

PLANO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA 2022/2026 PEN 2022

RELATÓRIO DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO

© 2022/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

NT - ONS DPL 0102/2022

PLANO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA 2022/2026 PEN 2022

RELATÓRIO DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO

Outubro de 2022

Sumário

1	Apresentação	7
2	Introdução	8
3	Principais Constatações	10
4	Conclusões e Recomendações	12
5	Indicadores da Expansão	14
5.1	Previsão de Carga	14
5.2	Oferta Existente e em Expansão	15
5.2.1	Oferta Existente em dezembro de 2021	15
5.2.2	Cronologia da Expansão da Oferta	16
5.2.3	Geografia da Expansão da Oferta de 2022 a 2026	27
5.2.4	Características da Oferta em Expansão entre 2022 e 2026	28
5.2.4.1	Redução do Grau de Regularização	28
5.2.4.2	Complementariedade da Oferta	31
5.2.4.3	Custo e Relevância da Oferta Térmica	33
5.2.4.4	Alocação da Geração Compulsória de Energia na Curva de Carga do SIN	38
5.3	Critério de Segurança Operativa	40
5.4	Expansão das Interligações Inter-regionais entre 2022 e 2026	41
5.5	Outras Premissas	43
5.5.1	Custo do Déficit	43
5.5.2	Níveis de Armazenamento	43
5.5.3	Tendência Hidrológica	45
5.5.4	Critério Geral de Garantia de Suprimento	46

6	Destaques das Avaliações Energéticas	48
6.1	Análise Conjuntural (2022/2023)	48
6.1.1	Avaliação para o Período Seco de 2022	49
6.1.1.1	Cenários de Afluência	49
6.1.1.2	Resultados EAR Final (%EARmáx) – Período Seco 2022 – SE/CO	51
6.1.1.3	Resultados EAR Final (%EARmáx) – Período Seco 2022 – Sul	52
6.1.1.4	Resultados EAR Final (%EARmáx) – Período Seco 2022 – Nordeste	52
6.1.1.5	Resultados EAR Final (%EARmáx) – Período Seco 2022 – Norte	53
6.1.2	Avaliação para o Ano de 2023	54
6.2	Análise Estrutural (2024/2026)	63
6.2.1	Riscos de Déficit de Energia	64
6.2.2	Custos Marginais de Operação	65
6.2.3	Análise com Séries Históricas de Energias Naturais	66
6.2.4	Análise Segundo o Critério de Garantia de Suprimento de Energia Vigente	68
6.3	Análise das Interligações	71
7	Avaliações Energéticas Adicionais	76
7.1	Balanço Estático de Energia	76
7.2	Balanço de Energia Firme	80
7.3	Avaliação das Condições Hidrológicas do Passado Recente	82
7.4	Impactos da Geração Eólica e Fotovoltaica na Operação do SIN	83
7.4.1	Comportamento da Geração Eólica	83
7.4.2	Comportamento da Geração Fotovoltaica	91

7.5	Balanço de Potência	96
7.5.1	Requisito de Demanda	97
7.5.2	Disponibilidade de Potência das Usinas Hidroelétricas	99
7.5.3	Disponibilidade de Potência das Usinas Termoelétricas	100
7.5.4	Disponibilidade de Potência das Usinas Eólicas e Solares Fotovoltaicas	101
7.5.5	Disponibilidade de Potência das PCHs e Usinas a Biomassa	103
7.5.6	Reserva Operativa de Potência	103
7.5.7	Premissas Gerais	103
7.5.8	Resultados do Balanço de Potência – Avaliação Conjuntural para o Período Seco de 2022	106
7.5.9	Resultados do Balanço de Potência – Avaliação Conjuntural para 2023	107
7.5.10	Resultados do Balanço de Potência – Avaliação Estrutural para o Período 2024-2026	109
7.6	Análises de Sensibilidade	110
7.6.1	Cenário de Sensibilidade com Relação à Adoção da MMDG	111
7.6.2	Cenário de Sensibilidade com Relação à Configuração Termelétrica	120
8	Temas Regulatórios Prioritários para o ONS em 2022	130
8.1	Perspectivas de Evolução para Resposta da Demanda	131
8.1.1	Aspectos Conceituais da Resposta da Demanda	131
8.1.2	Programa Piloto de Resposta da Demanda	133
8.1.3	Mecanismo de Resposta Voluntária da Demanda (RVD)	133
8.1.4	Programa Estrutural de Resposta da Demanda	140
9	Anexos	141

9.1	Anexo I – Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação	141
9.2	Anexo II – Projeções de Demanda Máxima	144
9.3	Anexo III – Comparação dos Resultados da Avaliação do Critério de Garantia de Suprimento de Energia com os Modelos NEWAVE e SUISHI	145
9.4	Anexo IV – Cenários de Afluências para o Segundo Ano do Horizonte da Avaliação Conjuntural	147

1 **Apresentação**

O Plano da Operação Energética – PEN tem como objetivo apresentar as avaliações das condições de atendimento ao mercado previsto de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN para o horizonte do planejamento da operação energética, cinco anos à frente, subsidiando assim o Ministério de Minas e Energia – MME, através do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE quanto à eventual necessidade de estudos de planejamento da expansão para adequação da oferta de energia aos critérios de garantia de suprimento preconizados pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

As principais diretrizes para a execução das avaliações energéticas (entre as quais a análise de desempenho do SIN – com base nos riscos de déficit e custos marginais de operação) estão em consonância com os Procedimentos de Rede, Submódulo 3.3 – Planejamento da operação energética de médio prazo e Submódulo 2.4 – Critérios para estudos energéticos e hidrológicos, aprovados pela Resolução Normativa ANEEL nº 903/2020. Adicionalmente, a análise de desempenho do SIN considera os critérios gerais de garantia de suprimento, definidos pelo CNPE através da Resolução nº 29, de 12 de dezembro de 2019.

O PEN 2022 é composto de dois volumes:

- Sumário Executivo, que apresenta uma visão global das características atuais e futuras do SIN, como a carga de energia, a matriz de energia elétrica, os custos de operação das usinas térmicas, bem como uma síntese dos principais resultados;
- Relatório das Condições de Atendimento, que aborda, além do conteúdo do Sumário Executivo, análises mais detalhadas dos principais resultados das avaliações energéticas para o horizonte 2022/2026, incluindo os cenários de sensibilidade.

O PEN é elaborado com periodicidade anual e está sujeito a revisões sempre que ocorram fatos relevantes que alterem as avaliações nele apresentadas.

2 Introdução

As análises do Plano da Operação Energética 2022/2026 – PEN 2022 foram divididas em dois horizontes:

- No primeiro horizonte, que corresponde aos anos de 2022 e 2023, são feitas análises conjunturais, destacando-se as evoluções dos armazenamentos dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, para os cenários hidrológicos prospectados e probabilidades de violação de níveis mínimos pré-estabelecidos;
- O segundo horizonte, que compreende os três últimos anos – 2024 a 2026, apresenta um caráter estrutural (análise não condicionada), sendo avaliados indicadores como riscos de déficit e custos marginais de operação, além dos critérios gerais de suprimento vigentes.

Estas análises tomaram por base, como cenário de referência, o Programa Mensal de Operação – PMO de maio de 2022, no que diz respeito à oferta, à carga, aos limites de intercâmbios entre subsistemas, às condicionantes referentes à segurança operativa e às restrições ambientais e de uso múltiplo da água, existentes e previstas, nas bacias hidrográficas.

Vale ressaltar que as avaliações do PEN 2022 consideraram os limites de intercâmbio definidos conforme Procedimentos de Rede do ONS. Com relação às restrições hidráulicas, em especial aquelas relativas às defluências mínimas das UHEs Jupia e Porto Primavera, flexibilizações foram consideradas nas avaliações conjunturais desde que verificada a necessidade. Para as avaliações estruturais, foram considerados os valores conforme definido no PMO de maio de 2022. Com relação à geração térmica, todas as análises consideraram despacho por mérito econômico. Além disso, nas avaliações para os anos de 2023, 2024, 2025 e 2026, foram considerados os aprimoramentos definidos pela CPAMP que vigorarão a partir de 2023: geração de cenários utilizando PAR(p)-A; novo critério de parada do NEWAVE; CVaR(25,35).

Além do cenário de referência, neste ciclo foram avaliados outros dois cenários de sensibilidade. No primeiro deles adotou-se como premissa a oferta de geração que considera a expansão da mini e microgeração distribuída (MMGD) no montante de usinas não simuladas. Os acréscimos de oferta no SIN variam de 1.900 MW médios em 2022 a 3.200 MW médios em 2026.

O segundo cenário de sensibilidade considera a descontratação de usinas térmicas a gás natural, óleo diesel e óleo combustível que terão seus Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) finalizados, ou em situação de possibilidade de perda de subsídios do Programa

Prioritário de Termelétricas (PPT) e término de vida útil, totalizando uma redução de cerca de 9 GW de capacidade instalada ao final de 2026.

Adicionalmente, nas análises do PEN são abordados os balanços estáticos de energia e potência.

O balanço estático de energia é importante para uma avaliação preliminar do equilíbrio estrutural, oferta versus demanda, permitindo identificar a evolução de alguns atributos da matriz de energia elétrica.

O balanço de potência, por sua vez, tem como objetivo avaliar o atendimento aos requisitos de demanda em cada subsistema, considerando condições eletroenergéticas conjunturais e aspectos estruturais relevantes, permitindo uma análise de cunho estratégico, levando-se em consideração as capacidades de intercâmbio de energia entre as regiões. Ressalta-se que o horário mais crítico em termos de potência não necessariamente está associado à ponta do sistema, em função da variação da disponibilidade das fontes não controláveis, notadamente eólica e solar, no atendimento à curva de carga do SIN.

3 Principais Constatações

Na sequência são apresentadas as principais constatações do PEN 2022, quais sejam:

- A carga de energia cresce em média 3,4% ao ano, no horizonte do PEN 2022, atingindo cerca de 81 GW médios em 2026. Na oferta, tomando como referência dezembro de 2021, há um acréscimo de 22 GW de capacidade instalada, totalizando 196 GW ao final do período de planejamento;
- Uma característica marcante da matriz de energia elétrica do SIN, para efeitos de simulações do médio prazo, é o alto grau de geração inflexível que se observa para os próximos anos, que corresponde a um valor de 71% da carga global em 2022 e mantendo essa proporção em 2026, quando se considera as inflexibilidades de usinas térmicas, a geração das usinas à fio d'água, a geração das hidrelétricas devido a vazão mínima para atendimento aos usos múltiplos da água e a geração das usinas eólicas e solares fotovoltaicas prospectadas segundo um fator de capacidade apurado numa janela móvel dos últimos 5 anos;
- Destaca-se ainda que Usinas térmicas com CVU acima dos 400,00 R\$/MWh representam 51% da disponibilidade térmica total, caracterizando um encarecimento da oferta térmica disponível para o atendimento à carga, quando comparada com o plano anterior;
- Uma avaliação das condições hidrológicas, realizada através de uma simulação de energia firme, mostra que as condições verificadas no passado recente são mais severas que aquelas vivenciadas anteriormente;
- A capacidade de armazenamento do SIN é da ordem de 292 GW mês. Todavia, o grau de regularização continuará reduzindo nos próximos anos, aumentando tanto a dependência de períodos chuvosos para o replecionamento dos reservatórios a cada ciclo hidrológico anual, quanto à importância das condições de armazenamentos iniciais no final da estação chuvosa (abril) para assegurar o pleno atendimento da carga;
- Dessa forma, o monitoramento contínuo das condições meteorológicas e hidroenergéticas, somado às avaliações energéticas de curto prazo dos primeiros dois anos do horizonte de análise de desempenho do SIN (análise condicionada às condições hidrometeorológicas vigentes) são ferramentas imprescindíveis para indicar eventual necessidade de medidas operativas a serem deliberadas pelo CMSE para a garantia da segurança energética do SIN, inclusive avaliando possíveis articulações com agentes do setor, MME, MMA, ANA, Ibama e órgãos ambientais estaduais para flexibilização de restrições

operativas de diversas naturezas, tais como uso múltiplo da água e/ou ambientais;

- A eficácia dessas medidas operativas, que permitem o pleno atendimento da carga, depende fundamentalmente do nível de reserva energética do SIN, na qual se inclui a reserva operativa do sistema para atendimento à demanda máxima e para mitigação dos impactos da variabilidade e intermitência da geração eólica e solar. O dimensionamento adequado dessa reserva energética constitui uma importante avaliação dos estudos de planejamento da operação e subsídio ao planejamento da expansão;
- Como essas características sobreditas podem comprometer o equilíbrio carga/geração na operação diária, reveste-se de grande importância a adequada precificação dos recursos escassos à operação do sistema, valorizando assim os atributos necessários para garantir a segurança operativa do SIN;
- Tem-se verificado um significativo crescimento no número de instalações de MMGD, principalmente a partir da fonte solar. Este crescimento traz novos desafios para a operação do SIN, como por exemplo, a necessidade de compensar o efeito da rápida redução de potência da MMGD solar no final do dia. Ressalta-se que o crescimento da MMGD tende a deslocar o horário de pico da curva carga para o período da noite;
- Por fim, destaca-se um assunto relevante associado à resposta da demanda que tem tido tratativas envolvendo as instituições do setor, cuja implementação possui reflexos para o planejamento e operação do SIN.

4 Conclusões e Recomendações

As principais conclusões referentes à Análise de Desempenho do SIN são sumarizadas a seguir:

- A análise conjuntural para o período seco de 2022, que utilizou como insumo oito cenários de vazões selecionados através da similaridade quanto ao fenômeno ENOS em relação às projeções atuais dos modelos climatológicos, indica que o subsistema Sudeste/Centro-Oeste chega ao final de novembro de 2022 com 37,0% de armazenamento no pior cenário analisado, e com 56,9% de armazenamento no melhor cenário analisado. Em todos os cenários analisados, o volume armazenado ao final do período seco é superior ao verificado em 2021;
- A análise conjuntural para o período úmido de 2023, que utilizou 56 cenários de vazão gerados a partir dos oito cenários do ano de 2022, indica que o subsistema Sudeste/Centro-Oeste encerra o mês de abril de 2023, em todos os cenários avaliados, com nível de armazenamento superior ao da Curva B (amarela) da CREF 2022 (45,4% EAR_{máx}). Considerando como referência o nível da Curva A (verde) da CREF 2022 (61,5% EAR_{máx}), 77% dos cenários avaliados terminam o mês de abril de 2023 acima desse valor;
- Para o período seco de 2023, os resultados mostram que em todos os cenários avaliados o subsistema Sudeste/Centro-Oeste chega ao final de novembro de 2023 com nível acima de 20% EAR_{máx}, e que em 95% dos cenários chega-se acima dos 30% EAR_{máx};
- Este PEN 2022 traz como aprimoramento o uso do modelo de simulação a usinas individualizadas (SUIHI) nas análises energéticas estruturais. Com isto, busca-se uma aproximação das simulações com a realidade operativa, uma vez que há uma representação individualizada das usinas hidrelétricas, permitindo assim um maior detalhamento das restrições hidráulicas;
- As análises energéticas do PEN 2022 indicam um equilíbrio estrutural do SIN durante todo o horizonte, tanto para o Cenário de Referência, quanto para os Cenários de Sensibilidade. Em todos os casos, os critérios de suprimento de energia preconizados pelo CNPE, através da Resolução CNPE 029/2019, são plenamente atendidos;
- O balanço estático de energia baseado nas garantias físicas das UHEs e UTEs e na expectativa de geração das usinas não simuladas individualmente indica um excedente de energia de 18,4 GW médios para 2022, reduzindo para o montante de 16,6 GW médios em 2026;

- Para o ano de 2022, o balanço de potência indica sobras de potência superiores a 10 GW. Entretanto, observa-se, a partir de setembro, necessidade de despacho térmico adicional ao previsto para atendimento energético;
- Para o ano de 2023, a avaliação não apresenta déficits de potência, porém indica probabilidade de invasão da reserva de potência operativa de 1,5% no mês de outubro e de 3,5% no mês de novembro. A invasão da reserva se dá em cenários com baixa contribuição da geração eólica combinados com cenários com necessidade de flexibilização da defluência mínima da UHE Porto Primavera e/ou de baixos armazenamentos no REE Paraná. Ressalta-se que as simulações não consideraram medidas que podem atenuar este risco de invasão de reserva, tais como importação de energia da Argentina e Uruguai e antecipação do despacho térmico;
- No horizonte estrutural, os critérios de suprimento de potência preconizados pelo CNPE não são plenamente atendidos. Para o Caso de Referência, tanto o CVaR_{5%} da Potência Não Suprida do SIN quanto a LOLP anual do SIN violam os respectivos critérios no ano de 2026. Para os Casos de Sensibilidade, os critérios preconizados pelo CNPE também não são plenamente atendidos. Sendo assim, recomendam-se ações para que o equilíbrio estrutural seja restaurado. Vale destacar que os resultados dos leilões elencados no cronograma estabelecido pela Portaria Normativa nº 32/GM/MME, de 17 de dezembro de 2021, poderão afetar positivamente o resultado estrutural;
- Em função dos resultados da análise estrutural, observa-se que as usinas térmicas, com previsão de descontratação dentro do horizonte deste PEN, contribuem positivamente para o atendimento aos critérios de suprimento de potência. Ressalta-se que estas térmicas podem, ao final de seus contratos, passarem por processo de modernização, e participarem de leilões futuros, o que está em linha com apontamentos do PDE 2031.

Dessa forma, considerando que os resultados apresentados nesse PEN 2022 estão intrinsecamente relacionados com as premissas de carga e com a expansão da oferta prevista, é importante que se mantenha o estrito acompanhamento dos cronogramas de expansão da oferta e a evolução dos estoques de armazenamento no horizonte de curto prazo, subsidiando o CMSE quanto à eventual necessidade de estudos de planejamento da expansão para adequação da oferta de energia e de potência aos critérios de garantia de suprimento preconizados pelo CNPE.

5 Indicadores da Expansão

5.1 Previsão de Carga

As previsões de carga adotadas foram elaboradas em conjunto pela EPE/MME, pelo ONS e pela CCEE e foram consubstanciadas no Boletim Técnico ONS/CCEE/EPE – Previsões de Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2022-2026 – 1ª Revisão Quadrimestral.

Nesta 1ª Revisão Quadrimestral de 2022, utilizada no PEN 2022, as projeções foram atualizadas tomando como base a avaliação da conjuntura econômica e o monitoramento do consumo e da carga, ao longo do ano de 2021 e nos primeiros meses de 2022, através das Resenhas Mensais de Energia Elétrica da EPE, dos Boletins de Carga Mensais do ONS e dos InfoMercados Mensais da CCEE, bem como dos desvios entre os valores observados da carga e suas respectivas projeções elaboradas para o Planejamento Anual da Operação Energética 2022-2026.

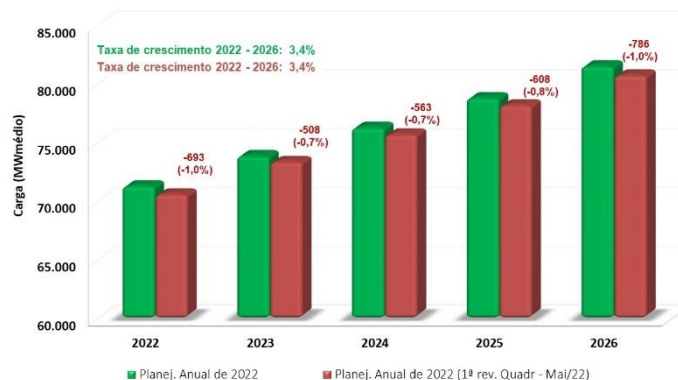
A Tabela 5-1, a seguir, apresenta as taxas anuais de crescimento do PIB no período de análise.

Tabela 5-1: Projeção Anual do Crescimento do PIB (%)

2022	2023	2024	2025	2026
0,6 %	1,9 %	2,3 %	2,5 %	2,5 %

A Figura 5-1, a seguir, compara as previsões de carga elaboradas no ciclo de planejamento anual 2022 e a atual, onde a diferença entre a previsão atual (1ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual) e a previsão considerada no PMO de janeiro de 2022 (Planejamento Anual) para a carga do SIN é, em média, da ordem de 630 MWmed.

Figura 5-1: Previsão de Carga de Energia do SIN (MWmédios)



Considerando-se a premissa de crescimento do PIB de 2 % no período 2022/2026, a carga de energia do SIN deverá evoluir de 70.680 MWmed em 2022 para 80.818 MWmed em 2026, o que representa o equivalente a um aumento médio de 3,4% a.a. da carga a ser atendida no SIN.

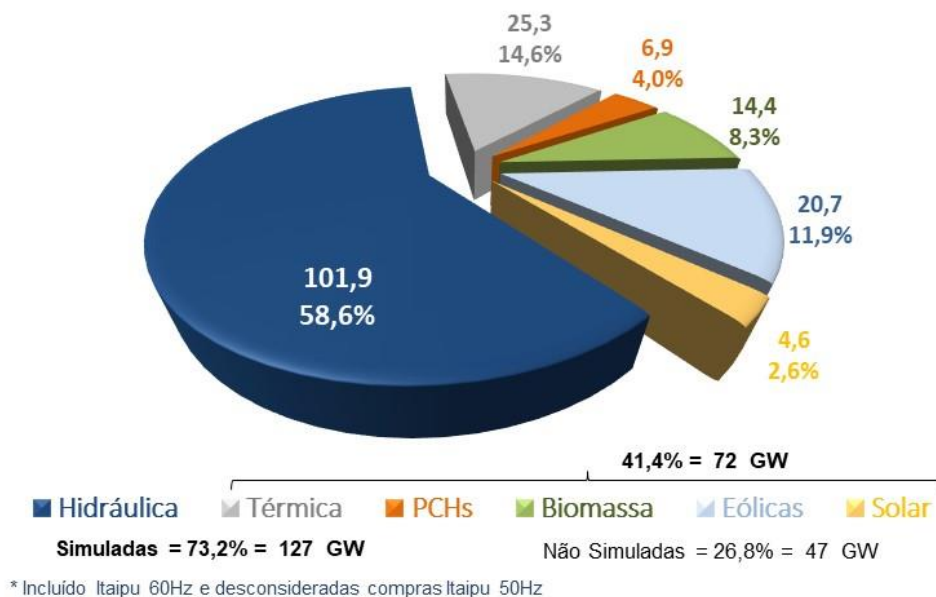
Destaca-se que a carga do Sistema Isolado de Boa Vista (RR) não está contemplada na evolução da carga do SIN, em função da integração deste sistema estar sem previsão.

5.2 Oferta Existente e em Expansão

5.2.1 Oferta Existente em dezembro de 2021

A Figura 5-2, a seguir, apresenta a capacidade instalada no SIN em 31/12/2021, totalizando cerca de 174 GW, dos quais 101,9 GW (58,6%) em usinas hidroelétricas, 25,3 GW (14,6%) em termoelétricas convencionais e nucleares e 46,6 GW (26,8%) em PCHs, usinas a biomassa, eólicas e solares fotovoltaicas.

Figura 5-2: Capacidade Instalada do SIN (GW) em 31/12/2021

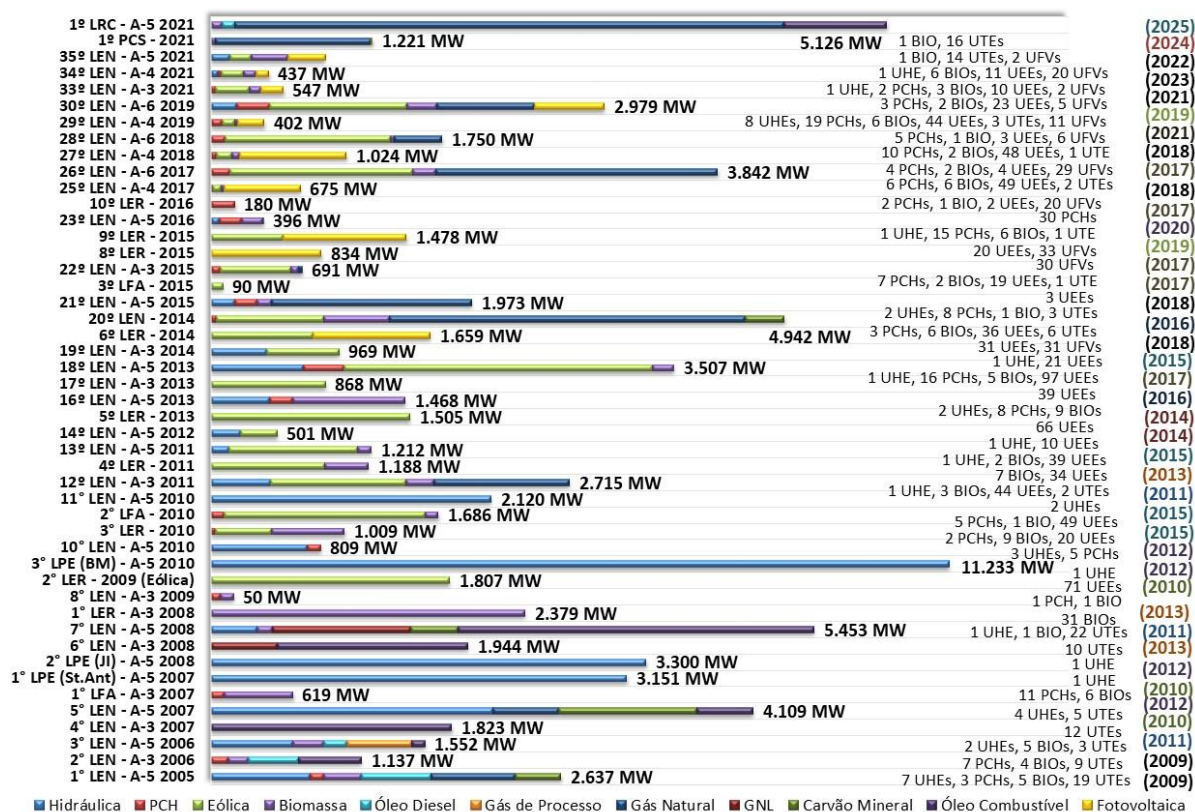


5.2.2 Cronologia da Expansão da Oferta

O programa de expansão da oferta de geração considerado como base para a formulação dos cenários avaliados teve como referência os cronogramas de obras definidos pelo MME/CMSE/DMSE para o PMO de maio de 2022.

A Figura 5-3, a seguir, apresenta a cronologia dos leilões realizados entre 2005 e 2022, com os respectivos resultados de oferta.

Figura 5-3: Cronologia dos Leilões



Este conjunto corresponde a 47 leilões de energia, tendo sido outorgados 85.015 MW de capacidade instalada em 1.388 novas usinas, sendo 42 usinas hidroelétricas, 172 PCHs, 130 usinas térmicas convencionais, 142 usinas a biomassa, 793 usinas eólicas e 189 usinas solares fotovoltaicas.

A Tabela 5-2, a seguir, resume a evolução da oferta elétrica entre 2021 e 2026, considerada no PEN 2022, por tipo de fonte, destacando-se o crescimento percentual para a expansão das usinas solares fotovoltaicas (126,2%).

Tabela 5-2: Resumo da Evolução da Matriz de Energia Elétrica (MW) – Referência 31/12

TIPO	2021		2026		Crescimento 2021-2026	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica ⁽¹⁾	108.844	62,6	109.710	56,0	866	0,8
Nuclear	1.990	1,1	1.990	1,0	-	-
Gás/GNL	15.271	8,8	20.677	10,6	5.406	35,4
Carvão	3.017	1,7	3.017	1,5	-	-
Óleo Combustível/Diesel	4.346	2,5	4.634	2,4	288	6,6
Biomassa	14.405	8,3	16.207	8,3	1.802	12,5
Outras ⁽²⁾	645	0,4	775	0,4	130	20,2
Eólica	20.726	11,9	28.647	14,6	7.921	38,2
Solar	4.552	2,6	10.298	5,3	5.746	126,2
Total	173.796	100	195.955	100	22.159	12,8

(1) A contribuição das PCHs está considerada na parcela “Hidráulica”.

(2) A parcela “Outras” refere-se às usinas a biomassa com CVU.

Em termos de evolução da matriz de energia elétrica, ao se manter a atual tendência da expansão hidroelétrica, calcada em usinas com baixa ou nenhuma regularização plurianual, ganha importância o papel das termoeletricas flexíveis ou de baixa inflexibilidade, com custos de operação moderados e com menores incertezas de suprimento de combustível. Não obstante, as fontes renováveis complementares no período seco, como pequenas centrais hidroelétricas, eólicas e biomassa, também apresentam papel importante na segurança operativa do SIN.

Desconsiderando a redução das compras de Itaipu (carga da ANDE), a Tabela 5-3, a seguir, apresenta os acréscimos de potência instalada do SIN por fonte de geração em cada ano do horizonte 2022/2026.

Tabela 5-3: Acréscimo Anual da Potência Instalada no SIN (MW) – Referência 31/12

TIPO		2022	2023	2024	2025	2026	Total 2022/2026
Hidráulicas	Reservatório	95	60	0	0	0	155
	Fio d'água	1	0	0	50	0	51
	Total	96	60	0	50	0	206
Térmicas	Nuclear	0	0	0	0	0	0
	GN	670	621	430	2.370	1.442	5.533
	GNL	77	0	0	0	-204	-127
	Carvão	0	0	0	0	0	0
	Óleo	0	0	0	0	0	0
	Diesel	0	288	0	0	0	288
	Outros ⁽¹⁾	0	0	130	0	0	130
	Total	747	909	560	2.370	1.238	5.824
PCHs		186	179	109	185	0	659
Biomassa		703	309	657	75	58	1.802
Eólicas		1.938	4.025	345	1.498	115	7.921
Solar		2.782	1.895	333	512	225	5.747
Itaipu 60 Hz (Brasil)		0	0	0	0	0	0
Capacidade Instalada		6.451	7.377	2.004	4.690	1.636	22.158

(1) "Outros" refere-se às UTEs Cambará, Cisframa, Do Atlântico, ERB Candeias, Onça Pintada, Santa Vitória, São Sepé e Sykué I.

Conforme Tabela 5-4, a seguir, a capacidade instalada do SIN deverá evoluir de 173.796 MW, existentes em 31/12/2021, para 195.955 MW, em 31/12/2026, o que representa um aumento de cerca de 22 GW, aproximadamente 13% em 5 anos.

Tabela 5-4: Evolução da Potência Instalada no SIN (MW) – Referência 31/12

TIPO		2021		2022	2023	2024	2025	2026	
		MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%
Hidráulicas	Reservatório	42.116	24,23%	42.211	42.271	42.271	42.271	42.271	21,57%
	Fio d'água	52.811	30,39%	52.812	52.812	52.812	52.862	52.862	26,98%
	Total	94.927	54,62%	95.023	95.083	95.083	95.133	95.133	48,55%
Térmicas	Nuclear	1.990	1,15%	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1,02%
	GN	13.051	7,51%	13.721	14.342	14.772	17.142	18.584	9,48%
	GNL	2.220	1,28%	2.297	2.297	2.297	2.297	2.093	1,07%
	Carvão	3.017	1,74%	3.017	3.017	3.017	3.017	3.017	1,54%
	Óleo	3.364	1,94%	3.364	3.364	3.364	3.364	3.364	1,72%
	Diesel	982,146	0,57%	982	1.270	1.270	1.270	1.270	0,65%
	Outros (*)	645,19	0,37%	645	645	775	775	775	0,40%
	Total	25.269	14,54%	26.016	26.925	27.485	29.855	31.093	15,87%
	PCHs	6.917	3,98%	7.103	7.282	7.391	7.576	7.576	3,87%
	Biomassa	14.405	8,29%	15.108	15.417	16.074	16.149	16.207	8,27%
Eólicas	20.726	11,93%	22.664	26.689	27.034	28.532	28.647	14,62%	
Solar	4.551	2,62%	7.333	9.228	9.561	10.073	10.298	5,26%	
Itaipu 60 Hz (Brasil)	7.000	4,03%	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	3,57%	
Capacidade Instalada	173.796	100,00%	180.247	187.624	189.628	194.318	195.955	100,00%	

Outro ponto a destacar é que a expansão da oferta de geração, a ser considerada dentro do horizonte de médio prazo (2022-2026), é definida nas reuniões mensais de monitoramento do DMSE, vinculado ao MME, com participação da ANEEL, ONS, EPE e CCEE. Nessas reuniões são determinadas as datas de tendência das usinas, tanto para as usinas do Ambiente de Contratação Regulado - ACR, vendedoras nos leilões, como para aquelas participantes do Ambiente de Contratação Livre – ACL¹. No PEN 2022 estão considerados na expansão cerca de 9 GW do ACL, referentes às usinas já em construção - viabilidade alta². Ressalta-se que a ANEEL abriu, no ano de 2021, a Tomada de Subsídios nº 09, cujo objetivo foi aprimorar uma proposta para consideração de usinas que não comercializaram energia no ACR e que não tenham iniciado obras, na configuração do Programa Mensal de Operação Energética. Com isso, há a expectativa da alteração da metodologia para inserção da geração de empreendimentos classificados com a viabilidade média nos modelos de otimização energética.

¹ Usinas do ACL: Conjunto composto de usinas não simuladas individualmente, cujos montantes de energia são determinados conforme metodologia descrita na RN ANEEL 843/2019 (Seção II - Artigos 13 a 16) e abatidos diretamente da carga.

² De acordo com os relatórios da SFG/ANEEL.

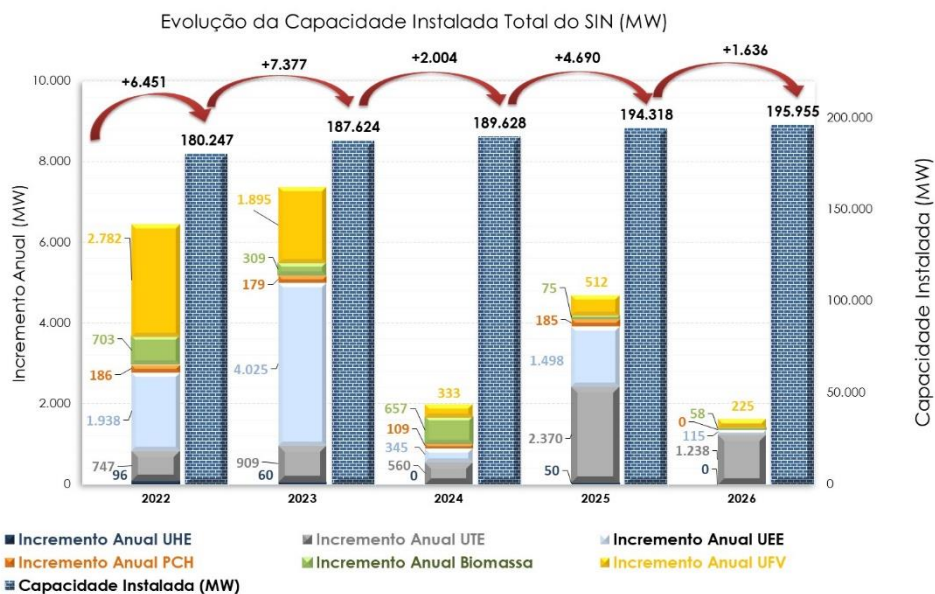
Da Figura 5-4 a Figura 5-11, a seguir, são apresentados o detalhamento do incremento anual já contratado e a evolução da potência instalada por fonte, indicando a participação de cada uma na evolução da matriz de energia elétrica.

O maior incremento anual ocorre entre 2022 e 2023, com acréscimo de 7.377 MW, sendo 4.025 MW (54%) provenientes de eólica. O acréscimo entre 2025 e 2026 é o menor do período, com o valor de 1.636 MW. Em 2022, o aumento é de 6.451 MW, destaque para fonte solar com a contribuição de 2.782 MW. Esses incrementos podem ser alterados em função de novos leilões de energia nova com produtos a serem entregues até 2026.

As informações referentes à previsão de evolução da capacidade instalada, em termos anuais e mensais, também podem ser visualizadas no Portal SINtegre em formato gráfico, tomando como referência o PMO, o tipo de fonte, o tipo de simulação, o subsistema e o ano, no produto dinâmico³ da Programação Mensal da Operação Energética de Médio Prazo. O produto dinâmico pode ser acessado no Macroprocesso → Programação da Operação → Programação Mensal da Operação Energética → Médio Prazo → Produtos Dinâmicos.

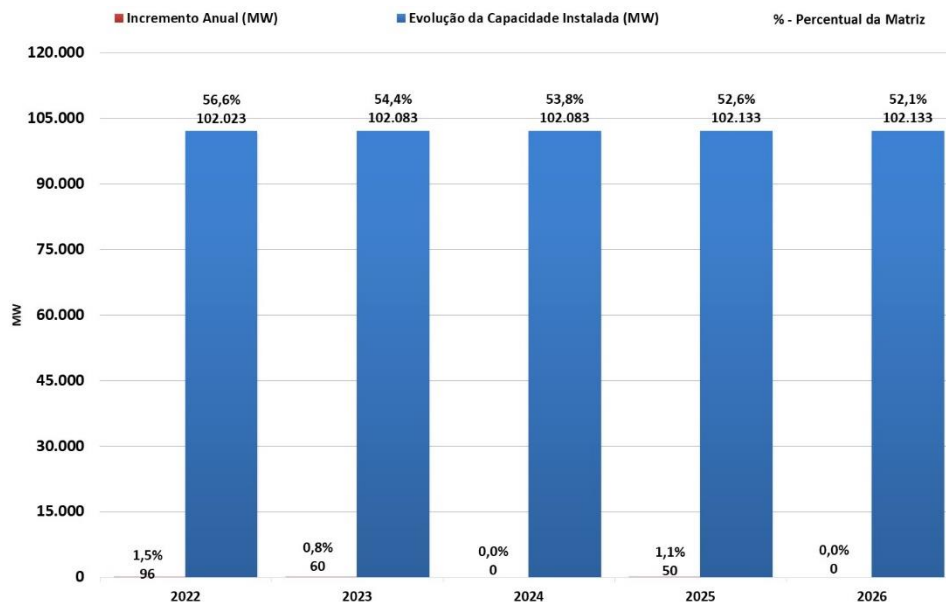
³ <https://sintegre.ons.org.br/sites/9/52/71/paginas/servicos/produtos-dinamicos.aspx>

Figura 5-4: Evolução da Capacidade Instalada Total do SIN (MW)



No incremento Anual UHE não está incluída a parcela de Compras Itaipu (Setor 50 Hz).

Figura 5-5: Evolução da Capacidade Instalada do SIN (MW) - UHE



No incremento Anual UHE não está incluída a parcela de Compras Itaipu (Setor 50 Hz).

Figura 5-6: Evolução da Capacidade Instalada do SIN - UTE

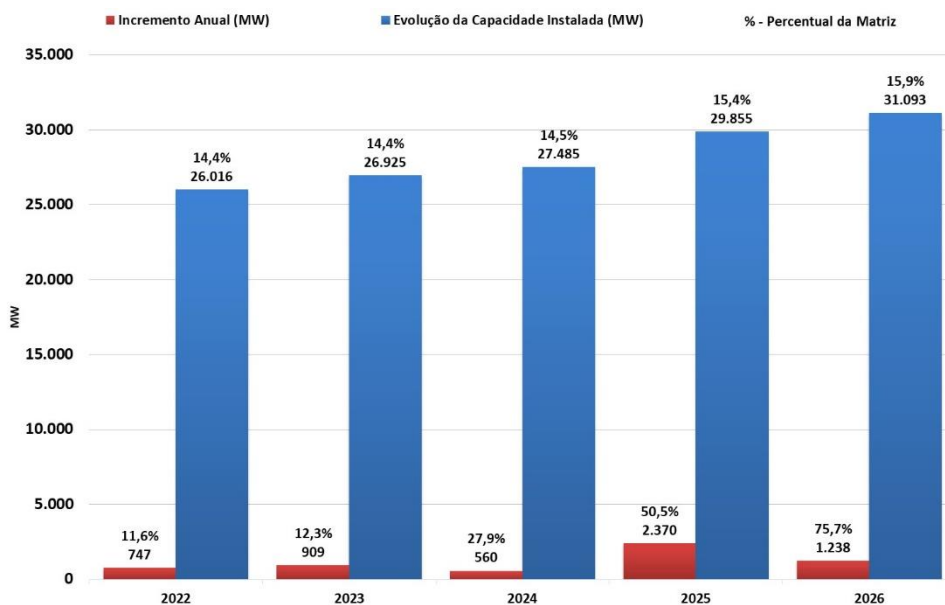


Figura 5-7: Evolução da Capacidade Instalada do SIN (MW) - PCH

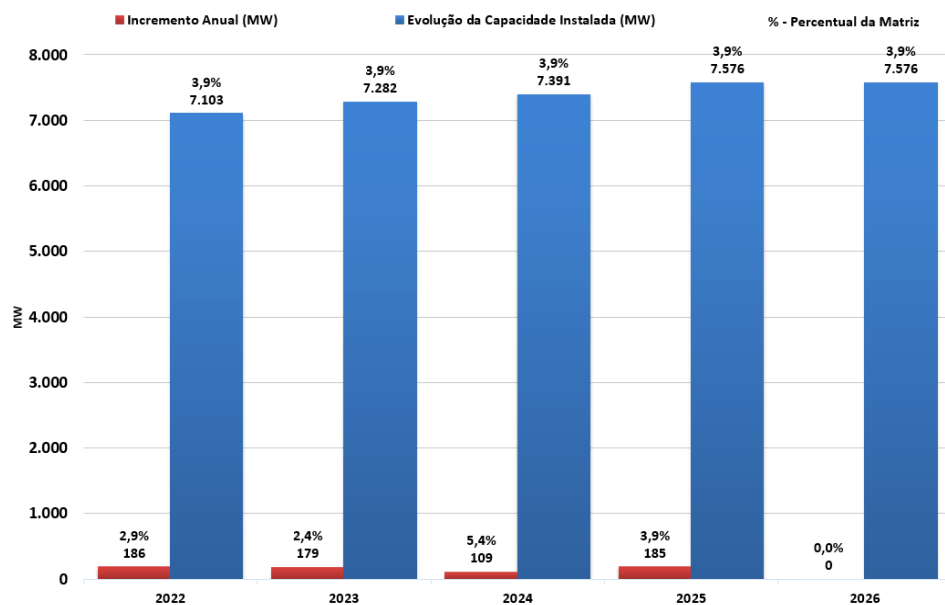


Figura 5-8: Evolução da Capacidade Instalada do SIN (MW) - UEE

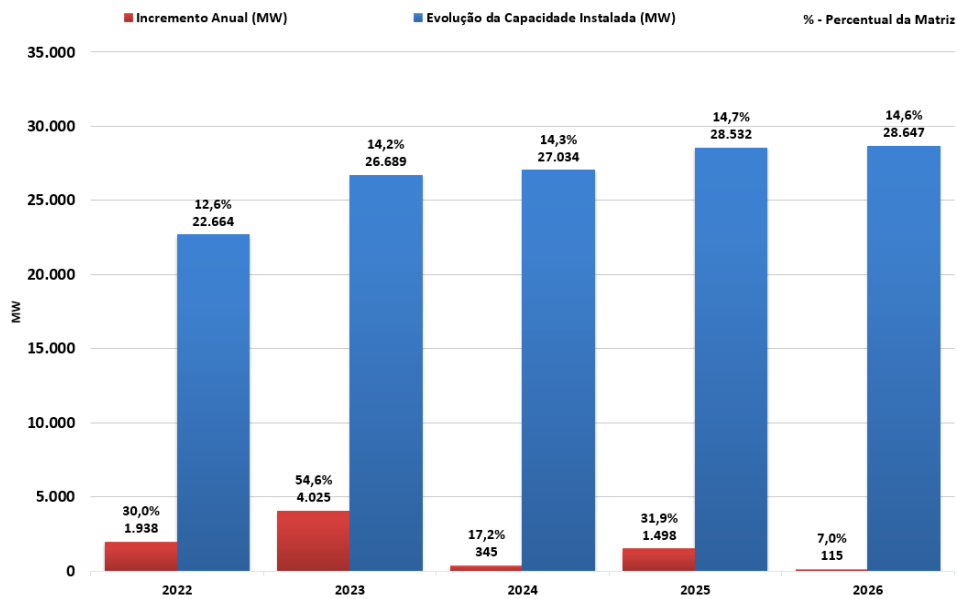


Figura 5-9: Evolução da Capacidade Instalada do SIN (MW) – BIO

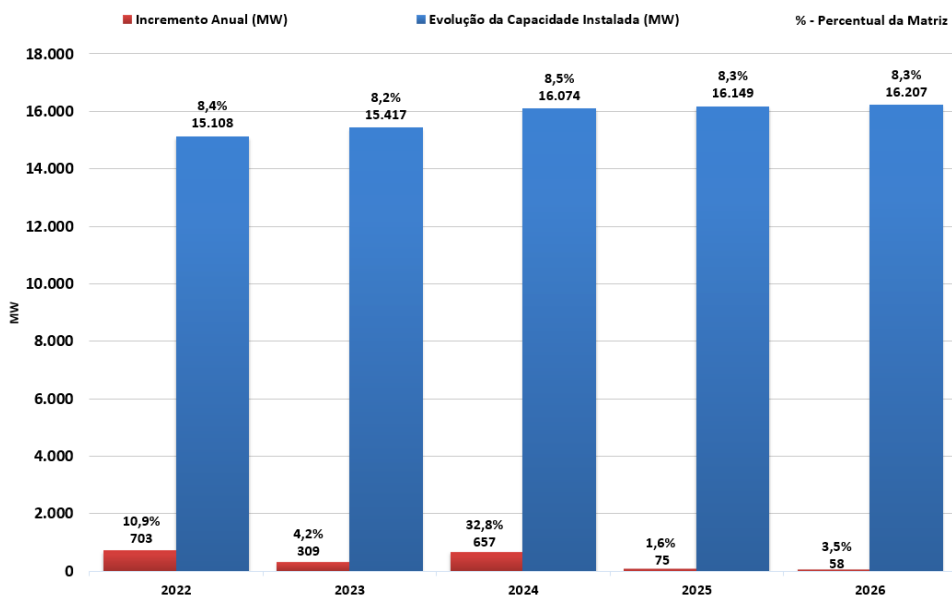


Figura 5-10: Evolução da Capacidade Instalada do SIN (MW) - UFV

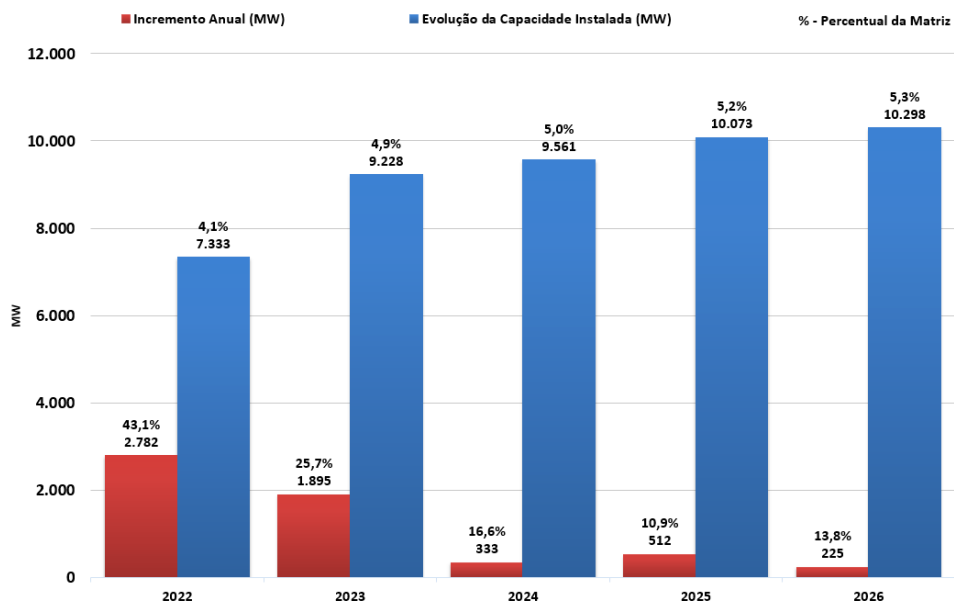
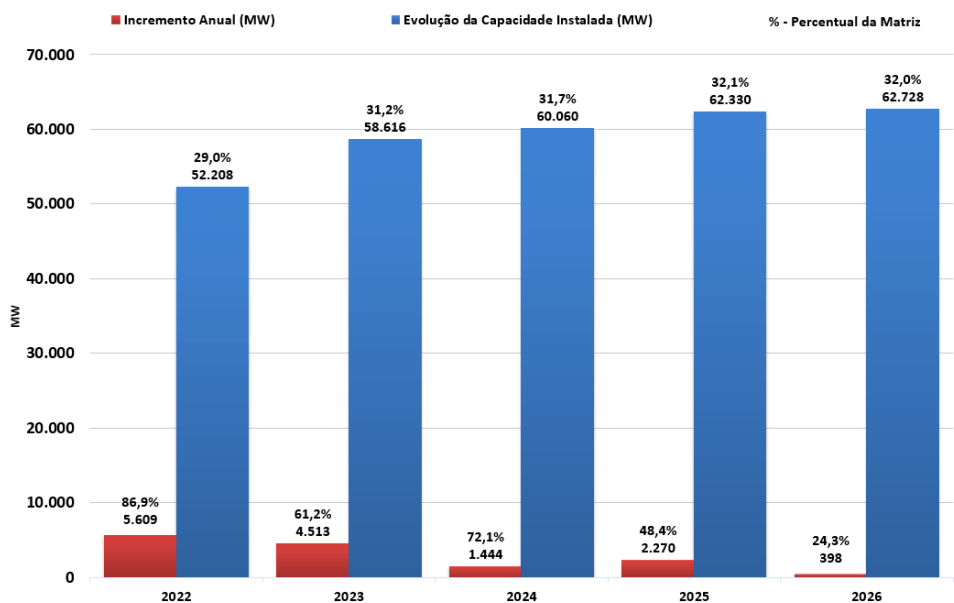
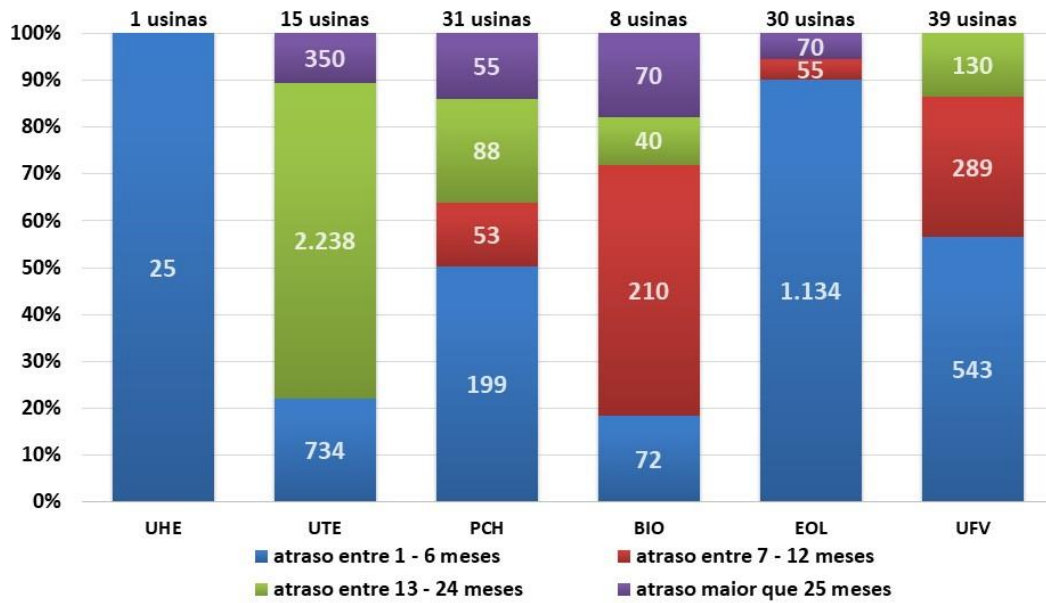


Figura 5-11: Evolução da Capacidade Instalada do SIN (MW) – Não Simuladas



A Figura 5-12, a seguir, apresenta um levantamento dos atrasos das unidades geradoras, por fonte, do cronograma de obras da matriz de energia elétrica contratada do SIN em relação as respectivas datas de outorga.

