

3. Geração de Energia Elétrica

De forma a seguir com o processo de inovação contínuo que caracteriza o planejamento energético, o PDE 2026 traz novas abordagens para a avaliação da expansão da oferta de energia elétrica, apresentando algumas visões de futuro, ao invés de apenas um “cenário” fixo. Em particular apresenta-se um plano de expansão para mais de um cenário de projeção da demanda de energia elétrica e 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 incluir a análise de distintos cenários no PDE, estão: (i) fornecer ao mercado, através deste plano, informação útil para empreendedores, que tomam decisões de investimento sob incertezas, 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.

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 o montante e a composição tecnológica da expansão de capacidade de geração indicadas neste documento, assim como na documentação auxiliar em que o plano se embasa, *não determinam* diretamente os investimentos que serão feitos no sistema de geração. As decisões de expansão são, em última análise, determinadas por decisões de agentes em ambiente de mercado, através dos leilões de energia e da contratação da expansão ao mercado livre. Por exemplo, a demanda a ser contratada é fornecida pelos agentes de mercado que podem utilizar projeções distintas àquelas deste plano.

No contexto do segmento de geração de energia elétrica, o plano possui outras funções:

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

Neste *box*, discute-se a primeira categoria listada acima. A segunda categoria será explorada no box 3.2.

Um plano de expansão da geração é construído sobre determinadas premissas – por exemplo, sobre comportamento da demanda de energia, custos de capital, custos de equipamentos de geração, preços de combustíveis, restrições ambientais que afetam o estoque de projetos. A EPE e o MME detêm meios de acesso a informação relevante para a construção dessas premissas, que vão desde estudos de inventário até acesso a projeções de preços de combustíveis de entidades especializadas. As premissas sobre as quais o PDE é construído condensam não apenas a informação bruta oriunda destas fontes, mas também os esforços das equipes técnicas da EPE do MME utilizados para seu processamento. O plano funciona como um agregador de informação relevante para a tomada de decisão dos agentes, sob as lentes da EPE. Este é um primeiro fator pelo qual a publicação do PDE representa um meio de facilitar o acesso dos agentes de mercado a esta informação, relevante para a sua própria tomada de decisão.

(cont.)

BOX 3.1 (CONT.)

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, segurança e sustentabilidade no suprimento de energia elétrica. Estas necessidades podem incluir, por exemplo: tecnologias com flexibilidade no ajuste rápido da potência entregue à rede, tecnologias com baixos custos variáveis de produção (ainda que com despesas de capital mais elevadas), tecnologias com reduzidos impactos ambientais, tecnologias localizadas em determinada região geográfica, etc. Por vezes, estas necessidades estão declaradas de forma explícita neste plano – por exemplo, quando se indica no capítulo de geração a demanda por *alternativa de suprimento à demanda máxima de potência*. Outras vezes, a sua identificação é implícita – por exemplo, ao se determinar a necessidade de expansão de geração renovável com custos variáveis de operação desprezíveis, como pequenas centrais hidroelétricas, usinas a biomassa, eólicas ou solares fotovoltaicas.

A função de facilitação de acesso à informação do plano indicativo se complementa pela comunicação dessas necessidades do sistema elétrico aos empreendedores. É a identificação dessas necessidades, e não a composição exata do parque gerador planejado, que deve representar o principal *resultado* do plano indicativo de geração, do ponto de vista do empreendedor que o consulta. Assim sendo, a ausência de uma determinada tecnologia no plano indicativo de expansão da geração não significa, necessariamente, que a real expansão do sistema não contará com capacidade deste tipo de recurso.

Cabe à sociedade — empreendedores, instituições, membros da sociedade civil, ONGs, etc. — *contestar* a visão do planejador, identificando uma oportunidade de contestação, identificando recursos de geração não mapeados pelo planejador central, fazendo uso de projeções próprias de evolução de preços de combustíveis ou de demanda de energia elétrica que julgue serem mais acuradas que aquelas utilizadas pelo planejador e assim determinar uma maneira mais econômica de atender a demanda. E a possibilidade de contestação do plano é uma maneira importante de lidar com a *assimetria* de informações, que inevitavelmente afeta a coleta de informações pelo planejador e, portanto, a elaboração do plano de expansão. Obviamente, essa possibilidade existe devido ao caráter *indicativo* do plano de geração. A viabilidade dessa contestação depende, de certa maneira, da natureza das decisões de política tomadas com base no plano — estas serão objeto do box 3.2.

Esse entendimento do plano indicativo deixa mais clara a motivação para se considerar, em sua elaboração, diferentes cenários de variáveis incertas — as diferentes visões de futuro indicadas anteriormente neste texto. Essa estratégia cumpre tanto com a função de facilitar o acesso direto à informação incerta, como também facilita identificar as necessidades do sistema elétrico sob diferentes realizações de futuro, permitindo a identificação de variáveis estratégicas para as quais o desenvolvimento de uma estratégia de contestação pode resultar em identificação de oportunidades de investimento. A consideração destas distintas visões de futuro no plano, associado à execução periódica dos esforços de planejamento, com atualizações à medida que incertezas se resolvem, são instrumentos importantes para garantir a economicidade, segurança e sustentabilidade de suprimento de energia elétrica.

Destaque especial deve ser dado à utilização, pela primeira vez de um Modelo matemático de Decisão de Investimentos (MDI) como apoio para a indicação da evolução da expansão da oferta no horizonte decenal, que sinaliza para a expansão ótima do sistema pela 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 uma restrição de confiabilidade. Como subproduto deste modelo, através da variável dual da restrição de atendimento à demanda futura, é obtido o custo marginal de expansão (CME). Esta abordagem permite que o CME seja calculado para o futuro, de maneira coerente com as decisões de investimento e seus custos econômicos associados (ALMEIDA Jr., 2017).

Diversos modelos apresentam tal abordagem, sendo clássicos Pinheiro e Trinkenreich (1982), Gorenstin et al. (1993), Machado Junior (2000), Lisboa et al. (2003). Os mais recentes incluem: H. L. Santos (2008), Pereira Jr. et al. (2008), Paz, Silva e Rosa (2007), Gandelman (2015) e César (2015).

A partir da análise da expansão indicada pelo MDI, são feitos ajustes e então são realizadas simulações com o modelo de despacho hidrotérmico Newave. Resultados para avaliações de atendimento à demanda máxima instantânea e análise horária foram posteriormente detalhados, com metodologias específicas.

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 à carga de energia e demanda de potência de forma segura, além da avaliação da análise horária. Será feita uma análise comparativa entre os casos, com os planos de expansão respectivos, destacando-se as diferenças tanto do ponto de vista econômico como da operação do parque resultante.

BOX 3.2 – PLANO INDICATIVO DE EXPANSÃO DE GERAÇÃO E DECISÕES EXECUTIVAS

Outra função importante de um plano indicativo de geração é a de subsidiar a tomada de decisões executivas por parte de instituições setoriais. A primeira classe de decisões executivas relevantes refere-se ao planejamento de outros segmentos de infraestrutura com interfaces com a geração de energia elétrica. Dentre esses, destacam-se os segmentos de transmissão de energia elétrica e de gás natural. O Box 4.1, no capítulo de Transmissão de Energia Elétrica, traz considerações que ilustram as relações entre o plano indicativo de geração e o plano determinativo de transmissão que ilustram fenômenos relevantes a serem considerados para esta primeira classe de decisões.

Decisões sobre a execução de leilões para a alocação de contratos de longo prazo a geradores também devem considerar os resultados do planejamento indicativo da expansão da geração. Cabe aqui diferenciar entre duas variantes conceituais limítrofes para esta interface entre o planejamento indicativo e os leilões.

a. na *primeira* variante, com oportunidades mais limitadas de *contestação* que a seguinte, há segmentação *ex ante* da demanda de contratação entre tecnologias, diretamente ou por meio de critérios de habilitação, por exemplo. Sob esta variante, cabe às instituições setoriais definir a segmentação tecnológica levando em conta não apenas as necessidades do sistema elétrico identificadas nos esforços de planejamento, mas também a composição tecnológica apontada como resultado do plano;

b. na *segunda* variante, não há segmentação direta da demanda e diferentes tecnologias competem pelos mesmos produtos, mas sinais econômicos influenciam a competitividade relativa entre as fontes. Tais sinais econômicos podem estar embutidos na especificação do produto leilado. Podem ser oriundos, também, da definição de outros elementos do desenho de mercado que determinam influxos de receita *complementares* do gerador — ou *handicaps* para comparações de ofertas nos leilões — e que permitam, portanto, que este tenha maior ou menor competitividade no leilão. Qualquer que seja o mecanismo de sinalização econômica selecionado, este é desenhado considerando as necessidades do sistema elétrico — sem ser necessário levar em conta diretamente a composição tecnológica identificada no plano indicativo.

Naturalmente, são possíveis diversas combinações entre as variantes limítrofes acima indicadas, que devem ser avaliadas ao estudar a abordagem utilizada no Brasil para a interface entre o planejamento indicativo e leilões para a alocação de contratos de longo prazo a geradores.

A exposição anterior já deixou transparecer uma terceira classe de decisões executivas que utilizam o plano indicativo de expansão da geração como substrato — o desenho de políticas públicas. Este desenho deve, aliado à especificação da regulação e de regras de mercado, resultar em sinais de preço ou requisitos de quantidade que afetam o desenvolvimento de diferentes tecnologias de geração.

3.1 Metodologia

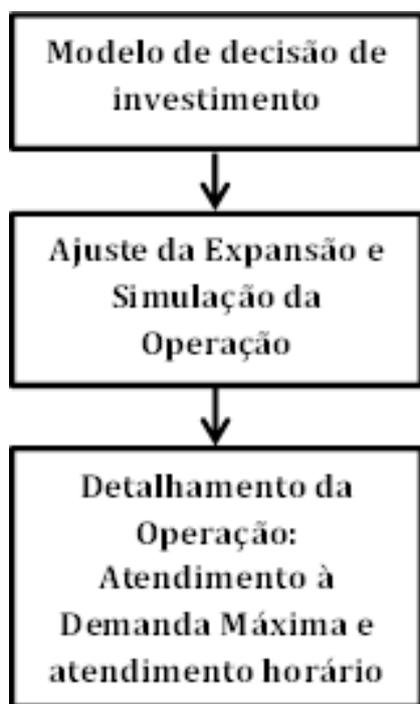
O PDE 2026 traz como destaque importantes avanços metodológicos no processo de construção da expansão do parque gerador do SIN no horizonte decenal. Para tanto, neste PDE, utilizou-se a consagrada metodologia de planejamento ótimo da expansão internacionalmente aplicada, que sinaliza a expansão ótima da oferta de energia elétrica através da minimização dos custos de investimento e operação do sistema dado um critério de confiabilidade explícito. Para isso é utilizado um modelo computacional de decisão de investimentos (MDI) “clássico”, desenvolvido na própria EPE.

A metodologia proposta neste PDE traz como avanço adicional a obtenção do valor do CME como subproduto do processo de planejamento, através da análise das propriedades do modelo matemático de

otimização, e não mais como um dado de entrada no processo, o que torna o planejamento da expansão da oferta de energia elétrica mais eficiente e consistente com a lógica econômica. O CME é agora obtido como o custo marginal das restrições de atendimento à carga futura do sistema, considerando requisitos de energia e potência.

A partir do resultado do modelo de investimento é feito então um “ajuste fino” no Programa Decenal de Expansão através de simulações da operação com o uso do 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 e atendimento horário. O fluxograma da Figura 1 descreve esse processo.

Figura 1. Fluxograma da Metodologia do PDE 2026.



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-028/2017. São considerados os custos de investimento em novas plantas candidatas de geração, por tecnologia, incluindo usinas termelétricas a ciclo aberto ou combinado, fontes renováveis, usinas reversíveis e transmissão. Decisões oriundas de diretrizes de política energética podem ser representadas no modelo como projetos futuros com decisão e data de entrada “fixa” no plano de expansão, independentemente de seu benefício puramente econômico avaliado pelo MDI.

Para cada plano de expansão candidato, com seu custo de investimento associado, é realizada de maneira simplificada 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.

A busca do plano de expansão de mínimo custo global poderia ser realizada de forma iterativa mas com elevado custo computacional e imprecisão. Assim, um enfoque de programação matemática é adotado: o problema de decisão de investimento é um problema inteiro, enquanto que o problema de despacho da geração é um problema contínuo, resolvido através de técnicas de programação matemática inteira mista utilizando o *solver* IBM ILOG CPLEX.

No MDI o sistema de geração é composto de usinas existentes, já contratadas, e projetos candidatos para expansão. Os subsistemas são representados como um grafo, em que cada subsistema possui uma ou mais projeções de demanda de energia e potência (demanda máxima instantânea). 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 um custo de ampliação (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 e ponta. A aleatoriedade das vazões naturais para a representação das usinas hidrelétricas é representada através da construção de cenários de energia produzida para cada uma delas, sendo cada um desses cenários associado a uma determinada probabilidade de ocorrência.

A contribuição de potência dos projetos hidrelétricos é estimada a partir dos cenários hidrológicos usados, tomando-se valores representativos mensais obtidos a partir de critérios estabelecidos de probabilidade de permanência para cada mês do ano calendário.

Os projetos eólicos e à biomassa com CVU nulo são representados por distintas sazonalidades

mensais de produção de energia e contribuição de potência. No caso dos projetos eólicos a contribuição de ponta é dada deterministicamente e 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 projetos fotovoltaicos também são representados pelas sazonalidades mensais, porém contribuem somente para o atendimento à demanda de energia.

O balanço de ponta é aferido através da contribuição de potência disponível de cada uma das fontes e projetos de geração, de modo que a soma seja maior ou igual à demanda de ponta do mês acrescida da reserva operativa.

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 ponderado pela respectiva probabilidade.

O valor do Custo Variável Unitário (CVU) das usinas termelétricas, que determina o custo do despacho térmico (R\$/MWh), 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 mensal de CVU para cada usina, levando-se em conta a expectativa 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 em Nota Técnica EPE-DEE-RE-027/2017.

Para a obtenção da expansão da oferta no horizonte decenal, o MDI foi executado englobando o período até 2031, visando eliminar os efeitos de fim de período.

A Nota Técnica EPE-DEE-RE-027/2017 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 com o modelo de operação Newave, incorporando-se alguns detalhes não capturados pelo módulo de operação deste modelo (mas que não comprometem a otimização da solução) e que detalham mais a operação do sistema³, como por exemplo, a adequação à entrada das UHE nos períodos mais propícios para o início de enchimento de seus reservatórios.

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 e a utilização do sistema de transmissão, a expectativa de evolução do nível de armazenamento dos reservatórios e o vertimento.

Além das análises sobre a simulação dinâmica, o PDE apresenta o balanço comercial da oferta existente e contratada, utilizando os certificados de garantia física de cada empreendimento de geração. Esse balanço permite a visualização da vertente contratual da expansão e indica a data a partir da qual se necessitará, a partir das hipóteses do plano, de expansões da oferta para atender o sistema através de contratos de energia.

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

³ 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).

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.

3.1.3 DETALHAMENTO DA OPERAÇÃO: ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA E HORÁRIA

Além da análise direta de resultados dos modelos, também são realizadas avaliações do atendimento à demanda máxima instantânea e adequação das metas mensais ao atendimento horário.

A análise do atendimento à demanda máxima tem por objetivo obter uma avaliação mais detalhada sobre 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 não 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, a exemplo do MDI, 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-035/2017.

Entretanto, com o aumento da participação de fontes não controláveis na matriz, como eólica e

solar, a avaliação do atendimento a partir de análises médias e máximas deve evoluir de modo a avaliar o atendimento a qualquer hora do dia. Como um primeiro passo nesse sentido, serão apresentadas análises para verificar se os montantes mensais de geração, estabelecidos pelo modelo Newave, e que resultaram nos CMO e riscos de déficit, podem ser mantidos ao considerarmos o perfil horário da oferta e da demanda de energia.

O objetivo dessa análise é avaliar se o sistema terá flexibilidade operativa suficiente para elevar sua capacidade de atendimento nas horas de maiores demandas e reduzir a geração nos momentos de carga leve, mantendo as médias mensais de geração, por cenário hidrológico, estabelecidas pelo modelo de operação, para todas as fontes. Importante ressaltar que, dessa forma, são mantidas as condições operativas estabelecidas pelos valores mensais.

A metodologia utilizada nessa etapa se inicia com o cálculo do mercado líquido, abatendo do mercado total as fontes não controláveis (eólica, biomassa, PCH, CGH e solar). Nesse cálculo, tanto o perfil de carga como de geração das fontes não controláveis é estabelecido em escala horária, a partir de dados verificados. A partir da curva de mercado líquido, gerada para cada subsistema, também é abatida a geração térmica de acordo com o despacho do modelo Newave, para cada cenário hidrológico. Por fim, a geração hidráulica é modulada de modo a atender a carga remanescente em todas as horas do dia.

Devido às simplificações dessa etapa inicial, o eventual não atendimento de determinados horários não indica que o sistema sofrerá cortes de carga. Os resultados deverão ser vistos como indicadores de eventuais necessidades de despacho adicional das fontes controláveis. Esse redespacho, entretanto, poderá elevar os custos marginais de operação, caso seja feito com geração termelétrica, ou alterar os níveis esperados de armazenamento, caso seja utilizada a geração hidrelétrica.

BOX 3.3 – A NECESSIDADE DE REPRESENTAÇÃO MAIS GRANULAR DE RECURSOS EM MODELOS DE PLANEJAMENTO

O estudo de atendimento horário, realizado externamente e após a execução das simulações mensais com o Newave, realça a necessidade de aperfeiçoamento das atuais ferramentas computacionais disponíveis no setor elétrico. Modelos computacionais em base mensal não vêm se mostrando mais suficientes para a correta simulação dos estudos de planejamento e operação, principalmente devido à forte penetração das fontes não controláveis, como solar e eólica. Nesse tipo de modelo, alternativas que forneçam maior flexibilidade operativa e capacidade de atendimento à ponta, mas que não agreguem energia ao sistema, como as hidrelétricas reversíveis, baterias de armazenamento ou termelétricas de partida rápida, não têm seus benefícios adequadamente capturados e podem se mostrar menos competitivas para a expansão da oferta.

Para a adequada avaliação deste novo perfil operativo, é desejável a migração para ferramentas computacionais com discretização temporal horária ou mesmo sub-horária. Além disso, existe a necessidade de uma melhor compreensão das incertezas associadas às fontes não controláveis quanto à sua produção de energia. Para isso, esforços na descrição estatística dos regimes de ventos tornam-se imprescindíveis, bem como maiores aprimoramentos nas ferramentas de previsão, os quais proporcionarão maior confiabilidade para explorar as vantagens de todas as fontes pertencentes à matriz elétrica brasileira, permitindo, assim, o planejamento adequado do sistema. Portanto, na busca por avanços metodológicos, a necessidade de um modelo computacional de apoio às atividades de planejamento que permita, em conjunto com módulo de otimização de investimento, um modelo de otimização da operação do sistema elétrico nacional, em base preferencialmente horária, com representação de incerteza na produção dos recursos não despacháveis, dos recursos hidroelétricos, de restrições de operação térmicas de curto prazo — como *unit commitment* — e falha dos geradores. Além disso, é importante a representação de incerteza no crescimento da demanda nos estudos de planejamento. Com isso, o planejamento se beneficia de ferramentas que possibilitem avaliar de forma mais adequada os impactos da inserção crescente destas novas tecnologias de geração renovável na matriz brasileira. Este é um desafio mundial (IRENA, 2017 e BID, 2014) e é um dos objetivos que a EPE tem perseguido e que dividirá com todos os agentes do setor elétrico. Os avanços metodológicos apresentados neste plano já mostram esse direcionamento.

3.2 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,⁴ com parâmetros do CVaR⁵ definidos pela CPAMP⁶ (alfa = 50% e lambda = 40%);

⁴Modelo de otimização do despacho hidrotérmico desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel. Neste Plano, as simulações energéticas foram realizadas com a versão 23 desse modelo, última versão homologada pela ANEEL à época da elaboração deste capítulo.

⁵CVaR – *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.

⁶ CPAMP - Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico.

- Suprimento de energia da UHE Itaipu para o mercado paraguaio com crescimento de 1% ao ano até 2020, de acordo com recomendação de uso para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), e crescimento de 6% ao ano após 2021;
- O custo do déficit utilizado foi de R\$ 4.650,00/MWh, de acordo com EPE (2016);
- 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).⁷ Para empreendimentos de grande porte considerados “sem previsão” para a entrada em operação comercial foram adotadas a seguintes premissas:

- UTN Angra 3: início de operação comercial em janeiro de 2026;
- UHE São Roque: início de operação comercial em julho de 2022;
- UTE Novo Tempo e Rio Grande: representadas na expansão por meio de termelétricas indicativas genéricas, e não explicitamente;
- Interligação Manaus – Boa Vista: início de operação em janeiro de 2024.

Com relação aos empreendimentos da empresa Abengoa, devido ao processo de recuperação judicial da empresa estar em curso,

estima-se que o início de operação desses empreendimentos ocorra em janeiro de 2023. A efetivação destas expansões tem um importante papel para o balanço energético das regiões Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. No caso do Nordeste, o aumento da capacidade de transmissão de energia desta região garante a sua flexibilidade operativa, tanto para o atendimento dos períodos de hidrologia crítica, através da importação de montantes de energia das outras regiões, como para o fornecimento de energia nos momentos de produção eólica favorável. Já com relação ao Sudeste/Centro-Oeste, uma vez incorporadas estas obras previstas, o recebimento por esta região se beneficiará energeticamente dos excedentes do Norte, durante o período úmido, e do Nordeste, durante o período seco. As informações específicas das linhas de transmissão de energia da empresa Abengoa estão descritas no Capítulo de Transmissão de Energia.

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 de seus 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 um programa de expansão da oferta eólica de 1.000 MW em 2020, sendo 800 MW na região Nordeste e 200 MW na região Sul;
- Indicação de um programa de expansão da oferta solar fotovoltaica centralizada de 1.000 MW em 2020;
- Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de oferta eólica entre as regiões Nordeste e Sul a partir de 2021, 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 a partir de 2021;
- Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de oferta de biomassa (CVU nulo) a partir de 2021

⁷ Foi utilizada como referência a reunião de setembro de 2016, que também serviu de referência para o PMO de outubro de 2016, elaborado pelo ONS.

limitada, em cada ano, pelo potencial apresentado no Capítulo de Oferta de Biocombustíveis.

