



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2027



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

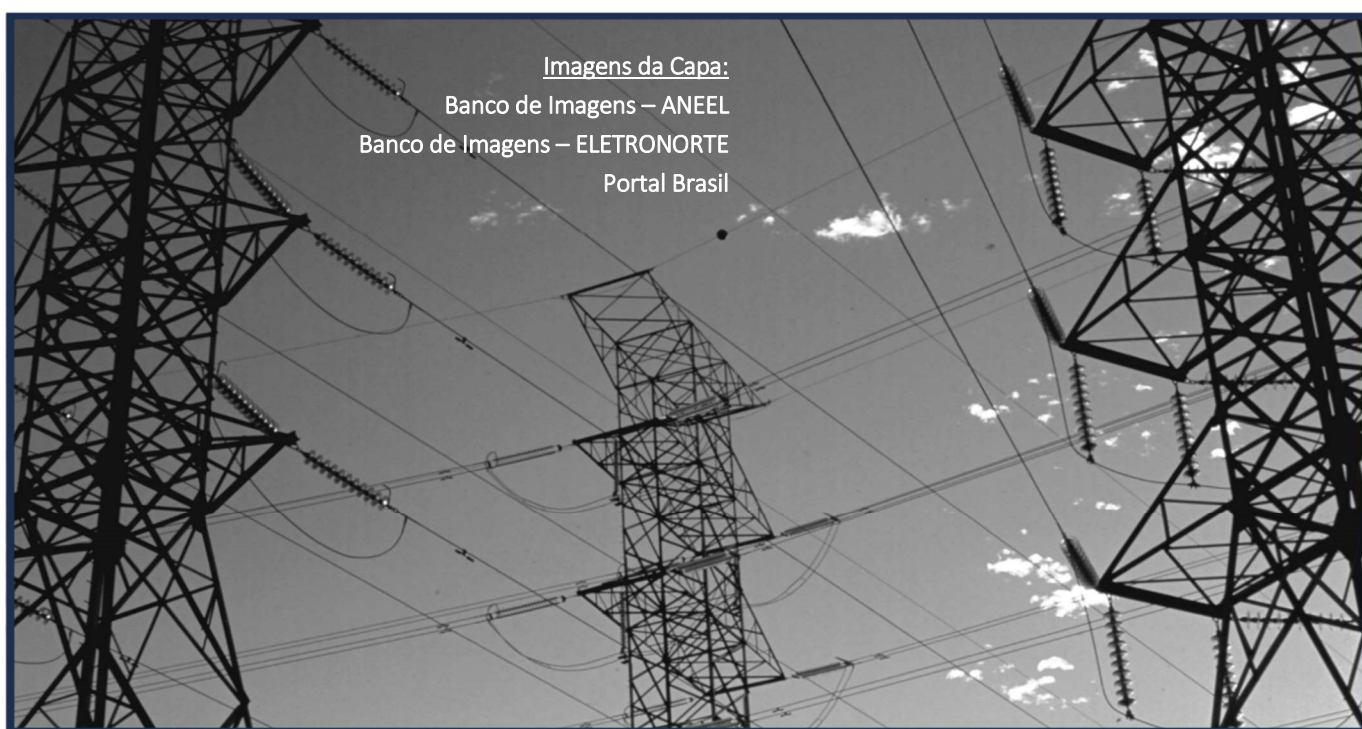




MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA

2027



Imagens da Capa:
Banco de Imagens – ANEEL
Banco de Imagens – ELETRONORTE
Portal Brasil



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

MINISTRO DE ESTADO
WELLINGTON MOREIRA FRANCO

PRESIDENTE
REIVE BARROS DOS SANTOS

SECRETÁRIO EXECUTIVO
MÁRCIO FELIX CARVALHO BEZERRA

DIRETOR DE ESTUDOS ECONÔMICO-ENERGÉTICOS E AMBIENTAIS
THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA

SECRETÁRIO DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO
EDUARDO AZEVEDO RODRIGUES

DIRETOR DE ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA
AMILCAR GONÇALVES GUERREIRO

SECRETÁRIO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E COMBUSTÍVEIS
JOÃO VICENTE DE CARVALHO VIEIRA

DIRETOR DE ESTUDOS DO PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS
JOSÉ MAURO FERREIRA COELHO

SECRETÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA
ILDO WILSON GRUDTNER

DIRETOR DE GESTÃO CORPORATIVA
ÁLVARO HENRIQUE MATIAS PEREIRA

SECRETÁRIO DE GEOLOGIA, MINERAÇÃO E
TRANSFORMAÇÃO MINERAL
VICENTE HUMBERTO LÔBO CRUZ

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
AV. RIO BRANCO, 01 – 11º ANDAR
20090-003 – 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 2027 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2018

2v.: il.

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

Participantes - MME

[A INCLUIR]

COORDENAÇÃO GERAL

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E
DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO — SPE

COORDENAÇÃO TÉCNICA:

COORDENAÇÃO ADJUNTA:

EQUIPE TÉCNICA:

SECRETARIA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E
COMBUSTÍVEIS RENOVÁVEIS — SPG

COORDENAÇÃO TÉCNICA:

EQUIPE TÉCNICA:

ASSESSORIA ESPECIAL DE MEIO AMBIENTE — AESA-SE

COORDENAÇÃO TÉCNICA:

[]

EQUIPE TÉCNICA:

[]

Participantes - EPE

COORDENAÇÃO GERAL

REIVE BARROS DOS SANTOS

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

GERAL:

EMÍLIO HIROSHI MATSUMURA

ESTUDOS ECONÔMICO-ENERGÉTICOS E

AMBIENTAIS:

THIAGO V. BARRAL FERREIRA

ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA:

AMILCAR G. GUERREIRO

ESTUDOS DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS:

JOSÉ MAURO FERREIRA COELHO

ESTUDOS ECONÔMICOS E ENERGÉTICOS

COORDENAÇÃO:

JEFERSON BORGHETTI SOARES

EQUIPE TÉCNICA:

ALINE MOREIRA GOMES

ALEX YUJHI GOMES YUKIZAKI

ANA CRISTINA BRAGA MAIA

ARNALDO DOS SANTOS J.

CAMILA ARAÚJO FERRAZ

CARLA DA COSTA L. ACHÃO

DANIEL KUHNER COELHO

DANIEL MORO

FLÁVIO RAPOSO DE ALMEIDA

FELIPE KLEIN SOARES

FERNANDA M. P. ANDREZA

GABRIEL KONZEN

GUSTAVO N. DE ANDRADE

ISABELA DE ALMEIDA OLIVEIRA

JOÃO M. S. DE MELLO

LIDIANE DE A. MODESTO

LUCIANO BASTO OLIVEIRA

MÁRCIA ANDREASSY

MARCELO COSTA ALMEIDA

MARCELO H. C. LOUREIRO

NATALIA G. DE MORAES

PATRÍCIA MESSER ROSENBLUM

ROGÉRIO MATOS

SIMONE SAVIOLO ROCHA

THIAGO R. PASTORELLI

THIAGO TONELI CHAGAS

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – ESTUDOS DE PLANEJAMENTO

COORDENAÇÃO:

JORGE TRINKENREICH

EQUIPE TÉCNICA:

ANDERSON DA C. MORAES

CAIO MONTEIRO LEOCADIO

DAN ABENSUR GANDELMAN

FERNANDA FIDELIS PASCHOALINO

FERNANDA GABRIELA B. DOS SANTOS

FLÁVIO ALBERTO F. ROSA

GLAYSSON DE MELLO MULLER

GUSTAVO B. HAYDT DE SOUZA

HERMES TRIGO D. DA SILVA

JOANA D. DE F. CORDEIRO

LEANDRO P. DE ANDRADE

LUIS PAULO S. CORDEIRO

PAMELLA E. ROSA SANGY

PATRICIA C. G. DE NUNES

PEDRO AMERICO M. DAVID

RAFAELA VEIGA PILLAR

RENATA N. F. DE CARVALHO

RENATO H. S. MACHADO

RONALDO ANTONIO DE SOUZA

RONEY NAKANO VITORINO

SAULO RIBEIRO SILVA

SIMONE Q. BRANDÃO

THAÍS IGUCHI

THIAGO CORREA CESAR

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – ESTUDOS DE ENGENHARIA

COORDENAÇÃO:

BERNARDO FOLLY DE AGUIAR

EQUIPE TÉCNICA:

ANDRÉ LUIZ DA SILVA VELLOSO

ANDRÉ MAKISHI

CRISTIANO SABOIA RUSCHEL

DIEGO PINHEIRO DE ALMEIDA

GUILHERME MAZOLLI FIALHO

HELENA PORTUGAL G. DA MOTTA

JORGE GONÇALVES BEZERRA JUNIOR

MARCELO WENDEL

MARIA CECILIA PEREIRA DE ARAÚJO

M. REGINA TOLEDO CAPELLAO

MARIANA DE QUEIROZ ANDRADE

THIAGO IVANOSKI TEIXEIRA

ESTUDOS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

COORDENAÇÃO:

JOSÉ MARCOS BRESSANE

EQUIPE TÉCNICA:

ARETHA DE S. VIDAL CAMPOS

ARMANDO LEITE FERNANDES

BRUNO CESAR M. MACADA

BRUNO SCARPA A. DA SILVEIRA

CAROLINA MOREIRA BORGES

DANIEL JOSE T. DE SOUZA

DOURIVAL DE S. CARVALHO JUNIOR

FABIANO SCHMIDT

FABIO DE ALMEIDA ROCHA

GUSTAVO VALERIANO N. LUIZON

IGOR CHAVES

JEAN CARLO MORASSI

JOÃO HENRIQUE M. ALMEIDA

JOAO MAURICIO CARUSO

JOSE FILHO DA C. CASTRO
 LEANDRO MODA
 LUCAS SIMÕES DE OLIVEIRA
 LUIZ FELIPE F. LORENTZ
 MARCELO LOURENÇO PIRES
 MARCELO WILLIAN H. SZRAJBMAN
 MARCOS VINICIUS G. DA S. FARINHA
 MARIA DE FATIMA DE C. GAMA
 MAXWELL CURY JUNIOR
 PAULO FERNANDO DE M. ARAUJO
 PRISCILLA DE CASTRO GUARINI
 RAFAEL PENTAGNA SILVESTRE
 RAFAEL THEODORO A. E MELLO
 RODRIGO RIBEIRO FERREIRA
 RODRIGO RODRIGUES CABRAL
 SAMIR DE OLIVEIRA FERREIRA
 SERGIO FELIPE F. LIMA
 THAIS PACHECO TEIXEIRA
 THIAGO DE F. R. DOURADO MARTINS
 TIAGO CAMPOS RIZZOTTO
 TIAGO VEIGA MADUREIRA
 VANESSA STEPHAN LOPES
 VINICIUS FERREIRA MARTINS

ESTUDOS DE PETRÓLEO E DERIVADOS

COORDENAÇÃO:

MARCOS F. F. DE SOUZA

EQUIPE TÉCNICA:

ADRIANA QUEIROZ RAMOS
 BRUNO R. LOWE STUKART
 CARLOS A. GOES PACHECO
 CARLOS E. R. DE M. LIMA
 DEISE DOS SANTOS T. RIBEIRO
 FILIPE DE P. FERNANDES SILVA
 GABRIEL DA SILVA A. JORGE
 GUILHERME T. ANTONIASSE

KÁTIA SOUZA D'ALMEIDA
 KRSEIDA C. P. G. ALEKSEEV
 MARCELO C. B. CAVALCANTI
 NATHALIA O. DE CASTRO
 PAMELA CARDOSO VILELA
 PATRÍCIA F. B. STELLING
 PÉRICLES DE ABREU BRUMATI
 RAFAEL MORO DA MATA
 RAUL FAGUNDES LEGGIERI
 REGINA FREITAS FERNANDES
 ROBERTA DE A. CARDOSO
 VICTOR H. TROCATE DA SILVA
 VITOR M. DO E. SANTO SILVA

ESTUDOS DE GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

COORDENAÇÃO:

GIOVANI VITÓRIA MACHADO

EQUIPE TÉCNICA:

ANGELA OLIVEIRA DA COSTA
 CAROLINA O. DE CASTRO
 CLAUDIA M. CHAGAS BONELLI
 EULER J. GERALDO DA SILVA
 GABRIEL DE F. DA COSTA
 HENRIQUE P. G. RANGEL
 JULIANA R. DO NASCIMENTO
 LEONIDAS B. O. DOS SANTOS
 LUIZ P. BARBOSA DA SILVA
 MARCELO F. ALFRADIQUE
 MARINA DAMIÃO BESTETI RIBEIRO
 PAULA ISABEL DA COSTA BARBOSA
 RACHEL MARTINS HENRIQUES
 RAFAEL BARROS ARAUJO

ESTUDOS SOCIOAMBIENTAIS

COORDENAÇÃO:

ELISANGELA ALMEIDA

EQUIPE TÉCNICA:

ALFREDO LIMA SILVA
 ANA DANTAS M. DE MATTOS
 ANDRÉ CASSINO FERREIRA
 ANDRÉ VIOLA BARRETO
 BERNARDO REGIS G. DE OLIVEIRA
 BRUNA SILVA CORDEIRO
 CAROLINA M. H. DE G. A. F. BRAGA
 CAROLINE PICCOLI M. DE FREITAS
 CLAYTON BORGES DA SILVA
 CRISTIANE MOUTINHO COELHO
 DANIEL DIAS LOUREIRO
 DANIEL FILIPE SILVA
 FEDERICA NATASHA A. SODRÉ
 GUILHERME DE PAULA SALGADO
 GUSTAVO FERNANDO SCHMIDT
 HERMANI DE MORAES VIEIRA
 JULIANA VELLOSO DURÃO
 KÁTIA G. SOARES MATOSINHO
 LEONARDO DE SOUSA LOPES
 LEYLA A. FERREIRA DA SILVA
 LUCIANA ÁLVARES DA SILVA
 MARCOS RIBEIRO CONDE
 MARIA FERNANDA BACILE PINHEIRO
 MARIANA LUCAS BARROSO
 MARIANA R. DE C. PINHEIRO
 PAULA CUNHA COUTINHO
 PEDRO NINÔ DE CARVALHO
 ROBSON DE OLIVEIRA MATOS
 RODRIGO VELLARDO GUIMARÃES
 SILVANA ANDREOLI ESPIG
 THIAGO GALVÃO
 VALENTINE JAHNEL
 VERÔNICA S. DA M. GOMES
 VINICIUS MESQUITA ROSENTHAL

Apresentação

[TEXTO A INCLUIR]

WELLINGTON MOREIRA FRANCO
Ministro de Estado de Minas e Energia

Índice

Participantes - MME	5
Participantes - EPE.....	7
Apresentação.....	9
Índice	10
Introdução	12
 1. Premissas Gerais	 19
1.1. Perspectivas Sociodemográficas	19
1.2. Perspectivas Macroeconômicas.....	20
1.3. Perspectivas Econômicas Setoriais	23
2. Demanda de Energia	28
2.1. Consolidação por Setor	28
2.2. Consolidação por Fonte.....	34
3. Geração Centralizada de Energia Elétrica	45
3.1. Metodologia	47
3.2. Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta.....	51
3.3. Diretrizes e Premissas	59
3.4. Configuração inicial para expansão	61
3.5. Visões de futuro para o parque gerador de energia elétrica	63
4. Transmissão de Energia Elétrica	83
4.1 Topologia da Rede	86
4.2. Interligações Regionais	92
4.3. Interligações dos Sistemas Isolados ao SIN	103
4.4. Interligações com Países Vizinhos.....	107
4.5. Sistemas Regionais de Transmissão	108
4.6. Evolução Física e Investimentos	125
4.7. Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).....	128
5. Produção de Petróleo e Gás Natural.....	131
5.1. Previsão de Produção de Petróleo.....	131
5.2. Previsão de Produção de Gás Natural	132
5.3. Contribuição do pré-sal.....	134
5.4. Evolução das Reservas Provadas e da Relação R/P	139
5.5. Investimentos e Excedentes de Petróleo	141
6. Abastecimento de Derivados de Petróleo	145
6.1. Perspectivas de Preços de Petróleo e Derivados.....	146

6.2. Oferta de Derivados de Petróleo.....	148
6.3. Infraestrutura Nacional de Transporte de Derivados	156
7. Gás Natural	161
7.1. Infraestrutura.....	161
7.2. Projeções de Preços de Gás Natural.....	163
7.3. Oferta	164
7.4. Balanço de Gás Natural da Malha Integrada.....	168
7.5. Simulação da Malha Integrada de Transportes.....	172
7.7. Investimentos.....	178
8. Oferta de Biocombustíveis.....	181
8.1 Etanol	181
8.2. Bioeletricidade da cana-de-açúcar.....	191
8.3. Biodiesel	193
8.4. Outros biocombustíveis	199
9. Eficiência Energética e Geração Distribuída.....	202
9.1. Eficiência Energética	202
9.2. Micro e Minigeração Distribuída	209
10. Análise Socioambiental.....	214
10.1 Análises Socioambientais para a definição da expansão.....	214
10.2 Análise Socioambiental Integrada	216
10.3 Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE)	227
11. Consolidação dos Resultados	234
 Lista de Boxes	 245
Lista de Figuras	246
Lista de Tabelas	248
Lista de Gráficos.....	250
Referências Bibliográficas	253
Agradecimentos	261
Anexos	263
A. Capítulo 3 Geração Centralizada de Energia Elétrica.....	263
A. Capítulo 4 Transmissão de Energia Elétrica.....	272

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 Combustíveis Renováveis (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 social. 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 social, 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, justamente pela incerteza envolvida em qualquer visão de futuro, especialmente no atual momento da quadra nacional. Nesse sentido, algumas questões de interesse relacionadas à incerteza sobre

variáveis-chave são consideradas por meio das análises de sensibilidade, às quais nos referimos como cenários *what-if*, conforme feito no PDE passado.

Ao mostrar, por meio dessas 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 sustentável.

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. 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 2027 foi iniciada em fevereiro de 2017 e concluída em setembro de 2018. 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

Para os próximos 10 anos, é esperado um crescimento econômico mundial médio de 3,5% ao ano. Os países desenvolvidos devem apresentar um crescimento moderado, ainda que limitado pelas questões demográficas. E os emergentes devem continuar contribuindo significativamente para o crescimento da economia mundial. A China aumentará sua participação no cenário mundial, mesmo que se espere uma desaceleração suave de sua economia.

Com relação à economia brasileira, é esperado um crescimento que, inicialmente, se beneficiará do excesso de capacidade ociosa da economia e, posteriormente, responderá à retomada mais forte dos investimentos, especialmente em infraestrutura, com impactos na competitividade da economia brasileira. Obviamente, em virtude do longo prazo considerado, grandes são as incertezas com relação às perspectivas econômicas. Para lograr um crescimento econômico mais forte e sustentável é necessário que haja uma maior capacidade de oferta da economia e menor restrição dos gargalos existentes, com efeitos que podem ser bastante sensíveis no caso do setor energético.

Assim, em um cenário em que o crescimento econômico se dê de forma mais acelerada ou onde a retomada de alguns setores industriais ocorra de maneira mais acentuada, a demanda energética poderá responder de maneira bastante variada. Por sua vez, nesse caso poderá haver impactos pronunciados sobre os requisitos de oferta de energia para atender à 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. A competitividade é avaliada segundo as lógicas de uso por setor e por faixa de consumo, assumindo-se que nesse horizonte o gás natural se mostra competitivo em grande parcela de setores da economia. Em se confirmando tal hipótese, estima-se que o setor industrial se consolida como principal consumidor de gás natural em 2027, elevando sua participação ao longo do horizonte de estudo.

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.

Para esse capítulo em particular, o PDE 2027 traz novas abordagens para a avaliação da expansão da oferta de energia elétrica, apresentando visões distintas de futuro, em particular mais de uma projeção da demanda de energia elétrica, variações na expansão de referência da oferta de energia, restrições ambientais e diversas análises sobre as condições de atendimento

O PDE 2027 traz novos avanços metodológicos no processo de construção da expansão do parque gerador do SIN no horizonte decenal. Para tanto, o modelo computacional de decisão de investimentos (MDI), desenvolvido pela EPE, passou a representar a curva de carga em quatro patamares de energia e uma equação de capacidade de potência com essa formulação, além de aperfeiçoar o atendimento à carga, o modelo passa a explicitar o atendimento aos picos de demanda e sinalizar os benefícios que tecnologias de armazenamento podem trazer ao prover maior flexibilidade operativa. Além disso, nessa nova versão, o atendimento à restrição de capacidade é feito considerando os mesmos cenários hidrológicos utilizados no atendimento ao balanço de energia, trazendo maior compatibilidade entre os atendimentos de energia e de potência.

A partir da análise da expansão indicada pelo MDI são feitos ajustes através de simulações com o modelo de despacho hidrotérmico Newave. Resultados para avaliações de atendimento à demanda máxima instantânea foram também incluídas.

Além do MDI, são também descritos os critérios metodológicos, as premissas e as diretrizes que orientaram as simulações das alternativas de oferta que garantirão o atendimento à carga de energia e demanda de potência de forma segura. Análises comparativas entre os casos, com os Planos

de Expansão respectivos, serão feitas, destacando-se as principais diferenças econômicas entre eles.

No capítulo de Transmissão de Energia Elétrica foi dado destaque ao desafio imposto ao planejamento da transmissão, de natureza determinativa,¹ *vis-à-vis* 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 em acomodar diferentes estratégias de implantação das fontes de geração.

A EPE tem realizado um planejamento proativo da expansão da transmissão por meio da elaboração de 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. Não obstante, 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, dez 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) sete estudos visando dotar o sistema de capacidade de escoamento para os diversos potenciais de geração das regiões Nordeste e Norte; e (iii) dois estudos prospectivos voltados para o escoamento do potencial de geração fotovoltaico das regiões norte e noroeste de Minas Gerais, assim como da região noroeste do estado de São Paulo.

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 do estudo de transmissão, desenvolvido em 2014, que resultou na expansão da interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste. Esse novo cenário, bem como a própria ampliação do horizonte, determina que se realizem novos estudos prospectivos com foco nas interligações, objetivando verificar a necessidade de novas expansões, além das já previstas para implantação até 2023.

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 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 neste PDE abrange obras outorgadas e a outorgar, 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. Com isso, tem-se uma previsão de acréscimo de cerca de 55 mil quilômetros de novas linhas de transmissão até o ano de 2027, o que significa uma estimativa de cerca de 197 mil quilômetros de linhas de transmissão em operação no ano horizonte deste PDE.

A expectativa é que os investimentos totais em transmissão atinjam cerca de R\$ 108 bilhões ao longo do decênio, sendo R\$ 73 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 35 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

No capítulo de Produção de Petróleo e Gás Natural, são abordados tópicos relevantes na Exploração e Produção (E&P), tais como: a previsão de produção de petróleo; previsão de produção de gás

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.

natural; a contribuição do pré-sal na produção nacional; evolução da reserva provada e da relação R/P (razão entre reserva provada e produção); a previsão de investimentos no setor e das demandas por plataformas do tipo 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 junho de 2018, 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 2027, 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 que terão sua comercialidade declarada, aplicando-se um fator redutor relacionado ao risco de comercialidade de cada um dos recursos contingentes.

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 VRF estimado para a UP, além do ambiente de E&P em que está localizada. Desse modo, a depender destes parâmetros, estima-se uma data para iniciar a produção.

No caso dos recursos não descobertos sem contratados, na área da União, prevê-se ainda 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.

No capítulo de Abastecimento de Derivados de Petróleo, analisam-se as condições de atendimento ao mercado doméstico, ressaltando as necessidades de importação e as possibilidades de exportação de petróleo e seus derivados, e a importância dos investimentos no parque de refino e na infraestrutura logística.

O balanço dos principais derivados indica que o País deverá continuar como importador líquido dos principais derivados, durante todo o horizonte de estudo, com destaque para os grandes volumes

importados de óleo diesel A. Este fato sinaliza que haverá espaço para construção de novas refinarias até 2027, ainda que existam poucos investimentos projetados para o período. Os principais impactos de eventual realização de investimentos incrementais em refinarias existentes também são avaliados.

Destaca-se, ainda, que o mercado nacional de derivados médios (QAV e óleo diesel A) permanecerá deficitário durante todo o horizonte decenal. O óleo diesel A, derivado com maior mercado no Brasil, apresentará também o maior volume de importação no período considerado. As importações de GLP decrescerão ao longo do decênio, principalmente pelo crescimento da produção das UPGNs. O balanço entre a oferta e a demanda de gasolina A sinaliza períodos em que o País atuará como importador deste derivado. A produção de óleo combustível, que permanece com excedentes ao longo de todo o período de análise, atenderá suficientemente a todo o mercado opcional de *bunker* para navios estrangeiros. Destacam-se as mudanças significativas quanto às especificações (teor de enxofre) de diversos derivados (óleo diesel A, *bunker*). O quadro de maior movimentação de petróleo e derivados poderá exigir maior atenção em relação à infraestrutura e logística do País para garantir o abastecimento em todo o território nacional.

Prevê-se, para o próximo decênio, um papel mais relevante para o Brasil no mercado mundial de petróleo, atuando como exportador líquido deste produto, em função da produção em campos já delimitados e do desenvolvimento da produção das acumulações descobertas na área do pré-sal.

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 2018 a 2027. Inicialmente, discorre-se sobre a infraestrutura existente e em construção. 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 oferta de gás natural seco no Brasil (composto 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 importação, processamento e transporte de gás natural no País.

No capítulo de Oferta de Biocombustíveis, as análises refletem 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.

Estima-se que haverá expansão da oferta de etanol no próximo decênio, visando suprir tanto o mercado brasileiro quanto o internacional. O mercado nacional de etanol carburante deverá continuar sua trajetória de expansão nos próximos 10 anos, para o atendimento à demanda do ciclo Otto. 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, foi realizada uma análise de sensibilidade para a oferta de etanol, considerando um cenário menos favorável para o setor sucroenergético. Neste caso, o RenovaBio não conseguiria êxito pleno em seus objetivos. 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 2025 seguindo a legislação em vigor, conforme estabelecido através da Lei nº 13.263/2016. Para atendimento desta demanda, foi analisada a disponibilidade de insumos, assim como a capacidade de processamento e de escoamento da produção.

O PDE 2027 incluiu uma nova seção com outros biocombustíveis, considerando o panorama promissor para o aproveitamento energético da biomassa no Brasil. Foram abordados o biogás/biometano e o bioquerosene de aviação - BioQAV. 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 similares 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.

No capítulo de Eficiência Energética e Geração Distribuída, 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, 2017. Projeta-se, para a energia total (eletricidade e combustíveis) uma conservação de 5% e de 4,5% para a eletricidade em 2027. Além disso, é analisado o efeito da mudança de relação do consumidor com a energia nos últimos anos. O aumento do poder de escolha – uma tendência geral na sociedade – tem se materializado no setor de eletricidade através da popularização das tecnologias de micro e minigeração distribuída (MMGD). O consumidor, podendo gerar sua própria energia, evolui de uma posição passiva para ativa no setor elétrico. Nos dois últimos anos, a MMGD cresceu expressivamente no Brasil, superando as projeções, inclusive as da EPE. De 2016 para 2017 houve um aumento de três vezes na capacidade instalada acumulada, fechando o ano de 2017 com mais de 250 MW. No PDE 2027 a EPE atualizou suas projeções, considerando o crescimento recente da MMGD, e a ampliou, incluindo mais tecnologias e setores nos seus estudos. Adicionalmente, cabe ressaltar que foram incluídas análises de sensibilidade sobre o efeito de uma possível aplicação de tarifa binômica aos micro e minigeradores, acompanhando as discussões recentes do setor elétrico.

O capítulo da Análise Socioambiental apresenta as contribuições da variável ambiental na definição da expansão; as principais questões socioambientais da oferta planejada, indicando os assuntos prioritários para a gestão ambiental do setor; e uma análise das emissões de gases de efeito estufa (GEE).

De modo a variável ambiental contribuir na definição da expansão foi estimado o ano possível da entrada em operação das usinas hidrelétricas e o tempo necessário para o licenciamento ambiental das unidades produtivas de petróleo e gás natural. Os

resultados das avaliações foram incorporados na expansão apresentada neste PDE 2027.

Tendo como base a oferta de energia prevista no Plano, a análise socioambiental elencou 10 temas socioambientais relevantes para a expansão. O resultado indicou dois temas socioambientais como prioritários: “Povos e terras indígenas” e “Unidades de conservação”. Para esses dois temas devem ser orientados esforços do setor, de modo a contribuir para a minimização de riscos para a expansão planejada.

O PDE 2027 tem 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 as diretrizes propostas na NDC (*Nationally Determined Contribution* – Contribuição Nacionalmente Determinada) brasileira, apresentada às Nações Unidas na COP-21, em 2015. A NDC expressa a ambição brasileira diante do Acordo de Paris.

No horizonte do PDE 2027, o grau de renovabilidade da matriz energética brasileira amplia-se em relação a 2017, mantendo o destaque mundial do Brasil em termos de intensidade de emissões de GEE do setor de energia por unidade de energia consumida e por unidade de PIB gerada.

A contribuição brasileira expressa em sua NDC é um compromisso firme na redução de GEE, mas é flexível na forma do atendimento dessa meta, ou seja, se baseia em caminhos flexíveis para atingir seus objetivos. Assim, o sucesso da NDC poderá ocorrer com contribuições dos vários setores da economia, cabendo ao País adotar as medidas mais custo-efetivas. Dessa forma, o cenário de expansão do PDE 2027, ao priorizar a expansão de fontes renováveis de energia mantém o Brasil no rumo da contribuição esperada do setor energético brasileiro para a NDC brasileira.

Por fim, no capítulo final são consolidados os principais resultados dos estudos do PDE 2027 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.

1. Premissas Gerais

1.1. Perspectivas Sociodemográficas

A população brasileira vem crescendo a taxas cada vez menores, tendência que se manterá nos próximos anos. Com isso, espera-se menor contribuição demográfica no PIB diminua na próxima década.

No horizonte decenal estima-se que a população brasileira cresça a uma taxa média de 0,6% a.a., alcançando 221 milhões de habitantes (Gráfico 1-1).²

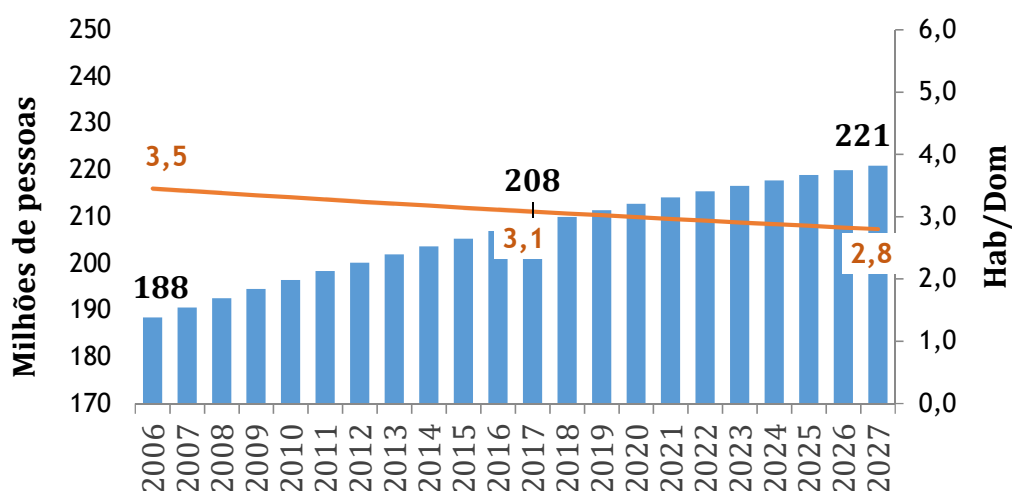
Em termos regionais, é importante ressaltar que, ainda que se espere maior crescimento populacional nas regiões Norte e Centro-Oeste, não é esperada uma alteração significativa na distribuição demográfica, conforme pode ser visto no Gráfico 1-2. Em 2027, a população brasileira deve permanecer

fortemente concentrada nas regiões Sudeste (41,6%) e Nordeste (27,1%).

Em relação ao número de domicílios particulares permanentes, espera-se que estes continuem apresentando trajetória crescente nos próximos dez anos, em virtude das premissas de aumento de renda da população e dado o déficit habitacional existente no País. A expectativa é de que haja cerca de 79 milhões de domicílios no Brasil em 2027, um aumento de 11,3 milhões em relação a 2017.

Como resultado de um crescimento superior dos domicílios em relação ao aumento da população, espera-se que ocorra uma redução do número de habitantes por domicílios no período, passando de uma razão de 3,1 em 2017 para 2,8 em 2027.

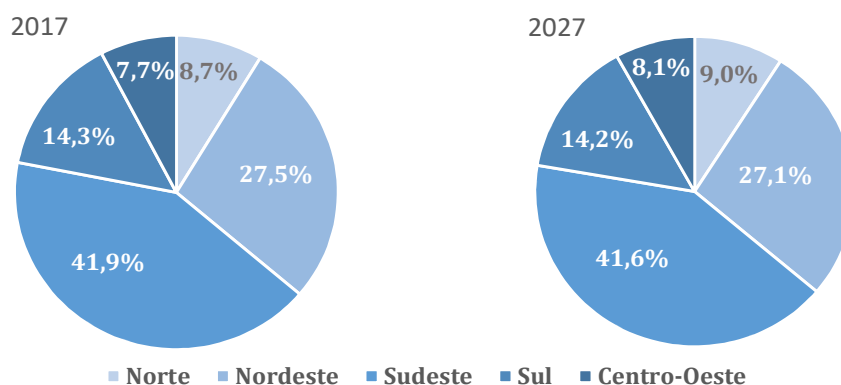
Gráfico 1-1 - Evolução da população brasileira e do número de habitantes por domicílios



Fonte: Elaboração EPE, com base em IBGE (2013).

² As projeções demográficas da EPE são baseadas nas projeções do estudo "Projeções da população: Brasil e unidades da federação" de 2013 do IBGE. Entretanto, é feito um ajuste para mudar a data base de 01 de julho para 31 de dezembro.

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



Fonte: Elaboração EPE, com base em IBGE (2013).

1.2. Perspectivas Macroeconômicas

ECONOMIA INTERNACIONAL

Foram usadas as projeções de PIB e comércio mundial do Fundo Monetário Internacional³ para os primeiros cinco anos deste estudo.

Para o horizonte decenal, espera-se um crescimento moderado do PIB e do comércio mundial. Entretanto, é importante considerar que existem riscos importantes para a trajetória de interesse, sobretudo, os desdobramentos e impactos da política comercial protecionista adotada pelo governo americano, as questões geopolíticas e o terrorismo.

Os países desenvolvidos devem mostrar recuperação nos próximos anos, entretanto seu crescimento será limitado em parte pela questão demográfica, dado o envelhecimento populacional. Os países em desenvolvimento devem continuar contribuindo significativamente para o

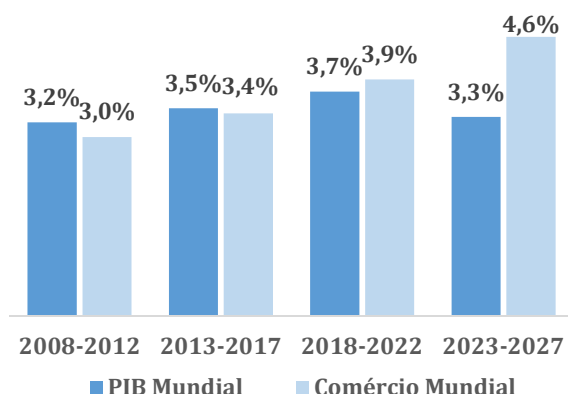
crescimento da economia mundial, ainda que haja expectativa de desaceleração do crescimento destes ao longo dos próximos anos.

Dentre os países emergentes, vale destacar a China, cuja economia passa por um processo de transição, com o objetivo de estimular o consumo das famílias e o setor de serviços em detrimento dos investimentos e da indústria. No horizonte considerado neste estudo, a perspectiva é de uma desaceleração suave da economia em resposta às mudanças necessárias para alcançar esse novo padrão de crescimento econômico. Tais mudanças podem afetar os preços das *commodities*, implicando em impactos na balança comercial de países com forte dependência desses produtos.

Dado esse breve panorama da economia mundial, o Gráfico 1-3 mostra as trajetórias esperadas para o PIB e o comércio global nos próximos dez anos.

³ As projeções mundiais do FMI aqui adotadas foram publicadas em outubro de 2017.

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



Fonte: Elaboração EPE e FMI (histórico)

ECONOMIA BRASILEIRA

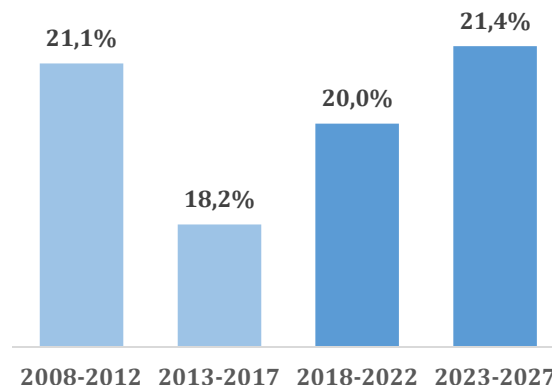
Dadas as projeções demográficas e as perspectivas para a economia mundial, foi construída uma trajetória em que a economia brasileira cresce a taxas moderadas, com recuperação gradual no horizonte 2027.⁴

No curto prazo, espera-se que o alto nível de capacidade ociosa, o bom desempenho da economia mundial e os potenciais efeitos do processo de redução da Selic sobre consumo e investimento beneficiem a economia brasileira. Entretanto, é importante destacar que há um elevado grau de incerteza acerca de como será a disputa eleitoral e a condução das contas públicas. Estes fatores podem impactar significativamente o risco-país bem como o nível de atividade econômica e os desempenhos setoriais.

Ainda no primeiro quinquênio, espera-se que reformas que visem melhorar o ambiente de negócios comecem a ser realizadas, ainda que de forma parcial, impactando positivamente a confiança e o apetite para a realização de investimentos. Dentre eles, destacam-se os investimentos em infraestrutura que possuem impactos potenciais sobre a competitividade da economia brasileira. A taxa de investimento

alcançará cerca de 21% no período 2023-2027 (Gráfico 1-4).

Gráfico 1-4 - Evolução do crescimento da taxa de investimento



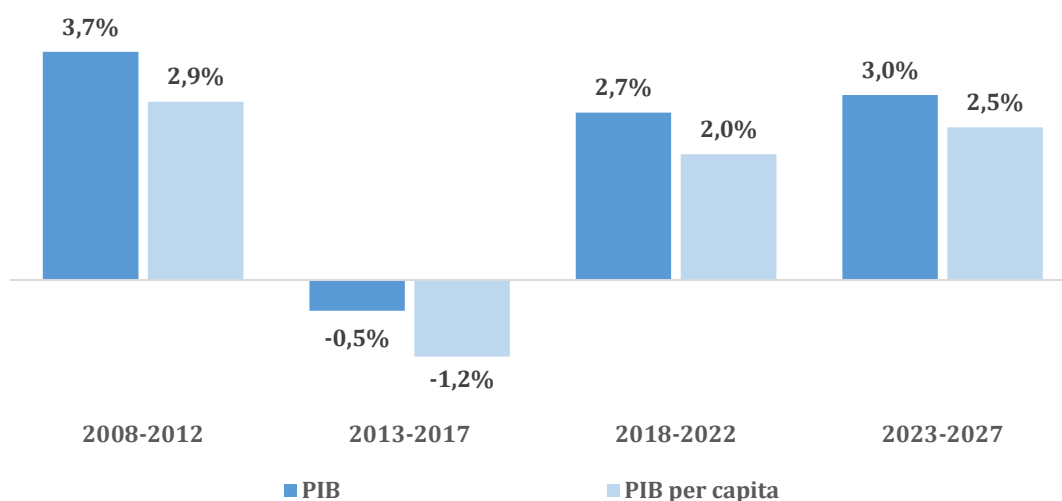
Fonte: Elaboração EPE e IBGE (histórico)

Essa conjunção de um melhor ambiente de negócios com o encaminhamento na solução de gargalos de infraestrutura permitirá um crescimento gradual da produtividade da economia ao longo do horizonte, alcançando um crescimento médio de 0,5% a.a. Tal crescimento se assemelha ao observado entre 2001 e 2010, quando a produtividade cresceu, em média, 0,6% a.a. Cabe ressaltar, contudo, que tal resultado é um desafio, visto que no período entre 2007 e 2016, o crescimento médio da PTF no Brasil foi de -1% a.a. (*Conference Board*). Nesse sentido, é importante frisar que o crescimento potencial brasileiro seguirá limitado por fatores estruturais, como restrições de poupança interna.

Como resultado das premissas analisadas anteriormente, o PIB deve apresentar um crescimento médio de 2,8% a.a., trajetória compatível com a do estudo “Estratégia Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social”. Já o PIB per capita, crescerá, em média, 2,2% a.a., saindo de US\$ 9,8 mil em 2017 e alcançando em 2027 o patamar de cerca de US\$ 12 mil (em moeda de 2017) – ver Gráfico 1-5.

⁴ O cenário econômico pode ser visto com mais detalhes no Caderno de Economia n.1 publicado em fevereiro de 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-280/Caderno%20de%20Economia_vf.pdf>

Gráfico 1-5 - Evolução do PIB e do PIB per capita (% a.a.)



Fonte: Elaboração EPE e IBGE (histórico)

BOX 1-1. QUAIS AS CONDIÇÕES PARA UM MAIOR CRESCIMENTO DA ECONOMIA BRASILEIRA NOS PRÓXIMOS 10 ANOS?

É importante destacar que há muita incerteza no ambiente econômico, o que torna o trabalho de construir cenários desta natureza ainda mais desafiador. O cenário descrito anteriormente foi escolhido como referência desse estudo por ter sido considerado o mais provável. Para além deste, é importante analisar quais fatores poderiam levar a economia brasileira a apresentar uma trajetória de maior crescimento.

Nos últimos anos as expectativas de crescimento econômico têm se revertido para baixo, em virtude de uma recuperação mais lenta do que o esperado e desejado. A incerteza do resultado eleitoral de 2018 e a situação fiscal no horizonte do estudo são os grandes riscos para o cenário. Mas, no médio prazo, as dificuldades de se aprovarem reformas importantes e de se concretizar um ambiente de negócios que propicie uma retomada mais vigorosa dos investimentos são fatores que podem induzir a um crescimento menor do que o proposto neste estudo.

Contudo, este box avalia quais seriam os fatores que levariam a um cenário de crescimento mais forte, já que este significaria um maior esforço para atender a demanda de energia mais elevada.

Um dos principais fatores seria a realização de reformas importantes, permitindo um ambiente de negócios mais atrativo e avanços mais significativos em termos de produtividade da economia. Dentre estas reformas, vale destacar a tributária que simplificaria o sistema brasileiro com o objetivo de torná-lo mais eficiente e eficaz.

Em um contexto de maior credibilidade, os empresários tenderiam a ampliar ainda mais seus investimentos, com impactos importantes sobre o crescimento econômico. Ao mesmo tempo, os consumidores também seriam afetados, com melhorias nos mercados de trabalho e crédito, proporcionando uma recuperação mais rápida da demanda interna.

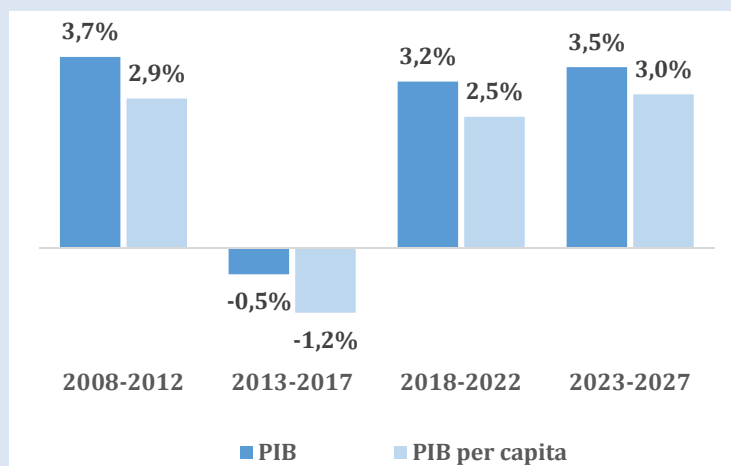
(cont.)

BOX 1-1 - (cont.)

Além disso, com um cenário interno melhor e um ambiente externo mais favorável, seria possível uma redução significativa da taxa de juros da economia, o que impulsionaria ainda mais a demanda interna, seja pelo lado do consumo das famílias como pelo do investimento.

Neste cenário, espera-se que a economia cresça, em média, 3,3% a.a. ao longo dos próximos dez anos, acumulando um aumento de cerca de 38% em relação ao PIB de 2017. (No cenário de referência, o crescimento acumulado é de 32% até o fim do horizonte). Dadas as projeções demográficas, isso resultaria em um crescimento médio de 2,7% a.a. do PIB per capita neste mesmo período. O Gráfico 1-6 mostra o comportamento dessas variáveis nos próximos dois quinquênios.

Gráfico 1-6 - Evolução do PIB e do PIB per capita no cenário alternativo



Fonte: Elaboração EPE e IBGE (histórico)

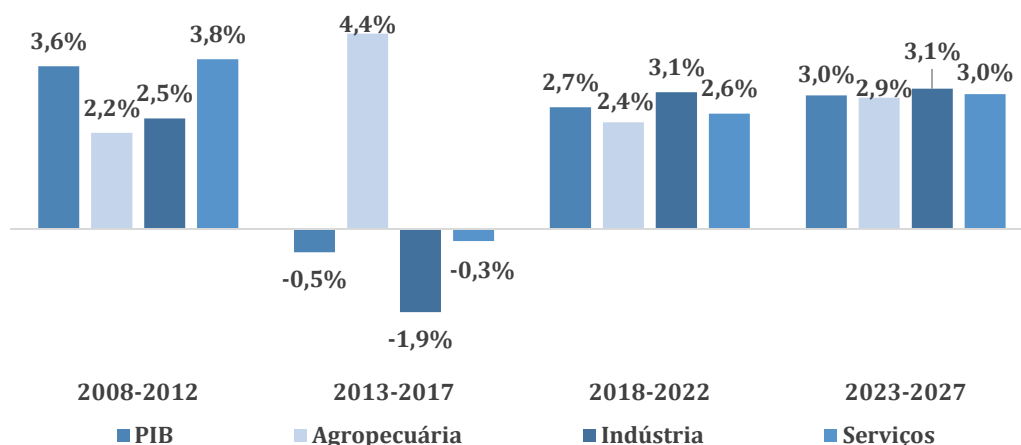
1.3. Perspectivas Econômicas Setoriais

Na ótica da oferta, o horizonte decenal será marcado por um desempenho mais robusto dos setores voltados ao mercado externo, principalmente a indústria de extração. Ademais, existe elevada capacidade ociosa, permitindo à indústria em geral expandir sua produção próximo às flutuações de demanda e sem necessidade de grandes investimentos. Todavia, os setores mais dependentes do mercado interno, como os serviços, a construção civil, e uma grande fração da transformação, em função da trajetória de recuperação dos condicionantes da demanda, apresentarão

crescimento mais significativo apenas ao final desses cinco anos.

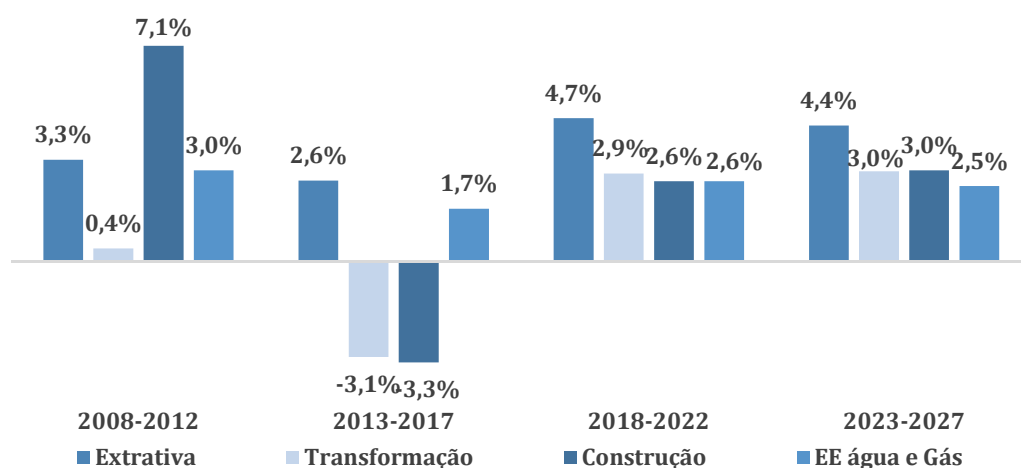
A indústria de transformação também elevará sua participação no PIB, com uma pequena melhora qualitativa em direção a cadeias de valor mais complexas como reflexo das reformas pontuais previstas em nosso cenário. A seguir, se discutirá com mais detalhes as projeções setoriais apontadas nos Gráfico 1-7 e Gráfico 1-8.

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



Fonte: Elaboração EPE e IBGE (histórico)

Gráfico 1-8 - Evolução dos valores adicionados dos setores industriais (% a.a.)



Fonte: Elaboração EPE e IBGE (histórico)

AGROPECUÁRIA

O Brasil se destacou no cenário mundial ao longo das últimas décadas como um grande produtor de *commodities* na agropecuária, posicionando-se entre os principais exportadores de soja, milho, café, carnes, entre outros produtos.

O relatório do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA, 2017), para os próximos dez anos, aponta que há expectativa de expansão da produção de grãos, tanto pelos ganhos de produtividade média (6,8%), quanto pela expansão da área plantada (17,3%).

Segundo o estudo, o complexo de soja, importante produto da pauta exportadora brasileira, terá crescimento da produção de soja em grãos (30%), farelo (20%) e de óleo de soja (24%). Destaca-se ainda o crescimento de outros produtos importantes, como milho (27,9%), café (22,1%) e carne bovina (20,5%).

No horizonte do PDE, se considera que haverá demanda por alimentos e bioenergéticos em função do crescimento populacional, do aumento da renda e da evolução de políticas energéticas no mundo.

Nesse sentido, projeta-se um crescimento médio de 2,7% a.a., resultado este influenciado para baixo pela estagnação em 2018, em razão do efeito base do considerável crescimento de 12,5% em 2017.

SERVIÇOS

Responsável por mais de 70% do PIB brasileiro, o setor de serviços ainda é caracterizado pelo predomínio de atividades de baixa produtividade, baixos salários médios, baixo conteúdo tecnológico e baixa inovação (ARBACHE, 2015).

Com a retração da demanda interna, na crise, decorrente do aumento da inflação, do desemprego, da deterioração da massa salarial e do poder de compra dos agentes, os serviços acumularam queda de 5,3% em 2015 e 2016. Foi a primeira retração na série histórica das Contas Nacionais Trimestrais do IBGE, com início em 1996.

No horizonte do estudo decenal, espera-se uma reversão desse quadro, sem, no entanto, uma repetição do *boom* de consumo visto nos anos antecedentes à crise.

A trajetória de elevação será suave, acompanhando o desempenho da renda e do consumo das famílias, com crescimento mais robusto no último quinquênio. Para o horizonte decenal, estima-se uma média de 2,8% a.a. para os serviços.

INDÚSTRIA

A indústria extrativa brasileira goza de excelente competitividade em função de suas reservas minerais em grande volume e de qualidade superior. A extração de minério de ferro e a exploração de petróleo serão os principais responsáveis pelo crescimento do setor. A mineração, mais notadamente, no primeiro quinquênio, enquanto o petróleo ao longo de todo o horizonte decenal. A extração será o setor de maior crescimento da indústria, atingindo 4,6% a.a. até 2027.

O setor de construção civil e infraestrutura deverá retomar mais lentamente que os demais da indústria. O ramo imobiliário enfrenta, no início do

período, altos volumes de estoques somados a condições de demanda ainda limitadas por conta do nível de desemprego e renda, assim como das condições de crédito restritivas.

A infraestrutura, por sua vez, esbarra na baixa capacidade atual de o Estado arcar com investimentos, uma vez que o cenário prevê que a situação fiscal exigirá um prolongado período de ajuste. Todavia, há elevado potencial de crescimento para sanar os déficits habitacionais, sanitários e os gargalos de infraestrutura, na medida em que as condições ficarem mais favoráveis. Como resultado, se espera crescimento médio de 2,8% a.a.

A produção e a distribuição de energia elétrica, de água e de gás está fortemente associada à atividade econômica e ao uso dos serviços básicos pela população. Espera-se uma evolução gradual do acesso ao saneamento e redução do déficit habitacional, assim como um perfil médio de consumo das famílias com mais eletrodomésticos.

Todavia, há potencial de ganhos de eficiência no setor, tanto na ótica da oferta, quanto no consumo, com equipamentos mais econômicos e mudanças de hábitos. Dessa forma, o valor adicionado do setor crescerá a uma taxa de 2,5% a.a., um pouco abaixo do PIB.

A indústria de transformação é, tradicionalmente, o setor industrial mais dinâmico da economia e engloba a maior parte da produção industrial, fornecendo não apenas produtos para consumo final, como também intermediários para a própria indústria, além de bens de capital.

A presença de capacidade ociosa em função da crise significa que a transformação poderá rapidamente responder aos incrementos de demanda decorrentes do reaquecimento da economia. A média de crescimento desse setor no horizonte decenal é de 2,9% a.a., sendo que o primeiro quinquênio será marcado pela recuperação dos segmentos de demanda mais impactados pela crise, notadamente os bens duráveis.

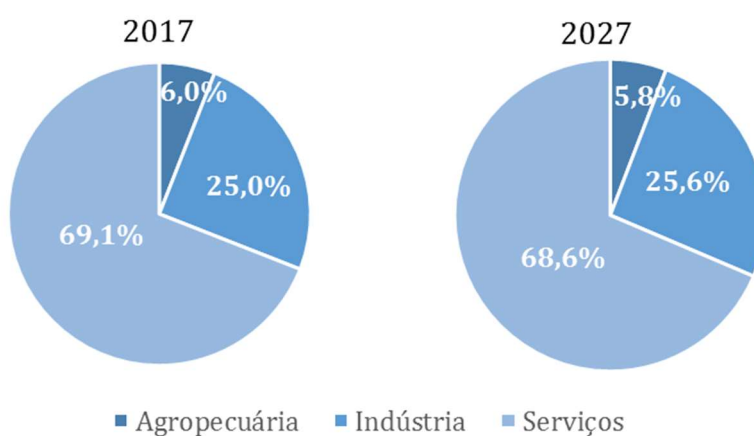
A expectativa de algumas reformas em nosso cenário que reduzam entraves burocráticos e aliviem a complexidade fiscal, ainda que apenas parcialmente, contribuirá para uma elevação de competitividade da indústria no médio e longo prazos.

Dessa forma, se espera que a transformação avance um pouco mais em ramos tecnologicamente mais complexos no segundo quinquênio, ainda que sem uma mudança estrutural significativa.

Refletindo o desempenho dos seus quatro componentes mencionados anteriormente, a indústria geral crescerá 3,1% a.a., com especial contribuição dos setores primário-exportadores, sobretudo a indústria do petróleo.

Há, portanto, um crescimento das participações da indústria e da agropecuária em detrimento de serviços no PIB no horizonte decenal, conforme pode ser visto no Gráfico 1-9.

Gráfico 1-9 - Evolução das participações setoriais no PIB (%)



Fonte: Elaboração EPE e IBGE (histórico)

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > A população brasileira crescerá, em média, 0,6% a.a. ao longo do horizonte, alcançando 221 milhões de habitantes.*
- > Nossa expectativa é que o crescimento médio do PIB nacional seja de 2,8% ao ano ao longo dos próximos 10 anos.*
- > No curto prazo, o crescimento econômico será possível em virtude dos efeitos da redução da taxa básica de juros e alto nível de ociosidade na economia. Ao longo do horizonte, um crescimento mais sustentado é possível em virtude da premissa adotada de realização de reformas, ainda que parciais, que visem melhorar o ambiente de negócios, permitindo um maior nível de investimentos e um aumento da produtividade da economia.*
- > Em termos setoriais, nossa expectativa é que a retomada econômica impulsionará os setores mais atrelados à demanda interna (serviços, indústria de transformação e construção civil) a partir de 2019, enquanto os setores primário-exportadores (agropecuária e indústria extrativa) terão bom desempenho ao longo de todo o horizonte.*

2. Demanda de Energia

Refletindo o ambiente econômico do cenário delineado deste PDE, o consumo final de energia cresce na primeira metade da década a taxas mais modestas (2,0% ao ano), inferiores às aquelas estimadas para o segundo quinquênio (2,6% ao ano). Dessa forma, o consumo cresce à taxa média de 2,3% anuais entre 2017 e 2027, atingindo uma elasticidade-renda de 0,80.

Ao longo da década, projeta-se redução gradual da intensidade energética, pela incidência de

ganhos de eficiência energética bem como pela mudança na participação dos setores no consumo de energia.

Por fim, embora o consumo de energia per capita cresça a 1,7% no período decenal, ainda assim o País ainda estará longe de atingir, em 2027, o nível de consumo médio atualmente observado nos países desenvolvidos.

Tabela 2-1 - Indicadores: consumo final de energia

Indicador	2017	2022	2027
Consumo Final de Energia (10 ⁶ tep)	260,0	287,5	326,4
Consumo Final de energia per capita (tep/hab/ano)	1,25	1,33	1,48
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ³ R\$ [2017])	0,040	0,038	0,038
Elasticidade-renda do consumo de energia (período)	0,74 (2017-2022)	0,86 (2022-2027)	0,80 (2017-2027)

Nota: Dados preliminares para 2017.

2.1. Consolidação por Setor

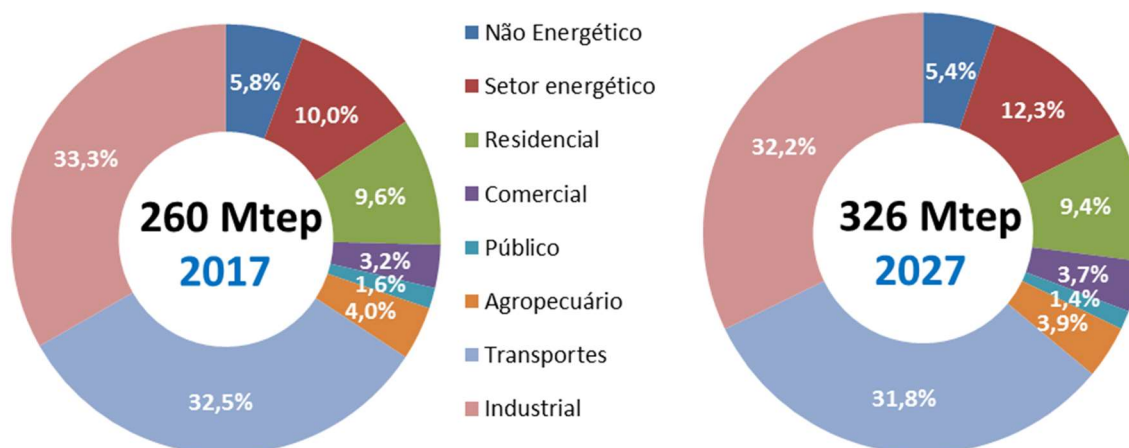
Entre 2017 e 2027, o setor energético é o que mais ganha importância no consumo final de energia, devido a fatores tais como o incremento da produção de petróleo e gás no País, assim como a de etanol em usinas e destilarias.

Também se destaca o ganho de importância do setor comercial. Apesar de crescer em um ritmo mais modesto que o observado em histórico recente, espera-se que o setor ainda seja um dos principais vetores da economia brasileira para o período projetado.

O setor industrial, atualmente com alto nível de ociosidade, reduz a sua participação no consumo final de energia até 2027. Em grande medida, o consumo deste setor cresce com base na retomada da utilização da capacidade instalada, com necessidade de expansões de capacidade principalmente no segundo quinquênio.

Por outro lado, o setor de transportes é o que perde importância no período decenal, deixando a liderança no *ranking* dos setores consumidores de energia. Entretanto, mantém-se como um dos setores mais importantes neste âmbito, com destaque para o segmento de transporte rodoviário.

Gráfico 2-1 - Consumo final de energia por setor



Nota: Dados preliminares para 2017.

2.1.1. INDUSTRIAL

Espera-se que o valor adicionado industrial, exclusive setor energético, evolua à taxa média de 3,0% anuais. Tal resultado decorrerá tanto da melhora dos indicadores econômicos quanto da redução da considerável ociosidade na utilização da capacidade instalada em alguns segmentos.

Destacam-se positivamente os segmentos de celulose, alumínio e fertilizantes. A indústria de celulose no Brasil é competitiva e haverá o amadurecimento de investimentos recentes, impactando sobretudo o próximo quinquênio. No caso do alumínio, sua produção foi bastante debilitada recentemente por perda de competitividade decorrente do aumento de custo da energia elétrica e espera-se que parte da utilização da capacidade instalada seja retomada nos próximos anos, incentivada pela perspectiva de melhoria dos condicionantes do setor elétrico. Já a produção de fertilizantes nitrogenados considera o incremento da capacidade instalada.

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 a partir do final do primeiro quinquênio, quando a economia brasileira atingirá níveis maiores de crescimento do PIB.

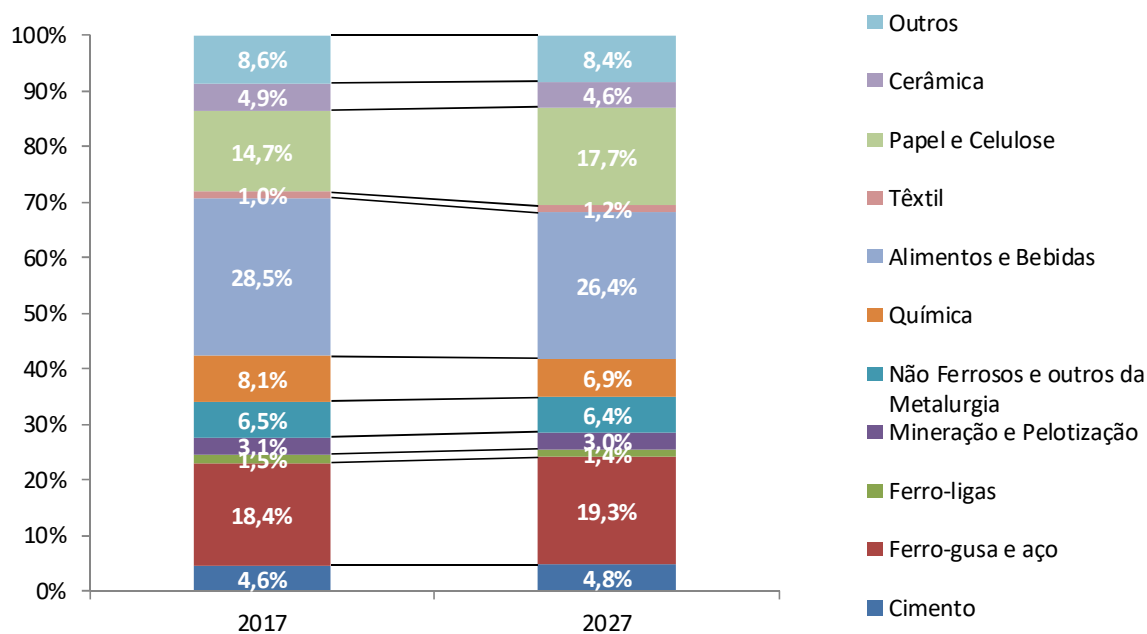
Dessa forma, o cenário adotado para o valor adicionado da indústria brasileira prevê um crescimento de 3,1% anuais ao longo dos próximos 10 anos.

Em termos de consumo de energia, espera-se que o setor industrial cresça à taxa de 2,0% anuais, pouco inferior à perspectiva de valor adicionado, atingindo o montante de 105 milhões de tep em 2027. Destacam-se os segmentos de papel e celulose e ferro-gusa e aço, que ganham importância no horizonte decenal, em detrimento dos segmentos de química e alimentos e bebidas.

Sob a ótica do consumo por fonte, o carvão mineral e seus derivados são as fontes fósseis a registrarem leve aumento de participação no consumo de energia na indústria brasileira. As demais fontes fósseis, notadamente o gás natural, além dos derivados de petróleo, têm redução de importância no período em análise.

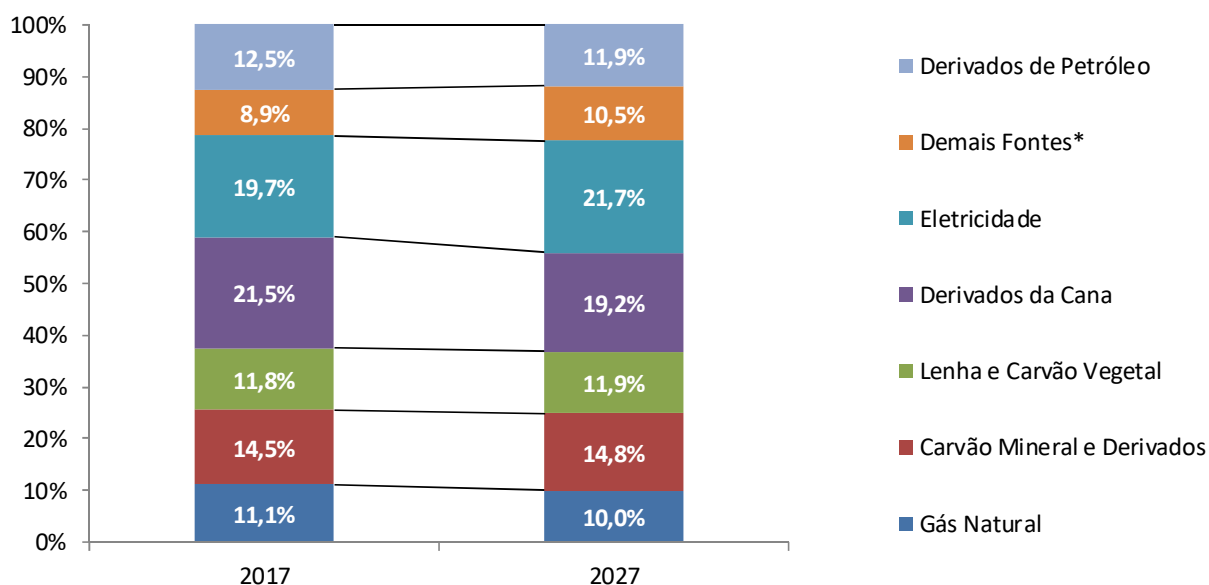
Por outro lado, ganham participação fontes com menor impacto no que tange às emissões de gases de efeito estufa, entre elas a eletricidade e a lixívia obtida no processo produtivo da celulose. Os derivados da cana, influenciados pela demanda para a produção de açúcar na indústria, registram perda de participação, apesar do crescimento de 0,8% anuais no período decenal.

Gráfico 2-2 - Setor industrial: Consumo final de energia por segmento



Nota: Dados preliminares para 2017.

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



Notas: Dados preliminares para 2017.

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

2.1.2. TRANSPORTES

O setor de transportes é responsável por 33% do consumo final energético no Brasil, estando seu desempenho vinculado a aspectos de ordem ambiental, socioeconômica e tecnológica. Avanços tecnológicos de motores, automação, desenvolvimento de materiais mais leves e seguros, transferências intermodais, planejamento urbano, bem como a adoção de novas fontes energéticas, são algumas das premissas consideradas na projeção da demanda energética do setor.

Por todo o período decenal em análise, o setor de transportes brasileiro apresenta tendência de crescimento da sua demanda energética. Mantidas inalteradas as premissas de novos investimentos, tecnologias e infraestrutura, o País deverá continuar a depender primordialmente do transporte rodoviário. Assim como a matriz de transportes brasileira, o transporte de cargas é intensamente dependente do modo rodoviário (aproximadamente 60% da atividade de carga do País em 2017). Mais de 90% da demanda energética do transporte de cargas foram oriundas do transporte rodoviário.

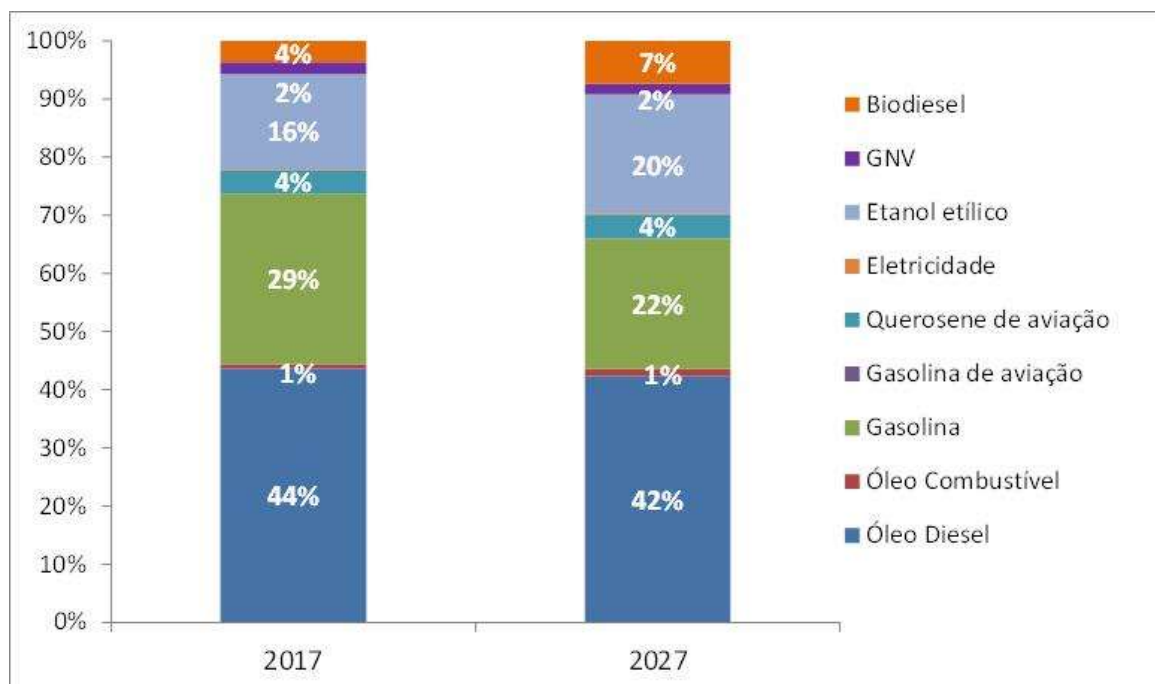
Apesar do significativo crescimento projetado para a extensão da malha ferroviária (média de 560 km ao ano) e da relevante expansão da atividade aquaviária (3,4% a.a.), não se prevê mudança significativa na matriz de transportes brasileira durante o período em análise. A participação do modo ferroviário na atividade de transporte de cargas cresce dos atuais 27% para 29% em 2027, com o transporte rodoviário mantendo participação de 90% da demanda do transporte de cargas.

Em 2017, o transporte de passageiros possuiu uma preeminência ainda maior do modo de transporte rodoviário, sendo mais de 50% da atividade atendida pelo transporte individual e cerca de 40% pelo transporte coletivo. De modo complementar, a demanda por serviço de transporte da população foi atendida pelos modos ferroviário, aquaviário e aéreo, com participações de 1,9%, 0,1% e 6,7%, respectivamente. Assim como no transporte de cargas, o modo rodoviário foi o mais energético-intensivo, tendo consumido 94% da demanda energética nesse ano.

No horizonte de estudo, a atividade total do transporte de passageiros aumentará 4% ao ano, entre 2017 e 2027. O transporte coletivo atenderá a maior parte do crescimento da demanda por mobilidade no período considerado, a uma taxa de 6,4% a.a. frente a um incremento de 2,1% a.a. para automóveis e motos. A expansão da participação do transporte coletivo sobre a atividade total de passageiros, aliada aos avanços tecnológicos dos veículos, contribui para a elevação da eficiência energética no sistema, com a demanda energética total do transporte de passageiros crescendo 1,9% a.a.

A demanda total de energia do setor de transportes aumentará, em média, 2,1% a.a. entre 2017 e 2027, com destaque para o crescimento da participação do etanol etílico e do biodiesel, como pode ser observado no gráfico a seguir. A demanda por eletricidade, apesar de registrar um crescimento significativo, ainda apresentará uma pequena participação de 0,3% em 2027.

Gráfico 2-4 - Transportes: Consumo final de energia por fonte



Nota: Dados preliminares para 2017.

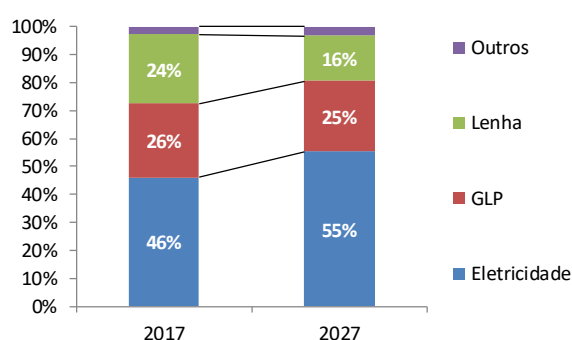
2.1.3. RESIDENCIAL

No setor residencial, espera-se que consumo de energia cresça 2,1% ao ano, resultado conjunto do aumento da renda médias das famílias, do número de novos domicílios, das políticas de eficiência energética e da expansão da malha de distribuição de combustíveis. As principais fontes de energia utilizadas no setor são: eletricidade, GLP, gás natural, lenha e carvão vegetal.

A eletricidade é a fonte de energia predominante nos domicílios, como mostrado no Gráfico 2-5. O aumento da posse média de eletrodomésticos (Tabela 2), decorrente da elevação da renda das famílias e do número de novos domicílios, contribuirão positivamente para o aumento do consumo de eletricidade nas residências no horizonte decenal. Por outro lado, as políticas de índices mínimos de eficiência

energética, bem como as etiquetas comparativas de eficiência energética do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), induzirão a redução do consumo médio de eletricidade do estoque de equipamentos.⁵

Gráfico 2-5 - Consumo final de energia no setor residencial



Nota: Dados preliminares para 2017.

⁵ No Capítulo IX – Eficiência Energética e Geração Distribuída são analisados os ganhos de eficiência energética do setor residencial.

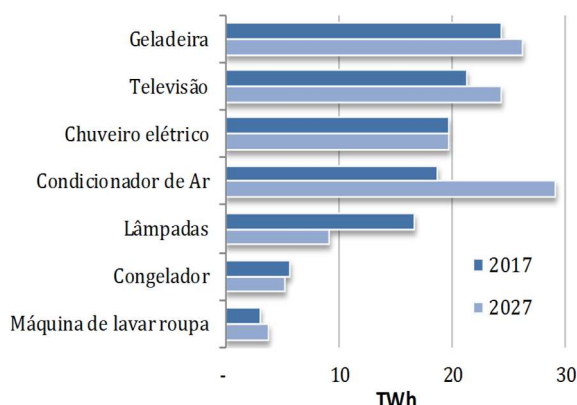
Tabela 2-2 - Posse média de equipamentos

Equipamento	2017	2022	2027
	unidades/100 domicílios		
Condicionador de ar	42	49	60
Geladeira	110	111	112
Freezer	18	16	15
Chuveiro elétrico	65	62	58
Máquina de lavar roupa	69	78	79
Televisão	181	183	187
Lâmpadas ⁽¹⁾	8,9	9,2	9,4

Nota: No caso de lâmpadas, unidade por domicílio.

Em geral, o consumo de energia elétrica associado aos grandes eletrodomésticos crescerá, como indicado no Gráfico 2-6. O principal destaque é o aumento do consumo dos condicionadores de ar que crescerá 4,5% ao ano e será o principal responsável pelo incremento da demanda por energia elétrica do setor no período. As exceções são as quedas do consumo dos congeladores, resultado da mudança de hábitos das famílias nas últimas décadas⁶, e das lâmpadas, consequência da maior penetração da LED (*light-emitting diode*), tecnologia mais eficiente que as lâmpadas fluorescentes e incandescentes. Nesse contexto, o consumo total de energia elétrica do setor residencial crescerá 48% entre 2017 e 2027.

Gráfico 2-6 - Consumo de energia elétrica por equipamento



Nota: Dados preliminares para 2017

Cabe destacar que o crescimento da renda das famílias, acima da trajetória adotada, poderá aumentar a venda de equipamentos, principalmente de condicionadores de ar, que ainda apresenta elevado potencial de penetração nos domicílios. Adicionalmente, eventos atípicos, como ondas de calor, podem aumentar permanentemente o consumo de eletricidade, na medida em que os equipamentos adquiridos durante esses eventos passam a ser utilizados regularmente em períodos com a temperatura amena.

As demais fontes de energia utilizadas nas residências são destinadas, predominantemente, para cocção de alimentos e aquecimento de água. Nesse sentido, destaca-se o crescimento do GLP e do gás natural. A demanda por GLP crescerá 1,6% ao ano em função, sobretudo, da substituição parcial do uso das biomassas tradicionais (lenha e carvão vegetal) na área rural. Essa transição energética das famílias rurais será o resultado conjunto do aumento da renda e do maior acesso à combustíveis modernos, mais eficientes e limpos. Por outro lado, ainda que partindo de uma base pequena de consumidores, o gás natural crescerá 5,8% ao ano e deslocará parte do consumo de GLP nas áreas urbanas, à medida que ocorre a expansão da sua rede de distribuição.

O consumo de energia dos principais equipamentos residenciais crescerá, com destaque para o condicionador de ar que, por conta da ampliação do seu acesso pelas famílias, será o principal responsável pelo consumo de energia elétrica nos domicílios. Já a lâmpada será o dispositivo que apresentará a maior redução da participação no consumo total, resultado do fim da comercialização de lâmpadas incandescentes mais populares nas residências, com maior consumo médio, e da maior penetração de lâmpadas fluorescentes compactas e de LED (*light-emitting diode*), mais eficientes. Nesse contexto, o consumo

⁶ O congelador foi um equipamento relacionado ao hábito de estocar alimentos para mitigar os efeitos da inflação. No contexto de maior estabilidade dos preços, esse equipamento passa a ser subutilizado, não ocorrendo substituição de parte do estoque no fim da sua vida útil (EPE, 2017).

de energia elétrica no setor residencial 3,9% ao ano.

No consumo dos demais combustíveis, utilizados predominantemente para cocção de alimentos e aquecimento de água, destacam-se o crescimento do GLP e do gás natural. A demanda por GLP crescerá 1,4% ao ano em função da

substituição parcial da lenha e do carvão, devido, sobretudo, ao aumento do rendimento médio das famílias da zona rural. Por outro lado, mesmo partindo de uma base de consumidores ainda pequena, o gás natural deslocará parte do consumo de GLP na medida em que ocorre a expansão de sua rede de distribuição em áreas urbanas e crescerá 6,3% ao ano.

2.2. Consolidação por Fonte

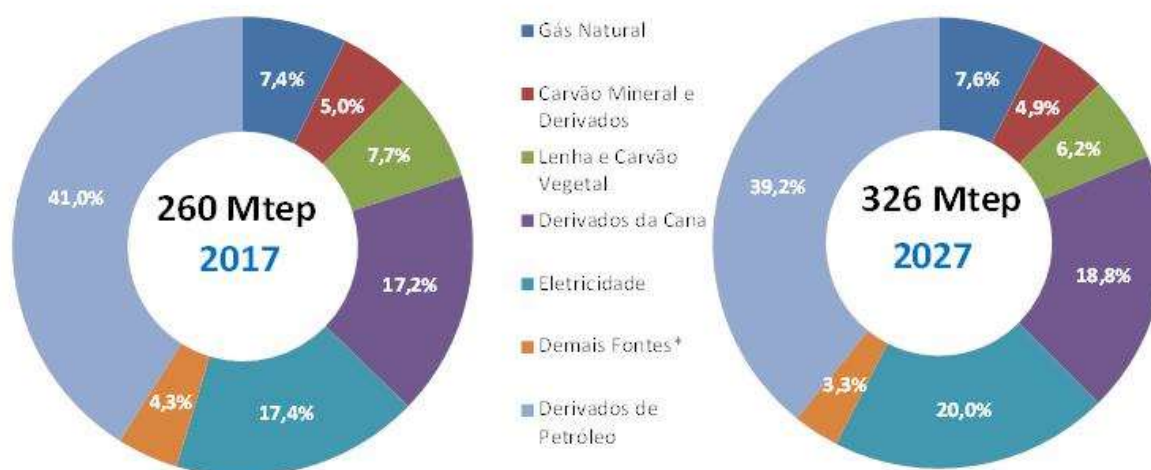
As expectativas de evolução da matriz de consumo de energia por fonte no decênio mostram a manutenção da tendência de crescente eletrificação do País, fonte que atinge um incremento médio anual de 3,7%. O gás natural e os derivados da cana ganham importância ao longo do período.

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

crescimento médio de 1,8% anuais no decênio. 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 com melhores rendimentos.

Gráfico 2-7 - Consumo final de energia por fonte



Notas: Dados preliminares para 2017.

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

2.2.1. BIOCOMBUSTÍVEIS

No que tange aos biocombustíveis, os que mais crescem de importância no consumo final de energia no decênio são o biodiesel (12,2% ao ano), o etanol (4,3% ao ano) e a lixívia (3,6 % ao ano), sendo esta última advinda do processo produtivo da celulose e que ainda é largamente utilizada para autoprodução de eletricidade.

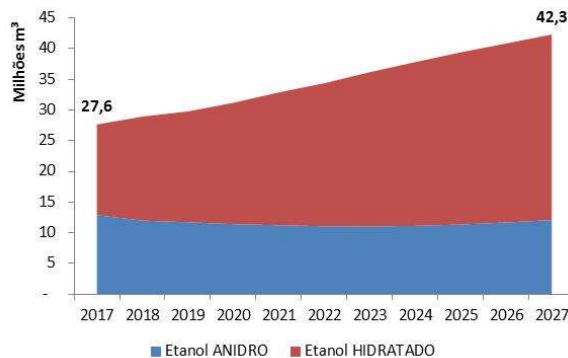
A demanda de biodiesel é catalisada pela premissa de aumento de sua participação no óleo diesel comercializado, que salta de 9,8%, em 2018, para 16,0%, em 2027. Já o etanol cresce de importância nos veículos leves, em detrimento da gasolina automotiva.

Por outro lado, espera-se que a lenha mantenha seu consumo final praticamente estável ao longo do decênio (0,2% 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 2017-2027, o etanol tem um expressivo aumento do consumo final, sendo que boa parte deste incremento advém do etanol hidratado (7,4% anuais), a ser utilizado basicamente em veículos do ciclo Otto. Por outro lado, o etanol anidro

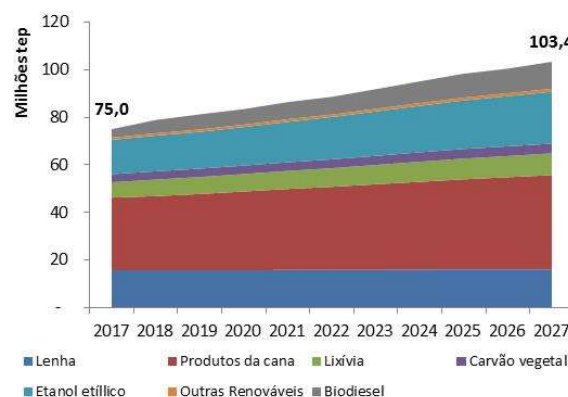
tem uma redução média anual da demanda de 0,6%, atrelada ao cenário de consumo de gasolina C.

Gráfico 2-8 - Consumo final de etanol por tipo



Nota: Dados preliminares para 2017.

Gráfico 2-9 - Consumo final de biocombustíveis por fonte



Nota: Dados preliminares para 2017.

2.2.2. DERIVADOS DE PETRÓLEO

Apesar de ter uma participação decrescente na matriz de consumo final, os derivados de petróleo ainda se manterão com alta importância. No período decenal, esta parcela cresce à taxa de 0,9% ao ano.

O óleo diesel mineral é 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, ainda ganha importância entre os derivados de petróleo, com um crescimento médio anual de 1,6%.

O óleo combustível tem seu consumo final impulsionado principalmente pelo setor industrial, em especial nos segmentos de não ferrosos, alimentos e bebidas e papel e celulose.

A gasolina apresenta redução de importância entre os derivados de petróleo, em parte pelo ganho de importância do etanol na demanda de veículos leves.

A nafta tem seu consumo final destinado somente à sua utilização como matéria-prima para

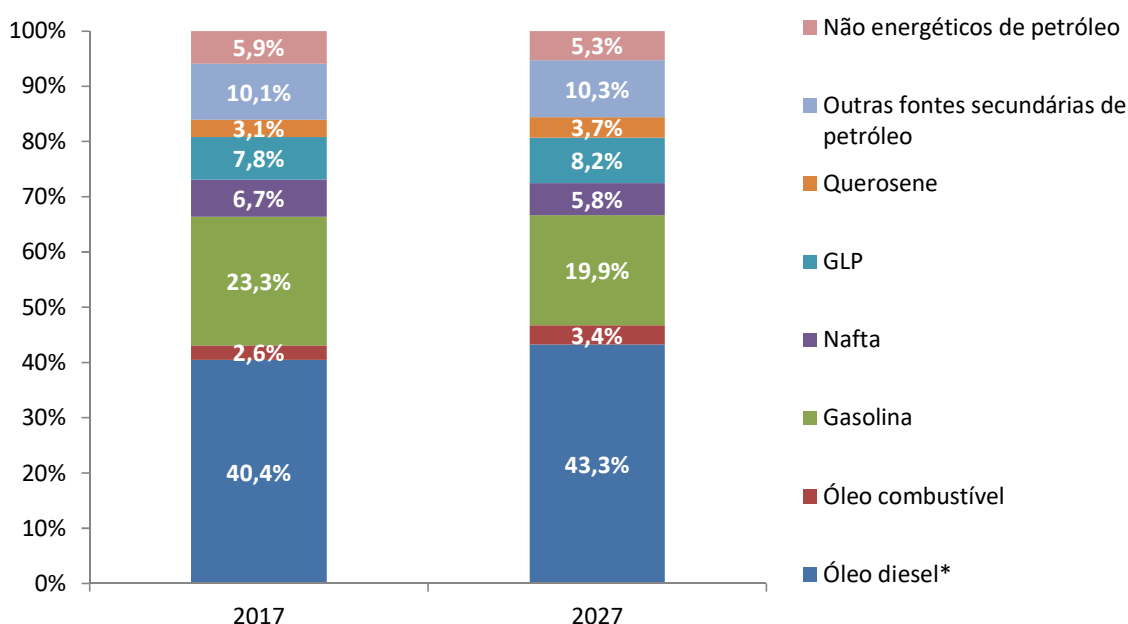
fins petroquímicos. No decênio, não há implementação de novas unidades. Assim, o incremento da demanda de nafta se dá apenas através da reutilização da capacidade instalada petroquímica existente.

O GLP tem seu principal uso no setor residencial e substitui parte da lenha utilizada. Dessa forma, é um dos derivados de petróleo que ganha importância no decênio.

Quase a totalidade da demanda de querosene é atribuída ao setor de transportes, através do uso de QAV em aviões. Espera-se que este segmento demonstre boa dinâmica ao longo do período em estudo e gere um incremento médio anual da demanda de 2,7%.

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 do vigor econômico do setor de cimento.

Gráfico 2-10 - Derivados de Petróleo: Consumo final de energia por fonte



Notas: Dados preliminares para 2017.

*Não inclui o biodiesel

2.2.3. GÁS NATURAL

A projeção da demanda de gás natural para os próximos dez anos é resultado de um processo que considera a análise crítica a partir de: (i) dados prospectivos de mercado advindos de empresas distribuidoras de gás canalizado e consumidores industriais de gás natural através do sistema de coleta INFOGÁS; (ii) análise setorial de competitividade por fonte de energia; (iii) informações de empreendimentos específicos; (iv) compromissos regulatórios advindos das concessões estaduais. Ademais, essa projeção também levou em conta as perspectivas de expansão e a correspondente evolução da malha de gasodutos, bem como as respectivas restrições de transporte do gás natural.

Os estudos de demanda de gás natural geram o cenário de demanda setorial (industrial, comercial, residencial, transportes e produção de energia) no horizonte decenal, por unidade da federação. A metodologia “*bottom up*” parte da coleta de dados, junto às distribuidoras de gás natural e grandes consumidores industriais, seguida de uma análise de consistência econômica e energética. O resultado é a projeção de consumo esperado de gás natural no horizonte decenal.

Adicionalmente, na avaliação da penetração do gás natural na indústria, é fundamental considerar sua competição direta com energéticos substitutos. O uso do gás natural na indústria é diversificado e apresenta vantagens com relação à logística, ao rendimento e à manutenção dos equipamentos. É aplicável para geração de calor e força motriz, além do uso como matéria-prima, sendo substituto direto de grande parte dos combustíveis industriais.

No entanto, a grande maioria dos segmentos industriais não faz uso cativo do gás natural, conferindo à competitividade papel-chave para a penetração do combustível. Sua demanda é altamente influenciada pelos preços dos diversos combustíveis substitutos. A competitividade, por sua vez, é avaliada segundo as lógicas de uso por segmento industrial e

por faixa de consumo. Por exemplo, no segmento de cerâmica branca o uso do gás natural agrega valor ao produto final e, consequentemente, a atratividade para o energético é alta. Já no setor de cimento os benefícios são poucos, frente a gama de substitutos possíveis e mais baratos no processo, o que torna a atratividade do gás natural menor.

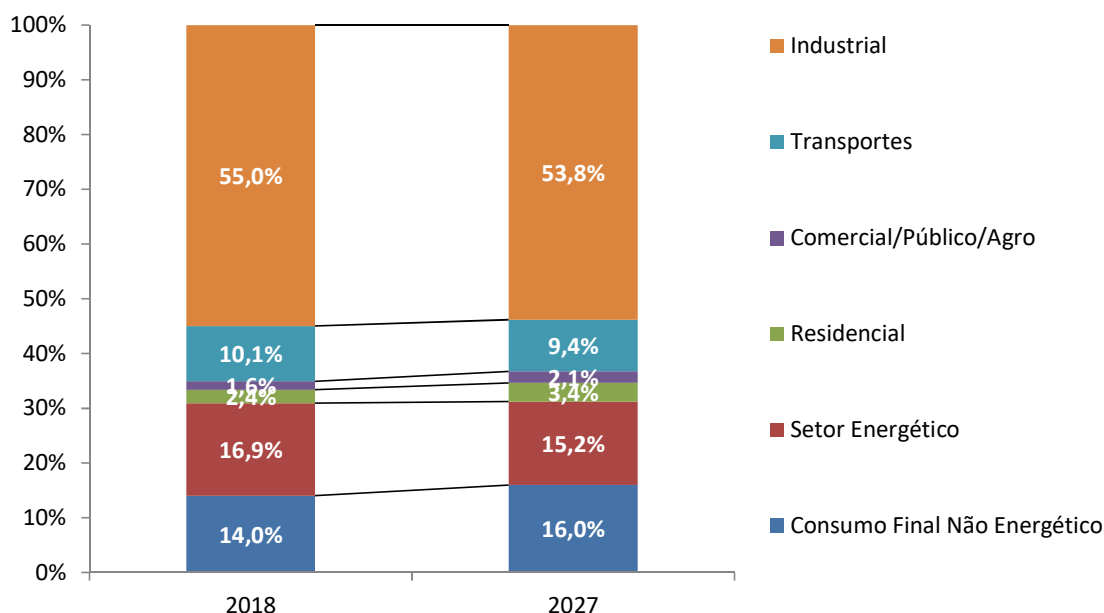
Outra consideração de grande relevância é a identificação de condições particulares de competitividade em âmbito regional, que permeiam diversos segmentos industriais. Um exemplo seria a competição com a biomassa, que, a depender da região, pode ter inúmeros fornecedores, propiciando segurança de fornecimento e redução no preço.

Há uma redução da importância do setor industrial em 1,2 p.p. entre 2018 e 2027, excetuando-se o uso para produção de energia elétrica. Entretanto este setor mantém-se como principal consumidor do gás natural, com 53,8% de participação no mercado em 2027.

Observa-se no primeiro quinquênio uma redução no consumo de gás natural, associado à geração elétrica esperada, devido à expectativa de alívio na severidade das condições hidrológicas observadas em 2018 e à entrada em plena operação dos grandes empreendimentos hidrelétricos construídos nos últimos anos. Entretanto, no segundo quinquênio, estima-se um acréscimo no consumo, associado a um maior crescimento econômico, que repõe e supera a queda observada anteriormente.

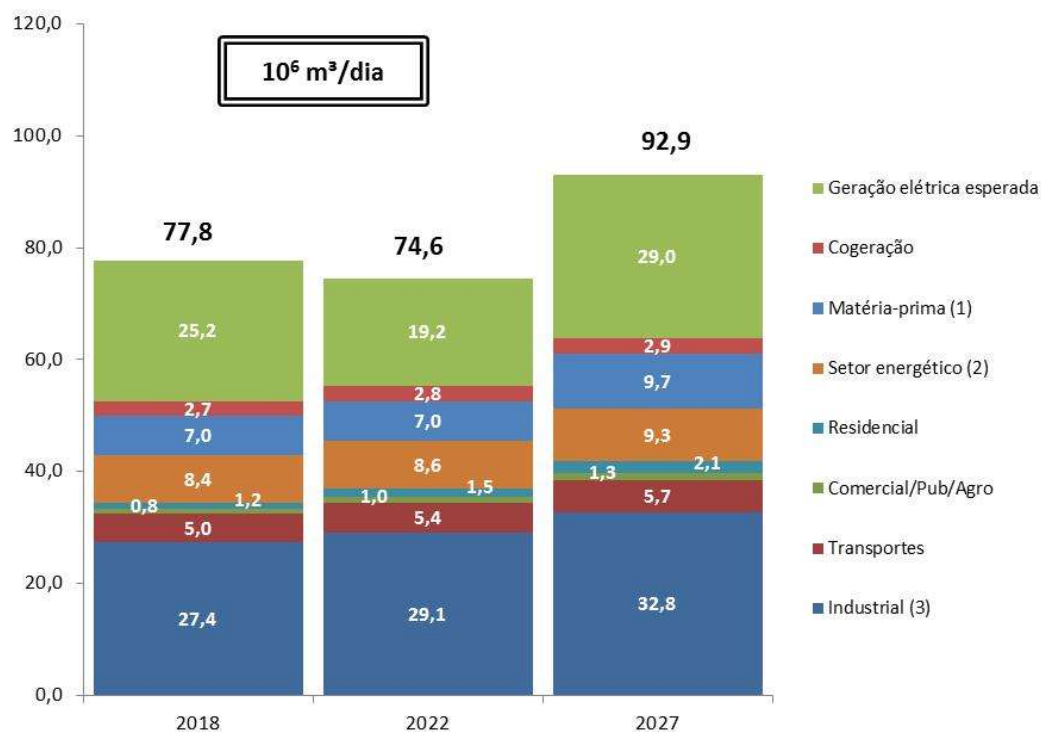
Além da geração esperada, existe um potencial relevante de aumento da geração elétrica adicional, associado à complementação de potência de ponta e acentuada pela previsão de incorporação de novas renováveis no parque de geração no horizonte do plano. A geração elétrica adicional representa um consumo potencial de gás natural, mas é uma das alternativas, dentro de outras possibilidades de complementaridade na ponta, tema do Capítulo de Geração Centralizada de Energia Elétrica.

Gráfico 2-11 - Gás Natural: Consumo final de energia por setor



- Notas:
- (1) Dados projetados para 2018.
 - (2) Consumo Final Não Energético (matéria-prima): Gás natural utilizado como insumo em refinarias (produção de hidrogênio), unidades de fertilizantes e indústria gás-química.
 - (3) Setor Energético: Consumo em refinarias, não incluindo produção de hidrogênio. Não considera consumo em E&P e gás natural absorvido em UPGN.
 - (4) Setor Industrial: Inclui parcela energética de fertilizantes.

Gráfico 2-12 - Gás Natural: Consumo total de energia por setor



- Notas:
- (1) Dados projetados para 2018.
 - (2) Consumo Final Não Energético (matéria-prima): Gás natural utilizado como insumo em refinarias (produção de hidrogênio), unidades de fertilizantes e indústria gás-química.
 - (3) Setor Energético: Consumo em refinarias, não incluindo produção de hidrogênio. Não considera consumo em E&P e gás natural absorvido em UPGN.
 - (4) Setor Industrial: Inclui parcela energética de fertilizantes.

BOX 2-1. IMPACTOS DO CENÁRIO ECONÔMICO NO CONSUMO DE GÁS NATURAL

Apesar de parcela significativa de consumo de gás natural no Brasil estar tradicionalmente associado à geração elétrica e condições hidrológicas, espera-se que cenários econômicos otimistas impactem positivamente o consumo de gás natural, especialmente na indústria, como insumo energético ou como matéria-prima. Entretanto, a competitividade do gás natural depende de um desenho de mercado adequado.

O setor de gás natural brasileiro encontra-se atualmente em seus estágios iniciais de maturidade e caracteriza-se pela elevada concentração e verticalização. Entretanto, a partir de 2016, a Petrobras passou a sinalizar a realização de importantes desinvestimentos na cadeia de gás natural e energia. A redução de participação da Petrobras na cadeia de gás acentuou a necessidade de um novo desenho do mercado de gás natural para desenvolvimento de um ambiente propício aos investimentos, com competição e múltiplos agentes.

Muitos desafios para um novo desenho do mercado de gás natural estiveram em discussão no âmbito do programa Gás Para Crescer do MME. Iniciado em 2016, o programa contou com a participação de representantes do setor de gás natural e buscou elaborar propostas para o seu adequado funcionamento. A atuação dos grupos de trabalho do programa teve foco no estabelecimento de bases para implementação de medidas de estímulo à concorrência, promoção da competição na oferta, a harmonização entre as regulações estaduais e federal, a regulação do mercado livre e a redução da assimetria de informações, aumentando a transparência e previsibilidade do mercado. Se adequadamente endereçadas, essas questões tem o potencial de alavancar significativamente o mercado de gás natural nos próximos anos.

Entre os avanços decorrentes da iniciativa, destaca-se o ajuste SINIEF 03/2018 no Conselho Nacional de Política Fazendária - CONFAZ, que modifica o tratamento tributário do ICMS referente ao transporte de gás. Com a alteração, o ICMS deixou de incidir sobre o fluxo físico do gás natural e passou a considerar valores dos contratos nas operações e prestações de serviço de transporte dutoviário de gás natural. Esta mudança era requisito fundamental para a viabilização do swap (ou troca operacional) e permitirá maior eficiência e dinamismo para o mercado de gás natural no Brasil.

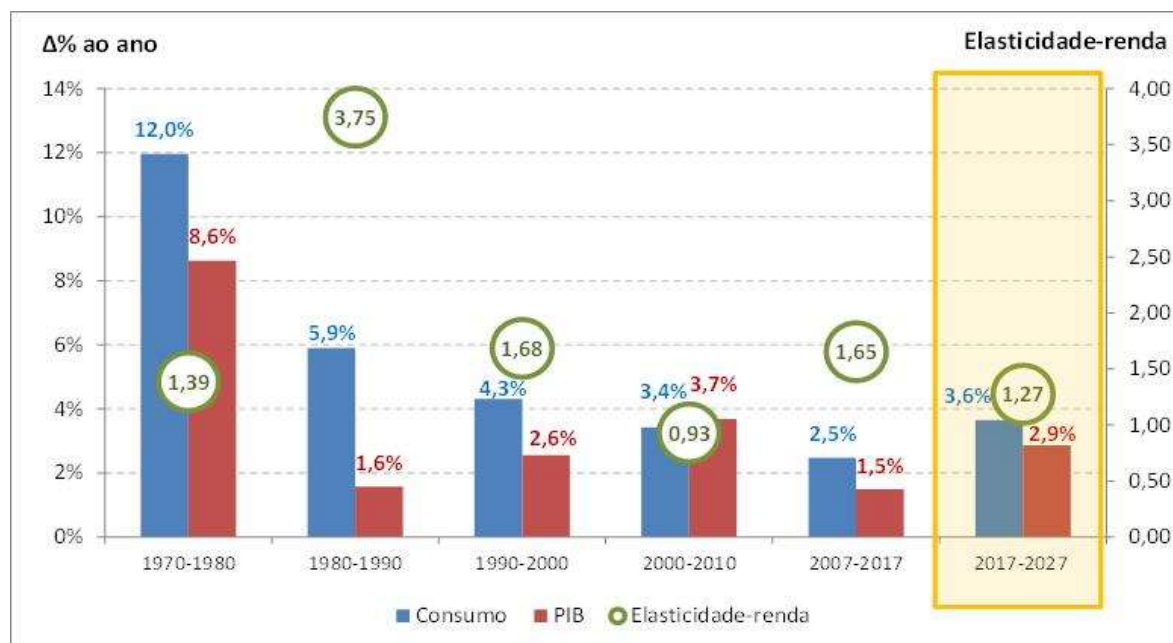
2.2.4. ELETRICIDADE

No período decenal, existe tendência de eletrificação crescente da economia. Neste íterim, o indicador de elasticidade-renda é de 1,27 e o consumo total de eletricidade cresce 0,8 p.p. a mais que a economia brasileira entre 2017 e 2027. Este indicador é afetado de forma semelhante tanto pelo consumo na rede quanto pela autoprodução clássica esperados para o período decenal, que crescem às respectivas taxas anuais de 3,7% e 3,2%, o que proporciona um aumento de 3,6% ao ano do consumo total.

O cenário econômico adotado para o período decenal é comparável ao ocorrido na década de 1990, quando o PIB apresentou um crescimento médio

anual de 2,6%. Entretanto, há uma grande diferença nas características de crescimento do consumo total de eletricidade nestes dois períodos. Na década de 90, o consumo de eletricidade cresceu à taxa de 4,3% ao ano, com fortes expansões dos setores residencial e comercial, além de grande peso da indústria no total consumido no País. Já a projeção para a próxima década aponta que os incrementos das classes comercial e residencial se situem em 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 2-13 - Elasticidade-renda da demanda de eletricidade: Histórico x Projeção



Nota: Dados preliminares para 2017.

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 (1,8% a.a.), que alcança o total de 84 milhões em 2027, e também pelo incremento do consumo médio residencial (2,2% anuais), atingindo 196 kWh/mês ao final do decênio, pouco superior ao máximo histórico (179 kWh/mês, em 1998).

Por fim, o cenário 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, fazendo com que o nível deste indicador se mantenha constante. Já na segunda

metade da década, a retomada do vigor econômico inverte esta expectativa e gera investimentos que levam à redução das perdas.

Apesar de o PIB crescer em média ligeiramente menos nos cinco primeiros anos, o consumo de eletricidade sofre influência oposta, dada a expectativa de gradual retomada de utilização da capacidade instalada industrial. Nesse sentido, o consumo elétrico cresce à taxa de 3,8% anuais no primeiro quinquênio, com a elasticidade-renda de 1,40. Já nos cinco anos seguintes, nota-se uma redução da expectativa de elasticidade-renda para 1,19, como resultado de uma maior influência da indústria de transformação, naturalmente menos eletrointensiva, na classe industrial. Como resultado, o consumo total cresce à taxa de 3,7% no decênio.

Tabela 2-3 – Principais indicadores do consumo de eletricidade

Discriminação	2017	2022	2027	2017- 2022	2022- 2027	2017- 2027
				Crescimento médio (% a.a.)		
População (milhões de habitantes)	208	215	221	0,7	0,5	0,6
Consumo Total (TWh)	526	632	753	3,7	3,6	3,6
Autoprodução Clássica (TWh)	61	74	84	3,8	2,6	3,2
Consumo Total per capita (kWh/hab/ano)	2.525	2.934	3.407	3,1	3,0	3,0
Consumo por Consumidor Residencial (kWh/mês)	158	173	196	1,9	2,5	2,2
Número de Consumidores Residenciais (Milhão, base 31/12)	70,8	78,1	84,4	2,0	1,6	1,8
Percentual de Perdas Totais no SIN	19,5%	19,5%	18,6%	-	-	-
Intensidade Elétrica da Economia (MWh/10 ³ R\$ [2017])	0,080	0,084	0,087	-	-	-
Elasticidade-renda do consumo de eletricidade	-	-	-	1,37	1,19	1,27

Nota: Dados preliminares para 2017.

Os principais motores para este crescimento são as classes comercial, residencial e as outras classes (que incluem o setor agropecuário).

A classe comercial passou um ciclo de maior expansão nos últimos anos, mas agora se espera que ela não volte a um nível de crescimento tão forte, uma vez que a população já comprou boa parte dos equipamentos domésticos básicos e não deve tomar maiores níveis de endividamento que venham a impulsionar o setor comercial. Ainda assim, ganha importância no consumo na rede, passando de 19% para 19,5% entre 2017 e 2027.

A classe residencial também continua a ganhar participação no consumo na rede, saindo de 28,8% para 29,6%. Em grande medida, o crescimento é atribuído à retomada da expansão do consumo médio residencial, além de crescer vegetativamente com o incremento populacional.

Como o cenário aponta que o setor agropecuário será o principal vetor de crescimento econômico do País até 2027, as outras classes estão entre os segmentos que mais crescem ao longo do decênio impulsionadas pelo consumo rural, atrás apenas das residências. Nesse ínterim, sua

importância do consumo na rede aumenta de 16,4% para 17% no decênio. Já a classe industrial teve grandes impactos no consumo de eletricidade na rede nos últimos anos por conta dos sucessivos efeitos negativos das crises econômicas. Apesar disto, a classe demonstrou sinais de recuperação em 2017 com crescimento de 1,1% sobre o ano anterior. No cenário decenal, o consumo na rede desta classe 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 energo-intensivos a partir da melhora do ambiente econômico.

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

No período decenal, o subsistema Norte apresenta aumento de participação na carga do SIN, em parte por influência da interligação do sistema de Boa Vista. Também se destaca o

subsistema Nordeste, enquanto os subsistemas Sudeste/CO e Sul reduzem suas participações na carga total do SIN. A estimativa de carga para 2017 é 0,5 GWmédio inferior à previsão do PDE 2026, em função da expansão mais modesta do que se havia

previsto da economia este ano, sobretudo no que se refere as classes de consumo da baixa tensão. Em 2026, a projeção do PDE 2027 situa-se 1 GWmédio abaixo da previsão do PDE 2026.

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

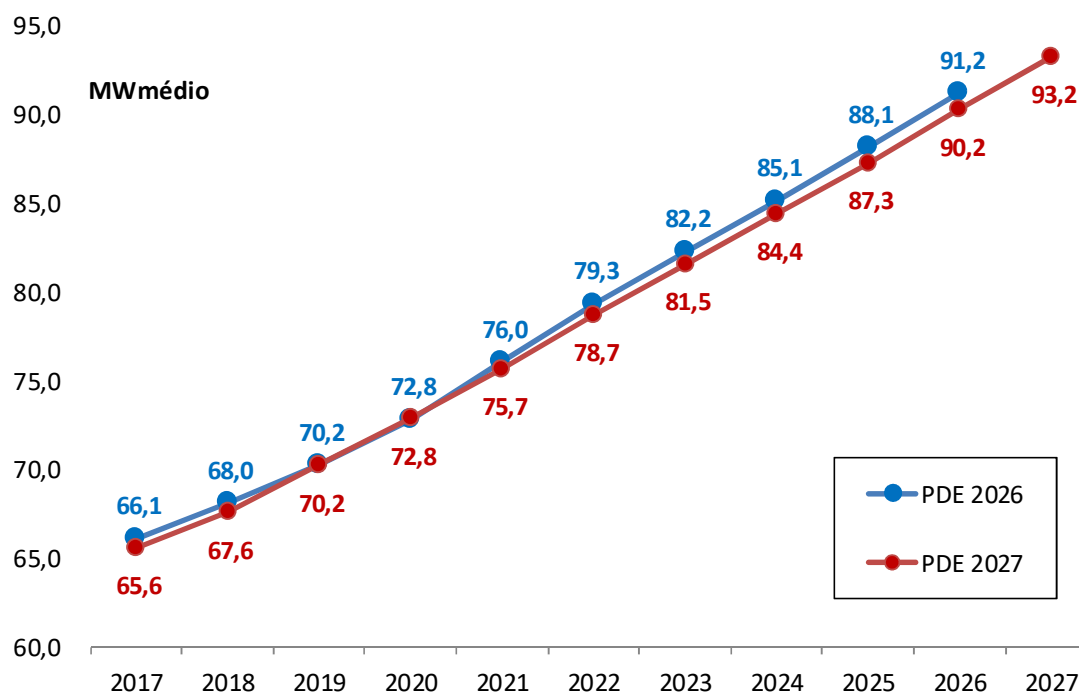
Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
	MWmédio				
2007	3.547	7.316	31.284	8.372	50.518
2012	4.118	9.068	37.112	10.256	60.553
2017	5.568	10.569	38.166	11.282	65.585
2022	7.287	12.843	45.255	13.315	78.700
2027	8.645	15.490	53.312	15.768	93.214
Período	Variação (% a.a.)				
2006-2011	3,0%	4,4%	3,5%	4,1%	3,7%
2011-2016	6,2%	3,1%	0,6%	1,9%	1,6%
2017-2022	5,5%	4,0%	3,5%	3,4%	3,7%
2022-2027	3,5%	3,8%	3,3%	3,4%	3,4%
2017-2027	4,5%	3,9%	3,4%	3,4%	3,6%

Notas: (1) Interligações de Acre/Rondônia, Manaus e Macapá ocorridas em novembro/2009, julho/2013 e outubro/2015, respectivamente. Considera a interligação de Boavista a partir de 2023 ao subsistema Norte.

(2) Dados preliminares para 2017.

Fontes: ONS (histórico) e EPE (projeção).

Gráfico 2-14 - PDE 2027 x PDE 2026: Comparação entre previsões de carga de energia no SIN



Nota: Dados preliminares para 2017.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > O consumo final de energia cresce à taxa média de 2,2% anuais entre 2017 e 2027. A intensidade energética reduz no período, graças à eficiência energética e a uma mudança na participação dos setores no consumo de energia.*
- > Na análise por setor, a indústria e o setor de transportes continuam a representar mais de 60% do consumo final de energia. O setor energético é o que mais ganha importância no consumo final de energia, influenciado principalmente pelo aumento de produção do Pré-sal, aliado ao incremento da produção do setor sucroalcooleiro.*
- > Na demanda total de energia do setor de transportes, o destaque é o crescimento da participação do etanol hidratado e biodiesel, além do óleo combustível para transporte marítimo. A demanda de eletricidade, apesar de seu alto crescimento, apresenta ainda uma pequena participação no setor de transportes em 2027.*
- > A frota nacional de veículos leves permanecerá constituída essencialmente de veículos flex fuel, sendo pequena a participação de veículos híbridos e elétricos (cerca de 2%) no final do decênio. Os desafios de estímulo à maior participação dos biocombustíveis na matriz serão diversos. Todavia, espera-se que ações governamentais em andamento como o RenovaBio e a Plataforma Biofuturo contribuam para a superação desses desafios e reafirmem os esforços do Brasil em atender aos compromissos do País com o desenvolvimento energético sustentável.*
- > No consumo industrial, destacam-se os segmentos de papel e celulose e ferro-gusa e aço, que ganham importância no horizonte decenal, em detrimento dos segmentos de química e alimentos e bebidas. O carvão mineral e seus derivados são as fontes fósseis a registrarem leve aumento de participação no consumo de energia na indústria brasileira. As demais fontes fósseis, notadamente o gás natural, além dos derivados de petróleo, têm redução de importância no período em análise. Por outro lado, ganham participação fontes com menor impacto no que tange às emissões de gases de efeito estufa, entre elas a eletricidade e a lixívia obtida no processo produtivo da celulose. Os derivados da cana, influenciados pela demanda para a produção de açúcar na indústria, registram perda de participação.*
- > No setor residencial, espera-se que o condicionador de ar seja o principal responsável pelo incremento do consumo de energia elétrica nos domicílios. Já a lâmpada, pode ser o dispositivo que apresentará a maior redução da participação no consumo total de eletricidade, resultado da maior penetração da tecnologia LED. Destacam-se também o crescimento do GLP em função da substituição parcial do consumo de lenha e do carvão vegetal na área rural e, por sua vez, a elevação do consumo de gás natural como consequência da expansão da sua rede de distribuição na área urbana.*
- > Na análise por fonte, mantém-se a tendência de crescente eletrificação do País. O gás natural e os derivados da cana, além das outras fontes (incluindo biodiesel) também ganham importância ao longo do período. Os derivados de petróleo mantêm-se como a principal fonte de energia final, embora parte de seu mercado potencial seja abatida pelo etanol e pelo biodiesel, especialmente no setor de transportes.*
- > Espera-se o crescimento de importância relativa do biodiesel (com o aumento de sua participação no óleo diesel comercializado), o etanol (cresce sua importância nos veículos leves, em detrimento da gasolina automotiva) e a lixívia, sendo esta última advinda do processo produtivo da celulose e que ainda é largamente utilizada para autoprodução de eletricidade.*
- > Observa-se no primeiro quinquênio uma redução no consumo de gás natural, associado à geração elétrica esperada, devido à expectativa de alívio na severidade das condições hidrológicas observadas em 2018 e à entrada em plena operação dos grandes empreendimentos hidrelétricos construídos nos últimos anos.*

> Existe um potencial relevante associado à complementação de potência de ponta, acentuada pela previsão de incorporação de novas renováveis no parque de geração no horizonte do plano. A geração elétrica adicional representa um consumo potencial de gás natural, mas é uma das alternativas dentro de outras possibilidades de complementaridade na ponta.