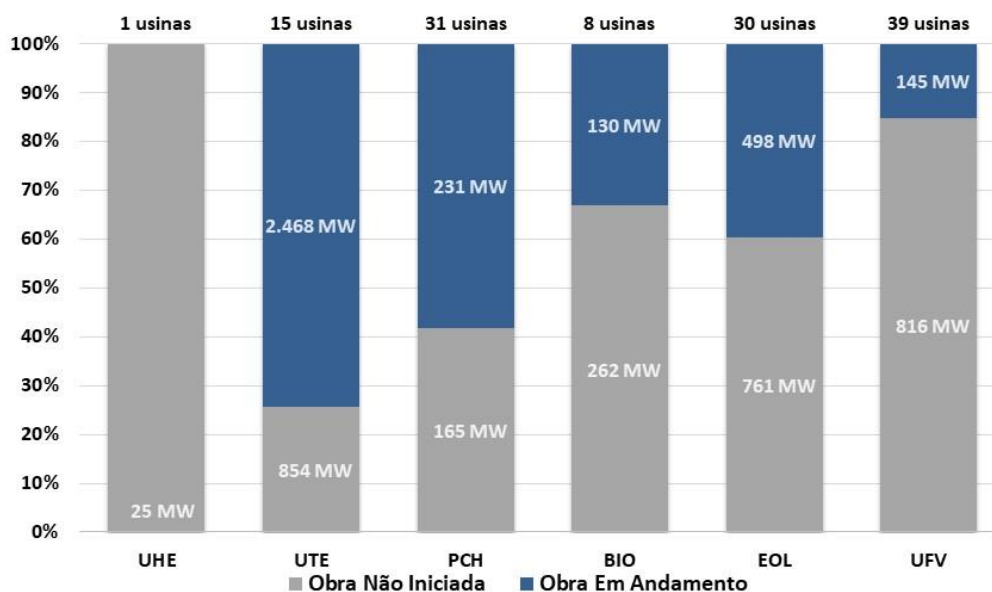
Figura 5-12: Atraso na Matriz de Energia Elétrica Contratada do SIN (MW)



Destaca-se da Figura 5-12, anterior, um significativo atraso na fonte termoeletrica (15 usinas, 3.322 MW) sendo a maior parte, 2.238 MW com atraso no cronograma de obras que pode chegar até 24 meses e em segundo lugar, 734 MW, na faixa de 1 a 6 meses de atraso, corroborando, desta forma, a importância do permanente acompanhamento desses cronogramas pelo DMSE/CMSE.

Complementado esta análise, a Figura 5-13, a seguir, apresenta a divisão dos atrasos nas categorias de obras em construção e não iniciadas.

Figura 5-13: Potência Atrasada por Fonte – Obras em Construção e Não Iniciadas



5.2.3 Geografia da Expansão da Oferta de 2022 a 2026

A distribuição geográfica da expansão contratada até 2026 através dos diversos leilões de energia nova realizados até abril de 2022, pode ser encontrada no Portal SINtegre Macroprocesso → Programação da Operação → Programação Mensal da Operação Energética → Médio Prazo → Produtos Dinâmicos. Além da evolução da capacidade instalada também pode ser consultada de forma dinâmica a localização geográfica da expansão no painel Detalhamento da Expansão por Leilão de Energia. A Figura 5-14, a seguir, apresenta um exemplo da forma como a distribuição geográfica das usinas da expansão da oferta é apresentada no Produto Dinâmico.

Os cronogramas das usinas que venderam energia nos leilões, acompanhadas pelo DMSE, e que tiveram atraso ou antecipação, também estão disponíveis no Portal SINtegre e podem ser consultados por PMO. O arquivo com os cronogramas de expansão de todas as usinas utilizado no PEN 2022 está disponível no Portal SINtegre no Produto: Notas Técnicas - Maio/2022 (Cronograma_Reunião DMSE_P05_2022.xlsx).

Figura 5-14: Distribuição geográfica das usinas da expansão da oferta



Fonte: ONS (Exemplo de distribuição geográfica para o PMO mai/2022).

5.2.4 Características da Oferta em Expansão entre 2022 e 2026

Do Item 5.2.2 (Tabela 5-2), observa-se que a hidroeletricidade continuará como a principal fonte de geração de energia, embora sua participação no total da potência instalada do SIN deva ser reduzida de 62,6% em dezembro de 2021 para 56,0% em dezembro de 2026.

A participação das fontes eólica e solar, todavia, aumentará 38,2% e 126,2%, respectivamente, nos próximos 5 anos. A fonte eólica evolui de 20.726 MW (11,9%) em dezembro de 2021 para 28.647 MW (14,6%) em dezembro de 2026 e a fonte solar de 4.551 MW (2,6%) para 10.298 MW (5,3%).

A fonte termoeétrica registra um acréscimo no seu percentual de participação, passando de 25.269 MW (14,6%) em 2021 para 31.093 MW (15,9%) em 2026. A fonte biomassa registra um pequeno aumento nominal na participação, passando de 14.405 MW (8,3%) para 16.207 MW (8,3%), conforme pode ser observado na Tabela 5-4.

A seguir são destacadas algumas características importantes desse programa de obras que exigem mudanças de paradigma no planejamento, na programação e na operação do SIN.

5.2.4.1 Redução do Grau de Regularização

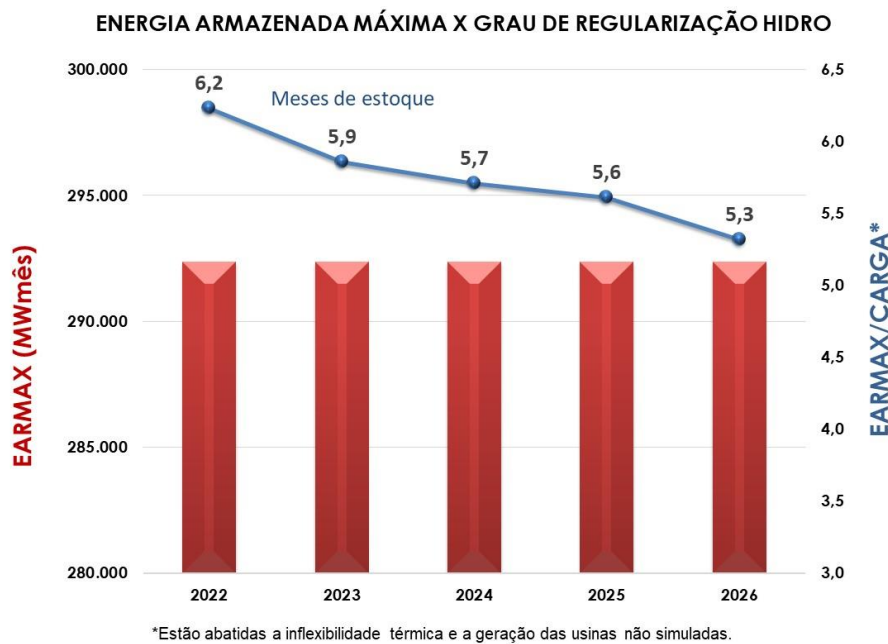
Embora a hidroeletricidade continue sendo predominante até 2026, há uma expansão pouco expressiva associada a usinas com reservatório de regularização. Esse fato se deve às restrições de ordem ambiental, com requisitos

de ações mitigadoras cada vez mais rigorosos, o que acaba por inviabilizar a construção de reservatórios de regularização e/ou a inviabilidade econômica de formação de grandes reservatórios em regiões como a Amazônia, por exemplo, caracterizada por potenciais hidroelétricos de baixa queda e altas vazões no período chuvoso, o que exigiria investimentos antieconômicos para o represamento das vazões nas estações úmidas.

A Figura 5-15, a seguir, ilustra essa característica, comparando a energia armazenável máxima do SIN – EARmax, de 292.333 MWmês ao longo dos 5 anos de horizonte, com o grau de regularização do SIN – GR, definido como sendo a quantidade de meses de estoque de energia e calculado como a relação entre a EARmáx e a carga a ser atendida, abatida da geração térmica inflexível e da geração das PCHs, térmicas a biomassa, eólicas e solares.

Enquanto a energia armazenável máxima não variou no quinquênio, a carga do SIN apresenta uma previsão de acréscimo da ordem de 10 GWmed no mesmo período, o que representa um aumento de cerca de 14%.

Figura 5-15: Evolução da Energia Armazenada Máxima e Grau de Regularização do SIN



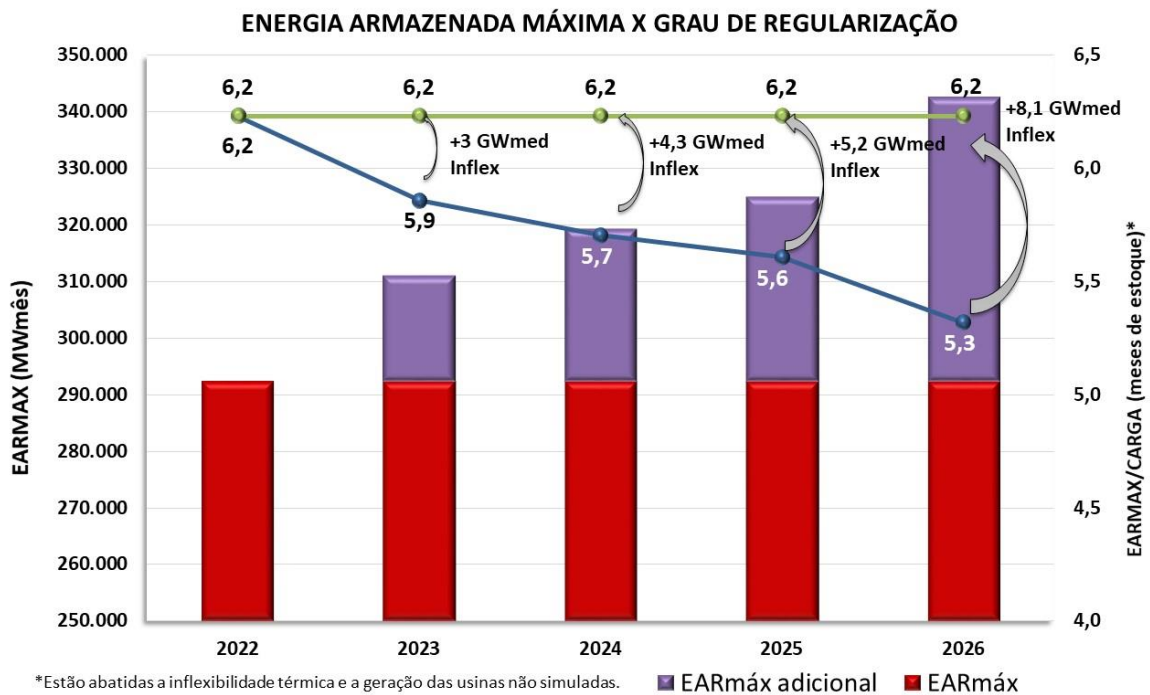
Em função dessa característica, o GR do SIN deverá passar de 6,2 meses de estoque em 2022 para 5,3 meses em 2026, valor este com tendência de redução gradativa para os próximos anos, na medida em que o crescimento da carga não seja acompanhado pela agregação de novas usinas com reservatório de regularização e/ou por montantes equivalentes proporcionados por outras fontes

complementares inflexíveis. No passado, a GR do SIN já atingiu valores de até 6,5 meses, em 2002.

Cabe ressaltar que quanto menor o GR de um sistema como o SIN, com acentuada sazonalidade das vazões naturais afluentes aos reservatórios, maior será a dependência de períodos chuvosos para o seu reenchimento a cada ciclo hidrológico anual e maior será o seu esvaziamento a cada final de estação seca, aumentando a necessidade de fontes complementares nesses períodos e/ou mecanismos operativos de segurança específicos para a garantia de atendimento ao mercado, impactando diretamente no custo final da energia produzida, em favor da segurança operativa.

A título de exemplo, avaliou-se então qual seria o montante de energia a ser agregado ao SIN no quinquênio 2022-2026 de tal modo que fosse mantido, ao longo dos próximos cinco anos, o mesmo GR de 2022 (6,2 meses). Os montantes necessários estão apresentados na Figura 5-16, a seguir.

Figura 5-16: Expansão adicional para manter o GR do SIN do 1º ano de simulação



Da Figura 5-16, anterior, observa-se que para manutenção deste GR de 6,2 meses através de uma expansão inflexível (abatida diretamente da carga por não serem simuladas) seria necessário a instalação de 3,0 GWmed em 2023 a 8,1 GWmed em 2026. Caso o GR (6,2 meses) fosse mantido pelo acréscimo de energia

armazenável (barra roxa do gráfico), seria exigida a instalação de 18,6 GWmed em 2023 (6,4% EARmax), atingindo o montante de 50,2 GWmed (17,2% EARmax) em 2026.

A Tabela 5-5, a seguir, apresenta a necessidade de capacidade instalada adicional caso esta expansão fosse feita com fontes eólicas ou usinas térmicas convencionais inflexíveis, respectivamente, podendo-se observar diferenças significativas de necessidade de capacidade instalada nova dependendo da fonte (entre 3,3 GW em 2022 para térmica inflexível convencional e 26,9 GW em 2026 para usina eólica).

Tabela 5-5: Capacidade adicional para manter o GR do SIN de 1º ano de simulação

	2023	2024	2025	2026
Adicional de Energia Inflexível (MWmed) ⁽¹⁾	2.990	4.330	5.228	8.055
Se fosse com Usina Eólica (MW) ⁽²⁾	9.966	14.433	17.427	26.851
Se fosse com Térmica Inflexível Convencional (MW) ⁽³⁾	3.322	4.811	5.809	8.950

(1) Energia inflexível é aquela que se abate diretamente da carga (térmicas inflexíveis e/ou usinas não simuladas individualmente).

(2) Considera-se um fator de capacidade de 30% para as eólicas.

(3) Considera-se fator de capacidade de 90% para as térmicas convencionais.

Ressalta-se, no entanto, que a retomada, nos próximos 5 anos, aos níveis de regularização de 2002 (6,5 meses de estoque), exigiria a instalação de 10,0 GWmed inflexíveis adicionais até 2026, ou a incorporação de 64,9 GWmed de energia armazenada através de usinas hidroelétricas com reservatórios, equivalente a um aumento de 21,3% EARmax em 2026.

Esse exercício serve para ratificar a tese de que as restrições às construções de reservatórios de regularização tornam as fontes complementares cada vez mais importantes para atenuar a redução gradativa do GR do SIN.

5.2.4.2 Complementariedade da Oferta

Fato importante diz respeito ao perfil de geração de fontes tais como biomassa e eólicas, que apresentam maior disponibilidade exatamente na estação seca do SIN, sendo, portanto, complementares à oferta hídrica, ou seja, fontes que desempenham o papel de verdadeiros “reservatórios virtuais”.

Este fato explica a Resolução Normativa ANEEL nº 843/2019, que buscou uma melhor representação dessas fontes através da previsão com base no histórico de desempenho de cada fonte não simulável, para cada subsistema e por patamar de carga.

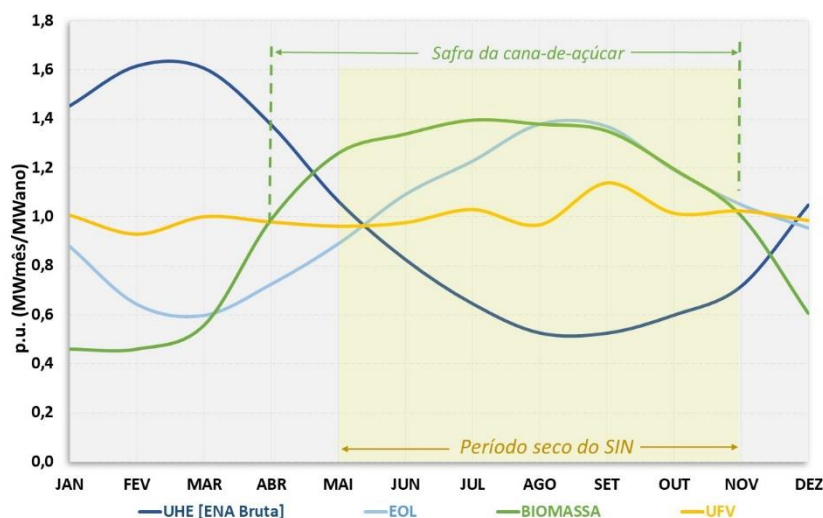
Para as usinas térmicas convencionais flexíveis ou não, cabe destacar que também desempenham papel importante na segurança operativa do SIN, na medida em que possam ser acionadas para garantir os estoques de segurança durante o período seco. Vale também lembrar que o período seco do SIN é coincidente com períodos de temperaturas mais altas no hemisfério Norte, o que permite uma complementaridade de oferta de geração com o GNL, e vice-versa.

As fontes eólicas, embora sejam representadas de forma “inflexível”, abatidas diretamente da carga, apresentam características marcantes de elevada incerteza e variabilidade, em função do perfil dos ventos, o que traz desafios importantes, em termos operativos, sendo necessário o provisionamento de energias de back-up quando das suas indisponibilidades e/ou reserva operativa suficiente. É importante assinalar que a evolução da capacidade instalada desta fonte passará de 20.726 MW em dezembro de 2021 para 28.647 MW em dezembro de 2026, representando uma participação em 2026 de cerca de 15% da matriz elétrica, a fonte com terceira maior participação na capacidade instalada do SIN.

Com relação às fontes à biomassa, embora, em geral, não estejam disponíveis durante o ano inteiro, ficam sujeitas às safras (principalmente bagaço de cana), sendo, no entanto, influenciadas pelas condições climáticas a cada estação. No caso do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, por exemplo, uma usina a biomassa movida a bagaço de cana de açúcar tem disponibilidade de combustível em aproximadamente sete meses do ano, durante o período de safra, de maio a novembro.

A Figura 5-17, a seguir, ilustra a complementaridade anual das diversas fontes, ou seja, a diversidade de produção ao longo de um mesmo ano permite mitigar o efeito da sazonalidade da oferta hídrica, compensando a perda gradual de regularização, desde que suas ofertas sejam firmes e em montantes equivalentes à redução da oferta hídrica, ou seja, é extremamente importante a avaliação dessas disponibilidades para efeito de planejamento da operação.

Figura 5-17: Complementaridade Anual das Diversas Fontes de Geração



Destaca-se ainda a inserção da energia fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, com a evolução da capacidade instalada dessa fonte de 4.551 MW em dezembro de 2021 para 10.298 MW em dezembro de 2026, o que representa uma participação em 2026 de cerca de 5% da matriz elétrica. Embora esta fonte seja representada, assim como as eólicas, de forma “inflexível”, abatida diretamente da carga, sua crescente expansão demandará uma representação mais fidedigna com o seu perfil de geração, que possui diferença relevante de valores entre os patamares leve, médio e pesado, afetando significativamente a operação diária, especialmente em pontos específicos da rede de transmissão, como por exemplo a fronteira entre os subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.

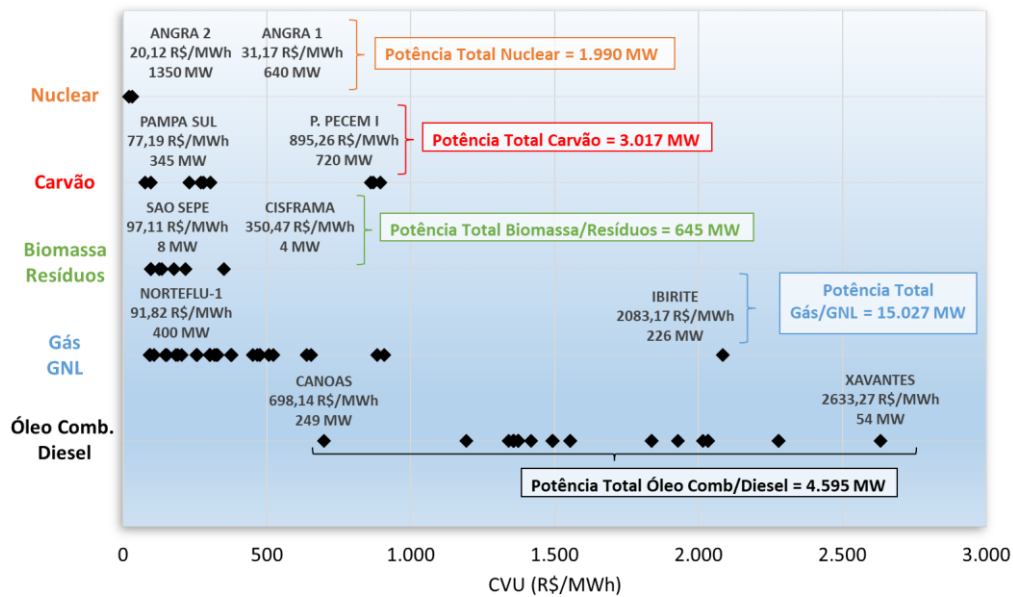
5.2.4.3 Custo e Relevância da Oferta Térmica

A necessidade de atendimento a uma carga crescente, associada à redução gradativa da capacidade de armazenamento no SIN e à tendência de oferta hidroelétrica abundante apenas no período chuvoso (como, por exemplo, a oferta da Amazônia, com sazonalidade acentuada), obriga a complementação da geração hidroelétrica no período seco de cada ano, seja por usinas térmicas convencionais e/ou pelas demais fontes renováveis (eólicas/biomassa/solar). Assim, o parque térmico e as demais fontes renováveis passam a ter, cada vez mais, o papel de “reservatório virtual” do SIN.

As usinas termelétricas convencionais, flexíveis ou não, desempenham um papel importante na segurança do SIN. O montante de geração térmica disponível e seu custo para despacho são fatores determinantes no novo perfil da oferta no SIN. A Figura 5-18, a seguir, apresenta a distribuição, por fonte, dos Custos Variáveis

Unitários – CVUs do parque termoeletrico, tomando como referênciã os dados para maio de 2022. Pode-se observar, além da grande interseção entre os custos das diversas fontes, uma elevada dispersão - UTEs com custos para despacho variando de 17 (Biomassa) até 131 (óleo combustível e diesel) vezes superior ao da mais barata (nuclear).

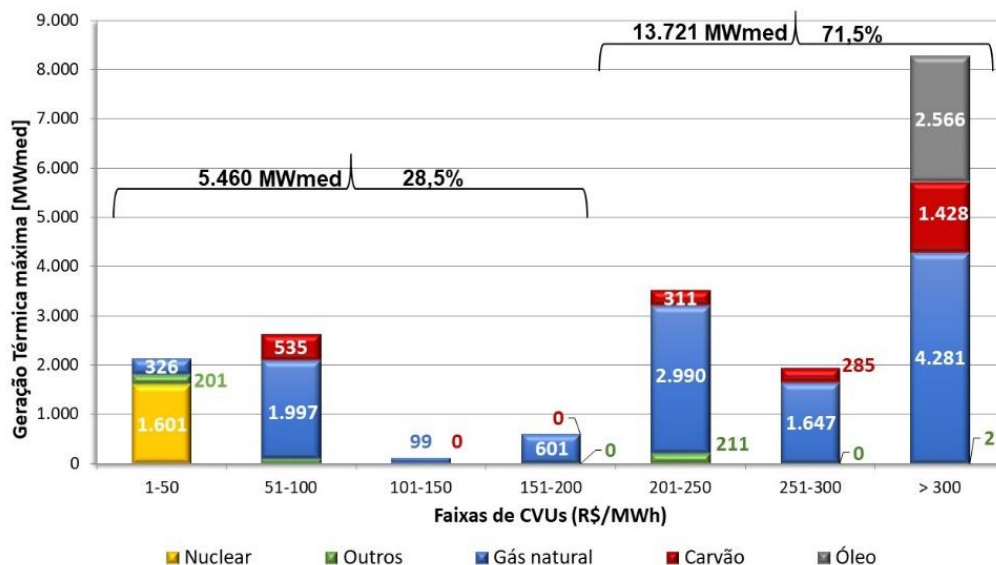
Figura 5-18: Distribuição dos Custos Variáveis Unitários [R\$/MWh] em Maio de 2022



Exclui usinas com CVU nulo e/ou disponibilidade nula em dezembro de 2026

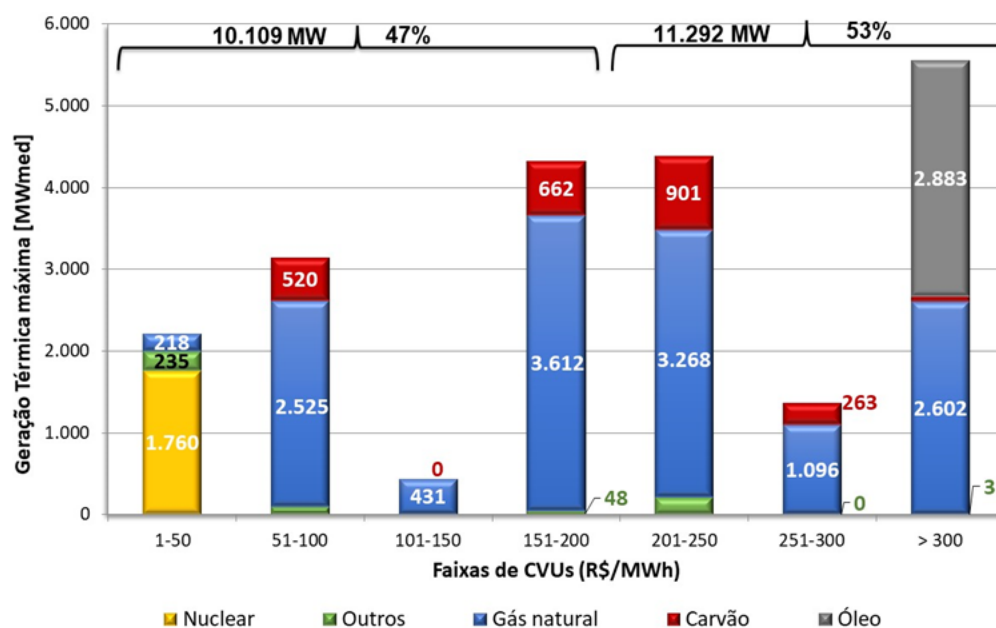
A Figura 5-19 e a Figura 5-20, a seguir, apresentam a distribuição por fonte e por CVU da disponibilidade máxima de geração térmica, para os anos de 2022 e 2026, respectivamente.

Figura 5-19: Distribuição das Disponibilidades Máximas por CVU e Fonte – 2022



Térmica mais cara = 2.633,27 R\$/MWh.

Figura 5-20: Distribuição das Disponibilidades Máximas por CVU e Fonte – 2026

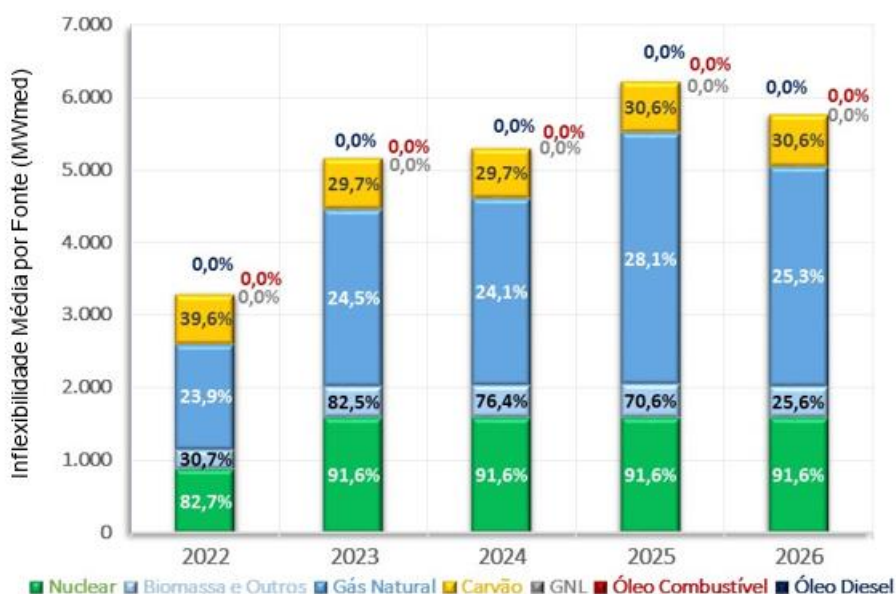


Térmica mais cara = 2.633,27 R\$/MWh

Pode-se observar, nos gráficos anteriores, um aumento na participação de usinas termelétricas com CVU inferior a 200,00 R\$/MWh. As usinas GNA Porto Açu 3 (1.672,6 MW) e Marlim Azul (565,5 MW) são as que, devido ao seu porte, mais contribuem para esta mudança de perfil no período 2022/2026.

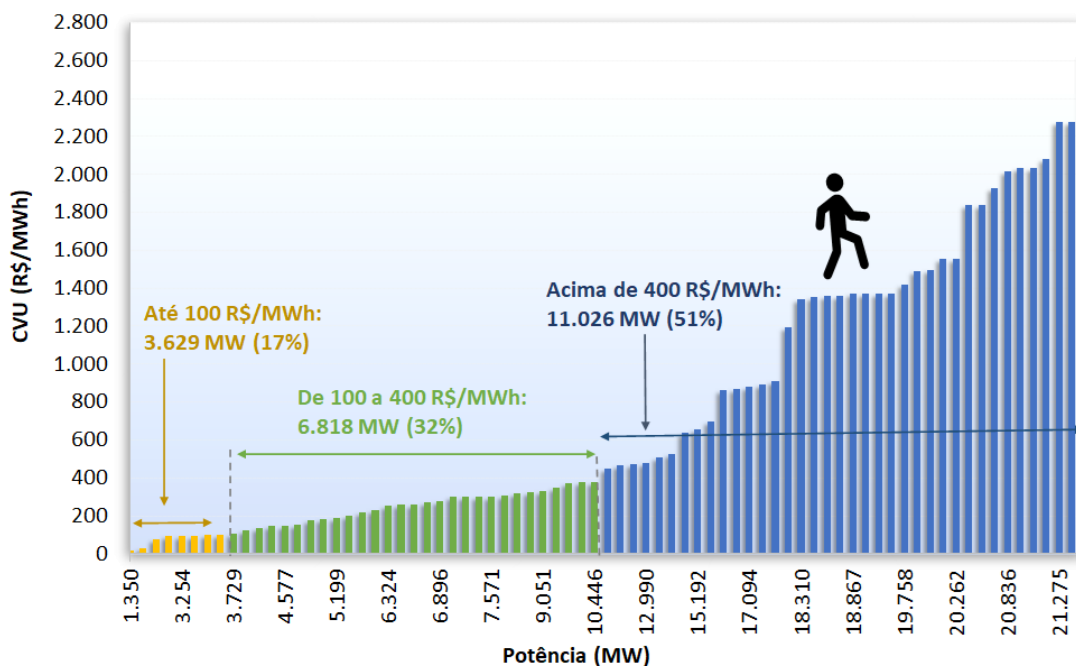
Outra característica relevante do parque térmico previsto é sua inflexibilidade para despacho. A Figura 5-21, a seguir, apresenta a distribuição por fonte da geração térmica inflexível no período 2022/2026, bem como os percentuais da disponibilidade máxima utilizados para atender a essa inflexibilidade. Tipicamente, as fontes mais flexíveis são as de CVU mais elevado: GNL, óleo combustível e óleo diesel.

Figura 5-21: Distribuição das Inflexibilidades por Fonte (MWmed e % de GTmáx)



A Figura 5-22, a seguir, ilustra que em maio de 2022, aproximadamente metade de oferta termelétrica possui custos unitários abaixo dos 400 R\$/MWh, representando um montante de aproximadamente 10,5 GW de potência. Para CVUs acima dos 400 R\$/MWh é possível perceber a existência de aumentos significativos de custo para pouca variação de incremento de potência, o que acaba colaborando para a volatilidade dos CMOs quando o despacho de geração térmica se encontra nessa faixa de disponibilidade e inclusive explica a alteração de bandeiras tarifárias entre PMOs ao longo de cada ano.

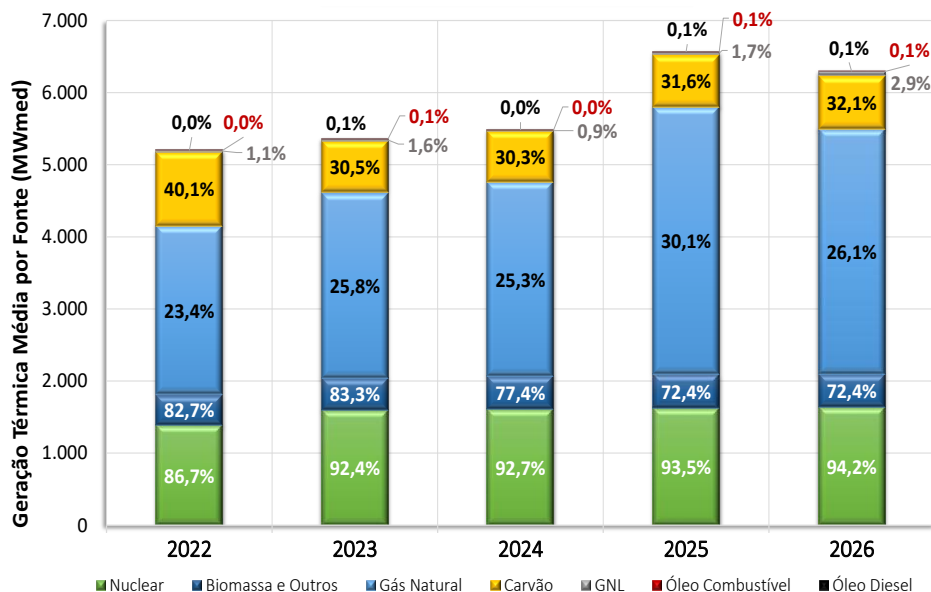
Figura 5-22: Potência Térmica Existente do SIN x CVU em Maio de 2022



Exclui UTEs com disponibilidade nula e/ou CVU nulo.

Todas as características apontadas anteriormente influenciam as expectativas de utilização do parque térmico. A título de ilustração, a Figura 5-23, a seguir, apresenta uma expectativa de geração térmica média anual no período 2022/2026, obtida a partir de simulações com o modelo NEWAVE empregando 2.000 séries sintéticas de energias afluentes. Também são apresentados, para cada ano e cada fonte, os percentuais da disponibilidade máxima utilizados.

Figura 5-23: Distribuição das Expectativas de Geração por fonte - 2022-2026 – Média dos 2.000 Cenários Simulados (MWmed e % de GTmáx)



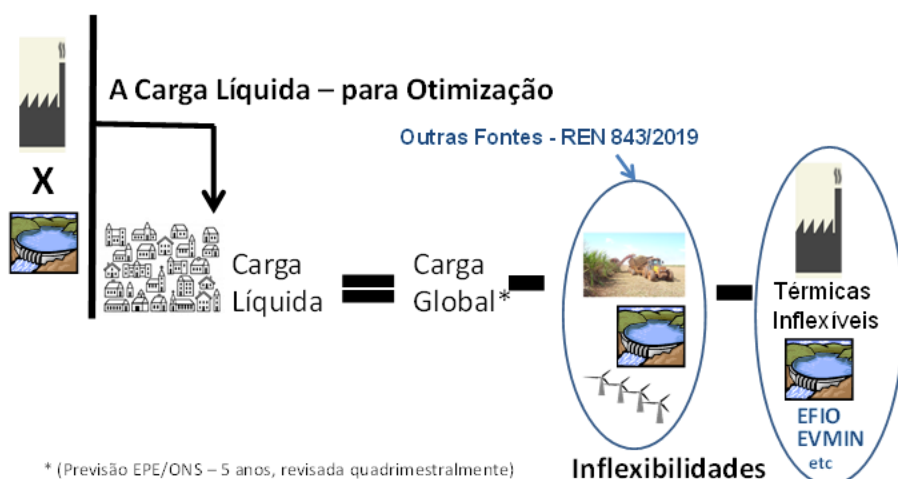
Verifica-se que, a geração térmica média apresentada na Figura 5-23, anterior, não é muito superior a inflexibilidade apresentada na Figura 5-21.

5.2.4.4 Alocação da Geração Compulsória de Energia na Curva de Carga do SIN

No Item 5.1 foi apresentada a previsão de carga adotada nos estudos do PEN 2022, cobrindo o horizonte 2022/2026. Esta carga é usualmente chamada de carga global.

Nos modelos de otimização, toda geração representada de forma inflexível é abatida da carga global projetada, resultando em uma carga líquida a ser atendida pelas demais fontes flexíveis no processo de otimização, conforme ilustrado na Figura 5-24, a seguir.

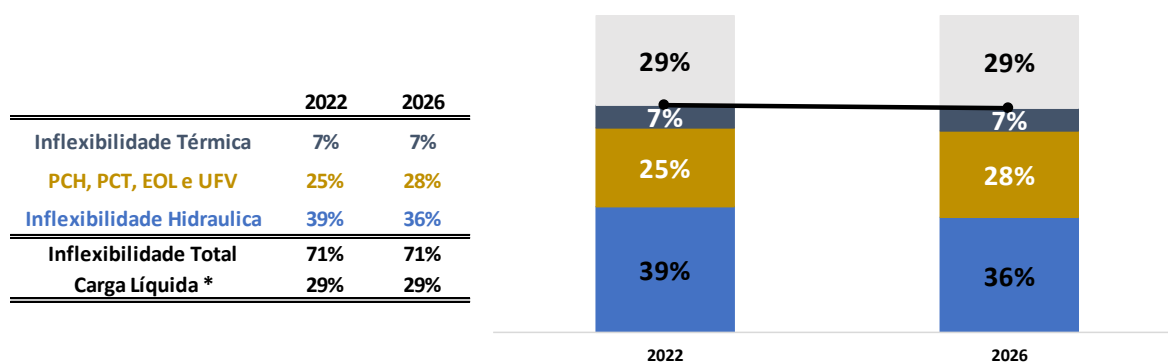
Figura 5-24: Representação da Geração Não Controlável



(*) Previsão EPE/ONS/CCEE – 5 anos, revisada quadrimestralmente.

A Figura 5-25, a seguir, apresenta uma estimativa das parcelas inflexíveis (térmica, não simuladas e hidráulica), em percentual da carga global, para os anos de 2022 e 2026.

Figura 5-25: Carga Global/Carga Líquida do SIN em 2022 e 2026



* Carga Líquida = Carga Global
 - Inflexibilidade Térmica
 - PCH, PCT, EOL e UFV (RN 843/2019)
 - Inflexibilidade Hidráulica (Fio d'água, defluência mínima, etc)

Observa-se, na Figura 5-25, anterior, que a parcela de geração inflexível corresponde a um valor de 71% da carga global em 2022 e 2026, restando desta forma apenas 29%, da projeção global de carga para o atendimento otimizado. Esta alta parcela de inflexibilidade pode ser um dos motivos para a obtenção de

valores de energia não suprida estruturais bastante baixos, que serão apresentados em item posterior.

5.3 Critério de Segurança Operativa

De forma a representar a aversão ao risco nos modelos computacionais, estes consideram em sua função objetivo uma ponderação entre o valor esperado do custo total de operação e o valor esperado do custo operativo dos α cenários mais críticos, onde o valor de α corresponde ao percentual desses cenários. Esta segunda parcela, conhecida como valor esperado condicionado a determinado nível de confiança (CVaR) do custo operativo, tem por objetivo incorporar a aversão ao risco da política operativa na resposta do modelo computacional.

O grau de aversão ao risco a ser considerado nas simulações, depende tanto do valor de α quanto do valor da ponderação do CVaR (denominado de λ) na função objetivo. Os valores destes parâmetros são estabelecidos pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP.

O despacho térmico por ordem de mérito de custo indicado pelos modelos é função do grau de aversão ao risco considerado nas simulações. Uma diminuição do valor do parâmetro α e/ou aumento do valor do parâmetro λ , indicam um aumento da aversão ao risco, o que faz com que os modelos computacionais antecipem o despacho dos recursos térmicos por mérito econômico.

Os valores vigentes de α e λ constam da Portaria MME nº 300, de 31 de julho de 2019, e são dados por $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 35\%$. Entretanto, de modo a compatibilizar a resposta dos modelos computacionais com a aversão ao risco atualmente adotada na política de operação do sistema, a CPAMP aprovou uma redução no valor de α , para $\alpha = 25\%$, a ser utilizado a partir do início de 2023, mantendo-se $\lambda = 35\%$.

Adicionalmente, a CPAMP também aprovou para uso a partir do início de 2023, o uso do modelo PAR(p)-A para a geração de cenários hidrológicos, em substituição ao modelo vigente PAR(p), de modo a melhor representar a tendência hidrológica, e um novo critério de parada do modelo NEWAVE, mais rigoroso que o atualmente adotado.

Neste PEN 2022, as análises com foco no ano de 2022 consideraram os parâmetros do CVaR vigentes, assim como o modelo PAR(p) na geração de cenários, e o critério de parada vigente do modelo NEWAVE. Já nas análises para os anos de 2023, 2024, 2025 e 2026, foram considerados os aprimoramentos definidos pela CPAMP que vigorarão a partir do início de 2023: CVaR(25,35); PAR(p)-A; e novo critério de parada do NEWAVE.

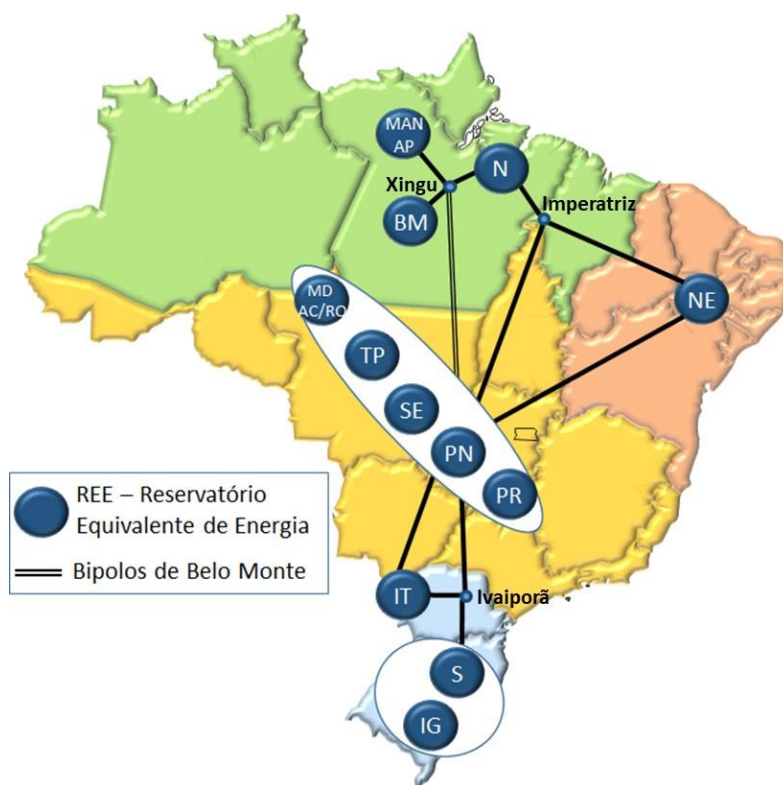
5.4 Expansão das Interligações Inter-regionais entre 2022 e 2026

Nos estudos do PEN 2022, objetivando avaliar as condições de atendimento ao SIN com base em uma configuração representativa da prática operativa, foram representados como subsistemas independentes, além do Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte: Manaus/Amapá, Belo Monte e Itaipu.

O sistema Acre-Rondônia (AC/RO) e as UHEs do Complexo do rio Madeira que vinham sendo representados como subsistemas independentes até o ciclo 2018, passaram a ser considerados como reservatórios equivalentes de energia pertencentes ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste a partir do PEN 2019, uma vez que não existem mais restrições de transmissão para troca de energia entre essas duas áreas e o Sudeste/Centro-Oeste, em função da entrada em operação dos diversos empreendimentos previstos para a interligação Acre/Rondônia e para o sistema de transmissão receptor da energia proveniente do Complexo do Madeira.

A Figura 5-26, a seguir, esquematiza a configuração eletroenergética adotada no PEN 2022, incluindo os nós fictícios Imperatriz, Xingu e Ivaiporã. Esses nós não possuem geração ou carga associados.

Figura 5-26: Configuração Eletroenergética para o PEN 2022



As interligações inter-regionais propiciam a transferência de grandes blocos de energia entre os subsistemas, permitindo que o ONS, através da operação integrada do SIN, explore a diversidade hidrológica entre regiões, o que resulta em ganhos sinérgicos consideráveis e aumento da segurança do atendimento ao mercado. A integração entre subsistemas contribui para a expansão da oferta de energia e para a otimização dos recursos energéticos, através da complementaridade energética existente entre os referidos subsistemas.

Não obstante, grandes interligações com transferências de grandes blocos de energia aumentam sobremodo a complexidade do planejamento, da programação e da operação elétrica do SIN, no que diz respeito à segurança operativa.

A Figura 5-27 e a Figura 5-28, a seguir, indicam os limites de transferência e recebimento de energia através das interligações inter-regionais Sul – Sudeste/Centro-Oeste – Nordeste – Norte.

Figura 5-27: Limites de Transferência das Interligações S/SE-CO (MWmed)

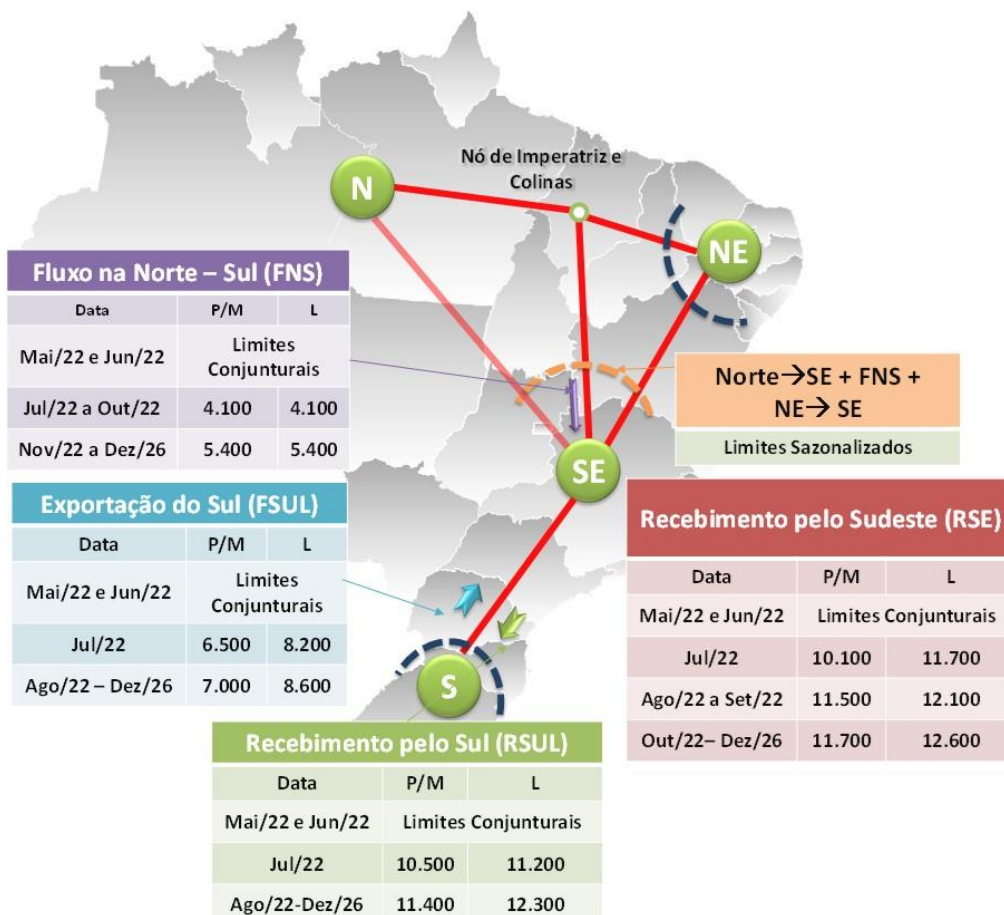
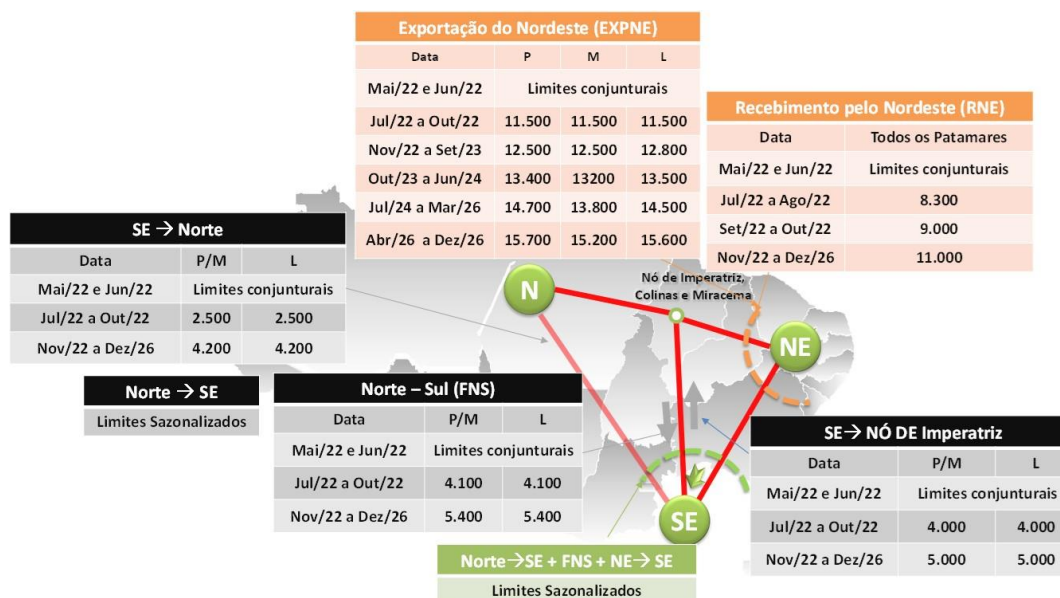


Figura 5-28: Limites de Transferência das Interligações N/NE/SE-CO (MWmed)



5.5 Outras Premissas

5.5.1 Custo do Déficit

Para a avaliação das condições de atendimento foi utilizada a curva de custo do déficit de apenas um patamar de 7.643,82 R\$/MWh, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 795/2017 e Carta CCEE nº 6.672/2021, coerente desta forma com os estudos para a determinação da Função de Custo Futuro no âmbito do PMO e com os estudos de planejamento da expansão da geração desenvolvidos pela EPE/MME.