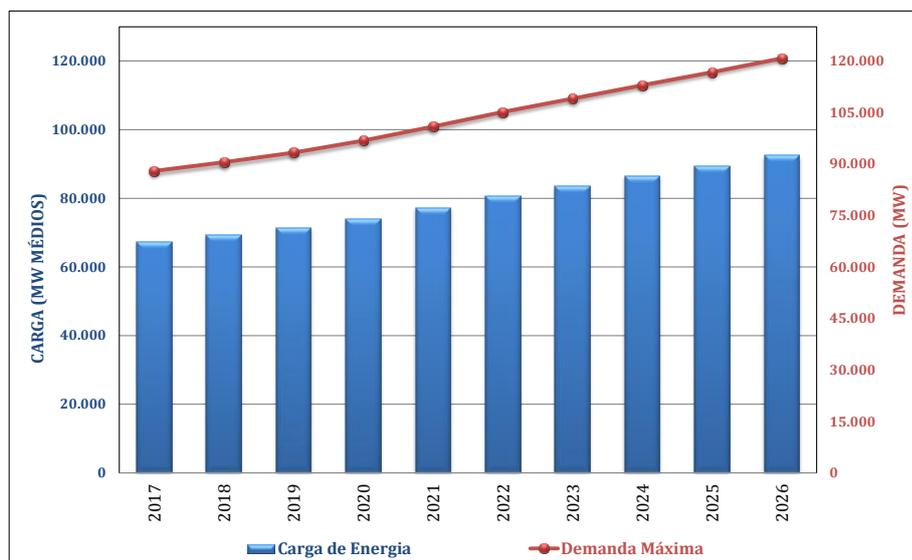
- Indicação de uma expansão de usinas termelétricas a biomassa florestal limitada a 100 MW/ano a partir de 2023, em consonância com o crescimento proporcional da oferta de matéria prima baseada em planos de manejo florestal;
- Indicação, para o ano de 2023, de UTE a gás natural na região Nordeste, com 50% de inflexibilidade. Para melhor ajustar a inflexibilidade às características operativas do sistema, ela foi representada de modo sazonal;
- Indicação da UHE Tabajara para 2024, devido ao estágio avançado dos estudos para o desenvolvimento desse empreendimento.
- Indicação da UHE Castanheira para 2026, já que este projeto, mesmo com estudos a nível de viabilidade como vários outros, possui um nível de detalhamento mais aprofundado do que os demais.

3.2.1 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 2017-2026, 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 três patamares, construídos a partir de curvas de permanência da carga verificada em 2015.

O crescimento médio anual da carga do SIN, no horizonte decenal, é de aproximadamente 2.700 MW médios, representando uma taxa média de 3,5% ao ano. O Gráfico 25 apresenta a projeção de mercado (energia e ponta) do cenário de Mercado de Referência do PDE, já abatida a parcela adotada 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 25. Projeção de Carga



3.3 Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta

Para fazer frente ao seu crescimento, 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 vetor importante de ampliação de oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). A maior parte do potencial ainda a aproveitar se encontra 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 o objetivo de identificar os projetos hidrelétricos cujo desenvolvimento irá resultar de fato em benefício líquido para a sociedade — considerando todas as restrições socioambientais relevantes e, quando ações de mitigação forem viáveis e razoáveis, o custo de implantação destas ações — e identificar estratégias de desenvolvimento destes projetos que permitam que este benefício líquido se manifeste⁸. Nesse panorama não se pode deixar de lado o potencial proporcionado pelo desenvolvimento das usinas de pequeno porte (Pequenas Centrais Hidrelétricas – 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

2022. Admite-se que os projetos estejam disponíveis para fazer parte da expansão em lotes contínuos de 100 MW, sendo que a cada ano ficam disponíveis com data mais cedo 3 (três) lotes novos. Com isso a oferta total de desenvolvimento de PCH e CGH posta à disposição do MDI é de 1.500 MW no período de 2022 a 2026,⁹ ou seja, de 300 MW candidatos por ano. A decisão de incorporá-las à expansão fica a cargo do processo de otimização do Modelo de Decisão de Investimentos.

Em relação às UHEs, foram consideradas candidatas para a expansão da oferta aquelas com estudos de inventário aprovado e viabilidade 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.

A Tabela 5 apresenta o montante por ano que compõe a cesta de oferta de projetos hidrelétricos colocados à disposição do Modelo de Decisão de Investimentos neste PDE, considerando o prazo mais cedo para início de operação e o estágio de cada estudo. As datas mais cedo foram obtidas através de avaliações do tempo necessário para o licenciamento ambiental, elaboração dos estudos ambientais e de engenharia e construção de cada empreendimento.

⁸ Maiores detalhes são apresentados no Capítulo 10 – Análise Socioambiental.

⁹ Desde 2005 já foram contratados 1700 MW de PCH/CGH nos leilões de energia.

Tabela 5. Cesta de Oferta de UHE do MDI

Data Mais Cedo Entrada Operação	UHE	Potência (MW)	Avaliação Socioambiental
2023	Apertados	139	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue
2023	Castanheira	140	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue
2023	Comissário	140	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue
2023	Davinópolis	74	Viabilidade Aprovada
2023	Ercilândia	87	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue
2023	Tabajara	350	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução
2023	Telêmaco Borba	118	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue
2024	Foz do Piquiri	93	Viabilidade Aceita - Estudo Finalizado e Entregue
2025	São Miguel	58	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução
2026	Bem Querer	708	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução
2026	Buriti Queimado	142	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução
2026	Itapiranga	725	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução
2026	Maranhão Baixo	125	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução
2026	Porteiras 2	86	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução
2026	Porto Galeano	81	Viabilidade com Registro Ativo - Estudo em Execução
	TOTAL	3.066	

Vale destacar o caso da UHE São Luiz do Tapajós, que teve terra indígena¹⁰ delimitada na área do projeto após a entrega do EIA/RIMA e EVTE. O processo foi arquivado pelo órgão ambiental com a alegação de que há óbices para o licenciamento ambiental do empreendimento.

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 desses projetos. Com isso, a data mínima para início de operação da 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.

A opção eólica já apresenta um patamar de preço que a torna extremamente competitiva em termos de energia frente às demais expansões candidatas. Por outro lado, ao se ampliar maciçamente a sua participação na oferta de energia enfrenta-se 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.

A tecnologia solar fotovoltaica ainda apresenta custos de implantação não competitivos com as demais fontes de geração centralizada, embora os patamares de preço no Brasil venham caindo com uma velocidade surpreendentemente alta. Espera-se que durante o horizonte decenal, os custos de implantação reduzam em cerca de 30% em relação aos patamares atuais, podendo chegar até a 40%, a exemplo do que já se observa em âmbito internacional.

Não se pode deixar de mencionar a bioeletricidade, em especial aquela proveniente do bagaço de cana, cujo potencial de aproveitamento para produção de energia elétrica no SIN se mostra bastante competitivo. É claro que o direcionamento desse energético para a produção de açúcar e álcool concorre diretamente com o uso no setor elétrico. Por esse motivo o PDE apresenta um montante estimado considerado como limite superior para uso em energia elétrica. Mas essa “concorrência” pode também ser vista pela ótica sinérgica, pois a bioeletricidade proveniente do bagaço de cana possui um “negócio” *multicommodity*, envolvendo a comercialização de quatro produtos: açúcar, etanol, eletricidade e créditos de carbono (ou certificados de reduções de emissões). Isso coloca esta bioeletricidade com um grande potencial na matriz energética nacional.

Dentre as outras formas de biomassa, o PDE apresenta explicitamente empreendimentos termelétricos utilizando biomassa florestal. A EPE tem recebido diversos empreendedores apresentando projetos com essa tecnologia e com novos desenhos de negócios, diferentes daqueles

¹⁰ Em 19/04/2016, foi delimitada a Terra Indígena SawréMuybu, de acordo com o resumo do Relatório Circunstanciado de Identificação e Delimitação da Terra Indígena SawréMuybu, aprovado pelo Despacho do Presidente da Funai nº 28, publicado no Diário Oficial da União, Brasília, DF, n. 74, p. 33 - 35, 19 abr. 2016. Seção I.

contratados em leilões anteriores e que tem demonstrado dificuldades para serem viabilizados, seja por questões ambientais ou 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 100MW) 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. As demais formas de geração a biomassa ainda não são explicitadas na matriz de geração. Entretanto, elas vêm mostrando elevado potencial de crescimento e já são representadas na geração distribuída, citadas no Capítulo de Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos.

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. O desenvolvimento das reservas do pré-sal, ainda com horizonte incerto, poderá ampliar significativamente a contribuição do gás natural 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 na falta de financiamentos, notadamente o proveniente do BNDES. Outros tipos de financiamento certamente tenderão a aumentar os custos de implantação, reduzindo significativamente a atratividade econômica desta opção de expansão. Com isso, assumiu-se a premissa de que o desenvolvimento de novas usinas somente

será viável após o horizonte decenal, ou seja, após 2026.

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. Novas tecnologias para redução da emissão de gases causadores do efeito estufa estão sendo buscadas, a exemplo dos estudos relacionados à captura e armazenamento de carbono (CCS), o que pode facilitar o desenvolvimento dessas plantas. Estima-se que a substituição das termelétricas a carvão nacional com baixa eficiência por usinas mais modernas permitiria um aumento de, aproximadamente, 340 MW, o que resultaria em uma potência instalada total da ordem de 1.735 MW, mantendo os mesmos montantes de emissão das usinas disponíveis atualmente. Esse aumento de eficiência poderia ser obtido a partir da implantação de turbinas a vapor supercríticas com caldeiras a leito fluidizado. A Tabela 6 mostra as usinas a carvão candidatas a modernização.¹¹

Tabela 6. Térmicas a Carvão Candidatas à Modernização

Usinas	Potência (MW)	Eficiência (%)	Idade (anos)
Charqueadas ⁽¹⁾	72	20,5	54
São Jerônimo ⁽²⁾	20	14,3	63
J.Lacerda I e II	232	25	51
J.Lacerda III	262	28	37
J.Lacerda IV	363	34,7	19
P. Medici A	126	24,5	42
P. Medici B	320	25	30
Total	1.395	24,57	42,28

Notas: (1) UTE desativada em 2016
(2) UTE desativada em 2013

Cabe destacar, entretanto, que na indisponibilidade de gás natural, principalmente por eventuais restrições de infraestrutura de oferta, ou

¹¹ As usinas termelétricas a carvão mineral cujas datas de desativação foram decididas após o PMO de outubro de 2016, que serviu de referência para a realização dos estudos, continuam fazendo parte da evolução da oferta de energia deste PDE.

cenários mais restritivos para os aproveitamentos hidrelétricos, a opção pelo carvão mineral possa 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.

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.

3.3.1 ALTERNATIVAS PARA AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE DE POTÊNCIA

Nos modelos de expansão da oferta e de simulação da operação foram consideradas usinas termelétricas a ciclo aberto como alternativas para atendimento à ponta do sistema, utilizando custos variáveis unitários (CVU) compatíveis com gás natural. Entretanto, outras opções de expansão para atendimento à ponta podem ser possíveis.

Além de tecnologias voltadas para o atendimento à demanda máxima, devem ser buscadas também tecnologias para prover a flexibilidade necessária para o atendimento à qualquer hora do dia e em resposta à variação instantânea da carga e demanda no curto prazo. Nessas condições, dentre as opções de geração e soluções tecnológicas candidatas no horizonte decenal, pode-se destacar:

- i. Usinas termelétricas de partida rápida;
- ii. Repotenciação ou instalação de unidades geradoras adicionais em usinas hidrelétricas existentes;
- iii. Usinas hidrelétricas reversíveis;
- iv. Gerenciamento pelo lado da demanda;
- v. Armazenamento químico de energia (baterias).

BOX 3.4 – ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA DE POTÊNCIA E FLEXIBILIDADE OPERATIVA

As análises da EPE que atualmente subsidiam a criação do plano de expansão da geração permitem identificar, sob as premissas descritas neste capítulo, a necessidade sistêmica de adições de capacidade de tecnologias adaptadas ao atendimento à demanda máxima de potência do sistema segundo o cronograma descrito mais adiante no texto. O perfil requerido para o atendimento dessa necessidade sistêmica envolve centrais geradoras de tecnologias cuja implantação requer baixos custos de investimento (desembolsos de capital), já que se espera que as centrais tenham que operar a baixos fatores de capacidade anuais.

Entre as tecnologias com essas características, estão a geração termelétrica com motores ou turbinas a gás (ciclo aberto) e a repotenciação ou instalação de unidades geradoras adicionais em usinas hidrelétricas existentes, além do gerenciamento pelo lado da demanda. Todas essas representam alternativas com baixos custos de investimento, embora sejam adaptadas apenas à ativação durante poucas horas do ano — devido aos elevados custos variáveis de produção das classes de termelétricas listadas, aos custos de oportunidade elevados de redução ou o deslocamento de consumo no caso da resposta da demanda, ou simplesmente da indisponibilidade de recursos primários para permitir geração frequente das unidades adicionais em hidrelétricas.

Sendo essa a necessidade sistêmica de fato identificada sob a metodologia atualmente em uso pela EPE, cabe colocar algumas considerações sobre a referência, nesta seção, a tecnologias com elevada flexibilidade para o ajuste da produção de potência no curto prazo.

De fato, a EPE ainda não detém ferramental de análise quantitativa que subsidie a indicação inequívoca de geração flexível com estas características. Para tal, seriam necessárias ferramentas computacionais que subsidiem os esforços de planejamento sob consideração de avaliação de custos e viabilidade técnica da operação do sistema de geração no curto prazo, com elevada granularidade temporal (preferencialmente sub-horária) e considerando todo o rol de fenômenos relevantes nessa escala de tempo. Isso inclui variabilidade de curto prazo da demanda e da geração de renováveis de tecnologia eólica e solar fotovoltaica, restrições de *unit commitment*, tempos de trânsito de vazões entre centrais hidrelétricas, etc. Essas ferramentas se tornam mais importantes para o planejamento da expansão no sistema elétrico brasileiro no contexto atual, em que aumenta a participação de geração renovável com recursos primários de elevada variabilidade no curto prazo e, concomitantemente, há restrições ao desenvolvimento de usinas hidrelétricas com reservatórios de capacidade suficiente para prover toda a flexibilidade operativa de que o sistema necessita.

Nos parágrafos anteriores, mencionamos que a necessidade sistêmica de fato identificada pelas análises deste plano é a de geradores cuja implantação requer baixos desembolsos de capital, já que se espera que as centrais tenham que operar a baixos fatores de capacidade anuais. No entanto, o texto desta seção 3.3.1 menciona explicitamente tecnologias com flexibilidade operativa para o ajuste da produção de potência no curto prazo. Esta menção justifica-se por um fator simples. Ocorre que todas as tecnologias de baixos custos de investimento listadas anteriormente – geração termelétrica com motores ou turbinas a gás, repotenciação ou instalação de unidades geradoras adicionais em usinas hidrelétricas existentes, gerenciamento pelo lado da demanda – também têm o atributo desejável de flexibilidade na modulação no curto prazo.

(cont.)

BOX 3.4 (CONT.)

Ressaltamos, entretanto, que somente se pode garantir que as duas outras tecnologias listadas nesta seção – usinas hidrelétricas reversíveis e armazenamento químico de energia – detêm o atributo de flexibilidade operativa no curto prazo, já que os desembolsos de capital requeridos para sua implantação não são necessariamente baixos, no momento atual. De fato, os custos de investimento específicos são atualmente elevados no caso de baterias. No caso de usinas hidrelétricas reversíveis, as despesas de capital podem variar significativamente para cada projeto específico. Soluções que envolvam maiores despesas de capital podem ser, sim, adequadas para a expansão da geração. Mas, para isso, é necessário que o sistema requeira delas outros serviços que não apenas o atendimento à demanda máxima de potência com baixos fatores de capacidade atual – e, como mencionado acima, a EPE ainda não realizou análises quantitativas sobre a demanda sistêmica de flexibilidade operativa no curto prazo, que está entre o rol de serviços entregáveis por baterias e usinas hidrelétricas reversíveis.

USINAS TERMELÉTRICAS DE PARTIDA RÁPIDA

As usinas termelétricas de partida rápida caracterizam-se por operar em ciclo simples, utilizando motores de combustão interna, turbinas a gás aeroderivadas ou até turbinas industriais (tipo *heavy duty*). A Tabela 7 compara algumas características típicas de cada tipo de tecnologia. As turbinas a gás podem alcançar maiores potências unitárias e possuem, atualmente, rendimentos entre

35% e 43%, a depender do tipo, tamanho e tecnologia empregada. Os motores de combustão interna (MCI) possuem potências unitárias menores, de até 20 MW, com rendimentos que podem alcançar valores próximos a 50%. Cabe ressaltar que um maior rendimento implica a redução do consumo de combustível (*heat rate*), levando a um menor custo variável unitário de produção de energia (CVU).

Tabela 7. Características de Térmicas de Partida Rápida

	Turbina a Gás Industrial	Turbina a Gás Aeroderivada	Motor de Combustão Interna
Potência Unitária [MW]	até 470	até 140	até 20
Rendimento [%]	35 - 43	40 - 44	40 – 50
Heat Rate [kJ/kWh, base PCI]	8.200 – 10.400	8.200 – 9.000	7.260 – 9.000
Tempo médio para início do fornecimento de energia [meses]	24	18	12
Tempo de Partida [min]	10 a 40	5 a 10	2 a 10

Também devido à limitada potência unitária, os motores de combustão interna são normalmente empregados em maior quantidade quando comparados a termelétricas com turbinas a gás, levando a uma maior capacidade de modulação e melhores rendimentos sob cargas parciais. Quanto ao tempo de partida, os MCI e as turbinas aeroderivadas, podem variar de 2 a 10 minutos, enquanto as turbinas industriais possuem tempo de partida sensivelmente superior. Cabe destacar que essas usinas possuem como principal atributo a alta flexibilidade, permitindo aumentar ou reduzir sua geração em poucos minutos, acompanhando assim a curva de carga a ser atendida.

No que se refere à implementação, as UTE com motores de combustão interna necessitam, usualmente, de maior área para instalação quando comparadas a termelétricas com turbinas a gás com mesma potência instalada. Entretanto, possuem, em geral, menor tempo para início de fornecimento de energia. Por outro lado, caso seja oportuno o fechamento do ciclo aberto para ciclo combinado, a opção pela turbina a gás se apresenta como mais indicada em função de se alcançar uma maior eficiência no ciclo combinado.

Em se tratando de gás natural, a disponibilidade do combustível e do gasoduto de transporte é questão fundamental a ser equacionada. Pelas regras atuais de comercialização, o suprimento do combustível precisa estar garantido ainda que a usina fique sem gerar por longos períodos. Isso pode levar a custos fixos relativamente altos. Contudo, no que tange à flexibilidade de insumos, vale destacar que as UTE com as três tecnologias mencionadas, podem operar com outros combustíveis além do gás natural.

À medida que os requisitos do sistema se alterem, o posterior fechamento de ciclo dessas UTE pode ser realizado, com aproveitamento do calor dos gases de exaustão. Entretanto, há que se verificar se o benefício auferido no rendimento global da planta (e, portanto, no consumo de combustíveis) compensa os investimentos necessários. Cabe ressaltar também que a potência associada ao fechamento do ciclo não é alcançada tão rapidamente, devido à inércia térmica da caldeira, o que reduz a flexibilidade da usina. Além disso, o

elevado número de ciclos na operação pode resultar em maiores custos e indisponibilidade, a depender da solução tecnológica empregada.

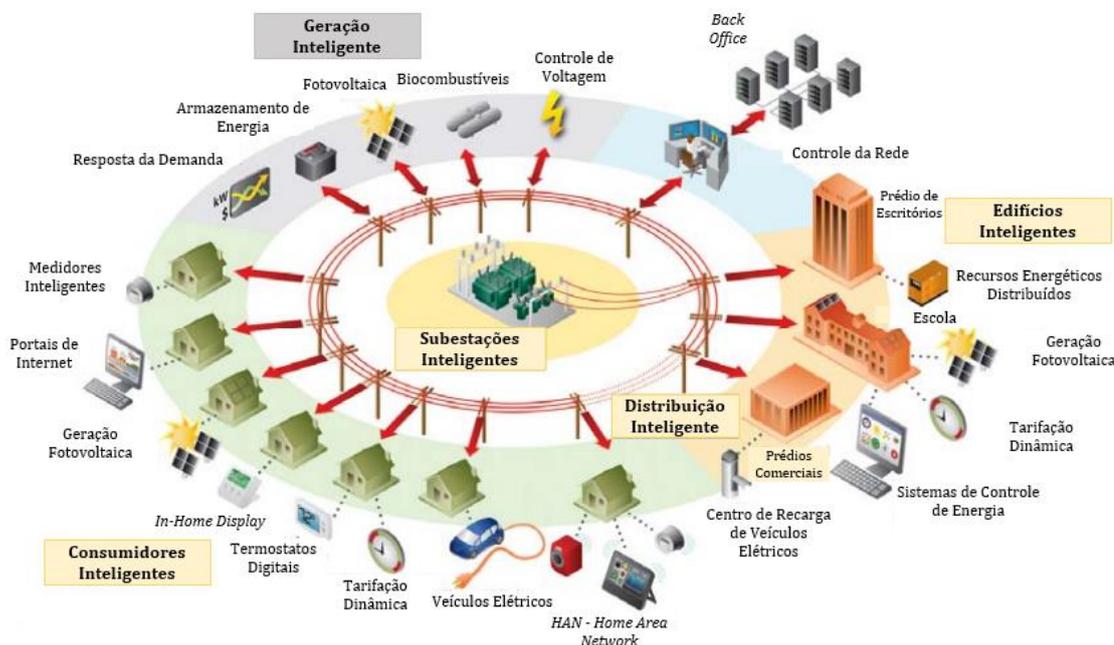
REPOTENCIAÇÃO EM USINAS HIDRELÉTRICAS EXISTENTES

Com relação à repotenciação e motorização adicional de usinas hidrelétricas existentes, a viabilidade técnica e econômica das alternativas deve ser avaliada caso a caso, pois as condições podem variar imensamente. Nesse caso também é possível obter algum benefício energético, em função de redução de eventuais vertimentos, ocasionando algum ganho na garantia física da usina. Para a efetiva quantificação da contribuição dessas usinas é fundamental que se ateste a disponibilidade hídrica, além de verificar se a ampliação não acarretaria violação de restrições operativas, tais como vazão máxima defluente, vazão mínima defluente, taxa máxima de variação da vazão defluente, nível máximo e nível mínimo. Nesse contexto, a EPE realizou estudo sobre a viabilidade técnica e econômica para algumas UHE, publicado na NT-EPE-DEE-RE-112/2012-r0

Especialmente no caso de instalação de unidades geradoras adicionais, os custos variam muito entre as UHE candidatas. Usinas que já tenham blocos construídos em condições de receber as novas unidades geradoras podem resultar em projetos mais atrativos, enquanto outros casos demandam obras de maior complexidade e custos.

GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA

No horizonte de estudo do PDE, a introdução dos medidores inteligentes e da tarifação dinâmica possuem potencial para a criação de redes inteligentes — ou *smart grids* — que irão alterar o planejamento da expansão do Brasil. A *smart grid* é um sistema elétrico fortemente interligado com automação e telecomunicações, que permite o melhor aproveitamento e integração de novas tecnologias, como por exemplo, a geração distribuída, a resposta da demanda, o armazenamento e os veículos elétricos. Na Figura 2 podemos observar a entrada destes novos elementos na rede elétrica atual, a partir da visão da EPRI – *Electric Power Research Institute* e da distribuidora KCP&L - *Kansas City Power and Light Company*.

Figura 2. Smart Grid na Rede Elétrica


Fonte: EPRI(2017), com adaptações.

A difusão dos medidores inteligentes permitirá que o consumidor passe de simples usuário para assumir maior protagonismo no setor, com participação mais ativa no mercado de energia e tornando-se “prosumidor”,¹² com a possibilidade de produzir energia e até disponibilizá-la a outros consumidores de sua região.

Uma das principais vertentes deste protagonismo do consumidor no mercado energético é trazida pela resposta da demanda. O consumidor pode participar do sistema de duas formas: como “demanda” (reagindo a estímulos tarifários, através de tarifas dinâmicas, por exemplo) ou como “oferta”, sendo um recurso “despachável” pela operação, com compromissos firmes junto ao operador.

A resposta da demanda terá relevância no planejamento do setor elétrico, com impactos no consumo de energia e demanda máxima, sendo uma

importante variável na definição da expansão do mercado no médio e longo prazos.

De acordo com Muller (2016), quatro áreas ou tecnologias mostram-se importantes para que o máximo potencial de diminuição da demanda de ponta no Brasil seja alcançado: sistema de tarifação, tecnologias facilitadoras¹³, projetos-piloto e regulamentação. Na fonte citada, são explicitados os pontos de atenção para se alcançar o máximo desenvolvimento em cada área.

Inúmeros estudos, programas pilotos e iniciativas maduras sobre o desenvolvimento da resposta da demanda como alternativa de garantir adequabilidade de suprimento de forma economicamente eficiente, desenvolvidos em diversas instituições de pesquisa ao redor do mundo,

¹² Prosumidor é neologismo baseado no termo em inglês *prosumer* que representa a junção das palavras produtor e consumidor.

¹³ Tecnologias Facilitadoras representam equipamentos que permitem que os consumidores gerenciem melhor o seu perfil de consumo, como *in-home displays* e sites de internet, ou controlem eletrodomésticos remotamente a partir de sinalização de preços de energia.

apontam para a viabilidade prática desta alternativa.¹⁴

O ONS, com o apoio da ANEEL, CCEE e Abrace, tem atuado em prol do desenvolvimento de um modelo de resposta da demanda voltado aos grandes consumidores de energia. Nesse modelo, será incentivada a diminuição do consumo em momentos de estresse do sistema, mediante pagamento a quem se dispuser a reduzir sua carga.

A tarifa branca, que poderá ser usada pelos consumidores a partir de 2018, é um indicativo do início do desenvolvimento da *smart grid* e da resposta da demanda no Brasil pelos consumidores residenciais. Com a tarifa branca, o custo da energia ofertada ao consumidor varia de acordo com as horas do dia e semana, com valores mais caros nos horários em que a demanda de energia é normalmente mais alta.

USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS

As usinas hidrelétricas reversíveis se apresentam como uma alternativa bastante atraente para o atendimento a ponta. Sua operação se caracteriza pelo bombeamento da água de um reservatório inferior para um reservatório elevado, em períodos de menor demanda, fornecendo potência ao sistema durante os períodos de maior demanda. Entretanto, o balanço energético dessas usinas é negativo, ou seja, a energia gerada corresponde a cerca de 80% da energia consumida para bombear. O dimensionamento dessas usinas depende do número desejado de horas dos ciclos de

geração, bem como o desnível entre os reservatórios superior e inferior e o volume disponível para armazenamento da água, a depender das condições topográficas.

Estudos elaborados nas décadas de 70 e 80 indicam que o Brasil dispõe de elevado potencial para desenvolvimento de usinas reversíveis, inclusive na região Sudeste. É importante, dessa forma, atualizar e aperfeiçoar os estudos para identificação dos sítios mais atrativos para implantação de usinas reversíveis, além de aprofundar os estudos de viabilidade técnica, econômica e ambiental.

ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Diante do horizonte do Plano Decenal, é possível também considerar o potencial de armazenamento químico de energia elétrica, especialmente por meio de baterias, visando suprimento da quantidade indicada de potência, atuando ora como carga, ora como geradores de despacho imediato.

Como exemplo, na Califórnia/EUA já existem sistemas de baterias de 30 MW/120 MWh em funcionamento, bem como outros sistemas com capacidades de até 100 MW (em desenvolvimento), predominando a tecnologia de íon-lítio, projetados para operar em potência nominal por até 4 horas. Com base nisso, é possível considerar que, no quesito magnitude, a tecnologia é relevante para atender, ao menos parcialmente, as necessidades brasileiras de ampliação de capacidade de potência na próxima década, sendo considerada, assim, uma alternativa.

Apesar disso, entende-se que, diante das atuais referências de preços, ainda há baixo grau de viabilidade econômica para sua aplicação imediata, especialmente em relação ao atendimento da necessidade específica de potência adicional no sistema interligado brasileiro. Assim, a efetiva introdução dos sistemas de baterias no SIN, para atender tal necessidade, dependerá da evolução dos custos dessa tecnologia, além da identificação de serviços adicionais (como aqueles associados à flexibilidade e à estabilidade) para utilização destes sistemas, juntamente com mecanismos de remuneração. É esperado que os preços sofram uma

¹⁴ Em U.S. Department of Energy (2016) são apresentados os impactos na demanda em 10 concessionárias de energia dos EUA que já utilizam sistemas especiais de tarifação. O estudo desenvolvido para o estado americano de Michigan (AEE Institute, 2017) mostra que a necessidade de construção de novas usinas térmicas diminuirá com o desenvolvimento da resposta da demanda. Já o estudo desenvolvido pelo MIT (MIT, 2016) apresenta uma série de iniciativas a serem tomadas para facilitar a evolução de novas tecnologias em energia, como demanda flexível, geração distribuída e armazenamento para os próximos 15 anos, com foco nos EUA e Europa, realizando análises regulatórias, de modelos de negócios e política energética. Seguindo na mesma linha de estudo, a Colômbia desenvolveu um *roadmap* (UPME, 2016) com estratégias de implantação e desenvolvimento de *smart grid* até 2030, envolvendo diversas áreas governamentais, mostrando impactos na demanda, nas perdas de energia, emissões de CO₂, entre outros, sendo um importante documento feito na América Latina.

queda expressiva nos próximos anos, caindo pela metade nos próximos 5 anos. Além das baterias, outras duas tecnologias mais promissoras de sistemas de armazenamento capazes de atender esta necessidade de potência adicional de maneira equivalente, ou seja, manter elevada potência pelo período de algumas horas seriam: células de combustível a hidrogênio e armazenamento de energia em ar comprimido (ou CAES - *Compressed Air Energy Storage*).

Ressalta-se que o desenvolvimento de projetos para aumento da oferta de potência no SIN pode ser incentivado a partir de ajustes nas regras para contratação e remuneração de empreendimentos destinados a cumprir essa função. Além disso, a análise custo-benefício de cada uma das alternativas será fundamental para o exercício de comparação e seleção da melhor combinação indicada para o atendimento à demanda por potência.

3.3.2 INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA COM PAÍSES VIZINHOS

A integração energética do Brasil com países latino-americanos é uma enorme oportunidade em termos de recursos e otimização de infraestrutura. Existem vários estudos recentemente realizados que ratificam este potencial, podendo ser destacados 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. Esses projetos de interligação deverão proporcionar diversos benefícios, como, por exemplo, exploração da complementariedade dos regimes hidrológicos, aumento da confiabilidade e segurança dos sistemas nacionais envolvidos, entre outros.

Foram concluídos os estudos de inventário hidrelétrico da bacia hidrográfica do Rio Uruguai, no trecho compartilhado entre Argentina e Brasil, através dos quais foram identificados dois possíveis aproveitamentos hidrelétricos — Garabi e Panambi — com potência instalada total de 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 preparam a

retomada desses estudos, que sofreram paralisações em decorrência de questões ambientais, 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.

Figura 3. Integração Energética Regional



Fonte: Eletrobrás

No âmbito do Memorando de Entendimento em Matéria Energética, firmado entre o Brasil e a Bolívia em dezembro de 2007, e do Termo Aditivo a esse Memorando, firmado em julho de 2016, estão sendo avaliados projetos conjuntos de interconexão elétrica, desenvolvimento de infraestrutura energética e aproveitamento de recursos hídricos em benefício das partes. Dentre esses projetos, encontra-se em análise a possibilidade de exportação de excedentes de energia elétrica da Bolívia ao Brasil, no montante de 7.500 MW, dentre os quais, 1.500 MW correspondentes à parcela boliviana de um futuro empreendimento binacional no Rio Madeira.

Em relação ao referido empreendimento binacional, Brasil e Bolívia estão realizando estudos de avaliação do potencial hidrelétrico à montante da usina de Jirau. 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 principais afluentes, localizados em território boliviano e brasileiro. O potencial do trecho binacional que será estudado foi estimado em cerca de 3.000 MW.

Na fronteira norte do Brasil estão em desenvolvimento estudos relacionados à viabilidade do Projeto Arco Norte, que consiste em um sistema de transmissão de aproximadamente 1.900 km de extensão que garantirá a transferência de energia, gerada a partir de novos empreendimentos de usinas hidrelétricas, entre Brasil, Guiana, Suriname e Guiana Francesa. Os estudos de pré-viabilidade, coordenados pelo BID (Banco Interamericano de Desenvolvimento), 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.

Adicionalmente, em 2013, Brasil e Guiana constituíram uma comissão mista a fim de desenvolver estudos acerca da construção de dois aproveitamentos hidrelétricos em território guianense, ao longo do Rio Mazaruni, com potencial energético aproximado de 4,5 GW. Os excedentes de energia produzidos pelos empreendimentos poderão ser exportados para o Brasil por meio de interligações ao SIN.

Todos os projetos acima indicados poderão ser viabilizados por meio de Tratados Internacionais entre o Brasil e os países vizinhos. À medida que os acordos se concretizem, os estudos ambientais e os projetos de engenharia sejam concluídos, as parcelas de energia excedente para exportação para o Brasil poderão ser incorporadas nos estudos de planejamento da expansão da oferta.

Ressalta-se a importância dessas avaliações do potencial hidrelétrico contemplado por esses estudos de integração com os países vizinhos já que constituem uma alternativa para o suprimento do mercado brasileiro. Na medida em que se tenha mais informações, estes recursos serão considerados nos próximos planos.

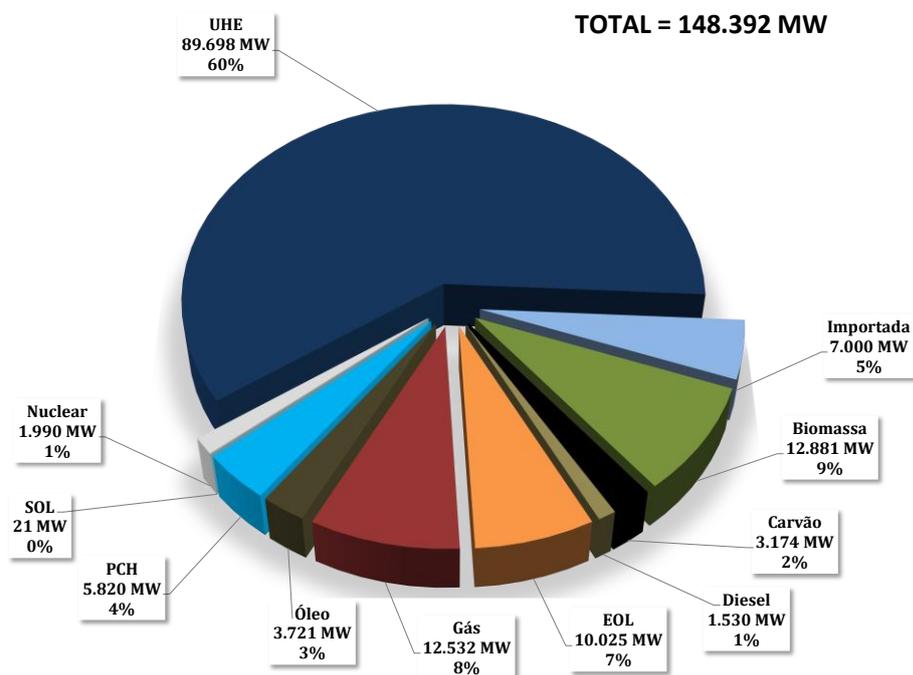
3.4 Configuração inicial e expansão apenas para energia

3.4.1 CONFIGURAÇÃO INICIAL PARA A EXPANSÃO

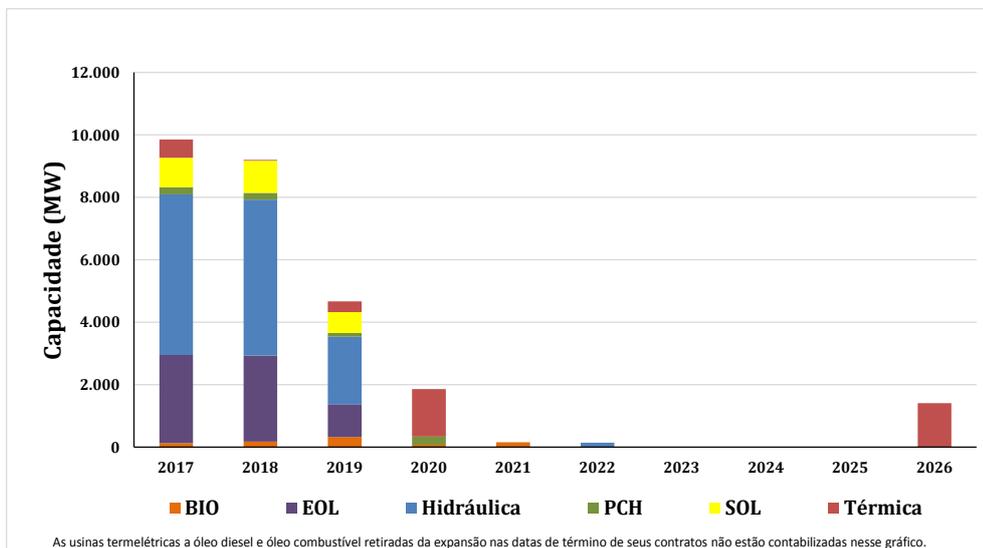
Os estudos para o planejamento da expansão utilizam como base a configuração do sistema existente e a expansão contratada nos leilões passados. Em dezembro de 2016, o SIN contava com uma capacidade instalada de, aproximadamente, 148

GW, com participação das diversas fontes de geração (Gráfico 26).

Os leilões realizados até 2016 resultaram na contratação de capacidade instalada que entrará em operação comercial no horizonte decenal, agregando nova oferta ao sistema (Gráfico 27).

Gráfico 26. Capacidade Instalada no SIN em dezembro de 2016


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

Gráfico 27. Expansão contratada até 2016 – Incremento anual de capacidade


Fontes	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Biomassa	129	172	324	71	155	0	0	0	0	0
Eólica	2.818	2.755	1.048	0	0	0	0	0	0	0
Hidráulica	5.148	5.000	2.162	0	0	142	0	0	0	0
PCH	232	218	123	264	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaica	940	1.029	670	0	0	0	0	0	0	0
Térmica	591	28	340	1.521	0	0	0	0	0	1.405

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

3.4.2 EXPANSÃO APENAS PARA ENERGIA

Ao se aplicar o MDI apenas para expansão de energia, ou seja, não se considerando o atendimento à demanda máxima de ponta, a expansão obtida para o Cenário de Mercado de Referência é apresentada na Tabela 15, do Anexo II. Para essa expansão, o Custo Marginal de longo prazo de Energia obtido pelo MDI foi de R\$ 170/MWh, conforme apresentado na Nota Técnica EPE-DEE-RE-027/2017.

Utilizando o Modelo Newave para obter os Custos Marginais de Operação (CMO) e riscos de déficit de energia, apresentados no Gráfico 28, verifica-se que o ano de 2026 apresenta um valor de CMO de R\$ 166/MWh, compatível, portanto, com os critérios de planejamento definidos pela Resolução nº 9, de 28 de julho de 2008, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Entretanto, como a expansão obtida contempla apenas o atendimento à carga média de

energia, a análise de atendimento à demanda máxima instantânea apresenta elevados riscos de déficit de suprimento de ponta (Gráfico 29), evidenciando a necessidade de oferta adicional para complementação de potência.

Visando obter a expansão ótima para o atendimento à curva de carga mais detalhada, e não somente seu valor médio, torna-se necessária nova execução do MDI, considerando agora também o atendimento à demanda máxima, além do atendimento à demanda de energia.

Considerando o caráter indicativo do PDE e a importante sinalização para o atendimento à ponta, que requer fontes específicas para o suprimento seguro e eficiente, todas as análises de expansão da oferta de energia a seguir incluirão a restrição de atendimento à demanda máxima, apontando assim para o suprimento à curva de carga mais detalhada.

Gráfico 28. Custo Marginal de Operação da Expansão para Atendimento apenas à Carga de Energia

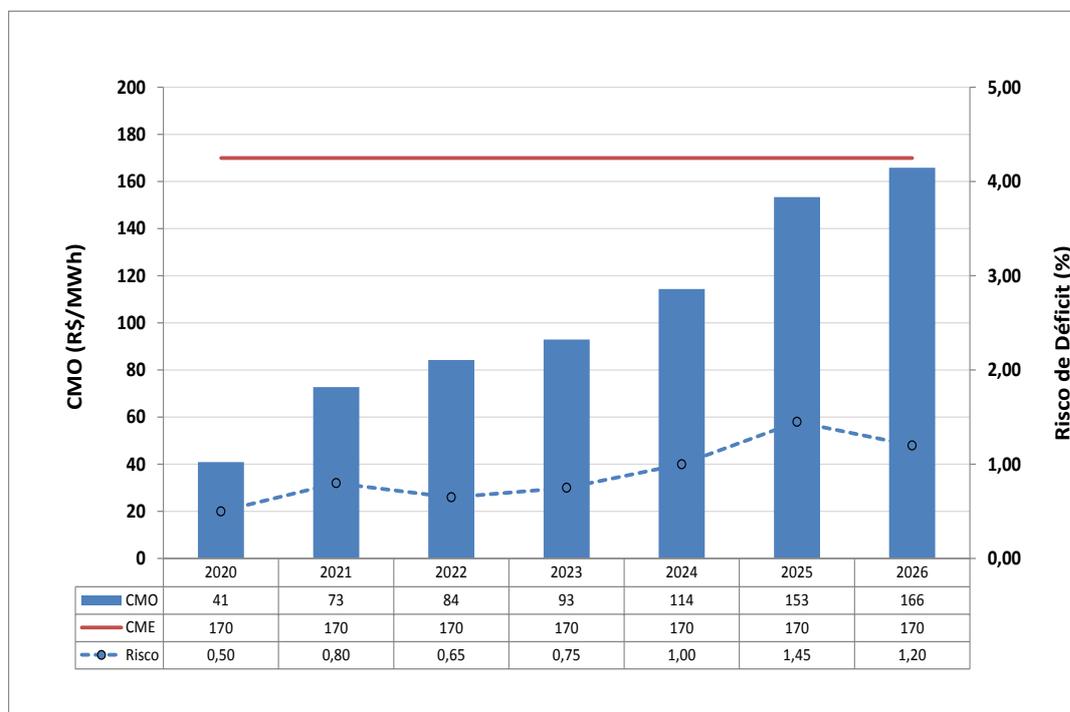
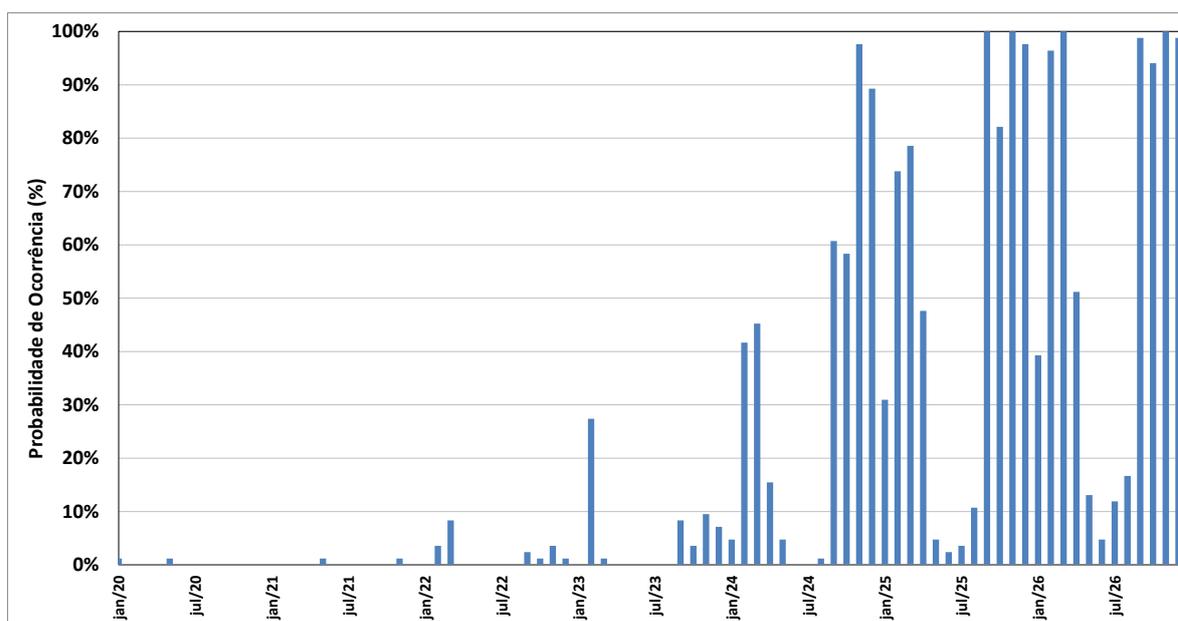


Gráfico 29. Risco de Déficit de Potência na Expansão para o Atendimento apenas à Carga de Energia



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 2026 apresentará algumas visões de futuro, construídas através de cenários e análises de sensibilidade do tipo *what-if*, visando sinalizar seus efeitos na expansão e promover discussões que permitam o desenvolvimento de ações que devam ser tomadas para cada situação. 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 para o cenário de demanda alternativa: utilizando as mesmas premissas da expansão de referência, porém utilizando a projeção de carga alternativa;
3. Expansão com incerteza na demanda: considerando o cenário de expansão da oferta de energia quando se admite uma incerteza na projeção de mercado (a projeção de mercado do Cenário de Referência e a projeção de mercado do Cenário Alternativo);
4. Expansão considerando redução do custo de investimento para solar fotovoltaica centralizada: para o mercado de referência, avalia-se a competitividade da opção solar fotovoltaica, caso ocorra redução de 40% do CAPEX ao longo do horizonte decenal;
5. Expansão com restrição total para UHE: cenário em que se consideram todas as UHE candidatas à expansão com data mínima posterior ao fim do horizonte decenal, considerando-se a projeção de mercado de referência;
6. Avaliação dos impactos de uma mudança na situação hídrica, com restrições de vazões na região Nordeste: corresponde a uma análise da situação hidrológica crítica na região Nordeste, contemplando possíveis causas e enumerando ações na busca de soluções factíveis;
7. Efeito das políticas energéticas sobre o custo da expansão do sistema: considerando o Cenário de Mercado de Referência são apresentadas a chamada Expansão Livre (obtida como resultado do MDI sem nenhuma imposição de política energética) e a chamada Expansão Dirigida (no qual se incorporam políticas energéticas relativas ao desenvolvimento eólico, solar e biomassa com CVU nulo) e a chamada Expansão de

Referência que inclui a entrada de eólica e solar centralizada em 2020 e de uma termelétrica ciclo combinado no NE em 2023. Com isso são apresentados os custos adicionais incorridos pela Expansão de Referência em relação à Expansão Dirigida.

