permitem mostrar que, caso a projeção de demanda do Cenário de Referência venha a ocorrer, o mínimo custo total que teria sido gasto seria R\$ 64,6 bilhões, referente a expansão de Referência deste plano. Se a opção adotada tivesse sido a inclusão de 2.000 MW de inflexibilidade ao ano, ocorreria um gasto adicional de R\$ 6,6 bilhões para atender a demanda de eletricidade. Caso o Cenário de Demanda Superior venha a ocorrer, o valor adicional seria de R\$ 5,8 bilhões.

Como se confirma pela avaliação pelo custo total do sistema, o menor valor de inflexibilidade se mostra como solução dominante. O que foi mostrado metodologicamente como um “arrependimento” pode ser interpretado como o custo adicional que seria despendido pelo setor elétrico para a alocação das termelétricas inflexíveis na configuração de expansão do sistema.

A metodologia aqui apresentada pode ser utilizada para a quantificação, sob a ótica do setor

elétrico, do custo de implantação da política para integração dos setores de gás e eletricidade. Uma vez mensurados adequadamente esses custos adicionais é possível compará-los com os benefícios obtidos e definir assim a sua melhor alocação. Essa etapa é fundamental para avançar nos estudos que culminarão na determinação dessa política energética. Cabe destacar também que os valores aqui apresentados estão relacionados aos dados de entrada utilizados nesse PDE 2030. Outras premissas, como inclusão dos custos dos gasodutos para interiorização do insumo ou do preço do gás natural considerado, poderão levar a resultados diferentes. Porém, a mesma metodologia pode ser empregada.

Em uma visão mais abrangente, ou seja, não focando apenas no setor elétrico e sim abarcando todo o setor energético, é fundamental a busca por uma integração entre os diversos setores para que haja uma alocação mais eficiente de todos os recursos energéticos bem como dos custos associados a implantação das políticas para seu desenvolvimento.

No caso do gás natural, um elemento de forte integração entre o setor elétrico e o setor de petróleo e gás, sua participação na matriz energética deve ser levada em consideração visando a forma mais eficiente para alocação desses custos. Se por um lado

a inclusão de termelétricas inflexíveis na oferta de eletricidade é favorável para incentivar o desenvolvimento do mercado de gás natural, por outro lado, o custo adicional desse desenvolvimento deve ser cuidadosamente alocado.

BOX 3.8 – A IMPORTÂNCIA DA INTEGRAÇÃO DOS SETORES DE GÁS NATURAL E ELETRICIDADE PARA O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

Historicamente, a geração termelétrica a gás natural vem ocorrendo para a garantia do suprimento em períodos de baixa oferta hidrelétrica. Com a expectativa de maior diversificação da matriz elétrica, com elevada participação das fontes eólica e fotovoltaica no horizonte decenal, as termelétricas a gás natural tenderão a ser ainda mais importantes no atendimento a demandas pontuais, como por exemplo, picos de carga ou redução expressiva de geração das fontes não controláveis. Este novo papel das termelétricas no Sistema Elétrico, com perspectiva de operação com baixos fatores de capacidade, exigirá aumento de flexibilidade de geração e, consequentemente, de suprimento de combustível.

A flexibilidade operativa desejada pelo setor elétrico, cada vez mais premente, porém, representa um desafio para a dinâmica de produção, processamento e transporte de gás natural, que em muitos casos, considerando o atual arcabouço legal e regulatório do setor de gás natural, especialmente no caso de gás natural associado, apresenta contratos *take-or-pay*, com baixa flexibilidade para suprimento e que requer certa estabilidade de consumo para viabilização de investimentos em infraestrutura.

O Projeto de Lei nº 4.476, de 2020, em tramitação no Senado Federal, visa a trazer aprimoramentos legais para as atividades de importação, comercialização e *midstream* da indústria de gás natural, podendo ampliar significativamente a atratividade do setor. Uma das consequências esperadas é o desenvolvimento do mercado interno de gás natural para atendimento a outros setores. Assim, o setor elétrico pode vir a ter participação relativa reduzida em relação aos setores industrial, comercial e de transportes. Assim, o efeito da flexibilidade do setor elétrico no portfólio de contratos do setor de gás natural tende a ser atenuado e mais facilmente atendido.

Com relação a possíveis medidas legais de integração entre os setores elétrico e de gás natural, discutidas no Projeto de Lei nº 4.476, de 2020, entende-se que, sob o ponto de vista de um desenvolvimento econômico equilibrado, eventuais políticas energéticas devem evitar ou minimizar a condição de expansão da indústria do gás natural em detrimento da competitividade do setor elétrico. Efetivamente, soluções do tipo ganha-ganha para ambos os setores tendem a ser mais sustentáveis, mediante alocação equilibrada dos custos e riscos das políticas energéticas entre os agentes que se apropriam diretamente dos seus benefícios e de suas externalidades positivas.

Os Programas Novo Mercado de Gás Natural e Modernização do Setor Elétrico deverão pavimentar os dois setores para que os investimentos em infraestrutura ocorram na velocidade necessária. Embora estes programas apresentem medidas para soluções estruturais dos setores, o Grupo de Trabalho “Integração entre os Setores de Gás Natural e Eletricidade” tem apresentado medidas de curto prazo para eliminação de barreiras de acesso do gás nacional ao setor elétrico. Entre as medidas propostas no grupo de trabalho, podem-se destacar a flexibilização da comprovação de reservas para supridores de gás nacional, redução dos volumes de gás necessários para comprovação na etapa dos leilões de energia e redução dos horizontes rolantes para comprovação de combustível ao longo dos CCEAR. Estas medidas tendem a reduzir custos afundados nas atividades de exploração de campos de gás natural para a viabilização de projetos termelétricos, além de alinhar a dinâmica de exploração e produção do setor de gás às exigências contratuais de lastro de combustível do setor elétrico.

Outra importante discussão que pode afetar a competitividade das usinas a gás natural é a separação Lastro e Energia, no âmbito da Modernização do Setor Elétrico, que dentre outros objetivos, visa a adequação da alocação de custos entre os diferentes consumidores de eletricidade. A eventual remuneração por lastro de capacidade tende a representar uma fonte de receita para usinas de geração cuja principal contribuição seja para a confiabilidade do atendimento futuro.

CASO 4: MUDANÇA DE OPERAÇÃO NAS HIDRELÉTRICAS PARA MAIOR DISPONIBILIDADE DE CAPACIDADE

A evolução da oferta de geração de energia elétrica no Brasil, de acordo com a Expansão de Referência, indica um portfólio de tecnologias bastante diverso, com destaque para tecnologias com o objetivo de agregar capacidade de potência, como a ampliação das usinas hidrelétricas, e também para energia, através da expectativa de crescente participação de renováveis, onde as usinas eólicas e fotovoltaicas representarão aproximadamente 20% da capacidade instalada total em 2030.

Neste contexto de inserção de recursos renováveis variáveis, o objetivo deste *what if* é avaliar as condições operativas do SIN, calculando-se a eficácia e impactos da manutenção dos reservatórios das hidrelétricas em níveis mais elevados visando, desse modo, garantir maior disponibilidade para atendimento aos requisitos de potência do SIN. Dessa forma, são apresentados elementos para o início de importante discussão com a sociedade.

Desta maneira, primeiramente chama-se atenção para o resultado das condições operativas do *what if* anterior (Caso 3 – Inflexibilidade termelétrica e integração gás-eletricidade), que, dentre as sensibilidades apresentadas, avaliou a expansão ótima do SIN, pelo modelo MDI, tomando como premissa a inserção de 2.000 MW por ano de UTE inflexível entre 2027 a 2030. Este cenário de expansão tem como maior mudança, do ponto de vista da expansão da geração, a substituição de outras fontes disponíveis na cesta de oferta e que poderiam compor o portfólio ótimo de geração, como as usinas eólicas e solares, pelo montante de energia termelétrica inflexível a cada ano do horizonte de planejamento. Desse modo, a substituição de oferta leva o sistema a atender aos requisitos de energia e potência de forma semelhante, não alterando a operação das UHE de forma significativa, conforme apresentado nos Gráficos 3-50 e 3-51. Pela curva de permanência da energia armazenada final a cada mês de 2026 a 2030 (2.000 cenários hidrológicos de afluência x 5 anos x 12 meses do ano) e pelos resultados apresentados para a média dos 5% piores cenários de déficit de potência (PNS) (CVaR 5% da

potência não suprida), identificam-se valores muito próximos para as duas expansões.

Gráfico 3 -50 – Distribuição da Energia Armazenada para a expansão de referência e Caso 3

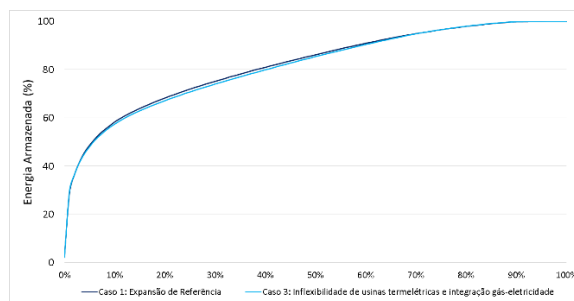
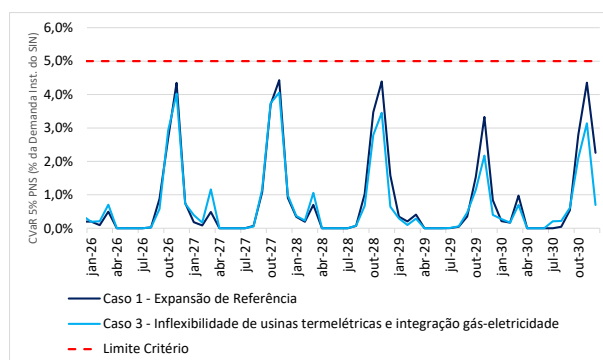


Gráfico 3 -51 – CVaR 5% da Potência Não Suprida para expansão de referência e Caso 3



A constatação dessa avaliação é que recursos que prestem serviços semelhantes ao sistema, se substituídos nos mesmos montantes de suas contribuições esperadas, não são capazes de alterar a dinâmica de operação do SIN. Em outras palavras, a substituição da expectativa de geração de renováveis pelo mesmo montante de energia de termelétricas inflexíveis, levará os reservatórios do SIN a operarem de modo semelhante, já que a carga líquida de energia a ser suprida por eles não será alterada.

Para explorar essa constatação, o presente *what if* demonstra que a alteração de operação dos reservatórios de UHE é possível através da adição de um maior montante de energia no sistema, ou seja, através de uma sobre oferta em relação à energia

presente na expansão indicativa de Referência⁴⁶. Essa oferta adicional pode ser obtida através de uma composição de diversas tecnologias, e uma avaliação para a alternativa de menor custo se faz necessária, caso seja esse um propósito da expansão. Entretanto, para fins dessa sensibilidade, que tem por objetivo levantar aspectos operativos e comerciais a serem considerados, a tecnologia utilizada não impacta nas conclusões apresentadas.

A análise de sensibilidade proposta será realizada a partir da mudança operativa de parte do incremento anual de capacidade instalada termelétrica flexível. Entre os anos 2026 a 2030, da Expansão de Referência, 1.000 MW por ano de usinas flexíveis serão representados, na operação do modelo NEWAVE, com um nível de inflexibilidade de 80% da capacidade instalada e um CVU menor, compatível com esse novo modelo de negócio. Portanto, em termos de capacidade instalada a oferta indicativa de referência é preservada, porém a alteração da modalidade operativa resulta em maior inserção de energia e, consequentemente, em sobreoferta no sistema. Pode-se, assim, calcular os possíveis rebatimentos dessa medida sobre as condições operativas do SIN, comparando para os dois casos, tanto benefícios operativos quanto os custos associados, bem como o atendimento aos critérios de suprimento de energia e potência.

Em termos de suprimento de energia e de potência do SIN, segundo os novos critérios de suprimento, nota-se que ambos os casos, atendem aos requisitos. No Gráfico 3-52 é apresentado, como esperado, a redução do CVaR 10% do CMO com a maior inflexibilidade termelétrica, resultado que se confirma também para o CMO médio, apresentado no Gráfico 3-53. Esses resultados ocorrem em decorrência da sobre oferta adicionada, especialmente pois o atendimento de parte do requisito de energia do SIN é determinando previamente, pela geração compulsória das usinas inflexíveis. Em contrapartida, para esse caso, o impacto desse despacho compulsório mesmo quando o SIN dispõe de recursos mais baratos leva a um aumento sobre o custo total de operação, conforme apresentado na Tabela 3-12.

Gráfico 3-52 – CVaR 10% de CMO

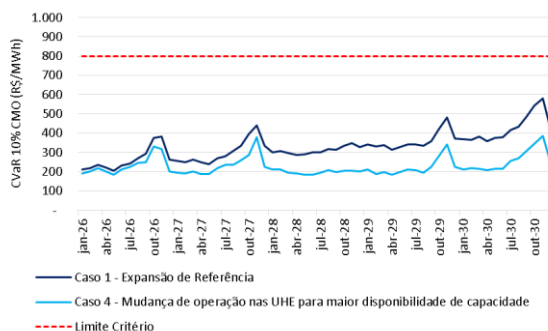


Gráfico 3-53 –CMO médio mensal

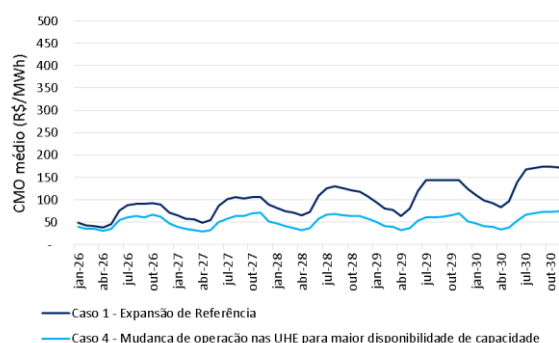


Tabela 3-12 – Custo total de operação no horizonte decenal

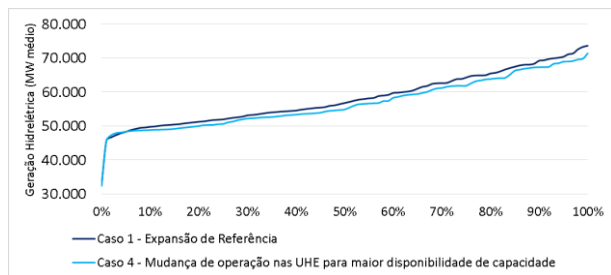
CASO	Custo de Operação esperado (bilhões R\$)
Referência	43,2
Caso 4	52,7

Uma vez apresentados os aspectos gerais de custos entre os casos, cabe o detalhamento de algumas variáveis. O Gráfico 3-54 traz a permanência dos cenários de geração hidrelétrica total do SIN para o horizonte de 2026 a 2030. É possível notar que, para cerca de 90% do total de cenários de geração, a expansão de Referência apresenta valores de geração hidrelétrica superiores aos do Caso 4, confirmando que a maior inflexibilidade termelétrica na operação reduz a carga de energia a ser atendida pelas hidrelétricas do SIN.

⁴⁶ Esse conceito também foi explorado no artigo apresentado no Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, XXV SNPTEE com o título “O trade off entre o custo da operação

hidrotérmica garantindo níveis elevados de armazenamento e a expansão de capacidade para o atendimento dos requisitos de potência no horizonte de Planejamento”.

Gráfico 3-54 - Permanência dos cenários de geração hidrelétrica total do SIN



O Gráfico 3-55 apresenta a distribuição de energia armazenada nas usinas hidrelétricas com capacidade de acumulação, em percentual do volume útil total do SIN. Para cenários hidrológicos onde os armazenamentos são inferiores a 60% do volume útil, os dois casos têm valores bastante próximos. A maior diferença ocorre entre os percentis 60% e 90%, onde se confirma a maior possibilidade de armazenamento nas UHE ao aumentar a oferta inflexível no sistema. Adicionalmente, observa-se que o total de vertimento turbinável para o SIN durante o período de planejamento tende a ser superior neste caso, como mostra o Gráfico 3-56.

Gráfico 3-55 - Distribuição de energia armazenada nas usinas hidrelétricas

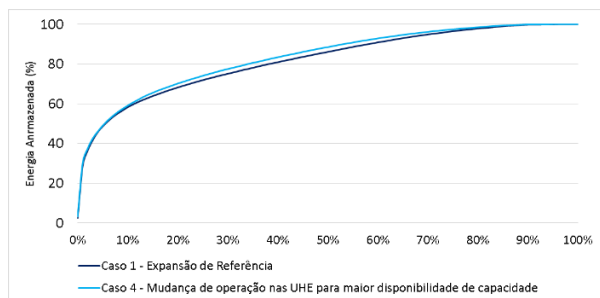
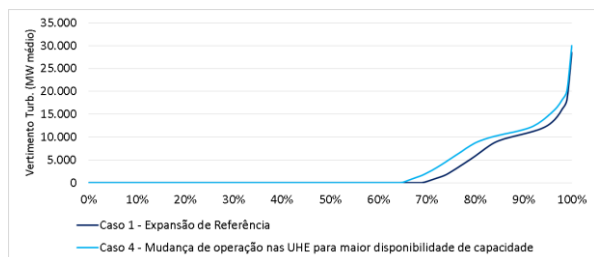


Gráfico 3-56 - Distribuição do vertimento turbinável



Se por um lado, a sobre oferta de energia tende a reduzir a produção esperada nas UHE, por outro ela

pode contribuir para uma maior disponibilidade de potência. O Gráfico 3-57 traz o valor mensal, em percentual da demanda máxima instantânea do SIN, da média dos 5% piores cenários de déficit de potência (PNS) simulados para o horizonte decenal (CVaR 5% da potência não suprida). Os dois casos apresentam resultados inferiores ao limite de 5% estabelecido pelo critério de suprimento de potência, porém é possível notar que o Caso 4, como esperado por conta da preservação dos volumes dos reservatórios em níveis elevados, tem valores de CVaR 5% da ordem de 2% da demanda máxima instantânea prevista para cada mês do horizonte de simulação, enquanto para o Caso de Referência, os resultados de CVaR 5% são de aproximadamente 4% da demanda máxima instantânea. Essa redução do CVaR de potência não suprida evidencia que parte da expansão necessária para o suprimento de potência no cenário de referência pode ser postergada, caso opte-se por uma estratégia de operação que garanta mais potência nos reservatórios. Nota-se também que os maiores ganhos ocorrem justamente no final do período seco, quando os reservatórios tendem a estar em níveis mais baixos. Esse ganho de potência disponível (PDISP), em MW, nas usinas hidrelétricas, por conta da elevação da altura de queda nesse tipo de empreendimento, pode ser notado no Gráfico 3-58, que indica para cada ano de 2026 a 2030, o maior ganho mensal de potência calculado como a diferença entre os dois casos. Percebe-se que no ano de 2026, o maior ganho de potência é de cerca de 2.600 MW, entretanto, com a premissa de crescimento da carga e com a expansão indicativa, para o final do período, esse ganho oscila e se aproxima de 2.000 MW.

Gráfico 3-57 – CVaR 5% da Potência Não Suprida para expansão de referência e Caso 4

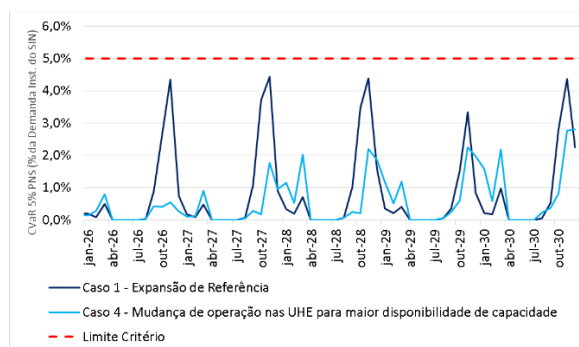
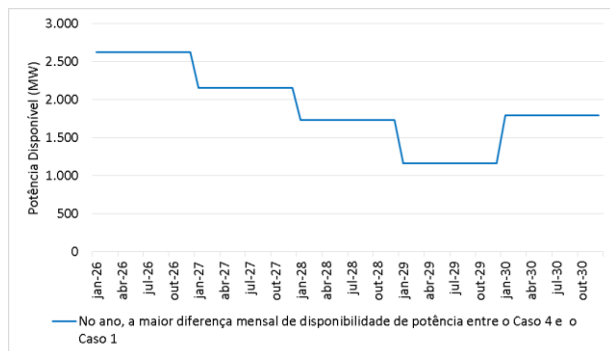


Gráfico 3-58 – Ganho Disponibilidade de Potência das Hidrelétricas ao Aumentar a Oferta Termelétrica Inflexível



Como conclusão desse *what if*, constata-se que para promover uma mudança operativa das hidrelétricas visando garantir mais disponibilidade de potência é necessário alterar o balanço entre oferta e demanda do sistema. Assim, as usinas hidrelétricas podem reduzir sua participação no atendimento aos requisitos de energia em troca de

uma maior disponibilidade de potência. Com esse objetivo, para essa sensibilidade obteve-se os ganhos de potência disponível (PDISP) total no SIN, de tal maneira que o caso alcançou cerca de 2.000 MW a mais de PDISP do que o Caso de Referência, no período entre 2026 e 2030. Para essa sensibilidade, o *trade-off* desse benefício de potência foi o aumento de 22% do custo total de operação.

O reflexo dessa operação com despacho térmico inflexível traz importantes discussões acerca do papel das usinas hidrelétricas. A alteração na forma de operação das hidrelétricas, pode trazer impactos econômicos e financeiros para os agentes de geração. Esses elementos são importantes para fomentar o debate em temas mais abrangentes como o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), *Generation Scaling Factor* (GSF) e, no contexto de modernização do setor elétrico, o cálculo de novos produtos e serviços que podem ser fornecidos pelos agentes geradores.

BOX 3.9 – MODERNIZAÇÃO REGULATÓRIA É CHAVE PARA VIABILIZAR MUDANÇA NA OPERAÇÃO HIDRELÉTRICA

Uma eventual alteração na política de operação dos reservatórios hidrelétricos, como a analisada no caso de sensibilidade 4, é tecnicamente factível e possivelmente traria benefícios importantes para a operação do sistema. Significa, na prática, que essa tecnologia deixaria de ter como objetivo principal a produção de energia e teria sua estratégia otimizada para o provimento de outros produtos ou serviços, como potência e flexibilidade, em linha com as necessidades da evolução tecnológica do parque de geração brasileiro.

Essa alteração, além de ser tecnicamente factível, deve também se viabilizar do ponto de vista comercial. Como o arranjo atual remunera basicamente a produção de energia, uma geração mais baixa prejudicaria não só cada usina individualmente, mas todos os participantes do MRE. Portanto, os arranjos comerciais devem ser adequados para remunerar esses novos serviços, sempre respeitando os contratos já estabelecidos e prevendo o devido tratamento dos contratos legados. Neste ponto, o debate com a sociedade é fundamental para buscar construir soluções robustas e coerentes.

O lastro de capacidade, que consta na proposta de separação entre lastro e energia, endereça a remuneração do provimento de potência ao sistema, através de um produto específico para tal. Além disso, a adoção do preço horário, em 2021, dá um sinal de preço para a flexibilidade, mesmo não sendo um produto específico para isso, ao remunerar os geradores capazes de modular a carga e responder a variações bruscas de preço. Adicionalmente, um mercado competitivo para o provimento de serviços ancilares, atualmente na agenda regulatória da ANEEL, seria mais uma forma de precificar outros serviços além da produção de energia em si. Esses são os exemplos que se destacam, e juntos aos demais eixos da Modernização, como o da Formação de Preços e do MRE, completam a base das alterações e adaptações necessárias para viabilizar essa mudança de atribuição.

CASO 5: REVISÃO DE ENCARGOS E INCENTIVOS

Nas últimas duas décadas, programas de incentivo (especialmente no que se refere aos encargos setoriais), linhas de financiamento especiais e incentivos tarifários foram instrumentos importantes utilizados para incentivar a penetração de alternativas renováveis na matriz elétrica brasileira. Com o passar do tempo e seguindo seus respectivos aprimoramentos tecnológicos, fontes como PCH, CGH, termelétricas à biomassa, eólicas e solares fotovoltaicas se estabeleceram e tornaram-se competitivas em relação às fontes convencionais, como as grandes hidrelétricas e os diversos tipos de termelétricas movidas a combustíveis fósseis.

Dessa forma, tomando como referência os preços praticados nos últimos leilões de energia do mercado regulado e a expansão de ativos através de contratos do ambiente livre, vários agentes do setor, os legisladores (através dos projetos de lei em debate no congresso) e a sociedade passaram a avaliar a retirada ou substituição de alguns desses incentivos.

Visando analisar os impactos em um cenário de retirada desses incentivos na expansão da geração centralizada⁴⁷, foram realizadas simulações com projeções de custos das fontes renováveis sem os incentivos de desconto das tarifas de transmissão e distribuição, sem a isenção da obrigatoriedade de investimento em pesquisa e desenvolvimento, além da desconsideração da isenção da taxa de UBP (Uso de Bem Público) e da isenção de CFURH (Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos) para as PCH. A Tabela 3-13 apresenta os novos custos dos encargos, forma como os incentivos em questão são considerados nos estudos do PDE, considerando essas premissas. Utilizando esses novos valores como parâmetros de entrada para o MDI e as restrições consideradas na Rodada Livre (apresentada na Seção 3-4 desse capítulo), a comparação das duas expansões permite avaliar os impactos da retirada desses incentivos. Cabe ressaltar que, neste *what if*, a opção pela Rodada Livre visa enfatizar a ótica econômica na expansão proposta pelo modelo matemático, fazendo com que outras restrições de política energética não interfiram na avaliação.

Tabela 3-13 – Variação dos custos de encargos conforme avaliação de retirada de incentivos

Fonte	Valor de Encargos – Original	Valor de Encargos – Sem Incentivos	Variação
	R\$/kW.ano	R\$/kW.ano	%
PCH	180 a 300	270 a 400	50% a 33%
Fotovoltaica	150	200	33%
Fotovoltaica flutuante	180	230	28%
Eólica	180	230	28%
Eólica Offshore	450	500	11%
Biomassa (Bagaço de Cana)	190	235	24%
Biomassa (Cavaco de Madeira)	250	300	20%
Biogás	300	385	28%
RSU (Resíduos Sólidos Urbanos)	750	845	13%

Como resultado da simulação do modelo MDI, observa-se na Tabela 3-14 a variação da expansão da

oferta de geração para cada uma das fontes candidatas.

⁴⁷ A avaliação apresentada nessa seção não visa avaliar especificamente a substituição dos descontos para energia incentivada

pelo mecanismo de valoração de benefícios ambientais proposto pela redação da Medida Provisória nº 998/2020, mas analisar a competitividade das fontes mencionadas sem os incentivos descritos.

Tabela 3-14 – Resumo da Comparação da Expansão entre os resultados da referência livre de restrições e o caso sem incentivos na geração centralizada

Resumo da Comparação da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)						
Fontes	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2030
Hidrelétrica	-	-	-	-	-	Sem alteração
PCH	-	-	- 823	696	127	Sem alteração
Eólica	-	-	205	- 930	196	- 528
Fotovoltaica	-	-	-	-	-	Sem alteração
UTE Flexível	-	-	429	-245	- 65	119
UTE Inflexível	-	-	-	-	-	Sem alteração
Resposta da Demanda	-	-	-	-	-	Sem alteração
Total	-	-	- 189	- 478	258	- 409

De forma geral, observa-se que a retirada dos incentivos tem pouco impacto na expansão livre para o horizonte. A redução no montante total de expansão até 2030, de 409 MW, é pouco expressiva se comparada com a expansão total, de aproximadamente 35.000 MW de capacidade instalada no horizonte de análise. Em relação às variações nos montantes e nas decisões de ano de expansão das fontes, considera-se que a diminuição de 528 MW para a fonte eólica e o aumento de 119 MW na expansão de termelétricas flexíveis a gás natural não impactam de forma relevante a configuração final da matriz em cada ano do período. Esses resultados demonstram que a retirada desses incentivos para as fontes em análise praticamente não altera a competitividade das tecnologias para a participação no mercado de energia elétrica.

Por outro lado, ressalta-se que tal modificação nos parâmetros de entrada, avaliada através do aumento do valor dos encargos simulados pelo modelo MDI, tiveram um impacto no custo total da expansão da geração centralizada, devido a forma como o modelo o calcula. A simulação sem incentivos, apesar de poucas alterações na expansão, apresentou custo total 3,3% maior que a simulação com

incentivos. Como os principais incentivos retirados na simulação, de desconto das tarifas de transmissão e distribuição, possuem efeitos cruzados, ou seja, não são custos que deixam de existir, apenas são transferidos para outros agentes do setor, a interpretação para esse resultado é que a retirada dos incentivos promove a correta alocação dos custos entre os agentes do setor, favorecendo a transparência e competitividade entre as opções de geração.

Além de avaliação da retirada de incentivos diretamente relacionados à geração centralizada, analisa-se também os efeitos combinados com uma projeção reduzida da penetração de micro e minigeração distribuída na expansão proposta pelo modelo MDI. Dessa forma, considerando a projeção de micro e minigeração distribuída para o cenário “Primavera”, descrita no Capítulo 9, foi realizada nova simulação com o MDI.

Com base nessas premissas, na Tabela 3-15 observa-se a nova variação da expansão da oferta total de geração centralizada para as fontes analisadas no horizonte decenal, também em comparação com a Rodada Livre.

Tabela 3-15 –Resumo da Comparação da Expansão do Sistema entre os resultados da referência livre de restrições e o caso sem incentivos na GC para uma projeção reduzida de penetração de GD

Resumo da Variação da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)						
Fontes	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2030
Hidrelétrica	-	-	-	-	-	Sem alteração
PCH	-	510	- 1132	305	317	Sem alteração
Eólica	-	141	1779	- 489	717	2 148
Fotovoltaica	-	-	-	-	-	Sem alteração
UTE Flexível	-	- 223	59	-48	- 274	- 486
UTE Inflexível	-	-	-	-	-	Sem alteração
Resposta da Demanda	-	-	-	-	-	Sem alteração
Total	-	428	706	- 232	760	1 662

Como pode-se observar, a expansão da geração centralizada sofre um aumento de, aproximadamente, 1,66 GW até 2030, com aumento de 2,1 GW de eólicas. Como o crescimento da micro e minigeração distribuída auxilia no atendimento do requisito de energia do sistema, com a redução da projeção dessa modalidade, é necessário um incremento na expansão de fontes de geração centralizada, especialmente as mais vantajosas em termos de contribuição energética, como as renováveis variáveis.

Em suma, as simulações com a revisão de encargos e incentivos para a geração centralizada ou alteração da regulação associada a micro e minigeração distribuída apresentaram interessantes insumos para a discussão legal e regulatória sobre o tema.

Na primeira simulação apresentada, observa-se o baixo impacto da retirada dos incentivos quando avaliada a competitividade das fontes em relação à expansão ótima de um portfólio centralizado da geração. Essa constatação, mesmo com uma projeção de carga afetada pela crise do COVID-19, está alinhada com o que vem sendo discutido pelo setor. Como um dos objetivos dos incentivos era prover competitividade para essas fontes, é possível entender que esse intuito já foi atingido. Os estudos indicam que a retirada desses incentivos para empreendimentos futuros não deverá afetar a competitividade dessas fontes, mas sim prover transparência à alocação de custos no setor.

Já na segunda simulação apresentada, ganha evidência os impactos da alteração regulatória da

modalidade de micro e minigeração distribuída nas necessidades de expansão da geração centralizada. Observa-se que uma projeção reduzida de micro e minigeração distribuída promove um maior crescimento da geração centralizada para o atendimento do requisito energético do sistema elétrico interligado. Destaca-se também que essa maior expansão centralizada tende a se concretizar por meio de fontes renováveis, como eólica e solar fotovoltaica, mantendo assim o caráter renovável da matriz.

3.5.3 ESTIMATIVA DAS EMISSÕES DE GEE

A Tabela 3-16 apresenta o resumo dos níveis de emissões de gases causadores do efeito estufa para o SIN, obtidos através da simulação do NEWAVE, para a Alternativa de Referência e os seis casos apresentados nos *what ifs* avaliados. Os casos abordados na avaliação de retirada de incentivos do setor elétrico para fontes renováveis não tiveram suas emissões avaliadas em virtude das pequenas variações observadas em relação à expansão da Rodada Livre.

Conforme apresentado em ciclos anteriores, a Tabela 3-16 indica os valores de emissões para os anos de 2025 e 2030, bem como a diferença percentual de cada caso em relação à Expansão de Referência.

A alternativa de referência do PDE 2030 apresenta uma estimativa de emissões para 2030 de 24,4 milhões de tCO₂eq, valor este abaixo da contribuição estimada para o setor elétrico para o atendimento aos compromissos assumidos no Acordo

de Paris. Importante destacar que a grande participação das fontes renováveis na matriz energética, aliadas à presença de termelétricas mais eficientes, contribuem para o baixo nível de emissões de tCO₂eq esperados para o ano de 2030, garantindo assim o atendimento à demanda energética do país de

forma segura e sustentável. Cabe destacar que as termelétricas indicadas na Expansão de Referência são totalmente flexíveis, operando por curtos espaços de tempo de maneira a contribuir majoritariamente para o requisito de potência.

Tabela 3-16 - Estimativa das emissões de gases causadores do efeito estufa

PDE 2030		Emissões (Milhões de tCO ₂ eq)		Emissões (Δ% Ref.)	
Caso	Descrição	2025	2030	2025	2030
1.1	Expansão de Referência	26,3	24,4	-	-
1.2	Expansão considerando uma avaliação horária	25,8	24,1	-1,6%	-1,2%
2.1	Expansão para o cenário alternativo de demanda baixa	24,1	20,0	-8,3%	-18,2%
2.2	Expansão para o cenário alternativo de demanda alta	30,9	25,9	17,6%	6,0%
3.1	Expansão com penetração de 1.000 MW ao ano de UTE Inflexível	26,1	34,6	-0,5%	41,7%
3.2	Expansão com penetração de 2.000 MW ao ano de UTE Inflexível	26,6	42,7	1,3%	75,1%
4	Expansão para uma mudança de operação das hidrelétricas ⁴⁸	25,7	31,2	-2,0%	27,7%

⁴⁸ Conforme explicado na análise, a sobre oferta utilizada para preservação dos reservatórios foi realizada por expansão de UTE inflexível, o que impacta a projeção de emissões de GEE do caso em questão. Caso a sobre oferta fosse realizada, por exemplo, com uma combinação de renováveis e UTE flexível é provável que a projeção de emissões de GEE seria menor, similar à expansão de referência.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > A expansão da oferta de geração centralizada do PDE 2030 traz diversas inovações, iniciando pela composição da cesta de projetos candidatos. Neste ciclo foram consideradas, pela primeira vez, como opções para o cenário de referência as seguintes tecnologias: fotovoltaica flutuante, resíduos sólidos urbanos, ampliação de hidrelétricas e resposta da demanda,
- > Também foi destacado o debate sobre um novo olhar que o SEB pode ter sobre as usinas hidrelétricas em operação e o potencial remanescente. A modernização e ampliação da capacidade instalada de usinas em operação e a revisão de alguns estudos de inventário para redefinição do potencial ótimo são peças chave no âmbito desse debate para o reposicionamento da principal fonte de geração do SIN.
- > De forma inovadora, antes da apresentação da expansão indicativa de referência, esse ciclo traz uma análise da configuração inicial sem expansão indicativa, com uma proposta de quantificação dos requisitos conformes os novos critérios de suprimento. Necessidades antes supridas pela predominância hidrelétrica do sistema ficam claras no segundo quinquênio do horizonte decenal.
- > Em virtude dos efeitos da crise decorrente da pandemia de COVID-19, pode-se observar uma expansão indicativa de referência mais tímida que o usual. No entanto, a necessidade de expansão de tecnologias para o atendimento tanto de energia como de potência fica evidente. Além disso, a análise da expansão de referência traz um importante avanço metodológico na análise com a consideração da projeção de carga horária para o horizonte decenal.
- > A necessidade de modernização do marco regulatório do SEB se fez ainda mais clara ao longo de 2020. A importância de um desenho de mercado que absorva mais naturalmente as variações econômicas e seja mais resiliente a situações disruptivas pôde ser claramente vista ao longo desse ano. Essa percepção trouxe novos avanços metodológicos nas análises do PDE, como as avaliações sob incerteza apresentada em dois what ifs.
- > Dentre as avaliações realizadas sob incerteza, foi analisada a expansão e operação do sistema para cenários otimista e pessimista de crescimento da carga. A análise demonstra a resiliência e baixo arrependimento da expansão de referência.
- > A integração entre os mercados de gás e energia elétrica novamente ganha destaque nesse capítulo. A fim de contribuir para a melhor implantação das políticas estratégicas que desenvolvam o mercado de gás natural no Brasil, o PDE 2030 traz para discussão uma forma de cálculo do custo de implantação e a atenção com a alocação desses custos.
- > As discussões levantadas ao longo das análises dos cenários apresentados e nos box desses capítulo apresentam não só as necessidades e benefícios da modernização do marco regulatório como desafios a serem enfrentados. Dentre eles, destaca-se a importância na atenção de condições que incentivem a modernização e ampliação das UHE, bem como os instrumentos de mercado necessários para que uma mudança operativa nos reservatórios resulte em maior disponibilidade de potência e flexibilidade operativa.
- > Com o passar do tempo e seguindo seus respectivos aprimoramentos tecnológicos, as fontes renováveis se estabeleceram e tornaram-se competitivas em relação às fontes convencionais. Nesse sentido, o PDE trouxe uma análise da competitividade dos empreendimentos renováveis sem incentivos em relação às outras opções tecnológicas para expansão em dois cenários, as projeções “Verão” e “Primavera” para expansão da micro e mini geração distribuída.

> Em relação às projeções de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) associadas aos cenários avaliados no decorrer do capítulo observa-se o baixo nível de emissões associado ao SEB, principalmente considerando o cenário de referência.

4. Transmissão de Energia Elétrica

As atividades relativas ao planejamento da transmissão são coordenadas pela EPE e contam com a colaboração das concessionárias de transmissão e de distribuição no âmbito dos Grupos de Estudos de Transmissão Regionais (GET), em conformidade com a Portaria MME nº 215, de 11 de maio de 2020.

A elaboração dos estudos do planejamento da transmissão no horizonte do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) é feita a partir das projeções de carga elétrica e do plano de expansão de referência de geração, com a utilização dos critérios de planejamento vigentes.

O estudo inicial da rede elétrica é efetuado pela análise de desempenho em regime permanente nos diversos patamares de carga e cenários de despacho de geração, por meio de simulações de fluxos de potência em condição normal e em contingência não simultânea dos elementos da rede.

O diagnóstico assim elaborado para a rede elétrica leva a conjunto de estudos complementares de transmissão, que realimentam o processo de planejamento, contemplando, dentre outros:

- Estudos visando recomendar soluções para os problemas detetados de atendimento às cargas regionais.
- Estudos específicos de integração de empreendimentos de geração mais relevantes.
- Análise do desempenho dinâmico do sistema interligado e determinação dos limites de intercâmbios nas interligações.
- Avaliação dos níveis de curto-circuito nas subestações ao longo do período decenal, de modo a caracterizar a superação dos limites de carregamento dos equipamentos e sua influência na definição da topologia das alternativas de transmissão.
- Evolução das tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST).

Esses estudos resultam nos relatórios R1 – Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental. Estudos adicionais também se fazem necessários para dimensionar e especificar as obras a serem incluídas pelo MME no programa de licitação da transmissão. Esses estudos compõem os relatórios R2 a R5, os quais são usualmente realizados por agentes a pedido do MME: (i) R2 – Detalhamento da Alternativa de Referência; (ii) R3 – Definição da Diretriz de Traçado e Caracterização Socioambiental; (iii) R4 – Caracterização da Rede Existente; e (iv) R5 – Custos Fundiários.

Tais estudos focalizam particularmente as obras a serem instaladas nos seis primeiros anos do período decenal.

CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS DOS ESTUDOS DO PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO

As análises desenvolvidas no planejamento da expansão do sistema de transmissão seguem os critérios de desempenho de acordo com o documento de Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão, apresentado nas referências bibliográficas (Box 4.1).

A análise das alternativas de expansão do sistema de transmissão para a seleção da alternativa a ser recomendada é conduzida considerando o desempenho elétrico e socioambiental e o enfoque do mínimo custo global, ou seja, considerando os custos referentes às perdas elétricas no sistema além dos investimentos relativos às obras necessárias na Rede Básica, nas Demais Instalações de Transmissão, na Rede de Distribuição e nas instalações de uso restrito de cada empreendimento.

Dado o caráter indicativo da expansão da geração, o processo de elaboração dos estudos reconhece a importância do papel da rede de transmissão planejada de proporcionar, além de condições adequadas de confiabilidade da operação e do suprimento elétrico, também a flexibilidade de

acomodar diferentes estratégias de implantação das fontes de geração a serem contratadas nos leilões de energia.

Ademais, a realidade dos prazos crescentes de implantação das instalações de transmissão, devido a dificuldades de diversas naturezas, faz com que se tenha que adotar no planejamento a postura de antecipar a recomendação dos reforços estruturantes de transmissão no sistema interligado.

Por outro lado, os prazos para implantação de instalações de geração eólica e solar estão cada vez mais reduzidos e, nesse contexto, a antecipação dos estudos de planejamento torna-se fundamental para a harmonização entre os cronogramas de implantação das usinas e dos sistemas de transmissão a elas dedicados, possibilitando uma estratégia combinada de contratação de geração e transmissão,

visando evitar os descompassos entre esses cronogramas.

Vale ainda destacar o aprimoramento metodológico e ferramental de análise integrada da expansão da geração e transmissão que se julga necessário para contemplar os diversos graus e variáveis de incerteza presentes no processo de planejamento, acrescido da crescente complexidade do sistema elétrico, com a inclusão de montantes crescentes de geração renovável de alta variabilidade, a exemplo das fontes eólicas e solares.

Adicionalmente, o processo de planejamento da expansão da transmissão está sendo atualizado por um trabalho conduzido pelo MME, com a participação da EPE, visando aprimorar as diretrizes para a elaboração dos diversos relatórios técnicos (R1 a R5 citados) que fundamentam a licitação ou autorização pela ANEEL das instalações de transmissão.

BOX 4.1 - ATUALIZAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO

Ao longo do ano 2018, foi desenvolvida a primeira etapa do trabalho que visa atualizar o conjunto de critérios, procedimentos metodológicos e premissas que serve de referência para o planejamento da expansão da transmissão realizado pela EPE.

Como resultado desta etapa, foram pesquisados e documentados em uma base de dados um expressivo conjunto de documentos e referências técnicas que têm correlação direta ou indireta com a atividade de planejamento da transmissão. O conjunto de documentos contém desde Resoluções Normativas e Homologatórias da ANEEL, Procedimentos de Rede do ONS, Portarias Ministeriais correlatas, até Grid Codes e documentos de critérios de planejamento de países com características e matriz semelhantes aos do Brasil.

Esta vasta base de dados será utilizada como embasamento para a realização da segunda etapa do trabalho, a qual deverá ser concluída até 2021 com o suporte técnico de consultoria externa, audiências públicas para a colheita de contribuições dos interessados, bem como workshops para apresentações e debates dos resultados intermediários.

A segunda etapa consiste na atualização propriamente dita das referências utilizadas para estudos em regime permanente, de transitórios dinâmicos e eletromagnéticos, de curto-circuito e de resposta de frequência da rede elétrica visando o dimensionamento das linhas de transmissão e equipamentos em corrente alternada e corrente contínua. Contemplará também os critérios e metodologia para a análise econômica, bem como para a seleção e recomendação técnico-econômica de alternativas de transmissão.

Em paralelo a esta segunda etapa do trabalho, será também objeto de uma atividade conjunta EPE/ONS a discussão de critérios de confiabilidade diferenciados para atendimento de localidades conectadas por sistemas radiais, particularmente no caso de unidades da federação geograficamente distantes de outros centros urbanos mais importantes, o que dificulta a adoção de medidas emergenciais durante contingências críticas. Na sequência, será considerada a inclusão dos resultados desta atividade na atualização do documento geral de critérios.

4.1 Contextualização

Ao longo deste capítulo, serão apresentados os principais resultados e números referentes à expansão do sistema de transmissão no horizonte deste PDE 2030. Antes, porém, são discutidas

algumas questões importantes que permeiam o planejamento da expansão da transmissão e, por conseguinte, as recomendações das expansões que compõem este Plano.

4.1.1 EXPANSÃO DO SISTEMA

Os estudos de planejamento concluídos até agosto de 2020 recomendaram, originalmente, um investimento total de R\$ 108,7 bilhões até o horizonte de 2030. Deste total, R\$ 59,2 bilhões são referentes a empreendimentos com outorga (CO), enquanto R\$ 49,5 bilhões são referentes a empreendimentos ainda sem outorga (SO).

Considerando as incertezas associadas ao contexto pós-Covid-19 e seus impactos no setor elétrico, buscou-se avaliar três cenários possíveis para a expansão do sistema de transmissão neste horizonte do PDE. Esses cenários foram diferenciados com base em hipóteses de implantação dos empreendimentos SO, mantendo-se a programação de execução dos empreendimentos CO, a saber:

- Cenário otimista: implantação de todos os empreendimentos SO considerando a data de necessidade original prevista nos estudos de planejamento e a data de tendência estimada com base nos prazos médios do processo de outorga.
- Cenário de referência: cenário base deste PDE; variação do cenário otimista, considerando uma reavaliação preliminar da data de necessidade dos empreendimentos SO dentro do horizonte de 2030 e a atualização das suas datas de tendência.
- Cenário pessimista: sem a implantação dos empreendimentos SO (contempla, portanto, apenas empreendimentos CO).

Entende-se que os cenários otimista e pessimista representam hipóteses mais extremas de expansão, sendo, portanto, menos prováveis. Além disso, cabe ponderar que o cenário de referência não representa expansão determinativa do sistema de transmissão, sobretudo porque as análises que

subsidiaram a sua proposição são preliminares e ainda serão aprofundadas durante o ano de 2021.

Os resultados das análises dos cenários são ilustrados no Gráfico 4-1. Como pode ser observado, o cenário otimista preserva as informações do planejamento original, envolvendo investimento total de R\$ 108,7 bilhões até o horizonte de 2030. Por sua vez, os cenários de referência e pessimista envolvem investimentos inferiores, em torno de R\$ 89,6 bilhões e R\$ 59,2 bilhões (este número representa o total já outorgado nos demais cenários).

Maiores detalhes sobre a expansão do sistema de transmissão considerando os cenários avaliados podem ser acessados no Anexo II do Capítulo 4, onde são apresentadas tabelas com a relação de empreendimentos previstos em cada unidade federativa até dezembro de 2030, bem como as datas de implantação previstas em cada caso.

Nos próximos itens, são detalhados os resultados obtidos para o cenário de referência, que foi tomado como base neste PDE.

EVOLUÇÃO FÍSICA E INVESTIMENTOS

As tabelas (Tabela 4-21 e Tabela 4-2) e gráficos (Gráfico 4-2 ao Gráfico 4-7) ao final dessa seção destacam as principais estatísticas referentes à evolução do sistema de transmissão no período 2021-2030, considerando o cenário de referência.

As informações referentes à evolução física e investimentos previstos para o sistema de transmissão no horizonte 2030 são relativas às instalações da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, discretizadas em linhas de transmissão (km) e subestações (MVA).

No caso das subestações, embora o quantitativo físico seja mensurado em capacidade de transformação (MVA), os investimentos associados englobam, além de custos de transformadores, custos de terrenos, edificações, casas de comando, equipamentos de compensação reativa, módulos de conexão, etc.

O montante total de investimentos previsto para o cenário de referência é de R\$ 89,6 bilhões, sendo R\$ 62,5 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 27,1 bilhões em subestações, incluindo as

instalações de fronteira. Cabe destacar que o valor de investimento de cada empreendimento é contabilizado no ano de previsão de entrada em operação.

Salienta-se que, do investimento total previsto, cerca de R\$ 59,2 bilhões já foram outorgados, enquanto R\$ 30,4 bilhões ainda não possuem outorga. Conforme pode ser observado no Gráfico 4-4 e no Gráfico 4-5, os investimentos associados aos empreendimentos ainda sem outorga encontram-se mais concentrados no período de 2024 a 2030.

BOX 4.2 – PROGRAMA DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO (PET) / PLANO DE EXPANSÃO DE LONGO PRAZO (PELP)

Devido a diferenças de premissas, a comparação dos quantitativos indicados no PDE com os montantes apresentados no documento Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) deve ser efetuada com cautela, pois pode acarretar conclusões imprecisas.

Ao contrário do PET/PELP, o PDE também abrange obras outorgadas e estimativas de expansões para os últimos anos do decênio, considerando os empreendimentos resultantes de estudos finalizados e, adicionalmente, outras obras indicativas antecipadamente estimadas com base em estudos que ainda se encontram em andamento, com o objetivo de possibilitar uma visão prospectiva do montante de investimentos previstos no horizonte decenal. Por outro lado, o PET/PELP compreende unicamente os empreendimentos resultantes de estudos já finalizados e não outorgados, porém extrapolam o horizonte de dez anos do PDE.

Gráfico 4-1 – Cenários de expansão do sistema de transmissão

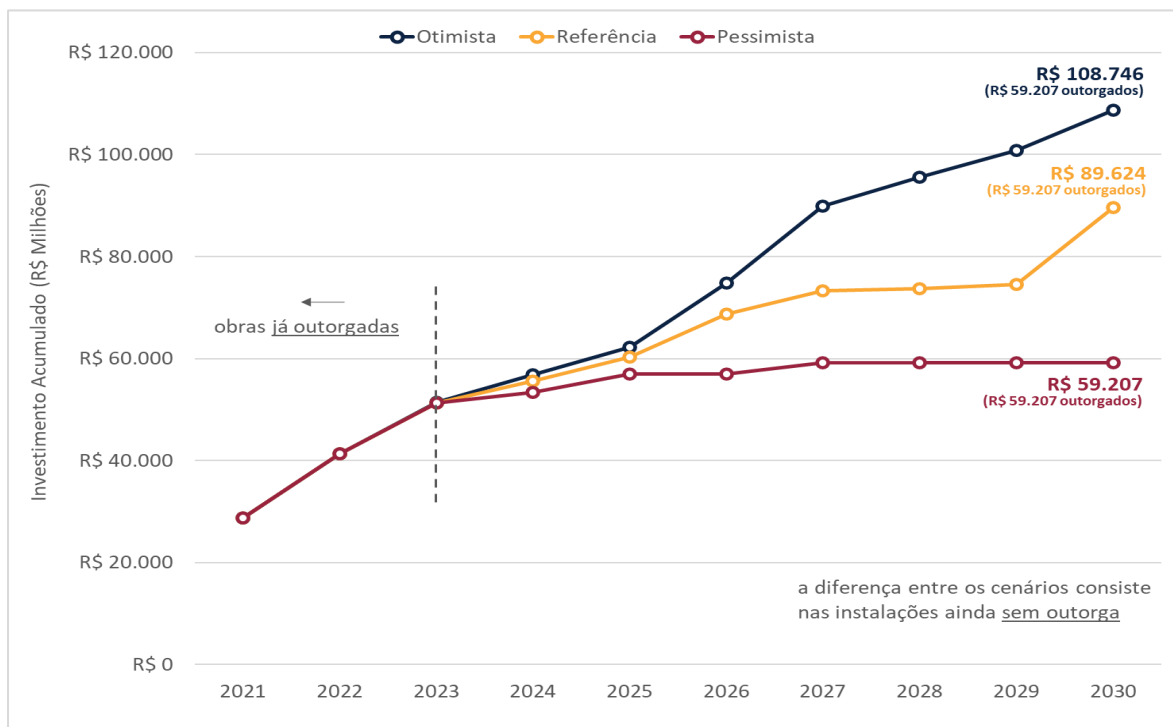


Tabela 4-1 – Cenário de referência: estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN -linhas de transmissão

Tensão	±800 kV	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
	km							
Existente em ago/2020	9.204	2.683	12.816	55.788	6.756	10.351	61.294	158.892
Estimativa dez/2020	9.204	2.683	12.816	58.149	6.907	10.355	62.586	162.700
Evolução 2021-2030	2.920	0	0	21.299	104	1.416	11.715	37.454
Evolução 2021-2025	0	0	0	15.388	104	1.263	9.525	26.280
Evolução 2026-2030	2.920	0	0	5.911	0	153	1.190	11.174
Estimativa 2030	12.124	2.683	12.816	79.448	7.011	11.771	74.301	200.154

Notas: (1) Nos casos de LTs em circuito duplo ou bipolos de corrente contínua, as extensões foram computadas por circuito e por polo.

Tabela 4-2 - Cenário de referência: estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN – transformação

Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	TOTAL
	MVA					
Existente em ago/2020	24.897	171.738	29.192	53.820	104.033	383.680
Estimativa dez/2020	24.897	178.788	30.892	53.820	106.969	395.366
Evolução 2021-2030	0	70.730	2.049	17.279	39.691	129.749
Evolução 2021-2025	0	47.922	600	13.280	27.720	89.522
Evolução 2026-2030	0	22.808	1.449	3.999	11.971	40.227
Estimativa dez/2030	24.897	249.518	32.941	71.099	146.660	525.115

Notas: (1) Inclui os transformadores de fronteira.

(2) Não inclui transformadores das estações conversoras

Gráfico 4-2 – Cenário de referência: investimento total em linhas de transmissão, por nível de tensão

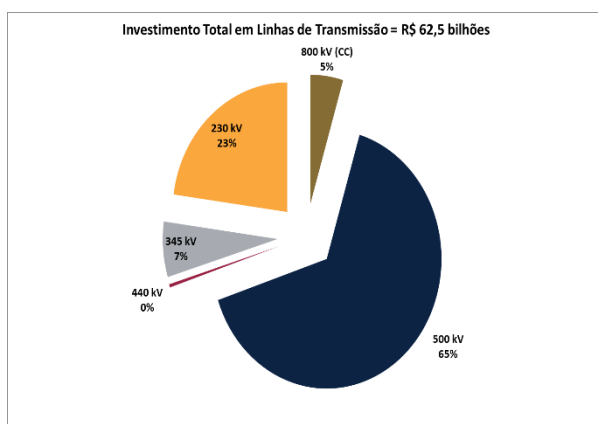


Gráfico 4-3 – Cenário de referência: investimento total em subestações, por nível de tensão

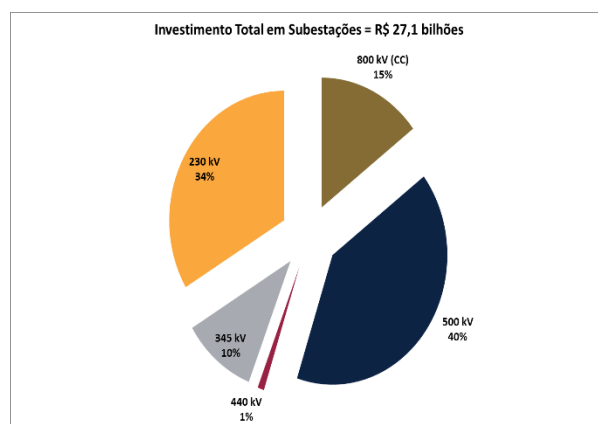


Gráfico 4-4 – Cenário de referência: investimento em linhas de transmissão por ano

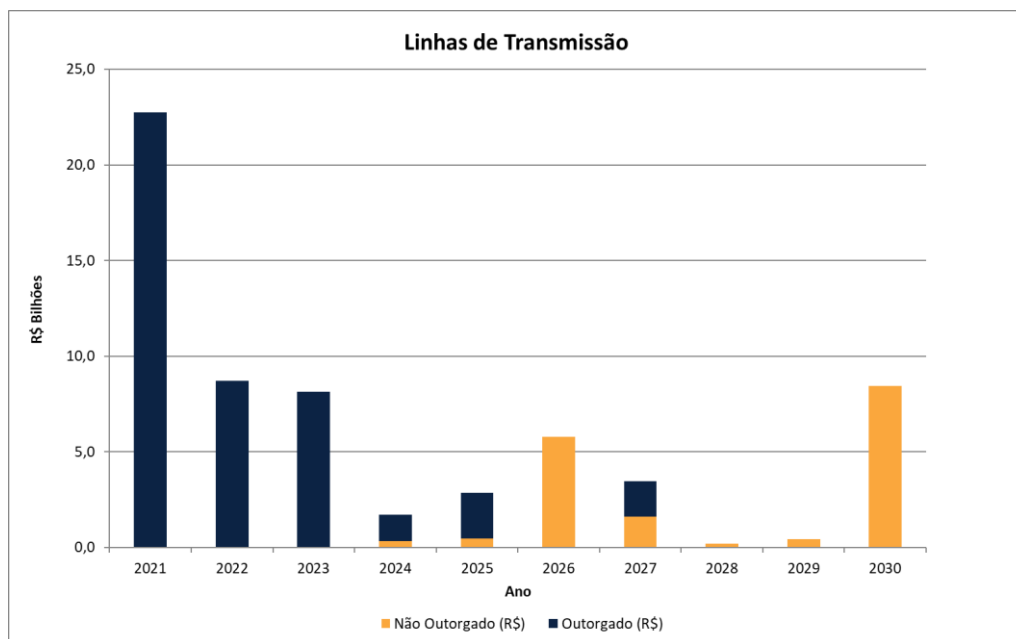


Gráfico 4-5 - Cenário de referência: investimento em subestações, por ano

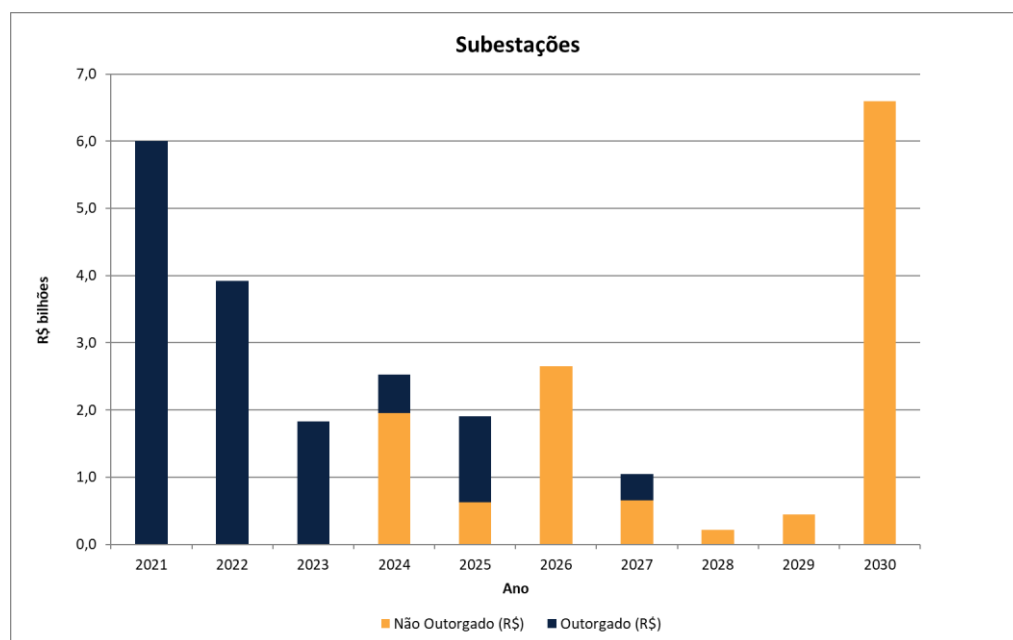


Gráfico 4-6 - Cenário de referência: investimento total – período 2021 a 2025

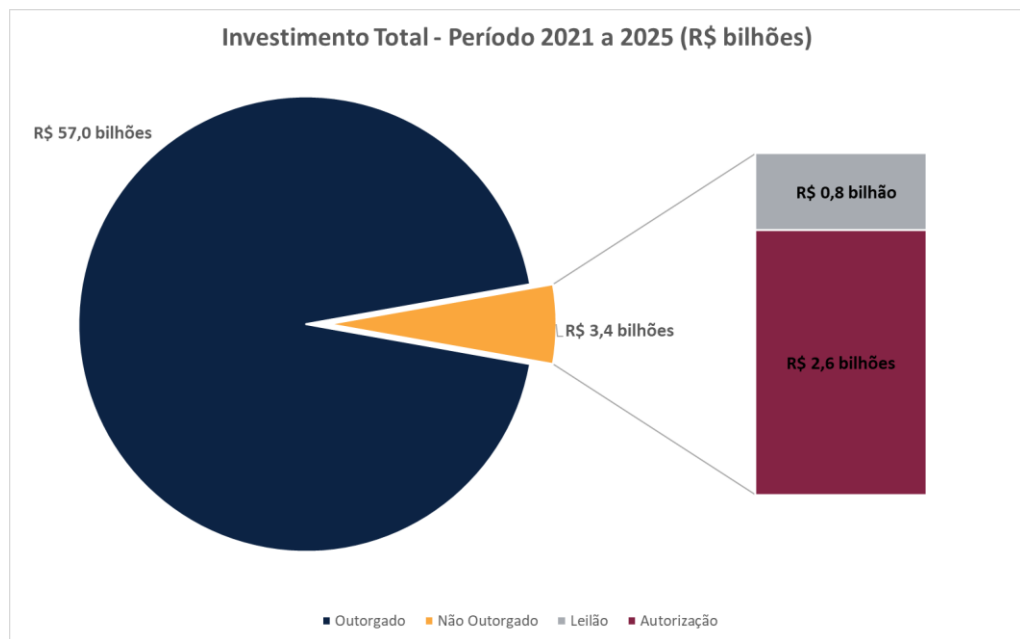
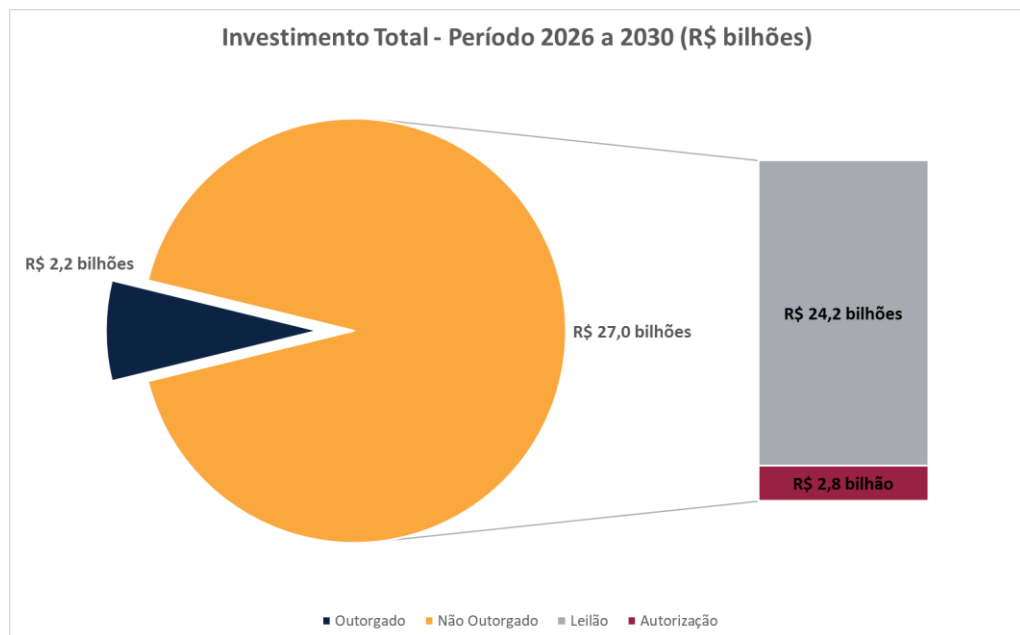


Gráfico 4-7 - Cenário de referência: investimento total – período 2026 a 2030



Ref. geral para os gráficos:

- SIGET/ANEEL de agosto de 2020.
- Banco de preços de referência da ANEEL, data-base de junho de 2020.

TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

Com o objetivo de caracterizar o impacto dos investimentos associados à expansão da rede de transmissão planejada sobre os encargos de uso do sistema elétrico, foi efetuada uma estimativa da evolução dos valores da TUST no período decenal.

O procedimento de cálculo da TUST vem sendo aperfeiçoado ao longo dos anos e até junho de 2013, regulamentavam este procedimento, além da Resolução ANEEL nº 281/1999, as Resoluções Normativas nº 117/2004 e nº 267/2007, que traziam regras específicas para o cálculo de TUST de geradores. A partir de 28 de junho de 2013, com a publicação da Resolução Normativa nº 559, as TUST passaram a ser calculadas considerando o procedimento nela estabelecido.

De forma geral, o cálculo da TUST é realizado a partir de simulação do Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga, e a Receita Anual Permitida (RAP) total a ser arrecadada no ciclo.

A RAP considerada no primeiro ano analisado do PDE – ano 2025, foi derivada a partir do ciclo tarifário 2020-2021 (atualmente vigente), que apresenta valor de R\$ 22,99 bilhões, em acordo com a Nota Técnica nº 120/2020-SGT/ANEEL.

A evolução da RAP no período decenal foi calculada considerando-se as receitas contratadas dos empreendimentos de transmissão já outorgados, além de receitas estimadas para as demais obras planejadas no período 2021-2030 (cenário de referência, sem instalações de fronteira), tomando-se por base uma relação RAP/investimento da ordem de 12%, tal como considerado na Nota Técnica nº 120/2020-SGT/ANEEL.

A Tabela 4-3 apresenta os valores médios da TUST de geração e de carga projetados para os anos 2025 e 2030, considerando-se as quatro regiões geoeletricas do País.

O Anexo “Evolução da TUST” apresenta resultados mais detalhados, com a distribuição das TUST em cada um dos submercados.

Tabela 4-3 - Estimativa da TUST no SIN: valores médios

Submercado	TUST de Geração (R\$/kW.mês)		TUST de Carga (R\$/kW.mês)	
	Ano 2025	Ano 2030	Ano 2025	Ano 2030
Sul	7,488	8,034	11,045	11,162
SE/CO	7,755	8,446	10,779	10,753
Nordeste	7,236	7,889	11,298	11,307
Norte	7,126	7,830	11,407	11,366

4.1.2 VALOR DA TRANSMISSÃO

Os investimentos previstos para a expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN) dentro do horizonte 2030 foram apresentados no item anterior, considerando-se diferentes hipóteses de implantação em relação aos empreendimentos ainda sem outorga, tendo em vista as incertezas associadas ao contexto pós-Covid-19.

Independentemente dos resultados obtidos para cada hipótese de expansão, é importante poderar que os investimentos associados ao sistema de transmissão não devem ser analisados de forma isolada.

Especificamente, o custo para o atendimento de cada MWh no sistema elétrico deve ser visto em função do total G + T (geração + transmissão), uma vez que as obras de transmissão viabilizam a integração de fontes mais competitivas no sistema, reduzindo os custos de operação.

De fato, a própria falta de transmissão pode impactar negativamente a tarifa final dos consumidores, vez que eventuais restrições elétricas no sistema podem gerar encargos setoriais por conta de despacho de geração fora da ordem de mérito.

Como exemplo, cita-se a questão do atendimento eletroenergético às localidades de Cruzeiro do Sul e Feijó. Atualmente essas cidades são atendidas por usinas termelétricas com CVU cima de 1.000 R\$/MWh, implicando em gastos anuais da ordem de R\$ 350 milhões para o suprimento local. Destaca-se que as linhas de transmissão planejadas para a integração dessas localidades deveriam ter entrado em operação em janeiro de 2017, envolvendo investimentos aproximados de R\$ 720 milhões (maiores detalhes no item 4.4.2). Portanto, observa-se que esse sistema já se pagaria considerando, no limite, os custos médios de geração evitados em aproximadamente 2 anos de suprimento local.

4.1.3 COORDENAÇÃO DA EXPANSÃO ENTRE G E T

O aumento da inserção de fontes renováveis na matriz energética vem trazendo novos desafios para o planejamento do sistema. Um desses desafios está relacionado ao caráter indicativo da expansão da geração e os atuais prazos contratuais de implantação das instalações de transmissão que, a depender da complexidade da obra, chega a 60 meses, o que dificulta a coordenação da expansão dos sistemas de G e T. Os números de projetos cadastrados para o leilão de geração A-6/2019 evidenciam o desafio, foram 1.831 projetos cadastrados, que juntos somam 101 GW de oferta. Se por um lado todos os desenvolvedores desses projetos solicitam acesso ao sistema, projetar a rede para que todos sejam contemplados levaria a custos excessivos e desnecessários ao consumidor, pois conforme destaca o Capítulo 3, Tabela 3-4, a expectativa é de contratação de 37GW até o final da década.

Além disso, enquanto que no passado além da expansão concentrar-se em grandes projeto hidrelétricos, os novos projetos eram contratados majoritariamente no ACR. Este cenário mudou drasticamente, além da pulverização da expansão, o ACL tem viabilizado novos investimentos em

geração, cuja efetivação torna-se de conhecimento das instituições perto do início da construção.

A seguir, são discutidas algumas ações mitigadoras que vêm sendo realizadas pela EPE.

ESTUDOS PROSPECTIVOS

Desde o início da década de 2010, a EPE tem realizado diversos estudos específicos, de caráter prospectivo, que possuem o intuito de antecipar o sistema de transmissão para a integração do potencial de fontes alternativas renováveis.

Esse potencial prospectivo, estimado com base nos cadastramentos dos leilões de energia, contempla principalmente a integração de empreendimentos eólicos e solares, dada a perspectiva de crescente contratação desses tipos de fontes nos futuros certames. Além disso, são considerados ainda os montantes relativos aos empreendimentos do Ambiente de Contratação Livre que tenham formalizado acesso ao SIN.

Até o momento, foram realizados quatorze estudos prospectivos com influência sobre a

conexão de renováveis sendo: (i) um estudo voltado para permitir o escoamento do potencial eólico da região sul do País; (ii) oito estudos visando dotar o sistema de capacidade de escoamento para os diversos potenciais de geração das regiões Nordeste e Norte; e (iii) cinco estudos prospectivos voltados para o escoamento do potencial de geração das regiões Norte e Noroeste e do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba de Minas Gerais, assim como da região noroeste do estado de São Paulo e nordeste do estado de Goiás. Esses estudos recomendaram a implantação de reforços sistêmicos em diversos níveis de tensão que aumentarão a confiabilidade do sistema de transmissão e propiciarão a integração dos potenciais de geração vislumbrados para as diferentes regiões avaliadas.

Apresenta-se, na Figura 4-1, e na Figura 4-2, a síntese dos montantes e localização dessas fontes, com foco específico nos empreendimentos de geração eólica e solar que comercializaram energia no Ambiente de Contratação Regulado. Essas informações são de relevância fundamental para o estabelecimento da infraestrutura da rede de transmissão associada.

Os números de fato impressionam, no caso da geração eólica, foram contratados no Ambiente de Contratação Regulada 750 empreendimentos eólicos desde a realização do segundo Leilão de Energia de Reserva de 2009, o que totaliza capacidade instalada já contratada de 19.127 MW. Destaca-se que estas contratações ocorreram nas regiões Nordeste (88%) e Sul (11%) do Brasil que são, notadamente, as regiões com maior potencial desse tipo de fonte.

Para o caso específico da geração solar fotovoltaica, que iniciou o ciclo de contratações nos Leilões de Energia de Reserva de 2014, foram contratados 160 empreendimentos até o Leilão de Energia Nova “A-6” de 2019. Esse conjunto de usinas possui capacidade instalada de 4.767 MW e está concentrado nas regiões Nordeste e Sudeste do País, com destaque especial para os estados de Minas Gerais, São Paulo, Ceará, Piauí, Pernambuco e Bahia, que são responsáveis por aproximadamente 90% das contratações realizadas para esse tipo de fonte.

Pelos registros dos cadastramentos dos leilões de energia, os estados do Nordeste representam, em média, 75% do total de usinas renováveis (eólicas e solares) e a Bahia e o Piauí se configuram como as unidades federativas com o maior número de projetos cadastrados.

É importante destacar que parte desses projetos também comercializou energia no Ambiente de Contratação Livre - ACL. Dessa forma, os quantitativos de projetos e de potência instalada apresentados contemplam, em parte, os projetos que atuam no ACL. Pode-se somar a esses quantitativos, 63 empreendimentos eólicos (1534MW) e 11 empreendimentos fotovoltaicos (26MW), que atuam exclusivamente no ACL e que entraram em operação até dezembro de 2019.

Com relação ao potencial de geração renovável, o presente ciclo do PDE mantém a previsão de expressiva participação das fontes eólica e solar na matriz e, caso seja mantida a tendência de instalação de empreendimentos instalados na região Nordeste, os montantes de geração superarão os quantitativos considerados nas premissas do estudo de transmissão, desenvolvido em 2014, que resultou na expansão da interligação Nordeste – Sudeste. Esse novo cenário, bem como a própria ampliação do horizonte, determina que se realizem novos estudos prospectivos com foco nas interligações. O objetivo será verificar a necessidade de novas expansões, além das já previstas para implantação até 2025, de modo a prover a rede interligada da adequada infraestrutura para as decisões quanto à expansão das fontes de geração, com enfoque em atributos de flexibilidade, controlabilidade e segurança para o sistema.

No caso da região Sul, foi realizado um estudo prospectivo em 2013. Esse estudo recomendou conjunto expressivo de reforços no sistema de transmissão do estado do Rio Grande do Sul. Esses reforços foram arrematados no Leilão 004/2014, mas tiveram a declaração de caducidade de concessão emitida pelo Ministério de Minas e Energia por meio da Portaria MME Nº 446 de 31 de outubro de 2018. Em dezembro de 2018, esse conjunto de empreendimentos de transmissão foi novamente licitado (Leilão de Transmissão 04/2018) e possui previsão para início de operação

comercial em 2024. Tão logo esses empreendimentos estejam disponíveis para operação, o sistema da região terá capacidade de escoamento superiores a 3000MW considerando a capacidade da rede de 525kV.

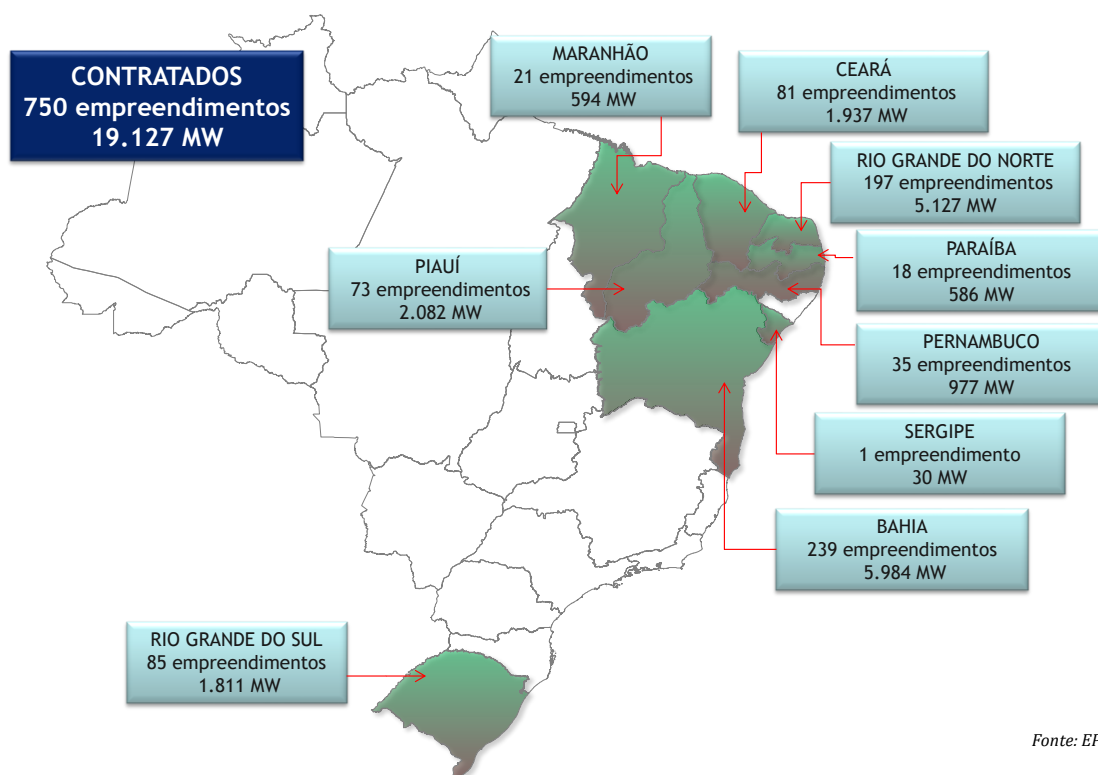
Destaca-se que a maior parte das expansões recomendadas pelos estudos de planejamento realizados já foram objeto dos processos licitatórios realizados pela ANEEL. Dentre os estudos prospectivos que ainda serão ofertados nos leilões de transmissão, ressalta-se o Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste, que recomendou diversas expansões na malha de 500kV interligando a região central e extremo sul da Bahia à região de João Neiva no Espírito Santo, e o estudo “Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de

Minas Gerais”, que deverá recomendar conjunto de reforços estruturais na malha de transmissão desse estado ampliando a capacidade de escoamento existente.

Novos estudos de planejamento que estão sendo realizados ou deverão ser iniciados ao longo de 2021 permitirão aumentar a confiabilidade do SIN e prover capacidade de escoamento para os potenciais de geração.

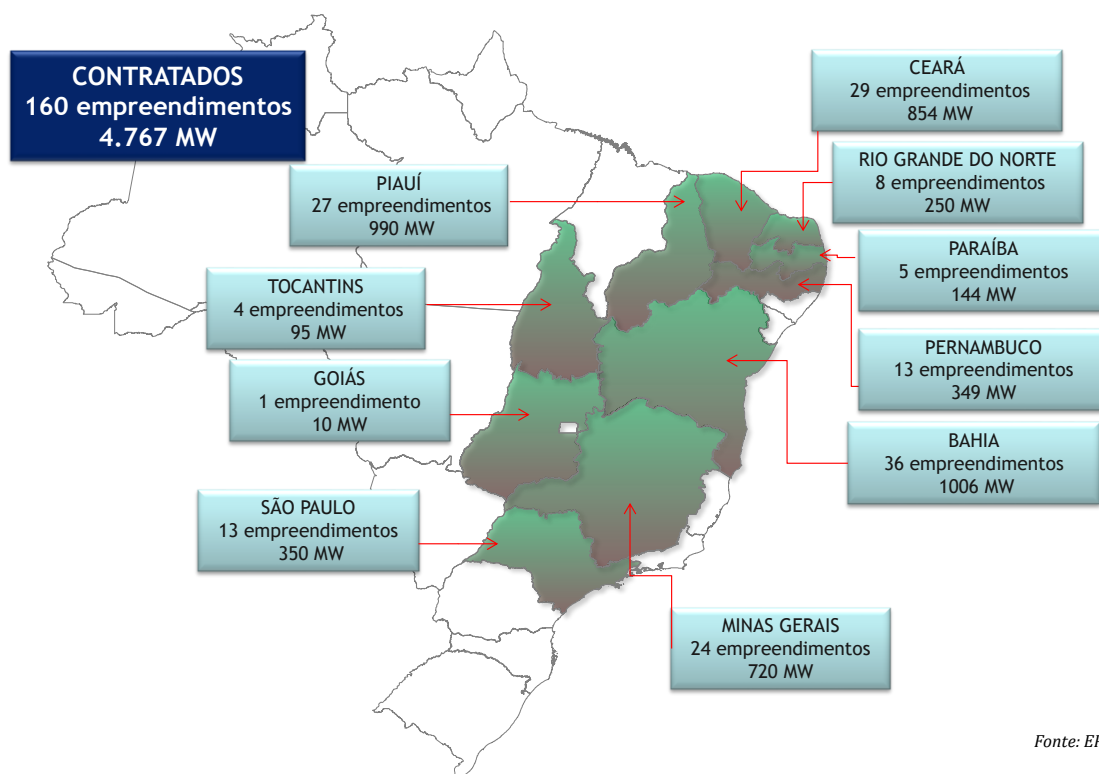
Finalmente, cabe ressaltar que as expansões propostas nos estudos prospectivos não estão restritas ao aproveitamento de projetos solares e eólicos e poderão ser aproveitados para o escoamento da energia proveniente de quaisquer tipos de fontes.

Figura 4-1 - Localização dos empreendimentos eólicos contratados nos leilões de energia



Fonte: EPE

Figura 4-2 - Localização dos empreendimentos solares fotovoltaicos contratados nos leilões de energia



Fonte: EPE

Usinas Híbridas e o Dimensionamento da Rede

Nos últimos anos vem crescendo a discussão sobre os empreendimentos híbridos de geração de energia elétrica e seus eventuais impactos no desempenho elétrico e energético. Nesse contexto, a EPE publicou três notas técnicas⁴⁹ que discutiram os potenciais benefícios, limitações e barreiras tanto de natureza técnica, normativa, regulatória ou comercial-contratual, além de abordar as definições conceituais sobre o hibridismo de fontes de geração no contexto do SIN.

Historicamente, a combinação de fontes energéticas distintas em usinas híbridas tem sido utilizada em sistemas elétricos de menor porte, especialmente em ilhas ou localidades pouco povoadas e distantes do sistema elétrico principal. Nesses casos, há claros benefícios decorrentes dessa combinação. Ao se adicionar uma fonte renovável a uma usina de geração fóssil, por exemplo, reduz-se as emissões de gases de efeito estufa e, a depender da disponibilidade de recurso local, pode-se reduzir o custo total de geração. Já na combinação de diferentes fontes renováveis, há maior garantia de suprimento se comparado com a utilização de apenas uma das fontes, dada a produção não correlacionada decorrente da diversificação.

Em sistemas maiores, geralmente já existe portfólio mais diversificado de fontes, o que faz com que essa característica local seja uma vantagem secundária na hibridização de usinas. As redes de transmissão em sistemas de grande porte permitem que os recursos disponíveis sejam acessados pelo operador, estejam eles localizados no mesmo ponto físico ou não.

Ainda assim, outras questões podem fazer com que seja interessante construir usinas de fontes diferentes no mesmo local, como aproveitamento de terreno, ganhos sinérgicos na construção, operação e manutenção, etc. A necessidade por ofertas controláveis, ou mesmo a possibilidade de ter produção final mais constante também podem induzir a solução híbrida, incluindo ou não armazenamento de energia.

A experiência internacional em usinas híbridas demonstra que, apesar de haver potenciais benefícios, há grandes dificuldades, sobretudo comerciais e regulatórias para sua implementação. A maioria dos projetos construídos até o momento dependeu de subsídios ou regulações específicas que os favoreceram, e em alguns deles tais benefícios foram questionados ou mesmo judicializados.

Do ponto de vista energético, há benefício associado à diversificação de fontes devido ao efeito portfólio. Cada fonte renovável possui sua sazonalidade, modulação e perfil de produção instantâneo, e a agregação pode levar a maior estabilidade da produção conjunta. Contudo, esse benefício independe da consideração de usinas híbridas, usinas adjacentes, ou da instalação de duas usinas de fontes distintas em locais diferentes. Ou seja, em uma avaliação estritamente energética, o benefício reside na formação de portfólio adequado de projetos de diferentes fontes, independentemente de estarem próximos ou combinados.

Do ponto de vista elétrico, em especial sob a ótica da operação do sistema, a diversificação de fontes e o efeito portfólio podem contribuir para amenizar os impactos sistêmicos provocados por variabilidades instantâneas na disponibilidade de potência, em especial, da geração proveniente de empreendimentos renováveis variáveis, como usinas eólicas e solares fotovoltaicas (vide análise de flexibilidade do Capítulo 3 do Plano Decenal 2029 – pág. 79). Assim, desde que mantida a injeção de potência máxima em um mesmo ponto de conexão, é esperada diminuição na variabilidade da geração com consequente aumento no fator de utilização do sistema de transmissão.

Por outro lado, é importante destacar que o efeito portfólio mencionado anteriormente já pode ser em parte capturado pelo arcabouço atual na medida em que diferentes fontes se conectam em pontos do sistema elétrico próximos, incluindo aqueles que compartilhem as mesmas instalações interesse restrito.

O aproveitamento do benefício da redução de variabilidade na injeção de potência é fortemente

⁴⁹ [EPE-DEE-NT-025/2017-r0](#) Proposta metodológica e Estudo de Caso [EPE-DEE-NT-011/2018-r0](#) Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento

[EPE-DEE-NT-029/2019-r0](#) – Usinas Híbridas no contexto do Planejamento

impactado pela localização dos empreendimentos, pelas características elétricas dos geradores, pela configuração do sistema elétrico regional e do sistema de interesse restrito das usinas. Essas questões podem minimizar os eventuais efeitos benéficos das usinas híbridas e, portanto, os impactos da implantação de usinas híbridas, em especial sob a ótica da segurança sistêmica, que devem ser avaliados caso a caso.

Outro ponto de forte discussão no tema de hibridismo está relacionado ao compartilhamento dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão – MUST. Sobre essa questão, cabe ressaltar que o compartilhamento desses montantes certamente permitiria a otimização da transmissão e a postergação de investimentos em sistemas dimensionados especificamente para o escoamento de geração, especialmente se esses sistemas apresentarem características radiais. Por outro lado, em sistemas fortemente malhados, que atendem cargas de distribuidoras ou que possuem influência direta de linhas de interligação entre submercados, apenas o compartilhamento de MUST não necessariamente levará postergação de investimentos. Nesses tipos de sistemas, a dinâmica do crescimento de mercado, a própria expansão planejada, e os diversos cenários de geração avaliados nos estudos de planejamento da expansão da transmissão são preponderantes em relação à definição das ampliações necessárias.

Além disso, as ampliações no sistema de transmissão são dimensionadas de forma a atender a expansão planejada em horizonte não inferior a 10 anos e, com isso, os reforços acontecem de maneira discreta e em capacidades compatíveis com o potencial de geração e o crescimento esperado para o mercado, enquanto a capacidade de geração se insere normalmente de maneira mais contínua e em acréscimos menores em termos de capacidade. Desse modo, a eventual postergação de investimentos possibilitada pelo compartilhamento de MUST não pode ser generalizada.

O compartilhamento de MUST pode ter como consequência maior utilização da rede de transmissão em regiões congestionadas a depender dos pontos de conexão dos projetos. Eventuais restrições sistêmicas de áreas ou subáreas elétricas

permaneceriam ativas mesmo com esse compartilhamento, pois dependem majoritariamente de condições operativas e cenários de geração adotados. Nesse contexto, a operação de parques híbridos apenas aumentaria a ocorrência de cenários críticos nas regiões congestionadas, porém, sem necessariamente implicar no aumento da capacidade de transmissão.

PLANEJAMENTO SOB INCERTEZAS

A gestão de incertezas é essencial para a garantia do mínimo arrependimento futuro quanto às decisões de planejamento, principalmente considerando-se o caráter determinativo da expansão da transmissão.

A pandemia do Covid-19 trouxe a necessidade de incorporação, nos estudos de planejamento, de avaliações baseadas em múltiplos cenários de retomada econômica, que podem orientar a tomada de decisão quanto às obras outorgadas, sob a ótica do mínimo arrependimento quanto ao montante de investimentos executados e mínimo risco à segurança do suprimento.

Cabe destacar que arrependimentos na tomada de decisão podem surgir tanto quando se superestima a necessidade de reforços, o que implica em maior custo de investimento na expansão do sistema, como também, quando se subestima a necessidade de reforços, o que pode resultar em redução da confiabilidade na segurança de suprimento, bem como gerar maiores custos operativos futuros, conforme indicado nas análises de sensibilidade da seção 1.5 do Capítulo 3, onde foram computados os custos de arrependimento resultantes da matriz de cruzamento de possibilidades, a qual considera a ocorrência de diferentes cenários de expansão da oferta de geração, coincidentes com diferentes cenários de demanda.

A relação de compromisso entre custo e segurança tem sido sempre o balizador do planejamento da transmissão, que visa garantir o atendimento seguro a demanda, sob a ótica do mínimo custo global.

Na atual conjuntura de incerteza quanto ao perfil de retomada econômica, no médio e longo

prazo, planejar a expansão da transmissão torna-se tarefa ainda mais desafiadora, já que é indispensável o cumprimento de ritos de cronograma que envolvem os prazos de licenciamento, bem como os prazos de implantação de novas obras, exigindo que a recomendação de reforços seja feita com antecedência de aproximadamente 6 anos em relação a data de necessidade prevista para sua entrada em operação.

Na hipótese de atraso na identificação de necessidade de expansão do sistema, a concretização da solução de planejamento pode não ocorrer em tempo hábil, reforçando a atratividade da estratégia de antecipação de investimentos, principalmente quando regiões complexas do ponto de vista do licenciamento ambiental estão envolvidas.

Adicionalmente, o processo de liberalização da comercialização de energia, impulsionado pela modernização do setor elétrico, traz uma mudança de paradigma para a expansão da oferta de geração no SIN. A energia que, historicamente, era preponderantemente ofertada no mercado regulado, em montantes definidos pelo plano de geração, para atendimento às projeções de crescimento da demanda, hoje apresenta tendência de maior descentralização, no ambiente de contratação livre, onde a expansão é movida não apenas pelo

crescimento da demanda, como também pela busca por competitividade e pela expectativa de atração dos consumidores cativos, através da sinalização de preços reduzidos. Essa menor previsibilidade do potencial de geração configura mais incerteza para o planejamento.

Nesse contexto, o planejamento tem atuado de forma proativa, estudando soluções prospectivas de ampliação da rede de transmissão, que já constam no ceto de obras indicativas do PELP (Plano de Expansão de Longo Prazo), dentre elas, o bipolo em corrente contínua, em 800kV, com conversoras localizadas nas subestações Graça Aranha (no estado do Maranhão) e Silvânia (no estado de Goiás), que mostra-se potencial alternativa para viabilizar a expansão da interligação entre o Norte-Nordeste e o Sudeste, permitindo não só o escoamento do potencial de geração renovável, como também a redução de restrições de transmissão em cenários de elevada geração simultânea, hidráulica e eólica, no Norte-Nordeste.

As vantagens dessa expansão se traduzem em solução de mínimo arrependimento e de mínimo risco para o sistema, já que agrega, além de capacidade adicional de escoamento de geração e redução do custo operativo futuro, maior confiabilidade e flexibilidade para a rede elétrica.

4.1.4 FLEXIBILIDADE E CONTROLABILIDADE

Com o crescimento da participação das fontes de geração variáveis não controláveis na matriz energética brasileira, o sistema torna-se cada vez mais carecido de flexibilidade operativa.

No Capítulo 3, foi apontada a necessidade de maior modulação na oferta de geração controlável, para o atendimento à demanda máxima do sistema, principalmente nos patamares de carga mais elevada, quando se considera discretização temporal horária nas análises.

Nesse novo contexto, a rede de transmissão passa a assumir um papel além do convencional, que era o escoamento seguro de geração até os centros de carga, e passa a assumir um papel de provedora de flexibilidade, controlabilidade e resiliência para o sistema face às variações na geração local e à perda de grandes troncos de transmissão.

APROVEITAMENTO GLOBAL DE RECURSOS

Cabe observar que a expansão da malha de transmissão é importante porque torna viável a gestão eficiente dos recursos globais disponíveis no sistema, tais como inércia e reserva de potência operativa, proporcionando maior resiliência para o sistema face a variações na carga, na geração ou até mesmo na contingência de grandes blocos de transmissão.

Além de possibilitar a eliminação de restrições locais de geração, beneficiando a formação de preços de energia, a maior robustez da rede, proporcionada pela expansão da malha de transmissão e pela inserção de elementos controláveis, também agrega maior flexibilidade à operação do sistema em cenários críticos de atendimento, mitigando impactos causados pela

indisponibilidade forçada de equipamentos, por motivos diversos, como falhas operativas e até mesmo atrasos conjunturais no cronograma de implantação de empreendimentos.

SEGURANÇA ELÉTRICA DA REDE

A expansão do sistema de transmissão é importante para que se garanta a segurança da operação diante da maior diversidade de cenários de disponibilidade de geração.

Ressalta-se que o aumento da inserção de fontes renováveis na matriz energética trouxe novos desafios para o planejamento e operação do sistema, principalmente em função da variabilidade de geração dessas fontes e pela sua pouca contribuição em relação à inércia e potência de curto-circuito.

No caso de países que não dispõem de recurso hidráulico em abundância e que têm optado pelo descomissionamento de usinas térmicas, rumo a uma economia de baixo carbono, o desafio da integração de renováveis tem sido mais complexo, demandando a criação de novos desenhos de mercado e o uso de novas soluções tecnológicas para provisão de serviços ancilares, como os sistemas de armazenamento de energia e mecanismos de resposta da demanda. Essas soluções têm sido amplamente empregadas no controle de tensão e controle rápido de frequência, por meio do aporte de “inércia sintética”, desempenhando, assim, papel fundamental no atendimento aos requisitos de rede. Da mesma forma, o uso de conversores baseados em tecnologia VSC (*Voltage Source Converter*) e a instalação de compensadores síncronos também tem sido adotados para permitir a conexão de equipamentos em corrente contínua em redes “fracas”, onde há baixa potência de curto-circuito.

Já no caso brasileiro, os benefícios que o parque hidrotérmico existente agrega à operação do sistema, através de sua capacidade de constituir

reserva de potência, prover inércia e potência de curto-circuito, contribuindo para que os requisitos de segurança elétrica sejam atendidos, nos colocam em situação mais confortável, do ponto de vista da integração de renováveis.

(i) Controle de Frequência

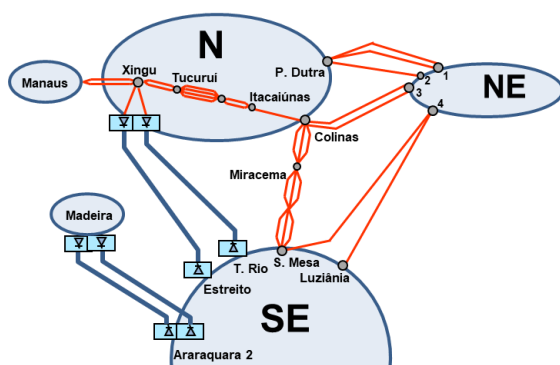
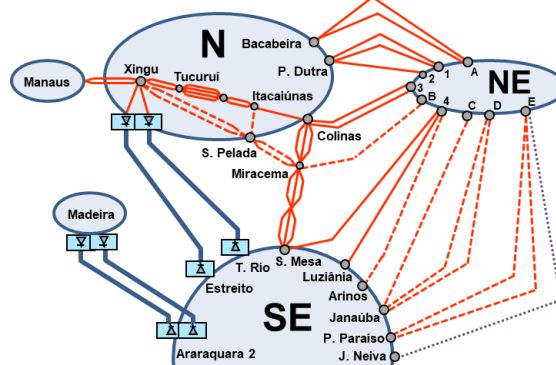
Ao longo dos últimos anos, preocupações relacionadas à necessidade de aumento da inércia do sistema, principalmente na região Nordeste, emergiram no setor elétrico.

No contexto de curto prazo, a motivação dessa preocupação era a possibilidade de ilhamento desse subsistema elétrico, em situações de contingência múltipla e simultânea das interligações que o conectam ao SIN, seguida do desligamento, por subfrequência, de máquinas sincronizadas nessa região, o que poderia provocar, em última instância, atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga.

Num contexto de médio a longo prazo, entretanto, essa preocupação mostra-se cada vez menos pertinente, a medida que se amplia a quantidade de linhas de transmissão que conectam o subsistema Nordeste aos demais, tornando improvável a ocorrência de contingências de transmissão simultâneas capazes de isolar essa região do restante do SIN.

A Figura 4-3 apresenta uma comparação entre a situação conjuntural da região Nordeste, no ano 2019, onde sua interligação com o SIN era composta basicamente por 7 linhas de transmissão em 500kV, e a situação futura dessa região, após a entrada em operação dos reforços estruturantes recomendados pelo planejamento, que ocorrerá de forma escalonada até o ano 2026, quando a região passará a contar com 17 linhas de transmissão, que seguem afastadas uma das outras, tornando pouco provável a ocorrência de contingências múltiplas simultâneas capazes de provocar o isolamento dessa região.

Figura 4-3 – Evolução da interligação entre subsistemas desde o ano 2019

Sistema de Transmissão Existente no ano 2019

Sistema de Transmissão planejado (até 2026)

Subestações da região Nordeste

Conexão de interligação existente em 2019		Conexão de interligação planejada até 2026	
1	Teresina	A	Parnaíba III
2	Boa Esperança	B	Gilbués
3	Ribeiro Gonçalves	C	Bom Jesus da Lapa II
4	Rio das Éguas	D	Igaporã III
		E	Poções III

No que se refere a capacidade de controle de frequência na região Nordeste, a EPE publicou, em 2019, o artigo “Avaliação do desempenho dinâmico do Sistema Interligado Nacional frente à crescente inserção de geração eólica na matriz” que avaliava a adequabilidade do sistema elétrico, considerando cenários de baixa inércia sincronizada, no horizonte de longo prazo. Os resultados desse estudo já demonstravam que com a expansão das interligações regionais, o desempenho elétrico de todas os subsistemas que compõe o SIN seria satisfatório no que se refere ao controle de frequência, mesmo em cenários de elevada penetração de fontes variáveis.

Nesse contexto, destaca-se o importante papel da rede de transmissão, como elemento facilitador da gestão integrada e otimizada dos recursos disponíveis no sistema.

Por meio da importação de energia, via interligação, torna-se possível o aproveitamento da reserva de potência e inércia sincronizada no Sudeste para compensar desvios na variação de geração eólica no Nordeste, por exemplo. De forma análoga, por meio da exportação de energia, via interligação, também é possível transformar o excedente de geração eólica em energia armazenada nos

reservatórios das grandes hidrelétricas do subsistema sudeste, cuja modulação pode contribuir sobremaneira para agregar flexibilidade para o sistema.

Ao final do horizonte do PDE2030, nota-se que em cenários de coincidência entre carga leve e elevado fator de capacidade eólico na região Nordeste, essa região será preponderantemente exportadora. Nesses cenários, apesar da elevada participação da fonte eólica na geração própria do subsistema, observa-se que, a nível nacional, o fator de participação das fontes térmica e hidráulica, que contribuem com o aumento da inércia equivalente do sistema, ainda será expressivo.

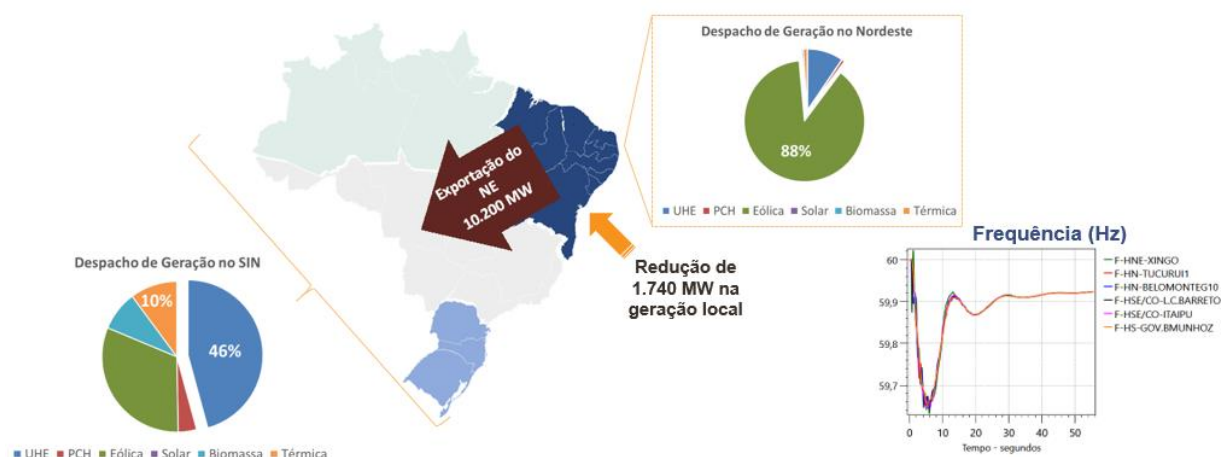
A Figura 4-4 ilustra um cenário em que 88% da geração instantânea da região Nordeste é composta pela fonte eólica, configurando uma situação de baixa inércia local. Por outro lado, nesse mesmo cenário, a fonte hidráulica e térmica participam de mais de 50% do despacho de geração no SIN, contribuindo para o aumento da inércia equivalente do sistema.

Nessa configuração, mesmo após a ocorrência de variação abrupta de geração interna no subsistema Nordeste, observa-se que a reserva de potência e a inércia equivalente disponíveis no sistema

interligado são capazes de prover a regulação da frequência, restaurando seu valor em níveis operativos aceitáveis, superiores a 59,5Hz, conforme exibido na Figura 4-4.

O resultado desta e outras análises, realizadas no âmbito do PDE2030, sinalizam que a disponibilidade de inércia aportada pelo parque hidrotérmico brasileiro será suficiente para o atendimento aos requisitos de desempenho elétrico do sistema, ao longo do horizonte decenal.

Figura 4-4 – Estabilização da frequência do sistema, após redução instantânea de 9% da geração eólica total da região Nordeste



(ii) Controle de Tensão

Outro tema muito discutido no contexto da integração de renováveis está relacionado ao desempenho de sistemas de transmissão em corrente contínua. No caso brasileiro, os elos em corrente contínua estão conectados no subsistema Sudeste, em subestações eletricamente próximas, onde podem injetar até 20GW de potência, configuração que é conhecida como *Multi-infeed*.

Por questões inerentes à tecnologia empregada nesses equipamentos (a tecnologia LCC), eles estão susceptíveis a ocorrência de falhas de comutação, que podem causar interrupção transitória da potência transmitida pelos bipolos, após a ocorrência de eventos que provoquem desequilíbrios ou afundamento da tensão na rede CA. O desempenho dos elos é considerado satisfatório, quando, após a ocorrência dessas falhas de comutação, ocorre recuperação da potência transmitida, dentro de um intervalo de tempo especificado (da ordem de milissegundos).

Os cenários mais críticos para a operação dos elos em corrente contínua são aqueles em que há baixa contribuição de corrente de curto-circuito próximo às subestações conversoras, ou seja, cenários com número reduzido de máquinas síncronas em operação e, portanto, com recursos mais limitados para o controle de tensão.

A evolução da rede de transmissão, prevista para ocorrer até o ano 2026, proporciona aumento expressivo na relação de curto-circuito, nos pontos de conexão de elos em corrente contínua no SIN. Essa relação, conhecida como SCR (Short Circuit Ratio), representa a razão entre o nível de curto-circuito trifásico e a potência DC injetada pelo elo de corrente contínua, no seu ponto de conexão com a rede CA.

Observa-se, por exemplo, um aumento de até 30% desse índice, em cenários de carga leve, na subestação de Araraquara, após a entrada em operação, no ano 2020, de três compensadores síncronos e de um conjunto de linhas de transmissão que aproximam eletricamente essa subestação conversora das máquinas sincronizadas na região

Sudeste. Isso indica que a rede se torna cada vez mais robusta para acomodar os elos de corrente contínua, provendo condições favoráveis para sua operação adequada.

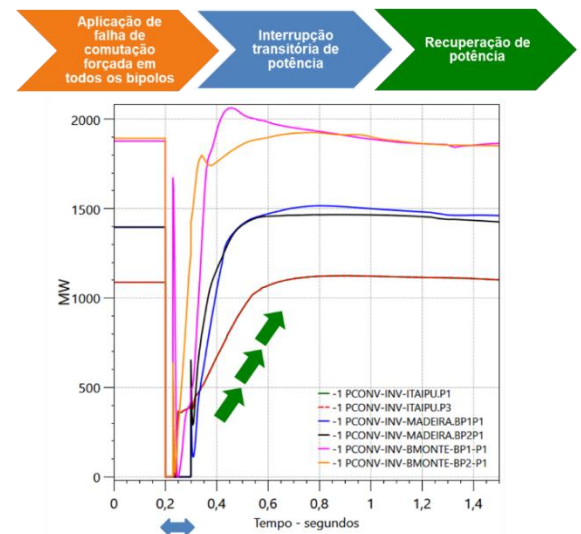
Resultados de simulações indicam que, no horizonte do PDE, o comportamento dos elos em corrente contínua será satisfatório após a ocorrência das falhas de comutação, mesmo em cenários críticos, uma vez que todos são capazes de recuperar a potência originalmente transmitida, após a extinção de faltas na rede CA.

A Figura 4-5 ilustra a aplicação de um evento de elevada severidade, em um cenário de baixa probabilidade de ocorrência, porém crítico do ponto de vista do controle de tensão, em virtude da elevada importação de potência e reduzido número de máquinas sincronizadas na região Sudeste. Esse cenário, identificado nas análises energéticas, ocorreu no patamar de carga média, com importação total do Sudeste/Centro-Oeste igual a 33.000MW.

O evento consistiu na aplicação de curto-circuito monofásico na SE 500kV Araraquara, seguido de perda dupla da LT Araraquara – Araraquara 2. Adicionalmente, foi aplicada falha de comutação forçada em todas as inversoras conectadas à região Sudeste, simulando a ocorrência de interações *Multi-infeed*.

Nota-se que apesar da severidade do evento e da criticidade do cenário de elevada importação pela região Sudeste, ocorre a recuperação da potência originalmente transmitida, em todos os bipolos do sistema, após a extinção da falta na rede CA.

Figura 4-5 – Recuperação de potência dos bipolos após aplicação de falha de comutação forçada



A Figura 4-6 e a Figura 4-7 mostram que, após a ocorrência do evento, o comportamento da rede CA também é satisfatório, a medida que atende aos critérios de desempenho elétrico preconizados em Procedimentos de Rede, tanto no que tange à estabilidade de frequência, como no tocante à estabilidade de tensão.

Figura 4-6 – Frequência do sistema (Hz)

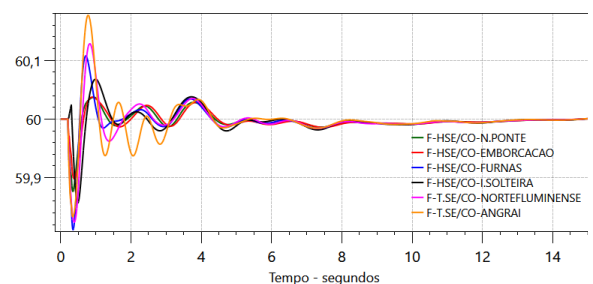
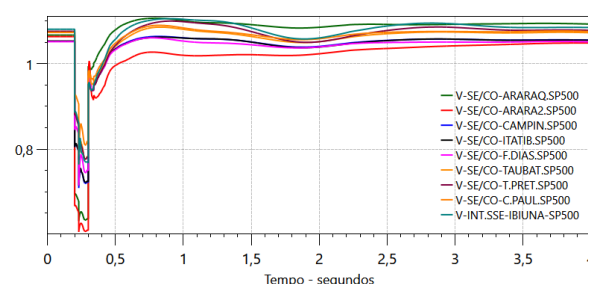


Figura 4-7- Tensão no sistema(p.u.)



É importante destacar que a maior robustez da rede de transmissão CA, após a concretização da expansão planejada, tem papel fundamental para a

garantia do desempenho adequado dos elos CC, à medida que agrega maior resiliência para o sistema face à ocorrência de perturbações tais como, por exemplo, a contingência de grandes blocos de transmissão. O fortalecimento da rede CA permite o escoamento de fluxos por caminhos alternativos e reduz as chances de ocorrência de colapsos de tensão.

Nesse sentido, deve-se atentar para a situação conjuntural, vivida atualmente, em função dos atrasos nos cronogramas de implantação de reforços na rede em corrente alternada, nas regiões Norte e Sudeste, planejados originalmente para entrar em operação nos anos 2016 e 2017, antes mesmo dos bipolos Xingu-Estreito (2018) e Xingu-Terminal Rio (2019). Esse descasamento de cronograma impactou recentemente a operação dos bipolos em corrente contínua, tornando necessária a adoção de restrições operativas que garantissem seu funcionamento seguro.

Com a disponibilização dos reforços estruturantes ao SIN, até o final do ano 2020, na região Sudeste, e em 2023, na região Norte, acompanhados por uma expansão pró-ativa da rede de transmissão ao longo dos anos, a operação dos bipolos em corrente contínua será cada vez mais segura e estável, reduzindo a necessidade de restrições elétricas por razões de confiabilidade, conforme conclusão dos estudos desse Plano Decenal.

Cabe ressaltar que os desafios para o planejamento e operação de elos em corrente contínua não têm sido um fator limitante para seu emprego em países como China, Índia, Canadá e outros, sendo sua aplicação ainda muito atrativa do ponto de vista técnico e econômico, na transmissão de grandes blocos de potência a longas distâncias. Tais desafios têm estimulado a busca por tecnologias disruptivas que viabilizem a operação estável dos sistemas em corrente contínua, mesmo em redes fracas, algumas em fase de estudo e experimentação e outras já em fase de implantação, apresentadas no Box 4.3.

Serviços Ancilares

O adequado fornecimento do serviço de energia elétrica não envolve apenas a existência de capacidade suficiente e a produção da energia, mas a qualidade desta energia também é fundamental. Para manter a qualidade requerida, são necessários uma série de serviços complementares que assegurem o correto funcionamento do sistema. Esses serviços são denominados serviços ancilares. Dessa forma, os serviços ancilares desempenham um papel fundamental para a segurança e estabilidade de um sistema elétrico.

A regulamentação relativa aos serviços ancilares foi dada pela Resolução Normativa (REN) Nº 265 de 10 de junho de 2003 da ANEEL, válida até dezembro de 2015, quando foi promulgada a REN Nº 697/2015, que revogou a REN Nº 265, passando a regulamentar os assuntos referentes aos serviços ancilares no Brasil. Com base nestas normativas se observa a seguinte classificação de serviços ancilares no país:

- Autorrestabelecimento integral.
- Autorrestabelecimento parcial.
- Controle primário de frequência.
- Controle secundário de frequência.
- Despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa.
- Sistema especial de proteção – SEP.
- Suporte de reativos.

Entre esses serviços os que têm relação direta com a atividade de planejamento do sistema são os relacionados a regulação de frequência em suas diferentes escalas de tempo (primária, secundária e despacho complementar) e suporte de reativos.

Considerando os aspectos de segurança elétrica destacados no presente capítulo, é importante apontar não só para desafios técnicos, mas também para a necessidade de se vislumbrar possibilidades de aperfeiçoamentos regulatórios. E, no sentido de melhorar o funcionamento do mercado de energia brasileiro, observam-se as propostas no âmbito da modernização do setor elétrico, por meio do projeto de lei nº 1917/2015 ou projeto de lei do Senado nº 232/2016, que indicam necessidade de revisão dos procedimentos atuais para contratação dos serviços ancilares. Tais

projetos apontam diretrizes importantes, como a neutralidade tecnológica para os mercados de energia e uma possível necessidade de criação de mecanismo concorrencial para contratação de alguns dos serviços ancilares, as quais exigem alterações nos mecanismos infralegais hoje existentes. Dessa forma, faz-se necessário discutir amplamente o correto regramento para que a precificação por mercado desses serviços seja eficiente, evite práticas anticoncorrenciais e viabilize a participação de qualquer agente, seja de geração ou de consumo, capaz de prestar os serviços.

Convém destacar que a regulação atual prevê que determinadas usinas, previamente selecionadas, prestem os serviços ancilares requeridos pelo operador do sistema, sendo remuneradas pelo custo correspondente, reconhecido pelo regulador. Não se trata, portanto, de mercado competitivo, sendo pouco aberto a novas soluções que poderiam eventualmente atender os requisitos do sistema a custos competitivos.

Tendo em vista uma possível dinamização do ambiente regulatório de serviços ancilares no Brasil, que, inclusive, encontra-se em fase de aprimoramento pela ANEEL, cumprindo fases como Tomada de Subsídios e, em breve, Consulta Pública,

torna-se ainda mais importante definir a maneira que o planejamento de longo prazo pode atuar para garantir a disponibilidade de recursos para a prestação desses serviços na quantidade e momento adequados à realidade do sistema elétrico brasileiro.

Dessa forma, considerando as diferentes tecnologias e suas diferentes vocações, conclui-se pela importância de se avaliar um desenho de mercado, observando as características inerentes de cada um dos serviços ancilares, ancorado por uma atualização regulatória, que permita que os requisitos identificados pelo planejador e operador sejam plenamente atendidos a partir de ambiente competitivo e tecnologicamente neutro.

Não obstante a criação de um ambiente competitivo e neutro possa alterar pouco a dinâmica já observada no setor, com as usinas hidrelétricas que já prestam os serviços ancilares atualmente continuarem se mostrando como as mais competitivas, deve ser estimulada a discussão de quais serviços devem ser viabilizados por mecanismos de mercado e, dos demais, como deveria ser sua precificação, em especial para as soluções em que a expansão da matriz naturalmente garante a disponibilidade dos serviços ancilares.

BOX 4.3 – PERSPECTIVAS TECNOLÓGICAS PARA O SISTEMA DE TRANSMISSÃO BRASILEIRO – PARTE 1

Dentro dos requisitos de flexibilidade e controlabilidade cada vez mais requeridos pelo sistema, se enquadram os dispositivos FACTS (*Flexible Alternating-Current Transmission System*), que são tecnologias baseadas em eletrônica de potência desenvolvidas com o objetivo de melhorar o controle e a estabilidade do sistema, possibilitando aumentar a capacidade de transferência de energia entre determinados pontos da rede. Dentre a diversidade de dispositivos FACTS disponíveis no mercado, os mais utilizados no sistema brasileiro são os compensadores estáticos (SVC). Outros dispositivos baseados em eletrônica de potência são os elos de corrente contínua (HVDC), que apresentam uma crescente aplicação no nosso sistema.

Considerando que a expansão da oferta segue com uma tendência de maior distribuição espacial, principalmente devido à contratação das fontes renováveis, a alternativa de sistemas HVDC multiterminal torna-se uma potencial aplicação no sistema de transmissão brasileiro, uma vez que a possibilidade de instalação de três ou mais conversoras permitiria, por exemplo, coletar a geração de, ao menos, dois pontos diferentes da rede e escoar essa energia para um ponto de grande concentração de carga.

Avanços tecnológicos recentes associados ao processo de conversão CC/CA, através de soluções do tipo VSC (*Voltage Source Converter*), constituem potencial solução para problemas de integração de elos CC a redes fracas, bem como para a redução das interações *multi-infeed*. A redução de *gaps* tecnológicos, que constituíam barreiras para a aplicação dessa tecnologia na transmissão de potência a longas distâncias, como no caso brasileiro, tem sido proporcionada através da utilização de novos arranjos de conversores, como o *Full-bridge MMC (Modular Multilevel Converter)*. A possibilidade de implantação de sistemas HVDC híbridos, com retificação baseada em tecnologia LCC (*Line Commutated Converter*) e inversão baseada em tecnologia VSC, também pode resultar em relação custo-benefício atrativa, agregando ganhos de confiabilidade aliados a custos de projeto reduzidos em relação à solução VSC completa.

4.1.5 ATIVOS EM FINAL DE VIDA ÚTIL

Grande desafio a ser enfrentado nos próximos anos será a substituição da infraestrutura do sistema elétrico em razão do seu envelhecimento. Há que assegurar a substituição da infraestrutura do sistema elétrico em final de vida útil de modo que a malha de transmissão possa operar com os níveis de confiabilidade e qualidade exigidos pela sociedade.

Atualmente, a Resolução Normativa ANEEL nº 443/2011 estabelece que as transmissoras devem encaminhar à ANEEL, ao ONS, à EPE e ao MME, até 1º de fevereiro de cada ano, a relação dos equipamentos com vida útil regulatória remanescente de até quatro anos, incluindo aqueles com vida útil física superada e que, portanto, precisam ser efetivamente substituídos (superação técnica).

Naturalmente, o tempo de vida útil física de um ativo depende bastante da gestão feita por seu

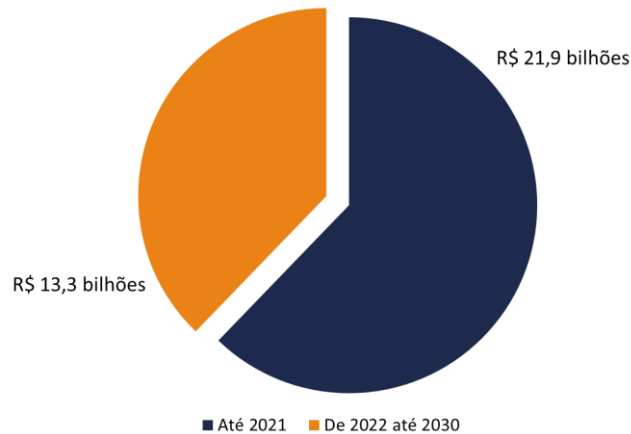
proprietário sobre o ativo ao longo da operação do ativo, sendo normalmente superior à vida útil regulatória. Não obstante, a vida útil regulatória é uma referência importante a ser acompanhada no âmbito do planejamento setorial, configurando um importante insumo para as estratégias de expansão do sistema de transmissão.

A partir dos dados primários disponibilizados pela ANEEL no âmbito da Consulta Pública 005/2020, que recentemente abordou esse assunto, verifica-se que, até o ano de 2030, diversos ativos do sistema de transmissão terão a sua vida útil regulatória expirada. Nesse sentido, estima-se que seriam necessários investimentos da ordem de R\$ 35 bilhões caso fosse necessário substituir todos os equipamentos relacionados a subestações, conforme o Gráfico 4-8

Por outro lado, cabe destacar que esses investimentos são apenas potenciais, pois não estão associados à superação técnica das instalações, mas apenas à referência temporal da vida útil regulatória.

Por esse motivo, eles não estão contemplados nos investimentos previstos para o sistema dentro do horizonte de 2030, apresentados anteriormente.

Gráfico 4-8 - Investimentos potenciais em ativos de transmissão em final de vida útil regulatória



Ref.: Relatório de Controle Patrimonial, Transmissoras Seleccionadas, ANEEL, 2018.

4.1.6 COMPLEXIDADE SOCIOAMBIENTAL E FUNDIÁRIA

Um dos principais desafios a serem enfrentados nos próximos anos diz respeito à expansão do sistema de transmissão vis a vis à crescente complexidade socioambiental e fundiária para a implantação de novos projetos de transmissão, observadas as especificidades de cada região.

Em áreas urbanas e periurbanas, a disponibilidade de espaço para a inserção de novos empreendimentos é, muitas vezes, limitada e de alto custo fundiário, tornando a expansão do sistema desafiadora. Nessas regiões, há uma tendência de que a expansão dos sistemas de transmissão seja efetuada a partir da utilização de sistemas de cabos subterrâneos, que apresentam custos muito superiores aos custos de uma linha de transmissão aérea convencional (cerca de 10 a 15 vezes). Até o ano de 2030, é prevista a implantação de aproximadamente 100 km de linhas subterrâneas, envolvendo um investimento da ordem de R\$ 3 bilhões.

No caso de regiões isoladas ou de difícil acesso, é imperativo que a implantação de novos empreendimentos seja efetuada em conciliação com a conservação da biodiversidade. Para essas situações

em particular, ressalta-se que o planejamento tem buscado recomendar, com a devida estimativa de custos, estratégias específicas, como por exemplo, o alteamento de torres.

Especificamente na região norte, é fundamental que sejam efetuados esforços adicionais de gestão em casos que envolvem a implantação de LTs próximas à terras indígenas. Já na região nordeste, cabe registrar os desafios relacionados às interferências com as comunidades quilombolas. A deficiência de dados georreferenciados em relação à localização dessas comunidades dificulta a análise aprofundada do tema na fase de planejamento.

4.1.7 COMPLEXIDADE SOCIOAMBIENTAL E FUNDIÁRIA

Um dos principais desafios a serem enfrentados nos próximos anos diz respeito à expansão do sistema de transmissão vis a vis à crescente complexidade socioambiental e fundiária para a implantação de novos projetos de transmissão, observadas as especificidades de cada região.

Em áreas urbanas e periurbanas, a disponibilidade de espaço para a inserção de novos empreendimentos é, muitas vezes, limitada e de alto custo fundiário, tornando a expansão do sistema desafiadora. Nessas regiões, há uma tendência de que a expansão dos sistemas de transmissão seja efetuada a partir da utilização de sistemas de cabos subterrâneos, que apresentam custos muito superiores aos custos de uma linha de transmissão aérea convencional (cerca de 10 a 15 vezes). Até o ano de 2030, é prevista a implantação de aproximadamente 100 km de linhas subterrâneas, envolvendo um investimento da ordem de R\$ 3 bilhões.

No caso de regiões isoladas ou de difícil acesso, é imperativo que a implantação de novos empreendimentos seja efetuada em conciliação com a conservação da biodiversidade. Para essas situações em particular, ressalta-se que o planejamento tem buscado recomendar, com a devida estimativa de custos, estratégias específicas, como por exemplo, o alteamento de torres.

Especificamente na região norte, é fundamental que sejam efetuados esforços adicionais de gestão em casos que envolvem a implantação de LTs próximas à terras indígenas. Já na região nordeste, cabe registrar os desafios relacionados às interferências com as comunidades quilombolas. A deficiência de dados georreferenciados em relação à localização dessas comunidades dificulta a análise aprofundada do tema na fase de planejamento.

BOX 4.4 – PERSPECTIVAS TECNOLÓGICAS PARA O SISTEMA DE TRANSMISSÃO BRASILEIRO – PARTE 2

Um aspecto importante a ser observado na expansão no sistema de transmissão refere-se às dificuldades socioambientais e fundiárias, tornando-se estratégico planejar a rede considerando alternativas de troncos de transmissão com capacidades operativas cada vez mais elevadas, seja em corrente alternada ou em corrente contínua, visando uma maior eficiência do uso das faixas de servidão. No caso de regiões metropolitanas ou de grandes capitais, há uma forte potencialidade de aplicação de linhas subterrâneas de alta capacidade, além do uso de subestações compactas isoladas a gás (GIS – *Gas Insulated Substation*).

4.2 Visão Geral da Rede

A Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN) compreende as tensões de 230 kV a 800 kV, e tem como principais funções: (i) a transmissão da energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga; (ii) a integração entre os diversos elementos do sistema elétrico para garantir estabilidade e confiabilidade da rede; (iii) a interligação entre as bacias hidrográficas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de modo a otimizar a geração hidrelétrica; e (iv) a integração energética com os países vizinhos.

A Figura 4-8 ilustra, de forma esquemática, a configuração do SIN referente ao ano de 2020, enquanto a Figura 4-9 apresenta o sistema planejado até o ano de 2030.

Os estudos de viabilidade técnico-econômica e socioambientais de alternativas (Relatórios R1) que serviram de subsídio para o estabelecimento da configuração de referência do sistema interligado são apresentados nas Referências Bibliográficas.

Figura 4-8 - Diagrama do Sistema Interligado Nacional em Operação – 2020

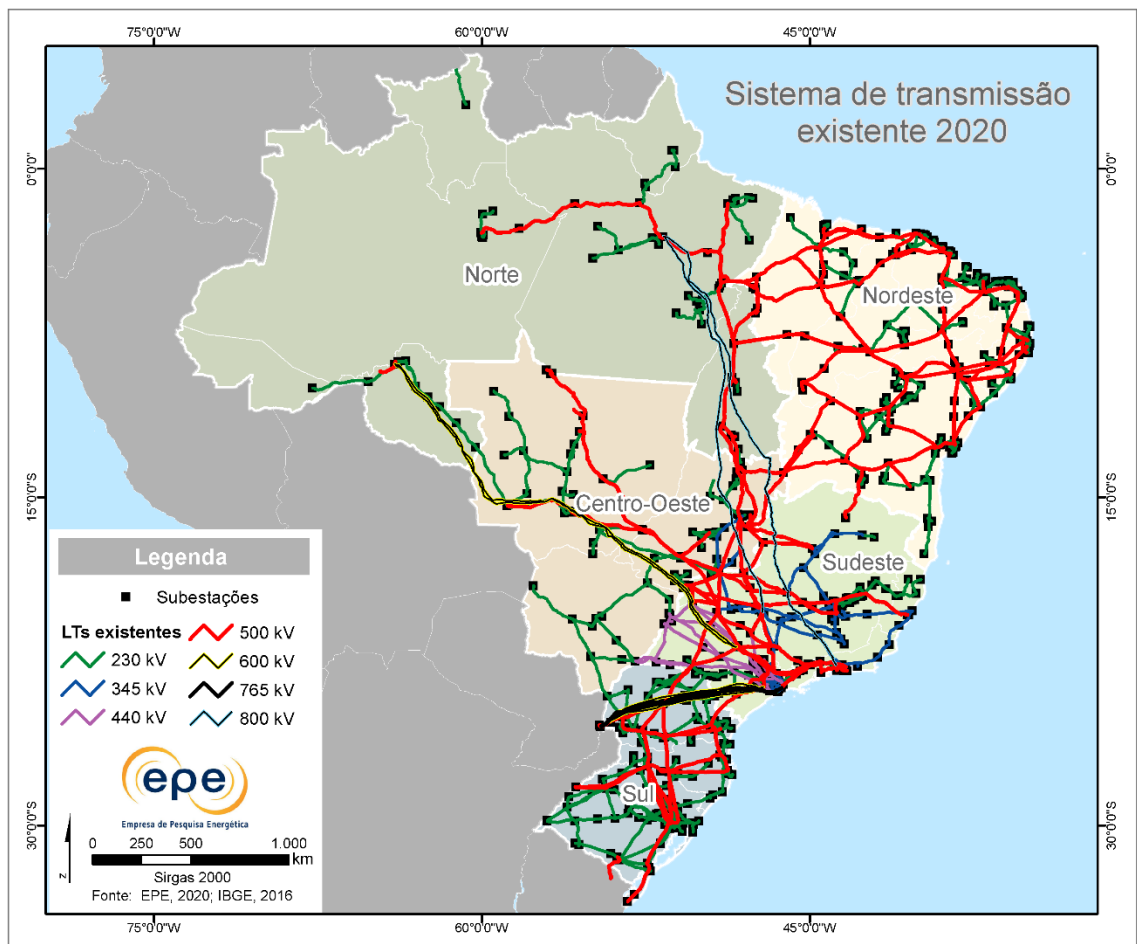
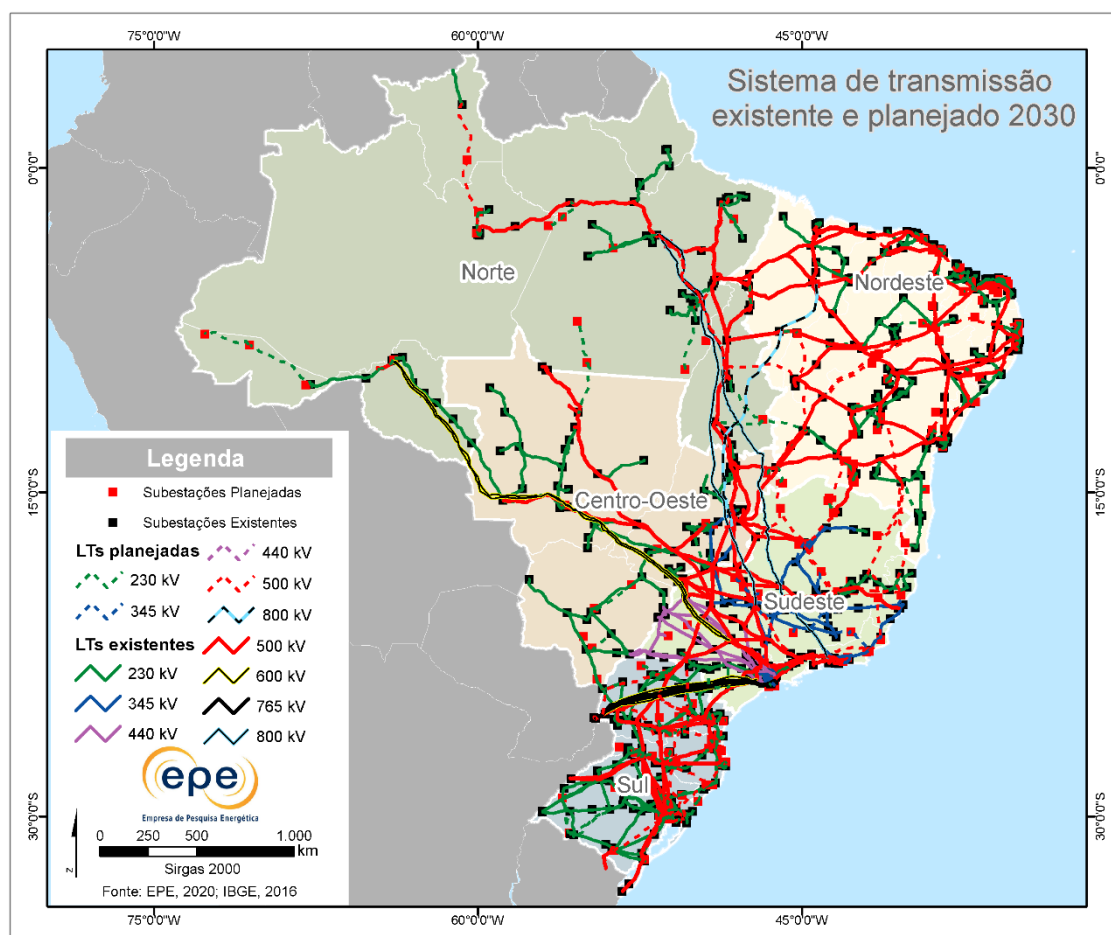


Figura 4-9 - Diagrama do Sistema Interligado Nacional planejado – 2030



4.3 Interligações Regionais

A interligação elétrica entre regiões possibilita o aproveitamento otimizado dos recursos energéticos disponíveis no sistema, proporcionando a gestão da complementaridade sazonal entre bacias hidrográficas e intradiária entre fontes renováveis como eólica e solar, bem como o aproveitamento dos efeitos de portfólio.

A expansão das interligações, além de trazer benefícios para a segurança elétrica do suprimento, a medida que reduz restrições de importação de energia pelos submercados, também causa impactos

positivos na formação de preços, permitindo a exportação de excedentes de energia gerada por fontes com custo operacional mais baixo para o atendimento à demanda de subsistemas cujo custo marginal de geração seja mais elevado.

Nos itens seguintes são apresentadas as expansões previstas para essas interligações, incluindo as soluções mitigadoras das restrições de transmissão decorrentes do atraso/caducidade de importantes instalações da Rede Básica, dentre elas, aquelas sob concessão da Abengoa.

4.3.1 INTERLIGAÇÃO NORTE-SUDESTE/CENTRO-OESTE (NORTE-SUL)

A interligação denominada Norte-Sul é composta basicamente por dois circuitos em 500 kV desde a SE Imperatriz até a SE Serra da Mesa, pelo terceiro circuito que contempla a LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas – Miracema – Gurupi – Peixe – Serra da Mesa 2 e por dois bipolos em corrente contínua, em 800kV, que conectam a subestação de Xingu, no Pará, às subestações de Estreito e Terminal Rio, em Minas Gerais e Rio de Janeiro, respectivamente. A capacidade atual de escoamento da região Norte para o Sudeste e Centro-Oeste é de até 12.000MW, sendo 4.000MW transmitidos via sistema em corrente alternada e 8.000MW via sistema em corrente contínua.

Até o final do ano 2020, o trecho em corrente alternada terá sido reforçado, em função da substituição dos Bancos de Capacitores Série (BCS) que compõe essa interligação, conforme indicado na Tabela 4-4.

