

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO

***Avaliação das Condições de Atendimento
ao Sistema Interligado Nacional***
A Visão do Planejamento da Expansão



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Wellington Moreira Franco

Secretário Executivo do MME

Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grudtner

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

João Vicente De Carvalho Vieira

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Vicente Humberto Lôbo Cruz



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Reive Barros dos Santos

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral

Reive Barros dos Santos

Amílcar G Guerreiro

Coordenação Executiva e Equipe Técnica

Jorge Trinkenreich

Marcos Bressane

Patrícia Nunes

Renato H. Machado

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

SAN – Quadra 1 – Bloco B – Sala 100-A
70041-903 – Brasília - DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Avaliação das Condições de Atendimento ao Sistema Interligado Nacional A Visão do Planejamento da Expansão

Nº EPE-DEE-RE-054/2018-r2

Data: 19 de setembro de 2018

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
0	20/07/2018	Publicação Original
1	01/08/2018	Inclusão de considerações em conformidade com reunião da Comissão Especial de Leilões de Energia Elétrica (CELEE), de 27 de julho de 2018.
2	19/09/2018	Inclusão de maior detalhamento da metodologia, conforme solicitação do Ministério de Minas de Energia.

Avaliação das Condições de Atendimento ao Sistema Interligado Nacional

A Visão do Planejamento da Expansão

Sumário

1	Contexto geral e objetivos	7
2	Conclusões e recomendações.....	8
2.1	Conclusões.....	8
2.2	Recomendações.....	10
3	O atendimento ao SIN	12
3.1	Situação atual	12
3.2	Situação futura.....	13
3.2.1	Demanda a ser atendida.....	17
3.2.2	Evolução da oferta no SIN: a oferta já decidida	18
3.2.3	Expansão indicativa da oferta de energia	19
3.2.4	Expansão indicativa da capacidade de potência.....	20
3.2.5	Expansão das interligações entre os subsistemas	21
3.2.6	Condições futuras de atendimento ao SIN	22
3.2.7	Aspectos locacionais da expansão: a situação do Nordeste	26

1 Contexto geral e objetivos

As condições de atendimento ao Sistema Interligado Nacional (SIN), sobretudo do ponto de vista do planejamento da expansão da oferta de energia, devem ser avaliadas necessariamente de uma forma holística e integrada. De fato, o sistema é planejado de forma a, de um lado, maximizar o uso dos recursos disponíveis, tanto os recursos energéticos quanto os recursos técnicos das instalações postas em serviço, e, de outro, a minimizar os custos associados, sejam os relacionados ao investimento e à operação, sejam aqueles relacionados aos impactos socioambientais. Assim, dadas as características do SIN brasileiro, a análise sistêmica deve preceder às análises regionais.

Contudo, é fato que o perfil da geração de energia no SIN está em processo acelerado de mudança, com a integração de usinas hidrelétricas a fio d'água na região Norte e de fontes renováveis não controláveis (ou não despacháveis), como a geração eólica e solar, ambas concentradas no subsistema Nordeste. Por outro lado, a distribuição espacial da carga no SIN não apresenta o mesmo dinamismo.

Como a geração eólica apresenta correlação negativa com a geração hidrelétrica, o subsistema Nordeste tem-se mostrado, atualmente, importador de energia no período úmido e exportador no período seco. Por exemplo, no dia 23 de fevereiro deste ano, quando se verificou a mínima geração eólica na região (743 MW médios), o subsistema importou 4.238 MW médios (ou 38% de sua carga de energia nesse dia). Já no dia 14 de setembro de 2017, quando houve recorde de geração eólica (6.413 MW médios), o subsistema exportou 1.494 MW médios (ou 15% da carga de energia nesse dia).

Entretanto, dentro de uma perspectiva de longo prazo, esse quadro tende a se alterar. Por exemplo, a potência instalada eólica e solar no subsistema Nordeste, que hoje está em torno de 11.000 MW e 1.200 MW, respectivamente, atingirá 22.000 MW e 6.500 MW em 2027, de acordo com os estudos do planejamento da expansão da oferta. No mesmo período, a demanda de energia evoluirá 4.600 MW médios. Assim, mesmo no período úmido, o subsistema Nordeste deve se mostrar predominantemente exportador de energia. Em adição, deve-se considerar ainda a geração solar fotovoltaica centralizada, cuja expansão deverá ser importante no período, o que reforça o cenário descrito. Por sua vez, o subsistema Norte, em face da geração hidrelétrica, deve se mostrar da mesma forma predominantemente exportador de energia. Os subsistemas tipicamente importadores seriam o Sudeste/Centro-Oeste e o Sul, onde se localiza mais de 70% da carga.

Ou seja, a intensidade de intercâmbio de energia entre os subsistemas que concentram tanto a expansão da geração hidrelétrica quanto a expansão da geração eólica e aqueles onde se concentra a demanda tende a aumentar no longo prazo. A ampliação da geração em quaisquer desses subsistemas não poderá prescindir da avaliação eletroenergética que se propõe nos estudos de planejamento da expansão, sob pena de as decisões ficarem condicionadas por restrições que eventualmente possam existir no curto e no médio prazos. Tais restrições devem ser reconhecidas e necessariamente resolvidas a partir da análise de alternativas de caráter sistêmico que constitui o objetivo básico dos estudos de planejamento da expansão.

Neste contexto, esta nota técnica tem por objetivo avaliar as condições futuras para o atendimento à carga do SIN e indicar medidas que possam garantir a segurança eletroenergética de seus subsistemas, minimizando-se tanto o custo da expansão quanto o custo de operação.

2 Conclusões e recomendações

2.1 Conclusões

- a) Dentre as conclusões do Operador Nacional do Sistema Elétrico, ONS, tendo com base os estudos do Plano da Operação Energética – PEN 2018-2022 e o relatório nº DPL-REL-0204/2018, de julho de 2018, elaborado com objetivo de avaliar as condições presentes e futuras para o atendimento ao consumidor do Nordeste e identificar medidas que possibilitem mitigar fragilidades, aumentar a segurança e reduzir o custo da operação do SIN, destacam-se:
- têm sido adotadas “políticas operativas especiais para garantir a segurança da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN”, em particular para o subsistema Nordeste, que “apresenta características que o diferenciam das demais regiões do país”.
 - “o subsistema Nordeste apresenta fragilidades que o distinguem dos demais. São evidências desse fato os recentes blecautes de grandes proporções no subsistema e a necessidade de se contar com geração fora da ordem de mérito para o atendimento energético e de potência”.
 - “é essencial assegurar a entrada em operação dos empreendimentos de transmissão que já tiveram a concessão outorgada, se possível com antecipação em relação à data contratual. O conjunto de instalações planejadas irá prover robustez à operação do subsistema Nordeste, reduzindo substancialmente as condições que podem levar ao isolamento do Nordeste dos demais subsistemas do SIN, com consequente atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC”.
 - “considerando-se a sequência de anos com condições hidrológicas adversas observadas na última década, e a importância do rio São Francisco para a região Nordeste em seus diversos usos, é razoável supor que a gestão da bacia do São Francisco será conduzida tendo como principal objetivo a segurança hídrica, a fim de garantir os múltiplos usos da água, ficando a geração de energia elétrica em segundo plano, sendo resultante da aplicação da política de segurança hídrica”.
 - “o balanço de demanda realizado no âmbito do Planejamento da Operação Energética, ciclo 2018-2022, indica a necessidade de utilização de elevado montante de geração térmica, inclusive com despachos fora da ordem de mérito, para atendimento à ponta do Nordeste”.
 - “mesmo considerando a entrada em operação das linhas de transmissão em 500 kV ao longo do período 2019-2023, continuará a ser necessário lançar mão de recurso térmico para atender à demanda (energia e potência) do subsistema Nordeste, cabendo registrar que o parque térmico existente apresenta custo de operação elevado, uma vez que há um significativo número de geradores térmicos a combustível líquido”.
 - “é essencial que se disponha no subsistema Nordeste de geração térmica eficiente e mais barata, proporcionando segurança no atendimento com custos de operação menores”.