5.5.2 Níveis de Armazenamento

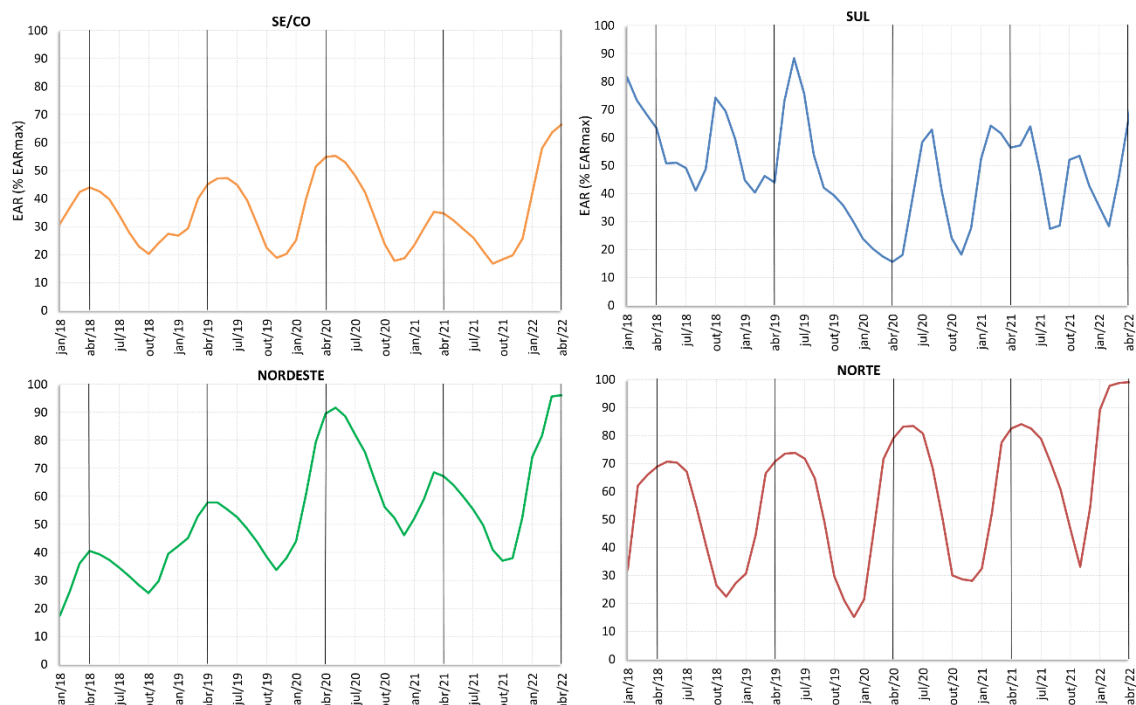
Nos estudos do PEN 2022 foram adotados, como condição inicial de armazenamento, os níveis dos reservatórios em 30/04/2022 (níveis enviados pelos Agentes para a 1ª semana operativa do PMO de maio/2022). A energia armazenada nos subsistemas do SIN correspondente aos armazenamentos iniciais é apresentada na Tabela 5-6, a seguir.

Tabela 5-6: Energia Armazenada Inicial do SIN – % EARmax

	Sudeste/C.Oeste	Sul	Nordeste	Norte	Itaipu	Belo Monte	Manaus / Amapá
%EARmax	66,5	66,0	96,3	99,1	-	-	96,5

A Figura 5-29, a seguir, permite visualizar os armazenamentos verificados nos últimos cinco anos em cada subsistema, com destaque para os valores ao final de abril de cada ano, início dos estudos dos Planos de Operação.

Figura 5-29: Armazenamentos Verificados nos Últimos 5 anos

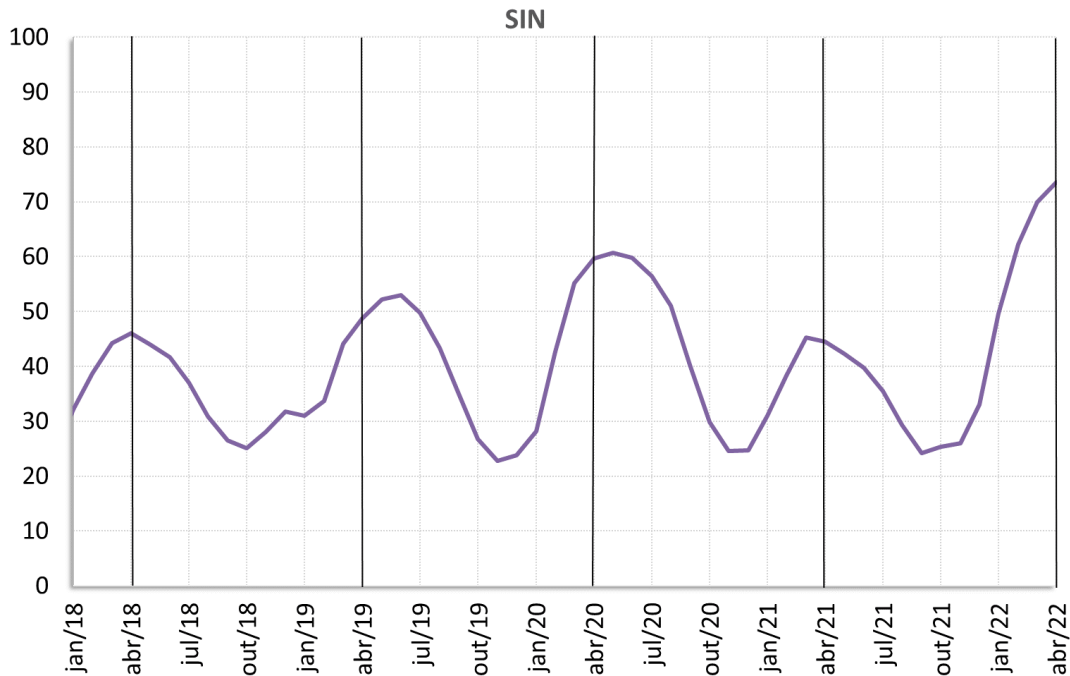


Observa-se na Figura 5-29, anterior, que os armazenamentos ao final do período úmido de 2022 (final de abril) são superiores aos verificados no mesmo período no ano anterior em todos os subsistemas.

A Figura 5-30, a seguir, apresenta os armazenamentos verificados nos últimos cinco anos numa visão mais ampla, para o SIN, mostrando um acréscimo de aproximadamente 30 pontos percentuais de armazenamento ao final do período úmido, quando comparamos abril de 2022 com o mesmo mês em 2021. Essa alteração é explicada pela significativa elevação de armazenamento nos

subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, onde estão localizados os principais reservatórios do SIN.

Figura 5-30: Armazenamentos Verificados nos Últimos 5 anos - SIN



5.5.3 Tendência Hidrológica

Para a estimativa da função de custo futuro, através do algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica – PDDE, o modelo NEWAVE utiliza cenários sintéticos de Energia Natural Afluenta (ENA) gerados através do modelo estocástico autorregressivo periódico, no qual uma ENA sintética em um determinado mês é gerada em função das ENAs imediatamente anteriores. Para os primeiros meses do horizonte, os cenários sintéticos de ENA podem ser gerados de duas formas: condicionada ao passado recente ou não condicionada ao passado recente.

Para o PEN, deseja-se que, nas análises estruturais, as informações conjunturais não impactem os índices de desempenho do sistema, tais como os riscos de déficit, valor esperado da energia não suprida e custos marginais de operação, assim como também as estatísticas associadas ao critério geral de garantia de suprimento definidas pelo CNPE. Esses impactos poderiam comprometer algumas conclusões do PEN, no que se refere a indicações da necessidade de se tomar decisões e/ou estudos de antecipação e/ou implantação de reforços de geração/transmissão pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, Empresa de Pesquisa Energética - EPE, órgãos coordenados pelo Ministério de

Minas e Energia – MME. Dessa forma, é mais adequada, nessas avaliações, a adoção da geração de cenários não condicionada ao passado recente (sem o uso de tendência hidrológica).

Já nos estudos de médio prazo que servem de suporte ao Programa Mensal de Operação (PMO) para a estimativa da Função de Custo Futuro a ser utilizada pelo modelo DECOMP e nas avaliações conjunturais do PEN, a geração de cenários condicionada ao passado recente é mais adequada, por ser fortemente influenciada por fatores conjunturais. No caso do PMO, eventuais erros de previsão que influenciam as ENAs passadas são contornados no PMO do mês seguinte, já que esse processo se repete mensalmente.

5.5.4 Critério Geral de Garantia de Suprimento

O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, através da Resolução nº 29, de 12 de dezembro de 2019, estabeleceu o critério geral de garantia de suprimento vigente para aferição da adequabilidade do atendimento à energia, que passou a se basear no valor esperado condicionado a determinado nível de confiança de insuficiência da oferta de energia (CVaR da energia não suprida) e no valor esperado condicionado a determinado nível de confiança do curto marginal de operação (CVaR do CMO).

Através dessa resolução, o CNPE definiu também critério geral de suprimento vigente para aferição da adequabilidade do atendimento à potência, com base nas métricas de risco explícito de insuficiência da oferta de potência (LOLP) e valor esperado condicionado à determinado nível de confiança de insuficiência da oferta de potência (CVaR da potência não suprida).

Dessa forma, a partir do PEN 2020, em adição as diretrizes estabelecidas nos Submódulos 2.4 e 3.3 dos Procedimentos de Rede, também foi avaliado o atendimento aos critérios gerais de garantia de suprimento de energia e potência definidos pela nova resolução.

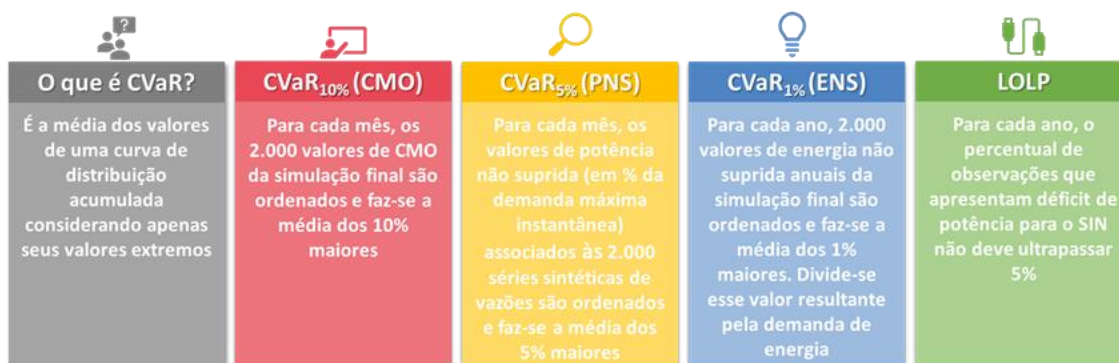
A Figura 5-31, a seguir, apresenta as métricas e os parâmetros para aplicação das métricas, definidas pelo MME através da Portaria nº 59, de 11 de fevereiro de 2020.

Figura 5-31: Critério geral de garantia de suprimento e respectivos parâmetros



Para o cálculo das métricas definidas pelo CNPE, o ONS utiliza os resultados de simulações considerando 2.000 cenários sintéticos de vazões, que por sua vez são ordenados e é calculada a média dos maiores valores dentro dos percentuais estabelecidos na Portaria MME para cada indicador. A Figura 5-32, a seguir, apresenta uma síntese dos procedimentos adotados para o cálculo do critério geral de suprimento de energia e de potência.

Figura 5-32: Síntese dos procedimentos de cálculo - critério geral de garantia de suprimento



6 Destaques das Avaliações Energéticas

A avaliação das condições de atendimento pode ser dividida em dois períodos. Nos dois primeiros anos do horizonte de estudo, 2022/2023, a oferta está definida e, em geral, não é mais possível a incorporação/antecipação de novos empreendimentos. Neste período o atendimento ao mercado depende basicamente dos níveis de armazenamento dos reservatórios, das aflúncias às usinas hidroelétricas, dos recursos eólicos e solares, e da disponibilidade de geração térmica complementar.

Nos três anos restantes – 2024 a 2026 - a expansão da geração e da transmissão é preponderante para aumentar a segurança do atendimento ao mercado de forma estrutural. Mesmo com equilíbrio entre a oferta de energia e a carga prevista, premissa do modelo setorial, situações desfavoráveis de suprimento energético podem ocorrer, em grande parte devido à gradativa redução da capacidade de regularização do sistema hidroelétrico.

A análise deste período permite ao ONS encaminhar propostas para a tomada de decisões estratégicas, tais como antecipações de obras; necessidade de avaliação, pelo MME/CMSE - EPE, da implantação de oferta adicional ao programa de expansão definido para os primeiros cinco anos; ou mesmo a constituição de Reserva de Geração e/ou Energia de Reserva, nos termos da Lei nº 10.848, de 15/03/2004 e do Decreto nº 6353, de 16/01/2008.

Dessa forma, para as avaliações energéticas do PEN 2022, foram considerados dois tipos de análises, denominadas conjuntural e estrutural. A seguir são descritas essas análises, bem como apresentados os respectivos resultados.

As simulações computacionais foram realizadas utilizando os modelos NEWAVE versão 28 Linux, SUISHI versão 15.1.3. e DECOMP 31.1.2.

6.1 Análise Conjuntural (2022/2023)

A Análise Conjuntural (condicionada às condições hidrometeorológicas vigentes) está associada aos primeiros dois anos das análises das condições de atendimento, horizonte no qual o desempenho do sistema depende basicamente das condições hidroenergéticas de curto prazo. Neste horizonte, como qualquer alteração da oferta depende essencialmente da viabilidade da antecipação de obras já em andamento, seja de geração ou transmissão, ações sistêmicas para a segurança do atendimento à carga se limitam a ações operativas de curto prazo.

São apresentados, nas seções a seguir, os resultados obtidos nas avaliações conjunturais para os anos de 2022 e 2023, com o objetivo de se avaliar as

condições de atendimento à carga do SIN a partir das atuais condições energéticas do sistema.

6.1.1 Avaliação para o Período Seco de 2022

Estudos com foco no ano de 2022 vêm sendo apresentados mensalmente ao CMSE, e seus resultados publicados em Notas Técnicas disponibilizadas no Portal SINtegre. Esta avaliação do período seco de 2022 é uma extensão do estudo apresentado na NT-ONS DGL 0080/2022, sobre o qual foram incorporados outros seis cenários de afluência baseados em chuvas históricas, além daqueles dois cenários (chuvas de 2008 e 2021) apresentados na referida Nota Técnica.

6.1.1.1 Cenários de Afluência

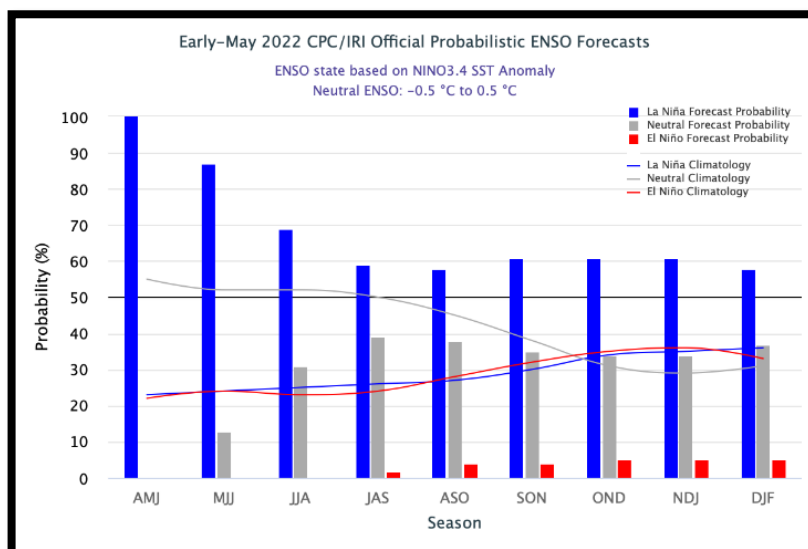
Os cenários de afluências foram obtidos a partir do uso do modelo hidrológico SMAP/ONS, com as condições de solo e escoamento atuais, considerando cenários de previsão de precipitação. Para a composição destes cenários, podem ser destacados os seguintes períodos:

- **Primeiros 15 dias (16/05/2022 a 30/05/2022):** a precipitação utilizada até o 15º dia corresponde à combinação de três modelos com remoção de viés (modelos ETA, GEFS e ECMWF).
- **Entre o 16º e 45º dia (31/05/2022 a 07/06/2022):** utiliza-se a previsão estendida do modelo ECMWF.
- **Do 46º dia até o final do horizonte (08/06/2022 até 30/11/2022):** neste horizonte considera-se a precipitação observada nos anos escolhidos.

Considerando essas três escalas temporais, foi feita uma análise climática com base no fenômeno ENOS (El Niño Oscilação Sul), caracterizado pela Temperatura da Superfície do Mar (TSM) do Oceano Pacífico Equatorial e pré-selecionando anos do histórico cujo comportamento do ENOS é similar ao previsto.

O informe mais recente à época da Agência Norte-Americana de Oceanografia e Meteorologia (NOAA), junto ao International Research Institute (IRI), mantém a condição de La Niña iniciada em agosto de 2021. De acordo com a previsão de consenso (Figura 6-1), não há mais indicativo de término do fenômeno La Niña. Há probabilidade de cerca de 60% de que o fenômeno continue até o início de 2023.

Figura 6-1: Previsão de Consenso Para Anomalia do Fenômeno ENOS – NOAA/IRI



Em consequência da continuidade do fenômeno La Niña ao longo dos próximos meses, os modelos de previsão climática sazonal indicam como cenário mais provável de precipitação índices entre os tercis normal e abaixo da média nas bacias do subsistema Sul, mas sem consenso e com baixa previsibilidade nas demais bacias do SIN.

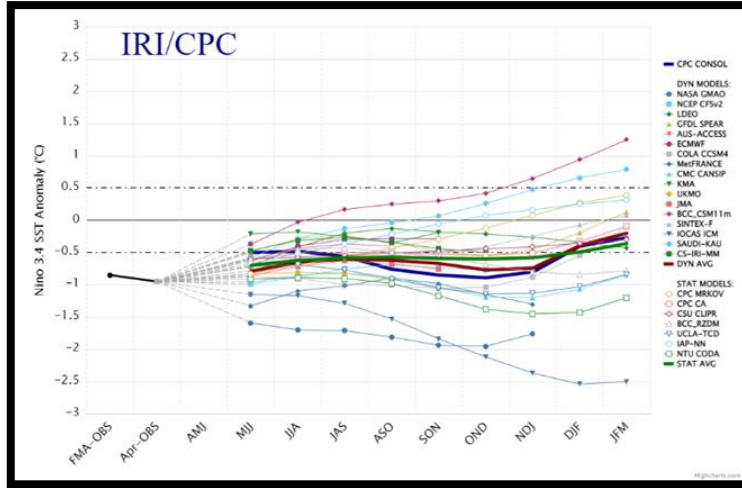
Embora as previsões dos diversos modelos utilizados pelo IRI indiquem uma probabilidade de transição do fenômeno La Niña para o El Niño abaixo de 10%, foram considerados para geração de cenários todos os anos do período 2006-2021 que se iniciaram com La Niña, i.e., não somente anos que terminaram com La Niña, como também os anos que terminaram em El Niño e em condições de neutralidade. Tal escolha está associada ao aumento da incerteza nas previsões da TSM no oceano Pacífico Equatorial, à medida que se estende o período previsto.

O período analisado é de 2006 a 2021, quando há dados de histórico de precipitação disponível no ONS. Considerando todas as informações acima, para fins de realização de estudo determinístico de simulação eletroenergética para o período de junho/2022 a novembro/2022, optou-se pelos cenários de afluências obtidos com a precipitação dos anos de 2006, 2008, 2009, 2011, 2012, 2018 e 2021.

Adicionalmente, com a previsão de pouca variabilidade das anomalias de TSM ao longo deste ano de 2022, conforme indicado na Figura 6-2, também foi incluído o ano de 2013, que, apesar de corresponder a um ano de neutralidade em relação

ao ENOS, apresentou pouca variabilidade dessas anomalias, se assimilando às previsões mais atualizadas desse indicador.

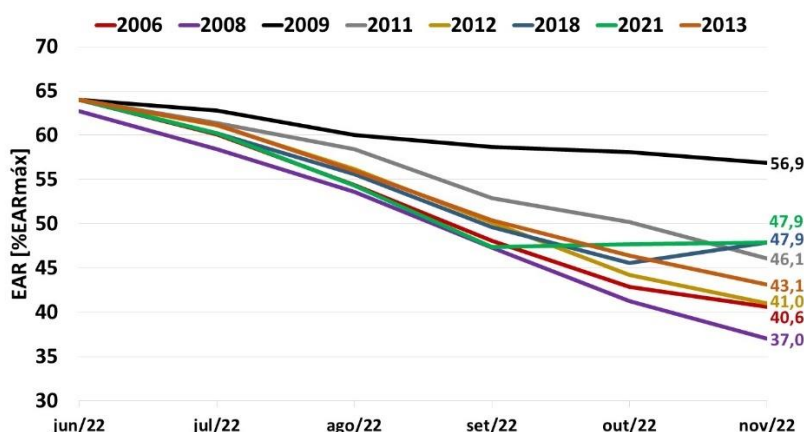
Figura 6-2: Previsões de Anomalias de TSM na Região do Niño 3.4 – IRI/CPC



6.1.1.2 Resultados EAR Final (%EARmáx) – Período Seco 2022 – SE/CO

A avaliação para o período seco de 2022, mostra que o subsistema Sudeste/Centro-Oeste chega ao final de novembro de 2022 com 37,0% de armazenamento no pior cenário analisado (baseado nas chuvas do ano de 2008) e com 56,9% de armazenamento no melhor cenário analisado (baseado nas chuvas de 2009), conforme mostrado na Figura 6-3. Para todos os cenários analisados o volume armazenado ao final do período seco é superior ao verificado no ano de 2021, cujo valor verificado em 30/11/2021 foi de 19,7%EARmáx.

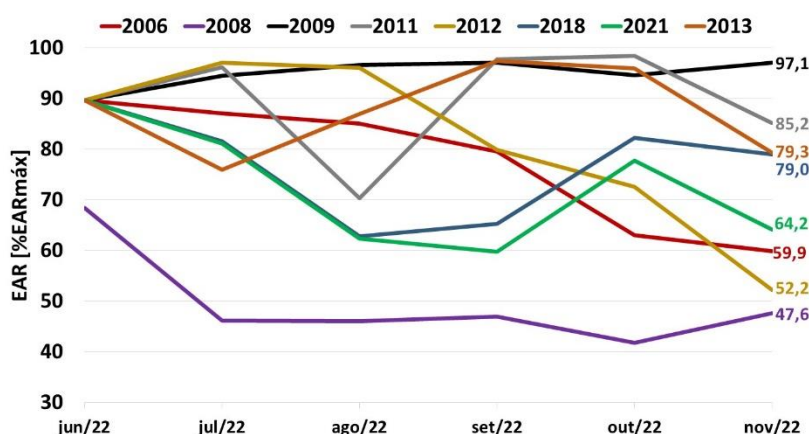
Figura 6-3: Evolução do armazenamento final (%EARmáx) – SE/CO – jun/22 a nov/22



6.1.1.3 Resultados EAR Final (%EARmáx) – Período Seco 2022 – Sul

A avaliação para o período seco de 2022, mostra que o subsistema Sul chega ao final de novembro de 2022 com 47,6% de armazenamento no pior cenário analisado (baseado nas chuvas do ano de 2008) e com 97,1% de armazenamento no melhor cenário analisado (baseado nas chuvas de 2009), conforme mostrado na Figura 6-4. A título de comparação, o volume armazenado verificado em 30/11/2021 foi de 53,5%EARmáx.

Figura 6-4: Evolução do armazenamento final (%EARmáx) – Sul – jun/22 a nov/22

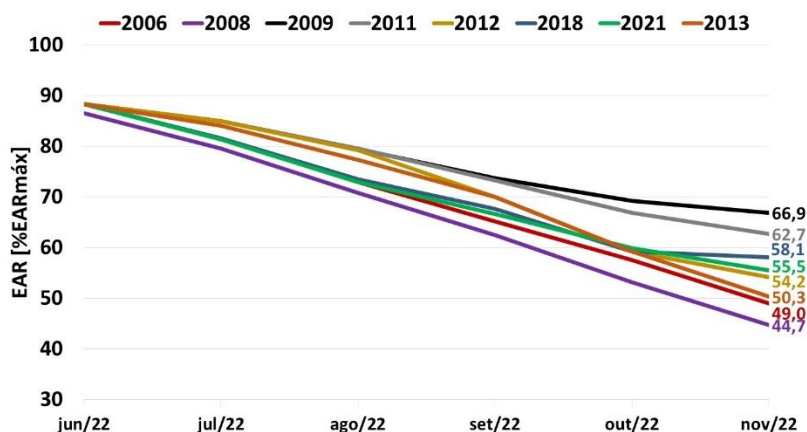


6.1.1.4 Resultados EAR Final (%EARmáx) – Período Seco 2022 – Nordeste

A avaliação para o período seco de 2022, mostra que o subsistema Nordeste chega ao final de novembro de 2022 com 44,7% de armazenamento no pior cenário analisado (baseado nas chuvas do ano de 2008) e com 66,9% de

armazenamento no melhor cenário analisado (baseado nas chuvas de 2009), conforme mostrado na Figura 6-5. Para todos os cenários analisados o volume armazenado ao final do período seco é superior ao verificado no ano de 2021 (38%EARMáx).

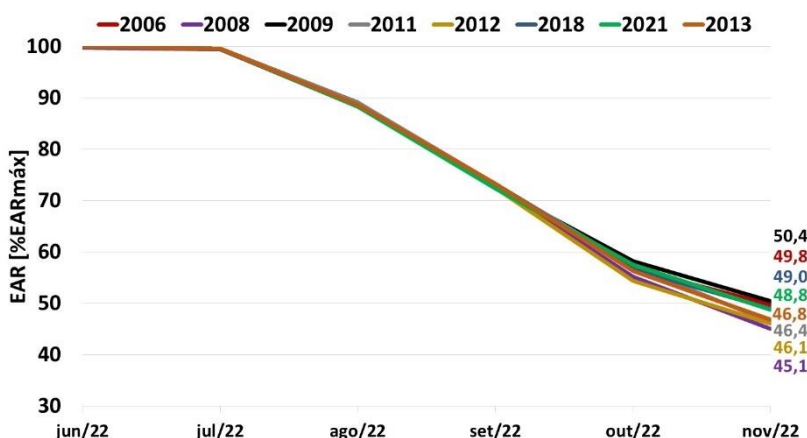
Figura 6-5: Evolução do armazenamento final (%EARMáx) – NE – jun/22 a nov/22



6.1.1.5 Resultados EAR Final (%EARMáx) – Período Seco 2022 – Norte

A avaliação para o período seco de 2022, mostra que o subsistema Norte chega ao final de novembro de 2022 com 45,1% de armazenamento no pior cenário analisado (baseado nas chuvas do ano de 2008) e com 50,4% de armazenamento no melhor cenário analisado (baseado nas chuvas de 2009), conforme mostrado na Figura 6-6. Para todos os cenários analisados o volume armazenado ao final do período seco é superior ao verificado no ano de 2021 (33,1%EARMáx).

Figura 6-6: Evolução do armazenamento final (%EARMáx) – Norte – jun/22 a nov/22



6.1.2 Avaliação para o Ano de 2023

Foram gerados cenários de afluências para 2023, acoplados a cada um dos cenários considerados na avaliação do período seco de 2022. Nesta geração de cenários foi utilizado o Modelo de Geração Híbrida de Cenários sintéticos de afluências (Modelo GHCen), desenvolvido internamente no ONS, que mescla o modelo conceitual SMAP/ONS com uma metodologia estocástica de geração de cenários sintéticos de precipitação diária.

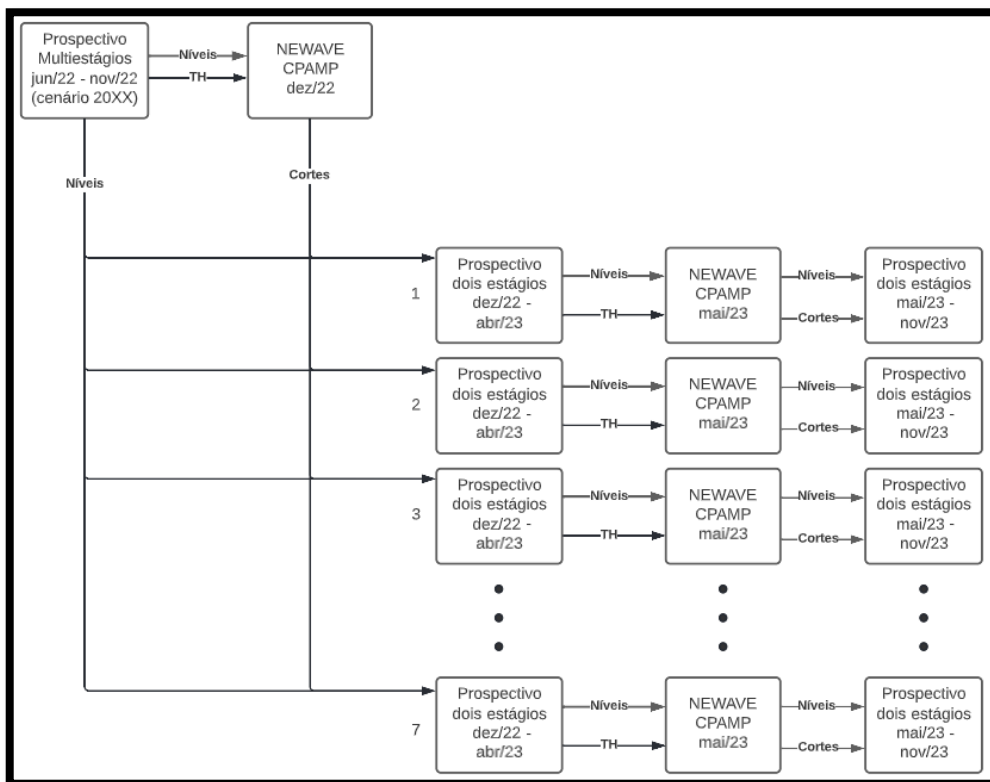
O Modelo GHCen gera cenários de chuva a partir de um ano histórico selecionado, de forma a manter as principais características meteorológicas, e os transforma em cenários de afluência com o modelo SMAP/ONS. Para maiores detalhes do modelo GHCen, vide NT ONS DPL 070/2022 - Modelo Gerador Híbrido de Cenários Sintéticos de Afluências – GHCen.

Para esse estudo, a partir de cada um dos cenários avaliados para o período seco de 2022, foram gerados sete cenários de chuva, resultando em 56 cenários para o ano de 2023. O *boxplot* dos cenários gerados é apresentado no Anexo IV. Para maiores detalhes, vide NT ONS DPL 098/2022 – Geração de Cenários de Afluências para o Avaliação Conjuntural do PEN 2022 Utilizando o Modelo GHCen.

Para cada cenário, foram rodados estudos prospectivos tendo como ponto de partida o respectivo nível ao final de novembro de 2022 bem como a tendência hidrológica.

Tomando como partida os níveis de dezembro de 2022 de cada cenário, foram feitas simulações com o modelo NEWAVE considerando as alterações aprovadas pela CPAMP no ciclo 2021/2022, resultado da Consulta Pública MME nº 121: novos parâmetros do CVaR, utilização do PAR(p)-A, alteração do critério de parada e maior número máximo de iterações. Em seguida, para o horizonte de dezembro de 2022 até abril de 2023, foram feitas simulações encadeadas com o modelo DECOMP. Tomando como base os níveis finais de abril de 2023 de cada cenário, novas simulações do modelo NEWAVE foram realizadas para atualização da Função de Custo Futuro, e em seguida novas execuções encadeadas do modelo DECOMP foram feitas para o horizonte de maio a novembro de 2023. Tal procedimento é ilustrado na Figura 6-7, a seguir.

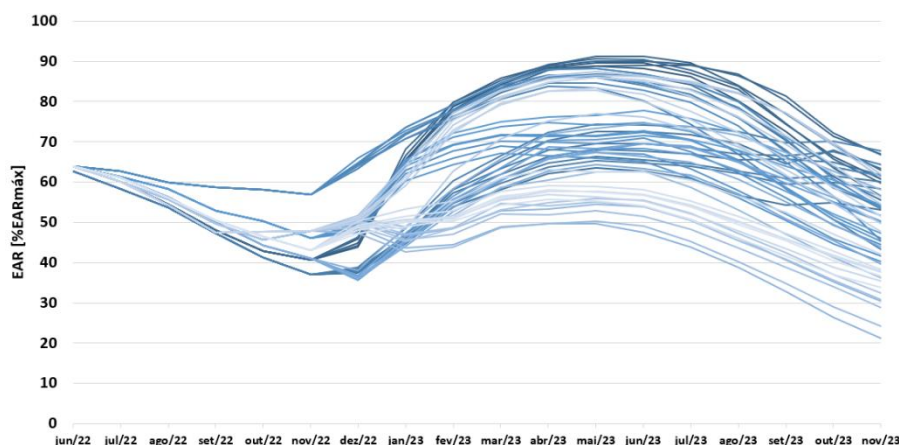
Figura 6-7: Diagrama do Estudo Conjuntural para 2023 – NEWAVE/DECOMP



A seguir, são mostradas as trajetórias de armazenamento, em percentual do armazenamento máximo de cada subsistema, para todo o horizonte de estudo, desde junho de 2022 até novembro de 2023. Nota-se que, a partir de dezembro de 2022, há a ramificação dos cenários proporcionada pelas novas rodadas com os cenários de afluência gerados pelo modelo GHGen.

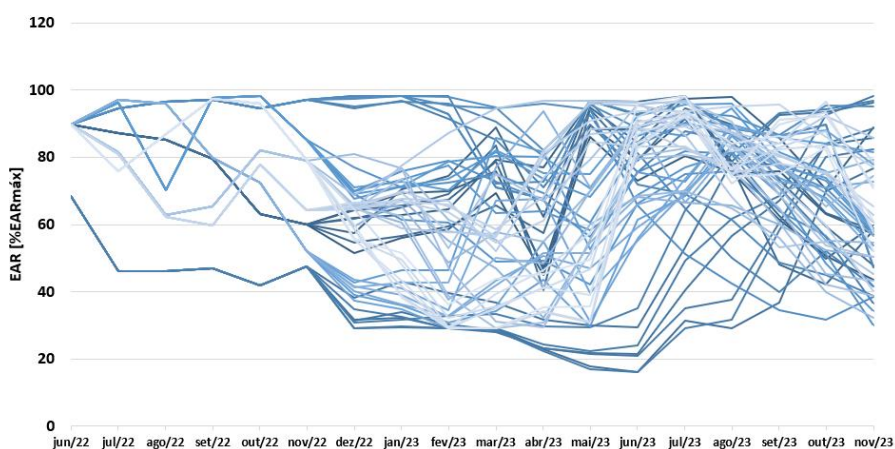
A Figura 6-8, a seguir, ilustra o armazenamento obtido ao final de cada mês do horizonte de estudo para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste em todos os cenários avaliados. No pior cenário avaliado, o nível de armazenamento chega a 21,2% EAR_{máx}, em novembro de 2023.

Figura 6-8: Curva de Armazenamento Final Jun/22 a Nov/23 – Sudeste/Centro-Oeste



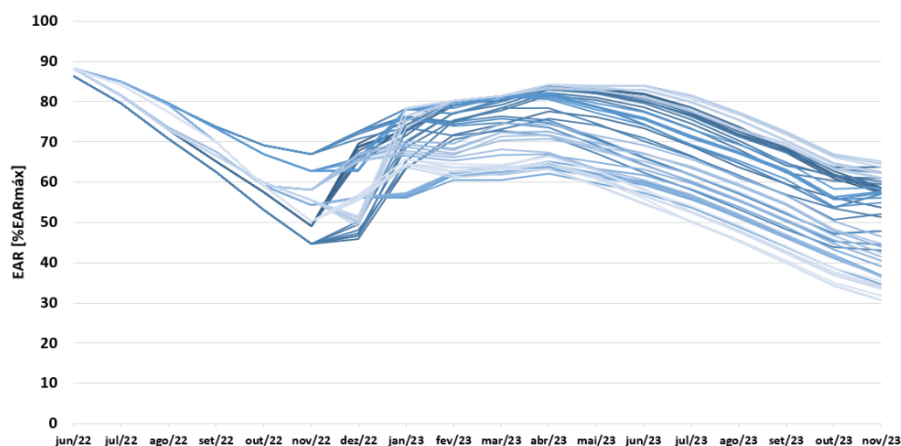
A Figura 6-9, a seguir, ilustra o armazenamento obtido ao final de cada mês do horizonte de estudo para o subsistema Sul em todos os cenários avaliados. No pior cenário avaliado, em novembro de 2023, chega-se a um nível de armazenamento correspondente a 30,0% EARmáx.

Figura 6-9: Curva de Armazenamento Final Jun/22 a Nov/23 – Sul



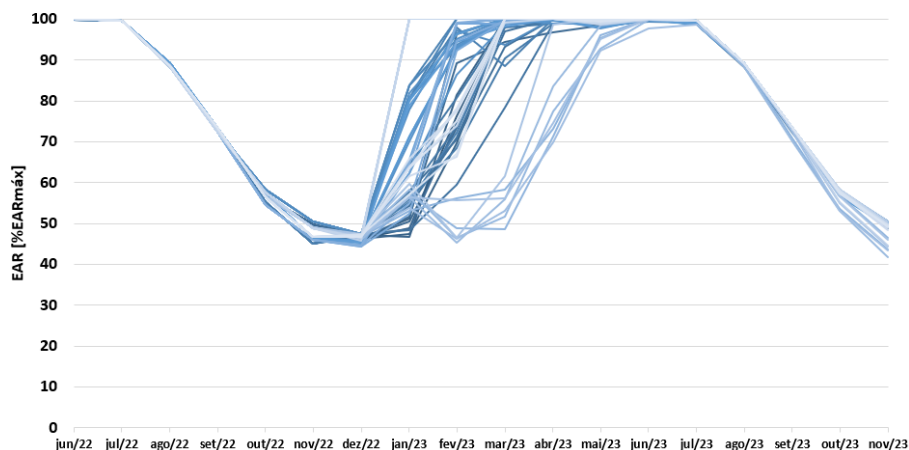
A Figura 6-10, a seguir, ilustra o armazenamento obtido ao final de cada mês do horizonte de estudo para o subsistema Nordeste em todos os cenários avaliados. No pior cenário avaliado, o nível de armazenamento, em novembro de 2023, é de 30,9% EARmáx.

Figura 6-10: Curva de Armazenamento Final Jun/22 a Nov/23 – Nordeste



A Figura 6-11, a seguir, ilustra o armazenamento obtido ao final de cada mês do horizonte de estudo para o subsistema Norte em todos os cenários avaliados. No pior cenário avaliado, o nível de armazenamento alcança, em novembro de 2023, a 41,8% EARmáx.

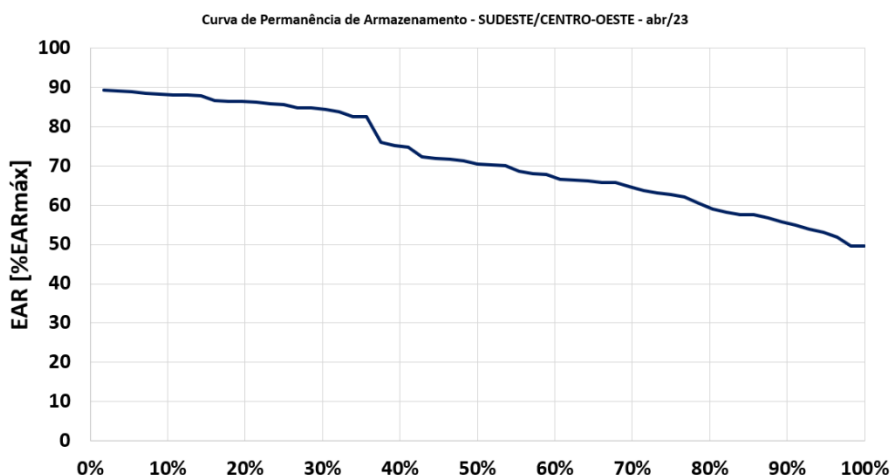
Figura 6-11: Curva de Armazenamento Final Jun/22 a Nov/23 – Norte



Em seguida, são apresentadas as curvas de permanência da energia armazenada ao final do período úmido e do período seco de 2023.

A Figura 6-12, a seguir, mostra a curva de permanência do armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste ao final de abril de 2023.

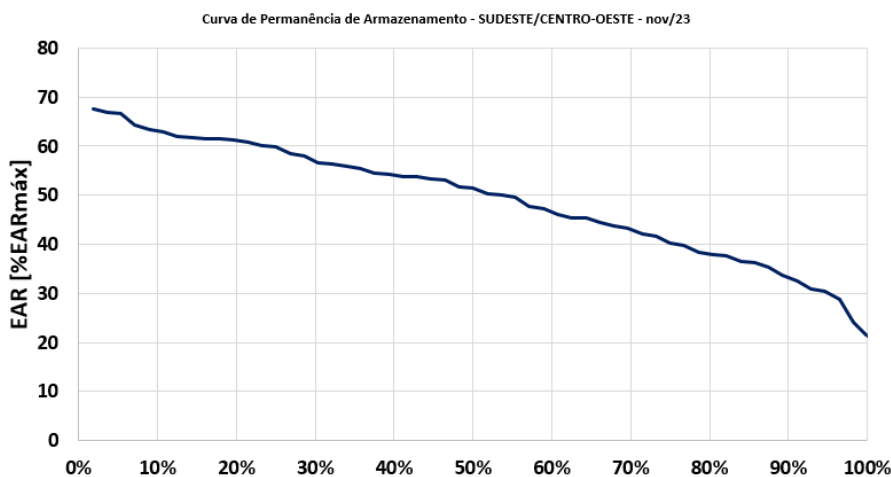
Figura 6-12: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Abr/2023 – SE/CO



Na curva de permanência acima nota-se que todos os cenários analisados mostram o subsistema Sudeste/Centro-Oeste com um nível de armazenamento superior a cerca de 50% EARmáx ao final de abril de 2023.

A Figura 6-13, a seguir, mostra a curva de permanência do armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste ao final de novembro de 2023.

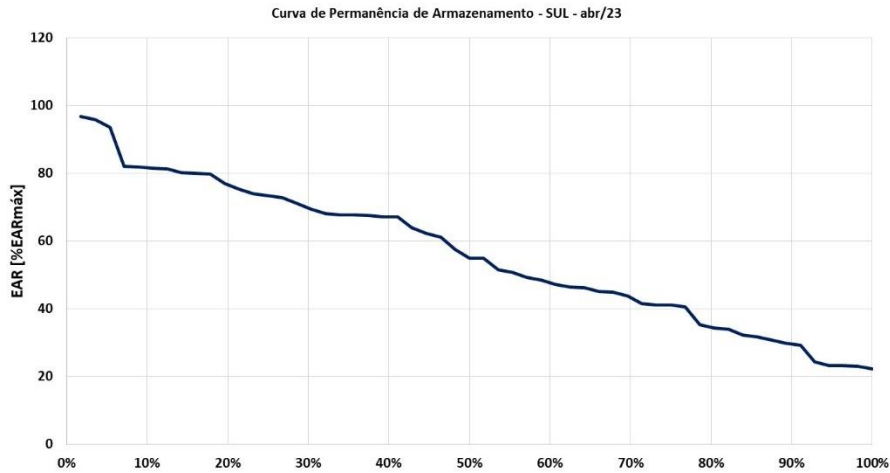
Figura 6-13: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Nov/2023 – SE/CO



Na curva de permanência acima nota-se que 95% dos cenários analisados mostram o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, ao final de novembro de 2023, com um nível de armazenamento superior a cerca de 30% EARmáx, e 50% dos cenários acima de 51% EARmáx.

A Figura 6-14, a seguir, mostra a curva de permanência do armazenamento do subsistema Sul ao final de abril de 2023.

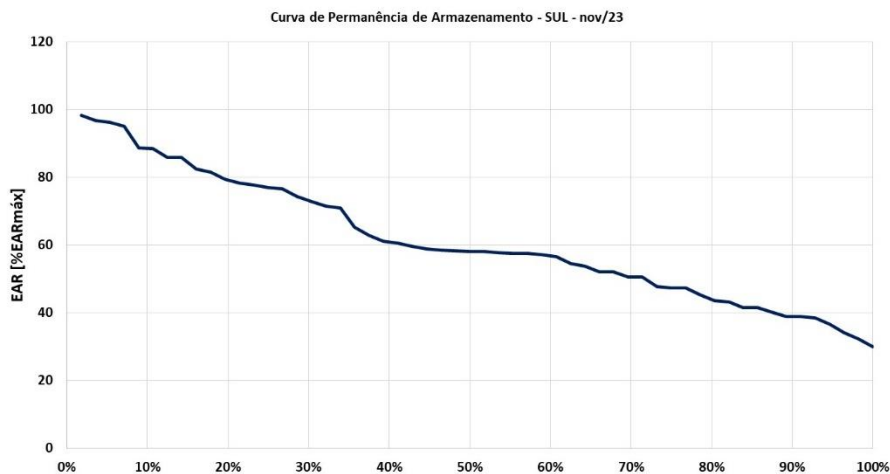
Figura 6-14: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Abr/2023 – Sul



Na curva de permanência acima nota-se que todos os cenários analisados mostram o subsistema Sul com um nível de armazenamento superior a 20% EARmáx ao final de abril de 2023.

A Figura 6-15, a seguir, mostra a curva de permanência do armazenamento do subsistema Sul ao final de novembro de 2023.

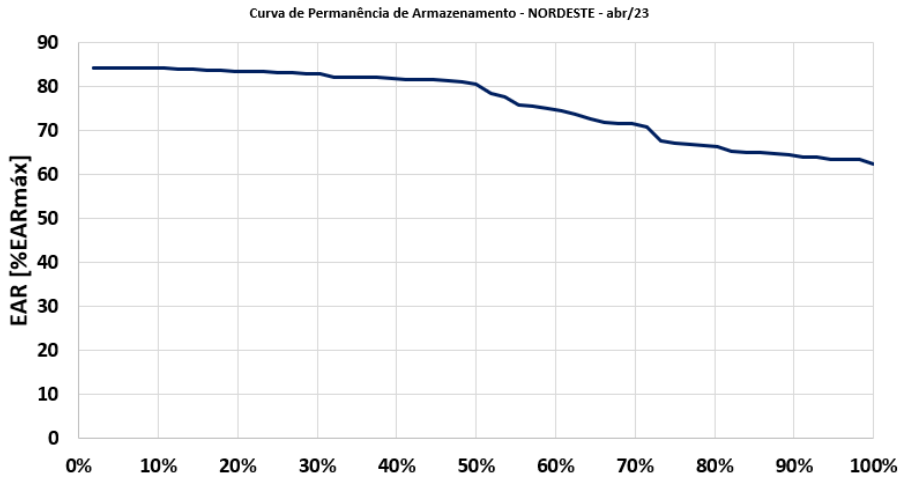
Figura 6-15: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Nov/2023 – Sul



Na curva de permanência acima nota-se que 90% dos cenários analisados mostram o subsistema Sul em um nível de armazenamento superior a cerca de 40% EARmáx, e 40% dos cenários acima de 60% EARmáx, ao final de novembro de 2023.

A Figura 6-16, a seguir, mostra a curva de permanência do armazenamento do subsistema Nordeste ao final de abril de 2023.