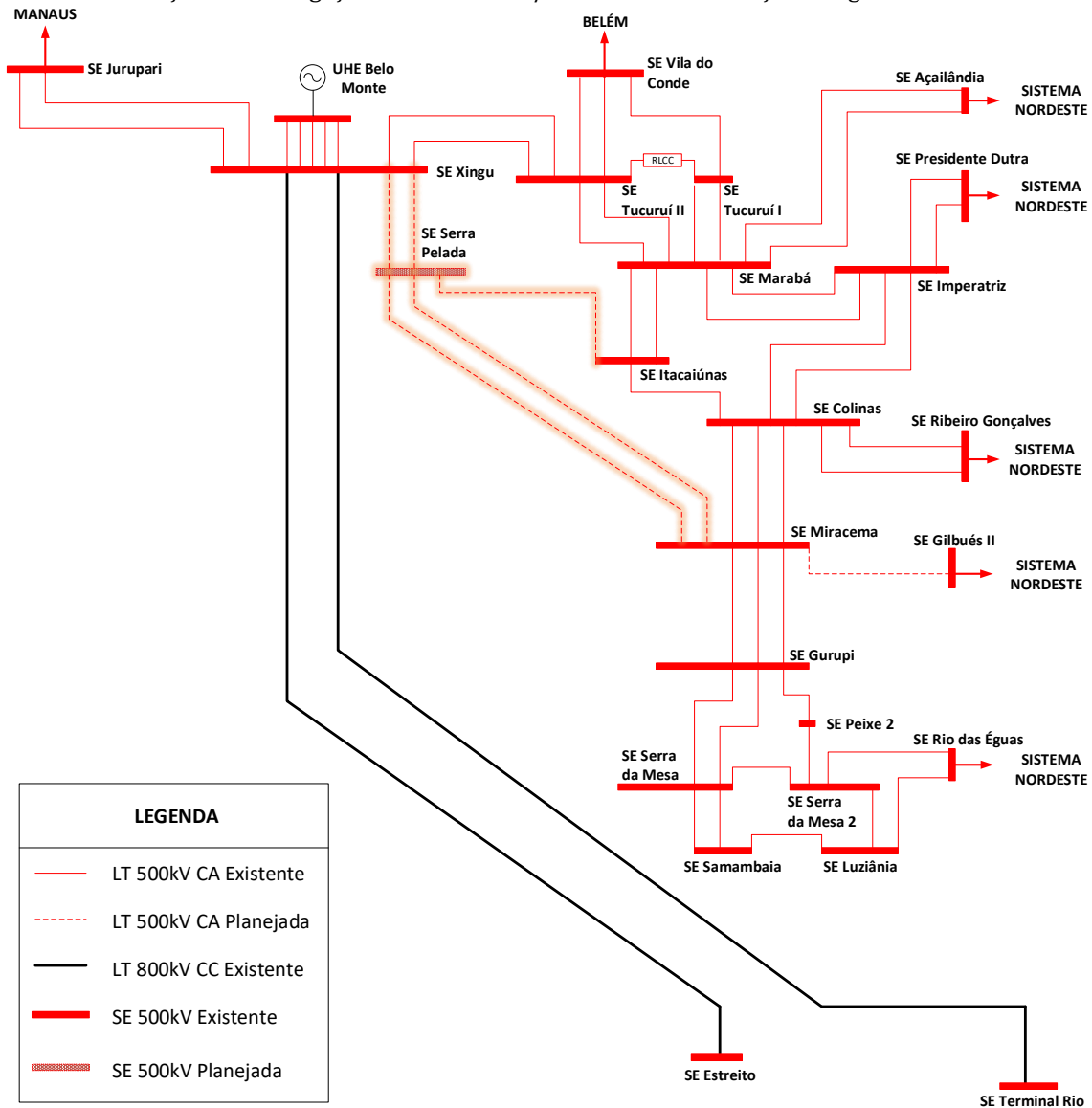
Além disso, um novo trecho em corrente alternada foi licitado no final de 2017, para substituir os empreendimentos que tiveram a caducidade declarada e que desempenhavam papel fundamental para o escoamento seguro do potencial da UHE Belo Monte. Esse sistema, destacado na Figura 4-10, tem previsão contratual de entrada em operação para março de 2023, sendo constituído por dois circuitos em 500kV entre as subestações Xingu, Serra Pelada e Miracema e um circuito em 500kV entre as subestações Serra Pelada e Itacaiúnas.

Através da eliminação de restrições elétricas, os empreendimentos planejados agregam um ganho superior a 1.000MW na capacidade da interligação, que atinge o valor de até 13.400MW na sua configuração completa, prevista para ocorrer até 2023.

Tabela 4-4 - Novos valores de corrente nominal dos BCS da interligação Norte - Sul

Linha de Transmissão Relacionada ao BCS	Circuito	Terminal	Capacidade em Regime Normal (A)	
			Antiga	Nova
LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2	1	Peixe 2	1.800	2.500
	1	Samambaia	1.390	2.000
LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia	2	Samambaia	1.628	2.000
	3	Samambaia	1.628	2.000
LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa	1	Gurupi	1.500	2.000
		S. da Mesa (TCSC)	1.500	2.000
	2	Gurupi	1.650	2.000
		S. da Mesa (TCSC)	1.650	2.000
LT 500 kV Miracema - Gurupi	1	Miracema	1.500	2.250
		Gurupi	1.500	2.250
	2	Miracema	1.650	2.250
		Gurupi	1.650	2.250
	3	Miracema	1.667	2.250
		Gurupi	1.667	2.250
LT 500 kV Gurupi – Peixe 2	1	Gurupi	1.800	2.250

Figura 4-10 - Reforços na interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste – Solução mitigadora dos atrasos de obras





4.3.3 INTERLIGAÇÃO NORDESTE - SUDESTE/CENTRO-OESTE

A interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste, originalmente constituída pela LT 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas e pela LT 500 kV Luziânia – Rio das Éguas, passa a contemplar novo eixo de transmissão, em 500 kV, entre as subestações Rio das Éguas, Arinos e Pirapora 2, a partir do segundo semestre de 2020, em função da antecipação da entrada em operação comercial desse empreendimento. Nessa configuração, a interligação contará com aproximadamente 2.500MW de capacidade.

Outros corredores de transmissão haviam sido planejados e foram licitados para reforçar essa interligação a partir do ano de 2016, porém, problemas na implantação dos empreendimentos, que culminaram na caducidade dos contratos de concessão, frustraram a expectativa de expansão da capacidade da interligação dentro do cronograma previsto, o que motivou a definição de novo conjunto de reforços, que vão conectar o sul da Bahia ao norte de Minas Gerais, com previsão de entrada em operação comercial em 2023 (data de compromisso legal).

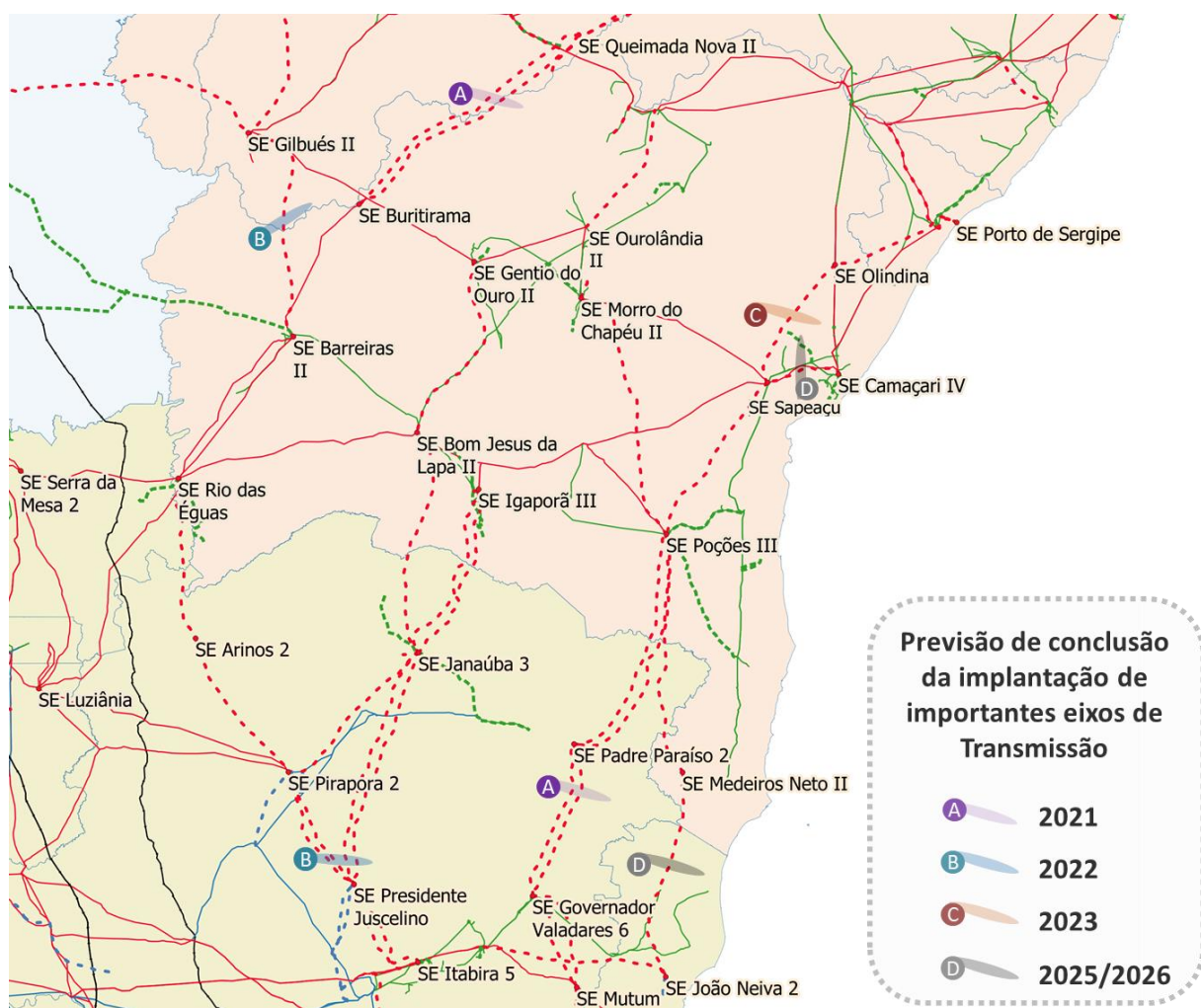
Com a configuração completa já licitada, prevista para entrar em operação até 2023, a interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste

contará com acréscimo de aproximadamente 5.000 MW em sua capacidade atual, atingindo limite em torno de 7.500 MW, a depender do patamar de carga. Esses reforços agregam, também, aumento na capacidade de recebimento e exportação total da região Nordeste, que pode alcançar, respectivamente, os montantes de 9.600 e 14.500 MW.

Já a partir do ano de 2025, ainda estão previstos reforços adicionais, conectando a região leste da Bahia aos estados de Minas Gerais e Espírito Santo. Dentre esses reforços, pode-se destacar a LT 500kV Sapeaçu – Camaçari IV, licitada no segundo leilão de 2019 e o eixo em 500kV Morro do Chapéu - Poções III – Medeiros Neto II – João Neiva 2 – Teixeira de Freitas II, com previsão de licitação no leilão de dezembro de 2020, os quais podem agregar ganhos de até 1.000 MW na capacidade da interligação. A partir da entrada em operação desses empreendimentos, prevista para ocorrer até 2026, a capacidade total dessa interligação pode atingir valores em torno de 8.500MW, a depender da configuração de despacho e do patamar de carga.

A Figura 4-12 mostra a configuração planejada para a interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste dentro do horizonte decenal. Os principais empreendimentos que contribuem para o aumento da capacidade dessa interligação, bem como seu cronograma de implantação, são descritos na Tabela 4-5.

Figura 4-12 - Interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste – Configuração planejada



Nota: Cronograma estimado com base na planilha de acompanhamento do CMSE (agosto de 2020)

Tabela 4-5 – Cronograma de obras que provocam impacto na capacidade da interligação Nordeste-Sudeste

Ano	Entrada em operação de empreendimentos	Aumento na Capacidade da interligação
2020	SE 500 kV Araraquara 2 - 3 x Compensadores Síncronos 500 kV (-180/+300) Mvar LT 500kV Rio das Éguas - Barreiras II C2 LT 500 kV Rio das Éguas - Arinos 2 - Pirapora 2 C1 LT 500 kV Igaporã III - Janaúba 3 C1/C2 LT 500 kV Janaúba 3 - P. Juscelino C1/C2 LT 500kV Poções III-P.Paraíso 2-G.Valadares 6 C1 LT 500 kV Sapeaçu - Poções III C1 LT 500 kV Juazeiro III - Ourulândia II C1 LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Gentio do Ouro II C1	5.000MW
2021	SE 500 kV Janaúba 3 - Compensadores Síncronos - 2 x (-90/+150) Mvar. LT 500kV Poções III - Padre Paraíso 2- Governador Valadares 6 C2 LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum C1 LTs 500kV Buritirama - Queimada Nova II - Curral Novo do Piauí II C1 LT 500kV Buritirama - Queimada Nova II C2	
2022	SE 500 kV Padre Paraíso 2 - Compensador Estático 500 kV (-150/+300) Mvar LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Janaúba 3 C1 LT 500 kV Janaúba 3 - Pirapora 2 C1 LTs 500kV Pirapora 2 - Presidente Juscelino C1/C2 LT 500kV Presidente Juscelino - Itabira 5 C1 LT 500 kV Mesquita - João Neiva 2 C1 LT 500kV Gilbués II - Barreiras II C2	
2023	LT 500 kV Presidente Juscelino - Itabira 5 C2 LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum C2 LT 500 kV Porto Sergipe - Olindina - Sapeaçu C1	
2025	LT 500 kV Sapeaçu - Camaçari IV C1	1.000MW
Até março de 2026	LT 500kV Morro do Chapéu - Poções -Medeiros Neto -João Neiva 2 C1 (Obra não licitada - previsão de licitação em dezembro de 2020)	

Nota: Cronograma estimado com base na planilha de acompanhamento do CMSE (agosto de 2020) e na Minuta do Contrato de Concessão do Lote 2, do Leilão de Transmissão 01/2020 da ANEEL

4.3.4 INTERLIGAÇÃO SUL - SUDESTE/CENTRO-OESTE

A interligação elétrica existente entre as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste possibilita a otimização energética entre estas regiões através do aproveitamento da diversidade hidrológica existente entre esses dois sistemas.

Essa interligação é constituída por múltiplos elementos, em diversos níveis de tensão, dentre os quais destaca-se a LT 500 kV Ibiúna - Bateias C1/C2, a LT 500kV Itatiba - Bateias, a LT 500 kV Assis - Londrina C1/C2, bem como o trecho em 765kV que interliga as subestações de Foz, Ivaiporã, Itaberá e Tijuco Preto. Na configuração atual, a capacidade dessa interligação é de aproximadamente 10.500MW, a depender do patamar de carga e sentido do fluxo de potência.

Cabe destacar que a interligação em questão deverá ser reforçada progressivamente nos próximos anos, em 2021, com a implantação da LT 525kV Ivaiporã - Ponta Grossa - Bateias C1/C2, em 2022, com a implantação da LT 525 kV Foz do Iguaçu - Guaíra -Sarandi -Londrina C1/C2 e em 2023, com a implantação da nova LT 525kV Areia - Joinville Sul - Itajaí 2 - Biguaçu e pelo seccionamento de linhas nas subestações de Joinville Sul e Gaspar 2, conforme exibido na

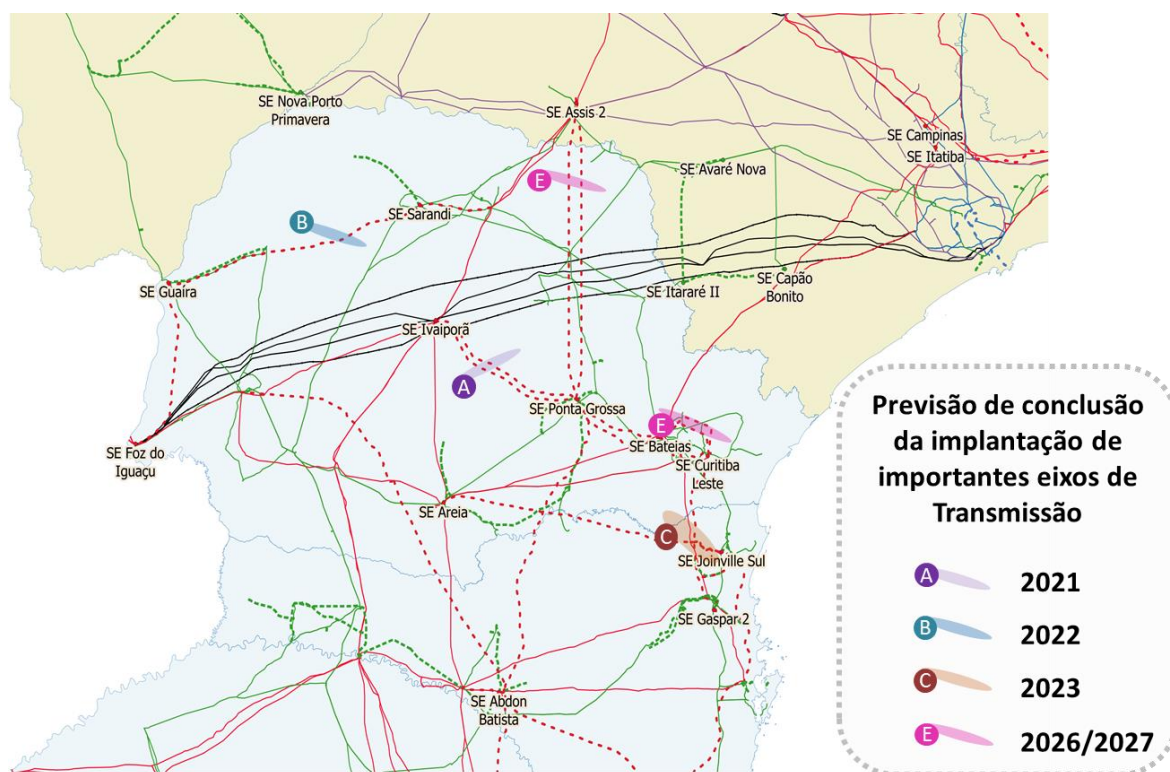
Figura 4-13. Após a entrada em operação desses empreendimentos já licitados, prevista para ocorrer até o ano 2023, verifica-se ganho de até 1.000MW na capacidade da interligação,

possibilitando intercâmbios praticados na ordem de 11.500MW entre as regiões Sul e Sudeste.

Adicionalmente, foi incluído no último POTE (Plano de Outorga de Transmissão de Energia Elétrica), um conjunto de reforços, composto pela LT 525kV Bateias – Curitiba Leste C1/C2 e pela LT 525kV

Assis – Ponta Grossa C1/C2, com previsão de licitação em dezembro de 2021, que pode agregar até 2.000MW de capacidade para essa interligação, após sua entrada em operação, a partir do ano 2026, quando o intercâmbio entre as regiões poderá atingir valores de até 13.400MW.

Figura 4-13 - Diagrama esquemático da expansão da interligação Sul - Sudeste/Centro-Oeste



Nota: Cronograma estimado com base na planilha de acompanhamento do CMSE (agosto de 2020)

4.3.5 EXPANSÕES CONSIDERADAS NOS ESTUDOS ENERGÉTICOS

Com base nas expansões indicadas para as interligações, detalhadas ao longo da seção 4.3, são definidos os valores máximos de intercâmbio entre subsistemas a serem considerados nas análises energéticas. Cabe ressaltar que, no PDE vigente, foram contemplados apenas os montantes de intercâmbio associados a empreendimentos já licitados ou com previsão de licitação no ano corrente, os quais já estavam consolidados no POTE, no início das atividades deste Plano Decenal.

Na Figura 4-14, são apresentados os limites de importação e exportação total de alguns subsistemas, indicando uma redução nas restrições de soma (máximo intercâmbio simultâneo pelas interligações diretas), a medida que ocorre expansão da rede e o

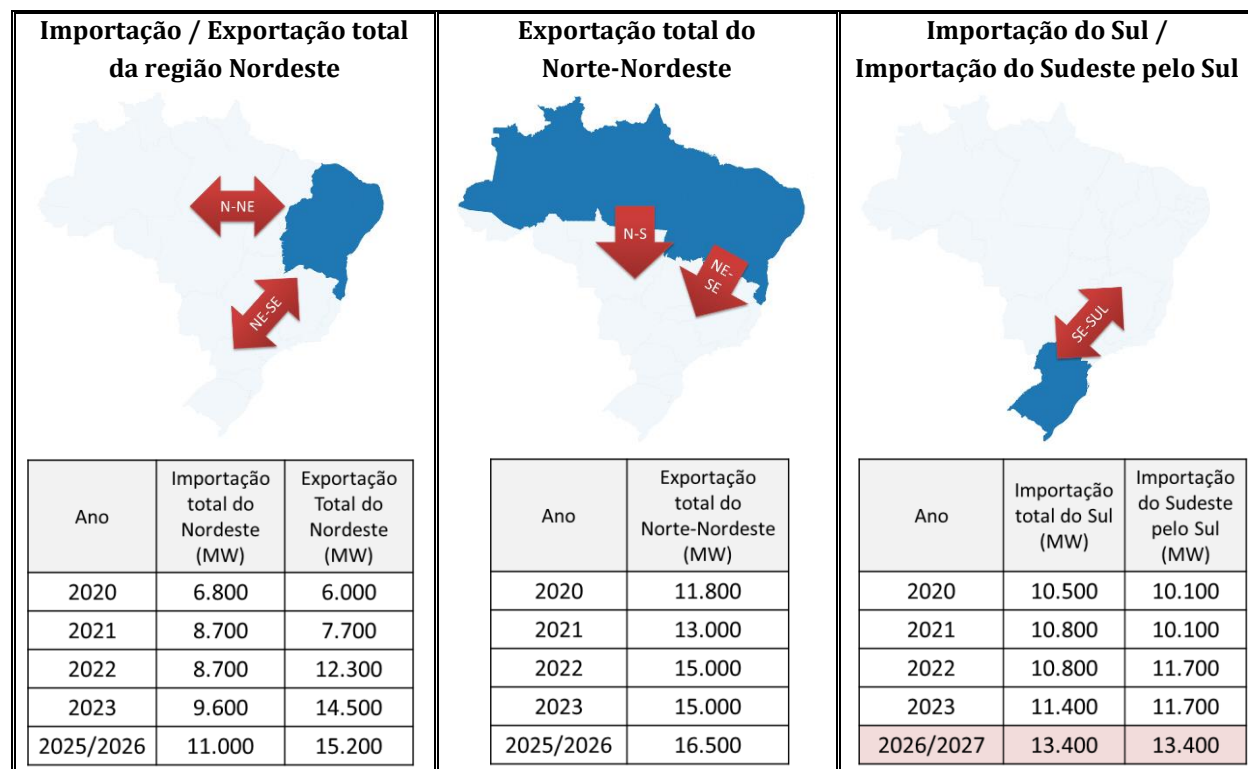
sistema se torna mais robusto e resiliente à ocorrência de contingências.

Destaca-se a evolução expressiva da capacidade de importação e exportação total da região Nordeste, em 60% e 150% de sua capacidade atual, respectivamente. Essa expansão aumenta a confiabilidade do atendimento à demanda desse subsistema, tornando pouco provável a ocorrência de ilhamentos, bem como traz benefícios sistêmicos para o SIN, proporcionando a exportação de energia de menor custo, proveniente da abundante oferta renovável, desse subsistema para os demais.

Os limites de intercâmbio apresentados na Figura 4-14 são apenas valores de referência, uma vez que a capacidade máxima de intercâmbio entre

regiões pode variar em função do patamar de carga e da configuração do despacho de geração do sistema.

Figura 4-14 – Evolução da capacidade média de importação/exportação total dos subsistemas



Nota: Valores destacados em vermelho estão associados à entrada em operação de empreendimentos que serão licitados após o ano 2020.

4.3.6 EXPANSÃO INDICATIVA DAS INTERLIGAÇÕES

A rede de transmissão que permite o intercâmbio entre as regiões Norte-Nordeste e Sudeste tem se expandido significativamente desde a implantação da UHE Belo Monte e do crescimento da oferta de geração eólica, estando previsto para o ano de 2025 a entrada em operação dos últimos empreendimentos planejados para o reforço dessa interligação.

Mais recentemente, a concretização de empreendimentos solares no sul da Bahia e Norte de Minas Gerais, com potencial de evolução de oferta prospectiva, também exigiram o planejamento de reforços da transmissão, para eliminar restrições de escoamento de geração. Essa rede planejada, se harmonizada com obras adicionais, tem potencial

para provocar, também, ganhos na capacidade de interligação entre as regiões Nordeste e Sudeste, nos períodos de baixo fator de capacidade fotovoltaico, coincidentes com os patamares de carga leve e pesada, principalmente.

Resultados do último PDE, publicado em 2020, indicavam a necessidade de expansão da capacidade de interligação entre as regiões Nordeste e Sudeste, em aproximadamente 2.500MW, até 2029, para permitir o escoamento da expansão indicativa, que ainda apresentava uma expressiva participação das fontes eólica e solar, predominantemente concentradas na região Nordeste.

Entretanto, em função da redução no consumo de energia elétrica como reflexo da pandemia do Covid-19, foram realizadas revisões da projeção de demanda de eletricidade do SIN, considerando diferentes cenários de recuperação econômica, que balizaram o novo plano de geração do PDE vigente. Nesse contexto de redução da carga de energia, não foi mais identificada, do ponto de vista energético, a necessidade de expansão das interligações, para escoamento da oferta de geração indicativa considerada no plano decenal, até o horizonte 2030.

Apesar do diagnóstico atualizado oferecer maior conforto em relação a suficiência da capacidade atual das interligações para o atendimento aos critérios de suprimento energético no horizonte do PDE, ainda se faz necessária a realização de estudos elétricos detalhados, para avaliação do desempenho da rede de transmissão, em situações de máxima transferência de energia entre subsistemas.

Uma vez que a configuração diferenciada do despacho de geração, combinada com diferentes valores de carga, pode influenciar nos valores limite

calculados para a capacidade das interligações, os estudos elétricos podem, eventualmente, sinalizar a necessidade de reforços incrementais que eliminem restrições de transmissão. Essa análise mais detalhada, do ponto de vista elétrico, será realizada pela EPE ao longo do ano de 2021.

Na hipótese de identificação de qualquer problema no desempenho do sistema elétrico, que provoque impactos à segurança sistêmica ou restrição ao escoamento de geração prospectiva, estudos serão iniciados com o objetivo de avaliar as alternativas técnicas que garantam a expansão ótima da capacidade da interligação.

Como potencial solução para a expansão das interligações, pode-se destacar o bipolo B (LT 800kV CC Graça Aranha - Silvânia), planejado pela EPE e detalhado no Relatório EPE-DEE-RE-020/2016, o qual será reavaliado no âmbito do estudo e comparado, sob os aspectos técnico e econômico, com outras alternativas em corrente contínua e em corrente alternada, em alta e ultra-alta tensão, considerando, inclusive, o 1.000kV, a pedido do MME.

4.4 Interligações dos Sistemas Isolados ao SIN

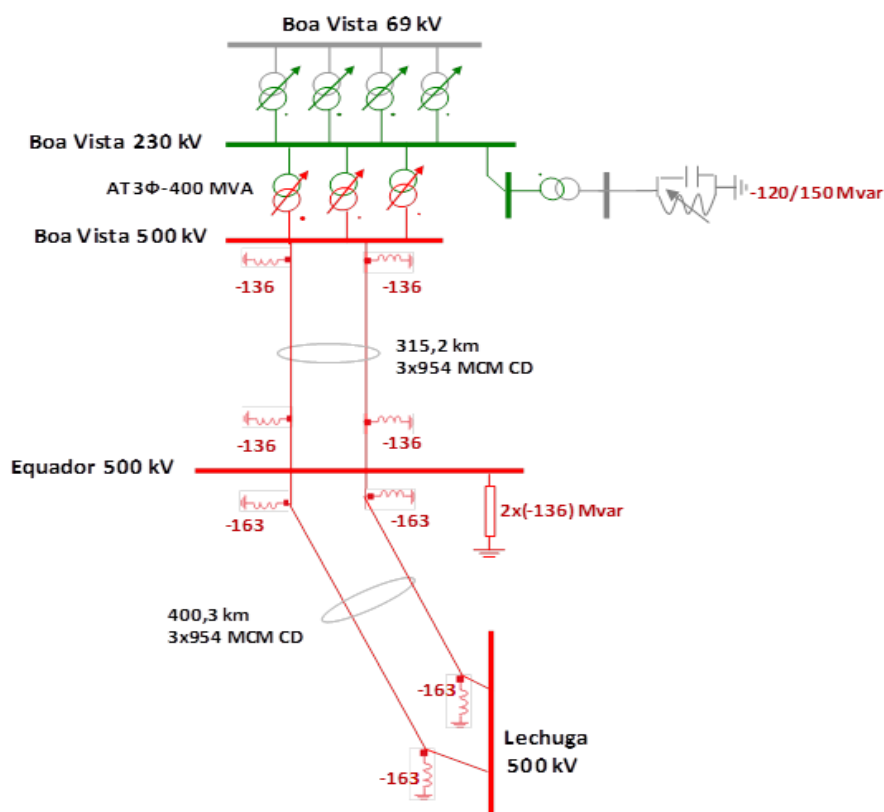
4.4.1 INTERLIGAÇÃO MANAUS - BOA VISTA

O suprimento elétrico a Boa Vista é realizado a partir do sistema de transmissão da interligação Brasil – Venezuela e por geração térmica local. No entanto, desde março de 2019, essa interligação encontra-se fora de operação, sem previsão de retorno.

Em 2011, com o objetivo de promover a interligação do estado de Roraima ao SIN, foi licitado

o sistema composto pelas subestações Equador 500 kV e Boa Vista 500/230 kV, além das linhas de transmissão em 500 kV Lechuga - Equador C1 e C2 e Equador – Boa Vista C1 e C2, com extensão total de 716 km (Figura 4-14). Além do papel de atendimento ao mercado de energia elétrica do estado de Roraima, esse sistema permitirá o escoamento do excedente de energia dos futuros aproveitamentos hidrelétricos da bacia do Rio Branco, ora em estudo.

Figura 4-15 - Interligação Manaus - Boa Vista – Unifilar



Diante das dificuldades enfrentadas para a atravessar a Terra Indígena Waimiri Atroari, até o momento não há previsão para a conclusão desse empreendimento, fato esse que acarreta severas dificuldades técnicas, econômicas e socioambientais para o suprimento de energia elétrica ao estado de Roraima.

Para agravar ainda mais esse cenário, está previsto para 2021 o término do contrato firmado entre Brasil e Venezuela para suprimento de energia elétrica à Boa Vista, não sendo possível, portanto, afirmar se esse vínculo será renovado a partir dessa data, fato esse que amplia as incertezas referentes ao suprimento de energia à Roraima.

Nesse contexto, foi realizado no dia 31/05/2019 o Leilão de Geração para suprimento à Boa Vista e localidades conectadas, objeto da Portaria MME nº 512/2018. O certame resultou na contratação de 9 empreendimentos de variadas fontes, totalizando 294 MW de potência, que foram previamente habilitadas tecnicamente pela EPE. Dentre os vencedores, há projetos a gás natural, óleo diesel B e biomassa, além de soluções híbridas, combinando biocombustíveis, solar fotovoltaica e baterias. Assim, o resultado desse leilão proporcionará a transição para matriz mais limpa e sustentável em Roraima, além de contribuir para a redução do custo de geração e o aumento da qualidade e confiabilidade no suprimento de energia elétrica aos consumidores locais (Box 4.5).

BOX 4.5 - ESTUDOS DE SUPORTE À DEFINIÇÃO DO LEILÃO PARA ATENDIMENTO A RORAIMA E A CONTRATAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA NOS SISTEMAS ISOLADOS

O Leilão para suprimento a Boa Vista e localidades conectadas, de 2019, objeto da Portaria MME nº 512/2018, foi realizado no dia 31/05/19 e resultou na contratação de 9 empreendimentos de variadas fontes, totalizando 294 MW de potência, das quais 7 são de empreendimentos de geração renováveis.

Desses projetos, dois estão localizados na área sul de Roraima e consideram a produção local de biocombustíveis líquidos, ambos projetos com característica híbrida, sendo um com o uso de biomassa e outro com fotovoltaica. Tais projetos irão contribuir positivamente com o controle de tensão necessário na região, dando maior confiabilidade ao sistema.

Há também 4 projetos a biomassa florestal, localizados em Boa Vista e Bonfim, no norte do estado, totalizando 40 MW. Além disso, em Boa Vista há um projeto híbrido que adota biocombustível, fotovoltaica e baterias em sua solução de suprimento, totalizando, assim, os 7 projetos a partir fontes renováveis contratados nesse certame.

Uma questão bastante relevante para esse Leilão foi a elaboração e publicação da Nota Técnica Conjunta EPE-DEE-NT-073/2017-rev3/ ONS NT 0143/2017-rev3 que determinou os requisitos elétricos mínimos para as novas máquinas a serem contratadas e apresentou o resultado das avaliações das capacidades remanescentes de escoamento disponíveis no sistema de distribuição local. Além de subsidiar as decisões do MME para a realização do Leilão de energia para Roraima, os resultados das margens de escoamento divulgados nessa Nota Técnica foram utilizados na primeira etapa do leilão de geração e contribuíram para a mitigação dos riscos de conexão dos projetos.

4.4.2 INTERLIGAÇÃO RIO BRANCO – FEIJÓ – CRUZEIRO DO SUL

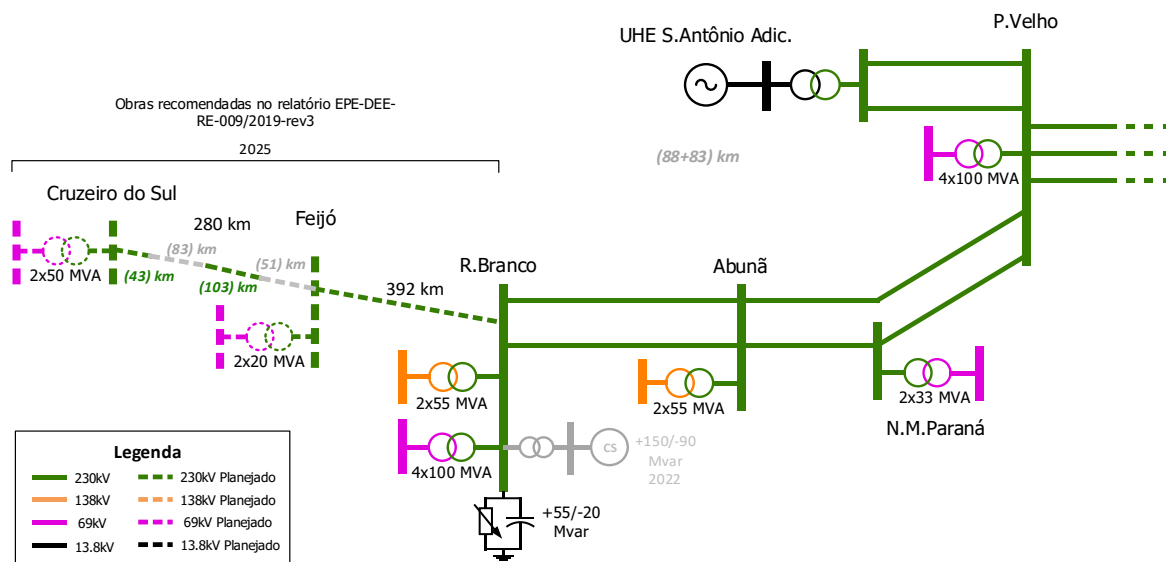
O estado do Acre é atualmente integrado ao SIN somente através da Subestação Rio Branco I 230/138/69 kV, de propriedade da Eletronorte. Esta subestação supre apenas a capital, Rio Branco, e uma parcela reduzida da área do estado, sob concessão da Eletrobrás Distribuição Acre. As demais cargas do Acre constituem sistemas isolados, atendidos em sua grande maioria por usinas térmicas a diesel, sendo que algumas delas serão integradas ao SIN conforme será detalhado nos itens 4.4.2 e 4.4.5

Considerando a importância de Cruzeiro do Sul como polo turístico e econômico do Estado, a EPE desenvolveu estudo elétrico na região, recomendando a implantação de uma linha de transmissão em 230 kV ligando Cruzeiro do Sul e Feijó à subestação Rio Branco. Esse empreendimento, licitado em novembro de 2013, teve sua data de conclusão postergada diversas vezes. Logo, em função do não cumprimento dos prazos contratuais

previstos, a ANEEL iniciou o processo de caducidade e, em decisão proferida no Despacho nº 2436 de 23 de outubro de 2018, propôs ao MME a declaração da caducidade do contrato de concessão referente a essas obras.

Levando em consideração o tempo transcorrido desde a recomendação inicial, tanto o MME quanto a EPE entenderam como oportuno revisitar as recomendações originais e avaliar se as mesmas continuam adequadas frente ao crescimento de carga e à possível ocupação de terrenos previamente indicados. Além disso, novas diretrizes foram estabelecidas pela ótica técnica e socioambiental. As novas avaliações foram documentadas no relatório EPE-DEE-RE-009/2019-rev3 e as obras recomendadas foram objeto do leilão de transmissão nº 002/2019, e possuem previsão de interligação ao SIN em março de 2025.

Figura 4-16 - Representação esquemática da solução estrutural para integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN



4.4.3 INTERLIGAÇÃO ORIXIMINÁ – JURUTI – PARINTINS

As comunidades situadas na margem direita do rio Amazonas: Juruti, Parintins, Maués, Barreirinha, Boa Vista de Ramos, dentre outras, que permanecem isoladas, têm o seu potencial econômico restrito em

função de limitações em infraestrutura básica, onde a energia elétrica é fator primordial.

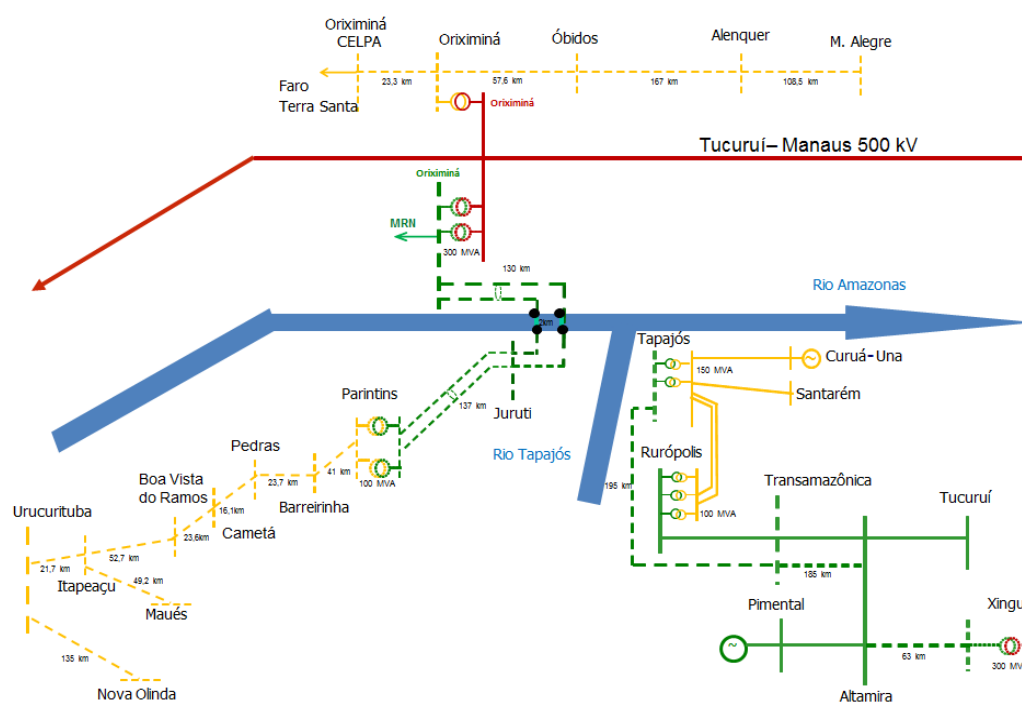
Assim, a partir da implantação da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, foi possível viabilizar a conexão dessas localidades ao SIN, como resultado do estudo de planejamento realizado pela EPE em conjunto com a Eletrobras, Eletrobras Eletronorte, Celpe e Eletrobras Distribuição Amazonas.

O sistema de transmissão recomendado para suprimento às cargas de Juruti, no estado do Pará, e Parintins, no estado do Amazonas, contempla duas linhas de transmissão em 230 kV, circuito duplo, sendo uma entre Oriximiná e Juruti, com extensão estimada em torno de 138 km, e outra entre Juruti e Parintins, com extensão de aproximadamente 102 km. Esse sistema foi licitado em 2014, tendo a

Abengoa como a proponente vencedora do certame. No entanto, diante das dificuldades financeiras enfrentadas por esse agente, em 2017 foi declarada a caducidade dessa concessão, fato esse que provocou nova licitação, tendo a Celeo Redes como proponente vencedor do certame (Leilão 04/2018, de dezembro de 2018). A data contratual para entrada em operação está prevista para março de 2024.

Por fim, cumpre notar que as demais localidades da margem direita, serão alimentadas por um sistema de distribuição em 138 kV, desde Parintins até Nova Olinda do Norte, que ficará a cargo da distribuidora local.

Figura 4-17 - Interligação Oriximiná - Juruti - Parintins



4.4.4 ANTECIPAÇÃO DA INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DO PARÁ

De acordo com a análise das informações prestadas pela Distribuidora Equatorial Energia do Pará foi identificada a necessidade de contratação de solução de suprimento para 9 localidades isoladas do estado, sendo 5 delas com previsão de interligação para janeiro de 2023: Muaná; Prainha; Santa Cruz do Arari; Santana do Araguaia; e Terra Santa – e 4 sem previsão de interligação: Aveiro; Cotijuba; Gurupá; e Jacareacanga.

A partir dessa identificação, o Ministério de Minas e Energia (MME) encaminhou ofício para a Distribuidora solicitando manifestação quanto à proposta de contratação de produtor independente de energia (PIE) para atendimento às localidades supracitadas. Em resposta, a distribuidora apresentou um novo cronograma de interligação para suas localidades, antecipando a interligação de 12 Sistemas Isolados.

Nesse sentido, o MME solicitou à EPE a elaboração de estudo com o objetivo de avaliar os benefícios da antecipação da interligação desses sistemas isolados ao SIN, conforme calendário

informado pela distribuidora, considerando o custo evitado com a geração local, a partir de termelétricas a diesel e considerando os compromissos assumidos por meio dos contratos vigentes.

A EPE elaborou uma Nota Técnica⁵⁰ visando comparar custos a serem desembolsados pela CCC para suprimento a alguns sistemas isolados do Pará, seja por meio de geração local, seja interligando-os ao SIN por meio de obras de distribuição, para as diferentes datas informadas pela distribuidora, avaliando os benefícios de antecipar as interligações.

Como resultado, concluiu-se que a antecipação das interligações por meio da rede de Distribuição é recomendada para as localidades de Santa do Araguaia, porto de Moz e Gurupá, Juruti, Terra Santa e Faro, Jacareacanga, Almeirim, Prainha, Cotijuba, Aveiro, e Oierias do Pará uma vez que poderá reduzir os dispêndios futuros da CCC.

4.4.5 ANTECIPAÇÃO DA INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DO ACRE

O Acre possui nove Sistemas Isolados, todos na área de concessão da Energisa Acre, sendo supridos por usinas termelétricas a óleo diesel, contratadas por meio do Leilão ANEEL nº 10/2015.

Para atendimento à Portaria MME nº 67/2018, a Energisa Acre encaminhou para análise da EPE, em 2018, sua proposta de atendimento aos seus sistemas isolados, horizonte 2019-2023.

De acordo com a análise das informações prestadas pelas distribuidoras em 2018, no caso dos Sistemas Isolados do Acre, foi identificado pela EPE déficit de geração em 2020 para as localidades Assis Brasil e Manoel Urbano, conforme Relatório de Planejamento para Atendimento aos Sistemas Isolados, Horizonte 2024, de 27 de dezembro de 2019, resultando na Portaria MME nº 273/2019, que

autorizou o aditamento dos contratos de geração nessas localidades.

A Energisa Acre apresentou cronograma prevendo a interligação das duas localidades para janeiro de 2021.

O planejamento de 2018 indicava déficit de suprimento a partir de 2020 para as duas localidades, ambas com previsão de interligação em janeiro de 2021, indicando que seria necessário aditar os contratos além dos prazos originalmente previstos em Edital, o que depende de expressa autorização do Ministério de Minas e Energia.

Dessa forma, foi publicada Portaria MME nº 273/2019 autorizando aditamento aos Contratos de Comercialização de Energia elétrica e potência nos Sistemas Isolados – CCESI relativos ao suprimento dessas localidades do Acre e outras de Rondônia.

Em fevereiro de 2020, a distribuidora, por meio da Carta ENERGISAAC/VP/001/2020, informou que a data de interligação prevista para o ciclo de planejamento 2019 estava atrelado à Revisão Tarifária Extraordinária - RTE, o que não foi autorizado pela ANEEL.

Assim, a distribuidora apresentou novo cronograma para a interligação desses dois sistemas, indicando a data de março de 2021.

Com o objetivo de subsidiar a tomada de decisão quanto à antecipação à sub-rogação dos benefícios do rateio da CCC, para manter a interligação em janeiro de 2021, o MME solicitou à EPE uma avaliação dos impactos dessa medida, de modo a quantificar os benefícios da antecipação da interligação das localidades mencionadas, a partir de uma análise de “custo-benefício” da sub-rogação.

A análise da EPE indicou que a interligação reduz os dispêndios futuros da CCC, tanto para Assis Brasil, quanto para Manoel Urbano, mas a antecipação da interligação apresenta um valor 3%

⁵⁰ EPE-DEE-NT-100/2019-r0 Avaliação dos Benefícios Econômicos da Antecipação da Interligação de Sistemas Isolados da CELPA, disponível neste [LINK](#)

superior ao da interligação na data originalmente prevista, podendo-se dizer que, devido às incertezas das estimativas realizadas, os valores a serem desembolsados pela CCC para reembolsar os custos de interligação, com ou sem a antecipação, são equivalentes, devido principalmente ao curto intervalo entre as previsões de interligação (90 dias).

Dessa forma, a interligação ao SIN das localidades de Assis Brasil e Manoel Urbano está prevista para o primeiro trimestre de 2021, conforme pode ser visualizado nas figuras a seguir.

Figura 4-18 - Sistema elétrico para interligação da região de Manoel Urbano

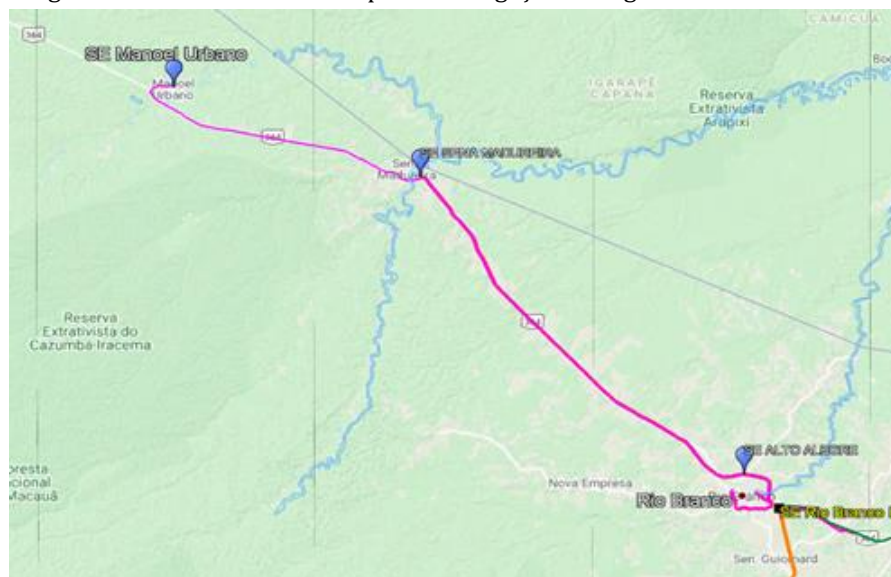
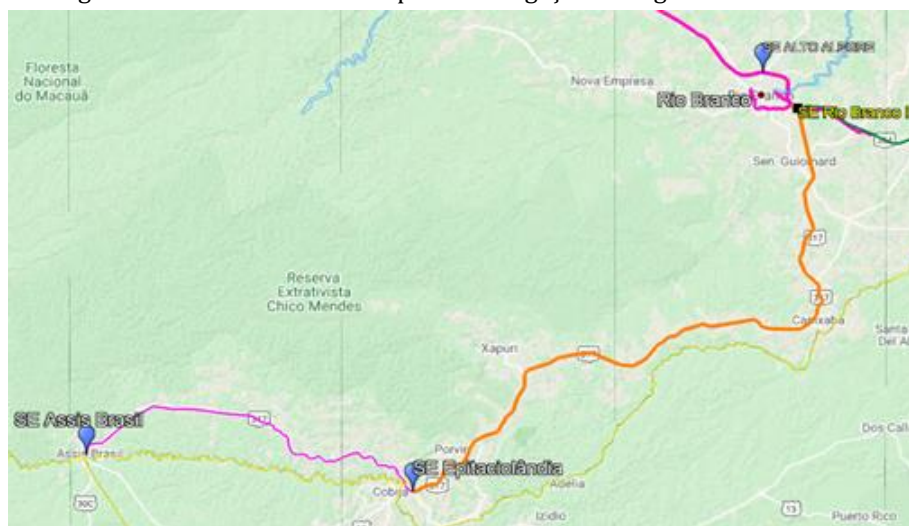


Figura 4-19 - Sistema elétrico para interligação da região de Assis Brasil



4.4.6 ANTECIPAÇÃO DA INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DE RONDÔNIA

O MME solicitou à EPE a elaboração de estudo com o objetivo de avaliar os benefícios da antecipação da interligação dos sistemas isolados da Energisa Rondônia ao SIN, conforme calendário informado pela distribuidora, considerando o custo evitado com

a geração local, a partir de termelétricas a diesel e considerando os compromissos assumidos por meio dos contratos vigentes.

As análises indicaram que para Alvorada D'Oeste a interligação independe da antecipação dos recursos da sub-rogação, devido ao estágio avançado das obras; para Izidolândia e Urucumacua a interligação, independente da data, não traz

benefícios, quando analisadas individualmente, devido à baixa demanda das localidades; já para as demais, a antecipação da interligação é recomendada, podendo reduzir os dispêndios futuros da CCC.

considerando antecipação da CCC é recomendada, são indicadas na

Tabela 4-6.

A previsão das interligações, apresentada pela Energisa, e cuja antecipação de interligação ao SIN

A seguir serão apresentadas figuras com os diagramas esquemáticos indicando as interligações previstas.

Tabela 4-6 – Previsão de Interligação segundo a Energisa

Localidade	Interligação Considerando a RTE	Vigência do Contrato PIE (Portaria MME 273/2019)	Nova Previsão de Interligação - considerando a antecipação da CCC
SÃO FRANCISCO	jul-20	31/05/2021	dez-20
COSTA MARQUES	jul-20	31/05/2021	dez-20
BURITIS	dez-20	31/05/2021	dez-21
CAMPO NOVO	dez-20	31/05/2021	dez-21
UNIÃO BANDEIRANTES	dez-20	31/05/2021	dez-21
VISTA ALEGRE	dez-20	31/05/2021	dez-21
VILA EXTREMA	dez-20	31/05/2021	dez-21
NOVA CALIFÓRNIA	dez-20	31/05/2021	dez-21
VALE DO ANARI	fev-21	31/05/2021	dez-21
MACHADINHO D'OESTE	fev-21	31/05/2021	dez-21
CUJUBIM	fev-21	31/05/2021	dez-21
PACARANÃ	jan-21	31/05/2021	dez-22

Figura 4-20 - São Francisco e Costa Marques

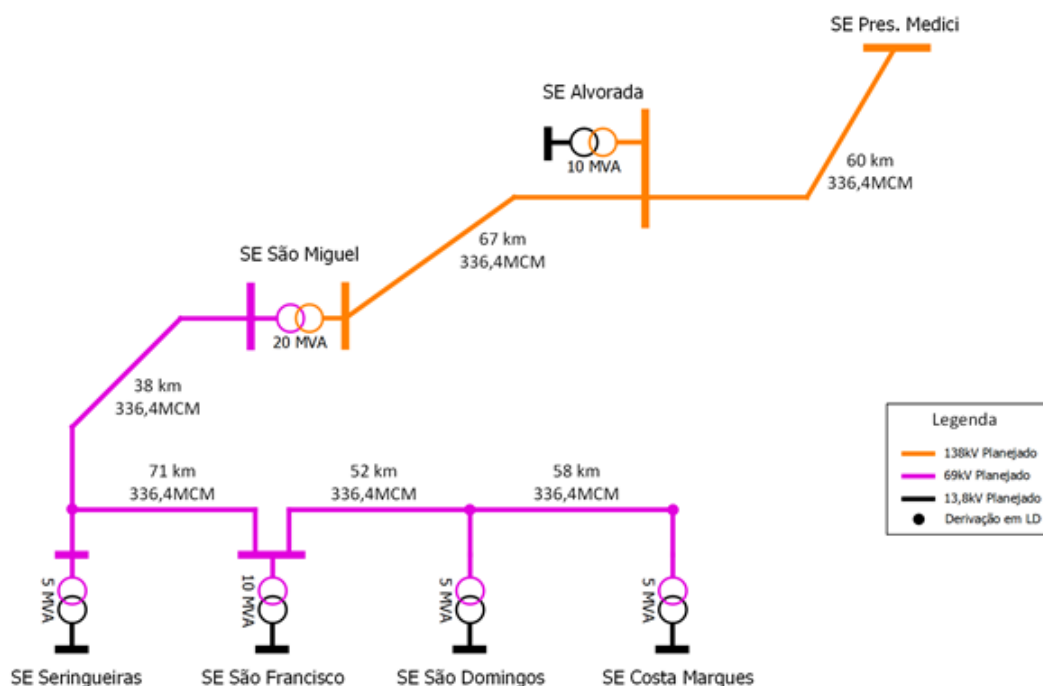


Figura 4-21 - Machadinho D'Oeste

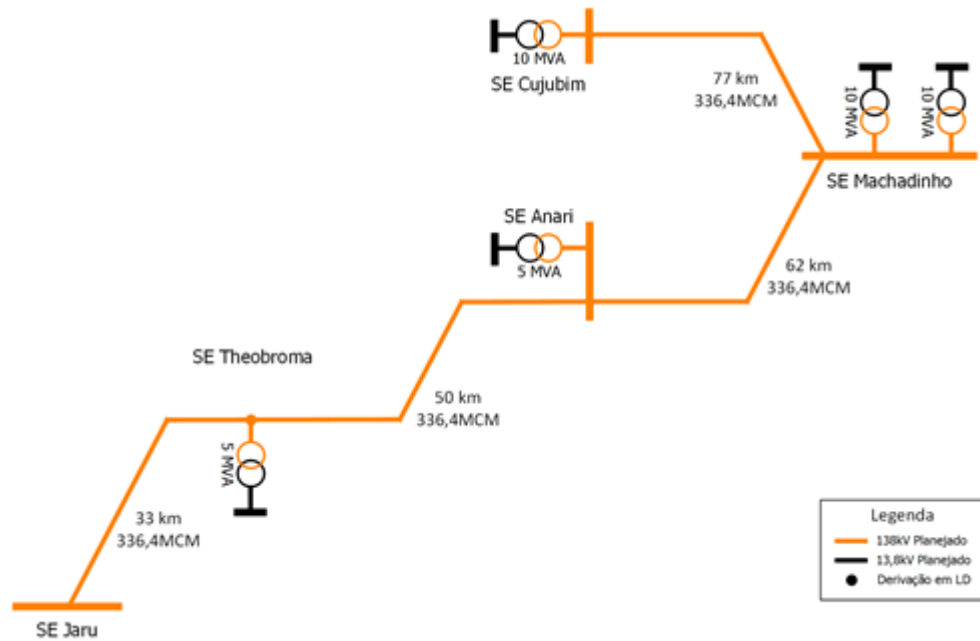


Figura 4-22 - N Califórnia V Extrema e V Alegre

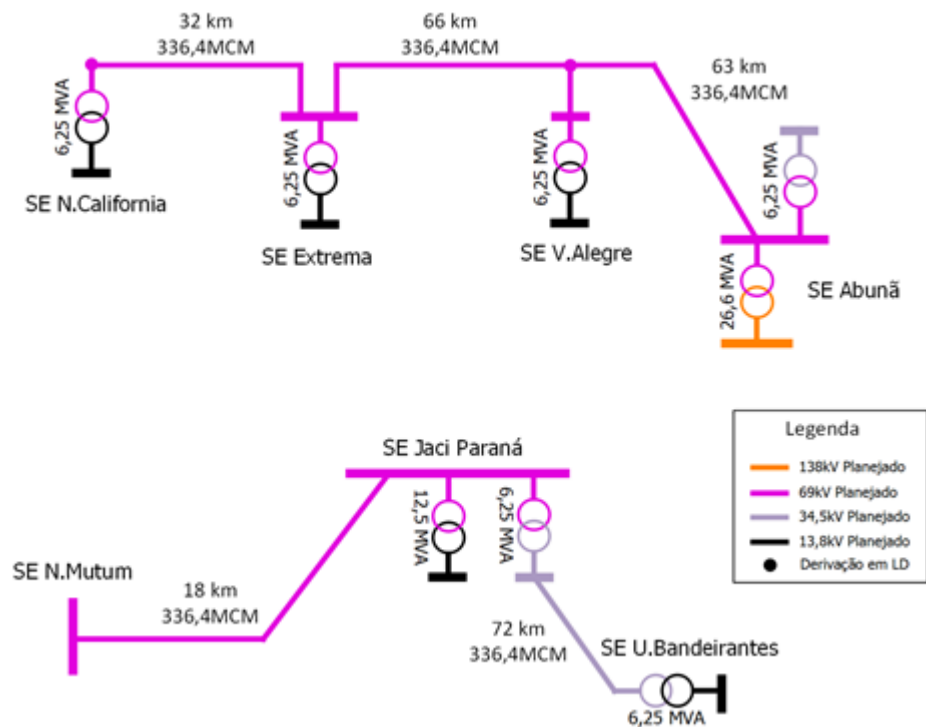


Figura 4-23 - Buritis e Campo Novo

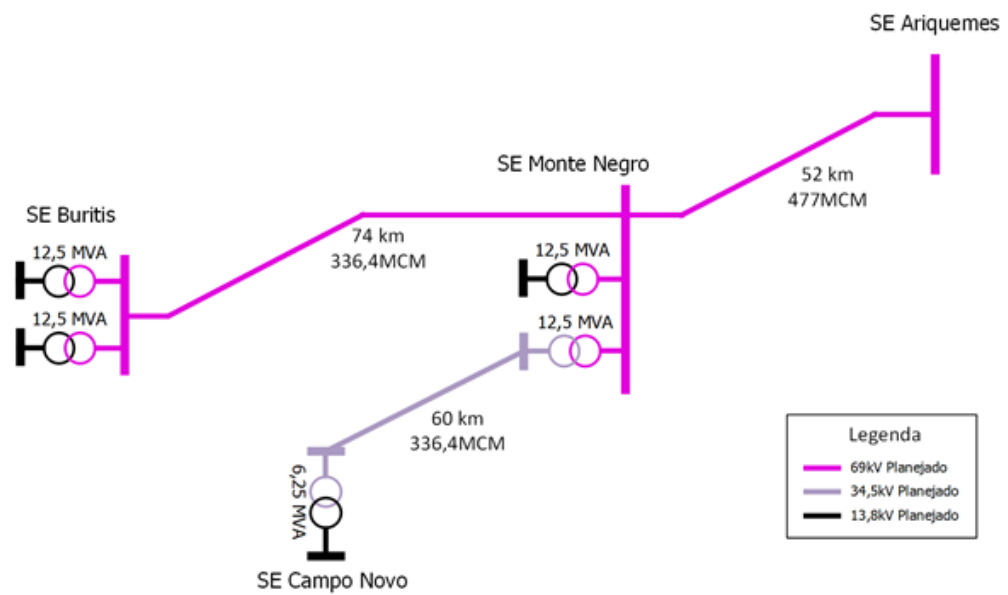
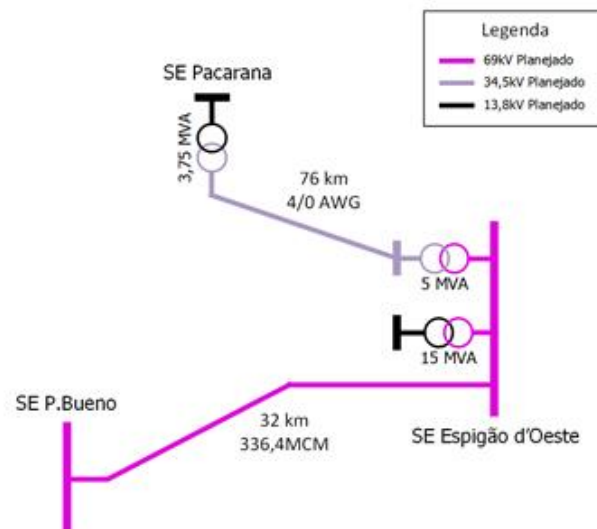


Figura 4-24 - Pacarana



[11] Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relatorio-de-planejamento-para-atendimento-aos-sistemas-isolados-horizonte-2024-ciclo-2019>

4.5 Interligações com Países Vizinhos

Além do projeto binacional de Itaipu, envolvendo Brasil e Paraguai, (Box 4.6) a configuração atual contempla interligações do Brasil com Argentina, Uruguai e Venezuela.

A possibilidade de ampliação dessas interligações ou o estabelecimento de novos pontos de interligação tem sido objeto de análises específicas no âmbito de acordos internacionais entre o governo brasileiro e os países limítrofes sul-americanos visando à integração energética regional.

No caso específico das interligações com a Argentina e o Uruguai, a importação de energia está regulamentada pela Portaria MME nº 372/2017, que autoriza o ONS a importar energia desses países, em caráter de excepcionalidade, até 31/12/2018.

Cabe destacar que a Portaria MME nº 339/2018 estendeu a validade dessa autorização de modo a compreender o período entre 01/01/2019 e 31/12/2022, estabelecendo ainda novas regras de importação.

As atuais interligações elétricas com Argentina, Uruguai e Venezuela são apresentadas a seguir.

4.5.1 INTERLIGAÇÃO COM A ARGENTINA

O Brasil possui duas interligações elétricas com a Argentina, ambas feitas através de conversoras de frequência 50/60 Hz, tipo *back-to-back*.

A primeira conversora, de potência igual a 50 MW, situa-se na cidade de Uruguai, sendo conectada ao sistema argentino por uma linha de transmissão em 132 kV, entre a subestação de Uruguai no Brasil e a subestação de Paso de Los Libres, na Argentina.

A segunda conversora, Garabi, composta por duas unidades de 1100 MW cada, é conectada do lado argentino através de uma linha de transmissão em 500 kV com 150 km entre Garabi e Rincón e, do lado brasileiro, por linhas em 500 kV entre Garabi e as subestações de Santo Ângelo (147 km) e Itá (228 km).

No início da década de 2010, essas instalações foram equiparadas aos concessionários de serviço público de transmissão de energia elétrica nos termos da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, considerando as seguintes datas de vigência:

Tabela 4-7 – Interligação com a Argentina

Sistema de Transmissão	Portaria MME de Equiparação	Vigência da Equiparação
Uruguai	Portaria MME nº 624/2014	16/07/2021
Garabi I	Portaria MME nº 210/2011	20/06/2020
Garabi II	Portaria MME nº 211/2011	31/07/2022

Por solicitação do MME, a EPE e o ONS estão avaliando a oportunidade e conveniência da manutenção da operação, descomissionamento, modernização ou eventual ampliação dessas instalações, tendo em vista o final da vigência da sua equiparação aos concessionários de serviço público de transmissão de energia elétrica.

4.5.2 INTERLIGAÇÃO COM O URUGUAI

Até o ano 2014, a interligação Brasil – Uruguai era realizada fundamentalmente através de uma conversora de frequência 50/60 Hz, *back-to-back*, de potência 70 MW, localizada em Rivera (Uruguai), e conectada ao lado brasileiro a partir de uma linha de transmissão em 230/150 kV até a subestação de Santana do Livramento.

Ao longo do ano 2015, essa interligação foi incrementada através de uma conversora de frequência 50/60 Hz, *back-to-back*, de potência 500 MW, localizada em Melo (Uruguai), com integração ao Brasil a partir de uma linha de transmissão em 525 kV até subestação de Candiota, que possui uma transformação 525/230kV e se interliga ao SIN por meio de uma linha de transmissão em 230kV até a subestação Presidente Médici, cabendo destacar que esse sistema deverá ser reforçado, em março de 2023, mediante a implantação de duas linhas de transmissão em 525 kV entre a Região de Candiota e a Região Metropolitana de Porto Alegre.

4.5.3 INTERLIGAÇÃO COM A VENEZUELA

A interligação Brasil – Venezuela é realizada através de um sistema de transmissão em 230/400 kV, com cerca de 780 km, interligando a subestação de Boa Vista no Brasil à subestação Macagua na Venezuela. Embora a capacidade desse sistema seja de 200 MW, devido ao déficit de potência reativa no lado Venezuelano, mesmo após a entrada em operação do compensador estático no setor de 230 kV da SE Boa Vista, não é possível uma importação por parte do Brasil superior à 150 MW. Vale observar que, desde 2010, o fornecimento de energia proveniente da Venezuela vem sofrendo interrupções frequentes, o que impôs a necessidade de realização de leilão específico para contratação de geração térmica local, em caráter emergencial. Desde março de 2019, essa interligação encontra-se fora de operação, sem previsão de retorno. O contrato firmado entre Brasil e Venezuela encerra-se em 2021, não havendo até esse momento, uma definição quanto à sua renovação.

4.5.4 OUTROS ESTUDOS DE INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS (ARCO NORTE)

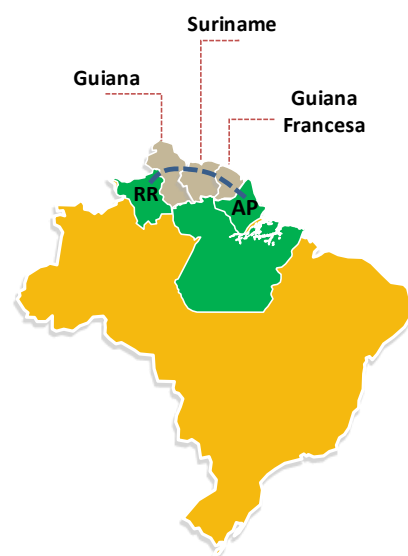
A avaliação da interligação denominada Arco Norte envolve o estudo da interconexão elétrica entre o Brasil, a Guiana, o Suriname e a Guiana Francesa por meio de expansões de transmissão a partir dos estados de Roraima e Amapá. A avaliação dessa interligação foi realizada por meio de uma consultoria independente e teve como principal objetivo analisar a viabilidade de aproveitamento dos recursos energéticos existentes na Guiana, no Suriname e na Guiana Francesa com foco na exportação de excedentes de geração para o Brasil.

Considerando que a exportação dessa energia para o Brasil é um fator chave para a viabilidade da mencionada interconexão, é importante ressaltar que a interligação Boa Vista – Manaus também representa um ponto crítico na viabilização desse projeto dado que apenas com a ligação de Roraima ao SIN é que se poderia efetivamente usufruir dos eventuais benefícios dessa integração.

Os estudos de pré-viabilidade, coordenados pelo BID (Banco Interamericano de Desenvolvimento), foram concluídos em novembro de 2016 e apresentaram os potenciais benefícios

dessa interligação, que seria composta por um sistema de transmissão de aproximadamente 1.900km de extensão, com algumas subestações conversoras, interligando os estados de Roraima e Amapá, passando pelas regiões litorâneas da Guiana, Suriname e Guiana Francesa. Esse sistema permitiria a transferência de energia gerada a partir de novos empreendimentos de usinas hidrelétricas e ou termoelétricas, em especial as localizadas na Guiana.

Figura 4-25 – Países que integram o Projeto Arco Norte



As próximas etapas envolvem a realização de estudos de inventário hidroelétrico na Guiana e no Suriname visando dar continuidade ao desenvolvimento do projeto. Nesse sentido, é importante destacar que o recurso hidráulico desses países pode ser de particular interesse para o Brasil na medida de em que a oferta de projetos nessa região demonstrem complementaridade hidráulica com as demais usinas brasileiras devido à sua posição no hemisfério norte. Tais projetos poderiam trazer ganhos interessantes para a gestão operativa do SIN.

Também é importante destacar que a implantação de projetos de infraestrutura desse porte entre diferentes países envolve necessariamente a concretização de Tratados Internacionais que precisarão de discussões e acordos entre as diferentes partes. Além disso, a avaliação dos impactos socioambientais decorrentes da implantação das novas linhas de transmissão e dos novos empreendimentos de geração envolvidos no Projeto Arco Norte são complexos e envolvem regiões com sensibilidade socioambiental.

BOX 4.6 – MODERNIZAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO ASSOCIADO A UHE ITAIPU

O MME está analisando, com o apoio da EPE e do ONS, e participação da ANEEL, a partir de proposta inicialmente apresentada por FURNAS, os condicionantes técnicos, econômicos, regulatórios e comerciais para a modernização do sistema de transmissão em corrente contínua associado à UHE Itaipu, com foco nas subestações conversoras do setor de 50 Hz da subestação de Foz do Iguaçu e da Subestação Ibiúna, face à obsolescência dos seus equipamentos, em operação há cerca de 33 a 35 anos.

Os estudos eletro-energéticos efetuados indicam que o fator primordial que justifica a modernização é a contribuição que esse elo pode proporcionar, a custo competitivo, para o atendimento à crescente necessidade de capacidade de ponta no SIN, a partir da geração da UHE Itaipu.

Também indicam os estudos que a modernização inicialmente das conversoras de um dos dois bipolos é uma estratégia adequada sob a ótica técnica, ficando a decisão quanto a uma posterior modernização do segundo bipolo condicionada a uma investigação mais detalhada sobre a projeção da carga do Paraguai e sobre a coincidência das demandas máximas do Brasil e Paraguai, variáveis estas determinantes dos excedentes de energia disponíveis para o sistema brasileiro.

4.6 Sistemas Regionais de Transmissão

Os estudos referentes ao Plano Decenal de Expansão possibilitaram a indicação dos requisitos de expansão da transmissão dos sistemas regionais necessários para o bom desempenho do SIN. São descritos a seguir, por região, os empreendimentos necessários para dotar a Rede Básica da transmissão de capacidade para atender o crescimento da carga no horizonte decenal e escoar a potência gerada pelas usinas que fazem parte da expansão da geração deste Plano.

4.6.1 REGIÃO NORTE

O sistema interligado de transmissão da região geoeletrica denominada como Norte atende aos estados do Pará, Maranhão, Tocantins e parte dos estados do Amazonas e Amapá, que ainda possuem alguns pequenos sistemas isolados. As instalações de Rede Básica que atendem a esses estados são compostas por uma extensa malha de transmissão nas tensões de 500 kV e 230 kV que interligam a região Norte às demais regiões do SIN. Há ainda instalações nos níveis de tensão de 138 kV e 69 kV, classificadas como Demais Instalações de Transmissão (DIT), que juntamente com as redes de distribuição locais complementam o suprimento à região.

No caso específico do estado de Roraima é importante destacar que a sua integração ao SIN, por meio da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista, ainda não possui uma previsão específica para sua concretização em função das dificuldades para atravessar a Terra Indígena Waimiri Atroari. Dessa forma, até a implantação desse sistema, a demanda de energia elétrica de Roraima continuará a ser suprido por fontes de geração locais e, eventualmente, pela interligação internacional com a Venezuela.

Dentre os maiores centros de consumo da região Norte destacam-se a capital São Luís, no Maranhão, a região metropolitana de Belém e a região de Carajás, no Pará, e Manaus, a capital do estado do Amazonas.

ESTADO DO PARÁ

Para garantir o suprimento de energia elétrica às regiões metropolitana de Belém e nordeste do Pará, encontram-se em implantação as seguintes obras: SE Marituba 500/230/69 kV, SE Castanhal 138 kV, LT 500 kV Vila do Conde – Marituba C1 LT 230 kV Marituba – Castanhal C1, e LT 230 kV Marituba – Utinga C3 e C4 e LT 500 kV Tucuruí –

Marituba C1. A partir da implantação dessas obras, que está prevista para ocorrer em diferentes etapas até o ano de 2022, o sistema responsável pelo suprimento de energia elétrica à capital do estado do Pará apresentará desempenho satisfatório e com elevado grau de confiabilidade durante o horizonte deste Plano Decenal.

Para garantir o suprimento à região sudeste do Pará, conhecida pelo seu grande potencial de produção mineral e consequente consumo de energia elétrica, foram licitados em 2014 dois novos pátios de subestações, sendo um pátio de 500 kV na SE Integradora Sossego e outro de 138 kV na SE Parauapebas, além de uma linha de transmissão em 500 kV, circuito duplo, entre as subestações Parauapebas e Integradora Sossego, tendo a Abengoa como a proponente vencedora do certame.

No entanto, diante das dificuldades financeiras enfrentadas por esse agente, em 2017 foi declarada a caducidade dessas concessões, e recomendada a implantação da SE Serra Pelada 500/138 kV, além das LT 500 kV Xingu – Serra Pelada C1 e C2, Serra Pelada – Miracema C1 e C2, Serra Pelada – Itacaiúnas C1, e Serra Pelada – Integradora Sossego C1 e C2, obras essas já licitadas. Com a implantação dessas obras, além de eliminar restrições no atendimento às carags industriais da região de Carajás, será possível ampliar a capacidade de exportação de energia durante o período úmido da região Norte.

Para o atendimento às cargas das regiões de Paragominas e Tomé-Açu, foi indicada a implantação de um novo ponto de suprimento 230/138 kV nessa localidade, seccionando a LT 230 kV Vila do Conde – Miltônia III, de propriedade da Norsk Hydro Brasil. Visando o atendimento ao critério “N-1” para este novo ponto de suprimento, foi recomendada a implantação da segunda linha de transmissão em 230 kV entre as SE Vila do Conde e Tomé-Açu. Essas obras foram licitadas em 2013, tendo a SPE BR Transmissora Paraense de Energia LTDA como a proponente vencedora do certame. No entanto, devido ao não cumprimento das obrigações estipuladas no contrato de concessão, foi decretada a caducidade da concessão dessas obras. O empreendimento foi relicitado no Leilão de Transmissão nº 05/2016, realizado em abril de 2017, sagrando-se vencedor o Consórcio Pará, tendo a sua entrada em operação estimada para 2021.

Com o objetivo de atender ao critério “N-1” no Tramo Oeste do estado do Pará, foi recomendada a implantação da subestação Tapajós 230/138 kV, além das LT 230 kV Xingu – Altamira C1, Altamira – Transamazônica C2 e Transamazônica – Tapajós C1, que entraram em operação em janeiro de 2020. Os estudos de planejamento da EPE também indicaram a implantação da LT 230 kV Transamazônica - Tapajós C2 e Xingu – Altamira C2, além do segundo banco de AT 500/230 kV na SE Xingu para o ano de 2026.

Com o objetivo de integrar ao SIN as cargas atualmente isoladas localizadas na margem direita do rio Amazonas, foi recomendada a implantação da SE Juruti 230/138 kV e da LT 230 kV Oriximiná – Juruti em circuito duplo. Esse sistema foi licitado em 2014, tendo a Abengoa como a proponente vencedora do certame. Como mencionado anteriormente, devido aos severos problemas financeiros enfrentados pela empresa espanhola, foi decretada a caducidade dessa concessão, sendo realizada uma nova licitação desse empreendimento. Nesse novo processo licitatório, a Celeo Redes se consagrou como proponente vencedor e essas instalações possuem previsão contratual de entrada em operação em 2024, no entanto, o processo de acompanhamento junto ao MME já indica possibilidade de antecipação da entrada em operação para 2023.

Visando permitir o escoamento da potência fornecida pelas UHE Santo Antônio do Jari, Ferreira Gomes, Cachoeira Caldeirão e Coaracy Nunes II, foi indicada a implantação do 3º transformador 500/230 kV em Jurupari e do terceiro circuito da LT 230 kV Jurupari – Laranjal do Jari. Como a concessão dessa linha de transmissão teve a sua caducidade decretada, tornou-se necessária a sua relicitação no menor prazo possível. Além disso, para fins de suprimento à localidade isolada de Almeirim, a relicitação do pátio de 69 kV na SE Jurupari também se mostrou necessária. Com a relicitação desses empreendimentos no leilão de Transmissão nº 02/2018, o empreendedor Zopone Ltda. se consagrou como proponente vencedor. A data de entrada em operação dessas obras está prevista contratualmente para 2023.

Com o objetivo de integrar ao SIN as cargas atendidas de forma isolada dos municípios de Santana do Araguaia e Santa Maria das Barreiras, a EPE recomendou a implantação da SE Santana do

Araguaia 230/138 kV e de uma linha de transmissão em 230 kV, circuito duplo, oriunda da SE Xinguara II. Esse conjunto de obras foi licitado no Leilão de Transmissão nº 05/2016, sagrando-se vencedora a Energia S.A., tendo o ano de 2022 como a data contratual do certamente. Contudo, o processo de acompanhamento de implantação de obras por parte do MME já indica a possibilidade de conclusão desses empreendimentos ainda no ano de 2020.

A pedido do MME, a EPE avaliou o suprimento de energia elétrica à região sudoeste do estado do Pará (Região de Novo Progresso). O resultado do estudo foi a recomendação da implantação de um sistema de transmissão para garantir o suprimento à região sudoeste do estado, sendo composto pelas SEs Cachimbo 230 kV e Novo Progresso 230/138 kV, além das LTs 230 kV Cláudia – Cachimbo e Cachimbo – Novo Progresso. Esse conjunto de reforços sistêmicos foi objeto de licitação no Leilão de Transmissão 02/2019 e possui data contratual para entrada em operação em 2025.

Por fim, cumpre notar que se encontra em desenvolvimento um estudo de planejamento com o objetivo de indicar uma solução estrutural para a região de Dom Elizeu, segundo município mais populoso da região de Paragominas e que possui vocação para as atividades da agroindústria.

ESTADO DO MARANHÃO

Foi recomendado um novo ponto de suprimento em 230 kV no nordeste do estado do Maranhão, região de grande interesse turístico devido à presença dos “Lençóis Maranhenses”. A nova subestação, localizada no município de Chapadinha, se interliga às subestações Miranda II e Coelho Neto por meio de duas linhas de transmissão em 230 kV e possibilita um melhor atendimento elétrico local.

Essas obras foram licitadas em 2013, tendo a SPE BR Transmissora Maranhense de Energia LTDA. como a proponente vencedora do certame. No entanto, devido ao não cumprimento das obrigatoriedades estipuladas no contrato de concessão, foi decretada a caducidade da concessão dessas obras, fato que implicou a realização de nova licitação. O Leilão nº 05/2016 permitiu a

recontratação da obra com a Energias do Brasil S.A., que concluiu a implantação desses empreendimentos ao longo do ano de 2020.

Com o objetivo de proporcionar o atendimento ao critério “N-1” nas SEs Porto Franco 230 kV e Balsas 230 kV, permitindo atender às cargas das Distribuidoras Equatorial MA e Energisa TO, foram licitadas no Leilão de Transmissão 02/2018, realizado em 28/06/2018, as linhas de transmissão 230 kV Imperatriz – Porto Franco C2 e Ribeiro Gonçalves – Balsas C2.

Para suprimento às cargas da região de Caxias, supridas atualmente por um sistema em 69kV proveniente da subestação Teresina, encontra-se em fase de implantação uma nova subestação 230/69 kV no município de Caxias, seccionando a linha de transmissão em 230 kV Peritoró – Coelho Neto. Essas instalações foram licitadas no Leilão nº 05/2016 e foram arrematadas pela Arteon Z Energia. A data contratual para implantação dessas obras é 2021, contudo, o processo de acompanhamento de implantação de obras por parte do MME já indica a possibilidade de conclusão desses empreendimentos ainda no ano de 2020.

Visando melhorar as condições de suprimento à região metropolitana de São Luís encontra-se em implantação uma nova subestação 500/230/69 kV, denominada SE São Luís IV e localizada dentro da ilha. Essa subestação e a linha de transmissão em 500 KV São Luís IV – São Luís II foram licitadas em abril de 2017 e possuem data contratual para entrar em operação em 2022. Contudo, o processo de acompanhamento de implantação de obras por parte do MME já indica a possibilidade de conclusão desses empreendimentos em 2021.

Atualmente, encontram-se em desenvolvimento três estudos de planejamento envolvendo o estado do Maranhão. O primeiro trata do atendimento às regiões de Açailândia, Buriticupu e Vitorino Freire e visa avaliar a implantação de novas subestações de fronteira para o atendimento ao crescimento da demanda. O segundo, trata da avaliação das condições de suprimento à SE Encruzo Novo visando garantir o atendimento ao critério de confiabilidade “N-1”.

Por fim, o terceiro estudo trata da região localizada na divisa dos estados do Maranhão, Tocantins, Piauí e Bahia. A principal motivação desse estudo é a de avaliar as condições de atendimento em um horizonte de longo prazo na região denominada como MATOPIBA considerando a forte vocação agrícola desse local e as necessidades de expansão vislumbradas pelas Distribuidoras.

ESTADO DO TOCANTINS

Com o objetivo de garantir o suprimento de energia elétrica à região de Araguaína para um horizonte de longo prazo, foi licitado no Leilão de Transmissão 02/2018 um novo páteo de 138 kV na SE Colinas, que deverá entrar em operação até 2021.

Para permitir o escoamento pleno do potencial de geração hidráulica e fotovoltaica da região de Dianópolis, bem como agregar qualidade e confiabilidade no suprimento às cargas locais, foi recomendada a implantação de uma subestação 230/138 kV no município de Dianópolis, sendo suprida pelas LTs 230 kV Dianópolis – Gurupi C1, Dianópolis – Palmas C1 e Dianópolis – Barreiras C1. Esse sistema foi licitado no Leilão de Transmissão 04/2018, tendo a Energisa como proponente vencedor do certame e previsão de entrada em operação em 2024.

Objetivando solucionar problemas de atendimento às regiões sul e sudeste do estado do Tocantins, em especial na rede de distribuição que atende à região de Gurupi, foi finalizado um estudo de planejamento que recomendou a implantação de um novo páteo de 138 kV e a implantação de transformação 230/138kV na subestação Gurupi. Esse empreendimento possui previsão de licitação no primeiro leilão de transmissão de 2021.

Finalmente, cumpre notar que se encontra em desenvolvimento um estudo de planejamento para a região localizada na divisa dos estados do Maranhão, Tocantins, Piauí e Bahia. Conforme citado, a principal motivação desse estudo é a de avaliar as condições de atendimento em um horizonte de longo prazo na região denominada como MATOPIBA considerando a forte vocação agrícola desse local e as necessidades de expansão vislumbradas pelas Distribuidoras.

ESTADO DO AMAZONAS

Para aumentar a confiabilidade no atendimento à capital do estado, foi recomendada a implantação de um novo ponto de suprimento, denominado SE Tarumã, que será suprido por uma linha de transmissão em 230 kV, circuito duplo, conectando essa subestação à SE Lechuga. Esses empreendimentos possuem previsão de licitação no Leilão de Transmissão de dezembro de 2020.

Nesse mesmo estudo, também foi indicada a implantação da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, já licitada no Leilão de Transmissão 004/2018 e que possibilitará o fechamento de um anel entre as subestações Lechuga, Jorge Teixeira, Mauá 3 e Manaus.

Objetivando aumentar a qualidade e a confiabilidade no suprimento de energia elétrica ao município de Presidente Figueiredo, foi indicado um novo ponto de suprimento (SE Presidente Figueiredo 230/69 kV), seccionando a LT 230 kV Balbina - Cristiano Rocha. Essa obra também possui previsão de licitação no Leilão de Transmissão de dezembro de 2020.

Para o suprimento às cargas isoladas localizadas na margem direita do rio Amazonas, foi recomendada a implantação da subestação Parintins 230/138 kV e da linha de transmissão em 230 kV Juruti - Parintins (circuito duplo). Esse sistema foi licitado em 2014, tendo a Abengoa como a proponente vencedora do certame. Contudo, como mencionado anteriormente, devido aos severos problemas financeiros enfrentados pela empresa espanhola, foi decretada a caducidade dessa concessão. Dessa forma, tornou-se necessária uma nova licitação desse empreendimento, o que resultou na Celeo Redes como proponente vencedor do certame.

É importante destacar que as demais localidades da margem direita do Rio Amazonas, serão alimentadas por um sistema de distribuição em 138 kV que se estende desde Parintins até Nova Olinda do Norte. A implantação desse sistema de 138kV ficará a cargo da distribuidora local.

Ainda com o objetivo de integração de sistemas isolados, foi efetuado o estudo para a integração ao SIN das cargas da região de Humaitá, situada na mesorregião do Sul Amazonense. Esta integração se dará através de um circuito em 138 kV a partir da SE

Caladinho II 138 kV, no estado de Rondônia, licitada no Leilão de Transmissão 04/2018, tendo o Consórcio Emtep como proponente vencedor do certame. Por sua vez, a implantação da LD 138 kV Caladinho – Humaitá, com cerca de 200 km de extensão, ficará a cargo da distribuidora local.

ESTADO DO AMAPÁ

Visando permitir o escoamento da potência fornecida pelas UHE Santo Antônio do Jari, Ferreira Gomes, Cachoeira Caldeirão e Coaracy Nunes II, foi indicada a implantação do 3º transformador 500/230 kV em Jurupari e do terceiro circuito da LT 230 kV Jurupari – Laranjal do Jari, licitado no Leilão de Transmissão 004/2018 e com previsão contratual para entrada em operação no ano de 2023.

ESTADO DE RORAIMA

Com o objetivo de promover a interligação de Boa Vista ao SIN, foi recomendada a implantação da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista. Além do papel de atendimento ao mercado de energia elétrica do estado de Roraima, essa linha de transmissão permitirá o escoamento do excedente de energia dos futuros aproveitamentos hidrelétricos da bacia do Rio Branco, ora em estudo.

Embora esse sistema tenha sido licitado no segundo semestre de 2011, vis-à-vis as dificuldades enfrentadas para a travessia da Terra Indígena Waimiri Atroari, até o momento não há previsão para a sua implantação, como já destacado anteriormente. No entanto, cumpre notar que todos os esforços estão sendo envidados por parte do Governo no sentido de viabilizar, com a maior brevidade possível, a interligação do estado de Roraima ao Sistema Interligado Nacional.

Nesse Plano Decenal, considerando a importância desse sistema não só para suprimento à carga, mas também para escoamento do excedente de energia gerado pela UHE Bem Querer, foi considerada referencialmente a entrada em operação da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista até 2027.

Paralelamente, foi realizado no dia 31/05/2019 o Leilão de Geração para suprimento à Boa Vista e localidades conectadas, que resultou na

contratação de 9 empreendimentos de variadas fontes, totalizando 294 MW de potência, que aumentarão de forma considerável a qualidade e a confiabilidade no suprimento de energia elétrica ao estado de Roraima no período que antecede a interligação de Boa Vista ao SIN.

4.6.2 REGIÃO NORDESTE

O sistema de transmissão da região Nordeste atende aos estados do Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia. Esse sistema é suprido em parte pela energia gerada na própria região, complementado pela energia importada das regiões Sudeste/Centro-Oeste através da Interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste e pelos excedentes de energia da região Norte, importados através Interligação Norte - Nordeste.

O grande potencial eólico da região, distribuído principalmente nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia, bem como do potencial solar, que também se mostra bastante proeminente nesses estados, levou à necessidade de expansão da Rede Básica da região, assim como também ao aumento da capacidade das interligações entre a região Nordeste e Sudeste, para o escoamento dos excedentes de energia.

ESTADO DO PIAUÍ

Na região do Sertão do Araripe, foram licitados dois transformadores 230/138 kV na subestação Chapada I (PI), que alimentará parte das cargas da EDPI, hoje supridas pela SE Picos. Essa subestação, bem como as linhas de transmissão em 230kV Chapada I - Chapada II e Chapada II - Chapada III, possuem data contratual de entrada em operação para 2022.

Os estudos prospectivos considerando o potencial eólico da Área Leste da região Nordeste recomendaram a implantação de uma nova subestação 500/230 kV no município de Queimada Nova. Esta nova subestação será alimentada através das LT 500 kV: Queimada Nova II – Buritirama (C1 e C2), Curral Novo do Piauí II – Queimada Nova II (C1) e Milagres II – Queimada Nova II (C1). Esse conjunto de obras, exceto a LT Milagres II – Queimada Nova II, foi licitado em 2016 e possui data contratual para

entrada em operação para 2022. Contudo, o processo de acompanhamento de implantação de obras por parte do MME já indica a possibilidade de conclusão desses empreendimentos em 2021.

De forma a proporcionar um adequado atendimento aos consumidores da microrregião do Médio Parnaíba, recomendou-se a implantação de dois transformadores 230/69 kV na SE Boa Esperança II e outros dois transformadores 230/69 kV na SE Teresina II, ambos licitados em 2017 e com previsão para entrada em operação em 2021.

Finalmente, cumpre notar que se encontra em desenvolvimento um estudo de planejamento para a região localizada na divisa dos estados do Maranhão, Tocantins, Piauí e Bahia. A principal motivação desse estudo é a de avaliar as condições de atendimento em um horizonte de longo prazo na região denominada como MATOPIBA considerando a forte vocação agrícola desse local e as necessidades de expansão vislumbradas pelas Distribuidoras.

ESTADO DO CEARÁ

Para escoar a energia eólica gerada no estado do Rio Grande do Norte e litoral leste do Ceará, foi recomendada a nova subestação 500/230 kV Jaguaruana II, que se interligará ao SIN através das LT 500 kV Açú III – Jaguaruana II (C1), Jaguaruana II – Pacatuba (C1) e das LT 230 kV Jaguaruana II – Mossoró IV (C1 e C2) e Jaguaruana II – Russas II (C1). Este sistema, licitado em 2018, elevará significativamente as margens para conexão de novos empreendimentos de geração eólica e fotovoltaica nessa região. Esse conjunto de obras possui data contratual para entrada em operação em 2023.

Na Região Metropolitana de Fortaleza foi relicitada em 2018 SE 230/69 kV Maracanaú II, no seccionamento da LT 230 kV Fortaleza II – Cauípe C2, que auxiliará no atendimento às cargas da capital cearense. Devido ao atraso na entrada em operação dessa obra, estudos recomendaram a implantação do 5º TR 230/69 kV da SE Fortaleza e 5º TR 230/69 kV da SE Pici II. Para essa região, também foi licitada em 2018 a nova SE 500/230/69 kV Pacatuba.

Recomendou-se ainda a implantação da nova subestação 230/69 kV Dias Macedo II, que será alimentada a partir da SE Fortaleza II por duas linhas de transmissão subterrâneas, a fim de atender ao

crescimento da carga local. Essa subestação está prevista para ser licitada no Leilão de Transmissão de dezembro de 2020.

Por fim, para solucionar o problema de esgotamento da transformação 230/69 kV da SE Milagres, recomendou-se a implantação da nova SE 230/69 kV Crato II, suprida através do seccionamento da LT 230 kV Milagres – Tauá II C1. Esses empreendimentos foram licitados no Leilão de Transmissão 02/2019 e possuem expectativa de entrada em operação em 2023.

ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE

Para solucionar o problema de esgotamento da transformação 230/69 kV da SE Mossoró II foi licitada em 2018 a nova SE 230/69 kV Caraúbas II, que se interligará à subestação Açú III por meio de uma linha de transmissão em circuito duplo no nível de tensão de 230kV. Com a implantação desses empreendimentos, além da solução para o esgotamento da transformação da subestação Mossoró II, espera-se um aumento nas margens de escoamento para geração localizada nessa região.

ESTADO DA PARAÍBA

Para possibilitar o pleno escoamento das usinas já contratadas na região do Seridó e aumento das margens para conexão de novos empreendimentos de geração, foi recomendada a implantação da nova SE 500 kV Santa Luzia II, que se conectará ao SIN através das LT 500 kV Santa Luzia II – Campina Grande III C1 e Santa Luzia II – Milagres II C1. Essas obras foram licitadas em 2017 e possuem data contratual para implantação em 2023. Contudo, o processo de acompanhamento de implantação de obras por parte do MME já indica a possibilidade de conclusão desses empreendimentos em 2021.

Para o atendimento a Região Metropolitana de João Pessoa, recomendou-se a implantação da nova SE 500/230/69 kV João Pessoa II, que se conectará ao SIN através da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II e dos seccionamentos das LT 230 kV Goianinha – Mussurú, Goianinha – Santa Rita II e Santa Rita II – Mussurú II, todas licitadas em 2018. Esses empreendimentos possuem data contratual para entrada em operação em 2023.

Atualmente, encontra-se em desenvolvimento um estudo de planejamento que objetiva avaliar as

condições de suprimento elétrico às regiões dos sertões dos estados da Paraíba e Pernambuco e permitir o aproveitamento de geração solar nas Regiões do Pajeú e Moxotó do estado de Pernambuco e Borborema do estado da Paraíba.

ESTADO DE PERNAMBUCO

Na região do Sertão do Araripe, foram licitados em 2018 dois transformadores 230/138 kV na subestação Chapada I (PI), que alimentará parte das cargas da Celpe, supridas hoje pela SE Bom Nome. Para atendimento às cargas da região de Carpina e Limoeiro, foi licitada em 2017 a nova subestação 230/69 kV Lagoa do Carro, que se interligará ao SIN através do seccionamento da LT 230 kV Pau Ferro – Coteminas.

Para elevar as margens de escoamento de geração na região do Porto de Suape, levando-se em consideração a não implantação da LT 500 kV Suape II – Recife II (C2) pela CHESF, foi realizado estudo de planejamento que recomendou o seccionamento da LT 500 kV Angelim II – Recife II C2 na SE Suape II. Esse seccionamento está previsto para ser implantado em 2023.

Para avaliar o atendimento à região metropolitana de Recife, foi realizado o “Estudo de Expansão da SE Bongi”, que recomendou a ampliação da capacidade transformadora da subestação Bongi com a implantação do 5º transformador 230/69kV de 200MVA, substituição de outros três transformadores 230/69 kV existentes por unidades desse mesmo porte, além da desativação da transformação 230/13,8kV.

Atualmente, encontra-se em desenvolvimento um estudo de planejamento que objetiva avaliar as condições de suprimento elétrico às regiões dos sertões dos estados da Paraíba e Pernambuco e permitir o aproveitamento de geração solar nas Regiões do Pajeú e Moxotó do estado de Pernambuco e Borborema do estado da Paraíba.

ESTADO DE ALAGOAS

Os estudos realizados sob coordenação da EPE recomendaram a expansão do sistema de transmissão de Alagoas através da nova SE 230/69 kV Maceió II,

alimentada a partir da SE Messias 230 kV por dois circuitos em 230 kV e da LT 230 kV N. S. Socorro – Penedo C2, prevista para entrada em operação em 2021.

Para o atendimento ao Sertão do estado, foi recomendada a implantação de uma nova SE 230/69 kV denominada Santana II, no município de Santana do Ipanema, conectada ao SIN através do seccionamento da LT 230 kV Paulo Afonso III – Angelim. Esses empreendimentos foram licitados no ano de 2018 e possuem data contratual para entrada em operação no ano de 2022. Contudo, o processo de acompanhamento de implantação de obras por parte do MME já indica a possibilidade de conclusão desses empreendimentos já no ano de 2021.

Visando contribuir com o escoamento de geração na área leste da região Nordeste e com o atendimento às cargas da capital do estado de Alagoas, recomendou-se ainda a implantação da LT 230 kV Messias – Rio Largo II (C4). Essa linha de transmissão foi licitada no Leilão de Transmissão 02/2019 e possui data contratual para entrada em operação em 2023.

ESTADO DO SERGIPE

As principais obras de expansão da Rede Básica recomendadas pela EPE no estado de Sergipe incluem a nova subestação 230/69 kV Nossa Senhora do Socorro, alimentada a partir do seccionamento da LT 230 kV Jardim – Penedo, a LT 230 kV Nossa Senhora do Socorro – Penedo C2, o 3º ATR 500/230 kV da SE Jardim e a LT 500 kV Xingó – Jardim C2. Esse conjunto de empreendimentos possui previsão de entrar em operação ao longo do ano de 2020.

Para o pleno escoamento da UTE Porto de Sergipe (aproximadamente 1500 MW), foi licitada em 2018 a LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina C1. Essa linha de transmissão possui previsão para entrada em operação em 2023.

Destaca-se ainda que estão sendo realizados estudos para se definir um novo ponto de suprimento às cargas da distribuidora local devido ao esgotamento para expansão da SE 230/69 kV Itabaiana e para evitar sobrecargas no sistema de transmissão que atende ao estado de Sergipe em

condições de exportação de energia pela região Nordeste.

ESTADO DA BAHIA

O estado da Bahia, assim como o Ceará, Piauí e Rio Grande do Norte, tem-se firmado nos últimos anos como um dos grandes produtores de energia eólica no País, principalmente nas regiões central e sul do estado. Além disso, a sua posição geográfica (divisa das regiões Nordeste e Sudeste), acarretou na grande necessidade de implantação de reforços de transmissão para escoamento de energia de usinas eólicas e aumento da capacidade de intercâmbio energético entre essas duas regiões.

Nesse sentido, estudos para aumento da capacidade de transmissão da interligação Nordeste – Sudeste para o escoamento dos excedentes de geração na região Nordeste recomendaram a implantação das já licitadas LT 500 kV: Rio da Éguas – Arinos II (C1), Bom Jesus da Lapa II – Janaúba 3 (C1) – Igaporã III – Janaúba 3 (C1 e C2), Sapeaçu – Poções III (C1) e Poções III – Padre Paraíso 2 (C1 e C2).

Ainda para expansão da interligação Nordeste – Sudeste e atendimento às cargas da Coelba localizadas no sul da Bahia, foi recomendada (e já licitada) a LT 500 kV Ibicoara – Poções III, LT 230 kV Poções III – Poções II (C1 e C2) e uma nova SE 500/230 kV Poções III.

Além disso, para permitir o escoamento de geração das regiões central e sul do estado, bem como propiciar um adequado controle de tensão na malha de 230 kV da região extremo sul, a EPE finalizou dois estudos de planejamento que agregarão reforços sistêmicos de grande relevância para essas regiões.

Dentre as principais ampliações recomendadas por esses estudos destacam-se: LT 500kV Morro do Chapéu II – Poções III; LT 500kV Poções III – Medeiros Neto II; LT 500kV Medeiros Neto II – João Neiva 2; SE 500/230kV Medeiros Neto 2; LT 230kV Medeiros Neto II – Teixeira de Freitas II, CD e Compensador Síncrono -180/300 Mvar na SE Medeiros Neto II. Todo esse conjunto de empreendimentos está previsto para ser licitado no Leilão de Transmissão de dezembro de 2020.

Para atendimento às cargas da Coelba no município de Alagoinhas, estudos de planejamento recomendaram a implantação da SE 230/69 kV

Alagoinhas II, alimentada através do seccionamento da LT 230 kV Cícero Dantas – Catu (C2) e a SE Itabuna III 230/138 kV, alimentada através do seccionamento da LT 230 kV Funil – Itapebi (C1). Essas obras foram licitadas em 2018 e possuem data contratual para implantação em 2021. Contudo, o processo de acompanhamento de implantação de obras por parte do MME já indica a possibilidade de conclusão desses empreendimentos em 2020.

Para solucionar o problema de esgotamento da transformação 230/69 kV da SE Tomba, foi recomendada a implantação da nova SE 230/69 kV Feira de Santana III, que se interligará ao SIN através do seccionamento da LT 230 kV Governador Mangabeira – Camaçari II C2. Esses empreendimentos foram licitados no ano 2018 e possuem data para entrada em operação em 2021.

Para atendimento às cargas da região de Olindina recomendou-se a implantação de dois transformadores 230/69 kV na SE Olindina, que resultou na necessidade de se implantar novos setores de 230kV e 69kV na subestação existente. Esses empreendimentos foram licitados no Leilão 02/2019 e possuem data contratual para entrar em operação em 2023.

Devido ao crescimento expressivo da carga na região oeste da Bahia, realizou-se estudo de planejamento que recomendou a implantação da nova SE 230/69 kV Rio Formoso II, alimentada pela LT 230 kV Barreiras II – Rio Formoso II CD C1 e C2. Esses empreendimentos foram licitados no Leilão 02/2019 e possuem data contratual para entrar em operação em 2024.

Ainda sobre a região oeste do estado, a EPE finalizou um estudo de planejamento para atendimento às regiões de Barreiras e Rio Grande e recomendou a implantação das seguintes obras: LT 230kV Barreiras – Barreiras II C3, Seccionamento da LT 230 kV Barreiras II – Rio Grande II na SE Barreiras e LT 230 kV Rio Grande II – Rio das Éguas.

Na região do extremo sul da Bahia, em substituição à LT 230 kV Funil – Itapebi C3, cuja concessão foi cassada, recomendou-se a implantação da LT 230 kV Poções III – Itapebi C1. Essa linha de transmissão foi licitada no Leilão 02/2019 e possui data contratual para entrar em operação em 2025.

Destaca-se que foi realizado estudo que recomendou a relicitação da SE 230/69 kV Pirajá, com uma nova solução de suprimento a partir de duas linhas de transmissão subterrâneas provenientes da SE Camaçari IV. Essa subestação foi relicitada no Leilão 02/2019 e possui data contratual para entrar em operação em 2025.

Finalmente, cumpre notar que se encontra em desenvolvimento um estudo de planejamento para a região localizada na divisa dos estados do Maranhão, Tocantins, Piauí e Bahia. A principal motivação desse estudo é a de avaliar as condições de atendimento em um horizonte de longo prazo na região denominada como MATOPIBA considerando a forte vocação agrícola desse local e as necessidades de expansão vislumbradas pelas Distribuidoras.

4.6.3 REGIÃO SUDESTE

O sistema elétrico da região Sudeste é constituído por uma Rede Básica com mais de 35.000 km de linhas nas tensões de 750, 500, 440, 345 e 230 kV e um sistema em 138, 88 e 69 kV referente às Demais Instalações de Transmissão (DIT).

A região, constituída pelos estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Espírito Santo, tem a maior malha interligada do País, atendendo cerca de 50% da carga do SIN. Os maiores centros de consumo estão localizados nas áreas metropolitanas de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais, afastados das principais fontes de geração, resultando a necessidade de uma extensa rede de transmissão em alta tensão para o seu atendimento.

ESTADO DE SÃO PAULO

Com relação ao atendimento à região metropolitana de São Paulo, destaca-se a LT 345 kV Bandeirantes – Piratininga II C1 e C2, subterrânea, com extensão aproximada de 15 km, que entrou em operação em abril de 2020. Essa nova linha de transmissão foi recomendada com o objetivo de sanar os problemas de sobrecarga durante contingência simples da LT 345 kV Xavantes – Bandeirantes C1, C2 e C3, além de prover a SE Bandeirante de confiabilidade diferenciada, uma vez que é uma

subestação que supre uma parcela significativa da carga da capital.

Ainda sobre a região metropolitana de São Paulo, o estudo de atendimento às regiões Norte, Sul e Leste da capital recomendou um conjunto de reforços estruturais que propiciarão o fechamento de um anel em 345 kV. Cerca de 50 km de novas linhas de transmissão subterrâneas em circuito duplo, mais a construção de duas novas subestações compactas (GIS) 345/88 kV, com capacidade máxima de transformação de 1200 MVA cada, irão suprir as cargas da ENEL SP, trazendo benefícios que se traduzem em ganho de confiabilidade em horizonte superior a 20 anos. As obras, que perfazem

investimentos em um total aproximado de R\$ 2,5 bilhões, serão licitadas no leilão de dezembro de 2020.

No que diz respeito ao atendimento às cargas do litoral de São Paulo, em 2013, a EPE concluiu estudo no qual foram recomendados como reforços estruturais dois novos pontos de suprimento: SE Manoel da Nóbrega 230/138-88 kV, para atendimento às cargas do litoral sul, e SE Domênico Rangoni 345/138 kV, para atendimento às cargas do litoral norte. Ambas as subestações foram licitadas em 2014, no Leilão ANEEL nº 001/2014, com previsão contratual para entrarem em operação em setembro de 2017, sob concessão da Empresa Litorânea de Transmissão de Energia S.A (ELTE). No entanto, após início do processo de licenciamento e de projeto, a transmissora responsável tem relatado dificuldades para a viabilização do traçado apresentado para a linha de transmissão em 345 kV entre a futura SE Domênico Rangoni e o ponto de seccionamento da LT 345 kV Baixada Santista – Tijucão Preto C3, principalmente em decorrência de interferências críticas com o zoneamento aeroportuário da Base Aérea de Santos. Dessa forma, enquanto as tratativas relacionadas ao contrato de concessão encontravam-se em andamento no âmbito da ANEEL, a EPE, a pedido e com o suporte do MME, concluiu estudo no sentido de buscar solução viável para o atendimento ao litoral norte do estado. Também estão sendo estudadas medidas de mais curto prazo, no âmbito do GT Litoral (com

participação do ONS, EPE, SEINFRA-SP, ISA-CTEEP, ELEKTRO e CPFL), que possam minimizar o impacto do atraso desses empreendimentos.

Para as regiões de Mairiporã, Santo Ângelo e Bragança Paulista, entrou em operação em 2019 a SE Água Azul 440/138 kV, composta por dois bancos de autotransformadores de 300 MVA cada. Essa nova subestação também propicia o aumento da confiabilidade no atendimento ao Aeroporto Internacional de Guarulhos. Ainda nessa região, foi finalizado em 2020 um estudo abrangendo municípios entre Mairiporã e São José dos Campos. Esse estudo recomendou a construção da SE Dom Pedro I, que deverá ser licitada no primeiro leilão de 2021. A entrada da nova subestação 230/88 kV resulta no aumento de confiabilidade para o atendimento do sistema em 88 kV que possui cargas industriais. Outra recomendação foi a expansão da capacidade da transformação 230/88 kV em São José dos Campos com a substituição dos transformadores atuais, ampliando a capacidade de 600 MVA para 900 MVA. O investimento total previsto é da ordem de R\$ 220 milhões.

Para o sistema da região oeste do estado de São Paulo, foi finalizado, em 2015, um estudo que recomendou a implantação de dois novos pontos de suprimento: SE Baguaçu 440/138 kV e SE Alta Paulista 440/138 kV. Esses dois novos pontos de suprimento, licitados em abril de 2017 no Leilão ANEEL nº 05/2016, reforçam o atendimento a diversos municípios do interior de São Paulo, tais como Presidente Prudente, Flórida Paulista, Dracena, Tupã, Valparaíso, Araçatuba e Birigui. O prazo contratual para entrada em operação desses empreendimentos é agosto de 2021, porém é vislumbrada uma possibilidade de antecipação na entrada em operação dessas novas subestações para dezembro de 2020.

Dando continuidade aos estudos de expansão dos sistemas supridores de municípios do interior do estado de São Paulo, foi finalizado no segundo semestre de 2017 o estudo de atendimento à região de Capão Bonito, que objetivou eliminar restrições associadas à contingência do único circuito em 230 kV que interliga a SE Botucatu à SE Capão Bonito. A solução estrutural recomendada contempla novas linhas de transmissão em 230 kV, além de reforços na DIT 138 kV. Parte dessa solução, a nova LT 230 kV Capão Bonito – Itararé II, foi licitada no Leilão

nº 04/2018, com prazo contratual de implantação de março de 2023.

Com o objetivo de garantir as condições de qualidade, controle e confiabilidade praticadas no SIN, mesmo em cenários mais severos de intercâmbios de energia entre o subsistema da região Sudeste/Centro-Oeste e os demais subsistemas, foi realizado o estudo de compensação reativa para os sistemas em 440kV e 500 kV do estado de São Paulo. Como resultado deste estudo, em setembro de 2020 entraram em operação três compensadores síncronos de -180/300 Mvar instalados na SE 500 kV Araraquara II.

Em função do recente aumento de usinas fotovoltaicas habilitadas em leilões de geração, identificou-se um elevado potencial de contratação desse tipo de fonte na região noroeste do estado de São Paulo. Embora as contratações ainda não tenham sido representativas nessa região, há uma expectativa de aumento da competitividade para esse tipo de fonte, podendo acarretar maiores montantes contratados nos próximos leilões, ou mesmo no ACL, e, conseqüentemente, atingir rapidamente os limites de escoamento atualmente calculados. Dessa forma, foi concluído, no primeiro semestre de 2018, um estudo prospectivo para a definição da expansão ótima da rede dessa região, onde foram recomendados reforços que não só possibilitam a ampliação da margem de contratação de novos projetos de geração, mas que também propiciam o adequado atendimento ao mercado local. Desse conjunto de reforços, destacam-se a LT 440 kV Três Irmãos – Ilha Solteira C2, licitada no Leilão nº 02/2019 com prazo contratual de implantação de setembro de 2023, e o segundo banco de transformadores 440/138 kV, 300 MVA, na SE Água Vermelha, já autorizado e com prazo para entrada em operação em 2024.

Por fim, destaca-se o Estudo de Avaliação de Reforços na Rede DIT do Estado de SP, emitido em abril de 2019, que culminou com a recomendação de obras de elevação de capacidade de linhas existentes em 138 kV, cujos trechos alterados totalizam 224,3 km. O investimento total previsto é da ordem de R\$ 200 milhões, incluindo nesse montante os investimentos associados às adequações nos terminais das linhas devido ao aumento da capacidade.

ESTADO DE MINAS GERAIS

Foram recomendados diversos reforços para o sistema de transmissão que atende ao estado de Minas Gerais, os quais em sua maioria já se encontram em fase de execução.

Para as regiões Central e Leste, estão em andamento obras estruturantes de grande porte visando a adequação do atendimento a essas importantes cargas do estado. As novas SEs 500/345 kV Presidente Juscelino, 500/230 kV Itabira 5 e 345/138 kV Betim 6 e LTs 500 kV, 345 kV e 230 kV associadas, além de reforços no sistema distribuidor local, permitirão um atendimento robusto a essas regiões no horizonte decenal. A nova LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano 2, aliada ao novo eixo em 500 kV Pirapora 2 – Presidente Juscelino – Itabira 5, com conexões em 345 kV para atendimento à região metropolitana de Belo Horizonte, trazem grande robustez ao atendimento elétrico do estado e em especial à sua capital.

Na região Leste estão em andamento a construção da nova SE 230/138 kV Timóteo 2 e a LT 230 kV Mesquita – Timóteo 2, para o atendimento à região de Timóteo, que hoje é realizado apenas pela LT 230 kV Ipatinga 1 – Timóteo, não atendendo ao critério N-1. Em virtude de atrasos recorrentes destas obras, a ANEEL analisa um processo de transferência dos ativos da ETTM para a Mantiqueira Transmissora. Este atraso inviabiliza a transferência de carga da SE Coronel Fabriciano para a nova SE Timóteo 2, ocasionando problemas operativos para a SE Ipatinga 1.

Na região da Mantiqueira, citam-se a nova LT 345 kV Itutinga – Jeceaba, a LT 345 kV Jeceaba – Itabirito 2 C2 e a LT 345 kV Itabirito 2 – Barro Branco, todas em processo de execução. Elas garantem o atendimento ao critério N-1 na região e o aumento da confiabilidade de suprimento de energia elétrica.

Com relação às inserções regionais destacam-se a nova SE 230/138 kV Janaúba 3 e a nova LT 230 kV Irapé - Janaúba 3, que estenderá a Rede Básica até a região Norte do estado, bem como a nova SE 345/138 kV Varginha 4 na região Sul e a nova SE 230/69 kV João Monlevade 4 e 230/138 kV Braúnas

na região Leste. Cita-se, ainda, a nova SE 230/138 kV Jaíba, que garante um novo ponto da Rede Básica no extremo Norte do estado.

Diversas ampliações em transformações de fronteira foram concebidas e já iniciaram o processo de implantação, como as SEs Neves 1, Ipatinga 1, Barbacena 2, Pimenta, Barreiro, Juiz de Fora, Governador Valadares 2 e Itabira 2 para permitir o atendimento ao critério N-1 e melhorar a confiabilidade. No caso particular da SE 230/138 kV Ipatinga 1 foi indicada uma nova configuração do sistema de 230 kV local que permitirá a liberação de espaço físico nesta SE para a individualização da proteção das unidades transformadoras, passando a atender o critério N-1.

Para o atendimento à Zona da Mata Mineira, foi recomendado um novo ponto de atendimento à distribuidora Energisa Minas Gerais. Essa região será atendida pela nova SE 345/138 kV Leopoldina 2 e as novas LTs 345 kV Santos Dumont 2 – Leopoldina 2 e Leopoldina 2 – Lagos, permitindo uma nova conexão entre os estados de Minas Gerais e Rio de Janeiro. Adicionalmente, será expandida a transformação 345/138 kV da SE Padre Fialho, que receberá novo acesso 138 kV da Cemig-D para atendimento à região de Carangola.

Outro estudo finalizado foi o de atendimento ao Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba, que recomendou três novos pontos de fronteira para a região, a nova SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2, a nova SE 345/138 kV Uberlândia 10 e a nova SE 345/138 kV Araxá 3. Somam-se a esses reforços a nova transformação 500/345 kV da SE Nova Ponte existente, a LT 345 kV Nova Ponte – Uberlândia 10 e a LT 345 kV Nova Ponte – Araxá 3. Essas obras propiciarão alívio para a malha 138 kV local da Cemig-D, cujo carregamento é muito sensível aos diversos cenários de geração, além de permitir a abertura de margens para futuros projetos de geração a biomassa e solares fotovoltaicos, que têm grande potencial nesta região. Todos esses reforços já foram licitados e encontram-se em fase de implantação.

No que se refere aos reforços relacionados ao escoamento prospectivo de energia renovável, foram arrematados com sucesso no Leilão de Transmissão

ANEEL nº 002/2018 as instalações recomendadas no estudo de escoamento do potencial solar das regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais. Nesse estudo, foi indicada como solução estrutural a construção da SE 230/138 kV Jaíba, da LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba C1 e C2, da LT 345 kV Pirapora 2 – Três Marias e da nova transformação 500/230 da SE Janaúba 3. Com isso, foram criados novos pontos para conexão de empreendimentos solares futuros, além da já

mencionada SE Jaíba, com atendimento regional para o extremo Norte do estado.

É importante mencionar que a robustez no sistema que atende o estado de Minas Gerais também foi alcançada com as obras de expansão da interligação entre as regiões Nordeste e Sudeste para escoamento do excedente de potencial eólico contratado e previsto para a região Nordeste.

BOX 4.7 - AUMENTO DA CAPACIDADE TRANSMISSÃO NO ESTADO DE MINAS GERAIS

Está em fase de conclusão um estudo desenvolvido em 2020 com foco na expansão da capacidade de transmissão no estado de Minas Gerais, a partir da sua região norte. Este estudo abordou uma importante ampliação da infraestrutura regional – que favorecerá o desenvolvimento socioeconômico do norte de Minas Gerais – e, do ponto de vista do Sistema Interligado Nacional (SIN), cumprirá o papel estratégico de reforçar a capacidade de transmissão desta região até os principais centros de carga da região Sudeste, favorecendo o desempenho elétrico da rede interligada.

A expansão analisada visualiza duas etapas de implantação. A primeira, prevista para entrar em operação num primeiro momento, visa o citado reforço sistêmico, possibilitando também maior capacidade de escoamento para projetos de geração renovável previstos para a região num futuro próximo. A segunda etapa, prevista de forma indicativa para o final do horizonte decenal, será objeto de posterior atualização, ficando atrelada à necessidade futura de evolução do sistema de transmissão, harmonizando-se com a expansão da interligação NE-SE a ser estudada, o que possibilitará atender ao crescimento da demanda e à integração ao SIN também da expansão prevista do parque gerador da região nordeste até o estado de Minas Gerais e ao subsistema sudeste.

ESTADO DO ESPÍRITO SANTO

Para o atendimento à região da Grande Vitória, entraram em operação no ano de 2020 o 5º banco 345/138 kV na SE Vitória e o 4º banco 345/138 kV na SE Viana. Essas ampliações atenderão de forma satisfatória essa região até a entrada em operação da SE 500/345/138 kV João Neiva, prevista para o ano 2022. Além disto está prevista a instalação do 2º banco transformador na SE 500/345 kV Viana 2 já para o ano de 2020.

Na região Sul do estado, está prevista a implantação da nova SE 500/345/138 kV Rio Novo do Sul, conectada à SE Mutum 500 kV em Minas Gerais e suprida através do seccionamento das linhas 345 kV de Campos para Viana e Vitória para 2021.

No Norte do estado a entrada em operação da SE 230/138 kV São Mateus permitiu o atendimento adequado a esta região.

Finaliza as indicações de ampliações o 2º banco 230/138 kV na SE Verona para atendimento ao critério N-1. Está em andamento um novo estudo de atendimento ao Espírito Santo considerando o elenco com as obras emergenciais e estruturais já recomendadas. Este estudo contemplará a análise da rede de atendimento à região da serra capixaba, a qual, segundo informações da EDP, apresenta restrições de carregamento e perfil de tensão.

ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Um dos principais reforços que estão sendo incorporados ao SIN é o novo setor de 345 kV da SE Nova Iguaçu, com um autotransformador 500/345 kV – 3x300 MVA no seu estágio inicial. Adicionalmente, também está prevista a expansão da transformação 500/138 kV com a entrada do 2º e 3º banco - 3 x 300 MVA. Todas essas obras deverão entrar em operação comercial em 2021, trazendo uma melhora significativa no atendimento a carga da região do Grande Rio, principalmente.

Destaca-se também a implantação da SE Terminal Rio, que entrou em operação comercial em 2020, que permitirá o aumento de intercâmbio indicado pelos estudos energéticos para a região Sudeste, através da instalação do segundo elo de

corrente contínua entre as regiões Norte e Sudeste (Xingu-Terminal Rio), sendo indicada a implantação da SE Terminal Rio nas proximidades de Nova Iguaçu. A SE Terminal Rio secciona as linhas em 500 kV Adrianópolis – Resende e Adrianópolis – Cachoeira Paulista, além de se conectar à SE Nova Iguaçu por meio de dois circuitos em 500 kV.

Ainda com relação a região do Grande Rio, está em atividade um Grupo de Trabalho (GT) com o objetivo de indicar solução de longo prazo para o crescente nível de curto-circuito na capital do estado. Esse GT é coordenado pela EPE e conta com a participação do ONS, Light e Furnas. Dentre as atividades do GT, destacam-se a ampla pesquisa de soluções de dispositivos limitadores de curto-circuito e as simulações da efetividade de cada uma delas na região de interesse. De acordo com o cronograma de atividades vigente, a indicação da solução de longo prazo para mitigação dos níveis de curto-circuito deverá ocorrer até o fim de 2020. Registra-se também a ampliação da SE 500/138 kV Zona Oeste, com a implantação do 2º banco transformador de 900 MVA.

Para a região de Niterói, São Gonçalo e Magé, foi indicada a necessidade de uma nova Rede Básica de Fronteira na localidade de Sete Pontes, em virtude do esgotamento do sistema distribuidor local para atendimento a carga desses municípios.

Na região de Campos e dos Lagos, prevê-se para 2022 a implantação da nova SE 345/138 kV Lagos, aliviando significativamente o carregamento da SE 345/138 kV Campos, resultando numa melhora significativa no atendimento as cargas dessas regiões.

Merece destaque especial o estudo para escoamento das usinas térmicas contratadas e futuras dos estados do RJ e ES. Este estudo indicou um novo eixo em 500 kV em circuito duplo deste a SE Terminal Rio até a SE Mutum, em MG, passando pelas novas SEs coletoras Lagos e Campos 2. Este estudo foi mais detalhadamente descrito no Box 4.8 e as obras estão previstas para entrada em operação comercial em 2023.

Por fim, destaca-se o estudo de atendimento à região de Itaboraí (Norte Fluminense) e adjacências (Cambuci, Santo Antônio de Pádua, São Fidélis,

Itaperuna e Natividade), o qual indicou como melhor solução técnico-econômica, investimentos no sistema de distribuição, propondo a implantação progressiva

de bancos de capacitores na SE 138 kV Cambuci, bem como conversões de tensão de 34,5 kV para 69 kV em parte do sistema distribuidor local.

BOX 4.8 - CONEXÃO DO POTENCIAL TERMELÉTRICO DA REGIÃO NORTE FLUMINENSE

O surgimento de diversos projetos de infraestrutura portuária adaptada à indústria de petróleo e gás na costa dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, aliado à prevista expansão da produção nacional de gás natural sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal, proporcionará ao mercado oportunidades de acesso a volumes significativos de gás a custos competitivos e poderá ampliar significativamente a contribuição do gás natural na matriz energética brasileira

Esse crescimento potencial motivou a avaliação de soluções estruturais para a expansão do sistema de transmissão da região, de modo a permitir, no longo prazo, o escoamento da produção total da energia proveniente do conjunto de novas usinas térmicas a gás natural previstas nos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, com capacidade estimada em cerca de 11,2 GW, de acordo com informações cadastradas na EPE.

A solução recomendada propôs um escalonamento de obras, compatibilizando a expansão da transmissão e da geração. As instalações componentes da primeira etapa da solução estrutural foram licitadas no Leilão 04/2018, de dezembro de 2018. A previsão de entrada comercial é 2023.

As instalações recomendadas para esta primeira etapa proveem margem adicional de cerca de 2.000 MW para novas contratações, além do montante de 3,5 GW já contratados, totalizando desta forma aproximadamente 5.500 MW de capacidade de escoamento de novas fontes de geração na área RJ/ES.

O investimento total já contratado é da ordem de R\$ 1,12 bilhões, referentes a aproximadamente 1.100 km de novas linhas de transmissão em 500 kV, duas novas subestações de Rede Básica em 500 kV e expansões da rede existente.

4.6.4 REGIÃO CENTRO-OESTE E ESTADOS DO ACRE E RONDÔNIA

A região Centro-Oeste, constituída pelos estados de Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e do Distrito Federal, interliga-se desde 2009 aos estados do Acre e Rondônia, constituindo cerca de 7% da carga do SIN. Os maiores centros de consumo estão localizados nas áreas metropolitanas.

Atualmente a Rede Básica desta região tem linhas em 500 kV, 345 kV e 230 kV. Além da Rede Básica, o atendimento ao Centro-Oeste conta com um extenso sistema em 138 kV e 69 kV, referente às DIT. Com a entrada das UHE Jirau e Santo Antonio, a capacidade instalada da região aumentou significativamente, e o Estado de Rondônia passou para a condição de grande exportador de energia.

ESTADO DE GOIÁS E DISTRITO FEDERAL

Foram recomendados importantes reforços estruturais no sistema de transmissão de energia do Distrito Federal, com destaque para a recomendação de um novo ponto de suprimento para esta região: SE Brasília Leste 500/138 kV. Esse novo ponto de suprimento já se encontra em operação e proporcionará maior equilíbrio entre as fontes que atendem atualmente a Capital Federal, ao mesmo tempo em que trará aumento da confiabilidade no suprimento às cargas atendidas.

No estado de Goiás, destaque para as ampliações das transformações que atendem a região metropolitana de Goiânia: Subestações de Anhanguera, Bandeirantes, Trindade, Xavantes e Carajás. Foi indicado também o atendimento à região de Inhumas, que recomendou a nova SE 230/138 kV

Goianira e as LTs 230 kV Trindade – Goianira e Goianira – Xavantes, que solucionam problemas no sistema distribuidor local. Porém com a redução do carregamento pós pandemia, a necessidade desta SE foi postergada, optando-se pela ampliação da SE 230/138 kV Xavantes.

Recentemente, entrou em operação a LT 230 kV Trindade – Firminópolis, que elimina o atendimento radial da SE Firminópolis à região Oeste do estado.

Foram arrematados com sucesso no Leilão de Transmissão ANEEL nº 002/2018 diversos reforços no estado, com destaque para a nova transformação 345/230 kV e novo pátio 345 kV da SE Pirineus existente e a nova LT 230 kV Edéia-Cachoeira Dourada. Em conjunto com as obras já autorizadas de expansão das transformações de fronteira de Edéia e Cachoeira Dourada, estes reforços permitirão eliminar problemas no eixo de 230 kV na região central e sul do estado.

Foi outorgado, também, o novo compensador estático da SE Barro Alto, necessário para dar suporte de tensão a toda região norte do estado quando da perda de uma LT do eixo de 230 kV Serra da Mesa – Niquelândia - Barro Alto – Águas Lindas. Além disto, foi indicada como solução mais econômica para atendimento à região norte do Estado (Porangatu) reforço no sistema distribuidor em 138 kV local, bem com as ampliações das SEs 230/138 kV Serra da Mesa e 230/69 kV Itapaci.

Foi também arrematada no mesmo leilão a nova SE 230/138 kV Rio Claro 2, que atenderá a região de Rio Claro, Jataí e Rio Verde atendendo os critérios de confiabilidade vigentes.

Com relação à região Nordeste de Goiás, foi recomendado, no horizonte de planejamento indicativo, a nova SE 230/138 kV Iaciara 2, a LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2 C1 e C2 e o novo pátio 230 kV da SE Rio das Éguas existente. Esses reforços deverão ser levados a outorga apenas se for confirmada a execução de todo o potencial de PCHs da região de Iaciara. O sistema distribuidor local consegue escoar apenas uma fração desse potencial, a partir do qual o referido reforço estrutural se faz

necessário. Essas obras ainda aguardam o início do processo licitatório, portanto, a depender da implantação desses empreendimentos de geração. Situação semelhante foi a recomendação de um novo pátio de 138 kV na SE 500/230 kV Itaguaçu, uma vez que o início do processo licitatório depende da concretização de empreendimentos relacionados a geração de usinas térmicas a biomassa na região sudeste do estado de Goiás e no Triângulo Mineiro.

O carregamento das linhas de transmissão e subestações localizadas na região central do estado de Goiás, devido a seu posicionamento eletro-geográfico, é bastante influenciado pelo cenário de intercâmbio entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste. Particularmente o eixo de 230 kV entre as SEs Trindade-Xavantes-Pirineus-Brasília Sul, serve de caminho a esse fluxo de intercâmbio entre as regiões citadas, em ambos os sentidos de exportação. Dessa forma, em cenários críticos de carregamento, tanto no período seco como no úmido da Região Norte, contingências nesse eixo levam a sobrecargas nas linhas remanescentes. Como solução desse problema havia a perspectiva de interligação de uma nova linha de transmissão de 500 kV ao sistema elétrico regional interligando a SE Trindade a uma nova SE denominada Silvânia. Essa LT foi concebida devido à necessidade de ampliação da capacidade da interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro Oeste e tinha originalmente o ano 2021 como ano de necessidade. No entanto, com a redução da carga do SIN devido à recessão econômica recente, houve uma diminuição significativa de contratação de energia nova através dos leilões do mercado regulado, o que postergou a necessidade de implantação dessa LT para o ano 2027, a princípio. Devido a essa postergação, o sistema elétrico regional ficou exposto às condições inadmissíveis descritas acima, havendo necessidade, portanto, da realização de um estudo para a determinação de reforços estruturais necessários que permitam o atendimento ao critério N-1 no eixo de 230 kV dessa região central do estado de Goiás, sendo que uma das alternativas consideradas seria a antecipação da nova LT 500 kV Trindade-Silvânia e da nova SE 500 kV Silvânia. Analisou-se, portanto, o benefício de antecipação de parte dos reforços estruturais previstos para aumento da capacidade da interligação entre as regiões citadas, em comparação à recomendação de

outros reforços, para atendimento ao critério N-1 da Rede Básica que atende à região central do estado de Goiás. Assim, optou-se pela antecipação de reforços em 500 kV no Estado de Goiás, que estavam inicialmente relacionados ao escoamento do novo elo de corrente contínua Graça Aranha – Silvânia, de caráter indicativo, conforme já exposto. Desta forma foi recomendada a antecipação da SE 500 kV Silvânia e respectivos seccionamentos e da LT 500 kV Trindade – Silvânia. Vale destacar que essas obras além dos benefícios citados, também dotam o sistema elétrico da região central do estado de Goiás de um novo ponto de conexão ao sistema em 500 kV, que é interessante uma vez que há dificuldades para novas expansões nas SEs existentes de Luziânia e Samambaia; e propicia ao sistema elétrico de 500 kV de suprimento à capital Goiânia o atendimento ao critério diferenciado N-2, quando da perda da LT 500 kV Trindade-Rio Verde Norte de circuito duplo. Essas obras estão previstas para licitação no próximo Leilão de Transmissão da ANEEL, a ser realizado no final de 2020.

ESTADOS DO ACRE E RONDÔNIA

Existem ainda algumas cargas do estado do Acre que são isoladas e que passarão a ser supridas pela Rede Básica, com previsão de integração das localidades de Cruzeiro do Sul, Tauracá e Feijó ao SIN (item 4.4.2) através de linha de 230 kV entre Cruzeiro do Sul, Feijó e Rio Branco, que estão previstas para entrada em operação em 2025.

O sistema de transmissão de Rondônia atende, por meio de linhas de transmissão em 230 kV, às regiões de Vilhena, Pimenta Bueno, Ji-Paraná, Jauru, Porto Velho, Ariquemes e Abunã. Da subestação Ji-Paraná parte uma linha de transmissão em 138 kV, com destino à cidade de Rolim de Moura, na região centro-sul do estado.

Em Rondônia, está prevista a integração do sistema isolado da região de Machadinho do Oeste, através de sistema de distribuição em 138 kV que será suprido via nova transformação 230/138 kV na subestação de Jaru.

Além dessas obras, estão indicados reforços de transmissão em 230 kV e de compensação reativa adicional, para permitir o escoamento das unidades adicionais previstas na UHE Santo Antônio, do rio Madeira. Tanto o abaixamento 230/138 kV em Jaru

citado anteriormente, quanto as obras associadas ao escoamento das máquinas adicionais de Santo Antônio haviam sido arrematadas pela transmissora Isolux no Leilão de Transmissão ANEEL nº 001/2015. No entanto, como o contrato de concessão não havia sido assinado, as obras foram relicitadas em abril de 2017, tendo entrado em operação durante o ano de 2020.

ESTADO DO MATO GROSSO

Estudos anteriores indicaram reforços no atendimento ao sistema que supre a região de Alta Floresta, tendo sido recomendada conexão com o sistema de distribuição da Energisa MT via abaixamento 500/138 kV na futura subestação de Paranaíta. Ainda utilizando o sistema de escoamento das usinas do Teles Pires, para solucionar o esgotamento do tronco em 138 kV entre as SEs Barra do Peixe e Vila Rica (730 km), entrou em operação em junho de 2018, um abaixamento 500/230 kV em Paranatinga, de onde partirá uma linha de transmissão em circuito simples para a SE Canarana, da Energisa MT. Em Canarana também entrou em operação em junho de 2018 a transformação de fronteira 230/138 kV para atendimento à distribuidora. Adicionalmente, para reforçar esse tronco em 138 kV que chega à SE Vila Rica, foi indicada a instalação de duas linhas em 138 kV Vila Rica – Santana do Araguaia e três transformadores defasadores (uma unidade reserva) na subestação de Santana do Araguaia, no Pará.

Foi finalizado ainda um estudo para atendimento ao mercado da região norte do Mato Grosso, que contemplou a avaliação da permanência ou não do ramal provisório de Sinop, instalado no seccionamento da LT 500 kV Claudia – Paranatinga C2 em função do atraso nas obras de transmissão previstas. O objetivo desse ramal provisório foi de permitir a energização da UHE Teles Pires e o escoamento de parte da energia gerada. Por outro lado, ainda que o sistema de transmissão para escoamento de Teles Pires esteja completo, foi identificada necessidade de novo ponto de suprimento às cargas da Energisa MT, motivo pelo qual a avaliação resultou na recomendação da adequação do ramal provisório aos padrões de Rede Básica, para que o mesmo se torne um ponto permanente de atendimento à região.

Com relação à região metropolitana da Capital, foi feita uma reavaliação do atendimento a Cuiabá, em que foi verificada a necessidade da SE 500/138 kV Cuiabá Norte, para aliviar os fluxos na rede 230 kV e prover um novo ponto de fronteira para a região metropolitana de Cuiabá, reduzindo os carregamentos nas transformações 230/138 kV da SE Coxipó. A subestação Cuiabá Norte contará inicialmente com um único banco transformador, e com a expectativa de, em 2030, uma segunda unidade, a depender da evolução das cargas e desempenho da rede local.

ESTADO DO MATO GROSSO DO SUL

Com o objetivo de solucionar os problemas previstos no atendimento elétrico ao estado do Mato Grosso do Sul, foi emitido, em 2015, um estudo de planejamento que recomendou um quantitativo expressivo de instalações de transmissão em 230 kV na região. Essas obras foram objeto de licitação no Leilão de Transmissão 005/2016, devendo entrar em operação em setembro de 2021.

Já em 2019, foi concluído um estudo de planejamento envolvendo a região sul do estado. Esse estudo resultou na recomendação da nova SE 230/138 kV Iguatemi 2, que será fundamental para assegurar o atendimento às cargas locais nos próximos anos. Essa instalação será ofertada no Leilão de Transmissão previsto para dezembro de 2020, devendo entrar em operação no segundo semestre de 2024.

4.6.5 REGIÃO SUL

O sistema elétrico da região Sul atende aos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná. De forma geral, esse sistema é constituído por instalações de Rede Básica nas tensões de 525 kV e 230 kV, e por Demais Instalações de Transmissão (DIT) nas tensões 138 kV e 69 kV. Para os próximos anos, a rede da região tende a crescer, tendo em vista as obras de transmissão já recomendadas, as obras em fase de planejamento, além das obras que serão planejadas em estudos futuros. Os itens a seguir tratam dessas questões.

ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL

Em 2013, foi emitido um estudo de planejamento prospectivo envolvendo toda a malha de transmissão do estado do Rio Grande do Sul com o objetivo de preparar o sistema local para a integração dos seus potenciais eólico e térmico (gás e carvão). Esse estudo recomendou um número expressivo de instalações de transmissão em 525 kV e 230 kV na região, as quais foram licitadas no Leilão de Transmissão 004/2018 (Box 4.9). Quando da entrada em operação dessas obras, o estado contará com uma capacidade de transmissão próxima a 6000 MW. A maior parte dessas obras deverá entrar em operação em julho de 2023.

Com o propósito de solucionar os problemas de subtensões e sobrecargas registrados no sistema elétrico da região do litoral norte durante os períodos de verão, quando ocorrem picos de carga, foi concluído um estudo de planejamento em 2014. Esse estudo recomendou a implantação de uma nova subestação de fronteira, a SE 230/69 kV Torres 2, licitada no Leilão de Transmissão 013/2015 – 1ª Etapa e prevista para entrar em operação em julho de 2022.