8. Efeito da situação de armazenamento em maio de 2017 sobre a evolução dos custos marginais de operação: consiste na apresentação da evolução dos custos marginais de operação (principalmente no horizonte de mais curto prazo) obtidos pelo Newave ao iniciar a simulação em maio de 2017, considerando o armazenamento inicial do sistema atualizado (estimativa para final de abril divulgada no Sumário Executivo do PMO - Semana Operativa de 15/04/2017 a 21/04/2017).

O Modelo de Decisão de Investimento (MDI) fornece a expansão ótima da oferta para cada visão de futuro, que é apresentada no ANEXO II. Após a sinalização dessa expansão, é realizada a simulação com o modelo de operação Newave, incorporando-se os ajustes necessários para melhor representar a operação do sistema.

Informações detalhadas para cada cenário, como evolução da capacidade instalada, limites de interligações e valores mensais de demanda, poderão ser obtidas no site da EPE.

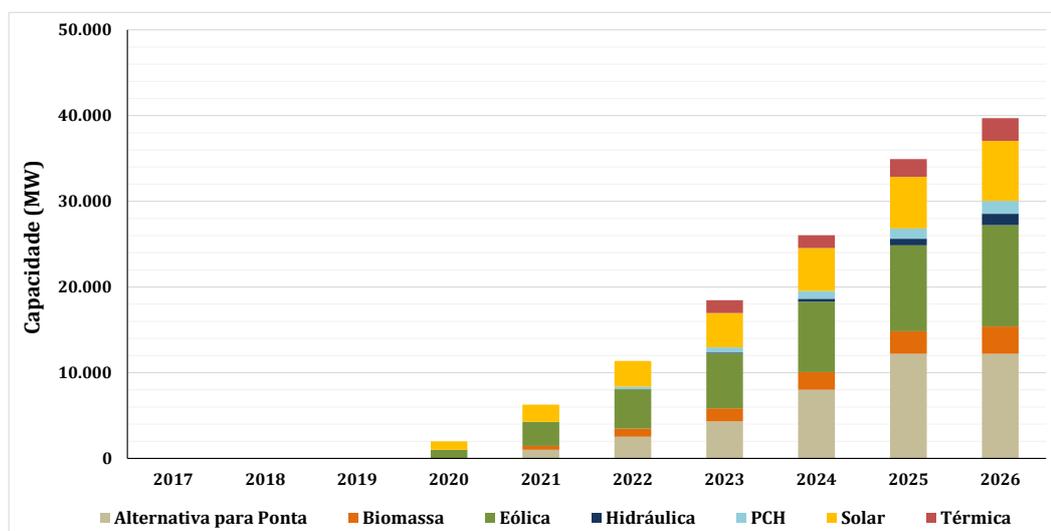
3.5.1 CASO 1: EXPANSÃO DE REFERÊNCIA

A partir das premissas estabelecidas, fazendo uso do MDI com restrição de atendimento à demanda máxima, 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 (Gráfico 30). 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.

Essa expansão indicativa requer investimentos estimados em geração da ordem de R\$ 174,5 bilhões no período de 2020 a 2026 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 pelas variáveis duais das equações de atendimento à carga de energia e demanda máxima de potência futuras, resultou no valor de R\$ 217/MWh. Vale destacar que esse valor deve ser interpretado com atenção, não podendo ainda ser utilizado na definição de parâmetros relevantes para a contratação de novos empreendimentos, na medida em que, atualmente, a contratação destes novos empreendimentos considera apenas o respectivo benefício energético. Aprimoramentos na definição dos parâmetros relevantes para a contratação de novos empreendimentos podem ser necessárias para a internalização completa dos benefícios relativos ao suprimento da demanda máxima de potência do sistema, dentre outros fatores relevantes para o sistema.

Gráfico 30. Expansão Indicativa de Referência



Fontes	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Alternativa Ponta	0	0	0	0	994	2.532	4.334	8.002	12.198	12.198
Hidráulica	0	0	0	0	0	0	118	351	787	1.317
PCH+EOL+BIO+SOL	0	0	0	2.000	5.271	8.843	12.514	16.187	19.857	23.529
Térmica	0	0	0	0	0	0	1.500	1.500	2.084	2.667

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

A lista de usinas hidrelétricas resultante da Expansão de Referência é apresentada na Tabela 8.

Tabela 8. Usinas Hidrelétricas Indicativas

Nome	Potência Instalada Total (MW)	Ano de Entrada em Operação
Telêmaco Borba	118	2023
Tabajara	350	2024
Apertados	139	2025
Ercilândia	87	2025
Foz do Piquiri	93	2025
Castanheira	140	2026
Porto Galeano	81	2026
Bem Querer	709	2026
Itapiranga	725	2026

As informações de custos dos projetos hidrelétricos utilizadas neste PDE foram obtidas a partir de estudos públicos disponibilizados na EPE. Alguns deles, muito antigos, passaram por avaliação crítica da equipe técnica. Outros 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.

A expansão indicada da opção PCH e CGH mostra que, de acordo com os custos informados e com sua contribuição de energia e potência, o potencial de 300 MW por ano pode ser facilmente ampliado, dados os fortes sinais de competitividade econômica apresentados.

Em relação à biomassa com bagaço de cana (CVU nulo), o mesmo panorama de competitividade econômica se apresenta. Na avaliação do impacto das políticas, a alternativa de Expansão Livre apresenta um significativo aumento na indicação dessa fonte.

A necessidade de oferta para complementação de potência aparece a partir de 2021, ultrapassando o montante de 12.000 MW em 2026. Os parâmetros de confiabilidade de potência utilizados para a aferição da necessidade de implantação de expansão dedicada ao suprimento de potência são apresentados na Nota Técnica EPE-DEE-NT-035/2017.

No entanto, 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.

Vale ressaltar também que, pelos resultados do estudo, a expansão da Alternativa de Ponta é sinalizada primordialmente na região Sudeste e em menor escala na região Sul. No entanto existem

aspectos não capturados pela representação do sistema no MDI que podem justificar alterações na localização de parte significativa dessas usinas, principalmente se a implantação for feita por meio de termelétricas de partida rápida. O desenvolvimento maciço da expansão eólica pode fazer com que uma parcela dessa expansão tenha de ser localizada na região Nordeste visando suprir o sistema nas situações de variabilidade dos ventos. Para isso, são necessários estudos detalhados de transmissão de modo a avaliar a capacidade de o sistema elétrico cumprir esse papel, transmitindo a oferta eventualmente alocada na região Sudeste pelo uso da interconexão Sudeste-Nordeste. Esses estudos já estão sendo realizados na EPE e espera-se que os resultados sejam obtidos oportunamente.

Outro ponto relacionado à localização das usinas termelétricas indicativas diz respeito à situação hidrológica da região Nordeste. Há alguns anos, a bacia do Rio São Francisco vem apresentando aflúências desfavoráveis com perspectivas de manutenção desse panorama mais à frente. Esse cenário pode ser agravado ainda mais com a possibilidade de aumento crescente nos usos consuntivos da água, que, no entanto, não estão ainda incluídos nos estudos de planejamento da operação do sistema. Esse panorama motivou a avaliação específica apresentada adiante.

Além da expansão já contratada do sistema de transmissão, o modelo de decisão de investimentos 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.

Os avanços metodológicos citados ao longo de todo esse texto incluem a necessidade de maior integração entre os estudos de geração e transmissão. As metodologias consagradas e utilizadas atualmente se baseiam na definição de cenários de geração que subsidiam análises de transmissão através de “fotografias” (*snapshots*,

segundo o termo técnico) da operação. Com o aumento da participação de fontes não controláveis, essas fotografias variam com maior velocidade, colocando em xeque esse processo quando o objetivo é a avaliação econômica sob incerteza. É necessário que as ferramentas computacionais de planejamento utilizadas pela EPE contemplem a maior integração necessária entre os processos de geração e transmissão, capturando as variações temporais das fontes de geração nas escalas adequadas, as incertezas relevantes, e as capacidades de intercâmbio para cada situação, verificando assim, quando restrições forem identificadas, se o tempo pelo qual elas devem se manter e a probabilidade de ocorrência dos cenários compensa economicamente a expansão de transmissão, respeitados os critérios de segurança de suprimento e economicidade.

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.

ANÁLISE DETALHADA EM BASE MENSAL

O Gráfico 31 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 gases causadores do efeito estufa. Nessa Expansão de Referência, a participação dessas fontes é sempre superior a 80% da capacidade instalada total do SIN.

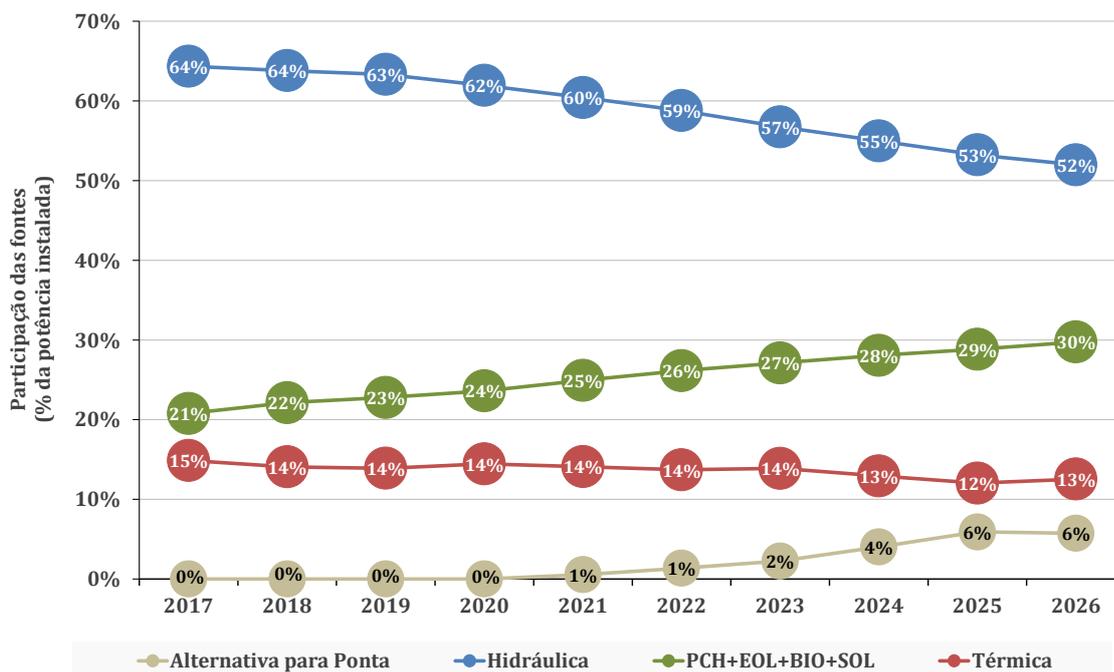
As avaliações dinâmicas permitem a obtenção das condições de atendimento dessa matriz. Em termos de expectativa de geração, em especial no ano de 2025, as simulações com o modelo Newave apontam para uma participação termelétrica de, aproximadamente, 9%. Essa geração resulta em

valores de emissão de gases causadores do efeito estufa de aproximadamente 36 milhões de teq de CO₂, inferiores aos ocorridos nos últimos anos, contribuindo para a redução das emissões do setor elétrico. Vale ressaltar, por outro lado, que essas simulações são realizadas com modelos mensais, os quais não capturam as variações horárias, intrínsecas às fontes não controláveis, e que podem causar resultados diferentes dos obtidos nesse momento.

Além da redução da participação das UHE na matriz elétrica, a expansão resultante apresenta um menor crescimento da capacidade de armazenamento nos reservatórios se comparada com a demanda de energia. A Expansão de Referência apresenta um aumento na energia armazenável máxima do SIN inferior a 1% entre 2017 e 2026. Isso faz com que o sistema passe a operar com uma característica sazonal marcante, definida pela disponibilidade dos recursos naturais e com enorme dificuldade de estocar nos momentos de excesso para utilização nos momentos de escassez. Essa característica traz novos desafios para a operação do sistema, mas também traz maior previsibilidade sobre as necessidades de despacho termelétrico.

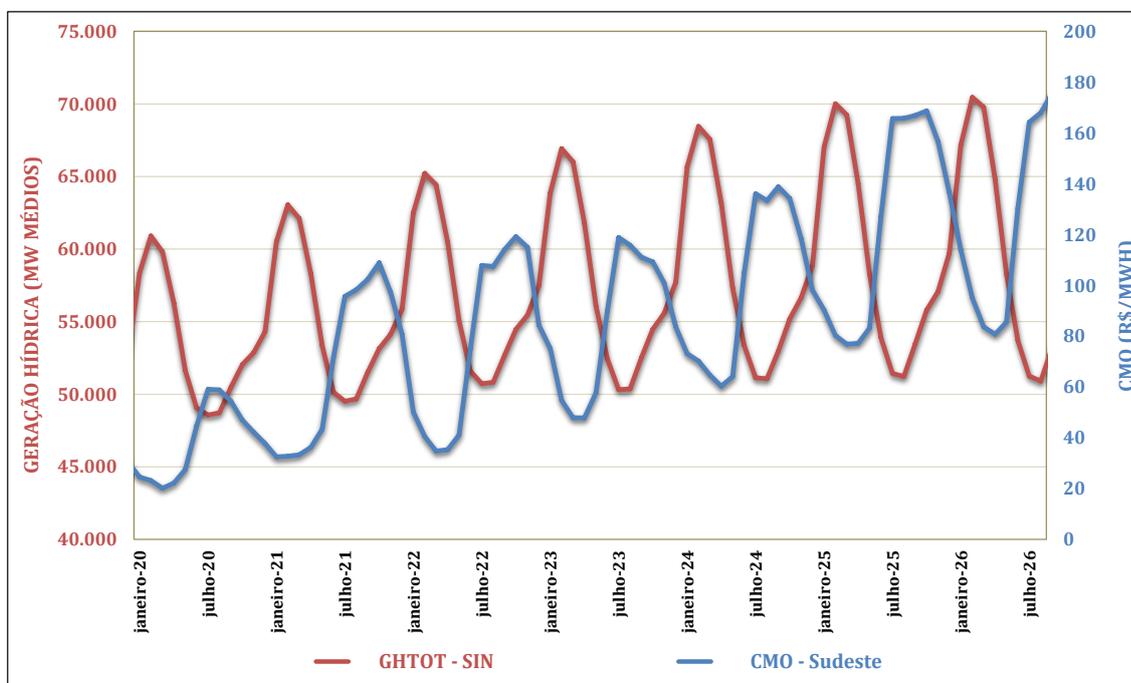
O Gráfico 32 apresenta, em escala mensal, a variação da geração hidráulica total média, onde é possível identificar a sazonalidade citada e maior variação entre as gerações dos períodos úmidos e secos, ao longo dos anos. Essa sazonalidade resulta em variações de CMO, ou seja, os meses de maior geração hidráulica se apresentam com CMO mais baixo enquanto nos meses de menor geração hidráulica verifica-se CMO mais elevados resultantes da maior expectativa de geração termelétrica. Isso intensifica e amplia uma característica já conhecida do sistema brasileiro: os custos marginais de operação sofrem maiores influências da disponibilidade dos recursos naturais, destacadamente hidráulicos, do que das variações da carga de energia. São apresentados os valores a partir de 2020, pois os resultados entre 2017 e 2019 são influenciados pelas condições iniciais da simulação do sistema. O efeito das condições iniciais é explicitado no Caso 8 (Seção 3.5.5).

Gráfico 31. Participação das Fontes



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

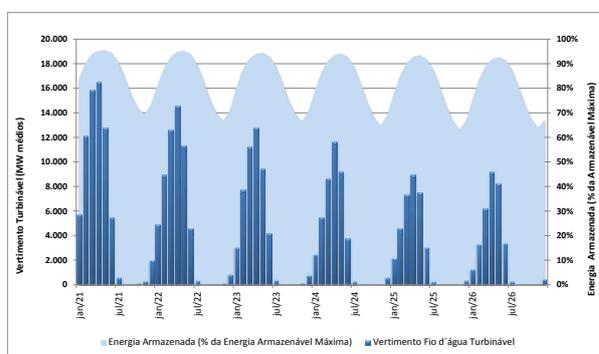
Gráfico 32. Geração Hidráulica e CMO mensal



Adicionalmente, o Gráfico 33 mostra que entre os meses de janeiro e junho existe elevada expectativa de vertimento turbinável. Por outro lado, os meses de setembro a dezembro apresentam os níveis de armazenamento mais baixos.

Apesar da tendência de redução dessa expectativa de vertimento ao longo dos anos, os valores se mantêm elevados, sinalizando a baixa probabilidade de o sistema exigir geração termelétrica, por razões energéticas, nesses meses. Por outro lado, a tendência de valores cada vez mais baixos de armazenamento ao final de cada ano mostra que a geração termelétrica poderá ajudar a manter os níveis dos reservatórios e prevenir o sistema contra eventuais atrasos nas estações chuvosas. Essa maior previsibilidade das características do sistema pode direcionar a definição dos mecanismos de contratação, como por exemplo, viabilizando a contratação de inflexibilidade sazonal, retirando assim a geração compulsória de meses onde há excedentes e alocando a energia termelétrica nesses períodos de maior necessidade.

Gráfico 33. Vertimento Turbinável e Armazenamento



NECESSIDADE DE OPÇÕES DE EXPANSÃO PARA ATENDIMENTO A DEMANDA DE POTÊNCIA

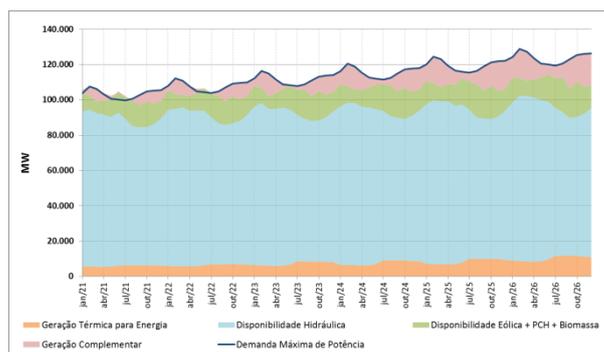
Destaca-se também, a partir de 2021, a entrada de fontes cujo principal serviço prestado é o de atendimento à demanda de potência do sistema. As alternativas candidatas à expansão neste PDE para esse tipo de serviço são: as termelétricas de partida rápida, a motorização adicional em UHE, as

usinas reversíveis, as baterias e a resposta pelo lado da demanda.

Fazendo o uso das metodologias atualmente disponíveis para avaliação do atendimento à demanda máxima e horária, desenvolvidas internamente na EPE, é possível identificar e qualificar pontos que exijam avanços metodológicos e regulatórios para o setor. No entanto, devido às limitações das ferramentas computacionais atualmente disponíveis, notadamente a ausência de discretização horária da representação do sistema, não é possível fazer um maior detalhamento das diversas alternativas de atendimento a ponta.

O Gráfico 34 apresenta a variação da demanda máxima mensal do SIN, durante os anos em que há necessidade de indicação de fontes específicas para o atendimento à demanda de potência (2021-2026) e o valor esperado de contribuição de cada fonte para seu atendimento, considerando as 84 séries históricas de vazões. Nota-se que os maiores valores de demanda instantânea ocorrem entre os meses de janeiro a abril. As fontes renováveis possuem uma grande participação no atendimento a essa demanda, com destaque para as UHE, que tem a capacidade de maximizar sua geração nos horários de maior necessidade.

