



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

Agosto / 2023





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Agosto / 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 da estagiária:

Raquel Nascimento Marques

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 agosto de 2023 – Brasil.....	2
Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima (agosto - 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 agosto de 2023.....	19
Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2023 por subsistema.....	22
Figura 21. Distribuição geográfica, por Subsistema, dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2025.	23
Figura 22 - Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em agosto de 2023.	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 unidade consumidora: estratificação por classe.	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.	18
Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.	18
Tabela 10. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de agosto de 2023.	20
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em agosto de 2023 (por ambiente de contratação).	21
Tabela 12. Previsão da expansão da capacidade instalada de geração elétrica (por ambiente de contratação).	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 agosto de 2023, as precipitações ficaram levemente acima da média na bacia do Rio Iguaçu e no trecho incremental à UHE Itaipu. Nas demais bacias hidrográficas, com relevante participação de geração hidrelétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), predominaram chuvas abaixo da média, exceto nas bacias dos rios Paranaíba, São Francisco e Tocantins, que apresentaram precipitação ligeiramente acima.

Em relação aos armazenamentos, no mês de agosto de 2023, todos reservatórios equivalentes do SIN apresentaram deplecionamento em relação ao mês anterior, nas seguintes proporções: 5,4 p.p. no Sudeste/Centro-Oeste; 10,1 p.p. no Sul, 5,7 p.p. no Nordeste e 10,1 p.p. no Norte. As referidas condições de armazenamento 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 245 MW médios exportados para a Argentina. A título de intercâmbio comercial, foram exportados: (i) menos de 1 MW médio de energia elétrica proveniente de excedente de geração de energia elétrica de usinas hidrelétricas; e (ii) 245 MW médios de energia elétrica proveniente de usinas termoelétricas.

No mês de agosto de 2023, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 219.110 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 21.251 MW (10,7%), com destaque para 15.031 MW de geração de fonte solar, 4.604 MW de fonte eólica e 1.298 MW de fonte térmica. A geração distribuída, no mês de agosto de 2023, ultrapassou os 23,4 GW de potência instalada (23.443 MW, instalados em 2.091.457 unidades) representando 10,7 % da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e com crescimento de 80,9% nos últimos 12 meses.

No mês de julho de 2023, a geração hidráulica correspondeu a 61,7% do total gerado no país, percentual inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica e solar aumentaram 2,1 p.p. e 0,4 p.p. e a térmica reduziu 0,9 p.p., representando respectivamente 20,0%, 3,3% e 15,0% do total gerado. As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa) representaram 92,2% da matriz de geração de energia elétrica brasileira em julho de 2023, aumento de 1,2 p.p. em relação ao mês anterior.

No mês de agosto destacamos o lançamento do maior programa de descarbonização do mundo, com a inauguração de trecho do “Linhão de Tucuruí” que conecta as cidades de Parintins, Itacoatiara e Juruti ao SIN. Esse marco faz parte do projeto “Energias da Amazônia” e representa um salto significativo no acesso à energia limpa e sustentável na região Amazônica.¹

Um dos principais acontecimentos do mês de agosto foi a grande ocorrência do dia 15/08, onde houve interrupção de cerca de 23 mil MW de energia em 25 Estados do país e no Distrito Federal, atingindo todos os subsistemas inclusive levando a blecaute o subsistema Norte. Após aprofundar as avaliações sobre os fatos subsequentes ao desligamento da Linha de Transmissão 500 kV Quixadá – Fortaleza II, de propriedade da Chesf e considerada o evento zero da ocorrência, foram encontrados sinais de que as fontes de geração próximas a esta linha de transmissão não apresentaram o desempenho esperado no que diz respeito ao controle de tensão. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) realizou a primeira reunião para a elaboração do Relatório de Análise de Perturbação (RAP) no dia 25/08.²

Outro destaque do mês foi a aprovação do resultado da Consulta Pública nº 39/2022, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que teve por objetivo aprimorar requisitos e procedimentos necessários à obtenção de outorga de autorização de usinas eólicas, fotovoltaicas, termoelétricas, híbridas e outras fontes alternativas para geração.³

Também em agosto, a ANEEL deu início a uma Consulta Pública para recolher contribuições da sociedade para o aprimoramento das regras relacionadas à comercialização varejista e aos processos de agregação da medição e portabilidade. O objetivo é atualizar as normas sob a ótica de abertura do mercado, bem como estabelecer o processo de migração e tratamento da medição para os consumidores no varejo.⁴

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de agosto 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: [MME](#)¹, [ONS](#)², [ANEEL](#)³, [ANEEL](#)⁴

2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas do SIN, em agosto de 2023, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 90% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 81% MLT no Sul, 65% MLT no Nordeste e 69% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 89% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 75% MLT no Sul, 65% MLT no Nordeste e 68% MLT no subsistema Norte.

Destaca-se, no período, que as precipitações ficaram levemente acima da média na bacia do Rio Iguaçu e no trecho incremental à UHE Itaipu. Nas demais bacias hidrográficas, com relevante participação de geração hidrelétrica no SIN, predominaram chuvas abaixo da média, exceto nas bacias dos rios Paranaíba, São Francisco e Tocantins, que apresentaram precipitação ligeiramente acima.

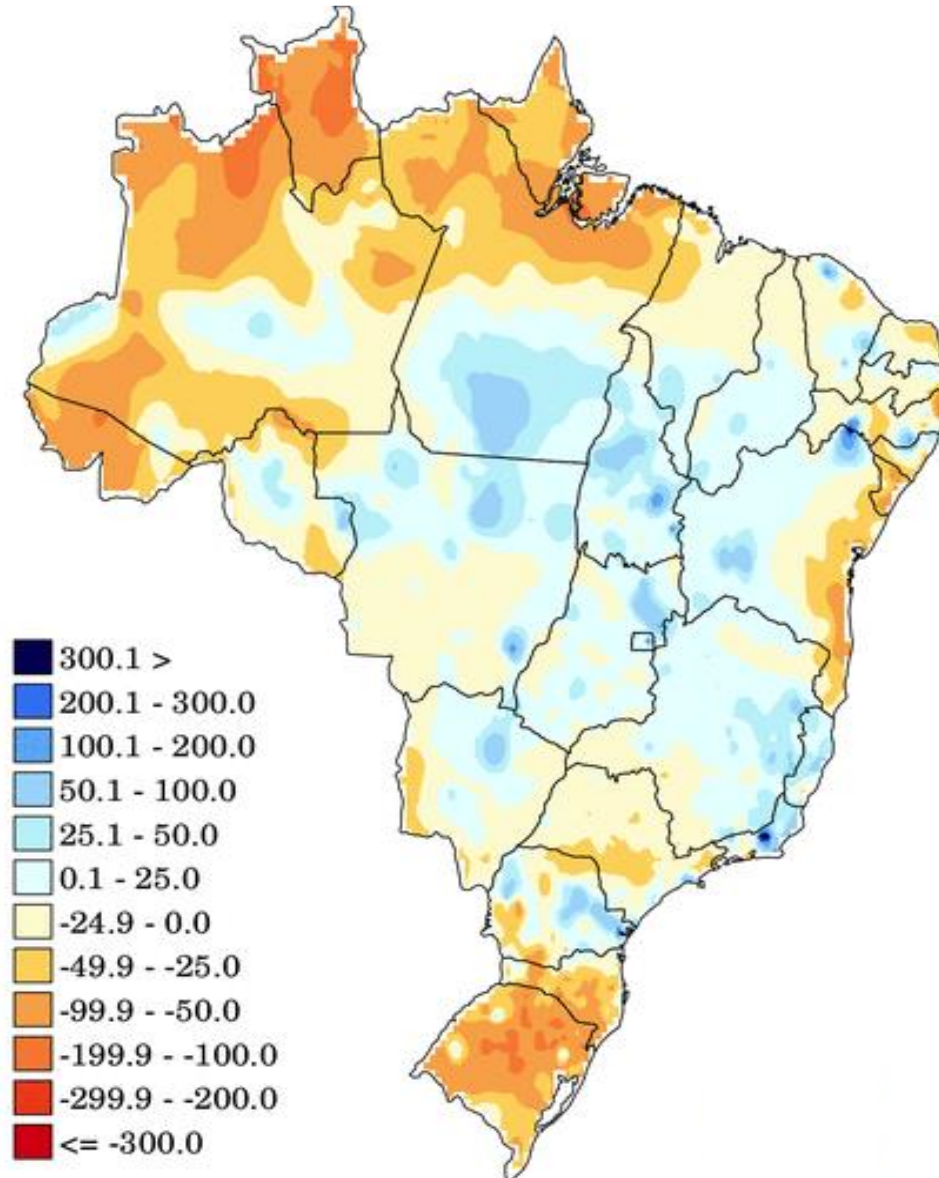


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de agosto de 2023 – Brasil.

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 agosto de 2023 apresentou predominância de temperaturas mínimas e máximas, acima ou na média histórica (tons vermelhos, laranjas e branco nas Figuras 2a e 2b) em toda a extensão do País.