- “ressalta-se a inserção dessa fonte térmica adicional diminuiria a probabilidade de se ter que despachar unidades térmicas fora ordem de mérito para o atendimento à demanda, tendo como benefício a redução dos Encargos de Serviço do Sistema – ESS”.
 - “a instalação desse parque térmico se reveste de grande importância para a segurança do atendimento ao Nordeste, servindo também como um seguro adicional para o caso de haver descontinuidade da geração das térmicas do PPT, risco hoje já existente para as UTEs Endesa Fortaleza e Termopernambuco, que totalizam 860 MW de capacidade instalada. Além dessas situações, destaca-se o contencioso judicial envolvendo as UTEs Pernambuco III, Maracanaú I e Campina Grande, hoje contratadas no Ambiente Regulado por Disponibilidade, que pode resultar na indisponibilidade dessas unidades, que correspondem a 537 MW de capacidade instalada.”
 - “análises iniciais sobre a capacidade do subsistema Nordeste absorver a conexão de novas térmicas, sem a necessidades de reforços adicionais, considerando subestações em 500 kV localizadas próximas a infraestruturas portuárias existentes, compatíveis com a instalação de plantas térmicas, indicam a disponibilidade de margem nas subestações com maior potencial, em montantes de aproximadamente:
 - 3.000 MW na SE Pecém II 500 kV
 - 3.500 MW na SE Suape II 500 kV.
 - 2.500 MW, apenas na barra de 500 kV da SE Jardim;
 - 2.000 MW, apenas na barra de 500 kV da SE Camaçari IV; e
 - 1.000 MW nas barras de 500 kV das SEs Jardim e Camaçari IV, simultaneamente”.
- b) Nesse contexto, o ONS, com base em estudos do PEN e o referido relatório nº DPL-REL-0204/2018, recomenda “que sejam implantados, de forma escalonada, até 1.500 MW de geração termelétrica, com CVU da ordem de 250,00 R\$/MWh, valor adotado como referência com base no CVU projetado da UTE Porto do Sergipe. A implantação poderá ser efetuada em blocos, em função da expansão do subsistema Nordeste e da relação custo-benefício de cada bloco a ser agregado, em um horizonte de até 5 anos”.
- c) A expansão da oferta de energia no SIN é proposta de forma a superar as fragilidades que o sistema pode apresentar nos horizontes de curto e médio prazos, minimizando o custo de investimento e o custo de operação, a partir das premissas utilizadas. Assim, no horizonte decenal, os subsistemas que compõe o SIN estarão equilibrados, em termos de segurança eletroenergética, desde que se concretizem a entrada da oferta de geração e de capacidade proposta e a expansão do sistema de transmissão, garantindo as capacidades de exportação e importação de cada subsistema.
- d) Nos estudos de planejamento da expansão da oferta considera-se o desligamento das térmicas a óleo cujos contratos se encerram até 2027. Essas térmicas totalizam a potência de cerca de 3.200 MW, dos quais 2.600 MW na região Nordeste, e apresentam alto custo operacional e elevadas emissões de gases de efeito estufa quando acionadas. Além disso, há incertezas quanto à continuidade da operação de parte do parque termelétrico a gás contratado no âmbito do PPT.

- e) Nesse contexto, no horizonte dos estudos de planejamento da oferta (2023-2027), visualiza-se um acréscimo de no SIN 26.400 MW para atendimento aos requisitos de energia, sendo 5.200 MW em usinas termelétricas.
- f) A expansão em curso no sistema de transmissão aproximará sobremaneira os custos marginais de operação dos principais subsistemas consumidores do SIN, Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, o que contribui para que a integração dessas fontes térmicas possa se concretizar em quaisquer desses subsistemas, a depender da competitividade dos projetos.
- g) Considerando as incertezas que cercam a disponibilidade dos recursos hídricos na bacia do rio São Francisco e ainda a inserção de significativo montante de fontes renováveis não controláveis, fotovoltaicas e eólicas, essa geração térmica contribui para a composição de reserva operativa que propicia flexibilidade para a operação do sistema.
- h) Em adição, tendo como referência os custos de investimento e operação considerados no planejamento, os estudos indicam necessidade de instalação no SIN de cerca de 13.000 MW para atendimento à capacidade de potência, sendo 12.000 MW em usinas flexíveis. Desse total, aproximadamente, 2.400 MW estão sendo indicados para instalação no subsistema Nordeste, 2.700 MW no subsistema Sul e 7.000 no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.
- i) A integração da potência térmica indicada pelos estudos do planejamento da expansão deve ser escalonada no tempo, o que se alinha com a recomendação que fez o ONS em sua análise. Com relação aos pontos onde poderia ser conectada essa nova geração térmica, observa-se que os montantes indicados pelo Operador, acima descritos, são individualizados em cada ponto e não necessariamente haverá margem para injeções simultâneas nos vários pontos, lembrando que poderá haver a possibilidade de concorrência com a conexão de outras fontes (por exemplo, eólica ou solar) em alguns desses pontos ou vizinhanças.
- j) A expansão de geração indicada nos estudos de planejamento da expansão da oferta aponta um aumento da potência das fontes eólica e solar, ambas com grande concentração na região Nordeste, cujo montante supera de forma significativa aquele considerado nas premissas dos estudos de transmissão que resultaram na expansão da rede básica que está em curso, conforme estudo desenvolvido em 2014. Esse novo cenário, e a própria ampliação do horizonte, determina que se realizem novos estudos das interligações com o objetivo de verificar a necessidade de novas expansões, além das já previstas para o ano de 2023, de modo a prover a rede interligada da adequada infraestrutura para as decisões quanto à expansão das fontes de geração.

2.2 Recomendações

- a) Implantar e se possível antecipar os reforços de transmissão planejados de forma a garantir a ampliação dos limites de recebimento pelo subsistema Nordeste.
- b) Considerar, para a expansão do SIN, os requisitos de capacidade sinalizados nos estudos de planejamento.

Dada a expansão indicativa no horizonte decenal de aproximadamente 13.000 MW para atendimento aos requisitos de capacidade do SIN, e diante das recomendações e análises

apresentadas pelo ONS, recomenda-se implantar na região Nordeste, de forma escalonada, até 2.400 MW de geração termelétrica.

Dado o perfil predominantemente importador de energia no primeiro semestre e exportador no segundo, um recurso termelétrico adicional no subsistema Nordeste deveria ser, preferencialmente, totalmente flexível.

Tal indicação maximiza o aproveitamento da geração não controlável no atendimento à curva de carga da região, além de servir de suporte ao aumento da segurança de atendimento às necessidades de energia e potência dadas às recentes restrições de caráter hidrológico da bacia do São Francisco.

Essa medida contribuirá para um panorama mais confortável das condições de atendimento ao SIN, e ao subsistema Nordeste em particular, e para dotar o sistema no sentido de capacidade de gestão da oferta em face das naturais incertezas inerentes ao processo de planejamento.

Além disso, a expansão termelétrica a custos de operação menores do que os atualmente praticados¹ certamente permitirá acionamentos menos frequentes do parque térmico de custos elevados, resguardando, de alguma maneira, consistência com o planejamento indicativo da expansão.

- c) Desenvolver os estudos necessários à definição do arranjo mais adequado para a contratação aqui sugerida, considerando as características e o papel a ser desempenhado pela geração térmica indicada.

Destaca-se que a CCEE se manifestou favorável à substituição de térmicas com CVU elevado, na casa de R\$ 800,00/MWh, por usinas com CVU teto de R\$ 250,00/MWh, considerando que a substituição colabora para a modicidade tarifária.

Adicionalmente, considerando seus estudos de balanço energético das distribuidoras, a CCEE sinaliza ainda necessidade de contratação a partir de 2022, indicando que, neste caso, a contratação poderia feita por meio de leilões de energia nova.

Entretanto, a necessidade de contratação de energia indicada pelas distribuidoras pode não cobrir a necessidade de potência apontada nos estudos de planejamento da expansão, pelo que fica evidenciada a oportunidade e a conveniência de se avançar na formação de mecanismo competitivo adequado para a contratação da necessidade indicada nos estudos da EPE.

Entretanto, vale destacar que o presente estudo não tem como objetivo apresentar soluções quanto a forma de contratação da expansão indicada nos estudos de planejamento.

¹ Entende-se que a geração flexível pode justificar CVU superiores a R\$ 250/MWh, porém inferiores aos patamares mais elevados verificados nas termelétricas a óleo cujos contratos se encerram nos próximos anos.

3 O atendimento ao SIN

Neste item é apresentada uma visão geral das condições do atendimento ao SIN, tendo por base:

- a avaliação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, no período objeto de suas análises (até 2023) e
- a atualização dos estudos do PDE 2026, que compreendem um horizonte ampliado (até 2027), destacando-se os principais fatores que condicionam a composição da alternativa de expansão da oferta de energia a partir de 2023 uma vez que, até esse ano, a oferta de energia, geração e transmissão, está praticamente definida pelo sistema existente e pela expansão já contratada.

