



Empresa de Pesquisa Energética

Escassez Hídrica em 2021

Diagnóstico e Oportunidades
para o Planejamento da Expansão
da Oferta de Eletricidade

MAIO DE 2023

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

Coordenação Geral

Angela Regina Livino de Carvalho
Giovani Vitória Machado
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira (até fev/2023)
Erik Eduardo Rego (até nov/2022)

Coordenação Executiva

Bernardo Folly de Aguiar
Renata Nogueira Francisco de Carvalho
Thiago Ivanoski Teixeira

Coordenação Técnica

Caio Monteiro Leocádio

Equipe Técnica

André Makishi
Bruno Faria Cunha
Elisangela Medeiros de Almeida
Fernanda Gabriela B. dos Santos
Gustavo Fernando Schmidt
Gustavo Naciff de Andrade
Jorge Gonçalves Bezerra Junior
Pamella Elleng Rosa Sangy
Paula Cunha Coutinho de Andrade
Renato Haddad Simões Machado
Ronaldo Antonio de Souza
Thais Pacheco Teixeira
Thais Iguchi
Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

Imagem Capa | Créditos: Raylton Alves Batista



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo
Efrain Pereira da Cruz

Secretário de Planejamento e Transição Energética
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Secretário de Energia Elétrica
Gentil Nogueira de Sa Junior

<http://www.mme.gov.br/>



Presidente

Angela Regina Livino de Carvalho (interina)

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Giovani Vitória Machado (interino)

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis
Heloisa Borges Esteves

Diretor de Gestão Corporativa
Angela Regina Livino de Carvalho

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

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

		
<i>Área de Estudo</i> ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO		
<i>Estudo</i> Escassez hídrica em 2021 - Diagnóstico e Oportunidades para o Planejamento da Expansão da Oferta de Eletricidade		
<i>Macro - atividade</i>		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	17/05/2023	Emissão original

APRESENTAÇÃO

Passados 20 anos da crise energética que levou o país ao racionamento de energia, o setor elétrico enfrentou novo desafio para manter o equilíbrio entre oferta e demanda de energia. Com isso, naturalmente as comparações com 2001 se tornam mais evidentes, induzindo a diagnósticos similares àqueles apresentados à época para justificar tal crise.

No entanto, as diferenças entre os dois momentos, relacionadas à estrutura do setor elétrico, regulamentação, matriz energética, rede de transmissão, conjuntura econômica, arranjo institucional, entre outros aspectos, torna importante a avaliação cuidadosa das principais causas e agravantes da atual situação. Dessa forma, permite-se identificar como foi a evolução do sistema desde então, seus avanços, melhorias e pontos de atenção, possibilitando a proposição e escolha das soluções mais adequadas e efetivas para evitar que situações semelhantes voltem a ocorrer no futuro.

Neste sentido, o objetivo principal deste relatório é apresentar para discussão com as instituições setoriais, formuladores de políticas, agentes interessados e a sociedade de forma mais ampla um diagnóstico dos principais fatores que podem ser apontados, em alguma medida, como causas estruturais para o agravamento da escassez hídrica de 2020/2021, identificadas pela EPE e que dizem respeito ao planejamento do sistema elétrico, bem como os desafios enfrentados e os que ainda persistem, de modo que possamos nos preparar para novos eventos de escassez hídrica.

De forma objetiva, os principais fatores que podem ser apontados, em alguma medida, como causas estruturais para o agravamento da escassez hídrica recente e que devem ser endereçadas pelo planejamento da expansão do sistema são:

Para o diagnóstico das causas principais, algumas hipóteses iniciais foram investigadas, a saber:

- 1.** Gestão dos recursos hídricos no planejamento: disponibilidade hídrica natural, mudanças nos padrões hidrológicos, impactos das mudanças climáticas, estagnação da capacidade de armazenamento das usinas hidrelétricas, conflitos pelos usos múltiplos da água e alterações no uso do solo;
- 2.** Condições de suprimento, modelos computacionais e dados de entrada: critérios de suprimento de energia e potência, sobre-estimação dos Certificados de Garantia Física, parâmetros dos critérios de suprimento, cenários de escassez hídrica no planejamento, governança das informações, restrições operativas hidráulicas, e previsibilidade dos modelos;
- 3.** Transmissão: atrasos em alguns empreendimentos; método de planejamento da expansão; sinal econômico locacional.

Com o diagnóstico da situação em mãos, as oportunidades de aperfeiçoamento podem ser endereçadas para aumentar a segurança do sistema, sem deixar de considerar o equilíbrio com seus custos. Assim, o relatório indica a combinação de algumas frentes recentemente implementadas pela EPE e constantemente reavaliadas, bem como recomenda ações futuras ou em andamento que visam corrigir ou mitigar alguns dos fatores estruturais apontados nesse diagnóstico que possuem algum grau de relação com o cenário vivido em 2020/2021.

Assim, pretendemos contribuir, de forma não exaustiva, para esse diagnóstico, que certamente será complementado com perspectivas de outras instituições, especialistas, estudiosos do tema. De toda forma, uma vez identificada a conjuntura recente e o que nos trouxe até aqui, estratégias e planos de ação para aprimoramento do planejamento e da gestão dos riscos podem ser definidos de maneira mais assertiva.

Importa ressaltar que o conteúdo apresentado neste relatório, incluindo o diagnóstico das causas estruturais e as lições aprendidas do período de escassez hídrica, foram elaboradas e concluídas no primeiro trimestre de 2022, quando as condições hidrológicas apresentaram melhorias em relação ao biênio 2020/2021, com início de recuperação dos níveis de armazenamento nos principais reservatórios do país. Portanto, passados os desafios enfrentados pelas principais instituições do setor elétrico na gestão da escassez hídrica, entendeu-se como oportuno iniciar a elaboração de um diagnóstico naquele momento, a fim de internalizar as lições aprendidas desse período.

Destaca-se ainda que muitas das ações recomendadas nesse relatório já estão em fase execução pela EPE, MME e demais instituições. Muitas delas, por exemplo, serviram de subsídio para as definições presentes no Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País (PRR), cuja elaboração foi determinada pela lei de desestatização da Eletrobras, a Lei nº 14.182/2021 e regulamentada pela Resolução CNPE nº 8/2022. A expectativa é que o conjunto de ações definidas no PRR contribuam, ao longo de dez anos, com a recuperação gradual dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas brasileiras. Outro objetivo é o aprimoramento da sinergia entre as avaliações do setor elétrico brasileiro e a gestão dos usos múltiplos das águas, o que resultará em benefícios à sociedade, em termos de segurança energética e hídrica, fomentando o desenvolvimento socioeconômico brasileiro e a geração de emprego e renda. Ambos os objetivos do PRR estão em plena sinergia com as recomendações apresentadas neste relatório de diagnóstico.

Este relatório está estruturado em quatro capítulos principais, além do sumário executivo e seus adendos. No primeiro capítulo são descritos alguns fatos antecedentes ao desafio hidrológico vivido em 2021, com destaque para a evolução da matriz elétrica e a definição dos novos critérios de garantia de suprimento de energia e potência para o sistema. O capítulo 2 apresenta o diagnóstico sobre os principais fatores estruturais, do ponto de vista do planejamento da expansão do sistema, que podem ter contribuído em alguma medida para o cenário desafiador de 2021. O terceiro capítulo aborda as possibilidades e ações voltadas ao aprimoramento do planejamento setorial a partir do

diagnóstico apresentado. O capítulo 4 apresenta as considerações finais e recomendações. Por fim, os anexos apresentam informações complementares sobre o papel do planejamento da expansão a oferta de eletricidade, a evolução dos leilões de energia e o comportamento da operação recente do sistema.

SUMÁRIO EXECUTIVO

O planejamento da expansão é uma ciência em constante evolução metodológica, e para sua melhoria contínua, deve-se adotar métodos iterativos, similar ao PDCA de processos e produtos. Neste sentido, a presente Nota Técnica de diagnóstico da situação vivenciada em 2021, tem como princípio ser uma checagem de pós-planejamento para permitir seu próprio aperfeiçoamento.

Riscos climáticos estão presentes no planejamento energético, sendo que as estratégias de gestão desses riscos têm evoluído ao longo do tempo.

Uma componente inerente ao planejamento é a incerteza com relação ao futuro e a consequente exposição a riscos de diversas naturezas. Assim, é necessário estabelecer uma relação de compromisso entre segurança de suprimento e os custos ao consumidor. O sistema não é dimensionado para situação livre de risco, ou de risco “zero”, pois o dimensionamento dos sistemas de geração, transmissão e distribuição seriam exorbitantes, consequentemente os custos associados aos investimentos seriam desproporcionais, podendo ficar ociosos, ou seja, sem sentido econômico para a sociedade. Por outro lado, nas situações em que certos riscos se realizam, o impacto econômico-financeiro e social pode ser muito forte, justificando investimentos para aumentar a resiliência do sistema frente a tais riscos.

Para tanto, planeja-se buscando minimizar o arrependimento e/ou maximizar os benefícios aos consumidores, a partir de ampla gama de cenários traçados, com base nas melhores informações disponíveis.

Cumprido ressaltar que qualquer sistema de base renovável, como é o caso do brasileiro, convive com os riscos associados à natural variabilidade desses recursos energéticos. Nesse sentido, a ocorrência de períodos de escassez hídrica é algo esperado em sistemas com participação hidrelétrica, podendo variar em frequência, severidade e duração. Vale lembrar que cheias intensas também são eventos esperados de tempos em tempos.

Lidar com essa variabilidade dos recursos energéticos é grande desafio e há rol de estratégias possíveis:

Construção de grandes reservatórios de regularização: essa estratégia buscou aproveitar as características do potencial hidrelétrico brasileiro, com capacidade de regularização plurianual. Assim se constituiu a base do sistema elétrico brasileiro, permitindo lidar com períodos de baixas aflúências, economizando relevantes volumes de combustíveis fósseis em geração termelétrica. Neste sentido, ressalta-se que o potencial hidrelétrico brasileiro é estimado em 176 GW, dos quais mais de 60% já foram aproveitados. Por outro lado, grande parte dos 52 GW do potencial acima de 30 MW ainda não aproveitado, além de representar o conjunto mais caro, está localizado nas bacias hidrográficas Amazônica e Tocantins-Araguaia, onde cerca de 80% deles interferem em terras indígenas, unidades de conservação ou territórios quilombolas, o que representa

grande desafio para sua implementação. Por outro lado, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) entende, conforme destaques nas últimas edições do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), que há importantes investimentos a serem feitos na modernização e repotenciação das usinas hidrelétricas existentes, com vistas a maior atendimento ao requisito de potência do sistema, atentando para limitações impostas pelas restrições hidráulicas operativas.

Diversificação da matriz a partir da construção de empreendimentos de geração despachável, como as usinas termelétricas a gás natural, carvão e combustíveis líquidos: estratégia reforçada a partir dos anos 90 e principalmente após o racionamento de 2001. Destaca-se que, desde o primeiro Leilão de Energia Nova em 2005, a oferta de geração termelétrica despachável aumentou cerca de 17.000 MW de capacidade instalada, que representa acréscimo de 12.400 MW médios de garantia física.

Diversificação da matriz a partir de investimentos em fontes renováveis não hidrelétricas, com destaque para a fonte eólica, a biomassa e a solar fotovoltaica: estratégia muito relevante e transformadora no Brasil nas últimas duas décadas. Essas fontes apresentam, via de regra, geração mais ou menos complementar à hidrelétrica, contribuindo na gestão do risco de escassez hídrica, sobretudo à medida que se tornavam escassos novos reservatórios de regularização. Essa intensa diversificação da matriz, reduziu a dependência da hidreletricidade, de 83% para 62% da capacidade instalada, aumentou a confiabilidade de suprimento devido ao efeito portfólio das diversas fontes e ainda

reduz risco de variação de preços de combustíveis fósseis.

Investimentos na expansão do sistema de transmissão: os investimentos na expansão da infraestrutura de transmissão vêm permitindo aumentar os intercâmbios e a flexibilidade do sistema, tirando proveito da complementaridade das fontes e empreendimentos, tanto pela diversificação de recursos como pela dispersão geográfica. Neste sentido, destaca-se que, ao longo dessas duas últimas décadas, promoveu-se intenso reforço e ampliação do sistema interligado nacional, melhor aproveitando todos os recursos nacionais, e mitigando recorrência de eventos como do início do século. Como resultado, a extensão das linhas de transmissão aumentou de 70 mil km para 145,6 mil km (3,7% a.a., em média), e a capacidade de recebimento do sistema SE/CO elevou-se de 7 GW para 23,8 GW. Este crescimento da malha de transmissão pode impedir gargalos como os vistos em 2001/2002, quando a região Sul vertia água ao mesmo tempo em que a região Sudeste/Centro-Oeste enfrentava grave crise de abastecimento.

Discutir e gerir a segurança do suprimento frente a períodos de escassez hídrica exigem a definição de métricas e parâmetros objetivos para aferição dos níveis de risco desejados ou aceitáveis quando do planejamento.

Para fins de elaboração dos estudos de planejamento da expansão da oferta de energia elétrica, é importante dispor de critérios e parâmetros objetivos para definição

dos níveis de segurança/risco desejados e aferição de seu alcance. Nesse sentido, a EPE destaca três referenciais fundamentais:

1. Critérios de segurança do suprimento:

São indicadores que permitem identificar se o sistema está numa “zona segura”, dado um nível de risco considerado aceitável.

A matriz elétrica de 2021 é o que foi planejado há 4, 5, 6 anos, quando o critério físico de suprimento era risco de déficit limitado a 5% em cada subsistema do Sistema Interligado Nacional, tal como estabelecido pela Resolução CNPE nº 1, de 2004. Ou seja, aceitava-se qualquer déficit com até 5% de probabilidade, que numa matriz elétrica com geração majoritariamente hidrelétrica, aproxima-se aos 5% piores cenários hidrológicos.

Em 2019, foram intensos os debates em torno da necessidade de revisão daqueles critérios de suprimento, para fazer frente às transformações da matriz elétrica nacional. Esse esforço culminou, após consultas públicas e *workshops*, com a atualização dos critérios de segurança de suprimento no setor elétrico a partir da publicação da Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019, e da Portaria MME nº 59, de 20 de fevereiro de 2020. Nesta revisão, passou-se a considerar não apenas o risco de déficit, mas a profundidade do déficit, tanto para energia (capacidade do sistema de manter o suprimento ao longo de meses e anos de escassez hídrica e/ou outros recursos energéticos), quanto também para potência (capacidade do sistema de manter o

suprimento sem interrupções nas horas de maior criticidade, isto é, naquelas em que há elevada demanda e/ou baixa oferta).

Ainda assim, reforça-se que o sistema não é planejado para risco “zero”, aplicando-se os critérios de suprimento da Resolução CNPE nº 29/2019. A título de exemplo, tomando-se o PDE 2030 como referência, reduzir o risco a um “zero teórico”, implicaria em custos adicionais permanentes de aproximadamente R\$ 35,8 bilhões por ano, todos os anos.

Quando dos trabalhos liderados pela EPE de revisão dos critérios de suprimento, critérios de outros países com participação hidrelétrica significativa foram estudados, a saber: Peru, Colômbia, Costa Rica, Panamá, Países nórdicos, Canadá (Quebec) e Nova Zelândia. Nenhum destes países planeja o sistema com critério de risco “zero”, e a escolha do nível de aceitação de risco pelos novos critérios do CNPE seguiu valores praticados por esses sistemas elétricos.

2. Parâmetros de aversão a risco (hidrológico):

Dado um amplo número de cenários hidrológicos gerados, esses parâmetros definem pesos adicionais a serem atribuídos aos piores cenários, quando da definição da estratégia de operação e expansão do sistema elétrico.

Esses parâmetros devem, na medida do possível, refletir a percepção de risco das instituições do setor elétrico, do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, e dos agentes – por meio de consulta pública. Eles podem e devem ser revisitados de tempos em tempos, por meio da governança da Comissão

Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP¹, do qual a EPE faz parte, juntamente com MME (Ministério de Minas e Energia), ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e ONS (Operador Nacional do Sistema). Por exemplo, elevados e persistentes despachos fora da ordem de mérito são sintomas de que pode ser recomendável reavaliar os parâmetros de aversão a risco.

3. Volumes mínimos operativos (reservatórios das hidrelétricas):

Buscam garantir as condições necessárias para a operabilidade dos reservatórios do sistema, reconhecidas as diversas limitações e restrições existentes (de caráter socioambiental e físico-operacionais).

Da mesma forma que os parâmetros de aversão a risco, a revisão dos valores de volumes mínimos está sob a coordenação da CPAMP, que busca aproximar a resposta dos modelos matemáticos à realidade operativa.

A aplicação dos referenciais descritos será mais efetiva tanto quanto melhores forem os dados de entrada para representação e modelagem computacional do sistema elétrico. Esses dados abrangem as restrições hidráulicas operativas (ex.: vazões mínimas ou taxas de variação da defluência), as características físicas e operacionais dos empreendimentos de geração e transmissão, o desempenho dos empreendimentos (ex.: taxas de indisponibilidade), os usos múltiplos

da água, entre outros. A qualidade dos dados, como se sabe, pode variar bastante e depende da governança dos dados, o que deve estar em permanente aprimoramento. Nos cálculos oficiais, a EPE preza pela utilização sempre de dados homologados pelas instituições competentes, embora estudos de sensibilidade com outros dados sejam possíveis.

A qualidade dos dados utilizados é essencial para o adequado planejamento, assim como o processo de retroalimentação entre operação, planejamento da operação e planejamento da expansão.

Cabe ainda ressaltar o importante acoplamento entre o planejamento da expansão da oferta, o planejamento da operação e a efetiva operação do sistema (programação diária e operação em tempo real). Enquanto este último trata da gestão no curtíssimo prazo e da gestão das intercorrências/indisponibilidades, o planejamento da operação busca promover a melhor gestão dos recursos disponíveis (estoques de água, usinas de geração, sistema de transmissão, resposta da demanda, entre outros), de forma a garantir a alocação eficiente e segura frente à demanda. Por sua vez, o planejamento da expansão identifica os investimentos necessários para fazer frente ao crescimento ou mudança no perfil da demanda, evitando que falem recursos e buscando minimizar os custos totais do sistema (investimento e operação).

¹ A CPAMP foi instituída pelo Ministério de Minas e Energia - MME conforme determinação do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE na Resolução CNPE nº 22/2021,

com a finalidade de garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, EPE, ONS e CCEE.

Essas etapas, embora trabalhem com níveis de detalhamento distintos na modelagem e gestão, precisam se retroalimentar, de forma a garantir a consistência geral entre planejamento e operação.

A busca por menor exposição a riscos de escassez hídrica envolve um olhar abrangente sobre vários fatores interdependentes que afetam o funcionamento e o planejamento do setor elétrico, sendo que o PDE e a estrutura de governança dos recursos hídricos e do setor elétrico cumprem importantes papéis no exercício, comunicação e aplicação desse esforço.

O principal estudo de planejamento desenvolvido pela EPE que permite explorar as questões acima mencionadas são as edições anuais do PDE, elaborados a partir das diretrizes do MME, e submetidos a consulta pública antes de sua aprovação.

No PDE, a EPE elabora diferentes cenários econômicos e de crescimento da carga com abertura setorial e até por segmento, no caso dos eletrointensivos. Também desenvolve diversos cenários de expansão das micro e minigeração distribuída, estima os ganhos de eficiência energética, e a partir disso, busca estratégias de expansão da oferta de geração e transmissão que minimizem o custo total, respeitadas as diretrizes de política energética. Para oferecer informações úteis ao MME e à sociedade, a EPE apresenta, além do cenário de referência, alguns casos alternativos, em que se exploram os impactos das mudanças

nas premissas ou na estratégia de expansão (ex.: se a carga crescer mais rápido, ou se o custo de uma fonte cair mais do que o adotado como referência). Todas as premissas, metodologias e critérios adotados são transparentes e “auditáveis”.

Com relação aos usos da água, a gestão dos recursos hídricos deve respeitar os usos prioritários e promover o seu uso múltiplo, compatibilizando os diferentes interesses e demandas e reduzindo os conflitos. Para conciliar a geração de energia elétrica com os outros usos da água, inclusive os usos ambientais, há uma série de restrições operativas a que se sujeitam as usinas hidrelétricas. Com o aumento da quantidade e diversidade de usuários, maior é a complexidade do gerenciamento dos recursos hídricos. Uma das principais referências nesse tema é o Relatório Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil², publicado periodicamente pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA).

O aumento dos usos múltiplos traz grandes desafios para o setor elétrico, tanto do ponto de vista de redução da disponibilidade dos recursos hídricos, em função do aumento dos usos consuntivos, quanto em relação aos usos não consuntivos, que ampliam restrições operativas, aumentando a inflexibilidade da geração hidrelétrica e reduzindo a gestão do operador do sistema.

Cabe destacar ainda que o acompanhamento das condições operativas do passado recente, em especial a partir de outubro de 2020, considerando a severa escassez hídrica, tem

² Este conteúdo pode ser obtido no seguinte endereço eletrônico: <http://conjuntura.ana.gov.br>

evidenciado o quanto a chamada “inflexibilidade hidráulica” vem dificultando a operação do sistema elétrico e a gestão dos recursos hídricos. Quanto maior essa inflexibilidade (geração compulsória), maior a dificuldade de alocar oferta termelétrica na carga em condições de reduzidas vazões afluentes, isto é, o ONS não consegue reduzir a geração mínima nas usinas hidrelétricas para preservar água nos reservatórios, mesmo que haja capacidade termelétrica disponível para substituir essa geração hidrelétrica.

Como exemplo, pode-se citar o caso das hidrelétricas Jupiá e Porto Primavera, além de outras localizadas na bacia hidrográfica do rio Paraná, que, em 2021, sem a flexibilização de restrições operativas, teriam vazões defluentes maiores do que as afluentes aos reservatórios, acarretando deplecionamento dos reservatórios para atendimento das restrições.

Do ponto de vista do planejamento da expansão do sistema, a existência de restrições operativas hidráulicas não significa necessariamente um problema (embora possa implicar em custos mais elevados), desde que elas estejam representadas adequadamente nos modelos de simulação, como o Newave, com a devida antecedência e previsibilidade. Isso é determinante, pois as decisões de investimento na expansão da oferta precisam se dar com alguns anos de antecedência.

Nesse sentido, no que tange às restrições operativas hidráulicas, a EPE vem buscando atuar de forma colaborativa em duas frentes principais relacionados ao tema:

- Em conjunto com demais instituições (ANA, ONS), detalhar o inventário de restrições operativas (hídricas e/ou outras restrições que possam impactar na “inflexibilidade” do parque gerador). É importante conhecer a razão da existência das restrições, se estão devidamente representadas em toda a cadeia de modelos do planejamento e verificar possíveis formas de gestão/mitigação. Vale destacar que essas restrições são dinâmicas (são alteradas no tempo) e de alta granularidade (nível local). Isso é importante, pois não só surgem novas restrições (ou antigas são alteradas) como também de forma geral os modelos são desenvolvidos com nível de granularidade que não permite representar todos os detalhes, admitindo-se o desvio aleatório (até pelo custo de tempo e recursos para manter atualizados modelos hiperespecificados).
- Em conjunto com demais instituições (ONS e CCEE), revisar estratégias de representação dessas restrições nos modelos, para simulações de curto, médio e longo prazos.

O primeiro resultado deste esforço já pôde ser visto no PDE 2031, com a proposta de uma metodologia empírica de representação das restrições operativas hidráulicas para apoio ao planejamento e uso nos modelos de simulação. Esta ação vislumbra trazer maior aderência entre o modelo e a operação verificada, aumentar a previsibilidade sobre o atendimento futuro dos requisitos do sistema e a gestão do recurso hídrico, contribuindo para a antecipação de possíveis ações mitigadoras de riscos, e, em última instância,

possibilitar a adequada sinalização da necessidade de expansão da oferta, se for o caso.

Não se pode deixar de comentar também sobre os modelos matemáticos que definem as políticas operativas, a exemplo do Newave. São modelos que apresentam elevada complexidade, muito em função da variabilidade inerente aos regimes hidrológicos e da ampla participação das hidrelétricas na oferta de energia no Brasil. Deste modo, o diagnóstico de possíveis fragilidades nas tomadas de decisão, para além da escassez hídrica, passa pela análise mais detalhada do todo.

Retomando argumento já mencionado, a EPE reafirma que antes de atribuir os desafios de planejamento apenas a uma possível baixa efetividade dos modelos computacionais, dado que quaisquer modelos são sempre representações simplificadas da realidade, é necessário analisar a qualidade das informações que compõem os parâmetros de entrada que alimentam os modelos.

O Comitê PMO/PLD, instituído por força da Resolução Normativa Aneel nº 843/2019, possui o Subcomitê para Dados, Processos e Regulação e um Subcomitê Temático para Modelos Satélites, nos quais vários aperfeiçoamentos estão sendo tratados, tais como: representação da curva referencial da UHE Tucuruí, avaliação de modelos para geração de cenários de ENA de médio/longo prazo, utilização do dado de geração eólica na primeira semana operativa do DECOMP, uso do modelo SMAP em horizonte estendido no modelo DECOMP, bem como formas de

representação da Micro e Mini Geração Distribuída nos modelos.

Associados aos dados de entrada, a CPAMP vem estudando a representação das fontes variáveis, representação individualizada nos primeiros anos do horizonte da operação/simulação (Newave híbrido), metodologia para determinação de representações variáveis para perda hidráulica e produtividade específica através de grades, taxa de desconto, representação das regras de operação das usinas do rio São Francisco no SUIISHI, entre outros. Em ciclos anteriores, a CPAMP fez diversas melhorias em que se destaca a representação horária (Dessem), a representação por 12 reservatórios equivalentes de energias na etapa mensal (Newave) e a implementação de metodologia de reamostragem dos cenários de energia natural afluente aos reservatórios (Newave e Gevazp).

Ainda com relação às premissas, atualmente, o modelo Newave produz cenários de vazões a partir de padrões históricos, utilizando um modelo autorregressivo. No caso da metodologia de geração de cenários hidrológicos, aprimoramentos recentes foram incorporados no modelo autorregressivo pela CPAMP, como a implementação do modelo PAR(p)-A, que permite atribuir um peso maior ao passado recente na construção de cenários hidrológicos futuros.

Cabe ressaltar ainda que, em busca de melhor representação do sistema elétrico brasileiro nos modelos matemáticos, a EPE, por meio do Projeto META, obteve acesso ao *software* SDDP, que faz a política/simulação considerando a representação individualizada

das usinas hidrelétricas e maior discretização temporal (horária em substituição à mensal). A EPE está envidando esforços para realização de extensa avaliação do referido modelo, comparando com o modelo oficial (Newave).

No que diz respeito às mudanças climáticas e seus impactos, essa é uma questão fundamental para o planejamento de um sistema que tem na sua base cerca de 85% de geração renovável, que por sua vez está sujeita aos diversos efeitos das variações do clima. Portanto, todo o arcabouço que envolve o planejamento da operação e expansão tem que estar aderente a essa incerteza climática, que é inerente a qualquer sistema de base renovável.

As mudanças climáticas implicam em incertezas e riscos para o planejamento energético, onde é preciso buscar novas abordagens para compensar, ainda que parcialmente, as limitações da representação das variáveis climáticas e dos dados disponíveis.

As discussões envolvendo as alterações de padrões climáticos têm motivado estudos e reavaliações da metodologia utilizada para geração de cenários hidrológicos para o planejamento, visando à identificação ou previsão de comportamentos estatísticos diferentes daqueles já observados no passado, incluindo a verificação da estacionariedade das séries temporais.

Dentre os recentes trabalhos, pode ser citado a avaliação do GT Metodologia da CPAMP, conforme Relatório Técnico n. 05/2019, cuja análise concluiu por não ser possível definir

inequivocamente se as tendências de acréscimo ou redução das séries representam uma mudança estrutural no sistema ou se são parte de um ciclo de longa duração.

Isso, todavia, não significa, em absoluto, que as mudanças climáticas não devam ser incorporadas em cenários de planejamento, inclusive sob a ótica da resiliência (capacidade de absorver impacto de eventos extremos com menor perturbação no funcionamento do sistema e do mercado, tanto pela ótica de segurança quanto de custo). Apesar de ser difícil assertivamente atribuir eventos climáticos específicos às mudanças climáticas, existe um consenso na comunidade científica relacionada à meteorologia e recursos hídricos, onde estudos científicos mostram que devemos nos preparar para a ocorrência mais frequente e mais severa de eventos climáticos como a escassez hídrica de 2021, a exemplo do que consta no Relatório AR6, *Sixth Assessment Report, do Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), das Nações Unidas, publicado em outubro de 2021.

No Plano Nacional de Energia 2050, a EPE destaca seção para o desafio das mudanças climáticas. O planejamento das ações de adaptação requer estudos orientados à gestão e à incorporação desse risco na tomada de decisão. A EPE inclusive recentemente realizou a contratação de estruturação de banco de dados para formulação de indicadores de mudanças climáticas para apoiar esses estudos e tem ainda feito reuniões e discussões com instituições e especialistas na questão climática para acelerar o aprendizado sobre o tema. O Brasil possui território diversificado em termos de clima, mas todas as suas bacias hidrográficas estão sujeitas ao

risco climático. E inclusive pela característica continental de seu território, diversidade da ocupação antrópica e variabilidade hidrológica das suas bacias hidrográficas, existe uma variação natural do impacto das mudanças climáticas em cada bacia. A EPE entende que é fundamental continuar os esforços de internalizar esses aspectos no nosso planejamento energético.

Todos os temas de discussão aqui apresentados foram organizados e avaliados buscando construir um diagnóstico para o cenário de escassez hídrica de 2021, bastante desafiador do ponto de vista do planejamento

e da operação do sistema. A partir desse diagnóstico, foram identificadas as causas estruturais e apresentadas propostas de ações, onde algumas já se encontram implementadas e outras estão em fase de implementação ou de concepção, de maneira a endereçar soluções para cada uma das causas indicadas.

O diagrama esquemático apresentado na Figura 1 visa traduzir visualmente a relação entre as causas estruturais e ações associadas do ponto de vista do planejamento da expansão da oferta de eletricidade, detalhadas no capítulo 3 deste relatório.

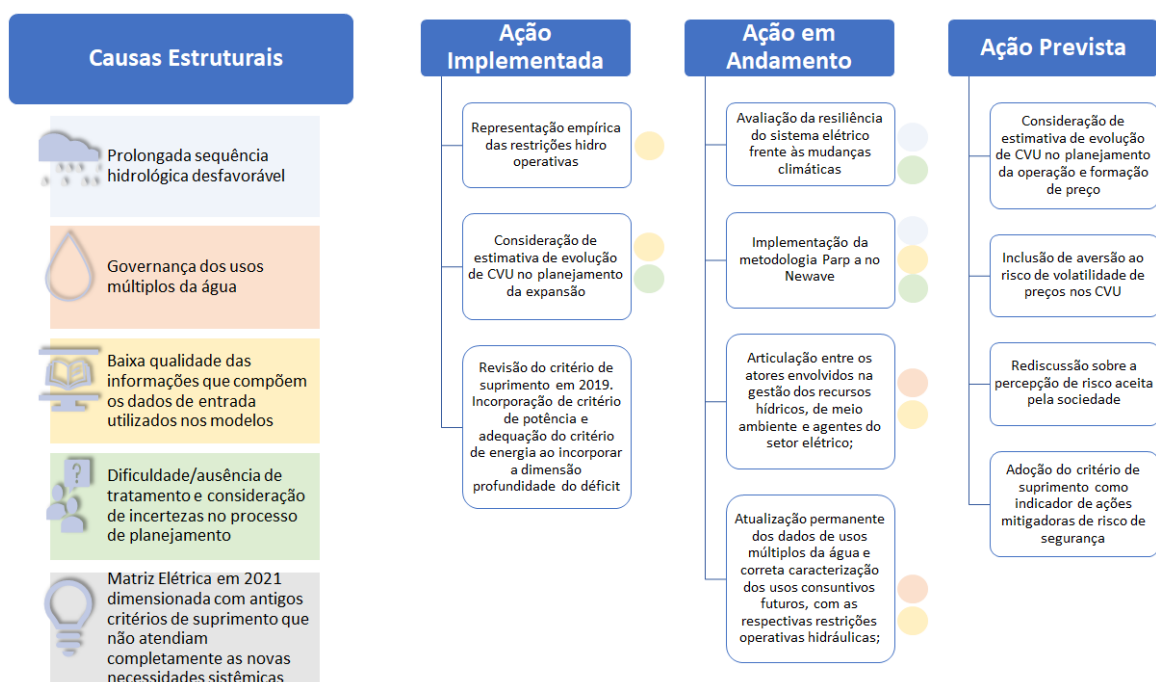


Figura 1 - Causas estruturais que impactaram no cenário de escassez hídrica, sob a ótica da EPE, e ações associadas do ponto de vista do planejamento da expansão.

Fonte: elaboração própria.

ÍNDICE

APRESENTAÇÃO	3
SUMÁRIO EXECUTIVO.....	6
1 ANTECEDENTES AO DESAFIO HÍDRICO DE 2021.....	20
1.1 Destaques do diagnóstico da crise de 2001.....	20
1.2 A Evolução da Matriz Elétrica	22
1.3 A Expansão da Rede de Transmissão.....	23
1.4 O desafio hídrico de 2021.....	25
1.5 Considerações a respeito do capítulo	26
2 DIAGNÓSTICO SOB A ÓTICA DE PLANEJAMENTO	27
2.1 Gestão dos recursos hídricos no planejamento	27
2.1.1 Disponibilidade hídrica natural.....	29
2.1.2 Mudanças nos padrões hidrológicos	33
2.1.3 Impactos das mudanças climáticas.....	39
2.1.4 Estagnação da capacidade de armazenamento das usinas hidrelétricas	40
2.1.5 Conflitos pelos usos múltiplos da água e alterações no uso do solo.....	44
2.1.6 Considerações a respeito da gestão dos recursos hídricos no planejamento.....	50
2.2 Condições de suprimento, modelos computacionais e dados de entrada.....	51
2.2.1 Os critérios de suprimento de energia e potência	51
2.2.2 Garantia física e o equilíbrio estrutural do sistema	57
2.2.3 A confiabilidade sistêmica e o “risco zero”	62
2.2.4 O planejamento previa essa situação de escassez hídrica?	69
2.2.5 Governança das informações: a culpa é somente dos modelos?	75
2.2.6 As restrições operativas hidráulicas e a resposta dos modelos.....	78
2.2.7 Os modelos ainda precisam ser aprimorados?	86
2.2.8 Considerações a respeito das condições de suprimento, modelos e dados de entrada	91
2.3 Diagnóstico do planejamento da transmissão	92
2.3.1 Sobre os atrasos pontuais na implementação de alguns empreendimentos	92
2.3.2 Estudos prospectivos frente a diversificação da matriz de geração nos mercados regulado e livre.....	94
2.3.3 A necessidade de flexibilidade x Sistemas de transmissão.....	95
2.3.4 Prazos envolvidos no processo licitatório	95
2.3.5 TUST e sinal locacional	97
2.3.6 Consideração a respeito do diagnóstico do planejamento da transmissão	98
3 APLICANDO LIÇÕES APRENDIDAS PARA AVANÇOS ESTRUTURAIS.....	99
3.1 Como mitigar a falta de previsibilidade dos modelos?.....	102
3.1.1 Aprimoramentos na representação dos dados de entrada dos modelos	102
3.1.2 Governança dos dados e qualidade das informações	105
3.1.3 Aperfeiçoando a resposta dos modelos frente às incertezas futuras	106
3.1.4 Aplicação dos novos critérios de garantia de suprimento	108
3.1.5 Possível alteração dos parâmetros de risco?	109
3.2 Ações complementares para aprimoramentos do planejamento da expansão	110
3.2.1 Modernização do Setor Elétrico: Separação do Lastro e Energia	110
3.2.2 Oportunidades de aprimoramento no planejamento da transmissão.....	115
3.2.3 Desenvolvimento e viabilização de novas tecnologias	117
3.2.4 Integração gás e energia	120
4 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	123
5 ADENDO 1 – A EPE	126

5.1	O valor dos estudos de planejamento da expansão	126
5.1.1	Planejamento do setor elétrico até as reformas da década de 1990	127
5.1.2	Abertura do mercado e as mudanças no planejamento do setor elétrico	127
5.1.3	A criação da EPE	130
5.1.4	A EPE e os estudos de planejamento	130
5.2	O papel da EPE de 2004 até aqui	131
6	<i>ADENDO 2 – Evolução das fontes de energia elétrica</i>	134
6.1	Breve descritivo das fontes	134
6.2	Os Leilões de Energia no contexto da Expansão do Setor Elétrico	137
6.3	Evolução da energia armazenada verificada (EARM)	140
6.4	As contribuições de cada fonte	142
7	<i>ANEXOS</i>	148
7.1	Anexo I – Metodologia empírica de restrições operativas hidráulicas	148

Lista de Figuras

Figura 1 - Causas estruturais que impactaram no cenário de escassez hídrica e ações associadas do ponto de vista do planejamento da expansão, sob a ótica da EPE.....	14
Figura 2 - Evolução da capacidade instalada de geração centralizada no Brasil, por fonte (2001 - 2021)	23
Figura 3 - Evolução da extensão e capacidade das linhas de transmissão do SIN	24
Figura 4 - Evolução da capacidade média de exportação/importação total da Região Nordeste	24
Figura 5 - Evolução da capacidade instalada de usinas hidrelétricas no SIN.....	27
Figura 6 - Evolução e projeção da participação das fontes na geração total do SIN.....	28
Figura 7 - Evolução da energia natural afluyente dos subsistema SE/CO e NE - % da MLT	30
Figura 8 - Tendências negativas de precipitação nas últimas décadas	31
Figura 9 - Médias anuais da ENA no subsistema SE/CO de 1931 a 2019	32
Figura 10 - Comparação entre anomalias de precipitação entre os períodos 2020-2021 e 2001-2002.....	33
Figura 11 - Valores da ENA mensais de 1931 a 2019 para a bacia do rio Araguari	35
Figura 12 - Valores da ENA mensais de 1931 a 2019 para a bacia do rio Uruguai	35
Figura 13 - Valores da ENA mensais de 1931 a 2019 para a bacia do rio Grande.....	35
Figura 14 - Decomposição aditiva da série temporal da ENA da bacia do rio Araguari utilizando o método STL	36
Figura 15 - Decomposição aditiva da série temporal da ENA da bacia do rio Uruguai utilizando o método ST	36
Figura 16 - Decomposição aditiva da série temporal da ENA da bacia do rio Grande utilizando o método STL	36
Figura 17 - Regressão linear para o componente de tendência da ENA da bacia do rio Araguari.....	37
Figura 18 - Regressão linear para o componente de tendência da ENA da bacia do rio Uruguai.....	37
Figura 19 - Regressão linear para o componente de tendência da ENA da bacia do rio Grande	37
Figura 20 - Potencial hidrelétrico brasileiro	41
Figura 21 - Evolução da energia armazenável máxima por subsistema (%)	42
Figura 22 - Expansão hidrelétrica no SIN em capacidade instalada e volume útil.	43
Figura 23 - Evolução da relação EAR/Carga do SIN para o período de 2000 a 2020.	43
Figura 24 - Evolução da retirada de água no Brasil	45
Figura 25 - Evolução das Cargas Transportadas na Hidrovia Tietê-Paraná (milhões TKU)	47
Figura 26 - Renda média formal do turismo em MG e representatividade local.....	48
Figura 27 - Esquema simplificado do balanço hídrico de um reservatório	49
Figura 28 - Dificuldade de compatibilização entre as metas mensais de geração e a curva de carga horária ao longo dos anos.....	53
Figura 29 - Marcos do processo de construção e discussão pública sobre a necessidade de potência do sistema	56
Figura 30 - Garantia física efetiva x Demanda de energia	59
Figura 31 - Garantia física vigente x Demanda de energia	60
Figura 32 - Requisitos de energia e potência apresentados no PDE 2030	66
Figura 33 - Cálculo dos requisitos de potência para os limites e métricas alternativos.....	68
Figura 34 - Comparação entre os dados verificados de ENA Bruta do Sudeste/Centro-Oeste e a média das séries sintéticas de ENA Bruta do mesmo subsistema geradas pelo Newave	70
Figura 35 - Curvas de permanência da Energia Natural Afluyente para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste	71
Figura 36 - Seleção das 100 séries (5% do total) com menor MAE em relação a ENA verificada.....	71
Figura 37 - Comparação entre ENA acumulada verificada e projetada entre mai/20 e out/21	72
Figura 38 - Seleção da ENA projetada semelhante à ENA verificada	72
Figura 39 - Balanço de energia do cenário projetado no PDE 2031 com condições semelhantes à hidrologia verificada	73
Figura 40 - Balanço de potência do cenário projetado no PDE 2031 com condições semelhantes à hidrologia verificada.....	74
Figura 41 - Trajetória de EARp simulada x verificada - SE/CO.....	74
Figura 42 - Geração Média Horária das Hidrelétricas Despachadas.....	79
Figura 43 - Menor geração horária mensal no período entre julho de 2020 e junho de 2021	80
Figura 44 - Geração horária de novembro de 2020 e produção equivalente aos patamares de carga	82
Figura 45 - Simulação da Geração Hidrelétrica Total Média Mensal, entre os anos de 2025 e 2026.....	83
Figura 46 - Armazenamento médio do SIN com e sem restrições adicionais.....	84
Figura 47 - Curva de permanência da geração hidrelétrica na carga leve para os subsistemas SE/CO e Nordeste	84
Figura 48 - Potência hidráulica disponível máxima no subsistema SE/CO, para o mês de novembro/2025.....	85
Figura 49 - Potência não suprida do SIN - Nov/2025	86
Figura 50 - TUST-Geração (ciclo tarifário de 2024-2025).....	97
Figura 51 - Principais marcos que compõem as discussões e os estudos sobre a revisão do mecanismo de contratação da geração no Brasil	112
Figura 52 - Diagrama Esquemático com as ações coordenadas pela EPE referentes ao detalhamento da proposta de separação de lastro e energia.....	114
Figura 53 - Sistemas de Armazenamento de Energia.....	118
Figura 55 - Marcos importantes (1999 a 2022)	138

Figura 56 - Potência Contratada (MW/ano) – Empreendimentos em Operação.....	138
Figura 57 - Potência Contratada (MW/ano) – Empreendimentos em Construção / em obtenção de Outorga.....	139
Figura 58 - Garantia Física (MWm/ano) – Empreendimentos em Operação.....	139
Figura 59 - Garantia Física (MWm/ano) – Empreendimentos em Construção / em obtenção de Outorga.....	139
Figura 60 - Energia vendida (MWm).....	140
Figura 61 - Evolução do armazenamento do Sudeste/Centro-Oeste entre 2000 e 2021.....	140
Figura 62 - Evolução do volume útil do reservatório de Furnas na bacia do Rio Grande.....	142
Figura 63 - Evolução do volume útil do reservatório de Ilha Solteira na bacia do rio Paraná.....	142
Figura 64 - Geração Hidrelétrica no SIN - 2000 a 2021.....	143
Figura 65 - Geração Hidrelétrica no Subsistema Sudeste/Centro Oeste - 2000 a 2021.....	143
Figura 66 - Geração Hidrelétrica no SIN - 2020 a 2021.....	143
Figura 67 - Geração Hidrelétrica na Usina Hidrelétrica de Furnas - 2020 a 2021.....	144
Figura 68 - Geração Hidrelétrica no SIN – PDE 2030.....	144
Figura 69 - Geração Termelétrica – Janeiro de 2000 a Outubro de 2021.....	145
Figura 70 - Geração Termelétrica – Janeiro de 2013 a Outubro de 2021.....	145
Figura 71 - Geração termelétrica média mensal entre 2013 e 2016.....	146
Figura 72 - Geração termelétrica média mensal entre 2017 e 2021.....	146
Figura 73 - Geração Termelétrica no SIN – PDE 2030.....	147

Lista de Tabelas

<i>Tabela 1 - Avanços em relação ao diagnóstico da crise elétrica de 2001</i>	<i>20</i>
<i>Tabela 2 - Afluências (em % da MLT) dos subsistemas e do SIN, para o período de outubro/20 a setembro/21</i>	<i>32</i>
<i>Tabela 3 - Coeficientes angular e de determinação da regressão linear</i>	<i>38</i>
<i>Tabela 4 - Quantificação dos requisitos resultantes dos critérios de suprimento de energia e potência.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabela 5 – Distribuição da menor geração horária de out/2020 entre subsistemas.....</i>	<i>80</i>
<i>Tabela 6 - Restrições de defluência mínima cadastradas no Modelo Newave</i>	<i>81</i>
<i>Tabela 7 - Comparação das restrições de vazão mínima e metas de geração – Atuais x Valores Alterados.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabela 8 - Geração térmica média do SIN entre 2013 e 2021 (MWmed).....</i>	<i>145</i>

1 ANTECEDENTES AO DESAFIO HÍDRICO DE 2021

Em função das comparações feitas sobre as condições de atendimento do setor elétrico entre os anos de 2021 e 2001, o objetivo deste capítulo é resgatar o diagnóstico da crise elétrica de 2001, e relatar como as lições aprendidas foram incorporadas ao longo das duas décadas. Com isso, será possível melhor entendimento setorial para a elaboração de diagnóstico mais preciso da situação de 2021.

1.1 Destaques do diagnóstico da crise de 2001

No contexto da crise elétrica do início do século XXI, especificamente no ano de 2001, a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica apresentou um relatório de diagnóstico cujo objetivo foi de avaliar a política de produção energética e identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia.

De forma a evidenciar como o setor evoluiu ao longo dessas duas décadas, tanto institucionalmente quando em seu arcabouço e práticas de planejamento, a Tabela 1 traz os principais apontamentos do relatório de diagnóstico da crise de 2001 e apresenta alguns dos avanços relacionados desde então.

Tabela 1 - Avanços em relação ao diagnóstico da crise elétrica de 2001

Problemas¹	Temas que merecem aprofundamento¹	Aprimoramentos realizados ou em curso²
Insuficiência nos sinais econômicos para viabilização de investimentos	Revisão de critérios e periodicidade e cálculo dos certificados de energia assegurada das usinas hidrelétricas e dos limites de contratação para termelétricas, levando em consideração a dinâmica do uso múltiplo dos recursos hídricos.	Revisão Ordinária de Garantias Físicas de hidrelétricas despachadas centralizadamente. Em 2017, o montante revisado foi de 1.317,1 MW médios, que correspondia, à época, a 2,3% do total de garantia física vigente de hidrelétricas do sistema.
	Criação de um ambiente regulatório estável, claro e conciso, em particular no que se refere ao valor normativo, à revisão tarifária e ao repasse de custos não gerenciáveis.	Criação do ACR ³ , com contratos longos e de risco pulverizado, de forma a permitir estabilidade, previsibilidade e sustentabilidade do fluxo de caixa dos empreendimentos de geração. Em andamento, aprimoramentos legais e regulatórios para fazer frente à evolução tecnológica e de mercado (Consulta Pública 33 e Programa de Modernização do Setor Elétrico).
	Aumento do requisito mínimo de contratação para as distribuidoras.	Desde 2005, distribuidoras precisam ter 100% de mercado contratado, conforme Decreto 5.163/2004. Declaração de necessidade nos leilões, com anos de antecedência e penalidades em caso de subcontratação.
	Liberação compulsória de grandes consumidores.	Mercado livre já representa mais de 1/3 do mercado, ante a menos de 10% do início do século.
Falta de reserva de segurança para atendimento da demanda	Exame da possibilidade de usar encargos por capacidade para aumentar o nível de confiabilidade do sistema.	Também foram contratados aproximadamente 5.000 MW médios de Energia de Reserva e em dez/21 foi realizado o primeiro leilão de reserva de capacidade de potência. No âmbito do Programa de Modernização do Setor, encontra-se em detalhamento a proposta de separação de lastro e energia, permitindo valorizar e remunerar

em situação de crise		adequadamente aqueles empreendimentos capazes de oferecer serviços compatíveis aos requisitos de energia e capacidade de potência do sistema.
	Exame e remoção das dificuldades que ainda retardam a implementação de usinas a gás.	As iniciativas “Gás para Crescer” (2016), e o “Novo Mercado de Gás” (2019), resultaram em diversas ações para aumentar a integração entre os setores de gás natural e eletricidade. Adicionalmente, desde o diagnóstico de 2001 até 2021, foram contratados nos leilões de energia 6.873 MW de termelétricas a gás natural.
Ineficácia na ação governamental	Agilização da atuação do CNPE para garantir eficácia da ação intragovernamental; Fortalecimento da capacidade de ação do MME / Secretaria de Energia / CCPE; Aperfeiçoamento e valorização do contrato de gestão entre Aneel e MME; Criação de um processo de licenciamento ambiental e de planejamento da utilização dos recursos hídricos articulado entre MME e MMA; Revisão e consolidação da legislação do setor.	CNPE promoveu três atualizações dos critérios de segurança de suprimento: 2004, 2008 e 2019. CNPE deliberou sobre a construção da central nuclear Angra 3. CNPE determinou a criação da CPAMP⁴, comissão que atua no aprimoramento permanente dos modelos e metodologias empregadas no setor elétrico. Criação da EPE para garantir o suporte adequado ao MME na formulação, implementação e monitoramento de política energética. A EPE é responsável pela elaboração de estudos e informações energéticas e trabalha de forma integrada olhando energia elétrica, óleo gás e biocombustíveis. Criação do CMSE, presidido pelo Ministro de Minas e Energia, que se reúne ao menos mensalmente e garante fluxo permanente de informações sobre as condições de suprimento.
Insuficiência de ação preventiva para evitar racionamentos de grande profundidade	Criação de procedimentos para diferentes níveis de “sinais de alerta” do ONS para o MME em função do nível de esvaziamento e das condições hidrológicas previstas.	Criação das curvas referenciais de armazenamento (CRef) para apoio às decisões do CMSE. CMSE pode determinar acionamento adicional de termelétricas e importação de energia.
	Definição de responsabilidades entre Aneel, MME e ONS com relação à programação de obras e projeção de demanda, usados em estudos de confiabilidade.	Projeção de carga envolvendo EPE, CCEE e ONS, e projeção de geração distribuída também evoluindo com coordenação entre EPE e ONS. Monitoramento pela Aneel e homologação das datas de tendência de entrada das novas obras pelo DMSE, que passaram a estabelecer o cronograma de expansão utilizado nos modelos para garantir o sinal adequado na formação de preços
	Criação de procedimento de restrição progressiva da oferta de energia hidrelétrica e/ou aumento de tarifa, à medida que os reservatórios do sistema esvaziem.	Criação das bandeiras tarifárias, com sinalização mais tempestiva do aumento do custo de operação do sistema para o consumidor à medida que a disponibilidade hidráulica seja menor e exista maior necessidade de despacho térmico.
	Adoção de uma função de custo de déficit por patamares de profundidade.	Já foi de três patamares, e atualmente é considerado patamar único de custo de déficit.
Ineficácia na correção de falhas de mercado	Formação de “catálogo” de projetos hidrelétricos e térmicos, já com estudos de dimensionamento, localização e permissões ambientais para serem oferecidos aos investidores; Definição de ações de governo, nos casos em que for identificada uma situação de alerta, para licitação ou contratação emergencial; Exame do papel do governo como comprador de última instância da	Expansão da Geração e Transmissão com investimentos e projetos majoritariamente de perfil privado, em valores superiores ao crescimento da carga, como pode-se observar em mais detalhes nos itens 1.2 e 1.3 deste relatório. EPE realizou amplo conjunto de estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas, além de estudos de viabilidade e de impacto ambiental de novas usinas hidrelétricas, ampliando o portfólio de projetos disponíveis para o planejamento. Algumas das usinas foram viabilizadas, enquanto outras não. Alguns empreendimentos se mostraram economicamente

	energia produzida por usinas de interesse estratégico; Aperfeiçoamento do planejamento indicativo de geração, cotejando-se com a experiência internacional.	inviáveis no curto prazo e outros ainda estão com estudos em desenvolvimento ou paralisados por dificuldades na continuidade do licenciamento ambiental. Incorporação de modelo de decisão de investimento – MDI, no processo de planejamento indicativo da expansão da geração, acoplado ao modelo de otimização da operação – Newave. Em 2009, a EPE incorporou no PDE análise de atendimento à potência, que vem sendo aperfeiçoada continuamente desde então.
Insuficiência dos programas de conservação de energia	Revitalização do Procel e outros programas e medidas de conservação de energia competitivos com a geração.	Implementação dos programas de Redução Voluntária de Demanda (Portaria MME nº 22/2021) e Redução voluntária de consumo do mercado regulado. Definição de índices mínimos de eficiência energética para equipamentos a partir de 2005 no âmbito da Lei 10.295/2001. Ampliação Programa Brasileiro de Etiquetagem (INMETRO) com a adição de novos equipamentos, veículos leves e edificações. Destinação de recursos para o Procel (Lei 13.280/2016) Criação e atualização dos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética no âmbito do PEE/ANEEL (a partir de 2013). Consideração de Recursos Energéticos Distribuídos, incluindo eficiência energética, para abatimento da demanda potencial nos instrumentos de planejamento energético (PDE e PNE). Leilão de Eficiência Energética piloto em Roraima, em andamento. Elaboração de Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEF), em andamento.