> Um cenário econômico mais otimista, naturalmente impactaria positivamente o consumo de gás natural, entretanto o aumento da competitividade do gás natural é fundamental para que este mercado mude de patamar. O aumento da competitividade do gás natural passa pelo preço do energético frente aos seus concorrentes, a confiança do consumidor no fornecimento do energético ou a insegurança para a conversão de equipamentos e mudança de tecnologia.

> O programa de desinvestimento da Petrobras representa grande oportunidade de ingresso de novos agentes no setor. Muitas questões que hoje representam entraves ao mercado de gás natural foram discutidas com representantes do setor no âmbito do programa Gás Para Crescer do MME, com destaque para a implementação de medidas de estímulo à concorrência, a limitação da concentração de mercado e a promoção efetiva da competição na oferta de gás natural, a harmonização entre as regulações estaduais e federal, a regulação do mercado livre e a redução da assimetria de informações, aumentando a transparência e previsibilidade do mercado, entre tantas outras medidas e iniciativas. Se adequadamente endereçadas, essas questões tem o potencial de alavancar significativamente o mercado de gás natural nos próximos anos

> A eletrificação crescente é uma tendência verificável no período decenal. Espera-se que o consumo total de eletricidade cresça cerca de 28% a mais que a economia brasileira, influenciado tanto pela autoprodução clássica quanto pelo consumo na rede.

> O consumo residencial cresce a partir do resultado do aumento do número de consumidores residenciais, que alcança o total de 84 milhões em 2027, e também pelo incremento do consumo médio residencial, atingindo 196 kWh/mês ao final do decênio, pouco superior ao máximo histórico (179 kWh/mês, em 1998).

> 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 constante no primeiro quinquênio. Já no segundo quinquênio, o maior crescimento econômico gera investimentos que levam à redução das perdas.

> O consumo industrial 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.

3. Geração Centralizada de Energia Elétrica

De forma a seguir com o processo contínuo de inovação que caracteriza o planejamento energético, o PDE 2027 traz novas discussões com a sociedade seguindo a abordagem apresentada no último ciclo, através da avaliação da expansão da oferta de energia elétrica por distintas visões de futuro. Este ano, outras variáveis são colocadas em discussão, visando ampliar a interação com a sociedade e levar a uma evolução da análise oferecida. Além de apresentar o plano de expansão para mais de um cenário de projeção da demanda de energia elétrica, testam-se impactos de variações na expansão de referência da oferta de energia, restrições ambientais e diversas análises sobre as condições de atendimento.

Dentre os mais importantes objetivos de analisar distintos cenários no PDE, estão: (i) fornecer ao mercado, através deste plano, informação útil para empreendedores, que tomam decisões de investimento sob incerteza, notadamente sobre fatores relevantes para a evolução da composição da matriz de geração elétrica no tempo; e (ii) permitir a análise das condições de adequabilidade de suprimento sob diferentes cenários futuros possíveis.

O Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) vem sendo aperfeiçoado pela equipe da EPE e foi novamente utilizado como apoio para a indicação da evolução da expansão da oferta no horizonte decenal. O MDI sinaliza para a expansão ótima do sistema através da minimização dos custos totais de investimento e operação, seguindo o enfoque clássico de planejamento: minimizar o custo total de expansão (custo de investimento mais custo de operação) com

restrições de confiabilidade. Como subproduto deste modelo, através da variável dual da restrição de atendimento à demanda, é obtido o custo marginal de expansão (CME). Esta abordagem permite que o CME seja calculado de maneira coerente com as decisões de investimento e seus custos econômicos associados (ALMEIDA Jr., 2017). A obtenção do valor do CME como subproduto do processo de planejamento, através da análise das propriedades do modelo matemático de otimização, e não como um dado de entrada no processo, torna seu cálculo mais eficiente e consistente com a lógica econômica. O CME é, portanto, obtido como o custo marginal das restrições de atendimento à carga do sistema, considerando requisitos de energia e potência.

Neste capítulo serão apresentados os estudos para a expansão indicativa 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 País.

Serão descritos os critérios metodológicos, as premissas e as diretrizes que orientaram as simulações das alternativas de oferta que garantirão o atendimento seguro à carga de energia e à demanda de potência. Será feita uma análise comparativa entre os casos, com os respectivos planos de expansão, destacando-se as diferenças tanto do ponto de vista econômico como da operação do parque resultante.

BOX 3.1 – O PLANO É INDICATIVO E FACILITADOR DE ACESSO À INFORMAÇÃO CONTESTÁVEL

O plano de expansão do sistema de geração apresentado neste PDE é indicativo. Isto significa que a expansão de capacidade de geração resultante não determina diretamente os investimentos. No contexto do segmento de geração de energia elétrica, o plano possui as seguintes funções:

- (i) facilitar aos agentes o acesso à informação relevante para tomada de decisões, cabendo, a esses agentes, contestar a visão apresentada no plano através de decisões de investimento;
- (ii) subsidiar a tomada de decisão executiva sobre execução de leilões, planejamento de setores com interfaces com o sistema de geração, e políticas públicas do setor.

Um plano de expansão da geração é construído sobre determinadas premissas, sendo que a EPE e MME detêm meios de acesso à informação para a construção dessas premissas, que vão desde estudos de inventário até projeções de preços de combustíveis. O plano funciona como um agregador de informação relevante para a tomada de decisão dos agentes.

Mais que isso, o processo de planejamento transforma essa informação de entrada em indicações de quais as necessidades do sistema elétrico para garantir o atendimento aos quesitos de economicidade e segurança no suprimento de energia. Estas necessidades podem incluir, por exemplo: tecnologias com alto índice de flexibilidade, com baixos custos variáveis, com reduzidos impactos ambientais, etc. Cabe à sociedade contestar a visão do planejador e assim determinar uma maneira mais econômica de atender a demanda, sendo a contestação do plano uma maneira importante de lidar com a assimetria de informações.

Esse entendimento do plano indicativo deixa mais clara a motivação para se considerar diferentes cenários. Essa estratégia cumpre tanto com a função de facilitar o acesso direto à informação, como também identificar as necessidades do sistema elétrico sob diferentes realizações de futuro.

Outra função importante de um plano indicativo é de subsidiar a tomada de decisões por parte de instituições. Um primeiro tema de decisões relevantes refere-se ao planejamento de outros segmentos de infraestrutura com interfaces com a geração de energia. Dentre esses, destacam-se os segmentos de transmissão de energia e de gás natural.

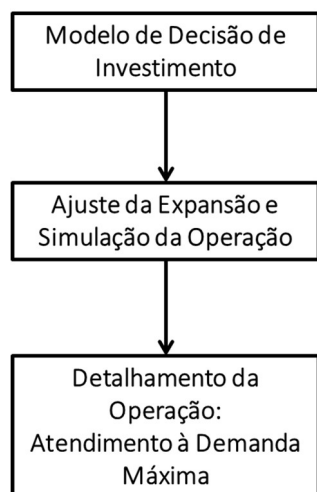
Decisões sobre a execução de leilões de energia também devem considerar os resultados do planejamento indicativo da expansão da geração. Cabe aqui diferenciar entre duas variantes para esta interface entre o planejamento indicativo e os leilões. Na primeira variante, há segmentação *ex ante* da demanda de contratação entre tecnologias. Sob esta variante, cabe às instituições definir a tecnologia levando em conta não apenas as necessidades do sistema, mas também a composição tecnológica apontada como resultado do plano. A segunda variante indica sinais econômicos que influenciam a competitividade entre as fontes. Eles podem ser oriundos da definição de elementos do mercado que determinam a receita do gerador e que permitam que isto altere sua competitividade no leilão.

3.1. Metodologia

O PDE 2027 traz novos avanços metodológicos no processo de construção da expansão do parque gerador do SIN, no horizonte decenal. Para tanto, o modelo computacional de decisão de investimentos (MDI), desenvolvido pela EPE, passou a representar a curva de carga em quatro patamares (ponta⁷, pesada, média e leve) e mais uma restrição de capacidade. Essa abordagem, além de representar melhor a operação do sistema, permite uma primeira sinalização para benefícios provenientes de tecnologias de armazenamento, que poderão ser importante recurso para os crescentes requisitos de capacidade e flexibilidade.

A partir do resultado do MDI, é feito então um “ajuste fino” no Programa Decenal de Expansão, adequando a motorização e enchimento dos reservatórios das UHE, através de simulações da operação utilizando o modelo Newave. A análise dos resultados é feita a partir das próprias saídas dos modelos e detalhada com metodologias específicas para avaliar o atendimento à demanda máxima. O fluxograma da Figura 3-1 descreve esse processo.

Figura 3-1. Fluxograma da Metodologia do PDE 2027



A fim de trazer novas discussões sobre as necessidades do sistema, está sendo desenvolvida também uma metodologia preliminar que permite a introdução do conceito de flexibilidade, que será abordada em uma publicação futura.

3.1.1 MODELO DE DECISÃO DE INVESTIMENTOS (MDI)

O Modelo de Decisão de Investimentos utilizado foi desenvolvido internamente na EPE, baseado em Gandelman (2015), e tem como função objetivo minimizar o custo total de investimento e operação, sujeito às principais restrições operativas para o atendimento à demanda de energia e demanda máxima instantânea. A descrição detalhada deste modelo consta na Nota Técnica EPE-DEE-RE-052/2018.

O principal destaque da versão utilizada no PDE 2027 é a representação da curva de carga em quatro patamares de energia e uma equação de capacidade de potência.⁸ Com essa formulação, além de aperfeiçoar o atendimento à carga, o modelo passa a explicitar o atendimento aos picos de demanda e sinalizar os benefícios que tecnologias de armazenamento podem trazer ao prover maior flexibilidade operativa. Além disso, nessa nova versão, o atendimento à restrição de capacidade é feito considerando os mesmos cenários hidrológicos utilizados no atendimento ao balanço de energia, trazendo maior compatibilidade entre os atendimentos de energia e potência.

Como entrada para o MDI, são considerados os custos de investimento em novas plantas de geração candidatas, por tecnologia, incluindo usinas termelétricas a ciclo aberto ou combinado, fontes renováveis, tecnologias de armazenamento e transmissão. Decisões oriundas de diretrizes de

⁷ A duração do patamar de ponta foi estabelecida como 10 horas por mês.

⁸ 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 restrição de capacidade. Esse valor foi ajustado implicitamente, de modo a induzir uma expansão que reduza os riscos de déficit de capacidade. 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.

política energética podem ser representadas e seus custos adicionais avaliados. Para cada alternativa de plano de expansão, com seu custo de investimento associado, é realizada a simulação da operação, obtendo-se o valor esperado do custo de operação desse plano. A soma dos dois custos — investimento e operação — determinam o custo total e o processo é repetido para outro “plano candidato”, até que o plano de expansão de mínimo custo global seja obtido.

No MDI o sistema de geração é composto de usinas existentes, contratadas, e projetos candidatos para expansão. Os subsistemas são representados como um grafo, em que cada região (subsistema) possui uma ou mais projeções de demanda. Assim o sistema de transmissão é representado por interligações ligando os diversos subsistemas (representado por grafo). Cada uma delas possui uma capacidade máxima de intercâmbio (em cada sentido e para cada patamar de carga) e um custo de ampliação associado (expresso em R\$/kW).

As usinas (existentes e candidatas para expansão) são representadas de modo individualizado e o atendimento é realizado em termos dos balanços de energia por patamar e de capacidade de potência. A aleatoriedade das vazões naturais, para as usinas hidrelétricas, é representada através da construção de cenários de energia e disponibilidade máxima, para cada mês do período de estudo, capturando assim a sazonalidade e capacidade de modulação desse recurso. Cada um desses cenários é associado a uma determinada probabilidade de ocorrência.

Os projetos eólicos, solares, à biomassa com CVU nulo, biogás e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) são representados por distintas sazonalidades mensais de produção de energia e contribuição de potência. No caso dos projetos eólicos, a contribuição de ponta está relacionada a um fator equivalente a um percentil de geração, calculado a partir da base de

dados do histórico de medições anemométricas disponível na EPE.

Os custos de operação para atendimento à demanda de energia, obtidos pelos despachos das termelétricas, são computados pelo valor esperado dos despachos de cada cenário em cada patamar, ponderado pela respectiva probabilidade. O valor do Custo Variável Unitário (CVU), em R\$/MWh, das usinas termelétricas, tem impacto direto no custo de operação total do sistema. Com o objetivo de melhorar a representação do CVU das UTE ao longo do horizonte dos estudos de planejamento da expansão, determinou-se um valor individualizado de CVU para cada usina e uma evolução deste a partir da expectativa da trajetória dos preços futuros dos combustíveis em moeda constante. A expectativa de preço futuro dos combustíveis foi estimada com base em projeções de combustíveis equivalentes, no cenário de referência publicado pela *Energy Information Administration* - EIA no *Annual Energy Outlook* - AEO, conforme metodologia descrita na Nota Técnica EPE-DEE-RE-055/2018.

Para a obtenção da expansão da oferta no horizonte decenal, o MDI foi executado englobando o período até 2032, visando eliminar os efeitos de fim de período. A Nota Técnica EPE-DEE-RE-055/2018 apresenta os parâmetros econômicos e financeiros utilizados no Modelo de Decisão de Investimento.

3.1.2 AJUSTES NA SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO COM O NEWAVE

Após a sinalização da expansão ótima obtida com o MDI é realizada a simulação da operação com o modelo Newave, incorporando-se alguns detalhes não capturados pelo módulo de operação do MDI (mas que não comprometem a otimização da solução) e que detalham melhor a operação do sistema,⁹ como por exemplo, a adequação à entrada das UHE nos períodos mais propícios para o início de enchimento de seus reservatórios.

⁹ 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).

Com a simulação da operação, é possível analisar com mais detalhes as condições futuras de atendimento à carga como, por exemplo, uma 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 o vertimento.

Devido à representação do modelo Newave em subsistemas equivalentes de energia e face à distribuição geográfica dos grandes centros de carga e das unidades geradoras, o SIN é dividido em dez subsistemas nas simulações energéticas para a expansão.

As interligações elétricas entre subsistemas 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 no modelo Newave 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.

Apesar da representação em quatro patamares de carga também no modelo Newave, a representação a subsistemas equivalente ainda se mostra simplificada para a análise do atendimento ao pico de carga, motivo pelo qual se faz necessário o detalhamento da operação, descrito a seguir.

3.1.3 DETALHAMENTO DA OPERAÇÃO: ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA E CONCEITO DE FLEXIBILIDADE

Além da análise direta de resultados dos modelos, também são realizadas avaliações do atendimento à demanda máxima instantânea. O objetivo é verificar as condições deste atendimento, de forma a identificar ações de planejamento que sejam necessárias. Os critérios e premissas utilizados são:

- Utilização da demanda máxima instantânea coincidente entre subsistemas;

- Reserva operativa de 5% da demanda;
- Limites de intercâmbio do patamar de carga pesada;
- Simulação de todas as séries históricas de vazões naturais.

O cálculo da disponibilidade máxima de potência é feito de maneira distinta para as usinas hidrelétricas com reservatório de regularização, usinas a fio d'água, outras fontes renováveis e termelétricas, de forma a respeitar as características de cada fonte para o atendimento à demanda. São consideradas perdas por deplecionamento nos reservatórios, disponibilidade hidráulica para modulação da geração, sazonalidade de todas as fontes e perfis, no mínimo, horários para as fontes intermitentes. A descrição detalhada da metodologia pode ser encontrada na Nota Técnica EPE-DEE-NT-035-r1/2017. A metodologia utilizada nessa etapa é a mesma que calcula a disponibilidade de potência fornecida para o MDI. 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.

A metodologia aqui utilizada visa analisar os requisitos de capacidade do sistema, mas não considera os aspectos relacionados à flexibilidade. Cabe ressaltar, no entanto, que será feito um estudo futuro com uma primeira metodologia e resultados sobre flexibilidade. A clara distinção entre esses dois conceitos é fundamental para descrever o papel de cada tecnologia no sistema: capacidade está relacionada com a possibilidade de o sistema atender à demanda a todo instante como, por exemplo, aos momentos de demanda máxima; flexibilidade refere-se à possibilidade do sistema lidar com variações de oferta e demanda em períodos compatíveis com comandos de despacho de geração. Esse conceito envolve diversas escalas de tempo e pode ser avaliada desde escalas mensais até avaliações sub-horárias.

A Nota Técnica EPE-DEE-NT-067/2018 apresenta esses conceitos com maiores detalhes e indica os atributos necessários às tecnologias de geração para o atendimento específico a cada um desses requisitos.

BOX 3.2 – INTEGRAÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS (RED)

A participação dos Recursos Energéticos Distribuídos – RED tem sido cada vez mais importante no sistema elétrico brasileiro. Visando estas transformações pelas quais os mercados de energia elétrica vêm passando, a EPE publicou uma Nota de Discussão¹⁰ com o objetivo de identificar desafios para o planejamento energético e explorar caminhos para lidar com as perspectivas de aumento na inserção de recursos energéticos distribuídos.

Na perspectiva do planejamento, a inserção dos REDs implica em maior incerteza sobre a demanda de energia e a matriz de energia futura, pois há um aumento da complexidade da previsão da curva de demanda de eletricidade e do montante a ser atendido através da geração centralizada.

Parte destas incertezas é explicada pelo dinamismo na evolução dos preços das tecnologias distribuídas. Por outro lado, há também que se considerar as preferências do consumidor que não dependem apenas do preço. Esses fatores resultam em desafios para a previsão da competitividade e ritmo de adoção dos REDs como alternativas de suprimento de energia aos consumidores finais. Adicionalmente, o caráter distribuído também exige maior interface do planejamento da geração e transmissão com as redes de distribuição.

Apesar dos desafios, deve-se reconhecer que a inserção de RED nos locais adequados e operados nos momentos certos é capaz de prover flexibilidade ao sistema, além de contribuir para a redução de perdas e melhor uso da capacidade disponível das redes.

Nesse sentido, tornam-se necessários diversos avanços ferramentais e metodológicos para representar adequadamente os REDs nos modelos e conseguir avaliar seus reais benefícios e potencial frente à geração centralizada. Atualmente, a maneira mais comum de inclusão é através de modelos exógenos aos modelos de otimização da expansão. Como exemplo, hoje a EPE faz separadamente as projeções de geração distribuída, eficiência energética e veículos elétricos, e os resultados em termos de energia, são abatidos ou somados na projeção de carga, que é insumo para o modelo de expansão.

Os modelos exógenos têm a vantagem de serem de mais fácil implementação. No entanto, os resultados costumam ser limitados a indicar tendências de inserção de uma tecnologia, que nem sempre refletem o ótimo sistêmico. Exemplo desta modelagem feita para o Brasil é a apresentada por Muller (2016) onde o impacto na demanda de longo prazo pela inserção de recursos energéticos distribuídos é calculado por meio de inferência *fuzzy*. Outro exemplo é o projeto desenvolvido pela ABRADDEE (Kagan et al., 2013) que calcula o impacto dos REDs na matriz energética até 2030 para o Brasil.

A modelagem endógena, por outro lado, considera os REDs como tecnologias candidatas, competindo com as demais fontes, resultando numa expansão de mínimo custo global. Dessa forma, caso o resultado seja divergente da tendência atual de expansão dos REDs, políticas podem ser tomadas para incentivar investimentos mais eficientes. A abordagem endógena ainda não foi feita no Brasil e é um desafio do planejador, pois exige que diferentes particularidades dos RED sejam incorporadas nos modelos, aumentando significativamente o problema de otimização. De todo modo, a EPE acredita no potencial dessa abordagem e vem envidando esforços para formular modelos que integrem todos estes recursos no planejamento energético do País.

¹⁰ Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/nota-discute-impactos-dos-recursos-energeticos-distribuidos-no-planejamento-energetico>

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 (potenciais hidráulico, eólico, de biomassa e solar). A oferta indicativa leva em consideração a necessidade energética, o custo para implantação e operação de cada fonte e os prazos estimados para entrada em operação das usinas a serem contratadas nos leilões futuros.

O aproveitamento hidrelétrico ainda representa um elemento importante de ampliação de oferta de energia elétrica no SIN. A maior parte do potencial ainda a aproveitar encontra-se na região Norte e traz com ele uma série de desafios, principalmente de caráter ambiental, para sua utilização na expansão da oferta de energia elétrica. O planejamento se propõe a identificar os projetos hidrelétricos cujo desenvolvimento irá resultar, de fato, em benefício líquido para a sociedade — considerando todas as questões socioambientais relevantes — e identificar estratégias de desenvolvimento destes projetos que permitam que este benefício líquido se manifeste. Nesse panorama não se pode deixar de lado o potencial proporcionado pelo desenvolvimento das usinas de pequeno porte (PCH e Centrais Geradoras Hidráulicas – CGH), com um vasto elenco de empreendimentos ainda não aproveitados e que traz 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.

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 2023. A representação dessa oferta no PDE 2027 incorpora importantes aperfeiçoamentos, que levaram em consideração as contribuições recebidas

na Consulta Pública do PDE 2026. Esses avanços são apresentados no Box 3.3.

Em relação às UHEs, foram consideradas 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 sua inclusão no horizonte decenal.¹¹ Para a estimativa da data de entrada em operação das UHEs é considerado o estágio e o andamento de cada estudo. A Tabela 3-1 apresenta a cesta de oferta de projetos hidrelétricos colocados à disposição do Modelo de Decisão de Investimentos neste PDE, e a indicação, ou não, de cada empreendimento, se dá pelo critério de competitividade econômica.

Tabela 3-1 - Cesta de Oferta de UHE do MDI

Data Mais Cedo Entrada Operação	UHE	Potência (MW)	Estágio do estudo de viabilidade (EVTE)
2024	Apertados	139	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entrega
2024	Castanheira	140	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entrega
2024	Davinópolis	74	Viabilidade Aprovada
2024	Ercilândia	87	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entrega
2024	Tabajara	400	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução
2024	Telêmaco Borba	118	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entrega
2025	Comissário	140	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entrega
2025	Itaocara I	150	Considerada como candidata à expansão, apesar de já ter sido licitada.
2027	Bem Querer	650	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução
TOTAL		1 898	

Em função das incertezas geradas pela ausência de regulamentação dos dispositivos legais e normativos, e diante da complexidade das tratativas necessárias à implantação de UHE que interfiram diretamente em terras indígenas, estima-se um prazo superior ao horizonte decenal para a viabilização de

¹¹ Maiores detalhes são apresentados no Capítulo 10 – Análise Socioambiental.

tais projetos. Com isso, a data mínima para início de operação de todas as UHE que se enquadram nessa situação, dentre elas a UHE São Luiz do Tapajós, foi superior ao final do horizonte de estudo deste PDE. Ressalta-se, entretanto, que o processo que envolve

essa usina continua sendo acompanhado pela EPE e, solucionadas todas as questões ambientais, ela poderá compor a cesta de oferta candidata à expansão em planos futuros.

BOX 3.3 – NOVA REPRESENTAÇÃO DOS CUSTOS DE PCH NO MDI

Neste ciclo do PDE a modelagem da oferta de PCH foi aprimorada e passou a basear-se em dois parâmetros: um de natureza quantitativa, na qual se relacionou a disponibilidade de projetos para composição da expansão; o outro, de ordem econômica, no qual se definiram três patamares de custos de implantação, em termos de R\$/kW.

A modelagem quantitativa se deu pela estratificação do potencial detentor de DRS-PCH pela ANEEL (dezembro/17). O resultado dessa medida mensurou e agregou o potencial regional para disposição ao MDI. Essa abordagem permitiu identificar as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste como detentores de 92% do potencial brasileiro disponível de PCH. A região Norte ainda não conta com seu potencial de PCH mapeado e a região Nordeste, como reflexo de sua semiaridez, não dispõe do recurso hídrico na forma requerida pela fonte. A expansão de PCH, portanto, se daria nos subsistemas Sul e SE/CO.

A modelagem econômica fundamentou-se em uma curva de custos de investimento por capacidade instalada, em termos de R\$/kW, reajustada pelo IGP-DI. Essa curva foi elaborada a partir dos dados dos projetos e dos orçamentos de PCH habilitadas nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada entre os anos 2013-2017. No total foram considerados 136 projetos.

É preciso observar que apesar de os PDE anteriores indicarem expansões de PCH, o efetivo desenvolvimento de novas usinas tem-se mantido aquém do patamar estimado. Reformulações do modelo de negócio de PCH, seja de ordem econômica e financeira ou de comercialização, precisam ser avaliadas pelos agentes interessados, visto que a dinamicidade estrutural que as demandas do setor elétrico vêm produzindo trazem oportunidades e desafios para a cadeia de negócios. Neste âmbito pode-se citar a possibilidade de diversos tipos de comercialização de energia: ACR (leilões), ACL, GD (via VR/VRES ou *net-metering*) e até mesmo liquidação no MCP. Outros exemplos de oportunidades são: a provável adoção do preço-horário e a eventual remuneração por potência. Todos estes aspectos devem ser considerados pelos desenvolvedores para tornar seus projetos economicamente viáveis e atrativos para investimentos.

A opção eólica tem se mostrado extremamente competitiva, em termos de energia, frente às demais tecnologias candidatas a expansão. Por esse motivo, este Plano preserva a indicação da importância de se sinalizar para um desenvolvimento dos aproveitamentos eólicos de forma contínua e harmoniosa com o panorama industrial do País. Por outro lado, ampliar maciçamente a sua 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. Na cesta de

projetos indicativos do PDE, a contribuição de energia do recurso eólico é estimada com base nas habilitações técnicas dos leilões, ou seja, a partir do P90 das projeções das certificadoras. Já com relação à contribuição de potência, considera-se o P95 das medições anemométricas, registradas no sistema AMA, nas horas onde a demanda máxima tem se verificado.

A tecnologia solar fotovoltaica vem confirmando a expectativa de queda dos preços no Brasil com uma velocidade surpreendentemente alta,

como pôde ser visto nos leilões de energia nova ocorridos em 2017. É possível que essa redução nos níveis de preços se justifique por uma situação transitória de excesso de equipamentos e falta de demanda interna. Por esse motivo os preços adotados para este PDE 2027 já se encontram em patamares inferiores aos adotados no PDE 2026, embora ainda não reflitam os valores declarados nos leilões de 2017. Nesse panorama, quando comparados com as outras tecnologias de geração centralizada, esta opção ainda encontra uma certa dificuldade em se desenvolver de forma maciça por competitividade econômica. Espera-se que durante o horizonte decenal, os custos possam vir a comprovar uma tendência sustentável de baixa a exemplo do que já se observa em âmbito internacional, o que ampliará a atratividade econômica da fonte fotovoltaica. Quanto a representação energética, sua contribuição é obtida a partir das informações dos leilões de energia já realizados, capturando a tendência de evolução tecnológica. No que diz respeito ao atendimento à demanda de potência, devido às características do recurso e das incertezas existentes quanto a curva de carga futura, o PDE 2027 em sua Alternativa de Referência não considera a contribuição dessa tecnologia para a restrição de capacidade, embora em um dos cenários “*what-if*” essa contribuição de potência tenha sido incorporada.

Não se pode deixar de mencionar a bioeletricidade, em especial aquela proveniente do bagaço de cana do setor sucroenergético, cujo potencial de aproveitamento para produção de energia elétrica no SIN tem se mostrado bastante competitivo. Embora as projeções no aumento da produção de açúcar e etanol impliquem em maior consumo energético, dados históricos (BEN, 2017) apontam que os processos estão cada vez mais eficientes, diminuindo anualmente a demanda de bagaço para cada unidade de produto. Assim, há um excedente de energia crescente deste insumo que pode ser direcionado ao uso no setor elétrico. Por esse motivo o PDE apresenta um montante estimado considerado como limite superior para uso em

energia elétrica. Contudo, é possível observar a sinergia entre esses produtos, pois a 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, mesmo, créditos de carbono (ou certificados de reduções de emissões).¹² Isso coloca esta bioeletricidade com um 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 similar ao do gás natural. Assim, uma das possíveis rotas de sua utilização é em turbinas aeroderivativas ou em motores para geração elétrica. Diversos são os substratos que podem ser utilizados para produção de biogás, sendo os que têm maior potencial no cenário nacional os oriundos do setor agroindustrial (sobretudo sucroenergético), além dos resíduos animais e urbanos. A fração deste recurso utilizada atualmente corresponde a apenas uma parte de seu potencial, conforme citado no Capítulo 8 - Oferta de Biocombustíveis deste documento, sendo esperado que ao fim do período decenal haja maior inserção deste insumo na matriz para geração elétrica.

Desta forma, cabe dar acento à participação ainda modesta desta fonte no ambiente regulado de comercialização de energia. Por esse motivo, o PDE 2027, pela primeira vez, representa 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 decorrentes dos processos do setor sucroenergético.

O PDE apresenta também empreendimentos termelétricos utilizando biomassa florestal. A EPE tem recebido diversos empreendedores apresentando projetos com essa tecnologia e com novos desenhos de negócios, diferentes daqueles contratados em leilões anteriores e que tem

¹² Neste sentido, cabe ressaltar a promulgação em dezembro de 2017 da Política Nacional de Biocombustíveis – RENOVBIO, que poderá induzir o aumento da eficiência das unidades produtoras sucroenergéticas, elevando a nota de eficiência energética ambiental, incrementando a quantidade de Créditos de Descarbonização – CBIO que poderá ser comercializada. Para maiores detalhes, vide <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/programas/renovabio/principal>.

demonstrado dificuldades para serem viabilizados, por exemplo, por questões de caráter técnico-operacional. Os projetos atuais expõem 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) permitem a aplicação das mesmas próximas aos centros de carga ou de forma distribuída. Essa nova estrutura tem se mostrado necessária para consolidar essa alternativa como atrativa ao setor elétrico.

Por fim, vale lembrar que as demais formas de geração a biomassa ainda não são explicitadas na matriz de geração. Entretanto, elas vêm mostrando considerável potencial de crescimento e já são representadas na geração distribuída, citadas no Capítulo de Eficiência Energética e Geração Distribuída.

A opção a gás natural se apresenta até o momento como a referência natural para a expansão de geração termelétrica. A curto e médio prazos, o GNL importado representa o combustível padrão para o desenvolvimento de novas usinas. Porém, o desenvolvimento das reservas do Pré-Sal, ainda com horizonte incerto, poderá ampliar significativamente a oferta de gás natural nacional e, consequentemente, a contribuição na matriz energética brasileira. A oferta termelétrica foi estabelecida considerando projeções de preço de combustível e disponibilidade para as usinas no momento de implantação das mesmas. Foram consideradas candidatas a expansão no horizonte decenal as termelétricas movidas a gás natural a ciclo aberto e combinado, com possibilidade de operação flexível e com fatores de inflexibilidade de 50%, 80% e 100%. Os custos fixos e variáveis foram estimados para cada tecnologia e modalidade operativa.

Em relação ao carvão mineral nacional, o aproveitamento para novas plantas esbarra nas dificuldades ambientais e nas condições de financiamento, especialmente junto ao BNDES, que, por serem menos atrativas que aquelas aplicáveis a tecnologias a gás natural, colocam as termelétricas a carvão em condição menos competitivas. Outros modos de financiamento certamente tendem a aumentar os custos de implantação, podendo reduzir a atratividade econômica desta opção de expansão. Com isso, para o Cenário de Referência assumiu-se a premissa de que o desenvolvimento de usinas a carvão para ampliar a capacidade instalada somente seria viável após o horizonte decenal, ou seja, após 2027.

Entretanto, considera-se a possibilidade de que novas usinas possam vir a fazer parte da expansão do sistema, dentro do horizonte decenal, na hipótese de substituição das usinas existentes por usinas mais modernas e, portanto, mais eficientes energeticamente, com menor emissão de GEE e maior controle da emissão de poluentes. A capacidade instalada atual do parque termelétrico a carvão, já considerando a desativação das usinas Charqueadas (72 MW), São Jerônimo (20 MW) e Presidente Médici A e B (446 MW), é de 2.672 MW, sendo 1.445 MW de empreendimentos que utilizam carvão mineral importado¹³ e 1.227 MW de usinas a carvão nacional. Com a entrada em 2019 da UTE Pampa Sul (345 MW), que também utilizará carvão nacional, a capacidade instalada a carvão no SIN aumentará para 3.017 MW.

A Tabela 3-2 mostra a relação completa do parque termelétrico a carvão nacional existente ou desativado.

¹³ A parcela de carvão importado corresponde às usinas Porto Pecém I (720 MW), Porto Pecém II (365 MW) e Porto Itaqui (360 MW).

Tabela 3-2 - Térmicas a Carvão Nacional

Usinas	Potência (MW)	Eficiência (%)	Entrada em operação	Tecnologia
P. Medici A ⁽¹⁾	126	25	1974	Subcrítica
P. Medici B ⁽¹⁾	320	25	1986	Subcrítica
Charqueadas ⁽²⁾	72	20	1962	Subcrítica
S. Jerônimo ⁽³⁾	20	14	1953	Subcrítica
Figueira ⁽⁴⁾	20	15	1963	Subcrítica
Candiota 3	350	35	2011	Subcrítica
J.Lacerda I e II	232	27	1965	Subcrítica
J.Lacerda III	262	29	1979	Subcrítica
J.Lacerda IV	363	35	1997	Subcrítica
Total	1.765	25		

Notas: (1) UTE em processo de desativação
(2) UTE desativada em 2016
(3) UTE desativada em 2013
(4) UTE em fase de modernização

Como pode ser visto, grande parte desse parque já operou por mais de 40 anos. Novas tecnologias para redução da emissão de GEE estão sendo buscadas, a exemplo dos estudos relacionados à captura, uso e armazenamento de carbono (CCUS), o que pode facilitar o desenvolvimento dessas plantas. Outra tecnologia em desenvolvimento é a gaseificação do carvão. Estima-se que a substituição das termelétricas a carvão nacional com baixa eficiência por usinas mais modernas permitiria um aumento de, aproximadamente, 340 MW, mantendo os mesmos montantes de emissão das usinas disponíveis atualmente. Esse aumento de eficiência poderia ser obtido já no horizonte decenal a partir da implantação de turbinas a vapor supercríticas com caldeiras a leito fluidizado.¹⁴

Cabe destacar, também, que na indisponibilidade de gás natural, principalmente por eventuais restrições de infraestrutura de oferta, ou cenários mais restritivos para os aproveitamentos de outras tecnologias, a opção pelo carvão mineral pode se apresentar como solução alternativa de expansão.

Tendo em vista a necessidade latente de oferta de energia firme, a expansão nuclear surge como opção natural. Porém, o início de desenvolvimento do primeiro projeto após Angra 3 deverá ocorrer após o fim do horizonte decenal, em função dos prazos envolvidos de estudos e obtenção de licenças. Após a concretização do primeiro empreendimento, acredita-se que os seguintes poderão ocorrer em intervalos mais curtos, provavelmente de 5 a 7 anos.

Sobre as tecnologias específicas para o aumento da capacidade do sistema, visando a complementação de potência, o aperfeiçoamento no MDI permite que o PDE 2027 represente explicitamente as tecnologias de armazenamento, como usinas hidrelétricas reversíveis e baterias. Apesar de se tratar de uma primeira modelagem, que ainda não permite a comparação entre os tipos de serviço de cada uma, a representação utilizada já permite identificar tendências de operação futura, nas quais a existência desse recurso no sistema pode reduzir os custos de operação nos momentos de pico de demanda.

Também são representadas usinas termelétricas de partida rápida, aqui modeladas como termelétricas a ciclo aberto utilizando custos variáveis unitários (CVU) compatíveis com gás natural.

A existência dessas duas opções explícitas no modelo permite discutir o *trade off* existente entre tecnologias que injetam potência no sistema em quaisquer circunstâncias (nesse caso, as termelétricas) ou recursos que para estar disponíveis dependam da existência de excedentes na produção de outros. A escolha é complexa e, para tal, é fundamental conhecer as condições operativas futuras.

É importante reconhecer que além das tecnologias explicitamente representadas, existem outras aptas a aumentar a oferta de capacidade, como instalação de unidades geradoras adicionais em

¹⁴ Estima-se que os custos de modernização das usinas existentes sejam relativamente próximos dos custos de construção de novas usinas, tendo em vista que grande parte dos custos totais de investimento estão atrelados à ilha de geração e que os equipamentos existentes, possivelmente, não seriam aproveitadas nas novas usinas.

hidrelétricas existentes e o gerenciamento pelo lado da demanda.

Para ampliação dos limites de intercâmbios entre os subsistemas foram consideradas estimativas

de custos para cada interligação e as datas mínimas para entrada em operação de acordo com as etapas dos estudos necessários para a implantação.

BOX 3.4 – PRINCIPAIS ATRIBUTOS ASSOCIADOS À EXPANSÃO

As visões de futuro apresentadas neste Plano Decenal separam, explicitamente, quais recursos são utilizados para o fechamento do balanço mensal, onde o foco principal reside nos custos de operação, e quais tecnologias trarão segurança operativa, com expectativas de operação com reduzido fator de capacidade, mas elevado grau de disponibilidade. Existem também as tecnologias que atendem aos dois requisitos, garantindo energia e capacidade ao sistema. O objetivo desse box é identificar, dentre esses papéis, a função que cada um dos recursos disponível para a expansão irá desempenhar na matriz.

Para o atendimento ao balanço mensal de energia, as fontes renováveis têm sido o principal recurso indicado. Isso está alinhado com a visão estratégica adotada na expansão, que prevê a manutenção de uma matriz elétrica limpa. A forte participação eólica e hidrelétrica (incluindo as de pequeno porte), os diversos tipos de biomassa disponíveis, além da crescente participação solar, garantirão um baixo custo de operação. Também compõem o balanço mensal uma importante parcela das usinas termelétricas: as de maior custo de instalação e baixo custo de operação. Essa tecnologia terá os papéis de: (i) complementar o sistema nos meses onde os recursos naturais apresentam menor disponibilidade e, (ii) garantir o atendimento em períodos mais críticos. Ou seja, espera-se uma operação por longos períodos, principalmente nas situações mais críticas. Por esse motivo, a maior eficiência associada a um custo variável baixo é um atributo fundamental. Para esse fim, as tecnologias com determinados graus de inflexibilidade podem ser atrativas para o sistema, a depender dos seus custos operativos.

É importante perceber aqui que, juntas, essas tecnologias garantirão o atendimento ao mercado mensal. Ou seja, a participação maior de um determinado recurso levará, naturalmente, a participação menor de outro recurso, para o mesmo crescimento do mercado de energia. A decisão econômica sobre quais são as mais benéficas para o sistema passa não só pela sua relação custo-benefício em termos de R\$/MWh como também pela contribuição para a garantia da capacidade de potência. Dentre as tecnologias listadas acima, as termelétricas e hidrelétricas também são adequadas para garantir o suprimento de potência. O custo específico dessas fontes, por outro lado, tende a ser maior, por exemplo, que o da eólica, cujo custo em R\$/MWh é baixo mas apresenta reduzida contribuição de capacidade.

Como grande parte dos recursos que atenderão o balanço mensal apresentam limitação no controle da geração, o sistema precisará de fontes para complementação de capacidade. Na expansão de referência as tecnologias para esse fim são as termelétricas de custo de instalação menores e as tecnologias de armazenamento, como baterias e hidrelétricas reversíveis. No caso das termelétricas para complementação de capacidade, o principal atributo requerido é de alta disponibilidade e ausência de inflexibilidade. Para essas tecnologias é aceitável um custo variável de operação mais elevado do que das tecnologias que fecharão o balanço de energia. O principal atributo nesse caso é que elas tenham baixo custo fixo, já que seu papel no sistema seria similar ao de um seguro, ou seja, espera-se a operação por curtos períodos de tempo.

(cont.)

BOX 3.4 (CONT.)

Identificados os papéis de cada tecnologia, podemos traçar diferentes estratégias de expansão, substituindo opções dentro de cada necessidade sistêmica. A troca entre tecnologias com diferentes papéis resultará na retirada também de outras ofertas. Por exemplo, devemos ter em mente que, se substituirmos tecnologias cujo papel seria de complementação de potência por recursos com geração compulsória, estaremos automaticamente reduzindo a necessidade de outros recursos para o fechamento do balanço mensal. Isso se explica, pois, essa geração compulsória irá atuar a todo instante, e não só quando o sistema precisar de potência complementar.

3.2.1 INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA COM PAÍSES VIZINHOS

Em relação à integração energética do Brasil com países latino-americanos, destacam-se tanto os estudos referentes aos aproveitamentos hidrelétricos fronteiriços com a Bolívia e com a Argentina, quanto os de integração dos sistemas de transmissão inter-regionais envolvendo Brasil, Guiana, Guiana Francesa e Suriname. Também devem ser citados aproveitamentos hidrelétricos não fronteiriços que se localizariam em territórios Guianense, Boliviano e Peruano. Os projetos de integração eletro-energética devem proporcionar diversos benefícios, como, por exemplo, explorar a complementariedade dos regimes hidrológicos, aumentar a confiabilidade e a segurança dos sistemas nacionais envolvidos, reduzir a dependência de energia das termelétricas e minimizar os impactos ambientais. A seguir, encontra-se a descrição de todos os projetos identificados entre o Brasil e países sul-americanos, que representem possibilidades futuras de integração energética.

Em território peruano, existem projetos para a construção de seis usinas hidrelétricas que totalizam cerca de 6.300 MW¹⁵ de capacidade instalada. O aproveitamento de Inambari é o que está em estágio mais avançado, sendo que os estudos de inventário da bacia hidrográfica e viabilidade técnico-econômica para a construção da usina já estão concluídos. A energia chegará ao Brasil através de linhas de transmissão que fariam conexão a uma subestação em Inambari e a outra em Sumabeni, no Peru, com

extensões de 460 km e 600 km, respectivamente, e seguiriam, atravessando Rio Branco, no Acre, até realizarem a conexão final em uma subestação localizada em Porto Velho, Rondônia. As negociações encontram-se paralisadas por problemas ambientais e contratuais.

Na fronteira entre Brasil e Argentina foram concluídos os estudos de inventário hidrelétrico da bacia hidrográfica do Rio Uruguai, através do qual foram identificados dois possíveis aproveitamentos hidrelétricos – Garabi e Panambi – com potência instalada estimada em 2.200 MW. Os estudos de viabilidade técnico-econômica e socioambiental foram executados parcialmente até o ano de 2015. Atualmente as instituições governamentais de ambos os países buscam solução para a retomada destes estudos no sentido de cumprir o objeto do Tratado para o “Aproveitamento dos Recursos Hídricos Compartilhados dos Trechos Limítrofes do Rio Uruguai e de seu Afluente o Rio Pepiri-Guaçu”, firmado pelos governos em 1980.

Na parte binacional do Rio Madeira, Brasil e Bolívia¹⁶ planejam construir a hidrelétrica Guajará-Mirim ou Ribeirão – 3.000 MW que estaria a montante das usinas de Jirau e Santo Antônio, o que possibilitaria maior controle na operação dessas usinas. Em novembro de 2016, foi firmado entre Eletrobras, ENDE (*Empresa Nacional de Electricidad*) e CAF (*Banco de Desarrollo de América Latina*) um Convênio de Cooperação Técnica com o objetivo de realizar os estudos de inventário hidrelétrico binacional em parte da bacia do rio Madeira e

¹⁵ Ministerio de Energía y Minas. **Plan Referencial de Electricidad 2008 a 2017**. Peru, 2008

¹⁶ CARPIO, Jorge; ROMERO, Daniel. **Los grandes proyectos hidroeléctricos en la Amazonia boliviana**. San Buenaventura-Bolívia, 2017

principais afluentes. Em território boliviano, existem aproveitamentos hidrelétricos identificados como de comum interesse para as partes. Entre eles, encontram-se os projetos das hidrelétricas Cachoeira Esperança e El Bala, no rio Beni, afluente do rio Madeira. A potência instalada para o conjunto destes dois projetos é estimada em 2.670 MW.¹⁷

O Projeto Arco Norte corresponde a estudos para avaliar a viabilidade de implantação de um sistema de transmissão, com extensão aproximada de 1.900 km, para a integração eletro-energética entre Boa Vista-Roraima (Brasil), Guiana, Suriname, Guiana Francesa e o estado do Amapá (Brasil). Essa iniciativa conta com a participação de empresas dos países citados. Além dessas empresas também participam o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, responsável pela contratação e coordenação dos estudos, e a *Agence Française de Développement* – AFD (agência de cooperação financeira do governo francês). Os estudos de pré-viabilidade coordenados pelo BID, foram concluídos em novembro de 2016. As próximas etapas do projeto envolvem a realização de estudos de inventário hidrelétrico na Guiana e no Suriname visando dar continuidade ao desenvolvimento do projeto Arco Norte. Deve-se ressaltar que o aproveitamento dos recursos hidrelétricos e o próprio caminho das linhas de transmissão do sistema Arco Norte incorrem em riscos geopolíticos. Os órgãos franceses reconhecem o projeto da interconexão Arco Norte como uma oportunidade, porém, qualificam a iniciativa como uma hipótese de longo prazo.

Brasil e Guiana constituíram uma comissão mista, em 2013, a fim de desenvolver estudos acerca da construção de dois aproveitamentos hidrelétricos (*Upper Mazaruni* e *Middle Mazaruni*) em território

guianense, ao longo do Rio Mazaruni, com potencial aproximado de geração elétrica de 4,5 GW. Os excedentes de energia produzidos pelos empreendimentos poderiam ser exportados para o Brasil, por meio de interligações ao Sistema Interligado Nacional – SIN. A existência de um sistema de transmissão de energia para o Brasil é condição necessária para viabilizar esses projetos. As ações direcionadas à elaboração de um tratado entre os dois países estão atualmente suspensas.

Figura 3-2 - Integração Energética Regional



Fonte: Eletrobrás

¹⁷ Ministerio de Hidrocarburos y Energía. *Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolívia*. Bolívia, 2025

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 Newave,¹⁸ com parâmetros do CVaR¹⁹ definidos pela CPAMP²⁰ (alfa = 50% e lambda = 40%);
- Suprimento de energia da UHE Itaipu para o mercado paraguaio considerando os valores do PMO de maio de 2018, até o ano de 2022, e crescimento de 5% ao ano a partir de 2023;
- O custo de déficit de energia utilizado foi de R\$ 4.596,00/MWh, conforme divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- A taxa de desconto utilizada nas simulações foi de 8% ao ano, 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) uma empresa com estrutura de capital 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).²¹ Para empreendimentos de grande porte considerados “sem previsão” para a entrada em operação comercial foram adotadas as seguintes premissas:

- UTN Angra 3: início de operação comercial em janeiro de 2026;
- UHE São Roque: início de operação comercial em julho de 2023.

Com relação aos antigos empreendimentos da empresa Abengoa, os limites de intercâmbio deste PDE já consideram o resultado da licitação ocorrida em dezembro de 2017, com previsão de entrada em operação para março de 2023. Mais detalhes são apresentados no capítulo de Transmissão de Energia Elétrica.

As usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível, que têm seus contratos findados no horizonte da simulação, foram retiradas do sistema nas datas de término dos respectivos contratos.

Além das premissas sobre empreendimentos já contratados, as seguintes diretrizes de política energética foram consideradas como dados de entrada na construção da expansão de referência:

- Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de oferta eólica entre as regiões Nordeste e Sul a partir de 2023, limitada a 2.000 MW/ano, sendo 80% alocado no Nordeste e 20% na região Sul;
- Indicação de expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) fotovoltaica de no mínimo 1.000 MW/ano e

¹⁸Modelo de otimização do despacho hidrotérmico desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel. Neste Plano, as simulações energéticas foram realizadas com a versão 24 desse modelo, última versão homologada pela ANEEL à época da elaboração deste capítulo.

¹⁹CVaR – *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.

²⁰CPAMP – Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico.

²¹Foi utilizada como referência a reunião de abril de 2018, que também serviu de referência para o PMO de maio de 2018, elaborado pelo ONS.

no máximo de 2.000 MW/ano, a partir de 2023;

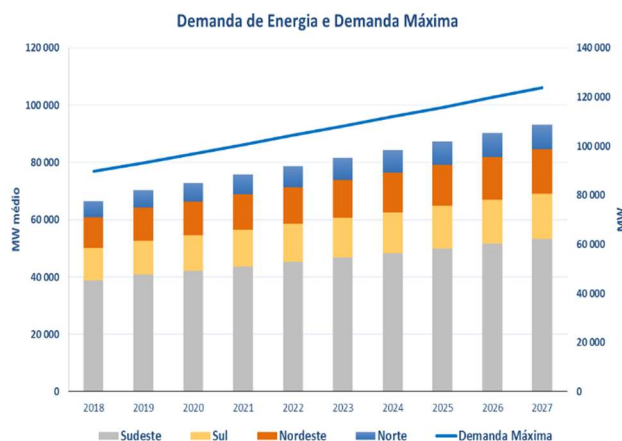
- Indicação de uma expansão com limite superior crescente para PCH da seguinte forma: 350 MW/ano em 2023 e 2024; 450 MW/ano entre 2025 e 2027; 600 MW/ano para a expansão após o horizonte decenal;
- Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de oferta de biomassa de bagaço de cana (CVU nulo) a partir de 2023 limitada a no mínimo 450 MW/ano e no máximo 500 MW/ano, respeitando assim o potencial apresentado no Capítulo de Oferta de Biocombustíveis.
- Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de usinas termelétricas a biomassa florestal limitada a no mínimo 50 MW/ano e no máximo 100 MW/ano, a partir de 2024, em consonância com o crescimento proporcional da oferta de matéria prima baseada em planos de manejo florestal;
- Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de oferta de biogás a partir de 2023 limitada a, no máximo, 30 MW/ano, explicitando assim a participação dessas fontes na matriz de geração centralizada. Para fins de execução no MDI foi considerada a utilização de resíduos do setor sucroalcooleiro;
- Indicação da UHE Tabajara para 2025, devido ao estágio avançado dos estudos para o desenvolvimento desse empreendimento.
- Indicação da UHE Castanheira para 2027, já que este projeto, mesmo com estudos ainda em nível de viabilidade como vários outros, possui um nível de detalhamento mais aprofundado do que os demais.

3.3.1 PROJEÇÃO DE CARGA DE ENERGIA E DEMANDA DE POTÊNCIA

A partir das projeções econômicas, as análises referentes ao sistema de geração consideraram as projeções de carga de energia para todas as regiões do SIN no período 2018-2027, que já incluem as perdas elétricas na rede transmissora e o abatimento da geração 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 de curvas de permanência da carga verificada em 2017. Já o quarto patamar, com duração de 10 horas/mês foi estabelecido de modo a representar a demanda máxima do sistema.

O crescimento médio anual da carga do SIN, no horizonte decenal, é de aproximadamente 2.963 MW médios, representando uma taxa média de 3,7% ao ano. O Gráfico 3-1 apresenta a projeção de carga do SIN (energia e ponta) do Cenário de Mercado de Referência do PDE, sem abater a parcela de geração distribuída. A demanda máxima apresenta a mesma taxa de crescimento da carga de energia, mantendo assim o fator de carga ao longo do horizonte.

Gráfico 3-1 - Projeção de Carga

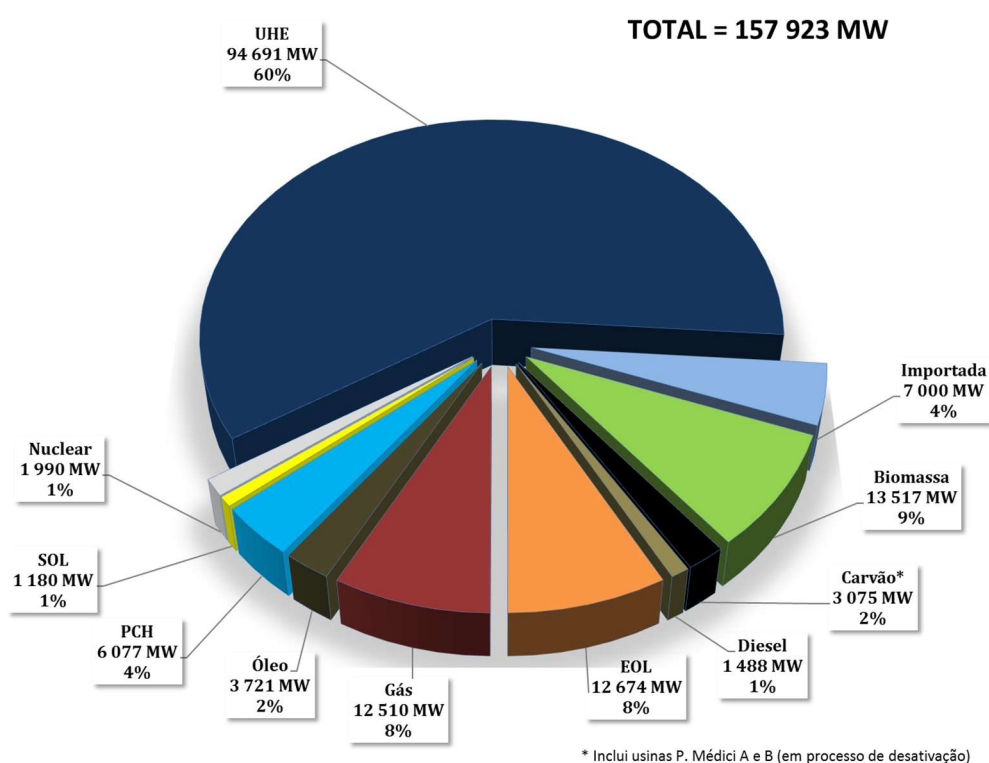


3.4. Configuração inicial para expansão

Os estudos para o planejamento da expansão utilizam como base a configuração do sistema existente e a expansão contratada nos leilões passados, ocorridos até abril de 2018. Em maio de 2018, o SIN contava com uma capacidade instalada de pouco menos de 158 GW, com participação das diversas fontes de geração (Gráfico 3-2).

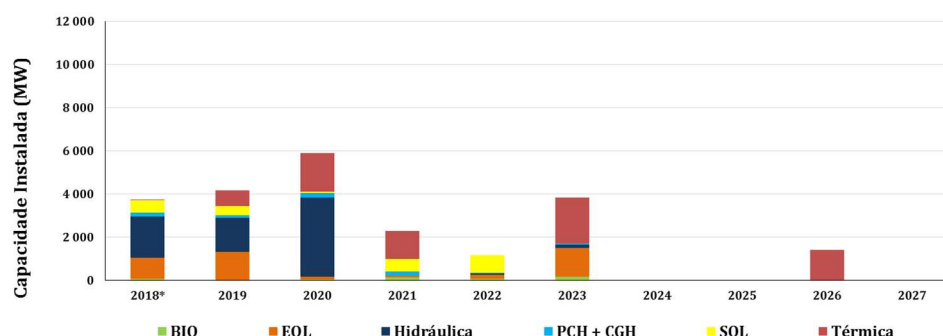
Os leilões realizados até abril de 2018 resultaram na contratação de capacidade instalada que entrará em operação comercial no horizonte decenal, agregando nova oferta ao sistema (Gráfico 3-3). O SIN conta com um acréscimo de mais de 22.000 MW de capacidade instalada já contratada. Desse total, aproximadamente 70% será de fontes renováveis.

Gráfico 3-2 - Capacidade Instalada no SIN no final de maio de 2018



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

Gráfico 3-3 - Expansão contratada até 2018 – Incremento anual de capacidade



* O ano de 2018 contempla a capacidade instalada do período de maio a dezembro.
Usinas que iniciam operação comercial, de acordo com o DMSE, a partir do segundo dia do mês são consideradas no incremento do mês seguinte.
As usinas termelétricas a óleo diesel e óleo combustível retiradas da expansão nas datas de término de seus contratos não estão contabilizadas nesse gráfico.

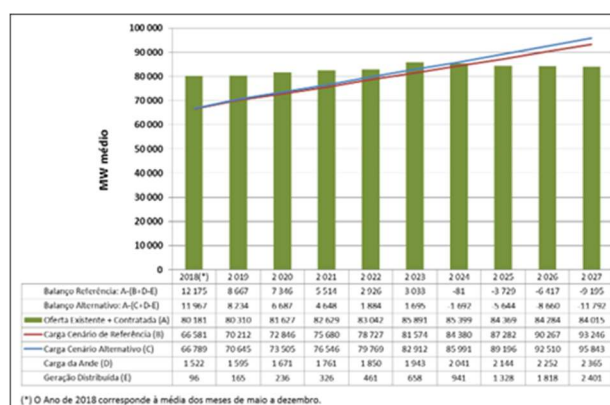
Fontes	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Biomassa + Biogás	81	0	55	129	82	177	0	0	0	0
Eólica	950	1.327	118	102	179	1.322	0	0	0	0
Hidráulica	1.933	1.563	3.667	0	62	142	0	0	0	0
PCH + CGH	168	115	193	162	37	67	0	0	0	0
Fotovoltaica	588	428	62	574	807	0	0	0	0	0
Térmica	28	746	1.802	1.305	0	2.139	0	0	1.405	0

Considerando a oferta existente e contratada, apresenta-se no Gráfico 3-4 o balanço de garantia física comercial, sem oferta indicativa, que tem o objetivo de indicar uma estimativa da necessidade de contratação de energia nova para as duas projeções de mercado consideradas (Referência e Alternativa).

Dependendo do mercado considerado, o balanço comercial de garantia física sinaliza uma necessidade de contratação de nova oferta, para o atendimento do mercado total de energia de algo entre 9.000 e 12.000 MW médios de contratos lastreados por novos empreendimentos no horizonte decenal. É importante ressaltar que esse intervalo é apenas uma estimativa da energia a ser contratada para suprir as necessidades do sistema e pode diferir das reais necessidades sinalizadas pelos agentes de mercado. A razão é que a demanda dos leilões de energia nova, que suprem o mercado regulado, é oriunda das distribuidoras que utilizam projeções

econômicas e estratégias de contratações que podem ser distintas daquelas adotadas neste plano. Raciocínio similar vale para a contratação para suprir a expansão do mercado livre.

Gráfico 3-4 - Balanço de Garantia Física e comparação entre as projeções de demanda



(*) O Ano de 2018 corresponde à média dos meses de maio a dezembro.

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 2027 apresentará algumas visões de futuro, construídas através de cenários e análises de sensibilidade (*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 e o cenário de referência para projeção da carga de energia elétrica;
2. Expansão com projeção alternativa de demanda: adequando as premissas da expansão de referência, considerando uma situação de maior crescimento econômico do País;
3. Expansão com restrição para entrada de termelétricas a gás natural: considerando-se a projeção de mercado de referência, limita-se a expansão de termelétricas a gás natural;
4. Avaliação da competitividade de termelétricas a gás natural do Pré-Sal: para o cenário de mercado de referência, considera-se a possibilidade de contar com termelétricas do Pré-Sal no horizonte decenal, considerando o preço do combustível reajustado ao mercado nacional (IPCA);
5. Avaliação sobre a expansão solar fotovoltaica centralizada: para o mercado de referência, avalia-se a penetração da tecnologia fotovoltaica (i) considerando contribuição de ponta para tecnologia solar fotovoltaica e; (ii) considerando também o efeito da redução de 40% do CAPEX ao longo do horizonte decenal;

O Modelo de Decisão de Investimento (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.

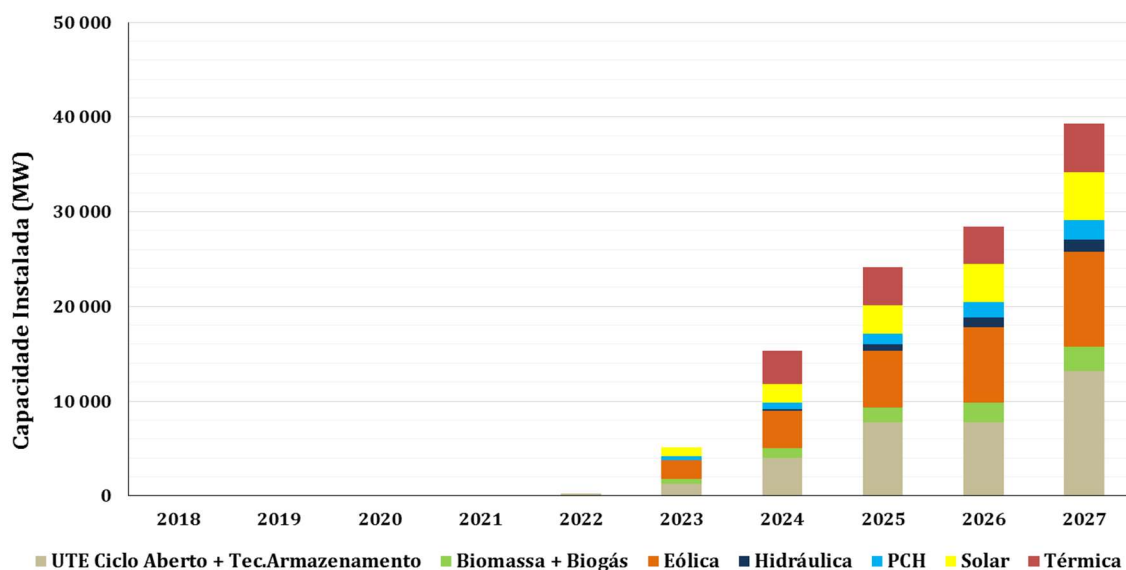
3.5.1. CASO 1: EXPANSÃO DE REFERÊNCIA

A partir das premissas estabelecidas, fazendo uso do MDI e ajustando as datas para início do enchimento dos reservatórios, considerando a motorização das unidades geradoras das usinas selecionadas, chega-se à expansão de referência indicativa, apresentada no Gráfico 3-5 acumulada ao longo dos anos. A evolução da capacidade instalada do SIN no horizonte decenal, separada por tipo de fonte, considerando o parque existente, contratado e a Expansão de Referência, é apresentada no Anexo I do Capítulo 3.

Essa expansão indicativa requer investimentos estimados em geração da ordem de R\$ 156,1 bilhões no período de 2022 a 2027 para o suprimento da carga nos ambientes regulado e livre. Destaca-se que, nesse montante, não estão contemplados os investimentos associados à parcela já contratada.

Baseada na expansão de referência, o Custo Marginal de Expansão (CME) de geração do sistema, obtido das variáveis duais associadas às equações de atendimento à carga de energia e demanda máxima de potência futuras, resultou no valor de R\$ 234/MWh. O Anexo IV do Capítulo 3 demonstra o atendimento dessa Expansão de Referência aos critérios de planejamento estabelecidos na Resolução nº 9 de 2008 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Gráfico 3-5 - Expansão Indicativa de Referência



Fontes	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
UTE C.A. + Tec. Armazenamento	0	0	0	0	204	1.305	3.997	7.762	7.762	13.142
Biomassa + Biogás	0	0	0	0	0	480	1.010	1.540	2.070	2.600
Eólica	0	0	0	0	0	2.000	4.000	6.000	8.000	10.000
Hidráulica (*)	0	0	0	0	0	0	118	674	1.034	1.351
PCH + CGH	0	0	0	0	0	350	700	1.150	1.600	2.050
Fotovoltaica	0	0	0	0	0	1.000	2.000	3.000	4.000	5.000
Térmica	0	0	0	0	0	0	3.454	3.972	3.972	5.124

Nota: (*) Em cada ano, a potência instalada contempla apenas a motorização implantada.

A lista de usinas hidrelétricas resultante da Expansão de Referência é apresentada na Tabela 3-3.

Tabela 3-3 - Usinas Hidrelétricas Indicativas

Nome	Potência Instalada Total (MW)	Ano de Entrada
Telêmaco Borba	118	2024
Apertados	139	2025
Itaocara I	150	2025
Tabajara	400	2025
Ercilândia	87	2026
Comissário	140	2026
Bem Querer	650	2027
Castanheira	140	2027

Nota: Ano de entrada na simulação com o modelo NEWAVE, conforme melhor período de enchimento dos reservatórios

As informações de custos dos projetos hidrelétricos utilizadas neste PDE foram

estabelecidas pela equipe de Projetos de Geração da EPE, a partir de estudos públicos. Cabe ressaltar que esses valores poderão ser atualizados no futuro após a conclusão de estudos em andamento pelos diversos agentes envolvidos na avaliação de viabilidade técnica, econômica e ambiental, sendo a melhor informação atualmente disponível utilizada para a tomada de decisão de planejamento da expansão. Dessa forma, a lista apresentada deve ser vista como uma referência para a expansão, e não uma previsão dos empreendimentos que serão contratados nos próximos leilões. Todas as UHEs cujos prazos processuais permitam a viabilização no horizonte decenal são vistas como candidatas à expansão e, sendo técnica e economicamente benéficas, serão incorporadas ao sistema.

Com a nova representação feita para PCH e CGH, apresentada no Box 3.3, esse recurso se mostra altamente competitivo com sua contribuição de energia e potência. Todo o potencial disponibilizado

ao modelo foi utilizado, totalizando uma oferta indicativa adicional de 2.050 MW até 2027. A localização dessa oferta seguiu a distribuição do potencial considerado, resultando em 60% no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e 40% no subsistema Sul. Cabe destacar que esse montante pode ser facilmente ampliado, dados os fortes sinais de competitividade econômica apresentados. Além disso, avanços na remuneração dos serviços associados a geração de energia, como por exemplo a valoração dos atributos de capacidade e flexibilidade, permitirá representar nos estudos de planejamento esse benefício que as PCH e CGH podem trazer ao setor, aumentando a competitividade dessas fontes.

Em relação à biomassa, considerando a oferta proveniente do bagaço de cana, biogás (ambas com CVU nulo) e de resíduos florestais, a expansão total no horizonte decenal foi de 2.600 MW, representados no subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Novamente, mecanismos que incentivem o investimento em tecnologias de geração que promovam flexibilidade operativa ou mesmo estendam a disponibilidade dos recursos ao longo do ano, principalmente dos insumos provenientes do setor sucroenergético, tendem a melhorar a competitividade econômica apresentada.

A fonte eólica se mostra, novamente, o recurso com maior participação na expansão da matriz para o atendimento à demanda de energia mensal, com 10.000 MW de capacidade instalada adicional, além do montante já contratado que se encontra em construção. Esse crescimento fará sua participação subir para 12% da capacidade instalada do SIN em 2027. Junto com a tecnologia solar fotovoltaica, que apresenta 5.000 MW de oferta indicativa adicional, essas fontes são responsáveis não só por manter o perfil sustentável do sistema elétrico brasileiro como contribuir para a perspectiva de custos de operação mais baixos no futuro, como será discutido mais adiante.

As usinas termelétricas a ciclo combinado, ou seja, aquelas com maior eficiência e, portanto, com maior vocação para geração por longos períodos, apresentam uma expansão de pouco mais de 5.000 MW no horizonte decenal. Essa tecnologia foi alocada pelo MDI nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, em

aproximadamente 4.000 MW, e Sul, com cerca de 1.000 MW. Nas duas regiões, a indicação da expansão ocorre a partir de 2024.

A necessidade de oferta para complementação de potência aparece a partir de 2022, totalizando cerca de 13.200 MW em 2027, considerando tanto as tecnologias de armazenamento quanto as termelétricas para essa finalidade. Desse total, aproximadamente 2.500 MW foram indicados na região Nordeste, a partir de 2025, 3.700 MW na região Sul a partir de 2022, e 7.000 MW na região Sudeste/Centro-Oeste, a partir de 2023.

Vale ressaltar que, por exemplo, uma eventual implantação futura de preços horários de energia que espelhem os sinais corretos de valorização nos horários de carga máxima pode conduzir a reduções das necessidades até agora visualizadas de alternativas de ponta, principalmente na segunda metade do horizonte decenal.

Nesse sentido, os níveis adotados de potência máxima disponível para modulação de ponta nos empreendimentos de geração poderiam assumir valores mais elevados, contribuindo para menor necessidade futura de alternativas de ponta, decorrente, principalmente, por:

- Busca dos empreendedores em disponibilizar para despacho no sistema maior oferta de energia nos horários de carga máxima;
- Maior cuidado dos empreendedores nos programas de manutenção das usinas de modo a reduzir as taxas de falha e a coincidência dos períodos de manutenção com as horas de maior necessidade de potência.

Mais adiante, na seção que analisa as condições futuras de atendimento, será apresentada uma análise sobre as capacidades de escoamento e trocas de energia entre as regiões. Cabe adiantar que o sistema de transmissão futuro se apresenta suficientemente robusto para não ser limitante ao fornecimento/recebimento de energia entre os subsistemas do SIN, permitindo acomodar eventuais alterações dessas localidades.

O desenvolvimento maciço da expansão eólica e as condições hidrológicas da bacia do Rio São Francisco, que vêm apresentando afluências desfavoráveis com possibilidades de manutenção desse panorama, podem fazer com que uma parcela maior dessa expansão tenha de ser localizada na região Nordeste. Para isso, são necessários estudos integrados de geração e transmissão de modo a avaliar a capacidade de o sistema elétrico cumprir esse papel. É necessário, para isso, que as ferramentas utilizadas nos estudos de planejamento sejam aperfeiçoadas para permitir tal integração no nível exigido, capturando as variações temporais das fontes de geração nas escalas adequadas.

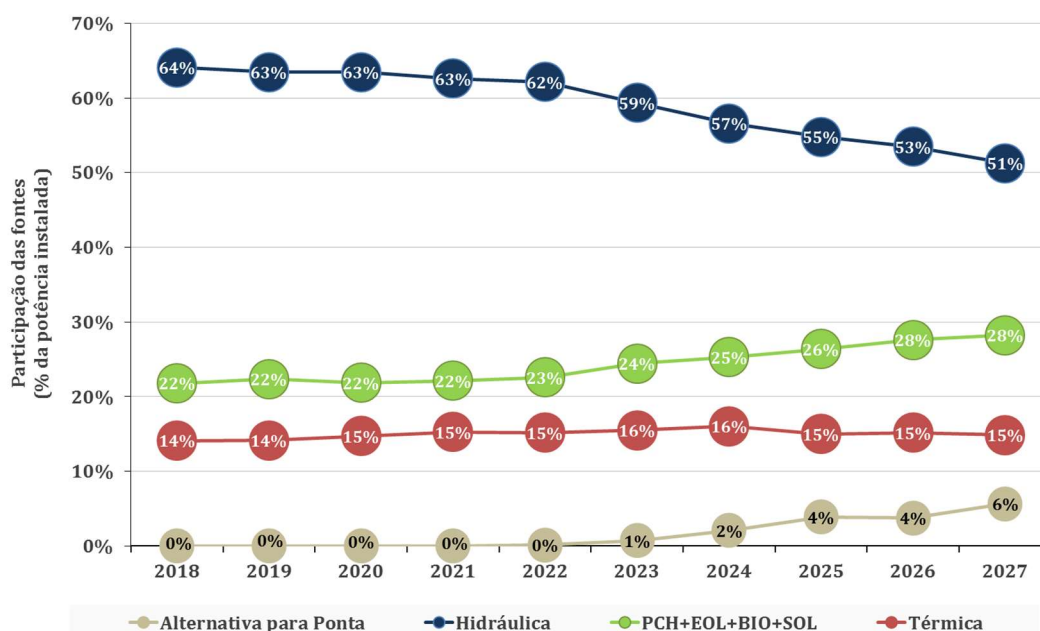
Além da expansão já contratada do sistema de transmissão, o MDI não indicou necessidade de ampliação nos limites de intercâmbio, utilizando o critério de benefício energético, em escala mensal. É importante frisar, entretanto, que novos troncos e reforços no sistema elétrico podem vir a ser necessários em função de restrições capturadas em estudos de planejamento e da operação do sistema com discretização horária ou por análises puramente

elétricas, conforme será apresentado no Capítulo de Transmissão de Energia Elétrica.

Dadas as variáveis de incerteza inerentes ao caráter indicativo da expansão da geração, cabe destacar que as instalações de transmissão têm natureza determinativa e uma realidade de prazos crescentes associada à suas implantações. Em decorrência, surge a necessidade de se adotar no planejamento avaliações de eventuais antecipações de reforços de transmissão, sempre respaldadas por análises econômicas e energéticas, buscando a devida harmonização com possíveis estratégias de localização e cronograma dos diferentes tipos de fontes de geração indicadas no Plano.

O Gráfico 3-6 apresenta a participação de cada fonte, em relação à capacidade instalada, na composição da matriz. Destaca-se que, apesar da redução da participação de usinas hidrelétricas, o sistema mantém a predominância de fontes renováveis e não emissoras de GEE. Nessa Expansão de Referência, a participação dessas fontes é sempre da ordem de 80% da capacidade instalada total do SIN.

Gráfico 3-6 - Participação das fontes



Nota: A participação de PCH inclui também empreendimentos classificados como CGH.

CONDIÇÕES FUTURAS DE ATENDIMENTO AO SIN

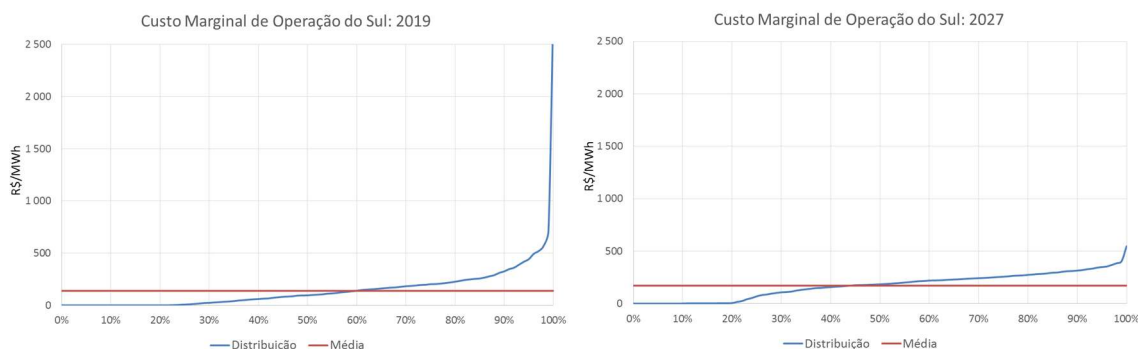
A manutenção do perfil renovável da matriz se deve ao fato de que 53% da oferta indicativa é composta por eólica, solar, hidrelétricas, incluindo PCH e CGH, e diferentes tipos de biomassa, incluindo o biogás. Somando com a oferta já contratada, essa proporção é de 58% da expansão total no horizonte decenal.

Adicionalmente, o sistema contará com a substituição da oferta de termelétricas movidas a óleo diesel e combustível, que retira aproximadamente 3.000 MW dessas fontes até 2027, por usinas a gás natural, além do início da operação de Angra 3. Essa nova oferta apresentará um custo variável de operação mais baixo que o do parque atualmente em operação, contribuindo para redução da probabilidade de novas situações de custo marginal de operação elevados, por longos períodos. Para ilustrar esse efeito, o Gráfico 3-7 apresenta a distribuição de CMO para a região Sul nos anos de 2019 e 2027, obtida pela simulação das 2.000 séries sintéticas de vazão no modelo Newave. Percebe-se que ao se expandir o parque com oferta de custo

variável baixo reduz-se a dispersão desses custos, permitindo assim a visão de que, no futuro, a probabilidade de ocorrerem cenários de custo demasiadamente altos será menor.

Em complemento, o sistema contará com 13.000 MW de oferta para complementação de potência, que representa 33% da expansão indicativa mas deverá agregar pouca, ou mesmo consumir, energia ao sistema. Esse montante será composto por usinas termelétricas flexíveis, que poderão operar quando necessário, e tecnologias de armazenamento, como baterias e hidrelétricas reversíveis, que aumentarão a capacidade do sistema nos momentos de maior necessidade fazendo uso dos excedentes nos momentos de menor demanda. Os recursos indicados para esse fim, de complementação de capacidade, tenderão a ter um baixo fator de capacidade, operando para suprir a demanda em situações específicas. A frequência de uso dessas tecnologias não pode ser detalhada com os modelos atualmente utilizados pelo planejamento da expansão, mas independentemente do ciclo operativo, é esperado o uso por poucas horas ao ano.

Gráfico 3-7 - Distribuição dos CMO o início e final do horizonte



O Gráfico 3-8 ilustra a perspectiva de operação para suprimento futuro de energia. Em termos da expectativa de geração, considerando a média dos cenários históricos de afluência apresentada na figura a esquerda, percebe-se que o balanço energético mensal deverá contar, predominantemente, com recursos renováveis, com elevada participação hidrelétrica nos meses de dezembro a abril e grande contribuição das outras fontes renováveis entre junho e novembro.

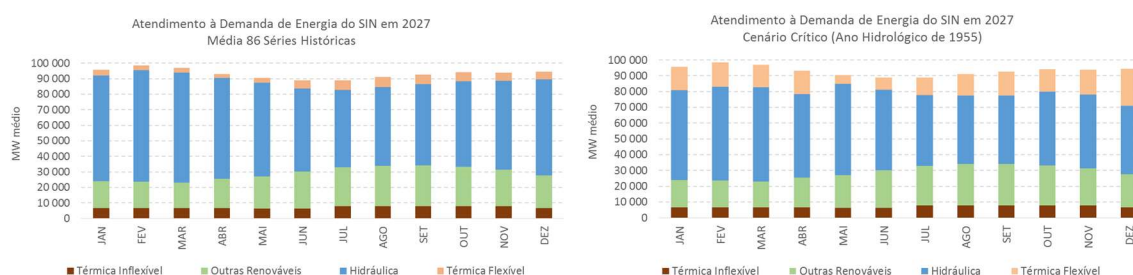
É importante frisar que essa perspectiva de operação, quando avaliada pelos valores esperados da simulação, pode apresentar um viés otimista, dada a escala de operação mensal, que não captura as variações intradiárias, além da simplificação metodológica empregada nos modelos oficiais, que simulam a contribuição hidrelétrica em reservatórios equivalentes. Por isso, a avaliação dos cenários mais críticos é uma importante etapa do processo de planejamento. Para tal, é apresentada também a

expectativa de operação para um cenário crítico²², na figura a direita. Ao compararmos a geração nesses dois cenários, podemos perceber a menor geração hidrelétrica e maior complementação termelétrica em todos os meses.

Quando as hidrelétricas apresentarem baixa disponibilidade, o sistema terá que contar com fontes eficientes para operar por longos períodos, principalmente nos meses de maior demanda. Na expansão de referência, as fontes que farão esse papel são as termelétricas a gás ciclo combinado. Usinas

eficientes e de CVU mais baixo que os atualmente presentes na matriz serão importantes para que, em momentos onde seja necessário preservar o nível dos reservatórios, o custo de operação não fique muito elevado. Essa política operativa pode ser necessária tanto para mitigar o risco de abastecimento futuro quanto para preservar a flexibilidade das usinas hidrelétricas. Por isso, a função das termelétricas a ciclo combinado na matriz também é a de operar para compor o balanço mensal de energia, com o seu acionamento sendo determinado pela percepção de risco do planejamento da operação.

Gráfico 3-8 - Participação das Fontes no Atendimento Mensal – Média e Cenário Crítico



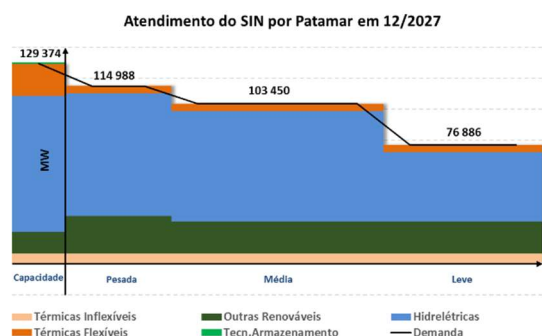
Por outro lado, o papel das tecnologias para complementação de capacidade é diferente, pois ao acumularmos as horas de uso dessas tecnologias ao longo do ano, espera-se um reduzido fator de capacidade. Ou seja, a visão de futuro da matriz prevê um uso frequente das tecnologias para atendimento à capacidade, mas com expectativa de poucas horas de operação.

O Gráfico 3-9 exemplifica a perspectiva de operação por patamar de carga e para a restrição de capacidade, para o mês de dezembro de 2027.

Inicialmente, destacam-se as fontes como a eólica e a solar que agregam energia ao longo do mês, mas, por não serem controláveis, não se pode contar com a mesma contribuição na oferta de capacidade. Em situações hidrológicas próximas da média, a participação das termelétricas tende a ser pequena no despacho mensal. Porém, elas serão requisitadas a operar nos momentos de pico de demanda, principalmente as tecnologias que possam entrar e sair de operação com maior frequência. Além disso, o importante papel das hidrelétricas na modulação da oferta, permitindo acompanhar a curva de carga, garante a sinergia que o sistema precisa para ter uma operação econômica e eficiente.

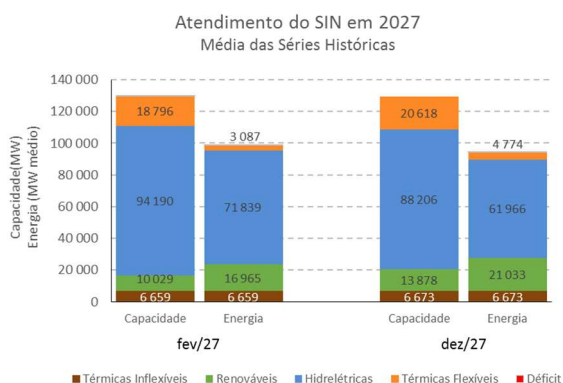
²² Vale lembrar que a contribuição das fontes não despachadas centralizadamente é representada de forma determinística no modelo Newave, motivo pelo qual elas aparecem iguais nos dois cenários.

Gráfico 3-9 - Participação das fontes por patamar de carga



Para explorar melhor a participação das fontes no atendimento médio mensal e de capacidade, o Gráfico 3-10 avalia os meses de fevereiro, onde ocorre a maior demanda instantânea, e dezembro, onde se verifica uma disponibilidade hídrica reduzida.

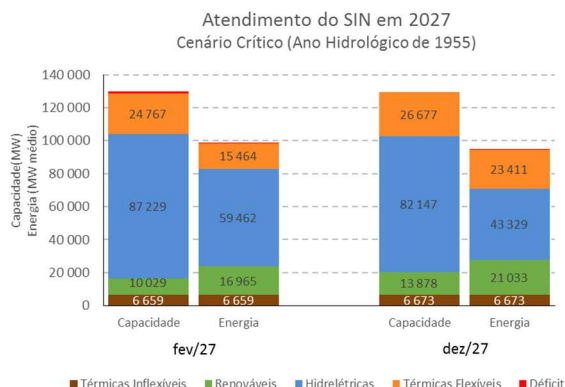
Gráfico 3-10 - Participação das fontes para energia e capacidade – média dos cenários hidrológicos



No mês de fevereiro ocorre a maior demanda instantânea do ano e a contribuição das fontes não controláveis é baixa, principalmente eólica. Por outro lado, a maior disponibilidade hídrica permite a gestão da produção e uma elevada oferta de potência. Ainda assim, para garantir o atendimento ao elevado requisito, é necessária a complementação termelétrica mesmo para cenários próximos da média. Já em dezembro, quando o nível dos reservatórios está baixo e a demanda já começa a se elevar, a menor gestão hídrica não garante uma potência tão elevada. Nesse momento, as termelétricas flexíveis passam a ter geração ainda maior.

Isso fica ainda mais evidente ao considerarmos um cenário crítico de disponibilidade hídrica, como o apresentado no Gráfico 3-11 onde todo o parque termelétrico flexível é utilizado nos dois meses apresentados.

Gráfico 3-11 - Participação das fontes para energia e capacidade – Cenários hidrológico crítico



Outro aspecto relevante da matriz futura é a robustez do sistema de transmissão, que garantirá a troca de energia entre as regiões. Além de permitir uma maior gestão dos recursos, dando flexibilidade para o operador definir a melhor forma de atendimento, um sistema de transmissão robusto minimiza os aspectos locacionais no planejamento, fazendo com que a escolha dos sítios onde serão instalados os novos parques sejam definidas por aspectos econômicos e/ou estratégicos. Outro ponto a se destacar é que, nos estudos energéticos apresentados nesse capítulo, não são capturadas eventuais restrições elétricas, as quais só podem ser identificadas com simulações mais detalhadas. Essa é outra questão relevante que pode determinar a melhor localização para instalação da nova oferta.

Do ponto de vista energético, cabe identificar a característica de cada região na relação entre oferta e demanda locais. O Gráfico 3-12 apresenta a distribuição dos balanços regionais mensais, para o ano de 2027, dos quatro maiores submercados (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte), definindo a característica importadora ou exportadora de energia para cada região. Os valores positivos indicam o fornecimento de energia (exportação) enquanto valores negativos indicam recebimento (importação). Foram considerados todos os cenários históricos para os doze meses de

2027. A perspectiva é que, em termos de energia, as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul sejam predominantemente importadoras, enquanto as regiões Nordeste e Norte sejam predominantemente exportadoras de energia. Cabe destacar também o caráter sazonal existente para as regiões Norte e Sul do País. Nessas regiões, apesar de haver uma característica predominante, existe uma quantidade significativa de cenários onde a relação oferta e demanda se inverte.

O Gráfico 3-13 adota a mesma convenção de sinais para apresentar a permanência dos balanços regionais de potência. Nota-se que algumas regiões apresentam características diferentes quando avaliamos o balanço médio mensal e o balanço de capacidade instantânea. As regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste possuem quase que uma inversão total nas suas características. É na região Sudeste/Centro-Oeste que se situa a maior parte das usinas hidrelétricas com reservatórios de

regularização, além de uma significativa parcela termelétrica. Com isso, o Sudeste/Centro-Oeste conta com grande capacidade de modulação da oferta. Já a região Nordeste é marcada pela forte expansão eólica, recurso que agrega muita energia no balanço médio mensal, mas possui reduzida vocação para o suprimento instantâneo.

A região Sul se apresenta como importadora de potência na quase totalidade dos cenários analisados. Já a região Norte conta com um excedente de potência em quase todos os meses do ano, principalmente ao se preservar níveis elevados no reservatório da UHE Tucuruí.

No Anexo III do Capítulo 3 encontram-se os fluxos de intercâmbio para essas regiões, separados entre meses úmidos e secos. Pode-se perceber que os momentos de restrição nas interligações são de reduzida probabilidade.

Gráfico 3-12 - Distribuição da relação entre Oferta x Demanda de cada subsistema

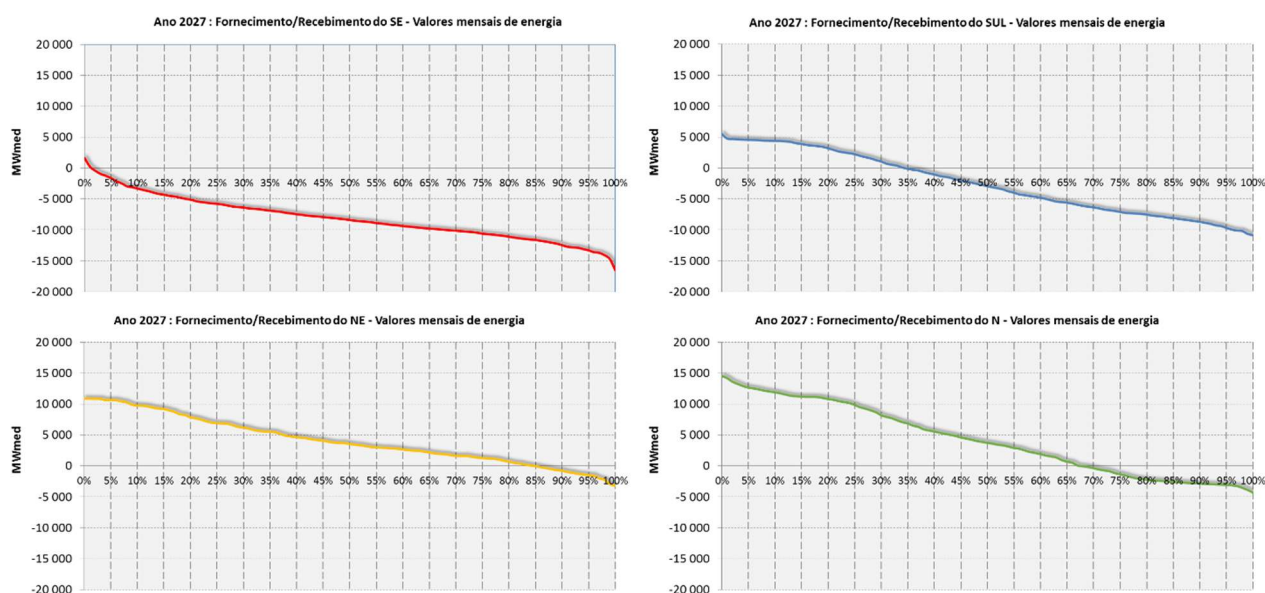
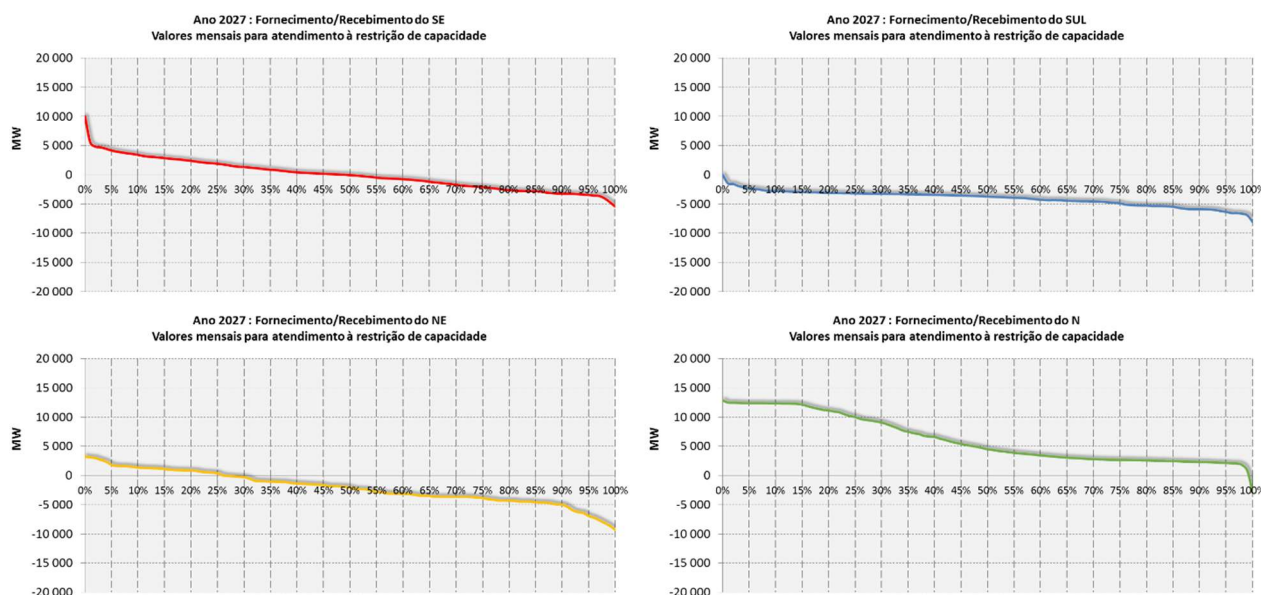


Gráfico 3-13 - Distribuição da relação entre Oferta x Demanda de cada subsistema



NECESSIDADE DE EXPANSÃO DE POTÊNCIA

O PDE 2026 apresentou a necessidade de contratação de potência a partir do ano de 2021. Entretanto, após a publicação do documento fatos relevantes que não haviam sido considerados naquele estudo ocorreram levando a postergação dessa necessidade. No PDE 2027, a necessidade dessa expansão se inicia em 2022, com um montante relativamente baixo, e se intensifica a partir de 2023.

Dentre os fatos que levaram a essa postergação, dois merecem especial destaque: a oferta contratada nos últimos Leilões de Energia Nova e o retorno da consideração da UTE Novo Tempo na expansão. Essa maior oferta termelétrica aumenta a capacidade disponível no sistema, reduzindo a necessidade de contratação para complementação de potência. Isso também faz com que, além de ser adiada em um ano, a necessidade em um primeiro momento passa a ser menor, apesar de ao final do decênio não variar muito.

Esses fatos são importantes também para ilustrar o efeito que a composição da oferta tem sobre um requisito específico. O requisito de capacidade é consequência não só da demanda máxima do sistema, mas também da composição do parque gerador e da sua capacidade de garantir potência quando for necessário. Por esse motivo, nem sempre uma

redução na projeção de carga promoverá uma redução do requisito de capacidade adicional. Em situações onde, mesmo para um mercado menor, o parque gerador contar com mais fonte com alta vocação para balanço mensal e baixa capacidade de potência, a necessidade de complementação pode ser alta.

Outro ponto importante a ser citado é a inexistência de mecanismos de contratação específicos para potência. O sistema brasileiro, atualmente, contrata apenas energia e as métricas para avaliar a competitividade entre tecnologias se dá em termos de R\$/MWh. Nesse sentido, os mecanismos atuais não capturam o benefício gerado por tecnologias cuja principal função é aumentar a capacidade, mesmo que produzindo pouca energia. Esse fato é mais relevante ainda quando essas tecnologias apresentam o balanço mensal negativo, caso específico das tecnologias de armazenamento.

De acordo com o cenário de referência, a necessidade para o ano de 2022 é relativamente baixa. Porém, como será a primeira experiência do Brasil em contratar tecnologias com um objetivo diferente, a realização de um primeiro leilão para contratar um montante pequeno pode ser importante, garantindo que, para os anos de maior necessidade, as chances de erro se reduzam.

3.5.2. ANÁLISES DE SENSIBILIDADE (WHAT-IF)

Mantendo a abordagem de avaliar a expansão sobre múltiplas possibilidades, foram analisadas incertezas associadas ao processo de planejamento através de análises de sensibilidade nas principais variáveis, ou análises “what-if”. O objetivo dessas sensibilidades é mostrar como o planejamento visualiza a resposta do sistema frente a incertezas sobre algumas variáveis de interesse, visando fomentar a discussão com a sociedade. Eles são discutidos a seguir, em conjunto com seus resultados.

CASO 2: EXPANSÃO PARA O CASO ALTERNATIVO DE DEMANDA

A expansão alternativa de demanda apresenta uma taxa média de crescimento de 3,9% ao ano, contra 3,6% ao ano do cenário de referência. A Tabela 3-4 apresenta as taxas de crescimento anuais dos dois cenários. Isso resulta em uma carga de energia de aproximadamente 2.600 MW médios maior em 2027, o que significa uma antecipação de apenas um ano no fim do horizonte decenal.

Para fazer frente ao maior crescimento do mercado, as seguintes premissas foram alteradas em relação à Expansão de Referência:

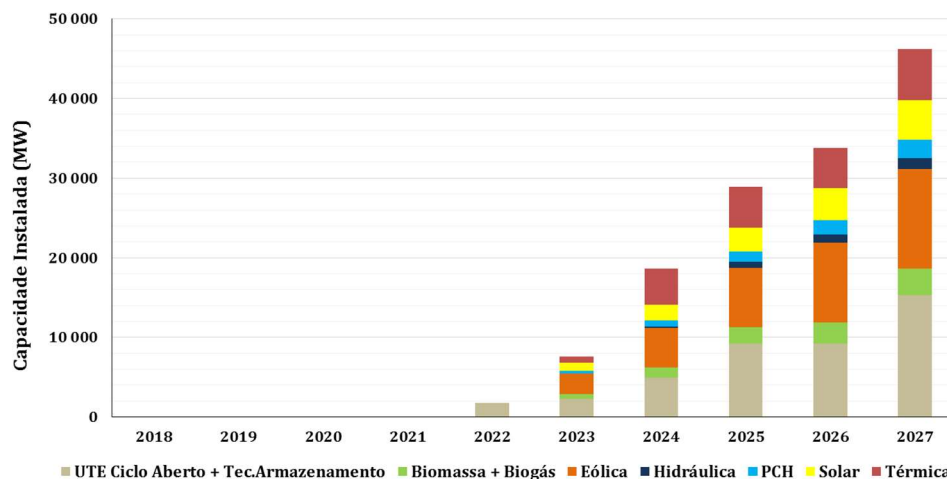
- Limite superior para o *step* de eólica de 2.500 MW/ano;
- Limite superior para o *step* de solar fotovoltaica de 3.000 MW/ano;
- Limite superior para o *step* de biomassa de 600 MW/ano;
- Limite superior para PCH da seguinte forma: 400 MW/ano em 2023 e 2024; 500 MW/ano entre 2025 e 2027 e mantidos 600 MW/ano após o horizonte decenal.

A expansão resultante leva a um aumento na capacidade instalada do SIN de aproximadamente 7.000 MW no fim do horizonte decenal, em relação ao Cenário de Referência. O Gráfico 3-14 apresenta a respectiva expansão da oferta indicativa.

Tabela 3-4 - Taxas de crescimento dos cenários de demanda no SIN

Taxa de Crescimento (% a.a.)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Cenário de Referência	3,0%	3,9%	3,8%	3,9%	4,0%	3,6%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%
Cenário Alternativo	3,3%	4,2%	4,1%	4,1%	4,2%	3,9%	3,7%	3,7%	3,7%	3,6%

Gráfico 3-14 - Expansão Indicativa - Mercado Alternativo



Anos	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
UTE C.A. + Tec.Armacenamento	0	0	0	0	1.741	2.280	4.916	9.250	9.250	15.328
Biomassa + Biogás	0	0	0	0	0	625	1.300	1.976	2.651	3.326
Eólica	0	0	0	0	0	2.500	5.000	7.500	10.000	12.500
Hidráulica	0	0	0	0	0	0	118	761	1.034	1.351
PCH + CGH	0	0	0	0	0	400	800	1.300	1.800	2.300
Solar	0	0	0	0	0	1.000	2.000	3.000	4.000	5.000
Térmica	0	0	0	0	0	750	4.508	5.103	5.103	6.387

Essa expansão requer investimentos estimados em geração da ordem de R\$ 182 bilhões no período de 2022 a 2027, para a parcela indicativa.

A oferta eólica representa boa parcela dessa expansão adicional, ampliando a indicação para 2.500 MW/ano no período entre 2023 a 2027. Nesse mesmo período, o desenvolvimento das PCH se amplia em 250 MW e o da biomassa de cana de açúcar se amplia em 750 MW.

Mesmo para uma maior demanda, a expansão solar fotovoltaica centralizada se manteve em 1.000 MW/ano, sinalizando que, mantidos os preços utilizados, esta opção ainda não se mostra economicamente atrativa para o sistema.

Completando esse aumento de capacidade instalada, o MDI optou por mais 1.300 MW de termelétricas a ciclo combinado e 2.200 MW de termelétrica para suprimento de capacidade.

Devido a restrita cesta de oferta de UHE, este caso apresentou a indicação das mesmas usinas, com

a antecipação em um ano da UHE Ercilândia, para 2024. A Tabela 3-5 lista as usinas hidrelétricas que fazem parte dessa configuração.

Tabela 3-5 - UHE Indicativas - Mercado Alternativo

Nome	Potência Instalada Total (MW)	Ano de Entrada
Telêmaco Borba	118	2024
Apertados	139	2025
Ercilândia	87	2025
Itaocara I	150	2025
Tabajara	400	2025
Comissário	140	2026
Bem Querer	650	2027
Castanheira	140	2027

Nota: Ano de entrada na simulação com o modelo NEWAVE, conforme melhor período de enchimento dos reservatórios

O Anexo II do Capítulo 3 apresenta a expansão para este caso.

CASO 3: RESTRIÇÃO À EXPANSÃO DE GÁS NATURAL

O Cenário de Referência apresenta uma expansão indicativa a gás natural de mais de 17.000 MW, entre tecnologias para fins de atendimento energético (aproximadamente 5.000 MW) e, principalmente, tecnologias para complementação de potência (aproximadamente 12.000 MW). Essa indicação eleva a participação do gás natural para 16% da capacidade instalada do SIN em 2027, contra os 8% vistos no final de 2018. Apesar de, em termos energéticos, a tecnologia para suprimento de potência não apresentar montantes elevados de geração, em relação à capacidade instalada a oferta a gás natural representará 43% do incremento total. Por essas razões, a primeira avaliação de sensibilidade será para identificar as alternativas e os impactos que a inviabilidade de uma expansão tão forte desse recurso possa causar.

Para compensar a menor disponibilidade de oferta, foram flexibilizadas as seguintes restrições em relação à premissa descrita para o Caso de Referência:

- Permitida a expansão a carvão mineral, em até 1.500 MW, entre os anos de 2024 e 2027;
- Aumento do limite superior da oferta eólica para 2.500 MW/ano, mantendo a indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) entre as regiões Nordeste e Sul a partir de 2023, sendo 80% alocado no Nordeste e 20% na região Sul.

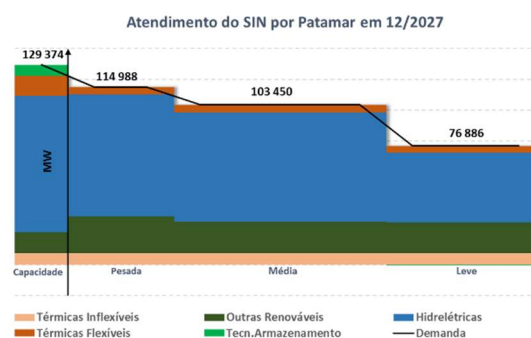
O primeiro caso elaborado, chamado Sensibilidade 3.1, considerou como limite superior para a expansão a gás natural 7.000 MW até 2027, com o MDI optando entre as tecnologias de ciclo aberto ou ciclo combinado. Dessa forma, buscou-se manter a participação do gás natural na matriz, ou seja, fazendo com que a participação relativa na capacidade instalada do SIN em 2027 fosse equivalente à de 2018. O Anexo II do Capítulo 3 apresenta a expansão indicativa obtida nessa sensibilidade.

Com essa nova restrição, o MDI decidiu por utilizar todo o limite de gás natural disponível para expansão, distribuindo os 7.000 MW entre as

tecnologias ciclo aberto (4.300 MW) e combinado (2.700 MW). A redução de, aproximadamente, 2.500 MW de ciclo combinado foi compensada por um acréscimo de 1.500 MW de carvão e 800 MW de eólica (expansão de cerca de 2.200 MW/ano no período 2023 a 2027), todas tecnologias com o principal objetivo principal de compor o balanço mensal. Já a redução de, aproximadamente, 7.900 MW de térmicas a ciclo aberto foi compensada pelo acréscimo em 6.000 MW de tecnologias de armazenamento.

Como pode ser visto no Gráfico 3-15, as tecnologias de armazenamento irão compor o balanço de capacidade a partir do consumo de energia nos patamares de menor demanda. O acréscimo de carga para armazenamento nos patamares de menor demanda será relativamente baixo, o que explica não aparecerem claramente no gráfico. Por exemplo, para poder gerar 7.300 MW durante 10 horas de pico, essas tecnologias precisarão consumir cerca de 270 MW durante as horas de carga leve do mês.

Gráfico 3-15 - Operação com Tecnologias de Armazenamento



A segunda sensibilidade busca avaliar uma situação onde expandir 12.000 MW de termelétricas para operação com baixo fator de capacidade seja de difícil viabilização em termos comerciais. Para isso, avaliou-se o efeito sob a expansão ao se limitar o desenvolvimento da opção de UTE ciclo aberto em um total de 5.200 MW até 2027.

Essa nova restrição forçou uma redução de, aproximadamente, 7.000 MW na expansão de UTE a ciclo aberto, montante esse que foi substituído por um acréscimo de 6.300 MW de tecnologias de armazenamento.

Novamente, o modelo decidiu pela expansão de termelétricas a carvão, em todo o montante disponibilizado, isto é, 1.500 MW até 2027. Com isso, em relação à Expansão de Referência, no horizonte decenal reduz-se em 950 MW a contribuição de termelétricas a gás natural ciclo combinado e de pouco menos de 900 MW de contribuição eólica. O Anexo II do Capítulo 3 apresenta a expansão indicativa obtida nessa sensibilidade.

A Tabela 3-6 apresenta a variação dos resultados dessas sensibilidades em relação à Expansão de Referência.

Tabela 3-6 - Diferenças entre sensibilidades e referência

		Fonte	Sensibilidade 3.1	Sensibilidade 3.2
Vocação	Potência	Gás Flexível Ciclo Aberto	- 7.874 MW	- 6.942 MW
		Tecnologias Armazenamento	+ 6.000 MW	+ 6.292 MW
	Energia	Gás Flexível Ciclo Combinado	- 2.391 MW	- 945 MW
		Carvão	+ 1.500 MW	+ 1.500 MW
		Eólica	+ 785 MW	- 870 MW

Dentre as conclusões que se pode extrair destes exercícios de sensibilidade, algumas merecem ser destacadas. A primeira delas é que, nos dois casos, mesmo com restrições diferentes em relação ao Cenário de Referência, o MDI fez trocas entre tecnologias com a mesma vocação, não alterando assim a forma como o sistema será atendido.

Vale destacar a importância que as tecnologias de armazenamento podem representar para o sistema, principalmente caso não seja viável uma expansão de termelétricas a gás no montante necessário para garantir a capacidade do sistema. Diversos aspectos ainda precisam ser aperfeiçoados para a inclusão dessas tecnologias no parque gerador. Com relação aos aspectos regulatórios e de

contratação, que hoje não preveem a oferta de armazenamento no SIN, é fundamental a adequação para permitir que elas possam fazer parte da expansão. Com relação a avaliação dos seus benefícios, os modelos computacionais precisam ser aperfeiçoados para melhor representar suas características operativas.

Outra conclusão importante desse *what if* é a discussão que deve ser feita a respeito da participação do carvão mineral na oferta de energia elétrica. Do ponto de vista econômico, essa sensibilidade mostrou que o carvão pode ser uma alternativa viável ao gás natural. Deve-se lembrar, entretanto, das externalidades que envolvem as discussões sobre essa fonte. Aspectos positivos, como a geração de emprego e desenvolvimento da economia local na região Sul do Brasil, e aspectos negativos, como as emissões de gases causadores do efeito estufa, devem ser ponderados, junto com os ganhos de segurança elétrica e energética e a viabilidade econômica, para que as decisões a serem tomadas sejam sustentáveis.

CASO 4: EXPANSÃO CONSIDERANDO APROVEITAMENTO DO PRÉ-SAL

Outra variável relevante a ser analisada neste PDE é a consideração de termelétricas utilizando gás natural do Pré-Sal. Apesar de, nessa avaliação, não haver necessariamente redução da participação do gás natural na matriz, como apresentado no Caso 3, o Pré-Sal representa uma opção de utilizar combustível nacional, reduzindo o risco associado às oscilações do preço internacional.²³ Além disso, por apresentar um alto índice de inflexibilidade, e um CVU mais baixo que a referência de GNL utilizada, as termelétricas do Pré-Sal podem alterar algumas características operativas, principalmente no que se refere à operação dos reservatórios e à disponibilidade de potência e flexibilidade que eles poderão propiciar.

Novamente, foram elaborados dois casos que consideraram a UTE do Pré-Sal com as seguintes características:

- Data mínima viável para o ano de 2025;

²³ Na representação do CVU da UTE indicativa do Pré-Sal, foi considerado o reajuste do preço do combustível indexado ao IPCA, como hipótese simplificadora, com a finalidade de avaliar a sensibilidade da expansão da matriz em função de diferentes valores de CVU.

- Inflexibilidade de 80% da capacidade instalada, com geração mínima constante em todos os meses do ano;
- CVU de R\$ 140/MWh reajustado pelo IPCA.

Na sensibilidade 4.1, a única alteração em relação ao Cenário de Referência foi a disponibilidade desta UTE como candidata a expansão. O Anexo II do Capítulo 3 apresenta a expansão indicativa obtida nessa sensibilidade. O MDI optou por reduzir em cerca de 2.100 MW a expansão termelétrica a GNL ciclo combinado, e adicionar 3.300 MW de termelétrica do Pré-Sal. Além de apresentar uma capacidade instalada maior, a opção termelétrica do Pré-Sal agrega mais energia ao sistema devido ao baixo CVU e alto grau de inflexibilidade. Isso leva também a uma redução da expansão eólica, de, aproximadamente, 2.000 MW no horizonte decenal, o que significa um desenvolvimento de 1.600 MW/ano de 2023 a 2027.

Esse caso apresentou também uma redução de 1.100 MW na opção termelétrica para atendimento de potência, a ciclo aberto. Por injetar mais energia no sistema, a opção do Pré-Sal aumenta a atratividade das tecnologias de armazenamento. Nesse caso, apesar de a expansão adicional ser de, apenas, 160 MW dessas tecnologias, é importante explorar essa sinalização.

Para isso, foi elaborada a sensibilidade 4.2, que considera as alterações da sensibilidade 4.1, mas não permite a expansão de termelétricas a ciclo aberto. O Anexo II do Capítulo 3 apresenta a expansão indicativa obtida nessa sensibilidade. A indicação de termelétricas do Pré-Sal foi praticamente igual à da sensibilidade 4.1, ou seja, de 3.300 MW. Para compensar a saída dos 12.000 MW de termelétricas para operação específica de potência, o modelo ampliou em mais de 6.700 MW a indicação de tecnologias de armazenamento e em mais de 2.100 MW a indicação de termelétricas a ciclo combinado flexíveis. Além disso, por contar com maior oferta com vocação para suprimento mensal, houve a redução de, aproximadamente, 3.000 MW de eólica

(desenvolvimento de 1.400 MW/ano de 2023 a 2027).

A Tabela 3-7 apresenta um comparativo de cada uma dessas sensibilidades com a Expansão de Referência.

Tabela 3-7 - Diferenças entre sensibilidades e referência

		Fonte	Sensibilidade 4.1	Sensibilidade 4.2
Vocação	Potência	Gás Flexível Ciclo Aberto	- 1.094 MW	- 12.142 MW
		Tecnologias Armazenamento	+ 159 MW	+ 6.754 MW
	Energia	Gás Ciclo Combinado	- 2.154 MW	+ 2.103 MW
		Pré-Sal	+ 3.313 MW	+ 3.300 MW
		Eólica	- 2.113 MW	- 2.980 MW

Sobre esses resultados, é possível estabelecer algumas conclusões importantes, que merecem ser destacadas. A primeira delas é a respeito da participação de usinas termelétricas inflexíveis na expansão do parque gerador. Usinas com essa característica, que tendem a ter um custo variável de operação mais baixo que opções flexíveis, são interessantes ao sistema, mas em um montante que depende do custo de operação. Nas avaliações apresentadas, as termelétricas do Pré-Sal substituíram parte da oferta flexível, mas não toda. O nível de atratividade desse tipo de oferta está diretamente relacionado a relação de preços do combustível para operação flexível e inflexível. Quanto maior a diferença, mais atrativa fica a expansão com a opção inflexível.

Para avaliar essa competitividade, a sensibilidade 4.1 foi novamente executada, alterando agora o CVU da termelétrica com gás do Pré-Sal de R\$ 140/MWh para R\$ 249/MWh,²⁴ mantendo o reajuste desse CVU ao IPCA. Nesse caso, a expansão obtida não apresentou mudanças significativas em relação à Expansão de Referência. Ou seja, nesse novo patamar de CVU a opção termelétrica inflexível deixou de ser

²⁴ CVU de referência para utilizado para GNL totalmente inflexível.

atrativa para a expansão, e o modelo voltou a optar pela opção totalmente flexível.

Outro ponto importante é o impacto que essa opção causa na operação dos reservatórios. Se, por um lado, a inflexibilidade tende a aumentar o vertimento do sistema, justamente por ser uma geração compulsória quando pode haver excedentes

de recursos naturais, por outro lado, ao preservar os níveis dos reservatórios, elas garantem a disponibilidade de potência nas UHE. Esse efeito deve ser explorado e valorado, quantificando o nível ótimo econômico que equilibre a expansão de oferta específica para suprimento de potência com as mudanças na operação dos reservatórios para preservar a potência neles disponível.

BOX 3.5 – NÍVEL DE ARMAZENAMENTO X EXPANSÃO DE POTÊNCIA COMPLEMENTAR

A necessidade de se contratar oferta para suprir necessidades de potência vem sendo apresentada de forma explícita nos últimos Planos Decenais. O montante apresentado se refere à oferta específica para capacidade. Este ano, a EPE introduz também o conceito de flexibilidade no planejamento, cujo requisito de oferta específica surgirá em breve, cabendo identificar quando e quanto.