3.1 Situação atual

De acordo com a análise do ONS², têm sido adotadas “políticas operativas especiais para garantir a segurança da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN”. Nesse contexto, o Operador destaca, com base em estudos do PEN 2018-2022 e em conformidade com o relatório nº DPL-REL-0204/2018, que o subsistema Nordeste “apresenta características que o diferenciam das demais regiões do país, a saber:

- a) a geração hidrelétrica da região está, basicamente, concentrada em um único rio, não apresentando, assim, a espacialidade hidrológica das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul, fato que dificulta sobremaneira a mitigação de riscos climáticos e hidrológicos;
- b) os principais centros de carga situam-se no litoral, no entorno das capitais dos estados da região, principalmente nas regiões metropolitanas de Salvador, Recife e Fortaleza;
- c) a região apresenta forte dependência da importação de energia de outras áreas do SIN, efetuada por meio de longas linhas de transmissão, sendo essa importação limitada em função da necessidade de se mitigar o risco da ocorrência de contingências severas; e
- d) apresenta os maiores potenciais do país para a instalação de fontes renováveis não convencionais, eólica e solar, ambas de natureza intermitente e não controlável, principalmente “intra-day”, que vêm experimentando significativos crescimentos nos anos recentes, comportamento esse que deve ser mantido no futuro próximo”.

No citado relatório, o ONS destaca que “a região Nordeste foi direta e fortemente afetada pelo atraso na implantação de importantes subestações e linhas de transmissão, em 500 kV e 230 kV, já com a concessão outorgada, totalizando 6.100 km de linhas em cerca de 20 circuitos em 500 kV”, o que repercutiu em limitação de sua (do Nordeste) “capacidade de importação de energia e potência, impondo despacho de geração térmica fora da ordem de mérito, o que aumenta encargos para o consumidor, além de agravar o problema das emissões quando se faz necessário o uso de geração térmica a combustível líquido”.

A análise prossegue salientando que “esse cenário vem sendo agravado pelos seguidos anos em que são registradas condições hidrológicas desfavoráveis na bacia do rio São Francisco”

² ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. “Plano de Operação Energética 2018-2022”. Rio de Janeiro, julho de 2018

e que “a despeito dessas medidas, o Nordeste tem se mostrado, dentre todas as regiões do país, aquela que conta com o atendimento energético sujeito às maiores fragilidades”.

Como evidências do quadro descrito, o relatório do Operador destaca “os blecautes de grande dimensão verificados na região e o fato de que para o fechamento do seu balanço energético tem sido necessário, com frequência, (...), fazer-se uso de geração termelétrica despachada fora da ordem de mérito, constituindo a única situação para a qual o ONS tem autorização do CMSE para executar tal medida”.

Essa avaliação está amplamente detalhada na avaliação feita pelo ONS, com base no PEN 2018-2022 e no citado relatório nº DPL-REL-0204/2018, que sustenta a recomendação de “que sejam implantados, de forma escalonada, até 1.500 MW de geração termelétrica, com CVU da ordem de 250,00 R\$/MWh, valor adotado como referência com base no CVU projetado da UTE Porto do Sergipe. A implantação poderá ser efetuada em blocos, em função da expansão do subsistema Nordeste e da relação custo-benefício de cada bloco a ser agregado, em um horizonte de até 5 anos”.

Ainda com base nos referidos estudos do ONS, o Operador tem relatado as dificuldades observadas na operação do SIN, destacando a situação particular do subsistema Nordeste em razão dos sucessivos anos, a partir de 2013, em que foram registradas hidrologias desfavoráveis na bacia do rio São Francisco.

O notório quadro hidrológico desfavorável por que passa a bacia do rio São Francisco determinou mudança radical da forma de operar o subsistema Nordeste, com sucessivas reduções na vazão mínima defluente nas UHE Sobradinho e Xingó, com vistas à preservação do estoque de água para o atendimento aos usos múltiplos.

De acordo com ONS, com base em estudos do PEN 2018-2022 e relatório nº DPL-REL-0204/2018, a redução da defluência mínima resultou na “operação com um número reduzido de geradores sincronizados nas UHE P. Afonso IV, Luiz Gonzaga e Xingó” e “tem como consequência uma menor inércia e reserva girante no sistema Nordeste, condição essa mais exigente para o controle primário de frequência, quando do ilhamento dessa região do restante do SIN”.

“No caso do Nordeste, a reserva operativa tem sido composta por uma parcela vinculada ao intercâmbio com outras regiões e por outra que tem base em geração térmica local.” Nessas condições, “o gerenciamento da disponibilização de potência para atendimento à carga, bem como o dimensionamento da reserva de potência necessária para suprir às eventuais intermitências da geração eólica ao longo do dia, de modo a se manter o RNE dentro dos limites elétricos vigentes, é feito pelo ONS a partir do parque térmico local”, o qual, em sua maior parte “apresenta custo de operação e volume de emissões elevados, compatível com o fato de que a maioria das unidades térmicas em operação usa óleo combustível ou óleo diesel como combustível”.

3.2 Situação futura

O sentido básico dos estudos de planejamento da expansão da oferta de energia é, desde sempre, formular uma alternativa que seja capaz de superar as fragilidades que se apresentam nos horizontes de curto e médio prazos e de atender de forma sustentada à demanda projetada,

minimizando o custo de investimento e o custo de operação. Na formulação dessa alternativa não se deve perder, portanto, a dimensão sistêmica da questão. Assim, no horizonte decenal, busca-se construir o equilíbrio, em termos de segurança eletroenergética, de todos os subsistemas que compõem o SIN. Isto deverá ocorrer na medida em que se viabilizem tempestivamente tanto a entrada em operação da oferta de geração e de capacidade proposta quanto os empreendimentos de transmissão identificados, de modo a garantir as adequadas capacidades de exportação e importação de cada subsistema.

Para atender esse objetivo, os estudos de planejamento da expansão são suportados por modelos matemáticos de otimização. A metodologia utilizada pela EPE faz uso de três etapas para a completa avaliação das condições futuras de atendimento. São elas: (i) decisão da expansão ótima com o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI); (ii) análise das condições de atendimento com o modelo de operação Newave e; (iii) detalhamento das condições de atendimento à demanda máxima instantânea, com uso de metodologias desenvolvidas pela EPE e já utilizadas nos Planos Decenais de Expansão de Energia.

O objetivo principal do MDI é definir a expansão que resulte no menor custo total (investimento mais operação) comparando as diversas opções viáveis e atendendo as principais restrições operativas. Cabe destacar que essas alternativas viáveis são fruto dos dados de entrada fornecidos ao modelo, os quais consideram os projetos hidrelétricos disponíveis, diferentes tecnologias termelétricas com diversos níveis de inflexibilidade e custos relativos a cada uma delas, possibilidades de expansão das interligações, além dos recursos renováveis disponíveis em cada região do Brasil. Como consequência, o resultado do modelo está diretamente relacionado a esses dados de entrada, assim como às premissas estabelecidas tendo como base estudos técnicos das diversas áreas da EPE e discussões com a Secretária de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia (SPE/MME).

O estudo aqui apresentado corresponde a uma atualização do PDE 2026, incorporando os avanços metodológicos implementados pela EPE e a atualização das premissas de acordo com os fatos ocorridos após a publicação do último Plano Decenal. Dentre os aspectos metodológicos destacam-se:

1. Utilização do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) como ferramenta de apoio à decisão de expansão ótima. A versão utilizada representa a curva de carga em quatro patamares e uma restrição de capacidade. Tal abordagem permite representar melhor a operação do sistema além de identificar, mesmo que simplificada, os benefícios provenientes das tecnologias de armazenamento.
2. Simulação da operação com o Modelo Newave, utilizando 2.000 séries sintéticas obtidas a partir das 86 séries históricas de vazão afluente.
3. Detalhamento da operação para avaliar as condições de atendimento à demanda máxima instantânea, utilizando metodologia desenvolvida pela EPE e descrita na NT EPE-DEE-NT 035-r1/2017. Essa metodologia é realizada para todas as séries históricas de vazão natural afluente e considera perda de potência por deplecionamento das UHE, disponibilidade hidráulica para modulação da geração, sazonalidade de todas as fontes e perfis, no mínimo, horário para as tecnologias não controláveis.

4. Em relação às características técnicas das usinas que compõem o parque gerador e o histórico de vazões afluentes, foram utilizados os dados oficiais, utilizando como principal referência (mas não apenas) o PMO de maio de 2018, realizado pelo ONS.