¹ Fonte: Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, julho de 2001.

² Fonte: elaboração própria EPE.

³ ACR: Ambiente de Contratação Regulada, com foco nos pequenos e médios consumidores, atendidos pelos leilões de energia realizados conforme diretrizes do Ministério de Minas e Energia.

⁴ CPAMP: Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico

Como se pode perceber pela Tabela 1, as propostas de aperfeiçoamento tratadas no relatório de diagnóstico da crise elétrica de 2001 foram trabalhadas e implementadas, em maior ou menor grau, o que evidencia aprendizados e evolução relevantes em relação à situação no início do século.

1.2 A Evolução da Matriz Elétrica

A evolução da matriz elétrica brasileira nos últimos 20 anos está representada na Figura 2. Sobre o aspecto estrutural, é importante destacar a maior diversificação do parque gerador que ocorreu nesse período sem perda da renovabilidade. A fonte hidrelétrica passou de 83,3% da capacidade instalada em 2001 para 60,2% em 2021; as eólicas e fotovoltaicas de zero para 11,4% e 2,6%, respectivamente. Entre as fontes térmicas, usinas movidas a combustíveis fósseis passaram de 11,2% para 16,0%, enquanto a biomassa passou de 2,4% para 8,7%. Ou seja, esse período se

caracteriza pela redução da dependência à geração hidrelétrica, fator decisivo para o enfrentamento do ano de 2021.

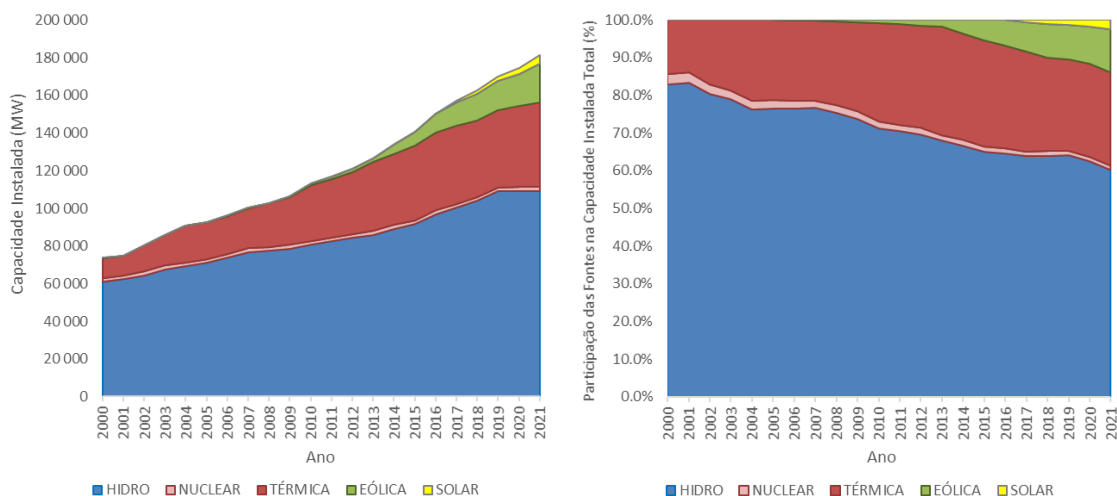


Figura 2 - Evolução da capacidade instalada de geração centralizada no Brasil, por fonte (2001 - 2021)
Fonte: Balanço Energético Nacional 2021

Em resumo, indo além das recomendações do diagnóstico do racionamento de 2001, ao longo dessas duas décadas promoveu-se intensa diversificação da matriz, com redução da dependência da hidroeletricidade, de 83% para 60% da capacidade instalada.

Essa diversificação foi resultado dos ganhos de eficiência energética no setor sucroenergético e da combinação da política de inserção das fontes eólica e solar pelos leilões no ambiente regulado, da redução de custos dos equipamentos destas fontes e a excelente qualidade desses recursos no Brasil. Destaque também para a geração termelétrica, especialmente a ampliação no uso do gás natural. Essa combinação permite ainda o aumento da confiabilidade de suprimento devido ao efeito portfólio das diversas fontes e tem sido uma evolução em relação ao passado, em que se contava com maior participação de hidrelétricas e limitada complementariedade térmica.

Outro dado digno de nota: no período de 2001 a 2021, a oferta total de geração aumentou em média 7,1% a.a. em termos de capacidade instalada (MW), enquanto o consumo de energia elétrica aumentou, no mesmo período, em média 4,2% a.a..

1.3 A Expansão da Rede de Transmissão

Outro aspecto importante que diferencia 2001 e 2021 é a substantiva ampliação do sistema de transmissão observada no período. Hoje, o país conta com linhas que conectam as capitais do país, sendo a única exceção ainda existente a cidade de Boa Vista, capital de Roraima³.

³ Todavia, com previsão de interligação com a retomada das obras de transmissão paralisadas por longo período para solução de controvérsias no âmbito do licenciamento ambiental.

Como resultado, a extensão das linhas de transmissão aumentou de 70 mil km para 175,3 mil km (3,7% a.a., em média) e a capacidade de recebimento de energia do subsistema Sudeste/Centro-Oeste de outras regiões elevou-se de 7 GW para 23,8 GW, conforme indica a Figura 3. Este crescimento da malha de transmissão impede a ocorrência de gargalos como os vistos em 2001, quando a região Sul vertia água ao mesmo tempo em que a região Sudeste/Centro-Oeste enfrentava grave crise de abastecimento.

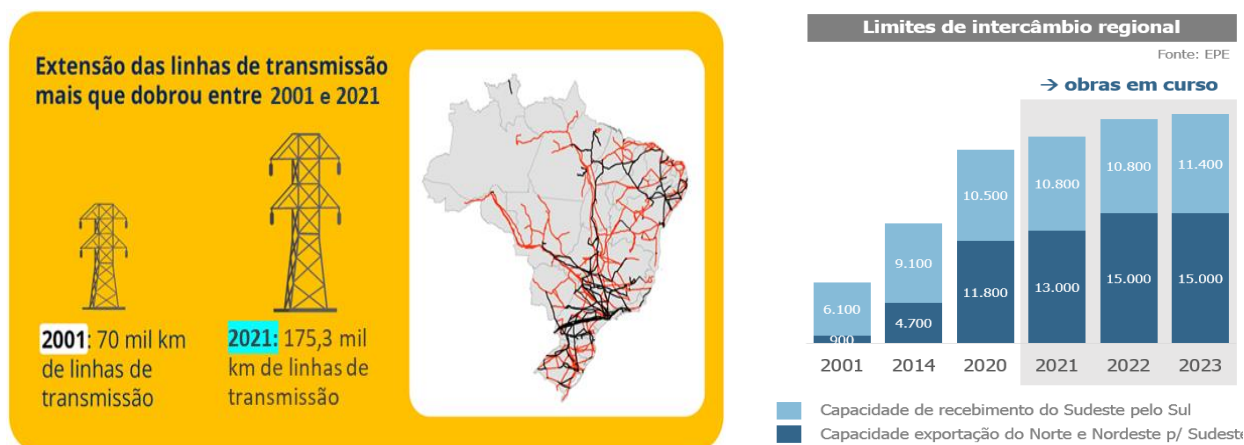


Figura 3 - Evolução da extensão e capacidade das linhas de transmissão do SIN

Fonte: Elaboração própria

O sistema de transmissão tem desempenhado papel fundamental no desenvolvimento de uma matriz que requer o equilíbrio de todos os recursos necessários para um sistema elétrico confiável: segurança, flexibilidade, qualidade no fornecimento, diversificação de fontes e custos globais adequados para o consumidor final.

Essa tendência continua, a partir dos estudos de planejamento da transmissão, que subsidiam a realização dos leilões de transmissão. A Figura 4 ilustra a evolução da capacidade média de exportação/importação total da Região Nordeste, onde o incremento total de 9 GW considera a entrada em operação dos empreendimentos de transmissão já planejados e licitados.

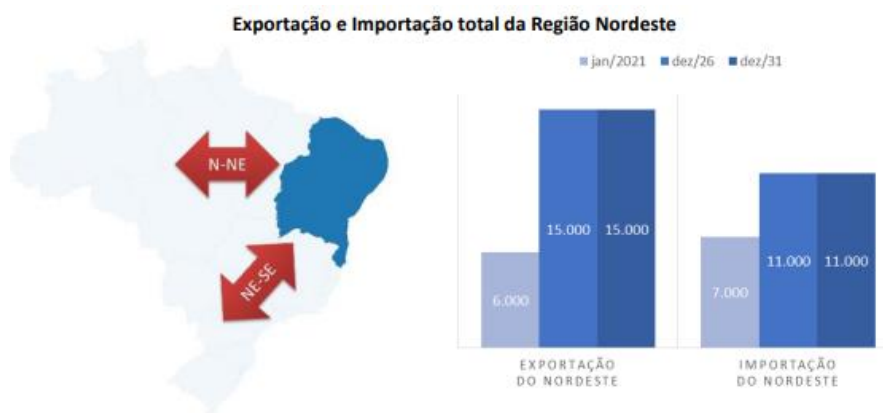


Figura 4 - Evolução da capacidade média de exportação/importação total da Região Nordeste

Fonte: elaboração própria

Além disso, a EPE sinaliza, a partir da Nota Técnica EPE-DEE-NT-072/2021 – “Expansão das Interligações Regionais – Diagnóstico Inicial”, a necessidade de expansão incremental da capacidade de exportação total da Região Nordeste em aproximadamente 15 GW até o ano 2031. Neste sentido, em adição as ampliações indicadas na Figura 4, há estudos de ampliação e reforço da região do norte de Minas Gerais a serem licitados em junho de 2022; o relatório r1 de ampliação do escoamento da região Nordeste pelos estados da Bahia e Sergipe, entregue em dezembro de 2021; e, em andamento, em continuidade ao projeto de ampliação do escoamento da região Nordeste, estudos de dois bipolos e ampliação dos sistemas nos demais estados da região Nordeste.

Em resumo, ao longo dessas duas décadas promoveu-se intenso reforço e ampliação do sistema interligado nacional, melhor aproveitando todos os recursos nacionais, e mitigando recorrência de eventos como do início do século.

1.4 O desafio hídrico de 2021

Apesar do crescimento relevante, desde 2004, dos sistemas de transmissão (3,7% a.a.) e da oferta de geração (4,3% a.a.), superiores ao crescimento do consumo (2,4% a.a.), no ano de 2021 o sistema elétrico enfrentou grandes desafios para garantir o pleno atendimento do suprimento elétrico ao país, com acionamento de recursos adicionais, inclusive importação, mais caros do que em condições normais.

O Brasil passou por uma sequência de anos com disponibilidade hídrica persistentemente inferior à média histórica (vide 2.1.1 para maiores informações). Essa sequência culminou na severa escassez identificada em 2020/2021, afetando os preços da energia e a economia. Após um verão com chuvas muito abaixo da média, a estação seca se iniciou com os reservatórios da região Sudeste/Centro-Oeste, que representam 70% do total, em níveis muito baixos (abaixo de 35%), inspirando bastante cautela e preocupação para sociedade. Nesse contexto, os governos e as instituições da governança do setor elétrico, de recursos hídricos e outros, com envolvimento das empresas e dos consumidores, buscaram implementar, de forma coordenada e proporcional, medidas estruturais e conjunturais para gestão da escassez hídrica.

Sobre o aspecto conjuntural, diversas ações de curto prazo foram tomadas a tempo de direcionar as condições operativas e garantir a segurança do suprimento. Como destaque, cabe citar os despachos termelétricos fora da ordem de mérito econômico aprovados pelo CMSE, que buscaram corrigir (ainda que de forma pontual) as sinalizações dos modelos matemáticos que regem a operação do SIN.

Ao passo em que a escassez hídrica se intensificou, principalmente a partir do segundo semestre de 2020, as ações conjunturais foram respondendo no mesmo sentido, como a aprovação, também pelo CMSE, de importação de energia de países vizinhos. Determinante foi a flexibilização das restrições operativas a que se sujeitam as usinas hidrelétricas, com objetivo de preservar níveis dos reservatórios e priorizar geração com as outras fontes, ação recomendada pelo CMSE e aprovada

pela Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG⁴). Ainda no rol de ações implementadas, a publicação de portarias pelo MME permitindo a contratação de geração de energia adicional e pagamento pela melhor gestão da demanda.

Além disso, as instituições que compõem o CMSE atuaram na gestão e tratativas para acelerar a entrada em operação de novas usinas e linhas de transmissão, em campanhas para consumo consciente e racional de energia e implementação de Programa de Resposta da Demanda para os consumidores do ambiente regulado (pequenos e médios consumidores) e de Redução Voluntária da Demanda para grandes consumidores. O CMSE e a CREG ainda atuaram de forma a viabilizar a contratação de capacidade instalada de curto/médio prazo para atendimento emergencial do sistema e visando auxiliar a recuperação dos reservatórios, através da definição do Procedimento Competitivo Simplificado (PCS). Nesse contexto, foi instituída a bandeira tarifária “Escassez hídrica”, de forma a melhor sinalizar o custo efetivo da energia para o consumidor e estruturar os fluxos financeiros de forma mais equilibrada diante das excepcionais condições.

No entanto, para além das ações conjunturais da CREG/CMSE, é importante identificar quais ações que devem ser tomadas, do ponto de vista do planejamento, de forma a evitar que situações semelhantes voltem a ocorrer no futuro. Para isso, a primeira etapa, conforme será apresentado no Capítulo 2, consiste em fornecer um diagnóstico sobre os aspectos estruturais que tenham alguma correlação com os desafios enfrentados na operação eletroenergética do SIN em 2021.

1.5 Considerações a respeito do capítulo

Este capítulo descreveu a evolução institucional setorial neste século a partir da implementação, em maior ou menor grau, das recomendações do diagnóstico da crise de 2001. Além disso, demonstrou que o crescimento da capacidade instalada dos ativos de geração e transmissão foi superior ao crescimento da demanda, assim como, promoveu-se intensa diversificação da matriz, com redução da dependência da hidroeletricidade, e intenso reforço e ampliação do sistema interligado nacional, permitindo melhor aproveitando todos os recursos nacionais e mitigando recorrência de eventos como do início do século.

Tais esforços foram possíveis graças aos aprimoramentos na governança institucional, no arcabouço legal e regulatório do mercado, na atenção à financiabilidade dos investimentos e no reforço da capacidade institucional de planejamento energético nacional.

⁴ A Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) foi instituída pela Medida Provisória nº 1.055/2021 de forma a fortalecer a governança para o enfrentamento da crise hídrica vivenciada no País em 2021, estabelecendo, assim, a articulação necessária entre os órgãos e entidades responsáveis pelas atividades dependentes dos recursos hídricos.

2 DIAGNÓSTICO SOB A ÓTICA DE PLANEJAMENTO

Ainda que diversos aspectos relacionados à estrutura do setor elétrico, regulamentação, matriz energética, rede de transmissão, conjuntura econômica, arranjo institucional, dentre outros, tenham evoluído de forma significativa nos últimos 20 anos, a ocorrência de um cenário preocupante de escassez hídrica em 2021 trouxe nova oportunidade para o setor elétrico refletir sobre alguns dos seus processos, que envolvem premissas, metodologias, regulamentações e dados utilizados. A conjuntura desafiadora neste período refletiu na importância de uma investigação cuidadosa das principais causas e agravantes da atual situação.

Do ponto de vista do planejamento, deve-se atentar aos riscos e as causas estruturais que foram determinantes para a situação atual, para além da ocorrência de hidrologias desfavoráveis.

Ao longo dessa seção, serão discutidos alguns dos mais relevantes assuntos que dizem respeito ao planejamento da expansão e em que medida eles podem ou não ter contribuído de forma estrutural para a o ano desafiador de 2021.

2.1 Gestão dos recursos hídricos no planejamento

A gestão integrada dos recursos hídricos é fator determinante para prover confiabilidade e previsibilidade na operação de um sistema elétrico composto majoritariamente por usinas hidrelétricas. As hidrelétricas já representaram cerca de 90% da capacidade instalada total de geração do país na década de 1990, reduzindo para cerca de 60% em 2020, como mostra a Figura 5. E mesmo com o início da redução de sua participação relativa, na primeira década deste século ainda era responsável por mais de 90% da geração de energia elétrica, como indica a Figura 6.

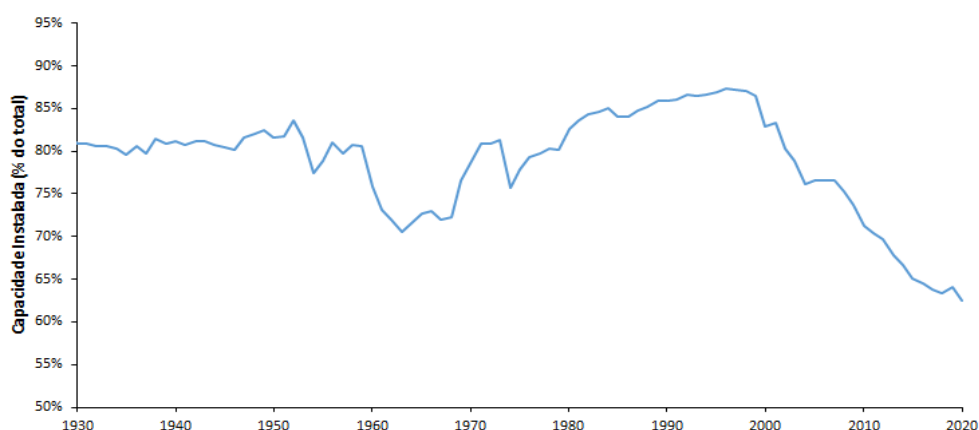


Figura 5 - Evolução da capacidade instalada de usinas hidrelétricas no SIN

Fonte: elaboração própria a partir de dados do Balanço Energético Nacional e Anuário Estatístico de Energia Elétrica – EPE 2021

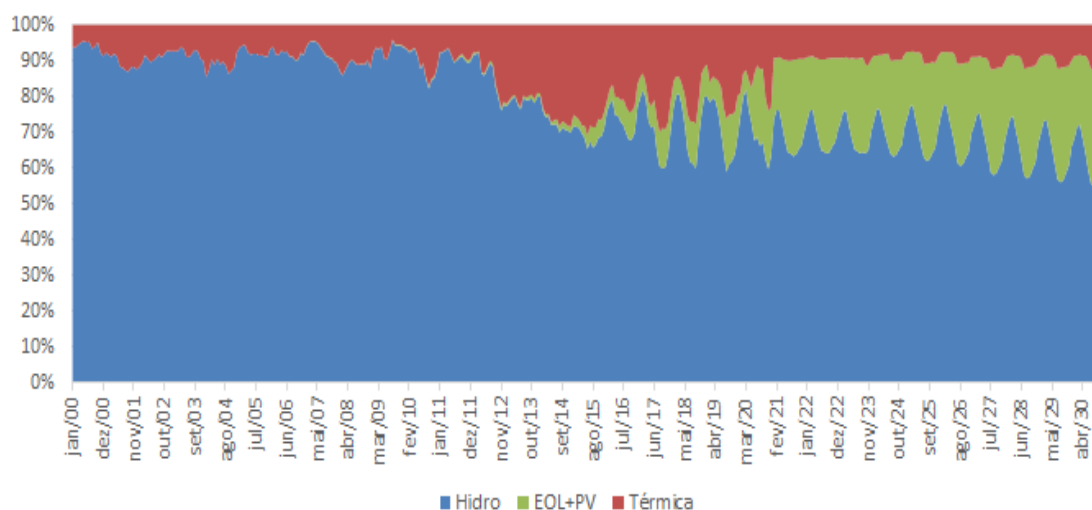


Figura 6 – Evolução e projeção da participação das fontes na geração total do SIN

Fonte: elaboração própria a partir de dados do Balanço Energético Nacional, Anuário Estatístico de Energia Elétrica (EPE, 2021) e PDE2030 (2021)

Essa predominância na matriz elétrica ao longo dos anos influenciou não somente a operação do sistema, como também a definição de diversos aspectos relacionados ao desenho de mercado e planejamento da operação e expansão do sistema, tais como a granularidade de preços, os modelos computacionais utilizados, os critérios de segurança e suprimento, entre outros⁵.

Embora existam reservatórios em todas as regiões do Brasil, os principais se concentram no subsistema SE/CO, que representa 70% da capacidade de armazenamento do país. Destacam-se os reservatórios da bacia hidrográfica do Rio Paraná, e seus afluentes Paranaíba, Grande, Tietê e Paranapanema. Essas regiões concentram os principais reservatórios de regularização do SIN, ou seja, aqueles mais propícios a guardar água ao final da estação chuvosa para utilização no período de seca. Além disso, trata-se de importantes regiões econômicas do Brasil e com diversos usuários da água, o que naturalmente aumenta os conflitos pelos usos múltiplos da água.

Em termos de indicação de expansão das hidrelétricas no sistema elétrico brasileiro, o PDE 2030 (2021) considerou, em sua cesta de oferta candidata à expansão, sete usinas hidrelétricas que, de acordo com as perspectivas e informações atuais sobre o andamento dos estudos de engenharia e dos processos de licenciamento ambiental, apresentavam alguma possibilidade de entrada em operação no horizonte decenal. Entretanto, o cenário de referência do plano indicou a possibilidade de ampliação e modernização do parque existente em 4.300 MW para atender aos requisitos de capacidade de potência, e não trouxe a indicação de novas usinas hidrelétricas para os próximos dez anos, visto que as sete candidatas não se mostraram economicamente competitivas.

Por outro lado, com a expansão hidrelétrica praticamente estagnada, sobretudo de usinas com capacidade significativa de armazenamento, as características intrínsecas à tecnologia, como a flexibilidade e a capacidade de armazenamento de energia, passam a ter papel ainda mais

⁵ A mudança da matriz elétrica tem motivado a reavaliação de diversos aspectos relacionados ao planejamento, à operação, mercado e regulação do setor no âmbito da iniciativa Modernização do Setor Elétrico Brasileiro, conduzida pelo MME.

importante na operação do sistema, sobretudo com as mudanças oriundas da transição energética, que inclui a maior participação de fontes renováveis não controláveis, como eólica e solar fotovoltaica, na matriz elétrica brasileira.

Em 2021, o contexto da escassez hídrica evidenciou, que mesmo com a diversificação da matriz, mantém-se a grande importância desse recurso para o setor elétrico, e a necessidade de se tratar os conflitos relacionados aos usos múltiplos da água e os reservatórios das hidrelétricas. Diante do cenário de baixa disponibilidade hídrica natural vivenciado, a atuação coordenada entre instituições, agentes e sociedade foi fundamental para a gestão dos recursos hídricos, de maneira a atravessar a situação e manter o suprimento de água para os diversos setores usuários, de forma controlada, incluindo o setor de energia elétrica do país.

Dessa forma, **sob a ótica da gestão dos recursos hídricos no planejamento, algumas hipóteses devem ser investigadas** para que se identifique em que medida elas contribuíram de forma estrutural para a situação de 2021, sobretudo no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, os quais se destacam:

- Baixa disponibilidade hídrica natural e Energia Natural Afluyente
- Mudanças nos padrões hidrológicos
- Impactos das mudanças climáticas
- Estagnação da capacidade de armazenamento de energia das hidrelétricas frente ao aumento da carga e da expansão de fontes renováveis intermitentes.
- Conflitos pelos usos múltiplos da água e alterações no uso do solo

2.1.1 Disponibilidade hídrica natural

No setor elétrico brasileiro é usual representar as vazões naturais afluentes como Energia Natural Afluyente (ENA), que é definida como a energia elétrica que pode ser gerada a partir da vazão natural em um aproveitamento hidroelétrico.

A vazão natural afluente utilizada na composição da ENA é uma vazão reconstituída, ou seja, não é a vazão total de fato observada, pois existem componentes tais como evaporação líquida e usos consuntivos da água, que são tratados de forma exógena nos modelos de maneira a garantir a consistência e coerência da série histórica de vazões naturais.

Além disso, embora a geração dos cenários hidrológicos utilizados no planejamento considere o histórico de vazões em cada posto desde 1931, em alguns casos os dados disponíveis (vazões medidas) são restritos a um período mais recente, demandando o emprego de técnicas como correlações, regressões múltiplas e/ou modelagem chuva-deflúvio para estimar os valores passados a partir de 1931, além das considerações relacionadas ao uso consuntivo e evaporação líquida.

As vazões naturais observadas vêm sofrendo alterações progressivas ao longo dos anos, especialmente pela mudança no uso do solo, com destaque para o componente da expansão da agropecuária no Brasil nos últimos vinte anos. Desta forma, um olhar cuidadoso para a metodologia de reconstituição se faz necessário, posto que os múltiplos usos da água acompanham as práticas e dinâmica socioeconômica de cada local ou região. Nessa linha, a extensão ou reconstituição da série histórica de vazões tem sido objeto de reavaliações periódicas pelo ONS⁶, sendo que uma nova revisão está em desenvolvimento⁷ com previsão de conclusão para o início de 2024.

Uma vez definidas as características da ENA, uma análise mais profunda do comportamento e evolução de suas séries históricas revelam alguns importantes apontamentos, como destacados na sequência.

Um dos principais aspectos que levaram a situação de 2021 é o fato de que se atravessou cenário hidrológico crítico, no qual foi observada uma sequência de anos com as menores vazões do histórico. Como consequência, as vazões naturais afluentes, em especial nesta última década, se apresentaram sistematicamente abaixo da média histórica.

A Figura 7 ilustra a evolução da ENA, em termos percentuais em relação à Média de Longo Termo - MLT (média dos 91 anos do histórico), para os subsistemas SE/CO e Nordeste, que somam 88% da capacidade máxima de armazenamento do sistema. O SIN atravessa sete anos consecutivos com ENA abaixo da média histórica, com piora acentuada no período 2020/2021.

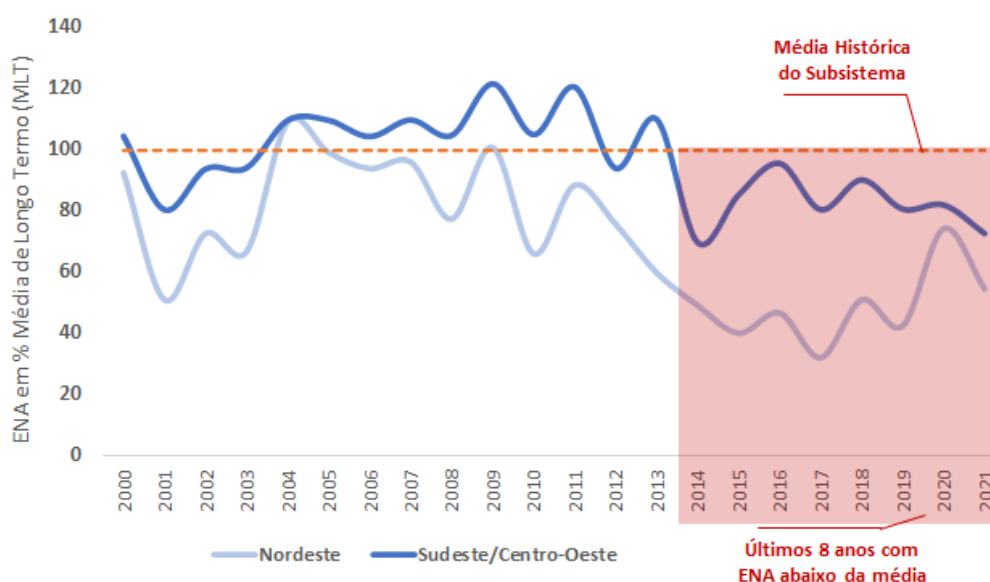


Figura 7 - Evolução da energia natural afluyente dos subsistema SE/CO e NE - % da MLT

Fonte: ONS (2021)

⁶ https://www.ons.org.br/sites/multimidia/Documentos%20Compartilhados/vazoes_naturais/index.html

⁷ <https://lactec.com.br/ons-contrata-lactec-para-estudos-hidrologicos-em-bacias-do-sul-e-sudeste/>

A Figura 8 complementa a informação da Figura 7, ilustrando as tendências negativas de precipitação neste século.

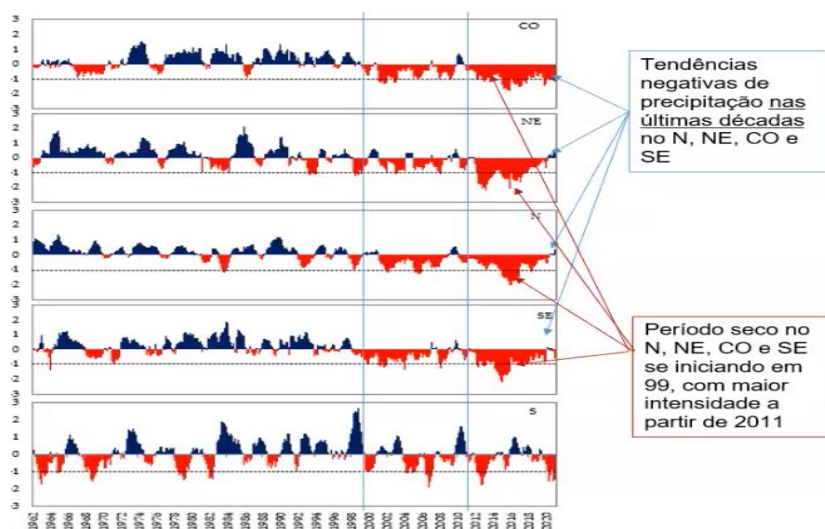


Figura 8 - Tendências negativas de precipitação nas últimas décadas

Fonte: Cunha et al. Atmosphere (2019)

Complementarmente, a Figura 9 dispõe, em ordem decrescente, as médias anuais da ENA no período de 1931 a 2019, no subsistema SE/CO, considerando a configuração do sistema de 2019⁸. Embora os valores de ENA para os anos mais recentes (colunas na cor azul clara) não estejam individualmente entre os 9 piores do histórico, verifica-se que todos os valores entre 2014 e 2019 foram abaixo da MLT, dificultando a recuperação dos reservatórios.

Apesar de não constarem na série histórica oficial, os anos de 2020 e 2021 apresentam para esse mesmo subsistema, conforme histórico de operação do ONS, médias anuais da ENA de 34.164Wmed e 29.337MWmed, respectivamente, indicando a extensão dos anos sucessivos com valores de ENA abaixo da MLT (41.165 MWmed).

⁸ Este estudo considerou apenas séries consolidadas oficialmente pelo ONS até o ano de 2019.

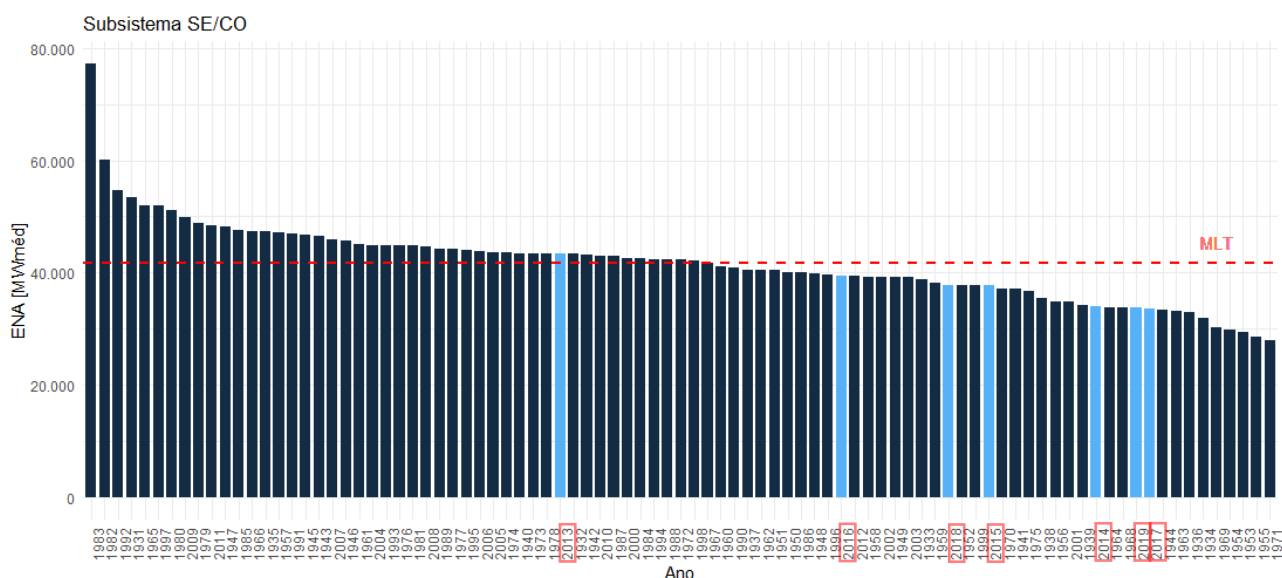


Figura 9 - Médias anuais da ENA no subsistema SE/CO de 1931 a 2019

Fonte: elaboração própria a partir de dados do ONS (2021)

Considerando a escala mensal, a Tabela 2 mostra os valores das afliências (em % da MLT) dos subsistemas e do SIN, para o período de outubro/2020 a setembro/2021. Em 9 desses meses, foram registradas afliências entre as cinco piores de todo o histórico para o mês, sendo que em 6 deles observou-se a pior afliência em relação à MLT do histórico de vazões.

Tabela 2 - Afliências (em % da MLT) dos subsistemas e do SIN, para o período de outubro/20 a setembro/21

Fonte: ONS (2021)

MESES	SUDESTE	SUL	NORDESTE	NORTE	SIN
	% MLT	% MLT	% MLT	% MLT	% MLT
Outubro/20	53 (pior)	21 (2º pior)	52	55 (3º pior)	43 (pior)
Novembro/20	60 (2º pior)	22 (pior)	87	87	58 (2º pior)
Dezembro/20	63 (4º pior)	94	47	55	63 (2º pior)
Janeiro/21	70	154	47	55	71 (10º pior)
Fevereiro/21	73	122	42	72	72 (9º pior)
Março/21	75	69	70	111	82 (17º pior)
Abril/21	63 (3º pior)	35	35 (3º pior)	89	65 (pior)
Mai/21	63 (3º pior)	29	37 (4º pior)	88	63 (pior)
Junho/21	66 (2º pior)	58	38 (4º pior)	73	63 (pior)
Julho/21	61 (pior)	43	42 (4º pior)	82	57 (pior)
Agosto/21	59 (pior)	33	43 (4º pior)	81	53 (pior)
Setembro/21	56 (pior)	65	44 (5º pior)	81	60 (5º pior)

Adicionalmente, comparação feita pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE de anomalias de precipitação pluviométricas, ou seja, diferença das chuvas em relação à média histórica, entre o período de racionamento do início do século e o último período chuvoso, ilustram a criticidade a que o sistema foi imposto no período de 2020/2021, como apresentado na Figura 10.

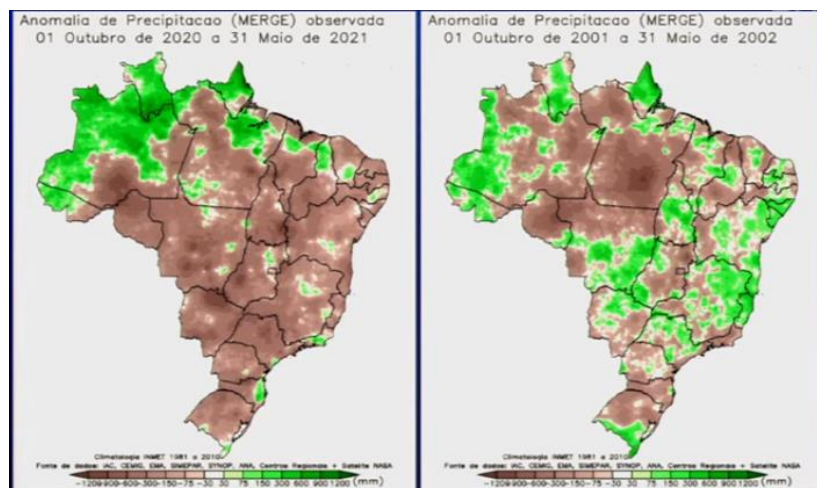


Figura 10 - Comparação entre anomalias de precipitação entre os períodos 2020-2021 e 2001-2002
Fonte: INPE (2021)

O Brasil de fato atravessou cenário hidrológico crítico, acumulando baixas afluições desde 2014 e culminando, no biênio 2020/2021, com as menores vazões afluentes observadas desde 1931. Por essa razão, a longa sequência hidrológica desfavorável pode se configurar como uma causa determinante para a situação escassez hídrica vivenciada em 2021.

2.1.2 Mudanças nos padrões hidrológicos

O longo período observado no qual as ENAs se apresentaram abaixo da média histórica pode indicar uma possível mudança estrutural no comportamento dessas séries temporais. Por isso, é importante identificar se a redução das ENAs já configura uma alteração dos padrões estatísticos das séries hidrológicas, bem como avaliar as possíveis causas dessa redução. Estes temas serão analisados com mais detalhes na sequência deste relatório.

Tal análise é fundamental para o planejamento da expansão, uma vez que, para representar o futuro das vazões, são utilizadas as séries históricas de dados desde 1931 até 2021, tendo por premissa que o comportamento médio da série de vazões no futuro será mantido. Sendo assim, quanto mais longa e mais ampla for essa série, abrangendo períodos de secas e de chuvas intensas, menor é o risco de que a representação matemática considere oscilações climáticas temporárias (como períodos de *el niño* e *la niña* e oscilações climáticas interdecadais) como estruturais.

O histórico consolidado das ENA, resultado da transformação das séries de vazões afluentes históricas em energia nas hidrelétricas, impacta diretamente na representação do comportamento futuro das afluições que serão utilizadas no Newave (modelo computacional oficial de simulação da política operativa de médio/longo prazo) e na construção da política energética, ou em outras palavras, na trajetória de operação que será adotada nos próximos anos. Para isso, o Newave utiliza um modelo estatístico denominado autorregressivo periódico, conhecido como PAR(p), que gera os

cenários hidrológicos (usualmente 2.000 cenários) empregados no planejamento da operação do SIN.

As discussões envolvendo as alterações de padrões climáticos e de mudanças no uso e ocupação do solo tem motivado recentes estudos e reavaliações da metodologia utilizada para geração de cenários hidrológicos para o planejamento, visando a identificação ou previsão de comportamentos estatísticos diferentes daqueles já observados no passado, incluindo uma análise mais apurada de eventuais alterações na estacionariedade das séries temporais de vazões afluentes. Assim, é possível avaliar se esta variável – vazões afluentes – varia ao redor de uma média ou se ocorre um novo padrão com aumento/redução sistemático na média das vazões.

Adicionalmente, cabe a discussão quanto à representação nos modelos dos componentes da vazão natural reconstituída, em especial a variação sazonal e progressiva dos usos consuntivos (por exemplo, em função do aumento e da alternância das culturas, com características distintas de irrigação) e de evaporação líquida dos reservatórios.

No caso da metodologia de geração de cenários hidrológicos, aprimoramentos recentes foram incorporados no modelo autorregressivo pela CPAMP, como a implementação do modelo PAR(p)-A, que permite atribuir um peso maior ao passado recente na construção de cenários hidrológicos futuros. Logo, se esse passado recente concentrar períodos críticos, os cenários hidrológicos futuros também serão mais críticos, postergando, assim, o retorno da média desses cenários gerados à MLT. A análise das séries temporais das ENA individualizadas para as principais bacias hidrográficas do SIN permite ilustrar as incertezas associadas à identificação de eventuais tendências. Para essa análise foi utilizada a série histórica oficial e consolidada das ENA disponibilizada pelo ONS, com valores médios mensais, de janeiro de 1931 a dezembro de 2019, para 22 bacias hidrográficas⁹.

As Figuras 11, 12 e 13 apresentam os gráficos tipo “boxplot”¹⁰ com os valores das ENA para cada mês do ano, para as bacias dos rios Araguari, Uruguai e Grande respectivamente. As figuras ilustram os diferentes comportamentos entre as bacias hidrográficas do SIN avaliadas, evidenciando uma forte marcação sazonal em algumas delas (alta em alguns meses e baixa em outros), bem como indicando a dispersão dos valores para cada mês, cuja variabilidade pode ser bem expressiva em determinados meses.

⁹ As usinas hidrelétricas consideradas em cada bacia são listadas no Apêndice A

¹⁰ No gráfico utilizado, as linhas do retângulo representam o primeiro (P25% ou Q1) e terceiro (P75% ou Q3) quartil, conforme ilustrado a seguir, enquanto os pontos em preto estão fora da faixa definida entre $Q3 + 1,5 * QR$ e $Q1 - 1,5 * QR$, onde QR é a diferença entre Q3 e Q1.

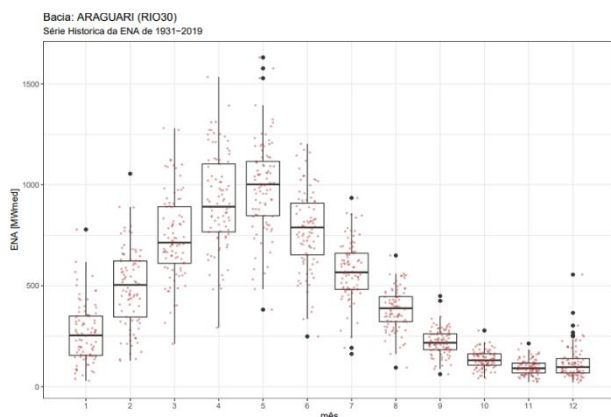


Figura 11 - Valores da ENA mensais de 1931 a 2019 para a bacia do rio Araguari

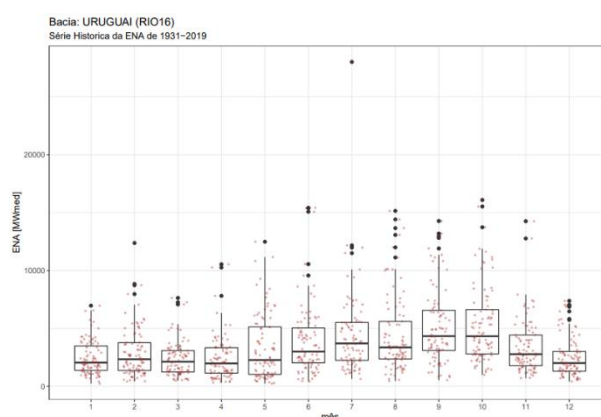


Figura 12 - Valores da ENA mensais de 1931 a 2019 para a bacia do rio Uruguai

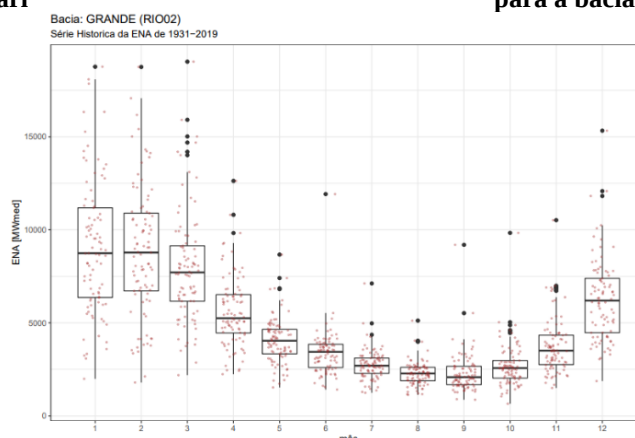


Figura 13 - Valores da ENA mensais de 1931 a 2019 para a bacia do rio Grande

Fonte: elaboração própria

Na sequência, para uma avaliação do comportamento estatístico das ENA, cada série temporal foi decomposta utilizando o método “*Seasonal and Trend Decomposition using Loess (STL)*” desenvolvido por R. Cleveland (1990), permitindo a separação dos componentes sazonais¹¹, tendência e residual, conforme apresentam as figuras a seguir - Figura 14, Figura 15 e Figura 16 – para as bacias dos rios Araguari, Uruguai e Grande, respectivamente. Essas figuras mostram as séries temporais originais da ENA (parte superior do gráfico) como sendo a soma entre as componentes sazonal (*seasonal*), tendência (*trend*) e residual (*remainder*). A barra cinza a direita indica o “peso” de cada componente em relação à série original, ou seja, quanto maior a barra, maior será a influência de uma determinada componente em relação às demais. Esse método foi utilizado para remover a sazonalidade da série, possibilitando assim uma avaliação específica da componente de tendência quanto a manutenção ou não da estacionariedade da série.

¹¹ O método STL permite ainda a especificação de variação do componente de sazonalidade, porém foi adotada a sazonalidade constante em todo período para fins de avaliação preliminar das séries.

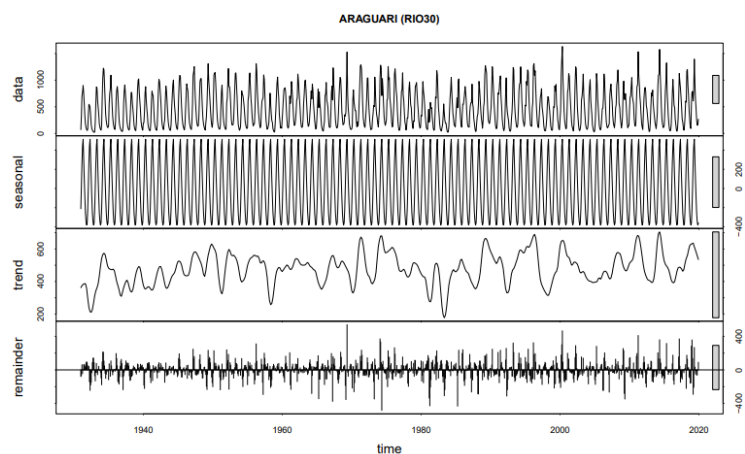


Figura 14 - Decomposição aditiva da série temporal da ENA da bacia do rio Araguari utilizando o método STL

Fonte: elaboração própria

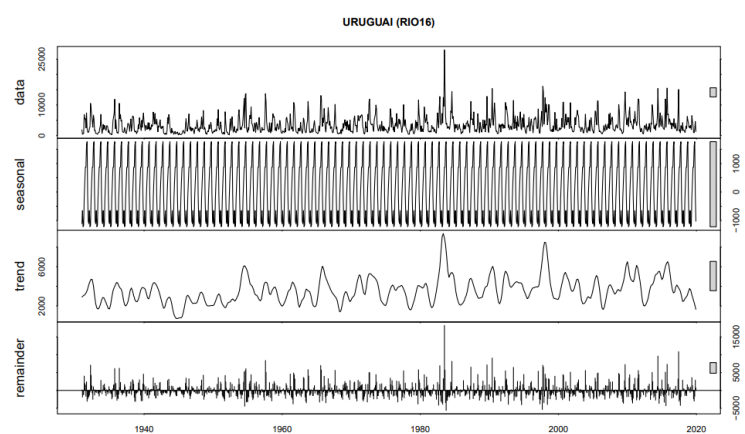


Figura 15 - Decomposição aditiva da série temporal da ENA da bacia do rio Uruguai utilizando o método ST

Fonte: elaboração própria

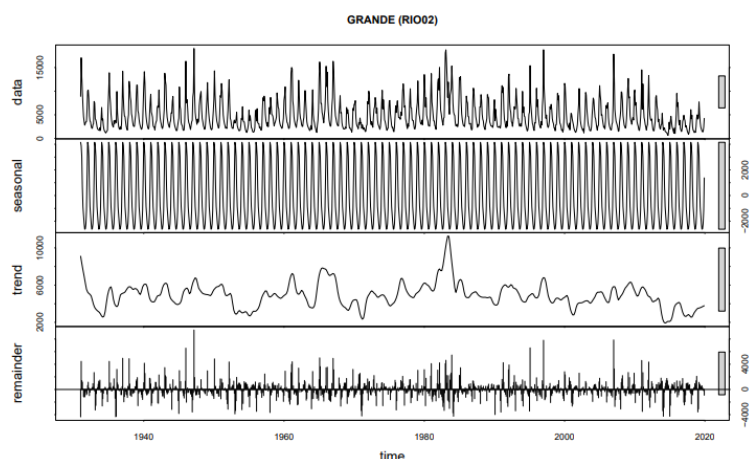


Figura 16 - Decomposição aditiva da série temporal da ENA da bacia do rio Grande utilizando o método STL

Fonte: elaboração própria

A partir dessa análise, utilizando a metodologia apresentada, observa-se que não existem evidências suficientes para indicar crescimento ou redução da componente de tendência ao longo do histórico de 1931 a 2019, vez que as componentes de tendência possuem alto grau de variação durante todo o período analisado.

Adicionalmente, outra análise pode ser realizada a partir dos dados dessazonalizados, onde manteve-se apenas o componente de tendência e foi feita uma regressão linear, conforme ilustram as Figura 17, Figura 18 e Figura 19. Os gráficos indicam ligeira tendência de aumento das ENA no Araguari e Uruguai e de redução na bacia do Grande.

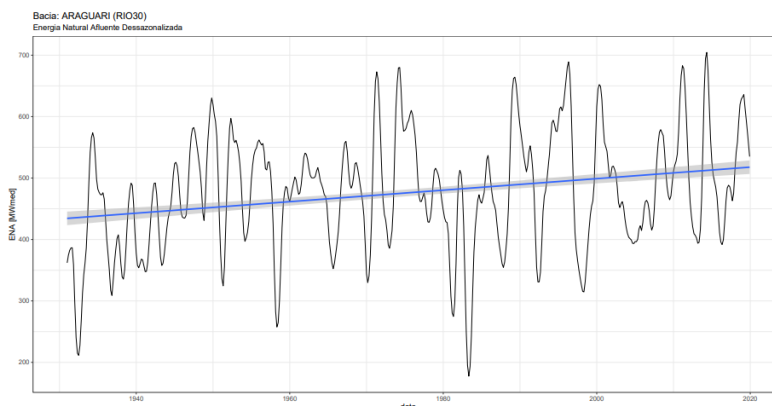


Figura 17 - Regressão linear para o componente de tendência da ENA da bacia do rio Araguari

Fonte: elaboração própria

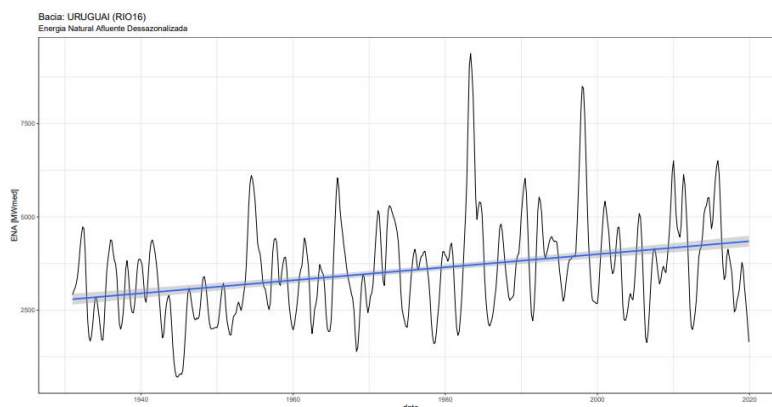


Figura 18 - Regressão linear para o componente de tendência da ENA da bacia do rio Uruguai

Fonte: elaboração própria

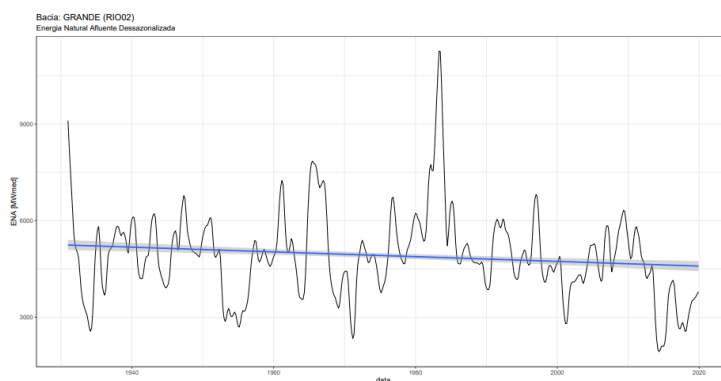


Figura 19 - Regressão linear para o componente de tendência da ENA da bacia do rio Grande

Fonte: elaboração própria

Entretanto, essa trajetória definida pela regressão não significa exatamente a indicação de alteração de padrão, pois é preciso analisar a qualidade dos coeficientes que compõem essa estimativa (regressão). Os coeficientes da reta e de determinação (R^2) para cada uma das bacias avaliadas são definidos na Tabela 3. O coeficiente de declividade da reta (a) indica a tendência de aumento ou decréscimo, considerando o ajuste linear para todo o período. Com essa métrica, é possível observar tendência de redução das vazões afluentes para as principais bacias das regiões Norte e Nordeste como Tocantins, Amazonas, Parnaíba, São Francisco, Jequitinhonha e tendência de aumento para algumas bacias do Sul e Sudeste, como Uruguai, Jacuí e Paraná. Nesse caso, observam-se diferentes valores para as bacias do SIN, alguns positivos e outros negativos, com todas elas apresentando coeficientes baixos, o que indica reduzida inclinação na reta associada à regressão linear e, conseqüentemente, alteração pouco expressiva no comportamento das séries.