O Brasil construiu seu sistema elétrico baseado na disponibilidade hídrica. A geração hidrelétrica é capaz de suprir os requisitos de curto prazo, variando a produção de acordo com a demanda e ofertando potência nos momentos de pico, com custo adicional baixo. Como essa tecnologia sempre foi predominante no SIN, não era necessária uma remuneração nem contratação específica para serviços além da geração de energia.

No atual momento, de dificuldades de expansão hidrelétrica e identificação da necessidade de outros serviços, a perda de potência por deplecionamento nos reservatórios das UHE é a maior causa da necessidade de potência adicional. Nesse sentido, uma política operativa que preserve os níveis dos reservatórios pode resultar em menor necessidade de expansão de capacidade de potência adicional. É claro que essa operação resultará em maior custo operativo. Porém se comparado com o custo da expansão adicional, pode haver um benefício líquido, através de um menor custo total (investimento mais operação).

A EPE está desenvolvendo um estudo para responder a seguinte questão: até qual nível de armazenamento é economicamente benéfico deplecionar os reservatórios, equilibrando a expansão para os requisitos de energia e potência?

Cabe destacar que, a resposta a tal pergunta não é simples, ainda mais se considerarmos que os atuais modelos de operação se baseiam apenas nos requisitos de energia, representando a potência de forma simplificada. Por não considerarem a potência de forma detalhada, as políticas operativas apontadas por esses modelos afundam os reservatórios sem se preocupar com a gestão do recurso para atendimento de curta duração. Entretanto, não se pode negar que novos paradigmas de operação podem reduzir as necessidades de expansão de potência e essa avaliação é de suma importância.

Não se pode deixar de mencionar, por fim, que a parceria com o ONS, que detêm toda experiência e conhecimento sobre os detalhes da operação, é fundamental para a realização desse trabalho. A interação existente entre as instituições vem crescendo nos últimos anos e tem trazido maior qualidade aos estudos de planejamento.

CASO 5: AVALIAÇÃO DA TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Outro tema a ser discutido é a representação da tecnologia solar fotovoltaica. Como apresentado na descrição dos recursos, devido às incertezas referentes à curva de carga futura foi considerado na Alternativa de Referência contribuição nula de capacidade para a oferta solar. Em alguns meses do ano os instantes de demanda máxima vêm ocorrendo na parte da tarde, onde a contribuição solar seria elevada. Mas, em outros meses o pico de carga ainda ocorre no início da noite, momentos de geração nula para essa fonte. As projeções de carga, conforme feitas atualmente, contemplam apenas os valores de máximo e média, não avaliando possíveis mudanças que possam afetar o perfil horário do consumo.

Para avaliar os efeitos dessa representação, foi elaborada a Sensibilidade 5.1 que passou a considerar como contribuição de capacidade o percentil P95 de

geração nas horas onde a demanda máxima ocorreu no ano de 2015²⁵. A estimativa de geração considerou um período de dados solarimétricos horários de 11 anos, cedidos pelo Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) do INPE, em pontos representativos dos subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. A Tabela 3-8 apresenta os valores considerados para a geração solar centralizadas. Nota-se que os meses de maio a agosto apresentam contribuição nula, pois é quando a demanda máxima tem ocorrido, predominantemente, à noite.

A contribuição da geração solar distribuída, nesse caso de sensibilidade, foi estimada pela mesma metodologia e considerada como abatimento de carga. Por não apresentarem rastreadores, tendência que vêm sendo percebida na geração centralizada, a contribuição de capacidade tende a ser menor que a apresentada na Tabela 3-8.

Tabela 3-8 - Contribuição solar de capacidade

Fator de Contribuição Solar para Capacidade (% da potência instalada)												
Subsistema	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
SE/CO	21,8%	29,3%	22,8%	14,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	12,5%	16,3%	19,4%	17,1%
NE	14,1%	16,2%	13,1%	9,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	7,9%	6,7%	7,4%	10,2%

O resultado obtido nesse caso reduziu a necessidade de expansão de fontes para complementação de potência em 3.350 MW. Porém, apresentou a mesma expansão solar fotovoltaica que o caso de Referência, isto é, 1.000 MW/ano.

Assim podemos concluir que, para os parâmetros utilizados, a premissa adotada para o Cenário de Referência dá mais segurança ao sistema sem comprometer a competitividade da tecnologia solar. Também podemos concluir com esse caso que, mesmo se considerarmos que o atual comportamento da demanda seja mantido no horizonte decenal, com os picos de carga em alguns meses do ano ocorrendo nos instantes onde a contribuição solar é significativa,

será necessária a complementação de potência, da ordem de 9.500 MW.

Vale mencionar que uma parte significativa dessa redução da necessidade de complementação de potência (cerca de 1.300 MW) se dá no biênio 2022/2023. Por outro lado, devido às incertezas inerentes ao planejamento, é recomendável, mesmo assim, buscar a contratação para o montante indicado nos primeiros anos.

Além de considerar a contribuição solar na restrição de capacidade, a sensibilidade 5.2 foi elaborada admitindo-se a hipótese de redução expressiva no investimento da opção fotovoltaica, de 40% a partir de 2024, de modo que seu custo de

²⁵ Essa metodologia é a mesma utilizada para estimar a contribuição de capacidade da oferta eólica.

implantação cairia para aproximadamente R\$ 2.400/kW.

Considerando esses efeitos conjuntos, esta fonte passaria a ser competitiva frente às demais opções e a expansão para o mercado de referência passa para um nível de 3.000 MW/ano, atingindo assim o limite superior considerado para este caso. Essa maior penetração solar substitui, predominantemente, parte da expansão eólica, além de reduzir a necessidade de complementação de potência.

A Tabela 3-9 sumariza as diferenças entre essas duas sensibilidades e a Expansão de Referência.

Tabela 3-9 - Diferenças entre sensibilidades e referência

		Fonte	Sensibilidade 5.1	Sensibilidade 5.2
Vocação	Potência	Gás Flexível Ciclo Aberto	- 3.351 MW	- 2.840 MW
	Energia	Gás Ciclo Combinado	+ 351 MW	- 276 MW
		Fotovoltaica		+ 8.000 MW
		Eólica		- 3.521 MW

BOX 3.6 – NECESSIDADE DE MAIOR REPRESENTAÇÃO GRANULAR DA CURVA DE CARGA

A análise *what if* apresentada no Caso 5 evidencia um importante avanço metodológico para a avaliação da inserção de fontes não controláveis na matriz de geração: a necessidade de refinamento nas projeções de curva de carga.

É fundamental que as projeções de demanda passem a considerar não apenas o crescimento do mercado e as projeções de demanda máxima, mas também os impactos que os avanços tecnológicos e as mudanças de hábitos de consumo possam causar na curva de carga. Para isso é preciso ter em mãos a melhor discretização temporal possível.

Como foi mostrado, a consideração ou não da contribuição da oferta solar na avaliação de capacidade do sistema está diretamente relacionada com a hora do dia em que os requisitos de capacidade aparecem. Essa consideração (ou não) também pode afetar a expansão necessária. Entretanto, para saber os instantes de pico é preciso conhecer o comportamento horário da demanda futura.

Além de evoluir para uma maior discretização temporal, é necessário que as projeções avaliem as incertezas que envolvem os hábitos de consumo, o uso de novas tecnologias e da evolução da geração distribuída no sistema.

Para a execução desse trabalho, cabe destacar que é fundamental a evolução da qualidade da obtenção de dados, sobretudo no que se refere à geração distribuída e ao perfil de consumo.

3.5.3 ESTIMATIVA DAS EMISSÕES DE GEE

A Tabela 10 apresenta o resumo dos níveis de emissões de gases causadores do efeito estufa para o SIN, obtidos através da simulação do Newave para

todas as análises “*what if*” adotadas. São ilustrados os valores para os anos de 2025 e 2027, bem como a diferença percentual de cada *what if* em relação à Expansão de Referência.

Tabela 3-10 - Estimativa das emissões de gases causadores do efeito estufa

PDE 2027		Emissões (Milhões de tCO ₂ eq)		Emissões (Δ% Ref.)	
Caso	Descrição	2025	2027	2025	2027
1	Expansão de Referência	34.3	38.9	-	-
2.1	Expansão para o cenário alternativo de demanda	37.1	41.9	8.4%	7.7%
3.1	Restrição a expansão de Gás Natural Sensibilidade 3.1	37.6	46.8	9.8%	20.3%
3.2	Restrição a expansão de Gás Natural Sensibilidade 3.2	39.1	48.5	14.1%	24.6%
4.1	Expansão considerando aproveitamento do Pré-sal Sensibilidade 4.1	35.1	41.9	2.4%	7.7%
4.2	Expansão considerando aproveitamento do Pré-sal Sensibilidade 4.2	35.1	43.4	2.5%	11.7%
4.3	Expansão considerando aproveitamento do Pré-sal Sensibilidade 4.3	34.1	38.8	-0.4%	-0.3%
5.1	Avaliação da tecnologia solar Fotovoltaica Sensibilidade 5.1	34.0	38.8	-0.7%	-0.2%
5.2	Avaliação da tecnologia solar Fotovoltaica Sensibilidade 5.2	33.4	37.6	-2.4%	-3.3%

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

> O PDE 2027 traz novos avanços metodológicos no processo de construção da expansão do parque gerador do SIN, no horizonte decenal. Para tanto, o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), desenvolvido na própria EPE, passou a representar a curva de carga em quatro patamares (ponta, pesada, média e leve) e mais uma restrição de capacidade. Essa abordagem, além de representar melhor a operação do sistema, permite uma primeira sinalização para benefícios provenientes de tecnologias de armazenamento, que poderão ser importantes recursos para os crescentes requisitos de capacidade e flexibilidade

> A inserção das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) como candidatas para expansão foi aprimorada neste PDE 2027. Para tanto passou a se basear em dois parâmetros: um de natureza quantitativa, na qual se relacionou a disponibilidade de projetos para composição da expansão; o outro, de ordem econômica, no qual se definiram três patamares de custos de implantação, em termos de R\$/kW. Em termos quantitativos se estratificou o potencial detentor de DRS-PCH pela ANEEL (dezembro/17). Essa abordagem permitiu identificar os subsistemas Sul, Sudeste e Centro-Oeste como detentores de 92% do potencial brasileiro disponível de PCH. A região Norte ainda não conta com seu potencial de PCH mapeado e a região nordestina, como reflexo de sua semiaridez, não dispõe do recurso hídrico na forma requerida pela fonte. No total foram considerados 136 projetos.

> Destaque deve ser dado ao potencial do biogás. O PDE 2027, pela primeira vez, representa 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 decorrentes dos processos do setor sucroenergético.

> Importante mencionar também a expansão da opção eólica e fotovoltaica no Cenário de Referência que contempla no período 2023 a 2027 um montante de 5.000 MW de usinas fotovoltaicas e 10.000 MW de empreendimentos eólicos.

> Além dos recursos para atendimento ao balanço mensal de energia, o sistema faz uso de tecnologias para complementação de capacidade. Na Expansão de Referência as tecnologias para esse fim são as termelétricas de custo de instalação menores e as tecnologias de armazenamento, como baterias e hidrelétricas reversíveis. No caso das termelétricas para complementação de capacidade, o principal atributo requerido é de alta disponibilidade e ausência de inflexibilidade. Para essas tecnologias é aceitável um custo variável de operação mais elevado do que das tecnologias que fecharão o balanço de energia. O principal atributo nesse caso é que elas tenham baixo custo fixo, já que seu papel no sistema seria similar ao de um seguro, ou seja, espera-se a operação por curtos períodos de tempo.

> Com o objetivo de se analisar a expansão sobre múltiplos cenários, foram analisadas incertezas associadas ao processo de planejamento através de análises de sensibilidade nas principais variáveis, ou análises “what-if”. O objetivo dessas sensibilidades é mostrar como o planejamento visualiza a resposta do sistema frente a casos alternativos, visando fomentar a discussão com a sociedade.

> As análises mostram que o carvão mineral pode ser uma alternativa viável ao gás natural. No entanto, é importante levar em conta as externalidades que envolvem as discussões sobre essa fonte. Aspectos positivos, como a geração de emprego e desenvolvimento da economia local na região Sul do Brasil, e aspectos negativos, como as emissões de poluentes e gases causadores do efeito estufa, devem ser ponderados, junto com os ganhos de segurança elétrica e energética e a viabilidade econômica, para que as decisões a serem tomadas sejam sustentáveis. A modernização do parque termelétrico a carvão em final de vida útil se revela uma excelente oportunidade de ampliação da oferta de energia por usinas termelétricas mais eficientes com redução significativa dos montantes de emissão das usinas disponíveis atualmente.

> A participação de usinas termelétricas inflexíveis na expansão do parque gerador tende a ter um custo variável de operação mais baixo que opções flexíveis sendo, portanto, interessantes ao sistema, mas em um montante que depende do custo de operação. O nível de atratividade desse tipo de oferta está diretamente ligado à relação de preços do combustível para operação flexível e inflexível. Quanto maior a diferença, mais atrativa fica a expansão com a opção inflexível.

4. Transmissão de Energia Elétrica

As atividades relativas ao planejamento da transmissão desempenhadas pela Superintendência de Transmissão de Energia – STE foram conduzidas, em caráter regional, pelos Grupos de Estudos de Transmissão Regionais (GET) da EPE com a colaboração das concessionárias de transmissão e de distribuição na sua área de atuação.

A expansão da Rede Básica de transmissão (instalações com tensão igual ou superior a 230 kV) deve ser estabelecida de forma a permitir que os agentes de mercado tenham livre acesso à rede, possibilitando um ambiente propício para a competição na geração e na comercialização de energia elétrica no sistema interligado.

Além do atendimento ao mercado, o sistema de transmissão desempenha o importante papel de interligar os submercados de energia elétrica, permitindo a equalização dos preços da energia por meio da minimização dos estrangulamentos entre os submercados, possibilitando um despacho otimizado do parque gerador.

A elaboração dos estudos de expansão da transmissão no horizonte decenal é feita a partir das projeções de carga elétrica e do plano referencial 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 um conjunto de estudos complementares de transmissão, que realimentam o processo de planejamento, contemplando, dentre outros:

- 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); e
- Estudos específicos de integração de empreendimentos de geração mais relevantes ou de suprimento de cargas em pontos específicos do sistema.

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), a saber: (i) R2 – Detalhamento da Alternativa de Referência.; (ii) R3 – Definição da Diretriz de Traçado e Caracterização Socioambiental; (iii) R4 - Caracterização da Rede Existente (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. CONTEXTO ATUAL 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).

BOX 4.1 - ATUALIZAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO

Para o desenvolvimento dos planos de expansão de curto, médio e longo prazo do sistema de transmissão de energia elétrica nacional, a EPE conta com um conjunto expressivo de critérios, procedimentos metodológicos e premissas que têm sido utilizados para esta atividade. Nesse contexto, faz-se necessária constante atualização do arcabouço de referências para a realização destes estudos, como forma de absorver e acompanhar a evolução do Setor Elétrico Brasileiro.

Com esse objetivo, a EPE iniciou um trabalho para atualização dessas referências para a expansão do sistema de transmissão, incorporando a experiência da EPE a partir dos estudos realizados até o presente. Em particular, a atualização desse conjunto de referências faz-se necessário diante do cenário atual, bem como daquele visualizado de expansão futura com alta penetração de fontes renováveis, principalmente eólica e solar, no sistema hidrotérmico brasileiro, o que deverá demandar procedimentos, dados e critérios específicos para análise da rede de transmissão.

Esta atualização contemplará o desenvolvimento e estado da arte dos sistemas de transmissão em corrente alternada (CA) e em corrente contínua (CC), incluindo um levantamento dos critérios de planejamento da expansão da transmissão utilizados em nível internacional e análise de sua aplicabilidade às condições e características do sistema elétrico brasileiro.

Além disso, essa atualização deverá se harmonizar com os documentos correlatos utilizados no país, tais como os Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Procedimentos da Distribuição – PRODIST, do setor de distribuição, regulamentos e normativos específicos.

O trabalho deverá abranger os critérios, premissas e metodologias para o desenvolvimento de estudos de 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 CA e CC. Contemplará também os critérios e metodologia para a análise econômica, bem como para a seleção e recomendação técnico-econômica de alternativas de transmissão.

Devido à natureza singular desse trabalho, a EPE conta com a parceria da GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit), no âmbito da Cooperação Técnica Brasil – Alemanha, através da contratação de profissionais de notório saber e especialização nos temas a serem desenvolvidos.

O plano de trabalho contará com a capacitação da equipe técnica da EPE através de debates orientados e reuniões específicas a serem realizadas durante sua execução e, também, contará com a contribuição de agentes externos do Setor Elétrico Brasileiro através de reuniões e de consulta pública.

A seleção de alternativas é conduzida considerando o desempenho elétrico e socioambiental e o enfoque do mínimo custo global, ou seja, considerando, além dos custos referentes às perdas elétricas no sistema, os 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.

Nesse contexto, a antecipação dos estudos de planejamento, por sua vez, 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 de 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 aprimorado, em um trabalho conduzido pelo MME com a participação, inicialmente, da EPE e que posteriormente será submetido à Consulta Pública para participação da sociedade.

BOX 4.2 - DESAFIOS DA TRANSMISSÃO

Um dos principais desafios a serem enfrentados nos próximos anos diz respeito à crescente complexidade socioambiental e fundiária para a implantação de novos projetos de transmissão. Tal condição contribui para que, muitas vezes, as obras recomendadas no planejamento não entrem em operação na data de sua efetiva necessidade, implicando em problemas elétricos que podem variar dependendo do propósito das instalações.

Outro desafio previsto se relaciona ao processo global de mudanças climáticas. De forma geral, a elevação das temperaturas regionais pode atenuar significativamente a capacidade operativa das linhas de transmissão, situação que se torna mais impactante ao se considerar as dificuldades para a implantação das novas instalações de transmissão.

Outro ponto a ser destacado 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.

Finalmente, deve-se buscar o aprimoramento metodológico e de ferramental utilizado no planejamento integrado da expansão da geração e transmissão, no sentido de representar mais adequadamente as novas tecnologias. Essa questão envolve não apenas a modelagem das fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a fotovolta, mas também de Redes Elétricas Inteligentes (REI) e da Geração Distribuída. (GD).

4.1 Topologia da Rede

4.1.1. CONFIGURAÇÃO INICIAL

A Rede Básica de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), que compreende as tensões de 230 kV a 800 kV, 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 4-1 ilustra, de forma esquemática, a configuração do SIN referente ao ano 2017 e a Figura 4-2 apresentada o sistema planejado até o ano 2027.

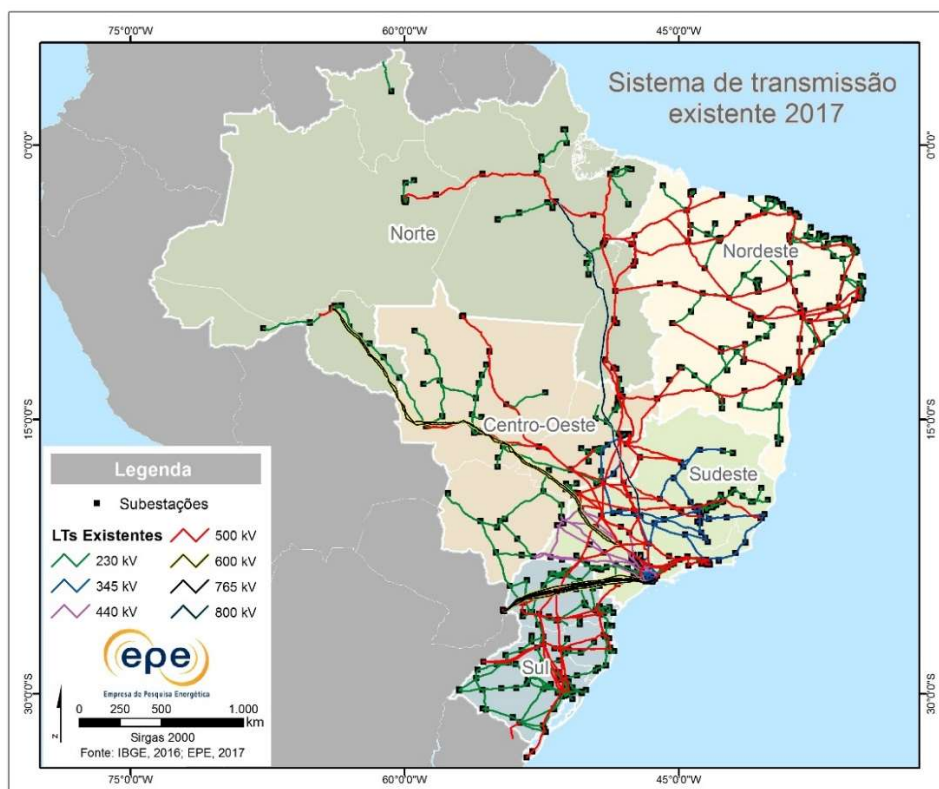
A expansão do SIN apresentada neste plano decenal contempla: os empreendimentos

recomendados nos estudos de viabilidade técnico-econômica e socioambientais de alternativas (Relatórios R1), elaborados pela EPE; os empreendimentos consolidados no Programa de Expansão da Transmissão – PET; e as atualizações das redes de distribuição geradas pelas distribuidoras de energia em suas áreas de atuação.

Os estudos realizados pelos GETs no ano de 2017/2018, que serviram de subsídio para o estabelecimento da configuração de referência do sistema interligado, são apresentados nas Referências Bibliográficas.

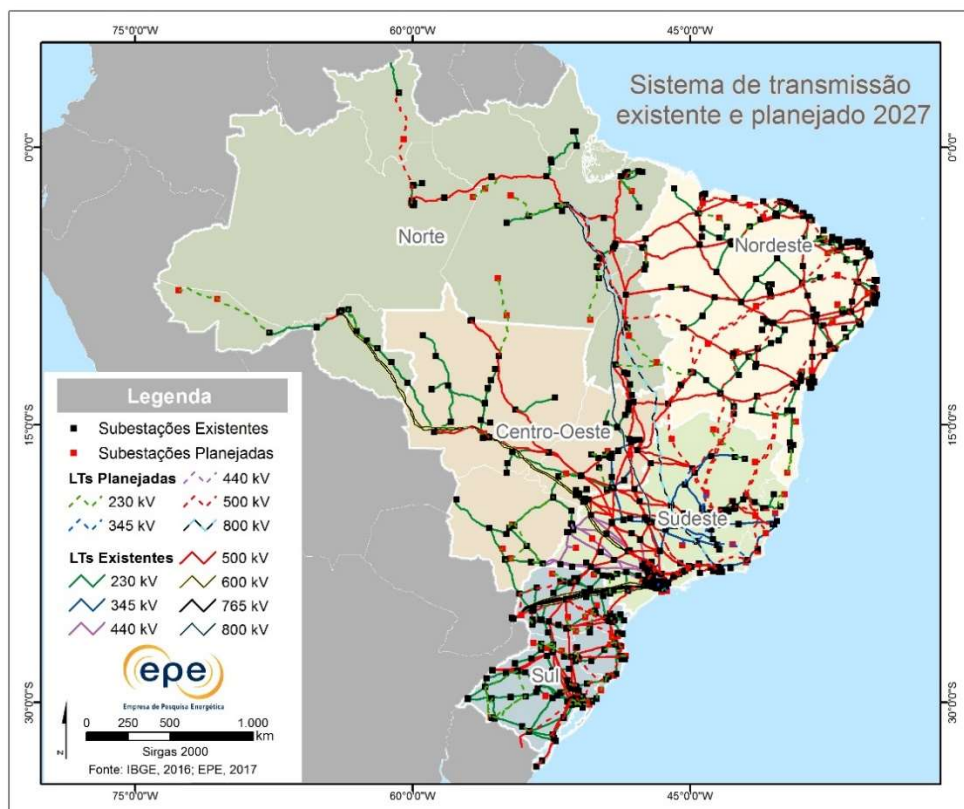
Além dessas expansões foram consideradas, nos anos finais do período decenal, obras referenciais associadas às ampliações das interligações, incluídas nas tabelas anexas.

Figura 4-1 - Diagrama do Sistema Interligado Nacional em Operação - 2017



Fonte: EPE - Webmap

Figura 4-2 - Diagrama do Sistema Interligado Nacional planejado – 2027



Fonte: EPE – Webmap

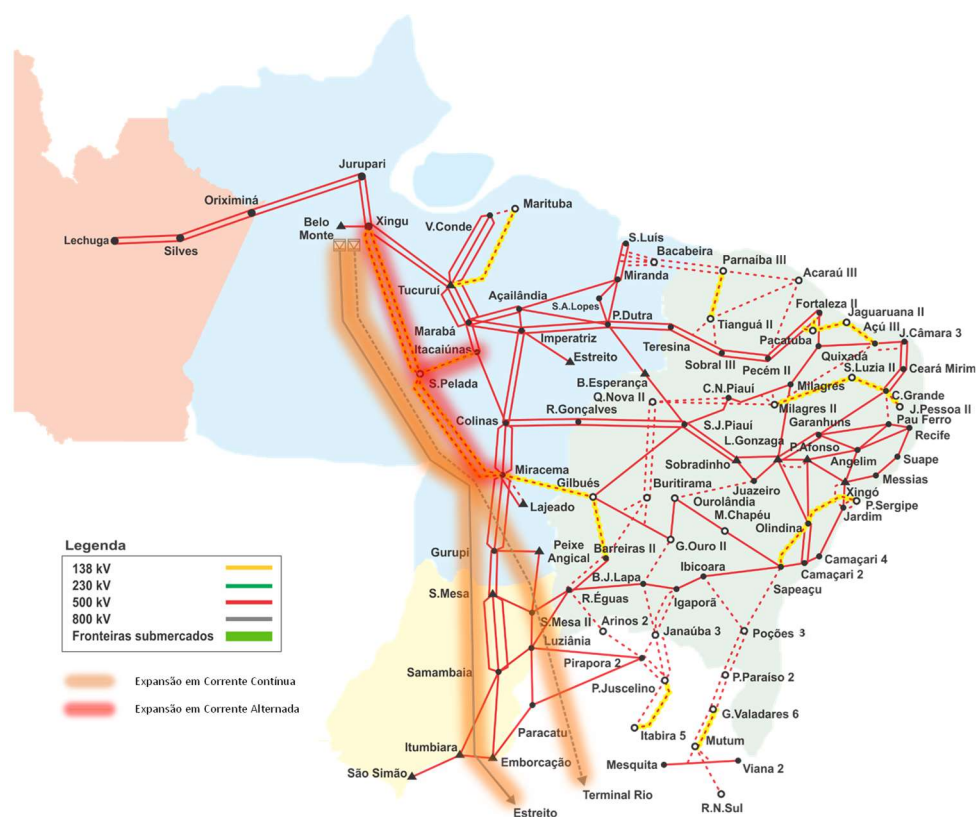
4.1.2. EXPANSÃO DO SIN: INTEGRAÇÃO DE USINAS DE GRANDE PORTE E DE NOVAS FONTES RENOVÁVEIS

INTEGRAÇÃO DO AHE BELO MONTE

O complexo hidrelétrico de Belo Monte fica localizado na região de Volta Grande do rio Xingu, próximo às cidades de Altamira e Vitória do Xingu, no estado do Pará. Na sua configuração final terá capacidade instalada de 11.233 MW sendo 11.000 MW na casa de força principal e 233 MW na casa de força secundária. O início de motorização da usina se deu em abril de 2016, completando a motorização em junho de 2020. Uma ilustração esquemática do sistema de conexão e de escoamento do AHE Belo Monte é apresentada na Figura 4-3, em conjunto com os reforços planejados para a interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste.

Além de reforços na rede em corrente alternada vizinha ao ponto de conexão desse empreendimento na SE Xingu 500 kV, para possibilitar o escoamento pleno da potência do AHE Belo Monte, os estudos levaram à recomendação de dois bipolos em corrente contínua de ± 800 kV, ambos partindo da SE Xingu 500 kV, com capacidade de 4.000 MW cada. O primeiro bipolo, que chega na região sudeste na SE Estreito (divisa entre MG e SP) está em operação desde dezembro de 2017, dois meses antes da data prevista no contrato de concessão. O segundo bipolo, em construção, tem data de entrada em operação para prevista para dezembro de 2019.

Figura 4-3 - Sistema de conexão e escoamento da UHE Belo Monte

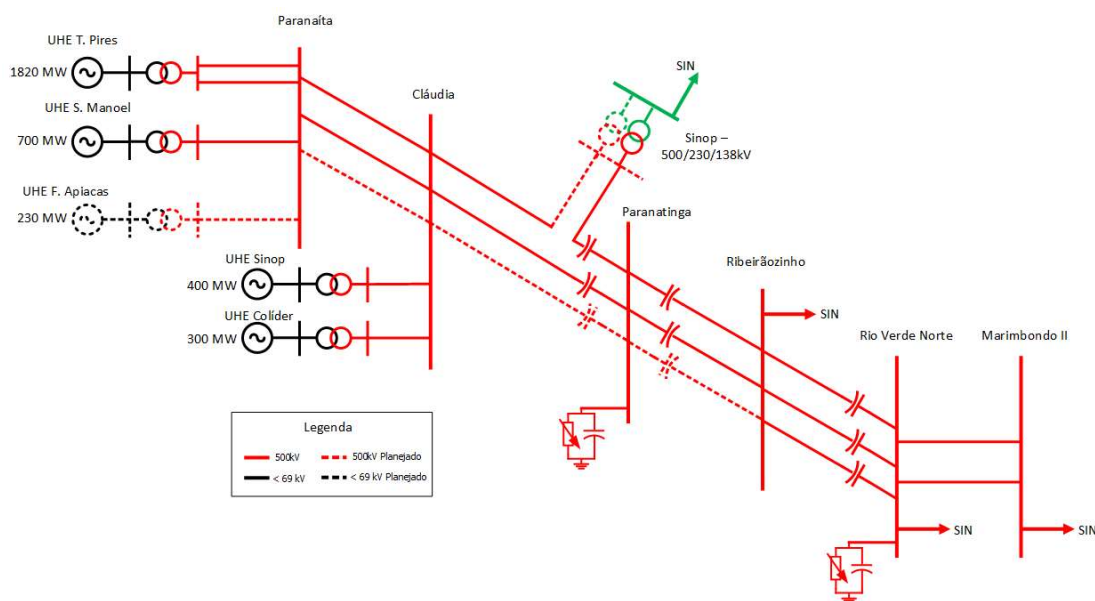


CONEXÃO DAS USINAS DA BACIA DO TELES PIRES

A bacia do rio Teles Pires é caracterizada por um potencial hidrelétrico de cerca de 3.500 MW distribuídos em cinco usinas – Sinop (400 MW), Colíder (300 MW), São Manoel (700 MW), Foz do Apiacás (230 MW) e Teles Pires (1820 MW), das quais Teles Pires e São Manoel já se encontram em operação e Colíder e Sinop estão em construção. A primeira parte do sistema de transmissão, composto pela LT 500 kV Paranaíba – Cláudia – Paranatinga –

Ribeirãozinho, circuito duplo, LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte C3 e LT 500 kV Rio Verde Norte – Marimbondo II circuito duplo já está em operação. O restante do sistema recomendado, ou seja, o terceiro circuito em 500 kV Paranaíba – Cláudia – Paranatinga – Ribeirãozinho, foi licitado em abril de 2016, com atual previsão de entrada em operação em fevereiro de 2019, representando uma antecipação de mais de 2 anos em relação à data contratual prevista, de agosto de 2021, completando a capacidade de escoamento de 3.500 MW gerados pelas usinas da bacia do Teles Pires (Figura 4-4).

Figura 4-4 - Diagrama unifilar simplificado do sistema de transmissão para escoamento das usinas do Rio Teles Pires



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.

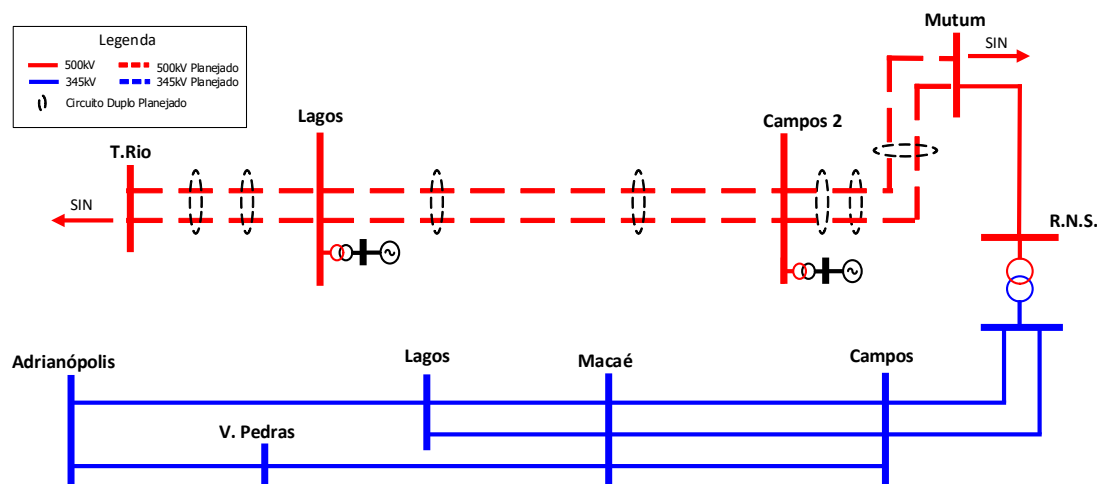
Esse crescimento potencial motivou a avaliação de soluções estruturais para a expansão do sistema de transmissão da região, de modo a permitir, no longo prazo, o escoamento da produção total da energia proveniente do conjunto de novas usinas térmicas a gás natural previstas nos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, com capacidade estimada em cerca de 11,2 GW, de acordo com informações cadastradas na EPE.

A solução recomendada propõe um escalonamento de obras, compatibilizando a expansão da transmissão e da geração. As instalações componentes da primeira etapa da solução estrutural estão indicadas na Figura 4-5 as quais devem ser objeto de licitação no prazo imediato, objetivando sua implantação até 2023.

O ano de 2023 também corresponde à data contratual para entrada em operação das usinas contratadas no Leilão de Energia Nova A-6/2017, com potência total de 2.138 MW, o que, em conjunto com a UTE Novo Tempo, prevista para entrar em operação em 2021, perfaz uma potência total de 3.477 MW.

As instalações recomendadas para esta primeira etapa proveem margem adicional de cerca de 2.000 MW para novas contratações no futuro imediato, 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 estimado é da ordem de R\$ 1,9 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.

Figura 4-5 - Solução estrutural recomendada para escoamento das UTEs contratadas e futuras nos estados do RJ/ES



OUTRAS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

Uma visão dos valores globais de contratação dos diversos tipos de fontes foi apresentada no capítulo anterior, referente à expansão da geração. Apresenta-se a seguir uma síntese dos montantes e localização dessas fontes, com foco específico nos empreendimentos de geração eólica e solar. Essas informações são de relevância fundamental para o estabelecimento da infraestrutura da rede de transmissão associada. Com esse objetivo, são considerados os empreendimentos contratados por meio dos leilões de energia do Ambiente de Contratação Regulada.

No caso da geração eólica, foram contratados 655 empreendimentos eólicos desde a realização do segundo Leilão de Energia de Reserva de 2009, o que totaliza uma capacidade instalada já contratada de 16.741 MW.

Destaca-se que estas contratações ocorreram de forma majoritária nas regiões Nordeste e Sul 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 143 empreendimentos até o Leilão de Energia Nova “A-4” de 2018.

Esse conjunto de usinas possui uma capacidade instalada de 4.033 MW e está concentrado nas regiões Nordeste e Sudeste do País, com destaque especial para os estados de Minas Gerais, São Paulo, Piauí e Bahia, que são responsáveis por aproximadamente 70% 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 e a Bahia se configura como a unidade federativa com o maior número de projetos cadastrados.

Tendo em vista a tendência crescente de contratação deste e de outros tipos de fontes renováveis de energia, além da necessidade de expandir o sistema de transmissão das regiões Sul, Sudeste e Nordeste em prazos cada vez mais curtos, a EPE tem realizado um planejamento proativo da expansão da transmissão por meio da elaboração de 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 contratação desses tipos de fontes nos futuros certames.

Contudo, é importante 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 4-6 - Localização dos empreendimentos eólicos contratados nos leilões de energia

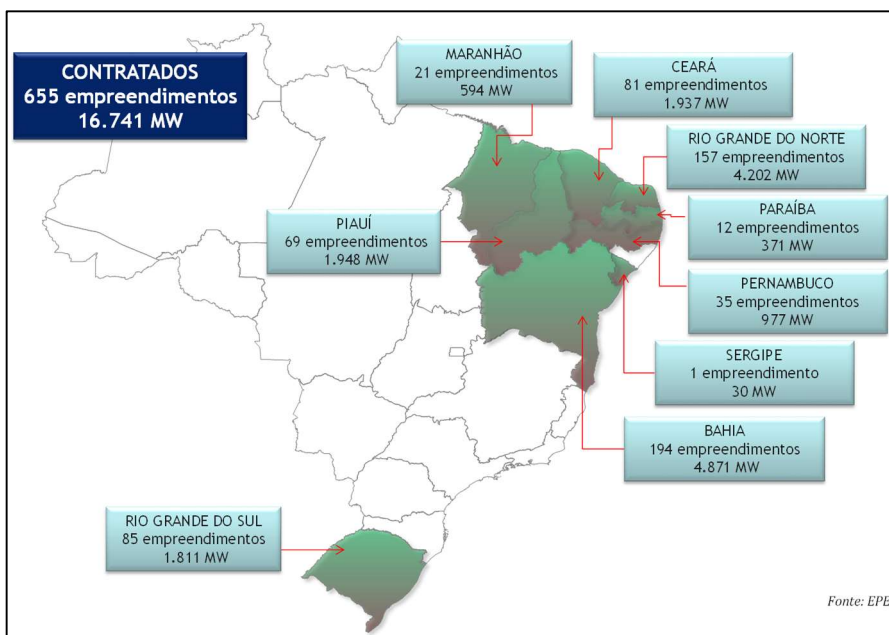
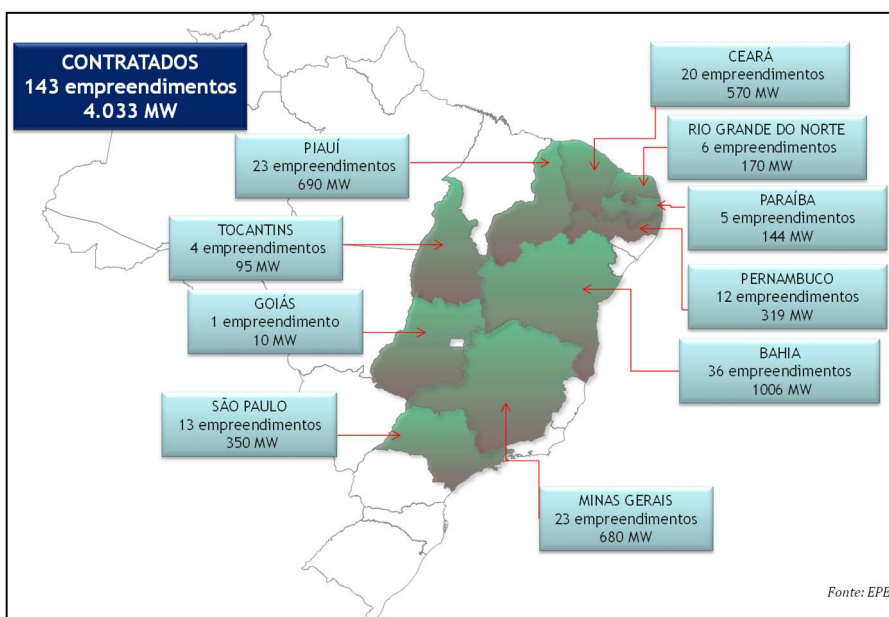


Figura 4-7 - Localização dos empreendimentos solares fotovoltaicos contratados nos leilões de energia



Foram realizados até o momento pela EPE dez 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) sete estudos visando dotar o sistema de capacidade de escoamento para os diversos potenciais de geração das regiões Nordeste e Norte; e (iii) dois estudos prospectivos voltados para o escoamento do potencial de geração das regiões norte e noroeste de Minas Gerais, assim como da região noroeste do estado de São Paulo. 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.

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 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 2023, 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, que também possui um potencial eólico significativo, foi realizado um estudo prospectivo em 2013. Esse estudo recomendou um conjunto expressivo de reforços no sistema de transmissão do estado do Rio Grande do Sul. Esses reforços, arrematados no Leilão 004/2014, ainda não foram implantados. Tão logo estejam disponíveis para operação, o sistema da região terá capacidade de escoamento compatível com o potencial eólico e térmico regional.

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 dependem da conclusão dos relatórios complementares (R2, R3 e R4) e que ainda terão sua programação de licitação estabelecida citam-se: (i) Estudo para escoamento do potencial de geração e suprimento da região de Dianópolis e (ii) Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial de Fotovoltaica/Biomassa na Região Noroeste do Estado de São Paulo.

Novos estudos de planejamento que estão sendo realizados ou deverão ser iniciados ao longo de 2018 permitirão aumentar a confiabilidade do SIN e prover capacidade de escoamento para os potenciais de geração. Dentro desse contexto destacam-se os seguintes estudos:

(i) Estudo de Atendimento à Região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba” (atendimento à carga, com influência sobre o potencial de biomassa e solar da região); e

(ii) Estudo para escoamento do potencial de geração e suprimento da região de Gurupi (atendimento à carga e ao potencial de geração solar fotovoltaica da região).

4.2. Interligações Regionais

A interligação elétrica entre regiões possibilita a otimização energética das bacias hidrográficas, com o aproveitamento de suas diversidades hidrológicas, aumento da segurança elétrica dos subsistemas, além de permitir o escoamento dos excedentes de geração de fontes renováveis entre regiões. Nos itens seguintes são apresentadas as expansões dessas interligações, incluindo as soluções mitigadoras das restrições de transmissão decorrentes do atraso/caducidade de importantes instalações da Rede Básica, dentre elas, as sob concessão da Abengoa.

BOX 4.3 - SOLUÇÃO MITIGADORA DAS RESTRIÇÕES DE TRANSMISSÃO DECORRENTES DO ATRASO/CADUCIDADE DE IMPORTANTES INSTALAÇÕES DA REDE BÁSICA

Diante da incerteza da implantação das obras de transmissão sob responsabilidade da Abengoa, que estavam paralisadas desde 2015, e da importância do conjunto de instalações que constituíam grande parte das ampliações das interligações Norte - Sudeste/Centro Oeste, Norte-Nordeste e Nordeste - Sudeste, incluindo o sistema de escoamento de parte da energia do AHE Belo Monte, a EPE, por solicitação do MME, realizou estudo com caráter de urgência, emitido em julho de 2017, para identificar medidas mitigadoras que permitissem minimizar o impacto sistêmico desses atrasos. Em setembro de 2017, o MME decretou a caducidade dessas concessões da Abengoa.

O estudo considerou, dentre outros aspectos: (i) o contexto dos estudos anteriores que definiram os empreendimentos hoje ausentes; (ii) a evolução da configuração da rede elétrica, considerando o tempo decorrido desde a época daqueles estudos; e (iii) as novas instalações que estão sendo ou que serão implantadas a partir de estudos mais recentes.

Como resultado, foram recomendadas sete novas linhas de transmissão, em 500 kV, totalizando cerca de 2.560 km, além da subestação 500 kV Serra Pelada e do novo pátio 230 kV da SE Açú (500/230 kV - 1.800 MVA) e seccionamentos em 230 kV correlatos. O investimento total estimado foi de aproximadamente R\$ 4,6 bilhões na Rede Básica. Essas instalações foram licitadas em dezembro de 2017 (Leilão 002/2017), com data contratual de entrada em operação para março de 2023.

4.2.1. INTERLIGAÇÃO NORTE-SUDESTE/CENTRO-OESTE (NORTE-SUL)

Até que se complete a implantação do sistema de conexão e escoamento do AHE Belo Monte e dos reforços associados, a interligação denominada Norte-Sul é composta basicamente por dois circuitos em 500 kV desde a SE Imperatriz até a SE Serra da Mesa e pelo terceiro circuito que contempla a LT 500 kV Itacaiúnas - Colinas - Miracema - Gurupi - Peixe - Serra da Mesa 2.

Com relação ao sistema em corrente alternada, 500 kV, responsável pelo escoamento de parte da

energia do AHE Belo Monte, todo esse conjunto de instalações teve a caducidade decretada, conforme mencionado no Box 4.3. O estudo relacionado ao atraso dessas instalações recomendou um novo sistema, em 500 kV, que foi licitado ainda no final de 2017, com previsão contratual de entrada em operação para março de 2023. Esse sistema é destacado na Figura 4-8.

O diagrama ilustra a rede de transmissão de energia elétrica da região de Serra Pelada. No centro, a subestação de Serra Pelada 500kV é o ponto central de conexão. Linhas de transmissão de 500 kV ligam Serra Pelada a várias subestações vizinhas: Xingu 500kV, Tucuruí I 500kV, Tucuruí II 500kV, Itacaiunas 500kV, Imperatriz 500kV, R. Gonçalves 500kV, Colinas 500kV, S. J. Piauí 500kV, Buritirama 500kV, Barreiras II 500kV, Régua 500kV, B. J. Lapa 500kV, Arinos 2 500kV, Luziânia 500kV, Uhe Peixe 500kV, Uhe Lajeado 500kV, Gurupi 500kV, S. Mesa 1 500kV, S. Mesa 2 500kV, Estreito 500kV, Belo Monte 500kV, T. Rio 500kV, V. Conde 500kV, Marabá 500kV e Imperatriz Açailândia 500kV. Linhas de transmissão de 795 MCM-CS (SIL 1670 MCM) são mostradas com detalhes de comprimento e capacidade de transferência de potência (Mvar). Exemplos incluem: 443 km - 6 x 795 MCM-CS (345 Mvar) entre Serra Pelada e Xingu; 415 km - 6 x 795 MCM-CS (300 Mvar) entre Serra Pelada e Itacaiunas; 418 km - 6 x 795 MCM-CS (300 Mvar) entre Serra Pelada e Imperatriz; 415 km - 6 x 795 MCM-CS (300 Mvar) entre Serra Pelada e R. Gonçalves; 415 km - 6 x 795 MCM-CS (300 Mvar) entre Serra Pelada e Colinas; 418 km - 6 x 795 MCM-CS (300 Mvar) entre Serra Pelada e S. J. Piauí; 418 km - 6 x 795 MCM-CS (300 Mvar) entre Serra Pelada e Buritirama; 418 km - 6 x 795 MCM-CS (300 Mvar) entre Serra Pelada e Barreiras II; 418 km - 6 x 795 MCM-CS (300 Mvar) entre Serra Pelada e Régua; 418 km - 6 x 795 MCM-CS (300 Mvar) entre Serra Pelada e B. J. Lapa; 418 km - 6 x 795 MCM-CS (300 Mvar) entre Serra Pelada e Arinos 2; 418 km - 6 x 795 MCM-CS (300 Mvar) entre Serra Pelada e Luziânia; 418 km - 6 x 795 MCM-CS (300 Mvar) entre Serra Pelada e Uhe Peixe; 418 km - 6 x 795 MCM-CS (300 Mvar) entre Serra Pelada e Uhe Lajeado; 418 km - 6 x 795 MCM-CS (300 Mvar) entre Serra Pelada e Gurupi; 418 km - 6 x 795 MCM-CS (300 Mvar) entre Serra Pelada e S. Mesa 1; 418 km - 6 x 795 MCM-CS (300 Mvar) entre Serra Pelada e S. Mesa 2. O diagrama também mostra a conexão com o sistema nacional de energia elétrica através de linhas de transmissão de 500 kV e 795 MCM-CS. A legenda indica que as linhas pretas representam futuras instalações de transmissão e as linhas vermelhas representam instalações existentes ou com outorga definida.

Mesa 2 – Luziânia, todos os BCS já possuem resolução autorizativa, com expectativa de substituição total até o ano de 2020. Esses reforços podem agregar, a depender da configuração e cenário de geração, entre 2.000 e 3.300 MW na capacidade de transmissão da interligação Norte-Sul.

94

Tabela 4-1 - Novos valores de corrente nominal dos BCS da interligação Norte - Sul

Linha de Transmissão Relacionada ao BCS	Circuito	Terminal	Capacidade em Regime Normal (A)		Data Prevista DMSE
			Atual	Nova	
LT 500 kV Peixe 2 – Serra da Mesa 2	1	Peixe 2	1.800	2.500	Em Operação
	1	Samambaia	1.390	2.000	04/10/2019
LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia	2	Samambaia	1.628	2.000	04/04/2020
	3	Samambaia	1.628	2.000	04/10/2019
LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa	1	Gurupi	1.500	2.000	25/11/2020
		S. da Mesa (TCSC)	1.500	2.000	25/11/2020
	2	Gurupi	1.650	2.000	23/12/2018
		S. da Mesa (TCSC)	1.650	2.000	23/12/2018
LT 500 kV Miracema - Gurupi	1	Miracema	1.500	2.250	27/03/2020
		Gurupi	1.500	2.250	27/03/2020
	2	Miracema	1.650	2.250	27/12/2018
		Gurupi	1.650	2.250	27/12/2018
	3	Miracema	1.667	2.250	03/04/2019
		Gurupi	1.667	2.250	03/04/2019
LT 500 kV Gurupi – Peixe 2	1	Gurupi	1.800	2.250	03/04/2019
LT 500 kV Serra da Mesa 2 – Luziânia	1	Serra da Mesa 2	1.848	2.000	*
		Luziânia	1.848	2.000	*

* Aguardando processo autorizativo. Os bancos da LT 500 kV Serra da Mesa II – Luziânia não serão trocados em um primeiro momento, tendo em vista a informação do seu fabricante de que é possível operá-los, por 3 meses por ano, com 50 A adicionais ao valor nominal, sem nenhuma consequência para a sua vida útil ou para a sua operação.

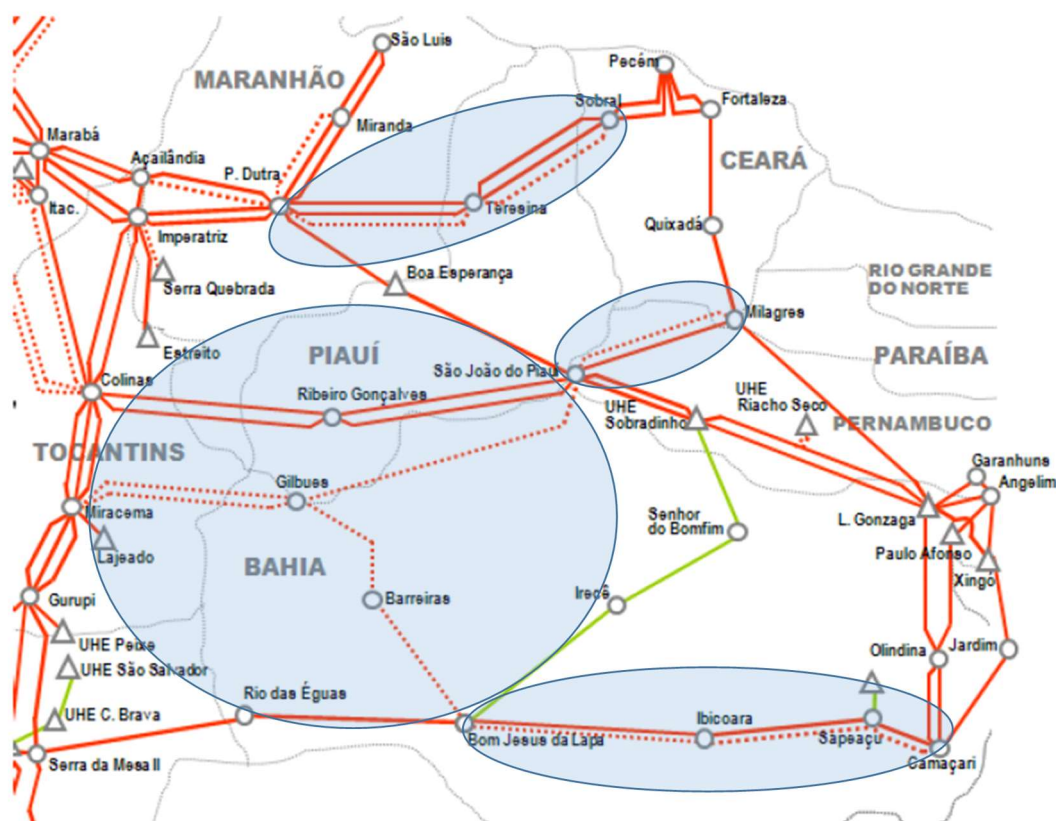
4.2.2. INTERLIGAÇÃO NORTE-NORDESTE

A interligação Norte-Nordeste atualmente é constituída pelas linhas de transmissão em 500 kV: Presidente Dutra – Boa Esperança; Presidente Dutra – Teresina C1 e C2; e pela LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho C1 e C2. Além dos circuitos em 500 kV mencionados, as regiões Norte e Nordeste se conectam através de uma rede de pequena capacidade, em 230 kV, que interliga as subestações de Peritoró e Coelho Neto, no estado do Maranhão, à subestação de Teresina, no estado do Piauí.

A expansão dessa interligação foi recomendada, originalmente, em estudo realizado em

2011, que objetivou atender parte da necessidade de aumento da capacidade de exportação da região Nordeste. Essa expansão compreendeu os troncos em 500 kV, São João do Piauí – Milagres e Bom Jesus da Lapa – Ibicoara – Sapeaçu, e do terceiro circuito P. Dutra – Teresina II – Sobral III. Além desses troncos, contemplou a construção de mais dois elos em 500 kV, sendo um entre as subestações Miracema e Bom Jesus da Lapa II e o outro entre Miracema e São João do Piauí, com inclusão das subestações intermediárias Gilbués II e Barreiras II. Essa configuração é destacada na Figura 4-9.

Figura 4-9 - Reforços originalmente indicados para ampliação da Interligação Norte - Nordeste



Com exceção da LT 500 kV Gilbués II – São João do Piauí, todas essas instalações estavam sob concessão da Abengoa e tiveram a caducidade decretada em setembro de 2017. Dessa forma, o estudo com a solução mitigadora para a ausência dessas instalações, mencionado no Box 4.2, recomendou o conjunto de obras destacado na Figura 4-10, todas licitadas no final de 2017, com previsão contratual de entrada em operação para março de 2023.

Essas obras se complementam com outras em fase de implantação, que, juntas, possibilitarão o aumento da capacidade de intercâmbio entre as regiões Norte e Nordeste, atingindo, a partir de 2023,

o valor de 5.000 MW no sentido Nordeste → Norte e de 7.000 MW no sentido Norte → Nordeste, a partir de 2023. Como destaque dessas obras em fase de implantação, tem-se um novo eixo 500 kV, próximo ao litoral dos estados do MA, PI e CE, que é paralelo à LT 500 kV P. Dutra – Teresina II – Sobral III. Tal eixo é caracterizado pela LT 500 kV Bacabeira – Parnaíba III C1 e C2 e pela LT 500 kV Parnaíba III – Acaraú III – Pecém II C1 e está previsto para entrar em operação em junho de 2021.

A Figura 4-11 apresenta a configuração prevista para a interligação Norte – Nordeste a partir de 2023.

Figura 4-10 - Reforços na interligação Norte-Nordeste – Solução mitigadora dos atrasos de obras

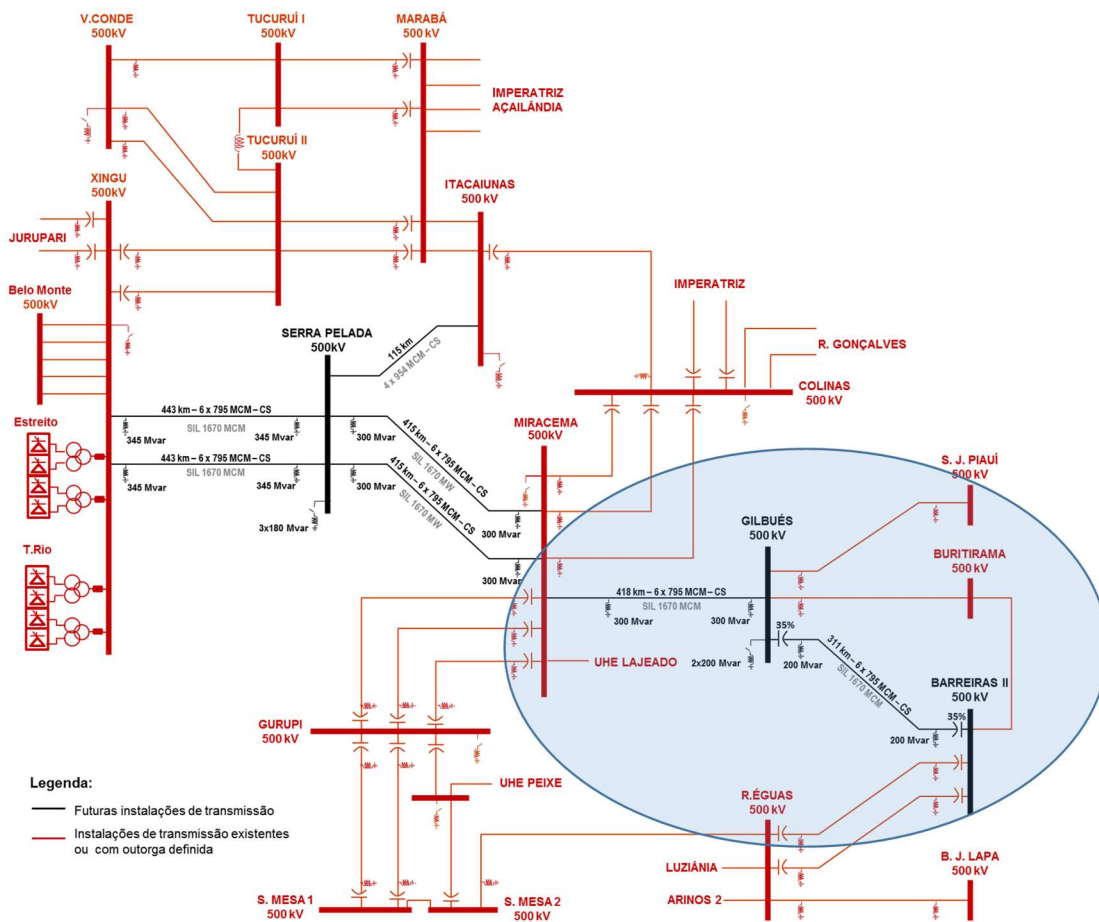


Figura 4-11 - Interligação Norte-Nordeste – Configuração a partir de 2023

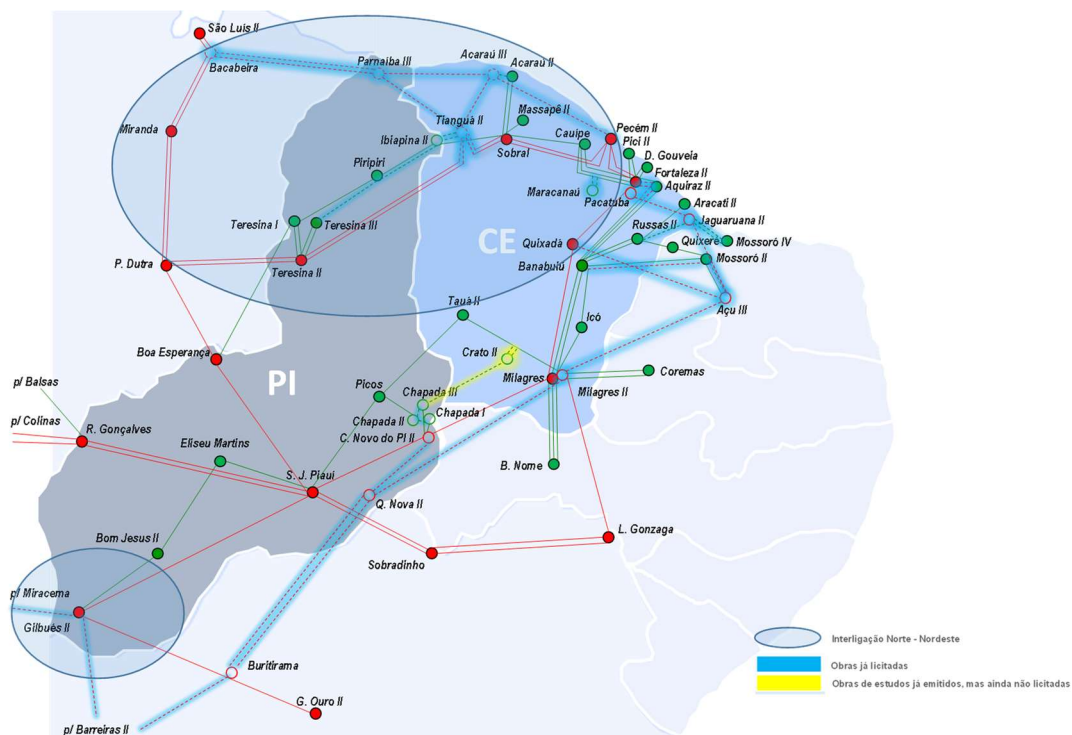


Figura 4-13 - Diagrama simplificado - Obras da Abengoa

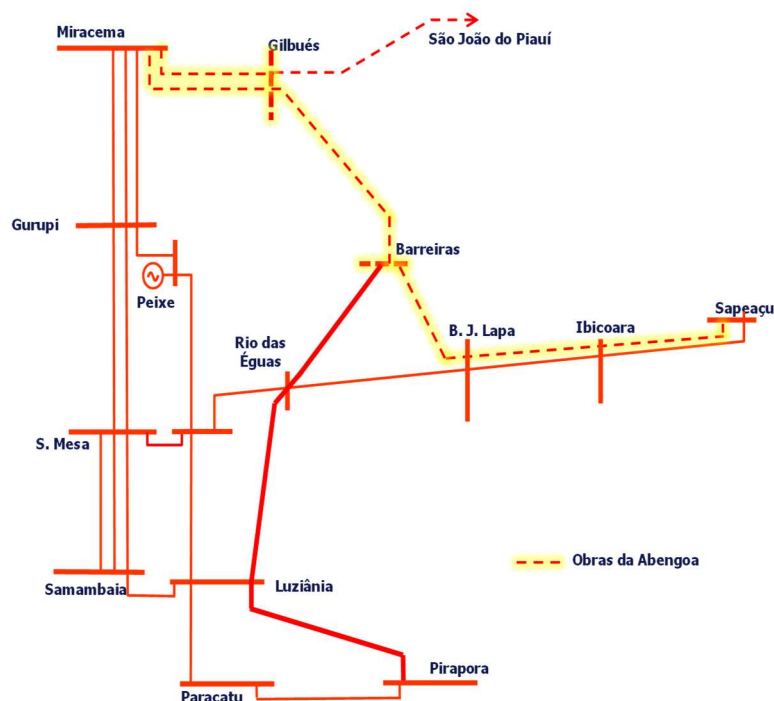
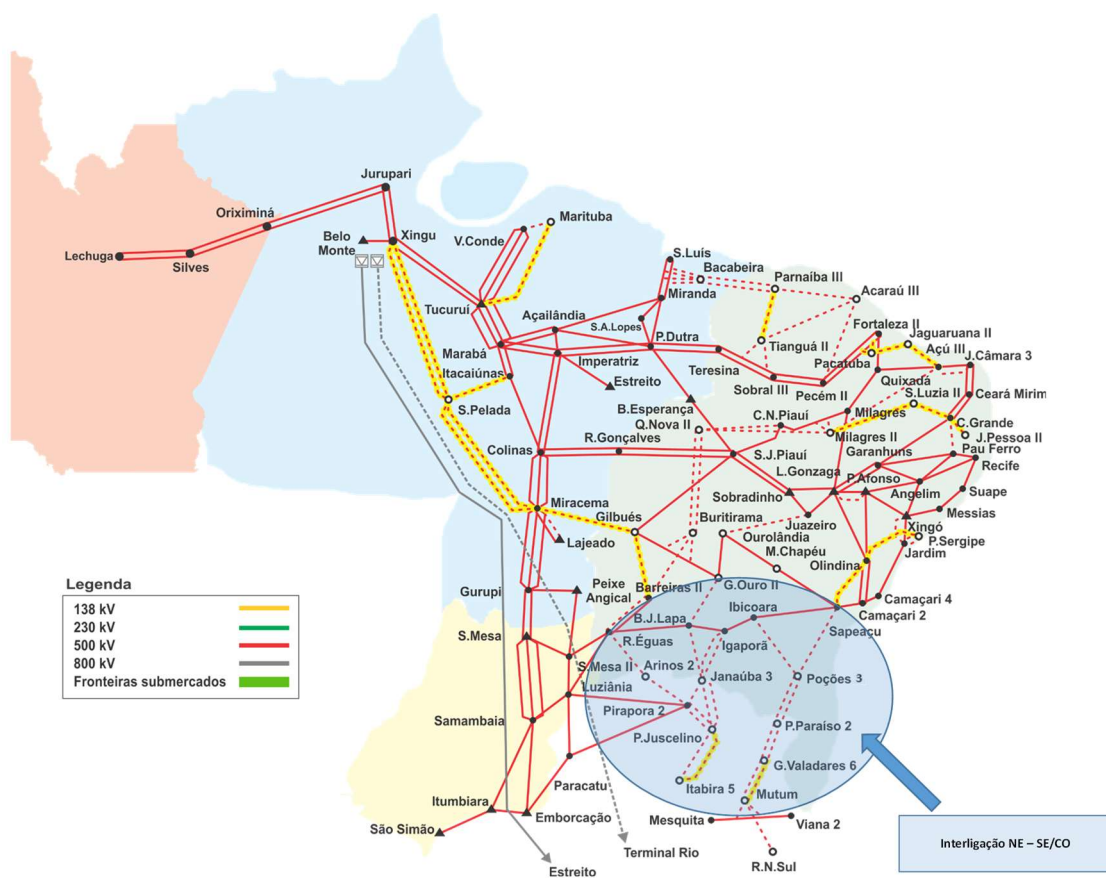


Figura 4-14 - Interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste – Configuração 2023



Fonte: ONS.

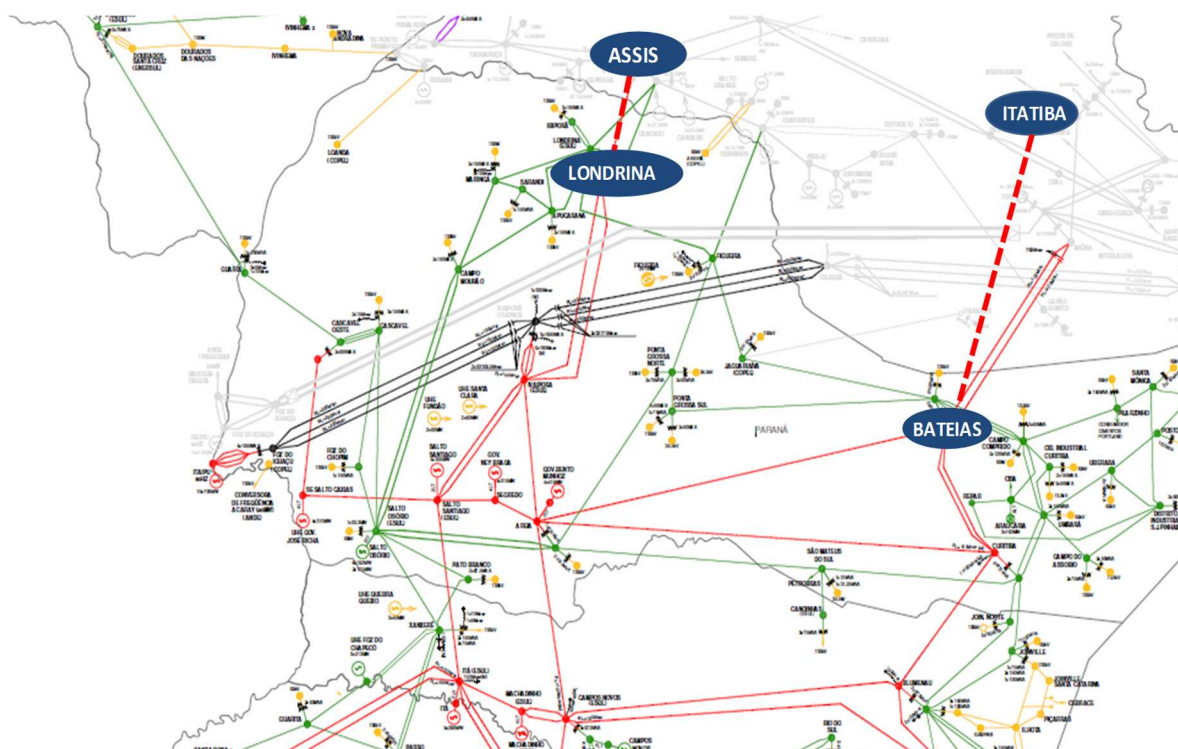
4.2.5. INTERLIGAÇÃO SUL - SUDESTE/CENTRO-OESTE

A interligação elétrica existente entre as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste possibilita a otimização energética entre estas regiões aproveitando a diversidade hidrológica existente entre esses dois sistemas. Essa interligação se caracteriza por múltiplos elementos, em diversos níveis de tensão, destacando-se a LT 500 kV Ibiúna – Bateias C1 e C2 (CD) e a LT 500 kV Assis – Londrina C1 e C2, bem como a LT 500 kV Foz do Iguaçu –

Cascavel Oeste e a transformação 765/500 kV na SE Ivaiporã, visto que se considera a UHE Itaipu eletricamente pertencente ao sistema Sudeste.

Até agosto de 2019, a interligação elétrica entre as Regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste deverá ser reforçada com a entrada em operação comercial da LT 500 kV Itatiba – Bateias.

Figura 4-15 - Diagrama esquemático da expansão da interligação Sul - Sudeste/Centro-Oeste



4.2.6. EXPANSÃO INDICATIVA DAS INTERLIGAÇÕES

Considerando o sistema de transmissão já licitado e em implantação, está prevista uma expansão significativa da capacidade das interligações entre os subsistemas, que deverá atingir sua configuração completa em 2023. Tendo em vista os montantes de geração já contratados, o sistema de transmissão mostra-se adequadamente dimensionado, apresentando, inclusive, folga para novas contratações de oferta, ao menos, até 2024/2025.

A expansão de geração indicativa considerada no presente ciclo do PDE mantém uma expressiva participação das fontes eólica e solar, ambas com grande concentração na região Nordeste. Esse montante supera aquele considerado 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 das interligações. O objetivo

será verificar a necessidade de novas expansões, além das já previstas para implantação até 2023, de modo a prover a rede interligada da adequada infraestrutura para as decisões quanto à expansão das fontes de geração.

Dado o 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, surge uma nova variável de tomada de decisão relacionada à estratégia de recomendar antecipadamente reforços estruturantes do sistema interligado.

Assim, reconhecendo a importância do papel da rede de transmissão de proporcionar flexibilidade para acomodar diferentes estratégias de implantação das fontes de geração contratadas nos leilões de energia, os estudos de planejamento da expansão das interligações passam a ter uma abordagem diferenciada, buscando alternativas de soluções que se traduzam em mínimo arrependimento e que, ao mesmo tempo, possam agregar atributos de confiabilidade e robustez ao sistema interligado.

Nesse sentido, como referência indicativa de próxima expansão de maior porte da rede interligada N/NE-SE/CO, considerou-se um novo elo em corrente contínua, no ano de 2027, eletricamente *superposto* à malha planejada em corrente alternada (CA), em sua maior parte já suficientemente reforçada.

Tal expansão, além de possibilitar uma maior concentração de potência em corredores de transmissão, se harmoniza com a da rede CA, por ter o suporte desta rede, necessário para a confiabilidade e segurança operativa durante contingências nas instalações em CC. Ponderando todos esses aspectos, as seguintes características gerais são propostas o novo elo:

- Bipolo CC com capacidade de 4.000 MW interligando as novas subestações de 500 kV Graça Aranha (no estado do Maranhão, próxima da SE Presidente Dutra) e Silvânia (no estado de Goiás, próxima da SE Samambaia), com extensão de 1.460 km.

Entre os principais atributos que justificam a implantação do bipolo Graça Aranha - Silvânia podem ser citados os seguintes:

- Sob o enfoque de um planejamento proativo e prospectivo, esta expansão, juntamente com a rede planejada em corrente alternada 500 kV, libera espaço para inserção de novas renováveis nas regiões NE e CO, possibilitando flexibilidade para a decisão estratégica de expansão da geração hoje indicativa, inclusive da localização das fontes de reserva necessárias para a operação das renováveis no horizonte decenal.
- Sob o aspecto da operação, salienta-se que o este bipolo, que conecta eletricamente um ponto intermediário da rede N/NE com o sistema SE/CO, pode ter seu fluxo de potência ajustado em função da geração despachável nas fontes variáveis existentes na região N/NE, inclusive com possibilidade de reversão do sentido (do N/NE para o SE/CO ou vice-versa). Nessas condições, esta expansão possibilita ao operador do sistema flexibilizar a gestão adequada da reserva operativa do sistema do ponto de vista energético e elétrico.
- Fora do período de hidrologia crítica, em cenários de maior probabilidade de ocorrência, torna-se possível também maior segurança elétrica, com atendimento ao critério N-2 nos principais trechos da interligação entre as regiões N/NE e SE/CO ou, ainda atenuar o impacto de eventuais atrasos de implantação de obras na rede CA que compõem esta interligação.
- Em condições hidrológicas desfavoráveis, tais como as recentemente registradas nos anos de 2014 e 2015, possibilita a alocação dos excedentes exportáveis de energia das regiões Norte e Nordeste no Sudeste/Centro Oeste, reduzindo a necessidade do despacho térmico significativamente oneroso neste subsistema.

4.2.8. EXPANSÕES CONSIDERADAS PARA OS ESTUDOS ENERGÉTICOS

A Tabela 4-2 a seguir apresenta resumidamente os principais reforços associados às expansões das interligações, já licitados, que entrarão em operação ao longo do decênio, os quais caracterizam os acréscimos de intercâmbios considerados na análise energética apresentada no Capítulo 3. De outra forma, o Gráfico 4-1 ilustra os

atuais limites das interligações (configuração 2018), bem como os acréscimos anuais de capacidade, por interligação, até que atinjam os valores finais inerentes à configuração de 2023 em diante. Ressalta-se que não estão incluídos, nesses valores, eventuais ganhos de capacidade associados a obras indicativas.

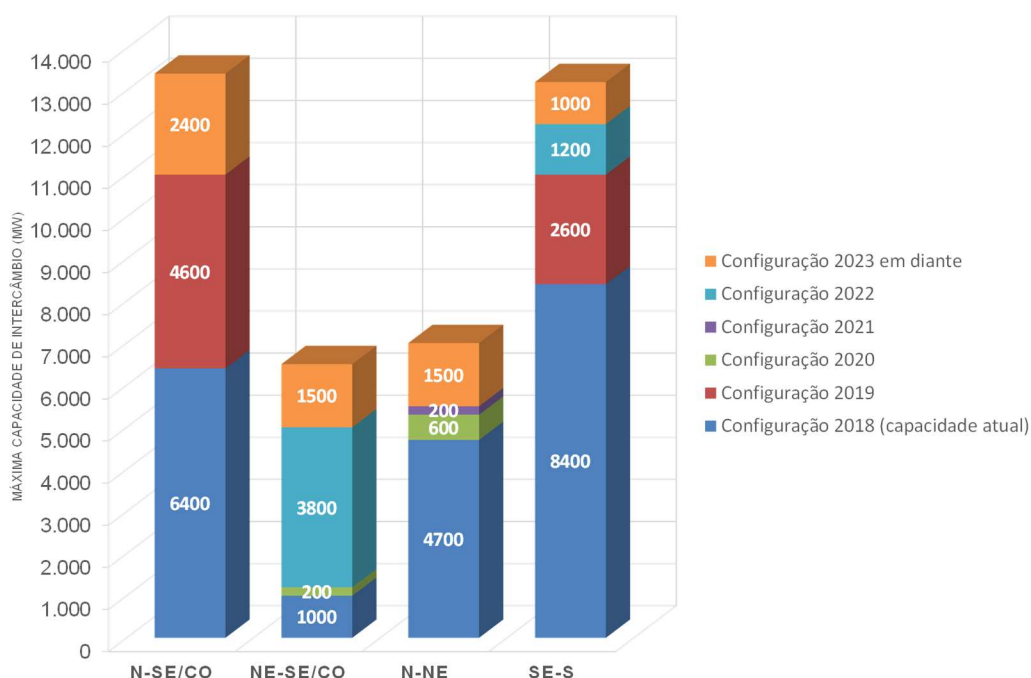
Tabela 4-2 - Expansão das principais interligações entre subsistemas a partir de obras outorgada

Interligação	Obra de Expansão/Reforço das Interligações	Previsão de Entrada em Operação	Acréscimo de Capacidade* (MW)	Acréscimo de Capacidade Acumulado (MW)	Capacidade da Interligação** (MW)
N-SE/CO	Bipolo Xingu-Terminal Rio Eletrodo de Terra do Bipolo 2 do Madeira	dez/19	4.600	7.000	13.400
	LT 500kV Xingu - Serra Pelada - Miracema (C1 e C2) LT 500kV Miracema - Gilbués II - Barreiras II	mar/23	2.400		
NE-SE/CO	LT 500kV Juazeiro III - Ourolândia II LT 500kV Gentil do Ouro II - Bom Jesus da Lapa II	jun/20	200	5.500	6.500
	LT 500kV Bom Jesus da Lapa II - Janaúba 3 LT 500kV Igaporã III - Janaúba 3 (C1 e C2) LT 500kV Poções 2 - P. Paraíso 2 - G. Valadares 6 (C1 e C2) LT 500kV G. Valadares 6 - Mutum C1 LT 500kV Rio das Éguas - Arinos 2 - Pirapora 2	mar/22	3.800		
	LT 500 kV Presidente Juscelino - Itabira 5 C2 LT 500kV G. Valadares 6 - Mutum C2	mar/23	1.500		
N-NE	LT 500kV Juazeiro III - Ourolândia II LT 500kV Gentil do Ouro II - Bom Jesus da Lapa II	jun/20	600	2.300	7.000
	LT 500kV Bacabeira - Parnaíba III (C1 e C2) LT 500kV Parnaíba III - Acaraú	jun/21	200		
	LT 500kV Xingu - Serra Pelada - Miracema (C1 e C2) LT 500kV Miracema - Gilbués II - Barreiras II	mar/23	1.500		
SE-S	LT 500kV Itatiba - Bateias	ago/19	2.600	4.800	13.200
	LT 500kV Foz - Guaíra - Sarandi (C1 e C2)	ago/22	1.200		
	LT 500kV Ivaiporã - Ponta Grossa - Bateias (C1 e C2)	mar/23	1.000		

Notas: *Os valores descritos na tabela são orientativos e referentes ao maior acréscimo na capacidade das interligações verificados nos casos de estudo do PDE. Os valores de capacidade das interligações podem variar de acordo com o ponto de operação do sistema e, por isso, são distintos para os três patamares de carga (pesada, média e leve) e cenários de sazonalidade.

** Considerando a configuração completa prevista para 2023.

Gráfico 4-1. Acréscimos de capacidade nas principais interligações entre subsistemas



4.3. Interligações dos Sistemas Isolados ao SIN

4.3.1. INTERLIGAÇÃO MANAUS - BOA VISTA

Atualmente, o suprimento elétrico a Boa Vista é realizado a partir do sistema de transmissão da interligação Brasil – Venezuela e por geração térmica local.

Em 2011, com o objetivo de promover a interligação do estado de Roraima ao Sistema Interligado Nacional, 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 16).

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.

Vis-à-vis as 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, em 2017 foi criado um Grupo de Trabalho composto por representantes do MME, EPE, ONS, ANEEL e CCEE, com o objetivo de identificar alternativas nos horizontes de curto e longo prazo para o suprimento à Roraima, que possam servir como insumos para futuras deliberações. Os trabalhos foram divididos em 4 subgrupos, como segue:

- Subgrupo I – Medidas de curto prazo. Teve o objetivo de apresentar medidas operativas com ação imediata que possam reduzir o número de interrupções totais das cargas, como redução do limite operacional da Interligação Brasil - Venezuela ou alternativas de ilhamento de cargas prioritárias, destacando os custos, riscos associados e tempo de implantação;
- Subgrupo II – Implantação de geração distribuída e ações de eficiência energética. Teve o objetivo de apresentar alternativas para viabilizar a implantação de geração distribuída na região. Também foram analisadas soluções de eficiência energética para redução da carga e da demanda local, inclusive redução de perdas;
- Subgrupo III – Implantação de sistema de armazenamento. Teve o objetivo de estudar a viabilidade técnica e econômica da implantação de Sistema de Armazenamento de Energia - SAE que possa suprir parte da carga de Boa Vista quando de desligamento da Interligação Brasil - Venezuela, em substituição às medidas operativas com incremento de geração térmica;
- Subgrupo IV – Implantação de soluções de médio e longo prazo, que contemplem o período antes e após a interligação de Roraima ao SIN. Teve o objetivo de estudar a

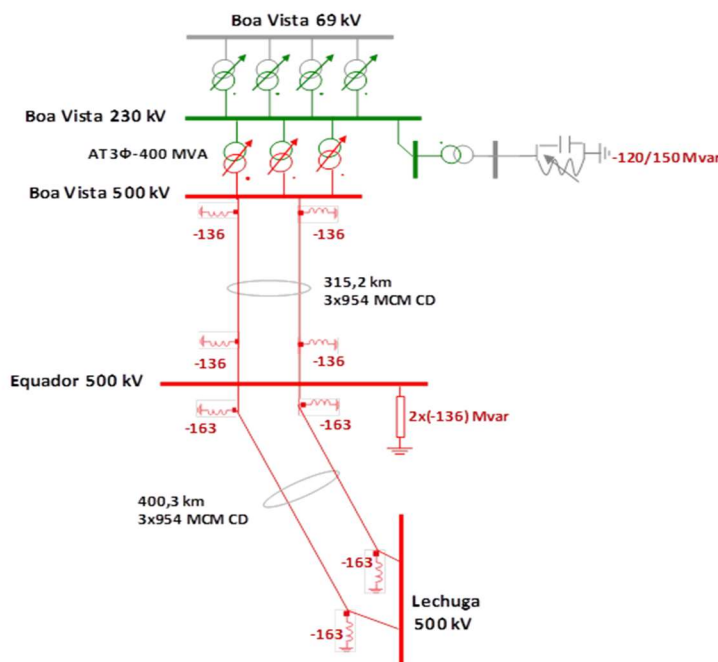
viabilidade técnica e econômica da implantação de sistemas de geração de médio e grande porte e de outras soluções para o sistema de transmissão. Foi analisada a implantação de usinas solar fotovoltaica, eólicas, Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH e de térmicas a biomassa e a biocombustível. Também foi analisada a revitalização de máquinas térmicas existentes e a ampliação, nos anos de 2018 e 2019, da capacidade termelétrica.

4.3.2. INTERLIGAÇÃO RIO BRANCO – FEIJÓ – CRUZEIRO DO SUL

O estado do Acre é 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.

Considerando a importância de Cruzeiro do Sul como polo turístico e econômico do Estado, a EPE desenvolveu um 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, vem sofrendo atrasos, e, em função do não cumprimento dos prazos contratuais previstos por parte da Eletronorte (transmissora que detém a concessão para realização desta obra) a ANEEL iniciou o processo de caducidade de concessão. Em decorrência dos prazos legais a serem respeitados, principalmente com relação a possíveis recursos por parte da transmissora, no momento não é possível estimar uma data de entrada para este empreendimento.

Figura 4-16. Interligação Manaus - Boa Vista – Unifilar



4.3.3. 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, Celpa 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 implica na necessidade de relicitação desses empreendimentos com a maior brevidade possível.

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.

4.3.4. SUPRIMENTO À ÁREA DE HUMAITÁ (AM)

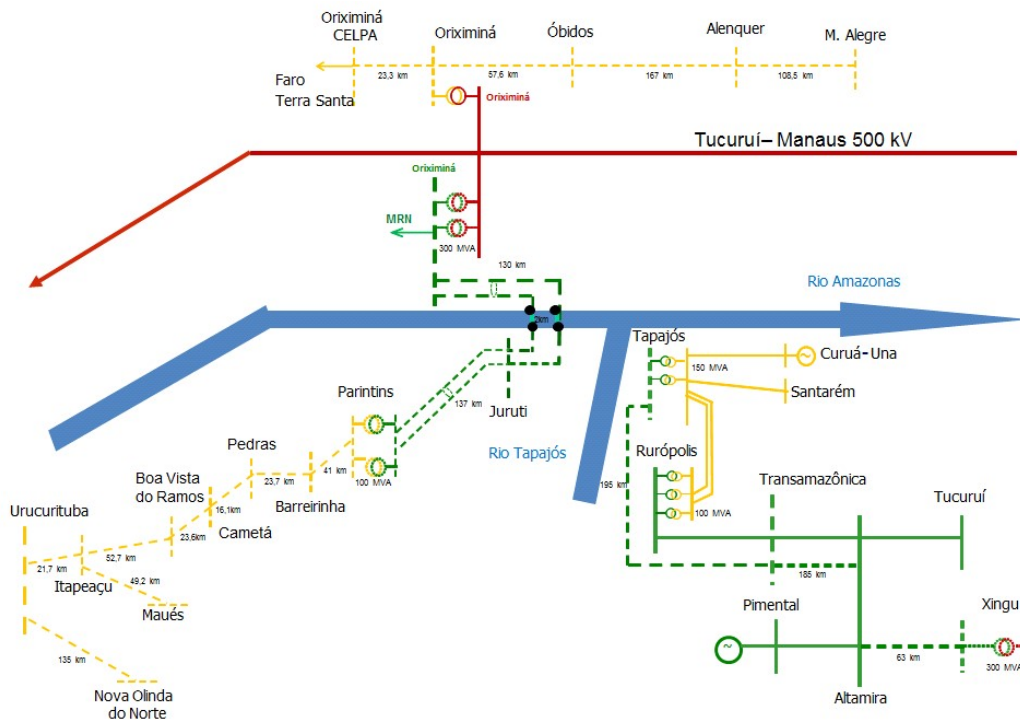
Foi realizado estudo para a integração ao SIN das cargas da região de Humaitá, a qual está localizada na mesorregião do Sul Amazonense, próxima à divisa do estado de Rondônia. Esta integração se dará em 138 kV a partir da nova SE

230/138 kV Caladinho II, que por sua vez estará localizada em região próxima a Porto Velho.

Como a implantação desse sistema de integração depende da realização de obras por parte da Eletrobras Distribuição Amazonas (a qual

encontra-se em processo de privatização), o lote que continha a obra referente ao seccionamento da LT 230 kV Porto Velho – Coletora Porto Velho na SE 230/138 kV Caladinho II foi retirado do último leilão de transmissão, o qual ocorreu em junho de 2018.

Figura 4-17. Interligação Oriximiná - Juruti – Parintins



4.4. Interligações com Países Vizinhos

Além do projeto binacional de Itaipu, envolvendo Brasil e Paraguai, 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, recentemente, 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.

4.4.1. 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 Uruguaiana, sendo conectada ao sistema argentino por uma linha de transmissão em 132 kV, entre a subestação de Uruguaiana no Brasil e a subestação de Paso de Los Libres, na Argentina.

A segunda conversora, Garabi (2 x 1100 MW), 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).

4.4.2. 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.

Destaca-se que tanto a subestação Candiota quanto a linha de transmissão em 230kV Presidente Médici – Candiota, atualmente classificadas como instalações destinadas à interligação internacional, poderão ser equiparadas à Rede Básica em função de necessidades sistêmicas que requerem expansões do SIN de forma integrada com essas instalações.

4.4.3. 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. O contrato firmado entre Brasil e Venezuela encerra-se em 2021, não havendo até esse momento, uma definição quanto à sua renovação.

BOX 4.4 – MODERNIZAÇÃO DAS CONVERSORES DE 50 HZ DA SE FOZ DO IGUAÇU

Por meio do Ofício [Inserir], o MME solicitou que a EPE elaborasse um estudo de modernização do sistema de transmissão associado à UHE Itaipu, em conjunto com o ONS, Itaipu Binacional e FURNAS. O foco desse estudo recairá sobre as subestações conversoras do setor de 50Hz da subestação de Foz do Iguaçu, face ao término de vida útil regulatória dos equipamentos dessas subestações, tal como informado por FURNAS. A previsão é que as análises associadas sejam concluídas no primeiro semestre de 2019.

4.5. 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.

4.5.1. REGIÃO NORTE

O sistema interligado de transmissão da região Norte atende aos estados do Pará, Maranhão, Tocantins, parte dos estados do Amazonas e Amapá, bem como às cargas industriais eletro-intensivas no estado do Pará – Belém e região de Carajás e no Maranhão, em São Luís, por meio de linhas de transmissão nas tensões de 500 e 230 kV. Por sua vez, algumas instalações em 138 e 69 kV são classificadas como Demais Instalações de Transmissão (DIT).

Com relação à integração do estado de Roraima ao Sistema Interligado Nacional, por meio da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista, como citado anteriormente, em função das dificuldades para atravessar a Terra Indígena Waimiri Atroari, até o momento não há previsão para a sua concretização. Dessa forma, até a implantação desse sistema, a demanda de energia elétrica de Roraima continuará a ser suprido pela Venezuela e por fontes de geração locais.

Futuramente, com a entrada em operação da Interligação Boa Vista – Manaus, o estado de Roraima também passará a ser suprido pelo SIN.

Os maiores centros de consumo da região Norte estão localizados em São Luís, no Maranhão, em Vila do Conde, no Pará, e Manaus, no 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. Além desse conjunto de obras, faz parte da solução de planejamento a LT 500 kV Tucuruí – Marituba C1, licitada no Leilão de Transmissão 02/2018, realizado em 28/06/2018. A partir da implantação dessas obras, o sistema responsável pelo suprimento de energia elétrica à capital do estado do Pará apresentará desempenho satisfatório 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.

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 LT 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, encontra-se em implantação a subestação Tapajós 230/138 kV, além das LT 230 kV Xingu – Altamira C1, Altamira – Transamazônica C2 e Transamazônica – Tapajós C1. Recentemente, foi indicada para 2026 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.

Com o objetivo integrar ao SIN as cargas localizadas na margem direita do rio Amazonas, foi recomendada a implantação da SE Juruti 230/138 kV e da LT 230 kV Oriximiná – Juruti, 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 necessária a sua relicitação com a maior brevidade possível.

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, torna-se necessária a sua relicitação o quanto antes possível, assim como o pátio de 69 kV na SE Jurupari, responsável pelo suprimento ao município de Almeirim.

A futura SE Santana do Araguaia 230/138 kV será conectada ao SIN, através 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 2022 como a data mais provável para a sua entrada em operação.

Recentemente foi indicada a 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.

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, com destaque para as atividades da agroindústria.

ESTADO DO MARANHÃO

Foi recomendado um novo ponto de suprimento em 230 kV no nordeste do Maranhão, região de grande interesse turístico devido a presença dos “Lençóis Maranhenses”. A nova subestação, localizada no município de Chapadinha, se interligará às subestações Miranda II e Coelho Neto através de duas linhas de transmissão em 230 kV e possibilitará um melhor atendimento elétrico a essa região. 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 obrigações 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 reconstrução da obra com a Energias do Brasil S.A., prevista para entrar em operação a partir de 2021.

Com o objetivo de proporcionar o atendimento ao critério “N-1” nas SEs Porto Franco 230 kV e Balsas 230 kV, foram licitadas no Leilão de Transmissão 02/2018, realizado em 28/06/2018, as LTs 230 kV Imperatriz – Porto Franco C2 e Ribeiro Gonçalves – Balsas C2. Para suprimento às cargas da região de Caxias, encontra-se em fase de implantação uma nova subestação 230/69 kV nesse município, seccionando a LT 230 kV Peritoró – Coelho Neto, licitada no Leilão nº 05/2016 e arrematada pela Arteon Z Energia, tendo 2021 como a data prevista para a sua entrada em operação.

Com o objetivo de permitir o pleno escoamento do potencial eólico do litoral dos estados do Maranhão, Piauí e Ceará, foi indicado um sistema de transmissão em 500 kV que se interligará ao estado do Maranhão na futura SE Bacabeira 500 kV, que seccionará as duas LT 500 kV Miranda II – São Luís II. Esses empreendimentos já foram licitados e deverão estar em operação até o fim de 2021.

Visando o suprimento à região metropolitana de São Luís, encontra-se em implantação uma nova subestação 500/230/69 kV dentro da ilha, denominada SE São Luís IV, licitada em abril de 2017, prevista para entrar em operação até 2022.

Encontra-se em desenvolvimento um estudo de planejamento para as regiões de Açailândia e Buriticupu. Por fim, cabe destacar que com o objetivo de permitir o atendimento ao critério de confiabilidade “N-1” na SE Encruzo Novo, faz-se necessária a realização de um estudo de planejamento para a região noroeste do estado do Maranhão.

ESTADO DO TOCANTINS

De modo a aumentar a qualidade e a confiabilidade no suprimento à capital do estado, encontra-se em construção um ponto de suprimento 230/138 kV em Palmas, sendo este alimentado por uma linha de transmissão em 230 kV, a partir da SE Lajeado, com previsão de entrada em operação até o fim de 2019.

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 pátio de 138 kV na SE Colinas, que deverá entrar em operação até 2021.

Com o objetivo de 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.

Finalmente, cumpre notar que se encontra em desenvolvimento um estudo para suprimento à região de Gurupi.

ESTADO DO AMAZONAS

Para a 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 a futura SE Tarumã à SE Lechuga. Nesse mesmo estudo, também foi indicada a implantação da LT 230 kV Mauá 3 – Manaus C1, que possibilitará o fechamento de um anel entre as SEs Lechuga, Jorge Teixeira, Mauá 3 e Manaus, fato este que implicará em um aumento considerável na confiabilidade do suprimento à Manaus.

Cumprido destacar ainda que, por estarem situadas em regiões densamente povoadas, essas duas linhas de transmissão possuirão trechos subterrâneos.

Para o suprimento às cargas isoladas localizadas na margem direita do rio Amazonas, foi recomendada a implantação da SE Parintins 230/138 kV e da LT 230 kV Juruti - Parintins, 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 necessária a sua relicitação com a maior brevidade possível. 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.

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.

Com o objetivo de 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.

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. Como a concessão dessa linha de transmissão teve a sua caducidade decretada, torna-se necessária a sua relicitação o quanto antes possível.

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 criado em 2017 um Grupo de Trabalho com o objetivo de identificar alternativas nos horizontes de curto, médio e longo prazo para o suprimento à Roraima, que possam servir como insumos para futuras deliberações que sejam capazes de mitigar essas restrições de suprimento. Os trabalhos foram divididos em 4 subgrupos, como segue:

- Subgrupo I – Medidas de curto prazo;
- Subgrupo II – Implantação de geração distribuída e ações de eficiência energética;
- Subgrupo III – Implantação de sistema de armazenamento;
- Subgrupo IV – Implantação de soluções de médio e longo prazo, que contemplem o período antes e após a interligação de Roraima ao SIN.

4.5.2. 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, 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.

Os maiores centros de consumo da região Nordeste estão localizados na Bahia, Pernambuco e Ceará.

BOX 4.5 - EMPREENDIMENTOS ATRASADOS OU COM CONCESSÕES CASSADAS NA REGIÃO NORDESTE

Um fato recente que impacta negativamente a evolução do sistema planejado na região Nordeste é o atraso e a não implantação das obras de transmissão sob responsabilidade de diversos agentes. A EPE tem tratado desse tema com todo cuidado que ele merece e para cada empreendimento é realizada análise específica com o objetivo de se definir o melhor caminho a seguir.

Citando por exemplo o caso da Abengoa, que não concluiu uma série de empreendimentos e teve concessões cassadas, a ausência de suas obras, originalmente previstas para entrarem em operação no ano 2016, causou uma drástica redução nas margens para conexão de novos empreendimentos de geração e limitou a capacidade de intercâmbio energético entre regiões. Para mitigar os problemas causados pela ausência das LT 500 kV Miracema – Gilbues II (C1 e C2) e LT 500 kV Gilbués II – Barreiras II (C1), recomendou-se a licitação da LT 500 kV Miacema – Gilbués II (C3) e Gilbués II – Barreiras II (C2). Com relação às LT 500 kV P. Dutra – Teresina II – Sobral III (C3), Açú III – Milagres II (C2), Barreiras II - B. J. Lapa (C1) e B. J. Lapa – Ibicoara – Sapeaçu (C2), decidiu-se pela não relicitação já que a topologia da rede evoluiu de tal forma que quando as demais obras licitadas no Nordeste forem implantadas, os problemas causados pela ausência das originais serão resolvidos.

O atraso na implantação de importantes obras da CHESF também tem causado impacto significativo na rede. A ausência da LT 500 kV Camaçari IV – Sapeaçu (C1), por exemplo, restringe o limite de recebimento de energia da região Nordeste e prejudica a conexão de novos empreendimentos de geração no estado da Bahia. O atraso na construção da SE 230/69 kV Pirajá fragiliza o suprimento às cargas da Região Metropolitana de Salvador, tendo sido necessária a recomendação de diversos reforços de transmissão e distribuição para contornar a sua ausência. A não implantação da LT 500 kV Suape II – Recife II (C2) dificulta a expansão do parque térmico na região do Porto de Suape. O atraso na implantação das LT 230 kV Funil – Itapebi (C3) e Eunápolis – T. Freitas (C1, C2) deixa o atendimento ao extremo sul da Bahia mais vulnerável.

(cont.)

BOX 4.5 (CONT.)

Para os casos citados da CHESF, diferentes ações estão sendo realizadas. Com relação a LT 230 kV Funil – Itapebi (C3) e a SE 230/69 kV Pirajá, já foram iniciados estudos específicos para avaliação da necessidade de relicitação ou implantação de obras alternativas. Para mitigar os problemas causados pelo atraso da LT 500 kV Suape II – Recife II (C2), realizou-se estudo específico que recomendou o seccionamento da LT 500 kV Angelim II – Recife II (C2) na SE Suape II. Já com relação ao atraso da LT 500 kV Camaçari IV – Sapeçu (C1), entende-se que a relicitação dessa obra é a melhor alternativa a seguir caso o empreendimento tenha sua concessão cassada.

Para o caso da SE 230/69 kV Currais Novos II, alimentada a partir da LT 230 kV Lagoa Nova II – Currais Novos II (C1, C2), de responsabilidade do consórcio MGF Energy e cuja concessão foi cassada, chegou-se a conclusão que o melhor caminho seria a sua relicitação, ocorrida em 2017.

A tarefa de planejamento é contínua e dinâmica. Ou seja, são realizados estudos prospectivos da rede de transmissão visando proporcionar de forma antecipada a adequada margem para a conexão das fontes de geração e atendimento à carga. À medida que se delineiem dificuldades para a efetiva implantação das instalações planejadas, soluções alternativas são avaliadas, realimentando o processo.

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.

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.

Estudos prospectivos para conexão e escoamento do potencial eólico do litoral dos estados do Maranhão, Piauí e Ceará indicaram a implantação da SE 500/230/138 kV Parnaíba III, que se interligará ao SIN através da LT 500 kV Parnaíba III – Bacabeira C1 e C2, LT 500 kV Parnaíba III – Acaraú III C1 e Parnaíba III – Tianguá II C1. Esse conjunto de obras foi licitado em 2016. Foi recomendada ainda a

implantação da LT 230 kV Ibiapina II – Tianguá II C1 e C2, LT 230 kV Ibiapina II – Piripiri C2 e LT 230 kV Piripiri – Teresina III C1, licitado em 2017.

Por fim, 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, licitados em 2017.

ESTADO DO CEARÁ

Para o adequado escoamento do potencial eólico das usinas do litoral norte do estado, recomendou-se a implantação das SE 500/230 kV Acaraú III e Tianguá II. Essas subestações se interligarão ao SIN através da LT 500 kV Parnaíba III – Acaraú III C1, LT 500 kV Parnaíba III – Tianguá II C1, LT 500 kV Tianguá II – Acaraú III C1, LT 500 kV Acaraú III – Pecém II C1 e seccionamento em loop das LT 500 kV Teresina II – Sobral III C1 e C2 na SE Tianguá II. Esse conjunto de obras foi licitado em 2017.

Para escoar a energia eólica gerada no estado do Rio Grande do Norte e litoral leste do Ceará, foi recomendada a nova SE 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.

Na Região Metropolitana de Fortaleza foi relicitada em 2018 SE 230/69 kV Maracanaú II, no seccionamento em loop 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, e ainda se encontram em andamento estudos que recomendarão nova subestação 230/69 kV a fim de atender ao crescimento da carga local.

Por fim, para solucionar o problema de esgotamento da transformação 230/69 kV da SE Milagres, encontra-se em andamento estudo específico que recomendará novo ponto de suprimento às cargas da Coelce na região próxima ao município de Crato.

ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE

Para a conexão e escoamento do elevado montante de energia eólica na região nordeste do estado, foi recomendada a implantação de um robusto sistema em 500 kV composto pelas SE João Câmara III, Ceará Mirim II e Açú III, conectadas pelas LT: Açú III – Quixadá (C1), Milagres II – Açú III (C2), Campina Grande III – Ceará Mirim II (C1 e C2), Ceará Mirim II – João Câmara III (C1 e C2) e Açú III – Jaguaruana II (C1). O sistema completo ainda é composto por subestações e linhas de transmissão em 230 kV características de atendimento regional e coleta de geração no estado.

Para o atendimento às cargas da Cosern, foi relicitada em 2017 a SE 230/69 kV Currais Novos II,

que será alimentada a partir da LT 230 kV Lagoa Nova II – Currais Novos II C1 e C2.

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

ESTADO DA PARAÍBA

A solução recomendada para integração dos empreendimentos de geração eólica localizados no estado do Rio Grande do Norte contempla a implantação das LT 500 kV: Campina Grande III – Ceará Mirim II (C2), já licitada, e Campina Grande III – Pau Ferro (C1), licitada em abril de 2017.

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.

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, licitadas em 2018.

ESTADO DE PERNAMBUCO

Para reforçar o atendimento ao Agreste de Pernambuco, foi recomendada uma nova subestação 230/69 kV no município de Arcoverde, a implantação de transformadores 230/69 kV na SE Garanhuns II e as linhas de transmissão 230 kV Garanhuns II – Arcoverde II e Caetés II – Arcoverde II. Essas obras foram licitadas em 2017

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 em loop 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.

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 2018.

Para o atendimento ao Sertão do estado, foi recomendada a implantação de uma nova SE 230/69 kV no município de Santana do Ipanema, conectada ao SIN através do seccionamento em loop da LT 230 kV Paulo Afonso III – Angelim e licitada no ano de 2018.

Recomendou-se ainda a implantação da LT 230 kV Messias – Rio Largo II (C4), importante para contribuir com o escoamento de geração na área leste da região Nordeste e atendimento às cargas da capital do estado de Alagoas.

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.

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.

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.

ESTADO DA BAHIA

O estado da Bahia, assim como 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 centrais e sul do estado. Além disso, a sua posição geográfica (divisa das regiões Nordeste e Sudeste), fez com que fosse grande a necessidade de implantação de reforços de transmissão, para escoamento de energia de usinas eólicas e aumento da capacidade de intercâmbio energético entre as 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.

Para o escoamento da geração eólica contratada nos leilões LER e A-3 2013, bem como do potencial da região de Pindaí foi recomendada (e já licitada) a LT 230 kV Igaporã III – Pindaí II CD (C2 e C3).

Para escoamento do potencial eólico da Área Leste da região Nordeste foi recomendada a implantação de uma nova subestação em 500 kV no município de Buritirama. Esta nova subestação será alimentada através das LT 500 kV: Queimada Nova II – Buritirama (C1 e C2), Buritirama – Barreiras II (C1) e do seccionamento em loop da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II. Foram recomendadas ainda as LT 500 kV: Barreiras II – Rio das Éguas (C2), Juazeiro III

– Orolândia (C1) e Gentio do Ouro II – Bom Jesus da Lapa II (C1), obras que também já foram todas licitadas.

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 em loop da LT 230 kV Cícero Dantas – Catu (C2) e a SE Itabuna III 230/138 kV, alimentada através do seccionamento em loop da LT 230 kV Funil – Itapebi (C1), obras licitadas em 2018.

Para suprimento às cargas da Coelba na região central da Bahia, foi recomendada a implantação do segundo transformador 230/69 kV na SE Morro do Chapéu II.

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 em loop da LT 230 kV Governador Mangabeira – Camaçari II C2, licitada no ano 2018.

Para atendimento às cargas da região de Olindina recomendou-se a implantação de dois transformadores 230/69 kV na SE Olindina.

Devido ao crescimento expressivo da carga na região oeste da Bahia, estão sendo realizados estudos para recomendar um novo ponto de suprimento na região que hoje é atendida pelas subestações Barreiras e Rio Grande II.

Na região do extremo sul da Bahia, para que o atendimento às cargas seja plenamente atendido sem a necessidade de se despachar usinas térmicas fora da ordem de mérito, aguarda-se a implantação das LT 230 kV Funil – Itapebi (C3), Eunápolis – Teixeira de Freitas (C1 e C2) e da SE 230/138 kV Teixeira de Freitas. Todas estas obras, de responsabilidade da CHESF, encontram-se bastante atrasadas. Devido ao risco iminente de caducidade da LT 230 kV Funil – Itapebi (C3), está sendo realizado estudo específico para indicar uma solução alternativa a ser implantada na região.

Por fim, destaca-se que foi iniciado um estudo de atendimento a Região Metropolitana de Salvador devido a não implantação pela CHESF da SE 230/69 kV Pirajá e das LT 230 kV Camaçari IV – Pirajá (C1) e Pituaçu – Pirajá (C1). Este estudo indicará a necessidade de relicitação dessas obras em rotas possivelmente diferentes, ou até mesmo outros reforços a fim de que o suprimento elétrico à capital do estado da Bahia esteja equacionado.

4.5.3. 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, cuja previsão de entrada em operação é junho de 2020. Essa nova LT 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, está em fase de conclusão o estudo que recomendará um conjunto de reforços estruturais que propiciarão o fechamento de um anel em 345 kV, por meio de linhas de transmissão subterrâneas, com a indicação de duas novas subestações 345/88 kV para suprimento às cargas da Eletropaulo, cujos benefícios se traduzem em ganho de confiabilidade no suprimento às regiões centro, sul e leste da capital, incluindo municípios do ABC paulista, com garantia de pleno atendimento a essas cargas em horizonte superior a 20 anos.

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 – Tijuco Preto C3, principalmente em decorrência de interferências críticas com o zoneamento aeroportuário da Base Aérea de Santos. Dessa forma, por fazerem parte de um único contrato de concessão, ambos os empreendimentos se encontram em atraso, o que tem ensejado uma série de tratativas com os agentes do setor envolvidos, no sentido de buscar soluções que possam minimizar o atraso desses empreendimentos. Com relação ao sistema próximo às usinas do Rio Grande (Porto Colômbia e Mascarenhas de Moraes), foi recomendado como reforço estrutural a implantação da nova SE Morro Agudo 500/138 kV e da transformação 345/138 kV, com transformador defasador, em Porto Colômbia, objeto de autorização à Furnas. Ambas com o objetivo de possibilitar o pleno escoamento do excedente de geração durante o período de safra das usinas a biomassa da região e, ainda, o aumento da

confiabilidade no atendimento às cargas do sistema de 138 kV da região nordeste da CPFL. A SE Morro Agudo 500/138 kV já se encontra em operação e o transformador defasador em Porto Colômbia está previsto para entrar em operação em setembro de 2019.

Para as regiões de Mairiporã, Santo Ângelo e Bragança Paulista, foi licitada em 2016 a SE Água Azul 440/138 kV, composta por dois bancos de autotransformadores de 300 MVA cada. Essa nova subestação, com previsão de entrada para o final do primeiro semestre de 2019, também propicia o aumento da confiabilidade no atendimento ao Aeroporto Internacional de Guarulhos.

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 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.

Destaca-se, ainda, o estudo de compensação reativa para os sistemas em 440 kV e 500 kV do estado de São Paulo, cujo objetivo foi de garantir as condições de qualidade, controlabilidade 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. Como resultado desse estudo, tem-se a recomendação de instalação de três

compensadores síncronos de -180/300 Mvar, na SE 500 kV Araraquara II, licitados no primeiro semestre de 2017 e previstos para entrarem em operação em agosto de 2021.

Por fim, 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, há uma expectativa de aumento da competitividade para esse tipo de fonte, podendo acarretar em maiores montantes contratados nos próximos leilões 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 e o segundo banco de transformadores 440/138 kV, 300 MVA, na SE Água Vermelha, ambos recomendados para o ano de 2022.

ESTADO DE MINAS GERAIS

Foram recomendados reforços para o sistema de transmissão que atende ao estado de Minas Gerais, os quais já se encontram em fase de execução.

Para as regiões Central e Leste do estado, 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 está 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.

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, por fim, 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 Mascarenhas de Moraes, Neves 1, Ipatinga 1, Barbacena 2, Pimenta e Barreiro, para permitir o atendimento ao critério N-1 e melhorar a confiabilidade.

As ampliações das SEs de fronteira Juiz de Fora, Governador Valadares 2, Sete Lagoas 4 e Itabira 2, no entanto, aguardam o início do processo autorizativo.

No que se refere aos reforços relacionados ao escoamento prospectivo de energia renovável, foram arrematados com sucesso no leilão de transmissão 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.

Foi finalizado o estudo de atendimento à Zona da Mata Mineira e Região da Mantiqueira, que recomendou um novo ponto de atendimento à distribuidora Energisa Minas Gerais na região da Zona da Mata. 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. As obras recomendadas por esses dois estudos recentemente finalizados ainda aguardam processo de outorga.

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.

Nesse sentido, está se iniciando uma avaliação detalhada dos impactos da cassação da concessão da LT 500 kV Estreito – Itabirito 2, que estava outorgada à Abengoa. Análises preliminares mostram que os reforços relacionados à interligação Nordeste-Sudeste atenuam os efeitos da ausência dessa LT.

Está também em fase de avaliação o atendimento a Ipatinga, que pretende atender o

critério N-1 da transformação 230/13,8 kV da SE Ipatinga 1.

Além das obras recomendadas, e daquelas que serão indicadas a partir dos estudos em elaboração, será necessário iniciar avaliações quanto à necessidade de reforços estruturais para o atendimento das regiões Sudoeste e Noroeste do estado, devido a problemas apresentados pela distribuidora local. Esse estudo avaliará a viabilidade econômica para extensão da Rede Básica a essas regiões.

ESTADO DO ESPÍRITO SANTO

Os reforços estruturais já licitados para atendimento à carga no estado são: construção de nova SE 230/138 kV em São Mateus, conectada à SE Linhares 2 em 230 kV e em 138 kV às subestações Jaguaré e São Mateus, já existentes; nova subestação de Rio Novo do Sul 500/345/138 kV, no sul do Estado, conectada à SE Mutum 500 kV em Minas Gerais e também suprida através do seccionamento das linhas de Campos para Viana e Vitória 345 kV; nova subestação João Neiva 2 500/345/138 kV, conectada à SE João Neiva da Escelsa por dois circuitos em 138 kV, à SE Viana por um circuito em 345 kV e à SE Mesquita por um circuito em 500 kV.

No entanto, em função de insucesso em leilões passados, a solução estrutural para atendimento à carga no estado do ES (notadamente da SE João Neiva 2 500/345/138 kV e da SE São Mateus 230/138 kV) entrará em operação em data posterior à data de necessidade identificada nos estudos da EPE. De forma a contornar as restrições sistêmicas identificadas na ausência destas obras, o ONS indicou o reforço das transformações de fronteira em seu plano de ampliações e reforços, a saber: 5º banco na SE Vitória 345/138 kV (já autorizado pela Aneel), 2º banco na SE Viana 2 500/345 kV e 2º banco na SE Verona 230/138 kV. Assim, foi recentemente iniciado 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, previsto para entrar em operação em dezembro de 2018. Adicionalmente, está prevista para abril de 2020, a expansão da transformação 500/138 kV com a entrada do 2º ATF 3 x 300 MVA.

A partir de 2019, para permitir o aumento de intercâmbio indicado pelos estudos energéticos para a região sudeste, mostrou-se necessário o 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 seccionará 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.