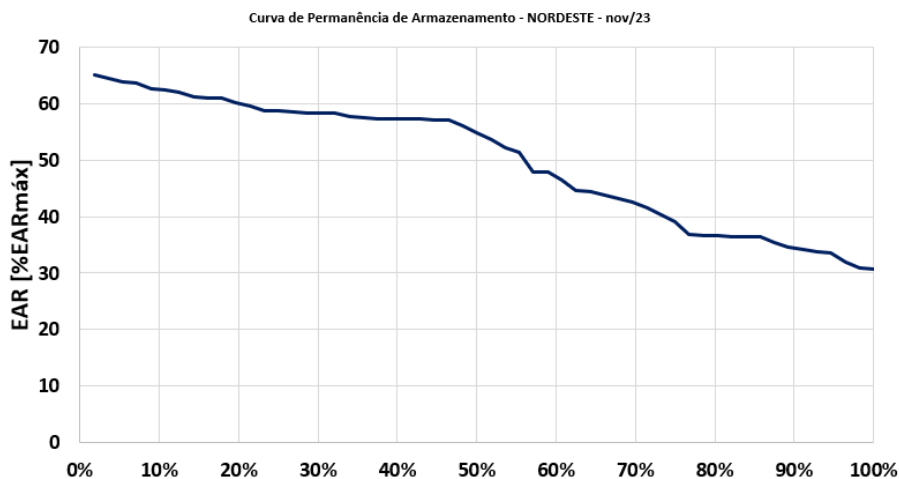
Figura 6-16: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Abr/2023 – NE



Na curva de permanência acima nota-se que todos os cenários analisados mostram o subsistema Nordeste em um nível de armazenamento superior a 60% EARmáx ao final de abril de 2023.

A Figura 6-17, a seguir, mostra a curva de permanência do armazenamento do subsistema Nordeste ao final de novembro de 2023.

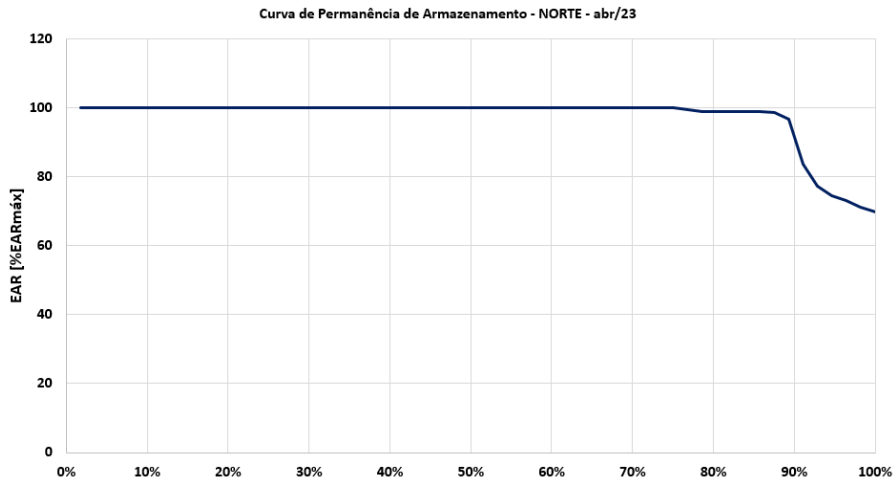
Figura 6-17: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Nov/2023 – NE



Na curva de permanência acima, nota-se que todos os cenários analisados mostram o subsistema Nordeste em um nível de armazenamento superior a 30% EARmáx e cerca de 55% dos cenários acima de 50% EARmáx ao final de novembro de 2023.

A Figura 6-18, a seguir, mostra a curva de permanência do armazenamento do subsistema Norte ao final de abril de 2023.

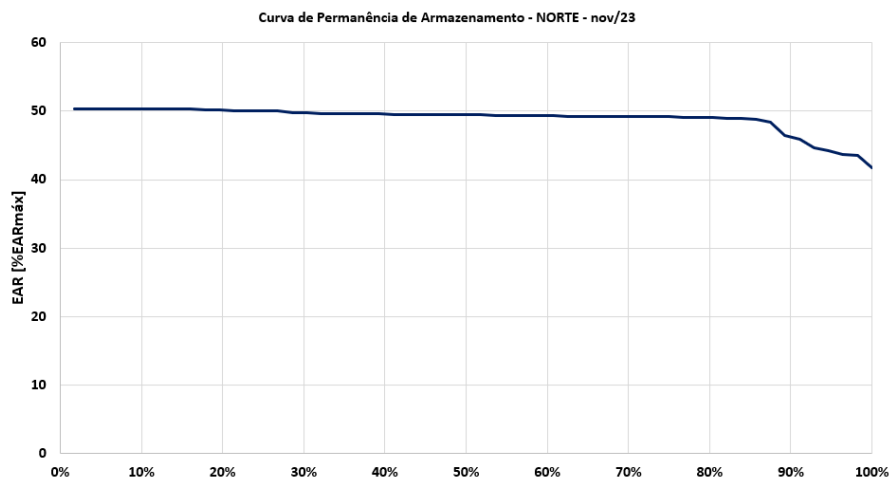
Figura 6-18: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Abr/2023 – Norte



Na curva de permanência acima nota-se que cerca de 90% dos cenários analisados mostram o subsistema Norte em um nível de armazenamento superior a 85% EARmáx ao final de abril de 2023.

A Figura 6-19, a seguir, mostra a curva de permanência do armazenamento do subsistema Norte ao final de novembro de 2023.

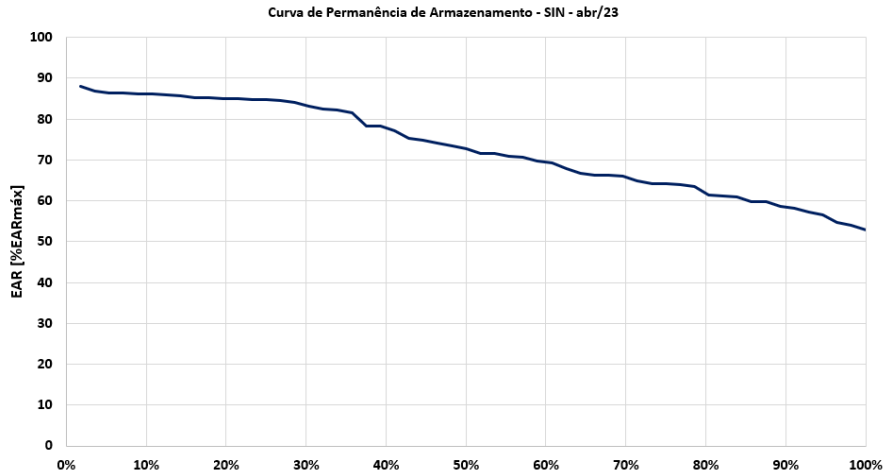
Figura 6-19: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Nov/2023 – Norte



Na curva de permanência acima, nota-se que cerca de 90% dos cenários analisados mostram o subsistema Norte em um nível de armazenamento superior a 45% EARmáx ao final de novembro de 2023.

A Figura 6-20, a seguir, mostra a curva de permanência do armazenamento do SIN ao final de abril de 2023.

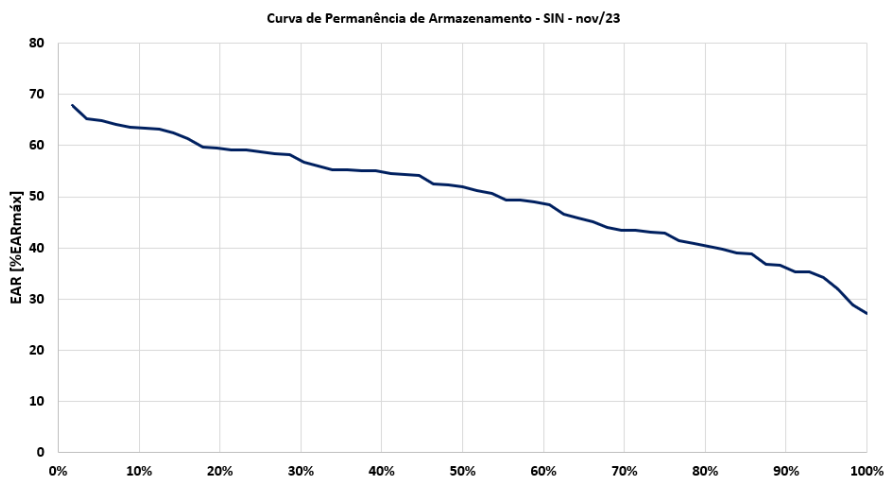
Figura 6-20: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Abr/2023 – SIN



Na curva de permanência acima nota-se que todos os cenários analisados mostram o SIN em um nível de armazenamento superior a 50% EARmáx ao final de abril de 2023.

A Figura 6-21, a seguir, mostra a curva de permanência do armazenamento do SIN ao final de novembro de 2023.

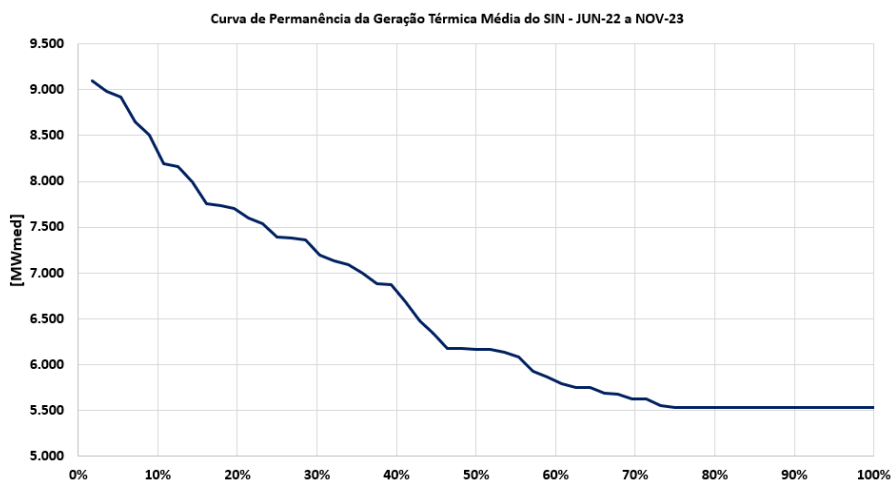
Figura 6-21: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Nov/2023 – SIN



Na curva de permanência acima, nota-se que 80% dos cenários analisados mostram o SIN em um nível de armazenamento superior a 40% EARmáx, e cerca de 55% dos cenários acima de 50% EARmáx, ao final de novembro de 2023.

A curva de permanência da geração térmica média do SIN em todo o horizonte, é apresentada na Figura 6-22.

Figura 6-22: Curva de Permanência da Geração Térmica Média de Jun/22 a Nov/23 – SIN



Dessa curva de permanência da geração térmica média, percebe-se que em 75% dos cenários houve despacho térmico acima da inflexibilidade para o horizonte avaliado.

6.2 Análise Estrutural (2024/2026)

As Análises Estruturais iniciam seu horizonte de planejamento ao final do período úmido (abril/2022), com os níveis iniciais de armazenamento descritos no item 5.5.2, anterior, e com a geração dos cenários sintéticos de ENA não condicionados ao passado recente. A justificativa para essa última premissa encontra-se no item 5.5.3, anterior. O objetivo dessa análise é avaliar as condições de atendimento à carga do SIN estruturalmente, com foco no horizonte 2024/2026.

Em complementação às premissas, conforme mencionado anteriormente, nos últimos três anos do horizonte (2024/2026), a expansão da geração e da transmissão é preponderante na segurança operativa do SIN.

Até o final de 2019, o critério de garantia de suprimento, estabelecido através da Resolução CNPE nº 9, de 28/07/2008, era baseado na igualdade entre o custo marginal de operação e o custo marginal de expansão, respeitado o limite para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica de 5%. Entretanto, esta resolução foi revogada em 12 de dezembro de 2019, com a publicação da Resolução CNPE nº 29/2019, que definiu novo critério baseado CVaR da energia não suprida e no CVaR do custo marginal de operação.

Em 7 de abril de 2022 as instituições que compõem o Grupo de Trabalho de Metodologia da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para os modelos computacionais, decidiram propor o uso, a partir de 1º de janeiro de 2023, das seguintes metodologias e parâmetros:

- (i) Metodologia PAR(p)-A para geração de cenários hidrológicos do modelo GEVAZP e utilizados nos modelos NEWAVE e DECOMP;
- (ii) Critério de parada do modelo NEWAVE:
 - 6 iterações abaixo de 0,1% de ΔZ_{inf} ;
 - Mínimo de 30 iterações para uso oficial pelo ONS e CCEE;
 - Máximo de 50 iterações para uso oficial pelo ONS e CCEE;
 - Mínimo e máximo de 50 iterações para usos oficiais de PDE e Garantia Física pela EPE;
- (iii) Parâmetros do CVaR ($\alpha=25$, $\lambda=35$) utilizados nos modelos NEWAVE e DECOMP.

Os aprimoramentos aprovados podem ser utilizados de forma imediata para uso oficial pela EPE no planejamento da expansão e no cálculo de Garantia Física, conforme explicitado na Resolução CNPE nº 22, de 5 de outubro de 2021. Como os resultados do PEN não impactam a formação de preço, optou-se por utilizar nas avaliações estruturais os novos aprimoramentos recomendados pelo CPAMP descritos acima.

Adicionalmente, este capítulo também apresenta uma análise dos congestionamentos nas interligações entre subsistemas.

6.2.1 Riscos de Déficit de Energia

A Tabela 6-1, a seguir, apresenta os riscos de déficit de energia para o período 2024/2026.

Tabela 6-1: Riscos de Déficit de Energia (%) – Avaliação Estrutural

Subsistema	2024	2025	2026
SUDESTE/CENTRO-OESTE			
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,0	0,0
PROB (Déficit>1%Carga)	0,0	0,0	0,0
SUL			
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,0	0,0
PROB (Déficit>1%Carga)	0,0	0,0	0,0
NORDESTE			
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,0	0,0
PROB (Déficit>1%Carga)	0,0	0,0	0,0
NORTE			
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,0	0,0
PROB (Déficit>1%Carga)	0,0	0,0	0,0

É importante observar que estes resultados refletem as simulações com a curva de custo do déficit de um patamar e a não consideração da tendência hidrológica.

6.2.2 Custos Marginais de Operação

A Tabela 6-2, a seguir, apresenta, para o horizonte 2024/2026, estatísticas dos custos marginais de operação (CMOs) anuais: valores médios, máximos, mínimos, medianas e quartis 25% e 75%. Tais valores foram obtidos a partir de simulações com 2.000 séries sintéticas de energias afluentes.

No Anexo I, é apresentada a evolução temporal dos CMOs mensais, visualizando-se as dispersões das estimativas em termos de média, mediana e percentil.

Tabela 6-2: Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) – Análise Estrutural

	Ano	Média	Mínimo	1º Quartil (25%)	Mediana	3º Quartil (75%)	Máximo
SE/CO	2024	15,21	0,00	0,04	0,58	9,47	1268,55
	2025	27,22	0,00	0,35	4,51	23,83	967,35
	2026	40,78	0,00	1,52	12,19	46,50	1597,86
S	2024	14,28	0,00	0,04	0,59	9,55	1268,55
	2025	28,28	0,00	0,37	4,58	24,30	969,39
	2026	43,12	0,00	1,61	12,31	48,74	2048,04
NE	2024	12,32	0,00	0,04	0,51	8,86	1268,55
	2025	25,36	0,00	0,33	4,30	22,63	948,06
	2026	37,93	0,00	1,47	11,85	44,62	1325,46
Z	2024	11,92	0,00	0,04	0,51	8,87	1268,55
	2025	25,48	0,00	0,33	4,30	22,91	948,06
	2026	37,98	0,00	1,47	11,88	44,64	1363,07

OBS: Custo Marginal de Expansão de Energia = 53,00 R\$/MWh, segundo PDE 2031.

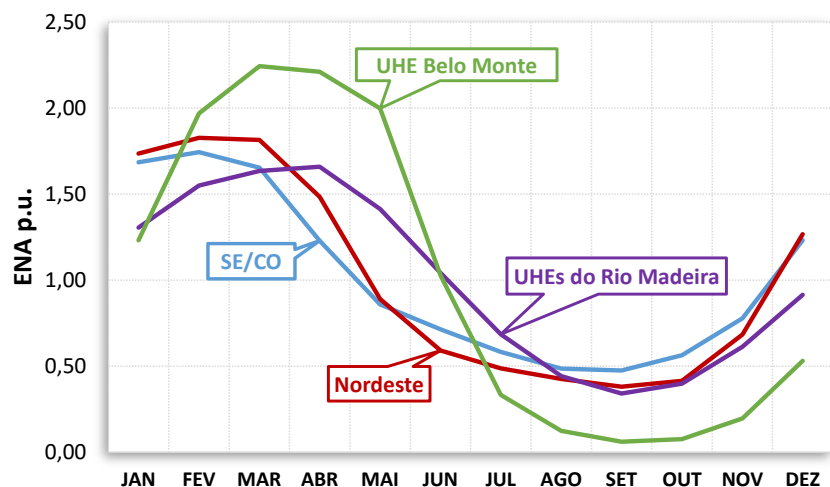
Observa-se que, em todo o horizonte, os CMOs médios anuais são inferiores aos Custo Marginal de Expansão de Energia – CME Energia de 53,00 R\$/MWh obtidos, pela EPE, com a execução do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) para a expansão de referência do PDE 2031, cuja metodologia está descrita na Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-55/2018-r1.

6.2.3 Análise com Séries Históricas de Energias Naturais

As condições de atendimento ao SIN no horizonte de 2024 a 2026, em termos de riscos de déficit de energia, foram avaliadas também com as séries históricas de energias naturais afluentes no período de 1932 a 2020 (89 séries), considerando-se as mesmas condições de armazenamentos nos reservatórios utilizadas nas avaliações probabilísticas apresentadas anteriormente.

Com relação ao histórico de afluências, a Figura 6-23, a seguir, apresenta a sazonalidade das ENAs dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, em comparação com as UHE Belo Monte e as usinas do Rio Madeira.

Figura 6-23: Sazonalidade das ENAs dos Subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste



Do gráfico anterior, observa-se que há uma defasagem de um mês entre as ENAs das usinas do Rio Madeira e os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, e de dois meses entre as ENAs da UHE Belo Monte e esses subsistemas. Dessa forma, o início do deplecionamento dos reservatórios do SIN ao final da estação chuvosa poderá ser postergado, face à complementação hidrológica dessas usinas.

A Tabela 6-3, a seguir, apresenta a frequência relativa de séries do histórico com ocorrência de déficit de qualquer profundidade e em profundidades superiores a 1% da carga, para cada um dos subsistemas.

Tabela 6-3: Riscos de Déficit de Energia (%) - Séries Históricas – Análise Estrutural

Subsistema	2024	2025	2026
SUDESTE/CENTRO-OESTE			
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,0	0,0
PROB (Déficit>1%Carga)	0,0	0,0	0,0
SUL			
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,0	0,0
PROB (Déficit>1%Carga)	0,0	0,0	0,0
NORDESTE			
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,0	0,0
PROB (Déficit>1%Carga)	0,0	0,0	0,0
NORTE			
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,0	0,0
PROB (Déficit>1%Carga)	0,0	0,0	0,0

Os resultados das simulações com séries históricas de energias naturais afluentes indicam risco de déficit nulo para todos os subsistemas no horizonte de análise estrutural (2024-2026).

6.2.4 Análise Segundo o Critério de Garantia de Suprimento de Energia Vigente

Nesta seção são apresentados os resultados associados ao critério de suprimento vigente para aferição da adequabilidade do atendimento à energia, isto é, com base no valor esperado condicionado a determinado nível de confiança de insuficiência da oferta de energia (CVaR da energia não suprida) e no valor esperado condicionado a determinado nível de confiança do custo marginal de operação (CVaR do CMO).

Vale destacar que neste PEN 2022, a avaliação dos critérios de garantia de suprimento de energia se baseou em resultados do modelo de simulação a usinas individualizadas SUIISHI. Este aperfeiçoamento está alinhado à busca de uma maior aproximação das simulações energéticas com a realidade operativa, uma vez que ao se utilizar o modelo SUIISHI há uma representação individualizada das usinas hidrelétricas, permitindo assim um maior detalhamento das restrições hidráulicas. Com isto, consegue-se representar defluências mínimas das usinas a fio d'água, tais como as das UHEs Jupia e Porto Primavera. Adicionalmente, o modelo SUIISHI possui funcionalidades que permitem representar regras operativas vigentes, tais como aquelas definidas para as bacias dos rios São

Francisco (Resolução ANA nº 2081/2017) e Tocantins (Resolução ANA nº 70/2021).

O processo de solução do modelo SUIISHI inicia com uma otimização a reservatórios equivalentes de energia, que define metas de geração hidráulica para cada reservatório equivalente de energia (REE). Em seguida é realizada uma simulação a usinas individualizadas que, a partir das metas estabelecidas para cada REE, individualiza a geração hidráulica por usina, observando a distribuição espacial das vazões e restrições hidráulicas de cada usina hidrelétrica. Caso o somatório da geração hidrelétrica individualizada seja diferente da meta estabelecida para cada REE, restrições do problema de otimização a reservatórios equivalentes são modificadas e uma nova meta para a simulação a usinas individualizadas é estabelecida. Este processo iterativo continua até que a convergência seja alcançada.

Ressalta-se que este processo é feito para cada cenário de vazões considerado na simulação. Com isso, pode-se dizer que o processo iterativo constrói, a partir de um procedimento heurístico, restrições a reservatórios equivalentes de energia que representam as restrições hidráulicas das usinas individuais, que são diferentes para cada cenário hidrológico.

Para o cálculo dos índices associados ao critério de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia, são utilizados os custos marginais de operação e os déficits de energia fornecidos pelo módulo de otimização a reservatórios equivalentes do SUIISHI, na última iteração do processo descrito acima.

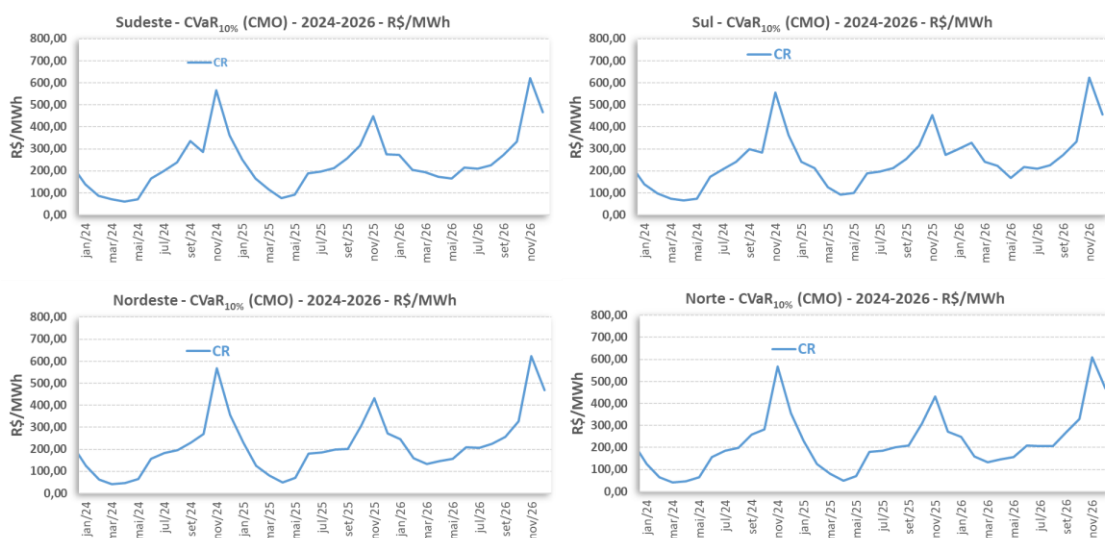
A Tabela 6-4, a seguir, apresenta os resultados para o $CVaR_{1\%}$ da energia não suprida (ENS), onde observa-se atendimento ao critério de garantia postulado pelo CNPE ($CVaR_{1\%} (ENS) \leq 5\%$) em todos os subsistemas para todos os anos do horizonte.

Tabela 6-4: CVaR_{1%} (ENS) (% da carga) – Avaliação Estrutural

Caso de Referência	2024	2025	2026
SUDESTE/CENTRO-OESTE	0,0%	0,0%	0,0%
SUL	0,2%	0,0%	0,2%
NORDESTE	0,0%	0,0%	0,0%
NORTE	0,0%	0,0%	0,0%
SIN	0,0%	0,0%	0,1%

A Figura 6-24, a seguir, apresenta a evolução mensal do CVaR_{10%} do CMO dos subsistemas Sudeste-Centro/Oeste, Sul, Nordeste e Norte, onde observa-se que os valores em todos os meses do horizonte, são inferiores a 800,00 R\$/MWh, atendendo o critério de garantia postulado pelo CNPE.

Figura 6-24: Evolução Mensal do CVaR_{10%} (CMO)



A título de comparação, no Anexo III é apresentada uma comparação dos resultados obtidos com os modelos NEWAVE e SUIISHI.

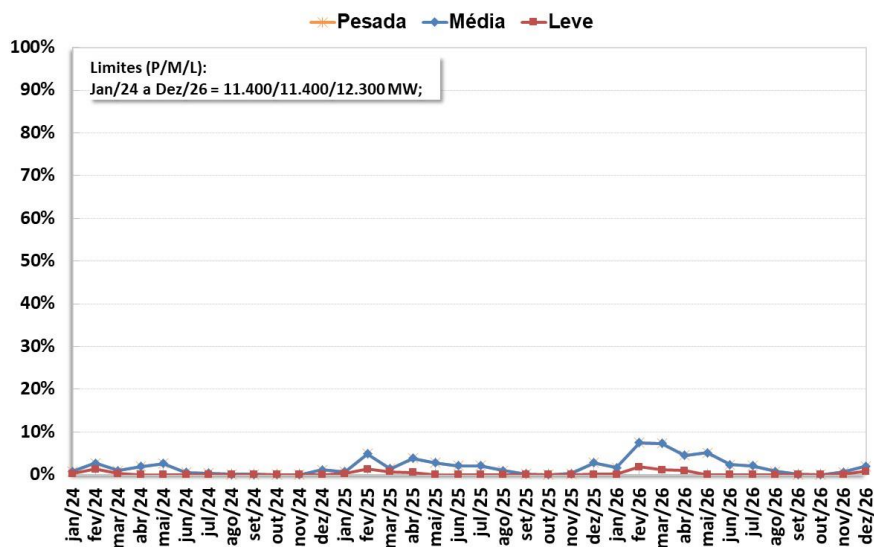
6.3 Análise das Interligações

A seguir, é apresentada a análise do congestionamento das interligações. O congestionamento é avaliado pela contabilização da frequência com que o intercâmbio de energia entre subsistemas diretamente conectados atinge o limite da interligação – frequência de intercâmbios máximos.

Frequências de intercâmbios máximos elevadas, combinadas a diferenças significativas e duradouras dos CMOs entre subsistemas diretamente conectados, indicam a necessidade de estudos detalhados para avaliação técnico-econômica, por parte da EPE/MME, de reforços nas interligações. Essas ocorrências podem estar diretamente associadas ao tronco de interligação ou podem ser consequência de condições operativas estruturais que reduzem a capacidade de escoamento de energia.

A Figura 6-25, a seguir, apresenta a frequência de intercâmbios máximos na interligação entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, no sentido SE/CO → Sul (RSUL). Pode-se observar que ocorrem congestionamentos nos patamares de cargas pesada e média de no máximo 2,7% em fevereiro de 2024, 4,9% em fevereiro de 2025 e 7,5% em fevereiro de 2026.

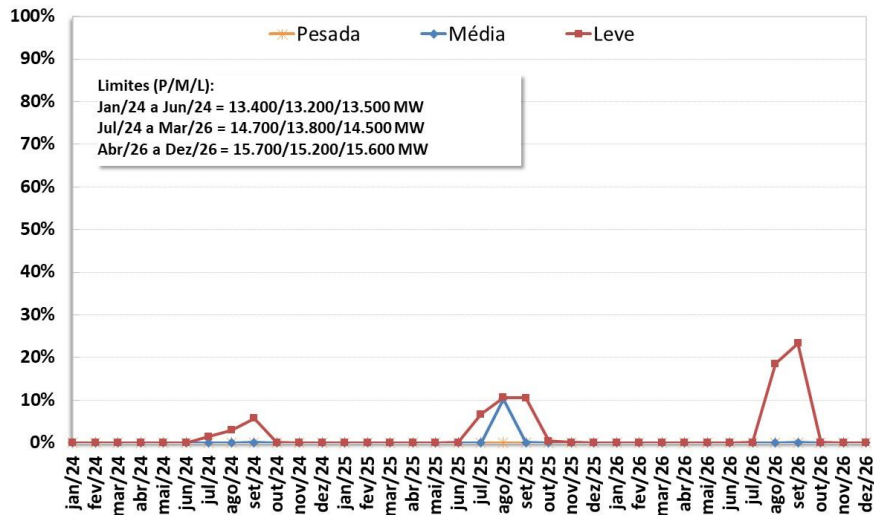
Figura 6-25: Frequência de Intercâmbios Máximos da Interligação SE/CO → Sul (RSUL)



A Figura 6-26, a seguir, apresenta a frequência de intercâmbios máximos da Exportação Nordeste, consistida pela soma dos fluxos NE → SE/CO e NE → IPZ. Observa-se que no mês de setembro de 2024 há uma ocorrência de intercâmbios máximos de 5,8% no patamar leve, no mês de agosto de 2025 há uma ocorrência

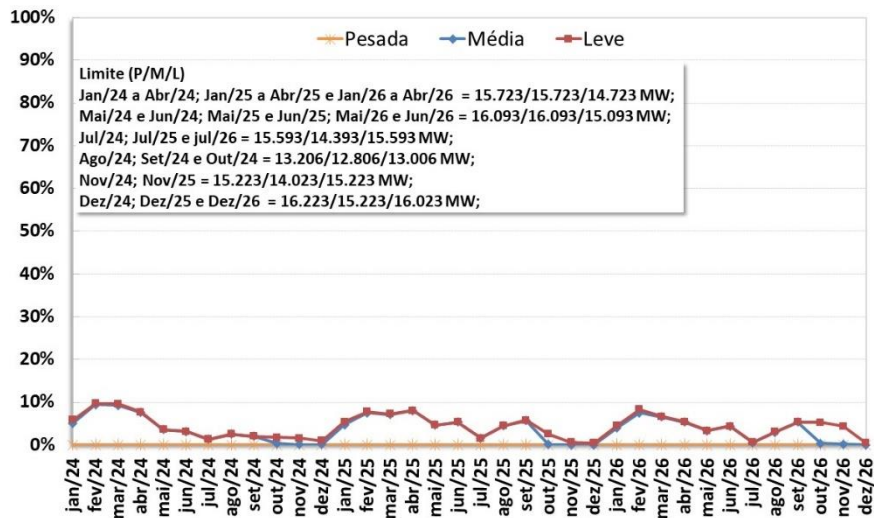
de intercâmbios máximos de 10,7 % nos patamares leve e médio e no mês de setembro de 2026 há uma ocorrência de intercâmbios máximos de 23,4 % no patamar leve.

Figura 6-26: Frequência de Intercâmbios Máximos da Exportação Nordeste



A Figura 6-27, a seguir, apresenta a frequência de intercâmbios máximos do fluxo FNS + FNESE + XINGU → SE/CO, consistida pela soma dos fluxos IMP → SE/CO, NE → SE/CO e XINGU → SE/CO. Pode-se observar que ocorrem congestionamentos nos patamares de cargas média e leve de 9,7% em fevereiro de 2024, 7,8% em fevereiro de 2025 e 8,3% em fevereiro de 2026.

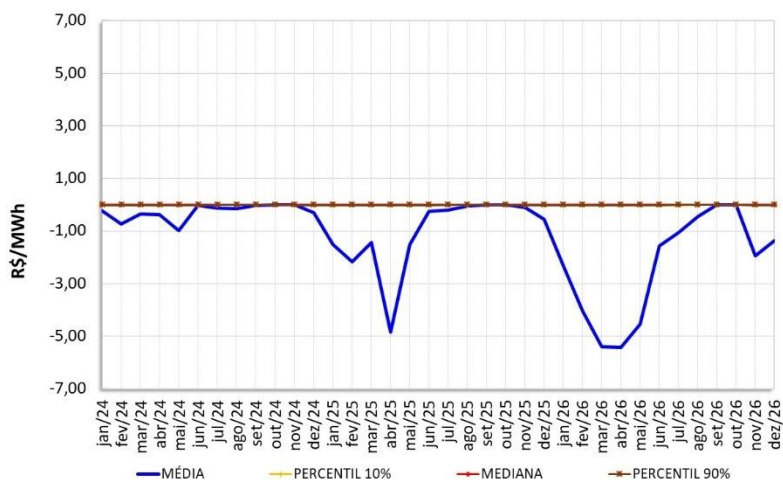
Figura 6-27: Frequência de Intercâmbios Máximos do Fluxo FNS + FNESE + XINGU → SE/CO



Nas demais interligações, os limites máximos de intercâmbio não atingem probabilidades significativas de ocorrerem, ficando abaixo de 3% para todos os patamares de carga e todo o horizonte de análise (janeiro de 2024 a dezembro de 2026).

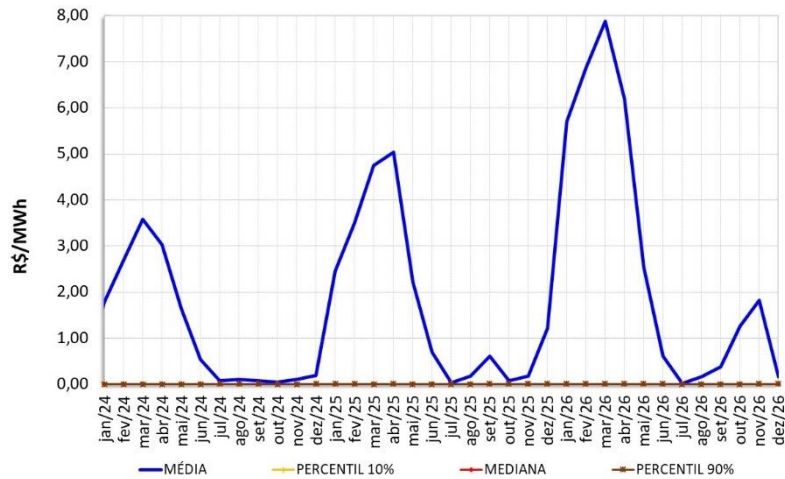
A Figura 6-28, a seguir, resume as diferenças entre os CMOs mensais dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul para o período 2024/2026, apresentando média, mediana, percentil 10% e percentil 90%. Observa-se que as diferenças médias são inferiores a 5,50 R\$/MWh.

Figura 6-28: Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e Sul



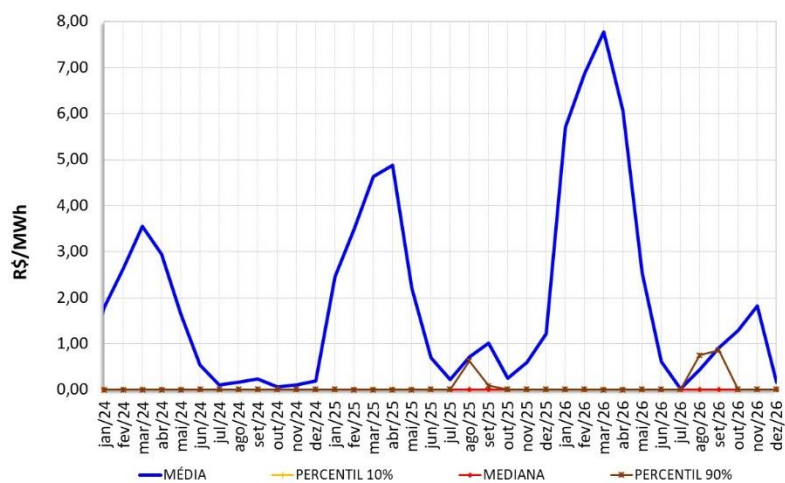
A Figura 6-29, a seguir, apresenta o comportamento das diferenças entre os CMOs mensais dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Norte. Observa-se que a diferença entre os custos marginais dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Norte atingem valores médios de até 7,88 R\$/MWh.

Figura 6-29: Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e N



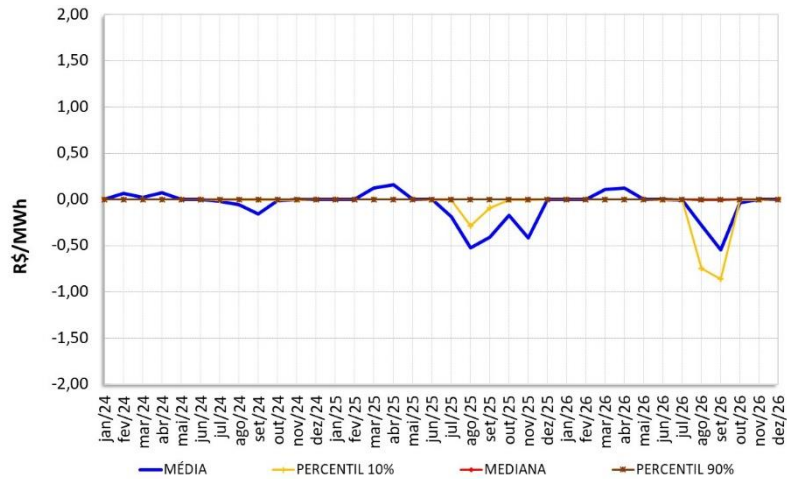
A Figura 6-30, a seguir, apresenta o comportamento das diferenças entre os CMOs mensais dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Observa-se que a diferença entre os custos marginais dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste atingem valores médios de até 7,77 R\$/MWh.

Figura 6-30: Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e NE



A Figura 6-31, a seguir, apresenta as mesmas informações referentes às diferenças entre os CMOs dos subsistemas Nordeste e Norte. Observa-se que a diferença entre os custos marginais atinge valores médios inferiores a 1,00 R\$/MWh.

Figura 6-31: Evolução das Diferenças de CMO entre NE e N



7 Avaliações Energéticas Adicionais

7.1 Balanço Estático de Energia

O balanço estático de energia compara a oferta de energia prevista com a carga projetada no horizonte de análise. Para compor a oferta neste balanço, foram consideradas as seguintes premissas:

- Para as usinas hidroelétricas e termoelétricas, foram adotados os valores dos certificados de garantia física dos empreendimentos.
- Para as usinas não simuladas individualmente considera-se a expectativa de geração de acordo com a Resolução Normativa ANEEL n° 843/2019, que adota como referência o histórico de geração das usinas em operação comercial.

Quando o resultado deste balanço é positivo, ou seja, a oferta de energia é superior à carga, considera-se que o sistema está em uma situação de sobra de energia. No caso contrário, quando a carga é superior à oferta, o sistema encontra-se numa situação de déficit de energia. Todavia, sempre se destaca que este balanço tem significado apenas indicativo da oferta estrutural de energia elétrica do SIN, na medida em que não considera as transferências de energia entre os subsistemas ao longo do ano e a redução de disponibilidade de energia das usinas hidráulicas em situações hidrológicas desfavoráveis. A garantia física de uma usina independe da sua geração real e está associada às condições que cada usina pode fornecer ao sistema no longo prazo, assumindo um critério específico de atendimento do mercado.

Dessa forma, os balanços apresentados nesta seção não são, por si só, métricas suficientes para avaliar as condições de atendimento à carga de sistemas elétricos como o brasileiro, mas permitem qualificar e/ou quantificar algumas situações estruturais, como a plena contratação da carga prevista pelos agentes distribuidores, segundo as regras do atual modelo institucional (100% de contratação), ou situações típicas de condições extremas de atendimento, podendo orientar decisões mitigadoras de planejamento.

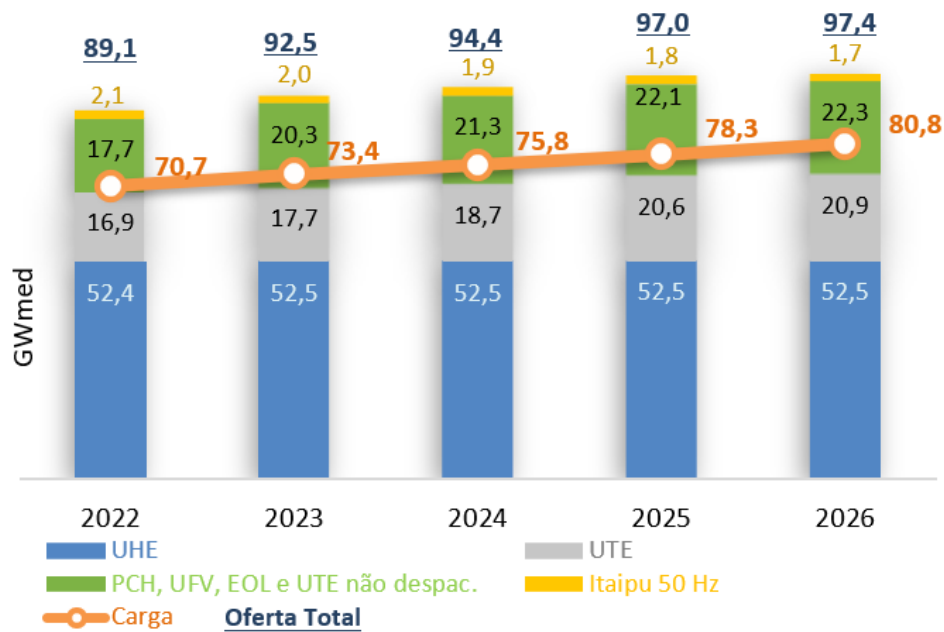
Os balanços são apresentados, a seguir, para cada subsistema e para o SIN, compreendendo todo o horizonte do planejamento da operação - 5 anos. Ressalta-se que o balanço do SIN não considera as limitações de transferência entre subsistemas.

Adota-se como premissa para as usinas em expansão as datas de tendência do cronograma de motorização utilizado no PMO de maio de 2022, conforme reunião do DMSE realizada no dia 20/04/2022. Da mesma forma, as usinas que possuem disponibilidade nula neste PMO, conforme regulamentação vigente, têm sua oferta

zerada no balanço estático, caso das UTEs Altos, Aracati, Araucária (a partir do 2º ano), Baturité, Campo Maior, Caucaia, Crato, Cuiabá, Daia, Enguia Pecém, Igarapé, Iguatu, Juazeiro do Norte, Marambaia, Nazária, Piratininga 12, R. Silveira, Santa Cruz 34, Sykue I, Termonorte 1, Termonorte 2 e Uruguiana.

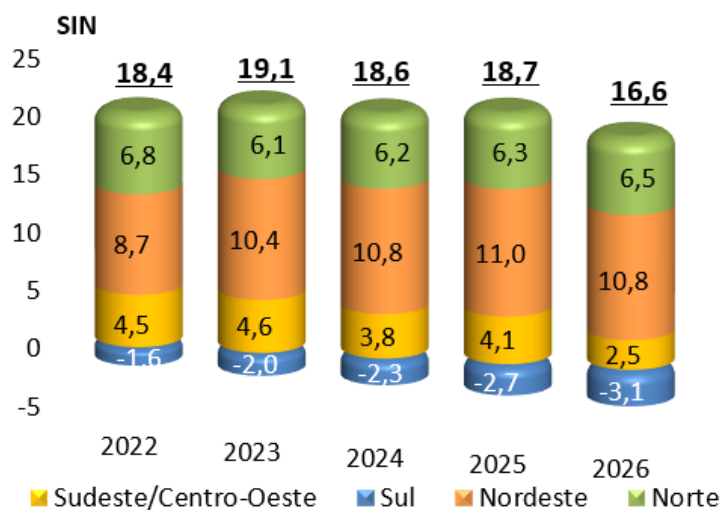
A Figura 7-1, a seguir, permite visualizar que existem sobras de energia no SIN ao longo do período 2022/2026, uma vez que a oferta é superior à carga própria projetada em todo horizonte de análise.

Figura 7-1: Evolução da Oferta de Energia e da Carga 2022-2026 (GWmed)



A Figura 7-2, a seguir, permite visualizar o resultado do balanço estático de energia para o SIN e para cada subsistema, considerando a disponibilidade de energia dos leilões ocorridos até o PMO de maio de 2022.

Figura 7-2: Balanço Estático de Energia (GWmed)



(1) O Subsistema Sudeste/Centro-Oeste inclui as usinas do rio Teles Pires, de Acre/Rondônia e as usinas do rio Madeira.

(2) O Subsistema Norte inclui as usinas Belo Monte e Pimental, bem como as dos subsistemas Manaus/Amapá.

Os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte apresentam balanço positivo em todos os anos, enquanto o subsistema Sul apresenta balanço negativo. A Tabela 7-1, a seguir, apresenta os detalhes do balanço estático para o SIN. Como já comentado, existem sobras no SIN em todo o horizonte, variando entre 18.380 MWmed no ano de 2022 a 16.643 MWmed no ano de 2026.

Tabela 7-1: Balanço Estático de Energia para o SIN (MWmed)

SIN - OFERTA PEN 2022 (MWmed)	2022	2023	2024	2025	2026
UHE TOTAL	52.393	52.474	52.475	52.515	52.515
UTE TOTAL	16.860	17.731	18.691	20.596	20.923
PCHs, BIOS, UEEs e UFVs	17.725	20.314	21.260	22.054	22.331
IMPORTAÇÃO DE ENERGIA	2.081	1.990	1.902	1.796	1.692
OFERTA TOTAL	89.059	92.509	94.328	96.961	97.461
CARGA	70.679	73.441	75.793	78.271	80.818
BALANÇO	18.380	19.068	18.535	18.690	16.643

A importação de energia se refere a parcela de 50 Hz da UHE Itaipu, abatida da carga da ANDE.

A Tabela 7-2, a seguir, detalha o balanço estático de energia do subsistema Sudeste/Centro-Oeste (que inclui as ofertas de AC/RO, Madeira e Teles Pires). Ele indica superávits ao longo de todo horizonte, atingindo valores da ordem de 4.556 MWmed em 2023. A menor sobra ocorre em 2026, 2.545 MWmed.

Tabela 7-2: Balanço Estático de Energia para o SE/CO (MWmed)

SE/CO - OFERTA PEN 2022 – (MWmed)	2022	2023	2024	2025	2026
UHE TOTAL	29.278	29.278	29.278	29.318	29.318
UTE TOTAL	8.207	8.853	9.260	10.824	10.694
PCHs, BIOs e UEEs	5.506	6.097	6.299	6.439	6.470
IMPORTAÇÃO DE ENERGIA	2.081	1.990	1.902	1.796	1.692
OFERTA TOTAL	45.072	46.218	46.739	48.377	48.174
CARGA	40.565	41.662	42.933	44.291	45.629
BALANÇO	4.507	4.556	3.806	4.086	2.545

A importação de energia se refere a parcela de 50 Hz da UHE Itaipu, abatida da carga da ANDE.

Para o subsistema Sul a Tabela 7-3, a seguir, mostra, como já comentado, que existem déficits de energia em todos os anos do horizonte.

Tabela 7-3: Balanço Estático de Energia para o Sul (MWmed)

SUL - OFERTA PEN 2022 - (MWmed)	2022	2023	2024	2025	2026
UHE TOTAL	7.182	7.259	7.259	7.259	7.259
UTE TOTAL	1.420	1.378	1.440	1.459	1.460
PCHs, BIOs e UEEs	2.023	2.092	2.132	2.170	2.180
IMPORTAÇÃO DE ENERGIA	-	-	-	-	-
OFERTA TOTAL	10.625	10.729	10.831	10.888	10.899
CARGA	12.215	12.696	13.121	13.572	14.034
BALANÇO	-1.590	-1.967	-2.290	-2.684	-3.135

A Tabela 7-4, a seguir, detalha o balanço estático de energia do subsistema Nordeste. Observam-se sobras em todos os anos do horizonte.

Tabela 7-4: Balanço Estático de Energia para o NE (MWmed)

NE - OFERTA PEN 2022 -(MWmed)	2022	2023	2024	2025	2026
UHE TOTAL	5.980	5.980	5.980	5.980	5.980
UTE TOTAL	4.585	4.852	4.995	4.995	5.097
PCHs, BIOs e UEEs	9.682	11.612	12.315	12.932	13.167
IMPORTAÇÃO DE ENERGIA	-	-	-	-	-
OFERTA TOTAL	20.247	22.444	23.290	23.907	24.244
CARGA	11.594	12.051	12.490	12.952	13.479
BALANÇO	8.653	10.393	10.800	10.955	10.765

Para o subsistema Norte, incluindo Manaus e Amapá, a Tabela 7-5, a seguir, mostra, como já comentado anteriormente, que existem sobras de energia ao longo de todo o horizonte.

Tabela 7-5: Balanço Estático de Energia para o Norte (MWmed)

NORTE - OFERTA PEN 2022 - (MWmed)	2022	2023	2024	2025	2026
UHE TOTAL	9.953	9.957	9.958	9.958	9.958
UTE TOTAL	2.648	2.648	2.996	3.318	3.672
PCHs, BIOs e UEEs	514	514	514	514	514
IMPORTAÇÃO DE ENERGIA	-	-	-	-	-
OFERTA TOTAL	13.115	13.119	13.468	13.790	14.144
CARGA	6.305	7.032	7.249	7.456	7.676
BALANÇO	6.810	6.087	6.219	6.334	6.468

7.2 Balanço de Energia Firme

A energia firme de um sistema é definida como o maior mercado que um sistema pode atender sem déficits no caso de repetição do histórico de vazões. Entretanto, nos modelos utilizados para o cálculo da energia firme, como o SUIISHI, não é representada a complementaridade entre as usinas hidrelétricas e as outras fontes. Nesses modelos, a energia firme é calculada para uma configuração puramente hidráulica.

No balanço de energia firme apresentado na Tabela 7-6, a seguir, é avaliada a necessidade de geração térmica para atendimento a carga do SIN, admitindo-se que a contribuição das usinas hidroelétricas corresponde à energia firme do sistema.