Tabela 3 - Coeficientes angular e de determinação da regressão linear

Bacia	a	R^2
AMAZONAS SE+N (RIO20)	-0,020	0,013
ARAGUARI (RIO30)	0,003	0,065
CAPIVARI (RIO17)	0,001	0,181
DOCE (RIO10)	-0,012	0,193
GRANDE (RIO02)	-0,020	0,021
IGUAÇU ARTIFICIAL (RIO 14.1)	0,060	0,137
ITABAPOANA (RIO09)	0,000	0,003
ITAJAÍ-AÇU (RIO18)	0,004	0,199
JACUI (RIO15)	0,011	0,106
JEQUITINHONHA (RIO21)	-0,006	0,082
MUCURI (RIO 18)	-0,001	0,072
PARAGUAÇU (RIO22)	-0,001	0,058
PARAGUAI (RIO11)	0,002	0,068
PARAIBA DO SUL (RIO08)	-0,005	0,071
PARANÁ (1.1)	0,163	0,068
PARANAIBA (RIO01)	-0,021	0,023
PARANAPANEMA (RIO06)	0,029	0,198
PARNAÍBA (RIO19)	-0,001	0,104
SÃO FRANCISCO SE+NE (RIO12)	-0,106	0,163
TIETE ARTIFICIAL (RIO04.1)	0,010	0,088
TOCANTINS SE+N (RIO13)	-0,060	0,057
URUGUAI (RIO16)	0,048	0,117

Fonte: elaboração própria

Além disso, os valores baixos de R^2 evidenciam a deficiência do ajuste linear, dadas as variações naturais das vazões ao longo do histórico, limitando uma previsão mais assertiva do comportamento futuro ou mesmo a conclusão sobre a estacionariedade da série. O baixo coeficiente indica também que valores pontuais podem apresentar comportamentos bastante diferentes daqueles indicados pela regressão. Como exemplo, para a bacia do rio Grande, o valor da ENA em maio de 1969 foi de

2.186 MWmed enquanto o valor para maio de 2009 foi de 4.862 MWmed, comportamento contraditório à tendência indicada pela regressão.

Cabe ressaltar que além das simplificações associadas ao cálculo da ENA (descrito conforme submódulo 23.5 dos Procedimentos de Rede do ONS), incluindo a consideração de valores constantes de rendimento e quedas líquidas, as vazões afluentes também possuem incertezas intrínsecas aos métodos de medição, cujo tratamento não foi considerado na análise apresentada.

De maneira geral, o estudo apresentado não consegue identificar mudanças expressivas nos padrões de vazões médias e de energia natural afluyente (ENA) em períodos recentes, além de existir grande dificuldade em concluir com assertividade a motivação de eventuais alterações do comportamento das séries, seja por mudanças climáticas, por alterações no uso e cobertura do solo, pelo aumento dos usos consuntivos da água, pelo efeito da variabilidade climática de baixa frequência, como variações multianuais, ou, ainda, pela combinação desses fatores.

Esta conclusão está pautada na análise das séries de vazões reconstituídas conforme metodologia vigente e nas ENAs calculadas a partir destes valores. Caso os estudos avancem a partir da análise segregada dos componentes (evaporação, vazão observada, usos consuntivos e outros) e indiquem comportamentos distintos, a avaliação da adequabilidade da modelagem dos componentes nos modelos deverá ser feita.

A análise apresentada corrobora ainda com as conclusões apresentadas em recentes trabalhos, como o Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 05-2019, cuja análise concluiu por não ser possível definir inequivocamente se as tendências de acréscimo ou redução das séries de determinadas bacias representam mudança estrutural no sistema ou se são parte de um ciclo de longa duração.

Importa ressaltar que, alterações de padrões estatísticos das séries de vazões, ensejam estudos e reavaliações da metodologia utilizada para geração de cenários hidrológicos que serão considerados no planejamento.

2.1.3 Impactos das mudanças climáticas

Conforme já abordado nesse texto, não se descarta a hipótese de que as mudanças climáticas podem estar entre as causas da redução de disponibilidade hídrica observada nos últimos anos. Além disso, é um fator importante a ser considerado no planejamento da expansão, em especial de sistemas compostos majoritariamente por fontes de geração renováveis, sujeitas aos diversos efeitos das variações do clima.

Apesar de alguns estudos indicarem mudança nos padrões de temperatura global, como o Relatório AR6, *Sixth Assessment Report*, do *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC, 2021), das

Nações Unidas, publicado em outubro de 2021, as incertezas e limitações dos modelos utilizados ainda não são suficientes para assegurar o comportamento das futuras vazões afluentes em cada um dos reservatórios do SIN. Ainda assim, apesar de ser difícil assertivamente atribuir eventos climáticos específicos às mudanças climáticas, estudos como esse mostram que devemos nos preparar para a ocorrência mais frequente e mais severa de eventos climáticos como a da baixa disponibilidade hídrica de 2020/2021.

As mudanças climáticas implicam em incertezas e riscos crescentes para o planejamento energético onde é preciso buscar novas abordagens para lidar com esse desafio, que podem ser usadas para compensar, ainda que parcialmente, as limitações metodológicas e as relativas à disponibilidade dos dados.

Tais questões apontam para a importância da incorporação das mudanças climáticas em cenários de planejamento, inclusive sob a ótica da resiliência (capacidade de absorver impacto de eventos extremos com menor perturbação no funcionamento do sistema e do mercado, tanto pela ótica de segurança quanto de custo).

Nesse contexto, os estudos de planejamento da expansão, o Plano Nacional de Energia 2050 e o Plano Decenal de Expansão 2031 destacam uma seção e *box*, respectivamente, sobre o desafio das mudanças climáticas e como o planejamento das ações de adaptação requer estudos orientados à gestão do risco climático e a incorporação desse risco na tomada de decisão. Ainda sobre o tema, vale mencionar que, no PDE 2031, foi feita uma análise de sensibilidade (what-if) a fim de avaliar a robustez, ou resiliência, do sistema planejado frente a possíveis alterações do regime hidrológico, considerando o histórico recente de vazões. Os estudos complementares do PDE 2031 trouxeram análises mais detalhadas ao avaliarem diferentes cenários hidrológicos por meio de simulações na alteração nas vazões futuras.

Portanto, como possíveis efeitos das mudanças climáticas podem ou não ter implicado em alterações nos padrões históricos de vazões, o tema deve ser monitorado, incorporado e constantemente reavaliado pelo planejamento, caracterizando-se como um fator estrutural relevante a ser considerado e que, apesar de não comprovada correlação com a escassez hídrica de 2021, deve ser objeto de investigação.

2.1.4 Estagnação da capacidade de armazenamento das usinas hidrelétricas

Durante muitos anos, a matriz elétrica brasileira mostrou-se predominantemente hidrotérmica, composta em grande parte por grandes usinas hidrelétricas de grande porte e usinas termelétricas, sendo a função principal desta última, a de garantir a complementariedade energética do sistema nos períodos secos, auxiliando na manutenção de níveis estáveis nos reservatórios de água.

A construção de grandes reservatórios de regularização foi uma estratégia que buscou aproveitar as características do potencial hidrelétrico brasileiro, com capacidade de regularização plurianual. Assim se constituiu a base do sistema elétrico brasileiro, permitindo lidar com períodos de baixas afluições, economizando relevantes volumes de combustíveis fósseis em geração termelétrica.

O potencial hidrelétrico brasileiro é estimado em 176 GW, dos quais mais de 60% já foram aproveitados. Por outro lado, grande parte dos 52 GW do potencial acima de 30 MW ainda não aproveitado está localizado nas bacias hidrográficas Amazônica e Tocantins-Araguaia, sendo que 77% deles afetam terras indígenas, unidades de conservação ou quilombolas, o que dificulta a sua implementação, como bem ilustra a Figura 20. Assim, o potencial técnico remanescente é de até 12GW.

Adicionalmente, cabe destacar que esse potencial remanescente é naturalmente menos competitivo, quando comparado não somente ao padrão das hidrelétricas já construídas (as mais atrativas economicamente foram realizadas primeiro) mas também às demais fontes (eólica, solar e até algumas térmicas a gás natural em um cenário de gás nacional competitivo), que têm enxergado uma forte redução nos seus custos de implantação e operação, recentemente, refletindo em preços de energia cada vez menores.

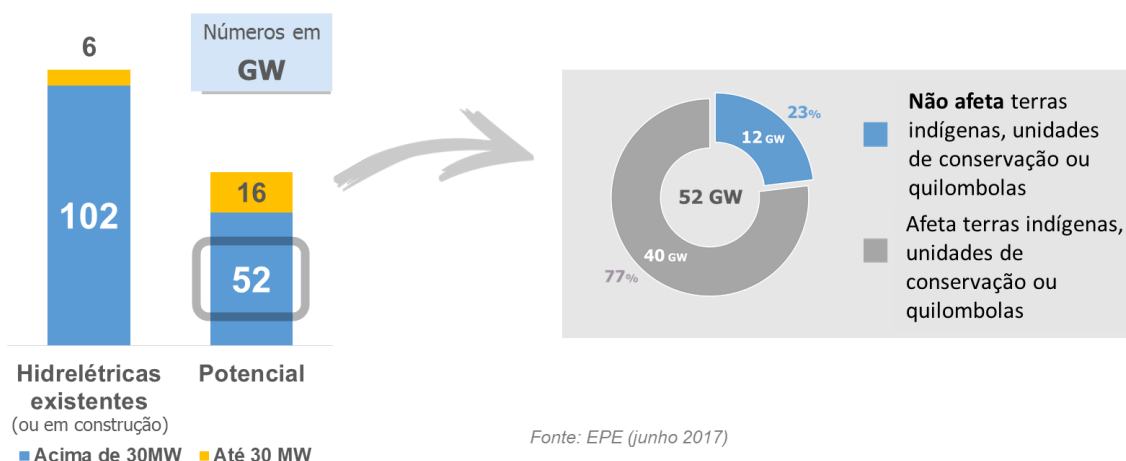


Figura 20 - Potencial hidrelétrico brasileiro

Fonte: EPE (2017)

Ainda que possam trazer benefícios sistêmicos, a construção de novas usinas com reservatório de acumulação certamente terá altíssimo custo para os consumidores de energia elétrica, além de poder enfrentar grandes dificuldades do ponto de vista socioambiental, tendo em vista os impactos ambientais associados, como desmatamento e perda da biodiversidade, além de impactos socioeconômicos, como o deslocamento físico e os prejuízos econômicos para milhares de pessoas.

Na Nota Técnica Nº EPE-DEE-DEA-RE-001/2015-r0 - Identificação e Classificação de Potenciais Reservatórios de Regularização no SIN (EPE, 2015), a EPE analisou em detalhes 25 projetos, com maior capacidade de reservação, cujos reservatórios poderiam agregar ao sistema 46.646 MWmed

de Energia Armazenável, cerca de 16% da capacidade atual de armazenamento. Destaca-se que, há nove projetos, que compreendem cerca de 46% da energia armazenável de todo o conjunto (21.493 MWmed), cuja implantação é, de fato, de alta complexidade, na medida em que afetam diretamente terras indígenas, áreas de proteção integral internacionalmente reconhecidas, grandes contingentes populacionais (mais de 3.000 pessoas) ou sede municipais. Cabe destacar que o estudo feito já ressaltava à época a disparidade temporal dos estudos e possível defasagem dos dados, portanto a evolução deste assunto demanda também revisão dos dados e estudos prioritários.

A conclusão da NT corroborou com a ideia de que os projetos não se mostraram suficientemente atrativos para os empreendedores, pouco competitivos frente a outras fontes de geração, e, conseqüentemente, poucos avançaram. Importa listar que, após nova avaliação expedita, não se registram avanços no desenvolvimento desses projetos. Longe disso, houve a desistência de elaboração dos estudos, por parte de empreendedores, de três projetos do grupo considerado na avaliação processual dos projetos hidrelétrico candidatos à expansão no PDE 2030.

Dessa forma, com a construção reduzida de novas hidrelétricas, em especial aquelas com grandes reservatórios de acumulação de água, tem-se observado a estagnação na capacidade de armazenamento de energia no sistema. A evolução da energia armazenável máxima do SIN, no período entre 2000 e 2021, é ilustrada na Figura 21. As poucas hidrelétricas que tiveram sua operação iniciada recentemente ou que aparecem como candidatas à expansão ao longo dos PDE 2024 a 2031 possuem pequenos reservatórios ou são do tipo fio d'água, o que tende a manter essa situação para os próximos anos.

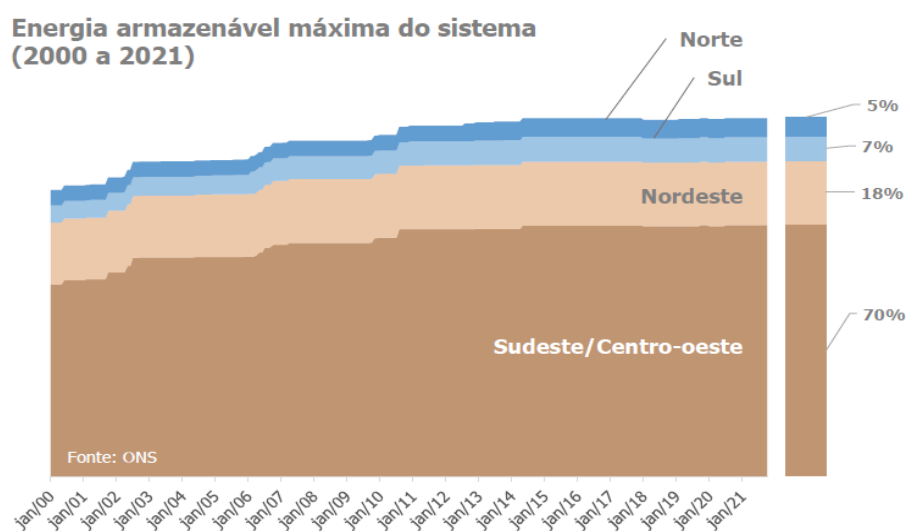


Figura 21 - Evolução da energia armazenável máxima por subsistema (%)

Fonte: elaboração própria

De forma complementar, a Figura 22 mostra a expansão da capacidade instalada e do volume útil total das principais hidrelétricas do SIN, evidenciando que a partir de 2000, apesar do acréscimo de potência, o armazenamento do sistema não aumentou na mesma proporção, o que leva à perda relativa de regularização ao longo dos anos e reduz a capacidade de gestão sobre os recursos

hídricos para atender aos requisitos operativos do sistema (a governabilidade dos reservatórios é prejudicada).

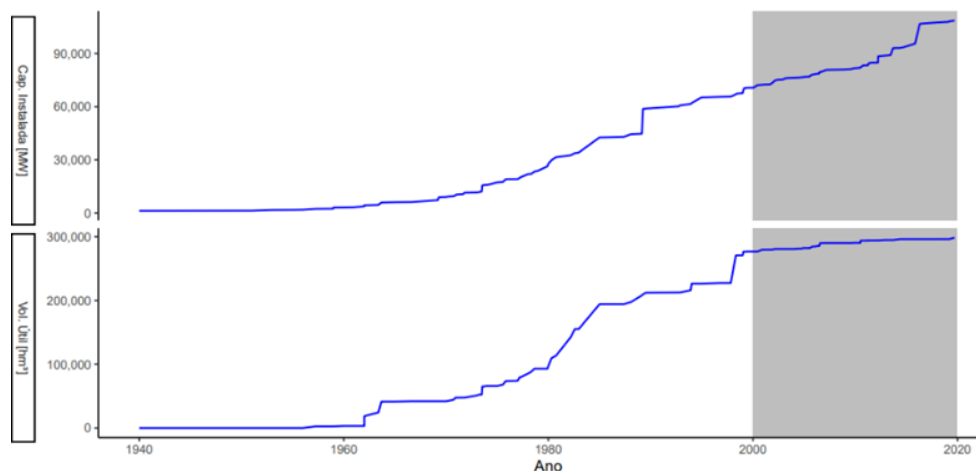


Figura 22 - Expansão hidrelétrica no SIN em capacidade instalada e volume útil.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS/Histórico de Operação e ANEEL/SIGA (2021)

Além disso, a Figura 23 ilustra que a capacidade relativa de armazenamento ($EAR_{max}/Carga$) tem apresentado redução desde 2001 devido a estagnação da expansão hidrelétrica com reservatórios de regularização e restrições operativas hidráulicas que reduzem de forma estrutural a flexibilidade operativa dos reservatórios existentes. A relação entre energia armazenável máxima e a carga média do sistema se reduziu em 24% entre 2000 e 2021, ficando mais evidente nesta última década.

A estagnação do armazenamento e aumento da carga do sistema, representam uma diminuição da capacidade de gestão dos recursos hídricos e da resiliência frente a períodos hidrológicos desfavoráveis e de maior duração, como o vivenciado em 2021.

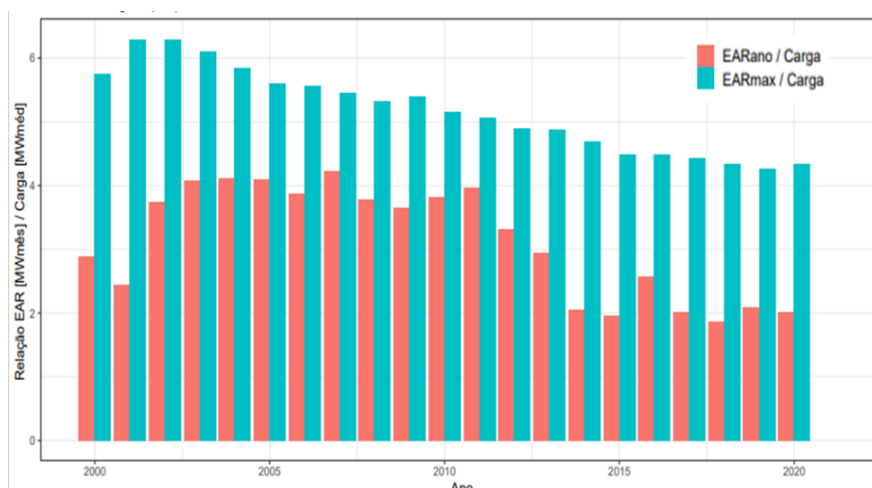


Figura 23 - Evolução da relação EAR/Carga do SIN para o período de 2000 a 2020.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS (2021)

Portanto, em razão da inexistência de oferta de UHE com reservatórios de regularização para expansão do SIN dentro do horizonte de planejamento dos Planos Decenais de Energia, trabalha-se

com a identificação de outras soluções para expansão e operação do SIN, de forma a garantir o atendimento aos critérios de suprimento de energia e potência do sistema.

Nesse sentido, destaca-se que ao longo das duas últimas décadas promoveu-se intensa diversificação da matriz, com redução da dependência da hidreletricidade, de 83% para 60% da capacidade instalada, além da intensa expansão dos ativos de transmissão de energia.

A diversificação da matriz elétrica e a expansão da rede de transmissão aumentam a confiabilidade de suprimento devido ao efeito portfólio das diversas fontes e tem sido uma evolução em relação ao passado, em que se contava com maior participação de hidrelétricas e complementariedade térmica.

Dessa forma, por mais que se entenda que quanto mais reservatórios de regularização, mais segura e gerenciável é a operação do setor elétrico, não se pode afirmar que a redução da construção de novos reservatórios de regularização é fator estrutural determinante e único para a ocorrência de desafios operacionais como do ano de 2021, vez que esta nova realidade pode ser mitigada com alternativas complementares à geração hidrelétrica para garantir a segurança do abastecimento de energia, associadas a expansão dos sistemas de transmissão, assim como contratações de recursos de potência adicionais.

Cabe ressaltar ainda que, conforme destaques nas últimas edições do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), a EPE entende que há importantes investimentos a serem feitos na modernização e repotenciação das usinas hidrelétricas existentes, com vistas a prover de forma mais eficiente o atendimento à necessidade de potência do sistema, atentando para limitações impostas pelas restrições hidráulicas operativas.

Por fim, tendo em vista a manutenção da capacidade de armazenamento existente, deve-se reforçar a importância das ações e iniciativas relacionadas a gestão dos sedimentos nas bacias, bem como a atualização das características técnicas e operativas das usinas hidrelétricas, para adequada representação nos modelos de planejamento da operação.

2.1.5 Conflitos pelos usos múltiplos da água e alterações no uso do solo

A água que corre nos rios é utilizada para diversas atividades: abastecimento humano e animal, gerar energia elétrica, irrigar culturas, abastecimento industrial, permitir a navegação, preservar os ecossistemas, entre outros. A gestão dos recursos hídricos deve respeitar os usos prioritários e promover o uso múltiplo da água, compatibilizando os diferentes interesses e demandas.

De acordo com a ANA (2020)¹², pode-se classificar os tipos de usos da água como consuntivos e não consuntivos. Os usos consuntivos são aqueles que retiram a água de sua fonte natural diminuindo suas disponibilidades quantitativas, espacial e temporalmente. A irrigação, abastecimento humano e animal e consumo industrial são exemplos gerais desses usos. Por outro lado, os usos não consuntivos são aqueles que retornam à fonte de suprimento praticamente a totalidade da água utilizada, podendo haver alguma modificação no padrão temporal de disponibilidade, como os usos para hidroeletricidade, piscicultura, navegação e recreação. Com o aumento da quantidade e diversidade de usuários, maior é a complexidade da gestão dos recursos hídricos. Uma das principais referências nesse tema é o Relatório Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil, publicado periodicamente pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA).

Segundo ANA (2019)¹³, a demanda por água no Brasil é crescente. Nas últimas duas décadas estima-se que a demanda de usos consuntivos aumentou aproximadamente 80% e a previsão é de que ocorra um acréscimo de 24% na demanda até 2030.

A Figura 24 traça um panorama da evolução das demandas pelos recursos hídricos no Brasil, entre 1931 e 2030 (ANA, 2019), evidenciando o aumento significativo dos usos consuntivos.

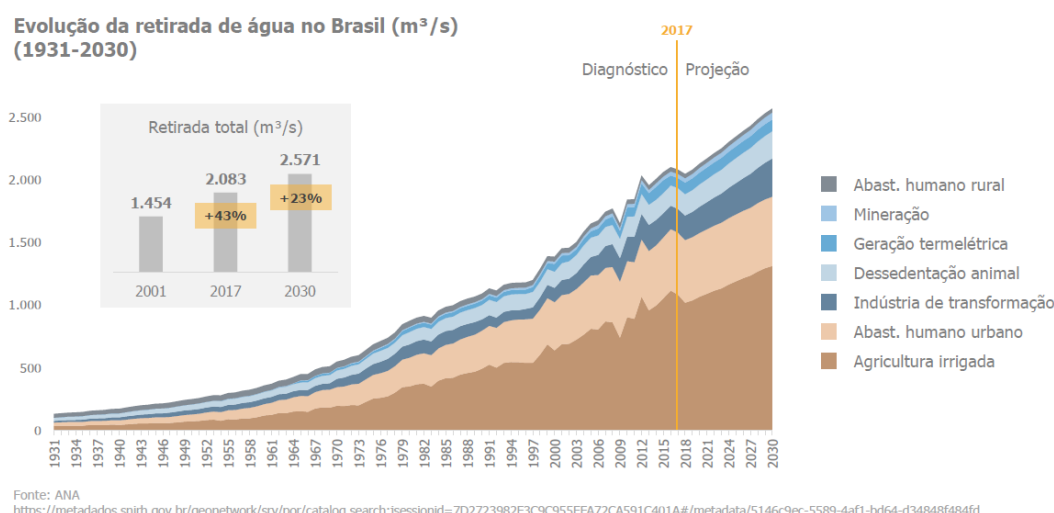


Figura 24 - Evolução da retirada de água no Brasil

Fonte: ANA (2019)

A agricultura irrigada, o abastecimento urbano e a indústria de transformação são responsáveis por cerca de 85% das retiradas de água. Percebe-se que as projeções apontam que todos os usos continuarão se expandindo nos próximos anos, com um crescimento em 2030 de 76% no volume de retiradas em relação à 2001.

¹² Fonte: ANA, 2020 – Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil 2020, disponível em: <http://conjuntura.ana.gov.br/static/media/conjuntura-completo.23309814.pdf>

¹³ Em 2021 foram publicadas as Resoluções ANA 92/2021 e 93/2021 que trazem as séries históricas (de 1931 a 2019) e projeções futuras (2020 a 2030) de usos consuntivos da água a montante de aproveitamentos hidrelétricos. As resoluções fazem referência aos dados do Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos (SNIRH), que, por sua vez, traz a publicação Manual de Usos Consuntivos da Água no Brasil (ANA, 2019).

Essa crescente utilização da água para outros fins acaba por restringir a disponibilidade dos recursos hídricos, e consequentemente, as condições de operação das hidrelétricas. O setor elétrico representa esse crescimento nos seus modelos de planejamento através da inserção das informações de retiradas d'água referentes aos usos consuntivos, utilizando séries de projeções divulgadas periodicamente pela ANA.

É importante ressaltar que a representação dos usos consuntivos nos modelos energéticos é simplificada, o que pode acarretar no subdimensionamento dos impactos do aumento dos usos consuntivos para a produção de energia hidrelétrica. Dessa forma, é fundamental que o setor elétrico siga perseguindo formas de aprimorar a consideração dos usos consuntivos nas ferramentas computacionais utilizadas no planejamento e operação do SIN.

Além disso, aliadas às melhorias na modelagem, as séries futuras de usos consuntivos devem buscar constantemente se aproximar dos usos efetivamente realizados, a fim de garantir maior previsibilidade na gestão da oferta de energia, do ponto de vista do setor elétrico.

Como exemplo do impacto do aumento dos usos na água na geração de energia hidrelétrica pode-se citar as discussões que culminaram na publicação da Resolução Conjunta ANA, ADASA, IGAM, SEMAD/MG, SEMAD/GO n. 109/2021, cujo objetivo foi a revisão do marco regulatório para o uso dos recursos hídricos na bacia do rio São Marcos (Resolução ANA n. 562/2010) tendo em vista o crescimento da agricultura irrigada na região, que tem causado impactos energéticos na UHE Batalha (52,5 MW) podendo chegar a redução de 19% da Energia Firme no pior cenário, conforme estudo da ABRAGE¹⁴.

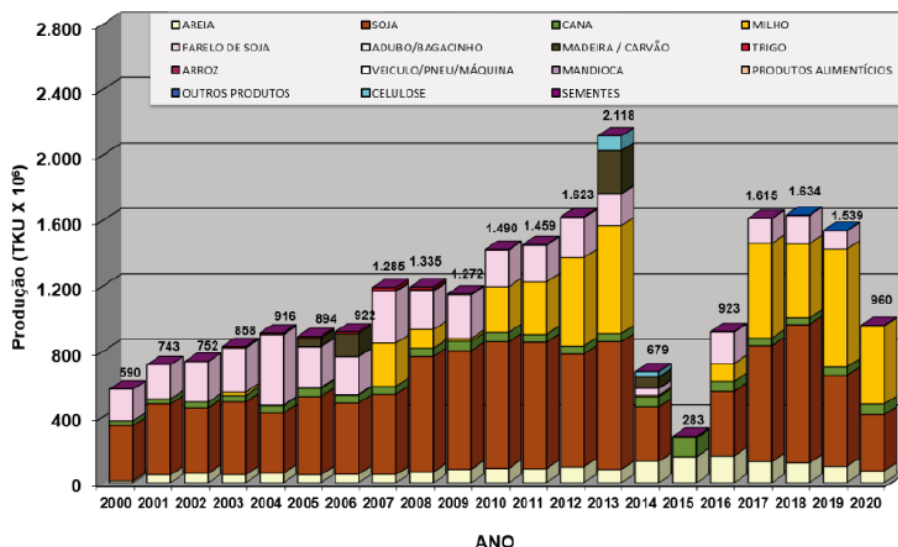
Para além dos usos consuntivos, os usos não consuntivos também cresceram. Esses usos podem ser descritos como retiradas de parte de água dos mananciais que, depois de utilizada, é devolvida a esses mananciais na mesma quantidade e com a mesma qualidade, ou ainda nos usos em que a água serve apenas como veículo para certa atividade, ou seja, a água não é consumida durante seu uso. Como exemplos tem-se a pesca, turismo e navegação.

Apesar de na sua definição este tipo de uso não ser configurada uma retirada de água, o que poderia impactar diretamente na produção de energia, alguns usos não consuntivos como a navegação e turismo podem trazer consequências para o setor elétrico, especialmente no que diz respeito à imposição de restrições operativas hidráulicas.

No caso da navegação, a Hidrovia Tietê-Paraná, uma das mais importantes do país, vem mantendo um volume expressivo de transporte de cargas nos últimos anos, conforme apresentado na Figura 29, com valores acima de 900 milhões TKU, com exceção do período referente à escassez hídrica de 2014/2015, onde sofreu redução desses volumes. Segundo a Federação Nacional das Empresas de Navegação Aquaviária (Fenavega), o custo do frete pela hidrovia é 70% menor do que o transporte por caminhão (CNN Brasil, 17/09/2021). Entretanto, com a escassez hídrica de 2021, a

¹⁴ www.abrage.com.br/arq/A291116/5Conflito.pdf

Hidrovia Tietê-Paraná foi uma das mais impactadas, chegando a paralisar suas operações no final de agosto/2021, em função da necessidade de flexibilização das restrições operativas do Rio Paraná e seus principais afluentes, que permitiam a boa navegabilidade desta hidrovia.



Obs: A partir do mês de maio de 2014 e durante todo o ano de 2015 parte da Hidrovia ficou interrompida para o transporte de longo curso, devido ao baixo nível do reservatório de Três Irmãos.

Figura 25 - Evolução das Cargas Transportadas na Hidrovia Tietê-Paraná (milhões de toneladas)

Fonte: Departamento Hidroviário SP - <http://www.dh.sp.gov.br/carga/transportada/>

Além das questões ligadas à navegação, o turismo pode futuramente impor algumas restrições operativas para a operação dos reservatórios.

Como exemplo, pode-se citar as mudanças ocorridas em 2020 nas condições para a operação do sistema hídrico do rio Tocantins, composto pelos reservatórios de Serra da Mesa, Cana Brava, São Salvador, Peixe Angical, Lajeado, Estreio e Tucuruí (Resolução ANA n. 70/2021) com objetivo de conciliar com a geração de energia com a exploração do turismo na região.

Outro exemplo marcante é o debate em torno das condições de operação dos reservatórios de Furnas e Mascarenhas de Moraes, dois dos principais reservatórios para a geração de energia elétrica do país, uma vez que regulariza as vazões que passam por outras 12 UHEs (dentre elas as UHEs Ilha Solteira, Jupiá, Porto Primavera e Itaipu) e que também tem fundamental importância para o turismo na região e para a manutenção das condições de navegabilidade na hidrovia Tietê-Paraná.

Conforme apresentado na Figura 26, o setor de turismo tem grande participação na economia de Minas Gerais, com 26,4% dos empregos locais atrelados ao turismo. Além disso, os estabelecimentos que têm suas atividades relacionadas ao setor de turismo representam aproximadamente 31% do total do estado.

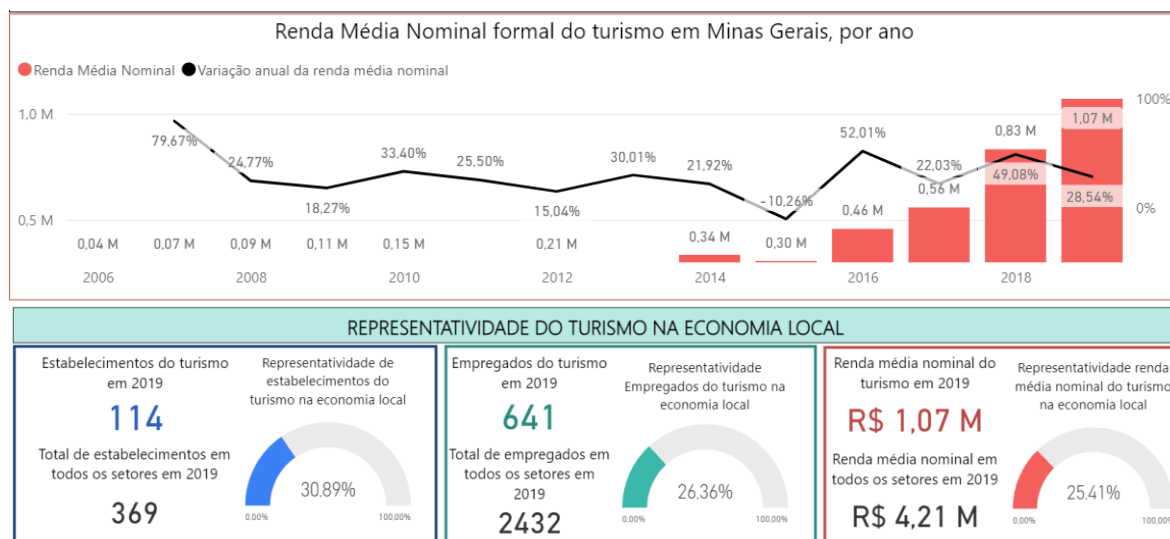


Figura 26 - Renda média formal do turismo em MG e representatividade local

Fonte: Observatório do Turismo de Minas Gerais. <https://www.observatorioturismo.mg.gov.br/?p=5318>

Entretanto, o turismo nas cidades mineiras banhadas pelo lago da hidrelétrica de Furnas é bastante impactado pelo deplecionamento¹⁵ do reservatório a níveis inferiores à cota 762 metros, especialmente como ocorreu na escassez hídrica de 2020/2021. Destaca-se que o nível d'água mínimo de operação do reservatório de Furnas é de 750 m.

O pleito da Associação dos Municípios do Lago de Furnas para adoção da cota 762m como cota mínima do reservatório foi objeto da Emenda Constitucional nº 106/2020 do estado de Minas Gerais, de 4 de dezembro de 2020, que dispõe sobre o tombamento dos reservatórios de Furnas e Mascarenhas de Moraes, e estabelece cotas mínimas de 762 metros e 663 metros, respectivamente. Tal medida restringe a utilização da água armazenada nos reservatórios para a geração hidrelétrica. Cumpre ressaltar que o Governo Federal ajuizou a Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI 688916) no Supremo Tribunal Federal (STF) questionando o tombamento, uma vez que viola as normas da Constituição Federal de 1988, que estabelecem: (i) a competência privativa da União para legislar sobre águas e energia; (ii) as competências materiais exclusivas da União para explorar os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água e para instituir o sistema nacional de gerenciamento de recursos hídricos; (iii) o princípio da separação de Poderes; e (iv) os postulados do devido processo legal, ampla defesa e contraditório.

Ações como o tombamento de reservatórios, a exemplo de Furnas e Mascarenhas de Moraes, restringem a possibilidade de gestão, por parte do ONS, do recurso hidráulico para a geração hidrelétrica.

¹⁵ Deplecionamento: termo comumente utilizado no setor elétrico brasileiro para representar o a redução no armazenamento do reservatório de regularização.

¹⁶

<https://redir.stf.jus.br/estfvisualizadordpub/jsp/consultarprocessoeletronico/ConsultarProcessoEletronico.jsf?seqobjetoincidente=6199891>

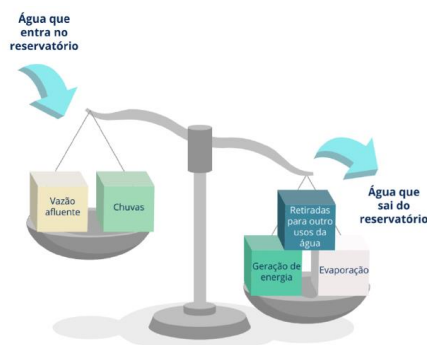


Figura 27 - Esquema simplificado do balanço hídrico de um reservatório

Fonte: elaboração própria

Um esquema simplificado do balanço hídrico de um reservatório é brevemente ilustrado na Figura 27. Para conciliar a geração de energia elétrica com os outros usos da água, inclusive os usos ambientais, há uma série de restrições operativas a que se sujeitam as usinas hidrelétricas. Como exemplos de restrições operativas, tem-se: limitação no nível de água no reservatório ou no trecho abaixo do barramento, de forma que permita a captação de água em estruturas de abastecimento público, manutenção de calado para navegação, ou descarga de vazão suficiente para manter a vida aquática na região, taxa de deplecionamento, taxa de variação da defluência, defluência mínima, entre outros, associados aos usos múltiplos, como proteção de cheias, navegação, captação para uso consuntivo e proteção da ictiofauna.

O aumento dos usos múltiplos traz grandes desafios para o setor elétrico, tanto no ponto de vista de redução da disponibilidade dos recursos hídricos (em função dos usos consuntivos), quanto dos usos não consuntivos, que ampliam restrições operativas, aumentando a inflexibilidade da geração hidrelétrica e reduzindo a gestão do operador do sistema.

Na conjuntura da escassez hídrica de 2021, algumas ações de flexibilização das restrições operativas hidráulicas foram coordenadas pela CREG em conjunto com o ONS, ANA e demais agentes, de maneira a preservar os volumes dos reservatórios para promover o melhor uso da água no período seco e evitar uma situação mais crítica nos próximos meses. Esse diálogo entre os diversos usuários da água foi fundamental para a efetiva flexibilização das defluências mínimas de algumas usinas da bacia do Paraná, como Jupia e Porto Primavera, além de outras hidrelétricas importantes para a manutenção da gestão dos reservatórios do SIN.

Do ponto de vista do planejamento da expansão do sistema, o aumento dos usos múltiplos e, por consequência, a existência de restrições operativas hidráulicas não significa necessariamente um problema para o setor elétrico (embora possa implicar em custos mais elevados), desde que elas estejam claramente mapeadas e representadas adequadamente nos modelos de simulação, como o Newave, de modo que seja possível sinalizar, com a devida antecedência e previsibilidade, ações mitigadoras de risco de não suprimento.

Isso é determinante, pois as decisões de investimento na expansão da oferta precisam se dar com alguns anos de antecedência. Além disso, é fundamental conhecer a razão da existência dessas restrições e diferenciar as restrições operativas estruturais das conjunturais. Para o planejamento, apenas as estruturais devem ser consideradas nos estudos de longo prazo.

Entretanto, estudos apresentados neste relatório na seção 2.2.6 indicam que essas restrições não têm representado claramente o que se observa na realidade operativa das hidrelétricas. Os resultados dessas análises indicam que, no contexto de 2021, as diferenças observadas quanto ao mapeamento e representação de todos os usos múltiplos existentes e projetados nos modelos em relação ao que se verificou na realidade operativa, pode ter contribuído estruturalmente para a redução da previsibilidade na gestão dos recursos hídricos.

Vale destacar que essas restrições são dinâmicas (são alteradas no tempo) e de alta granularidade (nível local). Isso é importante, pois não só surgem novas restrições (ou antigas são alteradas) como também de forma geral os modelos são desenvolvidos com nível de granularidade que não permite representar todos os detalhes, admitindo-se o desvio aleatório (até pelo custo de tempo e recursos para manter atualizados modelos hiperespecificados).

Dessa forma, a caracterização mais assertiva dos usos consuntivos futuros, que permitam a definição de projeções (atualmente realizadas pela ANA) mais aderentes à realidade observada, bem como o desenvolvimento de estudos específicos sobre mudanças no uso dos solos são fundamentais para a avaliação da disponibilidade futura dos recursos hídricos, com consequências imediatas para o dimensionamento dos requisitos futuros do sistema e indicação de oferta necessária para o atendimento.

2.1.6 Considerações a respeito da gestão dos recursos hídricos no planejamento

Neste subcapítulo 2.1- Gestão dos recursos hídricos no planejamento, o diagnóstico apresentou os seguintes resultados: a longa sequência hidrológica desfavorável pode se configurar como uma causa determinante para a situação escassez hídrica vivenciada em 2021; não é possível identificar mudanças expressivas nos padrões de vazões médias e de energia natural afluenta (ENA) em períodos recentes, quando consideradas as séries de vazões naturais reconstituídas a partir das metodologias vigentes que datam de 2004; possíveis efeitos das mudanças climáticas podem ou não ter implicado em alterações nos padrões históricos de vazões, e que apesar de não comprovada correlação com a escassez hídrica de 2021, deve ser objeto de investigação; não se pode afirmar que a redução da construção de novas usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização foi fator estrutural determinante e único para a ocorrência dos desafios operacionais como do ano de 2021, vez que esta nova realidade pode ser mitigada com outras ações; o aumento dos usos múltiplos e, por consequência, a existência de restrições operativas hidráulicas não significa

necessariamente um problema para o setor elétrico, desde que estejam claramente mapeadas e representadas adequadamente nos modelos de simulação.

2.2 Condições de suprimento, modelos computacionais e dados de entrada

2.2.1 Os critérios de suprimento de energia e potência

Quando do forte crescimento econômico e respectiva expansão do parque gerador de energia elétrica nos anos 70, primordialmente hidrelétrico, foi necessário avançar no desenvolvimento e definição de métodos para orientar o planejamento do setor elétrico, sob a ótica da segurança do suprimento. Nesse período, foi adotado o critério de energia firme, isto é, a produção média ao longo do período crítico do sistema elétrico. O período crítico é uma sequência de meses/anos em que a série de vazões observada levaria ao esvaziamento completo dos reservatórios do sistema (sem reenchimentos intermediários), sendo um importante critério utilizado para dimensionar barragens para regularização de vazões dos rios.

Em 2004, por meio da Resolução nº 1/2004, o CNPE formalizou como critério de segurança de suprimento um limite máximo aceitável para o risco de déficit de energia, definido em 5% em cada subsistema elétrico (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste). Este era, então, o único critério vigente e era aplicado para o cálculo das garantias físicas.

Em particular, os Planos Decenais da época, além do limite máximo de risco de déficit de energia, buscavam também a chamada “otimização econômica”. Em outras palavras, buscava-se não apenas garantir o atendimento ao critério de segurança de suprimento, mas também indicar investimentos adicionais que poderiam resultar em menor custo total para a oferta de energia¹⁷. Essa “otimização econômica” buscada no Plano resultava, na prática, em risco de déficit inferior a 5%. Embora indicando que valia a pena investir na redução do risco de déficit, para menos do que o valor oficialmente aprovado pelo CNPE, essa diferença metodológica entre o PDE e as garantias físicas acabava gerando algumas incompatibilidades entre esses dois importantes processos do planejamento da expansão. Dessa forma, no ano de 2008 o CNPE (Resolução nº 9/2008) decidiu pela unificação dos critérios, incorporando, além da métrica física (risco de déficit limitado a 5%), também o critério econômico (CMO=CME).

É importante destacar que a matriz de energia elétrica de 2021, planejada antes de 2019 (quando os critérios foram revisitados), foi projetada e avaliada a partir destes dois critérios estabelecidos na Resolução nº 9/2008.

¹⁷ A otimização econômica no plano era obtida garantindo que os custos marginais de operação (CMO) não fossem superiores aos custos marginais de expansão (CME) do sistema. Ou seja, para ampliar a oferta de uma unidade adicional de energia, o custo de fazer isso com as usinas existentes (custo marginal de operação) não poderia superar o custo de fazer isso investindo na construção de uma nova usina (custo marginal de expansão). Em termos matemáticos, o plano buscava uma estratégia de expansão da oferta que não apenas atendesse ao risco de déficit limitado a 5%, como também que CMO deveria ser igual ao CME.

Tendo em vista que esses critérios estavam vigentes há mais de uma década, uma reavaliação sobre a efetividade dos mesmos não era apenas oportuna, mas necessária. Desde 2008, a matriz elétrica brasileira havia sofrido alterações significativas, e os estudos de planejamento indicavam que a tendência era de que essas transformações se acentuariam, afetando a forma como o sistema elétrico vinha sendo operado.

A primeira grande mudança que vem ocorrendo na composição da matriz de geração de energia elétrica se deve à menor participação das usinas hidrelétricas, principalmente aquelas com reservatórios de regularização. Historicamente, os grandes reservatórios existentes no Brasil exerciam o papel de transferir excedentes de oferta de períodos chuvosos para os momentos de menores vazões chegando às usinas. A grande capacidade de armazenamento, em proporção à carga total de energia elétrica, resultava em capacidade de estoque plurianual, permitindo sustentar o suprimento mesmo numa sequência de alguns anos mais secos do que a média histórica. Essas características se refletiam em segurança operativa e estabilidade dos preços da energia. Por isso, os estudos de planejamento da expansão da oferta eram feitos em base anual. O foco dessas análises era proteger o sistema de períodos severos e/ou prolongados de baixa disponibilidade hídrica.

A menor participação dessas usinas hidrelétricas na oferta ao longo dos anos recentes, leva a perda, em termos relativos, da capacidade de regularização (maior crescimento da carga em relação à entrada de novas hidrelétricas e, principalmente, em relação a expansão da capacidade de armazenamento), somada à aceleração na entrada de usinas eólicas e solares, que são fontes com maior variabilidade no curto prazo (podem variar bastante ao longo de um dia e de algumas horas), fez com que os estudos de planejamento do sistema tivessem que ser ajustados, olhando com maior detalhe as variações no curto prazo da geração e da demanda de energia.

A manutenção do cálculo das metas de geração utilizando baixa resolução temporal, como era no passado, distancia seus resultados da operação em tempo real, exigindo medidas corretivas do operador, como ilustrado na Figura 28. Dizendo de outra forma: olhar apenas o suprimento no agregado de um ano ou de um mês nos impediria de identificar riscos de escassez em certas horas do dia. Para combater essa “miopia” e identificar corretamente as necessidades do sistema elétrico para suportar as possíveis variações tanto da geração renovável como da demanda, foi preciso investir em análises sobre intervalos cada vez menores, alcançando o nível horário.

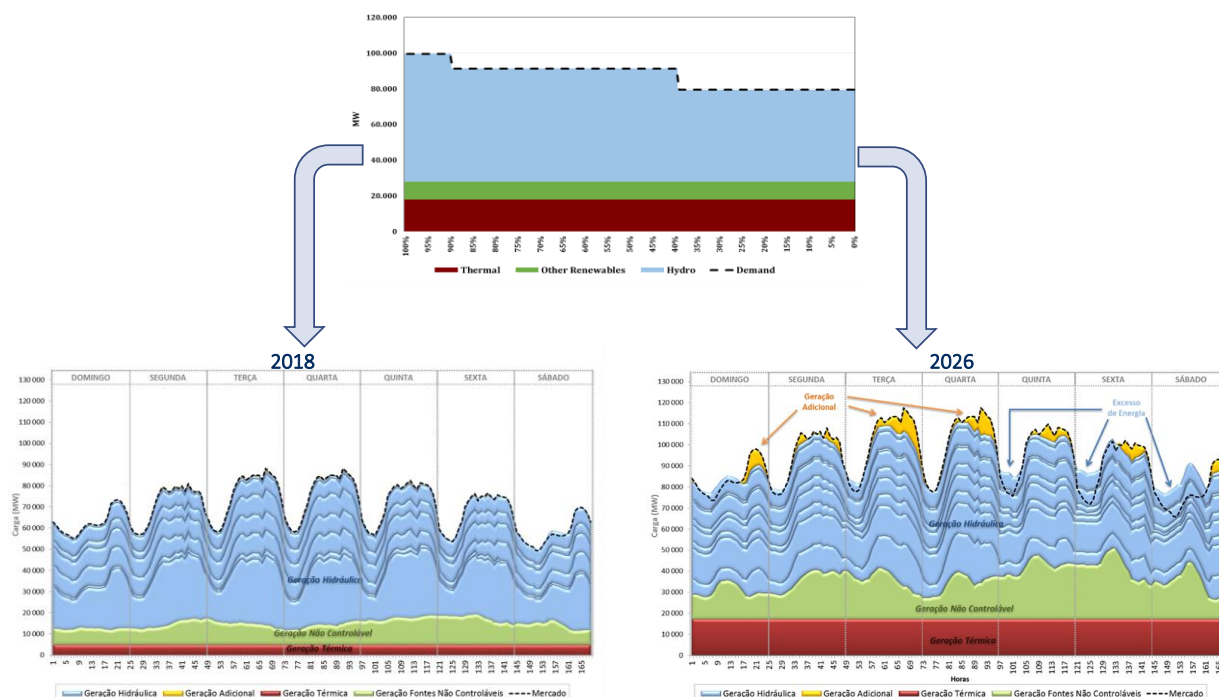


Figura 28 – Dificuldade de compatibilização entre as metas mensais de geração e a curva de carga horária ao longo dos anos
Fonte: PDE2029 (2020)

Outra consequência dessa mudança na composição da matriz de geração de energia é que as necessidades do sistema vêm mudando de perfil. No passado, viabilizar a construção de novas hidrelétricas para atender ao crescimento da demanda em termos médios anuais e mensais permitia ao operador do sistema gerenciar as variações dessa demanda nos intervalos intermediários (hora a hora, minuto a minuto). Isso porque as características técnicas das hidrelétricas permitem que o operador determine aumentar ou diminuir a geração rapidamente, sem maiores custos. Essa necessidade de ter geração para atender ao pico de demanda é o que se chama de requisito de potência, e a necessidade de ter usinas capazes de variar rapidamente o quanto está sendo gerado e jogado na rede elétrica é o que se chama de requisito de flexibilidade¹⁸. Se faltar suficiente capacidade de potência e/ou flexibilidade, o sistema ficará vulnerável a interrupções temporárias do suprimento.

Os últimos PDEs apontam que esse suprimento de potência e flexibilidade não poderá mais ser atendido apenas com as hidrelétricas em operação comercial. É essencial que haja expansão de tecnologias específicas que possuam disponibilidade de operar quando o sistema requerer (sob demanda). Dessa forma, é mandatório que novas dimensões de análise da segurança do suprimento sejam incorporadas ao planejamento energético, incluindo análise da capacidade de potência. Mais do que isso, é preciso que essas novas necessidades do sistema elétrico estejam explícitas nos critérios de segurança de suprimento, para assegurar que todos os requisitos sejam atendidos, ao menor custo possível.

¹⁸ Cada vez mais há tecnologias e formas de atender parte do requisito de potência e de flexibilidade gerenciando melhor pelo lado da demanda de energia (resposta da demanda), ao invés de apenas pelo lado da oferta (usinas de geração).

Os requisitos de flexibilidade, em particular, ainda não são explicitamente considerados nos estudos de planejamento da expansão e da operação, devido a modelagem computacional atualmente utilizada. Isso dificulta a identificação da sua eventual escassez e, conseqüentemente, o estabelecimento de critérios específicos para esse requisito. À medida em que avancem os estudos e a operação do sistema em base horária (maior detalhamento do funcionamento do sistema no tempo), inicialmente na formação de preço e programação da operação, e posteriormente para os estudos da expansão da oferta, será possível um importante ganho de percepção sobre o valor da flexibilidade e as conseqüências da sua eventual insuficiência, fundamentando assim a inclusão dessa dimensão nos critérios de suprimento.