Dentre as principais premissas utilizadas, que 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, destacam-se:

1. Simulação da operação utilizando a última versão homologada do modelo Newave,³ com parâmetros do CVaR⁴ definidos pela CPAMP⁵ ($\alpha = 50\%$ e $\lambda = 40\%$);
2. Suprimento de energia da UHE Itaipu para o mercado paraguaio considerando os valores do PMO de maio de 2018, até o ano de 2022, e crescimento de 5% ao ano a partir de 2023;
3. Custo de déficit de energia de R\$ 4.596,00/MWh, conforme divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
4. Taxa de desconto utilizada nas simulações 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.
5. Retirada das usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível que têm seus contratos findados no horizonte da simulação, ao final desses contratos.
6. Datas de entrada em operação dos projetos contratados em leilão consideradas de acordo com o acompanhamento do Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico (DMSE).
6. Para empreendimentos de grande porte considerados “sem previsão” para a entrada em operação comercial foram adotadas a seguintes premissas:
 - a. UTN Angra 3: início de operação comercial em janeiro de 2026;
 - b. UHE São Roque: início de operação comercial em julho de 2023.
7. Com relação aos antigos empreendimentos da empresa Abengoa, os limites de intercâmbio deste estudo já consideram o resultado da licitação ocorrida em dezembro de 2017, com previsão de entrada em operação para março de 2023.
8. As usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível, que têm seus contratos findados no horizonte da simulação, foram retiradas do sistema nas datas de término dos respectivos contratos.

³Modelo de otimização do despacho hidrotérmico desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel. Neste Plano, as simulações energéticas foram realizadas com a versão 24 desse modelo, última versão homologada pela ANEEL à época da elaboração deste capítulo.

⁴CVaR – *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.

⁵CPAMP - Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico.

⁶Foi utilizada como referência a reunião de abril de 2018, que também serviu de referência para o PMO de maio de 2018, elaborado pelo ONS.

9. 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:
- a) Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de oferta eólica entre as regiões Nordeste e Sul a partir de 2023, limitada a 2.000 MW/ano, sendo 80% alocado no Nordeste e 20% na região Sul;
 - b) Indicação de expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) fotovoltaica de no mínimo 1.000 MW/ano e no máximo de 2.000 MW/ano, a partir de 2023;
 - c) Indicação de uma expansão com limite superior crescente para Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) da seguinte forma: 350 MW/ano em 2023 e 2024; 450 MW/ano entre 2025 e 2027; 600 MW/ano para a expansão após o horizonte decenal;
 - d) Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de oferta de biomassa de bagaço de cana (CVU nulo) a partir de 2023 limitada a no mínimo 450 MW/ano e no máximo 500 MW/ano, respeitando assim o potencial apresentado no Capítulo de Oferta de Biocombustíveis.
 - e) Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de usinas termelétricas a biomassa florestal limitada a no mínimo 50 MW/ano e no máximo 100 MW/ano, a partir de 2024, em consonância com o crescimento proporcional da oferta de matéria prima baseada em planos de manejo florestal;
 - f) Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de oferta de biogás a partir de 2023 limitada a, no máximo, 30 MW/ano, explicitando assim a participação dessas fontes na matriz de geração centralizada. Para fins de execução no MDI foi considerada a utilização de resíduos do setor sucroalcooleiro;
 - g) Indicação da UHE Tabajara para 2025, devido ao estágio avançado dos estudos para o desenvolvimento desse empreendimento;
 - h) Indicação da UHE Castanheira para 2027, 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.
10. No que se refere a contribuição das fontes renováveis não despachadas para o atendimento aos requisitos de energia e capacidade, os seguintes fatores sazonais foram utilizados:

Tabela 1 – Fatores Sazonais de contribuição da expansão de fontes renováveis

Contribuição das Fontes Renováveis não despachadas												
Fatores sazonais (%) em relação à capacidade instalada - Atendimento aos requisitos de Energia												
PCH	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
SUDESTE	54%	56%	57%	54%	48%	44%	38%	33%	31%	31%	42%	54%
SUL	56%	51%	54%	50%	53%	61%	54%	51%	49%	59%	55%	50%
BIOMASSA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
SUDESTE	3%	3%	7%	28%	40%	45%	47%	49%	45%	43%	32%	15%
EÓLICA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
NORDESTE	40%	41%	35%	37%	44%	50%	55%	59%	59%	55%	47%	42%
SUL	37%	37%	36%	35%	35%	37%	41%	44%	45%	42%	41%	38%
SOLAR	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
SUDESTE	25%	26%	25%	25%	25%	26%	23%	26%	25%	25%	26%	25%
NORDESTE	25%	25%	24%	22%	24%	27%	22%	25%	28%	28%	27%	26%
Fatores sazonais (%) em relação à capacidade instalada - Atendimento aos requisitos de Potência												
PCH	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
SUDESTE	54%	56%	57%	54%	48%	44%	38%	33%	31%	31%	42%	54%
SUL	56%	51%	54%	50%	53%	61%	54%	51%	49%	59%	55%	50%
BIOMASSA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
SUDESTE	3%	3%	7%	28%	40%	45%	47%	49%	45%	43%	32%	15%
EÓLICA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
NORDESTE	22%	20%	15%	11%	24%	28%	41%	41%	34%	37%	31%	27%
SUL	7%	6%	5%	5%	8%	4%	10%	9%	9%	10%	8%	9%
SOLAR	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
SUDESTE	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
NORDESTE	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

3.2.1 Demanda a ser atendida

A projeção de carga de energia e demanda máxima de potência utilizada é apresentada na Figura 1.

Em termos absolutos, o crescimento da carga de energia do SIN totaliza 25.600 MW médios. O subsistema Sudeste/Centro-Oeste concentra o maior crescimento, de 13.800 MW médios no horizonte decenal, equivalente a aproximadamente 54% de todo o acréscimo previsto para o SIN.

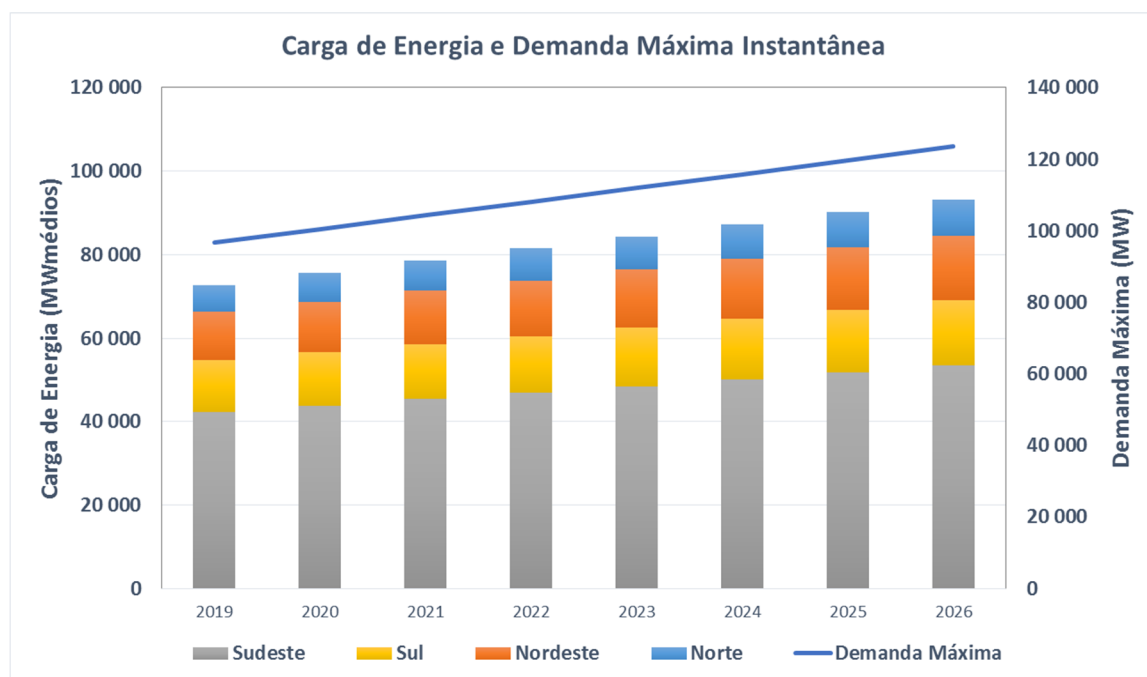


Figura 1 - Projeção de Carga de Energia e Demanda Máxima

As regiões Nordeste, Sul e Norte apresentam, respectivamente, aumento da carga de energia de 4.600 MWmédios, 4.200 MWmédios e 3.000 MWmédios.