A energia firme do SIN foi calculada com a aplicação do modelo SUIISHI, considerando o período crítico de 6/1949 a 11/1956, utilizado no processo de cálculo de garantia física das usinas hidroelétricas.

Tabela 7-6: Balanço de Energia Firme (MWmed)

		2022	2023	2024	2025	2026
Carga	(A)	70.680	73.440	75.792	78.272	80.818
Energia Firme	(B)	54.013	53.688	53.458	53.355	53.241
Participação da EFH	(B) / (A)	76%	73%	71%	68%	66%
GTMAX	(C)	19.404	19.247	19.822	21.188	21.730
Participação GT	(C) / (A)	27%	26%	26%	27%	27%
Não Simuladas (NS)	(D)	17.725	20.314	21.260	22.054	22.331
Participação NS	(D) / (A)	25%	28%	28%	28%	28%
Balanço Final	(B) + (C) + (D) – (A)	20.462	19.809	18.748	18.326	16.484
Necessidade de GT	$E = (A) - ((B) + (D))$	-1.058	-562	1.074	2.862	5.246
	(E) / (A)	-1%	-1%	1%	4%	6%
	(E) / (C)	-5%	-3%	5%	14%	24%
GTinflexível (GTI)	(F)	4.934	5.165	5.309	6.220	5.761
Participação da GTI	(F) / (A)	7%	7%	7%	8%	7%
	(F) / (C)	25%	27%	27%	29%	27%

Os resultados apresentados na Tabela 7-6, anterior, indicam a necessidade de geração térmica apenas a partir de 2024, sendo de 5% da geração térmica máxima (GTMAX) em 2024 e 24% GTMAX no ano de 2026. Cabe destacar que essa necessidade de geração térmica é inferior ao montante de geração inflexível em todos os anos.

Além disso, destaca-se na Tabela 7-6 a participação das usinas não simuladas no atendimento a carga, com percentuais entre 25% e 28% da carga, das quais fazem parte as usinas eólicas e solares fotovoltaicas, fontes com forte incerteza e variabilidade conforme abordado em item posterior.

7.3 Avaliação das Condições Hidrológicas do Passado Recente

Anualmente, o ONS reavalia as condições hidrológicas do passado recente. Para isso, no PEN 2022 foi realizada uma simulação de energia firme com o modelo SUSHI para a configuração de mais longo prazo do planejamento energético, ou seja, dezembro de 2026, considerando o histórico de vazões até dezembro de 2021, com a ressalva de que, para o ano de 2021, foram consideradas informações ainda não consolidadas.

A definição de energia firme de um sistema está associada ao maior mercado que o parque gerador hidrelétrico deste sistema conseguiria atender sem ocorrência de déficits de energia, supondo a repetição da série histórica de vazões.

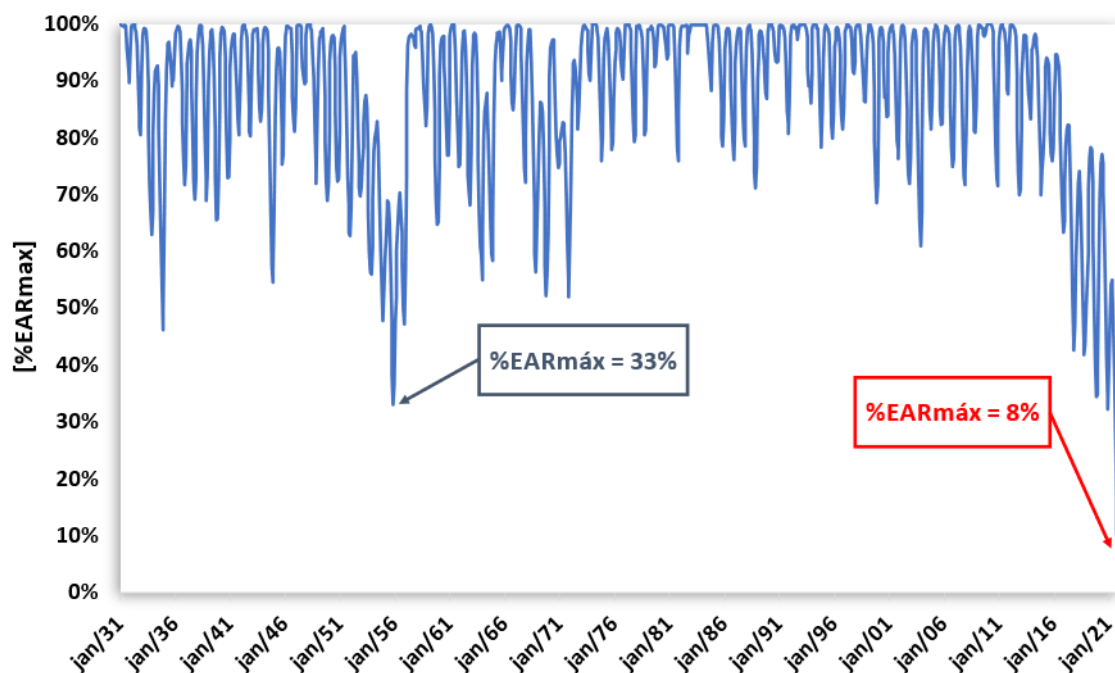
O objetivo desta avaliação é identificar os períodos do histórico com maior criticidade em termos de condições hidrológicas. Os resultados da simulação indicam que o sistema atravessa um período de deplecionamento dos reservatórios, sem reenchimentos totais, que se iniciou em junho de 2012, cuja duração (115 meses) é superior ao período crítico oficial compreendido entre junho de 1949 a novembro de 1956, com duração de 90 meses. Além da maior extensão, as condições hidrológicas verificadas no passado recente são mais severas que aquelas vivenciadas anteriormente, conforme pode ser constatado, na Figura 7-3 abaixo, pelo nível de armazenamento em novembro de 2021 da ordem de 8% EAR_{máx}, menor do que aquele indicado para novembro de 1955 que equivale a 33% EAR_{máx}.

Ressalta-se que o histórico de vazões utilizado, e ainda não consolidado, vai até dezembro de 2021 e, portanto, não se pode afirmar que o novo período crítico terminou.

Visando identificar as mudanças no regime de vazões e as principais variáveis meteorológicas de interesse para operação do SIN e investigar as suas causas, quanto a padrões associados à variabilidade climática, mudança do clima e/ou uso do solo, o ONS integra a segunda etapa do projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral, também chamado de Projeto META II. Os resultados deste projeto contribuirão para o aperfeiçoamento dos estudos de planejamento energético do SIN.

No link a seguir, é possível acompanhar os documentos disponibilizados sobre o tema pelo MME: <https://www.gov.br/mme/pt-br/destaques/projeto-meta-ii>.

Figura 7-3: Evolução da Energia Armazenada do SIN Obtido Através da Simulação de Energia Firme



7.4 Impactos da Geração Eólica e Fotovoltaica na Operação do SIN

7.4.1 Comportamento da Geração Eólica

Conforme apresentado anteriormente, a capacidade instalada de usinas eólicas no SIN deverá evoluir de 20.726 MW (11,9% da matriz), existentes em 31/12/2021, para 28.647 MW (14,6% da matriz), em 31/12/2026 - aumento de 7.921 MW em 5 anos. Conforme observado na Figura 7-4 e na Figura 7-5, a seguir, a participação da fonte eólica na matriz energética tem se intensificado. A Figura 7-6 mostra a distribuição geográfica das usinas existentes em abr/2022 e a Figura 7-7 mostra a geração verificada dos últimos 3 anos e a prevista até 2026.

Figura 7-4: Expansão da Capacidade Instalada Eólica 2016/2021 - SIN



Figura 7-5: Expansão da Capacidade Instalada Eólica por subsistema – 2012/2021



Figura 7-6: Localização geográfica das usinas eólicas existentes em abr/2022

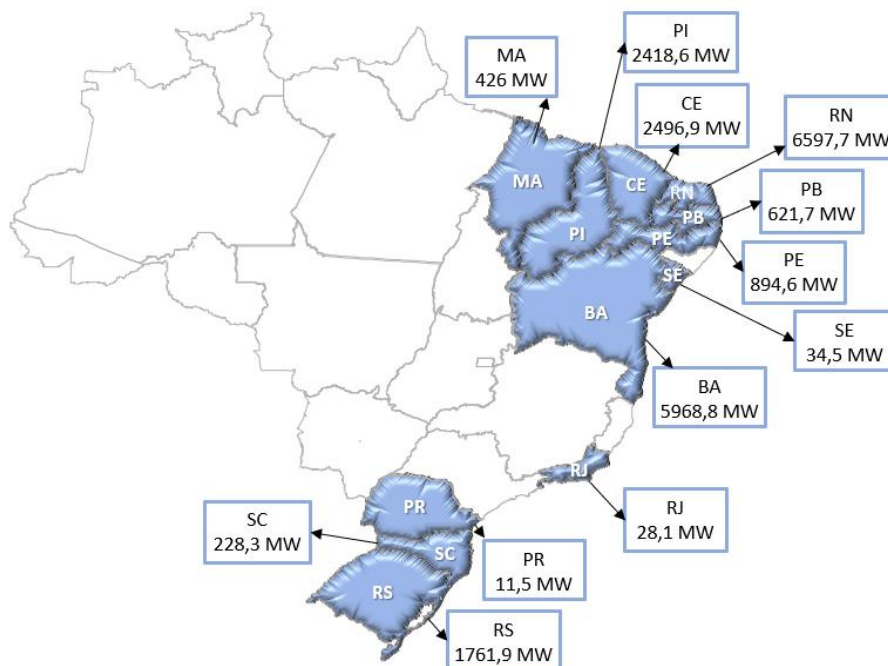
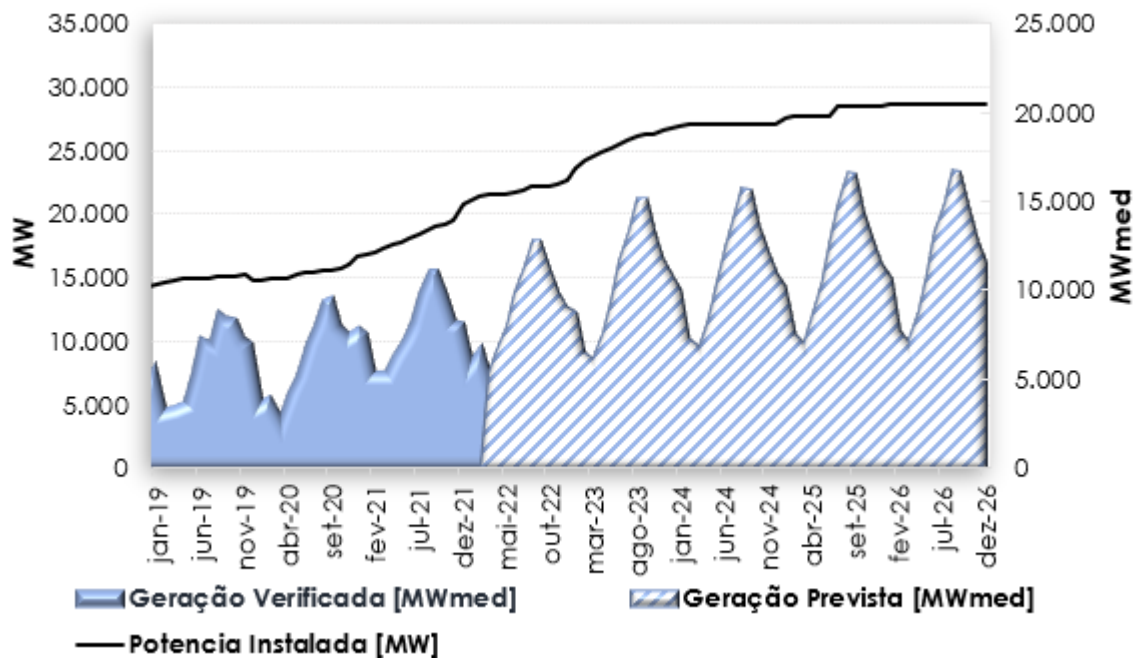


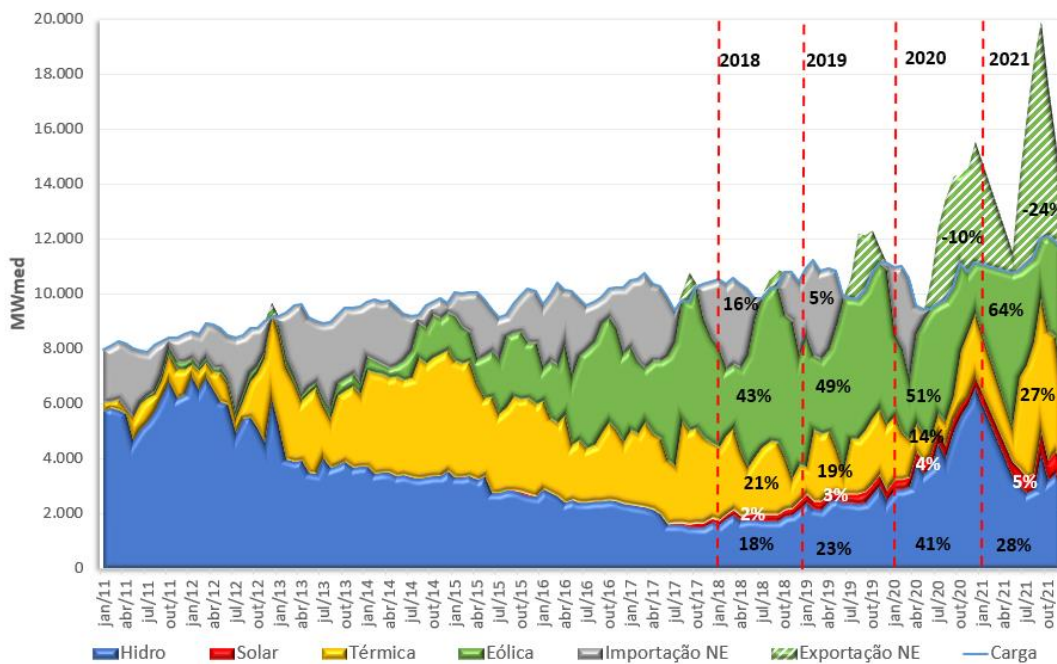
Figura 7-7: Evolução mensal da geração eólica –SIN - 2019 a 2026



No passado recente, a geração eólica tem se mostrado essencial para o atendimento à carga do SIN, principalmente sob condições hidrológicas críticas,

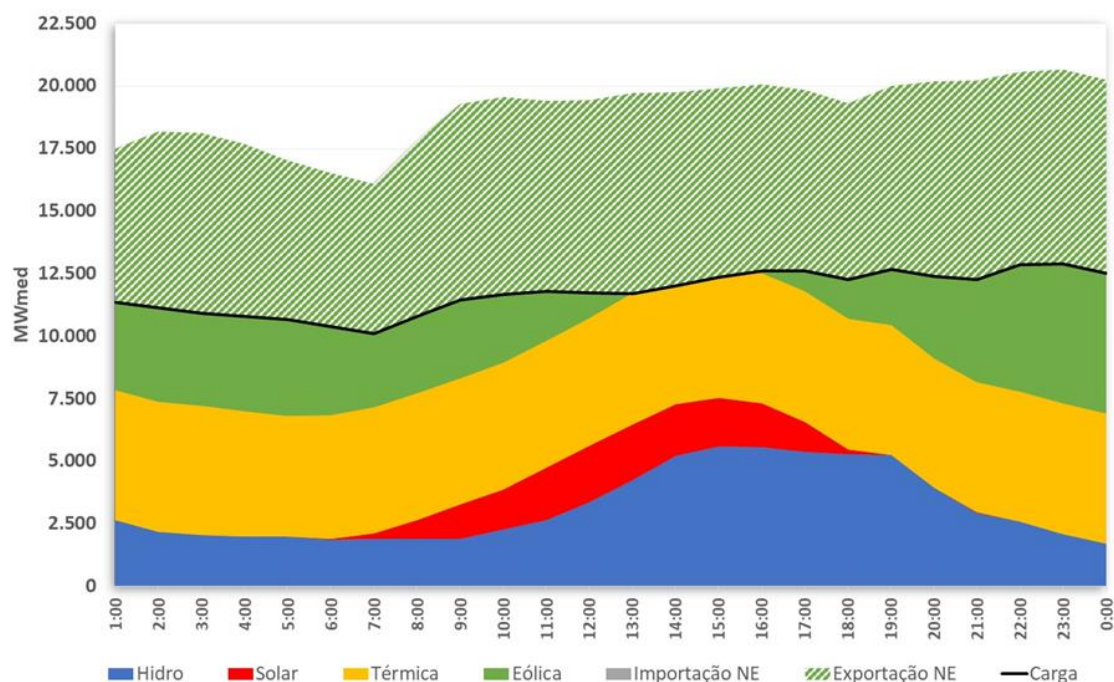
conforme observado entre os anos de 2014 e 2021. O subsistema Nordeste concentra 88% de toda a capacidade eólica instalada no Brasil. A Figura 7-8 apresenta o balanço energético do Nordeste de 2011 a 2021. Desde 2016, a geração eólica vem atendendo ao maior percentual da carga dessa região, ocorrendo em 2021 o seu ápice, com um atendimento de 64% da carga. A geração solar vem crescendo ao longo dos anos e em 2021 foi responsável por 5% do atendimento da demanda do subsistema Nordeste. Apesar da crise hídrica, o Nordeste exportou em média 4.490 MWmed no período de maio a dezembro/2021.

Figura 7-8: Balanço Energético do Nordeste (janeiro/2011 a dezembro/2021)



Para ilustrar a magnitude da inserção eólica no subsistema Nordeste, a Figura 7-9 ilustra o balanço energético do dia 30/08/2021, quando o Nordeste foi exportador de energia durante todo o dia.

Figura 7-9: Balanço Energético do Nordeste em 30/08/2021



O recorde horário de geração eólica do Nordeste, considerando o período até maio/2022, foi de 13.745 MW, às 22h do dia 01/09/2021, com um fator de capacidade de 78,18%. Nesta hora, a geração eólica atendeu 108,82% da carga do Nordeste. A Tabela 7-7 apresenta os recordes verificados até maio/2022.

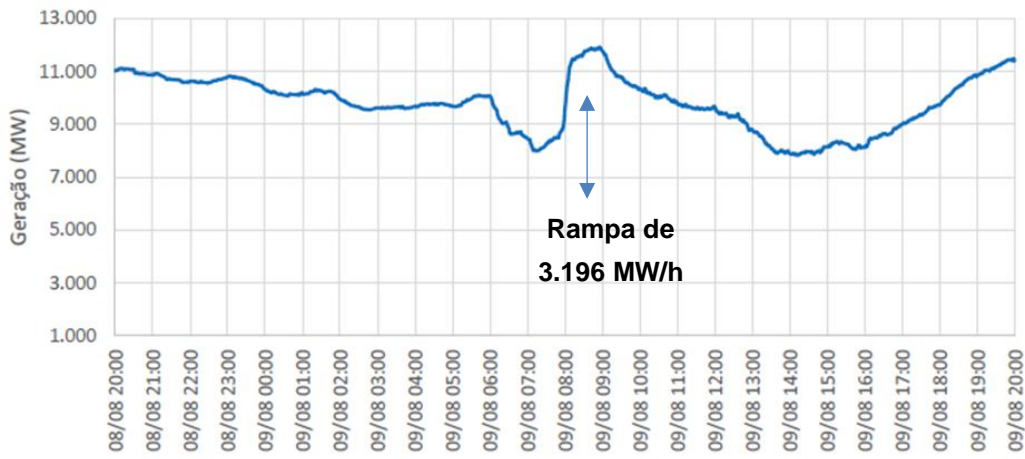
Tabela 7-7: Recordes de Percentual de Atendimento à Carga do Norte, Nordeste, Sul e SIN com Energia Eólica em 2022 – Base Diária e Horária – Posição maio/2022

Fonte	Subsistema	Período	Instante	Recorde MW)	%Carga atendida	%Fatorcapacidade
Eólica	SIN	Horário	30/08/2021 22:00	15.342	20,88%	76,54%
		Diário	07/09/2021	13.264	20,05%	65,96%
		Mensal	Agosto/2021	11.289	16,77%	56,25%
	Norte	Horário	22/08/2021 08:00	424	7,51%	99,54%
		Diário	04/09/2021	413	6,70%	96,96%
		Mensal	Novembro/2019	335	5,88%	78,71%
	Nordeste	Horário	01/09/2021 22:00	13.745	108,82%	78,18%
		Diário	06/08/2021	11.907	104,70%	69,03%
		Mensal	Agosto/2021	10.320	91,52%	58,84%
	Sul	Horário	07/09/2021 19:00	1.875	14,15%	90,44%
		Diário	07/09/2021	1.796	16,96%	86,63%
		Mensal	Abril/2020	845	8,23%	40,84%

A expressiva geração de energia eólica no Nordeste tem sido fundamental para o atendimento energético deste subsistema, possibilitando o replecionamento de importantes reservatórios da região. Além disso, a rápida expansão dessa fonte tem trazido desafios na etapa da programação diária (D-1) e, principalmente, durante a operação em tempo real, dentre os quais pode-se destacar: a incerteza, a alta variabilidade e a difícil previsibilidade.

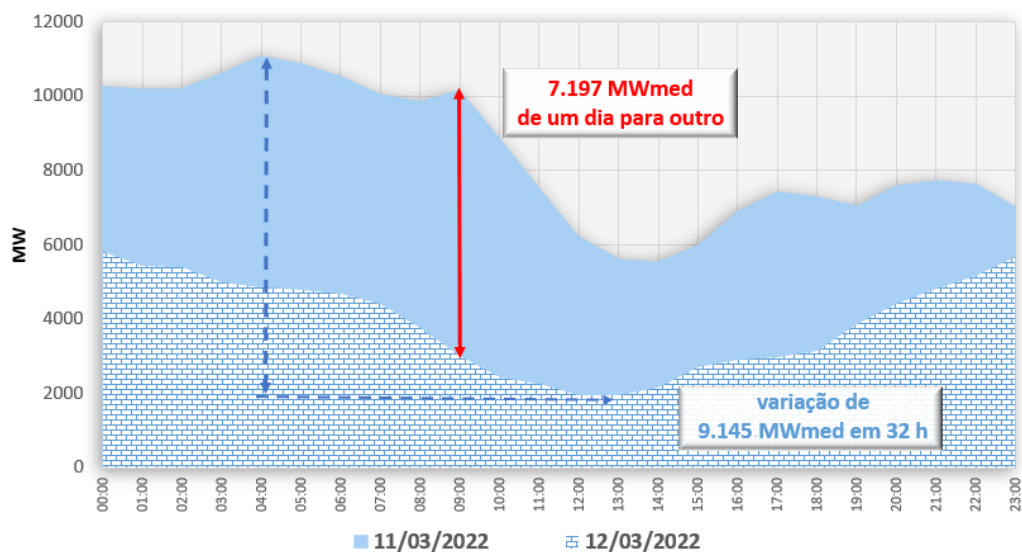
A Figura 7-10, a seguir, exemplifica a alta variabilidade da geração eólica durante um dia. Pode-se observar que durante o intervalo de uma hora do dia 09/08/2021, houve uma rampa de 3.196 MW na geração eólica total do SIN, requerendo ações específicas das equipes de tempo real de forma a garantir o equilíbrio sistêmico.

Figura 7-10: Exemplo de elevação de geração eólica: dia 09/08/2021 – Total SIN



Por outro lado, a Figura 7-11 ilustra a difícil previsibilidade associada a grande variabilidade, quando em um intervalo de um dia ocorreu uma variação de aproximadamente 7.200 MW na geração eólica do SIN.

Figura 7-11: Geração Eólica Verificada nos dias 11/03/2022 e 12/03/2022 – SIN



Com base nesses desafios, o ONS, em conjunto com os agentes de geração eólica, desenvolveu um modelo de previsão de geração para a programação diária da operação e tempo real. A melhoria da previsão de geração eólica está associada a uma melhoria na qualidade dos dados supervisionados. Dessa forma, o ONS vem estreitando os relacionamentos com os agentes eólicos e outras entidades do setor, de forma que se possa fazer uso de dados meteorológicos e de geração cada vez mais consistentes.

Através da supervisão de usinas eólicas, é possível realizar intervenções, controle de carregamento (potência ativa e reativa) e controle de tensão, especialmente em parques com tecnologias mais avançadas de segurança operativa. Nesse contexto, é fundamental que nos leilões futuros de energia eólica sejam contemplados requisitos mínimos operativos dessas usinas.

A crescente participação da fonte eólica na matriz elétrica do SIN é fundamental para a manutenção dos estoques de energia armazenada nas usinas hidroelétricas e possibilidade de redução de geração termoeletrica. Com um crescimento expressivo, é fundamental que a geração eólica seja bem caracterizada e representada no âmbito do planejamento da operação energética, da programação mensal, diária e da operação em tempo real.

Este novo paradigma na operação do SIN traz, porém, desafios ligados principalmente à incerteza e variabilidade dessa fonte. Atualmente, a variabilidade da geração eólica vem sendo mitigada com a atuação dos sistemas de Controle Automático de Geração (CAG).

A operação das eólicas já está bem consolidada na matriz de energia elétrica do SIN. Tendo em vista que a geração destas usinas não é otimizada pelos modelos vigentes, ou seja, um valor de geração é abatido diretamente da carga a ser atendida, faz-se necessário o aprimoramento das metodologias utilizadas para estimativa dos montantes de geração, visando uma maior aderência entre os valores previstos e verificados em todos os horizontes de estudo.

No PEN 2019 foi apresentada uma avaliação da incorporação de previsão de geração eólica semanal nos modelos energéticos e os resultados preliminares apontavam que a utilização dessa previsão no ambiente de curto prazo, no horizonte semanal, aumentaria a precisão da estimativa de geração desta fonte e, em consequência, aproximaria os resultados dos valores verificados na operação.

Em 2020, foi criado o Grupo de Trabalho de Geração Eólica no âmbito do Comitê Técnico PMO-PLD, para uma avaliação mais detalhada da incorporação da previsão de geração eólica na primeira semana operativa do modelo DECOMP. O trabalho foi conduzido pelo ONS e pela CCEE, com a participação dos Agentes, entre o segundo semestre de 2020 e o primeiro semestre de 2021. Os resultados foram aderentes à avaliação feita anteriormente, mostrando que o uso das previsões semanais aproxima a representação da geração eólica prevista no curto prazo, da geração observada. A atividade dentro do GT EOLICA foi concluída e validada no processo da programação da operação através de rodadas sombras do modelo DECOMP, utilizando as previsões semanais. A implementação deste desenvolvimento está aguardando a adequação na REN nº 843/2019 para que seja utilizada no processo oficial da programação da operação.

Devido a qualidade dos resultados obtidos com o uso das previsões na primeira semana operativa do modelo DECOMP, encontra-se em andamento uma nova atividade que consiste em estender o uso da previsão de geração eólica semanal para o primeiro mês operativo do DECOMP. A atividade é conduzida pelo ONS e pela CCEE com a participação dos Agentes, no âmbito do GT Geração Eólica e Solar – GT GEOS, no Comitê Técnico do PMO-PLD.

Tendo em vista a evolução da fonte eólica e a sua consideração no contexto do Programa Mensal da Operação Eletroenergética - PMO e suas revisões semanais, serão demandados novos estudos e aprofundamentos por parte do ONS e da CCEE, em conjunto com os Agentes.

Por oportuno, vale destacar que no site do ONS estão disponíveis os painéis dinâmicos que apresentam as informações de geração eólica e solar verificadas e o respectivo fator de capacidade das usinas supervisionadas pelo ONS. Os dados podem ser visualizados por subsistema, estado, ponto de conexão, conjunto e por localização que pode ser Litoral ou Interior. As informações também são apresentadas por patamar de carga elétrico e energético.

As informações consultadas podem ser impressas ou exportadas pelo usuário em formato compatível com planilhas Excel. Os painéis estão disponíveis em:

<http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-de-gera%C3%A7%C3%A3o-e-%C3%B3lica-e-solar>

7.4.2 Comportamento da Geração Fotovoltaica

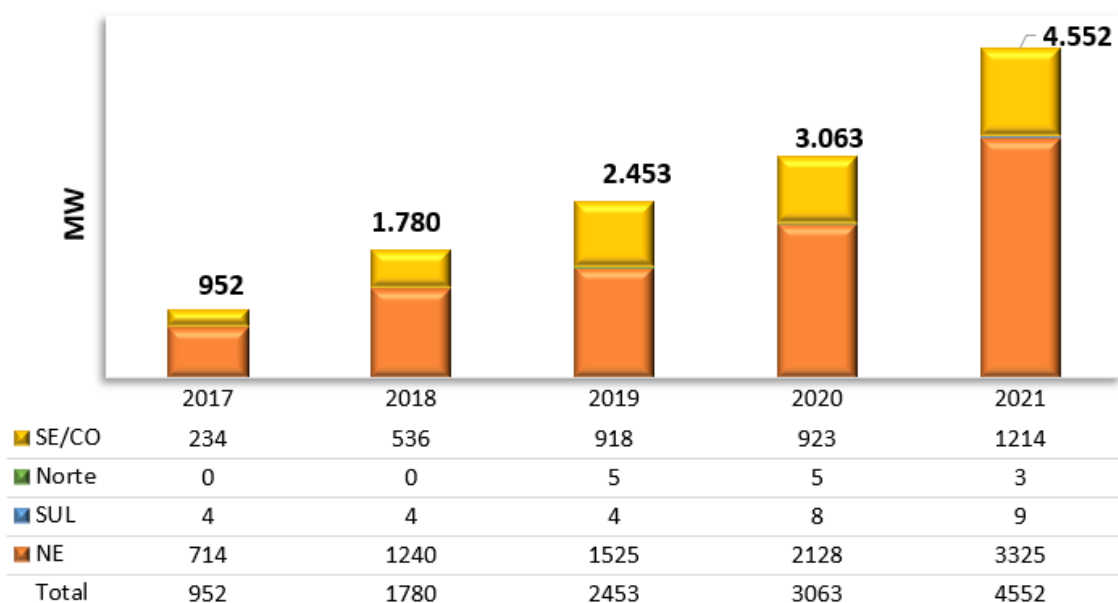
Ao passo que a operação das eólicas já está bem consolidada na matriz de energia elétrica do SIN, uma grande parte das usinas solares fotovoltaicas, provenientes dos últimos Leilões de Reserva, entrarão em operação comercial durante os próximos anos, atingindo um montante em torno de 10,3 GW instalados em 2026, trazendo novos desafios operativos e de previsibilidade nas diversas etapas da operação do SIN.

A capacidade instalada de usinas solares fotovoltaicas no SIN deverá evoluir de 4.552 MW (2,6% da matriz), existentes em 31/12/2021, para 10.298 MW (5,3% da matriz), em 31/12/2026 - aumento de 5.747 MW, em 5 anos. A Figura 7-12 e a Figura 7-13, a seguir, mostram que a participação da fonte fotovoltaica na matriz energética tem aumentado, especialmente, nos últimos dois anos.

Figura 7-12: Expansão da Capacidade Instalada Fotovoltaica 2017/2021 - SIN

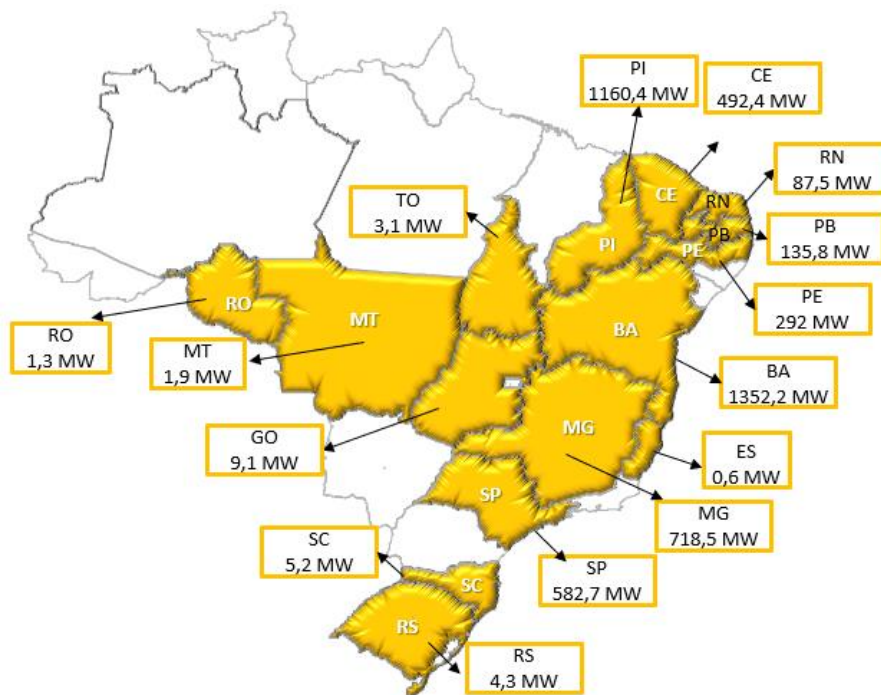


Figura 7-13: Expansão da Capacidade Instalada Fotovoltaica por subsistema – 2017/2021



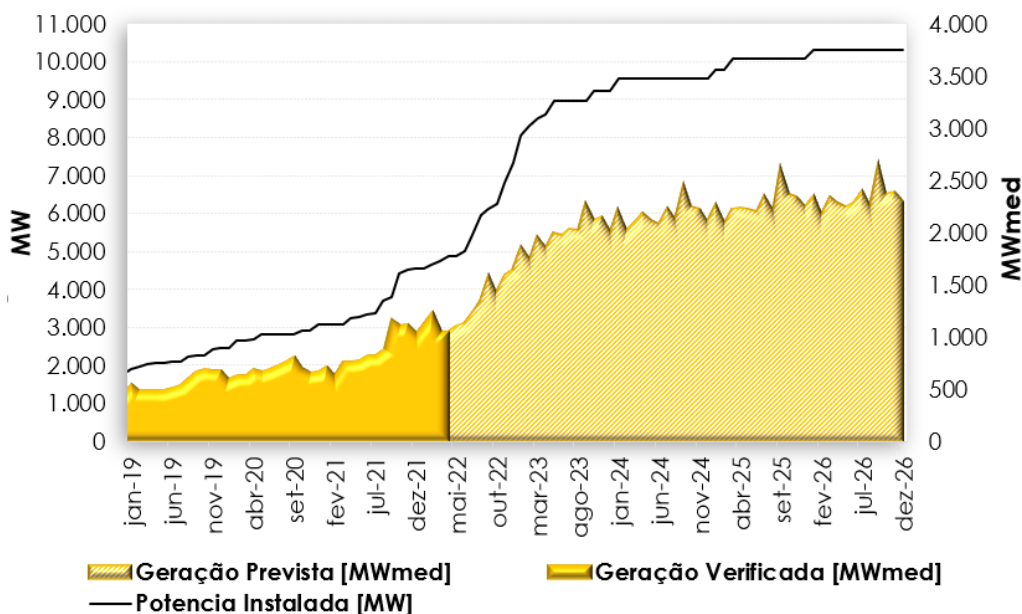
A Figura 7-14, a seguir, mostra a distribuição geográfica das usinas existentes em abril de 2022.

Figura 7-14: Localização geográfica das usinas fotovoltaica existentes em abr/2022



A Figura 7-15, a seguir, mostra geração verificada dos últimos 3 anos e a prevista até 2026.

Figura 7-15: Evolução mensal da geração fotovoltaica –SIN - 2019 a 2026



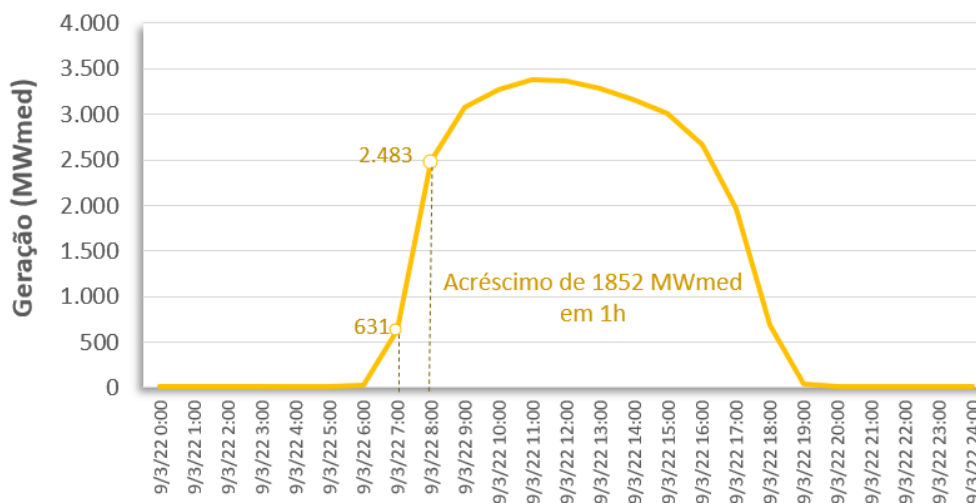
A participação da geração solar fotovoltaica vem crescendo nos últimos anos. Tomando como exemplo o dia 03/02/2022, esta fonte foi responsável pelo atendimento de 8,8% da carga do subsistema Nordeste (base diária). A Tabela 7-8 apresenta os recordes verificados por subsistema e no SIN, até maio de 2022, com indicação do respectivo fator de capacidade e percentual de atendimento a carga.

Tabela 7-8: Recordes de geração solar fotovoltaica e percentual de atendimento da carga por Subsistema e SIN – maio/2022

Fonte	Subsistema	Período	Instante	Recorde MW	%Carga atendida	%Fator capacidade
Solar	SIN	Horário	30/03/2022 11:00	3.762	4,78%	74,87%
		Diário	23/02/2022	1.398	1,78%	27,99%
		Mensal	Abril/2022	1.208	1,75%	23,82%
	Nordeste	Horário	25/04/2022 10:00	2.747	24,93%	75,09%
		Diário	03/02/2022	1.065	8,80%	29,58%
		Mensal	Fevereiro/2022	874	7,44%	24,10%
	Sudeste/CO	Horário	03/04/2022 11:00	1.093	3,24%	80,80%
		Diário	06/03/2022	465	1,17%	34,38%
		Mensal	Março/2022	349	0,78%	25,77%

A geração solar fotovoltaica supervisionada apresenta elevada variabilidade durante o período de irradiação solar e um comportamento típico com reduzida geração na carga leve e pesada. A grande variabilidade e difícil previsibilidade pode ser observada, quando no intervalo de 07 às 08h do dia 09/03/2022 ocorreu uma variação de cerca de 1.850 MW na geração fotovoltaica do SIN, conforme apresentado na Figura 7-16.

Figura 7-16: Exemplo de elevação de geração solar fotovoltaica no dia 09/03/2022 – Total SIN



A progressiva redução de custos envolvendo a tecnologia de geração fotovoltaica poderá criar um ambiente propício para uma quebra de paradigma no que diz respeito à matriz elétrica brasileira, seja com a expansão de grandes plantas solares fotovoltaicas, bem como a utilização de painéis solares na geração distribuída. O Operador está desenvolvendo e aperfeiçoando metodologias de previsão de geração fotovoltaica e acompanhando a natureza da expansão dessa fonte em diferentes regiões do país. Vale destacar que o ONS tem conseguido alguns avanços no desenvolvimento de modelo de previsão de geração fotovoltaica para a programação diária da operação.

A experiência internacional mostra que quando se atinge uma massa crítica com dispersão geográfica suficiente há uma suavização no comportamento da geração eólica e solar. Com a redução da variabilidade, há uma suavização do perfil de geração. Dessa forma, sob um ponto de vista global, a entrada em operação de parques eólicos e solares em diferentes regiões do país contribuirá para uma diminuição da variabilidade associada ao comportamento natural da fonte. Ainda assim, a expansão da inércia do sistema elétrico é imprescindível para que se possa suportar a variabilidade e a incerteza dessas fontes de energia, com a segurança operativa desejada.

Por fim, destaca-se que o ONS disponibiliza os dados de Geração Solar Fotovoltaica para consulta da operação detalhada das usinas solares fotovoltaicas, disponível em:

<http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-de-gera%C3%A7%C3%A3o-e-%C3%B3lica-e-solar>

7.5 Balanço de Potência

A avaliação das condições de atendimento à demanda máxima do sistema no horizonte quinquenal é uma das atividades que integram o escopo do planejamento da operação energética do Sistema Interligado Nacional (SIN). Tal avaliação é realizada através de balanços de potência, onde em cada balanço são confrontados os requisitos de demanda com as disponibilidades de potência das diversas fontes de energia que compõem o SIN.

No PEN 2022, as análises são divididas em horizonte conjuntural e horizonte estrutural, seguindo a mesma lógica adotada nas avaliações energéticas.

No horizonte conjuntural é feita uma avaliação determinística para o pior cenário dentre os oito cenários considerados para o período seco de 2022; e uma avaliação probabilística para 2023, acopladas às avaliações energéticas apresentadas anteriormente para esse horizonte.

No horizonte estrutural, o balanço de potência avalia a adequabilidade do atendimento de potência com base nos indicadores associados ao critério geral de suprimento de potência vigentes, definidos pelo CNPE, ou seja, o risco explícito de insuficiência da oferta de potência (LOLP) e o valor esperado condicionado à determinado nível de confiança de insuficiência da oferta de potência (CVaR da Potência Não Suprida).

O Balanço de Potência do PEN 2022, assim como no PEN 2021, considera:

- as restrições de modulação das usinas da bacia do rio São Francisco e da UHE Itaipu, que limitam sua disponibilidade em função das defluências dessas usinas;
- a fonte eólica no subsistema Nordeste dividida espacialmente entre litoral e interior;
- a estocasticidade da disponibilidade de potência hidrelétrica representada a partir de 2.000 cenários sintéticos de vazões para a avaliação estrutural.

Os subitens a seguir tratam, de forma detalhada, dos principais insumos para o balanço de potência, a saber:

- Requisito de Demanda
- Disponibilidade de Potência das Usinas Hidroelétricas
- Disponibilidade de Potência das Usinas Termoelétricas

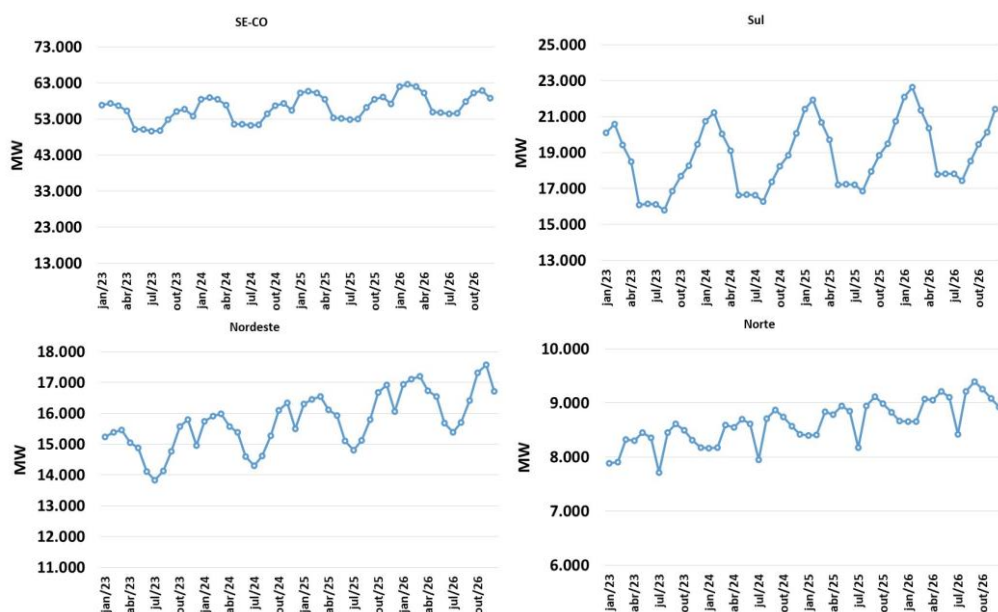
- Disponibilidade de Potência das Usinas Eólicas e Solares Fotovoltaicas
- Disponibilidade de Potência das PCHs e BIOS
- Reserva Operativa de Potência

7.5.1 Requisito de Demanda

As previsões de demanda para o horizonte de abrangência do planejamento da operação, assim como as previsões de energia, são elaboradas em conjunto pela EPE/MME, ONS e CCEE.

A título de exemplo, a Figura 7-17, a seguir, ilustra os valores da projeção de demanda máxima instantânea mensal dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte no horizonte 2022/2026. Os valores ilustrados nos gráficos também estão apresentados na Tabela 9-1 do Anexo II – Projeções de Demanda Máxima.

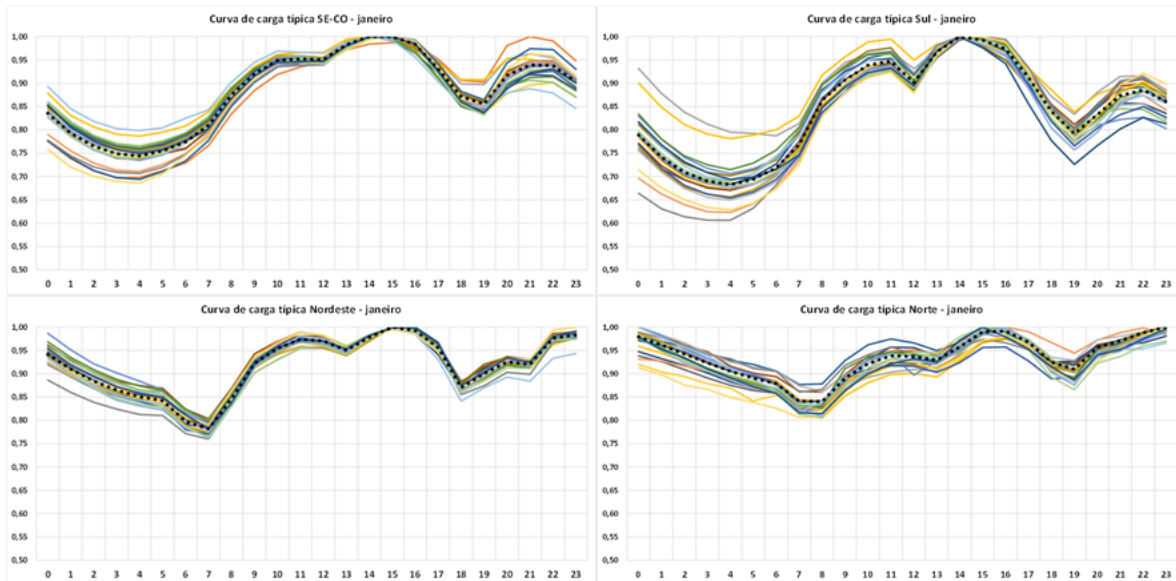
Figura 7-17: Previsão Mensal de Demanda Máxima Instantânea dos Subsistemas (MW)



Para avaliação do atendimento aos requisitos de demanda, elaborou-se uma curva de carga diária típica para cada mês e subsistema, baseada no histórico recente. Inicialmente foi realizado um levantamento das curvas de carga diárias dos dias úteis em cada mês e subsistema, como exemplificado na Figura 7-18. As curvas de diferentes cores representam os perfis de demanda horária verificados nos dias úteis de um determinado mês e subsistema no passado recente. O perfil de

demanda típico (linha pontilhada escura) é obtido a partir da média dos perfis de demanda horários levantados, normalizados pela demanda máxima. Neste ciclo de planejamento, os perfis típicos foram construídos a partir de informações do ano de 2019, uma vez que as informações dos anos posteriores são influenciadas tanto pela pandemia de COVID19 quanto pela geração da micro e mini geração distribuída.

Figura 7-18: Levantamento das Curvas de Carga Diárias para cada mês e Subsistema



Multiplicando-se os valores de demanda máxima mensal previstas ao longo do horizonte de estudo pelos valores, em p.u., das curvas de carga diárias típicas, obtêm-se os valores de carga, em MW, para cada hora do dia e, dessa forma, pode-se avaliar as condições de atendimento para cada hora do dia. Admite-se que, para cada mês e subsistema, os perfis de carga típicos não se alteram nos anos futuros.

7.5.2 Disponibilidade de Potência das Usinas Hidroelétricas

A disponibilidade de potência das usinas hidroelétricas é resultante de uma simulação hidrotérmica com o modelo SUIISHI. A variável de saída do SUIISHI é a potência disponível revisada (PDISPR) das usinas hidrelétricas. Desta forma, captura-se a variação da disponibilidade de potência em função da altura de queda e da vazão disponível para turbinamento nas usinas hidrelétricas. De modo a ter uma avaliação conservadora, considera-se o abatimento das indisponibilidades forçadas e programadas no cálculo das disponibilidades de potência das usinas hidrelétricas.

As simulações com o modelo SUIISHI para obtenção das disponibilidades de potência consideram as regras de operação das usinas da bacia do São Francisco, assim como o desligamento da segunda casa de força de Tucuruí em função da cota de seu reservatório.

Especificamente para as UHEs da bacia do rio São Francisco e para a UHE Itaipu, não são utilizadas as potências disponíveis revisadas fornecidas pelo SUIISHI, e sim restrições de modulação, conforme Tabela 7-9 e Tabela 7-10, a seguir.

Tabela 7-9: Tabela de Modulação das UHEs da Bacia do São Francisco

	Defluência Média Mensal em Xingó					
	800 m ³ /s	1.000 m ³ /s	1.300 m ³ /s	1.500 m ³ /s	1.800 m ³ /s	>2.500 m ³ /s
Sobradinho [MW]	200	300	350	440	505	620
Itaparica [MW]	660	1.000	1.300	1.360	1.360	1.360
Comp. P Afonso [MW]	917	1.900	2.450	2.450	2.830	3.400
Xingo [MW]	1.050	1.600	2.250	2.550	2.750	3.050

Tabela 7-10: Tabela de Modulação da UHE Itaipu

Defluência Média Mensal em Itaipu							
	5.000 m ³ /s	6.000 m ³ /s	7.000 m ³ /s	8.000 m ³ /s	9.000 m ³ /s	10.000 m ³ /s	>11.000 m ³ /s
Itaipu [MW]	7.200	8.000	9.000	9.800	11.100	11.800	13.000

A incorporação das restrições de modulação das usinas da bacia do São Francisco e da UHE Itaipu no balanço de potência é feita da seguinte forma: a partir das defluências médias mensais obtidas nas avaliações energéticas, as tabelas de modulação são consultadas de modo a se obter a máxima disponibilidade de potência. Para as usinas do rio São Francisco, a consulta à tabela deve ser feita com base na defluência da UHE Xingó.