Por fim, destaca-se que as hidrelétricas e seus reservatórios são uma fonte extremamente valiosa de flexibilidade para o sistema. O Brasil tem mais de 100 GW de capacidade instalada de hidrelétricas, que conseguem oferecer essa flexibilidade operativa a baixo custo. Todavia, as restrições à operação das usinas em razão de outros usos da água, inclusive ambientais, podem limitar de forma crescente a contribuição delas para a segurança do suprimento sob a ótica das necessidades de flexibilidade.

a. Novos critérios de segurança de suprimento

Visando garantir a adequabilidade estrutural do suprimento de energia e de potência, em 2019 foram desenvolvidos estudos para a definição de novos critérios de suprimento a serem aplicados no planejamento da expansão da oferta de energia elétrica e no planejamento da operação do SIN.

Os trabalhos, capitaneados pela EPE e em parceria com o ONS, foram desenvolvidos no âmbito do Grupo de Trabalho para a Modernização do Setor Elétrico criado pelo Ministério de Minas e Energia, com contribuições das demais instituições do setor e agentes interessados.

O resultado foi a publicação da Resolução CNPE Nº 29, de 12/12/2019, que estabeleceu as métricas para novos critérios, e da Portaria MME nº 59, de 20/02/2020, que estabeleceu os parâmetros associados a essas métricas. Isso permitiu aprimorar o planejamento e indicar, de forma muito objetiva e transparente, a necessidade de contratação dos novos recursos que o sistema requer.

Com esse novo regramento, o setor elétrico brasileiro passou a contar, pela primeira vez, com critérios explícitos para o suprimento de potência, além de ter seus critérios de suprimento de energia atualizados à nova realidade do sistema.

Os atuais critérios de suprimento visam ao atendimento do sistema como um todo, considerando, dentre outros, a sinergia entre as fontes, isto é, o efeito do portfólio, reforçando o conceito de que a confiabilidade sistêmica é um bem compartilhado por todos os consumidores e geradores.

As novas e atuais métricas e parâmetros estabelecidos para a avaliação de adequabilidade do sistema são descritos conforme abaixo. Essas análises são feitas a partir da simulação de 2.000 cenários hidrológicos com base nos padrões estatísticos do passado.

Critérios de Suprimento de Energia:

- CVaR¹⁹ 1% da energia não suprida (ENS) ≤ 5 [%Demanda de energia]
Em base anual, são avaliados os 1% piores cenários de atendimento à demanda de energia, onde a média do corte de carga nesses cenários não pode ser superior à 5% da demanda do SIN e de cada subsistema.
- CVaR 10% CMO ≤ 800 [R\$/MWh]
Em base mensal, são avaliados os 10% cenários com custo marginal de operação (CMO) mais elevado, onde a média desses cenários não pode ser superior R\$ 800/MWh em nenhum subsistema avaliado.

Critérios de Suprimento de Capacidade:

- CVaR 5% da potência não suprida (PNS) ≤ 5 [%Demanda máxima de potência]
Em base mensal, são avaliados os 5% piores cenários de atendimento à demanda máxima de potência, onde a média desses cenários não pode ser superior à 5% da demanda instantânea do SIN e de cada subsistema.
- LOLP²⁰ $\leq 5\%$ (risco de insuficiência de capacidade):
Em base anual, possui um limite de 5% de probabilidade de ocorrência de qualquer déficit por motivo de insuficiência de capacidade de potência, para o SIN e para cada subsistema.

Antes mesmo da aprovação pelo CNPE dos novos critérios de suprimento, a EPE já vinha trabalhando com avaliações de necessidade de potência do sistema. Desde o PDE 2019, publicado em 2010, a EPE vem aperfeiçoando a metodologia de análise do suprimento de potência, demonstrando que as mudanças nas características do parque gerador brasileiro levariam o sistema a ser restrito também nessa dimensão. A partir desse momento, além das discussões diretamente relacionadas ao PDE, como nos seus processos de consulta pública, houve esforço de publicação de artigos técnicos, participação em fóruns nacionais e internacionais, dentre outras ações, o que acabou sendo primordial para o processo contínuo de evolução metodológica, e também para discutir com a sociedade a relevância do tema, conforme demonstrado resumidamente na Figura 29.

¹⁹ CVaR = Conditioned Value at Risk (Valor esperado condicionado a um determinado nível de confiança)

²⁰ LOLP = Loss of load probability (risco de insuficiência de capacidade)

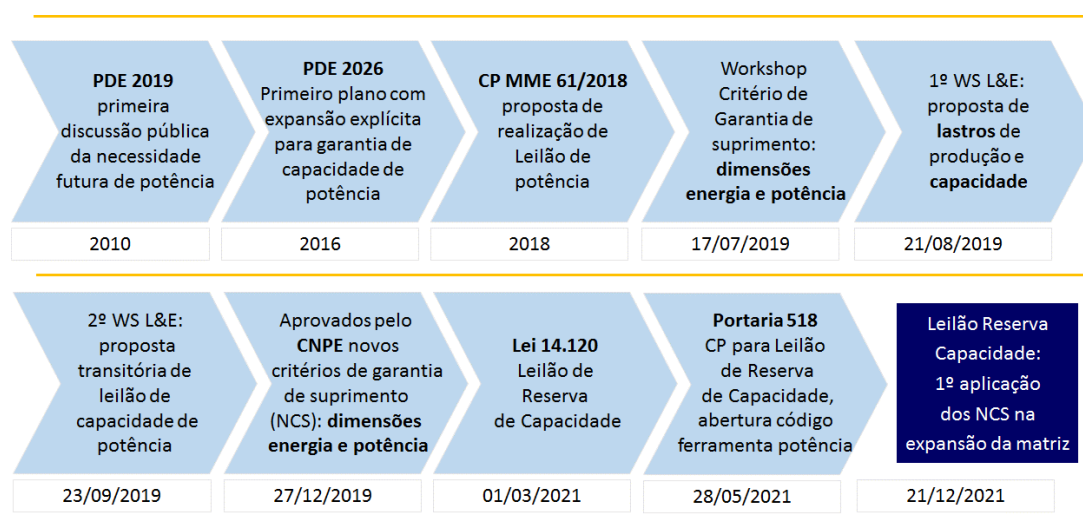


Figura 29 - Marcos do processo de construção e discussão pública sobre a necessidade de potência do sistema

Fonte: elaboração própria

Outro marco importante nesse contexto foi o PDE 2026, publicado em 2017, que trouxe pela primeira vez a indicação, de forma explícita, do montante de expansão da oferta com características para a garantia de capacidade de potência, necessária para a garantia da segurança do suprimento no sistema. Além disso, essa edição do Plano trouxe uma seção e um box dedicados às tecnologias disponíveis para esse serviço e suas principais características.

b. O ano de 2021 e a aplicação dos novos critérios de suprimento

Conforme destacado anteriormente, o sistema elétrico de 2021 foi planejado com os critérios de garantia de suprimento vigentes até 2019, que não consideravam a profundidade do déficit de energia (somente sua probabilidade), além de não considerar também o risco de não atendimento à capacidade de potência (tanto probabilidade como profundidade).

O cenário hídrico de 2021 evidenciou a importância de ser ter um critério de adequabilidade de suprimento que monitore o atendimento aos requisitos de potência e energia. Naquele ano, o sistema enfrentou algumas situações desafiadoras para garantir a segurança de suprimento de potência, onde a ausência de um critério que contemplasse, em especial, a avaliação deste requisito a época que o sistema foi planejado, pode ser definido como um fator estrutural relacionado ao agravamento das condições operativas.

Por outro lado, destaca-se que a primeira aplicação prática dos novos critérios no planejamento da expansão será percebida pela sociedade apenas em 2026, quando entrarem em operação comercial os empreendimentos contratados pelo leilão de reserva de capacidade de dezembro de 2021 (indicado na Figura 29), cuja necessidade, desenho, produtos e demanda foram dimensionadas aplicando-se estes os novos critérios.

O leilão de reserva de capacidade de potência é um avanço na segurança da matriz, mas não se pode esquecer de seu caráter transitório, vez que para a aplicação da evolução metodológica no processo de expansão da matriz de energia elétrica, resultante dos novos critério de suprimento, a EPE propõe ser preferencialmente realizada pelo novo modelo de comercialização proposto pelo CIM (Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico), com a contratação do lastro de produção e lastro de capacidade de potência, de forma a proporcionar eficiência econômica e melhor equilíbrio e alocação de custos e riscos, além de todos demais benefícios largamente discutidos.

No novo modelo de mercado proposto, a compra e venda de energia no mercado seria complementada por um mecanismo de contratação, gerido pelo Ministério de Minas e Energia, com base em estudos de planejamento, de oferta adicional para garantia da confiabilidade e segurança do suprimento, seja para atravessar longos períodos de escassez hídrica (lastro de produção), seja para lidar com a maior variabilidade de curto prazo decorrente da participação crescente das fontes eólica e solar no sistema (lastro de capacidade), sempre com base nos critérios de segurança de suprimento vigentes. Avalia-se que nesse novo modelo, o atendimento pleno às necessidades do sistema elétrico ocorrerá de forma mais eficiente do que o arcabouço atual permite fazer. Estudos específicos sobre esse tema estão disponíveis para consulta.

2.2.2 Garantia física e o equilíbrio estrutural do sistema

A respeito das garantias físicas (GF), tema que gera muitos debates, é importante perceber suas distintas “personalidades”. Ela pode ser medida para análise do balanço estrutural de oferta e demanda de energia, empregada no planejamento, assim como também é medida do lastro comercial de empreendimentos de geração (certificados) e medida de rateio da energia secundária (ou do GSF) no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

Qualquer diagnóstico que relacione aspectos das garantias físicas com o cenário de escassez hídrica merece uma reflexão a respeito do real impacto que eventuais distorções nas garantias físicas atribuídas aos empreendimentos de geração podem trazer para o equilíbrio estrutural do sistema.

É preciso, portanto, diferenciar os Certificados de Garantia Física de Energia atribuídos aos empreendimentos de geração e garantia física de energia do SIN, atualizada e calculada para fins de análise de balanço estrutural de oferta e demanda, pois as implicações são distintas.

A **garantia física de energia do SIN**, que corresponde à máxima quantidade de energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento, é obtida por simulação estática da operação do sistema hidrotérmico, empregando-se o modelo NEWAVE (com representação agregada das usinas hidrelétricas por reservatórios equivalentes de energia).

A simulação estática é aquela em que a configuração do sistema não se altera ao longo do horizonte de estudo. Essa configuração considera como existentes e completamente motorizadas todas as usinas em operação comercial e aquelas já contratadas nos certames do ambiente regulado. A função objetivo da simulação busca a minimização do custo esperado total – que compreende o custo associado à geração termelétrica, ao déficit e à violação de restrições – no horizonte de estudo, definido em 5 anos. Além disso, são considerados parâmetros econômicos, como: taxa de desconto, custo unitário da geração termelétrica, custo de déficit, penalidades por violação de restrições hidráulicas, entre outros; sendo que, a função objetivo busca a minimização do custo esperado total – que compreende o custo associado à geração termelétrica, ao déficit e à violação de restrições – no horizonte que se esteja trabalhando, convencionado de 5 anos.

A Figura 30 apresenta o **balanço estrutural de oferta e demanda** do sistema para o período compreendido entre 2021 e 2030. Nesta simulação, considera-se a configuração do sistema prevista para o horizonte de planejamento da expansão (6º ao 10º ano a frente), que inclui a oferta contratada nos leilões de energia que ainda não se encontra em operação comercial. Para realizar essa comparação com maior assertividade, buscou-se compatibilizar os anos de referência da demanda verificada/prevista com a garantia física de energia do SIN, obtida a partir de simulações oficiais²¹ entre os anos de 2016 e 2020. Portanto, a garantia física do SIN em 2021 é aquela obtida no final de 2016, a de 2022 é resultado da simulação feita em 2017, e assim sucessivamente, estendendo-se até 2025. Adotando a mesma premissa, para comparação com a demanda de energia a partir de 2026, considerou-se os resultados da simulação realizada em 2021²², que representa o montante de a garantia física de energia do SIN para os 5 anos do horizonte de planejamento da expansão, nesse caso, de 2026 a 2030.

²¹ Casos base utilizados para revisões extraordinárias e cálculo de GF nos Leilões de Energia. Disponíveis em: <https://www.epe.gov.br>

²² Utilizado o Caso Base de Garantia Física para o LEE A-2/2021 e Leilão de Reserva de Capacidade 2021, disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/leilao-de-reserva-de-capacidade-2021>

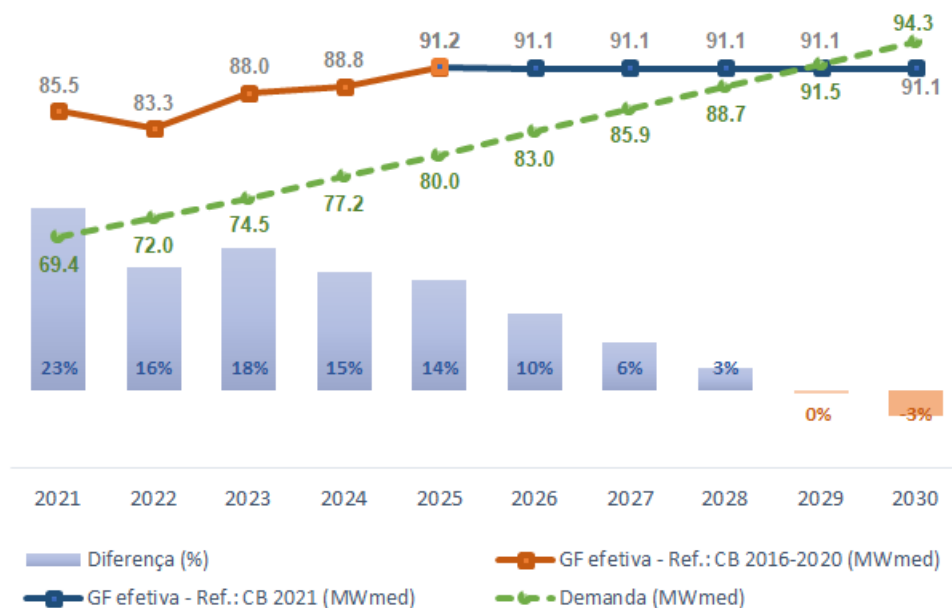


Figura 30 - Garantia física efetiva x Demanda de energia

Fonte: Elaboração própria com dados da EPE e ONS (2021)

Os resultados da Figura 30 mostram que o balanço estrutural do sistema não apresenta qualquer previsão e déficit de energia até 2028, ou seja, os montantes de garantia física efetiva são superiores a demanda prevista durante todo esse período, ocorrendo os primeiros indícios de necessidade adicional em 2029. Cabe ressaltar que os critérios de suprimento utilizados na época da simulação dos dois casos citados eram diferentes, pois o critério que está atualmente vigente foi regulamentado apenas em 2019. Ainda assim, considerando a avaliação do ponto de vista do planejamento da expansão realizada em 2016, o sistema apresentou superávit no balanço estrutural em 2021 na ordem de 23%. Portanto, os resultados indicam que o balanço estrutural do sistema permanecerá atendido com sobras relevantes nos próximos 7 anos e apresentou folga relevante em 2021, sendo até mesmo um fator que impediu que a situação daquele ano fosse mais severa.

Os **Certificados de Garantia Física de Energia – CGFE** são os valores atribuídos aos empreendimentos para fins de comercialização de energia, via contratos, constituindo, portanto, o limite de contratação de cada empreendimento. Adicionalmente, os CGFE são utilizados como medida de rateio da energia secundária (ou do GSF) no MRE.

Assim, a garantia física como lastro comercial trata-se de um certificado que estabelece o quanto de energia pode ser comercializado, e não uma garantia de entrega futura de energia em si.

A Figura 31 ilustra a comparação entre a soma dos CGFE vigentes e a demanda de energia do SIN. Os montantes anuais dos CGFE vigentes dos empreendimentos em operação no período de 2015 a

2021 (até setembro) correspondem à média anual da Garantia Física para fins de Lastro²³, obtida no Relatório InfoMercado – Dados Gerais para cada ano do período, disponível na área Biblioteca Virtual do site da CCEE. A demanda de energia elétrica de 2015 a 2021, nesse caso, considera o consumo de energia (liquidado pela CCEE) acrescido das perdas na rede básica, sendo obtida no site do ONS.

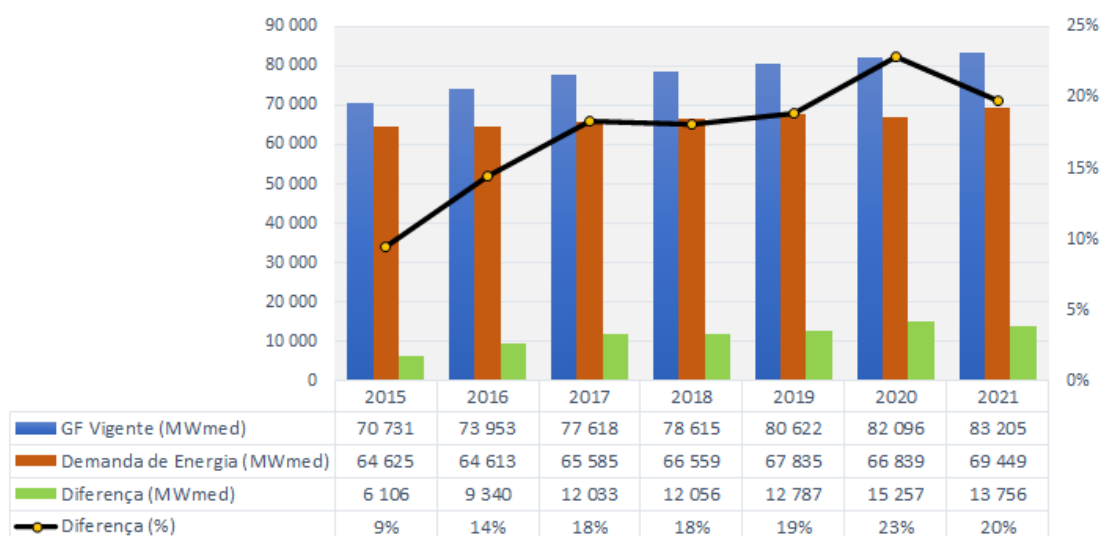


Figura 31 - Garantia física vigente x Demanda de energia

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE e ONS (2021)

No gráfico, pode-se observar que o sistema vem mantendo ao longo dos últimos anos montantes de garantia física (lastro comercial) superior à carga em pelo menos 10%, configurando relativa folga no atendimento do **balanço contratual** do sistema.

Apesar da garantia física ser uma grandeza de caráter estrutural, os CGFE vigentes foram obtidos em diferentes momentos, por metodologias e premissas distintas e, por isso, é de se esperar diferenças ao se comparar o somatório dos CGFE vigentes com a garantia de energia do SIN. Em outras palavras, essas diferenças são dinâmicas e decorrentes de diferentes fatores, como: evolução natural da matriz de energia elétrica, alterações nas métricas e parâmetros associados ao critério de suprimento, contínuos aprimoramentos metodológicos nos modelos de simulação e otimização empregados nos cálculos dos CGFE, alteração da representação de aversão a risco nos modelos, o fato de as características técnicas oficiais das usinas consideradas nos modelos não acompanharem a evolução dos dados físico-operativos²⁴, limitações na representação de restrições operativas hidráulicas nos modelos, alteração no perfil de preços dos combustíveis.

²³ Corresponde aos montantes de garantia física sazonalizados que considera fator de perdas da rede básica, operação comercial, disponibilidade, perdas internas e de Rede Básica. Seu cálculo pode variar de acordo com o tipo de usina que pode ser definido com base no Ato Regulatório, na potência instalada ou na geração em operação comercial.

²⁴ Nesse contexto, está em andamento um Plano de Ação para a Revisão das Garantias Físicas de UHEs, elaborado por MME, ANA, ANEEL, EPE e ONS, em cumprimento às determinações 9.4 e 9.5 do Acórdão nº 1.631/2018-TCU-Plenário, visando atualização de características físico-energéticas de usinas hidrelétricas, tais como: curvas “cota-área-volume” dos reservatórios, usos consuntivos à montante das usinas hidrelétricas, séries de vazões naturais afluentes, evaporação líquida dos reservatórios, polinômios “vazão x nível de jusante”, produtividade, perdas de carga e índices de indisponibilidade de referência.

Ressalta-se que parte dessa diferença tende a ser corrigida periodicamente para as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente através da revisão ordinária do CGFE, estabelecida no Decreto nº 2.655/1998. No caso das usinas de fonte eólica, fotovoltaica e biomassa, esta correção pode ser feita por meio da revisão por geração verificada dos CGFE, regulamentada nas Portarias MME nº 416/2015, 60/2020 e 564/2014, respectivamente. Para as usinas termelétricas despachadas centralizadamente, entretanto, não há previsão legal para a revisão periódica dos CGFE e as Pequenas Centrais Hidrelétricas estão suspensas de revisão ordinária de CGFE, só por alterações de características técnicas solicitadas pelo empreendedor.

A revisão ordinária dos CGFE de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente está sujeita a limitações de redução estabelecidas no Decreto nº 2.655/1998: de 5% a cada revisão, e, durante o período de concessão (que geralmente tem duração de 30 anos para as UHE), de 10%. Essas revisões com reduções limitadas a estes percentuais têm a função de proporcionar previsibilidade e estabilidade ao empreendedor concessionário, de forma que não fique sujeito a perdas de remuneração. Porém, a revisão de CGFE limitada desta forma acabará por indicar um lastro contratual que não se mostra aderente à operação real do empreendimento. Além disso, ganhos sem limites, e perdas com limites, certamente irão gerar distorções para todo o sistema.

Além disso, outro mecanismo previsto na legislação vigente para preservar a segurança do suprimento é contratação de reserva de energia e capacidade, na modalidade energia de reserva, de forma a cobrir a diferença entre as garantias físicas atribuídas aos empreendimentos (certificados) e a garantia física calculada para fins de balanço estrutural, e alcançar os critérios de segurança de suprimento estabelecidos pelo CNPE.

A EPE e o MME monitoram permanentemente a garantia física do SIN, obtida a partir da simulação da operação do sistema com os critérios atuais, comparando-a com a soma dos CGFE vigentes. Reiterando o que mencionamos acima, o conhecimento dessas diferenças é um dos balizadores para a tomada de decisão para contratação de energia de reserva, prevista nos arts. 3º e 3º-A da Lei nº 10.848/2004 e regulamentada pelo Decreto nº 6.353/2008. A contratação de energia de reserva visa a manter as condições de atendimento do sistema em níveis adequados, recompondo a garantia física do sistema.

Complementarmente, aplicando-se os critérios de suprimento estabelecidos pelo CNPE, cujas métricas definem as condições de adequabilidade do sistema, independente dos mecanismos contratuais e legais vinculados à garantia física, a EPE, por meio do PDE, divulga os requisitos do sistema, tanto em termos de energia quanto de capacidade de potência.

Portanto, conclui-se que possíveis distorções (sub/superestimação) nos Certificados de Garantia Física (lastros comerciais) em relação a Garantia Físicas do SIN não representam um indicativo de déficit no atendimento ao balanço estrutural do sistema de oferta e demanda, uma vez que existem diversos instrumentos capazes de corrigir eventuais distorções, sendo esse processo monitorado constantemente pela EPE e MME.

Além disso, quando comparada Garantia Físicas do SIN com a demanda de energia verificada em 2021 e prevista para os próximos anos, em termos de balanço estrutural do sistema, não foram verificadas situações em que a demanda fosse superior ao montante total de garantia física até 2028, com os primeiros indícios de reversão apenas em 2029. Importa destacar que para a adequação do balanço estrutural do sistema a partir de 2029, diversos certames estão previstos nos próximos anos para o aumento da oferta de energia do sistema, considerando ainda a antecedência necessária para viabilização dos empreendimentos de geração.

Dessa forma, associar em alguma medida o cenário de escassez hídrica à sobre-estimação dos Certificados de Garantia Física não se sustenta. Em outras palavras, não se verifica uma relação causa-efeito entre possíveis distorções dos valores Certificados de Garantia Física de Energia e o cenário de escassez hídrica recente.

2.2.3 A confiabilidade sistêmica e o “risco zero”

Em momentos de grandes desafios para o atendimento à demanda do sistema elétrico, tal como o da escassez hídrica de 2001, é comum aparecerem diagnósticos genéricos na tentativa de explicar tal situação, como por exemplo afirmações de que “faltou planejamento” ou perguntas como “será que o planejamento não previa essa situação?”.

O planejamento da oferta de eletricidade visa garantir o atendimento à demanda a cada instante, sob a ótica de médio e longo prazos, respeitados os critérios de suprimento. É papel do planejamento indicar e orientar eventuais necessidades de investimentos em infraestrutura de geração e transmissão para garantir a continuidade do equilíbrio entre oferta e demanda, e a segurança do suprimento ao menor custo.

Uma componente inerente ao planejamento é a incerteza com relação ao futuro e a exposição a riscos de diversas naturezas.

Podem-se citar como incertezas associadas ao planejamento do setor elétrico as seguintes premissas:

- i. Evolução da demanda;
- ii. Disponibilidade de recursos energéticos primários, como vazões afluentes, ventos, radiação solar e combustíveis;
- iii. Evolução da infraestrutura já contratada, em fase de construção ou próxima ao fim da vida útil;
- iv. Indisponibilidade de usinas e de infraestruturas de transmissão;
- v. Restrições operativas de usinas, tais como níveis de vazão mínima em hidrelétricas com reservatórios de regularização;

vi. Volatilidade de preços internacionais de combustíveis.

As premissas acima mencionadas alimentam os estudos de planejamento, que, por sua vez, geram como resultado a expansão da infraestrutura mais adequada economicamente para o futuro, que incluem novos ativos de geração e transmissão. Na prática, o tratamento das incertezas relativas à evolução da demanda, às vazões afluentes e ventos (itens i e ii acima mencionados) é realizado por meio de análise de diferentes cenários no Modelo de Decisão de Investimento – MDI (modelo utilizado para indicação da expansão da oferta), obtidos pela combinação de diferentes considerações para estas premissas e, historicamente, baseado em observações do passado. Por outro lado, na etapa de avaliação da operação do sistema planejado, utilizando o modelo de simulação Newave, apenas as incertezas relacionadas às vazões afluentes são consideradas, com a evolução da demanda e a variabilidade dos ventos definidas a partir de um único cenário médio.

Devido à presença majoritária de hidroeletricidade na matriz brasileira, as políticas operativas simuladas são fortemente baseadas nas expectativas de regimes hidrológicos. A complexidade e incerteza inerentes à natureza deste fenômeno físico exigem um tratamento aprimorado nas análises estocásticas que orientam a definição das políticas operativas, utilizando o modelo de simulação Newave.

Com relação aos itens iii, iv, v e vi, destaca-se que ainda não existe um tratamento de incertezas explícito no processo de planejamento, sendo considerado uma única premissa para cada item, definidas a partir de uma data base pré-estabelecida. Em função disso, podem ser observadas diferenças entre os valores de algumas premissas adotadas pelo planejamento e aquelas observadas quando a realidade operativa se impõe. De modo geral, este descompasso pode induzir o planejamento a viés otimista com relação ao futuro em alguns casos, ensejando em eventuais riscos de déficit de energia e potência que inicialmente não foram enxergados no processo de planejamento.

Qualquer sistema de base renovável, como é o caso do brasileiro, convive com os riscos associados à natural variabilidade desses recursos energéticos. A ocorrência de períodos de escassez hídrica, por exemplo, é algo esperado em sistemas com participação hidrelétrica, podendo variar em frequência, severidade e duração. Vale lembrar que cheias intensas também são eventos esperados de tempos em tempos.

Nesse sentido, os critérios de garantia de suprimento têm papel fundamental para garantir a adequabilidade estrutural do suprimento de energia e de potência frente às diversas incertezas associadas ao processo de planejamento, considerando determinada percepção de risco.

Porém, é importante ressaltar que a matriz elétrica que se encontra em operação em 2021 é a que foi planejada há 4, 5, 6 anos, quando o critério físico de suprimento era “risco de déficit $\leq 5\%$ em cada subsistema do SIN (Resolução CNPE nº 1 de 2004)”. Em outras palavras, aceitava-se qualquer déficit com até 5% de probabilidade, grosseiramente falando, em um sistema elétrico com geração

majoritariamente hidrelétrica, o critério aceitava não atendimento pleno da demanda quando da ocorrência dos 5% piores cenários hidrológicos.

Dessa forma, o primeiro ponto a se reforçar é que em virtude da mudança da matriz de energia elétrica, como já destacado em capítulos anteriores, novos critérios e parâmetros foram recentemente estabelecidos para a avaliação de adequabilidade do sistema, e consequentemente, para o planejamento da expansão, definidos pelas Resolução CNPE Nº 29, de 12/12/2019 e Portaria MME nº 59, de 20/02/2020.

Porém, os atuais critérios utilizados na avaliação de adequabilidade do sistema não dimensionam o sistema para uma situação livre de risco, ou de risco zero, diante das incertezas apresentadas, assim como os critérios que eram vigentes até 2019, e que foram os utilizados pelo planejamento há alguns anos, para efeito no ano em curso.

O dimensionamento dos sistemas de geração, transmissão e distribuição seriam exorbitantes, consequentemente os custos associados aos investimentos seriam desproporcionais, poderiam ficar durante toda a vida útil ociosos, ou seja, sem sentido econômico para a sociedade.

Dessa forma, em conjuntura desafiadora, como a atual, pode-se fazer necessário o uso de medidas heterodoxas, e até mesmo extremas de curto prazo, para garantir o suprimento quando aquele risco mensurado se concretiza.

Neste sentido, o objetivo deste item é calcular quanto custaria o aumento do nível de segurança do planejamento da expansão. Para tanto, a partir dos resultados do PDE2030, o qual considera os critérios de suprimento aprovados pelo CNPE em 2019, será feita comparação com a mesma metodologia, porém com parâmetros de risco mais restritos.

Analisando a operação a partir de uma configuração inicial do sistema, através das métricas de segurança e economicidade da operação, é possível identificar necessidade estrutural de expansão para atendimento da demanda futura de forma adequada, isto é, sem que viole os limites dos critérios de suprimento. Ao observar a operação por essa ótica, os instantes em que ocorrem violações dos limites desses critérios podem ser identificados. Essas ocasiões decorrem da insuficiência de energia ou capacidade de potência (ou ambas) no sistema, o que incorre em custos de operação elevados e/ou déficits. Assim, é possível estimar o montante necessário adicional de oferta para o seu atendimento.

Apesar de o cálculo ser feito para cada métrica separadamente, a necessidade de expansão sobre a ótica de confiabilidade sistêmica deve resultar da aferição simultânea de todas as métricas, considerando os correspondentes níveis de risco e limites pré-estabelecidos. A Tabela 4 apresenta

resumo do método de quantificação que é utilizado para a avaliação da oferta adicional necessária para o atendimento aos critérios de suprimento de potência.

Tabela 4 - Quantificação dos requisitos resultantes dos critérios de suprimento de energia e potência

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

Fonte: EPE (2019)

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

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

Quanto à métrica LOLP (*Loss of Load Probability* - Probabilidade de. Perda de Carga), onde somente é aceita probabilidade inferior ou igual a 5% de déficits de potência no ano em análise, a variável que impacta é o próprio valor de corte de carga que representa o quantil de 5% da distribuição anual. Dessa forma, caso seja adicionado ao sistema oferta equivalente à profundidade do déficit que resulta neste 5% pior cenário, ou seja, o VaR 5%, o risco de ocorrência de cortes será reduzido ao limite do critério. Assim, esse será o montante mínimo necessário para o atendimento pelo critério de LOLP anual $\leq 5\%$.

Como a potência é uma grandeza instantânea, a comparação entre os requisitos do sistema calculados pelos dois critérios pode ser feita de forma direta. A indicação do requisito total de capacidade de potência necessário será o maior valor entre o requisito calculado pelo critério de $LOLP \leq 5\%$ e o requisito calculado pelo critério de $CVaR5\%(PNS) \leq 5\%$ da demanda máxima instantânea mensal.

Os requisitos do sistema refletem suas necessidades estruturais de expansão que garantam a confiabilidade do atendimento à demanda. Como o adequado atendimento à demanda é medido através dos critérios de suprimento, a quantificação dos requisitos do sistema visa obter, de forma objetiva e reproduzível, o montante de oferta necessária para que os critérios de suprimento sejam atendidos, em todo o horizonte temporal de análise. A quantificação dos requisitos não busca sinalizar as tecnologias para a expansão, mas sim o montante necessário de cada atributo previsto pelos critérios de suprimento. A Figura 32 representa os requisitos apresentados no PDE 2030. Nesse caso, adotando-se os critérios vigentes, não foi indicada necessidade de expansão até 2025.

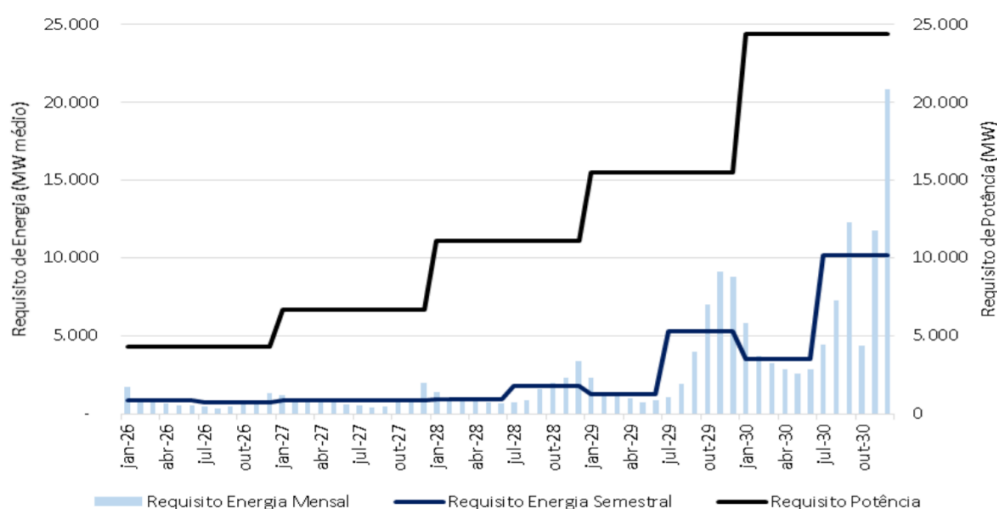


Figura 32 - Requisitos de energia e potência apresentados no PDE 2030

Fonte: PDE2030 (2021)

Conforme mencionado anteriormente, o planejamento não dimensiona o sistema para as situações mais extremas, uma vez que a sociedade, a princípio, não toleraria arcar com esses custos que dificilmente seriam necessários, na prática. Por outro lado, o fato de o sistema não ser preparado

para atender todos os cenários hidrológicos possíveis, não significa que as simulações executadas pelo planejamento não contemplem tais situações críticas, que podem resultar em momentos de insuficiência de energia e/ou capacidade de potência no sistema, quando é então mais barato para a sociedade racionalizar energia do que contar com ativos para que eventualmente sejam utilizados durante sua vida útil.

Assim, caso os limites dos critérios fossem diferentes dos atuais, os resultados e custos associados aos requisitos de energia e potência seriam bastante distintos. Neste sentido, para atender aos objetivos deste item, foi feito exercício para avaliar o impacto no requisito de potência com nível de segurança mais restrito. Como ao longo de 2021, foi apontado maior risco de ocorrência de déficit de potência do que de energia, portanto, a avaliação dessa grandeza torna-se mais relevante. Além disso, como os montantes requisitados de expansão para atendimento à potência são maiores que os de energia, numa abordagem mais simplificada, algumas das tecnologias indicadas para atendimento a capacidade poderiam também atender a energia, como por exemplo as termelétricas.

Dessa forma, tomando-se como exemplo o caso base do PDE 2030 e, comparando com os critérios vigentes C0: [CVar PNS (5%) < 5% da Demanda Máxima] e [LOLP ≤ 5%], serão avaliadas as respostas quanto à necessidade de expansão do sistema sob a ótica de confiabilidade, considerando sensibilidades com diferentes limites para os critérios de suprimento, conforme a seguir:

- C1: [CVar PNS (0,5%) < 5%] e [LOLP ≤ 5%];
- C2: [CVar PNS (0,5%) < 0,5% e [LOLP ≤ 0,5%];
- C3: [LOLP = 0%] (Risco Zero).

A Figura 33 mostra o resultado do cálculo dos requisitos de potência para os limites e métricas alternativos estabelecidos anteriormente. A maior diferença observada entre os requisitos de potência para os casos C1, C2 e C3 em relação ao caso de referência do PDE no horizonte entre 2026 e 2030, seriam de 29,8 GW, 35,5 GW e 47,0 GW, respectivamente.

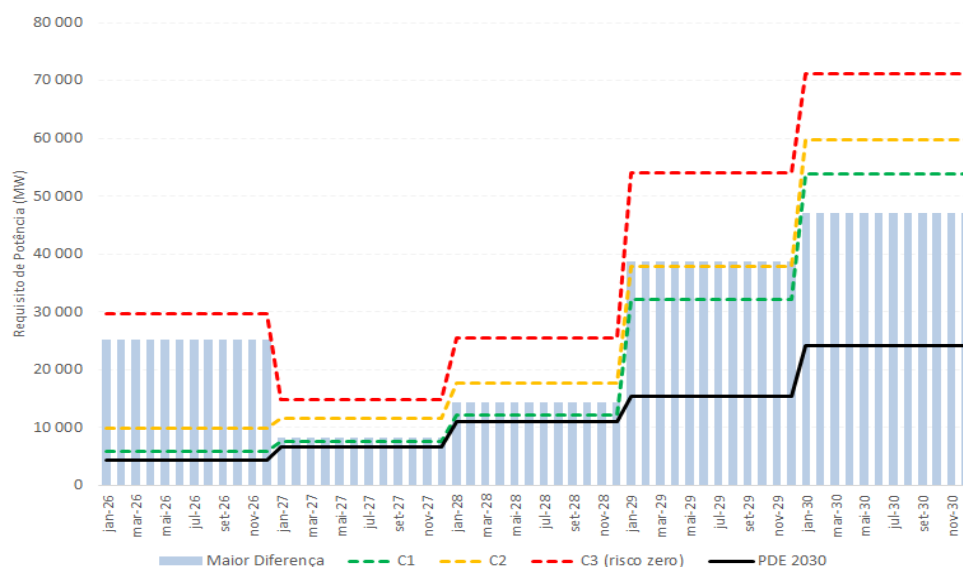


Figura 33 - Cálculo dos requisitos de potência para os limites e métricas alternativos

Fonte: elaboração própria

Essas diferenças observadas ensejariam maior necessidade de contratação, caso a percepção de risco de desabastecimento fosse maior. A Figura 33 mostra o custo incremental para os consumidores em relação ao caso base do PDE se fossem utilizadas usinas termelétricas totalmente flexíveis, com CAPEX de R\$ 3.600 /kW e CVU de R\$ 600 /MWh, para suprir a necessidade potência nesses casos, considerando atendimento mensal de 10h. Para a situação de “risco zero” (caso C3), onde seria preciso contratar a capacidade adicional de até 47,0 GW, o custo total incremental a ser pago pelos consumidores seria de cerca de **R\$ 35,8 bilhões /ano**, considerando a soma dos custos de investimento e operação²⁵. Logo, em 20 anos de contrato (período entre a crise de 2001 e o ano vigente), o consumidor arcaria R\$ 716 bilhões. Estaria o consumidor disposto a pagar este valor pela “total” segurança do sistema?

Cabe ressaltar que o setor elétrico possui um custo de déficit “aceitável”, ou seja, valor associado a possível não atendimento à demanda (corte de carga). Considerando o custo de déficit atual de R\$ 6.524,05 /MWh, assumindo a hipótese de que o déficit de potência (potência não suprida) máximo em 2030 ocorreria apenas no mês de novembro e que a duração (tempo que o déficit persiste, em horas) fosse de 10h ao longo do mês, o custo total para a economia do país relacionado ao déficit seria na ordem de R\$ 3,1 bilhões /ano, que representa 8,5% do que seria pago considerando uma contratação para “risco zero” de desabastecimento. Ou seja, a percepção de risco do consumidor quanto à decisão do planejamento na hora de expandir e operar o sistema deve levar em conta todos esses fatores mencionados.

Assim, é necessário estabelecer relação de compromisso entre garantia de suprimento e custos ao consumidor, buscando minimizar o arrependimento e/ou maximizar os

²⁵ Considerando-se CAPEX de R\$ 3.600 /kW, custo de O&M Anual de R\$ 80 /kW.ano e Encargos de R\$ 220 /kW.ano, o custo fixo mensal estimado seria de R\$ 57,47 /kW/mês. Em relação ao custo variável, adotando a premissa de R\$CVU de 600 /MW e operação prevista de 10h/mês para atendimento à potência, o custo variável mensal seria de R\$ 6,0 /kW/mês. Dessa forma, o custo anual total para adicionar 1MW ao sistema é estimado em cerca de R\$ 760.000 /MW/ano.

benefícios aos consumidores, a partir de ampla gama de cenários traçados, com base nas melhores informações disponíveis.

Dessa forma, conclui-se que o diagnóstico “genérico” de que o planejamento da expansão não dimensionou o sistema corretamente para atravessar situações semelhantes à de 2021 não se sustenta, pois são utilizadas métricas objetivas para avaliação da garantia de adequabilidade de suprimento do sistema, que consideram explicitamente a percepção de risco da sociedade frente às incertezas futuras inerentes ao processo de planejamento.

2.2.4 O planejamento previa essa situação de escassez hídrica?

Outro questionamento comum que surge nos momentos de escassez hídrica é se no planejamento da expansão do sistema, o modelo de simulação da operação considerou na sua avaliação estocástica a ocorrência de cenários hidrológicos semelhantes à do biênio 2020-2021.

Em termos práticos, será que dentre as 2.000 séries sintéticas de aflúências utilizadas nos modelos de simulação, geradas a partir do histórico de 90 anos, existem cenários que se aproximam da realidade operativa vivenciada? Como o modelo matemático se comportou na presença desse cenário em termos de operação?

Para trazer respostas a essas perguntas, se faz necessária uma análise comparativa entre os dados verificados de Energia Natural Afluenta Bruta (ENA) e as séries sintéticas geradas e simuladas pelo Newave no caso base do PDE 2031. A Figura 34 ilustra essa comparação, onde a ENA realizada do subsistema Sudeste/Centro-Oeste no período entre maio/2020 e outubro/2021 e o cenário de ENA médio simulado do mesmo subsistema, para o mesmo período, são confrontados. O gráfico mostra que a ENA média considerada nos modelos é maior que a realizada, conforme esperado, com valores mais próximos à média de longo termo (MLT), onde a diferença dos montantes mensais pode variar entre 1.000 e 20.000 MWmed.

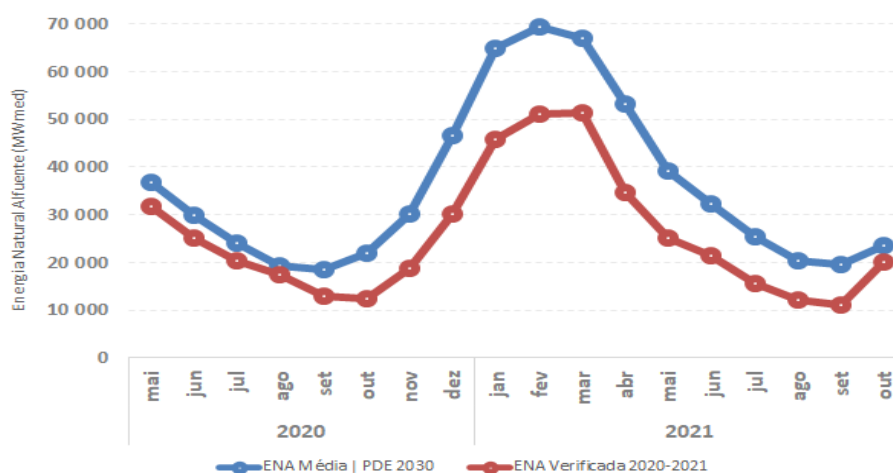
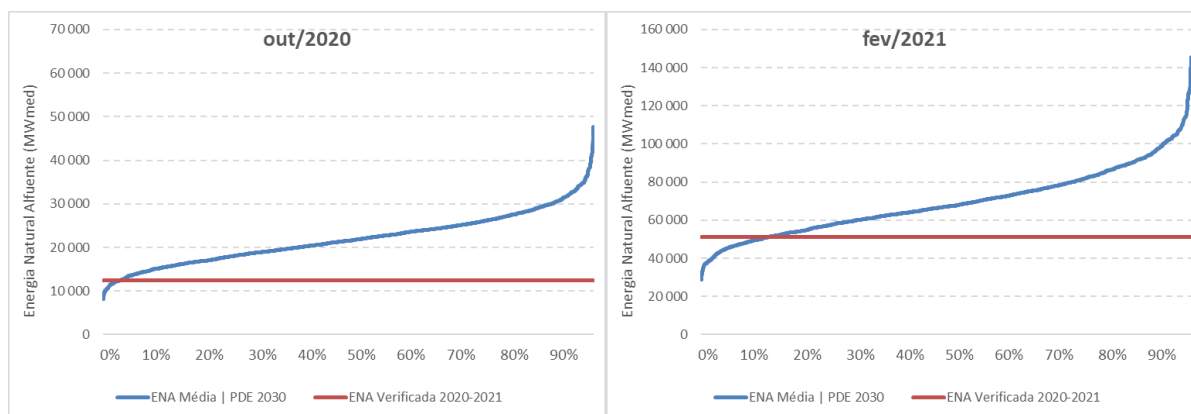


Figura 34 - Comparação entre os dados verificados de ENA Bruta do Sudeste/Centro-Oeste e a média das séries sintéticas de ENA Bruta do mesmo subsistema geradas pelo Newave

Fonte: elaboração própria

Apesar do viés potencialmente otimista apresentado pela Energia Natural Afluente média, ao se analisar cada uma das 2.000 séries sintéticas individualmente é possível identificar uma variedade muito grande de comportamentos, tendo algumas séries com características bem próximas às observadas no biênio 2020-2021. Os gráficos da Figura 35 mostram as curvas de permanência da ENA referentes à simulação dos 2.000 cenários para os meses de outubro/2020, fevereiro/2021, maio/2021 e setembro/2021, em comparação com os valores verificados no mesmo período. Observa-se que em todos os meses avaliados, a ENA realizada está entre os 10% piores cenários simulados, existindo séries que representam situação ainda mais crítica e que também foram consideradas no planejamento (essas situações são aquelas cujos valores da curva azul são inferiores aos valores das retas vermelhas, nos gráficos da Figura 35).



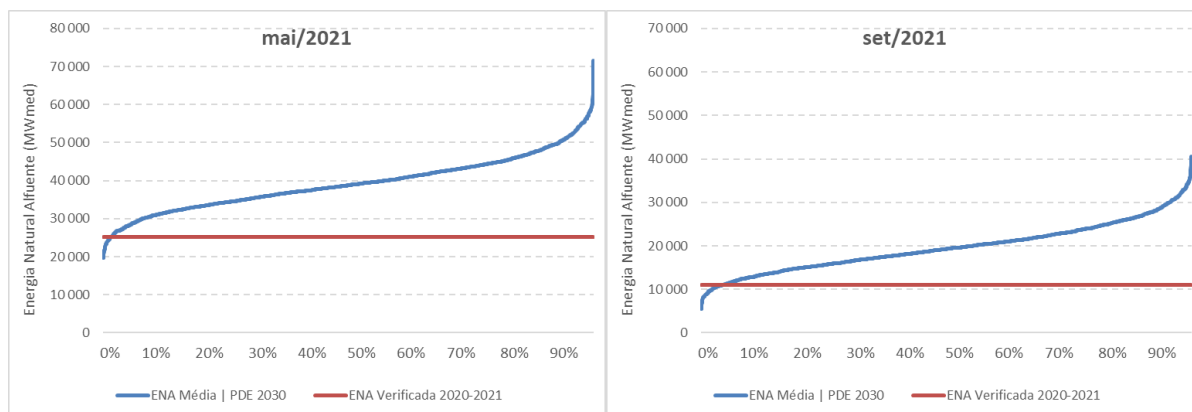


Figura 35 - Curvas de permanência da Energia Natural Afluente para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste

Fonte: elaboração própria

Sendo assim, para se verificar quais séries simuladas pelo Newave que se assemelham mais ao contexto vivenciado de baixas afluições nestes dois últimos anos, utilizou-se duas métricas para verificação dos desvios entre as séries comparadas: erro médio absoluto (MAE) e a raiz do erro quadrático médio (RMSE), onde busca-se selecionar, em ambas as métricas, as séries sintéticas que apresentam os menores desvios.

A Figura 36 ilustra as 100 séries (5% do total simulado) que possuem o menor MAE em relação a ENA verificada. Conforme esperado, observa-se maior proximidade no comportamento das séries selecionadas com a série crítica de 2020-2021, destacada em vermelho. A grande variabilidade de cenários demonstra ENA superiores e inferiores em determinados meses, confirmando a presença inclusive de séries sintéticas que são mais restritas do que as observadas na operação recente, que no caso foram simuladas e consideradas no processo de planejamento.

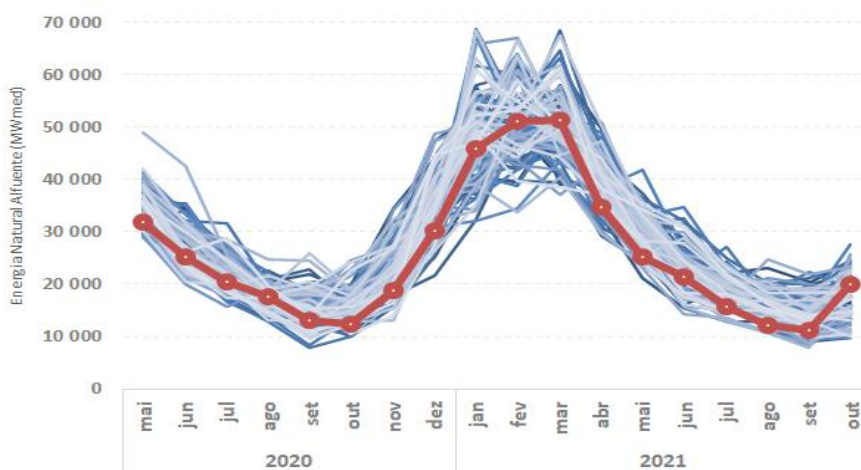


Figura 36 – Seleção das 100 séries (5% do total) com menor MAE em relação a ENA verificada

Fonte: elaboração própria

Uma vez comprovada a presença de cenários hidrológicos bastante pessimistas dentre as 2.000 simulações da operação executadas no planejamento, uma análise complementar passa pela verificação da resposta do modelo a um cenário similar ao verificado nos últimos 2 anos. Para isso,

é fundamental observarmos os balanços para atendimento a demanda de energia e de potência, bem como a evolução dos níveis de armazenamento dos reservatórios em cenário de baixas afluências.

Nesse sentido, foram selecionadas 5 séries sintéticas que possuem concomitantemente os menores erros de MAE e RMSE. A Figura 37 mostra o valor acumulado de ENA das séries confrontadas no período entre maio/2020 e outubro/2021. A série selecionada foi a de número 1821, pelo montante acumulado estar ajustado em relação ao cenário que se deseja comparar (hidrologia verificada).

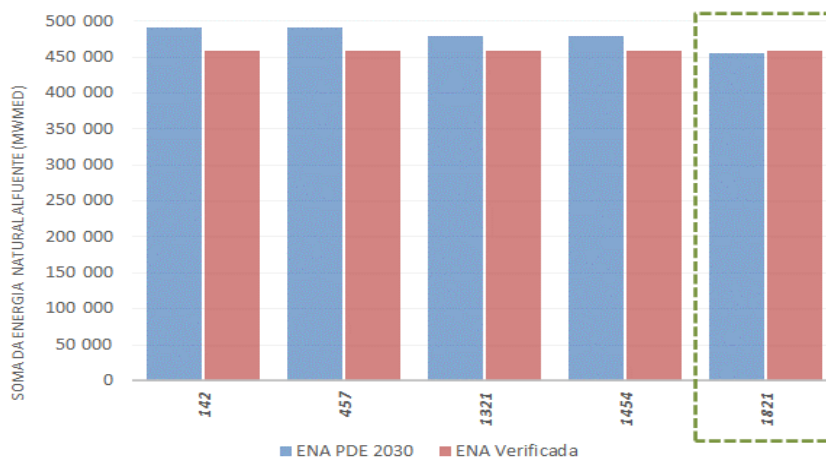


Figura 37 – Comparação entre ENA acumulada verificada e projetada entre mai/20 e out/21

Fonte: elaboração própria

A evolução da série escolhida, destacada em verde, pode ser observada com mais detalhes na Figura 38, com comportamento bastante semelhante a série destacada em vermelho, com a presença de valores levemente inferiores em algum dos meses percorridos.