Gráfico 34. Atendimento à Demanda Máxima do SIN

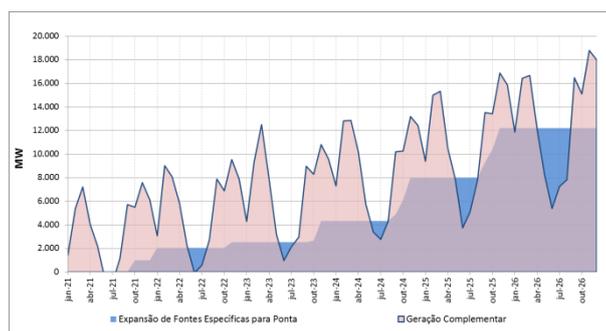


A estimativa da disponibilidade para atendimento à demanda máxima das fontes não controláveis considera que as eólicas contribuem com um montante equivalente a 5% das piores medições de vento nas horas onde a demanda máxima tem ocorrido e as usinas fotovoltaicas não participam como recurso de atendimento a essa demanda.

Além da geração térmica necessária para o atendimento energético, ou seja, do montante despachado pelo modelo Newwave para cada cenário de afluência, há a necessidade de uma geração complementar para o atendimento à demanda máxima, identificada pela área superior do Gráfico 34. Essa complementação se amplia a cada ano em função da entrada significativa das opções de expansão renovável (principalmente eólica e solar), que possuem maior vocação para o suprimento à carga média de energia e menor controlabilidade para o atendimento de potência.

Tal necessidade é, também, fortemente afetada pela redução na capacidade de regularização dos reservatórios das UHE, o que reduz a capacidade de modulação e aumenta as perdas de potência por deplecionamento.

Gráfico 35. Geração Complementar x Alternativa de Ponta



No início do horizonte decenal, a geração complementar para o atendimento à demanda máxima é realizada totalmente pelo parque térmico existente e já contratado, embora composto em quase sua totalidade por usinas que não possuem características específicas para o atendimento à ponta. Isso exige medidas operativas que certamente elevam o custo de operação. Ao longo dos anos, uma parcela desse atendimento passará a ser feita pelas fontes indicadas neste PDE com características específicas para o atendimento à demanda de ponta, ou seja, que permitam uma resposta rápida a variações repentinas na demanda. O Gráfico 35 compara a necessidade de geração complementar, apresentada no Gráfico 34, com a oferta indicada como alternativa de ponta. Nota-se que ela responderá por uma parcela cada vez maior dessa

geração adicional, permitindo maior eficiência no uso futuro dos recursos energéticos.

É possível notar também que, em valores esperados, a geração complementar deverá ocorrer em todos os meses do ano, sendo que a maior necessidade deve se dar entre setembro e abril. Pode-se inferir que, entre janeiro a abril, essa complementação seja motivada pelas maiores demandas de potência, enquanto que, entre setembro e dezembro, pelas menores disponibilidades hidráulicas.

A elevada expectativa de vertimentos turbináveis entre os meses de janeiro a junho sinaliza para a oportunidade de se dispor de fontes que promovam a flexibilidade operativa, como usinas reversíveis, motorização adicional de hidrelétricas existentes e baterias. Essas fontes poderão aproveitar o excedente de energia nos momentos de maior vertimento. Por outro lado, fontes que também agreguem energia ao sistema, como usinas termelétricas de partida rápida, poderão contribuir não só para o atendimento à ponta como também em eventuais necessidades de recuperação dos níveis de reservatórios nos meses de armazenamento mais baixos, como setembro a dezembro.

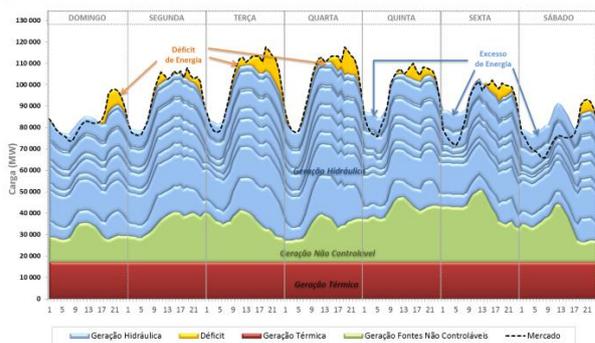
ANÁLISE DETALHADA EM BASE HORÁRIA

Outro fator importante a ser avaliado na escolha das alternativas é a expectativa dos ciclos operativos e o tempo necessário para a contribuição de potência. Essa expectativa só pode ser obtida com avaliações horárias que considerem o perfil da demanda, perfis das fontes não controláveis e as restrições das fontes controláveis.

A metodologia atualmente disponível na EPE para avaliação da adequação das metas mensais de geração ao perfil horário, apesar de simplificada, permite identificar situações que podem ocorrer na operação, mas que não podem ser visualizadas nos modelos com discretização mensal. O Gráfico 36 ilustra o atendimento semanal, em base horária, para uma série histórica de afluência, mantendo as metas mensais de geração obtidas para esse cenário pelo modelo Newwave, para o mês de abril de 2026. Por essa metodologia, para manter a geração média mensal, as usinas termelétricas não estão sendo

moduladas em base horária, o que acarreta, no caso ilustrado, o não atendimento nos períodos de máxima demanda. A evolução em direção a um modelo de planejamento da expansão que represente a dinâmica de curto prazo do sistema com mais precisão evitaria problemas como esse.

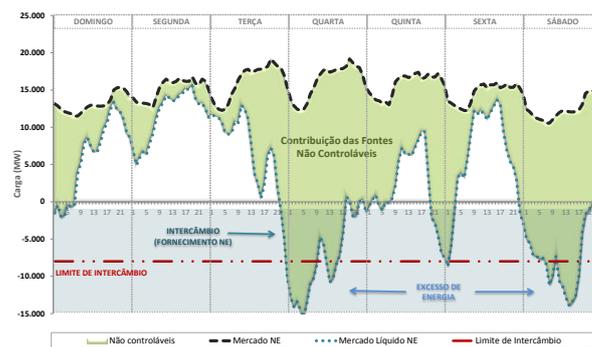
Gráfico 36. Atendimento Horário - SIN



Conforme apresentado no Gráfico 33, esse mês apresenta um elevado valor esperado de vertimento turbinável, avaliando a escala mensal. Destaca-se nessa situação que a elevada geração das usinas a fio d'água da região Norte contribui para a possibilidade de ocorrência de vertimentos na madrugada, provenientes da impossibilidade de armazenamento para posterior geração. Esses vertimentos identificados devem ser somados aos esperados nas avaliações mensais, pois não estão incluídos naqueles montantes apresentados. Ou seja, além do excedente de energia resultante da sazonalidade aliada à perda da capacidade de regularização, a ausência de flexibilidade operativa em escala horária não permitirá a manutenção das metas mensais, ocasionando mais vertimentos.

Como consequência dos vertimentos nos momentos de menor demanda horária surge a necessidade de complementação da oferta nos instantes de demandas mais elevadas. A duração em horas em que essa complementação será necessária somente pode ser obtida em avaliações com essa discretização temporal e são fundamentais para a escolha e dimensionamento da oferta indicada com esse propósito.

Gráfico 37. Geração das Fontes Não Controláveis - NE



Outra possível causa de vertimento em escala horária, ilustrada no Gráfico 37 para o período de junho de 2026, é a alta contribuição eólica nos momentos de carga leve. Essa contribuição, associada a restrições de defluência mínima das UHE, metas de geração termelétrica (estabelecidas em escala mensal e semanal) e limites de intercâmbio, pode resultar na impossibilidade do escoamento de todo o excedente para as outras regiões do SIN. Vale destacar, mais uma vez, a importância da avaliação horária não só para representar adequadamente o sistema gerador, como também para a avaliação do sistema de transmissão, fundamental para a otimização da operação energética.

Ou seja, além das avaliações sobre as características operativas obtidas em análises médias mensais, a análise horária captura os vertimentos intradiários que podem ocorrer. Além disso, esse tipo de análise também identifica que a necessidade de geração complementar ocorre não apenas nos momentos de demanda máxima, mas também em diversas horas por dia. Isso faz com que as metas mensais de geração possam não ser mantidas, ou seja, os custos de operação e níveis esperados de armazenamento ao final de cada mês não sejam os resultantes da simulação mensal. Conclui-se, dessa forma, que, para a adequada avaliação do sistema futuro, é fundamental a migração para ferramentas computacionais com discretização temporal preferencialmente horária.

As evoluções metodológicas para avaliação do sistema e identificação dos serviços necessários ao sistema deverão ser acompanhadas por alterações nas modalidades de contratação. Atualmente, o único item valorado nos leilões é o produto energia comercializada, cujo lastro é estabelecido pelas garantias físicas. Essa nova modalidade de contratação deve garantir que o sistema atenda não só a carga de energia, obtida pelo montante acumulado ao longo dos meses, mas também às variações instantâneas, para suprir as demandas de pico e também as variações das fontes intermitentes.

Essas variações alteram o perfil da curva de carga líquida, a ser atendida pelas fontes controláveis. Com a penetração cada vez maior das fontes intermitentes, aumenta a necessidade de flexibilidade operativa, fazendo com que o sistema possua uma parcela da capacidade instalada com capacidade de modulação rápida no curto prazo. Essas podem ser plantas com fatores de capacidade moderados a baixos, ou até mesmo fontes que não

agreguem energia, mas consumam em momentos de excesso para gerar nos momentos de necessidade, em menor quantidade devido às perdas do processo. Para a viabilização dessas últimas fontes, a modalidade de contratação que valora apenas o benefício energético não é suficiente para remunerar os serviços prestados, visto que, nesse quesito (geração de energia), elas agregam pouco ou nenhum valor ao sistema.

Conclui-se, assim, pela necessidade de reformulação das modalidades de contratação da expansão do sistema, para que todos os serviços sejam valorados e remunerados adequadamente. Os modelos adotados pelo mundo e servem de referência para a discussão que o setor elétrico brasileiro deve promover, conduzindo para as mudanças necessárias. Todavia, é necessário considerar nessas discussões as particularidades do sistema brasileiro, de modo a transpor adequadamente ao caso brasileiro as soluções adotadas em outros países.

BOX 3.5 – O CONTEXTO ATUAL DE ANGRA 3

Atualmente a construção da UTN Angra 3, e demais ações correspondentes ao projeto, encontram-se interrompidas. Durante esse período, a Eletrobras Termonuclear — Eletronuclear – tem se concentrado nas atividades de preservação do canteiro de obras, manutenção estrutural, dos equipamentos e dos materiais já adquiridos e estocados. Por esse motivo, a UTN Angra 3 foi considerada na Alternativa de Referência iniciando a operação em 1º de janeiro de 2026.

Entretanto, a Eletrobras, em conjunto com a Eletronuclear, vem desenvolvendo ações mitigatórias que englobam o desenvolvimento de estudos visando à definição de um novo modelo de contratos, de estruturação financeira, da preservação dos investimentos já realizados, além de atividades preparatórias para a retomada do empreendimento.

A situação atual do empreendimento indica a necessidade de aporte de elevados valores, a serem obtidos através de financiamento, já em fase de negociação. Assim, a solução completa para a conclusão do empreendimento encontra-se sob avaliação e a ser deliberada conforme orientação do Conselho Nacional de Política Energética.

Nesse sentido, a projeção mais recente da Eletronuclear e da Eletrobras indica a data de 1º de janeiro de 2024 como marco para entrada em operação comercial da usina, conforme informações encaminhadas ao Ministério de Minas e Energia. Assim que as questões que impedem o desenvolvimento do projeto sejam equacionadas, e uma decisão favorável à continuidade da usina seja tomada pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, essa nova data será imediatamente considerada nos cenários de referência do planejamento da expansão, o que terá impactos no balanço oferta x demanda e por consequência no espaço de oferta para novos investimentos.

3.5.2 WHAT-IF SCENARIOS: ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

Como explicado, este PDE considera uma análise das 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 cenários alternativos, visando fomentar a discussão com a sociedade. Eles são discutidos a seguir, em conjunto com seus resultados.

3.5.2.1 EXPANSÃO PARA O CENÁRIO ALTERNATIVO DE DEMANDA

O Cenário Alternativo de Demanda apresenta uma taxa média de crescimento de 4,2% ao ano, contra 3,7% ao ano do cenário de referência. Isso resulta em uma carga de energia de aproximadamente 5.000 MW médios maior em 2026, como apresentado no Gráfico 38, o que significa uma antecipação de pouco menos de dois anos no fim do horizonte decenal.

Além disso, apresenta-se também o balanço de garantia física comercial, sem a oferta indicativa, que tem o objetivo de indicar uma estimativa da necessidade de contratação de energia nova para os

dois Cenários de Mercado considerados (Referência e Alternativo).

Dependendo do cenário de mercado considerado (Referência ou Alternativo), o balanço comercial de garantia física sinaliza uma necessidade de contratação de nova oferta, para o atendimento do mercado total de algo entre 10.000 e 15.000 MW médios de contratos lastreados por novos empreendimentos no horizonte decenal. É importante ressaltar que esse intervalo é apenas uma *proxy* 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.

Mantidas todas as hipóteses descritas nas premissas, a expansão resultante considerando o Cenário de Mercado Alternativo leva a um aumento na capacidade instalada do SIN de 14.000 MW aproximadamente no fim do horizonte decenal, em relação ao Cenário de Referência. O Gráfico 39 apresenta a respectiva expansão da oferta indicativa.

Tabela 9. Taxas de crescimento dos cenários de demanda no SIN

Taxa de Crescimento (% a.a.)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Cenário de Referência	4,2%	2,9%	3,1%	3,6%	4,5%	4,3%	3,7%	3,5%	3,4%	3,4%
Cenário Alternativo	5,4%	3,6%	3,8%	3,8%	4,8%	4,8%	4,1%	3,8%	3,9%	3,8%

Gráfico 38. Comparação entre as projeções de demanda

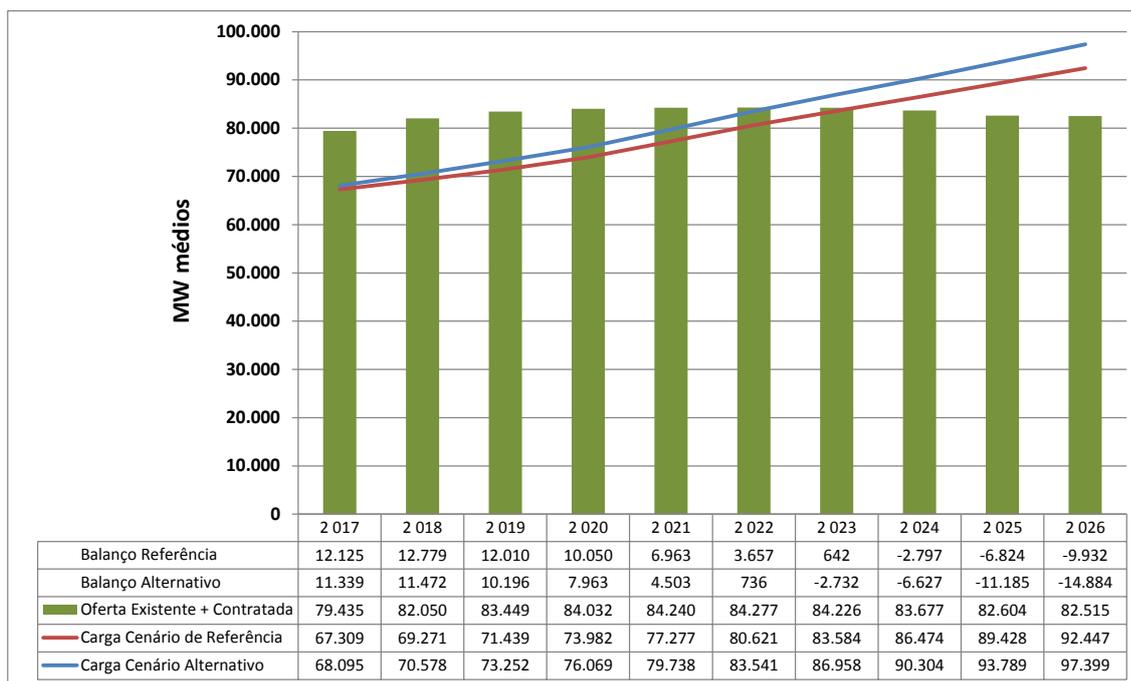
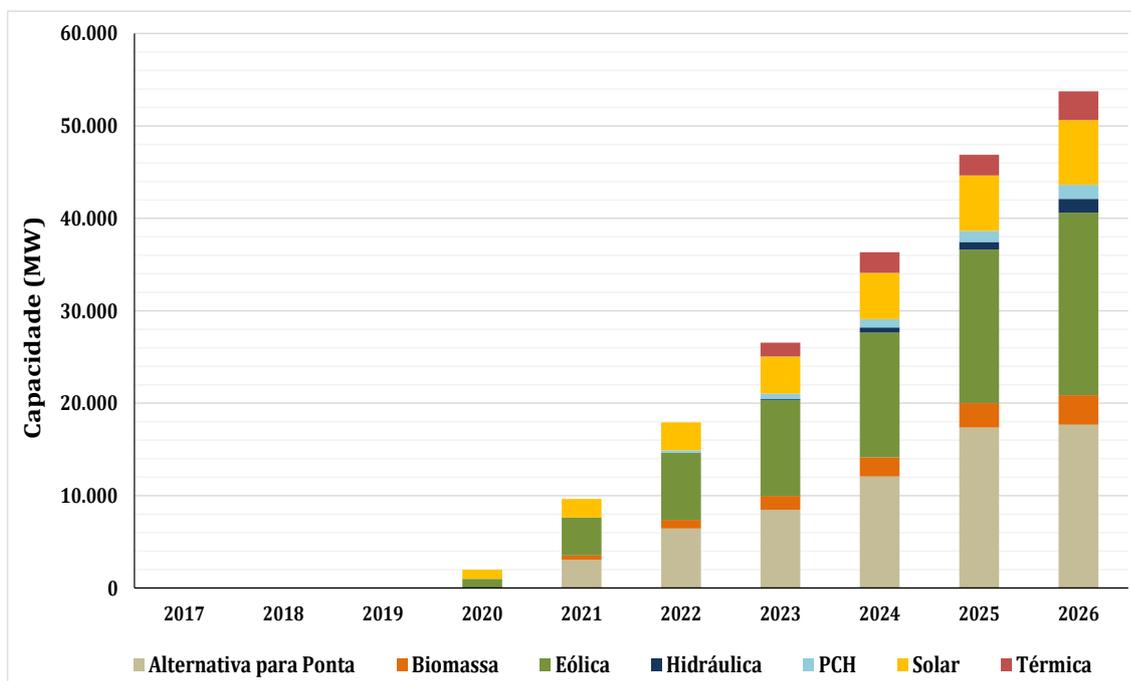


Gráfico 39. Expansão Indicativa - Mercado Alternativo



Nota O montante apresentado como PCH inclui também a indicação de empreendimentos classificados como CGH.

Essa expansão requer investimentos estimados em geração da ordem de R\$ 231,8 bilhões no período de 2020 a 2026, para a parcela indicativa.

Desse total, pode-se destacar a sinalização pela antecipação de algumas UHE, principalmente de 2025 para 2024 e a inclusão, no horizonte, de empreendimentos cujo início de operação, no Cenário de Referência, ocorreriam após 2026. A Tabela 10 lista as usinas hidrelétricas que fazem parte dessa configuração.

Tabela 10. UHE Indicativas - Mercado Alternativo

Nome	Potência Instalada Total (MW)	Ano de Entrada em Operação
Telêmaco Borba	118	2023
Apertados	139	2024
Ercilândia	87	2024
Tabajara	350	2024
Foz do Piquiri	93	2025
São Miguel	58	2025
Castanheira	140	2026
Porto Galeano	81	2026
Itapiranga	725	2026
Bem Querer	709	2026

A expansão eólica se amplia no período 2021 a 2026, passando de 1.800 MW/ano na Expansão de Referência para 3.100 MW/ano na Expansão com o Cenário de Mercado Alternativo. Por outro lado, o acréscimo de termelétricas a ciclo combinado é de apenas 400 MW em todo o horizonte, mostrando que, para o Mercado Alternativo, é economicamente viável uma expansão eólica maior, o que, em contrapartida, amplia a necessidade de alternativas para ponta. A complementação de potência necessária é 5.500 MW maior que na Expansão de

Referência, chegando a um total de 17.700 MW até 2026.

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

A simulação da operação para a expansão com o Mercado Alternativo apresenta maior expectativa de geração termelétrica, em valores absolutos, principalmente no período seco, resultando em valor esperado das emissões de gases causadores do efeito estufa 8% maior (de, aproximadamente, 36 milhões de toneladas equivalente de CO₂ no cenário de referência para 39 milhões). Essa maior participação termelétrica faz com que os CMOs médios anuais desse novo cenário sejam superiores aos da Expansão de Referência. O Gráfico 40 apresenta a comparação desses valores (Os valores entre os anos de 2017 a 2019 não são apresentados, pois não refletem a situação conjuntural da operação do sistema) e do risco de não atendimento à carga.

O comparativo entre os valores de custo de marginal de operação dos dois cenários (com mercado alternativo e com mercado de referência) também podem ser observados através do Gráfico 41, onde são apresentados os percentis 10% e 90%, além dos valores médios desses dois casos. Percebe-se que há uma grande amplitude entre os menores e maiores valores de CMOs, causados pela variabilidade hidrológica, em relação à média de todos os cenários, que se intensifica com o Cenário de Demanda Alternativa.