Com relação ao atendimento do norte fluminense, foi identificado esgotamento da transformação 345/138 kV da SE Campos. Para solucionar este problema, foi emitido estudo indicando a nova SE Lagos 345/138 kV no seccionamento da LT 345 kV Macaé – Comperj. Este novo ponto de suprimento atenderá às cargas da Enel Distribuição RJ (antiga Ampla) e foi licitado no leilão de transmissão 02/2018, realizado em junho de 2018

Foi finalizado estudo de atendimento à região metropolitana do Rio de Janeiro, com objetivo de avaliar o carregamento das fronteiras que atendem à região metropolitana, além da análise do carregamento das linhas de Rede Básica.

Este estudo recomendou a implantação de novos reforços nas transformações 500/138 kV de Nova Iguaçu, Zona Oeste e São José. Além destes reforços, foi indicada substituição de um dos transformadores da SE 500/345 kV de Adrianópolis.

Merece destaque 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 item 4.1. Ainda com relação ao Rio de Janeiro, foi criado um Grupo de Trabalho (GT) com o objetivo de indicar solução de longo prazo para o crescente nível de curto-circuito na região metropolitana 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 2018.

Encontra-se em andamento o estudo de atendimento a Niterói e Magé, que avalia a viabilidade técnico-econômica de um novo ponto de suprimento para a região *versus* reforços na rede de distribuição existente. Atualmente a SE Venda das Pedras 345/138 kV é o ponto de Rede Básica que supre a região.

Por fim, destaca-se a finalização do estudo de atendimento à região de Itaboraí (Norte Fluminense), o qual avaliou tanto alternativas de novo suprimento via Rede Básica quanto de reforços na rede de distribuição. A análise técnico-econômica resultou na indicação de reforços na rede de distribuição da Enel, qual seja, a implantação progressiva de bancos de capacitores na SE 138 kV Cambuci.

4.5.4. 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, aguardando apenas a integração das obras de distribuição associadas, as quais já se encontram em fase de execução. Após concluído, 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. Está em execução a construção da LT 230 kV Trindade – Firminópolis, que elimina o atendimento radial da SE Firminópolis à região Oeste do estado.

A entrada em operação do compensador estático da SE 500 kV Luziânia, prevista para fevereiro de 2019, permitirá não só melhora do controle de potência reativa da região, bem como da interligação Norte-Sul.

Ressalta-se também a conexão de diversas PCHs localizadas ao longo do Rio Corumbá, com 415 MW de potência instalada até 2025, que serão interligadas ao sistema através de uma SE coletora 138/345 kV denominada Urutaí. Tratam-se de potencial e reforços estruturais indicativos.

Foram arrematados com sucesso no leilão de transmissão 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.

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 segundo os critérios de confiabilidade vigentes.

Foi concluído o estudo de 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.

Outro estudo finalizado foi o de atendimento à região nordeste de Goiás, que recomendou, 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. Ressalta-se que as obras recomendadas por esses dois estudos recentemente finalizados ainda aguardam processo de outorga.

Está em andamento a avaliação da 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. Estão sendo avaliados os ganhos que a antecipação da SE 500 kV Silvânia e da LT 500 kV Trindade – Silvânia trazem para atendimento do Estado.

ESTADOS DO ACRE E RONDÔNIA

Os sistemas elétricos dos estados do Acre e Rondônia são interligados ao restante do SIN em 230 kV. Com o início da entrada em operação das UHE Jirau e Santo Antonio, parte do suprimento da região virá da geração local das usinas, e parte via sistema interligado.

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 através de linha de 230 kV entre Cruzeiro do Sul, Feijó e Rio Branco.

O atendimento à capital Rio Branco será reavaliado em estudo a ser iniciado devido à significativa redução no mercado em relação à época em que se indicou o futuro novo ponto de suprimento (SE Alto Alegre II), e também ao processo de caducidade da LT em 230 kV que integrará Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN, em função de sua grande influência no controle de tensão e suporte de potência reativa da região.

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 quanto as obras associadas ao escoamento das máquinas adicionais de Santo Antônio haviam sido arrematadas pela transmissora Isolux no Leilão de Transmissão 001/2015, realizado em 26/08/2015. No entanto, como o contrato de concessão não havia sido assinado, as obras foram relicitadas em abril de 2017, sagrando-se vencedora a Cobra Brasil Serviços, Comunicações e Energia S.A..

Encontra-se em andamento o estudo para escoamento de usinas futuras pertencentes às bacias dos rios Juruena e Aripuanã. As mesmas estão

localizadas nas proximidades da fronteira dos estados do Amazonas, Rondônia e Mato Grosso.

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), está previsto 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 será implantada 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 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.

Por fim, destaca-se que será iniciada em breve reavaliação do atendimento a Cuiabá, em que será verificada a atual data de necessidade de entrada da SE 230/138 kV Cuiabá Norte (anteriormente denominada SE 230/138 kV CPA). Essa reavaliação foi motivada pela significativa redução no mercado da região metropolitana de Cuiabá em relação à época do estudo original. Ademais, a recomendação dos transformadores defasadores no setor de 138 kV de Várzea Grande, bem como a substituição de três transformadores da SE 230/138 kV Coxipó (de 100 para 150 MVA) também contribuíram para a postergação do futuro novo ponto de suprimento (SE Cuiabá Norte).

ESTADO DO MATO GROSSO DO SUL

Durante o ano de 2015, foi desenvolvido um estudo de planejamento envolvendo todo o estado do Mato Grosso do Sul para solucionar os problemas de subtensões e sobrecargas previstos no sistema elétrico local. Esse estudo 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, e têm previsão de entrada em operação até agosto de 2022.

Atualmente encontra-se em desenvolvimento um estudo de planejamento envolvendo a região sul do estado. Esse estudo tem por objetivo assegurar o suprimento às cargas dessa região com confiabilidade e qualidade. As obras a serem recomendadas deverão ser licitadas em 2019, com previsão de entrar em operação até o início de 2025.

4.5.5. 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

Durante o ano de 2013, foi desenvolvido 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 004/2014. Quando da entrada em operação dessas obras, o estado contará com uma capacidade de transmissão próxima a 6000 MW. Essas obras têm previsão de entrada em operação até agosto de 2022 (Box 4.6).

Já em 2014, desenvolveu-se um estudo de planejamento na região do Litoral Norte para solucionar problemas de subtensões e sobrecargas registrados no sistema elétrico local durante os períodos de verão, quando ocorrem picos de carga. 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, com previsão de entrada em operação até junho de 2020.

Em 2017, foi realizado 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 deverão ser licitadas em 2019, possivelmente entrando em operação até o início 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, com previsão de entrada em operação até março de 2022.

Atualmente, encontra-se em andamento um grande estudo na região metropolitana de Porto Alegre que visa 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 vem sendo estabelecida com a Secretaria Estadual de Minas e Energia e com os órgãos ambientais do estado, principalmente por envolver um grande centro urbano, o que será de fundamental importância posteriormente, quando do processo de

licenciamento ambiental das novas instalações. As obras a serem recomendadas nesse estudo deverão ser licitadas apenas em 2019, possivelmente entrando em operação até o início de 2025.

Em complemento aos estudos citados, há ainda a previsão de realização de novos estudos de planejamento a partir do primeiro semestre de 2019, a fim de solucionar problemas elétricos da região nordeste do estado e na região de Lajeado.

BOX 4.6 - 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 comercial prevista para março de 2018.

Em função das dificuldades financeiras enfrentadas pela ELETROSUL, a ANEEL aprovou, em outubro de 2017, a proposta apresentada pela empresa de transferência desses ativos para uma Sociedade de Propósito Específico (SPE), a ser criada pela Shanghai Electric Power.

De acordo com o normativo aprovado da Agência, os ativos em questão deverão entrar em operação comercial até 48 meses após a assinatura do termo aditivo ao Contrato de Concessão 01/2015, fato ocorrido em agosto de 2018. Portanto, a data limite para a implantação das obras é agosto de 2022.

ESTADO DE SANTA CATARINA

Em 2013, foi realizado um estudo de planejamento nas regiões Sul e Extremo Sul do estado para solucionar problemas de subtensões e sobrecargas previstos no sistema elétrico local, bem como para eliminar a dependência da região em relação ao despacho de geração da UTE Jorge Lacerda (carvão). 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, com previsão de entrada em operação até agosto de 2022.

Já em 2015, foi realizado o estudo de planejamento nas regiões Norte e Vale do Itajaí para solucionar problemas de subtensões e sobrecargas esperados no sistema elétrico local. Esse estudo recomendou a implantação de um número expressivo 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 e SE 525 kV Gaspar 2. Essas obras deverão ser licitadas no último leilão de 2018, possivelmente entrando em operação até o início de 2024.

Posteriormente, em 2016, foi reavaliado um 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. Esse estudo resultou na recomendação de 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, com previsão de entrada em operação até setembro de 2023.

Em 2017, foi realizado um estudo de planejamento na Região Oeste do estado para solucionar problemas de tensão e de carregamento previstos em diversas instalações de transmissão do sistema. 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 estudo recomendou ainda a implantação das novas SE 230/138 kV Chapecoense, SE 230/138 kV Concórdia, SE 230/138 kV Descanso e SE 230/138 kV Videira Sul. Espera-se que a maior parte dessas obras seja licitada no último leilão de 2018, devendo entrar em operação até o início de 2024.

Em complemento aos estudos citados, há ainda a previsão de um novo estudo de planejamento a ser desenvolvido ao longo de 2018, a fim de solucionar problemas elétricos pontuais nas regiões sul e extremo sul do estado.

ESTADO DO PARANÁ

Em 2015, foi realizado um estudo nas regiões Norte e Noroeste do estado para solucionar principalmente as sobrecargas previstas no sistema elétrico local quando da implantação de despacho de geração elevado na UHE Rosana. Esse estudo recomendou a implantação da nova SE 525/230 kV Sarandi. Essas obras foram licitadas no Leilão de Transmissão 005/2016, com previsão de entrada em operação até agosto de 2022.

Ainda em 2015, foi desenvolvido um estudo para garantir o suprimento de energia elétrica da região Centro-Sul do estado frente aos graves problemas de tensão da região. 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. Essas obras foram licitadas no Leilão de Transmissão 002/2017, com previsão de entrada em operação até março de 2023.

Atualmente, encontra-se em andamento um grande estudo na região metropolitana de Curitiba que visa solucionar problemas de tensão e carregamento esperados em diversas instalações de transmissão do sistema. Ao longo desse estudo, pretende-se estabelecer uma importante sinergia com o governo estadual e os órgãos ambientais, principalmente por envolver um grande centro urbano, o que será fundamental posteriormente quando do processo de licenciamento ambiental das novas instalações. As obras estruturantes a serem recomendadas nesse estudo deverão ser licitadas apenas em 2019, possivelmente entrando em operação até o início de 2025.

Em complemento aos estudos citados, há ainda a previsão de um novo estudo de planejamento a ser desenvolvido a partir do primeiro semestre de 2019, a fim de solucionar problemas elétricos na região oeste do estado.

4.6. Evolução Física e Investimentos

As informações referentes à evolução física e investimentos previstos para o sistema de transmissão no período 2018-2027 (Tabela 4-3 e Tabela 4-4) são relativos às instalações da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e DIT das linhas de transmissão (km) bem como à capacidade de transformação (MVA).

O Gráfico 4-2 e o Gráfico 4-3 apresentam os investimentos totais de forma desagregada por nível

de tensão, considerando o valor acumulado no período 2018-2027, computando-se nesse total as instalações já outorgadas que entram em operação no período decenal.

Verifica-se que o valor total atinge cerca de R\$ 108 bilhões, sendo R\$ 73 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 35 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

Considerando-se apenas as novas instalações de linhas de transmissão e subestações recomendadas em estudos de planejamento, porém, ainda sem outorga, o valor total resulta da ordem de R\$ 24 bilhões, sendo a metade desses investimentos em linhas de transmissão e outra metade em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

Conforme pode ser observado no Gráfico 4-2 e no Gráfico 4-3, os investimentos associados aos empreendimentos ainda sem outorga encontram-se mais concentrados no segundo quinquênio, com destaque para as obras referenciais relativas ao Bipolo Graça Aranha – Silvânia, previstas para o ano de 2027, com vistas a promover maior folga para expansões futuras de geração nas regiões N/NE, bem como proporcionar maior segurança e flexibilidade ao sistema interligado. Somente para o Bipolo Graça Aranha – Silvânia, estima-se um total aproximado de R\$ 5 bilhões em 2027.

Ainda com relação aos investimentos previstos para o segundo quinquênio, cumpre observar que existe um montante classificado como indicativo, que corresponde à expectativa de obras a serem recomendadas em estudos em andamento ou a iniciar, cujas datas de necessidade estejam compatíveis com o horizonte decenal. Esse montante é estimado e compatibilizado com base na média histórica da evolução física e de investimentos dos empreendimentos com data de necessidade a partir de 2013, sendo desconsiderados, dessa média, os empreendimentos estruturantes, tais como escoamento de grandes usinas e ampliações de interligações regionais. Dessa forma, estima-se um montante total equivalente a R\$ 14 bilhões em obras indicativas, distribuídas uniformemente nos anos de 2025 a 2027, sendo R\$ 9 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 5 bilhões em subestações.

BOX 4.7 – 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 objetivos 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.

Tabela 4-3 - 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 2017	4.600	2.683	12.816	47.688	6.748	10.320	56.722	141.576
Evolução 2018-2027	7798	0	0	28.516	248	1.513	17.165	55.240
Evolução 2018-2022	4878	0	0	16.221	166	761	8.611	30.637
Evolução 2023-2027	2.920	0	0	12.295	82	752	8.554	24.604
Estimativa 2027	12.398	2.683	12.816	76.204	6.996	11.832	73.887	196.816

Notas: (1) Nos casos de LTs em circuito duplo ou bipolos de corrente contínua, as extensões foram computadas por circuito e por polo.
(2) Dados de 2017 do DMSE/MME.

Tabela 4-4 - Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN - Transformação

Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	TOTAL
	MVA					
Existente em 2017	23.247	152.530	27.692	51.420	93.343	348.232
Evolução 2018-2027	1.650	95.802	7.273	18.477	53.447	176.649
Evolução 2018-2022	1.650	48.922	4.250	10.766	25.425	91.013
Evolução 2023-2027	0	46.880	3.023	7.711	28.022	85.636
Estimativa 2027	24.897	248.332	34.965	69.897	146.790	524.881

Notas: (1) Inclui os transformadores de fronteira.
(2) Dados de 2017 do DMSE/MME.

Gráfico 4-2 - Investimento total em linhas de transmissão, por nível de tensão

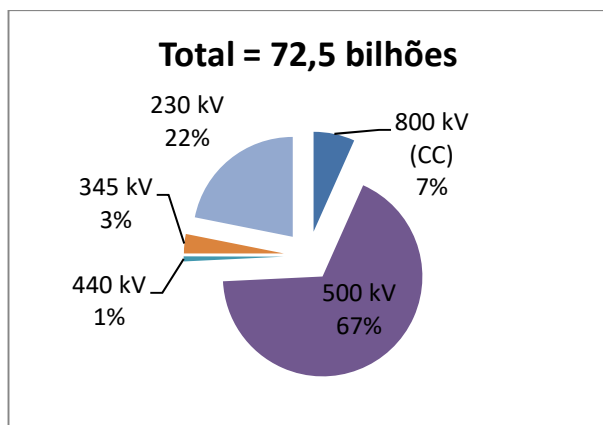
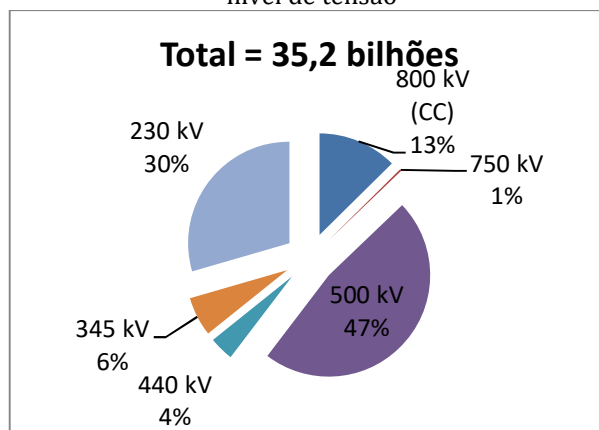


Gráfico 4-3 - Investimento total em subestações, por nível de tensão



4.7. Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)

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 2021, foi derivada a partir do ciclo tarifário 2018-2019 (atualmente vigente), que apresenta valor de R\$ 19,33 bilhões, em acordo com a Nota Técnica nº 146/2018-SGT/ANEEL.

A evolução da RAP no período decenal foi estimada a partir dos investimentos calculados para as obras de transmissão cadastradas no Sistema de Gestão da Expansão da Transmissão (SGET) da EPE no período 2020-2027 (sem instalações de fronteira), considerando-se a relação RAP/investimento de 19,27% e os descontos econômico-financeiros previstos na regulamentação, tal como descrito na Tabela 8 da Nota Técnica referida.

A Tabela 4-5 apresenta os valores médios da TUST de geração e de carga projetados para os anos 2021 e 2027, 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 4-5 - Estimativa da TUST no SIN: valores médios

Submercado	TUST de Geração (R\$/kW.mês)		TUST de Carga (R\$/kW.mês)	
	Ano 2021	Ano 2027	Ano 2021	Ano 2027
Sul	5.488	7.425	7.761	12.022
SE/CO	6.271	8.795	7.244	10.900
Nordeste	5.114	7.571	8.135	11.876
Norte	4.726	7.151	8.523	12.296

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

> As instalações arrematadas pela Abengoa, paralisadas em função da entrada desta empresa em processo de recuperação judicial, com posterior declaração de caducidade de seus contratos, impactou significativamente o recebimento e exportação da região Nordeste. Assim, por solicitação do MME, foi realizado pela EPE um estudo em caráter emergencial para indicação de obras necessárias para mitigar os efeitos dos atrasos das obras responsáveis pelas ampliações das interligações Norte-Nordeste-Sudeste/Centro Oeste. O conjunto de obras indicado pelo Planejamento foi licitado em dezembro de 2017, com data contratual de entrada em operação em 2023.

> 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, surge uma nova variável de tomada de decisão relacionada à estratégia de recomendar antecipadamente reforços estruturantes do sistema de transmissão interligado. Assim, além de proporcionar flexibilidade para acomodar diferentes estratégias de implantação das fontes de geração contratadas nos leilões de energia, os estudos de planejamento da expansão das interligações passam a ter uma abordagem diferenciada, buscando alternativas de soluções que se traduzam em mínimo arrependimento e que, ao mesmo tempo, possam agregar atributos de controlabilidade, confiabilidade e segurança ao sistema.

> A EPE tem realizado um planejamento proativo da expansão da transmissão por meio da elaboração de 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. Não obstante, 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 pela EPE dez 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) sete estudos visando dotar o sistema de capacidade de escoamento para os diversos potenciais de geração das regiões Nordeste e Norte; e (iii) dois estudos prospectivos voltados para o escoamento do potencial de geração fotovoltaico das regiões norte e noroeste de Minas Gerais, assim como da região noroeste do estado de São Paulo.

> 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 do estudo de transmissão, desenvolvido em 2014, que resultou na expansão da interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste. Esse novo cenário, bem como a própria ampliação do horizonte, determina que se realizem novos estudos prospectivos com foco nas interligações, objetivando verificar a necessidade de novas expansões, além das já previstas para implantação até 2023.

> 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 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 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 não apenas a modelagem das fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a fotovoltaica, mas também de Redes Elétricas Inteligentes (REI) e da Geração Distribuída (GD).

> O plano de obras apresentado neste PDE abrange obras outorgadas e a outorgar, 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.

> A expectativa é que os investimentos totais atinjam cerca de R\$ 108 bilhões, sendo R\$ 73 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 25 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

> Considerando-se apenas as novas instalações de linhas de transmissão e subestações a serem outorgadas, o valor total estimado é da ordem de R\$ 38 bilhões, sendo cerca de R\$ 21 bilhões em linhas de transmissão e aproximadamente R\$ 17 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira. Desses R\$ 38 bilhões, o montante aproximado de R\$ 24 bilhões corresponde aos empreendimentos já recomendados em estudos de planejamento, sendo o restante, cerca de R\$ 14 bilhões, correspondente às obras indicativas, que são aquelas associadas aos estudos de planejamento em andamento ou a iniciar, compatibilizadas com base na média histórica da evolução física e de investimentos dos empreendimentos de transmissão.

5. Produção de Petróleo e Gás Natural

5.1. Previsão de Produção de Petróleo

A previsão de 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 2026, mantendo o patamar em torno de 4,0 milhões de bbl/dia até o final do período. Esta produção é justificada principalmente pelas contribuições das unidades integrantes da Cessão Onerosa, em especial os campos de Búzios e Atapu, com previsão de entrada em produção em 2018 e 2019, respectivamente. São previstos, segundo o Plano de Negócios da Petrobras 2018-2022, cinco módulos de produção para Búzios, sendo a última entrada prevista para 2021. A Cessão Onerosa, e respectivo excedente, é responsável por cerca de 36% da produção dos recursos na categoria de reserva em 2027. A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente por unidades com descobertas sob avaliação do pré-sal e em águas ultra profundas nas Bacias de Sergipe-Alagoas e de Espírito Santo-Mucuri, para a qual se estima uma produção de 95% do total dos recursos contingentes no fim do período.

Com relação às projeções de planos anteriores da EPE, verifica-se expressiva redução da participação dos recursos contingentes na produção nacional, compensada pelo aumento da participação da categoria de reserva. Mais uma vez, atribui-se esse fato às declarações de comercialidade de acumulações de petróleo no pré-sal 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.

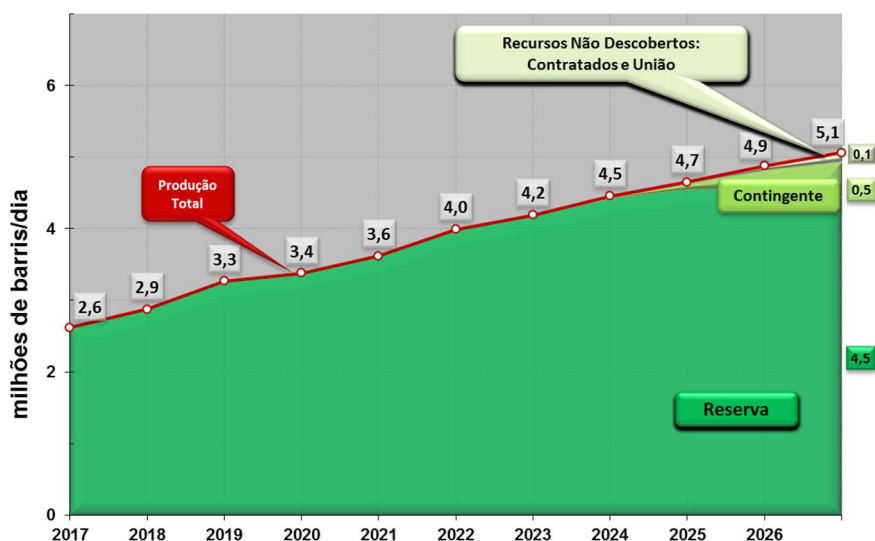
A partir de 2023, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E), que contribuem com aproximadamente 2% da produção nacional em 2027. A contribuição da produção dos recursos na área da União²⁶, dependente da realização de novas contratações (consideradas para este PDE), por concessão ou partilha da produção, tem seu início previsto para 2026, alcançando aproximadamente 0,2% da produção total em 2027. Em relação ao total geral da produção, considerando-se todos os quatro tipos de recursos citados, estima-se que a produção de petróleo em 2027 seja cerca de 93% maior do que a registrada em 2017.

As maiores contribuições para a produção total, no decênio, permanecem sendo das unidades produtivas localizadas em águas ultraprofundas, que respondem por cerca de 83% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas com cerca de 11%. As produções em terra não ultrapassam 2% do total.

Com relação à densidade do petróleo, estima-se que em todo decênio prevaleça o tipo classificado como mediano. Mais detalhes sobre a qualidade do petróleo produzido são disponibilizados no Capítulo de Oferta de Derivados.

²⁶ 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 na área do Pré-Sal da Bacia de Santos.

Gráfico 5-1 - Previsão de produção diária de petróleo nacional



5.2. Previsão de Produção de Gás Natural

A parcela da produção sustentada somente por recursos da categoria de reservas alcança os maiores volumes em 2025, quando se atinge um pico de produção próximo de 160 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 (Gráfico 5-2). 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 na Bacia de Santos e Campos, pelas descobertas em águas 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 essas acumulações contribuem com 81% do total dos recursos contingentes no ano de 2027.

A partir de 2023, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E) e apenas no final do

decênio, em áreas ainda sem contrato com a União. A produção estimada para o total dos recursos não descobertos é de cerca 2% da produção nacional em 2027.

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 92% do total previsto para 2027, com produção muito significativa das acumulações do pré-sal. No caso do gás natural não associado, predomina a influência das unidades produtivas das bacias de Camamu-Almada, Parnaíba, Santos e Sergipe-Alagoas (águas profundas) e Solimões.

A produção líquida de gás natural (Gráfico 5-3), 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.

O comportamento da produção líquida de gás natural não acompanha a produção bruta, principalmente, devido à reinjeção do gás do pré-sal. São considerados altos índices de reinjeção, tanto para aumentar a recuperação do óleo, quanto por falta de infraestrutura de escoamento, além de dificuldades no processamento relacionadas ao elevado índice de contaminantes. Desse modo, apesar dos expressivos volumes, a monetização deste gás depende de uma série de investimentos e de definições em relação ao mercado consumidor frente aos custos elevados para aproveitamento deste insumo energético.

Neste PDE, não foram consideradas previsões de produção para os recursos não convencionais de gás natural. Projeções anteriores contemplavam produções principalmente para a Bacia do São Francisco, que possui descobertas em avaliação que alcançaram a estimativa de 3 milhões de m³/dia nos primeiros anos, coincidentes com o término do decênio. Contudo, tais estimativas foram desconsideradas devido à suspensão das atividades exploratórias por restrições ambientais e regulatórias.

Gráfico 5-2 - Previsão de produção bruta diária de gás natural nacional

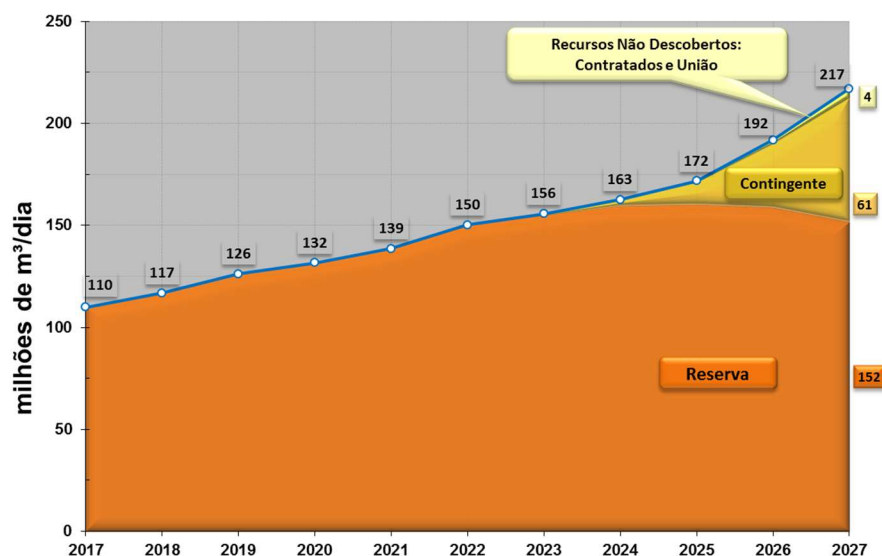
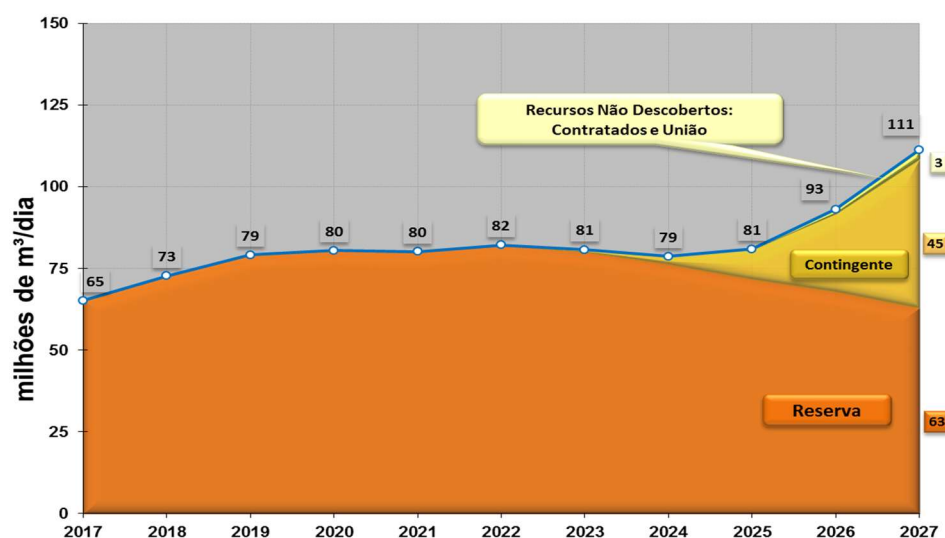


Gráfico 5-3 - Previsão de produção líquida de gás natural nacional



5.3. Contribuição do pré-sal

Atualmente a contribuição do pré-sal representa cerca de 49% da produção brasileira total de petróleo e 45% da produção de gás natural. Esta participação do pré-sal tende a aumentar nos próximos anos com a priorização da exploração e produção deste ambiente exploratório como uma das medidas de redução de custos operacionais, somada a baixa expectativa de novos projetos em outros ambientes no decênio em questão.

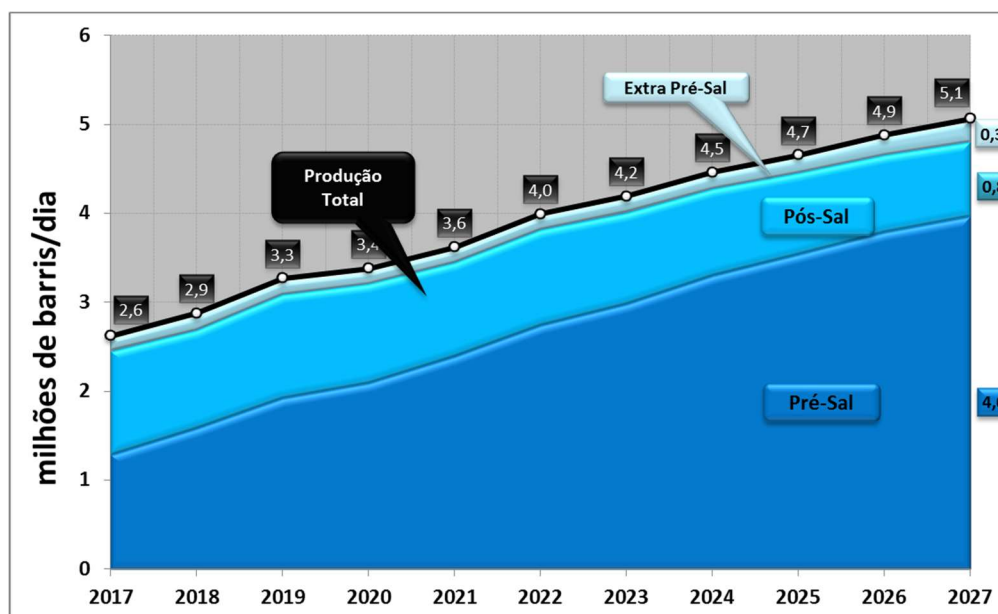
Nos próximos cinco anos, dos dezenove projetos com entrada em produção previstos no Plano de Negócios da Petrobras 2018-2022, dezesseis são voltados para extração no pré-sal, principalmente nas áreas sob contrato de Cessão Onerosa. Este cenário já era presente em estudos anteriores da EPE e se mantém neste PDE. Assim, mais de 78% da produção prevista de petróleo para 2027 é decorrente do pré-sal, sobretudo dos contratos de Cessão Onerosa e de Partilha da produção (Libra). Neste PDE, a produção nacional de petróleo e gás natural foi representada em pré-sal e pós-sal quando se refere às unidades produtivas localizadas no polígono do marco regulatório, abaixo e acima

da camada de sal respectivamente, e em extra pré-sal para as demais unidades produtivas brasileiras posicionadas fora do polígono. Efetivamente, o conjunto denominado pré-sal representa geologicamente o reconhecido *play* pré-sal, exemplificado pelos reservatórios dos grandes campos como Lula, Sapinhoá, Búzios e Mero.

Estima-se que a produção do pré-sal terá um aumento contínuo e suave até 2021 (Gráfico 5-4), quando passa a apresentar um crescimento mais acelerado devido à influência da entrada em operação dos módulos de produção da Cessão Onerosa e de Libra.

Desse modo, o pré-sal responderá por parcela significativa (cerca de 78%) da produção nacional de petróleo no fim do decênio, com forte participação da Bacia de Santos. O pós-sal contribuirá com aproximadamente 16%, advindos principalmente dos campos de produção da Bacia de Campos, e o extra pré-sal com participação de cerca de 6%.

Gráfico 5-4 - Previsão da produção de petróleo nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal



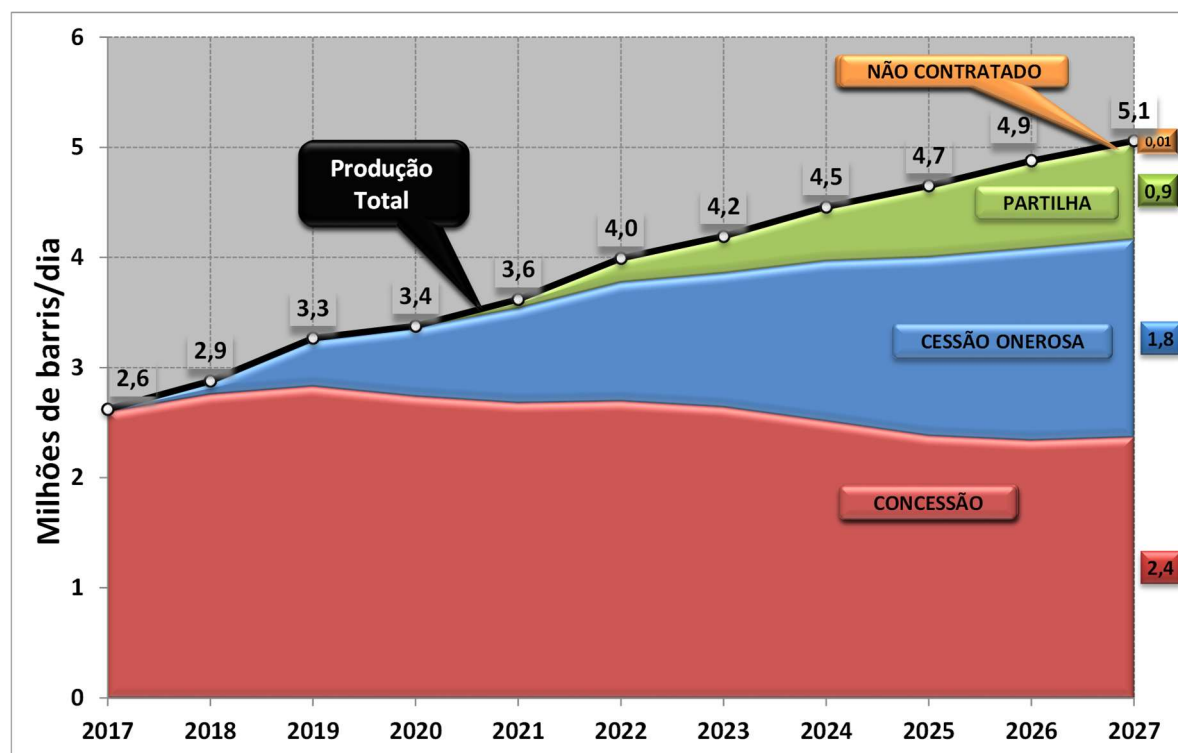
Os campos da Cessão Onerosa com previsão de início de produção sinalizado pela Petrobras até 2022 são Atapu, Búzios, Itapu e Sépia. Búzios, porém, se destaca com a entrada de cinco módulos de produção previstos no planejamento da Operadora até 2022 e mais uma previsão de 4 módulos até 2027, que projetam cumulativamente uma produção de cerca de 900 mil barris por dia em 2027, independente das demais unidades da Cessão Onerosa. Outro destaque é o campo de Mero, sob contrato de Partilha da produção, que juntamente com parte do recurso contingente da área exploratória de Libra pode alcançar cerca de 900 mil barris por dia no final do decênio. Essas três unidades (Búzios, Mero e Libra) respondem por 35% da produção prevista de petróleo no fim do período.

A Cessão Onerosa, incluindo os volumes excedentes,²⁷ responderá por cerca de 35% do

total da produção de petróleo em 2027. Já o contrato de Partilha da produção participa com 18% e os Contratos de Concessão prevalecem contribuindo com 47% da produção nacional no fim do decênio. Considerando-se a incorporação dos volumes excedentes de áreas unitizáveis com a Cessão Onerosa às respectivas reservas (embora ainda não seja conhecido qual o tipo de contrato que será adotado na licitação destas áreas e nem quando será contratado, bem como se serão incorporados aos projetos atuais ou se serão independentes), toda a Cessão Onerosa, incluindo o excedente, responderá por cerca de 35% do total da produção de petróleo em 2027. Já o contrato de Partilha da produção participa com 18% e os Contratos de Concessão prevalecem contribuindo com 47% da produção nacional no fim do decênio (Gráfico 5-5).

²⁷ Não há certeza sobre qual o tipo de contrato que será adotado na licitação das áreas unitizáveis com a Cessão Onerosa, porém tem sido divulgada a intenção de realização leilões, possivelmente, com contratos similares aos dos leilões de partilha da produção do Pré-sal já ocorridos.

Gráfico 5-5 - Previsão de produção de petróleo nacional por tipo de contrato



Estima-se que a produção de gás natural do pré-sal terá um aumento contínuo, influenciado pela entrada em operação dos módulos de produção da Cessão Onerosa.

O Gráfico 5-6 apresenta as previsões de produção bruta de gás natural desagregadas em pré-sal, pós-sal e extra-pré-sal. A produção do pré-sal prevalece alcançando cerca de 78% do total em 2027. A partir de 2025 ocorre um crescimento mais acelerado da produção, influenciado principalmente pela contribuição do extra pré-sal, onde destacam-se as contribuições de unidades produtoras de gás não associado.

Nas previsões da produção bruta de gás natural deste PDE, toda a Cessão Onerosa, em 2027, incluindo o excedente, responde por cerca de 29% do total e os Contratos de Concessão prevalecem contribuindo massivamente com cerca de 56% da produção bruta de gás natural nacional no fim do decênio (Gráfico 5-7). Contudo, nos anos de 2022 e 2025 percebe-se uma queda na produção prevista para as unidades sob contrato de concessão, com rápida subida nos dois últimos anos do decênio. Cabe ressaltar, que, embora haja potencial para produção das unidades sob contrato de partilha no médio prazo, neste cenário do PDE 2027 não foi considerada a produção líquida do campo de Mero²⁸ e áreas de Libra sob avaliação.

²⁸ Considerou-se para o cenário do PDE 2027, de curto a médio prazo, que parte do gás de Mero e áreas adjacentes de Libra sob avaliação, é consumido na plataforma e o restante é reinjetado.

Gráfico 5-6 - Previsão de produção bruta de gás natural nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal

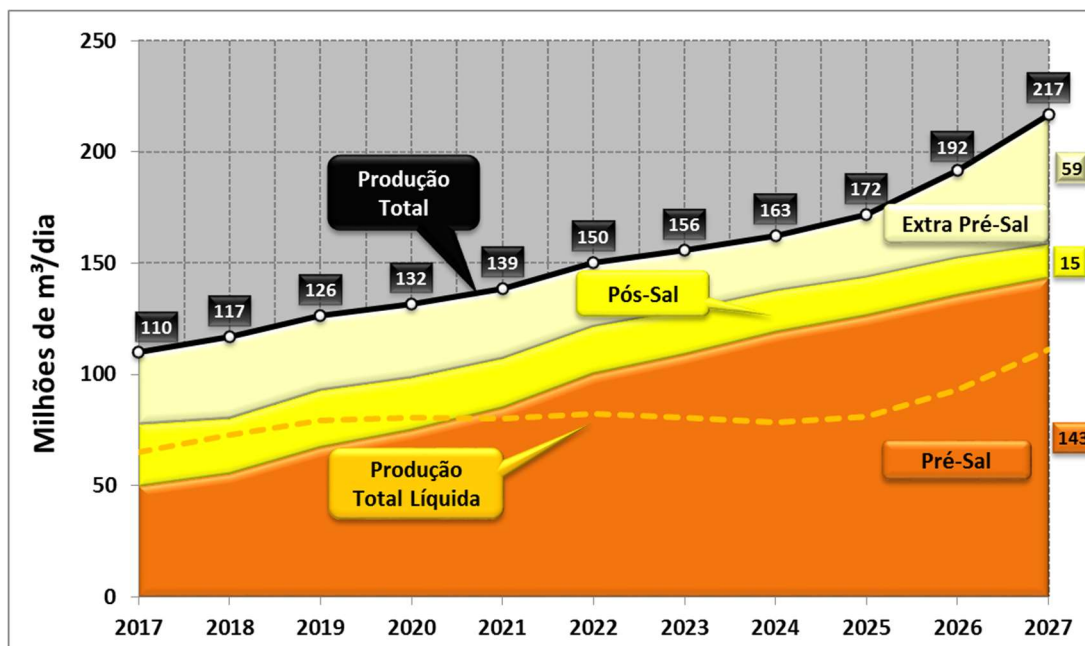
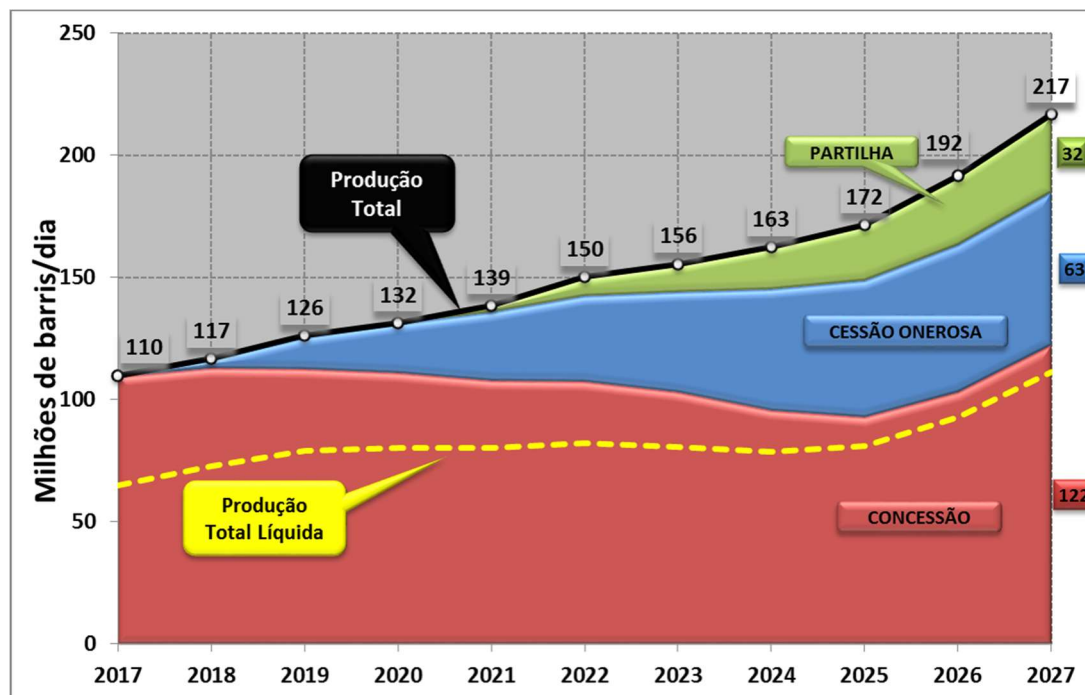


Gráfico 5-7 - Previsão de produção bruta de gás natural por tipo de contrato



BOX 5.1 – INCERTEZAS INERENTES À PREVISÃO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

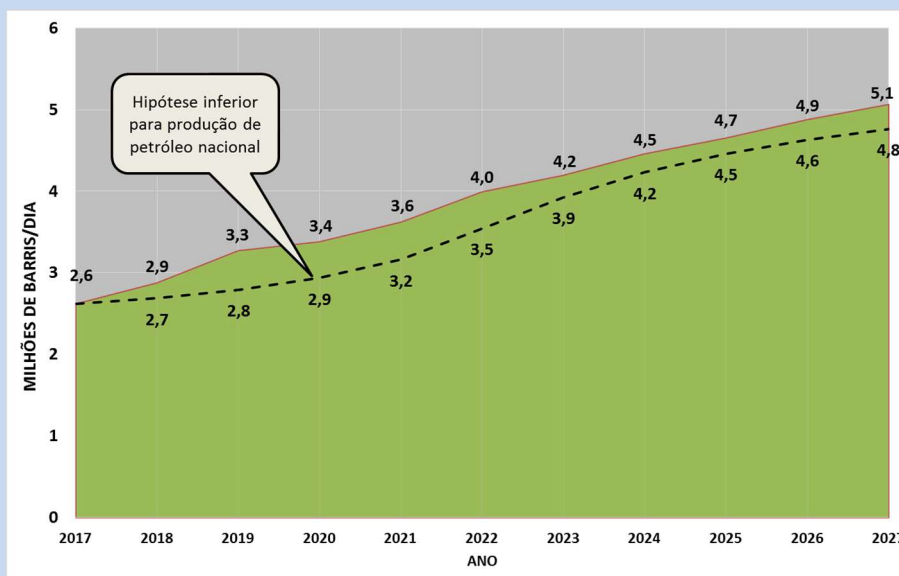
Uma série de incertezas relacionadas aos riscos geológicos, de operação, de infraestrutura e até mesmo incertezas referentes ao cenário político e econômico nacional podem influenciar direta ou indiretamente a produção brasileira de petróleo e gás natural. Frente a isso, foi estimada uma faixa de possibilidades dentro da qual espera-se que ocorra a produção de hidrocarbonetos nacionais até o ano de 2027. Foram definidas duas hipóteses para as previsões de produção: uma de referência (superior); e outra inferior. O Gráfico 5-8 ilustra a previsão de produção de petróleo nacional nas hipóteses de superior e inferior.

A hipótese otimista considera volumes recuperáveis finais que se aproximam da reserva 3P, considerando os volumes contingenciais; possibilidade de produção em toda a área exploratória do consórcio de Mero/Libra, tanto no pré quanto no pós sal; aproveitamento do potencial do Excedente da Cessão Onerosa, para além dos 5 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) a serem produzidos pela Petrobras; viabilidade técnica e econômica para exploração e exploração de grande parte das áreas ainda não licitadas da União com elevado potencial petrolífero para produção de hidrocarbonetos, presumindo que a indústria petrolífera conseguirá vencer os desafios atuais de produção e escoamento em águas ultraprofundas, principalmente em áreas do pré-sal, localizadas a quase 300 km da costa.

A hipótese inferior considera no próximo decênio volumes recuperáveis finais com valores intermediários entre as reservas 3P e 2P, dada a incerteza operacional de contratação e estimativa de volumes produzidos suportados pela infraestrutura existente; no consórcio de Libra, sucesso exploratório apenas na área com declaração de comercialidade de Mero; produção apenas dos volumes da Cessão Onerosa referentes aos 5 bilhões de boe inicialmente contratados, desconsiderando os volumes excedentes da Cessão Onerosa; risco de baixo percentual de declaração de comercialidade das possíveis descobertas nas áreas da União com potencial petrolífero, ainda não licitadas; atrasos, ou interrupções, na agenda regular de rodadas de licitação para exploração e produção de óleo e gás natural, dificultando a constância na oferta de novos blocos exploratórios.

O comportamento da curva inferior em relação à superior (referência), reflete um maior grau de incerteza nos primeiros anos, em função da possibilidade de atrasos nos módulos de produção previstos.

Gráfico 5-8 - Previsão de produção de petróleo nacional



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 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 25 anos.

O aumento da reserva provada nacional de petróleo ao longo de praticamente todo o período deste PDE, com relevantes incrementos previstos entre 2019 e 2024, está associado aos volumes recuperáveis estimados para os excedentes da Cessão Onerosa, os recursos hoje contingentes, principalmente Libra, e para os recursos não descobertos.

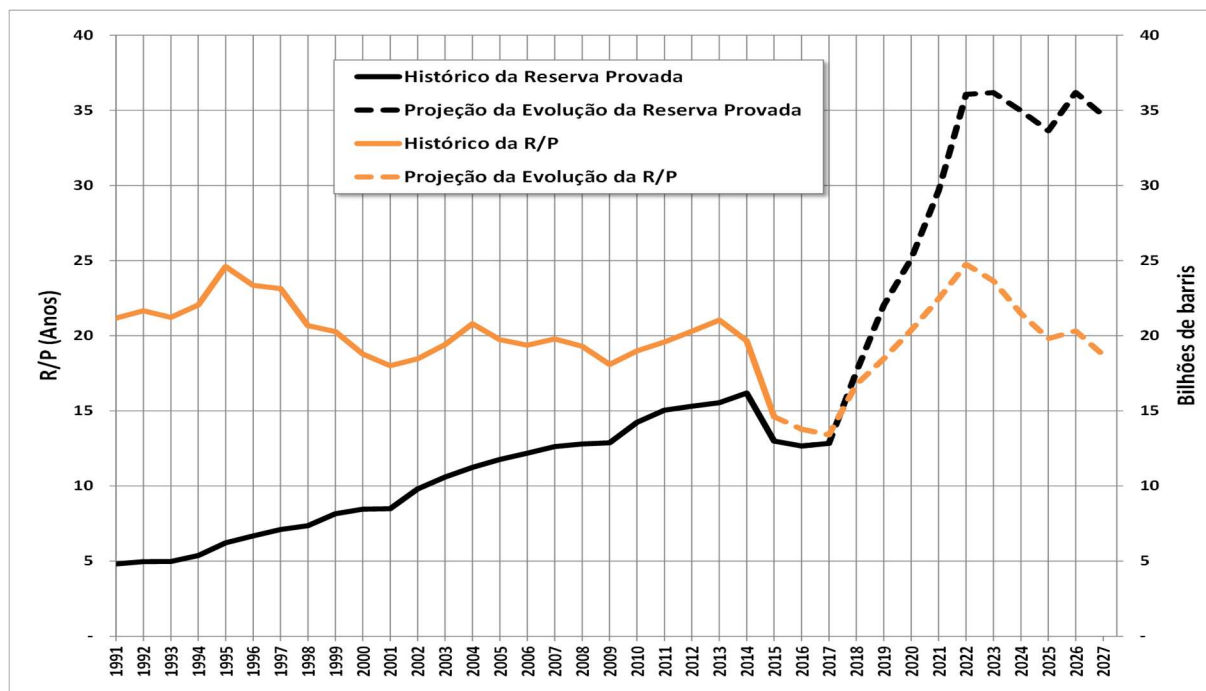
As reservas provadas de petróleo podem alcançar cerca de 35 bilhões de barris em 2024, considerando todos os volumes estimados citados anteriormente. No Gráfico 5-9, temos o histórico da reserva até 2017, e a partir deste ano, apresenta-se a estimativa de reserva até 2027. Os dados indicam uma tendência declinante das reservas provadas atuais, que acompanha o histórico da reserva. Contudo, para anos futuros, considerou-se nas projeções da reserva provada também os volumes referentes aos excedentes da Cessão Onerosa, o volume de Libra e os de outros contingentes e recursos não descobertos. 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 entre 2019 e 2026. No Gráfico 5-10, temos o histórico da reserva até 2017, e a partir deste ano, apresenta-se a estimativa de reserva até 2027. Os dados indicam para as reservas provadas atuais, uma tendência declinante que acompanha, aproximadamente, o histórico da reserva. Contudo, para anos futuros, considerou-se nas projeções da reserva também os volumes referentes aos excedentes da Cessão Onerosa, o volume de Libra e os de outros contingentes e recursos não descobertos. Estes volumes, adicionais às reservas provadas atuais, justificam o aumento abrupto, na transição entre o histórico e a projeção da evolução da reserva.

A relação R/P prevista para os próximos anos, no horizonte deste PDE, poderá atingir níveis relativamente altos para o petróleo (entre 17 e 23 anos) e para o gás natural (entre 16 e 29 anos), tanto em comparações internacionais quanto em comparação com o histórico nacional. Observa-se graficamente o histórico da relação R/P até 2017 e a partir daí sua projeção ao longo do decênio.

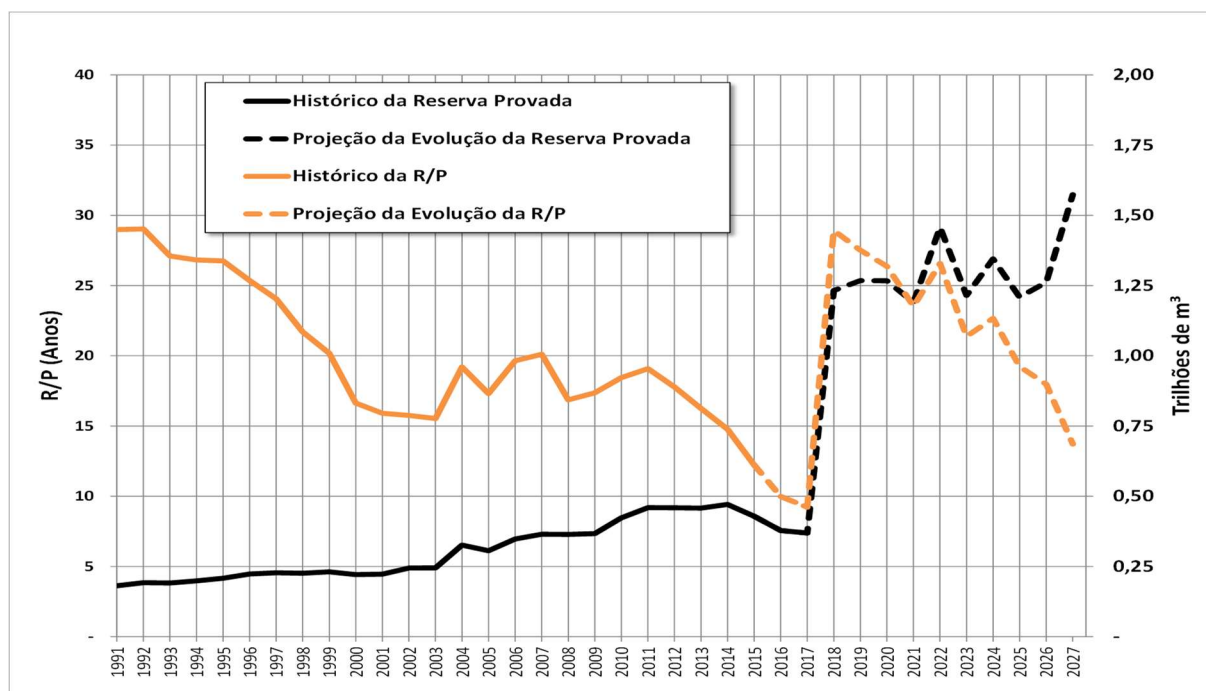
De acordo com a BP (2017), a R/P para petróleo em 2016 era de 17 anos na Ásia-Pacífico, 11 anos nos Estados Unidos, 25 anos na Europa-Eurásia e 44 anos na África. Já a R/P para o gás natural era de 30 anos na Ásia-Pacífico, 12 anos nos Estados Unidos, 56 anos na Europa-Eurásia e 68 anos na África.

Gráfico 5-9 - Previsão da evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P



Fontes: ANP (dados históricos) e EPE (Projeções)

Gráfico 5-10 - 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 2018 até o ano de 2027, os investimentos para as atividades de E&P no Brasil fiquem entre US\$ 365 bilhões e US\$ 406 bilhões. Trata-se de uma avaliação dos investimentos agregados de todo o setor de E&P no País, incluindo a significativa parte da Petrobras, anunciada em seu Plano de Negócios para o período 2018-2022, 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.

Diante da conjuntura econômica mais restritiva pela qual passa o setor de petróleo e gás natural no Brasil e no mundo, 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 5-1 apresenta novamente a previsão de produção de petróleo, desta vez junto com a estimativa de demanda agregada de petróleo (baseada na demanda de derivados abordada no Capítulo VI deste PDE) e os excedentes de produção. Notar que a demanda corresponde a uma estimativa do volume de petróleo que seria necessário para atender a demanda nacional de derivados, caso fosse possível produzir todo esse volume de derivados no País.

A entrada em operação de novos equipamentos é item fundamental para viabilizar as previsões de 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 5-11).

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 Programas de Governo e nos Planos de Negócios (inclusive o Plano de Negócios 2018-2022 da Petrobras) das empresas operadoras vigentes durante a elaboração deste PDE e exclui as UEP destinadas a testes de longa duração (TLD), devido ao seu caráter transitório de curto prazo, com relação à vida útil dos campos.

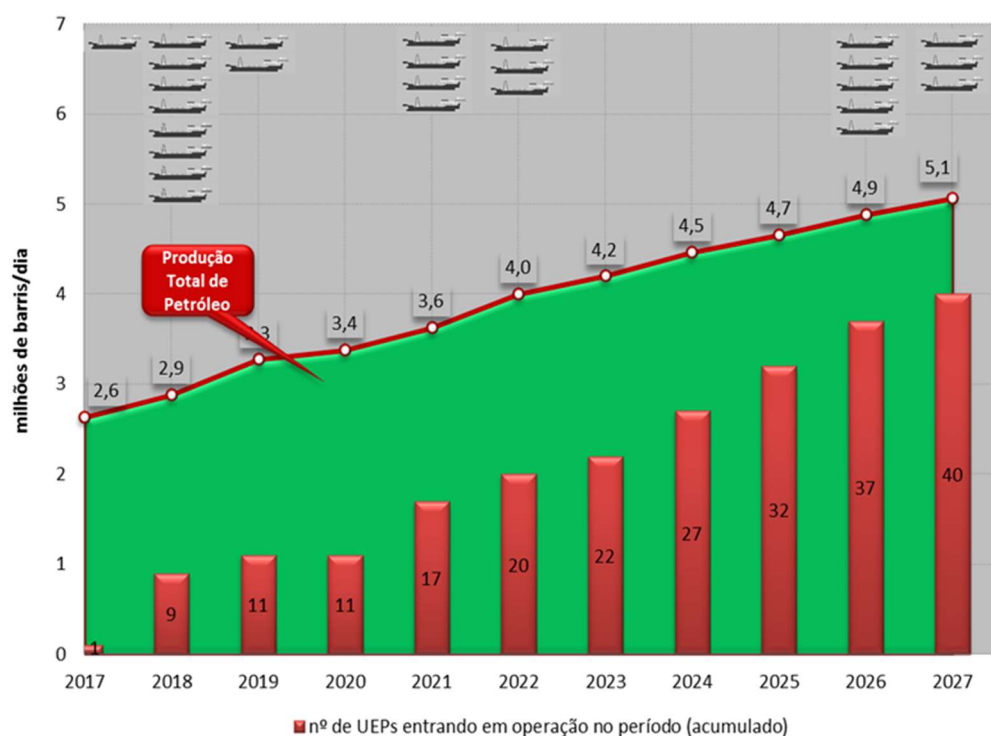
Admite-se que parte dessa demanda possa ser atendida por meio da tendência atual de padronização dos projetos de UEP do tipo FPSO e da conversão de navios existentes, permitindo, assim, a otimização de prazos e custos de construção. Admite-se também a possibilidade de afretamento para os casos de atrasos na entrega de UEP.

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.

Tabela 5-1 - Previsão de produção, demanda estimada e excedentes de petróleo no Brasil

Recurso	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
PETRÓLEO	milhões de barris diários									
Produção	2,88	3,27	3,38	3,62	3,99	4,19	4,46	4,65	4,88	5,06
Demanda Estimada	2,24	2,22	2,24	2,26	2,28	2,30	2,34	2,38	2,45	2,51
Excedente	0,64	1,05	1,14	1,36	1,71	1,89	2,12	2,27	2,43	2,55

Gráfico 5-11 - Previsão de entrada em operação de novas UEP



BOX 5.2 – DIÁLOGO ENTRE OS SETORES DE PETRÓLEO E DE MEIO AMBIENTE

O diálogo entre os setores petrolífero e ambiental tem sido aprimorado nos últimos anos. Destaca-se a consolidação das Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS) como subsídios ao planejamento das Rodadas de Licitação de Blocos Exploratórios (mantendo a manifestação conjunta prévia de forma alternativa e provisória - Política de E&P, Res. CNPE 17/2017) e o início do desenvolvimento das duas primeiras AAAS. Também se tem avançado em discussões sobre queima in situ e uso de dispersantes para acidentes com vazamento de óleo e na busca por medidas de prevenção à dispersão do Coral-sol (organismo exótico invasor frequentemente encontrado incrustado em plataformas). Além disso, houve ampliação da participação do setor energético na construção ou revisão de instrumentos norteadores de políticas públicas do Ministério do Meio Ambiente (MMA). Por outro lado, alguns desafios permanecem, destacando-se o aproveitamento do potencial de petróleo e gás natural na bacia da Foz do Amazonas, onde houve a descoberta de recifes de algas calcárias. Saiba mais na Nota Técnica “Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2027.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > *Espera-se que a produção de petróleo atinja 5,1 milhões de barris por dia (bbl/dia) em 2027, aproximadamente o dobro do valor registrado em 2017.*
- > *A produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas deverá atingir os maiores volumes em 2026, 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 35% da produção dos recursos na categoria de reserva em 2027. A produção estimada para o final do decênio sem a contribuição da Cessão Onerosa para os recursos na categoria de reserva chegaria a apenas 2,4 milhões de bbl/dia.*
- > *A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal e pelas descobertas em águas ultra profundas nas Bacias de Sergipe-Alagoas e de Espírito Santo-Mucuri, para a qual se estima uma produção de 95% 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 83% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas com cerca de 11%. As produções em terra não ultrapassam 2% 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 2025, quando se atinge um pico de produção próximo de 160 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, na Bacia de Santos, 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 81% do total dos recursos contingentes no ano de 2027.*
- > *A partir de 2023, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas e apenas no final do decênio na área da União. A produção estimada para o total dos recursos não descobertos é de cerca 2% da produção nacional em 2027.*
- > *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 92% do total previsto para 2027, com produção muito significativa das acumulações do pré-sal. No caso do gás natural não associado, predomina a influência das unidades produtivas das bacias de Camamu-Almada, Parnaíba, Santos e Sergipe-Alagoas (águas profundas) e Solimões.*
- > *Atualmente a contribuição do pré-sal representa cerca de 49% da produção brasileira total de petróleo e 45% da produção de gás natural. Estima-se que o a produção do pré-sal terá um aumento contínuo e suave até 2021, quando passa a apresentar um crescimento mais acelerado 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 78%) da produção nacional de petróleo, com forte participação da Bacia de Santos. O pós-sal contribuirá com aproximadamente 17%, advindos principalmente dos campos de produção da Bacia de Campos, e o extra pré-sal com participação de cerca de 5%.*

> Entre os campos da Cessão Onerosa, Búzios se destaca com a entrada de cinco módulos de produção previstos no planejamento da Operadora, que projeta cumulativamente uma produção de cerca de 900 mil barris por dia em 2027. Outro destaque é a declaração comercial de Mero, sob contrato de Partilha da Produção, parte do recurso contingente Libra, que podem alcançar outros 900 mil barris por dia no final do decênio. Essas três unidades sozinhas respondem por 35% da produção prevista de petróleo no fim do período.

> 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 35% do total da produção de petróleo em 2027. Já o contrato de Partilha da produção participa com 18% e os Contratos de Concessão prevalecem contribuindo com 47% da produção nacional no fim do decênio.

> Estima-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil fiquem entre US\$ 365 bilhões e US\$ 406 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, a estimativa de entrada em operação de novas UEP é de 40 unidades entre 2017 a 2027.

6. Abastecimento de Derivados de Petróleo

No capítulo de Abastecimento de Derivados de Petróleo analisam-se as condições de atendimento ao mercado doméstico, ressaltando as necessidades de importação de derivados, as possibilidades de exportação de petróleo, e a importância dos investimentos no parque de refino e na infraestrutura logística.

O balanço dos principais derivados indica que o País deverá continuar como importador líquido durante todo o horizonte de estudo, com destaque para os grandes volumes importados de nafta, querosene de aviação (QAV) e óleo diesel A. Este fato sinaliza que pode haver espaço para construção de novas refinarias e eventual realização de investimentos incrementais em refinarias existentes até 2027.

Destaca-se ainda que o mercado nacional de derivados médios (QAV e óleo diesel A), assim como sinalizado no PDE 2026, permanecerá deficitário durante todo o horizonte decenal. O óleo diesel A, derivado com maior mercado no Brasil, apresentará também o maior volume de importação no período considerado. As importações de gás liquefeito de petróleo (GLP), principalmente em função do

crescimento da produção das UPGNs, tenderão a decrescer ao longo do decênio. O balanço entre a oferta e a demanda de gasolina A sinaliza períodos em que o Brasil atuará como importador de menores volumes deste derivado. No PDE 2027, a demanda do Ciclo Otto é crescente e será parcialmente atendida por gasolina A, considerando a tendência de aumento do consumo de etanol hidratado devido ao programa governamental *RenovaBio*²⁹. A produção de óleo combustível, que permanece com excedentes ao longo de todo o período de análise, poderá atender suficientemente a todo o mercado opcional de *bunker* para navios estrangeiros. O quadro de elevada movimentação de petróleo e derivados poderá exigir maior atenção em relação à infraestrutura logística do País para garantia do abastecimento em todo o território nacional.

Projeta-se, para o próximo decênio, um papel mais relevante para o Brasil no mercado internacional de petróleo, atuando como exportador líquido deste produto, em função da produção em campos já delimitados e do desenvolvimento da produção das acumulações descobertas na área do pré-Sal.

²⁹ O *RenovaBio* (Política Nacional de Biocombustíveis) é um programa governamental, lançado em dezembro de 2016, que busca traçar uma estratégia conjunta para reconhecimento do papel estratégico de todos os tipos de biocombustíveis na matriz energética brasileira, tanto para a segurança energética quanto para mitigação de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa (MME, 2016).

6.1. Perspectivas de Preços de Petróleo e Derivados

Os preços de petróleo ao redor do mundo apresentaram uma trajetória de crescimento durante 2017 e se mantiveram um patamar elevado, ao longo do primeiro semestre de 2018. Dentre os principais fatores que contribuíram para essa elevação dos preços destacam-se o forte crescimento da demanda mundial, o aumento da percepção de risco geopolítico no Oriente Médio, o declínio da produção de alguns países, em especial a Venezuela, a extensão do acordo de cortes pela Opep+³⁰, a redução de estoques e restrições logísticas, em especial nos EUA e no Canadá.

Diversos fatores de curto prazo pressionam as cotações internacionais. Dentre aqueles que contribuem para a sua elevação estão a redução dos estoques e a baixa capacidade ociosa mundial, as renovadas sanções ao Irã, disputas e conflitos político-militares em países produtores. Entre os fatores que influenciam na redução dos preços estão a expansão da produção petrolífera de campos não-convencionais nos EUA, reflexos na demanda oriunda da recente contenda comercial chino-americana. Aumentos de produção esperados para países como Rússia, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Brasil e Canadá também atenuam pressões sobre a alta dos preços.

No médio e longo prazos, a estabilização da produção nos EUA e o baixo investimento exploratório observado desde 2014³¹ começam a afetar a produção mundial. Essa limitação da expansão da oferta, combinada com a crescente demanda por petróleo, proveniente especialmente do Sudeste Asiático, provoca uma pressão de alta sobre

os preços a patamares que incentivam o aumento da produção em regiões de fronteira exploratória (areias betuminosas, Ártico e pré-sal africano). Assim, os preços continuarão a subir³² até se estabilizarem ao redor dos preços de *breakeven*³³ desses projetos mais dispendiosos. Cabe destacar que os custos da indústria tendem a se elevar com a retomada da exploração³⁴, contribuindo ainda mais para uma trajetória de alta dos preços do petróleo nos próximos anos.

Com base nas premissas expostas anteriormente, são apresentadas na Tabela 6-1 as projeções para o preço do petróleo do tipo Brent.

Tabela 6-1 Projeções do preço de petróleo do tipo Brent

Petróleo Brent US\$ (dez2017)/bbl	
2017	55
2018	70
2019	71
2020	72
2021	74
2022	75
2023	78
2024	81
2025	82
2026	83
2027	83

Os preços dos demais tipos de petróleo presentes neste estudo são projetados a partir de uma relação histórica econométrica com o preço do petróleo Brent, e são apresentados no Gráfico 6 -1.

³⁰ Opep+ é como ficou conhecido o conjunto de países que reúne 24 grandes produtores de petróleo, entre eles os países membros da Opep e a Rússia. Esse grupo de países chegou a um acordo para reduzir sua produção conjunta a partir de janeiro de 2017, com intuito de acabar com a sobreoferta de petróleo e elevar os preços.

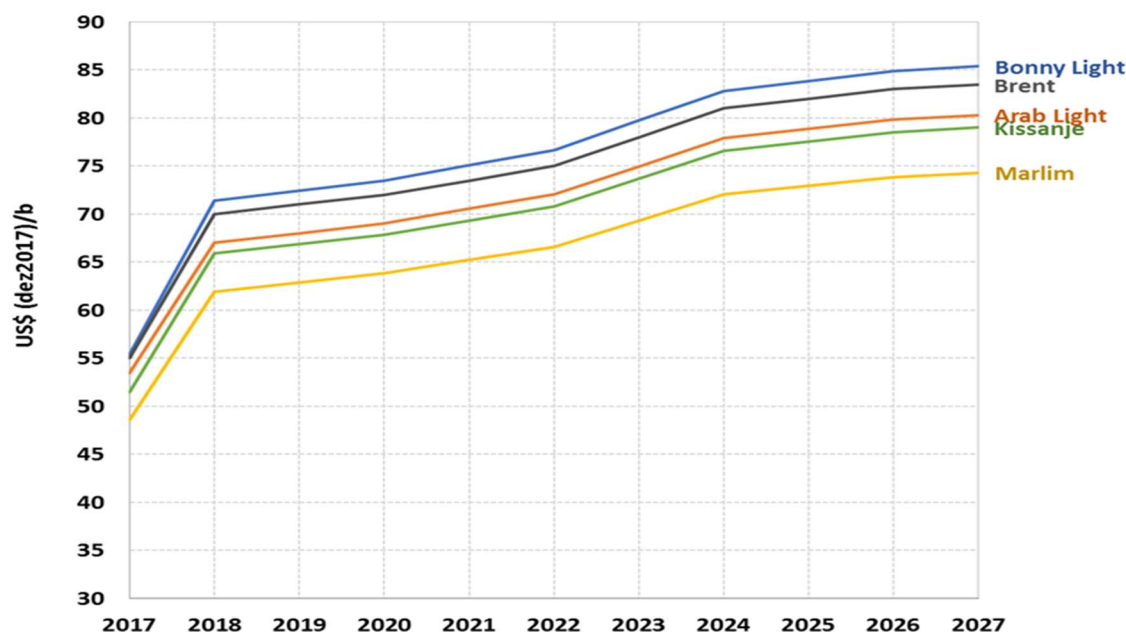
³¹ Os investimentos em exploração e a sanção de novos projetos caíram significativamente entre os anos de 2014-2016. Esses investimentos iniciaram uma recuperação ao longo de 2017, mas concentraram-se em projetos menores e menos dispendiosos.

³² O patamar atual de preços do petróleo não é suficiente para induzir uma produção que atenda à crescente demanda mundial.

³³ Preços de *breakeven* são os valores necessários para viabilizar determinada produção comercial, sendo muito influenciados pelos custos dos processos produtivos de cada campo petrolífero.

³⁴ O patamar de preços do petróleo verificado no início de 2017 já começa a provocar uma retomada da atividade exploratória em regiões como Rússia e Golfo Pérsico. O interesse em campos *offshore* também está voltando, com novos projetos anunciados no pré-sal brasileiro, Golfo do México e Mar do Norte.

Gráfico 6-1 - Projeções de preços para o petróleo do tipo Brent e demais tipos de petróleo



Nota: Assumiu-se o petróleo angolano Kissanje (31º API) como uma proxy para o petróleo brasileiro do pré-sal.

A evolução dos preços dos derivados de petróleo também é projetada a partir de uma relação histórica econométrica com o preço do petróleo Brent, considerando alguns ajustes para cada derivado ao longo do decênio.

Políticas públicas e avanços tecnológicos, em especial no desenvolvimento de fontes substitutas e/ou promoção de eficiência energética, devem afetar o crescimento da demanda de gasolina, reduzindo lentamente seu *spread*³⁵ em relação ao petróleo Brent. A gasolina é utilizada para atendimento ao transporte individual de passageiros, apresentando uma elasticidade-preço da demanda maior que a dos demais derivados como o diesel, cujo uso está mais

associado à indústria e ao transporte coletivo de carga.

O atendimento às questões ambientais³⁶ também deve causar um aumento do *spread* entre os combustíveis com baixo teor de enxofre (BTE), que tendem a se valorizar, e os combustíveis com alto teor de enxofre (ATE). Isso vale especialmente para o óleo combustível e para o óleo diesel.

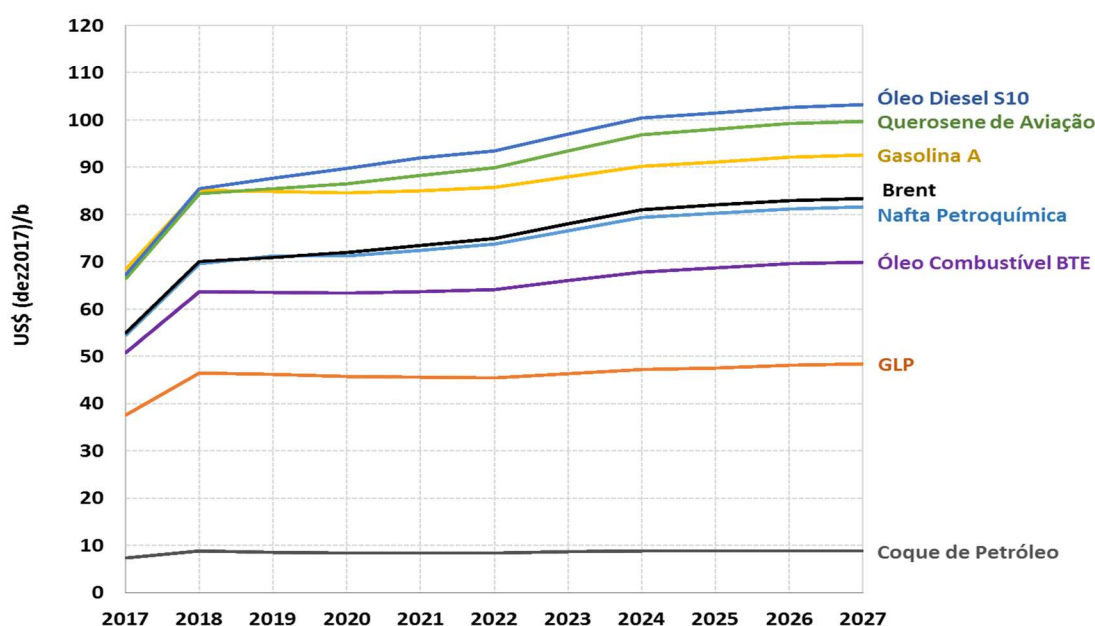
Ademais, a demanda crescente por óleo diesel S10³⁷ deve promover o aumento do seu preço, de forma que ele volte a ser o derivado de maior valor agregado, conforme mostra o Gráfico 6-2.

³⁵ O *spread* médio entre a gasolina USGC e o petróleo Brent se elevou consideravelmente de 105% entre 2011-2014 para 125% entre 2015-2017. Isso ocorreu devido a uma conjuntura na qual a demanda de gasolina cresceu, sobretudo a partir de vendas recordes de veículos nos EUA e China, em especial de utilitários esportivos. Essa tendência modificou-se em 2018, em especial devido ao aumento dos preços da gasolina.

³⁶ As crescentes pressões ambientais acerca das emissões oriundas, por exemplo, do transporte aquaviário, em especial, devem modificar a composição da mistura óleo combustível/óleo diesel para *bunker*, além de desestimular a demanda de derivados com alto teor de enxofre.

³⁷ Em países em desenvolvimento, a maior demanda por transporte público e de cargas deve continuar a impulsionar a demanda por diesel S10. Nos países desenvolvidos, embora surjam restrições cada dia mais significativas aos veículos de passeio a diesel, com banimento em alguns países, o consumo da frota existente, inclusive veículos pesados e a demanda industrial e agrícola devem impedir uma queda mais significativa de demanda pelo derivado.

Gráfico 6-2 - Projeções de preços para o petróleo do tipo Brent e principais derivados



6.2. Oferta de Derivados de Petróleo

Nos últimos anos, o parque nacional de refino passou por um período de expansão, com destaque para a entrada em operação do 1º trem da Refinaria Abreu e Lima (RNEST), em dezembro de 2014, além de ampliações pontuais na capacidade de processamento de refinarias existentes. Isso permitiu o aumento da capacidade de refino instalada no País de 2,0 milhões b/d, no ano de 2005, para 2,3 milhões b/d em 2017 (ANP, 2018). Da mesma forma, foram realizados grandes esforços, principalmente investimentos em unidades de conversão e hidrotratamento, para a adequação do parque de refino existente, com o objetivo de aumentar a produção de derivados de maior valor agregado, em especial o óleo diesel, e para atender as exigências de qualidade de combustíveis cada vez mais restritivas.

Nesse contexto, esta seção tem como objetivo avaliar a evolução da oferta de derivados de petróleo para os próximos dez anos, observando o nível de dependência externa no atendimento da demanda e buscando a segurança do abastecimento nacional.

Para os estudos de evolução da oferta de derivados de petróleo, utilizou-se o Modelo de Planejamento do Abastecimento de Derivados de Petróleo (Plandepe). Esse modelo, desenvolvido pela EPE, 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.

ATENDIMENTO À DEMANDA DE COMBUSTÍVEIS E INVESTIMENTOS

As premissas adotadas neste estudo incluem a previsão de produção de petróleo apresentada no Capítulo V e a projeção da demanda nacional de derivados apresentada no Capítulo II. Em particular, utiliza-se a demanda obtida a partir da trajetória da curva de licenciamento de veículos leves, com reflexos no consumo de gasolina A. Além disso, exclui-se o consumo próprio das refinarias e inclui-se a demanda de QAV e *bunker*, respectivamente para aeronaves e navios estrangeiros abastecidos no País³⁸.

As demais premissas consideradas neste estudo podem ser divididas em dois grandes grupos. O primeiro deles diz respeito à evolução da qualidade dos combustíveis para o próximo decênio, enquanto o segundo trata dos novos investimentos previstos para o parque de refino nacional.

Do ponto de vista de qualidade dos combustíveis, a gasolina e o óleo diesel passaram a ter, nos últimos anos, especificações mais rígidas de teor de enxofre, visando ao atendimento dos limites de emissões veiculares indicados no Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (Proconve).

No caso da gasolina, o teor de enxofre é especificado para a gasolina C, é de no máximo 50 ppm (ANP, 2015) e assumiu-se neste estudo que este valor será mantido durante todo o horizonte decenal. Ademais, a gasolina C é formada por gasolina A e etanol anidro e, atualmente, o percentual de etanol anidro na mistura é de 27% para a gasolina comum e 25% para a gasolina *premium* (Mapa, 2015). Considerou-se que esses percentuais serão mantidos em todo horizonte do estudo.

O óleo diesel é comercializado em função da sua qualidade, especialmente, do seu teor de enxofre. O óleo diesel B para uso rodoviário é consumido no território brasileiro com teores de enxofre de 10 ppm (S10) e 500 ppm (S500) (ANP, 2013). Assumiu-se que estas regras atuais permanecerão válidas ao longo do horizonte analisado. Nota-se que, em função disso, a demanda por óleo diesel S500 diminuirá gradativamente com o sucateamento dos veículos pesados produzidos até 2011³⁹.

No caso do óleo diesel *off-road*⁴⁰, cujo limite atual de enxofre é de 1800 ppm, devido a sua demanda em volumes pouco expressivos e redução ao longo dos últimos anos, considerou-se uma tendência a sua substituição no País por óleo diesel S500 durante o decênio.

Ressalta-se que, no caso do óleo diesel rodoviário e *off-road*, o teor de enxofre é especificado para o óleo diesel B comercializado, formado por óleo diesel A e biodiesel. Assim, adotou-se como premissa um aumento gradativo de biodiesel na mistura, de 10% até 15% no período de 2018 a 2027, conforme apresentado no Capítulo II e, em seguida, discutido no Capítulo VIII.

O óleo combustível marítimo, internacionalmente conhecido como *bunker*, é um combustível utilizado por embarcações de grande porte, principalmente para transporte de longo curso (Petrobras, 2013). Adotou-se como premissa deste estudo a tendência aprovada pela Organização Marítima Internacional (IMO), de redução do limite do teor de enxofre no *bunker* de 3,5% para 0,5% (5000 ppm) a partir de 2020 (IMO, 2016).

Em relação aos novos investimentos previstos no Brasil na cadeia de abastecimento de derivados de petróleo, informações que constam no Plano de Negócios e Gestão 2018-2022 e na divulgação dos resultados da Petrobras (Petrobras,

³⁸ O atendimento da demanda de QAV para aeronaves estrangeiras é obrigatório, enquanto que o *bunker* para navios estrangeiros é opcional, sendo limitado aos eventuais excedentes de produção nacional de óleo combustível.

³⁹ Desde 2012, os caminhões e ônibus novos produzidos e licenciados no Brasil precisam atender às especificações da fase P7 do Proconve, elaborada nos moldes da norma europeia EURO V. Os sistemas de tratamento dos gases e as novas tecnologias dessa fase exigem o uso do diesel S10.

⁴⁰ Óleo diesel não rodoviário, para uso ferroviário, extração mineral a céu aberto e em geração elétrica, definido segundo Resolução ANP n° 65, de 2011.

2018a; Petrobras 2018b) estimam-se investimentos da ordem de 8,5 bilhões de dólares no período considerado. Além disso, existe a expectativa de investimentos de outras empresas de cerca de 1,6 bilhões de dólares em terminais.

Para o horizonte de estudo, o parque de refino nacional contempla a entrada em operação da Unidade de Abatimento de Emissões (SNO_x) na Refinaria Abreu e Lima (RNEST) em 2019, o que permitirá a ampliação da carga do 1º trem da refinaria dos atuais 100 mil b/d para 130 mil b/d (Petrobras, 2016).

Estima-se também o término da construção e o início de operação do 2º trem da RNEST, em Ipojuca (PE). Considerou-se a postergação da entrada em operação da refinaria em 2024, ou seja, uma postergação de um ano em comparação com a premissa considerada no PDE 2026. Em seu Plano de Negócios 2018-2022 a Petrobras indica a busca parcerias para o empreendimento (Petrobras, 2018a). Assim, em 2024, os dois trens da refinaria passariam a operar com a capacidade de processamento de 260 mil b/d para a produção de destilados médios, especialmente de óleo diesel S10, sem previsão de produzir gasolina.

Cabe destacar que a refinaria do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), em Itaboraí (RJ), não foi considerada no horizonte deste estudo em função da reavaliação estratégica deste projeto, embora a Petrobras esteja buscando parcerias para concluir o empreendimento⁴¹ (Petrobras, 2018a). Considerou-se ainda a entrada em operação da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do Comperj em 2021, o que implicará em aumento da oferta nacional de GLP.

No horizonte de estudo, não serão consideradas mudanças significativas na estrutura do refino nacional.⁴² Com isso, a capacidade nominal de refino no País atingirá 400 mil m³/d (2,5 milhões b/d) em 2027, um aumento modesto em comparação com a capacidade atual de 380 mil m³/d (2,4 milhões b/d).

BALANÇO NACIONAL DE PETRÓLEO

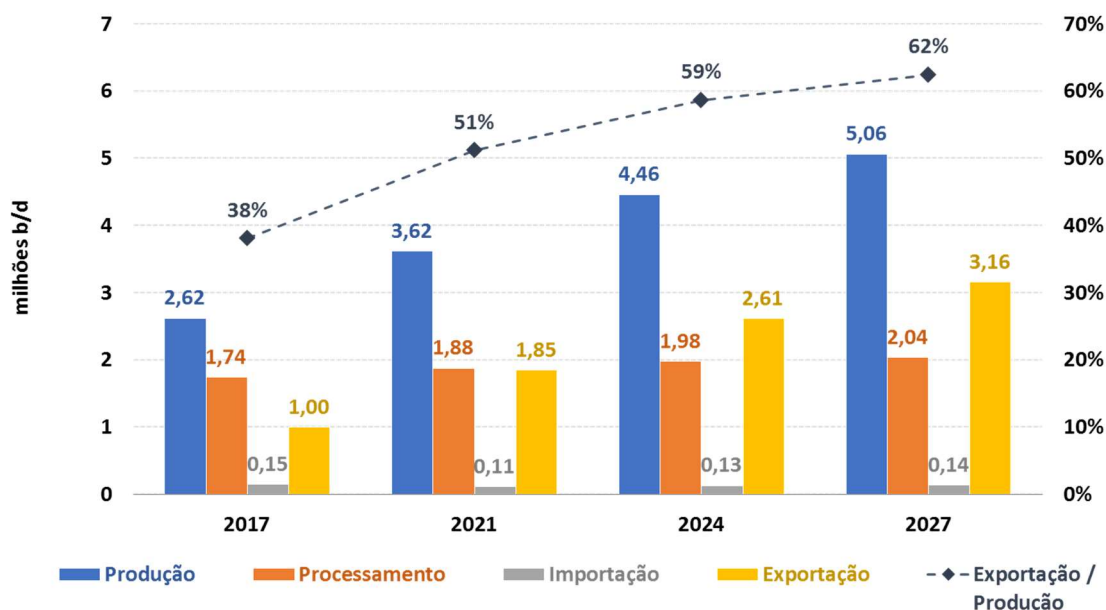
A previsão de produção crescente de petróleo para a próxima década, apresentada no Capítulo V, associada ao incremento marginal da capacidade de refino e à leve retomada dos níveis de processamento nas refinarias nacionais,⁴³ conduzem o Brasil à condição de exportador líquido de petróleo. O Gráfico 6-3 apresenta o balanço nacional de petróleo no horizonte de estudo.

⁴¹ A Petrobras comunicou ter assinado uma Carta de Intenções com a China National Petroleum Corporation International (CNPCI), subsidiária integral da CNPC, em que constavam no escopo um projeto para concluir o Comperj (Petrobras, 2018e) ..

⁴² Em abril de 2018, a Petrobras demonstrou intenção de vender 60% de sua participação nos cluster de ativos de *downstream* das regiões Nordeste e Sul (Petrobras, 2018c, Petrobras 2018d). Contudo, em julho de 2018, em função de decisão cautelar, do Supremo Tribunal Federal, no âmbito da ADI 5624 MC/DF, que questiona dispositivos da Lei das Estatais (Lei 13.303/2016), tal processo foi suspenso.

⁴³ A Petrobras divulgou em apresentação de seus resultados (2T 2018) uma retomada do crescimento do fator de utilização de suas refinarias, já atingindo, em junho de 2018, valor superior ao apresentado em 2017 (77%) (Petrobras, 2018b).

Gráfico 6-3 - Balanço Nacional de Petróleo



Em 2027, o Brasil exportará 3,2 milhões b/d de petróleo, isto é, 62% do total produzido no País. Esse volume expressivo elevará o Brasil para a condição de um dos principais *players* de exportação de petróleo no mundo. Nesse contexto, vislumbra-se a possibilidade de se vincular o processamento de refinarias no exterior ao petróleo brasileiro, por meio de parcerias e contratos de longo prazo.

Considerando que o parque de refino brasileiro foi adaptado para o processamento de petróleos mais pesados⁴⁴, o excedente da produção destinado para a exportação será majoritariamente de óleos do tipo mediano e de baixo teor de enxofre, previstos na região do pré-sal e que constituirão a maior parcela da produção de petróleo nacional.

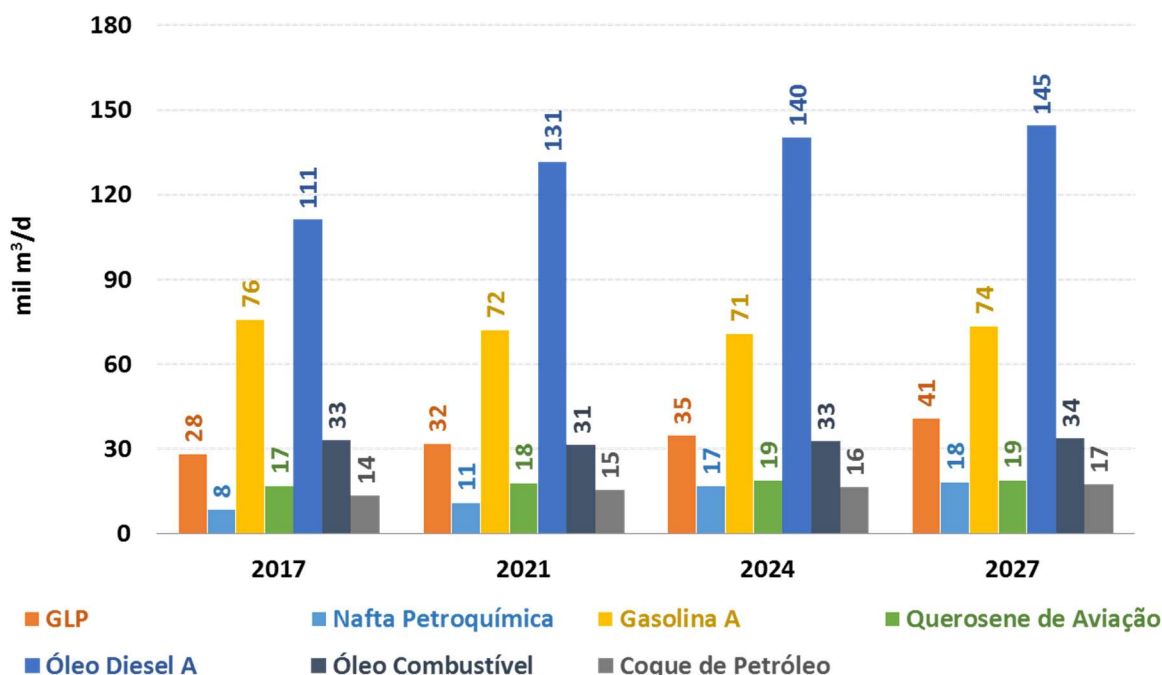
Pelo lado da importação, devido à produção de óleos básicos lubrificantes na Refinaria Duque de Caxias (Reduc), em Duque de Caxias (RJ), considerou-se a importação contínua de petróleo Árabe Leve em todo o horizonte de estudo. Existe também a necessidade de adequação da qualidade da carga ao parque de refino existente, o que pode exigir a importação de petróleos leves, visando o aumento da produção de derivados leves e médios.

BALANÇO NACIONAL DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

Em função do aumento pouco expressivo na capacidade de processamento do parque de refino brasileiro até 2027, a produção nacional de derivados de petróleo sofrerá apenas pequenas variações neste período, conforme mostra o Gráfico 6-4.

⁴⁴ As principais descobertas no País nas décadas de 1980 e 1990, na Bacia de Campos, foram de petróleos pesados, como o Marlim.

Gráfico 6-4 - Evolução da produção nacional dos principais derivados de petróleo



Destaca-se que a entrada em operação do 2º trem da RNEST em 2024 promove a ampliação da produção de alguns derivados⁴⁵, em especial, o óleo diesel A.

No que tange ao gás liquefeito de petróleo (GLP), o aumento de sua produção decorre da parcela oriunda das UPGNs, principalmente com a entrada em operação da UPGN do Comperj em 2021.

A produção nacional de gasolina A apresenta uma pequena redução entre 2018 e 2027. Este resultado se deve à variação dos preços relativos

entre os derivados, anteriormente apresentados, e do comportamento de sua demanda⁴⁶.

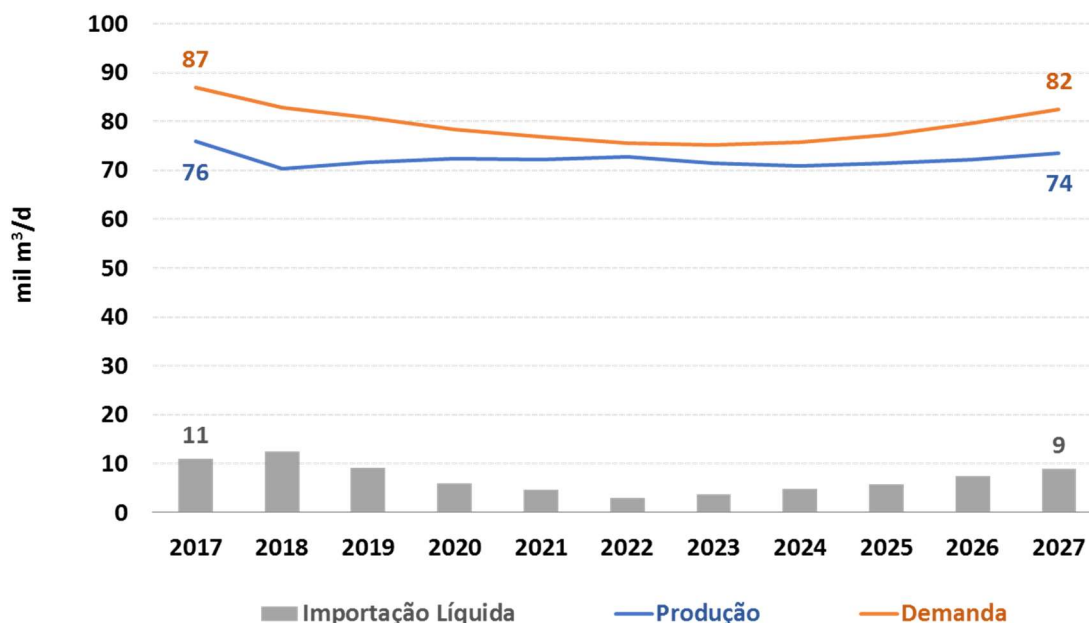
O Gráfico 6-5 apresenta o balanço entre a produção e a demanda da gasolina, sinalizando que o País permanecerá durante todo o período importador deste derivado.

Ressalta-se que, dentro do horizonte de estudo, estima-se que o máximo de importação de gasolina será de 12 mil m³/d (75,5 mil b/d) em 2018, valor semelhante aos volumes importados deste derivado em 2017.

⁴⁵ Ressalta-se que a volatilidade da nafta leve produzida nesta refinaria implica em não ser possível sua inclusão no *pool* de gasolina nacional, o qual exige uma PVR (Pressão de vapor Reid) controlada para garantia das especificações da gasolina comercializada no país.

⁴⁶ Conforme indicado no Capítulo II, a demanda de gasolina A apresenta queda até 2023, apresentando leve recuperação entre 2024 e 2027.

Gráfico 6-5 - Balanço nacional de gasolina A



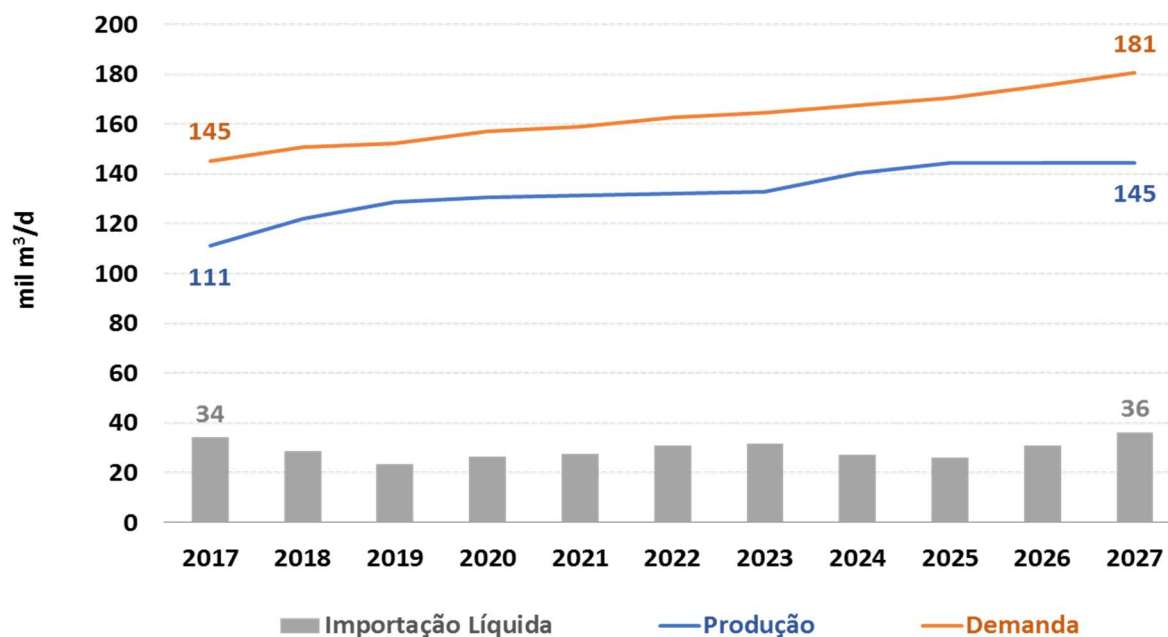
BOX 6.1 - E SE HOUVER VARIAÇÕES DA DEMANDA DE GASOLINA A?

Caso haja um aumento da demanda de combustíveis do Ciclo Otto ou uma redução da oferta de etanol hidratado em relação aos apresentados nos Capítulos II e V, o Brasil poderia voltar a importar maiores volumes de gasolina A, ou, alternativamente, produzir mais desse combustível. Para isso, seria necessária a utilização da capacidade ociosa das unidades de reforma catalítica do parque de refino e/ou a importação de *boosters* (correntes de alta octanagem). Note-se que, nesses casos, parte dos cortes de petróleo destinados à nafta petroquímica seria utilizada para o incremento da produção de gasolina.

Em relação ao óleo diesel, o Brasil se manterá importador líquido durante todo o período decenal. A produção deste combustível aumentará, principalmente, com a ampliação da carga processada

no 1º trem da RNEST em 2019 e com a entrada em operação do 2º trem na mesma refinaria em 2024. O Gráfico 6-6 apresenta o balanço de oferta e demanda do óleo diesel.

Gráfico 6-6 - Balanço nacional de óleo diesel A



O volume máximo de importação de óleo diesel será de 36 mil m³/d (226 mil b/d) em 2027. Esse valor é 6% superior ao máximo histórico de 34 mil m³/d (213 mil b/d) ocorrido em 2017, sinalizando eventual necessidade de investimentos em nova infraestrutura de abastecimento.

A maioria das importações de óleo diesel será do tipo S500, embora, no final do horizonte, o S10

apresente crescimento significativo, alcançando 44% do diesel importado em 2027. Este maior percentual de participação é justificado pelo aumento gradativo da demanda de S10 em relação ao S500 e considerando-se a ausência de investimentos em novas unidades de hidrotratamento no parque de refino.

BOX 6.2 - E SE HOUVER A ENTRADA EM OPERAÇÃO DE NOVAS UNIDADES DE HIDROTRATAMENTO?

Considerando especificações mais restritivas de qualidade para os combustíveis, como a redução do teor de enxofre do *bunker*, em 2020, a substituição gradativa de óleo diesel do tipo S500 por S10 e o fim da produção de óleo diesel do tipo S1800, notou-se nas simulações uma redução da carga processada no parque de refino nacional, evidenciando a potencialidade de incremento da capacidade de hidrotratamento (HDT) de derivados médios do País. Uma capacidade adicional de hidrotratamento de 16 mil m³/d (100 mil b/d) no parque permitiria uma maior disponibilidade de processamento de petróleo. Nessa condição, a carga processada total no País aumentaria em aproximadamente 5% em 2027, que tem como consequências um decréscimo de nas exportações de petróleo e um aumento na produção de derivados, em especial do óleo diesel A, o que permitiria uma redução da sua importação líquida na ordem de 30% em 2027.

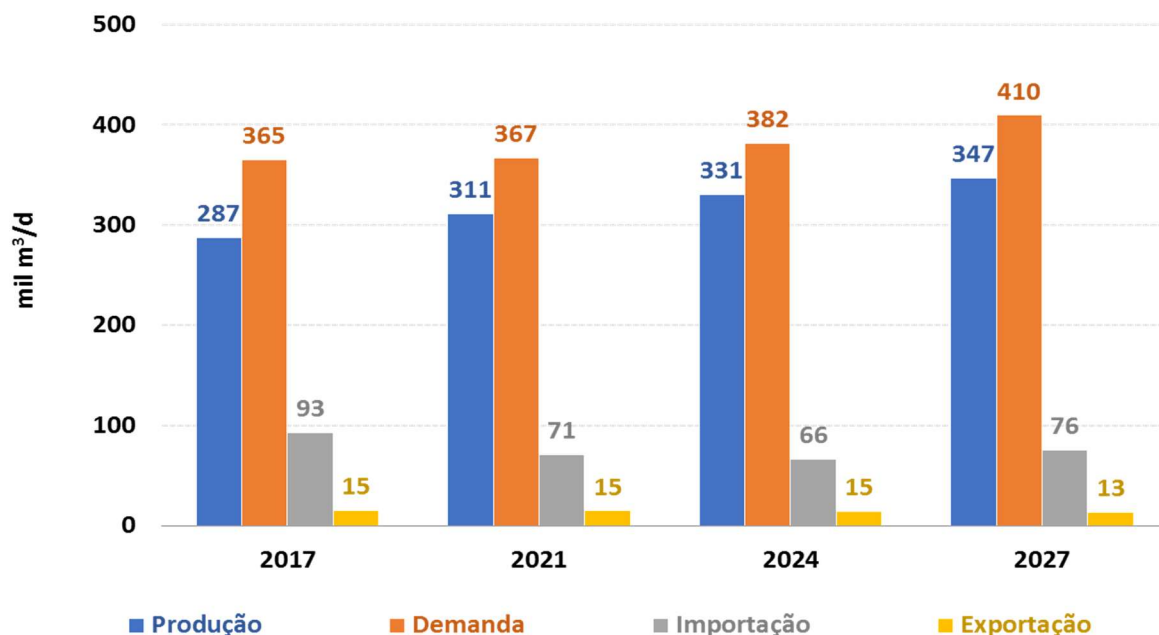
Quanto aos demais derivados, o País manterá a condição de importador líquido para o GLP, o querosene de aviação (QAV), o coque e a nafta⁴⁷. Cabe ressaltar que o QAV é o único com volumes de importação acima do histórico. Em 2027, as importações alcançam 6 mil m³/d (38 mil b/d), um volume 11% superior ao máximo observado, de 5,4 mil m³/d (34 mil b/d), em 2013.

Por outro lado, o óleo combustível se mantém como o único, entre os principais derivados, em que o País será exportador líquido durante todo o horizonte

de estudo. O mercado interno obrigatório (usos industriais, para usinas termelétricas e *bunker* para cabotagem) e o mercado opcional de *bunker* (navegação de longo curso) são totalmente atendidos em todo o período, havendo excedentes exportáveis de óleo combustível até 2027, porém com tendência de queda ao longo do horizonte de estudo.

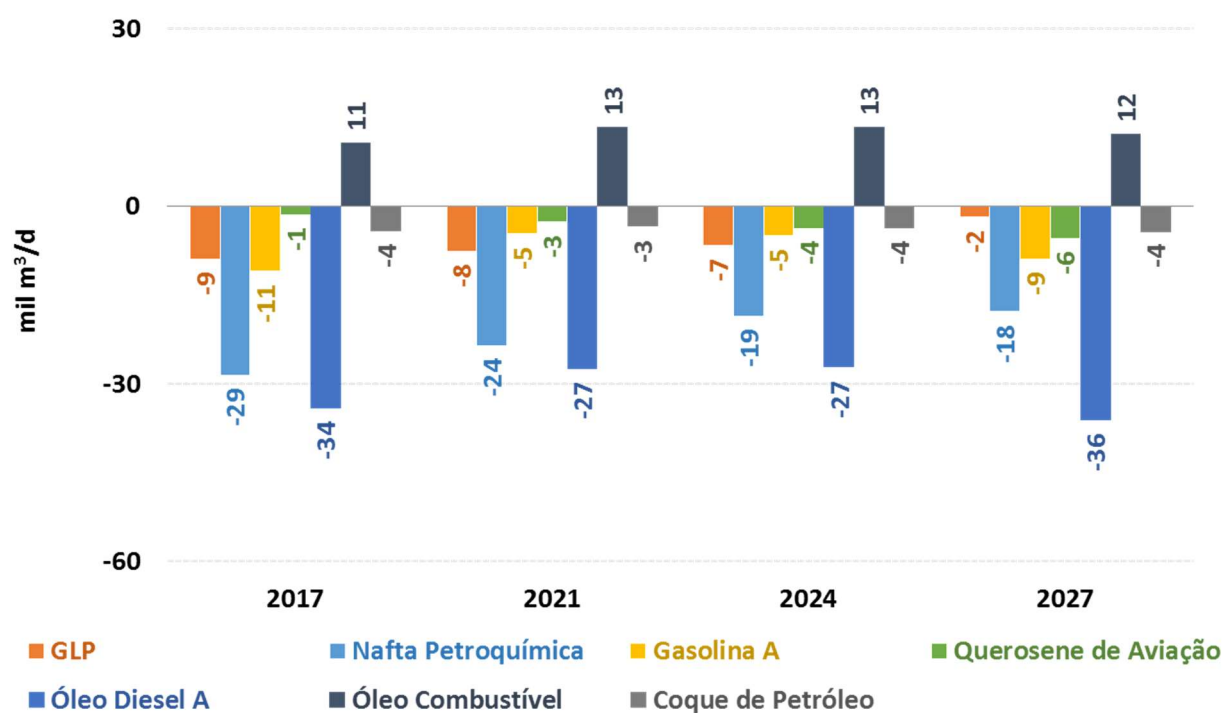
O Gráfico 6-7 mostra o balanço nacional de derivados no horizonte de estudo. Os saldos líquidos para os principais derivados são apresentados no Gráfico 6-8.

Gráfico 6-7 - Balanço nacional dos principais derivados de petróleo



⁴⁷ Com relação à nafta, em linhas gerais, no período decenal, o parque petroquímico não sofrerá alterações significativas quanto ao insumo utilizado. Adota-se a nafta como principal matéria-prima, não sendo considerado consumo expressivo de gás natural (proveniente do pré-sal) como insumo pelas plantas petroquímicas.

Gráfico 6-8 - Saldo líquido dos principais derivados de petróleo



6.3. Infraestrutura Nacional de Transporte de Derivados

A partir da evolução da oferta de combustíveis, este item do estudo avalia a infraestrutura nacional de transporte de derivados. Essa análise é realizada por meio da identificação das movimentações inter-regionais e das importações, principalmente, de gasolina A e óleo diesel A. Além disso, são analisados

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 2027 foram obtidas a partir dos resultados do modelo Plandepe.

PRINCIPAIS MOVIMENTAÇÕES INTER-REGIONAIS E IMPORTAÇÕES DE GASOLINA A E ÓLEO DIESEL A

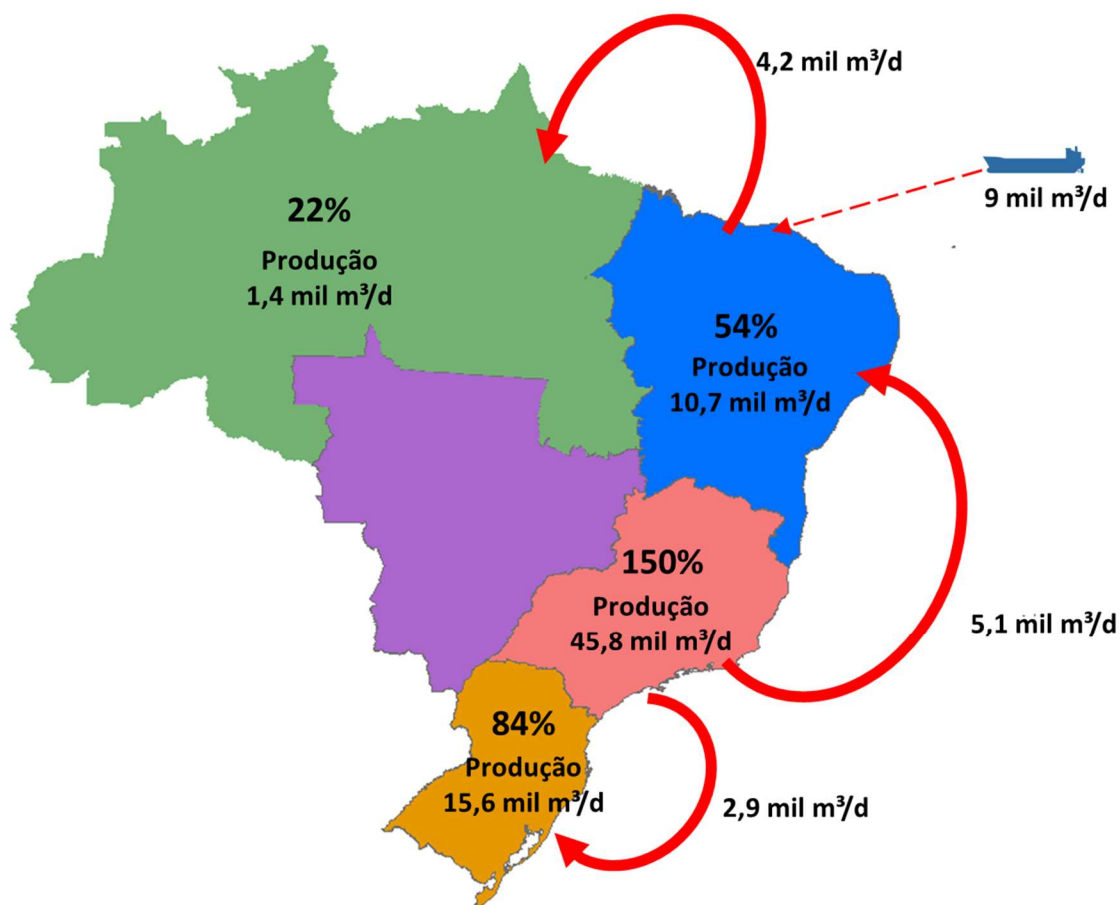
Movimentações inter-regionais, assim como as importações, são necessárias para complementar a produção das regiões deficitárias.

O percentual da demanda regional atendida pela produção local, em 2027, é mostrado na Figura 6-1 e Figura 6-2, para os principais derivados consumidos no País: gasolina A e óleo diesel A. Também são destacados os fluxos marítimos inter-regionais e as importações desses combustíveis.

Cabe destacar que a Região Centro-Oeste permanece sem produção de derivados até 2027, o que a mantém totalmente dependente do transporte inter-regional.

No caso da gasolina A, as principais movimentações inter-regionais e a relação percentual entre produção e demanda desse combustível, projetada para cada região do Brasil são apresentadas, de modo esquemático, na Figura 6-1.