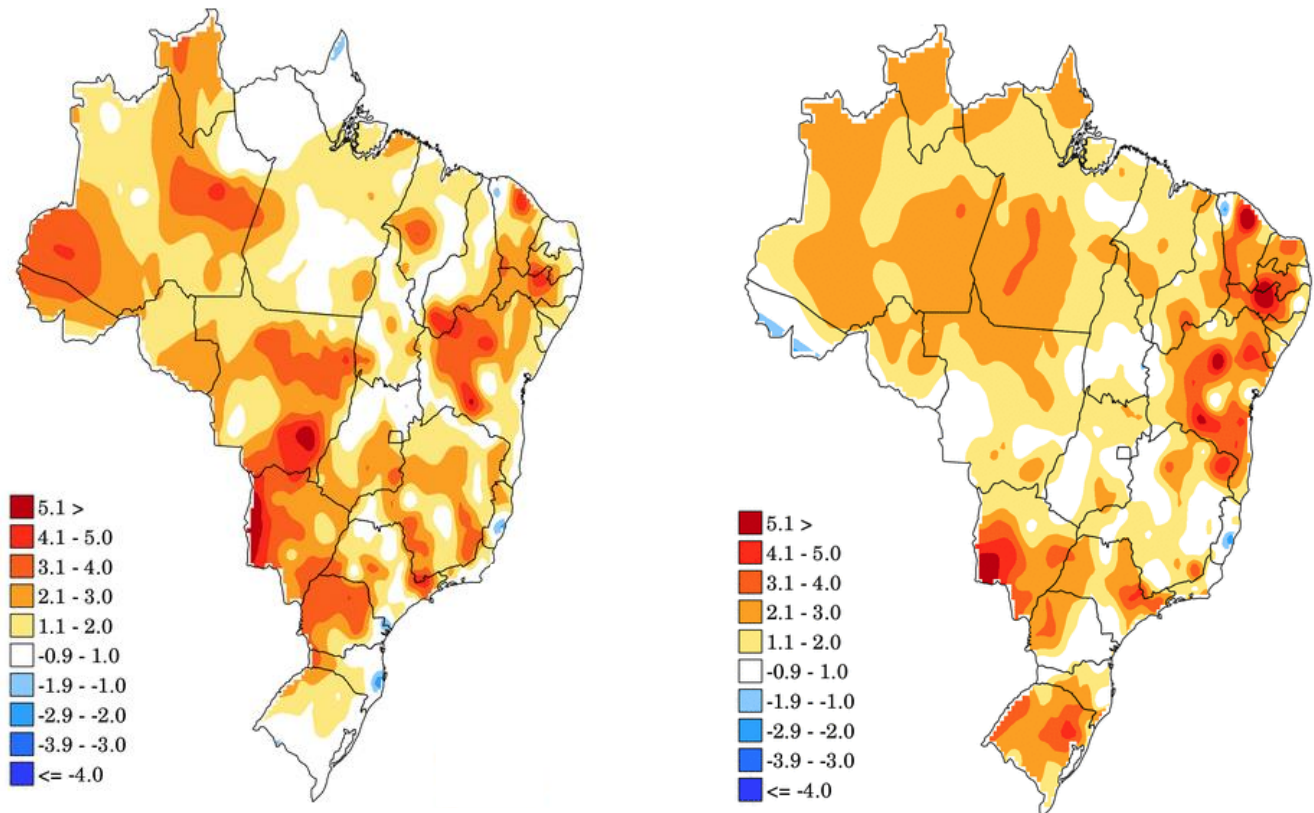


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima (agosto - 2023).

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

Fonte: CPTEC/INPE.



2.1 Energia Natural Afluente Armazenável¹

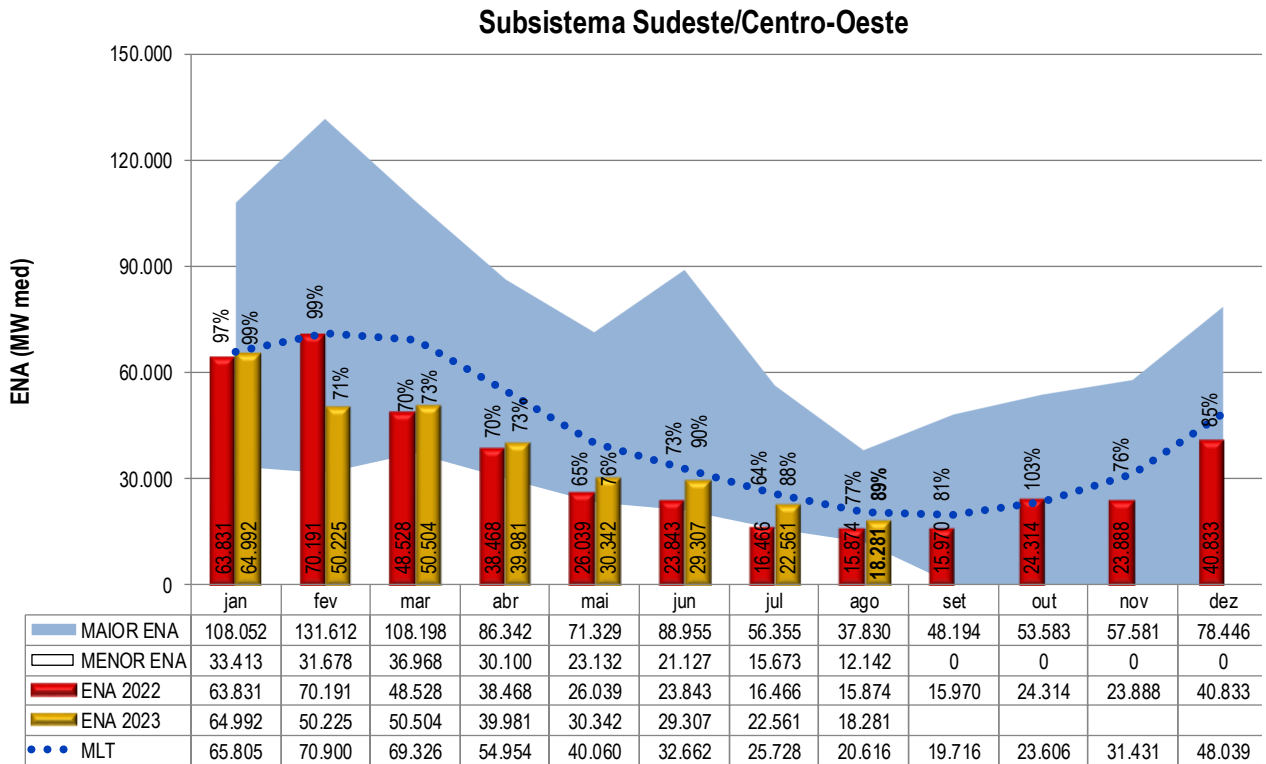


Figura 3. ENA Armazenável: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

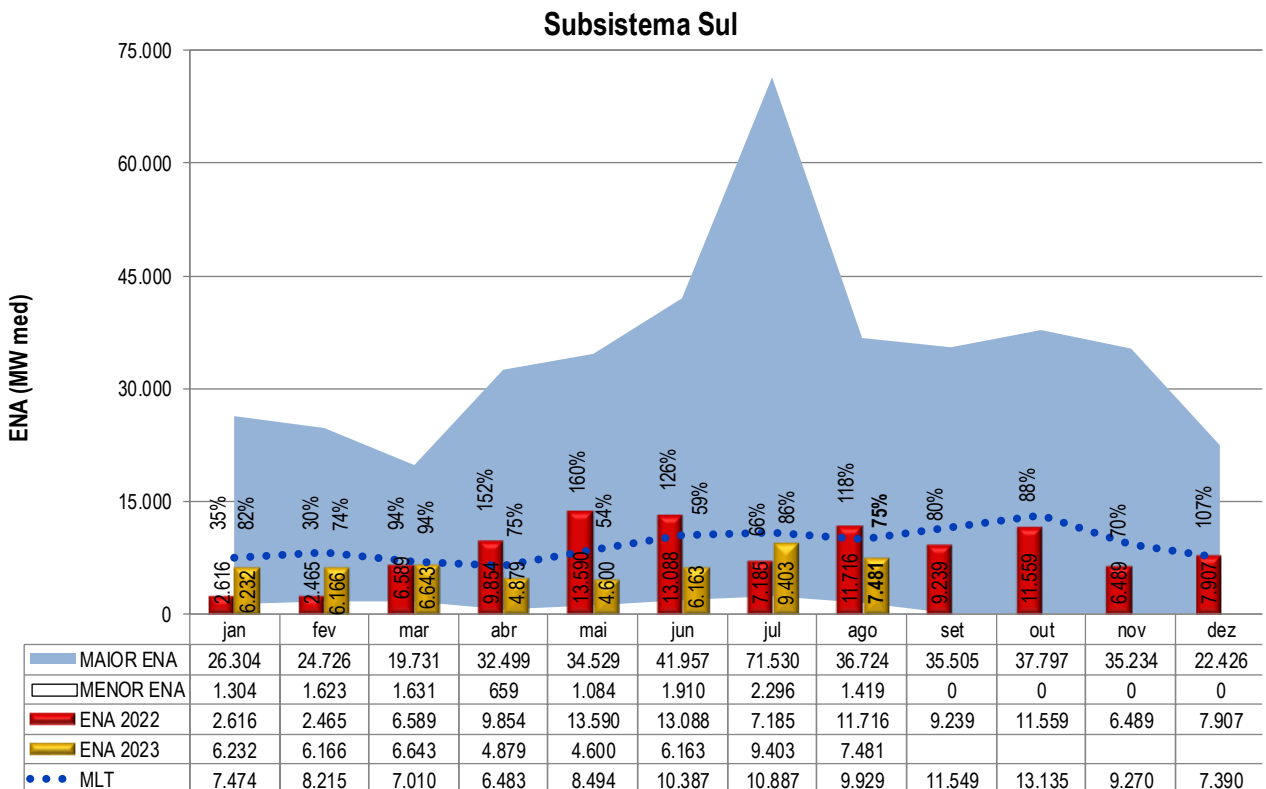


Figura 4. ENA Armazenável: subsistema Sul.

