



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE DESEMPENHO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Maio / 2023





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Maio / 2023

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Nacional de Energia Elétrica

Gentil Nogueira de Sa Junior

Diretor do Departamento de Desempenho da Operação do Sistema Elétrico

Guilherme Silva de Godoi

Equipe Técnica

Aline Teixeira Eleutério Martins

André Luís Gonçalves de Oliveira

Eucimar Kwiatkowski Augustinhak

Francisco José Cerqueira Silva

Juliana Oliveira do Nascimento

Ricardo Nogueira Silveira

Rogério Alexandre Reginato

Rogério Guedes da Silva (coordenação)

Victor Protázio da Silva

Apoio dos estagiários:

Amanda de Souza Freire

Marcus Vinicius Souza Fukuda

Paulo Geraldo Souza Neto

Esplanada dos Ministérios – Bloco “U” – 6º andar

70.065-900 – Brasília - DF

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

Boletim publicado em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico>.



SUMÁRIO

1. SUMÁRIO EXECUTIVO	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Energia Natural Afluente Armazenável	4
2.2. Energia Armazenada	6
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	9
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	11
4.1. Consumo de Energia Elétrica	11
4.2. Demandas Instantâneas Máximas.....	13
4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais.....	13
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	16
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO E SUBESTAÇÕES INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	18
7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO.....	19
7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	19
7.2. Previsão da Expansão da Geração.....	23
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão e Equipamentos em Instalações de Transmissão	25
7.4. Previsão da Expansão de LT e da Capacidade de Transformação	28
8. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	29
8.1. Matriz de Geração de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro.....	29
8.2. Matriz de Geração de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional	30
8.3. Matriz de Geração de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados.....	31
8.4. Geração Eólica	32
8.5. Mecanismo de Realocação de Energia.....	33
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	34
10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	35
11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA.....	36
12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	40
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	40
12.2. Indicadores de Continuidade	42



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de maio de 2023 – Brasil.....	2
Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima (maio - 2023),	3
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	4
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.....	4
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.....	5
Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.	5
Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	7
Figura 8. EAR: Subsistema Sul.	7
Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.	8
Figura 10. EAR: Subsistema Norte.....	8
Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica	10
Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL. .	12
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.....	13
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	14
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	15
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.....	15
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.	17
Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de maio de 2023.....	19
Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2023 por subsistema.	22
Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2025.....	23
Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em maio de 2023. 25	25
Figura 23. Matriz de geração de energia elétrica no Brasil.....	29
Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.....	32
Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul	32
Figura 26. Evolução do GSF.	33
Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.	34
Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.	35
Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema	36
Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.....	37
Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.....	37
Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.....	38
Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.....	38
Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.....	39
Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.....	39
Figura 36. Ocorrências no SEB.....	41
Figura 37. DEC do Brasil	42
Figura 38. FEC do Brasil	43



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	6
Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN.....	6
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.....	11
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.....	11
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	12
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.....	13
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.....	16
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB. ²	18
Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB. ²	18
Tabela 10. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de maio de 2023.....	20
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em maio de 2023.....	21
Tabela 12. Previsão da Expansão da Capacidade Instalada de Geração Elétrica (MW).....	24
Tabela 13. Descrição de Linhas de Transmissão (LT) que entraram em operação no mês.....	26
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.....	26
Tabela 15. Entrada em operação de equipamentos de compensação de potência reativa.....	26
Tabela 16. Entrada em operação de novas linhas de transmissão no mês e no acumulado do ano.....	27
Tabela 17. Valores acumulados de entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.....	27
Tabela 18. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.....	28
Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação.....	28
Tabela 20. Matriz de geração de energia elétrica no SIN.....	30
Tabela 21. Matriz de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados.....	31
Tabela 22. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano.....	33
Tabela 23. Descrição das Ocorrências.....	40
Tabela 24. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.....	40
Tabela 25. Evolução do número de ocorrências.....	40
Tabela 26. Evolução do DEC em 2023.....	42
Tabela 27. Evolução do FEC em 2023.....	43



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Em maio de 2023, as precipitações ficaram acima da média no extremo Sul, nas bacias dos rios Jacuí e Uruguai, e no Norte, nas bacias do Madeira e São Francisco e no trecho baixo das bacias dos rios Xingu e Tocantins. Nas demais bacias hidrográficas com relevante participação de geração hidrelétrica no SIN, predominaram valores inferiores à média histórica.

Em relação aos armazenamentos, no mês de maio de 2023, os reservatórios equivalentes do SIN que apresentaram replecionamento em relação ao mês anterior foram Sudeste/Centro-Oeste e Sul, nas seguintes proporções: 0,1 p.p. no Sudeste/Centro-Oeste e 1,8 p.p. no Sul. Já os subsistemas Nordeste e Norte apresentaram deplecionamento de 0,3 p.p. e 0,4 p.p., respectivamente. As condições hoje observadas são significativamente melhores do que àquelas verificadas nos últimos anos, o que contribuirá para a garantia e segurança do atendimento nos próximos meses.

Neste mês de monitoramento, foi registrado intercâmbio internacional de energia elétrica no total de aproximadamente 1.026 MW médios exportados para a Argentina e o Uruguai. A título de intercâmbio comercial, foram exportados: (i) 438 MW médios para a Argentina e 260 MW médios para o Uruguai (energia elétrica proveniente de excedente de geração de energia elétrica de usinas hidrelétricas); e (ii) 254 MW médios para a Argentina e 73 MW médios para o Uruguai (energia elétrica proveniente de usinas termoelétricas). O restante da energia exportada para os referidos países ocorreu em caráter emergencial, representando cerca de 1 MW médio.

A capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu, no mês de maio, 214.721 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 20.476 MW (10,5%), com destaque para 14.676 MW de geração de fonte solar, 3.961 MW de fonte eólica e 1.481 MW de fonte térmica. A geração distribuída, no mês de maio de 2023, ultrapassou os 21,3 GW de potência instalada (21.344 MW, instalados em 1.942.308 unidades) representando 9,9 % da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e com crescimento de 93,6% nos últimos 12 meses.

No mês de abril de 2023, a geração hidráulica correspondeu a 76,5% do total gerado no país, percentual superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica diminuiu 1,1 p.p e a térmica aumentou 2,7 p.p., representando 9,9% e 10,7% do total gerado. As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa) representaram 92,8% da matriz de geração de energia elétrica brasileira em abril de 2023, aumento de 0,4 p.p. em relação ao mês anterior.

No mês de maio, destaca-se a aprovação, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), dos assuntos regulatórios prioritários para atuação em 2023, quais sejam: (i) Recursos Energéticos Distribuídos, (ii) Acesso ao Sistema de Transmissão, (iii) Serviços Ancilares, (iv) Resposta da Demanda e (v) Operação e Preço. A revisão desses assuntos tem como objetivo o de proporcionar discussões sobre assuntos de maior relevância para a operação e para a modernização do setor elétrico brasileiro, em benefício da transformação energética para um modelo setorial 5D – digitalizado, descentralizado, descarbonizado, democratizado e diverso.¹

No mês passado, um destaque adicional foi a realização da Consulta Pública nº 15/2023 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), durante o período de 11 de maio a 22 de maio de 2023, com o objetivo de obter contribuições referentes à proposta de tratamento excepcional na gestão de outorgas de geração e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) celebrados por centrais geradoras.²

Destaca-se também a publicação da informação da CCEE sobre o procedimento competitivo para a Exportação de Vertimento Turbinável – EVT, que permitiu ao Brasil vender mais de 4.200 megawatts médios em excedentes de energia elétrica para a Argentina e Uruguai entre janeiro e abril deste ano, arrecadando mais de R\$ 466 milhões. A receita tem sido utilizada para reduzir custos de geração das usinas hidrelétricas, o que traz benefícios a todos os consumidores brasileiros.³

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de maio de 2023, exceto quando indicado. Os Subsistema Sudeste/Centro-Oeste é composto pelos estados das Regiões Sudeste e Centro-Oeste, Acre e Rondônia. O Subsistema Sul é composto pelos estados da Região Sul. O Subsistema Nordeste é composto pelos estados da Região Nordeste, exceto o Maranhão. O Subsistema Norte é composto pelos estados do Pará, Tocantins, Maranhão, Amazonas e Amapá.

Fontes: [ONS](#)¹, [ONS](#)², [CCEE](#)³

2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas do SIN, em maio de 2023, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 92% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 62% MLT no Sul, 54% MLT no Nordeste e 92% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 76% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 54% MLT no Sul, 53% MLT no Nordeste e 66% MLT no subsistema Norte.

Destaca-se que, no período, que as precipitações ficaram acima da média no extremo Sul, nas bacias dos rios Jacuí e Uruguai, e no Norte, nas bacias do Madeira e São Francisco e no trecho baixo das bacias dos rios Xingu e Tocantins. Nas demais bacias hidrográficas, com relevante participação de geração hidrelétrica no SIN, predominaram valores inferiores à média histórica.

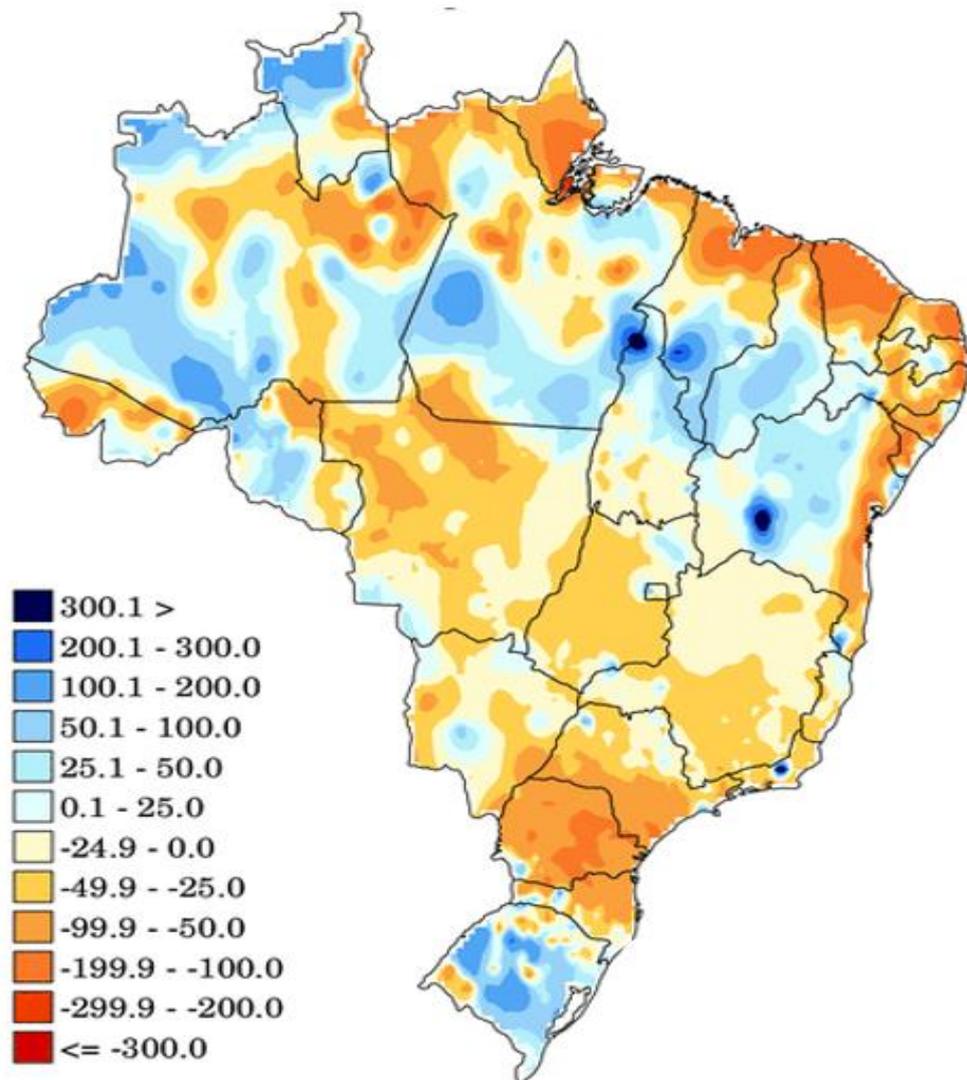


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de maio de 2023 – Brasil.

Os totais de precipitação por bacia hidrográfica podem ser acessados no site: <http://energia1.cptec.inpe.br/>.

Fontes: <http://clima1.cptec.inpe.br/monitoramentobrasil/pt> (CPTEC/INPE) e https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_subsistema.aspx.

Em relação às temperaturas, registra-se que o mês de maio de 2023 apresentou predominância de temperaturas mínimas acima ou na média histórica (tons laranjas e branco na Figura 2a) em toda a extensão do País, com exceção de parte dos estados de Goiás, Minas Gerais e São Paulo.

De um modo geral, as “temperaturas máximas” ficaram em torno da média histórica (cor branca, na Figura 2b), tendo como exceções, por exemplo, parte dos estados do Acre, de Rondônia e Mato Grosso, com anomalia negativa (tons em azul), e os estados do Amazonas, Rio Grande do Sul, São Paulo e regiões do Nordeste com anomalia positiva (tons em laranja).

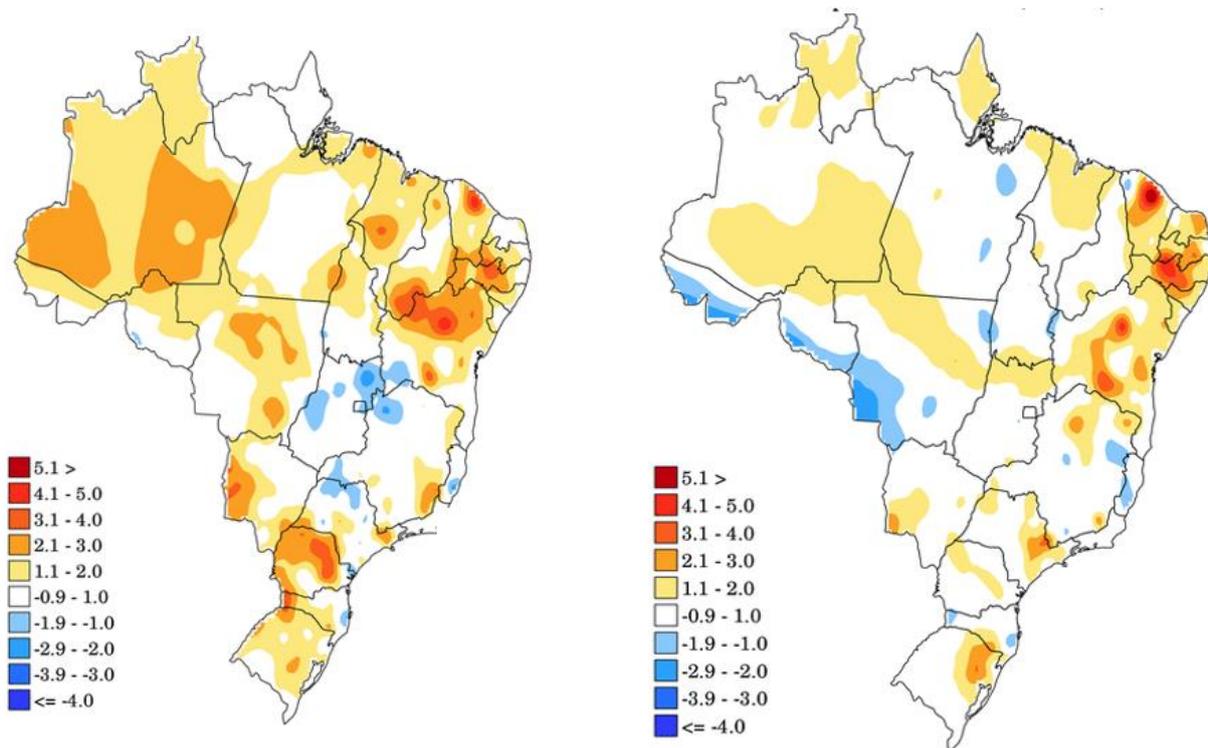


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima (maio - 2023).

As anomalias de temperaturas podem ser acessadas no site: <http://clima1.cptec.inpe.br/monitoramentobrasil/pt>.

Fonte: CPTEC/INPE.



2.1. Energia Natural Afluente Armazenável ¹

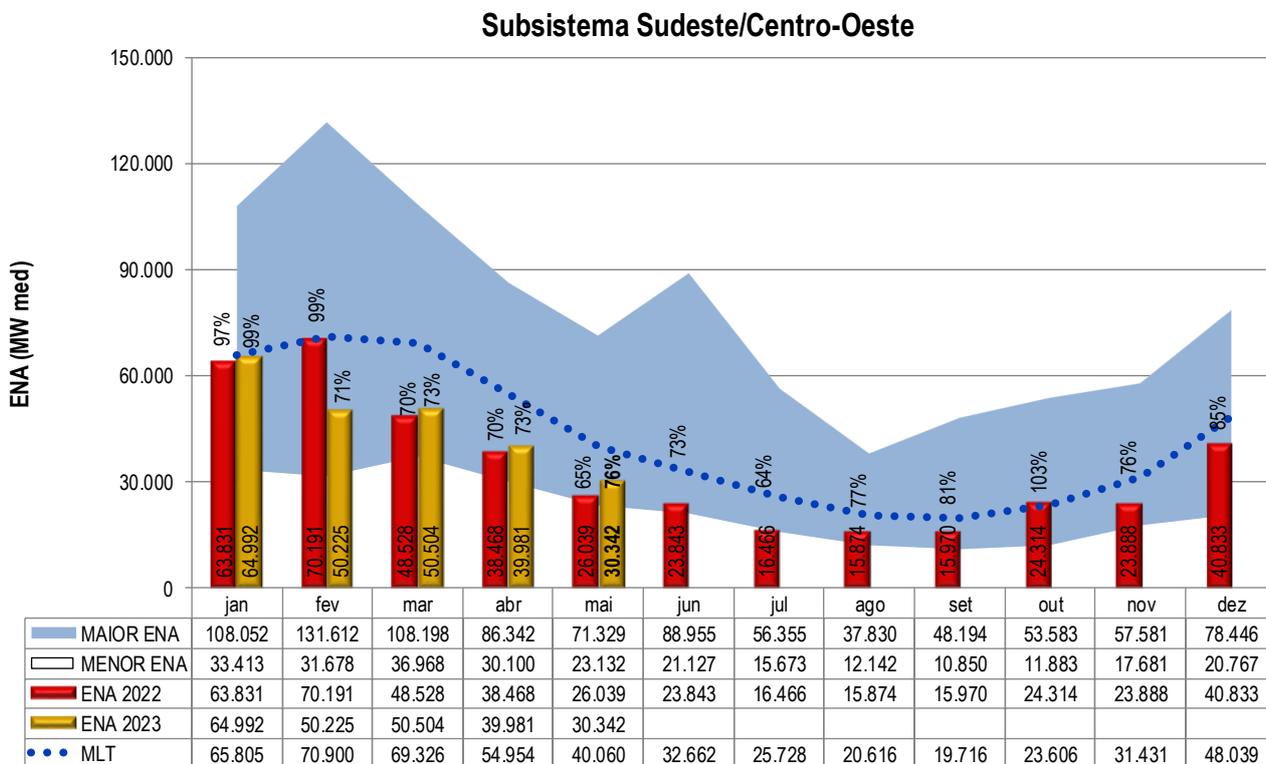


Figura 3. ENA Armazenável: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

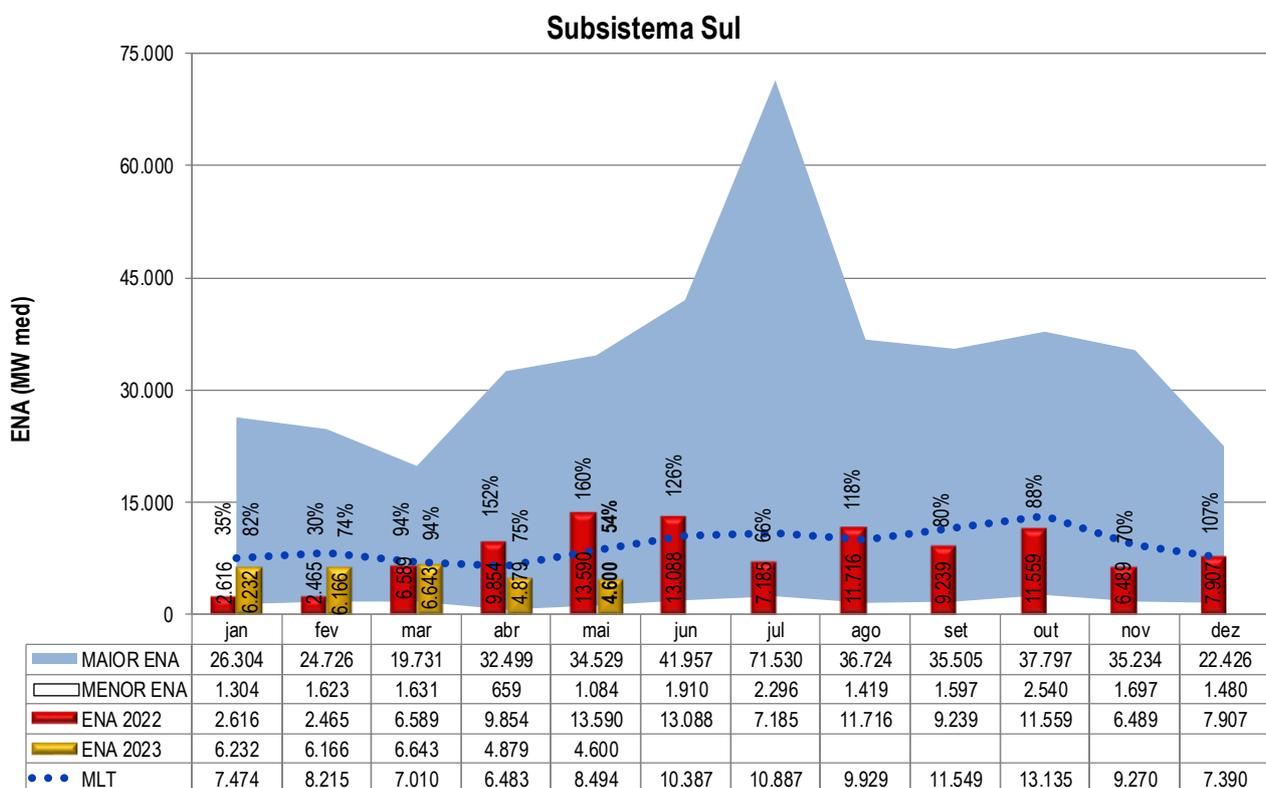


Figura 4. ENA Armazenável: subsistema Sul.

