



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE ENERGIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE MONITORAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Março/2023





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Março/2023

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário de Energia Elétrica

Gentil Nogueira de Sa Junior

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico

Guilherme Silva de Godoi

Equipe Técnica

Ana Lúcia Alvares Alves

André Groberio Lopes Perim

André Luís Gonçalves de Oliveira

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Emanoelle de Oliveira Lima

Eucimar Kwiatkowski Augustinhak

Igor Souza Ribeiro (Coordenação)

João Aloísio Vieira

Jorge Portella Duarte

Juliana Oliveira do Nascimento

Luiz Augusto Gomes de Oliveira

Poliana Marcolino Correa

Victor Protázio da Silva

Apoio dos estagiários:

Amanda de Souza Freire

Cesar Felipe de Souza Pissolati

João Pedro Alecrim Ribeiro

Marcus Vinicius Souza Fukuda

Paulo Geraldo Souza Neto



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.....	15
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO E SUBESTAÇÕES INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	17
7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	18
7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	18
7.2. Previsão da Expansão da Geração.....	22
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão e Equipamentos em Instalações de Transmissão	24
7.4. Previsão da Expansão de LT e da Capacidade de Transformação	26
8. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	27
8.1. Matriz de Geração de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	27
8.2. Matriz de Geração de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional	28
8.3. Matriz de Geração de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	29
8.4. Geração Eólica	30
8.5. Mecanismo de Realocação de Energia.....	31
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	32
10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	33
11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA.....	34
12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	38
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	38
12.2. Indicadores de Continuidade	40



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) em março/2023 - Brasil.	2
Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima. (Celsius - março/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.	13
Figura 15. Demandas máximas mensais: subsistema Sul.	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: subsistema Nordeste.	14
Figura 17. Demandas máximas mensais: subsistema Norte.	14
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.	16
Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de março de 2023.	18
Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2023 (por subsistema).	21
Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2025.	22
Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em março de 2023.	24
Figura 23. Matriz de geração de energia elétrica no Brasil.	27
Figura 24. Capacidade instalada e geração das usinas eólicas do Norte e do Nordeste.	30
Figura 25. Capacidade instalada e geração das usinas eólicas do Sul.	30
Figura 26. Evolução do GSF.	31
Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.	32
Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.	33
Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema.	34
Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.	35
Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Anciliares.	35
Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.	36
Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.	36
Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.	37
Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.	37
Figura 36. Ocorrências no SEB.	39
Figura 37. DEC do Brasil.	40
Figura 38. FEC do Brasil.	41



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 unidade consumidora: estratificação por classe.	11
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.	12
Tabela 6. Demandas instantâneas máximas no mês e recordes por subsistema.	13
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.	15
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB. ²	17
Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB. ²	17
Tabela 10. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de março de 2023.	19
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em março de 2023 (por ambiente de contratação).	20
Tabela 12. Previsão da expansão da capacidade instalada de geração elétrica (por ambiente de contratação).	23
Tabela 13. Descrição de Linhas de Transmissão (LT) que entraram em operação no mês.	25
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	25
Tabela 15. Entrada em operação de equipamentos de compensação de potência reativa.	25
Tabela 16. Entrada em operação de novas linhas de transmissão no mês e no acumulado do ano.	25
Tabela 17. Valores acumulados de entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	25
Tabela 18. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	26
Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	26
Tabela 20. Matriz de geração de energia elétrica no SIN.	28
Tabela 21. Matriz de geração de energia elétrica nos sistemas isolados.	29
Tabela 22. Geração hidráulica, garantia física sazonalizada e GSF verificados no ano de 2023.	31
Tabela 23. Descrição das ocorrências.	38
Tabela 24. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	38
Tabela 25. Evolução do número de ocorrências.	39
Tabela 26. Evolução do DEC em 2023.	40
Tabela 27. Evolução do FEC em 2023.	41



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Em março de 2023, as precipitações mais abundantes (superiores à média histórica para esse mês) beneficiaram sobretudo a bacia do Tocantins. A chuva ficou abaixo da média nas bacias do São Francisco e parte da bacia do Paraná. Nas demais bacias, a chuva ficou próxima da média, porém com grande variabilidade espacial na distribuição dessa precipitação. Sob a ótica da geração de energia hidrelétrica, o total de precipitação ficou próximo da média para esse mês.

Em relação aos armazenamentos, no mês de março de 2023, os reservatórios equivalentes do Sistema Interligado Nacional (SIN) apresentaram replecionamento em relação ao mês anterior nas seguintes proporções: 6,2 p.p. no Sudeste/Centro-Oeste, 5,9 p.p no Nordeste e 0,9 p.p. no Norte; exceto no Sul que apresentou deplecionamento de 3,1 p.p. As condições observadas são significativamente melhores do que àquelas verificadas nos últimos anos, o que contribuirá para a garantia e segurança do atendimento à demanda nos próximos meses.

Neste mês de monitoramento, foi registrado intercâmbio internacional de energia elétrica interruptível no total de aproximadamente 1.762 MWmédios exportados para a Argentina e o Uruguai. A título de intercâmbio comercial, foram exportados: (i) 1.062 MWmédios para a Argentina e 449 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) 250 MWmédios para a Argentina (com base na Portaria nº 418/2019/GM/MME - que estabelece diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de usinas termoelétricas, 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.

No mês de março de 2023, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 210.865 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 17.859 MW (9,3%), com destaque para 12.792 MW de geração de fonte solar, 3.619 MW de fonte eólica e 1.143 MW de fonte térmica. Nesse mês de monitoramento, a GD ultrapassou os 19 GW de potência instalada (19.433 MW, instalados em 1.832.713 unidades), representando 9,2 % da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e com crescimento de 92,5% nos últimos 12 meses.

No mês de fevereiro de 2023, a geração hidráulica correspondeu a 76,4% do total gerado no país, percentual superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica aumentou 1,2 p.p e a térmica reduziu 1,6 p.p., representando 13,2% e 7,1% do total gerado. As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa) representaram 93% da matriz de geração de energia elétrica brasileira, aumento de 1,6 p.p. em relação ao mês anterior.

O grande destaque do mês de março de 2023 foi a publicação, no dia 31, da Portaria Normativa nº 62/2023/GM/MME, que procedeu aprimoramentos na Portaria nº 418/2019/GM/MME. Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME)¹, o novo normativo promove uma mudança quanto à possibilidade de exportação de energia elétrica, estabelecendo que os agentes comercializadores deverão apresentar ofertas (de montante, preço e duração) de até 60 dias. Tal alteração contribui com a previsibilidade aos países vizinhos em relação às exportações a serem realizadas pelo Brasil, beneficiando o setor elétrico brasileiro por meio da promoção da competitividade econômica e permitindo a exploração mais adequada das riquezas energéticas do país.

Outro destaque do mês foi o fato do SIN ter sido suprido, no primeiro trimestre de 2023, basicamente por fontes limpas (hidráulica, eólica e solar), as quais foram responsáveis por mais de 90% da energia utilizada, conforme relatado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)².

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de março de 2023, exceto quando indicado. O 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: MME¹ e ONS².



2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas do SIN, em março de 2023, foram verificadas as seguintes Energia Natural Afluente (ENA) brutas: 103% Média de Longo Termo (MLT) no Sudeste/Centro-Oeste; 114% MLT no Sul; 56% MLT no Nordeste; e 103% MLT no Norte. Dessas quantidades foram armazenáveis 73% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 94% MLT no Sul, 55% MLT no Nordeste e 64% MLT no Norte.

Destaca-se que, no período, as precipitações mais abundantes (superiores à média histórica para esse mês) beneficiaram sobretudo a bacia do Tocantins. A chuva ficou abaixo da média nas bacias do São Francisco e parte da bacia do Paraná. Nas demais bacias, a chuva ficou próxima da média, porém com grande variabilidade espacial na distribuição dessa precipitação. Sob a ótica da geração de energia hidrelétrica, o total de precipitação ficou próximo da média para esse mês.

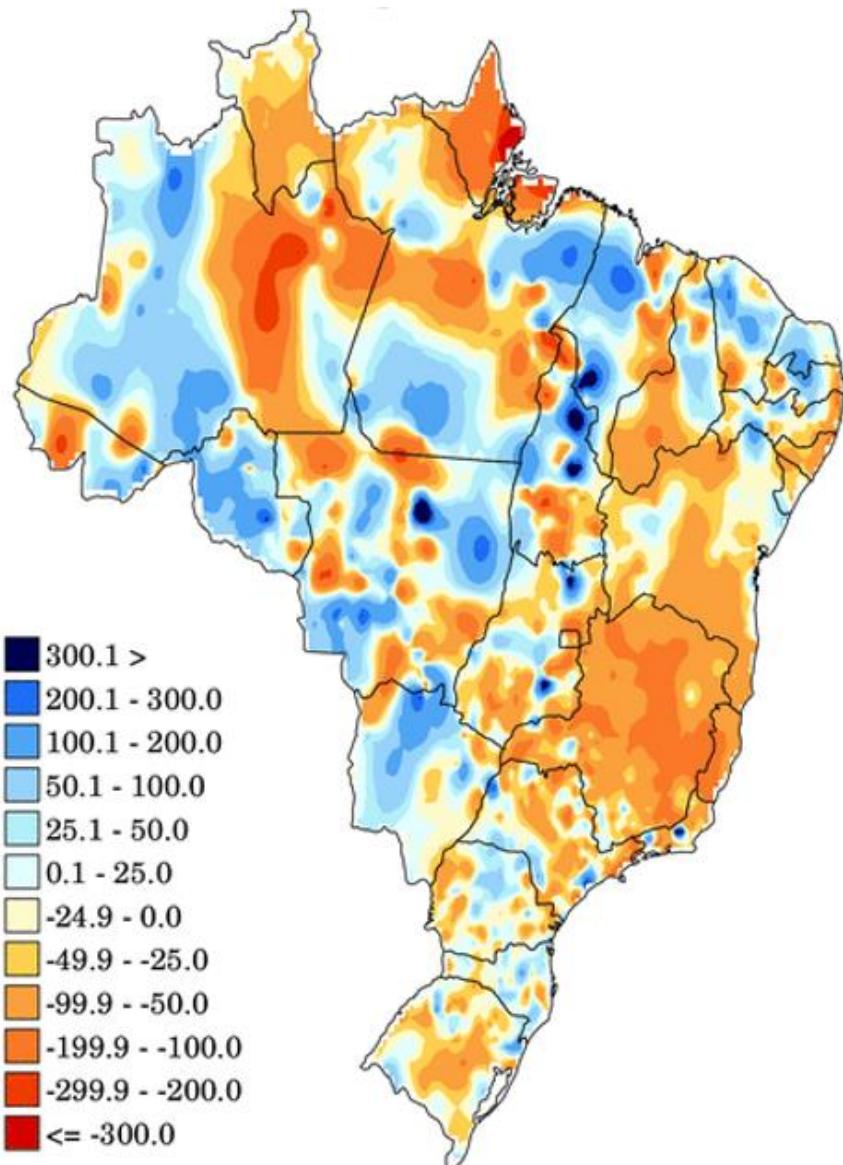


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) em março/2023 - Brasil.

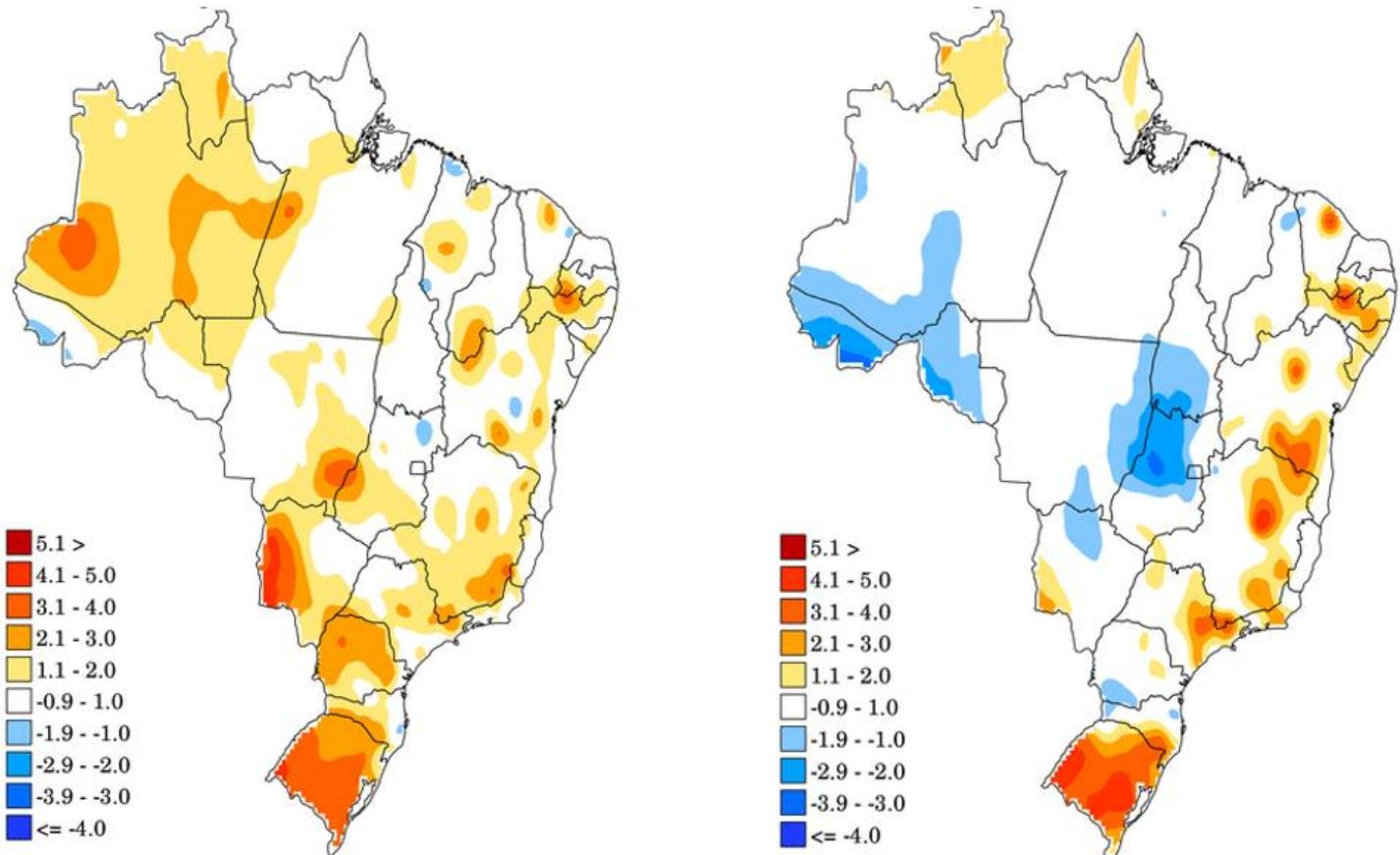
Os totais de precipitação por bacia hidrográfica podem ser acessados no site: <http://energia1.cptec.inpe.br/>.

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



Em relação às temperaturas, registra-se que o mês de março de 2023 apresentou predominância de “temperaturas mínimas” acima ou em torno da média histórica (tons em laranja e branco, na Figura 2a) em toda a extensão do País.

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



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

Fonte: CPTEC/INPE.