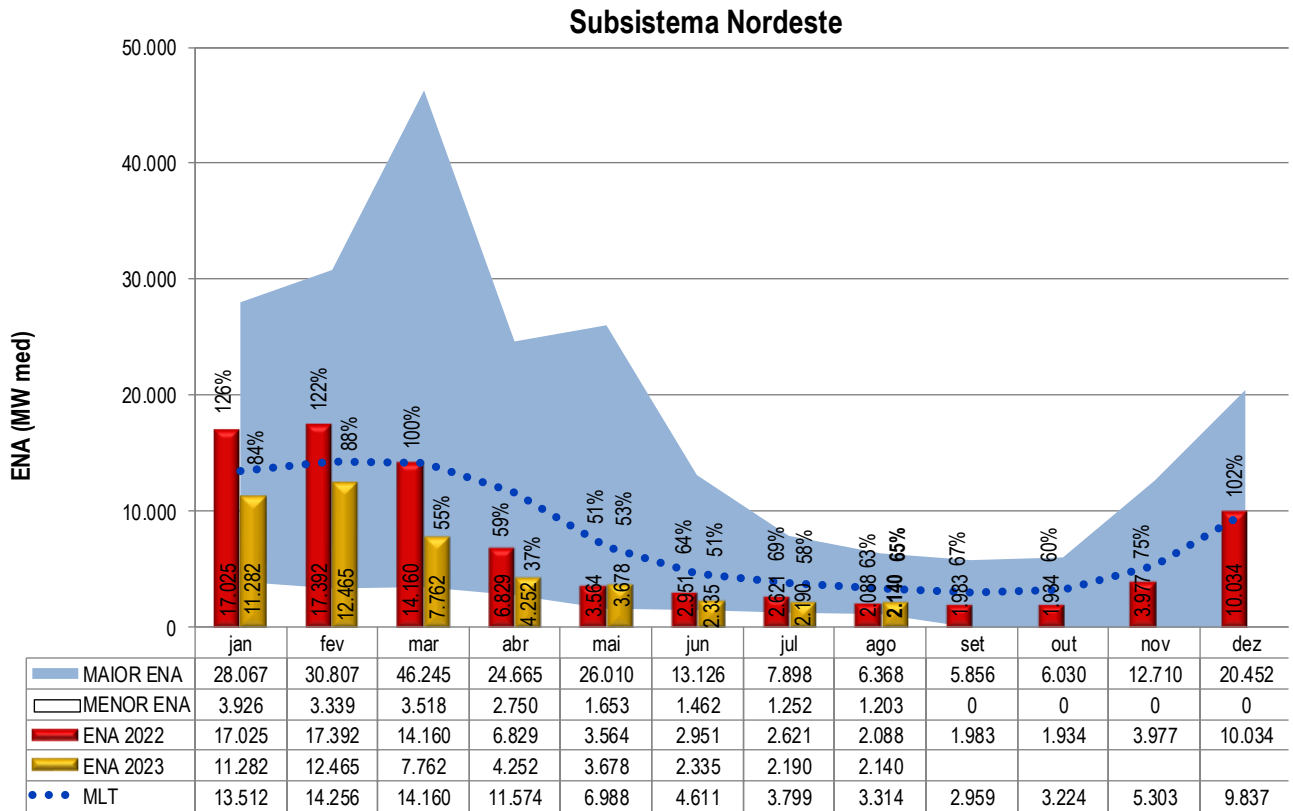


Figura 5. ENA Armazenável: subsistema Nordeste.

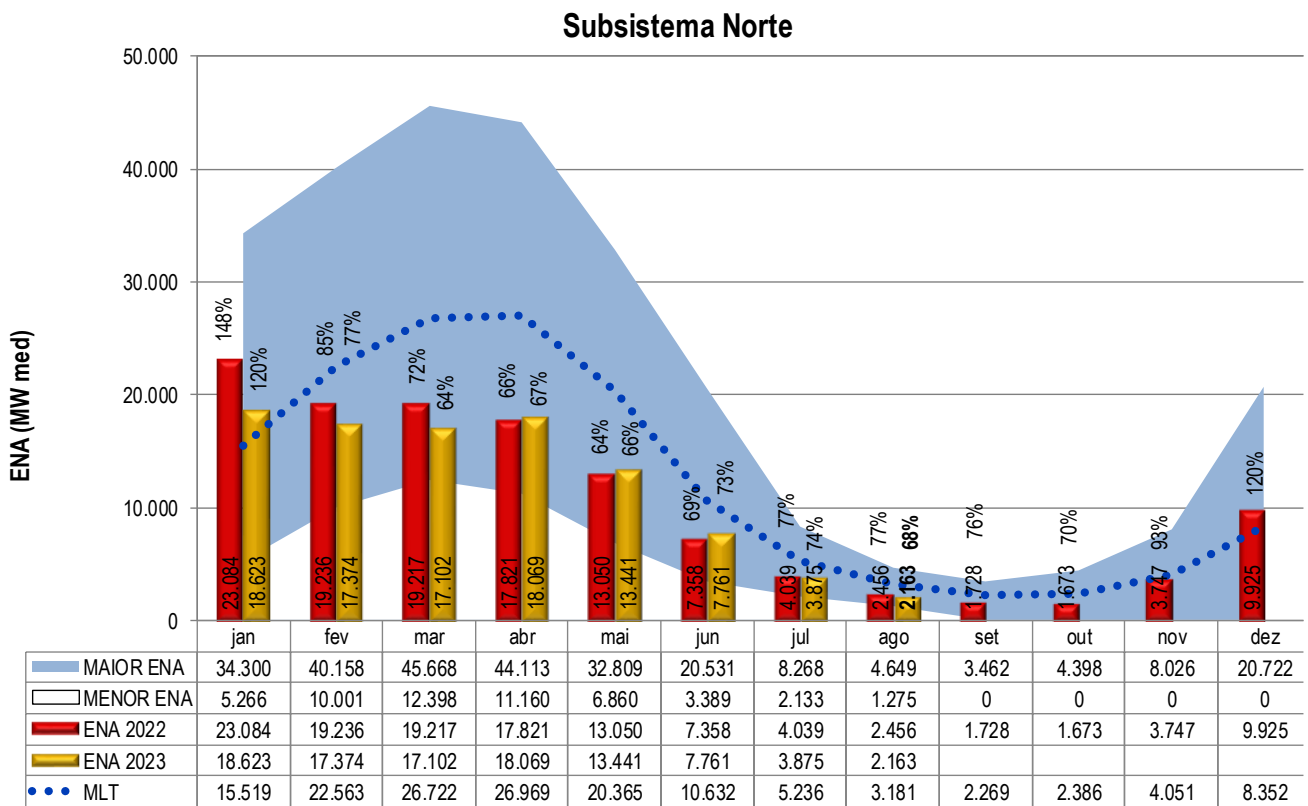


Figura 6. ENA Armazenável: subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.

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



2.1. Energia Armazenada

A Tabela 1 apresenta os valores de energia armazenada máxima (%EAR_{máx}) nos subsistemas do SIN, nos meses de julho e agosto 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 Agosto (%EAR _{máx})	Energia Armazenada no Final de Julho (%EAR _{máx})	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	78,9	84,3	204.615	70,5
Sul	83,6	93,7	20.459	7,5
Nordeste	73,6	79,3	51.691	16,6
Norte	81,6	91,7	15.302	5,5
		TOTAL	292.067	100,0

Conforme pode ser observado, no mês de agosto de 2023, todos os subsistemas Sudeste/Centro-oeste, Sul Nordeste e Norte apresentaram deplecionamento de 5,4 p.p., 10,1 p.p., 5,7 p.p. e 10,1 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, os reservatórios apresentaram deplecionamento ou estabilidade, comportamento típico do período seco. As usinas hidrelétricas com maiores deplecionamentos foram Tucuruí, Itumbiara e G. B. Munhoz, em 15,5 p.p., 12,5 p.p. e 9,1 p.p., respectivamente.

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

Usina	Bacia	Ear Max (MWmed)	Armazenamento em final de julho (%)	Armazenamento em final de agosto (%)	Evolução Mensal (p.p)
Serra da Mesa	Tocantins	41.645	82,2	79,3	-2,9
Fumas	Grande	34.925	99,6	93,0	-6,6
Sobradinho	São Francisco	30.184	74,1	70,6	-3,5
Nova Ponte	Paranaíba	22.781	78,9	77,8	-1,0
Theodomiro C. Santiago	Paranaíba	21.604	80,4	80,1	-0,3
Três Marias	São Francisco	16.085	86,8	78,4	-8,3
Itumbiara	Paranaíba	15.698	97,7	85,2	-12,5
Tucuruí	Tocantins	7.632	88,8	73,3	-15,5
S. do Facão	Paranaíba	6.502	39,0	39,6	0,6
G. B. Munhoz	Iguaçu	6.308	99,3	90,2	-9,1

Fonte dos dados das Tabelas 1 e 2: ONS.