Em relação ao crescimento da demanda máxima instantânea, que forma o requisito de capacidade do sistema, verifica-se ampliação em 33.800 MW, com distribuição entre as regiões semelhante à da carga de energia.

3.2.2 Evolução da oferta no SIN: a oferta já decidida

A configuração de partida para os estudos do planejamento da expansão compreende o sistema atualmente em operação, com cerca de 162.000 MW, e a expansão já contratada nos leilões de energia, considerando as datas de entrada em operação homologadas regularmente pelo CMSE. No horizonte do planejamento da expansão considerado (até 2027), e já levando em conta o desligamento das UTE a óleo e a diesel cujos contratos se encerram no período, verifica-se uma adição de cerca de 15.700 MW ao sistema existente. Com isso, a oferta decidida supera 177.000 MW. A Tabela 2, a seguir, resume essa configuração.

Tabela 2 – SIN: Oferta de energia decidida, MW

Fontes	Em operação 2018	Expansão contratada			Total Geral
		até 2023	após 2023	Total	
Hidrelétrica	103.628	5.434	150	5.584	109.212
PCH	6.284	578	0	578	6.862
Biomassa	13.609	443	0	443	14.052
Eólica	13.638	3.057	0	3.057	16.695
Solar	1.768	1.871	0	1.871	3.639
Nuclear	1.990	M	1.405	1.405	3.395
UTE	20.824	5.801	-3.055	2.746	23.570
TOTAL	161.741	17.184	-1.500	15.684	177.425

3.2.3 Expansão indicativa da oferta para atendimento aos requisitos de energia

A Tabela 3, a seguir, resume a expansão indicada pelos estudos da expansão.

Tabela 3 - Expansão da oferta de energia, MW

Fontes	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Hidrelétrica		694	290		849	1.833
PCH	350	350	350	450	450	1.950
Biomassa (*)	447	497	497	497	497	2.435
Eólica	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	10.000
Solar	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	5.000
UTE		3.150	920	0	1.120	5.190
TOTAL	3.797	7.691	5.057	3.947	5.916	26.408

(*) inclui cavaco de madeira e biogás.

Naturalmente, o modelo de cálculo utilizado sugere uma alocação dessas fontes em cada subsistema. De uma forma geral, a disposição espacial das usinas que aproveitam os recursos renováveis está condicionada pela localização do recurso. No caso das usinas termelétricas (UTE), ainda que a localização do recurso seja um elemento importante, há outros fatores relevantes a serem considerados na definição da localização, tais como disponibilidade de água, facilidades para o suprimento do combustível, licenciamento ambiental etc.

Também a indicação do ano de entrada em operação deve ser relativizado, haja vista a (im)precisão inerente aos modelos de cálculo e as simplificações assumidas na representação do sistema.

Assim sendo, a informação relevante é que no horizonte dos estudos de planejamento da oferta de energia (2023-2027), visualiza-se um acréscimo de 26.400 MW, sendo 5.190 MW em usinas termelétricas.

3.2.4 Expansão indicativa da capacidade para atendimento aos requisitos de potência

Além da oferta acima apontada, os estudos do planejamento da expansão indicam ainda a necessidade de ampliação da capacidade de potência do sistema, de forma a atender principalmente a demanda máxima e ainda a serviços ancilares crescentemente demandados em razão da alteração do perfil da matriz de oferta de energia.

Como resultado a indicação de potência alcançou um nível de aproximadamente 13.000 MW, constituída por tecnologias que atendam, dentre outros, requisitos como disponibilidade para operar sempre que requerido pelo operador do sistema e baixo custo de instalação, aderente à expectativa de baixo fator de despacho.

Nesse contexto, observa-se que a cesta de oferta candidata fornecida ao MDI com estas características considera usinas termelétricas a ciclo aberto e, a partir de 2024⁷, também tecnologias de armazenamento, como hidrelétricas reversíveis, baterias, entre outras. A decisão do modelo pode ser vista na Tabela 4, onde percebe-se que a opção por usinas termelétricas flexíveis em ciclo aberto é predominante, complementada no fim do horizonte por outras tecnologias que ofereçam armazenamento de curta duração.

Tabela 4 - Expansão da oferta de capacidade, MW

Tecnologia	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Armazenamento						1.000	1.000
Térmica Flexível Nordeste				1.015		1.420	2 435
Térmica Flexível Sul	200		700	575		1 245	2.720
Térmica Flexível Sudeste		1.100	2.250	1.870		1.765	6.985
TOTAL	200	1.100	2.950	3.460	0	5.430	13.140

Como no caso da expansão da oferta de energia, aqui também, o modelo de cálculo utilizado sugere uma alocação dessa capacidade em cada subsistema. Neste caso, contudo, a indicação da localização pode ter relevância, considerando a natureza dos serviços que devem ser prestados por essas instalações.

Quanto à indicação da temporalidade, vale destacar mais uma vez que a indicação do ano de entrada em operação deve ser relativizada, haja vista a (im)precisão inerente aos modelos de cálculo e as simplificações assumidas na representação do sistema. Conforme apontado, os estudos de planejamento indicativo da expansão da oferta, atualizados a partir do PDE 2026,

⁷ A impossibilidade de contar com as tecnologias de armazenamento para os primeiros anos do horizonte se deve, dentre outras razões, a necessidade de adequação dos mecanismos regulatórios e de contratação, e a necessidade de avanço dos modelos computacionais que permitam a análise adequada dos seus benefícios para o sistema.

indicam um acréscimo de cerca de 13.000 MW de capacidade de potência no SIN até 2027, dos quais 2.400 MW estão sinalizados no Nordeste, 2.700 no Sul e 7.000 no Sudeste. Mas, diante das recomendações e análises apresentadas pelo ONS, é admissível priorizar a indicação de instalar, de forma escalonada, até 2.400 MW de capacidade de potência no subsistema Nordeste.

Assim sendo, a informação relevante é que os estudos de planejamento indicativo da expansão da oferta contemplam o montante recomendado pelo ONS.

3.2.5 Expansão das interligações entre os subsistemas

Até o ano de 2023, considerando os empreendimentos de transmissão já contratados, está prevista uma significativa evolução da rede básica do SIN, com impacto direto nas capacidades das interligações, particularmente da Norte-Nordeste, Norte/Nordeste-Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste-Sudeste. Nesse horizonte, será possível contar com mais 55 linhas de transmissão em 500 kV, totalizando 10.000 km, além de mais um bipolo de 4.000 MW em ± 800 kV ligando a SE Xingu ao novo Terminal no Rio de Janeiro. Nessa configuração, incluem-se as obras que irão substituir os empreendimentos da Abengoa, cuja caducidade foi declarada pelo Poder Concedente.

Com relação à interligação Nordeste-Sudeste, em particular, está previsto, para o ano de 2022, um reforço de seis circuitos em 500 kV conectando o sul da Bahia ao norte de Minas Gerais. Além desses circuitos de interligação, também está previsto um conjunto de linhas que reforçam as regiões Nordeste e Sudeste até a região do Espírito Santo.

No que diz respeito à capacidade da interligação Norte-Nordeste, estão previstas, respectivamente para 2021 e 2023, a LT 500 kV Bacabeira-Parnaíba C1/C2 e a LT Miracema-Gilbués C3. Considerando esses reforços, a região Nordeste elevará substancialmente sua capacidade de recebimento e de exportação.

A Tabela 5 a seguir apresenta a evolução da capacidade de recebimento e de exportação do Nordeste, bem como da capacidade de recebimento do Sudeste pelo Norte/Nordeste, em função dos empreendimentos de transmissão previstos para entrarem em operação até o ano de 2023.

Tabela 5 – Capacidade de recebimento e exportação do Nordeste, Sudeste e Sul, MW

ANO	Capacidade de recebimento e exportação do Nordeste (MW)*		Capacidade de recebimento e exportação do Sudeste via Norte/Nordeste (MW)*		Capacidade de recebimento e exportação do Sul (MW)*	
	Recebimento	Fornecimento	Recebimento	Fornecimento	Recebimento	Fornecimento
2018	4 900	4 500	7 000	5 700	8 800	6 900
2019	4 900	4 500	7 000	5 900	11 000	7 800
2020	5 500	4 800	8 800	5 900	11 000	7 800
2021	6 200	4 800	8 800	6 700	11 000	7 800
2022	8 300	8 200	12 170	7 700	11 000	7 800
2023**	9 400	11 000	16 120	11 700	11 500	7 800

*Valores referentes ao maior limite sazonal mensal do patamar de carga pesada

**A partir de 2023, os valores das capacidades simuladas não sofrem alterações.

Sob a ótica da capacidade dessas interligações, considerando os montantes de geração já contratados, o sistema de transmissão mostra-se adequadamente dimensionado, apresentando, inclusive, folga para novas contratações de oferta até 2023/2024.