2.1. Energia Natural Afluente Armazenável¹

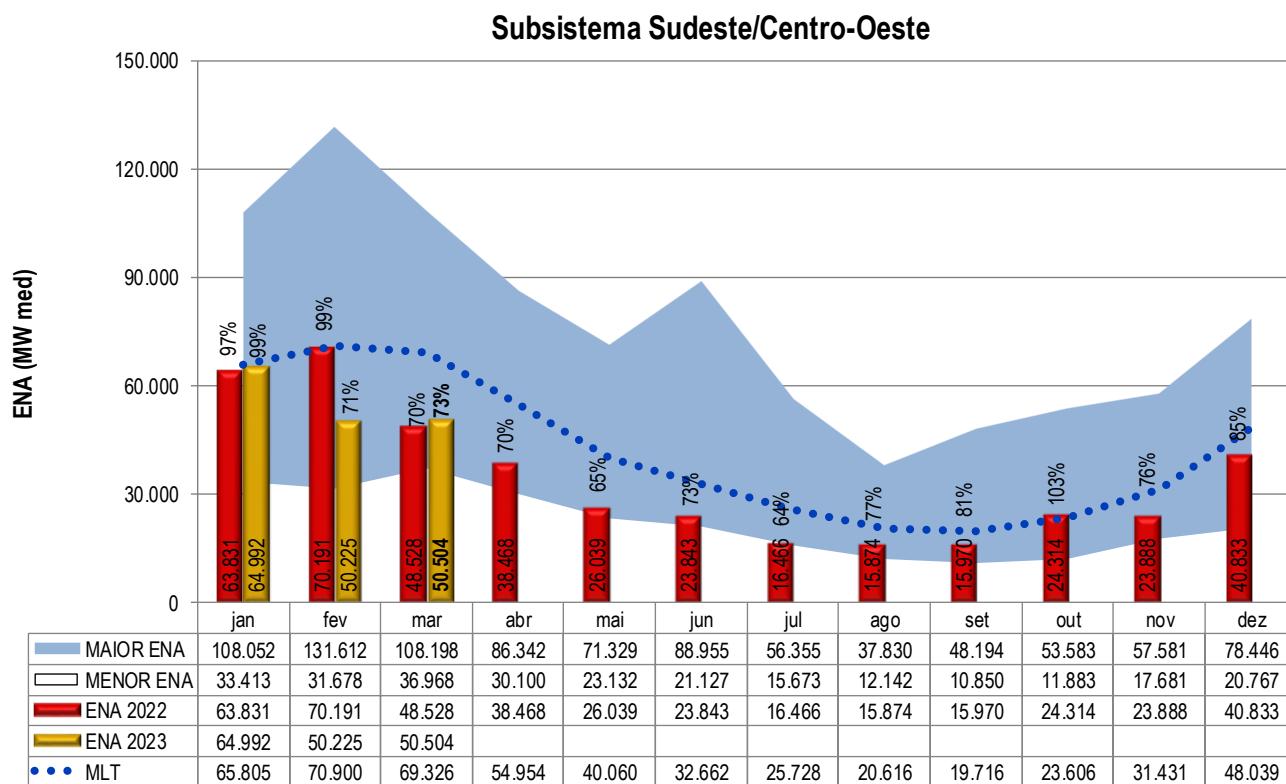


Figura 3. ENA armazenável: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

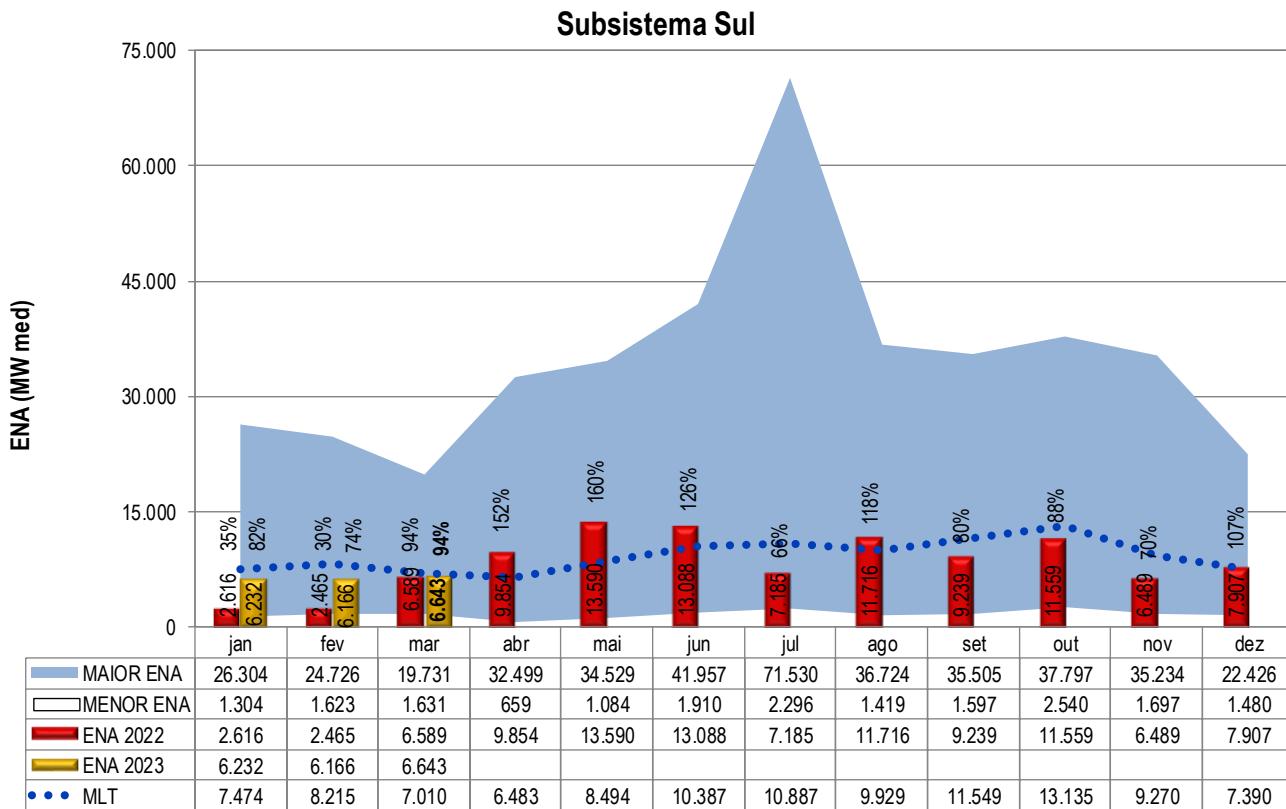


Figura 4. ENA armazenável: subsistema Sul.

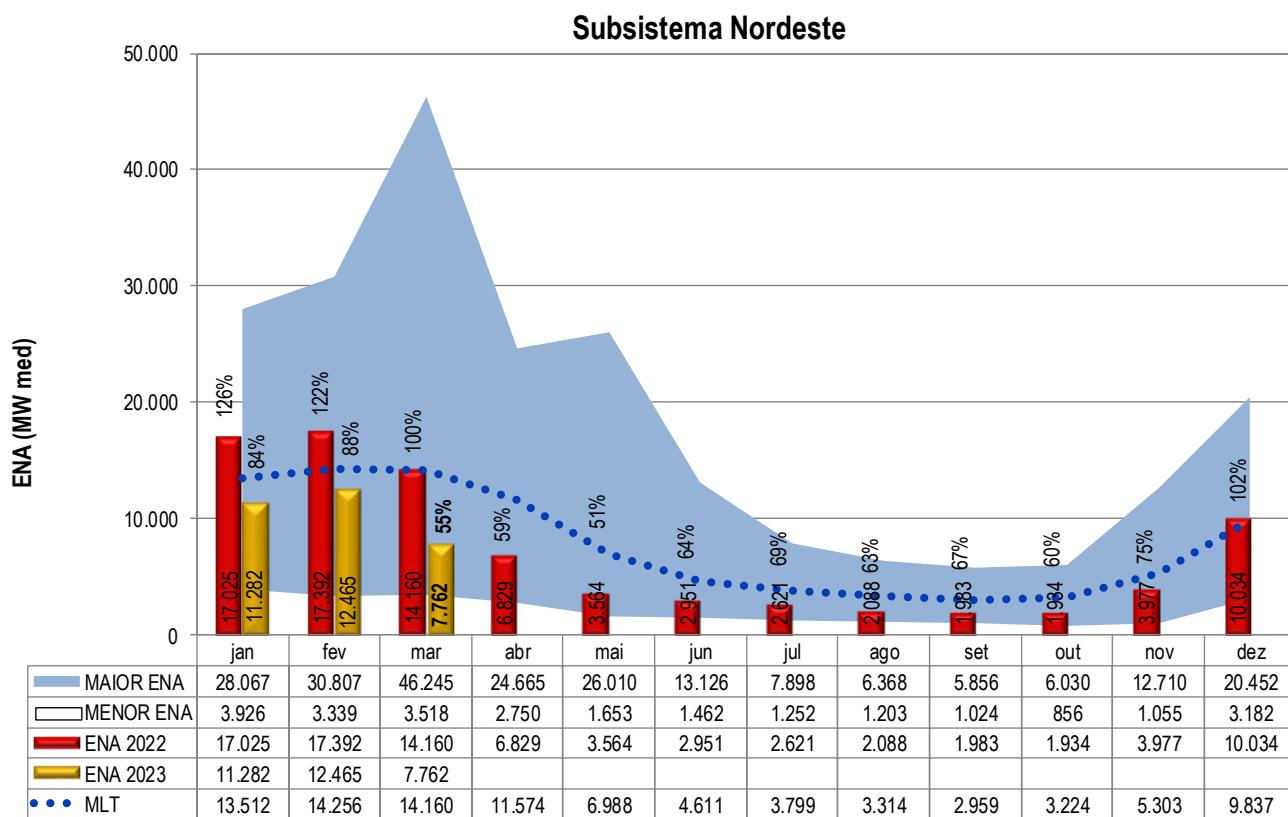


Figura 5. ENA armazenável: subsistema Nordeste.

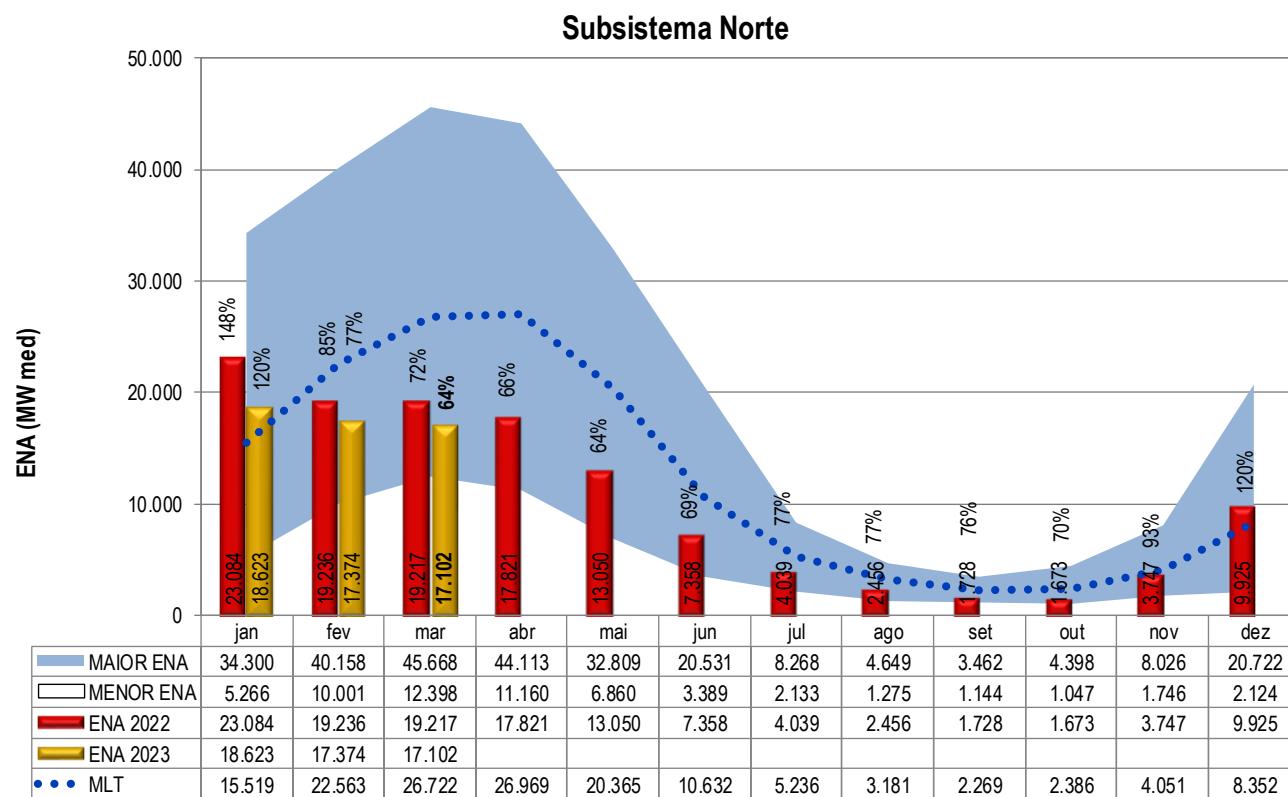


Figura 6. ENA armazenável: subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.

¹ Os dados de “maior ENA”, “menor ENA” e MLT 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 (%EARmáx) nos subsistemas do SIN, nos meses de fevereiro e março 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 Março (%EARmáx)	Energia Armazenada no Final de Fevereiro (%EARmáx)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	83,1	76,9	204.615	68,3
Sul	82,9	86,0	20.459	6,8
Nordeste	91,2	85,3	51.691	18,9
Norte	97,7	96,8	15.302	6,0
		TOTAL	292.067	100,0

Conforme pode ser observado, no mês de março de 2023, os reservatórios equivalentes do SIN apresentaram replecionamento em relação ao mês anterior nas seguintes proporções: 6,2 p.p. no Sudeste/Centro-Oeste, 5,9 p.p no Nordeste e 0,9 p.p. no Norte; exceto no Sul que apresentou deplecionamento de 3,1 p.p. As 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, o comportamento predominante durante o mês de março foi de replecionamento dos volumes armazenados, com destaque para as usinas hidrelétricas Itumbiara, Sobradinho e Nova Ponte, cujos reservatórios apresentaram acréscimos do armazenamento em 7,8 p.p., 7,4 p.p. e 6,8 p.p., em relação ao mês anterior, respectivamente. O único reservatório que apresentou deplecionamento foi da usina hidrelétrica de G.B. Munhoz, com decréscimos do armazenamento em 1,1 p.p.

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

Usina	Bacia	Ear Max (MWmed)	Armazenamento em final de fevereiro	Armazenamento em final de março (%)	Evolução Mensal (p.p)
Serra da Mesa	Tocantins	41.645	72,9	79,3	6,4
Furnas	Grande	34.925	96,1	98,1	2,1
Sobradinho	São Francisco	30.184	87,5	94,8	7,4
Nova Ponte	Paranaíba	22.781	64,2	71,0	6,8
Emborcação	Paranaíba	21.604	65,4	70,2	4,8
Três Marias	São Francisco	16.085	89,8	94,3	4,5
Itumbiara	Paranaíba	15.698	89,2	97,1	7,8
Tucurú	Tocantins	7.632	97,0	98,2	1,3
S. do Facão	Paranaíba	6.502	32,4	36,4	4,1
G. B. Munhoz	Iguaçu	6.308	99,5	98,4	-1,1

Fonte dos dados das Tabelas 1 e 2: ONS.

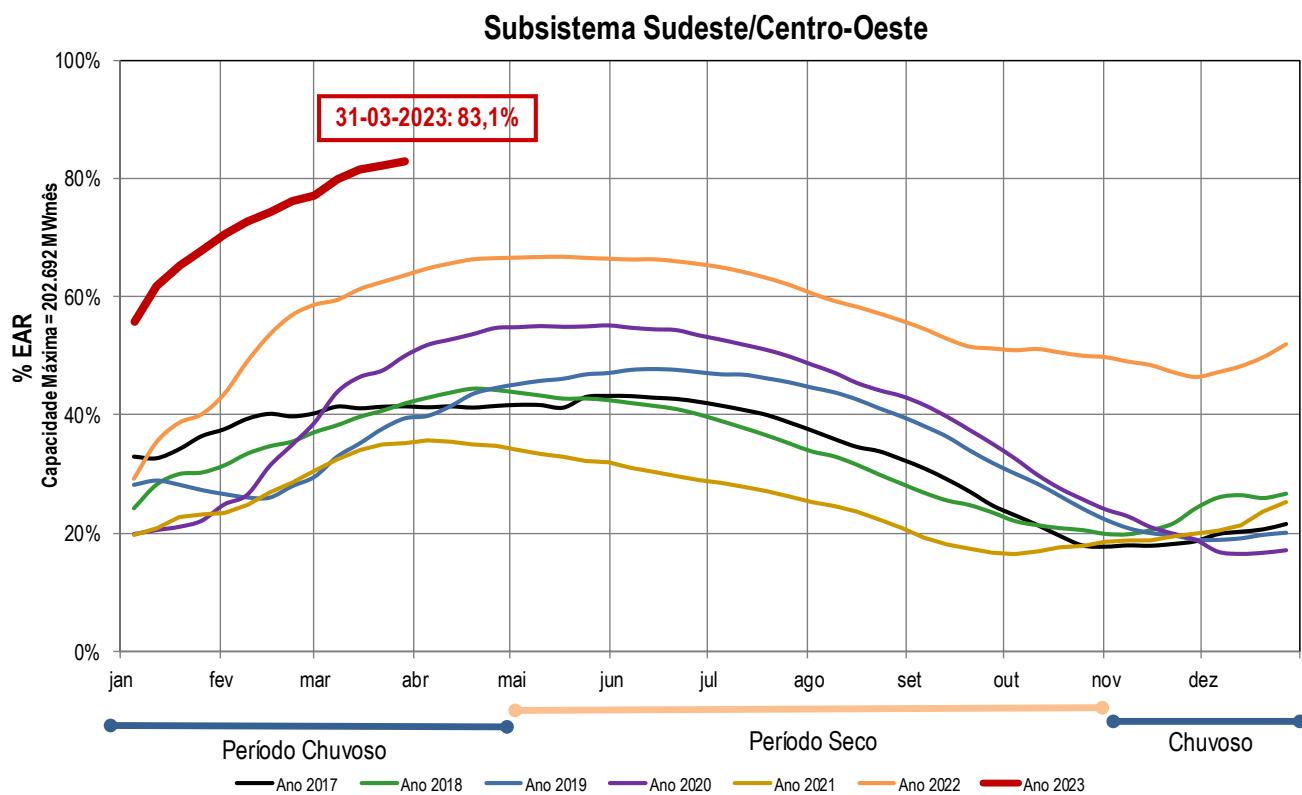


Figura 7. EAR: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

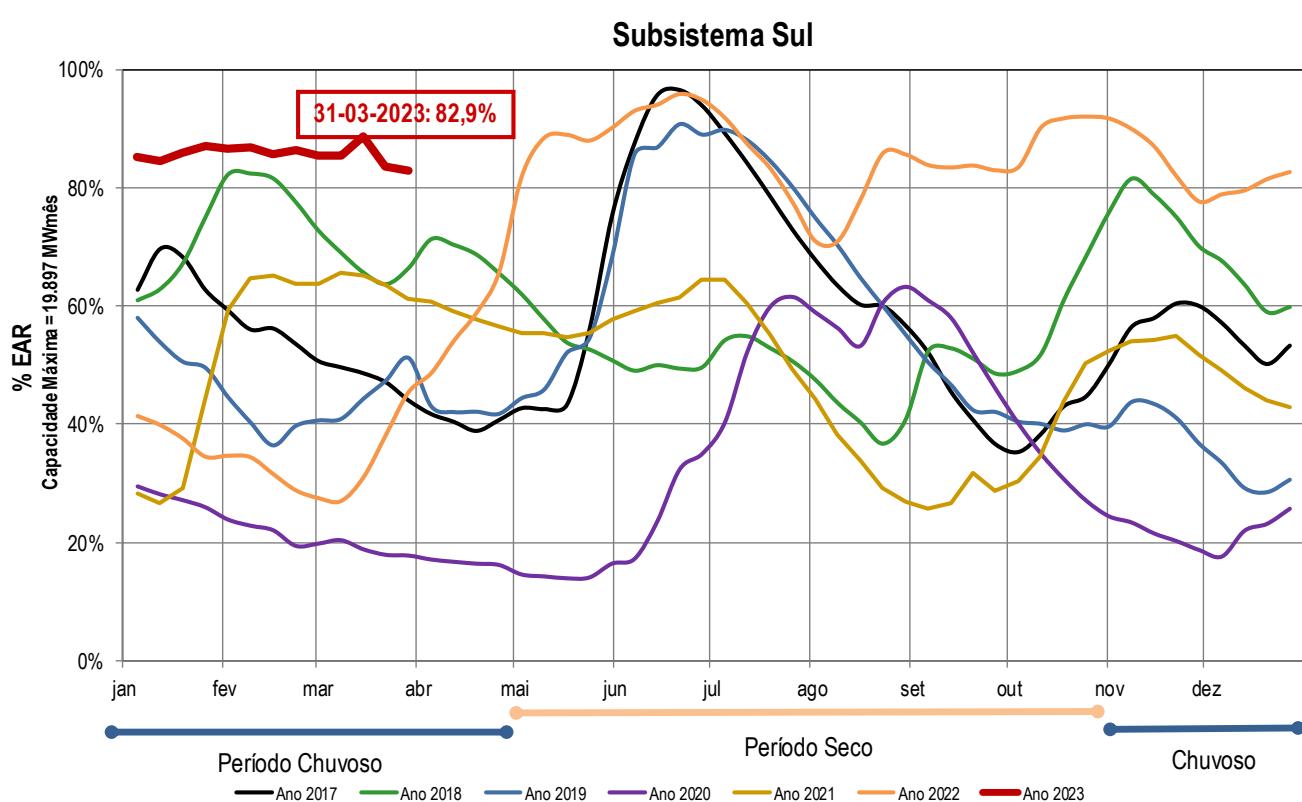


Figura 8. EAR: subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.