Gráfico 40. CMO e Risco de Déficit - Expansão de Referência e Mercado Alternativo – Região Sudeste/Centro-Oeste

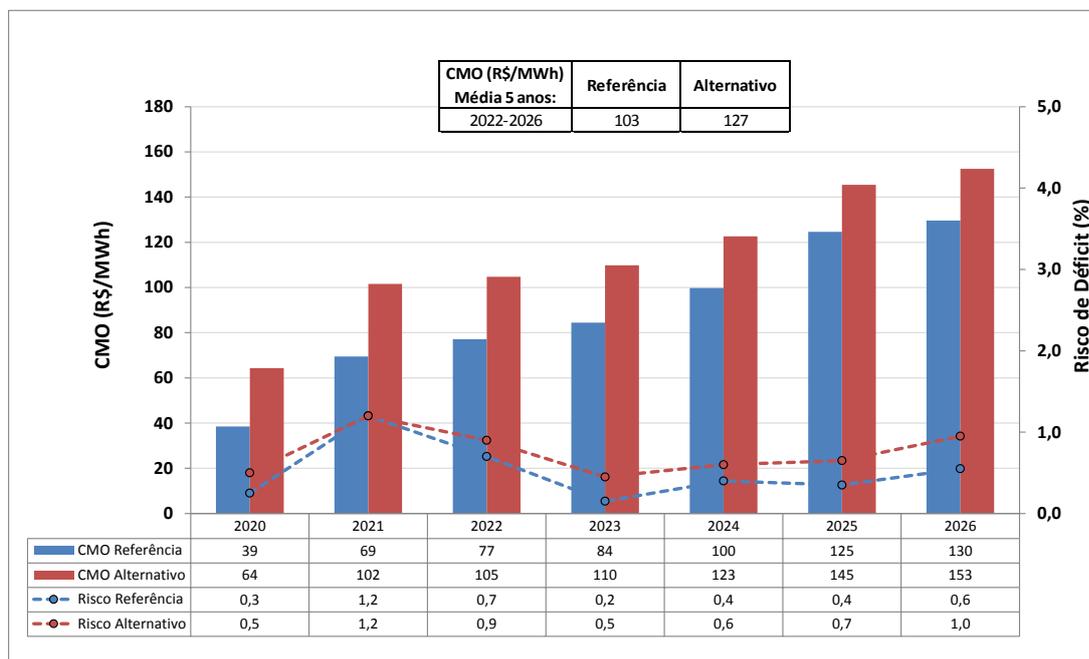
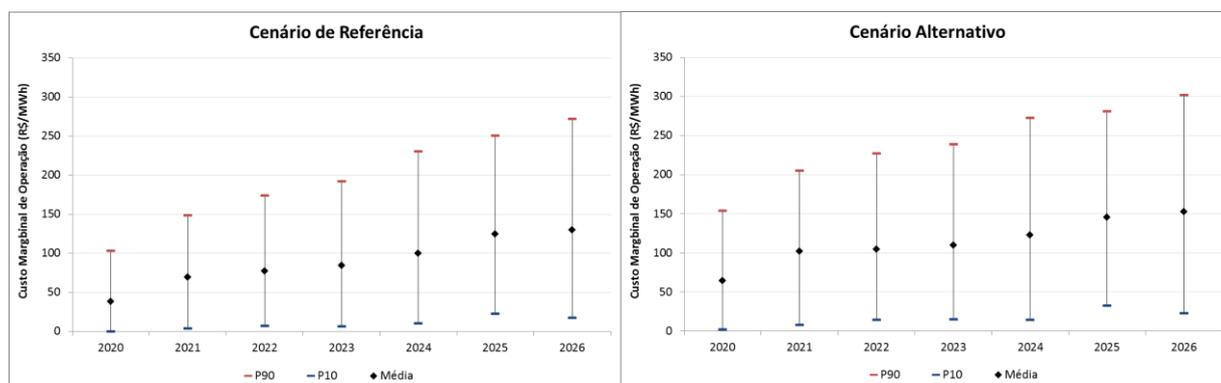


Gráfico 41. CMO - Expansão de Referência e Mercado Alternativo – Região Sudeste/Centro-Oeste



3.5.2.2 CASO 3: EXPANSÃO SOB INCERTEZA DA DEMANDA

O MDI permite também a avaliação da expansão sob incerteza da demanda. Dessa forma, a expansão indicada pelo modelo é a que resulta na decisão de mínimo custo total considerando que não sabemos hoje qual será o crescimento do mercado durante o horizonte de estudo na tomada de decisão, apenas estimamos sua distribuição de probabilidades. Para tal, foram atribuídas probabilidades de ocorrência para a projeção de carga de referência e a projeção alternativa.¹⁵

Comparando essa solução com as expansões obtidas para cada uma das hipóteses de mercado, tomadas isoladamente (Referência e Alternativo), identifica-se que a expansão total até 2026 sob esta condição de incerteza fica entre os dois valores, porém mais próxima do cenário de maior demanda (Cenário Alternativo de Demanda): de 52.000 MW aproximadamente para a expansão sob incerteza; 41.000 MW para a expansão de referência; e 55.000 MW para o Mercado Alternativo.

A indicação de expansão eólica também apresenta resultado intermediário entre os casos anteriores, com uma indicação de 2.400 MW/ano entre 2021 e 2026. Já a expansão termelétrica a ciclo combinado teve uma indicação maior que nos cenários anteriores (4.200 MW na expansão sob incerteza contra 2.700 MW para a expansão de referência e 3.100 para o mercado alternativo).

Por fim, a indicação da Alternativa de Ponta é praticamente igual entre o caso sob incerteza da demanda e o mercado alternativo. Esse resultado era esperado, pois, pelas metodologias atuais, o atendimento à ponta é feito através de balanços de capacidade. Logo, a maior demanda tende a conduzir a indicação para esse serviço. Cabe destacar, entretanto, que no curto prazo, em 2021, o montante necessário nesses casos é de aproximadamente 3.100 MW, ressaltando a importância de se desenhar

¹⁵ Neste exercício, foi considerada a probabilidade de 50% para cada um dos cenários. Entretanto, esse valor não deve ser visto como uma sinalização da EPE para a evolução da economia, mas apenas uma indicação de como pode variar a expansão da oferta ao considerarmos a incerteza na demanda.

o formato e as condições para elaboração de leilões que considerem a necessidade de expansão para o atendimento à ponta do sistema.

3.5.2.3 CASO 4: EXPANSÃO CONSIDERANDO REDUÇÃO DO CUSTO DE INVESTIMENTO PARA SOLAR FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA

O valor utilizado para o CAPEX da opção fotovoltaica na avaliação da expansão da oferta é de US\$ 1.300/kW, baseado nos valores ofertados nos últimos leilões de energia no Brasil. Esse valor é inferior aos preços praticados em 2016 nos Estados Unidos, que alcançam algo da ordem de US\$ 1.490/kW de acordo com NREL (2016). Desse valor do CAPEX, a parcela do Módulo Fotovoltaico responde por US\$ 640/kW. Uma redução em seu custo pode, efetivamente, se refletir em um menor valor para o custo de implantação da fonte fotovoltaica.

Admitindo-se a hipótese de redução expressiva no investimento da opção fotovoltaica, de 40% a partir de 2023, seu custo de implantação cairia para aproximadamente US\$ 800/kW. Embora pouco provável, esse valor corresponderia ao patamar no qual esta fonte passaria a ser competitiva frente às demais opções.

Considerando essa redução no custo de investimento da opção fotovoltaica centralizada a partir de 2023, e mantidos o mesmo montante de encargos, em R\$/kW/ano utilizados no cenário de referência, a expansão para o mercado de referência passa para um nível de 1.900 MW/ano, ficando assim superior ao limite mínimo considerado, confirmando uma maior atratividade econômica.

Adicionalmente reduz-se a contribuição da opção eólica a partir de 2021 que passa de 1.800 MW/ano na Expansão de Referência para 1.500 MW/ano na alternativa com CAPEX reduzido da opção fotovoltaica.

Com o aumento da participação fotovoltaica (que não contribui para o atendimento a ponta) e redução na expansão eólica (que contribui para a ponta, mesmo que com valores inferiores à sua geração média mensal), a alternativa com CAPEX reduzido da opção fotovoltaica apresenta uma elevação de cerca de 400 MW na expansão para

atendimento a ponta, alcançando 12.600 MW em 2026 contra 12.200 MW na Alternativa de Referência.

3.5.2.4 CASO 5: EXPANSÃO COM RESTRIÇÃO TOTAL PARA UHE

Para avaliar uma situação extrema de inviabilidade de projetos hidrelétricos no horizonte decenal, foi elaborado um novo cenário restringindo a entrada de todas UHE até 2028. Esse cenário foi avaliado devido à dificuldade de licenciamento que os novos projetos vêm enfrentando, principalmente devido aos impactos socioambientais. Nesse caso, foi utilizada a carga do cenário de referência.

Para tentar minimizar os impactos da ausência de UHEs e da necessidade de fontes de energia firme, este cenário permite a entrada de novas usinas a carvão dentro do horizonte do decenal. As usinas térmicas a carvão nacional possuem algumas vantagens em relação às de combustível GN/GNL por possuírem baixo CVU, preço do combustível indexado somente a moeda nacional, além da existência de imensas reservas provadas. No entanto, esse tipo de usina tem contra si uma elevação no nível de emissões de GEE, se comparada com outras alternativas, além das dificuldades de financiamento junto ao BNDES. Novas tecnologias ambientalmente sustentáveis para o carvão mineral estão sendo buscadas, como captura de carbono (CCS) e gaseificação do carvão (IGCC), e acredita-se que poderão estar mais maduras e competitivas após o horizonte decenal.¹⁶

Destaca-se que, para as demais fontes, não houve alteração na representação dos dados de entrada no MDI, em relação à Expansão de Referência.

O resultado do MDI apontou uma expansão total de 2.000 MW de térmicas a carvão entre os

¹⁶ A nível internacional constata-se um significativo aperfeiçoamento tecnológico visando o uso de diferentes tipos de carvão (inclusive os de maior teor de cinzas e inertes) aliado a uma expansão no número de unidades de gaseificação focando principalmente a produção de Gás Natural Sintético (SNG), Metanol e Fertilizantes (Amônia e Ureia), o que leva a ganhos de escala/competitividade a médio/longo prazo.

anos de 2024 e 2026. Com a contribuição dessa expansão termelétrica a carvão mineral na região Sul, este cenário contempla uma redução significativa de expansão adicional de ponta na região em comparação com a apresentada na Expansão de Referência. Desse modo a necessidade de expansão para atendimento de ponta se concentra em sua maior parte na região Sudeste. Em termos do SIN a expansão para atendimento de ponta nesse cenário é de 600 MW a mais do que apresentada na Expansão de Referência. O desenvolvimento eólico nesse cenário é um pouco inferior ao contemplado na Expansão de Referência, totalizando uma diferença no horizonte decenal de 900 MW.

Vale ressaltar que a opção termelétrica a carvão mineral adotada se refere a usinas com caldeiras do tipo leito fluidizado e eficiência (com base no *Heat Rate/PCI*) de 38%, apresentando custo de investimento (CAPEX) estimado atual de cerca de R\$ 9.000/kW e CVU estimado em R\$ 100/MWh. Essas usinas indicadas são mais eficientes em relação à maioria que existe em operação atualmente, ou seja, apresentam menor consumo de carvão e, conseqüentemente, menor emissão de gases de efeito estufa. Mesmo assim, constatou-se um acréscimo total em torno de 20% de emissões desses gases, em relação à Expansão de Referência (aumentando de, aproximadamente, 36 para 44 milhões de teq de CO₂). Pode-se prever, para o futuro, projetos com captura de carbono (CCS) ou com gaseificação (IGCC), embora isso signifique um aumento considerável no custo de investimento destes projetos.

3.5.2.5 CASO 6: CENÁRIO DE RESTRIÇÃO HÍDRICA NO NORDESTE

A região Nordeste vem enfrentando, desde 2012, a mais severa restrição hídrica de um histórico de 84 anos de medições, principalmente na bacia do Rio São Francisco. A Agência Nacional de Águas (ANA) vem autorizando a redução da vazão mínima defluente para valores abaixo de 1.300 m³/s, patamar mínimo em situações de normalidade, nas usinas de Sobradinho, Xingó, Luiz Gonzaga e Complexo Paulo Afonso/Motoxó. Assim como acontece com Sobradinho, a UHE Três Marias tem sofrido redução de seu volume acumulado em função

das condições hidrológicas adversas com vazões e chuvas abaixo da média. Por isso, a Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), responsável pela operação da barragem, vem reduzindo a vazão mínima defluente desde março de 2014 para menos de 420 m³/s. Com a restrição do recurso, a geração média mensal na região, em 2017, encontra-se em um patamar pouco superior a 2.000 MW médios, como pode ser visto na Tabela 11, com valores em queda ao longo dos meses. Em escala diária, já foram identificados valores abaixo de 1.900 MW médios.

Tabela 11. Geração Média Mensal Nordeste

Período	Geração Hídrica Nordeste
01/2017	2.299,68
02/2017	2.283,34
03/2017	2.246,74
04/2017	2.172,00

As causas que levaram a esta sequência de baixas aflúências na bacia do rio São Francisco ainda estão sendo estudadas, e são fundamentais para o setor entender se esta situação é conjuntural, ou seja, se a região voltará a ter regimes hidrológicos compatíveis com o histórico — embora exista a probabilidade de situações como a atual se repetirem no futuro — ou se trata de uma mudança estrutural do regime, onde os patamares de geração passados não se repetirão.

Nesse sentido, é importante que estudos hidrológicos aprofundados sobre o tema sejam conduzidos, para que o planejamento da expansão da geração possa ser executado com base em informação de qualidade, assim como outros eventuais processos na cadeia de gestão do setor.

É importante lembrar que os níveis de geração que ocorrem atualmente são decorrentes da flexibilização da restrição de vazão mínima no rio São Francisco (de 1300 m³/s para 700 m³/s). No entanto, as simulações com o modelo Newave não permitem representar a flexibilização da vazão mínima em função do nível do reservatório. Dessa forma, as simulações foram executadas com a restrição de 1.300 m³/s. Como resultado, a geração de energia dessa bacia se situou, sistematicamente,

acima de 2.000 MW médios, embora, motivada, em grande escala, para atendimento à vazão mínima.

Devido à questão de que um cenário possível de geração, nos montantes verificados recentemente (independente da sua probabilidade de ocorrência), não está sendo contemplado nas análises da expansão decenal, um sinal de alerta é dado ao processo de planejamento da expansão: o sistema terá condições de suprir à demanda caso cenários como o atual venham a se repetir? O atendimento à região Nordeste poderá ser feito dentro dos critérios de segurança?

A EPE vem acompanhando os estudos para identificação desta questão e realizando análises de sensibilidade, ainda não concluídas, visando medidas que possam ser tomadas para garantir a segurança do suprimento de qualquer região do SIN. Dentre as possíveis causas, apontadas até o momento, destacam-se as seguintes:

USOS CONSUNTIVOS

Os modelos de simulação utilizados nos estudos consideram os valores da Nota Técnica 041/2014/SPR-ANA para outros usos da água. Entretanto, caso esses valores estejam subestimados, o recurso disponível real pode ser significativamente menor que os considerados. Isso pode levar a níveis de armazenamentos finais nos reservatórios menores que os apresentados pelos modelos, contribuindo assim para levar o sistema a situações como a atual.

Sensibilidades realizadas pela EPE, considerando cenários de maior demanda por outros usos da água, de acordo com o Plano de Recursos Hídricos da Bacia do rio São Francisco 2016-2025, apresentaram uma redução média de geração hidráulica em torno de 10% (tanto para a expansão com a demanda de referência quanto para a expansão com a demanda alternativa).

O Gráfico 42 apresenta essa redução através de curvas de permanência da geração hidráulica total no Nordeste, para o ano de 2020, tanto para o cenário de referência, quanto para um cenário contemplando maior uso da água. Observa-se que para os dois casos apresentados, apenas 2% dos

cenários encontram-se abaixo da geração verificada recentemente, conforme apresentado na Tabela 11.

O resultado dessa análise mostra que a elevação dos usos consuntivos pode contribuir para a atual situação de escassez no Nordeste, mas, provavelmente, não responde sozinho por todo o impacto verificado.

Como resultado de um cenário de maior uso consuntivo da água, há uma maior necessidade de

geração térmica e, conseqüentemente, aumento nos valores de custos marginais de operação. O Gráfico 43 apresenta o aumento nos valores de CMO das regiões Sudeste e Nordeste com a consideração desse cenário mais conservador para o mercado de Referência. O Gráfico 44 apresenta esta mesma comparação em relação ao mercado alternativo. Em ambos os cenários, há um aumento médio de 30% nos valores de CMO ao se considerar um maior uso da água.

Gráfico 42. Permanência da Geração Hidráulica no Nordeste em 2020

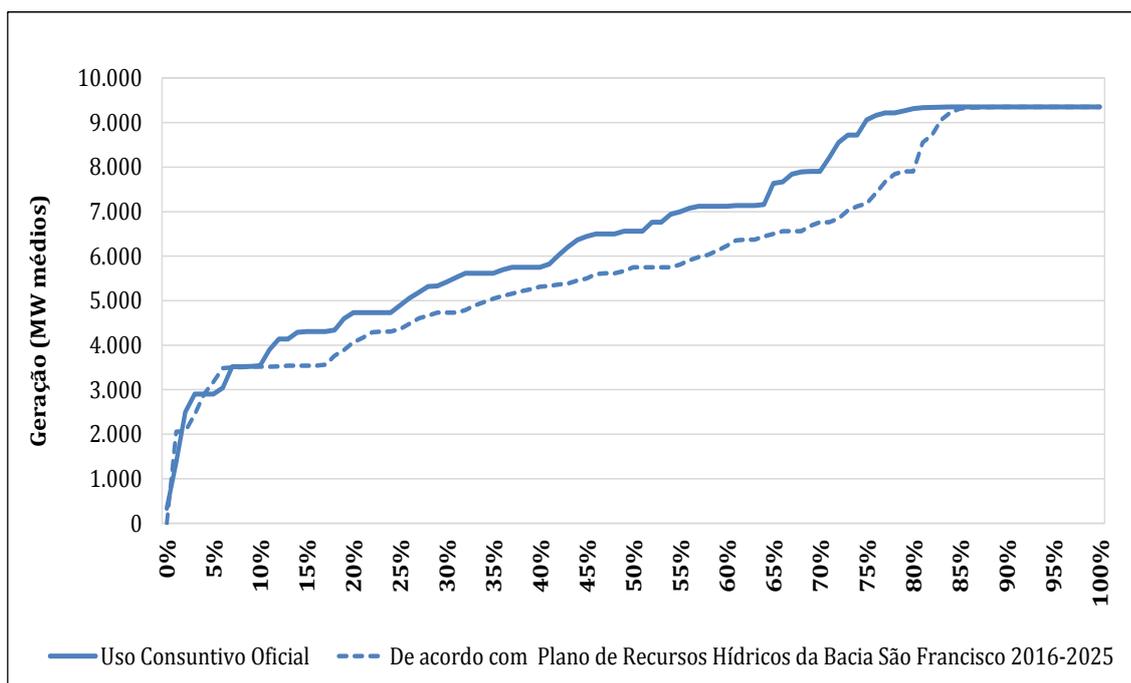
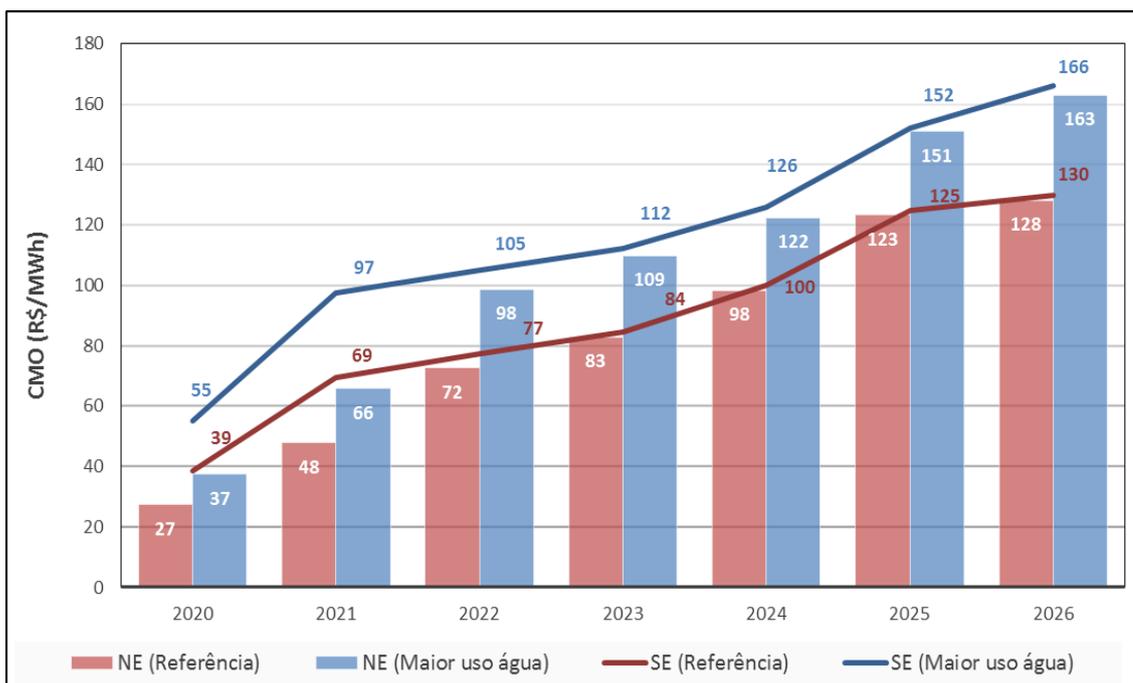
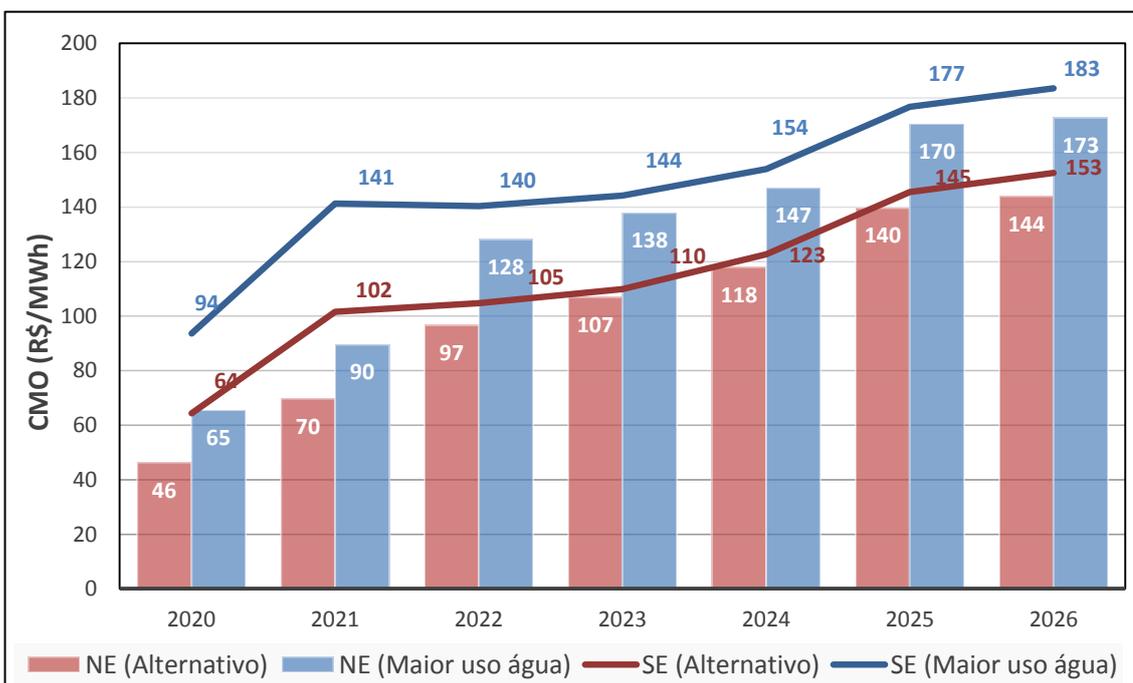


Gráfico 43. CMO para os Cenários de Mercado de Referência e de Maior Uso da Água – Regiões Sudeste e Nordeste

Gráfico 44. CMO para os Cenários de Mercado Alternativo e de Maior Uso da Água – Regiões Sudeste e Nordeste


REPRESENTAÇÃO DAS VAZÕES

Caso se confirme alguma mudança no perfil hidrológico da região, o atual histórico de vazões (1931-2014) pode não ser uma boa referência para a geração de cenários futuros. Esse assunto, por si só, já justifica a elaboração de estudos específicos abrangendo os efeitos das mudanças climáticas e do uso do solo nas regiões do Brasil, no regime de chuvas e, por consequência, nas vazões afluentes às usinas hidrelétricas.