A expansão de geração indicada nos itens anteriores aponta um aumento da potência das fontes eólica e solar, ambas com grande concentração na região Nordeste, cujo montante supera de forma significativa aquele considerado nas premissas do estudo de transmissão que resultou na expansão acima apresentada (esse estudo foi desenvolvido em 2014). Esse novo cenário, e a própria ampliação do horizonte, determina que se realizem novos estudos das interligações. O objetivo será verificar a necessidade de novas expansões, além das já previstas para o ano de 2023, de modo a prover a rede interligada da adequada infraestrutura para as decisões quanto à expansão das fontes de geração.

3.2.6 Condições futuras de atendimento ao SIN

O Planejamento da Expansão visa atender a carga de energia dentro dos critérios de suprimento estabelecidos pelas Resoluções do CNPE. Além disso, é feita uma avaliação da capacidade de potência, detalhando se o montante de expansão sinalizado é suficiente para o atendimento também dessa necessidade.

Para a otimização do problema da expansão, tendo como objetivo a minimização dos custos totais de investimento e operação, são comparados os custos totais de diversas alternativas e o resultado, portanto, indica uma expansão ótima, dadas as premissas e dados considerados e fornecidos ao modelo de decisão de investimento (MDI), utilizado nos estudos de planejamento.

Nesse contexto, a visão de futuro apontada nos estudos indica atendimento aos requisitos de energia predominantemente por recursos renováveis, conforme fechamento do balanço energético mensal. E, para complementação ao atendimento aos requisitos de capacidade, observa-se indicação de uma expansão com termelétricas flexíveis e tecnologias de armazenamento, contribuindo com a ampliação da segurança operativa do SIN.

Os custos marginais de operação (CMO) obtidos no estudo podem ser vistos na Figura 2. Em termos de valor esperado anual, média dos dois mil cenários sintéticos simulados pelo modelo Newave, os valores apresentados são menores que no primeiro ano do horizonte decenal, apesar da tendência de crescimento nos últimos anos. Destaca-se também a aproximação dos custos entre as regiões, ilustrando o efeito das ampliações das interligações. Quanto mais robusto o sistema de transmissão, mais intensa é a troca de energia entre as regiões e melhor o uso dos recursos energéticos. Isso traz maior flexibilidade tanto para a operação quanto para expansão, já que, nessa situação, a localização dos recursos de geração passa a ter menor relevância.

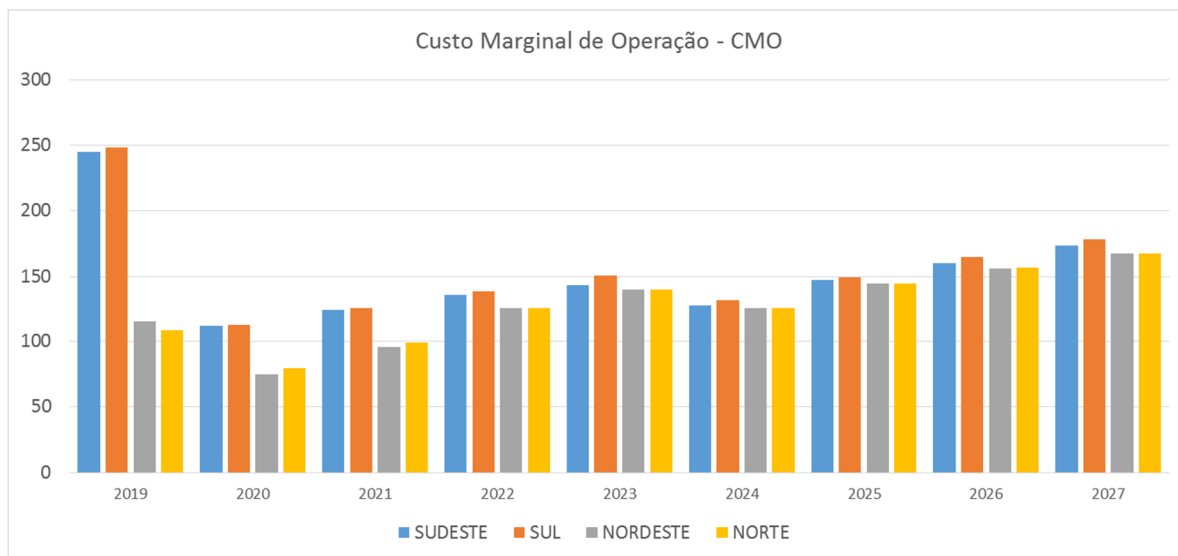


Figura 2 - Custos Marginais de Operação de cada subsistema

Parte desse efeito se deve a expansão planejada para o sistema que, como destacado anteriormente, incorpora um significativo montante de fontes renováveis com custo de operação nulo, além de ampliar o parque termelétrico com tecnologias mais eficientes e de menor custo variável (CVU). A Figura 3 apresenta a geração esperada das fontes e a Figura 4 a participação de cada uma, em termos percentuais, no atendimento à carga de energia.

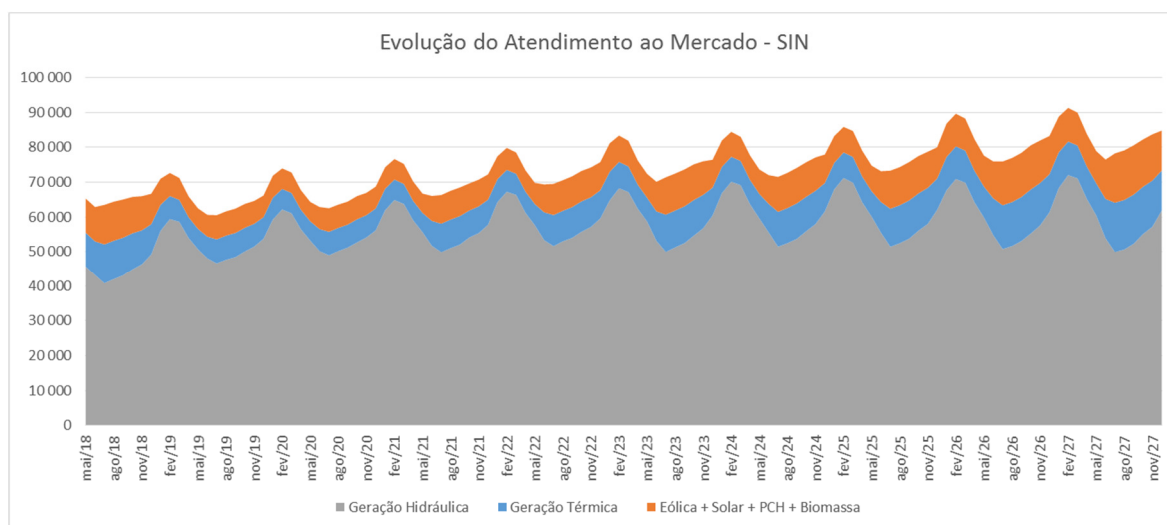


Figura 3 - Geração esperada para o atendimento à carga (MWmédio)