Subsistema Nordeste

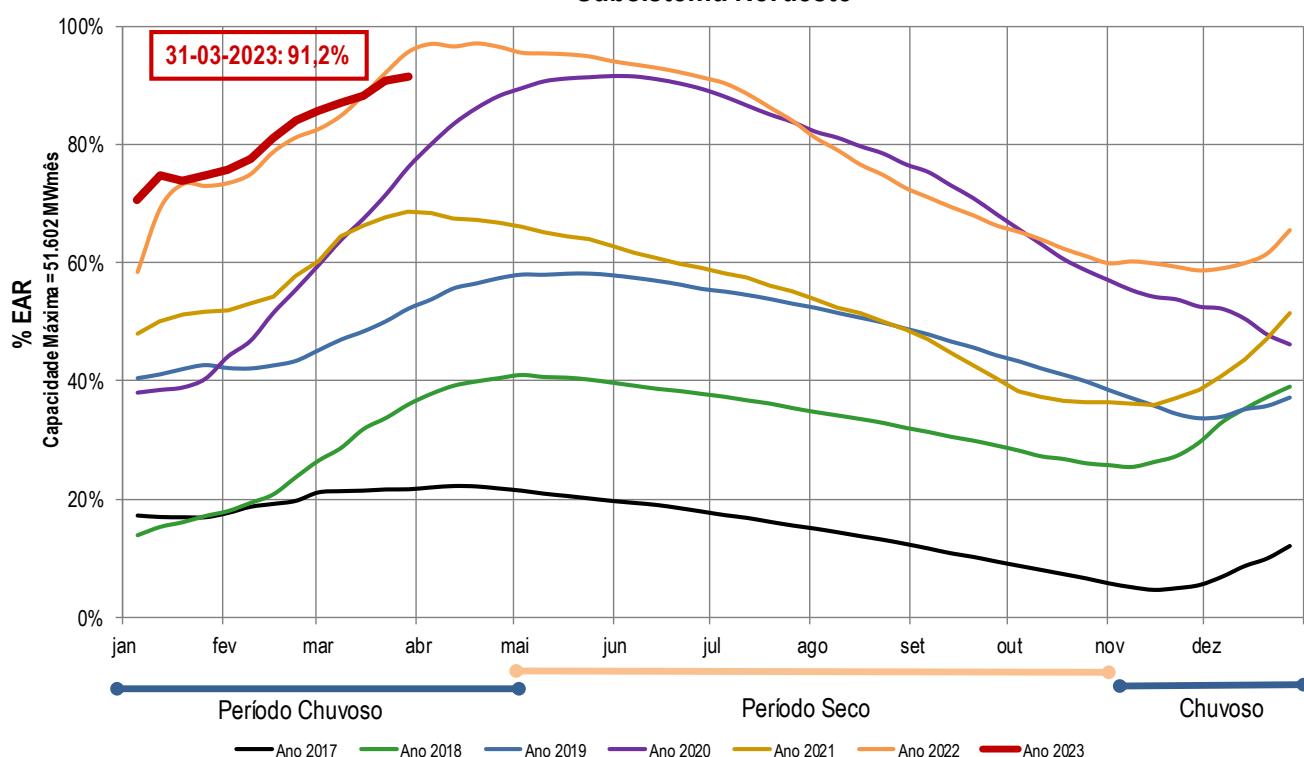


Figura 9. EAR: subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

Subsistema Norte

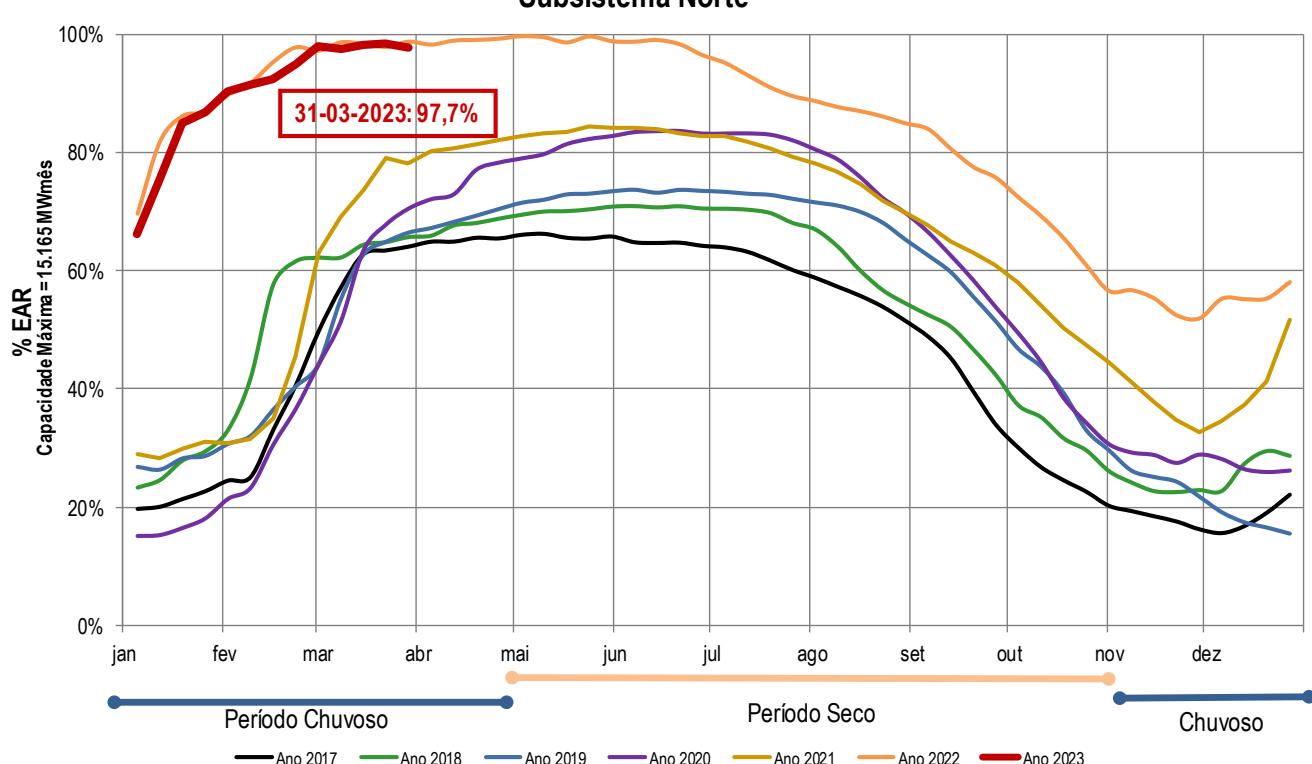


Figura 10. EAR: subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

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

Em março de 2023, o subsistema Norte manteve o perfil exportador de energia elétrica, enviando o montante de 8.158 MWmédios (quando considerado também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu), ante a exportação verificada de 7.952 MWmédios no mês anterior.

O subsistema Nordeste desempenhou papel de exportador com um total de 1.350 MWmédios, valor inferior ao montante exportado no mês anterior, que foi de 4.266 MWmédios.

Já o subsistema Sul importou energia no mês de março, com montante verificado de 5.375 MWmédios, valor inferior aos 6.074 MWmédios realizada em fevereiro.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste considera-se a energia transmitida pelos bipolos de corrente contínua da Coletora Porto Velho¹ (3.854 MWmédios) e os bipolos que escoam a energia de Itaipu³ - 50 Hz (2.722 MWmédios).

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste importou a partir dos subsistemas Norte (7.089 MWmédios) e Nordeste (2.419 MWmédios) o montante de 9.508 MWmédios, e exportou para o subsistema Sul o montante de 5.375 MWmédios, resultando num montante líquido de 4.133 MWmédios (perfil exportador).

Foi registrado intercâmbio internacional de energia elétrica no total de aproximadamente 1.762 MWmédios exportados para a Argentina e o Uruguai. A título de intercâmbio comercial, foram exportados: (i) 1.062 MWmédios para a Argentina e 449 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) 250 MWmédios para a Argentina (com base na Portaria nº 418/2019/GM/MME - que estabelece diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de usinas termoelétricas, 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.

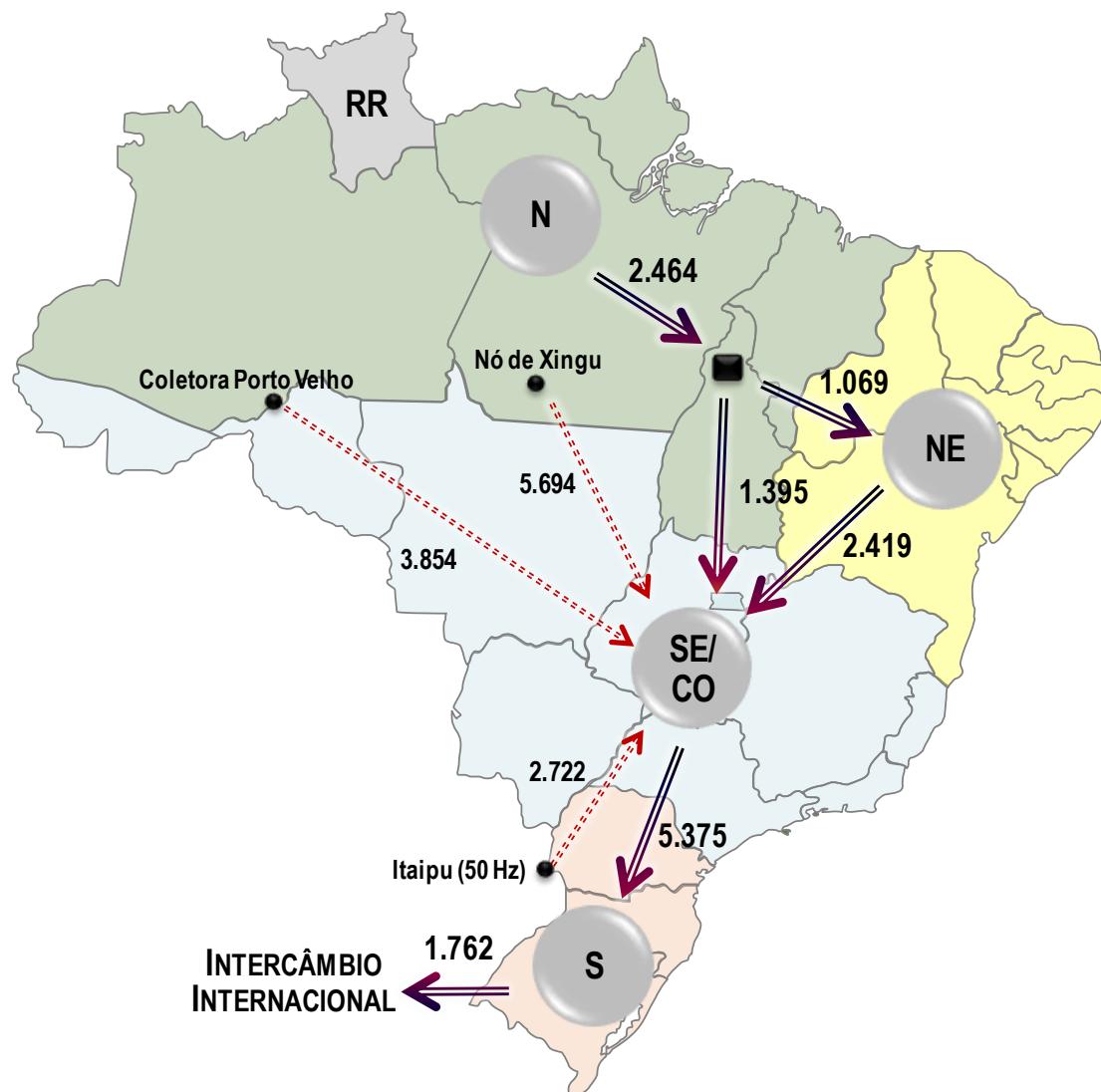


Figura 11. Mapa dos principais intercâmbios de energia elétrica.

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 bipolar 1 localiza-se entre as subestações Xingu (PA) e Estreito (MG), com uma extensão aproximada de 2.087 km. Já o bipolar 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 fevereiro de 2023, o consumo de energia elétrica atingiu 50.520 GWh, considerando também autoprodução e perdas², valor 5,4% inferior ao verificado no mês anterior e 1,3% superior ao verificado em fevereiro de 2022. Comparando-se com o mesmo mês do ano anterior, a classe “Rural” e a denominada “Demais classes” apresentaram retração, sendo que as classes com maior destaque de crescimento foram as “Residencial” e “Comercial”, influenciado pelas altas temperaturas.

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

Classe de Consumo	Valor Mensal					Acumulado 12 meses		
	Fev/22 GWh	Jan/23 GWh	Fev/23 GWh	Evolução mensal (Fev/23/Jan/23)	Evolução anual (Fev/23/Fev/22)	Mar-21/Fev-22 (GWh)	Mar-22/Fev-23 (GWh)	Evolução
Residencial	13.025	13.311	13.681	2,8%	5,0%	150.818	153.838	2,0%
Industrial	14.374	14.942	14.596	-2,3%	1,5%	182.017	183.230	0,7%
Comercial	7.986	8.079	8.173	1,2%	2,3%	88.554	92.795	4,8%
Rural	2.475	2.383	2.440	2,4%	-1,4%	31.993	29.628	-7,4%
Demais classes ¹	4.101	4.123	4.007	-2,8%	-2,3%	48.449	50.215	3,6%
Perdas e Diferenças ²	7.928	10.538	7.622	-27,7%	-3,8%	113.398	103.572	-8,7%
Total	49.889	53.375	50.520	-5,4%	1,3%	615.229	613.278	-0,3%

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 fevereiro 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”. Em comparação ao mês anterior o consumo médio de fevereiro de 2023 apresentou elevação nas classes “Residencial”, “Comercial” e “Rural”, ao passo que houve retração nas classes “Industrial” e “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		
	Fev/22 kWh/NU	Jan/23 kWh/NU	Fev/23 kWh/NU	Evolução mensal (Fev/23/Jan/23)	Evolução anual (Fev/23/Fev/22)	Mar-21/Fev-22 (kWh/NU)	Mar-22/Fev-23 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	169	168	172	2,2%	2,0%	163	161	-1,0%
Industrial	30.582	32.541	31.575	-3,0%	3,2%	32.271	33.031	2,4%
Comercial	1.308	1.323	1.330	0,5%	1,7%	1.209	1.259	4,1%
Rural	564	558	573	2,8%	1,7%	607	580	-4,5%
Demais classes ¹	4.985	5.002	4.636	-7,3%	-7,0%	4.908	4.841	-1,4%
Consumo médio total	471	472	470	-0,4%	-0,3%	469	465	-0,8%

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

Dados contabilizados até fevereiro de 2023.

Fonte dos dados: EPE.



Segundo a Tabela 5, verifica-se que houve aumento em 2,6% do total de unidades consumidoras entre fevereiro de 2022 e fevereiro de 2023, observando, porém, que as classes “Industrial” e “Rural” 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
	Fev/22	Fev/23	
Residencial	77.230.422	79.566.428	3,0%
Industrial	470.022	462.272	-1,6%
Comercial	6.104.632	6.143.521	0,6%
Rural	4.388.864	4.255.390	-3,0%
Demais classes ¹	822.617	864.418	5,1%
Total	89.016.557	91.292.029	2,6%

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

Fonte dos dados: EPE.

O consumo de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) atingiu, no mês de fevereiro 26.328 GWh, valor 1,4% superior ao verificado no mesmo mês de 2022. Já o consumo de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL) atingiu, no mês de fevereiro de 2023, 16.569 GWh, valor 3,6% superior ao verificado no mesmo mês de 2022. O ACL atingiu 38,6% 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).