Tais restrições estão associadas às taxas máximas de variação das defluências das usinas, definidas no sentido de minimizar impactos ambientais a jusante das mesmas. No caso específico da UHE Itaipu, os condicionantes estão estabelecidos no Acordo Tripartite, assinado entre os governos brasileiro, paraguaio e argentino. As restrições impostas na prática limitam as disponibilidades de potência dos empreendimentos.

Nas avaliações conjunturais, a simulação do modelo SUIISHI para obtenção das disponibilidades de potência das usinas hidrelétricas considera a mesma série de vazões adotada na simulação energética correspondente com o modelo DECOMP. Ainda, considera-se no modelo SUIISHI os níveis de partida dos reservatórios e despacho térmico fornecidos pelo DECOMP.

Nas avaliações estruturais, para o horizonte 2024-2026, as simulações com o modelo SUIISHI consideram 2.000 cenários sintéticos de vazões.

7.5.3 Disponibilidade de Potência das Usinas Termoelétricas

A contribuição das usinas termoelétricas para o atendimento aos requisitos de demanda é compatível com a inflexibilidade, despacho e disponibilidade resultantes das simulações dos cenários de disponibilidade hidráulica com o modelo SUIISHI.

Dessa maneira, durante a avaliação do atendimento à demanda, pode ser necessário fazer uso de montantes de geração termoelétrica acima daqueles definidos para o atendimento energético, ou seja, que não foram despachados na simulação energética do modelo SUIISHI.

7.5.4 Disponibilidade de Potência das Usinas Eólicas e Solares Fotovoltaicas

As fontes eólica e fotovoltaica vem aumentando sua participação na matriz elétrica brasileira. Devido às suas características técnicas específicas e visando representar a disponibilidade de geração eólica e fotovoltaica de uma forma mais realista, foi realizada uma avaliação tendo como base o histórico de geração supervisionada pelo ONS para estas fontes, para fins de aplicação nos estudos de atendimento aos requisitos de demanda.

De modo a considerar as variações sazonal e horárias destas fontes, a partir do histórico de geração verificada e da capacidade instalada foram construídas curvas de permanência dos fatores de capacidade horários para cada uma das vinte quatro horas do dia e mês do ano.

Ainda, para melhor considerar o efeito espacial, além da divisão por subsistema e fonte, há a representação em separado da contribuição eólica localizada no litoral e no interior do subsistema Nordeste.

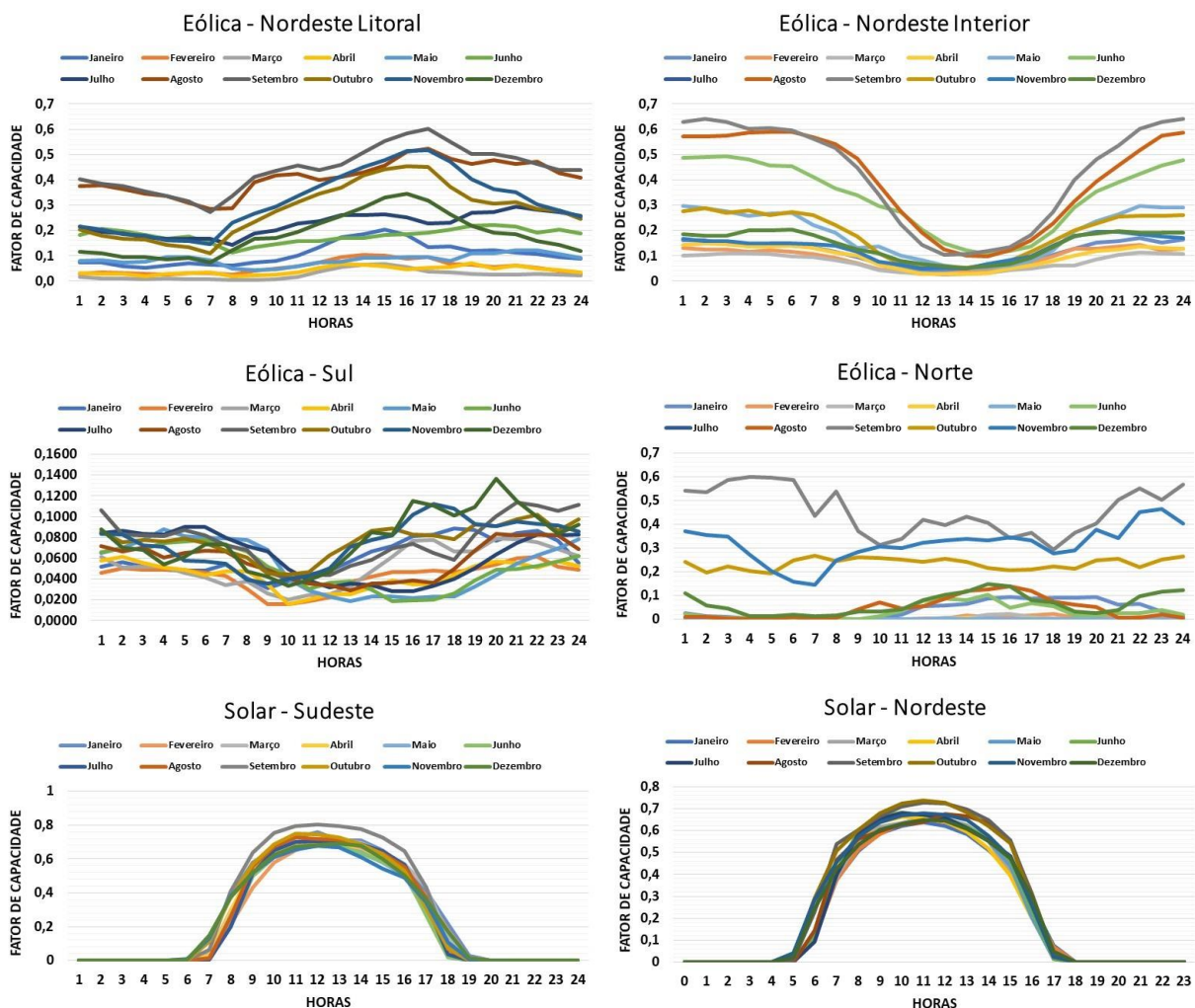
Para a fonte solar fotovoltaica, a construção das curvas de permanência horo-sazonais se baseou no histórico a partir de janeiro/2018, enquanto para a fonte eólica, considerou-se o histórico a partir de janeiro/2017, com exceção das eólicas do subsistema Norte, que considerou histórico a partir de janeiro/2018. Estas escolhas levaram em conta o grau de amadurecimento da tecnologia e nível de participação no subsistema.

A partir destas curvas de permanência, foram obtidos os fatores de capacidade associados a diferentes percentis, a saber:

- P50, ou seja, aquele cuja probabilidade de realização de valores inferiores ao selecionado seja 50%, para a fonte solar. Esse percentil se justifica pelo fato da curva de permanência ser construída em função da geração verificada. Como ocorrem cortes de geração em dias de carga mais baixa, como domingos e feriados, o percentil P95 é muito conservador. Outro fator que justifica a adoção do P50 é a alta correlação existente entre dias de maior carga com momentos sem chuva.
- P95, ou seja, aquele cuja probabilidade de realização de valores inferiores ao selecionado seja 5%, para a fonte eólica, de modo a considerar uma contribuição conservadora desta fonte.

A Figura 7-19, a seguir, exemplifica os fatores de capacidade resultantes, em p.u., para as fontes eólica e fotovoltaica.

Figura 7-19: P95 das Curvas de Permanência dos Fatores de Capacidade Eólica e P50 das Curvas de Permanência dos Fatores de Capacidade Fotovoltaica



A partir dos fatores de capacidade obtidos, conjugado com a evolução da capacidade instalada das fontes eólica e solar fotovoltaica, são definidas as contribuições de potência destas fontes para cada hora/mês ao longo do horizonte de estudo. Tais valores são adotados nas avaliações conjunturais e estruturais.

7.5.5 Disponibilidade de Potência das PCHs e Usinas a Biomassa

As disponibilidades de potência das PCHs e das usinas a biomassa foram consideradas iguais aos respectivos valores de energia mensal adotados nas simulações energéticas do PEN 2022, que são resultantes da aplicação da Resolução Normativa ANEEL nº 843/2019, uma vez que estas não apresentam comportamento intermitente típico, como as eólicas e as solares fotovoltaicas.

7.5.6 Reserva Operativa de Potência

Pode-se definir a Reserva de Potência Operativa – RPO como a quantidade de geração que deve estar disponível, sincronizada, de forma a assegurar o controle adequado da frequência do sistema elétrico e dos intercâmbios, insumo fundamental para a manutenção da segurança operacional elétrica, pois mitiga os riscos de não atendimento e garante margem para atuação eficaz do controle automático de geração.

No PEN 2022 foi considerada reserva de potência operativa equivalente à 5% da demanda de cada subsistema, e parcela adicional para fazer face à variabilidade da geração eólica (Reol). Esta parcela adicional corresponde a 6% para o subsistema Nordeste e 15% para o subsistema Sul, calculados em relação à geração eólica prevista para cada intervalo de programação.

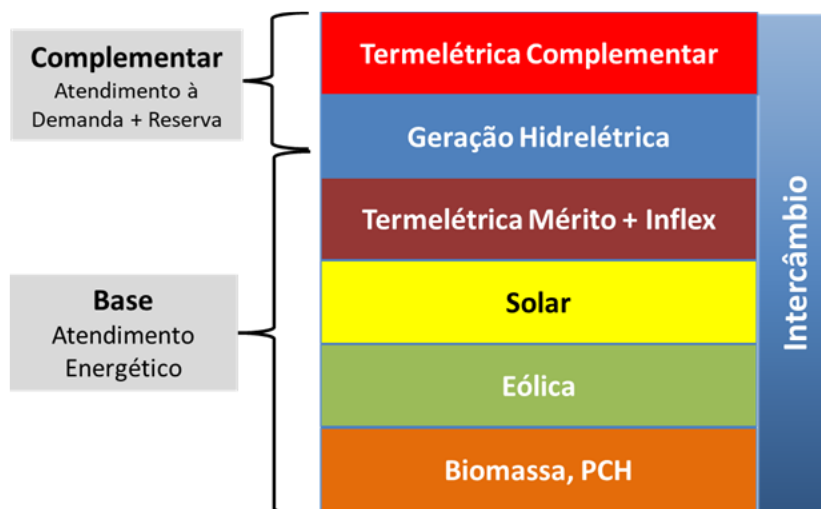
A reserva operativa foi incorporada à demanda do subsistema a ser atendida. Desta forma, considerou-se como requisito a ser atendido a demanda somada à reserva operativa.

7.5.7 Premissas Gerais

Neste ciclo de planejamento adotou-se para o balanço de potência a mesma configuração do SIN utilizada nas avaliações energéticas.

A política adotada para priorização das fontes no atendimento aos requisitos de demanda é apresentada na Figura 7-20, a seguir.

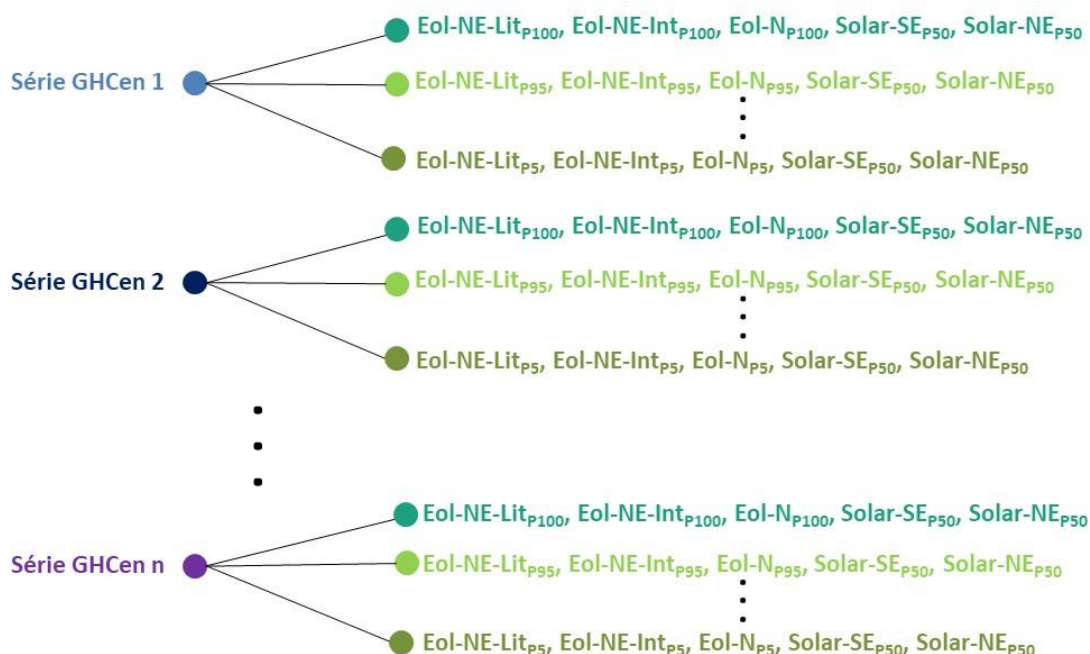
Figura 7-20: Priorização das Fontes no Atendimento aos Requisitos de Demanda



A avaliação conjuntural para o período seco de 2022 foi feita para o pior cenário de afluências, o qual se baseou nas chuvas de 2008. Nesta avaliação foi considerado fatores de capacidades eólicas e solares fotovoltaicos associados ao P95 e P50 das curvas de permanência, respectivamente, conforme descrito anteriormente.

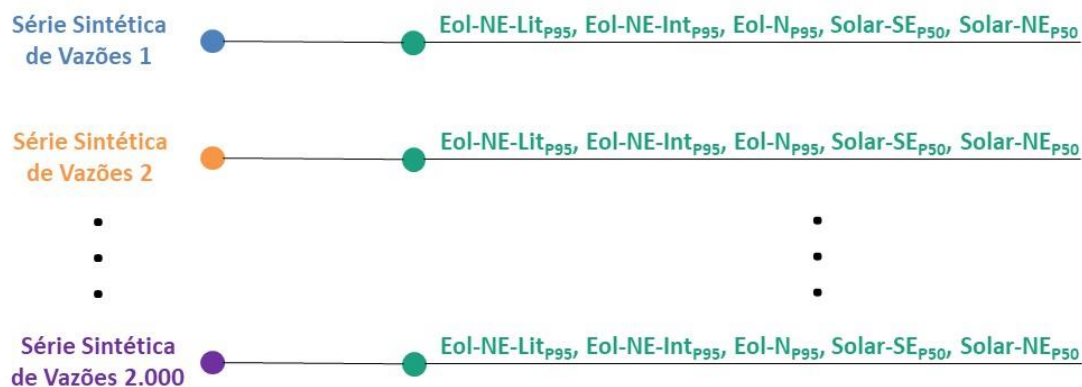
Já para a avaliação conjuntural para o ano de 2023, para cada mês do horizonte de estudo, foram realizadas simulações combinando cada cenário hidrológico fornecido pelo modelo GHCen com um percentil de fator de capacidade horo-sazonal da fonte eólica. Para a fonte solar foi considerado o fator de capacidade horo-sazonal referente ao P50 da curva de permanência. A Figura 7-21, a seguir, evidencia esse raciocínio. Essa abordagem permite o cálculo de probabilidades de invasão da reserva operativa e/ou déficit de potência, considerando tanto a incerteza no cenário hidrológico quanto na geração eólica.

Figura 7-21: Geração Renovável na Avaliação Conjuntural



Na avaliação estrutural (2024-2026) são identificados a priori os horários da ponta e da ponta líquida da curva de carga de cada mês do SIN. A ponta líquida é aquela cuja diferença entre o requisito de carga abatido da contribuição das fontes não despachadas pelo ONS apresenta o maior valor. Para estas duas horas identificadas, são realizados os balanços considerando as 2.000 séries de disponibilidade de potência hidrelétrica, cada uma delas combinada às disponibilidades de potência de geração eólica (P95 da curva de permanência) e fotovoltaica (P50 da curva de permanência) na respectiva hora, conforme ilustrado na Figura 7-22, a seguir.

Figura 7-22: Cenários de Geração Renovável na Avaliação Estrutural

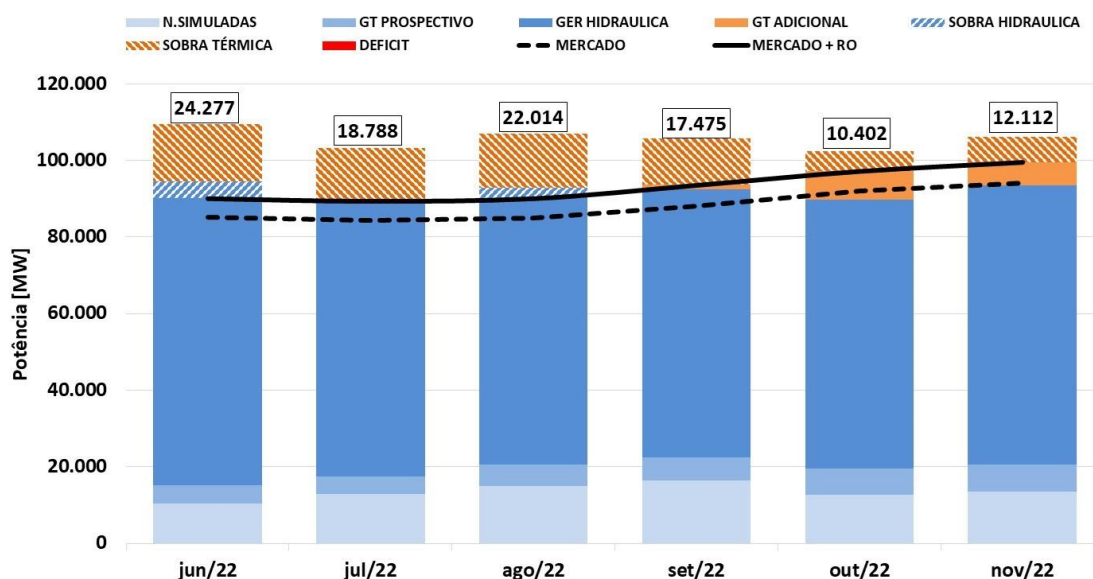


Através desta abordagem obtém-se os índices associados ao critério geral de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à potência definidos pelo CNPE através de Resolução nº 29, de 12 de dezembro de 2019.

7.5.8 Resultados do Balanço de Potência – Avaliação Conjuntural para o Período Seco de 2022

O resultado do Balanço de Potência considerando afluências definidas a partir do cenário de chuvas do ano 2008 (pior cenário) não apresenta déficits de potência nem sinaliza invasão da reserva operativa no período seco de 2022, conforme pode ser observado na Figura 7-23, a seguir.

Figura 7-23: Balanço de Potência do SIN (MW) – Avaliação Conjuntural para o Período Seco de 2022 (Cenário de Chuva 2008)



Da Figura 7-23, anterior, verificam-se sobras que variam de 10,4 GW (outubro/2022) a 24,3 GW (junho/2022). No entanto, há sinalização da possibilidade de despacho térmico adicional ao previsto para atendimento energético nos meses de setembro a novembro.

7.5.9 Resultados do Balanço de Potência – Avaliação Conjuntural para 2023

Conforme mencionado anteriormente, a avaliação conjuntural para o ano de 2023 considera simulações combinando cenários hidrológicos fornecidos pelo GHGen com percentis da curva de permanência dos fatores de capacidade horo-sazonal da fonte eólica, sendo que para a fonte solar é assumido a adoção do fator de capacidade horo-sazonal referente ao P50.

Na Figura 7-24 e na Figura 7-25, a seguir, são apresentadas as probabilidades de necessidade de uso da reserva de potência operativa e seu grau de profundidade, respectivamente.

Figura 7-24: Probabilidades de Invasão da Reserva Operativa (%) – Avaliação Conjuntural para 2023

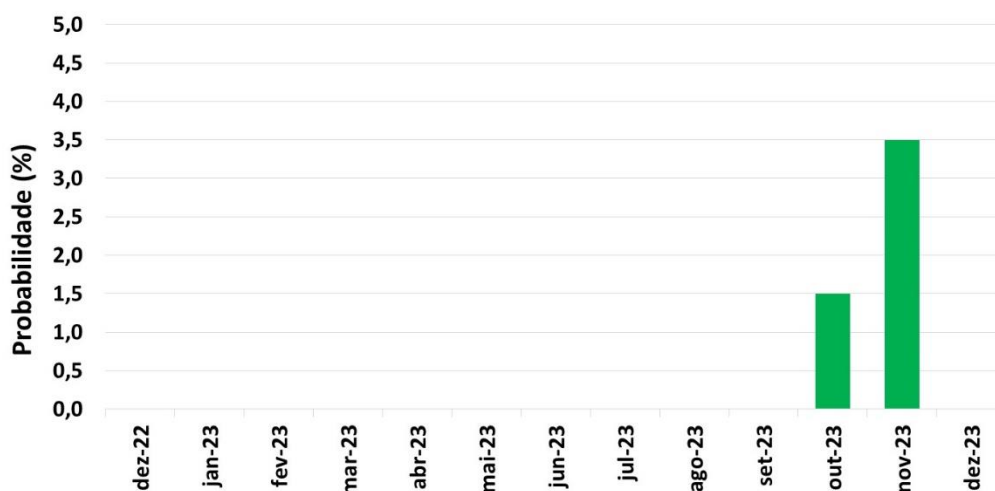
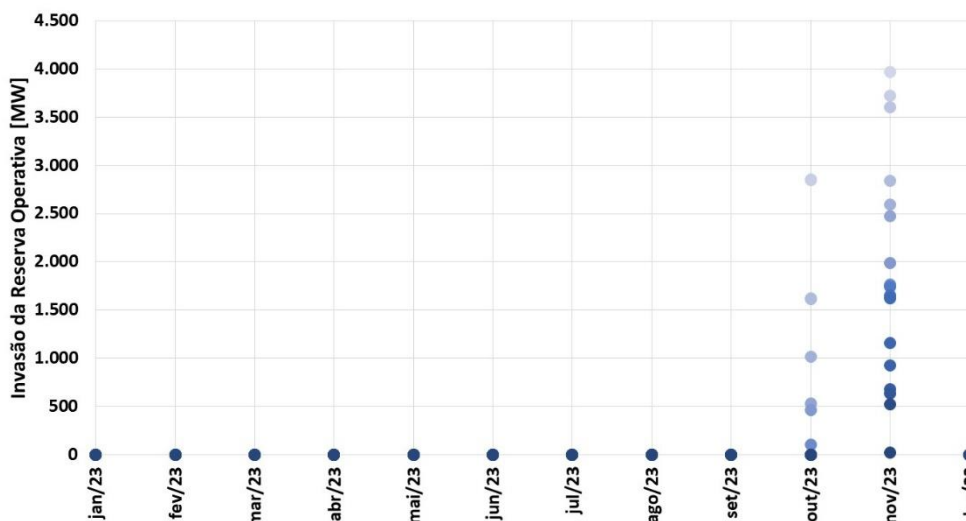


Figura 7-25: Profundidade de Invasão da Reserva Operativa (%) – Avaliação Conjuntural para 2023



Da Figura 7-24 e da Figura 7-25, anteriores, verifica-se probabilidade de 1,5% e 3,5% de uso da reserva de potência operativa nos meses de outubro e novembro, respectivamente, com profundidade do uso de até cerca de 4 GW. A invasão da reserva se dá em cenários com baixa contribuição da geração eólica combinados com cenários com necessidade de flexibilização da defluência mínima da UHE Porto Primavera e/ou de baixos armazenamentos no REE Paraná.

Ressalta-se que as simulações não consideraram medidas que podem atenuar este risco de invasão de reserva, tais como importação de energia da Argentina e Uruguai e antecipação do despacho térmico.

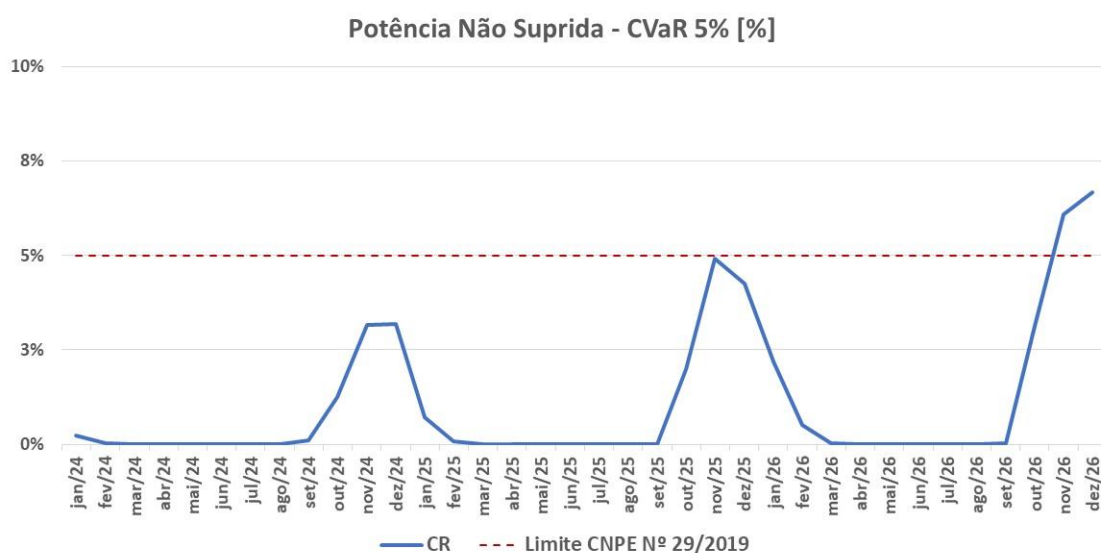
7.5.10 Resultados do Balanço de Potência – Avaliação Estrutural para o Período 2024-2026

Conforme mencionado anteriormente, a avaliação estrutural tem por objetivo o cálculo dos índices associados ao critério geral de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à potência, definidos pelo CNPE através da Resolução nº 29, de 12 de dezembro de 2019.

Para cada mês do horizonte estrutural foi avaliado o atendimento à demanda no horário de ponta da curva de carga do SIN, e no horário de maior ponta líquida, considerando as disponibilidades de potência hidrelétrica associadas a todos os 2.000 cenários sintéticos de vazões, combinado com o cenário de geração eólica e fotovoltaica estabelecido a partir do P95 e P50 das respectivas curvas de permanência horo-sazonais.

A Figura 7-26, a seguir, apresenta o CVaR_{5%} da Potência não Suprida para o SIN. A linha pontilhada em vermelho indica o valor máximo admissível para que o equilíbrio estrutural seja caracterizado.

Figura 7-26: CVaR_{5%} da Potência não Suprida para o SIN (% da demanda máxima instantânea)



Os resultados mostram violação do critério a partir do final do período seco de 2026. Em dezembro/2026, o CVaR_{5%} da potência não suprida atinge valor de 6,7%.

A Tabela 7-11, a seguir, apresenta o risco explícito de insuficiência da oferta de potência (LOLP) do SIN.

Tabela 7-11: Risco Explícito da Insuficiência da Oferta de Potência – LOLP (%)

	2024	2025	2026
LOLP do SIN (%)	1,5	2,4	5,3

Com relação à LOLP, os resultados mostram violação do valor máximo admissível, que é igual a 5%, também no ano de 2026.

Os resultados apresentados mostram que os critérios de suprimento preconizados pelo CNPE foram violados, considerando os parâmetros definidos na Portaria MME nº 59, de 11 de fevereiro de 2020.

Com base nos resultados apresentados, torna-se premente ações no sentido de aumentar a oferta de potência para que o equilíbrio estrutural seja restaurado. Vale destacar que os resultados dos leilões elencados no cronograma estabelecido pela Portaria Normativa nº 32/GM/MME, de 17 de dezembro de 2021, poderão afetar positivamente o resultado estrutural.

Ressalta-se que a melhora dos resultados estruturais do balanço de potência apresentados nesta edição do PEN 2022, quando comparados com aqueles do PEN 2021, está relacionada, principalmente, à redução da projeção de demanda de energia elétrica e à maior oferta de energia de fontes renováveis como solar e eólica.

7.6 Análises de Sensibilidade

As análises de sensibilidade têm por objetivo avaliar o impacto nos índices de desempenho do SIN ocasionado por uma eventual alteração nas premissas da oferta, da demanda de energia elétrica no horizonte de análise do planejamento da operação ou nos parâmetros e metodologia considerados para as avaliações. Foram definidos dois cenários de sensibilidade nesse PEN 2022:

- Cenário de Sensibilidade associado à consideração da expansão do montante de mini e micro geração distribuída (MMGD) na oferta de não simuladas e na expansão da carga, em função do montante já existente e o potencial

crescimento da geração solar fotovoltaica, motivado por micro e mini geração imersa nas redes de distribuição;

- Cenário de Sensibilidade com retirada de UTEs da configuração, devido à existência de um conjunto de usinas térmicas a gás natural, óleo diesel e óleo combustível cujos contratos no CCEAR finalizam no horizonte de médio prazo, ou que ainda perdem subsídios do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) ou possuem término de vida útil.

7.6.1 Cenário de Sensibilidade com Relação à Adoção da MMGD

A Resolução Normativa nº 482/2012 regulamentou a micro e minigeração distribuída – MMGD no Brasil. Em 2015, o regulamento foi aprimorado pela REN 687/2015 de modo a tornar o processo de conexão mais célere e ampliar o acesso à geração distribuída por meio da definição dos módulos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada. Atualmente, a resolução permite a conexão de geradores de até 5 MW na rede de distribuição, a partir de fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada.

Por consequência dessas ações sucedeu-se um crescimento exponencial com a instalação de equipamentos de geração adotando este tipo de tecnologia, trazendo esta temática ao foco e acarretando a publicação do Marco legal da Micro e Minigeração Distribuída em 2022, Lei 14.300, com o intuito de refinar conceitos anteriores, principalmente o da Minigeração.

Em junho de 2022 as instalações MMGD já apresentam mais de 11 GW de potência instalada gerando energia com uma estimativa de participação de cerca de 3% da carga do SIN em seu horário de geração máxima (por volta de 11h).

Devido à relevância e à crescente expansão dessa oferta, no PEN 2022 foi feita uma análise de sensibilidade, incorporando a estimativa mensal de MMGD para todo o horizonte do estudo, no montante de usinas não simuladas, o que representa um acréscimo de cerca de 3,2 GW médios em 2026.

São condições gerais para que uma usina seja enquadrada como MMGD:

- Usinas normatizadas pela REN ANEEL 482/2012;
- Plantas de até 5 MW;
- Fontes renováveis ou cogeração qualificada;
- Conectadas à rede de distribuição;
- Participação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

Sabendo da importância de projetar adequadamente a difusão da micro e minigeração distribuída no Brasil, a EPE vem desde 2013 trabalhando em modelos com essa finalidade. Inicialmente, utilizava-se um modelo baseado em paridade tarifária e em 2015 foi desenvolvido um modelo de Bass, com base no trabalho de Konzen (2014), que foi batizado de Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD). Esse modelo, além de ser utilizado pela EPE, também foi adotado pela ANEEL em seus estudos relacionados à regulamentação da micro e minigeração distribuída no Brasil. Desde então o modelo vem sendo aperfeiçoado e ampliado para incluir mais setores de consumo, fontes e cenários regulatórios. A Nota Técnica EPE DEA – SEE 009/2021 detalha a metodologia de estimativa de evolução da MMGD considerada no PDE 2031.

Nessa análise de sensibilidade foi incorporado ao montante de usinas não simuladas a estimativa mensal de MMGD feita pela equipe de carga do ONS com apoio da EPE por tipo, patamar de carga e subsistema em todo o horizonte do estudo do PEN 2022. Da Tabela 7-12 a Tabela 7-15, a seguir, são apresentados os valores médios anuais em MWmed adicionados à oferta de usinas não simuladas por tipo e subsistema. A Figura 7-27 ilustra a evolução anual da MMGD no SIN.

Tabela 7-12: Montantes médios anuais de MMGD – PCH – MWmed

	2022	2023	2024	2025	2026
SE/CO	14	19	21	24	26
S	3	3	3	4	4
NE	-	-	-	-	-
N	-	-	-	-	-
SIN	17	22	25	28	30

Tabela 7-13: Montantes médios anuais de MMGD – PCT – MWmed

	2022	2023	2024	2025	2026
SE/CO	53	88	116	139	157
S	20	26	33	38	42
NE	9	11	12	13	14
N	2	2	2	2	2
SIN	84	127	162	193	215

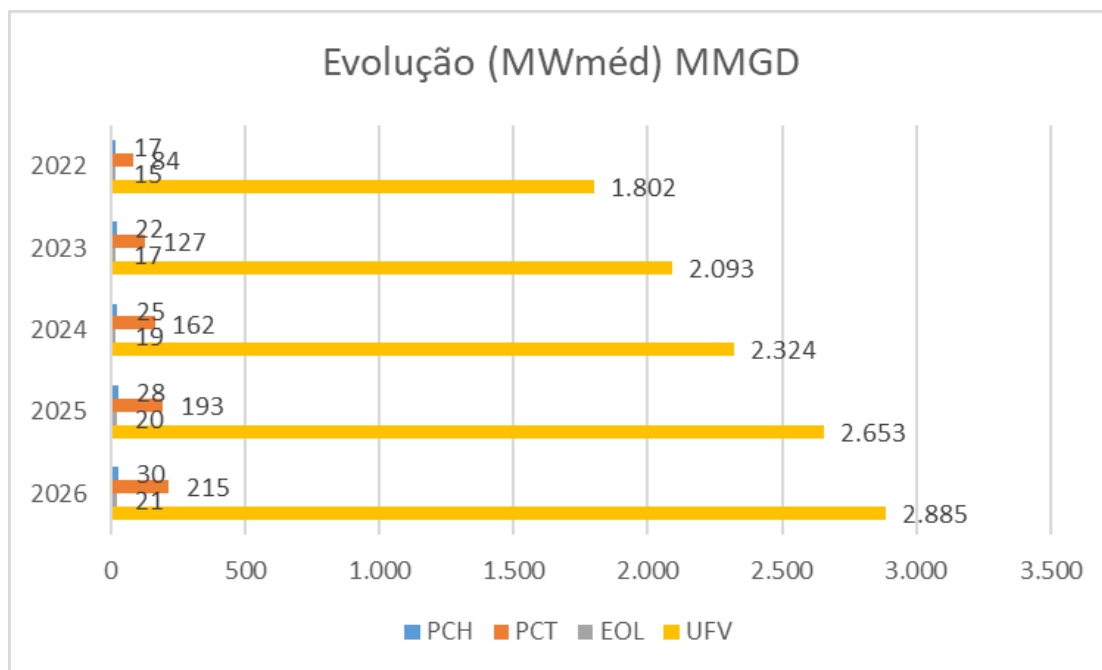
Tabela 7-14: Montantes médios anuais de MMGD – EOL – MWmed

	2022	2023	2024	2025	2026
SE/CO	0,12	0,13	0,15	0,18	0,20
S	0,15	0,14	0,15	0,16	0,16
NE	14	17	18	20	20
N	0	0	0	0	0
SIN	15	17	19	20	21

Tabela 7-15: Montantes médios anuais de MMGD – UFV – MWmed

	2022	2023	2024	2025	2026
SE/CO	919	1.083	1.223	1.406	1.533
S	330	383	419	478	523
NE	432	490	537	610	657
N	122	136	145	160	172
SIN	1.802	2.093	2.324	2.653	2.885

Figura 7-27: Evolução da MMGD – SIN



A previsão de energia considerada no cenário de referência também foi revista a fim de considerar a carga atendida por MMGD. A Tabela 7-16, a seguir, apresenta, o acréscimo médio anual na carga por subsistema considerado no cenário de sensibilidade.

Tabela 7-16: Montantes médios anuais acrescidos a previsão de carga de energia – MWmed

	2022	2023	2024	2025	2026
SE/CO	797	796	796	797	796
S	321	321	320	320	321
NE	370	369	369	370	369
N	93	93	94	93	93
SIN	1.581	1.579	1.579	1.580	1.580

A Tabela 7-17, a seguir, apresenta os riscos de déficit para o período 2024/2026 deste Cenário de Sensibilidade, em comparação aos resultados do Cenário de Referência (CR).

Tabela 7-17: Riscos de Déficit de Energia (%) – Sensibilidade à inclusão de MMGD

Subsistema	Sensibilidade inclusão MMGD			Cenário de Referência - CR		
	2024	2025	2026	2024	2025	2026
SUDESTE/CENTRO-OESTE						
PROB(Qualquer Déficit)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PROB(Déficit>1%Carga)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUL						
PROB(Qualquer Déficit)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PROB(Déficit>1%Carga)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NORDESTE						
PROB(Qualquer Déficit)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PROB(Déficit>1%Carga)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NORTE						
PROB(Qualquer Déficit)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PROB(Déficit>1%Carga)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Observa-se na Tabela 7-17, anterior, que os riscos de déficit de energia não foram afetados pela adoção da MMGD na configuração, pois no cenário de referência já eram nulos no horizonte estrutural do plano.

Na Tabela 7-18, a seguir, são apresentados os custos marginais médios anuais no período 2024/2026, obtidos para este Cenário de Sensibilidade, comparativamente aos resultados do Cenário de Referência (CR).

Tabela 7-18: CMOs Médios Anuais (R\$/MWh) – Sensibilidade à inclusão de MMGD

Subsistema	Sensibilidade (inclusão de MMGD)			Cenário de Referência – CR		
	2024	2025	2026	2024	2025	2026
SUDESTE/CENTRO-OESTE	5,25	11,66	19,91	15,21	27,22	40,78
SUL	5,47	12,35	21,29	15,48	28,28	43,12
NORDESTE	4,74	10,68	18,27	14,04	25,36	37,93
NORTE	4,74	10,85	18,31	14,05	25,48	37,98

Conforme pode ser observado na Tabela 7-18, anterior, a inclusão da oferta de MMGD resulta em uma redução dos custos marginais de operação médios anuais, cujo impacto cresce ao longo do horizonte do plano. Embora a redução atinja a

ordem de 51% em 2026, os custos marginais médios anuais são baixos em ambos os cenários.

Com relação aos critérios gerais de garantia de suprimento de energia, a Tabela 7-19, a seguir, apresenta o CVaR_{1%} da Energia não Suprida obtido para este Cenário de Sensibilidade, comparativamente aos resultados do Cenário de Referência (CR). Vale lembrar que, diferentemente dos demais resultados que foram calculados a partir das saídas do modelo NEWAVE, os resultados associados aos critérios de garantia de suprimento foram obtidos a partir dos resultados do modelo de simulações a usinas individualizadas SUIISHI.

Tabela 7-19: CVaR_{1%} da Energia não Suprida – Sensibilidade à inclusão de MMGD

Subsistema	Sensibilidade (Inclusão da MMGD)			Cenário de Referência – CR		
	2024	2025	2026	2024	2025	2026
SUDESTE/CENTRO-OESTE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SUL	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,0%	0,2%
NORDESTE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
NORTE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Da Figura 7-28 a Figura 7-31, a seguir, são apresentados os gráficos do CVaR_{10%} do CMO comparando os resultados dos dois cenários, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente.

Figura 7-28: Comparativo CVaR_{10%} (CMO) entre o Caso Referência e o Caso Sensibilidade MMGD – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

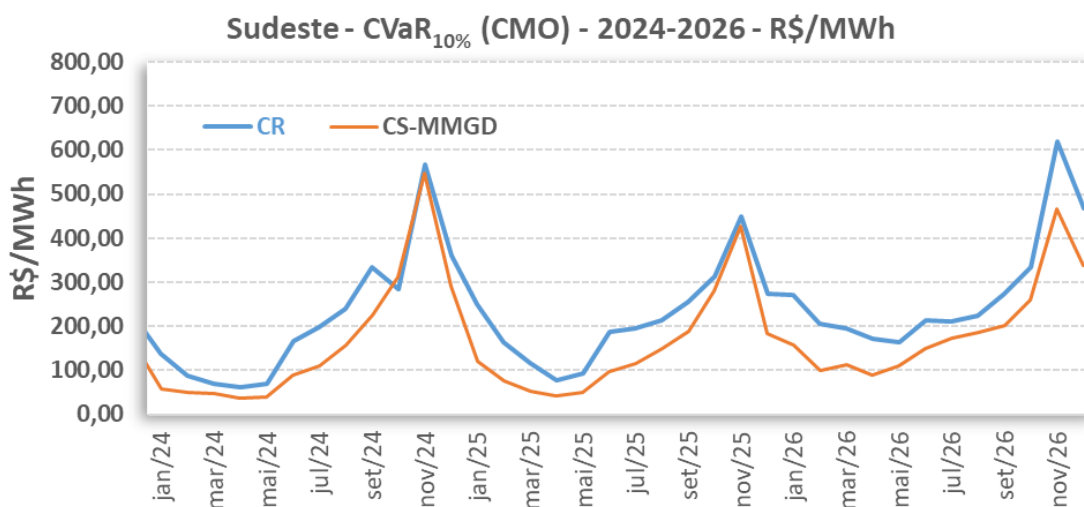


Figura 7-29: Comparativo CVaR_{10%} (CMO) entre o Caso Referência e o Caso Sensibilidade MMGD – Subsistema Sul

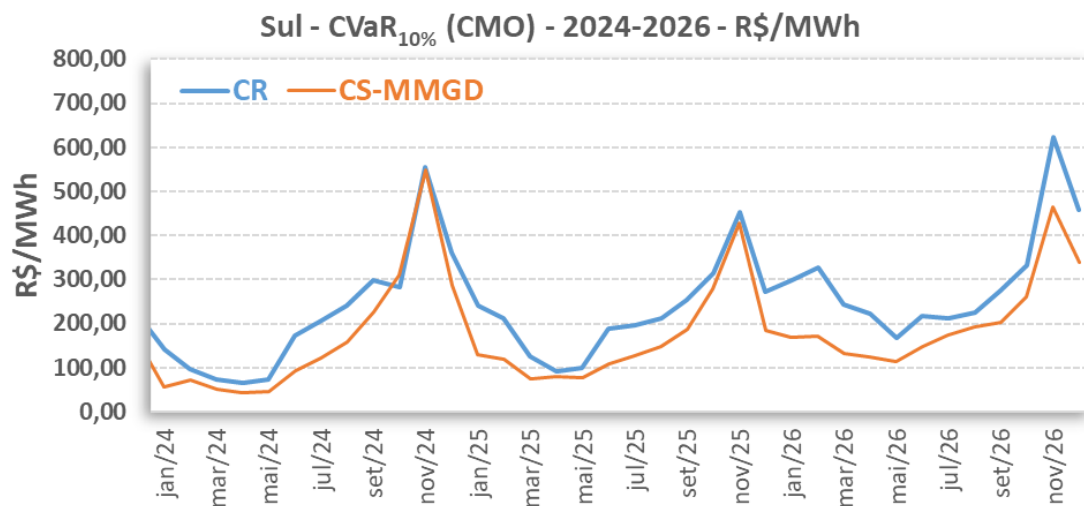


Figura 7-30: Comparativo CVaR_{10%} (CMO) entre o Caso Referência e o Caso Sensibilidade MMGD – Subsistema Nordeste

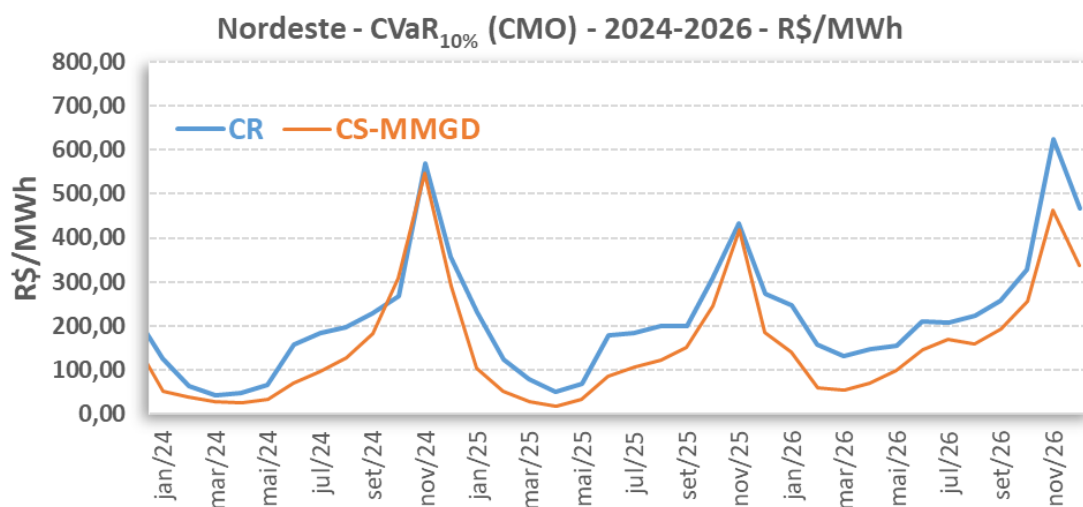
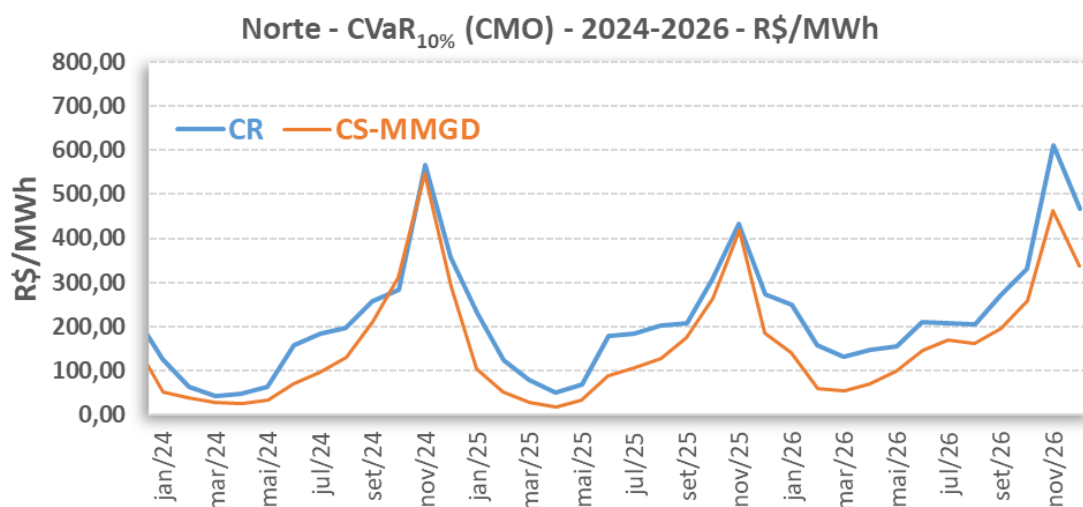


Figura 7-31: Comparativo CVaR_{10%} (CMO) entre o Caso Referência e o Caso Sensibilidade MMGD – Subsistema Norte



Conforme observado na Figura 7-28, Figura 7-29, Figura 7-30 e Figura 7-31, anteriores, o Caso de Sensibilidade tende a apresentar CVaR_{10%} do CMO menor do que o Caso de Referência, o que está coerente com a adição de oferta representada pela MMGD no Caso de Sensibilidade.

Com relação ao impacto deste Cenário de Sensibilidade sobre o balanço de potência, são apresentados na Figura 7-32 e na Figura 7-33, a seguir, o CVaR_{5%}

da Potência não Suprida do SIN e o risco explícito de insuficiência da oferta de potência (LOLP) do SIN, respectivamente. Estes gráficos comparam os resultados dos Casos de Referência e de Sensibilidade que inclui a oferta MMGD.

Figura 7-32: Comparativo do CVaR_{5%} da Potência não Suprida para o SIN (% da demanda máxima instantânea) entre os Casos de Referência e Sensibilidade MMGD

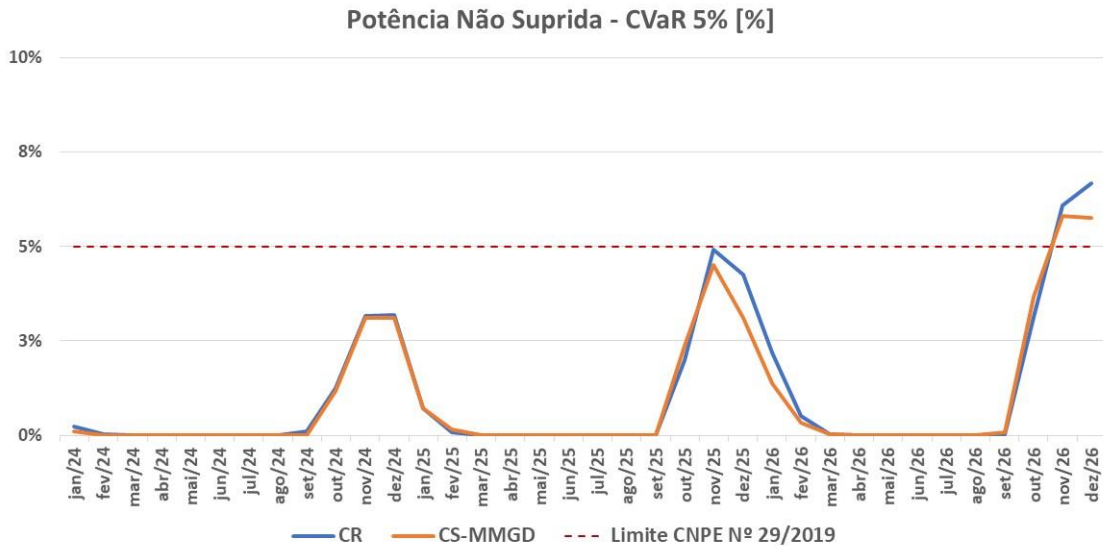
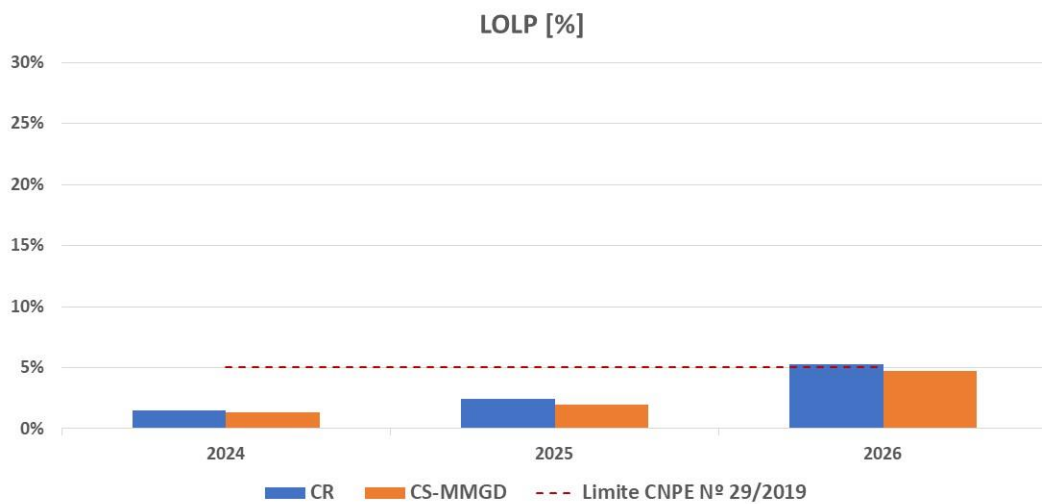


Figura 7-33: Comparativo dos Riscos Explícitos da Insuficiência da Oferta de Potência (LOLP) entre os Casos de Referência e Sensibilidade MMGD



Da Figura 7-32 e Figura 7-33, anteriores, verifica-se que com a inclusão da oferta de MMGD permanece a violação do limite estabelecido para o CVaR_{5%} da potência não suprida do SIN (apenas em 2026), porém não para a LOLP.