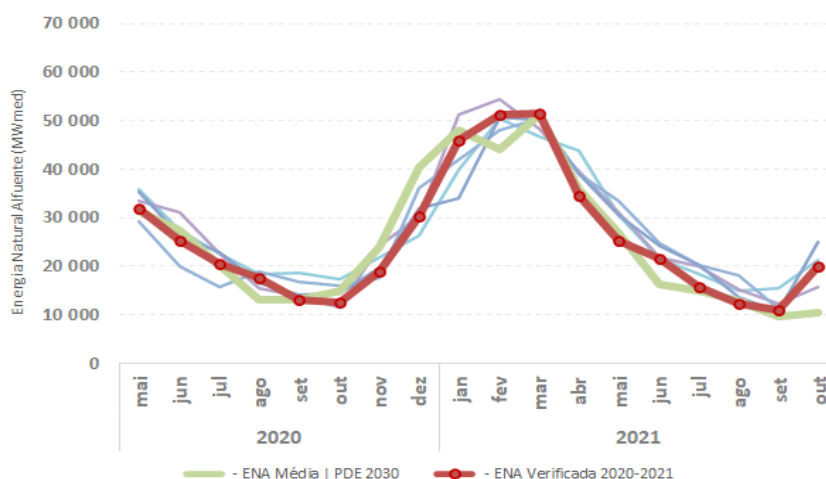


Figura 38 - Seleção da ENA projetada semelhante à ENA verificada

Fonte: elaboração própria

E, ao se analisar o balanço de energia, ou seja, o somatório de oferta necessária para atender a demanda de energia, apresentado na Figura 39, verifica-se que não há indicação de ocorrência de déficit de energia neste cenário avaliado. A demanda se apresenta majoritariamente atendida pelas

hidrelétricas, mesmo em condições hidrológicas severas no início da estação seca de 2020. Não há indicação antecipada de despacho termelétrico para além dos montantes associados à sua inflexibilidade operativa até agosto/21, quando a persistência de uma série hidrológica adversa implica na indicação de uma maior da geração térmica.

Cabe ainda ressaltar que, do ponto de vista energético, as renováveis (REN) exercem papel fundamental na complementariedade com a geração hidrelétrica, uma vez que no período seco elas apresentam sua máxima geração, conforme pode ser observado na Figura 39. Com isso, a necessidade de geração termelétrica indicada pelo modelo de simulação, mesmo no período seco, passa a ser mais reduzida.

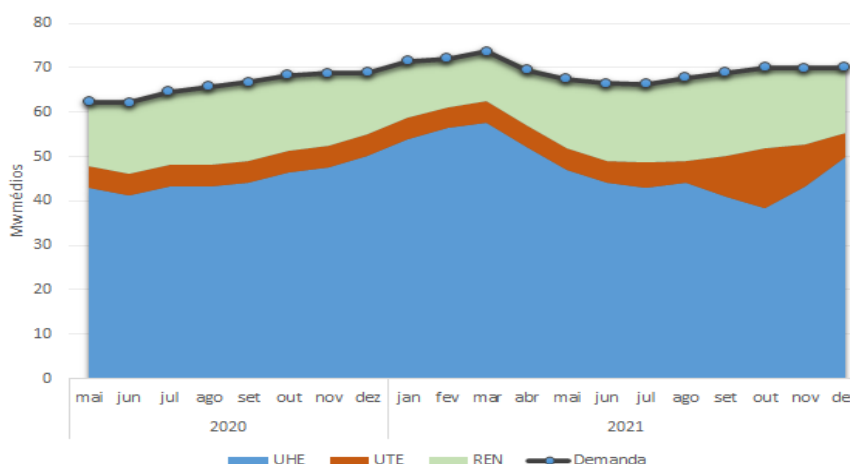


Figura 39 - Balanço de energia do cenário projetado no PDE 2031 com condições semelhantes à hidrologia verificada

Fonte: elaboração própria

Por outro lado, do ponto de vista do balanço de potência, ilustrado na Figura 40, é possível notar que os resultados indicam o atendimento a demanda máxima (potência) em praticamente todos os meses, com exceção do mês de outubro de 2021, onde a projeção indicou a ocorrência de um déficit de potência de 250 MW para o cenário simulado. Neste mês de outubro, a disponibilidade de potência hidráulica é a menor entre todos os meses simulados até então, induzindo o sistema a requer o despacho pleno do parque termelétrico existente, se mostrando ainda insuficiente para total atendimento à demanda requerida.

Entretanto, outro fato chama a atenção: ainda que a ENA tenha se mostrado baixa em diversos momentos, a disponibilidade de potência hidráulica permaneceu elevada por vários meses, com baixa necessidade de uso dos recursos termelétricos para atendimento a potência, ainda que eles estivessem disponíveis. Esse comportamento acontece, dado que a disponibilidade de potência hidráulica calculada no processo de planejamento possui uma relação direta com o montante de geração hidrelétrica mensal e com o nível de armazenamento dos reservatórios.

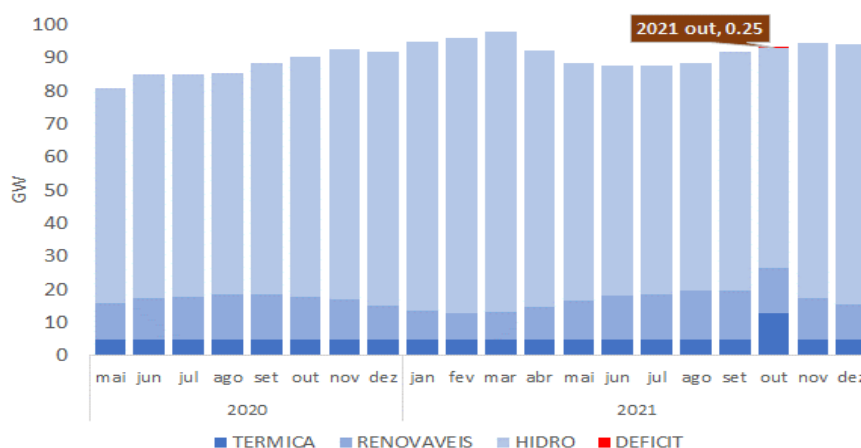


Figura 40 - Balanço de potência do cenário projetado no PDE 2031 com condições semelhantes à hidrologia verificada

Fonte: elaboração própria

Portanto, uma outra variável que deve ser avaliada é a evolução da energia armazenada neste cenário crítico. Devido à grande representatividade do subsistema SE/CO, optou-se por avaliar como referência a evolução da energia armazenada percentual (EARp) apenas deste subsistema.

O comportamento da trajetória de armazenamento simulada na série 1821 se assemelha bastante com a verificada em 2020/2021, estando ligeiramente inferior até o mês de março/21 e superior nos 4 meses posteriores a esse período, retornando a patamares inferiores em outubro/21 (em função da melhora das afluições verificadas a partir desse mês).

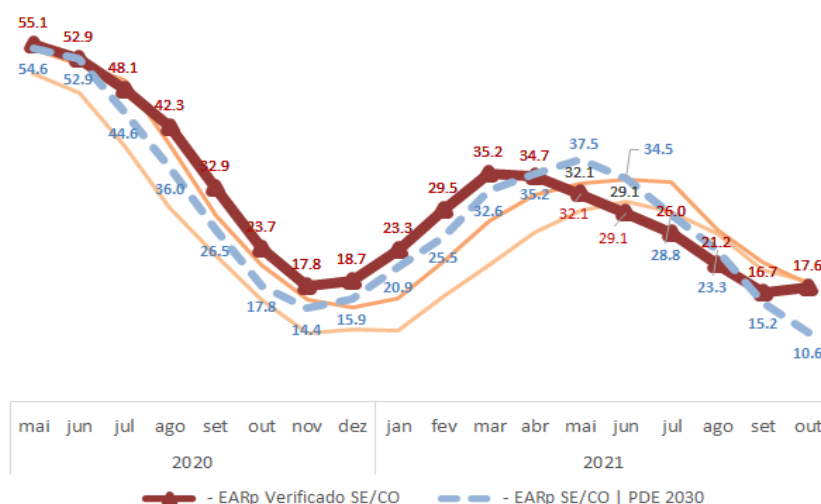


Figura 41 - Trajetória de EARp simulada x verificada - SE/CO

Fonte: elaboração própria

A análise apresentada confirma que o modelo consegue fornecer respostas adequadas à realidade, do ponto de vista energético, de acordo com a criticidade da série de afluição introduzida na simulação. Por outro lado, a avaliação sugere certo otimismo na disponibilidade de potência apontada pelo processo de planejamento, mesmo na

presença de cenários hidrológicos desfavoráveis e de níveis de reservatórios em níveis baixos.

Antes de atribuir os desafios de planejamento apenas a uma possível baixa efetividade dos modelos computacionais ou dos processos utilizados, é necessário analisar a qualidade das informações que compõem os parâmetros de entrada que alimentam os modelos.

Estudos que vem sendo realizados indicam que estando a modelagem matemática apropriada para as ferramentas que o planejamento tem à disposição, o problema para o otimismo dos modelos pode estar nos dados de entrada utilizados, como por exemplo a modelagem das restrições operativas hidráulicas. Este assunto será tratado com mais detalhes numa seção adiante desse documento.

2.2.5 Governança das informações: a culpa é somente dos modelos?

A respeito dos modelos computacionais utilizados na otimização do planejamento e operação, quando avaliado o despacho termelétrico do SIN realizado nos últimos anos e comparado com os montantes de geração previstos nos estudos de médio/longo prazo, observam-se algumas diferenças recorrentes. Essa dificuldade em prover previsibilidade aos agentes envolvidos pode trazer impactos aos processos de planejamento e operação do setor elétrico, que abrangem o planejamento da expansão da oferta, o planejamento da operação e a efetiva operação do sistema (programação diária e operação em tempo real), que funcionam de maneira acoplada.

Enquanto este último trata da gestão no curtíssimo prazo e da gestão das intercorrências/indisponibilidades, o planejamento da operação busca promover a melhor gestão dos recursos disponíveis (estoques de água, usinas de geração, sistema de transmissão, resposta da demanda, entre outros), de forma a garantir a alocação eficiente e segura frente à demanda. Por sua vez, o planejamento da expansão identifica os investimentos necessários para fazer frente ao crescimento ou mudança no perfil da demanda, evitando que falem recursos no futuro e buscando minimizar os custos totais do sistema (investimento e operação). Essas etapas, embora trabalhem com níveis de detalhamento distintos na modelagem e gestão, precisam se retroalimentar, de forma a garantir uma consistência geral entre planejamento e operação.

Conforme mencionado no item 2.2.3, os modelos matemáticos que definem as políticas operativas, a exemplo do Newave, apresentam elevada complexidade, majoritariamente, em função da variabilidade inerente aos regimes hidrológicos e da ampla participação das hidrelétricas na oferta de energia no Brasil. Deste modo, o diagnóstico de possíveis fragilidades nas tomadas de decisão, para além da escassez hídrica, passa pela análise mais detalhada do todo. Nesse sentido, antes de se avaliar a efetividade dos modelos, é necessário analisar a qualidade das informações que compõem os dados e parâmetros de entrada que alimentam essas ferramentas.

A qualidade das informações que compõem os dados utilizados é essencial para o adequado planejamento, assim como um processo de retroalimentação entre operação, planejamento da operação e planejamento da expansão.

Esses dados abrangem as restrições hidráulicas operativas (ex.: vazões mínimas ou taxas de variação da defluência), as características físicas e operacionais dos empreendimentos de geração e transmissão, o desempenho dos empreendimentos (ex.: taxas de indisponibilidade), os usos múltiplos da água (conforme discutido no item 2.1.5), as séries de vazões naturais reconstituídas (abordado no item 2.1.1), entre outros. A qualidade dos dados, como se sabe, pode variar bastante e depende da governança dos dados, o que deve estar em permanente aprimoramento. Nos cálculos oficiais, a EPE preza pela utilização sempre de dados homologados pelas instituições competentes, embora estudos de sensibilidade com outros dados sejam possíveis.

Referente a esta questão, a EPE realizou alguns relevantes estudos ao longo do ano de 2021 de forma a aprimorar a entrada de dados nos processos relacionados ao planejamento da expansão, e consequentemente, buscar respostas mais robustas a partir das simulações com modelos matemáticos.

Um destes estudos apresentou a evolução das taxas de indisponibilidades das usinas termelétricas conectadas ao SIN²⁶. Dentre alguns apontamentos, as análises apresentadas no estudo chamam a atenção para a degradação do desempenho de algumas usinas, com elevadas taxas de indisponibilidade acumulada, sistematicamente acima de valores adotados para fins de cálculo de garantia física, e que são utilizadas diretamente como dados de entrada para definir a disponibilidade máxima destas usinas na definição das políticas de planejamento e operação do sistema elétrico.

Em outra frente de estudos, comparou-se os valores de defluência mínima observados das hidrelétricas no histórico recente com dados cadastrados nos modelos. Conforme será apresentado em detalhes no item 2.2.6, os valores realizados se apresentaram substancialmente maiores que os adotados nos modelos para diversos casos.

Ainda sobre as hidrelétricas importa ressaltar que a correta definição e representação dos dados cadastrais dessas usinas são fundamentais para o planejamento da operação e da expansão, vez que determinam, dentre outras coisas, a relação entre o volume de água utilizado e a geração de energia das UHE, bem como as capacidades operacionais.

Apesar dos avanços do Grupo de Trabalho para a Avaliação dos Dados Cadastrais utilizados para o cálculo da produtividade (GTDP) liderado pelo ONS e CCEE, ainda há oportunidades para atualização das características técnicas das UHE, visando maior aderência à realidade operativa.

²⁶ https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-597/Apresentac%CC%A7a%CC%83o%20-%20Indisponibilidade%20Termele%CC%81trica_rev5.pdf

Essa atualização é também importante para incentivar e permitir a correta avaliação dos potenciais ganhos da modernização, ampliação ou repotenciação, vez que determinam a base comparativa.

Outra questão relevante é como algumas incertezas e premissas, levantadas no item 2.2.3, são ou não consideradas nos processos relacionados ao planejamento da expansão do sistema.

A evolução da infraestrutura já contratada, por exemplo, está sujeita a fortes incertezas, especialmente os projetos em fase de obras e que ainda não entraram em operação comercial. Nos seus estudos, o planejamento de longo prazo precisa estabelecer uma data prevista de entrada desses empreendimentos, não considerando os eventuais desvios temporais que podem ocorrer no futuro, o que pode resultar em diferenças entre o planejamento de longo prazo e a operação. Quando um ativo de geração não entra no período planejado, as usinas existentes são utilizadas para cobrir a demanda adicional, aumentando o custo marginal de operação e, a depender das condições sistema, acelerando o deplecionamento dos reservatórios. Esse efeito pode não ser compensado pela entrada em operação de um ativo em outro momento, quando isso ocorrer em períodos com condições hidrológicas favoráveis. Da mesma forma, atraso em linhas de transmissão pode igualmente limitar a gestão dos recursos energéticos e de armazenamento pelo país. Entretanto, importa ressaltar que, ainda que os atrasos nas datas de entrada dos empreendimentos tragam incertezas, do ponto de vista estrutural, elas podem ser definidas como situações conjunturais, apenas enxergadas e tratadas no curto prazo.

Em paralelo, os valores de CVU de usinas termelétricas a combustíveis fósseis adotados na definição das políticas operativas são estáticos ao longo do tempo, obtidos com base em informações do passado, sendo bastante antigas em alguns casos. Tendo em vista que (i) a formação dos CVU depende fortemente dos preços dos combustíveis; (ii) que no caso de combustíveis fósseis, muitas vezes os preços são formados em mercados internacionais, cotados em dólar americano; (iii) que os preços internacionais apresentam comportamento bastante dinâmico ao longo do tempo; e (iv) que a presença de usinas termelétricas a combustíveis fósseis compõem participação extremamente relevante na matriz elétrica brasileira; a não consideração de tendências de preços para o futuro pode induzir a valores de custos marginais para o sistema elétrico bastante defasados ao longo do tempo. Adicionalmente, verifica-se na dinâmica dos preços internacionais dos combustíveis elevada volatilidade ao longo do tempo, inserindo incertezas nos CVUs de termelétricas com indexações a preços internacionais.

Numa tentativa de minimizar essas distorções, importante destacar que o planejamento da expansão considera desde o PDE 2026 uma expectativa de preços futuros dos combustíveis para o cálculo dos valores previstos de CVU ao longo do horizonte decenal, o que reduz o problema, mas não o elimina por completo. Por outro lado, os processos de planejamento da operação de médio/longo prazo conduzidos pelo ONS (Programa Mensal de Operação – PMO e Plano da Operação Energética - PEN) não têm previsão de considerar essa expectativa de preço dos combustíveis para formação dos custos variáveis unitários.

Identifica-se ainda que a ausência de tratamento de riscos nos modelos matemáticos de otimização do despacho das usinas para atendimento à demanda do sistema pode criar discrepâncias elevadas entre a realidade operativa e o planejamento da operação, sendo o pior cenário aquele com CVU bastante elevados na realidade, não visualizados pelos modelos no médio/longo prazo, em instantes onde os níveis dos reservatórios nas hidrelétricas se encontram baixos.

Na prática, a ausência de análises de risco para algumas premissas e/ou a falta de qualidade das informações podem colocar o sistema elétrico sob estresse na etapa de operação, forçando o deplecionamento de reservatórios, aumentando riscos de déficit de potência e de energia.

Verifica-se, portanto, que as informações e premissas adotadas nos estudos de planejamento referentes a “indisponibilidades de usinas”, “restrições de defluência mínima”, “qualidade dos dados cadastrais de empreendimentos hidrelétricos”, “previsão de entrada em operação comercial de ativos de geração e transmissão”, “custos variáveis unitários”, “séries de vazões naturais reconstituídas”, dentre outros, tendem a direcionar o planejamento a uma expectativa otimista sobre o futuro.

Dessa forma, para além da escassez de chuvas, a eventual baixa qualidade das informações que compõem os dados de entrada necessários para representação adequada do sistema elétrico e a ausência de tratamento de algumas incertezas podem impactar conjuntamente, de forma estrutural, na gestão dos reservatórios.

2.2.6 As restrições operativas hidráulicas e a resposta dos modelos

Conforme mencionado na seção 2.1, os usos múltiplos da água impactam diretamente na definição das restrições operativas hidráulicas que limitam a geração mínima possível de diversas usinas. Para avaliar o quanto essas restrições têm impactado na operação das usinas hidrelétricas, a Figura 42 ilustra o montante total de geração hidrelétrica horária das usinas despachadas pelo ONS desde o ano 2000. Ao se observar os montantes de geração nos últimos 10 anos, verifica-se que não houve momentos em que a geração total hidrelétrica foi menor que 20 GW, ainda que as restrições oficialmente cadastradas nos modelos de planejamento da operação e expansão do sistema indiquem valor menor.

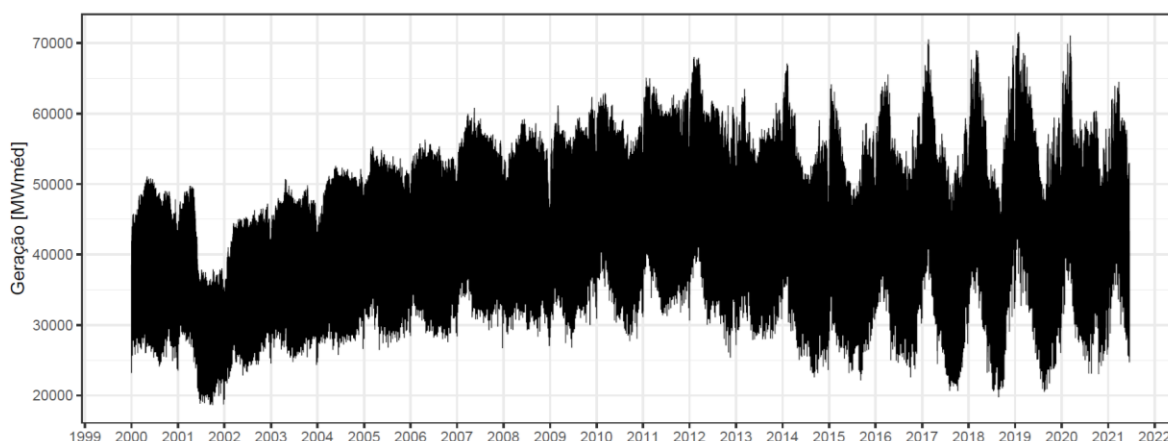


Figura 42 - Geração Média Horária das Hidrelétricas Despachadas

Fonte: elaboração própria a partir de dados SAGIC/ONS - 01/01/2000 a 17/06/2021

Durante o período de 2020-2021, onde vivenciou-se a escassez hídrica, esperava-se a redução (recolhimento) mais expressiva da geração hidrelétrica para preservação dos reservatórios. Entretanto, constatou-se que não foi possível atingir os patamares de geração mínima verificados entre 2017-2019, o que reflete uma indicação de que as restrições operativas podem ter se tornado mais rígidas em função do aumento recente dos usos múltiplos da água. Por diversas vezes o Operador Nacional do Sistema sinalizou a existência de dificuldade em alocar oferta termelétrica no sistema na tentativa de recuperar os níveis de armazenamento dos reservatórios das hidrelétricas, devido à elevada geração inflexível hidrelétrica, ou seja, aquela que a produção de energia é compulsória para atender as restrições operativas como vazão mínima, nível d'água dos reservatórios, dentre outras restrições.

Portanto, o acompanhamento das condições operativas do passado recente, em especial a partir de 2020, considerando a severa escassez hidrológica que se intensificou a partir desse ano, tem evidenciado o quanto a chamada “inflexibilidade hidráulica” vem impactando a operação e a gestão dos recursos hídricos.

Além disso, quando observada a operação real do sistema, as restrições associadas às necessidades de defluência mínima e às perdas energéticas para que, nos momentos de pico de carga, as hidrelétricas possam entregar a máxima potência disponível, não têm se mostrado aderentes àquelas oficialmente inseridas nos modelos de simulação.

Os dados oficiais atualmente considerados no Newave induzem o modelo a sinalizar para melhores condições futuras do que realmente ocorre. Como consequência das restrições hoje representadas, o modelo permite maior flexibilização da produção das hidrelétricas, diferente do que a realidade impõe, que resulta em maior gestão do recurso em escala mensal, o que pode resultar numa disponibilidade de potência irreal para o atendimento à demanda máxima do sistema.

Esse viés otimista do modelo, provocado pela imprecisão das informações fornecidas como dado de entrada, pode trazer alguns impactos relevantes. Isso porque o Newave tem como um dos principais

resultados a Função de Custo Futuro, que fornece o valor da água para determinada configuração do sistema, considerando diversas combinações de energias naturais afluentes passadas e níveis de armazenamento, que alimenta os modelos de planejamento de operação de curto prazo da cadeia oficial para operação e formação de preços. Dessa forma, no planejamento da operação a função de custo futuro é o elo de acoplamento entre Newave, Decomp e Dessem, impactando nos resultados de todos os modelos. No planejamento da expansão, são considerados valores estimados para variáveis de operação com base na simulação de cenários de vazões afluentes e consulta à função de custo futuro, através da etapa chamada de “Simulação Final”. Dentre as variáveis analisadas nesse processo, pode-se citar o CMO, o Risco de Déficit, as expectativas de geração por fonte e de armazenamento, que impactam diretamente a análise de potência e, consequentemente, a indicação da oferta.

Nesse sentido, a EPE passou a estudar ao longo de 2021 alternativas para representar essas restrições, de modo a tornar os resultados das simulações com o modelo Newave mais próximos do verificado na operação do sistema.

Para verificar a aderência das restrições de defluência mínima das hidrelétricas utilizadas nos modelos em comparação com a realidade operativa, o primeiro passo adotado foi identificar qual foi a menor geração horária no período entre julho de 2020 (quando teve início o despacho termelétrico fora da ordem de mérito aprovado pelo CMSE) e junho de 2021 (momento no qual o estudo foi realizado, antes das flexibilizações hidráulicas aprovadas pela CREG). A menor geração horária para cada mês é apresentada na Figura 43, onde identificou-se que em outubro de 2020 a menor produção horária foi de, aproximadamente, 23.000 MWh/h. A distribuição dessa geração entre os subsistemas do SIN é apresentada, de forma resumida, na

Tabela 5.

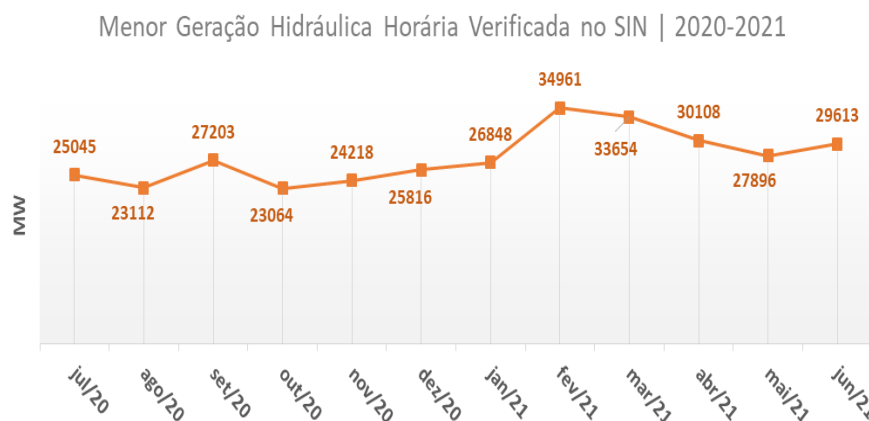


Figura 43 – Menor geração horária mensal no período entre julho de 2020 e junho de 2021

Fonte: elaboração própria

Tabela 5 – Distribuição da menor geração horária de out/2020 entre subsistemas

Sudeste	16.970 MWh/h
Sul	1.611 MWh/h
Nordeste	2.499 MWh/h

Norte	1.984 MWh/h
Total	23.064 MWh/h

Fonte: elaboração própria

Quando comparados os valores de geração mínima do SIN observados no histórico recente com os valores de geração correspondentes às restrições de defluência mínima cadastradas no modelo, verifica-se diferença bastante relevante, conforme observado nas

Tabela 5 e Tabela 6 **Erro! Fonte de referência não encontrada..** Cabe lembrar que a identificação dessa situação só foi possível em momento de intensa escassez hídrica. Em situações hidrológicas normais, as restrições nas hidrelétricas são naturalmente atendidas pela produção hidrelétrica, e essa questão não aparece de forma evidente.

Tabela 6 - Restrições de defluência mínima cadastradas no Modelo Newave

Sudeste	8.712 MWh/h
Sul	1.169 MWh/h
Nordeste	2.369 MWh/h
Norte	1.885 MWh/h
Total	14.135 MWh/h

Fonte: elaboração própria

Adicionalmente, é importante destacar que as usinas hidrelétricas também apresentam restrições de variação de defluência, as quais atualmente não são representadas no Newave. Restrições dessa natureza fazem com que uma hidrelétrica precise gastar mais água para aumentar a produção (por exemplo, para sair de uma geração baixa e chegar até a produção necessária em momentos de pico) do que o modelo consegue enxergar. Ao se considerar apenas restrições de geração mínima, o Newave pode gerar esse valor e modular, **instantaneamente**, para o pico quando necessário. Dessa forma, apenas as restrições de mínimo não são suficientes para representar todo uso energético das UHE.

Para contornar essa situação, pode-se identificar qual foi a menor geração horária acumulada nas horas de carga leve quando esse valor foi o menor do período de análise. Para explicar esse procedimento a Figura 44 apresenta a geração horária de novembro de 2020. Considerando a duração dos patamares de carga e que o patamar de demanda máxima tenha duração de 10h abatidas da carga pesada, tal como é representado no PDE, é possível identificar a produção média em cada um desses intervalos. Para a carga leve, representada pela linha horizontal laranja, o valor obtido foi cerca de 34.000 MWmed (durante as horas desse patamar).

Sabendo que o modelo Newave representa a operação através de patamares de carga, e que a política operativa de outubro e novembro de 2020 buscava minimizar a geração hidrelétrica para preservar ao máximo o nível dos reservatórios, neste primeiro exercício, foi assumido que esse

montante seria o da menor geração acumulada possível de se obter para que as usinas pudessem modular a sua produção de acordo com as necessidades do sistema. Assim, esse valor pode ser inserido como uma restrição de meta de produção mínima mensal, a ser respeitada em todos os patamares de carga, buscando representar no Newave restrições operativas que atualmente não existem.

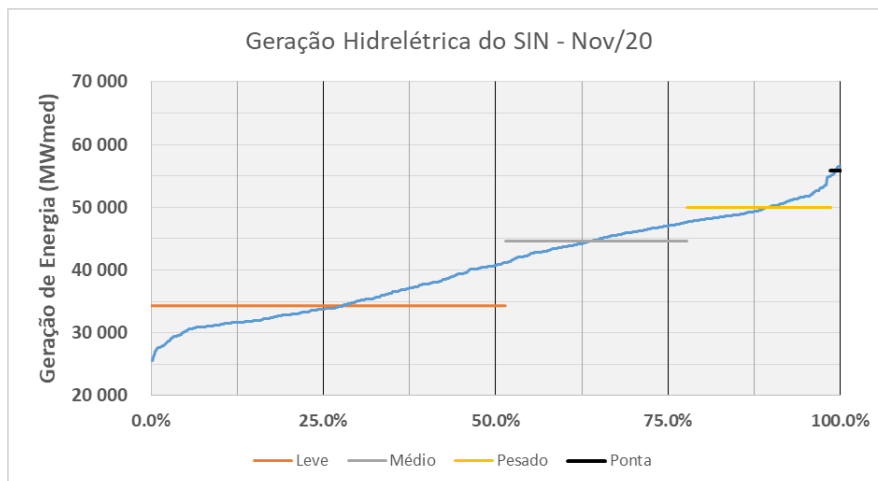


Figura 44 – Geração horária de novembro de 2020 e produção equivalente aos patamares de carga

Fonte: elaboração própria

Como o Newave representa o sistema de forma agregada, a primeira abordagem sugerida é a representação agregada das restrições operativas que impactam na geração hidrelétrica. Dessa forma, espera-se aprimorar a Função de Custo Futuro, trazendo maior previsibilidade sobre o valor da água, permitindo a antecipação de ações corretivas ou ajustes sobre as decisões de planejamento e operação.

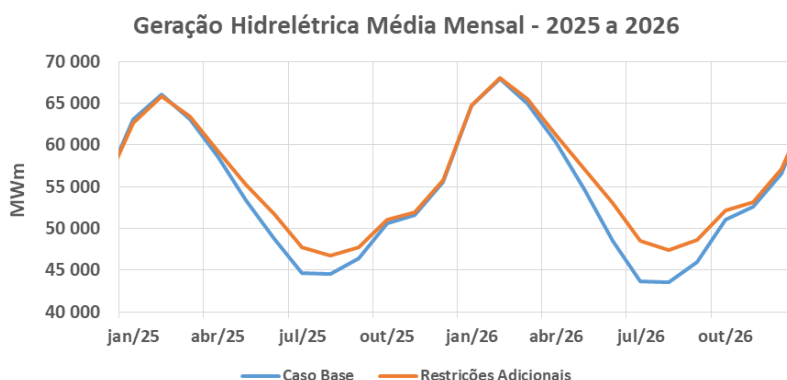
Para testar essa proposta e realizar um diagnóstico do impacto dessa representação nos resultados das simulações do Newave, foi utilizado o Caso Base do PDE 2031, em caráter preliminar, que considera a configuração existente e contratada (sem oferta indicativa para atender ao crescimento de demanda) para o cálculo dos requisitos do sistema. Foram alteradas as restrições de defluência mínima das hidrelétricas originalmente cadastradas e foram inseridas as metas de geração mínima por patamar, de acordo com os valores apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 - Comparação das restrições de vazão mínima e metas de geração – Atuais x Valores Alterados

Vazão Mínima para representar o mínimo horário		Meta de Geração Mínima aderente ao menor patamar verificado	
Restrições Atuais		Geração Verificada equivalente à carga leve (nov/2020)	
Subsistema	Valor (MWmédio)	Subsistema	Valor (MWmédio)
Sudeste	8 712	Sudeste	24 763
Sul	1 169	Sul	1 189
Nordeste	2 369	Nordeste	5 002
Norte	1 885	Norte	2 983
Valores Alterados		Restrições GHmin – Newave	
Subsistema	Valor (MWmédio)	Subsistema	Valor (MWmédio)
Sudeste	15 644	Sudeste	25 447
Sul	2 340	Sul	1 862
Nordeste	2 507	Nordeste	2 458
Norte	3 602	Norte	3 900

Fonte: elaboração própria

Após a execução da simulação do modelo Newave, o primeiro ponto observado foi a Geração Hidrelétrica Total Média Mensal, entre os anos de 2025 e 2026, como mostra a Figura 45. O gráfico ressalta a ocorrência de maior geração nos meses de menor demanda quando considerada maior restrição em relação às defluências mínimas das hidrelétricas do sistema.

**Figura 45 - Simulação da Geração Hidrelétrica Total Média Mensal, entre os anos de 2025 e 2026**

Fonte: elaboração própria

A consequência imediata dessa maior geração é a menor gestão sobre os recursos hídricos ao longo do tempo, que acarreta a redução do nível de armazenamento dos reservatórios, ilustrado na Figura 46, pela diferença entre as curvas azul e laranja

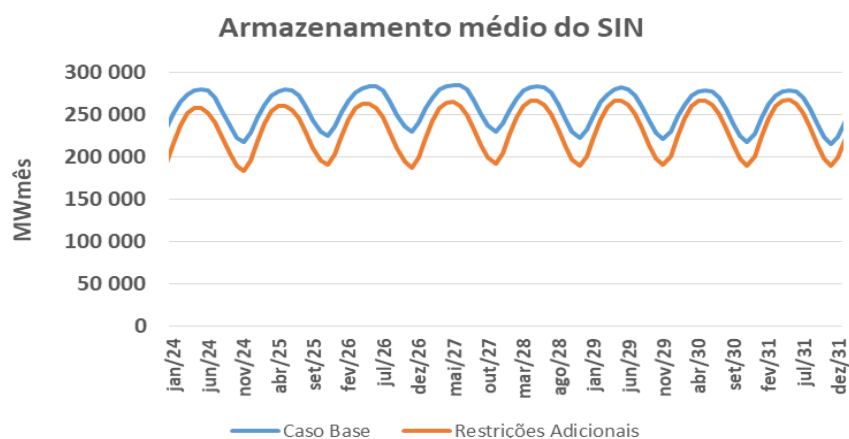


Figura 46 - Armazenamento médio do SIN com e sem restrições adicionais

Fonte: elaboração própria

Considerando a simulação dos 2.000 cenários projetados de afluências, os impactos energéticos para o sistema ficam mais explícitos. Ao se analisar a curva de permanência da geração hidrelétrica na carga leve para os subsistemas SE/CO e Nordeste, ilustrado na Figura 47, pode-se verificar comportamento mais realista da geração média durante o patamar de carga leve (dois gráficos superiores), explicitando a menor gestão dos recursos hidráulicos frente a mesma avaliação no Caso Base, com as restrições hidráulicas originalmente utilizadas. Por outro lado, a avaliação da distribuição da energia armazenada (dois gráficos inferiores) destes mesmos subsistemas indica maior probabilidade de cenários de baixo armazenamento.

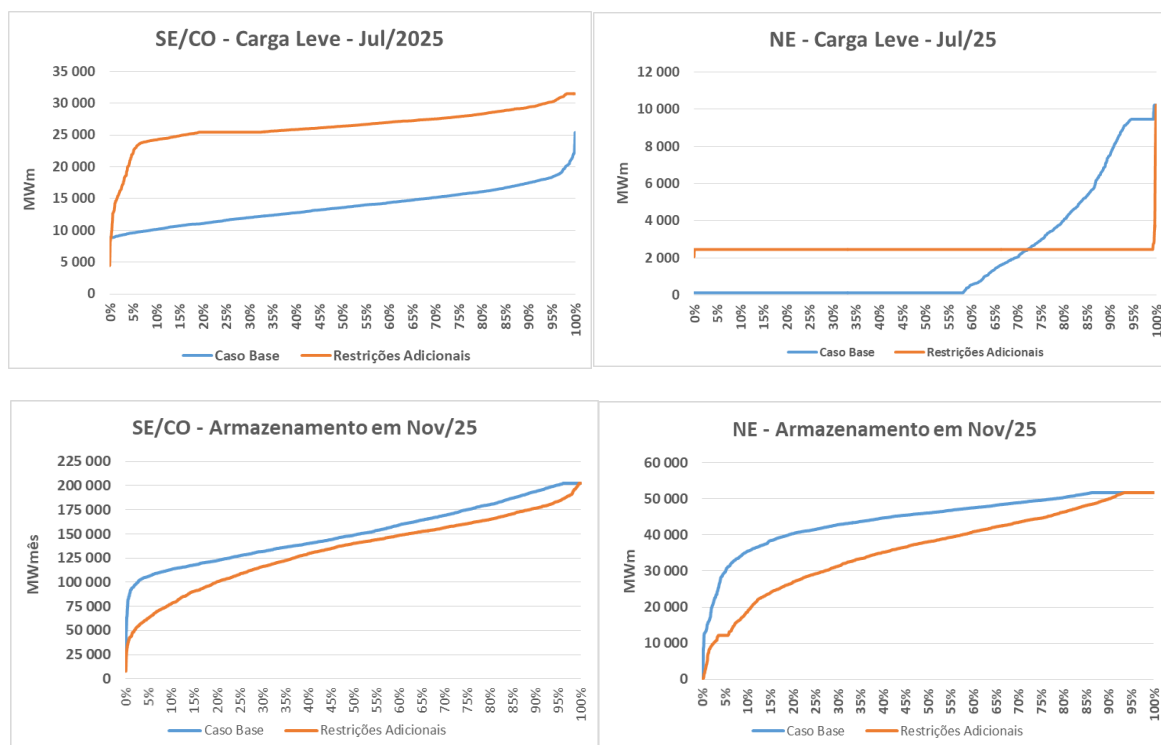


Figura 47 - Curva de permanência da geração hidrelétrica na carga leve para os subsistemas SE/CO e Nordeste

Fonte: elaboração própria

A inclusão de restrições hidráulicas mais elevadas não impacta somente na contribuição e na gestão energética do sistema, mas também influencia fortemente na disponibilidade de potência que o parque hidrelétrico pode prover. O maior gasto do recurso hídrico imposto pelas restrições operativas hidráulicas (“inflexibilidade alta”) resulta na perda de disponibilidade de potência por deplecionamento dos reservatórios, onde as unidades geradoras ficam com a sua capacidade de produção limitada em função da altura de queda útil. Além disso, o maior nível de geração mínima nos patamares de carga implica numa redução da capacidade de modulação da geração hidrelétrica, impactando também na disponibilidade efetiva de potência das UHE. Esta última constatação está de acordo com a operação do sistema verificada recentemente. Isso porque para que boa parte das usinas existentes entreguem a sua capacidade máxima de geração (potência), elas precisam estar operando em níveis de geração estáveis ou relativamente altos no instante imediatamente anterior, pois as restrições de taxa máxima de variação de defluência existentes têm que ser respeitadas, de forma a respeitar restrições socioambientais e evitar ondas de cheia e alagamentos nas regiões a jusante das usinas.

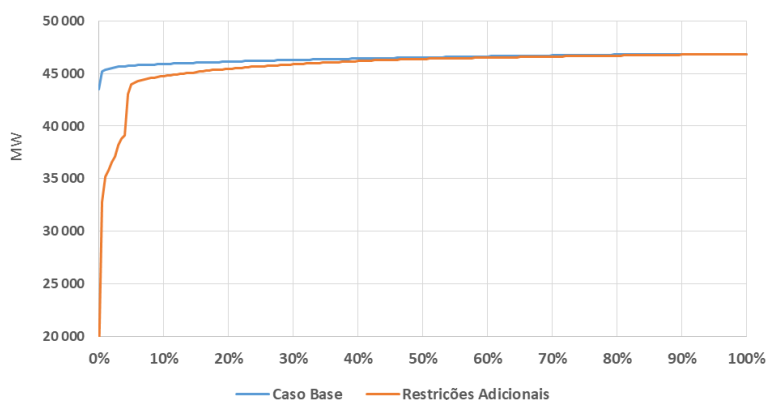


Figura 48 - Potência hidráulica disponível máxima no subsistema SE/CO, para o mês de novembro/2025

Fonte: elaboração própria

A máxima potência hidráulica disponível no subsistema SE/CO, para o mês de novembro/2025, pode ser observada na Figura 48, onde verifica-se que ao se inserir as restrições hidráulicas mais elevadas, a disponibilidade de potência é reduzida em pouco mais de 50% dos cenários (até o ponto de cruzamento entre as curvas), enquanto na consideração original das restrições os cenários se mostram bem mais otimistas. Como consequência, o caso mais restrito resulta ainda em maior risco e profundidade de déficit de potência (potência não suprida), avaliado para o mesmo mês na Figura 49 (deslocamento à esquerda da curva laranja com relação a azul).

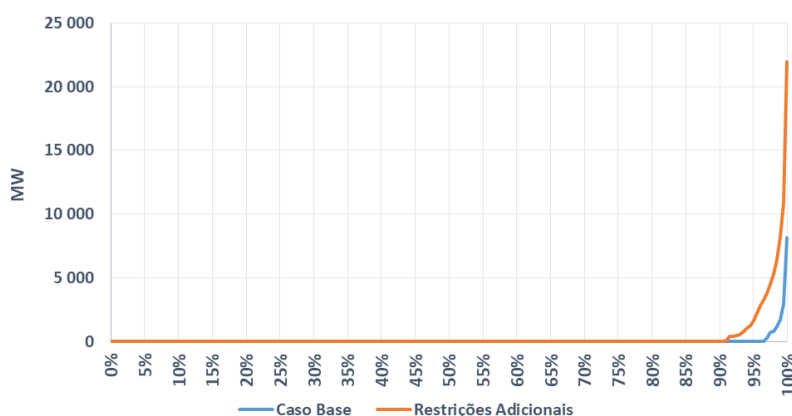


Figura 49 - Potência não suprida do SIN - Nov/2025

Fonte: elaboração própria

Por fim, o diagnóstico da operação hidrelétrica recente e o exercício realizado trouxeram reflexões importantes para o planejamento da operação e expansão do sistema.

Os resultados obtidos nas simulações com a alteração nas restrições hidráulicas oficiais a partir de informações de dados operativos realizados demonstram que essa ação tem potencial de impacto elevado e pode trazer maior aderência entre o modelo e a operação verificada.

Com a revisão dessas restrições, a gestão do recurso hídrico pode se apresentar mais realista e aderente com a operação real do sistema, indicando uma deficiência na representação atualmente utilizada, que enseja em resultados mais otimistas no processo de planejamento.

Além disso, fica bastante evidente o impacto dessa consideração em importantes variáveis operativas, tais como Geração Hidrelétrica, Energia Armazenada e Disponibilidade de Potência, bem como possível antecipação da necessidade de expansão do sistema.

2.2.7 Os modelos ainda precisam ser aprimorados?

Quando se fala de modelos matemáticos, sejam eles energéticos, elétricos, econômicos, etc., é sempre importante ressaltar que todo modelo é uma simplificação da realidade, portanto, muitas vezes a representação ideal que retrate de forma fidedigna a realidade pode não ser viável do ponto de vista matemático e/ou computacional.

Partindo desse princípio, os modelos matemáticos utilizados no setor elétrico têm o papel de simular a política operativa de curto, médio e longo prazo, considerando milhares de restrições, critérios de aversão a risco e uma série de simplificações, a depender do horizonte de simulação observado, que garantem a relação de custo-benefício entre esforço computacional e qualidade dos resultados.

De forma a manter o constante aprimoramento dos modelos computacionais utilizados no setor elétrico, a Resolução CNPE nº 25/2007 determinou que o MME instituísse a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, com a finalidade de garantir a coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, EPE, ONS e CCEE. Posteriormente, a CPAMP foi devidamente regulamentada pela Portaria MME nº 47/2008, onde foram definidas suas atividades relacionadas e os órgãos e entidades que a compõem.

Nesse contexto, a CPAMP trabalha continuamente visando o aprimoramento dos modelos usados no planejamento da operação, da expansão e formação de preço, de forma a garantir a aderência entre estes processos. Pelo rito em vigor, a cada ciclo são debatidos e escolhidos temas a serem estudados e implementados nos modelos.

Uma vez identificadas as principais melhorias necessárias para aumentar a aderência dos resultados simulados frente à realidade de operação, a CPAMP conduz desenvolvimentos e estudos para promover uma discussão transparente e embasada sobre os ganhos e impactos de tais mudanças, de forma a garantir previsibilidade a todos os agentes impactados.

Dessa forma, um diagnóstico inicial sobre temas que merecem aprimoramentos é apresentado na sequência, onde muitos dos assuntos já estão sendo endereçados na CPAMP:

- **Implementação do modelo autorregressivo PARp-A**

O Newave produz cenários de vazões a partir de padrões históricos, através do modelo autorregressivo, no qual a afluência de um mês depende da afluência dos meses anteriores. Embora se reconheça a sofisticação deste método, a ausência de informações meteorológicas sobre o futuro para apontamento de possíveis tendências de médio e longo prazos, a exemplo das mudanças climáticas, pode induzir as políticas operativas a erros sistemáticos, afetando os estudos de planejamento.

Após extensa consulta pública²⁷, a proposta de implementação do modelo autorregressivo PAR(p)-A em substituição ao atualmente utilizado PAR(p) foi aprovada, com o objetivo de representar mais assertivamente a persistência da tendência hidrológica. Destaca-se que os cenários gerados com o novo modelo são mais aderentes às sequências críticas observadas no histórico de vazões afluentes, bem como às outras estatísticas da afluência histórica, conforme demonstrado o Relatório Técnico

²⁷ Consulta Pública MME nº 121, de 10/02/2022. Disponível em: http://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=2060397&detalharConsulta=true&entryId=2060399

CEPEL nº 1274/2021²⁸. Assim, observou-se que o PARp-(A) também traz benefícios para casos sem tendência hidrológica, como os de Garantia Física.

- **Geração de cenários estocásticos de outras fontes renováveis**

Ainda no tema de geração de cenários, atualmente, o modelo de operação Newave representa a previsão das fontes renováveis variáveis, eólica e solar, como blocos de geração que são abatidos da demanda de energia. Esses blocos de geração são representados no modelo com apenas um cenário, não considerando eventuais incertezas associadas ao montante de geração mensal que pode ser entregue por esse conjunto de usinas.

A previsão da geração eólica, por exemplo, tem como base a média mensal do histórico dos últimos cinco anos de geração líquida disponibilizada ao SIN de cada usina, agregada por subsistema, por mês e por patamar de carga, para todo o horizonte de planejamento (Resolução ANEEL nº 843/2019).

Com o objetivo de contornar essa deficiência do modelo, a CPAMP está estudando metodologias para a representação da incerteza de outras fontes renováveis variáveis, inclusive no que tange a geração de cenários a partir de modelos matemáticos satélites (acoplados ao modelo principal, o Newave).

- **Parâmetros de aversão ao risco (hidrológico) do CVaR custo**

Dado o amplo número de cenários hidrológicos gerados, os parâmetros de aversão ao risco hidrológico, associados ao *Conditional Value at Risk* (CVaR), definem um peso adicional a ser atribuído aos piores cenários, quando da definição da estratégia de construção da política operativa do Newave, usado na operação, expansão do sistema elétrico e formação de preço.

Esses parâmetros têm sua aplicação direcionada ao incentivo do uso da geração térmica, de forma a poupar mais água. Além disso, devem, na medida do possível, refletir a percepção de risco das instituições do setor elétrico e do CMSE, ouvidos os agentes por meio de consulta pública. Eles podem e devem ser revisitados de tempos em tempos, por meio da governança da CPAMP. Por exemplo, elevados e persistentes despachos fora da ordem de mérito são sintomas de que pode ser recomendável reavaliar os parâmetros de aversão a risco.

Para se garantir maior segurança energética estrutural ao SIN, é necessário que os modelos computacionais reflitam níveis de aversão ao risco coerente aos requisitos sistêmicos do SEB. Os impactos diretos dessa maior segurança energética são os incrementos dos custos operativos, devido à inerente maior geração termelétrica, e a consequente redução da geração hidrelétrica, de

²⁸ J. M. Damazio, H. S. d. Araújo e C. B. d. C. Oliveira, “Testes Estatísticos para Avaliação de Aderência entre Séries Históricas de Energias Naturais Afluentes ao SIN e Cenários Sintéticos dos modelos PAR(p) e PAR(p)-A,” Relatório Técnico CEPEL nº 1274 / 2021, Maio 2021.

forma a permitir a manutenção dos níveis dos reservatórios em níveis seguros à operação do sistema.

Dentro desse contexto, o Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 06-2021 apresentou uma avaliação de reparametrização do mecanismo de aversão ao risco, Valor Condicionado a um Dado Risco - CVaR com parâmetros alfa (α) e lambda (λ). Nas suas conclusões, o relatório recomenda a revisão, nos modelos computacionais, dos parâmetros de CVaR. Nas análises, essa combinação de parâmetros, atrelada à utilização do PAR(p)-A no modelo NEWAVE e da alteração dos níveis meta de VMinOp, se mostrou eficiente tanto para a segurança energética quanto para os impactos econômicos dos agentes do SEB.

- **Representação dos patamares de carga**

Uma das simplificações impostas ao Newave é a adoção dos patamares de carga para representar suas curvas. Atualmente, o planejamento da operação e a formação de preço representam as curvas mensais de duração de carga em três níveis (patamares) associados a faixas fixas de horários, determinados de acordo com o dia da semana. No caso do planejamento da expansão, considera-se ainda um quarto patamar, que representa o patamar de ponta do sistema ou, em outras palavras, aquele associado à demanda máxima instantânea do sistema elétrica.

O comportamento horário da carga tem se modificado devido a fatores econômicos e ambientais, resultando em alterações significativas, tais como a redução da carga no horário correspondente ao atual patamar de carga pesada; a elevação da carga dentro do período correspondente ao patamar de carga média; etc.

Com o objetivo de revisitar essa representação, o Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 001-2018 reavaliou a discretização da curva de carga em patamares e também analisa os impactos no planejamento da operação, preço e alguns aspectos operacionais, comerciais da implantação das alternativas propostas.

A continuidade dos estudos é natural e já está prevista nas recomendações do relatório. Dentre as recomendações do relatório destaca-se que a representação da curva de carga em mais de três patamares de carga pode ser promissora, sobretudo dada a variabilidade observada, que poderá ser ainda mais ampliada com a expansão da micro e mini geração distribuída, além de possibilitar representar de forma mais acurada a demanda máxima do sistema. Portanto sugere-se que este estudo seja continuado para análise da inclusão de número maior de patamares de carga e da tipificação dos dias da semana.

Dessa forma, a CPAMP segue estudando a possibilidade de inclusão de número maior de patamares de carga, promovendo análises da tipificação dos dias da semana (observados, rebatimentos operacionais, comerciais e tarifários), e verificando a possibilidade dos patamares serem definidos

sobre a curva de demanda líquida, obtida pelo abatimento da geração não controlada que possui modulação intradiária, como a geração eólica e a solar.

- **Reservatórios Individualizados vs Reservatórios Equivalentes**

Como já abordado neste relatório, o problema do planejamento da operação é representado por um modelo de otimização estocástica, de grande porte, linear e com acoplamento temporal e espacial. Historicamente, a representação da geração hidrelétrica nos modelos de médio/longo prazo é feita a partir dos chamados Reservatórios Equivalente de Energia (REE), os quais agregam as usinas hidrelétricas de um mesmo subsistema ou região de uma bacia hidrográfica. Dessa forma, as variáveis de decisão relativas à geração hidrelétrica são em energia ao invés de água, isto é, depleciona-se e/ou armazena-se energia nos REE. Além da significativa redução no número de variáveis do problema, esta modelagem “praticamente elimina” o acoplamento espacial entre as hidrelétricas de uma mesma cascata, uma vez que o cálculo dos parâmetros do REE já considera este acoplamento restando poucos acoplamentos, como entre os REEs Itaipu e Paraná.