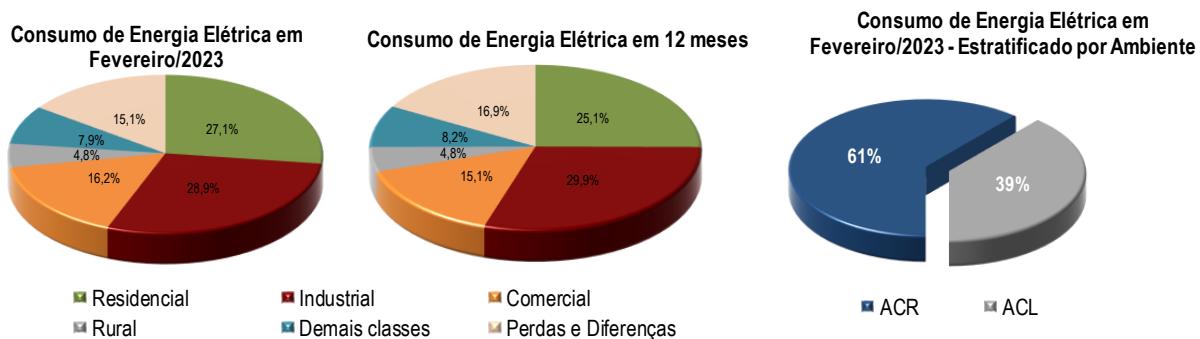


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês - acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL.

Dados contabilizados até fevereiro de 2023.

Fontes dos dados: EPE e ONS.



4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em março de 2023, os valores de demandas instantâneas máximas de todos os subsistemas ficaram abaixo dos respectivos recordes já alcançados. No comparativo com os anos anteriores, os valores máximos observados em março de 2023, em todos os subsistemas, foram superiores aos de março de 2021 e 2022, exceto o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, cujo valor de 2022 foi ligeiramente superior ao de 2023.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	52.354 02/03/2023 - 19h20	17.951 23/03/2023 - 16h36	13.974 01/03/2023 - 22h13	7.653 22/03/2023 - 15h17	89.138 23/03/2023 - 19h19
Recorde (MW) (dia - hora)	54.043 23/01/2019 - 15h01	19.251 31/01/2019 - 14h15	14.183 15/02/2023 - 21h57	7.877 08/10/2022 - 23h54	92.150 30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS.

4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

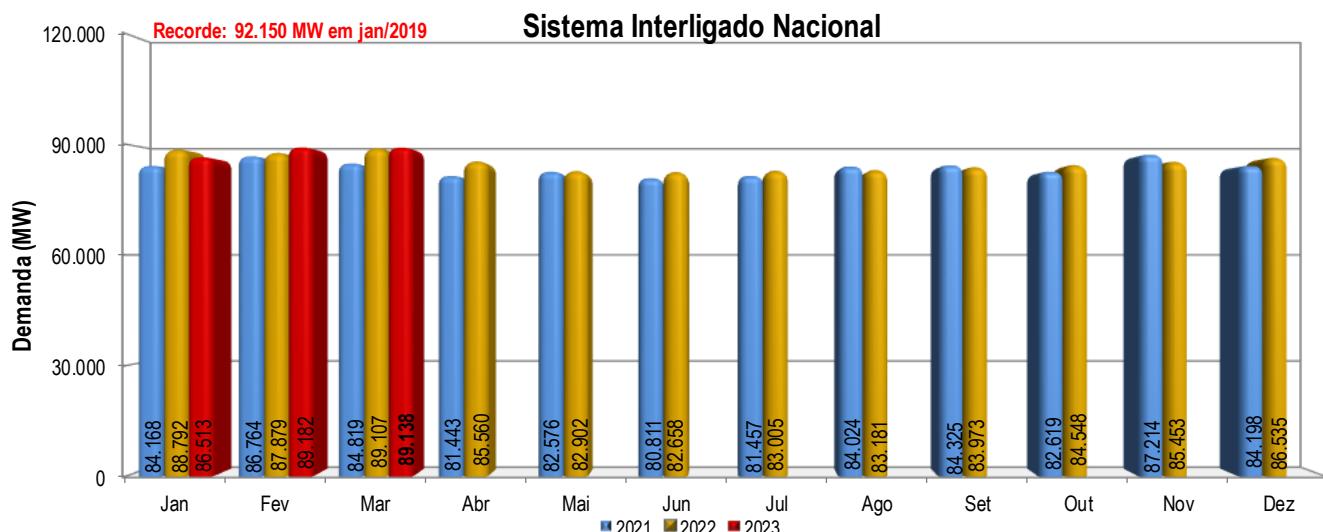


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

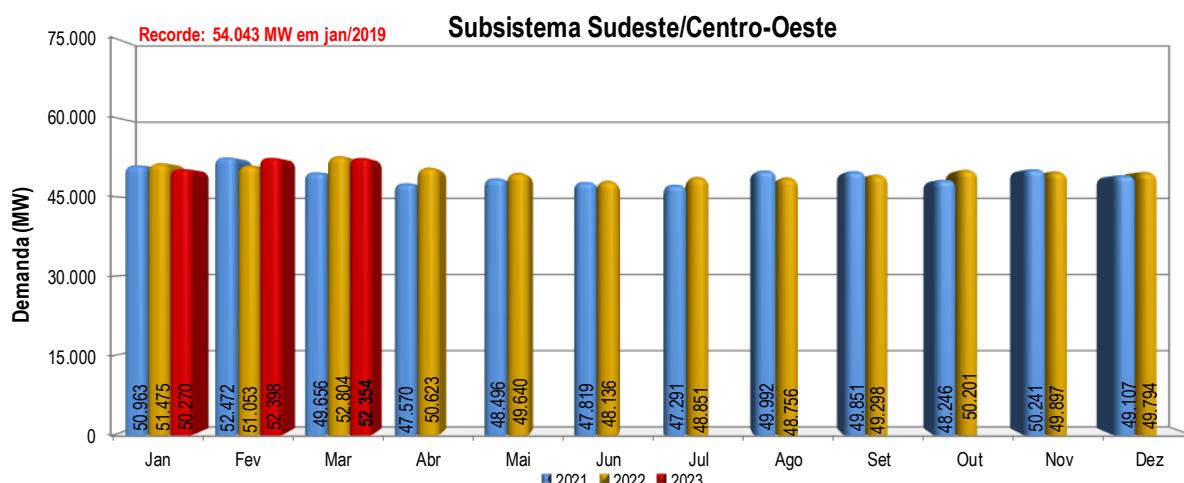


Figura 14. Demandas máximas mensais: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

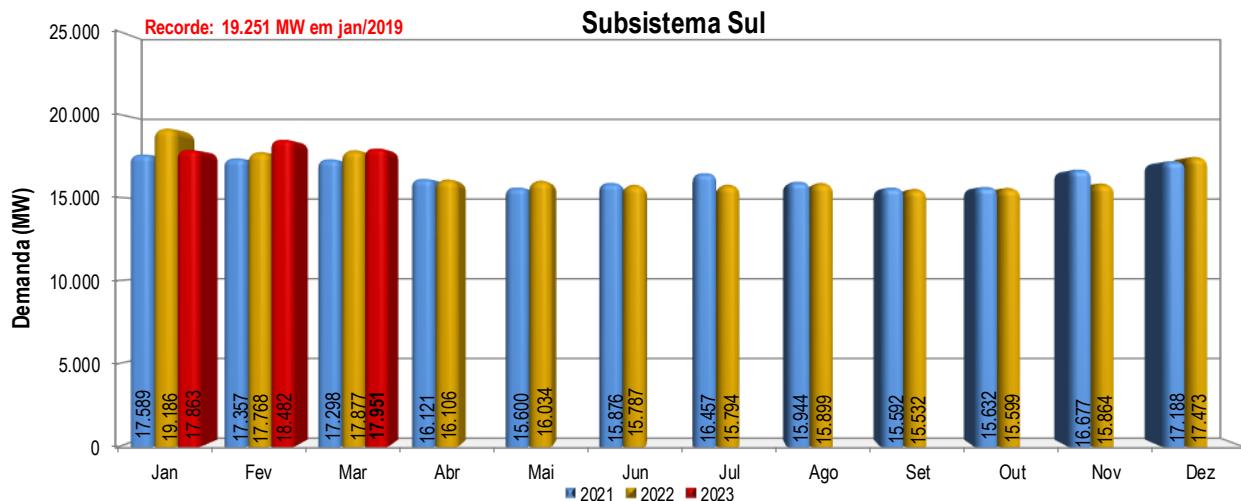


Figura 15. Demandas máximas mensais: subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

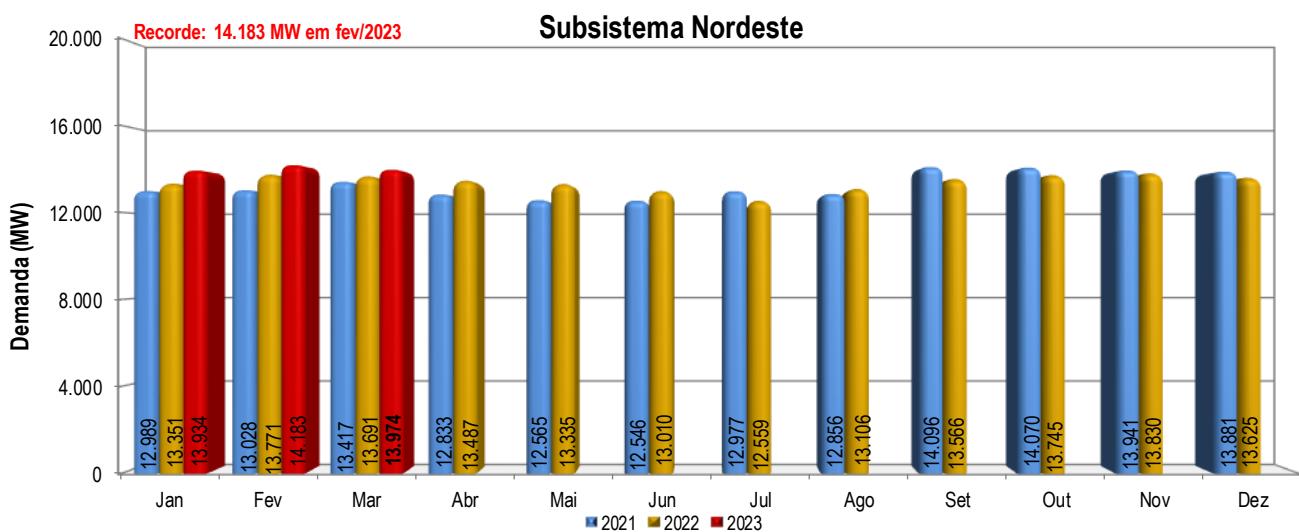


Figura 16. Demandas máximas mensais: subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

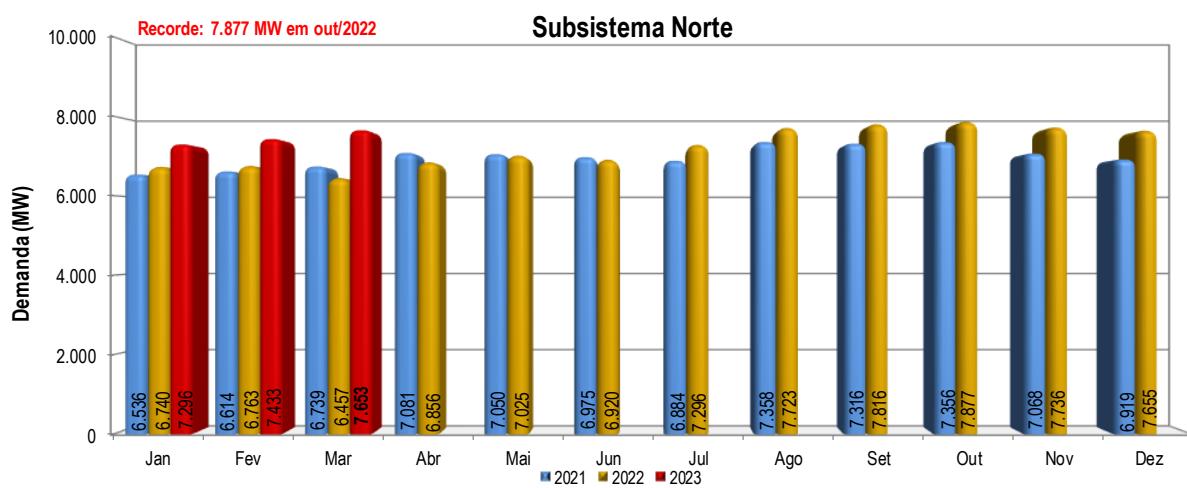


Figura 17. Demandas máximas mensais: subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de março de 2023, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 210.865 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 17.859 MW (9,3%), com destaque para 12.792 MW de geração de fonte solar, 3.619 MW de fonte eólica e 1.143 MW de fonte térmica. Nesse mês de monitoramento, a geração distribuída ultrapassou os 19 GW de potência instalada (19.433 MW, instalados em 1.832.713 unidades), representando 9,3 % da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e com crescimento de 92,5% nos últimos 12 meses.

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

Fonte	Mar/2022		Mar/2023			Evolução da Capacidade Instalada Mar/2023 - Mar/2022
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.462	109.496	1.453	109.865	52,1%	0,3%
UHE	218	103.003,4	215	103.195,4	48,9%	0,2%
PCH	430	5.577,0	428	5.719,3	2,7%	2,6%
CGH	737	844,8	719	864,0	0,4%	2,3%
CGU	1	0,1	0	0,0	0,0%	-100,0%
CGH GD	76	70,3	91	85,9	0,0%	22,2%
Térmica	3.506	47.138	3.520	48.280	22,9%	2,4%
Gás Natural	168	16.377,9	180	17.456,8	8,3%	6,6%
Biomassa	599	15.861,5	625	16.513,6	7,8%	4,1%
Petróleo	2.319	8.950,9	2.184	8.454,8	4,0%	-5,5%
Carvão	22	3.582,8	22	3.465,8	1,6%	-3,3%
Nuclear	2	1.990,0	2	1.990,0	0,9%	0,0%
Outros Fósseis ²	10	257,5	8	243,0	0,1%	-5,6%
Térmica GD	386	117,1	499	156,3	0,1%	33,5%
Eólica	902	21.603	1.007	25.222	12,0%	16,8%
Eólica (não GD)	812	21.585,9	913	25.204,6	12,0%	16,8%
Eólica GD	90	17,2	94	17,2	0,0%	0,3%
Solar	930.718	14.769	1.848.566	27.498	13,0%	86,2%
Solar (não GD)	8.586	4.878,6	16.537	8.325,2	3,9%	70,6%
Solar GD	922.132	9.890,6	1.832.029	19.173,1	9,1%	93,9%
Capacidade Total sem GD	13.904	182.910	21.833	191.433	90,8%	4,7%
Geração Distribuída - GD	922.684	10.095	1.832.713	19.433	9,2%	92,5%
Capacidade Total - Brasil	936.588	193.006	1.854.546	210.865	100,0%	9,3%

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/generacao>, 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 refletem 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.

Fontes dos dados: ANEEL e MME (dados do SIGA e GD do site da ANEEL – 01/03/2023).



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% da capacidade instalada de geração em março de 2023 (hidráulica, biomassa, eólica e solar).

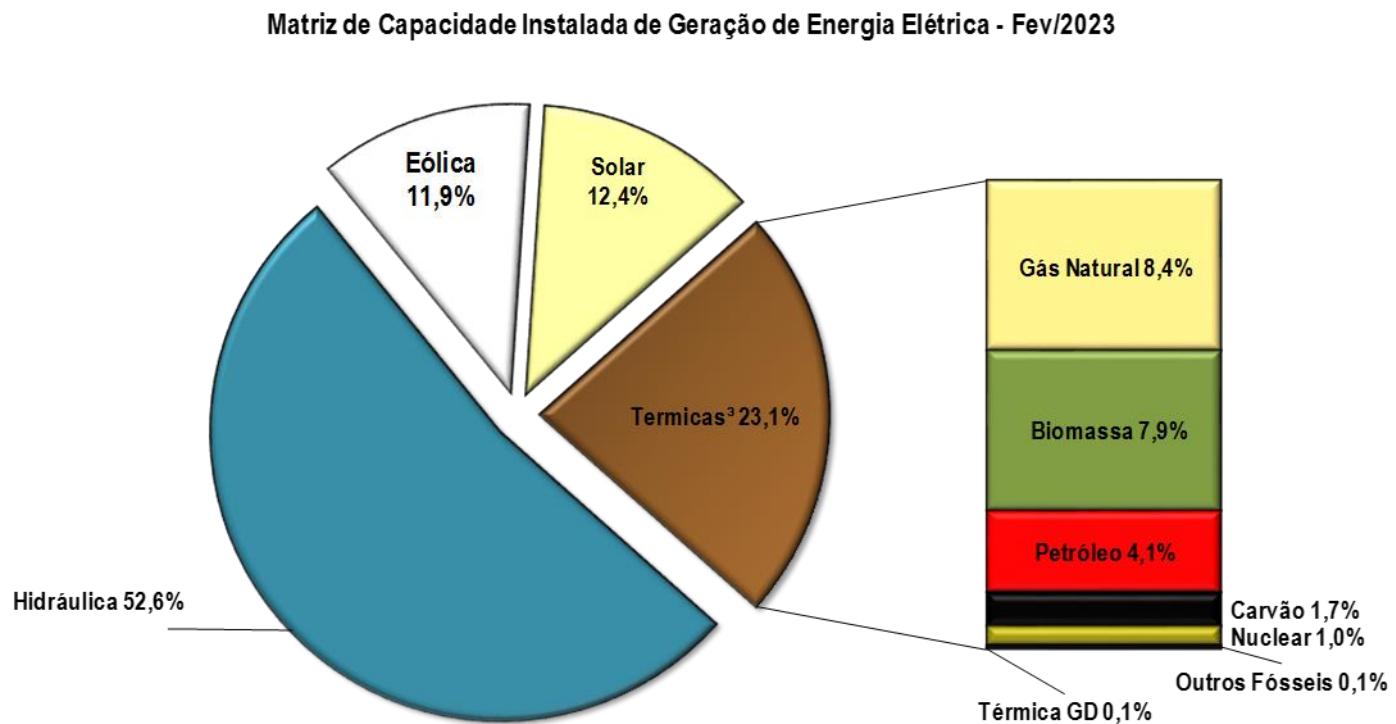


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fontes dos dados: ANEEL e MME (dados do SIGA e GD do site da ANEEL – 01/03/2023).