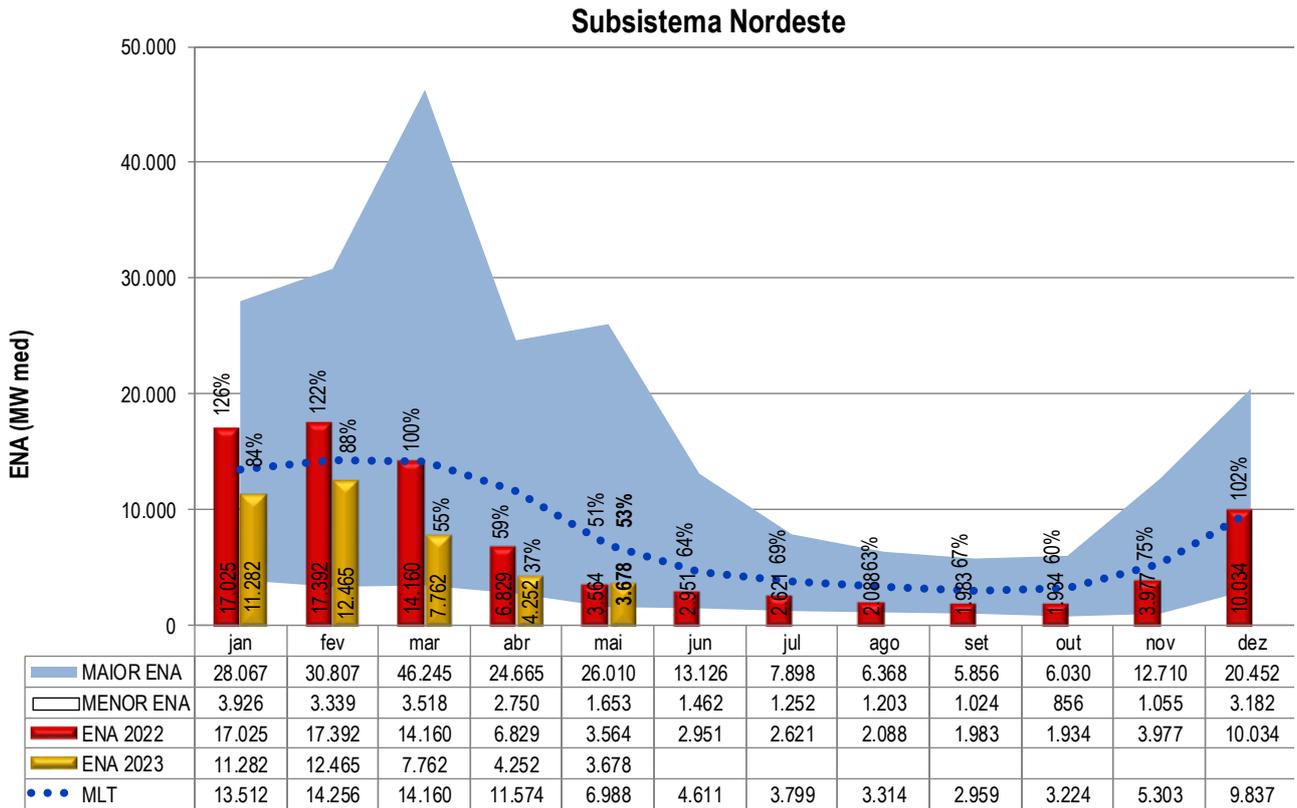


Figura 5. ENA Armazenável: subsistema Nordeste.

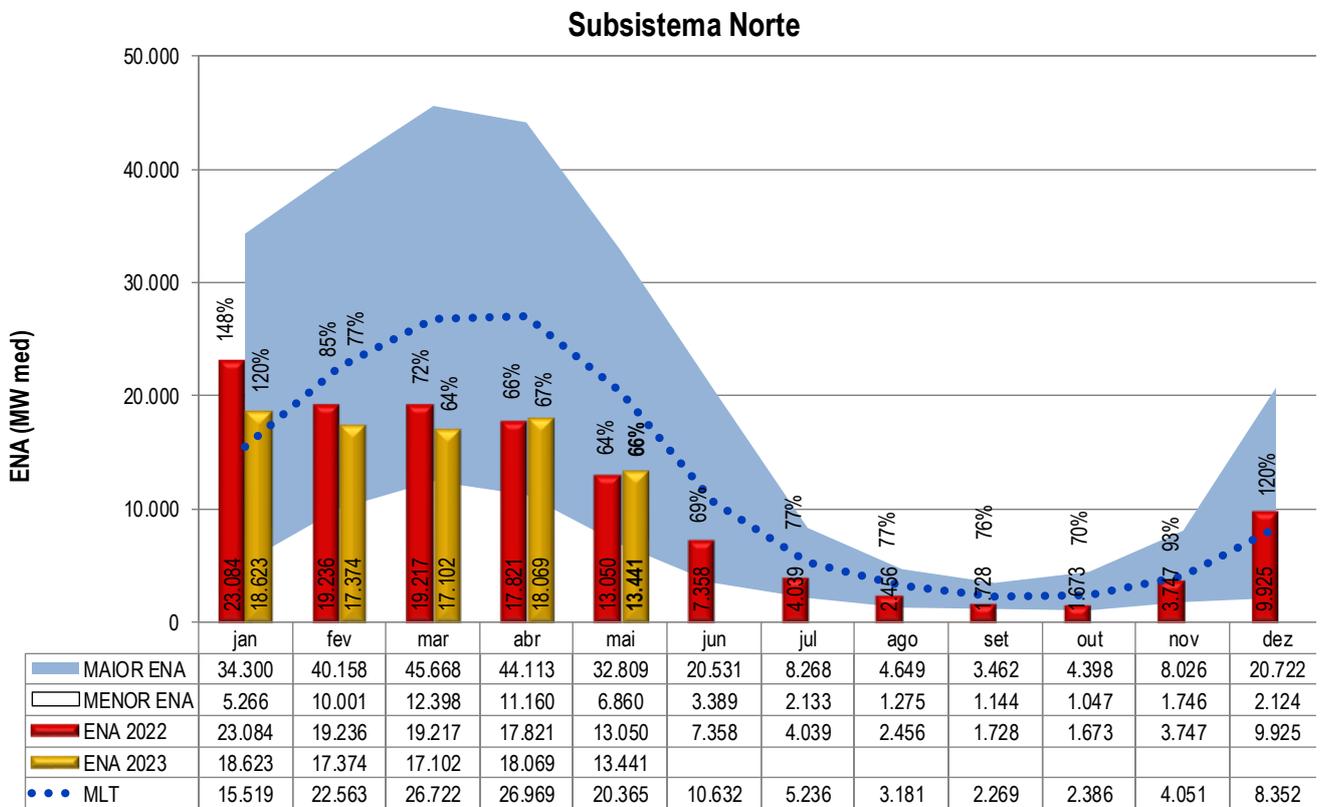


Figura 6. ENA Armazenável: subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.

¹ Os dados de MLT, "maior ENA" e "menor ENA" são referentes ao histórico desde 1931 e se referem a ENAs brutas.



2.2. Energia Armazenada

A Tabela 1 apresenta os valores de energia armazenada máxima (%EAR_{máx}) nos subsistemas do SIN, nos meses de abril e maio de 2023, bem como a participação do armazenamento dos reservatórios equivalentes dos subsistemas em comparação ao total.

Tabela 1. Energia armazenada nos subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Maio (%EAR _{máx})	Energia Armazenada no Final de Abril (%EAR _{máx})	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	86,3	86,2	204.615	69,0
Sul	85,7	83,9	20.459	6,9
Nordeste	90,6	90,9	51.691	18,3
Norte	98,3	98,7	15.302	5,9
TOTAL			292.067	100,0

Conforme pode ser observado, no mês de maio de 2023, os reservatórios equivalentes do SIN que apresentaram replecionamento em relação ao mês anterior foram, nas seguintes proporções: 0,1 p.p. no Sudeste/Centro-Oeste; e 1,8 p.p. no Sul. Já os subsistemas Nordeste e Norte apresentaram deplecionamento de 0,3 p.p. e 0,4 p.p., respectivamente. Tais condições observadas são significativamente melhores do que àquelas verificadas nos últimos anos, o que contribuirá para a garantia e segurança do atendimento nos próximos meses.

A respeito dos principais reservatórios do SIN, em termos de capacidade de acumulação, verifica-se um equilíbrio no número de reservatórios que apresentaram replecionamento com o número de reservatórios que apresentaram deplecionamento, comportamento típico para a época de transição entre o período úmido e o seco. As usinas hidrelétricas de Emborcação, Nova Ponte, Serra da Mesa, Itumbiara e Serra do Facão, replecionaram seus reservatórios nas seguintes percentuais: 2,7 p.p., 1,8 p.p., 1,3 p.p., 0,4 p.p. e 0,1 p.p. em relação ao mês anterior, respectivamente. Já as usinas hidrelétricas de Sobradinho, G. B. Munhoz, Três Marias e Tucuruí, deplecionaram 8,5 p.p., 3,5 p.p., 0,6 p.p. e 0,1 p.p., respectivamente.

Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN.

Usina	Bacia	Ear Max (MWmed)	Armazenamento em final de abril (%)	Armazenamento em final de maio (%)	Evolução Mensal (p.p)
Serra da Mesa	Tocantins	41.645	82,8	84,2	1,3
Fumas	Grande	34.925	99,6	99,6	0,0
Sobradinho	São Francisco	30.184	93,6	85,1	-8,5
Nova Ponte	Paranaíba	22.781	76,2	78,0	1,8
Emborcação	Paranaíba	21.604	74,4	77,1	2,7
Três Marias	São Francisco	16.085	96,6	95,9	-0,6
Itumbiara	Paranaíba	15.698	98,7	99,2	0,4
Tucuruí	Tocantins	7.632	99,2	99,2	-0,1
S. do Facão	Paranaíba	6.502	38,5	38,6	0,1
G. B. Munhoz	Iguaçu	6.308	99,9	96,4	-3,5

Fonte dos dados das Tabelas 1 e 2: ONS.