Em 2017, foi finalizado um estudo de planejamento envolvendo a Região Serrana do estado. Esse estudo teve por objetivo solucionar sobrecargas esperadas em instalações de transmissão locais. As obras recomendadas no estudo referido, com destaque para nova SE 525/230 kV Caxias Norte, foram licitadas no Leilão de Transmissão 002/2019, estimando-se a sua entrada em operação para março de 2025.

Também em 2017 foi finalizado um estudo de planejamento na Região de Cruz Alta, que recomendou a implantação da nova SE 230/69 kV Cruz Alta 2 para o atendimento às cargas da distribuidora e permissionárias locais. Essa subestação foi licitada no Leilão de Transmissão 002/2018, estando prevista para entrar em operação em março de 2022.

Em 2019, foi concluído um estudo de grande porte na Região Metropolitana de Porto Alegre com o objetivo de solucionar problemas de tensão e de carregamento previstos em diversas instalações de transmissão do sistema. Vale destacar que, ao longo

desse estudo, foi estabelecida uma importante sinergia com o governo estadual e os órgãos ambientais, principalmente por envolver um grande centro urbano. Essa sinergia será de fundamental importância futuramente, quando do processo de licenciamento ambiental das novas instalações. Destaca-se que parte das obras recomendadas nesse estudo deverão ser licitadas no próximo leilão em

dezembro de 2020, possivelmente entrando em operação no início de 2026.

Em complemento aos estudos citados, há ainda a perspectiva de realização de novos estudos de planejamento no estado a partir de 2021 e 2022. Esses estudos deverão solucionar problemas elétricos específicos da Região de Lajeado e da Região Sudoeste do estado.

BOX 4.9 - EMPREENDIMENTOS ATRASADOS NA REGIÃO SUL

Após sagrar-se vencedora do Leilão de Transmissão 004/2014 – Lote A, a ELETROSUL assinou o Contrato de Concessão 01/2015 para a implantação e manutenção das instalações de transmissão de energia no estado do Rio Grande do Sul, com data de entrada em operação prevista para março de 2018.

Posteriormente, em função de dificuldades financeiras enfrentadas pela ELETROSUL, o MME optou por declarar a caducidade das instalações envolvidas e promover a sua relicitação por meio do Leilão de Transmissão 004/2018. Essas instalações fizeram parte dos Lotes 10 a 13 do certame, que ainda contemplou obras adicionais recomendadas no mesmo estudo de planejamento a partir do Lote 14.

Todos os lotes referidos foram licitados junto a Sociedades de Propósito Específico (SPEs) distintas entre si. Os Lotes 10 a 13 foram objeto dos Contratos de Concessão 10/2019, 11/2019, 12/2019 e 13/2019, com as obras em questão previstas para entrar em operação em março de 2023. Já o Lote 14 foi objeto do Contrato de Concessão 14/2019, prevendo-se a implantação das obras associadas para março de 2024.

ESTADO DE SANTA CATARINA

Para solucionar os problemas de subtensões e sobrecargas previstos no sistema elétrico nas Regiões Sul e Extremo Sul do estado, bem como para eliminar a dependência da região em relação ao despacho de geração da UTE Jorge Lacerda (carvão) foi realizado um estudo de planejamento, finalizado em 2013. Esse estudo recomendou a implantação de um número expressivo de instalações em 525 kV na região, dentre elas, a SE 525/230 kV Siderópolis 2. Essas obras foram licitadas no Leilão de Transmissão 005/2016, estando previstas para entrar em operação a partir de 2020, conforme antecipação parcial prevista pela transmissora. Nesta data entrarão em operação a SE 525/230 kV Siderópolis 2 e conexões associadas e a LT 230 kV Siderópolis 2 – Forquilha C2 está atualmente prevista para junho de 2023.

Quanto aos problemas de subtensões e sobrecargas esperados para o sistema elétrico das regiões norte do estado e do Vale do Itajaí, foi realizado um estudo de planejamento que recomendou a implantação de um conjunto significativo de instalações de transmissão em 525 kV e 230 kV na região, dentre elas, as novas

SE 525/230/138 kV Joinville Sul, SE 525/230/138 kV Itajaí 2 e SE 525/230 kV Gaspar 2. Essas obras foram licitadas no Leilão de Transmissão 004/2018 e deverão entrar em operação em 2022.

Em 2016, foi reavaliado o estudo originalmente realizado para garantir o suprimento de energia elétrica da região metropolitana de Florianópolis frente ao esgotamento do sistema elétrico responsável pelo atendimento à ilha de Florianópolis, que é suprida por apenas uma única subestação de fronteira. Essa reavaliação resultou na recomendação da implantação de uma nova subestação na região, a SE 230/138 kV Ratones, e da LT 230 kV Biguaçu – Ratones C1 e C2, que possuirá trechos aéreos, submarinos e subterrâneos. Essas obras foram licitadas no Leilão de Transmissão 002/2018, estando previstas para entrar em operação em 2021.

Com o objetivo de solucionar os problemas de tensão e de carregamento previstos em diversas instalações de transmissão do sistema da região oeste do estado, foi realizado um estudo de planejamento, finalizado em 2017. Esse estudo recomendou a implantação de uma fonte 525/230 kV na região, a

partir do estabelecimento de um pátio de 230 kV na SE 525 kV Itá, o qual foi licitado no Leilão de Transmissão 004/2018, tendo a entrada em operação prevista para 2021. Adicionalmente, foi recomendada a implantação da nova SE 230/138 kV Concórdia, prevista para 2027, e das novas SE 230/138 kV Chapecoense, SE 230/138 kV Descanso e SE 230/138 kV Videira Sul, que só deverão entrar em operação após 2030.

Atualmente, encontra-se em fase de emissão um estudo de planejamento que tem o objetivo de solucionar problemas elétricos previstos nas Regiões Sul e Extremo Sul do estado. Grande parte das obras a serem recomendadas nesse estudo serão outorgadas via processo autorizativo ou serão de responsabilidade da distribuidora local. Dado que neste estudo um grande conjunto de obras recomendadas encontra-se no horizonte indicativo, faz-se necessária reavaliação do estudo em momento posterior, dado que as projeções do mercado local são determinantes para a data de necessidade das obras.

ESTADO DO PARANÁ

Com o objetivo de solucionar as sobrecargas previstas no sistema elétrico das Regiões Norte e Noroeste do estado, quando da implantação de despacho de geração elevado na UHE Rosana, foi realizado estudo de planejamento que recomendou, dentre outros reforços, a implantação da nova SE 525/230 kV Sarandi. Essas obras foram licitadas no Leilão de Transmissão 005/2016, devendo entrar em operação em fevereiro de 2022.

Para assegurar o suprimento de energia elétrica da região centro-sul do estado frente aos graves problemas de tensão da região, foi realizado um estudo de planejamento, finalizado em 2015. Esse estudo recomendou um quantitativo expressivo de instalações de transmissão em 525 kV e em 230 kV, dentre elas, a nova SE 525/230 kV Ponta Grossa e a LT 525 kV Ivaiporã – Ponta Grossa – Bateias C1 e C2 (CS). Essas obras foram licitadas no Leilão de Transmissão 002/2017, estando previstas para entrar em operação em setembro de 2021.

Em 2020, foi concluído um estudo de grande porte na Região Metropolitana de Curitiba com o objetivo de solucionar problemas de tensão e de carregamento previstos em diversas instalações de transmissão do sistema. Vale destacar que ao longo desse estudo, uma importante sinergia foi estabelecida com o governo estadual e os órgãos ambientais, principalmente por envolver um grande centro urbano. Essa sinergia será de fundamental importância posteriormente, quando do processo de licenciamento ambiental das novas instalações. Destaca-se que parte dessas obras deverão ser licitadas em 2021, possivelmente entrando em operação no início de 2027.

Atualmente, encontra-se em andamento um estudo de planejamento que tem o objetivo de solucionar problemas elétricos previstos na Região Oeste e Sudoeste do estado. As obras a serem recomendadas nesse estudo deverão ser licitadas em 2022, estimando-se a sua entrada em operação para o início de 2028.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > Nesta edição do PDE, considerando as incertezas associadas ao contexto pós-Covid-19, foram avaliados três cenários para a implantação dos empreendimentos ainda sem outorga. O plano de obras referente ao cenário de referência contempla investimentos totais de R\$ 89,6 bilhões, sendo R\$ 30,4 bilhões referentes a empreendimentos ainda sem outorga.
- > Devido ao caráter indicativo da expansão da geração e os atuais prazos contratuais de implantação das instalações de transmissão que, a depender da complexidade da obra, é de até 60 meses, a EPE, com o acompanhamento do MME, vem realizando, com sucesso, estudos específicos, de caráter prospectivo, que possuem o intuito de antecipar o sistema de transmissão para a integração do potencial de fontes alternativas renováveis estimado com base nos cadastramentos dos leilões de energia. É importante destacar que as expansões propostas nos estudos prospectivos não estão restritas ao aproveitamento de projetos solares e eólicos e poderão ser aproveitados para o escoamento da energia proveniente de quaisquer tipos de fontes.
- > O aprimoramento metodológico e de ferramental utilizado no planejamento integrado da expansão da geração e transmissão deve ser buscado, no sentido de representar mais adequadamente as novas tecnologias. Essa questão envolve sobretudo a modelagem das fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a fotovoltaica.
- > O atraso de obras e a não implantação de instalações licitadas sob a responsabilidade de diversos agentes impactou negativamente a evolução dos sistemas planejados para o SIN, notadamente daquelas instalações responsáveis pelo escoamento da energia gerada seja pela UHE Belo Monte, seja pelas usinas renováveis da região Nordeste, reforçando as interligações regionais. Cabe destacar que as dificuldades enfrentadas na operação do sistema em função desse impacto é conjuntural, e será equacionado quando da entrada em operação do sistema planejado.
- > Com o crescimento da participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira, principalmente as fontes eólicas e fotovoltaicas, espera-se uma expansão contínua do sistema de transmissão, visando não só ampliar a capacidade de escoamento local e de intercâmbio entre os submercados, mas também prover o sistema de flexibilidade e controlabilidade, de modo que se garanta a segurança da operação diante de uma diversidade de cenários de disponibilidade de geração cada vez maior.
- > Um dos próximos desafios a ser enfrentado pelo planejamento da transmissão consiste no envelhecimento do sistema de transmissão brasileiro, uma realidade que tende a se tornar mais crítica nos próximos anos. Há que se assegurar a substituição da infraestrutura do sistema elétrico em fim de vida útil de modo que a malha de transmissão possa operar com os níveis de confiabilidade e qualidade exigidos pela sociedade.
- > Um dos principais desafios a serem enfrentados pelo planejamento da transmissão nos próximos anos diz respeito à crescente complexidade socioambiental e fundiária para a implantação de novos projetos de transmissão, sobretudo em regiões metropolitanas e cidades de porte médio.

Conclusão dos capítulos de Geração e Transmissão de Energia Elétrica

O Setor Elétrico Brasileiro passa nos últimos anos por profundas transformações que levam à mudança da matriz de geração de energia elétrica. Ao passo que, no começo do século a geração hidrelétrica representava pouco mais de 90% da geração de eletricidade total, até o final dessa década esse percentual deve reduzir para aproximadamente 60%, segundo o PDE2030. Por outro lado, a geração eólica já comercializou a energia de cerca de 750 empreendimentos desde a realização do segundo Leilão de Energia de Reserva de 2009, o que totaliza capacidade instalada já contratada de aproximadamente 20.000 MW. Na mesma linha, a geração solar fotovoltaica, que iniciou o ciclo de contratações nos Leilões de Energia de Reserva de 2014, já contratou 160 empreendimentos até o Leilão de Energia Nova “A-6” de 2019. Esse conjunto de usinas possui capacidade instalada de aproximadamente 5.000 MW e está concentrado, principalmente, nas regiões Nordeste e Sudeste do país. Além disso, cabe ressaltar que a participação dos consumidores livres, que no começo do século era de aproximadamente 10% da base total de segmento de consumo, pode chegar a valores próximos a 40% até o meio desta década.

Com o crescimento da participação das fontes renováveis variáveis na matriz energética brasileira, principalmente as fontes eólicas e fotovoltaicas, o sistema de transmissão deverá ser expandido não apenas para ampliar a capacidade de escoamento local e de intercâmbio entre os submercados, mas também para prover ao sistema maior flexibilidade operativa, controlabilidade e resiliência face às variações na geração e à perda de grandes troncos de transmissão. Nesse contexto, o PDE 2029 já apresentou um estudo com relação ao requisito de flexibilidade do sistema e o benefício do portfólio renovável, indicando que a redução da necessidade ocorre justamente pelo aproveitamento da dispersão espacial existente no Sistema Interligado Nacional. Tal aproveitamento

só é possível com um sistema de transmissão robusto e de grande porte.

Diferentemente de outros países, a instalação de renováveis variáveis no Brasil se fará para o atendimento ao crescimento da carga, sem substituição de outras fontes, mantendo, portanto, o conjunto de UHEs e termelétricas, com diferentes características, em operação. Os reservatórios, em conjunto com a expansão ordenada e econômica da capacidade de transmissão, possibilitam o desempenho adequado do Sistema Interligado Nacional para um significativo acréscimo de geração renovável associada ao crescimento do mercado. Em outras palavras, no caso brasileiro, as hidrelétricas e os sistemas de transmissão são os grandes fiadores das renováveis com baixa controlabilidade, tendo as termelétricas o papel de complementar esse atendimento nos momentos de maior necessidade.

Nesse sentido, conforme destacado na introdução dos Capítulos 3 e 4, o planejamento da expansão avalia o menor custo global de G + T (geração + transmissão). Assim, o Capítulo 3 indica que no ano de 2030 a região Nordeste é majoritariamente exportadora de energia, sendo que em apenas 10% dos cenários hidrológicos haveria necessidade de importação energética de outras regiões, conforme mostra o Gráfico 3-33. Da mesma forma, no Capítulo 4, a Figura 4-14 resume a expansão de capacidade contratada e indicada das interligações regionais, sendo que, no caso da capacidade de exportação da região Nordeste, sairemos dos atuais 6GW para 15GW até o ano 2025.

O Capítulo 4 ainda aponta que mesmo após a ocorrência de variações na geração interna do subsistema Nordeste, em cenários de baixa inércia local, a reserva de potência e a inércia equivalente disponíveis no SIN são capazes de prover a regulação de frequência necessária, restaurando

seu valor em níveis operativos aceitáveis, conforme exibido na Figura 4-4.

Nesse contexto, destaca-se o importante papel da rede de transmissão, como elemento facilitador da gestão integrada e otimizada dos recursos disponíveis no sistema. Através da importação de energia, via interligações, torna-se possível o aproveitamento da reserva de potência e inércia sincronizada na região Sudeste e demais subsistemas para compensar desvios de frequência da rede provocados pela variação de geração eólica na região Nordeste, por exemplo. De forma análoga, através da exportação de energia, via interligações, também é possível transformar o excedente de geração eólica em energia armazenada nos reservatórios das grandes hidrelétricas do subsistema Sudeste, cuja modulação pode contribuir sobremaneira para agregar capacidade de potência e flexibilidade para o sistema. Conforme abordado em uma análise *what if* do Capítulo 3 uma mudança na estratégia operativa dos reservatórios de regularização pode trazer ainda mais flexibilidade operativa, cabendo a avaliação de custo dessa opção, juntamente com os avanços regulatórios necessários para remunerar esse serviço, apontar para a melhor solução para o sistema.

Já a região Sul, conforme o Capítulo 3, se configura como majoritariamente importadora de energia em termos médios. No Gráfico 3-34, que ilustra a permanência dos fluxos de intercâmbio desta região para 2.000 cenários hidrológicos, vemos que em mais de 75% dos cenários as linhas de intercâmbio desta região atuam como um elemento importante para o atendimento da demanda local. Alinhada a esta conclusão, a Figura 4-14 do Capítulo 4 indica que a capacidade de importação da região Sul irá aumentar dos atuais 10,5GW para 13,4GW até o ano 2027.

Além das mudanças estruturais no Setor Elétrico Brasileiro, e da consequência das crises que o país enfrentou nos últimos anos, o ano de 2020 impôs novos desafios. O consumo de energia elétrica, desconsiderando as perdas técnicas e comerciais, esperado para o ano de 2020 é próximo ao consumo final registrado em 2016. O consumo cativo pode registrar neste ano valor inferior ao que foi consumido em 2010, e isso não se deve

somente à crise, mas sim à evolução natural do setor elétrico.

A crise de 2020 foi tratada de diferentes formas ao longo deste PDE. No caso da transmissão de energia são apresentados três cenários de expansão, novidade deste Plano, de forma a avaliar os possíveis cenários econômicos e seus impactos no setor elétrico. O Capítulo 3 também discutiu e apresentou as combinações de expansão da geração em três cenários com três realizações diferentes. A conclusão é que o menor arrependimento, do ponto de vista da geração e da transmissão, é trabalhar com o cenário de referência.

E como reflexo da crise, em relação ao PDE2029, reduziu-se a necessidade dos requisitos de energia e potência do sistema. Por outro lado, esse fato evidencia a importância sobre a gestão dos ativos existentes em operação e a necessidade de reforma do marco regulatório do SEB, que deve atuar como um indutor dessa gestão eficiente através de mecanismos de mercado efetivos.

Outro tema muito discutido no contexto da integração de renováveis está relacionado ao desempenho de sistemas de transmissão em corrente contínua. No caso brasileiro, os elos em corrente contínua estão conectados no subsistema Sudeste, em subestações eletricamente próximas, as quais têm capacidade de injetar até 20GW de potência, trazendo consigo os desafios associados à ocorrência de fenômenos de Multi-infeed.

Contudo, a evolução da rede de transmissão, prevista para ocorrer até o ano 2026, proporciona aumento expressivo na relação de curto-circuito, conhecida como SCR (Short Circuit Ratio), nos pontos de conexão dos elos de corrente contínua, principalmente em função da entrada em operação de equipamentos como os três compensadores síncronos da SE Araraquara e um conjunto de linhas de transmissão que aproximam eletricamente as subestações conversoras das máquinas sincronizadas na região Sudeste. Isso indica que a rede se torna cada vez mais robusta para acomodar os elos de corrente contínua, provendo condições favoráveis para sua operação adequada.

Aproveitando-se a discussão com relação a fontes renováveis, o Capítulo 3 apresentou análise de sensibilidade sem os subsídios e incentivos setoriais que essas fontes recebem atualmente, e a conclusão é que mesmo sem esses artifícios não há alteração da competitividade relativa entre as fontes.

O presente Plano volta também a tratar da integração entre os setores de energia elétrica e gás natural, apresentando os custos adicionais ao setor elétrico em caso de contratação termelétrica compulsória (inflexível) ao invés da contratação termelétrica com despacho arbitrado (flexível). O cálculo desse custo é uma importante etapa para subsidiar a implantação de uma política pública que promova um maior desenvolvimento do mercado de gás natural brasileiro. O reconhecimento desse custo para o setor elétrico é fundamental para uma discussão profunda sobre a sua melhor alocação.

Nesse contexto, cabe lembrar duas importantes mensagens do PDE 2029 relativas as usinas termelétricas e que continuam válidas no contexto atual. A primeira delas é que o sistema

elétrico brasileiro deve contar com tecnologias com as características operativas que atendam aos requisitos de forma eficiente. Nesse sentido, usinas com baixo custo fixo são importantes para a complementação de capacidade de potência, mesmo que apresentem um custo variável mais elevado, enquanto que usinas de menor custo variável (refletido em seu CVU) são importantes para uma maior injeção de energia ao longo dos meses. Outra importante sinalização é de que o portfólio indicado nesses PDE, de renováveis variáveis e termelétricas flexíveis, pode ser alterado caso o preço do gás para termelétricidade inflexível, influenciado pelo aumento da produção associada à exploração das bacias nacionais e pelas variações de mercado e câmbio internacional, atinja valores competitivos.

Como pôde ser visto, o PDE 2030 cumpre seu papel de trazer uma visão integrada não só do sistema de energia elétrica, sempre sob a ótica de G+T, mas do setor energético como um todo. Essa integração permite que o setor elétrico brasileiro mantenha seu perfil renovável e confiável, sendo um importante indutor para o desenvolvimento econômico do Brasil.

5 Produção de Petróleo e Gás Natural

Neste capítulo são apresentadas as previsões de produção de petróleo e gás natural, com destaque para a contribuição a partir do horizonte geológico do pré-sal, e as análises de sensibilidade realizadas para o aumento da produção onshore e produção líquida de gás natural.

O capítulo apresenta, ainda, a evolução das reservas provadas, a relação R/P (razão entre reserva provada e produção), os investimentos e o excedente de petróleo nos próximos dez anos, a previsão de investimentos no setor e nas demandas por plataformas do tipo Unidades Estacionárias de Produção (UEPs), além do Conteúdo Local na aquisição de bens e serviços.

O processo de elaboração das projeções de produção de petróleo e gás natural deste PDE teve como referência o dia 30 de abril de 2020, data até quando foram incorporadas informações sobre dados de reserva, previsão de produção de campos, dados de áreas em avaliação e dados do Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP, dentre outras informações sobre as concessões exploratórias.

As previsões de produção de petróleo e gás natural são elaboradas para Unidades Produtivas (UP) com recursos descobertos, ou seja, com comercialidade declarada ou sob avaliação exploratória, e para UP com recursos não descobertos, com base no conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras, tanto em áreas já contratadas com empresas quanto em áreas da União sem contrato.

No caso da produção de recursos da categoria de reservas, os primeiros anos do plano são balizados com informações do Plano Anual de Produção, que são previsões de produção para cinco anos, enviadas anualmente pelas Concessionárias à ANP.

Já na segunda metade do decênio, a produção proveniente das reservas sofre forte influência dos volumes excedentes estimados

para as concessões da Cessão Onerosa. No PDE 2030, os excedentes da Cessão Onerosa correspondem aos volumes médios do intervalo divulgado para estas concessões, que foram incorporados às reservas, proporcionando o aumento do fluxo da produção.

Por fim, a previsão de produção da reserva toma também como base as indicações das empresas operadoras sobre a entrada de módulos de produção e outras informações, disponibilizadas em seus planejamentos apresentados ao mercado.

A previsão de produção dos recursos na categoria de contingentes leva em conta que tais unidades, apesar de terem o potencial petrolífero confirmado, ainda estão sob avaliação e não possuem declaração de comercialidade. Uma premissa adotada para todas as unidades desta categoria é a aplicação de um fator redutor relacionado ao risco de comercialidade em cada um dos recursos contingentes, por ainda ter que ocorrer sua declaração de comercialidade.

As previsões de produção dos recursos não descobertos, tanto em áreas já contratadas com empresas, quanto em áreas da União sem contrato, são embasadas por premissas relacionadas às estimativas de descoberta, declaração de comercialidade e início da produção.

As datas de descobertas dos recursos não descobertos contratados são definidas como sendo na metade do período exploratório previsto nos contratos de concessão firmados nas licitações. Assim, as declarações de comercialidade desses recursos são estimadas na metade restante do prazo exploratório, ou seja, entre a data de descoberta e o vencimento do período exploratório. A data para início da produção dos recursos não descobertos é estimada de acordo com o tipo de fluido esperado (óleo ou gás não associado), com o volume recuperável final estimado para a UEP, além do ambiente de E&P em que está

localizada. A partir destes parâmetros, estima-se uma data para o início da produção.

No caso dos recursos não descobertos sem contratos, na área da União, está previsto

que as áreas com restrição ambiental, ou seja, consideradas não aptas para atividades de E&P por instrumentos ambientais formais, têm seus volumes correspondentes excluídos das previsões de produção.

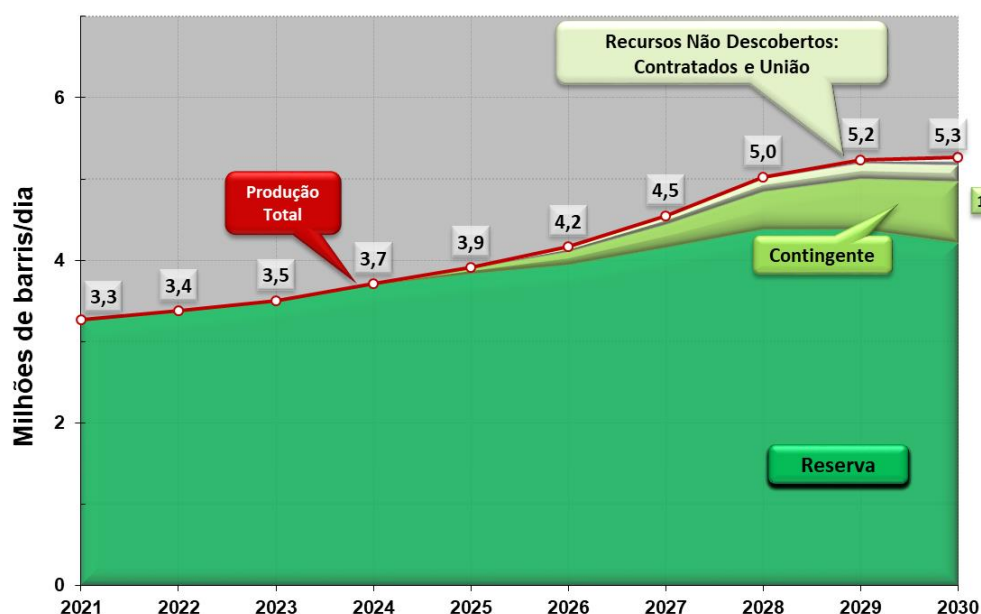
5.1 Previsão da Produção de Petróleo

A previsão da produção de petróleo (Gráfico 5-1) foi elaborada considerando as incertezas para cada tipo de recurso. A produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas deverá atingir os maiores volumes em 2029, mantendo o patamar em torno de 4 milhões de barris/dia até o final do período.

Esta produção é explicada principalmente pelas contribuições das

unidades integrantes do Pré-sal, em especial nos campos de Búzios, Tupi, Mero, Sépia e Atapu, que representam cerca de 69% da produção de petróleo prevista no final do período. São previstos, segundo o Plano de Negócios da Petrobras 2020-2024, dois módulos de produção para Búzios até 2024, além de outros 6 distribuídos para os campos de Atapu (1), Mero (3), Tupi FR (1) e Sépia (1).

Gráfico 5-1 - Previsão da produção diária de petróleo nacional



A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente por unidades com descobertas sob avaliação no horizonte geológico do pré-sal, nas Bacias de Santos e Campos, e em águas profundas e ultra profundas nas Bacias de Sergipe-Alagoas, do Espírito Santo-Mucuri e Potiguar, para as quais

se estima uma produção de 92% do total dos recursos contingentes no fim do período.

Com relação às projeções anteriores da EPE, verifica-se expressiva redução da participação dos recursos contingentes na produção nacional, compensada pelo aumento da participação da categoria de reserva. Este

resultado pode ser atribuído às declarações de comercialidade de acumulações de petróleo no horizonte geológico do pré-sal, como por exemplo os campos declarados de Bacalhau e Bacalhau Norte e também ao aumento da expectativa dos volumes recuperáveis finais dos campos sob contrato de Cessão Onerosa, bem como aos atrasos previstos na entrada em produção de descobertas em avaliação.

A partir de 2022, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E), que contribuem com aproximadamente 4% da produção nacional em 2030. A contribuição da produção dos recursos na área da União⁵¹, dependente da realização de novas contratações⁵², por concessão ou partilha da produção, tem seu início previsto para 2024, alcançando aproximadamente 2% da produção total em 2030. Em relação ao total geral da produção, considerando-se os quatro tipos de recursos citados, estima-se que a produção de petróleo em 2030 seja cerca de 89% maior do que a registrada em 2019 (2,8 milhões de barris/dia).

As maiores contribuições para a produção total, no decênio, permanecem sendo das unidades produtivas localizadas em águas ultraprofundas, que respondem por cerca de 84% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas com cerca de 9%. As produções em terra não ultrapassam 3% do total, onde há expectativa de melhora na previsão de produção, em função dos impactos relacionados ao Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE 2020), que são apresentados no box 5.2.

Com relação à densidade do petróleo, estima-se que em todo decênio prevaleça o tipo classificado como mediano. Maiores detalhes sobre a qualidade do petróleo produzido são

disponibilizados no Capítulo VI - Abastecimento de Derivados de Petróleo.

Atualmente a contribuição do pré-sal representa cerca de 62% da produção brasileira total de petróleo e 60% da produção de gás natural. A participação do pré-sal tende a aumentar nos próximos anos com a priorização da exploração e produção deste ambiente exploratório que apresenta grandes acumulações com petróleo de alto valor comercial. Nos próximos cinco anos, dos treze projetos com entrada em produção previstos no Plano de Negócios da Petrobras 2020-2024, onze são voltados para extração no pré-sal, principalmente nas áreas sob contrato de Cessão Onerosa. Este cenário já estava presente em estudos anteriores da EPE e foi mantido neste ciclo do PDE. A produção nacional de petróleo e gás natural foi representada em pré-sal de acordo com o nível estratigráfico imediatamente abaixo da camada de sal, nas Bacias de Campos e Santos. Efetivamente, o conjunto denominado pré-sal representa geologicamente o reconhecido *play* pré-sal, exemplificado pelos reservatórios dos grandes campos, como Tupi, Sapinhoá, Búzios e Mero. As classificações em pós-sal e extra pré-sal referem-se às unidades produtivas localizadas na área do polígono do marco regulatório e reservatório acima do sal, ou fora desta, respectivamente.

Estima-se que a produção do pré-sal terá um aumento contínuo ao longo de todo o período (Gráfico 5-2), devido à influência da entrada em operação dos módulos de produção da Cessão Onerosa e de Mero.

Desse modo, o pré-sal responderá por parcela significativa (cerca de 79%) da produção nacional de petróleo no fim do decênio, com forte participação da Bacia de

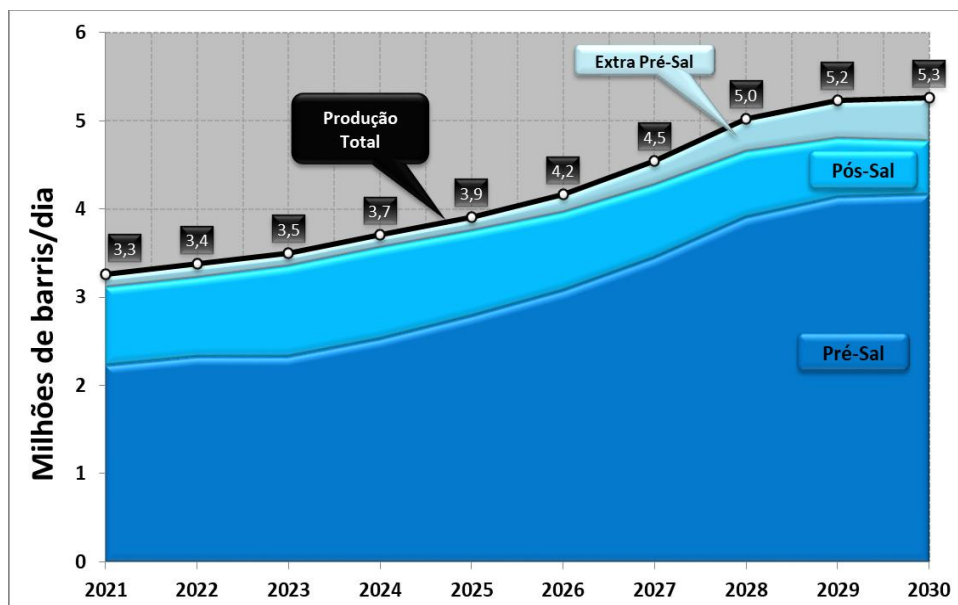
⁵¹ Os recursos da União são aqueles em áreas sem contrato. Em alguns casos, tais recursos podem configurar, jazidas compartilhadas, sujeitas a acordos de individualização da produção, como por exemplo os volumes da Área do Acordo de Individualização da Produção de Tupi (antigo Lula), na área do Pré-Sal da Bacia de Santos.

⁵² Novas contratações são consideradas para este PDE considerando o cronograma de rodadas de licitação aprovado pelo CNPE.

Santos. O pós-sal contribuirá com aproximadamente 11%, advindos principalmente dos campos de produção da

Bacia de Campos, e o extra pré-sal com participação de cerca de 10%.

Gráfico 5-2 - Previsão da produção de petróleo nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal



5.2 Previsão da Produção de Gás Natural

A parcela da produção de gás natural sustentada somente por recursos da categoria de reservas alcança os maiores volumes em 2028, quando se atinge um pico de produção próximo de 183 milhões de m³/dia. Em 2029, a reserva sofre um declínio suave compensado pela contribuição da produção dos recursos contingentes e não descobertos (Gráfico 5-3). No decênio, as maiores contribuições estão associadas às bacias de Santos, Campos, Solimões e Parnaíba.

A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações no horizonte geológico do pré-sal nas bacias de Santos e Campos, pelas descobertas em águas ultra profundas na Bacia de Sergipe-Alagoas e pela produção em terra nas bacias do Parnaíba e Solimões. Juntas, essas acumulações contribuem com 76% do total dos recursos contingentes no ano de 2030.

A partir de 2022, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E) e em 2024, em áreas ainda sem contrato com a União. A produção estimada para o total dos recursos não descobertos é de cerca 8% da produção nacional em 2030.

A maior proporção do gás natural a ser produzido no decênio é de gás associado, sendo que as contribuições das bacias de Campos e Santos, juntas, correspondem a aproximadamente 85% do total previsto para 2030, com produção muito significativa das acumulações do pré-sal. No caso do gás natural não associado, se mantém a influência predominante das unidades produtivas das bacias de Barreirinhas, Campos, Parnaíba, Recôncavo, Santos e Solimões.

A produção líquida de gás natural (Gráfico 5-4), que corresponde aos volumes de gás potencialmente disponibilizáveis para as

UPGNs, é obtida pela redução na produção bruta de estimativas de injeção nos reservatórios, perdas ou queimas e consumo próprio (para E&P) de gás natural.

Gráfico 5-3 - Previsão da produção bruta diária de gás natural nacional

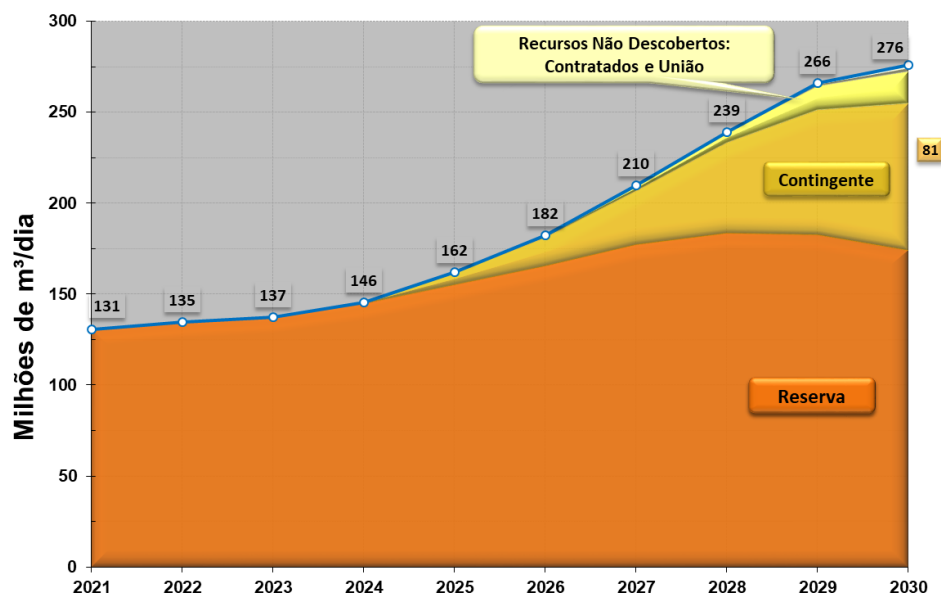
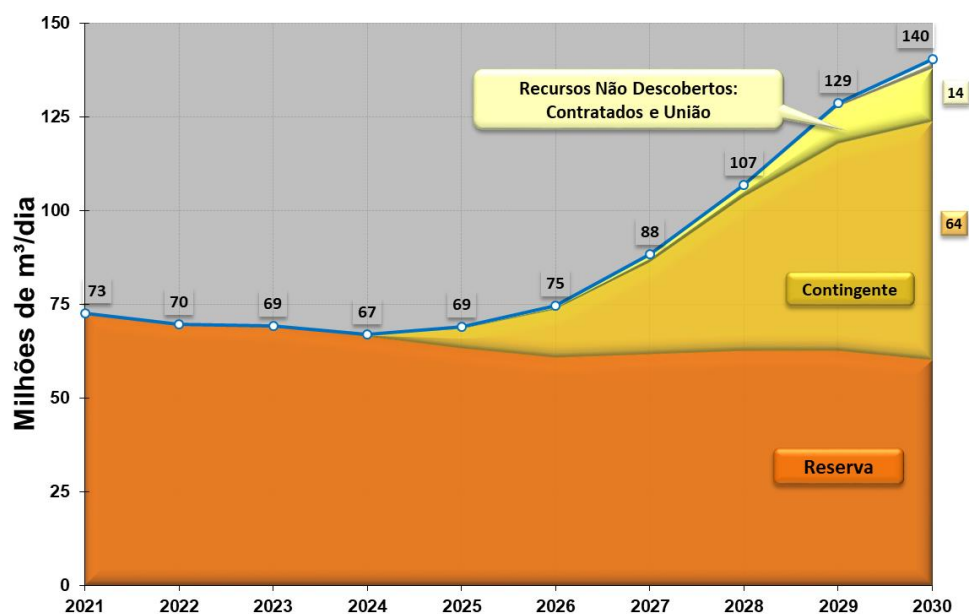


Gráfico 5-4 - Previsão da produção líquida de gás natural nacional



A previsão da produção líquida de gás natural apresenta um suave decréscimo nos primeiros 5 anos, em decorrência do declínio natural dos campos em produção no pós-sal e

Extra pré-sal. Seu comportamento não acompanha a produção bruta, nesse período, pelas características dos campos offshore, pois são consideradas as altas taxas de injeção de gás

natural no próximo decênio, o que em parte é necessário para a recuperação avançada de petróleo, além de substanciais teores de CO₂ encontrados em alguns reservatórios do pré-sal - após serem removidos da corrente de gás natural, estes teores de CO₂ precisam ser reinjetados e ocorre também o carreamento de outros componentes durante sua separação. Entretanto, há um limite de injeção de gás natural em função da estabilidade dos reservatórios e do regime ótimo de recuperação de líquidos (EPE, 2019a; ANP, 2020c).

Assim, a monetização do gás natural⁵³, seja ele gás associado ou não associado, depende de uma série de fatores. No centro dessa discussão está a decisão de “afundar” investimentos em

infraestrutura de escoamento e processamento de gás, lidando com riscos de oferta, de demanda e de preços. Neste contexto, diferentes tecnologias de aproveitamento para o excedente de gás natural podem ser avaliadas, como o escoamento do gás natural até uma unidade de processamento de gás natural (UPGN) na costa e posterior processamento, bem como as tecnologias embarcadas de aproveitamento de gás natural.

A partir de 2025, espera-se um aumento na produção líquida de gás natural através da entrada de novos projetos, com destaque para as bacias de Sergipe-Alagoas e Solimões e o início da produção do excedente da Cessão Onerosa.

⁵³ Para maiores informações, ver EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2020). *Monetização de Gás Natural Offshore no Brasil*. Nota técnica EPE/DPG/SPG nº 05/2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-502/EPE.%202020%20-%20NT%20Monetiza%C3%A7%C3%A3o%20de%20GN%20offshore.pdf>

BOX 5.1 - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA AUMENTO DA PRODUÇÃO LÍQUIDA DE GÁS NATURAL NO HORIZONTE DO PDE 2030

As projeções da EPE indicam que a disponibilização de gás natural para o mercado consumidor permanece abaixo do alto potencial que a produção bruta brasileira permitiria alcançar. A atual opção das empresas concessionárias pela injeção do gás natural, entretanto, é resultado de um conjunto de fatores.

Com o foco no esclarecimento e estudos das possibilidades de incremento da participação do gás natural na matriz energética do país, foi elaborado o “Estudo do Aproveitamento do Gás Natural do Pré-Sal” (2020), apresentando diferentes alternativas de utilização deste insumo e indicando possíveis ações a serem tomadas para a adoção de diretrizes e instrumentos para se estimular o aproveitamento comercial do gás do pré-sal.

O estudo identificou como principais entraves para o aproveitamento dos recursos: a infraestrutura atual para o escoamento do gás natural do pré-sal (que poderá estar saturada após 2025, demandando a estruturação de novos projetos o mais breve possível); e a necessidade de uma demanda firme, já que o gás do pré-sal é associado ao petróleo.

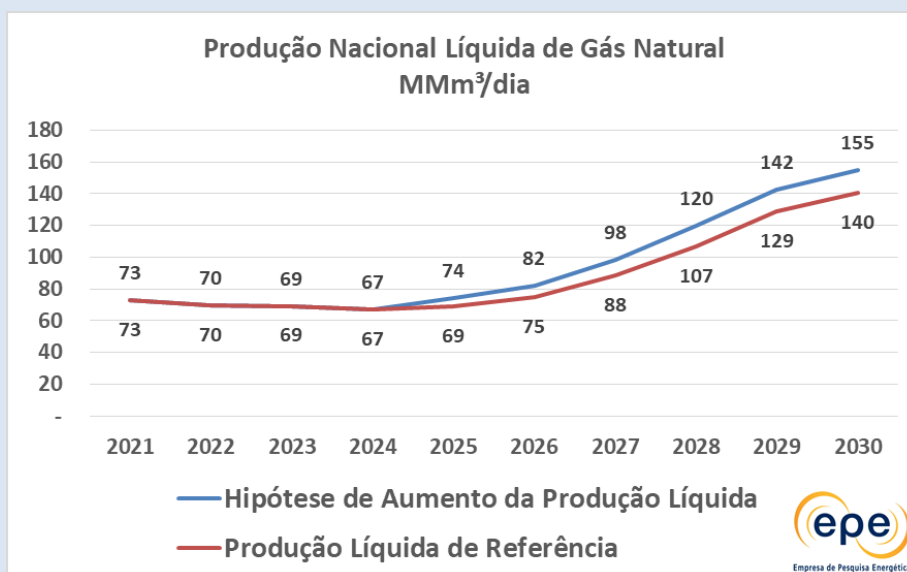
O estudo Monetização de Gás Natural Offshore no Brasil (2020), por sua vez, destaca as diferentes tecnologias de aproveitamento para o excedente de gás natural que podem ser avaliadas, como o escoamento do gás natural até uma unidade de processamento de gás natural (UPGN) na costa e posterior processamento, bem como as tecnologias embarcadas de aproveitamento de gás natural.

Merece atenção os investimentos em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) voltados para o avanço tecnológico para a remoção de CO₂. O aprimoramento da tecnologia das membranas semipermeáveis na separação do CO₂ presente no gás natural se mostra como uma das possibilidades mais promissoras nesse sentido. Recentes aprimoramentos nas técnicas de produção das membranas (assimétricas e cada vez mais finas com elevadas difusividade e seletividade) levaram ao aumento de sua eficiência, indicando que processos baseados nessa tecnologia podem viabilizar a separação de grandes fluxos de gás natural, com altos teores de CO₂, e com recuperação de até 95% dos hidrocarbonetos presentes no gás produzido. Com esse aumento na eficiência de separação, equipamentos de menores dimensões e mais leves podem ser produzidos.

As discussões trazidas pelo Programa “Novo Mercado de Gás” configuram um cenário otimista com relação ao aumento do aproveitamento deste insumo. Estão previstas ações para promoção da concorrência, harmonização das regulações estaduais e federal no setor, integração do setor de gás com os setores elétrico e industrial e remoção de barreiras tarifárias que dificultam a abertura do mercado. Esse conjunto de medidas busca atrair investimentos para o setor nos próximos anos.

Nesta perspectiva, foi elaborado um cenário de aumento da disponibilidade de gás natural calcado em uma hipótese alta de produção líquida do hidrocarboneto. Esta hipótese considera a diminuição da parcela de injeção em algumas unidades produtivas da Bacia de Santos somada à viabilização do escoamento desta produção. O Gráfico 5-5 compara a previsão de produção de referência e a hipótese de aumento da produção líquida de gás natural.

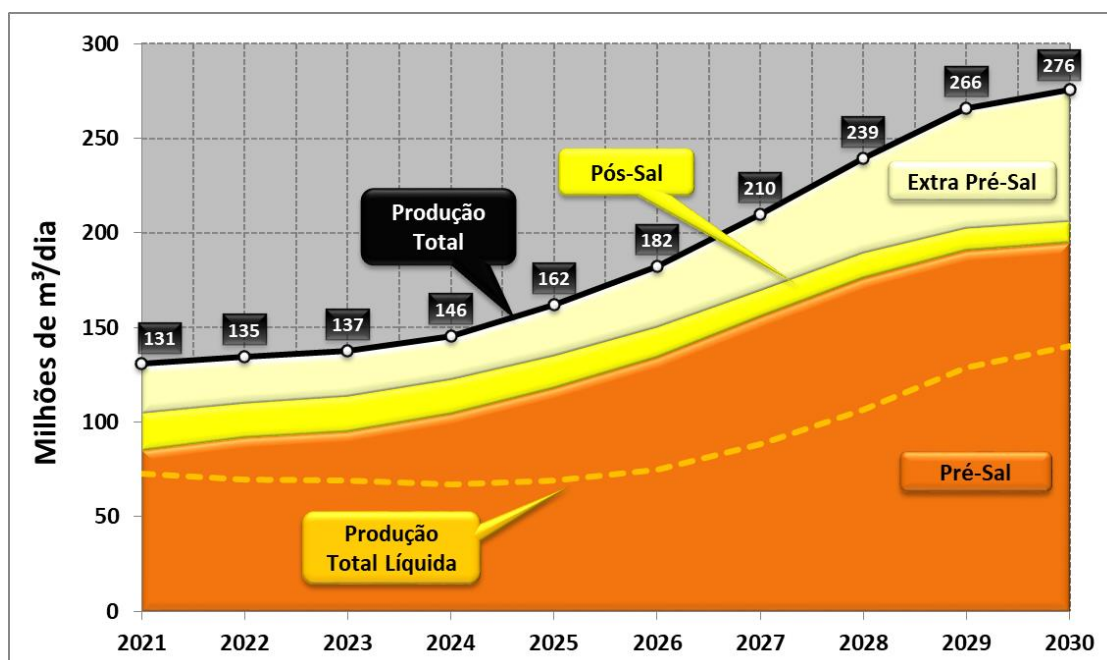
Gráfico 5-5 – Previsão da produção de referência e a hipótese de aumento da produção líquida de gás



O Gráfico 5-6 apresenta as previsões da produção bruta de gás natural desagregadas em pré-sal, pós-sal e extra-pré-sal. A partir de 2025 ocorre um crescimento mais acelerado da produção, influenciado principalmente pela contribuição do extra pré-sal, cerca de 25% do total em 2030, onde destacam-se as contribuições

de unidades produtoras de gás não associado. A produção do pré-sal permanece significativa ao longo de todo período, alcançando cerca de 70% do total em 2030.

Gráfico 5-6 – Previsão da produção bruta de gás natural nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal



BOX 5.2 - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA AUMENTO DA PRODUÇÃO ONSHORE NO HORIZONTE DO PDE 2030

Neste BOX apresentamos uma estimativa de maior aproveitamento dos recursos relativos aos campos terrestres, bem como suas condicionantes, no âmbito do avanço no Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE2020), que possui como objetivos estratégicos:

- Revitalizar as atividades de exploração e produção (E&P) em áreas terrestres no território nacional;
- Estimular o desenvolvimento local e regional;
- Aumentar a competitividade da indústria petrolífera terrestre (ou onshore) nacional.

A indústria petrolífera mundial vem sofrendo com a crise estabelecida nestes últimos anos, onde se desenhou um cenário com um viés de baixa dos preços das commodities petróleo e gás natural, como consequência da sobre oferta e queda da demanda por derivados de petróleo, agravada pela recente crise sanitária sem precedentes do Covid-19, verificada no último ano. Neste cenário, as grandes empresas petrolíferas serão obrigadas a revisar suas carteiras em busca de projetos mais resilientes, reduzindo seus custos, riscos e investimentos. Uma das rotas naturais são os projetos em áreas offshore, principalmente no pré-sal, no caso do Brasil.

Neste contexto, as grandes empresas petrolíferas, a exemplo da Petrobras, vêm acelerando seus desinvestimentos em seus campos terrestres. Contudo, entendemos que estes movimentos representam oportunidades para pequenos e médios produtores darem continuidade ao desenvolvimento desses projetos, pois eles focam em taxas internas de retorno mais baixas. Somado a isto, iniciativas do CNPE como os ciclos de Ofertas Permanentes, que visam ampliar as áreas disponíveis para exploração, se apresentam como ações importantes no sentido de aumentar as atividades que poderão alcançar os objetivos do REATE. Considerando ainda que a maioria desses campos se encontra em declínio de produção, fazem-se necessários estudos que promovam um aumento do fator de recuperação (FR), através de métodos de recuperação secundária e terciária.

Contudo, cabe ressaltar que o aumento do FR não implica necessariamente no aumento da produção, mas de um maior aproveitamento dos recursos in-situ, que por sinal, em algumas condições, podem ser encarados como ações conflitantes.

Dentro do contexto apresentado, estimamos o incremento em 200 milhões de barris de óleo equivalente dos volumes recuperáveis a cada 1% de aumento do FR das bacias terrestres brasileiras, conforme Tabela 5-1, abaixo:

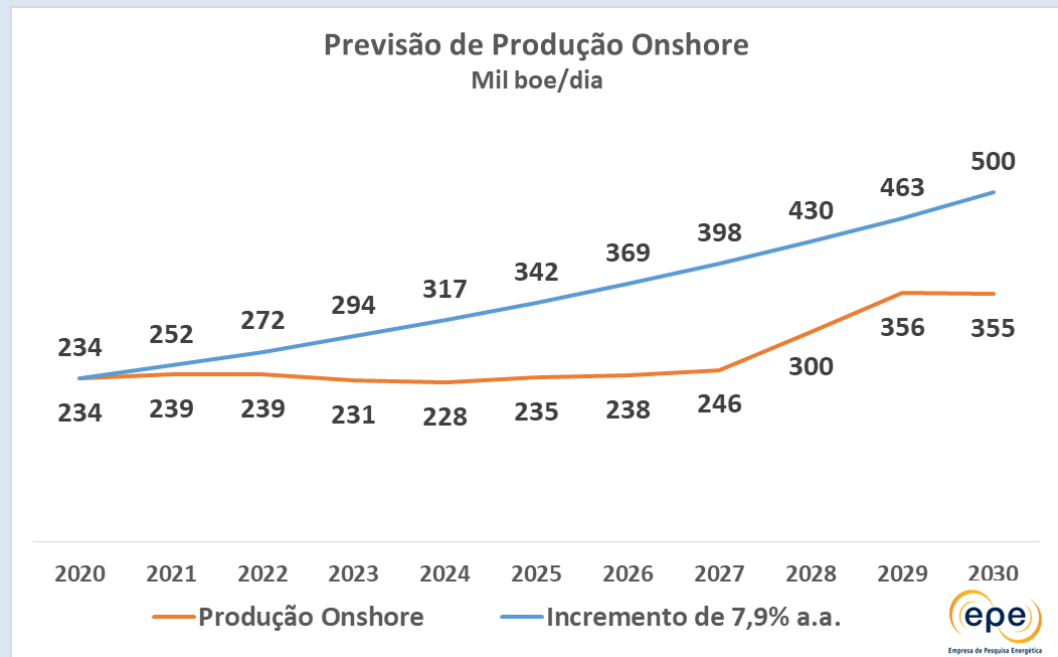
Tabela 5-1: Recursos e Reservas em milhões de barris de óleo equivalente (MMboe)						
Onshore	Volume In-situ	Produção Acumulada	Reservas Totais	FR (%)	FRa (%)	Incremento a cada 1% FR
Recôncavo	7.088,08	2.137,75	211,17	33%	30%	71
Potiguar	5.010,92	811,56	182,87	20%	16%	50
Sergipe	3.046,81	576,55	241,49	27%	19%	30
Solimões	1.699,52	819,87	304,77	66%	48%	17
Espírito Santo-Mucuri	1.493,59	251,96	50,70	20%	17%	15
Alagoas	749,40	222,18	16,46	32%	30%	7
Camamu	560,35	0,37	27,65	5%	0,1%	6
Parnaíba	258,65	71,14	158,25	89%	28%	3
Amazonas	36,38	-	27,72	76%	0%	0
Tucano Sul	35,62	13,99	0,91	42%	39%	0
Total	19.979,32	4.905,37	1.222,00	31%	25%	200

Fonte: EPE

Pode-se observar que em bacias como a Potiguar ainda há uma grande margem para aumento das reservas, pois os projetos indicam atualmente um FR de até 20%, muito abaixo das amostras internacionais. Neste caso, por exemplo, entendemos que uma meta de 30% de FR incrementaria as reservas em 500 milhões de barris de óleo equivalente, podendo causar efeitos imediatos na produção no caso de investimentos em novos poços e aumento em recuperação secundária e terciária, sem causas predatórias. Este exemplo também pode ser aplicado nos mesmos patamares nas bacias do Espírito Santo e Sergipe ambas na porção terrestre.

Uma das metas do REATE 2020 é alcançar uma produção terrestre da ordem de 500 mil barris de óleo equivalente por dia (mboed) em 2030. A trajetória de referência prevista pela EPE estima que com as políticas e ações vigentes, deve-se alcançar um volume em torno de 355 mboed. Esta projeção tem por base a perspectiva da manutenção dos atuais patamares de produção e a possibilidade da entrada de recursos não descobertos no final período, acarretando a um crescimento anual médio de 4,3% até o final do período. Neste contexto, para o atingimento da meta proposta no programa, há a necessidade de incremento do crescimento da produção em 3,6 pontos percentuais, ou seja, uma meta de crescimento médio anual de 7,9% (conforme demonstrado no Gráfico 5-7). O aumento do FR dos campos terrestres e a monetização do potencial de gás natural onshore podem contribuir para este resultado.

Gráfico 5-7: Previsão de Produção Onshore 2020-2030



Fonte: EPE

5.3 Previsão da Produção da Cessão Onerosa e do Volume Excedente

O regime de Cessão Onerosa foi criado em 30 de junho de 2010 por meio da Lei nº 12.276/2010, e pode ser definido como um regime de contratação direta da Petrobras para a exploração de áreas específicas da União. Nos termos do § 2º do art. 1º da Lei nº 12.276/2010, coube à Petrobras a titularidade dos direitos de Produção de Petróleo e Gás Natural no regime de Cessão Onerosa, limitados a um volume de 5 (cinco) bilhões de barris de Petróleo equivalente (divididos nos blocos regidos por aquele contrato) mediante o pagamento, preferencialmente em títulos da dívida pública mobiliária federal, do valor de cerca de R\$ 74,81 bilhões de reais.

As áreas originalmente concedidas para a Petrobras foram: Franco, Florim, Nordeste de Tupi, Sul de Tupi, Sul de Guará, Entorno de Iara e Peroba (área contingente). Posteriormente, essas áreas foram avaliadas e tiveram sua comercialidade declarada, com exceção de Peroba. Segundo a ANP, foram perfurados mais de 80 poços nas áreas contratadas sob regime de cessão onerosa nos últimos dez anos. As áreas originalmente contratadas deram origem aos seguintes campos: Búzios (Franco); Itapu (Florim); Sépia (Nordeste de Tupi); Sul de Tupi; Sul de Sapinhoá (Sul de Guará); Atapu (Entorno de Iara); Norte de Sururu (Entorno de Iara); Sul de Sururu (Entorno de Iara); Norte de Berbigão (Entorno de Iara); Sul de Berbigão (Entorno de Iara).

Para os campos citados acima, a previsão de produção de petróleo e gás natural representa, respectivamente, 37% e 28% do total previsto para o final do período em 2030.

Entretanto, as atividades desenvolvidas pela Petrobras nas áreas que foram objeto do

contrato constataram a existência de um volume de hidrocarbonetos substancialmente superior àquele contratado com a Cessionária. Tal volume passou a ser designado de Volume Excedente ao Contratado em Cessão Onerosa. Este volume deveria ser contratado sob regime de partilha de produção, regido pela Lei 12.351/2010, uma vez que nem a Lei 12.276/2010 nem tampouco o contrato original previram a hipótese de existência de volumes recuperáveis excedentes àquele originalmente contratado.

Assim, a Resolução CNPE nº 02/2019 de 7 de março de 2019, estabeleceu diretrizes para a realização da Rodada de Licitações do volume Excedente da Cessão Onerosa, sob regime de partilha de produção, realizada pela ANP em 2019. Na ocasião foram ofertados os volumes excedentes das áreas de desenvolvimento dos campos de Atapu, Búzios, Itapu e Sépia, na Bacia de Santos, tendo sido arrematados os volumes excedentes das áreas de desenvolvimento dos campos de Búzios e Itapu.

O Campo de Búzios se destaca no horizonte decenal, com quatro módulos de produção e mais dois previstos no planejamento da Operadora para o período de 2022 a 2024. Com o resultado da Rodada de Licitações do volume do excedente da Cessão Onerosa existe a previsão de entrada de mais módulos no decênio, que projetam cumulativamente uma produção de cerca de 1 milhão de barris por dia em 2030.⁵⁴

Considerando-se a incorporação dos volumes excedentes de áreas unitizáveis com a Cessão Onerosa às respectivas reservas, estima-se uma participação de cerca de 37% no total da produção de petróleo em 2030. Os contratos de

⁵⁴ Outro destaque são os campos de Mero e Bacalhau Norte, sob contrato de Partilha da produção, que podem juntos alcançar cerca de 712 mil barris por dia no final do decênio

partilha de produção participam com 18% e os contratos de concessão prevalecem contribuindo com 45% da produção nacional no fim do decênio.

Nas previsões da produção bruta de gás natural deste PDE, toda a Cessão Onerosa, em 2030, incluindo o excedente, responde por

cerca de 28% do total e os contratos de concessão prevalecem contribuindo massivamente com cerca de 55% no fim do decênio. Contudo, nos anos de 2022 a 2024 percebe-se uma queda na produção prevista para as unidades sob contrato de concessão, mas com rápida subida nos últimos anos do decênio.

5.4 Evolução das Reservas Provadas e da Relação R/P

Para a previsão da evolução das reservas provadas, consideraram-se estimativas de volumes recuperáveis, estipularam-se tempos para as declarações de comercialidade, realizações de possíveis descobertas, novas contratações de atividades de E&P na área da União, bem como as relações observadas entre as reservas totais e provadas, em nível agregado Brasil, nos últimos 28 anos.

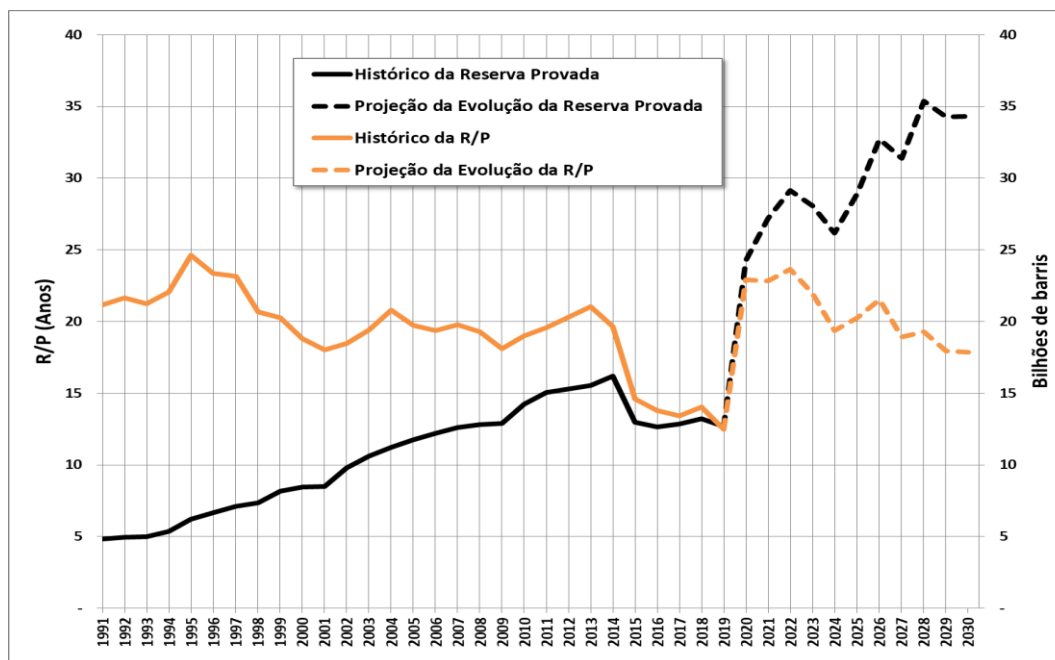
O aumento da reserva provada nacional de petróleo ao longo de praticamente todo o período deste PDE, com relevantes incrementos previstos entre 2020 e 2026, está associado aos volumes recuperáveis estimados para os excedentes da Cessão Onerosa, os recursos hoje contingentes e para os recursos não descobertos.

As reservas provadas de petróleo podem alcançar cerca de 35 bilhões de barris em 2028, considerando todos os volumes estimados

citados anteriormente. No Gráfico 5-8, elabora-se o histórico da reserva até 2019, e a partir deste ano, apresenta-se a estimativa de reserva até 2030.

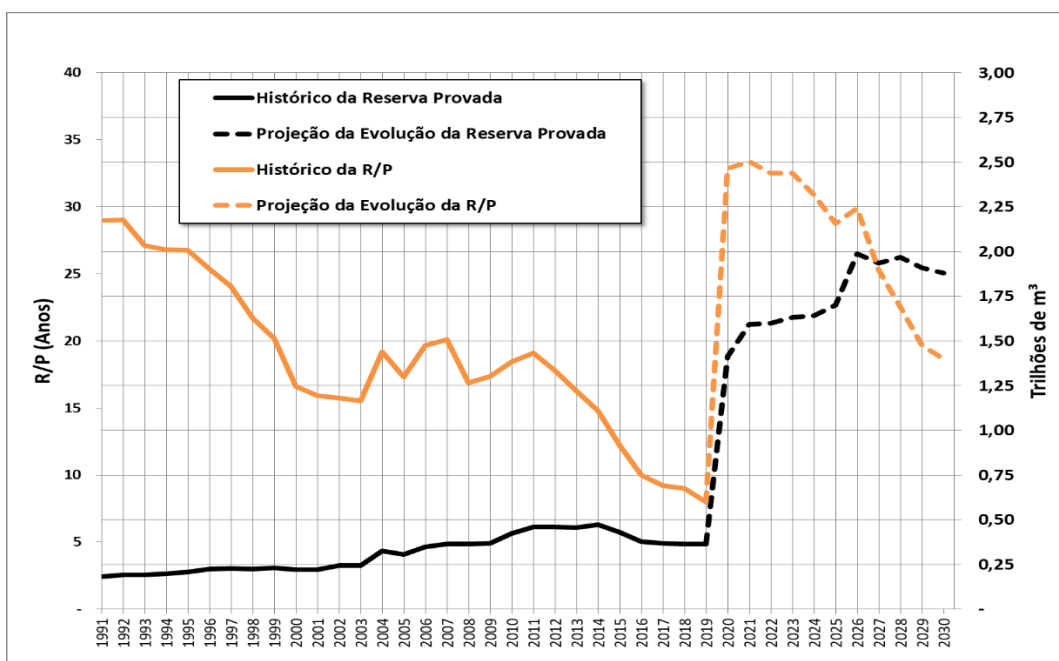
Os dados indicam uma tendência declinante das reservas provadas atuais, que acompanha o histórico da reserva. Contudo, para anos futuros, também considerou-se nas os volumes referentes aos excedentes da Cessão Onerosa e os de outros contingentes e recursos não descobertos nas projeções da reserva provada. Estes volumes, adicionais às reservas atuais, justificam o aumento abrupto na transição entre o histórico e a projeção na evolução da reserva. No caso do gás natural também ocorre relevante tendência de crescimento das reservas nacionais em 2020 e entre 2024 e 2026. No Gráfico 5-8 tem-se o histórico da reserva até 2019, e a partir deste ano, apresenta-se a estimativa de reserva até 2030.

Gráfico 5-8 - Previsão da evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P



Fontes: ANP (dados históricos) e EPE (Projeções)

Gráfico 5-9 - Previsão da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P



Fontes: ANP (dados históricos) e EPE (Projeções)

5.5 Investimentos e Excedentes de Petróleo

Baseando-se principalmente na curva de produção de petróleo e gás natural de referência deste PDE, e em histórico recente de custos, estima-se que, de 2021 até o ano de 2030, os investimentos para as atividades de E&P no Brasil, sofram uma pequena redução com relação ao PDE anterior, ficando entre US\$ 415 bilhões e US\$ 454 bilhões. Estes números refletem uma avaliação dos investimentos agregados de todo o setor de E&P no País, incluindo a parte da Petrobras, anunciada em seu Plano de Negócios para o período 2020-2024, para a exploração e produção das bacias de Campos e Santos, com foco no desenvolvimento do pré-sal, assim como a expectativa gerada pelo cronograma de leilões anunciado pela ANP para os próximos anos e o novo mercado de gás natural, anunciado pelo MME.

Diante da conjuntura econômica mais restritiva pela qual passa o setor de petróleo e gás

natural no Brasil e no mundo, com a redução do preço do barril, aumento do dólar e a crise sanitária (pandemia) sem precedentes, possíveis revisões dos planos de investimentos das empresas atuantes no setor de E&P brasileiro poderão afetar as previsões no próximo ciclo do PDE.

Outra importante implicação econômica das previsões deste PDE refere-se às expectativas de excedentes de produção de petróleo, que poderão ser exportados para outros países. Nesse sentido, a Tabela 5-2 apresenta novamente a previsão da produção de petróleo, desta vez junto com a demanda estimada⁵⁵ agregada de petróleo e os excedentes de produção. Nota-se que a demanda corresponde a uma estimativa do volume de petróleo que seria necessário para atender à demanda nacional de derivados, caso fosse possível produzir todo esse volume de derivados no País.

Tabela 5-2 - Previsão da produção, demanda estimada e excedentes de petróleo no Brasil

Recurso	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
PETRÓLEO	milhões de barris diários									
Produção	3,26	3,38	3,50	3,71	3,91	4,17	4,55	5,03	5,24	5,26
Demanda Estimada	2,03	2,09	2,12	2,16	2,20	2,25	2,30	2,37	2,44	2,53
Excedente	1,23	1,29	1,38	1,55	1,71	1,92	2,25	2,66	2,80	2,73

A entrada em operação de novos equipamentos é item fundamental para viabilizar as previsões da produção de petróleo e gás natural apresentadas neste PDE. Dentre os equipamentos demandados, destaca-se a necessidade de novas unidades estacionárias de produção em mar - UEP (Gráfico 5-10).

Para suportar as referidas previsões de produção deste plano, a estimativa de entrada em operação de novas UEP inclui aquelas já programadas, como os navios-plataforma do tipo FPSO previstos nos Planos de Negócios das empresas operadoras vigentes durante a elaboração deste PDE,

inclusive o Plano de Negócios 2020-2024 da Petrobras, e exclui as UEPs destinadas a testes de longa duração (TLD), devido ao seu caráter transitório de curto prazo, com relação à vida útil dos campos.

Admite-se que parte dessa demanda possa ser atendida por meio da tendência atual de padronização dos projetos de UEP do tipo FPSO e da conversão de navios existentes, permitindo, assim, a otimização de prazos e custos de construção. Admite-se também a possibilidade de afretamento para os casos de atrasos na entrega de UEP.

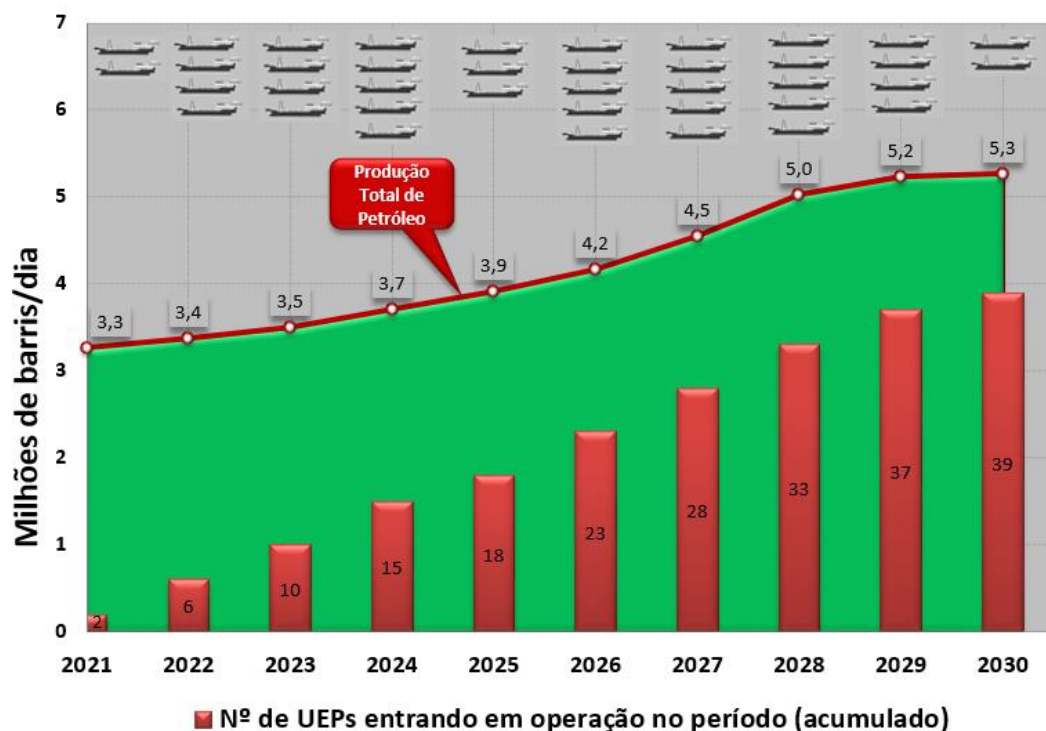
⁵⁵ A demanda estimada refere-se à estimativa do volume de petróleo que seria necessário para atender à demanda nacional de derivados, sem considerar restrições de logística e infraestrutura existentes. Como a capacidade nacional de refino não permite o pleno atendimento da

demanda doméstica de derivados, o volume excedente efetivo de petróleo (produção menos a carga das refinarias, a ser apresentado no Capítulo VI - Abastecimento de Derivados de Petróleo) será maior do que o aqui apresentado.

Sobre os compromissos com Conteúdo Local, a Resolução ANP nº 726/2018 trouxe a possibilidade de aditamento dos contratos de concessão. Com isso, existe a possibilidade de utilizar índices para os

compromissos com UEP divididos em três segmentos: 40% em engenharia, 40% em máquinas e equipamentos e 40% em construção, integração e montagem.

Gráfico 5-10 - Previsão de entrada em operação de novas UEPs



PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > *Espera-se que a produção de petróleo atinja 5,3 milhões de barris por dia (bbl/dia) em 2030, aproximadamente o dobro do valor registrado em 2019.*
- > *A produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas deverá atingir os maiores volumes em 2029, mantendo o patamar em torno de 4,0 milhões de bbl/dia até o final do período. A Cessão Onerosa é responsável por cerca de 46% da produção dos recursos na categoria de reserva em 2030. A produção estimada para o final do decênio, sem a contribuição da Cessão Onerosa para os recursos na categoria de reserva, chegaria a apenas 2,3 milhões de bbl/dia.*
- > *A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal, nas bacias de Santos e Campos, e pelas descobertas em águas profundas e ultra profundas nas bacias de Sergipe-Alagoas, de Espírito Santo-Mucuri e Potiguar, para as quais se estima a produção de 92% do total dos recursos contingentes no fim do período.*
- > *As maiores contribuições para a produção total permanecem sendo das unidades produtivas localizadas em águas ultraprofundas, que respondem por cerca de 84% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas com cerca de 9%. As produções em terra não ultrapassam 3% do total.*
- > *Com relação à densidade do petróleo, estima-se que em todo decênio prevaleça o tipo classificado como mediano.*
- > *A produção de gás natural sustentada somente por recursos da categoria de reservas alcança os maiores volumes em 2028, quando se atinge um pico de produção próximo de 183 milhões de m³/dia, seguido de um declínio suave até o final do período decenal, compensado pela contribuição da produção dos recursos contingentes e não descobertos. As maiores contribuições estão associadas às bacias de Santos, Campos, Solimões e Parnaíba.*
- > *A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal, nas bacias de Santos e Campos, pelas descobertas em águas ultra profundas na Bacia de Sergipe-Alagoas e pela produção em terra nas bacias do Parnaíba e Solimões, com expectativa de produção no final do período deste Plano. Juntas estas acumulações contribuem com 85% do total dos recursos contingentes no ano de 2030.*
- > *A partir de 2022, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas e a partir de 2024, em áreas ainda sem contrato com a União. A produção estimada para o total dos recursos não descobertos é de cerca 8% da produção nacional em 2030.*
- > *A maior proporção do gás a ser produzido no decênio é de gás associado, sendo que as contribuições das bacias de Campos e Santos, juntas, correspondem a aproximadamente 85% do total previsto para 2030, com produção muito significativa das acumulações no pré-sal. No caso do gás natural não associado, predomina a influência das unidades produtivas das bacias de Barreirinhas, Campos, Parnaíba, Recôncavo, Santos e Solimões.*
- > *Atualmente a contribuição do pré-sal representa cerca de 62% da produção brasileira total de petróleo e 60% da produção de gás natural. Estima-se que a produção do pré-sal terá um aumento contínuo ao longo de todo o período, devido à influência da entrada em operação dos módulos de produção da Cessão Onerosa e de Mero. No fim do decênio, o pré-sal responderá por parcela significativa (cerca de 79%) da produção nacional de petróleo, com forte participação da Bacia de Santos. O pós-sal contribuirá com aproximadamente 11%, advindos principalmente dos campos de produção da Bacia de Campos, e o extra pré-sal com participação de cerca de 10%.*

> Entre os campos da Cessão Onerosa, Búzios se destaca com a entrada de mais dois módulos de produção previstos no planejamento da Operadora, que projeta cumulativamente uma produção de cerca de 1 milhão de barris por dia em 2030.

> Considerando-se a incorporação dos volumes excedentes de áreas unitizáveis com a Cessão Onerosa às respectivas reservas, toda a Cessão Onerosa, incluindo Búzios, responderá por cerca de 37% do total da produção de petróleo em 2029. Já o contrato de partilha de produção participa com 18% e os contratos de concessão prevalecem contribuindo com 45% da produção nacional no fim do decênio.

> Outro destaque são os campos de Mero e Bacalhau Norte, sob contrato de partilha de produção, que pode alcançar outros 712 mil barris por dia no final do decênio. Essas três unidades sozinhas respondem por 33% da produção prevista de petróleo no fim do período.

> Estima-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil fiquem entre US\$ 415 bilhões e US\$ 454 bilhões no horizonte decenal. Trata-se de uma avaliação dos investimentos agregados de todo o setor de E&P no País, que pode ser refeita em caso de aprofundamento das perspectivas econômicas.

> Para suportar as referidas previsões de produção deste plano, estima-se a entrada em operação de 39 novas UEPs entre 2021 a 2030.

6 Abastecimento de Derivados de Petróleo

Este capítulo analisa as condições de atendimento ao mercado doméstico de derivados de petróleo na próxima década. São avaliadas a evolução dos preços internacionais de petróleo e dos seus derivados, as possibilidades de importação e exportação de petróleo e derivados, a produção nacional de derivados de petróleo, e os investimentos previstos em refino.

Conforme assinalado, o quadro de elevada movimentação de volumes de petróleo e derivados poderá exigir maior atenção em relação à operação da infraestrutura logística do País, com vistas à garantia do abastecimento em todo o território nacional.

6.1 Preços internacionais de petróleo e derivados

Ao final de 2019, as condicionantes da indústria mundial do petróleo indicavam a continuidade, no curto prazo, da dinâmica até então vigente – um equilíbrio tênue entre oferta e demanda que manteve os preços do petróleo Brent em relativa estabilidade, oscilando entre US\$ 60/b e US\$ 70/b.

Contudo, os primeiros meses de 2020 foram marcados por diversos eventos relevantes que acarretaram variações significativas nos preços internacionais do petróleo. Com os impactos da pandemia mundial de Covid-19 e de disputas por mercado entre os grandes produtores da Opep+, os preços *spot* do petróleo Brent recuaram para menos de US\$ 20/b em abril. A partir de maio, com o apoio de expressivos cortes de produção nos países que participam da Opep+, os preços do Brent se estabilizaram em um patamar de US\$ 40/b.

A pandemia de Covid-19 teve efeitos relevantes sobre a demanda mundial de petróleo e derivados. As atividades dos transportes rodoviário de passageiros e aéreo foram as mais afetadas pela ampla adoção de medidas de restrição à mobilidade no mundo, levando a reduções históricas no consumo global de gasolina e de querosene de aviação (QAV) ([IEA, 2020a](#)).

No cenário adotado pela EPE, a demanda mundial de petróleo sofre recuperação, mas

lentamente, alcançando os patamares pré-crise somente em meados de 2021. Restrições à mobilidade e quarentenas pontuais podem continuar ocorrendo ao longo de 2021, mas não se espera que essas restrições sejam tão impactantes quanto as observadas no primeiro semestre de 2020, quando mais de 3 bilhões de pessoas foram atingidas por alguma medida de restrição de mobilidade ou isolamento social. Pelo lado da oferta, a Opep+ iniciou, ainda em 2020, a reversão gradual de parte dos cortes efetuados, e diversos países não-Opep, compelidos a reduzir sua produção, estão voltando a produzir em volumes maiores ([IEA, 2020a](#)).

No curto prazo, observam-se diferentes fatores que podem pressionar as cotações internacionais do petróleo para cima ou para baixo. Entre aqueles que contribuem para a sua elevação, destacam-se a predisposição da Opep+ em regular o mercado, a pressão da Arábia Saudita por conformidades nos cortes de produção, as crescentes taxas de declínio em campos maduros – em função da redução e seletividade na escolha de investimentos, e o aumento da atividade do transporte rodoviário individual de passageiros por motivos sanitários. Por outro lado, dentre os fatores que favorecem a redução dos preços internacionais do petróleo, citam-se a lenta recuperação da economia mundial no pós-pandemia, a aceleração da adoção do trabalho remoto, o retorno da produção de campos paralisados (em especial nos

Estados Unidos e Canadá), assim como os altos estoques e a elevada capacidade ociosa mundial.

Nesse contexto global, apesar de alguma recuperação observada no segundo semestre de 2020, os preços internacionais de petróleo em 2021 deverão ser inferiores aos níveis pré-pandêmicos⁵⁶. Projeta-se um frágil equilíbrio entre a oferta e a demanda de petróleo no curto prazo, com o preço *spot* do Brent se elevando de US\$ 40/b em 2020 para US\$ 49/b em 2021.

No médio prazo, entende-se que os efeitos da pandemia de Covid-19 na demanda global de petróleo ainda serão observados. Por um lado, o aumento de compras *online*, os estímulos econômicos globais e os menores preços da *commodity* poderão incentivar um maior consumo mundial de petróleo. Em contrapartida, a retração da globalização, a redução de viagens aéreas para trabalho e turismo, a diminuição das vendas de novos veículos e a substituição do meio de transporte ou de sua tecnologia poderão induzir uma menor demanda mundial de petróleo (RYSTAD ENERGY, 2020). Apesar disso, projeta-se um crescimento da demanda de petróleo ao longo da próxima década, proveniente especialmente do desenvolvimento econômico e da urbanização de centenas de milhões de pessoas na África e Ásia.

No que tange à oferta mundial de petróleo, muitos projetos em E&P foram cancelados ou postergados em 2020. A retração de investimentos exploratórios, observada desde 2014, deverá limitar a expansão da produção mundial de petróleo nos próximos anos (IEA, 2020b). Além disso, preços de petróleo abaixo de US\$ 50/b podem não ser suficientes para viabilizar a produção na maior parte das províncias petrolíferas no mundo (WOOD MACKENZIE, 2020). No entanto, a existência de capacidade ociosa nos países da Opec+, e da presença de elevados estoques de petróleo, que devem reduzir-se lentamente ao longo dos anos, devem limitar elevações de preços no médio prazo.

A transição energética em curso deve impactar tanto a demanda quanto a oferta de energia ao longo da próxima década. Contudo, muitas das tecnologias necessárias para uma descarbonização da economia ainda não estão amadurecidas (IEA, 2020c). Mesmo tecnologias maduras necessitarão de tempo para a efetiva penetração no mercado.

A retomada do crescimento da demanda mundial de petróleo exigirá o desenvolvimento da produção em regiões de fronteira exploratória. Em função de custos mais elevados, esses projetos requerem preços de petróleo mais altos, equilibrando o mercado em patamar superior ao de 2020.

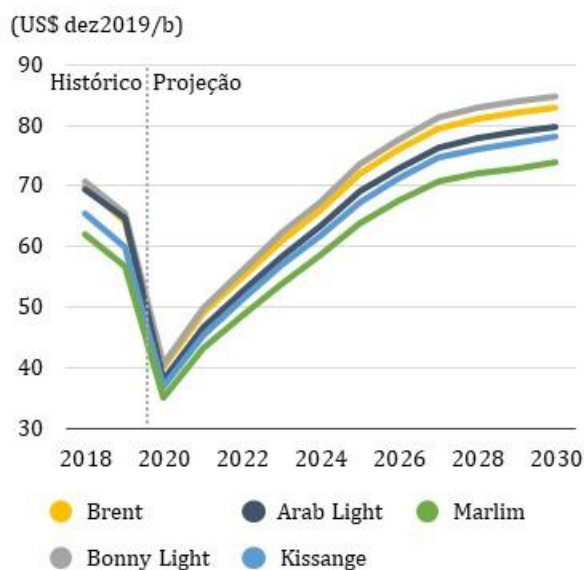
Com base nas premissas expostas, o Gráfico 6-1 exibe as projeções do presente PDE para o preço *spot* do petróleo Brent no período decenal. Os preços dos demais tipos de petróleo considerados neste estudo são projetados a partir de uma relação histórica econométrica com o Brent, sendo apresentados no Gráfico 6-2.

Gráfico 6-1 – Preço *spot* do petróleo Brent



Fonte: Elaboração própria, com dados históricos de EIA (2020b).

⁵⁶ Essa premissa está em linha com as projeções de curto prazo de diversos agentes de mercado (CITIGROUP, 2020; EIA, 2020a; REPSOL, 2020; SHELL, 2020).

Gráfico 6-2 - Preços *spot* dos demais tipos de petróleo


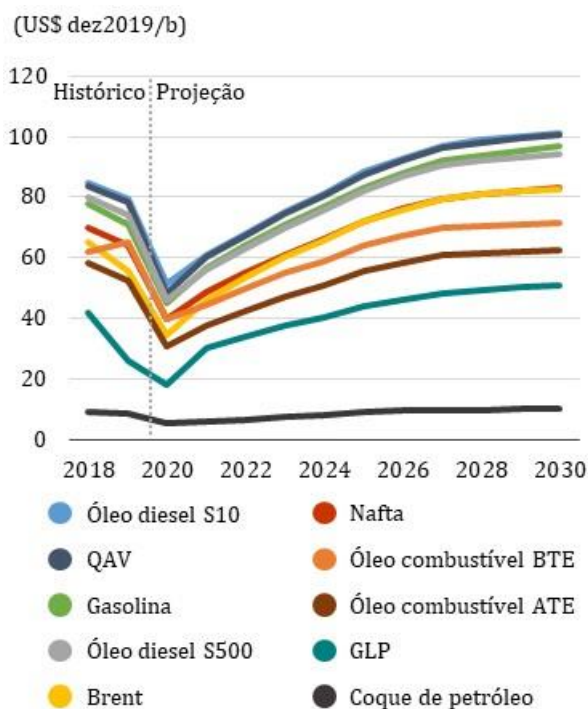
Fonte: Elaboração própria, com dados históricos de [EIA \(2020b\)](#).

Nota: Assume-se o petróleo Kissange como uma *proxy* para os óleos brasileiros do pré-sal.

Os preços internacionais de derivados são estimados a partir de procedimentos econométricos, sendo o preço do Brent a principal variável independente. Adicionalmente, realizam-se ajustes temporais sobre o resultado parcial da econometria, de modo a refletir os impactos conjunturais e as perspectivas de especialistas acerca das particularidades do mercado.

O Gráfico 6-3 apresenta as projeções de preços internacionais dos principais derivados de petróleo para o período decenal.

Gráfico 6-3 - Preços internacionais dos principais derivados de petróleo



Fonte: Elaboração própria, com dados históricos de [EIA \(2020b\)](#).

Nota: Consideram-se como referência as seguintes cotações internacionais: *Ultra-low sulfur diesel spot FOB U.S. Gulf Coast*; *Jet fuel spot FOB U.S. Gulf Coast*; *Gasoline regular spot FOB U.S. Gulf Coast*; *Naphtha spot FOB Rotterdam*; *Propane spot FOB Mont Belvieu*; *Fuel oil 1% e Fuel oil 2.5% spot FOB U.S. Gulf Coast*.

Em relação ao óleo diesel S10, o seu *spread* frente ao Brent aumentou nos últimos anos devido às novas exigências de controle de emissões para veículos pesados (EURO VI na Europa, Bharat VI na Índia e Proconve P-7 no Brasil) e para embarcações (IMO 2020). Estima-se que a alta desse *spread* em 2020 deverá ser revertida a partir da adequação das refinarias para produzir óleo diesel e óleo combustível de baixo teor de enxofre. Ainda assim, o prêmio do óleo diesel S10 deverá permanecer elevado devido à dificuldade de substituí-lo no transporte e na agricultura. Adicionalmente, pressões ambientais devem continuar a promover a lenta substituição de óleo diesel S500 por S10 no mundo.

A queda da demanda mundial de QAV em 2020 reduziu bruscamente o *spread* deste combustível em relação ao óleo diesel S10. Porém, estima-se que o

prêmio do combustível em relação ao óleo diesel deverá retornar aos patamares históricos ao longo dos próximos anos, na medida em que a demanda de QAV se recuperar. No longo prazo, o aumento da eficiência das aeronaves e a introdução de combustíveis alternativos *drop-in* deverão limitar o crescimento da demanda deste combustível, começando a reduzir o seu prêmio frente ao Brent em 2030.

No que tange à gasolina, os baixos preços ao consumidor a partir de 2014 estimularam a venda de utilitários esportivos (SUVs), de maior consumo energético, aumentando a sua demanda e o seu prêmio em relação ao Brent. Projeta-se que a demanda mundial de gasolina deverá continuar elevada no decênio, devido aos baixos preços e à tendência de maior preocupação com a contaminação em ambientes públicos. Por outro lado, tecnologias de motorização substitutas à combustão interna devem se difundir, porém lentamente, devido às fortes barreiras à entrada ainda existentes. Consequentemente, o estoque de veículos a gasolina permanecerá elevado por diversos anos, implicando uma manutenção de altos patamares de demanda e do prêmio da gasolina frente ao Brent.

O prêmio da nafta em relação ao Brent se reduziu nos últimos anos em função do forte crescimento da produção de líquidos de gás natural (LGN) nos Estados Unidos, fruto da revolução do

shale. Estima-se, porém, que esse prêmio deverá se recuperar parcialmente nos próximos anos com o aumento da capacidade de exportação na região, e com o consumo crescente da indústria petroquímica, especialmente na Ásia.

Espera-se que a produção de gás natural nos Estados Unidos e as exportações de LGN e gás natural liquefeito (GNL) pressionem os preços de propano (importante componente do gás liquefeito de petróleo - GLP) no médio prazo, mantendo o seu *spread* em relação ao Brent relativamente baixo. Porém, na segunda metade da década de 2020, com a redução projetada da sobreoferta de gás natural no Golfo do México, o prêmio do propano deverá se recuperar parcialmente. A expectativa de crescente eletrificação das economias em desenvolvimento, no entanto, limita essa retomada no longo prazo.

Por fim, a diferença entre óleo combustível de baixo teor de enxofre (BTE) e de alto teor de enxofre (ATE) deverá se ampliar no curto prazo, em função da nova especificação de combustíveis marítimos (IMO 2020). O baixo preço relativo do óleo combustível ATE deverá aumentar gradativamente o seu consumo no setor industrial e na geração elétrica. Por sua vez, a valorização do óleo combustível BTE frente ao Brent, observada em 2020, deverá se reverter nos próximos anos, na medida em que refinadores no mundo adequem as suas unidades ao atendimento de combustíveis de baixo teor de enxofre.

6.2 Oferta nacional de derivados de petróleo

Esta seção tem como objetivo avaliar a evolução da oferta de derivados de petróleo no Brasil para os próximos dez anos, visando o apoio ao planejamento energético nacional. Analisam-se também o balanço de produção, processamento, importação e exportação de petróleo, e o nível de dependência externa no atendimento à demanda doméstica de combustíveis.

Diferentemente de anos anteriores, são esperadas mudanças significativas na dinâmica do abastecimento nacional de derivados de petróleo no Brasil. Tais mudanças decorrem principalmente de iniciativas promovidas pelo Governo Federal ao longo

dos últimos anos – como a iniciativa Abastece Brasil – buscando o desenvolvimento de uma nova estrutura para o mercado nacional de combustíveis, com ênfase no estímulo à entrada de novos agentes econômicos, à livre concorrência e à atração de investimentos no setor, em um ambiente regulatório objetivo e transparente ([MME, 2020a](#)).

No âmbito dessas transformações, destaca-se o Termo de Compromisso de Cessação (TCC) celebrado em junho de 2019 entre a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade). Por meio desse documento, a estatal comprometeu-se a

vender oito de suas refinarias de petróleo⁵⁷, incluindo ativos logísticos relacionados, até o fim de 2021 (CADE, 2019). Essa medida tem potencial de alterar de forma significativa a dinâmica do abastecimento nacional de derivados de petróleo, uma vez que a Petrobras reduzirá a sua participação no segmento de refino dos atuais 99% para cerca de 50%.

A elaboração da análise da presente seção utiliza o Modelo de Planejamento do Abastecimento de Derivados de Petróleo (Plandepe). Trata-se de um modelo matemático de programação linear cujo equacionamento representa as principais atividades do sistema de abastecimento de derivados de petróleo no Brasil. A modelagem abrange a integração entre a produção nacional de petróleo e de líquidos de gás natural; as possibilidades de importação e exportação de petróleo e derivados; o processamento de petróleo e a produção de derivados nas refinarias nacionais e demais unidades produtoras (centrais petroquímicas, unidade de industrialização de xisto, e outros produtores); a infraestrutura de transporte de petróleo e derivados; a demanda doméstica de derivados segmentada em bases de distribuição; e a complementariedade entre o combustíveis derivados de petróleo e os biocombustíveis⁵⁸. Dessa forma, o modelo Plandepe permite realizar análises sobre o parque nacional de refino em diferentes contextos, bem como avaliar os principais fluxos de petróleo e derivados entre as diversas regiões de produção e de consumo.

A modelagem matemática do Plandepe possui uma função objetivo que busca a minimização dos custos do sistema de abastecimento nacional de derivados de petróleo como um todo. Os resultados representam o atendimento ao abastecimento do País

a partir de uma abordagem nacional da estrutura de abastecimento, não distinguindo a propriedade dos ativos desta cadeia. Cabe destacar, entretanto, que a entrada de novos atores poderá alterar a dinâmica e as escolhas de estratégia de cada refinaria.

As premissas adotadas neste estudo incluem as projeções da produção nacional de petróleo, exibidas no Capítulo 5; da produção nacional de líquidos de gás natural, derivada das projeções de gás natural apresentadas nos Capítulos 5 e 7; dos preços internacionais de petróleo e derivados discutidos neste Capítulo, na seção 0; e da demanda brasileira de derivados, apresentada no Capítulo 2, incluindo o fornecimento de QAV e combustíveis marítimos, respectivamente, para aeronaves e navios estrangeiros abastecidos no País.

Adicionalmente, consideram-se as premissas relacionadas às características do parque nacional de refino e da infraestrutura de transporte de petróleo e seus derivados, às especificações de combustíveis, à participação de etanol e biodiesel na matriz de combustíveis tratada, e aos investimentos previstos em refino no Brasil. Essas questões são abordadas mais detalhadamente a seguir, com exceção da infraestrutura de transporte, que é discutida na seção 0.

PARQUE NACIONAL DE REFINO

O Brasil possui atualmente 18 refinarias de petróleo autorizadas pela ANP para operação, que totalizam uma capacidade nominal de processamento de 2,3 milhões b/d, conforme exibido na Tabela 6-1. Com isso, o parque nacional de refino configura-se como o 9º maior do mundo (BP, 2020)

⁵⁷ Adicionalmente, a empresa incluiu em seu plano de desinvestimentos a Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC) no bojo da oportunidade dos ativos de exploração e produção (E&P) do Rio Grande do Norte, denominado Polo Potiguar (Petrobras, 2020a).

⁵⁸ A demanda considera a mistura de etanol anidro na gasolina e o cronograma de aumento do mandato obrigatório de biodiesel.

Tabela 6-1 - Refinarias nacionais autorizadas para operação

Refinarias	Localização	Capacidade (mil b/d)
Refinaria de Paulínia (Replan)	Paulínia (SP)	434
Refinaria Landulpho Alves (RLAM)	São Francisco do Conde (BA)	337
Refinaria Duque de Caxias (Reduc)	Duque de Caxias (RJ)	252
Refinaria Henrique Lage (Revap)	São José dos Campos (SP)	252
Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar)	Araucária (PR)	214
Refinaria Alberto Pasqualini (Refap)	Canoas (RS)	208
Refinaria Presidente Bernardes (RPBC)	Cubatão (RJ)	179
Refinaria Gabriel Passos (Regap)	Betim (MG)	164
Refinaria Abreu e Lima (RNEST)	Ipojuca (PE)	115
Refinaria de Capuava (Recap)	Mauá (SP)	63
Refinaria Isaac Sabbá (Reman)	Manaus (AM)	46
Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC)	Guamaré (RN)	38
Refinaria de Petróleo Riograndense (RPR)	Rio Grande (RS)	17
Refinaria de Manguinhos (Refit)	Rio de Janeiro (RJ)	10
Refinaria Lubrificantes do Nordeste (Lubnor)	Fortaleza (CE)	10
Unidade de Industrialização do Xisto (SIX)	São Mateus do Sul (PR)	6
Univen Refinaria de Petróleo (Univen)	Itupeva (SP)	5
Dax Oil	Camaçari (BA)	2

Fonte: Elaboração própria, a partir de [ANP \(2020a\)](#) e [Petrobras \(2020b\)](#).

Notas: (1) A RNEST possui capacidade nominal de 115 mil b/d, mas está autorizada a processar no máximo 100 mil b/d, conforme exigência da Renovação da Licença de Operação emitida pela Agência Estadual de Meio Ambiente de Pernambuco; (2) As operações da refinaria Univen Petróleo se encontram suspensas desde março de 2014 e, por isso, não foram consideradas neste estudo; (3) A SIX é uma unidade de industrialização de xisto pirobetuminoso, não processando petróleo.

INVESTIMENTOS PREVISTOS NO REFINO NACIONAL

Em que pesem as possíveis mudanças nos próximos anos na estrutura do abastecimento nacional de combustíveis, não foram considerados investimentos significativos na expansão da capacidade de refino no horizonte do estudo. Ressalta-se, porém, que há ampliações de pequeno porte em andamento atualmente nos estados da Bahia e de São Paulo ([ANP, 2019a, 2020b, 2020c](#)).

Considerou-se investimentos na ampliação da capacidade de tratamento em refinarias existentes. Esses investimentos incluem a construção de uma nova unidade de hidrotratamento (HDT) de 10 mil m³/d e com início previsto de operação em 2026, e o *revamp* de duas unidades de hidrodessulfurização, uma em 2023 e outra em 2024, que somam 12 mil m³/d de capacidade de tratamento (MME, 2020b; [Petrobras, 2020c](#)). Nota-se que esses

projetos visam adequar o parque nacional de refino para o atendimento à demanda crescente de combustíveis de baixo teor de enxofre.

Destaca-se que, diante da ausência de avanço físico nas obras desde 2015, do processo de venda da refinaria em andamento pela Petrobras e da incerteza acerca das estratégias de negócio do agente comprador, optou-se por não considerar o término da construção do 2º trem da RNEST no horizonte decenal.

Por sua vez, em relação ao projeto da Petrobras em Itaboraí (RJ), renomeado como Polo GasLub Itaboraí (antigo Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro - Comperj), este estudo considera apenas o término da construção e o início de operação da unidade de processamento de gás natural (UPGN) em

2021, conforme indicado no Capítulo 7, uma vez que o projeto ainda não possui escopo definido⁵⁹.

Além dos empreendimentos de refinarias de pequeno porte em andamento nos estados da Bahia e de São Paulo, projetos deste tipo, relevantes para a integração entre a produção local de petróleo *onshore* e *offshore* e o desenvolvimento regional, foram anunciados nos estados de Sergipe, Espírito Santo e Rio de Janeiro (EPE, 2020a). Contudo, como tais refinarias ainda não obtiveram autorização para construção, optou-se por não considerá-las neste estudo, mas seguem em acompanhamento.

Assim, com as premissas adotadas, projeta-se que a capacidade nominal de refino no País permanecerá inferior a 2,5 milhões b/d ao longo dos próximos dez anos. Adicionalmente, realizou-se uma análise de sensibilidade considerando investimentos adicionais na expansão da capacidade de refino, destacada no Box 6.1.

ESPECIFICAÇÃO DE COMBUSTÍVEIS

O óleo diesel é comercializado no Brasil com diferentes especificações, especialmente, delimitando o limite máximo de teor de enxofre. O óleo diesel para uso rodoviário, misturado com o biodiesel, é consumido no território brasileiro com teor máximo de enxofre de 10 ppm (S10) e 500 ppm (S500). Assumiu-se que esta regra permanecerá válida ao longo do horizonte decenal.

Nota-se que, desde a implementação da Fase P-7 do Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (Proconve) em 2012, os motores de veículos pesados novos produzidos e licenciados no Brasil são adequados ao consumo de óleo diesel de baixo teor de enxofre. Logo, o sucateamento da frota e a prejudicialidade do S500 à nova motorização conduzem a demanda brasileira a uma transição gradual para o óleo diesel S10 nos próximos anos⁶⁰.

No caso do óleo diesel B *off-road*, para uso ferroviário, extração mineral a céu aberto e em geração elétrica, o limite atual de teor de enxofre é de 1800 ppm (S1800). Devido à sua demanda em volumes pouco expressivos, bem como à redução do seu consumo ao longo dos últimos anos, adotou-se a substituição do S1800 no Brasil por óleo diesel S500 a partir de 2028.

De forma similar, para o óleo diesel marítimo, de uso aquaviário, considerou-se a alteração do atual limite máximo de teor de enxofre de 5000 ppm para 500 ppm no final do primeiro quinquênio analisado neste estudo.

O óleo combustível marítimo, conhecido internacionalmente como *bunker*, é um combustível utilizado principalmente para transporte aquaviário de longo curso por embarcações de grande porte. Adotou-se como premissa o limite máximo do teor de enxofre no *bunker* de 0,5% (5000 ppm) (ANP, 2019b) e em linha com a norma implementada pela Organização Marítima Internacional (IMO) em janeiro de 2020, conhecida como IMO 2020 (IMO, 2019).

Para a gasolina C, considerou-se a sua nova especificação no País, que entrou em vigor em 2020, estabelecendo limites de massa específica a 20°C, de temperatura de destilação no ponto 50% evaporado (T50) e do parâmetro de octanagem RON, conforme Resolução ANP nº 807/2020 (ANP, 2020e). Assumiu-se, ainda, a manutenção do limite máximo de teor de enxofre de 50 ppm para a gasolina C ao longo do horizonte do estudo.

Destacam-se, também, as premissas de percentuais obrigatórios de biocombustíveis nas misturas de gasolina C e de óleo diesel B nos próximos dez anos. Para a gasolina C, adotou-se o percentual atual de etanol anidro na mistura, de 27% para a gasolina C comum e 25% para a gasolina C premium, conforme Portaria MAPA nº 75/2015 (MAPA, 2015), ao longo do horizonte do estudo. Para o óleo diesel B,

⁵⁹ A Petrobras afirma que estuda a possibilidade de construir uma planta de lubrificantes no local, utilizando interligações existentes com a Reduc e correntes intermediárias desta refinaria como insumo (Petrobras, 2020d).

⁶⁰ A participação média do óleo diesel S10 no mercado brasileiro de óleo diesel, considerando as vendas acumuladas de janeiro a outubro de 2020, foi de 52% (ANP, 2020d).

considerou-se um aumento gradativo de biodiesel na mistura, de 12% desde março de 2020 até 15% a partir de março de 2023, conforme estabelecem a Resolução CNPE nº 16/2018 e o Despacho ANP nº 621/2019 ([ANP, 2019c](#); [CNPE, 2018](#)). Adicionalmente, assumiu-se como premissa a inserção do bioquerosene de aviação (bioQAV) no País, com teor de 1% na mistura com o QAV a partir de 2027, sendo este percentual mantido até 2030. Questões relacionadas aos biocombustíveis são detalhadamente discutidas no Capítulo 8.

BALANÇO NACIONAL DE PETRÓLEO

Os resultados obtidos indicam que, no próximo decênio, o Brasil deverá ampliar ainda mais a sua condição atual de exportador líquido de petróleo. Projeta-se que, em 2030, as exportações brasileiras alcançarão 3,4 milhões b/d, cerca de 65% da produção nacional no ano. Esse volume expressivo poderá alçar o Brasil como um dos cinco maiores exportadores do mundo, o que elevaria a importância e relevância do País no quadro geopolítico da indústria mundial do petróleo.

Essa condição exportadora explica-se, em grande medida, pelo aumento da produção nacional

de petróleo, exibido no Capítulo 5, principalmente em áreas do pré-sal da Bacia de Santos. Esse crescimento da produção nacional em muito se sobrepõe ao processamento de petróleo no parque nacional de refino. Estima-se um pequeno incremento no volume de petróleo processado nas refinarias brasileiras, de 1,7 milhão b/d na média dos últimos três anos para 1,9 milhão b/d em 2030. Em termos de fator de utilização das refinarias, isso representa um aumento de um patamar de 75% para 83% no final da década.

Pelo lado da importação, devido à produção de óleos básicos lubrificantes na Reduc, considera-se a aquisição de petróleo parafínico importado em todo o horizonte do estudo. Existe também a necessidade de adequação da qualidade da carga ao parque de refino existente, o que pode demandar a importação de petróleos leves, visando ao aumento da produção de derivados de maior valor agregado.

A Tabela 6-2 apresenta as projeções do balanço nacional de petróleo no horizonte decenal, assim como do fator de utilização das refinarias, da participação do óleo nacional no processamento, e da relação entre as exportações de petróleo e a produção nacional.

Tabela 6-2 - Balanço nacional de petróleo

(milhão b/d)	2019	2021	2024	2027	2030
Produção nacional	2,79	3,26	3,71	4,55	5,26
Processamento nas refinarias	1,75	1,79	1,89	1,95	1,94
Importações	0,19	0,17	0,15	0,11	0,11
Exportações	1,17	1,63	1,97	2,72	3,43
(%)					
Fator de utilização das refinarias nacionais	75%	77%	81%	84%	83%
Participação do óleo nacional na carga processada	89%	91%	92%	94%	94%
Relação entre exportações de petróleo e produção nacional	42%	50%	53%	60%	65%

Fonte: Elaboração própria, com dados históricos de [ANP \(2020d\)](#).

BALANÇO NACIONAL DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

A pandemia de Covid-19 tem afetado de maneiras distintas a demanda nacional de derivados de petróleo, como apresentado no Capítulo 2. Como consequência, as refinarias adaptaram o seu mix de

produção para atender às variações do consumo doméstico de combustíveis.

Nos próximos anos, com a perspectiva de retomada gradual da demanda, ainda que em patamares inferiores às projeções do último PDE, espera-se uma recuperação gradativa do fator de utilização e, conseqüentemente, da produção de derivados nas refinarias nacionais.

A Tabela 6-3 exibe as projeções para a produção nacional de derivados de petróleo no período.

Tabela 6-3 - Produção nacional de derivados de petróleo

(mil m ³ /d)	2019	2021	2024	2027	2030
GLP	27,2	33,3	35,6	40,4	44,7
Nafta	12,3	13,5	15,5	18,9	19,0
Gasolina A	69,0	67,6	69,2	69,0	71,3
Querosene de Aviação (QAV)	16,6	14,2	15,7	18,0	17,5
Óleo Diesel A	112,1	125,0	131,3	135,3	133,9
Óleo Combustível	33,5	33,3	35,0	34,6	33,4
Coque de Petróleo	12,1	11,5	14,4	14,7	13,9
Asfaltos	4,7	4,9	5,4	5,3	6,1
Solventes	0,9	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificantes	1,6	1,8	1,8	1,8	1,8

Fonte: Elaboração própria, com dados históricos de [ANP \(2020d\)](#) e [EPE \(2020b\)](#).

Nota: Inclui produção de refinarias de petróleo, centrais petroquímicas, unidades de processamento de gás natural, unidade de industrialização de xisto, e outros produtores.

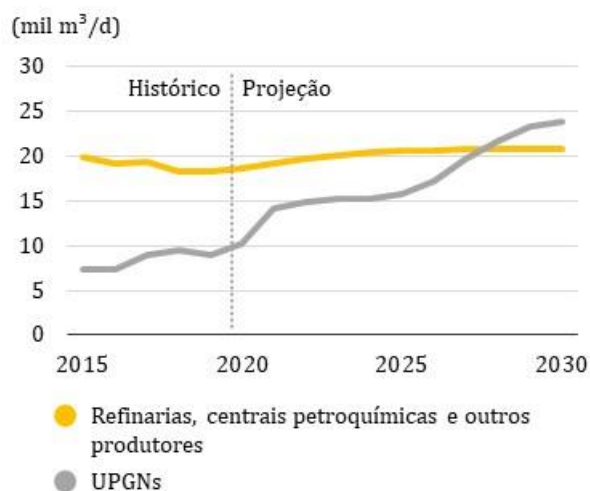
Gás liquefeito de petróleo (GLP) – Destaca-se o crescimento de mais de 60% da produção nacional de GLP entre 2019 e 2030. Esse aumento decorrerá, em grande medida, da parcela da produção oriunda do processamento de gás natural, em especial, com a entrada em operação da UPGN de Itaboraí (RJ) em 2021 e com o desenvolvimento da produção de gás natural na Bacia de Sergipe-Alagoas, na segunda metade da década. Assim, estima-se que a produção de GLP de UPGNs alcançará 23,9 mil m³/d em 2030, volume muito superior aos 8,9 mil m³/d produzidos em 2019 nessas unidades. Questões relacionadas à oferta nacional de gás natural e aos investimentos previstos em UPGNs são mais detalhadamente discutidas no Capítulo 7.

Por sua vez, a produção de GLP em refinarias, centrais petroquímicas e outros produtores deverá manter-se em patamares da ordem de 20 mil m³/d ao longo do período decenal. Projeta-se, apenas, um aumento gradual nos primeiros anos da década em função da recuperação do fator de utilização das refinarias.

O

Gráfico 6-4 exibe a projeção para a produção nacional de GLP por tipo de unidade produtora.

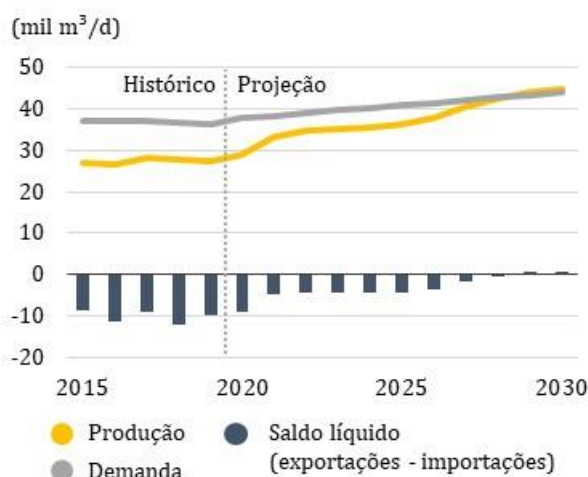
Gráfico 6-4 - Produção nacional de GLP por tipo de unidade produtora



Fonte: Elaboração própria, com dados históricos de [ANP \(2020d\)](#) e [EPE \(2020b\)](#).

Como resultado do aumento expressivo da produção nacional e da taxa de crescimento da demanda doméstica de GLP, esta última discutida em maiores detalhes no Capítulo 2, estima-se que as importações deste combustível serão reduzidas ao longo do período decenal, chegando à autossuficiência no final do horizonte do estudo, conforme apresentado no Gráfico 6-5.

Gráfico 6-5 - Balanço nacional de GLP



Fonte: Elaboração própria, com dados históricos de [ANP \(2020d\)](#) e [EPE \(2020b\)](#).

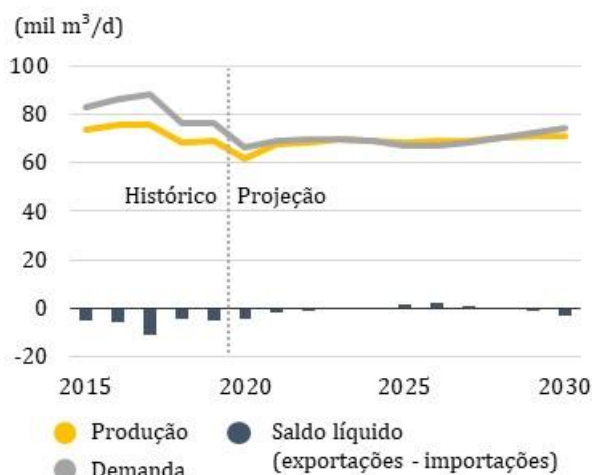
Em março de 2020, houve o fim da diferenciação de preços para o GLP entre botijões de até 13 kg para uso residencial e a granel, conforme definido pela Resolução CNPE nº 17/2019 ([CNPE, 2019](#)). Essa medida buscou eliminar uma distorção do mercado e, promover a entrada de novos agentes econômicos na cadeia de GLP e atrair investimentos no setor. Há possibilidade de mudanças significativas neste setor nos próximos anos, tanto em função do fim da diferenciação de preços, quanto em decorrência da venda de ativos de refino e UPGN da Petrobras. Durante essa transição, será exigida atenção à infraestrutura primária de abastecimento deste combustível, que é limitada.

Gasolina – A produção nacional de gasolina A deverá sofrer poucas variações no período, ficando em torno de 70 mil m³/d entre 2021 e 2030, apesar do aumento previsto para o fator de utilização das refinarias. Em grande medida, isso se justifica, pois as projeções deste PDE indicam que a demanda

doméstica de gasolina A não deverá retornar aos níveis de 2019 antes de 2030, em função do comportamento da demanda ciclo Otto e da oferta de etanol hidratado, descrita no Capítulo 8.

Dessarte, o Brasil reduzirá as suas importações líquidas de gasolina no período decenal, conforme sinalizado no Gráfico 6-6.

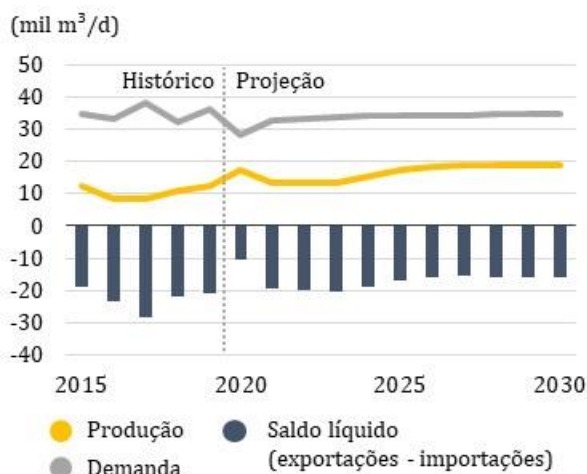
Gráfico 6-6 - Balanço nacional de gasolina A



Fonte: Elaboração própria, com dados históricos de [ANP \(2020d\)](#) e [EPE \(2020b\)](#).

Nafta – Projeta-se um aumento substancial da produção nacional de nafta de 12,3 mil m³/d em 2019 para 19,0 mil m³/d em 2030. Esse crescimento deverá ser orientado pela elevação dos volumes de petróleo processados nas refinarias ao longo do período, de tal forma que a produção incremental de frações de nafta de destilação direta deverá ser majoritariamente direcionada para a obtenção de nafta petroquímica ao invés de compor o *pool* de gasolina. Em 2020, esse direcionamento foi observado, devido à redução do consumo de gasolina C no País. O Gráfico 6-7 apresenta o balanço nacional de nafta, indicando que o Brasil dever-se-á manter importador deste derivado, apesar da previsão de aumento da produção.

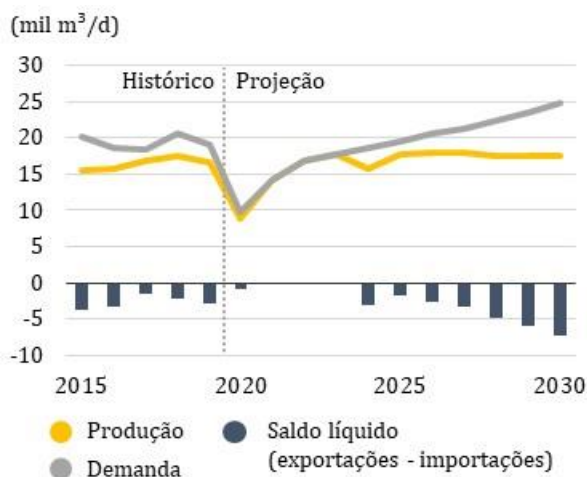
Gráfico 6-7 - Balanço nacional de nafta



Fonte: Elaboração própria, com dados históricos de [ANP \(2020d\)](#) e [EPE \(2020b\)](#).

Querosene de aviação (QAV) - Projeta-se que a produção nacional de QAV irá se recuperar gradativamente a partir de 2020, acompanhando a evolução do seu consumo doméstico. Assim, não são esperados volumes significativos de importação deste combustível na primeira metade do período decenal, conforme indicado no Gráfico 6-8.

Gráfico 6-8 - Balanço nacional de QAV



Fonte: Elaboração própria, com dados históricos de [ANP \(2020d\)](#) e [EPE \(2020b\)](#).

Nota: O fornecimento de QAV para aeronaves estrangeiras é contabilizado como demanda doméstica.

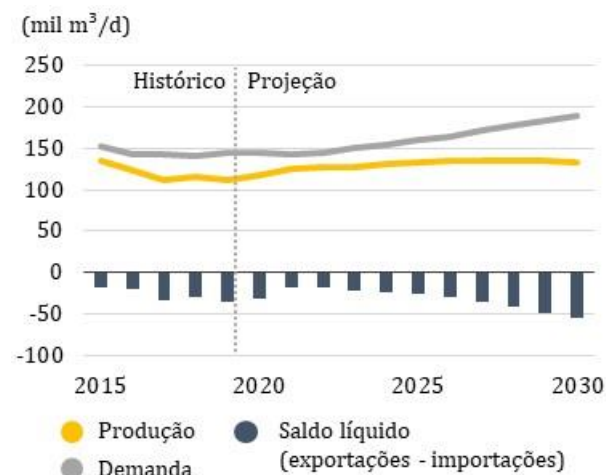
As estimativas indicam que, a partir de 2025, a produção nacional de QAV alcançará 17,5 mil m³/d,

enquanto a demanda deste derivado continuará aumentando. Por conseguinte, projetam-se volumes crescentes de importação, atingindo 7,2 mil m³/d em 2030. Cabe destacar que esse montante é superior à importação máxima histórica de QAV no País, de 5,4 mil m³/d, observada em 2013, o que poderá exigir investimentos na expansão da infraestrutura primária de abastecimento deste combustível.

Óleo diesel - A produção nacional de óleo diesel A deverá apresentar leve crescimento na primeira metade do decênio, alcançando um patamar em torno de 135 mil m³/d ao final do horizonte decenal. Esse crescimento será oriundo do maior processamento de petróleo nas refinarias e dos investimentos previstos na expansão da capacidade de hidrotratamento. Tais projetos contribuem para ampliar a produção de óleo diesel S10 a partir de correntes intermediárias usualmente destinadas nas refinarias para produção de óleo combustível ou óleo diesel de mais alto teor de enxofre.

Contudo, apesar do incremento na produção, o Brasil permanecerá importador líquido de óleo diesel durante todo o período decenal, conforme indicado no Gráfico 6-9. Note-se que a projeção da demanda nacional deste combustível indica crescimento a uma taxa de 2,5% a.a. entre 2019 e 2030.

Gráfico 6-9 - Balanço nacional de óleo diesel A



Fonte: Elaboração própria, com dados históricos de [ANP \(2020d\)](#) e [EPE \(2020b\)](#).

Nota: O fornecimento de óleo diesel marítimo para navios estrangeiros é contabilizado como demanda doméstica.

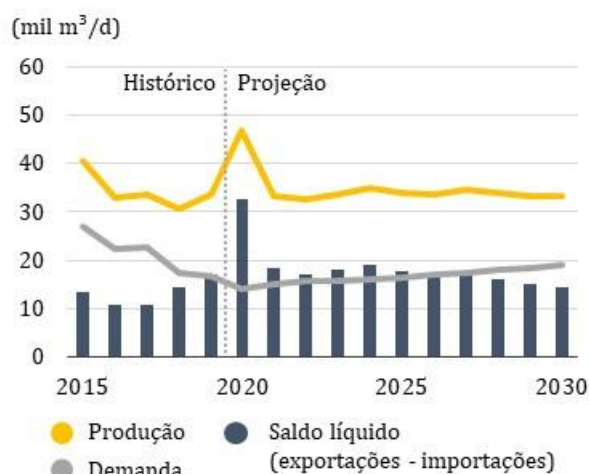
As projeções indicam que o volume de importação de óleo diesel deverá alcançar patamares de 55 mil m³/d em 2030. Esse valor é mais de 50% superior aos 36 mil m³/d importados no País em 2019, máxima histórica até então, sinalizando uma eventual necessidade de investimentos em ampliação da infraestrutura primária de abastecimento de óleo diesel A.

Óleo combustível – Como os petróleos brasileiros possuem, em geral, baixo teor de enxofre, a produção e comercialização de óleo combustível marítimo (*bunker*) que atende às novas especificações da IMO 2020 se tornou uma oportunidade comercial para as refinarias nacionais. Nesse contexto, a produção e a exportação de óleo combustível no País registrou um aumento expressivo em 2020, em comparação aos anos anteriores.

Espera-se, porém, que as margens deste produto sejam reduzidas nos próximos anos, na medida em que refinadores no mundo adequem as suas unidades de processo de conversão e tratamento para produzir *bunker* de baixo teor de enxofre. Para o período analisado, as projeções indicam que a produção nacional de óleo combustível deverá retornar para um valor médio de 34 mil m³/d ao longo do decênio, similar ao patamar médio de 2015 a 2019.

O Brasil dever-se-á manter como exportador líquido de óleo combustível durante todo o período decenal, porém com tendência de queda dos volumes exportados ao longo do horizonte de estudo. O Gráfico 6-10 exibe as projeções de balanço nacional de óleo combustível.

Gráfico 6-10 - Balanço nacional de óleo combustível



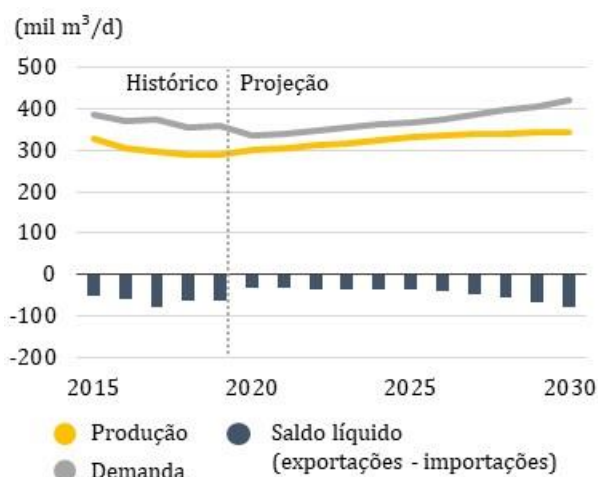
Fonte: Elaboração própria, com dados históricos de [ANP \(2020d\)](#) e [EPE \(2020b\)](#).

Nota: O fornecimento de óleo combustível marítimo para navios estrangeiros é contabilizado como demanda doméstica.

Outros energéticos e não-energéticos de petróleo – Dentre os demais derivados de petróleo, o Brasil dever-se-á manter importador líquido de solventes, lubrificantes e coque de petróleo ao longo de todo período decenal. Em relação aos asfaltos, o País deverá alternar entre momentos de importação líquida e de exportação líquida no período, uma vez que a demanda deste produto é altamente sazonal.

Total de derivados de petróleo – O Gráfico 6-11 apresenta a soma das projeções do PDE para o balanço nacional dos derivados de petróleo analisados – GLP, nafta, gasolina A, QAV, óleo diesel A, óleo combustível, coque de petróleo, asfaltos, solventes e lubrificantes.

Gráfico 6-11 - Balanço nacional dos principais derivados de petróleo



Fonte: Elaboração própria, com dados históricos de [ANP \(2020d\)](#) e [EPE \(2020b\)](#).

Projeta-se que as importações líquidas de derivados de petróleo serão reduzidas no curto prazo,

devido, em grande medida, aos impactos da pandemia de Covid-19 sobre a demanda doméstica de combustíveis. Contudo, estima-se um crescimento gradativo dessas importações líquidas no País, especialmente a partir da segunda metade do decênio, alcançando 78 mil m³/d em 2030. Destaca-se que este valor é similar aos 80 mil m³/d de importação líquida no Brasil em 2017.

Esses consideráveis volumes de importação de derivados de petróleo (notadamente de óleo diesel, QAV e nafta) indicam oportunidades para realização de investimentos na ampliação da capacidade de refino nacional, bem como da infraestrutura para movimentação de produtos. Nesse sentido, condições para favorecer a realização de investimentos e a entrada de novos atores devem ser analisadas.

BOX 6.1 – E SE HOUVER INVESTIMENTOS ADICIONAIS NA EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE REFINO?

É possível notar que as projeções de oferta nacional de derivados de petróleo, com indicativo de importação de grandes volumes, são fortemente influenciadas pela premissa de não haver investimentos significativos na expansão da capacidade de refino do País no horizonte decenal. Logo, é válido ponderar quais seriam os resultados caso investimentos adicionais em refino (além dos previstos neste estudo) fossem realizados no período.

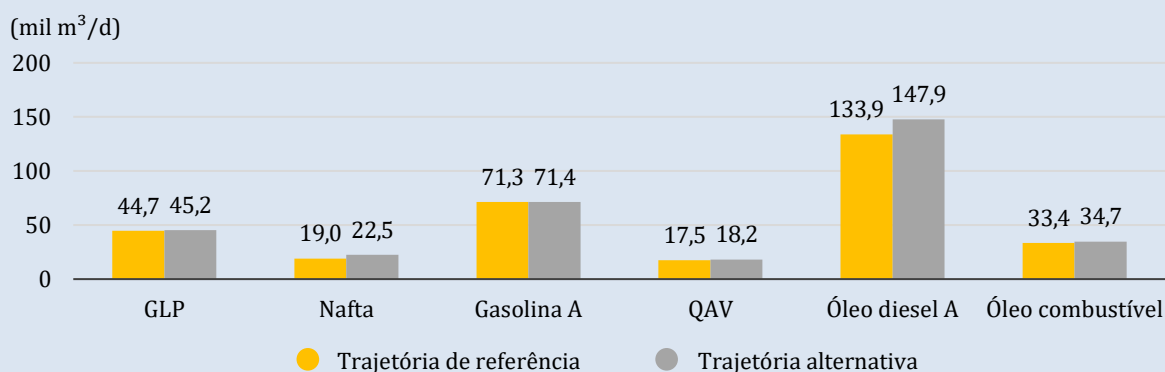
Nesta trajetória alternativa, consideram-se investimentos na ampliação da capacidade nominal de processamento do 1º trem da RNEST (de 115 mil b/d para 130 mil b/d), no término da construção e início de operação do 2º trem da RNEST, na modernização (*revamp*) de uma unidade de hidrodesulfurização (com capacidade de 2,6 mil m³/d) em uma refinaria existente, e expansões adicionais como a implantação de refinarias de pequeno porte.

Como resultado, em 2030, a capacidade nominal de refino no Brasil alcançaria 2,5 milhões b/d, ampliando o processamento de petróleo para 2,1 milhões b/d e reduzindo levemente as exportações do óleo brasileiro para 3,3 milhões b/d.

Em comparação com a trajetória de referência, os maiores incrementos na produção nacional de derivados de petróleo em 2030 são observados para o óleo diesel A e a nafta. Isso ocorre, principalmente, devido aos investimentos considerados na RNEST (uma refinaria cujo perfil de produção é de cerca de 65% óleo diesel A e 15% nafta) e também ao fato destes serem os derivados de maior volume de importação ao longo do horizonte decenal.

O Gráfico 6-12 exibe uma comparação das projeções de produção nacional de derivados de petróleo em 2030 entre a trajetória de referência e a trajetória alternativa.

Gráfico 6-12 - Comparação da produção nacional de derivados de petróleo em 2030 entre a trajetória de referência e a trajetória alternativa



Fonte: Elaboração própria.

Como resultado dessa produção incremental na trajetória alternativa, projeta-se uma diminuição de aproximadamente 30% nas importações líquidas de derivados de petróleo em 2030. Destacam-se, em especial, as reduções estimadas para o óleo diesel (de 55 mil m³/d para 41 mil m³/d) e para a nafta (de 16 mil m³/d para 12 mil m³/d).

6.3 Infraestrutura nacional de transporte de derivados

A partir da evolução da oferta de derivados de petróleo, esta seção avalia a infraestrutura nacional de transporte. Essa abordagem é realizada por meio da identificação das movimentações inter-regionais e das importações. Além disso, analisam-se também os impactos dos fluxos de derivados sobre os principais dutos existentes.

Ressalta-se que a produção de derivados em cada região e a evolução das movimentações de derivados até 2030 são obtidas a partir dos resultados do modelo Plandepe.

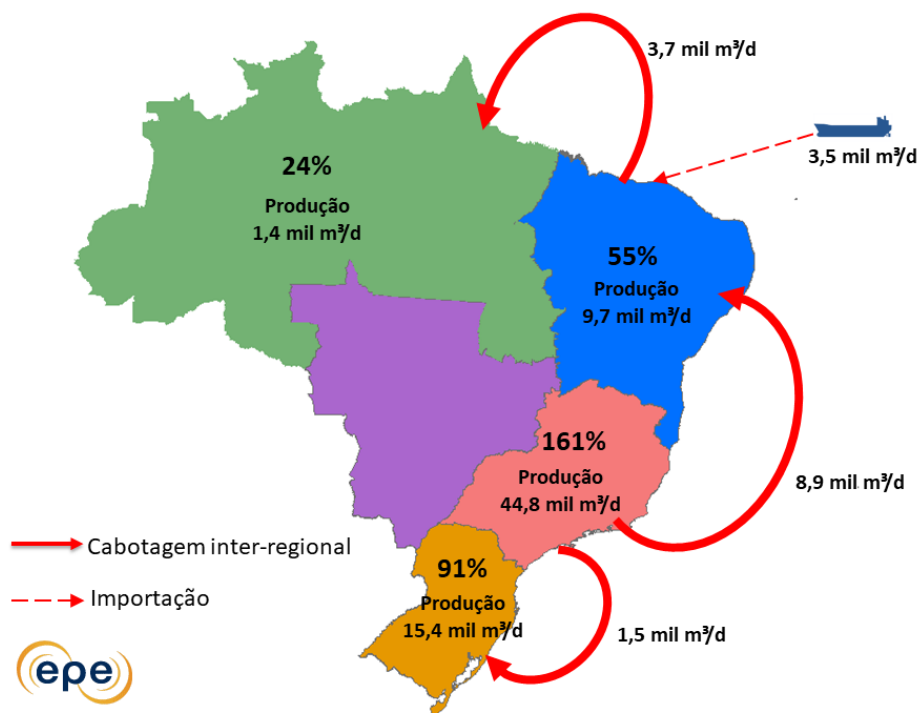
O percentual da demanda de combustíveis atendida pela produção local em cada região do País, em 2030, é mostrado na Figura 6-1 para gasolina A, na Figura 6-2 para o óleo diesel A, na Figura 6-3 para o GLP e a na Figura 6-4 para o QAV. Também são apresentados os fluxos marítimos inter-regionais e as importações desses derivados.

Cabe destacar que a Região Centro-Oeste permanece sem produção de derivados de petróleo até 2030, o que a mantém totalmente dependente do movimentação inter-regional de derivados.

PRINCIPAIS MOVIMENTAÇÕES INTER-REGIONAIS E IMPORTAÇÕES DE DERIVADOS

Movimentações inter-regionais, assim como as importações, são necessárias para complementar a produção das regiões deficitárias.

Figura 6-1 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de gasolina A em 2030



Fonte: Elaboração própria.

Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local.

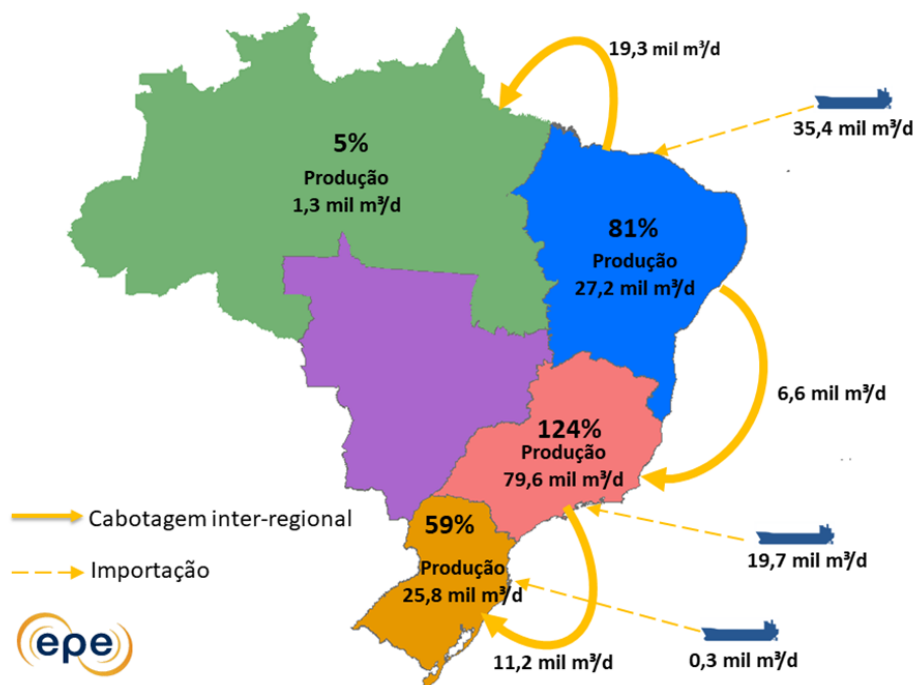
O excedente de oferta de gasolina A previsto para a Região Sudeste não somente abastece o

Centro-Oeste, como também complementa a demanda das regiões Nordeste e Sul do País. O

Nordeste, por sua vez, com a contribuição do Sudeste e apoio adicional de importação de 3,5 mil m³/d, contribui para o abastecimento da Região Norte. O

montante importado, com entrada no País pela região Nordeste, representa 4,7% da demanda nacional de gasolina A em 2030.

Figura 6-2 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de óleo diesel A em 2030



Fonte: Elaboração própria.

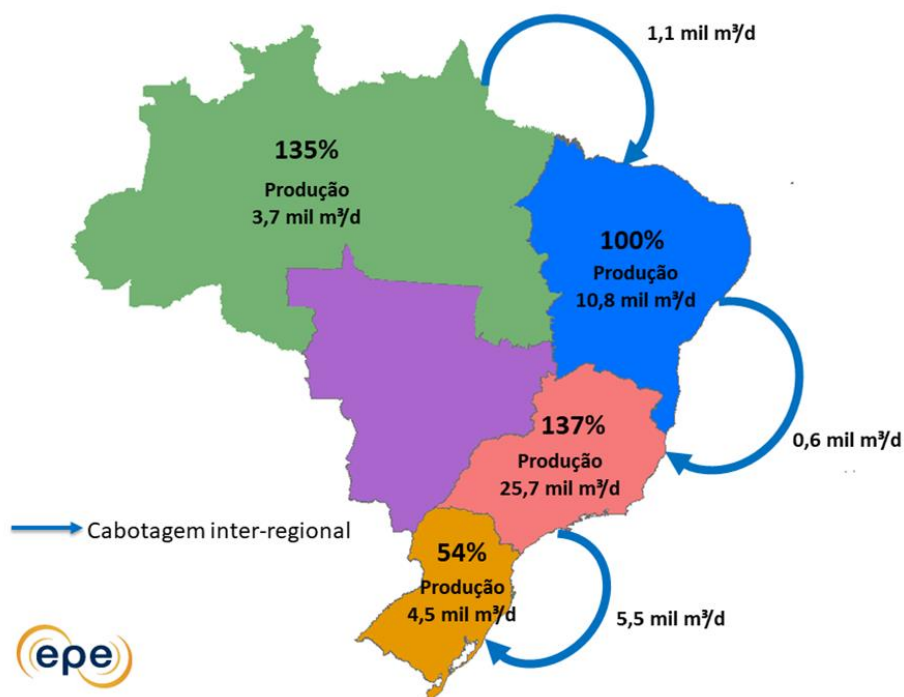
Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local.