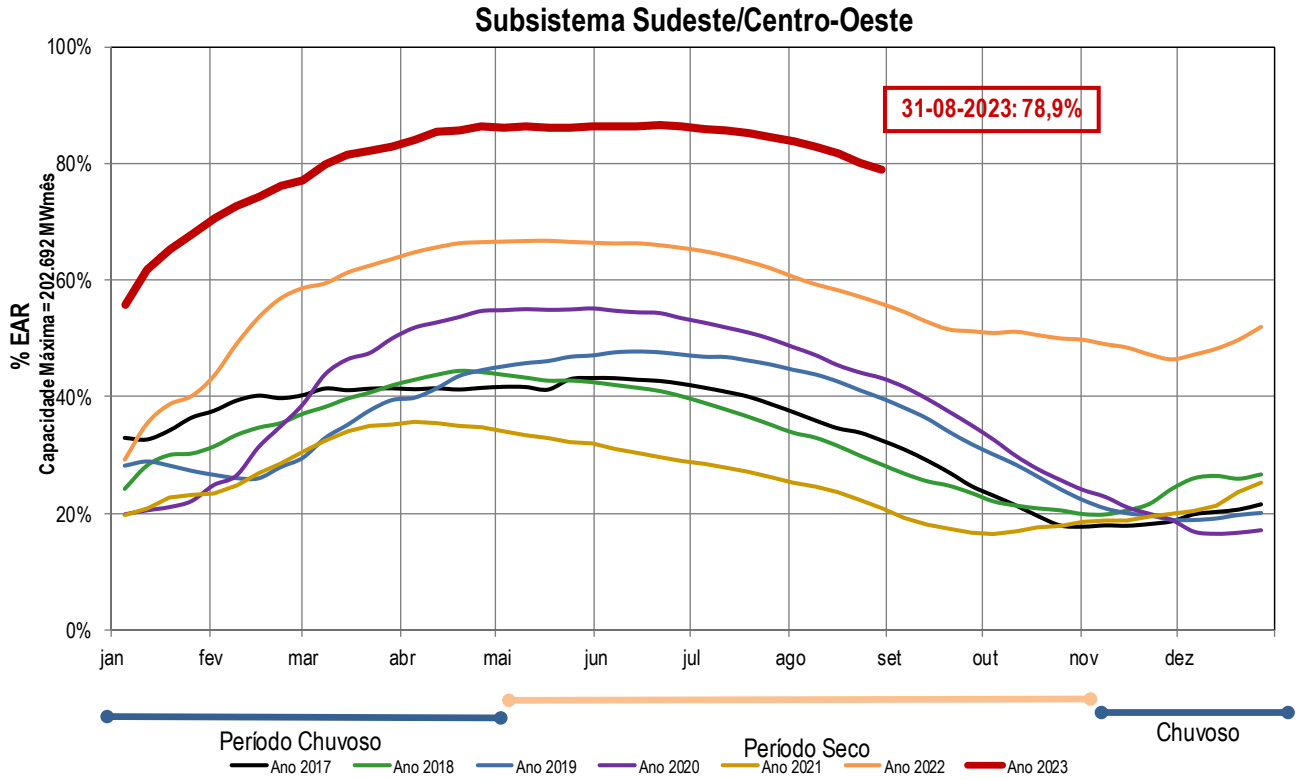


Figura 7. EAR: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

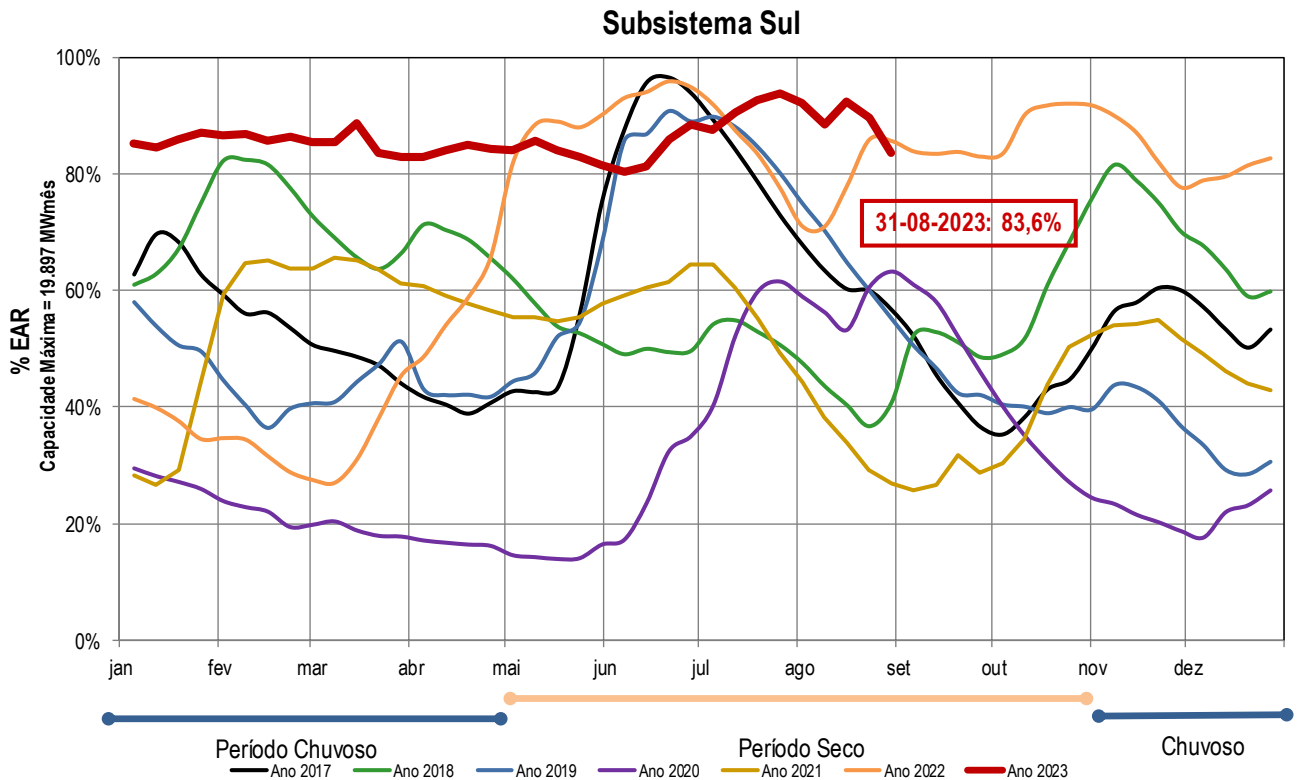


Figura 8. EAR: subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

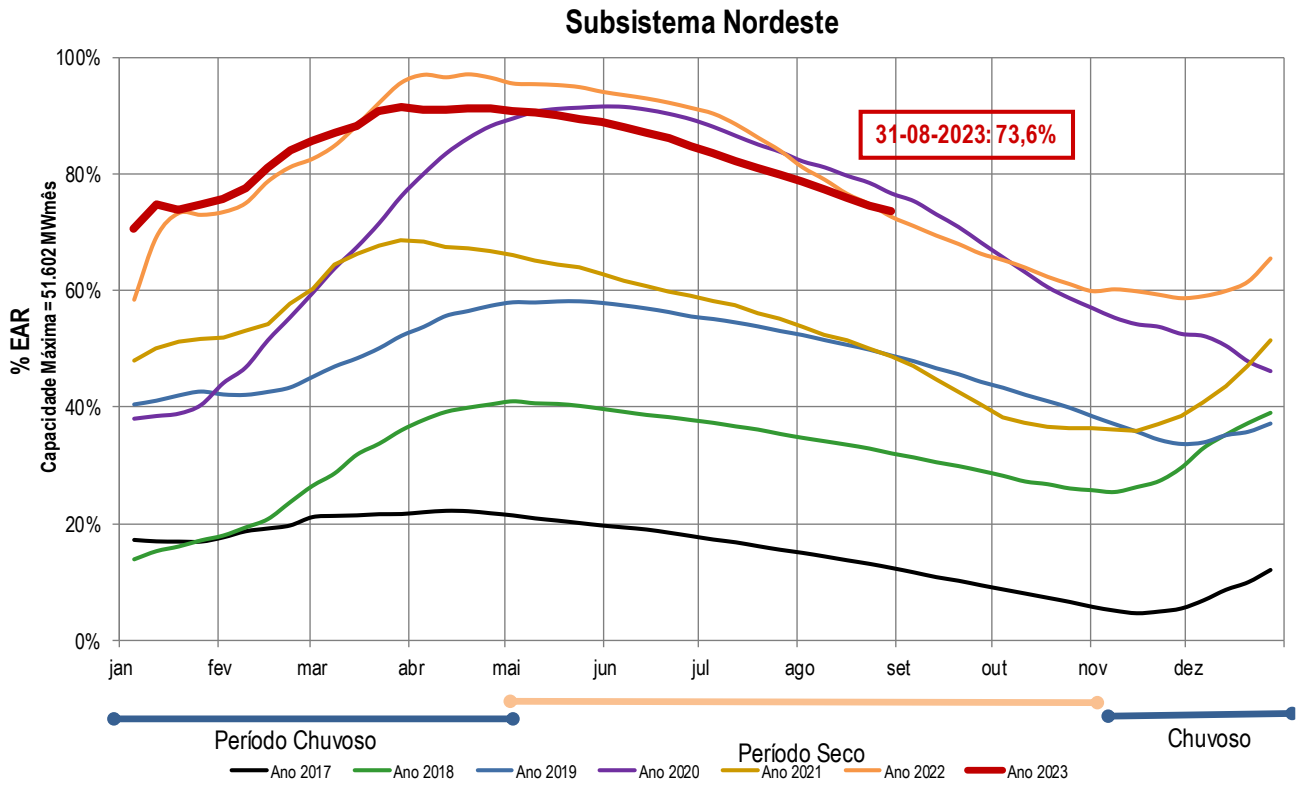


Figura 9. EAR: subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

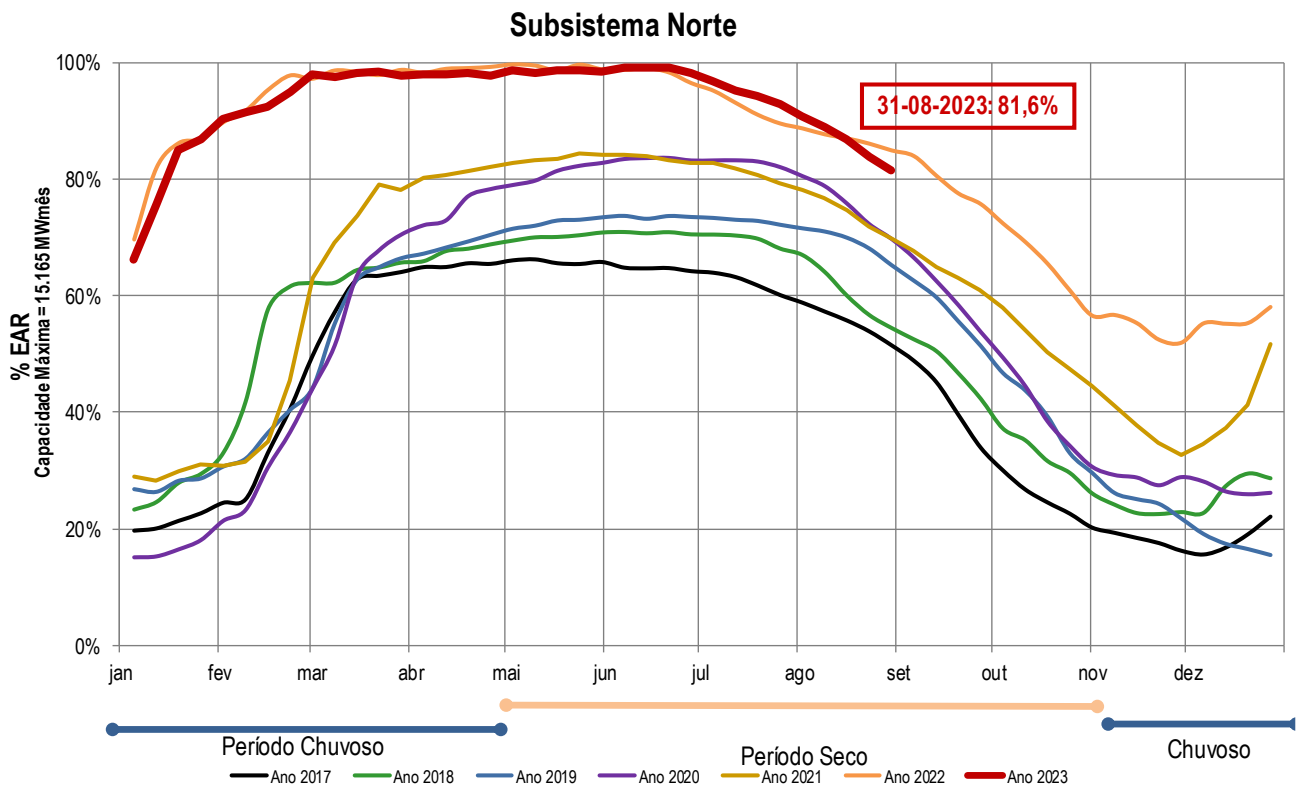


Figura 10. EAR: subsistema Norte.