³ Os valores de participação na capacidade instalada de cada fonte termelétrica possuem arredondamento em sua 1^a 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 março de 2023, o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) atingiu 181.458 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. O SEB atingiu também 440.105 MVA de capacidade de transformação nas subestações em funcionamento. Deste total, 46,8% correspondem às classes de tensão entre 230 kV até 440 kV e 53,2% 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	68.082	37,5%
345	10.570	5,8%
440	6.935	3,8%
500	71.168	39,2%
600 (CC)	12.816	7,1%
750	2.683	1,5%
800 (CC)	9.204	5,1%
TOTAL	181.458	100%

Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.²

Classe de Tensão (kV)	Subestações Instaladas (MVA)	Total (%)
230	118.240	26,9%
345	56.745	12,9%
440	30.892	7,0%
500	209.331	47,6%
750	24.897	5,7%
TOTAL	440.105	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 março 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 março de 2023, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 713 MW de geração centralizada, listados na Tabela 10 e distribuídos geograficamente em 9 estados, conforme mapa a seguir:



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

Fontes dos dados: MME/SEE e EPE.



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

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	Térmica	UTE Nhamundá - COE	1 a 16	8,3	AM	UTE.PE.AM.037689-2.01
2	Eólica	EOL Ventos de São Januário 18	12 a 16	22,5	BA	EOL.CV.BA.033549-5.01
3	Eólica	EOL Ventos de São Januário 19	1 a 4, 6 e 7, 9 a 16	63,0	BA	EOL.CV.BA.037101-7.01
4	Eólica	EOL Tucano III	1 a 5 e 7	43,4	BA	EOL.CV.BA.032568-6.01
5	Eólica	EOL Tucano VII	6 a 8	18,6	BA	EOL.CV.BA.032579-1.01
6	Eólica	EOL Tucano VIII	4	6,2	BA	EOL.CV.BA.032580-5.01
7	Solar	UFV AC X	1 a 8	39,5	MG	UFV.RS.MG.037551-9.01
8	Solar	UFV AC XV	1 a 10	49,4	MG	UFV.RS.MG.037626-4.01
9	Solar	UFV Araxá 1	1 a 14	45,0	MG	UFV.RS.MG.040851-4.01
10	Solar	UFV Janaúba 16	1 a 252	50,0	MG	UFV.RS.MG.040872-7.01
11	Solar	UFV Janaúba 19	1 a 252	50,0	MG	UFV.RS.MG.040875-1.01
12	Solar	UFV Lar do Sol 3 (Antiga Leo Silveira 3)	1 a 16	49,5	MG	UFV.RS.MG.037832-1.01
13	Solar	UFV Lar do Sol 4 (Antiga Leo Silveira 4)	1 a 16	49,5	MG	UFV.RS.MG.037833-0.01
14	Solar	UFV Luzia 2	1 a 4	6,5	PB	UFV.RS.PB.044469-3.01
15	Eólica	EOL Serra do Seridó IX	1 e 2	11,0	PB	EOL.CV.PB.040613-9.01
16	Eólica	EOL Serra do Seridó VI	1 e 2	11,0	PB	EOL.CV.PB.038304-0.01
17	Eólica	EOL Ouro Branco 2	1	4,5	PE	EOL.CV.PE.031808-6.01
18	Eólica	EOL Oitís 4	1 e 2, 5 e 6	22,0	PI	EOL.CV.PI.044363-8.01
19	Eólica	EOL Oitís 5	1 e 9	11,0	PI	EOL.CV.PI.044364-6.01
20	Eólica	EOL Ventos de São Roque 1	6	5,5	PI	EOL.CV.PI.038103-9.01
21	Eólica	EOL Ventos de São Roque 17	1 a 3	16,5	PI	EOL.CV.PI.038111-0.01
22	Eólica	EOL Ventos de São Roque 18	1 a 3	16,5	PI	EOL.CV.PI.038112-8.01
23	Eólica	EOL Ventos de São Roque 4	1	5,5	PI	EOL.CV.PI.038106-3.01
24	Hidráulica	PCH Cavernoso III	1 e 2	6,5	PR	PCH.PH.PR.037314-1.01
25	Eólica	EOL Santo Agostinho 14	1	6,2	RN	EOL.CV.RN.033854-0.01
26	Eólica	EOL Ventos de Santa Leia 03	11 a 15	22,5	RN	EOL.CV.RN.034937-2.01
27	Eólica	EOL Ventos de Santa Leia 04	1 a 5, 7 e 8, 10 a 15	58,1	RN	EOL.CV.RN.033690-4.01
28	Hidráulica	PCH São Carlos	1 a 3	14,8	SC	PCH.PH.SC.033762-5.01
Potência Total (MW)					713	

Destaca-se a entrada em operação de 705 MW a partir de fontes renováveis (eólica, solar, hidráulica e biomassa), o que corresponde a 99% de toda a expansão no mês.

Fontes dos dados: MME/SEE.



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

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Mar/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)	Realizado em Mar/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)	Realizado em Mar/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)
Hidráulica	21,3	63,2	0,0	0,0	21,3	63,2
PCH	21,3	59,8	0,0	0,0	21,3	59,8
CGH	0,0	3,4	0,0	0,0	0,0	3,4
UHE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Térmica	8,3	124,0	0,0	150,0	8,3	274,0
Biomassa	0,0	40,0	0,0	0,0	0,0	40,0
Carvão	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gás Natural	0,0	3,9	0,0	150,0	0,0	153,9
Outros Fósseis	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Petróleo	8,3	80,1	0,0	0,0	8,3	80,1
Eólica	192,6	881,2	151,4	602,1	344,0	1.483,3
Eólica (não GD)	192,6	881,2	151,4	602,1	344,0	1.483,3
Solar	0,0	0,0	339,4	919,4	339,4	919,4
Solar (não GD)	0,0	0,0	339,4	919,4	339,4	919,4
TOTAL	222	1.068	491	1.671	713	2.740

A Tabela 11 apresenta a distribuição da entrada em operação de empreendimentos de geração centralizada ocorrida no mês de março 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 59% desse crescimento.

Fontes dos dados: MME e ANEEL.

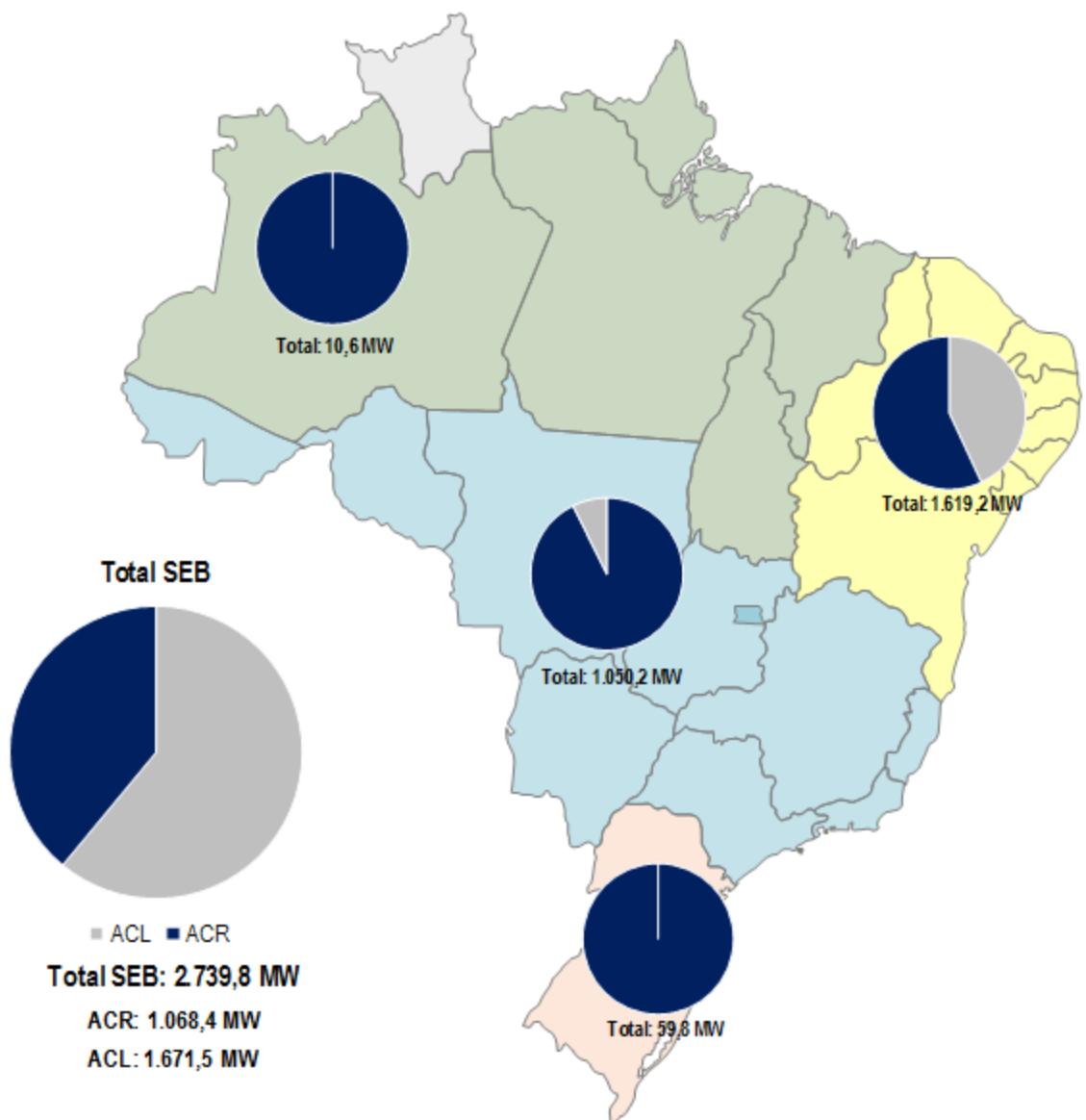


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2023 (por subsistema).

Fonte dos dados: MME/SEE.

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.

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 Geração¹

Até dezembro de 2025, está prevista a entrada em operação de 39.174 MW de capacidade instalada de geração centralizada, com destaque para 24.248 MW (62%) de fonte solar, 9.786 MW (25%) de fonte eólica, 4.626 MW (12%) de fonte térmica. Para a fonte hidráulica, prevê-se ampliação de 514 MW, representando menos de 1,3% do total. Destaca-se, também, que 30.480 MW (77,8%) 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.

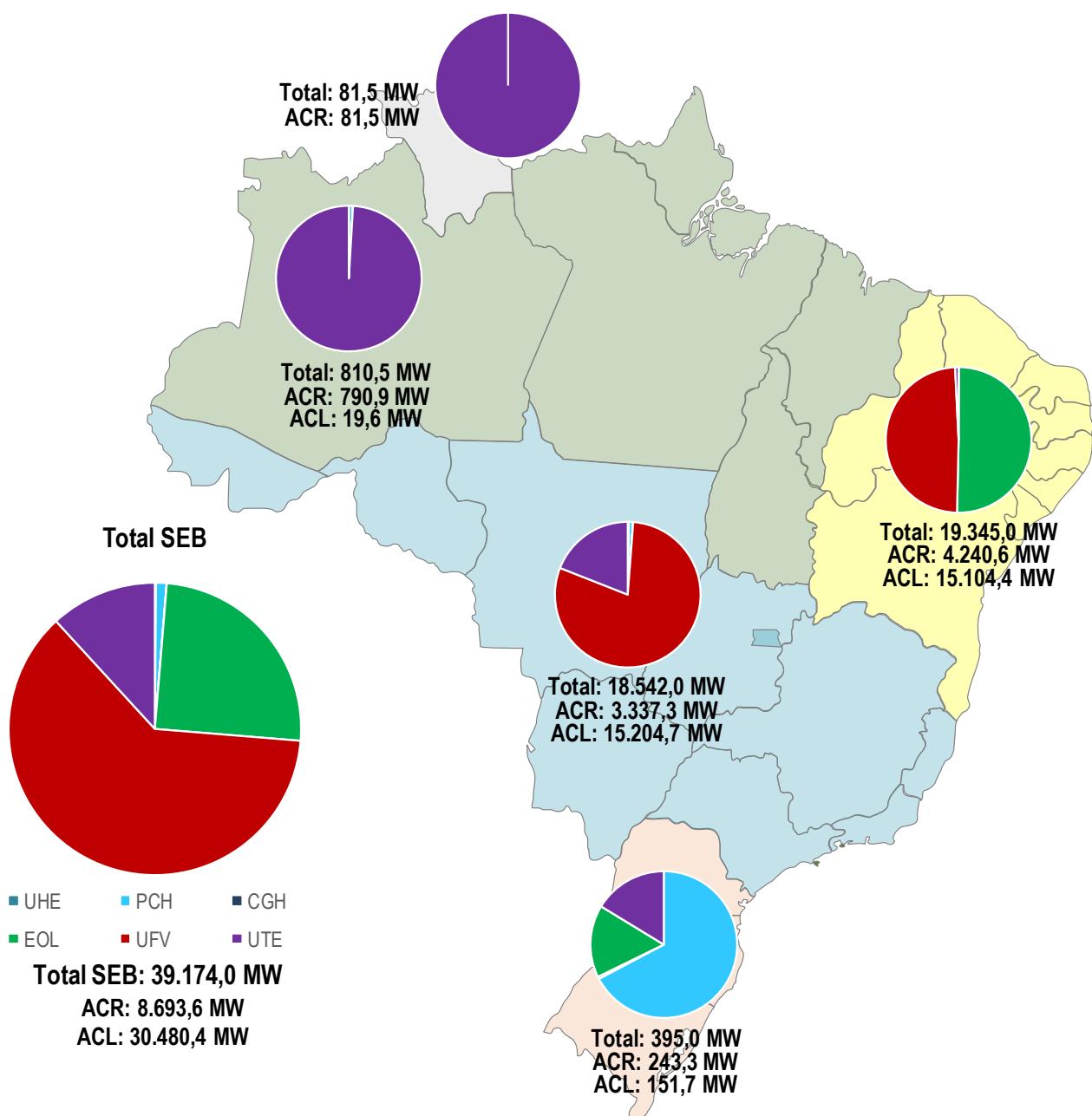


Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2025.

Fonte dos dados: MME/SEE.



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	100,6	148,5	201,0	18,2	23,6	22,5	118,8	172,1	223,4
PCH	96,0	148,5	149,0	18,2	23,6	22,5	114,2	172,1	171,4
CGH	4,6	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	4,6	0,0	2,0
UHE	0,0	0,0	50,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,0
Térmica	889,0	625,0	2.559,4	248,0	87,1	217,2	1.137,0	712,0	2.776,6
Eólica	1.278,0	421,9	1.402,8	2.902,2	2.369,2	1.412,0	4.180,2	2.791,1	2.814,8
Eólica (não GD)	1.278,0	421,9	1.402,8	2.902,2	2.369,2	1.412,0	4.180,2	2.791,1	2.814,8
Solar	372,5	233,0	462,0	2.941,4	11.825,0	8.413,9	3.313,9	12.058,0	8.875,9
Solar (não GD)	372,5	233,0	462,0	2.941,4	11.825,0	8.413,9	3.313,9	12.058,0	8.875,9
TOTAL	2.640	1.428	4.625	6.110	14.305	10.066	8.750	15.733	14.691
TOTAL (2023 a 2025)				8.694			30.480		39.174

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

Fonte dos dados: MME/SEE.



7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão e Equipamentos em Instalações de Transmissão¹

No mês de março 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 março de 2023.

Fontes dos dados: MME, ANEEL, ONS e EPE.

As instalações de transmissão que entraram em operação em março de 2023 estão caracterizadas conforme tabelas a seguir e contemplam 386 km de linhas de transmissão, 2.350 MVA de capacidade de transformação e 100 Mvar de capacidade de compensação de potência reativa, e contribuem para maior disponibilidade e segurança do fornecimento de energia elétrica no País.

Destaca-se a entrada em operação da Linha de Transmissão (LT) Mesquita / João Neiva 2 - C1, MG/ES, em 500 kV com 236 quilômetros de extensão. A inserção dessa linha melhora o atendimento às cargas no Espírito Santo.



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 Osório 3 / Gravataí C1	70,0	RS
2	345	LT Viana 2 / João Neiva 2 C1	79,0	ES
3	500	LT Mesquita / João Neiva 2	236,0	MG/ES
4	500	Seccionamento da LT Sobradinho / Luiz Gonzaga C2 na SE Juazeiro III	0,6	PE/BA
TOTAL			385,6	

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado
5	230	SE Fortaleza TR5	100,0	CE
6	345	SE João Neiva 2 TR1, TR2 e TR3	1.200,0	ES
7	500	SE João Neiva 2 TR1	1.050,0	ES
TOTAL			2.350,0	

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
8	500	SE João Neiva 2 RT2	100,0	ES
TOTAL			100,0	

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Mar/23 (km)	Acumulado em 2023 (km)
230	70,0	945,0
345	79,0	79,0
500	236,6	1.122,6
TOTAL		2.146,6

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Mar/23 (MVA)	Acumulado em 2023 (MVA)
230	100,0	866,0
345	1.200,0	2.000,0
500	1.050,0	2.650,0
TOTAL		5.516,0

Fontes dos dados: MME, ANEEL, ONS e 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 10.188 km de linhas de transmissão e 46.568 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	1.916,9	493,2	498,0
345	694,0	64,5	397,4
440	0,0	61,0	0,0
500	1.798,8	2.800,0	1.463,8
TOTAL	4.409,7	3.418,7	2.359,2

Fonte dos dados: MME/SE

Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2023 (MVA)	Previsão 2024 (MVA)	Previsão 2025 (MVA)
230	5.101,0	5.000,0	2.910,0
345	4.265,0	2.210,0	4.375,0
440	300,0	300,0	0,0
500	7.580,0	11.030,9	3.496,0
TOTAL	17.246,0	18.540,9	10.781,0

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 ELÉTRICA¹

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

No mês de fevereiro de 2023, a geração hidráulica correspondeu a 76,4% do total gerado no país, percentual superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica aumentou 1,2 p.p e a térmica reduziu 1,6 p.p., representando 13,2% e 7,5% do total gerado.