Figura 6-1 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de gasolina A em 2027

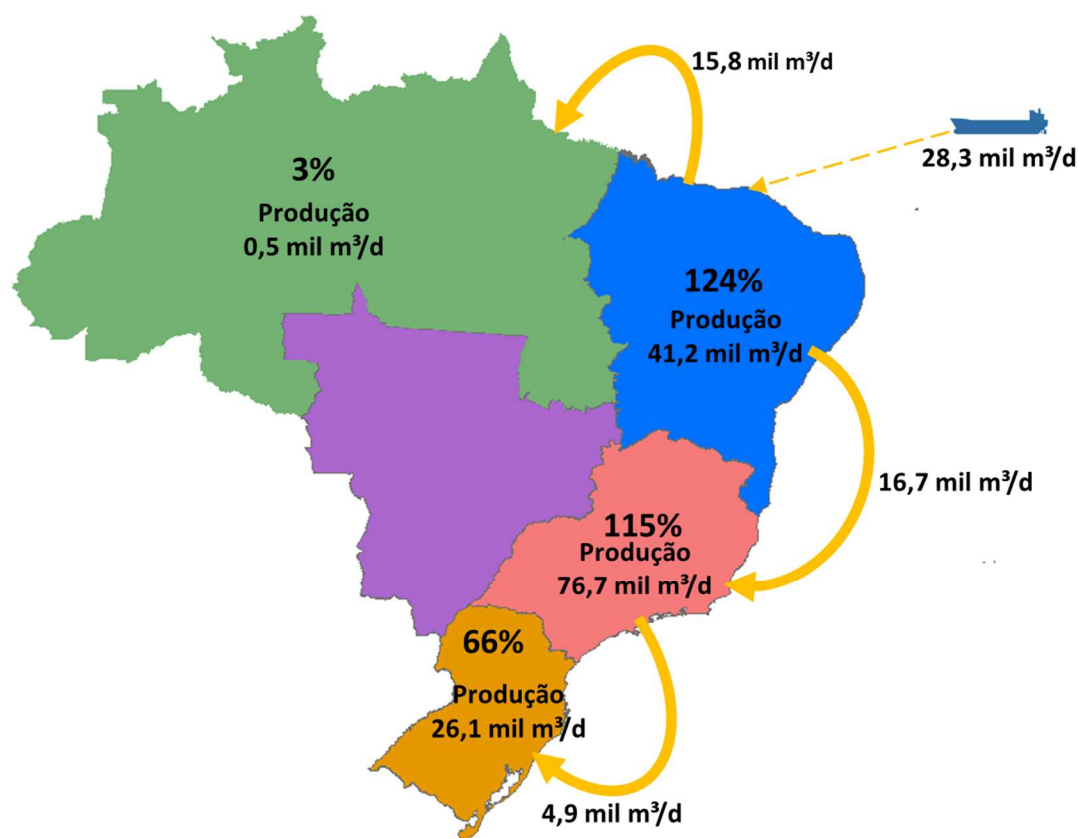


Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local.

Observa-se que o excedente de oferta de gasolina A previsto para o Sudeste não só abastece a Região Centro-Oeste, como também complementa a demanda das Regiões Nordeste e Sul. O Nordeste, por sua vez, com a contribuição da Região Sudeste, complementa o abastecimento da Região Norte, com apoio adicional de importação de 9 mil m³/d. Esse montante importado representa 11% da demanda nacional em 2027.

Em relação ao óleo diesel A, projeta-se a importação de 20% da demanda nacional em 2027. A Figura 6-2 apresenta, de modo esquemático, a cabotagem inter-regional, as importações e a relação percentual entre produção e demanda projetada de óleo diesel A para cada região no ano de 2027.

Figura 6-2 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de óleo diesel A em 2027



Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local

Estimam-se volumes significativos de importação de óleo diesel A pela Região Nordeste, em 2027, dado o crescimento da sua demanda e especialmente devido à sua proximidade com os mercados internacionais. As demais importações ocorrem nas Regiões Sul e Sudeste, porém em volumes menores.

No que tange às movimentações inter-regionais de óleo diesel A, a demanda da Região Norte é atendida majoritariamente (79%) via cabotagem, pela Região Nordeste. O Sudeste recebe esse derivado

da Região Nordeste e transfere, sobretudo por meio de dutos, para o Centro-Oeste e, via cabotagem, para o Sul do País.

Em complemento às análises deste item do PDE 2027, é importante destacar os impactos das movimentações de derivados de petróleo sobre a infraestrutura dutoviária, o que será discutido a seguir.

IMPACTOS DAS MOVIMENTAÇÕES DE DERIVADOS DE PETRÓLEO SOBRE A INFRAESTRUTURA DUTOVIÁRIA

Os resultados indicam que alguns polidutos de transporte de derivados atingem a saturação ou ficam próximos dela no horizonte analisado. Neste sentido, a Figura 6-3 - destaca o Opasc (Oleoduto Araucária/PR – Biguaçu/SC) e o Osbra (Oleoduto São Paulo/SP – Brasília/DF).

Figura 6-3 - Polidutos de transporte



PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > Apesar da volatilidade devido à existência de fatores de curto prazo pressionando os preços de petróleo em direções inversas, os preços devem continuar sua trajetória de alta no médio prazo até se estabilizarem em valores próximos aos preços de breakeven de projetos mais dispendiosos em campos hoje considerados marginais.
- > O cenário considerado, no qual a evolução da demanda mundial é muito afetada por políticas públicas, tecnologias e preferências dos consumidores, deve levar a uma valorização relativa de combustíveis mais limpos e com menor teor de enxofre.
- > De acordo com o cenário adotado, o País deverá continuar como importador líquido dos principais derivados, durante todo o horizonte de estudo, com destaque para as importações de nafta, QAV e óleo diesel.
- > As importações de GLP possuem tendência de decréscimo ao longo do decênio, principalmente devido ao crescimento da produção das UPGNs.
- > Os resultados para a gasolina indicam que o Brasil atuará como importador deste derivado, em pequenos volumes.
- > A produção de óleo combustível, que permanece com excedentes ao longo de todo o período de análise, atende suficientemente a demanda obrigatória, bem como todo o mercado opcional de bunker para navios estrangeiros.
- > No cenário de preços internacionais definidos neste estudo, o óleo diesel S10 é mais valorizado que o QAV, o que favorece economicamente a produção interna de S10.
- > Caso seja necessário produzir mais QAV, o parque de refino pode aumentar a produção desse produto, até um determinado limite, em detrimento ao óleo diesel.
- > A oferta de óleo diesel S10 poderia ser significativamente ampliada por meio da construção de novas unidades de hidrotratamento no parque de refino, principalmente em refinarias anteriormente produtoras de óleo diesel de alto teor de enxofre. Uma capacidade adicional de hidrotratamento permitiria maior disponibilidade de processamento nas unidades de destilação de algumas refinarias e, conseqüentemente, um aumento na produção de derivados.
- > A necessidade de importação de consideráveis volumes de derivados (especialmente óleo diesel A) e a cabotagem significativa de gasolina A e óleo diesel A exigem atenção em relação à infraestrutura logística do País.
- > Com a utilização máxima das capacidades de alguns dutos e terminais, será necessário melhorar a eficiência operacional dos processos logísticos para evitar eventuais desabastecimentos regionais.
- > Investimentos em infraestrutura logística de derivados são importantes a fim de garantir o abastecimento de combustíveis em todo o território nacional.
- > A proposição de ações e medidas é imprescindível para o desenvolvimento da nova estrutura do mercado nacional de combustíveis, com ênfase no estímulo à entrada de novos atores no setor e à livre concorrência, em um ambiente regulatório objetivo e claro, conforme indicado na iniciativa Combustível Brasil. Formas de estímulo a novos investimentos na expansão do parque de refino, buscando a segurança do abastecimento nacional, devem ser desenvolvidas, lembrando que o País consolidará sua condição de exportador de petróleo no horizonte deste estudo.

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 2018 a 2027.

Inicialmente, discorre-se sobre a infraestrutura existente e em construção. O capítulo apresenta ainda as perspectivas de preços de gás natural, 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.

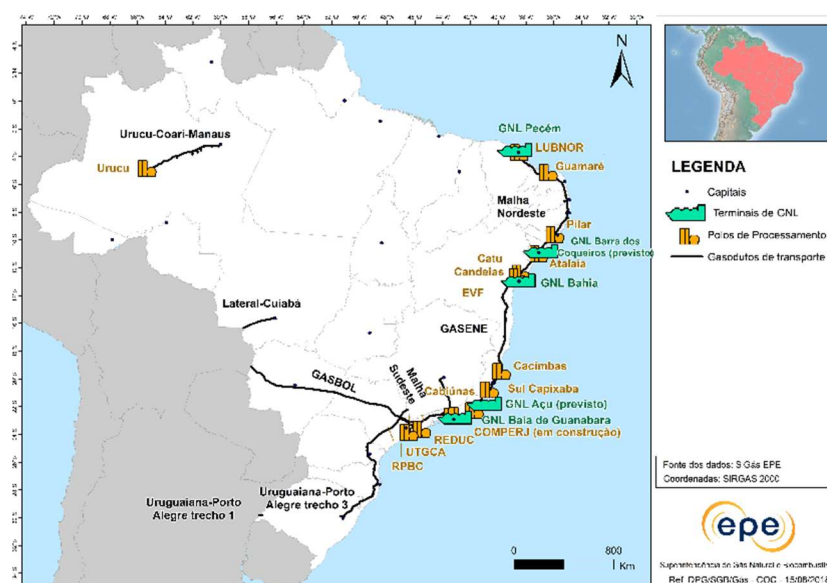
Destaca-se ainda que, durante o fechamento desta edição do PDE, está em tramitação na Câmara dos Deputados o substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407/2013, construído com base nos Relatórios da Iniciativa Gás para Crescer, na qual a EPE tem exercido um papel importante. Este instrumento legal busca propor 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.

7.1. Infraestrutura

A malha nacional de gasodutos de transporte registrou, em dezembro de 2017, uma extensão total de 9.409 km, distribuídos por todas as regiões brasileiras (MME, 2018). Além do gás natural produzido nacionalmente, este energético é também importado por meio de gasodutos de transporte

internacionais ou na forma de gás natural liquefeito (GNL) por meio de 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 existente e em construção de oferta e transporte de gás natural



Nota: Os terminais de GNL previstos São João da Barra/RJ e Barra dos Coqueiros/SE não possuem, atualmente, decisão final de investimento para conexão à malha integrada, se tratando de sistemas isolados com o intuito de atender às usinas termelétricas associadas aos mesmos.

Fonte: Elaboração EPE.

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 tratamento 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, o Polo de Processamento de gás natural do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ). O contrato para início da construção foi assinado em 28 de março de 2018, entre Petrobras e a Sociedade de Propósito Específico (SPE) formada pela empresa chinesa Shandong Kerui e a brasileira Método Potencial (PETROBRAS, 2018a). Ademais, também se encontra 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.

Também se encontram previstos, neste estudo, um terminal de GNL com capacidade de regaseificação de 14 MMm³/d em Barra dos Coqueiros/SE, conectado à UTE Porto Sergipe I (com demanda máxima de aproximadamente 6 MMm³/d), e um segundo terminal de GNL com capacidade de regaseificação de 21 MMm³/d em São João da Barra/RJ no Porto do Açu, conectado à UTE Novo Tempo e à UTE GNA II (com demanda máxima de aproximadamente 6 MMm³/d cada uma). Desse modo, a capacidade excedente de 10 MMm³/d poderia ser disponibilizada ao mercado não térmico ou a novas UTes que venham a vencer leilões de energia, conforme estratégia dos empreendedores.

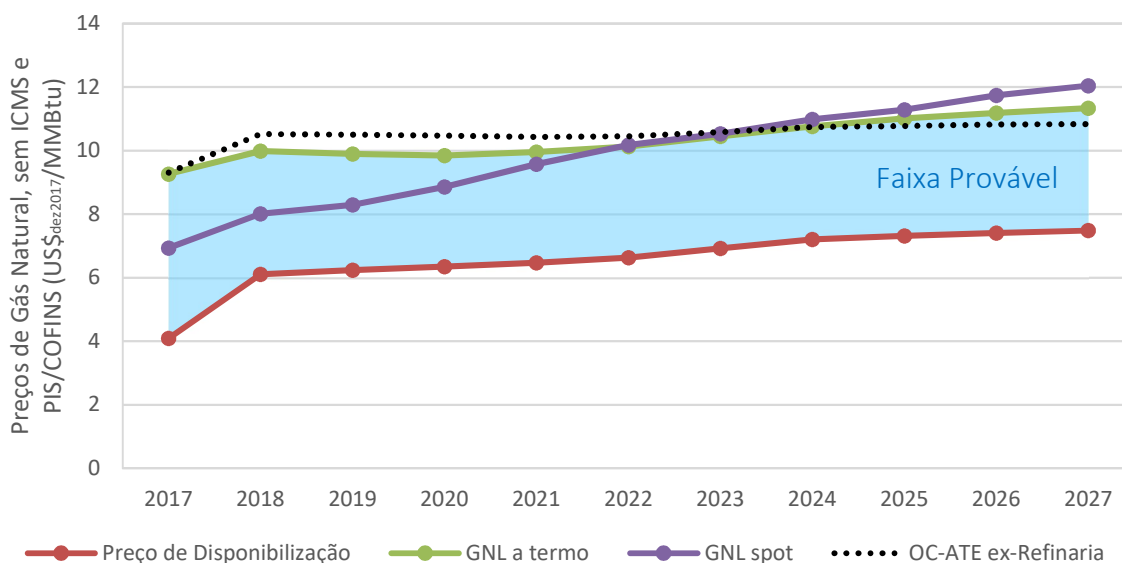
Porém, não há, por enquanto, decisão final de investimento para conexão destes projetos à malha integrada, o que necessitaria de um gasoduto de transporte de cerca de 20 km de extensão no Sergipe, e de cerca de 40 km de extensão no Porto do Açu. Por conseguinte, os empreendimentos foram considerados como isolados.

7.2. Projeções de Preços de Gás Natural

Com base nas diversas fontes de oferta de gás natural e suas estimativas de custos de produção e margens, buscou-se estimar a trajetória de preços do gás natural nacional no horizonte de 2018 a 2027. Em particular, procurou-se identificar o patamar mais provável de preços nacionais, assim como outras projeções de preços (GNL *spot* e a termo, e preço do óleo combustível ex-refinaria), que permitissem ter uma visão mais abrangente da formação do preço do gás natural no Brasil, assim como parâmetros comparativos.

O Gráfico 7-1 mostra os diferentes patamares de preços do gás natural (molécula) no Brasil, sem ICMS e PIS/COFINS, tarifa de transporte e margens de distribuição, dados os condicionantes considerados neste ciclo do PDE. São apresentadas projeções de preço de disponibilização da oferta nacional, e de GNL *spot* e a termo (internados, regaseificados e com imposto de importação). Também é apresentado no gráfico, apenas para referência, o preço do Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre (OC-ATE) imediatamente na saída da refinaria (ex-refinaria), excluindo ICMS e PIS/COFINS.

Gráfico 7-1 - Projeções de preços não incluindo ICMS e PIS/COFINS, transporte e margem de distribuição



Nota: O Preço de disponibilização é o mínimo preço que motiva o produtor nacional a empreender investimentos para ofertar o gás natural no mercado, e considera risco exploratório, gestão de portfólio e teor energético do gás natural; o preço do óleo combustível ex-Refinaria refere-se ao Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre (OC-ATE) imediatamente na saída da Refinaria, excluindo ICMS e PIS/COFINS.

Fonte: Elaboração EPE.

Dessa forma, os preços do gás natural no Brasil oscilarão entre as diversas curvas de preço em função da competitividade com combustíveis substitutos, da necessidade de monetização do gás natural associado, da competição entre os agentes e seu poder de negociação nas diferentes etapas de transação da cadeia de valor, e do balanço entre demanda e oferta.

Não obstante, a maior quantidade de importação de GNL nos últimos anos e a entrada de novos terminais de regaseificação podem ampliar a influência do mercado internacional de GNL na dinâmica de formação de preços de gás natural no País, dado que o Brasil é um tomador de preços no mercado internacional. Porém, observa-se que os preços do GNL, tanto *spot* quando a termo, ainda

são mais altos que os preços do gás natural nacional, devido principalmente às parcelas de frete e regaseificação somadas aos preços FOB.

Cabe ressaltar que as estratégias comerciais dos ofertantes podem resultar tanto na definição de preço médio para a cesta de gás natural disponibilizada ao mercado (origens diversas), quanto na formação de uma curva de preços em

degraus por origem do gás natural (preços distintos por “blocos” de volume). Outro fator que também pode influenciar os preços internos de gás natural é a forma de precificação de GNL a termo, com indexação a cestas de petróleo, *hubs* de gás, ou a uma combinação destes.

7.3. Oferta

A oferta de gás natural no País é proveniente de três fontes principais:

- i. gás natural produzido nacionalmente;
- ii. gás natural importado por meio de gasodutos internacionais; e
- iii. gás natural importado na forma de GNL em terminais de regaseificação.

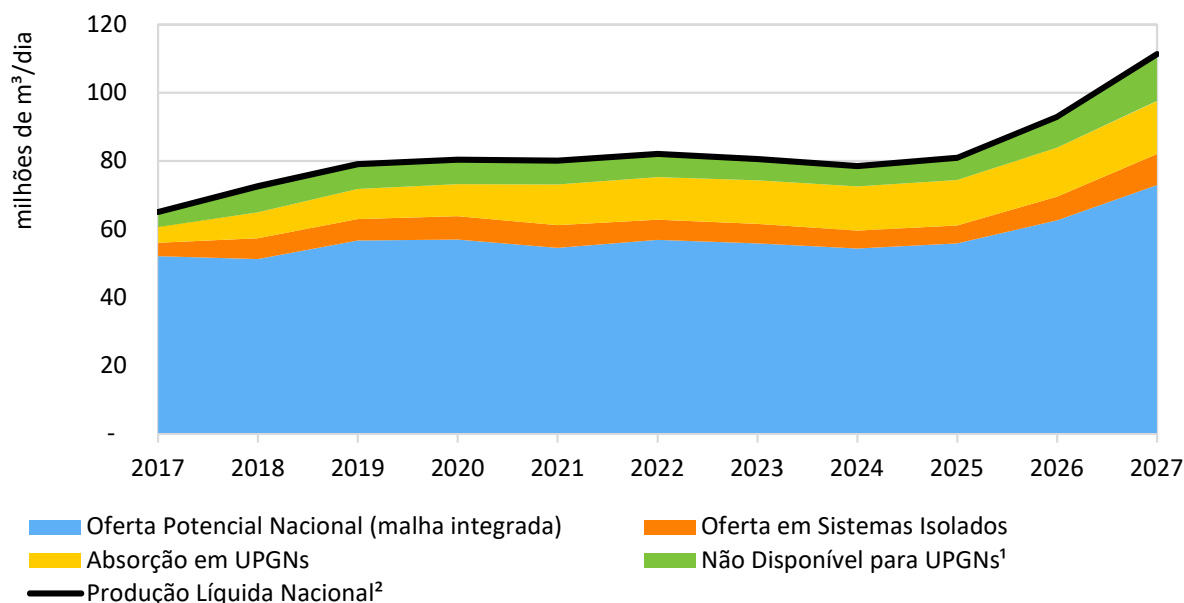
7.3.1 OFERTA NACIONAL

Com base nas previsões de Produção Líquida de Gás Natural (vide Capítulo 5 – Produção de Petróleo e Gás Natural), a oferta potencial nacional foi calculada utilizando a metodologia descrita em EPE (2016). Os cálculos levaram em conta as previsões de produção dos Recursos Descobertos (RD) de campos produtores, as estimativas de produção dos RD em fase de avaliação (RD-Contingente) e as perspectivas de produção provenientes dos Recursos Não Descobertos (RND), tanto das áreas já contratadas por empresas (RND-Empresas) quanto das áreas ainda pertencentes à União (RND-União).

O Gráfico 7-2 apresenta esquematicamente o cálculo da oferta potencial na malha integrada com base nas previsões de produção líquida.

Com relação à produção líquida projetada, estimou-se um volume de cerca de 65 milhões de m³/dia em 2017, atingindo o volume de 111 milhões de m³/dia em 2027. 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 52 milhões de m³/dia em 2017 para aproximadamente 73 milhões de m³/dia em 2027. Destaca-se um crescimento acentuado da oferta de gás natural a partir de 2025, o qual é justificado pela expectativa de expressiva produção oriunda da Bacia do SEAL. Vale esclarecer que, para o ano de 2017, os volumes observados referem-se à produção líquida e à oferta nacional efetivamente realizadas.

Gráfico 7-2 - Produção Líquida e Oferta Potencial nacionais de gás natural



Notas: (1) Transferências operacionais em unidades de E&P, geração térmica na boca do poço, etc.
(2) Consumo em E&P, queima, perdas e injeção já estão descontadas a partir da Produção Bruta.
Fonte: Elaboração EPE.

7.3.2 OFERTA IMPORTADA

A oferta importada abrange tanto os volumes supridos por gasodutos internacionais quanto por terminais de GNL.

As importações totais de gás natural em 2017 corresponderam a aproximadamente 36% da oferta total de gás natural ao mercado nacional, com as importações pelo GASBOL representando 30% deste montante, e o GNL o percentual restante (MME, 2018).

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 a manutenção do volume máximo de

importação de 30 milhões de m³/dia até o final de 2021 e a redução para 20 milhões de m³/dia a partir de 2022. O volume do contrato de fornecimento com a Bolívia é dividido em dois segmentos distintos: QDCb (Quantidade Diária Contratual Base), igual a 16 milhões de m³/dia, destinados ao mercado não térmico das distribuidoras do Centro-Oeste, Sudeste e Sul do País, e QDCa (Quantidade Diária Contratual Adicional), correspondente aos 14 milhões de m³/dia restantes, que são prioritariamente destinados às usinas termelétricas (CNI, 2010).

Cabe destacar que o encerramento do contrato de ambos os segmentos ocorrerá no final de 2019. No entanto, foi adotado como premissa o aproveitamento do gás de *make-up*⁴⁸ e do volume remanescente de contrato,⁴⁹ que permitiria que o contrato pudesse ser estendido por mais 2 anos (em função das reduções de carregamento recentes), justificando a data do final de 2021

⁴⁸ Volume de make-up é uma compensação devido à retirada de gás inferior à contratada na cláusula take-or-pay, permitindo um crédito de gás a ser utilizado posteriormente.

⁴⁹ Volume remanescente de contrato é aquele relativo à retirada de gás inferior à contratada, mas superior ao volume da cláusula take-or-pay, permitindo uma retirada de gás a ser paga nas condições contratadas anteriormente. O contrato prorroga sua vigência automaticamente até o final da retirada do volume remanescente.

utilizada neste estudo. Para o restante do período, foi adotada uma premissa de redução de volume para 20 milhões de m^3/dia , dos quais a maior parte (16 milhões de m^3/dia) seria ancorada no contrato QDCb, uma vez que é possível que um volume equivalente ao QDCa poderia vir a ser atendido por GNL, por exemplo. O volume adicional de 4 milhões de m^3/dia seria oriundo de volumes para atendimento do mercado não termelétrico adicional. Ressalte-se que, além da Petrobras, foi considerado que uma parte desses 20 milhões de m^3/dia será relativa à contratação por outros agentes junto à Bolívia, conforme discutido em EPE (2017a).

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, no Amazonas, não está contabilizada na malha integrada, uma vez que atende à demanda do Sistema Isolado da Região Norte.

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 da Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, possui capacidade de 20 milhões de m^3/dia , que o terminal na Baía de Todos os Santos, na Bahia, tem capacidade para regaseificar 14 milhões de m^3/dia e que o terminal de Pecém apresenta capacidade de regaseificação de 7 milhões de m^3/dia .

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). Até o momento do fechamento deste estudo, há ancorados no Brasil 2 FSRUs, nos terminais da Baía de Guanabara/RJ e Baía de Todos os Santos/BA. Deste modo, embora a capacidade máxima de regaseificação brasileira seja de 41 milhões de m^3/dia , atualmente esta se encontra limitada a 34 milhões de m^3/dia . Porém, caso seja necessário no horizonte de estudo, poderá ocorrer a movimentação das FSRUs atualmente contratadas, bem como a contratação de novas unidades.

Os terminais de regaseificação de GNL previstos em Barra dos Coqueiros/SE e no Porto do Açu/RJ 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. Estes terminais de regaseificação apresentam capacidade de 14 e 21 milhões de m^3/dia respectivamente. O terminal do Sergipe estará conectado a uma termelétrica que obteve sucesso no 21º Leilão de Energia Nova A-5, realizado em 30 de abril de 2015: UTE Porto de Sergipe I (1.516 MW), com previsão de entrada em operação estimada para 2020. Já o terminal do Porto do Açu estará conectado a duas termelétricas: a UTE Novo Tempo (1.299 MW; anteriormente prevista para entrar em operação em Suape/PE), com previsão de entrada em operação em 2021, e a UTE GNA II (1.673 MW), que obteve sucesso no Leilão de Energia Nova A-6 2017, realizado em 20 de dezembro de 2017. Cada uma das três UTEs possui demanda estimada em cerca de 6 milhões de m^3/dia .

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 4 - Balanço).

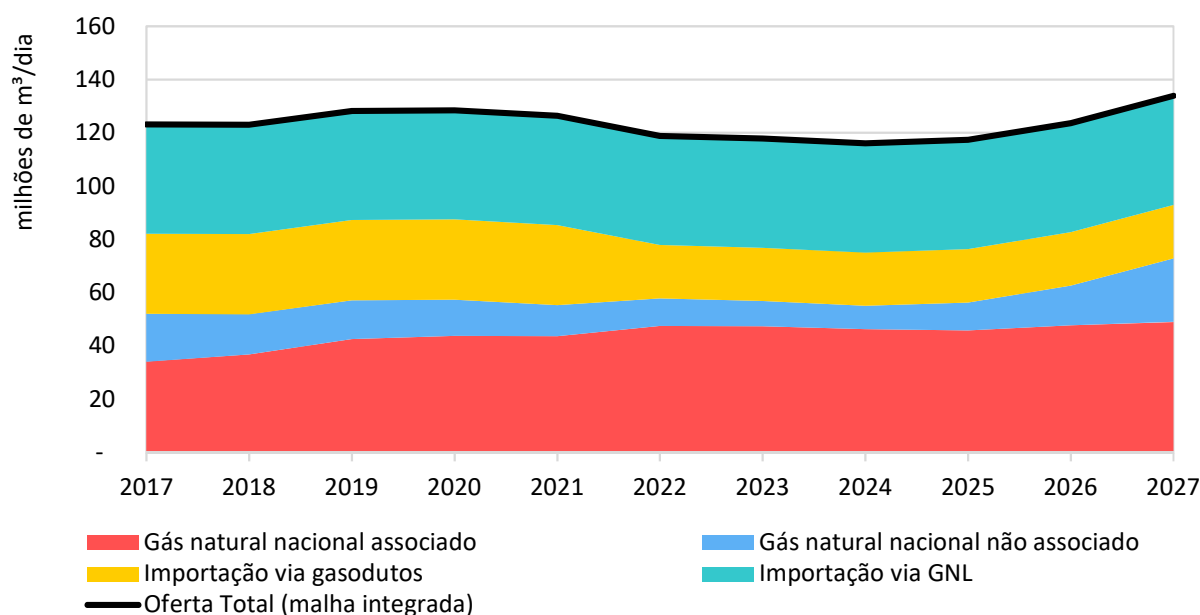
7.3.3 PREVISÃO DE OFERTA POTENCIAL

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 7-3, em termos de gás natural nacional associado e não associado, ou importado.

Como observado, a oferta potencial mantém-se praticamente estável ao longo do horizonte de estudo, aumentando entre 2025 e 2027 devido aos maiores volumes de gás natural não associado. A partir do ano de 2021, percebe-se uma redução na importação via gasodutos decorrente da mudança de patamar do volume de gás natural importado da Bolívia (de 30 para 20 milhões de m³/dia), compensada pelo aumento na capacidade de regaseificação decorrente do terminal de Pecém/CE, conforme mencionado anteriormente. Em todo o horizonte de estudo, nota-se um aumento da produção nacional de gás associado, proveniente majoritariamente do Pré-Sal, alcançando o patamar de 60% da oferta nacional em 2024, e caindo para cerca de 45% em 2027.

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. Nos casos das demandas térmicas, que são intermitentes, duas condições principais podem surgir. 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 o atendimento de tais demandas. Já nos casos de baixa demanda termelétrica verifica-se que o gás nacional ou importado via gasodutos pode ser suficiente para atendimento da demanda nacional. No caso das importações via GASBOL, o atendimento tem diferentes características de flexibilidade devido aos contratos QDCb e QDCa, conforme mencionado anteriormente.

Gráfico 7-3 - Oferta Potencial (Malha Integrada)



Nota: 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 20 milhões de m³/dia, 14 milhões de m³/dia e 7 milhões de m³/dia, respectivamente; porém, atualmente, há duas unidades flutuantes de regaseificação de GNL (FSRUs) que se revezam entre os três terminais. Dependendo dos condicionantes até 2027, pode ser necessária a contratação de uma terceira FSRU, principalmente no final do período, quando o balanço apresenta menor saldo positivo.

Fonte: Elaboração EPE.

7.4. Balanço de Gás Natural da Malha Integrada

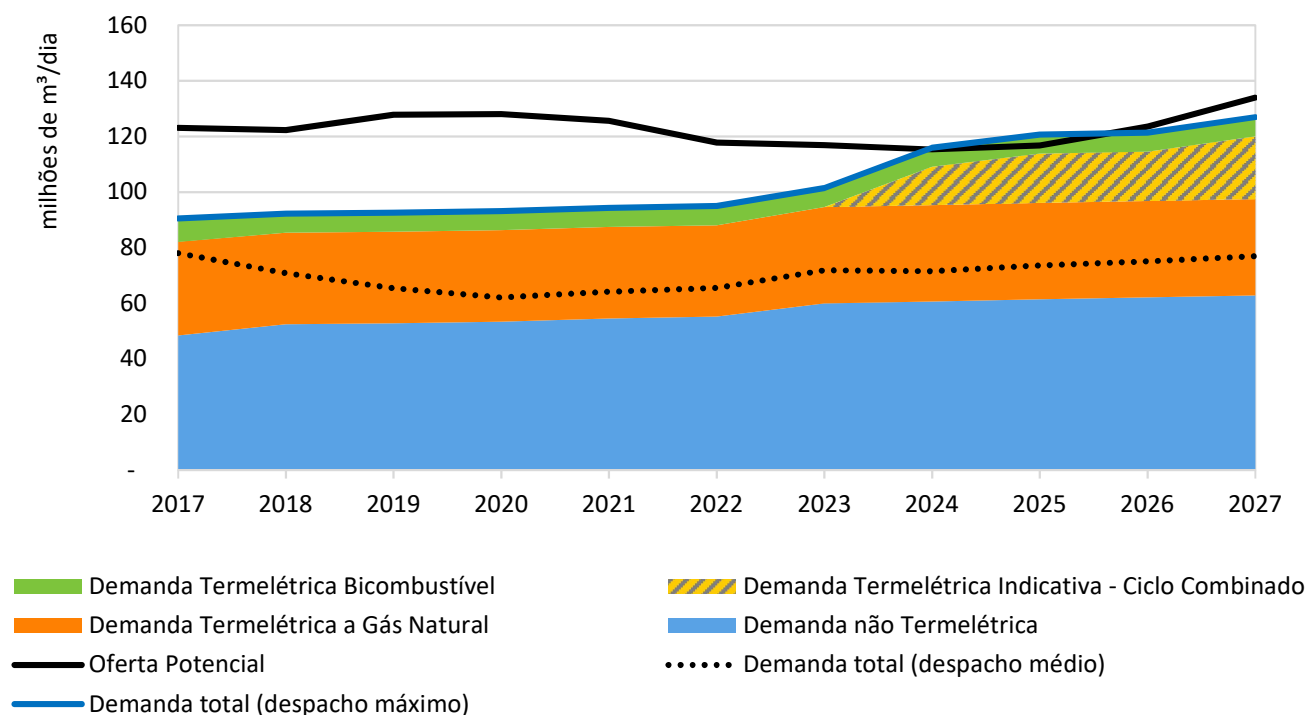
É apresentado a seguir o balanço de gás natural da malha integrada, elaborado com base no cenário de oferta e demanda projetado para as áreas em sua zona de influência. Excluem-se dessa análise os sistemas isolados, que atualmente são Urucu-Coari-Manaus e Lateral Cuiabá.

É realizada também uma análise com relação à possibilidade de que o atendimento à demanda de ponta do sistema elétrico mencionada no Capítulo 3 seja atendida inteiramente por termelétricas a gás de ciclo aberto, a princípio sendo tratadas como sistemas isolados. O Box 7.1 traz também uma análise de

sensibilidade para o caso das térmicas indicativas de ciclo aberto serem conectadas à malha de gasodutos.

O Gráfico 7-4 ilustra o balanço de gás natural da malha integrada no Brasil. O saldo entre a oferta potencial e a demanda máxima em 2017 contabiliza 26 milhões de m³/dia. No final do decênio, considera-se que uma parte do volume da demanda termelétrica bicomcombustível correspondente a 4 milhões de m³/dia deverá ser atendida pelo combustível alternativo, devido à priorização da oferta de gás natural para atendimento às outras demandas.

Gráfico 7-4 - Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil



Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as térmicas bicombustíveis.
 Fonte: Elaboração EPE.

A oferta de gás natural, detalhada na Seção 3, não apresenta grande variação no período analisado, à exceção do leve aumento entre 2025 e 2027 ocasionado pelo aumento na produção de gás não associado.

A demanda total de gás cresce 3,4% a.a. no período. A demanda não termelétrica inclui a demanda das distribuidoras, que cresce gradualmente em todo o período, e a demanda de refinarias e fábricas de fertilizantes, que tem um acréscimo em 2023 com a entrada da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados - UFN Três Lagoas/MS. Cabe destacar que, em 9 de maio de 2018, a Petrobras iniciou um período de exclusividade para negociações de 90 dias com a empresa ACRON, relativo ao processo de alienação integral de sua participação acionária nesta UFN, incluindo, também a Araucária Nitrogenados S.A (PETROBRAS, 2018b).

Em relação à demanda termelétrica, praticamente não há variação além da demanda

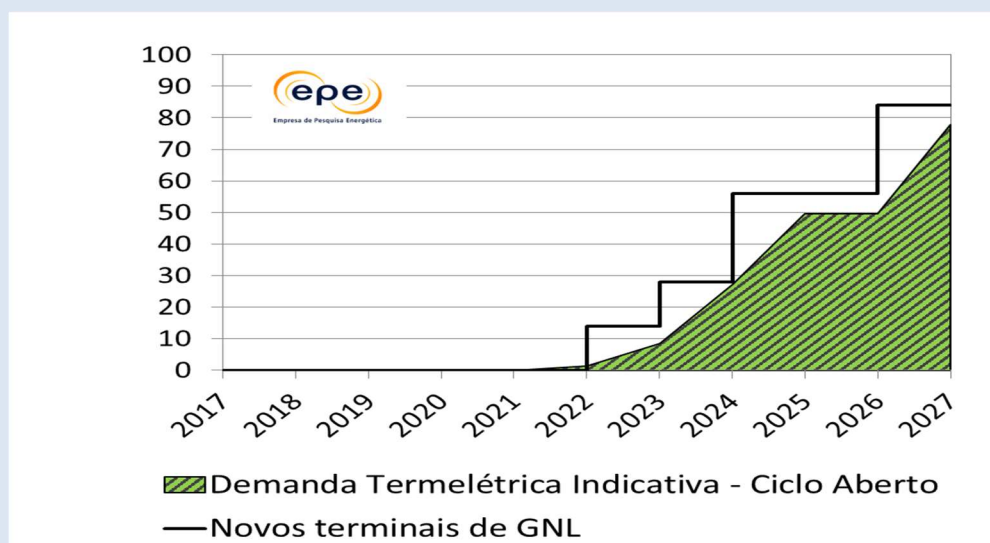
das térmicas indicativas, representada pela área hachurada. Cabe destacar que as termelétricas Porto Sergipe I/SE, Novo Tempo/RJ e GNA II/RJ são consideradas neste PDE, mas de forma isolada da malha, e por isso não estão representadas no gráfico. A Demanda Total com despacho termelétrico médio, em linha pontilhada no gráfico, apresenta um incremento no segundo quinquênio devido as térmicas indicativas de ciclo combinado adicionadas ao sistema.

Na hipótese de despacho máximo das usinas termelétricas, incluindo as indicativas, a partir de 2024, parte da demanda das termelétricas bicombustíveis teria que operar com o combustível substituto. Este fato pode não ocorrer, 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 Açúcar à malha integrada dentro do horizonte de estudos.

BOX 7.1 – ANÁLISE DA MALHA INTEGRADA COM CONEXÃO DAS TÉRMICAS PARA ATENDIMENTO DE PONTA

Conforme apresentado no Capítulo 3, a expansão para o atendimento à demanda de ponta do sistema elétrico poderá ser feita por diferentes tecnologias, como usinas termelétricas de partida rápida, usinas hidrelétricas reversíveis, motorização adicional em UHE existentes, baterias e resposta pelo lado da demanda. Uma das opções de atendimento seria por termelétricas a gás natural de ciclo aberto. No caso dessa demanda ser integralmente atendida por essa tecnologia, haveria um acréscimo de demanda de gás natural de 77,9 milhões de m³/dia entre os anos de 2022 e 2027.

Gráfico 7-5 - Demanda térmica indicativa para atendimento de ponta energética e terminais de GNL indicativos



Fonte: Elaboração EPE

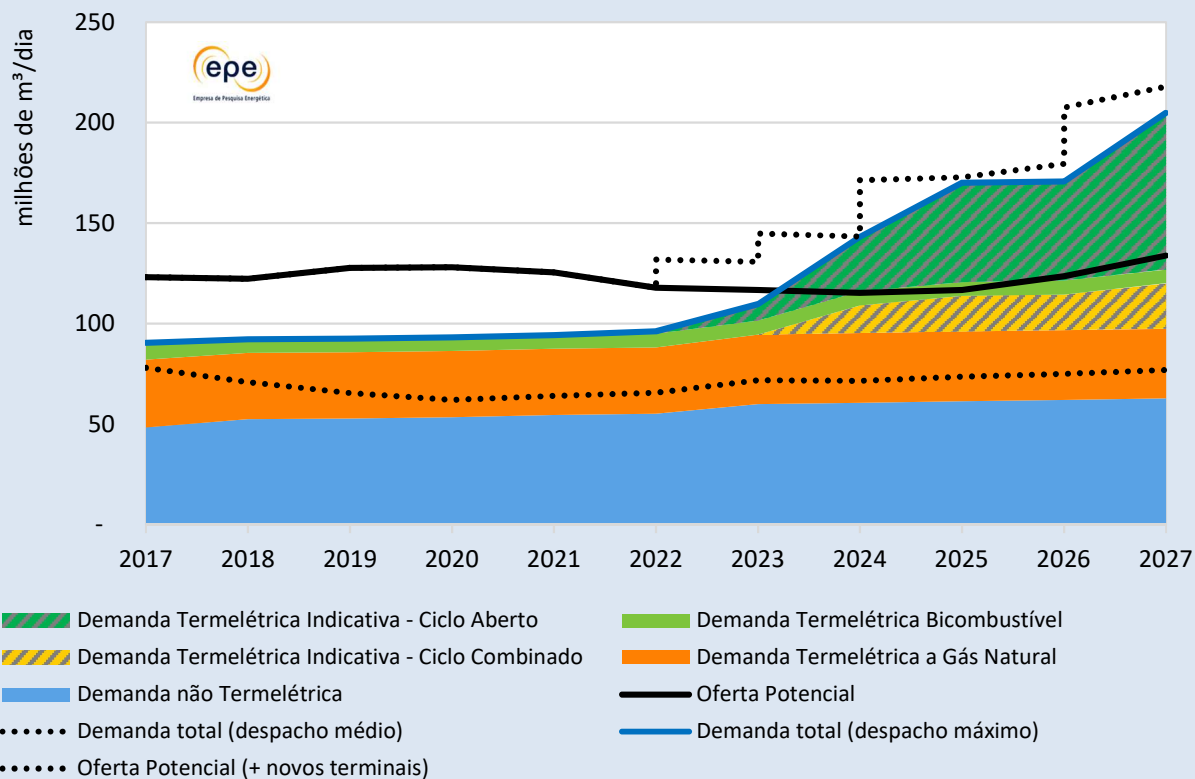
Para suprir essa demanda indicativa, se esse caso se efetivar, uma das soluções apontadas seria a instalação gradual de seis novos terminais de GNL até o final do período, com capacidade de 14 milhões de m³/dia cada, conforme observado no Gráfico 7-5. Em suma, sem o atendimento da demanda elétrica de ponta com termelétricas a gás natural de ciclo aberto, a demanda projetada de gás natural associada à malha integrada de gasodutos até 2023 pode ser plenamente atendida pela oferta disponível. A partir do ano de 2024, parte das termelétricas bicomcombustíveis terá que operar com o combustível substituto, conforme o Gráfico 7-4. Na hipótese de a demanda elétrica de ponta ser suprida integralmente por térmicas a gás, é apontada a possibilidade de instalação de seis novos terminais de GNL para atendê-la (terminais de GNL indicativos). 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 alguns destes terminais de GNL indicativos podem se referir a projetos já anunciados em alguns estados brasileiros - por exemplo, aqueles descritos em EPE (2018a) - ou outros que ainda se encontram em fase de planejamento, dependendo dos condicionantes que vierem a se estabelecer no horizonte de planejamento, e os modelos de negócio que venham a ser definidos.

(cont.)

BOX 7.1 – (cont.)

Gráfico 7-6 - Análise de sensibilidade do Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil com as térmicas a ciclo aberto para atendimento de ponta



Nota: Neste caso, embora a demanda máxima sofra um aumento considerável, a demanda total com despacho médio não teria variação significativa, uma vez que estas UTEs irão atuar no atendimento de ponta energética, demandando baixo volume de gás na média anual.

Fonte: Elaboração EPE.

No caso extremo, e pouco provável, de toda a demanda de ponta ser atendida por termelétricas em ciclo aberto conectadas à malha integrada, o balanço de oferta e demanda da malha seria consideravelmente diferente no segundo quinquênio, dobrando seus patamares de oferta e demanda (vide Gráfico 7-6).

No Gráfico 7-6, pode-se observar o comportamento do balanço caso as térmicas a ciclo aberto para atendimento de ponta fossem conectadas à malha integrada. Esse cenário apresenta diversos desafios, sejam eles operacionais (variação dos volumes transportados e variações de pressão na malha integrada), de modelos de negócio ou de financiamento. No que se refere às questões operacionais, a consideração dessas térmicas serem conectadas à malha existente levará a um aumento significativo dos volumes transportados e das flutuações no fluxo de gás natural, o que acarreta em maior complexidade operacional e pode requerer grandes investimentos na malha.

7.5. Simulação da Malha Integrada de Transportes

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 2018-2027. Para o presente trabalho, foram simulados os anos de 2018, 2023 e 2027. As premissas de simulação adotadas são as seguintes:

- consideram-se as ofertas de gás nacional, gás importado da Bolívia (30,1 Milhões de m³/dia até o final de 2021 e 20 Milhões de m³/dia para o restante do período) 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 térmicas bicom bustíveis operando a gás natural;
- não se consideram as térmicas indicativas por não terem, *ex-ante*, localização na malha;
- consideram-se as infraestruturas em construção e indicativas em seus respectivos anos de entrada em operação.

Ressaltam-se os seguintes empreendimentos com significativo potencial de impacto na malha e suas datas de início de operação: UFN III/MS em 2022 e a UPGN COMPERJ em 2020. A UFN V/MG e a Refinaria do COMPERJ, que eram consideradas nos ciclos do PDE anteriores, não serão consideradas neste estudo por terem sido retiradas dos últimos Planos de Negócios da Petrobras.

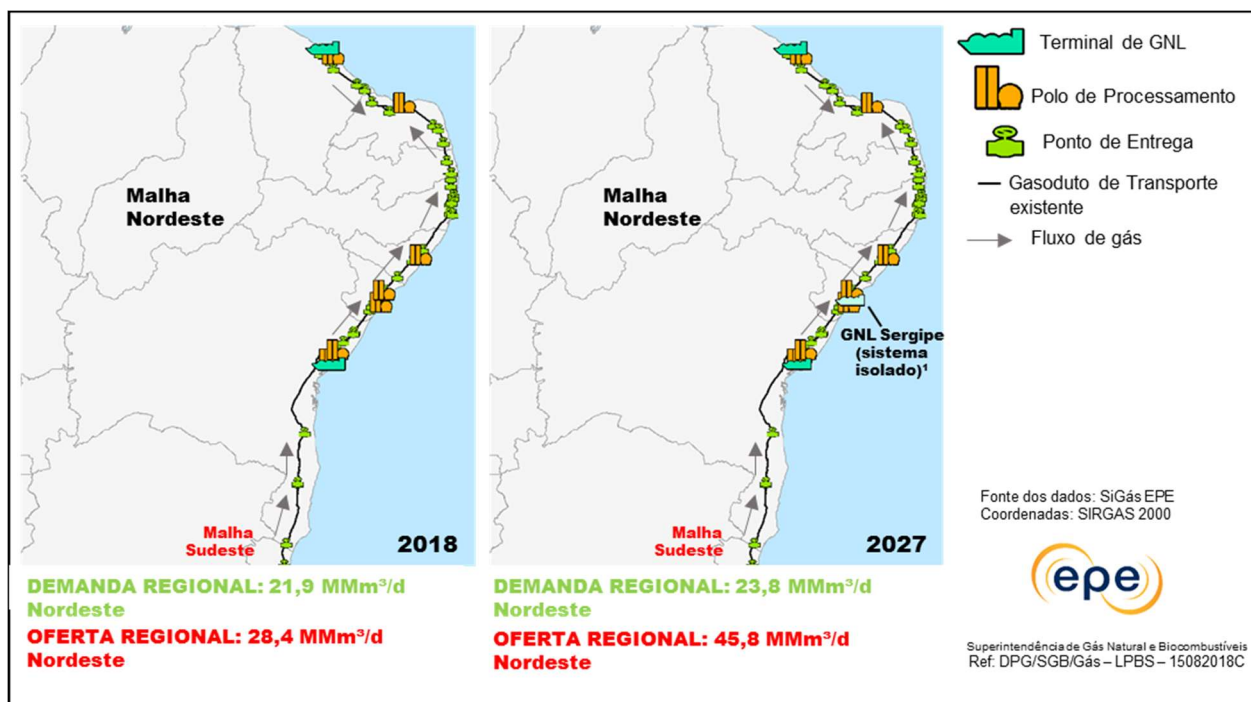
A seguir, serão apresentadas as particularidades de cada subsistema, definidos como segmentos por região da malha integrada.

7.5.1 MALHA NORDESTE

Como caso base para simulação, considerou-se a malha de gasodutos de transporte atualmente existente, com a inclusão do trecho Horizonte/CE – Caucaia/CE do gasoduto GASFOR II após 2018 (extensão aproximada de 83 quilômetros e diâmetro nominal de 20 polegadas). Deste modo, o gasoduto GASFOR II foi testado apenas nas simulações dos anos 2023 e 2027.

Considerou-se também que o terminal de GNL e a térmica Porto Sergipe I, localizados em Sergipe, constituem 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 2018 e 2027 da malha Nordeste



Nota: 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.

Fonte: Elaboração EPE.

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. Portanto, no caso de referência, que inclui importação de GNL por meio dos terminais existentes, não haveria necessidade de movimentação de gás natural vindo da malha Sudeste para a malha Nordeste, resultando em um atendimento mais localizado das demandas regionais.

Ao realizar as simulações termofluido-hidráulicas deste estudo, verificou-se que a malha Nordeste não apresentou restrições de infraestrutura para o atendimento das demandas projetadas no horizonte de tempo analisado para o caso base. No entanto, cabe ressaltar que para melhor utilização da capacidade máxima autorizada de regaseificação do terminal de Pecém, haveria a necessidade de ampliação dos gasodutos GASFOR (além da expansão já anunciada do GASFOR II) e do Nordeste, que hoje limitam o fluxo no sentido CE-PE.

Chama atenção o aumento expressivo da oferta no último ano 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 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.

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.

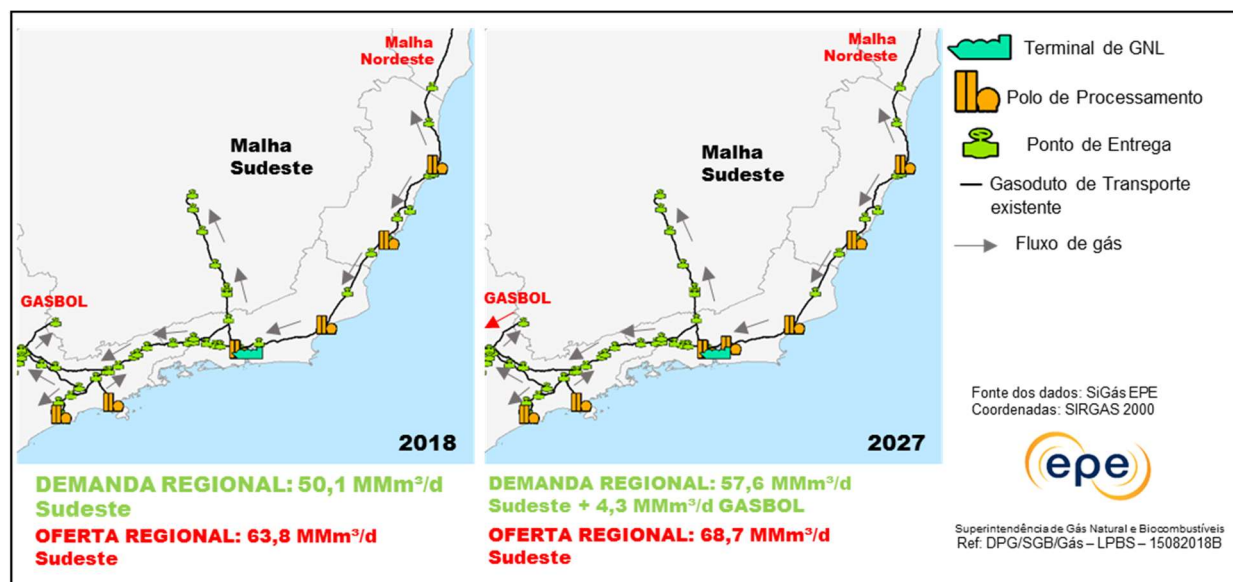
7.5.2 MALHA SUDESTE

O caso base considera a entrada do Gasoduto Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ e a entrada da UPGN do COMPERJ no começo do ano de 2020, de forma a adicionar um novo ponto de oferta na 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. Como se pode verificar na Figura 7-3, tanto os anos de 2018 quanto o de 2027, apresentam projeção de oferta potencial superior à demanda máxima prevista e, dessa forma, a princípio, não seria necessário o envio de gás advindos das outras malhas (GASBOL e Nordeste) para a região. Isto também ocorre para o ano de 2023, não representado na Figura 7-3. Espera-se que esta, na realidade, 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 a demanda projetada.

Verificou-se também que o excedente de oferta disponibilizada na região poderia ser utilizado no atendimento das demandas do GASBOL a partir de 2022, quando ocorre a redução do volume de gás ofertado neste gasoduto. 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, requerendo apenas a inversão do fluxo no trecho que se localiza no Estado de São Paulo.

Figura 7-3 - Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2018 e 2027 da malha Sudeste



Fonte: Elaboração EPE.

7.5.3 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. Ambos os gasodutos foram considerados no caso base para estudo da malha nesse sistema.

Para o ciclo estudado, até o ano de 2021, foi considerado o volume de 30,1 milhões de m³/dia importado da Bolívia, o qual seria suficiente para o atendimento da demanda. No entanto, a partir de 2022 considerou-se uma redução do volume máximo importado para 20,0 milhões de m³/dia, havendo-se necessidade de complementação do volume para atendimento da demanda da região, a partir desse ano, através de gás natural vindo da malha Sudeste.

Cabe destacar que as premissas quanto à oferta disponível no GASBOL advinda da Bolívia, poderão sofrer alterações a depender do resultado do Concurso para Alocação de Capacidade no GASBOL que ocorrerá no final de 2018. Por ora, assumiu-se que não haverá contratação além da capacidade do gasoduto e/ou que requeira alteração de sua

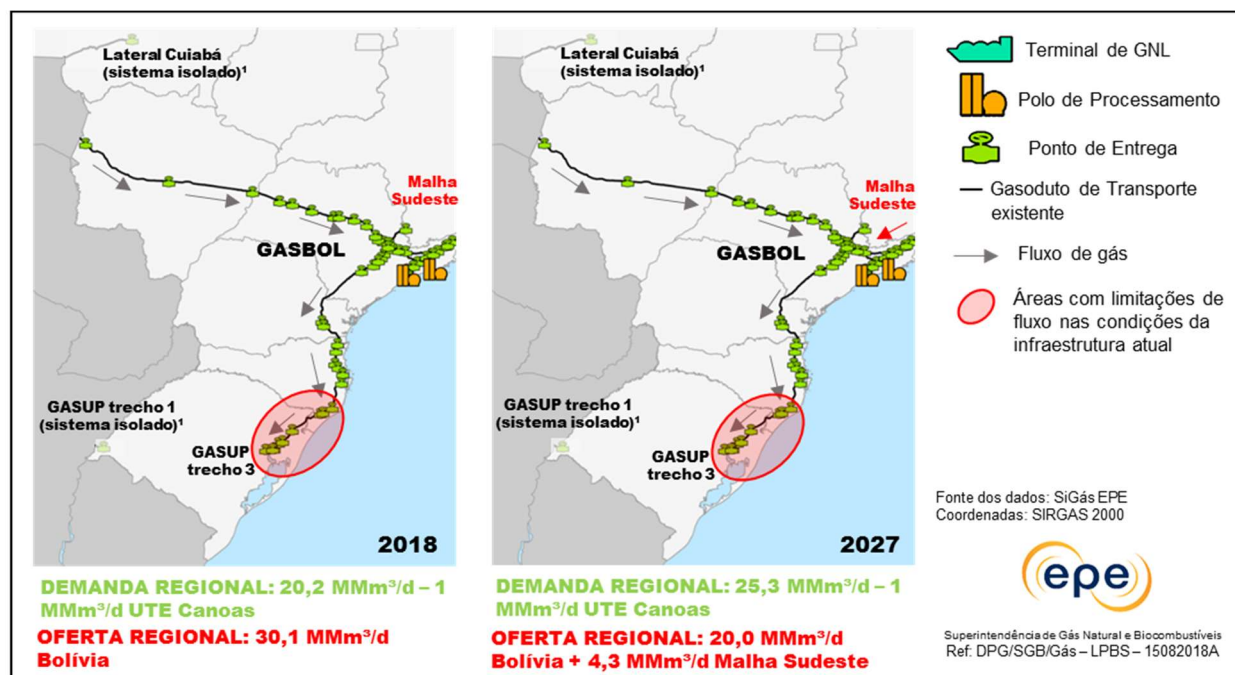
alteração de sua infraestrutura, além daquelas já indicadas no presente estudo. Outros fatores que poderão alterar essas premissas serão os resultados dos editais de contratação de suprimento de gás lançados por parte das distribuidoras atendidas pelo GASBOL em fase final de contrato (SulGás, SCGás, COMPAGAS, Gás Brasileiro e MSGás).

Nas simulações, contudo, foram observadas restrições ao atendimento no final do trecho Sul do GASBOL, devido a limitações de infraestrutura. O perfil de demandas ao longo do duto acarreta em restrições de infraestrutura, tendo também por consequência o uso da capacidade máxima de movimentação dos dutos. Destaca-se que o atendimento do ponto de entrega de Triunfo/RS só é possibilitado caso a térmica bicomcombustível Sepé-Tiaraju (Canoas/RS) opere com combustível substituído ao longo de todo o período.

Uma das soluções possíveis para essa questão seria a ampliação de capacidade do trecho Sul do GASBOL, através de adição ou deslocamento de estações de compressão, associada ou não a *loops* na malha existente. Outra possibilidade seria a instalação de novos terminais de regaseificação de GNL no Sul. Neste sentido, destacam-se os projetos na região da Baía do Babitonga, em Santa Catarina, já com licenciamento ambiental, e no litoral do Paraná, ainda em fase de maturação do projeto.

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 2018 e 2027 do GASBOL e do GASUP



Nota: Os gasodutos Lateral Cuiabá e GASUP trecho 1 não foram levados em conta na simulação da malha integrada, por se tratarem de sistemas isolados.

Fonte: Elaboração EPE.

BOX 7.2 – ANÁLISE DA MALHA INTEGRADA SEM O TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GNL DE PECÉM

Diante do cenário da possibilidade de desmobilização do terminal de regaseificação de GNL de Pecém/CE (CGU, 2016), fez-se uso de simulações termofluido-hidráulicas no estado estacionário para verificar os impactos imediatos que a ausência do terminal traria no atendimento às demandas de gás da região.

A simples retirada do terminal de GNL de Pecém/CE (mostrado na Figura 7-5) da simulação da malha integrada gerou, em um primeiro momento, uma incapacidade de atendimento das demandas da região. Isto se deve às limitações na infraestrutura que impede que o gás advindo do restante da malha Nordeste atenda às demandas projetadas no trecho final da malha.

Em face da redução significativa de oferta decorrente da ausência do terminal, buscou-se rebalancear a malha através da redução de demandas da mesma magnitude da oferta retirada. As maiores concentrações de demanda deste ponto da malha correspondem às demandas termelétricas das seguintes UTEs: Termoçu, Termofortaleza e Termoceará. Assim, para fins de testes, tais demandas foram desligadas e religadas de forma gradual a fim de se observar o comportamento da malha.

BOX 7.2 – (cont.)

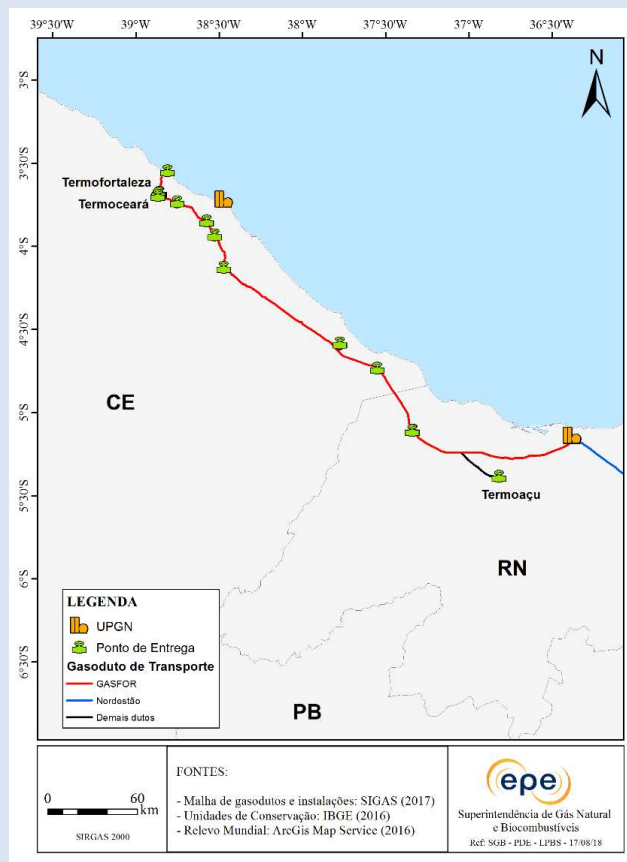
Para o teste, foram considerados três anos ao longo do período: 2018, 2023 e 2027. Para cada um dos anos considerados, foram associados os valores de oferta e demanda não termelétrica projetados para a região.

Por estarem localizadas no fim da malha integrada, as termelétricas Termofortaleza e Termo Ceará, com demandas de aproximadamente 1.560 e 1.460 mil m³/dia respectivamente, estariam localizadas num ponto mais crítico que a Termo açu, com demanda de 2.000 mil m³/dia. Dessa forma, para que o gás advindo do restante da malha Nordeste chegasse àqueles pontos de entrega, haveria limitações de capacidade dos gasodutos Nordeste e GASFOR.

No primeiro ano, quando adicionada a demanda da termelétrica do Termo açu, não houve restrições na infraestrutura e todas as demandas na malha foram atendidas. No entanto, quando se adicionou uma das termelétricas, Termofortaleza ou Termo Ceará, não foi possível atender as demandas da malha. Para os anos de 2023 e 2027, adicionando-se qualquer uma das demandas das termelétricas na simulação, não foi possível o atendimento das demais demandas.

Dessa forma, para o pleno atendimento da demanda termelétrica e não termelétrica na região seria necessário o terminal de GNL de Pecém. O terminal se encontra no final da malha, próximo a grandes volumes de demandas termelétricas e a simples retirada do terminal, sem eventual expansão da infraestrutura nas proximidades poderia resultar na paralisação das térmicas ali instaladas.

Figura 7-5 - Infraestrutura de gás natural na região do Rio Grande do Norte e Ceará.



7.7. Investimentos

Foram estimados os custos dos investimentos previstos e indicativos no horizonte de 2018 a 2027, 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.

A Petrobras tem mantido um critério rígido para novos investimentos, em virtude da sua atual política que visa preservar o caixa e reduzir o volume de investimentos, principalmente através de venda de ativos e adiamento de projetos. Nesse cenário, em abril de 2017 foi concluída a venda de 90% das ações da Nova Transportadora do Sudeste (NTS) para o Nova Infraestrutura Fundo de Investimentos em Participações (FIP), gerido pela Brookfield Brasil Asset Management Investimentos Ltda, entidade afiliada à Brookfield Asset Management. A prioridade atual dos investimentos se concentra em E&P, principalmente no Pré-Sal, sem comprometimento das operações e projetos relacionados ao escoamento da produção de petróleo e gás natural. Ressalta-se também que alguns dos investimentos tiveram datas de entrada assumidas pela EPE, não havendo ainda definições oficiais de cronograma.

Existe a previsão de investimentos da ordem de R\$ 2,39 bilhões relativos à instalação das duas Unidades de Processamento de Gás Natural do COMPERJ/RJ. Além disso, há previsão de implantação do gasoduto de transporte denominado Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ que irá interligar as UPGNs do COMPERJ 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 licitatório, terá extensão de 11 km, capacidade nominal de 18,2 milhões de m³/dia e seu diâmetro nominal será de 24 polegadas.

Os projetos indicativos preveem a ampliação da UPGN Atalaia/SE, necessária para permitir o processamento da produção líquida potencial direcionada a esta unidade. Assim, o incremento necessário de capacidade seria de cerca de 20 milhões de m³/dia ao final do período, devido ao potencial de produção das descobertas da Bacia de SEAL. O total dos investimentos indicativos em UPGNs seria da ordem de R\$ 2,30 bilhões (data base dezembro de 2017), caso sejam confirmadas as projeções de produção líquida de gás natural nesta bacia (pressupõem descobertas e declarações de comercialidade). Tal valor foi obtido considerando-se que as UPGNs utilizarão como tecnologia criogênica a Turbo-Expansão, conforme metodologia descrita em EPE (2018b).

Embora tenha sido considerada, no ciclo anterior do PDE (EPE, 2017b), a necessidade de instalação de UPGNs indicativas nas Bacias do Parecis/MT, do Parnaíba/MA, do São Francisco/MG, do Acre-Madre de Dios/AC, da Foz do Amazonas/AP e do Amazonas/AM, as revisões nos volumes de produção líquida do atual ciclo, ocasionadas pela devolução de alguns blocos nestas bacias, eliminaram a necessidade destes investimentos. Isto pode ser justificado pela inexistência ou baixa produção de gás natural estimado para estas bacias no período de 2018 a 2027.

Quanto aos terminais de regaseificação de GNL, é prevista a entrada, no horizonte em estudo, de dois terminais, sendo um em Barra dos Coqueiros/SE e o outro em São João da Barra/RJ. Tendo em vista a variedade de configurações de terminais de GNL existentes, buscou-se definir uma configuração padrão, baseada nas tendências recentes de configurações mais utilizadas, a fim de se estimar o custo médio desses terminais. Dessa forma, definiu-se como padrão, por ora, a configuração de terminal privado *nearshore* do tipo *Monopile* com ancoragem *Ship-To-Ship* (STS) 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. Assim, estima-se que cada um dos terminais em tela necessitaria de investimentos de aproximadamente R\$ 400 milhões (data base dezembro de 2017). A diferença entre os preços estimados no PDE 2026 e o atual se deve, principalmente, à mudança metodológica que, além de definir uma configuração padrão de terminal no ciclo atual, retira da parcela do CAPEX o custo do FSRU. Esta unidade é comumente

afretada nos projetos, portanto está incluída nos custos operacionais do terminal.

Ademais, considerando-se que a demanda térmica indicativa a ciclo aberto vislumbrada no horizonte decenal seja suprida por terminais de GNL exclusivos, conforme discutido anteriormente, estima-se que seriam necessários seis novos terminais com capacidade de 14 milhões de m³/dia cada, com investimento total de R\$ 2,4 bilhões. Dessa forma, a Tabela 7-1, a seguir, apresenta o resumo dos investimentos a partir de 2017.

Tabela 7-1 - Investimentos previstos no horizonte de 2018-2027

Classificação	Previstos		Indicativos	
	Projetos	R\$ bi	Projetos	R\$ bi
Gasodutos de transporte ¹	1	0,13	-	-
Terminais de Regaseificação de GNL ²	2	0,80	6*	2,40*
UPGNs ³	2	2,39	1	2,30
TOTAL	5	3,32	7*	4,70*

Notas: (1) Investimento estimado pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de gasodutos de transporte – SAGAS. Para o gasoduto de transporte previsto o grau de incerteza da estimativa varia de – 7% a + 17% (AAE-18R-97);
 (2) Estimado com base em custos de terminais implantados no mundo com data-base em dez/2017. A estimativa de custo pela EPE para terminais de GNL previstos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AAE-18R-97);
 (3) Investimento estimado pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de UPGNs – SAUP apenas para projetos indicativos (EPE, 2018b). A estimativa de custos pela EPE para UPGNs tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AAE-18R-97).
 (*) Apenas se toda a demanda de ponta for atendida por UTEs a gás natural de Ciclo Aberto ligadas a terminais de GNL.

Fonte: Elaboração EPE.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > *Mudanças no marco regulatório advindas da iniciativa Gás para Crescer, principalmente com a entrada de novos agentes e com o aumento de investimentos no setor, podem alterar a dinâmica do mercado regional de gás natural, assim como o acesso do mercado doméstico ao mercado de GNL.*
- > *O preço de gás natural oriundo do GNL no Brasil, a princípio, será afetado pelo preço do mercado internacional e não pela expansão da oferta de GNL no País. Isto porque a capacidade de importação não tem sido utilizada em sua plena capacidade, mas sim provendo flexibilidade operacional e modulando as importações de GNL pela necessidade de atendimento à demanda nacional termelétrica.*
- > *A produção líquida de gás natural passará de 65 milhões de m³/dia em 2017 para 111 milhões de m³/dia em 2027. Já a oferta potencial nacional projetada da malha integrada passará de cerca de 52 milhões de m³/dia em 2017 para aproximadamente 73 milhões de m³/dia em 2027.*
- > *Nota-se um aumento da produção nacional de gás associado, e o Pré-Sal corresponde ao patamar de 45% da oferta nacional em 2027. 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 o final de 2021 e a redução para 20 milhões de m³/dia a partir de 2022. A importação potencial de GNL corresponde à capacidade instalada dos terminais existentes, de 41 milhões de m³/dia, durante todo o período.*
- > *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 o atendimento de tais demandas. Já nos casos de baixa demanda termelétrica verifica-se que o gás nacional ou importado via gasodutos pode ser suficiente para atendimento de tais demandas.*
- > *No final do decênio, considera-se que uma parte do volume da demanda termelétrica bicomustível (3,9 milhões de m³/dia) deverá ser atendida pelo combustível alternativo, devido à priorização da oferta de gás natural para atendimento às outras demandas. Este fato pode não ocorrer, 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, haveria um acréscimo de demanda de gás natural de 84 milhões de m³/dia entre os anos de 2022 e 2027. Para suprir essa demanda indicativa, uma das soluções apontadas seria a instalação gradual de seis novos terminais de GNL (indicativos) até o final do período, com capacidade de 14 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\$ 8 bilhões, dos quais cerca de R\$ 3 bilhões em projetos previstos e R\$ 5 bilhões em projetos indicativos. Dentre os projetos indicativos, considera-se o caso em que a demanda térmica indicativa a ciclo aberto vislumbrada no horizonte decenal seja suprida por 6 novos terminais de GNL exclusivos com capacidade de 14 milhões de m³/dia cada, resultando em investimento total de R\$ 2,4 bilhões.*

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.

Assinala-se que as projeções da oferta de biocombustíveis elaboradas nesse ciclo de estudos

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) (EPE, 2018a).

8.1 Etanol

8.1.1. 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.

O panorama geral recente desse setor evidencia que o alto endividamento de parte de suas empresas tem dificultado não apenas os investimentos *greenfields* (novas usinas), mas também os direcionados a *brownfields* (expansão e/ou *retrofit* de usinas existentes).

Este elevado endividamento também trouxe reflexos negativos para a manutenção 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. Registra-se que esse nível de endividamento contribuiu para a queda dos recursos captados pelo setor sucroenergético junto ao BNDES, que, em 2017, corresponderam a cerca de 50% do observado em 2013 (BNDES, 2018).

Desde o final de 2015 até início de 2017, o setor sucroenergético aproveitou a elevação dos preços internacionais do açúcar para aumentar seu faturamento e quitar parte das dívidas. A política de paridade de preços internacionais da gasolina, anunciada pela Petrobras no final de 2016, em uma recente situação de alta dos preços do petróleo no mercado internacional, também contribuiu para melhorar a rentabilidade do negócio.

Observa-se que o setor está passando por um período de ajustes, no qual busca o equacionamento da sua situação financeira. Neste contexto, estão inseridas ações para melhoria dos fatores de produção, as quais propiciam redução dos custos e aumento de margem, elevando sua sustentabilidade financeira.

Sob a ótica das políticas públicas, o governo federal vem se utilizando de instrumentos regulatórios e também tem procurado sinalizar e prover os incentivos econômicos adequados para a retomada dos investimentos. Citam-se a manutenção das linhas de financiamento, a diferenciação tributária entre o etanol e a gasolina⁵⁰ e, mais recentemente, o estabelecimento

⁵⁰ Em janeiro de 2017, houve o retorno da incidência do PIS e da Cofins sobre o etanol. Em julho daquele ano, aumentaram as alíquotas desses tributos, tanto para o etanol quanto para a gasolina, o que resultou em um incremento da diferenciação tributária entre esses combustíveis. Maiores informações sobre esse tema podem ser encontradas no artigo publicado na Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis (EPE, 2017).

da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio).

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 (ATR/tc)); produção de açúcar; índice de transformação industrial; o estágio tecnológico do 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 2018 - 2030 (EPE, 2018c).

O Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA, 2018a) registrou, em dezembro de 2017, 367 unidades produtoras de etanol e açúcar no Brasil, cuja capacidade instalada efetiva de moagem é de 744 Mtc (com um fator de capacidade de 90% do valor nominal). Considerando a moagem realizada em 2017 (636 Mtc), conclui-se que a ocupação da capacidade efetiva de processamento foi de 85,5%.

Segundo ANP (2018d), as unidades autorizadas a produzir etanol tinham capacidades de produção de anidro e hidratado de 128 mil m³/dia e 237 mil m³/dia, respectivamente, em dezembro de 2017. Estimou-se uma capacidade de

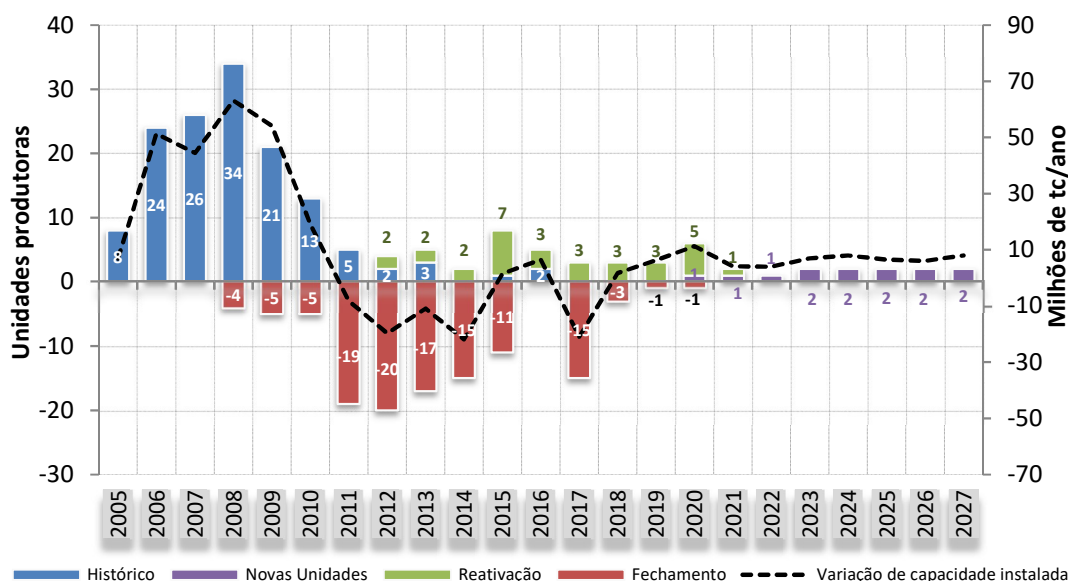
produção de anidro e hidratado de 23 bilhões de litros e 43 bilhões de litros, ao ano, respectivamente (considerando-se uma média de 180 dias de safra). O ano de 2017 registrou o fechamento de quinze unidades e três retomaram suas atividades. No entanto, existem ainda 41 unidades operando em situação de recuperação judicial, o que representa 71 milhões de toneladas de cana em capacidade efetiva de moagem.

A projeção da capacidade de produção de etanol é analisada em dois períodos distintos: de 2018 a 2022 e de 2023 a 2027.

No primeiro período, os investimentos para expansão da capacidade são referentes a projetos já em construção; neste caso, existem duas unidades. Já no segundo período, dentre os cenários avaliados (EPE, 2018c), foi escolhido para apresentação nesse PDE o que considera a implantação de 11 unidades com capacidade de moagem específica de 3,5 milhões de tc/ano/usina (UNICA, 2014).

Também foi considerada a expansão da capacidade instalada de 23 unidades existentes, adicionando à capacidade produtiva cerca de 32 milhões de toneladas. O Gráfico 8-1 apresenta o fluxo de unidades produtoras de cana (histórico, novas unidades, reativação e fechamento) e a variação da capacidade instalada.

Gráfico 8-1 - Fluxo de unidades produtoras de cana-de-açúcar e variação de capacidade instalada



Fonte: EPE com base em MAPA (2018a) e UNICA (2014)

Na safra 2017/18, a idade média do canavial foi de 3,9 anos, valor similar ao observado na safra anterior e a relação cana planta (1º Corte) / cana processada aumentou de 11% para 14% (a relação ideal seria 18%). Note-se que, apesar das condições climáticas terem sido razoáveis, a renovação mantém-se em percentuais abaixo do desejável, trazendo reflexos negativos à produtividade média (72,5 tc/ha), que permanece em patamares similares ao da safra anterior (CONAB, 2018a, 2018b).

A quantidade de açúcares da cana (qualidade da cana ou rendimento industrial) (kg de ATR/tc) apresentou o melhor registro desde a safra 2010/11, devido, principalmente, ao clima durante a colheita, com um inverno mais seco na região Centro-Sul e um volume maior de chuvas na região Nordeste, durante o outono (CONAB, 2018a, 2018b). As condições climáticas, as impurezas minerais e vegetais e a defasagem entre a implantação da mecanização do plantio e da colheita da cana são os principais fatores que influenciam esse indicador.

A colheita mecanizada foi implantada, principalmente, para atingir as metas impostas pelas leis e acordos ambientais de redução das queimadas. Contudo, observa-se que houve um descompasso entre a mecanização da colheita e do

plantio, além de outras operações ligadas ao cultivo da cana. Assim, o percentual de impurezas vegetais na cana colhida cresceu cerca de 3 pontos percentuais, entre 2008 e 2017, atingindo 8,5%, comprometendo a qualidade da matéria-prima que entra na usina. As impurezas minerais mantiveram-se na faixa de 1,0% – 1,5% nesse mesmo período (CTC, 2018; UNICA, 2013). Além disso, aspectos abordados anteriormente, como o uso de variedades não específicas, tratamentos culturais inadequados e falta de investimentos nos canaviais têm prejudicado a evolução do rendimento.

É importante ressaltar que já existem tecnologias e sistemáticas de produção capazes de elevar o rendimento. No entanto, o nível de endividamento do setor mostra-se um impeditivo para estimular a adoção ampla dessas práticas por todos os grupos. O potencial de recuperação deste indicador é objeto de contínua avaliação por especialistas em centros de pesquisa e por gerentes agrícolas. Considerou-se, então, que parte do setor (exceto aquela altamente endividada) buscará a implementação de melhores práticas, através do manejo varietal e agrônomico, de forma a reduzir seus custos de produção, elevando a sustentabilidade econômica.

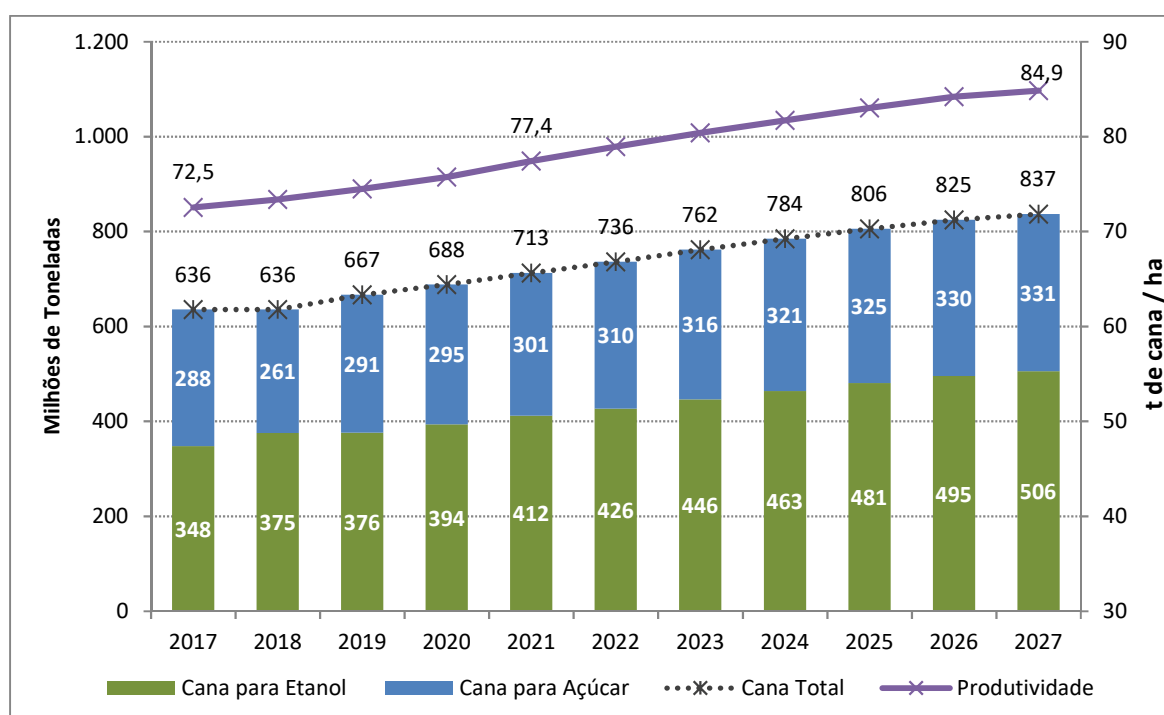
Nesse ciclo de estudos, considerou-se que a cana-energia (CE) representará, em 2027, uma

pequena parcela da área total de produção de cana (aproximadamente 140 mil ha). Avaliou-se, ainda, que a CE deverá ser empregada preferencialmente na produção de etanol.

No horizonte decenal, estima-se que a área de colheita passará de 8,7 milhões de hectares em 2017, para 9,9 milhões de hectares em 2027. A produtividade crescerá 1,6% a.a., atingindo 85 tc/ha em 2027, enquanto que o rendimento será de 138 kg de ATR/tc, similar ao observado em 2017.

A partir da área de colheita e produtividade, estima-se que a projeção de cana colhida cresça a uma taxa de 2,8% a.a., atingindo 837 milhões de toneladas em 2027, conforme mostra o Gráfico 8-2. Nesse contexto, o percentual de cana destinada ao etanol varia de 55%, em 2017, para 60%, em 2027, aumento que se deve à maior demanda pelo biocombustível.

Gráfico 8-2 - Produtividade, cana colhida e destinação para etanol e açúcar



Fonte: EPE com base em CONAB (2018a) e MAPA (2018b)

O Brasil possui duas plantas comerciais de etanol de segunda geração (Granbio e Raízen) e uma experimental (Centro de Tecnologia Canavieira - CTC), com capacidade de produção nominal de 82, 42 e 3 milhões de litros, por ano, respectivamente. 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.

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 eficientização 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 ser significativa somente no final do período, atingindo cerca de 800 milhões de litros em 2027 (fator de conversão de 300 litros de etanol por tonelada de bagaço seco).

A divisão do ATR total 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.

O índice de transformação industrial (base 2015) do hidratado variará, no período decenal, de 1,658 para 1,651 kg ATR/litro e o do anidro, de 1,747 para 1,735 kg ATR/litro, ambos por eficiência do processo de transformação do ATR em etanol, pela fermentação de alto teor alcoólico. Já o fator de conversão do açúcar permanecerá constante, em 1,047 kg ATR/kg (CEOXPO, 2016).

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

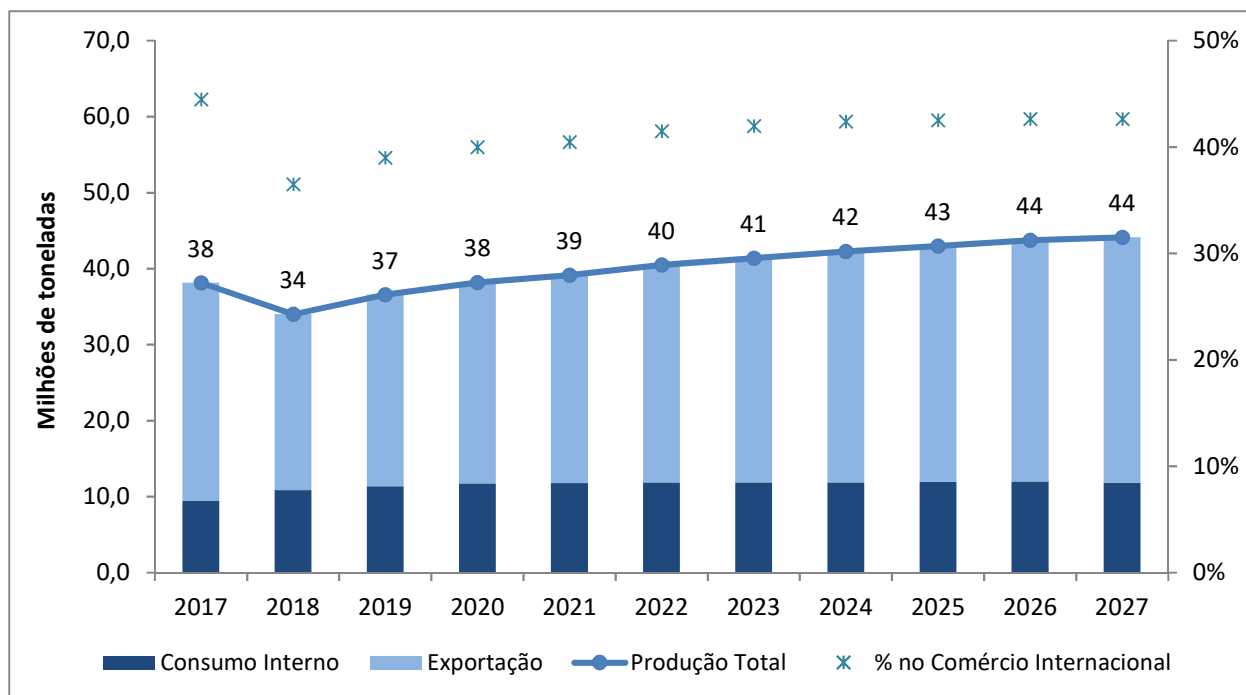
de hábitos alimentares (ISO, 2017; MAPA, 2016, 2018b).

Na parcela dedicada ao mercado externo, o Brasil mantém a sua posição de destaque, sendo responsável por, em média, 43% do fluxo do comércio internacional, com base em: aumento de oferta para atender ao crescimento da demanda nos países importadores, a exemplo da África e Ásia (FAO, 2006, 2012, 2016); crescimento da produção em países como Índia e Tailândia (DATAGRO, 2018) e fim das cotas de produção de açúcar, a partir de 2017, pela UE (DATAGRO, 2015).

Estas cotas foram estabelecidas pela Organização Mundial do Comércio, motivadas pelos subsídios que o governo europeu fornecia a seus produtores, que resultavam em grandes volumes do produto, a baixos preços (*dumping*), influenciando no comércio internacional.

A projeção da produção de açúcar, distribuída nas parcelas referentes aos mercados interno e externo, é apresentada no Gráfico 8-3.

Gráfico 8-3 - Projeção da produção brasileira de açúcar



Fonte: EPE com base em FAO (2006, 2012, 2016), ISO (2017) e MAPA (2016, 2018b)

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, o que adiciona mais dois ativos no *pool* de receitas das usinas (IMEA, 2017; MILANEZ *et al.*, 2014). Atualmente, existem seis unidades do tipo *flex* (associadas às unidades de etanol de cana) e uma unidade *full* (milho como único insumo), cuja capacidade agregada anual foi de cerca de 700 mil m³, em 2017.

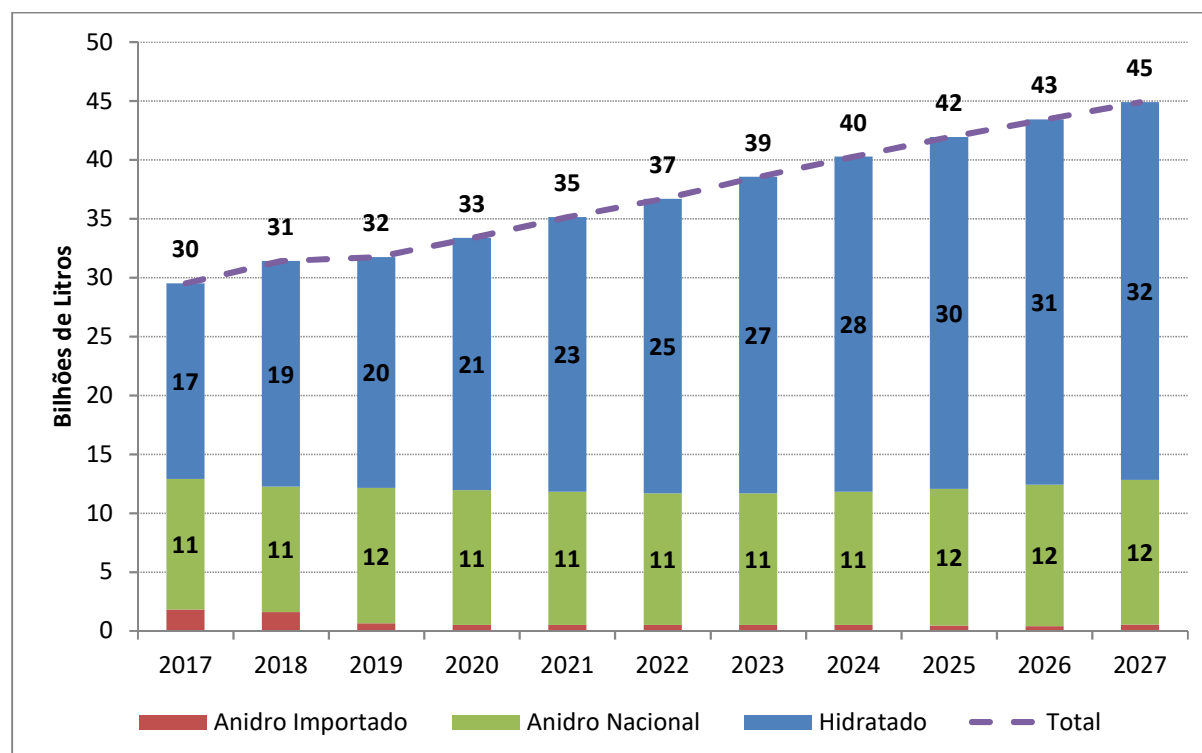
No horizonte decenal, estimam-se expansões em unidades existentes e implantações

de novas, de ambos os tipos. Desta forma, projeta-se que a produção de etanol de milho alcance cerca de 2 bilhões de litros em 2027.

Quanto às importações de etanol, admitiu-se que serão necessárias aquisições pontuais de volumes de anidro no mercado externo, média de 500 milhões de litros/ano, para equilíbrio de mercado.

Por fim, a partir dos volumes de etanol lignocelulósico e de milho produzidos e do saldo de ATR, obtém-se a produção nacional de etanol, que somada à parcela importada, resulta na oferta total de etanol, conforme apresentado no Gráfico 8-4. A sua taxa de crescimento é de 4,3% a.a., alcançando 45 bilhões de litros em 2027. Para o etanol hidratado, essa taxa é de 6,8% a.a., enquanto que o anidro (nacional e importado) se mantém no mesmo patamar de 2017 (13 bilhões de litros).

Gráfico 8-4 - Projeção da oferta total de etanol (produção brasileira e importação)



Fonte: EPE com base em EPE (2018b) e MAPA (2018b)

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\$ 360,0/tc, conforme

Tabela 8-1 - Investimento médio para construção de novas unidades e expansão das existentes (cana-de-açúcar)

CAPEX	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 (2014)

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 totaliza R\$ 5,7 bilhões entre 2018 e 2027. Ressalta-se que esse valor poderá ser menor, em função da curva de aprendizagem do setor.

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 27 bilhões de litros em 2017, cresce a 4,4% a.a. e atinge 41 bilhões de litros em 2027. Esse aumento da demanda 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 alcoolquímicos) evoluirá de 1,1 bilhão de litros em 2017 para 1,3 bilhão de litros em 2027.

Tabela 30. 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\$ 16 bilhões, referentes às novas unidades propostas, e de R\$ 9 bilhões, para as expansões levantadas, totalizando R\$ 25 bilhões no período decenal (CTBE, 2018; UNICA, 2014).

Para o etanol de milho, estima-se que o CAPEX para a implantação de uma usina *flex* será de R\$ 0,75/litro, enquanto que para uma usina *full*, o valor é de R\$ 1,50/litro (CTBE, 2018; UNEM, 2018). Com isso, o investimento estimado é de cerca de R\$ 3 bilhões.

DEMANDA INTERNACIONAL

Brasil e Estados Unidos concentraram, em 2017, 85% da produção mundial de etanol. O mercado internacional apresenta baixos volumes transacionados e poucos países participantes. Em todo o mundo, observa-se a tendência de diminuição dos incentivos para os biocombustíveis de primeira geração e a adoção de tecnologias veiculares mais eficientes. Apesar desses fatores, estima-se que os biocombustíveis continuarão importantes para a segurança do abastecimento, diversificação da matriz energética e redução da emissão de GEE.

Em 2017, o Brasil experimentou o primeiro saldo negativo na balança comercial de etanol dos últimos 20 anos (-0,4 bilhão de litros), com importações totalizando 1,8 bilhão de litros (EPE,

2018b). Nesse contexto, foram alterados os critérios de taxaço para o etanol importado, através da aprovação da Resolução CAMEX nº 72, em 29/8/2017 (CAMEX, 2017). Esta dispõe que a isenção do Imposto de Importação sobre o biocombustível está limitada a uma cota de 150 milhões de litros por trimestre, a qual não poderá ultrapassar 1,2 bilhão de litros, em 24 meses. Ainda assim, nos nove primeiros meses de 2018, as importações de etanol totalizaram 1,4 bilhão de litros, cerca de 10% inferior ao registrado em 2017 (MDIC, 2018).

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 americana e, através do Padrão de Combustíveis Renováveis (*Renewable Fuel Standard* – RFS), estabelece a adição de biocombustíveis⁵¹ ao combustível automotivo, em percentuais crescentes até 2022 (EUA, 2007).

Incentivado pela EISA, o País tem apresentado recordes consecutivos na produção de etanol de milho (60 bilhões de litros em 2017), cujo principal destino é o atendimento à demanda interna, que tem se mantido estável, em torno dos 50 bilhões de litros (10% do consumo de gasolina). A política energética americana estabelece o mandatório de 10% de etanol⁵² adicionado à gasolina (E10) (EIA, 2018).

Os volumes de etanol misturados à gasolina são suficientes para o cumprimento da parcela de biocombustível convencional (o etanol de milho) estabelecida pela 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 da RFS para esta parcela (EPA, 2018), passando para 1,1 bilhão de litros em 2018, quando originalmente era de 20,8 bilhões de litros.

UNIÃO EUROPEIA

O bloco mantém a Diretiva 2009/28/CE como principal instrumento de promoção à utilização de fontes renováveis, com as metas indicativas de participação do consumo final automotivo e da matriz energética total, de 10% e 20%, respectivamente, para 2020 (UE, 2009). Permanecem também as metas de 20% de mitigação de GEE (em relação aos níveis de 1990) e de aumento da eficiência energética – “Triplo 20” ou *Climate and Energy Package* (UE, 2008).

Em 2016, foram feitas mudanças na diretiva, com foco em fontes avançadas de energia, inclusive nos biocombustíveis de segunda geração, para o período de 2030 e 2050. As metas para 2030 passaram a ser de 40% de redução nas emissões, 27% de participação de fontes renováveis e 27% na eficiência energética. Em 2050, redução de 85% a 90% nas emissões de GEE, comparadas às de 1990 (EC, 2017). A União Europeia reforça a posição de desfavorecer os biocombustíveis tradicionais (etanol de cana e milho e biodiesel de oleaginosas). A demanda máxima desses biocombustíveis na demanda energética é de 7% em 2020, reduzindo para 3,8% em 2030⁵³.

Além dos mercados dos EUA, Coréia do Sul, Japão e União Europeia permanecerão como principais importadores de etanol do Brasil.

Para a projeção do volume de etanol a ser exportado pelo Brasil, foram realizadas análises de mercado, que consideraram, entre outras, as restrições na produção brasileira deste biocombustível e o atendimento ao mercado

⁵¹ Em função da redução de GEE no ciclo de vida dos biocombustíveis, esse programa estabeleceu a seguinte classificação: renováveis (etanol e biobutanol de milho), avançado (etanol de cana-de-açúcar), diesel de biomassa (biodiesel) e celulósico (etanol e biodiesel celulósico).

⁵² Misturas com 15% de etanol (E15) também são permitidas, dependendo da disponibilidade nos postos e da preferência do consumidor.

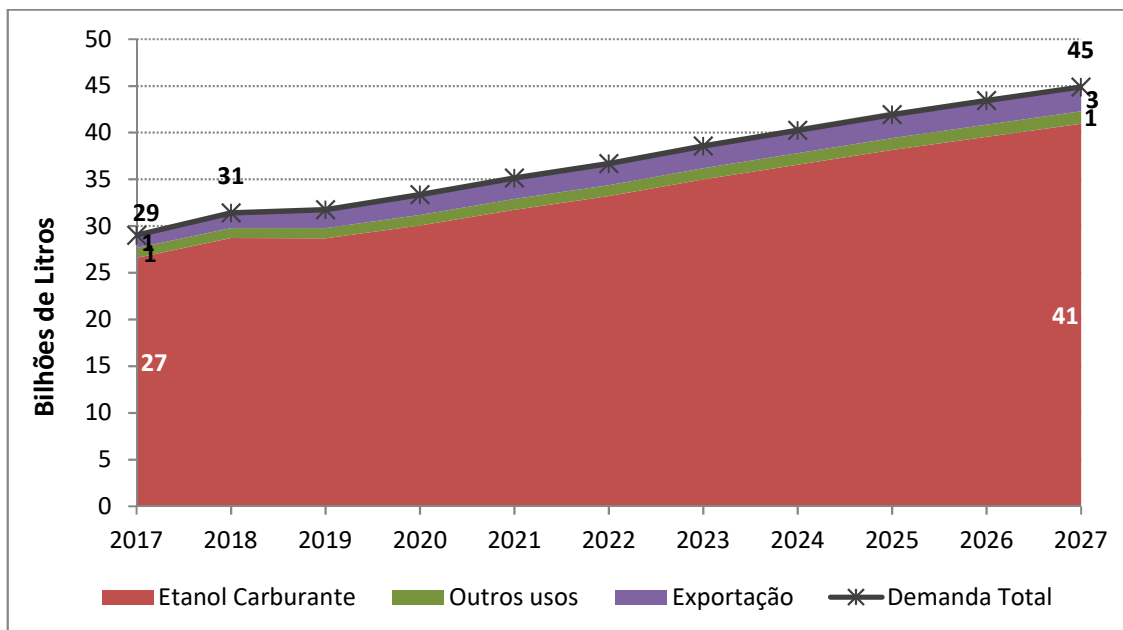
⁵³ Em 2018, foi lançada uma nova proposta de alteração à diretiva, entretanto, ainda não houve formalização. Destaque para a mudança de 27% para 32% na participação de fontes renováveis em 2030; progressiva restrição do biodiesel de palma, até completa abolição em 2030; metas crescentes de biocombustíveis avançados (0,2%, 1,0% e 3,5% em 2022, 2025 e 2030, respectivamente). Manutenção da restrição de 7% de biocombustíveis tradicionais em 2020, sendo o aumento posterior restrito a 1% em relação ao mesmo ano (desde que não ultrapasse os 7%) (MRE, 2018).

interno. Para os EUA, adicionalmente, tomou-se como referência as estimativas de importação do produto pelo país, elaboradas pela EIA, e as novas diretrizes da EPA. Dessa forma, as exportações brasileiras partem de 1,4 bilhão de litros em 2017 e alcançam 2,6 bilhões de litros em 2027.

DEMANDA TOTAL

O Gráfico 8-5 consolida as demandas nacional (combustível e outros usos) e internacional de etanol. A demanda total de etanol tem uma taxa de crescimento de 4,5% a.a., alcançando 45 bilhões de litros em 2027, sendo o grande incremento advindo da demanda de hidratado combustível.

Gráfico 8-5 - Projeção da demanda total de etanol



Fonte: EPE com base em EPE (2018b)

8.1.2. 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, faz-se necessário investir na diversificação dos modos utilizados na distribuição, para a eficientização do sistema de transporte.

Dentre os investimentos no modo dutoviário, está o Projeto da Logum Logística S.A, que prevê a construção de dutos próprios e a utilização de existentes, com extensão de 1.054 km. O valor total 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 (LOGUM, 2018).

A capacidade de armazenagem estática do projeto é de 790.000 m³ e a capacidade de movimentação anual é de 6 milhões de m³.

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 Ribeirão Preto há um terminal de capacidade de movimentação de 4 milhões m³/ano e armazenagem de 52 mil m³ e, em Uberaba, as capacidades são de 2 milhões m³/ano e de 25 mil m³, respectivamente (LOGUM, 2018).

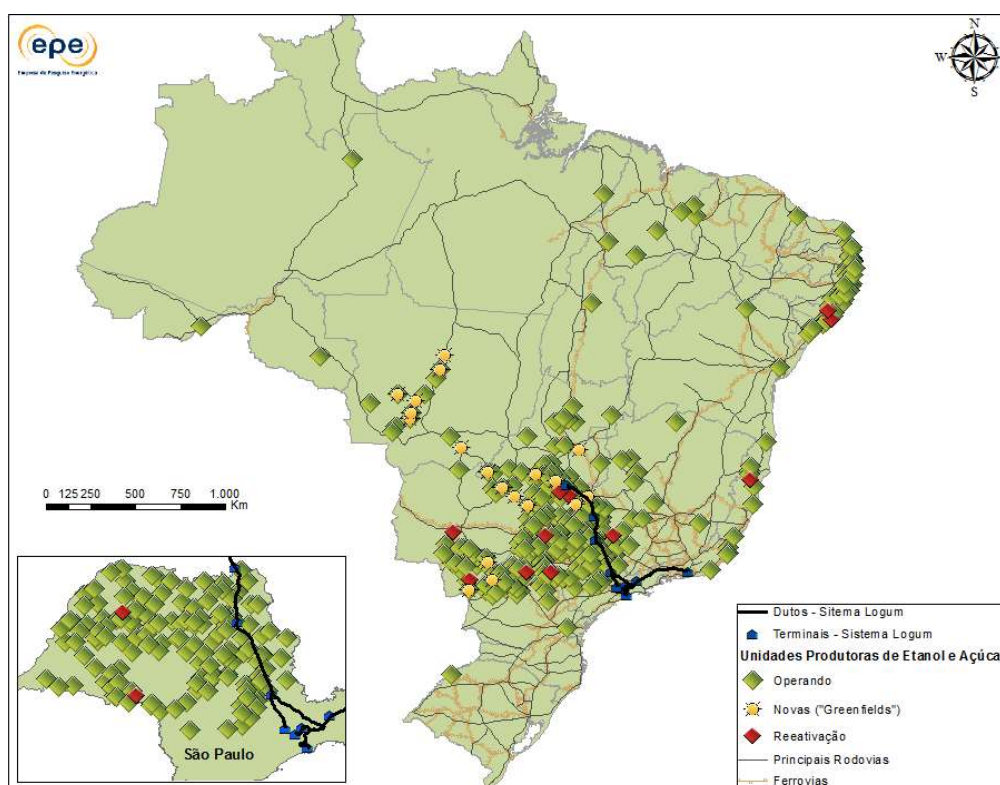
Em 2017, a movimentação em todo o complexo, incluindo o trecho sob contrato (operado pela Transpetro), foi de 2.100 m³, 12% inferior ao ano anterior (LOGUM, 2018).

No modo ferroviário, existe a possibilidade de antecipação das renovações da Centro Atlântica e da Malha Paulista. Para a ferrovia Norte-Sul, há uma proposição qualificada no Programa de Parcerias de Investimentos (PPI), para a concessão do trecho, com extensão de 1.537 km (o tramo entre Palmas/TO – Anápolis/GO, de 855 km, já está em operação; o segundo tramo, entre Ouro Verde

de Goiás/GO e Estrela d'Oeste/SP, 682 km, está com 95% obras concluídas) (PPI, 2018a, 2018b, 2018c). Investimentos em infraestrutura portuária também serão necessários.

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 28 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 (2018), MAPA (2018a), UDOP (2015) e UNICA (2014).

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.

Dessa forma, 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. Neste sentido, considerou-se que não haverá nenhum projeto de unidade *greenfield* no médio prazo e que a produtividade agrícola será de 78,5 tc/ha, inferior ao apresentado no cenário de referência.

Como resultado, a estimativa de cana processada em 2027 seria de 729 milhões de toneladas (108 M ton inferior ao apresentado no Gráfico 77), o que redundaria em uma oferta total de etanol de cerca de 33 bilhões de litros, 11,7 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, 37,3 bilhões de litros (aumento de 7,2 bilhões de litros) e 13,8 bilhões de litros (aumento de 2,6 bilhão de litros). Esse aumento é consequência do menor volume de etanol hidratado disponibilizado pelos produtores para o mercado carburante, aproximadamente 16,5 bilhões de litros (um valor 13,3 bilhões de litros inferior ao cenário de referência).

8.2. 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, 2018) registram que a capacidade de geração a biomassa de cana atingiu 11,3 GW em outubro de 2018, um aumento de aproximadamente 50% nos últimos cinco anos.

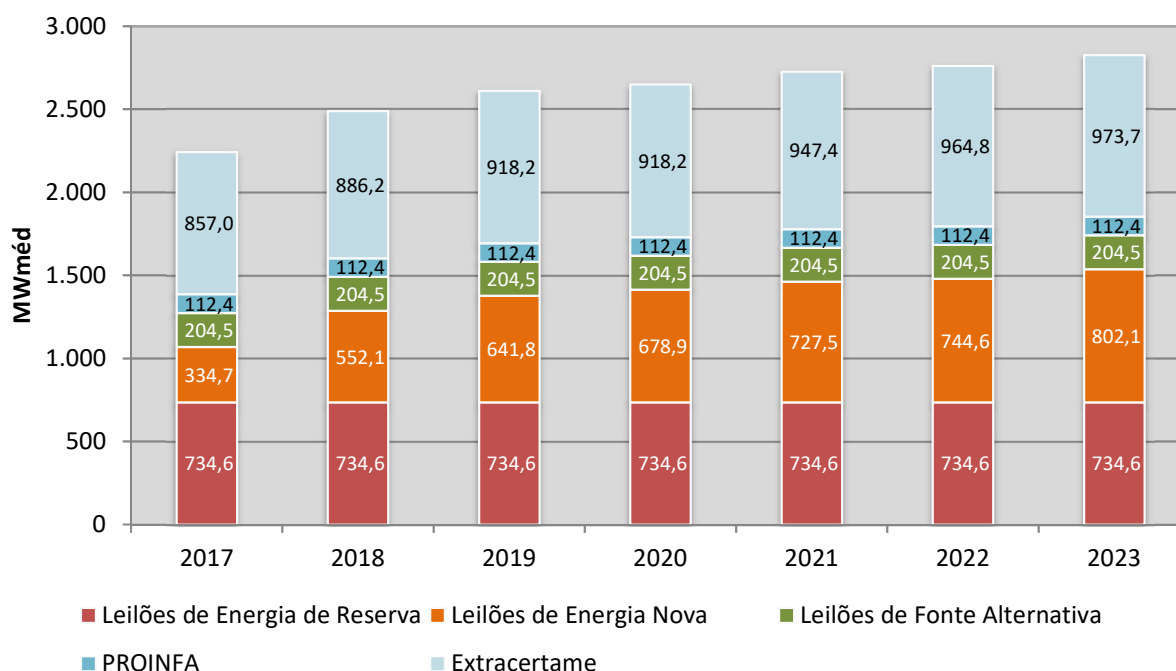
A extração do caldo da cana-de-açúcar gera como resíduo o bagaço, e a produção de etanol e açúcar dá origem a uma quantidade significativa de torta de filtro e, no caso do biocombustível, de vinhaça. Além destes, a colheita da cana também gera biomassa residual composta por palhas e pontas. Estima-se 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 próxima seção.

Dentre as 367 usinas em operação, cerca de 223 unidades comercializam energia e aproximadamente 60% destas o fazem através de leilões de energia. Até julho de 2018, foram realizados cinquenta e um certames, ocorrendo

vendas de energia das usinas sucroalcooleiras em vinte e cinco deles (CCEE, 2018). A energia total contratada destas unidades no mercado regulado (ACR) atingirá aproximadamente 1,8 GWmédios ao fim de 2023, valor que poderá ser ampliado com a realização de futuros leilões. Ainda existe um montante extra certame de 970 MWmédios que pode ser comercializado pelas usinas de biomassa

de cana no ACL em 2023. Incluso no montante contratado no ACR, há a energia dos empreendimentos do PROINFA, de 112,4 MWmédios, valor que deverá manter-se no período decenal. O Gráfico 8-6 apresenta a quantidade de energia já contratada no ambiente regulado e aquela passível de comercialização no mercado livre, em acordos bilaterais.

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: EPE com base em CCEE (2018) e ELETROBRAS (2018)

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 2027, o potencial técnico atinge 6,8 GWmédios, quase 5 GWmédios maior que o atualmente contratado no ACR. 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

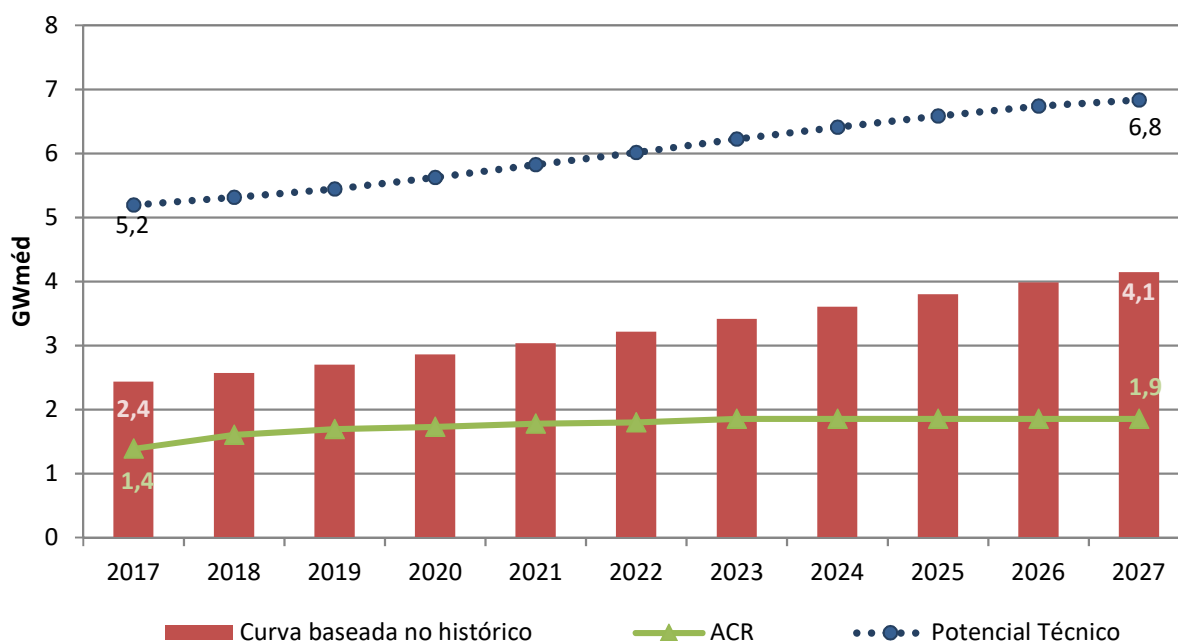
literatura: 500 e 787,5 kWh/tonelada de palhas e pontas, segundo COGEN (2009) e EQUIPAV (2009), respectivamente. Os resultados indicam que o potencial técnico de exportação de energia a partir da biomassa de palhas e pontas seria de 8,1 GWmédios e 12,7 GWmédios, respectivamente, ao fim do período decenal.

Nesse mesmo sentido, está a utilização de outros resíduos, como a vinhaça e a torta de filtro. 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 e de exportação de energia elétrica a partir dessa fonte 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 - Energia contratada no ACR e potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço



Nota: PROINFA incluso no ACR
Fonte: EPE com base em CCEE (2018)

8.3. Biodiesel

O Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB) teve início em 2005 e, até agosto de 2018, foram produzidos mais de 32 bilhões de litros pela indústria nacional (ANP, 2018a).

O percentual mandatório vigente no Brasil passou de 8% para 10% a partir de 1º de março de 2018, de acordo com a Resolução nº 23 do CNPE, de 09 de novembro de 2017 (CNPE, 2017).

Note-se que a Lei nº 13.263 (BRASIL, 2016) prevê a possibilidade da elevação da mistura obrigatória de biodiesel ao óleo diesel em até 15%

(B15), após a realização de testes específicos, incluindo aproximadamente cinquenta testes a serem realizados por mais de vinte empresas distintas, distribuídos em mais de quinze municípios diferentes da Federação (MME, 2017).

Os resultados dos primeiros ensaios, cuja validação refere-se ao uso de B10, foram publicados em 30 de abril de 2018 pelo MME. Segundo o relatório, as empresas que executaram os testes tiveram seus resultados aprovados na aplicação com os diferentes sistemas, motores, equipamentos e veículos, não havendo qualquer

problema reportado durante seus ensaios (MME, 2018a). Os testes para utilização de B15 deverão ser finalizados até janeiro de 2019, com a previsão de emissão do relatório final em março de 2019.

Tal como previsto em lei, existe também a possibilidade do uso voluntário deste biocombustível, em percentual superior ao obrigatório, para casos específicos, tais como (CNPE, 2015 e MME, 2018c):

- Até 20% em frotas cativas ou consumidores rodoviários atendidos por ponto de abastecimento;
- Até 30% no transporte ferroviário;
- Até 30% no uso agrícola e industrial;
- Até 100% no uso experimental, específico ou em demais aplicações.

Nesse estudo, assumiu-se como premissa de projeção que a adição de biodiesel ao diesel ocorrerá segundo a possibilidade prevista em lei. A partir da implantação da mistura B10 em março de 2018, haverá o aumento progressivo do teor de biodiesel, visando atingir 15% em 2025, percentual a ser mantido até o final da série decenal analisada (2027).

Os leilões de biodiesel promovidos pela ANP visam à aquisição do produto pelos adquirentes (refinarias, distribuidores e importadores de óleo diesel) para atendimento ao percentual mínimo obrigatório de adição de biodiesel ao óleo diesel 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. As regras estabelecidas para os leilões têm sido constantemente aprimoradas pela ANP, em consonância com os agentes do setor.

Os antigos leilões para formação de estoque de segurança foram inicialmente modificados pela Portaria MME nº 116 (MME, 2013) que incluiu a modalidade de leilão com opção de compra, possibilitando a transferência de responsabilidade

sobre o estoque regulador e estratégico para as usinas de biodiesel. Essa modalidade tem sido aplicada desde julho de 2013. Isso permitiu a racionalização de custos, sem a movimentação física de biodiesel para estocagem. Mais recentemente, a Portaria MME nº 311, de 27 de julho de 2018, estabeleceu novas diretrizes para a realização dos leilões de biodiesel, que só devem vigorar a partir de 2019, uma vez que dependem da revisão da Resolução nº 33/2007, por parte da ANP, após passarem por consulta e audiência públicas (MME, 2008b). Vale destacar que até agosto de 2018 foram realizados um total de 62 leilões para comercialização de biodiesel.

Nos leilões 53 a 58 realizados no ano de 2017 houve a comercialização de 2,8 milhões de litros de biodiesel para o chamado mercado autorizativo. Nos leilões 59 a 62 realizados no ano de 2018, esse volume chegou a 10 milhões de litros, embora nem todo produto tenha sido retirado pelo comprador (ANP, 2018c).