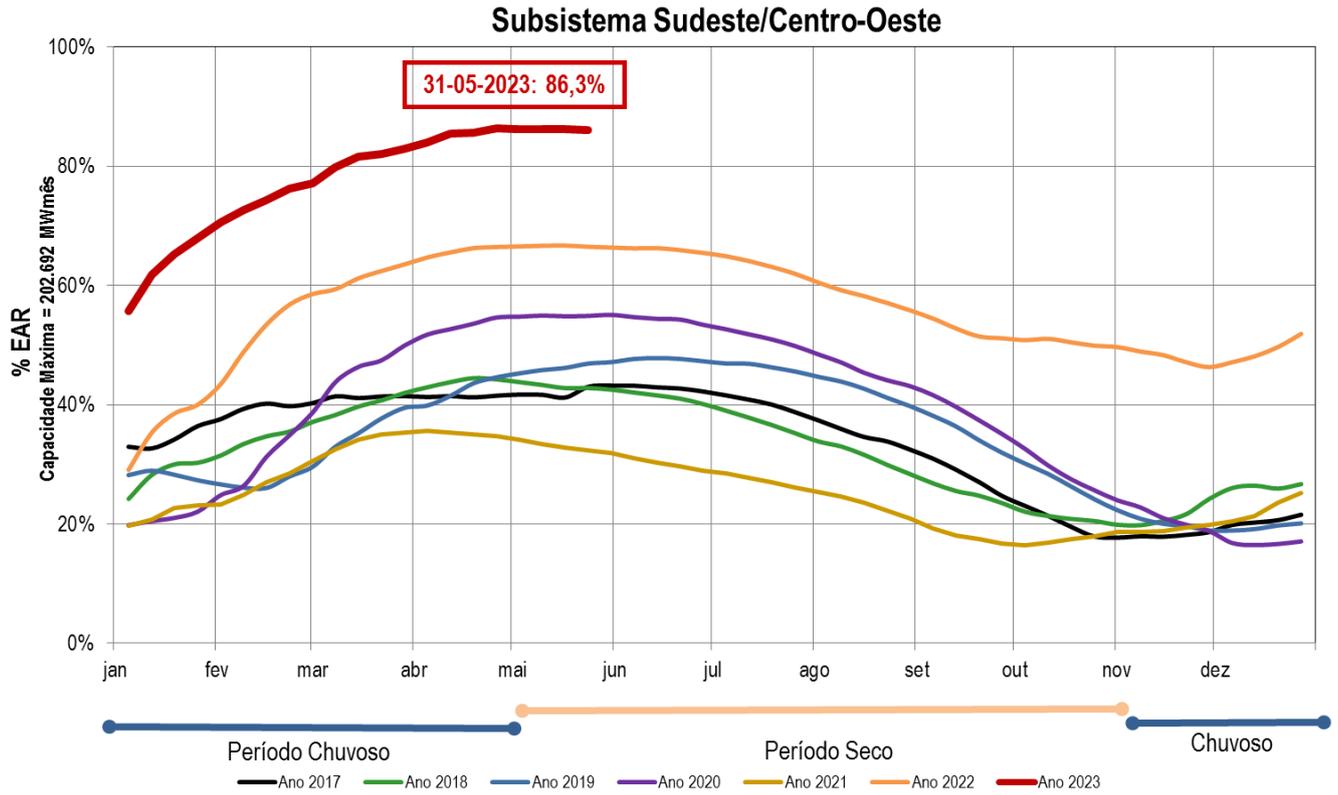


Figura 7. EAR: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

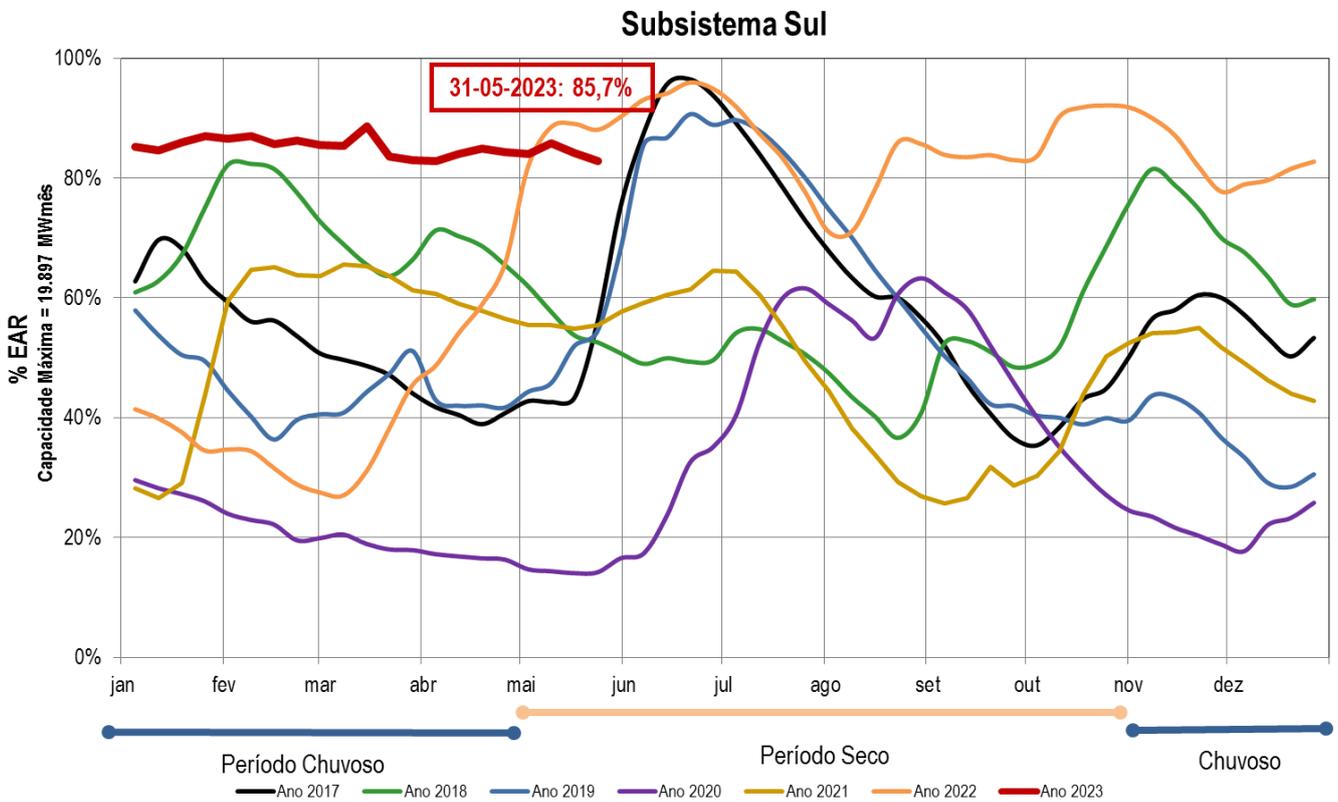


Figura 8. EAR: subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

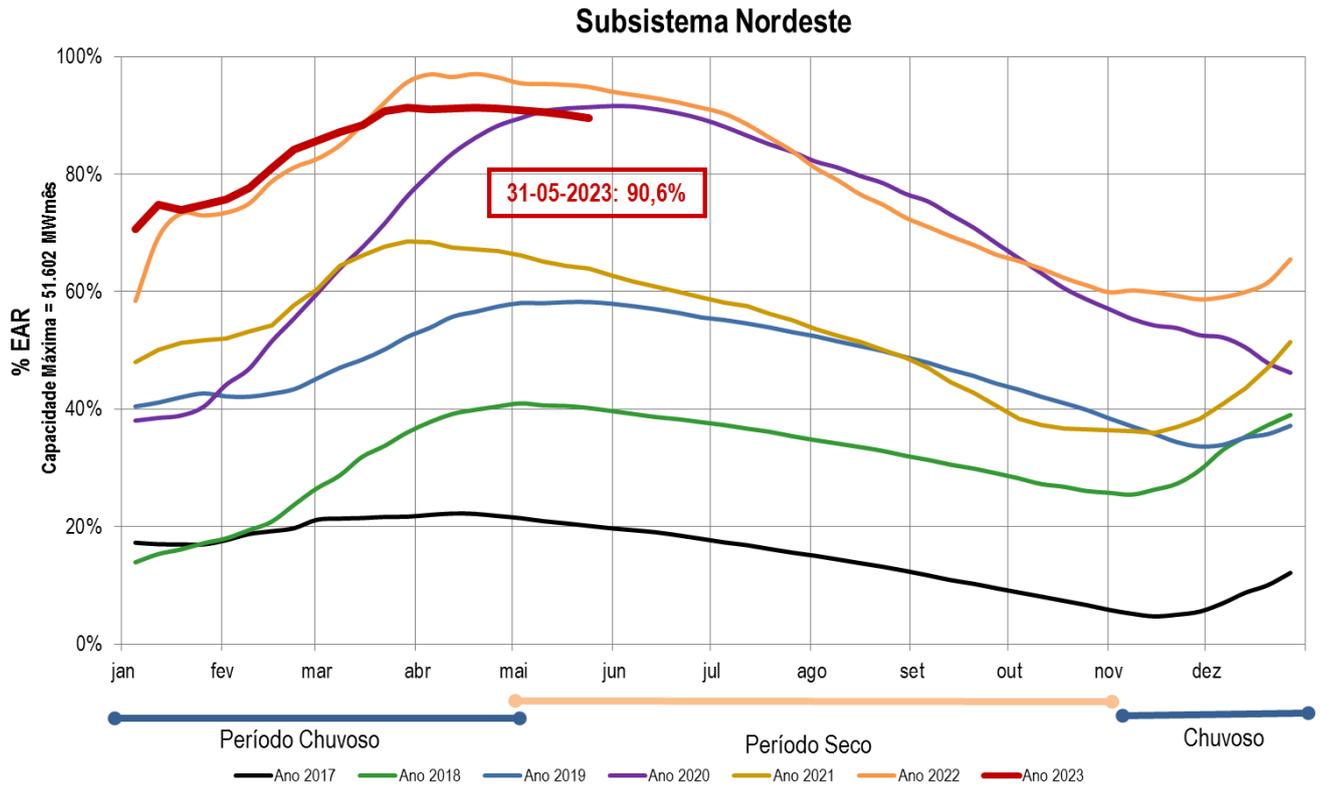


Figura 9. EAR: subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

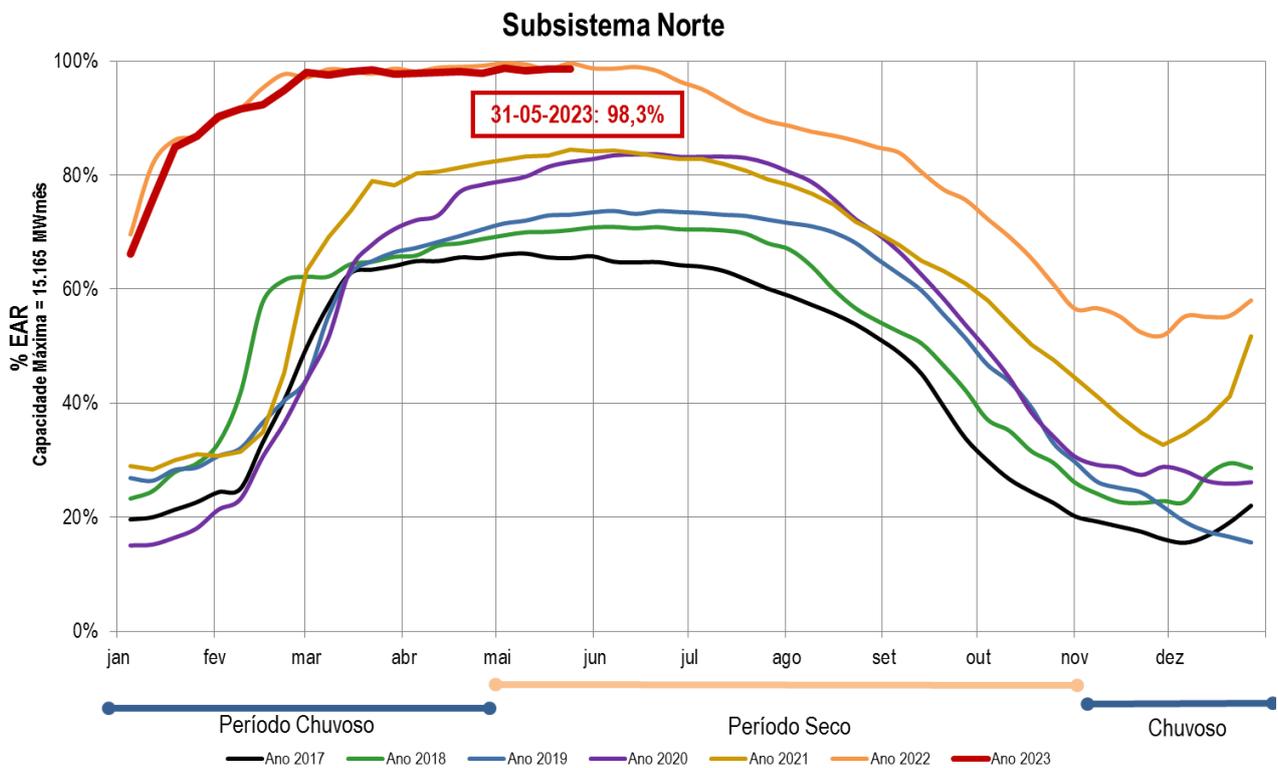


Figura 10. EAR: subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Registra-se que a análise desta seção é realizada sob o aspecto geoeletrico adotado pelo ONS.

Em maio de 2023, o subsistema Norte manteve o perfil exportador de energia elétrica, enviando o montante de 10.516 MWmédios (quando considerado também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu), ante a exportação verificada de 8.762 MWmédios no mês anterior.

O subsistema Nordeste desempenhou papel de exportador com um total de 2.846 MWmédios, valor superior ao montante exportado no mês anterior, que foi de 175 MWmédios.

Já o subsistema Sul importou energia no mês de maio, com montante verificado de 5.383 MWmédios, valor inferior aos 6.207 MWmédios realizada em abril.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste considera-se a energia transmitida pelos bipolos de corrente contínua da Coletora Porto Velho¹ (2.980 MWmédios) e os bipolos que escoam a energia de Itaipu³ - 50 Hz (2.908 MWmédios).

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste importou a partir dos subsistemas Norte (5.966 MWmédios) e Nordeste (2.828 MWmédios) o montante de 8.794 MWmédios, e exportou para o subsistema Sul o montante de 5.383 MWmédios, resultando num montante líquido de 3.411 MWmédios (perfil importador).

Foi registrado intercâmbio internacional de energia elétrica no total de aproximadamente 1.026 MWmédios exportados para a Argentina e o Uruguai. A título de intercâmbio comercial, foram exportados: (i) 438 MWmédios para a Argentina e 260 MWmédios para o Uruguai (com base na Portaria Normativa nº 49/2022/GM/MME - que estabelece diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de excedente de geração de energia elétrica de usinas hidrelétricas); e (ii) 254 MWmédios para a Argentina e 73 MWmédios para o Uruguai (com base na Portaria nº 418/2019/GM/MME - que estabelece diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de usinas termoeletricas, quando não estiverem em atendimento eletroenergético para o SIN). O restante da energia exportada para os referidos países ocorreu em caráter emergencial, representando cerca de 1 MWmédio.

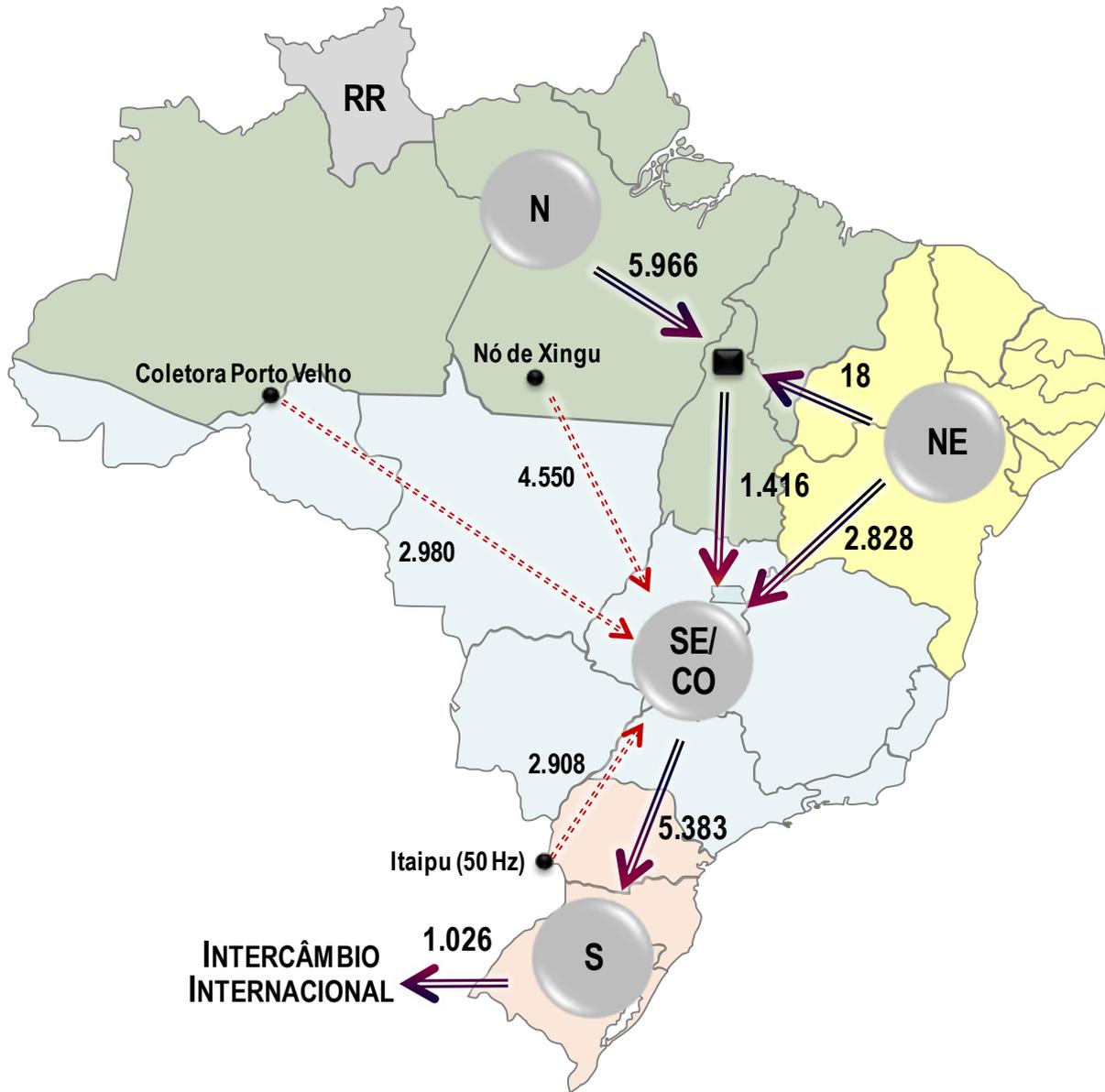


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica

¹ Os Bipolos da Coletora Porto Velho são formados por dois bipolos CC de 600 kV, cada, que interligam as usinas de Jirau e Santo Antônio ao SIN. Localizados entre as Subestações Coletora Porto Velho (RO) e Araraquara 2 (SP), com uma extensão aproximada de 2.375 km, fazem parte do subsistema SE/CO.

² Os Bipolos do Nó de Xingu são formados por dois bipolos CC de 800 kV, cada, que auxiliam no escoamento da energia gerada pela UHE Belo Monte ao SIN. O Bipolo 1 localiza-se entre as Subestações Xingu (PA) e Estreito (MG), com uma extensão aproximada de 2.087 km. Já o Bipolo 2 localiza-se entre as Subestações Xingu (PA) e Terminal Rio (RJ), com extensão aproximada de 2.550 km. Ambos fazem parte do subsistema Norte.

³ Os bipolos que escoam a energia produzida das unidades geradoras de Itaipu em 50 Hz são formados por dois bipolos CC de 600 kV, cada, localizados entre as Subestações Foz do Iguaçu (PR) e Ibiúna (SP), com uma extensão aproximada de 810 km e fazem parte do subsistema SE/CO.

⁴ Dados de intercâmbios internacionais obtidos no documento: Resultados Intercâmbio Internacional - ONS.

Fonte dos dados: ONS



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em abril de 2023, o consumo de energia elétrica atingiu 50.750 GWh, considerando também autoprodução e perdas², valor 10,0% inferior ao verificado no mês anterior e 0,6% inferior ao verificado em abril de 2022. Comparando-se com o mesmo mês do ano anterior, as classes com maior destaque de crescimento foram as “Industrial” e “Residencial”.

Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.

Classe de Consumo	Valor Mensal					Acumulado 12 meses		
	Abr/22 GWh	Mar/23 GWh	Abr/23 GWh	Evolução mensal (Abr/23/Mar/23)	Evolução anual (Abr/23/Abr/22)	Mai-21/Abr-22 (GWh)	Mai-22/Abr-23 (GWh)	Evolução
Residencial	12.879	14.314	13.658	-4,6%	6,0%	151.008	155.004	2,6%
Industrial	15.262	15.970	15.760	-1,3%	3,3%	181.573	184.610	1,7%
Comercial	8.225	8.592	8.491	-1,2%	3,2%	89.862	93.249	3,8%
Rural	2.439	2.585	2.487	-3,8%	2,0%	31.644	29.739	-6,0%
Demais classes ¹	4.315	4.252	4.298	1,1%	-0,4%	48.921	50.138	2,5%
Perdas e Diferenças ²	7.918	10.671	6.057	-43,2%	-23,5%	113.788	101.146	-11,1%
Total	51.038	56.384	50.750	-10,0%	-0,6%	616.796	613.886	-0,5%

¹ Em “Demais Classes” estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

² As informações “Perdas e Diferenças” são obtidas considerando o cálculo do montante de carga verificada no SEB (SIN e Sistemas Isolados), abatido do consumo apurado mensalmente no País (consolidação EPE).

Dados contabilizados até abril de 2023.

Referência: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/resenha-mensal-do-mercado-de-energia-eletrica>.

Considera autoprodução circulante na rede.

Fontes dos dados: EPE e ONS.

Quando se trata do consumo médio por unidade consumidora (Tabela 4), foi verificada elevação do consumo médio mensal de todas as classes de consumo em comparação ao mesmo mês de 2022, com exceção da denominada “Demais classes”. Já em relação ao consumo médio de abril de 2023 em comparação ao mês anterior, constata-se retração no consumo médio em todas as classes, com exceção da “Demais classes”.

Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por unidade consumidora: estratificação por classe.

Classe de Consumo	Consumo Médio Mensal de Energia Elétrica					Consumo Médio em 12 meses		
	Abr/22 kWh/NU	Mar/23 kWh/NU	Abr/23 kWh/NU	Evolução mensal (Abr/23/Mar/23)	Evolução anual (Abr/23/Abr/22)	Mai-21/Abr-22 (kWh/NU)	Mai-22/Abr-23 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	165	180	171	-5,0%	3,7%	161	162	0,4%
Industrial	32.696	34.750	34.229	-1,5%	4,7%	32.416	33.414	3,1%
Comercial	1.352	1.405	1.387	-1,3%	2,6%	1.231	1.270	3,2%
Rural	566	614	593	-3,4%	4,7%	612	591	-3,5%
Demais classes ¹	5.193	5.144	5.176	0,6%	-0,3%	4.906	5.032	2,6%
Consumo médio total	481	503	489	-2,6%	1,8%	467	468	0,2%

¹ Em “Demais Classes” estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras.

Dados contabilizados até abril de 2023.

Fonte dos dados: EPE.



Segundo a Tabela 5, verifica-se que houve aumento em 1,9% do total de unidades consumidoras entre abril de 2022 e abril de 2023, observando, porém, que as classes “Industrial”, “Rural” e “Demais classes” apresentaram uma retração da quantidade de unidades consumidoras no mesmo período.

Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.

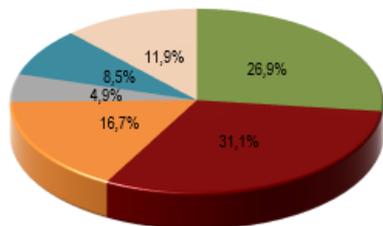
Classe de Consumo	Período		Evolução
	Abr/22	Abr/23	
Residencial	77.954.888	79.703.247	2,2%
Industrial	466.784	460.415	-1,4%
Comercial	6.084.593	6.120.546	0,6%
Rural	4.307.785	4.195.719	-2,6%
Demais classes ¹	830.940	830.361	-0,1%
Total	89.644.990	91.310.288	1,9%

¹ Em “Demais Classes” estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até abril de 2023.

Fonte dos dados: EPE.

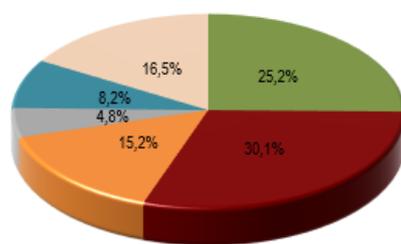
O consumo de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) atingiu, no mês de abril 26.871 GWh, valor 2,1% superior ao verificado no mesmo mês de 2022. Já o consumo de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL) atingiu, no mês de abril de 2023, 17.822 GWh, valor 6,1% superior ao verificado no mesmo mês de 2022. O ACL atingiu 39,9% do mercado, segundo informações do Boletim InfoMercado da CCEE, que considera valores de consumo no centro de gravidade, isto é, considera consumo acrescido de eventuais perdas de rede básica (50% das perdas).

Consumo de Energia Elétrica em Abril/2023



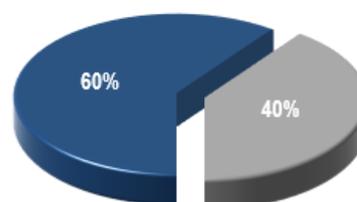
Residencial
Industrial
Rural
Demais classes

Consumo de Energia Elétrica em 12 meses



Industrial
Comercial
Perdas e Diferenças

Consumo de Energia Elétrica em Abril/2023 - Estratificado por Ambiente



ACR
ACL

Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL.

Dados contabilizados até abril de 2023.

Fontes dos dados: EPE e ONS.



4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em maio de 2023, os valores de demandas instantâneas máximas de todos os subsistemas ficaram abaixo dos respectivos recordes já alcançados, exceto o subsistema Norte, que registrou recorde de demanda máxima no dia 10/5 às 14h28. No comparativo com os anos anteriores, os valores máximos observados em maio de 2023 em todos os subsistemas foram superiores aos de maio de 2021 e 2022.

Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	49.823 04/05/2023 - 18h30	16.323 23/05/2023 - 18h28	14.030 03/05/2023 - 15h30	8.271 10/05/2023 - 14h28	86.901 04/05/2023 - 16h28
Recorde (MW) (dia - hora)	54.043 23/01/2019 - 15h01	19.251 31/01/2019 - 14h15	14.183 15/02/2023 - 21h57	8.271 10/05/2023 - 14h28	92.150 30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS.

4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

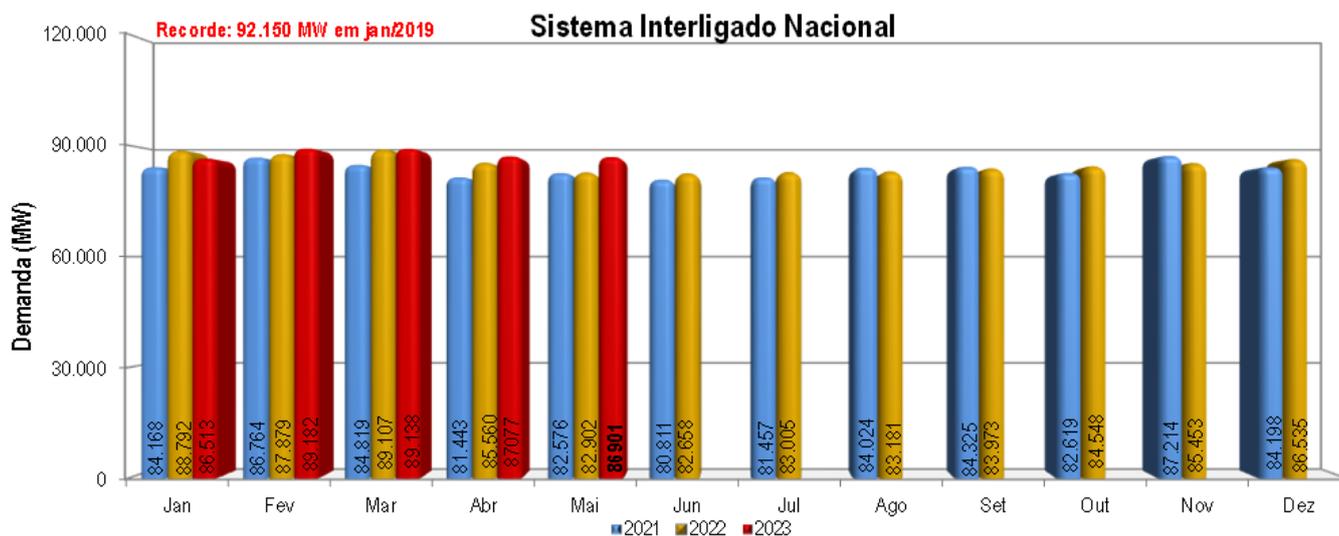


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

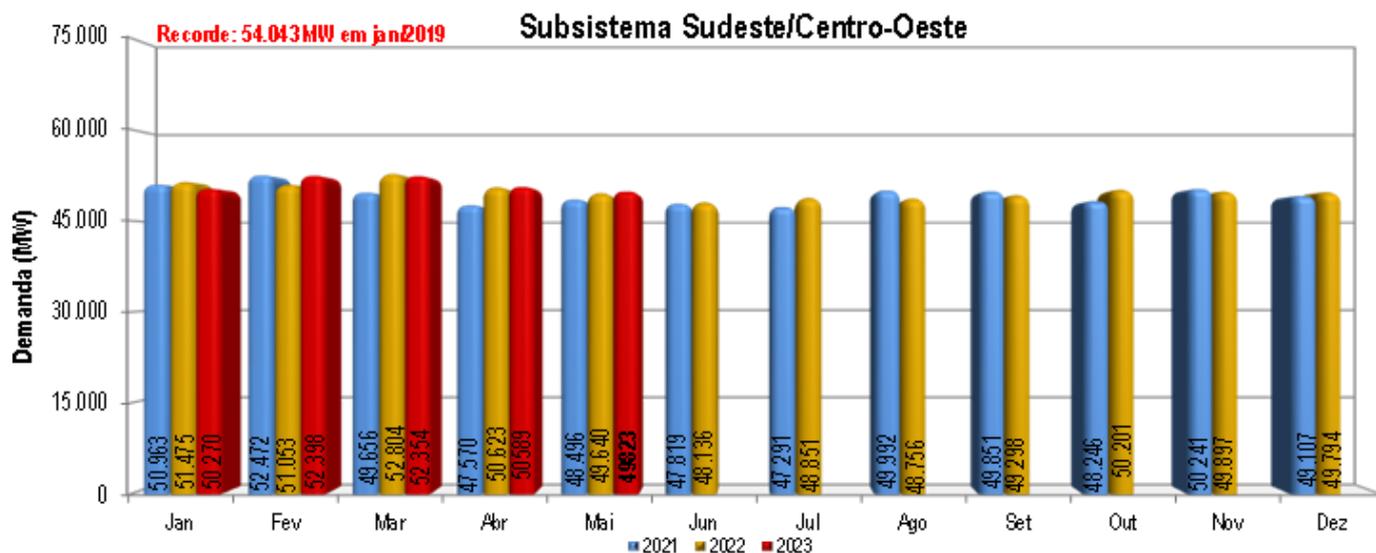


Figura 14. Demandas máximas mensais: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