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 agosto de 2023, o subsistema Norte manteve o perfil importador de energia elétrica, recebendo o montante de 1.587 MWmédios (quando considerado também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu), valor superior ao verificado de 148 MWmédios no mês anterior.

O subsistema Nordeste desempenhou papel de exportador com um total de 5.721 MWmédios, valor inferior ao montante exportado no mês anterior, que foi de 6.867 MWmédios.

Já o subsistema Sul mudou para o perfil exportador de energia no mês de agosto, com montante verificado de 1.080 MWmédios, ante a importação de 675 MWmédios realizada em julho.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste considera-se a energia transmitida pelos bipolos de corrente contínua da Coletora Porto Velho¹ (994 MWmédios) e os bipolos que escoam a energia de Itaipu³ - 50 Hz (2.138 MWmédios).

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste importou a partir dos subsistemas Norte (910 MWmédios) e Nordeste (3.224 MWmédios) o montante de 4.134 MWmédios, e importou do subsistema Sul o montante de 1.080 MWmédios, resultando num montante líquido de 5.214 MWmédios (perfil importador).

Foi registrado intercâmbio internacional de energia elétrica no total de aproximadamente 245 MWmédios exportados para a Argentina. A título de intercâmbio comercial, foram exportados: (i) menos de 1 MWmédio (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) 245 MWmédios (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).

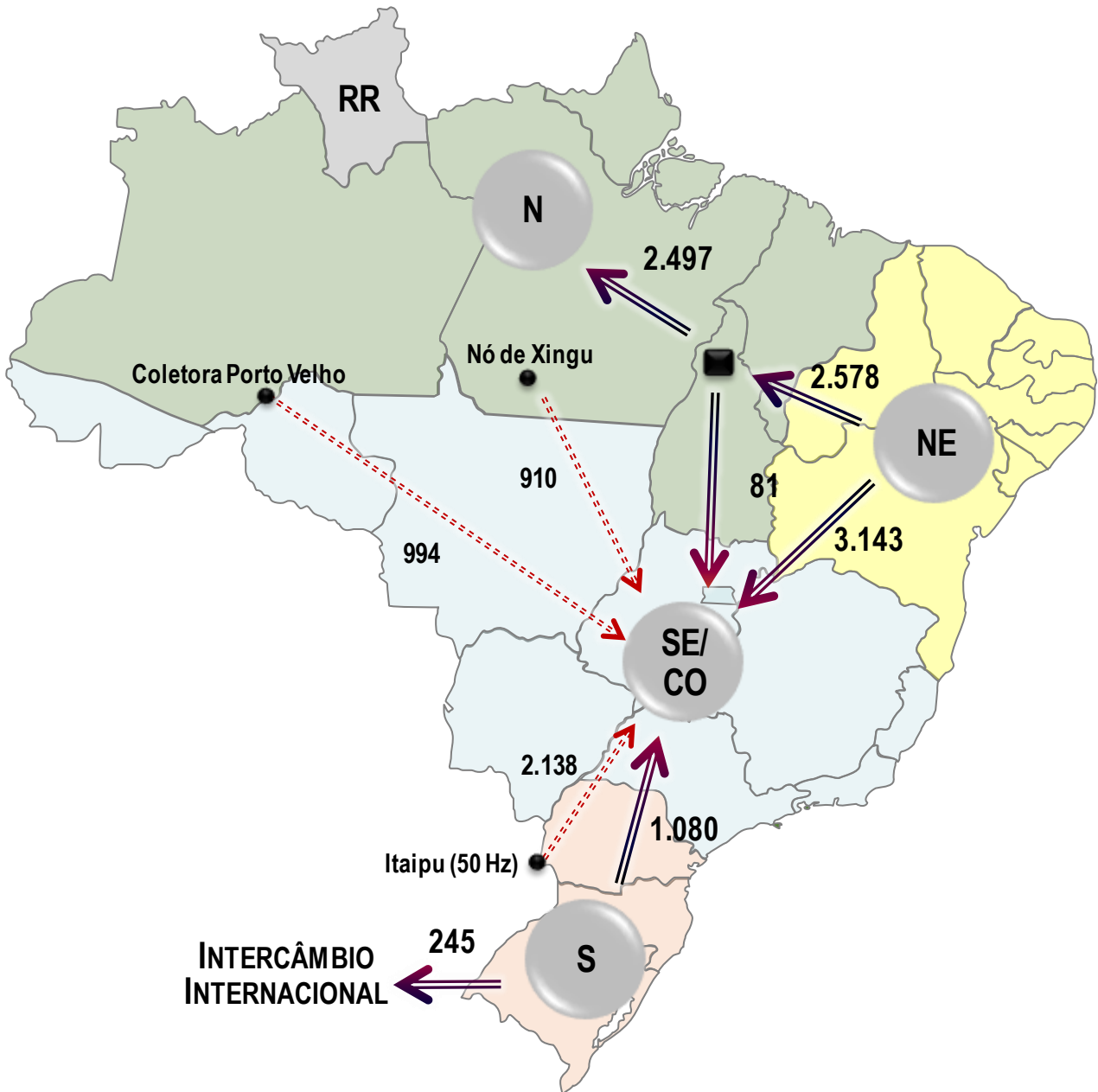


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica.

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.



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em julho de 2023, o consumo de energia elétrica atingiu 52.631 GWh, considerando também autoprodução e perdas², valor 2,2% superior ao verificado no mês anterior e 4,8% superior ao verificado em julho de 2022. Comparando-se com o mesmo mês do ano anterior, as classes com maior destaque de crescimento foram “Residencial” e “Comercial”.

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

Classe de Consumo	Valor Mensal					Acumulado 12 meses		
	Jul/22 GWh	Jun/23 GWh	Jul/23 GWh	Evolução mensal (Jul/23/Jun/23)	Evolução anual (Jul/23/Jul/22)	Ago-21/Jul-22 (GWh)	Ago-22/Jul-23 (GWh)	Evolução
Residencial	11.989	12.796	12.540	-2,0%	4,6%	151.528	157.211	3,7%
Industrial	15.509	15.594	15.695	0,6%	1,2%	182.067	185.614	1,9%
Comercial	7.164	7.607	7.297	-4,1%	1,9%	91.552	94.087	2,8%
Rural	2.431	2.484	2.414	-2,8%	-0,7%	30.790	29.726	-3,5%
Demais classes ¹	4.081	4.082	3.996	-2,1%	-2,1%	49.741	49.912	0,3%
Perdas e Diferenças ²	9.054	8.948	10.689	19,5%	18,1%	110.245	107.325	-2,6%
Total	50.228	51.511	52.631	2,2%	4,8%	615.923	623.874	1,3%

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 julho 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 julho de 2023 em comparação ao mês anterior, constata-se retração no consumo médio em todas as classes, com exceção da “Industrial”.

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		
	Jul/22 kWh/NU	Jun/23 kWh/NU	Jul/23 kWh/NU	Evolução mensal (Jul/23/Jun/23)	Evolução anual (Jul/23/Jul/22)	Ago-21/Jul-22 (kWh/NU)	Ago-22/Jul-23 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	153	160	156	-2,2%	2,1%	161	163	1,3%
Industrial	33.594	33.828	34.011	0,5%	1,2%	32.865	33.519	2,0%
Comercial	1.181	1.239	1.190	-3,9%	0,7%	1.258	1.279	1,6%
Rural	566	594	580	-2,4%	2,4%	597	595	-0,4%
Demais classes ¹	5.031	4.901	4.806	-1,9%	-4,5%	5.111	5.003	-2,1%
Consumo médio total	458	464	457	-1,6%	-0,2%	469	469	0,1%

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

Dados contabilizados até julho de 2023.

Fonte dos dados: EPE.



Segundo a Tabela 5, verifica-se que houve aumento em 2,0% do total de unidades consumidoras entre julho de 2022 e julho de 2023, observando, porém, que a classe “Rural” apresentou uma retração da quantidade de unidades consumidoras no mesmo período.

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

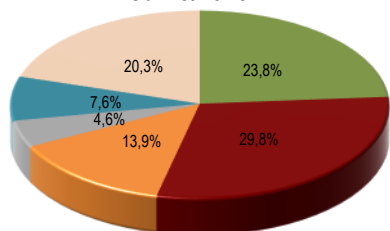
Classe de Consumo	Período		Evolução
	Jul/22	Jul/23	
Residencial	78.346.038	80.225.492	2,4%
Industrial	461.656	461.460	0,0%
Comercial	6.063.934	6.131.035	1,1%
Rural	4.294.990	4.164.571	-3,0%
Demais classes ¹	811.064	831.378	2,5%
Total	89.977.682	91.813.936	2,0%

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

Fonte dos dados: EPE.

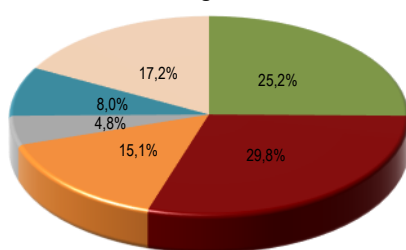
O consumo de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) atingiu, no mês de julho 24.404 GWh, valor 0,4% superior ao verificado no mesmo mês de 2022. Já o consumo de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL) atingiu, no mês de julho de 2023, 17.538 GWh, valor 4,1% superior ao verificado no mesmo mês de 2022. O ACL atingiu 42% do mercado, considerando 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 Julho/2023



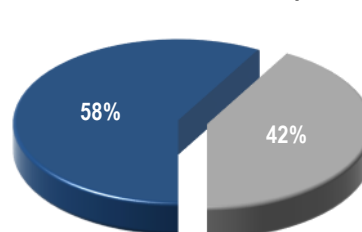
Residencial
Rural

Consumo de Energia Elétrica em 12 meses



Industrial
Comercial
Demais classes
Perdas e Diferenças

Consumo de Energia Elétrica em Julho/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 julho de 2023.