Conclui-se então que, mesmo com a consideração da oferta MMGD, há violação dos critérios gerais de garantia de suprimento de potência definidos na Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019, considerando os parâmetros da Portaria MME nº 59, de 11 de fevereiro de 2020.

7.6.2 Cenário de Sensibilidade com Relação à Configuração Termelétrica

Partindo do Cenário de Referência foi considerada a descontratação de um conjunto de usinas térmicas a gás natural, óleo diesel e óleo combustível que terão seus Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) finalizados no horizonte de médio prazo, ou em situação de possibilidade de perda de subsídios do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) e término de vida útil até dez/2026.

Da Tabela 7-20 a Tabela 7-23, a seguir, é apresentada a lista das termelétricas retiradas da configuração nesta análise de sensibilidade, com as respectivas potências instaladas e datas de retirada, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente.

Tabela 7-20: Termelétricas Retiradas da Configuração – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

UTE	Potência Retirada (MW)	Data
JUIZ DE FORA	87	jan-22
DAIA	44	dez-22
GOIANIA II	140	dez-23
PIRAT.12 G	200	dez-23
R.SILVEIRA	25	dez-23
SEROPEDICA	360	dez-23
TRES LAGOAS	350	dez-23
XAVANTES	54	dez-23
NORTEFLU	827	mar-24
N.PIRATININGA	572	dez-24
VIANA	175	dez-24
DO ATLANTICO	490	dez-25
PALMEIRAS GO	176	dez-25
TERMOMACAÉ	929	dez-25

Tabela 7-21: Termelétricas Retiradas da Configuração – Subsistema Sul

UTE	Potência Retirada (MW)	Data
CANOAS	249	mar-21
CISFRAMA	4	dez-23
CANDIOTA 3	350	dez-24

Tabela 7-22: Termelétricas Retiradas da Configuração – Subsistema Norte

UTE	Potência Retirada (MW)	Data
APARECIDA	166,00	dez-21
C. ROCHA	85,38	dez-21
JARAQUI	75,48	dez-21
MANAUARA	73,40	dez-21
PONTA NEGRA	73,40	dez-21
TAMBAQUI	93,04	dez-21
GERAMAR I	165,87	dez-24
GERAMAR II	165,87	dez-24

Tabela 7-23: Termelétricas Retiradas da Configuração – Subsistema Nordeste

UTE	Potência Retirada (MW)	Data
ALTOS	13,12	dez-22
ARACATI	11,48	dez-22
BATURITE	11,48	dez-22
CAMPO MAIOR	13,12	dez-22
CAUCAIA	14,76	dez-22
CRATO	13,12	dez-22
ENGUIA PECEM	14,76	dez-22
IGUATU	14,76	dez-22
JUAZEIRO N	14,76	dez-22
MARAMBAIA	13,12	dez-22
NAZARIA	13,12	dez-22
CAMAÇARI MII	144,00	dez-23
CAMACARI PI	150,00	dez-23
FORTALEZA	326,60	dez-23
MURICY	147,16	dez-23
PAU FERRO I	94,08	dez-23
PECEM II	144,00	dez-23
PETROLINA	136,20	dez-23
POTIGUAR	53,12	dez-23
POTIGUAR III	66,40	dez-23
TERMOMANAUS	143,04	dez-23
TERMOBAHIA	185,90	fev-24
CAMPINA GDE	169,08	dez-24
GLOBAL I	148,80	dez-24
GLOBAL II	148,80	dez-24
MARACANAU I	168,00	dez-24
TERMOCABO	49,73	dez-24
TERMOCEARA	223,00	dez-24
TERMONE	170,85	dez-24
TERMOPB	170,85	dez-24
BAHIA I	31,00	dez-25

A Tabela 7-24, a seguir, apresenta, para cada subsistema e data de retirada, a potência instalada retirada da configuração.

Tabela 7-24: Potência Instalada Total Retirada da Configuração por Data e Subsistema

Subsistema	Data	Potência Retirada (MW)
SUDESTE / C.OESTE	dez-21	0,0
	jan-22	87,1
	dez-22	44,4
	dez-23	1128,9
	mar-24	827,0
	dez-24	746,7
	dez-25	1594,3
SUL	mar-21	249,0
	dez-21	0,0
	dez-23	3,6
	dez-24	350,0
NORDESTE	dez-22	147,6
	dez-23	1404,6
	fev-24	185,9
	dez-24	1249,1
	dez-25	31,0
NORTE	dez-21	566,7
	dez-24	331,7

Até o final de 2026 foram retiradas da configuração 4.428 MW de potência instalada no Sudeste/Centro-Oeste, 603 MW no Sul, 3.018 MW no Nordeste e 898 MW no Norte, totalizando 8.948 MW no SIN.

A Tabela 7-25, a seguir, contém os riscos de déficit para o período 2024/2026 obtidos a partir da consideração do Cenário de Sensibilidade com a Retirada das Térmicas da Configuração, comparativamente com os resultados do Cenário de Referência (CR).

Tabela 7-25: Riscos de Déficit de Energia (%) – Sensibilidade à Retirada das Térmicas da Configuração

Subsistema	Sensibilidade (Retirada das UTEs)			Cenário de Referência - CR		
	2024	2025	2026	2024	2025	2026
SUDESTE/CENTRO-OESTE						
PROB(Qualquer Déficit)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PROB(Déficit>1%Carga)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUL						
PROB(Qualquer Déficit)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PROB(Déficit>1%Carga)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NORDESTE						
PROB(Qualquer Déficit)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PROB(Déficit>1%Carga)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NORTE						
PROB(Qualquer Déficit)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PROB(Déficit>1%Carga)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Observa-se na Tabela 7-25, anterior, que os riscos de déficit de energia não foram afetados pela retirada das térmicas da configuração, resultando em valores nulos no horizonte estrutural do plano.

Na Tabela 7-26, a seguir, são apresentados os custos marginais médios anuais no período 2024/2026, obtidos para este Cenário de Sensibilidade, comparativamente aos resultados do Cenário de Referência (CR).

Tabela 7-26: CMOs Médios Anuais (R\$/MWh) – Sensibilidade à Retirada das Térmicas da Configuração

Subsistema	Sensibilidade (Retirada das UTEs)			Cenário de Referência - CR		
	2024	2025	2026	2024	2025	2026
SUDESTE/CENTRO-OESTE	43,90	68,31	88,77	15,21	27,22	40,78
SUL	44,36	69,66	90,89	15,48	28,28	43,12
NORDESTE	41,89	65,59	84,57	14,04	25,36	37,93
NORTE	41,97	65,70	84,54	14,05	25,48	37,98

Conforme pode ser observado na Tabela 7-26, anterior, a retirada das térmicas previamente listadas da configuração resulta em um aumento dos custos

marginais de operação médios anuais. Destaca-se que apesar da elevação, os custos marginais médios anuais permanecem bastante baixos.

Com relação aos critérios gerais de garantia de suprimento de energia, a Tabela 7-27, a seguir, apresenta o CVaR_{1%} da Energia não Suprida obtido para este Cenário de Sensibilidade, comparativamente aos resultados do Cenário de Referência (CR). Vale lembrar que, diferentemente dos demais resultados que foram calculados a partir das saídas do modelo NEWAVE, os resultados associados aos critérios de garantia de suprimento foram obtidos a partir dos resultados do modelo de simulações a usinas individualizadas SUISHI.

Tabela 7-27: CVaR_{1%} da Energia não Suprida – Sensibilidade à Retirada das Térmicas da Configuração

Subsistema	Sensibilidade (Retirada das UTEs)			Cenário de Referência – CR		
	2024	2025	2026	2024	2025	2026
SUDESTE/CENTRO-OESTE	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
SUL	0,0%	0,1%	0,4%	0,2%	0,0%	0,2%
NORDESTE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
NORTE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Da Figura 7-34 a Figura 7-37, a seguir, são apresentados os gráficos do CVaR_{10%} do CMO comparando os dois cenários, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente.

Figura 7-34: Comparativo CVaR_{10%} (CMO) entre o Caso Referência e o Caso Sensibilidade à Retirada das Térmicas da Configuração – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

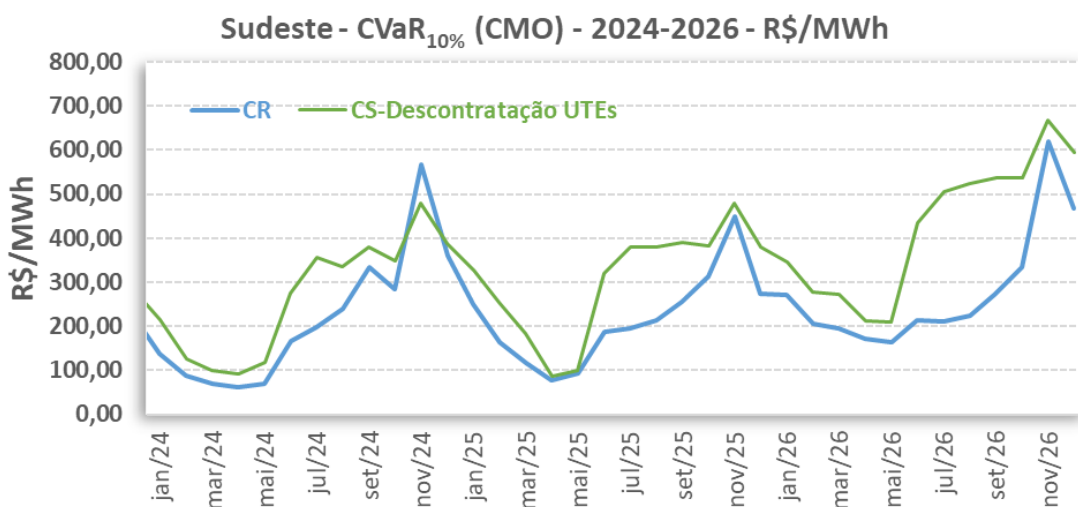


Figura 7-35: Comparativo CVaR_{10%} (CMO) entre o Caso Referência e o Caso Sensibilidade à Retirada das Térmicas da Configuração – Subsistema Sul

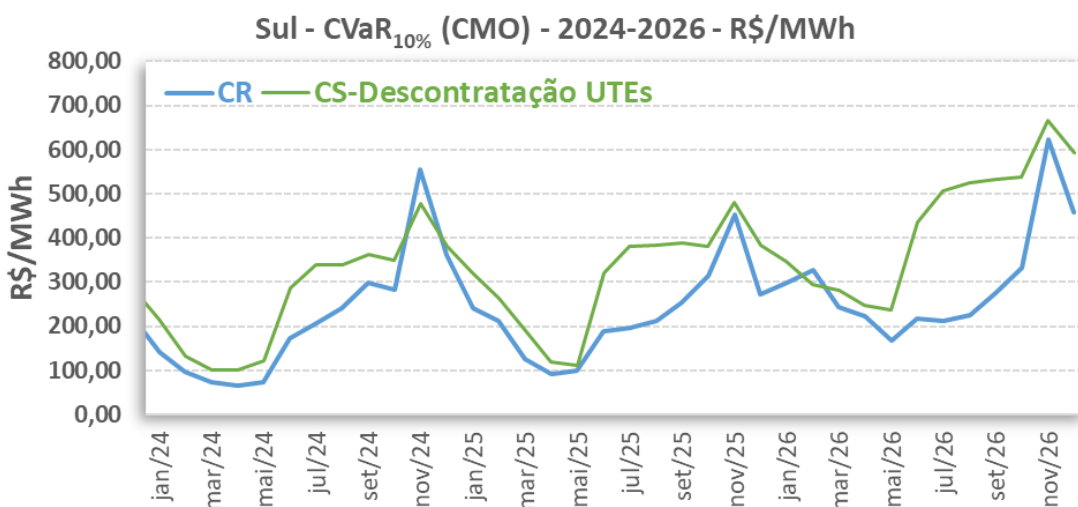


Figura 7-36: Comparativo CVaR_{10%} (CMO) entre o Caso Referência e o Caso Sensibilidade à Retirada das Térmicas da Configuração – Subsistema Nordeste

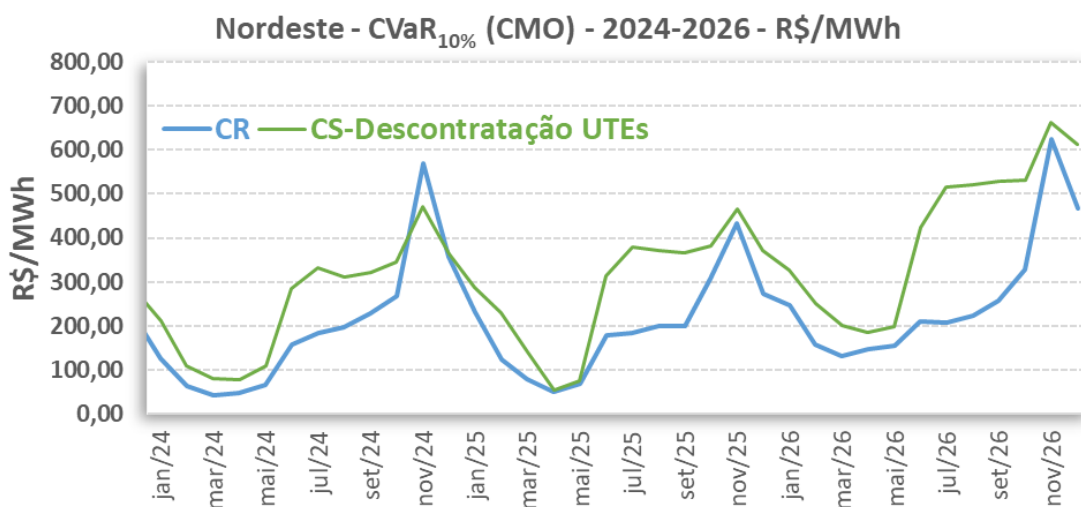
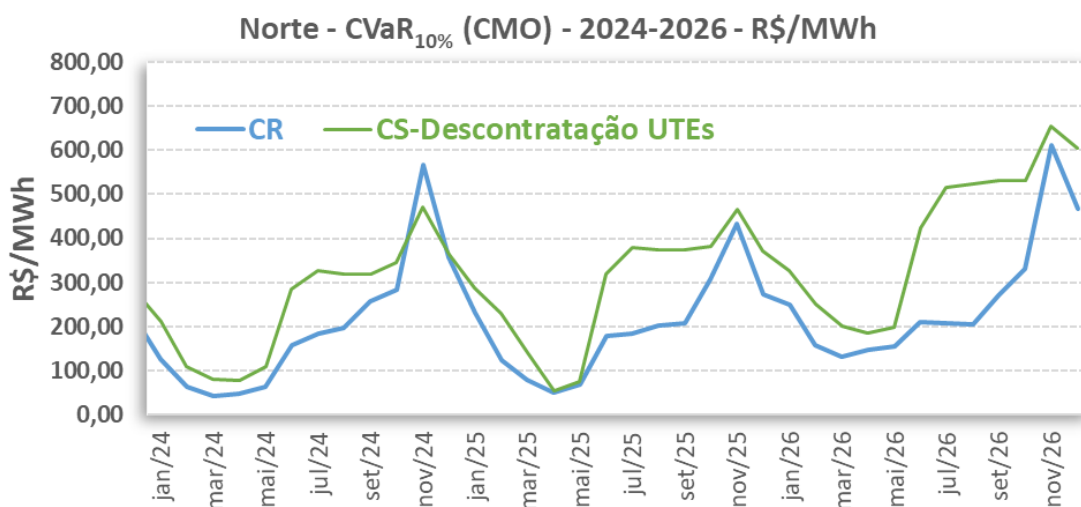


Figura 7-37: Comparativo CVaR_{10%} (CMO) entre o Caso Referência e o Caso Sensibilidade à Retirada das Térmicas da Configuração – Subsistema Norte



Conforme observado da Figura 7-34 a Figura 7-37, anteriores, o Caso Sensibilidade apresenta valores do CVaR_{10%} do CMO maiores do que aqueles do Caso Referência. Vale destacar que apesar desta elevação, o critério não é violado.

Com relação ao impacto deste Cenário de Sensibilidade sobre o balanço de potência, são apresentados na Figura 7-38 e na Figura 7-39, a seguir, o CVaR_{5%}

da Potência não Suprida do SIN e o risco explícito de insuficiência da oferta de potência (LOLP) do SIN, respectivamente. Estes gráficos comparam os resultados dos Casos de Referência e de Sensibilidade, que considera a retirada das usinas térmicas da configuração.

Figura 7-38: Comparativo do CVaR_{5%} da Potência não Suprida para o SIN (% da demanda máxima instantânea) entre os Casos de Referência e Sensibilidade com Retirada das Térmicas

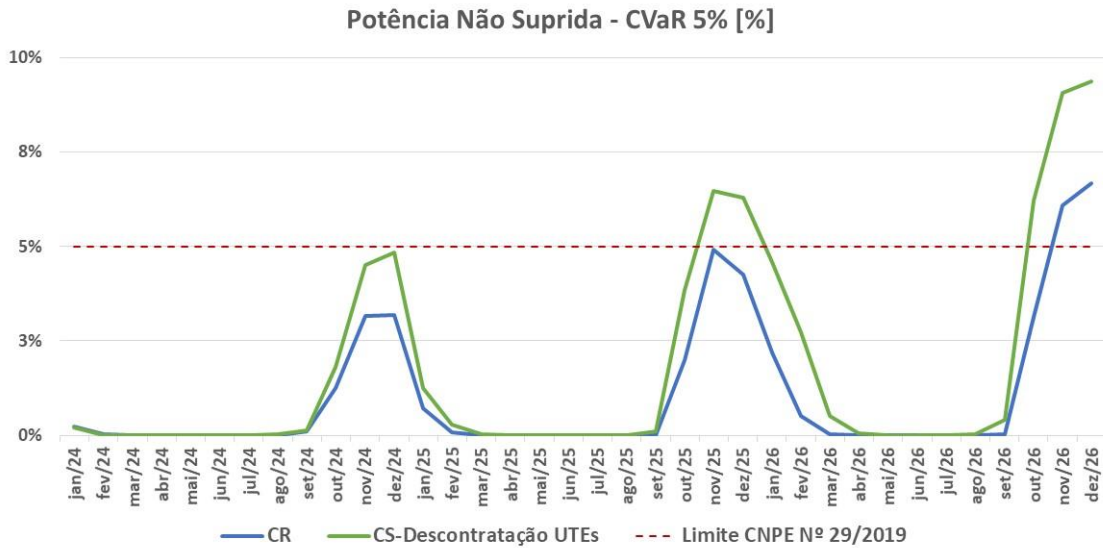
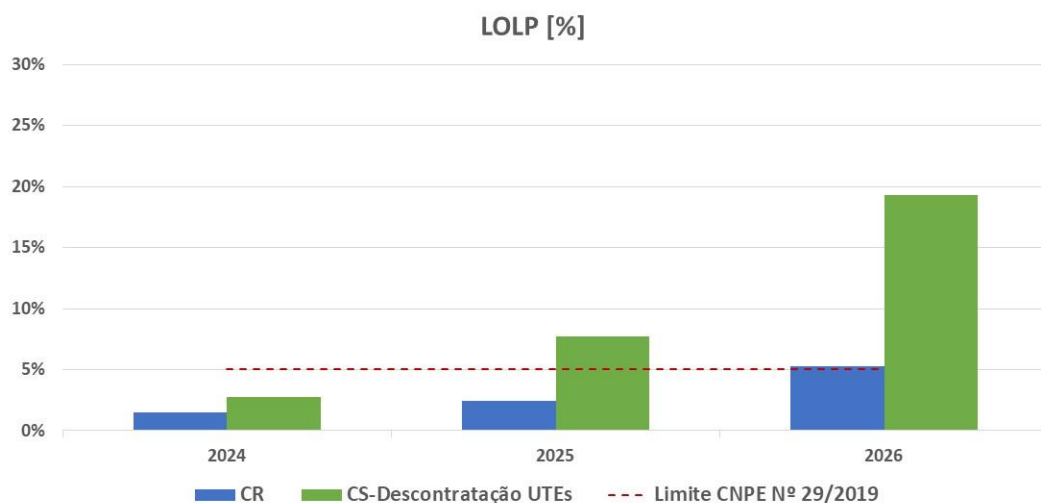


Figura 7-39: Comparativo dos Riscos Explícitos da Insuficiência da Oferta de Potência (LOLP) entre os Casos de Referência e Sensibilidade com Retirada das Térmicas



Da Figura 7-38 e da Figura 7-39, anteriores, verifica-se que com a retirada das térmicas da configuração, há um aumento das profundidades de violação do CVaR_{5%} da potência não suprida do SIN, e antecipação em um ano da violação tanto da LOLP quanto do CVaR_{5%} da potência não suprida.

8 Temas Regulatórios Prioritários para o ONS em 2022

O ONS estabeleceu em 2020 sua Governança em Assuntos Regulatórios (GAR) e desde então elabora um Mapa Regulatório com os assuntos que devem ser objeto de análise, discussão e contribuição para evolução do arcabouço setorial.

Nesse contexto, em 2022, o Operador estabeleceu cinco assuntos regulatórios como prioritários para atuação propositiva no setor elétrico. Os temas são: “Resposta da Demanda (RD)”; “Serviços Ancilares (SA)”; “Recursos Energéticos Distribuídos (RED)”; “Operação e Preço”; e “Acesso ao Sistema de Transmissão”. A indicação desses temas tem por objetivo proporcionar discussões sobre os assuntos de maior relevância para a operação e para a modernização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), assegurando a transição energética para um modelo setorial 4D – digitalizado, descentralizado, descarbonizado e democratizado.

O tema “Recursos Energéticos Distribuídos” foi priorizado porque a inovação demandará novos estudos estratégicos e técnicos sobre, principalmente, o seu desempenho na rede e os impactos no planejamento da operação, além de preparar o ONS para uma coordenação mais estreita com futuros operadores da distribuição (DSO – Distributor System Operators).

“Resposta da Demanda” também segue como pauta regulatória relevante e, com base na experiência adquirida com o mecanismo de Resposta Voluntária da Demanda (RVD), implementado em modelo emergencial no ano passado por conta da escassez hídrica, a proposta é contribuir para a criação e implantação de um programa estrutural de Resposta da Demanda com vários horizontes e finalidades.

Seguindo nos tópicos priorizados está o aprimoramento dos “Serviços Ancilares” atuais, bem como a possibilidade de criação de novos serviços, considerando os requisitos de confiabilidade e de flexibilidade do sistema, a neutralidade tecnológica, a qualidade técnica e a eficiência econômica.

O “Acesso ao Sistema da Transmissão” foi incluído nos itens importantes do ano por sua relevância, uma vez que trará à tona discussões importantes, desde a simplificação das informações referentes ao processo de outorga, acesso, contratação e integração, até a possibilidade de adoção de um mecanismo competitivo para a contratação da margem de escoamento para acesso ao Sistema Interligado Nacional. O debate busca disciplinar o acesso de geradores conforme os benefícios agregados ao sistema e a adoção de mecanismos para assegurar o comprometimento na contratação do uso da transmissão.

Sobre o tema “Operação e Preço”, o ONS continua contribuindo para melhorar a representação da realidade operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN) na

cadeia dos modelos computacionais utilizados no planejamento, programação e formação de preço, visando o adequado sinal econômico na formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e a justa alocação dos custos entre os diversos segmentos.

Nesta edição do PEN 2022, será feito um aprofundamento, a seguir, sobre o tema Resposta da Demanda.

8.1 Perspectivas de Evolução para Resposta da Demanda

8.1.1 Aspectos Conceituais da Resposta da Demanda

Nos últimos anos, a participação ativa da demanda vem conquistando um importante papel em diversos mercados de energia elétrica do mundo, por meio da utilização de mecanismos de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) que buscam garantir o atendimento da demanda por eletricidade com qualidade, confiabilidade, economia, segurança e de forma ambientalmente sustentável.

Os mecanismos de GLD podem então ser definidos como processos que visam modificar o comportamento da demanda pelo consumidor de energia, de forma voluntária, por meio de sinais de preços, incentivos financeiros e ações de conscientização, entre outros mecanismos. O termo GLD é bem abrangente e pode se referir tanto às ações de longo prazo (de efeitos duradouros) tais como os programas de Eficiência Energética (EE) como também às ações temporárias de Resposta da Demanda (RD) no curto prazo.

A Resposta da Demanda (RD) refere-se à capacidade de responder de forma coordenada às condições do mercado ou do sistema no curto prazo, com o objetivo de prover um melhor aproveitamento da estrutura disponível de transporte e geração de energia, aprimorar a segurança da operação e a qualidade de fornecimento, bem como promover a eficiência econômica visando a otimização do uso dos recursos e redução dos custos, podendo participar também da formação de preços.

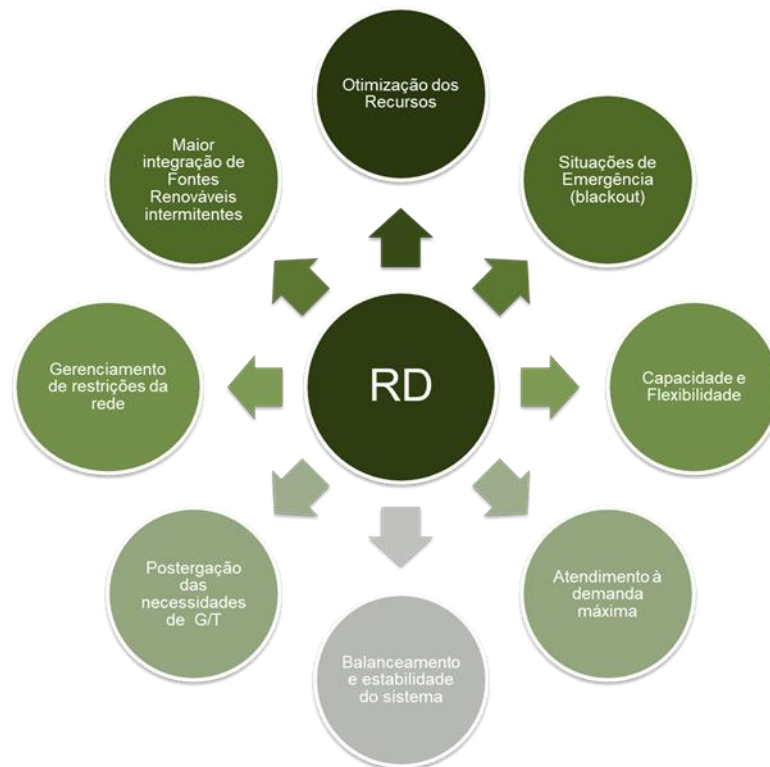
Os mecanismos de RD representam uma fonte potencial de flexibilidade para o sistema elétrico e de uma forma geral podem resultar em aumento, redução, corte ou deslocamento temporal da carga. Outra forma de RD ocorre quando o consumidor utiliza algum tipo de geração própria local (geração distribuída, armazenamento ou geração de backup) reduzindo a demanda de energia elétrica para o sistema.

Com um conceito adequado de participação da demanda, em situações de hidrologia adversas, medidas extremas de racionamento, ou mesmo de utilização

de fontes mais custosas para manter a segurança, podem ser resolvidas com práticas de mercado, desde que o “agente demanda” possa contribuir de forma efetiva.

A Figura 8-1 ilustra alguns benefícios dos mecanismos de RD.

Figura 8-1: Benefícios dos Mecanismos de Resposta da Demanda



Além do enfoque dado à Resposta da Demanda como um Recurso Energético Distribuído (RED), existem basicamente dois tipos principais de programas de RD: Programas Baseados em Tarifação Diferenciada (PBSD) para cargas não despacháveis, e Programas Baseados em Incentivos (PBI) em que a demanda é tratada como oferta, podendo ser utilizados para melhorar a confiabilidade do sistema ou para aprimorar a eficiência econômica influenciando na formação dos preços do mercado.

Os Estados Unidos possuem o maior e mais atuante mercado de RD do mundo. Há uma vasta quantidade de Programas de RD baseados em incentivos adotados por operadores independentes, distribuidoras e transmissoras de energia elétrica.

No Brasil não existem ainda PBI para que a demanda comercialize sua capacidade/flexibilidade em distintos horizontes de tempo e com propósitos diferentes, de forma planejada, o que caracterizaria um processo sistemático e

ordenado para Resposta da Demanda (RD), e aqui residem as grandes oportunidades de evolução para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

8.1.2 Programa Piloto de Resposta da Demanda

No sentido de impulsionar a Resposta da Demanda (RD) como mecanismo de mercado a ser considerado na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou em 2017, por meio da Resolução Normativa nº 792 a implementação de um programa piloto de Resposta da Demanda para consumidores industriais localizados nos submercados Norte e Nordeste, como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito, com vigência inicialmente prevista de 1º de janeiro de 2018 até 30 de junho de 2019.

Como não houve uma adesão efetiva ao programa, justificada pela alta judicialização que vinha impactando as liquidações financeiras no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a REN ANEEL nº 887/2020 prorrogou a vigência do programa piloto de RD até 27 de junho de 2021.

Visando estimular a participação dos consumidores, a Portaria MME nº 460/2020 excluiu o mecanismo do rateio de inadimplência do Mercado de Curto Prazo (MCP) na CCEE para as ofertas aceitas dos participantes do programa até 30 de abril de 2022, enquanto a REN ANEEL nº 911/2020 estendeu o programa aos consumidores livres e especiais de todo o SIN.

Além dessas medidas, a ANEEL identificou a necessidade de outros aprimoramentos no programa piloto, conforme descrito na Nota Técnica SRG/ANEEL nº 54/2019, tais como a possibilidade do agregador poder representar os consumidores na contabilização e liquidação da CCEE, a inclusão do produto com pagamento fixo pela sua disponibilidade e a junção das ofertas da RD com as ofertas de usinas termelétricas com vistas à manutenção da Reserva de Potência Operativa (RPO) prevista na REN ANEEL nº 822/2018. Entretanto, conforme relatado pela ANEEL, devido à baixa adesão do programa e a falta de substrato que permitisse a avaliação do seu uso, a REN ANEEL nº 938/2021, de 22 de junho de 2021, prorrogou novamente a vigência do programa piloto até 26 de junho de 2022.

8.1.3 Mecanismo de Resposta Voluntária da Demanda (RVD)

Em decorrência das condições hidrológicas adversas enfrentadas pelo SEB relativas à pior seca dos últimos 91 anos, o Ministério de Minas Energia abriu em 29 de julho de 2021, por meio da Portaria MME nº 583, a Consulta Pública nº 114

com diretrizes para implantação do mecanismo emergencial de oferta de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica (RVD) para atendimento ao SIN, visando contribuir com a proposição de medidas para a garantia de segurança e continuidade do suprimento de energia elétrica no país.

A Consulta Pública resultou na publicação, em 23 de agosto de 2021, da Portaria Normativa nº 22/GM/MME, com vigência até 30 de abril de 2022, contendo instruções para o ONS elaborar Rotina Operacional e para a CCEE estabelecer Procedimentos e Regras de Comercialização provisórios em até 5 dias após a publicação da Portaria, para operacionalização do mecanismo de RVD.

A RVD consistiu em um mecanismo no qual os consumidores participantes do Ambiente de Contratação Livre (ACL), autoprodutores e agentes agregadores desses consumidores, adimplentes com as obrigações junto à CCEE, podiam ofertar reduções de consumo de no mínimo 5 MW, de forma voluntária, durante toda a duração dos produtos (4 e/ou 7 horas) definidos pelo ONS para atendimento aos picos de potência nos horários de maior consumo do SIN. Nesse mecanismo também foi estabelecida uma grade horária em que era permitida a compensação da demanda em períodos de menor consumo.

As ofertas do mecanismo de RVD começaram a ser recebidas pelo ONS a partir de 01 de setembro de 2021, via plataforma específica disponibilizada em seu site. As ofertas passavam por um rito de aprovação pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) com base em critérios operativos e econômicos, devendo ser posteriormente ratificadas pelos agentes e confirmadas pelo ONS no dia anterior ao despacho (D-1) para serem consideradas na programação/operação e informadas à CCEE para contabilização e liquidação financeira.

O recebimento de ofertas de RVD em 2021 pelo ONS ocorreu até 5 de novembro, sendo que as ofertas ratificadas pelos agentes no dia anterior ao despacho e aceitas pelo ONS para serem incluídas na programação diária abrangeram os dias úteis entre 13 de setembro a 08 de outubro.

Cabe ressaltar que houve uma grande mobilização institucional para construir a regulamentação do programa emergencial de RVD (Consulta Pública, Portaria, Regras e Procedimentos de Comercialização e Rotina Operacional), com a implantação expressa de plataforma para recebimento das ofertas pelo ONS, realização de diversas reuniões com os agentes para esclarecimentos, eventos, workshops, atendimento a centenas de chamados na central de atendimento, e elaboração de materiais de apoio, entre outras ações para viabilização e orientações sobre o referido programa.

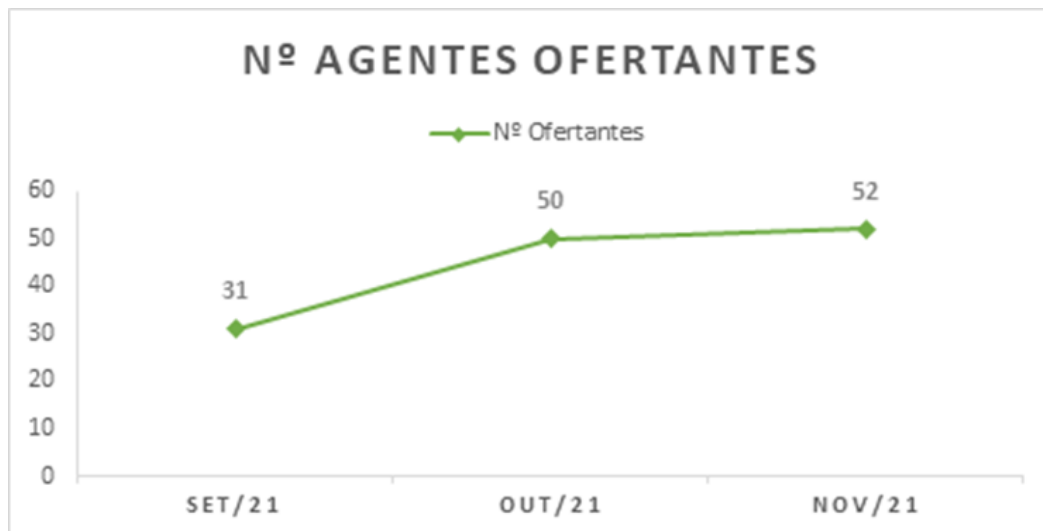
Devido à melhora nas condições hidrológicas a partir do mês de outubro de 2021, com a chegada do período úmido dentro das condições esperadas, e com a

redução do consumo de energia devido à ocorrência de temperaturas mais amenas, não foi identificada pelo ONS e pelo CMSE a necessidade de utilização de recurso adicional de RVD para atendimento à ponta de carga do sistema até o final de vigência do mecanismo em 30 de abril de 2022.

A seguir será apresentada uma análise das ofertas de RVD em seu primeiro trimestre de vigência (setembro a novembro de 2021), além de lições aprendidas que poderão contribuir nas futuras evoluções regulatórias do mecanismo ou de programas de Resposta da Demanda estruturais.

Conforme pode ser visto na Figura 8-2, houve um incremento no número de Agentes ofertantes no programa de RVD para os meses de setembro a novembro de 2021.

Figura 8-2: Número de Agentes ofertantes participantes da RVD



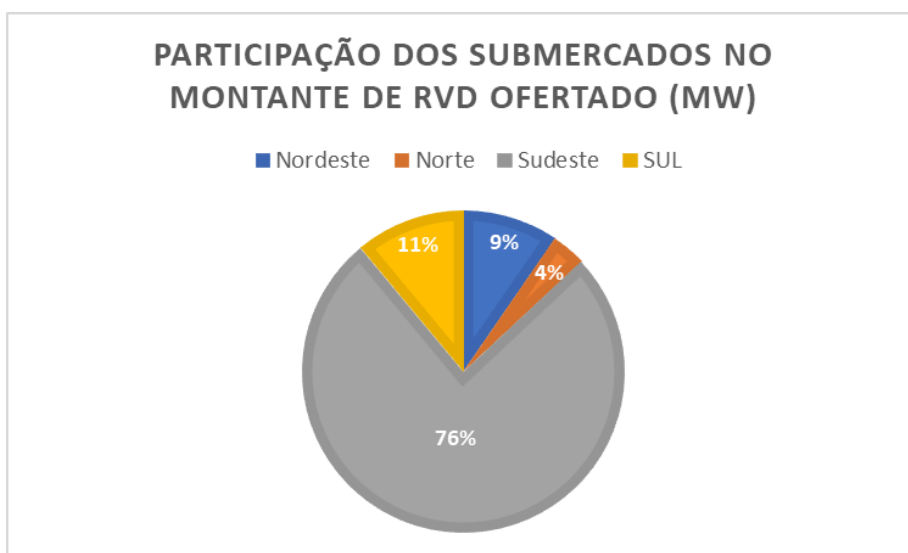
A Tabela 8-1, a seguir, apresenta o percentual de adesão dos Agentes ofertantes por segmento, ao longo dos três meses analisados. Conforme previsto, os segmentos de metalurgia e produtos de metal, minerais não-metálicos e químicos tiveram forte representatividade, assumindo a liderança nas ofertas. Também pode-se verificar que à medida que o programa foi sendo executado, houve a adesão de novos segmentos como têxtil, veículos, comércio e transporte.

Tabela 8-1: Participação dos Agentes nas ofertas por segmento de consumo

% Montante ofertado por Segmento	set/21	out/21	nov/21
ALIMENTÍCIOS	9,1%	6,7%	4,5%
COMÉRCIO			0,4%
EXTRAÇÃO DE MINERAIS METÁLICOS	1,5%	15,4%	19,4%
MADEIRA, PAPEL E CELULOSE	19,5%	6,4%	1,4%
MANUFATURADOS DIVERSOS		0,3%	0,9%
METALURGIA E PRODUTOS DE METAL	46,3%	36,9%	38,9%
MINERAIS NÃO-METÁLICOS	9,4%	15,9%	23,5%
QUÍMICOS	14,2%	16,9%	9,7%
SERVIÇOS		1,1%	0,5%
TÊXTEIS		0,2%	
TRANSPORTE			0,9%
VEÍCULOS		0,1%	

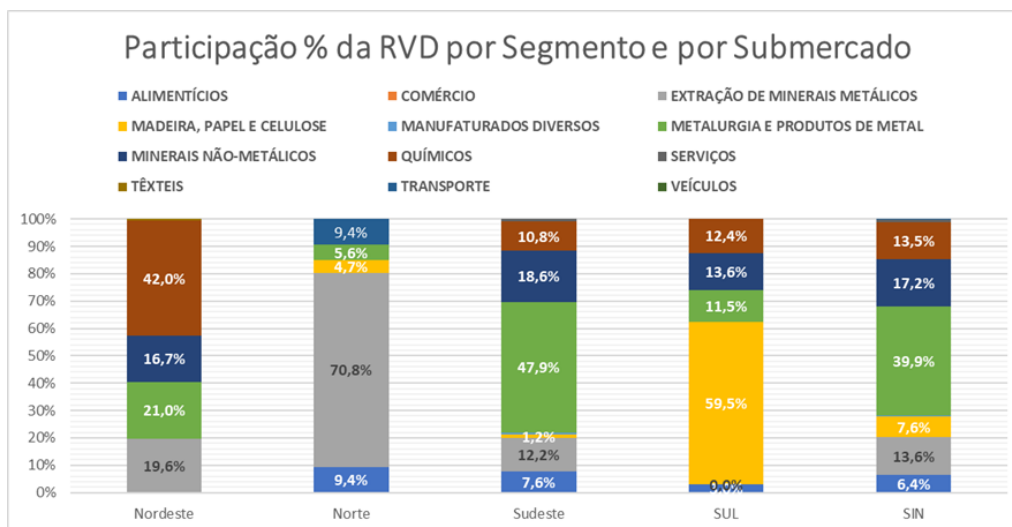
A Figura 8-3 ilustra a participação dos ofertantes por submercado em termos de montantes de redução (MW). Conforme pode ser visto na figura, o submercado Sudeste/Centro-Oeste manteve a liderança com 76% das ofertas de redução da demanda.

Figura 8-3: Participação percentual dos submercados no montante total ofertado considerando o período de setembro a novembro/21



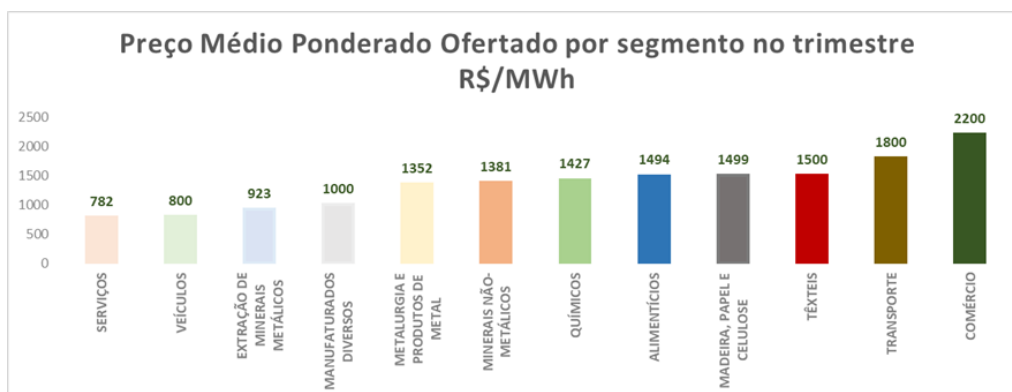
A Figura 8-4 ilustra o percentual de participação por submercado e por segmento, sendo observável que no submercado Norte o principal segmento é o de extração de minerais metálicos, no Nordeste é a indústria química, no submercado Sudeste/Centro-Oeste é a metalurgia e produtos de metal e no submercado Sul é o segmento de madeira, papel e celulose.

Figura 8-4: Participação percentual dos submercados no montante total ofertado considerando o período de setembro a novembro/21



A Figura 8-5 apresenta os preços médios ponderados ofertados por segmento, em R\$/MWh, para o trimestre em análise. Cabe ressaltar que as informações das ofertas aprovadas pelo CMSE foram publicadas nas atas do CMSE e divulgadas mensalmente no site do MME.

Figura 8-5: Preços Médios Ponderados ofertados por segmento – R\$/MWh



Vale a pena também destacar que do total de ofertas aprovadas pelo CMSE, 35% não foram posteriormente ratificadas pelos Agentes, e cerca de 65% foram ratificadas pelos Agentes e aceitas pelo ONS neste período.

As Figura 8-6 e Figura 8-7 apresentam os valores de RVD considerados na programação diária da operação pelo ONS em setembro e outubro de 2021.

Figura 8-6: Ofertas aprovadas pelo ONS e consideração da programação diária em setembro (13 a 30/09) e o respectivo número de agentes envolvidos

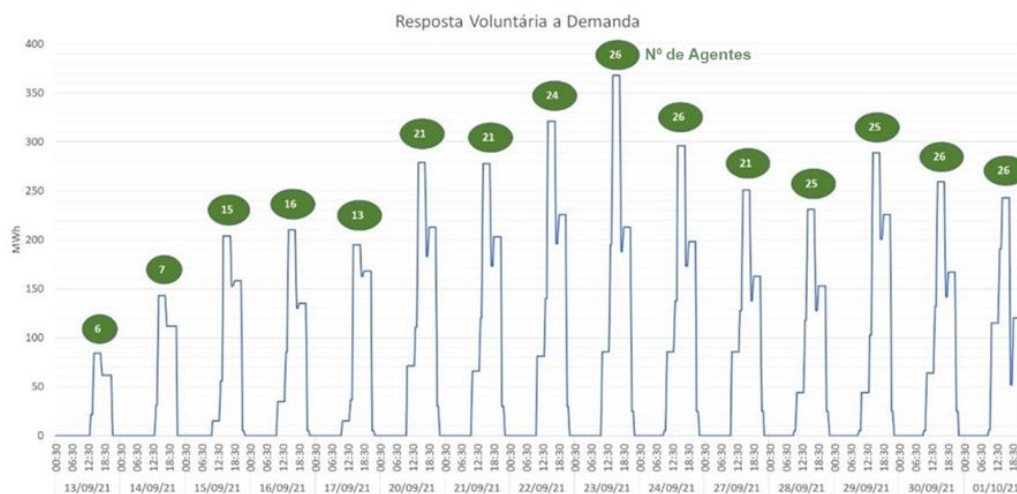
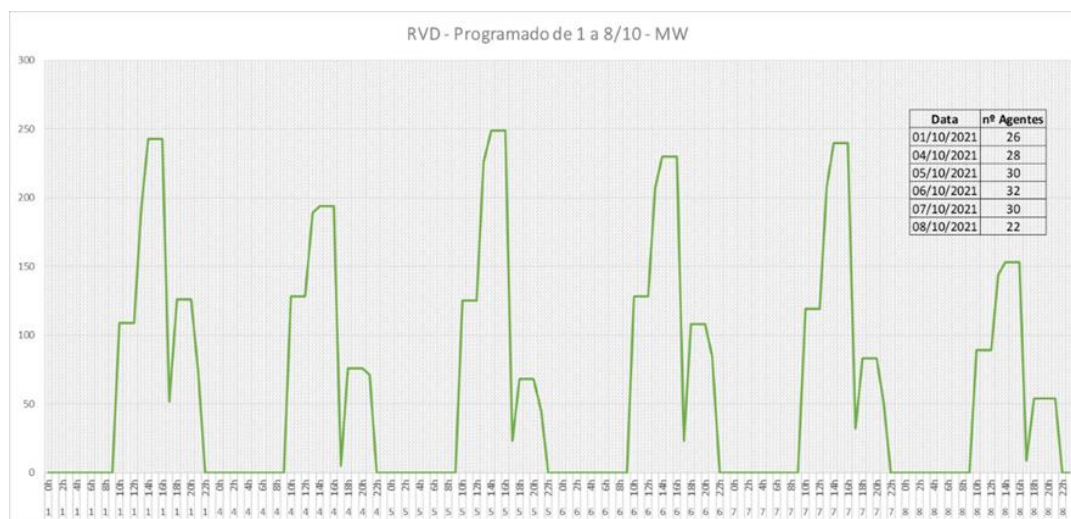


Figura 8-7: Ofertas aprovadas pelo ONS e consideração da programação diária em outubro/21 (1 a 8/10) e o respectivo número de agentes envolvidos

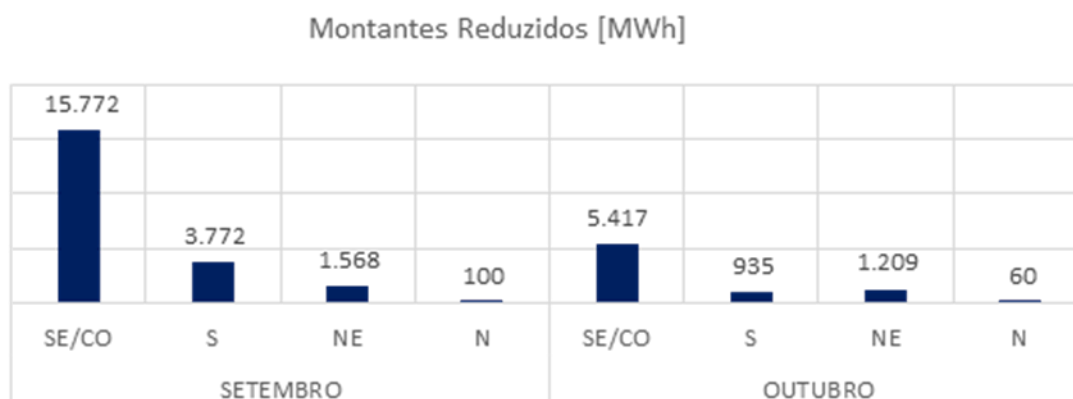


As ofertas de RVD consideradas na programação pelo ONS foram informadas à CCEE para apuração das reduções verificadas e indicações de eventuais cancelamentos das ofertas.

No processo de contabilização da RVD, a linha base de todas as ofertas foi comparada com a medição verificada por oferta. A verificação de ofertas atendidas foi realizada por dia de despacho, sendo considerado como atendimento ao despacho redução de 80% ou mais do valor despachado.