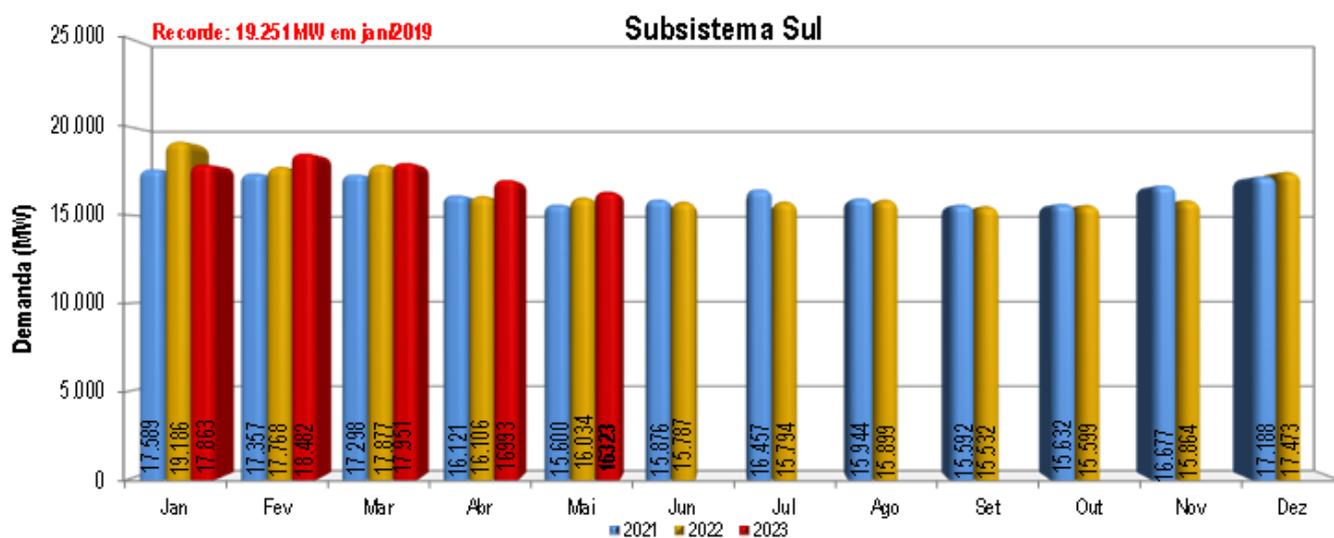


Figura 15. Demandas máximas mensais: subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

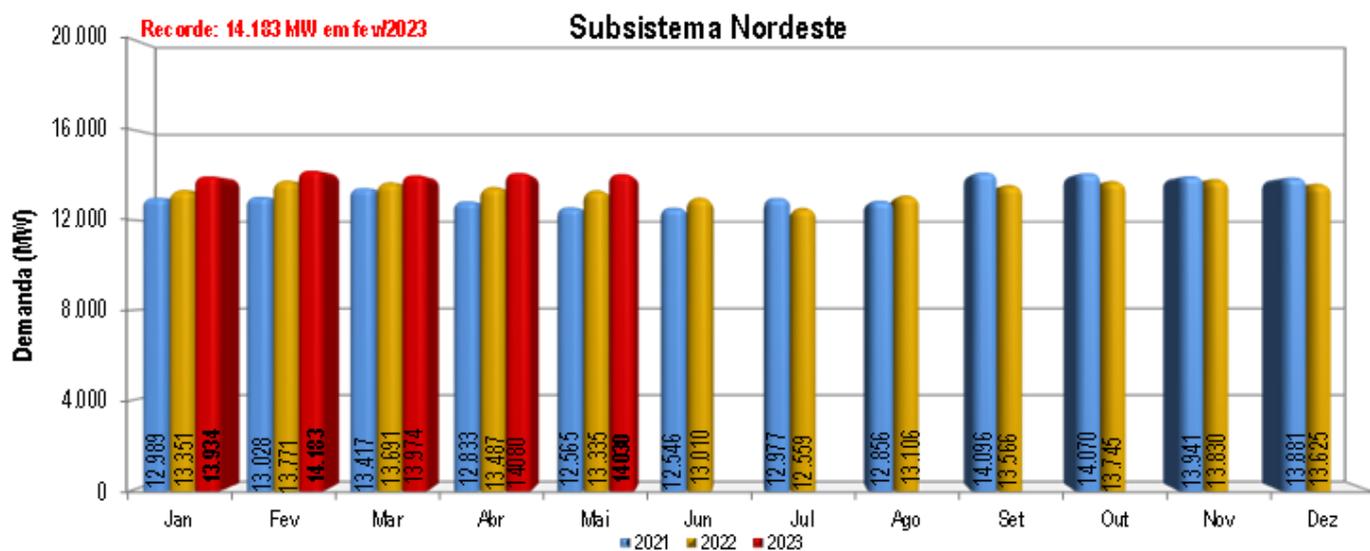


Figura 16. Demandas máximas mensais: subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

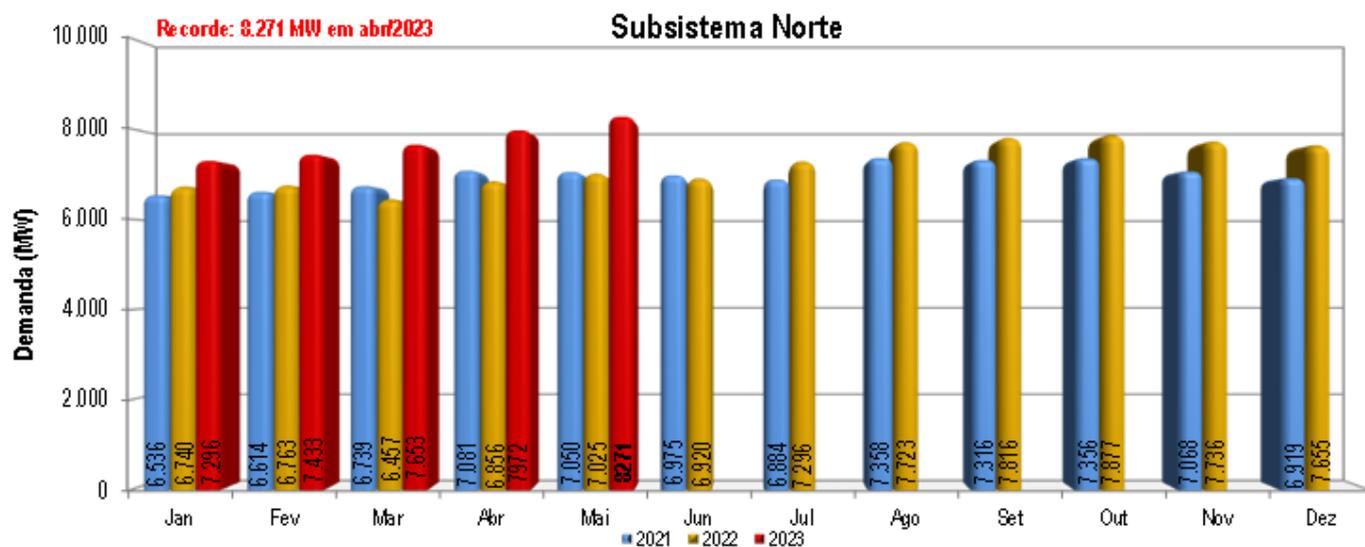


Figura 17. Demandas máximas mensais: subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de maio de 2023, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 214.721 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 20.476 MW (10,5%), com destaque para 14.676 MW de geração de fonte solar, 3.961 MW de fonte eólica e 1.481 MW de fonte térmica. A geração distribuída, no mês de maio de 2023, ultrapassou os 21,3 GW de potência instalada (21.344 MW, instalados em 1.942.308 unidades) representando 9,9 % da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e com crescimento de 93,6% nos últimos 12 meses.

Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.

Fonte	mai/22		mai/2023			Evolução da Capacidade Instalada Mai/2023 - Mai/2022
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.455	109.529	1.451	109.887	51,2%	0,3%
UHE	218	103.008	215	103.195,4	48,1%	0,2%
PCH	430	5.608	426	5.734,4	2,7%	2,3%
CGH	730	843	724	878,8	0,4%	4,3%
CGU	1	0	0	0,0	0,0%	-100,0%
CGH GD	76	70	86	78,7	0,0%	12,0%
Térmica	3.510	47.065	3.547	48.546	22,6%	3,1%
Gás Natural	168	16.309	183	17.580,0	8,2%	7,8%
Biomassa	599	15.870	627	16.600,7	7,7%	4,6%
Petróleo	2.315	8.934	2.191	8.500,6	4,0%	-4,9%
Carvão	22	3.583	22	3.465,8	1,6%	-3,3%
Nuclear	2	1.990	2	1.990,0	0,9%	0,0%
Outros Fósseis ²	10	257	8	243,0	0,1%	-5,6%
Térmica GD	394	122	514	166,1	0,1%	35,8%
Eólica	911	21.813	1.024	25.775	12,0%	18,2%
Eólica (não GD)	821	21.796	930	25.757,5	12,0%	18,2%
Eólica GD	90	17	94	17,2	0,0%	0,3%
Solar	1.026.258	15.837	1.958.204	30.513	14,2%	92,7%
Solar (não GD)	8.592	5.022	16.590	9.431,0	4,4%	87,8%
Solar GD	1.017.666	10.815	1.941.614	21.082,0	9,8%	94,9%
Capacidade Total sem GD	13.908	183.220	21.918	193.377	90,1%	5,5%
Geração Distribuída - GD	1.018.226	11.025	1.942.308	21.344	9,9%	93,6%
Capacidade Total - Brasil	1.032.134	194.245	1.964.226	214.721	100,0%	10,5%

¹ Os valores de capacidade instalada referem-se à capacidade instalada fiscalizada apresentada no Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA), adicionados aos montantes das usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL e às quantidades publicadas pela Agência sobre geração distribuída (mini e micro geração), conforme disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>, nas opções correspondentes ao SIGA e à Geração Distribuída. Os decréscimos eventualmente observados nos valores de capacidade instalada por fonte na comparação com períodos anteriores se devem a revogações, repotenciações, descomissionamento de usinas ou outras situações que se reflitam na atualização do banco de dados da ANEEL.

² São incluídas na matriz de capacidade instalada algumas usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL, mas que não estão em conformidade com a SCG/ANEEL (10 usinas com 257,5 MW total) e que, por isso, não fazem parte da base de dados do SIGA/ANEEL. Algumas delas são térmicas com combustíveis desconhecidos e, por essa razão, são incluídas dentro das Outras Fontes Fósseis.



A Figura 18 mostra a participação de cada fonte na matriz brasileira de geração de energia elétrica. Destaque para as fontes renováveis que representaram 85,1% da capacidade instalada de geração em maio de 2023 (hidráulica, biomassa, eólica e solar).

Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Mai/2023

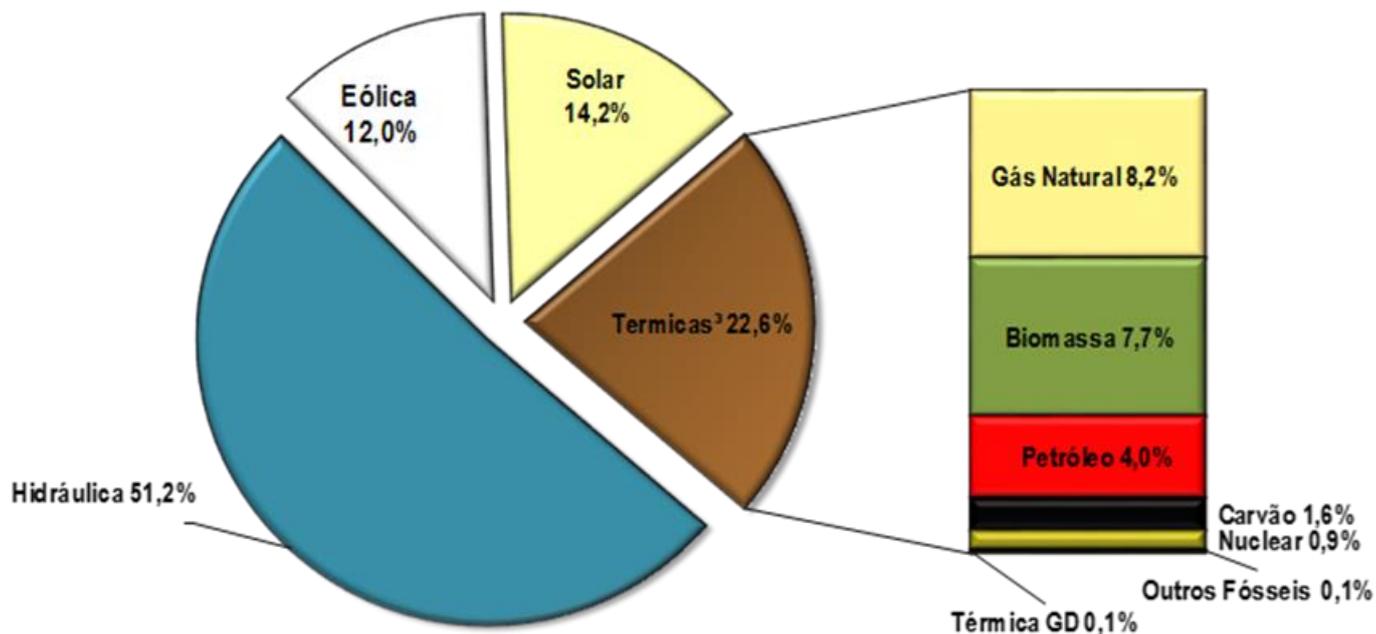


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fontes dos dados: ANEEL e MME (dados do SIGA e GD do site da ANEEL – 01/06/2023).

³ Os valores de participação na capacidade instalada de cada fonte termelétrica possuem arredondamento em sua 1ª casa decimal, o que pode gerar pequena divergência com o valor total de participação da fonte termelétrica na matriz brasileira.



6. LINHAS DE TRANSMISSÃO E SUBESTAÇÕES INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO¹

Em maio de 2023, o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) atingiu 182.807 km de linhas de transmissão em operação. Deste total, 47,1% correspondem às classes de tensão entre 230 kV até 440 kV e 52,9% correspondem às classes de tensão entre 500 kV até 800 kV, conforme Tabela 8 abaixo. O SEB atingiu também 444.692 MVA de transformação nas subestações em funcionamento. Deste total, 46,6% correspondem às classes de tensão entre 230 kV até 440 kV e 53,4% correspondem às classes de tensão em 500 kV e 750 kV, conforme Tabela 9.

Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.²

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)	Total (%)
230	68.637	37,5%
345	10.570	5,8%
440	6.935	3,8%
500	71.961	39,4%
600 (CC)	12.816	7,0%
750	2.683	1,5%
800 (CC)	9.204	5,0%
TOTAL	182.807	100%

Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.²

Classe de Tensão (kV)	Subestações Instaladas (MVA)	Total (%)
230	119.032,9	26,8%
345	57.295,1	12,9%
440	30.891,9	6,9%
500	212.575,0	47,8%
750	24.897,0	5,6%
TOTAL	444.692	100%

Fontes dos dados: MME, ANEEL e ONS.

¹ Considera as linhas de transmissão em operação da Rede Básica, conexões de usinas, interligações internacionais e 190 km instalados no sistema isolado de Boa Vista, em RR.

² Os valores totais em operação até maio de 2023 foram corrigidos pelo ONS na consolidação.

7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração ^{1,2}

Em maio de 2023, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 1.286 MW de geração centralizada, listados na Tabela 10 e distribuídos geograficamente em 8 estados, conforme mapa a seguir.

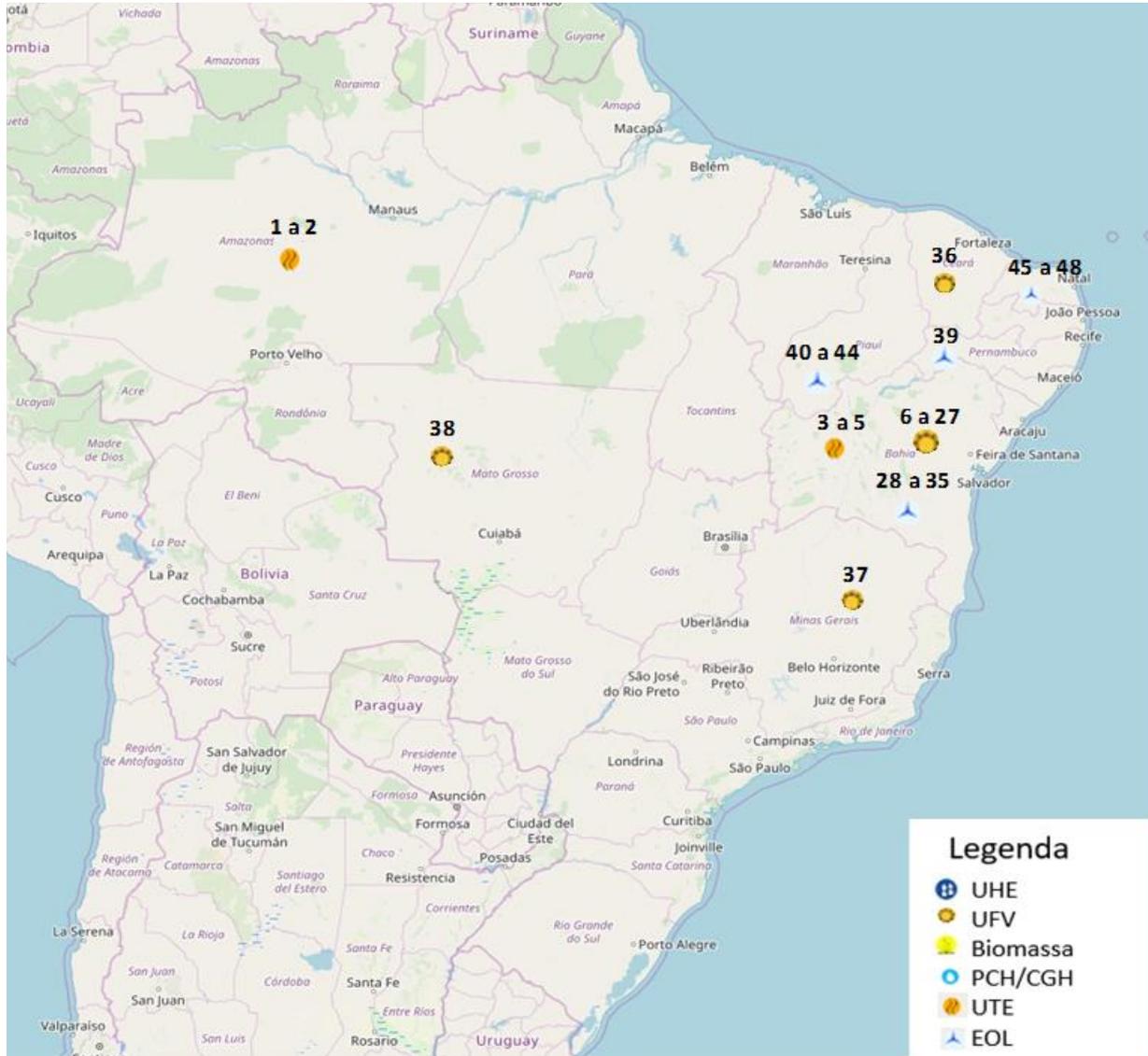


Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de maio de 2023.

Fontes dos dados: MME/SNEE e EPE.



Tabela 10. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de maio de 2023.