Fontes dos dados: EPE e ONS.



4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em agosto de 2023, os valores de demandas instantâneas máximas de todos os subsistemas ficaram abaixo dos respectivos recordes já alcançados, exceto o subsistema Norte. No comparativo com os anos anteriores, os valores máximos observados em agosto de 2023 em todos os subsistemas foram superiores aos de agosto de 2021 e 2022. O subsistema Norte teve um novo recorde no dia 28 de agosto no valor de 8.697 MW, sendo o recorde anterior de 8.271 MW que ocorreu em maio de 2023.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	52.087 23/08/2023 - 18h33	16.586 28/08/2023 - 19h14	13.730 28/08/2023 - 15h26	8.697 28/08/2023 - 15h06	89.710 23/08/2023 - 18h45
Recorde (MW) (dia - hora)	54.043 23/01/2019 - 15h01	19.251 31/01/2019 - 14h15	14.183 15/02/2023 - 21h57	8.697 28/08/2023 - 15h06	92.150 30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS.

4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

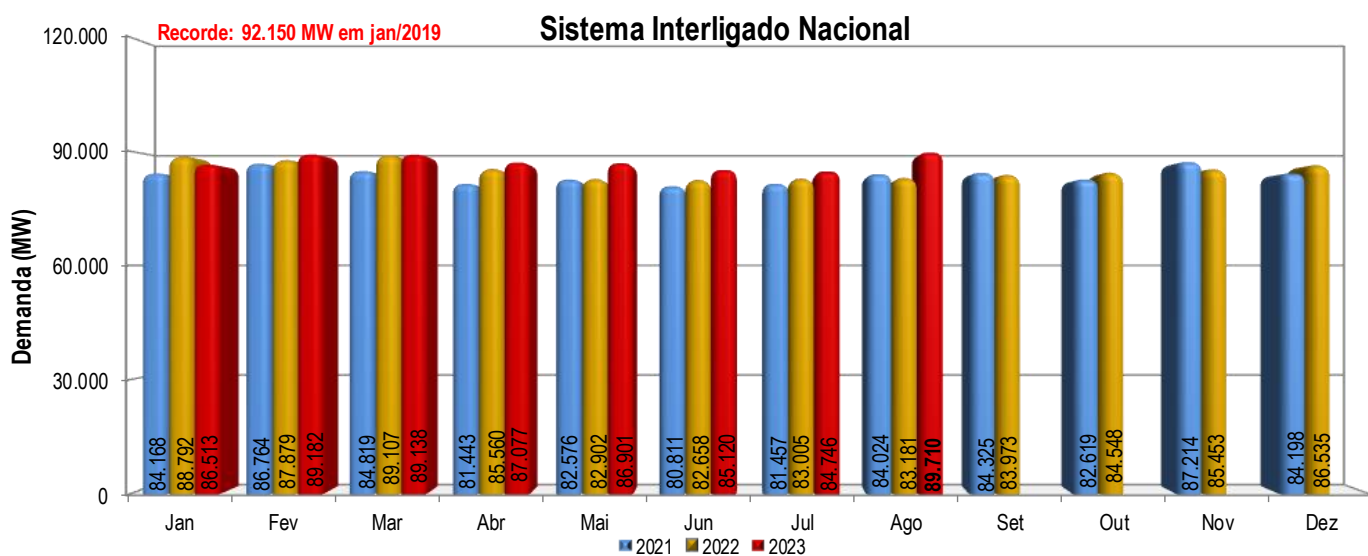


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

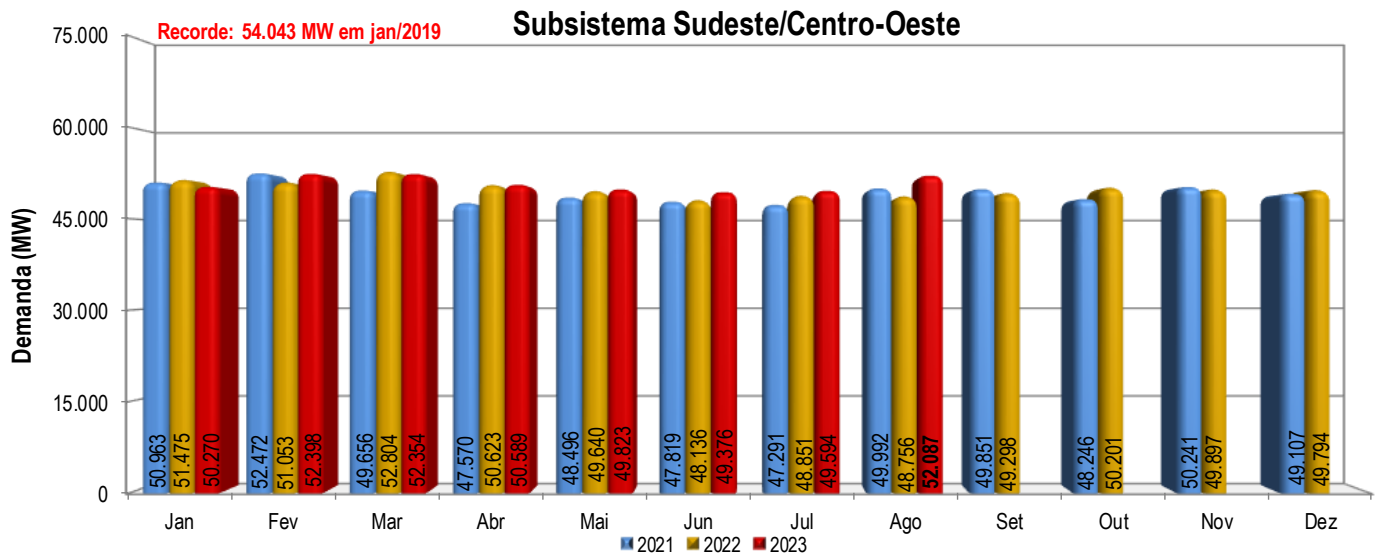


Figura 14. Demandas máximas mensais: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

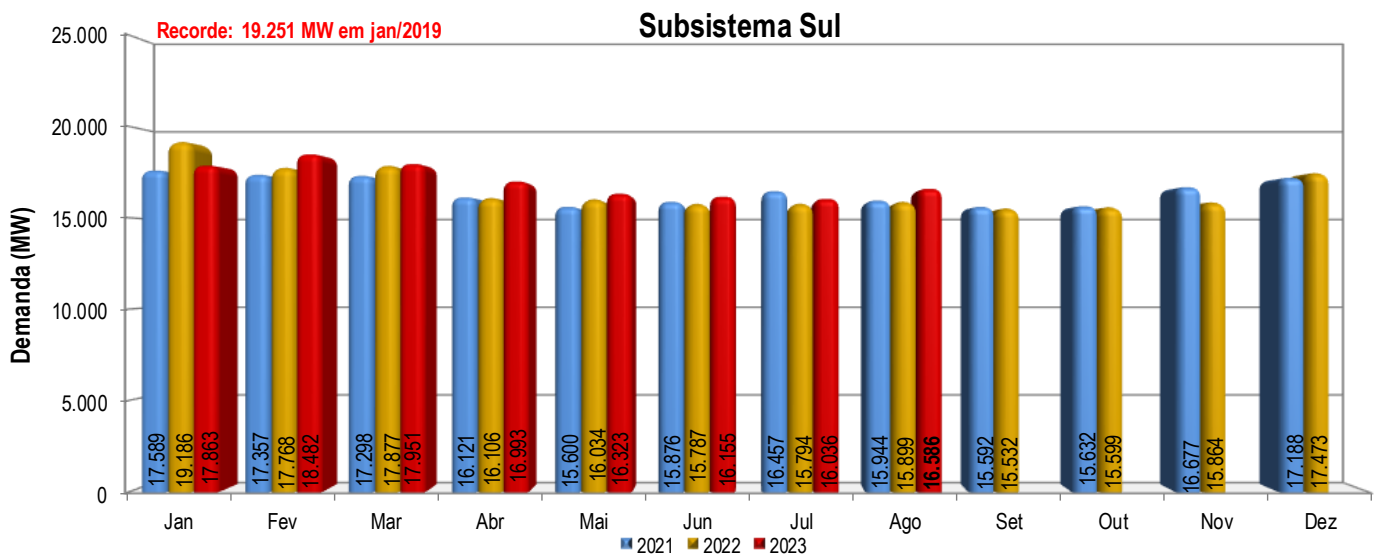


Figura 15. Demandas máximas mensais: subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

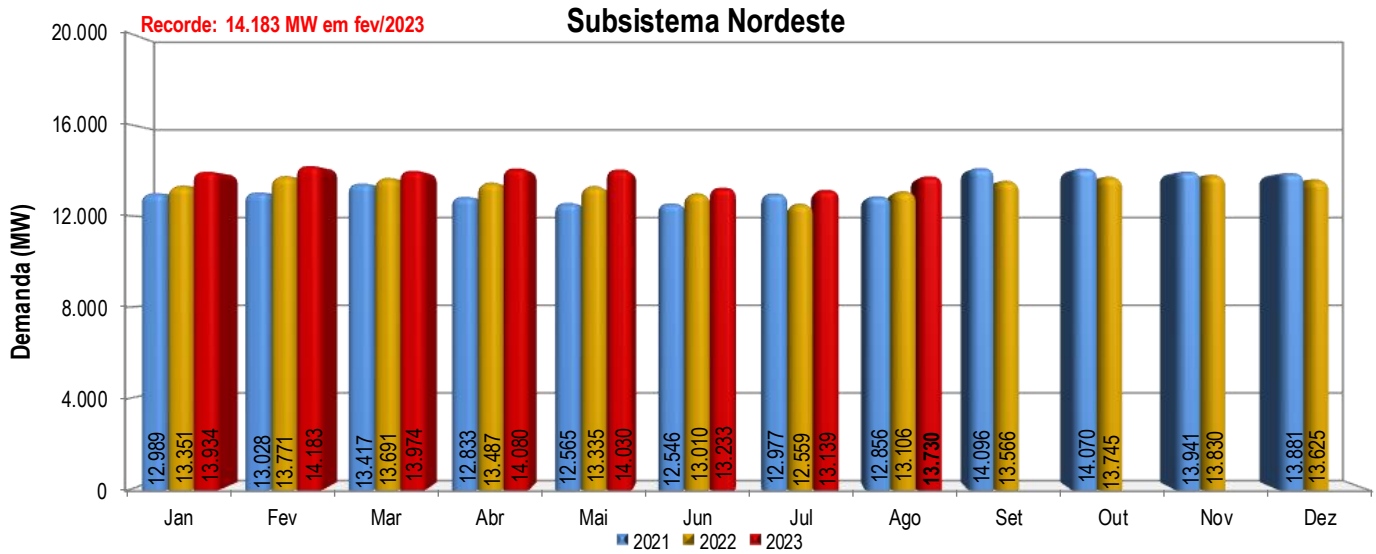


Figura 16. Demandas máximas mensais: subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