O mercado de biodiesel autorizativo continua incipiente, considerando o potencial existente em projetos localizados. As cidades de Brasília (DF) e Curitiba (PR) já possuem programas e/ou acordos voltados às mudanças climáticas e à melhoria da qualidade do ar, a fim de minimizar as emissões de GEE e outros poluentes locais⁵⁴.

Outro nicho de mercado que pode ser um indutor do uso de biodiesel autorizativo é o abastecimento de unidades de geração de energia elétrica do Sistema Isolado no Norte do País, onde o combustível produzido localmente, com matéria-prima da região, pode ter preços mais atrativos que o diesel fóssil, que requer logística especial de entrega em pontos remotos.

Ainda que para os próximos 10 anos, o óleo de soja deva permanecer como o insumo mais importante para a produção de biodiesel, o que vem acontecendo desde a implantação do PNPB,

⁵⁴ A maior parte do volume de 8,2 milhões de litros negociado no leilão 59 em fevereiro de 2018, visava a frota de ônibus do Rio de Janeiro, para a qual houve um indicativo de uso de B20 que foi contestado judicialmente, o que fez com que apenas 3,4 milhões de litros fossem retirados pelos compradores.

outras matérias primas vêm emergindo neste mercado.

O Brasil é o segundo maior produtor mundial da soja, e há uma tendência de que a produção cresça vigorosamente nos próximos anos, com perspectivas de que o País, já em 2020, seja o primeiro produtor mundial dessa importante oleaginosa (USDA, 2018), o que poderá assegurar os aumentos dos percentuais mandatórios de biodiesel.

O sebo bovino é a segunda matéria-prima mais utilizada para a obtenção de biodiesel no Brasil, e deverá manter uma posição de destaque no horizonte decenal, embora seu percentual de participação venha diminuindo, devido ao crescimento de outros insumos, tais como outros materiais graxos⁵⁵ e óleo de fritura e também ao aumento da participação do óleo de soja.

Em relação ao custo de produção do biodiesel, a matéria-prima corresponde 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 diversificação do *mix* de matéria-prima para a produção de biodiesel dependerá do sucesso de programas governamentais e adesão dos agentes de mercado. Assim, culturas como a palma poderão ter contribuição expressiva como insumo ao fim do período decenal, ultrapassando inclusive a gordura animal.

O Programa de Produção Sustentável da Palma de Óleo no Brasil (Propalma) é um dos incentivos governamentais a novos insumos, que tem por objetivo ordenar a expansão da cultura da palma (dendê), garantir a competitividade do setor com investimentos em pesquisa e aumentar a

renda de agricultores familiares. Além disso, instituiu o Zoneamento Agroecológico, indicando como áreas aptas à expansão produtiva da palma somente terras onde há ocupação do homem, exercendo diversas atividades (áreas antropizadas) (BRASIL, 2013). Uma vez implantado este programa, seus resultados positivos deverão surtir efeito também para atendimento a outras demandas, já que o Brasil é importador desse óleo para outros fins (alimentício e cosmético). A Embrapa tem resultados promissores com o cultivo da palma, inclusive para adaptação em outros ambientes geoclimáticos, além da tradicional Amazônia legal (EMBRAPA, 2010).

Ressalta-se que, dentre as demais culturas produtoras de óleo elencadas inicialmente no PNPB (algodão, mamona e girassol entre outras), apenas o algodão tem pequena representatividade na cesta de matérias-primas consumidas para produção de biodiesel e não há perspectivas para que as demais ocupem lugar de destaque dentro do horizonte do PDE 2027.

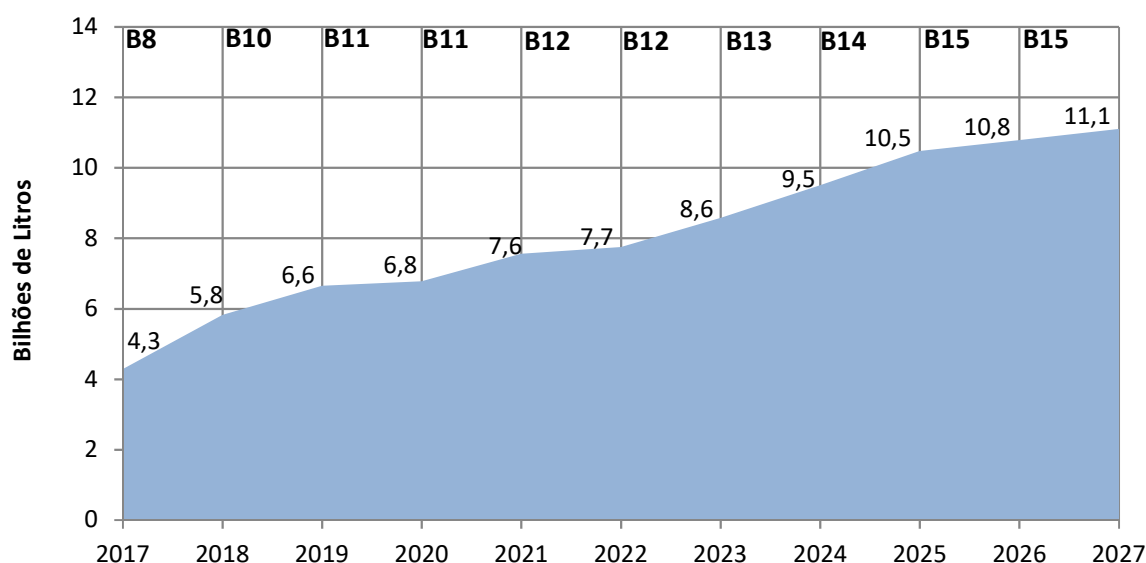
As projeções de demanda de biodiesel deste estudo foram obtidas com base na previsão do consumo regional de óleo diesel apresentada no Capítulo II e nas demais considerações já descritas. Este resultado está apresentado no Gráfico 8-8.

Já a capacidade de processamento de biodiesel, a projeção do consumo obrigatório e os balanços regionais e nacional para 2018 e 2027 são apresentados na Tabela 8-2.

Para estimar a capacidade instalada em 2027 foram consideradas as atuais solicitações de ampliação de capacidade e os novos empreendimentos que já estão autorizados pela ANP (ANP, 2018b).

⁵⁵ Refere-se à mistura de matérias-primas tradicionais em tanque e reprocessamento de subprodutos gerados na produção de biodiesel.

Gráfico 8-8 - Demanda de biodiesel



Fonte: EPE com base em ANP (2018a)

Tabela 8-2 - Capacidade de processamento de biodiesel e consumo obrigatório em 2018 e 2027

Região	2018			2027		
	Capacidade Instalada	Consumo Obrigatório	Balanço	Capacidade Instalada	Consumo Obrigatório	Balanço
milhões de litros						
Norte	242	626	(384)	530	1.305	(775)
Nordeste	455	911	(456)	506	1.808	(1.302)
Sul	2.738	1.141	1.597	3.760	2.222	1.538
Sudeste	994	2.256	(1.262)	994	4.038	(3.044)
Centro-Oeste	3.026	885	2.141	3.982	1.729	2.253
Brasil	7.455	5.819	1.636	9.772	11.103	(1.331)

Fonte: EPE com base em ANP (2018b).

Os investimentos⁵⁶ em ampliação e construção de novas unidades, que já foram autorizadas pela ANP e aqueles necessários para suprir a demanda no período decenal, totalizam aproximadamente R\$ 3 bilhões considerando uma

sobrecapacidade de 20%. As regiões Norte, Nordeste e Sudeste não serão autossuficientes em 2018, condição que continua até 2027, com balanço parcialmente mais favorável.

⁵⁶ Os valores de investimento referem-se exclusivamente à implantação de usinas de processamento de biodiesel, não contemplando aqueles necessários ao processamento para obtenção de óleos de diferentes oleaginosas ou materiais graxos. Para novos investimentos, foi considerado um limite mínimo de ociosidade de 20%.

No horizonte decenal, há um pequeno déficit na capacidade de produção, que não deve se constituir um gargalo para o sucesso do PNPB, nem comprometer o atendimento ao eventual aumento do teor mandatório. O setor de biodiesel tem se mostrado dinâmico, ampliando sua capacidade produtiva além das necessidades de atendimento. A capacidade excedente de produção (Centro-Oeste e Sul) vem sendo observada desde a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira. Como havia a expectativa de sucessivos aumentos do mandatório, por parte do setor, isso se traduziu em aumento da capacidade instalada, principalmente por empresas do complexo da soja, mesmo após 2010, quando o mandatório ficou estabelecido em 5% por quatro anos.

Durante os últimos três anos, observou-se um aumento rápido dos percentuais obrigatórios de biodiesel na mistura, inclusive com um aumento de dois pontos percentuais no ano de 2018, o que gerou a necessidade de crescimento da produção, que foi atendida pelo mercado. O incremento observado de janeiro a agosto de 2018 foi de 25%, quando comparado ao ano anterior.

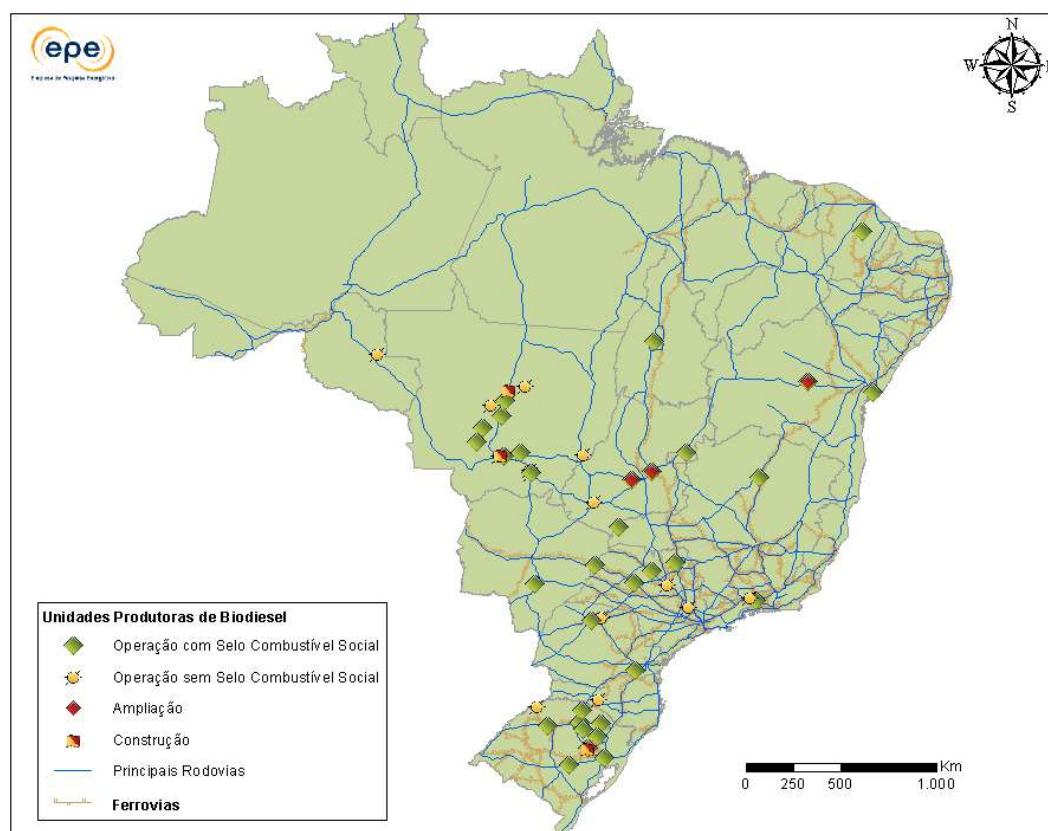
Nos últimos dois anos, observou-se a paralisação das atividades de várias empresas, principalmente as de pequeno porte, que tiveram dificuldades em ofertar biodiesel a preços competitivos nos leilões. Nota-se que as companhias verticalizadas se mantêm economicamente mais estáveis que as pequenas, não verticalizadas. Contudo, há um movimento no

sentido de tornar obrigatória a aquisição de biodiesel produzido pelos pequenos produtores, o que possibilitaria a sua manutenção no mercado. Entre as mudanças previstas no novo regramento (Portaria MME nº 311) está a criação de uma cota entre 5% e 10% do total de biodiesel a ser adquirido pelas distribuidoras para as usinas de menor porte habilitadas em cada certame. As demais mudanças previstas nesta portaria incluem a possibilidade de que os leilões tenham períodos de entregas diferentes dos atuais dois meses, que os preços do biodiesel sejam corrigidos de acordo com um indexador definido pela ANP e, ainda, que a habilitação seja simplificada (MME, 2018b).

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, o transporte de biodiesel tende a permanecer neste modo, por questões de escala. Consumos maiores que os previstos na legislação atual poderão implicar em uma revisão da logística de transporte, utilizando o modal ferroviário como alternativa para algumas regiões.

Figura 8-2 - Usinas de biodiesel e infraestrutura atual de escoamento



Fonte: EPE com base em ANP (2017).

BOX 8.2 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA O ÓLEO DIESEL

Visando identificar os impactos no abastecimento nacional de combustíveis para o ciclo diesel, foi realizada uma análise de sensibilidade considerando que o percentual mandatório de biodiesel (B100) na mistura seria mantido nos valores atuais, ou seja, em 10% por todo o período decenal.

Como resultado, a demanda de biodiesel atingiria 7,4 bilhões de litros em 2027 (cerca de 3,7 bilhões de litros inferior ao cenário de referência), o que representaria um crescimento de 5,6% a.a.. Com isso, a demanda de Diesel A seria de 66,5 bilhões de litros, o que resultaria em importações da ordem de 8,8 bilhões de litros (7,3 bilhões de litros superior ao cenário de referência).

Neste cenário, o balanço nacional entre a capacidade instalada e a demanda obrigatória de biodiesel, no início e no final do período analisado, estaria positivo em todo o horizonte decenal, inclusive com os valores do final da série de demanda se igualando à atual capacidade instalada.

8.4. 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.

8.4.1. 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, 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.

No Brasil, o maior potencial de biogás encontra-se no setor agroindustrial, sobretudo o sucroenergético. Adiciona-se, ainda, um montante considerável que pode ser obtido através dos resíduos animais e urbanos. 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 que pode ser destinada à produção de biogás. Dessa forma, considerando que toda a vinhaça e torta de filtro resultantes será destinada para a biodigestão, o potencial de biogás alcança 7,2 bilhões de Nm³ em 2027, representando 3,9 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 2,2 GW médios em 2027. Considerando apenas as usinas com capacidade de moagem acima de 3 milhões de toneladas e pertencentes ao quartil mais eficiente do setor sucroenergético (Itaú BBA, 2017), em uma abordagem mais conservadora, o potencial técnico ao final do período decenal alcançaria aproximadamente 400 MW médios.

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 um novo aproveitamento deste resíduo. 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.

8.4.2. 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. A Tabela 32 apresenta as rotas de produção já certificadas.

Há inúmeros 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 incentivar o desenvolvimento industrial e aprofundar o conhecimento da comunidade técnico-científica sobre o BioQAV. Registra-se o Projeto de Lei nº 9.321, de 12 de dezembro de

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, 2017b). 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 fomento à pesquisa deste biocombustível.

A EPE colaborou com a Agência Alemã de Cooperação Internacional (GIZ) em projeto para a criação de um modelo de referência para o uso de combustíveis sintéticos sustentáveis no Brasil. Um dos seus principais objetivos foi examinar o *status quo* da cadeia de valor do combustível para aviação no Brasil e determinar o custo real de mercado vendido pelos distribuidores. O projeto indicou que combustíveis sintéticos de aviação podem ter competitividade econômica prevista para após 2030 em regiões remotas do País - para maiores informações, consultar o Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis (EPE, 2018a).

No escopo das projeções deste PDE, estima-se que haverá a entrada do BioQAV na matriz energética brasileira, a partir do ano de 2027, correspondendo a uma participação de mercado de 1% (91 mil m³) da demanda total de combustível de aviação, com linhas aéreas específicas adotando rotas tecnológicas certificadas.

Tabela 8-3 - Rotas tecnológicas aprovadas para a produção de Querosene de Aviação Alternativo

Nome da Rota	Matéria-Prima	Principal produto	Mistura máxima	Empresas produtoras
HEFA-SPK	gorduras, óleos e graxas	Iso- e N-parafinas	50%	UOP, Neste e Syntroleum
FT-SPK	resíduos agrícolas e florestais, madeira, e resíduos sólidos	Iso- e N-parafinas	50%	SASOL, Shell e Syntroleum,
FT-SPK/A	resíduos agrícolas e florestais, madeira, e resíduos sólidos	Iso-, N-parafinas e aromáticos	50%	SASOL, Shell e Syntroleum,
ATJ-SPK	matérias-primas renováveis (cana-de-açúcar, milho ou resíduos florestais)	Iso- e N-parafinas	50%	GEVO, Cobalt e Lanzatech
SIP	açúcares	Parafinas	10%	Amyris

Fonte: ASTM (2015) e (2018)

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.*
- > Com investimentos em renovação do canavial, tratamentos culturais adequados e o ajuste entre a mecanização da colheita e do plantio da cana-de-açúcar, estima-se que ocorrerá uma recuperação dos indicadores de produção dessa cultura (produtividade agrícola e rendimento industrial em ATR/tc).*
- > Além disso, espera-se a redução de custos de produção e o aumento da competitividade do etanol frente à gasolina. Tais fatos, associados à necessidade de incremento da capacidade de moagem, motivarão investimentos em unidades greenfields e na expansão de algumas unidades existentes.*
- > Considera-se, também, a introdução da cana-energia em pequenos percentuais, e que a produção de etanol 2G será significativa somente no final do período. Estima-se que a produção de etanol de milho atingirá cerca de 2 bilhões de litros em 2027.*
- > A oferta total de etanol alcança 45 bilhões de litros em 2027, sendo 32 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 o potencial técnico para comercialização, a partir da biomassa, seja de 6.800 MW médios em 2027.*
- > 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 setor de biodiesel tem se mostrado muito dinâmico, portanto, não deverão ocorrer gargalos em relação à capacidade instalada de produção.*
- > Em termos estratégicos, 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 7,2 Bilhões de Nm³ em 2027, 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 2027, o BioQAV alcance uma participação de mercado de 1% (91 mil m³) da demanda total de combustível de aviação, com linhas aéreas específicas adotando rotas tecnológicas certificadas.*

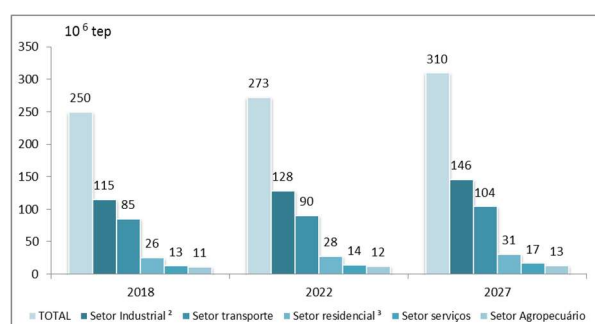
9. Eficiência Energética e Geração Distribuída

9.1. Eficiência Energética

Os resultados da energia conservada 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, 2017.

Estima-se que a demanda de energia final atinja 310 milhões de tep em 2027, com taxas médias de crescimento de 2,3% ao ano. O setor industrial contribui com cerca de 47% do consumo em 2027.

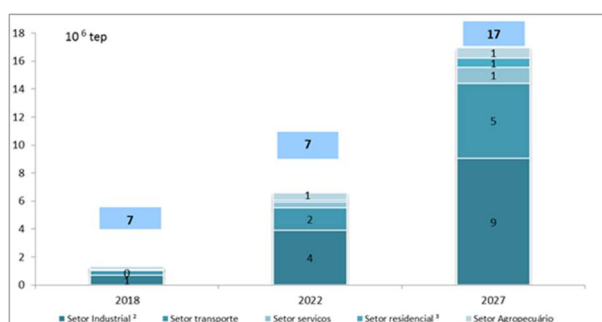
Gráfico 9-1 - Consumo final de energia



Notas: (1) O consumo final de energia 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. Não inclui, portanto, o consumo de combustíveis no setor residencial.
(2) Setor industrial inclui o setor energético.
(3) Compreende consumo de energia nos domicílios urbanos e rurais.

O Gráfico 9-2 apresenta os resultados da contribuição da eficiência energética, que em 2027 podem atingir 17 milhões de tep, equivalente a 7% do consumo final energético do Brasil em 2017.

Gráfico 9-2 - Energia conservada total

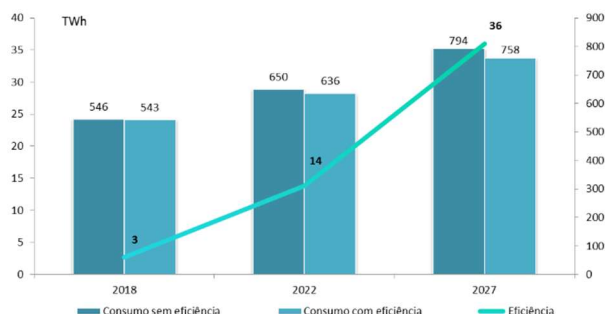


Notas: (1) Energia conservada total corresponde ao consumo total de eletricidade em todos os setores somado ao consumo de combustíveis nos setores industrial, energético, agropecuário, comercial, público e de transportes. Não inclui, portanto, o consumo de combustíveis no setor residencial.
(2) Setor industrial inclui o setor energético.
(3) Compreende consumo de energia nos domicílios urbanos e rurais.

A energia elétrica conservada em 2027, 36 TWh, corresponde à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 8,5 GW, equivalente a uma UHE Tucuruí. Especificamente no ano de 2027, o montante estimado de eficiência energética corresponde a aproximadamente 4% da demanda elétrica, diferindo da contribuição do setor energético para a NDC brasileira, que foi de 8%. Tal diferença se deve essencialmente ao ano base adotado para efeito dessa estimativa: enquanto essa contribuição foi estimada assumindo-se 2013 como ano base, no caso do PDE 2027, o ano base adotado foi 2017. Isso faz com que os ganhos estimados devidos principalmente à trajetória de ganhos proporcionados pela retirada de comercialização de lâmpadas incandescentes no mercado brasileiro no período 2013-2016 fossem desconsiderados. Caso esse efeito desses anos fosse considerado no PDE 2027, o percentual de eficiência energética em 2025

seria de 8%, equivalente ao estimado à época da elaboração da NDC brasileira.

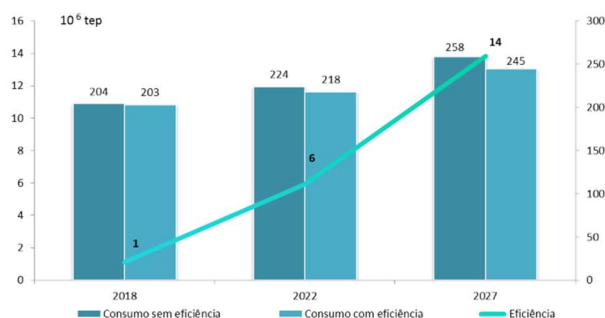
Gráfico 9-3 - Consumo de energia elétrica e energia conservada



Notas: (1) Inclui autoprodução.
(2) Inclui setor energético.
(3) Compreende domicílios urbanos e rurais.

A projeção da eficiência energética no consumo de combustíveis atingirá 14 milhões de tep em 2027. O volume de combustível poupado nesse mesmo ano (2027), se expresso em barris equivalentes de petróleo, é de cerca de 277 mil barris por dia, ou aproximadamente 10% do petróleo produzido no País em 2017.

Gráfico 9-4 - Consumo de combustíveis e combustível economizado

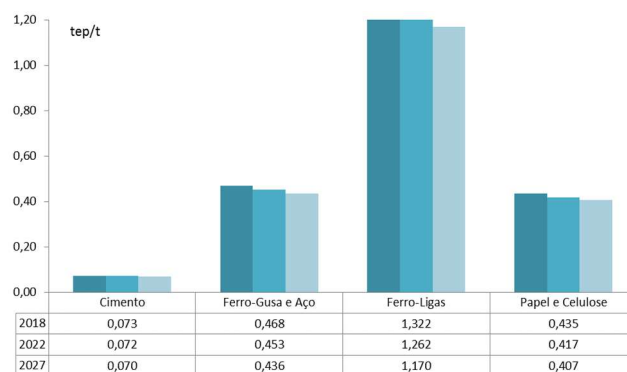


9.1.1. SETOR INDUSTRIAL

No setor industrial,⁵⁷ a eletricidade representa 17% do consumo total de energia no uso final, são ainda relevantes, como fonte de energia para o setor industrial, o bagaço de cana (27%) e o gás natural (14%).

Para os segmentos que foram selecionados da indústria, observa-se a projeção do consumo específico de energia, com destaque para o segmento de ferro-ligas, com redução no período de 0,152 tep/t, como mostra o Gráfico 9-5.

Gráfico 9-5 - Setor industrial: consumo específico de energia

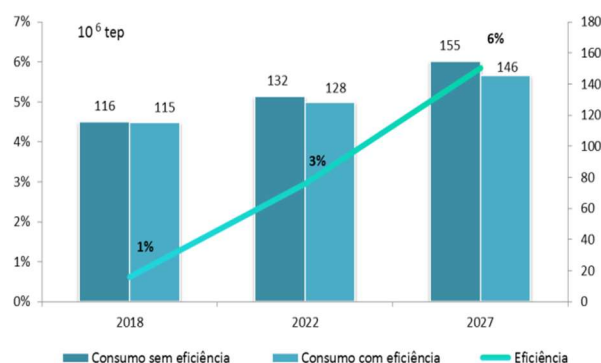


Nota: Inclui a conservação de energia.

A projeção de conservação de energia na indústria é apresentada no Gráfico 9-6. Projeta-se, para o agregado industrial, conservação de 5,8% em relação à demanda de energia final prevista para 2027, equivalente a aproximadamente 9 milhões de tep, equivalente ao consumo de energia do setor comercial (8,5 milhões de tep) no ano de 2017 (BEN 2018).

⁵⁷ Inclui o setor energético, classificação utilizada no Balanço Energético Nacional, onde se enquadra o consumo de energia devido ao segmento de produção de energia: exploração e produção de petróleo/gás natural, transporte de gás natural, refinarias de petróleo, destilarias, coquearias e carvoarias.

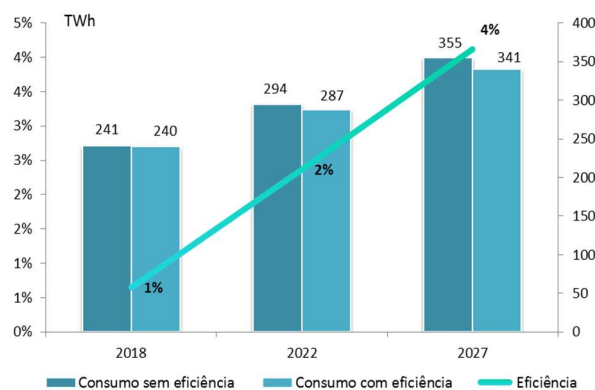
Gráfico 9-6 - Setor industrial: consumo de energia e energia conservada



Nota: Inclui o setor energético

Para a eletricidade, o Gráfico 9-7 mostra os principais resultados. A conservação elétrica atinge 4% em 2027, equivalente a aproximadamente 14,6 TWh. Esse montante conservado em 2027 equivale à metade do consumo de eletricidade das indústrias de não-ferrosos e outros da metalurgia (28 TWh), dados do BEN 2018.

Gráfico 9-7 - Setor industrial: consumo de eletricidade e eficiência elétrica



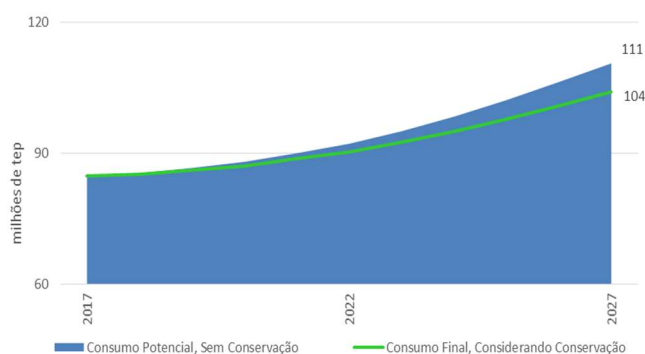
Nota: Inclui o setor energético

9.1.2. SETOR DE TRANSPORTES

A projeção do setor de transportes considera, entre outros, as melhorias tecnológicas de motores, a introdução de novas tecnologias como a híbrida, substituição para modos menos energo-intensivos, mudanças culturais no uso do transporte individual que afetam a intensidade de uso e o nível de ocupação dos veículos. O aumento da importância do modo rodoviário coletivo e a implementação de corredores de ônibus, além da priorização do transporte coletivo em vias preferenciais, também ajudam a melhorar a eficiência energética do sistema.

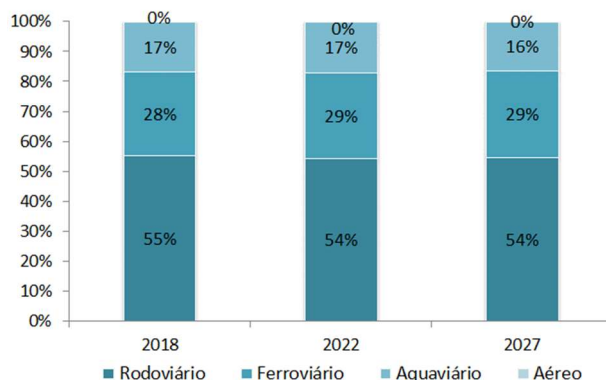
Ao levar em conta apenas os ganhos de eficiência de cada modo de transporte separadamente (por exemplo, melhorias tecnológicas e da intensidade do uso) o setor realiza ganhos da ordem de 6% em 2027, conforme o Gráfico 9-8. Além desses, caso não fossem considerados os ganhos de eficiência sistêmico, que incluem a priorização de modos de transporte menos energo-intensivos e a transferência de carga do modo rodoviário para o ferroviário e aquaviário, o consumo energético seria 16% maior do que no cenário base.

Gráfico 9-8 - Ganhos de eficiência



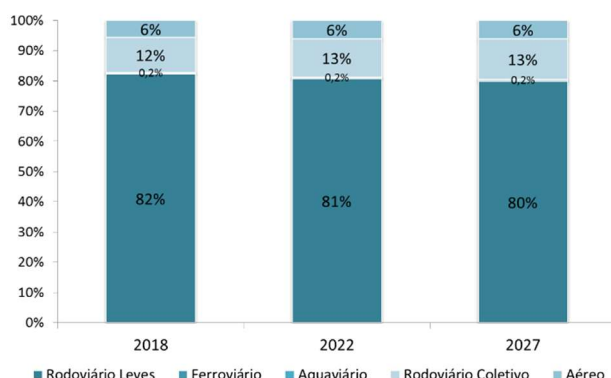
Projeta-se um crescimento de 3,5% ao ano entre 2017 e 2027 para a atividade total do transporte de cargas no cenário referencial. Essa demanda é puxada principalmente pelo aumento da renda *per capita* da população, e a consequente elevação de consumo, além do aumento do comércio exterior. A maturação de investimentos em ferrovias e novos portos, iniciadas nos últimos anos, devem permitir uma migração parcial para modos menos energo-intensivos, conforme indicado no Gráfico 9-9.

Gráfico 9-9 - Participação dos modos na demanda energética do transporte de cargas



Para a demanda energética do transporte de passageiros, projeta-se um crescimento médio de 1,9% ao ano. A diferença em relação à taxa de crescimento da atividade do transporte de passageiros, de 4,0% ao ano, é explicada, em grande medida, pelos avanços tecnológicos. São projetados avanços significativos, em especial para o transporte individual, com programas estimulando o rendimento destes automóveis, como o programa de etiquetagem e o Rota 2030. O aumento da importância do modo rodoviário coletivo e a implementação de corredores de ônibus, além da priorização do transporte coletivo em vias preferenciais, também ajudam a melhorar a eficiência energética do sistema, o Gráfico 9-10 mostra os principais resultados.

Gráfico 9-10 - Participação dos modos na demanda energética do transporte de passageiros

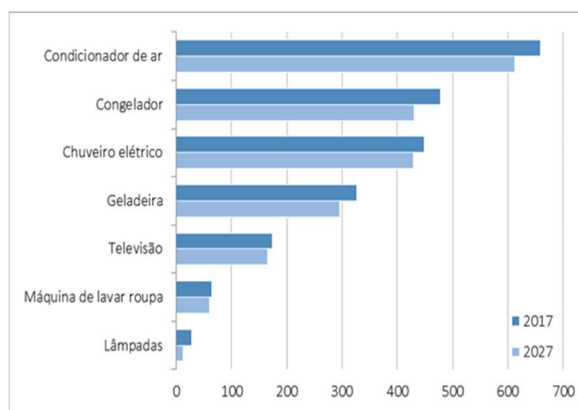


9.1.3. SETOR RESIDENCIAL

As fontes de energia predominantes utilizadas nas residências brasileiras são: eletricidade, GLP e lenha.⁵⁸ Contudo, a energia elétrica é a fonte que apresenta maior oportunidade de conservação de energia no setor entre 2017 e 2027.

No horizonte decenal, espera-se que o estoque de eletrodomésticos em poder das famílias cresça, devido à elevação da renda média das famílias e do número de novos domicílios. O aumento da posse de equipamentos introduz aparelhos novos mais eficientes nas residências, levando à redução do consumo médio do estoque – como mostrado no Gráfico 9-11 – e, conseqüentemente, ao aumento da conservação de energia elétrica.

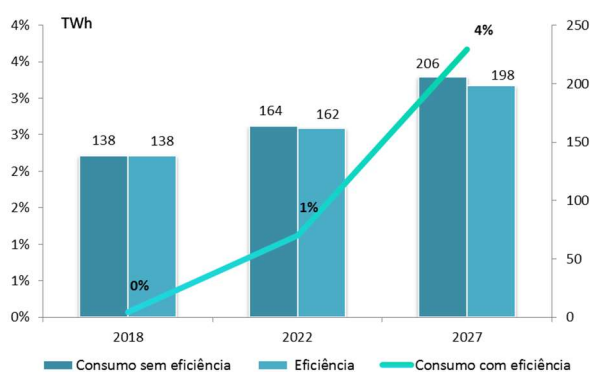
Gráfico 9-11 - Consumo médio por equipamento (kWh/ano/equipamento)



Nesse sentido, a conservação de energia elétrica no setor residencial seria 4% do consumo total em 2027, conforme o mostrado no Gráfico 9-12.

⁵⁸ Para os combustíveis foi considerada a substituição entre fontes, que neste estudo não foi contabilizada como ganho de eficiência energética.

Gráfico 9-12 - Consumo de eletricidade no setor



A conservação de energia estimada para o período é, em grande parte, resultado das políticas de revisão de índices mínimos de eficiência energética dos equipamentos de ar condicionado, refrigerador e congelador – estabelecidos pelas portarias interministeriais MME/MCT/MDIC nº 1 e nº 2 de 31 de julho de 2018 – que serão implementados até 2020.

Cabe destacar que a energia conservada decorrente do fim da importação, produção e comercialização de lâmpadas incandescentes em 2016 – determinado pela Portaria Interministerial MME/MCT/MDIC nº 1.007 de 31 de dezembro de 2010 – já não apresenta influência sobre o ganho de eficiência energética no horizonte deste Plano.

Assim, os ganhos de eficiência energética associados à iluminação são apenas o resultado da maior penetração de LED (*light-emitting diode*) nos domicílios nos próximos 10 anos.

No que se refere aos demais combustíveis, utilizados predominantemente para cocção de alimentos e aquecimento de água, destacam-se o GLP e o gás natural. No caso do uso para cocção de alimentos, espera-se uma redução do consumo específico dos fogões e fornos em função do aumento do rendimento médio dos queimadores, sujeitos à etiquetagem compulsória. Todavia, a elevação da renda das famílias no período pode aumentar o consumo de alimentos que demandam maior quantidade de energia no seu preparo, o que compensaria o ganho de eficiência desses equipamentos.

Finalmente, com relação ao aquecimento de água, além da expansão do uso de gás natural em substituição aos chuveiros elétricos, espera-se um crescimento da utilização de sistemas de aquecimento solar (SAS), atingindo aproximadamente nove milhões de domicílios em 2027, resultado conjunto do desenvolvimento de um mercado autônomo e da utilização do sistema em programas de habitação de interesse social. Dessa forma, em função do número de domicílios que substituirão a eletricidade por gás natural e aquecimento solar entre 2016 e 2026, o consumo evitado de eletricidade para aquecimento de água seria 2,8 TWh em 2027.

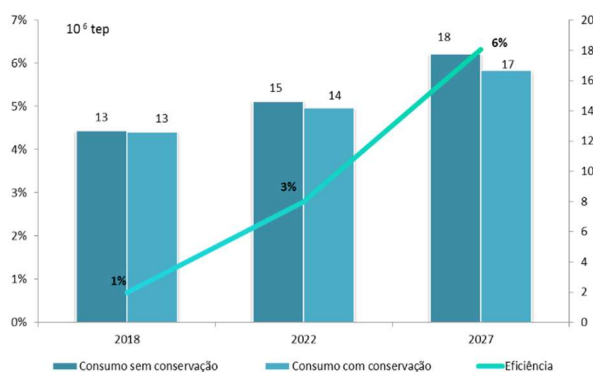
9.1.4. SETOR DE SERVIÇOS

O setor de serviços, que considera o comercial e público, de acordo com o BEN 2017 (EPE, 2018), tem um consumo de energia que corresponde a 5% do consumo final energético do País. A fonte preponderante é a eletricidade, que concentra mais de 92% da energia total consumida nesse setor, em seguida o GLP com 5%.

A projeção de conservação de energia no setor serviços considerando, além da eletricidade, as demais fontes, foi calculada em 6% do consumo projetado em 2027, reduzindo o consumo final para aproximadamente 1,1 milhão tep nesse ano, que equivale a aproximadamente ao setor de transportes ferroviário no ano de 2017 (BEN 2018).

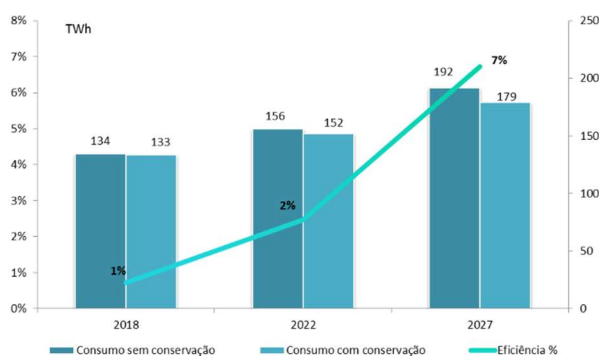
Para as projeções realizadas, foi possível estimar a eletricidade conservada no setor comercial partindo dos ganhos energéticos apurados nas duas últimas edições do BEU (anos bases: 1994 e 2004) e com as políticas vigentes.

Gráfico 9-13 - Setor de serviços: consumo de energia e conservação de energia



A conservação da energia elétrica foi calculada em 7% do consumo projetado em 2027, reduzindo o consumo final em aproximadamente 13 TWh nesse ano, que equivale a 10% do consumo de eletricidade do setor de serviços no ano de 2017 (BEN 2018), conforme apresenta o Gráfico 9-14.

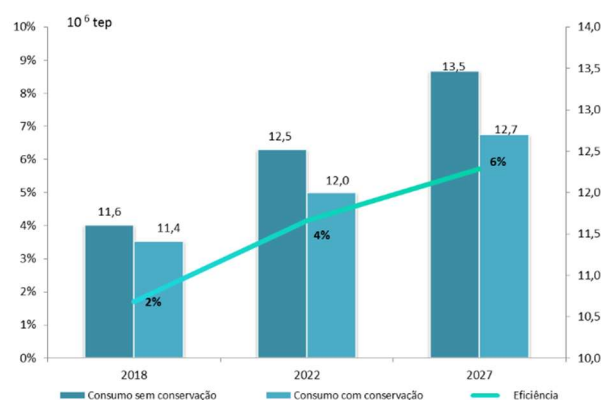
Gráfico 9-14 - Setor de serviços: consumo de eletricidade e eficiência elétrica



9.1.5. SETOR AGROPECUÁRIO

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 6% ou 765 mil tep em 2027 (Gráfico 9-15), sendo que o grande potencial de economia está concentrado no diesel equivalente (óleo diesel e biometano), com 86% e a eletricidade com 8%.

Gráfico 9-15 - Setor agropecuário: Consumo de energia total e eficiência energética



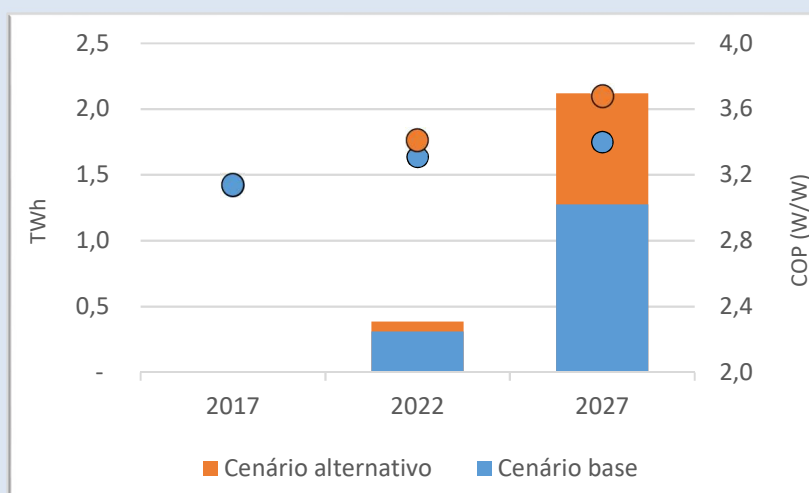
BOX 9.1 – EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DE CONDICIONADORES DE AR NO SETOR RESIDENCIAL

Os estudos do PDE indicam que o consumo de eletricidade devido a condicionadores de ar nas residências pode crescer em torno de 4,5% ao ano, passando de 18,7 TWh em 2017 para 29,1 TWh em 2027, o que torna esse equipamento o principal responsável pelo incremento da demanda por energia elétrica do setor no horizonte decenal. Assim, em 2027 estima-se que esse equipamento representaria 15% do consumo de eletricidade no setor residencial brasileiro.

De forma alternativa, podemos avaliar um cenário em que os aparelhos de ar condicionados vendidos sejam energeticamente mais eficientes. Considerando que o coeficiente de desempenho (COP) médio dos aparelhos vendidos em 2017 é 3,14 W/W e assumindo que o COP médio dos equipamentos vendidos em 2027 seja igual a 3,67 W/W, o ganho de eficiência energética dos equipamentos novos seria 1,6% ao ano, ou seja, o dobro do valor de referência do PDE. Nesse caso, mantida todas as outras variáveis constantes, o consumo de eletricidade dos condicionadores de ar nas residências cresceria 4,1% ao ano e atingiria 28,2 TWh em 2027.

A Figura 9-1 mostra o consumo evitado de energia elétrica e o COP médio dos aparelhos de ar condicionado vendidos decorrentes dos casos descritos acima. É possível observar que no cenário adotado no PDE, o consumo evitado é de 1,3 TWh em 2027, que equivale a cerca de 17% do consumo evitado de eletricidade nas residências nesse ano. Contudo, se o COP médio dos equipamentos novos aumentasse até que o ganho anual médio de eficiência energética dos equipamentos novos duplicasse, o consumo evitado e eletricidade aumentaria 66%, atingindo 2,2 TWh ou 23% do consumo evitado do setor em 2027.

Figura 9-1 - Consumo evitado de energia elétrica e COP médio dos aparelhos de ar condicionado novos



Cabe destacar que o COP médio dos equipamentos novos vendidos em 2027 considerado no cenário alternativo ainda é inferior aos índices dos condicionadores de ar típicos mais eficientes disponíveis nos mercados da Coreia do Sul, Japão e Estados Unidos da América em 2018, que variam entre 4,15 e 5,5 W/W, segundo IEA (2018). Portanto, apesar da dificuldade de comparação dos indicadores de eficiência energética entre os países, os resultados sugerem que ainda existem oportunidades para promoção de ações de eficiência energética de condicionadores de ar no setor residencial brasileiro, além das trajetórias avaliadas.

9.2. Micro e Minigeração Distribuída

A micro e a minigeração distribuídas (MMGD)⁵⁹ foram regulamentadas no Brasil em 2012 pela ANEEL através da Resolução Normativa (REN) nº 482, que instituiu o modelo de *net-metering* no País. Em 2015, o regulamento foi aprimorado, de modo a tornar o processo de conexão mais célere e ampliar o acesso à geração distribuída para um número maior de unidades consumidoras. Atualmente, a resolução permite a conexão de geradores de até 5 MW na rede de distribuição, a partir de fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada.

O modelo regulatório favorável, associado à redução de custos das tecnologias de MMGD permitiu que o consumidor evoluísse de uma posição passiva para ativa no setor elétrico. Atualmente, a procura por sistemas de geração própria é alta por parte dos consumidores, que se interessam por esse modelo principalmente para reduzir suas faturas de eletricidade e para investir seu capital (Greener, 2018).

De fato, nos dois últimos anos, após a atualização da regulamentação, a MMGD cresceu expressivamente no Brasil, superando as projeções, inclusive as da EPE. De 2016 para 2017 houve um aumento de três vezes na capacidade instalada acumulada, fechando o ano de 2017 com mais de 250 MW. Em julho de 2018 a potência superou a marca de 400 MW, segundo dados da ANEEL.

Para estimar a contribuição da MMGD no PDE 2027 a EPE utilizou um modelo de Bass adaptado do trabalho de Konzen (2014). Em termos de premissas, cabe ressaltar que neste PDE foi considerada para o Cenário Referência a aplicação de tarifa binômia⁶⁰ para os novos micro e minigeradores a partir de 2020. Essa decisão acompanha as discussões que estão sendo feitas no setor elétrico e é uma premissa conservadora para o planejador, visto que o cenário

com legislação atual (tarifas monômias) apresenta maior inserção de MMGD. No entanto, se o planejador “contar” com essa energia e o cenário de menor inserção se realizar (com binômia), o País pode ter problemas de suprimento de energia centralizada.

Dessa forma, o resultado do modelo indica que em 2027 haverá 1,35 milhão de adotantes de sistemas de micro ou minigeração distribuída⁶¹, totalizando 11,9 GW, que exigirão quase R\$ 60 bilhões em investimentos ao longo do período. Em termos de energia, a capacidade instalada deve contribuir com uma geração de 2400 MW_{méd}, suficiente para atender 2,4% da carga total nacional no final do horizonte.

Dentre as tecnologias de MMGD, destaca-se a baseada no aproveitamento solar fotovoltaico. Essa tecnologia se apresenta com maior potencial de penetração no horizonte decenal, em razão da sua modularidade, custo decrescente e difusão da tecnologia entre a sociedade. No entanto, principalmente através do modelo de autoconsumo remoto e geração compartilhada se enxerga grande potencial para a geração eólica, termelétrica e hidrelétrica. São fontes que podem apresentar custos menores que a fotovoltaica e, portanto, ganhar espaço da fonte solar.

Mesmo com a premissa de tarifa binômia, houve uma elevação nos números projetados, em relação ao PDE 2026. A principal justificativa foi o grande crescimento do mercado no ano de 2017 e primeiro semestre de 2018, significativamente acima da projeção anterior da EPE. Nesse sentido, a EPE calibrou as curvas “S” de adoção para o PDE 2027 com os dados recentes desse mercado. Adicionalmente, o modelo de projeção foi expandido para incorporar mais fontes de geração (agora englobando fotovoltaica, térmicas em geral, eólica e CGH) e todos

⁵⁹ Considera apenas os empreendimentos de geração elétrica no âmbito da Resolução Normativa nº 482/ANEEL, que participam do sistema de compensação de energia. Não inclui o parque existente de geradores a diesel que funciona em horários de tarifa de ponta e não inclui a geração distribuída que pode ser contratada via Valor de Referência Específico (a critério das distribuidoras).

⁶⁰ Considera que os MMGD pagarão uma tarifa de demanda não volumétrica (kWh). Parcelas de perdas e encargos continuam sendo cobradas volumetricamente e, portanto, são compensadas pela MMGD.

⁶¹ Conforme a metodologia utilizada, um adotante é quem recebe créditos de micro ou minigeração, e não o número de sistemas de geração.

os setores de consumo. Essas atualizações justificam a diferença entre as projeções do PDE 2026 e PDE 2027.

Mesmo com a premissa de tarifa binômia, houve uma elevação nos números projetados, em relação ao PDE 2026. A principal justificativa foi o grande crescimento do mercado no ano de 2017 e primeiro semestre de 2018, significativamente acima da projeção anterior da EPE. Nesse sentido, a EPE calibrou as curvas “S” de adoção para o PDE 2027 com

os dados recentes desse mercado. Adicionalmente, o modelo de projeção foi expandido para incorporar mais fontes de geração (agora englobando fotovoltaica, térmicas em geral, eólica e CGH) e todos os setores de consumo.⁶² Essas atualizações justificam a diferença entre as projeções do PDE 2026 e PDE 2027.

O resultado consolidado da projeção da micro e minigeração distribuída é apresentado nos gráficos a seguir.

Gráfico 9-16 - Micro e Minigeração Distribuída

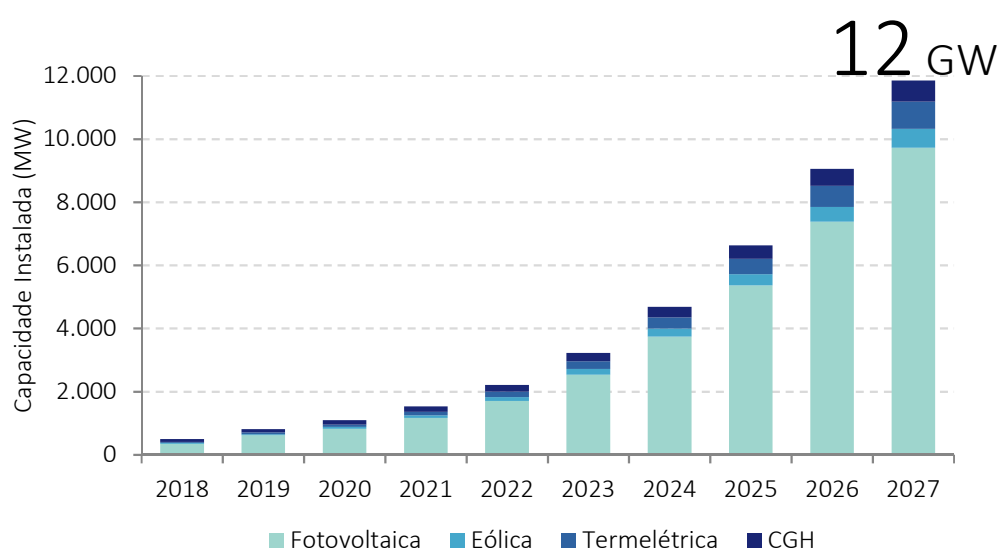
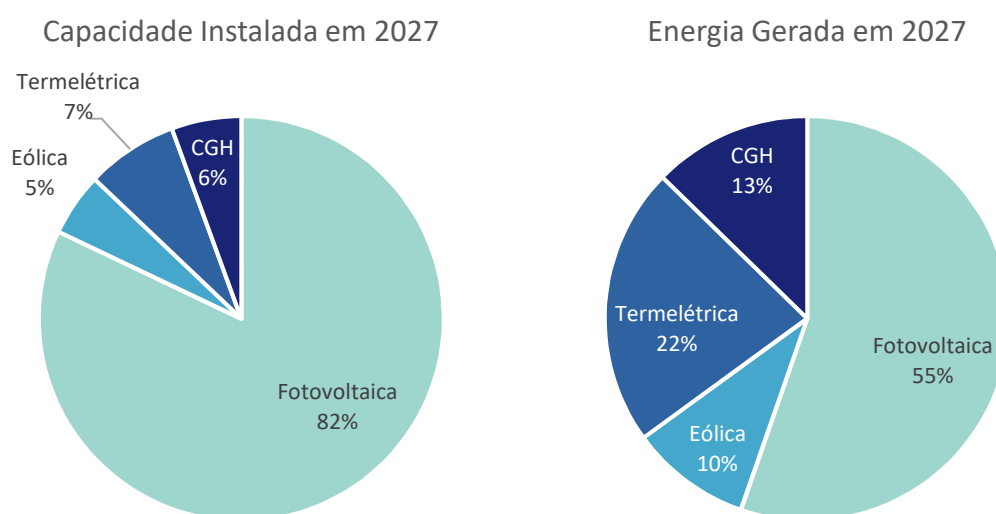


Gráfico 9-17 - Potência e Energia por fonte em 2027 no Cenário Referência



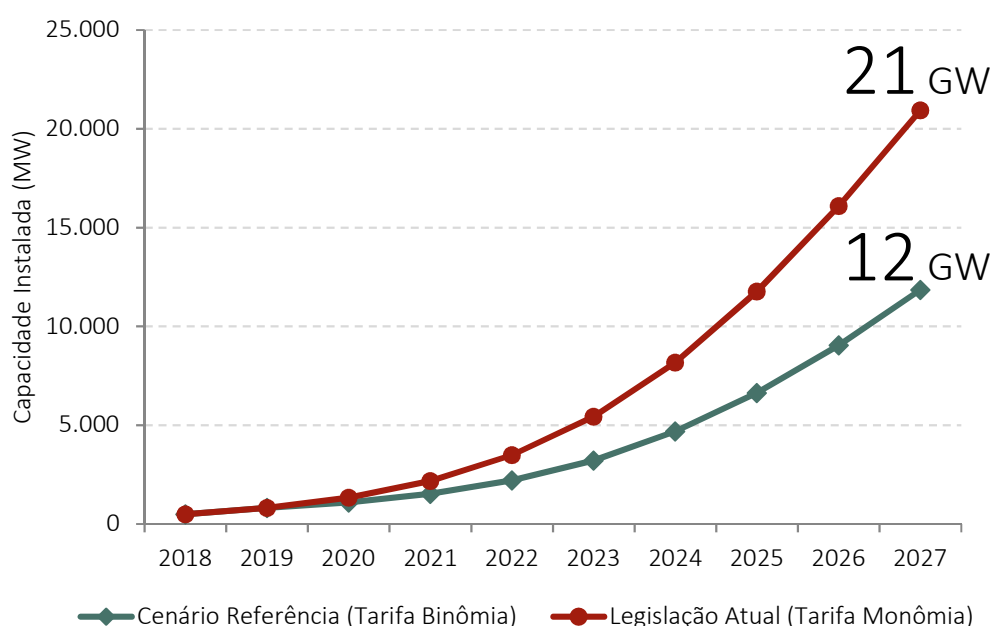
⁶² No PDE 2026 foram considerados apenas as fontes fotovoltaica e biogás, e apenas os setores residencial e comercial.

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE: EFEITO DA TARIFA BINÔMIA AOS GERADORES

A discussão acerca da aplicação de uma tarifa binômia aos consumidores com geração própria tem se intensificado recentemente. As Consultas Públicas 002/2018 e 010/2018 da ANEEL e a nº 33/2017 do MME trataram do tema e receberam diversas contribuições. Na visão da EPE, a aplicação de uma tarifa binômia é uma das alternativas para adequar o modelo atual.

Com o intuito de contribuir com a discussão, a EPE realizou uma projeção adicional, mantendo o modelo de tarifa monômia e sistema de compensação integral. O resultado indica que, se forem mantidas as condições atuais, devemos chegar a quase 21 GW instalados em 2027. Nesse patamar, como aponta a ANEEL (2015), os desequilíbrios causados pelo modelo atual deixam de ser desprezíveis, podendo ocasionar aumentos tarifários de até 20% na área de algumas distribuidoras.

Gráfico 9-18 - Efeito da Tarifa Binômia na projeção dos micro e minigeradores



BOX 9.2 – CAPTURANDO O VERDADEIRO VALOR DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Com a grande redução de custos de algumas tecnologias nos últimos anos, notadamente a fotovoltaica, a geração distribuída vem se consolidando como uma alternativa de suprimento. Como já muito divulgado, quando posicionada em lugares adequados, a GD pode reduzir perdas de energia e aliviar a carga das redes de transmissão e distribuição, postergando novos investimentos de reforço.

No entanto, os benefícios locais da geração distribuída nem sempre superam o ganho de escala verificado em uma planta centralizada. No caso da geração fotovoltaica, por exemplo, além de uma planta centralizada se beneficiar de equipamentos mais baratos, devido ao volume de compra, há a vantagem da usina estar posicionada nas áreas de melhor irradiação nacional, e poder fazer uso de seguidores solares. Dessa forma, o fator de capacidade de uma planta centralizada pode chegar a ser o dobro de um sistema de geração distribuída.

Do ponto de vista sistêmico, independentemente de onde venha o dinheiro, deve-se buscar a melhor alocação dos recursos financeiros para a maior eficiência na expansão. Nesse sentido, na visão da EPE o desafio do planejador, do regulador e dos formuladores de políticas é desenhar mecanismos de mercado que sejam capazes de dar sinais econômicos adequados para cada gerador, seja ele distribuído ou centralizado, de acordo com o seu valor para o sistema. Isso passa, inevitavelmente, por sinais locais, que incentivem investimentos em áreas específicas da rede onde haja maior necessidade.

Adicionalmente, o modelo de compensação de energia (net-metering), em conjunto com tarifas 100% volumétricas acabam dando sinais econômicos “fictícios” ao gerador distribuído. Isso porque parcelas do custo da rede, custos de programas setoriais e impostos são incluídos na “receita” do gerador, embora o seu “valor” para o sistema não seja equivalente. Portanto, idealmente a remuneração da geração distribuída injetada na rede deve ser dissociada da fatura de consumo da unidade. Dessa forma, garante-se que a remuneração seja explícita pela energia e serviços entregue de acordo com seu local e horário – facilitando a comparação com a geração centralizada –, e que os demais custos cobertos pelas tarifas continuem sendo pagos pelo consumidor.

Deve ficar claro que esse formato premia a geração distribuída pelo seu diferencial de poder ser instalada em diversos lugares, ao contrário da geração centralizada. Como exemplo, um estudo do MIT (2016) aponta que na área da PJM (EUA), cerca de 3% dos nós de transmissão apresentaram um preço marginal de três a dez vezes maior que o preço médio de todos os nós em 2015. São áreas bastante carregadas e com equipamentos próximos dos seus limites de operação. Assim sendo, um gerador instalado nesses locais é bastante valioso para o sistema, e, por esse motivo, pode ter retorno muito superior à média do mercado.

Por outro lado, cabe destacar que a aplicação de tal modelo depende de um sistema complexo de preços de alta granularidade, o que ainda não está ao alcance nacional. Adicionalmente, devem ser levados em conta os custos computacionais, administrativos e resposta comportamental dos consumidores aos incentivos, para avaliar em que casos os benefícios de implementação superam os custos. De todo modo, com o avanço de tecnologias de controle, comunicação e medição, espera-se que modelos de precificação mais reflexivos aos custos sejam cada vez mais comuns nos próximos anos, de forma a trazer mais eficiência nos investimentos do setor elétrico.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > Em 2027, a eficiência energética (17 milhões de tep) representará 7% do consumo final energético do Brasil em 2017.*
- > Em 2027, a energia elétrica conservada (36 TWh) corresponderá à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 8,5 GW, equivalente a uma UHE de Tucuruí.*
- > Em 2027, o volume de combustível poupado (277 mil barris por dia) será de 10% do petróleo produzido no País em 2016.*
- > Na indústria, a conservação de energia representará aproximadamente 6% da demanda de energia final prevista em 2027. Já a conservação de eletricidade representará 4%, equivalente ao consumo atual dos setores de não ferrosos e outros da metalurgia.*
- > No setor de transportes, devido às melhorias tecnológicas de motores, à substituição para modos menos energo-intensivos, a introdução de novas tecnologias como a híbrida, a substituição de modos menos energo-intensivos, mudanças culturais no uso do transporte individual, o aumento da importância do modo rodoviário coletivo e à implementação de corredores de ônibus, além da priorização do transporte coletivo em vias preferenciais, a eficiência energética atinge ganhos da ordem de 6% em 2027.*
- > No setor residencial, a conservação de energia elétrica é estimada em torno de 4% do consumo total em 2027. O aumento da renda, acima da trajetória considerada, levaria a um crescimento da venda de equipamentos novos mais eficientes e taxas mais elevadas de conservação de energia, tudo mais mantido constante. Tal resultado será reflexo, em grande parte, do aumento do consumo evitado de aparelhos de ar condicionado e refrigeradores, devido a revisão de índices mínimos de eficiência energética desses eletrodomésticos, a ser implementada até 2020.*
- > A micro e minigeração distribuídas têm crescido rapidamente nos últimos anos, superando as expectativas.*
- > Se forem mantidas as condições regulatórias atuais, em 2027 podemos atingir a marca de 21 GW de micro e minigeradores, o que pode evidenciar os desequilíbrios tarifários provocados pelas regras atuais (sistema de compensação integral e tarifas 100% volumétricas).*
- > No Cenário Referência é considerada a aplicação de tarifa binômia a partir de 2020 para os novos micro e minigeradores. Nesse cenário, estima-se que haja 1,35 milhão de adotantes em 2027, que somam 12 GW instalados, que exigirão R\$ 60 bilhões em investimentos. Os geradores devem contribuir com 2400 MW méd no final do horizonte decenal, atendendo 2,4% da carga total nacional.*
- > Dentre as tecnologias de geração, a fotovoltaica é a mais representativa, com 82% da capacidade instalada, e 55% da energia gerada. Outras fontes, como termelétricas a biomassa, eólicas e CGHs devem ganhar espaço principalmente através de modelos de autoconsumo remoto e geração compartilhada, pois podem apresentar custos menores que a fotovoltaica.*

10. Análise Socioambiental

A análise socioambiental do PDE 2027 tem como objetivo: 1) contribuir para a definição da expansão do decênio, 2) avaliar, de forma integrada, as principais questões socioambientais da expansão, 3) indicar os assuntos prioritários para a gestão ambiental do setor e 4) elaborar uma análise das emissões de gases de efeito estufa (GEE) da expansão prevista.

O conceito de sustentabilidade orientou as análises considerando questões associadas à minimização dos impactos socioambientais na produção, geração e transmissão de energia e às discussões em âmbito nacional e internacional sobre mudança do clima.

Primeiramente, de modo a incorporar a variável ambiental na expansão decenal, são realizadas **análises socioambientais para contribuir na definição da expansão** prevista no PDE 2027.

Em seguida, com base na expansão decenal, é feita uma **análise socioambiental integrada**, que visa uma avaliação qualitativa das principais interferências da expansão sobre as sensibilidades socioambientais mais representativas das regiões

brasileiras, por meio de *temas socioambientais* (EPE, 2012).

Como resultado, a análise indica quais desses temas são os *temas prioritários* para a gestão ambiental do setor. Essa abordagem permite antecipar questões socioambientais importantes e que podem representar riscos para a expansão, bem como vislumbrar oportunidades relacionadas à expansão prevista.

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 2027” (EPE, 2018).

Por último, é elaborada uma **análise das emissões de gases de efeito estufa (GEE)**, decorrentes da oferta de energia planejada, cuja apreciação dos resultados toma por referência as negociações internacionais sobre mudança do clima e os compromissos assumidos pelo País.

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.

Alguns exemplos são: os estudos iniciais de linhas de transmissão (relatórios R1 e R3) em que, na definição dos corredores e traçados, respectivamente, são evitadas áreas sensíveis do ponto de vista socioambiental; os estudos de inventário hidrelétrico, em que critérios ambientais são considerados na escolha pela melhor alternativa de divisão de quedas; e a identificação de áreas de alta complexidade socioambiental para a exclusão de

volumes de petróleo e gás natural nos cálculos das curvas de produção no longo prazo.

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 2027, 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. Foram analisadas 50 UHEs com registro para estudos de viabilidade na Aneel. Desse conjunto, de acordo com a análise, apenas 8 UHEs teriam data de operação possível no horizonte decenal.⁶³ (ver Capítulo 3 - Geração de Energia);

2) *análise de complexidade socioambiental das unidades produtivas de petróleo e gás natural*, de modo a ajustar a previsão de início da produção. Essa análise classifica a complexidade das UPs e estima o tempo para o licenciamento ambiental. Foram analisadas 813 UPs, sendo que apenas 260 UPs iniciarão a produção de recursos convencionais de

petróleo e gás natural no decênio (ver Capítulo 5 - Produção de Petróleo e Gás Natural).

Dessa forma, a variável ambiental contribui para os modelos da expansão, sendo incorporada nos resultados da oferta de energia apresentada nesse PDE 2027. Vale ressaltar que outros estudos têm sido desenvolvidos no âmbito do planejamento energético e seus resultados poderão ser incorporados nos próximos ciclos do PDE. Um exemplo desses estudos são as Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS) que estão sendo iniciadas com o intuito de conciliar as futuras atividades de petróleo e gás natural com aspectos socioambientais regionais, subsidiando ações governamentais e diminuindo as incertezas no licenciamento ambiental e na previsão da expansão.

BOX 10.1 - INTERAÇÃO COM ÓRGÃOS AMBIENTAIS NO PLANEJAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Recentemente estão sendo intensificadas as interações entre as instituições responsáveis pelo planejamento de linhas de transmissão e os órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental. Esse diálogo nas etapas iniciais do planejamento (relatórios R1 e R3) permite que questões específicas consideradas relevantes pelos órgãos ambientais sejam incorporadas aos estudos, contribuindo tanto para a escolha da solução elétrica como para a definição de traçados de linhas de transmissão mais viáveis do ponto de vista socioambiental.

BOX 10.2 - O MEIO AMBIENTE NAS ETAPAS INICIAIS DE UM PROJETO HIDRELÉTRICO

Critérios ambientais são considerados desde as fases iniciais de identificação do potencial hidrelétrico. Na primeira etapa, de Estudos de Inventário Hidrelétrico, são concebidas e analisadas diversas alternativas 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. No final do Estudo, 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.

Em seguida, os projetos são desenvolvidos individualmente por agentes do setor. Essa é a etapa dos estudos de viabilidade técnico-econômica (EVTE) e ambiental, que visam um maior detalhamento do projeto hidrelétrico. Nesta fase são elaborados os estudos necessários para a obtenção da Licença Prévia Ambiental (LP), como o Estudo de Impacto Ambiental (EIA), o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), além de outros eventualmente solicitados, de acordo com as características do projeto, como o Estudo do Componente Indígena (ECI). Os projetos nessa fase são candidatos a compor a carteira de UHEs no PDE.

⁶³ 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 passaram pelos 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 (o resumo da expansão prevista no PDE 2027 é apresentado no capítulo 11 - Consolidação dos resultados).

A análise é composta de três etapas: 1) análise espacial da expansão, 2) temas socioambientais e 3) temas prioritários para a gestão ambiental.

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 uma atuação mais estratégica para lidar com os novos empreendimentos. Outro importante aspecto da espacialização dos projetos planejados é a possibilidade de visualização de sinergias da própria expansão, como a complementariedade entre as fontes ou a otimização da expansão da transmissão, que contribui para um planejamento mais eficiente do setor energético brasileiro. A Figura 10-1 apresenta o conjunto de projetos energéticos do PDE 2027.

A expansão hidrelétrica ocorre em todas as regiões brasileiras e é responsável por um aumento de aproximadamente 5,9 GW (UHE: 3,1 GW; PCH: 2,8 GW) na oferta de energia elétrica no horizonte decenal. No Norte e Centro-Oeste, onde está o maior potencial remanescente, estão localizadas as UHEs com as maiores potências do decênio (5 UHEs; 1,9 GW), além das PCHs na porção central da região Centro-Oeste. Nas regiões Sul e Sudeste, as UHEs (8 UHEs: 1,2 GW) e PCHs têm a vantagem de estarem mais próximas aos centros de carga. No Nordeste, observa-se a expansão de poucas PCHs.

Com relação aos empreendimentos eólicos, está prevista a expansão de 14 GW localizados nas regiões Nordeste e Sul, onde estão os maiores potenciais eólicos do País. Desse total,

aproximadamente 85% encontram-se na região Nordeste e 15% na região Sul. Já as usinas fotovoltaicas planejadas ocorrem no Nordeste (principalmente no semiárido) e no Sudeste, sendo áreas de elevada incidência de irradiação solar. A expansão é de aproximadamente 7,5 GW para o próximo decênio, com o Nordeste apresentando 80% desse montante.

As termelétricas a gás natural, diesel, nuclear e carvão devem aumentar a oferta de energia elétrica em 24,7 GW no horizonte decenal e a sua distribuição espacial está associada à disponibilidade de combustível e à localização dos centros de carga. Na expansão contratada, está previsto um acréscimo de 7 GW de potência no sistema a partir de 10 novas UTEs, além de uma ampliação. Serão seis UTEs a gás natural, com localização associada à presença de gasodutos; uma a carvão mineral, perto de jazidas e reservas na região Sul; duas a diesel no Nordeste; e uma nuclear no Sudeste, a serem instaladas próximas ao centro de carga. Na expansão indicativa, está prevista a entrada de 17 GW de potência de usinas termelétricas, sendo 11 GW no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, 2,5 GW no Nordeste e 3,8 GW no Sul.

Para as usinas termelétricas a biomassa estima-se a instalação de 3,1 GW no próximo decênio, com a utilização de biomassa de bagaço de cana, cavaco de madeira, casca de arroz e biogás. Os projetos estão localizados predominantemente nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, ocorrendo também, em menor proporção, no Nordeste e no Sul.

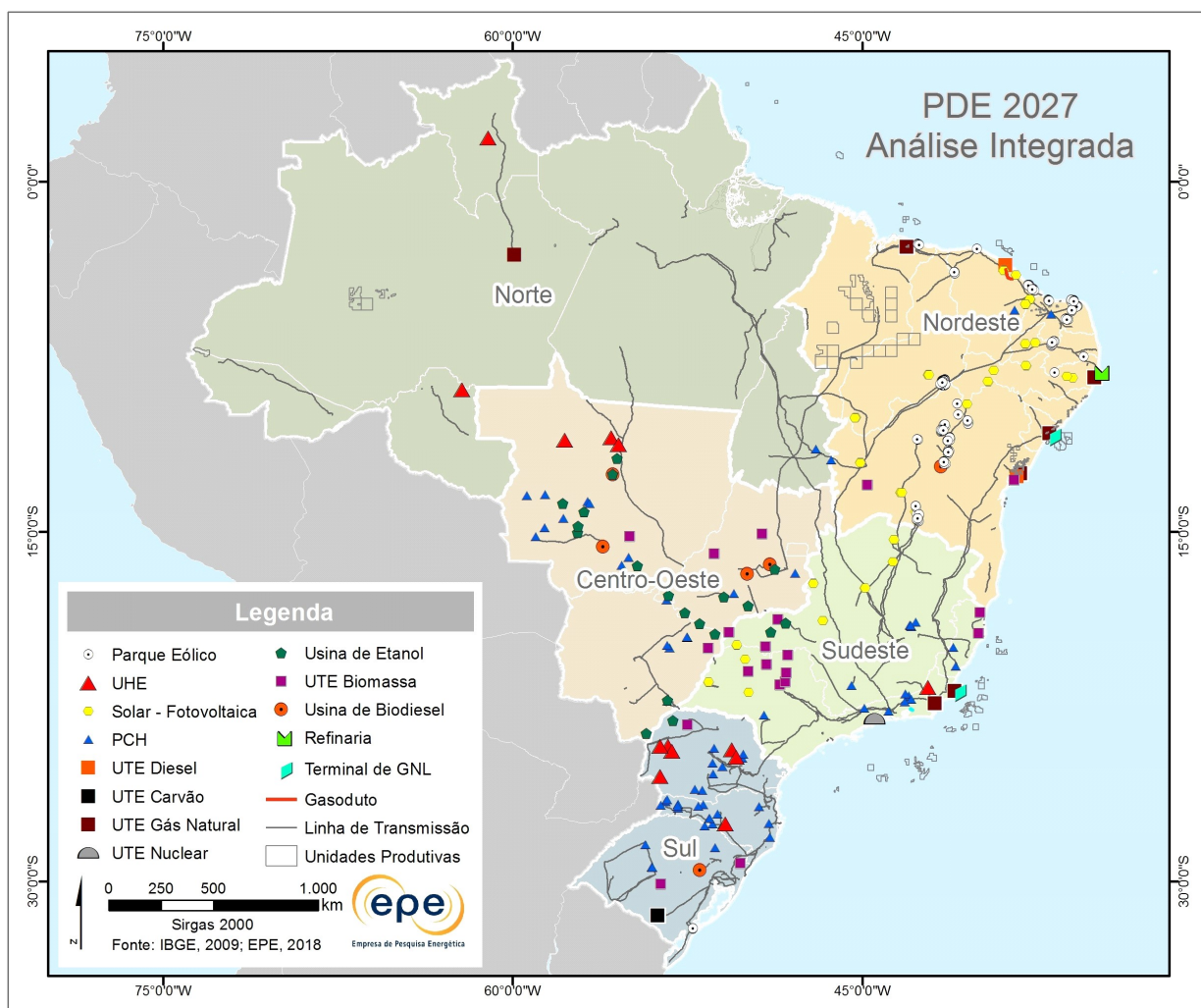
A configuração da expansão da oferta de energia elétrica e o incremento das cargas definem o planejamento do sistema de transmissão. Dessa forma, a expansão da transmissão para os próximos 10 anos prevê a implantação de 55.240 km, ou seja, um aumento de 38% na extensão do sistema. Uma parte significativa da expansão visa escoar a energia gerada a partir de fontes localizadas longe dos centros de carga, como as UHEs planejadas nas regiões Norte e Centro-Oeste, os parques eólicos no Nordeste e Sul e as usinas fotovoltaicas no Nordeste. A ampliação da rede ocorre também para atendimento ao aumento

das demandas por energia elétrica, em especial nas capitais, havendo neste caso, expansão em todas as regiões brasileiras.

Com relação à exploração e produção de petróleo e gás natural, estão previstas para o decênio 260 UPs com a produção de recursos convencionais. As UPs *onshore* se localizam no Norte, Nordeste e Sudeste, enquanto as UPs *offshore* estão concentradas principalmente na região Sudeste, com ocorrência também no Nordeste e ao longo da margem equatorial. Além disso, estão planejados dois novos gasodutos, dois terminais de regaseificação e o segundo trem de uma refinaria que serão instalados nas regiões Nordeste e Sudeste.

Quanto ao etanol, está previsto para o horizonte decenal a entrada em operação de 20 novas usinas localizadas principalmente na região Centro-Oeste, com um incremento de 49% na produção de etanol, passando de 30 bilhões de litros em 2018 para 44 bilhões de litros em 2027. Desse montante, 96% da expansão é proveniente da cana-de-açúcar e 4% de milho. Já para o biodiesel, estão previstas a instalação de três novas usinas e a ampliação de outras três no próximo decênio. Assim como para o etanol, a expansão do biodiesel ocorre principalmente na região Centro-Oeste, porém com usinas localizadas também no Sul e Nordeste.

Figura 10-1 - Localização dos projetos previstos no PDE 2027



TEMAS SOCIOAMBIENTAIS

Os temas socioambientais buscam sintetizar as interferências socioambientais mais significativas do conjunto de projetos previstos no Plano, considerando as sensibilidades mais importantes identificadas para cada região do País. A análise não tem o objetivo de contemplar todos os possíveis impactos socioambientais dos projetos, mas indicar aqueles que merecem maior atenção, pois aumentam a incerteza associada ao planejamento da expansão da oferta de energia no país no horizonte decenal.

Cabe lembrar que nas fases de planejamento e licenciamento são adotadas medidas para reduzir ou mitigar os impactos. Além disso, todas as fontes de geração e transmissão trazem impactos positivos, com destaque para a geração de emprego e renda e, naturalmente, para a geração de energia. Os benefícios socioeconômicos são tratados na Nota Técnica “Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2027” (EPE, 2018). No entanto, como o objetivo é identificar os desafios para a expansão, os temas se referem às interferências negativas dos projetos energéticos e as principais iniciativas do setor acerca dessas interferências.

Sendo assim, a análise socioambiental integrada do PDE 2027 contempla 10 temas socioambientais, apresentados a seguir:



Fauna

O tema⁶⁴ busca refletir interferências em vertebrados relacionadas à perda direta de indivíduos e à transformação de ambientes relevantes ou únicos.

Para a geração hidrelétrica, o tema se sobressai pelas interferências dos empreendimentos sobre a fauna aquática, em especial na ictiofauna. Nas regiões Sul e Sudeste, a concentração de empreendimentos (UHEs e PCHs) existentes em uma mesma bacia, seus efeitos cumulativos e sinérgicos de fragmentação das rotas migratórias, faz com que a precondição do

ecossistema aquático seja particularmente importante diante da expansão planejada. O mesmo acontece para as PCHs no Centro-Oeste. Ao se considerar a expansão de UHEs de maior porte no Norte e no Centro-Oeste, o tema se destacou devido à sensibilidade associada à alta diversidade e abundância de ambientes exclusivos, onde comumente há elevado grau de endemismo.

A questão da ictiofauna tem sido alvo de esforços de mitigação, a partir de estudos desenvolvidos por universidades, institutos de pesquisa, órgãos ambientais e agentes do setor elétrico. Os estudos contribuem para a proposição de medidas, como sistemas de transposição de peixes, e para o monitoramento das populações de peixes.

Nas regiões Nordeste e Sul, onde se prevê a expansão eólica, o tema é importante em função da susceptibilidade de determinados grupos da fauna a colisões com as pás dos aerogeradores, caso de aves e morcegos.

Aprofundar o conhecimento sobre as populações de aves e morcegos dessas regiões, bem como adotar medidas construtivas e sinalização adequada são ações já utilizadas para evitar e reduzir os impactos.

No caso do petróleo, o tema foi considerado relevante nas regiões Sudeste e Nordeste devido às interferências na fauna marinha provocadas pela atividade sísmica (em especial nos golfinhos e sobre aglomerações reprodutivas de peixes), bem como pelas interferências de embarcações e estruturas submarinas associadas a toda a atividade de E&P.

No Sudeste, a importância se dá pelo efeito cumulativo nos ecossistemas marinhos, tendo em conta o grande número de projetos existentes e planejados. Já no Nordeste, a alta biodiversidade geralmente associada aos ambientes onde será realizada a atividade (baixa profundidade e

⁶⁴ Tema incluído neste PDE em substituição ao tema “Biodiversidade aquática”. Visando a ampliação do conceito utilizado até o PDE anterior. O tema passou a considerar interferências em vertebrados, não apenas na fauna aquática. A transformação de ambientes relevantes ou únicos continua sendo abordada.

proximidade da costa) é determinante para a relevância do tema.

Cabe mencionar que os setores energético e ambiental têm empreendido esforços conjuntos para melhor gerenciamento das questões ambientais sensíveis às atividades petrolíferas, promovendo discussões e desenvolvendo instrumentos e tecnologia. Nesse sentido, pode-se citar a elaboração do “Plano de Redução de Impacto da Exploração de Petróleo e Gás Natural sobre a Biodiversidade Marinha e Costeira - PRIM-PGMar” (ICMBio, 2018) e a discussão e promoção de medidas de controle do coral-sol (organismo exótico invasor associado ao deslocamento de plataformas).

BOX 10.3 – RISCOS DE ACIDENTES ASSOCIADOS ÀS ATIVIDADES DE E&P

Dentre os impactos potenciais e agudos relacionados a eventuais acidentes associados à exploração e à produção de petróleo e gás natural (E&P), o derramamento de óleo no mar ou em corpos hídricos é o mais preocupante e discutido. Estes impactos e suas respectivas medidas mitigadoras são foco de discussão constante entre o setor energético e o ambiental, especialmente no âmbito do Licenciamento Ambiental das atividades e sua regulamentação associada. Para desafios e iniciativas relacionados à expansão de E&P neste PDE 2027 e seus impactos reais e potenciais, consulte a Nota Técnica “Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2027” (EPE, 2018).



Organização territorial

O tema está relacionado à atração de contingentes populacionais; à pressão sobre a infraestrutura local, equipamentos e serviços; e ao surgimento de limitações ao uso e ocupação do solo, tanto no meio urbano quanto no rural, nas áreas onde estão planejados projetos do setor energético.

No caso das UHEs planejadas, como as regiões Norte e Centro-Oeste têm redes urbanas menos densas, suas cidades são mais sensíveis à pressão sobre a infraestrutura decorrente da implantação desses projetos. Já no Sul e Sudeste, que se caracterizam por uma rede urbana mais densa, cidades mais estruturadas por equipamentos e serviços e maior densidade demográfica, a sensibilidade em relação à pressão sobre a infraestrutura urbana e regional é menor, mas apresenta maior sensibilidade no caso de remanejamento de população por projetos hidrelétricos.

A fim de minimizar os problemas citados podem ser destacadas algumas iniciativas, no caso da implantação de UHEs: Planos de Desenvolvimento Regional Sustentável (PDRS) para regiões de usinas hidrelétricas estruturantes, como o PDRS Xingu no âmbito da UHE Belo Monte; e a instituição do cadastro socioeconômico da população atingida por empreendimentos de geração de energia elétrica.⁶⁵

Em relação às linhas de transmissão planejadas, na região Norte, observa-se o efeito cumulativo de interferência em assentamentos do Incra. Ainda que essas interferências sejam evitadas na definição dos traçados, na região há grandes extensões de áreas de maior restrição, como UC e TI, o que força a passagem pelos assentamentos. No Sul e no Sudeste, as interferências se dão em áreas urbanas e de expansão urbana, onde se concentram as linhas de atendimento às regiões metropolitanas. Para esses casos, a indicação de LTs subterrâneas ou compactas,

⁶⁵ Decreto nº 7.342, de 26 de outubro de 2010 - Institui o cadastro socioeconômico para identificação, qualificação e registro público da população atingida por empreendimentos de geração de energia hidrelétrica, cria o Comitê Interministerial de Cadastramento Socioeconômico, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, e dá outras providências e Portaria Interministerial nº 340, de 1 de junho de 2012 – Estabelece competências e procedimentos para a execução do Cadastro Socioeconômico para fins de identificação, quantificação, qualificação e registro público da população atingida por empreendimentos de geração de energia hidrelétrica, nos termos previstos no Decreto nº 7.342, de 26 de outubro de 2010. Até o momento foram apresentados os planos cadastrais dos aproveitamentos: AHE São Luiz do Tapajós, AHE Jatobá, AHE Tabajara, AHE Garabi e AHE Panambi.

desde o planejamento da expansão da transmissão, já contribui para minimizar conflitos com a população local.



Paisagem

O tema considera o impacto visual em paisagens naturais e urbanas e refere-se tanto à alteração de áreas de relevante beleza cênica, sobretudo nos locais com potencial turístico, quanto à percepção visual da população em relação a inserção de um empreendimento na paisagem local.

Para as eólicas, o tema é relevante nas regiões Nordeste e Sul tendo em conta a transformação na paisagem atribuída aos empreendimentos eólicos. No Nordeste, ainda vale mencionar a concentração de projetos eólicos na paisagem litorânea, em locais turísticos de grande beleza cênica.

Com relação às linhas de transmissão, no Sul e Sudeste, a sensibilidade ao tema se dá em virtude das interferências nas paisagens urbanas, considerando que grande parte da expansão ocorre em atendimento às cargas de grandes centros. Em casos de áreas urbanas já consolidadas, os empreendimentos têm sido preconcebidos como subterrâneos, de forma a diminuir as interferências citadas.

Quanto ao aspecto da paisagem natural, o tema também foi considerado relevante na região Sul devido às LTs que atravessam a Serra Geral, região turística de expressiva beleza cênica. Apesar das interferências, o traçado busca desviar das áreas de maior atributo paisagístico.



Povos e terras indígenas

Esse tema está vinculado à diversidade étnica; à questão territorial; à necessidade de gestão dos conflitos pelo uso de recursos no entorno e nas terras indígenas; e à demanda dos povos indígenas por maior participação nas discussões de empreendimentos energéticos. Parte destes desafios é equacionada no processo de licenciamento ambiental, no âmbito dos Estudos do Componente Indígena (ECI).

Tem especial relevância para os projetos hidrelétricos (UHEs e PCHs) e as linhas de transmissão na Amazônia. A região Norte e parte do Centro-Oeste abrigam a maior parte das terras indígenas do país (98% da área das TIs do Brasil, que ocupam aproximadamente $\frac{1}{4}$ da Amazônia). A vulnerabilidade dos povos indígenas, as incertezas relacionadas ao procedimento de consulta previsto na Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho - OIT⁶⁶ e a falta de regulamentação do §3º do artigo 231 da Constituição Federal⁶⁷ contribuem para potenciais conflitos em relação à implantação de projetos energéticos.

O setor energético vem trabalhando para tentar solucionar essas questões, porém, é apenas um dos atores na discussão que é complexa e envolve interesses diversos. Nesse sentido, desde 2011, o MME vem discutindo a regulamentação do artigo 231 § 3º com a Presidência da República e outros entes do Governo Federal⁶⁸. Também desde 2012 vem sendo realizadas atividades com o objetivo de estudar, avaliar e apresentar proposta de regulamentação dos

⁶⁶ Algumas indefinições quanto aos procedimentos da consulta prévia, livre e informada, conforme previsto na Convenção nº 169 da OIT: 1) quem é responsável por conduzir a consulta; 2) quando tal processo deve ser iniciado e finalizado; 3) quais comunidades indígenas devem ser consultadas a cada momento; 4) quais as etapas de uma consulta; e 5) quais os desdobramentos do resultado da consulta. Entretanto, apesar dessas incertezas, devem ser empreendidos esforços para o diálogo com os povos indígenas, respeitando-se as suas especificidades culturais e políticas, uma vez que no Brasil determinou-se que a consulta se aplica aos povos indígenas e comunidades quilombolas afetados diretamente por medidas legislativas ou administrativas.

⁶⁷ Conforme a Constituição Federal de 1988, a instalação de projetos em terras indígenas só pode ser efetivada com a autorização do Congresso Nacional, ouvidas as comunidades indígenas.

⁶⁸ Durante o ano de 2018 vem sendo realizadas reuniões, sob a Coordenação da Casa Civil, de modo a atender o Acórdão 2723/2017 do TCU que determina que a Casa Civil, em articulação com o MME e o MMA adote ações efetivas com fins de levar ao Congresso Nacional proposta de regulamentação dos meios consultivos previstos no art. 231, § 3º, da CF.

mecanismos de consulta prévia da Convenção 169 da OIT.



Comunidades quilombolas

Tema que 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, 2017), sobretudo na Bahia e no Maranhão, 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, 2018) e a indefinição regulatória sobre consulta conforme a Convenção 169 da OIT. Dessa maneira, a conjuntura observada 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.



Qualidade do ar

Esse tema está associado às emissões de poluentes atmosféricos decorrentes da geração de energia elétrica ou da produção de combustíveis.

Para a geração termelétrica, na região Sul, o tema merece atenção pelo fato da expansão a carvão mineral estar localizada em locais onde a geração dessa mesma fonte já é relevante. No Sudeste, o tema é relevante tendo em vista a significativa expansão a gás natural prevista em áreas com qualidade do ar já comprometida, em função do alto índice de urbanização e industrialização. Importante destacar que, dentre os combustíveis fósseis, o gás natural é

aquele que apresenta os menores fatores de emissão de poluentes atmosféricos (MP, SO₂ e CO₂).

O tema ganha destaque também na região Nordeste, considerando os potenciais efeitos cumulativos da implantação da refinaria prevista associada a outros empreendimentos emissores de poluentes.

Naturalmente, a implantação de empreendimentos em áreas onde já existem outras fontes relevantes de emissão requer atenção. Entretanto, é importante mencionar que existem tecnologias efetivas para abatimento de emissões de poluentes.



Recursos hídricos

O tema está associado aos possíveis conflitos pelo uso dos recursos hídricos, que podem surgir ou se intensificar em função dos projetos do setor energético, especialmente nos locais onde a disponibilidade é crítica.

O tema foi significativo considerando a expansão termelétrica prevista para o Nordeste. A região tem histórico de crises hídricas e, diante de situações críticas, o consumo de água para a operação de usinas térmicas preocupa. Dessa forma, a compatibilização dessa expansão com a disponibilidade dos recursos hídricos tem sido discutida e pode ser alcançada através de medidas que minimizem o consumo de água, tais como: uso de fontes alternativas (água do mar, por exemplo), reuso da água e emprego de tecnologias de resfriamento a ar ou sistemas híbridos ar-água.



Resíduos

O tema reflete a importância da produção de resíduos sólidos ou efluentes líquidos resultantes dos processos de transformação para geração de energia ou produção de combustíveis. Esses resíduos requerem gestão especial por seu potencial poluidor ou sua natureza perigosa.

No caso da geração termonuclear, presente na região Sudeste, o tema se revela importante pelo fato dos resíduos radioativos exigirem gestão especial e ainda carecerem de local para sua disposição definitiva. Quanto aos elementos combustíveis usados, resíduos de alta atividade, a política brasileira atual é de mantê-los em estoque para posteriormente ter a opção de reprocessá-los.

O tema também é relevante para a produção de etanol, nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, em função do alto volume de produção de vinhaça previsto. A vinhaça pode contaminar os recursos hídricos e o solo, se não destinada corretamente.

Hoje a principal solução adotada pelo setor sucroalcooleiro para destinação desse resíduo é a fertirrigação das culturas de cana. Entretanto, essa destinação poderá apresentar algumas restrições técnicas e econômicas em função do elevado volume projetado para o decênio. Outra solução que vem sendo estudada é o aproveitamento da vinhaça para produção de biogás.

BOX 10.4 – PREOCUPAÇÕES SOCIOAMBIENTAIS NA EXPANSÃO DA TERMOELETRICIDADE

Com o aumento da participação de renováveis na matriz, cresce a importância da geração termelétrica para agregar confiabilidade e permitir a otimização de recursos no sistema elétrico. Por outro lado, a expansão da termoeletricidade tem despertado preocupações sobre os impactos socioambientais gerados sobre a disponibilidade hídrica e a qualidade do ar, especialmente em regiões que já apresentam conflitos e episódios críticos. Sendo assim, é importante que se priorize áreas de menor sensibilidade socioambiental para a implantação de projetos, além da inclusão de medidas e tecnologias que minimizem o consumo de água e a emissão de poluentes atmosféricos. Neste sentido, o planejamento busca manter diálogo com as partes interessadas, a sociedade e os órgãos ambientais de forma a aprimorar as análises e as recomendações para tomada de decisão.



Unidades de Conservação

O tema⁶⁹ remete às unidades de conservação (UCs) que são espaços territoriais definidos com objetivos de conservação da natureza. Representam áreas com características naturais relevantes que possuem restrições de uso e requerem uma gestão especial do território e dos seus recursos ambientais.

Para as UHs, esse é um tema relevante nas regiões Norte e Centro-Oeste, dada a grande extensão territorial coberta por UCs e ainda o potencial hidrelétrico não aproveitado. Esses aspectos fazem com que o tema seja decisivo para a definição da expansão hidrelétrica no planejamento.

⁶⁹ Tema se refere ao anterior “Áreas Protegidas”. Neste PDE surgiu a necessidade de adequar o conceito, considerando que o tema se refere apenas às unidades de conservação.

Com relação às linhas de transmissão, o tema é relevante para Nordeste, Sudeste e Sul. Para as três regiões, as interferências em UCs, sobretudo APAs (Áreas de Proteção Ambiental), podem ter efeitos cumulativos sobre espaços que geralmente abrigam ambientes relevantes para a conservação. Pressupõe-se ainda certa complexidade nas tratativas do processo de licenciamento. Em contrapartida, frequentemente são feitos desvios nos traçados evitando essas áreas.



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.

Em relação às UHEs, o tema se destaca nas regiões Norte e Centro-Oeste, em função da integridade e diversidade da vegetação, sensível à degradação por vetores de ocupação associados a novos empreendimentos. Na região Sul, tanto para UHE quanto para PCH, se justifica pela quantidade de projetos e a importância dos remanescentes ainda existentes.

No tocante às linhas de transmissão planejadas, ainda que a interferência na vegetação seja espacialmente dispersa, a magnitude da expansão torna o tema pertinente para as regiões Sul, Sudeste, Norte e Nordeste. No Sul e Sudeste, esse tema é relevante devido às interferências em vegetação de Mata Atlântica, bioma ameaçado com poucos remanescentes que sofrem constante pressão pela ocupação humana. Especificamente no Sul, as interferências são agravadas diante das dificuldades de acesso na região serrana que resultam em maior

supressão. No Norte, o tema é importante ao se levar em conta a sensibilidade da região, com extensas áreas de floresta nativa preservada, localizadas em regiões remotas com pouca infraestrutura, que implicam na abertura de novos acessos. A região Nordeste também é sensível em função da deficiente malha viária que tende a aumentar a interferência nos remanescentes nativos de Caatinga e Mata Atlântica.

Por outro lado, o desafio de reduzir a supressão da vegetação levou o setor a desenvolver tecnologias inovadoras e adotar medidas significativas como o alteamento das torres e o lançamento dos cabos por drone ou helicóptero.

Para os empreendimentos eólicos e fotovoltaicos, destaca-se a expansão na região Nordeste, no semiárido, em remanescentes preservados da Caatinga. Especificamente para as eólicas, são esperadas ainda interferências na faixa litorânea sobre a vegetação de restinga, ambiente já impactado. A relevância do tema decorre da soma das interferências dos empreendimentos eólicos, fotovoltaicos e das linhas de transmissão planejados para a região.

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 2027

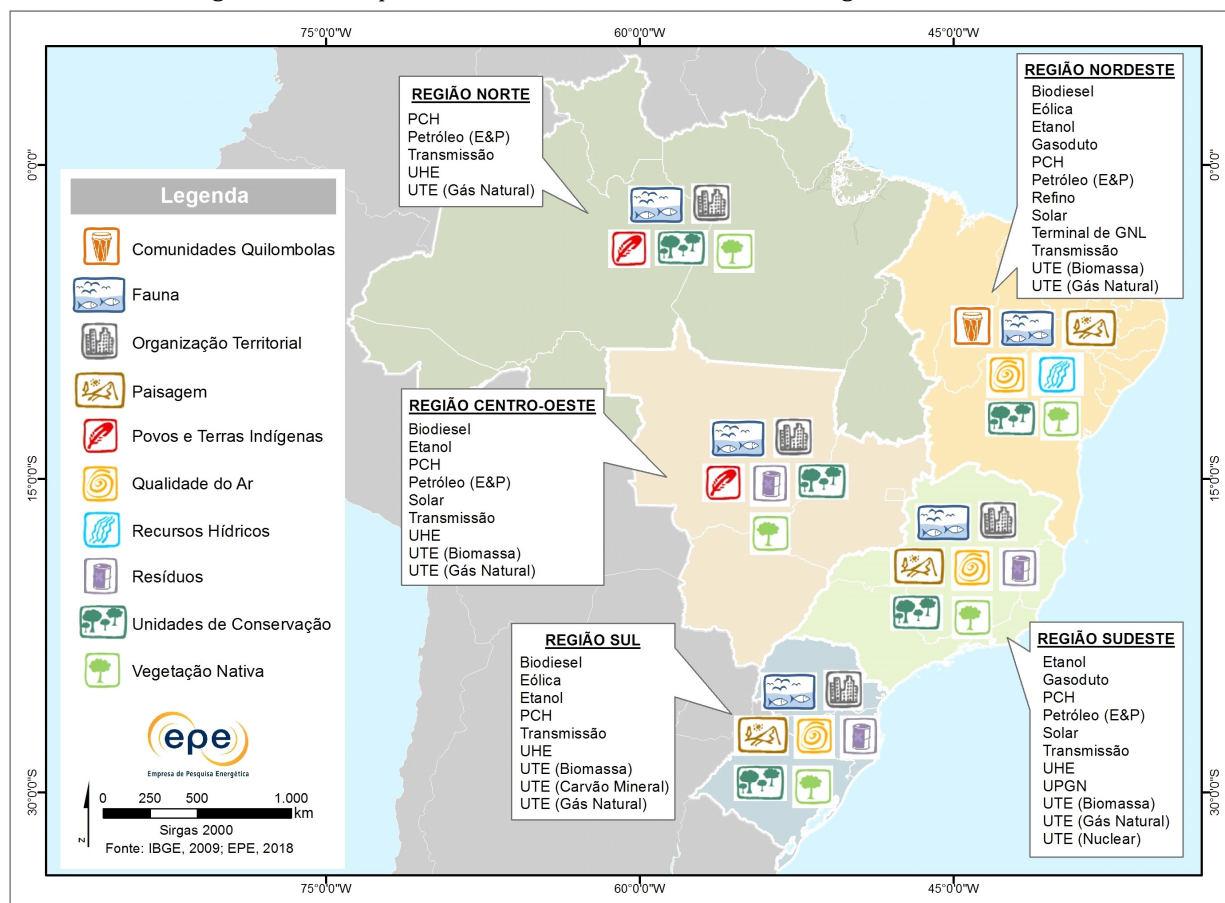


Tabela 10-1 - Matriz síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2027

Regiões → Projetos ↓	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste
 UHEs					
 PCHs					
 UTES fósseis					
 UTE nuclear					
 UTES a biomassa					
 Eólicas					
 Solar					
 Transmissão					
 E&P de petróleo e GN					
 Refinarias, UPGNs Terminais de GNL					
 Gasodutos					
 Etanol					
 Biodiesel					

Legenda

 Unidades de Conservação	 Organização territorial	 Qualidade do ar	 Vegetação nativa
 Fauna	 Paisagem	 Recursos hídricos	 Interferências inexpressivas
 Comunidades quilombolas	 Povos e terras indígenas	 Resíduos	 Não há projetos planejados

- 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 azul 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 ícones: EPE e designed by Flaticon

TEMAS PRIORITÁRIOS PARA A GESTÃO AMBIENTAL

Além da indicação dos temas socioambientais que devem ser observados no processo de planejamento, acredita-se que a contribuição mais importante da análise socioambiental integrada do PDE é a seleção dos temas prioritários para a gestão ambiental.

O objetivo é destacar as questões que aumentam a incerteza associada ao planejamento de empreendimentos importantes para a expansão da oferta de energia no País no horizonte decenal e, por esse motivo, impõem a necessidade de se canalizar os esforços para tratá-las de maneira adequada. A análise incorpora aspectos técnicos e jurídico-institucionais e considera a importância estratégica dos projetos para a segurança energética do Brasil.

Dois temas foram selecionados no PDE 2027 como prioritários: Povos e terras indígenas e Unidades de Conservação.⁷⁰



Povos e terras indígenas. Dentro do arcabouço da questão indígena, surgem múltiplos desafios que vão desde a falta de regulamentação do §3º do artigo 231 da Constituição Federal até as incertezas em relação ao procedimento de consulta aos povos afetados previsto na Convenção 169 da OIT. A diversidade cultural e de interesse que perpassam o diálogo com esses povos, bem como as indefinições para lidar com o tema, retratam a complexidade e a relevância do tema.

BOX 10.5 – APROVEITAMENTO HIDRELÉTRICO E TERRAS INDÍGENAS

Conforme o §3º do artigo 231 da Constituição Federal de 1988, a instalação de projetos em terras indígenas só pode ser efetivada com a autorização do Congresso Nacional, ouvidas as comunidades indígenas. A falta de regulamentação do artigo deixa em aberto as formas de compensação às comunidades indígenas atingidas e, considerando isso, atualmente não se prevê o aproveitamento hidrelétrico em TIs no horizonte de dez anos.

Dessa forma, neste PDE, não há sobreposição de projetos hidrelétricos com terras indígenas. Contudo, mais de 50% do potencial hidrelétrico do país sobrepõem TIs. Ainda que as questões referentes ao aproveitamento dos recursos hídricos nas terras tenham a perspectiva do longo prazo, o desafio que esse cenário representa para a expansão faz com que o tema seja considerado relevante e decisivo para sua definição no horizonte decenal.



Unidades de Conservação. A questão costuma ser determinante ao se levar em conta a dificuldade de se conciliar os propósitos de uma UC com a expansão de oferta de energia. Esta dificuldade é refletida pelas complexas discussões e negociações entre os atores, envolvendo os interesses diversos. Constantemente, esse processo é decisivo para as estratégias de planejamento, o que leva a crer que a busca por soluções que compatibilizem a conservação e a geração de energia permanece como uma questão-chave para o setor.

Os temas prioritários identificados podem contribuir para o planejamento estratégico do setor, fazendo com que a gestão das questões

⁷⁰ Vale ressaltar que o tema “Biodiversidade aquática” não foi escolhido como prioritário para gestão, como nos PDEs anteriores, considerando o quadro atual da expansão e as adequações metodológicas realizadas neste PDE.

socioambientais e dos riscos associados à expansão da oferta de energia seja mais objetiva e efetiva.

Ainda assim, o setor de energia continuará enfrentando uma série de desafios que, de alguma forma, estão relacionados a outros setores. O desenvolvimento do País pode ser impulsionado por

uma melhor integração e compatibilização das diferentes políticas setoriais. Ressalta-se, assim, a pertinência da discussão das questões socioambientais em uma escala mais ampla que permita avaliar os reais riscos e oportunidades associadas às decisões sobre as diversas possibilidades de uso dos recursos disponíveis.

BOX 10.6 – CONSERVAÇÃO DA BIODIVERSIDADE E PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

Em prol da compatibilização entre a conservação da biodiversidade e as atividades econômicas, o Ministério do Meio Ambiente tem promovido a revisão das Áreas Prioritárias para Conservação, Uso Sustentável e Repartição dos Benefícios da Biodiversidade Brasileira - APCBs (MMA, 2018). As APCBs compõem um instrumento norteador de políticas públicas para conservação promovidas pelo MMA e sua revisão tem buscado promover a participação dos setores produtivos e da sociedade, com o objetivo de minimizar conflitos. A EPE participou das oficinas, como representante do setor energético, informando a localização de empreendimentos existentes e planejados, bem como contribuindo com a discussão sobre a compatibilidade de cada tipologia de projeto com a conservação da biodiversidade.

10.3 Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE)

Em 2015, na COP-21, foi lavrado o Acordo de Paris, envolvendo compromissos de redução de emissões de GEEs por parte dos países desenvolvidos e em desenvolvimento para o período pós 2020. Os termos dos compromissos de cada país foram registrados na forma de NDCs (*Nationally Determined Contributions*).

O Brasil, em sua NDC, propôs 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.

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. Atualmente estão em

discussão estratégias e ações necessárias para implementação da NDC brasileira. O assunto é pauta na agenda de diversos órgãos do governo, setor privado, academia e ONGs.

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.

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. Portanto, não é esperada tendência de redução das emissões do setor de energia. 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 2027, as estimativas para o cenário de referência indicam o montante total de 513 MtCO₂e (Tabela 10-2 e Gráfico 10-1). 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 2015 por 42% e 21% 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 64% em 2027. 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 a medidas para se aumentar a eficiência energética dos meios de transporte e processos industriais.

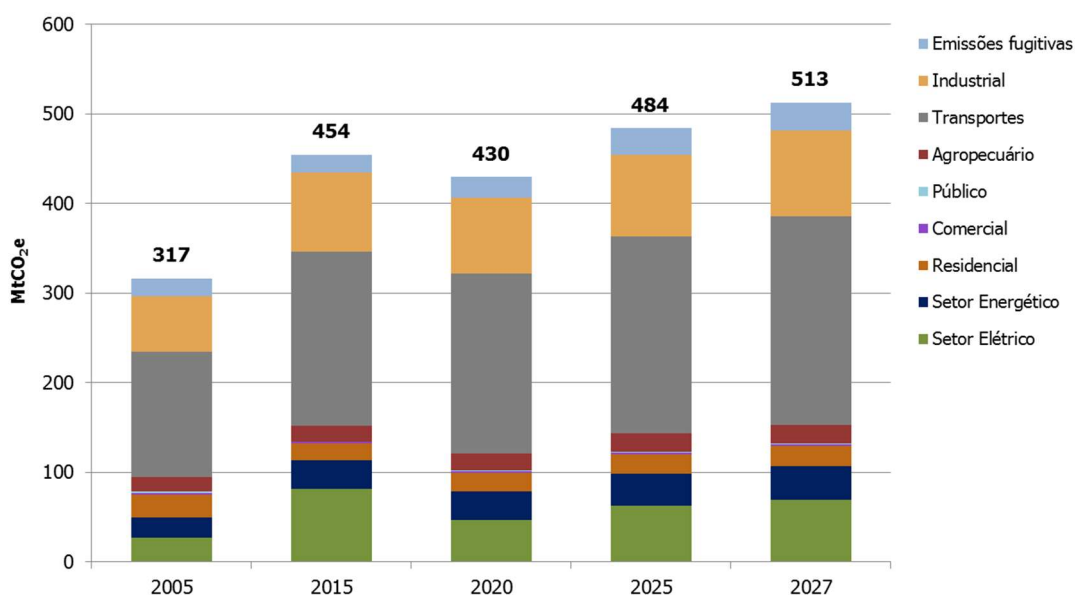
Para o setor de transportes, é indicada a expansão da produção de etanol em 63% no decênio e o gradual aumento da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel, chegando a 10% em 2018. Além disso, as projeções de demanda de energia para o setor consideram cenário com ganhos em eficiência energética, alcançados por meio da evolução tecnológica (veículos novos, com melhor rendimento energético, por exemplo). A conservação de energia resultante desses ganhos em eficiência supera 5% no último ano do horizonte.

Tabela 10-2 - Evolução das emissões de GEE na produção, transformação e no uso de energia

Setores	2005	2015	2020	2025	2027
	MtCO ₂ e				
Setor Elétrico	27	81	47	62	69
Sistema Interligado Nacional - SIN	21	64	30	40	45
Autoprodução	6	17	17	22	24
Setor Energético	23	32	32	36	38
Residencial	26	18	20	22	22
Comercial	2	1,4	1,6	1,8	2,0
Público	2	0,8	0,9	0,9	0,8
Agropecuário	16	18	19	20	21
Transportes	140	194	201	219	233
Industrial	62	88	84	92	95
Emissões fugitivas	20	20	24	30	32
TOTAL	317	454	430	484	513

- 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 o 3º Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases De Efeito Estufa (MCTI, 2016) e Relatórios de Referência – Setor Energia (MCTI, 2015).
 - (4) A partir do 3º Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de GEE as emissões devido ao uso de combustíveis como matéria-prima (consumo não-energético) passaram a ser contabilizadas na rubrica Processos Industriais, e não mais no subsetor Industrial do Setor Energia (MCTI, 2015).

Gráfico 10-1 - Evolução da participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia



BOX 10.7 – ADAPTAÇÃO ÀS MUDANÇAS CLIMÁTICAS NO SETOR ENERGÉTICO

O Sistema Elétrico Brasileiro é um sistema hidrotérmico de grande porte com forte predominância de usinas hidroelétricas. Essa característica pode torná-lo altamente susceptível às mudanças climáticas devido à restrição/indisponibilidade do recurso hídrico no futuro. Projeções da precipitação sobre o território nacional têm mostrado indícios de redução da pluviosidade em algumas áreas do País com possíveis reflexos negativos sobre a capacidade de geração hidrelétrica no futuro. Estudos de LIMA et al. (2014) chegaram a resultados da ordem de 15% em média de redução na geração do parque existente a partir de 2041 e 25% de redução para o parque de UHEs futuras. Os modelos de projeção avaliados indicam redução da precipitação no norte e nordeste do Brasil. No Sul, por outro lado, as projeções indicam aumento da precipitação e consequentemente um possível aumento na disponibilidade hídrica para geração hidrelétrica. Na região centro-sul, os modelos indicam uma certa neutralidade, sem grandes variações na precipitação.

Com a tendência de aumento da participação de outras fontes renováveis como a eólica, solar e biomassa é importante avaliar também as demais variáveis climáticas de modo a identificar possíveis riscos e impactos na oferta de energia elétrica no futuro. Os estudos disponíveis até o momento tendem a concordar com a projeção de aumento na disponibilidade de recurso eólico e solar para geração de energia em cenários de mudanças climáticas. Já para a biomassa, há estudos que indicam que as mudanças climáticas poderão aumentar a área apta para a cana de açúcar e reduzir a área apta para a silvicultura.

É importante ressaltar que os modelos de projeção climática de longo prazo incorporam uma série de incertezas, o que sugere que tais resultados devem ser avaliados com bastante cautela.

De fato, esse assunto tem ganhado cada vez mais importância e a incorporação dessas avaliações nos estudos de planejamento energético são cada vez mais prementes. Nesse sentido, vale menção ao projeto **META nº 12/2018 “Análise dos reflexos das mudanças climáticas nas metodologias de planejamento”**. Esse projeto está em andamento, sob coordenação do MME, e tem como objetivo avaliar as melhores formas para se incorporar os impactos das mudanças nas metodologias e ferramentas de planejamento energético.

Em relação às indústrias, 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, além de cenários de substituição de energéticos. A conservação de energia resultante desses ganhos em eficiência é da ordem de 6% 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. Assim, em anos de baixa pluviosidade o setor emite maiores quantidades de GEE, como foi o caso do ano 2015 quando as emissões atingiram 65 MtCO_{2e}. No horizonte decenal, estima-se que em condições hidrológicas médias as emissões voltem a patamares em torno de 30 MtCO_{2e} em 2020 e 45 MtCO_{2e} em 2027.

Os resultados da oferta de energia elétrica (simulação da operação) mostram que a geração elétrica a partir de fontes renováveis alcançará 88% em 2027, 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 91% do total da geração de energia elétrica em 2027.

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 2027 procura manter essa condição. Considerando que o País cumpra o compromisso absoluto de sua NDC, de 1,3GtCO_{2e} em 2025, as emissões oriundas do SIN previstas neste PDE representariam cerca de 3% desse total. Portanto, esforços adicionais para mitigação de gases de efeito estufa não devem se concentrar no setor elétrico, mas sim em setores que apresentem oportunidades com melhor relação custo-benefício.

Tomando como base o terceiro inventário brasileiro de emissões (MCTI, 2016), o crescimento das emissões devido à produção e consumo de energia será de 62% entre 2005 e 2027. Esse incremento é inferior ao esperado para a oferta interna bruta no mesmo período (70%), conforme Tabela 10-3. Isso significa que, no cenário deste PDE, o indicador de intensidade de emissões de GEE no uso da energia em 2027 (kgCO_{2e}/tep) será menor que aquele verificado em 2005. O indicador de intensidade de emissões da economia (kgCO_{2e}/PIB) também deverá fechar o horizonte decenal abaixo daquele verificado para o ano de 2005 (101,5 kgCO_{2e}/R\$ mil [2010]), chegando em 2027 a 96,7 kgCO_{2e}/R\$ mil [2010].

Tabela 10-3 - Intensidade de carbono na economia brasileira devido à produção e ao uso da energia

Item	Unidade	2005	2020	2025	2027
Emissões de GEE na produção e uso de energia	10 ⁶ tCO _{2e}	317	430	484	513
PIB	R\$ bilhões [2010]	3.122	4.334	5.000	5.304
Oferta Interna Bruta	10 ⁶ tep	218	310	351	371
Intensidade de carbono no uso da energia	kgCO _{2e} /tep	1.451	1.389	1.381	1.384
Intensidade de carbono na economia	kgCO _{2e} /R\$ [2010]	101,3	99,2	96,8	96,7

Nota: A equivalência de CO₂ é dada pela métrica do GWP para 100 anos conforme AR5 do IPCC (CH₄=28 e N₂O=265).

Fonte: EPE, considerando dados do MCTIC (2016) e IBGE (dados realizados de emissões e PIB).

Os resultados apresentados demonstram que o cenário de expansão da oferta e do consumo de energia no horizonte decenal atende com folga à meta expressa no Decreto nº 7.390/10⁷¹ do valor absoluto das emissões no ano 2020 (intervalo entre 634 e 680 MtCO_{2e}). Além disso, as emissões ficam abaixo da trajetória estipulada na NDC brasileira para o setor de energia.⁷²

Assim, pode-se afirmar que o objetivo do PDE 2027 está alinhado com a PNMC e com os compromissos internacionais assumidos pelo Brasil no âmbito da UNFCCC⁷³ (Tabela 36). 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,

permitirá 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.

Tabela 10-4 - Comparação de indicadores da NDC e do PDE 2027

Indicadores	NDC	PDE 2027
	Ano de referência 2025	
Energia elétrica (participação de eólica, solar e biomassa, incluindo GD e autoprodução)	22%	22%
Energia elétrica (participação da hidroeletricidade na geração centralizada)	71%	73%
Matriz energética (participação de fontes renováveis, com exceção da hídrica)	32%	34%
Matriz energética (participação de bioenergia)	18%	21%
Matriz energética (participação das fontes renováveis)	45%	47%
Eficiência energética (elétrica)	8%	7%

⁷¹ Regulamenta a Lei nº 12.187/09 que instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) e apresenta as projeções que embasaram as metas setoriais de redução de emissões em 2020.