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	Térmica	UTE Barcelos - COE	1 a 17	10,6	AM	UTE.PE.AM.037691-4.01
2	Térmica	UTE Manicoré II	1 a 9, 11 e 12	4,8	AM	UTE.PE.AM.055254-2.01
3	Térmica	UTE Prosperidade II	1 a 4	37,4	BA	UTE.GN. BA.037897-6.02
4	Térmica	UTE Prosperidade III (Antiga Termoirapé I)	1 a 6	56,0	BA	UTE.GN. BA.033467-7.03
5	Térmica	UTE Prosperidade IV	1	9,4	BA	UTE.GN. BA.056665-9.01
6	Solar	UFV Futura 1	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037479-2.01
7	Solar	UFV Futura 10	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037488-1.01
8	Solar	UFV Futura 11	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037489-0.01
9	Solar	UFV Futura 12	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037490-3.01
10	Solar	UFV Futura 13	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037491-1.01
11	Solar	UFV Futura 14	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037492-0.01
12	Solar	UFV Futura 15	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037493-8.01
13	Solar	UFV Futura 16	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037494-6.01
14	Solar	UFV Futura 17	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037495-4.01
15	Solar	UFV Futura 18	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037496-2.01
16	Solar	UFV Futura 19	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037497-0.01
17	Solar	UFV Futura 2	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037480-6.01
18	Solar	UFV Futura 20	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037498-9.01
19	Solar	UFV Futura 21	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037499-7.01
20	Solar	UFV Futura 22	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037500-4.01
21	Solar	UFV Futura 3	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037481-4.01
22	Solar	UFV Futura 4	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037482-2.01
23	Solar	UFV Futura 5	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037483-0.01
24	Solar	UFV Futura 6	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037484-9.01
25	Solar	UFV Futura 7	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037485-7.01
26	Solar	UFV Futura 8	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037486-5.01
27	Solar	UFV Futura 9	1 a 140	31,5	BA	UFV.RS.BA.037487-3.01
28	Eólica	EOL Assuruá 5 VI	4 a 6	17,4	BA	EOL.CV.BA.051789-5.01
29	Eólica	EOL Aura Caetitê 01	1 a 6	27,0	BA	EOL.CV.BA.044959-8.01
30	Eólica	EOL Aura Caetitê 02	1 a 8	36,0	BA	EOL.CV.BA.044960-1.01
31	Eólica	EOL Aura Caetitê 03	1 a 8	36,0	BA	EOL.CV.BA.032804-9.01
32	Eólica	EOL Aura Caetitê 04	1 a 5	22,5	BA	EOL.CV.BA.032805-7.01
33	Eólica	EOL Aura Tanque Novo 01	1 a 6	27,0	BA	EOL.CV.BA.044961-0.01
34	Eólica	EOL Aura Tanque Novo 02	1 a 4	18,0	BA	EOL.CV.BA.044962-8.01
35	Eólica	EOL Aura Tanque Novo 03	1 a 3	13,5	BA	EOL.CV.BA.035172-5.01
36	Solar	UFV Serra do Mato III	1 a 14	47,4	CE	UFV.RS.CE.044495-2.01
37	Solar	UFV Janaúba 18	1 a 252	50,0	MG	UFV.RS.MG.040874-3.01
38	Solar	UFV Dual PP	1 a 6	1,5	MT	UFV.RS.MT.060664-2.01
39	Eólica	EOL Serra do Seridó III	1 a 2	11,0	PB	EOL.CV.PB.035226-8.01
40	Eólica	EOL Oitis 3	4 e 9	11,0	PI	EOL.CV.PI.044362-0.01
41	Eólica	EOL Oitis 4	3 a 4	11,0	PI	EOL.CV.PI.044363-8.01
42	Eólica	EOL Oitis 5	2	5,5	PI	EOL.CV.PI.044364-6.01
43	Eólica	EOL Ventos de São Roque 04	9 e 4	11,0	PI	EOL.CV.PI.038106-3.01
44	Eólica	EOL Ventos de São Roque 8	5	5,5	PI	EOL.CV.PI.040626-0.01
45	Eólica	EOL Anemus Wind 1	1 a 3	12,6	RN	EOL.CV.RN.034498-2.01
46	Eólica	EOL Anemus Wind 2	1 a 9	37,8	RN	EOL.CV.RN.034499-0.01
47	Eólica	EOL Santo Agostinho 13	2	6,2	RN	EOL.CV.RN.033853-2.01
48	Eólica	EOL Ventos de Santa Leia 05	1 a 15	67,5	RN	EOL.CV.RN.033691-2.01
Potência Total (MW)				1.286		

Destaca-se a entrada em operação de 1.167,8 MW a partir de fontes renováveis (eólica, solar, hidráulica e biomassa), o que corresponde a 90,8% de toda a expansão no mês.

Fonte dos dados: MME / SEE.



Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em maio de 2023 (por ambiente de contratação).

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Mai/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)	Realizado em Mai/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)	Realizado em Mai/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)
Hidráulica	0,0	93,5	0,0	2,5	0,0	96,0
PCH	0,0	82,1	0,0	2,5	0,0	84,6
CGH	0,0	11,4	0,0	0,0	0,0	11,4
UHE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Térmica	108,9	293,6	9,4	188,0	118,2	481,6
Biomassa	0,0	90,0	0,0	28,6	0,0	118,6
Carvão	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gás Natural	93,4	97,3	9,4	159,4	102,8	256,6
Outros Fósseis	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Petróleo	15,5	106,3	0,0	0,0	15,5	106,3
Eólica	258,5	1.185,8	118,0	827,5	376,5	2.013,3
Eólica (não GD)	258,5	1.185,8	118,0	827,5	376,5	2.013,3
Solar	0,0	0,0	791,3	2.035,2	791,3	2.035,2
Solar (não GD)	0,0	0,0	791,3	2.035,2	791,3	2.035,2
TOTAL	367	1.573	919	3.053	1.286	4.626

A Tabela 11 apresenta a distribuição da entrada em operação de empreendimentos de geração centralizada ocorrida no mês de maio de 2023 e o acumulado neste ano, estratificado por tipo de fonte e por Ambiente de Contratação (ACL e ACR).

Na Figura 20, mostra-se essa ampliação por subsistemas elétricos (Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte), com destaque para o Nordeste, que realizou 67% desse crescimento.

Fontes dos dados: MME e ANEEL.

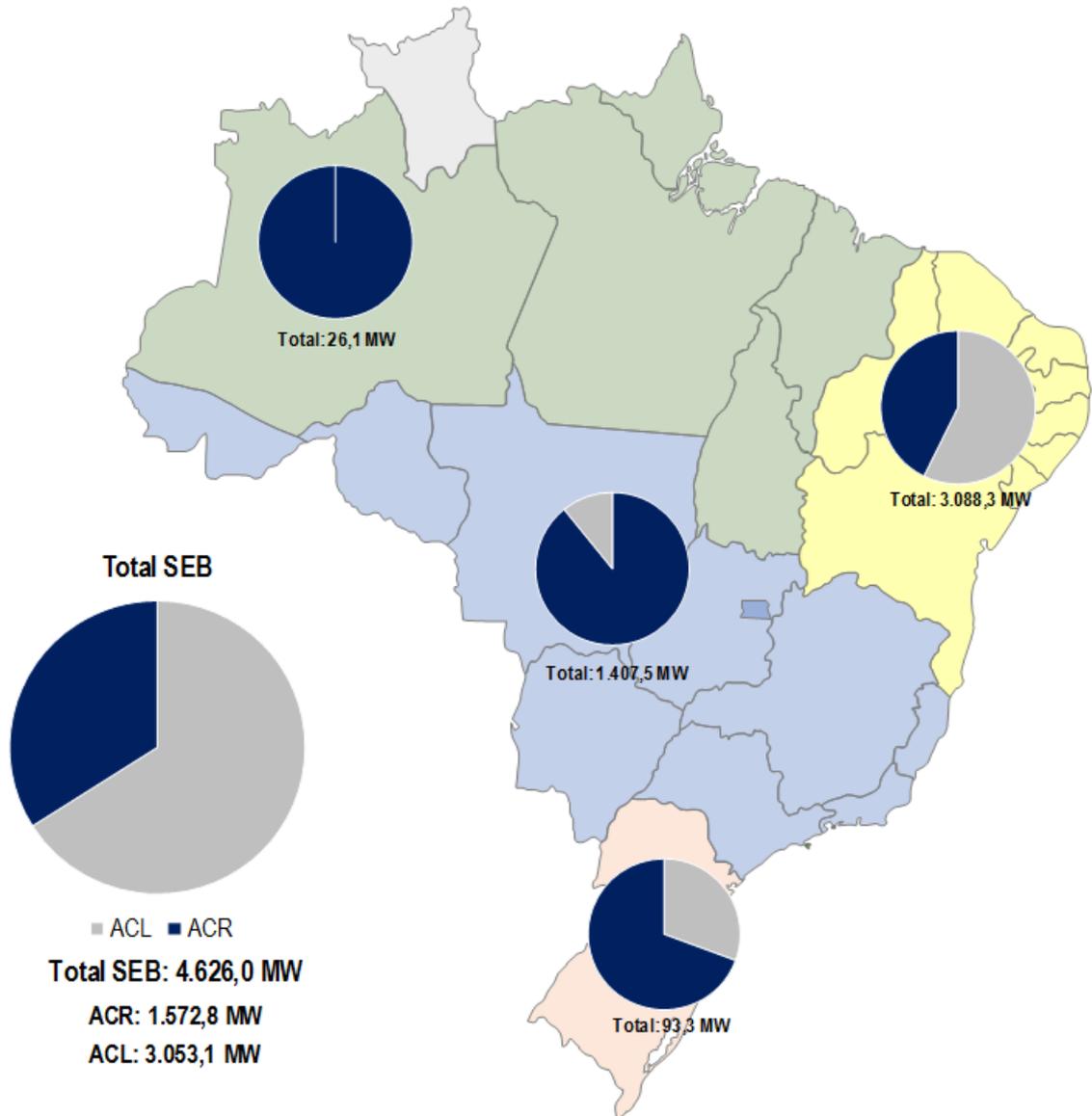


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2023 por subsistema.

Fonte dos dados: MME/SNEE.

¹ Nesta seção, estão incluídos todos os empreendimentos de geração cuja entrada em operação comercial foi autorizada por meio de Despacho da ANEEL, para o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), Ambiente de Contratação Livre (ACL), Sistemas Isolados, e que não são apenas para contabilização. Dessa forma, a geração distribuída não está sendo contemplada nesta seção.

² Em ACL estão consideradas todas as usinas não contempladas no Ambiente de Contratação Regulada, ainda que não haja contratos de comercialização celebrados no Ambiente de Contratação Livre.



7.2. Previsão da Expansão da Geração ¹

Até dezembro de 2025, está prevista a entrada em operação de 31.202 MW de capacidade instalada de geração centralizada, com destaque para 16.870 MW (54,1%) de fonte solar, 9.396 MW (30,1%) de fonte eólica, 4.452 MW (14,3%) de fonte térmica. Para a fonte hidráulica, prevê-se ampliação de 483 MW, representando menos de 1,5% do total. Destaca-se, também, que 22.904 MW (73,4%) estão fora do Ambiente de Contratação Regulada.

A Figura 21, a seguir, apresenta os acréscimos previstos por ambiente de contratação, distribuídos de acordo com os subsistemas do Sistema Interligado Nacional. A Tabela 12 mostra a ampliação prevista para cada tipo de fonte e por ambiente no horizonte até 2025.

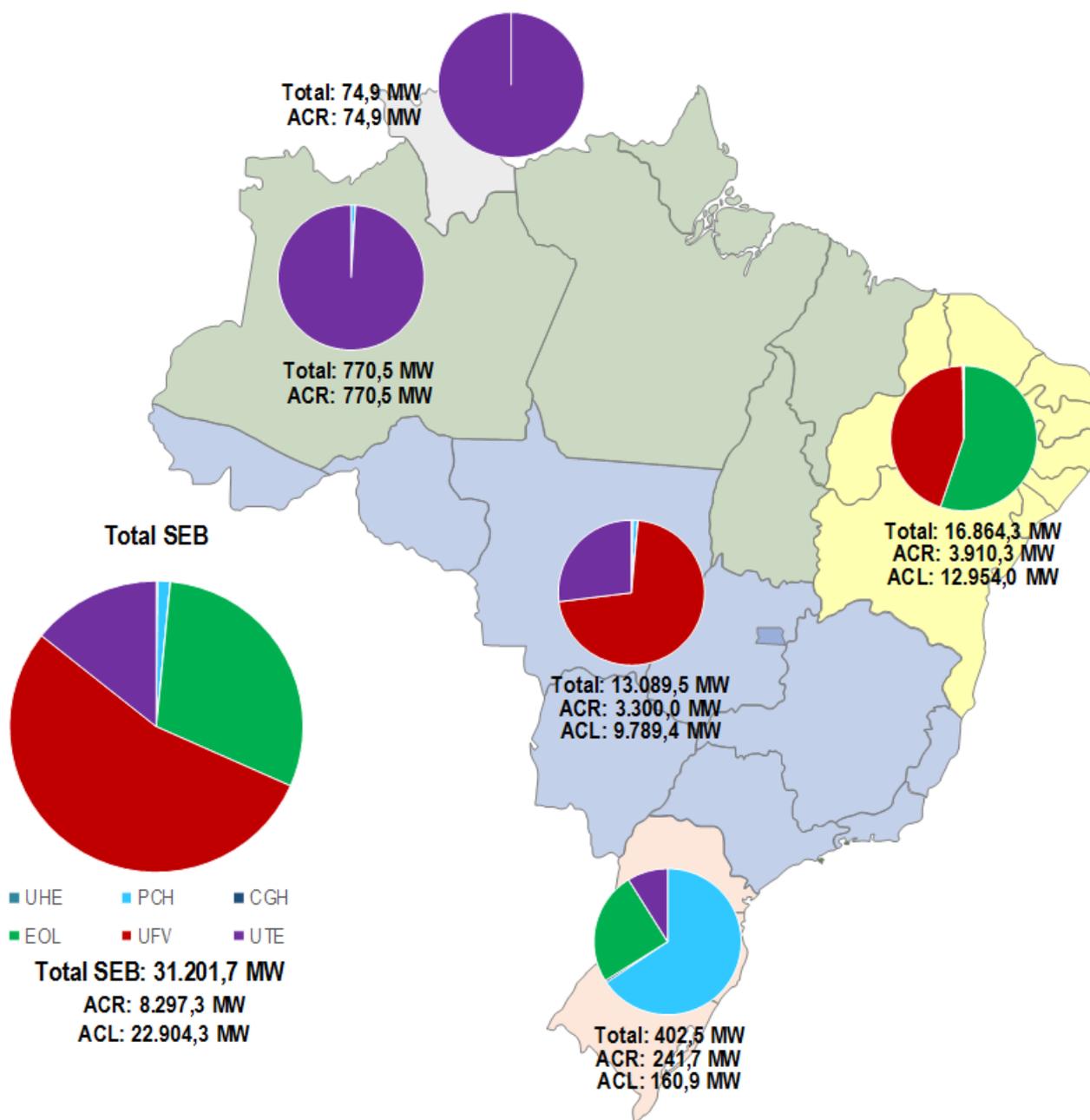


Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2025.

Fonte dos dados: MME/SNEE.



Tabela 12. Previsão da expansão da capacidade instalada de geração elétrica (por ambiente de contratação).

Fonte	ACR			ACL			Total		
	2023 (MW)	2024 (MW)	2025 (MW)	2023 (MW)	2024 (MW)	2025 (MW)	2023 (MW)	2024 (MW)	2025 (MW)
Hidráulica	73,7	155,4	197,1	4,2	37,6	15,2	77,9	193,0	212,4
PCH	72,1	150,4	147,1	4,2	37,6	15,2	76,3	188,0	162,4
CGH	1,6	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	5,0	0,0
UHE	0,0	0,0	50,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,0
Térmica	751,0	677,5	2.509,4	221,1	131,9	161,3	972,1	809,4	2.670,7
Eólica	829,3	667,3	1.369,2	2.216,0	3.087,4	1.226,4	3.045,3	3.754,7	2.595,6
Eólica (não GD)	829,3	667,3	1.369,2	2.216,0	3.087,4	1.226,4	3.045,3	3.754,7	2.595,6
Solar	167,5	438,0	462,0	1.309,8	6.924,6	7.568,6	1.477,3	7.362,6	8.030,6
Solar (não GD)	167,5	438,0	462,0	1.309,8	6.924,6	7.568,6	1.477,3	7.362,6	8.030,6
TOTAL	1.821	1.938	4.538	3.751	10.182	8.972	5.573	12.120	13.509
TOTAL (2023 a 2025)		8.297			22.904			31.202	

¹ Nesta seção, estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SNEE/DPME, com a entrada em operação conforme datas de tendência acordadas nas reuniões do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, coordenada pela SNEE/DPME, com participação da ANEEL, ONS, CCEE e EPE. Dessa forma, a geração distribuída não é contemplada nesta seção.

Fonte dos dados: MME/SNEE.



7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão e Equipamentos em Instalações de Transmissão ¹

No mês de maio entraram em operação os equipamentos presentes no mapa abaixo de acordo com suas respectivas localizações geográficas.



Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em maio de 2023.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

As instalações de transmissão que entraram em operação em maio de 2023 estão caracterizadas conforme tabelas a seguir e contemplam 523 km de linhas de transmissão e 2.487 MVA de capacidade de transformação, e contribuem para maior disponibilidade e segurança do fornecimento de energia elétrica no País.

Destaca-se a entrada em operação da **LT Livramento 3 / Santa Maria 3**, RS, em 230 kV com 247 quilômetros de extensão. A inserção dessa linha melhora o atendimento às cargas no Rio Grande do Sul.



Tabela 13. Descrição de Linhas de Transmissão (LT) que entraram em operação no mês.

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Linha de Transmissão	Extensão (km)	Estado
1	230	LT 230 kV LVRAMENTO 3 / SANTA MARIA 3 C1	247,0	RS
2	525	LT 525 kV GUAIRA / CASCAVEL OEST C1 (somente alteração de tensão da LT)	0,0	PR
3	230	LT 230 kV ORIXIMINA / JURUTI C1	138,0	PA
4	230	LT 230 kV ORIXIMINA / JURUTI C2	138,0	PA
TOTAL			523,0	

Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado
5	525	TR 525/230 kV GUAIRA TR1	672,0	PR
6	525	TR 525/230 kV GUAIRA TR2	672,0	PR
7	230	TR 230 / 138 kV JURUTI 1	50,0	PA
8	230	TR 230 / 138 kV JURUTI 2	50,0	PA
9	500	TR 500 / 230 kV ORIXIMINA 3	300,0	PA
10	500	TR 500 / 230 kV ORIXIMINA 4	300,0	PA
11	230	TR 230 / 161 kV BRAUNAS F2	160,0	MG
12	230	TR 230 / 69 kV ALAGOINHAS II T1	100,0	BA
13	230	TR 230 / 69 kV ALAGOINHAS II T2	100,0	BA
14	230	TR 230 / 69 kV 3 JARDIM BOTANICO	83,0	RS
TOTAL			2.487,0	

Tabela 15. Entrada em operação de equipamentos de compensação de potência reativa.

Mar	Classe de Tensão (kV)	Equipamento de Compensação de Potência Reativa	Mvar	Estado
15	230	RT 230 kV 27 Mvar LVRAMENTO 3 L2	27,0	RS
16	230	RT 230 kV 10 Mvar JURUTI 1	10,0	PA
17	230	RT 230 kV 10 Mvar JURUTI 2	10,0	PA
18	230	RT 500 kV 100 Mvar OUROLANDIA II E4	100,0	BA
TOTAL			147,0	



Tabela 16. Entrada em operação de novas linhas de transmissão no mês e no acumulado do ano

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Mai/23 (km)	Acumulado em 2023 (km)
230	523,0	1.776,0
345	0,0	79,0
500	0,0	1.640,3
TOTAL	523,0	3.495,3

Tabela 17. Valores acumulados de entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Mai/23 (MVA)	Acumulado em 2023 (MVA)
230	543,0	1.759,0
345	0,0	2.550,0
500	1.944,0	5.794,0
TOTAL	2.487,0	10.103,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

¹ O MME, por meio da SEE/DMSE, monitora os empreendimentos de transmissão autorizados e leiloados.



7.4. Previsão da Expansão de LT e da Capacidade de Transformação

Até 2025, está prevista a entrada em operação de 9.285 km de linhas de transmissão e 40.481 MVA de capacidade instalada de transformação conforme tabelas a seguir.

Tabela 18. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2023 (km)	Previsão 2024 (km)	Previsão 2025 (km)
230	1.015,8	1.305,3	498,0
345	365,0	64,5	377,6
440	0,0	61,0	0,0
500	1.334,1	2.800,0	1.463,8
TOTAL	2.714,9	4.230,8	2.339,4

Fonte dos dados: MME / SE

Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2023	Previsão 2024	Previsão 2025
230	3.458,0	6.150,0	2.910,0
345	2.815,0	2.510,0	3.175,0
440	0,0	600,0	0,0
500	3.336,0	12.030,9	3.496,0
TOTAL	9.609,0	21.290,9	9.581,0

Fonte dos dados: MME / SEE.

¹. Nesta seção, estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos outorgados pela ANEEL, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas nas reuniões do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, coordenada pela DMSE/SEE/MME, com participação da SPE/MME, AESA/MME, ANEEL, EPE, ONS e CCEE.



8. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ¹

8.1. Matriz de Geração de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Brasileiro

No mês de abril de 2023, a geração hidráulica correspondeu a 76,5% do total gerado no país, percentual superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica diminuiu 1,1 p.p e a térmica aumentou 2,7 p.p., representando 9,9% e 10,7% do total gerado.