Em relação ao óleo diesel A, projeta-se que os maiores volumes de importação sejam introduzidos no País pelas regiões Sudeste e Nordeste em 2030. As demais importações, em menores volumes, são recebidas na Região Sul.

No que tange às suas movimentações inter-regionais, a demanda de óleo diesel A da Região Norte

do País é atendida majoritariamente (mais de 80%) via cabotagem, pelo Nordeste. A Região Sudeste, por sua vez, recebe volumes desse combustível pelo Nordeste e transfere, sobretudo por meio de dutos, para a Região Centro-Oeste e, via cabotagem, para o Sul do Brasil.

Figura 6-3 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de GLP em 2030



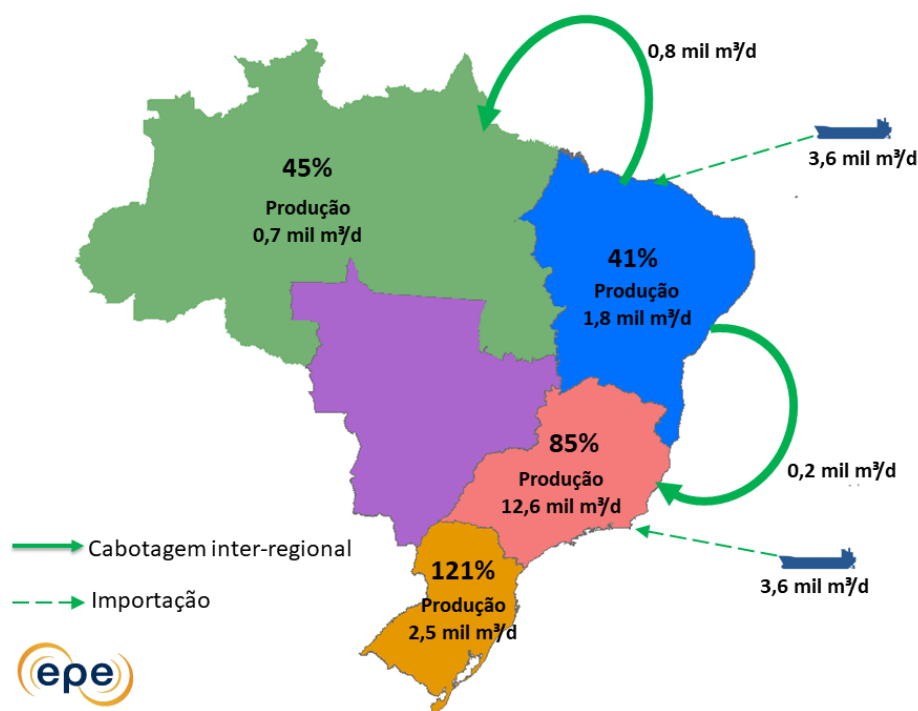
Fonte: Elaboração própria.

Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local.

No que tange ao GLP, não há previsão de importação em 2030. A Região Norte é autossuficiente neste combustível e o seu excedente é enviado via cabotagem para o Nordeste. A demanda da Região Sul é complementada pelo Sudeste, e a Região Centro-Oeste é abastecida pelo Sudeste, em grande medida, pelo modo rodoviário. Cabe destacar

que o País importa cerca de 25% da demanda de GLP e que a infraestrutura para importação desse derivado é limitada. Tal condição irá requerer maior atenção enquanto não são realizados investimentos no setor, conforme abordado anteriormente na seção 6.2.

Figura 6-4 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de QAV em 2030



Fonte: Elaboração própria.

Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local.

Para o QAV, aproximadamente metade da demanda da Região Norte é atendida pela sua produção local, sendo a outra parte fornecida, via cabotagem, pelo Nordeste. Por sua vez, o abastecimento da Região Nordeste é complementado por importações. Há ainda previsão de importações na Região Sudeste, que abastece o Centro-Oeste pelo modo rodoviário. A Região Sul é autossuficiente em QAV e o seu excedente é enviado para o Sudeste pelo modo rodoviário.

A necessidade de importação de consideráveis volumes de derivados (especialmente óleo diesel e de QAV) e a cabotagem significativa de GLP, gasolina e óleo diesel exigem atenção em relação à infraestrutura logística do País.

IMPACTOS DAS MOVIMENTAÇÕES DE DERIVADOS SOBRE A INFRAESTRUTURA DUTOVIÁRIA

Neste item, analisam-se os impactos das movimentações de derivados de petróleo sobre a infraestrutura dutoviária nacional. Os resultados indicam que alguns oleodutos de transporte de derivados podem atingir a saturação ou ficar próximos de suas capacidades máximas no horizonte considerado. Nesse sentido, a Figura 6-5 destaca o OPASC (Oleoduto Araucária/PR – Biguaçu/SC), o OSPLAN (Oleoduto São Sebastião/SP – Paulínia/SP) e o OSBRA (Oleoduto São Paulo/SP – Brasília/DF).

Figura 6-5 - Oleodutos de transporte que atingem o limite da capacidade no horizonte decenal



Fonte: Elaboração própria.

Com a utilização máxima das capacidades de alguns dutos, será necessário melhorar a eficiência operacional dos processos logísticos para evitar eventuais desabastecimentos regionais.

Investimentos em infraestrutura logística de derivados poderão ser importantes a fim de garantir o abastecimento de combustíveis em todo o território nacional.

Algumas iniciativas do Governo Federal, como os leilões de áreas portuárias e a promoção da cabotagem (programa BR do Mar), buscam identificar e desenvolver áreas portuárias para a movimentação de combustíveis ([BRASIL, 2016](#); [BRASIL, 2020a](#)) e promover a cabotagem no País ([BRASIL, 2020b](#)).

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > Apesar de sua volatilidade no curto prazo, devido à existência de fatores que os pressionam em direções distintas, os preços internacionais de petróleo devem seguir uma trajetória de alta no médio prazo até se estabilizarem em valores próximos aos preços de breakeven de projetos mais dispendiosos em campos atualmente considerados marginais.
- > A evolução da demanda mundial de petróleo é muito afetada por políticas públicas, por tecnologias e pelas preferências dos consumidores. Isso deve conduzir a uma valorização relativa de combustíveis mais limpos e com menor teor de enxofre.
- > No cenário de preços internacionais definidos neste estudo, o óleo diesel S10 será mais valorizado que o QAV, o que favorecerá economicamente sua produção interna.
- > O Brasil consolidará a sua condição de exportador de petróleo e permanecerá como importador líquido dos principais derivados durante todo o horizonte do estudo, com destaque para as importações de nafta, QAV e óleo diesel.
- > O País deverá alcançar patamares de importação de óleo diesel e de QAV superiores às máximas históricas, sinalizando eventual necessidade de investimentos na ampliação da infraestrutura primária de abastecimento.
- > A oferta de óleo diesel S10 poderá ser significativamente ampliada por meio da construção de novas unidades de hidrotratamento no parque de refino. Uma capacidade adicional de hidrotratamento permitiria maior disponibilidade de processamento nas unidades de destilação de algumas refinarias e, consequentemente, um aumento na produção de derivados.
- > As importações de gasolina e GLP possuem tendência de decréscimo ao longo do decênio. Em 2030, o País poderá atingir a autossuficiência destes derivados. No primeiro caso, destaca-se a influência do crescimento menor da demanda doméstica (que não deverá retornar aos níveis de 2019 antes de 2030) e, no segundo, a elevação da oferta oriunda de UPGNs, com o processamento do gás natural nacional.
- > A produção de óleo combustível permanecerá com excedentes durante o período decenal, atendendo suficientemente à demanda nacional, bem como à todo o mercado de bunker para navios estrangeiros, porém com tendência de queda dos volumes exportados ao longo do horizonte decenal.
- > A projeção de importação de consideráveis volumes de derivados de petróleo poderá exigir investimentos na ampliação da capacidade de refino e/ou na expansão e melhoria da eficiência operacional da infraestrutura logística do País.
- > Nesse contexto, iniciativas governamentais – como a iniciativa Abastece Brasil – buscam o desenvolvimento de uma nova estrutura para o mercado nacional de combustíveis, com ênfase no estímulo à entrada de novos agentes econômicos, à livre concorrência e à atração de investimentos no setor, em um ambiente regulatório objetivo e transparente.
- > Ademais, no âmbito da infraestrutura logística, outras iniciativas do Governo Federal buscam identificar e incentivar a ampliação de áreas portuárias para a movimentação de combustíveis e promover a cabotagem no País. Investimentos em infraestrutura logística de derivados de petróleo serão importantes a fim de garantir o abastecimento de combustíveis em todo o território nacional.

7 Gás Natural

Neste capítulo são apresentados os resultados dos estudos referentes à evolução do balanço de demanda e oferta de gás natural e de sua estrutura no período de 2021 a 2030. Inicialmente, discorre-se sobre a infraestrutura existente e em construção. O capítulo apresenta ainda as perspectivas de preços de gás natural, a perspectiva de demanda de gás natural no Brasil (composta pela demanda não termelétrica e pela demanda termelétrica), a perspectiva de oferta de gás natural no Brasil (composta pela oferta nacional e pelo gás natural importado), o balanço entre a demanda e a oferta de gás natural da malha integrada e, ainda, a simulação termofluido-hidráulica para a malha integrada de gasodutos de transporte. Finalmente, são apresentadas estimativas dos investimentos previstos, no decênio em estudo, para projetos de expansão da infraestrutura de transporte de gás natural no País.

Destaca-se ainda que, durante o fechamento desta edição do PDE, está em curso o Programa Novo Mercado de Gás, na qual a EPE tem exercido um papel importante. Este programa busca propor medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás, estabelecendo-se um mercado de gás natural com diversidade de agentes, liquidez, competitividade, acesso à informação e boas práticas, que contribua para o desenvolvimento do País. Ressalta-se que, além do aumento dos volumes ofertados e consumidos no mercado brasileiro, o Programa Novo Mercado de Gás (NMG) tem como objetivo incentivar a entrada de novos agentes no mercado, tanto por meio de novos projetos que possam disponibilizar gás natural ao mercado, quanto por meio do acesso de terceiros às instalações existentes, otimizando assim a utilização de suas capacidades instaladas por meio de negociações entre os agentes em base econômica e de forma não discriminatória.

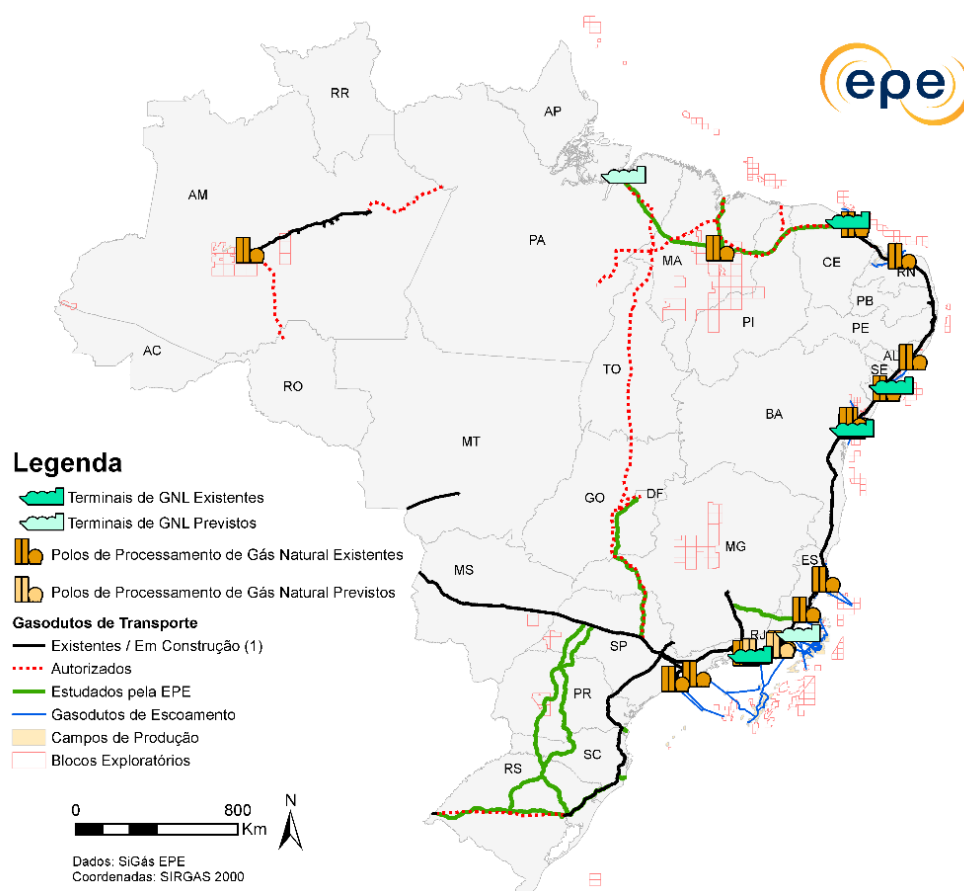
7.1 INFRAESTRUTURA

A malha nacional de gasodutos de transporte registra atualmente uma extensão total de 9.409 km, distribuídos por todas as regiões brasileiras (MME, 2020a). Além do gás natural produzido nacionalmente e processado em 16 Polos de Processamento, este energético é também importado por meio de 3 gasodutos de transporte internacionais

ou na forma de gás natural liquefeito (GNL) por meio de 4 terminais de regaseificação.

A Figura 7-1 apresenta a infraestrutura de processamento e transporte de gás natural existente e em construção no Brasil, assim como os terminais de regaseificação de GNL em operação e previstos.

Figura 7-1 - Infraestrutura de oferta e transporte de gás natural existente, em construção e prevista



Fonte: Elaboração EPE.

Nota: Nos ciclos anteriores, as unidades de tratamento de gás natural do Maranhão vinham sendo consideradas de forma distinta das demais UPGNs do País; porém neste ciclo estas instalações foram consideradas equiparáveis por entender-se que seriam capazes de especificar o gás natural de acordo com a Resolução ANP nº 16/2008 após ajustes operacionais.

Cabe ressaltar que as malhas do Nordeste e do Sudeste, assim como os gasodutos GASBOL e Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 3), são interligados e fazem parte da malha integrada. Os gasodutos Lateral-Cuiabá, Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 1) e Urucu-Coari-Manaus (assim como o Polo de Processamento de Urucu) são considerados sistemas isolados. Merece registro também o sistema isolado do Maranhão, na Bacia do Parnaíba, cujo volume produzido de gás natural é enviado para uma unidade de processamento de gás natural (UPGN) e utilizado localmente, nas usinas termelétricas (UTES) do Complexo Parnaíba, próximo das instalações de produção.

Além das instalações existentes, encontra-se, em processo de construção, a Unidade de

Processamento de gás natural do Polo Gaslub Itaboraí no Rio de Janeiro. No ciclo anterior do PDE, encontrava-se em construção o trecho Horizonte/CE – Caucaia/CE, com 83,2 km, integrante do projeto original do Gasoduto de Transporte Serra do Mel – Pecém (GASFOR II), localizado na Região Nordeste, porém este projeto foi hibernado e aguarda novas análises e definições (TAG, 2019).

Foi finalizada ainda em 2019 a implementação de um gasoduto de escoamento de 11 km conectado à UPGN Caburé/BA, ambos com capacidade de 0,5 milhão de m³/dia, para processamento de gás natural *onshore* produzido pelos campos de Caburé, Caburé Leste e Cardeal Nordeste e REC-T-212 (campos individualizados). O proprietário, a empresa Alvo Petro, recebeu permissão para construção desta

unidade através da Autorização ANP Nº 329 de 22 de maio de 2019 (ANP, 2019a). O gás processado é fornecido para a Bahiagás e utilizado para atendimento a demandas na Bahia.

Se encontram previstos, neste estudo, um terminal de GNL com capacidade de regaseificação de 21 MMm³/d no Porto do Açu/RJ, conectado à UTE Novo Tempo e à UTE GNA II (com demanda máxima de aproximadamente 6 MMm³/d cada uma) e previsão de entrada em 2021, e um segundo terminal de GNL com capacidade de regaseificação de 15 MMm³/d em Barcarena/PA, conectado à UTE Novo Tempo Barcarena (com demanda máxima de aproximadamente 3 MMm³/d) e outras demandas industriais, com previsão de entrada em 2022.

7.2 PREÇOS

Ao longo de 2020, principalmente devido aos impactos da pandemia de Covid-19 sobre o mercado global de GNL, foram observados preços competitivos para este insumo e uma sobreoferta de cargas no cenário internacional. Como também houve redução dos preços de petróleo conforme observado nos marcadores Brent e WTI (que chegou a registrar valores instantâneos negativos), houve redução de preços para o gás natural negociado tanto por indexação ao *Henry Hub* quanto ao Brent. Os preços do petróleo demonstraram recuperação no final de 2020, porém os preços de GNL continuaram em baixa e há expectativa de manutenção desta tendência nos próximos anos.

Com base nestas variações, na sua influência sobre as diversas fontes de oferta de gás natural e nas respectivas estimativas de custos de produção e margens, buscou-se estimar a trajetória de preços do gás natural nacional no horizonte de 2021 a 2030. Em particular, procurou-se identificar a faixa mais provável de preços nacionais e internacionais, considerando várias fontes possíveis de oferta, assim como sua comercialização em *hubs* e entrega para os consumidores finais de diversos setores.

Com a modernização dos mercados de gás natural trazida pelo NMG e pelo TCC assinado entre Cade e Petrobras, além dos diversos novos agentes que iniciaram suas operações no setor de gás brasileiro recentemente e das tratativas para o acesso de terceiros ao escoamento, processamento e

Deste modo, a capacidade excedente dos terminais poderia ser disponibilizada à malha integrada, ao mercado não térmico próximo, ou à novas UTEs que venham a vencer leilões de energia, conforme estratégia dos empreendedores. Porém não há, por enquanto, decisão final de investimento para conexão destes projetos à malha integrada, o que necessitaria de um gasoduto de transporte de cerca de 40 km de extensão no Porto do Açu, e cerca de 1.000 km de extensão em Barcarena. Por conseguinte, os empreendimentos foram considerados neste ciclo como sistemas isolados com o intuito de atender às demandas associadas aos mesmos.

Regaseificação de GNL (MME, 2020b), a comercialização de gás natural no Brasil começa a migrar gradualmente para contratos com maior liquidez e competição entre diferentes fontes de oferta como por exemplo o GNL, o gás natural importado da Bolívia e o gás natural produzido nacionalmente em diferentes ambientes exploratórios. As chamadas públicas realizadas pelas companhias distribuidoras locais (CDLs), embora ainda encontrem algumas dificuldades para a efetiva contratação, têm iniciado um processo de descoberta de preços similar ao que é observado em países que contam com *hubs* consolidados, e a competição gás-óleo começa a dar lugar à competição gás-gás (ANP, 2020). Isso ocorre devido à possibilidade de novos agentes vendedores acessarem diretamente o mercado, fazendo com que haja competição entre o gás natural proveniente de diversas fontes e/ou comercializadores, e não mais o Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre (OC-ATE) ou outros combustíveis substitutos.

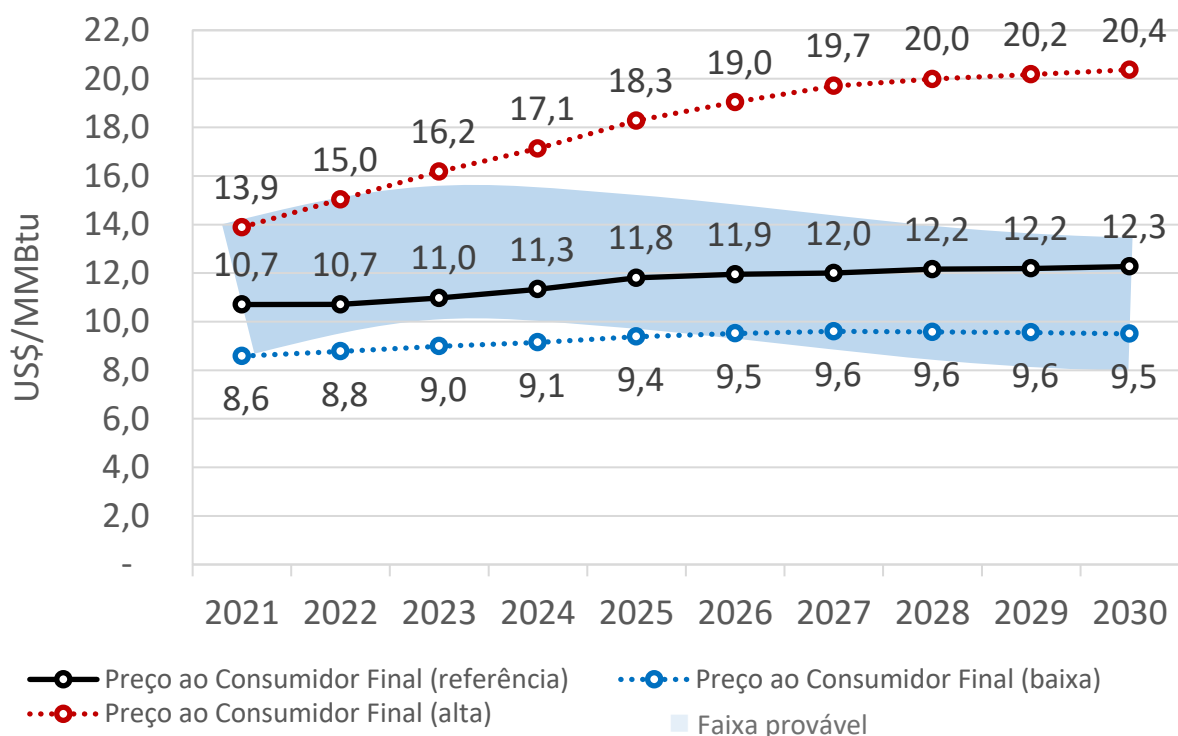
Por meio da estimativa dos preços da molécula de gás natural nacional, importado via GASBOL e importado via terminais de GNL, somada às tarifas de transporte, margens de distribuição e principais tributos, foi calculado o preço médio final do gás natural para consumidores industriais em diversos setores. Mais especificamente, foram estimadas três trajetórias de preços ao consumidor final:

- i. trajetória de alta, considerando a continuidade da competição gás-óleo, com indexação ao Brent;
- ii. trajetória de referência, considerando a negociação em hubs e competição gás-gás; e
- iii. trajetória de baixa, considerando negociação em hubs, competição gás-gás e maior eficiência com

menores custos unitários no transporte e distribuição.

As três trajetórias estimadas são apresentadas no Gráfico 7-1, bem como uma faixa provável de preços que busca representar possíveis variações entre as CDLs.

Gráfico 7-1 - Projeções de preços médios ao consumidor industrial com porte de consumo de 20 mil m³/dia, incluindo transporte, margem de distribuição, ICMS e PIS/COFINS



Fonte: Elaboração EPE.

Valores de faixa provável inferiores à trajetória de baixa seriam possíveis nos casos de consumidores desconectados das redes, e/ou sujeitos a tarifas específicas de distribuição, conforme regulação estadual aplicável.

Observa-se que a queda dos preços do GNL no mercado global apresenta oportunidades de importação de cargas a preços competitivos, o que, junto à diversidade de agentes e maior liquidez trazidas pelo NMG, poderá fazer com que o setor de gás natural brasileiro tenha uma transição eficiente da anterior indexação gás-óleo para uma lógica de precificação gás-gás.

Assim sendo, esta transição trará benefícios para o setor de gás brasileiro por meio do acesso a volumes de gás natural com preços competitivos, viabilizando o crescimento da demanda, e ao mesmo tempo permitindo que os preços se recuperem a ponto de viabilizar a produção nacional. O *Henry Hub* passará a ter maior influência nos preços nacionais no curto prazo, dada a possibilidade de importação de GNL dos EUA por cada vez mais agentes.

Ao longo do decênio, a formação de hubs irá promover a assinatura de contratos padronizados, negociados com base em um índice nacional. Este índice será construído ao longo do tempo com o

aumento gradual do número de clientes que acessam o mercado.

7.3 Demanda

A demanda de gás natural no País está dividida em quatro categorias principais:

- i. demanda para os setores industrial, residencial, comercial e de transporte (GNV);
- ii. demanda para refinarias e fábricas de fertilizantes nitrogenados (FAFENs);
- iii. gás de uso do sistema (consumido nas estações de compressão e aquecedores em gasodutos de transporte); e
- iv. demanda de gás natural para usinas termelétricas (UTES).

7.3.1 DEMANDA NÃO TERMELÉTRICA

A demanda de gás natural para os setores industrial, residencial, comercial e de transporte foi consultada junto às CDLs por meio do sistema INFOGÁS (EPE, 2020c), que contou também com consulta a grandes consumidores. Das 22 distribuidoras contactadas, que hoje realizam movimentação de gás natural em suas respectivas áreas de concessão, 11 distribuidoras enviaram dados para esta análise, e para as restantes foram atualizados os dados recebidos em ciclos anteriores. Além disso, 2 grandes consumidores procederam ao envio de dados, que foram compatibilizados com os dados de distribuidoras.

Os dados de demanda consolidados foram balizados pelas expectativas de crescimento do PIB brasileiro para os principais setores industriais, principalmente no triênio 2021-2023 devido à recuperação econômica após os efeitos observados durante a pandemia de Covid-19. No caso do GNV, os dados recebidos foram ainda alinhados às estimativas de demanda calculadas utilizando os modelos internos da EPE para o setor de transporte.

A demanda de gás natural para refinarias e FAFENs foi estimada levando em conta seu consumo máximo, a hibernação de unidades, a diminuição e retomada do consumo pelas mesmas, e a entrada de novas unidades no horizonte do estudo. As

estimativas foram construídas com base em reuniões com agentes do setor e proprietários destas unidades, além de premissas econômicas próprias.

Considerou-se que hoje as refinarias e FAFENs do Brasil encontram-se operando abaixo de sua capacidade máxima em razão da menor demanda de seus produtos devido à pandemia, mas alcançam novamente sua plena operação em 2023 acompanhando a retomada dos setores de refino e fertilizantes. A Araucária Nitrogenados S.A. ou FAFEN-PR, com consumo de 0,54 MMm³/d, encontra-se atualmente hibernada (PETROBRAS, 2020b), mas considerou-se que esta unidade poderia voltar a operar em 2024 caso seja concluído seu processo de venda. Também foi considerada a entrada em operação da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados (UFN) Três Lagoas/MS no ano de 2027, com consumo de 2,3 MMm³/d. Não foi considerado neste ciclo o consumo de gás natural no Polo Gaslub Itaboraí até 2030, dadas as incertezas em suas características.

A estimativa dos volumes de gás de uso do sistema levou em conta a manutenção dos patamares atuais, considerando que no cenário de referência não há a perspectiva de entrada de novos gasodutos de grande porte em operação no País (sendo estas perspectivas analisadas de forma indicativa na Seção 7 - Investimentos).

7.3.2 DEMANDA TERMELÉTRICA

A demanda de gás natural para usinas termelétricas leva em conta a operação das instalações existentes, a saída de UTes pelo término dos contratos no horizonte do estudo, e a contratação de novas UTes conforme indicado no Capítulo 3. Para fins de balanço, são considerados os volumes máximos que podem ser consumidos pelas UTes caso estas sejam despachadas; também são apresentados seus consumos na situação de despacho médio para fins de comparação.

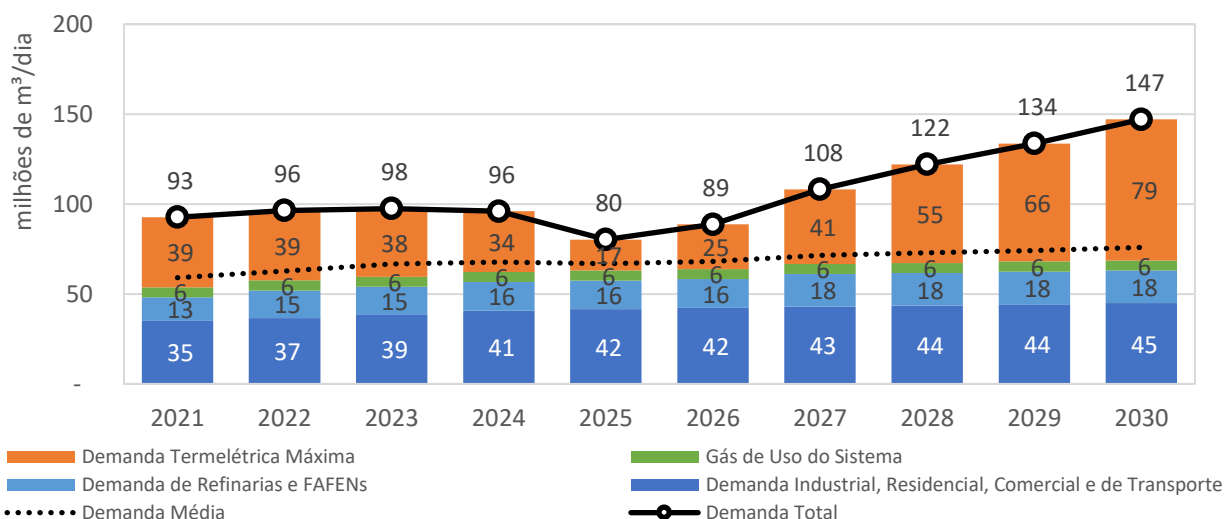
É prevista no horizonte do estudo a entrada em operação das UTEs Marlim Azul, GNA I, GNA II e Barcarena. Cabe ressaltar que a demanda termelétrica também inclui volumes indicativos que ainda não estão relacionados a projetos específicos, dado que tratam de projetos possíveis que ainda não foram objeto de leilões para fornecimento de energia elétrica. Tais UTEs indicativas não são consideradas para a simulação da malha de gasodutos de transporte, dado que não possuem localização firme, sendo considerado como premissa que serão instaladas onde houver capacidade de transporte

disponível futuramente, ou estarão relacionadas a novas infraestruturas para seu atendimento.

7.3.3 PROJEÇÃO DE DEMANDA

A projeção da demanda de gás natural foi calculada somando-se as projeções de demanda não termelétrica às projeções de demanda termelétrica. A projeção de demanda no período decenal, para a Malha Integrada, é apresentada no Gráfico 7-3, assim como as perspectivas de demanda considerando despacho médio, para comparação.

Gráfico 7-3 – Demanda (Malha Integrada)



Fonte: Elaboração EPE.

Notas: A demanda termelétrica máxima refere-se às UTEs existentes, incluindo também o término de contratos ao longo do decênio, bem como a contratação de novos projetos de forma indicativa.

A demanda máxima apresenta uma redução de cerca de 18% entre 2023 e 2025 devido ao término de contrato de UTEs existentes e à não necessidade de sua recontração em um primeiro momento, apresentando retomada de 2025 a 2030 associada a recontrações ou à contratação de novas UTEs mais eficientes.

Ressalte-se que este cenário pode apresentar alterações caso novas demandas ou sistemas isolados completos se conectem à malha integrada por meio de gasodutos, ou ainda caso haja decisão final de investimentos para novos projetos de grande porte, se tratando de um cenário de referência com base nas informações recebidas dos agentes e nas contribuições dos principais atores do setor.

7.4 Oferta

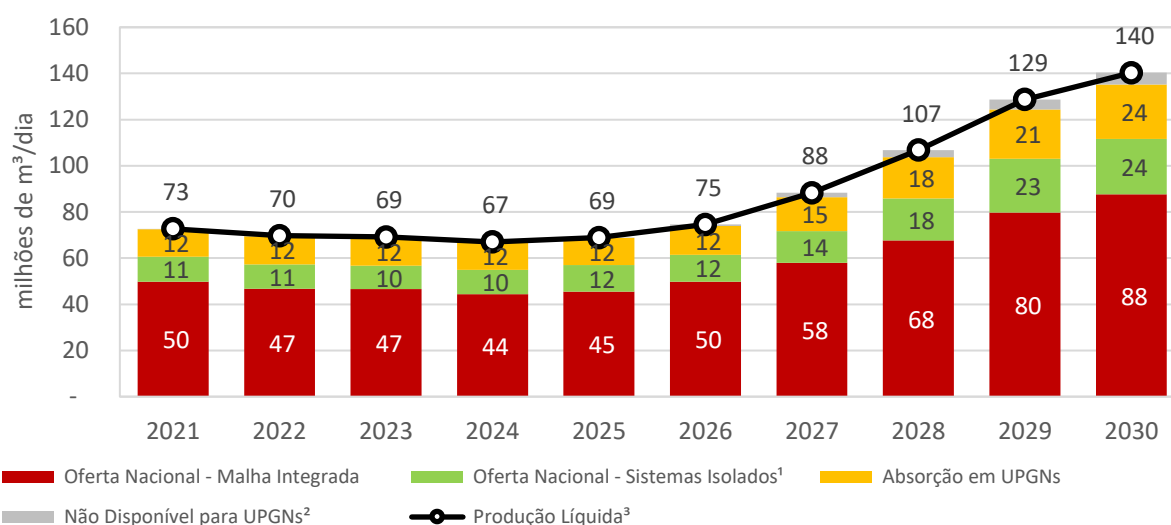
A oferta de gás natural no País é proveniente de três fontes principais:

- gás natural produzido nacionalmente;
- gás natural importado por meio de gasodutos internacionais; e
- gás natural importado na forma de GNL em terminais de regaseificação.

Com base nas previsões de Produção Líquida de Gás Natural (vide Capítulo 5), a oferta potencial nacional foi calculada considerando o processamento do gás natural, utilizando a metodologia descrita em EPE (2016). O Gráfico 7-4 apresenta esquematicamente o cálculo da oferta potencial na malha integrada com base nas previsões de produção líquida.

7.4.1 OFERTA NACIONAL

Gráfico 7-4 - Produção Líquida e Oferta Potencial nacionais de gás natural



Fonte: Elaboração EPE.

Notas: ¹ Correspondem ao gás natural produzido nacionalmente em sistemas no Amazonas e Maranhão que não estão conectados à malha integrada; ² Transferências operacionais em unidades de E&P e geração termelétrica na boca do poço (no ciclo anterior, incluía o gás natural produzido no Maranhão, que a partir deste ciclo consta como Sistema Isolado); ³ Consumo em E&P, queima, perdas e injeção já estão descontadas a partir da Produção Bruta.

Ressalte-se que a produção bruta de natural prevista no decênio conta com volumes consideráveis provenientes do pré-sal, que incluem maior consumo para operação de compressores e unidades de produção, além de maior injeção para recuperação da pressão dos reservatórios e injeção do CO₂ após separação. Estes fatores fazem com que a diferença entre a Produção Bruta e a Produção Líquida (mostradas no Capítulo 5) seja maior que nos ciclos anteriores, e com que ocorra uma leve queda na produção de 2021 até 2024 com recuperação posterior.

Com relação à produção líquida projetada, estimou-se um volume de cerca de 73 milhões de m³/dia em 2021, atingindo o volume de 140 milhões de m³/dia em 2030. Verifica-se que a oferta potencial (calculada a partir da produção líquida, descontando as parcelas de absorção em UPGNs e os volumes não disponíveis para envio para estas unidades) projetada da malha integrada passa de cerca de 50 milhões de m³/dia em 2021 para aproximadamente 88 milhões de m³/dia em 2030. Destaca-se um crescimento acentuado da oferta de gás natural a partir de 2026, o qual é justificado pela expectativa de expressiva produção no pós-sal da Bacia do SEAL, além do pré-sal nas Bacias de Campos e Santos.

7.4.2 OFERTA IMPORTADA

A oferta importada abrange tanto os volumes supridos por gasodutos internacionais quanto por terminais de GNL. No que concerne à oferta de gás natural importado por meio de gasodutos, foi considerada para o atendimento da demanda da malha integrada apenas a importação por meio do GASBOL, que ingressa no País pelo município de Corumbá/MS, visto que os demais volumes se restringem a sistemas isolados.

Quanto ao volume importado da Bolívia, considerou-se neste ciclo a manutenção do volume máximo de importação de 30 milhões de m³/dia até 2030. Ressalte-se que, além da Petrobras, foi considerado que uma parte desses 30 milhões de m³/dia será relativa à contratação por outros agentes junto à Bolívia, conforme discutido em EPE (2017) e devido a eventos posteriores como o avanço nas negociações de CDLs brasileiras com a Bolívia, além da renúncia da Petrobras à exclusividade no carregamento do GASBOL com compromisso de venda de parte dos volumes importados na fronteira (ANP, 2019b).

Quanto à importação na forma de GNL, foram considerados para a elaboração balanço de gás natural da malha integrada somente os três terminais de regaseificação existentes, uma vez que estes terminais já se encontram conectados à malha integrada de gasodutos de transporte, permitindo o direcionamento das cargas de GNL regaseificado para o mercado. Considerou-se que o terminal na Baía de Todos os Santos, na Bahia, tem capacidade para regaseificar 20 milhões de m³/dia e que o terminal de Pecém apresenta capacidade de regaseificação de 7 milhões de m³/dia. Quanto ao terminal da Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, este foi considerado com capacidade de 30 milhões de m³/dia após notícias sobre sua possibilidade de ampliação (PETROBRAS, 2020a). Destaca-se que, neste ciclo do PDE, o terminal de Barra dos Coqueiros, com capacidade de 21 milhões de m³/dia já se encontra em operação, não estando, no entanto, conectado à malha integrada. Além dos terminais existentes e previstos, a entrada em operação de novos terminais no horizonte decenal é compatível com análises de

sensibilidade realizadas pela EPE (vide Seção 5 - Balanço).

Cabe destacar que os terminais marítimos de regaseificação são as estruturas responsáveis pelo envio do gás regaseificado até o litoral, sendo, portanto, instalações independentes da unidade de regaseificação (FSRU). Estas podem ter seus contratos finalizados ou renovados dependendo da necessidade de Regaseificação ao longo do horizonte do estudo, o que também inclui a movimentação das FSRUs atualmente contratadas caso haja necessidade de atendimento às vizinhanças de um terminal específico.

A importação por meio dos gasodutos Lateral-Cuiabá (MT) e Uruguaiana/RS-Porto Alegre/RS (trecho 1) destina-se a atender principalmente às usinas UTE Governador Mário Covas e UTE Uruguaiana, respectivamente. Sendo assim, conforme já mencionado, os volumes provenientes destes dois dutos não foram considerados para atendimento da demanda nacional na malha integrada. Da mesma forma, a oferta potencial das UPGNs de Urucu/AM e de Santo Antônio dos Lopes/MA não está contabilizada na malha integrada, uma vez que atende aos respectivos sistemas isolados. Os terminais de regaseificação de GNL previstos em Barra dos Coqueiros/SE, Porto do Açu/RJ e Barcarena/PA não foram considerados para atendimento à demanda da malha integrada, uma vez que sua interligação à mesma, conforme anteriormente citado, dependerá das estratégias comerciais dos agentes envolvidos.

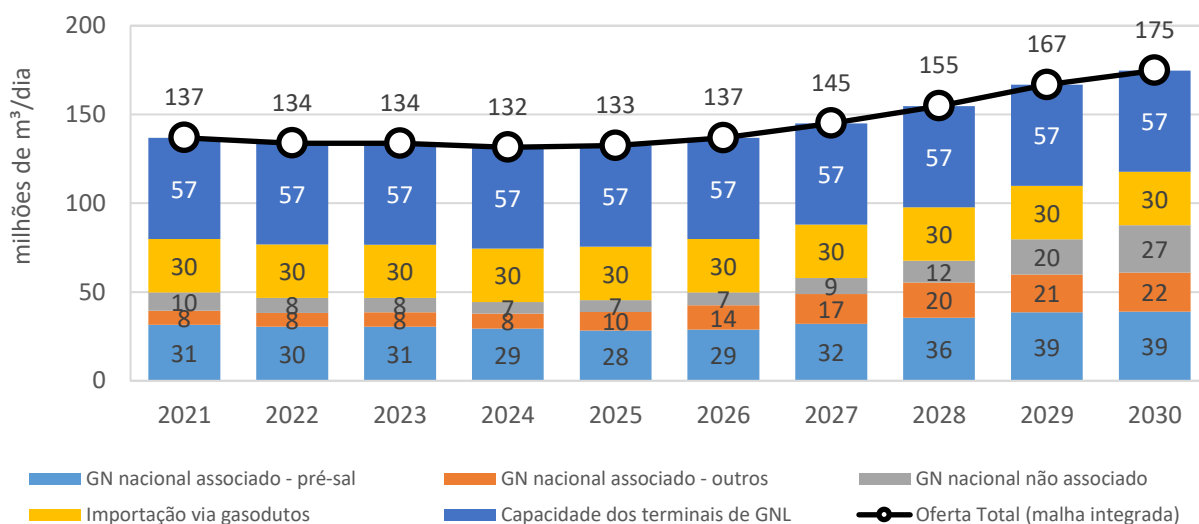
Com a maior abertura do mercado de gás natural no Brasil, têm sido analisadas no Brasil possibilidades de conexão dos sistemas isolados à malha – por exemplo, por meio dos projetos estudados no Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG (EPE, 2019a), além do atendimento de áreas ainda sem fornecimento de gás natural por meio de gasodutos virtuais ou cabotagem (EPE, 2020a; EPE, 2020b). Sendo assim, a depender dos condicionantes de mercado, novas ofertas podem estar disponíveis para atendimento à malha integrada no horizonte do estudo.

7.4.3 PROJEÇÃO DE OFERTA POTENCIAL

A projeção da oferta potencial total de gás natural foi calculada somando-se as projeções de oferta potencial nacional aos volumes relativos à

importação via GNL e gasodutos. A projeção de Oferta Potencial no período decenal, para a Malha Integrada, é apresentada no Gráfico 7-5, em termos de gás natural nacional associado e não associado, ou importado.

Gráfico 7-5 - Oferta Potencial (Malha Integrada)



Fonte: Elaboração EPE.

Notas: Os volumes potenciais apresentados serão utilizados na medida do necessário para atendimento da demanda esperada; considerou-se que os terminais da Baía de Guanabara/RJ, da Baía de Todos os Santos/BA e de Pecém/CE possuem capacidades de regaseificação de 30 milhões de m³/dia, 20 milhões de m³/dia e 7 milhões de m³/dia, respectivamente.

A oferta potencial mantém-se praticamente estável ao longo da primeira metade do horizonte de estudo, aumentando entre 2026 e 2030 devido aos maiores volumes de gás natural associado e não associado produzidos em ambiente marítimo. Em todo o horizonte de estudo, nota-se um aumento da produção nacional de gás associado, proveniente majoritariamente do pré-sal, cuja contribuição alcança o patamar de 66% da oferta nacional em 2024 e cai para cerca de 44% em 2030 com o aumento na produção da Bacia do SEAL.

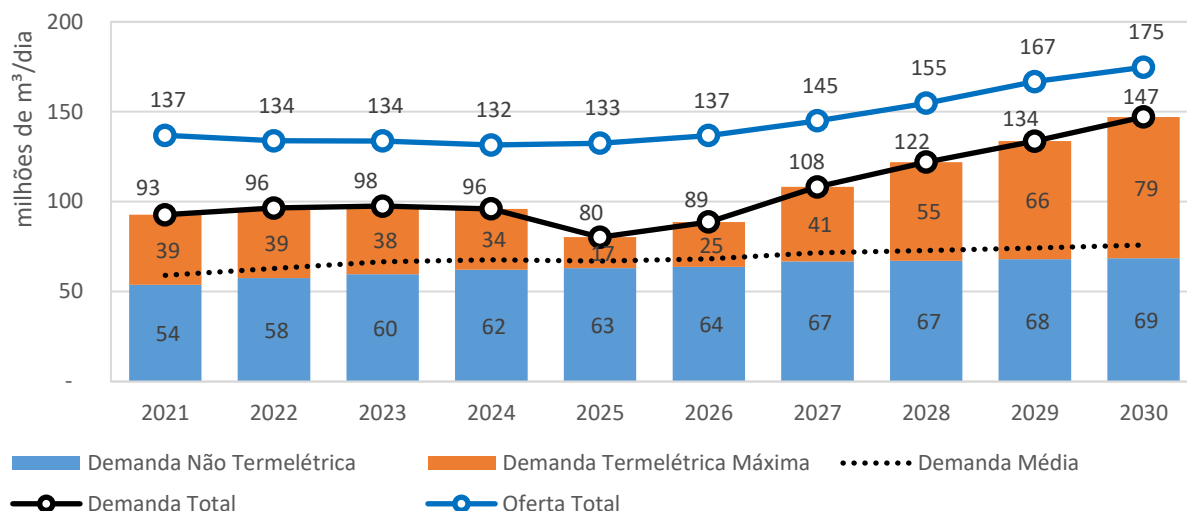
Ressalte-se que a oferta das diferentes parcelas de volume de gás natural (gás natural nacional associado ou não associado, gás natural importado via gasodutos ou via GNL) depende de fatores como a flexibilidade requerida pelos consumidores, a necessidade de contratação firme requerida pelos ofertantes, e os preços que serão negociados dependendo dos condicionantes. No caso das importações via GASBOL, o atendimento também pode ter diferentes características de flexibilidade (*take-or-pay*), conforme mencionado anteriormente.

7.5 BALANÇO

Nesta seção, é apresentado o balanço de gás natural da malha integrada, elaborado com base no cenário de oferta e demanda projetado para as áreas em sua zona de influência. Excluem-se dessa análise

os sistemas isolados, que atualmente são Urucu-Coari-Manaus, Maranhão, Lateral Cuiabá, TSB trecho 1 e Porto Sergipe. O Gráfico 7-6 ilustra o balanço de gás natural da malha integrada no Brasil.

Gráfico 7-6 - Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil



Fonte: Elaboração EPE.

Notas: A oferta total (potencial) refere-se ao máximo volume disponível, sendo utilizada na medida do necessário para atendimento da demanda esperada e dos novos projetos que possam ser anunciados no horizonte do estudo; A Demanda Total Média representa o somatório das diversas parcelas de demanda consideradas nos estudos da EPE: (i) companhias distribuidoras locais de gás, (ii) refinarias e petroquímicas, (iii) fábricas de fertilizantes, (iv) consumo esperado de termelétricas a gás natural e (v) consumo esperado de termelétricas bicomustível operando a gás natural (EPE, 2016).

A oferta de gás natural de origem nacional na malha integrada, detalhada na Seção 3, apresenta variação entre 2025 e 2029 ocasionada pelo aumento na produção de gás associado e não associado, principalmente em ambiente marítimo. Sendo assim, a oferta total apresenta um crescimento de 3% a.a. no decênio.

A demanda total de gás cresce 5% a.a. no período. A demanda não termelétrica inclui a demanda dos setores industrial, residencial, comercial e de transportes, que cresce gradualmente em todo o período, e a demanda de refinarias e fábricas de fertilizantes, que tem um acréscimo em 2024 com a retomada da operação da FAFEN-PR e em 2027 com a entrada da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados - UFN Três Lagoas/MS.

Ressalte-se que o saldo de gás natural no balanço da malha integrada pode ser mais positivo caso pelo menos parte das termelétricas indicativas se localizem em sistemas isolados ou, ainda, haja a interconexão dos terminais de regaseificação de Barra dos Coqueiros/SE ou do Porto do Açu/RJ à malha integrada dentro do horizonte de estudos (uma vez que já se encontram a menos de 50 km da malha existente), ou ainda a conexão do porto de Barcarena/PA à malha por meio de um novo gasoduto com 1.000 km de extensão.

O Box 7.2 traz uma análise de sensibilidade para o caso de novas demandas não termelétricas e termelétricas assinarem contratos competitivos de fornecimento de gás natural junto a novos ofertantes que passem a atuar no mercado nacional após o sucesso dos objetivos estabelecidos pelo Programa Novo Mercado de Gás.

BOX 7.1 - OFERTA E DEMANDA ADICIONAIS: PROGRAMA NOVO MERCADO DE GÁS

Além da oferta e demanda de referência apresentadas, que se referem ao caso onde os investimentos previstos, anunciados e indicativos venham a se realizar no horizonte do estudo, buscou-se estimar quais volumes adicionais de gás natural poderiam ser disponibilizados com uma maior abertura do mercado promovida pelo Programa Novo Mercado de Gás (NMG).

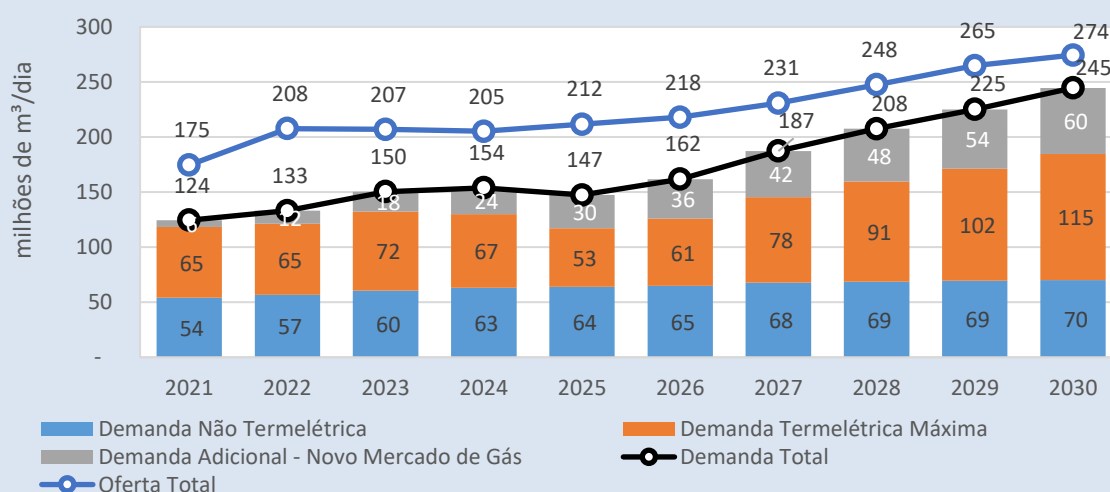
Para esta estimativa, foi considerado primeiramente que o setor de gás natural do Brasil tenderá a uma maior integração ao longo do decênio, seja por meio de gasodutos virtuais (com transporte de gás natural comprimido ou gás natural líquido) ou por meio de gasodutos de transporte ou de distribuição físicos, dada a viabilidade em cada caso. Quanto à oferta nacional, foi considerado o processamento dos volumes adicionais de Produção Líquida estimados no Box 5.1 (Capítulo 5). No que toca à oferta internacional, foi considerada a capacidade total de importação dos gasodutos de transporte internacionais e dos terminais de Regaseificação de GNL existentes e futuros.

Pelo lado da demanda não termelétrica, foram estudados projetos hipotéticos que poderiam ser construídos utilizando volumes consideráveis de gás natural a preços competitivos. Foram consideradas novas unidades de fertilizantes nitrogenados (que teriam potencial de reduzir a importação de fertilizantes pelo Brasil nos próximos anos) e novas plantas de produção de metanol (que poderiam ser um complemento vantajoso ao aumento na produção de biodiesel por rota metílica no País), resultando em uma demanda adicional de 20 milhões de m³/dia em 2030.

Também foi considerada a conversão para gás natural de empreendimentos existentes localizados a até 100 km da malha de gasodutos de transporte atual, totalizando 10 milhões de m³/dia em 2030. Estes empreendimentos estão relacionados à indústria química, unidades de produção de cerâmica, grandes frigoríficos (que poderiam ser convertidos para ciclos de absorção a gás), secagem de grãos, plantas de papel e celulose, entre outros. Já no caso da demanda termelétrica, foi considerada a adoção de cogeração nos empreendimentos que já possuem pequenos geradores elétricos a diesel homologados junto à ANEEL e estão a menos de 100 km da malha de gasodutos existente, em um total de 30 milhões de m³/dia em 2030.

No Gráfico 7-7 são apresentados os volumes de oferta e demanda considerados no NMG, levando em conta todo o território brasileiro, em sistemas que hoje são isolados ou conectados à malha.

Gráfico 7-7 – Oferta e demanda totais do Brasil no Novo Mercado de Gás



Fonte: Elaboração EPE.

Nota: Volumes totais para sistemas isolados e malha integrada; a conexão entre os sistemas pode ocorrer por meio de gasodutos virtuais ou físicos, a depender da viabilidade em cada caso.

7.6 SIMULAÇÃO

Esta seção tem por objetivo apresentar os resultados das simulações termofluido-hidráulicas realizadas para a avaliação da malha integrada de transporte de gás natural no período de 2021-2030. Para o presente trabalho, foram simulados os anos inicial, intermediário e final do horizonte (2021, 2026 e 2030). As premissas de simulação adotadas são as seguintes:

- consideram-se as ofertas de gás nacional, gás importado da Bolívia (máximo de 30,08 milhões de m³/dia) e GNL importado através dos terminais de Baía de Guanabara (TBGUA - RJ), Baía de Todos os Santos (TRBA - BA) e Pecém/CE utilizando, no máximo, suas capacidades nominais de regaseificação autorizadas pela ANP;
- consideram-se as demandas não-termelétricas de gás natural (demanda *downstream* e demais demandas das companhias distribuidoras locais - CDLs);
- consideram-se as demandas termelétricas máximas, incluindo usinas termelétricas bicomustíveis operando a gás natural;
- não se consideram as termelétricas indicativas por não terem, *ex-ante*, localização exata na malha, considerando-se que serão construídas onde houver capacidade disponível de movimentação e entrega de gás natural;

- consideram-se as infraestruturas em construção e indicativas em seus respectivos anos de entrada em operação;

- não são considerados como conectados à malha integrada os empreendimentos que ainda não têm decisão final de investimento para essa interconexão, nominalmente Porto do Açu/RJ, Porto de Sergipe/SE e Barcarena/PA.

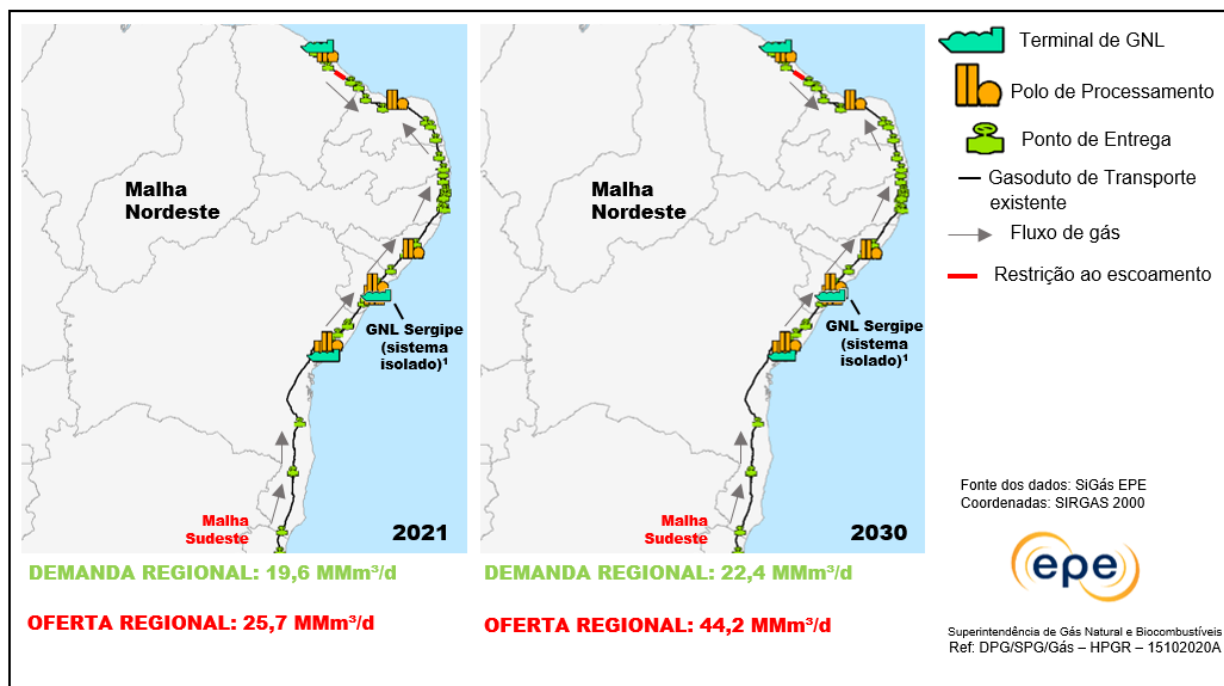
Ressaltam-se os seguintes empreendimentos com significativo potencial de impacto na malha e suas datas de início de operação: UFN III/MS em 2027, a UPGN COMPERJ em 2021, além da FAFEN/PR em 2024 após venda desta unidade atualmente em hibernação (PETROBRAS, 2020c)

A seguir, serão apresentadas as particularidades de cada subsistema, definidos como segmentos por região da malha integrada.

7.6.1 MALHA NORDESTE

Como caso base para simulação, considerou-se a malha de transporte atual e não foram incluídos o terminal de GNL e a UTE Porto Sergipe I, localizados em Barra dos Coqueiros/SE, por constituírem sistemas não interligados à malha. A Figura 7-2, a seguir, permite a visualização do sistema simulado considerando a oferta máxima potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas.

Figura 7-2 - Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2021 e 2030 da malha Nordeste



Fonte: Elaboração EPE.

Nota: ¹ O terminal de GNL de Barra dos Coqueiros/SE e a termelétrica associada ao mesmo não foram levados em conta na simulação da malha integrada, por se tratarem de sistema isolado.

Como se pode verificar na Figura 7-2, o somatório das ofertas potenciais é superior ao da demanda máxima projetada para o período, indicando que as demandas do Nordeste poderiam ser atendidas pelas ofertas disponíveis na Região em todos os anos simulados.

No caso de referência que inclui importação de GNL por meio dos terminais existentes, não houve necessidade de movimentação de gás natural vindo da malha Sudeste para a malha Nordeste. No entanto, por decisão operacional das transportadoras, além de aumentos ou reduções momentâneas na produção de alguns campos, podem vir a ocorrer fluxos de gás entre as regiões durante cada ano.

Cabe ressaltar o aumento expressivo da oferta no último ano simulado na região. Apesar da redução considerável da produção dos campos que têm o gás processado nas UPGNs na Bahia (Candeias e Estação Vandemir Ferreira), este déficit é compensado e superado pela oferta adicional nas UPGNs de Guamaré, Catu e, principalmente, Atalaia. A maior oferta projetada desta última é consequência das

expectativas de produção da Bacia SEAL já a partir do ano de 2025. Para possibilitar a injeção desses recursos na malha de transporte, caso haja demanda para tal, haveria a necessidade de expansão de diversas infraestruturas, principalmente gasodutos próximos à UPGN de Atalaia/SE.

No caso das UPGNs, para promover este aumento na produção espera-se uma possível ampliação do Polo de Processamento de Atalaia ou a construção de uma nova UPGN na região. Quanto à malha de gasodutos existentes, estes dutos atualmente não têm capacidade para movimentar o incremento de oferta de gás previsto e, portanto, deveriam passar por adequações.

No entanto, para que ocorram as expansões, deve haver uma demanda que justifique o investimento. Caso isso não se concretize, uma solução alternativa a ser estudada seria a liquefação de parte desse incremento de oferta de gás em unidades de liquefação para exportação ou cabotagem para outras regiões.

Em relação às simulações termofluido-hidráulicas para este subsistema, não foram localizadas restrições para o atendimento das demandas projetadas no horizonte de tempo deste Planejamento Decenal.

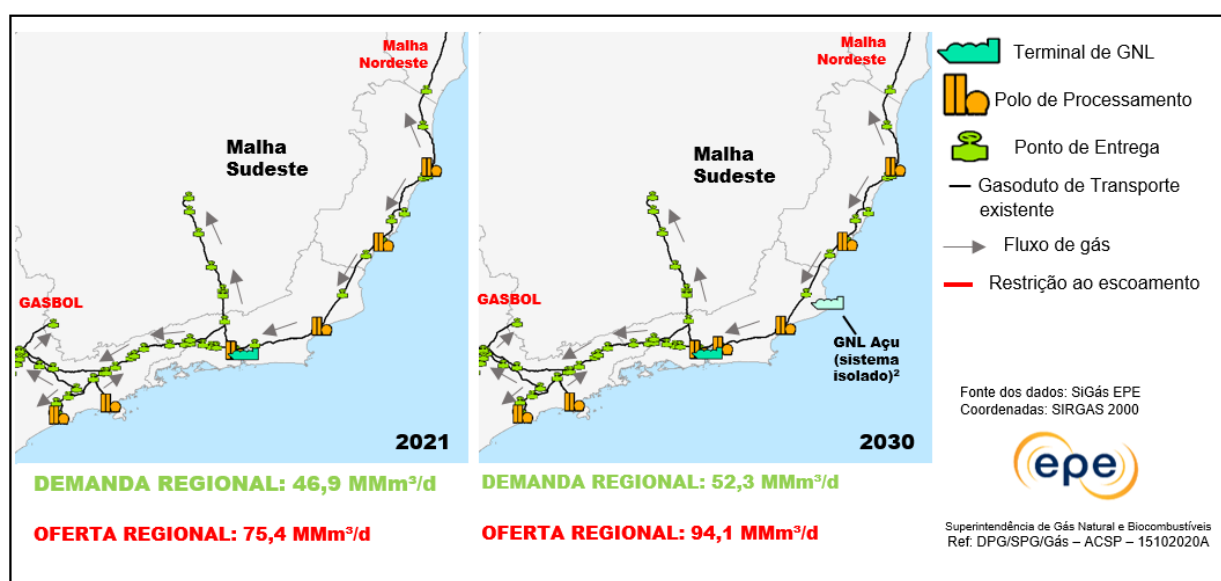
Ademais, observou-se restrição a maior aproveitamento de gás oriundo do terminal de GNL de Pecém, não havendo capacidade de transporte nos gasodutos GASFOR e Nordestão para escoamento deste gás. Destaca-se, no entanto, que a produção de gás projetada para a bacia do SEAL a partir de 2025 minimiza o impacto desta restrição, para abastecimento neste trecho. Todavia, caso haja interesse em minimizar o consumo de GNL neste subsistema, esta restrição se faz novamente presente, o que impediria o envio de gás à região mais setentrional da malha Nordeste.

Em consequência do aumento da oferta no Nordeste, a região tenderá a uma maior independência quanto ao gás natural, necessitando de importações apenas com intuito de balanceamento da malha.

7.6.2 MALHA SUDESTE

O caso base considera a entrada do Gasoduto Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ e a entrada da UPGN do Polo Gaslub Itaboraí no ano de 2021, de forma a adicionar um novo ponto de oferta na malha. Considerou-se que o terminal de GNL do Porto do Açu e as UTEs GNA I e II, localizados em São João da Barra/RJ, constituem sistemas não interligados à malha. A Figura 7-3, abaixo, permite a visualização do sistema simulado considerando a máxima oferta potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas.

Figura 7-3 - Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2021 e 2030 da malha Sudeste



Fonte: Elaboração EPE.

Nota: ² O terminal de GNL de São João da Barra/RJ e as termelétricas associadas ao mesmo não foram levados em conta na simulação da malha integrada, por se tratar de um sistema isolado.

Como se pode verificar na Figura 7-3, tanto os anos de 2021 quanto o de 2030 apresentam projeções de oferta potencial superiores à demanda máxima prevista e, dessa forma, a princípio, não seria

necessário o envio de gás advindo das outras subdivisões da malha integrada (Centro-Oeste/SP/Sul e Nordeste) para a Região. Espera-se, na realidade, que o Sudeste se torne uma Região

exportadora, considerando a expectativa de aumento da produção de gás natural, principalmente advindo de campos do pré-sal.

Ao realizar as simulações termofluido-hidráulicas não foram identificadas restrições de infraestrutura nessa região da malha integrada. Adicionalmente, ressalta-se que a oferta total deste subsistema é suficiente para atender à demanda projetada.

Cabe destacar que diferentemente do ciclo anterior, no qual se considerou que haveria redução da importação de gás boliviano a partir de 2022 ao patamar de 20 MMm³/dia, no atual estudo foi considerada que o volume de 10 MMm³/dia não contratado pode ser negociado, diretamente entre outros agentes e a YPF, o que permitiu considerar que a importação via GASBOL fosse mantida ao volume de 30 MMm³/dia ao longo de todo o horizonte deste PDE.

Entretanto, considerou-se que, caso as negociações necessárias para este cenário não se concretizem, o excedente de oferta disponibilizado na Região poderia ser utilizado no atendimento das demandas do GASBOL. Um dos meios apontados pela simulação como possibilidade de envio de gás da Região Sudeste para o GASBOL seria através da interconexão em Paulínia/SP.

7.6.3 MALHA CENTRO-OESTE/SP/SUL

Essa malha é composta pelos gasodutos GASBOL e Uruguaiana-Porto Alegre trecho 3 (GASUP). O primeiro apresenta características telescópicas, se caracterizando pela redução do diâmetro ao longo de sua extensão, em especial a partir do trecho Sul. Por essa razão, observa-se considerável perda de carga durante a movimentação do gás natural, principalmente quando associada a

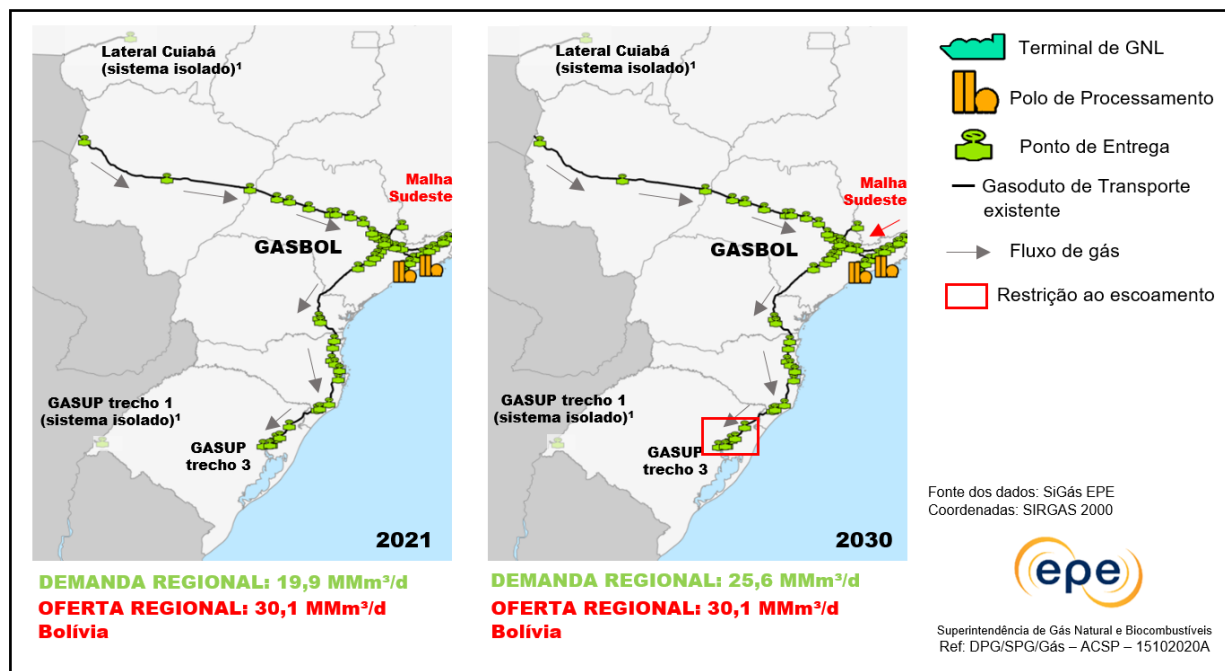
altas vazões, o que pode gerar restrições no atendimento do consumo. Já o trecho 3 do GASUP é responsável pelo atendimento da região de Triunfo/RS, após a transferência de custódia do gás natural entre a TBG e a TSB.

Diferentemente das demais regiões, a malha Centro-Oeste/SP/Sul não apresenta, atualmente, oferta nacional de gás natural ou mesmo terminais de GNL que permitam o abastecimento de suas demandas. Deste modo, todo o atendimento neste subsistema é realizado através de gás boliviano importado através do GASBOL, além da possibilidade de recebimento de gás oriundo do subsistema Sudeste.

Como havia sido indicado nas simulações de ciclos anteriores do PDE, foram observadas restrições ao atendimento no final do trecho Sul do GASBOL caso a UTE Sepé-Tiaraju/RS e o Polo Petroquímico de Triunfo/RS precisem operar simultaneamente em sua capacidade máxima. Porém, caso haja a inclusão de um ponto de oferta indicativo próximo à REFAP (oferta potencial de gás nacional avaliada neste ciclo do PDE a partir da Bacia de Pelotas), seria possível atender a todas as demandas estimadas para a Região em sua capacidade máxima até o final do horizonte.

Outra solução possível para essa questão, já mencionada em ciclos anteriores, seria a ampliação de capacidade desse trecho, através de adição ou deslocamento de estações de compressão, associada ou não a *loops* na malha existente. Uma possibilidade adicional seria a instalação de novos terminais de regaseificação de GNL no Sul. Neste sentido, destacam-se o projeto na região da Baía do Babitonga, em Santa Catarina, já com licenciamento ambiental. A Figura 7-4 permite a visualização do sistema simulado, considerando a oferta máxima potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas.

Figura 7-4 - Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2021 e 2030 do GASBOL e do GASUP



Fonte: Elaboração EPE.

Nota: ¹ Os gasodutos Lateral Cuiabá e GASUP trecho 1 não foram levados em conta na simulação da malha integrada, por se tratarem de sistemas isolados.

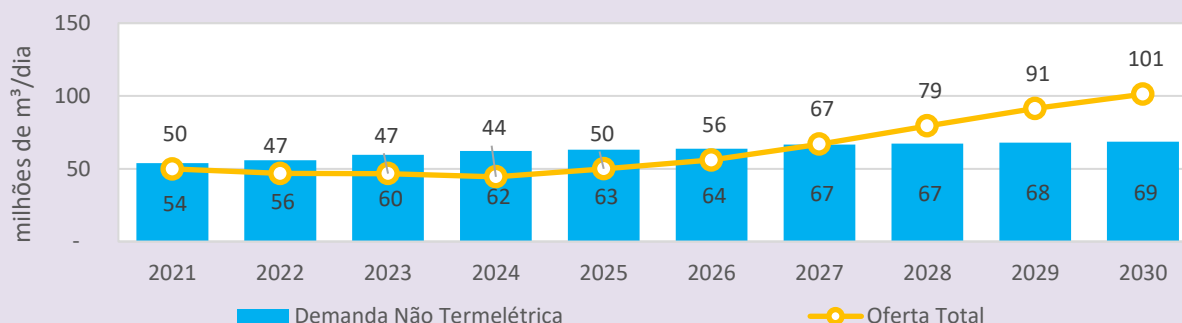
Por fim, é apresentado o Box 7.3 em que é realizada uma análise de sensibilidade para verificação do potencial de atendimento de demandas não termelétricas utilizando unicamente oferta nacional.

BOX 7.2 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE: ATENDIMENTO DE DEMANDAS NÃO TÉRMELETRICAS APENAS COM OFERTA NACIONAL

De forma a verificar o potencial de atendimento de demandas não termelétricas utilizando apenas gás de origem nacional, foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas para o ano de 2030, ano de maior demanda de gás natural em todos os três subsistemas que compõem a malha de gasodutos brasileira. Como premissas, foram utilizadas as projeções de produção nacional de gás para as UPGNs na malha integrada, assim como demandas *downstream* e das companhias distribuidoras locais de gás natural (CDLs). Em relação à infraestrutura considerada, foram modeladas aquelas existentes e em construção, englobando dutos e UPGNs.

Ao considerar apenas as demandas não termelétricas e a produção nacional, observa-se um balanço de oferta e demanda de gás natural deficitário nos anos iniciais e superavitário nos anos finais do decênio, conforme pode ser observado no Gráfico 7-8 que representa a Malha Integrada.

Gráfico 7-8. Balanço entre a Demanda não Termelétrica e a Oferta Nacional na Malha Integrada

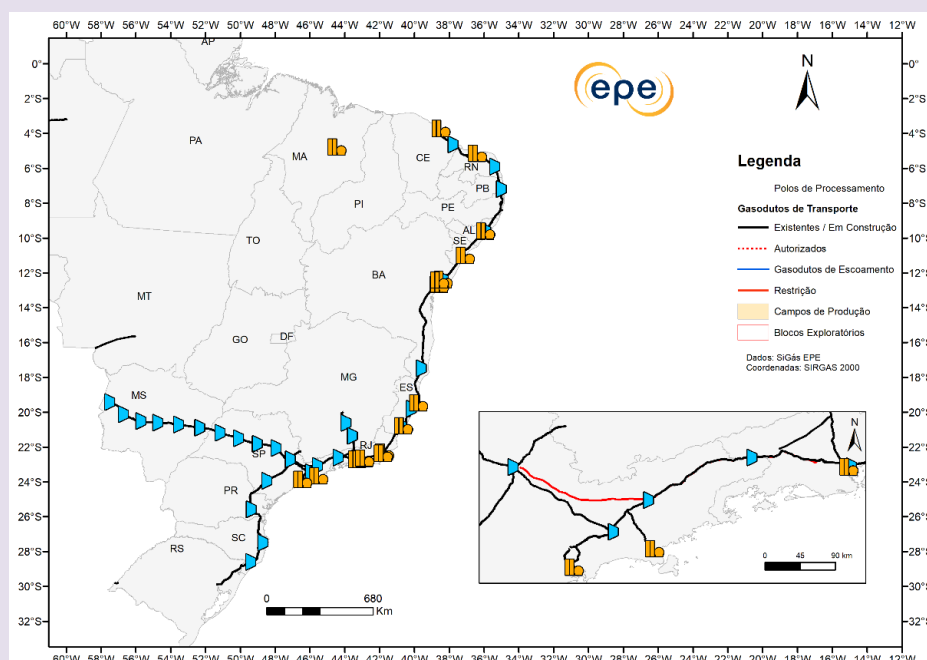


Fonte: Elaboração EPE.

No intervalo entre 2021 e 2026 observa-se que a produção nacional não é suficiente para pleno atendimento das demandas não térmelétricas, sendo necessária a complementação com a oferta de gás natural importado. A partir de 2027, observa-se um acréscimo significativo, oriundo de produções da região do pré-sal e da Bacia do Sergipe-Alagoas, permitindo que as ofertas igualem/superem as demandas não termelétricas na malha integrada. Percebe-se que a ausência de importação tem considerável impacto sobre o subsistema Centro-Oeste/SP/Sul, visto que, na simulação base deste estudo, mais de 95% da oferta deste subsistema advém de gás importado da Bolívia. Deste modo, faz-se necessário o recebimento de gás oriundo do subsistema Sudeste.

Ao realizar esta análise de sensibilidade, verificou-se uma restrição de capacidade no gasoduto GASCAR para escoamento do volume necessário para pleno atendimento das demandas do subsistema Centro-Oeste/SP/Sul. Deste modo seria necessário buscar alternativas para ampliar sua capacidade, a fim de evitar o desabastecimento neste cenário, conforme pode ser visto na Figura 7.5.

Figura 7-5. Ponto de restrição no estudo de caso analisado



Fonte: Elaboração EPE.

Vale ressaltar que as demandas não termelétricas do subsistema Nordeste e Sudeste são plenamente atendidas apenas por oferta nacional de gás natural neste estudo de caso.

7.7 INVESTIMENTOS

Foram estimados os custos dos investimentos previstos e indicativos no horizonte de 2021 a 2030, sendo que os investimentos previstos incluem os projetos relacionados ao setor de infraestrutura já anunciados, e os projetos indicativos são aqueles antevistos como importantes para a expansão do setor. Ressalta-se também que alguns dos investimentos tiveram datas de entrada assumidas pela EPE, não havendo ainda definições oficiais de cronograma. Além de UPGNs e terminais de GNL, foram estimados os investimentos indicativos em gasodutos de escoamento (relacionados aos novos campos que entrarão em produção no pós-sal e pré-sal nos próximos anos) e em possíveis novos gasodutos de transporte para conectar os futuros terminais de GNL à malha integrada, ou atender a regiões ainda sem fornecimento de gás natural.

Foram considerados projetos previstos da ordem de R\$ 6,00 bilhões para o gasoduto Rota 3 e de R\$ 2,39 bilhões relativos à instalação da Unidade de Processamento de Gás Natural do Polo Gaslub Itaboraí/RJ (valor total dos empreendimentos, que já se encontram em fase final de construção). Também foi considerada a construção do gasoduto de escoamento e da UPGN associados à UTE Marlim Azul, no Rio de Janeiro, ambos com previsão de capacidade para 2,5 milhões de m³/dia e custo estimado em R\$ 1,50 bilhões cada.

Além disso, há previsão de implantação do gasoduto de transporte denominado Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ que irá interligar a UPGN do Polo Gaslub Itaboraí ao Gasoduto Cabiúnas/RJ-REDUC/RJ (GASDUC III) nas proximidades da estação de entrega de Guapimirim/RJ. Esse gasoduto de transporte, atualmente em avaliação pela ANP para definição do processo de outorga, tem extensão de 11 km, capacidade nominal de 18,2 milhões de m³/dia, diâmetro nominal de 24 polegadas e custo estimado em R\$ 126 milhões.

No caso dos investimentos indicativos em gasodutos de escoamento e UPGNs, foram considerados no cenário de referência um novo gasoduto e uma nova UPGN para escoar e processar o gás natural proveniente da Bacia do Sergipe-Alagoas. No caso denominado “Novo Mercado de Gás”, é também considerada como indicativa a instalação de 3 novos gasodutos de escoamento e UPGNs para o escoamento e o processamento do gás natural do pré-sal, denominados de forma geral como Rotas 4, 5 e 6, que podem vir a ligar as Bacias de Campos e Santos até os litorais do Rio de Janeiro, São Paulo e/ou Espírito Santo (dependendo da decisão dos empreendedores quanto aos pontos mais viáveis para chegada dos gasodutos no litoral). Os projetos indicativos preveem ainda a instalação de novos gasodutos de escoamento e UPGNs, ou a ampliação da infraestrutura existente, para escoar e processar os maiores volumes de gás natural provenientes do horizonte geológico pós-sal. Tais gasodutos de escoamento e UPGNs tiveram seu custo considerado conforme as estimativas totais do Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (EPE, 2019b).

Os gasodutos de transporte considerados no caso “Novo Mercado de Gás” são aqueles detalhados nos ciclos 2019 e 2020 do Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (EPE, 2019a; EPE, 2020e), e estão relacionados ao atendimento de novas áreas do País ainda sem fornecimento de gás natural, ou ao fornecimento de gás natural para a malha integrada a partir de terminais de GNL existentes e não conectados, ou terminais futuros.

Quanto aos terminais de regaseificação de GNL, é prevista a construção de dois terminais no horizonte decenal, sendo um em São João da Barra/RJ e um em Barcarena/PA, além de três novos terminais indicativos: em São Francisco do Sul/SC, no litoral de Santos/SP e em Suape/PE. Tendo em vista a variedade de configurações de terminais de GNL possíveis, foi considerada a mais

comum atualmente que é o Terminal Estaqueado Padrão (modelo similar dos projetos de Santos/SP e São Francisco do Sul/SC, por exemplo) a fim de se estimar o seu custo médio de construção. Nessa configuração, também foi considerado que este seria um terminal de uso privado, *offshore*, com ancoragem do tipo *Ship-To-Ship* (STS) e sem necessidade de dragagem ou quebra-mar. Considerou-se também um afastamento médio de 5 km da costa, o que necessitaria de um gasoduto submarino com o mesmo comprimento para envio do gás natural regaseificado à costa. Assim, estima-se que cada um dos terminais em tela necessitaria de investimentos de aproximadamente R\$ 580 milhões (data base junho de 2020), que incluem apenas o píer com os equipamentos necessários, além do gasoduto e outras instalações auxiliares - para mais detalhes sobre a precificação de terminais de GNL no Brasil consultar NT Terminais de GNL no Brasil - Principais Projetos (EPE, 2020d). No caso denominado “Novo Mercado de Gás”, considerou-se também a entrada de nove

novos terminais de GNL ligados a outros projetos com demanda termelétrica ou não termelétrica de gás natural. Sendo assim, foi estimado um investimento total de R\$ 5,22 bilhões em terminais de GNL indicativos no cenário Novo Mercado de Gás. Porém, cabe ressaltar que estes valores podem variar consideravelmente dependendo das características de cada terminal específico, assim como sua configuração técnica e instalações portuárias associadas.

Dessa forma, a Tabela 7-1, a seguir, apresenta o resumo dos investimentos estimados. Ressalte-se que os valores de investimentos em gasodutos de escoamento, UPGNs e gasodutos de transporte foram analisados em nível conceitual, e podem sofrer alterações dentro do grau de incerteza indicado. Destaca-se que os valores para projetos indicativos (*business as usual* e Novo Mercado de Gás) foram calculados a partir das metodologias e ferramentas desenvolvidas pela EPE.

Tabela 7-1 - Investimentos previstos e indicativos

Classificação	Previstos		Indicativos (<i>business as usual</i>)		Indicativos (Novo Mercado de Gás)	
	Projetos	R\$ bi	Projetos	R\$ bi	Projetos	R\$ bi
Gasodutos de Escoamento¹	2	7,50	1	3,13	10	13,65
Gasodutos de Transporte¹	1	0,13	0	-	17 ⁴	44,01
Terminais de Regaseificação de GNL²	2	1,16	3	1,74	9	5,22
UPGNs³	2	3,89	1	3,50	4	11,30
TOTAL	7	12,68	5	8,37	40	74,18

Fonte: Elaboração EPE.

Notas: 1 Investimentos estimados pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de gasodutos – SAGAS; a estimativa de custos pela EPE para gasodutos de escoamento e de transporte indicativos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97); para gasodutos de transporte previstos o grau de incerteza da estimativa varia de - 7% a + 17% (AACE-18R-97); os custos de gasodutos de escoamento não incluem unidades compressoras de gás natural, que devem ser previstas no projeto da FPSO. 2 Estimado com base em custos de terminais implantados no mundo, considerando apenas o píer sem o FSRU (que estaria incluído como afretamento no OPEX); a estimativa de custo pela EPE para terminais de GNL previstos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97). 3 Investimento estimado pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de UPGNs – SAUP apenas para projetos indicativos (EPE, 2018); a estimativa de custos pela EPE para UPGNs tem um grau de incerteza de - 50% a +100% (AACE-18R-97). 4 Inclui os gasodutos estudos no PIG 2019 e no PIG 2020.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > *Mudanças no marco regulatório advindas da iniciativa Novo Mercado de Gás, principalmente com a entrada de novos agentes (por exemplo utilizando novos terminais de GNL) e com o aumento de investimentos no setor, podem alterar a dinâmica do mercado regional de gás natural e o acesso do mercado doméstico ao mercado de GNL.*
- > *O preço de gás natural oriundo do GNL no Brasil será afetado pelo preço do mercado internacional, passando a ter mais influência do Henry Hub no curto prazo e tendo sua lógica alterada da competição gás-óleo para a competição gás-gás ao longo do decênio.*
- > *A produção líquida de gás natural passará de 73 milhões de m³/dia em 2021 para 140 milhões de m³/dia em 2030. Já a oferta potencial nacional projetada da malha integrada passará de cerca de 50 milhões de m³/dia em 2021 para aproximadamente 88 milhões de m³/dia em 2030.*
- > *Nota-se um aumento da produção nacional de gás associado, e o pré-sal corresponde ao patamar de 62% da oferta nacional em 2030. Além disso, no final do período, há aumento na produção nacional de gás não associado proveniente da Bacia de Sergipe-Alagoas.*
- > *Quanto ao volume importado da Bolívia, considerou-se a manutenção do volume máximo de importação de 30 milhões de m³/dia até 2030. A importação potencial de GNL na malha integrada em 2030 corresponderá à capacidade instalada dos terminais existentes, de 57 milhões de m³/dia, de 2020 até 2029, além de 3 terminais não conectados à malha integrada.*
- > *Nos cenários de alta demanda de gás para geração termelétrica, tais consumos foram preferencialmente atendidos por meio de GNL devido à necessidade de complementação dos volumes nacionais ou importados (via gasodutos) para viabilizar seu atendimento. Já nos casos de baixa demanda termelétrica verifica-se que o gás nacional e importado via gasodutos pode ser suficiente para atendimento de tais demandas.*
- > *No final do decênio, pode haver um saldo maior de gás natural no balanço da malha integrada caso pelo menos parte das termelétricas indicativas se localizem em sistemas isolados ou, ainda, haja a interconexão à malha integrada de oferta de GNL dos terminais de regaseificação de Barra dos Coqueiros/SE ou do Porto do Açu/RJ previstos no horizonte.*
- > *A expansão para o atendimento à demanda de ponta do sistema elétrico poderá ser feita por diferentes tecnologias, sendo uma delas por meio das termelétricas a gás natural de ciclo aberto. No caso dessa demanda ser integralmente atendida por essa tecnologia, uma das soluções apontadas seria a instalação gradual de novos terminais de GNL (indicativos) até o final do período, com capacidade de 21 milhões de m³/dia cada. Haveria, nesse caso, o desafio de desenvolver um modelo de negócio aderente a uma situação de flexibilidade do fornecimento de gás natural. Cabe ressaltar que estes terminais podem ser os que se encontram em fase de planejamento por diversos agentes, dependendo dos condicionantes que vierem a se estabelecer no horizonte de planejamento, e os modelos de negócio que venham a ser definidos.*
- > *A previsão de investimentos relacionados à expansão da oferta de gás natural é da ordem de R\$ 95,23 bilhões, dos quais cerca de R\$ 12,68 bilhões em projetos previstos e R\$ 82,55 bilhões em projetos indicativos. Dentre os projetos indicativos, consideram-se terminais cujos projetos apresentam avanço em termos de decisão final de investimento além de novos empreendimentos incentivados pela abertura do mercado com a iniciativa Novo Mercado de Gás.*

8 Oferta de Biocombustíveis

Neste capítulo são apresentadas as perspectivas de expansão da oferta de etanol, para o atendimento à demanda interna e à parcela do mercado internacional abastecida pelo Brasil, assim como as projeções de biomassa de cana-de-açúcar para a geração de energia elétrica e de oferta de biodiesel, biogás e bioquerosene de aviação, no horizonte do PDE.

As estimativas consideram os sinais positivos advindos do estabelecimento da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio). Assinala-se que as projeções da oferta de biocombustíveis elaboradas nesse ciclo de estudos englobam os desdobramentos decorrentes da pandemia de Covid-19, cujos impactos no setor de biocombustíveis deverão ser observados com mais intensidade no curto prazo (EPE, 2020b).

8.1 Políticas Públicas para biocombustíveis

Desde o início do século XXI, o governo brasileiro tem lançado mão de políticas públicas para estimular o mercado de biocombustíveis, como por exemplo, a inserção de veículos com tecnologia *flex fuel*, a mistura obrigatória de etanol anidro na gasolina, o Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB) e, mais recentemente, o RenovaBio. Entretanto, as políticas públicas para estímulo do mercado de combustíveis de origem renovável no Brasil remontam à década de 1930.

Adicionalmente, o país possui políticas de diferenciação tributária, em termos de PIS/Cofins⁶¹ e Cide⁶², do etanol e biodiesel em relação à gasolina e diesel, respectivamente. Os estados também vem desempenhando um papel importante nesse sentido, por meio das alíquotas diferenciadas de ICMS⁶³ (EPE, 2016) (EPE, 2020c). Destaca-se, ainda, as linhas de financiamento específicas que são administradas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

Criado através da Lei nº 11.097/2005 (BRASIL, 2005), o PNPB determinou o uso obrigatório do biodiesel na mistura com o diesel fóssil. Inicialmente a adição de 2% de biodiesel ao diesel fóssil era autorizativa, passando a ser obrigatória em 2008. O percentual foi ampliado

para 5% em 2010 e, desde então, observou-se uma rápida evolução deste percentual, que alcançou 12% em março de 2020, com cronograma para avançar a 15% em 2023.

O RenovaBio, instituído pela Lei nº 13.576/2017 (BRASIL, 2017b), é uma política de Estado que reconhece o papel estratégico dos biocombustíveis na matriz energética nacional, com foco na segurança do abastecimento de combustíveis e na mitigação das emissões de gases de efeito estufa (GEE) (EPE, 2018) (EPE, 2020c). O ano de 2020 registrou o início de seu funcionamento efetivo, com a obrigatoriedade de atendimento das metas de descarbonização por parte das distribuidoras de combustíveis. Seus desdobramentos, até o momento, serão brevemente apresentados a seguir.

8.1.1 RENOVBIO

O RenovaBio busca ampliar a participação competitiva dos biocombustíveis e seu funcionamento baseia-se no estabelecimento de metas anuais de redução de intensidade de carbono (gCO₂/MJ) para um período mínimo de dez anos, na Certificação de Biocombustíveis e no Crédito de Descarbonização (CBIO). Para maiores

⁶¹ PIS/Pasep: Contribuição para o Programa de Integração Social do Trabalhador e de Formação de Patrimônio do Servidor Público. Cofins: Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social.

⁶² Cide: Contribuição de Intervenção do Domínio Econômico

⁶³ Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação.

detalhes, acessar a série de publicações da Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis (EPE, 2018) (EPE, 2020c).

Em 2019, iniciou-se a certificação de unidades produtoras, que resultou em mais de 220 unidades certificadas até setembro de 2020. Com objetivo de acompanhar o andamento desta política, foi calculada a média, ponderada pelo volume produzido em 2019, da Nota de Eficiência Energético-Ambiental. Os valores encontrados para o biodiesel, biometano, etanol anidro e etanol hidratado foram, respectivamente, 70,3, 80,9, 60,4 e 60,1 (gCO₂/MJ). O volume elegível (capacidade de produção certificada) médio para esses combustíveis foi de 45%, 100% e 90%,

respectivamente (ANP, 2020a). O primeiro registro de CBIO em mercado organizado (B3 S.A.) se deu no fim de abril de 2020 e, a primeira aquisição deste título, na segunda quinzena de junho, sendo o preço médio registrado até 15 de outubro de aproximadamente R\$ 37 / CBIO (B3, 2020).

Em 2019 foi também realizada a individualização das metas compulsórias anuais de redução de emissão de GEE para as distribuidoras (ANP, 2019a). Note-se que, em função dos impactos da pandemia de Covid-19, houve a revisão da meta global por parte do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE, 2020), e, consequentemente, das metas individuais, pela ANP (ANP, 2020c).

8.2 Etanol

8.2.1 OFERTA DE ETANOL NO BRASIL

A produção nacional de etanol tem relação direta com as condições edafoclimáticas, com o cultivo adequado da cana-de-açúcar e com o mercado internacional de açúcar.

Em particular, o setor sucroenergético brasileiro aproveita sua flexibilidade na produção de açúcar e etanol, para se ajustar às flutuações de mercado e maximizar suas receitas ou minimizar as perdas (EPE, 2019).

O panorama geral do setor evidencia que o endividamento de parte de suas empresas tem dificultado não apenas os investimentos em *greenfields* (novas usinas), mas também os direcionados a *brownfields* (expansão e/ou *retrofit* de usinas existentes). Essa situação também vem gerando reflexos negativos para a conservação e o aprimoramento do ativo biológico (renovação de canavial, desenvolvimento e inserção de novas variedades, etc.), afetando os parâmetros de produtividade e rendimento da indústria de forma geral. O nível de endividamento contribuiu para a queda dos recursos captados pelo setor

sucroenergético junto ao BNDES, que, em 2019, corresponderam a cerca de 27% do observado em 2013, ano de maior desembolso (BNDES, 2020).

O setor vem buscando o equacionamento da sua situação financeira, com ações para melhoria dos fatores de produção, as quais propiciam redução dos custos e aumento de margem, elevando sua sustentabilidade econômica.

Sob a ótica das políticas públicas, o governo federal vem se utilizando de instrumentos regulatórios e tem procurado sinalizar e prover os incentivos econômicos adequados para a retomada dos investimentos. A paridade de preços internacionais da gasolina também contribui para melhorar a rentabilidade do negócio.

A projeção da oferta de etanol considera uma série de premissas, tais como: ciclo da cana (cinco cortes); expansão da capacidade produtiva; evolução dos fatores de produção, como: produtividade agrícola (tc/ha), área e qualidade da cana (ATR⁶⁴/tc); produção de açúcar; índice de transformação industrial; o estágio tecnológico do

⁶⁴ Açúcar Total Recuperável.

etanol de segunda geração (lignocelulósico/E2G) e a produção de etanol de milho. Para maior detalhamento da metodologia utilizada para a projeção da oferta de etanol, sugere-se consultar o PDE 2024 (EPE, 2015) e a publicação Cenários de Oferta de Etanol e Demanda de Ciclo Otto 2021 - 2030 (EPE, 2020e).

O Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA, 2020) registrou, em julho de 2020, 364 unidades produtoras de etanol e açúcar no Brasil, cuja capacidade instalada efetiva de moagem é de 740 Mtc (fator de capacidade de 90% da nominal). Considerando a moagem realizada em 2019 (654 Mtc), conclui-se que a ocupação da capacidade efetiva de processamento foi de 89% (MAPA, 2020) (EPE, 2020c).

Segundo ANP (ANP, 2020b), as unidades autorizadas a produzir etanol tinham capacidades de produção de anidro e hidratado de 131 mil m³/dia e 240 mil m³/dia, respectivamente, em julho de 2020. Estimou-se uma capacidade de produção anual de anidro e hidratado de 23 bilhões de litros e 43 bilhões de litros, respectivamente (considerando-se uma média de 180 dias de safra). O ano de 2019 registrou o fechamento de três

unidades e a retomada de atividades de uma planta. Existem, ainda, unidades operando em situação de recuperação judicial.

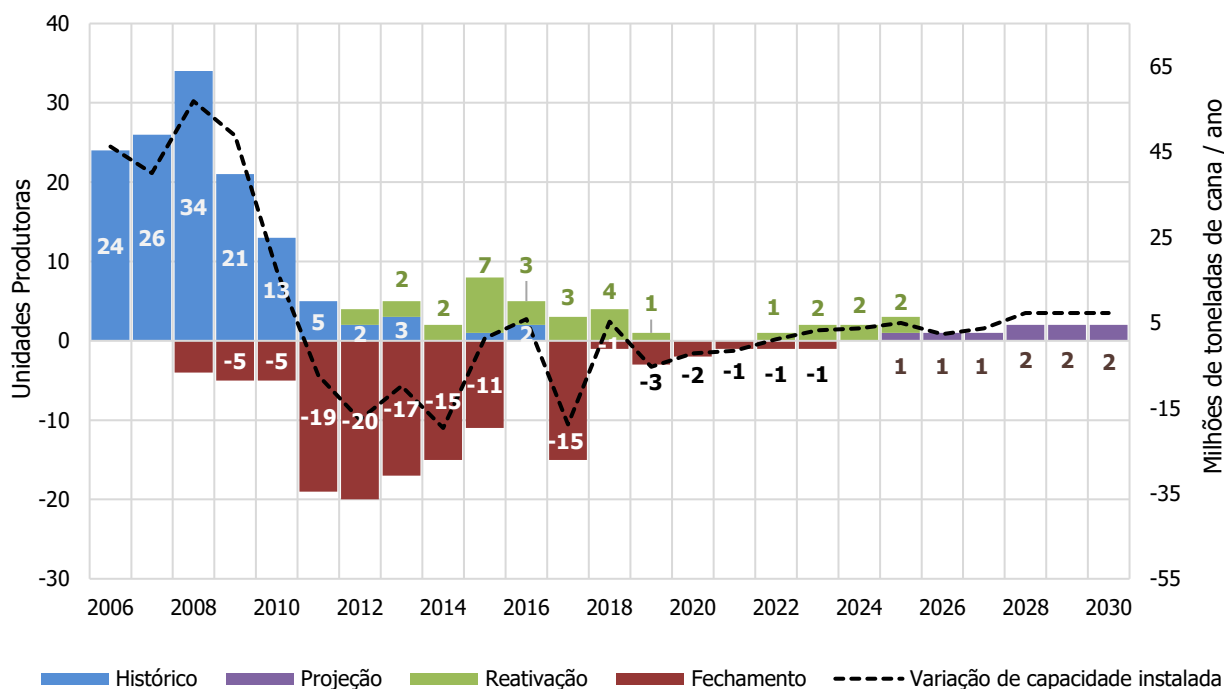
A projeção da capacidade de produção de etanol, a partir da cana-de-açúcar, é analisada em dois períodos distintos: de 2021 a 2025 e de 2026 a 2030.

No primeiro período, os investimentos para expansão da capacidade são referentes a projetos já em construção (neste caso, uma unidade). Já no segundo período, dentre os cenários avaliados⁶⁵, foi escolhido para apresentação nesse PDE, o que considera a implantação de 9 unidades com capacidade de moagem específica de 3,5 milhões de tc/ano/usina.

A capacidade nominal instalada deverá ser expandida em 45 Mtc no horizonte decenal. Reativações e paralisações resultarão em um saldo positivo de 11 Mtc (nominal) entre 2021 e 2025. O Gráfico 8-1 apresenta o fluxo de unidades produtoras de cana (histórico, novas unidades, reativação e fechamento) e a variação da capacidade instalada projetada para o período.

⁶⁵ A publicação Cenários de Oferta de Etanol e Demanda de Ciclo Otto 2021 - 2030 (EPE, 2020e) apresenta as trajetórias analisadas para o período decenal, incluindo a adotada para este Plano.

Gráfico 8-1 - Fluxo de unidades produtoras de cana-de-açúcar e variação de capacidade instalada



Fonte: (MAPA, 2020) e (UNICA, 2014) (histórico) e EPE (projeção)

Nas últimas safras, a idade média do canavial permaneceu elevada (em torno de 3,8 anos). As condições climáticas, renovação dos canaviais, melhorias no plantio e introdução de novas variedades, influenciaram a produtividade (76,1 tc/ha) e a qualidade (139,3 kg ATR/tc) na safra 2019/20 (CONAB, 2020). A melhoria no rendimento, observada nos últimos períodos também está associada à quantidade de impurezas totais (minerais e vegetais) presentes na cana colhida, que se manteve em 9,1%, tal como o registrado no período 2018/19.

A colheita mecanizada foi implantada, principalmente, para atingir as metas impostas pelas leis e acordos ambientais de redução das queimadas (IEA-SP, 2014) (ALSP, 2002). Contudo, observa-se que houve um descompasso entre a mecanização da colheita e do plantio, além de outras operações ligadas ao cultivo da cana. Ressalta-se que tecnologias e sistemáticas de

produção capazes de aumentar o rendimento estão sendo utilizadas por alguns produtores.

Estes temas são objeto de contínua avaliação por especialistas em centros de pesquisa e por gerentes agrícolas. Considerou-se, então, que parte do setor buscará a implementação de melhores práticas, através do manejo varietal e agrônomico, de forma a reduzir seus custos de produção, elevando a sustentabilidade econômica.

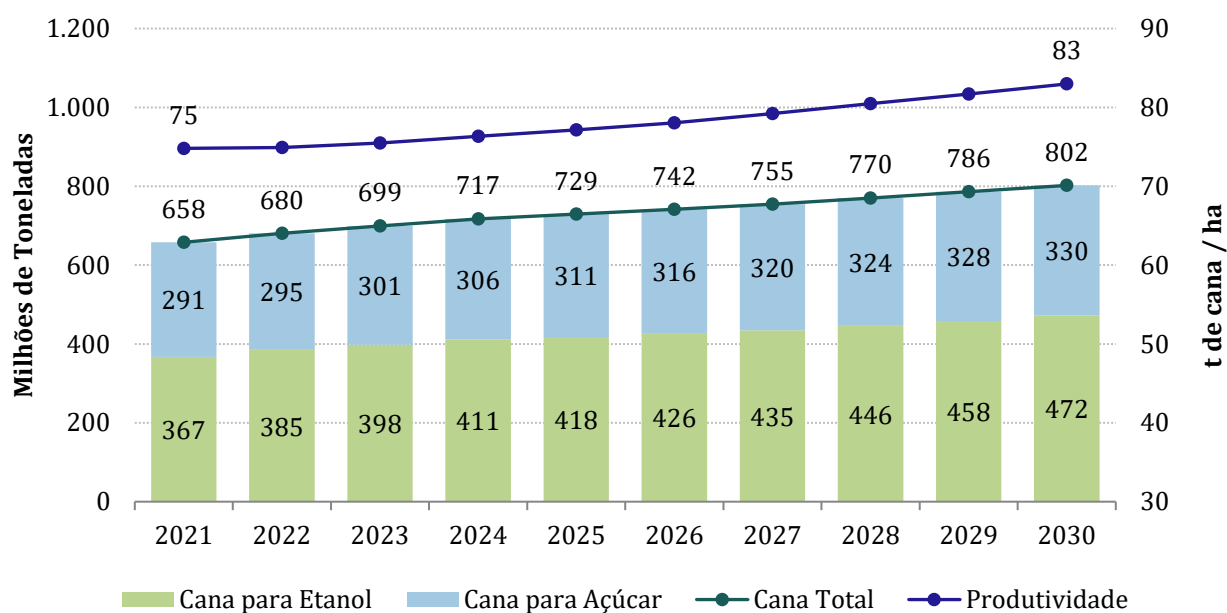
Nesse ciclo de estudos, a cana-energia (CE) representará, em 2030, uma parcela da área total de produção de cana correspondente a 160 mil ha.

No horizonte decenal, estima-se que a área total de colheita de cana passará de 8,4 milhões de hectares em 2020, para 9,7 milhões em 2030. A produtividade crescerá 0,8% a.a., atingindo 83 tc/ha em 2030, enquanto que o rendimento estará no patamar de 140 kg de ATR/tc.

A partir da área e da produtividade, projeta-se que a cana colhida cresça a uma taxa de 2,2% a.a., atingindo 800 milhões de toneladas em 2030, conforme Gráfico 8-2. Nesse contexto, o percentual de cana destinada ao etanol varia de 55%, em 2020, para 60%, em 2030, aumento que se deve à maior demanda pelo biocombustível.

Para o horizonte decenal, estima-se que os investimentos para a formação do canavial sejam de aproximadamente 17 bilhões de reais, considerando-se a relação entre cana planta (área nova + renovada) e cana total de 17%.

Gráfico 8-2 - Produtividade, cana colhida e destinação para etanol e açúcar



Nota: Produtividade em Ano Safra
Fonte: Elaboração própria

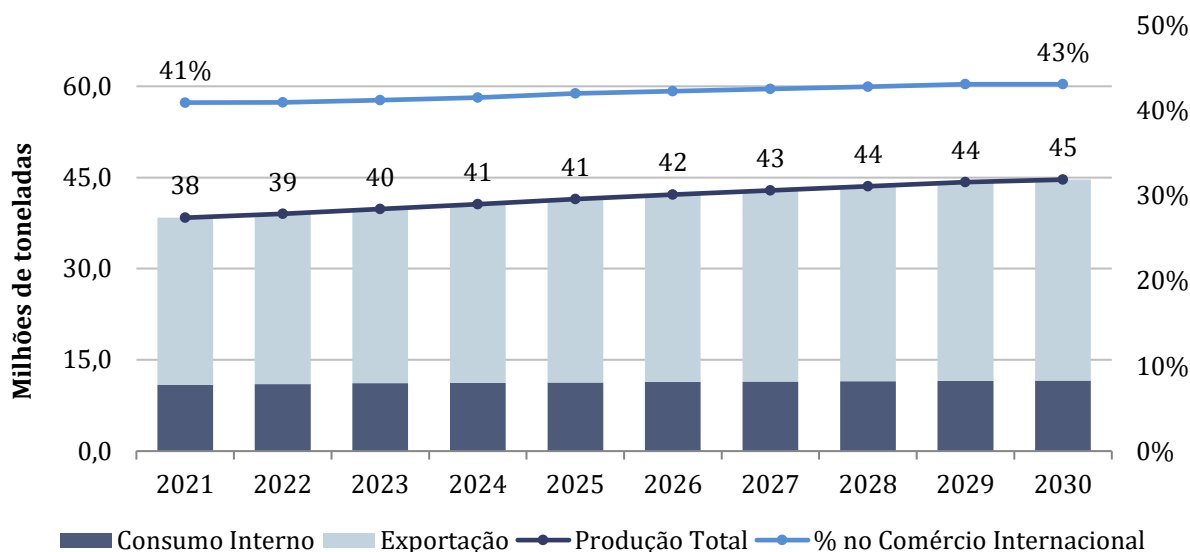
A divisão do ATR total da cana entre o açúcar e o etanol é feita considerando a maior rentabilidade da *commodity* e a grande participação do Brasil no seu comércio mundial. Dessa forma, retira-se do ATR total a quantidade necessária para atender às suas respectivas demandas, obtendo-se, como resultado, a parcela destinada ao etanol.

A projeção da produção brasileira de açúcar é composta por duas partes: consumo interno e exportação. O consumo interno considera a evolução do consumo *per capita* brasileiro (kg/hab./ano) e está relacionado aos aspectos de renda, envelhecimento da população e mudanças de hábitos alimentares (FAO, 2012) (FAO, 2019) (ISO, 2019).

Na parcela dedicada ao mercado externo, o Brasil mantém a sua posição de destaque no decênio, sendo responsável por mais de 40% do fluxo do comércio internacional, com base no aumento de oferta para atender ao crescimento da demanda nos países importadores da África e Ásia (FAO, 2012) (FAO, 2019). A produção em países como Índia e Tailândia e o fim das cotas de produção de açúcar em 2017, pela UE, são limitadores para uma expansão ainda maior das exportações brasileiras.

A projeção da produção de açúcar, distribuída nas parcelas referentes aos mercados interno e externo, é apresentada no Gráfico 8-3 e alcança 45 milhões de toneladas em 2030.

Gráfico 8-3 - Projeção da produção brasileira de açúcar



Fonte: Elaboração própria

O etanol também pode ser produzido através de outros insumos, tais como o bagaço e palhas e pontas (E2G) e o milho.

O Brasil possui duas plantas comerciais de etanol de segunda geração (Granbio e Raízen), com capacidade de produção nominal de 60 e 40 milhões de litros, por ano, respectivamente (GRANBIO, 2019) (NOVACANA, 2018). Ambas as unidades comerciais enfrentam problemas técnicos, como na etapa de pré-tratamento e filtragem da lignina, que estão sendo resolvidos e, portanto, ainda operam abaixo da capacidade nominal. Em 2019, as duas usinas comerciais produziram 6 milhões de litros (ANP, 2020f).

Nas projeções, julgou-se mais econômica e competitiva a integração da produção de etanol lignocelulósico com a convencional. As usinas que já possuem cogeração e tiverem interesse em produzir etanol lignocelulósico deverão avaliar a disponibilidade e diversidade de matéria-prima (recolhimento de palhas e pontas e a possibilidade de cana-energia), bem como a eficiência do processo produtivo (troca de caldeiras e turbinas e eletrificação de equipamentos).

A produção de etanol 2G utilizará pequena parcela do bagaço e da palha produzidos, e deverá

atingir cerca de 400 milhões de litros em 2030 (fator de conversão de 300 litros de etanol por tonelada de bagaço seco).

O uso do milho para a produção de etanol permite aproveitar ocasiões de baixa do preço do grão, visto que os custos logísticos do escoamento da região Centro-Oeste impactam a competitividade do produto no mercado internacional, o que induz os investimentos em novas unidades produtoras. Além disso, são gerados como coprodutos o óleo de milho, destinado ao consumo humano, e o DDGS (*distiller's dried grains with solubles*), para nutrição animal, adicionando mais dois ativos no *pool* de receitas das usinas (IMEA, 2017) (MILANEZ et al, 2014). A capacidade agregada anual foi de 2,1 bilhões de litros em 2019, sendo produzidos 1,3 bilhão de litros (UNICA, 2020). Em outubro de 2020, existiam oito unidades do tipo *flex* (associadas às unidades de etanol de cana) e quatro unidades *full* (milho como único insumo). Para 2020, a capacidade deverá chegar a 2,8 bilhões de litros, com a implantação de duas unidades (uma já em operação).

No horizonte decenal, estima-se a implantação de 7 unidades *flex* e 18 do tipo *full*, e a capacidade instalada chegará a 6,4 bilhões de litros.

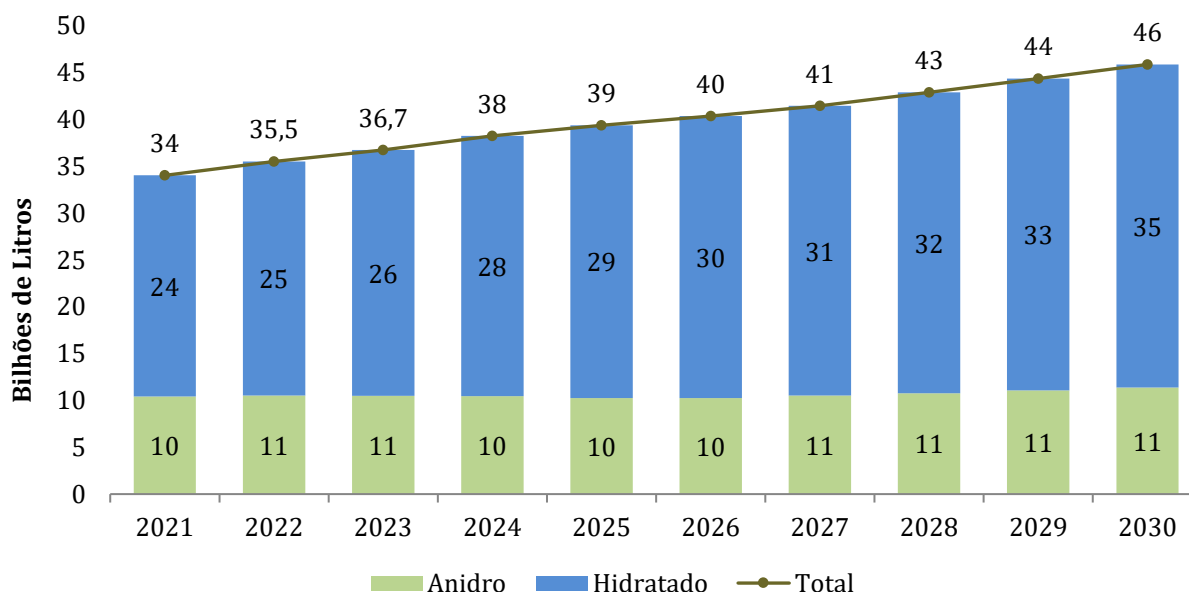
Dessa forma, projeta-se que a produção de etanol de milho alcance 5,7 bilhões de litros em 2030.

Quanto às importações de etanol, serão necessárias aquisições pontuais de anidro no mercado externo para equilíbrio comercial.

Como resultado da produção nacional e das importações de anidro, a oferta total de etanol

crescerá a uma taxa de 3,3% a.a., alcançando 46 bilhões de litros em 2030, conforme apresenta o Gráfico 8-4. Para o etanol hidratado, essa taxa é de cerca de 4,1% a.a., chegando a 34,5 bilhões de litros em 2030, enquanto que o anidro (nacional e importado) evolui para 11 bilhões de litros ao final do período.

Gráfico 8-4 - Projeção da oferta total de etanol



Fonte: Elaboração própria

INVESTIMENTO - CAPACIDADE PRODUTIVA

Para a avaliação dos investimentos necessários em unidades sucroenergéticas de primeira geração (*greenfields*), considerou-se que estas seriam mistas ou destilarias, com perfil tecnológico otimizado e tamanho médio de 3,5 milhões de toneladas de capacidade nominal de moagem de cana. Estima-se que, para este perfil, o investimento médio seja de R\$ 360/tc, conforme Tabela 8-1. Para a expansão de unidades existentes, adotou-se um investimento médio de R\$ 260/tc.

Com isso, os investimentos em capacidade industrial deverão ser da ordem de R\$ 11 bilhões, referentes às novas unidades propostas, e de

R\$ 12 bilhões, para as expansões levantadas, totalizando R\$ 23 bilhões no período decenal (CTBE, 2018). (UNICA, 2020).

A estimativa dos investimentos em novas plantas de etanol lignocelulósico tem como base os valores das unidades comerciais em operação no Brasil, estimados em R\$ 5,6/litro. O montante projetado totaliza R\$ 2,2 bilhões entre 2021 e 2030, valor que poderá ser menor em função da curva de aprendizagem do setor.

Para o etanol de milho, estima-se que o CAPEX para a implantação de uma usina *flex* será de R\$ 1,60/litro, enquanto que para uma usina *full*,

o valor é de R\$ 1,80/litro (CTBE, 2018) (IMEA, 2017) (UNEM, 2019). Com isso, o investimento estimado no decênio é de cerca de R\$ 6,5 bilhões.

Desta forma, os investimentos em capacidade produtiva de etanol e açúcar totalizam R\$ 32 bilhões.

Tabela 8-1 - Investimento médio para construção de novas unidades e expansão das existentes

CAPEX (Cana-de-açúcar)	R\$ (dez. 2017) / tc
Expansão de unidades existentes (<i>Brownfield</i>)	256,0
Novas unidades (<i>Greenfield</i>)	359,8
Industrial (inclui cogeração otimizada)	287,6
Maquinário Agrícola (inclui caminhões)	67,9
Arrendamento (região Centro-Oeste)	4,3

Nota: Para as usinas de cana convencional, o CAPEX foi dado por tonelada de cana, uma vez que pode haver a destinação de parte da produção para o açúcar (diferentemente do apresentado nas unidades de E2G e Etanol de milho).

Fonte: EPE com base em (CTBE, 2018)) e (UNICA, 2020)

8.2.2 DEMANDA TOTAL DE ETANOL

A demanda total de etanol é constituída pelas parcelas nacional (combustível e outros usos) e internacional (a ser atendida pelo Brasil).

DEMANDA DO MERCADO INTERNO

A demanda de etanol combustível (anidro e hidratado) parte de 29,6 bilhões de litros em 2020, cresce a 3,7% a.a. e atinge 42,7 bilhões de litros em 2030. Os impactos da pandemia de Covid-19, especificamente no setor de biocombustíveis, deverão ser observados com mais intensidade no curto prazo, conforme (EPE, 2020b), com o setor retomando o crescimento ao longo do decênio. O aumento da demanda de etanol combustível justifica-se pela maior competitividade do hidratado frente à gasolina, em parte por conta dos sinais positivos provenientes do RenovaBio, em parte por conta da melhoria dos fatores de produção realizada pelo setor. Estima-se que o uso não combustível (bebidas, cosméticos, produtos farmacêuticos, compostos oxigenados e álcoolquímicos) atingirá 1,2 bilhão de litros em 2030, patamar similar ao observado em 2019. Ressalta-se que em 2020, observou-se o consumo de 2,2 bilhões de litros devido ao uso de álcool como agente antisséptico, como uma das medidas preventivas à disseminação da Covid-19.

DEMANDA INTERNACIONAL

Em 2019, a produção mundial de etanol atingiu um valor recorde de 110 bilhões de litros, com Brasil e Estados Unidos representando 84% dos volumes produzidos (RFA, 2020). Em todo o mundo, observa-se o apoio às políticas de incentivo à eficiência energética e/ou promoção de fontes energéticas mais avançadas e tendência a modestos volumes de renováveis comercializados, em comparação aos combustíveis fósseis. Estima-se que os biocombustíveis continuarão importantes para a segurança do abastecimento, diversificação da matriz energética e redução da emissão de GEE.

Em 2019, o Brasil voltou a ser exportador líquido de etanol, com 2 bilhões de litros, frente a um volume importado de 1,5 bilhão, após dois anos como importador líquido (ME, 2020). Desde 2017, foi instituída uma cota de importação de etanol, livre de impostos, pela Resolução CAMEX nº 72/2017 (ME, 2017), a qual foi estendida por mais 15 meses, pela Portaria nº 547 / 2019 (12 meses) (BRASIL, 2019), e pela Portaria SECEX nº 53/ 2020 (3 meses). Esta última, estabeleceu o limite da cota em 187,5 milhões de litros mensais (BRASIL, 2020)).

Apresenta-se, a seguir, uma perspectiva da produção e uso de etanol com ênfase nos EUA e União Europeia, de forma a embasar a avaliação do potencial de exportação brasileira do produto.

Estados Unidos

A lei *Energy Independence and Security Act* de 2007 - EISA - dita a política energética estadunidense e, através do Padrão de Combustíveis Renováveis (*Renewable Fuel Standard* - RFS), estabeleceu a adição de biocombustíveis ao combustível automotivo, em volumes crescentes entre 2007 e 2022. Os volumes são distribuídos nas categorias: biocombustíveis convencionais (etanol e biobutanol de milho) e avançados (que reduzem a emissão de GEE em, pelo menos 50%, considerando a análise de ciclo de vida). Esta última categoria está dividida em: biocombustíveis celulósicos, diesel de biomassa e outros biocombustíveis avançados, como o etanol de cana (EUA, 2007).

Incentivado pela EISA, o país tem apresentado recordes consecutivos na produção de etanol de milho (60 bilhões de litros em 2019), cujo principal destino é o atendimento ao mercado interno de 55 bilhões de litros, equivalente a 10% da demanda anual de gasolina, como reflexo da política energética do país, a qual estabelece o mandatório de 10% de etanol⁶⁶ adicionado à gasolina (E10) (EIA, 2020). O restante é exportado para diversos países, sendo o Brasil seu principal destino.

Os volumes de etanol misturados à gasolina são suficientes para o cumprimento da parcela de biocombustível convencional (etanol advindo do milho) estabelecida pelo RFS (EUA, 2007). No entanto, a dificuldade para a produção comercial do etanol celulósico permanece. Assim como em anos anteriores, a EPA se viu forçada a reduzir as metas do RFS para os biocombustíveis celulósicos, passando para 2,2 bilhões de litros em 2020,

quando era originalmente de 39,8 bilhões de litros (EPA, 2019)⁶⁷.

União Europeia

Atualmente, o bloco mantém um plano de ação de mitigações de GEE e segurança energética, com metas para os anos de 2020, 2030 e 2050. Para 2020, permanecem as metas do chamado Triplo 20, estabelecidas pela Diretiva dos Biocombustíveis de 2009: 20% de redução nas emissões de GEE, comparado a 1990, 20% de participação de fontes renováveis no consumo energético, (com 10% de participação de renováveis no consumo automotivo) e 20% de aumento na eficiência energética, comparados a 1990 (EC, 2018).

Através da Diretiva das Energias Renováveis de 2018, o Parlamento Europeu aprovou alterações nos valores das metas de ação climática e energética para a União Europeia, para 2030: 40% de redução nas emissões, 32% de participação de renováveis no consumo final, 14% de participação de renováveis no consumo automotivo e 32,5% de aumento na eficiência energética (EC, 2018).

A União Europeia limitará a participação dos biocombustíveis tradicionais (etanol de cana e milho e biodiesel de oleaginosas) a um máximo de 7% de participação na demanda de combustíveis para o setor de transportes até 2020, gradualmente diminuídos de modo que, a partir de 2030, sua participação não será mais contabilizada no cumprimento da meta (EC, 2018).

Ao final de 2020, encerra-se o prazo para a União Europeia atender aos objetivos do Triplo 20. As metas para a participação de fontes renováveis no consumo final e para o nível de mitigação de emissões de GEE estão próximas de realizar-se, sendo que, em 2018, a participação de renováveis no consumo final foi de 18% e, em 2017, as emissões de GEE foram de 78% comparadas ao nível de emissões de 1990 (EUROSTAT, 2020). No entanto, o bloco poderá não alcançar a meta de 20% de aumento de eficiência energética para

⁶⁶ Misturas com 15% de etanol (E15) também são permitidas, dependendo da disponibilidade nos postos e da preferência do consumidor.

⁶⁷ A EPA também diminuiu os volumes totais de biocombustíveis avançados, para 2020, de 56,8 para 19,3 bilhões de litros (EPA, 2019).

2020, tendo chegado a um consumo primário de energia 4,9% abaixo do valor estabelecido para a meta (EURACTIV, 2020).

Ásia

A China é o terceiro maior produtor de etanol no mundo, tendo produzido 3,4 bilhões de litros de etanol de cana em 2019, para uso interno (RFA, 2020). Atualmente, o país possui um programa de mistura E10 em 10 províncias e pretendia estendê-lo para o resto do país ainda em 2020, mas o elevado preço da cana e a queda de produção forçaram o governo a postergar a iniciativa (REUTERS, 2020).

A Coreia do Sul é um dos principais destinos do etanol exportado do Brasil, com 510 milhões de litros, 26% do total (ME, 2020). Apesar do país usá-lo exclusivamente na indústria e no setor alimentício, o governo estuda o uso do etanol combustível como forma de atenuar os problemas de poluição atmosférica das grandes cidades e para o auxílio na busca pela segurança energética (USDA, 2019b).

O Japão estabeleceu em 3 de julho de 2018 o seu 5º Plano Estratégico de Energia, como base para as políticas energéticas do país até 2030. O novo plano reforça as orientações em prol de uma menor dependência de fontes fósseis e na energia nuclear, promovendo as fontes renováveis, cuja

participação na oferta total de energia deverá expandir 13% até 2030 (USDA, 2019a).

O país praticamente não produz etanol e importa todo o produto que consome, tanto para uso industrial como combustível, sendo que este não é adicionado à gasolina, mas previamente convertido em etil-terc-butil éter – ETBE. Estima-se que o país tenha produzido 0,2 milhão de litros de etanol e importado 400 milhões, para uso industrial em 2019. Em relação ao uso como combustível, estima-se que o país importou 90 milhões de litros de etanol (56 milhões do Brasil) (USDA, 2019a).

Para a projeção do volume de etanol a ser exportado pelo Brasil, foram realizadas análises de mercado, que consideraram, entre outras, a produção brasileira deste biocombustível e o atendimento ao mercado interno. Para os EUA, adicionalmente, tomou-se como referência as estimativas de importação do produto pelo país, elaboradas pela EIA, e as novas diretivas da EPA.

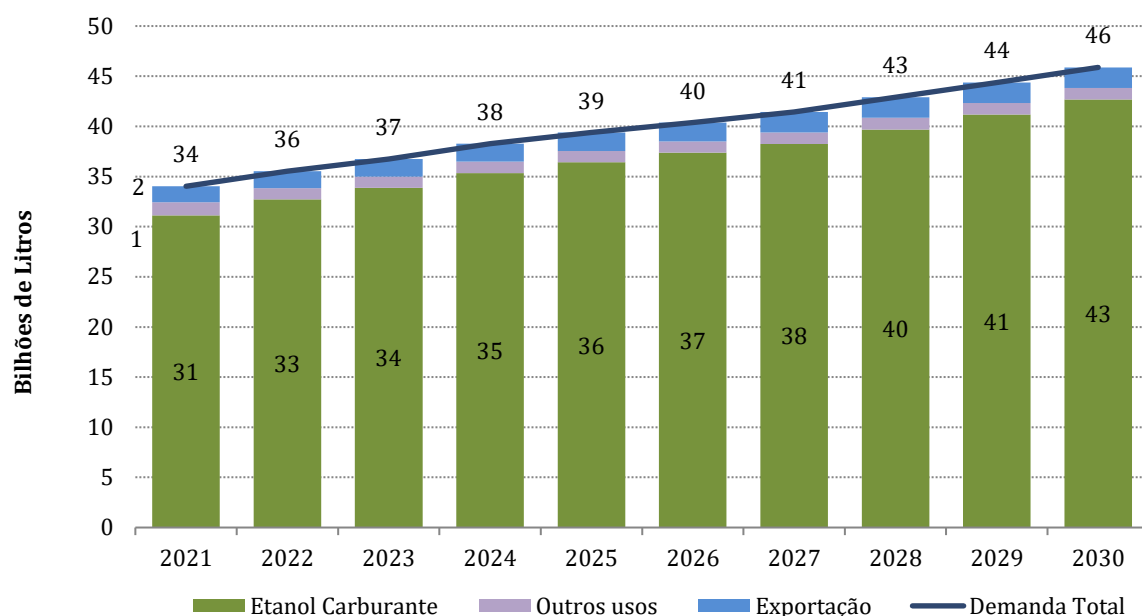
Além dos mercados dos EUA, Coreia do Sul, Japão e União Europeia permanecerão como principais importadores de etanol do Brasil. Dessa forma, as exportações brasileiras apresentam pequena elevação, saindo de 1,6 bilhão de litros em 2021 e alcançando 2 bilhões em 2030.

DEMANDA TOTAL

O Gráfico 8-5 consolida as demandas nacional (combustível e outros usos) e internacional de

etanol. A demanda total do biocombustível cresce a uma taxa de 3,3% a.a., alcançando 46 bilhões de litros em 2030, sendo o grande incremento advindo da demanda de hidratado combustível.

Gráfico 8-5 - Projeção da demanda total de etanol



Fonte: Elaboração própria

8.2.3 LOGÍSTICA

O modo rodoviário continua representando a maior parte do transporte de etanol no Brasil, apesar de possuir maiores custos energéticos e ambientais do que os outros (ferroviário, dutoviário e hidroviário). Com a expansão projetada do mercado de etanol nos próximos dez anos, além do aumento da capacidade de armazenamento, será necessário investir na diversificação dos modos utilizados na distribuição, para a efficientização do sistema de transporte.

Dentre os investimentos no modo dutoviário, está o projeto da Logum Logística S.A, para a construção de dutos próprios e a utilização de existentes, com extensão total de 1.054 km. O valor estimado para o projeto é de R\$ 5,2 bilhões, dos quais R\$ 1,2 bilhão já foram aplicados nos trechos construídos e atualmente em operação. A capacidade de armazenagem estática é de 617 milhões de litros e a capacidade de movimentação anual é de 6 bilhões de litros (LOGUM, 2020).

Os trechos dos dutos que já se encontram em operação são:

- Próprios: Ribeirão Preto (SP) – Paulínia e Uberaba (MG) - Ribeirão Preto (SP);
- Subcontratados: Paulínia (SP) - Barueri (SP); Paulínia (SP) - Rio de Janeiro (RJ) e Guararema (SP) - Guarulhos (SP).

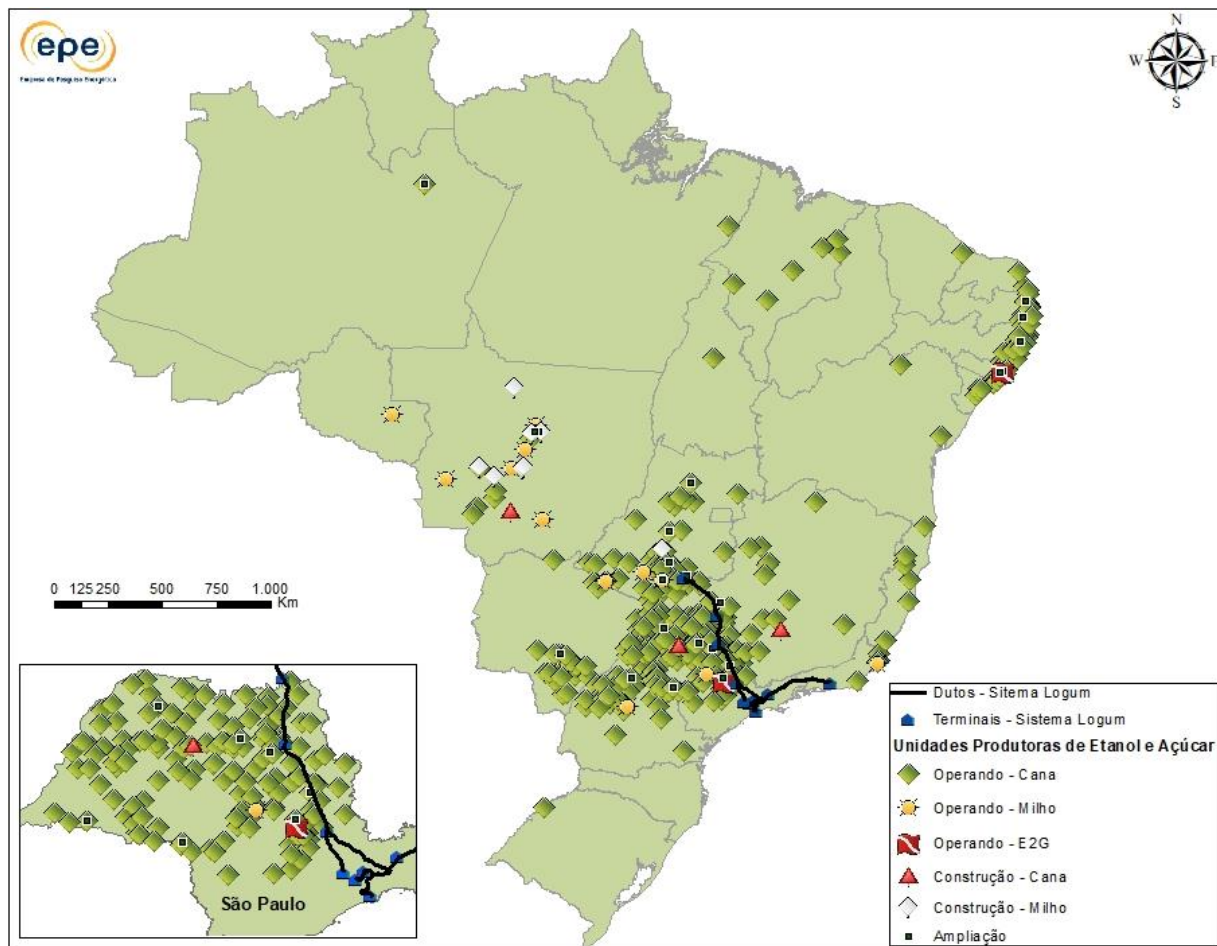
Em 2019, a movimentação em todo o complexo, incluindo o trecho sob contrato (operado pela Transpetro), foi de 2,5 bilhões de litros, 4,2% superior ao ano anterior (LOGUM, 2020).

Dentre os próximos projetos de expansão está a nova conexão no estado de São Paulo, que ligará o terminal terrestre de Guararema às bases de distribuição em São José dos Campos. Com 42,5 km, esse duto passará também por Santa Branca e Jacaré. A previsão é de estar em operação em 2021, com capacidade de 40 milhões de litros anuais (NOVACANA, 2020c). Planeja-se, posteriormente, estender o sistema até a Baixada Santista, chegando a Cubatão e ao Porto de Santos, assim como um novo terminal no sul de Goiás, se aproximando da região produtora de etanol de milho (BNDES, 2019).

Esse conjunto de medidas concorrerá para melhorar a capacidade logística do País, tornando os produtos brasileiros mais competitivos no mercado nacional e internacional. A Figura 8-1

resume a localização das usinas sucroalcooleiras brasileiras, bem como a infraestrutura logística existente e a ser construída.

Figura 8-1 - Plantas produtoras de etanol e açúcar no Brasil e infraestrutura logística



Fonte: EPE com base em (LOGUM, 2020), (MAPA, 2020).

BOX 8.1 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA OFERTA DE ETANOL

Buscando antecipar possíveis ameaças ao abastecimento nacional de combustíveis para os veículos leves, foi realizada uma análise de sensibilidade para a oferta de etanol e demanda do ciclo Otto, considerando um cenário menos favorável para o setor sucroenergético, com relação tanto às políticas públicas (diferenciação tributária entre a gasolina e o etanol, por exemplo), quanto às ações das empresas para a redução de custos de produção e à reestruturação financeira dos grupos endividados (EPE, 2020d).

Neste cenário, o RenovaBio não conseguiria êxito pleno em seus objetivos, o etanol hidratado perderia competitividade frente à gasolina C e a atratividade econômica do setor sucroenergético não seria suficiente para induzir investimentos relevantes. Dessa forma, considerou-se que haverá a entrada de uma unidade de etanol de cana no médio prazo e de plantas *flex* e *full* de milho, identificadas atualmente pela ANP como em construção. A produtividade agrícola será de 75,2 tc/ha, ao fim do período, inferior ao apresentado no cenário de referência.

Como resultado, a estimativa de cana processada em 2030 seria de cerca de 691 milhões de toneladas (111 milhões de toneladas inferior ao apresentado no Gráfico 8-2), o que redundaria em uma oferta total de etanol de cerca de 34,3 bilhões de litros, 11,6 bilhões de litros inferior à do cenário de referência.

Considerando o propósito de assegurar o abastecimento energético nacional, esta análise tomou como base a demanda ciclo Otto de referência deste PDE. Nesse caso, constatou-se que os volumes de gasolina A e de etanol anidro alcançariam, respectivamente, 35 bilhões de litros (aumento de 7,4 bilhões de litros) e 12,9 bilhões de litros (aumento de 2,8 bilhões de litros). Esse aumento é consequência do menor volume de etanol hidratado disponibilizado pelos produtores para o mercado carburante, aproximadamente 18,2 bilhões de litros (um valor 14,4 bilhões de litros inferior ao cenário de referência).

Considerando a produção média dos últimos 5 anos de gasolina nas refinarias brasileiras (27,1 bilhões de litros), as importações desse combustível atingiriam aproximadamente 8 bilhões de litros em 2030 nesse cenário, 3 bilhões a mais do que o máximo histórico (EPE, 2020d).