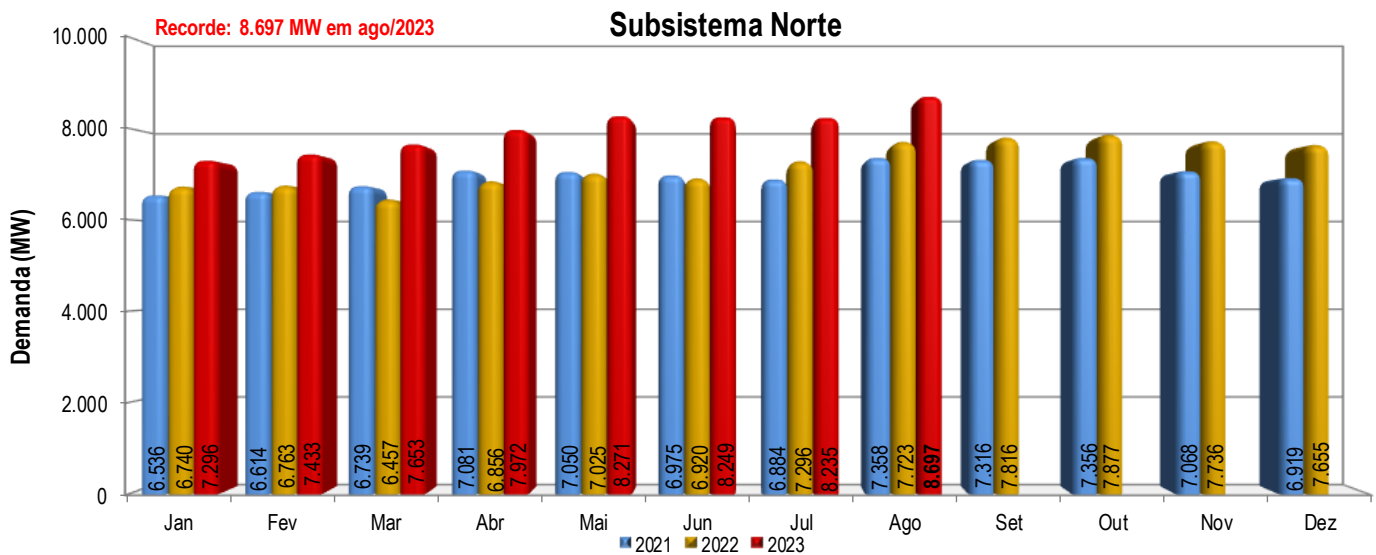


Figura 17. Demandas máximas mensais: subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de agosto de 2023, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 219.110 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 21.251 MW (10,7%), com destaque para 15.031 MW de geração de fonte solar, 4.604 MW de fonte eólica e 1.298 MW de fonte térmica. A geração distribuída, no mês de agosto de 2023, ultrapassou os 23,4 GW de potência instalada, chegando a 23.443 MW, instalados em 2.091.457 unidades, representando 10,7 % da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e com crescimento de 80,9% nos últimos 12 meses.

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

Fonte	ago/22		ago/2023			Evolução da Capacidade Instalada Ago/2023 - Ago/2022
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.443	109.599	1.430	109.917	50,2%	0,3%
UHE	216	103.130	215	103.195,4	47,1%	0,1%
PCH	423	5.555	427	5.777,5	2,6%	4,0%
CGH	729	844	709	875,0	0,4%	3,7%
CGU	0	0	0	0,0	0,0%	0,0%
CGH GD	75	70	79	69,1	0,0%	-0,6%
Térmica	3.531	47.379	3.573	48.677	22,2%	2,7%
Gás Natural	172	16.516	183	17.574,0	8,0%	6,4%
Biomassa	615	16.202	633	16.716,3	7,6%	3,2%
Petróleo	2.305	8.701	2.196	8.524,5	3,9%	-2,0%
Carvão	22	3.583	21	3.460,9	1,6%	-3,4%
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	405	129	530	168,6	0,1%	30,2%
Eólica	929	22.330	1.051	26.934	12,3%	20,6%
Eólica (não GD)	839	22.312	954	26.917,0	12,3%	20,6%
Eólica GD	90	17	97	17,3	0,0%	0,8%
Solar	1.233.060	18.551	2.107.317	33.582	15,3%	81,0%
Solar (não GD)	13.327	5.809	16.566	10.393,6	4,7%	78,9%
Solar GD	1.219.733	12.742	2.090.751	23.188,1	10,6%	82,0%
Capacidade Total sem GD	18.660	184.901	21.914	195.667	89,3%	5,8%
Geração Distribuída - GD	1.220.303	12.958	2.091.457	23.443	10,7%	80,9%
Capacidade Total - Brasil	1.238.963	197.859	2.113.371	219.110	100,0%	10,7%

Fonte dos dados: ANEEL / MME (Dados do SIGA e GD do site da ANEEL – 01/09/2023).

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 SFT/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, conforme atualização do banco de dados da ANEEL.

² São incluídas na matriz de capacidade instalada algumas usinas fiscalizadas pela SFT/ANEEL, mas que não estão em conformidade com a SCT/ANEEL (8 usinas com 243 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 85,4% da capacidade instalada de geração em agosto de 2023 (hidráulica, biomassa, eólica e solar).

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

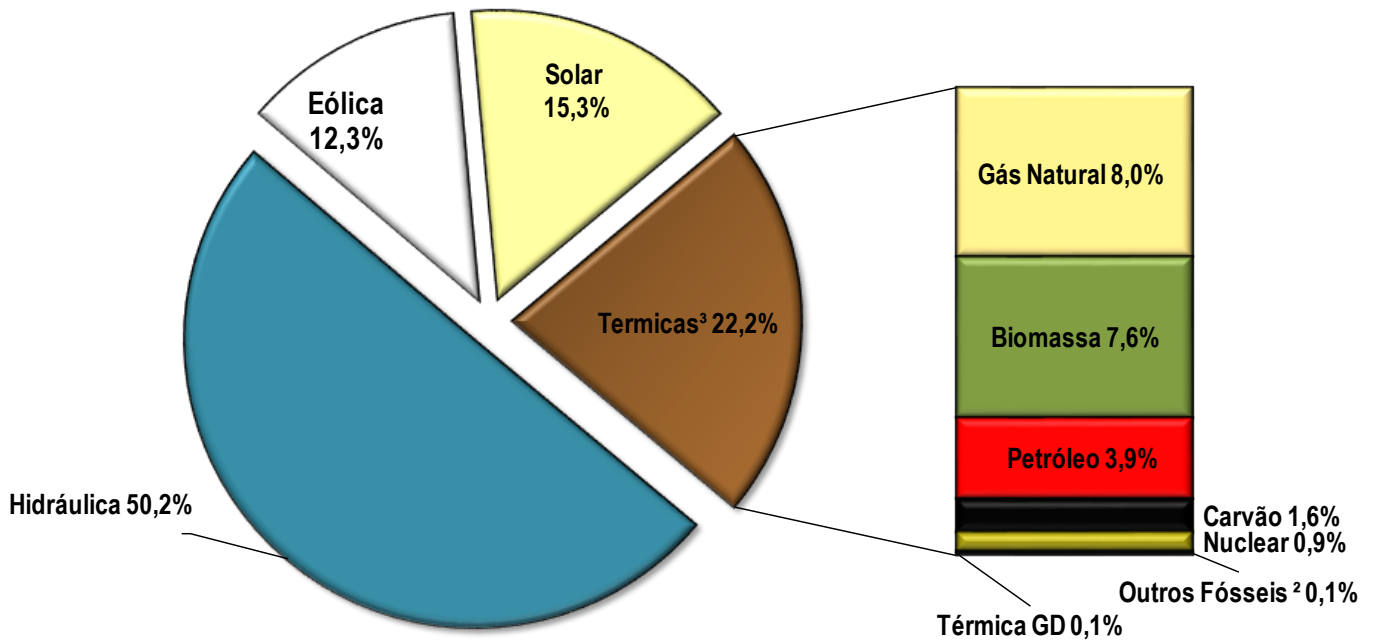


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil, sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME (Dados do SIGA e GD do site da ANEEL – 01/09/2023).

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 agosto de 2023, o Sistema Elétrico Brasileiro - SEB atingiu 184.405 km de linhas de transmissão em operação. Deste total, 47,6% correspondem às classes de tensão entre 230 kV até 440 kV e 52,4% correspondem às classes de tensão entre 500 kV até 800 kV, conforme Tabela 8 a seguir. O SEB atingiu também 449.125 MVA de subestações em funcionamento. Desse total, 46,5% correspondem às classes de tensão entre 230 kV até 440 kV e 53,5% correspondem às classes de tensão em 500 kV e 750 kV, conforme Tabela 9.