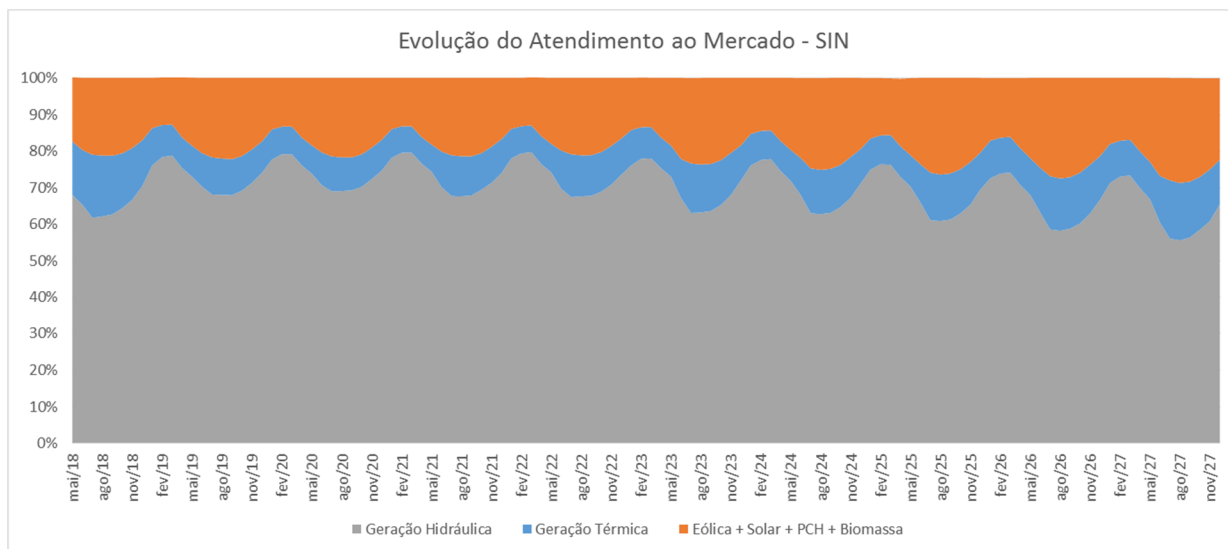


Figura 4 - Participação percentual das fontes no atendimento à carga

Destaca-se, na característica de atendimento futuro, o caráter variável entre os meses, cada vez mais intenso, principalmente devido a geração hidrelétrica. Isso faz com que a questão da flexibilidade operativa seja especialmente relevante. Além da flexibilidade sazonal, os estudos do planejamento da expansão da oferta têm recorrentemente indicado a necessidade de dotar o sistema de uma capacidade de potência que irá prestar um serviço específico que outrora, quando a base do sistema era hidrelétrica, não era necessário ser valorizado. Essa demanda começa a ser visualizada agora no horizonte dos estudos do planejamento da operação. Naturalmente, essa necessidade poderá ser atendida por meio de usinas termelétricas, tipicamente de ciclo aberto, ou por usinas reversíveis, ou por qualquer outra tecnologia que ofereça disponibilidade de potência e flexibilidade operativa ao sistema.

É importante frisar, também, que parte significativa do efeito da redução dos custos operativos pode ser fruto de um otimismo intrínseco ao modelo de operação atualmente utilizado, apesar de existirem, dentre os cenários simulados, situações críticas. Para ilustrar esse fato, as Figura 5 e Figura 6 apresentam, respectivamente, a evolução da geração hidráulica e térmica, para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, ao longo dos anos para todas as séries históricas de vazões. A simulação tem início em maio de 2018 e pode-se perceber, claramente, que já a partir de 2019 o valor médio de geração hidráulica tende a ser muito mais elevado que nos primeiros meses. Consequentemente, a geração térmica tende a ser menor, até 2023. Após esse ano, com a expansão indicativa de termelétricas com CVU mais baixo, essa passa a ter papel mais importante no atendimento à carga, principalmente nos meses de período seco. Reforça-se, assim, a necessidade de concretizar a expansão indicada no PDE, com termelétricas eficientes e de baixo custo operativo.

Mesmo que com uma probabilidade de ocorrência insuficiente para alterar a média, ocorrem cenários em que os níveis de geração hidro e térmico se aproximam dos atuais. Uma boa ilustração disso pode ser vista na Figura 5, onde notam-se diversos cenários de geração hidráulica da região Nordeste equivalentes a restrição de defluência mínima, existindo, inclusive, situações onde nem essa restrição é atendida (mais especificamente quando as hidrologias dos anos de 2015 e 2016 são simuladas).

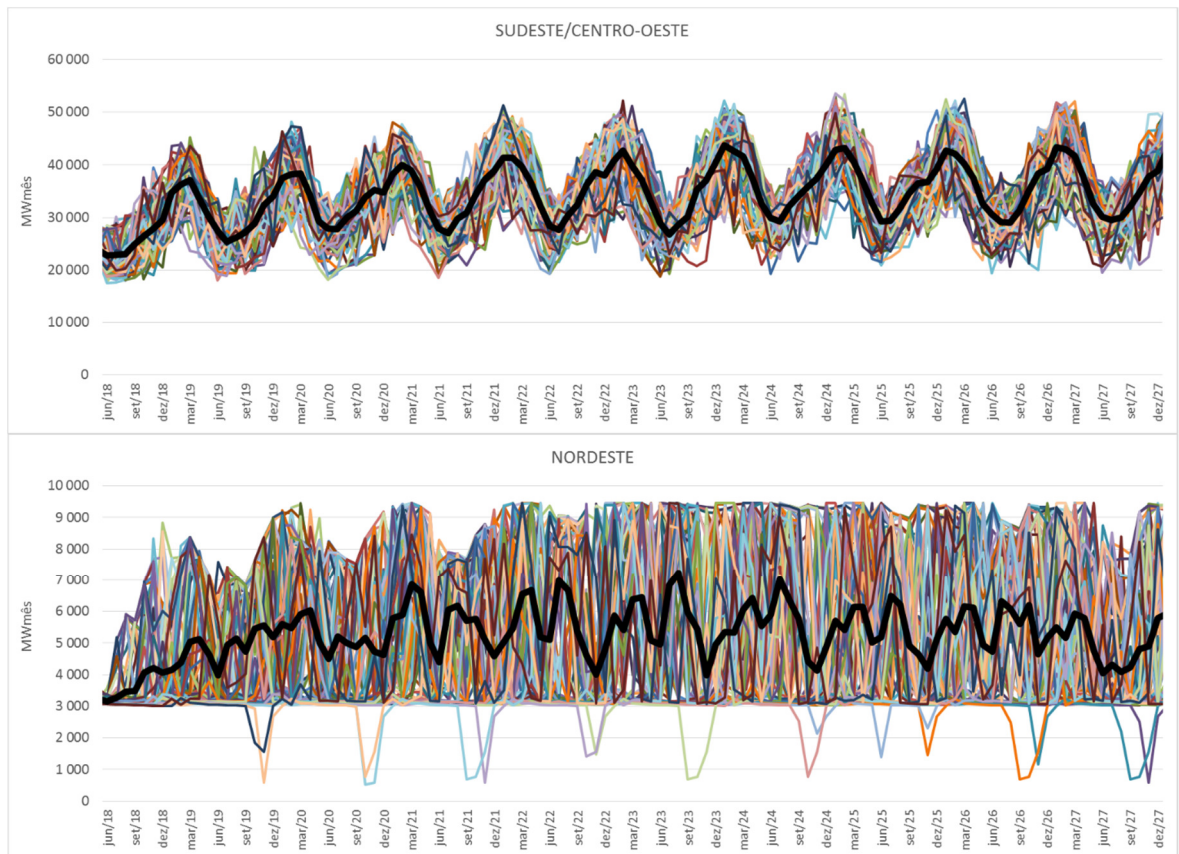


Figura 5 - Evolução da Geração Hidráulica para todas as séries históricas de vazões