8.3 Bioeletricidade da cana-de-açúcar

O aproveitamento energético da biomassa residual gerada no processamento industrial da cana-de-açúcar, tanto na produção de calor quanto na de eletricidade, destina-se ao autoconsumo e à produção de excedentes de energia elétrica, exportados para o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Iniciativas governamentais de fomento à renovação e modernização das instalações de cogeração aumentaram a eficiência de conversão da energia da biomassa e, consequentemente, a geração de excedentes e sua distribuição, contribuindo para a diversificação do setor e o aumento de sua receita. Dados do Banco de Informação da Geração (ANEEL, 2020) registram

que a capacidade de geração a biomassa de cana atingiu 11,7 GW em setembro de 2020, um aumento superior a 30% nos últimos cinco anos.

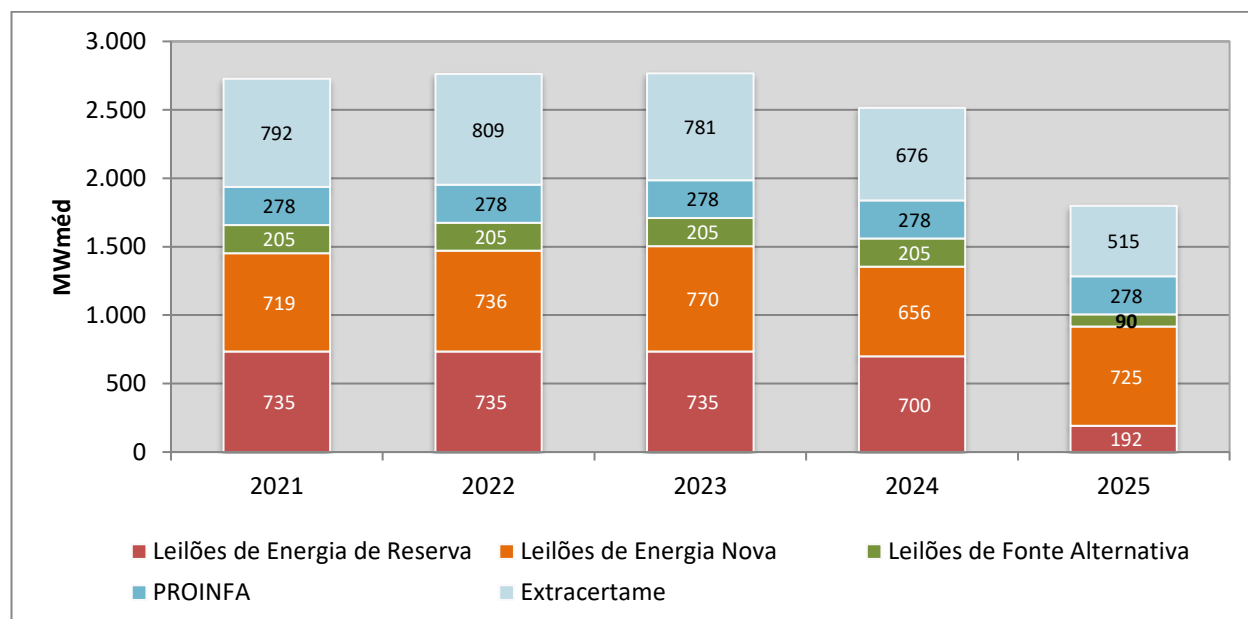
A extração do caldo da cana-de-açúcar gera como resíduo o bagaço, e a produção de etanol e açúcar dá origem a uma quantidade significativa de torta de filtro e, no caso do biocombustível, de vinhaça. Além destes, a colheita da cana também gera biomassa residual composta por palhas e pontas. Estima-se que, dentro do horizonte decenal, os principais estados produtores terão colheita mecanizada na totalidade de seus canaviais, produzindo uma quantidade significativa dessa biomassa passível de aproveitamento energético. Projeta-se também

uma maior inserção do biogás, oriundo da biodigestão da vinhaça e da torta de filtro, como será apresentado na seção 8.5.1.

Dentre as 364 usinas sucroenergéticas em operação, cerca de 220 unidades comercializam energia e aproximadamente 40% destas o fazem através de leilões de energia. Até outubro de 2020, foram realizados 58 certames, ocorrendo vendas de energia das usinas sucroenergéticas em 28 deles (CCEE, 2020). Ao longo dos últimos anos, a comercialização da bioeletricidade no ambiente regulado (ACR) tem diminuído, sem obstante reduzir sua participação na matriz elétrica nacional. Neste sentido, mesmo com a realização de futuros certames, em que este montante possa ser ampliado, a tendência é que o ambiente de contratação livre (ACL) e a liquidação de energia no mercado spot (PLD) configurem-se como majoritários para a venda de energia deste segmento.

Assim, a energia total contratada destas unidades no mercado regulado (ACR) atingirá aproximadamente 1 GWmédio ao fim de 2025, além do montante extra certame de 515 MWmédios, que pode ser comercializado pelas usinas de biomassa de cana no ACL ou no PLD neste mesmo ano. Incluso no montante contratado no ACR, há a energia dos empreendimentos do PROINFA, de 278 MWmédios, valor que deverá manter-se até 2026 (20 anos de contrato após o início da operação comercial em 2006) (ELETROBRAS, PROINFA, 2020). O Gráfico 8-6 apresenta a quantidade de energia já contratada no ambiente regulado e aquela passível de comercialização em acordos bilaterais ou no mercado spot. Note-se que a queda nos montantes de energia refere-se ao encerramento dos contratos vigentes.

Gráfico 8-6 - Energia contratada e extra certame das usinas vencedoras nos Leilões de Energia



Nota: A energia comercializada através de contratos anteriores ao novo modelo do setor elétrico, estabelecido em 2004, não foi considerada.

Fonte: Elaboração própria

A partir da projeção de oferta de biomassa de cana-de-açúcar, foram realizados dois estudos para estimativa da oferta de bioeletricidade: (1) o cálculo do potencial técnico e (2) a construção da

curva de exportação de bioeletricidade baseada no comportamento histórico do setor.

Para realizar a projeção da oferta de bioeletricidade, foi estimada a oferta de biomassa residual da cana, que será processada para atender à produção decenal de etanol e açúcar. Sobre essa quantidade, aplica-se o fator médio de exportação de energia para o SIN correspondente a cada um dos estudos, cuja metodologia de cálculo é detalhada no PDE 2024 (EPE, 2015).

O Gráfico 8-7 apresenta a energia contratada no ACR e as projeções de exportação de eletricidade para os dois estudos: com fator de exportação das usinas vencedoras de leilões de energia (potencial técnico) e com fator de exportação baseado no histórico.

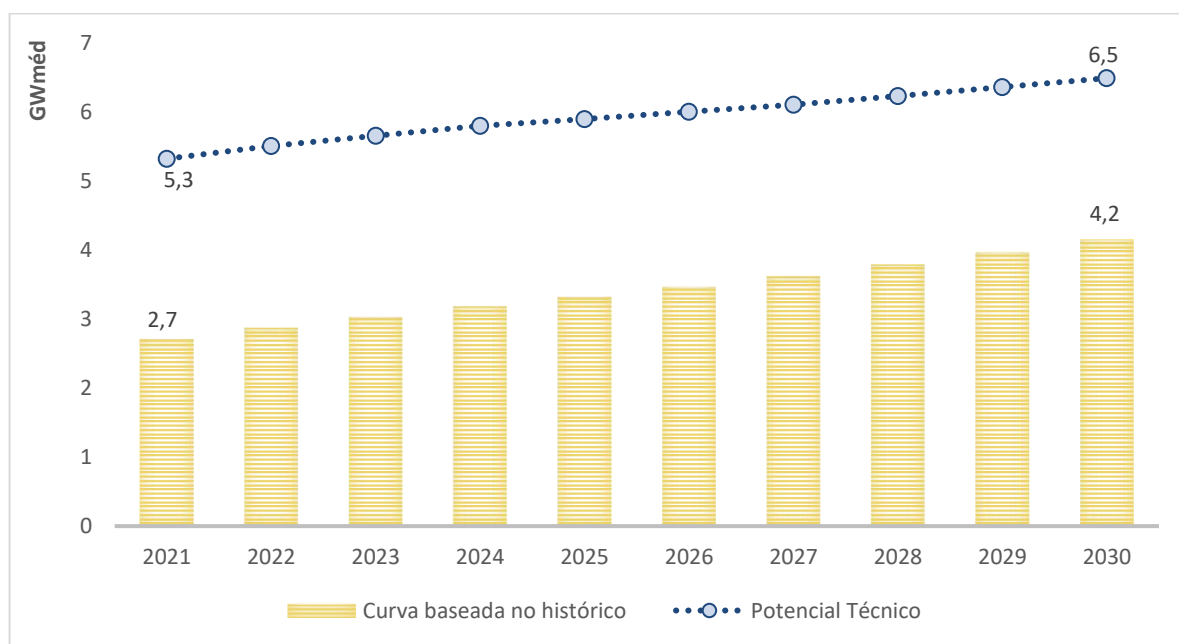
Observa-se que para o ano de 2030, o potencial técnico atinge 6,5 GWmédios, quase 2,3 GWmédios maior que o atualmente projetado para a curva baseada no histórico. Além disso, elaborou-se uma estimativa do potencial de aproveitamento das palhas e pontas, considerando que esta biomassa estará disponível apenas para as usinas da região Centro-Sul (cerca de 90% da cana do Brasil), dado que, neste horizonte, a maior parte da região Nordeste ainda não estará utilizando a colheita mecanizada.

Foram utilizados dois fatores de exportação de energia distintos, encontrados na literatura: 500 e 787,5 kWh/tonelada de palhas e pontas, segundo segundo (COGEN, 2009) e (EQUIPAV, 2009), respectivamente. Os resultados indicam que o potencial técnico de exportação de energia a partir da biomassa de palhas e pontas seria de 7,1 GWmédios e 11,2 GWmédios, respectivamente, ao fim do período decenal.

Nesse mesmo sentido, está a utilização de outros resíduos, como a vinhaça, a torta de filtro e, mais recentemente, as palhas e pontas. Ainda pouco empregados para geração de energia nas usinas sucroenergéticas, estes insumos dão origem ao biogás, resultado de sua fermentação. Conforme será apresentado na próxima seção, o potencial técnico de produção de biogás, a partir de vinhaça e torta de filtro, e de exportação de energia elétrica é bastante significativo.

Dessa forma, a contribuição da biomassa de cana-de-açúcar para o cenário energético nacional poderá se tornar ainda mais relevante, caso seu potencial técnico seja plenamente aproveitado.

Gráfico 8-7 - Potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço



Nota: PROINFA incluso no ACR

Fonte: Elaboração própria

8.4 Biodiesel

O Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB) teve início em 2005 e, até julho de 2020, foram produzidos 44,2 bilhões de litros de biodiesel pela indústria nacional (ANP, 2020d).

O percentual mandatório vigente no Brasil é de 12% desde 1º de março de 2020⁶⁸, conforme a Resolução nº 23 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), de 09 de novembro de 2017 (CNPE, 2017). Para o horizonte de estudo, a premissa de projeção adotada é que a adição de biodiesel ao diesel ocorrerá segundo as possibilidades previstas em lei. Assim, a elevação na mistura fica estabelecida de acordo com o calendário da Resolução CNPE nº 16, de 29 de outubro de 2018 (CNPE, 2018), que prevê um incremento de 1% ao ano, até atingir 15% em 2023, sendo este percentual adotado até o final da série decenal analisada. Observa-se que na atual legislação, a adição de biodiesel em qualquer proporção, até B15, pode ser utilizada pelas distribuidoras que queiram revender essa mistura. Há ainda a possibilidade do uso voluntário (autorizativo) deste biocombustível, em percentual superior ao obrigatório para casos específicos, tais como: frotas cativas e usos ferroviário, agrícola, industrial e experimental. Entretanto, estima-se que não haverá volumes significativos acima do mandato.

Os leilões de biodiesel promovidos pela ANP visam à aquisição do produto pelos adquirentes (refinarias, distribuidores e importadores de óleo diesel A) para atendimento ao percentual mínimo obrigatório de adição de biodiesel ao óleo diesel A e para fins de uso voluntário, cujo volume deve ser entregue pelas unidades produtoras. Participam como vendedoras, as empresas licenciadas e cadastradas para os certames.

Os leilões são realizados em duas fases, sendo que, na primeira, somente as usinas detentoras do Selo Combustível Social (SCS)⁶⁹ podem participar. Nesta etapa é comercializado 80% do volume a ser adquirido pelas distribuidoras e os 20% restantes são disputados por todas as usinas, detentoras e não detentoras do SCS, na fase seguinte.

Até julho de 2020, foram realizados 74 leilões para comercialização de biodiesel. Nos leilões regulares, este biocombustível também é comercializado no mercado autorizativo, que ainda é incipiente (ANP, 2020e).

A Petrobras tem sido a responsável pela ferramenta (PETRONECT) que operacionaliza os leilões, desde que iniciaram, atuando como intermediária nas operações de compra e venda entre produtores de biodiesel e distribuidores de combustíveis. Diante da redefinição de sua estratégia de negócios, a estatal se posicionou pela saída da operação dos leilões. Para tratar do tema, foi instituído grupo de trabalho específico, dentro do Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento do Mercado de Combustíveis, demais Derivados de Petróleo e Biocombustíveis (CT-CB). Seu objetivo foi estudar a sistemática atual de comercialização do biocombustível e sua aderência ao possível novo cenário *downstream*, propondo aprimoramentos e sinalizando as ações necessárias para sua implementação, as quais deverão ser analisadas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) (MME, 2020e).

O GT propôs que o modelo de comercialização para este mercado seja de livre negociação entre produtores de biodiesel e distribuidores. Os contratos de fornecimento homologados previamente pela ANP serão similares ao etanol anidro, mantendo-se a mesma

⁶⁸ Em 2020, a ANP reduziu o percentual mandatório da mistura BX, para os leilões L75 e L76, de forma a ajustar a oferta e a demanda de combustíveis do ciclo Diesel (ANP, 2020e).

⁶⁹ O Selo Combustível Social (SCS) é uma distinção conferida às empresas produtoras de biodiesel que utilizam, em

sua cadeia produtiva, produtos oriundos da agricultura familiar. O objetivo é a garantia de renda e estímulo à inclusão social das famílias produtoras.

regra de participação prioritária da agricultura familiar e possibilitando a importação de biodiesel, dentro do limite máximo de 20%. O Grupo de Trabalho apontou a necessidade de alterações regulatórias inerentes ao modelo proposto (MME, 2020e).

Em relação ao panorama internacional, foram produzidos 47,4 bilhões de litros de biodiesel em 2019, dos quais o Brasil contribuiu com 5,9 bilhões (12%), sendo o terceiro maior produtor, atrás apenas de Indonésia (17%) e Estados Unidos (14%) (REN21, 2019). Em relação aos volumes transacionados, a participação brasileira nunca apresentou volumes significativos, com apenas 400 mil litros exportados em 2019 (ME, 2020). As normas vigentes no país restringem a importação do biodiesel (BRASIL, 2007).

MATÉRIAS-PRIMAS

Dentre as matérias-primas utilizadas na produção do biodiesel, deve-se destacar os óleos de soja, algodão e milho, o sebo bovino, além dos óleos residuais. Embora novos insumos venham progressivamente ganhando espaço, o óleo de soja deve manter sua posição de liderança até 2030.

O Brasil é o maior produtor mundial de soja e também o maior *player* no mercado externo do grão (IBGE, 2020). Instituída em 1996 para favorecer as exportações de produtos primários e produtos industrializados semielaborados, a Lei Kandir isentou a exportação desta matéria-prima “in natura” de pagamento de impostos (ICMS). Tais condições privilegiaram a exportação do grão, em detrimento da soja beneficiada na forma de farelo proteico e óleo.

O IBGE (IBGE, 2020) projeta crescimento na produção de 114 milhões de toneladas (safra 2019) para 121 milhões na safra 2020, aumento de 6,6%, um recorde nacional. Já as exportações de soja em grão para 2020 estão estimadas em 80,5 milhões de toneladas (8,7% superior a 2019) (ABIOVE, 2020a). Cabe registrar que, em 2020, houve um incremento das exportações nacionais de óleo de soja, sendo os principais destinos Índia e China. Isto foi decorrente de uma redução significativa nas exportações de óleo e farelo da Argentina. O

principal player mundial no comércio exterior destes produtos passou por seca severa.

O sebo bovino é a segunda matéria-prima mais utilizada para a obtenção de biodiesel no Brasil. Destaca-se ainda, o crescimento de diversos insumos, tais como os óleos residuais identificados como outros materiais graxos, que incluem matérias-primas tradicionais em tanque e reprocessamento de subprodutos gerados na produção de biodiesel, bem como o óleo de fritura, presente em menor proporção.

Com relação à palma, tramitava na Câmara Federal, desde 2010, o Projeto de Lei (PL) nº 7336, que dispunha sobre a criação do Programa de Produção Sustentável da Palma de Óleo no Brasil (Propalma) (BRASIL, 2013), cujo objetivo era ordenar a expansão desta cultura, visando garantir a competitividade do setor com investimentos em pesquisa e aumentar a renda de agricultores familiares. Embora existam boas perspectivas para que esta cultura aumente sua parcela no mix de matérias-primas para a produção de biodiesel, o referido PL foi arquivado em 30/04/2019.

Dentre as demais culturas produtoras de óleo elencadas inicialmente no PNPB (destacando algodão, mamona e girassol), atualmente, apenas o algodão tem pequena representatividade na cesta de insumos consumidos para produção de biodiesel. Cabe destacar que, neste último ano, o óleo de milho tem surgido como um potencial insumo a ser agregado às matérias-primas para a produção deste biocombustível.

O uso de óleos residuais para a fabricação de biodiesel possui grande apelo econômico e ambiental, na medida em que se agrega valor a um material que seria considerado inutilizável, além de se evitar o descarte em locais inapropriados, reduzindo significativamente os impactos ambientais negativos.

Embora atualmente ainda sejam pouco representativos na produção nacional de biodiesel, dados recentes (EPE, 2020d) indicam que os óleos residuais foram os materiais que apresentaram o maior crescimento percentual na cesta de insumos. Como estes têm baixo custo de aquisição, o biodiesel produzido a partir desta matéria-prima

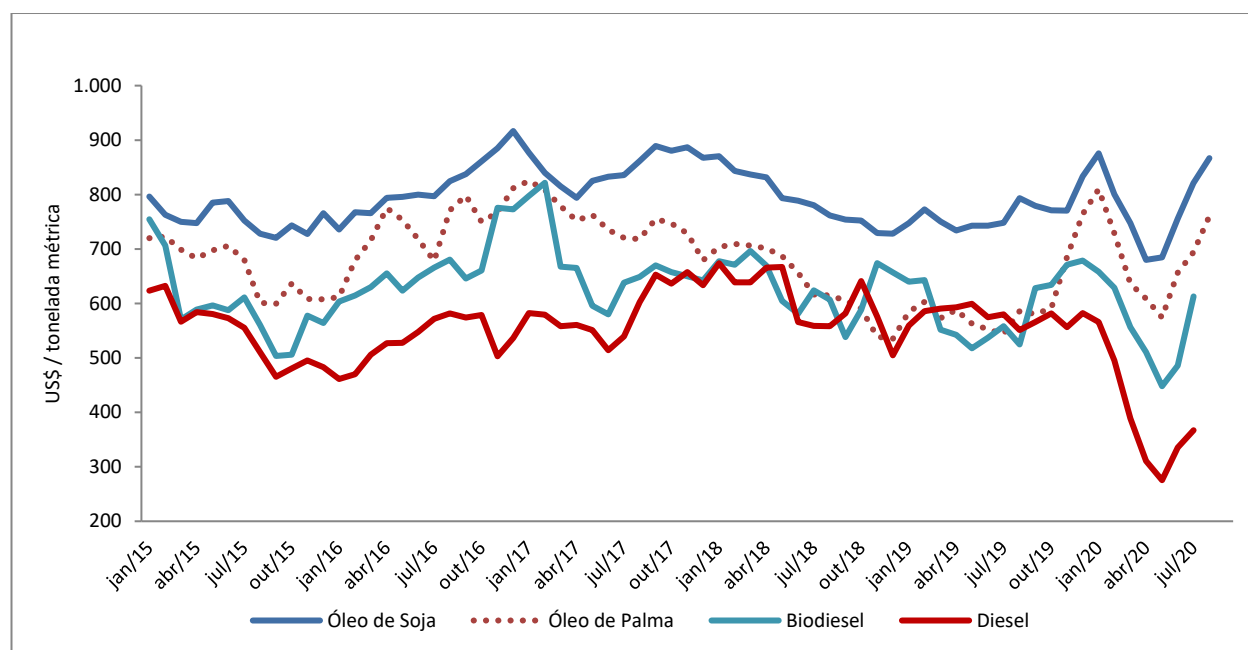
será mais competitivo que os derivados de outras fontes. Deve-se também atentar ao aspecto logístico de recolhimento estruturado dos óleos residuais e posterior transferência para as usinas, de forma a garantir a economicidade do processo.

Em relação às demais matérias-primas, há poucas perspectivas para que outras ocupem lugar de destaque dentro do horizonte do PDE 2030. Para atender aos aumentos previstos de mandatórios, verifica-se a necessidade de

diversificação do *mix*, o que depende da adesão dos agentes de mercado.

Quanto ao custo de produção do biodiesel, a matéria-prima corresponde, em média, a 80% do total (IEA, 2004). Portanto, o preço do óleo tem importância fundamental sobre a produção. Para os próximos dez anos, estima-se que este preço acompanhará os valores das commodities em geral. A seguir, encontra-se o histórico dos preços internacionais de biodiesel, diesel e óleos de palma e soja (Gráfico 8.8).

Gráfico 8-8 - Preços internacionais do biodiesel, diesel e óleos de soja e de palma



Nota: Preços Nominais do Diesel (mercado interno), sem ICMS. Preços Nominais do Biodiesel (mercado interno), com PIS/COFINS, sem ICMS. Preço FOB usina negociado nos leilões regulares de biodiesel ANP (Sem margem Petrobras). Preços de exportação de óleo de soja e palma em tonelada métrica (Golfo do México).

Fonte: (ABIOVE, 2020b), (ANP, 2020d) e (INDEX MUNDI, 2020).

Sob o aspecto econômico, embora tenha sido observado um comportamento atípico de proximidade entre os preços do biodiesel e diesel fóssil, entre os anos de 2017 e 2019, voltou-se a observar um distanciamento entre os valores médios de venda destes produtos desde o fim de 2019. Tal fato foi motivado por um desbalanceamento entre a oferta e a demanda de biodiesel, devido à elevação considerável nas exportações brasileiras de soja em grão, tendo em

vista os seus preços no mercado internacional, além da taxa de câmbio favorável às exportações.

Cabe observar, contudo, que para a avaliação adequada dos preços é necessário considerar o local de referência da comparação. Ou seja, a avaliação de competitividade requer a adição de custos logísticos, tributários e outros incorridos até a base de distribuição onde ocorrerá a mistura. A venda e exportação da glicerina/glicerol, em especial para os mercados

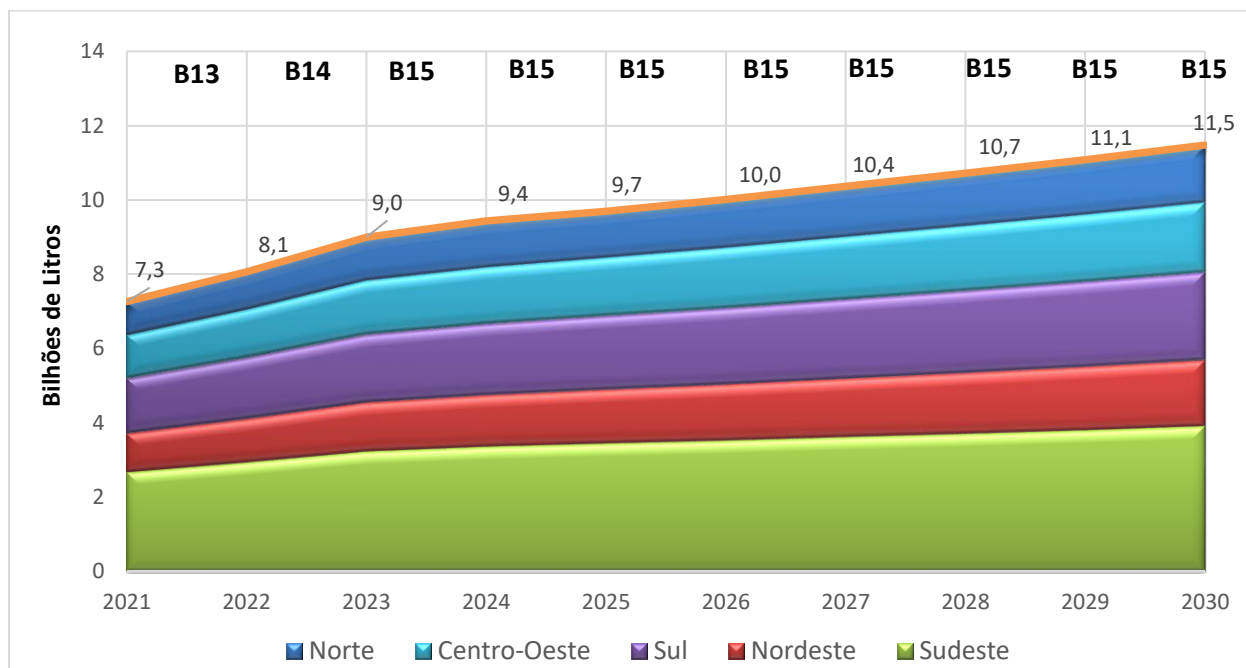
asiáticos, contribuem para aumentar a atratividade do biodiesel.

DEMANDA DE BIODIESEL

As projeções de demanda de biodiesel deste estudo foram obtidas com base na previsão do consumo regional de óleo diesel B apresentada no Capítulo II e nas demais considerações já descritas.

Este resultado está apresentado no Gráfico 8-9, segregado por regiões geográficas. Já a capacidade de processamento de biodiesel, a projeção do consumo obrigatório e os balanços regionais e nacional para 2020 e 2030 estão dispostos na Tabela 8-2.

Gráfico 8-9 - Demanda de biodiesel



Fonte: Elaboração própria

Tabela 8-2 - Capacidade de processamento de biodiesel e consumo obrigatório em 2020 e 2030

Região	2020			2030		
	Capacidade Instalada Nominal	Consumo Obrigatório ¹	Balanço	Capacidade Instalada Nominal	Consumo Obrigatório	Balanço
milhões de litros						
Norte	350	777	-427	566	1.543	-977
Nordeste	700	922	-222	1.168	1.769	-601
Sul	3.895	1.308	2.587	4.458	2.363	2.095
Sudeste	865	2.397	-1.532	1.045	3.912	-2.867
Centro-Oeste	3.983	1.039	2.944	5.300	1.891	3.409
Brasil	9.793	6.443	3.350	12.537	11.478	1.059

Nota: (1) Consumo estimado para 2020, com base em julho/2020.

Fonte: EPE com base em (ANP, 2020d).

De acordo com a capacidade nominal instalada atualmente, é possível atender a demanda projetada até o ano de 2025. Considerando as atuais solicitações de ampliação e construção das unidades produtoras registradas na ANP (ANP, 2020d), cujos investimentos estimados são da ordem de 1 bilhão de reais, haverá uma sobre capacidade de 1,1 bilhão de litros, o que representará uma ociosidade de 9% em 2030. Considerando um fator de utilização de 92%, devido a paradas programadas e eventos adversos, a capacidade efetiva de produção de biodiesel seria de 11,5 bilhões de litros, equivalente à demanda estimada para o ano.

Analisando a relação entre produção e consumo de biodiesel regional e as previsões de novas instalações indicadas pela ANP, verifica-se que as regiões Norte, Nordeste e Sudeste não são

autossuficientes em 2020, condição que perdurará até 2030.

Desta forma, as regiões Sul e Centro-Oeste devem manter sua liderança na produção deste biocombustível, embora a demanda esteja concentrada na Região Sudeste. Com estímulo à produção de novas culturas, adaptadas às condições edafoclimáticas das Regiões Norte e Nordeste, estas também podem vir a apresentar grande potencial de crescimento na produção de biodiesel.

Como o balanço nacional é superavitário e os excedentes regionais podem ser deslocados para as regiões deficitárias, não há impactos sobre a segurança do abastecimento nacional.

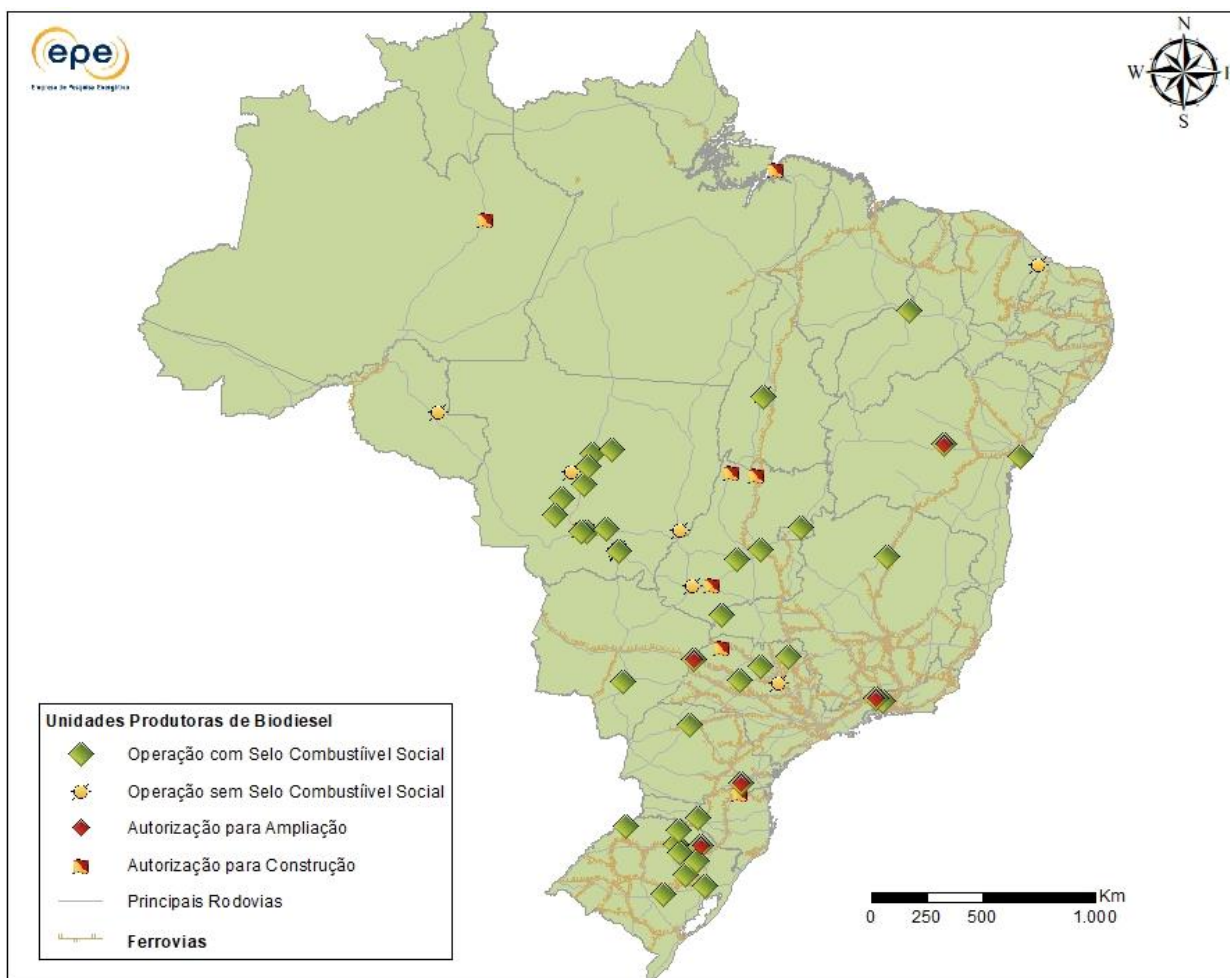
INFRAESTRUTURA DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO DE BIODIESEL

A atual infraestrutura de escoamento de biodiesel é apresentada na Figura 8-2, além da localização das usinas de produção já autorizadas pela ANP, distinguindo as que possuem ou não o Selo Combustível Social. Praticamente todas as usinas produtoras de biodiesel e bases das distribuidoras de combustíveis são atendidas por estradas federais. O transporte entre elas é feito

basicamente pelo modo rodoviário. No médio prazo, a movimentação de biodiesel tende a permanecer neste modo, por questões de escala.

A diversificação da logística de transporte utilizada na distribuição do biodiesel contribui para a eficientização do sistema de transporte. Neste sentido, o modal ferroviário mostra-se como alternativa interessante para algumas regiões.

Figura 8-2 - Usinas de biodiesel e infraestrutura atual de escoamento



Fonte: EPE com base em (ANP, 2020d).

Box 8.2 –DIESEL VERDE

O diesel verde é um combustível renovável formado por uma mistura de hidrocarbonetos com composição química análoga à do combustível fóssil (*drop in*), podendo ser produzido a partir de diferentes rotas, como o hidrotratamento de óleo vegetal e animal, também através da síntese de Fischer-Tropsch proveniente de fontes renováveis, bem como a partir de processos fermentativos; e oligomerização de álcoois. O produto oriundo destes processos físico-químicos poderá compor a mistura do óleo diesel B (EPE, 2020a).

Atualmente os custos de implantação e operação de processos de hidrogenação são relativamente altos e demandam vultuosos investimentos iniciais para suas instalações. No entanto, há possibilidades de adaptação de plantas produtoras de biocombustíveis e refinarias de petróleo para que se transformem em biorrefinarias, possibilitando a produção do diesel verde. Registra-se que não há previsão de projetos de implantação de unidades de produção deste biocombustível, de caráter comercial e com volume expressivo no país.

De uma forma geral, estima-se que uma planta dedicada à produção de hidrocarbonetos parafínicos (padrão utilizado internacionalmente), a partir de matérias-primas renováveis, pode operar numa razão de cerca de 35% de volume de sua produção para o HVO, sendo os demais percentuais resultantes direcionados para a produção prioritária de bioquerosene de aviação (45%), bionafta e GLP (10%).

Para efeito comparativo, o volume produzido por uma unidade de 300 milhões de litros por ano seria capaz de suprir entre 6 e 9% do total de diesel A importado pelo Brasil (~1% da demanda total do fóssil), para o período decenal. Assim, dadas as necessidades de biocombustível indicadas neste documento, que evidenciam uma duplicação da demanda de biodiesel para o período decenal (Tabela 8-3), o diesel verde pode vir a figurar como uma das soluções de suprimento para este mercado.

A ANP, por meio da Consulta Pública nº 3/2020, apresentou a minuta de Resolução que estabelece a especificação do diesel verde, bem como as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos agentes econômicos para sua eventual comercialização em território nacional. Tendo em vista que sua regulamentação no Brasil encontra-se em andamento, registram-se alguns pontos de atenção para análises futuras, em especial no que tange às formas de sua utilização na mistura do óleo diesel B, bem como o modo de comercialização deste biocombustível.

8.5 Outros biocombustíveis

Considerando o panorama promissor para o aproveitamento energético da biomassa no Brasil, esta seção aborda outros biocombustíveis que podem contribuir para aumentar a diversidade da matriz energética nacional e valorizar as

vantagens competitivas do Brasil na geração de energia com recursos naturais renováveis.

8.5.1 BIOGÁS/BIOMETANO

São diversas as tecnologias que permitem o aproveitamento energético dos produtos da cana. Embora a mais tradicional ocorra através da queima do bagaço e da palha nas caldeiras, este escopo está sendo ampliado com a produção de biogás, utilizando-se a vinhaça e/ou a torta de filtro, através da biodigestão.

O biogás é obtido através do processo de digestão anaeróbica, definida como a conversão de material orgânico, através de bactérias, em metano, dióxido de carbono, alguns gases inertes e compostos sulfurosos, em um ambiente com ausência de oxigênio. Diferentes substratos podem ser utilizados para sua produção e a quantidade de biogás obtida depende principalmente da tecnologia empregada na digestão e do substrato. Observa-se que este processo ocorre naturalmente em plantações de arroz e aterros sanitários, por exemplo.

O metano é o principal componente volumétrico do biogás (55%-70%), seguido pelo dióxido de carbono (30%-45%) (TOLMASQUIM, M. T., 2016). O biogás possui poder calorífico entre 4.500 e 6.000 kcal/m³, podendo ser consumido diretamente, ou tratado para separação e aproveitamento do biometano, cujo conteúdo energético é semelhante ao do gás natural (9.256 kcal/m³) (EPE, 2018b). Essa fonte renovável pode ter várias aplicações, como geração elétrica, uso veicular e injeção nas malhas de gás natural. Cabe mencionar a oportunidade criada no contexto do Novo Mercado de Gás. A produção e uso do biogás pode servir para aumentar a oferta de gás natural, bem como para diminuir sua pegada de carbono, evidenciando uma sinergia positiva entre o combustível fóssil e o renovável, no processo de transição energética.

No Brasil, o maior potencial de biogás encontra-se no setor agropecuário (resíduos agrícolas e pecuária confinada), o que inclui tanto as palhas e pontas, quanto a vinhaça e a torta de filtro do setor sucroenergético. Adiciona-se, ainda, um montante considerável que pode ser obtido através dos resíduos sólidos urbanos e esgoto. Não obstante esse considerável potencial, sua presença na matriz energética nacional ainda é modesta.

As projeções da produção de etanol e açúcar apresentadas neste capítulo indicam elevada quantidade de resíduos deste setor, a qual pode ser destinada à produção de biogás. Apesar da possibilidade de utilização do bagaço e palhas e pontas residuais para a produção de biogás, a metodologia aplicada a este item considerou somente a vinhaça e torta de filtro resultantes, que serão integralmente destinadas para a biodigestão. Neste caso, o potencial de biogás alcança 6,9 bilhões de Nm³ em 2030, representando 3,8 bilhões de Nm³ de biometano.

O potencial técnico de exportação de energia elétrica a partir do biogás obtido de vinhaça e torta de filtro foi elaborado com base nos dados da Usina Bonfim, vencedora do leilão de energia A-5 de 2016. As estimativas para este ciclo de estudos apontam para cerca de 2,1 GW médios em 2030. Considerando apenas as usinas pertencentes aos grupos do setor sucroenergético mais saudáveis financeiramente em 2019 (ITAUBBA, 2020) (NOVACANA, 2020), em uma abordagem mais conservadora, este potencial técnico alcançaria aproximadamente 1 GW médio ao final do período decenal.

Adicionalmente, considerando o consumo médio de diesel por tonelada de cana para este segmento, estima-se que a produção total de

biometano do setor sucroenergético seria suficiente para suprir cerca de 60% desta demanda.

Atualmente, grande parte da vinhaça é usada para fertirrigação de áreas próximas às usinas. Em virtude do longo período de uso desse resíduo, há fadiga do solo pelo excesso de sais minerais, o que impulsiona seu aproveitamento

para um novo fim. É oportuno ressaltar que sua prévia biodigestão tende a melhorar o processo de fertirrigação, pois reduz o teor de sólidos em suspensão e a viscosidade do fluido. De maneira geral, não há redução no teor de sais minerais do efluente ao fim do processo, mantendo, portanto, a característica de recomposição nutricional no solo da irrigação.

8.5.2 BIOQUEROSENE DE AVIAÇÃO

A aviação é responsável pela emissão anual de aproximadamente 2% do total de GEE (IPCC, 2014). Nesse contexto, as empresas aéreas firmaram um acordo que definiu um crescimento neutro de carbono na indústria da aviação a partir de 2020, denominado CORSIA - *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation* (ICAO, 2018). Para isso, estabeleceu-se o uso de instrumentos de compensação de emissões, promoção de eficiência energética e a utilização de combustíveis alternativos que sejam *drop-in*, em particular o biocombustível obtido através de processos certificados na ASTM (*American Society for Testing and Materials International*), denominado bioquerosene de aviação - BioQAV.

Diferentes rotas de obtenção de querosene de aviação alternativos podem ser utilizadas: a rota termoquímica, produzindo o querosene parafínico sintetizado por Fischer-Tropsch (FT SPK) e por Fischer-Tropsch com aromáticos (FT-SPK/A); a rota química, resultando no querosene parafínico sintetizado de ésteres e ácidos graxos hidroprocessados (HEFA) e a rota bioquímica, produzindo as isoparafinas sintetizadas (SIP) e o álcool para combustíveis de aviação (ATJ-SPK), de acordo com a Resolução ANP nº 778, de 2019 (ANP, 2019b). Para cada processo elencado, os percentuais de mistura do produto obtido ao QAV convencional varia de 10% a 50%.

Para o cumprimento dos acordos ambientais internacionais, o uso do BioQAV surge como uma das possibilidades para a redução da emissão de GEE. Este biocombustível mostra-se fundamental no processo de transição energética,

visando uma mobilidade sustentável do setor aéreo.

Há desafios econômicos para que o BioQAV possa ser utilizado na aviação. Entretanto, é importante ressaltar que, dadas as condições edafoclimáticas favoráveis, diversas matérias-primas encontradas na flora brasileira podem ser utilizadas para sua produção, como o babaçu, a cana-de-açúcar, a macaúba, a palma, o eucalipto e a soja.

No Brasil, existem iniciativas para fomentar o desenvolvimento industrial e aprofundar o conhecimento da comunidade técnico-científica sobre o BioQAV. Registra-se o Projeto de Lei nº 9.321/2017, que visa a criação do “Programa Nacional do Bioquerosene” para o incentivo à pesquisa e o fomento da produção a partir de tecnologia limpa (BRASIL, 2017a). Registra-se, ainda, a Rede Brasileira de Bioquerosene e Hidrocarbonetos Renováveis para Aviação (RBQAV) e as Plataformas Mineira e da Zona da Mata de Bioquerosene e Renováveis, que têm trabalhado no estímulo à pesquisa relacionada a produção e inserção deste biocombustível no mercado nacional. Ressalta-se que a pandemia de COVID-19 trouxe grande impacto para o comércio mundial de petróleo, seus derivados e os biocombustíveis, em especial para o setor aéreo, devido às medidas de isolamento e distanciamento social, cujos efeitos se propagarão durante alguns anos, influenciando também a demanda de BioQAV (EPE, 2020b).

Esta situação excepcional traz uma complexidade suplementar para se estimar, no período decenal, os volumes de BioQAV, que ainda não está presente na matriz de transportes. No escopo das projeções deste PDE, estima-se que haverá a entrada do BioQAV na matriz energética brasileira, a partir do ano de 2027, atingindo 91 mil m³ em 2030, que corresponde a uma participação no mercado de aproximadamente 1% da demanda total de combustível de aviação, com linhas aéreas específicas adotando rotas tecnológicas certificadas.

Para essa análise, adotou-se como premissa a introdução de uma unidade produtora deste biocombustível, consorciada com a produção de HVO, bionafta e GLP, de cerca de 300 mil m³ por ano, média mundial, em uma razão de produção de 45% para o BioQAV. O investimento necessário projetado seria da ordem de 1,5 bilhão de reais ou 270 milhões dólares. (67% de fator de utilização).

8.5.3 COMBUSTÍVEIS ALTERNATIVOS PARA USO MARÍTIMO

O transporte marítimo é responsável por mais de 80% do comércio global de mercadorias. Segundo dados da IEA (HSIEH, C. C.; FELBY, C., 2017), as viagens marítimas internacionais têm uma capacidade de carga de aproximadamente 1,2 bilhão de toneladas de frete, no valor de aproximadamente US\$ 7 trilhões. Este setor consome mais de 330 milhões toneladas de derivados de petróleo todos os anos.

Os combustíveis marítimos podem ser classificados em duas categorias: a primeira é formada pelos residuais ou óleos combustíveis marítimos (bunker), sendo este produzido a partir da mistura de frações pesadas da destilação (resíduos); a segunda categoria é formada por outros óleos diluentes e os óleos produzidos a partir das frações mais leves do processo de refino (gasóleos atmosféricos, majoritariamente), o diesel marítimo (DMA) ou *marine gasoil* (MGO) (PETROBRAS, 2013).

A IMO (Organização Marítima Internacional) é a agência da ONU, composta por 174 Estados Membros, responsável por garantir a regulamentação e cumprimento das regras internacionais, determinadas no ANEXO IV da Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição Causada por Navios (MARPOL), cujo trabalho aborda as questões relativas à segurança, eficiência energética, e dando ênfase à proteção ambiental no transporte marítimo internacional. Estas ações se encaixam dentro do programa da Agenda 2030 (ONU), cujo principal objetivo é o

desenvolvimento sustentável (IMO, 2020). Uma de suas principais tarefas foi a de estabelecer novos limites de emissão de enxofre para o meio ambiente, que vigoram desde o início de 2020. Os limites de emissão foram fixados em: 0,5%, para áreas em geral e 0,1% nas áreas de controle de emissão (ECAs). As ECAs incluem o Mar do Norte e o Mar Báltico. Esses limites têm como perspectiva reduzir a emissão de enxofre em 77%, equivalentes a uma redução anual de aproximadamente 8,5 milhões de toneladas de dióxido de enxofre. (HSIEH e FELBY, 2017)

Para atender esses novos limites de emissão e ainda minimizar custos de novos processos, o setor de transportes marítimos tem buscado várias soluções. Algumas alternativas incluem o emprego de sistema de “scrubbers” (lavadores de gases de exaustão), além do uso de embarcações movidas a diesel e baterias, ou diesel e gás natural liquefeito (GNL), ou mesmo a adoção de combustíveis sintéticos. Entre os esforços desta indústria, uma alternativa que se mostra promissora no cenário decenal é o uso de biocombustíveis, já que o seu conteúdo de enxofre é quase nulo, e são atendidos os requisitos de redução de emissões de CO₂. Observe-se que os volumes de combustíveis consumidos pelas embarcações são sempre expressivos (HSIEH, C. C.; FELBY, C., 2017).

Levando-se em consideração que os preços comparativos entre biocombustíveis e derivados fósseis, em especial os residuais, presume-se que, numa fase inicial, o uso de

combustíveis de origem renovável para o transporte marítimo poderá incrementar os custos logísticos, visto que o gasto com combustível chega a representar até 70% dos custos neste setor.

O esforço conjunto de produtores de biocombustíveis, armadores e operadores no equacionamento desses desafios poderá viabilizar a entrada deste tipo de combustível no transporte marítimo no médio e longo prazo, contribuindo para o atendimento das metas da IMO.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > Os biocombustíveis continuarão a ter participação relevante na matriz energética brasileira no próximo período decenal. O estabelecimento da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) corrobora os desdobramentos positivos e o fortalecimento do setor, projetados para o próximo decênio.
- > Investimentos em renovação do canavial e tratamentos culturais adequados devem promover uma recuperação dos indicadores de produção dessa cultura (produtividade agrícola e rendimento industrial).
- > A redução de custos de produção, a efficientização do processo produtivo e o aumento da competitividade do etanol frente à gasolina, associados à necessidade de incremento da capacidade de produção de etanol, motivarão investimentos em unidades greenfields e em unidades existentes.
- > A produção de etanol de milho apresentará crescimento significativo e atingirá 5,7 bilhões de litros em 2030 no cenário projetado.
- > A oferta total de etanol alcançará 46 bilhões de litros em 2030, sendo 34,5 bilhões de litros relativos ao etanol hidratado.
- > O setor sucroenergético já possui papel de destaque na produção de etanol e vem aumentando sua contribuição na matriz elétrica com a bioeletricidade.
- > Espera-se uma expansão do período de geração de bioeletricidade, incorporando palhas e pontas e, em alguns casos, biomassas diferentes da cana. Estima-se que a projeção baseada no histórico atinja 4,2 GW médios e o potencial técnico para comercialização, a partir da biomassa, seja de 6,5 GW médios em 2030.
- > Uma significativa vantagem para as indústrias do setor sucroenergético associada à bioeletricidade é a garantia de aporte financeiro constante propiciado pela comercialização de energia, em contraposição à sazonalidade da produção de cana.
- > Para o biodiesel, espera-se que o óleo de soja permaneça como a principal matéria-prima no decênio. A demanda por este biocombustível manter-se-á nos limites do mandatório definido por lei. O óleo de milho surge como um potencial insumo a ser agregado às matérias-primas para a produção de biodiesel.
- > Não foram identificados potenciais gargalos em relação à capacidade instalada de produção de biodiesel.
- > É importante para o PNPB, o desenvolvimento de culturas alternativas à soja. Dentre os óleos vegetais, o de palma apresenta o maior volume de produção no mercado internacional, além de preços mais competitivos.
- > O biogás oriundo da biodigestão da vinhaça e da torta de filtro terá uma maior inserção na matriz energética. Estima-se que seu potencial de produção seja de 6,9 bilhões de Nm³ em 2030, podendo ser destinado à geração elétrica, substituição ao diesel e misturado ao gás natural fóssil, nas malhas de gasodutos.
- > No Brasil, existem iniciativas para criar políticas públicas e aprofundar o conhecimento sobre o bioquerosene de aviação, de forma a viabilizar economicamente esse biocombustível. Espera-se que, em 2030, a participação de mercado do BioQAV seja 1% (91 mil m³) da demanda total de combustível de aviação, com linhas aéreas específicas adotando rotas tecnológicas certificadas.

9 Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos

9.1 Considerações Iniciais

Recursos Energéticos Distribuídos (RED) são definidos como tecnologias de geração, armazenamento de energia elétrica e redução do consumo localizado dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (“*behind-the-meter*”). Nesse sentido, os recursos energéticos distribuídos considerados no PDE 2030 abrangem:

- Eficiência energética;
- Micro e minigeração distribuídas (MMGD)
- Autoprodução de energia (não injetada);
- Energia solar térmica.

Importante destacar que o conceito de autoprodução adotado aqui (não injetada) inclui tão somente a parcela de autoprodução destinada ao autoatendimento do consumidor final. Eventuais excedentes de geração elétrica não são contabilizados nesse conceito de RED. E a alternativa “resposta da demanda⁷⁰”, embora possa estar englobada no conceito de RED, não foi abordada neste ciclo do PDE.

A importância desses recursos se relaciona ao fato de que sua inserção como opção de atendimento demandará novas práticas de planejamento da expansão e operação do sistema de geração de energia, bem como das redes elétricas. No entanto, ao mesmo tempo que os RED impõem desafios, pode haver diversos benefícios associados à sua integração ao sistema.

Entre esses benefícios, pode-se mencionar a proximidade entre as fontes de geração e pontos de consumo, podendo propiciar a redução de perdas elétricas. Adicionalmente, os RED podem oferecer confiabilidade suficiente para os operadores do sistema em situações extremas, se estiverem adequadamente alocados espacialmente e sendo operados em momentos mais adequados. Todavia, a adoção dos RED adiciona mais uma fonte de incertezas tanto para o planejamento da expansão do sistema energético, como para sua operação, tornando-os mais complexos.

De acordo com os estudos do PDE 2030, estima-se que a contribuição elétrica dos RED como fonte de atendimento possa responder por 19% do consumo de eletricidade até 2030, o que corresponderia a 148 TWh, sendo a autoprodução com 9,7%, a MMGD com 4,7% e a eficiência energética contribuindo com 4,1% nesse horizonte (Tabela 9-1). Por sua vez, quando considerado o consumo energético total, estima-se que os recursos energéticos distribuídos possam atender cerca de 8% dessa demanda energética até 2030, novamente tendo como destaque as parcelas de eficiência energética(5,1%) e de autoprodução (2,0%). O detalhamento da contribuição de cada uma das alternativas que compõe os RED será apresentado nos próximos itens deste capítulo.

O Gráfico 9-1 ilustra a contribuição dos RED para o atendimento à demanda potencial de eletricidade no horizonte decenal.

⁷⁰ A **resposta da demanda** refere-se aos mecanismos para gerenciar o consumo dos clientes em **resposta** às condições de oferta, como por exemplo, realizar a redução ou deslocamento

do consumo de energia em momentos críticos por meio de pagamentos ou em **resposta** a preços de mercado (Gellings, 2009). (Nº EPE-DEE-NT-022/2019-r0)

Tabela 9-1 - Brasil: Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos

Energia Total¹ (mil tep)	2019	2025	2030
Consumo Potencial de energia ²	245.187	279.739	327.422
Energia Solar Térmica ³	0	51	91
Eficiência Energética	0	7.435	16.813
Consumo com conservação	245.187	271.716	309.547
Autoprodução não-injetada	4.972	5.632	6.628
MMGD ⁴	191	1.876	3.238
%			
Consumo atendido com EE e RED	2	5	8
Energia Solar Térmica ³	0,0	0,0	0,0
Eficiência Energética	0,0	2,7	5,1
Autoprodução não-injetada	2,0	2,0	2,0
MMGD ⁴	0,1	0,7	1,0
Combustíveis (mil tep)	2019	2025	2030
Consumo Potencial de combustíveis	198.262	222.890	258.086
Consumo com conservação	198.262	216.709	244.048
Eficiência energética dos combustíveis	0	6.181	14.038
Energia Elétrica (GWh)	2019	2025	2030
Consumo Potencial de eletricidade ²	545.638	654.775	794.949
Energia Solar Térmica ³	0	588	1.062
Eficiência Elétrica	0	14.579	32.273
Consumo com conservação	545.638	639.608	761.614
Autoprodução não-injetada	57.819	65.490	77.065
MMGD ⁴	2.226	21.814	37.655
%			
Consumo atendido com EE e RED	11	16	19
Energia Solar Térmica ³	0,0	0,1	0,1
Eficiência Elétrica	0,0	2,2	4,1
Autoprodução não-injetada	10,6	10,0	9,7
MMGD ⁴	0,4	3,3	4,7
Carga média total evitada ⁵ (MWmédio)	8.359	14.265	20.611

Notas: (1) Energia total corresponde ao consumo de eletricidade em todos os setores somado ao consumo de combustíveis nos setores industrial, energético, agropecuário, comercial, público e de transportes (Energia total = consumo de eletricidade + consumo de combustíveis).

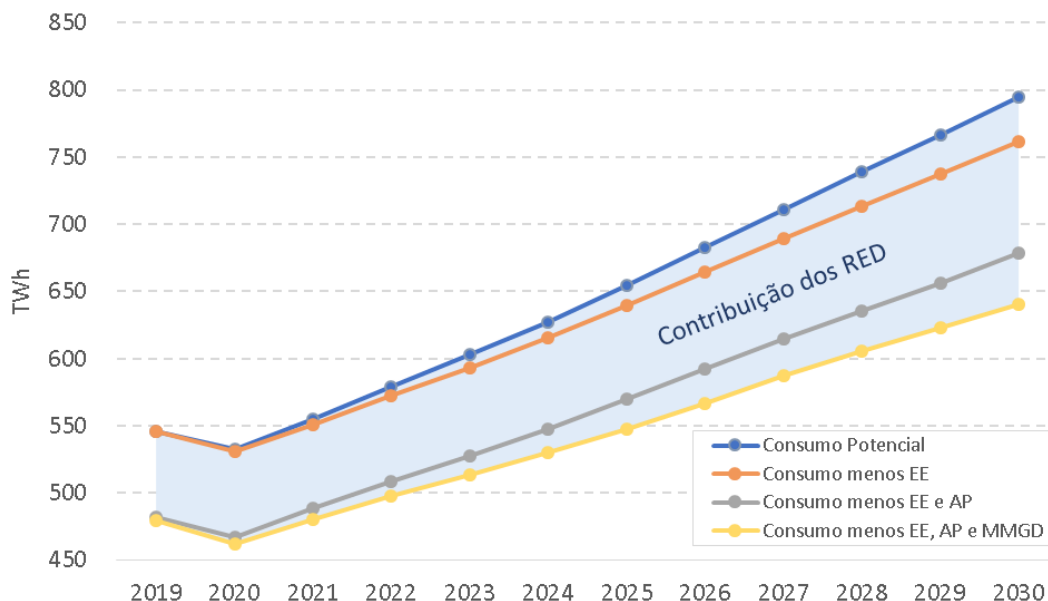
(2) Inclui a parcela da energia solar térmica.

(3) Energia solar térmica para o setor residencial incremental em relação a 2019.

(4) Micro e Minigeração Distribuída, cenário "verão".

(5) O nível de perdas totais considerado foi de 18%.

Gráfico 9-1 – Contribuição dos RED



Nota: (1) Eficiência elétrica inclui parcela de Sistemas de Aquecimento Solar. Para a MMGD, considerou-se a trajetória 'verão'.

- Notas: (1) Consumo Potencial inclui a parcela incremental em relação a 2019 da Energia Solar Térmica proveniente de Sistemas de Aquecimento Solar (SAS).
 (2) EE: eficiência elétrica. Para fins de representação no gráfico, a parcela relativa a SAS foi agregada à estimativa de eficiência.
 (3) AP: autoprodução não-injetada na rede.
 (4) MMGD: Micro e minigeração distribuída, cenário "verão".

9.2 Eficiência Energética

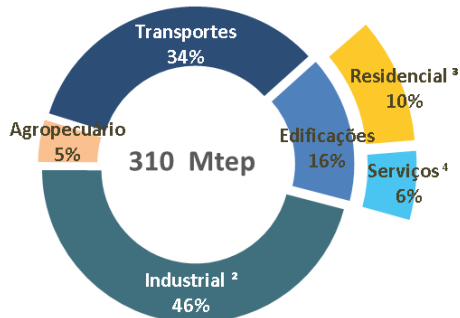
Os resultados da energia economizada apresentados neste capítulo indicam a diferença entre a projeção do consumo final de energia, incorporando ganhos de eficiência energética, e o consumo de energia que ocorreria caso fossem mantidos os padrões tecnológicos observados no ano base de 2019; ou seja, ganho de eficiência energética zero em 2019. Assim, nesse PDE os primeiros ganhos de eficiência serão percebidos na modelagem no ano de 2020. Sob esse aspecto, o conceito utilizado na métrica desses resultados remete-se àquele definido como cenário de eficiência congelada, como definido em Jannuzzi, Swisher e Redlinger (2018).

Esse PDE está sendo fortemente impactado pelos efeitos da pandemia da COVID-19. Como destacado no capítulo 1, vislumbra-se a maior

retração da economia brasileira do histórico recente em 2020. Com isso, há uma alteração da participação setorial, que leva a uma redução da intensidade energética da economia, o que não necessariamente representa um processo de eficientização.

Nos estudos do PDE 2030, estima-se que em 2030, os ganhos de eficiência energética possam contribuir no atendimento de cerca de 17 milhões de tep em 2030, cerca de 5% do consumo final energético brasileiro observado no ano de 2019. Dentre os setores de consumo final, a maior contribuição em relação ao total economizado deve ser observada na indústria e transportes, como mostra o Gráfico 9-2.

Gráfico 9-2 - Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética no ano 2030¹



Notas: (1) Corresponde ao consumo total de eletricidade em todos os setores somado ao consumo de combustíveis nos setores industrial, energético, agropecuário, comercial, público e de transportes.

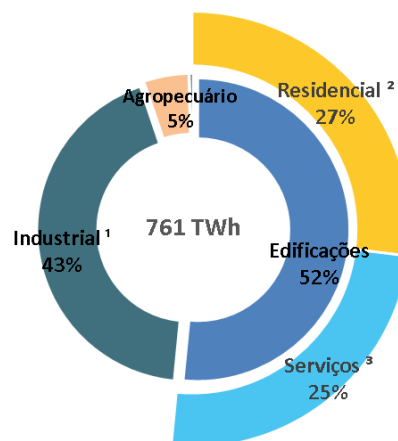
(2) Inclui o setor energético.

(3) Compreende consumo de energia nos domicílios urbanos e rurais.

(4) Inclui serviços públicos.

No que tange aos ganhos de eficiência no consumo de eletricidade, estima-se que atinjam cerca de 32 TWh em 2030 (4% do consumo total previsto de eletricidade nesse ano), correspondente à eletricidade gerada por uma usina hidrelétrica com potência instalada de cerca de 7 GW, equivalente a quase a potência da Usina de Itaipu (parte Brasileira). O setor industrial conta com a maior contribuição setorial para os ganhos de eficiência elétrica, quase a metade está nesse setor com 43%. Quando consideradas as edificações e serviços públicos, aponta-se que representam 52% dos ganhos de eficiência elétrica, mostrando sua importância no que tange às políticas públicas de eficiência energética.

Gráfico 9-3 - Contribuição setorial para os ganhos de eficiência elétrica no ano 2030 (% do ganho total)



Notas: (1) Inclui setor energético.

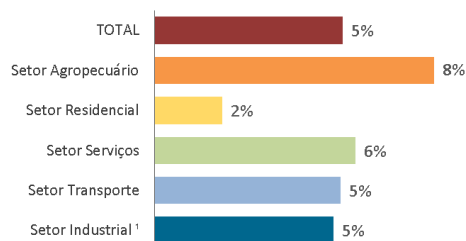
(2) Compreende consumo de energia nos domicílios urbanos e rurais.

(3) Inclui serviços públicos.

Adicionalmente, no que se refere à projeção de ganhos de eficiência energética no consumo de combustíveis, estima-se que atinjam cerca de 14 milhões de tep no ano de 2030 (5% do consumo de combustíveis nesse ano). Tal número, se expresso em barris equivalentes de petróleo, corresponde a cerca de 280 mil barris por dia, ou aproximadamente 10% do petróleo produzido no país em 2019.

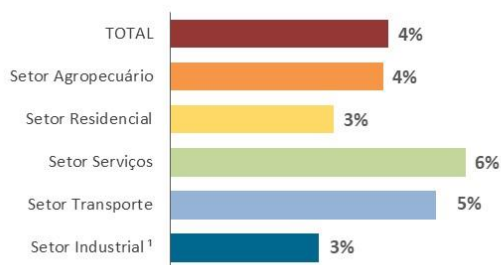
Ao se avaliar a contribuição dos ganhos de eficiência energética dentro dos setores de consumo final, por sua vez, totalizam-se ganhos totais de eficiência energética (eletricidade e combustíveis) da ordem de 5% em 2030, sendo os maiores percentuais observados nos setores agropecuário e serviços (que engloba o comércio e setor público) (Gráfico 9-4). Sob o ponto de vista da eficiência elétrica, por sua vez, destacam-se os setores de serviços e o setor de transportes, sendo este último com montantes pequenos, em torno de 170 GWh no ano de 2030 (Gráfico 9-5). As tendências setoriais serão melhores explicitadas nos itens a seguir.

Gráfico 9-4 - Contribuição setorial para os ganhos de eficiência energética total (% em cada setor)



Nota: (1) Inclui setor energético.

Gráfico 9-5 - Contribuição setorial para os ganhos de eficiência elétrica (% em cada setor)

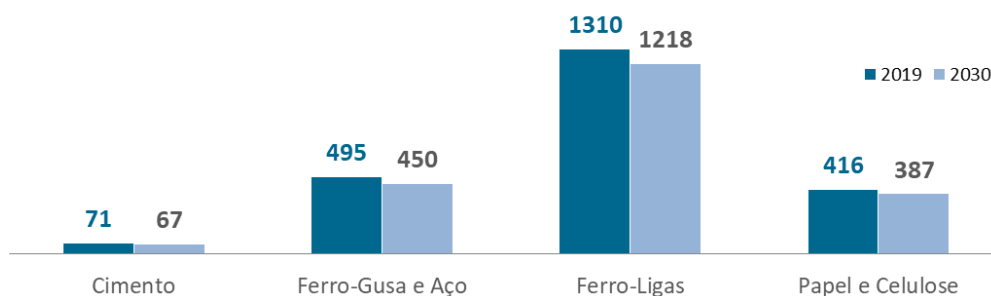


Nota: (1) Inclui setor energético

SETOR INDUSTRIAL

No horizonte do PDE 2030, estima-se que os ganhos de eficiência energética na indústria brasileira⁷¹ permitam reduzir cerca de 6% de seu consumo energético total em 2030, o que equivale a evitar o consumo de aproximadamente 8 milhões de tep, comparável ao consumo total de gás natural para uso térmico observado na indústria em 2019. Em termos de consumo de eletricidade, a estimativa é que os ganhos de eficiência elétrica contribuam na redução de 3% em 2030, ou cerca de 12 TWh, equivalente ao consumo elétrico observado nas indústrias de mineração e pelletização em 2019.

A contribuição da eficiência energética inclui uma combinação entre mecanismos de políticas existentes incidentes sobre a indústria brasileira, como também ações autônomas das indústrias, ligadas a aspectos como *retrofit* de instalações, novas unidades industriais, mais modernas e eficientes energeticamente (*greenfield*), e ações de gestão de uso de energia, entre outros. No Gráfico 9-6 é ilustrada a evolução de consumos específicos de segmentos industriais selecionados, com destaque para o segmento de ferro-gusa e aço, que apresenta redução de 9% deste indicador.

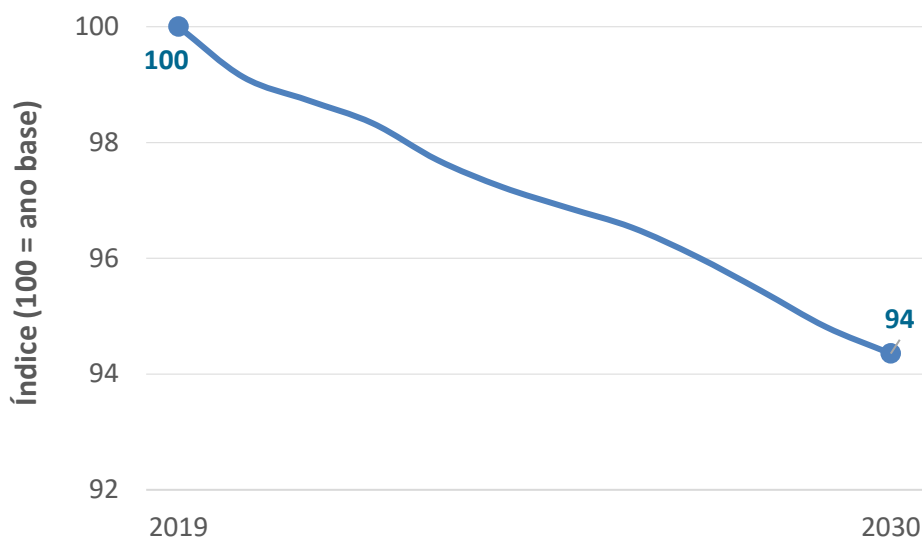
Gráfico 9-6 - Setor industrial: consumo específico de energia (tep/10³ t)

⁷¹ Inclui setor energético.

A eficiência energética também pode ser calculada com a metodologia do ODEX⁷², utilizada no Atlas da Eficiência Energética – Brasil 2019 (EPE, 2020). O cálculo considera a variação anual do consumo específico ou da intensidade energética de

cada segmento e pondera pela participação de cada um no consumo. O Gráfico 9-7 apresenta a variação da eficiência industrial, que atinge 6% de ganhos em 2030, o que corresponde ao consumo dos setores de química e ferroligas juntos.

Gráfico 9-7 – ODEX industrial: indicador de eficiência energética



Nota: não inclui setor energético

EDIFICAÇÕES E SERVIÇOS PÚBLICOS

As edificações residenciais, comerciais e os prédios públicos, em 2019, representaram cerca de 46% do consumo de eletricidade e 15% da energia total do País, que considera a eletricidade e os combustíveis. Adicionando-se as parcelas relativas aos serviços públicos (iluminação pública, água, esgoto e saneamento), o agregado passa a responder por 52% da eletricidade e 16% da energia total do País em 2019, segundo dados do Balanço Energético Nacional (EPE, 2020).

RESIDENCIAIS

A eletricidade, o GLP, o gás natural, a lenha e o carvão vegetal são as principais fontes de energia utilizadas nas residências brasileiras. Por sua predominância nos domicílios, a energia elétrica poderá contribuir sobremaneira para os ganhos de eficiência no setor residencial no horizonte decenal.

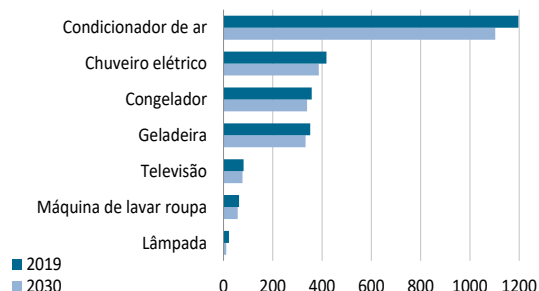
Neste PDE 2030, estima-se que a posse dos principais eletrodomésticos nas residências do país deverá crescer, em razão, sobretudo, do aumento da renda média das famílias, da diminuição do desemprego, da possibilidade de obtenção de crédito financeiro para compra de equipamentos e do surgimento de novos domicílios. Os dispositivos mais modernos possivelmente exibirão maior eficiência energética, como consequência da regulação, de políticas de promoção à eficiência energética e do

⁷² ODEX é um índice de ganhos de eficiência que considera a variação de indicadores de consumo e pondera em relação ao peso no consumo,

diminuindo a influência do efeito estrutura. Queda no indicador ao longo do tempo indica ganhos de eficiência energética.

desenvolvimento tecnológico induzido pelo mercado. Por isso, a introdução de novos equipamentos deve ser um vetor de redução do consumo médio de eletricidade do estoque nacional, como mostrado no Gráfico 9-8, contribuindo, consequentemente, para os ganhos globais de eficiência no setor residencial.

Gráfico 9-8 - Consumo médio por equipamento (KWh/ano/equipamento)



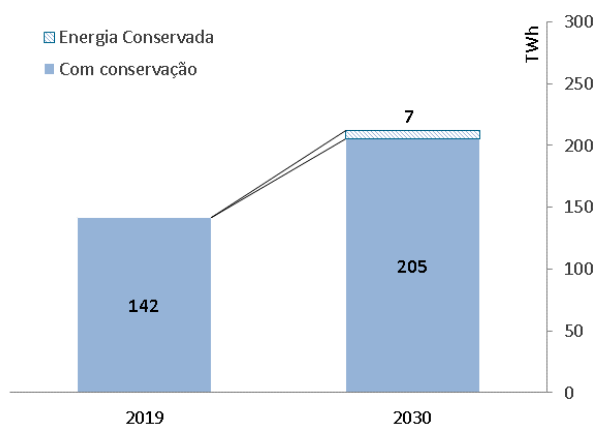
A energia economizada nas residências pode ser resultado, entre outros, das decisões autônomas dos agentes de mercado, decorrentes da própria dinâmica e competitividade da indústria, e da análise custo-benefício realizada pelos consumidores ao adquirir um equipamento. Além disso, políticas de indução à eficiência energética de equipamentos residenciais, anunciadas e implementadas pelo governo, em parceria com todos os *stakeholders* envolvidos, também podem gerar efeitos ao longo do tempo. Como exemplo, pode-se listar a revisão dos índices mínimos de eficiência energética dos aparelhos de ar condicionado, refrigeradores e congeladores – estabelecidos pelas portarias interministeriais MME/MCTIC/MDIC nº 01 e nº 02, de 14 de maio de 2018, publicadas em 31 de julho de 2018, e que serão implementados até 2021.

Neste contexto, estima-se que os ganhos de eficiência no uso de energia elétrica nas habitações brasileiras poderá atingir cerca de 7 TWh em 2030, correspondente a 3,3% do consumo total de eletricidade residencial no mesmo ano, como ilustrado no Gráfico 9-9. Cabe ressaltar que a revisão dos níveis de eficiência energética da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia - ENCE do Programa Brasileiro de Etiquetagem (INMETRO), bem como implementações de índices mínimos mais

ambiciosos, podem acelerar o crescimento da eficiência energética do setor, como é o caso, por exemplo, da implementação da Portaria INMETRO Nº 234 em 29 de junho de 2020, que tornam mais rigorosos os critérios para classificar equipamentos de ar-condicionado como A (mais eficiente). Os impactos das normas contidas nesta Portaria sobre a evolução do consumo e da eficiência ainda estão em análise e serão considerados nos próximos ciclos de planejamento. Além disso, políticas adicionais relacionadas aos domicílios, como a recente revisão nas normas de desempenho de edificações (ABNT NBR 15220 e ABNT NBR 15575), podem ajudar na redução do consumo de energia nas residências brasileiras.

É importante também ressaltar a importância de projetos de edificações bem adaptados às condições climáticas locais, onde a envoltória tem papel fundamental, e que são incentivados por meio do Programa Brasileiro de Etiquetagem de Edificações (o PBE Edifica) e pelo Selo Procel Edifica. Além disso soluções solares ou geotérmicas para climatização residencial também seriam algumas possíveis opções ao uso da eletricidade para o resfriamento de ambientes, mas que não foram internalizadas nesse horizonte de estudo.

Gráfico 9-9 – Consumo de energia elétrica nas residências (TWh)



Com relação às demais fontes de energia utilizadas nos domicílios, predominantemente para cocção de alimentos e aquecimento de água, o GLP e o gás natural também possuem oportunidades de eficiência energética no período do PDE 2030. No caso da cocção de alimentos, espera-se tanto a

redução do consumo específico dos fornos e fogões em função do aumento do rendimento médio dos queimadores (sujeitos à etiquetagem compulsória), quanto a substituição de fontes pouco eficientes (lenha e carvão vegetal) por outras mais modernas (GLP e gás natural). No entanto, o progresso das condições econômicas das famílias no horizonte decenal poderá aumentar a demanda por alimentos que necessitam de maior quantidade de energia no seu preparo, como as carnes, o que, provavelmente, levará ao avanço no consumo de combustíveis, compensando o ganho de eficiência energética desses equipamentos.

Finalmente, com relação ao aquecimento de água, além da expansão do uso de gás natural em substituição aos chuveiros elétricos (um dos principais consumidores de eletricidade nas residências – Gráfico 9-8), espera-se o crescimento da utilização de sistemas de aquecimento solar (SAS) deslocando eletricidade, cujos padrões de qualidade dos coletores e reservatórios são normalizados pelo PBE.

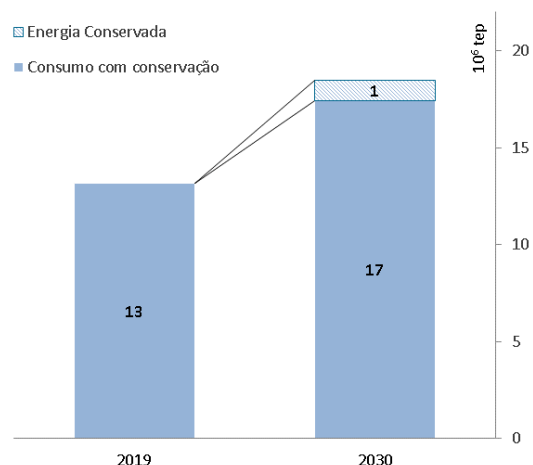
COMERCIAIS E PÚBLICAS

O setor de serviços considera as edificações comerciais e públicas além dos serviços públicos de iluminação pública, água, esgoto e saneamento. A representatividade deste setor frente ao consumo final energético do país é de 8%, segundo dados do BEN (EPE, 2020). Entretanto, restringindo a análise somente à energia elétrica, tal representatividade passa para pouco mais de um quarto (26%) de toda eletricidade demandada no Brasil, configurando-se como um setor de significativa relevância na matriz de consumo elétrica. Isto ocorre pelo fato do uso majoritariamente elétrico para o provimento dos serviços energéticos do setor, tais como iluminação, força motriz e refrigeração. A eletricidade concentra mais de 92% da energia total consumida nesse setor, em seguida o GLP com 8% e o gás natural com 1% de participação.

A projeção de ganhos de eficiência no setor de serviços considerando, além da eletricidade, as demais fontes, foi calculada em 6% do consumo projetado em 2030, reduzindo o consumo final para aproximadamente 1 milhão de tep nesse ano, que equivale a aproximadamente o consumo do setor ferroviário no ano de 2019 (EPE, 2020).

Para as projeções realizadas, foi possível estimar os ganhos de eficiência elétrica no setor de serviços partindo dos ganhos energéticos apurados nas duas últimas edições do Balanço de Energia Útil - BEU (anos bases: 1994 e 2004) e com as políticas de eficiência energética vigentes. Neste PDE, foi utilizada metodologia que parte dos dados coletados pela pesquisa do setor de serviços para o ano de 2015⁷³.

Gráfico 9-10 - Setor de serviços: consumo de energia e ganhos de eficiência

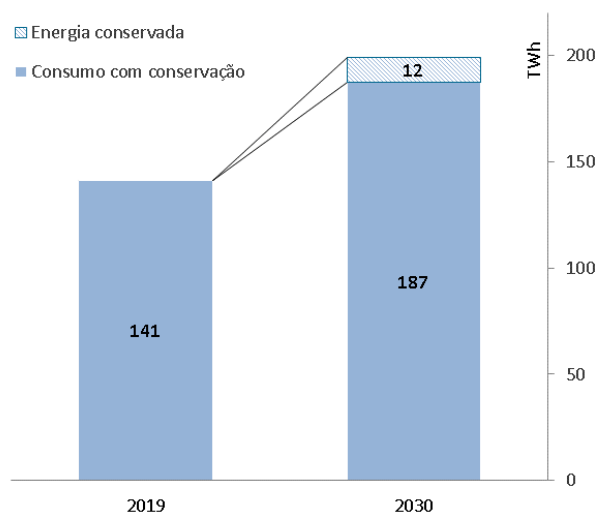


A energia elétrica economizada foi calculada em 6% do consumo projetado em 2030, reduzindo o consumo final em aproximadamente 12 TWh nesse ano, que equivale a 8% do consumo de eletricidade do setor de serviços ou ao segmento de mineração e pelotização no ano de 2019 (EPE 2020), conforme apresenta o Gráfico 9-11.

⁷³ Esses resultados são referentes ao Projeto Caracterização do Uso de Energia no Setor de Serviços, nível nacional, conforme Contrato nº CT-EPE-012-2014, firmado entre a EPE – Empresa de Pesquisa Energética e a Foco Opinião e Mercado, os recursos são provenientes do Acordo de Empréstimo nº 8.095-BR, formalizado entre a República Federativa

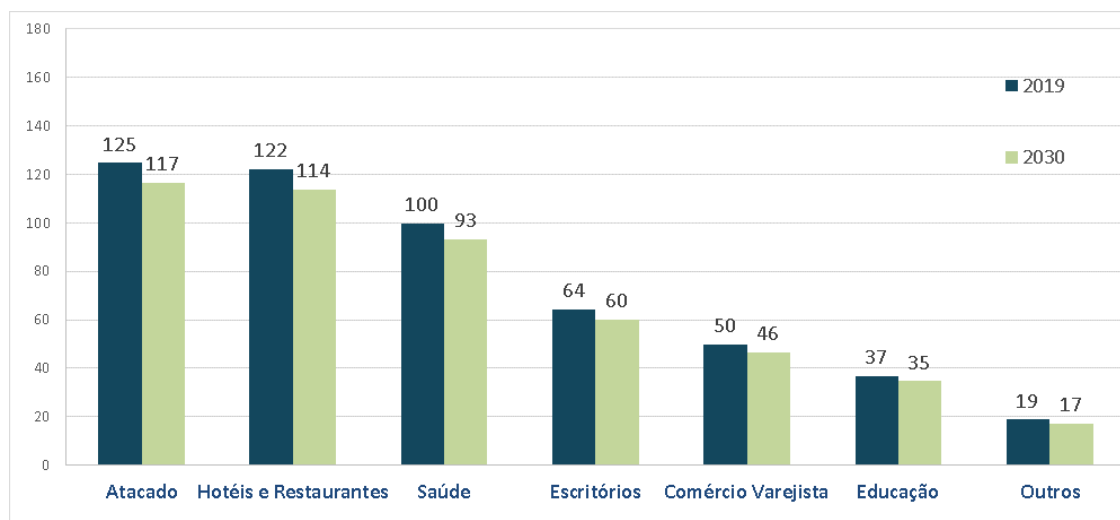
do Brasil e o Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento – BIRD, em 1º de março de 2012. Os produtos relacionados a este projeto estão disponíveis em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/projeto-de-assistencia-tecnica-dos-setores-de-energia-e-mineral-projeto-meta>

Gráfico 9-11 - Setor de serviços: consumo de eletricidade e eficiência elétrica



O Gráfico 9-12 apresenta a projeção do indicador de consumo de eletricidade por m^2 para segmentos selecionados do setor comercial.

Os segmentos de comércio varejista, escritórios, hotéis e restaurantes são atualmente responsáveis por 50% do consumo de eletricidade do setor comercial.

Gráfico 9-12 – Setor comercial: consumo de eletricidade (kWh/m²)

BOX 9.1 – “ROADMAP” DE AÇÕES DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – PROPOSTAS PARA EDIFICAÇÕES E INDÚSTRIA

O impacto global da COVID-19 traduz-se em uma nova dinâmica social e, neste contexto, a eficiência energética se fortalece como um recurso relevante para o planejamento energético de médio e longo prazos para o setor de energia no Brasil e no mundo. No horizonte decenal, as edificações (que incluem os setores de serviços e residencial) devem contribuir com cerca de 60% dos ganhos totais de eficiência elétrica, enquanto o setor industrial deve ser responsável por quase 40% desses ganhos.

Estudos técnicos resultantes da parceria entre EPE e MITSIDI (iniciada em 2018), através de cooperação técnica da GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit), avançaram no detalhamento de medidas selecionadas como prioritárias para edificações e para a indústria nacional.

As publicações “Ações para promoção da eficiência energética nas edificações brasileiras: no caminho da transição energética” e “Roadmap de ações de eficiência energética: proposta de medidas no setor industrial brasileiro” informam à sociedade, e a todos os possíveis atores, de forma objetiva sobre ações concretas em ganhos de eficiência associados a cada setor e a cada medida identificada a seguir.

Setor Industrial – considera-se a ampliação do número de equipamentos industriais com índices mínimos (MEPS- Minimum Energy Performance Standards) e contemplados no Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), podendo incluir bombas de diversas potências, compressores, ventiladores e chillers. A ação conjunta de MEPS e etiquetagem aproveita as sinergias das respectivas medidas no intuito de transformar o mercado e o parque de equipamentos energéticos na direção de uma maior eficiência industrial.

Também foram avaliadas medidas relacionadas aos sistemas de gestão de energia (SGE), ferramenta fundamental para identificação e implementação de medidas de eficiência nas unidades e manutenção dos ganhos. As medidas diferenciam as necessidades das empresas em função do seu porte, e incluem aspectos de capacitação e disponibilidade de informações.

Já a medida de redes de aprendizagem em eficiência energética visa ampliar a troca de conhecimento sobre os potenciais ganhos de eficiência e a capacitação dentro das empresas.

Setor Edificações - das três medidas de eficiência selecionadas, a primeira – etiquetagem compulsória de novas construções e reformas de edificações comerciais, residenciais e públicas – destaca-se pelo potencial positivo de transformação do mercado e pela persistência da economia de energia no tempo.

A segunda medida visa promover a economia de energia por meio da integração de ferramentas, através da implementação em duas ações: A) possibilitar a adoção da abordagem de *benchmarking* e de avaliação do desempenho operacional; e B) facilitar diagnóstico energético e *retrofit*.

Por fim, a terceira espera mapear necessidades e dar condições técnicas para o estabelecimento de novos índices mínimos de eficiência energética de equipamentos relacionados ao conforto térmico ambiental, conhecidos como AVAC (Aquecimento, Ventilação e Ar Condicionado).

Os estudos de edificações e de indústria abordam cada uma das medidas citadas e apresentam, além de maiores detalhes metodológicos, o conjunto de etapas neste caminho, sua governança, potenciais de economia de energia e custos associados a cada ação proposta. Os estudos estão disponíveis nos seguintes endereços eletrônicos:

- Edificações: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/epe-publica-nota-tecnica-sobre-acoas-de-eficiencia-energetica-em-edificacoes-brasileiras>
- Indústria: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-sobre-acoas-de-eficiencia-energetica-em-industrias-brasileiras>

SETOR DE TRANSPORTES

A demanda por serviços de transporte deve crescer ao longo do próximo decênio, especialmente em função do crescimento econômico projetado. O crescimento deve aumentar a renda per capita e a distribuição de renda, o que por sua vez aumenta o consumo e a mobilidade pessoal, que puxam tanto a demanda por transportes de cargas quanto de passageiros. Projeta-se um aumento da atividade do transporte de cargas em 3,6% ao ano, e da atividade do transporte de passageiros em 3,2% ao ano. Ainda que a demanda por transporte esteja crescendo de forma considerável, projeta-se um crescimento da demanda energética do transporte de apenas 1,9% ao ano.

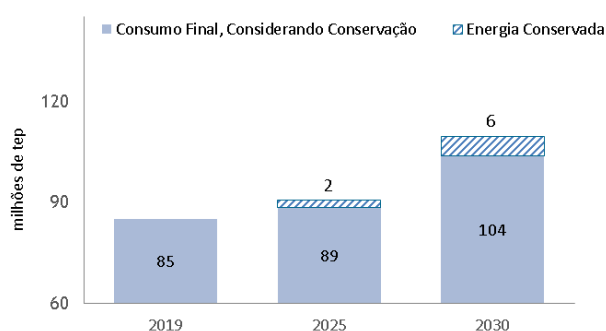
Neste contexto, ressalta-se a importância da eficiência do setor transportes para a segurança energética do País. Assim, no que tange à eficiência energética, consideram-se melhorias tecnológicas de motores, a introdução de novas tecnologias e mudanças culturais no uso do transporte individual que afetam a intensidade de uso e o nível de ocupação dos veículos. Como exemplo de melhorias tecnológicas pode-se citar a implementação de micro aerofólio em caminhões, que reduzem o arrasto e o consumo energético, além de melhorias aerodinâmicas em aeronaves. Os ganhos de eficiência individuais têm uma relação estreita com os gastos em pesquisa e desenvolvimento pela indústria. Estes aspectos estão relacionados ao atendimento ao Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (PROCONVE), ao Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular e, mais recentemente, à participação no Programa Rota 2030. Estes programas incentivam a inovação, o que explica uma paulatina redução do consumo específico de veículos novos ao longo dos anos. Além disso, investimentos em infraestrutura viária melhoram a eficiência energética de toda a frota.

Ademais, o setor de transportes tem potenciais ganhos de eficiência sistêmica, como a migração de transportes individuais para transportes coletivos, ou então a migração de carga do modo rodoviário para os modos ferroviário e aquaviário. Enquanto a hibridização de um veículo individual tem o potencial

de aumentar a eficiência energética dessa atividade de transporte em 30%, a migração do transporte individual para o transporte metro-ferroviário pode reduzir a intensidade energética desse deslocamento individual em 80%.

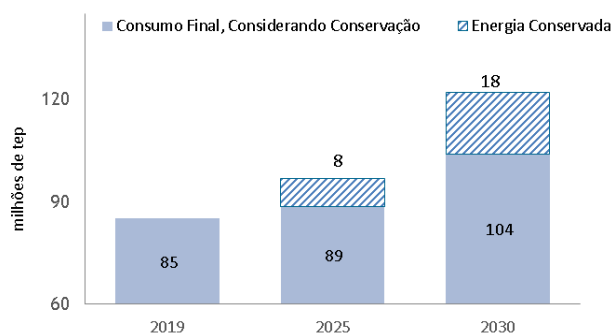
Para estimar o impacto de novas tecnologias, como melhorias em novos equipamentos e veículos, consideram-se nulos os ganhos de eficiência de cada modo de transporte para o horizonte de análise. Mantendo-se a eficiência de novos equipamentos ao longo do período decenal igual ao observado em 2019, projeta-se que a demanda energética dos transportes deve elevar-se de 85 milhões de tep em 2019 para 110 milhões de tep em 2030, valor 5,2% superior à demanda energética previamente projetada com eficiência (104 milhões de tep), conforme Gráfico 9-13.

Gráfico 9-13 – Consumo do setor de transportes com e sem ganhos de eficiência individuais



Para estimar os ganhos de eficiência sistêmicos, fixou-se a intensidade energética dos segmentos de cargas e do de passageiros igual ao valor obtido no ano de 2019, sem alterar a atividade dos segmentos. A ideia é aproximar os gastos energéticos em um cenário em que a matriz de transportes mantivesse as participações de cada um de seus modos. A demanda energética nesse cenário chega a 122 milhões de tep em 2030, 15% superior ao valor obtido anteriormente, conforme Gráfico-9-14.

Gráfico 9-14 – Consumo do setor de transportes com e sem ganhos de eficiência sistêmicos



Cabe ponderar que existem outras formas de tornar o setor de transportes ainda mais eficiente. Elevação dos investimentos em rodovias e na pavimentação reduzem o desgaste de pneus e a intensidade energética de caminhões. Uma melhor organização de portos e investimentos em infraestrutura portuária tendem a diminuir o tempo de carga e descarga de embarcações, reduzindo o intervalo em que combustível é consumido sem produção de atividade de transporte. Investimentos em terminais intermodais também reduzem a intensidade do sistema como um todo, permitindo uma aceleração da transferência de modos menos energo-intensivos, como o ferroviário e aquaviário, mais apropriados para longas distâncias, para o rodoviário, necessário para pequenas distâncias.

Esses aspectos foram considerados no cenário referencial do PDE 2030. Destaca-se, contudo, que maiores investimentos em infraestrutura, aliados a programas governamentais, que promovam o sucateamento de frotas antigas, podem somar-se às políticas de estímulo à eficiência de novos equipamentos. Em conjunto, estas iniciativas têm o potencial de reduzir ainda mais a demanda energética do setor de transportes, evitando parte do incremento da demanda energética oriundo do aumento da demanda por atividade de transporte. Isso permite a mitigação de emissões de poluentes atmosféricos e redução de custos, o que pode trazer

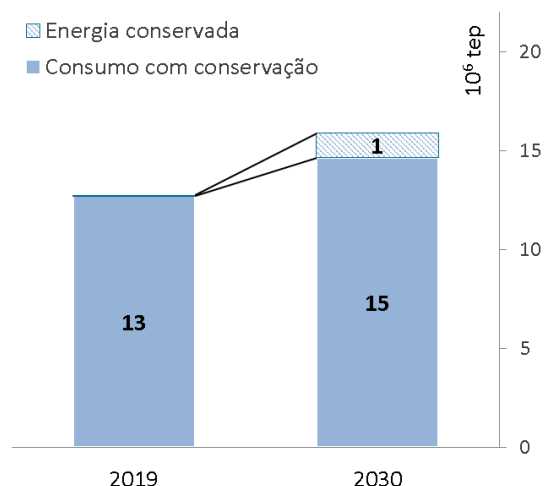
outros benefícios, visto que os diversos setores da economia nacional dependem do transporte em alguma medida.

SETOR DE AGROPECUÁRIA

No setor agropecuário os ganhos de eficiência energética na evolução da demanda desse setor indicam que os efeitos combinados dos progressos tendenciais e induzidos resultam em um abatimento da demanda setorial de energia em torno de 8% ou 1,2 milhão de tep em 2030 (Gráfico 9-15), sendo que o grande potencial de economia está concentrado no diesel equivalente (óleo diesel e biometano), com 88%, e na eletricidade, com 12%.

A contribuição da eficiência energética nesse setor está associada sobretudo à renovação dos motores à combustão interna, mas também à penetração de motores elétricos e de sistemas de bombeamento mais eficientes para a irrigação.

Gráfico 9-15 - Setor agropecuário: Consumo de energia total e eficiência energética



BOX 9-2. A FLEXIBILIDADE DO CONSUMO NA BAIXA TENSÃO E A TARIFA BRANCA

Desde 2018 o consumidor brasileiro atendido em baixa tensão de fornecimento pode optar por uma modalidade de tarifação por horário de uso, a Tarifa Branca, em que o preço do kWh varia de acordo com o dia e o horário (Resolução Normativa ANEEL REN nº 733/2016). Sua finalidade é induzir o consumidor a modular seu consumo de modo a evitar os períodos de maior demanda na área de sua concessionária de distribuição – atualmente esta modalidade está segmentada em 3 períodos (postos tarifários).

Para a maioria das distribuidoras, a tarifa branca é mais alta que a tarifa convencional entre 17 horas e 22 horas dos dias úteis, correspondendo aos postos intermediário e ponta, enquanto no período fora ponta, a tarifa convencional é mais alta.

A decisão de aderir ou não à tarifa branca pode depender de diversos fatores, entre eles (i) o perfil de carga atual do consumidor e/ou de sua capacidade de resposta ao sinal tarifário, (ii) nível de informação do consumidor sobre seu perfil de carga e (iii) arquitetura de escolha na implementação do mecanismo.

A resposta do consumidor pode se configurar de diversas maneiras, entre elas o deslocamento do consumo (*shifting*), a implementação de ações de eficiência energética, a redução do serviço energético – ou mesmo uma combinação de várias medidas. Para outros consumidores, no entanto, pode não exigir uma mudança significativa em seu perfil de consumo, por exemplo, se sua curva de carga típica se concentra nos dias e horários fora de ponta da sua distribuidora, situação essa que se observa hoje no país principalmente no setor comercial.

Em simulações realizadas pela EPE, a partir de diversos perfis de consumos estimados para o setor comercial através da Pesquisa do Setor comercial no âmbito do projeto META (Termo de Referência Nº16/2015) e das tarifas das distribuidoras verifica-se que, para parcela significativa dos segmentos analisados poderia haver redução na conta de energia elétrica mesmo sem alteração de seu perfil de consumo. Isto porque os perfis de consumo destes segmentos se concentram mais intensamente nos horários fora ponta.

Já para o setor residencial, muitas vezes a resposta do consumidor envolve decisões relacionadas à flexibilidade no uso dos equipamentos, com implicações em bem-estar e em organização das tarefas domésticas. De acordo com as Pesquisas de Posse e Hábitos de Consumo de Energia (PPH), realizadas pelo PROCEL (2005; 2019), alguns equipamentos têm seu uso ligado à jornada de trabalho das famílias. Esse é o caso, por exemplo, do chuveiro elétrico, ar condicionado e televisão, que têm elevado consumo de energia concentrado após o retorno do trabalho. A interseção com o horário de ponta faz desses equipamentos candidatos naturais a ter seu uso deslocados para períodos fora ponta. Entretanto, a relação com a jornada de trabalho pode tornar difícil para o consumidor flexibilizar seu uso. A máquina de lavar, por sua vez, é utilizada majoritariamente nos períodos da manhã e da tarde, quando a tarifa branca é mais baixa que a convencional, o que significa um benefício econômico sem a necessidade de flexibilização.

(cont.)

BOX 9-2. CONT.

O consumidor, portanto, deve conhecer seu perfil de consumo (curva de carga), identificando os equipamentos mais significativos e seu grau de flexibilidade, para então balancear custos, benefícios e riscos, para assim diminuir a distância entre a intenção de aderir e a efetiva migração para a tarifa branca. Neste sentido, automação e ferramentas de gerenciamento de energia podem ajudar os consumidores nessa gestão, embora ainda sejam pouco empregados no Brasil.

A arquitetura da escolha na implementação do mecanismo de tarifação dinâmica pode ter efeito relevante sobre as taxas de adesão. Nos EUA (EIA, 2020), considerando dados de 2018 para mais de 200 distribuidoras que oferecem a tarifa dinâmica clássica⁷⁴, equivalente à Tarifa Branca, a taxa de adesão no setor residencial tem mediana de 0,35% e, no setor comercial, de 0,93%. De fato, segundo Nicolson et al. (2018), em modelos em que o consumidor deve solicitar sua entrada (*opt-in*), a taxa de adesão pode ficar próxima a 1% caso não sejam feitos esforços para aumentar a adoção. Por outro lado, há que se reconhecer que programas com mais tempo de duração e bem divulgados podem ter melhores resultados em termos de adoção (França, por exemplo, com cerca de 50%). Bonificações como cupom de compras ou proteção contra aumento na fatura por um período inicial, podem funcionar para incentivar a adesão ou a permanência do consumidor. Adicionalmente, de acordo com o referido estudo, programas em que o consumidor deve solicitar sua não entrada na nova modalidade de tarifação (tipo *opt-out*), por exemplo, têm uma taxa de adesão quatro vezes maior que programas do tipo *opt-in*.⁷⁵

No Brasil, dados da ANEEL de maio de 2020 mostram que há atualmente entre os brasileiros uma adesão média à Tarifa Branca de 0,04% para o setor residencial e de 0,12% para o setor comercial. Portanto, com base nos números internacionais, há no Brasil espaço para expansão da base de consumidores nessa modalidade tarifária. Nesse sentido, ressalta-se a relevância de aspectos comportamentais e da disponibilidade de informações para auxiliar os consumidores a tomarem as melhores decisões em seus respectivos contextos e gerar benefícios para o sistema elétrico.

⁷⁴ Se denomina aqui o modelo clássico aquele que fixa previamente os horários e tarifas a serem aplicadas ao consumidor, geralmente, valendo por um ano. É o modelo vigente no Brasil através da Tarifa Branca.

⁷⁵ O desenho da arquitetura de escolha de forma a alterar o comportamento das pessoas de uma maneira previsível, sem proibir nenhuma opção ou alterar significativamente seus incentivos econômicos, é conhecido como *nudge* na literatura de economia comportamental, área que rendeu o Nobel de Economia a Richard Thaler em 2017.

9.3 Micro e Minigeração Distribuída

A modalidade de Micro e Minigeração distribuída (MMGD) surpreende com seus números a cada ano. Em 2019, foram instalados novos 1,5 GW em sistemas de MMGD. Nesse ano, a tecnologia fotovoltaica distribuída foi a segunda fonte com maior adição de capacidade instalada na matriz elétrica brasileira, superando as fontes eólica e FV centralizada, ficando atrás apenas da hidrelétrica.

A qualidade dos recursos energéticos nacionais, as elevadas tarifas finais de eletricidade e um modelo de compensação de créditos extremamente favorável, tornaram o investimento em geração própria bastante rentável no Brasil. Isso levou não apenas consumidores residenciais, mas também grandes redes varejistas, bancos e indústrias a investirem em sistemas de MMGD, locais e remotos.

A pandemia de COVID-19 reduziu o ritmo das instalações em 2020, principalmente nos meses de quarentena. Apesar desse efeito, o mercado de MMGD continuou se desenvolvendo ao longo do ano, superando a marca de 3 GW nos seus primeiros meses.

O grande volume de instalações recentes aciona um alerta quanto à sustentabilidade da manutenção das regras atuais da Resolução Normativa ANEEL REN nº 482/2012 – Resolução que regulamenta a MMGD no país. As distribuidoras têm custos fixos e variáveis embutidos na sua tarifa, e o gerador, ao reduzir sua conta, deixa de contribuir com as duas parcelas, embora não reduza os dois custos (ele continua fazendo uso da rede). Logo, os custos fixos são repassados aos demais consumidores, através de aumentos na tarifa. Portanto, o modelo de compensação integral, em conjunto com o uso de tarifas monômias, conforme previsto em sua criação, estimularia o desenvolvimento e, então, deveria passar por um processo de revisão.

Uma análise internacional mostra que essa revisão da regulamentação da MMGD está ocorrendo em diversos países, e não apenas no Brasil. Diversos países reduziram ou extinguiram as tarifas-prêmio pagas aos geradores pela energia injetada na rede (por exemplo, Alemanha, Austrália, Japão e Reino Unido). Outros países aumentaram a cobrança fixa da tarifa (Nevada – EUA), implementaram uma taxa

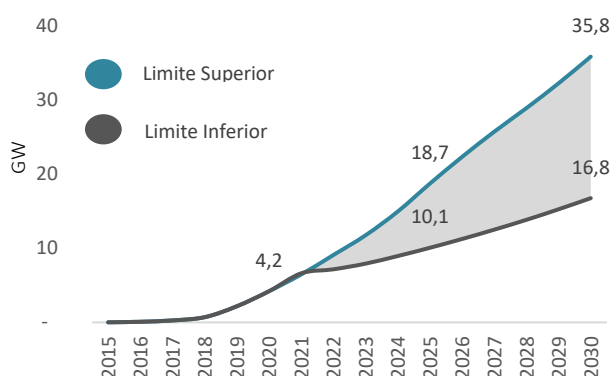
anual aos geradores (Bélgica) ou passaram a cobrar uma tarifa dinâmica dos consumidores com GD (Califórnia – EUA). Adicionalmente, cabe destacar que tais alterações regulatórias estão sendo praticadas internacionalmente não apenas com o foco na geração distribuída, mas sob um contexto mais amplo de modernização do setor elétrico, que busca permitir a inserção de demais recursos energéticos distribuídos (baterias, resposta da demanda e veículos elétricos, por exemplo) de forma eficiente (Castro e Dantas, 2018).

O processo de revisão do mecanismo de compensação de energia no Brasil estava sendo revisto pela ANEEL em 2019. No entanto, com o acaloramento do debate ao redor do tema, a agenda principal foi interrompida e as regras para a MMGD no Brasil aguardam uma definição através do Poder Legislativo.

Além do processo de revisão do mecanismo de compensação, há um outro tema importante que tem potencial impacto sobre a MMGD: a revisão do modelo tarifário da baixa tensão, que poderia definir uma tarifa multipartes (envolvendo não só a componente energia). Atualmente, este tema está na agenda regulatória da ANEEL e também faz parte do Projeto de Lei do Senado - PLS 232, que traz diversas medidas de modernização do setor elétrico brasileiro.

A combinação de quais componentes serão compensadas no novo Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), o formato da cobrança da tarifa multipartes e a data em que entrarão em vigor as alterações geraram diferentes projeções para a expansão da MMGD no Brasil. O Gráfico 9-16 ilustra o cone de possibilidades.

Gráfico 9-16 – Cone de possibilidades de expansão da MMGD no Brasil [GW]



Dada a incerteza relacionada à definição do mecanismo de compensação de energia e ao modelo tarifário na baixa tensão, optou-se por elaborar o PDE 2030 sob dois cenários de referência, contidos no cone de possibilidades apresentado. Tal abordagem é importante para que seja possível desenvolver diferentes estratégias para os possíveis desdobramentos das incertezas relacionadas ao SCEE e à tarifa multipartes.

- **Cenário Verão:** o Brasil opta em manter uma política de grande incentivo para a MMGD, fazendo mudanças sutis na regulamentação. Nesse cenário, em 2022 entram em vigor novas regras para os novos geradores, retirando apenas a parcela FIO B (distribuição) do mecanismo de compensação. O uso da transmissão, encargos, perdas e energia, continuam sendo compensados pelos micro e minigeradores (locais e remotos). A aplicação da tarifa binômia⁷⁶ para os micro e minigeradores ocorre apenas em 2026.
- **Cenário Primavera:** o Brasil opta por remover os incentivos tarifários à MMGD, mas o investimento

continua atrativo, o que garante o crescimento moderado ao longo da década. Nesse cenário, em 2022 entram em vigor novas regras para novos geradores, fazendo com que somente a parcela energia da tarifa seja passível de compensação. Nesse mesmo ano, também ocorre a aplicação da tarifa binômia para os geradores.

Foi utilizado o modelo 4MD para fazer as projeções da MMGD no PDE 2030. É um modelo de Bass desenvolvido pela EPE em 2015 e que vem sendo aperfeiçoado e ampliado para incluir mais setores de consumo, fontes e cenários regulatórios. Mais detalhes sobre o 4MD podem ser encontrados em nota técnica específica publicada conjuntamente com o Plano.

Resultados

A Tabela 9-2 resume os principais resultados para os dois cenários de referência.

Tabela 9-2 – Resumo dos Resultados para a MMGD

	Cenário Verão	Cenário Primavera
Potência em 2030	24,5 GW	16,8 GW
Energia em 2030	4,3 GWméd	2,9 GWméd
Investimentos	R\$ 70 bi	R\$ 50 bi
% da Carga Total	4,6%	3,2%

Os principais resultados das projeções da micro e minigeração distribuída do PDE 2030 são apresentados nos gráficos 9-17 a 9-20.

⁷⁶ Tarifa binômia é uma tarifa em duas partes. Consideradas as parcelas FIO A e FIO B como componentes que deixariam de ser cobradas

volumetricamente, e, portanto, não seriam passíveis de compensação com a MMGD.

Gráfico 9-17 - Projeção da capacidade instalada da Micro e Minigeração Distribuída

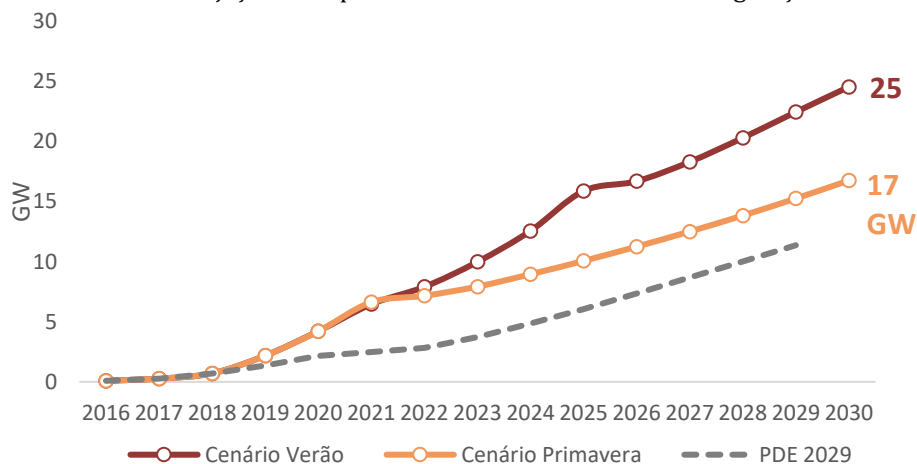


Gráfico 9-18 – Projeção da energia gerada da Micro e Minigeração Distribuída

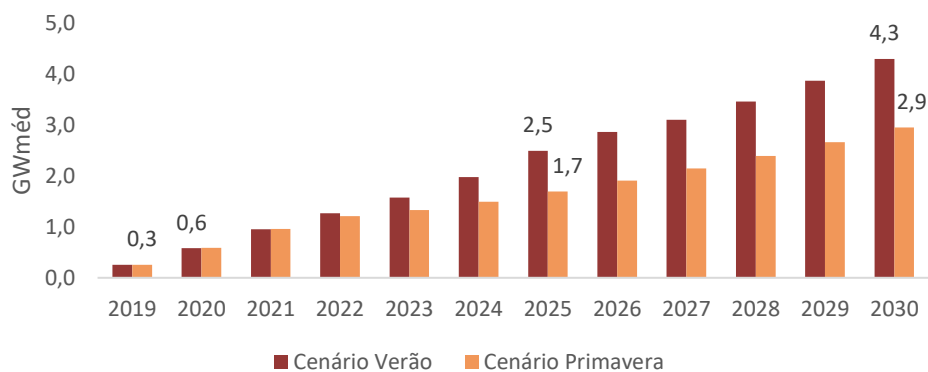


Gráfico 9-19 – MMGD: Distribuição da capacidade instalada por fonte em 2030

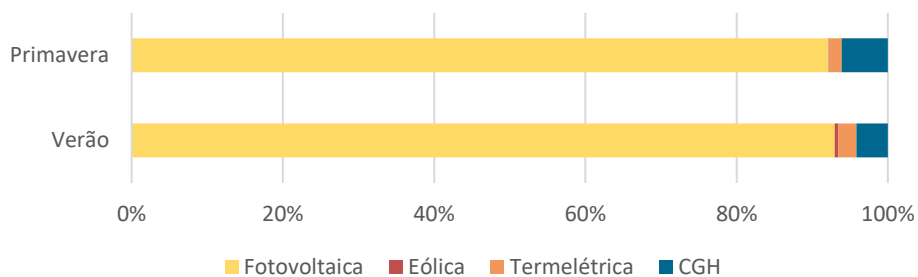
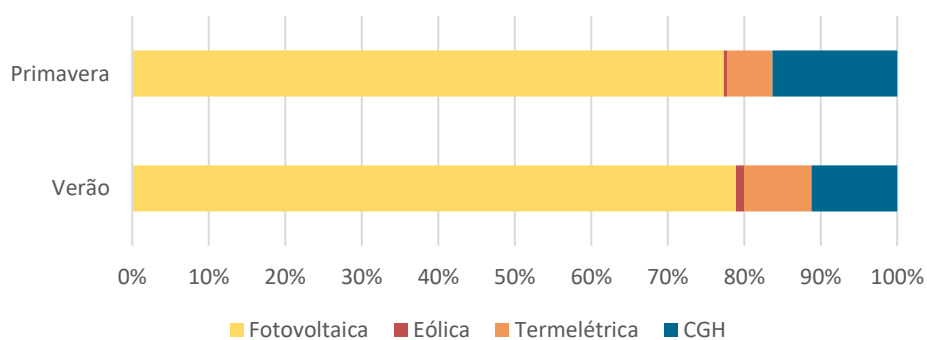


Gráfico 9-20 - MMGD: Distribuição da energia gerada por fonte em 2030



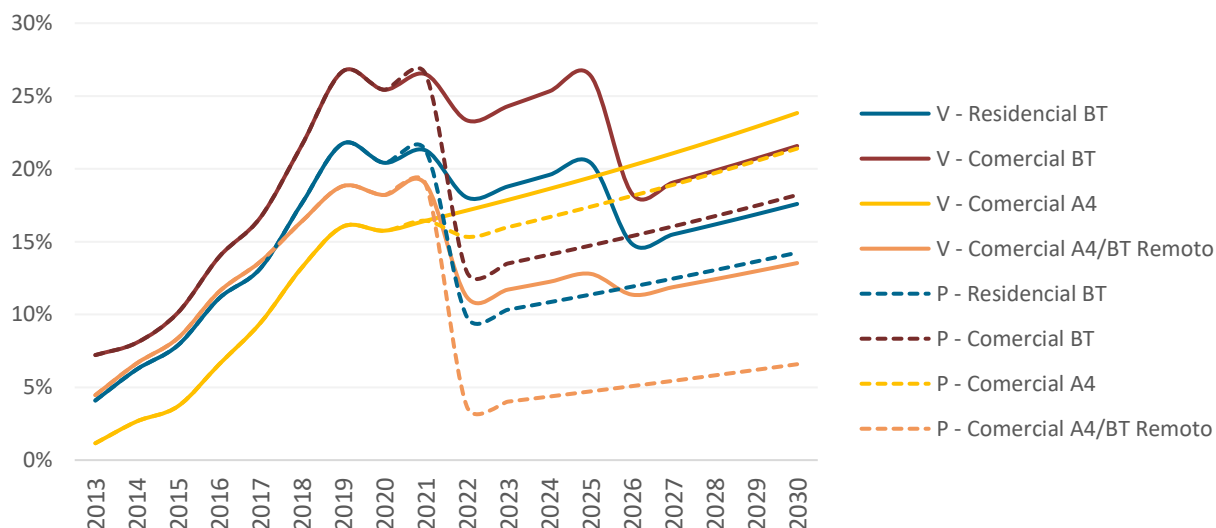
Ambos os cenários apresentam resultados superiores às projeções do PDE 2029. Isso se deve principalmente pela aceleração do mercado vista recentemente, sobretudo pela popularização do tema e pela “corrida” por instalações antes da alteração da REN ANEEL nº 482/2012. Por sua vez, no Cenário Verão também há o efeito de uma alteração do SCEE mais branda do que a prevista no cenário de referência do PDE 2029, o que justifica a grande diferença entre os dois Planos.

Dentre as tecnologias de MMGD, em ambos os cenários se destaca a baseada no aproveitamento solar fotovoltaico. Essa tecnologia se apresenta com maior potencial de penetração no horizonte decenal, em razão da sua modularidade, perspectiva de custo decrescente e difusão entre a sociedade. Todavia, principalmente através dos modelos de autoconsumo remoto e de geração compartilhada, também se enxerga grande potencial para a geração eólica, termelétrica e hidrelétrica, uma vez que são fontes

que podem apresentar custos menores que a fotovoltaica e, portanto, deslocar a fonte solar.

As mudanças previstas nos dois cenários para a regulação do setor indicam uma redução nas taxas internas de retorno do investimento, como mostra o Gráfico 9-21. Entretanto, percebe-se que, com exceção da geração remota AT/BT do Cenário Primavera, as TIRs continuam acima de 10% ao ano. Considerando que o País vive um período de baixa taxa básica de juros (Selic em 2% a.a. em setembro de 2020), entende-se que o investimento em MMGD ainda continuará atrativo mesmo após as alterações regulatórias. Destaca-se também que para o segmento de geração local A4, as mudanças previstas na regulamentação pouco interfeririam a atratividade da MMGD porque os seus consumidores já pagam tarifa binômia.

Gráfico 9-21 - Histórico e projeção da TIR média para diferentes tipologias de MMGD FV nos cenários Verão (V) e Primavera (P)



Notas: (i) Análise considera modelo de venda direta com 100% de capital próprio; (ii) valores para novos investimentos realizados em cada ano.

BOX 9-3. MINI GD REMOTA: EXPANSÃO QUE VAI ALÉM DO CUSTO

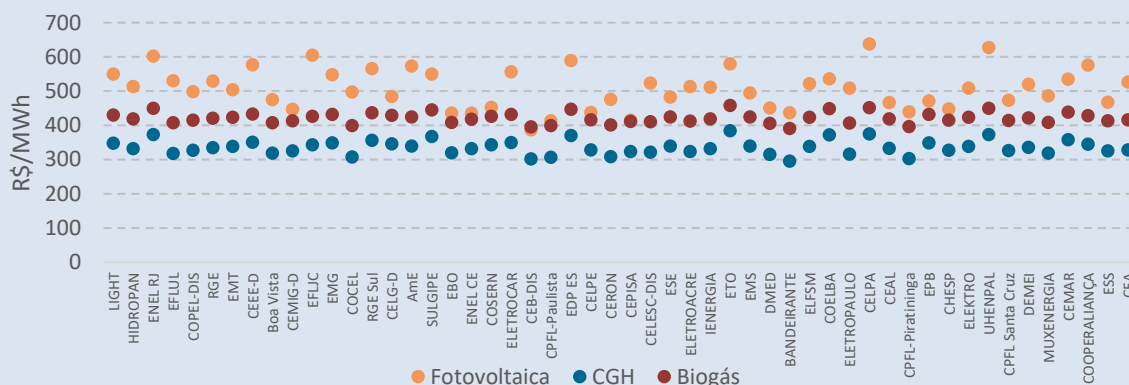
Observando o histórico de projetos de minigeração distribuída para autoconsumo remoto, observa-se uma predominância da tecnologia fotovoltaica. O ano de 2019 se encerrou com cerca de 80% da potência instalada acumulada oriunda dessa tecnologia. O restante se divide principalmente entre projetos hidrelétricos e de biomassa.

Uma estudo realizado pela EPE mostrou que o fator custo não é a principal justificativa para o predomínio da tecnologia. Foi calculada a tarifa de equilíbrio (TEQ) para as três tecnologias mencionadas acima. De forma resumida, qual teria que ser a tarifa de compensação de energia para que os projetos se viabilizassem com uma taxa de retorno real de 10% a.a. A análise considerou projetos de 1 MW, instalados em uma nova unidade consumidora A4, pagando pela demanda contratada de 1 MW. Foi considerado o investimento com 40% de capital próprio e o restante financiado a uma taxa de 7,5% a.a. com amortização em 7 anos. Os demais parâmetros de simulação se encontram na Tabela 9-3.

Tabela 9-3 – Resumo dos parâmetros de cálculo para a TEQ da mini GD remota

Parâmetros principais	Unidade	Fotovoltaica	Biogás	CGH
Fator de capacidade (FC)	%	19-25% (ca)	65%	49%
Investimento inicial	R\$/kW	4.680	9.500	7.500
Custo de reforço da rede	R\$/kW	200	200	200
O&M Fixo	R\$/kW/ano	94	900	90
Vida útil	anos	20	15	30
Tempo de construção	anos	1	1	2

Gráfico 9-22 – Tarifas de equilíbrio para projetos de Mini GD Remota



Como mostra o Gráfico 9-22, a fonte fotovoltaica possui uma TEQ superior a das demais tecnologias em praticamente todas as distribuidoras do país. Isso sugere a hipótese de que outros fatores podem ter contribuído para a preferência da tecnologia fotovoltaica, como: (a) recurso solar mais uniforme geograficamente, o que permite desenvolver projetos em diversos locais, podendo se adequar à infraestrutura de distribuição existente; (b) maior modularidade da tecnologia, o que facilita o dimensionamento para cada cliente e evita a aversão ao desembolso inicial (CAPEX); (c) maior capilaridade de empresas integradoras e fornecedores de equipamentos; (d) baixa necessidade de operação e manutenção frente às demais fontes, o que facilita a operação remota; (e) dificuldade de formação de consórcios e cooperativas.

Além dos fatores mencionados, destaca-se que pode haver também uma assimetria de informação entre os agentes atuantes nesse setor. É possível que os empreendedores desconheçam as outras tecnologias de GD e seu potencial em determinadas localidades. Portanto, este box tem o intuito de trazer

à tona que o potencial de micro e mini geração das diferentes tecnologias existentes é bem mais amplo e diversificado do que vem sendo percebido pelo mercado.

9.4 Armazenamento Atrás do Medidor

O armazenamento de eletricidade pode ser aplicado em diferentes elos do setor elétrico. No Brasil, para o uso em unidades consumidoras, atrás-do-medidor, o uso de baterias ainda é pouco utilizado em função do seu elevado custo e das poucas possibilidades de aplicação com retorno financeiro. Como referência, um sistema de baterias residencial ou comercial de íon-lítio custou em 2020, em média, aproximadamente R\$ 4.500/kWh. Contudo, dadas as expectativas de redução de custo da tecnologia, a EPE buscou avaliar as perspectivas para sua entrada no horizonte neste PDE.

Dado o arcabouço regulatório vigente e suas perspectivas, se enxergam três possibilidades de uso principal para baterias em unidades consumidoras no horizonte decenal, que serão discutidas em mais detalhes na sequência.

- Aumento do autoconsumo da microgeração distribuída;
- Deslocamento de consumo com Tarifa Branca;
- Deslocamento de consumo com Tarifa A4.

Tabela 9-4 – Possibilidades de uso de baterias atrás do medidor (em azul) e modelos simulados pela EPE

	Tarifa BT Convencional	Tarifa BT Branca	Tarifa A4 (Verde ou Azul)
Backup e qualidade			
Redução do pico da demanda			
Deslocamento do consumo		Avaliado no PDE 2030	Avaliado no PDE 2030
Aumento do autoconsumo da MMD	Avaliado no PDE 2030		

SIMULAÇÕES

Pela primeira vez, a EPE simulou a atratividade do investimento utilizando dados reais de consumo de 15 consumidores. Os dados em escala horária referente ao consumo de 2019 foram fornecidos pela empresa Sun Mobi através de um acordo com a EPE⁷⁷. Os dados foram tratados e normalizados de forma que todos os consumidores tivessem um consumo anual de 10.000 kWh. Assim, o objeto de interesse é a diferença no *perfil* de consumo entre os consumidores e não o seu valor absoluto. A simulação

da operação horária dos sistemas e a análise financeira de cada projeto foram feitas através do software *System Advisor Model* (SAM). Em todas as simulações, foi utilizada uma taxa de desconto real de 6% a.a.

Foram consideradas baterias de Lithium Ion (LFP), com mínimo State of Charge (SOC) de 15% e máximo de 100%; eficiência do ciclo de 90%; vida útil de 10 anos e OPEX de R\$ 50/kW.ano + R\$ 15/MWh, com base em Schmidt et al., (2019).

⁷⁷ Ver mais em: <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/epe-faz-acordo-com-startup-sun-mobi-para-acesso-a-dados-de-consumo-de-energia.html>

Aplicação I: Aumento do autoconsumo da microgeração distribuída

O modelo de compensação integral da energia injetada na rede (REN 482/2012) praticamente não oferece incentivos para o investimento em baterias para aumento do consumo próprio. No entanto, conforme discutido no capítulo de micro e minigeração distribuída (MMGD), há perspectivas de alteração no modelo de compensação de energia que criariam uma diferença entre a tarifa de consumo e a tarifa de injeção de energia. Ou seja, haveria maior atratividade para quem consumisse imediatamente a energia gerada, ao invés de injetá-la na rede (Tabela 9-59-5). Logo, as baterias teriam o papel de armazenar parte da energia gerada que seria injetada, para consumo posterior.

Na prática, as variações da geração e do consumo fazem com que seja difícil otimizar o uso da bateria. Em alguns momentos, há muita geração e pouco consumo, carregando a bateria completamente e tendo que exportar para a rede parte da geração. Caso seja aumentada a capacidade da bateria, aumenta-se o custo do sistema, e em muitos momentos a capacidade é subutilizada. Por esse motivo, o dimensionamento não é trivial. A EPE simulou diferentes configurações de capacidade de potência e energia das baterias. Na sequência, os resultados para a configuração de melhor atratividade: 4kW/ 8kWh.

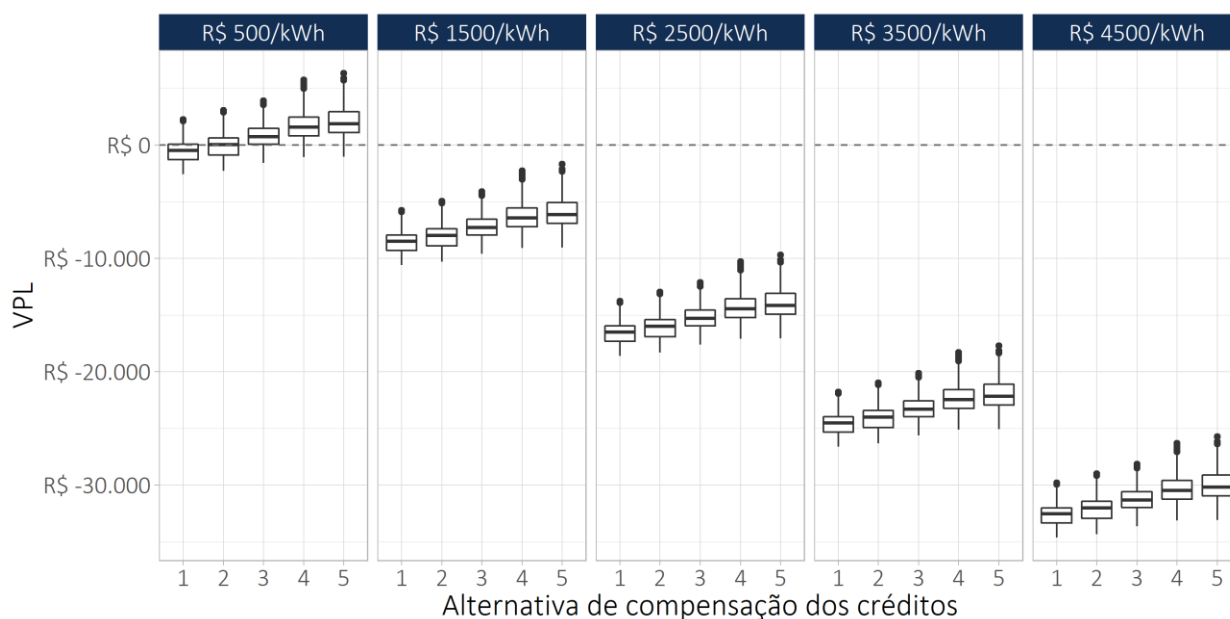
Em relação aos dados de irradiação e temperatura, foram utilizados os dados da base MERRA-2 para 35 cidades representativas ao redor do Brasil, uma para cada distribuidora avaliada. Os resultados são apresentados a seguir.

Tabela 9-5 - Componentes tarifárias compensadas em cada alternativa e valor correspondente, em relação à tarifa cheia (Tarifa B1)

	TUSD Distrib.	TUSD. Transm.	TUSD Encargos	TUSD Perdas	TE Encargos	TE Energia	% da Tarifa Cheia
Alternativa 0							85%
Alternativa 1							63%
Alternativa 2							58%
Alternativa 3							51%
Alternativa 4							45%
Alternativa 5							42%

Nota: Nota: apesar da compensação de todas as componentes na Alternativa 0, o valor não é de 100% em função do pagamento do ICMS sobre as parcelas TUSD.

Gráfico 9-23 - VPL do investimento em baterias para o aumento do autoconsumo da micro GD para diferentes distribuidoras e clientes



Como era esperado, com menores tarifas de compensação, maior a atratividade de se investir em baterias. No entanto, somente a preços na faixa de R\$ 500/kWh que o investimento teria retorno positivo. Atualmente, o preço está na faixa de R\$ 4.500/kWh e, com base na literatura (Schmidt et al., 2019), se espera uma redução no preço de 8,3% a.a., o que levaria o preço para próximo de R\$ 2.000/kWh em 2030. Portanto, ainda estaria acima do necessário para a viabilidade. Caso seja aplicada a tarifa multipartes, esta viabilidade ficaria mais distante.

Aplicação II: Deslocamento de consumo com Tarifa Branca

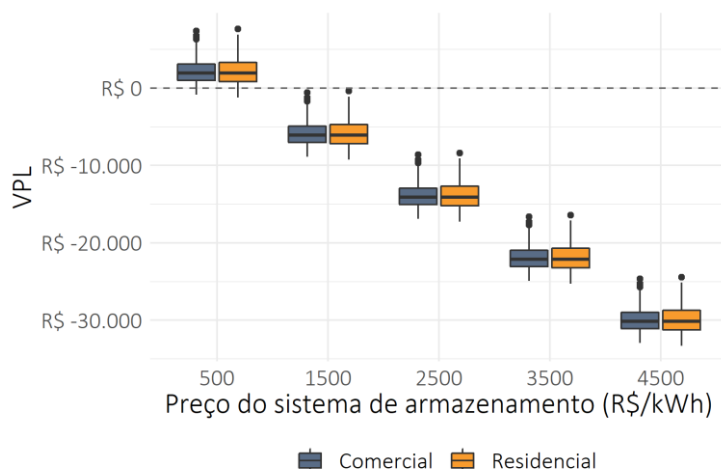
Atualmente, a modalidade de Tarifa Branca (TB) é opcional para os consumidores atendidos em BT no país e se caracteriza por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia. O posto tarifário ponta consiste em três horas consecutivas definidas por cada distribuidora, com exceção de sábados, domingos e feriados; o posto tarifário intermediário consiste nas horas adjacentes ao período de ponta; e o posto tarifário fora de ponta são as demais horas.

Para esta aplicação, a bateria poderia ser carregada no período Fora de Ponta (FP) e fornecer energia ao consumidor nos períodos de tarifas mais elevadas – Tarifa Intermediária (TI) e Tarifa de Ponta (TP). Há que se avaliar se a economia obtida é suficiente para pagar o investimento no sistema de baterias.

Para os consumidores avaliados, concluiu-se que a configuração de armazenamento de 2 kW/8 kWh resulta no melhor retorno financeiro médio. Essa configuração foi utilizada na simulação dos 15 consumidores, em todas as distribuidoras do Brasil. Os resultados do VPL para cada simulação é apresentada no Gráfico 9-24.

Pode-se observar que o VPL para preços próximos aos atuais (R\$ 4.500/kWh) é bastante negativo em todos os casos. Considerando uma projeção de redução no preço de 8,3% a.a. (Schmidt et al., 2019), o preço da bateria cairia para cerca de R\$2.000/kWh em 2030. Portanto, ainda não seria suficiente para tornar atrativo o investimento. Somente com um preço na faixa de R\$ 500-1.000/kWh é que o investimento traria um retorno positivo.

Gráfico 9-24 - Distribuição do VPL do investimento em baterias com tarifa branca para diferentes distribuidoras e clientes



Aplicação III: Deslocamento de consumo na Alta Tensão

Desde 1988 existe no Brasil uma tarifa horosazonal obrigatória para consumidores atendidos em alta tensão (AT). Para evitar as tarifas elevadas no horário de ponta (durante 3h nos dias úteis), diversos consumidores comerciais e industriais fazem uso de motogeradores a diesel nesse período. Conforme análise da EPE (2015), pode haver cerca de 9 GW de geradores dessa natureza em operação diariamente no país no horário de ponta.

Portanto, o uso de baterias pode ser utilizado para “comprar” energia no período fora de ponta e utilizá-lo no período de ponta, evitando a cobrança da tarifa mais elevada, e possivelmente substituindo a geração diesel. Adicionalmente, é possível mencionar que além dos ganhos econômicos, há externalidades positivas com a substituição do combustível. Do ponto de vista do consumidor, a operação de geradores diesel traz muitas vezes o incomodo do ruído gerado e da logística de constante abastecimento e manutenção. Na ótica da sociedade, a geração diesel contribui com a emissão de poluentes em centros urbanos em horários em que a atmosfera já está carregada pelas emissões de veículos (hora do *rush*), agravando o problema de saúde pública.

Neste PDE, a EPE fez duas análises do uso de baterias em consumidores atendidos em AT. Na primeira, foi avaliado se essa solução é viável para

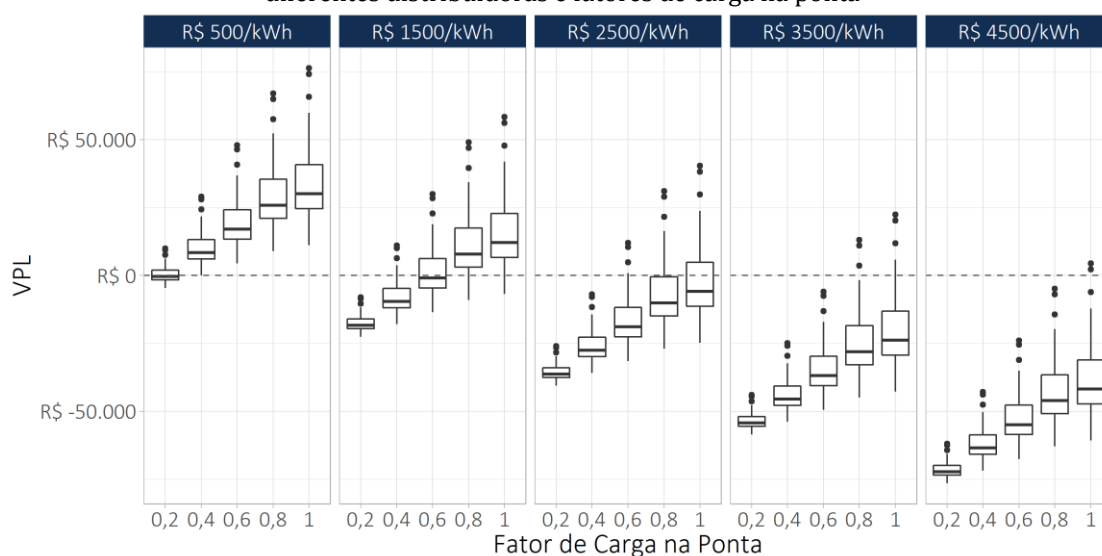
deslocar o consumo do horário de ponta. Na sequência, a atratividade foi comparada com a solução convencional (diesel). As simulações foram realizadas com uma configuração de armazenamento equivalente a 300 kW/1.080 kWh.

Em relação aos dados dos consumidores, sabe-se que o retorno das baterias irá variar de acordo com o fator de carga na ponta (FCp) de cada consumidor. Ou seja, a relação entre o consumo médio no horário de ponta e a demanda máxima ao longo do ano. Em geral, quanto maior o FCp, maior utilidade terá o investimento em baterias, pois mais consumo será deslocado. Diante disso, a EPE elaborou séries sintéticas de carga de energia, a partir dos dados fornecidos pela Sun Mobi para consumidores comerciais, de modo a representar diferentes FCp.

Atratividade das baterias

A distribuição do VPL para cada simulação é apresentada no Gráfico 9-25. Com custo de R\$ 4.500/kWh, praticamente em nenhuma situação há a viabilidade do investimento. Caso ocorra uma redução ao longo da década para o patamar de R\$ 2.000/kWh, conforme explicado na seção anterior, pode-se esperar a viabilidade do investimento em consumidores com alto FCp (>0,6).

Gráfico 9-25 - Distribuição do VPL do investimento em baterias com tarifa horossazonal A4 Verde para diferentes distribuidoras e fatores de carga na ponta



Atratividade das baterias versus geração diesel

Como visto no item anterior, com a esperada queda dos custos das baterias na próxima década, se espera que haja a viabilidade do investimento em baterias para gestão de carga no horário de ponta de consumidores do Grupo A. No entanto, deve-se compreender que, para essa aplicação, os consumidores ainda dispõem da geração diesel. Dessa forma, a próxima análise buscou comparar a atratividade dos dois investimentos.

O sistema diesel foi simulado com as premissas apresentadas na

Tabela 9-6. Em função da queda verificada no preço do diesel durante a pandemia, foram realizadas simulações com os preços do combustível de janeiro (antes da pandemia) e junho de 2020. Os preços do diesel foram obtidos por UF no endereço eletrônico

da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e representam a média entre o preço ao consumidor e o preço ao distribuidor, como uma aproximação ao preço do TRR (Transportador Revendedor Retalhista) – agente que costuma atender a esse tipo de consumidor. Dessa forma, enquanto o preço médio em janeiro foi de R\$ 3,70/l, o de junho foi igual a R\$ 2,90/l.

Os resultados apresentados nos Gráficos 9-26 e 9-27 representam a diferença do VPL das baterias menos o VPL da geração a diesel. Os resultados apontam que a geração a diesel se mantém mais atrativa que a solução de armazenamento ao longo do horizonte decenal. A reversão só ocorreria caso o armazenamento custasse próximo a R\$ 500-1000/kWh.