Apesar da modelagem de REE se apresentar como uma metodologia com bom compromisso entre a modelagem das usinas hidrelétricas e o desempenho computacional, por ser um modelo simplificado pode-se perder a precisão na operação real de cada reservatório. Além disso, a diferença de representação entre os modelos que formam a cadeia do setor elétrico pode gerar distorções na informação de custo futuro que é passada do Newave (médio prazo) para o Decomp (curto prazo).

Nesse sentido, a busca pelo aprimoramento na representação das características de representação da geração das hidrelétricas, bem como das restrições operativas se faz necessária, onde deve-se buscar a representação individualizada das usinas e seus respectivos reservatórios no modelo de longo prazo.

Uma das pautas de discussões da CPAMP para o próximo ciclo de estudos é o desenvolvimento do chamado “Newave Híbrido”, que permitirá que o modelo Newave represente as usinas hidrelétricas de forma individualizada em todo ou nos primeiros períodos de planejamento

Dentre os ganhos esperados, indica-se a representação das fontes hidráulicas mais aderente à realidade operativa. Ademais, a modelagem permitirá os benefícios da representação individualizada por hidrelétricas no horizonte próximo da tomada de decisão, além de fornecer aos modelos DECOMP e SUISHI, Funções de Custo Futuro individualizada por usina, permitindo que os modelos de curto prazo as refinem considerando outras restrições operativas.

Por fim, é notório que os modelos computacionais atualmente utilizados são de extrema complexidade e precisam de aprimoramentos constantes, dada a necessidade de representar as mudanças na matriz bem como por aprimorar questões já identificadas. Os modelos são ferramentas importantes para a tomada de decisão, mas por se tratarem de simplificações da realidade, naturalmente não trarão respostas precisas sobre o que

vai de fato acontecer no futuro. Sendo assim, podem apresentar viés otimista/pessimista nos seus resultados, sob efeito de certas considerações, premissas, parâmetros de aversão a risco e dados de entrada.

Algumas dessas melhorias devem ser efetivadas o quanto antes, tanto do ponto de vista de detalhamento da representação de algumas fontes, como também em relação à calibração dos parâmetros de aversão a risco, que permitirão maior aderência entre os resultados das simulações e a realidade operativa.

Entretanto, como destacado anteriormente, o diagnóstico de possíveis fragilidades no modelo que possam ter impactado na tomada de decisão relacionado ao planejamento deve atentar para além dos modelos, para a qualidade das informações que compõem os dados de entrada que os alimentam. Portanto, não é assertivo atribuir o cenário de escassez hídrica à aspectos de modelagem matemática em si.

2.2.8 Considerações a respeito das condições de suprimento, modelos e dados de entrada

Neste subcapítulo 2.2 - Condições de suprimento, modelos computacionais e dados de entrada, o diagnóstico apresentou os seguintes resultados: a importância de se ter critérios de adequabilidade de suprimento que monitorem o atendimento aos requisitos de potência e energia; não se verifica relação causa-efeito entre possíveis distorções dos valores Certificados de Garantia Física de Energia e o cenário de escassez hídrica recente; não há razoabilidade econômica de planejar sistema para “risco zero” de suprimento; os modelos computacionais atualmente utilizados são de extrema complexidade e precisam de aprimoramentos constantes, mas não se pode atribuir os desafios de 2021 a possível baixa efetividade dos modelos computacionais ou dos processos utilizados, e é necessário analisar a qualidade das informações que compõem os parâmetros de entrada que alimentam os modelos; as informações e premissas adotadas nos estudos de planejamento referentes a indisponibilidades de usinas, restrições de defluência mínima, qualidade dos dados cadastrais de empreendimentos hidrelétricos, previsão de entrada em operação comercial de ativos de geração e transmissão, custos variáveis unitários, dentre outros, tendem a enviesar o planejamento a uma expectativa otimista sobre o futuro; a alteração nas restrições hidráulicas oficiais a partir de informações de dados operativos realizados demonstram que essa ação tem potencial de impacto elevado e pode trazer maior aderência entre o modelo e a operação verificada, indicando uma deficiência na representação atualmente utilizada, que enseja em resultados mais otimistas no processo de planejamento.

2.3 Diagnóstico do planejamento da transmissão

O desafio enfrentado em 2021 não decorre de aspectos relacionados ao planejamento da expansão do sistema de transmissão.

A capacidade do SIN mais que dobrou (foi de 70 mil km para 175,3 mil km) em relação à configuração da rede elétrica existente à ocasião da crise ocorrida em 2001, resultante do processo de planejamento e do exitoso modelo de contratação das instalações por meio dos leilões de transmissão. A expansão sistêmica observada nos últimos anos tem se mostrado fundamental para atenuar os impactos no período de escassez hídrica que o país enfrentou.

Vale ressaltar que, em virtude das transformações observadas no SIN, sobretudo com a entrada de novas fontes com perfis distintos e o aumento das incertezas associadas à disponibilidade dos recursos primários, passou a ser adotada, de forma mais sistemática a partir de 2013, nova abordagem nos estudos de planejamento, que tem se tornado paradigma no Brasil: o planejamento proativo a transmissão. Destacam-se importantes estudos elaborados pela EPE para escoamento de potenciais eólicos publicados a partir de 2014 e licitados na sequência.

Em geral, os agentes do setor elétrico reconhecem que a presença da rede elétrica atual, que interliga as diversas regiões do país com o papel de integradora das fontes de energia com os centros de carga, é um fator que possibilitou ao ONS o nível adequado de flexibilidade operativa durante o ano de 2021. Dessa forma, tem sido possível a operação resiliente e suficientemente segura para evitar déficits.

Não obstante a existência de alguns pontos de estrangulamento de fluxos em pontos específicos da rede, causados por atrasos pontuais na implementação de importantes empreendimentos, e que estão sendo solucionados neste ano e no futuro próximo, as interligações elétricas regionais em geral permitem ao Operador as manobras para o melhor aproveitamento possível dos recursos disponíveis nas diversas regiões do país, principalmente em ano desafiador como foi de 2021.

Referente a essa questão, salienta-se que a capacidade inerente do sistema elétrico decorrente dos critérios de confiabilidade utilizados no seu dimensionamento tem permitido ao ONS a oportuna consideração de uma flexibilização desses critérios, aumentando temporariamente os limites de intercâmbios pelas interligações, respeitando as margens mínimas de segurança elétrica durante esse período excepcional.

2.3.1 Sobre os atrasos pontuais na implementação de alguns empreendimentos

Dos atrasos verificados em grandes obras de transmissão nos últimos anos, destaca-se o caso das obras concedidas à multinacional espanhola de transmissão de energia elétrica, que constituíam grande parte das ampliações das interligações Norte – SE/CO, Norte – NE e NE – SE, incluindo o

sistema de escoamento de parte da energia da UHE Belo Monte e das fontes renováveis contratadas no Nordeste. Essas obras deveriam ter entrado em operação em 2016 e 2017.

Especificamente em relação à usina de Belo Monte, foi concebido o sistema de transmissão em 500 kV Xingu – Parauapebas – Miracema para viabilizar o escoamento da energia proveniente das primeiras máquinas. Esse sistema tinha prazo para entrada em operação comercial em agosto/2016, portanto, antes da entrada dos dois bipolos Xingu – Estreito e Xingu – Terminal Rio.

Com a não conclusão desses empreendimentos, que tiveram caducidade declarada pelo MME em setembro/2017, o subsistema SE/CO deixou então de receber excedentes energéticos da UHE Belo Monte nos períodos úmidos a partir de 2019, condição que se estende até os dias de hoje.

A respeito dessa questão, destaca-se que a EPE emitiu estudo com caráter de urgência, em julho de 2017, recomendando obras mitigadoras que permitissem minimizar o impacto sistêmico dos atrasos para compensar essa ausência, porém, esse novo sistema ainda não entrou em operação. As obras planejadas foram licitadas em dezembro de 2017 (Leilão ANEEL 002/2017), com data contratual de entrada em operação para até março de 2023, e possibilidade de antecipação por conta do empreendedor responsável pela implantação.

Registra-se que, no referido estudo, foram recomendadas sete novas linhas de transmissão em 500 kV, totalizando cerca de 2.560 km, além da subestação 500 kV Serra Pelada e do novo pátio 230 kV da SE Açú (500/230 kV – 1.800 MVA).

Quando da entrada em operação desse conjunto de obras, estima-se importante ganho da capacidade de exportação de energia das regiões Norte e Nordeste, da ordem de 2.500 MW, valor que poderia estar sendo praticado há mais tempo, contribuindo para atenuar os impactos da operação desafiadora de 2021, se não tivesse ocorrido o problema com as obras da multinacional espanhola.

Importante ressaltar que, por mais que o atraso na construção desses empreendimentos de transmissão tenha impactado o escoamento de energia para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, dificultando a preservação dos reservatórios desse subsistema no período de escassez hídrica de 2021, o atraso das obras pode ser classificado como fator conjuntural pontual, e não estrutural.

Do ponto de vista estrutural, o planejamento cumpriu o seu papel ao identificar nos seus estudos o gargalo existente nessa interligação e realizar a licitação (Leilão ANEEL) para expansão do sistema com a antecedência necessária.

2.3.2 Estudos prospectivos frente a diversificação da matriz de geração nos mercados regulado e livre

Desde a última década, a EPE vem realizando diversos estudos proativos de transmissão orientados ao dimensionamento de grandes troncos para o escoamento da geração prospectada visando o atendimento à carga futura, tendo em vista a diferença considerável de prazos para a implantação de empreendimentos de geração renováveis de menor porte, pulverizados pelo SIN, e de linhas de transmissão. Ressalta-se que essa ação é importante para a segurança energética do sistema, por viabilizar a integração de novos potenciais de geração à rede elétrica.

Até então, esse planejamento proativo e integrado vinha sendo facilitado, principalmente, pela característica de maior previsibilidade locacional dos aproveitamentos hidráulicos e termelétricos, e pela contratação de energia nova a partir de leilões no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, com montantes definidos pelos órgãos de planejamento e com cadastramento e monitoramento de informações realizados pela própria EPE, por meio do Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia Elétrica – AEGE.

No entanto, mais recentemente, com a redução dos custos de investimento para empreendimentos eólicos e fotovoltaicos e pelo maior protagonismo dessas fontes na expansão da oferta de geração no Ambiente de Contratação Livre – ACL, novos desafios foram lançados ao planejamento da transmissão, que passou a contar com maior dificuldade no gerenciamento de informações relativas à prospecção da oferta de geração, já que a nova dinâmica de expansão da oferta perpassa a necessidade de atendimento ao crescimento da demanda em si, conforme indicado historicamente nos PDEs, abarcando interesses de mercado, baseados na maior competitividade de novas tecnologias e seu potencial de substituição de infraestrutura existente, através de sinalização de preços mais atrativos.

Essa nova dinâmica de mercado, que por um lado corrobora com a maior diversificação da matriz energética e contribui para a segurança do sistema, impõe, porém, um grande desafio ao planejamento da transmissão, à medida que reduz a previsibilidade dos montantes e da localização da oferta de geração prospectiva.

O paradoxo dessa nova dinâmica de mercado consiste no conflito entre a necessidade de expansão da rede de transmissão a fim de que se garanta a integração segura e confiável dos potenciais de geração renováveis prospectivos, e a dificuldade imposta por essa própria dinâmica de mercado para determinação da capacidade e localização da expansão de transmissão necessária.

Essa dinâmica da expansão da geração levou à necessidade de readequação dos processos dos estudos prospectivos, que têm se tornado cada vez mais frequentes, e resultou na sistematização de medidas visando mitigar eventuais descompassos entre os prazos de implantação de novos projetos de geração e os de transmissão. Neste último caso, a avaliação das Capacidades

Remanescentes do SIN para o Escoamento de Geração, comumente conhecido como cálculo de margens de escoamento, passou a ser utilizada como uma ferramenta de habilitação técnica e de seleção de projetos nas etapas iniciais da maioria dos leilões de geração, incluindo os leilões com horizontes de cinco ou seis anos. Ao se avaliar as capacidades remanescentes disponíveis em um momento anterior ao da realização do leilão de geração, mitiga-se a possibilidade de contratação de novos projetos em pontos do sistema que não possuem a viabilidade de escoar a energia contratada a partir da data de início de suprimento.

2.3.3 A necessidade de flexibilidade x Sistemas de transmissão

O setor eletroenergético vem passando por grandes transformações, sendo fortemente impulsionadas pela penetração mundial de fontes de energia renováveis não despacháveis, como as eólicas e solares, aliadas ao surgimento de novo mercado de energia onde o consumidor gradativamente tende a ter papel mais ativo, tornando-se também produtor de energia ou gerenciando sua demanda com base em estímulos econômicos e de forma descentralizada.

No caso específico do Brasil, acrescenta-se ainda a redução percentual da capacidade de armazenamento de energia nos reservatórios de usinas hidrelétricas em relação à carga, o que traz novos desafios ao planejamento e à operação do sistema elétrico que demandarão novos serviços que podem ser prestados pela rede elétrica, além da necessidade de modelagem detalhada da variação horária da produção eólica e solar, da representação de diferentes problemas sistêmicos e aspectos operacionais que antes só faziam sentido serem tratados em estudos de curto prazo.

Nesse novo ambiente, é imperativo que o planejamento da transmissão seja capaz não só de considerar a dinâmica temporal e locacional associada à expansão da geração renovável, como vem sendo feito nos estudos prospectivos, como também de lançar mão de estratégias de expansão que resultem em um sistema flexível o suficiente para acomodar os diferentes cenários de carga e de disponibilidade de geração nos diferentes subsistemas.

Portanto, o atributo flexibilidade é componente essencial para se garantir a confiabilidade, estabilidade e a própria segurança energética do SIN, à medida que aumenta a proporção de renováveis e o novo mercado de energia se consolida. Nesse sentido, a rede de transmissão passa a exercer papel fundamental para garantir o pleno atendimento dos requisitos de flexibilidade do sistema.

2.3.4 Prazos envolvidos no processo licitatório

A rápida expansão da geração renovável tem levado à realização de série de estudos de planejamento que objetivam acomodar o potencial prospectivo de geração renovável e prover a expansão proativa da rede de transmissão. Conforme comentado, esses estudos são de grande

importância para a segurança energética do sistema, ao viabilizar a integração de novos potenciais de geração à rede elétrica.

Por outro lado, cabe destacar, que desde a origem da recomendação das obras de transmissão nos Relatórios R1 da EPE, passando pela elaboração dos relatórios complementares (R2 a R5 elaborados pelos agentes a pedido do MME), pela inclusão dos empreendimentos no Plano de Outorgas de Energia Elétrica (POTEE)/MME, pela condução da ANEEL do processo licitatório dos novos ativos com todos os prazos legais envolvidos, pela obtenção de licenças ambientais, até a efetiva implantação do projeto por parte dos empreendedores, são necessários cerca de 7 anos para concluir todo o processo.

No caso específico dos prazos associados à fase de planejamento, a realização dos estudos prospectivos tem se mostrado como ferramenta eficaz na antecipação das análises e recomendações de expansões no sistema. Porém, essa etapa do processo, se tratada de forma isolada, não possui o potencial de redução substancial nos prazos descritos anteriormente. Também é possível atuar nas demais etapas do processo, em especial na redução ou simplificação das etapas relativas ao processo licitatório dos ativos de transmissão.

Cabe destacar que os processos relacionados às outorgas de transmissão tiveram atualizações regulamentares importantes com a emissão da Instrução Normativa IN-TCU 81/2018, que dispõe sobre a fiscalização dos processos de desestatização pelo TCU e revogou as Instruções Normativas 27/1998, 46/2004 e 52/2007. Com essa nova Instrução, foram uniformizados os prazos para envio da documentação necessária ao exame pelo TCU para todos os processos de desestatização, passando a ser de 90 dias antes da publicação do edital. Somando-se aos prazos de instrução do processo licitatório por parte da ANEEL, que leva em torno de 60 dias, e ao período de publicação do edital e realização do certame (60 dias), são necessários pelo menos 210 dias para execução de todo o processo licitatório.

Na prática, essa concatenação de prazos só permite a execução de, no máximo, dois leilões de transmissão ao ano. Dentro desse contexto, eventuais imprevistos na emissão dos relatórios de planejamento (R1 a R5) ou na inclusão de empreendimentos no POTEE, mesmo que sejam pequenos atrasos, podem refletir diretamente na viabilidade de licitação de determinado projeto. Ao perder a chance de incluir um projeto no escopo de uma licitação, a próxima oportunidade só ocorrerá aproximadamente 6 meses depois.

Entende-se que o aprimoramento desse processo, com a discussão sobre a revisão dos prazos estabelecidos e a execução em paralelo de algumas das fases que envolvem a instrução, fiscalização e publicação do processo licitatório, pode contribuir positivamente para redução dos prazos envolvidos nas licitações de empreendimentos de transmissão e também pode otimizar os trabalhos dos agentes envolvidos.

2.3.5 TUST e sinal locacional

As Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST são estabelecidas a partir da Metodologia Nodal. A aplicação dessa metodologia requer a definição de condicionantes prévios que exercem impacto significativo sobre os cálculos que definem as parcelas locacional e selo que compõem as tarifas, podendo levar a uma sinalização inadequada para o uso eficiente da rede de transmissão.

Entre essas condicionantes, destaca-se a consideração do despacho proporcional de geração por submercado, que equivale a considerar um único cenário energético onde o fluxo nas interligações entre os subsistemas resultante é bastante reduzido, com probabilidade de ocorrência muito baixa. Tal condição dificulta que a Metodologia Nodal capture adequadamente o uso da rede elétrica, especialmente das interligações regionais, pelos agentes geradores.

Em consequência, observa-se predominância da contribuição da parcela selo da TUST (aprox. 100%), o que “socializa” a remuneração do sistema em torno de valores médios, conflitando, portanto, com as diretrizes gerais da Lei nº 9.427/1996, na qual se estabelece que as tarifas devem assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão. O gráfico da Figura 50, extraído da Nota Técnica EPE-DEE-NT-014-2021 – “Cálculo da TUST – Análise de Sensibilidade”, ilustra essa questão.

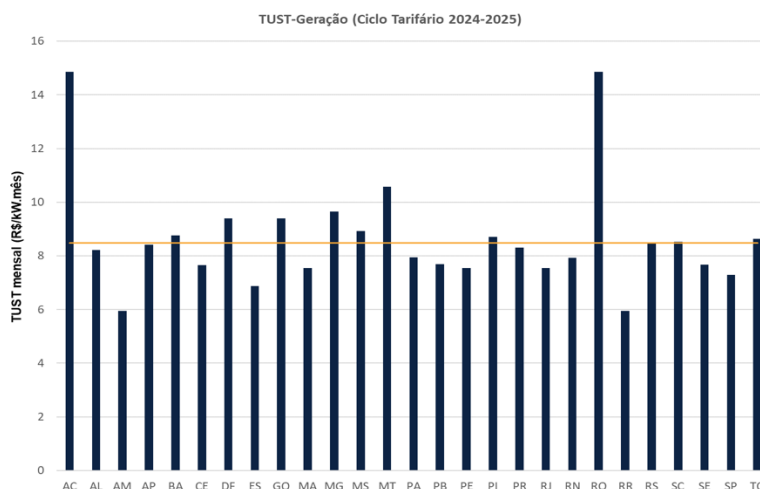


Figura 50 - TUST-Geração (ciclo tarifário de 2024-2025)

Fonte: Elaboração própria

De forma geral, a “socialização” da remuneração da rede contribui artificialmente para maior atratividade de empreendimentos localizados fora dos grandes centros de carga e que exportam energia para esses centros, vez que a TUST não consegue capturar o maior uso e os investimentos necessários para a expansão das interligações elétricas com essas áreas.

Como exemplo, vale mencionar os projetos localizados na Região Nordeste que, não obstante demandem significativos investimentos para a expansão da interligação NNE-SECO, possuem TUST média muito próxima às tarifas da Região Sudeste.

2.3.6 Consideração a respeito do diagnóstico do planejamento da transmissão

Neste subcapítulo 2.3 - Diagnóstico do planejamento da transmissão, o diagnóstico não encontrou nenhuma causa-efeito entre o planejamento dos sistemas de transmissão o cenário de desafio operacional de 2021.

3 APLICANDO LIÇÕES APRENDIDAS PARA AVANÇOS ESTRUTURAIS

Com base nos apontamentos do capítulo 2 - [DIAGNÓSTICO SOB A ÓTICA DE PLANEJAMENTO](#), entende-se que o diagnóstico do desafio da opção em 2021 deve ser avaliado além das condições de precipitação, à luz dos diversos componentes capazes de colocar o sistema elétrico sob condição de estresse em eventos extremos. Uma vez diagnosticado os principais pontos de atenção ao planejamento, quais lições podem ser apreendidas para serem incorporadas nos processos de planejamento da expansão, da operação e regulação do sistema? O objetivo principal deste capítulo é propor ações futuras e relatar as que estão em andamento, de forma a planejar a expansão considerando o nível de risco aceito pela sociedade.

De forma objetiva, os principais fatores que podem ser apontados, em alguma medida, como **causas estruturais** para o agravamento da escassez hídrica recente e que devem ser endereçadas pelo planejamento da expansão do sistema são:

- a. A seção 2.1 apontou que a prolongada sequência hidrológica desfavorável na última década pode indicar, de forma não conclusiva, alteração dos padrões históricos das afluições, e estar correlacionada em alguma medida com:**
 - Efeitos das mudanças climáticas, que podem ter implicado nessas alterações e, portanto, devem ser monitoradas, incorporadas nos modelos e constantemente reavaliadas pelo planejamento da expansão do sistema;
 - Aumento dos usos consuntivos e mudanças no uso dos solos, que levam a redução da disponibilidade dos recursos hídricos em relação ao previsto nos estudos de planejamento;
 - Metodologias das séries reconstituídas de vazões naturais e da representação das parcelas nos modelos de otimização utilizados, sobretudo em relação ao histórico construído para os últimos vinte anos com mudanças significativas no uso do solo.
- b. A ampliação dos usos consuntivos e não consuntivos, bem como a ausência de um mapeamento mais apurado desses usos, conforme abordado na seção 2.1.5, implicam em restrições operativas não explicitadas nos modelos de planejamento da operação, reduzindo a gestão do operador do sistema;**
- c. O sistema elétrico de 2021 foi planejado com os critérios de garantia de suprimento vigentes até 2019, que não consideravam a profundidade do déficit de energia (somente sua probabilidade), tampouco risco de não atendimento à capacidade de potência (seja a probabilidade ou profundidade). O cenário hídrico de 2021 evidenciou a importância de ser ter um critério de adequabilidade de**

suprimento que monitore também os requisitos de potência, tal como abordado na seção 2.2.1, uma vez que o sistema enfrentou algumas situações desafiadoras para garantir a segurança de suprimento de potência nesse ano.

- d. Nas seções 2.2.5 e 2.2.6 discute-se que a eventual baixa qualidade das informações que compõem os dados de entrada utilizados nos modelos pode levar a respostas otimistas na etapa de planejamento quando comparadas à realidade operativa, resultando numa menor previsibilidade na gestão dos recursos energéticos disponíveis;**
- e. Ainda na seção 2.2.5 são ilustradas algumas dificuldades/ausências de tratamento e consideração de algumas incertezas no processo de planejamento.**

Por outro lado, conforme discutido no capítulo 2, existem muitos “diagnósticos genéricos” que relacionam alguns fatores associados ao planejamento como agravantes para a situação de escassez hídrica, que são refutados através de argumentos sólidos já apresentados. Dessa maneira, **não se configuraram causas estruturais** para a situação vivida em 2021 os argumentos listados a seguir, acompanhados pelo resumo de cada justificativa:

- **Redução da construção de novas usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização diminuíram a confiabilidade do sistema:**
 - A seção 2.1.3 demonstra que a diversificação da matriz elétrica e a expansão da rede de transmissão aumentaram a confiabilidade de suprimento devido ao efeito portfólio das diversas fontes, mesmo com a redução da expansão de hidrelétricas com reservatório;
 - A redução do ritmo de expansão de hidrelétricas com reservatório não é uma decisão de política energética, como demonstrado, e, de forma geral, o conjunto de projetos socioambientalmente viáveis não são economicamente competitivos.
- **As garantias físicas de energia podem estar sobrestimadas e isso traz impactos para a operação do sistema:**
 - Possíveis distorções nos lastros comerciais (certificados de GF) em relação às garantias físicas efetivas simuladas, considerando as informações atualizadas, não representam um indicativo de déficit no atendimento ao balanço estrutural do sistema de oferta e demanda, uma vez que existem diversos instrumentos capazes de corrigi-las, sendo esse processo monitorado constantemente pela EPE e MME. Ademais, em 2021 havia sobreoferta de garantia física simulada no sistema, sendo inclusive efeito mitigador ao desafio enfrentado. Mais detalhes podem ser obtidos na seção 2.2.2.

- **O planejamento da expansão não dimensionou corretamente o sistema para atravessar situações semelhantes à de 2021:**
 - As análises apresentadas na seção 2.2.3 mostram que as atuais métricas para avaliação da garantia de adequabilidade de suprimento do sistema consideram explicitamente a percepção de risco da sociedade frente às incertezas futuras inerentes ao processo de planejamento, não dimensionando o sistema para uma situação livre de risco, pois os custos associados aos investimentos seriam extremamente desproporcionais, sem razoabilidade econômica;
- **O planejamento da expansão não previa nos seus estudos cenários críticos de aflúências como no biênio 2020/2021**
 - A seção 2.2.4 traz avaliações que mostram que o processo de geração de cenários de aflúências fornece grande variabilidade de cenários, com ENA superiores e inferiores à média de longo termo, e que preservam outras características do histórico como a reprodução de períodos secos. Logo, se confirma então a presença de séries sintéticas muito próximas às observadas no período entre 2020-2021 e, inclusive, algumas até mais restritas do que as observadas na operação recente;
 - Além disso, demonstra-se que o modelo consegue fornecer respostas adequadas à realidade, do ponto de vista energético, de acordo com a criticidade da série de aflúência introduzida na simulação;
 - Não obstante, de forma a melhor retratar a realidade operativa, a presente NT propõe aperfeiçoamentos na representatividade das restrições de operação das hidrelétricas, conforme já antecipadas pelo PDE2031; avanços nos modelos computacionais oficiais no âmbito da CPAMP; e diversificação e competição entre fornecedores de modelos matemáticos para expansão da geração e transmissão.
- **Aspectos relacionados ao planejamento da expansão do sistema de transmissão**
 - A seção 2.3 apresenta diagnóstico apurado do planejamento da expansão da transmissão, trazendo elementos que confirmam que o planejamento tem cumprido o seu papel de realizar estudos para identificar os gargalos existentes na rede de transmissão e nos grandes troncos de interligação, bem como determinar, através da abordagem de planejamento proativo, as obras necessárias que permitirão a conexão de novos empreendimentos de geração e o escoamento da oferta de energia entre os subsistemas, que poderão ser licitadas com a devida antecedência, agregando confiabilidade e contribuindo para a segurança sistêmica.

O objetivo principal deste capítulo é relatar ações em andamento e propor ações futuras, de forma a planejar a expansão com riscos aceitos pela sociedade.

Em suma, uma vez diagnosticado quais fatores não possuem relação direta com a escassez hídrica e quais são os principais pontos de atenção ao planejamento, surge a seguinte pergunta: Quais lições podem ser apreendidas e então incorporadas nos processos de planejamento do sistema para que se reduza a probabilidade do sistema se encontrar em situação semelhante à de 2021?

3.1 Como mitigar a falta de previsibilidade dos modelos?

Dentre os principais fatores estruturais que em alguma medida contribuíram para o agravamento do cenário de escassez hídrica de 2021, talvez o mais relevante tenha sido aquele relacionado à maneira, muitas vezes otimista, que os modelos de simulação projetam a operação futura do sistema, e por conseguinte não conseguem sinalizar com a devida antecedência possíveis riscos de desabastecimento futuro.

Como discutido, a depender dos dados de entrada utilizados, premissas, tratamento de riscos e incertezas no processo e calibração dos parâmetros de aversão a risco, diferentes trajetórias de operação, sinalizadas como ótimas, podem ser apontadas nas simulações, com ou sem viés otimista quando comparada com a realidade operativa. Essas possíveis distorções dificultam a previsibilidade na tomada de ação para melhor gestão dos recursos energéticos disponíveis, tal como eventual necessidade de preservação dos reservatórios para períodos críticos subsequentes ou mesmo a antecipação de despacho térmico ainda no período com chuvas mais abundantes (período úmido).

A qualidade dos dados utilizados é essencial para o adequado planejamento, assim como o processo de retroalimentação entre operação, planejamento da operação e planejamento da expansão.

Sobre a qualidade dos dados, como se sabe, essa pode variar bastante e depende da governança dos dados, o que deve estar em permanente aprimoramento. Nos cálculos oficiais, a EPE preza pela utilização sempre de dados homologados pelas instituições competentes, embora estudos de sensibilidade com outros dados sejam possíveis.

Portanto, é fundamental que o planejamento incorpore nos seus processos algumas medidas para prover maior qualidade na resposta dos modelos, aumentando a previsibilidade sobre o atendimento futuro dos requisitos do sistema, permitindo a gestão mais realista dos recursos hídricos e, inclusive, possível indicação de antecipação da necessidade de expansão da oferta de energia do sistema.

3.1.1 Aprimoramentos na representação dos dados de entrada dos modelos

O Comitê PMO/PLD possui o Subcomitê para Dados, Processos e Regulação e um Subcomitê Temático para Modelos Satélites. Vários aperfeiçoamentos estão sendo tratados, tais como: representação da curva referencial da UHE Tucuruí, utilização do dado de geração eólica na primeira semana operativa do DECOMP, uso do modelo SMAP em horizonte estendido no modelo DECOMP, bem como incorporar Micro e Mini Geração Distribuída.

Associados aos dados de entrada, a CPAMP vem estudando a representação das fontes variáveis, representação individualizada nos primeiros anos do horizonte da operação/simulação (Newave híbrido), metodologia para determinação de representações variáveis para perda hidráulica e produtividade específica através de grades, representação das regras de operação do São Francisco no SUIISHI, entre outros.

Ademais, verifica-se a oportunidade de revisitar alguns dados cadastrais e parâmetros utilizados nos modelos, em especial no Newave, bem como nos demais processos e análises relacionadas à indicação da expansão da oferta de energia e potência do sistema, tais como no uso do MDI, da ferramenta de Balanço de Potência e, eventualmente, nos processos de cálculo de garantia física.

O principal aprimoramento estudado pela EPE no contexto da escassez hídrica em relação aos dados de entrada nos modelos refere-se ao modo que as restrições hidráulicas operativas são representadas no modelo.

Em condições excepcionais como a vivida em 2021, a gestão diferenciada dos recursos hídricos deve ser executada a partir de estudos técnicos, que auxiliem a tomada de decisão, de forma a prover previsibilidade e transparência a todos os usuários da água. Adicionalmente, do ponto de vista do planejamento, essas ações implicam na minimização das incertezas sobre a efetiva disponibilidade futura para a geração hidrelétrica, que resultam na contribuição de energia, potência e flexibilidade, bem como na maior previsibilidade nos usos múltiplos da água. Neste último caso, ainda que se ampliem as restrições hidráulicas operativas enxergadas pelo setor elétrico, seria possível representá-las de forma mais adequada nos modelos de planejamento, garantindo maior qualidade dos dados e governança sobre essas informações.

A EPE vem atuando, especialmente ao longo de 2021, de forma a revisitar estratégias de representação dessas restrições nos modelos, para simulações de curto, médio e longo prazo. A grande diferença observada entre a inflexibilidade “simulada” e a verificada nos últimos dois anos chamou a atenção de todos, especialmente em 2021, onde a geração hidráulica deveria ser reduzida para preservação dos reservatórios.

Quando verificada a geração hidrelétrica horária dos últimos 5 anos, observa-se que a menor geração total atingida pelo SIN foi na ordem de 23 GWh/h. Importa destacar que, mesmo considerando esses últimos 12 meses em que o período de escassez hídrica ficou mais evidente, o despacho termelétrico aumentou e a carga não estava em níveis elevados (pandemia covid), a geração hidrelétrica ainda se manteve em patamar elevado. Quando se compara com os valores de geração mínima cadastrados nos modelos de simulação, que apresentam valores em torno de 14 GW, a diferença entre o que é simulado e o que ocorre na operação real fica bastante evidente. Essa representação nos modelos é distante da realidade operativa e pode resultar num otimismo quanto ao real uso dos recursos hídricos e a evolução do armazenamento dos reservatórios.

Esse otimismo na operação do sistema não somente resulta numa disponibilidade energética maior que a realidade pode apresentar, principalmente no que diz respeito a energia armazenada nos reservatórios, mas também impacta diretamente na disponibilidade de potência que as hidrelétricas podem prover para o sistema, que está diretamente relacionada ao nível dos reservatórios no instante de contribuição.

Além das restrições de defluência mínima, a impossibilidade de representação das restrições de taxa de defluência máxima nos modelos de médios e longo prazo podem indicar uma capacidade de modulação e contribuição de potência das UHE maiores do que a realidade impõe. A operação em tempo real mostra que para disponibilizar potência em determinados instantes, também é necessário gastar energia, ou seja, manter a geração em níveis elevados ou não tão baixos nos instantes imediatamente anteriores a necessidade de disponibilização da potência máxima possível. Isso ocorre pois não é possível variar o nível de geração de determinadas usinas em grande quantidade e de forma repentina, uma vez que isso pode gerar ondas de inundação nas regiões a jusante das usinas e problemas socioambientais.

Após diversas análises para encontrar uma forma adequada, consistente e reprodutível de se modelar essas restrições nos estudos de planejamento, a EPE definiu uma metodologia empírica para obtenção, tratamento e inserção das restrições operativas hidráulicas no modelo Newave.

Para definição dos valores de vazão mínima de cada usina adotou-se como referência a menor geração hidráulica horária do SIN, numa condição estrutural (ocorrida em outubro/20), onde foram obtidas as vazões turbinadas por usina coincidentes nesse instante. No caso das restrições de geração mínima por patamar, foi definido um valor individual para cada usina com base na geração média correspondente a duração do patamar de carga leve dos meses de outubro e novembro de 2020, fruto do aprendizado adquirido com as discussões e estudos nesse cenário de escassez hídrica. A correlação temporal (mensal) entre os valores de vazão mínima e geração mínima por patamar é mantida nessa situação, o que garante a adequação entre as restrições impostas ao modelo e o acoplamento entre as avaliações de energia (Newave) e capacidade (Balanço de Ponta).

Como pode ser visto, a representação empírica proposta para representação das restrições hidráulicas operativas não é precisa com relação aos dados individualizados, na medida em que o modelo Newave trata essas usinas de forma agregada, através de reservatórios equivalentes de energia – REE. Logo, o modelo constrói a política operativa do SIN otimizando a geração individualizada das usinas termelétricas e geração equivalente dos REE, além dos fluxos de intercâmbio. Evoluções futuras do modelo ou adoção de outros modelos nos estudos de planejamento que permitam representar as usinas individualmente no processo de otimização, suscitarão aprimoramentos na representação proposta, de modo a capturar as características operativas de cada usina.

Nesse ponto, vale ressaltar que esta representação empírica, já incorporada no PDE 2031, é um primeiro passo extremamente importante, como resposta ao diagnóstico de que é preciso investir na qualidade das informações fornecidas aos modelos matemáticos que orientam a tomada de decisão quanto à operação do sistema e aos investimentos indicados pelos estudos de planejamento da expansão. A EPE continuará investindo no aprimoramento da representação das restrições hidráulicas para os estudos de planejamento da expansão do sistema.

Isso posto, a representação das restrições hidráulicas operativas no cálculo de Garantia Física não está prevista e nem proposta neste relatório, dado o rigor necessário às informações de cada usina hidrelétrica, que alimentará a simulação individualizada do modelo Suishi, em seu módulo de energia firme. Dessa forma, se faz necessária caracterizar e modelar a condição de operação estrutural de cada usina. À medida em que haja avanços na representação dessas restrições, com o nível de detalhamento desejado, e sua validação pelas empresas e órgãos competentes, esses serão eventualmente incorporados ao processo de cálculo de lastro no âmbito da modernização do setor elétrico.

3.1.2 Governança dos dados e qualidade das informações

A EPE, em conjunto com ANA e ONS, envidam esforços para detalhar o inventário de restrições operativas (hídricas e/ou outras restrições que podem impactar na “inflexibilidade” do parque gerador). Além do aprimoramento na representação dessas restrições nos modelos matemáticos, conforme destacado anteriormente, é essencial fundamentar a razão da existência das restrições “oficiais”, verificar possíveis formas de gestão/mitigação, bem como aprimorar a representação das restrições eventualmente não oficializadas.

Para isso, um passo importante é a articulação entre os atores envolvidos na gestão dos recursos hídricos, de meio ambiente e agentes responsáveis pelo planejamento da operação e expansão do setor elétrico. Essa ação é fundamental para melhor coordenação entre essas entidades na definição das regras de operação das principais bacias do SIN.

Um exemplo de sucesso que deve ser seguido, ou utilizado como referência, foi a criação da CREG, cuja função no período de escassez hídrica foi coordenar as instituições na definição de regras para preservar os volumes dos reservatórios e promover o melhor uso da água no período seco, o que permitiu que se evitasse uma situação mais crítica para o sistema. Esse diálogo entre as instituições e os diversos usuários da água foi fundamental para a efetiva flexibilização das defluências mínimas de algumas usinas para a manutenção da gestão dos reservatórios do SIN.

Com relação às ações da EPE, entende-se como fundamental investir no fortalecimento da relação com ANA, contribuindo ativamente para a qualidade das informações que compõem os dados utilizados no setor elétrico e para a previsibilidade na governança da água e dos próprios dados. Ademais, a EPE preza pelo relacionamento próximo e forte cooperação com o ONS, especialmente

em relação ao aprimoramento das informações que definem as restrições hidráulicas, os quais são utilizados em todos os modelos matemáticos que definem a política de operação e formação de preço do setor.

3.1.3 Aperfeiçoando a resposta dos modelos frente às incertezas futuras

A Resolução CNPE^{Erro! Indicador não definido.} nº 22/2021 determinou que o MME institísse a CPAMP, com a finalidade de garantir a coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, EPE, ONS e CCEE. Adicionalmente, cabe mencionar que a CPAMP foi regulamentada pela Portaria MME nº 47/2008.

Nesse contexto, a CPAMP trabalha continuamente visando o aprimoramento dos modelos usados no planejamento da operação e da expansão. Dentre as ações em curso ou previstas, elencadas na Seção 2.2.7, o aprofundamento sobre como representar os efeitos das mudanças climáticas nos modelos é um dos temas prioritários a serem discutidos.

- **Aprofundamento sobre a representação das mudanças climáticas**

No que diz respeito às mudanças climáticas e seus impactos, essa é uma questão fundamental para o planejamento de um sistema que tem na sua base cerca de 85% de geração renovável, que por sua vez está sujeita aos diversos efeitos climáticos. Portanto, todo o arcabouço que envolve o planejamento da operação e expansão tem que estar aderente a essa incerteza climática que é inerente a qualquer sistema de base renovável.

A atual conjuntura de discussões envolvendo as alterações de padrões climáticos tem motivado recentes estudos e reavaliações da metodologia utilizada para geração de cenários hidrológicos para o planejamento, visando a identificação ou previsão de comportamentos estatísticos diferentes daqueles já observados no passado, incluindo a verificação da estacionariedade das séries temporais das afluências. Dentre os recentes trabalhos pode-se citar a avaliação do GT Metodologia da CPAMP, conforme Relatório Técnico n.05/2019, cuja análise concluiu por não ser possível definir inequivocamente se as tendências de acréscimo ou redução das séries representam uma mudança estrutural no sistema ou se são parte de um ciclo de longa duração.

Isso, todavia, não significa que as mudanças climáticas não devam ser incorporadas em cenários de planejamento. Apesar de ser difícil assertivamente atribuir eventos climáticos específicos a mudanças climáticas, existem alguns estudos científicos que trazem questões importantes sobre o tema e que merecem ser aprofundados pelo planejamento da expansão, buscando preparar o sistema para a possibilidade de ocorrência mais frequente e mais severa de eventos climáticos.

No Plano Nacional de Energia 2050, a EPE destaca uma seção para o desafio relacionado às mudanças climáticas, colocado como um dos eixos do planejamento, com estudos orientados a

gestão desse risco e incorporação desse risco nos nossos processos. A EPE inclusive recentemente realizou a contratação de indicadores climáticos para apoiar esses estudos e tem ainda feito reuniões e discussões com instituições e especialistas na questão climática para permitir constante aprendizado sobre o tema e entender as implicações das mudanças climáticas para o Brasil. Destaca-se que não só as bacias hidrográficas estão sujeitas ao risco climático. Este risco também pode se aplicar às bacias eólicas. Nesse sentido, a EPE entende que é fundamental continuar os esforços de internalizar esses aspectos no nosso planejamento energético.

Entre as medidas de aprimoramentos da representatividade dos cenários hidrológicos usados no NEWAVE e que são utilizados no horizonte de planejamento, destaca-se o modelo autorregressivo PAR(p)-A, que permitirá aumentar a persistência da condição hidrológica inicial observada, cuja implementação está em fase final de discussão pela CPAMP.

Além das ações relacionadas ao aprimoramento do Newave, conduzidas na CPAMP, do ponto de vista do planejamento da expansão é importante incorporar meios de se tratar algumas incertezas inerentes ao processo de planejamento. No que tange essas ações, algumas delas podem estar relacionadas a definição de premissas para aprimorar a forma de representação da variável incerta, enquanto outras devem ser tratadas a partir de sensibilidades conduzidas para além dos cenários adotados como referência, de forma que seja possível avaliar o custo de arrependimento das premissas adotadas. A seguir, serão discutidas algumas delas:

- **Indisponibilidades de usinas**

Existem diversas formas que estão sendo discutidas para mitigar os efeitos da degradação das taxas de indisponibilidade de determinadas tecnologias e seus mercados de contratação.

A principal delas, que vem sendo estudada pela EPE, é a de procurar admitir nos estudos de planejamento valores de taxas de indisponibilidade (para qualquer fonte) mais aderentes à evolução apresentada na realidade operativa das usinas, considerando a utilização de uma curva de variação dessas taxas em função do tempo de operação para as usinas futuras e existentes, conforme tecnologia, e em consulta aos fabricantes.

- **Expectativa/Frustração de entrada em operação comercial de usinas contratadas**

Com base nos níveis de atrasos verificados atualmente, é possível realizar simulações com sensibilidades de frustração de início de operação em parte das usinas contratadas futuras nos modelos, especialmente no horizonte que abarca os primeiros 5 anos de simulação do PDE.

- **Melhoria na representação dos Custos Variáveis Unitários - CVU**

Com o objetivo de melhorar a representação dos CVU das UTE ao longo do horizonte dos estudos de planejamento da expansão, a EPE desenvolveu metodologia, já utilizada desde o PDE 2026, para

estimar valores anuais de CVU para cada usina, levando-se em conta a expectativa dos preços futuros dos combustíveis e aproximando-se do critério de reajuste do CVU estabelecido no contrato de venda de energia no ambiente regulado de cada UTE.

As projeções de longo prazo para os preços de combustíveis utilizados no cálculo do CVU futuro são obtidas a partir do *Annual Energy Outlook*, divulgado anualmente pelo *Energy Information Administration – EIA* e informações do *World Bank*, a depender do indexador relacionado ao gás natural. As informações publicadas por essas entidades atendem aos critérios de transparência, publicidade, neutralidade e notório reconhecimento internacional, estabelecidos para aplicação na metodologia de cálculo de estimativa de preços futuros de combustíveis.

Por outro lado, essa estimativa da evolução dos CVUs atualmente só é utilizada no PDE e seus estudos de planejamento. Uma das ações previstas é a condução deste tema para avaliação das CPAMP e do CT CMO/PLD, de forma a possibilitar a inclusão dessas previsões, baseado na metodologia da EPE, nos Planejamentos Mensais da Operação e formação de preço, de forma a trazer maior previsibilidade aos custos associados ao despacho termelétrico, que impacta diretamente na definição da política operativa do sistema.

Além disso, cabe ainda avaliar a possibilidade de inclusão de aversão ao risco de volatilidade de preços nos CVUs, uma vez que determinados indexadores, como o JKM, têm apresentado alta variabilidade ao longo dos últimos anos.

3.1.4 Aplicação dos novos critérios de garantia de suprimento

O critério de garantia de suprimento foi revisado no final de 2019 e foi aplicado pela primeira vez nos estudos do PDE 2030, logo, seu efeito só será percebido pela sociedade a partir de 2026, quando entrarem em operação os projetos contratados por meio desta metodologia no 1º Leilão de Reserva de Capacidade, realizado em 2021. Isso posto, é esperado nos próximos anos diferenças de sinalização de risco quando aplicados o critério de suprimento nos estudos de planejamento de acordo com seu horizonte de análise.

Entretanto, ações de monitoramento realizadas pelo planejamento são capazes de mitigar esses riscos até 2025. A EPE monitora periodicamente os critérios de suprimento e, na medida que se identifique a antecipação de algum requisito (energia e/ou potência), a avaliação dos critérios de suprimento é capaz de prover a sinalização necessária para uma expansão da oferta de geração através de mecanismos de contratação existentes ou excepcionais (a exemplo do PCS), de forma a garantir a adequabilidade do sistema.

Além disso, reforça-se a importância em aplicar e analisar a resposta do sistema ao critério de suprimento no horizonte de médio prazo, conforme estabelecido na Resolução CNPE nº 29/2019, no entanto, com alguma eventual adaptação que se faça necessária, sobretudo para aferição das métricas no primeiro ano de estudo. Isso porque, quando os estudos avançam no tempo e o primeiro

ano de estudo avaliado não considera o ano civil completo (com os períodos secos e/ou úmidos incompletos), as métricas que aferem as possíveis dificuldades de suprimento às demandas de energia e potência a nível anual, podem apresentar respostas inconclusivas.

Para tanto, no primeiro ano de estudo, pode-se adaptar o critério de forma que todas as métricas sejam avaliadas mensalmente, mais especificamente, alterando a aferição de uma escala anual para mensal das métricas CVaR ENS e LOLP, descritas no item 2.2.1. Vale ressaltar, no entanto, que essa adaptação não elimina a necessidade de interpretação das respostas obtidas com a aplicação do critério de suprimento de acordo com a conjuntura vivenciada.

Para ficar mais claro, cita-se como exemplo o cenário do início do segundo semestre de 2021, quando as medidas operativas heterodoxas adotadas aprovadas pelo CMSE/CREG, como o despacho termelétrico fora da ordem de mérito (DFOM). Caso o DFOM fosse internalizado no modelo, através da definição de uma geração compulsória (geração mínima de 100%) para todas as usinas, para uma avaliação das condições futuras de atendimento, o modelo passa a enxergar um montante significativo de geração inflexível (que é subtraída diretamente da carga), dado a geração térmica compulsória, o que impacta diretamente no Custo Marginal de Operação – CMO, reduzindo-o. Assim, a resposta da métrica CVaR CMO também é impactada, distorcendo sua sinalização de segurança de suprimento, o que não invalida a aplicação e sinalização das outras métricas do critério, para monitoramento contínuo da adequabilidade das condições de atendimento.

O acompanhamento da sinalização de segurança de suprimento, aplicando o critério de garantia de suprimento revisado em 2019, é fundamental para trazer previsibilidade ao planejamento da operação e expansão.

Em outras palavras, o critério de suprimento funciona como um indicador para tomada de decisão das ações de planejamento, tanto com relação ao momento em que devem ser aplicadas, quanto ao montante necessário associado (com a quantificação dos requisitos de energia e potência do sistema), abrangendo o aspecto temporal e a dimensão quantitativa das ações.

3.1.5 Possível alteração dos parâmetros de risco?

O desafio hídrico vivenciado permitiu a reflexão se os cenários projetados de planejamento contemplam tais situações críticas, bem como se na análise do atendimento aos critérios de suprimento vigentes, esses cenários mais extremos estariam contemplados. Uma análise de limites e parâmetros alternativos para reduzir a percepção de risco de não atendimento é apresentada na seção 2, onde verificou-se que quanto mais próximo de uma situação “livre de risco”, mais cara fica a expansão e operação do sistema, no limite chegando a exorbitantes valores adicionais de R\$ 35,8 bilhões de por ano pela “ausência” de risco.

Dessa forma, a EPE entende que é importante todos os agentes interessados do setor tenham clara ciência da relação custo x risco do planejamento da expansão, e, caso a

sociedade entenda que seria necessário rever a relação de risco/custo, e consequentemente revisitar os limites estabelecidos nos critérios de suprimento, que proponha uma agenda de trabalhos.

Como resultado dessa discussão, pode ser constatado que a percepção de risco aceitável no curto prazo e médio/longo prazo são diferentes, na medida que no curto prazo, diante situações desfavoráveis que denotem riscos de segurança de suprimento, o conjunto de ações mitigadoras possíveis é menor, em sua maioria associadas à flexibilização de restrições operativas. Já quando identificadas com mais antecedência, nos estudos de planejamento de médio e longo prazo, outras medidas podem ser adotadas, principalmente quanto à necessidade de expansão da oferta.

3.2 Ações complementares para aprimoramentos do planejamento da expansão

3.2.1 Modernização do Setor Elétrico: Separação do Lastro e Energia

Com a instituição em 2019 do grupo de trabalho da Modernização do Setor Elétrico, composto pelo MME, o ONS, a EPE, a CCEE e ANEEL, definiu-se agenda de trabalhos integrada e com perspectivas de curto, médio e longo prazos. Além da participação colaborativa nos grupos, a EPE também foi responsável pela coordenação de 3 deles: Critério de Garantia de Suprimento (já finalizada e implementada em 2019), Inserção de Novas Tecnologias e Lastro e Energia.

Como consequência da evolução da matriz elétrica, contextualizada na introdução deste relatório, o sistema vem deixando de ser restrito somente em energia, para se tornar também restrito em capacidade de potência, como os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia vêm apresentando desde o PDE 2026. Como essa nova restrição não é sinalizada pelo mecanismo de contratação atual, o atendimento a ela acaba sendo realizado através dos leilões do ACR. Porém, como a confiabilidade do suprimento é um bem comum de todo o sistema, a alocação do seu custo apenas aos consumidores cativos provoca desequilíbrio em relação aos custos alocados para o ACL.

Por isso, a Medida Provisória nº 998/2020, que deu origem a Lei 14.120, de 01/03/2021, estabeleceu a possibilidade de contratação de reserva de capacidade, que é um mecanismo transitório para solucionar a futura necessidade de potência no SIN, e endereçou a eventual contratação da confiabilidade sem concentrar o custo apenas nos consumidores regulados. No entanto, não trata várias questões regulatórias, como aquelas associadas à Garantia Física.

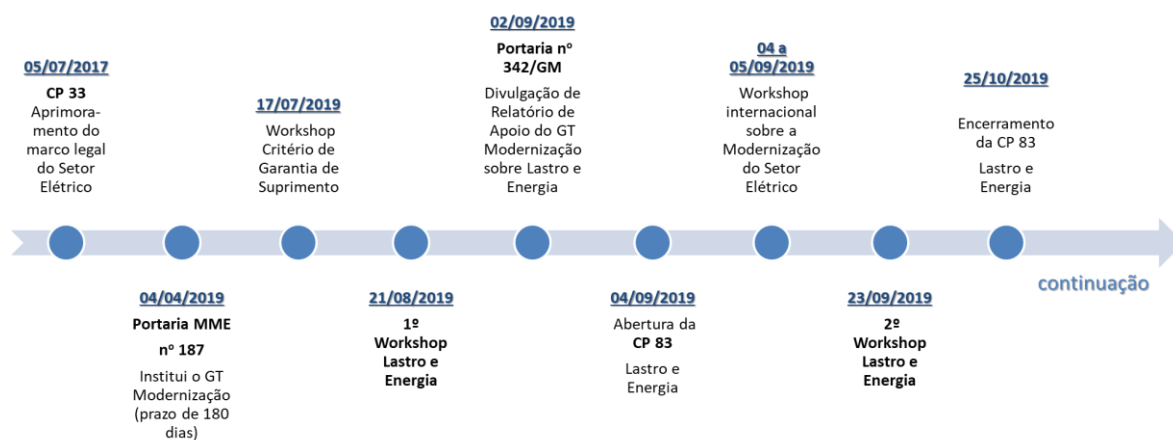
Logo, a separação Lastro e Energia é compreendida como um dos pilares da Modernização, na medida em que traz uma solução estrutural para alguns problemas que o sistema vem enfrentando, com um agravamento do cenário recente provocado pelo episódio de escassez hídrica, conferindo maior previsibilidade às ações do planejamento da expansão e operação do sistema elétrico.