As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa) representaram 92,8% da matriz de geração de energia elétrica brasileira em março de 2023, aumento de 0,4 p.p. em relação ao mês anterior.

Matriz de Geração de Energia Elétrica no Brasil - Abril/2023

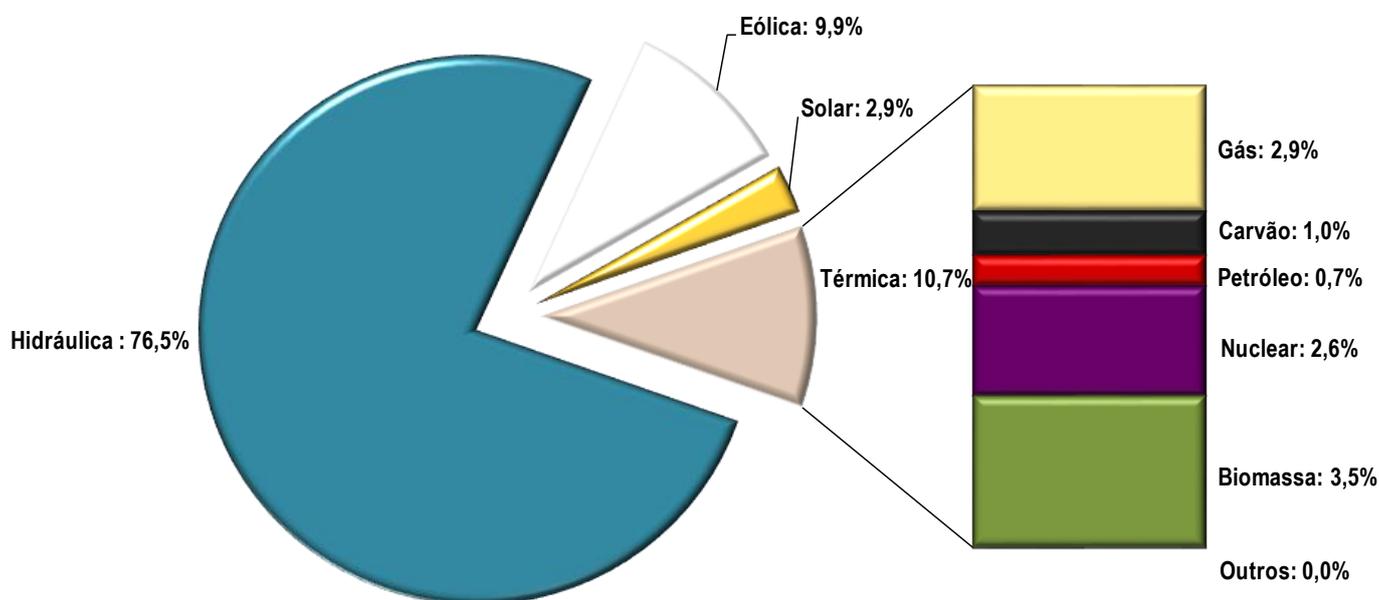


Figura 23. Matriz de geração de energia elétrica no Brasil.

¹ Nessa seção, a geração de energia elétrica não inclui a autoprodução e a geração distribuída.

² Em Petróleo estão consideradas as usinas a óleo diesel, a óleo combustível e as usinas bicombustíveis. Dados contabilizados até abril de 2023.



8.2. Matriz de Geração de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional ¹

No mês de abril de 2023, a geração hidráulica no SIN apresentou redução de 13,2% em relação ao mês anterior e a geração térmica apresentou aumento de 27,7%. Quanto ao comparativo com abril de 2022, as gerações hidráulica e eólica apresentaram redução de 0,5% e 1,7%, respectivamente, enquanto que as gerações solar e térmica sofreram aumento de 59,7% e 10%, respectivamente. Em relação ao total de geração no mês de abril, houve aumento de 1,4% em relação a abril de 2022.

Quanto ao total de energia gerada no SIN nos últimos 12 meses, comparativamente ao mesmo período do ano anterior, foi observado aumento de 2,4%.

Tabela 20. Matriz de geração de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Abr/22 (GWh)	Mar/23 (GWh)	Abr/23 (GWh)	Evolução mensal (Abr/23 / Mar/23)	Evolução anual (Abr/23 / Abr/22)	Mai/21-Abr/22 (GWh)	Mai/22-Abr/23 (GWh)	Evolução
Hidráulica	38.030	43.570	37.827	-13,2%	-0,5%	375.021	429.574	14,5%
Térmica	4.535	3.907	4.991	27,7%	10,0%	124.245	66.226	-46,7%
Gás	1.031	1.116	1.380	23,7%	33,9%	57.830	17.165	-70,3%
Carvão	216	584	501	-14,1%	131,7%	12.464	5.986	-52,0%
Petróleo ²	143	91	114	24,3%	-20,6%	12.333	1.251	-89,9%
Nuclear	1.311	1.172	1.272	8,6%	-2,9%	13.965	13.045	-6,6%
Outros	247	0	0	71,1%	-100,0%	2.819	2.554	-9,4%
Biomassa	1.587	944	1.723	82,5%	8,6%	24.833	26.227	5,6%
Eólica	4.992	6.135	4.909	-20,0%	-1,7%	72.196	83.765	16,0%
Solar	884	1.449	1.411	-2,6%	59,7%	8.987	14.610	62,6%
TOTAL	48.441	55.061	49.139	-10,8%	1,4%	580.449	594.175	2,4%

Fonte dos dados: CCEE.



8.3. Matriz de Geração de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados ³

Em abril de 2023, nos sistemas isolados a geração hidráulica apresentou aumento de 1,2% e a geração térmica a gás natural reduziu 1,6%, em relação ao mês anterior. Quando comparada com abril de 2022, a geração térmica a gás apresentou acréscimo de 157,5%, consequência da entrada em operação da UTE Jaguatirica II no estado de Roraima, no primeiro semestre de 2022. Foi também verificado expressivo aumento da geração termelétrica a biomassa em decorrência da entrada em operação comercial, em 2022, de usinas vencedoras do Leilão nº 1/2019 para atendimento a Boa Vista (RR) e localidades conectadas, dentre elas as UTE Bonfim, Cantá, Pau Rainha e Santa Luz.

A geração total no mês de abril aumentou 20,7% em relação ao verificado no mesmo mês em 2022.

Relativo ao acumulado nos últimos 12 meses, foi observado aumento da geração de 7,1%, comparativamente ao mesmo período anterior.

Tabela 21. Matriz de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Abr/22 (GWh)	Mar/23 (GWh)	Abr/23 (GWh)	Evolução mensal (Abr/23 / Mar/23)	Evolução anual (Abr/23 / Abr/22)	Mai/21-Abr/22 (GWh)	Mai/22-Abr/23 (GWh)	Evolução
Hidráulica	3,5	3,6	3,7	1,2%	6,2%	30	41	36,3%
Gás	28,1	73,5	72,3	-1,6%	157,5%	202,3	740,9	266,3%
Petróleo ²	227,2	241,5	237,4	-1,7%	4,5%	3.388,4	2.921,6	-13,8%
Biomassa	14,3	19,4	16,1	-16,8%	12,9%	77,2	257,1	233,3%
TOTAL	273	338	330	-2,5%	20,7%	3.698	3.960	7,1%

¹ Os valores de geração incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade. Na geração hidráulica, está incluída a produção da UHE Itaipu destinada ao Brasil.

² Em Petróleo, estão consideradas as usinas a óleo diesel, a óleo combustível e as usinas bicombustíveis.

³ As informações referentes aos sistemas isolados passaram a ser enviadas, ao MME, pela CCEE, e não mais pela Eletrobrás, em atendimento ao disposto no Decreto nº 9.047/2017.

Dados contabilizados até abril de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



8.4. Geração Eólica¹

No mês de abril de 2023, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste diminuiu 6,9 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 25,2%, com total de 6.147 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 39,3% valor 0,5 p.p. menor em relação ao verificado no mesmo período anterior.

Já o fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em abril de 2023, reduziu 1,6 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 26,3%, com total de 556 MWmédios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 31,8%, o que indica redução de 1,9 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

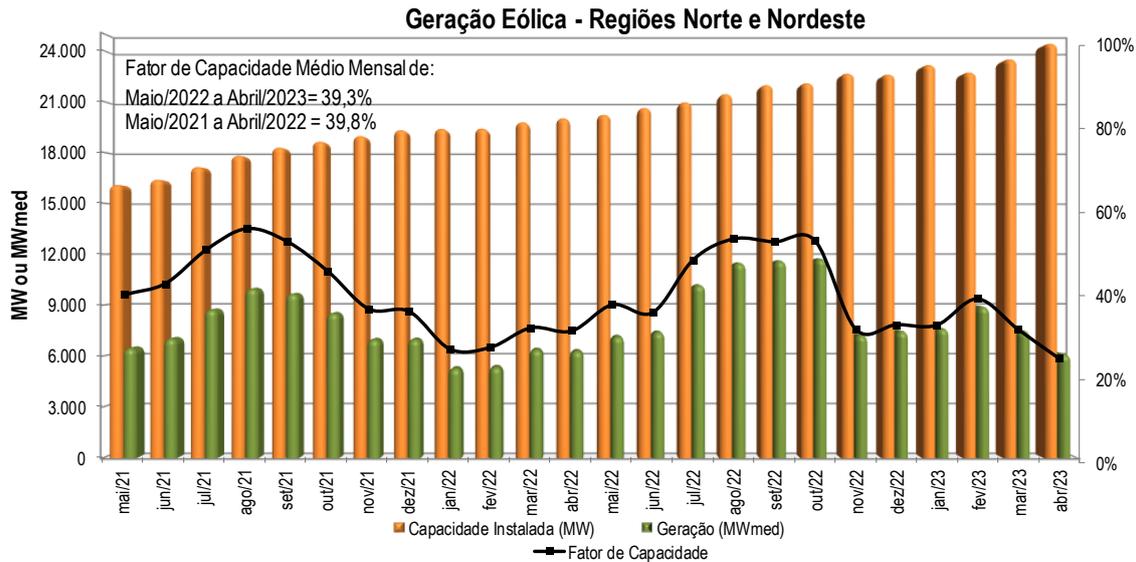


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

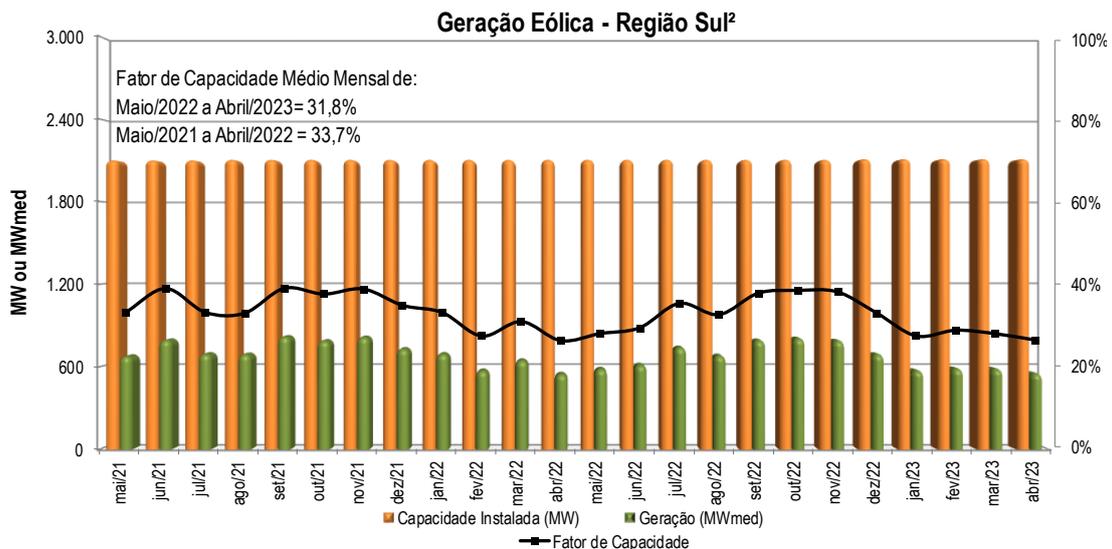


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul

¹ Os valores de geração verificada apresentados não incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade. Revogações e Suspensões de Operação Comercial de Unidades Geradoras são abatidas da Capacidade Instalada apresentada.

² Incluída a UEE Gargaú, com 28 MW, situada na Região Sudeste.

Dados contabilizados até abril de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



8.5. Mecanismo de Realocação de Energia

Em abril de 2023, as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) geraram, juntas, 51.118 MW médios, ante a garantia física sazonalizada de 48.525 MW médios, o que representou um *Generation Scaling Factor* (GSF) mensal de 105,3%.

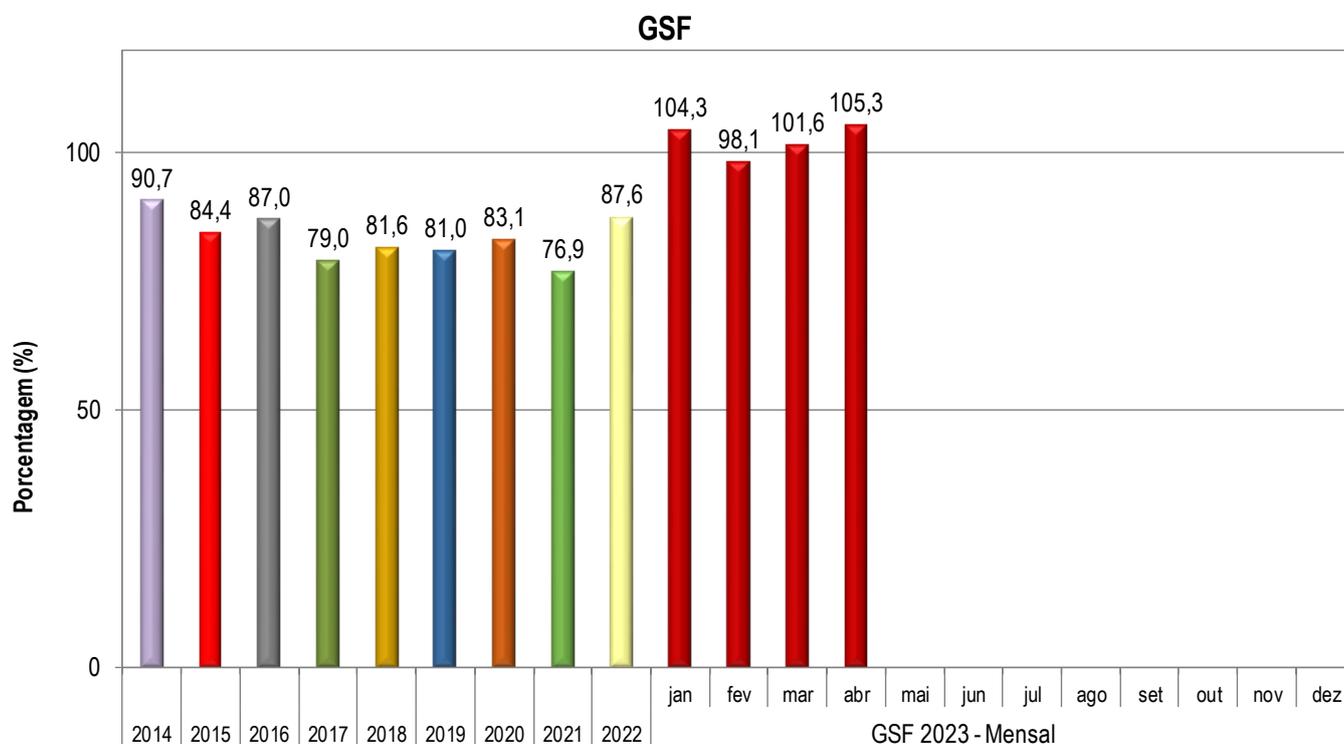


Figura 26. Evolução do GSF.

Tabela 22. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Geração Hidráulica (centro de gravidade) (MW médio)	52.217	49.363	57.144	51.118								
Garantia Física Sazonalizada (MW médio)	50.049	50.301	56.269	48.525								
GSF (%)	104,3	98,1	101,6	105,3								

Dados contabilizados até abril de 2023

Fonte dos dados: CCEE.



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Em maio de 2023, o Custo Marginal de Operação (CMO) semi-horário em todos os subsistemas foi precificado invariavelmente a R\$ 0,00 / MWh ao longo de todo o mês.

Os valores do CMO permaneceram reduzidos, conforme já havia sido verificado nos meses anteriores, como reflexo do menor acionamento termelétrico no período, comportamento resultante da otimização eletroenergética realizada e da continuidade das precipitações verificadas no País, bem como das perspectivas futuras, que caracterizam o período tipicamente úmido

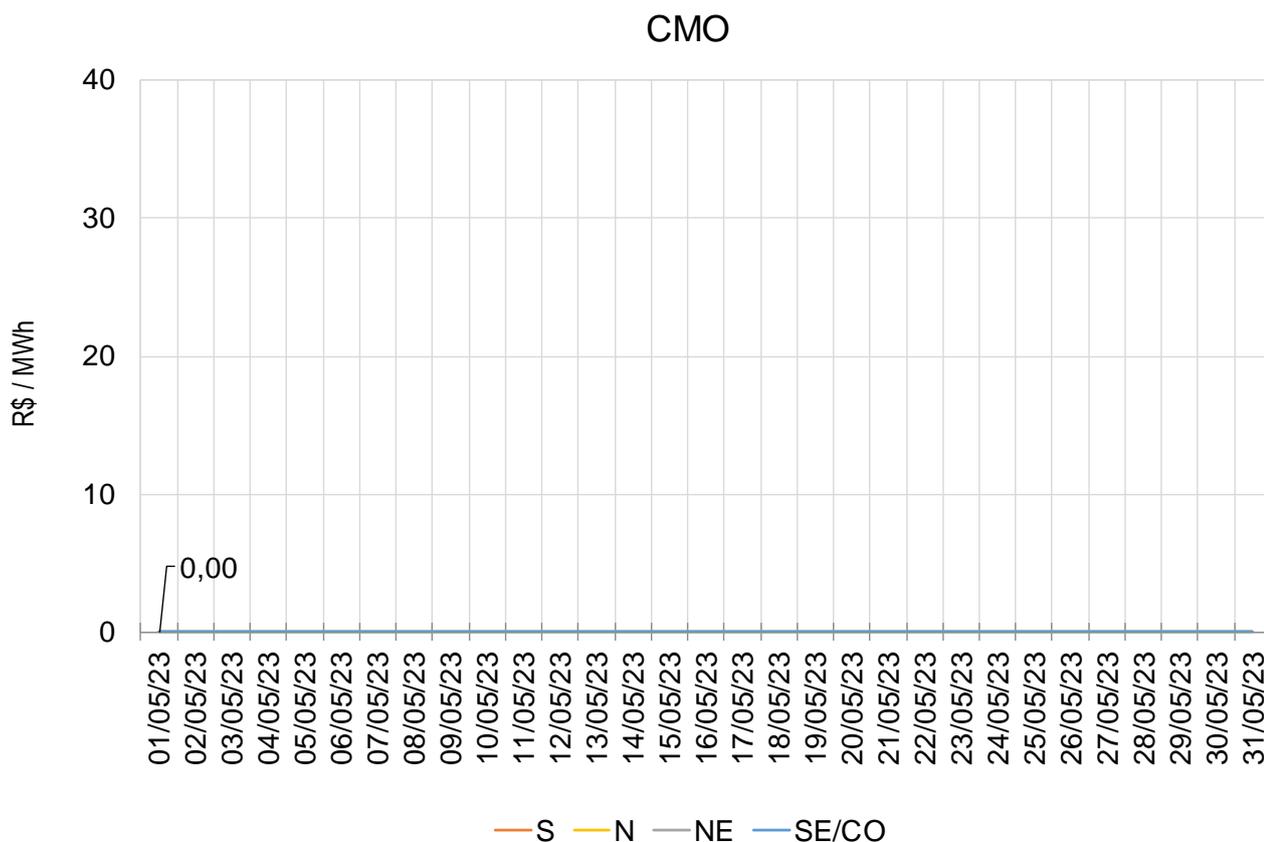


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em maio de 2023, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) ficou fixo em todos os subsistemas no valor mínimo de R\$ 69,04 / MWh, acompanhando tendência dos últimos quatro meses, em que o patamar mínimo perdurou por praticamente todo o período. Assim, percebe-se que a curva volta a ter um formato retilíneo, situação muito similar à apresentada nos meses de fevereiro a junho de 2022.

Cumpra mencionar que os limites regulatórios dos valores do PLD estabelecidos pela ANEEL para o ano de 2023 são: R\$ 69,04 / MWh (mínimo), R\$ 678,29 / MWh para o PLD máximo estrutural, e de R\$ 1.391,56 / MWh para o PLD máximo horário.