As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa) representaram 93% da matriz de geração de energia elétrica brasileira em fevereiro de 2023, aumento de 1,6 p.p. em relação ao mês anterior.

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

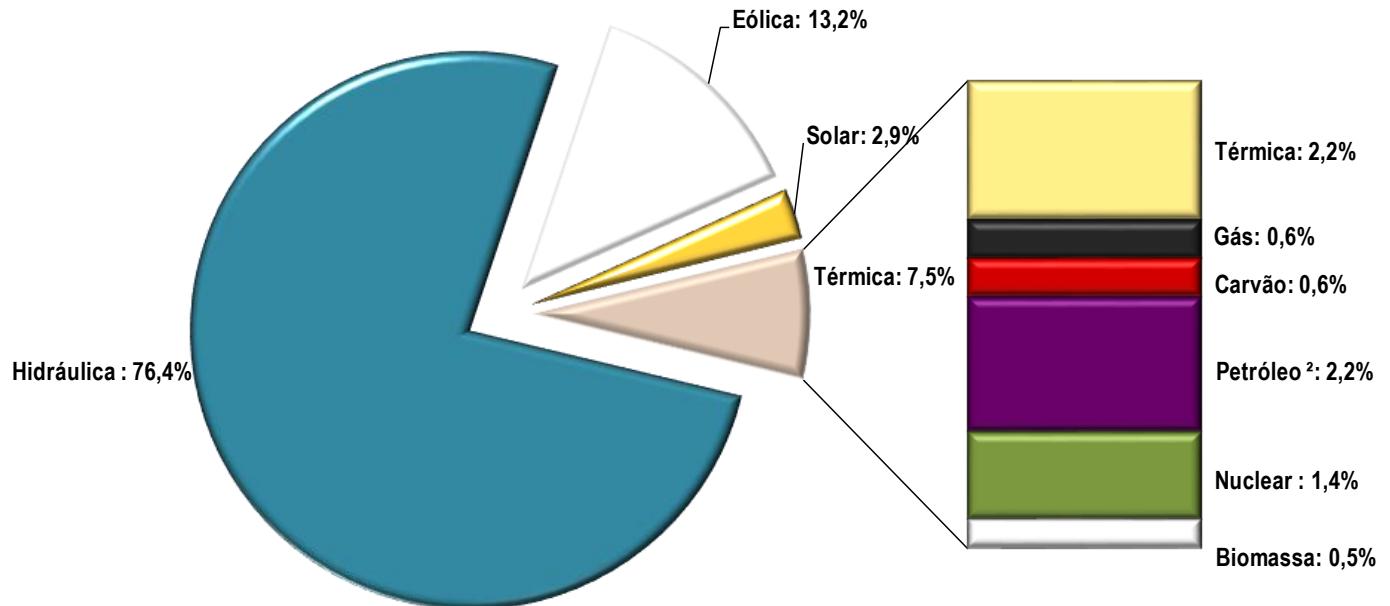


Figura 23. Matriz de geração de energia elétrica no Brasil.

¹ Nessa seção, a geração de energia elétrica considera toda a geração ocorrida no SIN e nos sistemas isolados, exceto 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 fevereiro de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



8.2. Matriz de Geração de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional¹

No mês de fevereiro de 2023, a geração hidráulica no SIN apresentou redução de 5,4% em relação ao mês anterior. Quanto ao comparativo com fevereiro de 2022, as gerações hidráulica, eólica e solar apresentaram acréscimo de 2,3%, 46,1% e 74,7%, respectivamente, enquanto que a geração térmica sofreu redução de 37,6%. Em relação ao total de geração no mês de fevereiro, houve aumento de 3,1% em relação a fevereiro de 2022.

Ressalta-se que a relevante redução da geração térmica ainda está associada à recuperação dos reservatórios das usinas hidrelétricas ocorrida durante o ano de 2022, o que possibilitou a suspensão da indicação de despachos termelétricos adicionais por decisão do CMSE e o consequente retorno à operação ordinária do SIN.

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		
	Fev/22 (GWh)	Jan/23 (GWh)	Fev/23 (GWh)	Evolução mensal (Fev/23 / Jan/23)	Evolução anual (Fev/23 / Fev/22)	Mar/21-Feb/22 (GWh)	Mar/22-Feb/23 (GWh)	Evolução
Hidráulica	36.798	39.814	37.662	-5,4%	2,3%	368.727	427.897	16,0%
Térmica	5.429	4.407	3.386	-23,2%	-37,6%	130.071	67.108	-48,4%
Gás	2.589	1.480	1.034	-30,1%	-60,0%	62.598	17.815	-71,5%
Carvão	455	344	307	-10,9%	-32,6%	13.066	5.626	-56,9%
Petróleo ²	474	185	85	-54,1%	-82,1%	12.549	1.504	-88,0%
Nuclear	1.153	1.366	1.065	-22,1%	-7,6%	13.576	13.255	-2,4%
Outros	212	257	218	-15,3%	2,7%	2.754	2.995	8,7%
Biomassa	545	774	677	-12,4%	24,4%	25.528	25.913	1,5%
Eólica	4.465	6.292	6.523	3,7%	46,1%	70.340	82.987	18,0%
Solar	815	1.408	1.424	1,2%	74,7%	8.288	13.535	63,3%
TOTAL	47.507	51.921	48.995	-5,6%	3,1%	577.426	591.528	2,4%

Fonte dos dados: CCEE.



8.3. Matriz de Geração de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados³

Em fevereiro de 2023, as gerações hidráulica e térmica a gás natural nos sistemas isolados apresentaram redução de 12,4% e 0,4%, respectivamente, em relação ao mês anterior. Quando comparada com fevereiro de 2022, a geração térmica a gás apresentou acréscimo de 149,6%, 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 fevereiro aumentou 19,9% em relação ao verificado no mesmo mês em 2022.

Relativo ao acumulado nos últimos 12 meses, foi observado aumento da geração de 1,2%, comparativamente ao mesmo período anterior.

Tabela 21. Matriz de geração de energia elétrica nos sistemas isolados.

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Fev/22 (GWh)	Jan/23 (GWh)	Fev/23 (GWh)	Evolução mensal (Fev/23 / Jan/23)	Evolução anual (Fev/23 / Fev/22)	Mar/21-Fev/22 (GWh)	Mar/22-Fev/23 (GWh)	Evolução
Hidráulica	1,1	3,6	3,2	-12,4%	176,5%	30	39	31,6%
Gás	25,8	64,7	64,5	-0,4%	149,6%	170,3	654,6	284,3%
Petróleo ²	227,0	213,1	221,1	3,8%	-2,6%	3.539,4	2.904,0	-18,0%
Biomassa	4,0	25,5	20,6	-19,3%	410,3%	61,0	247,0	304,9%
TOTAL	258	307	309	0,8%	19,9%	3.800	3.845	1,2%

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 Eletrobras, em atendimento ao disposto no Decreto nº 9.047/2017.

Dados contabilizados até fevereiro de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



8.4. Geração Eólica¹

No mês de fevereiro de 2023, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste aumentou 5,2 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 38,3%, com total de 8.930 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 39,9%, o que indica redução de 0,2 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

Já o fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em fevereiro de 2023, aumentou 0,7 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 28%, com total de 591 MWmédios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 32,1%, o que indica redução de 1,7 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

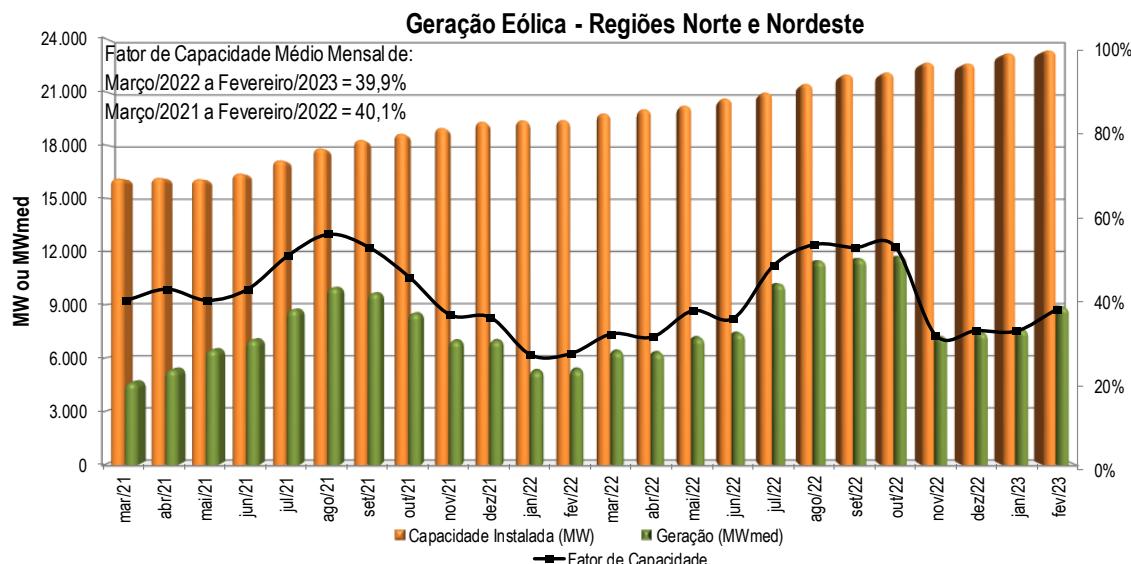


Figura 24. Capacidade instalada e geração das usinas eólicas do Norte e do Nordeste.

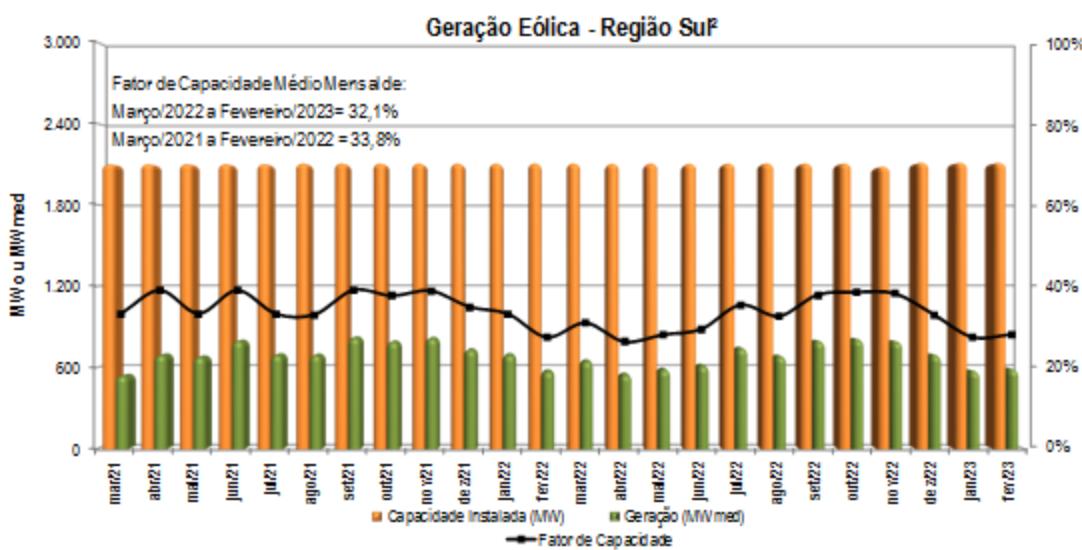


Figura 25. Capacidade instalada e geração das usinas eólicas do Sul.

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 usina eólica Gargaú, com 28 MW, situada na região Sudeste.

Dados contabilizados até fevereiro de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



8.5. Mecanismo de Realocação de Energia

Em fevereiro de 2023, as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) geraram, juntas, 49.363 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 50.301 MWmédios, o que representou um *Generation Scaling Factor* (GSF) mensal de 98,1%.

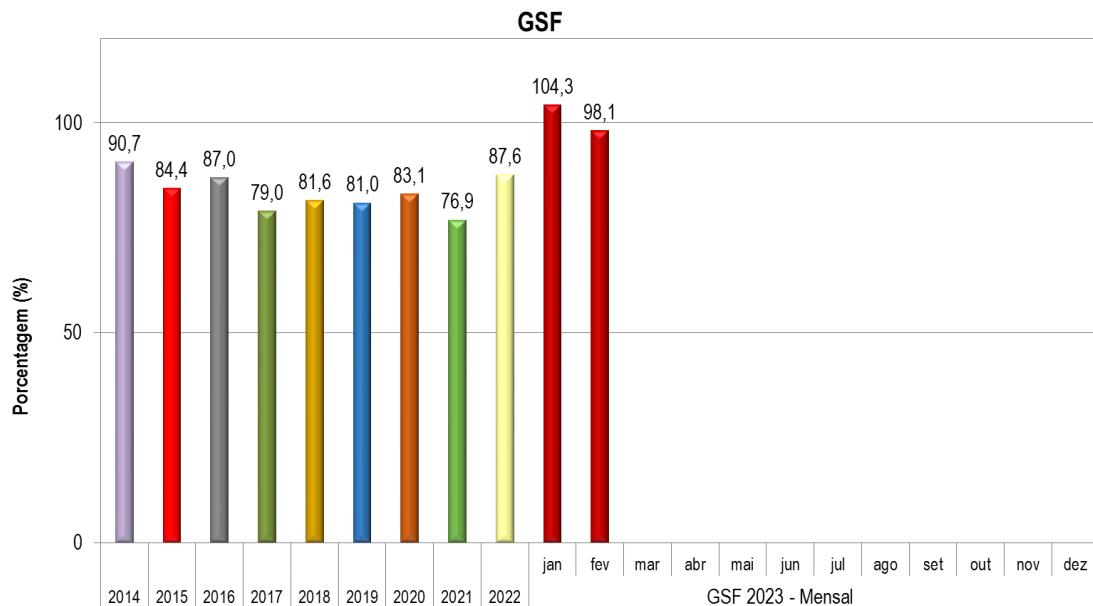


Figura 26. Evolução do GSF.

Tabela 22. Geração hidráulica, garantia física sazonalizada e GSF verificados no ano de 2023.

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

Dados contabilizados até fevereiro de 2023

Fonte dos dados: CCEE.



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Em março 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.

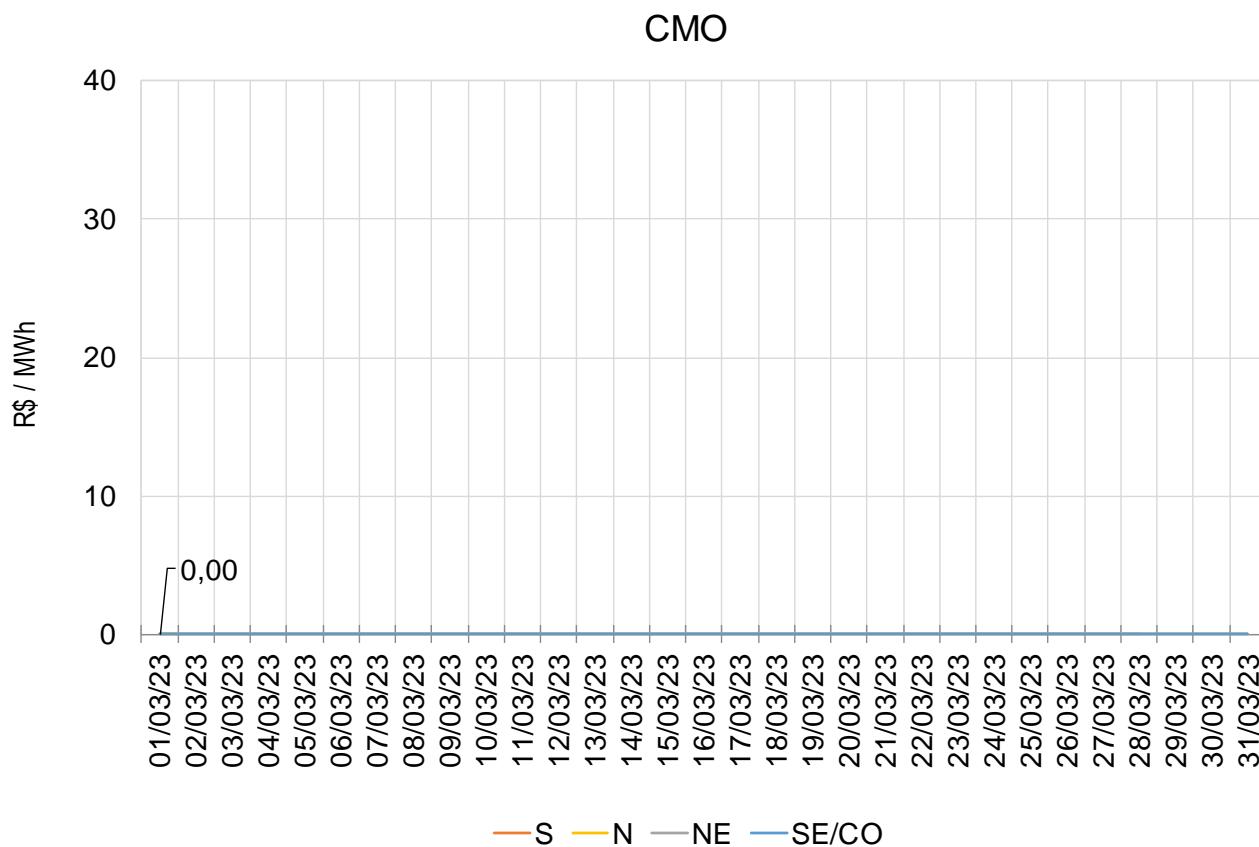


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em março 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.

Cumpre 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.