Tabela 9-6 – Premissas de cálculo da geração diesel

Premissas	Valores	Referência
Potência	300 kW	
CAPEX (R\$/kW)	1.000,00	MORIMOTO; CARMO; CHIHAYA (2017) e RIBEIRO e CRUZ (2017)
OPEX (R\$/MWh)	25,00	
Consumo Específico (l/MWh)	329	ANEEL REN 801/2017
Preço do Combustível	Janeiro e junho de 2020	ANP (2020)

Gráfico 9-26 – Diferença entre o VPL do investimento em baterias e o VPL do investimento em geração diesel para uso no horário de ponta A4 Verde – preço do diesel de junho de 2020

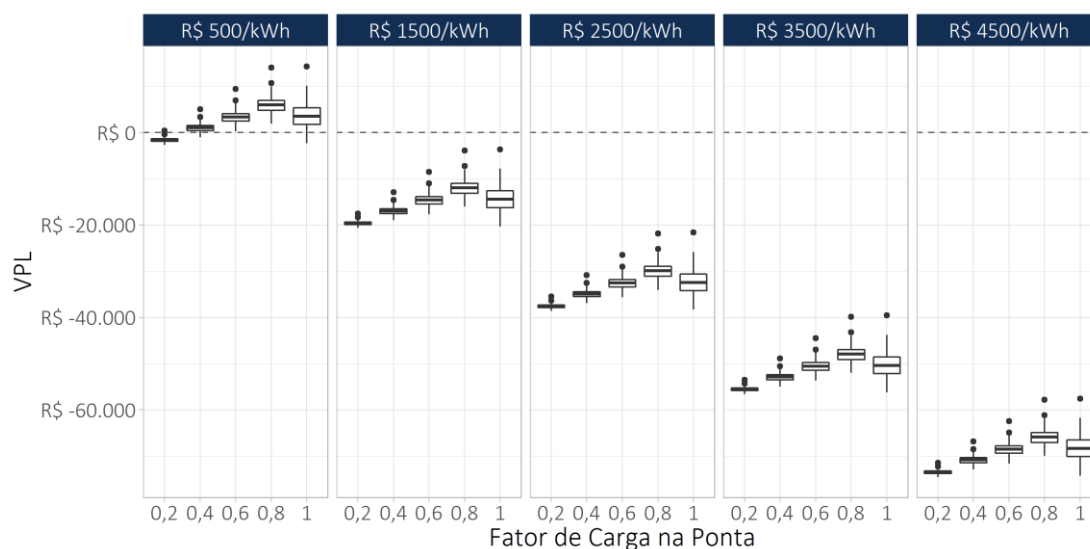
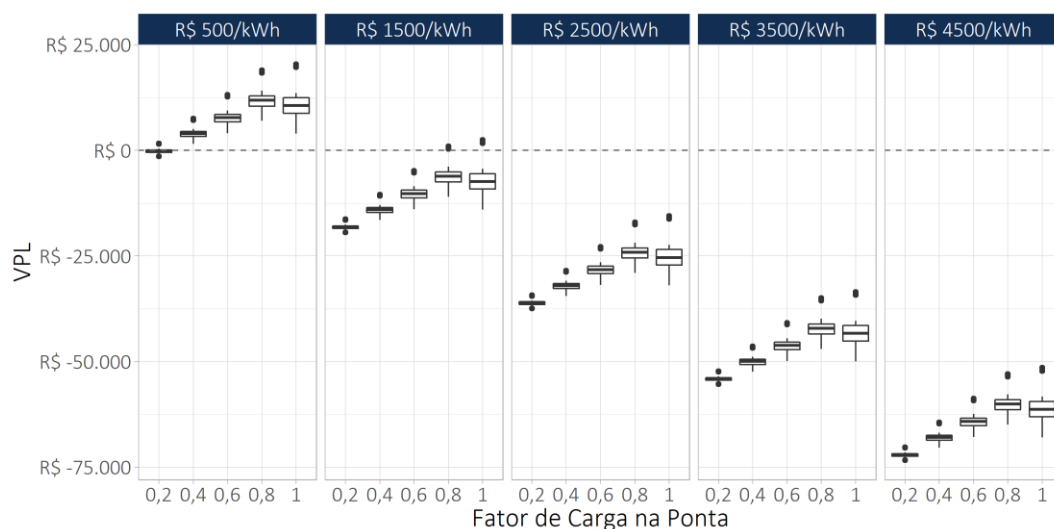


Gráfico 9-27 – Diferença entre o VPL do investimento em baterias e o VPL do investimento em geração diesel para uso no horário de ponta A4 Verde – preço do diesel de janeiro de 2020



LIMITAÇÕES E PERSPECTIVAS

Os resultados das simulações demonstraram que a viabilidade econômica de investimentos em baterias no Brasil está longe de ocorrer. No entanto, cabem algumas ressalvas: (i) os cálculos foram feitos somente para 15 consumidores. Cada consumidor tem um perfil de consumo, e isso pode alterar os resultados da simulação. (ii) as simulações foram feitas com base nas tarifas de eletricidade atuais, com reajuste conforme a inflação. Uma trajetória futura

diferente dessa pode alterar as perspectivas. O mesmo é válido para o preço do diesel; (iii) o mercado de baterias de íon-lítio no Brasil ainda é bastante restrito, havendo poucas opções de fornecedores e equipamentos disponíveis. Uma maior oferta pode reduzir os preços além do esperado; (iv) há alta carga tributária na importação de baterias. O custo aumenta em cerca de 80%, segundo dados de mercado. Portanto, uma alteração desse cenário também pode

trazer os preços da bateria para patamares mais próximos da viabilidade.

De toda forma, os resultados são um bom indício de que as baterias ainda estão longe de ser atrativas economicamente. Portanto, no atual momento, a perspectiva para o horizonte decenal é que sua entrada seja ainda marginal, presente em alguns projetos específicos, que estejam considerando outros aspectos (sociais, ambientais,

etc.), além do econômico na decisão de investimento. Por exemplo, a substituição da geração diesel pode se dar pela redução do ruído, assim como a opção pelas baterias residenciais pode ser movida por um desejo de fonte de backup contra blackouts.

A EPE continuará aprofundando suas análises e monitorando esse mercado para identificar novas oportunidades e tendências no setor.

9.5 Autoprodução Não Injetada na Rede

Considera-se na geração distribuída de grande porte somente a autoprodução de energia elétrica, isto é, a geração de eletricidade do consumidor com instalações próprias de geração de energia elétrica, localizadas junto às unidades de consumo, que não utiliza ou utiliza parcialmente, a rede elétrica das concessionárias de transmissão/distribuição, para o autossuprimento de eletricidade. A principal forma de autoprodução considerada é a cogeração, uma forma de uso racional da energia, uma vez que o rendimento do processo de produção de energia é significativamente aumentado a partir da produção combinada de energia térmica e elétrica, com melhor aproveitamento do conteúdo energético do combustível, muitas vezes a partir de correntes residuais do processo de produção de uma indústria específica.

Para as projeções de geração de energia em sistemas de grande porte, autoprodução de eletricidade, consideraram-se as seguintes premissas:

- Toda a expansão nova de produção de celulose será autossuficiente em energia elétrica;
- Para a siderurgia, a expansão da capacidade instalada considerada foi classificada em diversos tipos de rota tecnológica, cada um dos quais apresenta diferentes características de consumo de eletricidade e de potencial de cogeração. Para cada um dos três tipos de rota tecnológica considerada (rota integrada com coqueria própria, rota integrada sem coqueria própria e rota semi-integrada), foi avaliado o respectivo potencial de cogeração, com base na cogeração existente no atual parque siderúrgico brasileiro;

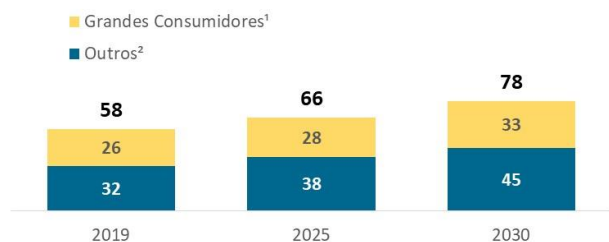
- Para a indústria petroquímica, admitiu-se que praticamente toda a expansão da produção física de eteno a partir de insumo petroquímico seja atendida por autoprodução;

- A autoprodução nos segmentos de açúcar e álcool, de exploração e produção de petróleo e gás natural, além do segmento de refino, foi calculada a partir das premissas sobre os respectivos níveis de atividade setorial. Assim, a autoprodução no segmento de açúcar e álcool se correlaciona com a produção de cana para a produção de açúcar e para a produção de etanol;

- A autoprodução em refinarias se correlaciona com o montante de carga processada. E a autoprodução na exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P) se correlaciona com a produção de petróleo.

No horizonte decenal, estima-se que a geração distribuída de grande porte permita reduzir o consumo na rede em um total de 79 TWh em 2030, ou cerca de 10% do consumo de eletricidade, instalada em indústrias tais como produção siderúrgica, celulose e papel, petroquímica, refino, produção de açúcar e álcool, entre outras. Cabe destacar que este valor embute a estimativa realizada no setor comercial.

Gráfico 9-28 – Autoprodução de Eletricidade de Grande Porte Não Injetada na rede (TWh)



Nota: (1) Autoprodução concentrada nos segmentos de siderurgia, petroquímica e papel e celulose.

(2) Não inclui MMDG e abatimento de consumo por uso incremental de energia solar térmica

9.6 Energia Solar Térmica

A energia solar térmica é uma das maneiras de se aproveitar a energia do Sol. A conversão da energia solar em energia térmica consiste na absorção da radiação solar e na transferência, sob forma de calor, para um elemento que fornecerá determinado serviço energético. Em geral, a energia solar térmica pode ser destinada ao aquecimento de água em residências e edificações e em processos produtivos na indústria. O sistema de aquecimento solar (SAS) de água é composto pelos coletores solares e pelo reservatório térmico, local onde fica armazenada a água aquecida. Os SAS possuem equipamentos complementares de aquecimento, que podem utilizar energia elétrica ou gás, e que são ativados em períodos de baixa intensidade solar. Os padrões de qualidade dos coletores e reservatórios são normalizados pelo Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), coordenado pelo INMETRO.

Apesar de ser uma substituição entre fontes de energia, a maior penetração da energia solar térmica apresenta efeitos similares à disseminação da eficiência energética, o que pode gerar externalidades em várias dimensões. Para os consumidores, a utilização de SAS pode reduzir o gasto total com energia. Para o setor elétrico, o seu uso pode reduzir o consumo de eletricidade da rede, a demanda de ponta em períodos críticos e as perdas técnicas no sistema, postergando novos investimentos em

geração, transmissão e distribuição. Finalmente, do ponto de vista ambiental, o uso de SAS pode contribuir com a redução de emissões de GEE, por se tratar de uma fonte de energia limpa.

A difusão do uso de energia solar térmica é avaliada pela área total de coletores instalados no país. A área total acumulada de coletores atingiu por volta de 16,5 milhões m² em 2018, o equivalente a 11,5 GW_{th}⁷⁸. Em termos anuais, a área de coletores novos passou de cerca de 400 mil m² em 2005 para perto de 1.250 mil m² em 2018, representando crescimento de aproximadamente três vezes no período. Destaca-se que o setor residencial é o principal destino dos coletores, com quase metade do total de área nova instalada em 2018 (ABRASOL).

SETOR RESIDENCIAL

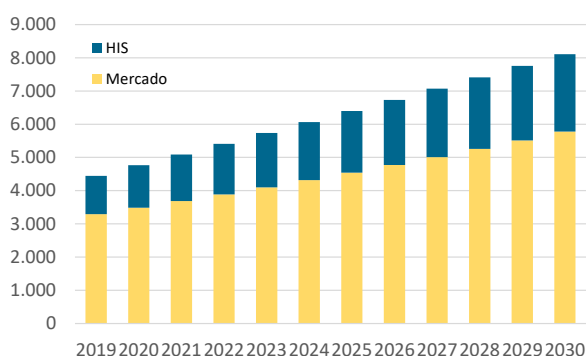
A energia solar térmica no segmento residencial é destinada majoritariamente para o aquecimento de água. Assume-se no PDE 2030 que a difusão de tecnologias de aquecimento solar térmico desloca o uso da eletricidade para aquecimento de água. Desta forma, no horizonte decenal, o consumo evitado de energia elétrica para aquecimento de água devido à energia solar é estimado em função do número de domicílios que substituem chuveiros elétricos por SAS.

⁷⁸ Considerando-se que um metro quadrado de coletor solar equivale a 0,7 kW_{th}, conforme ELETROBRAS (2012).

Estima-se por meio do Modelo do Setor Residencial (MSR), utilizado nos estudos de demanda residencial da EPE, que a área de coletores solares residenciais instalados no país atingiu por volta de 12 milhões de m² em 2019, o equivalente a 8,4 GW_{th}. Nas últimas décadas, a difusão de SAS envolveu o resultado conjunto do desenvolvimento de um mercado autônomo e de induções decorrentes de políticas públicas no âmbito dos municípios, dos estados e da União. Entre essas políticas, destacam-se as políticas de Habitação de Interesse Social (HIS), que tornaram obrigatórias ou incentivaram o uso da tecnologia para determinadas tipologias, públicos alvo ou regiões do país. Como exemplo, estão a Lei N° 12.424, de 16 de julho de 2011, e a Portaria N° 325, de 7 de julho de 2011, do Ministério das Cidades. Com base na área total instalada, estima-se que o número de domicílios com SAS tenha atingido 4,4 milhões de residências em 2019, sendo por volta de 1,2 milhão de HIS⁷⁹.

No horizonte decenal, espera-se que a adoção de SAS ainda seja o resultado de fatores de mercado e de políticas de indução. De acordo com o Gráfico 9-29, estima-se que a quantidade de domicílios com essa tecnologia poderá totalizar perto de 8,1 milhões de unidades ou quase 10% do número total de domicílios estimados para 2030, sendo cerca de 2,3 milhões de unidades de HIS.

Gráfico 9-29 – Número de domicílios com SAS (mil unidades)



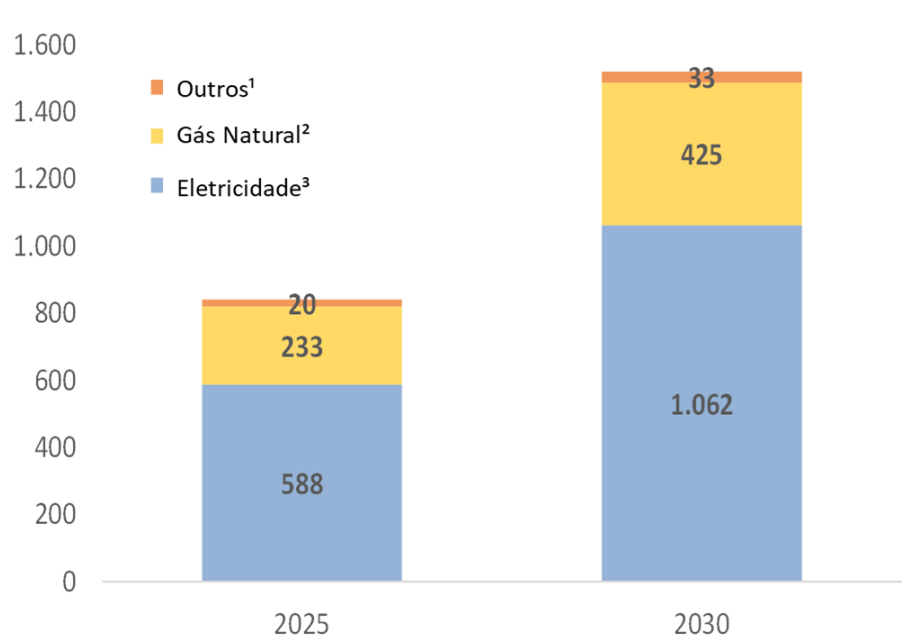
Existem regiões do país que são muito quentes, como o Norte e o Nordeste, o que pode contribuir para os baixos percentuais de domicílios que aquecem água conforme ilustra a PPH 2019 (PROCEL/ELETROBRAS). Cálculos da EPE utilizando os dados coletados nesta pesquisa estimam que, na média, cerca de 35% dos domicílios brasileiros não aquecem água no país, sendo que no Norte (94%) e no Nordeste (88%) estas estatísticas são muito maiores. Nesta situação, o fator clima parece não contribuir tanto com incentivos para a implantação da tecnologia SAS no aquecimento de água para banho.

Adicionalmente, em termos de políticas de indução, os programas de HIS poderão ser reformulados de modo a envolver sistemas alternativos de geração de energia, como, por exemplo, aqueles envolvendo energia da biomassa, energia eólica ou energia solar fotovoltaica, que podem competir por recursos com a tecnologia SAS, ocasionando, então, uma possível redução da sua aplicação. É o caso, por exemplo, da Portaria N° 643 de 13 de novembro de 2017 do Ministério das Cidades, que dispõe sobre a utilização de sistemas alternativos de geração de energia no âmbito do programa Minha Casa Minha Vida do Governo Federal. É importante salientar que enquanto a difusão de SAS está inicialmente associada ao aquecimento de água, as demais fontes de geração possibilitam o autoconsumo de eletricidade em todos os seus outros usos (iluminação, climatização de ambientes, etc.) dentro das habitações.

Neste PDE 2030, o consumo evitado de energia elétrica nas residências devido à substituição de chuveiros elétricos por SAS incorporou tanto evoluções demográficas quanto transições tecnológicas dos equipamentos. Conforme o Gráfico 9-30, o consumo evitado de eletricidade para aquecimento de água devido a SAS poderá atingir perto de 1 TWh em 2030 ou o equivalente a uma hidrelétrica de cerca de 200 MW, como a usina de Igarapava.

⁷⁹ Assume-se que a área média dos coletores solares de residências tenha 3m² e 2m² no mercado autônomo e HIS, respectivamente.

Gráfico 9-30 - Consumo evitado de eletricidade para aquecimento de água para banho no setor residencial (GWh)



Notas: (1) Incremento do consumo de outras fontes proveniente do deslocamento da demanda de eletricidade para aquecimento de água com chuveiros elétricos com relação a 2019.
 (2) Incremento do consumo de gás natural proveniente do deslocamento da demanda de eletricidade para aquecimento de água com chuveiros elétricos com relação a 2019.
 (3) Consumo evitado de eletricidade para aquecimento de água com chuveiros elétricos a partir da instalação incremental de SAS com relação a 2019.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > A eficiência energética em 2030 (17 milhões de tep) representará 7% do consumo final energético do Brasil em 2019.
- > Os ganhos de eficiência elétrica em 2030 (32 TWh) corresponderão à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 7 GW, equivalente a uma UHE Itaipu (parte Brasileira).
- > Em 2030, o volume de combustível poupado (280 mil barris por dia) será de 10% do petróleo produzido no País em 2019.
- > Em 2030, as edificações podem reduzir 19 TWh do consumo de eletricidade, esse montante corresponde a 60% da energia elétrica economizada do País, equivalente ao consumo do setor de ferro gusa e aço em 2019 (18 TWh).
- > Estima-se que a energia elétrica economizada nas residências possa atingir cerca de 7 GWh em 2030, correspondente a 3% do consumo residencial de eletricidade no mesmo ano.
- > Na indústria, o uso eficiente de energia representará aproximadamente 6% da demanda de energia final prevista em 2030. Já os ganhos de eficiência elétrica representarão 3%, equivalentes ao consumo atual das indústrias de mineração e pelotização (12 TWh).
- > No setor de transportes, somente com a eficiência de cada modo de transporte (por exemplo, melhorias tecnológicas e da intensidade do uso) o setor realiza ganhos da ordem de 5% em 2030.
- > Para os sistemas de micro ou minigeração distribuída foram elaborados dois cenários. No cenário Verão, haverá cerca de 3 milhões de adotantes, totalizando 25 GW, que irão contribuir com 4,6% da carga total de energia em 2030. No cenário Primavera, estima-se cerca de 2 milhões de adotantes, totalizando 17 GW, contribuindo com 3,2% da carga total de energia em 2030.
- > A análise da competitividade de baterias atrás do medidor mostrou que o custo desse equipamento ainda é elevado no Brasil, dificultando a sua entrada no período decenal. O preço final teria que cair dos atuais R\$ 4.500/kWh para a faixa de R\$ 500-1.000/kWh para que houvesse competitividade nas principais aplicações simuladas. Entretanto, pode haver inserção dessa tecnologia em função de outros fatores não econômicos, principalmente para a substituição da geração diesel em comércios.
- > Para a autoprodução de eletricidade de grande porte não injetada na rede estima-se que essa geração permita reduzir o consumo na rede em um total de 78 TWh em 2030, ou cerca de 10% do consumo de eletricidade, instalada em indústrias tais como produção siderúrgica, celulose e papel, petroquímica, refino, produção de açúcar e álcool, entre outras. Cabe destacar que este valor embute a estimativa realizada no setor comercial.
- > O consumo evitado de eletricidade para aquecimento de água devido à SAS pode atingir perto de 1 TWh em 2030 ou o equivalente a uma hidrelétrica de cerca de 200 MW, como a usina de Igarapava.

10 Análise Socioambiental

Orientada pelo conceito de sustentabilidade, a análise socioambiental da expansão do setor energético para o horizonte do PDE 2030 considera questões associadas à minimização dos impactos socioambientais na produção, geração e transporte de energia e ao alinhamento com os compromissos nacionais e internacionais relacionados à mudança do clima.

Para este ciclo, observam-se os efeitos da pandemia de Covid-19, considerados no PDE através da construção de diferentes cenários econômicos. As possibilidades de duração da pandemia e de recuperação econômica tiveram impacto nas previsões de demanda e oferta de energia do PDE. Consequentemente, aspectos ambientais também foram afetados, mesmo que temporariamente, como, por exemplo, as emissões de gases de efeito estufa⁸⁰.

Diante disso, a análise socioambiental do PDE 2030 tem como objetivo:

- 1) contribuir para a **definição da expansão do decênio**;
- 2) avaliar, com base na expansão decenal, as principais questões socioambientais, por meio de

uma **análise socioambiental integrada**. Esta analisa qualitativamente as principais interferências da expansão, relacionando-as às sensibilidades socioambientais mais representativas das regiões brasileiras, por meio de *temas socioambientais* (EPE, 2012);

3) indicar os **desafios e oportunidades socioambientais estratégicos** para a expansão, antecipando questões socioambientais importantes e que podem representar riscos para a expansão, bem como vislumbrando oportunidades relacionadas à expansão planejada;

4) elaborar análise das **emissões de gases de efeito estufa (GEE)** da expansão prevista.

O resultado da análise socioambiental do PDE 2030 será apresentado nessa ordem neste Capítulo.

Destaca-se que, como subsídio à análise socioambiental integrada, é feita uma análise socioambiental de cada fonte energética, cujo resultado pode ser visto na Nota Técnica “Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2030” (EPE, 2020a).

10.1 Análises Socioambientais para a definição da expansão

Desde as etapas iniciais do planejamento energético, busca-se a inserção da variável ambiental nos estudos de planejamento e a minimização dos impactos socioambientais da expansão. Os estudos variam conforme a natureza do objeto e, de maneira geral, evitam interferências em áreas sensíveis do ponto de vista socioambiental, como pode ser observado a seguir:

Nos estudos iniciais de linhas de transmissão (**relatórios R1 e R3**), na definição dos corredores e traçados, respectivamente, são evitadas interferências em áreas protegidas e outras áreas nas quais se identifique sensibilidade socioambiental relevante. A análise socioambiental nessas etapas iniciais também permite visualizar possíveis complicadores para a implantação dos

⁸⁰ No primeiro semestre de 2020 houve uma redução de 19% nas emissões do setor elétrico e de 11% nas emissões do setor de transportes, comparadas com o ano anterior (EPE, 2020b).

empreendimentos, o que se refletirá no custo e no prazo de sua implantação.

Entre as 386 linhas de transmissão mapeadas no PDE 2030, cerca de 20% tiveram o traçado influenciado pela proximidade com terras indígenas ou unidades de conservação de proteção integral. O terceiro circuito da LT 500 kV Gilbués II – Miracema, por exemplo, foi planejado para desviar da terra indígena Xerente e do Parque Nacional das Nascentes do Rio Parnaíba desde o início de sua concepção, com afastamento suficiente para evitar interferências nessas áreas e dar maior previsibilidade ao processo de implantação do empreendimento.

Para os estudos de **inventário hidrelétrico**, fase inicial de identificação de projetos hidrelétricos, critérios ambientais são considerados na escolha pela melhor alternativa de divisão de quedas para uma bacia hidrográfica. Busca-se nessa análise, por meio da comparação das alternativas, a minimização dos impactos socioambientais negativos e a maximização dos positivos.

Vale citar o Inventário da Bacia do Rio Tibagi em que foram propostos dois novos arranjos, a fim de se evitar interferências em uma área urbana e em um remanescente florestal. A alternativa final selecionada resultou em uma redução de cerca de 10% ou 26 km² de área alagada em comparação com a alternativa de maior potência identificada.

No final dos estudos de inventário é realizada a **Avaliação Ambiental Integrada (AAI)**, que avalia os efeitos cumulativos e sinérgicos do conjunto de

aproveitamentos que compõem a alternativa selecionada no inventário hidrelétrico.

Quanto aos estudos de planejamento de exploração e produção de petróleo e gás natural, estão sendo realizadas as primeiras **Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS)**, que se constituem em um processo de avaliação cujo instrumento central é o Estudo Ambiental de Área Sedimentar (EAAS). Esse Estudo possui como principais objetivos a classificação da região de estudo em áreas aptas, não aptas e em moratória às atividades petrolíferas e a elaboração de recomendações ao licenciamento ambiental.

Dessa forma, as AAAS visam contribuir para a redução dos conflitos locais, dos riscos de investimento e para a desoneração do licenciamento ambiental. Além disso, tendem a aumentar a previsibilidade da produção de petróleo e gás natural no planejamento, uma vez que a classificação de aptidão servirá de subsídio ao PDE na definição das áreas das Unidades Produtivas da União (UPUs) e, conseqüentemente, dos volumes de petróleo e gás natural previstos para o decênio.

Como exemplo de resultado desse tipo de estudo, o EAAS Solimões, finalizado em 2020, classificou 28% da bacia efetiva como apta, quase três vezes os 11% em áreas já concedidas, apontando que a expansão das atividades na região pode se dar em áreas com menores riscos e conflitos socioambientais de nível regional. Já o EAAS Sergipe-Alagoas e Jacuípe classificou 76% da bacia efetiva (adicionada de área contígua de maiores profundidades) como apta, o que corresponde a águas profundas e ultra profundas,

BOX 10.1 – OS PRIMEIROS ESTUDOS AMBIENTAIS DE ÁREAS SEDIMENTARES

Foram elaborados os dois primeiros Estudos Ambientais de Área Sedimentar no Brasil. O EAAS do Solimões e de Sergipe-Alagoas e Jacuípe foram conduzidos pela EPE e pela ANP, respectivamente, e acompanhados por grupos interministeriais compostos pelo MME, MMA e instituições vinculadas. Esses estudos visam subsidiar a oferta de áreas para E&P de petróleo e gás natural, diminuindo as incertezas no licenciamento ambiental e, conseqüentemente, na previsão da expansão. Para maiores informações, visite:

<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-ambiental-de-area-sedimentar-do-solimoes>

<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/estudo-ambiental-sergipe-alagoas-e-jacuipe>

com potencial para novas descobertas, que poderão ser desenvolvidas de forma compatível com a preservação ambiental.

Ainda sobre exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural, para os estudos de longo prazo, como o Plano Nacional de Energia, são identificadas áreas de alta complexidade socioambiental para a exclusão de volumes de petróleo e gás natural nos cálculos das curvas de produção.

Sendo assim, ao se definir a carteira de projetos que compõe a expansão no horizonte decenal, os resultados desses estudos são levados em consideração.

Além disso, no que tange ao PDE 2030, a variável ambiental contribui para a definição da expansão prevista por meio das seguintes análises:

1) **análise processual das usinas hidrelétricas**, com o objetivo de estimar o ano possível para entrada em operação das UHEs. A análise considera os prazos para os estudos ambientais e de engenharia, para o licenciamento ambiental e para a construção, levando em conta as características individuais e as informações mais atualizadas de cada projeto. São também considerados prazos adicionais para projetos com interferências em áreas protegidas ou que tenham que solucionar demandas técnicas, jurídicas e administrativas. Excepcionalmente para o PDE 2030 foi adotado o prazo adicional de um ano para todos os projetos candidatos em função da crise da Covid-19. Levou-se em consideração o fato de que os processos de licenciamento ambiental, entre outras atividades, dependem de trabalhos de campo e reuniões públicas que ficaram temporariamente paralisados. Para a realização da análise processual são considerados os projetos que estão na fase de estudos de viabilidade.

Foram analisadas 47 UHEs com registro para estudos de viabilidade na Aneel. Desse conjunto, 25 UHEs estão situadas em áreas protegidas ou com os estudos parados. Das outras 22 UHEs, considerando a situação do andamento dos estudos, o processo de

licenciamento ambiental e os prazos adotados na metodologia, o resultado indicou que sete UHEs teriam data de operação possível no horizonte decenal⁸¹.

2) **análise de complexidade socioambiental das unidades produtivas de petróleo e gás natural**, de modo a ajustar as previsões de produção conforme as preocupações refletidas pelos órgãos ambientais. Para as áreas da União, são descontados volumes de recurso sob áreas sensíveis e para as áreas com contratos de concessão, é realizada a classificação da complexidade e estimado o tempo para o licenciamento ambiental.

Foram analisadas 21 Unidades Produtivas da União (UPUs). O resultado indicou uma redução de 11 e 9% do volume previsto para gás natural e petróleo, respectivamente, nas áreas da União ao longo do decênio. Quanto às áreas com contratos de concessão, foram analisadas 784 Unidades Produtivas (UPs), das quais 64 foram consideradas de alta complexidade socioambiental. Destas, 58 são campos de produção ou tiveram atividades de E&P recentemente licenciadas. Às seis UPs restantes, foi aplicado o prazo adicional para o licenciamento ambiental.

Entretanto, destaca-se que não foi necessário atribuir esse tempo adicional às previsões de início de produção, uma vez que os prazos demandados pela logística e infraestrutura, para essas UPs, já superavam os tempos esperados para o licenciamento ambiental (ver Capítulo 5 - Produção de Petróleo e Gás Natural e Nota Técnica “Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2030”).

Dessa forma, a variável ambiental contribui para os modelos da expansão, sendo incorporada nos resultados da oferta de energia apresentada nesse PDE 2030.

⁸¹ Essas UHEs fazem parte da carteira de projetos oferecida para os cinco últimos anos do horizonte decenal, uma vez que os cinco

primeiros anos são compostos por UHEs que já foram contratadas nos leilões de energia.

10.2 Análise Socioambiental Integrada

A análise socioambiental integrada apresenta uma visão holística das questões socioambientais associadas à expansão da oferta de energia.⁸²

A análise é composta de três etapas: 1) análise espacial da expansão, 2) temas socioambientais e 3) desafios e oportunidades socioambientais estratégicos.

ANÁLISE ESPACIAL DA EXPANSÃO

A análise espacial da expansão de energia no horizonte decenal apresenta o conjunto dos projetos planejados permitindo a identificação preliminar de possíveis efeitos cumulativos nas regiões de maior ocorrência dos empreendimentos. Nesse sentido, o mapeamento pode apontar áreas sujeitas a sobrecargas de seus recursos naturais ou à pressão sobre ambientes frágeis, necessitando, desta forma, de atuação mais estratégica para lidar com os novos empreendimentos. Outro aspecto da espacialização é a possibilidade de visualização de sinergias da própria expansão, como a complementariedade entre as fontes ou a otimização da expansão da transmissão, contribuindo para um planejamento mais eficiente do setor energético brasileiro.

Destaca-se que foram mapeados os projetos contratados.⁸³ A expansão de energia elétrica indicativa é estimada por subsistemas, devido a possibilidade de alternativa locacional dos projetos, e seu mapeamento para cada uma das fontes planejadas pode ser visto na Nota Técnica “Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2030” (EPE, 2020a). No caso de exploração e produção de petróleo e gás natural, a expansão indicativa é apresentada na indicação por Unidades Produtivas da União (UPUs), que também estão mapeadas na Nota Técnica.

A maior oferta de energia elétrica no horizonte decenal será de **empreendimentos eólicos, expansão de 16,4 GW, localizados exclusivamente na região Nordeste** São 140 parques contratados (4,5 GW), previstos para entrar em operação até

2025, e 11,9 GW de expansão indicativa, com previsão de operação a partir de 2026.

A expansão fotovoltaica é responsável pelo incremento de 5,3 GW no decênio, sendo que **1,7 GW encontra-se contratado**, distribuído em 48 projetos localizados, **majoritariamente, no Nordeste (semiárido)**, com poucas unidades no Sudeste. Os 3,6 GW restantes correspondem à expansão indicativa no Sudeste.

A expansão hidrelétrica ocorre em todas as regiões brasileiras e é responsável por aumento de aproximadamente 6,8 GW (UHE: 4,5 GW; PCH: 2,3 GW). No Sul estão localizadas as duas UHEs contratadas, responsáveis por 204 MW, enquanto os outros 4,3 GW serão obtidos a partir da modernização de unidades existentes em todas as regiões. **Com relação às PCHs e CGHs, 57 projetos (746 MW) estão contratados, previstos para entrar em operação até 2025**, e 1,5 GW fazem parte da expansão indicativa, estando localizados principalmente nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. As PCHs e CGHs têm como vantagem a possibilidade de proximidade aos centros de carga, o que reduz custos e perdas para o sistema, uma vez que não é necessária a construção de extensas LTs.

As termelétricas a gás natural, diesel e nuclear devem aumentar a oferta de energia elétrica em 17,1 GW no horizonte decenal.



Na expansão contratada, está previsto acréscimo de 6,4 GW de potência no sistema a partir de 11 novas UTEs, sendo oito UTEs a gás natural (4,7 GW), duas a diesel (0,3 GW), uma nuclear (1,4 GW) localizadas no Norte, Nordeste e Sudeste. As unidades contratadas estão localizadas predominantemente na região costeira, próximas aos centros de carga, da fonte de combustível ou da malha de gasodutos. Na expansão indicativa está prevista a entrada de 10,7 GW de UTEs

⁸² Um resumo da expansão prevista no PDE 2030 é apresentado no Capítulo 11 - Consolidação dos resultados.

⁸³ Exceção são as linhas de transmissão, para as quais foram mapeadas linhas contratadas e na fase inicial de planejamento (estudos de R1).

BOX 10.2 – ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS POSITIVOS DA EXPANSÃO PLANEJADA NO PDE 2030

Ao analisar a expansão planejada no PDE 2030 notam-se vários aspectos positivos do ponto de vista socioambiental.

Na matriz elétrica, destacam-se os seguintes pontos: o crescimento da micro e minigeração distribuída, contribuindo com 4,6% da carga total de energia em 2030; 64% da matriz elétrica em 2030 será renovável, sendo as fontes eólica e solar responsáveis por 47% da expansão; aproximadamente 10% da expansão elétrica será por meio da modernização de usinas hidrelétricas existentes, ou seja, aumento da capacidade do sistema sem construir novas usinas, além de melhor aproveitamento dos recursos hídricos, com a maior eficiência da geração hidrelétrica; e 2% da expansão virá de termelétricas a biomassa que basicamente utilizam resíduos como recursos energéticos, evitando a disposição inadequada e os impactos decorrentes. A interligação de sistemas isolados ao SIN, basicamente no Norte, além trazer confiabilidade no abastecimento dessas regiões, reduzem os custos do atendimento e promovem a redução das emissões atmosféricas, já que os sistemas isolados chegam a ser sete vezes (EPE, 2019) mais intensivos em emissões quando comparados ao SIN.

Ao observarmos a matriz energética, estima-se um aumento de 95% na produção de biodiesel e de 28% na produção de etanol em relação ao ano passado. O biodiesel, utilizado em mistura ao óleo diesel, e o etanol, utilizado como aditivo e substituto direto da gasolina automotiva, contribuem para a redução de emissões de poluentes e GEE. Ao longo do decênio estão previstas também novas unidades de tratamento em refinarias existentes, como unidade de abatimento de emissões (SNOx) e unidades de hidrotratamento (HDTs), que permitem a produção de diesel com menor teor de enxofre e possibilitam o aumento do fator de utilização destas refinarias.

a gás natural, sendo 10 GW no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e 0,7 GW no subsistema Sul.

Para as **usinas termelétricas a biomassa estima-se a instalação de 1,1 GW**. Dessas, 635 MW já estão contratados, sendo 508 MW de usinas a bagaço de cana e 127 MW de usinas a biomassa florestal, localizadas no Sudeste e Centro-Oeste, associadas à cultura da cana-de-açúcar, principal matéria-prima da fonte. Já para a expansão indicativa são previstos 400 MW de usinas a bagaço de cana e 60 MW de usinas a biogás de resíduos sólidos urbanos, no subsistema Sudeste/ Centro-Oeste.

A expansão da transmissão para os próximos 10 anos prevê a implantação de 37.454 km, ou seja, um aumento de 24% na extensão do sistema, sendo 26.280 km previstos para entrar em operação até 2025. Observa-se que parte significativa da expansão ocorre nas regiões Norte, Nordeste, Sul e Sudeste, com grandes troncos de interligação que aumentam a capacidade de intercâmbio elétrico entre os subsistemas e interligam regiões isoladas do SIN, como o estado de Roraima e a região oeste do Acre. Além disso, essas LTs visam escoar a geração da UHEs

Belo Monte, no Norte, e das usinas eólicas, fotovoltaicas e térmicas, no Nordeste e no Sudeste. Nota-se também grande expansão na região Sul, com troncos de LTs interligando os estados da região e permitindo escoamento de geração do parque eólico existente e das UHEs e PCHs planejadas. A ampliação da rede ocorre também para atendimento ao aumento da demanda por energia elétrica, em especial nas capitais, havendo neste caso, expansão em todas as regiões brasileiras.

Para os empreendimentos de **petróleo e gás natural, está previsto o início da produção de recursos convencionais em 242 UPs** (Unidades Produtivas), em áreas contratadas, e em 21 UPUs (Unidades Produtivas da União) em áreas não contratadas. **As UPs onshore estão no Norte, Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste, enquanto as UPs offshore estão concentradas principalmente na região Sudeste**, com ocorrência também no Nordeste, ao longo da margem equatorial, e no Sul. Em relação ao abastecimento, estão previstas quatro novas unidades em refinarias existentes e dois gasodutos, no Nordeste e no Sudeste, além de três terminais de regaseificação, no Norte, no Sudeste e no

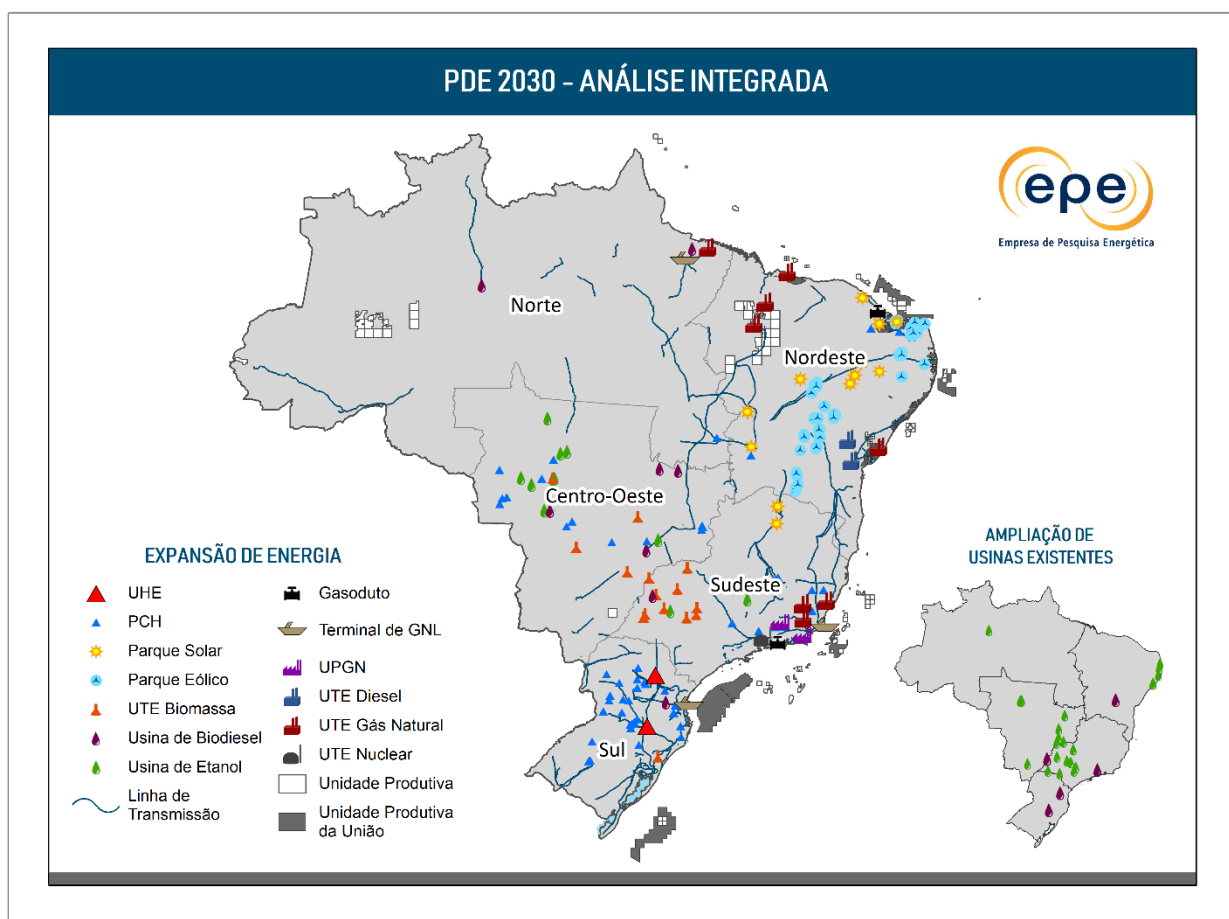
Sul. Estão previstas ainda, duas UGPNs no Sudeste e duas UGPNs no horizonte indicativo, no Nordeste.

Para o etanol, está planejada a entrada em operação de 11 usinas, sendo nove delas localizadas no Centro-Oeste e duas no Sudeste, que juntas somam 7.850 m³/dia de capacidade de produção de etanol. Destas, duas são *flex* (milho e cana-de-açúcar), seis são *full* (milho) e as demais dedicadas à cana. Observa-se o predomínio de localização das usinas planejadas no Centro-Oeste, em áreas de alta e média aptidão agrícola para cana-de-açúcar e que têm se mostrado viáveis também para a produção de etanol de milho. Além disso, está prevista a ampliação de 22 usinas, destas, cinco estão localizadas no Nordeste, uma no Norte, oito no Centro-Oeste e oito no Sudeste.

Já para o biodiesel, o cenário de oferta do PDE 2030 prevê uma **expansão de aproximadamente 95% no horizonte decenal**, passando de cerca de 5,9 bilhões de litros, em 2019, para 11,5 bilhões de litros em 2030. Estão previstas a instalação de oito novas usinas que se concentram na região Centro-Oeste, associadas ao cultivo da soja, principal matéria-prima. Há unidades também nas regiões Norte, Sudeste e Sul. As cinco ampliações previstas estão no Nordeste, Sudeste, Sul e Centro-Oeste.



Figura 10-1 - Localização dos projetos previstos no PDE 2030



TEMAS SOCIOAMBIENTAIS

Os temas socioambientais têm o objetivo de sintetizar as interferências significativas ao meio ambiente e à sociedade do conjunto de projetos

planejados, considerando as sensibilidades identificadas para cada região do país (EPE, 2012). Os temas são revistos a cada elaboração do Plano de

acordo com a expansão prevista e as interferências a ela relacionadas.

A análise visa indicar aquelas **interferências que merecem maior atenção associadas ao planejamento da expansão** da oferta de energia no horizonte decenal. Portanto, não se pretende contemplar todos os possíveis impactos socioambientais dos projetos. Vale destacar que, **desde a fase de planejamento e licenciamento, até a operação dos empreendimentos, são adotadas medidas para evitar, reduzir ou compensar os impactos negativos, bem como potencializar os positivos**. As medidas estão em constante evolução e sua eficiência aumenta à proporção que o conhecimento sobre os impactos e as tecnologias evoluem.

É importante esclarecer que os riscos de acidentes associados a algumas fontes de produção de energia, como por exemplo os eventuais riscos de vazamento de óleo no mar ou da radiação de usinas nucleares, não são refletidos nos temas socioambientais. Por outro lado, essas questões são bastante discutidas entre o setor energético e ambiental, especialmente nos processos de licenciamento dos empreendimentos, e também são abordadas na Nota Técnica “Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2030” (EPE, 2020a).

Sendo assim, a análise socioambiental integrada do PDE 2030 contempla **8 temas socioambientais**⁸⁴, apresentados a seguir:



Fauna

O tema está relacionado às interferências sobre a fauna de vertebrados, seja através da perda de indivíduos ou da transformação de habitats relevantes ou únicos.

Para as PCHs, o tema é relevante nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste em função da implantação de empreendimentos em uma mesma bacia

hidrográfica, podendo ocorrer efeitos cumulativos e sinérgicos. A fragmentação dos rios interfere no deslocamento de espécies de peixes migradores e a implantação em rios de menor porte e regiões de cabeceira das bacias hidrográficas altera áreas com presença de espécies endêmicas da fauna aquática importantes para a reprodução da ictiofauna. Por outro lado, esse é um tema historicamente tratado pelo setor, que usualmente realiza ações de monitoramento da ictiofauna e, quando indicado, faz adaptações no arranjo das usinas ou a instalação de Sistemas de Transposição da Peixes (STP).

Devido à susceptibilidade de aves e morcegos aos aerogeradores, o tema também é relevante para a fonte eólica na região Nordeste. Para se evitar e reduzir os impactos sobre estes grupos da fauna, alguns órgãos ambientais solicitam estudos prévios das áreas de implantação dos empreendimentos, que podem indicar a necessidade de adaptações locais nos projetos, ou mesmo a instalação de mecanismos repulsores. Destaca-se a importância de se aprofundar o conhecimento relacionado às populações de aves e morcegos das regiões de maior potencial eólico, a fim de subsidiar a adoção das medidas mais adequadas para evitar, mitigar e compensar os impactos comumente relacionados a esses projetos. No nível internacional há iniciativas que podem servir de exemplo para o setor eólico nacional, como a instalação de mecanismos (radares) para antever a passagem de bandos de aves e assim programar paradas dos aerogeradores, o uso de ultrassom para repelir morcegos da área dos parques e a redução da velocidade das turbinas nos horários de maior atividade dos morcegos.

Em relação à exploração e produção de petróleo, o tema foi considerado relevante no Sudeste e no Nordeste em função das interferências na fauna marinha provocadas pela atividade sísmica (principalmente nos cetáceos, como baleias e golfinhos) e devido às interferências das atividades de perfuração, das embarcações e das estruturas submarinas associadas à atividade. Para lidar com

⁸⁴ Comparando com o PDE anterior, dois temas socioambientais deixaram de ser considerados: recursos hídricos e unidade de conservação. A redução da demanda e consequente redução da expansão da oferta de energia nesse PDE contribuíram para esse resultado. O tema recursos hídricos deixou de ser considerado para

UTES no Nordeste pois no PDE 2030 não há expansão indicativa de UTES a gás para a região e os projetos contratados têm pouco interferência sobre os recursos hídricos. Já o tema unidade de conservação era considerado para a expansão hidrelétrica no Norte. Em que pese a relevância do tema, este não foi considerado no PDE 2030 uma vez que a expansão indicativa é baseada em ampliações de usinas existentes.

essas interferências, o processo de licenciamento ambiental resulta em diversas exigências. No caso da sísmica, por exemplo, impactos podem ser evitados através do estabelecimento de restrições temporais à atividade.

No Sudeste, o tema se destaca devido a expectativa do efeito cumulativo nos ecossistemas marinhos, considerando o grande número de projetos existentes e planejados. Já no Nordeste, a relevância do tema reflete a sensibilidade das regiões onde estão previstas as atividades de E&P, que se caracterizam pela presença de ambientes de baixa profundidade, próximos da costa e com biodiversidade elevada.

Ressalta-se ainda, para o setor de petróleo, o desafio de evitar ou minimizar a introdução de espécies exóticas pela circulação de embarcações e plataformas. Por exemplo, no âmbito do licenciamento ambiental, as plataformas a serem instaladas têm sido submetidas à secagem antes do transporte, para garantir que os organismos incrustantes morram e não sejam carregados a outras regiões.



Organização territorial

O tema busca retratar potenciais conflitos de uso e ocupação do solo associados à implantação de projetos energéticos⁸⁵.

O tema foi considerado relevante na região Nordeste, em função das interferências de empreendimentos eólicos na dinâmica territorial e nos modos de vida de comunidades locais, por meio de restrições de acesso e uso a áreas antes utilizadas para subsistência e lazer.

A habilidade para lidar com os conflitos locais representa um desafio importante para a expansão eólica na região e evidenciam a necessidade de se estabelecer uma boa relação de coexistência. Nesse sentido, podem ser citadas as iniciativas de estabelecimento de um Plano de Comunicação com a comunidade desde as etapas iniciais do projeto, em

prol do engajamento das partes, e o desenvolvimento participativo de programas e projetos sociais relacionados ao empreendimento.



Paisagem

O tema considera o impacto visual em paisagens naturais e urbanas e refere-se tanto à alteração de áreas de beleza cênica, sobretudo nos locais com potencial turístico, quanto à percepção visual da população em relação à inserção de um empreendimento na paisagem local.

Para a expansão eólica, o tema foi considerado relevante na região Nordeste, devido à previsão de projetos nas regiões de chapada, onde estão localizados pontos turísticos relevantes.

Com relação às linhas de transmissão, no Sul e no Sudeste, a relevância do tema é reflexo das interferências em regiões serranas, de reconhecida beleza cênica, e em paisagens urbanizadas, devido às linhas para atendimento a áreas de expansão urbana. Entretanto, deve-se destacar que soluções são comumente adotadas para reduzir o impacto visual, como o uso de subestações e torres compactas, que ocupam menor área, e linhas subterrâneas, em áreas mais adensadas.



Povos e terras indígenas

Esse tema está vinculado à diversidade étnica; à questão territorial; à necessidade de gestão dos conflitos pelo uso de recursos nas terras tradicionalmente ocupadas pelos povos indígenas; e à demanda dos povos indígenas por maior participação nas discussões de empreendimentos energéticos. O tema também busca abarcar a complexidade em decorrência da frequente judicialização observada em processos de licenciamento ambiental que envolvem a questão indígena.

O tema foi considerado relevante para PCHs na região Centro-Oeste e linhas de transmissão na

⁸⁵ O tema também está relacionado à atração de contingentes populacionais e à pressão sobre a infraestrutura local e seus

equipamentos e serviços. Entretanto, essas interferências não foram consideradas relevantes no contexto da expansão do PDE 2030.

região Norte, considerando as proximidades e potenciais interferências com povos e terras indígenas devido à elevada concentração de populações indígenas nessas regiões. Na região Sul, o tema também sobressaiu já que vigora a decisão judicial que declara a bacia do rio Tibagi, onde está situada uma UHE, como território indígena.

Diante da sensibilidade dos povos indígenas e da complexidade para o desenvolvimento de projetos que tenham que lidar com esses povos, tanto as articulações com as populações, quanto as medidas para reduzir e evitar tais impactos ocorrem já nos estudos de planejamento, por exemplo, quando se propõe o traçado de linhas desviando de TIs. No âmbito do processo de licenciamento ambiental, as interferências de empreendimentos nessas populações são tratadas em um estudo específico chamado Estudo do Componente Indígena (ECI). O ECI é uma oportunidade para compreender e discutir com as populações indígenas medidas que sejam compatíveis aos seus modos de vida e aderentes aos planos de gestão territorial e ambiental de terras indígenas.

Em uma perspectiva mais abrangente, cabe ainda citar duas questões que contribuem para potenciais conflitos em relação à implantação de projetos energéticos: as incertezas relacionadas ao procedimento de consulta previsto na Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho (OIT) e a falta da regulamentação do §3º do artigo 231 da Constituição Federal.

O setor energético trabalha para solucionar essas questões, porém, é apenas um dos atores na discussão, que é complexa e envolve interesses diversos. Desde 2012, o governo tem se empenhado para sanar as indefinições acerca dos procedimentos de consulta prévia previstos na Convenção 169 da OIT. Atualmente, o governo federal trabalha na consolidação de diretrizes para a elaboração de uma proposta normativa. Espera-se que uma normatização traga clareza e segurança jurídica para lidar com a questão. Ainda vale ressaltar os esforços direcionados para a regulamentação do artigo 231, que culminou no Projeto de Lei nº 191/2020 que está em debate no Congresso Nacional desde 2019.



Comunidades quilombolas

O tema considera a sensibilidade das comunidades quilombolas e a necessidade de gestão dos conflitos em função da interferência em terras tradicionalmente ocupadas por essas comunidades, tituladas ou não.

O tema tem especial relevância no Nordeste, onde há maior concentração de comunidades certificadas (FCP, 2020), e maior extensão de linhas de transmissão planejadas. Nesse contexto, se somam a insuficiência de dados sistematizados sobre a localização dessas comunidades, o número inexpressivo de titulações realizadas (Comissão Pró-Índio, 2020) e a indefinição regulatória sobre o protocolo de consulta conforme a Convenção 169 da OIT. Essa conjuntura favorece a existência de conflitos e incertezas quanto ao processo de planejamento e implantação de empreendimentos que interfiram nos modos e condições de vida dessas comunidades.

Ressalta-se que, desde a concepção, os empreendimentos de transmissão são planejados para desviar das comunidades quilombolas. Porém, permanece o desafio de identificar essas comunidades na fase de planejamento. Na fase de licenciamento ambiental, é realizado o Estudo do Componente Quilombola (ECQ) para identificar e analisar os potenciais impactos ambientais dos projetos nestas comunidades e propor medidas para evitá-las ou reduzi-las, quando necessárias.



Qualidade do ar

Tema relacionado à emissão de poluentes atmosféricos na geração de energia elétrica e que requer maior atenção em áreas onde já há fontes relevantes de emissão.

O tema se revela importante para a região Sudeste em função da expansão termelétrica planejada. Apesar dessa expansão ser majoritariamente a gás natural, combustível fóssil

com os menores fatores de emissão de poluentes atmosféricos (MP, SO₂ e CO₂), a região apresenta áreas com alto índice de urbanização e industrialização e qualidade do ar já comprometida.

É importante destacar que todos os projetos termelétricos contam, desde sua concepção, com equipamentos e medidas para controle das emissões e cumprimento dos limites estabelecidos pela legislação. Adicionalmente, para verificar os efeitos da inserção de novos empreendimentos em locais onde há outras fontes de poluição são usualmente empregados modelos computacionais para avaliar a viabilidade e possíveis adaptações necessárias ainda durante a fase de planejamento.



Resíduos

O tema reflete a importância da produção de resíduos sólidos ou efluentes líquidos resultantes dos processos de transformação para geração de energia elétrica e produção de combustíveis. A gestão desses resíduos requer atenção em função da natureza perigosa ou do potencial poluidor.

Na região Sudeste o tema se torna relevante em função da geração termonuclear e devido à produção de etanol. Na região Centro-Oeste o tema também foi considerado relevante devido à expansão da produção de etanol.

No caso da geração termonuclear a relevância do tema vem do fato dos resíduos radioativos exigirem gestão especial e ainda carecerem de local para disposição definitiva. No caso dos elementos combustíveis usados, resíduos de alta atividade, a política brasileira atual é de mantê-los estocados para no futuro haver a opção de reprocessá-los.

Para a produção de etanol o tema é considerado relevante em função da produção de significativo volume de vinhaça previsto. A vinhaça é um efluente de alto potencial poluidor, caso não seja destinada corretamente. Atualmente é aproveitada para fertirrigação das culturas de cana. Com o aumento do volume produzido ao longo do decênio, espera-se que outras soluções também sejam necessárias, como, por exemplo, seu emprego para produção de biogás. Ampliar o aproveitamento da vinhaça se mostra como importante desafio para o

setor de etanol, para o qual recomenda-se o fomento de pesquisas e iniciativas relacionadas à implantação de projetos para seu aproveitamento.



Vegetação nativa

O tema busca refletir os efeitos associados à supressão da vegetação nativa, como a perda de habitats e de biodiversidade, tendo em vista ainda a importância das funções ambientais exercidas pela vegetação. Com o tema também se pretende retratar as complexidades observadas no processo de licenciamento, especialmente quando há interferências na Mata Atlântica, devido ao alto grau de fragmentação e nível de ameaça ao bioma.

Nessa circunstância, o tema se mostra relevante para as regiões Sul e Sudeste, devido a eventuais interferências em ambientes do bioma Mata Atlântica avaliados como importantes no contexto regional. Este é o caso das PCHs no Sul que afetam a vegetação marginal dos rios, principais corredores ecológicos da região, e de LTs, no Sul e Sudeste, que interferem em remanescentes preservados, sobretudo para abertura de acessos em regiões montanhosas. Para as UHEs, o tema foi importante no Sul dado impasses sobre a supressão de vegetação nativa.

Na região Nordeste, a relevância reflete a soma das interferências dos empreendimentos eólicos, fotovoltaicos e das linhas de transmissão planejados para a região. Para as usinas eólicas e fotovoltaicas, destaca-se a expansão em áreas preservadas do semiárido, onde a vegetação é particularmente sensível pela sua baixa capacidade de regeneração. Especificamente para as eólicas, são esperadas ainda interferências na faixa litorânea sobre a vegetação de duna e restinga, ambientes sensíveis e já pressionados. Adicionalmente, por conta da reduzida malha viária no interior, o escoamento da energia para as regiões metropolitanas implica maiores interferências.

Na região Norte, o tema se destacou por conta da predominância de extensas áreas com vegetação preservada em áreas remotas, que resulta na

necessidade de supressão para a abertura de acessos para a construção de linhas de transmissão.

Os desafios relacionados ao tema trazem a ideia de compatibilização da geração e transmissão de energia elétrica com a conservação da vegetação nativa.

Vale mencionar que, já nos estudos de planejamento, quando é possível se ter uma visão mais estratégica da questão, o tema é discutido na avaliação de alternativas de arranjos dos projetos e em articulações prévias com órgãos ambientais. Os desafios da implantação de LTs levaram o setor a desenvolver tecnologias inovadoras e adotar medidas efetivas, como o alteamento das torres e o lançamento dos cabos por drone ou helicóptero, em casos críticos.

Quanto às usinas eólicas e fotovoltaicas, são adotados programas individuais para recuperação e reposição florestal das áreas, uma vez que os estudos não costumam considerar a cumulatividade e a sinergia do conjunto de empreendimentos.

O mapa da Figura 10-2 ilustra as informações apresentadas na matriz e sintetiza o resultado da análise integrada das interferências dos projetos sobre as sensibilidades regionais, indicando as fontes associadas a essas interferências e os temas socioambientais que devem ser observados com atenção quando da elaboração de estudos e projetos em cada região. Já a Tabela 10-1 apresenta, de forma sistematizada, os temas socioambientais relacionados aos projetos do Plano e às regiões onde estão localizados, sendo possível visualizar a interferência de diferentes projetos sobre uma mesma região.

Figura 10-2 - Mapa síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2030

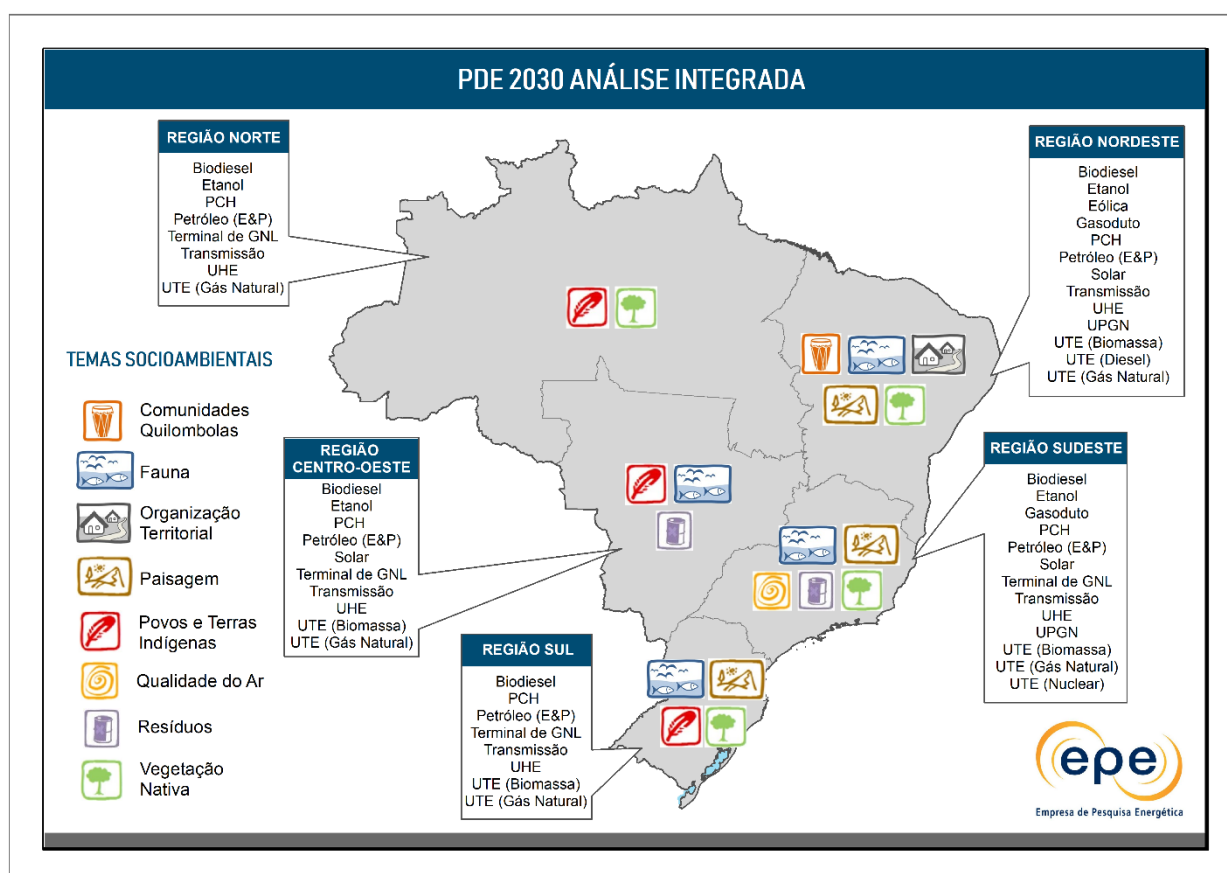


Tabela 10-1 - Matriz síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2030

Regiões → Projetos ↓	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste
 UHEs			 		
 PCHs			 		 
 UTES fósseis (gás natural e diesel)					
 UTE nuclear					
 UTES a biomassa					
 eólicas		   			
 usinas fotovoltaicas					
 transmissão	 	 	 	 	
 E&P de petróleo e GN					
 refinarias, UPGNs e terminais de GNL					
 gasodutos					
 etanol					
 biodiesel					

Legenda

 comunidades quilombolas	 paisagem	 resíduos	 interferências inexpressivas
 fauna	 povos e terras indígenas	 vegetação nativa	 não há projetos planejados
 organização territorial	 qualidade do ar		

- Notas: (1) A expressão “interferências inexpressivas” significa que apesar dos impactos existirem, não são tão expressivos diante da expansão e das sensibilidades regionais, não sendo identificados temas socioambientais relevantes.
 (2) As células em cinza significam que não há projetos planejados.
 (3) Para os temas socioambientais relacionados a E&P de petróleo e gás natural foram levadas em consideração as principais interferências, não sendo considerados os eventuais acidentes associados as atividades.

Créditos dos ícones: EPE e designed by Flaticon

DESAFIOS SOCIOAMBIENTAIS ESTRATÉGICOS

A matriz síntese mostra os temas socioambientais relevantes para cada uma das regiões a partir da análise das interferências dos projetos previstos e das sensibilidades do meio natural. Ao levar em conta a matriz e a expansão prevista no PDE 2030, observa-se que alguns temas se sobressaem aos demais. É o caso de “vegetação nativa” e “fauna”, que aparecem em quase todas as regiões do Brasil e para diversas fontes de energia. A vegetação nativa foi relevante para linhas de transmissão, hidrelétricas, eólicas e solar. Já o tema fauna, foi importante para PCHs, exploração de petróleo e gás natural e eólicas. Ao ampliar o olhar sobre esses dois temas socioambientais, podemos relacionar a vegetação nativa e a fauna com o conceito de biodiversidade.

Por mais que o setor de energia tente evitar, desde as etapas iniciais de planejamento, a instalação de seus projetos em áreas sensíveis do ponto de vista ambiental e também tenha investido em tecnologias para a redução de seus impactos, a compatibilização entre a geração e a transmissão de energia e a conservação da biodiversidade ainda é um desafio para o setor.

Seguindo esse raciocínio, buscou-se ampliar a escala de análise, saindo de uma visão local ou regional para uma perspectiva mais abrangente. Assim, a partir dos inúmeros desafios associados à expansão das fontes energéticas que foram apresentados na Nota Técnica e, após compreender esse conjunto, foram identificados mais dois desafios que, somados ao já mencionado, foram nomeados de desafios socioambientais estratégicos. Isto posto, chegou-se aos seguintes desafios socioambientais estratégicos para a expansão do PDE 2030: compatibilização da geração e transmissão de energia com a conservação da biodiversidade, compatibilização da geração de energia com o uso da água e gestão das emissões de GEE associadas à produção e ao uso de energia.



Compatibilização da geração e transmissão de energia com a conservação da biodiversidade

O uso dos recursos naturais pelo setor energético, assim como as demais atividades humanas, apresenta processos impactantes negativos sobre a biota, seja diretamente sobre os indivíduos, no habitat ou em processos ecológicos. Observam-se diversas iniciativas em direção à compatibilização da geração e transmissão de energia com a conservação da biodiversidade, especialmente para tipologias de empreendimentos para as quais já há uma tradicional interação entre os setores de meio ambiente e energia.

Com o objetivo de evitar, mitigar e compensar impactos, seguindo a hierarquia de mitigação, MMA e ICMBio desenvolvem planos voltados à conservação de espécies e habitats, de modo a indicar oportunidades de preservação e necessidades de ajustes para a coexistência entre atividades antrópicas e a biodiversidade. Podem ser citados: as Áreas Prioritárias para a Conservação e Uso sustentável da Biodiversidade Brasileira (APCBs), os Planos de Ação Nacional (PANs) para a conservação de espécies ameaçadas de extinção e os Planos de Redução de Impactos (PRIMs), os últimos voltados para determinadas tipologias de empreendimentos (estradas, hidrelétricas e exploração e produção de petróleo e gás natural).

Em nível mais específico, há outras iniciativas de diálogo entre meio ambiente e setor produtivo que buscam adequação de procedimentos para evitar ou mitigar impactos. Pode ser citada a articulação interinstitucional entre os setores de petróleo e meio ambiente desde a discussão prévia à oferta de áreas para E&P, passando pela segurança operacional, implementação do Plano Nacional de Contingência (PNC), desenvolvimento de estudos ambientais regionais como subsídio ao licenciamento ambiental e descomissionamento de instalações. Representantes do setor energético também têm contribuído com a elaboração de guias de licenciamento ambiental, iniciativa do Ibama.

Para o setor elétrico, há empenho notável de articulação no planejamento de linhas de transmissão, em que o corredor desvia de remanescentes de vegetação nativa e outras áreas de importância regional para a conservação da

biodiversidade apontadas por órgãos estaduais de meio ambiente. Para UHEs, tem havido debate intersetorial acerca da sobreposição do potencial hidrelétrico e UCs existentes ou planejadas. Já nos estudos de licenciamento ambiental de UHEs, as discussões têm se iniciado antes da emissão do TR, em busca de otimizar os esforços de campo na coleta de dados, para melhor dimensionamento de impactos e consequentemente, adequação das medidas mitigadoras.

As inúmeras iniciativas, articulações e esforços mencionados traduzem a importância desse desafio para todos os setores envolvidos. Nesse sentido, é fundamental prosseguir com a busca por soluções conjuntas estratégicas que estejam em consonância com as políticas de desenvolvimento energético e de conservação da biodiversidade.



Compatibilização da geração de energia com o uso da água

A água é utilizada para diversos usos (geração de energia, irrigação, abastecimento humano, lazer, navegação, dentre outros) e tem-se observado o aumento de conflitos pelo seu uso. A gestão dos usos múltiplos da água, sobretudo em regiões onde há conflitos pelo uso deste recurso, e o desenvolvimento de tecnologias que reduzam o seu consumo são questões importantes para o desenvolvimento da expansão energética planejada.

No caso da geração hidrelétrica, atualmente, são observadas interferências na operação de alguns reservatórios motivadas por conflitos pelo uso da água, levando o setor elétrico a ter que lidar com o tema. Eventuais necessidades de alteração na operação de reservatórios devido a mudanças nos regimes hidrológicos, relacionadas a alterações climáticas ou ao aumento dos usos consuntivos, ou ainda uma operação diferenciada visando o atendimento à ponta e aos requisitos de flexibilidade do sistema, por exemplo, trazem à tona a necessidade de compatibilizar os usos múltiplos da água, sobretudo onde há histórico de conflitos. O setor elétrico tem conduzido iniciativas para tratar a

questão tais como as contribuições na elaboração do novo Plano Nacional de Recursos Hídricos (PNRH), nas questões relativas à hidroenergia.

Para a geração termelétrica, solar e etanol é importante que tecnologias de baixo consumo de água continuem a serem desenvolvidas e adotadas, especialmente para implantação de projetos em regiões que apresentem criticidade hídrica. No caso da geração termelétrica, a redução da demanda de água para resfriamento é um desafio⁸⁶. Para as usinas solares fotovoltaicas é importante continuar as pesquisas sobre tecnologias que reduzam o acúmulo de sujeira e permitam a limpeza dos painéis fotovoltaicos sem o uso de água. Por último, no caso do etanol, ainda que a redução do consumo de água do setor sucroalcooleiro seja notória, é preciso considerar que o cenário de expansão prevê aumento significativo da produção. Neste sentido, incentivar pesquisa, monitoramento e implantação de práticas e tecnologias visando maior eficiência no uso da água pode contribuir ainda mais para a queda do índice de consumo de água para produção desse combustível.



Gestão das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) associadas à produção e ao uso de energia

No cenário internacional, o Brasil se destaca pela elevada participação de fontes renováveis em sua matriz energética. Ainda assim, reduzir as emissões de GEE é um compromisso assumido pelo País e, dessa forma, a gestão das emissões de GEE associadas à produção e ao uso de energia é um desafio para o setor energético. Esse desafio tem caráter global, por dialogar diretamente com as políticas internacionais de mudanças do clima, levando-se em conta o papel do setor nos compromissos de redução assumidos pelo Brasil.

A gestão das emissões de GEE é particularmente desafiadora para toda a cadeia do petróleo, gás natural e derivados, considerando ainda a significativa expansão prevista de toda essa indústria, incluindo as suas infraestruturas. Em diversos setores, essas fontes são amplamente

⁸⁶Tendo em vista a relevância, a ANA começou a apresentar as estimativas e projeções relativas à geração termelétrica (ANA, 2019).

Essas estimativas permitem melhor compreensão dos impactos desse tipo de atividade na disponibilidade de recursos hídricos contribuindo para aprimoramentos da sua gestão.

empregadas para usos energéticos, que resultam em emissões de GEE. No setor elétrico, ainda que o gás natural seja o combustível fóssil de menor emissão de GEE, chama atenção a sua expressiva participação na expansão prevista, impulsionada por programas específicos do governo.

O que se pode constatar é que as empresas de óleo e gás estão se adaptando e se comprometendo com ações no intuito de se alinhar aos acordos internacionais e contribuir para uma economia de baixo carbono. As principais ações estão relacionadas com: medidas de redução das emissões de GEE; aproveitamento do gás associado; investimentos em tecnologias de captura e armazenamento ou uso de carbono (CCS e CCUS); investimento em projetos de energia renovável; aumento da eficiência energética; e soluções baseadas na natureza (SBN), como a proposta de compensar as emissões com projetos de conservação e recuperação florestal.

Quanto às iniciativas governamentais relacionadas ao setor energético como um todo, destacam-se o fomento aos biocombustíveis por meio do Programa Renovabio e as trajetórias de expansão renovável apresentadas na NDC brasileira. Especificamente para o setor elétrico, a Medida Provisória Nº 998, de setembro de 2020, prevê a implementação de mecanismos, cujas as diretrizes serão ainda definidas em 2021, que considerem os benefícios da baixa emissão de GEE. Por fim, para se ter uma infraestrutura energética com baixas emissões de carbono, alinhada com a política climática do país e os compromissos e acordos internacionais, é fundamental que o setor continue a buscar soluções e tecnologias inovadoras.

OPORTUNIDADES SOCIOAMBIENTAIS ESTRATÉGICAS

Adicionalmente, a partir das análises das fontes energéticas e de seus benefícios e desafios, o aproveitamento energético dos resíduos e a participação social foram identificadas como oportunidades socioambientais estratégicas.



Aproveitamento energético dos resíduos

A oportunidade de aproveitar energeticamente os resíduos é comumente abordada

no âmbito do planejamento energético em função da alta disponibilidade de resíduos agropecuários e urbanos em todas as regiões brasileiras. Mais do que alcançar soluções apropriadas para a correta disposição de resíduos, buscar alternativas de seu aproveitamento como recurso energético é uma chance de substituir combustíveis não renováveis, contribuir com a redução de emissões e aumentar a eficiência de processos produtivos. Vale destacar a possibilidade de obtê-los a partir de diferentes matérias primas e rotas o que permite uma variedade de usos energéticos, tais como combustíveis veiculares ou bioeletricidade.

Ao observar as atividades geradoras de resíduos, nota-se que ainda há um potencial energético considerável e diversificado de resíduos a ser aproveitado, dentre os quais destacam-se os seguintes usos: sebo bovino e óleo usado, para a produção de biodiesel; vinhaça, resíduos sólidos urbanos e outros efluentes, para a produção de biogás; e resíduos florestais e agrícolas, como palha e ponta, para a geração elétrica. Além do ganho energético, a utilização desses substratos para geração de biogás, biodiesel e outros biocombustíveis contribuiria para uma melhor gestão ambiental das regiões produtoras.

Apesar de avanços no ambiente institucional, com políticas, programas e linhas de financiamento, ainda há um longo caminho a ser percorrido para se promover e desenvolver tecnologias direcionadas para o uso de resíduos. Dessa forma, o aproveitamento energético de resíduos foi visto como uma oportunidade estratégica para o setor.



Participação social

A participação social também foi reconhecida como uma oportunidade estratégica para o setor energético por criar diversos canais de diálogos com a sociedade, ampliando seu envolvimento com o planejamento energético, tornando-o mais integrado e sensível às demandas sociais. O processo participativo é uma chance de informar, discutir e levantar com o público questões relevantes para o desenvolvimento da infraestrutura energética. O espaço de troca é primordial para se identificar os gargalos e as articulações necessárias,

criar ferramentas efetivas e, finalmente, obter subsídios para o planejamento energético.

BOX 10.3 – A PARTICIPAÇÃO SOCIAL NO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO

Nos últimos anos, a demanda da sociedade por uma maior participação no processo de planejamento energético tem sido crescente. Assim como também tem se observado mais diálogo, transparência e participação nos estudos e nas atividades do setor de energia.

Atualmente, a participação social nas diversas etapas do planejamento energético ocorre por meio de consultas públicas (pela internet e presenciais), seminários, oficinas participativas, audiências públicas, reuniões técnicas, decisões de conselhos deliberativos, como o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), dentre outros. A seguir são apresentados alguns desses mecanismos de participação.

Nos planos de energia de médio e longo prazo, PDE e PNE, são realizadas consultas públicas de modo a colher contribuições para a versão final dos planos. São também realizados *workshops* temáticos e reuniões com agentes de diversos segmentos do setor de energia durante a elaboração dos documentos.

Nos estudos de inventário de usinas hidrelétricas ocorrem seminários de participação pública, na etapa da Avaliação Ambiental Integrada, para a apresentação do conjunto de projetos selecionados nos estudos. Além disso, na fase de elaboração dos estudos, são realizadas reuniões com alguns segmentos da população para esclarecimentos acerca do inventário e a obtenção de autorização de ingresso em determinadas áreas, para realização de serviços de campo. Já na Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares (AAAS), o modelo de participação é composto por consultas públicas, pela internet e presenciais, e oficinas para a identificação das questões mais relevantes na região e discussão das melhores opções de desenvolvimento de novas atividades de exploração de petróleo e gás natural. No caso da AAAS da região do Solimões, sudoeste do Amazonas, em consideração à forte presença de povos indígenas e populações tradicionais, também foram realizadas reuniões de mapeamento participante e oficinas informativas com essas populações.

Na fase de viabilidade dos empreendimentos energéticos são feitas audiências públicas, no âmbito do licenciamento ambiental, e há casos em que são elaborados planos de comunicação e diálogo com as comunidades em que se prevê: reuniões públicas, oficinas com o poder público municipal, portal na internet, reuniões com grupos focais, oficinas para elaboração de diagnóstico participativo, etc. A Aneel também promove audiências públicas para os editais de leilão dos empreendimentos de transmissão. Deve-se destacar que, atualmente, devido as medidas de isolamento social decorrente da pandemia ocasionada pela Covid-19, o Conselho Nacional de Meio Ambiente (Conama) e alguns órgãos estaduais de meio ambiente normatizaram a realização audiências públicas virtuais no processo de licenciamento ambiental. Esta medida, além de proporcionar continuidade do processo, garante a participação popular, assegura ampla divulgação, respeitando e preservando a saúde da população. Essas experiências deverão ser avaliadas como possibilidade, aliada a audiências presenciais, de ampliar e modernizar a participação social no futuro recente.

A busca por aprimoramentos nos processos de participação deve ser uma constante, tentando contemplar tanto as expectativas da sociedade civil quanto um maior intercâmbio entre as instituições. Nesse quesito, o MME e a EPE têm buscado interlocução com os órgãos ambientais e intervenientes em etapa preliminar dos estudos de transmissão. Outra iniciativa, por parte da Aneel e do MME, são os inventários hidrelétricos participativos, que propõe incluir os órgãos ambientais e possivelmente outras instituições, na fase inicial dos estudos hidrelétricos.

10.3 Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE)

O setor de energia brasileiro se destaca por possuir uma matriz energética com grande participação de fontes renováveis, realidade verificada em poucos países do mundo. Isso significa que as emissões de GEE por unidade de energia consumida no Brasil são pequenas comparativamente a outros países. De acordo com o SEEG (2020), a participação do setor energético no perfil das emissões brasileiras foi de 19% em 2019, mantendo a tendência do panorama geral de

emissões em que sobressaem aquelas relacionadas ao uso da terra (44%) e à agropecuária (28%).

Contudo, o Brasil ainda tem um caminho longo a percorrer para atingir padrões socioeconômicos comparáveis aos de países desenvolvidos. Por esse motivo, o consumo de energia per capita deverá aumentar consideravelmente até 2030. Como mostrado adiante, as emissões do setor serão crescentes, mesmo contando com ampla participação de fontes renováveis.

PROJEÇÕES

O total de emissões ao longo do horizonte decenal é crescente, refletindo a perspectiva de crescimento econômico do país. Em 2030, as estimativas para o cenário de referência indicam o montante total de 484 MtCO₂e (Tabela 10-2 e Gráfico 10-9). A tendência é de aumento das emissões em todos os setores e a expectativa é de que a distribuição de emissões por setor não se altere significativamente ao longo do horizonte.

Atualmente, os principais responsáveis pelas emissões de GEE na produção e consumo de energia são os setores de transportes e industrial, que respondiam em 2019 por 46% e 18% do total de

emissões, respectivamente. Ao longo do horizonte, esses setores continuarão, em conjunto, responsáveis pela maior parte das emissões do setor de energia, somando 65% em 2030. Vale destacar que, em ambos os setores, ações para redução das emissões de GEE são consideradas nas projeções de oferta e demanda. Estas ações estão relacionadas à substituição de combustíveis com maiores fatores de emissão por combustíveis que emitam menos GEE, como o gás natural ou outros combustíveis renováveis, e medidas para se aumentar a eficiência energética dos meios de transporte e processos industriais.

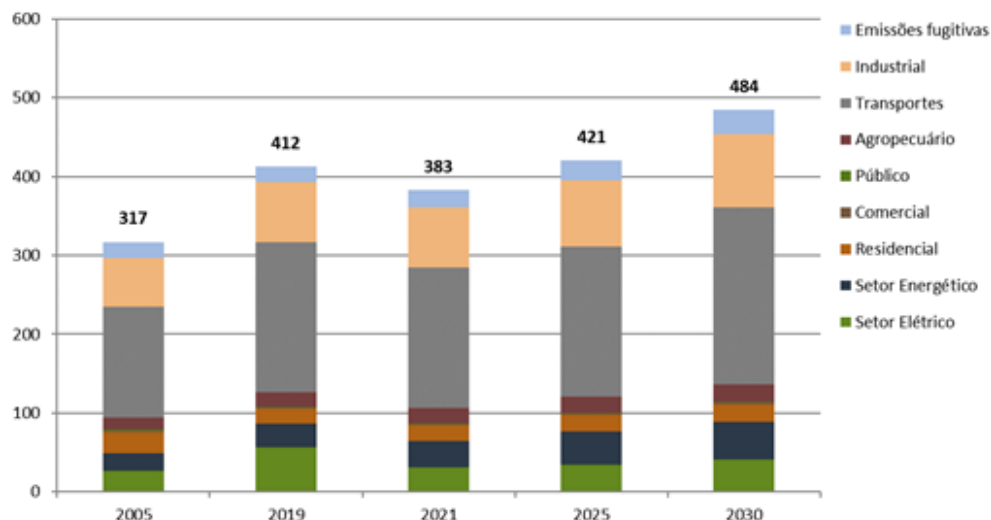
Tabela 10-2 - Evolução das emissões de GEE na produção, transformação e no uso de energia

Setores	2005	2019	2021	2025	2030
	MtCO ₂ e				
Setor Elétrico	27	56	31	35	41
Sistema Interligado Nacional - SIN	21	39	17	19	22
Autoprodução	6	17	14	16	19
Setor Energético	23	30	34	41	47
Residencial	26	19	20	21	22
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

Notas:

- (1) A desagregação dos setores foi feita de acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN).
- (2) As emissões fugitivas incluem o transporte e processamento de gás natural e perdas nas atividades de E&P, além da mineração de carvão.
- (3) As emissões de 2005 foram atualizadas de acordo com a 5ª Edição das Estimativas Anuais de Emissões de GEE no Brasil (MCTIC, 2020a). A equivalência de CO₂ é dada pela métrica do Potencial do Aquecimento Global (GWP) para 100 anos conforme Quinto Relatório de Avaliação do IPCC - AR5 (CH₄=28 e N₂O=265) (IPCC, 2014).
- (4) As emissões de 2019 foram obtidas no BEN 2020 (EPE, 2020).

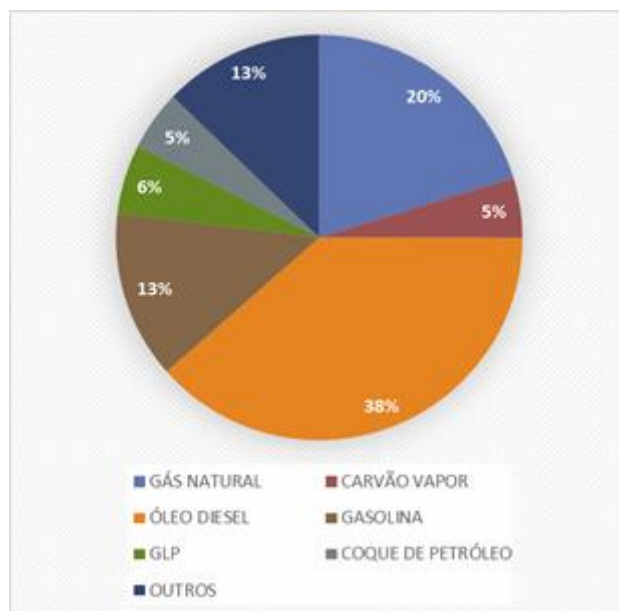
Gráfico 10-1 - Evolução da participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia (MtCO₂ eq.)



Como se pode observar a partir do Gráfico 10-2, os combustíveis mais representativos em termos de emissões de GEE no final do horizonte são o óleo diesel (38%), o gás natural (20%) e a gasolina (13%).

A partir disso, pode-se concluir que as maiores oportunidades de redução de emissões no consumo de energia continuarão na substituição do diesel de origem fóssil e da gasolina no setor de transportes.

Gráfico 10-2-. Emissões de GEE por combustível em 2030 (MtCO₂eq)



Os combustíveis renováveis podem substituir total ou parcialmente os fósseis. No horizonte decenal, é indicado um aumento de 28% da produção de etanol atingindo cerca de 46 bilhões de litros em 2030 e o gradual aumento da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel⁸⁷, com uma expansão de cerca 98%, chegando a 11,5 bilhões de litros em 2030. Este cenário está alinhado com as perspectivas de expansão do setor com a adoção da Política Nacional de Biocombustíveis, o Renovabio.

Além disso, as projeções de demanda de energia para o setor consideram cenário com ganhos em eficiência energética, alcançados por meio da evolução tecnológica (veículos novos, com melhor rendimento energético, por exemplo). A conservação de energia resultante desses ganhos em eficiência é de 5,2% no último ano do horizonte.

Em relação às indústrias, que inclui o setor energético, foi realizada a mesma abordagem quanto aos ganhos de eficiência energética. No caso, são consideradas as tendências tecnológicas que possam aumentar a eficiência de equipamentos e processos e as políticas vigentes. A conservação de energia resultante desses ganhos em eficiência é de quase 5% para o último ano do horizonte.

No SIN, as emissões de GEE podem variar substancialmente dependendo das condições hidrológicas. Situações de hidrologia desfavoráveis levam à necessidade de acionamento das termelétricas a combustível fóssil. No horizonte decenal, estima-se que em condições hidrológicas médias as emissões voltem a patamares em torno de 20 MtCO₂.

Os resultados da oferta de energia elétrica mostram que a geração a partir de fontes renováveis

passará de 83% em 2019 (MME, 2020) para 92% em 2030, sobretudo em função do aumento de geração a partir das energias eólica, solar e biomassa. Ao se considerar a fonte nuclear, tem-se que a geração a partir de fontes não emissoras de GEE somam 95% do total da geração de energia elétrica em 2030.

Dessa forma, diferentemente do que ocorre na maioria dos países, no Brasil o setor elétrico contribui pouco para o total de emissões de gases de efeito estufa e a estratégia prevista neste PDE 2030 procura manter e ampliar essa condição. Portanto, esforços adicionais para mitigação de gases de efeito estufa devem se concentrar em setores que apresentem oportunidades com melhor relação custo-benefício.

Nesse sentido, é fundamental que o país procure ampliar o conhecimento sobre os custos de abatimento de emissões nos diversos setores da economia (curvas de abatimento) a fim encontrar e priorizar as medidas mais custo-efetivas.

Tomando como base as estimativas anuais de emissões (MCTIC, 2020a), o crescimento das emissões devido à produção e consumo de energia será de 53% entre 2005 e 2030. Entretanto, esse incremento é inferior ao esperado para a oferta interna bruta no mesmo período (69%), conforme Tabela 10-3. Isso significa que, no cenário deste PDE, o indicador de intensidade de emissões de GEE no uso da energia em 2030 (kgCO₂e/tep) será menor que aquele verificado em 2005. O indicador de intensidade de emissões da economia (kgCO₂e/PIB) também deverá ser decrescente ao longo do horizonte decenal, chegando em 2030 a 92,9 kgCO₂e/R\$ mil [2010].

⁸⁷ A Resolução CNPE n° 16/2018 estabeleceu o incremento gradual da mistura de biodiesel ao diesel mineral, com o B15 previsto para 2023. Em março de 2020, o B12 entrou em vigor.

Tabela 10-3 - Intensidade de carbono na economia brasileira devido à produção e ao uso da energia

Item	Unidade	2005	2021	2025	2030
Emissões de GEE na produção e uso de energia	10 ⁶ tCO ₂ e	317	383	421	484
PIB	R\$ bilhões [2010]	3.122	4.013	4.495	5.211
Oferta Interna Bruta	10 ⁶ tep	218	288	323	369
Intensidade de carbono no uso da energia	kgCO₂e/tep	1.452	1.327	1.302	1.313
Intensidade de carbono na economia	kgCO₂e/R\$ [2010]	101,3	95,3	93,6	92,9

Fonte: EPE, considerando dados do MCTIC (2020) e IBGE (dados realizados de emissões e PIB).

ALINHAMENTO COM AS POLÍTICAS EM VIGOR

O próprio PDE é um importante instrumento da Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), sendo o Plano Setorial de Mitigação e Adaptação às Mudanças Climáticas⁸⁸. A partir das projeções de emissões futuras, serve como subsídio para a construção de políticas e trajetórias a serem seguidas e contribui para a implementação da Agenda 2030.

O Brasil, signatário do Acordo de Paris, se comprometeu em sua NDC⁸⁹ à redução de 37% de suas emissões em 2025 (para todo o conjunto da economia), tendo como base as emissões de 2005. Especificamente no setor de energia, o texto da NDC brasileira apresenta contribuições indicativas para

2030 que incluem o aumento da participação das fontes renováveis na matriz energética e ganhos de eficiência. De acordo com a UNFCCC⁹⁰, em 2020, os países deveriam revisar e apresentar uma nova NDC mais ambiciosa para 2030, porém, até a publicação deste Plano, não houve manifestação do Brasil neste sentido.

É importante observar que não há distribuição – e compromisso – formal de metas entre os diferentes setores, de forma que o país é livre para alocar seus esforços nas medidas mais custo-efetivas, podendo, portanto, atingir as metas por diferentes caminhos alternativos.

⁸⁸ Estabelecido pelo Decreto nº 9.578 de 22 de novembro de 2018.

⁸⁹ Do inglês National Determinated Contribution. Corresponde à contribuição de redução de emissões assumida pelo Brasil no Acordo de Paris (Brasil, 2016)

⁹⁰ UNFCCC – Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima

Tabela 10-2- Comparação de indicadores da NDC e do PDE 2030

Indicadores	NDC	PDE 2030
	Ano de referência 2025	
Energia elétrica (participação de eólica, solar e biomassa, incluindo GD e autoprodução)	22%	24%
Energia elétrica (participação da hidroeletricidade na geração centralizada)	71%	74%
Matriz energética (participação de fontes renováveis, com exceção da hídrica)	32%	36%
Matriz energética (participação de bioenergia)	18%	20%
Matriz energética (participação das fontes renováveis)	45%	50%
Eficiência energética (elétrica)	8%	6%

Para o ano de 2020, o Decreto nº 9.578/2018 traz um compromisso nacional de limite de emissões por setor. Considerando o histórico recente de emissões do setor energético, o cenário de retração econômica de 2020 em função da pandemia e a evolução das emissões projetadas, tudo indica que as emissões do setor energético ficarão bem abaixo da projeção de 868 milhões de tCO₂eq estabelecido no Decreto.

Assim, pode-se afirmar que o objetivo do PDE 2030 está alinhado com a PNMC e com os compromissos internacionais assumidos pelo Brasil no âmbito da UNFCCC (

Tabela 10-2). As medidas incorporadas no Plano como: a expansão de fontes renováveis para a geração de energia elétrica, o crescimento do uso de biocombustíveis, o aumento das medidas de eficiência energética, entre outras, permitirão ao Brasil manter os indicadores de desempenho de sua matriz energética entre os países que menos emitem gases de efeito estufa na produção e consumo de energia.

Diante deste cenário e considerando o potencial brasileiro para produção de energia elétrica e combustíveis a partir de fontes renováveis, a principal estratégia do setor para mitigação das emissões de GEEs continua sendo justamente manter elevada a participação dessas fontes na matriz, a fim de garantir que as emissões decorrentes da produção e uso de energia continuem baixas. A tendência apresentada neste Plano reflete as diversas medidas governamentais para manter essa característica da matriz energética brasileira.



BOX 10.4 - COMO O PDE CONTRIBUI PARA O ALCANCE DO ODS 13?

Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) são um conjunto de 17 metas globais estabelecidas pelas Nações Unidas. O ODS 13 se refere às medidas para combater as mudanças climáticas e seus impactos. Dentre as metas associadas a este ODS, destaca-se a meta 13.2 que trata da integração de medidas da mudança no clima nas políticas, estratégias e planejamentos nacionais. Neste contexto, vale mencionar que o PDE integra a Política Nacional sobre Mudança do Clima, sendo consolidado como o plano de mitigação e adaptação do setor energético que, junto com outros planos setoriais, serviu como base para a definição das diretrizes propostas na NDC brasileira no âmbito do Acordo de Paris. A partir da premissa essencial de atender aos compromissos assumidos pelo país e considerando as políticas vigentes, o PDE 2030 traz um panorama das emissões associadas à expansão da produção e do uso de energia dos setores produtivos para os próximos dez anos e o conjunto de medidas de mitigação de emissões previsto. As informações apresentadas são fundamentais para subsidiar as estratégias nacionais relacionadas às mudanças climáticas.

DESAFIOS, INICIATIVAS E OPORTUNIDADES

Os compromissos internacionais e as políticas nacionais que visam a redução de emissões refletem a importância da gestão das emissões de GEE na produção e geração de energia. Não por acaso, esta temática foi reconhecida como um desafio socioambiental estratégico da expansão, conforme já mencionado.

Além das medidas de redução já tradicionalmente adotadas e citadas anteriormente, como o programa Renovabio, o setor energético brasileiro tem como desafio buscar soluções e tecnologias inovadoras, tendo em vista as particularidades do país e a custo-efetividade dos caminhos possíveis. Neste escopo, merecem registro outros desafios específicos, iniciativas e possíveis oportunidades associadas.

Uma das maiores dificuldades do controle das emissões no setor energético é a falta de sinalização do custo das emissões de GEE para sociedade. A valoração das emissões permitiria a internalização das externalidades produzidas pelo setor de energia. Para tal, diversos instrumentos vêm sendo analisados, e, dentre eles, a precificação de carbono tem sido indicada como a abordagem mais custo-efetiva para os países cumprirem sua NDC.

Nesse sentido, ressalta-se o Projeto PMR Brasil, que buscou avaliar as alternativas de precificação de carbono para contribuir com a implementação da PNMC após 2020 (Brasil, 2020). Além disso, para o setor elétrico, estão em discussão mecanismos para a consideração dos benefícios

ambientais relacionado à baixa emissão de GEE, conforme estabelecido na MP 998 de 2020.

Em 2018, o Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTI) e o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) estabeleceram um acordo para realização do projeto “Avaliação das Necessidades Tecnológicas para Implementação de Planos de Ação Climática no Brasil (TNA_BRAZIL)”, financiado pelo Green Climate Fund (GCF). Como resultado, serão construídos Planos de Ação Tecnológica (TAP) para setores considerados prioritários, incluindo o energético, para impulsionar o desenvolvimento e implementação de tecnologias inovadoras de baixo carbono no país até 2021 (MCTIC, 2020b).

Cabe destacar ainda que as tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS, do inglês carbon, capture and storage) ou que incluam o seu uso (CCUS) também podem ter um papel relevante para alcançar os objetivos de baixo carbono. Atualmente a maioria dos projetos se concentram no aumento da recuperação de petróleo nos reservatórios⁹¹, e, no Brasil, somente em 2019, a Petrobras reinjetou 4,6 milhões de toneladas de CO₂ (Petrobras, 2020). Outras tecnologias podem ser viabilizadas à medida que haja redução dos custos com a curva de aprendizagem, sejam implementadas políticas de incentivos, entre outros estímulos.

Outro caminho discutido é usar serviços da natureza para solucionar problemas ambientais. Basicamente, constituem mecanismos de financiamento de Soluções Baseadas na Natureza (SBN) e Soluções Climáticas Naturais (SCN). Como exemplo, pode ser citado o reflorestamento que promove a remoção e fixação de carbono atmosférico. Ações de SBN/SCN para geração de créditos de redução de emissão como um offset podem ser particularmente importantes para compensar emissões difíceis de reduzir ou inevitáveis.

O Brasil apresenta um enorme potencial e uma série de vantagens competitivas neste segmento. Além disso, tais soluções são versáteis por contribuírem simultaneamente com a mitigação de

GEE e com a adaptação às mudanças climáticas. Contudo, ainda há obstáculos para viabilizar mecanismos desse tipo (CBEDS, 2020).

No âmbito da mitigação das emissões internacionais do transporte, também há avanços na definição de medidas de redução de GEE. A Organização Marítima Internacional (IMO), na esfera de sua estratégia com metas de redução, vem discutindo principalmente medidas voltadas para a eficiência energética de navios novos e existentes. (IMO, 2020). Sobre a aviação, o CORSIA (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation), programa baseado no mercado de créditos de carbono, complementa outras medidas a fim de cumprir a meta de neutralizar emissões do setor aéreo com base nos níveis de 2020 (ICAO, 2020).

Ainda cabe ressaltar iniciativas de empresas para a redução ou compensação das suas emissões de GEE, tais como o estabelecimento de metas de redução de emissões, compra de créditos de carbono no mercado voluntário e investimento em conservação de florestas. A adoção de medidas e práticas sustentáveis relacionadas às mudanças climáticas vem sendo incorporada a partir da consideração de critérios ambientais, sociais e de governança (ASG) nos investimentos, associações com iniciativas que almejam objetivos de baixo carbono, entre outros.

No setor de óleo e gás, por exemplo, a Petrobras tem como meta crescimento zero das emissões operacionais absolutas até 2025 (Petrobras, 2020). Já a Shell, tem a ambição de reduzir a intensidade de carbono dos seus produtos em torno de 50% até 2050 (Shell, 2019).

No que tange à adaptação às mudanças climáticas, pressupõem-se que uma matriz energética altamente renovável possui fontes mais sensíveis aos efeitos climáticos. Embora ainda haja incertezas e limitações dos modelos, já se verifica certa convergência nas projeções quanto às alterações no regime de chuvas para as regiões brasileiras o que impactaria diretamente a geração hidrelétrica. Com essa perspectiva, foram realizadas simulações

⁹¹ Recuperação avançada de petróleo (EOR, do inglês Enhanced oil recovery).

considerando uma redução na geração hidrelétrica nos estudos de longo prazo. Nesse contexto, o setor tem como desafio se preparar e garantir a segurança do sistema.

Nessa linha, o Plano Nacional de Adaptação à Mudança do Clima - PNA representa uma importante ferramenta nacional que busca promover a redução da vulnerabilidade às alterações climáticas e gerir seus riscos. Outra iniciativa é o Projeto CSI, desenvolvido pelo MMA, em parceria com a GIZ e INPE, que tem por objetivo aumentar a utilização de informações climáticas nacionais no planejamento e

na avaliação dos riscos climáticos dos investimentos em infraestrutura no país. As atividades são integradas ao PNA e à NDC a fim de impulsionar o desenvolvimento e a implementação dos mesmos (MMA, 2019 e GIZ, 2020).

Diante do que foi comentado, nota-se que há desafios importantes a serem tratados. Ao mesmo tempo, o setor energético tem se empenhado para compreender o cenário e desenvolver soluções de mitigação e adaptação. Eventualmente, algumas dessas soluções podem se tornar oportunidades interessantes.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > Com base na expansão prevista no PDE 2030, foram indicados 8 temas socioambientais que buscam sintetizar as interferências mais significativas do conjunto planejado: Fauna, Organização territorial, Paisagem, Povos e terras indígenas, Comunidades quilombolas, Qualidade do ar, Resíduos e Vegetação nativa.
- > Diante dos temas socioambientais indicados e dos desafios apresentados para cada fonte energética, foram identificados três desafios socioambientais estratégicos para a expansão do PDE 2030: compatibilização da geração e transmissão de energia com a conservação da biodiversidade, compatibilização da geração de energia com o uso da água e gestão das emissões de GEE associadas à produção e ao uso de energia.
- > Em relação ao desafio “compatibilização da geração e transmissão de energia com a conservação da biodiversidade”, é importante a continuidade de iniciativas, articulações e esforços entre o setor de energia e de meio ambiente na busca por soluções conjuntas.
- > Já para o desafio “compatibilização da geração de energia com o uso da água”, a gestão dos usos múltiplos da água, sobretudo em regiões onde há conflitos pelo uso deste recurso, e o desenvolvimento de tecnologias que reduzam o seu consumo são questões importantes para o desenvolvimento da expansão energética planejada.
- > Por fim, no que se refere à “gestão das emissões de GEE associadas à produção e ao uso de energia”, é fundamental que o setor continue a buscar soluções e tecnologias inovadoras para se ter uma infraestrutura energética com baixas emissões de carbono, alinhada com a política climática do país e os compromissos e acordos internacionais.
- > Adicionalmente foram identificadas como oportunidades socioambientais estratégicas: o “aproveitamento energético dos resíduos”, por ser uma chance de substituir combustíveis não renováveis, contribuir com a redução de emissões e aumentar a eficiência de processos produtivos, e a “participação social”, por ser uma oportunidade de discutir e levantar com o público questões relevantes para o desenvolvimento da infraestrutura energética.
- > As emissões de GEE por unidade de energia consumida no Brasil são pequenas comparativamente a outros países. Porém, o consumo de energia per capita deverá aumentar consideravelmente até 2030 e, assim, as emissões do setor serão crescentes.
- > Considerando o potencial brasileiro para produção de energia elétrica e combustíveis a partir de fontes renováveis, a principal estratégia do setor para mitigação das emissões de GEEs é justamente manter elevada a participação dessas fontes na matriz.
- > Os principais responsáveis pelas emissões de GEE na produção e consumo de energia são os setores de transportes e industrial que, ao longo do horizonte, continuarão responsáveis pela maior parte das emissões do setor de energia, somando 65% em 2030.
- > No setor elétrico, a geração a partir de fontes não emissoras de GEE somará 95% do total da geração de energia elétrica em 2030. Portanto, esforços adicionais para mitigação de gases de efeito estufa devem se concentrar em setores que apresentem oportunidades com melhor relação custo-benefício. É fundamental que o país procure ampliar o conhecimento sobre os custos de abatimento de emissões nos diversos setores da economia (curvas de abatimento) a fim encontrar e priorizar as medidas mais custo-efetivas.
- > Em sua NDC, o Brasil propôs redução de 37% de suas emissões em 2025, tendo como base as emissões de 2005. Não há distribuição formal de metas entre os diferentes setores, de forma que o país pode atingir as metas por diferentes caminhos alternativos.

> O cenário de expansão da oferta e do consumo de energia no horizonte decenal está de acordo com a trajetória apresentada na NDC brasileira. Assim, pode-se afirmar que o cenário do PDE está alinhado com a PNMC e com os compromissos internacionais assumidos pelo Brasil no Acordo de Paris.

> Por fim, o setor tem como desafio buscar soluções e tecnologias inovadoras. Neste contexto, foram apresentados desafios, iniciativas e possíveis oportunidades relacionadas à abordagem de emissões e mudanças climáticas. Nesse escopo, destacam-se os temas: precificação de carbono e outros mecanismos financeiros, tecnologias de captura e armazenamento de carbono, soluções baseadas na natureza e medidas de adaptação às mudanças do clima.

11 Consolidação dos Resultados

Este capítulo trata da consolidação das informações apresentadas ao longo do relatório, seguindo a metodologia do Balanço Energético Nacional. Os valores descritos nesse capítulo são referentes a projeções esperadas e, portanto, podem diferir de eventuais valores potenciais informados ao longo do documento.

Ao fim do período decenal, estima-se que a oferta interna de energia atinja, aproximadamente

369 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), o que representa um crescimento médio anual de 3,0%. A oferta interna de eletricidade evolui a uma taxa média de 3,6% a.a., chegando a 2030 com uma oferta estimada em 909 TWh.

O consumo final energético é determinante para a evolução da oferta interna e apresenta-se, ao final de 2030, em cerca de 309 milhões de tep e com taxa média de crescimento de 2,8% a.a. (Tabela 11-1)

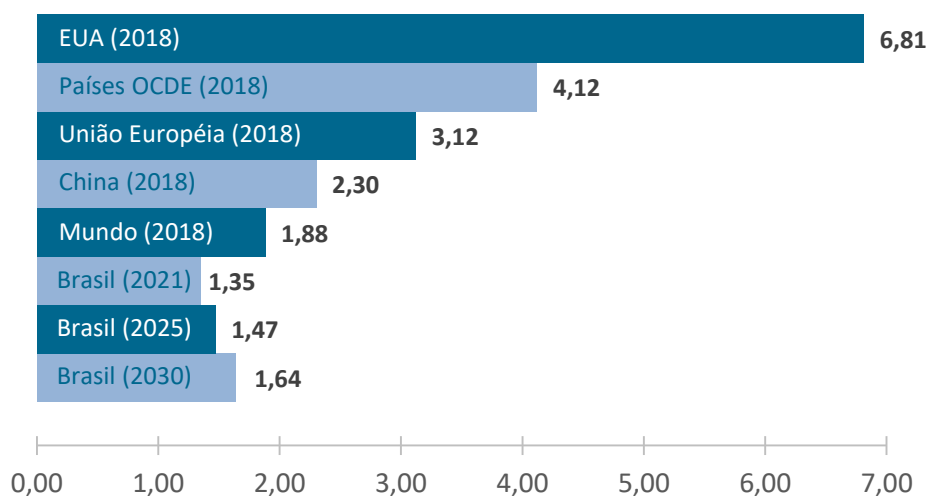
Tabela 11-1 - Indicadores: economia e energia

Discriminação		2021	2025	2030	Variação média anual		
					2021 a 2025	2026 a 2030	2021 a 2030
População Residente	(10 ⁶ hab)	214,1	219,7	225,4	0,7%	0,5%	0,6%
PIB	(10 ⁹ R\$)	4.013	4.495	5.211	2,8%	3,0%	2,9%
	per capita (10 ³ R\$/hab)	18,7	20,5	23,1	2,1%	2,5%	2,3%
Oferta interna de energia	(10 ⁶ tep)	288,4	323,0	368,9	3,2%	2,7%	3,0%
	por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,072	0,072	0,071	0,5%	-0,3%	0,1%
	per capita (tep/hab)	1,35	1,47	1,64	2,5%	2,2%	2,4%
Oferta interna de eletricidade	(TWh)	663,5	772,8	909,2	3,9%	3,3%	3,6%
	por PIB (kWh/10 ³ R\$)	165,3	171,9	174,5	1,1%	0,3%	0,7%
	per capita (kWh/hab)	3.099	3.518	4.034	3,2%	2,8%	3,0%
Consumo final de energia	(10 ⁶ tep)	243,0	271,7	309,5	3,0%	2,6%	2,8%
	por PIB (kWh/10 ³ R\$)	0,061	0,060	0,059	0,3%	-0,3%	0,0%
	per capita (kWh/hab)	1,14	1,24	1,37	2,4%	2,1%	2,2%

Na comparação da oferta interna de energia per capita no Brasil com a média mundial e seus principais países, demonstra-se um grande desafio de elevar a disponibilidade de energia por habitante no País. Estima-se um aumento de 1,35

tep/hab, em 2021, para 1,64 tep/hab, em 2030, ainda inferior à média mundial de 1,88 tep/hab, em 2018 (Gráfico 11-1).

Gráfico 11-1 – Oferta interna de energia per capita



Em relação à oferta interna de energia (Tabela 11-2), as energias renováveis exibem um crescimento médio anual de 2,8%, destacando-se o crescimento médio de 6,9% a.a. na oferta das outras renováveis (energia eólica, solar, biodiesel e lixo). Dessa forma, estima-se o aumento do percentual de energias renováveis na matriz

energética brasileira, atingindo o patamar de 48% em 2030 (Gráfico 11-2). Também se destaca o crescimento na oferta de gás natural (14% em 2030) e a redução da participação do petróleo e seus derivados na oferta interna total de energia, de 34% em 2021 para 31% em 2030 (Gráfico 11-3).

Tabela 11-2 - Evolução da oferta interna de energia no horizonte decenal

	2021		2025		2030		2021-2030
	mil tep	%	mil tep	%	mil tep	%	Variação Média (% 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 (U ₃ O ₈) 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 da 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

Gráfico 11-2 - Matriz energética brasileira: energia renovável e não-renovável

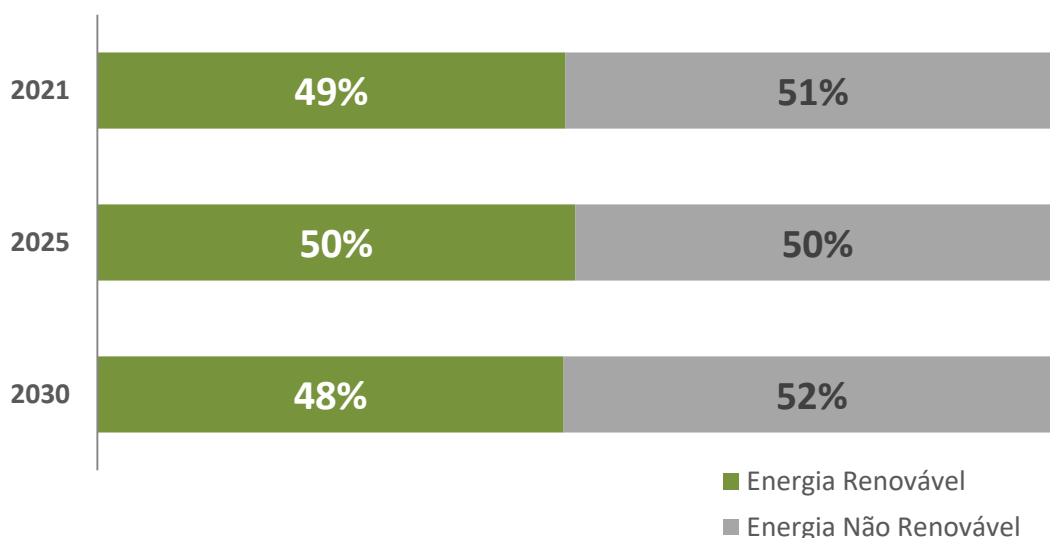


Gráfico 11-3 - Evolução da composição da oferta interna de energia por fonte



Para a oferta de eletricidade, o Brasil mantém a predominância da geração baseada em fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar), com o nível de renovabilidade de

aproximadamente 90% ao longo do horizonte decenal. As estimativas para a geração de eletricidade, incluindo a autoprodução e a geração distribuída, são apresentadas na Tabela 11-3.

Tabela 11-3 - Geração total de eletricidade

Geração Centralizada	2021		2025		2030	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Hidráulica ⁽¹⁾	442	67	502	65	530	58
Gás Natural	18	3	20	3	32	4
Carvão	7	1	8	1	4	0
Nuclear	14	2	15	2	26	3
Biomassa	36	5	37	5	39	4
Eólica	65	10	79	10	128	14
Solar (centralizada)	8	1	11	1	21	2
Outros ⁽²⁾	8	1	10	1	13	1
Subtotal (atend. Carga)	598	90	682	88	792	87
Autoprodução & Geração Distribuída	2021		2025		2030	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Biomassa (biogás, bagaço de cana, lixo e lenha)	30	5	36	5	43	5
Solar	7	1	22	3	32	3
Eólica	0,1	0	0,1	0	0,1	0
Hidráulica	4	1	6	1	9	1
Não renováveis	24	4	27	4	33	4
Subtotal (autoprod. & GD)	66	10	91	12	117	13
Total	663	100	773	100	909	100

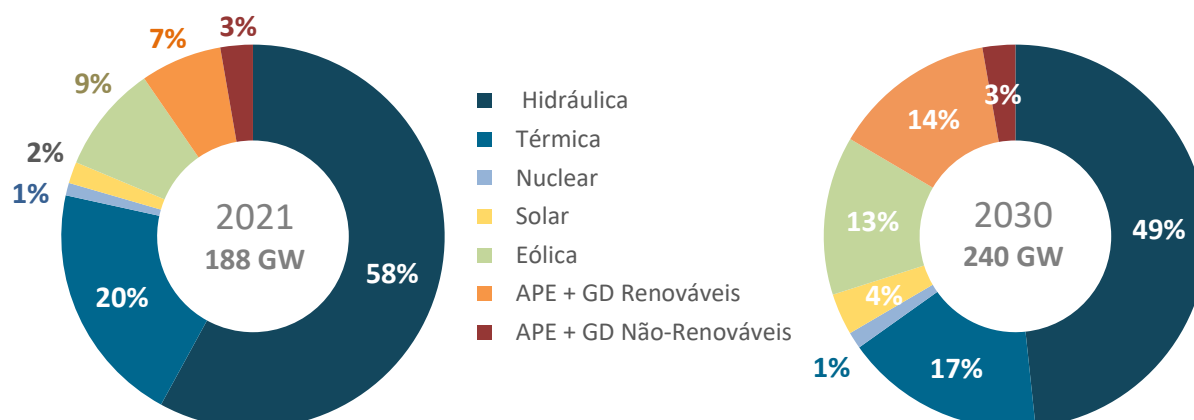
Nota: (1) Inclui parcela importada de Itaipu.
(2) Inclui óleo diesel dos Sistema Isolados. Inclui RSU.

Em termos de capacidade instalada (Gráfico 11-4), observa-se a maior diversificação da matriz elétrica brasileira ao longo do período, com a redução na participação hidrelétrica sendo compensada pelo crescimento da capacidade instalada das fontes eólica e da solar. Também merece destaque o crescimento da participação das fontes renováveis em

autoprodução e geração distribuída, de 7% para 14%, aumentando a capacidade instalada total de fontes renováveis na matriz elétrica.

Portanto, estima-se que a capacidade instalada de geração elétrica brasileira atinja o nível de renovabilidade de 85% em 2030 (Gráfico 11-5).

Gráfico 11-4 - Evolução da composição da capacidade instalada total por fonte



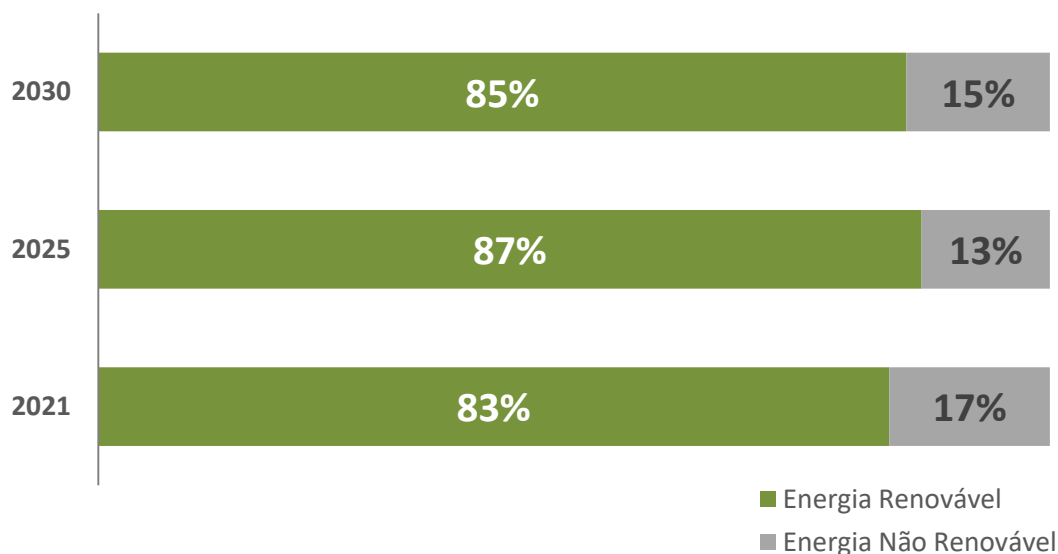
Nota: Não inclui Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai

Tabela 11-4 – Evolução da capacidade instalada total no Brasil

FONTE	2021	2025	2030	2021	2025	2030
	MW			%		
CENTRALIZADA	168	168	196	90	85	83
RENOVÁVEIS	143	149	170	76	76	72
NÃO-RENOVÁVEIS	25	19	26	13	10	11
AUTOPRODUÇÃO	12	13	15	6	7	6
RENOVÁVEIS	6	7	9	3	4	4
NÃO-RENOVÁVEIS	5	6	7	3	3	3
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	6	16	25	3	8	10
RENOVÁVEIS	6	16	24	3	8	10
NÃO-RENOVÁVEIS	0,1	0,3	0,6	0	0	0
TOTAL DISPONÍVEL	168	197	236	100	100	100
RENOVÁVEIS	156	172	203	84	87	86
NÃO-RENOVÁVEIS	30	25	33	16	13	14

Nota: Não inclui Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai

Gráfico 11-5 -Capacidade instalada de geração elétrica: renovável *versus* não-renovável



Nota: Não inclui Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai

A alta participação de renováveis na matriz energética brasileira contribui para o cumprimento das metas assumidas no Acordo de Paris, por meio de sua Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), adotando-se a abordagem de caminhos flexíveis, não configurando metas setoriais. O Brasil comprometeu-se a reduzir, em 2025, as emissões de GEE em 37% em relação aos níveis de 2005 e como contribuição indicativa subsequente, em 2030, reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 43% abaixo dos níveis de 2005. Importante frisar que a NDC do Brasil compreende o conjunto da economia e se baseia em caminhos flexíveis para atingir esses objetivos, ou seja, o alcance dos objetivos pode ocorrer de diversas

formas, com diferentes contribuições dos setores da economia.

A manutenção da elevada participação de fontes renováveis em sua matriz e o aumento dos ganhos de eficiência no setor elétrico são desafios para o Brasil. Contudo é interessante observar que existe racionalidade econômica na expansão da oferta e demanda com base em fontes renováveis.

Como se pode ver na Tabela 11-5, espera-se que a participação de fontes renováveis (exclusive hídrica) atinja 36%, a participação de bioenergia (produtos da cana e biodiesel), 20% e a participação total de energia renovável chegue a 50%, em 2025.

Tabela 11-5 - Monitoramento da NDC no PDE 2030

INDICADORES		Estudo para a NDC	PDE
		Ano de Referência 2025	
Eficiência energética	Eletricidade	8%	6%
Energia elétrica	Participação de eólica, solar e biomassa, incluindo GD e autoprodução	22%	24%
	Participação da hidroeletricidade na geração centralizada	71%	74%
Matriz energética	Participação de fontes renováveis, com exceção da hídrica	32%	36%
	Participação de bioenergia	18%	20%
	Participação total de fontes renováveis	45%	50%

BOX 11-1. ODS E A ENERGIA LIMPA E ACESSÍVEL

Em 2015, foram implementados os 17 Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) que fazem parte do Protocolo Internacional da Assembleia Geral das Organizações das Nações Unidas (ONU), adotado por 193 países. Os ODS compõem a Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável e cobrem todas as atividades da sociedade, desde a erradicação da pobreza, água potável e saneamento, consumo e produção responsáveis, ações contra a mudança global do clima até a promoção da paz e de instituições eficazes.

“Para acompanhar a implementação dos ODS e suas 169 metas no nível global, a Comissão de Estatística das Nações Unidas (UNSD, na sigla em inglês para United Nations Statistic Division) estabeleceu em 2015 o Grupo Interagencial de Peritos sobre os Indicadores dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (IAEG-SDGs). O IAEG-SDGs é composto por 27 representantes de Escritórios Nacionais de Estatísticas de países de todos os continentes. Dentre eles está o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) que representa, além do Brasil, os países do Mercosul e o Chile.”

As metas e os indicadores globais constituem importantes ferramentas de planejamento e políticas públicas, sendo fundamentais para assegurar a coordenação, a comparabilidade e o monitoramento dos progressos dos países, regiões e localidades no sentido de um mundo mais justo e sustentável para todos.

O ODS 7 trata especificamente de energia acessível e limpa, com o intuito de garantir acesso à energia barata, confiável, sustentável e renovável para todos, sendo composto por 5 metas e 6 indicadores. As metas são divididas entre finalísticas e de implementação. As finalísticas são aquelas que buscam especificar ou dimensionar os resultados esperados. O ODS 7 inclui 3 metas finalísticas (7.1, 7.2 e 7.3) que consideram questões como: acesso universal, confiável, moderno e a preços acessíveis a serviços de energia, participação de energias renováveis na matriz energética e eficiência energética. As metas de implementação se referem aos recursos humanos, financeiros, tecnológicos e de governança, necessários ao alcance dos resultados esperados. No caso do ODS 7, há duas metas de implementação (7.a e 7.b). A meta 7.b visa expandir a infraestrutura e modernizar a tecnologia para o fornecimento de serviços de energia modernos e sustentáveis para todos nos países em desenvolvimento, de acordo com seus respectivos programas de apoio.

Conceitos importantes ligados ao ODS 7:

- “acesso confiável” considera a ótica do consumidor e seu grau de confiança no fornecimento de energia. Inclui a estabilidade do fornecimento de energia, que no Brasil é uma obrigação legal.
- “energias modernas” são as novas energias limpas e renováveis, que provocam menor impacto no meio ambiente e menor emissão de gases de efeito estufa. Contrapõe as energias modernas atuais e as energias em desenvolvimento às antigas, que estão sendo substituídas: lenha, carvão, petróleo etc.

Fonte: IPEA, 2018.

Importa destacar ainda que as metas globais estabelecidas pela Organização das Nações Unidas foram adequadas à realidade brasileira, considerando a aderência aos problemas e prioridades nacionais, bem como a relevância e magnitude das metas originais (globais), sem reduzi-las. Sob a coordenação do IPEA, foi elaborada proposta de adequação das metas globais dos ODS, a partir da criação de grupos de trabalho envolvendo diversas instituições e agentes para cuidar de cada um dos dezessete ODS (IPEA, 2018).

Tabela 1 – ODS 7 – Relação de metas nacionais e seus respectivos indicadores

Metas e indicadores – ODS 7	
Meta 7.1	Até 2030, assegurar o acesso universal, confiável, moderno e a preços acessíveis a serviços de energia
Indicador 7.11	Porcentagem da população com acesso à eletricidade (%)
Indicador 7.12	Porcentagem da população com acesso primário a combustíveis e tecnologias limpas
Meta 7.2	Até 2030, manter elevada a participação de energias renováveis na matriz energética nacional

(cont.)

BOX 11-1. (CONT.)

Indicador 7.2.1	Participação das energias renováveis na Oferta Interna de Energia (OIE)
Meta 7.3	Até 2030, aumentar a taxa de melhoria da eficiência energética da economia brasileira
Indicador 7.3.1	Intensidade Energética medida em termos de energia primária e do PIB
Meta 7.a	Até 2030, reforçar a cooperação internacional para facilitar o acesso a pesquisa e tecnologias de energia limpa, incluindo energias renováveis, eficiência energética e tecnologias de combustíveis fósseis avançadas e mais limpas, e promover o investimento em infraestrutura de energia e em tecnologias de energia limpa
Indicador 7.a.1	Fluxos financeiros internacionais para países em desenvolvimento para apoio à pesquisa e desenvolvimento de energias limpas e à produção de energia renovável, incluindo sistemas híbridos
Meta 7.b	Até 2030, expandir a infraestrutura e aprimorar a tecnologia para o fornecimento de serviços de energia modernos e sustentáveis para todos
Indicador 7.b.1	Capacidade instalada de geração de energia renovável nos países em desenvolvimento (watts per capita)

A EPE, juntamente com o MME e IBGE, são as instituições produtoras dos indicadores descritos na Tabela 1 e realiza o monitoramento do comportamento dos mesmos através do Balanço Energético Nacional (BEN) e dos ciclos do Plano Decenal de Expansão (PDE). Nesse ciclo, em especial, pode-se observar as projeções para o ano de 2030, o qual é o objetivo da Agenda para o Desenvolvimento Sustentável, onde o percentual da população com acesso à eletricidade se mantém em 99,8%; o percentual da população com acesso primário a combustíveis e tecnologias limpas aumenta para 97,8%; a participação da energia renovável na OIE atinge 48,5%; a intensidade energética chega a 0,088 tep/mil US\$ PPP; e a capacidade instalada de renováveis per capita, 0,90 Watts (Tabela 2). Assim, os indicadores projetados para 2030 apontam para o atingimento das metas nacionais estabelecidas.

Tabela 2 – Indicadores produzidos e projetados – ODS 7

Indicador	Descrição	2011	2015	2019	2025	2030
7.1.1	Percentagem da população com acesso à eletricidade (%)	99,3	99,7	99,8	99,8	99,8
7.1.2	Percentagem da população com acesso primário a combustíveis e tecnologias limpas (%)	95,5	96,1	ND	97,0	97,8
7.2.1	Participação percentual das energias renováveis na Oferta Interna de Energia (OIE) (%)	43,5	41,3	46,1	49,7	48,5
7.3.1	Intensidade energética medida em termos de energia primária e de PIB (tep/mil US\$ PPP 2017)	0,090	0,100	0,096	0,089	0,088
7.b.1	Capacidade instalada de renováveis per capita (W/hab)	0,47	0,55	0,68	0,78	0,90

Nota: As projeções dos indicadores são um exercício de responsabilidade da EPE, com metodologia distinta da metodologia global. Assim, não são indicadores oficiais do ODS.

Fonte: IBGE, 2020.EPE, 2020

Os indicadores relacionados às metas 7.a e 7.b são consideradas tipo “Tier 2”, ou seja, são conceitualmente claros, apresentando metodologia internacionalmente estabelecida e padrões disponíveis, no entanto, os dados para sua construção não são produzidos regularmente pelos países.

Nesse sentido, a meta 7.a contempla o reforço à cooperação internacional para facilitar o acesso à pesquisa e à promoção de investimentos em tecnologias de energia limpa. Embora ainda não haja dados para o indicador 7.a.1, importa ressaltar que algumas iniciativas vêm sendo desenvolvidas pelo Brasil para aumentar a disponibilização de dados em linha com os melhores padrões internacionais.

Um exemplo recente é o projeto *Energy Big Push* (EBP): impulsionando a inovação em energias limpas no Brasil. Desde o início de 2019, o EBP tem sido uma iniciativa colaborativa que busca fornecer evidências para promover investimentos em inovação rumo a uma transição energética sustentável no país. Coordenado pela EPE, CGEE e CEPAL, com o apoio do Ministério de Minas e Energia e do Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação, a iniciativa contou com a participação de instituições e especialistas que atuam nas áreas de energia e inovação. Neste processo contou-se com o apoio técnico da Agência Internacional de Energia para estratificar os investimentos públicos e publicamente orientados em pesquisa e desenvolvimento no setor de energia do Brasil em padrões de classificação iguais aos adotados pela referida agência. Esta estruturação além de permitir comparação com outros países, também favorece o estabelecimento de parcerias internacionais a partir da identificação de áreas estratégicas de cooperação em energia entre o Brasil e outros países. **(cont.)**

BOX 11-1. (CONT.)

De acordo com o relatório “Sustainable Development Report 2020” que descreve o progresso de cada país em atingir cada um dos objetivos do desenvolvimento sustentável, o ODS 7 é aquele para o qual o Brasil apresenta o melhor posicionamento, sendo o único classificado como “achieved”, alcançado, na tradução em português. Outros indicadores como o ODS 8, que se refere ao trabalho decente e crescimento econômico ainda permanecem com grandes desafios para serem alcançados (Sachs *et al.*, 2020).

Os resultados e iniciativas apresentados representam o esforço do Brasil em buscar o desenvolvimento de forma sustentável, através de ferramentas de planejamento, como o PDE 2030, bem como de políticas públicas. Porém, vale ressaltar que dadas as características de indivisibilidade e integração dos ODS, também é necessário avançar nos demais objetivos aproveitando-se das vantagens do potencial energético brasileiro para evoluir em direção a um futuro mais sustentável, justo e inclusivo.

IBGE (2020). Relatório dos Indicadores para os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável. Disponível em <<https://odsbrasil.gov.br/relatorio/sintese>>. Acesso em: 26/10/2020.

IPEA (2018). ODS – Metas Nacionais dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável Proposta de adequação. <<http://www.ipea.gov.br/portal/publicacoes>>. Acesso em: 24/11/2020.

Sachs et al. (2020): The Sustainable Development Goals and Covid-19. Sustainable Development Report 2020. Cambridge: Cambridge University Press. Disponível em <<https://dashboards.sdindex.org/>>. Acesso em: 26/10/2020.

Nos próximos 10 anos, o crescimento significativo de produção de energia primária acentua os excedentes de energia na matriz

energética nacional, atingindo 140 milhões de tep em 2030, o que equivalerá a cerca de 25% da produção total de energia no País (Tabela 11-6).

Tabela 11-6 - Evolução da oferta de energia primária

Discriminação	2021	2025	2030	2021-2025	2026-2030	2021-2030
	mil tep			Variação (% a.a.)		
Demanda Total de Energia (A)	303.792	348.299	405.859	3,7	3,1	3,4
Consumo Final	258.318	288.103	327.578	3,0	2,6	2,8
Perdas ⁽¹⁾	45.474	60.196	78.280	7,9	5,4	6,7
Produção de Energia Primária (B)	358.240	428.880	546.346	4,9	5,0	4,9
Energia Excedente (B)-(A)	54.448	80.581	140.487	11,0	11,8	11,4

Nota: (1) Energia não aproveitada, reinjeção e perdas na transformação, distribuição e armazenagem.

A Tabela 11-7 mostra a evolução da oferta de energia na cadeia do petróleo, onde se observa um importante incremento na produção de petróleo bruto, com crescimento médio anual de 5,8%. Portanto, há um descolamento em relação à demanda energética de derivados de petróleo, que apresenta 2,5% de crescimento médio anual.

Com isso, ao final do decênio, apresenta-se uma energia excedente de 147 milhões de tep na cadeia de petróleo brasileira, sendo esta a principal responsável pelo significativo superávit de energia da matriz energética brasileira no horizonte do plano.

Tabela 11-7 - Evolução da oferta de petróleo e derivados

Discriminação	2021	2025	2030	2021-2025	2026-2030	2021-2030
	mil tep			Variação (% a.a.)		
Demanda de Derivados de Petróleo (A)	110.200	118.916	135.667	2,3	2,7	2,5
Consumo Final	104.395	112.370	128.065	2,3	2,6	2,5
Transformação ⁽¹⁾	5.805	6.547	7.603	3,3	3,0	3,2
Produção de Petróleo (B)	175.264	210.952	282.560	5,5	6,0	5,8
Petróleo Bruto	168.723	202.209	272.100	5,4	6,1	5,8
Líquidos de Gás Natural ⁽²⁾	1.024	1.382	1.740	3,8	4,7	4,3
Biodiesel ⁽³⁾	5.516	7.361	8.720	8,5	3,4	5,9
Energia Excedente (B)-(A)	65.063	92.035	146.892	10,7	9,8	10,2

Notas: (1) Energia não aproveitada, reinjeção e perdas na transformação, distribuição e armazenagem.

(2) Líquidos de gás natural provenientes de gasodutos e UPGN.

(3) Óleos vegetais para produção de biodiesel.

A Tabela 11-8 apresenta o balanço de gás natural projetado, onde se destaca o crescimento, nos últimos cinco anos, no processamento em UPGN. Em contrapartida, no mesmo quinquênio observa-se a redução das importações. Assim, a expansão da oferta oriunda de UPGN atinge 88 milhões m³/dia e mostra ser uma alternativa à dependência externa do combustível.

Quanto ao consumo, ressaltam-se os aumentos do consumo de gás natural no setor residencial e como matéria-prima (consumo não energético) para fabricação de fertilizantes e produção de hidrogênio em refinarias de petróleo, com taxas médias anuais de 4,9% e 7,9%, respectivamente. Assim, estima-se que o consumo final de gás natural aumente, em média, 3,6% a.a. nos próximos dez anos, chegando a cerca de 70 milhões de m³/dia em 2030.

Tabela 11-8 - Balanço de gás natural seco

Discriminação	2021	2025	2030	2021-2025	2026-2030	2021-2030
	mil m ³ /dia			Variação (% a.a.)		
Oferta Total Esperada	65.716	75.996	87.901	4,4	3,0	3,7
UPGN	53.005	60.517	87.901	0,8	7,8	4,2
Importação	12.712	15.479	0	38,9	-99,9	-96,3
Consumo Total Esperado	65.716	75.996	87.901	4,4	3,0	3,7
Transformação em Eletricidade ⁽¹⁾	12.165	12.063	18.148	-0,1	8,5	4,1
Consumo final	53.552	63.933	69.753	5,5	1,8	3,6
Consumo não energético	5.411	7.078	9.157	10,6	5,3	7,9
Consumo energético	48.141	56.855	60.596	4,9	1,3	3,1
Setor energético ⁽²⁾	15.708	17.281	17.284	4,1	0,0	2,0
Residencial	1.233	1.637	1.944	6,3	3,5	4,9
Transportes	4.236	5.192	5.750	6,1	2,1	4,1
Industrial	26.605	32.121	34.810	5,0	1,6	3,3
Outros ⁽³⁾	360	624	809	13,3	5,3	9,2

Notas: (1) Inclui autoprodução.

(2) Não inclui o consumo em E&P.

(3) Inclui os setores: comercial, público e agropecuário.