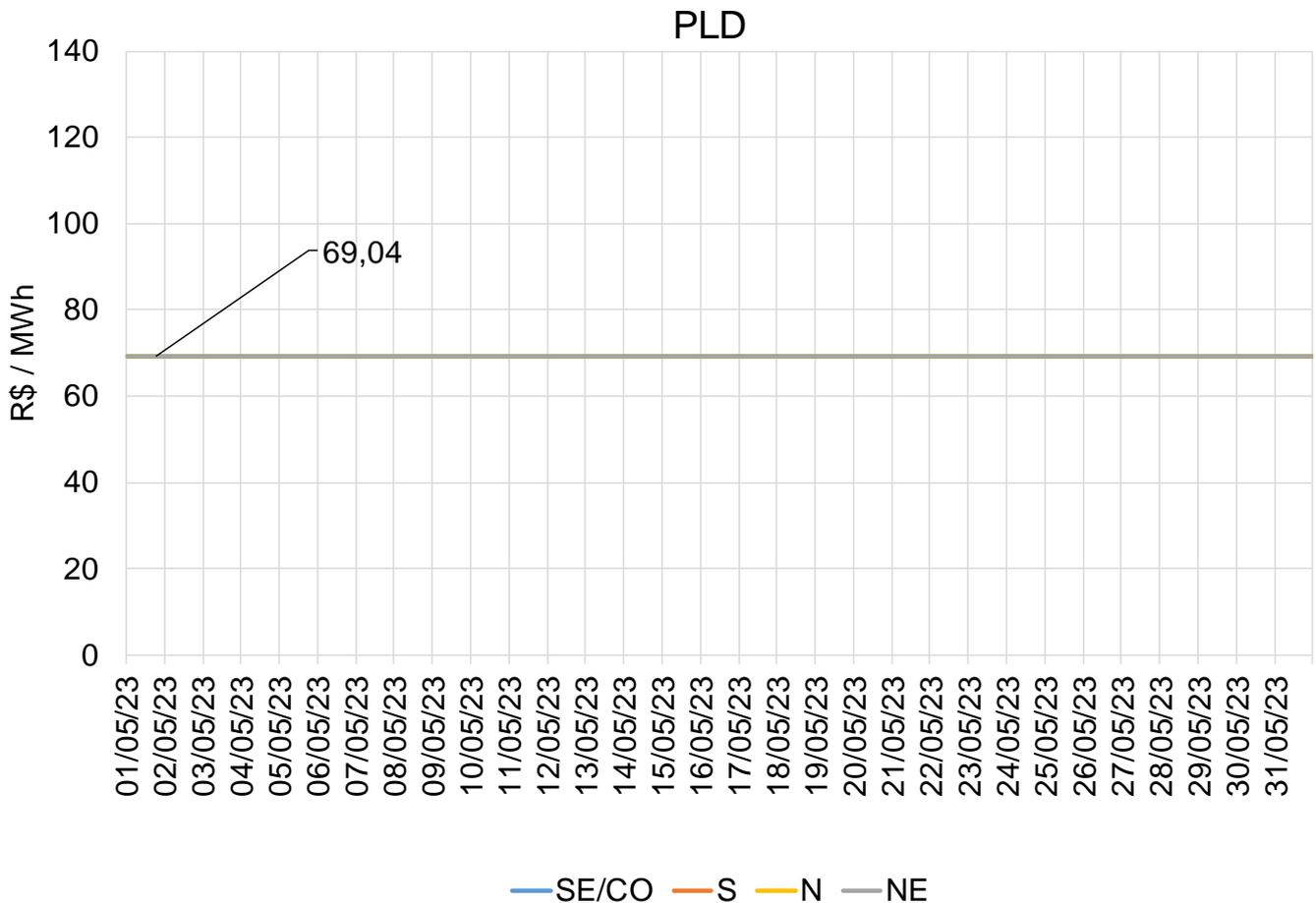


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.



11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA¹

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em abril de 2023 totalizaram R\$ 18,3 milhões, montante inferior ao verificado no mês anterior, que foi de R\$ 84,2 milhões. Conforme ilustrado na figura abaixo, a parcela referente ao Encargo por Serviços Ancilares foi responsável por 100% do total.

Portanto, no mês de abril, não houve cobranças referentes a Encargos por Deslocamento Hidráulico, Encargos sobre Importação, Constrained-off, Unit Commitment de Energia e Reserva Operativa.

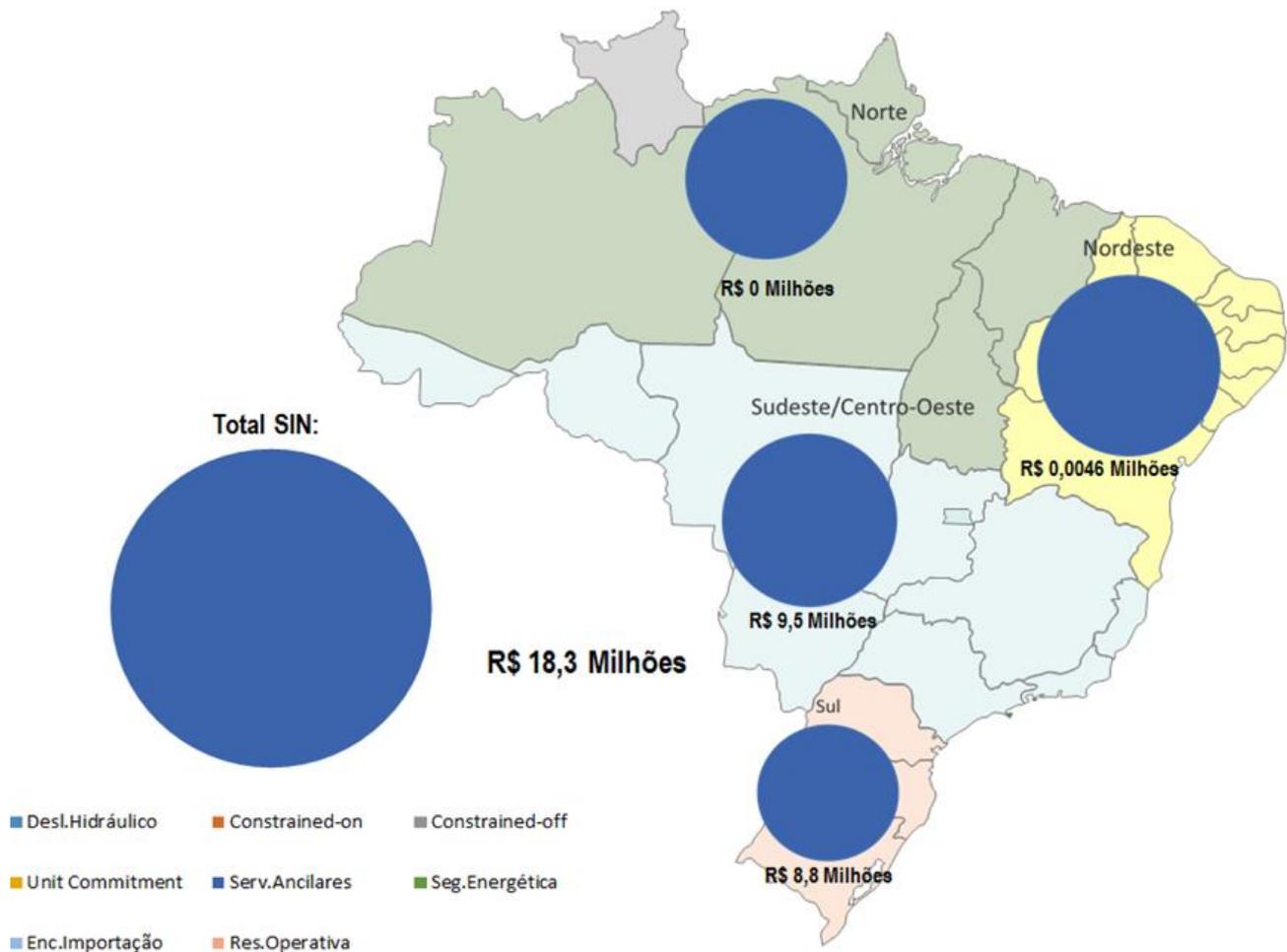


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até abril de 2023.

¹ As definições de todos os encargos estão descritas no Glossário do Boletim.

Fonte dos dados: CCEE.

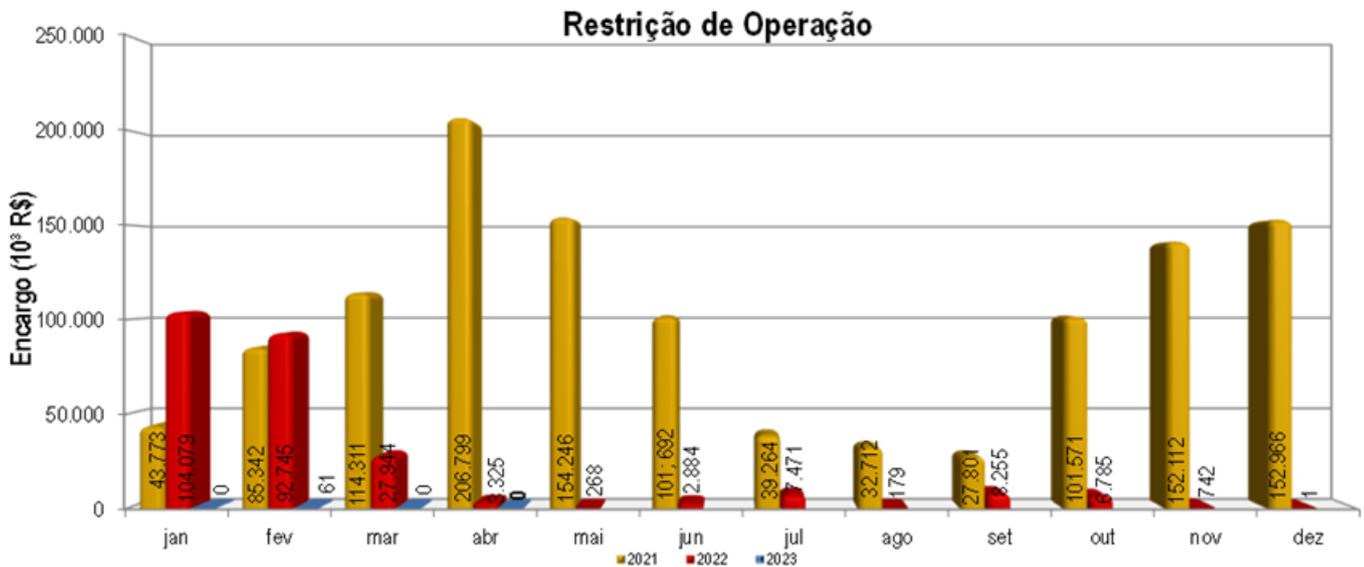


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

* Em Restrição de Operação, consideram-se os encargos por Restrição *Constrained-On*, *Constrained-Off* e *Unit Commitment* que são definidos no Glossário deste Boletim.

Fonte dos dados: CCEE

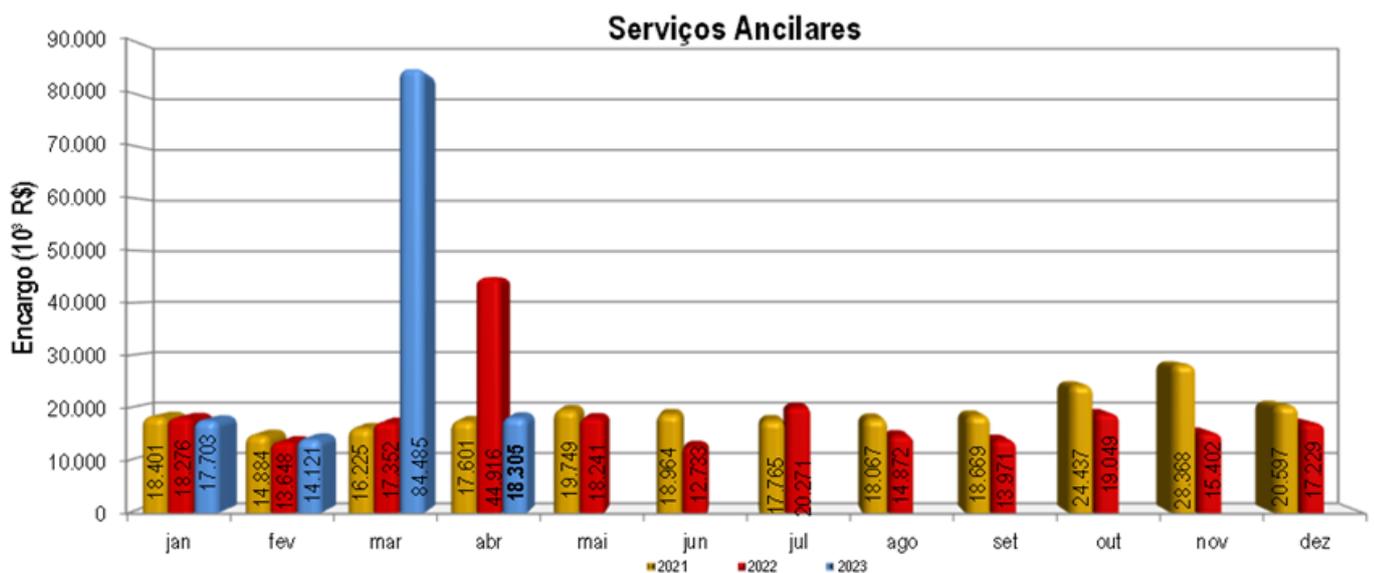


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

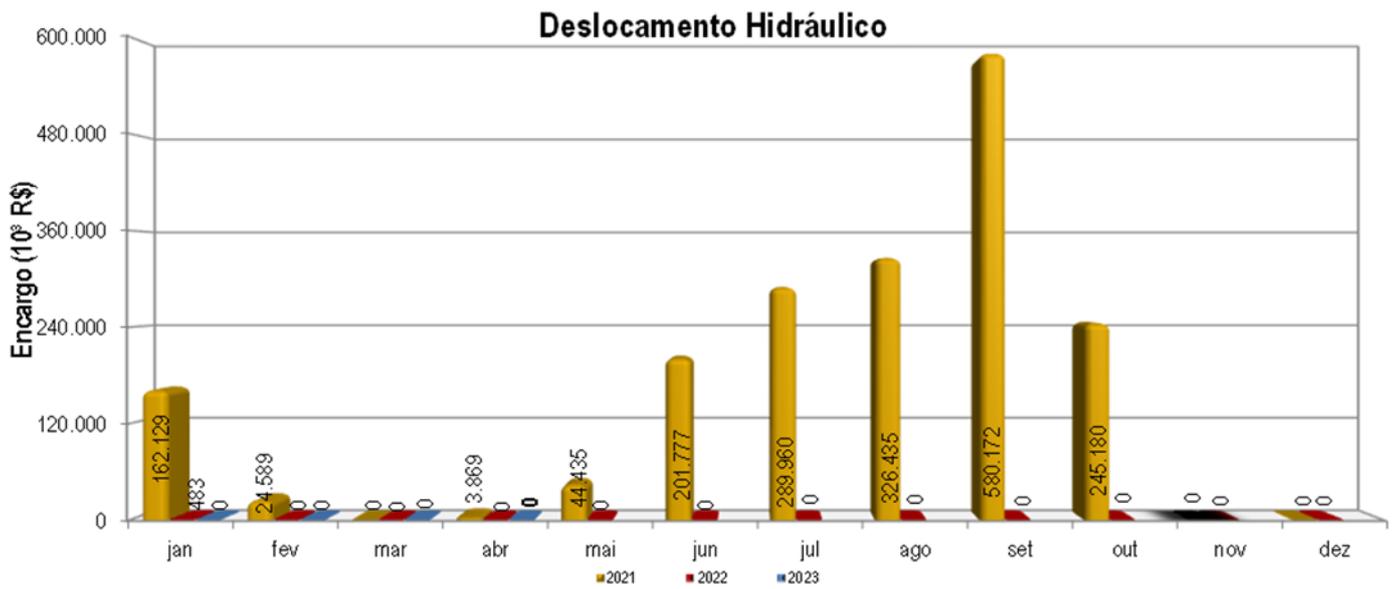


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

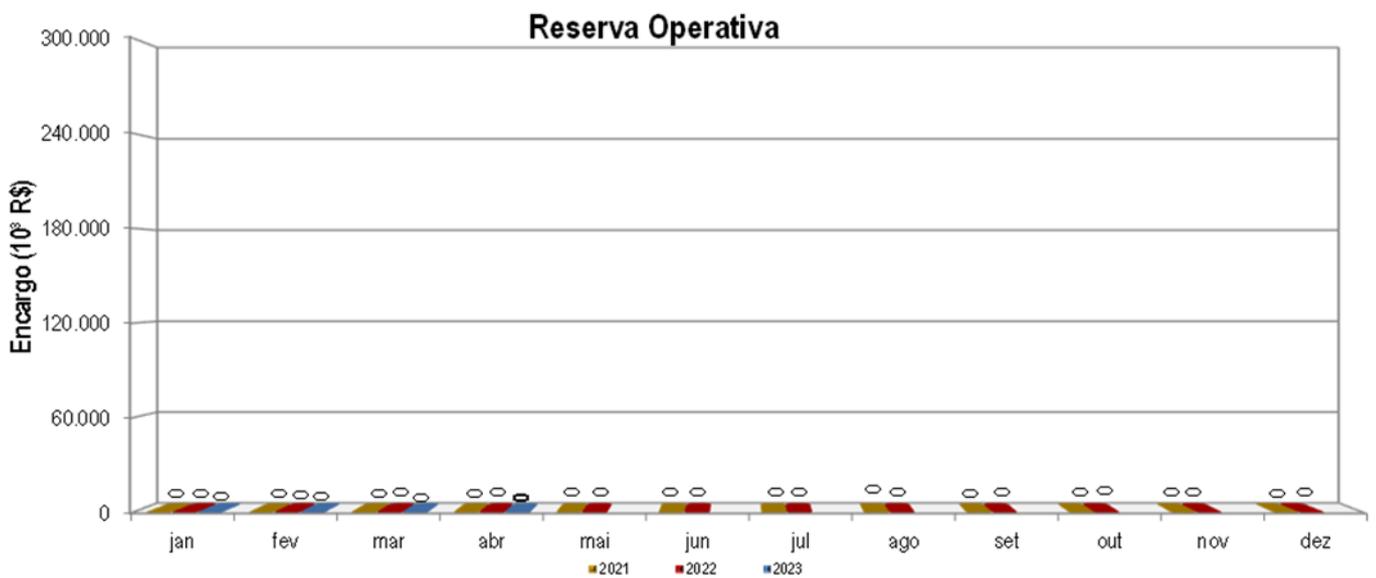


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

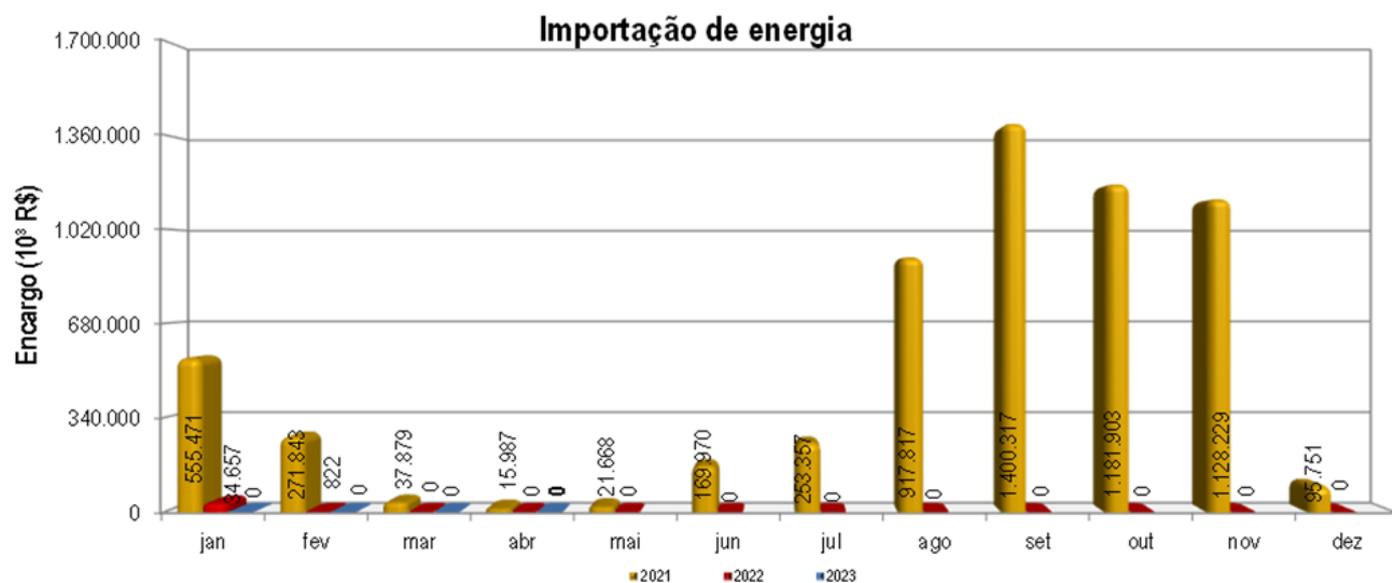


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

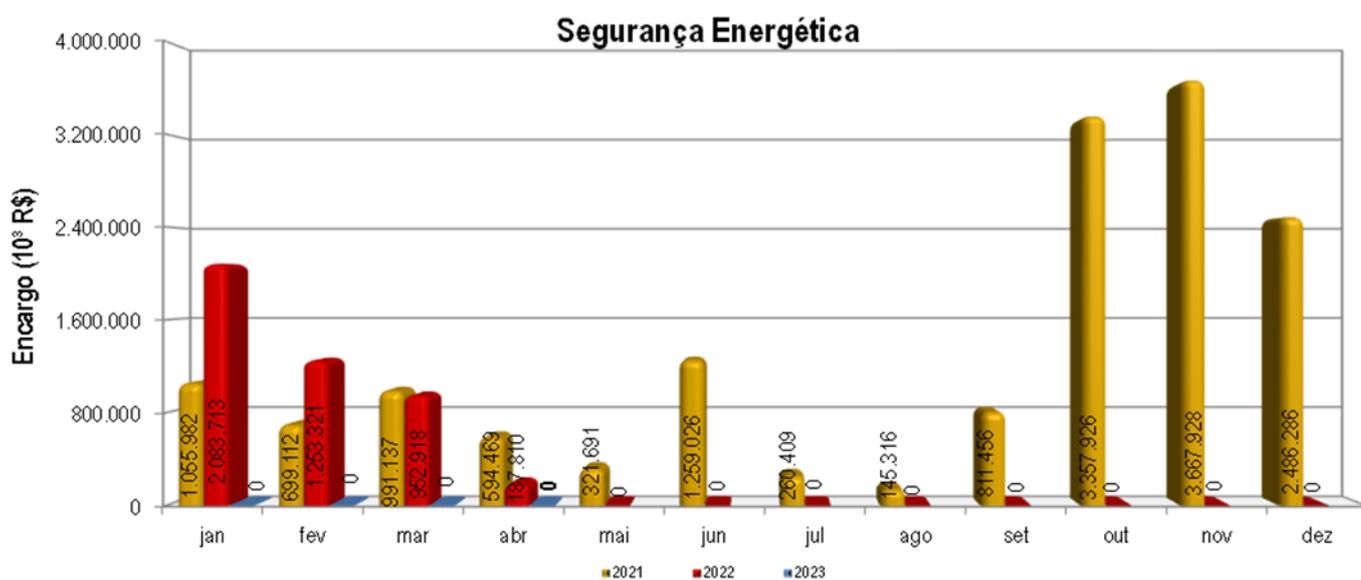


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até abril de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de maio de 2023, foi verificada 1 (uma) ocorrência no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de carga superior a 100 MW por mais de dez minutos.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro¹