Destaca-se que, para implementação dessa proposta, é necessário aguardar a tramitação da matéria no legislativo e esperar sua regulamentação.

Nesse sentido, a dissociação entre os produtos lastro de produção e produção de energia, além da criação do produto adicional lastro de capacidade são passos futuros necessários para permitir valorar cada produto individualmente²⁹. Ao garantir a contratação dos produtos relativos à adequabilidade do sistema de forma separada, com alocação de custos proporcional às necessidades geradas por cada agente de consumo, estrutura-se o setor para a abertura integral do mercado, que é uma das propostas que vem sendo conduzidas pelo MME, no âmbito do CIM³⁰, considerando o diagnóstico produzido pelo GT-Modernização do Setor Elétrico³¹.

A EPE, CCEE e ANEEL compartilham a responsabilidade por ações que compõem a frente de atuação “Separação Lastro e Energia” do CIM, e vem atuando de forma colaborativa e sinérgica na condução das atividades. A interação entre todas as instituições é essencial para a integração deste tema com os demais temas da modernização.

Tendo em vista as ações já executadas no âmbito do GT Modernização e no CIM e as próximas atividades programadas segundo Plano de Ação do CIM, a Figura 51 ilustra em *timeline* os principais marcos que compõem as discussões e os estudos sobre a revisão do mecanismo de contratação da geração no Brasil.



²⁹ Tema abordado em detalhes no Relatório de Apoio ao Workshop Lastro e Energia (MME, 2019) disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/Documents/Modernizacao-Setor-Eletrico/Lastro-Energia/Relat%C3%B3rio%20de%20apoio%20ao%20workshop%20lastro%20e%20energia.pdf>

³⁰ Portaria MME nº 403, de 29 de outubro de 2019

³¹ Portaria MME nº 187, de 4 de abril de 2019

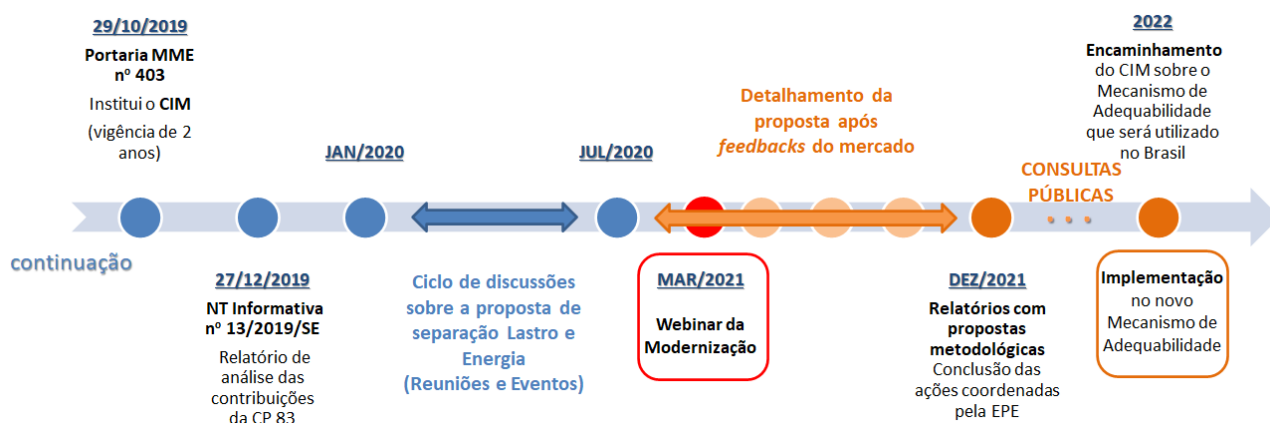


Figura 51 - Principais marcos que compõem as discussões e os estudos sobre a revisão do mecanismo de contratação da geração no Brasil

Fonte: elaboração própria

A proposta de separação da comercialização do lastro de produção da energia elétrica, atualmente combinada no produto garantia física, busca a eficiência econômica e alocativa. Neste tema, é importante destacar algumas ações da EPE durante o ano de 2020:

- (i) No primeiro semestre, a EPE promoveu ciclo de discussões de agentes interessados, tais como investidores, bancos e associações do setor, levantando as dúvidas e sugestões para a fase de aprimoramento e detalhamento da proposta;
- (ii) intensa agenda de cooperação com a IEA – Agência Internacional de Energia, com reuniões semanais, nas quais a EPE teve a oportunidade de entender detalhes da experiência internacional e receber críticas construtivas da Agência com relação a proposta em detalhamento.

No que se refere aos compromissos de entregas da EPE, foram submetidos ao MME em 03 de novembro de 2021 três relatórios referentes a oferta e demanda de lastro, com propostas metodológicas para:

- (i) quantificação de requisitos de lastro de energia e de capacidade de potência;
- (ii) quantificação da contribuição individual da oferta de lastros; e
- (iii) mecanismo de cobertura de exposições, considerando como premissa a precariedade de limite de oferta de lastro - contribuição máxima individual de oferta de lastros (no contrato de lastro, que o agente terá definido suas obrigações e entregas ao sistema).

Outras iniciativas também estão sendo desenvolvidas pela EPE na separação lastro e energia, onde destaca-se o desenho da sistemática de leilões combinatórios de contratação dos produtos de lastros de produção e capacidade, assim como de energia. Dessa forma, os produtos de adequabilidade se desvinculam do aspecto físico, sendo meramente financeiro e qualquer agente pode negociar. Para este último, a EPE conta com a colaboração da GIZ- *Deutsche Gesellschaft für Internationale*

Zusammenarbeit no Programa Sistemas de Energia do Futuro, no âmbito da Cooperação Brasil Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável, que contratou uma consultoria para ajudar nos trabalhos. Também é parte do escopo do trabalho, o desenvolvimento de simulador do leilão para disponibilização aos agentes de mercado, visando contribuir com a fase de aprendizado e adaptação ao novo modelos de comercialização. Com estas entregas, concluídas e disponibilizadas ao MME em dezembro de 2021, a EPE cumpre com sua participação até aqui delegada pelo CIM³².

Para ajudar a identificar e visualizar como estes temas estudados pela EPE se relacionam e se somam para composição e detalhamento da proposta de separação de lastro e energia, é apresentado na Figura 52 diagrama esquemático, onde são destacados os relatórios produzidos.

³² Os principais relatórios do CIM com participação da EPE podem ser encontrados no sítio da EPE: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/modernizacao-do-setor-eletrico>

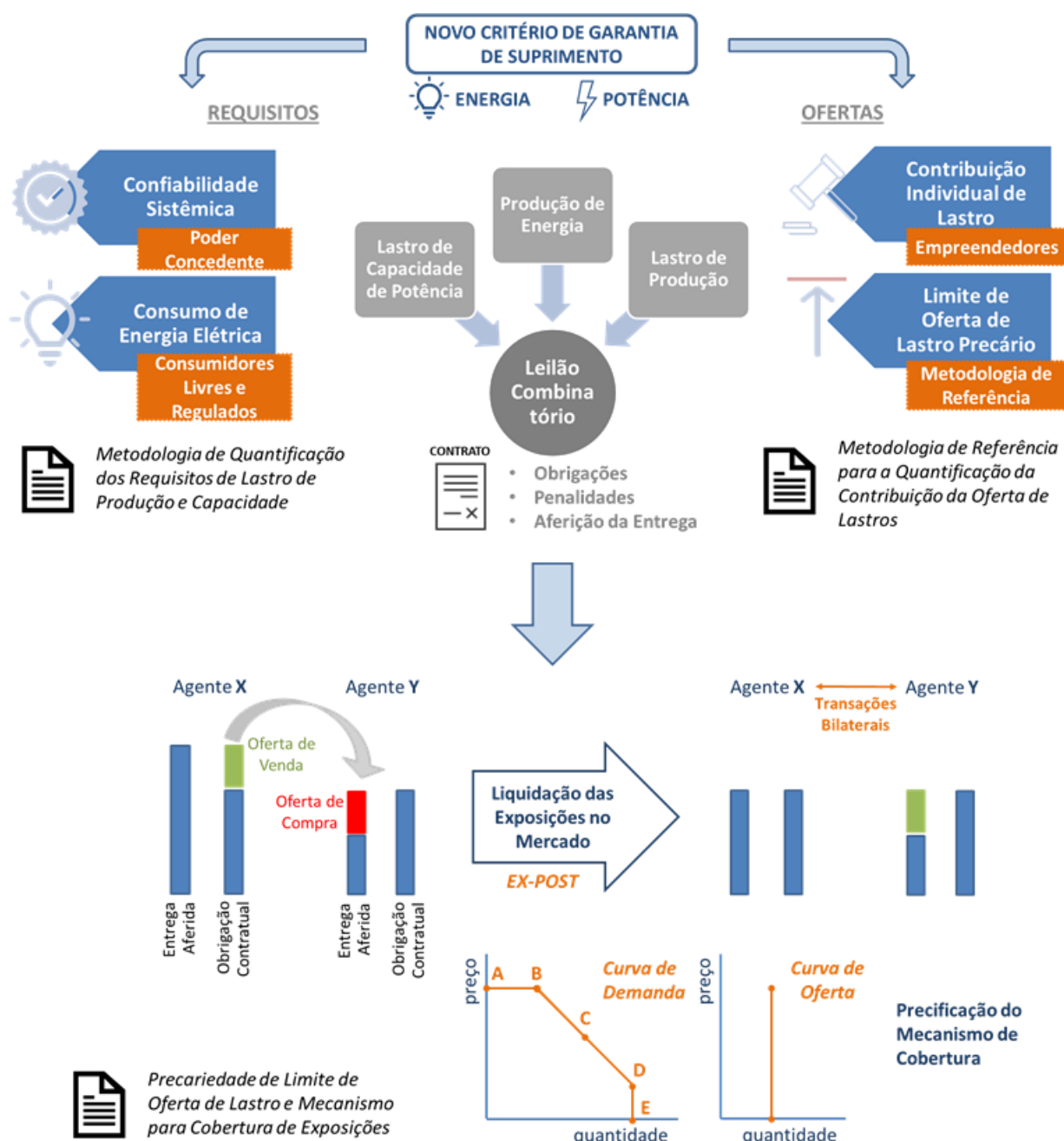


Figura 52 - Diagrama Esquemático com as ações coordenadas pela EPE referentes ao detalhamento da proposta de separação de lastro e energia

Fonte: elaboração própria

Adicionalmente, cabe mencionar que a EPE tem trabalhado em parceria com a CCEE na proposta de tratamento dos contratos legados, cujo relatório foi encaminhado pela CCEE, como coordenadora da ação no escopo da frente de atuação lastro e energia do CIM, ao MME, em novembro de 2021.

Vale ressaltar, portanto, que a separação lastro e energia não pode ser vista como uma solução que teria contribuído para minimizar os efeitos do cenário recente de escassez hídrica, na medida em que sua implementação a tempo de ter seus reflexos percebidos seria inviável, tendo em vista que a proposta detalhamento se encontra em discussão e o tema da modernização ainda está em tramitação no legislativo. Contudo, pode-se

afirmar seguramente que essa evolução no modelo de contratação da geração, quando implementada, dará as condições necessárias para que a expansão ocorra de forma mais eficiente, agregando confiabilidade ao sistema.

3.2.2 Oportunidades de aprimoramento no planejamento da transmissão

Não obstante a situação desafiadora de 2021 não tenha decorrido de aspectos relacionados à transmissão, pelo contrário, a expansão do sistema ao longo das últimas décadas mitigou efeitos climáticos de 2021, são identificadas a seguir ações gerais que têm o potencial de tornar o SIN ainda mais seguro sob a ótica energética, dada a sua importância para a integração de novos geradores ao sistema de transmissão e ao escoamento da energia associada.

(a) Adequação dos estudos prospectivos de geração vis-à-vis a dinâmica do ACL

Buscando atender às necessidades de expansão e superar os desafios impostos ao planejamento, principalmente no tocante à gestão de informações, a EPE já começou a aprimorar a sistemática dos estudos proativos da transmissão, reforçando a interlocução com agentes de mercado e aperfeiçoando suas metodologias de análise.

No ano de 2021, por exemplo, diante dos potenciais prospectivos identificados em estudo de planejamento (EPE-DEE-NT-072/2021-r0), para a oferta de geração renovável no Norte/Nordeste, indicando evolução da capacidade instalada renovável para valores entre 57GW e 72GW, até o ano 2033, deu-se início a um processo investigativo quanto aos melhores pontos para se prover a expansão da infraestrutura de transmissão.

No referido estudo, as novas fontes de dados utilizadas para a prospecção dos montantes de geração consistiram não apenas no sistema AEGE, da EPE, como também nos sistemas SIGEL, da ANEEL, e o Sistema SGAccesso do ONS, o que possibilitou a avaliação de ampla amostra de dados e a sua categorização, em diferentes níveis de confiança, a partir da separação entre empreendimentos em fase de DRO, Informação de Acesso, Parecer de Acesso e Assinatura de CUST/CUSD.

A partir da maior amostra avaliada, foi possível identificar os pontos de rede com maior interesse do mercado para conexão de novos empreendimentos e, com base nisso, foi formulada metodologia de agregação e representação da geração prospectiva nos estudos de planejamento da transmissão que já está sendo adotada nos estudos em fase de desenvolvimento.

Com esse avanço metodológico, reduz-se a incerteza quanto ao aspecto locacional da expansão da transmissão. Da mesma forma, a representação de dados de geração prospectiva com maior nível de confiança, associados a projetos de curto e médio prazo com parecer de acesso e contratos de uso do sistema de transmissão ou distribuição assinados, evitam os riscos de arrependimento quanto aos montantes de expansão a serem realizados.

Entende-se que os aprimoramentos no processo devem ser permanentes e devem proporcionar maior sinergia entre a expansão da oferta de geração e a expansão da rede de transmissão, evitando descasamento de cronogramas, à medida que tornam viável uma expansão proativa do sistema de transmissão, com mínimo custo de arrependimento envolvido.

(b) Maior ênfase no planejamento de sistemas flexíveis

No sentido de agregar flexibilidade ao sistema interligado, a expansão pode se dar considerando as diferentes tecnologias aplicadas à rede, como o armazenamento e FACTS (*Flexible AC Transmission System*), que podem contribuir com a controlabilidade e aumento da capacidade de transmissão de energia, sem, necessariamente, aumentar a quantidade de linhas de transmissão. Tal abordagem inclusive já tem sido considerada nos estudos de planejamento.

Além das expansões das interligações entre os subsistemas e a implantação de equipamentos com maior controlabilidade, existem outras formas de agregar flexibilidade ao sistema interligado, sendo uma delas a partir da prestação dos serviços ancilares, que, atualmente, estão muito mais associados aos geradores de energia conectados à rede. Sobre essa questão, a EPE já deu um passo inicial.

De forma a contribuir para o debate na direção de desvincular a prestação dos serviços ancilares de determinada tecnologia ou segmento, a EPE realizou estudo onde é apresentada proposta inicial de conjunto de atributos para os serviços ancilares ligados diretamente à atividade de planejamento do setor elétrico, tendo como base qual efeito se espera no sistema com a adequada prestação de cada serviço. Esse estudo encontra-se disponibilizado na NT EPE-DEE-NT-090/2021-r0 – “Serviços Ancilares sob a ótica do Planejamento da Expansão”.

A EPE vem trabalhando no desenvolvimento de novas metodologias, aprimoramento de ferramentas computacionais, bem como propostas de atualização do arcabouço regulatório que permita e incentive a evolução do planejamento dos sistemas de transmissão sob a ótica de integração e flexibilidade, considerando as transformações tecnológicas no setor e a criação de novos mercados, mas sem renunciar a confiabilidade, segurança e a modicidade tarifária, premissas fundamentais do setor elétrico.

(c) Antecipação estratégica de empreendimentos de transmissão

Conforme comentado, a EPE tem realizado diversos estudos proativos de transmissão visando o dimensionamento de grandes troncos para o escoamento da geração prospectada. Além disso, estratégias de expansão vêm sendo aplicadas nesses estudos de modo a resultar em um sistema flexível o suficiente para acomodar os diferentes cenários de carga e de disponibilidade de geração nos diferentes subsistemas. Todas essas ações são importantes para a segurança energética do SIN.

Outra questão importante que pode ser considerada no âmbito da segurança do sistema é a eventual antecipação estratégica de parte dos empreendimentos de transmissão planejados nesses estudos, o que deve ser tratado caso a caso de modo a ponderar os ganhos agregados com a implantação

antecipada de obras frente ao custo adicional imputado à sociedade. Essa eventual antecipação pode até ser vista como um seguro, evitando impactos significativos em caso do atraso de obras importantes.

Essa estratégia já foi adotada, por exemplo, em um estudo realizado em 2015 e que recomendou a ampliação da capacidade de transmissão da Interligação Nordeste – Sudeste. À ocasião, foi recomendado robusto conjunto de linhas de transmissão em 500 kV, sendo que alguns eixos tiveram suas recomendações antecipadas em quase um ano em relação à sua real necessidade, com destaque para a LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Janaúba 3 – Pirapora 2, que sozinha permite a ampliação do intercâmbio entre as regiões Nordeste e Sudeste em cerca de 1.300 MW.

(d) Aprimoramento do sinal locacional

Considerando o exposto na Seção 2.3.5, entende-se que o aprimoramento do sinal locacional da TUST é fundamental para assegurar o uso mais racional do sistema de transmissão, tendo inclusive o potencial de facilitar/acelerar a integração de novos geradores ao sistema de transmissão, ao agregar competitividade a projetos mais próximos aos grandes centros de carga, notadamente menos dependentes de expressivas expansões da rede.

A EPE pode contribuir bastante nas discussões acerca desse tema. Dentro desse contexto, conforme já destacado na Nota Técnica EPE-DEE-NT-014-2021, entende-se ser oportuno que a TUST passe a ser calculada com base não apenas em um único cenário de despacho de geração, mas em cenários mais prováveis associados/ponderados com suas probabilidades de ocorrência derivadas dos estudos energéticos, respeitando-se as restrições elétricas conhecidas no sistema.

3.2.3 Desenvolvimento e viabilização de novas tecnologias

A neutralidade tecnológica apontada pela Modernização do Setor Elétrico, pode permitir a inserção de novas tecnologias para o atendimento as necessidades do sistema.

No entanto, barreiras não técnicas criadas por regras de mercado, políticas e normativos em vigor, podem dificultar o desenvolvimento e utilização de soluções diferentes daquelas já utilizadas no setor.

Nesse sentido a EPE tem conduzido estudos que visam a identificação de barreiras, a antecipação de discussões e a proposição de rotas para o desenvolvimento de novas tecnologias, como apresentado nas Notas Técnicas "Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Desafios para Inserção em Mercados de Energia Elétrica"³³ e "Roadmap Eólica Offshore Brasil"³⁴.

³³ Disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-561/EPE-DEE-NT-013_2021-r0.pdf

³⁴ Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/roadmap-eolica-offshore-brasil>

Dentre os diversos desafios, destaca-se a necessidade de diversificação dos produtos e serviços comercializados no mercado, além da energia, como a flexibilidade, capacidade e serviços ancilares.

Nesse sentido, o setor também evoluiu com a recente contratação do produto reserva de capacidade (Portaria MME n.20/2021), além de identificar e monitorar necessidades relacionadas a flexibilidade (PDE 2029), e discutindo possíveis aprimoramentos dos Serviços Ancilares (Nota Técnica EPE-DEE-NT-090/2021-r0³⁵).

As novas tecnologias de armazenamento de energia se apresentam como candidatas potenciais a diversas aplicações no setor elétrico brasileiro, sobretudo pela capacidade de resposta instantânea e pela flexibilidade operativa e locacional. São tecnologias que se mostram capazes de prover variados serviços ao sistema elétrico, relacionados à segurança, economia e qualidade da energia elétrica. Dentre alguns serviços destacam-se o suporte ao equilíbrio entre geração e a demanda, gestão de gargalos de redes de transmissão, suporte à estabilidade de redes devido à rápida resposta a mudanças de demanda (controle de frequência), aumentando a inércia da rede e proporcionando capacidade de autorrestabelecimento (*black start*) e atendimento à ponta em situações de demanda máxima, além do controle de tensão, reserva operativa de potência e compensação da variabilidade de geração eólica e solar, possibilitando desta forma maior penetração dessas fontes renováveis e, conseqüentemente, abrindo caminho para uma transição energética baseada no baixo carbono e na redução de gases de efeito estufa.

A Figura 53 ilustra os variados tipos de alternativas tecnológicas para armazenamento de energia, cada um com vantagens, desvantagens e aplicações próprias.

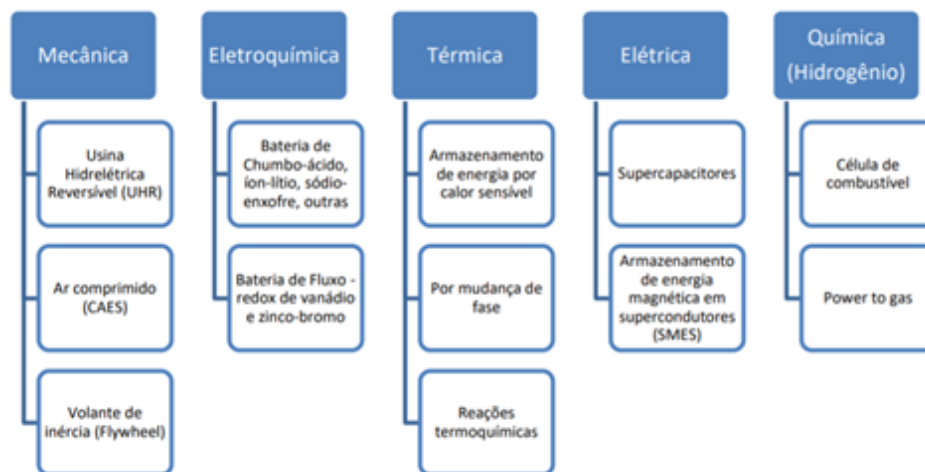


Figura 53 - Sistemas de Armazenamento de Energia

Fonte: EPE (2019)

A Modernização do Setor Elétrico, pautada em medidas que visam promover a revisão do marco regulatório, com algumas de suas ações voltadas à separação do lastro da energia, dando início

³⁵ Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-servicos-ancilares-sob-a-otica-de-planejamento-da-expansao>

assim a criação de um mercado de capacidade que se traduz em ambiente no qual os sistemas de armazenamento poderão obter remuneração pela sua disponibilidade, e o PLD horário, que traz a possibilidade de realização da arbitragem de preços, já implementado em janeiro de 2021 para a comercialização de energia no mercado spot, são os primeiros passos de grande importância para a comercialização e remuneração adequada dos produtos dos sistemas de armazenamento no Brasil. No entanto, avanços nos estudos para valorar o lastro por fonte e tecnologias ainda são necessários, além de medidas regulatórias que venham a valorar os atributos e serviços ancilares fornecidos pelas tecnologias de armazenamento.

Além das tecnologias de armazenamento, a crescente inserção de renováveis abre espaço para programas de resposta da demanda, usinas híbridas e repotenciação de hidrelétricas existentes, que poderão ser importantes recursos para os crescentes requisitos de capacidade e flexibilidade.

Usinas híbridas são projetos de geração de energia elétrica que combinam duas ou mais fontes. A combinação com maior visibilidade tem sido a que envolve a geração eólica e fotovoltaica, de forma a explorar o máximo da complementariedade entre essas fontes, reduzindo assim as incertezas na previsibilidade da geração. A hibridização aumenta a competitividade das fontes eólica e solar e aumenta o uso das redes de transmissão/distribuição locais.

Estimativas do setor hidrelétrico mundial indicam que por volta de 2030 mais da metade da capacidade hidrelétrica instalada terá passado por repotenciação ou modernização de suas instalações. Em 2050, todas as atuais usinas deverão ter realizado alguma ação do tipo. Os benefícios advindos do aumento de capacidade através da repotenciação traria ganhos para expansão do sistema visando promover o suprimento de capacidade de potência e fornecer maior flexibilidade necessária a expansão das fontes renováveis.

A resposta da demanda refere-se aos mecanismos para gerenciar o consumo dos clientes em resposta às condições de oferta, como por exemplo, realizar a redução ou deslocamento do consumo de energia em momentos críticos por meio de pagamentos ou em resposta a preços de mercado, ou seja, a resposta da demanda é uma forma de empoderar o consumidor que terá controle e decisão sobre o seu consumo de energia.

As recentes iniciativas voltadas a resposta da demanda devem ter continuidade para dar previsibilidade aos consumidores, principalmente industriais, que adaptaram ou que irão adaptar seus processos para fornecer esse serviço ao sistema elétrico.

A EPE vem acompanhando esse cenário de transição energética e nos últimos anos publicou diversas notas técnicas sobre o assunto, conforme segue:

- Nota Técnica EPE-DEE-NT-067/2018-r0 - Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento.
- Nota Técnica EPE/DEE/SEG/013/2021 - Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Desafios para Inserção em Mercados de Energia Elétrica. Dezembro, 2020.

- Nota Técnica EPE-DEE-NT-098/2019-r0 - Sistemas de Armazenamento em Baterias. Novembro, 2019.
- Nota Técnica EPE-DEE-088/2019-r0 - Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas. 2019
- Nota Técnica EPE-DEE-NT-025/2017-r0 - Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas: Proposta metodológica e estudos de caso. 2017
- Nota Técnica EPE-DEE-NT-011/2018-r0 - Usinas Híbridas: Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. 2018
- Nota Técnica EPE-DEE-NT-029/2019-r0 - Usinas Híbridas no contexto do Planejamento. 2019

Ainda no âmbito do desenvolvimento de novas tecnologias, numa visão de longo prazo, a EPE vem atuando em estudos relacionadas ao desenvolvimento de *Small Modular Reactors* (SMR) para lembrem na semana do dia 08 geração de energia nuclear. Os SMRs visam trazer maior competitividade para a fonte, procurando atender aos principais requisitos dos sistemas elétricos do futuro: geração de energia firme, resiliente às mudanças climáticas e com baixa pegada de carbono; possibilidade de operação flexível e de cogeração; possibilidade de atendimento a sistemas isolados ou de pequeno porte. A competitividade esperada deve decorrer da redução de custos operacionais e de construção; mitigação da incerteza relacionada ao tempo de construção das usinas em decorrência da modularização de diversos componentes; redução de custos totais afundados em decorrência do menor tamanho dos reatores, que possibilitarão a construção de usinas de pequeno e médio porte. A depender da evolução das diferentes tecnologias de SMR, algumas poderão vir a ser de interesse para o setor elétrico brasileiro no futuro.

Também no longo prazo, o hidrogênio poderá causar impactos significativos na matriz elétrica brasileira. A demanda internacional por fontes energéticas de baixa pegada de carbono tem colocado o hidrogênio como uma alternativa em evidência, especialmente, em substituição aos combustíveis fósseis. Neste contexto, o Brasil emerge como potencial produtor e exportador de hidrogênio de baixo carbono, o que poderá causar concorrência pelos recursos renováveis com os demais consumidores de eletricidade. Pelo lado da oferta elétrica, o hidrogênio poderá vir a ser utilizado em substituição ou em complementação aos combustíveis fósseis, podendo ser, numa visão ampla, o armazenamento da geração elétrica renovável, exercendo um papel que guarda semelhanças com nossos reservatórios hidráulicos.

3.2.4 Integração gás e energia

O setor de gás natural brasileiro encontra-se em momento de transição. O setor, que outrora se caracterizava pela elevada concentração e verticalização, tendo a Petrobras como agente dominante em toda a cadeia, vivencia novo panorama com participação de novas companhias transportadoras, novos agentes importadores, além de novos produtores. Diante deste cenário, o governo federal vem atuando de maneira contundente na criação de um novo desenho do mercado de gás natural brasileiro, refletido no programa Novo Mercado de Gás.

A modernização dos setores elétrico e de gás natural está sendo promovida a partir da coordenação do MME com os programas Novo Mercado de Gás e Modernização do Setor Elétrico, com um grupo de trabalho específico para tratar da integração entre os setores. Na geração de energia elétrica, o gás natural tem sido fundamental à complementação da geração hidrelétrica desde os anos 2000.

Um dos pilares dessa iniciativa é permitir a maior facilidade na implementação de políticas que incentivem a geração termelétrica a gás natural, contribuindo para a garantia de confiabilidade no atendimento à demanda do sistema, mesmo em momentos de escassez hídrica.

A EPE desempenha papel ativo com vistas a eliminar barreiras que ainda retardam a implementação das usinas a gás natural em território nacional. A empresa é responsável por estudos referentes à avaliação da reserva e potencial de áreas para exploração e produção de gás natural no Brasil. Com o objetivo de dar subsídios ao planejamento do setor de petróleo e gás natural, a EPE tem por atribuição identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos.

Os estudos da EPE na área de Oferta e Infraestrutura de Gás Natural incluem projeções de preços, oferta nacional e internacional, balanço de demanda e oferta de gás natural e simulação da malha de gasodutos de transporte, entre outros. Nos últimos anos, a EPE tem publicado importantes estudos e relatórios que visam a embasar iniciativas do MME sobre o tema, tais como:

- Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2017-2019 (2019)
- NT Demanda de Gás Natural nos Mercados Nacional e Internacional (2020);
- NT Monetização de Gás Natural Onshore no Brasil (2020);
- NT Monetização de Gás Natural Offshore no Brasil (2020);
- NT Terminais de GNL no Brasil – Panorama dos Principais Projetos – Ciclo 2019-2020 (2020)
- Visão do Planejamento Energético de médio e longo prazos (levantamento de custos e riscos da interface dos setores de gás natural e energia elétrica) (2020);
- Caderno de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis -2020 (2020);
- Plano Indicativo de Gasoduto de Transporte (2020);
- NT Comercialização e Formação de Preço de Gás Natural (2021);
- Caderno de Gás Natural (2021);
- Brazilian Oil & Gas Report 2020/2021 (2021)
- Indicadores de Monitoramento da Política de E & P (2021);
- Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (2021).

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo deste relatório foi de apresentar um diagnóstico das causas estruturais identificadas pela EPE como mais relevantes dos últimos anos que dizem respeito ao planejamento do sistema, bem como os desafios enfrentados e os que ainda persistem, de modo que se possa preparar para novos eventos de escassez hídrica.

Para alcançar este objetivo, levantou-se algumas hipóteses, as quais foram investigadas, sendo que, as seguintes hipóteses iniciais foram negadas: mudanças nos padrões hidrológicos; impactos das mudanças climáticas; estagnação da capacidade de armazenamento das usinas hidrelétricas; conflitos pelos usos múltiplos da água e alterações no uso do solo; diferença entre garantia física outorgada e simulada; parâmetros dos critérios de suprimento, cenários de escassez hídrica no planejamento; atrasos em alguns empreendimentos de transmissão; e método de planejamento da expansão da transmissão.

Por outro lado, não se pode negar a influência das seguintes hipóteses iniciais nos desafios enfrentados em 2021: disponibilidade hídrica natural; critérios de suprimento de energia e potência; governança das informações; restrições operativas hidráulicas, e previsibilidade dos modelos; sinal econômico locacional.

Como objetivo secundário, este relatório ainda descreveu breve histórico dos aprimoramentos que foram desenvolvidos pelo setor elétrico brasileiro desde a crise do racionamento do início do século, os quais impediram que, mesmo na pior série hidrológica já registrada, se repetisse em 2021 a mesma situação de risco de desabastecimento de energia de 2001.

A partir das hipóteses que não foram negadas, o relatório mostrou relevantes lições aprendidas nesse novo período de escassez hídrica que mostram, para além da escassez de chuvas, que o aperfeiçoamento da informação com relação aos dados e premissas para seu uso, as dificuldades relacionadas ao tratamento de incertezas e a definição da percepção de risco da sociedade podem impactar de modo conjunto na gestão dos recursos energéticos disponíveis.

Com o diagnóstico da situação em mãos, as oportunidades de aperfeiçoamento podem ser endereçadas para aumentar a segurança do sistema, sem deixar de considerar o equilíbrio com seus custos.

De forma objetiva e resumida, o relatório indica que a combinação das seguintes frentes, já implementadas pela EPE e constantemente reavaliadas, proporcionará os resultados pretendidos pela sociedade:

- Aplicação dos critérios de suprimento revisados em 2019 (resolução CNPE nº 29) para a expansão da geração de energia elétrica, que introduziu o critério de capacidade de potência, assim como aperfeiçoou o critério energético, conforme detalhado no item 2.2.1. A primeira

aplicação prática deste critério será percebida pela sociedade apenas em 2026, quando entrarem em operação comercial os empreendimentos contratados pelo leilão de reserva de capacidade de dezembro de 2021, cuja demanda foi dimensionada aplicando-se esses novos critérios.

- Aplicação da proposta de representação das restrições operativas hidráulicas, conforme descrição no item 3.1.1, no cálculo dos requisitos de energia e principalmente, capacidade de potência, para dimensionamento da expansão da matriz, como já apresentado inclusive pelo PDE2031.
- Continuidade das ampliações e reforços dos sistemas de transmissão, inclusive ampliando a capacidade de interligação entre regiões, na contínua busca pelo equilíbrio de todos os recursos necessários para um sistema elétrico confiável: segurança, flexibilidade, qualidade no fornecimento, diversificação de fontes e custos globais adequados para o consumidor final.

Cumpre ressaltar que a aplicação das frentes destacadas acima deve ser realizada preferencialmente com o novo modelo de comercialização proposto pelo CIM, com a contratação do lastro de produção e lastro de capacidade de potência, de forma a proporcionar eficiência econômica e melhor equilíbrio e alocação de custos e riscos, conforme descrito no item 3.2.1.

Adicionalmente, dentre as ações futuras ou em andamento que visam corrigir ou mitigar alguns dos fatores estruturais apontados nesse diagnóstico que possuem algum grau de relação com o cenário vivido em 2021, destacam-se:

- Incorporação de indicadores climáticos nos estudos de planejamento;
- Continuidade dos trabalhos da CPAMP, como a implementação da metodologia PARp(a) no Newave; e ainda, geração de cenários estocásticos de outras fontes renováveis; representação de reservatórios individualizados;
- Diversificação e competição entre fornecedores de modelos matemáticos de geração e transmissão de energia elétrica;
- Continuidade da diversificação da matriz em conjunto com a expansão da rede de transmissão que aumentam a confiabilidade de suprimento devido ao efeito portfólio das diversas fontes;
- Aprimoramento do sinal locacional na TUST;
- Consideração de estimativa de evolução de CVU no planejamento da operação e formação de preço;
- Inclusão de aversão ao risco de volatilidade de preços nos CVU;
- Maior realidade das indisponibilidades de usinas nos modelos;

- Atualização permanente dos dados de usos múltiplos da água e correta caracterização dos usos consuntivos futuros, com as respectivas restrições operativas hidráulicas;
- Aprimoramento da base de dados sobre as restrições operativas hidráulicas de UHEs e avaliação de oportunidades para ampliação da flexibilidade operativa das usinas;
- Manutenção da articulação entre os atores envolvidos na gestão dos recursos hídricos, de meio ambiente e agentes responsáveis pelo planejamento da operação e expansão do setor elétrico;
- Entendimento pela sociedade da relação risco x custo para eventual rediscussão sobre a percepção de risco.

Por fim, tendo em vista que o planejamento da expansão é uma ciência em constante evolução metodológica, a EPE está sempre buscando aprimorar seus métodos e práticas, e conta com a sociedade neste processo contínuo e conjunto.

5 ADENDO 1 – A EPE

5.1 O valor dos estudos de planejamento da expansão

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi criada pela Lei 10.847/2004. A criação da EPE decorre diretamente da necessidade identificada pelo Estado Brasileiro de melhor planejar as atividades do setor energético, o que, de certa forma, está vinculado à segurança nacional, sob o aspecto da segurança energética, e também ao interesse coletivo, sob o aspecto do desenvolvimento nacional, requisitos autorizados para a criação de empresas estatais.

A atividade de suporte ao planejamento do Estado hoje desempenhada pela EPE era exercida inicialmente internamente pela Eletrobrás e Petrobrás nos seus respectivos setores e em menor escala e integração, obviamente. Em seguida, a atividade relacionada ao setor elétrico foi transferida para um órgão colegiado, o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) e depois para um órgão vinculado ao MME, o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), para, por fim, ser atribuída por lei à EPE, com o foco ampliado para setor energético.

A necessidade de sua concepção foi apontada pelo Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), em 1996. Já nesta oportunidade, no âmbito da ampla reforma do setor elétrico coordenada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), propôs-se a criação de uma instituição para desenvolver trabalhos técnicos de planejamento em suporte ao MME e ao então recém-criado Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

A Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001), chamado “Relatório Kelman”, apontou diversas causas para a crise que determinou a decretação de racionamento, dentre as quais a inexistência, na ocasião, de “lei estabelecendo a responsabilidade pelo planejamento de expansão do Setor Elétrico” em um setor que estava passando por profundas reformulações.

O Comitê de Revitalização do Setor Elétrico (2002) propôs “a criação de um órgão de apoio ao planejamento, cuja equipe substituirá o pessoal das empresas de energia elétrica envolvidas na elaboração dos estudos do CCPE. Este órgão, intitulado Centro de Estudos e Planejamento Energético – CEPEN, atuará sob o comando do MME por meio de contrato de gestão e prestará serviços principalmente na área de atuação do CCPE. Desta forma, o pessoal para realizar as tarefas de planejamento seria permanente”.

Desta forma, entende-se que é resultado de diversas proposições para superação de desafios, dos progressos e dos momentos críticos enfrentados pelo setor ao longo de sua evolução. A criação da EPE, portanto, endereçou soluções defendidas pelo próprio setor energético como necessárias para assegurar os investimentos voltados para a expansão e a modernização do setor energético, imprescindíveis à sustentabilidade do crescimento econômico e social do país, a exemplo de outros

países, como nos Estados Unidos, onde há a EIA - *Energy Information Administration*, criada em 1977 como uma instituição pública federal e assim se mantém, vinculada ao DOE (Department of Energy).

5.1.1 Planejamento do setor elétrico até as reformas da década de 1990

A contratação da *Canambra Engineering Consultants Limited* pelo governo federal em 1962 criou a primeira grande escola de planejamento do Brasil. O setor elétrico nacional surgiu de maneira marcadamente privada, era pulverizado, dotado de sistemas radiais isolados e com relevante presença de geração termelétrica. Não havia uma visão integrada do planejamento, tampouco uma política de expansão do setor. A regulação estava em estágio inicial e as concessões eram locais. As concessionárias atuavam dentro dos seus limites contratuais e o intercâmbio de informações era muito limitado. Como consequência, o setor elétrico enfrentava crônico problema de investimento, que era insuficiente para acompanhar o aumento da carga com a devida qualidade (Mercedes, Rico, & Pozzo, 2015).

O estudo elaborado pela Canambra, com primeiro relatório concluído em 1963 e, o segundo, em 1966, foi fruto da necessidade já então mapeada de estabelecer e consolidar uma rotina de planejamento energético em nível nacional, sobretudo pelo potencial hidroelétrico, a dimensão do país e a forte expansão da demanda. O estudo levantou o primeiro mapeamento integrado do potencial hidrelétrico (Sudeste e Sul) e novas metodologias de planejamento, consistindo no primeiro plano de expansão de longo prazo. Com o fortalecimento da Eletrobras na forma de uma empresa vertical e a integralização de mais agentes do setor sob a sua hierarquia, a partir da década de 60, houve uma progressiva consolidação dos esforços de planejamento para a tutela da estatal, ainda que sob embasamento inicial nos estudos da Canambra.

A criação do Grupo Coordenador do Planejamento de Sistemas Elétricos (GCPS), em 1982, marcou uma descentralização do planejamento a partir da participação mais efetiva das concessionárias nos estudos prospectivos. Funcionou como órgão colegiado, sob a gerência da Eletrobras, e passou a coordenar diversas atividades ligadas ao planejamento da expansão dos sistemas elétricos, notadamente a elaboração do plano decenal de expansão, sendo, portanto, responsável pela preparação do planejamento de médio e longo prazo de geração e transmissão. O GCPS orientou a expansão no sentido de uma maior interligação dos subsistemas, da operação coordenada pela Eletrobras, de um planejamento setorial estruturado e gerido pela Eletrobras e da introdução da dimensão ambiental no planejamento. O planejamento do GCPS era determinístico (normativo) na medida em que a definição dos projetos e o cronograma pelo qual seriam executados pretendia sujeitá-los aos agentes setoriais.

5.1.2 Abertura do mercado e as mudanças no planejamento do setor elétrico

Com vistas à abertura do mercado de eletricidade no Brasil, em 1996 o governo federal contratou conjunto de consultorias para propor o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, ou

RE-SEB (1997). Tal estudo, elaborado já em paralelo com a desestatização do setor elétrico e com a quebra do monopólio da Petrobras no setor de petróleo, apontou para uma reestruturação da Eletrobras de forma a distribuir muitas de suas funções entre diversos novos agentes necessários para o funcionamento do mercado. A partir desse contexto, eventualmente, surgiram a ANEEL, como agência reguladora, o ONS, como agente de gestão da operação do sistema e o CNPE (fruto da lei do petróleo) como responsável pelas políticas e diretrizes do setor elétrico.

Os estudos do RE-SEB defenderam a criação do Instituto para o Desenvolvimento do Setor Elétrico (IDSE), que seria um novo organismo “[...] instituído para realizar estudos setoriais de desenvolvimento: os trabalhos do IDSE serão direcionados pela Aneel, pelo CNPE ou por outras entidades autorizadas e seu papel será o de desenvolver estudos técnicos que poderão auxiliar ou implementar decisões políticas feitas por outros organismos” (COOPER & LYBRAND, 1997).

Na ótica do RE-SEB, a criação do IDSE seria a solução mais adequada para um mercado não mais monopolista e em expansão. A demanda dos agentes por sinalizações de longo prazo, estudos de apoio e articulação institucional, sejam eles empresas do mercado ou órgãos do poder concedente, necessitaria de uma instituição que fosse capaz de servir a todos os interesses, com neutralidade e com competência técnica.

Justificariam a criação do IDSE o ambiente de abertura do setor, pois o GCPS era circunscrito à Eletrobras, o que configuraria conflito de interesse na medida em que novos agentes concorrentes da estatal entrassem. Além disso, como um grupo colegiado, as tomadas de decisões seriam cada vez mais difíceis com a maior participação desses agentes. Outra questão foi a necessidade de mudança do planejamento para exercer um papel indicativo, e não mais determinístico, como era no GCPS. Os estudos de longo prazo deveriam servir como informação e orientação para a tomada de decisão das empresas do setor, e não mais como metas a serem cumpridas pelas estatais.

Especificamente, recomendou-se que o IDSE “deveria assumir a responsabilidade pelo desenvolvimento técnico dos planos de geração e de transmissão, dentro das políticas estabelecidas pelo CNPE”. E que deveria, “também, executar importantes atividades em nome da Aneel, liberando o regulador dos trabalhos de delegar algumas das responsabilidades que lhe foram atribuídas pela Lei da Aneel. [...] O IDSE deve colaborar para assegurar que suficiente capacitação técnica esteja disponível ao setor quando da análise das decisões políticas” pelo MME e o CNPE (COOPER & LYBRAND, 1997).

Em 1999, o governo federal optou pela criação do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), que, diferentemente da proposta do IDSE, era circunscrito ao MME e organizado na forma de comitês com a participação de diversos agentes, sobretudo a Eletrobras.

No início do século, as dificuldades referentes à transição de modelos setoriais, com base na competição, juntamente com as características hídricas do parque gerador brasileiro, geraram

naturais incertezas que adiaram as decisões de investimento. Esse contexto, em simultaneidade com um período de baixa pluviometria nas bacias de grandes reservatórios de água, culminou em racionamento³⁶ de energia elétrica entre 2001 e 2002. A Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica apurou como causas do racionamento:

- Insuficiência nos sinais econômicos para viabilização de investimentos
- Falta de reserva de segurança para atendimento da demanda em situação de escassez
- Ineficácia na ação governamental
- Insuficiência de ação preventiva para evitar racionamentos de grande profundidade
- Ineficácia na correção de falhas de mercado
- Insuficiência dos programas de conservação de energia

Ainda segundo essa comissão, o CCPE não contava com recursos técnicos suficientes, tampouco com quadro de pessoal permanente e motivado, e dependia da Eletrobras para realizar suas funções, o que caracterizava evidente conflito de interesse.

Com relação ao risco de conflito de interesses pela participação da Eletrobras no CCPE, apontou a “necessidade de que as funções de integração do setor sejam desempenhadas com absoluta neutralidade e não estejam ligadas a uma organização com responsabilidades comerciais”. Tornou, também, clara a necessidade “de distinção entre funções integrativas mandatórias (tipo ONS) e as meramente indicativas ou de políticas de suporte exercidas pelo governo, como por exemplo o planejamento indicativo” aumentou-se, ainda, que o planejamento setorial deveria ser

"A formulação de políticas públicas na área de energia é uma típica atividade de governo, enquanto que o exercício da regulação se constitui em uma atividade de Estado, calcada na regulamentação da legislação vigente e exercida sob uma perspectiva de longo prazo. A atividade de planejamento possui ambas as características; de um lado ela propicia um suporte quantitativo na formulação das políticas energéticas do governo e do outro ela deve sinalizar à sociedade metas de longo prazo, que extrapolam em geral o mandato do governo e frequentemente fornecem elementos essenciais para uma boa execução da atividade de regulação. Logo, uma estrutura organizacional eficaz para a execução dos exercícios de planejamento deve contemplar estas suas duas características."

"Para se ter uma perspectiva de longo prazo, que extrapole os interesses políticos imediatos do governo, se necessita criar uma autarquia de propósito especial ou um instituto credenciado como uma organização social, subordinado à SEN, que executaria atividades regulares de planejamento, previstas na legislação, como, por exemplo, a elaboração dos planos decenais de expansão e dos planos de longo prazo dos setor elétrico, além de estudos especiais, solicitados pela SEN. Ganhos de escopo podem ser obtidos se esta instituição também for responsabilizada pelo gerenciamento de programas do governo nas áreas de eficiência energética e fontes renováveis alternativas de energia. Além da perspectiva de atuação à longo prazo, esta instituição permitiria a formação de equipes de pesquisadores, pequenas mas competentes e bem motivadas [...] pouco expostas a ingerências políticas quotidianas, o que é muito difícil de ser obtido hoje no âmbito da SEN e dos atuais comitês técnicos do CCPE."

Relatório Kelman (2001)

³⁶ O racionamento de energia elétrica ocorreu: (a) entre 1º/06/2001 e 28/02/2002, nas regiões SE, CO e NE; e (b) entre 1º/07/2001 e 31/12/2001, para os Estados PA, TO e MA. Meta de redução de 20% para residências, comércio e a indústria de baixa tensão, e variou de 15% a 25% no caso de consumidores industriais e comerciais de alta tensão.

responsabilidade do MME em função de interpretação acerca dos artigos 48 e 174 da Constituição Federal. Os planos setoriais seriam função de Estado, sendo determinativo para os serviços públicos e indicativo para as demais atividades.

5.1.3 A criação da EPE

As causas da crise de abastecimento de 2001 foram amplamente discutidas, dando origem ao Novo Modelo do Setor Elétrico que foi constituído a partir de 2003, fazendo com que o setor elétrico passasse por profundas mudanças no sentido de evitar que a crise do início do século se repetisse. Dentre essas mudanças, reforçou-se a urgência de se criar uma instituição para desenvolver estudos para o planejamento setorial.

A EPE foi concebida justamente para preencher as lacunas ainda deixadas na função dos estudos do planejamento indicativo, mas foi além: a missão da EPE abarcou não apenas o setor elétrico, mas todo o setor energético, de forma a viabilizar um planejamento efetivamente integrado.

"Em face dessa disposição, torna-se imperiosa uma abordagem integrada do planejamento energético, de modo a conciliar, estrategicamente, pesquisa, exploração, uso e desenvolvimento dos insumos energéticos, dentro de uma política nacional unificada e ajustada às diretrizes de governo e às necessidades do País. Trata-se, também, de garantir credibilidade, representatividade e transparência às ações envolvidas nesses processos." Exposição de motivos - Medida Provisória nº 145/2003.

Assim, a criação da EPE buscou atender os princípios estruturais do setor energético, tais como, promover a expansão em consonância com as premissas do desenvolvimento sustentável e com a Política Nacional de Meio Ambiente; sinalizar aos agentes um quadro de referência para seus investimentos; buscar a preservação do equilíbrio estrutural entre oferta e demanda de energia; buscar a preservação do equilíbrio econômico-financeiro do setor e a modicidade de preços e tarifas; estimular a eficiência energética; incentivar o aproveitamento de fontes alternativas; promover a universalização do acesso e uso aos bens e serviços energéticos; estimular a diversificação da matriz energética.

5.1.4 A EPE e os estudos de planejamento

O processo de reestruturação e liberalização do setor energético descrito até aqui, ocorreu não apenas no Brasil, mas em diversos países na década de 1980. O objetivo comum destas reformas foi combater ineficiências por meio da implementação de um modelo orientado para o mercado, em grande medida oposto ao paradigma anterior de empresas verticalmente integradas em muitos casos com forte participação estatal. Importa notar que a liberalização dos mercados de energia elétrica no mundo, entretanto, não prescindiu de uma atividade organizada de planejamento

setorial. Isto porque instrumentos como o planejamento indicativo são ferramentas importantes para lidar com falhas de mercado, bastante discutidas na teoria econômica.

O planejamento setorial apresenta avaliações sobre a disponibilidade tecnológica (no longo prazo) e suas consequências ambientais e econômicas para o funcionamento dos mercados de energia. Para tanto deve levar em consideração as diversas dimensões, dentre as quais: restrições ambientais, capacidade de resposta da demanda e medidas de eficiência energética, a geopolítica, segurança do suprimento, preço dos energéticos, sempre integrando a percepção pública sobre a questão energética.

A análise conjunta de diferentes mercados de energia (eletricidade, gás natural, petróleo e combustíveis), através do planejamento energético integrado, permite compreender os mercados de energia de maneira sistêmica, identificando desafios e oportunidades. Este tipo de estudo é atualmente desenvolvido por diversas instituições internacionais/estrangeiras, como a Agência Internacional de Energia (IEA) e a *U.S. Energy Information Administration* (EIA).

Neste contexto, em linha com as melhores práticas internacionais, a EPE tem como competência elaborar estudos e análises que nortearão as escolhas do Estado com vistas à promoção da prestação eficiente do serviço público e do desenvolvimento eficaz de todo o setor de energia, para melhor atender o bem-estar social, o interesse coletivo e o desenvolvimento sustentável.

A partir das definições das diretrizes de política energética, se desenvolvem os estudos e as pesquisas que irão efetivamente nortear o desenvolvimento do setor energético. Esse conjunto de estudos e pesquisas, quando sistematizados e continuados, constitui o ciclo de planejamento energético integrado e produzem instrumentos importantes para ações e monitoramento, como os planos decenais, planos de longo prazo, boletins e resenhas periódicas, análises de conjuntura e estudos específicos.

Os resultados desses estudos e pesquisas são utilizados diretamente no outro grupamento de análises, com ênfase na formulação e na avaliação de alternativas para atendimento dos serviços energéticos do país, em especial, no elenco de projetos e na elaboração de um plano de ação comercial - por exemplo, através dos leilões de geração e transmissão de energia elétrica - para a viabilização da expansão da oferta de energia, conforme as diretrizes, princípios e metas definidos, em geral, pela União através dos órgãos competentes, como o Conselho Nacional de Política Energética e o Ministério de Minas e Energia.

5.2 O papel da EPE de 2004 até aqui

Desde a sua criação, a EPE vem exercendo papel fundamental na ampliação da capacidade instalada de geração e de transmissão do SIN, buscando manter a robustez e confiabilidade do sistema, e garantindo o atendimento ao crescimento da demanda de eletricidade.