Por sua vez, a Tabela 11-9 apresenta uma síntese da expansão indicada no PDE 2030 considerada na Análise Socioambiental e a Tabela 11-10, o elenco dos projetos hidrelétricos disponibilizados ao PDE 2030 para o exercício da expansão da geração centralizada.

Os resumos dos resultados da expansão física e dos investimentos são apresentados nas Tabelas 11-11 e Tabela 11-12. Por fim, a Tabela 11-13 apresenta a projeção da matriz energética nacional em 2030.

Tabela 11-9 – Síntese da Expansão Prevista no PDE 2030

Fonte ou atividade	Expansão do PDE 2030
 UHEs	4.537 MW Contratado: 204MW (2 UHEs no Sul) Indicativo: 4.333 MW (modernização de UHEs existentes em todas as regiões do Brasil)
 PCHs	2.246 MW Contratado: 746 MW (57 PCHs) principalmente nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste Indicativo: 1.500 MW nos subsistemas SE/CO e S
 UTES fósseis (gás natural, carvão e diesel) e UTE nuclear	17.101 MW Contratado: 6.396 MW - 8 UTEs GN (4.703 MW), 2 UTEs a diesel (288 MW) , 1 nuclear (1.405 MW) Indicativo: 10.355 MW de UTEs a gás natural nos subsistema SE/CO e S, além de 350 MW de modernização de UTE a carvão no S.
 UTES a biomassa	1.095 MW Contratado: 635 MW, sendo 80% de bagaço de cana e 20% resíduos florestais /cavaco de madeira Indicativo: 460 MW: 87% bagaço de cana e 13% biogás de resíduos sólidos urbanos
 eólicas	16.363 MW Contratado: 4.488 MW (140 parques) no Nordeste Indicativo: 11.875 MW no subsistemas NE
 usinas fotovoltaicas	5.332 MW Contratado: 1.675 MW (48 projetos) no Nordeste e no Sudeste Indicativo: 3.657 MW no subsistemas SE/CO
 transmissão	37.454 km (24% do sistema) 26.280 km (70%) estão previstos para entrar em operação até 2025 Análise socioambiental de 386 LTs, 30.102 km de extensão Norte (6.519 km), Nordeste (7.308km), Centro-Oeste (1.831km), Sudeste (5.946km) e Sul (8.498km)
 E&P de petróleo e GN	242 UPs (Unidades Produtivas em áreas contratadas) de exploração e produção de petróleo e gás natural, além de 21 UPUs (UPs em áreas não contratadas que pertencem à União) UPs <i>onshore</i> nas regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste UPs <i>offshore</i> estão concentradas no Sudeste, com ocorrência também no Nordeste e Sul UPUs nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul
 refinarias, UPGNs e terminais de GNL	4 unidades de tratamento em refinarias existentes no Sudeste (RJ e SP) e no Nordeste (PE) 2 UPGNs no Sudeste (RJ) e 2 UPGNs indicativas no Nordeste (SE e BA) 3 terminais de regaseificação , no Norte, Sudeste e Sul (PA, RJ e SC)
 gasodutos	2 gasodutos , no Nordeste e Sudeste (CE e RJ)
 etanol	Produção de 34 bilhões de litros (2021) para 46 bilhões de litros (2030) 11 usinas planejadas: 3 de cana-de-açúcar, 6 de milho e 2 flex (cana e milho), nas regiões Centro-Oeste e Sudeste Ampliação de 22 usinas no Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste.
 biodiesel	Produção de 6,4 bilhões de litros (2021) para 11,5 bilhões de litros (2030) 8 usinas planejadas e 5 usinas ampliadas, em todas as regiões do Brasil
 autoprodução e geração distribuída	Autoprodução: 4 GW (Termelétrica: 3,9 GW e Hidrelétrica: 0,1 GW) Geração Distribuída: 20.333 MW (Fotovoltaica: 18.823 MW, CGH: 900 MW, Termelétrica: 519 MW e Eólica: 91 MW)

Créditos ícones: EPE e designed by Flaticon

Tabela 11-10 – Elenco dos Projetos Hidrelétricos Disponibilizados ao PDE 2030

Data Mais Cedo Entrada Operação	UHE	Potência (MW)	Bacia	Rio	UF
2027	Davinópolis	74	Paranaíba	Paranaíba	MG/GO
2028	Apertados	139	Piquiri	Piquiri	PR
2028	Castanheira	140	Juruena	Arinos	MT
2028	Ercilândia	87	Piquiri	Piquiri	PR
2029	Comissário	140	Piquiri	Piquiri	PR
2029	Tabajara	400	Ji-Paraná	Ji-Paraná	RO
2029	Telêmaco Borba	118	Tibagi	Tibagi	PR
Após 2030	Bem Querer	650	Branco	Branco	RR
Após 2030	Formoso	342	São Francisco	São Francisco	MG
Após 2030	Buriti Queimado	142	Tocantins	Almas	GO
Após 2030	Foz do Piquiri	93	Piquiri	Piquiri	PR
Após 2030	Foz do Xaxim	63	Uruguai	Chapecó	SC
Após 2030	Itaguaçu	92	Paranaíba	Claro	GO
Após 2030	Itapiranga	724	Uruguai	Uruguai	SC/RS
Após 2030	Jatobá	1.650	Tapajós	Tapajós	PA
Após 2030	Maranhão	125	Tocantins	Maranhão	GO
Após 2030	Mirador	80	Tocantins	Tocantizinho	GO
Após 2030	Paraná	90	Tocantins	Paraná	TO
Após 2030	Porteiras	86	Tocantins	Maranhão	GO
Após 2030	Porto Galeano	81	Sucuriú	Sucuriú	MS
Após 2030	Santo Antônio	84	Uruguai	Uruguai	SC/RS
Após 2030	Saudade	61	Uruguai	Chapecó	SC
	TOTAL	5.461			

Tabela 11-11 – Síntese dos Resultados

	2021	2025	2030	2021-2025		2026-2030		2021-2030		
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%	
Parâmetros Macroeconômicos										
PIB (10 ⁹ R\$)	4.013	4.495	5.211	572	15%	716	16%	1.288	33%	
População ⁽¹⁾ (10 ⁶ hab)	214,1	219,7	225,4	7,1	3%	5,7	3%	12,8	6%	
PIB per capita (10 ³ R\$/hab)	18,7	20,5	23,1	2,0	11%	2,7	13%	4,7	25%	
Oferta Interna de Energia per capita (tep/hab)	1,35	1,47	1,64	0,2	13%	0,2	11%	0,3	26%	
Oferta Interna de Energia por PIB (tep/10 ⁶ R\$)	165,3	171,9	174,5	9,3	6%	2,6	1%	11,9	7%	
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ⁶ R\$)	0,072	0,072	0,071	0,002	2%	-0,001	-2%	0,001	1%	
Elasticidade-renda do consumo de energia				1,08		0,86		0,96		
Consumo Final ⁽²⁾ (10 ⁶ tep)	258	288	328	39,1	16%	39,5	14%	78,5	32%	
Gás Natural (10 ⁶ m³/dia)	62,0	79,0	90,9	23,1	41%	11,9	15%	35,0	63%	
Carvão Mineral e Coque (10 ⁶ t)	17,4	18,3	21,3	1,7	10%	3,0	16%	4,7	29%	
Lenha e Carvão Vegetal(10 ⁶ t)	59,9	61,3	61,4	1,5	3%	0,2	0%	1,7	3%	
Bagaço de Cana (10 ⁶ t)	138,2	153,8	166,3	16,8	12%	12,5	8%	29,3	21%	
Eletricidade (TWh)	551,2	639,6	761,6	108,7	20%	122,0	19%	230,7	43%	
Etanol (10 ⁶ m³)	32,4	37,6	43,9	5,7	18%	6,3	17%	12,0	38%	
Biodiesel (10 ⁶ m³)	7,0	9,3	11,0	3,1	50%	1,7	18%	4,8	76%	
Derivados de Petróleo (10 ⁶ m³)	95,7	102,0	117,5	10,1	11%	15,4	15%	25,5	28%	
Óleo Diesel	50,0	55,6	65,6	6,9	14%	10,0	18%	16,9	35%	
Óleo Combustível	2,9	3,0	3,4	0,3	9%	0,4	13%	0,6	23%	
Gasolina	25,3	24,7	27,4	0,1	1%	2,7	11%	2,9	12%	
GLP	13,9	14,9	16,1	1,2	9%	1,2	8%	2,5	18%	
Querosene	3,5	3,9	5,0	1,5	65%	1,1	28%	2,6	111%	
Oferta Interna de Energia ⁽³⁾ (10 ⁶ tep)	288	323	369	47,4	17%	45,8	14%	93,2	34%	
Petróleo	- Produção	3.263	3.910	5.262	908	30%	1.352	35%	2.260	75%
(10 ³ barris/dia)	- Exportação	-1.471	-1.989	-3.318	-672	51%	-1.329	67%	-2.002	152%
Gás Natural	- Produção ⁽⁴⁾	122,5	166,9	239,9	47,8	40%	72,9	44%	120,8	101%
(10 ⁶ m³/dia)	- Importação	12,7	15,5	0,0	12,5	416%	-15,5	-100%	-3,0	-100%
Óleo Diesel (10 ⁶ m³)	- Produção	45,8	48,6	48,9	7,9	19%	0,2	1%	8,1	20%
	- Importação/Exportação	5,4	8,5	19,0	-0,5	-5%	10,4	122%	10,0	111%
Óleo Combustível	- Produção	12,2	12,4	12,2	-3,6	-23%	-0,2	-2%	-3,9	-24%
(10 ⁶ m³)	- Exportação	-9,2	-9,2	-8,5	3,9	-30%	0,7	-7%	4,6	-35%
Gasolina (10 ⁶ m³)	- Produção	23,5	23,9	24,9	3,2	15%	1,0	4%	4,1	20%
	- Exportação	0,7	-0,5	1,3	-3,1	-	1,8	-378%	-1,3	-50%
GLP (10 ⁶ m³)	- Produção	12,2	13,3	16,3	2,8	27%	3,0	23%	5,9	56%
	- Importação	1,8	1,7	-0,2	-1,6	-49%	-1,8	-111%	-3,4	-106%
Querosene (10 ⁶ m³)	- Produção	4,5	6,5	6,4	3,1	91%	-0,1	-1%	3,0	88%
	- Exportação	-0,9	-2,6	-1,4	-1,6	149%	1,2	-45%	-0,4	37%
	- Produção	32,3	39,2	45,3	7,5	24%	6,1	16%	13,6	43%
Etanol (10 ⁶ m³)	-	0,10	-1,63	-1,44	-1,7	-	0,2	-11%	-1,6	-235%
	- Exportação ⁽⁵⁾					%				
Eletricidade (TWh)	- Produção+importação	663	773	909	135	21%	136	18%	271	43%

Tabela 11-11 - Síntese dos Resultados (cont.)

	2021	2025	2030	2021-2025		2026-2030		2021-2030	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Capacidade Instalada de Geração Elétrica ⁽⁶⁾ (GW)	186	197	236	11	6%	39	20%	50	27%
<i>Centralizada</i>	168	168	196	0	0%	28	17%	28	17%
<i>Hidráulica ⁽⁷⁾</i>	109	109	115	0	0%	6	5%	6	6%
<i>Térmica ⁽⁸⁾</i>	37	32	38	-5	-14%	6	19%	1	2%
- Renovável	14	15	15	1	7%	0	0%	1	7%
- Não-Renovável	23	17	23	-6	-26%	6	35%	0	0%
<i>Eólica</i>	17	20	32	3	18%	12	60%	15	88%
<i>Solar</i>	3	5	8	2	67%	3	60%	5	167%
<i>Nuclear</i>	2	2	3	0	0%	1	50%	1	50%
Autoprodução e GD	18	29	40	11	61%	11	38%	22	122%
<i>Renováveis ⁽⁹⁾</i>	12	23	33	10	77%	10	43%	20	154%
<i>Não-Renováveis</i>	5	6	7	1	24%	1	17%	2	40%
Transmissão de Energia Elétrica ⁽¹⁰⁾									
Linhas de Transmissão (km)	162.7	188.98	200.154	26.28	16%	11.174	6%	37.454	23%
Subestações (MVA)	395.366	484.888	525.115	89.522	23%	40.227	8%	129.749	33%
Transporte de Gás Natural (km gasodutos) ⁽¹¹⁾	9.409	9.420	9.420	11	0,1%	0	0%	11	0,1%

- Notas:
- (1) Estimativa do IBGE para a população residente em 1º de julho de cada ano.
 - (2) Consumo final nos setores industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial, público. Também inclui consumo no setor energético (E&P, refinarias e movimentação do sistema) e consumo como matéria-prima. Não inclui o consumo para geração de eletricidade e consumo para bunker.
 - (3) Valores de importação e exportação têm sinal positivo e negativo, respectivamente.
 - (4) Produção esperada, estimada com base na disponibilidade projetada de gás natural para UPGNs.
 - (5) Variação anual média calculada de 2020 a 2029, que equivale ao período estimado com exportações de etanol.
 - (6) Inclui as usinas já em operação comercial nos sistemas isolados, com previsão de interligação dentro do horizonte do estudo e considerando a motorização das usinas.
 - (7) Não inclui a importação da geração da UHE Itaipu.
 - (8) Contempla a geração a gás natural, carvão mineral, óleos combustível e diesel e gás industrial. Não inclui energia nuclear.
 - (9) Não inclusa a parcela correspondente ao SIN.
 - (10) Os valores se referem a instalações da Rede Básica do SIN, incluindo subestações de fronteira com a rede de distribuição.
 - (11) Não inclui gasodutos de transporte em fase de planejamento que ainda não foram propostos pelo MME.

Tabela 11-12 – Síntese das estimativas de investimentos

	R\$ bilhões Período 2020-2029	%
Oferta de Energia Elétrica	328,6	14,3%
Geração Centralizada ⁽¹⁾	169	7,3%
Geração Distribuída (Micro e Minigeração)	70	3,0%
Transmissão ⁽²⁾	89,6	3,9%
Petróleo e Gás Natural	1.903	82,7%
Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural	1.786	77,6%
Oferta de Derivados de Petróleo	22,2	1,0%
Oferta de Gás Natural	95	4,1%
Oferta de Biocombustíveis Líquidos	68,5	3,0%
Etanol ⁽⁴⁾ – Unidades de produção e Infraestrutura dutoviária	66	2,9%
Biodiesel – Usinas de produção	2,5	0,1%
TOTAL	2.300	100%

Notas: (1) Inclui estimativas de investimentos em usinas já concedidas e autorizadas, entre elas, as usinas com contratos assinados nos leilões de energia nova.

(2) Inclui instalações já licitadas que entrarão em operação no período decenal.

(3) Taxa de câmbio referencial: R\$ 4,11 / US\$ (dezembro/2019).

(4) Inclui investimentos para unidades de etanol 1G, 2G e de milho

Tabela 11-13 – Projeção da Matriz Energética Nacional – Ano 2030

	FONTES DE ENERGIA PRIMÁRIA										FONTES DE ENERGIA SECUNDÁRIA																	
CONSOLIDADO - 2030 (10³tep)	PETRÓLEO	GÁS NATURAL	CARVÃO VAPOR	CARVÃO METALÚRGICO	URÂNIO U.O. ₃	ENERGIA HIDRÁULICA	LENHA	PRODUTOS DA CANA	OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS	ENERGIA PRIMÁRIA TOTAL	ÓLEO DIESEL	ÓLEO COMBUSTÍVEL	GASOLINA	GLP	NAFTA	QUEROSENE	GÁS DE COQUE	COQUE DE CARVÃO MINERAL	URÂNIO CONTIDO NO UO ₂	ELETRICIDADE	CARVÃO VEGETAL	ETANOL ANIDRO E HIDRATADO	OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	PRODUTOS NÃO ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	ALCATRÃO	ENERGIA SECUNDÁRIA TOTAL	TOTAL	
PRODUÇÃO	272.100	86.910	1.229	0	6.910	44.968	26.465	64.940	42.823	546.346	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	546.346
IMPORTAÇÃO	5.943	0	4.424	9.034	0	0	0	0	469	19.869	17.302	0	994	0	4.407	1.570	0	1.113	0	1.306	0	320	2.900	1.122	0	31.034	50.903	
VARIAÇÃO DE ESTOQUES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
OFERTA TOTAL	278.043	86.910	5.652	9.034	6.910	44.968	26.465	64.940	43.293	566.215	17.302	0	994	0	4.407	1.570	0	1.113	0	1.306	0	320	2.900	1.122	0	31.034	597.249	
EXPORTAÇÃO	-177.534	0	0	0	0	0	0	0	-37	-177.571	-1.215	-8.174	0	-111	0	-2.743	0	0	0	0	0	-1.067	-446	-62	0	-13.820	-191.391	
NÃO-APROVEITADA	0	-2.864	0	0	0	0	0	0	0	-2.864	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.864	
REINJEÇÃO	0	-34.143	0	0	0	0	0	0	0	-34.143	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-34.143	
OFERTA INTERNA BRUTA	100.508	49.903	5.652	9.034	6.910	44.968	26.465	64.940	43.256	351.637	16.086	-8.174	994	-111	4.407	-1.174	0	1.113	0	1.306	0	-747	2.454	1.060	0	17.214	368.850	
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	-100.508	-19.824	-1.558	-9.034	-6.910	-44.968	-9.676	-29.521	-33.588	-255.588	48.244	11.417	20.103	9.960	2.243	5.258	1.522	7.731	0	76.884	4.693	23.359	8.991	6.306	293	6	-28.581	
REFINARIAS DE PETRÓLEO	-100.508	0	0	0	0	0	0	0	-1.740	-102.248	41.444	11.673	19.175	4.531	5.317	5.258	0	0	0	0	0	0	8.932	5.780	0	102.11	-137	
PLANTAS DE GÁS NATURAL	0	-9.368	0	0	0	0	0	0	1.176	-8.193	0	0	0	5.333	0	0	0	0	0	0	0	0	0	526	0	5.859	-2.334	
USINAS DE GASEIFICAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COQUERIAS	0	0	0	-9.034	0	0	0	0	0	-9.034	0	0	0	0	0	0	2.072	7.731	0	0	0	0	-1.489	0	302	8.617	-416	
CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR	0	0	0	0	-6.910	0	0	0	0	-6.910	0	0	0	0	0	0	0	0	6.806	0	0	0	0	0	0	6.806	-104	
CENTRAIS ELÉTRICAS DE SERVIÇO PÚBLICO	0	-5.115	-1.229	0	0	-44.235	-483	-6.108	-13.054	-70.225	-1.738	0	0	0	0	0	0	0	6.806	66.812	0	0	0	0	0	58.268	-11.956	
CENTRAIS ELÉTRICAS AUTOPRODUTORAS	0	-4.777	-330	0	0	-733	-388	-3.031	-8.205	-17.463	-378	-255	0	0	0	0	-550	0	0	10.072	0	0	-669	0	-9	8.211	-9.252	
CARVOARIAS	0	0	0	0	0	0	-8.805	0	0	-8.805	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.693	0	0	0	0	4.693	-4.112	
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	-20.382	0	-20.382	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20.241	0	0	0	20.241	-141	
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	0	-564	0	0	0	0	0	0	-11.765	-12.329	8.916	0	927	96	3.074	0	0	0	0	0	0	3.117	2.216	0	0	12.199	-129	
PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO E ARMAZENAGEM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12.692	0	0	0	0	0	-12.692	-12.692	
CONSUMO FINAL	0	30.079	4.094	0	0	0	16.789	35.419	9.668	96.050	64.331	3.243	21.097	9.848	6.651	4.084	1.522	8.844	0	65.499	4.693	22.612	11.445	7.366	293	231.52	327.578	
CONSUMO FINAL NÃO ENERGÉTICO	0	2.941	0	0	0	0	0	0	0	2.941	0	0	0	0	6.651	2	0	0	0	0	0	603	276	7.366	191	15.088	18.030	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	0	27.138	4.094	0	0	0	16.789	35.419	9.668	93.108	64.331	3.243	21.097	9.848	0	4.082	1.522	8.844	0	65.499	4.693	22.010	11.168	0	103	216.44	309.549	
SETOR ENERGÉTICO	0	13.226	0	0	0	0	0	17.624	0	30.850	1.493	204	0	0	0	0	123	0	0	6.354	0	0	3.407	0	0	11.581	42.431	
RESIDENCIAL	0	624	0	0	0	0	4.908	0	0	5.532	0	0	0	7.815	0	0	0	0	0	17.650	229	0	0	0	0	25.694	31.226	
COMERCIAL	0	211	0	0	0	0	99	0	0	311	36	25	0	480	0	0	0	0	0	11.299	95	0	0	0	0	11.935	12.246	
PÚBLICO	0	48	0	0	0	0	0	0	0	48	5	0	0	317	0	0	0	0	0	4.808	0	0	0	0	0	5.131	5.180	
AGROPECUÁRIO	0	0	0	0	0	0	3.157	0	0	3.157	8.296	12	0	24	0	0	0	0	0	3.145	11	9	0	0	0	11.496	14.653	
TRANSPORTES	0	1.847	0	0	0	0	0	0	45	1.892	53.291	1.237	21.097	0	0	4.081	0	0	0	254	0	22.001	0	0	0	101.96	103.852	
INDUSTRIAL	0	11.181	4.094	0	0	0	8.625	17.795	9.623	51.319	1.208	1.764	0	1.212	0	1	1.400	8.844	0	21.990	4.359	0	7.762	0	103	48.643	99.961	

Lista de Boxes

CAPÍTULO 2

BOX 2-1. A PESQUISA DE POSSE E HÁBITOS E A EXPANSÃO DA DEMANDA RESIDENCIAL

BOX 2-2. NOVIDADE NO SETOR AGROPECUÁRIO!

BOX 2-3. IMPACTOS DE CENÁRIOS ALTERNATIVOS NA CARGA DE ENERGIA

BOX 2-4. DECOMPOSIÇÃO DA CARGA HORÁRIA NO CENÁRIO DE REFERÊNCIA

CAPÍTULO 3

BOX 3.1 INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA REGIONAL

BOX 3.2 – EXEMPLOS CONCRETOS DE AMPLIAÇÃO DE UHE: OS CASOS DE CURUA-UNA E COARACY NUNES

BOX 3.3 – É POSSÍVEL ATENDER AOS REQUISITOS COM O SISTEMA EXISTENTE

BOX 3.4 – A IMPORTÂNCIA DAS HIDRELÉTRICAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

BOX 3.5 – A INFLUÊNCIA DA ADOÇÃO DO PREÇO HORÁRIO NOS ESTUDOS DE PLANEJAMENTO

BOX 3.6 – A IMPORTÂNCIA DA SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA PARA A EFICIENTE CONTRATAÇÃO DOS REQUISITOS DO SISTEMA

BOX 3.7 – PREPARANDO O CAMINHO PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA NUCLEAR

BOX 3.8 – A IMPORTÂNCIA DA INTEGRAÇÃO DOS SETORES DE GÁS NATURAL E ELETRICIDADE PARA O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

BOX 3.9 – MODERNIZAÇÃO REGULATÓRIA É CHAVE PARA VIABILIZAR MUDANÇA NA OPERAÇÃO HIDRELÉTRICA

CAPÍTULO 4

BOX 4.1 - ATUALIZAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO

BOX 4.2 – PROGRAMA DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO (PET) / PLANO DE EXPANSÃO DE LONGO PRAZO (PELP)

BOX 4.3 – PERSPECTIVAS TECNOLÓGICAS PARA O SISTEMA DE TRANSMISSÃO BRASILEIRO – PARTE 1

BOX 4.4 – PERSPECTIVAS TECNOLÓGICAS PARA O SISTEMA DE TRANSMISSÃO BRASILEIRO – PARTE 2

BOX 4.5 - ESTUDOS DE SUPORTE À DEFINIÇÃO DO LEILÃO PARA ATENDIMENTO A RORAIMA E A CONTRATAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA NOS SISTEMAS ISOLADOS

BOX 4.6 – MODERNIZAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO ASSOCIADO A UHE ITAIPU

BOX 4.7 - AUMENTO DA CAPACIDADE TRANSMISSÃO NO ESTADO DE MINAS GERAIS

BOX 4.8 - CONEXÃO DO POTENCIAL TERMELÉTRICO DA REGIÃO NORTE FLUMINENSE

BOX 4.9 - EMPREENDIMENTOS ATRASADOS NA REGIÃO SUL

CAPÍTULO 5

BOX 5.1 - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA AUMENTO DA PRODUÇÃO LÍQUIDA DE GÁS NATURAL NO HORIZONTE DO PDE 2030

BOX 5.2 - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA AUMENTO DA PRODUÇÃO ONSHORE NO HORIZONTE DO PDE 2030

CAPÍTULO 6

BOX 6.1 – E SE HOUVER INVESTIMENTOS ADICIONAIS NA EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE REFINO?

CAPÍTULO 7

BOX 7.1 – OFERTA E DEMANDA ADICIONAIS: PROGRAMA NOVO MERCADO DE GÁS

BOX 7.2 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE: ATENDIMENTO DE DEMANDAS NÃO TERMELÉTRICAS APENAS COM OFERTA NACIONAL

CAPÍTULO 8

BOX 8.1 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA OFERTA DE ETANOL

Box 8.2 –DIESEL VERDE

CAPÍTULO 9

BOX 9.1 –“ROADMAP” DE AÇÕES DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – PROPOSTAS PARA EDIFICAÇÕES E INDÚSTRIA

BOX 9-2. A FLEXIBILIDADE DO CONSUMO NA BAIXA TENSÃO E A TARIFA BRANCA

BOX 9-3. MINI GD REMOTA: EXPANSÃO QUE VAI ALÉM DO CUSTO

CAPÍTULO 10

BOX 10.1 – OS PRIMEIROS ESTUDOS AMBIENTAIS DE ÁREAS SEDIMENTARES

BOX 10.2 – ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS POSITIVOS DA EXPANSÃO PLANEJADA NO PDE 2030

BOX 10.3 – A PARTICIPAÇÃO SOCIAL NO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO

BOX 10.4 - COMO O PDE CONTRIBUI PARA O ALCANCE DO ODS 13?

CAPÍTULO 11

BOX 11-1. ODS E A ENERGIA LIMPA E ACESSÍVEL

Lista de Figuras

CAPÍTULO 2

FIGURA 2-1 - SIENERGIA: METODOLOGIA SIMPLIFICADA E EXEMPLO DE RESULTADO

CAPÍTULO 3

FIGURA 3-1 - FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

FIGURA 3-2 – ÁRVORE DE OPÇÕES DE DEMANDA E EXPANSÃO

FIGURA 3-3 - SIMULAÇÕES PARA AVALIAÇÃO DO CUSTO TOTAL DAS EXPANSÕES CONTENDO INFLEXIBILIDADE OBRIGATÓRIA, FRENTE A INCERTEZAS DA DEMANDA

FIGURA 3-4 COMPARAÇÃO DA EXPANSÃO INDICATIVA ATÉ 2030 EM RELAÇÃO AO CENÁRIO DE REFERÊNCIA

FIGURA 3-5 – MATRIZ DE CUSTOS PARA AS COMBINAÇÕES REALIZADAS

CAPÍTULO 4

FIGURA 11-1 - LOCALIZAÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS EÓLICOS CONTRATADOS NOS LEILÕES DE ENERGIA

FIGURA 11-2 - LOCALIZAÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS SOLARES FOTOVOLTAICOS CONTRATADOS NOS LEILÕES DE ENERGIA

FIGURA 11-3 – EVOLUÇÃO DA INTERLIGAÇÃO ENTRE SUBSISTEMAS DESDE O ANO 2019

FIGURA 11-4 – ESTABILIZAÇÃO DA FREQUÊNCIA DO SISTEMA, APÓS REDUÇÃO INSTANTÂNEA DE 9% DA GERAÇÃO EÓLICA TOTAL DA REGIÃO NORDESTE

FIGURA 11-5 – RECUPERAÇÃO DE POTÊNCIA DOS BIPOLOS APÓS APLICAÇÃO DE FALHA DE COMUTAÇÃO FORÇADA

FIGURA 11-6 –FREQUÊNCIA DO SISTEMA (HZ)

FIGURA 11-7- TENSÃO NO SISTEMA(P.U.)

FIGURA 11-8 - DIAGRAMA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL EM OPERAÇÃO – 2020

FIGURA 11-9 - DIAGRAMA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL PLANEJADO – 2030

FIGURA 11-10 - REFORÇOS NA INTERLIGAÇÃO NORTE-SUDESTE/CENTRO-OESTE – SOLUÇÃO MITIGADORA DOS ATRASOS DE OBRAS

FIGURA 11-11 - INTERLIGAÇÃO NORTE-NORDESTE – CONFIGURAÇÃO A PARTIR DE 2023

FIGURA 11-12 - INTERLIGAÇÃO NORDESTE – SUDESTE/CENTRO-OESTE – CONFIGURAÇÃO PLANEJADA

FIGURA 11-13 - DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DA EXPANSÃO DA INTERLIGAÇÃO SUL - SUDESTE/CENTRO-OESTE

FIGURA 11-14 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE MÉDIA DE IMPORTAÇÃO/EXPORTAÇÃO TOTAL DOS SUBSISTEMAS

FIGURA 11-15 - INTERLIGAÇÃO MANAUS - BOA VISTA – UNIFILAR

FIGURA 11-16 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DA SOLUÇÃO ESTRUTURAL PARA INTEGRAÇÃO DE CRUZEIRO DO SUL E FEIJÓ AO SIN

FIGURA 11-17 - INTERLIGAÇÃO ORIXIMINÁ - JURUTI – PARINTINS

FIGURA 11-18 - SISTEMA ELÉTRICO PARA INTERLIGAÇÃO DA REGIÃO DE MANOEL URBANO

FIGURA 11-19 - SISTEMA ELÉTRICO PARA INTERLIGAÇÃO DA REGIÃO DE ASSIS BRASIL

FIGURA 11-20 - SÃO FRANCISCO E COSTA MARQUES

FIGURA 11-21 - MACHADINHO D'OESTE

FIGURA 11-22 - N CALIFÓRNIA V EXTREMA E V ALEGRE

FIGURA 11-23 - BURITIS E CAMPO NOVO

FIGURA 11-24 - PACARANÃ

FIGURA 11-25 – PAÍSES QUE INTEGRAM O PROJETO ARCO NORTE

FIGURA 11-26 – PAÍSES QUE INTEGRAM O PROJETO ARCO NORTE

CAPÍTULO 6

FIGURA 6-27 - ATENDIMENTO À DEMANDA POR REGIÃO E CABOTAGEM INTER-REGIONAL DE GASOLINA A EM 2030
FIGURA 6-28 - ATENDIMENTO À DEMANDA POR REGIÃO E CABOTAGEM INTER-REGIONAL DE ÓLEO DIESEL A EM 2030

FIGURA 6-29 - ATENDIMENTO À DEMANDA POR REGIÃO E CABOTAGEM INTER-REGIONAL DE GLP EM 2030

FIGURA 6-30 - ATENDIMENTO À DEMANDA POR REGIÃO E CABOTAGEM INTER-REGIONAL DE QAV EM 2030

FIGURA 6-31 - OLEODUTOS DE TRANSPORTE QUE ATINGEM O LIMITE DA CAPACIDADE NO HORIZONTE DECENAL

CAPÍTULO 7

FIGURA 7-1 - INFRAESTRUTURA DE OFERTA E TRANSPORTE DE GÁS NATURAL EXISTENTE, EM CONSTRUÇÃO E PREVISTA

FIGURA 7-2 - CONDIÇÕES DE CONTORNO (OFERTA POTENCIAL E DEMANDA MÁXIMA) PARA A SIMULAÇÃO EM 2021 E 2030 DA MALHA NORDESTE

FIGURA 7-3 - CONDIÇÕES DE CONTORNO (OFERTA POTENCIAL E DEMANDA MÁXIMA) PARA A SIMULAÇÃO EM 2021 E 2030 DA MALHA SUDESTE

FIGURA 7-4 - CONDIÇÕES DE CONTORNO (OFERTA POTENCIAL E DEMANDA MÁXIMA) PARA A SIMULAÇÃO EM 2021 E 2030 DO GASBOL E DO GASUP

FIGURA 7-5. PONTO DE RESTRIÇÃO NO ESTUDO DE CASO ANALISADO

CAPÍTULO 8

FIGURA 11-32 - PLANTAS PRODUTORAS DE ETANOL E AÇÚCAR NO BRASIL E INFRAESTRUTURA LOGÍSTICA

FIGURA 11-33 - USINAS DE BIODIESEL E INFRAESTRUTURA ATUAL DE ESCOAMENTO

CAPÍTULO 10

FIGURA 11-34 - LOCALIZAÇÃO DOS PROJETOS PREVISTOS NO PDE 2030

FIGURA 10-35 - MAPA SÍNTESE DA ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL INTEGRADA DO PDE 2030

Lista de Tabelas

CAPÍTULO 1

TABELA 14-1 – PRINCIPAIS DIFERENÇAS DE PREMISSAS ENTRE O CENÁRIO DE REFERÊNCIA E OS ALTERNATIVOS

CAPÍTULO 2

TABELA 11-15 - INDICADORES: CONSUMO FINAL DE ENERGIA

TABELA 2-16 - POSSE MÉDIA POR EQUIPAMENTO DA PPH 2019 (PROCEL) E USANDO OS PESOS POPULACIONAIS (PNAD CONTÍNUA/IBGE, 2019) – NO EQUIPAMENTOS/DOMICÍLIO

TABELA 2-17 – PRINCIPAIS INDICADORES DO CONSUMO DE ELETRICIDADE

TABELA 2-18 – SIN E SUBSISTEMAS: CARGA DE ENERGIA

CAPÍTULO 3

TABELA 3-1 – RESUMO DAS CONSIDERAÇÕES DE CUSTOS PARA AS TECNOLOGIAS DO MDI

TABELA 3-2 - CESTA DE OFERTA DE UHE DO MDI

TABELA 3-3 – RECURSOS DISPONÍVEIS PARA EXPANSÃO DA OFERTA

TABELA 3-4 – MÉTODO DE QUANTIFICAÇÃO DOS REQUISITOS DE ENERGIA E DE POTÊNCIA

TABELA 3-5 – EXPANSÃO POR TECNOLOGIA ENTRE OS ANOS DE 2026 E 2030 EM CAPACIDADE INSTALADA (MW)

TABELA 3.6 – CME DA EXPANSÃO DE REFERÊNCIA

TABELA 3.7 – SOBRA DE POTÊNCIA EM RELAÇÃO AO LIMITE DO CRITÉRIO DE SUPRIMENTO (MW)

TABELA 3-8 – PIB E DEMANDA NO HORIZONTE DECENAL PARA OS DIFERENTES CENÁRIOS

TABELA 3-10 – CUSTOS DE INVESTIMENTOS E OPERAÇÃO NOS CASOS ANALISADOS

TABELA 3-11 – CUSTOS DE ARREPENDIMENTO⁹²

TABELA 3-12 – CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO NO HORIZONTE DECENAL

TABELA 3-13 – VARIAÇÃO DOS CUSTOS DE ENCARGOS CONFORME AVALIAÇÃO DE RETIRADA DE INCENTIVOS

TABELA 3-14 – RESUMO DA COMPARAÇÃO DA EXPANSÃO ENTRE OS RESULTADOS DA REFERÊNCIA LIVRE DE RESTRIÇÕES E O CASO SEM INCENTIVOS NA GERAÇÃO CENTRALIZADA

TABELA 3-15 – RESUMO DA COMPARAÇÃO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ENTRE OS RESULTADOS DA REFERÊNCIA LIVRE DE RESTRIÇÕES E O CASO SEM INCENTIVOS NA GC PARA UMA PROJEÇÃO REDUZIDA DE PENETRAÇÃO DE GD

TABELA 3-16 - ESTIMATIVA DAS EMISSÕES DE GASES CAUSADORES DO EFEITO ESTUFA

CAPÍTULO 4

TABELA 11-19 – CENÁRIO DE REFERÊNCIA: ESTIMATIVA DA EVOLUÇÃO FÍSICA DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DO SIN -LINHAS DE TRANSMISSÃO

TABELA 11-20 - CENÁRIO DE REFERÊNCIA: ESTIMATIVA DA EVOLUÇÃO FÍSICA DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DO SIN – TRANSFORMAÇÃO

TABELA 11-21 - ESTIMATIVA DA TUST NO SIN: VALORES MÉDIOS

TABELA 11-22 - NOVOS VALORES DE CORRENTE NOMINAL DOS BCS DA INTERLIGAÇÃO NORTE - SUL

TABELA 11-23 – CRONOGRAMA DE OBRAS QUE PROVOCAM IMPACTO NA CAPACIDADE DA INTERLIGAÇÃO NORDESTE-SUDESTE

TABELA 11-24 – PREVISÃO DE INTERLIGAÇÃO SEGUNDO A ENERGISA

TABELA 11-25 – INTERLIGAÇÃO COM A ARGENTINA

⁹² A matriz de arrependimentos é calculada realizando a diferença entre o menor custo de operação e investimento para cada opção de expansão.

CAPÍTULO 5

TABELA 11-1 – RECURSOS E RESERVAS EM MILHÕES DE BARRIS DE ÓLEO EQUIVALENTE (MMBOE)

TABELA 11-2 - PREVISÃO DA PRODUÇÃO, DEMANDA ESTIMADA E EXCEDENTES DE PETRÓLEO NO BRASIL

CAPÍTULO 6

TABELA 6-26 - REFINARIAS NACIONAIS AUTORIZADAS PARA OPERAÇÃO

TABELA 6-27 - BALANÇO NACIONAL DE PETRÓLEO

TABELA 6-28 - PRODUÇÃO NACIONAL DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

CAPÍTULO 7

TABELA 7-1 - INVESTIMENTOS PREVISTOS E INDICATIVOS

CAPÍTULO 8

TABELA 11-29 - INVESTIMENTO MÉDIO PARA CONSTRUÇÃO DE NOVAS UNIDADES E EXPANSÃO DAS EXISTENTES

TABELA 11-30 - CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO DE BIODIESEL E CONSUMO OBRIGATÓRIO EM 2020 E 2030

CAPÍTULO 9

TABELA 11-31 - BRASIL: EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

TABELA 11-2 – RESUMO DOS RESULTADOS PARA A MMGD

TABELA 9-3 – RESUMO DOS PARÂMETROS DE CÁLCULO PARA A TEQ DA MINI GD REMOTA

TABELA 9-4 – POSSIBILIDADES DE USO DE BATERIAS ATRÁS DO MEDIDOR (EM AZUL) E MODELOS SIMULADOS PELA EPE

TABELA 9-5 - COMPONENTES TARIFÁRIAS COMPENSADAS EM CADA ALTERNATIVA E VALOR CORRESPONDENTE, EM RELAÇÃO À TARIFA CHEIA (TARIFA B1)

TABELA 9-6 – PREMISSAS DE CÁLCULO DA GERAÇÃO DIESEL DOS POSITIVOS.

CAPÍTULO 10

TABELA 10-32 - MATRIZ SÍNTESE DA ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL INTEGRADA DO PDE 2030

TABELA 10-33 - EVOLUÇÃO DAS EMISSÕES DE GEE NA PRODUÇÃO, TRANSFORMAÇÃO E NO USO DE ENERGIA

TABELA 10-34 - INTENSIDADE DE CARBONO NA ECONOMIA BRASILEIRA DEVIDO À PRODUÇÃO E AO USO DA ENERGIA

TABELA 10-35- COMPARAÇÃO DE INDICADORES DA NDC E DO PDE 2030

CAPÍTULO 11

TABELA 11-36 - INDICADORES: ECONOMIA E ENERGIA

TABELA 11-37 - EVOLUÇÃO DA OFERTA INTERNA DE ENERGIA NO HORIZONTE DECENAL

TABELA 11-38 - GERAÇÃO TOTAL DE ELETRICIDADE

TABELA 11-39 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA TOTAL NO BRASIL

TABELA 11-40 - MONITORAMENTO DA NDC NO PDE 2030

TABELA 11-41 - EVOLUÇÃO DA OFERTA DE ENERGIA PRIMÁRIA

TABELA 11-42 - EVOLUÇÃO DA OFERTA DE PETRÓLEO E DERIVADOS

TABELA 11-43 - BALANÇO DE GÁS NATURAL SECO

TABELA 11-44 – SÍNTESE DA EXPANSÃO PREVISTA NO PDE 2030
TABELA 11-45 – ELENCO DOS PROJETOS
HIDRELÉTRICOS DISPONIBILIZADOS AO PDE 2030
TABELA 11-46 – SÍNTESE DOS RESULTADOS
TABELA 11-47 – SÍNTESE DAS ESTIMATIVAS DE INVESTIMENTOS
TABELA 11-48 – PROJEÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL – ANO 2030

Lista de Gráficos

CAPÍTULO 1

GRÁFICO 1 1 - EVOLUÇÃO DA POPULAÇÃO BRASILEIRA
GRÁFICO 1 2 - EVOLUÇÃO DA POPULAÇÃO BRASILEIRA POR REGIÕES GEOGRÁFICAS
GRÁFICO 1 3 - EVOLUÇÃO DO PIB E DO COMÉRCIO MUNDIAL
GRÁFICO 1 4 - EVOLUÇÃO DA TAXA DE INVESTIMENTO (% DO PIB)
GRÁFICO 1 5 – EVOLUÇÃO DA PRODUTIVIDADE TOTAL DOS FATORES (PTF)
GRÁFICO 1 6 - EVOLUÇÃO DO PIB E DO PIB PER CAPITA (% A.A.)
GRÁFICO 1 7 - EVOLUÇÃO DOS VALORES ADICIONADOS MACROSSECTORIAIS (% A.A.)
GRÁFICO 1 8 EVOLUÇÃO DO PIB NOS PRÓXIMOS 10 ANOS PARA OS TRÊS CENÁRIOS (ÍNDICE 2019 = 100)

CAPÍTULO 2

GRÁFICO 2-6 - CONSUMO FINAL DE ENERGIA POR SETOR
GRÁFICO 2-7 - SETOR INDUSTRIAL: DECOMPOSIÇÃO DA VARIAÇÃO DO CONSUMO FINAL*
GRÁFICO 2-8 - SETOR INDUSTRIAL: CONSUMO FINAL DE ENERGIA POR FONTE
GRÁFICO 2-9 - SENDERO ENERGÉTICO INDUSTRIAL
GRÁFICO 2-10 - PARTICIPAÇÃO DOS MODOS NA ATIVIDADE (T.KM) E DEMANDA ENERGÉTICA (TEP) DO TRANSPORTE DE CARGAS
GRÁFICO 2-11 - PARTICIPAÇÃO DOS MODOS NA ATIVIDADE (P.KM) E DEMANDA ENERGÉTICA (TEP) DO TRANSPORTE DE PASSAGEIROS
GRÁFICO 2-12 - CONSUMO DO SETOR DE TRANSPORTES POR FONTE DE ENERGIA (MIL TEP)
GRÁFICO 2-13 - CONSUMO FINAL DE ENERGIA NO SETOR DE EDIFICAÇÕES
GRÁFICO 2-14 - CONSUMO FINAL DE ENERGIA NAS RESIDÊNCIAS POR FONTE (%)
GRÁFICO 2-15 - CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA POR EQUIPAMENTO RESIDENCIAL (TWH)
GRÁFICO 2-16 - CONSUMO FINAL DE ENERGIA NO SETOR DE SERVIÇOS
GRÁFICO 2-17 – DISTRIBUIÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ENERGIA NO SETOR DE SERVIÇOS EM 2030
GRÁFICO 2-18 – DISTRIBUIÇÃO AMOSTRAL DA PPH (PROCEL) E POPULACIONAL DA PNAD CONTÍNUA (IBGE) POR UF
GRÁFICO 2-19 - CONSUMO FINAL DE ENERGIA POR FONTE
GRÁFICO 2-20 - CONSUMO FINAL DE ETANOL POR TIPO
GRÁFICO 2-21 - CONSUMO FINAL DE BIOCOMBUSTÍVEIS POR FONTE
GRÁFICO 2-22 - DERIVADOS DE PETRÓLEO: CONSUMO FINAL DE ENERGIA POR FONTE
GRÁFICO 2-23 - ELASTICIDADE-RENDIA DA DEMANDA DE ELETRICIDADE: HISTÓRICO X PROJEÇÃO
GRÁFICO 2-24 - PDE 2030 X PDE 2029: COMPARAÇÃO ENTRE PREVISÕES DE CARGA DE ENERGIA NO SIN
GRÁFICO 2-25 - PDE 2030. CENÁRIO REFERÊNCIA X CENÁRIOS ALTERNATIVOS
GRÁFICO 2-26 - CRESCIMENTO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE NA REDE, POR CLASSE. CENÁRIO DE REFERÊNCIA X CENÁRIOS ALTERNATIVOS
GRÁFICO 2-27 - PDE 2030. CENÁRIO REFERÊNCIA. CURVAS DE CARGA HORÁRIA NOS DIAS DE PONTA POR MÊS.

CAPÍTULO 3

GRÁFICO 3-1 – PROJEÇÕES DE DEMANDA DO MERCADO DE REFERÊNCIA
GRÁFICO 3-2 - EXPANSÃO EM CAPACIDADE E EM ENERGIA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
GRÁFICO 3-3 - EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA EXISTENTE E CONTRATADA DO SIN
GRÁFICO 3-4 - AVALIAÇÃO DO ATENDIMENTO AO CRITÉRIO DE SUPRIMENTO DE ENERGIA: CVAR 10% CMO
GRÁFICO 3-5 - AVALIAÇÃO DO ATENDIMENTO AO CRITÉRIO DE SUPRIMENTO DE ENERGIA: CVAR 1% ENS
GRÁFICO 3-6 - AVALIAÇÃO DO ATENDIMENTO AOS CRITÉRIOS DE SUPRIMENTO DE POTÊNCIA: CVAR 5% PNS [% DA DEMANDA INSTANTÂNEA] E LOLP
GRÁFICO 3-7 - REQUISITO DE ENERGIA CALCULADO PARA MÉTRICAS $CVAR1\%(ENS) \leq 5$ [% DA DEMANDA] E $CVAR10\%(CMO) \leq 800$ [R\$/MWH]

GRÁFICO 3-8 - AVALIAÇÃO EM 2030 DO REQUISITO DE ENERGIA CALCULADO PARA MÉTRICAS $\text{CVAR1\%}(\text{ENS}) \leq 5$ [%DA DEMANDA] E $\text{CVAR10\%}(\text{CMO}) \leq 800[\text{R\$/MWH}]$

GRÁFICO 3-9 - REQUISITOS DE POTÊNCIA CALCULADOS PARA MÉTRICAS $\text{CVAR5\%}(\text{PNS}) \leq 5$ [%DEM] E $\text{LOLP} \leq 5\%$

GRÁFICO 3-10 - INDICAÇÃO DE ENERGIA E DE POTÊNCIA APÓS ANÁLISE DE REQUISITOS

GRÁFICO 3-11 – VALIDAÇÃO DO REQUISITO CALCULADO A PARTIR DA AVALIAÇÃO DO ATENDIMENTO AO CRITÉRIO DE ENERGIA, PARA MÉTRICA $\text{CVAR10\%}(\text{CMO}) \leq 800[\text{R\$/MWH}]$

GRÁFICO 3-12 – VALIDAÇÃO DO REQUISITO CALCULADO A PARTIR DA AVALIAÇÃO DO ATENDIMENTO AO CRITÉRIO DE POTÊNCIA, PARA MÉTRICA $\text{CVAR5\%}(\text{PNS}) \leq 5$ % DA DEMANDA

GRÁFICO 3-13 – VALIDAÇÃO DO REQUISITO CALCULADO A PARTIR DA AVALIAÇÃO DO ATENDIMENTO AO CRITÉRIO DE POTÊNCIA, PARA MÉTRICA $\text{LOLP} \leq 5\%$

GRÁFICO 3-14 - EXPANSÃO INDICATIVA DA RODADA LIVRE

GRÁFICO 3-15 - COMPARATIVO REQUISITO DE ENERGIA CALCULADO X INDICAÇÃO RODADA LIVRE

GRÁFICO 3-16 – COMPARATIVO REQUISITO DE POTÊNCIA CALCULADO X INDICAÇÃO RODADA LIVRE

GRÁFICO 3-17 - ATENDIMENTO AO CRITÉRIO $\text{CVAR10\%}(\text{CMO}) \leq 800[\text{R\$/MWH}]$ PARA A RODADA LIVRE

GRÁFICO 3-18 - ATENDIMENTO AO CRITÉRIO $\text{CVAR5\%}(\text{PNS}) \leq 5$ [%DEM] PARA A RODADA LIVRE

GRÁFICO 3-19 - ATENDIMENTO AO CRITÉRIO $\text{LOLP} \leq 5\%$ PARA A RODADA LIVRE

GRÁFICO 3-20 - VARIAÇÃO ENTRE A CAPACIDADE INSTALADA INICIAL E COM A EXPANSÃO DO PDE 2030 POR TECNOLOGIA – EM GW

GRÁFICO 3-21 - EXPANSÃO INDICATIVA DE REFERÊNCIA

GRÁFICO 3-22 – CONTRIBUIÇÃO DE ENERGIA E POTÊNCIA DA EXPANSÃO INDICATIVA EM 2030

GRÁFICO 3-23 – PARTICIPAÇÃO DAS FONTES NA CAPACIDADE INSTALADA DA GERAÇÃO CENTRALIZADA

GRÁFICO 3-24 – CMO E CME MÉDIOS

GRÁFICO 3-25 - ATENDIMENTO AO CRITÉRIO $\text{CVAR10\%}(\text{CMO}) \leq 800[\text{R\$/MWH}]$ PARA A EXPANSÃO DE REFERÊNCIA

GRÁFICO 3-26 – RISCO DE DÉFICIT DE POTÊNCIA (LOLP) PARA A EXPANSÃO DE REFERÊNCIA

GRÁFICO 3-27 – CVAR DA POTÊNCIA NÃO-SUPRIDA PARA A EXPANSÃO DE REFERÊNCIA

GRÁFICO 3-28 - EXPECTATIVA DE GERAÇÃO MENSAL PARA SUPRIMENTO À CARGA

GRÁFICO 3-29 – GERAÇÃO HIDRELÉTRICA POR PATAMAR DE CARGA – 2026 E 2030

GRÁFICO 3-30 – GERAÇÃO HIDRELÉTRICA MÉDIA MENSAL NA REGIÃO NORDESTE – 2026 E 2030

GRÁFICO 3-31 – GERAÇÃO HIDRELÉTRICA POR PATAMAR DE CARGA NA REGIÃO NORDESTE – 2026 E 2030

GRÁFICO 3-32 – FATOR DE CAPACIDADE EFETIVO DAS USINAS TERMELÉTRICAS

GRÁFICO 3-33 – PERMANÊNCIA DOS FLUXOS DE INTERCÂMBIO NA REGIÃO NORDESTE

GRÁFICO 3-34 – PERMANÊNCIA DOS FLUXOS DE INTERCÂMBIO NA REGIÃO SUL

GRÁFICO 3-35 – DISTRIBUIÇÃO DAS CURVAS DE CARGA HORÁRIA BRUTA E LÍQUIDA PARA O SIN

GRÁFICOS 3-36 – PATAMARES DE CARGA PARA O SIN CONSIDERANDO A PROJEÇÃO DA CURVA DE CARGA HORÁRIA EM 2030

GRÁFICO 3-37 – PATAMARES DO SUDESTE/CENTRO-OESTE E NORDESTE - 2030

GRÁFICO 3-38 – CMO DO SUBSISTEMA SUDESTE/CENTRO-OESTE

GRÁFICO 3-39 – GERAÇÃO TERMELÉTRICA DO SIN

GRÁFICO 3-40 – GERAÇÃO HIDRELÉTRICA DO SIN

GRÁFICO 3-41 – CVAR 5% NO HORIZONTE DECENAL

GRÁFICO 3-42 – RISCO DE DÉFICIT MENSAL

GRÁFICO 3-43 – EXPANSÃO DA GERAÇÃO NOS CASOS ANALISADOS

GRÁFICO 3-44 – ACRÉSCIMO DE ENERGIA POR CENÁRIO DE EXPANSÃO

GRÁFICO 3-45 – CMO NOS CENÁRIOS AVALIADOS

GRÁFICO 3-46 – GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO HORIZONTE DECENAL PARA OS DIFERENTES CENÁRIOS

GRÁFICO 3-47 – DÉFICIT NO HORIZONTE DECENAL PARA OS DIFERENTES CENÁRIOS

GRÁFICO 3-48 – COMPOSIÇÃO DE CUSTOS NAS OPÇÕES AVALIADAS

GRÁFICO 3-49 - CUSTOS DE INVESTIMENTO, OPERAÇÃO E TOTAL

GRÁFICO 3 -50 – DISTRIBUIÇÃO DA ENERGIA ARMAZENADA PARA A EXPANSÃO DE REFERÊNCIA E CASO 3

GRÁFICO 3 -51 – CVAR 5% DA POTÊNCIA NÃO SUPRIDA PARA EXPANSÃO DE REFERÊNCIA E CASO 3

GRÁFICO 3-52 – CVAR 10% DE CMO

GRÁFICO 3-53 –CMO MÉDIO MENSAL

GRÁFICO 3-54 - PERMANÊNCIA DOS CENÁRIOS DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA TOTAL DO SIN

GRÁFICO 3-55 - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ARMAZENADA NAS USINAS HIDRELÉTRICAS

GRÁFICO 3-56 - DISTRIBUIÇÃO DO VERTIMENTO TURBINÁVEL

GRÁFICO 3-57 – CVAR 5% DA POTÊNCIA NÃO SUPRIDA PARA EXPANSÃO DE REFERÊNCIA E CASO 4

GRÁFICO 3-58 – GANHO DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA DAS HIDRELÉTRICAS AO AUMENTAR A OFERTA TERMELÉTRICA INFLEXÍVEL

CAPÍTULO 4

GRÁFICO 11-28 – CENÁRIOS DE EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

GRÁFICO 11-29 – CENÁRIO DE REFERÊNCIA: INVESTIMENTO TOTAL EM LINHAS DE TRANSMISSÃO, POR NÍVEL DE TENSÃO

GRÁFICO 11-30 – CENÁRIO DE REFERÊNCIA: INVESTIMENTO TOTAL EM SUBESTAÇÕES, POR NÍVEL DE TENSÃO

GRÁFICO 11-31 – CENÁRIO DE REFERÊNCIA: INVESTIMENTO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO POR ANO

GRÁFICO 11-32 - CENÁRIO DE REFERÊNCIA: INVESTIMENTO EM SUBESTAÇÕES, POR ANO

GRÁFICO 11-33 - CENÁRIO DE REFERÊNCIA: INVESTIMENTO TOTAL – PERÍODO 2021 A 2025

GRÁFICO 11-34 - CENÁRIO DE REFERÊNCIA: INVESTIMENTO TOTAL – PERÍODO 2026 A 2030

GRÁFICO 11-35 - INVESTIMENTOS POTENCIAIS EM ATIVOS DE TRANSMISSÃO EM FINAL DE VIDA ÚTIL REGULATÓRIA

CAPÍTULO 5

GRÁFICO 11-36 - PREVISÃO DA PRODUÇÃO DIÁRIA DE PETRÓLEO NACIONAL

GRÁFICO 11-37 - PREVISÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NACIONAL PARA O PRÉ-SAL, PÓS-SAL E EXTRA PRÉ-SAL

GRÁFICO 11-38 - PREVISÃO DA PRODUÇÃO BRUTA DIÁRIA DE GÁS NATURAL NACIONAL

GRÁFICO 11-39 - PREVISÃO DA PRODUÇÃO LÍQUIDA DE GÁS NATURAL NACIONAL

GRÁFICO 5-5 – PREVISÃO DA PRODUÇÃO DE REFERÊNCIA E A HIPÓTESE DE AUMENTO DA PRODUÇÃO LÍQUIDA DE GÁS

GRÁFICO 11-6 – PREVISÃO DA PRODUÇÃO BRUTA DE GÁS NATURAL NACIONAL PARA O PRÉ-SAL, PÓS-SAL E EXTRA PRÉ-SAL

GRÁFICO 5-7: PREVISÃO DE PRODUÇÃO ONSHORE 2020-2030

GRÁFICO 11-8 - PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA RESERVA PROVADA DE PETRÓLEO E DA RELAÇÃO R/P

GRÁFICO 11-9 - PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA RESERVA PROVADA DE GÁS NATURAL E DA RELAÇÃO R/P

GRÁFICO 11-10 - PREVISÃO DE ENTRADA EM OPERAÇÃO DE NOVAS UEPS

CAPÍTULO 6

GRÁFICO 11-40 – PREÇO *SPOT* DO PETRÓLEO BRENT

GRÁFICO 6-41 - PREÇOS *SPOT* DOS DEMAIS TIPOS DE PETRÓLEO

GRÁFICO 6-42 - PREÇOS INTERNACIONAIS DOS PRINCIPAIS DERIVADOS DE PETRÓLEO

GRÁFICO 6-4 - PRODUÇÃO NACIONAL DE GLP POR TIPO DE UNIDADE PRODUTORA

GRÁFICO 6-43 - BALANÇO NACIONAL DE GLP

GRÁFICO 6-44 - BALANÇO NACIONAL DE GASOLINA A

GRÁFICO 6-45 - BALANÇO NACIONAL DE NAFTA

GRÁFICO 6-46 - BALANÇO NACIONAL DE QAV

GRÁFICO 6-47 - BALANÇO NACIONAL DE ÓLEO DIESEL A

GRÁFICO 6-48 - BALANÇO NACIONAL DE ÓLEO COMBUSTÍVEL

GRÁFICO 6-49 - BALANÇO NACIONAL DOS PRINCIPAIS DERIVADOS DE PETRÓLEO

GRÁFICO 6-50 - COMPARAÇÃO DA PRODUÇÃO NACIONAL DE DERIVADOS DE PETRÓLEO EM 2030 ENTRE A TRAJETÓRIA DE REFERÊNCIA E A TRAJETÓRIA ALTERNATIVA

CAPÍTULO 7

GRÁFICO 7-1 - PROJEÇÕES DE PREÇOS MÉDIOS AO CONSUMIDOR INDUSTRIAL COM PORTE DE CONSUMO DE 20 MIL M³/DIA, INCLUINDO TRANSPORTE, MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO, ICMS E PIS/COFINS

GRÁFICO 7-3 – DEMANDA (MALHA INTEGRADA)

GRÁFICO 7-4 - PRODUÇÃO LÍQUIDA E OFERTA POTENCIAL NACIONAIS DE GÁS NATURAL

GRÁFICO 7-5 - OFERTA POTENCIAL (MALHA INTEGRADA)

GRÁFICO 7-6 - BALANÇO DE GÁS NATURAL DA MALHA INTEGRADA DO BRASIL

GRÁFICO 7-7 – OFERTA E DEMANDA TOTAIS DO BRASIL NO NOVO MERCADO DE GÁS

GRÁFICO 7-8. BALANÇO ENTRE A DEMANDA NÃO TERMELÉTRICA E A OFERTA NACIONAL NA MALHA INTEGRADA

CAPÍTULO 8

GRÁFICO 11-51 - FLUXO DE UNIDADES PRODUTORAS DE CANA-DE-AÇÚCAR E VARIAÇÃO DE CAPACIDADE INSTALADA

GRÁFICO 11-52 - PRODUTIVIDADE, CANA COLHIDA E DESTINAÇÃO PARA ETANOL E AÇÚCAR

GRÁFICO 11-53 - PROJEÇÃO DA PRODUÇÃO BRASILEIRA DE AÇÚCAR

GRÁFICO 11-54 - PROJEÇÃO DA OFERTA TOTAL DE ETANOL

GRÁFICO 11-55 - PROJEÇÃO DA DEMANDA TOTAL DE ETANOL

GRÁFICO 11-56 - ENERGIA CONTRATADA E EXTRA CERTAME DAS USINAS VENCEDORAS NOS LEILÕES DE ENERGIA

GRÁFICO 11-57 - POTENCIAL DE EXPORTAÇÃO DE ELETRICIDADE GERADA POR BAGAÇO

GRÁFICO 8-8 - PREÇOS INTERNACIONAIS DO BIODIESEL, DIESEL E ÓLEOS DE SOJA E DE PALMA

GRÁFICO 11-9 - DEMANDA DE BIODIESEL

CAPÍTULO 9

GRÁFICO 11-58 – CONTRIBUIÇÃO DOS RED

GRÁFICO 11-59 - CONTRIBUIÇÃO SETORIAL PARA OS GANHOS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO ANO 2030¹

GRÁFICO 11-60 - CONTRIBUIÇÃO SETORIAL PARA OS GANHOS DE EFICIÊNCIA ELÉTRICA NO ANO 2030 (% DO GANHO TOTAL)

GRÁFICO 11-61 - CONTRIBUIÇÃO SETORIAL PARA OS GANHOS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA TOTAL (% EM CADA SETOR)

GRÁFICO 11-62 - CONTRIBUIÇÃO SETORIAL PARA OS GANHOS DE EFICIÊNCIA ELÉTRICA (% EM CADA SETOR)

GRÁFICO 11-63 - SETOR INDUSTRIAL: CONSUMO ESPECÍFICO DE ENERGIA (TEP/10³ T)

GRÁFICO 11-64 – ODEX INDUSTRIAL: INDICADOR DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

GRÁFICO 11-8 - CONSUMO MÉDIO POR EQUIPAMENTO (KWH/ANO/EQUIPAMENTO)

GRÁFICO 11-9 – CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NAS RESIDÊNCIAS (TWH)

GRÁFICO 11-10 - SETOR DE SERVIÇOS: CONSUMO DE ENERGIA E GANHOS DE EFICIÊNCIA

GRÁFICO 11-11 - SETOR DE SERVIÇOS: CONSUMO DE ELETRICIDADE E EFICIÊNCIA ELÉTRICA

GRÁFICO 11-12 – SETOR COMERCIAL: CONSUMO DE ELETRICIDADE (KWH/M²)

GRÁFICO 11-13 – CONSUMO DO SETOR DE TRANSPORTES COM E SEM GANHOS DE EFICIÊNCIA INDIVIDUAIS

GRÁFICO 11-14 – CONSUMO DO SETOR DE TRANSPORTES COM E SEM GANHOS DE EFICIÊNCIA SISTÊMICOS

GRÁFICO 11-15 - SETOR AGROPECUÁRIO: CONSUMO DE ENERGIA TOTAL E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

GRÁFICO 9-16 – CONE DE POSSIBILIDADES DE EXPANSÃO DA MMGD NO BRASIL [GW]

GRÁFICO 9-17 - PROJEÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

GRÁFICO 9-18 – PROJEÇÃO DA ENERGIA GERADA DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

GRÁFICO 9-19 – MMGD: DISTRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA POR FONTE EM 2030

GRÁFICO 9-20 - MMGD: DISTRIBUIÇÃO DA ENERGIA GERADA POR FONTE EM 2030

GRÁFICO 9-21 - HISTÓRICO E PROJEÇÃO DA TIR MÉDIA PARA DIFERENTES TIPOLOGIAS DE MMGD FV NOS CENÁRIOS VERÃO (V) E PRIMAVERA (P)

GRÁFICO 9-22 – TARIFAS DE EQUILÍBRIO PARA PROJETOS DE MINI GD REMOTA

GRÁFICO 9-23 - VPL DO INVESTIMENTO EM BATERIAS PARA O AUMENTO DO AUTOCONSUMO DA MICRO GD PARA DIFERENTES DISTRIBUIDORAS E CLIENTES

GRÁFICO 9-24 - DISTRIBUIÇÃO DO VPL DO INVESTIMENTO EM BATERIAS COM TARIFA BRANCA PARA DIFERENTES DISTRIBUIDORAS E CLIENTES

GRÁFICO 9-25 - DISTRIBUIÇÃO DO VPL DO INVESTIMENTO EM BATERIAS COM TARIFA HOROSSAZONAL A4 VERDE PARA DIFERENTES DISTRIBUIDORAS E FATORES DE CARGA NA PONTA

GRÁFICO 9-26 – DIFERENÇA ENTRE O VPL DO INVESTIMENTO EM BATERIAS E O VPL DO INVESTIMENTO EM GERAÇÃO DIESEL PARA USO NO HORÁRIO DE PONTA A4 VERDE – PREÇO DO DIESEL DE JUNHO DE 2020

GRÁFICO 9-27 – DIFERENÇA ENTRE O VPL DO INVESTIMENTO EM BATERIAS E O VPL DO INVESTIMENTO EM GERAÇÃO DIESEL PARA USO NO HORÁRIO DE PONTA A4 VERDE – PREÇO DO DIESEL DE JANEIRO DE 2020

GRÁFICO 11-28 – AUTOPRODUÇÃO DE ELETRICIDADE DE GRANDE PORTE NÃO INJETADA NA REDE (TWH)

GRÁFICO 11-29 – NÚMERO DE DOMICÍLIOS COM SAS (MIL UNIDADES)

GRÁFICO 11-30 - CONSUMO EVITADO DE ELETRICIDADE PARA AQUECIMENTO DE ÁGUA PARA BANHO NO SETOR RESIDENCIAL (GWH)

CAPÍTULO 10

GRÁFICO 10-1 - EVOLUÇÃO DA PARTICIPAÇÃO SETORIAL NAS EMISSÕES DE GEE PELA PRODUÇÃO E USO DE ENERGIA (MTCO₂ EQ.)

GRÁFICO 10- 2-. EMISSÕES DE GEE POR COMBUSTÍVEL EM 2030 (MTCO₂EQ)

CAPÍTULO 11

GRÁFICO 11-65 – OFERTA INTERNA DE ENERGIA PER CAPITA

GRÁFICO 11-66 - MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA: ENERGIA RENOVÁVEL E NÃO-RENOVÁVEL

GRÁFICO 11-67 - EVOLUÇÃO DA COMPOSIÇÃO DA OFERTA INTERNA DE ENERGIA POR FONTE

GRÁFICO 11-68 - EVOLUÇÃO DA COMPOSIÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA TOTAL POR FONTE

GRÁFICO 11-69 -CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO ELÉTRICA: RENOVÁVEL *VERSUS* NÃO-RENOVÁVEL

Referências Bibliográficas

PREMISSAS GERAIS

CONFERENCE BOARD. **Total Economy Database - Growth Accounting and Total Factor Productivity**. Disponível em: <http://www.conference-board.org>. Acesso em jun/2020.

FMI [Fundo Monetário Internacional]. **World Economic Outlook: The Great Lockdown**. Washington, DC: abril, 2020. Disponível em < <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2020/04/14/weo-april-2020>>. Acesso em jun/2020.

IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. **Contas Nacionais Trimestrais - 1º trimestre de 2020**. Disponível em: < <http://www.ibge.gov.br/>>. Acesso em jun/2020.

_____. **Projeção da população: Brasil e unidades da federação: revisão 2018**. Rio de Janeiro: IBGE, 2018. Acesso em jun/2020.

MAPA [Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento]. **Projeções do Agronegócio: Brasil 2018/19 a 2028/29**. Brasília: MAPA, 2019. Acesso em jun/2020.

DEMANDA DE ENERGIA

ABICLOR, 2020. TECNOLOGIAS DE PRODUÇÃO. Disponível em: <http://www.abiclor.com.br/a-industria-de-cloro-alcalis/tecnologias/>

Achão, C. C. L. Análise da Estrutura de Consumo de Energia pelo Setor Residencial Brasileiro. Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético na Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2003 Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/index.php/pt/publicacoes/dissertacoes/2003/1146-analise-da-estrutura-de-consumo-de-energia-pelo-setor-residencial-brasileiro>

Demand of Electricity: Application to the Brazilian Interconnected Power System. ISGT Latin America 2019.

EPE, 2020. Balanço Energético Nacional (ano-base 2019). Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>

Gellings, C. W., 2012. The smart grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response. 1 ed. Florida, CRC Press.

Muller, G., Falcão, D. A Fuzzy Knowledge-Based System to Assess the Impact of Demand Response on the Long Term GILS, Hans Christian. Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. Energy, Volume 67, 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214001534>. Acesso em: 9 agosto 2019.

[IBGE]. Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua 2019 – Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/trabalho/17270-pnad-continua.html?edicao=27258&t=resultados>

[Procel/Eletrobras]. Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos na Classe Residencial 2019. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/PPH-2019.aspx>

TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

SIGET/ANEEL, agosto de 2020.

“Base de Referência de Preços ANEEL”, de junho de 2020, como descrito no Informe Técnico EPE-DEE-IT-066/2020-rev0

Crítérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão, CCPE/CTET - Janeiro/2001”.

EPE/GET-NE-2/2008-2/2008-rev1-“Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Fortaleza Período 2010/2022”

EPE-DEE-RE-33/2009-rev1-“Estudos para o Atendimento à Região Metropolitana de Teresina, Incluindo as Cargas de Piripiri, Caxias e Timón”

EPE-DEE-RE-78/2009-rev2-“Estudos de Suprimento a Região Metropolitana de Maceió”

EPE-DEE-RE-9/2010-rev0-"Estudo para Dimensionamento das ICG referentes Centrais Geradoras Eólicas do LER 2009, dos Estados Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia"

EPE-DEE-RE-42/2010-rev0-"Estudo de Expansão do Sistema de Transmissão da Área Sul do Nordeste Brasileiro"

EPE-DEE-RE-57/2010-rev0-"Estudo para Estabelecer Solução do Esgotamento da SE Funil 230 kV Localizada no Sul do Estado da Bahia"

EPE-DEE-RE-112/2011-rev1-"Estudo de Suprimento a Região Sul do Piauí 2015 - 2028"

EPE-DEE-DEA-2/2013-rev3-"Estudo para Conexão das ICG vencedoras do A-5 2011 e solução estrutural para os eixos Teresina - Sobral, Sobral II – Sobral III e Fortaleza – Aquiraz"

EPE-DEE-RE-63/2012-rev3-"Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste Parte II"

EPE-DEE-RE-136/2013-rev0-"Estudo de Atendimento ao Agreste de Pernambuco"

EPE-DEE-DEA-1/2014-rev0-"Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia"

EPE-DEE-RE-137/2013-rev0-"Estudo de Atendimento aos Estados de Sergipe e Alagoas"

EPE-DEE-RE-8/2014-rev2-"Estudo de Atendimento a Região Sul da Bahia"

EPE-DEE-RE-147/2014-rev4-"Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste"

EPE-DEE-RE-188/2014-rev0-"Estudo de Atendimento às cargas do Alto Médio Canindé (PI) e Sertão do Araripe (PE)"

EPE-DEE-RE-42/2016-rev1-"Reavaliação do Estudo para Escoamento do Potencial Eólico do Litoral dos Estados do Maranhão, Piauí e Ceará"

EPE-DEE-RE-64/2015-rev0-"Estudo de Atendimento às Regiões do Litoral Sul Paraibano e da Zona da Mata Norte de Pernambuco"

EPE-DEE-RE-65/2012-rev0-"Estudo de Suprimento às Cargas da Região de Almeirim no Estado do Pará 2015-2029"

EPE-DEE-RE-50/2013-rev0-"Reavaliação do Sistema de Interligação do Estado do Amapá ao SIN em Função da Implantação de Novos Empreendimentos de Geração Hidrelétrica"

EPE-DEE-DEA-1/2013-rev1-"Suprimento às Regiões Metropolitana de Belém e Nordeste do Pará"

EPE-DEE-RE-47/2011-rev2-"Estudo da Interligação Boa Vista - Manaus"

EPE-DEE-RE-53/2012-rev0-"Estudo de Suprimento a Região Nordeste do Maranhão e Noroeste do Piauí 2015-2028"

EPE-DEE-DEA-3/2013-rev2-"Estudo de Suprimento à Palmas"

EPE-DEE-RE-19/2013-rev1-"Estudo de Atendimento Elétrico às Regiões Nordeste do Tocantins e Sul do Maranhão"

EPE-DEE-RE-61/2014-rev1-"Estudo de Suprimento à Região de Santana do Araguaia"

EPE-DEE-RE-22/2015-rev0-"Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de São Luís"

EPE-DEE-RE-114/2012-rev2-"Estudo de Atendimento Elétrico a Região Sudeste do Pará"

EPE-DEE-RE-41/2012-rev1-"Estudo de Suprimento às Cargas das Regiões de Paragominas e Tomé Açu 2015-2029"

EPE-DEE-DEA-5/2013-rev1-"Reavaliação do Estudo de Suprimento às Cargas das Margens Direita e Esquerda do Rio Amazonas e Tramo Oeste"

EPE-DEE-RE-17/2010-rev1-"Reforço Estrutural ao Sistema de Transmissão da Região Leste de Minas Gerais"

EPE-DEE-RE-21/2014-rev1-"Estudo de Atendimento Elétrico às Regiões Sul e Oeste de Minas Gerais"

EPE-DEE-RE-25/2014-rev0-"Estudo de Atendimento à região Mantiqueira do Estado de Minas Gerais"

EPE-DEE-RE-55/2012-rev2-"Reforço de Transmissão/Distribuição para os sistemas de Guanhães e Ipatinga – Região Leste de Minas Gerais"

EPE-DEE-RE-57/2012-rev0-"Reforço Estrutural ao Sistema de Transmissão da Região Leste de Minas Gerais - Complementação"

EPE-DEE-RE-61/2013-rev0-"Estudo de Atendimento Elétrico ao Sistema de Transmissão da Região Leste de Minas Gerais – Subestação Itabira 2"

EPE-DEE-NT-102/2014-rev0-"Nova modularização da SE 230/138 kV Anhanguera "

EPE-DEE-RE-133/2013-rev3-"Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado de Minas Gerais – Período Pré-Tapajós"

EPE-DEE-RE-148/2014-rev2-"Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste"

EPE-DEE-NT-39/2014-rev1-"Diagnóstico das Transformações de Fronteira da Área Rio de Janeiro"

EPE-DEE-RE-33/2013-rev0-"Estudo de Atendimento ao Sistema de Transmissão da Região de Porto Velho"

EPE-DEE-RE-49/2012-rev0-"Estudo de Suprimento via SE Jaru - Integração das Cargas Isoladas de Machadinho do Oeste"

EPE-DEE-RE-95/2013-rev1-"Estudo de Atendimento à Região Centro do Estado do Espírito Santo"

EPE-DEE-RE-15/2014-rev0-"Reforços para suprimento à SE Bandeirantes 345 kV"

EPE-DEE-RE-124/2012-rev1-"Reavaliação do estudo de atendimento à região nordeste da CPFL Paulista"

EPE-DEE-RE-77/2013-rev0-"Estudo de atendimento às regiões de Mairiporã, Santo Ângelo e Bragança Paulista"

EPE-DEE-RE-68/2012-rev1-"Estudo para Definição de Reforços ao Sistema Elétrico do Litoral de São Paulo"

EPE-DEE-RE-58/2012-rev0-"Estudo de Longo Prazo da Região Metropolitana de São Paulo (RMSP)"

EPE-DEE-RE-8/2015-rev1-"Estudo de Compensação Reativa das Redes de 440 kV e 500 kV do Estado de São Paulo"

EPE-DEE-RE-2/2011-rev0-"Estudo da Região de Piracicaba"

EPE-DEE-NT-85/2015-rev2015-"Diagnóstico da Transformação 345/88 kV da SE Norte"

EPE-DEE-RE-32/2015-rev0-"Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Paraná: Regiões Norte e Noroeste"

EPE-DEE-RE-58/2011-rev3-"Análise da Expansão da Interligação entre as Regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste"

EPE-DEE-RE-45/2013-rev0-"Estudo Para a Avaliação das Interligações em Tensão de Distribuição entre os Estados de São Paulo e Paraná – Região Norte Pioneiro"

EPE-DEE-RE-13/2013-rev0-"Estudo de Atendimento ao Estado do Paraná – Região Oeste e Sudoeste"

EPE-DEE-DEA-RE-9/2013-rev1-"Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina: Regiões Sul e Extremo Sul"

EPE-DEE-RE-86/2014-rev2-"Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina: Região de Florianópolis"

EPE-DEE-RE-10/2013-rev0-"Estudo de Acesso das PCHs Fundãozinho, Areado e Bandeirante e Conexão da Enersul na Região de Paraíso no Estado do Mato Grosso do Sul"

EPE-DEE-RE-69/2015-rev1-"Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Mato Grosso do Sul"

EPE-DEE-RE-133/2006-rev0-"Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul - Regiões Guaíba-Camaquã e Sul Integração das UTEs à Carvão"

EPE-DEE-RE-29/2009-rev0-"Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul Região Metropolitana de Porto Alegre"

EPE-DEE-RE-70/2010-rev1-"Estudo de Suprimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul - Região Sul"

EPE-DEE-RE-65/2011-rev1-"Estudo de Atendimento à Região de Bento Gonçalves, Farroupilha e Garibaldi, RS"

EPE-DEE-DEA-RE-6/2014-rev3-"Estudo Prospectivo para Avaliação da Integração do Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Sul"

EPE-DEE-RE-83/2013-rev0-"Estudo de Suprimento à Região Norte do RS - Regiões de Passo Fundo, Tapera, Santa Marta, Nova Prata e Lagoa Vermelha."

EPE-DEE-RE-30/2014-rev0-"Estudo de Atendimento Elétrico ao Litoral Norte do Rio Grande do Sul"

EPE-DEE-RE-24/2015-rev0-"Atendimento Elétrico ao RS – Região do Vale dos Sinos"

"Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul"

EPE-DEE-NT-120/2015-rev0-"Ampliação da SE 230/138 kV Carajás"

EPE-DEE-RE-105/2015-rev0-"Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus"

EPE-DEE-RE-133/2015-rev2-"Estudo de Atendimento ao Estado do Paraná: Região Centro-sul"

EPE-DEE-RE-132/2015-rev2-"Estudo de Atendimento ao Estado de Santa Catarina: Regiões Norte e Vale do Itajaí"

EPE-DEE-RE-141/2015-rev0-"Estudo de Atendimento à Região de Juiz de Fora e Conselheiro Lafaiete (Transformações de Fronteira)"

EPE-DEE-RE-20/2016-rev0-"Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação entre as regiões N/NE e SE/CO para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões N/NE"

EPE-DEE-RE-130/2015-rev0-"Estudo de Atendimento às Cargas das SE Nosso Senhor do Bonfim e Irecê"

EPE-DEE-RE-119/2015-rev1-"Estudo de Atendimento às Cargas das SE Cícero Dantas, Olindina e Catu"

EPE-DEE-RE-139/2015-rev0-"Estudo de Atendimento às Cargas da SE Funil e Extremo Sul da Bahia"

EPE-DEE-RE-67/2016-rev0-"Estudo de Atendimento à Região do Vale do Paraíba"

EPE-DEE-RE-6/2016-rev0-"Estudo para Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste"

EPE-DEE-RE-42/2016-rev1-"Reavaliação do Estudo para Escoamento do Potencial Eólico dos Estados do Maranhão, Piauí e Ceará"

EPE-DEE-NT-129/2015-rev0-"Avaliação do Aumento da Capacidade dos Bancos de Capacitores Série da Interligação Norte-Sul"

EPE-DEE-RE-7/2017-rev1-"Integração de Humaitá ao SIN e Reavaliação do Atendimento a Porto Velho"

EPE-DEE-RE-8/2016-rev3-"Estudo de Atendimento à Região de Campos"

EPE-DEE-RE-111/2016-rev0-"Estudo de Atendimento à região de Centro-Oeste de Minas Gerais – SEs Pimenta e São Gonçalo do Pará"

EPE-DEE-RE-065/2016-rev0-"Estudo para Escoamento do Potencial Eólico e Fotovoltaico da Região do Seridó"

EPE-DEE-RE-080/2016-rev0-"Estudo de Atendimento à Região do Sertão de Alagoas"

EPE-DEE-RE-099/2016-rev1-"Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa"

EPE-DEE-RE-081/2016-rev0-"Estudo de Atendimento à Região de Governador Valadares"

EPE-DEE-RE-102/2016-rev0-"Estudo de Atendimento à Região de Rio Claro e Rio Verde"

EPE-DEE-RE-006/2017-rev0-"Estudo de Atendimento ao Estado de Goiás"

EPE-DEE-RE-014/2017-rev0-"Atendimento à Região Metropolitana do Rio de Janeiro"

EPE-DEE-RE-37/2017-rev0-"Recomendação de Reforços para Mitigar Atrasos de Instalações de Transmissão Concedidas"

EPE-DEE-RE-49/2017-rev0-"Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina: Região Oeste"

EPE-DEE-RE-056/2017-rev0-"Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul: Região Serrana"

EPE-DEE-RE-003/2016-rev0-"Estudo de Atendimento às Cargas da SE Tomba"

EPE-DEE-RE-011/2017-rev0-"Estudo de Suprimento ao Município de Presidente Figueiredo"

EPE-DEE-RE-054/2017-rev0-"Estudo para escoamento do potencial de geração e suprimento da região de Dianópolis"

EPE-DEE-RE-029/2017-rev2-"Estudo de Atendimento às Regiões de Mossoró, Aracati e Fortaleza"

EPE-DEE-RE-050/2017-rev0-"Estudo de Atendimento à Região de Capão Bonito"

EPE-DEE-RE-031/2017-rev0-"Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial Solar das Regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais"

EPE-DEE-RE-043/2017-rev0-"Estudo de Atendimento à Região de Inhumas"

EPE-DEE-RE-062/2017-rev0-"Estudo para Escoamento de Geração na SE Suape II"

EPE-DEE-RE-006/2018-rev0-"Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Paraná: Região Metropolitana de Curitiba e Litoral – Volume 1 (Obras Recomendadas para o Curto Prazo)"

EPE-DEE-RE-005/2018-rev0-"Estudo de Suprimento à Região de Novo Progresso"

EPE-DEE-RE-27/2018-rev0-"Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial de Fotovoltaica/Biomassa na Região Noroeste do Estado de São Paulo"

EPE-DEE-RE-043/2018-rev0-"Estudo de Atendimento à Zona da Mata Mineira e Região da Mantiqueira"

EPE-DEE-RE-029/2018-rev1-"Expansão do sistema de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo"

EPE-DEE-RE-047/2018-rev2-"Estudo de Atendimento ao Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba"

EPE-DEE-RE-002/2017-rev0-"Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul: Região Noroeste - PARTE 1"

EPE-DEE-RE-048/2018-rev0-"Estudo de Atendimento à região Nordeste de Goiás"

EPE-DEE-RE-049/2018-rev1-"Estudo de Atendimento às Cargas das SE Cícero Dantas e Olindina"

EPE-DEE-RE-031/2018-rev0-"Estudo de Atendimento às Cargas da SE Milagres"

EPE-DEE-RE-071/2018-rev0-"Estudo de Atendimento ao Extremo Sul da Bahia"

EPE-DEE-RE-068/2018-rev2-"Avaliação do Atendimento às Cargas da Subestação Pirajá"

EPE-DEE-RE-087/2018-rev0-"Avaliação de solução alternativa à LT 440 kV Fernão Dias – Cabreúva"

EPE-DEE-RE-44/2017-rev0-"Estudo de Reforços para o Sistema de 345 kV de São Paulo – LT 345 kV Baixada Santista – Tijuco Preto e SE Sul"

EPE-DEE-RE-1/2019-rev0-"Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Mato Grosso do Sul: Região de Naviraí"

EPE-DEE-RE-88/2018-rev0-"Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul: Região Metropolitana de Porto Alegre – Volume 1 (Obras Recomendadas para o Curto Prazo)"

EPE-DEE-RE-74/2018-rev0-"Estudo de Atendimento à Região Oeste da Bahia"

EPE-DEE-RE-27/2019-rev0-"Atendimento à Região Central do Estado de Goiás"

EPE-DEE-RE-039/2019-rev0-"Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul: Região Metropolitana de Porto Alegre – Volume 2 (Obras Estruturantes)"

EPE-DEE-RE-009/2019-rev3-"Integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao Sistema Interligado Nacional"

EPE-DEE-RE-053/2019-rev1-"Estudo de Escoamento na Área Sul da Região Nordeste"

EPE-DEE-RE-55/2019-rev0-"Estudo de Expansão da Subestação Bongí"

EPE-DEE-RE-090/2018-rev02-"Estudo para Atendimento à Região Metropolitana de Fortaleza - Horizonte 2033"

EPE-DEE-RE-074/2019-rev0-"Reavaliação do atendimento a Rio Branco"

EPE-DEE-RE-073/2019-rev0-"Atendimento a Niterói Magé e São Gonçalo"

EPE-DEE-RE-075/2019-rev0-"Reavaliação do Atendimento a Cuiabá"

EPE-DEE-NT-091/2019-rev0-"Modulação de Transformadores Poços de Caldas"

EPE-DEE-RE-077/2019-rev0-"Estudo de Suprimento à Região de Gurupi"

EPE-DEE-NT-008/2020-rev1-"Aumento da Capacidade de Escoamento de Geração Solar da Região de Jaíba e Janaúba, no Estado de Minas Gerais"

EPE-DEE-RE-2/2020-rev0-"Reforços para a Região Industrial de Mairiporã, Jaguari e São José dos Campos"

EPE-DEE-RE-47/2019-rev0-"Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de São Paulo – Sub-regiões Norte, Leste e Sul"

EPE-DEE-RE-25/2020-rev0-"Estudo para Controle de Tensão e Suprimento ao Extremo Sul da Bahia"

EPE-DEE-RE-001/2006-rev0-"Estudos de Suprimento à Região Metropolitana de São Luís - MA"

EPE-DEE-RE-034/2020-rev0-"Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Paraná: Região Metropolitana de Curitiba e Litoral – Volume 2 (Obras Estruturantes)"

EPE-DEE-NT-999/2020-rev0-"Atendimento ao Regional Leste da Área de Concessão da Energisa Sul-Sudeste"

GÁS NATURAL

SIGET/ANEEL, agosto de 2020.

“Base de Referência de Preços ANEEL”, de junho de 2020, como descrito no Informe Técnico EPE-DEE-IT-066/2020-rev0

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Autorização Nº 329 de 22.5.2019 – DOU 23.5.2019.** 2019a. Disponível em: <<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/autorizacoes/2019/maio&item=aut-329-2019>>. Acesso em out/2020.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Autorizada a retomada da Chamada Pública do Gasbol.** 2019b. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/noticias/5567-autorizada-a-retomada-da-chamada-publica-do-gasbol>>. Acesso em out/2020.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Consulta Prévia nº 01/2020.** 2020. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/consultas-audiencias-publicas/372-consulta-previa/5998-consulta-previa-01-2020>>. Acesso em out/2020.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Metodologia para Cálculo da Oferta de Gás Natural Seco e Derivados**, Dezembro, 2016. Disponível em: <<http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-298/EPE,%202016%20-%20Nota%20TC%20A9cnica%20Metodologia%20G%C3%A1s%20Natural%20Seco%20e%20Derivados.pdf>>. Acesso em ago/2018.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia.** Junho, 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-307/EPE%202017%20-%20Panorama%20da%20Ind%C3%A1stria%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20na%20Bol%C3%ADvia%2022jun17.pdf>>. Acesso em ago/2018.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Compilação de Correlações de Custos de Equipamentos – Instalações Industriais de Gás Natural.** Agosto, 2018. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-compilacao-de-correlacoes-de-custos-de-equipamentos-instalacoes-industriais-de-gas-natural>>. Acesso em ago/2018.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **PIG-Plano Indicativo de Gasodutos.** Outubro, 2019a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-415/PIG%20-%20Plano%20Indicativo%20de%20Gasodutos%20de%20Transporte_EPE2019.pdf>. Acesso em out/2020.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **PIPE-Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural.** Novembro, 2019b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-434/PIPE%20-%20Plano%20Indicativo%20de%20Processamento%20e%20Escoamento%20de%20G%C3%A1s%20Natural.pdf>>. Acesso em out/2020.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Monetização de Gás Natural Onshore no Brasil.** Julho, 2020a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-487/EPE,%202020%20-%20NT%20Monetiza%C3%A7%C3%A3o%20de%20GN%20onshore.pdf>>. Acesso em out/2020.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Monetização de Gás Natural Offshore no Brasil.** Setembro, 2020b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-502/EPE,%202020%20-%20NT%20Monetiza%C3%A7%C3%A3o%20de%20GN%20offshore.pdf>>. Acesso em out/2020.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Sistema INFOGÁS,** 2020c. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/aceso-restrito/sistema-infogas>>. Acesso em out/2020.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Terminais de GNL no Brasil: Panorama dos Principais Projetos – Ciclo 2019-2020.** Outubro, 2020d. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-527/NT%20Terminais%20de%20GNL%20no%20Brasil%20-%20Panorama%20dos%20Principais%20Projetos.pdf>>. Acesso em out/2020.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **PIG-Plano Indicativo de Gasodutos.** Novembro, 2020e. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-531/EPE,%202020%20-%20Plano%20Indicativo%20de%20Gasodutos%20de%20Transporte%202020.pdf>>. Acesso em nov/2020.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**, Julho, 2020a. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/36216/1119340/07.+Boletim+Mensal+de+Acompanhamento+da+Ind%C3%A1stria+de+G%C3%A1s+Natural+-+Julho+2020/98ab54ee-ffdf-2ee4-feeb-3316b8cd99b5>>. Acesso em out/2020.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Relatório Trimestral - Acompanhamento da Abertura do Mercado de Gás Natural**, Junho, 2020b. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36112/491926/4+Relat%C3%B3rio+Trimestral+CMGN+-+2T2020+vFinal.pdf/f4267131-77b7-9a06-daeb-31ee600a1d9e>. Acesso em out/2020.

PETROBRAS. **Petrobras alcança recorde de regaseificação de GNL**. Setembro, 2020a. Disponível em https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=983048. Acesso em out/2020.

PETROBRAS. **Araucária Nitrogenados hibernará sua planta industrial**. Janeiro, 2020b. Disponível em <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/araucaria-nitrogenados-hibernara-sua-planta-industrial.htm>. Acesso em out/2020.

PETROBRAS. **PETROBRAS Inicia Venda de Unidade de Fertilizante no Paraná**. Setembro, 2020c. Disponível em https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=983052. Acesso em out/2020.

TAG [Transportadora Associada de Gás]. **Demonstrações Financeiras Intermediárias**. Março, 2019. Disponível em <https://empregado.petrobras.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A9D2AAF6A5B7407016ABD11DF831055>. Acesso em out/2020.

OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS

ABIOVE. (2020a). *Estatísticas*. Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais. Fonte: www.abiove.org.br/estatisticas

ABIOVE. (2020b). *Biodiesel e Diesel b: Preços Praticados*. Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais. Acesso em 08 de 09 de 2020, disponível em www.abiove.org.br/

ALSP. (2002). *LEI Nº 11.241, DE 19 DE SETEMBRO DE 2002*. Assembleia Legislativa de São Paulo, São Paulo. Acesso em 2020 de 10 de 16, disponível em <https://www.al.sp.gov.br/repositorio/legislacao/lei/2002/lei-11241-19.09.2002.html>

ANEEL. (2020). *Banco de Informações da Geração (BIG)*. Agência Nacional de Energia Elétrica. Acesso em 29 de 06 de 2020, disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>

ANP. (2019a). *Resolução ANP nº 791/2019. Dispõe sobre a individualização das metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis, no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio)*. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 10 de Junho de 2019, disponível em <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2019/junho&item=ranp-791-2019>

ANP. (2019b). *Resolução ANP nº 778/2019. Estabelece as especificações do querosene de aviação, querosenes de aviação alternativos e do querosene de aviação C, bem como as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos agentes econômicos*. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 23 de 09 de 2020, disponível em <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2019/abril&item=ranp-778-2019>

ANP. (2020a). *RenovaBio*. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 25 de Setembro de 2020, disponível em <http://www.anp.gov.br/biocombustiveis/renovabio>

ANP. (2020b). *Autorização para produção de biocombustíveis*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 22 de Janeiro de 2020, disponível em <http://www.anp.gov.br/producao-de-biocombustiveis/autorizacao-para-producao-de-biocombustiveis>

ANP. (2020c). *DESPACHO ANP Nº 797, DE 24 DE SETEMBRO DE 2020*. Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 25 de 09 de 2020, disponível em <https://www.in.gov.br/web/dou/-/despacho-anp-n-797-de-24-de-setembro-de-2020-279453170>

ANP. (2020d). *Informações de Mercado - Biodiesel*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 18 de Fevereiro de 2020, disponível em <http://www.anp.gov.br/producao-de-biocombustiveis/biodiesel/informacoes-de-mercado>

ANP. (2020e). *Leilões de Biodiesel*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 18 de Abril de 2020, disponível em <http://www.anp.gov.br/distribuicao-e-revenda/leiloes-de-biodiesel>

- ANP. (2020f). *Informações de Mercado - Etanol*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 24 de Maio de 2020, disponível em www.anp.gov.br/producao-de-biocombustiveis/etanol/informacoes-mercado-etanol
- ANP. (2020g). *Nota Técnica Nº 4/2020/SBQ-CRP/SBQ/ANP-RJ*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 11 de Julho de 2020, disponível em <http://www.anp.gov.br/arquivos/cap/2020/cap3/cp3-2020-nota-tecnica.pdf>
- B3. (2020). *Renda Fixa, Série Histórica, Dados por Ativos*. Brasil, Bolsa Balcão. Acesso em 29 de Junho de 2020, disponível em http://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/servicos-de-dados/market-data/historico/renda-fixa/
- BNDES. (2019). *Maior Sistema Brasileiro para Escoar Etanol Terá R\$1,8 Bi de Apoio do BNDES*. Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social, Agência BNDES de Notícias, Rio de Janeiro. Acesso em 1 de março de 2019, disponível em [https://agenciadenoticias.bndes.gov.br/detalhe/noticia/Principal-sistema-de-escoamento-do-etanol-brasileiro-tera-r\\$-181-bi-do-BNDES/](https://agenciadenoticias.bndes.gov.br/detalhe/noticia/Principal-sistema-de-escoamento-do-etanol-brasileiro-tera-r$-181-bi-do-BNDES/)
- BNDES. (2020). *BNDES Prorenova*. BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social. Acesso em 2020 de Março de 24, disponível em www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-prorenova
- BRASIL. (2005). *Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005*. Brasília: Diário Oficial da União. Fonte: www.planalto.gov.br
- BRASIL. (2007). *Resolução CNPE nº 5 de 03/10/2007. Estabelece diretrizes gerais para a realização de leilões públicos para aquisição de biodiesel, em razão da obrigatoriedade legal prevista na Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, e dá outras providências*. Governo Federal, Ministério de Minas e Energia. Brasília: Diário Oficial da União. Acesso em 29 de 09 de 2020, disponível em <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=107456>
- BRASIL. (2013). *Projeto de Lei da Câmara nº 119, de 2013. Dispõe sobre a criação do Programa de Produção Sustentável da Palma de Óleo no Brasil, estabelece diretrizes para o zoneamento agroecológico para a cultura de palma de óleo e dá outras providências*. Câmara dos Deputados, Brasília. Acesso em 15 de 07 de 2020, disponível em <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/115670>
- BRASIL. (2017a). *Projeto de lei n.º 9.321-A, de 2017. Estabelece o Programa Nacional do Bioquerosene para o incentivo à pesquisa e o fomento da produção de energia à base de biomassas, visando à sustentabilidade da aviação brasileira*. Câmara dos Deputados, Brasília. Acesso em 25 de 03 de 2020, disponível em <https://www.camara.leg.br/>
- BRASIL. (2017b). *Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017. Dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) e dá outras providências*. Diário Oficial da União, Brasília. Fonte: www.planalto.gov.br
- BRASIL. (2019). *PORTARIA Nº 547, DE 31 DE AGOSTO DE 2019. Altera o Anexo II da Resolução nº 125, de 15 de dezembro de 2016*. Ministério da Economia, SECRETARIA ESPECIAL DE COMÉRCIO EXTERIOR E ASSUNTOS INTERNACIONAIS. Brasília: Diário Oficial da União. Acesso em 05 de setembro de 2019, disponível em <http://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=31/08/2019&jornal=602&pagina=1>
- BRASIL. (2020). *PORTARIA Nº 53, DE 15 DE SETEMBRO DE 2020. Estabelece critérios para alocação de cota para importação, determinada pela Resolução do Comitê-Executivo de Gestão da Câmara de Comércio Exterior nº 88, de 14 de setembro de 2020*. Governo Federal, Ministério da Economia/Secretaria Especial de Comércio Exterior e Assuntos Internacionais/Secretaria de Comércio Exterior. Brasília: Diário Oficial da União. Acesso em 29 de 09 de 2020, disponível em <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-53-de-15-de-setembro-de-2020-277668384>
- CCEE. (2020). *InfoMercado: Dados Individuais*. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, São Paulo. Fonte: www.ccee.org.br
- CNPE. (2017). *Resolução CNPE nº 23, de 09 de novembro de 2017. Estabelece a adição obrigatória de diesel, em volume, de dez por cento de biodiesel vendido ao consumidor final*. Conselho Nacional de Política Energética. Brasília: Diário Oficial da União. Acesso em 30 de 12 de 2017, disponível em www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe/cnpe-2017
- CNPE. (2018). *Resolução CNPE nº 16, de 29 de outubro de 2018. Dispõe sobre a evolução da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional*. Conselho Nacional de Política Energética. Brasília: Diário Oficial da União. Fonte: www.mme.gov.br/documents/10584/71068545/Resolucao_16_CNPE_29-10-18.pdf/

- CNPE. (2020). *Define as metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis*. Conselho Nacional de Política Energética. Brasília: Diário Oficial da União. Acesso em 11 de 09 de 2020, disponível em <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-276627223>
- COGEN. (2009). *Bioeletricidade - Reduzindo emissões e agregando valor ao sistema elétrico*. Associação da Indústria de Cogeração de Energia.
- CONAB. (2019). *Levantamentos de Safra: cana-de-açúcar. Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar. Safra 2018/2019*. Companhia Nacional de Abastecimento, Companhia Nacional de Abastecimento, Brasília. Fonte: www.conab.gov.br
- CONAB. (2020). *Levantamentos de Safra: cana-de-açúcar. Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar*. Companhia Nacional de Abastecimento, Companhia Nacional de Abastecimento, Brasília. Fonte: www.conab.gov.br
- CTBE. (2018). *Comunicação Pessoal*. Laboratório Nacional de Ciência e Tecnologia do Bioetanol, Campinas.
- EC. (2018). *Clean Energy for All Europeans*. European Commission, Energy, Bruxelas. Fonte: ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans
- EIA. (2020). *Monthly Energy Review. Renewable Energy. Total Energy Data*. Energy Information Administration, Washington DC. Acesso em 27 de Junho de 2020, disponível em www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/index.cfm
- ELETROBRAS. (2020). *PROINFA*. (C. E. Brasília, Produtor) Acesso em Junho de 2019, disponível em Eletrobras - Centrais Elétricas Brasileiras: www.eletrobras.com/pt/Paginas/Proinfa.aspx
- EPA. (2019). *Final Renewable Fuel Standards for 2020, and the Biomass-Based Diesel Volume for 2021*. United States Environmental Protection Agency, Washington DC. Acesso em 24 de 3 de 2020, disponível em <https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/final-renewable-fuel-standards-2020-and-biomass-based-diesel-volume>
- EPE. (2015). *Plano decenal de expansão de energia 2024*. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Fonte: www.epe.gov.br
- EPE. (2016). *Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2015*. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Fonte: www.epe.gov.br
- EPE. (2018). *Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2017*. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Fonte: www.epe.gov.br
- EPE. (2019). *Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2018*. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Acesso em 28 de Junho de 2019, disponível em www.epe.gov.br
- EPE. (2020a). *Combustíveis renováveis para uso em motores do ciclo Diesel*. Empresa de Pesquisa Energética, Departamento de Petróleo e Gás, Rio de Janeiro. Acesso em 2 de 3 de 2020, disponível em http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-467/NT_Combustiveis_renovaveis_em_%20motores_ciclo_Diesel.pdf
- EPE. (2020b). *Impactos da pandemia de Covid-19 no mercado brasileiro de combustíveis*. Empresa de Pesquisa Energética, Departamento de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, Rio de Janeiro. Acesso em 03 de Agosto de 2020, disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-485/NT-DPG-SDB-2020-02_Impactos_da_COVID-19_no_mercado_brasileiro_de_combustiveis.pdf
- EPE. (2020c). *Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2019*. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Fonte: www.epe.gov.br
- EPE. (2020d). *Balanço Energético Nacional 2020: Ano-base 2019*. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Fonte: www.epe.gov.br
- EPE. (2020e). *Cenários de oferta de etanol e demanda Ciclo Otto 2021 – 2030*. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Fonte: www.epe.gov.br
- EQUIPAV. (2009). *Uso da palha da cana-de-açúcar*. EQUIPAV, São Paulo.

- EUA. (2007). *Ato de Independência e Segurança Energética de 2007*. Congresso dos Estados Unidos da América, Washington DC. Fonte: <https://www.congress.gov/search?searchResultViewType=expanded&q=%7B%22source%22%3A%22legislative%22%2C%22search%22%3A%22%5C%22energy+independence+and+security+act%5C%22%22%2C%22congress%22%3A110%7D>
- EURACTIV. (2020). *EU way off the mark on energy savings goal, latest figures show*. Euractiv Media Network, Bruxelas. Acesso em 02 de Abril de 2020, disponível em <https://www.euractiv.com/section/energy/news/eu-way-off-the-mark-on-energy-savings-goal-latest-figures-show/>
- EUROSTAT. (2020). *Database*. European Statistical Office, Luxemburgo. Acesso em 03 de Abril de 2020, disponível em <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>
- FAO. (2012). *World Agriculture Towards 2030-2050: the 2012 revision*. Food and Agriculture Organization of the United Nation, Roma. Acesso em 03 de 08 de 2020, disponível em <http://www.fao.org/3/a-ap106e.pdf>
- FAO. (2019). *Agricultural Outlook 2019-2028*. Food and Agriculture Organization of the United Nation, Roma. Acesso em 03 de 08 de 2020, disponível em <http://www.fao.org/3/a-i5778e.pdf>
- GRANBIO. (2019). *Bioflex I: Produção de Biocombustível*. Granbio, São Paulo. Acesso em 01 de Julho de 2019, disponível em <http://www.granbio.com.br/conteudos/biocombustiveis/>
- HSIEH, C. C.; FELBY, C. (2017). *Biofuels for the marine shipping sector. An overview and analysis of sector infrastructure, fuel technologies and regulations*. International Energy Agency - Bioenergy. Task 39. University of Copenhagen.
- IBGE. (2020). *Levantamento Sistemático da Produção Agrícola. Banco de Tabelas estatísticas. Sistema IBGE de Recuperação Automática – SIDRA*. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Acesso em 28 de 09 de 2020, disponível em <https://sidra.ibge.gov.br/home/lspa>
- ICAO. (2018). *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA)*. International Civil Organization, Quebec. Fonte: <https://www.icao.int/environmental-protection/Pages/market-based-measures.aspx>
- IEA. (2004). *Biofuels for transport – an international perspective*. International Energy Agency. Fonte: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/biofuels2004.pdf>
- IEA-SP. (2014). *Protocolo Agroambiental do Setor Sucroenergético Paulista: Dados consolidados das safras 2007/08 a 2013/14*. Instituto de Economia Agrícola - SP, São Paulo. Acesso em 20 de 03 de 2016, disponível em <http://www.iea.sp.gov.br/RelatórioConsolidado1512.pdf>
- IMEA. (2017). *Clusters de etanol de milho em Mato Grosso*. Instituto Mato-Grossense de Economia Agropecuária, Cuiabá.
- IMO. (2020). *Introduction to IMO*. International Maritime Organization. Acesso em 29 de 09 de 2020, disponível em http://www.imo.org/en/About/Documents/What%20it%20is%20Oct%202013_Web.pdf
- INDEX MUNDI. (2020). *Commodity Prices Indices. Soybean and Palm Oil*. INDEX MUNDI. Acesso em 20 de 09 de 2020, disponível em <https://www.indexmundi.com/commodities/>
- IPCC. (2014). *Greenhouse Gas Emissions by Economic Sectors. Summary for Policymakers. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Intergovernmental Panel on Climate Change. Fonte: <http://www.ipcc.ch/report/ar5/wg3/>
- ISO. (2019). *Sugar Year Book 2018*. International Sugar Organization, Londres.
- ITAUBBA. (2020). *Perspectivas – Diagnóstico Financeiro do Setor Sucroenergético*. Fonte: Comunicação Pessoal
- LOGUM. (2020). Logum Logística S.A., Rio de Janeiro. Acesso em 29 de Maio de 2020, disponível em www.logum.com.br/php/index.php
- MAPA. (2020). *Sustentabilidade/Agroenergia*. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Acesso em 25 de Abril de 2020, disponível em <http://www.agricultura.gov.br>
- ME. (2017). *Resolução nº 72, de 29 de agosto de 2017. Altera a Lista Brasileira de Exceções à Tarifa Externa Comum do Mercosul referente aos produtos Com um teor de água igual ou inferior a 1% vol (Álcool Etílico)*. Ministério da Economia, Secretaria Especial de Comércio Exterior e Assuntos Internacionais, Brasília. Acesso em 1 de Setembro

- de 2017, disponível em <http://www.camex.gov.br/resolucoes-camex-e-outros-normativos/58-resolucoes-da-camex/1916-resolucao-no-72-de-29-de-agosto-de-2017>
- ME. (2020). *Estatísticas de Comércio Exterior*. Ministério da Economia, Secretaria Especial de Comércio Exterior e Assuntos Internacionais, Brasília. Acesso em 16 de Março de 2020, disponível em <http://comexstat.mdic.gov.br/pt/home>
- MILANEZ et al. (2014). *A produção de etanol pela integração do milho-safrinha às usinas de cana-de-açúcar: avaliação ambiental, econômica e sugestões de política*. Revista BNDES, v. 41, p. 147-208. MILANEZ, A. Y.; NYKO, D.; VALENTE, M. S.; XAVIER, C. E. O.; KULAY, L.; DONKE, C. G.; MATSUURA, M. I. S. F.; RAMOS, N. P.; MORANDI, M. A. B.; BONOMI, A.; CAPITANI, D. H. D.; CHAGAS, M. F.; CAVALETT, Otávio; GOUVEIA, V. L. R. Acesso em 02 de Janeiro de 2019, disponível em <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/2496>
- MME. (2020e). *Relatório do Subcomitê Novo Cenário Downstream - Tema: Comercialização de Biodiesel*. Ministério de Minas e Energia. Brasília: Diário Oficial da União. Acesso em 02 de 10 de 2020, disponível em http://www.mme.gov.br/documents/36220/1049490/Relat%C3%B3rio+NCD+Comercializa%C3%A7%C3%A3o+de+Biodiesel+-+vfinal+%28site%29+15_09_2020.pdf/3541f36e-e735-c1c8-20e6-af6a8ca635cf
- NOVACANA. (2018). *Usina de E2G da Raízen deve atingir capacidade máxima em 2019/20*. Curitiba. Acesso em 01 de jul de 2019, disponível em <https://www.novacana.com/n/etanol/2-geracao-celulose/usina-e2g-raizen-capacidade-maxima-2019-20-190318>
- NOVACANA. (2020). *Faturamento das maiores empresas*. NovaCana. Acesso em 15 de 07 de 2020, disponível em <https://www.novacana.com/data/dados/>
- NOVACANA. (2020c). *Projeto de etanolduto da Logum Logística está disponível para comentários*. Novacana, Campinas/SP. Acesso em 15 de Junho de 2020, disponível em <https://www.novacana.com/n/etanol/logistica/projeto-etanolduto-logum-logistica-disponivel-comentarios-090620>
- PETROBRAS. (2013). *Combustíveis Marítimos. Informações Técnicas. Versão 1.1.Elaborada em: 4/4/2013*. PETROBRAS, Rio de Janeiro. Acesso em 29 de 09 de 2020, disponível em <http://www.petrobras.com.br/minisite/assistentiatecnica/>
- REN21. (2019). *Renewables 2019 - Global Status Report*. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Paris. Acesso em 2 de 3 de 2020, disponível em <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>
- REUTERS. (2020). *China suspends national rollout of ethanol mandate*. Reuters, Londres. Acesso em 09 de Abril de 2020, disponível em https://www.google.com/search?q=reuters+hq&rlz=1C1GCEA_enBR827BR827&oq=reuters+hq&aqs=chrome..69i57j0l7.4546j0l4&sourceid=chrome&ie=UTF-8&safe=active&ssui=on
- RFA. (2020). *Markets and Statistics*. Renewable Fuels Association, Washington DC. Acesso em 09 de Agosto de 2020, disponível em <https://ethanolrfa.org/statistics/annual-ethanol-production/>
- TOLMASQUIM, M. T. (2016). *Energia Termelétrica: gás natural, biomassa, carvão, nuclear*. EPE, Rio de Janeiro.
- UNEM. (2019). *Etanol de Milho no Brasil. Painel 10 da conferência Abertura de Safra 2019/20*. União Nacional do Etanol de Milho, Ribeirão Preto. Fonte: <https://conferences.datagro.com/eventos/aberturadesafra/?idioma=pt-br>
- UNICA. (2014). *Comunicação Pessoal*. União da Indústria de Cana-de-açúcar.
- UNICA. (2020). *UNICADATA*. União da Indústria de Cana-de-açúcar. Acesso em 25 de Março de 2020, disponível em www.unicadata.com.br
- USDA. (2019a). *Biofuels Annual: Japan*. United States Department of Agriculture, Foreign Agricultural Service, Washington DC. Acesso em 5 de 9 de 2020, disponível em https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuels%20Annual_Tokyo_Japan_10-28-2019
- USDA. (2019b). *Wrap-Up Report for 2019 Seoul Fuel Ethanol Conference*. United States Department of Agriculture, Foreign Agricultural Services, Washington D.C. Acesso em 13 de Maio de 2020, disponível em <https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Wrap->

Up%20Report%20for%202019%20Seoul%20Fuel%20Ethanol%20Conference_Seoul_Korea%20-%20Republic%20of_6-28-2019

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

[Procel/Eletrobras]. Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos na Classe Residencial 2019. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/PPH-2019.aspx>

[INMETRO]. Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE). Disponível em: <https://www2.inmetro.gov.br/pbe/>

[ABNT]. Norma Brasileira (NBR) de Desempenho de Edificações N° 15220. Disponível em: <https://www.abnt.org.br>

[ABNT]. Norma Brasileira (NBR) de Desempenho de Edificações N° 15575. Disponível em: <https://www.abnt.org.br>

[ABRASOL] Associação Brasileira de Energia Solar Térmica. Pesquisa de Produção e Vendas de Sistemas de Aquecimento Solar 2019 - Base 2018, 2019.

[ELETROBRAS] Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Energia Solar para aquecimento de água no Brasil - Contribuições da Eletrobras Procel e Parceiros. 2012.

[MINISTÉRIO DAS CIDADES]. Portaria nº 325, de 7 de julho de 2011. Dispõe sobre as diretrizes gerais para aquisição e alienação de imóveis por meio da transferência de recursos ao Fundo de Arrendamento Residencial - FAR, no âmbito do Programa de Habitação Urbana – PNHU, integrante do Programa Minha Casa, Minha Vida - PMCMV. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 21 de julho de 2011.

[MINISTÉRIO DAS CIDADES]. Portaria nº 643, de 13 de novembro de 2017. Dispõe sobre as condições gerais para provisão de sistemas alternativos de geração de energia para empreendimentos destinados à aquisição e alienação com recursos advindos da integralização de cotas no Fundo de Arrendamento Residencial - FAR, e contratação de operações com recursos transferidos ao Fundo de Desenvolvimento Social - FDS, no âmbito do Programa Minha Casa, Minha Vida - PMCMV. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 14 de novembro de 2017.

Nicolson, L. M. et al. Consumer demand for time of use electricity tariffs: A systematized review of the empirical evidence. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 97, p. 276-289. 2018.

EIA [U.S. Energy Information Administration]. Annual Electric Power Industry Report, Form EIA-861 detailed data files. Re-released: March 16, 2020. Disponível em: <https://www.eia.gov/electricity/data/eia861/>

ANEEL. Resolução Normativa nº 801/2017 de 19 de dezembro de 2017.

ANEEL. Resolução Normativa nº 482/2012, de 17 de abril de 2012.

ANP. Sistema de Levantamento de Preços. Disponível em preco.anp.gov.br, acesso em 29/06/2020.

CASTRO, N. J. e DANTAS, G. Experiências internacionais em geração distribuída: motivações, impactos e ajustes. Rio de Janeiro – Publit, 2018.

[EPE]– Empresa de Pesquisa Energética. Estimativa da Capacidade Instalada de Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta. Fevereiro de 2015.

_____. **Balanco Energético Nacional 2020, ano base 2019**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>. Setembro, 2020.

_____. Atlas da Eficiência Energética – Brasil 2019. Relatório de Indicadores. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-461/Atlas%20da%20Efici%C3%A2ncia%20Ener%C3%A9tica%20do%20Brasil%20\(002\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-461/Atlas%20da%20Efici%C3%A2ncia%20Ener%C3%A9tica%20do%20Brasil%20(002).pdf). Janeiro, 2020.

_____. Ações para Promoção da Eficiência Energética nas Edificações Brasileiras: No Caminho da Transição Energética. 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/epe-publica-nota-tecnica-sobre-acoes-de-eficiencia-energetica-em-edificacoes-brasileiras>. Julho, 2020.

MORIMOTO, M.; CARMO, P.; CHIHAYA, W. Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica para Geração de Energia em Horário de Ponta no Campus Ecoville da Universidade Tecnológica Federal do Paraná na Cidade de Curitiba. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. 2017

RIBEIRO, V. e CRUZ, A. Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica para Implantação de Grupo Gerador. Anais do XVI SEPA - Seminário Estudantil de Produção Acadêmica, UNIFACS, 2017.

SCHMIDT et al. Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. Joule, Volume 3, Issue 1, 16, Pages 81-100, January 2019.

Jannuzzi, G., Swisher J., Redlinge, R. Planejamento Integrado de Recursos Energéticos: oferta, demanda e suas interfaces. IEI Brasil. Campinas/S, 2ª edição, 2018.

[ABRASOL] Associação Brasileira de Energia Solar Térmica. Pesquisa de Produção e Vendas de Sistemas de Aquecimento Solar 2019 - Base 2018, 2019.

[ANEEL]. Resolução Normativa nº 801/2017. 19 de dezembro de 2017.

[ANEEL]. Programa de Eficiência Energética. Gestão do Programa. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/programa-eficiencia-energetica/> Consulta em agosto de 2019.

BNEF [Bloomberg New Energy Finance]. Storage System Costs: More than just a battery. 2017

[ELETROBRAS] Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Energia Solar para aquecimento de água no Brasil-Contribuições da Eletrobras Procel e Parceiros. 2012.

[EPE]– Empresa de Pesquisa Energética. Recursos Energéticos Distribuídos. Documento de Apoio ao PNE 2050. Janeiro de 2019.

_____. Balanço Energético Nacional 2018, ano base 2017. Disponível em: http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018__Int.pdf

_____. Balanço Energético Nacional 2019, ano base 2018. Rio de Janeiro, RJ, 2019. Disponível no site: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Compleatas>

[IBGE], 2019. Pesquisa Industrial Anual – Empresa.

IRENA [International Renewable Energy Agency]. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. Abu Dhabi, 2017

JUNIOR, E. F. C. Utilização de sistemas de aquecimento solar de água em processos industriais. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Produção na Universidade Paulista. São Paulo, 2015. Disponível em: https://www.unip.br/presencial/ensino/pos_graduacao/strictosensu/eng_producao/download/eng_etevaldofranciscojunior.pdf

MEKHILIEF, S.; SAIDUR, R.; SAFARI, A. A review of solar energy use in industries. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Brighton-UK, v. 15, n.4, p. 1777-1790, maio 2011. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110004533>

[MINISTÉRIO DAS CIDADES]. Portaria nº 643, de 13 de novembro de 2017. Dispõe sobre as condições gerais para provisão de sistemas alternativos de geração de energia para empreendimentos destinados à aquisição e alienação com recursos advindos da integralização de cotas no Fundo de Arrendamento Residencial - FAR, e contratação de operações com recursos transferidos ao Fundo de Desenvolvimento Social - FDS, no âmbito do Programa Minha Casa, Minha Vida - PMCMV. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 14 nov. 2017.

MITSIDI Projetos. Elaboração de estudos e insumos para auxiliar o desenvolvimento do Plano de Ação de Eficiência Energética, EDIFICAÇÕES. Elaborado pela Mitsidi Projetos no âmbito da cooperação técnica da GIZ com a EPE. Junho de 2018.

[ODYSSEE] European Energy Efficiency Database. Disponível em: <http://www.odyssee-indicators.org/2019>.

[PROCEL] Programa de Conservação de Energia Elétrica, PROCEL Indústria; ELETROBRAS; CNI/SESI/SENAI/IEL – Sistema Indústria. Eficiência energética na indústria: o que foi feito no Brasil, oportunidades de redução de custo e experiência internacional. Brasília: Agosto, 2009. Disponível em: http://arquivos.portaldaindustria.com.br/app/conteudo_24/2012/09/05/220/20121126132514523849i.pdf

[Procel]. Resultados PROCEL 2018 – ano base 2017. Disponível em: http://www.procelinfo.com.br/resultadosprocel2018/docs/Procel_rel_2018_web.pdf

QUALITEC-APPLUS. Análise da Eficiência Energética em Segmentos Industriais Selecionados – Segmento Celulose e Papel. Brasil. Maio, 2018. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-314/topico-407/PRODUTO%204_Vpublicacao.pdf

SCHMIDT et al. Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. Joule, Volume 3, Issue 1, 16, Pages 81-100, January 2019.

SOLAR PAYBACK – Energia Termossolar para a Indústria: Brasil. Maio, 2018. Disponível em: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/user_upload/national_process_heat_bra_spb.pdf

TAIBI, E.; GIELENB, D.; BAZILIAN, M. The potential for renewable energy in industrial applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Brighton-UK, v. 16, n.1, p. 735-744, janeiro 2012. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111004497>

ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988**. Brasília, 5 de outubro de 1988.

_____. **Contribuição Nacionalmente Determinada - NDC**. 2016

_____. **Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009**. Institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/l12187.htm Acesso em: nov. 2020.

_____. **Decreto nº 9.578, de 22 de novembro de 2018**. Consolida atos normativos editados pelo Poder Executivo federal que dispõem sobre o Fundo Nacional sobre Mudança do Clima, de que trata a Lei nº 12.114, de 9 de dezembro de 2009, e a Política Nacional sobre Mudança do Clima, de que trata a Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2018/Decreto/D9578.htm. Acesso em: nov. 2020.

_____. **Decreto nº 5.051, de 19 de abril de 2004**. Promulga a Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho – OIT sobre Povos Indígenas e Tribais.

_____. **Projeto de Lei 191/2020**. Regulamenta o § 1º do art. 176 e o § 3º do art. 231 da Constituição para estabelecer as condições específicas para a realização da pesquisa e da lavra de recursos minerais e hidrocarbonetos e para o aproveitamento de recursos hídricos para geração de energia elétrica em terras indígenas e institui a indenização pela restrição do usufruto de terras indígenas.

_____. **Medida Provisória Nº 998, de 1º de setembro de 2020**. Altera a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, entre outras providências. 2020a. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2020/Mpv/mpv998.htm Acesso em: nov. 2020.

_____. Ministério da Economia. Secretaria Especial de Fazenda. **Sobre o Projeto PMR Brasil**. 2020b Disponível em: <https://www.gov.br/fazenda/pt-br/orgaos/spe/pmr-brasil> Acesso em nov. de 2020.

Comissão Pró-Índio. **Direitos Quilombolas. Observatório de Terras Quilombolas**. Disponível em: <http://cpisp.org.br/direitosquilombolas/> Acesso em: ago. 2020.

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética. **Resolução CNPE nº 16, de 29 de outubro de 2018**. Dispõe sobre a evolução da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/>. Acesso em: nov. 2020.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2030**. Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2020a. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>.

_____. **Balanço COVID-19. Impactos no mercado de energia no Brasil. 1º semestre de 2020**. Caderno. Rio de Janeiro. 2020b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>.

_____. **Balanço Energético Nacional 2020**. 2020c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>. Acesso em: nov. 2020.

_____. **Sistemas Isolados. Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2023 - Ciclo 2018**. Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>.

_____. **Metodologia para a Análise Socioambiental Integrada**. Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>.

FCP – Fundação Cultural Palmares. Comunidades Remanescentes de Quilombos (Atualizada até a Portaria Nº 118/2020, de 20/07/2020). Disponível em: http://www.palmares.gov.br/?page_id=37551 Acesso em: agosto de 2020.

GIZ – Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit. **Uso de informações climáticas para o planejamento de infraestrutura.** Disponível em: <https://www.giz.de/en/worldwide/75579.html>. Acesso em: nov. 2020.

ICAO – International Civil Aviation Organization. **Environment - Newsletter October 2020.** Disponível em: https://www.icao.int/environmental-protection/CORSIA/Documents/CORSIA_Newsletter_Oct2020.pdf Acesso em: nov. 2020.

IMO – International Maritime Organization. **Committee holds key discussions on GHG reduction measures.** Disponível em: <https://www.imo.org/en/MediaCentre/Pages/WhatsNew-1556.aspx>. Acesso em: nov. 2020.

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. **AR5 - Chapter 8: Anthropogenic and Natural Radioactive Forcing.** 2014. Disponível em: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full.pdf Acesso em: nov. 2020.

MCTIC – Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. **Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil.** 5ª Edição. Brasília, 2020a. Disponível em: https://sirene.mctic.gov.br/portal/export/sites/sirene/backend/galeria/arquivos/2020/06/Livro_Digital_5Ed_Estimativas_Anuais.pdf Acesso em: nov. 2020.

_____. **Avaliação das Necessidades Tecnológicas para Implementação de Planos de Ação Climática no Brasil.** 2020b. Disponível em: http://antigo.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/tna_brazil/tna_brazil.html Acesso em nov.2020.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Resenha energética Brasileira. Oferta e demanda de energia, instalações energéticas e energia no mundo. Ano base 2019.** Secretaria de planejamento e desenvolvimento energético, departamento de informações e estudos energéticos, 2020. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36208/948169/Resenha+Ener%C3%A9tica+Brasileira+-+edi%C3%A7%C3%A3o+2020/ab9143cc-b702-3700-d83a-65e76dc87a9e> Acesso em: nov. 2020.

Petrobras. **Caderno de mudança do clima.** 2020. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/sociedade-e-meio-ambiente/meio-ambiente/mudancas-do-clima/> Acesso em: nov. 2020.

SEEG - Sistema de Estimativa de Emissões de Gases de Efeito Estufa. **Análises das emissões brasileiras de gases de efeito estufa e suas implicações para as metas de clima do brasil 1970-2019.** 2020. Disponível em: https://seeg-br.s3.amazonaws.com/Documentos%20Analiticos/SEEG_8/SEEG8_DOC_ANALITICO_SINTESE_1990-2019.pdf. Acesso em: nov. 2020.

Shell. **Relatório de sustentabilidade 2019.** Disponível em: <https://www.shell.com.br/sustentabilidade/relatorio-de-sustentabilidade.html> Acesso em: nov. 2020.

Créditos de ícones:

Ícone de usina elétrica criado por Iconathon, ícone de biocombustíveis criado por Georgiana Ionescu. Disponível em: <https://thenounproject.com/>. Acesso em: ago. 2019.

Agradecimentos

A elaboração deste plano decenal de energia e dos estudos que o subsidiaram não teria sido possível sem a colaboração das empresas e agentes do setor energético, bem como de outros órgãos e entidades, a seguir listados, efetivada, principalmente, por meio de participação em grupos de trabalho, reuniões e seminários técnicos coordenados pela EPE, além do provimento de dados e informações para os estudos, o que permitiu conferir a eficácia, eficiência e qualidade necessárias a este importante instrumento para o planejamento energético do país. A todas estas instituições os agradecimentos do MME e da EPE.

AES ELETROPAULO S.A. - ELETROPAULO
AES SUL DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S.A. - AES SUL
AES TIETÊ S.A. - AES TIETÊ
AGÊNCIA GOIANA DE GÁS CANALIZADO S.A. - GOIASGÁS
AGÊNCIA NACIONAL DE AVIAÇÃO CIVIL - ANAC
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES AQUAVIÁRIOS - ANTAQ
AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES TERRESTRES - ANTT
AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP
AGROSATÉLITE GEOTECNOLOGIA APLICADA
ALUPAR INVESTIMENTO S.A.
AMAZONAS GERAÇÃO & TRANSMISSÃO
AMÉRICA LATINA LOGÍSTICA - ALL
AMIRYS BIOTECHNOLOGIES
AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A. - AMPLA
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA DE MÁQUINAS E ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA QUÍMICA - ABIQUIM
EQUIPAMENTOS - ABIMAQ
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS AÉREAS - ABEAR
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO - ABEGAS
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS INDÚSTRIAS DE ÓLEOS VEGETAIS - ABIOVE
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA - ABEEÓLICA
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA - ABSOLAR
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERADORAS TERMELÉTRICAS - ABRAGET
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA - ABRADDE
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E CONSUMIDORES LIVRES - ABRACE
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO ALUMÍNIO - ABAL
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO BIOGÁS E DO BIOMETANO - ABIÓGÁS
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS PRODUTORES INDEPENDENTES DE ENERGIA - APINE
ASSOCIAÇÃO DOS PRODUTORES DE BIODIESEL DO BRASIL - APROBIO
ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE TRANSPORTES PÚBLICOS - ANTP
ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES - ANFAVEA
ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS CONSUMIDORES DE ENERGIA - ANACE
ASSOCIAÇÃO PAULISTA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA - COGEN-SP
BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL - BNDES
BANDEIRANTE ENERGIA S.A. - BANDEIRANTE
BRASIL BIOFUELS
BRASIL REFINARIAS
CACHOEIRA DOURADA S.A. - CDSA
CAIUÁ SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A. - CAIUÁ
CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE
CEB GERAÇÃO S.A.
CEG RIO S.A. - CEG RIO
CELG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CELG-GT
CELG DISTRIBUIÇÃO S.A. - CELG-D
CELPE NEOENERGIA
CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CEMIG GT
CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS

CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO S.A. - ELETROCAR
CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA S.A. - CERON
CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A. - ELETROBRAS ELETRONORTE
CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A. - CELPA
CENTRAIS ELÉTRICAS MATOGROSSENSES S.A. - CEMAT
CENTRAIS ELÉTRICAS SANTA CATARINA S.A. - CELESC
CENTRO DE ESTUDOS AVANÇADOS EM ECONOMIA APLICADA - CEPEA/ESALQ-USP
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL
CENTRO DE TECNOLOGIA CANAVIEIRA - CTC
CENTRO INTERNACIONAL DE ENERGIAS RENOVÁVEIS - CIBIOGÁS
CEOX PLANEJAMENTO E OTIMIZAÇÃO
COELBA NEOENERGIA
COMPANHIA DE INTERCONEXÃO ENERGÉTICA - CIEN
COMPANHIA BRASILENSE DE GÁS - CEBGÁS
COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA - COCEL
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE - ELETROACRE
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ - CEA
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA - COELBA
COMPANHIA DE ELETRICIDADE NOVA FRIBURGO - CENF
COMPANHIA DE ENERGIA ELÉTRICA DO ESTADO DO TOCANTINS - CELTINS
COMPANHIA DE GÁS DA BAHIA - BAHIA GÁS
COMPANHIA DE GÁS DE MINAS GERAIS - GASMIG
COMPANHIA DE GÁS DE SANTA CATARINA - SCGÁS
COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO - COMGÁS
COMPANHIA DE GÁS DO CEARÁ - CEGAS
COMPANHIA DE GÁS DO ESTADO DO MATO GROSSO DO SUL - MSGÁS
COMPANHIA DE GÁS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL - SULGÁS
COMPANHIA DE GERAÇÃO TÉRMICA DE ENERGIA ELÉTRICA - CGTEE
COMPANHIA DE NAVEGAÇÃO DA AMAZÔNIA S.A.
COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA - CTEEP
COMPANHIA DISTRIBUIDORA DE GÁS DO RIO DE JANEIRO - CEG
COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA - CEB
COMPANHIA ENERGÉTICA DE GOIÁS - CELG
COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG
COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO - CELPE
COMPANHIA ENERGÉTICA DE RORAIMA - CERR
COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO - CESP
COMPANHIA ENERGÉTICA DO AMAZONAS - CEAM
COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE
COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO - CEMAR
COMPANHIA ENERGÉTICA DO PIAUÍ - CEPISA
COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN
COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE
COMPANHIA FORÇA E LUZ CATAGUAZES-LEOPOLDINA - CFLCL
COMPANHIA FORÇA E LUZ DO OESTE - CFLO
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF
COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO - CHESP
COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA - CJE
COMPANHIA LUZ E FORÇA DE MOCOCA - CLFM
COMPANHIA LUZ E FORÇA SANTA CRUZ - CLFSC
COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO - CONAB
COMPANHIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - CNEE
COMPANHIA PARAIBANA DE GÁS - PBGÁS

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA - COPEL
 COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS - COMPAGÁS
 COMPANHIA PAULISTA DE ENERGIA ELÉTRICA - CPEE
 COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ S.A. – CPFL PAULISTA
 COMPANHIA PERNAMBUCANA DE GÁS - COPERGÁS
 COMPANHIA PETROQUÍMICA DO SUL – COPESUL
 COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ S.A. – CPFL PIRATININGA
 COMPANHIA POTIGUAR DE GÁS - POTIGÁS
 COMPANHIA SUL PAULISTA DE ENERGIA - CSPE
 COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE - SULGIPE
 COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
 ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO –
 COPPE/UFRJ
 COSERN NEOENERGIA
 CPFL GERAÇÃO DE ENERGIA S.A. - CPFL-G
 DATAGRO – CONSULTORIA DE ETANOL E AÇÚCAR
 DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ELETRICIDADE DE POÇOS DE CALDAS
 - DMEPC
 DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE IUJÚ - DEMEJ
 DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT -
 (GIZ) GMBH
 DESENV ENERGIAS RENOVÁVEIS S/A
 DUKE ENERGY INTERNATIONAL, GERAÇÃO PARANAPANEMA S.A. –
 DUKE - GP
 EDP – BANDEIRANTE
 EDP BRASIL
 EDP - ESCELSA
 ELECNOR CONCESSÕES - ELECNOR
 ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A - ELEKTRO
 ELETROBRAS AMAZONAS ENERGIA
 ELETROBRAS CGT ELETROSUL – ELETROSUL
 ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO AMAZONAS
 ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS - EDAL
 ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO PIAUÍ – EDPI
 ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO RONDÔNIA - EDRO
 ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO RORAIMA - EDRR
 ELETROBRAS TERMONUCLEAR S.A. - ELETRONUCLEAR
 ELECNOR CONCESSÕES - ELECNOR
 ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A - ELEKTRO
 EMPRESA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS
 NATURAL – PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A. – PPSA
 EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA - EMBRAPA
 EMPRESA DE ELETRICIDADE VALE PARANAPANEMA S.A. - EEVP
 EMPRESA ELÉTRICA BRAGANTINA S.A. - EEB
 EMPRESA ENERGÉTICA DE MATO GROSSO DO SUL S.A. - ENERSUL
 EMPRESA FORÇA E LUZ JOÃO CESA LTDA. – JOÃO CESA
 EMPRESA FORÇA E LUZ URUSSANGA LTDA. - EFLUL
 EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S.A. - ELFSM
 EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S.A. – EMAE
 EMPRESA DE PLANEJAMENTO E LOGÍSTICA S.A. - EPL
 ENEL DISTRIBUIÇÃO RIO
 ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ
 ENERGIAS COMPLEMENTARES DO BRASIL GERAÇÃO DE ENERGIA
 ELÉTRICA S.A. - ECBRASIL
 ENERGISA BORBOREMA
 ENERGISA MATO GROSSO
 ENERGISA MATO GROSSO DO SUL
 ENERGISA MINAS GERAIS
 ENERGISA NOVA FRIBURGO
 ENERGISA PARAÍBA
 ENERGISA SÃO PAULO
 ENERGISA SERGIPE
 ENERGISA TOCANTINS
 EQUATORIAL TRANSMISSÃO
 EQUIPAV
 ESPÍRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. – ESCELSA
 ESTELAR ENGENHEIROS ASSOCIADOS LTDA
 FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA - FORCEL

FOZ DO CHOPIM ENERGÉTICA
 FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. - FURNAS
 GÁS BRASILEIRO DISTRIBUIDORA S.A. - GAS BRASILEIRO GBD
 GÁS DE ALAGOAS S/A - ALGÁS
 GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL S.A. - GAS NATURAL SPS
 GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.
 GERÊNCIA DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS CANALIZADO NO ESPÍRITO
 SANTO – BR ES
 GOL – LINHAS AÉREAS INTELIGENTES
 HIDROELÉTRICA PANAMBI S.A. – HIDROPLAN
 IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA. – IENERGIA
 INDÚSTRIA BRASILEIRA ÁRVORES – IBÁ
 INSTITUTO AÇO BRASIL – IABR
 INSTITUTO AMBIENTAL DO PARANÁ - IAP
 INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE
 INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS - IBP
 INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS
 NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA
 INSTITUTO DE ECONOMIA DA UFRJ – IE/UFRJ
 INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – INEE
 INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS - INPE
 ISOLUX CORSÁN
 ITAÚ BBA
 JDC ENERGIA
 LABORATÓRIO NACIONAL DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO BIOETANOL
 – CTBE
 LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A. - LIGHT
 LOGUM LOGISTICA S.A.
 MANAUS ENERGIA S.A. - MANAUS
 MINAS PCH S.A.
 MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO – MAPA
 MINISTÉRIO DAS RELAÇÕES EXTERIORES – MRE
 MUXFELDT, MARIN & CIA. LTDA. – MUXFELDT
 NOXIS ENERGY
 NEOENERGIA
 OIL GROUP
 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS
 PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A.
 PETROBRAS TRANSPORTE SA - TRANSPETRO
 PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS
 PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA EM ECONOMIA E GESTÃO
 DE EMPRESAS – PECEGE
 PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA -
 PROCEL
 PROMON ENGENHARIA
 PSA GROUPE
 QUEBEC ENGENHARIA
 RAÍZEN
 REDE EMPAS DE ENERGIA ELÉTRICA – GRUPO REDE
 RGE - SUL
 RIO GRANDE DE ENERGIA S.A. – RGE
 RIO VERDINHO ENERGIA S.A.
 SERGIPE GÁS S.A. – SERGAS
 SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DO CIMENTO – SNIC
 SOMA - SERVIÇOS, ORGANIZAÇÃO E MEIO AMBIENTE LTDA
 STATE GRID DO BRASIL
 STATKRAFT ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A.
 TRACTEBEL ENGIE
 TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA – TAESA
 TRANSPETRO
 UNIÃO BRASILEIRA DE BIODIESEL E BIOQUEROSENE – UBRABIO
 UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA-DE-AÇÚCAR – UNICA
 UNIÃO NACIONAL DO ETANOL DE MILHO – UNEM
 USINA HIDRO ELÉTRICA NOVA PALMA LTDA. – UHENPAL
 UNITED STATES DEPARTMENT OF AGRICULTURE – USDA
 VALE S.A.
 VOTORANTIM ENERGIA

Anexos

A. Capítulo 3

CAP. III - ANEXO I

Tabela A I-1 – Geração Centralizada: Evolução Incremental da Capacidade Instalada Existente e já Contratada por Fonte de Geração

Fontes	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Biomassa	239	73	22	235	0	235	0	0	0	0	0	805
Eólica	896	1.216	63	920	1.251	1.035	0	0	0	0	0	5.381
Hidrelétrica	0	0	0	62	0	142	0	0	0	0	0	204
PCH+CGH	116	262	238	49	73	116	0	0	0	0	0	855
Fotovoltaica	223	291	645	204	30	500	0	0	0	0	0	1.892
Termelétrica	50	1.631	56	2.238	436	735	0	1.405	0	0	0	6.550
Total Geral	1.524	3.474	1.024	3.708	1.790	2.763	0	1.405	0	0	0	15.688

Tabela A I-2 – Fato Motivador da Redução na Participação Termelétrica no SIN para o Horizonte do PDE

Fato Motivador	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Acum. 2030
Término do CCEAR (UTE CARVÃO)	0	0	0	0	0	0	1.080	365	0	0	1.445
Término do CCEAR (UTE GN)	0	0	0	736	1.475	1.133	500	0	0	0	3.844
Término do CCEAR (UTE OD/OC)	0	0	192	984	1.483	207	381	201	0	0	3.448
Término do CCEAR (UTE BIOMASSA)	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	4
Fim dos subsídios da CDE (UTE CARVÃO)	0	0	0	0	0	0	0	1.227	0	0	1.227
Fim dos subsídios do PPT (UTE GN)	249	313	120	1.686	572	0	0	0	0	0	2.940
Fim da Vida Útil da Usina	0	0	0	1.144	690	869	485	368	0	0	3.556
TOTAL	249	313	312	4.554	4.220	2.209	2.446	2.161	0	0	16.464

CAP. III - ANEXO II

Tabela A II-1 – Geração Centralizada: Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração para a Expansão de Referência

FONTE ^(a)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
RENOVÁVEIS	141426	143274	144292	145762	147163	149190	153282	157633	162320	167203	171015
HIDRO ^(b)	101891	101891	101891	101953	101953	102095	102687	103541	104729	106114	106427
OUTRAS RENOVÁVEIS:	39535	41383	42402	43810	45210	47096	50594	54092	57591	61089	64587
PCH e CGH	6617	6879	7117	7166	7239	7355	7655	7955	8255	8555	8855
EÓLICA	15870	17086	17149	18070	19320	20356	22731	25106	27481	29856	32230
BIOMASSA ^(c) + BIOGÁS	13939	14017	14090	14325	14371	14606	14698	14790	14882	14974	15066
SOLAR CENTRALIZADA	3110	3401	4046	4249	4279	4779	5511	6242	6974	7705	8436
NÃO RENOVÁVEIS	23763	25140	24833	26759	22595	19110	19984	22060	22383	24383	26383
URÂNIO	1990	1990	1990	1990	1990	1990	1990	3395	3395	3395	3395
GÁS NATURAL ^{(d)(e)}	14326	15416	15108	17227	14638	12686	14107	16239	18005	20005	22005
CARVÃO	3017	3017	3017	3017	3017	3017	3017	1937	695	695	695
ÓLEO COMBUSTÍVEL ^(f)	3486	3486	3486	3486	2485	953	582	201	0	0	0
ÓLEO DIESEL ^(f)	943	1231	1231	1039	464	464	288	288	288	288	288
TOTAL DO SIN	165189	168414	169125	172521	169757	168301	173266	179693	184703	191586	197397
Itaipu 50Hz (g)	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
TOTAL DISPONÍVEL	172189	175414	176125	179521	176757	175301	180266	186693	191703	198586	204397

Notas:

- (a) A evolução não considera a autoprodução de uso exclusivo que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga. A evolução da participação da autoprodução de energia é descrita no Capítulo II.
- (b) Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE.
- (c) Inclui usinas a biomassa com CVU > 0 e CVU = 0 (bagaço de cana). Para as usinas a bagaço de cana, os empreendimentos são contabilizados com a potência instalada total.
- (d) Em gás natural, é incluído também o montante de gás de processo.
- (e) Alternativa Indicativa de Ponta: contempla termelétricas a ciclo aberto e tecnologias de armazenamento.
- (f) Usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível são retiradas do Plano de Expansão de Referência nas datas de término de seus contratos.
- (g) Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai, cujo excedente de energia é exportado para o mercado brasileiro.