Tabela 23. Descrição das Ocorrências

Dia da Ocorrência	Descrição	Carga Interrompida (MW)	Estado(s) afetado(s)	Causa
21/mai	Desligamento dos Transformadores TR1, TR2, TR3 e TR4 230/69 kV da Subestação Mirueira	161,0	PE	Em análise pelo ONS e agentes envolvidos.
		161,0		

Tabela 24. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2023 Jan-Mai	2022 Jan-Mai
SIN ²	0	0	0	0	0								0	0
S	0	0	0	0	0								0	460
SE/CO	310	0	684	282	0								1.276	1.165
NE	153	0	298	132	161								744	1.571
N	0	0	677	0	0								677	318
Isolados	0	0	0	178	0								178	1.154
TOTAL	463	0	1.659	592	161	0	2.875	4.668						

Fonte dos dados: ONS e Roraima Energia.

Tabela 25. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2023 Jan-Mai	2022 Jan-Mai
SIN ²	0	0	0	0	0								0	0
S	0	0	0	0	0								0	2
SE/CO	2	0	2	2	0								6	4
NE	1	0	1	1	1								4	7
N	0	0	2	0	0								2	1
Isolados	0	0	0	1	0								1	7
TOTAL	3	0	5	4	1	0	13	21						

Fonte dos dados: ONS / Roraima Energia / Eletronorte.

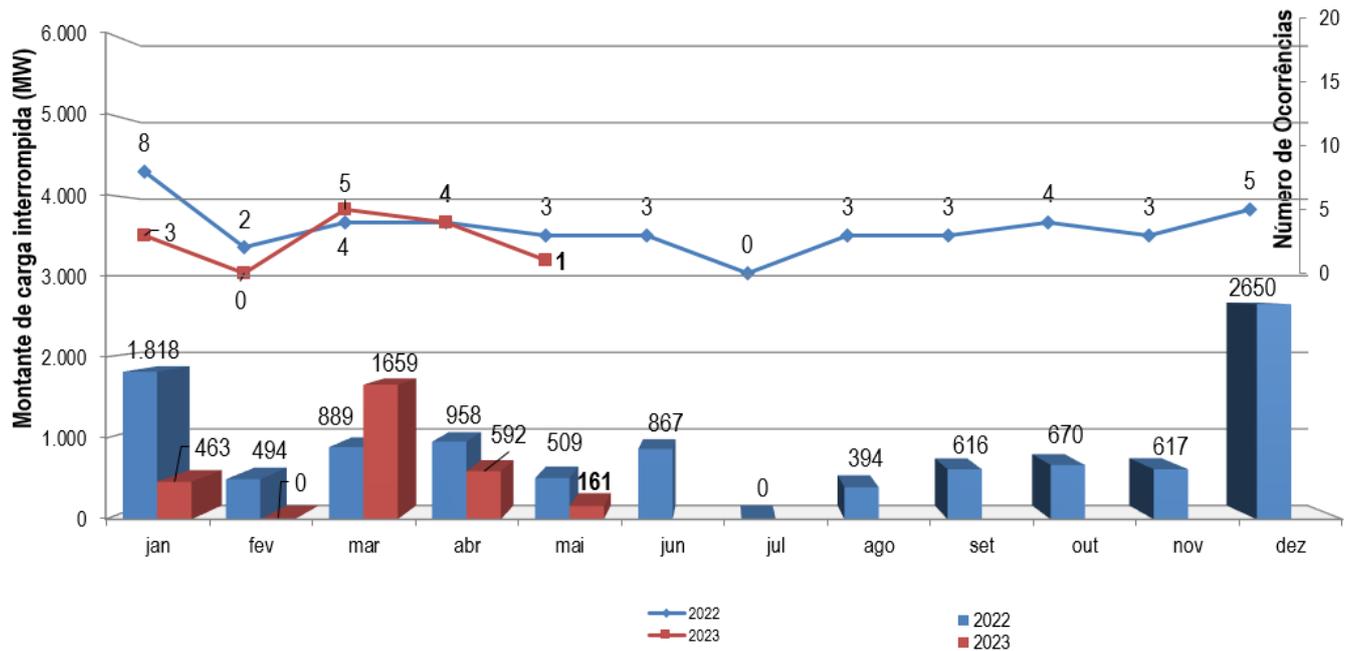


Figura 36. Ocorrências no SEB.

¹ Critério para seleção das interrupções: corte de carga ≥ 100 MW por tempo ≥ 10 min para ocorrências no SIN e corte de carga ≥ 100 MW nos sistemas isolados.

² Perda de carga simultânea em mais de uma região.

Fonte dos dados: ONS / Roraima Energia / Eletronorte.



12.2. Indicadores de Continuidade¹

A avaliação da continuidade do fornecimento de energia elétrica toma como base o Indicador de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), que representa o tempo médio que as unidades consumidoras ficaram sem energia elétrica para o período considerado, bem como o Indicador de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), o qual representa a média do número de vezes que as unidades consumidoras ficaram sem energia elétrica para o período considerado.

Até o mês de abril de 2023, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 3,77 horas. Considerando os valores de DEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 10,38 horas, valor dentro do Limite Regulatório de 11,27 horas estabelecido pela ANEEL. As regiões Centro-Oeste e Sul apresentaram resultados de tendência fora dos limites, conforme se verifica nas tabelas e gráficos abaixo.

Ressalta-se que quanto menor for o valor do DEC, melhor será a qualidade do serviço para o consumidor do sistema elétrico, pois o sistema estará operando por maior quantidade de horas sem interrupções.

Tabela 26. Evolução do DEC em 2023.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) -DEC - 2023															
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano ²	Tend. Ano ³	Limite Ano
CO	1,41	1,62	1,07	1,23									5,34	13,46	12,12
NE	1,10	1,12	1,09	1,07									4,37	12,37	13,09
N	1,75	1,70	1,85	1,69									7,02	22,41	29,86
SE	0,74	0,75	0,74	0,58									2,81	7,14	7,90
S	0,94	0,82	0,90	0,66									3,32	9,67	9,39
Brasil	0,98	0,99	0,96	0,84									3,77	10,38	11,27

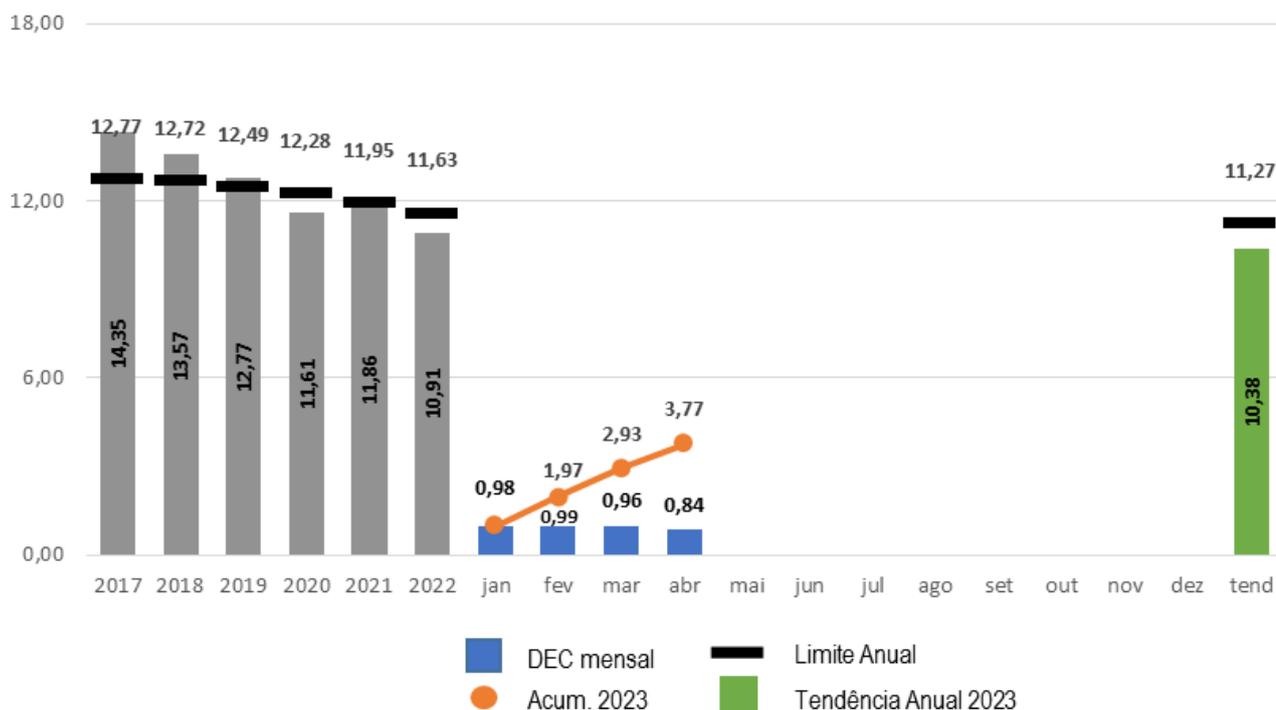


Figura 37. DEC do Brasil



Até o mês de abril de 2023, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 1,81 interrupções. Considerando os valores de FEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 5,20 interrupções, valor dentro do Limite Regulatório de 7,84 interrupções estabelecido pela ANEEL.

Ressalta-se que quanto menor for o valor do FEC, melhor será a qualidade do serviço para o consumidor do sistema elétrico, pois o sistema estará operando com menor quantidade de interrupções.

Tabela 27. Evolução do FEC em 2023.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2023															
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano ²	Tend. Ano ³	Limite Ano
CO	0,69	0,85	0,53	0,58									2,65	7,17	8,52
NE	0,46	0,42	0,42	0,46									1,76	5,23	7,95
N	0,95	0,91	0,93	0,90									3,73	11,85	24,38
SE	0,36	0,35	0,36	0,27									1,33	3,67	5,50
S	0,61	0,49	0,53	0,41									2,04	5,76	6,87
Brasil	0,49	0,46	0,45	0,41									1,81	5,20	7,84

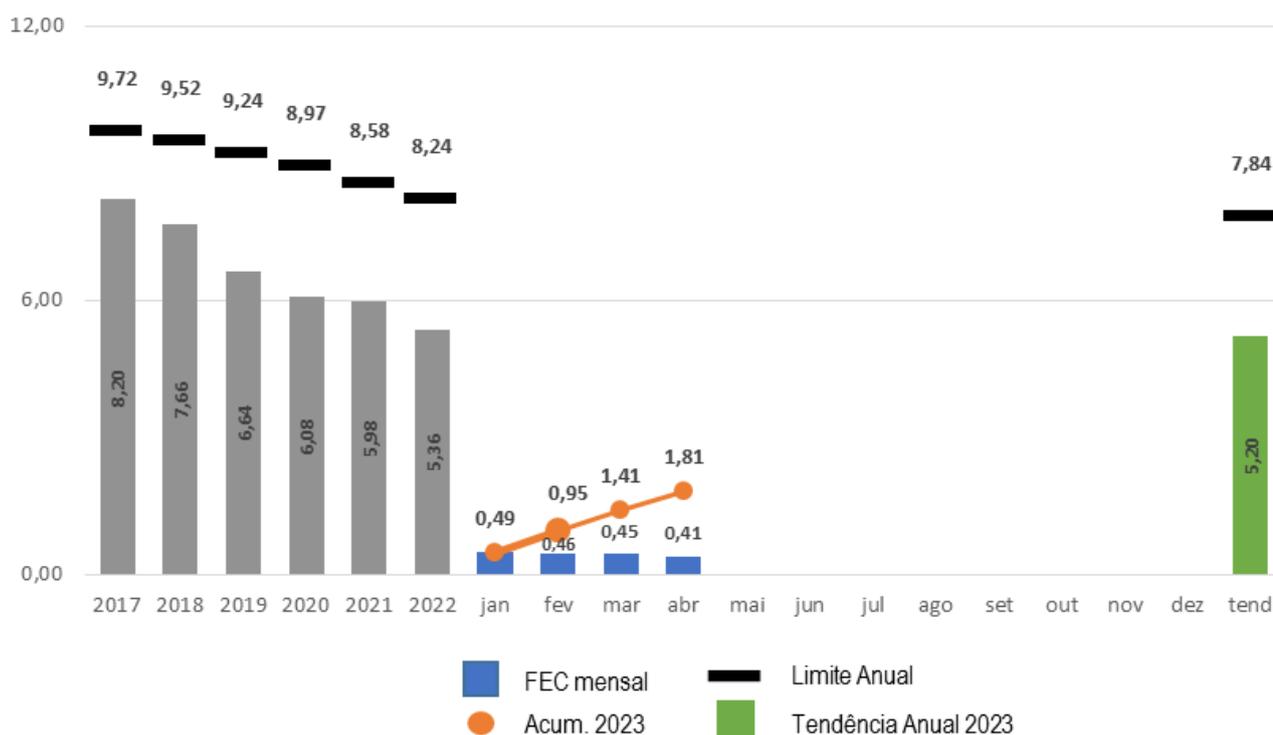


Figura 38. FEC do Brasil

Fonte dos dados: ANEEL.

¹ Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

² Valor mensal do DEC / FEC acumulado no período decorrido em 2023. Nos valores de DEC e FEC acumulados são ajustadas as variações mensais do número de unidades consumidoras.

³ Tendência do DEC / FEC prevista para 2023.

Dados contabilizados até abril de 2023 e sujeitos à alteração pela ANEEL.



GLOSSÁRIO

Energia Natural Afluente (ENA): Energia afluente a um sistema de aproveitamentos hidrelétricos, calculada a partir da energia produzível pelas vazões naturais afluentes a estes aproveitamentos, em seus níveis a 65% dos volumes úteis operativos.

Energia Armazenada (EAR): Energia disponível em um sistema de reservatórios, calculada a partir da energia produzível pelo volume armazenado nos reservatórios em seus respectivos níveis operativos.

Custo Marginal de Operação (CMO): Custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de uma unidade de Carga no sistema, sem a necessidade de expansão.

Mecanismo de Realocação de Energia (MRE): Mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletroenergética do Sistema Interligado Nacional (SIN), no que concerne ao despacho centralizado das usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado do ONS. As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) podem participar opcionalmente.

Encargo por Restrição de Operação (Rest. Operação): Relacionado, principalmente, ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN.

- **Restrição de Operação *Constrained-On*:** Ocorre quando a usina térmica não está programada, pois sua geração é mais cara. Entretanto, devido a restrições operativas, o ONS solicita sua geração para atender a demanda de energia do submercado. Neste caso, o ESS é usado para ressarcir a geração adicional da usina.

- **Restrição de Operação *Constrained-Off*:** Ocorre quando a usina térmica está despachada. Entretanto, devido a restrições operativas, o ONS solicita a redução de sua geração. Neste caso, o ESS é usado para ressarcir o montante de energia não gerado pela usina.

- **Restrição de *Unit Commitment*:** Quando, por restrições técnicas das usinas térmicas, são programados despachos além da ordem de mérito, com o objetivo final de atender uma solicitação de despacho na ordem de mérito do ONS.

Encargo por Serviços Ancilares (Serv. Ancilares): Relacionado à remuneração pela prestação de serviços ao sistema como fornecimento de energia reativa por unidades geradoras solicitadas a operar como compensador síncrono, Controle Automático de Geração (CAG), autorrestabelecimento (*black-start*) e Sistemas Especiais de Proteção (SEP).

Encargo por Deslocamento Hidráulico (Desl. Hidráulico): Relacionado ao ressarcimento às usinas hidrelétricas devido à redução da geração motivada pelo acionamento de térmicas fora da ordem de mérito de custo ou pela importação de energia elétrica.

Encargo sobre Reserva Operativa (Res. Operativa): Relacionado à prestação do serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa, com vistas a minimizar o custo operacional total do sistema elétrico na respectiva semana operativa e a respeitar as restrições para que o nível de segurança requerido seja atendido.

Encargo sobre Importação de Energia (Enc. Importação): Relacionado aos custos recuperados por meio dos encargos associados à importação de energia elétrica, normatizados pela Portaria MME nº 339/2018.

Encargo

sobre Segurança Energética (Seg. Energética): Relacionado ao despacho adicional de geração térmica para garantia do suprimento energético, autorizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC): Intervalo de tempo que, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC): Número de interrupções ocorridas, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

Fonte dos dados: ONS/CCEE/ANEEL



LISTA DE SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre	MLT - Média de Longo Termo
ACR – Ambiente de Contratação Regulada	MME - Ministério Minas e Energia
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica	MRE - Mecanismo de Realocação de Energia
BC – Banco de Capacitor	Mvar - Megavolt-ampère-reactivo
CAG – Controle Automático de Geração	MW - Megawatt (10^6 W)
CC - Corrente Contínua	MWh – Megawatt-hora (10^6 Wh)
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	MWmês – Megawatt-mês (10^6 Wmês)
CE – Compensador Estático	N - Norte
CEG – Código Único de Empreendimentos de Geração	NE - Nordeste
CGH – Central Geradora Hidrelétrica	NUCR - Número de Unidades Consumidoras Residenciais
CGU – Usina Geradora Undielétrica	NUCT - Número de Unidades Consumidoras Totais
CMO – Custo Marginal de Operação	ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
CO - Centro-Oeste	PCH - Pequena Central Hidrelétrica
CVaR – <i>Conditional Value at Risk</i>	PIE - Produtor Independente de Energia
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	PMO - Programa Mensal de Operação
DMSE - Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico	Proinfra - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
EAR – Energia Armazenada	RT - Reator
ENA - Energia Natural Afluenta	S - Sul
EOL – Usina Eólica	SE - Sudeste
EPE - Empresa de Pesquisa Energética	SEB - Sistema Elétrico Brasileiro
ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga	SEE - Secretaria de Energia Elétrica
ESS - Encargo de Serviço de Sistema	SEP – Sistemas Especiais de Proteção
FC - Fator de Carga	SI - Sistemas Isolados
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	SIN - Sistema Interligado Nacional
GD - Geração Distribuída	SPE - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
GE - Garantia de Suprimento Energético	TR – Transformador
GNL - Gás Natural Liquefeito	UEE - Usina Eólica
GSF - Generation Scaling Factor	UFV – Usina Fotovoltaica
GW - Gigawatt (10^9 W)	UHE - Usina Hidrelétrica
GWh – Gigawatt-hora (10^9 Wh)	UNE - Usina Nuclear
h - Hora	UTE - Usina Termelétrica
Hz - Hertz	VU - Volume Útil
km - Quilômetro	ZCAS – Zona de Convergência do Atlântico Sul
kV – Quilovolt (10^3 V)	ZCOU – Zona de Convergência de Umidade
LT – Linha de Transmissão	