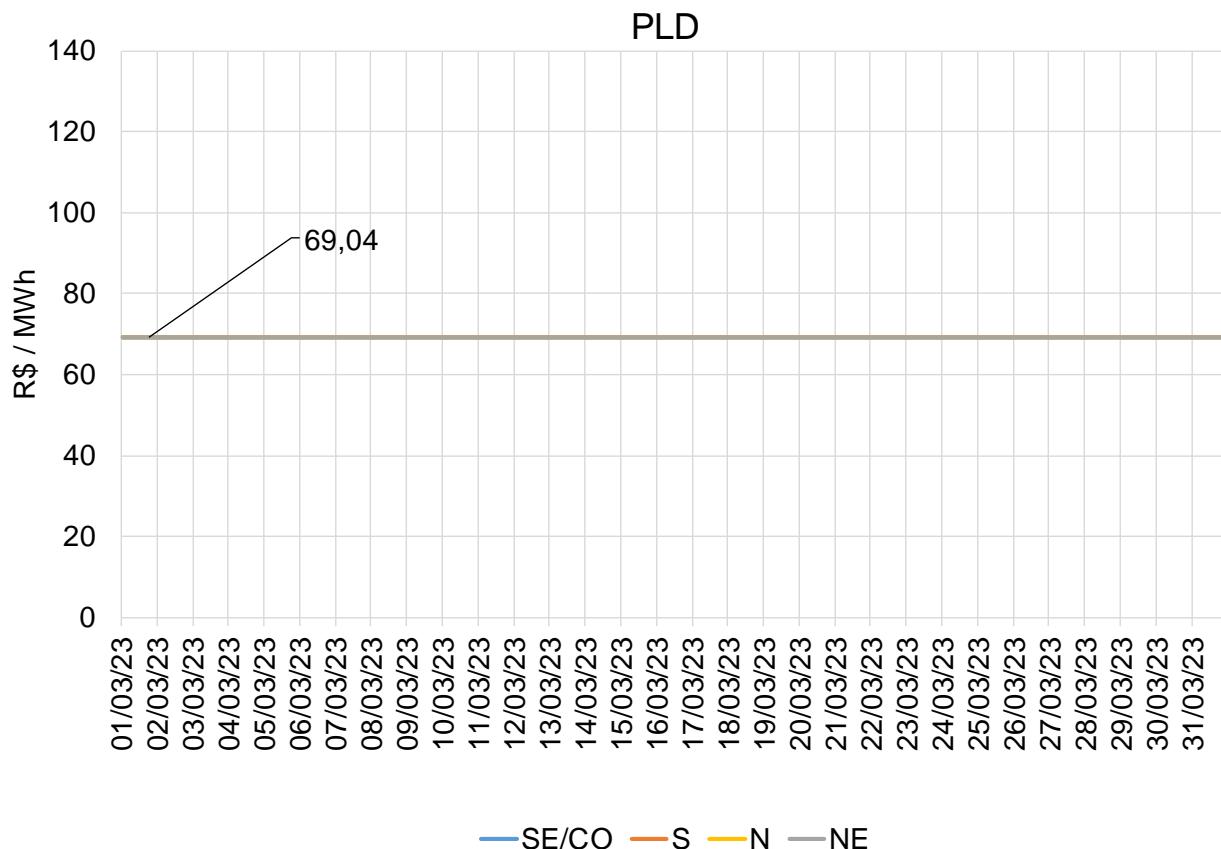


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.



11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA¹

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em fevereiro de 2023 totalizaram R\$ 14,2 milhões, montante inferior ao verificado no mês anterior, que foi de R\$ 17,7 milhões. Conforme ilustrado na figura abaixo, a parcela referente ao Encargo por Serviços Anciliares foi responsável por quase 100% do total.

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

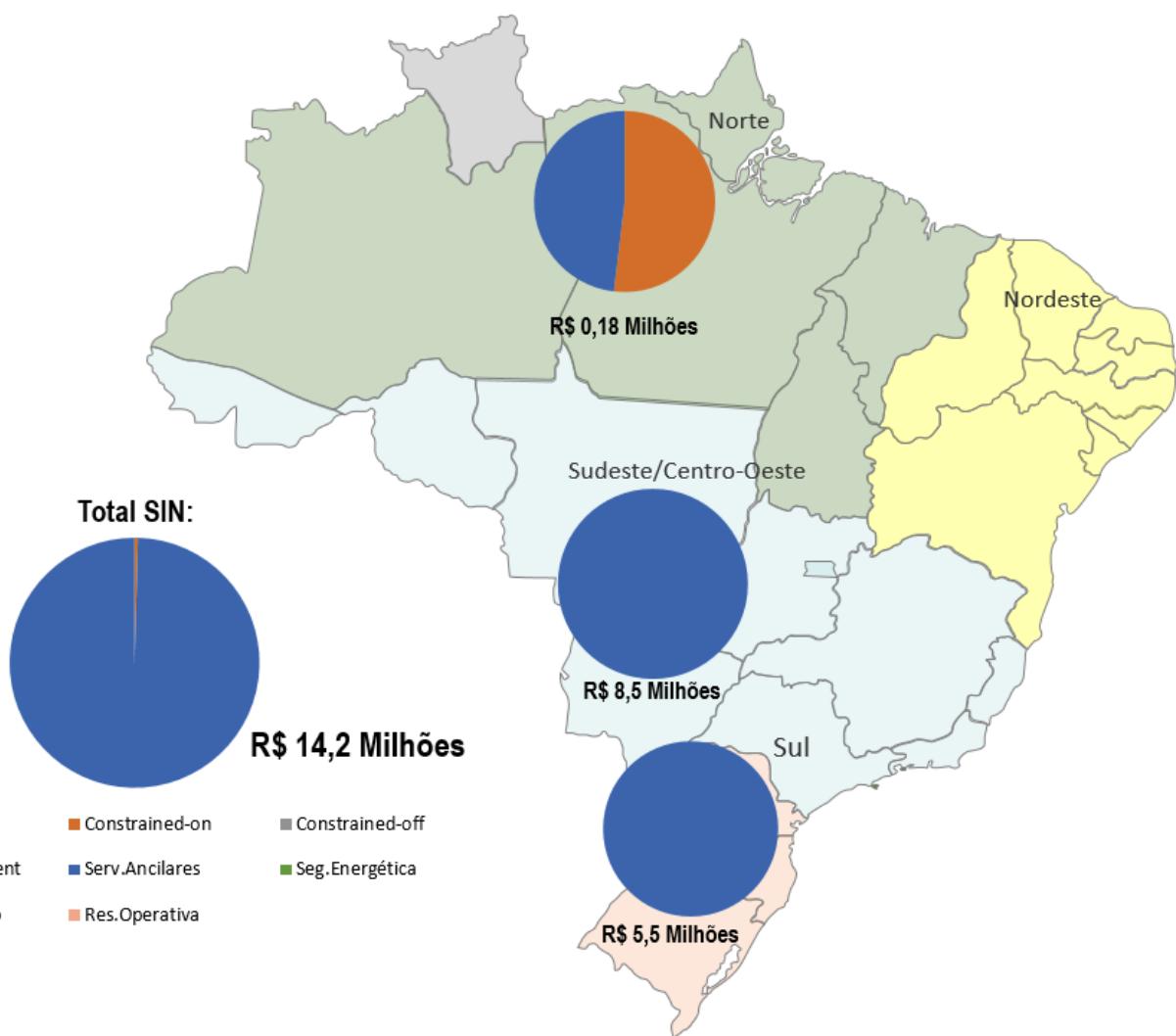


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema.

Dados contabilizados / recontabilizados até fevereiro de 2023.

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

Fonte dos dados: CCEE.

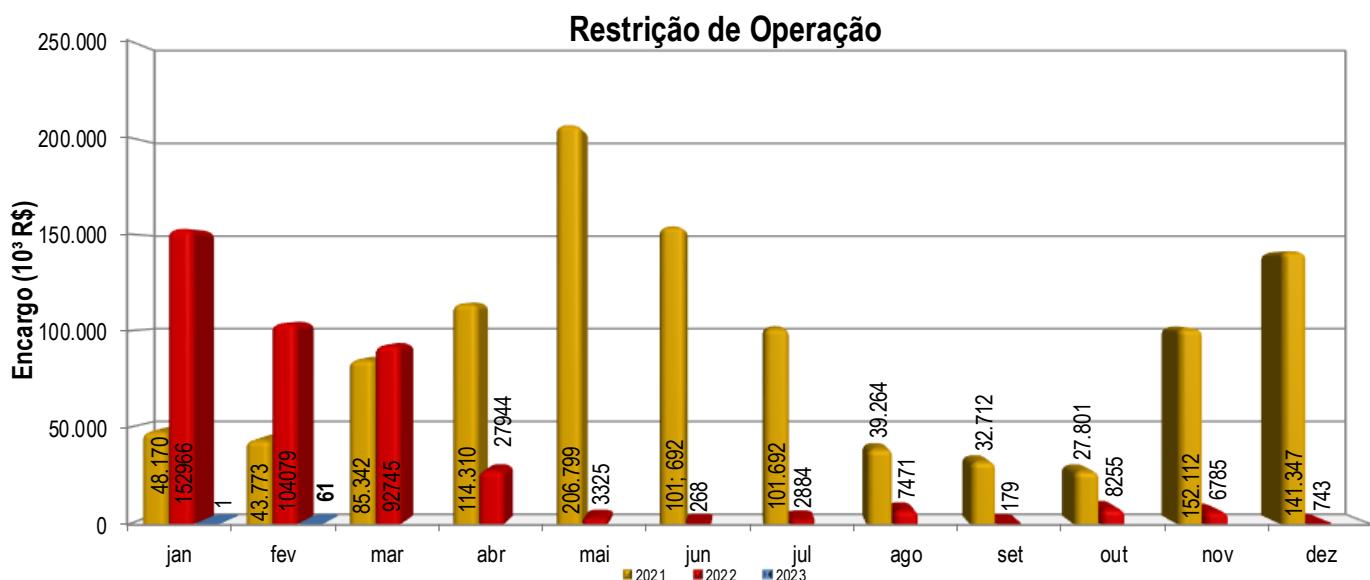


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

* 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.

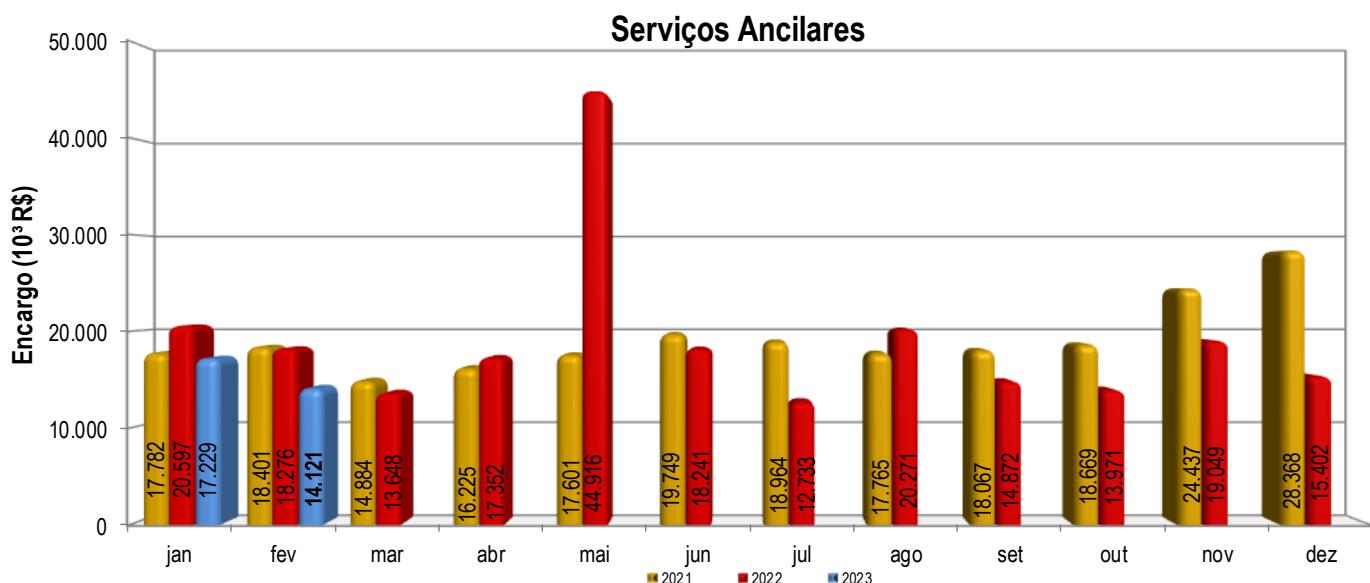


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Anciliares.

Fonte dos dados: CCEE.