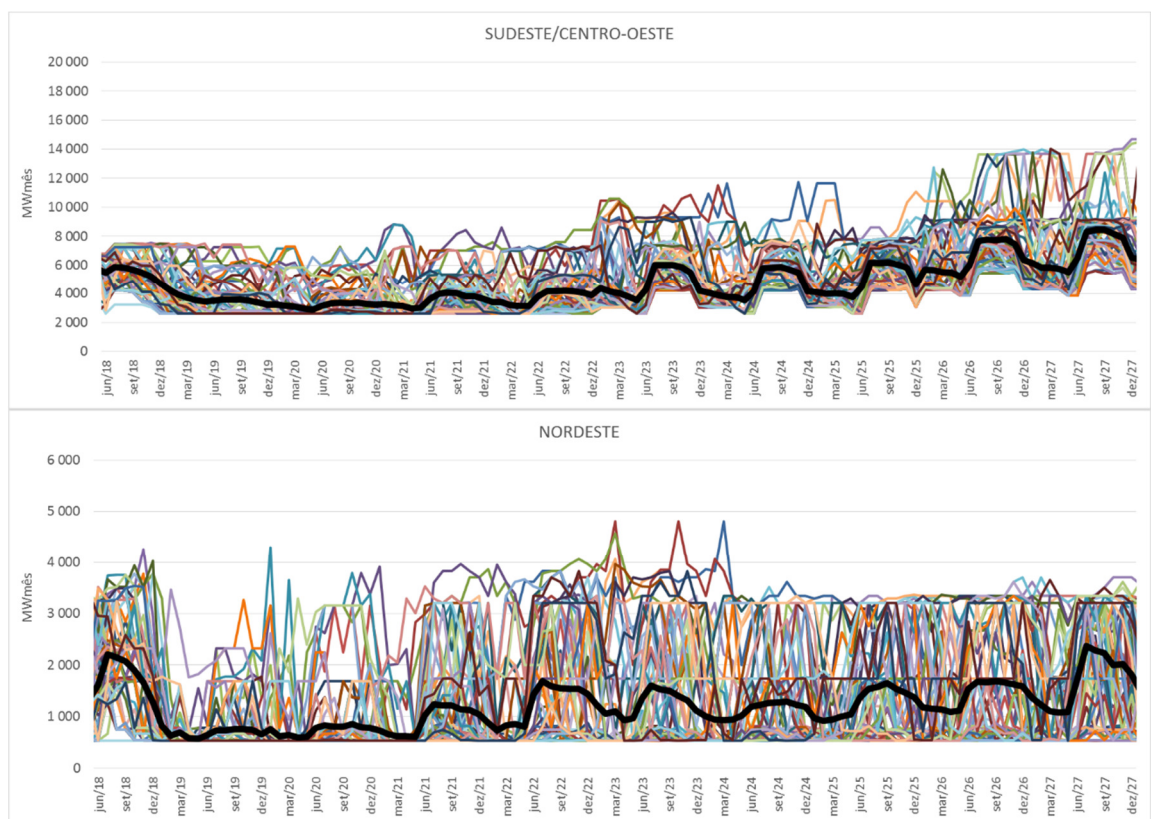


Figura 6 - Evolução da Geração Térmica para todas as séries históricas de vazões

Obviamente, em algumas dessas situações o planejamento pode vislumbrar situações de déficit, desde que com probabilidades menores que os critérios de suprimento. Porém, por conta do conhecimento sobre o otimismo intrínseco ao modelo, a avaliação do atendimento em condições específicas é passo importante para garantir que a expansão indicativa é adequada.

Nesse particular, considerando a vocação da região Nordeste para expansão de geração não controlável e o recente passado associado à bacia do São Francisco, assim como a sinalização do Operador do Sistema de políticas operativas especiais para garantir a segurança da operação dado esse panorama, cabe avaliar as condições operativas do subsistema Nordeste em face de situação hidrológica crítica, o que é feito a seguir.

3.2.7 Aspectos locacionais da expansão: a situação do Nordeste

A região Nordeste conta com a maior parte da expansão de oferta indicativa. Do montante das tecnologias eólica e solar, 80% são alocados nessa região, devido ao seu grande potencial, o que corresponde a 45% do acréscimo, em capacidade instalada, das tecnologias com vocação para suprimento energético. Essa expansão irá mudar significativamente a relação entre oferta e demanda de energia da região, que passará a ter um caráter predominantemente exportador de energia para o restante do SIN.

Além da expansão da oferta, o sistema contará com significativos reforços das interligações, já contratados, com destaque para a ampliação da capacidade de recebimento/fornecimento do Nordeste e da intensificação da interligação entre as regiões Sudeste e Sul, além da expansão para escoamento da energia proveniente da região Norte. Essas ampliações trarão maior segurança operativa e a possibilidade de melhor gestão dos recursos, contribuindo assim para minimizar o custo da operação futura e eliminando as atuais restrições para trocas de energia entre as regiões.

Devido à elevada participação de fontes não controláveis no Nordeste, é conveniente avaliar o atendimento à região em condições críticas. Como exemplo, foram escolhidas duas séries hidrológicas que apresentaram baixa disponibilidade de potência e avaliados os atendimentos de energia e ponta para a região Nordeste.

Devido à importante influência da restrição de vazão mínima na operação hidráulica da região, e ao impacto que esse recurso traz ao atendimento local, a escolha dos cenários foi feita de modo que, neles, a geração hidráulica se limitasse a esse valor.

A Tabela 6 apresenta o atendimento para o primeiro semestre do ano de 2023, onde a contribuição eólica tende a ser reduzida. Nessa situação crítica, apesar de não utilizar toda a capacidade disponível das interligações, a região Nordeste é importadora tanto no balanço mensal como no atendimento instantâneo. Cabe frisar, também, que, neste caso, a geração térmica local é reduzida, evidenciando o caráter econômico de priorizar o uso de térmicas mais baratas, em outro subsistema, ao invés de utilizar a geração local.

Tabela 6 - Atendimento ao mercado para série hidrológica de 1976 - Primeiro Semestre

Atendimento à Carga de Energia (MWmédio)						
Série Hidrológica 1976	jan/23	fev/23	mar/23	abr/23	mai/23	jun/23
Geração Hidráulica	3 138	3 101	3 159	3 135	3 117	3 112
Intercâmbio	-2 357	-2 571	-3 812	-2 998	-2 115	58
Eólica + Solar + PCH + BIO	6 626	6 533	5 618	6 223	6 798	8 626
GT Flexível	739	666	535	535	535	535
Inflexibilidade	535	535	535	535	535	535
Demanda de Energia	13 396	13 405	13 659	13 426	13 100	12 750
Atendimento à Demanda Máxima de Potência (MW)						
Série Hidrológica 1976	jan/23	fev/23	mar/23	abr/23	mai/23	jun/23
Geração Hidráulica	4 373	3 101	5 120	3 193	3 117	3 112
Intercâmbio	-5 361	-6 200	-7 661	-9 300	-9 278	-5 581
Eólica + Solar + PCH + BIO	3 559	3 194	2 447	1 834	3 749	4 740
GT Flexível	2 675	3 874	1 361	2 076	199	2 675
Inflexibilidade	535	535	535	535	535	535
Demanda Máxima	16 503	16 904	17 123	16 939	16 878	16 643

Para ilustrar o atendimento no segundo semestre, onde a contribuição eólica tende a ser mais elevada, a Tabela 7 apresenta o balanço de atendimento para a hidrologia do ano de 2001. Nota-se, nesse caso, que a região é exportadora de energia a maior parte dos meses. Já no atendimento instantâneo, mesmo com a contribuição eólica em montantes elevados, a região é importadora.

Tabela 7 - Atendimento ao mercado para série hidrológica de 2001 - Segundo Semestre

Atendimento à Carga de Energia (MWmédio)						
Série Hidrológica 2001	jul/23	ago/23	set/23	out/23	nov/23	dez/23
Geração Hidráulica	3 114	3 105	3 095	3 084	3 075	3 072
Intercâmbio	3 941	4 444	3 667	1 842	956	-1 260
Eólica + Solar + PCH + BIO	9 624	10 309	10 731	10 045	8 782	8 153
GT Flexível	3 210	3 210	2 365	1 587	2 134	550
Inflexibilidade	535	535	535	535	535	535
Demanda de Energia	12 542	12 715	13 059	13 409	13 570	13 570
Atendimento à Demanda Máxima de Potência (MW)						
Série Hidrológica 2001	jul/23	ago/23	set/23	out/23	nov/23	dez/23
Geração Hidráulica	3 114	3 105	3 095	3 084	3 075	3 072
Intercâmbio	-5 080	-3 677	-4 955	-1 972	-5 765	-6 216
Eólica + Solar + PCH + BIO	6 812	6 839	5 738	6 171	5 311	4 645
GT	874	2 274	2 675	5 388	2 675	3 275
Inflexibilidade	535	535	535	535	535	535
Demanda Máxima	16 415	16 430	16 997	17 150	17 360	17 742

Novamente, fica explícito que a otimização econômica tende a priorizar a geração térmica de outras regiões e o uso das interligações para o atendimento de potência do Nordeste, nessas situações escassez hidrológica. Apenas no mês de outubro foi utilizado o parque térmico local para o suprimento local, em situação onde as demais regiões não possuíam recurso mais barato para fornecer.

Nesse sentido, a existência de recursos termelétricos de baixo custo nessa região pode reduzir o uso dos intercâmbios, principalmente para o atendimento de potência. Adicionalmente cabe destacar que, dado o perfil predominantemente importador de energia no primeiro semestre e exportador no segundo, um recurso termelétrico adicional na região Nordeste deveria ser, preferencialmente, totalmente flexível, maximizando o aproveitamento da geração não controlável no atendimento à curva de carga.

Nesse contexto, de maior aproveitamento dos recursos naturais de cada região, a opção termelétrica terá o papel de garantir não só a segurança energética como também a capacidade de potência do SIN. A alocação desse recurso nas regiões tem um papel estratégico para a segurança e operação de menor custo. A partir de 2025, é sinalizada a expansão de termelétricas de ciclo aberto nessa região, totalizando 2.400 MW até 2027.