A EPE, como empresa vinculada diretamente ao Ministério de Minas e Energia – MME, assessora diretamente este ministério especialmente nos aspectos técnicos relacionados ao planejamento energético do Brasil. Neste âmbito, a EPE é responsável por elaborar o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE, com base nas diretrizes estabelecidas pelo MME. O plano é desenvolvido pela EPE, com tempo de recorrência anual, e tem como um dos principais objetivos no âmbito dos estudos de energia elétrica indicar a expansão de geração de energia elétrica para fins de atendimento ao Sistema Elétrico Brasileiro, considerando as grandezas de energia e de potência.

Uma das competências institucionais da EPE é a de monitorar o atendimento aos critérios de suprimento de energia e de potência no planejamento de longo prazo. Esses critérios são aprovados pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e, aliados a definição dos parâmetros que serão aplicados a esses critérios, estabelecem o nível de risco aceitável para fins de planejamento de médio e longo prazos no setor elétrico. Esses indicadores contemplam tanto o requisito “estrutural” de potência como de energia.

Neste tema, cabe destacar que a EPE coordenou a elaboração das métricas para os novos critérios de suprimento a serem aplicados no planejamento da expansão e da operação do Sistema Interligado Nacional - SIN, que culminaram, em dezembro de 2019, na aprovação da Resolução CNPE nº 29/2019 e da Portaria MME nº 59, de 20/02/2020. Por consequência da aprovação da referida resolução e das necessidades sistêmicas apresentadas no PDE, podem ser desenvolvidos, por exemplo, instrumentos para contratação de expansão da oferta, o qual podemos destacar o Leilão de Reserva de Capacidade.

Cabe à EPE, desde 2005, a responsabilidade por habilitar tecnicamente os empreendimentos de geração que vislumbrem participar dos Leilões de contratação de Energia e de Capacidade de Potência. Neste processo, a EPE estabelece, com base nas diretrizes do MME, todas as regras para esta habilitação técnica, específicas por fonte energética.

Além disso, a EPE é por calcular a garantia física (GF) dos empreendimentos de geração, mediante critérios gerais de garantia de suprimento, conforme estabelecido pelo Decreto nº 5.163 de 30 de junho de 2004, Art. 4º, §1º. Durante todos esses anos, foram milhares de cálculos efetuados para definição e revisão da GF das fontes despachadas e não-despachadas, atendendo sempre a regulamentação vigente.

A EPE também é membro da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP. Nesta comissão, cabe destacar diversos trabalhos com a participação da EPE, como, por exemplo o desenvolvimento de mecanismo que permita aprimorar a representação das restrições de armazenamento mínimo nos reservatórios das usinas hidrelétricas, bem como a elevação estrutural dos seus níveis de armazenamento.

Por fim, destaca-se o papel da EPE quando o MME instituiu em abril de 2019 o grupo de trabalho da Modernização do Setor Elétrico, congregando além do próprio Ministério, o ONS, a EPE, a CCEE e

ANEEL. O grupo adotou agenda de trabalhos integrada e com perspectivas de curto, médio e longo prazos, em consonância com esforços em andamento no Congresso Nacional. Além da participação nos grupos, a EPE também foi responsável pela coordenação de 3 deles: Critério de Garantia de Suprimento (resultado do trabalho já vigente, conforme destacado em parágrafo anterior), Inserção de Novas Tecnologias e Lastro & Energia.

6 ADENDO 2 – Evolução das fontes de energia elétrica

6.1 Breve descritivo das fontes

A seguir alguns dos principais aspectos observados na evolução das fontes de energia elétrica ao longo desses 20 anos, e perspectivas futuras.

I) Geração Hidrelétrica

A hidroeletricidade tem sido a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro por várias décadas, tanto pela sua competitividade econômica quanto pela abundância deste recurso energético a nível nacional. A predominância hidrelétrica decorre da extensa superfície territorial do país, com muitos planaltos e rios caudalosos. A fonte apresenta alta despachabilidade e capacidade de armazenamento d'água para uso oportuno. Essas características permitem as UHE fornecer os principais requisitos operativos do sistema, tais como energia, para o suprimento energético; capacidade, para o atendimento à demanda de ponta do sistema; e flexibilidade, de forma a garantir uma resposta rápida às variações entre oferta e demanda. Trata-se de tecnologia madura e confiável que, no contexto de maior preocupação com as emissões de gases de efeito estufa, apresenta a vantagem adicional de ser uma fonte renovável de geração.

II) Geração Termelétrica

A geração termelétrica consiste no processo físico de conversão de calor em eletricidade. A disponibilidade térmica para a geração do calor pode ser promovida por meio de diferentes processos, sendo os mais relevantes para fins de aplicação no contexto brasileiro atual o processo de combustão e o de reação nuclear. Na combustão, destacam-se o gás natural, a biomassa oriunda de resíduos agrícolas, o carvão mineral, o óleo combustível e o óleo diesel. Na reação nuclear, destaca-se o processo de fissão de átomos de urânio.

A definição do combustível para geração, especialmente para usinas de grande porte, está relacionada ao atendimento de critérios técnicos, econômicos, logísticos, ambientais e, em alguns casos, de políticas energéticas. A depender do tipo de combustível, de sua disponibilidade ao longo do tempo e da tecnologia de geração, as usinas termelétricas podem cumprir diferentes papéis, tais como atuar na geração contínua, denominada geração de base, na geração complementar a fontes renováveis ou no atendimento às demandas de ponta.

A presença de usinas termelétricas no portfólio de geração do SIN é um fator estratégico para o setor elétrico brasileiro. Dada a relevância da participação de fontes hídricas na geração de energia elétrica no Brasil, as termelétricas têm atuado significativamente em períodos de escassez hidrológica. Além disso, com a penetração das fontes eólica e solar no sistema nacional, emerge a possibilidade de as termelétricas atuarem para estabilizar a variabilidade na geração de curto prazo dessas fontes.

No caso da bioeletricidade, há ainda vantagens do ponto de vista socioambiental: como boa parte das emissões totais de dióxido de carbono fazem parte de um processo cíclico envolvendo a fotossíntese, no qual ocorre previamente a captura de carbono, entende-se que o balanço de emissões líquidas é aproximadamente nulo. Outro benefício reside no fato de a maior parte dos combustíveis ter origem residual, como o bagaço de cana, a casca de arroz, os resíduos da indústria de papel e celulose, da indústria madeireira, entre outros, gerando valor para produtos que eram tidos como custos econômicos e ambientais para as empresas e para a sociedade.

III) Geração Eólica

O uso do vento para geração de energia elétrica se tornou relevante a partir dos anos 1990 através de significativo avanço tecnológico, grande incentivo proveniente das preocupações ambientais, com foco nas emissões de gases de efeito estufa, e da independência energética dos países não produtores de carvão, óleo e gás.

Dado o grande potencial do recurso eólico brasileiro e os desafios inerentes à inserção da fonte no SIN, a EPE trabalha para que a energia eólica seja incluída de forma segura e econômica. Para tal, são efetuados estudos sobre o efeito da energia eólica no planejamento da expansão do SIN. Tais estudos são baseados, entre outros dados, na contabilização da energia gerada pelos parques já em operação e na medição de vento em todos os parques vencedores dos leilões de energia, como por exemplo a publicação do “Fact Sheet: Energia eólica no Nordeste”³⁷ e dos Boletins Trimestrais de Energia Eólica.

Além disso, diante do crescimento observado da fonte eólica offshore no mundo, bem como a existência de empreendimentos eólicos offshore com processo de licenciamento ambiental aberto no Brasil em 2018, a EPE vem buscando entender melhor o potencial e outras características referentes a essa fonte. Recentemente, foi publicado o “Roadmap Eólica Offshore Brasil”³⁸, estudo que identificou possíveis barreiras e desafios a serem enfrentados para o desenvolvimento da fonte eólica offshore no Brasil e apontou algumas recomendações, do ponto de vista do planejador.

IV) Geração Solar Fotovoltaica

O Brasil é um país de grande potencial para a utilização desta fonte para geração de energia elétrica, em especial em larga escala. Isto ocorre por uma série de características naturais favoráveis, tais como os altos níveis de insolação. Tais fatores potencializam a atração de investidores e o desenvolvimento da fonte, permitindo que se vislumbre um papel importante na matriz elétrica para esta fonte.

³⁷ Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-fact-sheet-energia-eolica-no-nordeste-e-o-boletim-trimestral-de-energia-eolica-junho-2020->

³⁸ Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf#search=e%C3%B3lica

A EPE tem realizado estudos sobre essa fonte com objetivo de subsidiar o MME no processo de decisão quanto à estratégia de inclusão da fonte solar na matriz de geração elétrica brasileira, além de identificar seu potencial de geração de eletricidade.

Cabe destacar que desde o primeiro leilão de energia nova em 2013, no qual ocorreu a primeira participação da fonte solar, o número de empreendimentos fotovoltaicos cadastrados para participação em leilões tem aumentado consideravelmente.

V) Sistemas de Armazenamento, Resposta da Demanda e Usinas Híbridas

As tecnologias de armazenamento de energia possuem múltiplas aplicações e tem sido mapeadas nos PDE, atentando ao fato de que nem toda tecnologia para armazenamento de energia é adequada para todos os tipos de aplicação, sendo necessária a identificação de requisitos e atributos apropriados a cada situação. Algumas dessas aplicações podem se dar de forma centralizada e distribuída. A EPE vem estudando as diversas tecnologias de armazenamento, destacando-se baterias e usinas hidrelétricas reversíveis.

As baterias eletroquímicas se apresentam como candidatas potenciais a diversas aplicações, sobretudo pela capacidade de resposta instantânea e por sua flexibilidade operativa e locacional, possibilitando maior penetração dessas fontes renováveis e, conseqüentemente, a redução das emissões de gases de efeito estufa.

As Usinas Hidrelétricas Reversíveis constituem uma tecnologia que oferta potência com flexibilidade para atendimento à variação da carga no curto prazo, além de dispor ao sistema recursos para assegurar a confiabilidade operativa. Os estudos apresentados pela EPE³⁹⁴⁰ mostram que o progresso dessa tecnologia no Brasil dependerá tanto de sua viabilidade técnico-econômica, quanto regulatória e socioambiental.

Outra opção para lidar com requisitos do sistema é a Resposta da Demanda. Esse mecanismo provê aos consumidores de energia elétrica maior poder e conhecimento sobre o seu perfil de consumo de energia, incentivando sua participação ativa no sistema energético. A nota técnica NT EPE-DEE-NT-022/2019-r0⁴¹ apresentou aspectos sobre a consideração da resposta da demanda no planejamento da expansão de médio e longo prazo e compõem tema da modernização do Setor Elétrico. No PDE 2030, a Resposta de Demanda é parte das soluções tecnológicas de oferta para o SIN.

Também compõe outra oferta tecnológica para a expansão da geração as Usinas Híbridas, conceito que tem atraído atenção dos agentes do setor. As usinas híbridas são projetos de geração de energia

³⁹ Estudos de inventário de usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) – Metodologia e resultados preliminares para o estado do Rio de Janeiro. Nota Técnica n. EPE-DEE-NT-006/2019-r0. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>

⁴⁰ Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Desafios para inserção em mercados de energia elétrica. Nota Técnica n. EPE/DEE/SEG/013/2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>

⁴¹ Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético. Nota Técnica n. EPE-DEE-NT-022/2019-r0. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>

elétrica que combinam duas ou mais fontes. A concepção que mais tem tido visibilidade é a que envolve a combinação de geração eólica e fotovoltaica, buscando tirar proveito da complementariedade entre essas fontes. Com o intuito de ampliar o entendimento sobre as possíveis vantagens e implicações desses arranjos inovadores para o planejamento energético, a EPE vem promovendo e divulgando estudos^{42 43} de avaliação da geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas.

VI) Custos estimados de novos empreendimentos de geração

Em 2021, como parte dos estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030), a EPE publicou a primeira edição do relatório "Caderno de Preços da Geração"⁴⁴, que contém estimativas e análises dos valores de Investimentos (Capital Expenditures – CAPEX), dos Custos de Operação e Manutenção (O&M), e do Custo Variável Unitário (CVU), baseadas em dados nacionais e internacionais, para cada tipo de fonte de geração de energia. Dessa forma, a EPE oferece maior transparência quanto aos elementos considerados para a definição de todas as premissas desta natureza utilizadas nos seus estudos de planejamento.

6.2 Os Leilões de Energia no contexto da Expansão do Setor Elétrico

A realização de leilões para expansão da oferta de energia elétrica foi um mecanismo introduzido na reforma do setor elétrico e consolidado com a efetiva participação de várias instituições do Setor Elétrico Brasileiro, inclusive a EPE. Esses leilões constituem pilares do arranjo institucional introduzido em 2004. Desde o primeiro leilão, tem sido fundamental a participação da EPE, seja contribuindo para o aperfeiçoamento das regras e dos parâmetros básicos definidos nas portarias de diretrizes do MME, seja conduzindo todo o processo de habilitação técnica dos empreendimentos de geração participantes.

Os leilões de geração foram a principal forma de contratação de energia no Brasil da sua criação até final da década passada. Por meio desse mecanismo, as distribuidoras de energia garantem o atendimento à totalidade de seu mercado no ambiente de contratação regulada (ACR). Existem diferentes tipos e finalidades específicas de leilões de geração como, por exemplo, os leilões de energia nova, que se destinam ao atendimento do crescimento da carga das distribuidoras; os leilões de energia de reserva, que promovem a segurança do sistema; os leilões estruturantes, que contratam energia de empreendimentos estratégicos como as grandes hidrelétricas, e os leilões de energia existente, do qual podem participar usinas que já estão em operação comercial, e a partir de 2021 leilão de reserva de capacidade.

⁴² ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO - AVALIAÇÃO DA GERAÇÃO DE USINAS HÍBRIDAS EÓLICO-FOTOVOLTAICAS: Proposta metodológica e estudos de caso. Nota Técnica n. EPE-DEE-NT-025/2017-r0. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>

⁴³ ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO: Usinas Híbridas no contexto do Planejamento . Nota Técnica n. EPE-DEE-NT-029/2019-r0 . Disponível em: <http://www.epe.gov.br>

⁴⁴ Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-precos-da-geracao>

A implantação do novo modelo do setor elétrico em 2004 institucionalizou o mecanismo de contratação via leilões. Desde então, esse processo vem se adaptando às evoluções tecnológicas, regulatórias e socioambientais. A Figura 54 apresenta a linha do tempo com alguns marcos importantes.

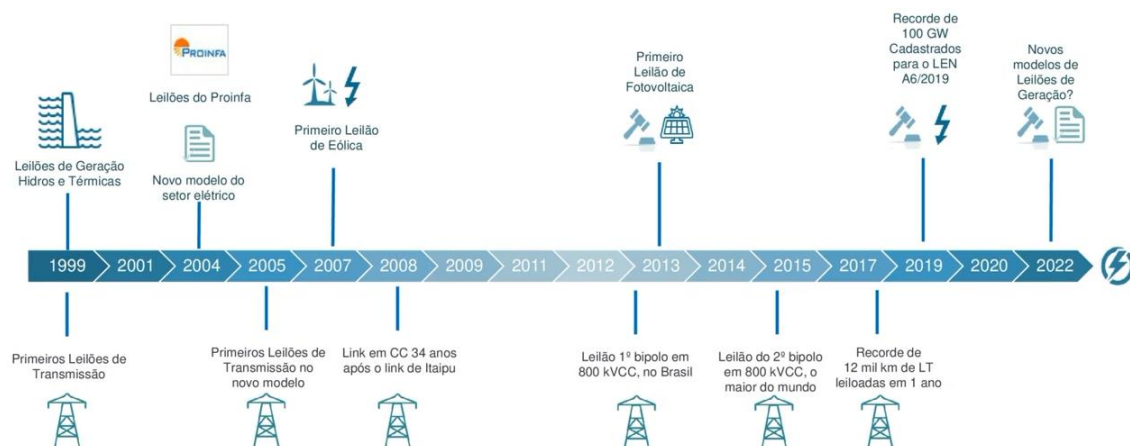


Figura 54 - Marcos importantes (1999 a 2022)

Fonte: EPE

Desde 2005, foram realizados 45 leilões de geração. Como resultado, são 979 empreendimentos atualmente em operação, correspondendo a 71,2 GW de capacidade instalada. Outros 262 seguem em fase de construção ou em processo de obtenção de outorga, totalizando 11,5 GW.

A potência contratada nos leilões por fonte, por ano, é apresentada a seguir na Figura 55 e na Figura 56 em operação e em construção/obtenção de outorga.

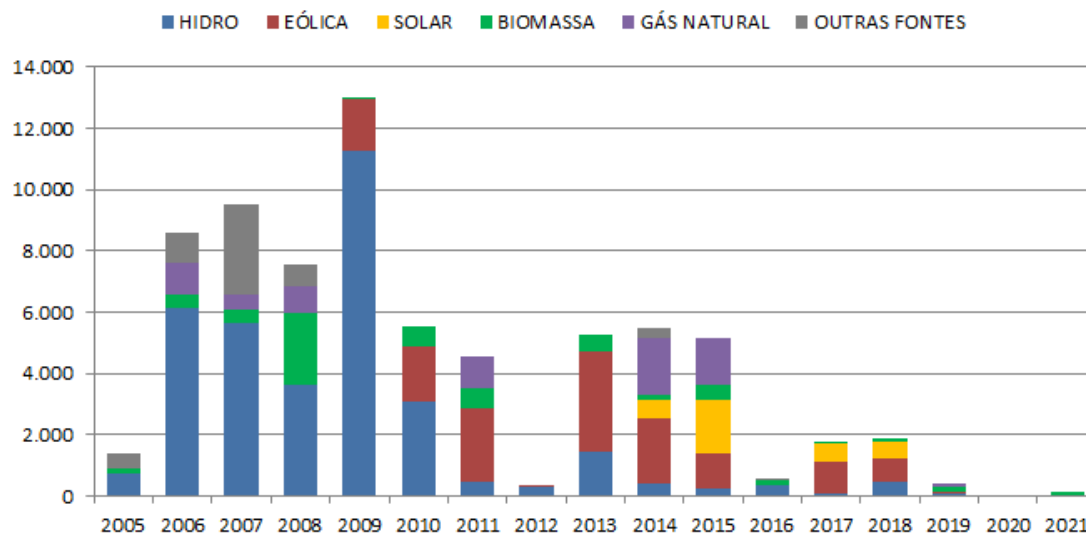


Figura 55 - Potência Contratada (MW/ano) – Empreendimentos em Operação

Fonte: ANEEL

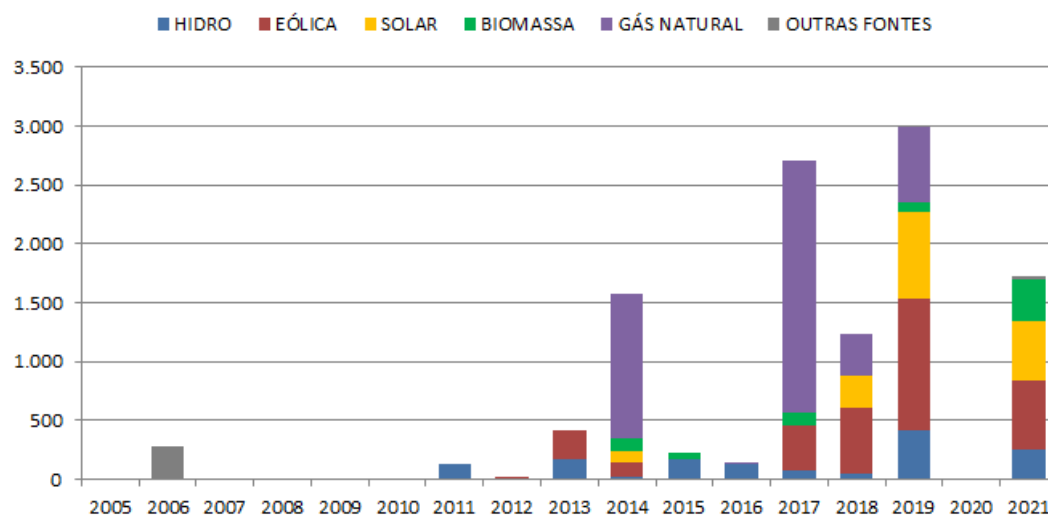


Figura 56 - Potência Contratada (MW/ano) – Empreendimentos em Construção / em obtenção de Outorga
Fonte: ANEEL

A garantia física contratada nos leilões por fonte, por ano, é apresentada a seguir na Figura 57 e na Figura 58, referentes a empreendimentos em operação e em construção/obtenção de outorga.

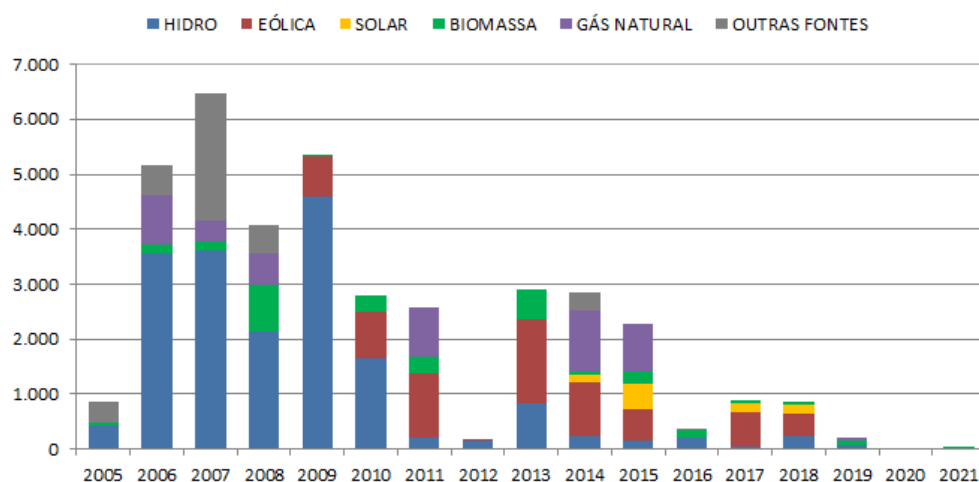


Figura 57 - Garantia Física (MWm/ano) – Empreendimentos em Operação
Fonte: ANEEL

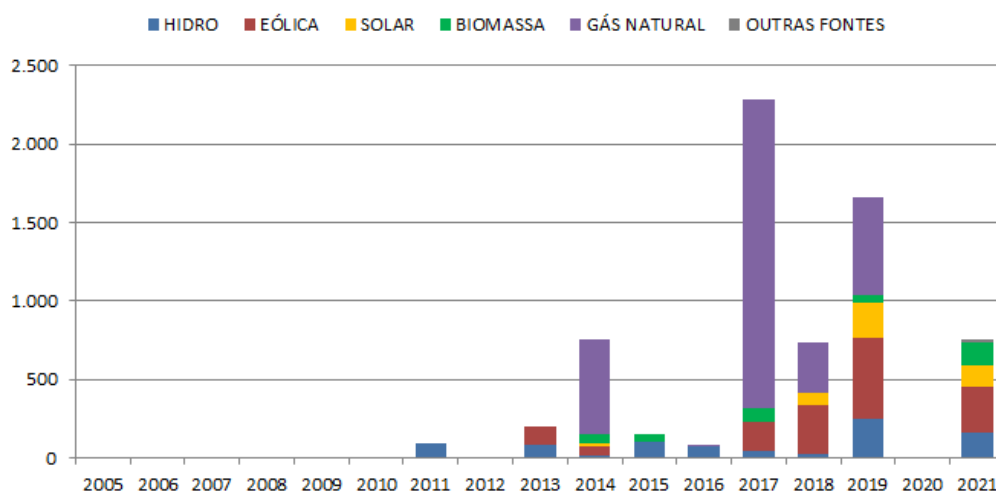


Figura 58 - Garantia Física (MWm/ano) – Empreendimentos em Construção / em obtenção de Outorga
Fonte: ANEEL

A energia negociada nos leilões por fonte, por ano, é apresentada a seguir na Figura 59.

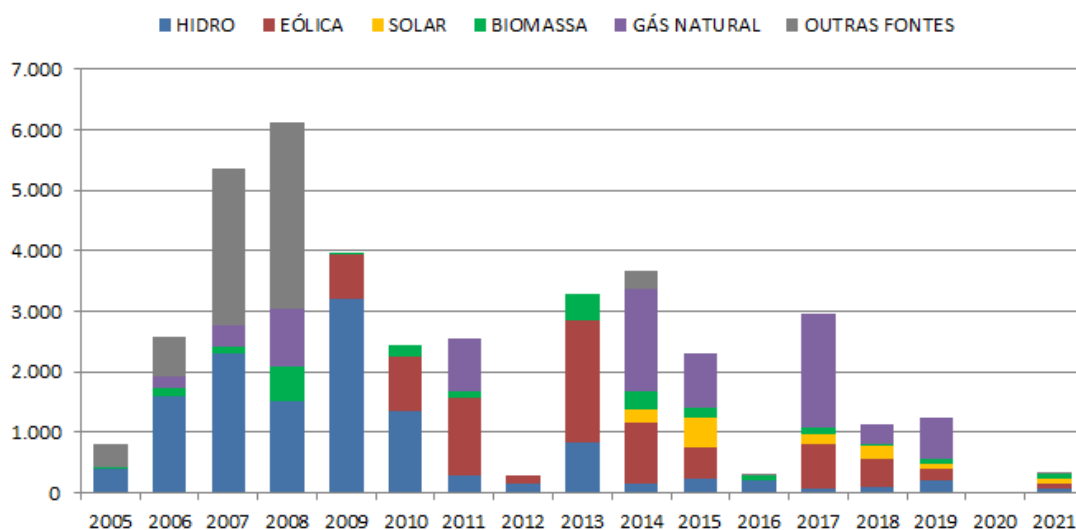


Figura 59 - Energia vendida (MWm)

Fonte: ANEEL

6.3 Evolução da energia armazenada verificada (EARM)

Os reservatórios do subsistema sudeste / centro-oeste são responsáveis por cerca de 70% da capacidade total de armazenamento do SIN. A partir de dados públicos do ONS, apresenta-se na Figura 60 o histórico de armazenamento mensal da região Sudeste/Centro-Oeste entre os anos 2000 e 2021, em percentual da energia máxima que pode ser armazenada nessa região.

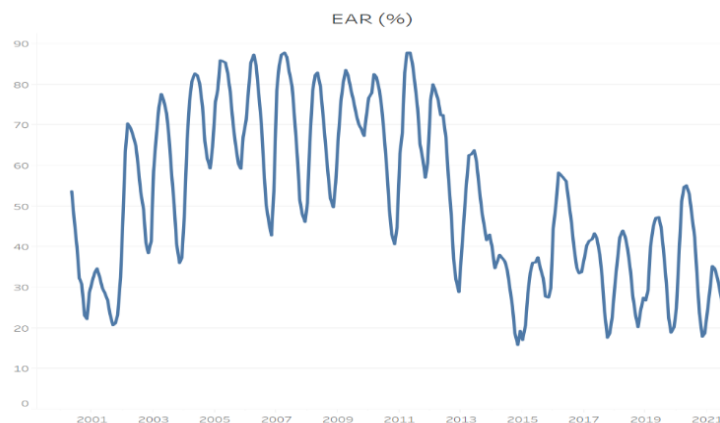


Figura 60 - Evolução do armazenamento do Sudeste/Centro-Oeste entre 2000 e 2021

Fonte: ONS, 2021

Em 2001, momento em que o Brasil enfrentou grave crise hídrica, o nível dos reservatórios do Sudeste no mês de outubro foi de 21,1%. Entre 2005 e 2011, o armazenamento no subsistema se manteve em patamares mais elevados, variando entre 88% e 40% da EARM_{max}. A partir do ano de 2012, os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste não atingiram níveis acima de 80% da sua capacidade de estoque, chegando em dezembro do mesmo ano a 29%, menor percentual até então no período pós racionamento. O período úmido seguinte levou a a elevação chegando no mês de

junho de 2013 em 64%. Os ciclos hidrológicos anuais de enchimento dos reservatórios não permitiram que o armazenamento do subsistema alcançasse mais de 60% de sua capacidade máxima no início do período seco de cada ano. Por consequência, observou-se drástico afundamento dos reservatórios nesse período, culminando em novembro de 2014 e outubro de 2021 com os piores armazenamentos dessa região registrados nesse horizonte: 15,8% e 16,5%, respectivamente.

Vale destacar que em maio de 2020, início do período seco para este ano, os reservatórios estavam em 55% após o período úmido. Em 2021, neste mesmo mês, devido ao período úmido em 2021 ter ficado muito aquém das expectativas, os reservatórios chegaram a apenas 32%, iniciando o período seco em situação similar a 2001, época de drástica seca, onde os reservatórios em maio de 2001 estavam em 29,8%. Em resumo, é o pior início de período seco em termos de energia armazenada nos reservatórios desde 2001.

Após o afundamento de 2014 os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste só tiveram níveis superiores a 50% da sua capacidade máxima em dois momentos: no início de 2016 onde chegou a 58% em março, e no início de 2020, com pico de 55% em maio.

Alguns pontos merecem destaque nessa análise. O período entre fevereiro de 2012 e novembro de 2014 levou a maior variação dos reservatórios do SE/CO registrada, saindo do último momento acima de 80% e chegando no nível mais baixo registrado nesse horizonte. A recuperação obtida entre novembro de 2014 e maio de 2016 não foi suficiente para uma melhoria contínua: após 2016 o SE/CO oscila entre períodos úmidos de ligeira recuperação e períodos secos de drástico afundamento, conforme ocorre em 2021.

Por fim, pode-se considerar que o afundamento dos reservatórios do SE/CO após o período seco de 2012 e a dificuldade de recuperação desde então se deve a escassez hidrológica.

A diminuição da Energia Natural Afluente (ENA) no subsistema a partir de 2013 tem sido apontada como principal dificuldade na recuperação dos reservatórios, sendo observada maior frequência de valores abaixo da MLT. Ainda tomando por base o armazenamento do SE/CO, a análise de 20 anos, por exemplo, mostra que nos 12 primeiros anos não havia motivos para preocupações.

O que reforça esse fato e vai de encontro a esses períodos de redução da energia armazenada nos reservatórios do Sudeste são as quedas nas vazões naturais afluentes nas principais bacias desse subsistema (bacias dos rios Paraná, Grande e Paranaíba) que se intensificaram a partir do ano de 2012, chegando a 2021 com afluências bem semelhantes às de 2001, 2014 e 2015, conforme apresentado na seção anterior. Nestas bacias localizam-se os principais reservatórios de acumulação do SIN.

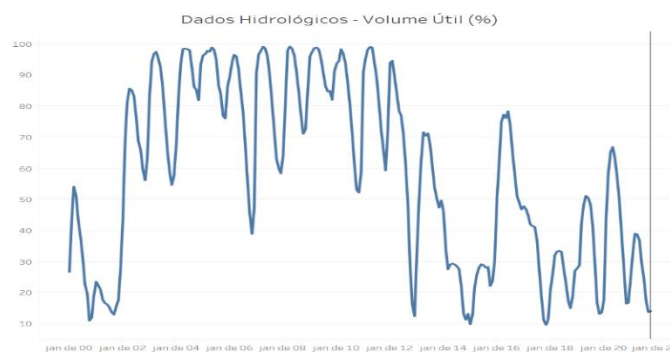


Figura 61 - Evolução do volume útil do reservatório de Furnas na bacia do Rio Grande

Fonte: ONS, 2021

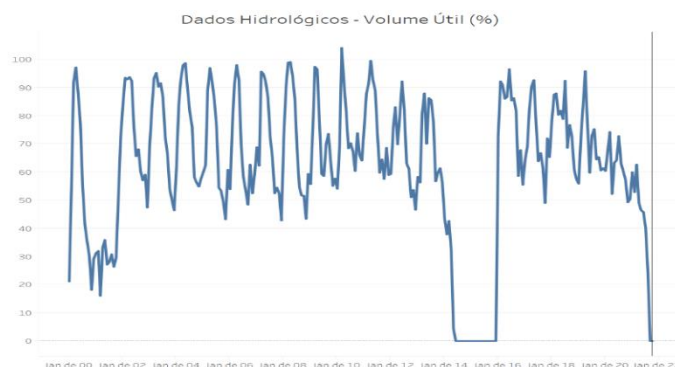


Figura 62 - Evolução do volume útil do reservatório de Ilha Solteira na bacia do rio Paraná

Fonte: ONS, 2021

6.4 As contribuições de cada fonte

O entendimento do comportamento da operação do sistema nos últimos anos, especialmente na última década, é fundamental para melhor compreensão da situação atualmente vivenciada de escassez hídrica. O acompanhamento do despacho hidrotérmico nos traz informações importantes sobre a capacidade de geração do sistema e sua resposta às situações de escassez vivenciadas em outros anos, que podem servir de lições aprendidas para o futuro. Nesse sentido, uma análise da evolução da geração hidrelétrica e termelétrica foi realizada, com dados obtidos no site do ONS.

a) Análise da Evolução da Geração Hidrelétrica

Os gráficos das Figura 63, Figura 64 e Figura 65 apresentam a geração hidrelétrica anual entre 2000 e 2021 para o SIN e para o subsistema Sudeste/Centro Oeste, de acordo com dados do ONS, além de apresentar de forma mais detalhada a geração entre 2020 e 2021.

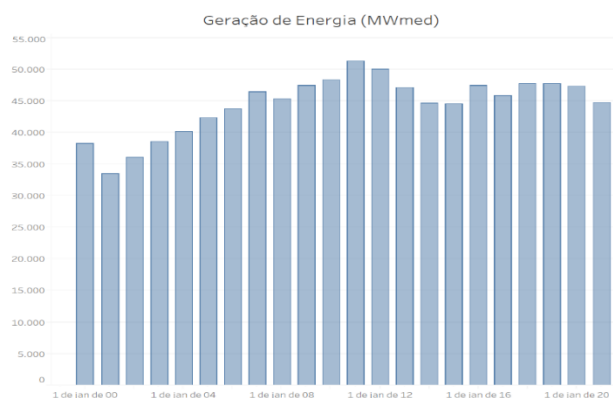


Figura 63 - Geração Hidrelétrica no SIN - 2000 a 2021
Fonte: ONS, 2021

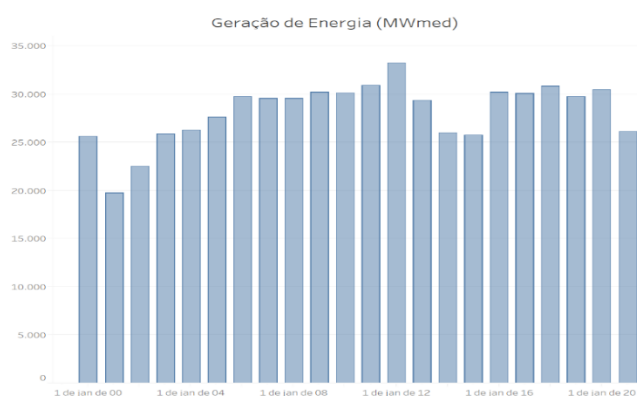


Figura 64 - Geração Hidrelétrica no Subsystema Sudeste/Centro Oeste - 2000 a 2021
Fonte: ONS, 2021

Verifica-se que a geração dessas usinas após 2013, embora tenha sido reduzida em relação ao período anterior, não manteve valores próximos ao mínimo, o que permitiria o aumento da energia armazenada. Percebe-se ainda que a geração hidrelétrica entre 2016 e 2020 se manteve em níveis elevados, quando comparada aos demais períodos, vindo a se reduzir apenas em 2021, em decorrência da escassez hídrica.

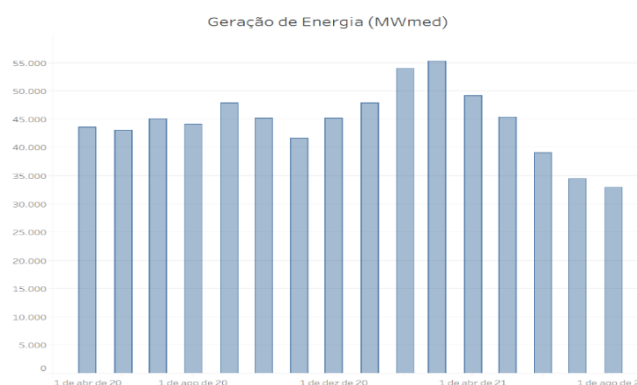


Figura 65 - Geração Hidrelétrica no SIN - 2020 a 2021
Fonte: ONS, 2021

Nesse ponto, cabe observar que as restrições hidráulicas operativas relacionadas a proteção da ictiofauna, navegação ou outros usos da água e dos reservatórios, como a defluência mínima estabelecida para as UHE Porto Primavera e Jupiá, podem limitar a gestão das usinas para a

operação do sistema elétrico, destacando a importância da adequada representação nos modelos computacionais de otimização utilizados para o planejamento e operação do sistema.

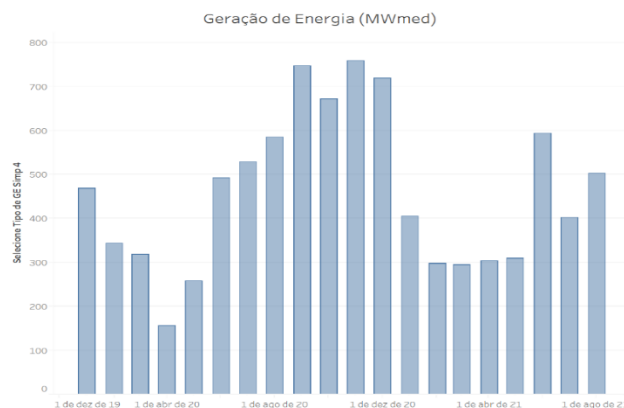


Figura 66 - Geração Hidrelétrica na Usina Hidrelétrica de Furnas - 2020 a 2021

Fonte: ONS, 2021

Conforme observamos na seção sobre armazenamento e vazões afluentes, no ano de 2020, o volume útil do reservatório de Furnas já apresentava queda crescente, no entanto, a sua geração de energia continuou elevada, conforme apresentado na Figura 66, em especial entre agosto e dezembro de 2020, sofrendo redução nos meses iniciais de 2021 e voltando a subir em junho de 2021 novamente.

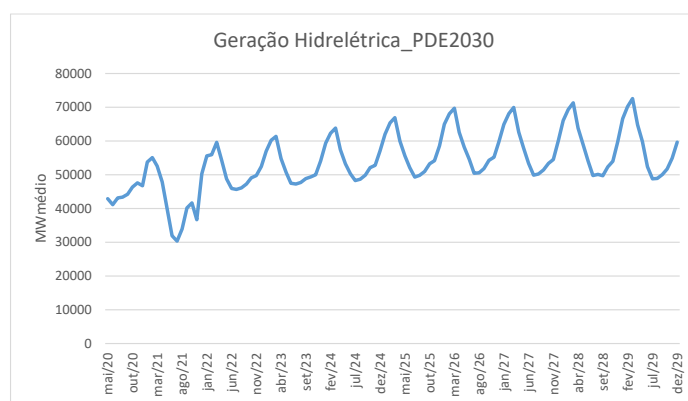


Figura 67 - Geração Hidrelétrica no SIN – PDE 2030

Fonte: Elaboração Própria/Base PDE 2030

A geração hidrelétrica encontrada no PDE 2030 é apresentada na Figura 67. De acordo com o PDE 2030, em fevereiro de 2021 a geração hidrelétrica atingiu 55.000 MWmédio e começou a declinar até julho de 2021 chegando a 30.360 MWmédio quando retoma uma nova subida. No caso das gerações verificadas pelo ONS, em fevereiro de 2021, 54.000 MWmédio foram gerados, chegando a pouco mais de 55.000 MWmédio em março de 2021, quando a partir daí ocorreu um forte declínio e não subiu mais até outubro de 2021 pelo menos, chegando a uma geração de 34.500 MWmédio em julho de 2021. Essa diferença entre PDE e operação verificada se deve mais uma vez as políticas operativas dos modelos de simulação, que no caso do PDE por ter permanecido com maior volume armazenado que a operação de fato, pode retomar com mais facilidade a geração hidroelétrica.

a) Análise da Evolução da Geração Termelétrica

A base de dados pública do ONS também apresenta o histórico de geração das termelétricas. O gráfico da Figura 68 apresenta esta geração termelétrica anual (sem considerar as usinas nucleares) entre 2000 e 2021 para o sistema interligado brasileiro.

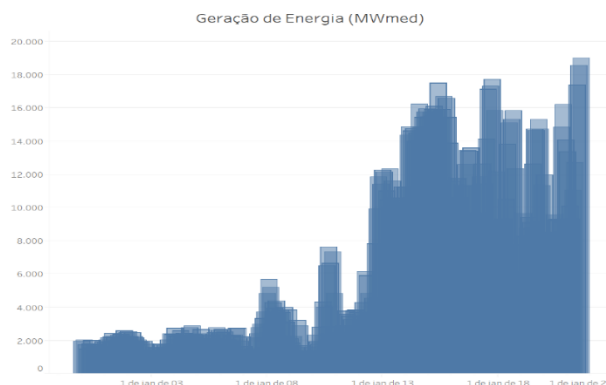


Figura 68 - Geração Termelétrica – Janeiro de 2000 a Outubro de 2021
Fonte: ONS, 2021

Devido, dentre outros fatores e evolução da capacidade instalada, a análise sobre o uso das termelétricas se restringirá ao período após 2013, apresentado a seguir:

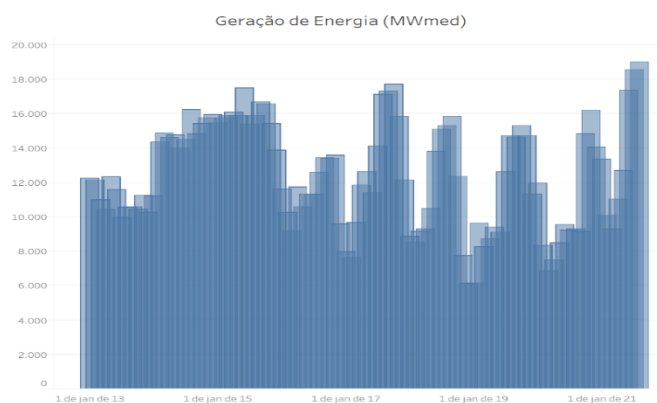


Figura 69 - Geração Termelétrica – Janeiro de 2013 a Outubro de 2021
Fonte: ONS, 2021

Pode-se perceber na Tabela que em todos esses anos a geração termelétrica média anual foi superior a 10.000 MW, com valores apresentados na tabela abaixo, onde percebe-se que 2015 foi o ano de maior utilização das UTE e 2020 o ano de menor utilização, no horizonte considerado. Sendo 2021 e 2014 junto a 2015, anos com forte geração termelétrica, estes possuem em comum o fato de apresentarem períodos de escassez hídrica.

Tabela 8 - Geração térmica média do SIN entre 2013 e 2021 (MWmed)
Fonte: Elaboração própria

Ano	Geração Térmica Média (MWmed)
2013	10.700
2014	14.300
2015	15.800 (+)
2016	11.500
2017	13.000
2018	11.000

2019	11.200
2020	10.500 (-)
2021*	14.000

(+) Ano de maior geração média

(-) ano de menor geração média

*Até o mês de outubro

Analisando em escala mensal, dividida em dois gráficos para facilitar a visualização, percebe-se que a operação mensal do recurso termelétrico mostra que entre 2013 e 2016 houve um uso constante do recurso, enquanto 2017 a 2020 se caracteriza por uma operação variável, com valores mínimos e máximos mais distantes. Em 2021, o uso das termelétricas volta a se intensificar.

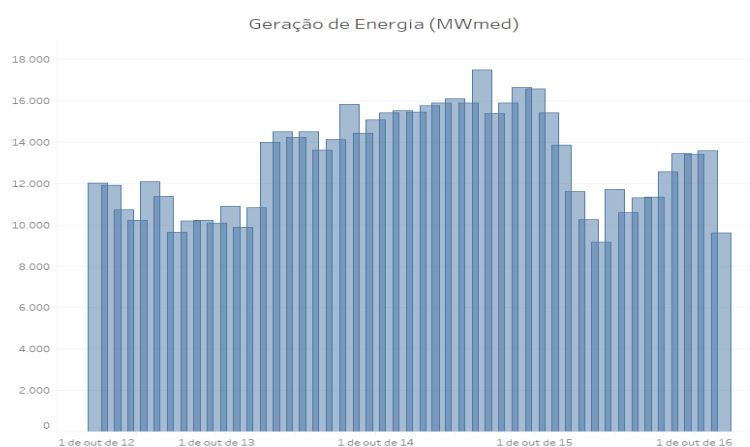


Figura 70 - Geração termelétrica média mensal entre 2013 e 2016

Fonte: ONS, 2021

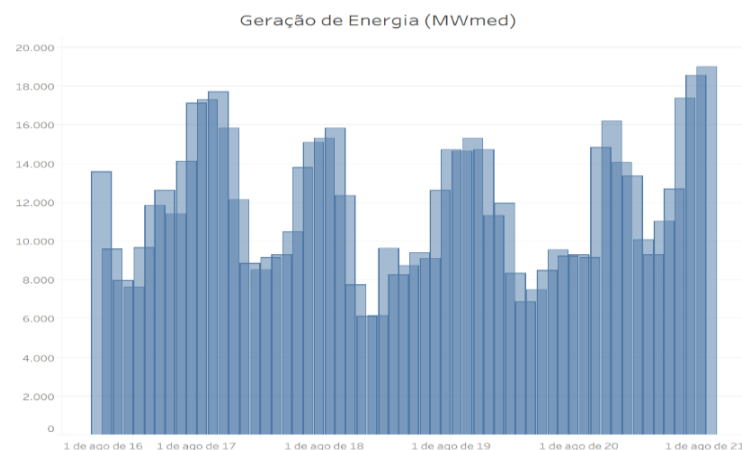


Figura 71 - Geração termelétrica média mensal entre 2017 e 2021

Fonte: ONS, 2021

Em agosto de 2021, a geração termelétrica verificada pelo ONS foi de 19.000 Mwmédio, conforme a Figura 71. De acordo com o PDE 2030, para o mesmo agosto de 2021 este valor de geração das termelétricas no SIN seria de 15.000 Mwmédio, um pouco inferior, porém bem próximo ao verificado, de acordo com o gráfico da Figura 72. No PDE, os modelos de simulação indicaram uma maior energia armazenada no período, o que permitiu um menor uso de térmicas.

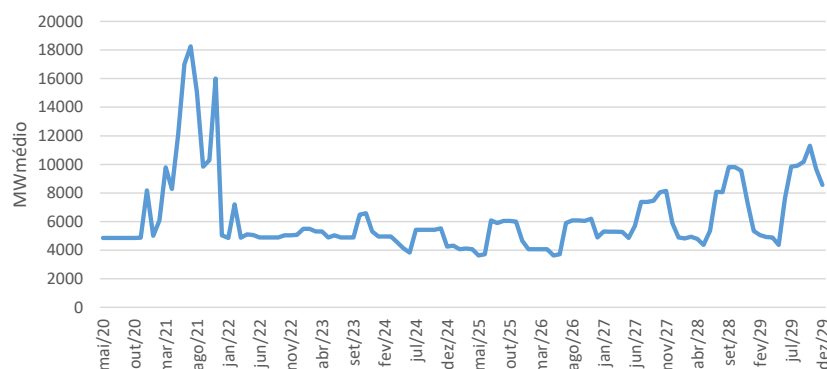


Figura 72 - Geração Termelétrica no SIN – PDE 2030

Fonte: Elaboração Própria/Base PDE 2030

Considerando que o afundamento dos reservatórios do Sudeste após o período seco de 2012 e a dificuldade de recuperação desde então se deve a escassez hidrológica, é natural que recursos complementares do sistema, no caso as UTE, sejam mais acionados. Entretanto, pode-se observar que a partir de 2015, a produção termelétrica manteve valores mais elevados próximos a sua disponibilidade máxima, o que poderia auxiliar numa eventual recuperação dos reservatórios.

Isso não deve ser confundido, porém, com uma necessidade de contratação de térmicas na base, principalmente por horizontes mais longos. Por exemplo, se o montante termelétrico utilizado entre 2013 e 2021 (9 anos) tivesse entrado em operação em 2000 em regime inflexível, o período entre 2000 e 2012 seria caracterizado por um custo excessivo e injustificável.

Por fim, cabe destacar que, sob o aspecto da segurança operativa, o SIN dispõe de recursos que podem ser utilizados pelo Operador no momento de necessidade. Isso se confirma pelos dados históricos de geração onde o ano de 2020 fica registrado como o ano de menor acionamento desses recursos. Enquanto 2021 contrasta com 2020, estando no topo e se caracteriza como um dos anos com constante uso das termelétricas.

7 ANEXOS

7.1 Anexo I – Metodologia empírica de restrições operativas hidráulicas

Os passos principais para implementação da metodologia são detalhados conforme o descrito a seguir:

- **Passo-a-passo da representação das restrições de defluência mínima**

i) Os dados de geração hidrelétrica horária, por usina, são obtidos a partir da base de dados de resultados da operação do sistema, disponibilizados pelo ONS. Importante observar que o conjunto de usinas apresentado pelo ONS pode ser maior que o considerado no Newave. Dessa forma, importante passo é selecionar nesse conjunto inicial de dados apenas o conjunto de usinas despacháveis presentes no Newave, excluindo, portanto, eventuais usinas não-despachadas que possam estar presentes.

ii) Garantida a compatibilidade dos dados verificados analisados com o plantel de usinas do modelo de planejamento, observa-se a geração hidrelétrica total (SIN) mínima para cada um dos meses do histórico analisado.

iii) Observando o histórico, contatou-se que os meses finais do período seco (outubro e novembro) são aqueles que apresentam os menores valores de geração hidrelétrica do SIN. Dessa forma, selecionou-se o menor valor de geração horário e destacou-se o instante que isso ocorreu.

iv) Com a informação conhecida do instante de ocorrência dessa menor geração, observou-se o valor de geração em MWh/h de casa usina neste mesmo horário, aqui chamado de “geração mínima coincidente” por usina.

v) Para cada usina, esse valor de “geração mínima coincidente” foi convertido em vazão (m^3/s), através da utilização do polinômio cota x volume, considerando a premissa de que os reservatórios das usinas se encontram num nível correspondente a 65% do volume útil.

vi) Por fim, cada valor de vazão por usina obtido no cálculo anterior é cadastrado no modelo, especificamente no arquivo modif.*, onde é utilizada a flag VAZMIN para a inserção das restrições de defluência mínima por usina.

- **Passo-a-passo da representação das restrições de geração mínima por patamar**

i) Inicialmente, são utilizados os mesmos dados descritos no item 1.a e o tratamento mencionado no item 1.b.

ii) De forma a preservar a compatibilidade entre todas as restrições hidráulicas apresentadas no modelo, para a definição da geração mínima por patamar também são observados os mesmos meses

que resultaram na menor geração hidráulica do sistema, ou seja, os meses de outubro e novembro de 2020.

iii) Com os dados horários de geração hidráulica foi possível traçar a distribuição da geração hidrelétrica do SIN (curva de permanência, onde os dados horários de geração são empilhados em ordem crescente) ao longo de cada um dos dois meses analisados. Para a definição da geração mínima média por patamar, adotou-se como referência a duração do patamar de carga leve de outubro e novembro.

iv) Dessa forma, calcula-se a média da geração nos menores valores de geração horária do SIN correspondentes a duração da carga leve. Esse valor define a geração mínima média para todos os patamares.

v) Entretanto, o valor apresentado anteriormente por si só não atende perfeitamente a modelagem desejada, uma vez que ele representa a restrição agregada do SIN. A forma encontrada de contornar esse problema e garantir a inserção desse tipo de restrição por usina foi obter a média da geração de cada usina exatamente nos instantes coincidentes com a geração total do SIN na duração de carga leve. Com isso, é possível cadastrar um valor por usina, assim como na restrição de defluência mínima. Conforme esperado, a soma das médias de geração de cada usina nos instantes coincidentes da geração horária total do SIN na duração de carga leve é igual a média da geração total do SIN também nesta duração.

vi) Como ajuste final, a valor de geração média por patamar (em MWmed) de cada usina deverá ser maior ou igual ao valor cadastrado de vazão mínima convertido em energia. Isso garante uma maior aderência entre as restrições cadastradas.

vii) Por fim, as restrições são finalmente cadastradas por usina no arquivo ghmin.*.