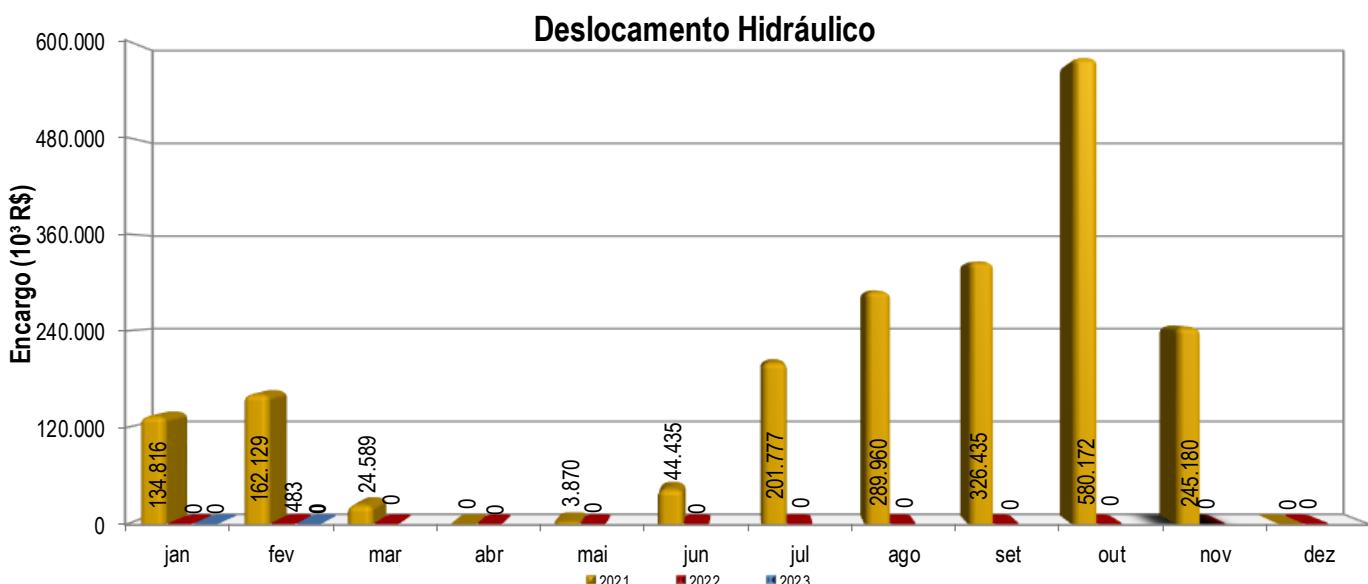


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

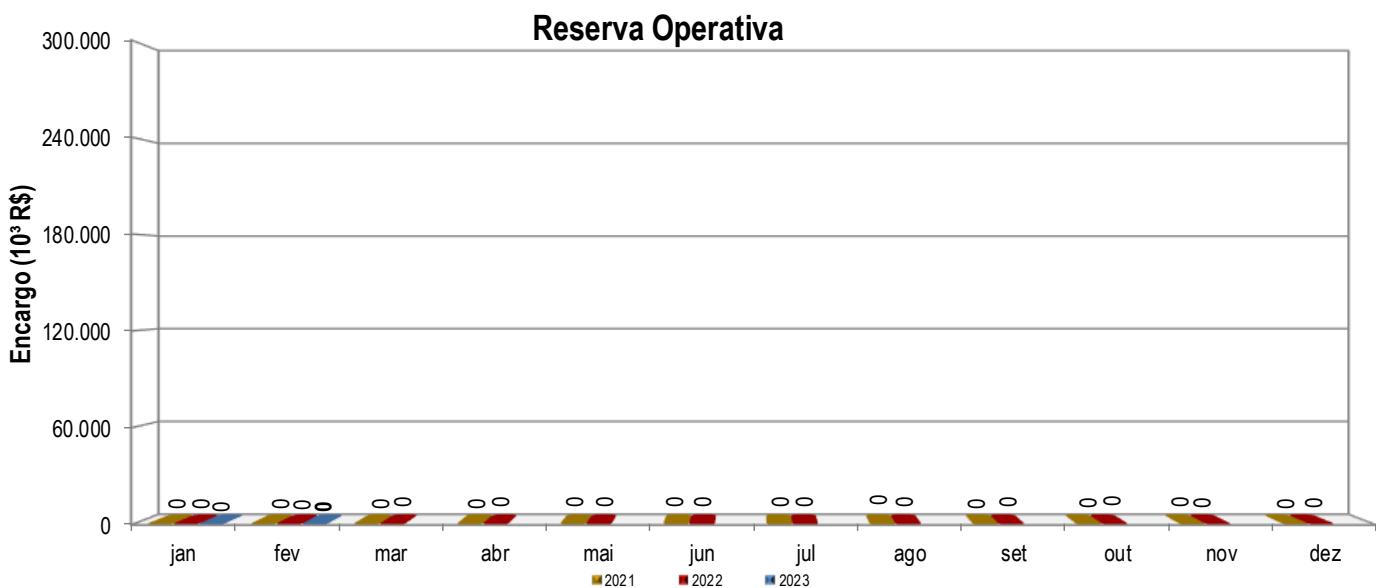


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

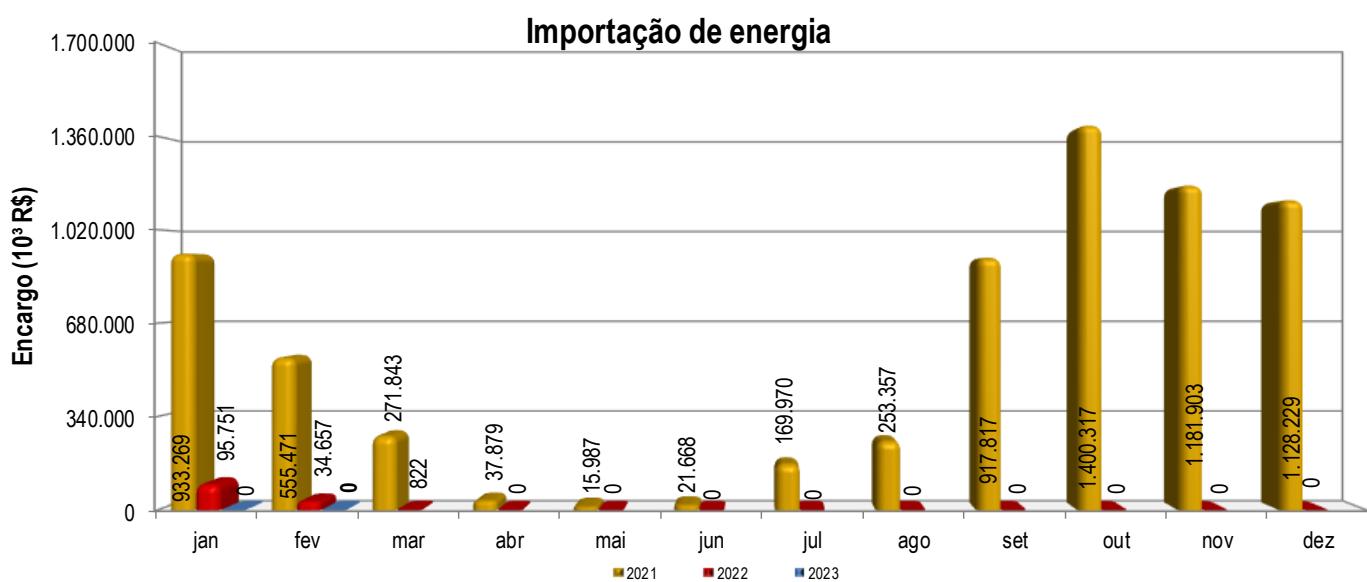


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

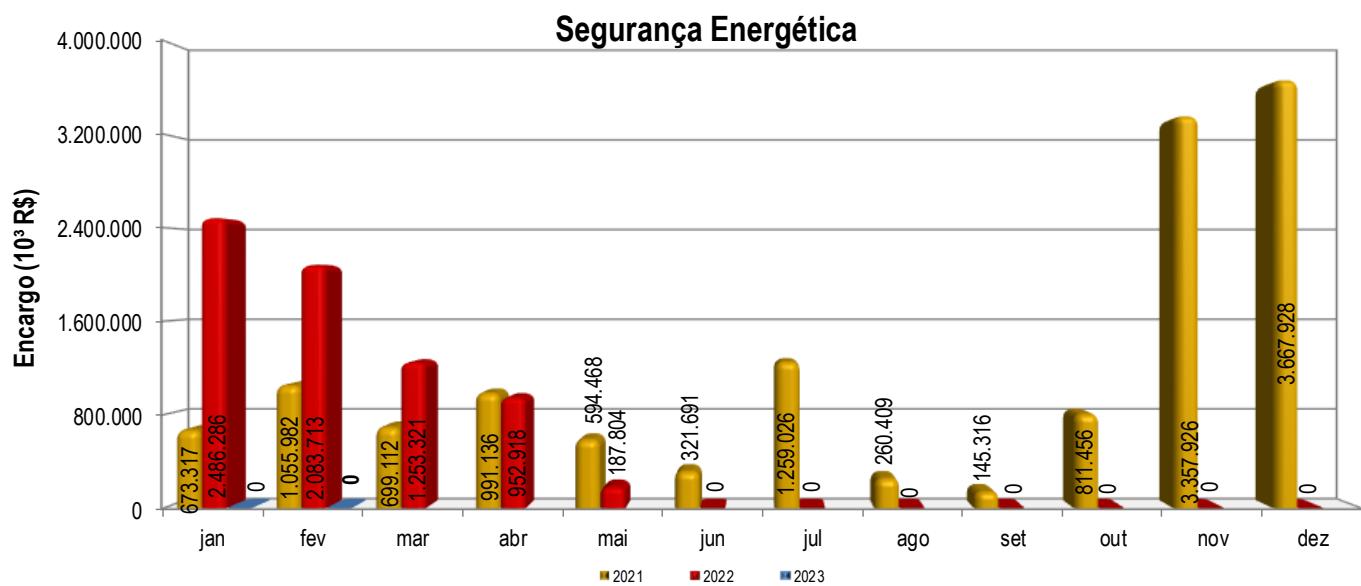


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Fonte dos dados: CCEE.

Nota: Dados contabilizados / recontabilizados até fevereiro de 2023.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de março de 2023, foram verificadas 5 (cinco) ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de carga igual ou superior a 100 MW (no caso do SIN, a duração da interrupção deve ser igual ou superior a dez minutos), totalizando aproximadamente 1.659 MW de corte de carga.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro¹

Tabela 23. Descrição das ocorrências.

Dia da Ocorrência	Descrição	Carga Interrompida (MW)	Estado(s) afetado(s)	Causa
02/mar	Desligamento automático da SE 138kV Jorge Teixeira, interrompendo parte das cargas de Manaus derivadas desta subestação.	222,0	AM	A perturbação se iniciou com um curto-círcito monofásico no circuito C1 seguido de outros curto-circuitos no circuito C2 da LT 230 KV Lechuga, tendo como causa aproximação de objeto estranho durante processo de travessia da LT 138 kV Lechuga – João Paulo.
10/mar	Desligamento automático do setor de 88kV da SE Nordeste.	562,0	SP	Causa a ser identificada.
14/mar	Desligamento automático dos transformadores 230/69 kV da SE Aquiraz II	298,0	CE	Causa a ser identificada.
22/mar	Desligamentos automáticos múltiplos com corte de carga no Subsistema Manaus do estado de Amazonas.	455,0	AM	Causa a ser identificada.
23/mar	Desligamento total da SE Santo Antônio.	122,0	RJ	Causa a ser identificada.
				1.659,0

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

Subsistema	Carga Interrompida no SEB (MW)												2023 Jan-Mar	2022 Jan-Mar
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
SIN ²	0	0	0										0	0
S	0	0	0										0	460
SE/CO	310	0	684										994	843
NE	153	0	298										451	811
N	0	0	677										677	318
Isolados	0	0	0										0	769
TOTAL	463	0	1.659	0	2.122	3.201								

Fontes dos dados: ONS e Roraima Energia.



Tabela 25. Evolução do número de ocorrências.

Subsistema	Número de Ocorrências												2023 Jan-Mar	2022 Jan-Mar
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
SIN ²	0	0	0										0	0
S	0	0	0										0	2
SE/CO	2	0	2										4	2
NE	1	0	1										2	4
N	0	0	2										2	1
Isolados	0	0	0										0	5
TOTAL	3	0	5	0	8	14								

Fontes dos dados: ONS, Roraima Energia e Eletronorte.

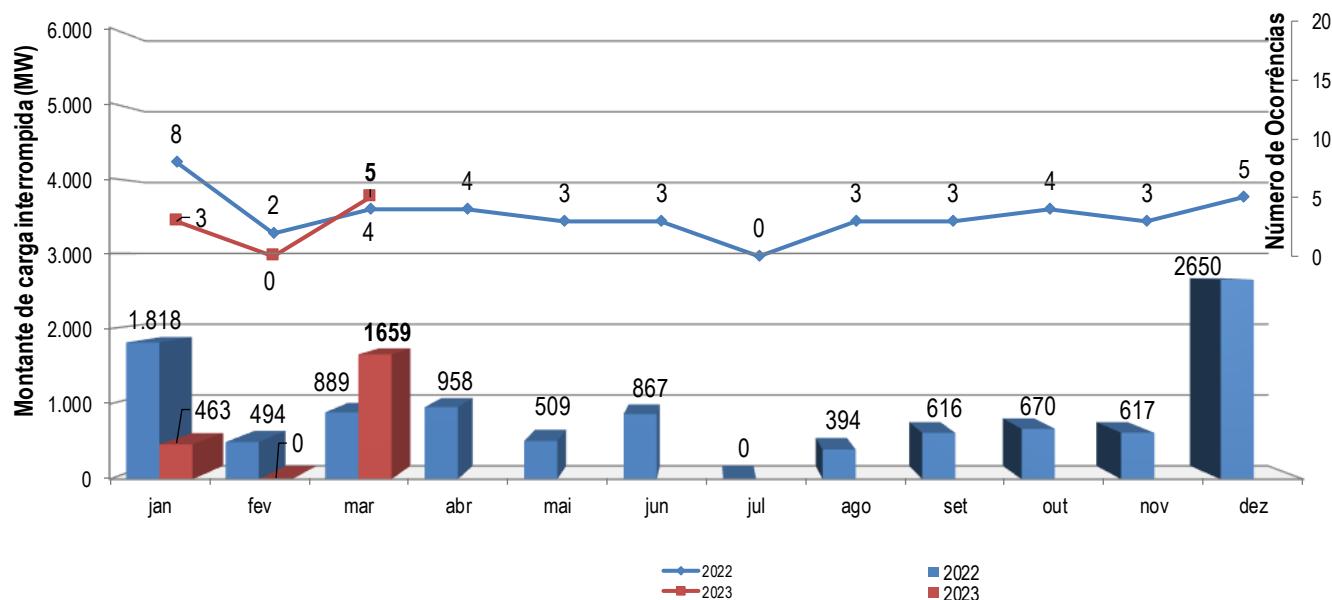


Figura 36. Ocorrências no SEB.

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.

Fontes dos dados: ONS, Roraima Energia e 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 fevereiro de 2023, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 1,97 horas. Considerando os valores de DEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 10,71 horas, valor dentro do Limite Regulatório de 11,27 horas estabelecido pela ANEEL. As regiões Centro-Oeste, Nordeste 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.

Região	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) -DEC - 2023												Acum. Ano ²	Tend. Ano ³	Limite Ano
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
CO	1,41	1,62											3,03	13,81	12,12
NE	1,10	1,12											2,21	13,14	13,09
N	1,75	1,70											3,48	23,37	29,22
SE	0,74	0,75											1,49	7,16	7,90
S	0,94	0,82											1,76	9,79	9,39
Brasil	0,98	0,99											1,97	10,71	11,27

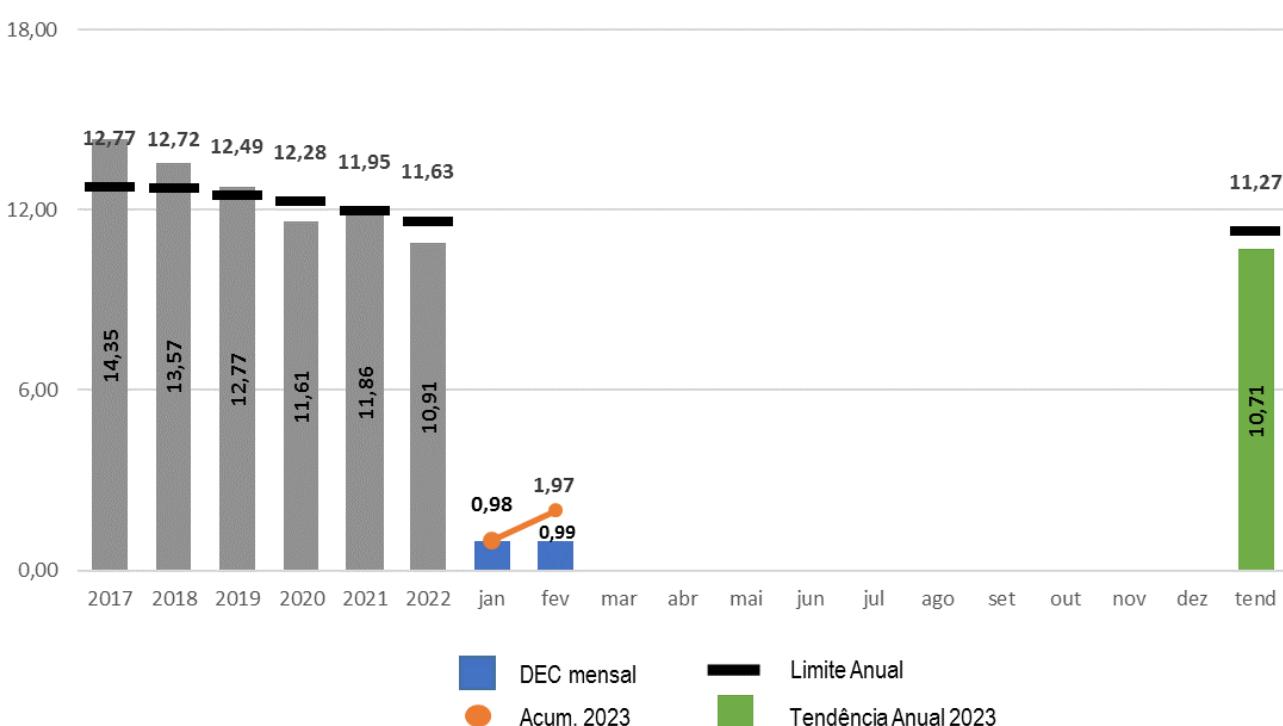


Figura 37. DEC do Brasil.



Até o mês de fevereiro de 2023, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 0,95 interrupções. Considerando os valores de FEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 5,31 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	Límite Ano
CO	0,69	0,85											1,53	7,27	8,52
NE	0,46	0,42											0,88	5,42	7,95
N	0,95	0,91											1,90	12,28	23,28
SE	0,36	0,35											0,70	3,74	5,51
S	0,61	0,49											1,10	5,69	6,87
Brasil	0,49	0,46											0,95	5,31	7,84

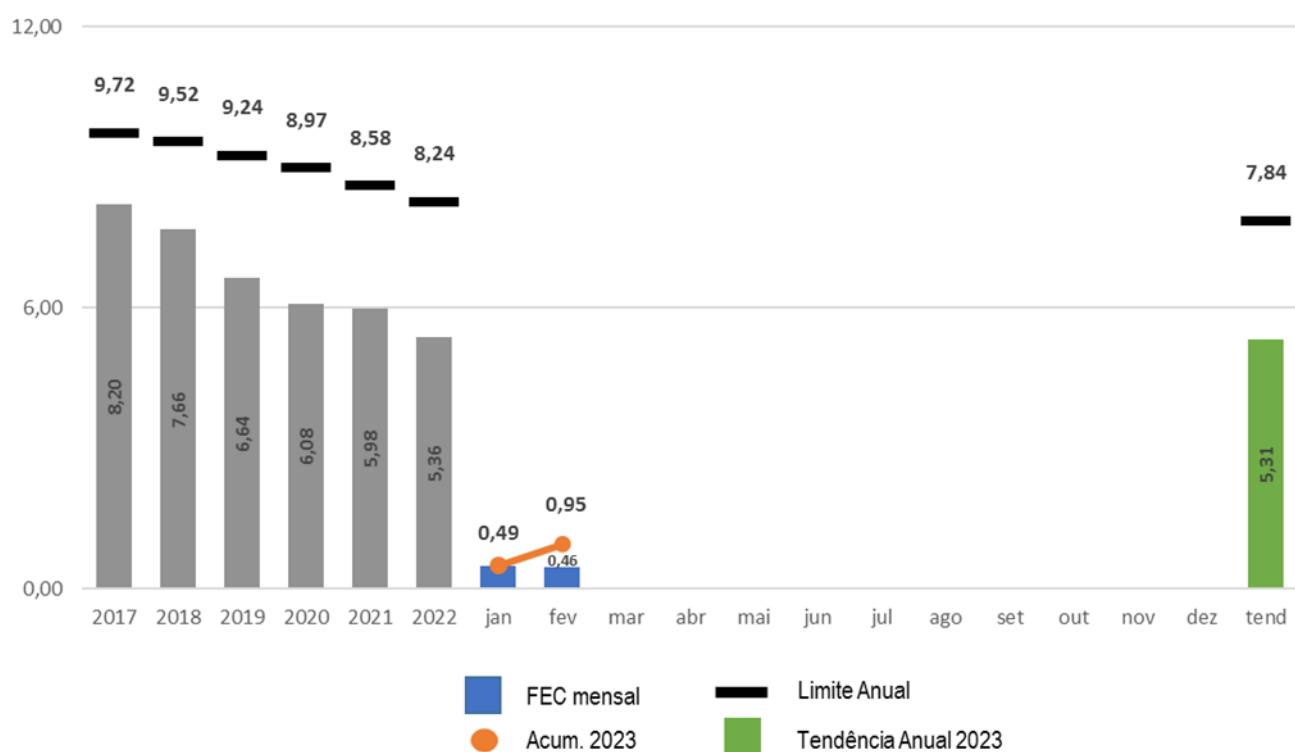


Figura 38. FEC do Brasil.

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 fevereiro 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 Anciliares (Serv. Anciliares): 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 anciliar 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.

Fontes dos dados: ONS, CCEE e 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	Proinfa - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
EAR – Energia Armazenada	RT - Reator
ENA - Energia Natural Afluente	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	UFV – Usina Fotovoltaica
GSF - Generation Scaling Factor	UHE - Usina Hidrelétrica
GW - Gigawatt (10^9 W)	UNE - Usina Nuclear
GWh – Gigawatt-hora (10^9 Wh)	UTE - Usina Termelétrica
h - Hora	VU - Volume Útil
Hz - Hertz	ZCAS – Zona de Convergência do Atlântico Sul
km - Quilômetro	ZCOU – Zona de Convergência de Umidade
kV – Quilovolt (10^3 V)	
LT – Linha de Transmissão	