PARÂMETROS

Outras causas possíveis para a diferença entre a condição atual e os resultados dos modelos, podem estar nos demais parâmetros considerados na simulação, como por exemplo: ajuste do modelo PAR (p), curvas cota x volume, produtividade das UHE, representação das usinas não despachadas centralizadamente (com destaque para a geração eólica), entre outros. Portanto, esse conjunto de parâmetros deve ser estudado pelo setor elétrico para a melhor modelagem do sistema. Entretanto, é pouco provável que este fator, ainda que importante, explique inteiramente diferenças tão grandes como aquelas verificadas entre os valores persistentemente baixos de vazões afluentes e as médias históricas de longo prazo.

DISCRETIZAÇÃO ESPACIAL E TEMPORAL

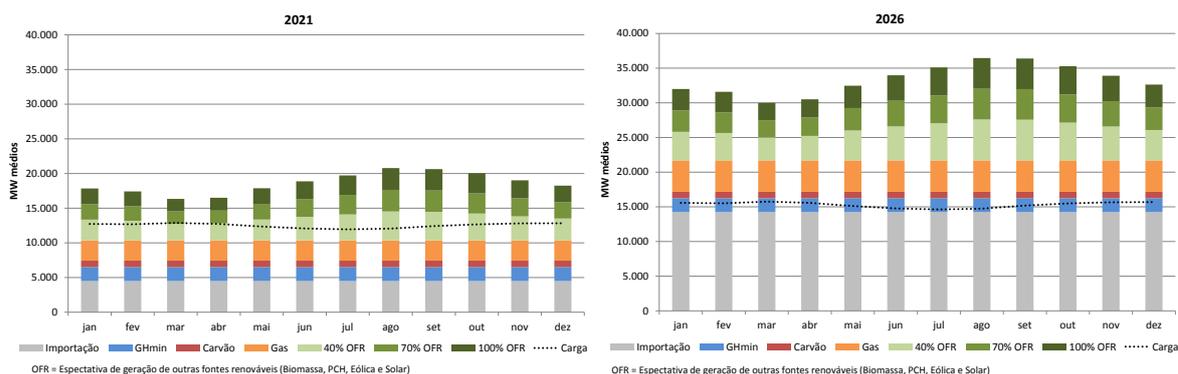
No planejamento energético de médio e longo prazo, os estudos são realizados com representação a subsistemas equivalentes e em base mensal. Portanto, não são capturados comportamentos da oferta e da demanda de energia em menor granularidade. A representação a subsistemas equivalentes pode introduzir uma visão otimista dos recursos energéticos disponíveis no sistema. Além disso, são necessários estudos, preferencialmente em base horária, para verificar de forma mais aderente o atendimento da demanda. Só assim é

possível identificar não só os momentos onde a geração controlável terá que ser elevada, como também, os vertimentos devido à elevada geração das fontes não controláveis associadas a restrições de geração mínimas nas hidrelétricas e termelétricas. Esse excedente, não capturado nos modelos mensais, faz com que o montante total de recurso energético utilizado no mês seja superior ao esperado. Os impactos dessa representação afetam todo o sistema interligado, mas, principalmente, a região Nordeste, que será atendida, em grande percentual, por geração eólica e solar.

Os pontos apresentados evidenciam a necessidade de revisão dos dados de entrada e dos processos de planejamento. Esse é um trabalho que deve ser iniciado o mais breve possível, envolvendo diversas instituições e agentes do setor.

Por outro lado, no horizonte do PDE 2026, considerando as informações disponíveis em escala mensal, as avaliações, inicialmente, apontam que a região Nordeste pode atender à sua carga com segurança, mesmo em situações hidrológicas desfavoráveis. O Gráfico 45 mostra que, para os anos de 2021 e 2026, mesmo com uma geração hidráulica condizente com os níveis atuais (GHmin = 2.000 MW médios), a capacidade de recebimento pelos limites de intercâmbio juntamente com a disponibilidade local do parque térmico (considerando apenas as usinas a gás e carvão) e contribuição das outras fontes renováveis (OFR), principalmente eólica, inferior à expectativa de geração considerada nas simulações, garantem o atendimento energético. Vale ressaltar que no montante de importação não está sendo verificada a disponibilidade das outras regiões de fornecer a energia necessária para suprir o Nordeste. Entretanto, ele sinaliza que, uma vez identificado que não existe recurso para exportação, deve-se considerar a possibilidade de ações visando a otimização do sistema.

Gráfico 45. Disponibilidade de Fontes para o Atendimento da Região Nordeste



Apesar dos indícios de que essa situação hidrológica pode trazer problemas para o sistema como um todo e não apenas para a região Nordeste, medidas com enfoque local não devem ser desconsideradas. A EPE vem conduzindo estudos orientados especificamente à avaliação da necessidade de tais medidas. Restrições nos montantes de importação podem comprometer o atendimento dessa região, visto que cenários com baixa disponibilidade hídrica tornam o Nordeste muito dependente de interligações por meio de linhas de transmissão. Isso torna o atendimento da região mais vulnerável à ocorrência de desligamentos de grandes troncos de transmissão e suscita discussões sobre critérios de suprimento regionais.

Outro ponto não contemplado é a variabilidade da geração eólica, que pode atingir, instantaneamente, valores inferiores aos apresentados. Nesses momentos, será necessária maior geração hidráulica, cuja disponibilidade instantânea só pode ser avaliada com modelos adequados.

Tendo em vista todas as incertezas que envolvem esse tema, a Expansão de Referência deste PDE contempla, a título de política energética, uma solução visando ao aumento da segurança sistêmica e local, como a antecipação de contratação eólica e a indicação de uma UTE inflexível em 2023. A localização dessa termelétrica está indicada para a região Nordeste na Expansão de Referência também devido a uma diretriz de política energética.

Esse tema deve ser aprofundado e medidas concretas devem ser tomadas para a identificação das causas, revisão dos parâmetros do modelo de simulação e avanços nos processos, metodologias e modelos.

Em particular, a EPE ressalta a importância da realização de um estudo sobre o impacto das mudanças climáticas nas vazões afluentes às hidroelétricas e à produção das renováveis de uma forma geral, visando a resiliência do setor, conforme discutido no *box* a seguir.

BOX 3.6 - MUDANÇAS CLIMÁTICAS E GERAÇÃO DE ELETRICIDADE

A relação entre mudanças climáticas e o setor energético manifesta-se também com relação ao subsetor de energia elétrica — e o segmento de geração de eletricidade em particular. O entendimento desta relação pode ser facilitado quando se considera separadamente as dimensões de *mitigação de e adaptação a* mudanças climáticas.

Emissões de gases do efeito estufa originadas no segmento de geração de eletricidade brasileiro respondem atualmente por parcela comparativamente baixa das emissões totais do país em comparação com valores típicos internacionais, mesmo quando todo o ciclo de vida de projetos de geração é considerado (incluindo eventuais alterações no uso do solo). Ainda assim, a discussão sobre emissões do segmento é objeto de atenção e análise da EPE, como o leitor verificará através das discussões sobre emissões neste capítulo. A relação do segmento de geração de energia elétrica com fenômenos inter-setoriais com impactos sobre emissões, como a participação de veículos elétricos na frota brasileira, também são objeto de estudo da EPE.

O enfoque deste box recai, entretanto, sob ações de *adaptação* do segmento de geração aos efeitos de mudanças climáticas. O aquecimento global pode ter consequências severas sobre a oferta de eletricidade no Brasil. Essa oferta atualmente se baseia fortemente em fontes renováveis (com destaque para a hidroeletricidade), que podem ter sua confiabilidade e disponibilidade afetadas pelas condições climáticas futuras. A EPE entende ser importante identificar o *mix* ótimo de medidas de adaptação, que podem envolver desde diversificação da matriz de tecnologias de geração até intervenções específicas, como medidas de conservação de bacias hidrográficas.

O primeiro passo nos esforços de adaptação do segmento de geração hidrelétrica é, no entanto, produzir diagnósticos dos efeitos possíveis de mudanças climáticas, com a tradução de incertezas em cenários de variação da demanda e oferta de eletricidade. Em particular, considerando que 70% da geração do Brasil é hidrelétrica, é importante avaliar o impacto cenários que afetam a disponibilidade de recursos hídricos em decorrência de mudanças climáticas. A EPE já está se debruçando sobre esta tarefa, em esforço que continuará em planos vindouros.

As consultas realizadas revelam que, nos últimos anos, esse tema tem sido tratado por diversas instituições e de diferentes maneiras. Destacam-se: (i) dois trabalhos que estudaram o sistema brasileiro: Marangon et al (2014) e Schaeffer et al (2008); e (ii) outros dois trabalhos que estudaram o sistema colombiano: UPME (2015) e UPME (2013). As referências a este país se devem a sua grande dependência da fonte hidrelétrica e maior vulnerabilidade às mudanças climáticas.

O quadro a seguir resume as principais características de cada estudo.

(cont.)

BOX 3.6 (cont.)

Tabela 12. Estudos de adaptação do segmento de geração aos efeitos de mudanças climáticas

Análises	Marangon et al (2014)	Schaeffer et al (2008)	UPME (2015)	UPME (2013)
Nº cenários climáticos	10	3	3	3*
Setor	Elétrico	Energético	Elétrico	Elétrico
Nº cenários de uso do solo	2	-	-	-
Modelagem Hidrológica	Simulação física por modelo chuva-vazão, que representa iteração entre: solo, atmosfera e corpos d'água.	Relação direta simples entre precipitação e vazão	Relação direta simples entre precipitação e vazão	Transformação da distribuição de probabilidade de vazões a partir das distribuições de chuva, via técnicas de processos estocásticos.
Avaliação Energética / Econômica	Carga Crítica do SIN	Energia Firme e Disponibilidade de outros Fontes (biomassa, EOL e UFV)	Simulação centralizada para fornecer preços e riscos de déficit.	Simulação dos agentes Teoria dos Jogos. Atendimento a Demanda e Preços. Vulnerabilidade dos principais agentes.

Nota: (*) Neste estudo colombiano foram adotadas apenas 3 cenários climáticos, mas para o cenário foram feitas 4 sensibilidades variando as afluências de +20% a -20%.

Diante da pluralidade de opções é importante destacar os seguintes pontos:

- As dimensões do Brasil tornam a diversidade de cenários climatológicos relevante, pois as mudanças climáticas podem afetar de forma bastante distinta as diversas bacias do SIN;
- É interessante o estudo abranger não apenas fontes hídricas, pois nas referências há indicações de que as mudanças climáticas podem alterar a disponibilidade de outras fontes como a biomassa e fotovoltaica;
- As mudanças de uso do solo podem ter influência bastante significativa no regime de chuva e de afluência;
- O acoplamento entre modelos climáticos e de simulação hidrológica pode introduzir vieses nos resultados, devido às diferenças de escalas;
- O uso de técnicas estatísticas avançadas permite obter resultados ágeis e de qualidade, porém não permite representar o processo físico, principalmente quanto às mudanças de uso do solo.

Ainda que os resultados dos estudos citados sejam bastante diversos, é elemento comum a diversos deles a menção à necessidade de que ações de adaptação se orientem também à otimização do consumo de energia elétrica.

Os esforços atuais da EPE para possibilitar um aprofundamento sobre a adaptação do setor energético às mudanças climáticas incluem a busca de parcerias com entidades especialistas no tema e a avaliação de métodos que mais se adaptam ao caso brasileiro, com o envolvimento das equipes multidisciplinares, incluindo especialistas em geração de energia elétrica mesma forma, os resultados encontrados são bastante diversos, conforme indica a tabela anterior.

3.5.4 CASO 7: EFEITO DAS POLÍTICAS ENERGÉTICAS SOBRE O CUSTO DE EXPANSÃO TOTAL DO SISTEMA

Para avaliar os custos provenientes das alternativas de expansão adotadas neste PDE, foi analisada uma alternativa onde o MDI tem total liberdade para escolher a expansão que minimiza os custos de investimento e operação ao longo do horizonte de planejamento. Esta expansão foi denominada de “Expansão Livre” ou cenário livre. A diferença entre os custos totais (investimento e operação) da Expansão Livre em relação às demais mede o custo econômico de decisões de política energética, ou seja, explicita o desvio de planos de expansão alternativos em relação ao cenário livre.

A Expansão Livre contempla em sua evolução da oferta de energia um montante significativo de eólicas, em contrapartida a uma redução das termelétricas a ciclo combinado.

Outra informação importante obtida com o cenário livre é que o sistema requer energia nova apenas a partir de 2023¹⁷ e confirma a necessidade de oferta para complementação de potência a partir de 2021.

Entretanto, deve-se observar que nem sempre a solução ótima do modelo se mostra adequada para a expansão do sistema, devido em parte às simplificações na representação do sistema no modelo matemático. Em outros termos: o ótimo calculado por um modelo nem sempre é implementável. Como o cenário livre não identifica a necessidade de oferta para energia até 2022, isso faz com que o resultado indique, para entrada em operação nos anos de 2023 e 2024, mais de 12 GW em parques eólicos para depois sinalizar montantes menores. Uma expansão com esse perfil concentra, em apenas dois anos, e em uma única fonte de geração, grande parte do acréscimo de energia do sistema. Além disso, a

expansão do cenário livre retira completamente da matriz a opção solar fotovoltaica centralizada, devido ao seu custo de implantação ainda superior às demais fontes.

Nesse sentido, tendo em vista a necessidade de diversificação da matriz, bem como a inviabilidade prática de uma expansão com grandes saltos de capacidade instalada de uma única fonte, foram inseridas restrições no modelo de otimização de forma a se obter uma expansão considerando uma evolução mais distribuída da capacidade instalada das fontes, notadamente das opções eólica, fotovoltaica e biomassa. Para tanto, foi elaborado um cenário incorporando uma expansão uniforme da fonte eólica, com magnitude definida pelo MDI e início em 2021. A mesma lógica foi estabelecida para a expansão de biomassa (CVU nulo), também com início em 2021, limitada em cada ano pelo potencial apresentado no Capítulo VIII de Oferta de Biocombustíveis. Além disso, para permitir o desenvolvimento da oferta solar fotovoltaica centralizada foi estabelecida uma expansão mínima de 1.000 MW/ano também a partir de 2021. Denominou-se esse cenário de expansão como “Expansão Dirigida”.

O resultado obtido apresentou uma expansão de, aproximadamente, 1.000 MW de capacidade instalada total superior ao cenário livre. Obviamente, a Expansão Dirigida apresenta um custo total (investimento + operação) superior ao valor obtido no cenário livre. No entanto, esse custo adicional reflete a importância do estabelecimento de uma expansão da oferta de energia mais bem distribuída no tempo, tendo em vista o desenvolvimento de uma matriz energética contemplando a diversificação das diversas tecnologias de geração e, em particular, das fontes renováveis, bem como a capacidade de entrega de novos equipamentos pela indústria e a disponibilidade de mão de obra. Ademais, cabe ressaltar que a diversificação tecnológica não é um fim em si mesmo, mas resulta em potenciais benefícios ao sistema ao se considerar fatores como resiliência a mudanças climáticas ou a variabilidade de curto prazo das fontes eólica e solar.

¹⁷ Um pequeno montante de oferta a biomassa e PCH é indicado em 2022. Entretanto, análises complementares mostram que essa indicação ocorre para reduzir o custo de operação em alguns cenários hidrológicos utilizados.

A partir dessas premissas e de orientações estratégicas de política energética, foi construída a alternativa de expansão na qual se baseia este PDE e, portanto, denominada de “Expansão de Referência”, a qual se diferencia da Expansão Dirigida nos seguintes aspectos:

- Além da expansão uniforme de fontes renováveis prevista na Expansão Dirigida, de modo a contemplar eventuais necessidades de contratação de energia nova ou de reserva, a Expansão de Referência incorpora 1.000 MW de oferta eólica (80% no NE e 20% no Sul) e 1.000 MW de energia solar centralizada em 2020;
- Com o objetivo de se obter maior confiabilidade de suprimento na região Nordeste com geração local, a Expansão de Referência contempla uma usina termelétrica com inflexibilidade sazonal, alocada nos meses nos quais os reservatórios se apresentam nos níveis mais baixos (vale destacar que, devido ao despacho previsível, o custo de combustível dessa UTE tende a ser menor que para contratos flexíveis, reduzindo assim o custo variável de operação).

A expansão total indicada pela Expansão de Referência foi inferior em 600 MW quando comparado com a Expansão Dirigida.

Para se avaliar o custo adicional decorrente da adoção da Expansão de Referência em relação à Expansão Dirigida, foram computadas as diferenças entre os custos anuais de investimento e de operação no período 2021 a 2026 para os dois cenários de expansão. A partir daí, calculou-se, para cada uma das alternativas, o quociente entre as diferenças entre os custos totais (investimento e operação) e o crescimento do mercado nesse período, obtendo-se, assim, o custo adicional da Expansão de Referência, em R\$/MWh, em relação à Expansão Dirigida. O resultado obtido foi de R\$ 34/MWh.

É importante ressaltar que esse custo adicional calculado não representa o aumento do custo da energia — ou impacto tarifário — ao longo de todo período decenal. Diz respeito tão somente ao custo adicional decorrente das ofertas incorporadas na Expansão de Referência, na hipótese dela se tornar necessária.

Tabela 13. Custos de Investimento (2020-2026)

Trajectoria da Expansão	Investimento (R\$ milhões)
Referência	174.480
Cenário de demanda alternativa	231.801
Redução do investimento para solar fotovoltaica centralizada	180.853
Restrição total para UHE	167.468
Cenário Nordeste	178.873
Livre	181.026
Dirigida	179.227

3.5.5 CASO 8: EFEITO DA SITUAÇÃO DE ARMAZENAMENTO EM MAIO DE 2017 SOBRE A EVOLUÇÃO DOS CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO

O desenvolvimento dos estudos do PDE 2026 foi iniciado ao longo do segundo semestre de 2016. Por essa razão as simulações com o modelo Newave foram baseadas na visão do PMO de outubro de 2016.

Dado que as informações mais recentes relativas às condições iniciais de armazenamento não estão sendo consideradas, os gráficos com valores futuros de CMO apresentados ao longo deste PDE não incluíram os anos de 2017 a 2019.

Em função da redução significativa no armazenamento dos reservatórios, as simulações do Newave foram reexecutadas para as análises deste último item, mantendo a mesma configuração existente e contratada na visão do PMO de outubro de 2016, porém iniciando em maio de 2017 e considerando a previsão mensal

do ONS para o armazenamento inicial do sistema de acordo com a estimativa para o final do mês de abril divulgada em Sumário Executivo do PMO - Semana Operativa de 15/04/2017 a 21/04/2017.

Vale ressaltar que estas novas simulações tem simplesmente o objetivo de mostrar a influência do armazenamento inicial do sistema sobre os custos marginais de operação nos primeiros anos do horizonte.

Os Gráficos 46 e 47 apresentam a evolução e a dispersão dos custos marginais de operação para a Região Sudeste/Centro-Oeste no período 2017 a 2026 obtidos com a simulação do Newave e considerando a data inicial de maio de 2017.

Os resultados mostram valores bastante elevados em 2017 para os dois Cenários de Mercado (Referência e Alternativo). Vale destacar que para 2017 os valores de custo marginal de operação compreendem ao período de maio a dezembro.