Com isso, considerando o período em que a RVD foi despachada durante os meses de setembro e outubro, observou-se uma redução de carga de 28,8GWh, discretizados por mês e submercado conforme apresenta a Figura 8-8.

Figura 8-8: Montantes de RVD em MWh por submercado e por mês - CCEE



Conforme informado pela CCEE, os impactos financeiros decorrentes das ofertas de RVD referentes aos meses de setembro e outubro/21 totalizam em 26,1 milhões de Reais de Encargos de Serviços do Sistema (ESS).

Na visão do ONS, o mecanismo de RVD, juntamente com outras medidas emergenciais adotadas pelo CMSE, contribuíram para atravessar este período de crise hídrica com sucesso, contribuindo também para o aprimoramento do SEB, com especial destaque para a relevante participação de diversos segmentos da Indústria, como metalurgia e produtos de metal, minerais não-metálicos e químicos, além de outros segmentos como têxtil, veículos, comércio e transporte, evidenciando a possibilidade de participação quando da consolidação de um programa estrutural de RD.

Além do sinal econômico atrativo decorrente do cenário emergencial, algumas simplificações do processo também facilitaram a adesão ao programa de RVD, tais como a não exigência de Contrato de Prestação de Serviços Ancilares - CPSA, a não necessidade de requisitos de supervisão, controle e comunicação, a evolução da figura do agregador de carga por Agentes da CCEE das classes Geração, Consumo e Comercialização com a possibilidade de contabilização ser com a linha de base agregada, a não cobrança da ultrapassagem do uso da rede em caso de compensação (por se tratar de um programa emergencial), dentre outras.

Alguns desses aspectos podem ser utilizados como insumos para aprimoramento do programa piloto de Resposta da Demanda, além de outras evoluções

regulatórias propostas pela ANEEL, tais como a possibilidade de participação do processo competitivo juntamente com as usinas termelétricas na manutenção da reserva de potência operativa – RPO e a criação de um produto com uma receita fixa pela disponibilidade e outra variável pela utilização do recurso adquirido via leilão anual realizado pelo ONS, além de outros produtos de mais curto prazo.

8.1.4 Programa Estrutural de Resposta da Demanda

Dando continuidade aos avanços do programa piloto estabelecido pela REN ANEEL nº 792/2017 e com base na experiência exitosa do mecanismo de RVD, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 80 no período entre 16 de dezembro de 2021 a 14 de fevereiro de 2022 visando a evolução do programa piloto para um programa estrutural de RD.

Dentre os aprimoramentos propostos, destacam-se a consideração da RD como um recurso adicional para a operação do sistema elétrico, com produtos de curto prazo para o dia seguinte (D-1) e a possibilidade de realização de leilão por disponibilidade pelo ONS conforme necessidades sistêmicas e cujos contratos teriam vigência de até um ano.

Conforme minuta de Resolução disponibilizada na CP ANEEL nº 80/2021, o Leilão de Disponibilidade prevê a assinatura de CPSA e direito à receita fixa conforme lance do leilão, em contrapartida à disponibilização anual para prestação da RD e penalidades mais severas em caso de descumprimento.

Nesse sentido, o ONS está se estruturando para definição de novos estudos e análises que servirão de base para a especificação dos produtos (como início, duração e vigência) e diversos parâmetros envolvidos no desenvolvimento da metodologia de leilão abrangendo quantidade a ser contratada, periodicidade do leilão, preço-teto, número de acionamentos mínimos e máximos, modelo de contrato, mecanismos de acionamento, critérios de performance, entre outros aspectos, considerando as melhores práticas de mecanismos competitivos de Resposta da Demanda, adaptado porém às especificidades do SEB.

Cabe ressaltar que o ONS definiu, no início do ano, a Resposta da Demanda como um dos temas regulatórios estratégicos prioritários para sua atuação no setor elétrico, de forma a contribuir para a implantação de um programa estrutural.

O ONS acredita que a sinalização econômica é capaz de incentivar o uso eficiente dos recursos do sistema. Além disso, com a construção de uma base regulatória adequada é possível estabelecer outros programas de caráter estrutural para que a indústria ofereça sua flexibilidade em outros horizontes de tempo, com propósitos distintos, incentivando assim a maior participação da demanda no atendimento energético do país.

9 Anexos

9.1 Anexo I – Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação

Em função da variabilidade hidrológica, é significativa a incerteza em relação aos valores de CMOs. Esta característica é ilustrada da Figura 9-1 a Figura 9-4, a seguir, onde são apresentados, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, os valores de custos marginais de operação – CMOs mensais no período 2024/2026, em termos de valor esperado, medianas - que representam o valor central da amostra de 2.000 resultados de CMOs - e dos percentis de 10% e 90%. O valor de percentil de 10%, em um determinado mês, indica que para somente 10% das séries sintéticas simuladas os resultados de CMO foram iguais ou inferiores àquele valor. O percentil de 90% de um determinado mês indica que somente em 10% das séries ocorreram CMOs superiores àquele valor. A região entre as duas curvas representa, portanto, 80% dos valores obtidos nas simulações, desprezando os 10% valores maiores e os 10% valores menores, dando assim uma dimensão da dispersão destes custos em decorrência da variabilidade hidrológica, característica natural das bacias hidrográficas brasileiras.

Figura 9-1: Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – SE/CO (R\$/MWh)

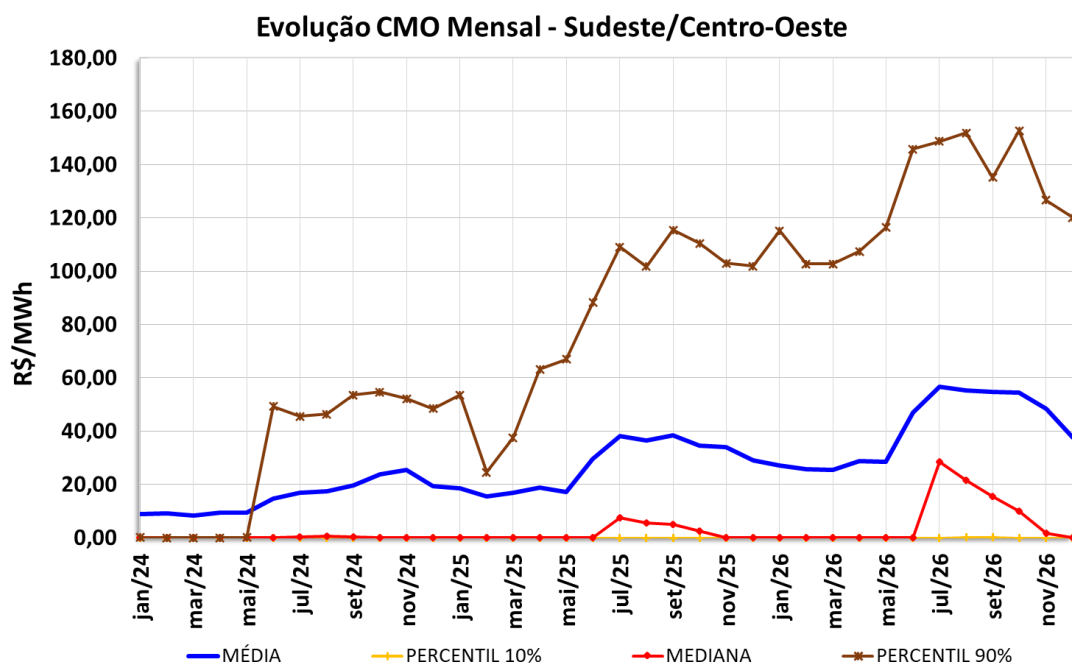


Figura 9-2: Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – Sul (R\$/MWh)

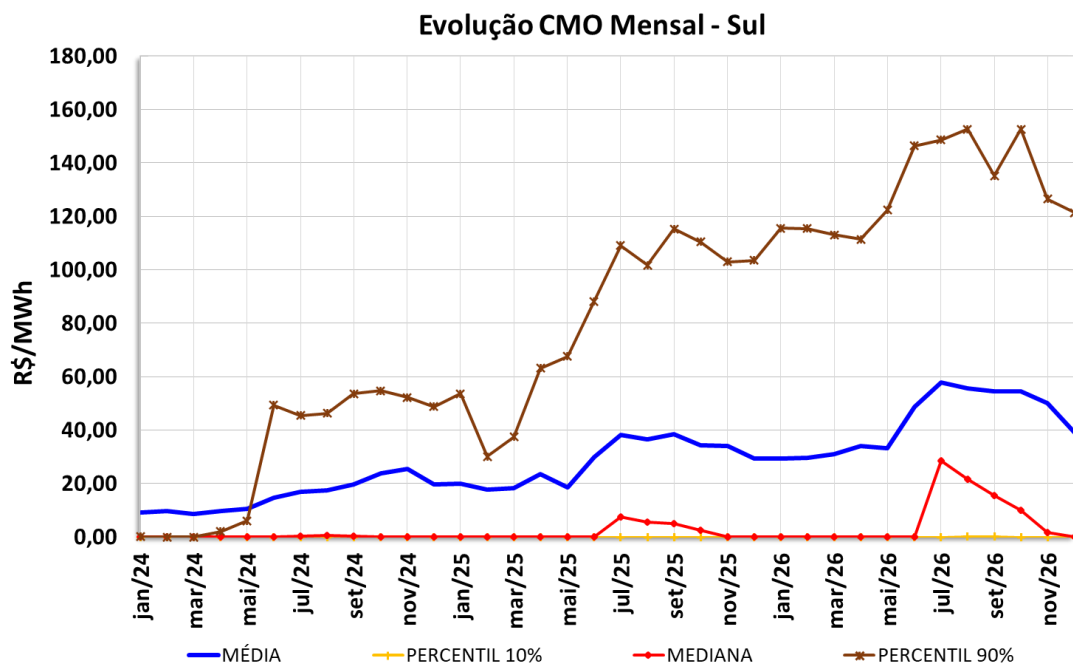


Figura 9-3: Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – Nordeste (R\$/MWh)

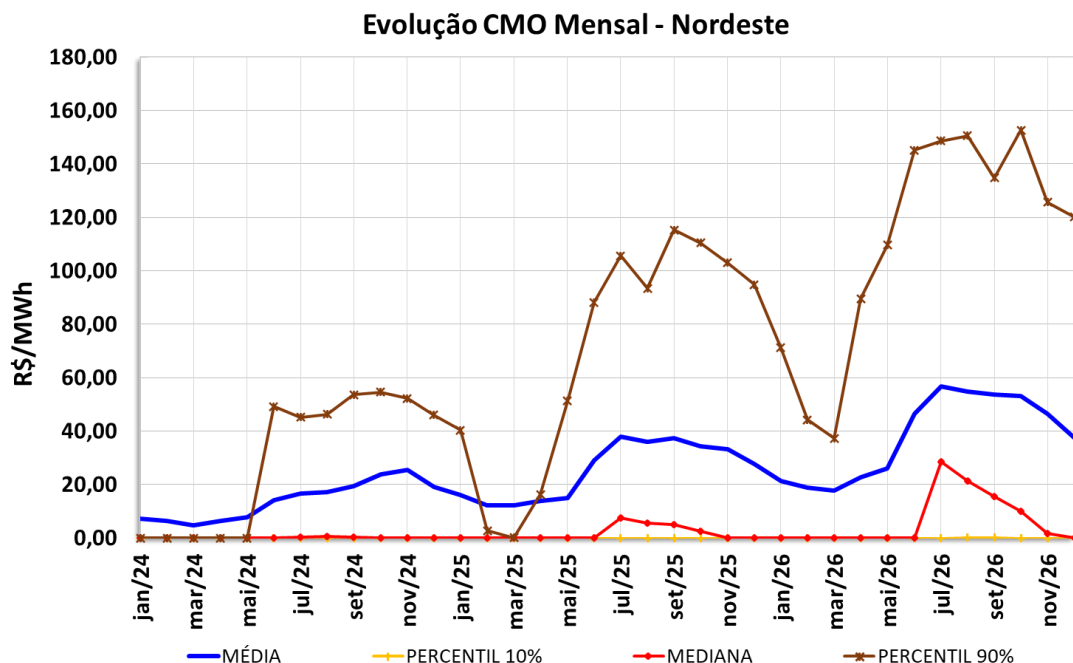
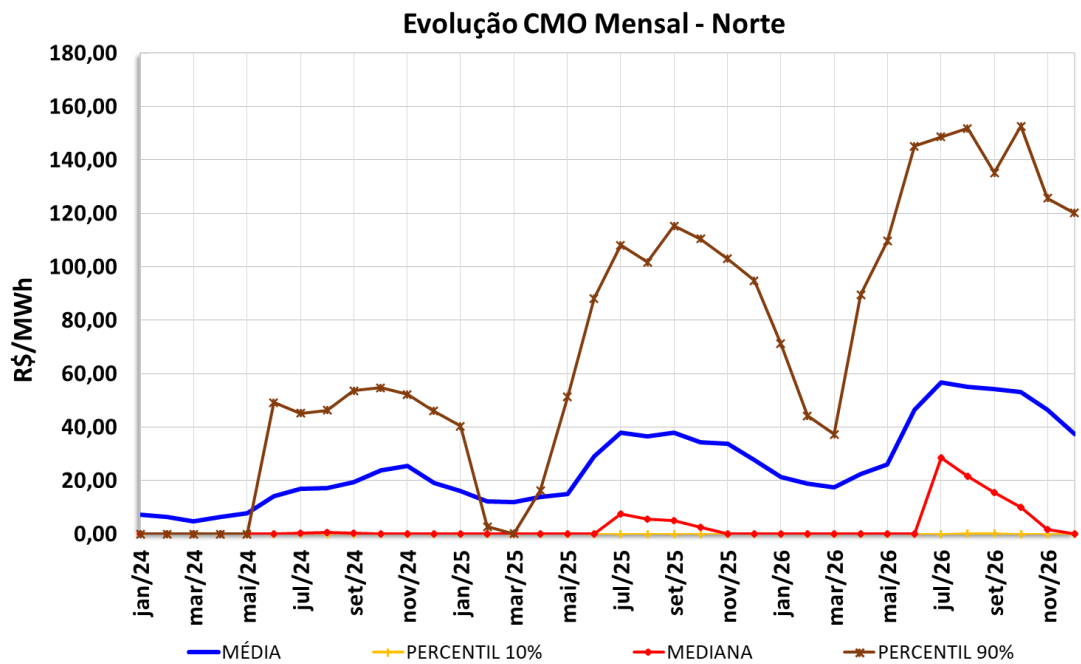


Figura 9-4: Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação - Norte (R\$/MWh)



9.2 Anexo II – Projeções de Demanda Máxima

Tabela 9-1: Projeções de Demanda Máxima Instantânea Não Simultânea

Carga	Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE/CO	2022					49.113	48.522	48.160	48.316	51.212	53.421	54.022	52.233
	2023	56.818	57.325	56.764	55.170	50.105	50.066	49.693	49.854	52.842	55.076	55.685	53.852
	2024	58.494	58.980	58.405	56.790	51.630	51.551	51.166	51.345	54.451	56.711	57.328	55.450
	2025	60.287	60.782	60.191	58.523	53.263	53.181	52.784	52.969	56.173	58.459	59.085	57.159
	2026	62.054	62.591	61.984	60.230	54.871	54.829	54.420	54.597	57.869	60.182	60.816	58.843
Sul	2022					15.682	15.525	15.512	15.184	16.254	17.060	17.586	18.751
	2023	20.086	20.567	19.415	18.504	16.100	16.137	16.123	15.783	16.858	17.694	18.260	19.455
	2024	20.730	21.226	20.036	19.090	16.634	16.660	16.627	16.293	17.386	18.248	18.850	20.072
	2025	21.412	21.925	20.693	19.716	17.205	17.232	17.199	16.853	17.951	18.841	19.481	20.731
	2026	22.108	22.638	21.364	20.362	17.795	17.836	17.821	17.444	18.534	19.452	20.131	21.411
Nordeste	2022					14.474	13.878	13.606	13.909	14.535	15.324	15.547	14.700
	2023	15.227	15.378	15.464	15.047	14.878	14.105	13.828	14.135	14.771	15.574	15.801	14.954
	2024	15.746	15.902	15.990	15.565	15.390	14.591	14.300	14.617	15.274	16.107	16.343	15.496
	2025	16.301	16.462	16.552	16.113	15.933	15.104	14.802	15.126	15.806	16.671	16.917	16.069
	2026	16.940	17.107	17.200	16.738	16.551	15.691	15.377	15.708	16.413	17.314	17.572	16.723
Norte	2022					7.140	7.388	7.012	7.935	8.202	8.277	8.162	8.179
	2023	7.886	7.902	8.328	8.301	8.450	8.359	7.713	8.455	8.616	8.494	8.317	8.171
	2024	8.167	8.177	8.591	8.549	8.703	8.607	7.948	8.706	8.872	8.747	8.573	8.421
	2025	8.403	8.414	8.834	8.789	8.948	8.849	8.177	8.950	9.122	8.993	8.822	8.665
	2026	8.655	8.652	9.078	9.047	9.211	9.108	8.423	9.211	9.389	9.257	9.089	8.927
SIN	2022					85.319	83.136	82.572	83.244	89.034	92.776	93.222	92.574
	2023	98.602	99.844	98.336	95.058	88.577	86.537	85.675	86.120	91.927	95.497	95.892	95.063
	2024	101.684	102.918	101.331	97.964	91.368	89.212	88.310	88.790	94.788	98.429	98.855	98.022
	2025	104.898	106.154	104.532	101.043	94.321	92.095	91.169	91.654	97.818	101.532	101.987	101.152
	2026	108.207	109.522	107.816	104.210	97.365	95.118	94.187	94.642	100.931	104.728	105.221	104.384

9.3 Anexo III – Comparação dos Resultados da Avaliação do Critério de Garantia de Suprimento de Energia com os Modelos NEWAVE e SUIISHI

Na Figura 9-5 e na Figura 9-6, a seguir, são apresentados a evolução mensal do CVaR_{10%} do CMO para o Caso de Referência, obtidos a partir dos resultados das simulações com os modelos NEWAVE e SUIISHI.

Figura 9-5: Evolução Mensal do CVaR_{10%}(CMO) – Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste

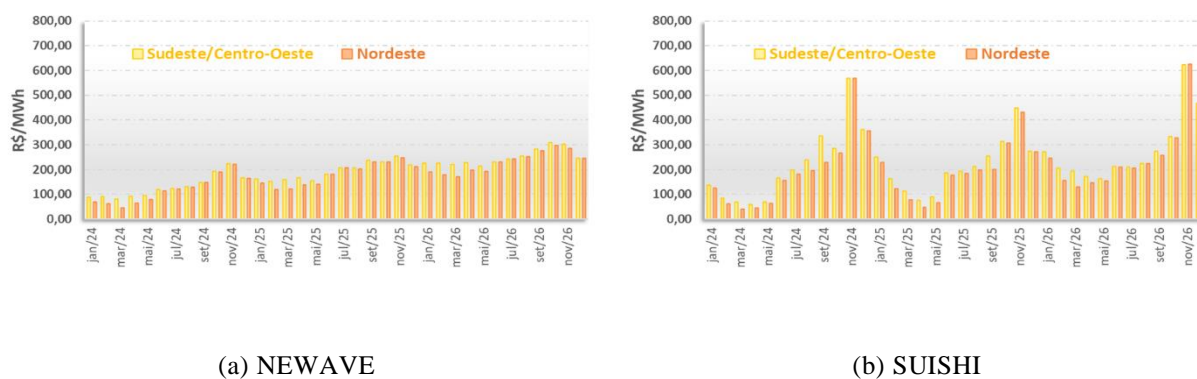
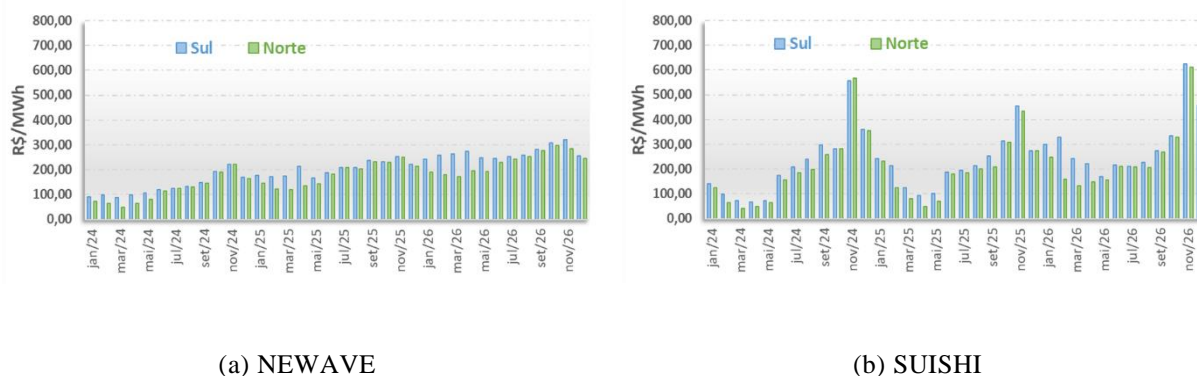


Figura 9-6: Evolução Mensal do CVaR_{10%}(CMO) – Sul e Norte



Comparando os resultados obtidos a partir do SUIISHI com aqueles obtidos a partir do NEWAVE, verifica-se que os valores do primeiro tendem a ser mais elevados. Os maiores valores de CVaR_{10%}(CMO) obtidos a partir do SUIISHI ultrapassam os 600 R\$/MWh, enquanto os obtidos a partir do NEWAVE não alcançam os 400 R\$/MWh.

A Tabela 9-2, a seguir, apresenta os resultados para o CVaR_{1%} da energia não suprida (ENS) para o Caso de Referência, obtidos a partir dos resultados das simulações com os modelos NEWAVE e SUIISHI.

Tabela 9-2: CVaR_{1%} (ENS) (% da carga)

	2024	2025	2026		2024	2025	2026
SUDESTE/CENTRO-OESTE	0,0%	0,0%	0,0%	SUDESTE/CENTRO-OESTE	0,0%	0,0%	0,0%
SUL	0,0%	0,0%	0,0%	SUL	0,2%	0,0%	0,2%
NORDESTE	0,0%	0,0%	0,0%	NORDESTE	0,0%	0,0%	0,0%
NORTE	0,0%	0,0%	0,0%	NORTE	0,0%	0,0%	0,0%
SIN	0,0%	0,0%	0,0%	SIN	0,0%	0,0%	0,1%

(a) NEWAVE

(b) SUIISHI

Comparando os resultados obtidos a partir do SUIISHI com aqueles obtidos a partir do NEWAVE, verifica-se que entre aqueles obtidos do primeiro existem valores não nulos, o que não ocorre entre aqueles obtidos a partir do NEWAVE.

A diferença entre os resultados obtidos a partir do SUIISHI e do NEWAVE é esperada, uma vez que o SUIISHI, por considerar uma representação individualizada das usinas hidrelétricas, permite um maior detalhamento das restrições hidráulicas.

9.4 Anexo IV – Cenários de Afluências para o Segundo Ano do Horizonte da Avaliação Conjuntural

Na Figura 9-7, Figura 9-8, Figura 9-9, Figura 9-10 e Figura 9-11 são apresentados os *boxplot* dos 56 cenários selecionados em relação à Média de Longo Termo (MLT) para o SIN e para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. É possível observar que há uma maior concentração de cenários abaixo da MLT na maior parte do horizonte, especialmente para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Esse resultado vai ao encontro das ENAs observadas nos anos mais recentes. Mesmo na presença de precipitações mais abundantes, como as observadas no período úmido de 2022, as recessões têm ocorrido abaixo da MLT por conta do estado de baixo armazenamento de água no solo na maior parte do SIN, devido às anomalias negativas de chuva ocorridas na grande maioria dos últimos dez anos, justificando a dificuldade de manutenção de afluências próximas à MLT.

Figura 9-7: *Boxplot* dos cenários sintéticos selecionados para o SIN, em relação à MLT

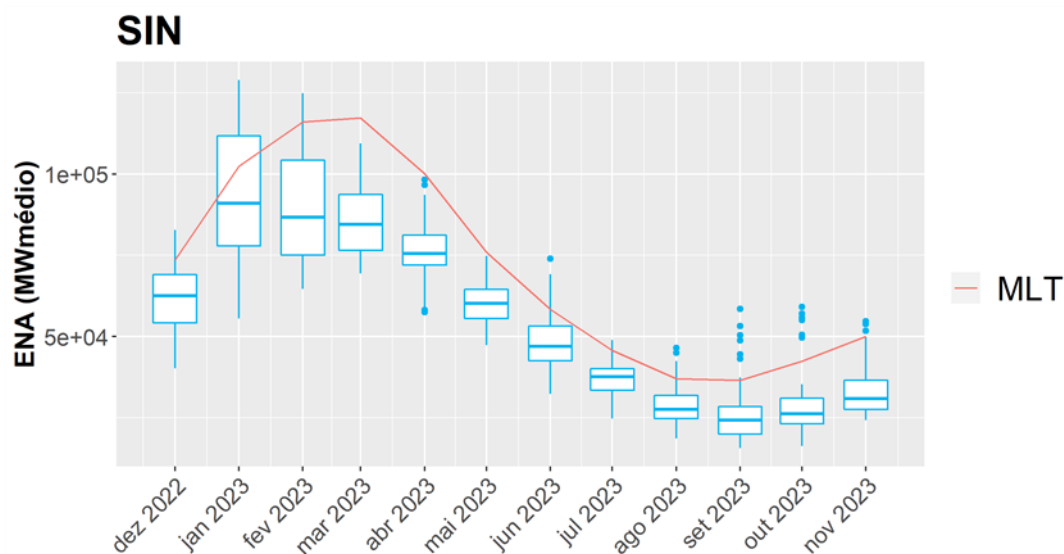


Figura 9-8: *Boxplot* dos cenários sintéticos selecionados para o Sudeste/Centro-Oeste, em relação à MLT

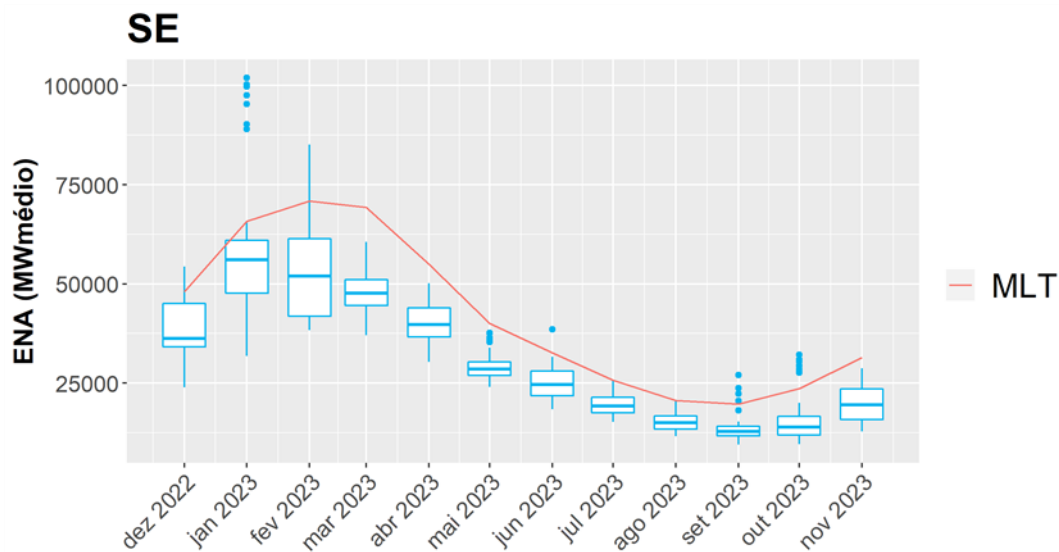


Figura 9-9: *Boxplot* dos cenários sintéticos selecionados para o Sul, em relação à MLT

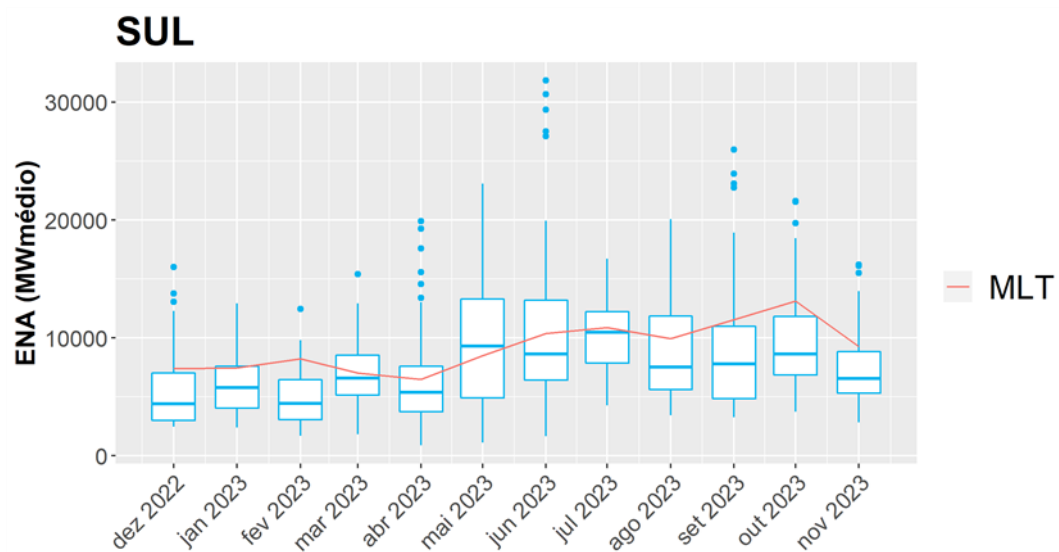


Figura 9-10: **Boxplot** dos cenários sintéticos selecionados para o Nordeste, em relação à MLT

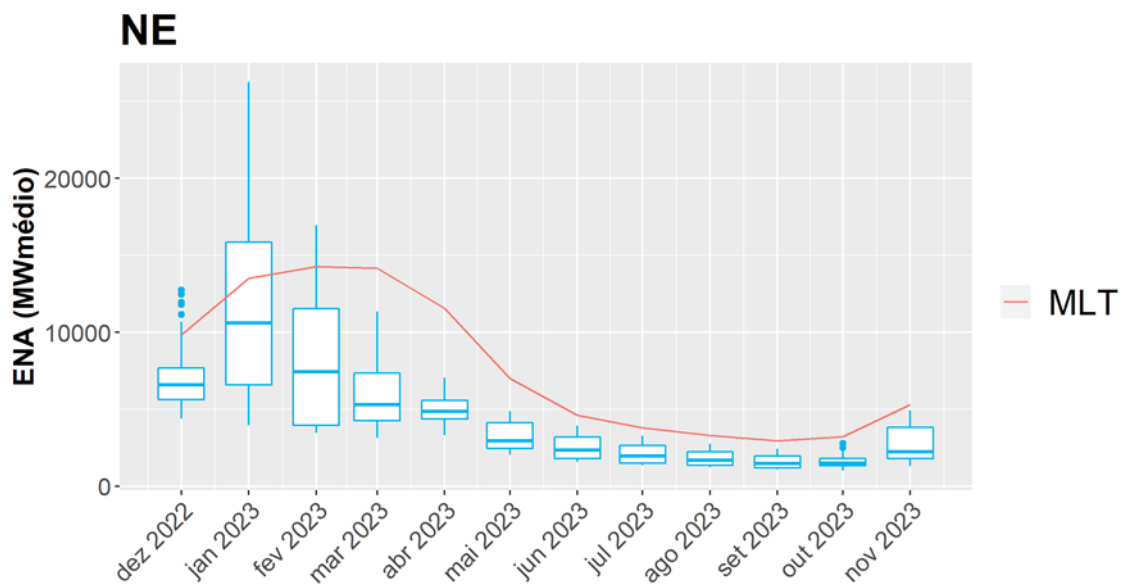
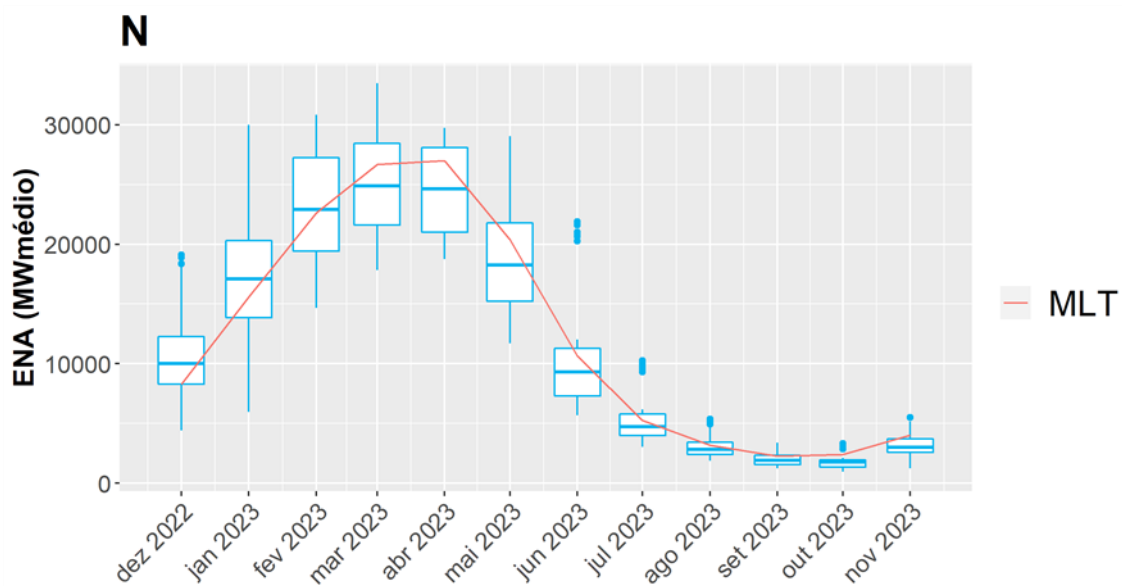


Figura 9-11: **Boxplot** dos cenários sintéticos selecionados para o Norte, em relação à MLT



Lista de figuras e tabelas

Figuras

Figura 5-1: Previsão de Carga de Energia do SIN (MWmédios)	15
Figura 5-2: Capacidade Instalada do SIN (GW) em 31/12/2021	16
Figura 5-3: Cronologia dos Leilões	17
Figura 5-4: Evolução da Capacidade Instalada Total do SIN (MW)	22
Figura 5-5: Evolução da Capacidade Instalada do SIN (MW) - UHE	22
Figura 5-6: Evolução da Capacidade Instalada do SIN - UTE	23
Figura 5-7: Evolução da Capacidade Instalada do SIN (MW) - PCH	23
Figura 5-8: Evolução da Capacidade Instalada do SIN (MW) - UEE	24
Figura 5-9: Evolução da Capacidade Instalada do SIN (MW) – BIO	24
Figura 5-10: Evolução da Capacidade Instalada do SIN (MW) - UFV	25
Figura 5-11: Evolução da Capacidade Instalada do SIN (MW) – Não Simuladas	25
Figura 5-12: Atraso na Matriz de Energia Elétrica Contratada do SIN (MW)	26
Figura 5-13: Potência Atrasada por Fonte – Obras em Construção e Não Iniciadas	27
Figura 5-14: Distribuição geográfica das usinas da expansão da oferta	28
Figura 5-15: Evolução da Energia Armazenada Máxima e Grau de Regularização do SIN	29
Figura 5-16: Expansão adicional para manter o GR do SIN do 1º ano de simulação	30
Figura 5-17: Complementaridade Anual das Diversas Fontes de Geração	33
Figura 5-18: Distribuição dos Custos Variáveis Unitários [R\$/MWh] em Maio de 2022	34

Figura 5-19: Distribuição das Disponibilidades Máximas por CVU e Fonte – 2022	35
Figura 5-20: Distribuição das Disponibilidades Máximas por CVU e Fonte – 2026	35
Figura 5-21: Distribuição das Inflexibilidades por Fonte (MWmed e % de GTmáx)	36
Figura 5-22: Potência Térmica Existente do SIN x CVU em Maio de 2022	37
Figura 5-23: Distribuição das Expectativas de Geração por fonte - 2022-2026 – Média dos 2.000 Cenários Simulados (MWmed e % de GTmáx)	38
Figura 5-24: Representação da Geração Não Controlável	39
Figura 5-25: Carga Global/Carga Líquida do SIN em 2022 e 2026	39
Figura 5-26: Configuração Eletroenergética para o PEN 2022	41
Figura 5-27: Limites de Transferência das Interligações S/SE-CO (MWmed)	42
Figura 5-28: Limites de Transferência das Interligações N/NE/SE-CO (MWmed)	43
Figura 5-29: Armazenamentos Verificados nos Últimos 5 anos	44
Figura 5-30: Armazenamentos Verificados nos Últimos 5 anos - SIN	45
Figura 5-31: Critério geral de garantia de suprimento e respectivos parâmetros	47
Figura 5-32: Síntese dos procedimentos de cálculo - critério geral de garantia de suprimento	47
Figura 6-1: Previsão de Consenso Para Anomalia do Fenômeno ENOS – NOAA/IRI	50
Figura 6-2: Previsões de Anomalias de TSM na Região do Niño 3.4 – IRI/CPC	51
Figura 6-3: Evolução do armazenamento final (%EARmáx) – SE/CO – jun/22 a nov/22	52
Figura 6-4: Evolução do armazenamento final (%EARmáx) – Sul – jun/22 a nov/22	52

Figura 6-5: Evolução do armazenamento final (%EARmáx) – NE – jun/22 a nov/22	53
Figura 6-6: Evolução do armazenamento final (%EARmáx) – Norte – jun/22 a nov/22	53
Figura 6-7: Diagrama do Estudo Conjuntural para 2023 – NEWAVE/DECOMP	55
Figura 6-8: Curva de Armazenamento Final Jun/22 a Nov/23 – Sudeste/Centro-Oeste	56
Figura 6-9: Curva de Armazenamento Final Jun/22 a Nov/23 – Sul	56
Figura 6-10: Curva de Armazenamento Final Jun/22 a Nov/23 – Nordeste	57
Figura 6-11: Curva de Armazenamento Final Jun/22 a Nov/23 – Norte	57
Figura 6-12: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Abr/2023 – SE/CO	58
Figura 6-13: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Nov/2023 – SE/CO	58
Figura 6-14: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Abr/2023 – Sul	59
Figura 6-15: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Nov/2023 – Sul	59
Figura 6-16: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Abr/2023 – NE	60
Figura 6-17: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Nov/2023 – NE	60
Figura 6-18: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Abr/2023 – Norte	61
Figura 6-19: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Nov/2023 – Norte	61
Figura 6-20: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Abr/2023 – SIN	62
Figura 6-21: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Nov/2023 – SIN	62

Figura 6-22: Curva de Permanência da Geração Térmica Média de Jun/22 a Nov/23 – SIN	63
Figura 6-23: Sazonalidade das ENAs dos Subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste	67
Figura 6-24: Evolução Mensal do CVaR_{10%} (CMO)	70
Figura 6-25: Frequência de Intercâmbios Máximos da Interligação SE/CO → Sul (RSUL)	71
Figura 6-26: Frequência de Intercâmbios Máximos da Exportação Nordeste	72
Figura 6-27: Frequência de Intercâmbios Máximos do Fluxo FNS + FNESE + XINGU → SE/CO	73
Figura 6-28: Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e Sul	73
Figura 6-29: Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e N	74
Figura 6-30: Evolução das Diferenças de CMO entre SE/CO e NE	74
Figura 6-31: Evolução das Diferenças de CMO entre NE e N	75
Figura 7-1: Evolução da Oferta de Energia e da Carga 2022-2026 (GWmed)	77
Figura 7-2: Balanço Estático de Energia (GWmed)	78
Figura 7-3: Evolução da Energia Armazenada do SIN Obtido Através da Simulação de Energia Firme	83
Figura 7-4: Expansão da Capacidade Instalada Eólica 2016/2021 - SIN	84
Figura 7-5: Expansão da Capacidade Instalada Eólica por subsistema – 2012/2021	84
Figura 7-6: Localização geográfica das usinas eólicas existentes em abr/2022	85
Figura 7-7: Evolução mensal da geração eólica –SIN - 2019 a 2026	85
Figura 7-8: Balanço Energético do Nordeste (janeiro/2011 a dezembro/2021)	86
Figura 7-9: Balanço Energético do Nordeste em 30/08/2021	87
Figura 7-10: Exemplo de elevação de geração eólica: dia 09/08/2021 – Total SIN	88

Figura 7-11: Geração Eólica Verificada nos dias 11/03/2022 e 12/03/2022 – SIN	89
Figura 7-12: Expansão da Capacidade Instalada Fotovoltaica 2017/2021 - SIN	92
Figura 7-13: Expansão da Capacidade Instalada Fotovoltaica por subsistema – 2017/2021	92
Figura 7-14: Localização geográfica das usinas fotovoltaica existentes em abr/2022	93
Figura 7-15: Evolução mensal da geração fotovoltaica –SIN - 2019 a 2026	93
Figura 7-16: Exemplo de elevação de geração solar fotovoltaica no dia 09/03/2022 – Total SIN	95
Figura 7-17: Previsão Mensal de Demanda Máxima Instantânea dos Subsistemas (MW)	97
Figura 7-18: Levantamento das Curvas de Carga Diárias para cada mês e Subsistema	98
Figura 7-19: P95 das Curvas de Permanência dos Fatores de Capacidade Eólica e P50 das Curvas de Permanência dos Fatores de Capacidade Fotovoltaica	102
Figura 7-20: Priorização das Fontes no Atendimento aos Requisitos de Demanda	104
Figura 7-21: Geração Renovável na Avaliação Conjuntural	105
Figura 7-22: Cenários de Geração Renovável na Avaliação Estrutural	106
Figura 7-23: Balanço de Potência do SIN (MW) – Avaliação Conjuntural para o Período Seco de 2022 (Cenário de Chuva 2008)	107
Figura 7-24: Probabilidades de Invasão da Reserva Operativa (%) – Avaliação Conjuntural para 2023	108
Figura 7-25: Profundidade de Invasão da Reserva Operativa (%) – Avaliação Conjuntural para 2023	108
Figura 7-26: CVaR_{5%} da Potência não Suprida para o SIN (% da demanda máxima instantânea)	109
Figura 7-27: Evolução da MMGD – SIN	114

Figura 7-28: Comparativo CVaR_{10%} (CMO) entre o Caso Referência e o Caso Sensibilidade MMGD – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste	117
Figura 7-29: Comparativo CVaR_{10%} (CMO) entre o Caso Referência e o Caso Sensibilidade MMGD – Subsistema Sul	117
Figura 7-30: Comparativo CVaR_{10%} (CMO) entre o Caso Referência e o Caso Sensibilidade MMGD – Subsistema Nordeste	118
Figura 7-31: Comparativo CVaR_{10%} (CMO) entre o Caso Referência e o Caso Sensibilidade MMGD – Subsistema Norte	118
Figura 7-32: Comparativo do CVaR_{5%} da Potência não Suprida para o SIN (% da demanda máxima instantânea) entre os Casos de Referência e Sensibilidade MMGD	119
Figura 7-33: Comparativo dos Riscos Explícitos da Insuficiência da Oferta de Potência (LOLP) entre os Casos de Referência e Sensibilidade MMGD	119
Figura 7-34: Comparativo CVaR_{10%} (CMO) entre o Caso Referência e o Caso Sensibilidade à Retirada das Térmicas da Configuração – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste	126
Figura 7-35: Comparativo CVaR_{10%} (CMO) entre o Caso Referência e o Caso Sensibilidade à Retirada das Térmicas da Configuração – Subsistema Sul	126
Figura 7-36: Comparativo CVaR_{10%} (CMO) entre o Caso Referência e o Caso Sensibilidade à Retirada das Térmicas da Configuração – Subsistema Nordeste	127
Figura 7-37: Comparativo CVaR_{10%} (CMO) entre o Caso Referência e o Caso Sensibilidade à Retirada das Térmicas da Configuração – Subsistema Norte	127
Figura 7-38: Comparativo do CVaR_{5%} da Potência não Suprida para o SIN (% da demanda máxima instantânea) entre os Casos de Referência e Sensibilidade com Retirada das Térmicas	128
Figura 7-39: Comparativo dos Riscos Explícitos da Insuficiência da Oferta de Potência (LOLP) entre os Casos de Referência e Sensibilidade com Retirada das Térmicas	129
Figura 8-1: Benefícios dos Mecanismos de Resposta da Demanda	132
Figura 8-2: Número de Agentes ofertantes participantes da RVD	135

Figura 8-3: Participação percentual dos submercados no montante total ofertado considerando o período de setembro a novembro/21	136
Figura 8-4: Participação percentual dos submercados no montante total ofertado considerando o período de setembro a novembro/21	137
Figura 8-5: Preços Médios Ponderados ofertados por segmento – R\$/MWh	137
Figura 8-6: Ofertas aprovadas pelo ONS e consideração da programação diária em setembro (13 a 30/09) e o respectivo número de agentes envolvidos	138
Figura 8-7: Ofertas aprovadas pelo ONS e consideração da programação diária em outubro/21 (1 a 8/10) e o respectivo número de agentes envolvidos	138
Figura 8-8: Montantes de RVD em MWh por submercado e por mês - CCEE	139
Figura 9-1: Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – SE/CO (R\$/MWh)	141
Figura 9-2: Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – Sul (R\$/MWh)	142
Figura 9-3: Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – Nordeste (R\$/MWh)	142
Figura 9-4: Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação - Norte (R\$/MWh)	143
Figura 9-5: Evolução Mensal do CVaR _{10%} (CMO) – Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste	145
Figura 9-6: Evolução Mensal do CVaR _{10%} (CMO) – Sul e Norte	145
Figura 9-7: <i>Boxplot</i> dos cenários sintéticos selecionados para o SIN, em relação à MLT	147
Figura 9-8: <i>Boxplot</i> dos cenários sintéticos selecionados para o Sudeste/Centro-Oeste, em relação à MLT	148
Figura 9-9: <i>Boxplot</i> dos cenários sintéticos selecionados para o Sul, em relação à MLT	148
Figura 9-10: <i>Boxplot</i> dos cenários sintéticos selecionados para o Nordeste, em relação à MLT	149

Figura 9-11: *Boxplot* dos cenários sintéticos selecionados para o Norte, em relação à MLT 149

Tabelas

Tabela 5-1: Projeção Anual do Crescimento do PIB (%)	14
Tabela 5-2: Resumo da Evolução da Matriz de Energia Elétrica (MW) – Referência 31/12	18
Tabela 5-3: Acréscimo Anual da Potência Instalada no SIN (MW) – Referência 31/12	19
Tabela 5-4: Evolução da Potência Instalada no SIN (MW) – Referência 31/12	20
Tabela 5-5: Capacidade adicional para manter o GR do SIN de 1° ano de simulação	31
Tabela 5-6: Energia Armazenada Inicial do SIN – % EARmax	44
Tabela 6-1: Riscos de Déficit de Energia (%) – Avaliação Estrutural	65
Tabela 6-2: Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) – Análise Estrutural	66
Tabela 6-3: Riscos de Déficit de Energia (%) - Séries Históricas – Análise Estrutural	68
Tabela 6-4: CVaR_{1%} (ENS) (% da carga) – Avaliação Estrutural	70
Tabela 7-1: Balanço Estático de Energia para o SIN (MWmed)	78
Tabela 7-2: Balanço Estático de Energia para o SE/CO (MWmed)	79
Tabela 7-3: Balanço Estático de Energia para o Sul (MWmed)	79
Tabela 7-4: Balanço Estático de Energia para o NE (MWmed)	80
Tabela 7-5: Balanço Estático de Energia para o Norte (MWmed)	80
Tabela 7-6: Balanço de Energia Firme (MWmed)	81
Tabela 7-7: Recordes de Percentual de Atendimento à Carga do Norte, Nordeste, Sul e SIN com Energia Eólica em 2022 – Base Diária e Horária – Posição maio/2022	87

Tabela 7-8: Recordes de geração solar fotovoltaica e percentual de atendimento da carga por Subsistema e SIN – maio/2022	94
Tabela 7-9: Tabela de Modulação das UHEs da Bacia do São Francisco	99
Tabela 7-10: Tabela de Modulação da UHE Itaipu	100
Tabela 7-11: Risco Explícito da Insuficiência da Oferta de Potência – LOLP (%)	110
Tabela 7-12: Montantes médios anuais de MMDG – PCH – MWmed	112
Tabela 7-13: Montantes médios anuais de MMDG – PCT – MWmed	113
Tabela 7-14: Montantes médios anuais de MMDG – EOL – MWmed	113
Tabela 7-15: Montantes médios anuais de MMDG – UFV – MWmed	113
Tabela 7-16: Montantes médios anuais acrescidos a previsão de carga de energia – MWmed	114
Tabela 7-17: Riscos de Déficit de Energia (%) – Sensibilidade à inclusão de MMDG	115
Tabela 7-18: CMOs Médios Anuais (R\$/MWh) – Sensibilidade à inclusão de MMDG	115
Tabela 7-19: CVaR_{1%} da Energia não Suprida – Sensibilidade à inclusão de MMDG	116
Tabela 7-20: Termelétricas Retiradas da Configuração – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste	121
Tabela 7-21: Termelétricas Retiradas da Configuração – Subsistema Sul	121
Tabela 7-22: Termelétricas Retiradas da Configuração – Subsistema Norte	121
Tabela 7-23: Termelétricas Retiradas da Configuração – Subsistema Nordeste	122
Tabela 7-24: Potência Instalada Total Retirada da Configuração por Data e Subsistema	123

Tabela 7-25: Riscos de Déficit de Energia (%) – Sensibilidade à Retirada das Térmicas da Configuração	124
Tabela 7-26: CMOs Médios Anuais (R\$/MWh) – Sensibilidade à Retirada das Térmicas da Configuração	124
Tabela 7-27: CVaR_{1%} da Energia não Suprida – Sensibilidade à Retirada das Térmicas da Configuração	125
Tabela 8-1: Participação dos Agentes nas ofertas por segmento de consumo	136
Tabela 9-1: Projeções de Demanda Máxima Instantânea Não Simultânea	144
Tabela 9-2: CVaR_{1%} (ENS) (% da carga)	146