⁷² Os resultados de emissões são influenciados também pela conjuntura econômica, de forma que o mau desempenho da economia, embora indesejável, acaba por favorecer a redução de emissões de GEE.

⁷³ UNFCCC – Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

> A análise socioambiental do PDE 2027 tem como objetivo: 1) contribuir para a definição da expansão do decênio, 2) avaliar de forma integrada as principais questões socioambientais da expansão, 3) indicar os assuntos prioritários para a gestão ambiental do setor e 4) elaborar uma análise das emissões de gases de efeito estufa (GEE) da expansão prevista.

> De modo a contribuir para os modelos de oferta e para a definição da expansão prevista no PDE 2027, foram realizadas as seguintes análises: 1) análise processual das usinas hidrelétricas (das 50 UHEs analisadas, apenas 8 teriam data de operação possível no horizonte decenal) e 2) análise de complexidade socioambiental das unidades produtivas de petróleo e gás natural (das 813 UPs analisadas, apenas 260 iniciariam a produção de recursos convencionais de petróleo e gás natural no decênio).

> Com base na expansão prevista no PDE 2027 é elaborada a análise socioambiental integrada, que tem como base a espacialização dos projetos planejados e avalia qualitativamente as principais interferências da expansão sobre as sensibilidades socioambientais mais representativas das regiões brasileiras, por meio de temas socioambientais.

> Neste Plano, foram indicados 10 temas socioambientais que buscam sintetizar as interferências mais significativas do conjunto de projetos previstos no Plano: Fauna, Organização territorial, Paisagem, Povos e terras indígenas, Comunidades quilombolas, Qualidade do ar, Recursos hídricos, Resíduos, Unidades de conservação e Vegetação nativa.

> Como resultado, com o propósito de direcionar esforços para as questões que aumentam a incerteza associada ao planejamento previsto, foram selecionados dois temas como prioritários para a gestão ambiental do setor energético: “Povos e terras indígenas” e “Unidades de conservação”.

> O tema “Povos e terras indígenas” foi considerado prioritário pelos múltiplos desafios associados que abarcam indefinições sobre dispositivos legais e normativos em relação aos povos afetados.

> O tema “Unidades de conservação” foi considerado prioritário pela complexidade intrínseca ao processo de compatibilizar conservação da biodiversidade com a geração de energia.

> 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.

> 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 64% em 2027.

> No setor elétrico, a geração a partir de fontes não emissoras de GEE somará 91% do total da geração de energia elétrica em 2027. Portanto, esforços adicionais para mitigação de gases de efeito estufa devem se concentrar em setores que apresentem oportunidades com melhor relação custo-benefício.

> O cenário de expansão da oferta e do consumo de energia no horizonte decenal atende com folga à meta para o ano de 2020 e à trajetória estipulada na NDC brasileira para o setor de energia. 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.

> A adaptação às mudanças climáticas é tema que tem ganhado cada vez mais relevância e a sua incorporação no planejamento energético é cada vez mais premente. Nesse sentido, está em andamento o projeto META que tem como objetivo avaliar as melhores formas para se incorporar os impactos das mudanças nas metodologias e ferramentas de planejamento energético.

11. Consolidação dos Resultados

Ao fim do período decenal, estima-se que a oferta interna de energia atinja cerca de 370 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), o que representa um crescimento médio anual de 2,4%. A oferta interna de eletricidade evolui a uma taxa média de 4,0% ao ano, chegando ao fim de 2027 com uma oferta estimada em 920 TWh.

O consumo final energético é determinante para a evolução da oferta interna e apresenta-se, ao final de 2027, em cerca de 326 milhões de tep e com taxa média de crescimento de 2,3% ao ano (Tabela 11-1).

Tabela 11-1 - Indicadores: consumo final de energia

Discriminação		2017	2022	2027	Variação média anual		
					2017 a 2022	2022 a 2027	2017 a 2027
População Residente	(10 ⁶ hab)	208	215	221	0,7%	0,5%	0,6%
PIB	(10 ⁹ reais de 2017)	6.560	7.505	8.696	2,7%	3,0%	2,9%
	per capita (10 ³ R\$/hab)	31	35	39	2,1%	2,5%	2,3%
Oferta interna de energia	(10 ⁶ tep)	293	325	371	2,1%	2,6%	2,4%
	por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,045	0,043	0,043	-0,6%	-0,3%	-0,5%
	per capita (tep/hab)	1,41	1,51	1,68	1,4%	2,1%	1,8%
Oferta interna de eletricidade	(TWh)	624	773	920	4,4%	3,5%	4,0%
	por PIB (kWh/10 ³ R\$)	95	103	106	1,6%	0,5%	1,1%
	per capita (kWh/hab)	2.994	3.590	4.164	3,7%	3,0%	3,4%
Consumo final energético	(10 ⁶ tep)	260	288	326	2,0%	2,6%	2,3%
	per capita (tep/hab)	1,25	1,33	1,48	1,4%	2,1%	1,7%
	por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,040	0,038	0,038	-0,7%	-0,4%	-0,5%

Em relação à oferta interna de energia (Tabela 11-2), as energias renováveis exibem um crescimento médio anual de 3,4%, destacando-se o crescimento médio de 6,3% ao ano 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 2027 (Gráfico 11-1).

Por outro lado, destaca-se a redução da participação do petróleo e seus derivados na oferta interna total de energia, de 36% em 2017 para 31% no fim do período (Gráfico 11-2). Apesar do incremento na produção de petróleo bruto, as perspectivas de substituição da gasolina por etanol

e do óleo combustível e GLP por gás natural são os principais determinantes da diminuição esperada no período.

Observa-se que o País tem caminhado em convergência ao cumprimento das metas assumidas (Tabela 11-3), com destaque para a previsão de superação das mesmas no que tange a composição da Matriz Energética, em especial quanto à participação de fontes renováveis (exclusive hídrica), para a qual se projeta uma participação de 35%, participação de bioenergia (produtos da cana e biodiesel) estimada em 22% e participação total de energia renovável de 48%. A geração estimada incluindo a autoprodução é apresentada na Tabela 11-4.

Tabela 11-2 - Evolução da oferta interna de energia no horizonte decenal

	2017		2022		2027		2017-2027
	mil tep	%	mil tep	%	mil tep	%	Variação Média
Energia Não Renovável	166.808	57	169.520	52	193.704	52	1,5
Petróleo e Derivados	106.276	36	107.616	33	113.955	31	0,7
Gás Natural	37.938	13	36.938	11	48.732	13	2,5
Carvão Mineral e Derivados	16.570	6	18.521	6	21.025	6	2,4
Urânio (U ₃ O ₈) e Derivados	4.193	1	3.918	1	6.877	2	5,1
Outras Não renováveis	1.831	1	2.527	1	3.115	1	5,5
Energia Renovável	126.685	43	155.770	48	176.881	48	3,4
Hidráulica e Eletricidade	35.023	12	46.857	14	48.769	13	3,4
Lenha e Carvão Vegetal	23.424	8	23.836	7	24.632	7	0,5
Derivados da Cana-de-Açúcar	51.116	17	61.476	19	72.072	19	3,5
Outras Renováveis	17.122	6	23.600	7	31.409	8	6,3
Total	293.492	100	325.290	100	370.585	100	2,4

Gráfico 11-1 - Matriz energética brasileira: energia renovável e não-renovável

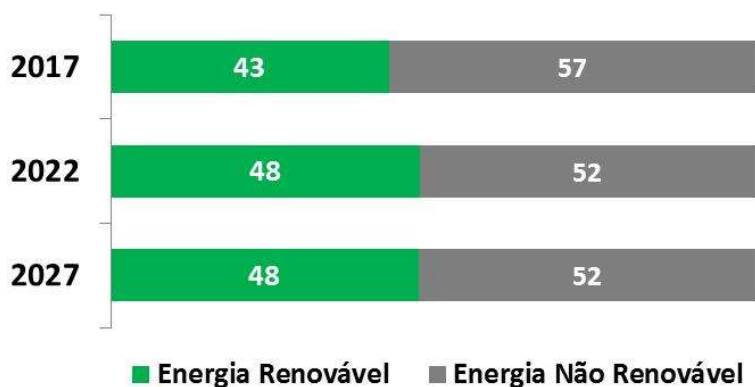


Gráfico 11-2 - Evolução da composição da oferta interna de energia por fonte

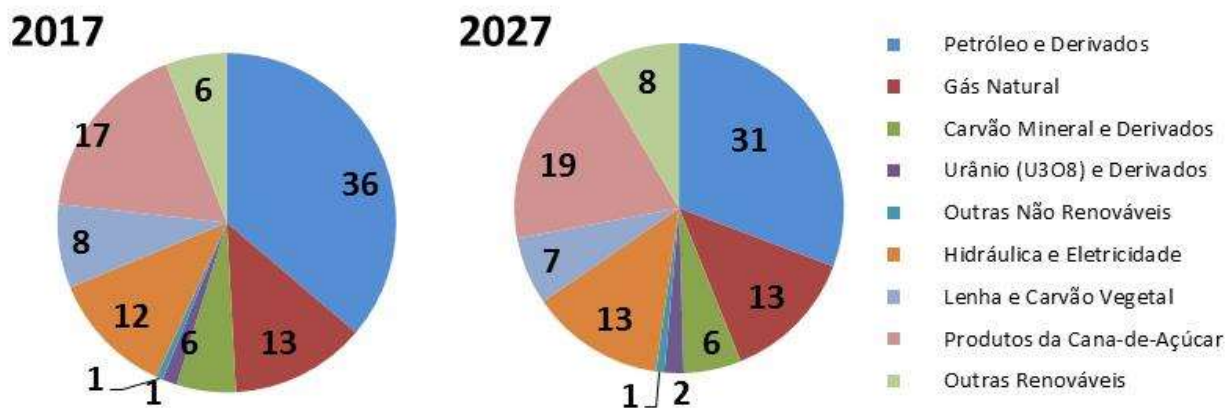


Tabela 11-3 - Acompanhamento das medidas NDC x projeções PDE 2026

INDICADORES		NDC	PDE 2027
		Ano de Referência 2025	
Eficiência energética	Eleticidade	8%	7%
Energia elétrica	Participação de eólica, solar e biomassa, incluindo GD e autoprodução	22%	22%
	Participação da hidroeletricidade na geração centralizada	71%	73%
Matriz energética	Participação de fontes renováveis, com exceção da hídrica	32%	34%
	Participação de bioenergia	18%	21%
	Participação total de fontes renováveis	45%	48%

Tabela 11-4 - Geração Total de Eletricidade

Geração Centralizada	2017		2022		2027	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Hidráulica	404	65	539	68	560	60
Gás Natural	54	9	36	5	56	6
Carvão	15	2	11	1	13	1
Nuclear	16	3	15	2	26	3
Biomassa	25	4	31	4	38	4
Eólica	42	7	58	7	102	11
Solar (centralizada)	1	0	9	1	18	2
Outros	12	2	9	1	10	1
Subtotal (atend. Carga)	569	91	708	90	823	88
Autoprodução & Geração Distribuída	2017		2022		2027	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Biomassa (biogás, bagaço de cana, lixo e lenha)	26	4	48	6	57	6
Solar	0	0	2	0	12	1
Hidráulica	3	1	6	1	9	1
Não renováveis	26	4	27	3	37	4
Subtotal (autoprod. & GD)	55	9	83	10	115	12
Total	624	100	790	100	938	100

No decorrer das últimas décadas, a diferença entre a produção de energia primária e a demanda total de energia vem mantendo uma trajetória crescente. A persistir tal tendência nos próximos 10 anos, o Brasil passa a registrar energia excedente em sua matriz energética, atingindo pouco mais de 113 milhões de tep em 2027, o que equivale a cerca de 22% da produção total de energia no País (Tabela 11-5).

A Tabela 11-6 mostra a evolução da oferta de energia na cadeia do petróleo, onde se observa um importante incremento na produção de petróleo bruto, com média anual de 6,8%. Portanto, há um descolamento em relação à demanda energética de derivados de petróleo, que apresenta 1,2% de crescimento médio anual. Com isso, ao final do decênio, apresenta-se energia excedente de, aproximadamente, 140 milhões de tep na cadeia de petróleo brasileira, sendo a esta

a responsável pelo significativo superávit de energia excedente da matriz energética brasileira no horizonte do plano.

A Tabela 11-7 apresenta o balanço de gás natural projetado, onde se destaca o decréscimo, nos primeiros cinco anos, no processamento em UPGN, em contrapartida no mesmo quinquênio observa-se o aumento das importações como alternativa ao atendimento do crescimento do consumo, em especial no setor energético. Já no segundo período, projeta-se o expressivo crescimento na oferta de gás natural oriundo de UPGN, diminuindo a dependência externa do combustível.

Quanto ao consumo, pode-se ressaltar o significativo aumento do consumo de gás natural como matéria-prima (consumo não energético) para fabricação de fertilizantes e produção de hidrogênio em refinarias de petróleo. Com crescimento anual médio de 16,4% no período,

sendo mais destacado o crescimento médio de 26,9% apenas no primeiro quinquênio. Estima-se que o consumo não energético seja de aproximadamente 9,7 milhões de m³/dia em 2027.

Assim, estima-se que o consumo final de gás natural aumente, em média, 3,8% ao ano nos próximos dez anos, chegando a 73,4 milhões de m³/dia em 2027.

Por fim, a Tabela 11-8 apresenta uma síntese da expansão indicada no PDE 2027 considerada na Análise Socioambiental e a Tabela 11-9, o elenco dos projetos hidrelétricos disponibilizados ao PDE 2027 para o exercício da expansão da geração centralizada.

Os resumos dos resultados da expansão física e dos investimentos são apresentados na Tabela 11-10 e Tabela 11-11. Por fim, a Tabela 11-12 apresenta a projeção da matriz energética nacional em 2027.

Tabela 11-5 - Evolução da oferta de energia primária

Discriminação	2017	2022	2027	2017-2022	2022-2027	2017-2027
	mil tep			Variação (% a.a.)		
Demanda Total de Energia (A)	304.615	343.115	402.258	2,4	3,2	2,8
Consumo Final	260.010	287.517	326.438	2,0	2,6	2,3
Perdas ⁽¹⁾	44.605	55.598	75.820	4,5	6,4	5,4
Produção de Energia Primária (B)	303.039	411.733	515.706	6,3	4,6	5,1
Energia Excedente (B)-(A)	-1.576	68.617	113.448	-	10,6	-

Nota: (1) Energia não aproveitada, reinjeção e perdas na transformação, distribuição e armazenagem.

Tabela 11-6 - Evolução da oferta de petróleo e derivados

Discriminação	2017	2022	2027	2017-2022	2022-2027	2017-2027
	mil tep			Variação (% a.a.)		
Demanda de Derivados de Petróleo (A)	117.093	119.527	131.707	0,4	2,0	1,2
Consumo Final	110.291	115.841	127.932	1,0	2,0	1,5
Transformação ⁽¹⁾	6.802	3.686	3.775	-11,5	0,5	-5,7
Produção de Petróleo (B)	144.161	212.919	272.811	8,1	5,1	6,6
Petróleo Bruto	135.907	206.243	261.458	8,7	4,9	6,8
Líquidos de Gás Natural ⁽²⁾	5.089	1.166	3.175	-25,5	22,2	-4,6
Biodiesel ⁽³⁾	3.166	5.510	8.178	11,7	8,2	10,0
Energia Excedente (B)-(A)	27.067	93.392	141.104	28,1	8,6	18,0

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.

Tabela 11-7 - Balanço de gás natural seco

Discriminação	2017	2022	2027	2017-2022	2022-2027	2017-2027
	mil m³/dia			Variação (% a.a.)		
Oferta Total Esperada	89.853	84.867	112.734	-1,1%	5,8%	2,3%
UPGN	60.483	44.644	66.763	-5,9%	8,4%	1,0%
Importação	29.370	40.222	45.971	6,5%	2,7%	4,6%
Consumo Total Esperado	85.169	84.867	105.384	-0,1%	4,4%	2,2%
Transformação em Eletricidade ⁽¹⁾	34.739	21.987	31.946	-8,7%	7,8%	-0,8%
Consumo final	50.430	62.880	73.438	4,5%	3,2%	3,8%
Consumo não energético	2.133	7.019	9.733	26,9%	6,8%	16,4%
Consumo energético	48.297	55.861	63.705	3,0%	2,7%	2,8%
Setor energético ⁽²⁾	11.300	18.938	21.774	10,9%	2,8%	6,8%
Residencial	1.180	1.490	2.077	4,8%	6,9%	5,8%
Transportes	5.400	5.362	5.738	-0,1%	1,4%	0,6%
Industrial	29.997	29.114	32.818	-0,6%	2,4%	0,9%
Outros ⁽³⁾	420	958	1.298	17,9%	6,3%	11,9%

Notas: (1) Inclui autoprodução.
 (2) Não inclui o consumo em E&P.
 (3) Inclui os setores: comercial, público e agropecuário.

BOX 11.1 – CAMINHOS FLEXÍVEIS PARA A MATRIZ ENERGÉTICA

O Brasil se destaca por possuir já hoje uma matriz energética com grande participação de fontes renováveis, realidade verificada em poucos países no mundo. Isso significa que as emissões de gases de efeito estufa por unidade de energia consumida no Brasil são pequenas comparativamente a outros países. Contudo, em relação aos indicadores socioeconômicos, o Brasil terá que superar desafios para atingir padrões de consumo comparáveis aos de países desenvolvidos e isso impactará diretamente na demanda de energia.

Analisando a matriz brasileira em um cenário econômico mais otimista (crescimento médio de 3,2% a.a. frente a 2,5% a.a. na trajetória de referência), este teria impactos sobre a demanda, aumentando o consumo per capita em aproximadamente 6%, em 2026, e exigindo uma maior oferta de energia. Nesse ambiente de crescimento mais robusto, a oferta interna de energia se mantém, até 2026, nos patamares observados na trajetória de referência, ou seja, em torno de 48%, composta por energias renováveis.

A manutenção da elevada participação de fontes renováveis em sua matriz é um desafio para o Brasil, mas é interessante observar que as estratégias naturais de expansão da oferta – como a penetração de renováveis e a ampliação da participação de combustíveis renováveis nos setores industrial e de transportes, por exemplo – fazem sentido econômico para o País.

A matriz energética elaborada pela EPE serviu de base para as medidas do setor de energia que constam na NDC brasileira, apresentada durante a COP21, em 2015. Como já mencionado, 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.

Portanto, considerando tais caminhos flexíveis, existe uma gama de trajetórias possíveis na esfera de decisão do Brasil em privilegiar a expansão de fontes renováveis no consumo e geração de energia. A definição de qual trajetória seguir, por sua vez, ancora-se em uma série de estudos técnicos e conjunturais, que servem de base para a quantificação dos objetivos, que são desafiadores, porém factíveis, e retrata o compromisso do Brasil na contribuição para o desenvolvimento sustentável e combate às mudanças climáticas.

Tabela 11-8 – Síntese da Expansão Prevista no PDE 2027

Fonte ou Atividade	Expansão do PDE 2027
 UHE	- 3.080 MW (13 UHEs), todas as regiões do Brasil com exceção do Nordeste - Contratado: 1.114 MW (4 UHEs). Indicativo: 1.966 MW (9 UHEs) - Região Hidrográfica Amazônica: 5 UHEs e 61% da potência, RH Paraná: 6 UHEs e 29% da potência, RH Uruguai: 1 UHE e 5% da potência, e RH Atlântico Sudeste: 1 UHE e 5% da potência
 PCH	- 2.797 MW - Contratado: 747 MW (62 PCHs) em todas as regiões do Brasil - Indicativo: 2.050 MW nos subsistemas S e SE/CO
 Termelétricas fósseis (GN, carvão) e nuclear	- 24.690 MW - Contratado: 6.020 MW (6 UTEs GN, 2 UTEs a diesel e 1 UTE a carvão, além de 1 ampliação de UTE GN) e 1.405 MW (1 nuclear) - Indicativo: 17.265 MW (64% no subsistema SE/CO, 22% no S e 14% no NE)
 Termelétricas a biomassa	- 3.141 MW - Contratado: 541 MW, 61% de queima do bagaço e palha da cana de açúcar, 32% de cavaco de madeira, 4% de biogás, 2% de biogás de vinhaça e 1% de casca de arroz, nos subsistemas SE/CO, NE e S - Indicativo: 2.600 MW, dos quais 150 MW são de biogás, no subsistema SE/CO
 Eólicas	- 14.006 MW - Contratado: 4.006 MW (164 parques), predominantemente no NE - Indicativo: 10.000 MW no subsistema NE (80%) e no subsistema S (20%)
 Solar	- 7.459 MW - Contratado: 2.459 MW (88 projetos) sendo 71% no NE e 29% no SE - Indicativo: 5.000 MW nos subsistemas NE e SE/CO
 Transmissão	- 55.240 km (38% do sistema), em todas as regiões do Brasil - Contratado: 284 LTs - Análise socioambiental de 418 LTs, 41.415 km de extensão - N (8.647 km), NE (10.404 km), CO (3.992 km), SE (10.221 km) e S (8.161 km)
 Exploração e produção de petróleo e GN	- 260 unidades produtivas (UPs) de exploração e produção de petróleo e gás natural iniciarão sua produção de recursos convencionais ao longo do decênio - UPs <i>onshore</i> nas regiões N, NE e SE. - UPs <i>offshore</i> estão concentradas no SE, com ocorrência também no NE e N
 Refinarias, UPGNs e Terminais de GNL	- 1 refinaria no NE (PE), ampliação - 2 terminais de regaseificação, no NE e no SE (SE e RJ) - Não há UPGNs planejadas
 Gasodutos	- 2 gasodutos, no NE e no SE (CE e RJ)
 Etanol	- Expansão da produção de etanol em 49% no horizonte decenal, passando de 30 bilhões de litros (2018) para 44 bilhões de litros (2027) - 20 usinas planejadas, 11 de cana-de-açúcar, 4 de milho e 5 <i>flex</i> (cana e milho) - Regiões Centro-Oeste, Oeste de Minas Gerais e, Noroeste do Paraná
 Biodiesel	- 3 novas usinas e 3 usinas em ampliação (regiões NE, CO e S)

Créditos ícones: EPE e designed by Flaticon

Tabela 11-9 – Elenco dos Projetos Hidrelétricos Disponibilizados ao PDE 2027

Data Mais Cedo Entrada Operação	UHE	Potência (MW)	Bacia	Rio	UF
2024	Apertados	139	Piquiri	Piquiri	PR
2024	Castanheira	140	Juruena	Arinos	MT
2024	Davinópolis	74	Paranaíba	Paranaíba	MG/GO
2024	Ercilândia	87	Piquiri	Piquiri	PR
2024	Tabajara	400	Ji-Paraná	Ji-Paraná	RO
2024	Telêmaco Borba	118	Tibagi	Tibagi	PR
2025	Comissário	140	Piquiri	Piquiri	PR
2025	Itaocara I	150	Paraíba do Sul	Paraíba do Sul	RJ
2027	Bem Querer	650	Branco	Branco	RR
Após 2027	Alta Floresta	127	Teles Pires	Teles Pires	MT
Após 2027	Buriti Queimado	142	Tocantins	Almas	GO
Após 2027	Couto Magalhães	150	Araguaia	Araguaia	MT/GO
Após 2027	Formoso	342	São Francisco	São Francisco	MG
Após 2027	Foz do Piquiri	93,2	Piquiri	Piquiri	PR
Após 2027	Foz do Xaxim	63,2	Uruguai	Chapecó	SC
Após 2027	Itaguaçu	92	Paranaíba	Claro	GO
Após 2027	Itapiranga	724	Uruguai	Uruguai	SC/RS
Após 2027	Jatobá	1.650	Tapajós	Tapajós	PA
Após 2027	Maranhão	125	Tocantins	Maranhão	GO
Após 2027	Mirador	80	Tocantins	Tocantizinho	GO
Após 2027	Paranã	90	Tocantins	Paranã	TO
Após 2027	Porteiras	86	Tocantins	Maranhão	GO
Após 2027	Porto Galeano	81	Sucuriú	Sucuriú	MS
Após 2027	Santo Antônio	84	Uruguai	Uruguai	SC/RS
Após 2027	Saudade	61	Uruguai	Chapecó	SC
	TOTAL	5.890			

Tabela 11-10 – Síntese dos Resultados

	2017	2022	2027	2017-2022		2022-2027		2017-2027		
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%	
Parâmetros Macroeconômicos										
PIB (10 ⁹ R\$[2017])	6.560	7.505	8.696	945	14%	1.191	16%	2.136	33%	
População ⁽¹⁾ (10 ⁶ hab)	208,4	215,4	220,9	6,9	3%	5,5	3%	12,5	6%	
PIB per capita (10 ³ R\$[2010]/hab)	31,5	34,8	39,4	3,4	11%	4,5	13%	7,9	25%	
Oferta Interna de Energia per capita (tep/hab)	1,41	1,51	1,68	0,10	7%	0,17	11%	0,27	19%	
Oferta Interna de Energia por PIB (tep/10 ⁶ R\$[2017])	44,7	43,3	42,6	-1,4	-3%	-0,7	-2%	-2,1	-5%	
Oferta Interna de Eletricidade por PIB (kWh/10 ³ R\$[2017])	95,1	103,0	105,8	7,9	8%	2,8	3%	10,6	11%	
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ⁶ R\$[2017])	0,045	0,043	0,043	-0,001	-3%	-0,001	-2%	-0,002	-5%	
Elasticidade-renda do consumo de energia ⁽²⁾				0,73		0,85		0,78		
Consumo Final ⁽³⁾ (10 ⁶ tep)	260,0	287,5	326,4	27,5	11%	38,9	14%	66,4	26%	
Gás Natural (10 ⁶ m ³ /dia)	58,5	65,9	77,2	7,5	13%	11,3	17%	18,8	32%	
Carvão Mineral e Coque (10 ⁶ t)	17,5	19,0	21,5	1,5	9%	2,4	13%	4,0	23%	
Lenha (10 ⁶ t)	53,8	50,7	51,9	-3,1	-6%	1,1	2%	-1,9	-4%	
Carvão Vegetal (10 ⁶ t)	5,2	5,8	6,3	0,6	12%	0,5	9%	1,1	22%	
Bagaço de Cana (10 ⁶ t)	143,1	164,3	185,7	21,2	15%	21,4	13%	42,6	30%	
Eletricidade (TWh)	526,0	635,7	757,4	109,7	21%	121,7	19%	231,4	44%	
Etanol (10 ⁶ m ³)	27,5	34,4	42,3	6,8	25%	7,9	23%	14,7	54%	
Biodiesel (10 ⁶ m ³)	3,5	6,2	9,2	2,6	74%	3,0	48%	5,6	158%	
Derivados de Petróleo (10 ⁶ m ³)	107,9	107,9	118,4	0,0	0%	10,5	10%	10,4	10%	
Óleo Diesel	55,1	57,2	63,1	2,1	4%	5,8	10%	8,0	14%	
Óleo Combustível	2,9	3,7	4,2	0,8	26%	0,5	13%	1,2	42%	
Gasolina	32,3	27,7	30,2	-4,6	-14%	2,5	9%	-2,1	-6%	
GLP	13,6	14,8	15,7	1,2	9%	0,9	6%	2,1	16%	
Querosene	4,0	4,5	5,2	0,5	13%	0,7	16%	1,2	30%	
Oferta Interna de Energia (10 ⁶ tep)	293,5	325,3	370,6	31,8	11%	45,3	14%	77,1	26%	
Petróleo (10 ³ barris/dia)	- Produção	2.626	3.984	5.051	1.358	52%	1.067	27%	2.425	92%
	- Exportação (**)	-896	-2.106	-3.073	-1.209	135%	-968	46%	-2.177	243%
Gás Natural (10 ⁶ m ³ /dia)	- Produção ⁽⁴⁾	109,9	115,4	181,1	5,6	5%	65,7	57%	71,2	65%
	- Importação (**)	29,4	40,2	46,0	10,9	37%	5,7	14%	16,6	57%
Óleo Diesel (10 ⁶ m ³)	- Produção	40,6	47,9	51,1	7,3	18%	3,1	7%	10,4	26%
	- Importação/Exportação	12,3	9,2	12,1	-3,1	-25%	2,9	31%	-0,2	-2%
Óleo Combustível (10 ⁶ m ³)	- Produção	12,2	11,5	11,9	-0,7	-6%	0,4	3%	-0,3	-3%
	- Exportação	-7,2	-7,5	-7,4	-0,3	4%	0,2	-2%	-0,2	2%
Gasolina (10 ⁶ m ³)	- Produção	27,7	27,0	26,4	-0,7	-2%	-0,6	-2%	-1,3	-5%
	- Exportação	4,0	0,6	3,8	-3,4	-85%	3,1	513%	-0,3	-6%
GLP (10 ⁶ m ³)	- Produção	10,4	12,2	14,6	1,8	17%	2,4	20%	4,2	40%
	- Importação	3,3	2,6	1,2	-0,7	-20%	-1,5	-56%	-2,1	-65%
Querosene (10 ⁶ m ³)	- Produção	6,2	6,6	7,0	0,4	6%	0,4	6%	0,8	13%
	- Exportação	-2,1	-2,0	-1,7	0,1	-4%	0,3	-15%	0,4	-19%
Etanol (10 ⁶ m ³)	- Produção	27,7	34,7	42,4	7,0	25%	7,7	22%	14,7	53%
	- Exportação	0,4	1,1	2,4	0,7	147%	1,3	120%	2,0	445%
Eletricidade (TWh)	- Produção+importação	624,1	773,2	919,9	149	24%	147	19%	296	47%

Tabela 11-10. Síntese dos Resultados (cont.)

	2017	2022	2027	2017-2022		2022-2027		2017-2027	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Capacidade Instalada de Geração Elétrica Centralizada no Sistema Interligado Nacional ⁽⁵⁾ (GW)	149	168	209	20	13%	41	24%	61	41%
<i>Hidráulica</i> ⁽⁶⁾	94	102	103	8	9%	1	1%	10	11%
<i>Nuclear</i>	2	2	3	0	0%	1	71%	1	71%
<i>Térmica</i> ⁽⁷⁾	21	25	29	4	18%	4	16%	8	37%
<i>Eólica</i>	12	15	27	3	25%	11	74%	14	116%
<i>Solar</i>	0	4	9	3	-	5	137%	8	-
<i>Outras Renováveis</i>	20	21	25	1	5%	5	24%	6	31%
<i>Alternativa Indicativa de Ponta</i>	0	0	13	-	-	13	-	13	-
Capacidade Instalada de Geração Elétrica Descentralizada (GW)	0	2	12	2	-	10	500%	12	-
Transmissão de Energia Elétrica ⁽⁸⁾									
Linhas de Transmissão (km)	141.576	172.213	196.816	30.637	22%	24.603	14%	55.240	39%
Subestações (MVA)	348.232	439.245	524.881	91.013	26%	85.636	19%	176.649	51%
Transporte de Gás Natural (km gasodutos) ⁽⁹⁾	9.409	9.503	9.503	94	1%	0	0%	94	1%

Notas: (*) Os valores de consumo final e de oferta interna de energia correspondem a resultados do Balanço Energético Nacional (ano base 2017).

(**) Valores de importação e exportação têm sinal positivo e negativo, respectivamente.

(1) Estimativa para a população residente em 31 de dezembro de cada ano.

(2) O valor de elasticidade-renda refere-se à sua média nos períodos indicados.

(3) 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.

(4) Produção esperada, estimada com base na disponibilidade projetada de gás natural seco em UPGNs.

(5) 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. Não inclui a capacidade instalada nos pontos de consumo (autoprodução).

(6) Inclui as parcelas nacional e importada da geração da UHE Itaipu.

(7) Contempla a geração a gás natural, carvão mineral, óleos combustíveis e diesel, gás industrial.

(8) Os valores se referem a instalações da Rede Básica do SIN, incluindo subestações de fronteira com a rede de distribuição.

(9) Não inclui gasodutos de transporte em fase de planejamento que ainda não foram propostos pelo MME.

Tabela 11-11 – Síntese das estimativas de investimentos

	R\$ bilhões Período 2018-2027	%
Oferta de Energia Elétrica	393	21,7%
Geração Centralizada ⁽¹⁾	226	12,4%
Geração Distribuída (Micro e Minigeração)	60	3,3%
Transmissão ⁽²⁾	108	5,9%
Petróleo e Gás Natural	1.382	76,1%
Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural	1.340	73,8%
Oferta de Derivados de Petróleo	34	1,8%
Oferta de Gás Natural	8	0,4%
Oferta de Biocombustíveis Líquidos	41	2,3%
Etanol – Usinas de produção	34	1,9%
Etanol – Infraestrutura dutoviária e portuária	4	0,2%
Biodiesel – Usinas de produção	3	0,2%
TOTAL	1.816	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\$ 3,31 / US\$ (comercial – fim de período, média de compra e venda, dezembro/2017).

Tabela 11-12 – Projeção da Matriz Energética Nacional – Ano 2027

	FONTES DE ENERGIA PRIMÁRIA										FONTES DE ENERGIA SECUNDÁRIA																
CONSOLIDADO - 2027 (10³tep)	PETRÓLEO	GÁS NATURAL	CARVÃO VAPOR	CARVÃO METALÚRGICO	URÂNIO U ₃ O ₈	ENERGIA HIDRÁULICA	LENHA	PRODUTOS DA CANA	OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS	ENERGIA PRIMÁRIA TOTAL	ÓLEO DIESEL	ÓLEO COMBUSTÍVEL	GASOLINA	GLP	NAFTA	QUEROSENE	GÁS DE COQUELARIA	COQUE DE CARVÃO MINERAL	URÂNIO CONTIDO NO UO ₂	ELETRICIDADE	CARVÃO VEGETAL	ETANOL ANDRO E HIDRATADO	OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	PRODUTOS NÃO ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	ALCATRÃO	ENERGIA SECUNDÁRIA TOTAL	TOTAL
PRODUÇÃO	261.458	65.639	3.364	0	6.877	48.092	24.632	71.121	34.523	515.706	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	515.706
IMPORTAÇÃO	6.663	14.766	5.584	10.644	0	0	0	0	0	37.657	11.488	0	2.895	705	5.194	3.090	0	1.433	0	677	0	951	1.390	64	0	27.888	65.545
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	268.121	80.405	8.948	10.644	6.877	48.092	24.632	71.121	34.523	553.362	11.488	0	2.895	705	5.194	3.090	0	1.433	0	677	0	951	1.390	64	0	27.888	581.251
EXPORTAÇÃO	-165.749	0	0	0	0	0	0	0	0	-165.749	-1.261	-7.072	-1	0	-10	-4.518	0	0	0	0	0	0	-382	0	0	-13.244	-178.993
NÃO-APROVEITADA	0	-2.384	0	0	0	0	0	0	0	-2.384	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.384
REINJEÇÃO	0	-29.288	0	0	0	0	0	0	0	-29.288	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-29.288
OFERTA INTERNA BRUTA	102.373	48.732	8.948	10.644	6.877	48.092	24.632	71.121	34.523	355.941	10.228	-7.072	2.893	706	5.183	-1.428	0	1.433	0	677	0	951	1.008	64	0	14.644	370.585
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	-102.373	-23.770	-4.759	-10.644	-6.877	-48.092	-8.544	-31.561	-23.742	-260.362	51.574	11.073	20.354	8.899	1.583	5.731	1.799	8.318	0	78.433	4.059	20.907	11.016	6.119	325	230.190	-30.171
REFINARIAS DE PETRÓLEO	-102.373	0	0	0	0	0	0	0	-3.175	-105.547	43.302	11.411	19.441	4.612	4.914	5.731	0	0	0	0	0	0	10.182	5.487	0	105.080	-467
PLANTAS DE GAS NATURAL	0	-7.707	0	0	0	0	0	0	975	-6.733	0	0	0	4.171	0	0	0	0	0	0	0	0	0	632	0	4.803	-1.929
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	-10.644	0	0	0	0	0	-10.644	0	0	0	0	0	0	2.282	8.318	0	0	0	0	-784	0	343	10.160	-484
CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR	0	0	0	0	-6.877	0	0	0	0	-6.877	0	0	0	0	0	0	0	0	6.774	0	0	0	0	0	0	6.774	-103
CENTRAIS ELÉTRICAS DE SERVIÇO PÚBLICO	0	-9.321	-4.367	0	0	-47.499	-351	-6.366	-9.749	-77.653	1.124	0	0	0	0	0	0	0	6.774	69.551	0	0	0	0	0	63.901	-13.752
CENTRAIS ELÉTRICAS AUTOPRODUTORAS	0	-4.542	-392	0	0	-592	-534	-3.253	-7.226	-16.540	-621	-338	0	0	0	0	-483	0	0	8.881	0	0	-608	0	-19	6.813	-9.727
CARVOARIAS	0	0	0	0	0	0	-7.659	0	0	-7.659	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.059	0	0	0	0	4.059	-3.600
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	-21.942	0	-21.942	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21.909	0	0	0	21.909	-33
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	0	-2.200	0	0	0	0	0	0	-4.567	-6.767	7.769	0	913	116	3.331	0	0	0	0	0	0	-1.002	2.226	0	0	6.691	-75
PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO E ARMAZENAGEM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-13.975	0	0	0	0	0	-13.975	-13.975
CONSUMO FINAL	0	24.961	4.189	0	0	0	16.087	39.560	10.781	95.579	61.802	4.001	23.247	9.605	6.766	4.303	1.799	9.752	0	65.135	4.059	21.858	12.024	6.183	325	230.859	326.438
CONSUMO FINAL NÃO ENERGÉTICO	0	3.126	0	0	0	0	0	0	0	3.126	0	0	0	0	6.766	2	0	0	0	0	0	687	511	6.183	209	14.359	17.485
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	0	21.835	4.189	0	0	0	16.087	39.560	10.781	92.453	61.802	4.001	23.247	9.605	0	4.301	1.799	9.752	0	65.135	4.059	21.170	11.513	0	115	216.501	308.954
SETOR ENERGÉTICO	0	8.367	0	0	0	0	0	19.422	0	27.789	1.271	253	0	37	0	0	300	0	0	6.530	0	0	3.831	0	0	12.223	40.011
RESIDENCIAL	0	667	0	0	0	0	4.937	0	0	5.604	0	0	0	7.777	0	0	0	0	0	17.037	376	0	0	0	0	25.190	30.793
COMERCIAL	0	376	0	0	0	0	95	0	0	471	15	35	0	340	0	0	0	0	0	11.215	90	0	0	0	0	11.695	12.167
PÚBLICO	0	40	0	0	0	0	0	0	0	40	34	26	0	217	0	0	0	0	0	4.176	0	0	0	0	0	4.454	4.494
AGROPECUÁRIO	0	0	0	0	0	0	2.143	0	0	2.143	7.378	11	0	4	0	0	0	0	0	3.140	8	17	0	0	0	10.558	12.701
TRANSPORTES	0	1.843	0	0	0	0	0	0	0	1.843	51.653	1.296	23.247	0	0	4.300	0	0	0	278	0	21.153	0	0	0	101.927	103.771
INDUSTRIAL	0	10.541	4.189	0	0	0	8.913	20.139	10.781	54.563	1.451	2.379	0	1.230	0	1	1.499	9.752	0	22.759	3.585	0	7.682	0	115	50.454	105.017
AJUSTES	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

Nota: (1) A importação de eletricidade corresponde ao montante excedente de Itaipu pertencente ao Paraguai.

Lista de Boxes

Box 1-1. Quais as condições para um maior crescimento da economia brasileira nos próximos 10 anos?	22
Box 2-1. Impactos de cenário econômico no consumo de gás natural	39
Box 3-1. O Plano é indicativo e facilitador de acesso à informação contestável	46
Box 3-2. Integração de recursos energéticos distribuídos (RED)	50
Box 3-3. Nova representação dos custos de PCH no MDI	52
Box 3-4. Principais atributos associados à expansão	56
Box 3-5. Nível de armazenamento x expansão de potência complementar	77
Box 3-6. Necessidade de maior representação granular da curva de carga	79
Box 4-1. Atualização dos critérios de planejamento	84
Box 4-2. Desafios da transmissão	85
Box 4-3. Solução mitigadora das restrições de transmissão decorrentes do atraso/caducidade de importantes instalações da rede básica	93
Box 4-4. Modernização das conversoras de 50 hz da SE Foz do Iguaçu	108
Box 4-5. Empreendimentos atrasados ou com concessões cassadas na região nordeste	112
Box 4-6. Empreendimentos atrasados na região sul	124
Box 4-7. Programa de expansão da transmissão (PET) / plano de expansão de longo prazo (PELP)	126
Box 5-1. Incertezas inerentes à previsão de produção de petróleo	134
Box 5-2. Diálogo entre os setores de petróleo e de meio ambiente	142
Box 6-1. E se houver variações da demanda de gasolina A?	153
Box 6-2. E se houver a entrada em operação de novas unidades de hidrotratamento?	154
Box 7-1. Análise da malha integrada com conexão das térmicas para atendimento de ponta	170
Box 7-2. Análise da malha integrada sem o terminal de regaseificação de GNL de Pecém	176
Box 8-1. Análise de sensibilidade para a oferta de etanol	191
Box 8-2. Análise de sensibilidade para o óleo diesel	198
Box 9-1. Eficiência energética de condicionadores de ar no setor residencial	207
Box 9-2. Capturando o verdadeiro valor da geração distribuída	211
Box 10-1. Interação com órgãos ambientais no planejamento de linhas de transmissão	215
Box 10-2. O meio ambiente nas etapas iniciais de um projeto hidrelétrico	215
Box 10-3. Riscos de acidentes associados às atividades de E&P	219
Box 10-4. Preocupações socioambientais na expansão da termelétrica	222
Box 10-5. Aproveitamento Hidrelétrico e Terras Indígenas	226
Box 10-6. Conservação da biodiversidade e planejamento energético	227
Box 10-7. Adaptação às mudanças climáticas no setor energético	229
Box 11-1. Caminhos flexíveis para a matriz energética	239

Lista de Figuras

Figura 3-1. Fluxograma da Metodologia do PDE 2027	47
Figura 3-2 - Integração Energética Regional	58
Figura 4-1 - Diagrama do Sistema Interligado Nacional em Operação - 2017	86
Figura 4-2 - Diagrama do Sistema Interligado Nacional planejado – 2027	87
Figura 4-3 - Sistema de conexão e escoamento da UHE Belo Monte	88
Figura 4-4 - Diagrama unifilar do sist. transmissão para escoamento das usinas do Rio Teles Pires	89
Figura 4-5 - Solução recomendada para escoamento das UTEs contratadas e futuras nos estados do RJ/ES ..	90
Figura 4-6 - Localização dos empreendimentos eólicos contratados nos leilões de energia	91
Figura 4-7 - Localização dos empreendimentos solares fotovoltaicos contratados nos leilões de energia.....	91
Figura 4-8 - Reforços na interligação Norte-SE/Centro-Oeste – Solução mitigadora dos atrasos de obras	94
Figura 4-9 - Reforços originalmente indicados para ampliação da Interligação Norte - Nordeste.....	96
Figura 4-10 - Reforços na interligação Norte-Nordeste – Solução mitigadora dos atrasos de obras	97
Figura 4-11 - Interligação Norte-Nordeste – Configuração a partir de 2023.....	97
Figura 4-12 - Interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste – Configuração atual.....	98
Figura 4-13 - Diagrama simplificado - Obras da Abengoa.....	99
Figura 4-14 - Interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste – Configuração 2023	99
Figura 4-15 - Diagrama esquemático da expansão da interligação Sul - Sudeste/Centro-Oeste.....	100
Figura 4-16. Interligação Manaus - Boa Vista – Unifilar	105
Figura 4-17. Interligação Oriximiná - Juruti – Parintins.....	106
Figura 6-1 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de gasolina A em 2027.....	157
Figura 6-2 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de óleo diesel A em 2027.....	158
Figura 6-3 - Polidutos de transporte	159
Figura 7-1 - Infraestrutura existente e em construção de oferta e transporte de gás natural.....	162
Figura 7-2 - Condições de contorno para a simulação em 2018 e 2027 da malha Nordeste.....	173
Figura 7-3 - Condições de contorno para a simulação em 2018 e 2027 da malha Sudeste.....	174
Figura 7-4 - Condições de contorno para a simulação em 2018 e 2027 do GASBOL e do GASUP	176
Figura 7-5 - Infraestrutura de gás natural na região do Rio Grande do Norte e Ceará.....	177
Figura 8-1 - Plantas produtoras de etanol e açúcar no Brasil e infraestrutura logística	190
Figura 8-2 - Usinas de biodiesel e infraestrutura atual de escoamento	198
Figura 9-1 - Consumo evitado de energia elétrica e COP médio dos aparelhos de ar condicionado novos.....	208
Figura 10-1 - Localização dos projetos previstos no PDE 2027.....	217
Figura 10-2 - Mapa síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2027	224

Lista de Tabelas

Tabela 2-1 - Indicadores: consumo final de energia	28
Tabela 2-2 - Posse média de equipamentos.....	33
Tabela 2-3 – Principais indicadores do consumo de eletricidade	41
Tabela 2-4 – SIN e subsistemas: carga de energia	42
Tabela 3-1 - Cesta de Oferta de UHE do MDI	51
Tabela 3-2 - Térmicas a Carvão Nacional.....	55
Tabela 3-3 - Usinas Hidrelétricas Indicativas	64
Tabela 3-4 - Taxas de crescimento dos cenários de demanda no SIN.....	72
Tabela 3-5 - UHE Indicativas - Mercado Alternativo	73
Tabela 3-6 - Diferenças entre sensibilidades e referência	75
Tabela 3-7 - Diferenças entre sensibilidades e referência	76
Tabela 3-8 - Contribuição solar de capacidade	78
Tabela 3-9 - Diferenças entre sensibilidades e referência	79
Tabela 3-10 - Estimativa das emissões de gases causadores do efeito estufa	80
Tabela 4-1 - Novos valores de corrente nominal dos BCS da interligação Norte - Sul	95
Tabela 4-2 - Expansão das principais interligações entre subsistemas a partir de obras outorgada.....	102
Tabela 4-3 - Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN - Linhas de transmissão.....	127
Tabela 4-4 - Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN – Transformação.....	127
Tabela 4-5 - Estimativa da TUST no SIN: valores médios.....	128
Tabela 5-1 - Previsão de produção, demanda estimada e excedentes de petróleo no Brasil	142
Tabela 6-1 Projeções do preço de petróleo do tipo Brent.....	146
Tabela 7-1 - Investimentos previstos no horizonte de 2018-2027	179
Tabela 8-1 - Investimento médio para construção de novas e expansão das existentes (cana-de-açúcar).....	187
Tabela 8-2 - Capacidade de processamento de biodiesel e consumo obrigatório em 2018 e 2027	196
Tabela 8-3 - Rotas tecnológicas aprovadas para a produção de Querosene de Aviação Alternativo	200
Tabela 10-1 - Matriz síntese da análise socioambiental integrada do PDE 2027	225
Tabela 10-2 - Evolução das emissões de GEE na produção, transformação e no uso de energia	228
Tabela 10-3 - Intensidade de carbono na economia brasileira devido à produção e ao uso da energia	230
Tabela 10-4 - Comparação de indicadores da NDC e do PDE 2027	231
Tabela 11-1 - Indicadores: consumo final de energia	234
Tabela 11-2 - Evolução da oferta interna de energia no horizonte decenal.....	235
Tabela 11-3 - Acompanhamento das medidas NDC x projeções PDE 2026	236
Tabela 11-4 - Geração Total de Eletricidade	236
Tabela 11-5 - Evolução da oferta de energia primária.....	237
Tabela 11-6 - Evolução da oferta de petróleo e derivados.....	238
Tabela 11-7 - Balanço de gás natural seco	238

Tabela 11-8 – Síntese da Expansão Prevista no PDE 2027	240
Tabela 11-9 – Elenco dos Projetos Hidrelétricos Disponibilizados ao PDE 2027	241
Tabela 11-10 – Síntese dos Resultados.....	242
Tabela 11-11 – Síntese das estimativas de investimentos	244
Tabela 11-12 – Projeção da Matriz Energética Nacional – Ano 2027.....	245
Tabela A-1 – Geração Centralizada: Evolução da Capacidade Instalada por Fonte, Expansão de Referência..	264
Tabela A-2 – Geração Centralizada: Evolução da Capacidade Instalada (incremento anual)	265
Tabela A-3 – Expansão Indicativa na Trajetória de Referência – Caso 1	266
Tabela A-4 – Expansão Indicativa na Trajetória Alternativa de Demanda – Caso 2	267
Tabela A-5 – Expansão Indicativa no Cenário de Restrição à Expansão de GN – Caso 3.1	268
Tabela A-6 – Expansão Indicativa no Cenário de Restrição à Expansão de GN – Caso 3.2	269
Tabela A-7 – Expansão Indicativa no Cenário Considerando Aproveitamento do Pré-Sal– Caso 4.1	270
Tabela A-8 – Expansão Indicativa no Cenário Considerando Aproveitamento do Pré-Sal– Caso 4.2	271
Tabela A-9 – Expansão Indicativa no Cenário Considerando Aproveitamento do Pré-Sal– Caso 4.3	272
Tabela A-10 – Expansão Indicativa no Cenário de Avaliação da Tecnologia Solar Fotovoltaica– Caso 5.1	273
Tabela A-11 – Expansão Indicativa no Cenário de Avaliação da Tecnologia Solar Fotovoltaica– Caso 5.2	274

Lista de Gráficos

Gráfico 1-1 - Evolução da população brasileira e do número de habitantes por domicílios	19
Gráfico 1-2 - Evolução da população brasileira por regiões geográficas	20
Gráfico 1-3 - Evolução do PIB e do comércio do mundo	21
Gráfico 1-4 - Evolução do crescimento da taxa de investimento.....	21
Gráfico 1-5 - Evolução do PIB e do PIB per capita (% a.a.)	22
Gráfico 1-6 - Evolução do PIB e do PIB per capita no cenário alternativo	23
Gráfico 1-7 - Evolução dos valores adicionados macrossetoriais (% a.a.)	24
Gráfico 1-8 - Evolução dos valores adicionados dos setores industriais (% a.a.)	24
Gráfico 1-9 - Evolução das participações setoriais no PIB (%)	26
Gráfico 2-1 - Consumo final de energia por setor	29
Gráfico 2-2 - Setor industrial: Consumo final de energia por segmento.....	30
Gráfico 2-3 - Setor industrial: Consumo final de energia por fonte	30
Gráfico 2-4 - Transportes: Consumo final de energia por fonte	32
Gráfico 2-5 - Consumo final de energia no setor residencial	32
Gráfico 2-6 - Consumo de energia elétrica por equipamento	33
Gráfico 2-7 - Consumo final de energia por fonte	34
Gráfico 2-8 - Consumo final de etanol por tipo	35
Gráfico 2-9 - Consumo final de biocombustíveis por fonte.....	35
Gráfico 2-10 - Derivados de Petróleo: Consumo final de energia por fonte	36
Gráfico 2-11 - Gás Natural: Consumo final de energia por setor.....	38
Gráfico 2-12 - Gás Natural: Consumo total de energia por setor.....	38
Gráfico 2-13 - Elasticidade-renda da demanda de eletricidade: Histórico x Projeção	40
Gráfico 2-14 - PDE 2027 x PDE 2026: Comparação entre previsões de carga de energia no SIN	42
Gráfico 3-1 - Projeção de Carga	60
Gráfico 3-2 - Capacidade Instalada no SIN no final de maio de 2018.....	61
Gráfico 3-3 - Expansão contratada até 2018 – Incremento anual de capacidade.....	62
Gráfico 3-4 - Balanço de Garantia Física e comparação entre as projeções de demanda.....	62
Gráfico 3-5 - Expansão Indicativa de Referência	64
Gráfico 3-6 - Participação das fontes	66
Gráfico 3-7 - Distribuição dos CMO o início e final do horizonte.....	67
Gráfico 3-8 - Participação das Fontes no Atendimento Mensal – Média e Cenário Crítico	68
Gráfico 3-9 - Participação das fontes por patamar de carga	69
Gráfico 3-10 - Participação das fontes para energia e capacidade – média dos cenários hidrológicos	69
Gráfico 3-11 - Participação das fontes para energia e capacidade – Cenários hidrológico crítico	69
Gráfico 3-12 - Distribuição da relação entre Oferta x Demanda de cada subsistema	70
Gráfico 3-13 - Distribuição da relação entre Oferta x Demanda de cada subsistema	71

Gráfico 3-14 - Expansão Indicativa - Mercado Alternativo	73
Gráfico 3-15 - Operação com Tecnologias de Armazenamento	74
Gráfico 4-1. Acréscimos de capacidade nas principais interligações entre subsistemas	103
Gráfico 4-2 - Investimento total em linhas de transmissão, por nível de tensão	127
Gráfico 4-3 - Investimento total em subestações, por nível de tensão	127
Gráfico 5-1 - Previsão de produção diária de petróleo nacional	132
Gráfico 5-2 - Previsão de produção bruta diária de gás natural nacional	133
Gráfico 5-3 - Previsão de produção líquida de gás natural nacional.....	134
Gráfico 5-4 - Previsão da produção de petróleo nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal.....	135
Gráfico 5-5 - Previsão de produção de petróleo nacional por tipo de contrato.....	136
Gráfico 5-6 - Previsão de produção bruta de gás natural nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal.....	137
Gráfico 5-7 - Previsão de produção bruta de gás natural por tipo de contrato	137
Gráfico 5-8 - Previsão de produção de petróleo nacional.....	138
Gráfico 5-9 - Previsão da evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P.....	140
Gráfico 5-10 - Previsão da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P.....	140
Gráfico 5-11 - Previsão de entrada em operação de novas UEP	142
Gráfico 6-1 - Projeções de preços para o petróleo do tipo Brent e demais tipos de petróleo	147
Gráfico 6-2 - Projeções de preços para o petróleo do tipo Brent e principais derivados	148
Gráfico 6-3 - Balanço Nacional de Petróleo.....	151
Gráfico 6-4 - Evolução da produção nacional dos principais derivados de petróleo	152
Gráfico 6-5 - Balanço nacional de gasolina A.....	153
Gráfico 6-6 - Balanço nacional de óleo diesel A.....	154
Gráfico 6-7 - Balanço nacional dos principais derivados de petróleo	155
Gráfico 6-8 - Saldo líquido dos principais derivados de petróleo	156
Gráfico 7-1 - Projeções de preços não incluindo ICMS e PIS/COFINS, transporte e margem de distribuição .	163
Gráfico 7-2 - Produção Líquida e Oferta Potencial nacionais de gás natural	165
Gráfico 7-3 - Oferta Potencial (Malha Integrada)	168
Gráfico 7-4 - Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil.....	169
Gráfico 7-5 - Demanda térmica para atendimento de ponta energética e terminais de GNL indicativos	170
Gráfico 7-6 - Análise de sensibilidade do Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil com as térmicas a ciclo aberto para atendimento de ponta	171
Gráfico 8-1 - Fluxo de unidades produtoras de cana-de-açúcar e variação de capacidade instalada.....	183
Gráfico 8-2 - Produtividade, cana colhida e destinação para etanol e açúcar.....	184
Gráfico 8-3 - Projeção da produção brasileira de açúcar	185
Gráfico 8-4 - Projeção da oferta total de etanol (produção brasileira e importação)	186
Gráfico 8-5 - Projeção da demanda total de etanol.....	189
Gráfico 8-6 - Energia contratada e extra certame das usinas vencedoras nos Leilões de Energia.....	192
Gráfico 8-7 - Energia contratada no ACR e potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço	193
Gráfico 8-8 - Demanda de biodiesel.....	196
Gráfico 9-1 - Consumo final de energia.....	202
Gráfico 9-2 - Energia conservada total.....	202

Gráfico 9-3 - Consumo de energia elétrica e energia conservada	203
Gráfico 9-4 - Consumo de combustíveis e combustível economizado	203
Gráfico 9-5 - Setor industrial: consumo específico de energia	203
Gráfico 9-6 - Setor industrial: consumo de energia e energia conservada	204
Gráfico 9-7 - Setor industrial: consumo de eletricidade e eficiência elétrica	204
Gráfico 9-8 - Ganhos de eficiência	204
Gráfico 9-9 - Participação dos modos na demanda energética do transporte de cargas.....	205
Gráfico 9-10 - Participação dos modos na demanda energética do transporte de passageiros.....	205
Gráfico 9-11 - Consumo médio por equipamento (kWh/ano/equipamento)	205
Gráfico 9-12 - Consumo de eletricidade no setor	206
Gráfico 9-13 - Setor de serviços: consumo de energia e conservação de energia	207
Gráfico 9-14 - Setor de serviços: consumo de eletricidade e eficiência elétrica.....	207
Gráfico 9-15 - Setor agropecuário: Consumo de energia total e eficiência energética	207
Gráfico 9-16 - Micro e Minigeração Distribuída.....	210
Gráfico 9-17 - Potência e Energia por fonte em 2027 no Cenário Referência	210
Gráfico 9-18 - Efeito da Tarifa Binômia na projeção dos micro e minigeradores.....	211
Gráfico 10-1 - Evolução da participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia	229
Gráfico 11-1 - Matriz energética brasileira: energia renovável e não-renovável	235
Gráfico 11-2 - Evolução da composição da oferta interna de energia por fonte	235
Gráfico A-1 – Fluxos de Intercâmbio de Energia no SIN.....	275
Gráfico A-2 – Custo Marginal de Operação e CME Energia	276
Gráfico A-3 – Risco de Déficit de Energia	277
Gráfico A-4 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2021	278
Gráfico A-5 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2023	278
Gráfico A-6 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2025	279
Gráfico A-7 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2027	279
Gráfico A-8 – TUST média de geração	280
Gráfico A-9 – Distribuição da TUST da carga para o ano 2021	280
Gráfico A-10 – Distribuição da TUST da carga para o ano 2023.....	281
Gráfico A-11 – Distribuição da TUST da carga para o ano 2025.....	281
Gráfico A-12 – Distribuição da TUST da carga para o ano 2027.....	282
Gráfico A-13 – TUST média da carga.....	282

Referências Bibliográficas

GERAIS

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. **Banco de Informações da Geração (BIG)**, 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 15 out. 2018.

BRASIL. Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão. **Estratégia Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social**. Documento para Consulta Pública, Brasília, DF, 2018. Disponível em http://www.planejamento.gov.br/development-socioeconomic-strategy-national/strategy-national-and-summary-executive/strategy-national/@download/file/estrategia_nacional_v3.pdf. Acesso em 10 jul. 2017.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **Balanco Energético Nacional (BEN) 2018: Ano base 2017, 2018**. Disponível em < <https://ben.epe.gov.br> >. Acesso em ago/2018.

IEA [International Energy Agency] **Key World Energy Statistics 2017**, 2017. Disponível em < <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf> >. Acesso em jul/2018.

Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética. **Plano decenal de expansão de energia 2026**.: MME/EPE, 2017. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 02 mar. 2018.

PETROBRAS (2018a). **Plano Estratégico e Plano de Negócios e Gestão 2018-2022**. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/plano-de-negocios-e-gestao>

ECONOMIA

ARBACHE, J. **Produtividade no setor de serviços**. In: NEGRI, F. R; CAVALCANTE, L. R. (orgs.) **Produtividade no Brasil: Desempenho e Determinantes – Vol 2**. Brasília: Ipea, 2015.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Caderno de Economia**. n.1. Rio de Janeiro: EPE, fev. 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-280/Caderno%20de%20Economia_vf.pdf>. Acesso em jul/ 2018.

FMI [Fundo Monetário Internacional]. **World Economic Outlook: Seeking Sustainable Growth: Short-Term Recovery, Long-Term Challenges**. Washington, DC: October, 2017.

IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. **Contas Nacionais Trimestrais - 1º trimestre de 2018**. Disponível em: < <http://www.ibge.gov.br/> >. Acesso em jul/2018.

IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. **Projeção da população do Brasil: por sexo e idade para o período 2000/2060**. Rio de Janeiro: IBGE, 2013.

MAPA [Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento]. **Projeções do Agronegócio 2016/2017 a 2026/2027**. Brasília, DF: MAPA, 2017.

DEMANDA

ABAL [Associação Brasileira do Alumínio] **Produção Mensal**, 2018. Disponível em < <http://abal.org.br/estatisticas/nacionais/aluminio-primario/producao-mensal/> >. Acesso em jul/2018.

EPE **Monitorando o progresso da eficiência energética no Brasil: indicadores e análises setoriais**. Nota técnica DEA 025/17. Rio de Janeiro. 2017.

IABR [Instituto Aço Brasil] **Estatísticas de Desempenho**, 2018. Disponível em < <http://www.acobrasil.org.br/site2015/estatisticas.asp> >. Acesso em jul/2018.

IBÁ [Indústria Brasileira de Árvores] **Cenários Ibá**, 2018. Disponível em < <http://iba.org/pt/dados-e-estatisticas/cenarios-iba> >. Acesso em jul/2018.

MME [Ministério de Minas e Energia] **Sinopse da Mineração e Transformação Mineral - 2017 base 2016**, 2016. Disponível em < http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/geologia-mineracao-e-transformacao-mineral/publicacoes/sinopse-mineracao-e-transformacao-mineral?_20_displayStyle=descriptive&p_id=20 >. Acesso em jul/2018.

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

AEE Institute. **Economic Potential for Peak Demand Reduction in Michigan**. Relatório. San Francisco, 2017.

ALMEIDA JUNIOR, C. R. S. **Proposta Metodológica para o Cálculo do Custo Marginal de Expansão do Sistema Interligado Nacional**. 2017. 112 f. Tese (Doutorado em Engenharia em Sistemas e Computação)- COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

BID Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericano: herramientas y metodologías de evaluación del futuro de la operación, planificación y expansión; DOCUMENTO PARA DISCUSIÓN # IDB-DP-341, Disponível em <http://services.iadb.org/wmsfiles/products/Publications/38685962.pdf>

CESAR, T. **Expansão da Geração via Leilões Considerando o Custo Marginal de Operação Obtido Levando em Conta Aversão a Risco**. 2015. 171 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - PUC-Rio, Rio de Janeiro.

EPRI – Electric Power Research Institute. Smart Grid Resource Center, 2017. Disponível em: <http://smartgrid.epri.com/DemoProjects.aspx>. Acesso em Abril de 2017.

GANDELMAN, D. A. **Uma Metodologia para o Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro Considerando Incertezas**. 2015. Tese (Doutorado em Engenharia), COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro.

GORENSTIN, B.G.; CAMPODONICO, N.M.; COSTA, J.P.; PEREIRA M.V.F. **Power system expansion planning under uncertainty**. Power Systems, IEEE Transactions on 8 (1993): 129 – 136.

IRENA, **Planning for the renewable future: long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies**, 2017, disponível em http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Planning_for_the_Renewable_Future_2017.pdf

LISBOA, M. L. V., et al. **MELP – Modelo de Planejamento da Expansão de Longo Prazo do Sistema de Geração e Troncos de Interligação de Sistemas Elétricos**. V Congresso Latino – Americano de Geração e Transmissão de Eletricidade. São Pedro, SP, Brasil, 2003.

MACHADO JUNIOR, Z. S. **Modelo da Expansão da Geração a Longo Prazo Considerando Incertezas e Garantia de Suprimento**. 2000. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Sistemas e Computação), COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

MARANGON, J. **Efeitos das Mudanças Climáticas na Geração de Energia Elétrica**. Relatório. São Paulo, 2014.

MULLER, G. M. **Impacto de Novas Tecnologias e Smart Grids na Demanda de Longo Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro**. 2016. 207 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro.

MIT - Massachusetts Institute of Technology (2016). **Utility of the Future**. Relatório, Massachusetts.

NREL National Renewable Energy Laboratory (2016) **U.S. Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2016**. September.

PAZ, L. R. L. P.; SILVA, N. F.; ROSA, L. P. **The paradigm of sustainability in the Brazilian energy sector**. Renewable and Sustainable Energy Reviews 11 (2007): 1558–1570

PEREIRA JR., A. O.; SOARES, J. B.; OLIVEIRA, R. G. de; QUEIROZ, R. P. de. **Energy in Brazil: Toward sustainable development?** Energy Policy, 2008: 73–83.

PINHEIRO, S. F.; TRINKENREICH, J. **Expansão a Longo Prazo do Sistema Elétrico Usando Programação Linear**. XV Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional. Rio de Janeiro, 1982. 243-258.

SANTOS, H. L. **Inserção dos Custos Ambientais em um Modelo de Expansão da Geração a Longo Prazo**. 2008. 102 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético), COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

SCHAEFFER, R., SZKLO, A.; LUCENA, A. et al. **Mudanças Climáticas e Segurança Energética no Brasil**. Relatório. Rio de Janeiro, 2008.

UPME. **Smart Grids Colombia Visión 2030**. Relatório. Bogotá, 2016.

UPME. **Estudio de Generación Eléctrica Bajo Escenario de Cambio Climático**. Relatório. Bogotá, 2015.

UPME. **Estudio para Determinar la Vulnerabilidad Y las Opciones de Adaptación del Sector Energético Colombiano Frente al Cambio Climático**. Relatório. Bogotá, 2013.

U.S. Department of Energy. **Final Report on Customer Acceptance, Retention, and Response to Time-Based Rates from the Consumer Behavior Studies**. Relatório. Washington, 2016.

TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

“Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão, CCPE/CTET - Janeiro/2001”.

“Base de Referência de Preços ANEEL”, de junho de 2016

EPE. EPE-DEE-DEA-RE-006-2013-rev3 - “Estudo Prospectivo para Avaliação da Integração do Potencial Eólico do Rio Grande do Sul”

EPE-DEE-DEA-RE-001-2014-rev0 - “Estudo para o Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia”

EPE-DEE-DEA-RE-0147-2014-rev2 - “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste”

EPE-DEE-RE-148_2014-rev3 – “Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste”

EPE-DEE-DEA-RE-021-2015-rev0 - “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico dos Estados do Maranhão, Piauí e Ceará”

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-025/2016-rev0 - "Estudo de Atendimento à Região de Limoeiro e Carpina"

EPE-DEE-RE-86/2014-rev2 - "Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina: Região de Florianópolis"

EPE-DEE-RE-69/2015-rev1 - "Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Mato Grosso do Sul "

EPE-DEE-RE-042/2016-rev1 - "Reavaliação do Estudo para Escoamento do Potencial Eólico do Litoral do Maranhão, Piauí e Ceará"

EPE-DEE-RE-006/2016-rev0 - "Estudo para Escoamento de Geração na Área Sul da Região Nordeste"

EPE-DEE-RE-067/2016-rev0 - "Estudo de Atendimento à Região do Vale do Paraíba"

EPE-DEE-RE-081/2016-rev0 - "Estudo de Atendimento à Região de Governador Valadares"

EPE-DEE-RE-080/2016-rev0 - "Estudo de Atendimento à Região do Sertão de Alagoas"

EPE-DEE-RE-065/2016-rev0 - "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico e Fotovoltaico da Região do Seridó "

EPE-DEE-RE-099/2016-rev1 - "Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa"

EPE-DEE-PT-103/2016-rev0 - "Estudo de Conexão das PCHs do Rio Corumbá"

EPE-DEE-RE-102/2016-rev0 - "Estudo de Atendimento à Região de Rio Claro e Rio Verde"

EPE-DEE-RE-111/2016-rev0 - "Estudo de Atendimento à Região Centro-Oeste de Minas Gerais – SEs Pimenta e São Gonçalo do Pará"

EPE-DEE-RE-106/2017-rev0 - "Estudo de Atendimento ao Estado de Goiás"

EPE-DEE-RE-003/2017-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-7/2017-rev1 - "Integração de Humaitá ao SIN e Reavaliação do Atendimento a Porto Velho"

EPE-DEE-RE-002/2017-rev0 - "Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul: Região Noroeste - PARTE 1 "

EPE-DEE-RE-133/2015-rev2 - "Estudo de Atendimento ao Estado do Paraná: Região Centro-sul "

EPE-DEE-RE-014/2017-rev0 - "Atendimento à Região Metropolitana do Rio de Janeiro "

EPE-DEE-RE-18/2017-rev1 - "Suprimento à região Norte do Mato Grosso – Conexão em Sinop e outras alternativas "

EPE-DEE-RE-031/2017-rev0 - "Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial Solar das Regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais "

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-37/2017-rev0 - "Recomendação de Reforços para Mitigar Atrasos de Instalações de Transmissão Concedidas "

EPE-DEE-RE-054/2017-rev0 - "Estudo para escoamento do potencial de geração e suprimento da região de Dianópolis "

EPE-DEE-RE-050/2017-rev0 - "Estudo de Atendimento à Região de Capão Bonito "

EPE-DEE-RE-043/2017-rev0 - "Estudo de Atendimento à Região de Inhumas "

EPE-DEE-RE-49/2017-rev0 - "Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina: Região Oeste "

EPE-DEE-DEA-RE-9/2013-rev1 - "Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina: Regiões Sul e Extremo Sul "

EPE-DEE-RE-056/2017-rev0 - "Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul: Região Serrana "

EPE-DEE-RE-147/2014-rev4 - "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste "

EPE-DEE-RE-062/2017-rev0 - "Estudo para Escoamento de Geração na SE Suape II "

EPE-DEE-NT-094/2017-rev0 - "Atendimento a Itabira - Minas Gerais "

EPE-DEE-RE-132/2015-rev1 - "Estudo de Atendimento ao Estado de Santa Catarina: Regiões Norte e Vale do Itajaí "

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-029/2017-rev2 - "Estudo de Atendimento às Regiões de Mossoró, Aracati e Fortaleza "

EPE-DEE-RE-8/2016-rev3 - "Estudo de Atendimento à Região de Campos "

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-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-043/2018-rev0 - "Estudo de Atendimento à Zona da Mata Mineira e Região da Mantiqueira".

EPE-DEE-RE-047/2018-rev0 - "Estudo de Atendimento ao Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba".

EPE-DEE-RE-048/2018-rev0 - "Estudo de Atendimento à região Nordeste de Goiás".

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

ANP [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Participações governamentais e de terceiros**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/royalties-e-outras-participacoes/participacoes-governamentais-consolidadas>>. Acesso em jun/2016.

BP. **BP Statistical Review of World Energy, 2017**. Disponível em: <http://www.bp.com/statisticalreview/> > Acesso em mai/2017.

EPE. **Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás**. Acesso em: nov/2017.

ABASTECIMENTO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

ANP (2018). **Dados Estatísticos – Produção de derivados**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2018 Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos>>.

ANP (2015). **Resolução ANP nº 30, de 29 de junho de 2015**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2015/junho/ranp%2030%20-%202015.xml>.

ANP (2013). **Resolução ANP nº 50, de 23 de dezembro de 2013**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2013/dezembro/ranp%2050%20-%202013.xml>.

IMO (2016). **Marine Environment Protection Committee (MEPC)**, 70th session, 24-28 October 2016. International Maritime Organization. Disponível em: <<http://www.imo.org/en/MediaCentre/MeetingSummaries/MEPC/Pages/MEPC-70th-session.aspx>>.

MAPA (2015). **Portaria MAPA nº 75, de 5 de março de 2015**. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Disponível em: <<http://sistemasweb.agricultura.gov.br/sislegis>>.

MME (2016). **Política Nacional de Biocombustíveis. Renovabio**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/programas/renovabio/principal>>

PETROBRAS (2018b). **Resultados Consolidados do Segundo Trimestre de 2018**. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding>

PETROBRAS (2018c). **Oportunidade de Investimento em cluster de refino e logística no Nordeste do Brasil ("Cluster Nordeste")**. Disponível em: www.investidorpetrobras.com.br/download/6259

PETROBRAS (2018d). **Oportunidade de Investimento em cluster de refino e logística no Sul do Brasil ("Cluster Sul")**. Disponível em: www.investidorpetrobras.com.br/download/6258

PETROBRAS (2018e). **Petrobras e CNPCI assinam Carta de Intenções para promover investimentos na Refinaria do Comperj e na área de Marlim**. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/petrobras-e-cnpci-assinam-carta-de-intencoes-para-promover-investimentos-na-refinaria-do-comperj-e>

PETROBRAS (2016). **Refinaria Abreu e Lima bate novo recorde mensal de processamento de petróleo**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/refinaria-abreu-e-lima-bate-novo-recorde-mensal-de-processamento-de-petroleo.htm>>.

PETROBRAS (2013). **Combustíveis Marítimos – Informações Técnicas**. Disponível em: <<http://sites.petrobras.com.br/minisite/assistenciatecnica/public/downloads/manual-tecnico-combustiveis-maritimos-assistencia-tecnica-petrobras.pdf>>.

GÁS NATURAL

CGU [Controladoria-Geral da União]. **Transferência dos CCEARs da UTE Termoeará**. Ofício SRG-Petrobras à SRM-ANEEL, GIA-RGN/ARX 0082/2016. Setembro, 2016. Disponível em: <http://www.consultaesic.cgu.gov.br/busca/dados/Lists/Pedido/Attachments/504764/RESPOSTA_PEDIDO_48513.023365_2016.pdf>. Acesso em ago/2018.

CNI [Confederação Nacional das Indústrias]. **A Indústria e o Brasil. Gás Natural – Uma Proposta de Política para o País**. 2010. Disponível em: <<http://www.portaldaindustria.com.br/publicacoes/2012/09/a-industria-e-o-brasil-gas-natural-uma-proposta-de-politica-para-o-brasil/>>. Acesso em ago/2018.

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%20T%C3%A9cnica%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, 2017a. 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%A9stria%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20na%20Bol%C3%ADvia%2022jun17.pdf>>. Acesso em ago/2018.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Informe Técnico: Terminais de Regaseificação de GNL nos Portos Brasileiros - Panorama dos Principais Projetos e Estudos**. Abril, 2018a. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-tecnico-terminais-de-regaseificacao-de-gnl-nos-portos-brasileiros-panorama-dos-principais-projetos-e-estudos>>. Acesso em ago/2018.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Compilação de Correlações de Custos de Equipamentos – Instalações Industriais de Gás Natural**. Agosto, 2018b. 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.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**, Janeiro, 2018. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim_Gas_Natural_nr_131_JAN_18.rev.pdf/9ccf8f67-c7d3-4ea6-95bd-cca719c62e5b>. Acesso em ago/2018.

PETROBRAS. **Petrobras assina contrato para construção da Unidade de Processamento de Gás Natural em Itaboraí**. Março, 2018a. Disponível em <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/6321>>. Acesso em ago/2018.

PETROBRAS. **Desinvestimentos no Setor de Fertilizantes: Concessão de Exclusividade para Negociação**. Maio, 2018b. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/6157>>. Acesso em ago/2018.

OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Boletim Mensal do Biodiesel**. Fevereiro de 2017. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/>. Acesso em: 14 mai. 2018

_____. **Dados Estatísticos**, 2018a. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?dw=8740>. Acesso em: 14 mai. 2018

_____. **Autorização para produção de biocombustíveis**, 2018b. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/producao-de-biocombustiveis/autorizacao-para-producao-de-biocombustiveis>. Acesso em: 20 jul. 2018

_____. **Leilões de Biodiesel**, 2018c. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 14 mai. 2018

_____. **Sistema de informações de movimentação de produtos (SIMP)**, 2018d. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 20 abr. 2018

ASTM – American Standard Testing Materials. **Standard Specification for Jet B Wide-Cut Aviation Turbine Fuel**. ASTM D6615 - 15a, 2015

_____. **Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons**. ASTM D7566 – 18, 2018

BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social. **Comunicação Pessoal**, 2018

_____. **Leilões de Biodiesel**, 2018c. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 14 mai. 2018

BRASIL. 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**. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/115670>. Acesso em: 14 mai. 2018

_____. Lei nº 13.263, de 23 de março de 2016, 2016. Altera a Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014, para dispor sobre os percentuais de adição de biodiesel ao óleo diesel comercializado no território nacional. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 24 março. 2016. Disponível em: www.planalto.gov.br. Acesso em: 14 mai. 2018

_____. Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017a. Dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio). **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 27 de dezembro. 2017a. Disponível em: www.planalto.gov.br. Acesso em: 20 abr. 2018

_____. Projeto de Lei da Câmara nº 9.321, de 2017, 2017b. 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**. Disponível em:

http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?jsessionid=2AD880DD4EA9C52051357EEACD4D884E.proposicoesWebExterno2?codteor=1639773&filename=Avulso+-PL+9321/2017 Acesso em: 21 mai. 2018

CAMEX – Resolução CAMEX nº72, de 31 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)”. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 01 set. 2017. Disponível em: www.planalto.gov.br. Acesso em: 13 abr. 2018

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Leilões**, 2018. Disponível em: www.ccee.org.br. Acesso em: 14 mar. 2018

CEOXPO – Planning and optimization services for your business. **Metodologia dos levantamentos de custos de produção agroindustriais do setor sucroenergético**. Treinamento interno ministrado por Carlos Eduardo Osório Xavier em ago. 2016.

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética. Resolução CNPE nº 3, de 21 de setembro de 2015. Autoriza e define diretrizes para comercialização e uso voluntário de biodiesel. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 14 de outubro de 2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe/cnpe-2015>. Acesso em: 13 abr. 2018

_____. 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. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 30 dez. 2017. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe/cnpe-2017>. Acesso em: 04 abr. 2018

COGEN – Associação da Indústria de Cogeração de Energia. **Bioeletricidade: reduzindo emissões & agregando valor ao sistema elétrico, nacional**. Apresentação realizada por Carlos Roberto Silvestrin no Ethanol Summit 2009. São Paulo, 03 jun. 2009

CONAB – Companhia Nacional de Abastecimento. **Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar: safra 2017/2018: Quarto levantamento**. Brasília: CONAB, 2018^a. Disponível em: www.conab.gov.br. Acesso em: 02 mai. 2018

_____. **Comunicação Pessoal**, 2018b

CTBE – Laboratório Nacional de Ciência e Tecnologia do Bioetanol. **Comunicação Pessoal**, 2018.

CTC – Centro de Tecnologia Canavieira. **Comunicação Pessoal**, 2018.

DATAGRO. **Balanco de oferta e demanda mundial de açúcar**. Janeiro 2015. Disponível em: <http://www.datagro.com.br>. Acesso em: 10 mai. 2018

_____. **Balanco mundial de açúcar**. Edição 01-18, Barueri: DATAGRO, 02 fev. 2018. Disponível em: www.datagro.com/. Acesso em: 10 mai. 2018

EC – European Commission. **Energy: Energy Strategy and Energy Union**, 2017. Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union>. Acesso em: 15 mai. 2018.

EIA – U. S. Energy Information Administration. **Monthly energy review: renewable energy**. Total Energy Data, 2018. Disponível em: <http://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/index.cfm>. Acesso em: 27 jul. 2018

ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.. **Dados de geração das CGEE participantes do Proinfa - 2006-2017**, 2018. Disponível em: <http://eletrobras.com/pt/Paginas/Proinfa.aspx>. Acesso em: 19 mar. 2018.

EMBRAPA. Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária. **Zoneamento Agroecológico do Dendê para as Áreas Desmatadas da Amazônia Legal (ZAE-Dendê)**. Brasília, 2010. Disponível em: <https://www.embrapa.br/busca-de-produtos-processos-e-servicos/-/produto-servico/1248/zoneamento-agroecologico-do-dendzeiro-para-as-areas-desmatadas-da-amazonia-legal>. Acesso em: 19 mar. 2018.

EPA – U. S. Environmental Protection Agency. **Proposed renewable fuel standards for 2019, and the biomass – based diesel volume for 2020**. Renewable Fuel Standard Program: Regulations & Volume Standards, 2018. Disponível em: <https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/proposed-volume-standards-2019-and-biomass-based-diesel-volume-2020>. Acesso em: 30 jun. 2018.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis: ano 2016**. Rio de Janeiro: EPE, 2017. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 04 jul. 2018.

_____. **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis: ano 2017**. Rio de Janeiro: EPE, 2018a. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 30 jun. 2018.

_____. **Balanco Energético Nacional 2018: ano base 2017**. Rio de Janeiro: EPE, 2018b. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 30 mai. 2018

_____. **Cenários de oferta de etanol e demanda Ciclo Otto 2018 – 2030**. Rio de Janeiro: EPE, 2018c. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 18 mai. 2018

EQUIPAV. **Estudo de caso: reconhecimento global da tecnologia de cogeração empregada no Brasil**. Apresentação realizada por Ricardo Pereira no Cogeneration Brazil 2009. São Paulo, 22 set. 2009

EUA. **Energy independence and security act of 2007**. Washington, DC, 19 dez. 2007. Disponível em: <http://www.govtrack.us/congress/billtext.xpd?bill=h110-6>. Acesso em: 20 abr. 2018

FAO – Food and Agriculture Organization. **World agriculture towards 2030-2050**. OECD/FAO, 2006. Disponível em: <http://www.fao.org/docrep/009/a0607e/a0607e00.HTM>. Acesso em: 20 abr. 2018

_____. **World agriculture towards 2030-2050: the 2012 revision**. OECD/FAO, 2012. Disponível em: <http://www.fao.org/docrep/016/ap106e/ap106e.pdf>. Acesso em: 20 abr. 2018

_____. **Agricultural outlook 2016 – 2025**. Roma, 2016. OECD/FAO, 2016. Disponível em: www.fao.org/3/a-i5778e.pdf. Acesso em 20 abr. 2018.

ICAO – International Civil Organization. **Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA)**, 2018. Disponível em <https://www.icao.int/environmental-protection/Pages/market-based-measures.aspx>. Acesso em: 04 mai. 2018

IEA – International Energy Agency. **Biofuels for transport – an international perspective**, 2004. Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/biofuels2004.pdf>. Acesso em 23 out. 2006.

IMEA – Instituto Mato-Grossense de Economia Agropecuária. **Clusters de etanol de milho em Mato Grosso**. Cuiabá: IMEA, 2017.

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change, 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**. Disponível em: <http://www.ipcc.ch/report/ar5/wg3/>. Acesso em: 21 mai. 2018

ISO – International Sugar Organization. **Sugar Year Book 2017**. International Sugar Organization, Londres, 2017

Itaú BBA. **Perspectivas – Diagnóstico Financeiro do Setor Sucroenergético**. Comunicação Pessoal, 2018

Logum Logística S.A. **Comunicação Pessoal**, 2018.

MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. **Comunicação Pessoal**, 2016

_____. **Sistema de Acompanhamento da Produção Canavieira (Sapcana)**. Posição 04/01/2018. Brasília, 2018a Disponível em: <http://www.agricultura.gov.br>. Acesso em: 10 jan. 2018.

_____. **Sustentabilidade / Agroenergia**, 2018b. Disponível em: <http://www.agricultura.gov.br>. Acesso em: 20 abr. 2018.

MDIC – Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio. **Dados estatísticos das exportações e importações brasileiras**. AliceWeb, 2018. Disponível em: <http://aliceweb.desenvolvimento.gov.br>. Acesso em: 30 mar. 2018.

MME – Ministério de Minas e Energia. Portaria MME nº 116, de 04 de abril de 2013. Estabelece diretrizes específicas para a formação de estoques de biodiesel no País. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 08 abr. 2013. Disponível em: [http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias/portarias_mme/2013/pmme%20116%20-%202013.xml?fn=document-frameset.htm&f=templates\\$3.0](http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias/portarias_mme/2013/pmme%20116%20-%202013.xml?fn=document-frameset.htm&f=templates$3.0). Acesso em: 20 abr. 2018.

_____. Portaria MME nº 80, de 02 de março de 2017, 2017. Estabelece o cronograma para realização de testes e ensaios em motores e veículos necessários à validação da utilização de misturas com adição de biodiesel. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 03 mar. 2017. Disponível em: www.mme.gov.br. Acesso em: 20 abr. 2018.

_____. **MME apresenta resultados dos testes com misturas de B10**, 2018a. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/mme-apresenta-resultado-dos-testes-com-misturas-de-b10. Acesso em: 06 ago. 2018.

_____. Portaria MME nº 311, de 27 de julho de 2018, 2018b. Estabelece diretrizes específicas para a realização dos leilões públicos destinados à contratação do biodiesel necessário para atendimento à adição obrigatória ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF. Disponível em: http://www.lex.com.br/legis_27686077_PORTARIA_N_311_DE_27_DE_JULHO_DE_2018.aspx. Acesso em: 06 ago. 2018.

_____. Portaria MME nº 270, de 25 de junho de 2018, 2018c. Altera a Portaria MME nº 516, de 11 de novembro de 2015. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=363151>. Acesso em: 06 ago. 2018.

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.. **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, 2014. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/2496>. Acesso em: 05 mar. 2018.

MRE – Ministério das Relações Exteriores. **Ofício nº 0091153.00000040/2018-21**. DRN (Divisão de Recursos Energéticos Novos e Renováveis), 2018.

PPI – Programa de Parcerias de Investimentos. **FCA: Ferrovia Centro Atlântica S.A.**, 2018a. Disponível em: www.ppi.gov.br. Acesso em: 10 ago. 2018.

_____. **Concessão da Ferrovia Norte-Sul**, 2018b. Disponível em: www.ppi.gov.br. Acesso em: 10 ago. 2018.

_____. **Rumo Malha Paulista S.A.**, 2018c. Disponível em: www.ppi.gov.br. Acesso em: 10 ago. 2018.

TOLMASQUIM, M. T (Coord). **Energia Termelétrica: gás natural, biomassa, carvão, nuclear**. Rio de Janeiro: EPE, 2016

UDOP – União dos Produtores de Bioenergia. **Usinas/Destilarias**, 2015. Disponível em: http://www.udop.com.br/index.php?item=temas&id_tema=9. Acesso em: 31 mar. 2015.

UE – União Europeia. **EP seals climate change package**. Parlamento Europeu, 17 dez 2008. Disponível em: <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+HM-PRESS+20081208BKG44004+0+DOC+XML+V0//EN>. Acesso em: 04 jul. 2010.

_____. Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho. **Jornal Oficial da União Europeia**, 24 mar. 2009. Disponível em: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:PT:PDF>. Acesso em: 04 jul. 2010.

UNEM – União Nacional do Etanol de Milho. **Comunicação Pessoal**, 2018.

UNICA – União da Indústria de Cana-de-açúcar. **Coletiva de Imprensa: análise da safra 2013/14**. UNICA, 17 de dezembro de 2013. Disponível em: <http://www.unica.com.br/download.php?idSecao=17&id=6288236>. Acesso em: 04 mai. 2018.

_____. **Comunicação Pessoal**, 2014.

USDA, 2018. United States Department of Agriculture. **Foreign Agricultural Service Circular**. Series- WAP 8-18 - August 2018. World Agricultural Production. Disponível em: https://www.usda.gov/oce/commodity/wasde/Secretary_Briefing.pdf. Acesso em: 06 ago. 2018.

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

ANEEL. Nota técnica n° 0017/2015-SRD/ANEEL. Anexo V –AIR. 13 de abril de 2015.

BRASIL. **Portaria Interministerial MME/MCTI/MDIC N° 1.007 de 31 De Dezembro De 2010**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2010.

_____. **Portaria Interministerial MME/MCTI/MDIC N° 1 de 31 De Julho 2018**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2018.

_____. **Portaria Interministerial MME/MCTI/MDIC N° 2 de 31 De Julho 2018**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2018.

GREENER. **Estudo Estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 2° Semestre de 2018**. 2018

IEA [International Energy Agency]. **The Future of Cooling: Opportunities for Energy-Efficient Air Conditioning**. OECD/IEA: Paris, 2018.

KONZEN, G. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass**. Dissertação de Mestrado—São Paulo, SP: Programa de Pós-Graduação em Energia, USP, 2014.

MIT. **Utility of the Future**. 2016.

ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

BRASIL. **Contribuição Nacionalmente Determinada - NDC**. 2016.

_____. **Decreto nº 7.390, de 9 de dezembro de 2010**. Regulamenta os arts. 6º, 11 e 12 da Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009, que institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC, e dá outras providências.

LIMA, J. W. M.; COLLISCHONN, W.; MARENGO, J. A. (Ed.). **Efeitos das Mudanças Climáticas na Geração de Energia Elétrica**. São Paulo: AES Tietê. Hunter Books Editora, 2014. 360 p.

MCTI. **3ª Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima**. Volume III. Brasília, 2016.

MCTI. **Relatórios de Referência do 3º Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa – Setor Energia**. Brasília, 2015.

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 - ABRADDEE
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
CACHOEIRA DOURADA S.A. - CDSA
CAIUÁ SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A. - CAIUÁ
CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE
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 PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL
CENTRO DE TECNOLOGIA CANAVEIRA - CTC
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 - CFLC
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
 CONSELHO DOS PRODUTORES DE CANA-DE-AÇÚCAR, AÇÚCAR E
 ÁLCOOL –
 CONSECANA
 CONSULCANA
 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
 DEDINI S.A. INDÚSTRIAS DE BASE
 DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ELETRICIDADE DE POÇOS DE CALDAS
 - DMEPC
 DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE IJUÍ - DMEI
 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
 ELECNR CONCESSÕES - ELECNR
 ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A - ELEKTRO
 ELETROBRAS AMAZONAS ENERGIA
 ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO AMAZONAS
 ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ALAGOAS - EDAL
 ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO PIAUÍ – EDPI
 ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO RONDÔNIA - EDRO
 ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO RORAIMA - EDRR
 ELETROBRAS TERMONUCLEAR S.A. - ELETRONUCLEAR
 ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. – ELETROSUL
 ELECNR CONCESSÕES - ELECNR
 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
 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
 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
 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
 PSA GROUPE
 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
 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
 VALE S.A.
 VOTORANTIM ENERGIA

Anexos

A. Capítulo 3

CAP. III - ANEXO I

Tabela A-1 – Geração Centralizada: Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração para a Expansão de Referência

FORTE^(a)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
RENOVÁVEIS	131.859	135.275	139.329	140.297	141.463	147.000	150.998	155.534	159.874	164.171
HIDRO ^(b)	96.625	98.188	101.854	101.854	101.916	102.058	102.176	102.732	103.092	103.410
OUTRAS RENOVÁVEIS:	35.235	37.088	37.474	38.442	39.547	44.942	48.822	52.802	56.782	60.762
PCH e CGH	6.245	6.360	6.553	6.715	6.751	7.168	7.518	7.968	8.418	8.868
EÓLICA	13.624	14.951	15.069	15.171	15.351	18.672	20.672	22.672	24.672	26.672
BIOMASSA ^(c) + BIOGÁS	13.598	13.581	13.595	13.724	13.806	14.463	14.993	15.523	16.053	16.583
SOLAR CENTRALIZADA	1.768	2.196	2.258	2.832	3.639	4.639	5.639	6.639	7.639	8.639
NÃO RENOVÁVEIS	22.812	23.453	25.255	26.559	26.559	28.506	30.977	30.012	31.210	31.980
URÂNIO	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	3.395	3.395
GÁS NATURAL ^(d)	12.538	12.939	14.454	15.759	15.759	17.898	21.352	21.870	21.870	23.021
CARVÃO	3.075	3.420	3.420	3.420	3.420	3.420	3.420	3.420	3.420	3.420
ÓLEO COMBUSTÍVEL ^(e)	3.721	3.696	3.696	3.696	3.696	3.696	3.262	1.780	1.749	1.368
ÓLEO DIESEL ^(e)	1.488	1.408	1.694	1.694	1.694	1.502	952	952	776	776
UTE Ciclo Aberto + Tec.Armacenamento^(f)					204	1.305	3.997	7.762	7.762	13.142
TOTAL DO SIN	154.671	158.728	164.583	166.856	168.227	176.812	185.972	193.308	198.846	209.294
Itaipu 50Hz ^(g)	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
TOTAL DISPONÍVEL	161.671	165.728	171.583	173.856	175.227	183.812	192.972	200.308	205.846	216.294

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) Usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível são retiradas do Plano de Expansão de Referência nas datas de término de seus contratos.

(f) Alternativa Indicativa de Ponta: contempla termelétricas a ciclo aberto e tecnologias de armazenamento.

(g) Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai, cujo excedente de energia é exportado para o mercado brasileiro.

Tabela A-2 - Geração Centralizada: Expansão da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (incremento anual)

FONTE ^(a)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
RENOVÁVEIS	3.416	4.053	968	1.166	5.537	3.998	4.536	4.340	4.297
HIDRO ^(b)	1.563	3.667	0	62	142	118	556	360	317
OUTRAS RENOVÁVEIS:	1.853	387	968	1.104	5.395	3.880	3.980	3.980	3.980
PCH e CGH	115	193	162	37	417	350	450	450	450
EÓLICA	1.327	118	102	179	3.322	2.000	2.000	2.000	2.000
BIOMASSA ^(c) + BIOGÁS	-17	14	129	82	657	530	530	530	530
SOLAR CENTRALIZADA	428	62	574	807	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
NÃO RENOVÁVEIS	641	1.802	1.305	0	1.947	2.471	-965	1.198	770
URÂNIO	0	0	0	0	0	0	0	1.405	0
GÁS NATURAL ^(d)	401	1.516	1.305	0	2.139	3.454	518	0	1.151
CARVÃO	345	0	0	0	0	0	0	0	0
ÓLEO COMBUSTÍVEL ^(e)	-25	0	0	0	0	-433	-1.483	-31	-381
ÓLEO DIESEL ^(e)	-80	286	0	0	-192	-550	0	-176	0
UTE Ciclo Aberto + Tec.Armazenamento^(f)	0	0	0	204	1.101	2.692	3.765	0	5.380
TOTAL DO SIN	4.057	5.855	2.272	1.371	8.585	9.160	7.336	5.539	10.448

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) Usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível são retiradas do Plano de Expansão de Referência nas datas de término de seus contratos, conforme reduções apresentadas nesta tabela.
(f) Alternativa Indicativa de Ponta: contempla termelétricas a ciclo aberto e tecnologias de armazenamento.

CAP. III - ANEXO II**Evolução Indicativa das Trajetórias Futuras de Expansão (2022-2027), considerando saídas do MDI**

Tabela A-3 - Evolução da Expansão Indicativa na Trajetória de Referência – Caso 1

Fontes	Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)							Investimento até 2027 (R\$ milhões)
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total	
Hidrelétrica ^(a)	-	-	257	777	-	790	1.824	14.729
PCH - Sudeste	-	-	-	327	450	450	1.227	6.135
PCH - Sul	-	350	350	123	-	-	823	4.115
Biomassa	-	450	450	450	450	450	2.250	9.000
Biomassa Florestal	-	-	50	50	50	50	200	1.083
Biogás	-	30	30	30	30	30	150	1.125
Eólica - Sul	-	400	400	400	400	400	2.000	10.000
Eólica - Nordeste	-	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	8.000	40.000
Fotovoltaica - Nordeste	-	800	800	800	800	800	4.000	16.000
Fotovoltaica - Sudeste	-	200	200	200	200	200	1.000	4.000
GNL Sudeste Flexível ^(b)	-	-	2 862	394	-	804	4.059	13.077
GNL Sul Flexível ^(b)	-	-	593	124	-	348	1.064	3.428
GNL Nordeste Flexível ^(b)	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Flexível CA Sul	204	-	516	727	-	1.276	2.723	5.935
Gás Flexível CA Nordeste	-	-	-	1.054	-	1.415	2.469	5.379
Gás Flexível CA Sudeste	-	1.101	2.176	1.984	-	1.689	6.950	17.121
Tecnologias de Armazenamento	-	-	-	-	-	1.000	1.000	5.000
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Pré-Sal	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	204	4.931	10.283	9.040	3.980	11.301	39.740	156.127

(a) Apresenta a potência instalada total da UHE, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).

(b) O gás natural ciclo combinado foi utilizado como referência de combustível para alternativa de expansão termelétrica.

Tabela A-4 - Evolução da Expansão Indicativa na Trajetória Alternativa de Demanda – Caso 2

Fontes	Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)							Investimento até 2027 (R\$ milhões)
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total	
Hidrelétrica ^(a)	-	-	344	690	-	790	1.824	14.729
PCH - Sudeste	-	-	-	477	500	500	1.477	7.385
PCH - Sul	-	400	400	23	-	-	823	4.115
Biomassa	-	595	595	595	595	595	2.976	11.904
Biomassa Florestal	-	-	50	50	50	50	200	1.083
Biogás	-	30	30	30	30	30	150	1.125
Eólica - Sul	-	500	500	500	500	500	2.500	12.500
Eólica - Nordeste	-	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	10.000	50.000
Fotovoltaica - Nordeste	-	800	800	800	800	800	4.000	16.000
Fotovoltaica - Sudeste	-	200	200	200	200	200	1.000	4.000
GNL Sudeste Flexível ^(b)	-	750	3.071	301	-	865	4.986	16.063
GNL Sul Flexível ^(b)	-	-	688	294	-	419	1.401	4.512
GNL Nordeste Flexível ^(b)	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Flexível CA Sul	723	-	287	728	-	831	2.570	5.600
Gás Flexível CA Nordeste	-	-	-	1.163	-	1.393	2.556	5.570
Gás Flexível CA Sudeste	1.019	538	2.349	2.443	-	2.854	9.202	22.668
Tecnologias de Armazenamento	-	-	-	-	-	1.000	1.000	5.000
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Pré-Sal	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	1.741	5.813	11.314	10.295	4.675	12.826	46.665	182.254

(a) Apresenta a potência instalada total da UHE, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).

(b) O gás natural ciclo combinado foi utilizado como referência de combustível para alternativa de expansão termelétrica.

Tabela A-5 - Evolução da Expansão Indicativa no Cenário de Restrição a Expansão de Gás Natural – Caso 3.1

Fontes	Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)							Investimento até 2027 (R\$ milhões)
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total	
Hidrelétrica ^(a)	-	-	257	777	-	790	1.824	14.729
PCH - Sudeste	-	-	-	327	450	450	1.227	6.135
PCH - Sul	-	350	350	123	-	-	823	4.115
Biomassa	-	450	450	450	450	450	2.250	9.000
Biomassa Florestal	-	-	50	50	50	50	200	1.083
Biogás	-	30	30	30	30	30	150	1.125
Eólica - Sul	-	431	431	431	431	431	2.157	10.785
Eólica - Nordeste	-	1.726	1.726	1.726	1.726	1.726	8.628	43.139
Fotovoltaica - Nordeste	-	800	800	800	800	800	4.000	16.000
Fotovoltaica - Sudeste	-	200	200	200	200	200	1.000	4.000
GNL Sudeste Flexível ^(b)	-	-	2.732	-	-	-	2.732	8.802
GNL Sul Flexível ^(b)	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL Nordeste Flexível ^(b)	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Flexível CA Sul	204	-	297	-	-	-	501	1.091
Gás Flexível CA Nordeste	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Flexível CA Sudeste	-	609	2.271	886	-	-	3.767	9.280
Tecnologias de Armazenamento	-	-	-	2.945	1.000	3.055	7.000	35.000
Carvão Nacional	-	-	328	1.172	-	-	1.500	11.059
Gás Pré-Sal	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	204	4.596	9.922	9.917	5.137	7.982	37.759	175.342

(a) Apresenta a potência instalada total da UHE, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).

(b) O gás natural ciclo combinado foi utilizado como referência de combustível para alternativa de expansão termelétrica.

Tabela A-6 - Evolução da Expansão Indicativa no Cenário de Restrição a Expansão de Gás Natural – Caso 3.2

Fontes	Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)							Investimento até 2027 (R\$ milhões)
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total	
Hidrelétrica ^(a)	-	-	257	777	-	790	1.824	14.729
PCH - Sudeste	-	-	-	327	450	450	1.227	6.135
PCH - Sul	-	350	350	123	-	-	823	4.115
Biomassa	-	450	450	450	450	450	2.250	9.000
Biomassa Florestal	-	-	50	50	50	50	200	1.083
Biogás	-	30	30	30	30	30	150	1.125
Eólica - Sul	-	365	365	365	365	365	1.826	9.130
Eólica - Nordeste	-	1.461	1.461	1.461	1.461	1.461	7.304	36.520
Fotovoltaica - Nordeste	-	800	800	800	800	800	4.000	16.000
Fotovoltaica - Sudeste	-	200	200	200	200	200	1.000	4.000
GNL Sudeste Flexível ^(b)	-	-	3.192	987	-	-	4.178	13.459
GNL Sul Flexível ^(b)	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL Nordeste Flexível ^(b)	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Flexível CA Sul	204	-	168	85	-	-	458	997
Gás Flexível CA Nordeste	-	-	-	1.434	-	-	1.434	3.125
Gás Flexível CA Sudeste	-	853	1.738	717	-	-	3.309	8.150
Tecnologias de Armazenamento	-	-	-	940	65	6.288	7.292	36.461
Carvão Nacional	-	-	452	1.048	-	-	1.500	11.059
Gás Pré-Sal	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	204	4.510	9.513	9.793	3.871	10.884	38.774	175.089

(a) Apresenta a potência instalada total da UHE, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).

(b) O gás natural ciclo combinado foi utilizado como referência de combustível para alternativa de expansão termelétrica.

Tabela A-7 - Evolução da Expansão Indicativa no Cenário Considerando Aproveitamento do Pré-Sal – Caso 4.1

Fontes	Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)							Investimento até 2027 (R\$ milhões)
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total	
Hidrelétrica ^(a)	-	-	344	690	-	790	1.824	14.729
PCH - Sudeste	-	-	-	327	450	450	1.227	6.135
PCH - Sul	-	350	350	123	-	-	823	4.115
Biomassa	-	450	450	450	450	450	2.250	9.000
Biomassa Florestal	-	-	50	50	50	50	200	1.083
Biogás	-	-	-	-	-	-	-	-
Eólica - Sul	-	315	315	315	315	315	1.577	7.887
Eólica - Nordeste	-	1.262	1.262	1.262	1.262	1.262	6.310	31.549
Fotovoltaica - Nordeste	-	800	800	800	800	800	4.000	16.000
Fotovoltaica - Sudeste	-	200	200	200	200	200	1.000	4.000
GNL Sudeste Flexível ^(b)	-	303	1.321	-	-	-	1.624	5.233
GNL Nordeste Flexível ^(b)	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL Sul Flexível ^(b)	-	-	1.345	-	-	-	1.345	4.332
Gás Flexível CA Sul	39	-	-	790	-	1.653	2.482	5.409
Gás Flexível CA Nordeste	-	-	-	1.415	-	2.087	3.502	7.631
Gás Flexível CA Sudeste	165	1.260	2.223	1.416	-	-	5.064	12.474
Tecnologias de Armazenamento	-	-	-	-	159	1.000	1.159	5.794
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Pré-Sal	-	-	-	1.746	-	1.567	3.313	14.910
TOTAL	204	4.941	8.660	9.584	3.686	10.624	37.700	150.282

(a) Apresenta a potência instalada total da UHE, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).

(b) O gás natural ciclo combinado foi utilizado como referência de combustível para alternativa de expansão termelétrica.

Tabela A-8 - Evolução da Expansão Indicativa no Cenário Considerando Aproveitamento do Pré-Sal – Caso 4.2

Fontes	Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)							Investimento até 2027 (R\$ milhões)
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total	
Hidrelétrica ^(a)	-	-	344	550	-	930	1.824	14.729
PCH - Sudeste	-	-	-	327	450	450	1.227	6.135
PCH - Sul	-	350	350	123	-	-	823	4.115
Biomassa	-	450	450	450	450	450	2.250	9.000
Biomassa Florestal	-	-	50	50	50	50	200	1.083
Biogás	-	-	-	-	-	-	-	-
Eólica - Sul	-	281	281	281	281	281	1.404	7.020
Eólica - Nordeste	-	1.123	1.123	1.123	1.123	1.123	5.616	28.079
Fotovoltaica - Nordeste	-	800	800	800	800	800	4.000	16.000
Fotovoltaica - Sudeste	-	200	200	200	200	200	1.000	4.000
GNL Sudeste Flexível ^(b)	-	774	2.349	-	-	-	3.124	10.062
GNL Sul Flexível ^(b)	-	-	2.505	485	-	-	2.990	9.631
GNL Nordeste Flexível ^(b)	-	-	1.113	-	-	-	1.113	3.586
Gás Flexível CA Sul	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Flexível CA Nordeste	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Flexível CA Sudeste	-	-	-	-	-	-	-	-
Tecnologias de Armazenamento	-	-	-	2.329	180	5 245	7.754	38.772
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Pré-Sal	-	-	-	2.621	-	679	3.300	14.850
TOTAL	-	3.978	9.565	9.339	3.534	10.208	36 625	167.062

(a) Apresenta a potência instalada total da UHE, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).

(b) O gás natural ciclo combinado foi utilizado como referência de combustível para alternativa de expansão termelétrica.

Tabela A-9 - Evolução da Expansão Indicativa no Cenário Considerando Aproveitamento do Pré-Sal – Caso 4.3

Fontes	Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)							Investimento até 2027 (R\$ milhões)
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total	
Hidrelétrica ^(a)	-	-	257	777	-	790	1.824	14.729
PCH - Sudeste	-	-	-	327	450	450	1.227	6.135
PCH - Sul	-	350	350	123	-	-	823	4.115
Biomassa	-	450	450	450	450	450	2.250	9.000
Biomassa Florestal	-	-	50	50	50	50	200	1.083
Biogás	-	30	30	30	30	30	150	1.125
Eólica - Sul	-	400	400	400	400	400	2.000	10.000
Eólica - Nordeste	-	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	8.000	40.000
Fotovoltaica - Nordeste	-	800	800	800	800	800	4.000	16.000
Fotovoltaica - Sudeste	-	200	200	200	200	200	1.000	4.000
GNL Sudeste Flexível ^(b)	-	-	2.978	289	-	793	4.059	13.077
GNL Sul Flexível ^(b)	-	-	477	229	-	358	1.064	3.428
GNL Nordeste Flexível ^(b)	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL Nordeste Inflexível Sazonal ^(b)	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL Nordeste Inflexível 80% ^(b)	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL Nordeste Inflexível 100% ^(b)	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Flexível CA Sul	204	-	632	644	-	1.243	2.723	5.935
Gás Flexível CA Nordeste	-	-	-	1.054	-	1.423	2.477	5.398
Gás Flexível CA Sudeste	-	1.101	2.060	2.067	-	1.714	6.942	17.100
Tecnologias de Armazenamento	-	-	-	-	-	1.000	1.000	5.000
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Pré-Sal	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	204	4.931	10.283	9.040	3.980	11.301	39.740	156.124

(a) Apresenta a potência instalada total da UHE, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).

(b) O gás natural ciclo combinado foi utilizado como referência de combustível para alternativa de expansão termelétrica.

Tabela A-10 - Evolução da Expansão Indicativa no Cenário de Avaliação da Tecnologia Solar Fotovoltaica – Caso 5.1

Fontes	Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)							Investimento até 2027 (R\$ milhões)
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total	
Hidrelétrica ^(a)	-	-	257	777	-	790	1.824	14.729
PCH - Sudeste	-	-	-	327	450	450	1.227	6.135
PCH - Sul	-	350	350	123	-	-	823	4.115
Biomassa	-	451	451	451	451	451	2.257	9.028
Biomassa Florestal	-	-	50	50	50	50	200	1.083
Biogás	-	30	30	30	30	30	150	1.125
Eólica - Sul	-	400	400	400	400	400	2.000	10.000
Eólica - Nordeste	-	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	8.000	40.000
Fotovoltaica - Nordeste	-	800	800	800	800	800	4.000	16.000
Fotovoltaica - Sudeste	-	200	200	200	200	200	1.000	4.000
GNL Sudeste Flexível ^(b)	-	-	2.850	433	-	1.059	4.342	13.988
GNL Sul Flexível ^(b)	-	-	610	-	-	523	1.133	3.650
GNL Nordeste Flexível ^(b)	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Flexível CA Sul	-	-	314	884	-	934	2.132	4.647
Gás Flexível CA Nordeste	-	-	-	292	-	1.142	1.434	3.124
Gás Flexível CA Sudeste	-	-	2.095	1.906	-	1.223	5.225	12.871
Tecnologias de Armazenamento	-	-	-	-	-	1.000	1.000	5.000
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Pré-Sal	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	-	3.831	10.008	8.274	3.981	10.653	36.747	149.494

(a) Apresenta a potência instalada total da UHE, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).

(b) O gás natural ciclo combinado foi utilizado como referência de combustível para alternativa de expansão termelétrica.

Tabela A-11 - Evolução da Expansão Indicativa no Cenário de Avaliação da Tecnologia Solar Fotovoltaica – Caso 5.2

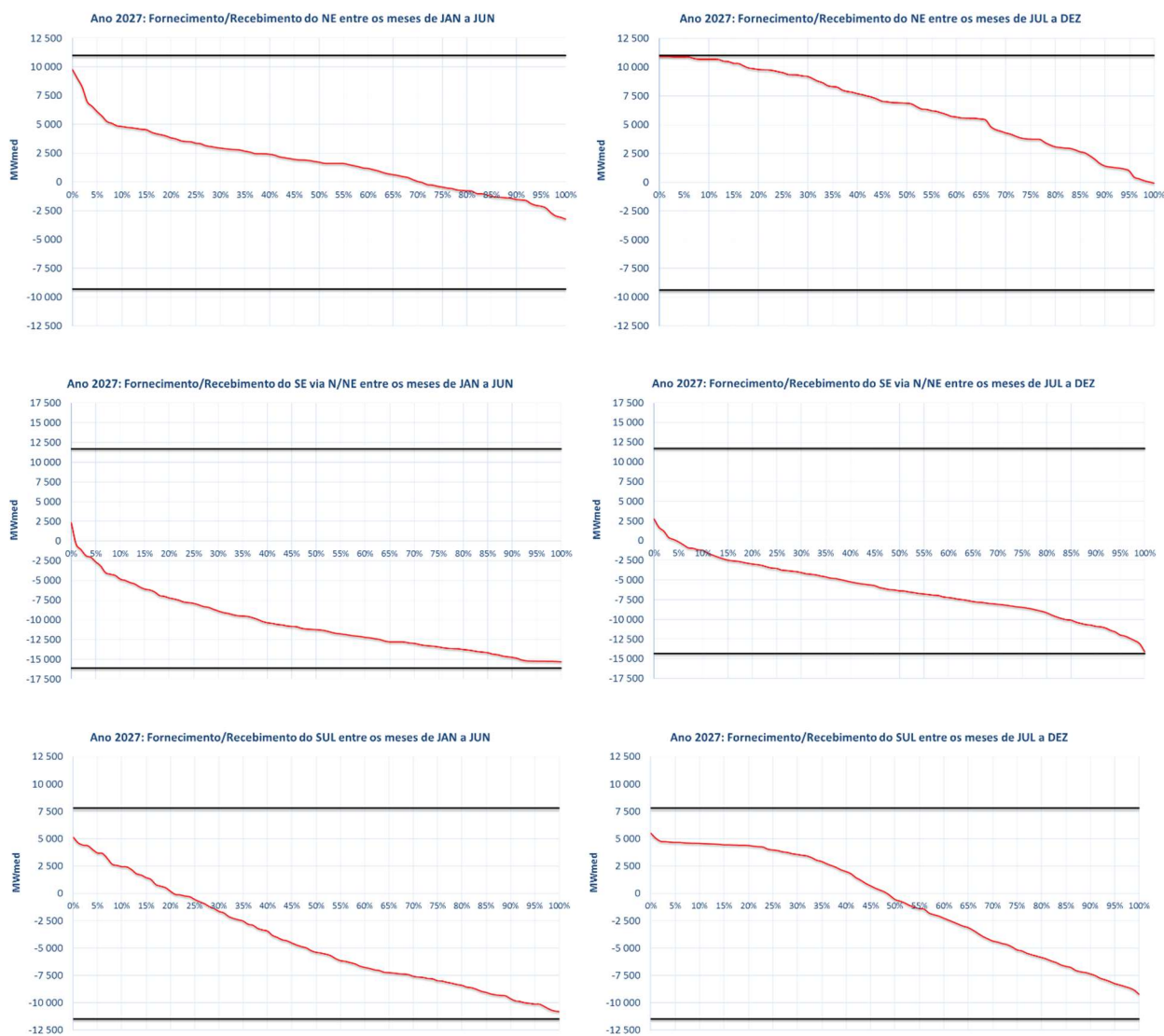
Fontes	Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)							Investimento até 2027 (R\$ milhões)
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total	
Hidrelétrica ^(a)	-	-	344	690	-	790	1.824	14.729
PCH - Sudeste	-	-	-	327	450	450	1.227	6.135
PCH - Sul	-	350	350	123	-	-	823	4.115
Biomassa	-	450	450	450	450	450	2.250	9.000
Biomassa Florestal	-	-	50	50	50	50	200	1.083
Biogás	-	30	30	30	30	30	150	1.125
Eólica - Sul	-	259	259	259	259	259	1.296	6.479
Eólica - Nordeste	-	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037	5.183	25.915
Fotovoltaica - Nordeste	-	800	2.400	2.400	2.400	2.400	10.400	28.160
Fotovoltaica - Sudeste	-	200	600	600	600	600	2.600	7.040
GNL Sudeste Flexível ^(b)	-	-	2.816	101	-	501	3.418	11.011
GNL Sul Flexível ^(b)	-	-	640	-	-	789	1.430	4.606
GNL Nordeste Flexível ^(b)	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Flexível CA Sul	-	-	260	971	-	670	1.901	4.143
Gás Flexível CA Nordeste	-	-	-	555	-	1.208	1.763	3.843
Gás Flexível CA Sudeste	-	-	2.340	1.876	-	1.421	5.637	13.887
Tecnologias de Armazenamento	-	-	-	-	-	1.000	1.000	5.000
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás Pré-Sal	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	-	3.126	11.575	9.470	5.276	11.655	41.102	146.270

(a) Apresenta a potência instalada total da UHE, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).