Tabela A II-2 - Geração Centralizada: Expansão da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (incremento anual)

FONTE ^(a)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
RENOVÁVEIS	-	1848	1019	1470	1400	2028	4091	4352	4687	4883	3812	29589
HIDRO ^(b)	-	0	0	62	0	142	593	854	1189	1384	313	4536
OUTRAS RENOVÁVEIS:	-	1848	1019	1408	1400	1886	3498	3498	3498	3498	3498	25052
PCH e CGH	-	262	238	49	73	116	300	300	300	300	300	2238
EÓLICA	-	1216	63	920	1251	1035	2375	2375	2375	2375	2375	16360
BIOMASSA(c) + BIOGÁS	-	78	72	235	46	235	92	92	92	92	92	1127
SOLAR CENTRALIZADA	-	291	645	204	30	500	731	731	731	731	731	5327
NÃO RENOVÁVEIS	-	1378	-308	1926	-4164	-3485	874	2076	323	2000	2000	2620
URÂNIO	-	0	0	0	0	0	0	1405	0	0	0	1405
GÁS NATURAL ^{(d)(e)}	-	1090	-308	2118	-2588	-1952	1420	2132	1766	2000	2000	7678
CARVÃO	-	0	0	0	0	0	0	-1080	-1242	0	0	-2322
ÓLEO COMBUSTÍVEL ^(f)	-	0	0	0	-1000	-1532	-371	-381	-201	0	0	-3486
ÓLEO DIESEL ^(f)	-	288	0	-192	-576	0	-176	0	0	0	0	-655
TOTAL DO SIN	-	3225	711	3396	-2764	-1457	4965	6427	5010	6883	5812	32208
Itaipu 50Hz (g)	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL DISPONÍVEL	-	3225	711	3396	-2764	-1457	4965	6427	5010	6883	5812	32208

Notas:

(a) A evolução não considera a autoprodução de uso exclusivo que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga. A evolução da participação da autoprodução de energia é descrita no Capítulo II.

(b) Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE.

(c) Inclui usinas a biomassa com CVU > 0 e CVU = 0 (bagaço de cana). Para as usinas a bagaço de cana, os empreendimentos são contabilizados com a potência instalada total.

(d) Em gás natural, é incluído também o montante de gás de processo.

(e) Alternativa Indicativa de Ponta: contempla termelétricas a ciclo aberto e tecnologias de armazenamento.

(f) Usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível são retiradas do Plano de Expansão de Referência nas datas de término de seus contratos.

(g) Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai, cujo excedente de energia é exportado para o mercado brasileiro.

CAP. III - ANEXO III

Tabela A-III-1 - Evolução da Expansão Indicativa no Cenário de Referência

Fontes	Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)						Investimento até 2030 (Milhões R\$)
	2026	2027	2028	2029	2030	Total	
Biomassa	80	80	80	80	80	400	1600
Eólica NE	2375	2375	2375	2375	2375	11875	53436
Fotovoltaica SE	731	731	731	731	731	3657	14628
Gás Natural CA Distribuidora	2000	2000	2000	2000	2000	10000	34000
Gás Natural CA Sul	0	617	135	0	0	751	2555
PCH Sul	300	300	223	0	0	823	4115
PCH SE	0	0	77	300	300	677	3385
Resíduos Sólidos Urbanos	12	12	12	12	12	60	1176
Termelétrica Retrofit	1082	500	350	0	0	1932	3777
UHE	547	854	1214	1381	277	4272	6476
TOTAL	7128	7469	7197	6879	5775	34447	125148

Nota: apresenta a potência instalada total, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI)

Tabela A-III-2 - Evolução da Expansão Indicativa no Cenário de Demanda Inferior

Fontes	Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)						Investimento até 2030 (Milhões R\$)
	2026	2027	2028	2029	2030	Total	
Gás Natural CA Distribuidora	0	0	764	1548	2109	4421	15030
PCH Sul	0	0	0	0	275	275	1377
Termelétrica Retrofit	0	0	204	0	327	531	80651
UHE	0	121	1640	1381	277	3419	5622
TOTAL	0	121	2607	2929	2988	8645	102680

Nota: apresenta a potência instalada total, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI)

Tabela A-III-3- Evolução da Expansão Indicativa no Cenário de Demanda Superior

Fontes	Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)							Investimento até 2030 (Milhões R\$)
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	
Eólica NE	0	637	4888	7396	3661	3509	20091	90409
Fotovoltaica SE	0	0	0	0	826	5281	6107	24430
Gás Natural CA Distribuidora	0	6051	3333	2727	817	2454	15382	52299
Gás Natural CA Sul	65	0	0	0	0	0	65	22009
Gás Natural CC Sul	631	0	0	0	0	0	631	2588
PCH Sul	0	823	823	0	0	0	1646	10288
PCH SE	0	1527	0	0	1527	0	3054	19088
Termelétrica Retrofit	878	204	0	0	350	0	1432	3017

Fontes	Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)							Investimento até 2030 (Milhões R\$)
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	
UHE	0	547	854	1214	1499	277	4390	7530
TOTAL	1574	9788	9898	11337	8681	11520	52798	231656

Nota: apresenta a potência instalada total, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI)

CAP. III - ANEXO IV

Tabela B-1 – Lista de usinas termelétricas retiradas do sistema por fato motivador

Motivo de Retirada	Nome	Potência Instalada (MW)	Potência Disponível Máxima (MW)	Data de Saída	Motivo de Retirada	Nome	Potência Instalada (MW)	Potência Disponível Máxima (MW)	Data de Saída
CCEAR GN	TERMOBAHIA	186	136.2	dez/2021	CDE CARVÃO	J.LACERDAB	262	169.2	dez/2027
	VALEDOACU	368	137.4	dez/2021		CANDIOTA3	350	170.4	dez/2027
	ELETROBOLT	386	271	dez/2023		J.LACERDAA2	132	88	dez/2027
	TRESLAGOAS	350	279.5	dez/2023		J.LACERDAA1	100	47	dez/2027
	CCBS	216	185.4	dez/2024		J.LACERDAC	363	244.4	dez/2027
	TERMORIO	1036	873.8	dez/2024		FIGUEIRA	20	9.6	dez/2027
	TERMOCEARA	223	122.6	dez/2024	PPT GN	CANOAS	249	232	mar/2021
	LINHARES	204	194.8	dez/2025		JUIZDEFORA	87	79.9	fev/2022
	TERMOMACAE	929	807.7	dez/2025		IBIRITERMO	226	181	jul/2022
	ST.CRUZNOVA	500	442	dez/2026		FAFEN	120	15.9	out/2023
	N.VENECIA2	178	156.6	dez/2027		FORTALEZA	327	308.1	dez/2023
CCEAR OD/OC	CRATO	13	1.4	dez/2022		NORTEFLU	827	770.2	mar/2024
	CAMPOMAIOR	13	1.6	dez/2022	VIDA ÚTIL	TERMOPE	533	437	mai/2024
	ALTOS	13	1.8	dez/2022		F.GASPARIAN	572	302.9	dez/2024
	DAIA	44	25.3	dez/2022		APARECIDA	166	124.1	dez/2023
	BATURITE	11	1.7	dez/2022		SANTANAW	12	0	dez/2023
	ARACATI	11	1.4	dez/2022		MAUAB3	110	0	dez/2023
	ENGUIAPECEM	15	2.2	dez/2022		PIRAT.12G	200	0	dez/2023
	MARAMBAIA	13	1.4	dez/2022		CARIOBA	36	0	dez/2023
	NAZARIA	13	1.6	dez/2022		R.SILVEIRA	25	0	dez/2023
	CAUCAIA	15	2.1	dez/2022		SANTANALM	12	0	dez/2023
	IGUATU	15	2	dez/2022		ST.CRUZ34	436	0	dez/2023
	JUAZEIRON	15	2.6	dez/2022		MAUAB4	150	0	dez/2023
	Termomanaus	143	129.2	dez/2023		IGARAPE	131	71.5	dez/2023
	PauFerrol	94	92.9	dez/2023		URUGUAIANA	640	0	dez/2025
	PotiguarIII	66	41.1	dez/2023		CUIABAGCC	529	0	jan/2026
	XAVANTES	54	53.6	dez/2023		T.NORTE2	340	0	dez/2026
	CamacariPI	150	89.1	dez/2023		TERMOCABO	50	39.7	set/2027
	PETROLINA	136	125.4	dez/2023		ARAUCARIA	484	0	set/2027
	MURICY	147	114.2	dez/2023					
	GOIANIAII	140	55.1	dez/2023					
	Potiguar	53	39.4	dez/2023					
	GERAMARI	166	152.5	dez/2024					
	GLOBALI	149	108.9	dez/2024					
	VIANA	175	157.1	dez/2024					
	MARACANAUI	168	78	dez/2024					
	GLOBALII	149	110.9	dez/2024					
	CAMPINAGDE	169	84.8	dez/2024					
	GERAMARII	166	153.1	dez/2024					
	TERMONE	171	148.3	dez/2024					
	TERMOPB	171	147.6	dez/2024					
	BAHIAI	31	25.8	dez/2025					
	PALMEIRASGO	176	47.8	dez/2025					

Motivo de Retirada	Nome	Potência Instalada (MW)	Potência Disponível Máxima (MW)	Data de Saída
	SUAPEII	381	306.2	dez/2026
	PERNAMBU_III	201	66.2	dez/2027

Motivo de Retirada	Nome	Potência Instalada (MW)	Potência Disponível Máxima (MW)	Data de Saída

B. Capítulo 4

ANEXO I - TUST para instalações de geração

Os gráficos seguintes apresentam a distribuição da estimativa das TUST de geração de cada submercado em relação à média do sistema, considerando-se alguns anos do período 2025-2030.

Gráfico B-1 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2025

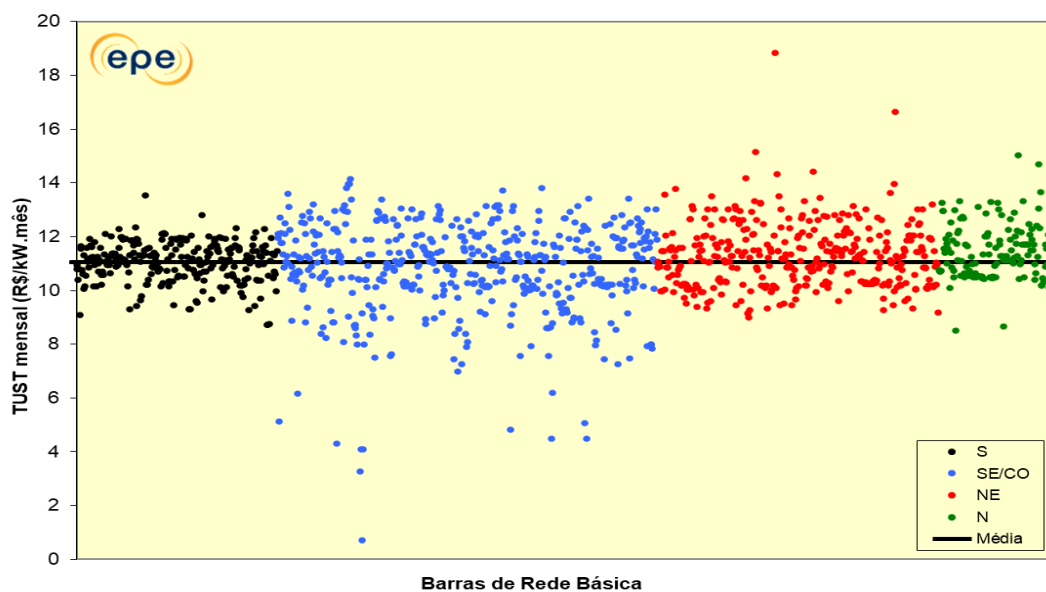


Gráfico B-2 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2027

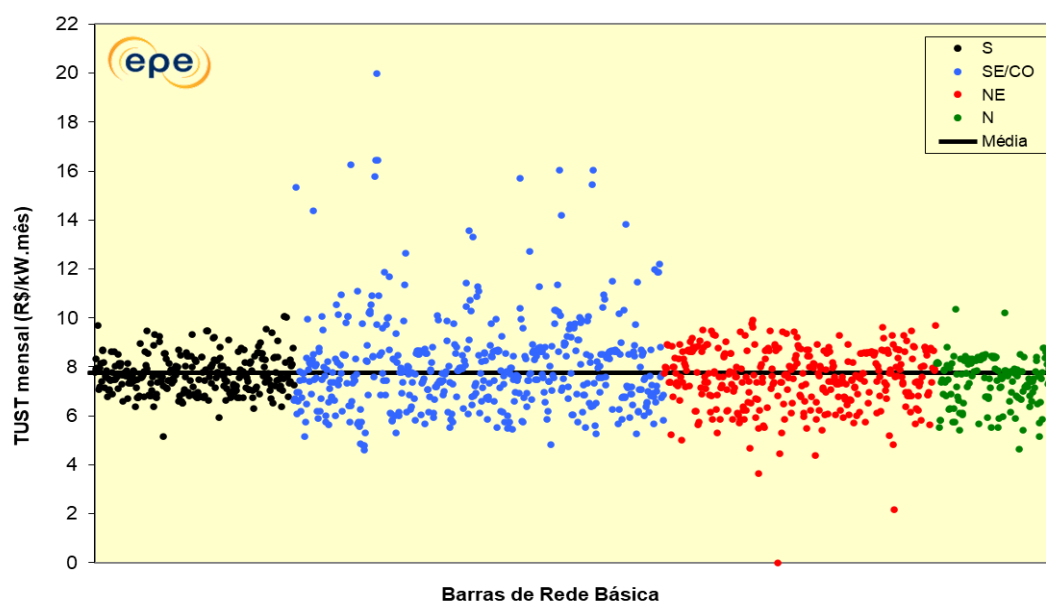
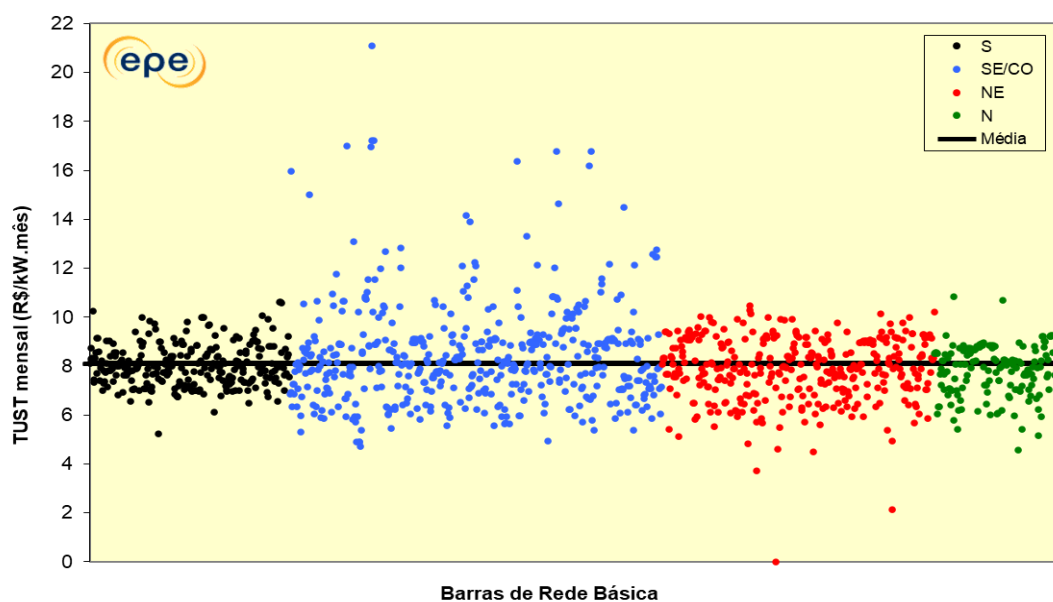
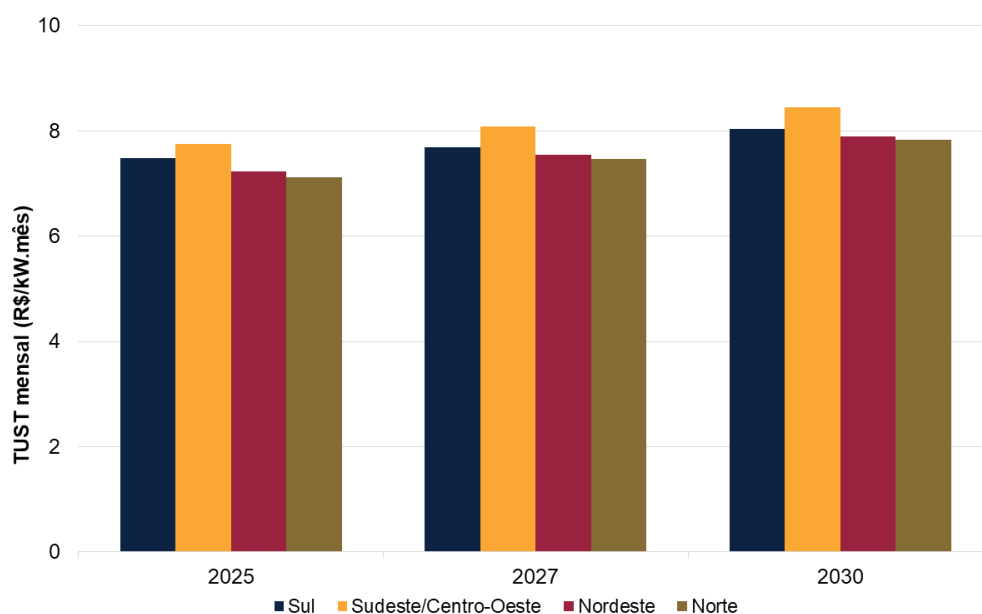


Gráfico B-3 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2030



No gráfico a seguir é mostrada a estimativa da evolução da TUST média de geração dos submercados.

Gráfico B-4 – TUST média de geração



Os gráficos seguintes apresentam a distribuição da estimativa das TUST de carga de cada submercado em relação à média do sistema, considerando-se alguns anos do período 2025-2030.

Gráfico B-5 – Distribuição da TUST de carga para o ano 2025

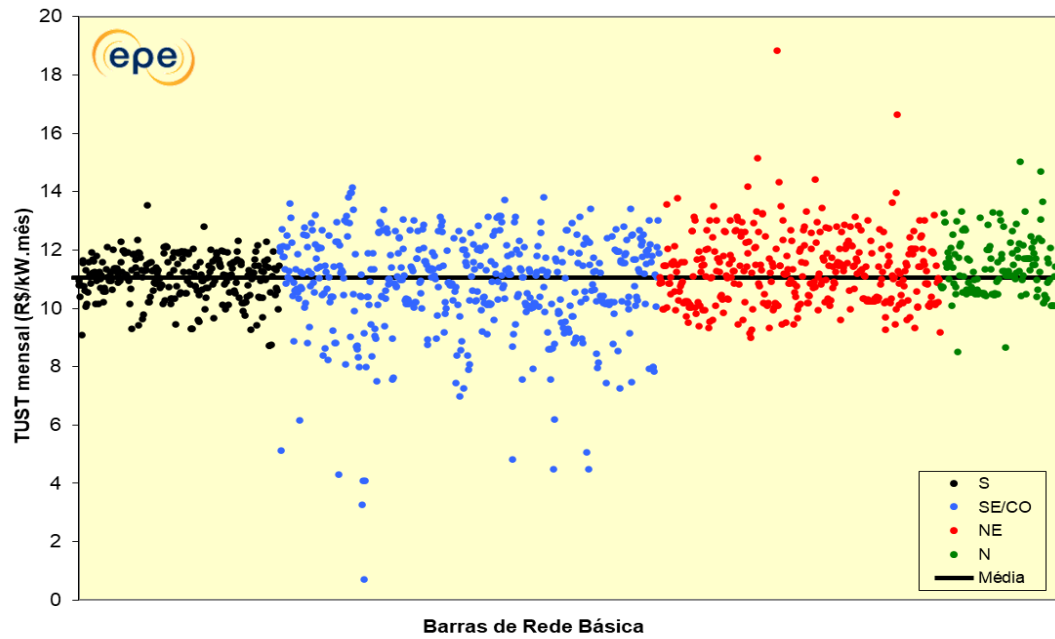


Gráfico B-6 – Distribuição da TUST de carga para o ano 2027

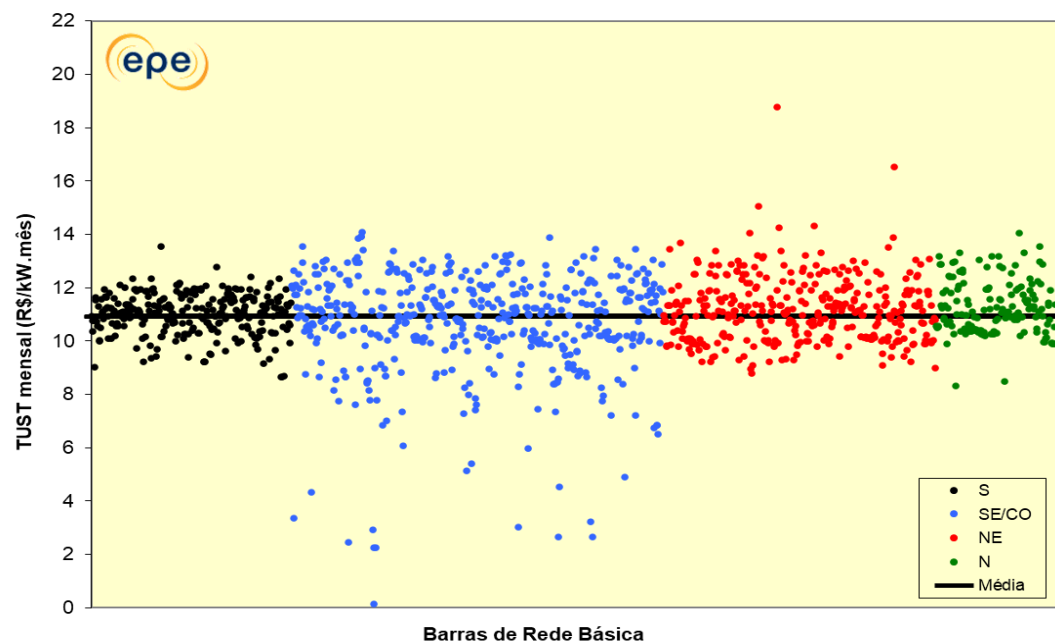
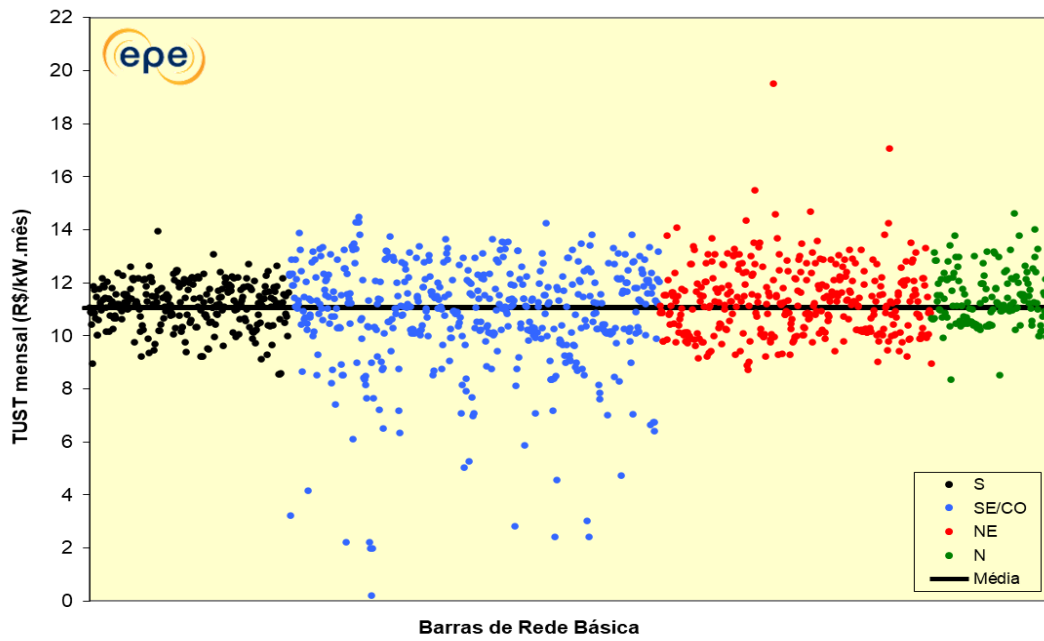
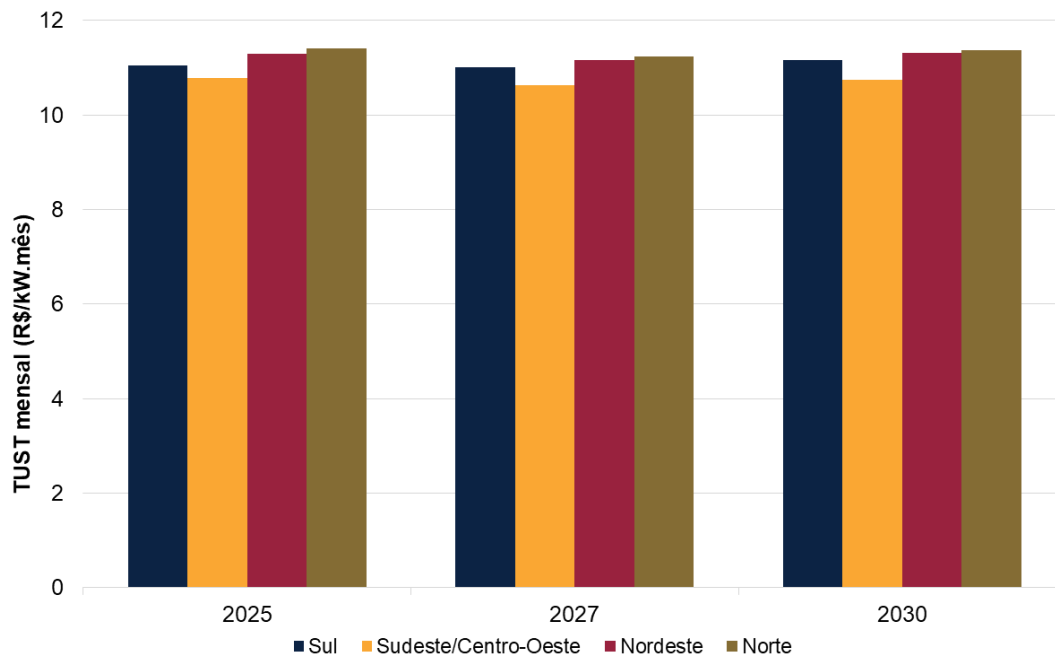


Gráfico B-7 – Distribuição da TUST de carga para o ano 2030



No gráfico a seguir é mostrada a estimativa da evolução da TUST média de carga dos submercados.

Gráfico B-8 – TUST média de carga



ANEXO II – Lista de Linhas de Transmissão e Subestações por UF**1. Estado Amapá****Linha de Transmissão**

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 230 kV Jurupari - Laranjal do Jari, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 105 km	2023	2023	2023

2. Estado Amazonas**Linha de Transmissão**

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 230 kV Juruti - Parintins, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 31,3 km - ÁREAS ALAGADIÇAS	2022	2022	2022
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 3,3 km - TRAVESSIAS CANAL DE PARINTINS	2022	2022	2022
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 64,6 km - TERRENO FIRME	2022	2022	2022
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 2,6 km - ÁREAS URBANAS	2022	2022	2022
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE Juruti	2022	2022	2022
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE Parintins	2022	2022	2022
LT 230 kV Mauá 3 - Manaus, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 3.85 km - Trecho Aéreo	2024	2024	2024
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 2.000 mm ² (XLPE - Cobre), 9 km - Trecho Subterrâneo	2024	2024	2024
LT 230 kV Lechuga - Tarumã, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 9.3 km - Trecho Aéreo	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 2.000 mm ² (XLPE - Cobre), 3.2 km - Trecho Subterrâneo	2026	2026	Além do Horizonte 2030
LT 500 kV Lechuga - Equador, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 400,3 km	2027	2027	2027
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Lechuga	2027	2027	2027
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Equador	2027	2027	2027
SECC LT 230 kV Balbina - Cristiano Rocha, C1, na SE Presidente Figueiredo	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 7 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 3 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 230/138 kV Parintins	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2022	2022	2022
	1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2022	2022	2022
SE 230/138 kV Jorge Teixeira	5º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2025	2025	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Parintins	3º ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 500/230 kV Lechuga	4º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2026	2028	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Tarumã	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Lechuga	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Mauá 3	5º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Presidente Figueiredo	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Tarumã	3º ATF 230/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2027	2026	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Parintins	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2028	2028	Além do Horizonte 2030
SE 500/230 kV Lechuga	5º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2028	2030	Além do Horizonte 2030
	5º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2028	2030	Além do Horizonte 2030

3. Estado Maranhão

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 500 kV Miranda II - São Luís II, C3	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 35 km - Terreno Firme	2021	2021	2021
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 65 km - Áreas Inundáveis	2021	2021	2021
LT 500 kV São Luís II - São Luís IV, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 5 km	2021	2021	2021
LT 230 kV São Luís II - São Luís III, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 36 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Imperatriz - Porto Franco, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 111 km	2022	2022	2022

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 230 kV Ribeiro Gonçalves - Balsas, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 95 km	2022	2022	2022
LT 800 kV CC Graça Aranha - Silvânia	Linha ±800 kVCC, 1460 km, 6 x 1590 MCM	2027	2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV UTE Porto do Itaqui - São Luís II, C1, na SE São Luís IV	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 1 km	2021	2021	2021
SECC LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina II, C1, na SE Graça Aranha	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 6 km	2027	2030	Além do Horizonte 2030
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 6 km	2027	2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina II, C2, na SE Graça Aranha	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 6 km	2027	2030	Além do Horizonte 2030
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 6 km	2027	2030	Além do Horizonte 2030

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 500/230/69 kV São Luís IV	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ	2021	2021	2021
	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2021	2021	2021
SE 230/69 kV Coelho Neto	3º TF 230/69 kV, 1 x 65 MVA 3Φ	2024	2026	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Balsas	3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2024	2026	Além do Horizonte 2030
SE 500 kV São Luís II	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 45 MVar 1Φ	2024	2026	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV São Luís III	3º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV São Luís IV	3º TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2024	2026	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Chapadinha II	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 800 kV CC Graça Aranha	Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Cíveis	2027	2030	Além do Horizonte 2030
	MIG (Terreno Rural - SE Conversora)	2027	2030	Além do Horizonte 2030
SE 500 kV Presidente Dutra	Realocação Reator Linha Fixo -150 MVar p/ nova SE Graça Aranha	2027	2030	Além do Horizonte 2030

4. Estado Pará

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 230 kV Vila do Conde - Tomé-Açu, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 120 km	2021	2021	2021
LT 500 kV Serra Pelada - Itacaiúnas, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 115 km	2021	2021	2021
LT 500 kV Serra Pelada - Xingu, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 443 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 443 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 115 Mvar 1Φ // SE Serra Pelada	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 115 Mvar 1Φ // SE Xingu	2021	2021	2021
LT 500 kV Miracema - Serra Pelada, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 415 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 415 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE Miracema	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE Serra Pelada	2021	2021	2021
LT 230 kV Marituba - Utinga, C3 e C4 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 12,15 km	2022	2022	2022
LT 230 kV Oriximiná - Juruti, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 3,6 km - TRAVESSIAS	2022	2022	2022
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 58,4 km - ÁREAS ALAGADIÇAS	2022	2022	2022
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 67,3 km - TERRENO FIRME	2022	2022	2022
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 8,5 km - ÁREAS URBANAS	2022	2022	2022
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE Oriximiná	2022	2022	2022
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE Juruti	2022	2022	2022
LT 230 kV Juruti - Parintins, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 31,3 km - ÁREAS ALAGADIÇAS	2022	2022	2022
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 3,3 km - TRAVESSIAS CANAL DE PARINTINS	2022	2022	2022
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 64,6 km - TERRENO FIRME	2022	2022	2022
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 2,6 km - ÁREAS URBANAS	2022	2022	2022
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE Juruti	2022	2022	2022
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ // SE Parintins	2022	2022	2022
LT 500 kV Serra Pelada - Integradora, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 65 km	2022	2022	2022

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 230 kV Jurupari - Laranjal do Jari, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 105 km	2023	2023	2023
LT 500 kV Tucuruí II - Marituba, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 2 km - Área Inundável	2023	2023	2023
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 3 km - Travessia Aérea do Rio Guamá	2023	2023	2023
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 3,1 km - Travessia Aérea do Rio Acará	2023	2023	2023
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 54 km - Áreas com Torres Alteadas	2023	2023	2023
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 317,9 km	2023	2023	2023
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 63 MVar 1Φ // SE Marituba	2023	2023	2023
LT 230 kV Cláudia - Cachimbo, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 237,2 km - TERRENO FIRME	2025	2025	2025
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 40,8 km - TORRES ALTEADAS	2025	2025	2025
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 20 MVar 3Φ // SE Cachimbo	2025	2025	2025
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 20 MVar 3Φ // SE Cláudia	2025	2025	2025
LT 230 kV Cachimbo - Novo Progresso, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 167,4 km - TERRENO FIRME	2025	2025	2025
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 59,6 km - TORRES ALTEADAS	2025	2025	2025
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 15 MVar 3Φ // SE Cachimbo	2025	2025	2025
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 15 MVar 3Φ // SE Novo Progresso	2025	2025	2025
LT 230 kV Xingu - Altamira, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 42,7 km - Terreno Firme	2026	2027	Além do Horizonte 2030
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 15,8 km - Torres Alteadas	2026	2027	Além do Horizonte 2030
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 2,5 km - Área Alagadiça	2026	2027	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Transamazônica - Tapajós, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 61,1 km - Terreno Normal	2026	2027	Além do Horizonte 2030
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 125,9 km - Torres Alteadas	2026	2027	Além do Horizonte 2030
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE Transamazônica	2026	2027	Além do Horizonte 2030
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE Tapajós	2026	2027	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Integradora - Xinguara II, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 740.8 MCM (FLINT), 79 km	2029	2029	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Vila do Conde - Miltônia, C1, na SE Tomé-Açu	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 1 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (DRAKE), 1 km	2021	2021	2021

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 230/138 kV Tomé-Açu	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2021	2021	2021
	1º e 2º Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 15 MVar 3Φ	2021	2021	2021
SE 500/230 kV Oriximiná	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6 + 1R) x 100 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 230/138 kV Castanhal	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2021	2021	2021
SE 500 kV Serra Pelada	Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 60 Mvar 1Φ	2021	2021	2021
SE 500/138 kV Serra Pelada	1º e 2º TF 500/138 kV, (6 + 1R) x 50 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 230/138 kV Juruti	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	2022	2022	2022
SE 500/230 kV Integradora	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 250 MVA 1Φ	2022	2022	2022
SE 230/69 kV Jurupari	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 30 MVA 3Φ	2023	2023	2023
SE 500/230 kV Jurupari	3º ATF 500/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ	2023	2023	2023
SE 500/230/69 kV Marituba	2º ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2023	2026	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Santana do Araguaia	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2024	2026	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Novo Progresso	1º ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2025	2025	2025
	2º ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2025	2025	2025
	1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ	2025	2025	2025
SE 230 kV Cachimbo	1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ	2025	2025	2025
SE 230/138 kV Santana do Araguaia	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2026	2028	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Xinguara II	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Itacaiúnas	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 500/230 kV Xingu	2º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 500/230/69 kV Marituba	3º ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2027	2030	Além do Horizonte 2030
	Compensador Estático, 500 kV, (-100/200)Mvar	2028	2030	Além do Horizonte 2030

5. Estado Roraima

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 500 kV Equador - Boa Vista, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 315,2 km	2027	2027	2027
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,5 Mvar 1Φ // SE Equador	2027	2027	2027
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,5 Mvar 1Φ // SE Boa Vista	2027	2027	2027
LT 500 kV Lechuga - Equador, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 400,3 km	2027	2027	2027
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Lechuga	2027	2027	2027
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Equador	2027	2027	2027

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 230/69 kV Boa Vista	4º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2027	2027	Além do Horizonte 2030
SE 500/230 kV Boa Vista	3º ATF 500/230 kV, 1 x 400 MVA 3Φ	2027	2030	Além do Horizonte 2030
SE 500/69 kV Equador	TF 500/69 kV - (3 + 1) x 33,33 MVA	2027	2027	2027
	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 45,5 Mvar 1Φ	2027	2027	2027
SE 500/230 kV Boa Vista	1º e 2º ATF 500/230 kV, 2 x 400 MVA 3Φ	2027	2027	2027
	Compensador Estático 230 kV, 1 x (-120/+150) Mvar	2027	2027	2027

6. Estado Tocantins

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 500 kV Miracema - Serra Pelada, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 415 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 415 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE Miracema	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE Serra Pelada	2021	2021	2021
LT 500 kV Gilbués II - Miracema, C3	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 418 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE Gilbués II	2021	2021	2021

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 100 Mvar 1Φ // SE Miracema	2021	2021	2021
LT 230 kV Dianópolis II - Barreiras II, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 90 km - TERRENO FIRME	2024	2024	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 24 km - ÁREAS COM TORRES ALTEADAS	2024	2024	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 129 km - ÁREAS COM FUNDIÁRIO ELEVADO	2024	2024	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 1 km - ÁREAS ALAGADIÇAS	2024	2024	2024
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ // SE Dianópolis II	2024	2024	2024
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ // SE Barreiras II	2024	2024	2024
LT 230 kV Dianópolis II - Gurupi, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 231 km - TERRENO FIRME	2024	2024	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 20 km - ÁREAS COM FUNDIÁRIO ELEVADO	2024	2024	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 3 km - ÁREAS ALAGADIÇAS	2024	2024	2024
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ // SE Dianópolis II	2024	2024	2024
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ // SE Gurupi	2024	2024	2024
LT 230 kV Dianópolis II - Palmas, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 200 km - TERRENO FIRME	2024	2024	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 35 km - ÁREAS COM TORRES ALTEADAS	2024	2024	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 31 km - ÁREAS COM FUNDIÁRIO ELEVADO	2024	2024	2024
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ // SE Dianópolis II	2024	2024	2024
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ // SE Palmas	2024	2024	2024

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 500/138 kV Colinas	1º e 2º TF 500/138 kV, (6 + 1R) x 60 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 500/230 kV Gurupi	1º ATF 500/230 kV, (3 + 1R) x 150 MVA 1Φ	2024	2024	2024
	MIG 230 kV	2024	2024	2024
	MIG A - 500 kV - DJM	2024	2024	2024
SE 230/138 kV Dianópolis II	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2024	2024	2024
	1º e 2º Reator de Barra 230 kV, 2 x 20 MVar 3Φ	2024	2024	2024
SE 500/230/138 kV Gurupi	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Palmas	3º ATF 230/138 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2027	2027	Além do Horizonte 2030
	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 MVar 3Φ	2027	2027	Além do Horizonte 2030

7. Estado Alagoas

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 230 kV Nossa Senhora do Socorro - Penedo, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 110 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Messias - Rio Largo II, C4	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 15 km	2023	2023	2023
SECC LT 230 kV Paulo Afonso III - Angelim, C1, na SE Santana II	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 24 km	2022	2022	2022
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 24 km	2022	2022	2022

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 230/69 kV Santana II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2022	2022	2022
SE 500/230 kV Messias	3º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2023	2023	2023
SE 230/69 kV Maceió II	3º TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2024	2026	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Arapiraca III	3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2024	2026	Além do Horizonte 2030

8. Estado Bahia

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 338 km	2021	2021	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 MVar 1Φ // SE Poções III	2021	2021	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 MVar 1Φ // SE Padre Paraíso 2	2021	2021	2021
LT 230 kV Funil - Poções II, C1	Circuito Simples, 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 117 km	2021	2021	2021
LT 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 334 km	2021	2021	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 4 x 90 Mvar 1Φ // SE Padre Paraíso 2	2021	2021	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 90 MVar 1Φ // SE Poções III	2021	2021	2021
LT 500 kV Barreiras II - Gilbués II, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 311 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 66,7 Mvar 1Φ // SE Barreiras II	2021	2021	2021

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 382 Mvar 3Φ // SE Barreiras II	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 66,7 Mvar 1Φ // SE Gilbués II	2021	2021	2021
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 382 Mvar 3Φ // SE Gilbués II	2021	2021	2021
LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 376 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 90 Mvar 1Φ // SE Queimada Nova II	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 90 Mvar 1Φ // SE Buritirama	2021	2021	2021
LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 376 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 Mvar 1Φ // SE Queimada Nova II	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 Mvar 1Φ // SE Buritirama	2021	2021	2021
LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Janaúba 3, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 304 km	2022	2022	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 66 MVar 1Φ // SE Bom Jesus da Lapa II	2022	2022	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 66 MVar 1Φ // SE Janaúba 3	2022	2022	2022
LT 230 kV Morro do Chapéu II - Irecê, C2 e C3 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 65 km	2023	2023	2023
LT 500 kV Olindina - Sapeaçu, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 201 km	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Sapeaçu	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Olindina	2023	2023	2023
LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 180 km	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Porto de Sergipe	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Olindina	2023	2023	2023
LT 230 kV Rio das Éguas - Rio Formoso II, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 105 km	2024	2024	2024
LT 230 kV Dianópolis II - Barreiras II, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 90 km - TERRENO FIRME	2024	2024	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 24 km - ÁREAS COM TORRES ALTEADAS	2024	2024	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 129 km - ÁREAS COM FUNDIÁRIO ELEVADO	2024	2024	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 1 km - ÁREAS ALAGADIÇAS	2024	2024	2024
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ // SE Dianópolis II	2024	2024	2024
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3Φ // SE Barreiras II	2024	2024	2024
LT 500 kV Sapeaçu - Camaçari IV, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 106 km	2025	2025	2025
LT 230 kV Poções III - Itapebi, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 191 km	2025	2025	2025

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 MVar 3Φ // SE Itapebi	2025	2025	2025
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 MVar 3Φ // SE Poções III	2025	2025	2025
LT 230 kV Camaçari IV - Pirajá, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 24.8 km (1)	2025	2025	2025
	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 10.4 km (2)	2025	2025	2025
	Circuito Duplo 230 kV, AL 2000 mm², 4.8 km (3)	2025	2025	2025
LT 500 kV Poções III - Medeiros Neto II, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 328 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 83,3 MVar 1Φ // SE Medeiros Neto II	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 83,3 MVar 1Φ // SE Poções III	2026	2026	Além do Horizonte 2030
LT 500 kV Medeiros Neto II - João Neiva 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 283 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 71.6 MVar 1Φ // SE João Neiva 2	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 71.6 MVar 1Φ // SE Medeiros Neto II	2026	2026	Além do Horizonte 2030
LT 500 kV Morro do Chapéu II - Poções III, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 358 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 63.3 MVar 1Φ // SE Poções III	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 63.3 MVar 1Φ // SE Morro do Chapéu II	2026	2026	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Medeiros Neto II - Teixeira de Freitas II, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 59 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Rio das Éguas - Iaciara 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 70 km	2028	2028	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Pituaçu - Pirajá, C1	Circuito Simples 230 kV, AL 2000 mm², 1 km (1)	2030	2030	Além do Horizonte 2030
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 4.1 km (2)	2030	2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Funil - Itapebi, C2, na SE Itabuna III	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 25 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 25 km	2021	2021	2021
SECC LT 230 kV Governador Mangabeira - Camaçari II, C2 (CD), na SE Feira de Santana III	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 55 km	2021	2021	2021

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SECC LT 500 kV Sobradinho - Luiz Gonzaga, C1, na SE Juazeiro III	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 1 km	2023	2023	2023
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 1 km	2023	2023	2023
SECC LT 230 kV Cícero Dantas - Catu, C2, na SE Alagoinhas II	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 0,5 km	2023	2023	2023
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 0,5 km	2023	2023	2023
SECC LT 230 kV Cícero Dantas - Catu, C1 (CD), na SE Olindina	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 0.4 km	2023	2023	2023
SECC LT 230 kV Cícero Dantas - Catu, C2 (CD), na SE Olindina	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 0.4 km	2023	2023	2023
SECC LT 230 kV Funil - Itapebi, C1 (CD), na SE Itabuna III	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 28 km	2025	2025	Além do Horizonte 2030

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 230/138 kV Itabuna III	1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	2021	2021	2021
	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2021	2021	2021
SE 500 kV Bom Jesus da Lapa II	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2021	2021	2021
SE 230/69 kV Feira de Santana III	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2021	2021	2021
SE 500/230 kV Barreiras II	3º Reator de Barra 500 kV, (3 + 1R) x 50 Mvar 1Φ	2021	2021	2021
	2º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 500/230 kV Igaporã III	3º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2022	2022	2022
SE 500 kV Bom Jesus da Lapa II	3º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2022	2022	2022
SE 500/230/69 kV Morro do Chapéu II	2º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2022	2022	2022
SE 230/69 kV Alagoinhas II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2023	2023	2023
SE 500 kV Olindina	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2023	2023	2023
SE 230 kV Eunápolis	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2023	2023	2023
SE 230/69 kV Olindina	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	2023	2023	2023
SE 500/230 kV Igaporã III	5º ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2024	2026	Além do Horizonte 2030
SE 500/230/69 kV Morro do Chapéu II	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2024	2026	Além do Horizonte 2030
SE 500 kV Ouroândia II	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 33,33 Mvar 1Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 500/230 kV Rio das Éguas	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	2024	2024	2024

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 230/138 kV Rio Formoso II	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2024	2024	2024
SE 230/138 kV Rio Grande II	3º ATF 230/138 kV, 3 x 33 MVA 1Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 500/230 kV Poções III	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2025	2025	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Pirajá	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 180 MVA 3Φ	2025	2025	2025
SE 230/69 kV Camaçari II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2025	2025	2025
SE 230/138 kV Itabuna III	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 500 kV Medeiros Neto II	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6 + 1R) x 66.6 MVar 1Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 500/230 kV Morro do Chapéu II	3º ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 MVar 1Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 500 kV Poções III	3º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 MVar 1Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 500/230 kV Bom Jesus da Lapa II	3º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 500 kV Juazeiro III	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 MVar 1Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 500 kV Olindina	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 MVar 1Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 500 kV Ouroândia II	3º ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 500/230 kV Medeiros Neto II	1º ATF 500/230 kV, (3 + 1R) x 100 MVA 1Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 500 kV Gentio do Ouro II	3º ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2027	2027	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Pirajá	3º TF 230/69 kV, 1 x 180 MVA 3Φ	2030	2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Rio Formoso II	3º ATF 230/138 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2030	2030	Além do Horizonte 2030

9. Estado Ceará

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 230 kV Ibiapina II - Tianguá II, CD (C1, C2)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 25 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Ibiapina II - Piripiri, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 77,5 km	2021	2021	2021
LT 500 kV Parnaíba III - Tianguá II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 109 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Tianguá II	2021	2021	2021
LT 500 kV Santa Luzia II - Milagres II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 238 km	2021	2021	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33 MVar 1Φ // SE Santa Luzia II	2021	2021	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 33 MVar 1Φ // SE Milagres II	2021	2021	2021
LT 500 kV Milagres II - Queimada Nova II, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 317 km	2022	2022	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE Milagres II	2022	2022	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE Queimada Nova II	2022	2022	2022
LT 500 kV Jaguaruana II - Pacatuba, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 151 km	2023	2023	2023
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 33 MVar 1Φ // SE Jaguaruana II	2023	2023	2023
LT 500 kV Jaguaruana II - Açú III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 111 km	2023	2023	2023
	1º Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3 + 1R) x 33 MVar 1Φ // SE Açú III	2023	2023	2023
LT 230 kV Jaguaruana II - Mossoró IV, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 54 km	2023	2023	2023
LT 230 kV Jaguaruana II - Russas II, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 32 km	2023	2023	2023
LT 230 kV Fortaleza II - Dias Macedo II, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 230 kV subterrâneo, AL 2000 mm ² , 6,5 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	Circuito Simples 230 kV subterrâneo, AL 2000 mm ² , 6,5 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 SE Dias Macedo II	2026	2026	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Chapada III - Crato II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 142 km	2029	2029	Além do Horizonte 2030
SECC LT 500 kV Fortaleza II - Pecém II, C1, na SE Pacatuba	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 1 km	2023	2023	2023
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 1 km	2023	2023	2023
SECC LT 500 kV Milagres - Curral Novo do Piauí II,	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 3 km	2023	2023	2023
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 3 km	2023	2023	2023

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
C1, na SE Milagres II				
SECC LT 230 kV Milagres - Tauá II, C1 (CD), na SE Crato II	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 34 km	2023	2023	2023
SECC LT 500 kV Milagres - Luiz Gonzaga, C1, na SE Milagres II	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km	2024	2024	Além do Horizonte 2030
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km	2024	2024	Além do Horizonte 2030

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 230/69 kV Aquiraz II	4º ATF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2021	2021	2021
SE 500 kV Milagres II	3º Reator de Barra 500 kV, 3 x 33 MVar 1Φ	2021	2021	2021
SE 500/230 kV Jaguaruana II	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6 + 1R) x 250 MVA 1Φ	2023	2023	2023
	1º Reator de Barra 500 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ	2023	2023	2023
	Compensador Estático 500 kV, (-150/+300) Mvar	2023	2023	2023
SE 500/230 kV Pacatuba	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar (remanejamento)	2023	2023	2023
	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2023	2023	2023
	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6 + 1R) x 200 MVA 1Φ	2023	2023	2023
	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 MVar 1Φ	2023	2023	2023
SE 230/69 kV Crato II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2023	2023	2023
SE 500/230/69 kV Pacatuba	3º TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2024	2026	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Dias Macedo II	1º, 2º e 3º TF 230/69 kV, 3 x 200 MVA 3Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 500/230 kV Acaraú III	3º ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2027	2027	Além do Horizonte 2030
SE 500/230 kV Tianguá II	3º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2027	2027	Além do Horizonte 2030
SE 230 kV Crato II	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 MVar 3Φ	2027	2028	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Dias Macedo II	4º TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2027	2026	Além do Horizonte 2030
SE 230 kV Crato II	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 MVar 3Φ	2028	2028	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Crato II	3º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2029	2029	Além do Horizonte 2030

10. Estado Paraíba

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 500 kV Santa Luzia II - Campina Grande III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 126 km	2021	2021	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 33 MVar 1Φ // SE Campina Grande III	2021	2021	2021
LT 500 kV Santa Luzia II - Milagres II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 238 km	2021	2021	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33 MVar 1Φ // SE Santa Luzia II	2021	2021	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 33 MVar 1Φ // SE Milagres II	2021	2021	2021
LT 500 kV Campina Grande III - João Pessoa II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 123 km	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE João Pessoa II	2023	2023	2023
SECC LT 230 kV Bifurcação - Mussurê II, C1 e C2 (CD), na SE João Pessoa III	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km	2023	2023	2023
SECC LT 230 kV Bifurcação - Santa Rita II, C1 e C2 (CD), na SE João Pessoa II	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km	2023	2023	2023

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 500 kV Santa Luzia II	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6 + 1R) x 33 MVar 1Φ	2021	2021	2021
SE 230/69 kV Campina Grande II	4º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2022	2022	2022
SE 500/230/69 kV João Pessoa II	1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ	2023	2023	2023
	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2023	2023	2023
	MIM Conexão Anel	2023	2023	2023
	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2024	2026	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Santa Rita II	4º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2025	2026	Além do Horizonte 2030
SE 500/230/69 kV João Pessoa II	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2028	2030	Além do Horizonte 2030

11. Estado Pernambuco

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SECC LT 500 kV Angelim II - Recife II, C2 (CD), na SE Suape II	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 22,5 km	2023	2023	2023
SECC LT 230 kV Pirapama II - Recife II, C2, na SE Jaboatão II	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1 km	2023	2023	2023
SECC LT 230 kV Goianinha - Bifurcação, C1 e C2 (CD), na SE João Pessoa II	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km	2023	2023	2023

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 230/69 kV FIAT Seccionadora	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2021	2021	2021
SE 230/69 kV Bongi	5º TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ (novo)	2025	2025	Além do Horizonte 2030
	1º, 2º e 3º TF 230/69 kV, 3 x 200 MVA 3Φ (substituição)	2025	2025	Além do Horizonte 2030
	230 kV Recapacitação das barras principal e de transferência	2025	2025	Além do Horizonte 2030
	Substituição dos seccionadores da barra principal (x2)	2025	2025	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Arcoverde II	3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2027	2030	Além do Horizonte 2030
SE 500/230/69 kV Garanhuns II	3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2029	2029	Além do Horizonte 2030

12. Estado Piauí

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 500 kV Parnaíba III - Tianguá II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 109 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Tianguá II	2021	2021	2021

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 230 kV Piripiri - Teresina III, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 141 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE Piripiri	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE Teresina III	2021	2021	2021
LT 230 kV Chapada I - Chapada II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 740.8 MCM, 12 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Chapada II - Chapada III, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 740.8 MCM, 15 km	2021	2021	2021
LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 376 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 90 Mvar 1Φ // SE Queimada Nova II	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 90 Mvar 1Φ // SE Buritirama	2021	2021	2021
LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 376 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 Mvar 1Φ // SE Queimada Nova II	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 Mvar 1Φ // SE Buritirama	2021	2021	2021
LT 500 kV Gilbués II - Miracema, C3	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 418 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE Gilbués II	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 100 Mvar 1Φ // SE Miracema	2021	2021	2021
LT 230 kV Ibiapina II - Piripiri, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 77,5 km	2021	2021	2021
LT 500 kV Barreiras II - Gilbués II, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 311 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 66,7 Mvar 1Φ // SE Barreiras II	2021	2021	2021
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 382 Mvar 3Φ // SE Barreiras II	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 66,7 Mvar 1Φ // SE Gilbués II	2021	2021	2021
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 382 Mvar 3Φ // SE Gilbués II	2021	2021	2021
LT 500 kV Curral Novo do Piauí II - Queimada Nova II, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 115 km	2022	2022	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Queimada Nova II	2022	2022	2022
LT 230 kV Ribeiro Gonçalves - Balsas, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 95 km	2022	2022	2022
LT 500 kV Milagres II - Queimada Nova II, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 317 km	2022	2022	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE Milagres II	2022	2022	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE Queimada Nova II	2022	2022	2022
LT 230 kV Chapada III - Crato II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 142 km	2029	2029	Além do Horizonte 2030
LT 500 kV Ribeiro Gonçalves - Gilbués II, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 257 km	2030	2030	Além do Horizonte 2030

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 66,6 Mvar 1Φ // SE Gilbués II	2030	2030	Além do Horizonte 2030
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 66,6 Mvar 1Φ // SE Ribeiro Gonçalves	2030	2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 500 kV Teresina II - Sobral III, C2, na SE Tianguá II	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 24 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 24 km	2021	2021	2021

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 230/138 kV Parnaíba III	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2021	2021	2021
SE 500/230/69 kV São João do Piauí	2º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 230/138 kV Chapada I	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2021	2021	2021
SE 500/230 kV Queimada Nova II	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 66,6 Mvar 1Φ	2021	2021	2021
SE 500/230/69 kV Gilbués II	4º e 5º Reator de Barra 500 kV, (6 + 1R) x 66 Mvar 1Φ	2023	2023	2023
SE 500/230 kV Teresina II	4º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2023	2023	2023
SE 230 kV Piripiri	3º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2024	2026	Além do Horizonte 2030
SE 500/230/69 kV São João do Piauí	4º TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2025	2026	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Bom Jesus II	3º TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Eliseu Martins	3º TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2027	2027	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Picos	4º e 5º Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 15 Mvar 3Φ	2027	2027	Além do Horizonte 2030
SE 500/230 kV Parnaíba III	3º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2027	2027	Além do Horizonte 2030
SE 500/230/69 kV Gilbués II	2º ATF 500/230 kV, 1 x 250 MVA 3Φ	2028	2028	Além do Horizonte 2030
SE 500/230/69 kV São João do Piauí	3º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2030	2030	Além do Horizonte 2030

13. Estado Rio Grande do Norte

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 230 kV Paraíso - Açú II, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 123 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Mossoró II - Açú II, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 69 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Caraúbas II - Açú III, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 62 km	2023	2023	2023
LT 500 kV Jaguaruana II - Açú III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 111 km	2023	2023	2023
	1º Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3 + 1R) x 33 MVar 1Φ // SE Açú III	2023	2023	2023
LT 230 kV Jaguaruana II - Mossoró IV, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 54 km	2023	2023	2023
LT 230 kV Jaguaruana II - Russas II, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 32 km	2023	2023	2023
SECC LT 230 kV Açú II - Lagoa Nova II, C1, na SE Açú III	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 13 km	2021	2021	2021
SECC LT 230 kV Açú II - Mossoró II, C1, na SE Açú III	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,5 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,5 km	2021	2021	2021
SECC LT 230 kV Açú II - Mossoró II, C2, na SE Açú III	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1 km	2021	2021	2021

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 500/230 kV Açú III	3º e 4º ATF 500/230 kV, (6 + 1R) x 300 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 500/138 kV João Câmara III	5º ATF 500/138 kV, 3 x 150 MVA 1Φ	2022	2022	2022
	1º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2022	2022	2022
SE 500/230 kV Açú III	3º e 4º Reator de Barra 500 kV, 6 x 50 Mvar 1Φ	2022	2022	2022
SE 230/69 kV Caraúbas II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2023	2023	2023
SE 500/230 kV Ceará Mirim	3º ATF 500/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ	2025	2026	Além do Horizonte 2030
	1º e 2º Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 50,5 Mvar 3Φ	2025	2026	Além do Horizonte 2030
SE 500/230 kV Açú III	5º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2030	2030	Além do Horizonte 2030

14. Estado Sergipe

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 230 kV Nossa Senhora do Socorro - Penedo, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 110 km	2021	2021	2021
LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 180 km	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Porto de Sergipe	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Olindina	2023	2023	2023

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 230/69 kV Nossa Senhora do Socorro	3º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2025	2027	Além do Horizonte 2030

15. Estado São Paulo

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 500 kV Fernão Dias - Terminal Rio, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 320 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ // SE Terminal Rio	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,3 Mvar 1Φ // SE Terminal Rio	2021	2021	2021
LT 230 kV Ivinhema 2 - Nova Porto Primavera, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 65 km	2021	2021	2021
LT 500 kV Estreito - Cachoeira Paulista, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 340 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 340 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE Estreito	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE Cachoeira Paulista	2021	2021	2021
LT 230 kV Henry Borden - Manoel da Nóbrega, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 20 km	2023	2023	2023
LT 230 kV Itararé II - Capão Bonito, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 112 km	2023	2023	2023

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 440 kV Ilha Solteira - Três Irmãos, C2	Circuito Simples 440 kV, 4 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 2,5 km	2023	2023	2023
	Circuito Simples 440 kV, 4 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 35,5 km	2023	2023	2023
LT 500 kV Ibiúna - Bateias, C1 e C2 (CD)	Recapacitação	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Taubaté - São José dos Campos, C2 (CD)	Circuito Duplo (C2) 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 35 km	2025	2025	Além do Horizonte 2030
LT 345 kV Norte - Miguel Reale, C3 e C4 (CD)	Subterrânea 1600 mm ² CD, 14,5 km	2025	2026	Além do Horizonte 2030
LT 345 kV Interlagos - Piratininga II, C3 e C4 (CD)	Circuito Duplo 345 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 0,76 km (reconstrução)	2026	2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Itararé II - Avaré Nova, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 145 km	2026	2028	Além do Horizonte 2030
LT 345 kV São Miguel - Ramon Reberte Filho, C1 e C2 (CD)	Subterrânea 1600 mm ² CD, 9,1 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030
LT 345 kV Miguel Reale - São Caetano do Sul, C1 e C2 (CD)	Subterrânea 1600 mm ² CD, 7,8 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030
LT 345 kV Sul - São Caetano do Sul, C1 e C2 (CD)	Subterrânea 2500 mm ² CD, 14,1 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030
LT 345 kV Norte - São Miguel, C1 e C2 (CD)	Subterrânea 1600 mm ² CD, 8,1 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030
LT 500 kV Assis - Ponta Grossa, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 272 km	2027	2027	Além do Horizonte 2030
	1º e 2º Reator de Linha Fixo 500 kV, (6 + 1R) x 25 MVar 1Φ // SE Ponta Grossa	2027	2027	Além do Horizonte 2030
	1º e 2º Reator de Linha Fixo 500 kV, (6 + 1R) x 25 MVar 1Φ // SE Assis	2027	2027	Além do Horizonte 2030
LT 500 kV Campinas - Marimbondo II, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 367 km	2030	2031	Além do Horizonte 2030
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,6 Mvar 1Φ // SE Campinas	2030	2031	Além do Horizonte 2030
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,6 Mvar 1Φ // SE Marimbondo II	2030	2031	Além do Horizonte 2030
SECC LT 345 kV Tijuco Preto - Baixada Santista, C3, na SE Domênico Rangoni	Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (Rail), 27 km	2021	2021	2021
SECC LT 440 kV Araraquara - Mogi Mirim III, C1 (CD), na SE Araras	Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 1 km	2024	2024	Além do Horizonte 2030

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SECC LT 440 kV Bom Jardim - Água Azul, C1 (CD), na SE Fernão Dias	Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 32 km	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SECC LT 345 kV Tijuco Preto - Ibiúna, C1 (CD), na SE Sul	Circuito Duplo 345 kV, 3 x 954.0 MCM (RAIL), 12 km	2026	2025	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV São José dos Campos - Mogi das Cruzes, C1 (CD), na SE Dom Pedro I	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 10 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 345/138 kV Domênico Rangoni	1º e 2º TF 345/138 kV, (6+1R) x 133 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 500/440/230 kV Taubaté	2º ATF 500/440 kV, (3 + 1R) x 400 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 500/440 kV Fernão Dias	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6 + 1R) x 60 MVar 1Φ	2022	2022	2022
SE 230/138/88 kV Manoel da Nóbrega	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ	2023	2023	2023
	1º ATF 230/138-88 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ	2023	2023	2023
SE 440/138 kV Mirassol II	3º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 345/88 kV Ramon Reberte Filho	4º TF 345/138-88 kV, 3 x 133,3 MVA 1Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 345/88 kV Leste	4º TF 345/138-88 kV, 3 x 133,3 MVA 1Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/88 kV Salto Grande	3º TF 230/88 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/88 kV Aparecida	1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, (9+1R) x 33,3 MVA 1Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Capão Bonito	1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, (9+1R) x 50 MVA 1Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 500/440/138 kV Água Vermelha	2º TF 440/138 kV, (3 + 1R) x 100 MVA 1Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/88 kV São José dos Campos	1º, 2º e 3º TF 230/138 kV, (9+1R) x 100 MVA 1Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 345 kV Miguel Reale	3º TF 345/138 kV, 3 x 133,33 MVA 1Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
	3º TF 345/20 kV, 1 x 135 MVA 3Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 345/138 kV Atibaia II	2º ATF 345/138 kV, 3 x 133,33 MVA 1Φ	2025	2025	Além do Horizonte 2030
SE 500/138 kV Morro Agudo	3º TF 500/138 kV, 3 x 133 MVA 1Φ	2026	2030	Além do Horizonte 2030
SE 440/230 kV Cabreúva	4º ATF 440/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2026	2030	Além do Horizonte 2030
SE 440/138 kV Piracicaba	3º TF 440/138 kV, 3 x 133 MVA 1Φ	2026	2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/88 kV Dom Pedro I	1º e 2º TF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 345/88 kV São Miguel	1º, 2º e 3º TF 345/88 kV, (9+1R) x 133,33 MVA 1Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 345/88 kV São Caetano do Sul	1º e 2º TF 345/138 kV, (6+1R) x 133,33 MVA 1Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 500/345 kV Campinas	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 45,3 Mvar 1Φ	2027	2024	Além do Horizonte 2030
SE 440/138 kV Araraquara	4º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2027	2030	Além do Horizonte 2030
SE 345/88 kV Nordeste	4º TF 345/88 kV, 3 x 133 MVA 1Φ	2027	2030	Além do Horizonte 2030
SE 500/345/138 kV Campinas	3º ATF 500/345 kV, 3 x 187 MVA 1Φ	2030	2030	Além do Horizonte 2030
SE 500/440/230 kV Taubaté	1º ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ	2030	2030	Além do Horizonte 2030
SE 345/230/88 kV Itapeti	3º TF 345/138 kV, 3 x 133,33 MVA 1Φ	2030	2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/88 kV Santa Cabeça	1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, (9+1R) x 100 MVA 1Φ	2030	2030	Além do Horizonte 2030

16. Estado Distrito Federal

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SECC LT 345 kV Samambaia - Bandeirantes, C2, na SE Pirineus	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 1 km	2023	2023	2023

17. Estado Goiás

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 230 kV Edéia - Cachoeira Dourada, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 142 km	2022	2022	2022
LT 500 kV Serra da Mesa 2 - Luziânia, C1	Capacitor Série 500 kV, 1 x 298 Mvar 3Φ // SE Serra da Mesa 2	2024	2024	Além do Horizonte 2030
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 298 Mvar 3Φ // SE Luziânia	2024	2024	Além do Horizonte 2030
LT 500 kV Silvânia - Trindade, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 155 km	2025	2026	Além do Horizonte 2030
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 20 Mvar 1Φ // SE Trindade	2025	2026	Além do Horizonte 2030
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 20 Mvar 1Φ // SE Silvânia	2025	2026	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Trindade - Goianira, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 31 km	2027	2027	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Xavantes - Goianira, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 30 km	2027	2027	Além do Horizonte 2030
LT 800 kV CC Graça Aranha - Silvânia	Linha ±800 kVCC, 1460 km, 6 x 1590 MCM	2027	2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Rio das Éguas - Iaciara 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 70 km	2028	2028	Além do Horizonte 2030
LT 500 kV Trindade - Rio Verde Norte, C3	Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (DRAKE), 225 km	2030	2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Rondonópolis - Rio Verde, C1, na SE Rio Claro 2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1 km	2022	2022	2022
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1 km	2022	2022	2022
SECC LT 500 kV Samambaia - Emborcação, C1 (CD), na SE Silvânia	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 7,14 km	2025	2026	Além do Horizonte 2030
SECC LT 500 kV Samambaia - Itumbiara, C1 (CD), na SE Silvânia	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 14,37 km	2025	2026	Além do Horizonte 2030

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 230/138 kV Carajás	3º ATF 230/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 230/138 kV Anhanguera	3º ATF 230/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ	2021	2021	2021

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 230 kV Barro Alto	Compensador Estático 230 kV, 1 x (-75/+150) Mvar	2022	2022	2022
SE 230/138 kV Rio Claro 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2022	2022	2022
SE 345/230 kV Pirineus	1º e 2º ATF 345/230 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	2023	2023	2023
SE 345/138 kV Corumbá	3º ATF 345/138 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Pirineus	3º ATF 230/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 500 kV Silvânia	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2025	2026	Além do Horizonte 2030
SE 345/138 kV Corumbá	4º ATF 345/138 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2026	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 800 kV CC Silvânia	Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Cíveis	2027	2030	Além do Horizonte 2030
	MIG (Terreno Rural - SE Conversora)	2027	2030	Além do Horizonte 2030
SE 500 kV Silvânia	Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-90/+150) Mvar	2027	2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Goianira	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	2027	2027	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Iaciara 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	2028	2028	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Xavantes	5º ATF 230/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2030	2024	Além do Horizonte 2030

18. Estado Minas Gerais

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 230 kV Itabira 5 - Itabira 2, C1	Recondutoramento para 354/478 MVA - 12 km	2021	2021	2021
LT 500 kV Padre Paraíso 2 - Governador Valadares 6, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 208 km	2021	2021	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 50 MVar 1Φ // SE Governador Valadares 6	2021	2021	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 50 MVar 1Φ // SE Padre Paraíso 2	2021	2021	2021
LT 345 kV Itutinga - Jeceaba, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 900 MCM (Drake), 107 km	2021	2021	2021
LT 345 kV Itabirito 2 - Jeceaba, C2	Circuito Simples 345 kV, 2 x 900 MCM (Drake), 45 km	2021	2021	2021

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 230 kV Mesquita - Timóteo 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 30 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Itabira 5 - Itabira 2, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 21 km	2021	2021	2021
LT 345 kV Sete Lagoas 4 - Betim 6, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 43 km	2021	2021	2021
LT 345 kV Betim 6 - Sarzedo, C1	Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (Drake), 22 km	2021	2021	2021
LT 345 kV Presidente Juscelino - Sete Lagoas 4, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 97 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 97 km	2021	2021	2021
LT 345 kV Itabirito 2 - Barro Branco, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 54 km	2021	2021	2021
LT 500 kV Pirapora 2 - Presidente Juscelino, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 172 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 172 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, (6+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE Pirapora 2	2021	2021	2021
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, (6+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE Presidente Juscelino	2021	2021	2021
LT 500 kV Presidente Juscelino - Itabira 5, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 163 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE Presidente Juscelino	2021	2021	2021
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE Itabira 5	2021	2021	2021
LT 345 kV Neves 1 - Betim 6, C1	Recapacitação	2021	2021	2021
LT 500 kV Estreito - Cachoeira Paulista, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 340 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 340 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE Estreito	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE Cachoeira Paulista	2021	2021	2021
LT 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 338 km	2021	2021	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 MVar 1Φ // SE Poções III	2021	2021	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 MVar 1Φ // SE Padre Paraíso 2	2021	2021	2021
LT 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 334 km	2021	2021	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 4 x 90 Mvar 1Φ // SE Padre Paraíso 2	2021	2021	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 90 MVar 1Φ // SE Poções III	2021	2021	2021
LT 230 kV Porto Estrela - Ipatinga 1, C3	Recondutoramento 1,6 km	2022	2022	2022
	Adequações SEs Mesquita, Porto Estrela e Ipatinga 1	2022	2022	2022
LT 500 kV Janaúba 3 - Pirapora 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 238 km	2022	2022	2022

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 58 MVar 1Φ // SE Janaúba 3	2022	2022	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 58 MVar 1Φ // SE Pirapora 2	2022	2022	2022
LT 500 kV Mesquita - João Neiva 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 240 km	2022	2022	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Mesquita	2022	2022	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE João Neiva 2	2022	2022	2022
LT 230 kV Janaúba 3 - Jaíba, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 94 km	2022	2022	2022
LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Janaúba 3, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 304 km	2022	2022	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 66 MVar 1Φ // SE Bom Jesus da Lapa II	2022	2022	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 66 MVar 1Φ // SE Janaúba 3	2022	2022	2022
LT 500 kV Presidente Juscelino - Itabira 5, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 180 km	2023	2023	2023
	1º Reator de Linha Manobrável 500 kV, 3 x 23 MVar 1Φ // SE Presidente Juscelino	2023	2023	2023
	1º Reator de Linha Manobrável 500 kV, 3 x 23 MVar 1Φ // SE Itabira 5	2023	2023	2023
LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 165 km	2023	2023	2023
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 35 MVar 1Φ // SE Governador Valadares 6	2023	2023	2023
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 35 MVar 1Φ // SE Mutum	2023	2023	2023
LT 500 kV Campos 2 - Mutum, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 230 km	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ // SE Campos 2	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ // SE Mutum	2023	2023	2023
LT 345 kV Pirapora 2 - Três Marias, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 108 km	2024	2024	2024
LT 345 kV Nova Ponte - Uberlândia 10, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 57,8 km	2025	2025	2025
LT 345 kV Santos Dumont 2 - Leopoldina 2, C1	Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 92 km	2025	2025	2025
LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos, C1	Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 140 km	2025	2025	2025
LT 345 kV Nova Ponte - Araxá 3, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 115 km	2025	2025	2025
LT 500 kV Campinas - Marimbondo II, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 367 km	2030	2031	Além do Horizonte 2030
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,6 Mvar 1Φ // SE Campinas	2030	2031	Além do Horizonte 2030
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,6 Mvar 1Φ // SE Marimbondo II	2030	2031	Além do Horizonte 2030

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SECC LT 230 kV Sabará 3 - Itabira 2, C1, na SE Itabira 5	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 3,6 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 3.6 km	2021	2021	2021
SECC LT 345 kV Furnas - Itutinga, C2, na SE Varginha 4	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (Rail), 38 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (Rail), 38 km	2021	2021	2021
SECC LT 230 kV Itabira 2 - Itabira 4, C1, na SE Itabira 5	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 1 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 1 km	2021	2021	2021
SECC LT 500 kV Neves 1 - Mesquita, C1, na SE Itabira 5	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 1 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 1 km	2021	2021	2021
SECC LT 500 kV Vespasiano 2 - Mesquita, C1, na SE Itabira 5	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 1,5 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 1,5 km	2021	2021	2021
SECC LT 230 kV Itabira 2 - João Monlevade 2, C1, na SE João Monlevade 4	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 3,5 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 3,5 km	2021	2021	2021
SECC LT 345 kV Neves 1 - Barreiro 1, C1, na SE Betim 6	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 10,5 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 10,5 km	2021	2021	2021
SECC LT 345 kV Pimenta - Barreiro 1, C1, na SE Sarzedo	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 1,5 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 1,5 km	2021	2021	2021
SECC LT 230 kV Itabira 2 - Porto Estrela, C1, na SE Braúnas	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1 km	2021	2021	2021
SECC LT 500 kV Mesquita - Viana 2, C1 (CD), na SE Mutum	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954.0 MCM (RAIL), 1 km	2022	2022	2022
SECC LT 230 kV Porto Estrela - Ipatinga 1, C1 (CD), na SE Mesquita	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795.0 MCM (TERN), 1 km	2022	2022	2022
SECC LT 230 kV Mesquita - Governador Valadares 2, C1, na SE Governador Valadares 6	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 15 km	2022	2022	2022
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 15 km	2022	2022	2022
SECC LT 230 kV Governador Valadares 2 - Conselheiro Pena, C1, na SE Governador Valadares 6	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 14 km	2022	2022	2022
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 14 km	2022	2022	2022
SECC LT 345 kV Itumbiara - Porto Colômbia, C1 (CD),	Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 1 km	2025	2025	2025

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
na SE Monte Alegre de Minas 2				

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 500/345/138 kV Neves 1	1º e 2º TF 500/138 kV, (6+1R) x 250 MVA 1Φ (SUBSTITUIÇÃO)	2021	2021	2021
	MIM - 500 kV	2021	2021	2021
SE 230/138 kV Ipatinga 1	1º ATF 230/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 345/138 kV Pimenta	1º e 2º ATF 345/138 kV, (6 + 1R) x 100 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 230/69 kV Timóteo 2	1º ATF 230/69 kV, (3+1R) x 20 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 345/138 kV Varginha 4	1º Reator de Barra 345 kV, (3 + 1R) x 13 MVar 1Φ	2021	2021	2021
	1º e 2º ATF 345/138 kV, (6 + 1R) x 75 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 230/138 kV Braúnas	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 53,3 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 500/230 kV Itabira 5	1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ	2021	2021	2021
	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	2021	2021	2021
SE 230/69 kV João Monlevade 4	1º TF 230/69 kV, (3+1R) x 25 MVA 1Φ	2021	2021	2021
	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2021	2021	2021
SE 230 kV João Monlevade 4	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2021	2021	2021
SE 345/138 kV Betim 6	1º e 2º ATF 345/138 kV, (6+1R) x 300 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 500/345 kV Presidente Juscelino	1º ATF 500/345 kV, (3+1R) x 400 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 500 kV Presidente Juscelino	1º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2021	2021	2021
SE 500/230 kV Itabira 5	2º ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 500 kV Janaúba 3	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6 + 1R) x 66 MVar 1Φ	2022	2022	2022
SE 500 kV Padre Paraíso 2	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2022	2022	2022
	Compensador Estático 500 kV, 1 x (-150/+300) Mvar	2022	2022	2022
SE 500 kV Janaúba 3	3º Reator de Barra 500 kV, (3 + 1R) x 66 MVar 1Φ	2022	2022	2022
SE 345/138 kV Juiz de Fora 1	1º e 2º ATF 345/138 kV, (6+1R) x 125 MVA 1Φ	2022	2022	2022
SE 345/138 kV Lafaiete 1	Transporte de Trafo 345/138 kV de 150 MVA da SE Juiz de Fora 1	2022	2022	2022
	Infraestrutura para instalação de autotransformador reserva	2022	2022	2022
SE 230/138 kV Jaíba	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 33,3 MVA 1Φ	2022	2022	2022
SE 500/230/138 kV Janaúba 3	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	2022	2022	2022

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 230/13,8 kV Itabira 2	Custo de transporte de trafo 230/13,8 kV de GV2 p/ Itabira 2	2023	2023	2023
	Infraestrutura p/ instalação de trafo 230/13,8 kV (Obras civis do módulo de instalação do equipamento)	2023	2023	2023
	Infraestrutura p/ instalação de trafo 230/13,8 kV (Percentual de módulo geral)	2023	2023	2023
SE 230/138 kV Governador Valadares 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ	2024	2030	Além do Horizonte 2030
	Substituição equipamentos do vão 6K, BD4	2024	2030	Além do Horizonte 2030
	Substituição equipamentos do vão 7K, BD4	2024	2030	Além do Horizonte 2030
	Substituição das seccionadoras do vão 11K, BD4	2024	2030	Além do Horizonte 2030
	MIM - 230 kV	2024	2030	Além do Horizonte 2030
SE 345/138 kV Padre Fialho	2º ATF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 345/138 kV Barreiro 1	3º e 4º ATF 345/138 kV, (6+1R) x 375 MVA 1Φ (SUBSTITUIÇÃO)	2024	2024	2024
	7 x EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo Barra Dupla Disjuntor Duplo	2024	2024	2024
	MIM - 345 kV	2024	2024	2024
SE 230/138 kV Governador Valadares 2	1º e 2º TF 230/13,8 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	2024	2024	2024
SE 230/13,8 kV Ipatinga 1	Custo de transporte de trafo 230/13,8 kV de GV2 p/ Ipatinga 1	2024	2024	2024
	Infraestrutura p/ instalação de trafo 230/13,8 kV (Obras civis do módulo de instalação do equipamento)	2024	2024	2024
	Infraestrutura p/ instalação de trafo 230/13,8 kV (Percentual do módulo geral)	2024	2024	2024
SE 500/345 kV Poços de Caldas	1º ATF 500/345 kV, (3+1R) x 560 MVA 1Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 500/230 kV Janaúba 3	3º e 4º ATF 500/230 kV, 6 x 100 MVA 1Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 345/138 kV Uberlândia 10	1º ATF 345/138 kV, (3 + 1R) x 100 MVA 1Φ com LTC e Terc	2025	2025	2025
SE 345/138 kV Leopoldina 2	1º e 2º ATF 345/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ	2025	2025	2025
SE 345/138 kV Araxá 3	1º ATF 345/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ com LTC e Terc	2025	2025	2025
SE 500/345 kV Nova Ponte	1º e 2º ATF 500/345 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ com LTC e Terc	2025	2025	2025
SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2	1º ATF 345/138 kV, (3 + 1R) x 66,67 MVA 1Φ com LTC e Terc	2025	2025	2025
	1º ATF 345/138 kV, 3 x 66,67 MVA 1Φ com LTC e Terc	2025	2025	2025

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 345/138 kV Sete Lagoas 4	2° ATF 345/138 kV, 3 x 125 MVA 1Φ	2026	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030

19. Estado Acre

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 230 kV Rio Branco - Feijó, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 392 km	2025	2025	2025
	Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ // SE Feijó	2025	2025	2025
	Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ // SE Rio Branco	2025	2025	2025
LT 230 kV Feijó - Cruzeiro do Sul, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 146 km	2025	2025	2025
	Apenas um Circuito em Torres CD Alteadas 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 51 km	2025	2025	2025
	Apenas um Circuito em Torres CD Alteadas 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 83 km	2025	2025	2025
	Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ // SE Cruzeiro do Sul	2025	2025	2025
	Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ // SE Feijó	2025	2025	2025
LT 230 kV Abunã - Rio Branco, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 300 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ // SE Abunã	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ // SE Rio Branco	2026	2026	Além do Horizonte 2030

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 230/69 kV Feijó	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 20 MVA 3Φ	2025	2025	2025
	1°, 2° e 3° Reator de Barra 230 kV, (9+1R) x 3,33 Mvar 1Φ	2025	2025	2025
SE 230/69 kV Cruzeiro do Sul	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	2025	2025	2025
	1° Reator de Barra 230 kV, (3+1R) x 1,67 Mvar 1Φ	2025	2025	2025
SE 230/69 kV Tucumã	1° TF 230/69 kV, 1 x 120 MVA 3Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030

20. Estado Espírito Santo

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 345 kV Viana 2 - João Neiva 2, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (Rail), 80 km	2021	2021	2021
LT 500 kV Mesquita - João Neiva 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 240 km	2022	2022	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Mesquita	2022	2022	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE João Neiva 2	2022	2022	2022
LT 500 kV Medeiros Neto II - João Neiva 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 283 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 71.6 MVar 1Φ // SE João Neiva 2	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 71.6 MVar 1Φ // SE Medeiros Neto II	2026	2026	Além do Horizonte 2030

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 345 kV João Neiva 2	Compensador Estático 345 kV, 1 x (-150/+150) Mvar	2021	2021	2021
SE 345/138 kV João Neiva 2	1º, 2º e 3º ATF 345/138 kV, (9+1) x 133 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 500/345 kV João Neiva 2	1º ATF 500/345 kV, (3+1R) x 350 MVA 1Φ	2022	2022	2022
	1º Reator de Barra 500 kV, 3 x 33,3 Mvar 1Φ	2022	2022	2022

21. Estado Mato Grosso

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SECC LT 500 kV Jauru - Cuiabá, C2 (CD), na SE Cuiabá Norte	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 1,5 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SECC LT 500 kV Jauru - Cuiabá, C1 (CD), na SE Cuiabá Norte	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 1,5 km	2030	2030	Além do Horizonte 2030
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	2030	2030	Além do Horizonte 2030

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ	2030	2030	Além do Horizonte 2030

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 230/69 kV Sorriso	4º TF 230/69 kV, 1 x 60 MVA 3Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 500/230 kV Cuiabá	2º ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 500/230/138 kV Cláudia	1º ATF 230/138 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2025	2025	2025
	1º ATF 500/230 kV, (3 + 1R) x 150 MVA 1Φ	2025	2025	2025
SE 500/138 kV Cuiabá Norte	1º ATF 500/138 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Nobres	3º ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2027	2027	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Cláudia	2º ATF 230/138 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2029	2029	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Rondonópolis	1º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2029	2029	Além do Horizonte 2030
	2º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2029	2029	Além do Horizonte 2030
	3º ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2029	2029	Além do Horizonte 2030
SE 500/138 kV Cuiabá Norte	2º ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2030	2030	Além do Horizonte 2030
	Custo de transporte do transformador de Cuiabá para Cuiabá Norte	2030	2030	Além do Horizonte 2030

22. Estado Rio de Janeiro

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 500 kV Fernão Dias - Terminal Rio, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 320 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ // SE Terminal Rio	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,3 Mvar 1Φ // SE Terminal Rio	2021	2021	2021
LT 345 kV Lagos - Macaé, C2	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 16 km	2022	2022	2022

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 500 kV Terminal Rio - Lagos, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 214 km	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,66 Mvar 1Φ // SE Terminal Rio	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,66 Mvar 1Φ // SE Lagos	2023	2023	2023
LT 500 kV Lagos - Campos 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 100 km	2023	2023	2023
LT 500 kV Campos 2 - Mutum, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 230 km	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ // SE Campos 2	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ // SE Mutum	2023	2023	2023
LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos, C1	Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 140 km	2025	2025	2025
LT 345 kV Venda das Pedras - Sete Pontes, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 34 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	Circuito Duplo 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 4 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	Circuito Duplo 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 4 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030
LT 345 kV Comperj - Venda das Pedras, C1	Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 16 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SECC LT 345 kV Comperj - Macaé, C1 (CD), na SE Lagos	Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 4 km	2022	2022	2022

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 500/138 kV Nova Iguaçu	2º ATF 500/138 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 345/138 kV Lagos	1º, 2º e 3º ATF 345/138 kV, (9+1R) x 133,33 MVA 1Φ	2022	2022	2022
SE 500/138 kV Nova Iguaçu	3º ATF 500/138 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2022	2022	2022
SE 500 kV Campos 2	Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 33,3 Mvar 1Φ	2023	2023	2023
SE 500 kV Lagos	Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 50 Mvar 1Φ	2023	2023	2023
SE 500/138 kV Zona Oeste	2º ATF 500/138 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2024	2024	2024
SE 500/345 kV Adrianópolis	1º ATF 500/345 kV, (3 + 1R) x 300 MVA 1Φ, substituição da unidade 55	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 345/138 kV Adrianópolis	1º ATF 345/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ, substituição do TR1-A	2025	2025	Além do Horizonte 2030

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 500/345 kV Adrianópolis	1º ATF 500/345 kV, 3 x 300 MVA 1Φ, substituição da unidade 51	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 345/138 kV Sete Pontes	1º e 2º ATF 345/138 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030

23. Estado Rondônia

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 230 kV Abunã - Rio Branco, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 300 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ // SE Abunã	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ // SE Rio Branco	2026	2026	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Porto Velho - Abunã, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 190 km	2028	2026	Além do Horizonte 2030
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ // SE Porto Velho	2028	2026	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Porto Velho - Coletora Porto Velho, C2, na SE Caladinho II	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 1 km	2023	2023	2023
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 1 km	2023	2023	2023
SECC LT 230 kV Abunã - Rio Branco, C2 (CD), na SE Tucumã	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 26 km	2026	2026	Além do Horizonte 2030

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 230/69 kV Coletora Porto Velho	1º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2021	2021	2021
SE 230/138 kV Jaru	1º TF 230/138 kV, (3+1R) x 16,7 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 230/138 kV Caladinho II	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 40 MVA 3Φ	2023	2023	2023
SE 230/69 kV Caladinho II	1º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	2º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2029	2026	Além do Horizonte 2030

24. Estado Mato Grosso do Sul

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 230 kV Rio Brilhante - Dourados 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 117 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Dourados 2 - Dourados, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 43 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Ivinhema 2 - Nova Porto Primavera, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 65 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 50 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Paraíso 2 - Chapadão, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 60 km	2022	2022	2022
LT 230 kV Campo Grande 2 - Paraíso 2, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 240 km	2022	2022	2022
	Reator de Linha Manobrável 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ // SE Campo Grande 2	2022	2022	2022
	Reator de Linha Manobrável 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ // SE Paraíso 2	2022	2022	2022
LT 230 kV Campo Grande 2 - Paraíso 2, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 228 km	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
	Reator de Linha Manobrável 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ // SE Campo Grande 2	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
	Reator de Linha Manobrável 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ // SE Paraíso 2	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 50 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Dourados - Ivinhema 2, C1, na SE Dourados 2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 14,5 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 14,5 km	2021	2021	2021
SECC LT 230 kV Campo Grande 2 - Chapadão, C1 (CD), na SE Paraíso 2	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 1 km	2022	2022	2022
SECC LT 230 kV Guaíra - Dourados, C1 (CD), na SE Iguatemi 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 3 km	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Dourados - Anastácio, C1, na SE Maracaju 2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 1113 MCM (BlueJay), 15,5 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 1113 MCM (BlueJay), 15,5 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Imbirussu - Campo	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
Grande 2, C1, na SE Campo Grande 3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C2, na SE Campo Grande 3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C3, na SE Campo Grande 3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 230/138 kV Dourados 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2021	2021	2021
SE 230/138 kV Paraíso 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2022	2022	2022
SE 230/138 kV Dourados 2	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Imbirussu	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2024	2028	Além do Horizonte 2030
	4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Campo Grande 2	4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2024	2028	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Iguatemi 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Campo Grande 2	1° e 2° Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 100 Mvar 3Φ	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Maracaju 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Rio Brilhante	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Campo Grande 3	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030

25. Estado Paraná

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 525 kV Curitiba Leste - Blumenau, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 158 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Guaíra - Umuarama Sul, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (DRAKE), 105 km	2021	2021	2021
LT 525 kV Ivaiporã - Ponta Grossa, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 525 kV, 6x795 MCM (Tern), 170 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 525 kV, 6x795 MCM (Tern), 170 km	2021	2021	2021
	1º e 2º Reator de Linha Fixo 525 kV, (6 + 1R) x 50 MVar 1Φ // SE Ivaiporã	2021	2021	2021
	1º e 2º Reator de Linha Fixo 525 kV, (6 + 1R) x 50 MVar 1Φ // SE Ponta Grossa	2021	2021	2021
LT 525 kV Ponta Grossa - Bateias, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 525 kV, 6x795 MCM (Tern), 95 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 525 kV, 6x795 MCM (Tern), 95 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Ponta Grossa - São Mateus do Sul, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 89 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Ponta Grossa - Ponta Grossa Sul, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 32 km	2021	2021	2021
LT 230 kV União da Vitória Norte - São Mateus do Sul, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113.0 MCM (BLUEJAY), 98 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Areia - União da Vitória Norte, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113.0 MCM (BLUEJAY), 52.2 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Irati Norte - Ponta Grossa, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 65 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Areia - Guarapuava Oeste, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 68 km	2021	2021	2021
LT 525 kV Guaíra - Sarandi, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 258 km	2022	2022	2022
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Guaíra	2022	2022	2022
	Reator de Linha Manobrável 525 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Sarandi	2022	2022	2022
LT 525 kV Londrina-ESU - Sarandi, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 74 km	2022	2022	2022
LT 230 kV Sarandi - Paranavaí Norte, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 86 km	2022	2022	2022
LT 525 kV Guaíra - Foz do Iguaçu, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 170 km	2022	2022	2022
LT 525 kV Guaíra - Cascavel Oeste, C1	Energização, Circuito Simples 525 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 126 km	2022	2022	2022
LT 230 kV Londrina-ESU -	Recapacitação, Circuito Duplo 230 kV, 1x900 MCM (Al Liga 1120), 20,3 km	2022	2022	2022

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
Ibiporã, C1 e C2 (CD)				
LT 525 kV Joinville Sul - Areia, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 292.4 km	2022	2022	2022
	1º Reator de Linha Fixo 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ // SE Joinville Sul	2022	2022	2022
	1º Reator de Linha Fixo 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ // SE Areia	2022	2022	2022
LT 230 kV Bateias - Pilarzinho, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (T-ACSR Rook), 29 km	2023	2023	2023
LT 230 kV Pilarzinho - Santa Mônica, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (T-ACSR Rook), 27,9 km	2023	2023	2023
LT 230 kV Londrina - Apucarana, C2	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 46 km	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Figueira - Jaguariaíva, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1x636 MCM (T-ACSR Rook), 82,7 km	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Campo Comprido - Santa Quitéria, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (T-ACSR Rook), 6 km	2024	2024	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Santa Mônica - Governador Parigot de Souza, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (T-ACSR Rook), 55.2 km - Recapacitação	2024	2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Governador Parigot de Souza - Posto Fiscal, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (T-ACSR Rook), 70 km - Recapacitação	2024	2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Bateias - Santa Quitéria, C1	Desencabeçamento do terminal Campo Comprido da LT 230 kV Bateias - Campo Comprido C3 e da LT 230 kV Campo Comprido - Santa Quitéria e conectar entre s	2024	2030	Além do Horizonte 2030
LT 500 kV Ibiúna - Bateias, C1 e C2 (CD)	Recapacitação	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
LT 525 kV Cascavel Oeste - Segredo, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 186,4 km	2026	2030	Além do Horizonte 2030
	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 1,5 km (lançamento D1)	2026	2030	Além do Horizonte 2030
LT 525 kV Abdon Batista 2 - Ponta Grossa, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 315,44 km	2026	2030	Além do Horizonte 2030
	1º e 2º Reator de Linha Fixo 525 kV, (6 + 1R) x 36 MVar 1Φ // SE Abdon Batista 2	2026	2030	Além do Horizonte 2030
	1º e 2º Reator de Linha Fixo 525 kV, (6 + 1R) x 36 MVar 1Φ // SE Ponta Grossa	2026	2030	Além do Horizonte 2030
LT 525 kV Abdon Batista 2 - Segredo, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 229,68 km	2026	2030	Além do Horizonte 2030
LT 525 kV Bateias - Curitiba Leste, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 73 km	2027	2027	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Curitiba Leste - Posto Fiscal, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 49 km (Energizado em 230 kV)	2027	2030	Além do Horizonte 2030

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 7 km	2027	2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Curitiba Oeste - Barigui 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 12.9 km	2027	2029	Além do Horizonte 2030
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 2500 mm ² Al (subterrâneo), 1.8 km	2027	2029	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Litorânea - Posto Fiscal, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 2.7 km (trecho do ponto de secc. até a SE Litorânea)	2027	2030	Além do Horizonte 2030
LT 525 kV Curitiba Leste - Litorânea, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 2.7 km	2027	2030	Além do Horizonte 2030
	Energização da LT Curitiba Leste - Litorânea em 525kV	2027	2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Posto Fiscal - Curitiba Leste, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (T-ACSR Rook), 61.4 km - Recapacitação	2027	2030	Além do Horizonte 2030
LT 500 kV Assis - Ponta Grossa, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 272 km	2027	2027	Além do Horizonte 2030
	1º e 2º Reator de Linha Fixo 500 kV, (6 + 1R) x 25 MVar 1Φ // SE Ponta Grossa	2027	2027	Além do Horizonte 2030
	1º e 2º Reator de Linha Fixo 500 kV, (6 + 1R) x 25 MVar 1Φ // SE Assis	2027	2027	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Curitiba Leste - Curitiba Sul, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 9.1 km	2030	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Londrina-ESU - Apucarana, C1, na SE Londrina Sul	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 4 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 4 km	2021	2021	2021
SECC LT 230 kV Klacel - Ponta Grossa Norte, C1, na SE Ponta Grossa	Circuito Simples 230 kV, 1x876,3 MCM (Al liga 1120), 18 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1x876,3 MCM (Al liga 1120), 18 km	2021	2021	2021
SECC LT 230 kV Areia - Ponta Grossa Norte, C1, na SE Ponta Grossa	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 2,5 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 2,5 km	2021	2021	2021
SECC LT 230 kV Areia - Ponta Grossa, C1, na SE Irati Norte	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 1,0 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 1,0 km	2021	2021	2021
SECC LT 230 kV Areia - Ponta Grossa, C1, na SE Guarapuava Oeste	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 62 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 62 km	2021	2021	2021
SECC LT 230 kV Klacel - Ponta Grossa, C1, na SE Castro Norte	Circuito Simples 230 kV, 1x876,3 MCM (Al liga 1120), 14 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1x876,3 MCM (Al liga 1120), 14 km	2021	2021	2021
SECC LT 230 kV Londrina-ESU -	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (DRAKE), 0.7 km	2022	2022	2022

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
Maringá, C1, na SE Sarandi	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (DRAKE), 0.7 km	2022	2022	2022
SECC LT 230 kV Curitiba - Joinville Norte, C1 (CD), na SE Joinville Norte 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 2 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Curitiba - Joinville Norte, C2 (CD), na SE Joinville Norte 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 2 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Campo Comprido - CIC, C1 (CD), na SE Curitiba Oeste	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795.0 MCM (TERN), 13 km	2027	2029	Além do Horizonte 2030
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 2500 mm ² Al (subterrâneo), 1 km	2027	2029	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Umbará - Santa Quitéria, C1 (CD), na SE Barigui 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 0.1 km	2027	2027	Além do Horizonte 2030
SECC LT 525 kV Bateias - Areia, C1 (CD), na SE Curitiba Oeste	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 22.2 km	2027	2029	Além do Horizonte 2030
SECC LT 525 kV Bateias - Curitiba, C1 (CD), na SE Curitiba Oeste	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 8.4 km	2027	2029	Além do Horizonte 2030
SECC LT 525 kV Bateias - Curitiba, C2 (CD), na SE Curitiba Oeste	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 8.4 km	2027	2029	Além do Horizonte 2030
SECC LT 525 kV Areia - Curitiba, C1 (CD), na SE UTE Araucária II	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 5 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
	1º Reator de Linha Fixo 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Uberaba - Umbará, C2 (CD), na SE Curitiba Sul	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795.0 MCM (TERN), 5.4 km	2030	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 230/138 kV Londrina Sul	1º ATF 230/138 kV, (3 + 1R) x 50 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 525/230 kV Ponta Grossa	1º, 2º e 3º ATF 525/230 kV, (9+1R) x 224 MVA 1Φ	2021	2021	2021
	1º e 2º Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2021	2021	2021
SE 230/138 kV União da Vitória Norte	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 230/138 kV Irati Norte	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	2021	2021	2021
	1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, (9+1R) x 50 MVA 1Φ	2021	2021	2021

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 230/138 kV Guarapuava Oeste	1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2021	2021	2021
SE 230/138 kV Castro Norte	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 230/34.5/13.8 kV São Mateus do Sul	Subst. 1º e 2º TF 230/34,5/13,8 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	2021	2021	2021
SE 230/138 kV Ponta Grossa Sul	Subst. 1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2021	2021	2021
SE 230/138 kV Pato Branco	Subst. 1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2021	2021	2021
SE 230/138 kV Paranaíba Norte	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6 + 1R) x 50 MVA 1Φ	2022	2022	2022
SE 525/230/138 kV Sarandi	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2022	2022	2022
	1º e 2º Reator de Barra 525 kV, (6 + 1R) x 50 MVar 1Φ	2022	2022	2022
SE 525/230/138 kV Guaíra	1º Reator de Barra 525 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2022	2022	2022
	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2022	2022	2022
SE 230/138 kV Realeza Sul	2º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2022	2022	2022
SE 230/138 kV Ponta Grossa Norte	Subst. 1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2022	2022	2022
SE 230/138 kV Campo Mourão	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Umuarama Sul	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 525/230/138 kV Sarandi	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
	Subst. 1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Guaíra	3º ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
	Subst. 1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 525/230/138 kV Sarandi	3º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	2024	2029	Além do Horizonte 2030
	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2024	2029	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Posto Fiscal	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 525/230 kV Curitiba Leste	2º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138/13.8 kV Campo do Assobio	Substituição dos ATFs 230/138 kV por unidades de 150 MVA (provenientes da SE Ponta Grossa Norte)	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 525/230/138 kV Bateias	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/69/13.8 kV CIC	3º TF 230/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 230/69/13.8 kV Uberaba	3º TF 230/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2024	2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/13.8 kV Campo Comprido	1º e 2º TF 230/13,8 kV, 2 x 50 MVA 3Φ (Subst. por final de vida útil)	2024	2024	Além do Horizonte 2030
	3º TF 230/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 525 kV Curitiba	1º e 2º ATF 525/230 kV, (5 + 1R) x 224 MVA 1Φ (Subst. por final de vida útil)	2024	2024	Além do Horizonte 2030
	1º Reator de Barra 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ (Subst. por final de vida útil)	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 525/230 kV Areia	1º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/13.8 kV Santa Quitéria	1º e 2º TF 230/13,8 kV, 2 x 75 MVA 3Φ (Subst. 2x 50 MVA)	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 525 kV Curitiba Leste	1º Reator de Barra 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 525/230 kV Curitiba Oeste	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2027	2029	Além do Horizonte 2030
	1º e 2º Reator de Barra 525 kV, (6 + 1R) x 50 MVar 1Φ	2027	2029	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Barigui 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2027	2027	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Uberaba	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2027	2027	Além do Horizonte 2030
SE 525/230/138 kV Litorânea	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2027	2030	Além do Horizonte 2030
	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2027	2030	Além do Horizonte 2030
	1º Reator de Barra 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ	2027	2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Umbará	1º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ (Subst. por final de vida útil)	2027	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Curitiba Sul	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2030	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Santa Mônica	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2030	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030

26. Estado Rio Grande do Sul**Linha de Transmissão**

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 525 kV Gravataí - Guaíba 3, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 120 km	2021	2021	2021
LT 525 kV Candiota 2 - Guaíba 3, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 270 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Candiota 2	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Guaíba 3	2021	2021	2021
LT 525 kV Marmeleiro 2 - Santa Vitória do Palmar, C2	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 52 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 16,6 Mvar 1Φ // SE Marmeleiro 2	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 16,6 Mvar 1Φ // SE Santa Vitória do Palmar	2021	2021	2021
LT 525 kV Povo Novo - Marmeleiro 2, C2	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 152 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Manobrável 525 kV, 3 x 16,7 Mvar 1Φ // SE Marmeleiro 2	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 33,3 Mvar 1Φ // SE Povo Novo	2021	2021	2021
LT 525 kV Povo Novo - Guaíba 3, C2	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 235 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Guaíba 3	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ // SE Povo Novo	2021	2021	2021
LT 230 kV Porto Alegre 8 - Porto Alegre 1, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 8 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Jardim Botânico - Porto Alegre 1, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 8 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Campo Bom - Taquara, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 29 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Porto Alegre 9 - Porto Alegre 8, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 12 km	2021	2021	2021
LT 525 kV Nova Santa Rita - Guaíba 3, C2	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 36 km	2021	2021	2021
LT 525 kV Gravataí - Capivari do Sul, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 80 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Guaíba 3 - Guaíba 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 5 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Guaíba 3 - Guaíba 2, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 5 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Viamão 3 - Capivari do Sul, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 60 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Osório 3 - Gravataí 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 68 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Porto Alegre 13 - Restinga, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 13 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Vila Maria - Passo Fundo, C1 e C2 (CS)	Recapacitação Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), C1, 140 km	2021	2021	2021
	Recapacitação Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), C2, 140 km	2021	2021	2021

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 230 kV Nova Prata 2 - Vila Maria, C1 e C2 (CS)	Recapitação Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), C1, 55 km	2021	2021	2021
	Recapitação Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), C2, 52 km	2021	2021	2021
LT 525 kV Itá - Santo Ângelo, C1 e C2 (CS)	ESTUDO DE VIABILIDADE + DESPESAS DE VIAGEM	2021	2021	2021
	PROJETO BASICO	2021	2021	2021
	PROJETO EXECUTIVO	2021	2021	2021
	CUSTO EQUIPAMENTOS (HGIS/SFV) FOB PORTO SANTOS	2021	2021	2021
	ADMINISTRAÇÃO/MOBILIZAÇÃO/DESMOBILIZAÇÃO	2021	2021	2021
	CUSTO MATERIAIS	2021	2021	2021
	CUSTO DE OBRA CIVIL	2021	2021	2021
	CUSTO MONTAGEM ELETROMECHANICA	2021	2021	2021
LT 230 kV Torres 2 - Forquilha, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 70 km	2022	2022	2022
LT 230 kV Torres 2 - Atlântida 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 60 km	2022	2022	2022
LT 525 kV Guaíba 3 - Capivari do Sul, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 168 km	2022	2022	2022
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Capivari do Sul	2022	2022	2022
LT 230 kV Monte Claro - Nova Prata 2, C1 e C2 (CS)	Recapitação Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), C1, 30,9 km	2022	2022	2022
	Recapitação Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), C2, 31,9 km	2022	2022	2022
LT 230 kV Livramento 3 - Alegrete 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 126 km	2023	2023	2023
LT 230 kV Livramento 3 - Cerro Chato, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2023	2023	2023
LT 230 kV Livramento 3 - Santa Maria 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 240 km	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 27 Mvar 3Φ // SE Livramento 3	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 27 Mvar 3Φ // SE Santa Maria 3	2023	2023	2023
LT 230 kV Livramento 3 - Maçambará 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 209 km	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ // SE Livramento 3	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ // SE Maçambará 3	2023	2023	2023
LT 525 kV Capivari do Sul - Siderópolis 2, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 249 km	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Siderópolis 2	2023	2023	2023
LT 230 kV Livramento 3 - Santa Maria 3, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 240 km	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 27 Mvar 3Φ // SE Livramento 3	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 27 Mvar 3Φ // SE Santa Maria 3	2023	2023	2023
LT 525 kV Povo Novo - Guaíba 3, C3	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 235 km	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Guaíba 3	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ // SE Povo Novo	2023	2023	2023

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 230 kV Gravataí 3 - Gravataí 2, C1	Recapacitação - Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 13,5 km	2024	2024	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Caxias Norte - Vinhedos, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 24 km	2025	2025	2025
LT 230 kV Caxias Norte - Monte Claro, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 26 km	2025	2025	2025
LT 230 kV Caxias Norte - Caxias 6, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 30 km	2025	2025	2025
LT 230 kV Caxias - Scharlau 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 54,8 km	2026	2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Porto Alegre 1 - Porto Alegre 9, C1	Circuito Simples 230 kV, 1x1400mm ² Al, 8,4 km (subterrâneo)	2026	2025	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Capivari do Sul - Osório 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 34,85 km	2026	2025	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Guaíba 3 - Pólo Petroquímico, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 33,59 km	2026	2025	Além do Horizonte 2030
LT 525 kV Itá - Guaíba 3, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 36,18 km	2026	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 1 x 50 Mvar 1Φ (reserva) // SE Itá	2026	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
	Desmantelamento do trecho entre o ponto de seccionamento e a SE Nova Santa Rita	2026	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
LT 525 kV Guaíba 3 - Nova Santa Rita, C3	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 39,79 km	2026	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Guaíba 3 - Charqueadas 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 13,47 km	2026	2025	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Caxias - São Sebastião do Caí 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 43,7 km	2026	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Ivoti 2 - São Sebastião do Caí 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 20,9 km	2026	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Farroupilha - Scharlau 2, C1	Desmantelamento dos ativos da CEEE-GT - Ponto de Seccionamento - Scharlau	2026	2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Farroupilha - Ivoti 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,8 km	2026	2030	Além do Horizonte 2030
LT 525 kV Porto Alegre Sul - Capivari do Sul, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 82,57 km	2026	2030	Além do Horizonte 2030
LT 525 kV Porto Alegre Sul - Abdon Batista 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 393,46 km	2026	2030	Além do Horizonte 2030
	1º e 2º Reator de Linha Fixo 525 kV, (6 + 1R) x 60 MVar 1Φ // SE Porto Alegre Sul	2026	2030	Além do Horizonte 2030

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
	1º e 2º Reator de Linha Fixo 525 kV, (6 + 1R) x 60 MVar 1Φ // SE Abdon Batista 2	2026	2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Porto Alegre Sul - Porto Alegre 4, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 7,5 km	2026	2030	Além do Horizonte 2030
	Circuito Duplo 230 kV, 1x2000mm ² Al, 7,2 km (subterrâneo)	2026	2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Porto Alegre Sul - Restinga, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 3,55 km	2026	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilha, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 111 km	2027	2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilha, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 111 km	2027	2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Porto Alegre 19 - Viamão 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 1x1600mm ² Al, 5,3 km (subterrâneo)	2027	2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 525 kV Povo Novo - Nova Santa Rita, C1, na SE Guaíba 3	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 4 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 4 km	2021	2021	2021
SECC LT 230 kV Presidente Médici - Bagé 2, C1, na SE Candiota 2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 2 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 2 km	2021	2021	2021
SECC LT 230 kV Osório 2 - Lagoa dos Barros, C1, na SE Osório 3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 4 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 4 km	2021	2021	2021
SECC LT 230 kV Passo Fundo - Nova Prata 2, C1, na SE Vila Maria	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 0,5 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 0,5 km	2021	2021	2021
SECC LT 230 kV Passo Fundo - Nova Prata 2, C2, na SE Vila Maria	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (DRAKE), 0,5 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (DRAKE), 0,5 km	2021	2021	2021
SECC LT 230 kV Garibaldi - Monte Claro, C1, na SE Vinhedos	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (Bluejay), 2 km	2022	2022	2022
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (Bluejay), 2 km	2022	2022	2022
SECC LT 230 kV Ijuí 2 - Passo Real, C1, na SE Cruz Alta 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	2022	2022	2022
SECC LT 230 kV Maçambará - Santo Ângelo, C1, na SE Maçambará 3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113.0 MCM (BLUEJAY), 2 km	2023	2023	2023
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113.0 MCM (BLUEJAY), 2 km	2023	2023	2023
	Reator de Linha Manobrável 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2023	2023	2023
SECC LT 230 kV Maçambará - Santo Ângelo, C2, na SE Maçambará 3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113.0 MCM (BLUEJAY), 2 km	2023	2023	2023
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113.0 MCM (BLUEJAY), 2 km	2023	2023	2023
SECC LT 230 kV Gravataí 2 - Canoas	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 715.5 MCM (STARLING), 2.5 km	2024	2024	Além do Horizonte 2030

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
2, C1 (CD), na SE Cachoeirinha 3				
SECC LT 230 kV Gravataí 2 - Cidade Industrial, C2 (CD), na SE Cachoeirinha 3	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 715.5 MCM (STARLING), 2.5 km	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Farroupilha - Caxias do Sul 2, C1 (CD), na SE Caxias Norte	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 715,5 MCM (STARLING), 10 km	2025	2025	2025
SECC LT 230 kV Farroupilha - Caxias do Sul 5, C1 (CD), na SE Caxias Norte	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 10 km	2025	2025	2025
SECC LT 230 kV Cidade Industrial - Charqueadas, C1 (CD), na SE Charqueadas 3	Circuito Duplo 230 kV, 1x1200mm ² Al, 4,55 km (subterrâneo)	2026	2025	Além do Horizonte 2030
	Desmantelamento do trecho entre o ponto de seccionamento e a SE Charqueadas	2026	2025	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Santa Cruz - Charqueadas, C1 (CD), na SE Charqueadas 3	Circuito Duplo 230 kV, 1x1200mm ² Al, 4,51 km (subterrâneo)	2026	2025	Além do Horizonte 2030
	Desmantelamento do trecho entre o ponto de seccionamento e a SE Charqueadas	2026	2025	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Caxias - Campo Bom, C1 (CD), na SE Ivoti 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,1 km	2026	2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Porto Alegre 13 - Porto Alegre 6, C1 (CD), na SE Porto Alegre Sul	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 3,86 km	2026	2030	Além do Horizonte 2030
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1.5 km (compacta)	2026	2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Porto Alegre 4 - Porto Alegre 6, C1 (CD), na SE Porto Alegre Sul	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 8,2 km (aéreo)	2026	2030	Além do Horizonte 2030
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 1 km (compacta)	2026	2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Gravataí 2 - Cidade Industrial, C2 (CD), na SE Canoas 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 715.5 MCM (STARLING), 2.5 km	2026	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Caxias - Campo Bom, C2 (CD), na SE Ivoti 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1.1 km	2026	2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Lajeado Grande - Forquilha, C1, na SE Lajeado Grande 2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 4 km	2027	2030	Além do Horizonte 2030
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 4 km	2027	2030	Além do Horizonte 2030

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SECC LT 230 kV Gravataí 2 - Porto Alegre 8, C1 (CD), na SE Porto Alegre 19	Circuito Duplo 230 kV, 1x2500mm ² Al, 5,25 km (trecho PAL19 - PAL8) + 1x1200mm ² Al, 5,25 km (trecho PAL19 - Gravataí 2) (subterrâneo)	2027	2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Porto Alegre 9 - Porto Alegre 4, C1 (CD), na SE Porto Alegre 21	Circuito Duplo 230 kV, 1x1400mm ² Al, 1,31 km (subterrâneo)	2030	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Porto Alegre 9 - Porto Alegre 1, C1 (CD), na SE Porto Alegre 21	Circuito Duplo 230 kV, 1x1400mm ² Al, 0,5 km (subterrâneo)	2030	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 525/230 kV Guaíba 3	1º e 2º Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ	2021	2021	2021
	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 525/230 kV Candiota 2	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 525/230 kV Capivari do Sul	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2021	2021	2021
	1º e 2º Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ	2021	2021	2021
	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 525 kV Marmeleiro 2	Compensador Síncrono 525 kV, 1 x (-90/+150) Mvar	2021	2021	2021
SE 230/138 kV Vila Maria	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2021	2021	2021
SE 230/69 kV Torres 2	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ	2022	2022	2022
SE 230 kV Livramento 3	1º e 2º Reator de Barra 230 kV, 2 x 30 Mvar 3Φ	2022	2022	2022
	Compensador Síncrono 230 kV, 1 x (-90/+150) Mvar	2022	2022	2022
SE 230/69 kV Cruz Alta 2	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ	2022	2022	2022
SE 230/138/69 kV Quinta	3º TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Presidente Médici	2º ATF 230/138 kV, 3 x 38,33 MVA 1Φ	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Nova Petrópolis 2	3º TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/69/13.8 kV Caxias 6	3º TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	2024	2029	Além do Horizonte 2030
	Aquisição de Terreno	2024	2029	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Nova Prata 2	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 165 MVA 3Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
	Desativação de 1 CT 230 KV BD4 e 1 CT 69 KV BPT	2024	2024	Além do Horizonte 2030
	Desmontagem e transporte de 3 TRs 230/69kV, 50 MVA cada	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Vinhedos	3° ATF 230/69 kV, 1 x 165 MVA 3Φ	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Caxias do Sul 2	2° TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
	Aquisição de Terreno	2024	2024	Além do Horizonte 2030
	2 x EL (Entrada de Linha) 230 KV, Arranjo BD4 (GIS)	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/23 kV Campo Bom	Subst. 1° e 2° TF 230/23 kV, 2 x 75 MVA 3Φ (Atuais: 2x50 MVA 3Φ)	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/23 kV Cidade Industrial	Subst. 1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ (Atual: 150MVA)	2024	2024	Além do Horizonte 2030
	Subst. 1° e 2° TF 230/23 kV, 2 x 75 MVA 3Φ (Atual: 50 MVA)	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/23 kV Eldorado do Sul	Subst. 1° TF 230/23 kV, 1 x 75 MVA 3Φ (Atual: 50 MVA)	2024	2024	Além do Horizonte 2030
	2° TF 230/23 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/23 kV Canoas 1	Subst. 1° e 2° TF 230/23 kV, 2 x 75 MVA 3Φ (Atuais: 2x50 MVA 3Φ)	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 525/230 kV Gravataí	Subst. 1°, 2° e 3° ATF 525/230 kV, (9+1R) x 224 MVA 1Ø (atual: (9+1R)x224 MVA 1Ø)	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/23 kV Gravataí 2	Subst. 1° TF 230/23 kV, 1 x 75 MVA 3Φ (Atual: 50 MVA)	2024	2024	Além do Horizonte 2030
	2° TF 230/23 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Gravataí 3	2° TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Pólo Petroquímico	Subst. 1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 165 MVA 3Φ (Atual: 50 MVA)	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/13.8 kV Porto Alegre 6	Subst. 1° TF 230/13,8 kV, 1 x 75 MVA 3Φ (Atual: 50 MVA)	2024	2024	Além do Horizonte 2030
	2° TF 230/13,8 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/13.8 kV Porto Alegre 9	Subst. 1° TF 230/13,8 kV, 1 x 75 MVA 3Φ (Atual: 60 MVA)	2024	2024	Além do Horizonte 2030

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
	2º TF 230/13,8 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
	CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT (Cubículo Abrigado)	2024	2024	Além do Horizonte 2030
	IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4 (GIS)	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/13,8 kV Porto Alegre 13	Subst. 1º e 2º TF 230/13,8 kV, 2 x 75 MVA 3Φ (Atual: 50 MVA)	2024	2024	Além do Horizonte 2030
	CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BPT (Cubículo Abrigado)	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Restinga	3º TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/23 kV Scharlau	Subst. 1º e 2º TF 230/23 kV, 2 x 75 MVA 3Φ (Atual: 50 MVA)	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Cachoeirinha 3	1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, (9+1R) x 55 MVA 1Φ	2024	2024	Além do Horizonte 2030
SE 525/230 kV Gravataí	4º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	2024	2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/69/13,8 kV Caxias do Sul 5	3º TF 230/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2025	2024	Além do Horizonte 2030
SE 525/230/138 kV Caxias Norte	1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, 3 x 225 MVA 3Φ	2025	2025	2025
	1º, 2º e 3º ATF 525/230 kV, (9 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2025	2025	2025
SE 230/13,8 kV Porto Alegre 4	1º, 2º, 3º, 4º e 5º TF 230/13,8 kV, 5 x 75 MVA 3Φ (Atuais: 5x50 MVA 3Φ)	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BDDD (Cubículo Abrigado)	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	3 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 (GIS)	2026	2026	Além do Horizonte 2030
	IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4 (GIS)	2026	2026	Além do Horizonte 2030
SE 525/230 kV Guafba 3	Compensador Estático 525 kV, 1 x (-180/+300) Mvar	2026	2025	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Charqueadas 3	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2026	2025	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV São Sebastião do Caí 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2026	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Ivoti 2	1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	2026	2030	Além do Horizonte 2030
SE 525/230/69 kV Porto Alegre Sul	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6+1R) x 224 MVA 1Φ	2026	2030	Além do Horizonte 2030

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
	1º e 2º Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2026	2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Caxias do Sul 2	3º TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Gravataí 3	3º ATF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Porto Alegre 19	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2027	2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV São Sebastião do Caí 2	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 525/230/69 kV Porto Alegre Sul	3º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	2030	2030	Além do Horizonte 2030
	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ	2030	2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Porto Alegre 4	1º, 2º e 3º TF 230/69 kV, 3 x 100 MVA 3Φ	2030	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/69 kV Porto Alegre 21	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2030	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/13.8 kV Porto Alegre 13	3º TF 230/13,8 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2030	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030

27. Estado Santa Catarina

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 525 kV Abdon Batista - Siderópolis 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 250 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 8 x 75 Mvar 1Φ // SE Abdon Batista	2021	2021	2021
	Reator de Linha Manobrável 525 kV, 8 x 50 Mvar 1Φ // SE Siderópolis 2	2021	2021	2021
LT 525 kV Abdon Batista - Campos Novos, C2	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 40 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Siderópolis 2 - Siderópolis, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 1 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Siderópolis 2 - Forquilha, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 20 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 20 km	2021	2021	2021
LT 525 kV Biguaçu - Siderópolis 2, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 150 km	2021	2021	2021
	Reator de Linha Manobrável 525 kV, (3+1R) x 25 Mvar 1Φ // SE Biguaçu	2021	2021	2021

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
	Reator de Linha Manobrável 525 kV, (3+1R) x 25 Mvar 1Φ // SE Siderópolis 2	2021	2021	2021
LT 230 kV Biguaçu - Ratoles, C1 e C2 (CS)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 800.0 MCM, 13 km (trecho submarino - C1 e C2 (CD))	2021	2021	2021
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1600.0 MCM, 4,5 km (trecho subterrâneo - C1 e C2 (CD))	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 900.0 MCM (RUDDY), 10 km (trecho aéreo - C1)	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 900.0 MCM (RUDDY), 10 km (trecho aéreo - C2)	2021	2021	2021
	Custo Fundiário	2021	2021	2021
LT 525 kV Itá - Santo Ângelo, C1 e C2 (CS)	ESTUDO DE VIABILIDADE + DESPESAS DE VIAGEM	2021	2021	2021
	PROJETO BASICO	2021	2021	2021
	PROJETO EXECUTIVO	2021	2021	2021
	CUSTO EQUIPAMENTOS (HGIS/SFV) FOB PORTO SANTOS	2021	2021	2021
	ADMINISTRAÇÃO/MOBILIZAÇÃO/DESMOBILIZAÇÃO	2021	2021	2021
	CUSTO MATERIAIS	2021	2021	2021
	CUSTO DE OBRA CIVIL	2021	2021	2021
	CUSTO MONTAGEM ELETROMECANICA	2021	2021	2021
LT 230 kV Itá - Pinhalzinho 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 93,3 km	2021	2021	2021
LT 230 kV Itá - Xanxerê, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 51,7 km	2021	2021	2021
LT 525 kV Curitiba Leste - Blumenau, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 158 km	2021	2021	2021
LT 525 kV Joinville Sul - Areia, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 292.4 km	2022	2022	2022
	1º Reator de Linha Fixo 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ // SE Joinville Sul	2022	2022	2022
	1º Reator de Linha Fixo 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ // SE Areia	2022	2022	2022
LT 525 kV Joinville Sul - Itajaí 2, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 81.5 km	2022	2022	2022
LT 525 kV Itajaí 2 - Biguaçu, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 63.4 km	2022	2022	2022
LT 230 kV Itajaí - Itajaí 2, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 7.1 km	2022	2022	2022
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 7.1 km	2022	2022	2022
LT 230 kV Joinville Sul - Joinville Norte, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak-T), 18 km	2022	2022	2022
LT 230 kV Joinville Sul - Joinville, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 715 MCM (Starling-T), 12 km	2022	2022	2022
LT 230 kV Joinville Sul - Joinville, C2	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 715 MCM (Starling-T), 0.2 km	2022	2022	2022
LT 230 kV Indaial - Gaspar 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 57 km	2022	2022	2022
LT 230 kV Rio do Sul - Indaial, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 51 km	2022	2022	2022
LT 230 kV Torres 2 - Forquilha, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 70 km	2022	2022	2022

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
LT 230 kV Siderópolis 2 - Forquilha, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 28 km	2023	2023	2023
LT 230 kV Abdon Batista - Barra Grande, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 26,7 km	2023	2023	2023
LT 230 kV Abdon Batista - Videira, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 63,4 km	2023	2023	2023
LT 525 kV Capivari do Sul - Siderópolis 2, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 249 km	2023	2023	2023
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Siderópolis 2	2023	2023	2023
LT 525 kV Abdon Batista 2 - Ponta Grossa, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 315,44 km	2026	2030	Além do Horizonte 2030
	1º e 2º Reator de Linha Fixo 525 kV, (6 + 1R) x 36 MVar 1Φ // SE Abdon Batista 2	2026	2030	Além do Horizonte 2030
	1º e 2º Reator de Linha Fixo 525 kV, (6 + 1R) x 36 MVar 1Φ // SE Ponta Grossa	2026	2030	Além do Horizonte 2030
LT 525 kV Abdon Batista - Abdon Batista 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 4,67 km	2026	2030	Além do Horizonte 2030
LT 525 kV Abdon Batista 2 - Segredo, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 229,68 km	2026	2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Gaspar 2 - Indaial, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 57 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Campos Novos - Concórdia, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 61,8 km	2027	2027	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Itá - Concórdia, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 55 km	2027	2027	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Xanxerê - Pinhalzinho 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 64,7 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilha, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 111 km	2027	2030	Além do Horizonte 2030
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilha, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 111 km	2027	2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Jorge Lacerda - Siderópolis, C3, na SE Tubarão Sul	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 8,5 km	2021	2021	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 8,5 km	2021	2021	2021
SECC LT 525 kV Blumenau - Curitiba, C1 (CD), na SE Joinville Sul	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 39 km	2022	2022	2022
SECC LT 525 kV Blumenau - Curitiba Leste, C1 (CD), na SE Joinville Sul	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 43 km	2022	2022	2022

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SECC LT 230 kV Blumenau - Joinville Norte, C1 (CD), na SE Joinville Sul	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 5.5 km	2022	2022	2022
SECC LT 230 kV Blumenau - Joinville, C1 (CD), na SE Joinville Sul	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 5.5 km	2022	2022	2022
SECC LT 230 kV Joinville - Joinville Norte, C1 (CD), na SE Joinville Sul	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 13.3 km	2022	2022	2022
SECC LT 230 kV Blumenau - Joinville Norte, C1 (CD), na SE Jaraguá do Sul	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 38 km	2022	2022	2022
SECC LT 230 kV Blumenau - Joinville, C1 (CD), na SE Jaraguá do Sul	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 38 km	2022	2022	2022
SECC LT 525 kV Blumenau - Biguaçu, C1 (CD), na SE Gaspar 2	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 7.1 km	2022	2022	2022
SECC LT 525 kV Blumenau - Curitiba, C1 (CD), na SE Gaspar 2	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 23 km	2022	2022	2022
SECC LT 525 kV Itá - Caxias, C1, na SE Caxias Norte	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 11 km	2025	2025	2025
	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 11 km	2025	2025	2025
SECC LT 525 kV Campos Novos - Caxias, C1, na SE Caxias Norte	Circuito Simples 525 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 13 km	2025	2025	2025
	Circuito Simples 525 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 13 km	2025	2025	2025
SECC LT 230 kV Biguaçu - Gaspar 2, C1, na SE São José	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 9,6 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 9,6 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Blumenau - Itajaí, C2 (CD), na SE Ilhota 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 5 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Foz do Chapecó - Xanxerê, C2 (CD), na SE Chapecoense	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 3,3 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Foz do Chapecó - Pinhalzinho 2, C2 (CD), na SE Descanso	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 47 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Foz do Chapecó - Xanxerê, C1 (CD), na SE Chapecoense	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 3.3 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SECC LT 230 kV Blumenau - Itajaí, C1 (CD), na SE Ilhota 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 5 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Foz do Chapecó - Pinhalzinho 2, C1 (CD), na SE Descanso	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 47 km	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Campos Novos - Videira, C2 (CD), na SE Videira Sul	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 4,4 km	2030	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SECC LT 230 kV Campos Novos - Videira, C1 (CD), na SE Videira Sul	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 4.4 km	2030	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 525/230 kV Siderópolis 2	1º Reator de Linha 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ	2021	2021	2021
	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 230/138 kV Ratoões	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2021	2021	2021
	1º e 2º Reator de Barra 230 kV, 2 x 50 Mvar 3Φ (compartilhado com as LTs)	2021	2021	2021
SE 230/138/69 kV Joinville	Subst. 1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ (atual: 75 MVA e 100 MVA 3Φ)	2021	2021	2021
	Subst. 1º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ (atual: 100 MVA 3Φ)	2021	2021	2021
SE 230/138 kV Tubarão Sul	1º e 2º ATF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2021	2021	2021
	1º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2021	2021	2021
	2º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2021	2021	2021
SE 230/138 kV Palhoça	Subst. 1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	2021	2021	2021
SE 525/230 kV Itá	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2021	2021	2021
SE 230/138 kV Gaspar 2	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2021	2021	2021
SE 525/230/138 kV Joinville Sul	1º, 2º e 3º ATF 525/230 kV, (9+1R) x 224 MVA 1Φ	2022	2022	2022
	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2022	2022	2022
	1º Reator de Barra 525 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2022	2022	2022
SE 525/230/138 kV Itajaí 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2022	2022	2022
	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2022	2022	2022
	1º e 2º Reator de Barra 525 kV, (6 + 1R) x 50 MVar 1Φ	2022	2022	2022
SE 230/138 kV Jaraguá do Sul	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2022	2022	2022
SE 525/230 kV Gaspar 2	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6+1R) x 224 MVA 1Φ	2022	2022	2022
	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2022	2022	2022
	1º Reator de Barra 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ	2022	2022	2022
SE 230/138 kV Indaial	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2022	2022	2022
SE 525/230 kV Siderópolis 2	3º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	2023	2023	2023

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 525/230/138 kV Biguaçu	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2024	2027	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Rio do Sul	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Itajaí	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 525/230/138 kV Itajaí 2	3º ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Rio do Sul	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Pinhalzinho 2	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Foz do Chapecó	4º ATF 230/138 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2024	2027	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Videira	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 525/230 kV Siderópolis 2	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 MVar 3Φ	2024	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Ratonés	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2026	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 525 kV Abdon Batista 2	1º e 2º Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2026	2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV São José	1º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 525/230/138 kV Joinville Sul	3º ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Jaraguá do Sul	3º ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Joinville Norte 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Indaial	3º ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 525/230/138 kV Itajaí 2	3º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Ilhota 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Descanso	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Concórdia	1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	2027	2027	Além do Horizonte 2030

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATAS PREVISTAS		
		CENÁRIO OTIMISTA	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	CENÁRIO PESSIMISTA
SE 230/138 kV Chapecoense	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2027	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Descanso	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2030	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030
SE 230/138 kV Videira Sul	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	2030	Além do Horizonte 2030	Além do Horizonte 2030