Gráfico 46. Expansão de Referência – Armazenamento Inicial em maio de 2017

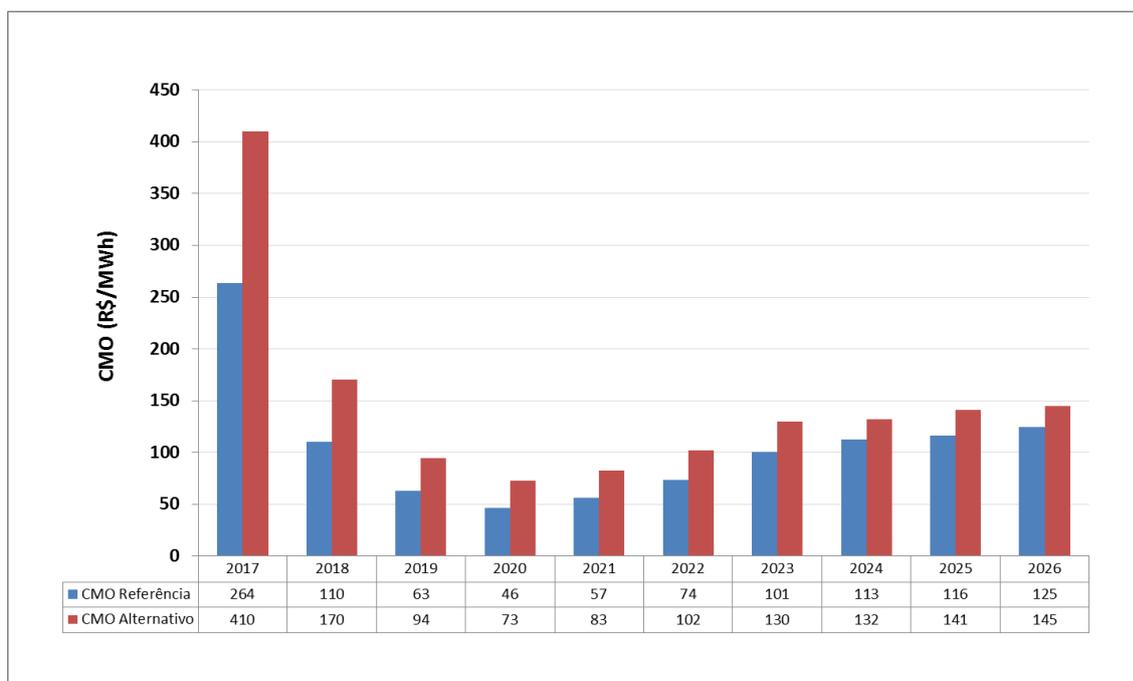
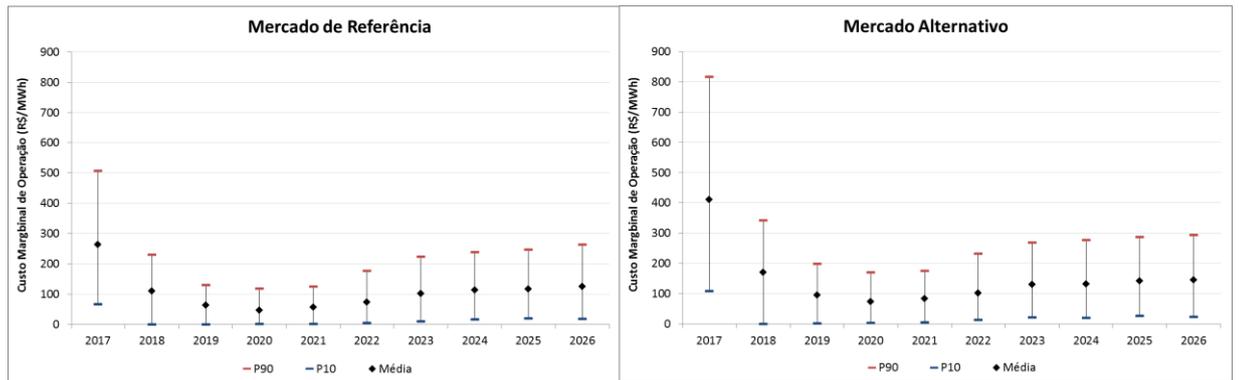


Gráfico 47. Expansão de Referência – Dispersão do Custo Marginal de Operação



PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

> Diferentemente das edições passadas do PDE, no PDE 2026 utilizou-se o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) para a indicação da evolução da expansão da oferta, que sinaliza a expansão ótima do sistema, seguindo o enfoque clássico de planejamento: minimizar o custo de expansão (custo de investimento mais custo de operação), sujeito à garantia de atendimento à demanda máxima de potência, em complemento aos tradicionais critérios de risco e economicidade definidos pelo CNPE. A utilização do modelo permite a criação de um critério técnico, objetivo, reproduzível e de benchmarks para a comparação entre os custos de planos de expansão alternativos.

> Como avanço adicional do PDE 2026, destaca-se a obtenção do valor do CME como subproduto do processo de planejamento para o atendimento ao crescimento futuro da demanda, através da análise das propriedades do modelo matemático de otimização, e não mais como um dado de entrada no processo. O CME é agora obtido como o custo marginal das equações de atendimento, de energia e potência.

> O estudo de atendimento horário realça o tema relacionado às limitações que as atuais ferramentas computacionais disponíveis no setor elétrico impõem às análises. Nos modelos atuais, alternativas que forneçam maior flexibilidade operativa e capacidade de atendimento à ponta, mas que não agreguem energia ao sistema, como as hidrelétricas reversíveis, baterias de armazenamento ou termelétricas de partida rápida, não têm seus benefícios adequadamente capturados e podem se mostrar menos competitivas para a expansão da oferta.

> Na busca por avanços metodológicos, fica clara a necessidade de um modelo computacional de apoio às atividades planejamento que permita, em conjunto com módulo de otimização de investimento, otimizar a operação do sistema elétrico nacional, preferencialmente em base horária, com representação de incerteza na produção dos recursos não despacháveis, dos recursos hidroelétricos, de restrições de operação térmicas de curto prazo — como unit commitment — e de falha dos geradores. Além disso, é importante a representação de incerteza no crescimento da demanda nos estudos de planejamento. Com isso, o planejamento se beneficia de ferramentas que possibilitem avaliar de forma mais adequada os impactos da inserção crescente destas novas tecnologias de geração renovável na matriz brasileira. Esse é um desafio mundial e é um dos objetivos que a EPE tem perseguido e que, a partir deste PDE, vai compartilhar esse desafio com todos os agentes do setor elétrico. Os avanços metodológicos apresentados neste plano já mostram esse direcionamento.

> Os avanços metodológicos citados incluem também a necessidade de maior integração entre os estudos de geração e transmissão. É necessário que o desenvolvimento das ferramentas capture os impactos nas capacidades de intercâmbio, proveniente das variações das fontes de geração, nas escalas adequadas. Só assim será possível verificar, quando restrições forem identificadas, o tempo pelo qual elas devem se manter e a probabilidade de ocorrência dos cenários, avaliando economicamente as alternativas de expansão de transmissão e geração, respeitando os limites dos critérios de risco.

> As evoluções metodológicas para avaliação do sistema e identificação dos serviços necessários deverão ser acompanhadas por alterações nas regras de contratação. Atualmente, o único serviço valorado nos leilões é a energia comercializada, cujo lastro é estabelecido pelas garantias físicas. Com essa modalidade de contratação, o sistema deve atender não só a carga de energia, obtida pelo montante acumulado ao longo dos meses, como também às variações instantâneas, para suprir as demandas de pico e também as variações das fontes intermitentes.

> Com a penetração cada vez maior das fontes intermitentes, aumenta a necessidade de flexibilidade operativa, representada neste plano como Alternativa de Ponta, cuja inserção de fontes específicas para esse fim começa a se fazer necessária a partir de 2021. Isso fará com que o sistema possua uma parcela da capacidade instalada para ser despachada por poucos momentos, ou seja, com baixo fator de capacidade, ou até mesmo fontes que

não agreguem energia, mas consumam em momentos de excesso para gerar nos momentos de necessidade, em menor quantidade devido às perdas do processo. Para a viabilização dessas fontes, a modalidade de contratação apenas por energia não é suficiente para remunerar os serviços prestados, visto que nesse quesito (geração de energia) elas agregam pouco ou nenhum valor ao sistema.

> Cabe destacar que a implantação de mecanismos que espelhem os sinais corretos de valorização nos horários de carga máxima, como, por exemplo, a implantação futura de preços horários de energia, pode incentivar os geradores tecnicamente viáveis a aumentar sua contribuição nos momentos em que o sistema mais demanda, reduzindo assim as necessidades até agora visualizadas de alternativas de ponta. Nesse contexto, fontes como PCH, CGH e Biomassa podem apresentar um diferencial competitivo, pelo seu benefício para suprimento de energia e potência, e assumir uma parcela da expansão maior que a indicada neste plano.

> Não se pode deixar de mencionar a resposta pela demanda, que poderá ser uma das principais vertentes do protagonismo do consumidor no mercado energético. A mudança no padrão de consumo de energia, a partir de sinalizações de preço, reflete mais proximamente a utilização dos ativos energéticos pelo operador do sistema. Portanto, a resposta da demanda terá relevância no planejamento do setor elétrico, com impactos no consumo de energia e demanda máxima, sendo uma importante variável na definição da expansão do mercado no médio e longo prazos.

> A disponibilidade do gás natural e do gasoduto de transporte é questão fundamental a ser equacionada, tanto para despachos na base como para prover flexibilidade ao SIN. Pelas regras atuais de comercialização, o suprimento do combustível precisa estar garantido ainda que a usina fique sem gerar por longos períodos. Isso pode levar a custos fixos relativamente altos. Contudo, no que se refere à flexibilidade de insumos, vale destacar que tanto térmicas com motores de combustão interna como as turbinas a gás industrial e aeroderivadas podem operar, também, com outros combustíveis.

> As usinas hidrelétricas ainda representam um vetor importante de ampliação de oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). A maior parte do potencial ainda a aproveitar se encontra na região Norte e traz com ele uma série de desafios a serem superados, principalmente de caráter ambiental, para sua utilização na expansão da oferta de energia elétrica. O cenário what-if considerando restrição total dessa oferta sinaliza que outras fontes de energia de base se farão necessárias. No caso apresentado, o carvão mineral se mostrou como a opção alternativa mais competitiva. Por outro lado, houve um aumento significativo na emissão de gases causadores do efeito estufa. O trade-off entre a segurança operativa, as restrições socioambientais para construção de novas UHE e a emissões de gases é um assunto que precisa ser debatido pela sociedade, com números e dados, como propõe esse Plano.

CAP. III - ANEXO I

Tabela 14. Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração para a Expansão de Referência

FORTE ^(a)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
RENOVÁVEIS	118.445	127.711	136.886	141.212	143.548	146.974	150.687	154.477	158.383	162.489	166.690
HIDRO ^(b)	89.698	94.846	99.846	102.008	102.008	102.008	102.150	102.268	102.501	102.937	103.466
OUTRAS RENOVÁVEIS	28.747	32.865	37.040	39.204	41.540	44.966	48.538	52.209	55.882	59.552	63.223
PCH e CGH	5.820	6.052	6.270	6.393	6.658	6.658	6.958	7.258	7.558	7.858	8.158
EÓLICA	10.025	12.843	15.598	16.645	17.645	19.450	21.254	23.058	24.862	26.666	28.470
BIOMASSA ^(c)	12.881	13.010	13.182	13.506	13.577	14.199	14.666	15.234	15.802	16.368	16.936
SOLAR CENTRALIZADA	21	960	1.990	2.660	3.660	4.660	5.660	6.660	7.660	8.660	9.660
NÃO RENOVÁVEIS	22.947	23.538	23.566	23.906	25.427	25.427	25.427	26.735	25.751	24.852	26.634
URÂNIO	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	3.395
GÁS NATURAL ^(d)	12.532	13.123	13.151	13.151	14.672	14.672	14.672	16.172	16.172	16.756	17.339
CARVÃO	3.174	3.174	3.174	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514
ÓLEO COMBUSTÍVEL ^(e)	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.287	1.805	1.774
ÓLEO DIESEL ^(e)	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.337	787	787	612
ALTERNATIVA INDICATIVA DE PONTA^(f)						994	2.532	4.334	8.002	12.198	12.198
TOTAL DO SIN	141.392	151.249	160.452	165.118	168.974	173.395	178.646	185.546	192.136	199.539	205.522
Itaipu 50Hz ^(g)	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
TOTAL DISPONÍVEL	148.392	158.249	167.452	172.118	175.974	180.395	185.646	192.546	199.136	206.539	212.522

- 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) A Alternativa Indicativa de Ponta pode contemplar termelétricas ciclo aberto, Usinas reversíveis, motorização adicional de hidrelétricas, baterias ou gerenciamento da demanda.
- (g) Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai, cujo excedente de energia é exportado para o mercado brasileiro.

Tabela 15. Expansão da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (incremento anual)

FONTE ^(a)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
RENOVÁVEIS	9.266	9.175	4.326	2.335	3.426	3.713	3.789	3.906	4.106	4.201
HIDRO ^(b)	5.148	5.000	2.162	0	0	142	118	233	436	529
OUTRAS RENOVÁVEIS:	4.118	4.175	2.164	2.335	3.426	3.571	3.671	3.672	3.670	3.671
PCH e CGH	232	218	123	264	0	300	300	300	300	300
EÓLICA	2.818	2.755	1.048	1.000	1.804	1.804	1.804	1.804	1.804	1.804
BIOMASSA ^(c)	129	172	324	71	622	467	567	568	566	567
SOLAR CENTRALIZADA	940	1.029	670	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
NÃO RENOVÁVEIS	591	28	340	1.521	0	0	1.308	-984	-899	1.781
URÂNIO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.405
GÁS NATURAL ^(d)	591	28	0	1.521	0	0	1.500	0	584	583
CARVÃO	0	0	340	0	0	0	0	0	0	0
ÓLEO COMBUSTÍVEL ^(e)	0	0	0	0	0	0	0	-433	-1.483	-31
ÓLEO DIESEL ^(e)	0	0	0	0	0	0	-192	-550	0	-176
ALTERNATIVA INDICATIVA DE PONTA^(f)	0	0	0	0	994	1.538	1.802	3.668	4.196	0
TOTAL DO SIN	9.857	9.203	4.666	3.857	4.420	5.251	6.899	6.590	7.404	5.982

- 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) A Alternativa Indicativa de Ponta pode contemplar termelétricas ciclo aberto, Usinas reversíveis, motorização adicional de hidrelétricas, baterias ou gerenciamento da demanda.

CAP. III - ANEXO II**Evolução Indicativa das Trajetórias Futuras de Expansão (2020-2026), considerando saídas do MDI**

Tabela 16. Evolução da Expansão Indicativa no Atendimento à Carga Média de Energia

Fontes	MW								R\$ milhões
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total	Investimento até 2026
Hidrelétrica(a)	-	-	-	118	350	-	665	1.133	9.560
PCH e CGH	-	-	-	-	-	700	800	1.500	11.250
Biomassa	-	467	467	467	467	467	467	2.804	11.215
Biomassa Florestal	-	-	-	100	100	100	100	400	2.000
Eólica Sul	200	400	400	400	400	400	400	2.600	13.780
Eólica NE	800	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	10.400	55.120
Fotovoltaica Centralizada	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	7.000	29.655
GN Flexível SE(b)	-	-	-	-	-	-	879	879	2.864
GN Flexível Sul(b)	-	-	-	-	-	-	-	1.500	4.888
GN CC Sazonal NE(b)	-	-	-	1.500	-	-	-	1.500	4.888
GN CA Flexível Sul(b)	-	193	-	-	-	-	-	193	440
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	2.000	3.660	3.467	5.185	3.917	4.267	5.911	28.409	140.772

(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 17. Evolução da Expansão Indicativa na Trajetória de Referência – Caso 1

Fontes	MW								R\$ milhões
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total	Investimento até 2026
Hidrelétrica(a)	-	-	-	118	669	-	1.844	2.631	21.173
PCH e CGH	-	-	300	300	300	300	300	1.500	11.250
Biomassa	-	467	467	467	467	467	467	2.804	11.215
Biomassa Florestal	-	-	-	100	100	100	100	400	2.000
Eólica Sul	200	361	361	361	361	361	361	2.365	12.534
Eólica NE	800	1.443	1.443	1.443	1.443	1.443	1.443	9.460	50.138
Fotovoltaica Centralizada	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	7.000	29.655
GN Flexível SE(b)	-	-	-	-	-	-	112	112	366
GN Flexível Sul(b)	-	-	-	-	-	584	470	1.054	3.435
GN CC Sazonal NE(b)	-	-	-	1.500	-	-	-	1.500	4.888
Alternativa de Ponta Sul	-	-	767	882	126	1.296	-	3.070	7.004
Alternativa de Ponta NE	-	-	-	-	-	184	-	184	419
Alternativa de Ponta SE	-	994	771	920	3.543	2.715	-	8.944	20.402
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	2.000	4.265	5.110	7.091	8.010	8.450	6.098	41.024	174.480

(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 18. Evolução da Expansão Indicativa no Cenário Alternativo de Demanda – Caso 2

Fontes	MW								R\$ milhões
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total	Investimento até 2026
Hidrelétrica(a)	-	-	-	344	443	65	1.919	2.771	22.676
PCH e CGH	-	-	300	300	300	300	300	1.500	11.250
Biomassa	-	467	467	467	467	467	467	2.804	11.215
Biomassa Florestal	-	-	-	100	100	100	100	400	2.000
Eólica Sul	200	624	624	624	624	624	624	3.945	20.908
Eólica NE	800	2.497	2.497	2.497	2.497	2.497	2.497	15.780	83.632
Fotovoltaica Centralizada	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	7.000	29.655
GN Flexível SE(b)	-	-	-	-	9	-	215	224	730
GN Flexível Sul(b)	-	-	-	-	713	-	673	1.386	4.517
GN CC Sazonal NE(b)	-	-	-	1.500	-	-	-	1.500	4.888
Alternativa de Ponta Sul	-	63	-	2.015	155	2.831	314	5.378	12.269
Alternativa de Ponta NE	-	-	1.277	-	193	-	-	1.471	3.355
Alternativa de Ponta SE	-	3.001	2.110	-	3.263	2.457	-	10.831	24.707
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	2.000	7.652	8.276	8.847	9.765	10.341	8.109	54.989	231.802

(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 19. Evolução da Expansão Indicativa no Cenário de Redução do Custo de Investimento da Solar Fotovoltaica Centralizada – Caso 4

Fontes	MW								R\$ milhões
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total	Investimento até 2026
Hidrelétrica(a)	-	-	-	118	669	-	1.844	2.631	21.173
PCH e CGH	-	-	300	300	300	300	300	1.500	11.250
Biomassa	-	467	467	467	467	467	467	2.804	11.215
Biomassa Florestal	-	-	-	100	100	100	100	400	2.000
Eólica Sul	200	301	301	301	301	301	301	2.006	10.632
Eólica NE	800	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	8.024	42.527
Fotovoltaica Centralizada	1.000	1.000	1.000	1.877	1.877	1.877	1.877	10.508	44.517
GN Flexível SE(b)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GN Flexível Sul(b)	-	-	-	-	-	543	655	1.198	3.905
GN CC Sazonal NE(b)	-	-	-	1.500	-	-	-	1.500	4.888
Alternativa de Ponta Sul	-	1.020	1.657	1.372	-	-	-	4.049	9.237
Alternativa de Ponta NE	-	-	-	30	138	1.267	-	1.436	3.275
Alternativa de Ponta SE	-	-	-	472	3.604	3.041	-	7.117	16.234
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	2.000	3.993	4.929	7.741	8.661	9.100	6.748	43.173	180.853

(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 20. Evolução da Expansão Indicativa no Cenário de Restrição Total para UHE – Caso 5

Fontes	MW								R\$ milhões	
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total	Investimento até 2026	
Hidrelétrica(a)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PCH e CGH	-	-	300	300	300	300	300	1.500	11.250	
Biomassa	-	467	467	467	467	467	467	2.804	11.215	
Biomassa Florestal	-	-	-	100	100	100	100	400	2.000	
Eólica Sul	200	331	331	331	331	331	331	2.187	11.592	
Eólica NE	800	1.325	1.325	1.325	1.325	1.325	1.325	8.749	46.369	
Fotovoltaica Centralizada	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	7.000	29.655	
GN Flexível SE(b)	-	-	-	-	-	-	995	995	3.244	
GN Flexível Sul(b)	-	-	-	-	-	-	-	-		
GN CC Sazonal NE(b)	-	-	-	1.500	-	-	-	1.500	4.888	
Alternativa de Ponta Sul	-	-	-	368	-	-	-	368	838	
Alternativa de Ponta NE	-	-	-	-	-	-	-	-		
Alternativa de Ponta SE	-	1.007	1.597	1.582	3.424	3.783	1.063	12.457	28.416	
Carvão Nacional	-	-	-	-	700	1.060	239	2.000	18.000	
TOTAL	2.000	4.130	5.021	6.973	7.648	8.367	5.821	39.960	167.468	

(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 21. Evolução da Expansão Indicativa no Cenário Livre (sem política energética) – Caso 7

Fontes	MW								R\$ milhões
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total	Investimento até 2026
Hidrelétrica(a)	-	-	-	344	93	-	1.704	2.141	16.902
PCH e CGH	-	-	300	300	300	300	300	1.500	11.250
Biomassa	-	-	1.393	975	358	400	364	3.490	13.960
Biomassa Florestal	-	-	-	100	100	100	100	400	2.000
Eólica Sul	-	-	-	1.243	1.185	783	860	4.070	21.572
Eólica NE	-	-	-	4.972	4.738	3.131	3.440	16.280	86.286
Fotovoltaica Centralizada	-	-	-	-	-	-	-	-	
GN Flexível SE(b)	-	-	-	-	-	-	-	-	
GN Flexível Sul(b)	-	-	-	-	-	-	86	86	279
GN CC Sazonal NE(b)	-	-	-	-	-	-	-	-	
Alternativa de Ponta Sul	-	1.137	1.470	1.823	1.221	-	-	5.651	12.892
Alternativa de Ponta NE	-	-	-	-	-	-	-	-	
Alternativa de Ponta SE	-	870	-	-	1.802	4.292	-	6.964	15.885
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL	0	2.007	3.163	9.757	9.797	9.005	6.853	40.582	181.026

(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 22. Evolução da Expansão Indicativa no Cenário Expansão Dirigida – Caso 8

Fontes	MW								R\$ milhões
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total	Investimento até 2026
Hidrelétrica(a)	-	-	-	344	443	65	1.779	2.631	21.173
PCH e CGH	-	-	300	300	300	300	300	1.500	11.250
Biomassa	-	467	467	467	467	467	467	2.804	11.215
Biomassa Florestal	-	-	-	100	100	100	100	400	2.000
Eólica Sul	-	465	465	465	465	465	465	2.790	14.786
Eólica NE	-	1.860	1.860	1.860	1.860	1.860	1.860	11.159	59.144
Fotovoltaica Centralizada	-	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	6.000	25.419
GN Flexível SE(b)	-	-	-	-	-	-	83	83	271
GN Flexível Sul(b)	-	-	-	-	476	552	432	1.459	4.756
GN CC Sazonal NE(b)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alternativa de Ponta Sul	-	50	325	1.063	2.743	-	-	4.181	9.538
Alternativa de Ponta NE	-	-	-	-	-	939	-	939	2.143
Alternativa de Ponta SE	-	1.250	897	1.898	539	3.102	-	7.686	17.532
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	0	5.092	5.314	7.497	8.393	8.850	6.486	41.633	179.227

(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