(b) O gás natural ciclo combinado foi utilizado como referência de combustível para alternativa de expansão termelétrica.

CAP. III - ANEXO III

Gráfico A-1 – Fluxos de Intercâmbios de Energia do SIN (períodos úmido e seco)

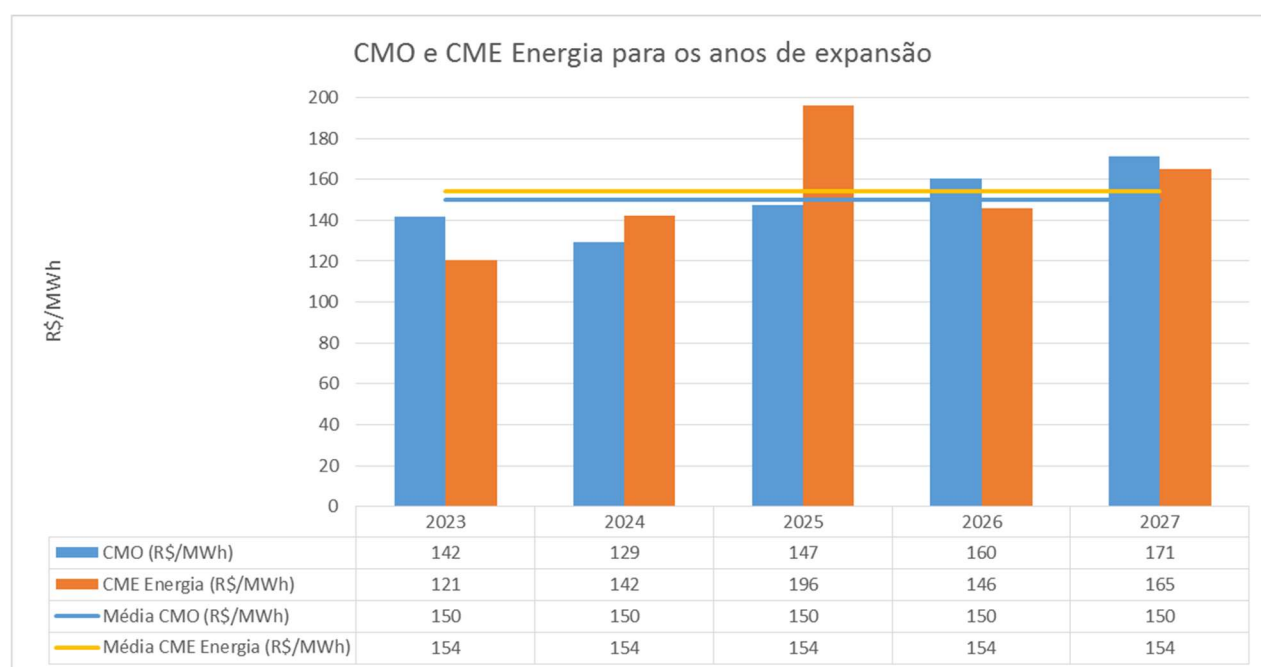


CAP. III - ANEXO IV

Atendimento aos critérios de planejamento pela Expansão de Referência do PDE 2027

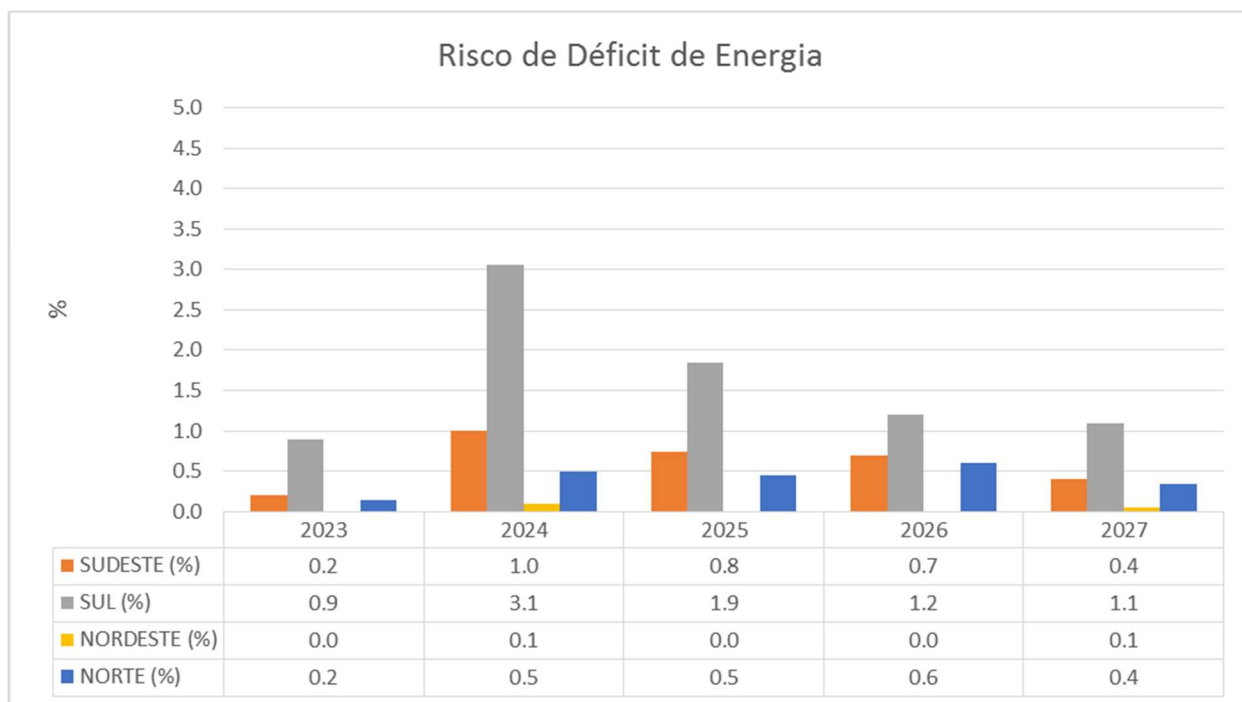
A partir da simulação da operação da Expansão de Referência com o Modelo Newave, obtém-se os Custos Marginais de Operação (CMO) para o atendimento aos requisitos energéticos do sistema. O Gráfico A-2 apresenta a comparação desses valores com o Custo Marginal de Expansão de Energia, obtido pelo MDI através da variável dual associada apenas a equação de atendimento à carga de energia (CME Energia). A média do CMO para os cinco últimos anos do horizonte decenal (2023 a 2027), período em que ocorre a indicação de oferta para atendimento aos requisitos de energia, é de R\$ 150/MWh, enquanto que a do CME Energia é de R\$ 154/MWh. Dada a proximidade entre os dois valores (valores médios de CMO e CME Energia no período de 2023 a 2027) constata-se que o critério de igualdade é atingido.

Gráfico A-2 – Custo Marginal de Operação e CME Energia



O Gráfico A-3 apresenta os riscos de déficit de energia para os quatro maiores submercados do SIN, onde percebe-se que os valores são sempre inferiores a 5%.

Gráfico A-3 – Risco de déficit de energia



Dessa forma, a Expansão de Referência do PDE 2027 encontra-se compatível com os critérios de planejamento definidos pela Resolução nº 9 de 2008 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

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 apenas os anos ímpares do período 2018-2027, à exceção do ano 2019. Este ano corresponde ao ciclo tarifário 2018-2019, que se encontra em vigência.

Gráfico A-4 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2021

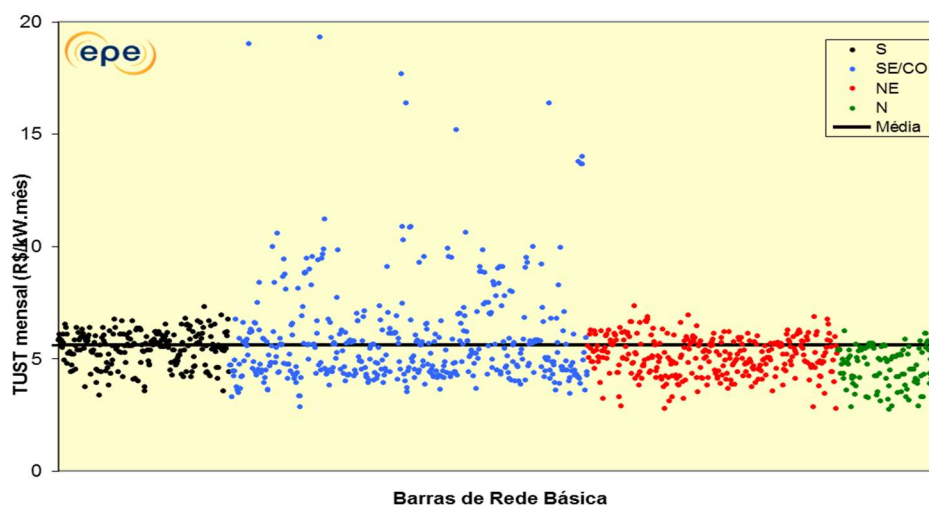


Gráfico A-5 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2023

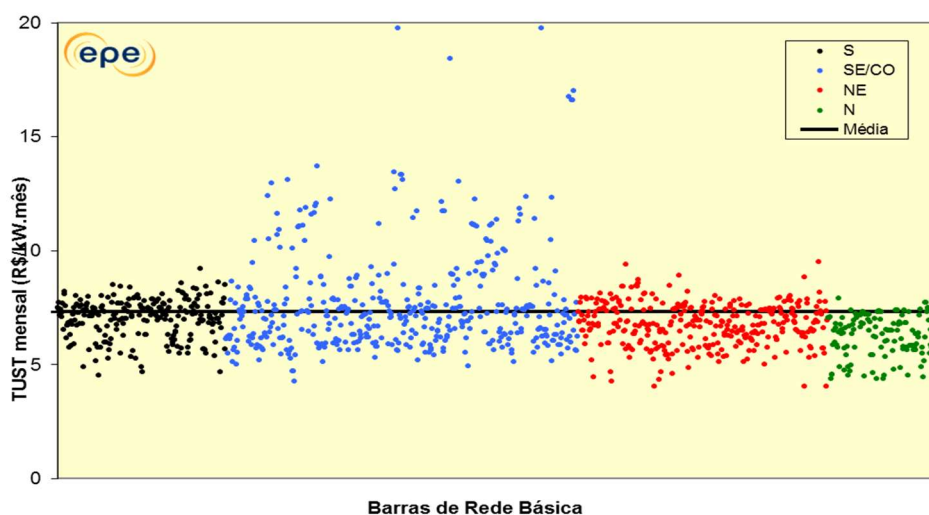


Gráfico A-6 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2025

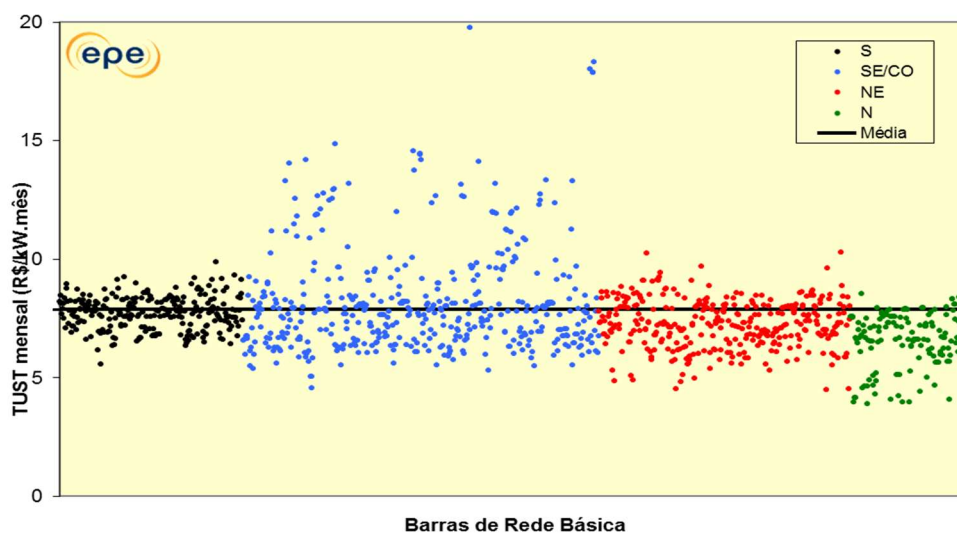
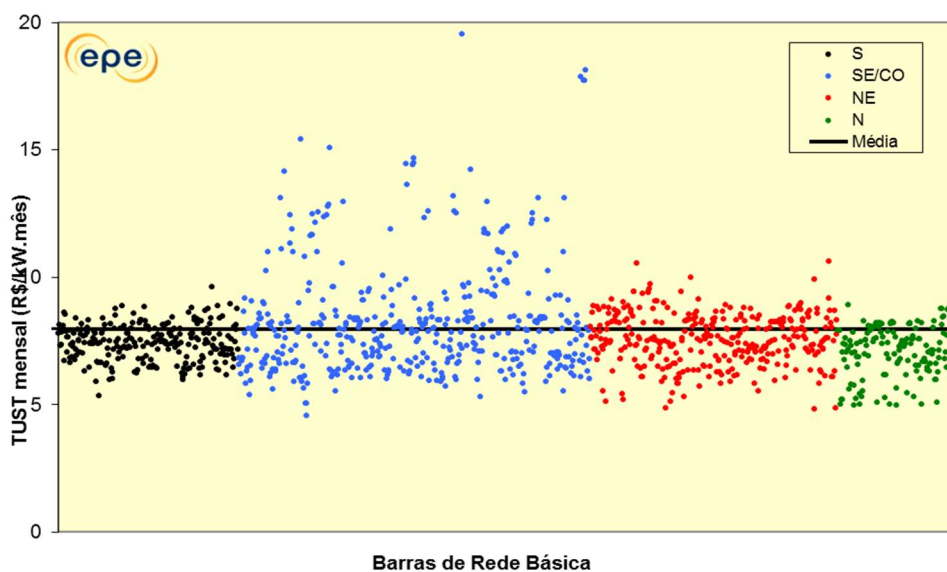
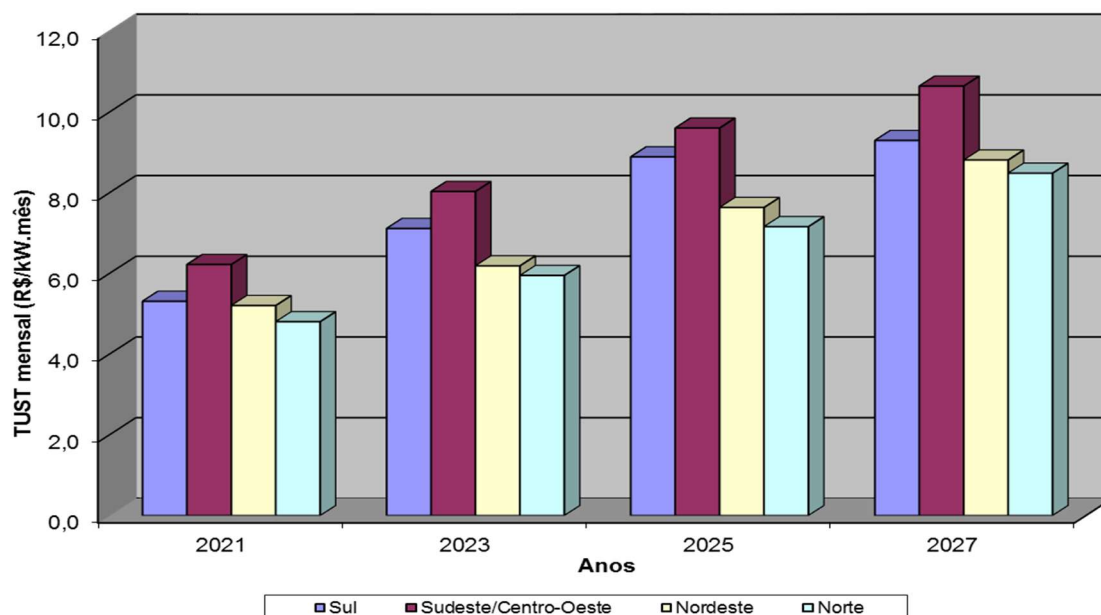


Gráfico A-7 – Distribuição da TUST de geração para o ano 2027



No gráfico a seguir é mostrada a estimativa da evolução da TUST média de geração dos submercados.

Gráfico A-8 – TUST média de geração



TUST para instalações de carga

Os gráficos seguintes apresentam a distribuição da estimativa das TUST de carga de cada submercado em relação à média do sistema, considerando-se apenas os anos ímpares do período 2018-2027, à exceção do ano 2019. Este ano corresponde ao ciclo tarifário 2018-2019, que se encontra em vigência.

Gráfico A-9 – Distribuição da TUST de carga para o ano 2021

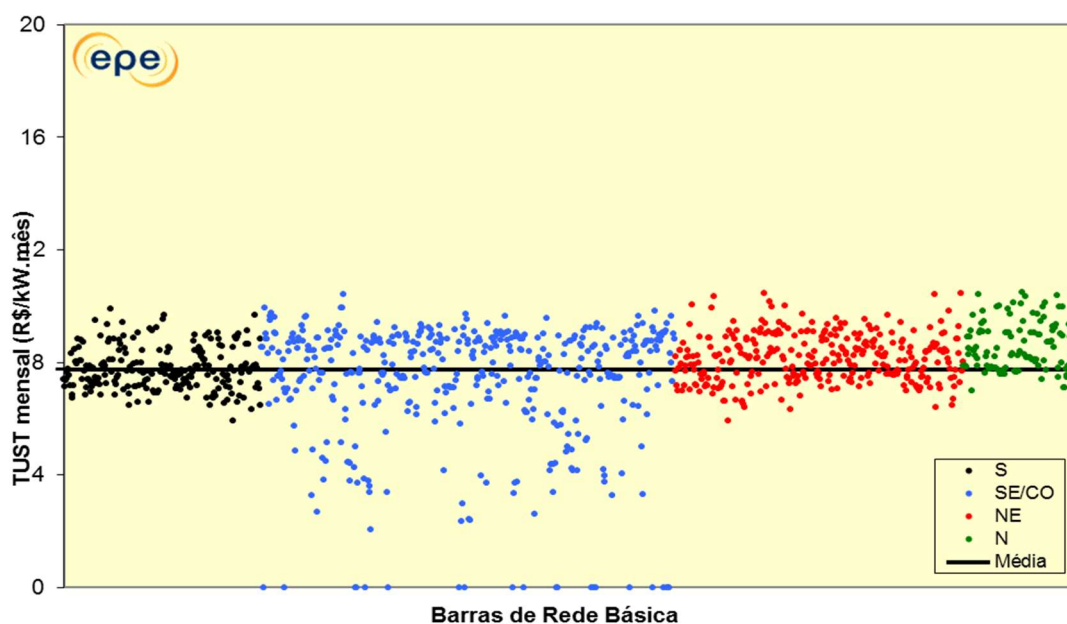


Gráfico A-10 – Distribuição da TUST de carga para o ano 2023

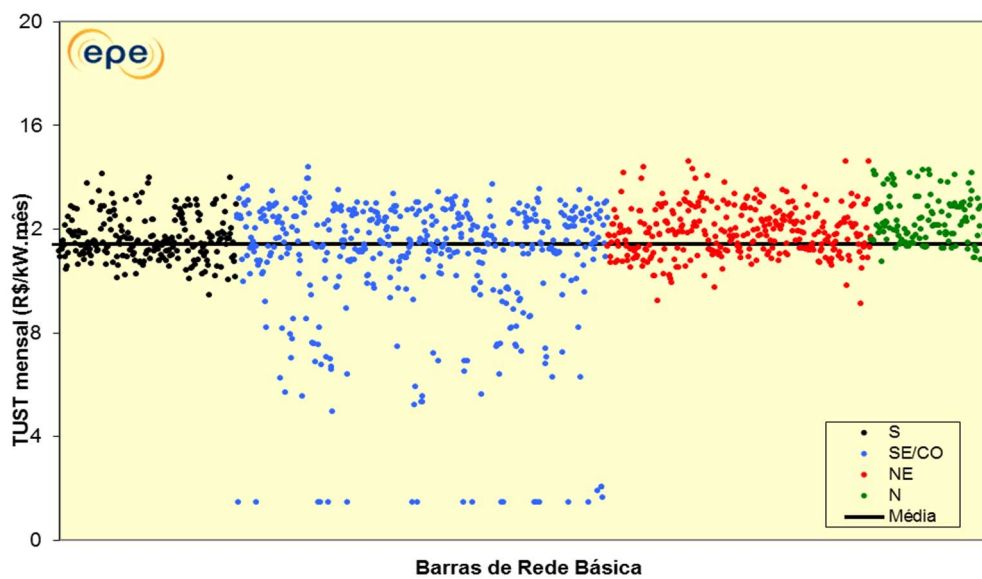


Gráfico A-11 – Distribuição da TUST de carga para o ano 2025

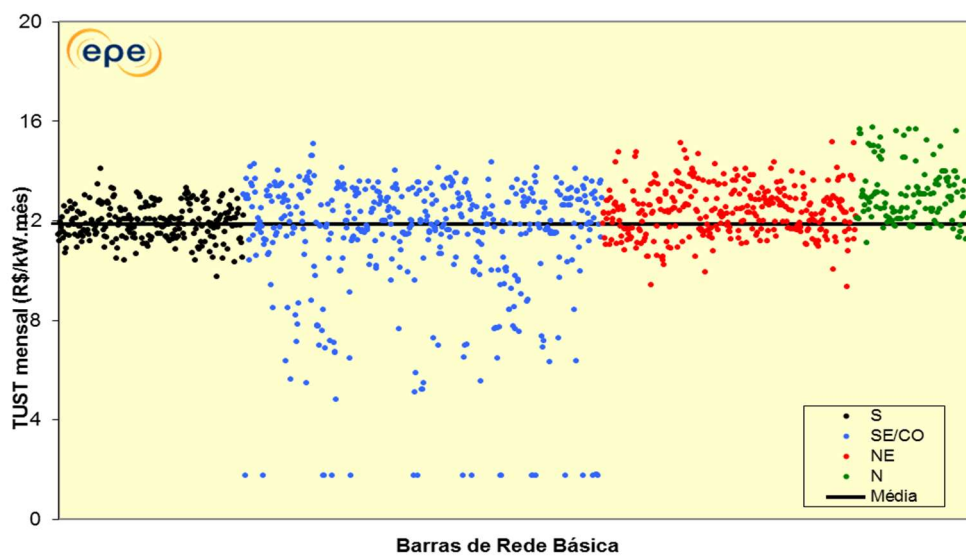
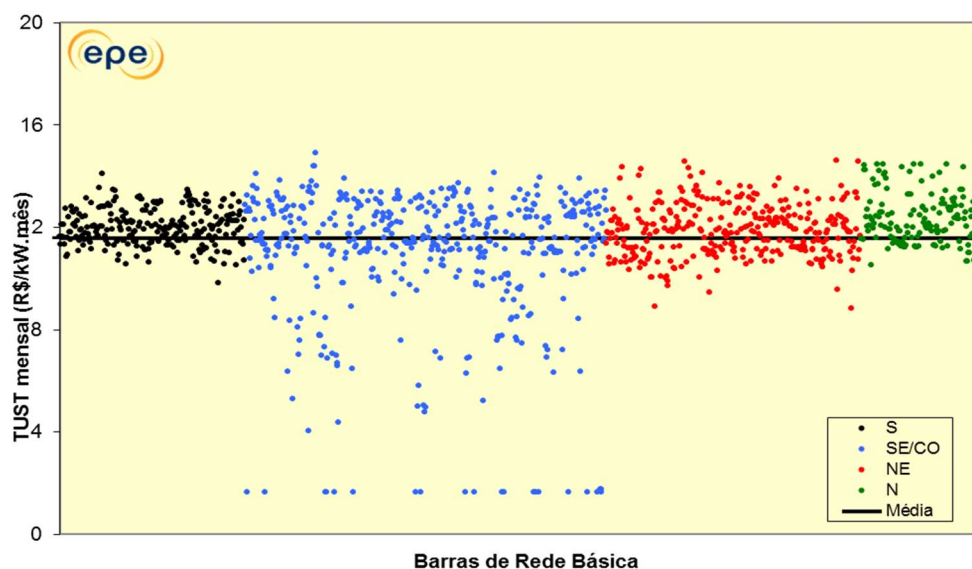
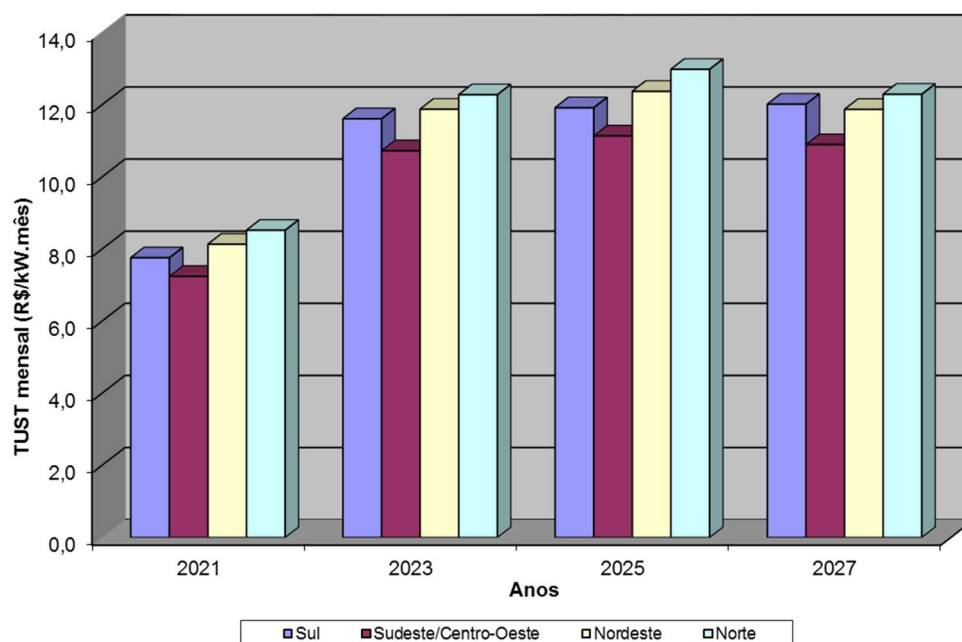


Gráfico A-12 – Distribuição da TUST de carga para o ano 2027



No gráfico a seguir é mostrada a estimativa da evolução da TUST média de carga dos submercados.

Gráfico A-13 – TUST média de carga



ANEXO II – Lista de Linhas de Transmissão e Subestações por UF

1. Estado Pará

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 800 kV CC Xingu - Terminal Rio	LINHA CC 800 KV, 4000 MW, 6X1590 MCM, 2439 km	2019
LT 230 kV Xingu - Altamira, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 60 km - Terreno Firme	2019
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 1 km - Áreas Inundáveis	2019
LT 230 kV Altamira - Transamazônica, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 185,8 km - Terreno Firme	2020
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km - Áreas Inundáveis	2020
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 30 Mvar 3? // SE Transamazônica	2020
LT 230 kV Transamazônica - Tapajós, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BlueJay), 170,4 km - Terreno Firme	2020
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BlueJay), 16,3 km - Áreas Inundáveis	2020
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3? // SE Transamazônica	2020
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3? // SE Tapajós	2020
LT 230 kV Vila do Conde - Tomé-Açu, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 120 km	2021
LT 500 kV Vila do Conde - Marituba, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 24,2 km - Terreno Firme	2022
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 2 km - Área Inundável	2022
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 3 km - Travessia Aérea do Rio Guamá	2022
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 3,1 km - Travessia Aérea do Rio Acará	2022
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 29 km - Áreas com Torres Alteadas	2022
LT 230 kV Marituba - Utinga, C3 e C4 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 12,15 km	2022
LT 230 kV Marituba - Castanhal, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 44,8 km - Terreno Firme	2022
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 18 km - Áreas com Torres Alteadas	2022
LT 230 kV Xinguara II - Santana do Araguaia, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 295 km	2022
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 15 Mvar 3? // SE Xinguara II	2022
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 15 Mvar 3? // SE Santana do Araguaia	2022
LT 500 kV Serra Pelada - Itacaiúnas, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 115 km	2023
LT 500 kV Serra Pelada - Xingu, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 443 km	2023
	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 443 km	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 115 Mvar 1? // SE Serra Pelada	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 115 Mvar 1? // SE Xingu	2023
LT 500 kV Tucuruí II - Marituba, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 2 km - Área Inundável	2023
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 3 km - Travessia Aérea do Rio Guamá	2023
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 3,1 km - Travessia Aérea do Rio Acará	2023
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 54 km - Áreas com Torres Alteadas	2023

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 317,9 km	2023
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 63 MVar 1? // SE Marituba	2023
LT 500 kV Serra Pelada - Integradora, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 65 km	2023
LT 230 kV Integradora - Xinguara II, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 740.8 MCM (FLINT), 79 km	2023
LT 230 kV Cláudia - Cachimbo, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 223,2 km - TERRENO FIRME	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 40,8 km - TORRES ALTEADAS	2024
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3? // SE Cláudia	2024
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3? // SE Cachimbo	2024
LT 230 kV Cachimbo - Novo Progresso, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 186,4 km - TERRENO FIRME	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 59,6 km - TORRES ALTEADAS	2024
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 20 Mvar 3? // SE Cachimbo	2024
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 20 Mvar 3? // SE Novo Progresso	2024
LT 230 kV Juruti - Parintins, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 31,3 km - ÁREAS ALAGADIÇAS	2024
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 3,3 km - TRAVESSIAS CANAL DE PARINTINS	2024
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 64,6 km - TERRENO FIRME	2024
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 2,6 km - ÁREAS URBANAS	2024
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3? // SE Juruti	2024
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3? // SE Parintins	2024
LT 230 kV Jurupari - Laranjal do Jari, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 105 km	2025
LT 230 kV Oriximiná - Juruti, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 3,6 km - TRAVESSIAS	2025
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 58,4 km - ÁREAS ALAGADIÇAS	2025
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 67,3 km - TERRENO FIRME	2025
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 8,5 km - ÁREAS URBANAS	2025
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3? // SE Oriximiná	2025
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3? // SE Juruti	2025
LT 230 kV Xingu - Altamira, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 42,7 km - Terreno Firme	2026
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 15,8 km - Torres Alteadas	2026
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 2,5 km - Área Alagadiça	2026
LT 230 kV Transamazônica - Tapajós, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 61,1 km - Terreno Normal	2026
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 125,9 km - Torres Alteadas	2026
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3? // SE Transamazônica	2026
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3? // SE Tapajós	2026
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
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (DRAKE), 1 km	2021

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SECC LT 230 kV Guamá - Utinga, C1 e C2 (CS), na SE Marituba - Trecho 1	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 4,7 km	2022
SECC LT 230 kV Guamá - Utinga, C1 e C2 (CS), na SE Marituba - trecho 2	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 5,5 km	2022

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/230 kV Jurupari	3° ATF 500/230 kV, 3 x 150 MVA 1?	2019
SE 800 kV CC Xingu	CONVERSORA 4000 MW, 800 KV CC	2019
	ELETRODO DE TERRA 800 KV CC	2019
SE 500/230 kV Xingu	1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 100 MVA 1?	2019
SE 230/138 kV Rurópolis	Compensador Síncrono 230 kV, (-55/110) Mvar	2019
SE 230/69 kV Guamá	4° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3?	2020
SE 230/138 kV Tapajós	Compensador Síncrono 230 kV, (-75/150) Mvar	2020
	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3?	2020
	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3?	2020
SE 230/138 kV Tomé-Açu	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3?	2021
	1° e 2° Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 15 Mvar 3?	2021
SE 230/69 kV Miramar	4° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3?	2022
SE 500/230/69 kV Marituba	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1?	2022
	1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 300 MVA 1?	2022
	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3?	2022
	2° ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1?	2022
SE 230/138 kV Santana do Araguaia	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3?	2022
	1° e 2° Reator de Barra 230 kV, 2 x 10 Mvar 3?	2022
SE 230/138 kV Castanhal	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3?	2022
SE 230/69 kV Utinga	5° ATF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3?	2023
SE 500 kV Serra Pelada	Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 60 Mvar 1?	2023
SE 500/138 kV Serra Pelada	1° e 2° TF 500/138 kV, (6 + 1R) x 50 MVA 1?	2023
SE 230/138 kV Santana do Araguaia	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 15 Mvar 3?	2023
SE 500/230 kV Integradora	1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 250 MVA 1?	2023
SE 230/138 kV Itacaiúnas	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3?	2023
SE 500/230/69 kV Marituba	3° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3?	2024
SE 230/138 kV Novo Progresso	1° ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3?	2024
	2° ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3?	2024
	Reator de Barra 230 kV, 1 x 20 Mvar 3?	2024
SE 230 kV Cachimbo	Reator de Barra 230 kV, 1 x 20 Mvar 3?	2024

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/69 kV Jurupari	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 30 MVA 3?	2024
SE 500/230 kV Oriximiná	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6 + 1R) x 100 MVA 1?	2024
SE 230/138 kV Juruti	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 50 MVA 3?	2024
SE 230/69 kV Vila do Conde	3° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3?	2025
SE 230/69 kV Guamá	5° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3?	2026
SE 500/230 kV Xingu	2° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1?	2026
SE 230/138 kV Santana do Araguaia	2° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 15 Mvar 3?	2026
SE 230/138 kV Xinguara II	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2026
SE 500/230/69 kV Marituba	3° ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1?	2027

2. Estado Maranhão

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Bacabeira - Parnaíba III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 295 km	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1? // SE Bacabeira	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1? // SE Parnaíba III	2021
LT 500 kV Bacabeira - Parnaíba III, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 295 km	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1? // SE Bacabeira	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1? // SE Parnaíba III	2021
LT 230 kV Coelho Neto - Chapadinha II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 78 km	2021
LT 230 kV Miranda II - Chapadinha II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 140 km	2021
LT 230 kV Imperatriz - Porto Franco, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 111 km	2022
LT 500 kV Miranda II - São Luís II, C3	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 35 km - Terreno Firme	2022
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 65 km - Áreas Inundáveis	2022
LT 500 kV São Luís II - São Luís IV, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 5 km	2022
LT 800 kV CC Graça Aranha - Silvânia	Linha ±800 kVCC, 1460 km, 6 x 1590 MCM	2027
SECC LT 500 kV Miranda II - São Luís II, C1, na SE Bacabeira	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 1 km	2021
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 1 km	2021
SECC LT 500 kV Miranda II - São Luís II, C2, na SE Bacabeira	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 1 km	2021
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 1 km	2021
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	2022
SECC LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina II, C1 e C2 (CS), na SE Graça Aranha	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 6 km	2027
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 6 km	2027

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/230 kV Miranda II	2° ATF 500/230 kV, 3 x 150 MVA 1?	2019
SE 230/69 kV Caxias II	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3?	2021
SE 230/69 kV Chapadinha II	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3?	2021
	1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 15 Mvar 3?	2021
SE 230 kV Coelho Neto	1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 15 Mvar 3?	2021
SE 230/69 kV São Luís III	3° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3?	2021
SE 500 kV Bacabeira	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 45,3 Mvar 1?	2021
SE 500 kV São Luís II	2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 45 MVar 1?	2022
SE 500/230/69 kV São Luís IV	1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1?	2022
	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3?	2022
SE 230/69 kV São Luís IV	3° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3?	2022
SE 230/69 kV Coelho Neto	3° TF 230/69 kV, 1 x 65 MVA 3?	2023
SE 230/69 kV Balsas	3° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3?	2024
SE 230/69 kV Chapadinha II	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3?	2026
SE 800 kV CC Graça Aranha	Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Cíveis	2027
	MIG (Terreno Rural - SE Conversora)	2027

3. Estado Tocantins

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Miracema - Gurupi, C2	Capacitor Série 500 kV, 1 x 285 Mvar 3? // SE Miracema	2018
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 285 Mvar 3? // SE Gurupi	2018
LT 500 kV Gurupi - Serra da Mesa, C2	Capacitor Série 500 kV, 1 x 285 Mvar 3? // SE Gurupi	2018
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 191 Mvar 3? // SE Serra da Mesa	2018
LT 500 kV Miracema - Lajeado, C2	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 36,3 km	2019
LT 230 kV Lajeado - Palmas, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 58,6 km	2019
LT 500 kV Gurupi - Peixe 2, C1	1º Capacitor em Série 500 kV, 1 x 161 MVar 1? // SE Gurupi	2019
LT 500 kV Miracema - Gurupi, C3	Capacitor Série 500 kV, 1 x 285 Mvar 3? // SE Gurupi	2019
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 285 Mvar 3? // SE Miracema	2019
LT 500 kV Miracema - Gurupi, C1	Capacitor Série 500 kV, 1 x 285 Mvar 3? // SE Miracema	2020
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 285 Mvar 3? // SE Gurupi	2020
LT 500 kV Gurupi - Serra da Mesa, C1	Capacitor Série 500 kV, 1 x 285 Mvar 3? // SE Gurupi	2020
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 191 Mvar 3? // SE Serra da Mesa	2020
LT 500 kV Miracema - Serra Pelada, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 415 km	2023
	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 415 km	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1? // SE Miracema	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1? // SE Serra Pelada	2023
LT 230 kV Dianópolis II - Barreiras II, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 90 km - TERRENO FIRME	2023
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 24 km - ÁREAS COM TORRES ALTEADAS	2023
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 129 km - ÁREAS COM FUNDIÁRIO ELEVADO	2023
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 1 km - ÁREAS ALAGADIÇAS	2023
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3? // SE Dianópolis II	2023
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3? // SE Barreiras II	2023
LT 230 kV Dianópolis II - Gurupi, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 231 km - TERRENO FIRME	2023
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 20 km - ÁREAS COM FUNDIÁRIO ELEVADO	2023
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 3 km - ÁREAS ALAGADIÇAS	2023
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3? // SE Dianópolis II	2023
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3? // SE Gurupi	2023
LT 230 kV Dianópolis II - Palmas, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 200 km - TERRENO FIRME	2023
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 35 km - ÁREAS COM TORRES ALTEADAS	2023
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 31 km - ÁREAS COM FUNDIÁRIO ELEVADO	2023
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3? // SE Dianópolis II	2023
	1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 MVar 3? // SE Palmas	2023

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/138 kV Palmas	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 200 MVA 3?	2019
SE 500/230 kV Lajeado	2º ATF 500/230 kV, 3 x 320 MVA 1?	2019
	Adequação Setor 230 kV	2019
	Separação do Sistema Supervisório	2019
	EL - 500 kV - DJM - Adequação Setor 500 kV	2019
	IB - 500 kV - DJM - Adequação Setor 500 kV	2019
	CT - 500 kV - DJM - Adequação Setor 500 kV	2019
	MIG - 500 kV - DJM - Adequação Setor 500 kV	2019
	MIM - 500 kV - DJM - Adequação Setor 500 kV	2019
	aterro - Adequação Setor 500 kV	2019
	REMANEJAMENTO 1 TORRE LT 500 KV LAJEADO - MIRACEMA	2019
SE 500/138 kV Colinas	1º e 2º TF 500/138 kV, (6 + 1R) x 60 MVA 1?	2021
SE 230/138 kV Dianópolis II	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 200 MVA 3?	2023
	1º e 2º Reator de Barra 230 kV, 2 x 20 MVar 3?	2023
SE 500/230 kV Gurupi	1º ATF 500/230 kV, (3 + 1R) x 150 MVA 1?	2023
	MIG 230 kV	2023
	MIG A - 500 kV - DJM	2023
SE 230/138 kV Palmas	3º ATF 230/138 kV, 1 x 200 MVA 3?	2027
	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 MVar 3?	2027

4. Estado Amazonas

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Lechuga - Tarumã, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 9.3 km - Trecho Aéreo	2024
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 2.000 mm ² (XLPE - Cobre), 3.2 km - Trecho Subterrâneo	2024
LT 230 kV Mauá 3 - Manaus, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 3.85 km - Trecho Aéreo	2024
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 2.000 mm ² (XLPE - Cobre), 9 km - Trecho Subterrâneo	2024
LT 500 kV Lechuga - Equador, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 400,3 km	2027
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1? // SE Lechuga	2027
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1? // SE Equador	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	2023
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 3 km	2023

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/69 kV Presidente Figueiredo	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3?	2023
SE 500/230 kV Lechuga	4º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1?	2024
SE 230/138 kV Tarumã	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 100 MVA 1?	2024
SE 230/138 kV Jorge Teixeira	5º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2025
SE 230/138 kV Parintins	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3?	2025
	1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 15 Mvar 3?	2025
SE 230/138 kV Lechuga	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2026
SE 230/138 kV Mauá 3	5º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2026
SE 230/138 kV Parintins	3º ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3?	2026
SE 230/138 kV Tarumã	3º ATF 230/138 kV, 3 x 100 MVA 1?	2027

5. Estado Roraima

Linha de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Equador - Boa Vista, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 315,2 km	2027
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,5 Mvar 1? // SE Equador	2027
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,5 Mvar 1? // SE Boa Vista	2027

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/69 kV Equador	TF 500/69 kV - (3 + 1) x 33,33 MVA	2027
	1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 45,5 Mvar 1?	2027
SE 500/230 kV Boa Vista	1° e 2° ATF 500/230 kV, 2 x 400 MVA 3?	2027
	Compensador Estático 230 kV, 1 x (-120/+150) Mvar	2027
SE 230/69 kV Boa Vista	4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3?	2027
SE 500/230 kV Boa Vista	3° ATF 500/230 kV, 1 x 400 MVA 3?	2027

6. Estado Piauí

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Chapada I - Chapada II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 740.8 MCM, 12 km	2021
LT 230 kV Chapada II - Chapada III, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 740.8 MCM, 15 km	2021
LT 500 kV Parnaíba III - Acaraú III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 188 km	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1? // SE Parnaíba III	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1? // SE Acaraú III	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
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1? // SE Queimada Nova II	2022
LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 376 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 90 Mvar 1? // SE Queimada Nova II	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 90 Mvar 1? // SE Buritirama	2022
LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 376 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 Mvar 1? // SE Queimada Nova II	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 Mvar 1? // SE Buritirama	2022
LT 230 kV Ribeiro Gonçalves - Balsas, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 95 km	2022
LT 500 kV Gilbués II - Miracema, C3	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 418 km	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1? // SE Gilbués II	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 100 Mvar 1? // SE Miracema	2023
LT 500 kV Parnaíba III - Tianguá II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 109 km	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1? // SE Tianguá II	2023
LT 230 kV Piripiri - Teresina III, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 141 km	2023
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3? // SE Piripiri	2023
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3? // SE Teresina III	2023
SECC LT 500 kV Gilbués II - Gentio do Ouro II, C1, na SE Buritirama	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 1 km	2021
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 1 km	2021
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	2023
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 24 km	2023

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/230/69 kV Gilbués II	1° Reator de Barra 500 kV, 3 x 66,6 Mvar 1?	2018
SE 230/69 kV Teresina III	3° ATF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3?	2019
SE 500/230/69 kV Teresina II	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3?	2021
SE 500/230/69 kV Boa Esperança II	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3?	2021
SE 500/230 kV Teresina II	4° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1?	2021
SE 500/230 kV Curral Novo do Piauí II	1°, 2° e 3° Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 50 Mvar 1?	2021
SE 230/138 kV Chapada I	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 200 MVA 3?	2021
SE 500/230 kV Parnaíba III	1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1?	2021
	1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1?	2021
	Compensador Estático 500 kV, 1 x (-150/+300) Mvar	2021
SE 500/230 kV Queimada Nova II	1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 66,6 Mvar 1?	2022
SE 500/230/69 kV São João do Piauí	2° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1?	2023
SE 500/230/69 kV Gilbués II	4º e 5º Reator de Barra 500 kV, (6 + 1R) x 66 Mvar 1?	2023
SE 230 kV Piripiri	3º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3?	2023
SE 230/138 kV Parnaíba III	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3?	2023
SE 230/69 kV Eliseu Martins	3° TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3?	2025
SE 500/230/69 kV São João do Piauí	4° TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3?	2025
	3° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1?	2025
SE 230/69 kV Bom Jesus II	3° TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3?	2026
SE 230/69 kV Picos	4° e 5° Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 15 Mvar 3?	2027
SE 500/230 kV Parnaíba III	3° ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1?	2027

7. Estado Ceará

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Acaraú III - Pecém II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 158 km	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 30 Mvar 1? // SE Acaraú III	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 30 Mvar 1? // SE Pecém II	2021
LT 500 kV Acaraú III - Tianguá II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 146 km	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1? // SE Tianguá II	2021
LT 500 kV Milagres II - Queimada Nova II, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 317 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 80 Mvar 1? // SE Milagres II	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 80 Mvar 1? // SE Queimada Nova II	2022
LT 500 kV Jaguaruana II - Pacatuba, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 151 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 33 MVar 1? // SE Jaguaruana II	2022
LT 500 kV Jaguaruana II - Açú III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 111 km	2022
	1º Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3 + 1R) x 33 MVar 1? // SE Açú III	2022
LT 230 kV Jaguaruana II - Mossoró IV, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 54 km	2022
LT 230 kV Jaguaruana II - Russas II, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 32 km	2022
LT 230 kV Acaraú III - Acaraú II, CD (C1, C2)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 0,5 km	2023
LT 230 kV Ibiapina II - Tianguá II, CD (C1, C2)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 25 km	2023
LT 230 kV Ibiapina II - Piripiri, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 77,5 km	2023
SECC LT 230 kV Banabuiú - Fortaleza, C1, na SE Aquiraz II	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 20 km	2019
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 20 km	2019
SECC LT 230 kV Banabuiú - Fortaleza, C2, na SE Aquiraz II	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 20 km	2019
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 20 km	2019
SECC LT 500 kV Milagres - Curral Novo do Piauí II, C1, na SE Milagres II	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 3 km	2022
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 3 km	2022
SECC LT 500 kV Milagres - Luiz Gonzaga, C1, na SE Milagres II	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km	2022
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km	2022
SECC LT 500 kV Fortaleza II - Pecém II, C1, na SE Pacatuba	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 1 km	2022
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 1 km	2022

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/69 kV Aquiraz II	4° ATF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3?	2019
SE 230/69 kV Banabuiú	4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3?	2019
SE 500/230 kV Sobral III	3° ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1?	2021
	Compensador Estático 500 kV, 1 x (-150/+250) Mvar	2021
SE 500/230 kV Tianguá II	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1?	2021
	1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1?	2021
SE 500 kV Milagres II	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1?	2022
SE 500/230 kV Pacatuba	1o Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar (remanejamento)	2022
	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3?	2022
	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6 + 1R) x 200 MVA 1?	2022
	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 MVar 1?	2022
SE 500/230 kV Jaguaruana II	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6 + 1R) x 250 MVA 1?	2022
	1º Reator de Barra 500 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1?	2022
	Compensador Estático 500 kV, (-150/+300) Mvar	2022
SE 500/230 kV Acaraú III	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1?	2023
	1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 250 MVA 1?	2023
SE 500 kV Milagres II	3º Reator de Barra 500 kV, 3 x 33 MVar 1?	2023
SE 500/230 kV Acaraú III	3° ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1?	2027
SE 500/230 kV Tianguá II	3° ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1?	2027

8. Estado Rio Grande do Norte

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Paraíso - Açú II, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 123 km	2019
LT 230 kV Mossoró II - Açú II, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 69 km	2019
LT 230 kV João Câmara III - João Câmara II, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954 MCM (Rail), 10 km	2019
LT 230 kV Russas II - Banabuiú, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 110 km	2019
LT 230 kV Currais Novos II - Lagoa Nova II, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 25 km	2021
LT 500 kV Açú III - João Câmara III, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 128 km	2022
LT 500 kV Açú III - Milagres II, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 287 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 51,66 Mvar 1? // SE Açú III	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 51,66 Mvar 1? // SE Milagres II	2022
LT 230 kV Caraúbas II - Açú III, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 62 km	2022
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
SECC LT 230 kV Açú II - Mossoró II, C1 e C2 (CS), na SE Açú III	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,5 km	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,5 km	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	2021

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/138 kV João Câmara III	5° ATF 500/138 kV, 3 x 150 MVA 1?	2018
	1° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1?	2018
SE 500/230/138 kV João Câmara III	1°, 2° e 3° ATF 500/230 kV, (9+1R) x 300 MVA 1?	2019
	2°, 3° e 4° Reator de Barra 500 kV, 9 x 50 Mvar 1?	2019
SE 500/230 kV Açú III	3° e 4° ATF 500/230 kV, (6 + 1R) x 300 MVA 1?	2021
	3° e 4° Reator de Barra 500 kV, 6 x 50 Mvar 1?	2021
SE 230/69 kV Currais Novos II	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3?	2021
SE 230/69 kV Caraúbas II	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3?	2022
SE 500/230 kV Ceará Mirim	3° ATF 500/230 kV, 3 x 150 MVA 1?	2025
	1° e 2° Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 50,5 Mvar 3?	2025
SE 500/230 kV Açú III	5° ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1?	2025

9. Estado Paraíba

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Campina Grande III - João Pessoa II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 123 km	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1? // SE João Pessoa II	2021
LT 500 kV Campina Grande III - Pau Ferro, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 127 km	2022
LT 500 kV Santa Luzia II - Campina Grande III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 126 km	2023
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 33 MVar 1? // SE Campina Grande III	2023
LT 500 kV Santa Luzia II - Milagres II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 238 km	2023
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33 MVar 1? // SE Santa Luzia II	2023
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 33 MVar 1? // SE Milagres II	2023
SECC LT 230 kV Bifurcação - Mussuré II, C1 e C2 (CD), na SE João Pessoa III	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km	2021
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	2021

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/69 kV Campina Grande II	4º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3?	2021
SE 500/230/69 kV João Pessoa II	1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1?	2021
	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3?	2021
	MIM Conexão Anel	2021
SE 500 kV Santa Luzia II	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6 + 1R) x 33 MVar 1?	2023
SE 500/230/69 kV João Pessoa II	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3?	2024
SE 230/69 kV Santa Rita II	4º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3?	2025

10. Estado Pernambuco

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Garanhuns II - Arcoverde II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 93 km	2021
LT 230 kV Arcoverde II - Caetés II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 53 km	2021
LT 500 kV Garanhuns II - Messias, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 90 km	2025
SECC LT 230 kV Mirueira - Goianinha, C1, na SE Pau Ferro	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 8 km	2018
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 8 km	2018
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	2021
SECC LT 230 kV Pau Ferro - Coteminas, C1, na SE Lagoa do Carro	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 12 km	2021
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 12 km	2021
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
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

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/69 kV Arcoverde II	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3?	2021
SE 500/230/69 kV Garanhuns II	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3?	2021
SE 230/69 kV FIAT Seccionadora	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3?	2021
SE 230/69 kV Lagoa do Carro	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3?	2021
SE 500/230 kV Garanhuns II	3° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1?	2025
SE 230/69 kV Arcoverde II	3° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3?	2027

11. Estado Alagoas

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Messias - Maceió II, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 22 km	2018
LT 230 kV Messias - Rio Largo II, C4	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 15 km	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	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (Grosbeak), 24 km	2021

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/69 kV Maceió II	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3?	2018
SE 230/69 kV Arapiraca III	3° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3?	2021
SE 230/69 kV Santana II	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3?	2021
SE 500/230 kV Messias	3º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1?	2023
SE 230/69 kV Maceió II	3° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3?	2024

12. Estado Sergipe

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Jardim - Nossa Senhora do Socorro, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 740.8 MCM (FLINT), 5 km	2018
LT 230 kV Nossa Senhora do Socorro - Penedo, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 110 km	2021
LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 180 km	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1? // SE Porto de Sergipe	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1? // SE Olindina	2021
LT 500 kV Xingó - Jardim, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 160 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33,3 Mvar 1? // SE Jardim	2022

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/69 kV Nossa Senhora do Socorro	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3?	2018
SE 230/69 kV Itabaiana	3° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3?	2019
SE 230/69 kV Nossa Senhora do Socorro	3° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3?	2021

13. Estado Bahia

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Pindaí II - Igaporã III, C2 e C3 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954 MCM (Rail), 46 km	2019
LT 500 kV Ibicoara - Poções III, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 165 km	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1? // SE Ibicoara	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1? // SE Poções III	2019
LT 230 kV Teixeira de Freitas - Eunápolis, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 152 km	2019
LT 230 kV Teixeira de Freitas - Eunápolis, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 152 km	2019
LT 230 kV Funil - Poções II, C1	Circuito Simples, 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 117 km	2019
LT 230 kV Poções III - Poções II, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 2 km	2019
LT 500 kV Juazeiro III - Ourolândia II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 186 km	2020
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1? // SE Ourolândia II	2020
LT 500 kV Gentio do Ouro II - Bom Jesus da Lapa II, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 260 km	2020
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1? // SE Gentio do Ouro II	2020
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1? // SE Bom Jesus da Lapa II	2020
LT 500 kV Buritirama - Barreiras II, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 208 km	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1? // SE Buritirama	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1? // SE Barreiras II	2021
LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 251 km	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 58,3 Mvar 1? // SE Barreiras II	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 58,3 Mvar 1? // SE Rio das Éguas	2021
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 175 Mvar 3? // SE Barreiras II	2021
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 175 Mvar 3? // SE Rio das Éguas	2021
LT 500 kV Igaporã III - Janaúba 3, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 257 km	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 58 MVar 1? // SE Igaporã III	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 58 MVar 1? // SE Janaúba 3	2021

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Igaporã III - Janaúba 3, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 257 km	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 58 MVar 1? // SE Igaporã III	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 58 MVar 1? // SE Janaúba 3	2021
LT 500 kV Olindina - Sapeaçu, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 201 km	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1? // SE Sapeaçu	2021
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1? // SE Olindina	2021
LT 230 kV Morro do Chapéu II - Irecê, C2 e C3 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 65 km	2021
LT 500 kV Paulo Afonso IV - Luiz Gonzaga, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 37 km	2022
LT 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 338 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 MVar 1? // SE Poções III	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 MVar 1? // SE Padre Paraíso 2	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
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 66 MVar 1? // SE Bom Jesus da Lapa II	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 66 MVar 1? // SE Janaúba 3	2022
LT 500 kV Rio das Éguas - Arinos 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 230 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 53 MVar 1? // SE Rio das Éguas	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 53 MVar 1? // SE Arinos 2	2022
LT 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 334 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 4 x 90 Mvar 1? // SE Padre Paraíso 2	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 90 MVar 1? // SE Poções III	2022
LT 500 kV Sapeaçu - Poções III, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 246 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 61 MVar 1? // SE Poções III	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 61 MVar 1? // SE Sapeaçu	2022
LT 500 kV Barreiras II - Gilbués II, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 311 km	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 66,7 Mvar 1? // SE Barreiras II	2023
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 382 Mvar 3? // SE Barreiras II	2023

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 66,7 Mvar 1? // SE Gilbués II	2023
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 382 Mvar 3? // SE Gilbués II	2023
SECC LT 230 kV Funil - Itapebi, C2, na SE Itabuna III	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 25 km	2020
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 25 km	2020
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
SECC LT 500 kV Sobradinho - Luiz Gonzaga, C1, na SE Juazeiro III	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 1 km	2023
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 1 km	2023
SECC LT 230 kV Cícero Dantas - Catu, C2, na SE Olindina	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 0,4 km	2023
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 0,4 km	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
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 0,5 km	2023

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/230 kV Igaporã III	3° ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1?	2018
	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1?	2018
SE 230/138 kV Poções II	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3?	2018
SE 500/230 kV Poções III	1° ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1?	2019
SE 500/230 kV Barreiras II	2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1?	2019
SE 500 kV Rio das Éguas	2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 33,3 Mvar 1?	2019
SE 230/138 kV Teixeira de Freitas	1° ATF 230/138 kV, (3 + 1R) x 33 MVA 1?	2019
	2° ATF 230/138 kV, 3 x 33 MVA 1?	2019
SE 500/230 kV Igaporã III	4° ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1?	2020
SE 500/230 kV Gentio do Ouro II	3° Reator de Barra 500 kV, 3 x 33,3 Mvar 1?	2020

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/230/69 kV Juazeiro III	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1?	2020
SE 500/230/69 kV Morro do Chapéu II	2° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3?	2020
SE 230/138 kV Itabuna III	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3?	2020
SE 500/230 kV Poções III	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3?	2021
SE 500 kV Buritirama	1°, 2° e 3° Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 66,6 Mvar 1?	2021
SE 500/230 kV Igaporã III	2° Reator de Barra 500 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1?	2021
SE 230/138 kV Itabuna III	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3?	2021
SE 500 kV Olindina	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1?	2021
SE 500/230/69 kV Morro do Chapéu II	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1?	2021
SE 500 kV Ouroilândia II	2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 33,33 Mvar 1?	2021
SE 500/230 kV Igaporã III	4° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1?	2021
SE 230/69 kV Feira de Santana III	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3?	2021
SE 500 kV Bom Jesus da Lapa II	2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1?	2022
SE 500/230 kV Poções III	1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6 + 1R) x 50 MVar 1?	2022
SE 500/230 kV Igaporã III	3° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 MVar 1?	2022
SE 500 kV Bom Jesus da Lapa II	3° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1?	2022
SE 500/230 kV Ouroilândia II	3° ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1?	2023
SE 500/230 kV Igaporã III	5° ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1?	2023
SE 230/69 kV Alagoinhas II	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3?	2023
SE 500/230 kV Barreiras II	3° Reator de Barra 500 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1?	2023
SE 230 kV Eunápolis	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3?	2023
SE 500/230 kV Barreiras II	2° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1?	2023
SE 230/138 kV Itabuna III	2° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3?	2026

14. Estado São Paulo

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Araraquara II - Itatiba, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 198 km	2019
LT 500 kV Araraquara II - Fernão Dias, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 240 km	2019
LT 500 kV Itatiba - Bateias, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 387 km	2019
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3+1R) x 30 Mvar 1? // SE Bateias	2019
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 765 Mvar 3? // SE Bateias	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 30 Mvar 1? // SE Bateias	2019
LT 345 kV Bandeirantes - Piratininga II, C1 e C2 (CS)	C1 345 kV, 15 km, subterrânea, 2000 mm ² , XLPE	2020
	C2 345 kV, 15 km, subterrânea, 2000 mm ² , XLPE	2020
	Reator de Linha Manobrável 345 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1? // SE Piratininga II	2020
LT 230 kV Henry Borden - Manoel da Nóbrega, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 20 km	2020
LT 230 kV Nova Porto Primavera - Rosana, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 18 km	2021
LT 500 kV Campinas - Itatiba, C2	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 27 km	2021
LT 230 kV Aparecida - Santa Cabeça, C2	Circuito Duplo (C2) 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 41,4 km	2021
LT 500 kV Fernão Dias - Terminal Rio, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 320 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1? // SE Terminal Rio	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,3 Mvar 1? // SE Terminal Rio	2022
LT 230 kV Taubaté - São José dos Campos, C2	Circuito Duplo (C2) 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 35 km	2023
LT 230 kV Itararé II - Capão Bonito, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 112 km	2023
LT 440 kV Ilha Solteira - Três Irmãos, C2	Circuito Simples 440 kV, 4 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 2,5 km	2023
	Circuito Simples 440 kV, 4 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 35,5 km	2023
LT 230 kV Itararé II - Avaré Nova, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 145 km	2025
LT 345 kV Interlagos - Piratininga II, C3 e C4 (CD)	Circuito Duplo 345 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 0,76 km (reconstrução)	2026

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SECC LT 440 kV Bom Jardim - Taubaté, C1, na SE Fernão Dias	Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 21 km	2019
SECC LT 500 kV Campinas - Cachoeira Paulista, C1, na SE Fernão Dias	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 18 km	2019
SECC LT 500 kV Cachoeira Paulista - Adrianópolis, C1, na SE Terminal Rio	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 4 km	2019
SECC LT 440 kV Bom Jardim - Santo Ângelo, C1, na SE Água Azul	Circuito Simples 440 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 1 km	2019
	Circuito Simples 440 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 1 km	2019
SECC LT 230 kV Salto Grande - Assis, C1, na SE Andirá Leste	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (Hawk), 20 km (Base 636 MCM)	2019
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (Hawk), 20 km (Base 636 MCM)	2019
SECC LT 500 kV Cachoeira Paulista - Adrianópolis, C2, na SE Terminal Rio	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 4 km	2019
SECC LT 345 kV Tijuco Preto - Baixada Santista, C3, na SE Domênico Rangoni	Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (Rail), 27 km	2020
SECC LT 440 kV Ilha Solteira - Bauru, C1, na SE Baguaçu	Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 1 km	2021
SECC LT 440 kV Ilha Solteira - Bauru, C2 (CD), na SE Baguaçu	Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1 km	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	2022
SECC LT 500 kV Tijuco Preto - Cachoeira Paulista, C2 (CD), na SE Lorena	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 795 MCM (DRAKE), 1 km	2023
SECC LT 230 kV Aparecida - Santa Cabeça, C1 e C2, na SE Lorena	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	2023
	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	2023

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 440/138 kV Bauru	1º e 2º TF 440/138 kV, (6 + 1R) x 100 MVA 1?	2018
SE 440/138 kV Santa Bárbara D'Oeste	Compensador Estático 440 kV, 1 x (-300/+300) Mvar	2018
SE 440/138 kV Três Irmãos	2º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1?	2018
SE 500/440 kV Fernão Dias	1º ATF 500/440 kV, (3 + 1R) x 400 MVA 1?	2019
SE 500/138 kV Itatiba	Compensador Estático 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar	2019
SE 500/440 kV Fernão Dias	2º e 3º ATF 500/440 kV, 6 x 400 MVA 1?	2019
SE 345/138 kV Porto Colômbia	1º TF 345/138 kV, 1 x 400 MVA 3?	2019
SE 440/138 kV Água Azul	1º e 2º TF 440/138 kV, (6 + 1R) x 100 MVA 1?	2019
SE 345/88 kV Norte	5º TF 345/138 kV, 3 x 133 MVA 1?	2019
SE 230/138/88 kV Manoel da Nóbrega	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1?	2020
	1º ATF 230/138-88 kV, (3+1R) x 75 MVA 1?	2020
SE 345/138 kV Domênico Rangoni	1º e 2º TF 345/138 kV, (6+1R) x 133 MVA 1?	2020
SE 440/230 kV Nova Porto Primavera	3º ATF 440/230 kV, 3 x 150 MVA 1?	2020
	Terreno Contíguo	2020
SE 440/138 kV Bagaçu	1º e 2º TF 440/138 kV, (6 + 1R) x 100 MVA 1?	2021
SE 440/138 kV Alta Paulista	1º Reator de Barra 440 kV, (3+1R) x 30 Mvar 1?	2021
	1º e 2º TF 440/138 kV, (6 + 1R) x 133 MVA 1?	2021
SE 440/138 kV Getulina	2º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1?	2021
SE 440/138 kV Bauru	Compensador Estático 440 kV, 1 x (-125/+250) Mvar	2021
SE 500/440 kV Fernão Dias	Compensador Estático 500 kV, 1 x (-150.0/+300.0) MVar	2021
SE 440/138 kV Mirassol II	3º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1?	2021
SE 230/138 kV Rosana	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6 + 1R) x 83,33 MVA 1?	2021
SE 500/440 kV Araraquara II	Compensador Síncrono, 3 x (-150/+300) Mvar	2021
SE 230/88 kV Salto Grande	3º TF 230/88 kV, 1 x 75 MVA 3?	2022
SE 500/440/230 kV Taubaté	2º ATF 500/440 kV, (3 + 1R) x 400 MVA 1?	2022

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/88 kV Aparecida	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, (9+1R) x 33,3 MVA 1?	2022
SE 500/440/230 kV Taubaté	1º ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1?	2022
SE 345/230/88 kV Itapeti	3° TF 345/138 kV, 3 x 133,33 MVA 1?	2022
SE 500/440/138 kV Água Vermelha	2º TF 440/138 kV, (3 + 1R) x 100 MVA 1?	2022
SE 500/345/138 kV Campinas	3° ATF 500/345 kV, 3 x 187 MVA 1?	2023
SE 500/230 kV Lorena	1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 400 MVA 1?	2023
SE 230/88 kV Santa Cabeça	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, (9+1R) x 100 MVA 1?	2023
SE 230/138 kV Capão Bonito	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, (9+1R) x 50 MVA 1?	2024
SE 440/230 kV Cabreúva	4º ATF 440/230 kV, 3 x 250 MVA 1?	2026
SE 440/138 kV Piracicaba	3º TF 440/138 kV, 3 x 133 MVA 1?	2026
SE 345/88 kV Ramon Rebert Filho	4° TF 345/138-88 kV, 3 x 133,3 MVA 1?	2027
SE 345/88 kV Leste	4° TF 345/138-88 kV, 3 x 133,3 MVA 1?	2027
SE 500/345 kV Campinas	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 45,3 Mvar 1?	2027
SE 500/440 kV Fernão Dias	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6 + 1R) x 60 MVar 1?	2027
SE 440/138 kV Araraquara	4º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1?	2027
SE 500/138 kV Morro Agudo	3° TF 500/138 kV, 3 x 133 MVA 1?	2027
SE 345/88 kV Nordeste	4° TF 345/138 kV, 3 x 133 MVA 1?	2027

15. Estado Minas Gerais

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Mesquita - Timóteo 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 30 km	2018
LT 500 kV Itabirito 2 - Vespasiano 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 90 km	2019
LT 345 kV Neves 1 - Betim 6, C1	Recapacitação	2020
LT 500 kV Janaúba 3 - Presidente Juscelino, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 330 km	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 78 MVar 1? // SE Janaúba 3	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 78 MVar 1? // SE Presidente Juscelino	2021
LT 345 kV Itutinga - Jeceaba, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 900 MCM (Drake), 107 km	2021
LT 345 kV Itabirito 2 - Jeceaba, C2	Circuito Simples 345 kV, 2 x 900 MCM (Drake), 45 km	2021
LT 230 kV Itabira 5 - Itabira 2, C1	Recondutoramento para 354/478 MVA - 12 km	2021
LT 230 kV Itabira 5 - Itabira 2, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 21 km	2021
LT 230 kV Janaúba 3 - Irapé, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 135 km	2021
LT 230 kV Araçuaí 2 - Irapé, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (DRAKE), 61 km	2021
LT 345 kV Sete Lagoas 4 - Betim 6, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 43 km	2021
LT 345 kV Betim 6 - Sarzedo, C1	Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (Drake), 22 km	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
	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 97 km	2021
LT 345 kV Itabirito 2 - Barro Branco, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 54 km	2021
LT 500 kV Pirapora 2 - Presidente Juscelino, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 172 km	2021
	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 172 km	2021
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, (6+1R) x 23,33 Mvar 1? // SE Pirapora 2	2021
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, (6+1R) x 23,33 Mvar 1? // SE Presidente Juscelino	2021
LT 500 kV Presidente Juscelino - Itabira 5, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 163 km	2021
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1? // SE Presidente Juscelino	2021
	Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1? // SE Itabira 5	2021
LT 500 kV Arinos 2 - Pirapora 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 221 km	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 53 MVar 1? // SE Arinos 2	2021

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 53 MVar 1? // SE Pirapora 2	2021
LT 500 kV Janaúba 3 - Presidente Juscelino, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 326 km	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 78 MVar 1? // SE Presidente Juscelino	2021
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 78 MVar 1? // SE Janaúba 3	2021
LT 230 kV Janaúba 3 - Jaíba, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 94 km	2022
LT 500 kV Mesquita - João Neiva 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 240 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1? // SE Mesquita	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1? // SE João Neiva 2	2022
LT 500 kV Estreito - Cachoeira Paulista, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 340 km	2022
	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 340 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 80 Mvar 1? // SE Estreito	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 80 Mvar 1? // SE Cachoeira Paulista	2022
LT 500 kV Padre Paraíso 2 - Governador Valadares 6, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 208 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 50 MVar 1? // SE Governador Valadares 6	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 50 MVar 1? // SE Padre Paraíso 2	2022
LT 500 kV Janaúba 3 - Pirapora 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 238 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 58 MVar 1? // SE Janaúba 3	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 58 MVar 1? // SE Pirapora 2	2022
LT 500 kV Padre Paraíso 2 - Governador Valadares 6, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 207 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1? // SE Padre Paraíso 2	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 50 MVar 1? // SE Governador Valadares 6	2022
LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 156 km	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 35 MVar 1? // SE Governador Valadares 6	2022
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 35 MVar 1? // SE Mutum	2022
LT 230 kV Governador Valadares 2 - Governador Valadares 6, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 5,4 km	2022
LT 230 kV Governador Valadares 2 - Governador Valadares 6, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 2,5 km	2022
LT 230 kV Porto Estrela - Ipatinga 1, C3	Recondutoramento 1,6 km	2022
	Adequações SEs Mesquita, Porto Estrela e Ipatinga 1	2022
LT 500 kV Mutum - Rio Novo do Sul, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 132 km	2022
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33,33 Mvar 1? // SE Rio Novo do Sul	2022

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 345 kV Nova Ponte - Araxá 3, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 115 km	2023
LT 345 kV Nova Ponte - Uberlândia 10, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 57,8 km	2023
LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 165 km	2023
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 35 MVar 1? // SE Governador Valadares 6	2023
	1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 35 MVar 1? // SE Mutum	2023
LT 500 kV Presidente Juscelino - Itabira 5, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 180 km	2023
	1º Reator de Linha Manobrável 500 kV, 3 x 23 MVar 1? // SE Presidente Juscelino	2023
	1º Reator de Linha Manobrável 500 kV, 3 x 23 MVar 1? // SE Itabira 5	2023
LT 345 kV Santos Dumont 2 - Leopoldina 2, C1	Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 98 km	2023
LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos, C1	Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 139 km	2023
LT 345 kV Pirapora 2 - Três Marias, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 108 km	2024
SECC LT 500 kV São Simão - Marimbondo, C1, na SE Marimbondo II	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 1 km	2018
	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 1 km	2018
SECC LT 345 kV Furnas - Itutinga, C2, na SE Varginha 4	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (Rail), 38 km	2021
	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (Rail), 38 km	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
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 1 km	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
	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 1 km	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
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 3,5 km	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
	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 1,5 km	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
	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 10,5 km	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
	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 1,5 km	2021

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
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
SECC LT 230 kV Mesquita - Governador Valadares 2, C2, na SE Governador Valadares 6	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 15 km	2022
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 15 km	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
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 14 km	2022
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
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
SECC LT 345 kV Itumbiara - Porto Colômbia, C1, na SE Monte Alegre de Minas 2	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 1 km	2023

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/69 kV Timóteo 2	1° ATF 230/69 kV, (3+1R) x 20 MVA 1?	2018
SE 345/138 kV Barbacena	1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1?	2019
SE 230/138 kV Governador Valadares 2	1° e 2° TF 230/13,8 kV, 2 x 50 MVA 3?	2021
SE 230/13.8 kV Ipatinga 1	Custo de transporte de trafo 230/13,8 kV de GV2 p/ Ipatinga 1	2021
	Infraestrutura p/ instalação de trafo 230/13,8 kV (Obras civis do módulo de instalação do equipamento)	2021
	Infraestrutura p/ instalação de trafo 230/13,8 kV (Percentual do módulo geral)	2021
SE 230/13.8 kV Itabira 2	Custo de transporte de trafo 230/13,8 kV de GV2 p/ Itabira 2	2021
	Infraestrutura p/ instalação de trafo 230/13,8 kV (Obras civis do módulo de instalação do equipamento)	2021
	Infraestrutura p/ instalação de trafo 230/13,8 kV (Percentual de módulo geral)	2021
SE 345/138 kV Varginha 4	1º Reator de Barra 345 kV, (3 + 1R) x 13 MVar 1?	2021
	1º e 2º ATF 345/138 kV, (6 + 1R) x 75 MVA 1?	2021
SE 345/138 kV Pimenta	1º e 2º ATF 345/138 kV, (6 + 1R) x 100 MVA 1?	2021
SE 230/138 kV Braúnas	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 53,3 MVA 1?	2021
SE 230/138 kV Ipatinga 1	1° ATF 230/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1?	2021
SE 500/230 kV Itabira 5	1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1?	2021
SE 230/69 kV João Monlevade 4	1° TF 230/69 kV, (3+1R) x 25 MVA 1?	2021
	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3?	2021

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230 kV João Monlevade 4	2° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3?	2021
SE 230/138 kV Janaúba 3	1° ATF 230/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1?	2021
SE 345/138 kV Betim 6	1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 300 MVA 1?	2021
SE 500/230 kV Itabira 5	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1?	2021
SE 500/345/138 kV Neves 1	1° e 2° TF 500/138 kV, (6+1R) x 250 MVA 1? (SUBSTITUIÇÃO)	2021
	MIM - 500 kV	2021
SE 500/345 kV Presidente Juscelino	1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 400 MVA 1?	2021
SE 500 kV Presidente Juscelino	1° Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1?	2021
SE 500/230 kV Itabira 5	2° ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1?	2021
SE 500 kV Arinos 2	1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1?	2021
SE 345/138 kV Juiz de Fora 1	1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 125 MVA 1?	2021
SE 345/138 kV Lafaiete 1	Transporte de Trafo 345/138 kV de 150 MVA da SE Juiz de Fora 1	2021
	Infraestrutura para instalação de autotransformador reserva	2021
SE 500/230/138 kV Janaúba 3	1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 100 MVA 1?	2022
SE 230/138 kV Jaíba	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 33,3 MVA 1?	2022
SE 500 kV Janaúba 3	3º Reator de Barra 500 kV, (3 + 1R) x 66 MVar 1?	2022
	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6 + 1R) x 66 MVar 1?	2022
SE 500/230 kV Governador Valadares 6	1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1?	2022
	1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1?	2022
SE 500 kV Mutum	1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 33,33 Mvar 1?	2022
SE 500 kV Padre Paraíso 2	1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1?	2022
SE 500 kV Janaúba 3	Compensador Síncrono 500 kV, 2 x (-90/+150) Mvar	2022
SE 500 kV Padre Paraíso 2	Compensador Estático 500 kV, 1 x (-150/+300) Mvar	2022
SE 345/138 kV Leopoldina 2	1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1?	2022
SE 345/138 kV Padre Fialho	2° ATF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1?	2022
SE 345/138 kV Araxá 3	1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1? com LTC e Terc	2023
SE 345/138 kV Uberlândia 10	1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1? com LTC e Terc	2023
SE 500/345 kV Nova Ponte	1° e 2° ATF 500/345 kV, (6+1R) x 100 MVA 1? com LTC e Terc	2023
SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2	1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 50 MVA 1? com LTC e Terc	2023
SE 230/138 kV Governador Valadares 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1?	2024
	Substituição equipamentos do vão 6K, BD4	2024
	Substituição equipamentos do vão 7K, BD4	2024
	Substituição das seccionadoras do vão 11K, BD4	2024

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
	MIM - 230 kV	2024
SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2	2° ATF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1? com LTC e Terc	2025
SE 345/138 kV Barreiro 1	3° e 4° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 375 MVA 1? (SUBSTITUIÇÃO)	2025
	7 x EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo Barra Dupla Disjuntor Duplo	2025
	MIM - 345 kV	2025
SE 345/138 kV Sete Lagoas 4	2° ATF 345/138 kV, 3 x 125 MVA 1?	2026

16. Estado Espírito Santo

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Linhares 2 - São Mateus 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 108 km	2020
LT 345 kV Viana 2 - João Neiva 2, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (Rail), 80 km	2022

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 345/138 kV Rio Novo do Sul	1º ATF 345/138 kV, (3+1R) x 133 MVA 1?	2019
	2º ATF 345/138 kV, 3 x 133 MVA 1?	2019
SE 230/138 kV São Mateus 2	1º ATF 230/138 kV, (3+1R) x 50 MVA 1?	2020
	1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 20 Mvar 3?	2020
SE 345/138 kV Vitória	5º ATF 345/138 kV, (3+1R) x 133 MVA 1?	2020
SE 345 kV João Neiva 2	Compensador Estático 345 kV, 1 x (-150/+150) Mvar	2022
SE 500/345 kV João Neiva 2	1º ATF 500/345 kV, (3+1R) x 350 MVA 1?	2022
	1º Reator de Barra 500 kV, 3 x 33,3 Mvar 1?	2022
SE 345/138 kV João Neiva 2	1º, 2º e 3º ATF 345/138 kV, (9+1) x 133 MVA 1?	2022
SE 500/345 kV Rio Novo do Sul	1º ATF 500/345 kV, (3+1R) x 350 MVA 1?	2022
	1º Reator de Barra 500 kV, (3 + 1R) x 33 MVar 1?	2022

17. Estado Rio de Janeiro

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Nova Iguaçu - Terminal Rio, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 20 km	2019
LT 345 kV Lagos - Macaé, C2	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 16 km	2022
LT 500 kV Terminal Rio - Lagos, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 214 km	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,66 Mvar 1? // SE Terminal Rio	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,66 Mvar 1? // SE Lagos	2023
LT 500 kV Lagos - Campos 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 100 km	2023
LT 500 kV Campos 2 - Mutum, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 230 km	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1? // SE Campos 2	2023
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1? // SE Mutum	2023
SECC LT 345 kV Adrianópolis - Jacarepaguá, C2, na SE Nova Iguaçu	Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 2 km	2018
SECC LT 345 kV Campos - Viana, C1, na SE Rio Novo do Sul	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (Rail), 2 km	2019
SECC LT 345 kV Campos - Vitória, C1, na SE Rio Novo do Sul	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (Rail), 1 km	2019
SECC LT 345 kV Comperj - Macaé, C1 (CD), na SE Lagos	Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 4 km	2022

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/345 kV Nova Iguaçu	1º TF 500/345 kV, (3+1R) x 300 MVA 1?	2018
SE 800 kV CC Terminal Rio	CONVERSORA 3850 MW, 800 KV CC	2019
	ELETRODO DE TERRA 800 KV CC	2019
SE 500 kV Terminal Rio	Compensador Síncrono, 1 x (-150/+300) Mvar	2019
SE 500/138 kV Resende	1º ATF 500/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1?	2020
SE 500/138 kV Nova Iguaçu	2º ATF 500/138 kV, 3 x 300 MVA 1?	2020
	3º ATF 500/138 kV, 3 x 300 MVA 1?	2021
SE 500/138 kV Zona Oeste	2º ATF 500/138 kV, 3 x 300 MVA 1?	2021
SE 500/138 kV São José	5º ATF 500/138 kV, 3 x 200 MVA 1?	2022
SE 345/138 kV Lagos	1º, 2º e 3º ATF 345/138 kV, (9+1R) x 133,33 MVA 1?	2022
SE 500 kV Campos 2	Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 33,3 Mvar 1?	2023
SE 500/345 kV Lagos	Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 50 Mvar 1?	2023
SE 500/345 kV Adrianópolis	1º ATF 500/345 kV, (3 + 1R) x 300 MVA 1?, substituição da unidade 55	2024
SE 345/138 kV Adrianópolis	1º ATF 345/138 kV, 3 x 75 MVA 1?, substituição do TR1-A	2025
SE 500/345 kV Adrianópolis	1º ATF 500/345 kV, 3 x 300 MVA 1?, substituição da unidade 51	2026

18. Estado Goiás

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Trindade - Firminópolis, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 88 km	2018
LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia, C1	Capacitor Série 500 kV, 1 x 558 Mvar 3? // SE Samambaia	2019
LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia, C3	Capacitor Série 500 kV, 1 x 381 Mvar 3? // SE Samambaia	2019
LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia, C2	Capacitor Série 500 kV, 1 x 381 Mvar 3? // SE Samambaia	2020
LT 230 kV Jataí - Rio Verde Norte, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 127 km	2021
LT 500 kV Serra da Mesa 2 - Luziânia, C1	Capacitor Série 500 kV, 1 x 298 Mvar 3? // SE Serra da Mesa 2	2021
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 298 Mvar 3? // SE Luziânia	2021
LT 230 kV Edéia - Cachoeira Dourada, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 142 km	2022
LT 230 kV Trindade - Goianira, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 31 km	2024
LT 230 kV Xavantes - Goianira, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 30 km	2027
LT 500 kV Trindade - Silvânia, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 161 km	2027
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1? // SE Trindade	2027
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1? // SE Silvânia	2027
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
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1 km	2022
SECC LT 345 kV Samambaia - Bandeirantes, C2, na SE Pirineus	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 1 km	2022

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 500/138 kV Luziânia	Compensador Estático 500 kV, 1 x (-150/+300) Mvar	2018
SE 230/69 kV Paranaíba	3° TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3?	2018
SE 230/69 kV Planalto	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3?	2018
	3° TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3?	2018
SE 230/138 kV Edéia	2° TF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2019
SE 230/138 kV Cachoeira Dourada	2° ATF 230/138 kV, 3 x 40 MVA 1?	2019
SE 230/138 kV Firminópolis	2° ATF 230/138 kV, 3 x 50 MVA 1?	2019
SE 230/69 kV Palmeiras	3° TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3?	2019
SE 230/69 kV Anhanguera	2° TF 230/69 kV, 3 x 16,67 MVA 1?	2019
SE 230/138 kV Xavantes	4° ATF 230/138 kV, 3 x 50 MVA 1?	2019
SE 230/138 kV Carajás	3° ATF 230/138 kV, 3 x 75 MVA 1?	2021
SE 525/230 kV Rio Verde Norte	1° e 2° ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1?	2021
SE 230/138 kV Anhanguera	3° ATF 230/138 kV, 3 x 75 MVA 1?	2021
SE 230/138 kV Rio Claro 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3?	2022
SE 345/138 kV Corumbá	3° ATF 345/138 kV, 1 x 75 MVA 3?	2022
SE 230 kV Barro Alto	Compensador Estático 230 kV, 1 x (-75/+150) Mvar	2022
SE 345/230 kV Pirineus	1° e 2° ATF 345/230 kV, (6+1R) x 100 MVA 1?	2022
SE 230/138 kV Pirineus	3° ATF 230/138 kV, 3 x 75 MVA 1?	2022
SE 230/138 kV Xavantes	5° ATF 230/138 kV, 3 x 50 MVA 1?	2022
SE 230/138 kV Goianira	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1?	2024
SE 345/138 kV Corumbá	4° ATF 345/138 kV, 1 x 75 MVA 3?	2026
SE 800 kV CC Silvânia	Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Cíveis	2027
	MIG (Terreno Rural - SE Conversora)	2027
SE 500 kV Silvânia	Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-90/+150) Mvar	2027

19. Estado Distrito Federal**Linhas de Transmissão**

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SECC LT 500 kV Samambaia - Itumbiara, C1, na SE Silvânia	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 28,8 km	2027
SECC LT 500 kV Samambaia - Emborcação, C1, na SE Silvânia	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 14,2 km	2027

20. Estado Acre

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Rio Branco - Feijó, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 360 km	2020
	Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 10 Mvar 1? // SE Rio Branco	2020
LT 230 kV Feijó - Cruzeiro do Sul, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 300 km	2020
	Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1? // SE Feijó	2020
	Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1? // SE Cruzeiro do Sul	2020

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230 kV Feijó	1° TF 230/69 kV, (3+1R) x 10 MVA 1?	2020
SE 230 kV Cruzeiro do Sul	1° TF 230/69 kV, (3+1R) x 10 MVA 1?	2020
	1° TF 230/69 kV, 3 x 10 MVA 1?	2020

21. Estado Rondônia

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Vilhena - Jauru, C3	3º Capacitor em Série 230 kV, 1 x 110 MVar 3? // SE Vilhena	2019
LT 230 kV Ariquemes - Ji-Paraná, C4	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 165 km	2022
LT 230 kV Samuel - Ariquemes, C4	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 150 km	2022
SECC LT 230 kV Porto Velho - Coletora Porto Velho, C1, na SE Caladinho II	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 1 km	2023
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 1 km	2023

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/69 kV Coletora Porto Velho	1º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3?	2021
SE 230/138 kV Jaru	1º TF 230/138 kV, (3+1R) x 16,7 MVA 1?	2021
SE 230 kV Ji-Paraná	Compensador Síncrono 230 kV, 1x(-90/+150) Mvar	2021
SE 230 kV Ariquemes	Compensador Síncrono 230 kV, 1x(-90/+150) Mvar	2021
SE 230/138 kV Caladinho II	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 40 MVA 3?	2023
SE 230/69 kV Caladinho II	1º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3?	2024

22. Estado Mato Grosso

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 500 kV Jauru - Cuiabá, C2	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 350 km	2018
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1? // SE Jauru	2018
	Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1? // SE Cuiabá	2018
LT 500 kV Paranaíta - Cláudia, C3	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 300 km	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1? // SE Paranaíta	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1? // SE Cláudia	2019
LT 500 kV Cláudia - Paranatinga, C3	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 350 km	2019
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 430 Mvar 3? // SE Paranatinga	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 63,33 Mvar 1? // SE Cláudia	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 63,33 Mvar 1? // SE Paranatinga	2019
LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho, C3	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 348 km	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 63,33 Mvar 1? // SE Paranatinga	2019
	Capacitor Série 500 kV, 1 x 475 Mvar 3? // SE Ribeirãozinho	2019
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 63,33 Mvar 1? // SE Ribeirãozinho	2019
LT 230 kV Cuiabá - Cuiabá Norte, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 50 km	2024
SECC LT 500 kV Cláudia - Paranatinga, C2, na SE Sinop	Lançamento de segundo circuito na torre de circuito duplo existente (4x1000 MCM, 22 km)	2021
	Transposição de fases	2021
SECC LT 230 kV Nobres - Coxipó, C1, na SE Cuiabá Norte	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 10 km	2023
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 10 km	2023
SECC LT 230 kV Nobres - Cuiabá, C1, na SE Cuiabá Norte	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 0,2 km	2023
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 0,2 km	2023

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/138 kV Coxipó	1º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2018
SE 500 kV Ribeirãozinho	2º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1?	2018
SE 500/138 kV Paranaíta	1º ATF 500/138 kV, (3+1R) x 50 MVA 1?	2019
SE 230/138 kV Coxipó	1º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2019
SE 500 kV Cláudia	3º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1?	2019
SE 500 kV Paranatinga	3º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1?	2019
SE 500/230/138 kV Sinop	Adequação da SE Sinop	2021
	1º Reator de Barra 500 kV, 1 x 63 MVar 1?	2021
SE 230/138 kV Cuiabá Norte	1º ATF 230/138 kV, (3+1R) x 50 MVA 1?	2023
SE 500/230/138 kV Cláudia	1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 100 MVA 1?	2024
	1º ATF 230/138 kV, 1 x 200 MVA 3?	2024
SE 230/138 kV Cuiabá Norte	2º ATF 230/138 kV, 3 x 50 MVA 1?	2024
SE 230/138 kV Nobres	3º ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3?	2024

23. Estado Mato Grosso do Sul

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Ivinhema 2 - Nova Porto Primavera, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 65 km	2022
LT 230 kV Rio Brilhante - Nova Porto Primavera, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 141 km	2022
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 16 Mvar 3? // SE Nova Porto Primavera	2022
LT 230 kV Rio Brilhante - Dourados 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 117 km	2022
LT 230 kV Dourados 2 - Dourados, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 43 km	2022
LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 50 km	2022
LT 230 kV Rio Brilhante - Campo Grande 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 148 km	2022
	Reator de Linha Manobrável 230 kV, 1 x 20 Mvar 3? // SE Rio Brilhante	2022
LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 50 km	2024
SECC LT 440 kV Marechal Rondon - Taquaruçu, C1, na SE Alta Paulista	Circuito Simples 440 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 58 km	2021
	Circuito Simples 440 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 58 km	2021
	Reator de Linha Fixo 440 kV, (6+1R) x 30 Mvar 1?	2021
SECC LT 230 kV Dourados - Ivinhema 2, C1, na SE Dourados 2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 14,5 km	2022
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 14,5 km	2022
SECC LT 230 kV Dourados - Anastácio, C1, na SE Maracaju 2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 1113 MCM (BlueJay), 15,5 km	2024
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 1113 MCM (BlueJay), 15,5 km	2024
SECC LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C1, na SE Campo Grande 3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2027
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2027
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
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2027
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
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2027

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/138 kV Dourados 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3?	2022
SE 230/138 kV Imbirussu	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3?	2022
SE 230/138 kV Campo Grande 2	4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2022
SE 230/138 kV Dourados 2	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2024
SE 230/138 kV Imbirussu	4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2024
SE 230/138 kV Maracaju 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3?	2024
SE 230/138 kV Campo Grande 2	1° e 2° Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 100 Mvar 3?	2027
SE 230/138 kV Rio Brilhante	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3?	2027
SE 230/138 kV Campo Grande 3	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3?	2027

24. Estado Rio Grande do Sul

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Santa Maria 3 - Santo Ângelo 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 163 km	2018
LT 230 kV Gravataí 3 - Gravataí 2, C2	Recapacitação - Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 13,5 km	2018
LT 230 kV Viamão 3 - Restinga, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 18,5 km	2018
LT 230 kV Porto Alegre 13 - Restinga, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 13 km	2018
LT 230 kV Porto Alegre 9 - Nova Santa Rita, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 27 km	2018
LT 230 kV Maçambará - Santo Ângelo, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BlueJay), 205 km	2019
LT 230 kV Campo Bom - Taquara, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 29 km	2019
LT 230 kV Porto Alegre 9 - Porto Alegre 8, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 12 km	2019
LT 230 kV Presidente Médici - Candiota 2, C1	Recapacitação - Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 10 km	2020
LT 230 kV Torres 2 - Forquilha, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 70 km	2020
LT 230 kV Torres 2 - Atlântida 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 60 km	2020
LT 230 kV Candiota 2 - Bagé 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 50 km	2022
LT 230 kV Vila Maria - Passo Fundo, C1 e C2	Recapacitação Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), C1, 140 km	2022
	Recapacitação Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), C2, 140 km	2022
LT 230 kV Nova Prata 2 - Vila Maria, C1 e C2	Recapacitação Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), C1, 55 km	2022
	Recapacitação Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), C2, 52 km	2022
LT 525 kV Marmeleiro 2 - Santa Vitória do Palmar, C2	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 52 km	2022
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 16,6 Mvar 1? // SE Marmeleiro 2	2022
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 16,6 Mvar 1? // SE Santa Vitória do Palmar	2022
LT 525 kV Povo Novo - Marmeleiro 2, C2	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 152 km	2022
	Reator de Linha Manobrável 525 kV, 3 x 16,7 Mvar 1? // SE Marmeleiro 2	2022
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 33,3 Mvar 1? // SE Povo Novo	2022
LT 525 kV Nova Santa Rita - Guaíba 3, C2	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 36 km	2022
LT 525 kV Gravataí - Guaíba 3, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 120 km	2022
LT 525 kV Gravataí - Capivari do Sul, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 80 km	2022
LT 525 kV Guaíba 3 - Capivari do Sul, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 168 km	2022
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1? // SE Capivari do Sul	2022

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Guaíba 3 - Guaíba 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 5 km	2022
LT 230 kV Guaíba 3 - Guaíba 2, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 5 km	2022
LT 230 kV Viamão 3 - Capivari do Sul, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 60 km	2022
LT 230 kV Osório 3 - Gravataí 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 68 km	2022
LT 230 kV Livramento 3 - Alegrete 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 126 km	2022
LT 230 kV Livramento 3 - Cerro Chato, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2022
LT 230 kV Livramento 3 - Santa Maria 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 240 km	2022
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 27 Mvar 3? // SE Livramento 3	2022
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 27 Mvar 3? // SE Santa Maria 3	2022
LT 525 kV Candiota 2 - Guaíba 3, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 270 km	2022
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1? // SE Candiota 2	2022
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1? // SE Guaíba 3	2022
LT 230 kV Livramento 3 - Maçambará 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 209 km	2022
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 15 Mvar 3? // SE Livramento 3	2022
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 15 Mvar 3? // SE Maçambará 3	2022
LT 525 kV Povo Novo - Guaíba 3, C2	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 235 km	2022
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1? // SE Guaíba 3	2022
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 50 Mvar 1? // SE Povo Novo	2022
LT 230 kV Porto Alegre 8 - Porto Alegre 1, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 8 km	2022
LT 230 kV Jardim Botânico - Porto Alegre 1, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 8 km	2022
LT 230 kV Lajeado 2 - Lajeado 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 10 km	2022
LT 230 kV Garibaldi - Lajeado 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 50 km	2022
LT 230 kV Caxias Norte - Vinhedos, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 24 km	2024
LT 230 kV Caxias Norte - Monte Claro, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 26 km	2024
LT 230 kV Caxias Norte - Caxias 6, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 30 km	2024
LT 230 kV Monte Claro - Nova Prata 2, C1 e C2	Recapacitação Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), C1, 30,9 km	2024
	Recapacitação Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), C2, 31,9 km	2024
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilha, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 111 km	2024
LT 525 kV Capivari do Sul - Siderópolis 2, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 249 km	2024
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1? // SE Siderópolis 2	2024

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilha, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 111 km	2024
LT 230 kV Livramento 3 - Santa Maria 3, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 240 km	2024
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 27 Mvar 3? // SE Livramento 3	2024
	Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 27 Mvar 3? // SE Santa Maria 3	2024
LT 230 kV Gravataí 3 - Gravataí 2, C1	Recapacitação - Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 13,5 km	2024
LT 525 kV Povo Novo - Guaíba 3, C3	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 235 km	2024
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1? // SE Guaíba 3	2024
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 50 Mvar 1? // SE Povo Novo	2024
SECC LT 230 kV Porto Alegre 10 - Gravataí 2, C1, na SE Jardim Botânico	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 2 km	2018
SECC LT 230 kV Nova Santa Rita - Itaúba, C1, na SE Candelária 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 12 km	2019
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	2022
	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 4 km	2022
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	2022
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 4 km	2022
SECC LT 230 kV Presidente Médici - Bagé 2, C1, na SE Candiota 2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 2 km	2022
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (Grosbeak), 2 km	2022
SECC LT 230 kV Maçambará - Santo Ângelo, C1 e C2, na SE Maçambará 3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BlueJay), 2 km	2022
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BlueJay), 2 km	2022
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BlueJay), 2 km	2022
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BlueJay), 2 km	2022
	Reator de Linha Manobrável 230 kV, 1 x 30 Mvar 3?	2022
SECC LT 230 kV Garibaldi - Monte Claro, C1, na SE Vinhedos	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BlueJay), 2 km	2022
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BlueJay), 2 km	2022
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	2022
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 0,5 km	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
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (DRAKE), 0,5 km	2022

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
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	2022
SECC LT 230 kV Lajeado Grande - Forquilha, C1, na SE Lajeado Grande 2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 4 km	2024
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 4 km	2024
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	2024
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	2024

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/69 kV Jardim Botânico	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3?	2018
SE 230/69 kV Restinga	1° e 2° TF 230/69 kV, 3 x 83 MVA 3?	2018
SE 230/138 kV Lagoa Vermelha 2	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3?	2018
SE 230/69 kV Nova Petrópolis 2	2° TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3?	2018
SE 230/69 kV Uruguaiana 5	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3?	2019
SE 230/69 kV Candelária 2	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3?	2019
SE 230/69 kV Garibaldi	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 165 MVA 3?	2019
SE 230/69 kV Torres 2	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3?	2020
SE 230/69 kV Farroupilha	3° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3?	2020
SE 230/69 kV Jardim Botânico	3° TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3?	2021
SE 230/69 kV Nova Petrópolis 2	3° TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3?	2021
SE 230 kV Livramento 3	1° e 2° Reator de Barra 230 kV, 2 x 30 Mvar 3?	2022
SE 525/230 kV Candiota 2	1° e 2° ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1?	2022
SE 230/138 kV Taquara	3° ATF 230/138 kV, 3 x 50 MVA 1?	2022
SE 230/69/13.8 kV Caxias 6	3° TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1?	2022
	Aquisição de Terreno	2022
SE 230/69 kV Nova Prata 2	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 165 MVA 3?	2022
	Desativação de 1 CT 230 KV BD4 e 1 CT 69 KV BPT	2022
	Desmontagem e transporte de 3 TRs 230/69kV, 50 MVA cada	2022
	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3?	2022

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 525/230 kV Capivari do Sul	1° e 2° Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1?	2022
	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1?	2022
SE 230/69 kV Lajeado 3	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3?	2022
SE 230/69 kV Vinhedos	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 165 MVA 3?	2022
SE 230/138 kV Vila Maria	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3?	2022
SE 230/138/69 kV Quinta	3° TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1?	2022
SE 230/138 kV Presidente Médici	2° ATF 230/138 kV, 3 x 38,33 MVA 1?	2022
SE 230/69 kV Ijuí 2	3° TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3?	2022
SE 230/69 kV Cruz Alta 2	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3?	2022
SE 525/230 kV Guaíba 3	1° e 2° Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1?	2022
	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1?	2022
SE 525 kV Marmeleiro 2	Compensador Síncrono 525 kV, 1 x (-90/+150) Mvar	2024
SE 230 kV Livramento 3	Compensador Síncrono 230 kV, 1 x (-90/+150) Mvar	2024
SE 525/230/138 kV Caxias Norte	1°, 2° e 3° ATF 525/230 kV, (9+1R) x 224 MVA 1?	2024
	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, 3 x 225 MVA 3?	2024
SE 230/69/13.8 kV Caxias do Sul 5	3° TF 230/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3?	2024
SE 230/69 kV Vinhedos	3° ATF 230/69 kV, 1 x 165 MVA 3?	2024
SE 230/69 kV Caxias do Sul 2	2° TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1?	2024
	Aquisição de Terreno	2024
	2 x EL (Entrada de Linha) 230 KV, Arranjo BD4 (GIS)	2024
	3° TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1?	2027

25. Estado Santa Catarina

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Foz do Chapecó - Pinhalzinho 2, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 40 km	2019
LT 230 kV Siderópolis 2 - Forquilha, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 28 km	2022
LT 525 kV Abdon Batista - Siderópolis 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 250 km	2022
	Reator de Linha Fixo 525 kV, 8 x 75 Mvar 1? // SE Abdon Batista	2022
	Reator de Linha Manobrável 525 kV, 8 x 50 Mvar 1? // SE Siderópolis 2	2022
LT 525 kV Abdon Batista - Campos Novos, C2	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 40 km	2022
LT 230 kV Siderópolis 2 - Siderópolis, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 1 km	2022
LT 230 kV Siderópolis 2 - Forquilha, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 20 km	2022
LT 525 kV Biguaçu - Siderópolis 2, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 150 km	2022
	Reator de Linha Manobrável 525 kV, (3+1R) x 25 Mvar 1? // SE Biguaçu	2022
	Reator de Linha Manobrável 525 kV, (3+1R) x 25 Mvar 1? // SE Siderópolis 2	2022
LT 525 kV Itá - Santo Ângelo, C1 e C2 (CS)	ESTUDO DE VIABILIDADE + DESPESAS DE VIAGEM	2022
	PROJETO BASICO	2022
	PROJETO EXECUTIVO	2022
	CUSTO EQUIPAMENTOS (HGIS/SFV) FOB PORTO SANTOS	2022
	ADMINISTRAÇÃO/MOBILIZAÇÃO/DESMOBILIZAÇÃO	2022
	CUSTO MATERIAIS	2022
	CUSTO DE OBRA CIVIL	2022
	CUSTO MONTAGEM ELETROMECANICA	2022
LT 230 kV Biguaçu - Ratones, C1 e C2 (CS)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 800.0 MCM, 13 km (trecho submarino - C1 e C2 (CD))	2023
	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1600.0 MCM, 4,5 km (trecho subterrâneo - C1 e C2 (CD))	2023
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 900.0 MCM (RUDDY), 10 km (trecho aéreo - C1)	2023
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 900.0 MCM (RUDDY), 10 km (trecho aéreo - C2)	2023
	Custo Fundiário	2023
LT 525 kV Joinville Sul - Areia, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 292.4 km	2024
	1º Reator de Linha Fixo 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1? // SE Joinville Sul	2024
	1º Reator de Linha Fixo 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1? // SE Areia	2024
LT 525 kV Joinville Sul - Itajaí 2, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 81.5 km	2024
LT 525 kV Itajaí 2 - Biguaçu, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 63.4 km	2024
LT 230 kV Itajaí - Itajaí 2, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (DRAKE), 7.1 km	2024
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (DRAKE), 7.1 km	2024

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Joinville Sul - Joinville Norte, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak-T), 18 km	2024
LT 230 kV Joinville Sul - Joinville, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 715 MCM (Starling-T), 12 km	2024
LT 230 kV Indaial - Gaspar 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 57 km	2024
LT 230 kV Rio do Sul - Indaial, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 51 km	2024
LT 230 kV Joinville Sul - Joinville, C2	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 715 MCM (Starling-T), 0,2 km	2024
LT 230 kV Itá - Pinhalzinho 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 93,3 km	2024
LT 230 kV Itá - Xanxerê, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 51,7 km	2024
LT 230 kV Abdon Batista - Videira, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 63,4 km	2024
LT 230 kV Abdon Batista - Barra Grande, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 26,7 km	2024
LT 230 kV Gaspar 2 - Indaial, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 57 km	2027
LT 230 kV Campos Novos - Concórdia, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 61,8 km	2027
LT 230 kV Itá - Concórdia, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 55 km	2027
LT 230 kV Xanxerê - Pinhalzinho 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 64,7 km	2027
SECC LT 230 kV Jorge Lacerda - Siderópolis, C3, na SE Tubarão Sul	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 8,5 km	2020
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (Rail), 8,5 km	2020
SECC LT 525 kV Blumenau - Curitiba, C1 (CD), na SE Joinville Sul	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 39 km	2024
SECC LT 525 kV Blumenau - Curitiba Leste, C1 (CD), na SE Joinville Sul	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 43 km	2024
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	2024
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	2024
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	2024
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	2024

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
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	2024
SECC LT 525 kV Blumenau - Curitiba, C1 (CD), na SE Gaspar 2	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 23 km	2024
SECC LT 525 kV Itá - Caxias, C1, na SE Caxias Norte	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 11 km	2024
	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 11 km	2024
SECC LT 525 kV Campos Novos - Caxias, C1, na SE Caxias Norte	Circuito Simples 525 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 13 km	2024
	Circuito Simples 525 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 13 km	2024
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	2024
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	2024
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	2024
SECC LT 230 kV Biguaçu - Gaspar 2, C1, na SE São José	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 9,6 km	2026
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 9,6 km	2026
SECC LT 230 kV Blumenau - Itajaí, C2 (CD), na SE Ilhota 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 5 km	2027
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
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
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

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 525/230/138 kV Biguaçu	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 MVar 3?	2018
SE 230/138 kV Pinhalzinho 2	2º e 3º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3?	2019
SE 230/138 kV Tubarão Sul	1º e 2º ATF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3?	2020
	1º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2020
	2º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2020
SE 525/230/138 kV Blumenau	1º Reator de Barra 525 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1?	2021
SE 525/230/138 kV Biguaçu	Compensador Estático 525 kV, 1 x (-100/+300) Mvar	2021
SE 230/138/69 kV Joinville	Subst. 1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3? (atual: 75 MVA e 100 MVA 3?)	2022
	Subst. 1º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3? (atual: 100 MVA 3?)	2022
SE 525/230/138 kV Biguaçu	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3?	2022
SE 525/230 kV Siderópolis 2	1º Reator de Linha 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1?	2022
	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1?	2022
	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3?	2022
	3º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1?	2022
SE 230/138 kV Rio do Sul	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3?	2022
SE 230/138 kV Palhoça	Subst. 1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3?	2022
SE 230/138 kV Pinhalzinho 2	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2022
SE 230/138 kV Foz do Chapecó	4º ATF 230/138 kV, 1 x 50 MVA 3?	2022
SE 230/138 kV Videira	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2022
SE 230/138 kV Desterro	1º e 2º Reator de Barra 230 kV, 2 x 50 Mvar 3?	2023
SE 230/138 kV Ratonés	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3?	2023
	1º e 2º Reator de Barra 230 kV, 2 x 50 Mvar 3?	2023
SE 230/138 kV Itajaí	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3?	2023
SE 525/230/138 kV Joinville Sul	1º, 2º e 3º ATF 525/230 kV, (9+1R) x 224 MVA 1?	2024
	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3?	2024
	1º e 2º Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1?	2024
SE 230/138 kV Jaraguá do Sul	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3?	2024
SE 230/138 kV Joinville Norte 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3?	2024
SE 525/230/138 kV Gaspar 2	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6+1R) x 224 MVA 1?	2024
	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2024
	1º Reator de Barra 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1?	2024
SE 230/138 kV Indaial	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3?	2024
SE 525/230/138 kV Itajaí 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3?	2024
	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1?	2024
	1º e 2º Reator de Barra 525 kV, (6 + 1R) x 50 MVar 1?	2024
	3º ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3?	2024

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 230/138 kV Rio do Sul	4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2024
SE 230/138 kV Chapecoense	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3?	2024
SE 525/230 kV Itá	1° e 2° ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1?	2024
SE 230/138 kV Ratones	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2026
SE 230/138 kV São José	1° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2026
SE 525/230/138 kV Joinville Sul	3° ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3?	2027
SE 230/138 kV Jaraguá do Sul	3° ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3?	2027
SE 230/138 kV Indaial	3° ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3?	2027
SE 525/230/138 kV Itajaí 2	3° ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1?	2027
SE 230/138 kV Ilhota 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3?	2027
SE 230/138 kV Descanso	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3?	2027
SE 230/138 kV Concórdia	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3?	2027
SE 230/138 kV Chapecoense	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2027

26. Estado Paraná

Linhas de Transmissão

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV Uberaba - Curitiba Centro, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1600.0 MCM, 7.8 km	2019
LT 525 kV Curitiba Leste - Blumenau, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 158 km	2021
LT 230 kV Guaíra - Umuarama Sul, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (DRAKE), 105 km	2021
LT 230 kV Baixo Iguaçu - Realeza Sul, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 35 km	2021
LT 230 kV Campo Comprido - Santa Quitéria, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (T-ACSR Rook), 6 km	2022
LT 230 kV Pilarzinho - Santa Mônica, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (T-ACSR Rook), 27,9 km	2022
LT 230 kV Bateias - Pilarzinho, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (T-ACSR Rook), 29 km	2022
LT 230 kV Sarandi - Paranavaí Norte, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 86 km	2022
LT 525 kV Londrina-ESU - Sarandi, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 74 km	2022
LT 525 kV Guaíra - Foz do Iguaçu, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 170 km	2022
	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 258 km	2022
	Reator de Linha Fixo 525 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1? // SE Guaíra	2022
LT 525 kV Guaíra - Sarandi, C1 e C2 (CD)	Reator de Linha Manobrável 525 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1? // SE Sarandi	2022
LT 525 kV Guaíra - Cascavel Oeste, C1	Energização, Circuito Simples 525 kV, 4 x 636 MCM (Grosbeak), 126 km	2022
LT 230 kV Londrina-ESU - Ibiporã, C1 e C2 (CD)	Recapacitação, Circuito Duplo 230 kV, 1x900 MCM (Al Liga 1120), 20,3 km	2022
LT 230 kV Figueira - Jaguariaíva, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1x636 MCM (T-ACSR Rook), 82,7 km	2022
LT 230 kV Londrina - Apucarana, C2	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 46 km	2023
LT 525 kV Ivaiporã - Ponta Grossa, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 525 kV, 6x795 MCM (Tern), 170 km	2023
	Circuito Simples 525 kV, 6x795 MCM (Tern), 170 km	2023
	1º e 2º Reator de Linha Fixo 525 kV, (6 + 1R) x 50 MVar 1? // SE Ivaiporã	2023
	1º e 2º Reator de Linha Fixo 525 kV, (6 + 1R) x 50 MVar 1? // SE Ponta Grossa	2023
LT 525 kV Ponta Grossa - Bateias, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 525 kV, 6x795 MCM (Tern), 95 km	2023
	Circuito Simples 525 kV, 6x795 MCM (Tern), 95 km	2023
LT 230 kV Ponta Grossa - São Mateus do Sul, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 89 km	2023
LT 230 kV Ponta Grossa - Ponta Grossa Sul, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 32 km	2023

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
LT 230 kV União da Vitória Norte - São Mateus do Sul, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113.0 MCM (BLUEJAY), 98 km	2023
LT 230 kV Areia - Guarapuava Oeste, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 68 km	2023
LT 230 kV Irati Norte - Ponta Grossa, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 65 km	2023
LT 230 kV Areia - União da Vitória Norte, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113.0 MCM (BLUEJAY), 52.2 km	2023
SECC LT 230 kV Cascavel - Foz do Iguaçu Norte, C1 (CD), na SE Medianeira	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 2 km	2019
SECC LT 230 kV Cascavel Oeste - Foz do Iguaçu Norte, C1 (CD), na SE Medianeira	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 2 km	2019
SECC LT 230 kV Londrina-ESU - Apucarana, C1, na SE Londrina Sul	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 4 km	2021
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 4 km	2021
SECC LT 230 kV Londrina-ESU - Maringá, C1, na SE Sarandi	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 0,7 km	2022
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 0,7 km	2022
SECC LT 230 kV Klacel - Ponta Grossa, C1, na SE Castro Norte	Circuito Simples 230 kV, 1x876,3 MCM (Al liga 1120), 14 km	2023
	Circuito Simples 230 kV, 1x876,3 MCM (Al liga 1120), 14 km	2023
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	2023
	Circuito Simples 230 kV, 1x876,3 MCM (Al liga 1120), 18 km	2023
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	2023
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 2,5 km	2023
SECC LT 230 kV Areia - Ponta Grossa, C1, na SE Guarapuava Oeste	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 62 km	2023
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 62 km	2023
SECC LT 230 kV Areia - Ponta Grossa, C1, na SE Irati Norte	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 1,0 km	2023
	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 1,0 km	2023
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	2024
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	2024

Subestações

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 525/230/138 kV Sarandi	2º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2018
SE 230/138 kV Andirá Leste	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3?	2019
SE 230/138 kV Medianeira	1º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2019
SE 230/138 kV Curitiba Centro	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3?	2019
	1º e 2º TF 230/13,8 kV, 2 x 50 MVA 3?	2019
SE 765/500 kV Foz do Iguaçu	5º ATF 765/500 kV, 3 x 550 MVA 1?	2019
SE 230/138 kV Londrina Sul	1º ATF 230/138 kV, (3 + 1R) x 50 MVA 1?	2021
SE 230/138 kV Posto Fiscal	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2022
SE 525/230 kV Curitiba Leste	2º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1?	2022
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)	2022
SE 525/230/138 kV Bateias	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2022
SE 230/69/13.8 kV CIC	3º TF 230/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3?	2022
SE 230/69/13.8 kV Uberaba	3º TF 230/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3?	2022
SE 230/138 kV Paranavaí Norte	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6 + 1R) x 50 MVA 1?	2022
SE 230/138 kV Umuarama Sul	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2022
SE 525/230/138 kV Sarandi	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2022
	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1?	2022
SE 230/138 kV Guaíra	Subst. 1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3?	2022
	3º ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3?	2022
SE 525/230/138 kV Guaíra	1º Reator de Barra 525 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1?	2022
	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1?	2022
SE 525/230/138 kV Sarandi	1º e 2º Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1?	2022
SE 230/138 kV Realeza Sul	2º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2022
SE 525/230 kV Londrina-ESU	1º e 2º Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1?	2022
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 3?	2022
SE 230/138 kV Ponta Grossa Norte	Subst. 1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3?	2022
SE 230/138 kV Ponta Grossa Sul	Subst. 1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3?	2022
SE 230/138 kV Pato Branco	Subst. 1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3?	2022
SE 230/138 kV Campo Mourão	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3?	2023

DESCRIÇÃO DA OBRA		DATA PREVISTA
SE 525/230/138 kV Sarandi	3° ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1?	2023
	4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3?	2023
SE 525/230 kV Ponta Grossa	1°, 2° e 3° ATF 525/230 kV, (9+1R) x 224 MVA 1?	2023
	1° e 2° Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1?	2023
SE 230/138 kV Castro Norte	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1?	2023
SE 230/138 kV União da Vitória Norte	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1?	2023
SE 230/138 kV Guarapuava Oeste	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, (9+1R) x 50 MVA 1?	2023
	1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 50 Mvar 3?	2023
SE 230/138 kV Irati Norte	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1?	2023