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

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)	Total (%)
230	69.987	37,9%
345	10.903	5,9%
440	6.935	3,8%
500	71.876	39,0%
600 (CC)	12.816	6,9%
750	2.683	1,5%
800 (CC)	9.204	5,0%
TOTAL	184.405	100%

Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Subestações Instaladas (MVA)	Total (%)
230	119.971,9	26,7%
345	57.895,1	12,9%
440	30.891,9	6,9%
500	215.469,0	48,0%
750	24.897,0	5,5%
TOTAL	449.125	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 agosto 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 agosto de 2023, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 1.358 MW de geração centralizada, listados na Tabela 10 e distribuídos geograficamente em 9 estados, conforme mapa a seguir.

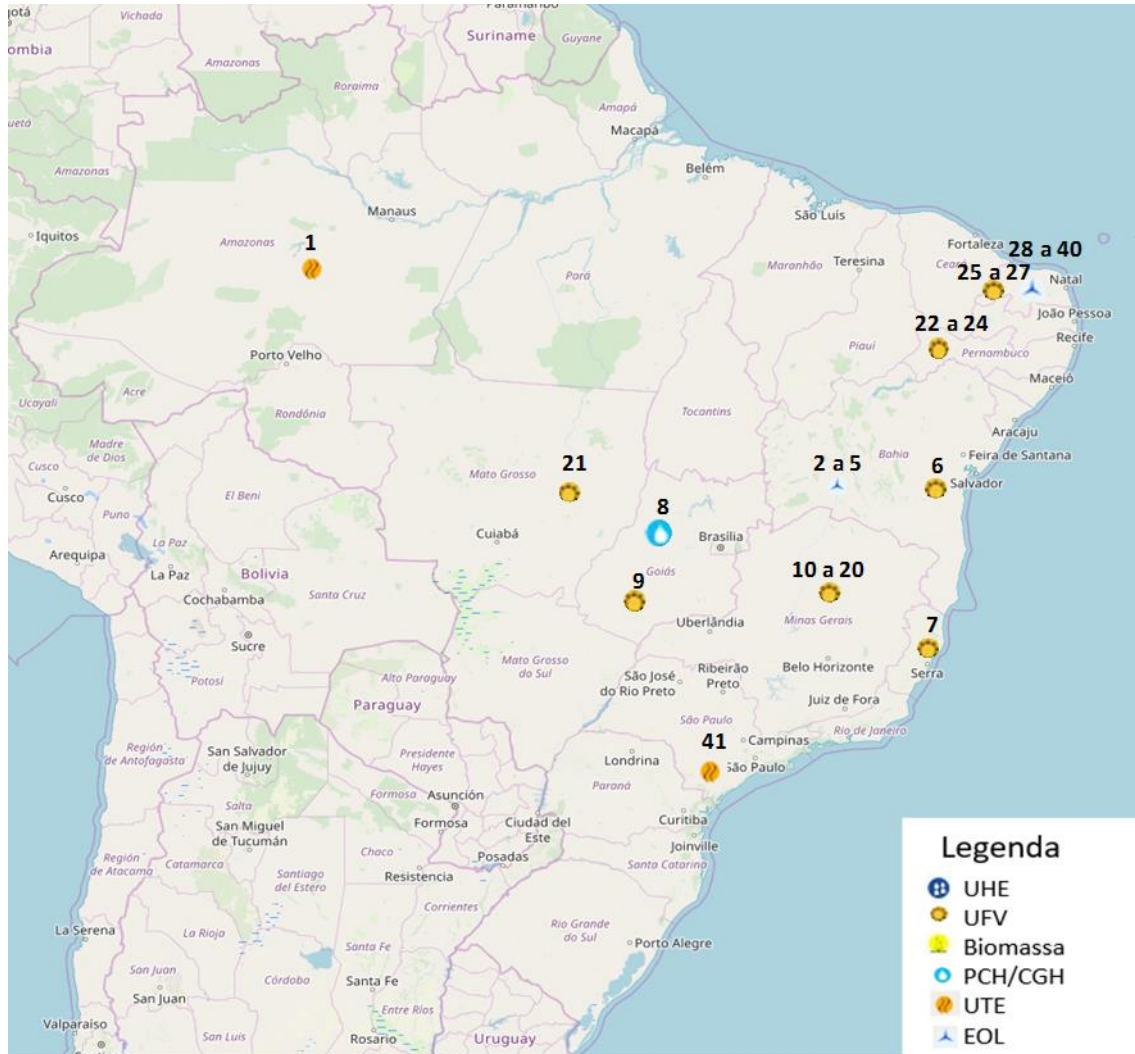


Figura 19 - Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de agosto de 2023.

Fonte dos dados: MME, ANEEL.



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

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	Térmica	UTE Novo Aripuanã - Powertech	1 a 26	109,9	AM	UTE.PE.AM.037728-7.01
2	Eólica	EOL Assuruá 5 VI	2 e 3	11,6	BA	EOL.CV.BA.051789-5.01
3	Eólica	EOL Tucano II	1 a 4	24,8	BA	EOL.CV.BA.032567-8.01
4	Eólica	EOL Ventos de São Vitor 13	1 a 3	18,6	BA	EOL.CV.BA.034850-3.01
5	Eólica	EOL Ventos de São Vitor 14	5	6,2	BA	EOL.CV.BA.034660-8.01
6	Solar	UFV Horizonte MP 11	1 a 5	21,0	BA	UFV.RS.BA.033777-3.01
7	Solar	UFV Vitoria Stone	1	0,8	ES	UFV.RS.ES.043225-3.01
8	Hidráulica	PCH Gameleira	1 e 2	14,0	GO	PCH.PH.GO.035112-1.01
9	Solar	UFV Josidith Leopoldo de Bulhoes	1	0,8	GO	UFV.RS.GO.0615250.01
10	Solar	UFV Hélio Valgas 1	1 a 16	50,0	MG	UFV.RS.MG.042991-0.01
11	Solar	UFV Hélio Valgas 10	1 a 16	50,0	MG	UFV.RS.MG.043001-3.01
12	Solar	UFV Hélio Valgas 2	1 a 16	50,0	MG	UFV.RS.MG.042992-9.01
13	Solar	UFV Hélio Valgas 3	1 a 16	50,0	MG	UFV.RS.MG.042993-7.01
14	Solar	UFV Hélio Valgas 4	1 a 16	50,0	MG	UFV.RS.MG.042994-5.01
15	Solar	UFV Hélio Valgas 5	1 a 16	50,0	MG	UFV.RS.MG.042995-3.01
16	Solar	UFV Hélio Valgas 6	1 a 16	50,0	MG	UFV.RS.MG.042996-1.01
17	Solar	UFV Hélio Valgas 7	1 a 16	50,0	MG	UFV.RS.MG.042997-0.01
18	Solar	UFV Hélio Valgas 8	1 a 16	50,0	MG	UFV.RS.MG.042998-8.01
19	Solar	UFV Hélio Valgas 9	1 a 16	50,0	MG	UFV.RS.MG.042999-6.01
20	Solar	UFV Racri	1	0,3	MG	UFV.RS.MG.071747-9.01
21	Solar	UFV Fermap Armazéns Gerais	1 a 5	0,6	MT	UFV.RS.MT.071785-1.01
22	Solar	UFV Ciranda 1	1 a 268	49,5	PE	UFV.RS.PE.037465-2.01
23	Solar	UFV Ciranda 2	1 a 268	49,5	PE	UFV.RS.PE.037466-0.01
24	Solar	UFV Ciranda 3	1 a 268	49,5	PE	UFV.RS.PE.037516-0.01
25	Solar	UFV Serra do Mel III (Antiga Serra do Mel IX)	1 a 152	48,1	RN	UFV.RS.RN.047424-0.01
26	Solar	UFV Serra do Mel IV (Antiga Serra do Mel X)	1 a 152	48,1	RN	UFV.RS.RN.047425-8.01
27	Solar	UFV Ster Bom Matriz	1	0,4	RN	UFV.RS.RN.050250-2.01
28	Eólica	EOL Acauã III	1 a 4	16,8	RN	EOL.CV.RN.033864-8.01
29	Eólica	EOL Anemus Wind 1	4 e 5	8,4	RN	EOL.CV.RN.034498-2.01
30	Eólica	EOL Anemus Wind 2	11	4,2	RN	EOL.CV.RN.034499-0.01
31	Eólica	EOL Ventos de Santa Leia 01	3 a 15	58,5	RN	EOL.CV.RN.032593-7.01
32	Eólica	EOL Ventos de Santa Leia 12	5, 6 e 11 a 15	30,5	RN	EOL.CV.RN.045010-3.01
33	Eólica	EOL Ventos de Santa Leia 13	14 e 15	9,0	RN	EOL.CV.RN.045011-1.01
34	Eólica	EOL Ventos de Santa Leia 14	1 a 8, 10 e 11, e 13 a 15	57,1	RN	EOL.CV.RN.045012-0.01
35	Eólica	EOL Cajulna A1 (Antiga Ventos de Santa Tereza 01)	1 a 7	39,9	RN	EOL.CV.RN.047235-2.01
36	Eólica	EOL Cajulna A2 (Antiga Ventos de Santa Tereza 02)	3 a 7	28,5	RN	EOL.CV.RN.047236-0.01
37	Eólica	EOL Cajulna A3 (Antiga Ventos de Santa Tereza 03)	1 a 8	45,6	RN	EOL.CV.RN.047237-9.01
38	Eólica	EOL Cajulna A4 (Antiga Ventos de Santa Tereza 05)	1 a 8	45,6	RN	EOL.CV.RN.047239-5.01
39	Eólica	EOL Cajulna A5 (Antiga Ventos de Santa Tereza 10)	1 a 5 e 7 a 9	45,6	RN	EOL.CV.RN.047244-1.01
40	Eólica	EOL Cajulna A6 (Antiga Ventos de Santa Tereza 13)	4	5,7	RN	EOL.CV.RN.047247-6.01
41	Térmica	UTE Della Coletta	1 e 2	8,6	SP	UTE.AI.SP.027929-3.01
Potência Total (MW)				1.358		

Destaca-se, em agosto de 2023, a entrada em operação de 1.239,5 MW a partir das fontes renováveis eólica, solar, biomassa e hidráulica, o que corresponde a 91,3% de toda a expansão no mês.



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

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Ago/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)	Realizado em Ago/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)	Realizado em Ago/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)
Hidráulica	14,0	147,6	0,0	2,5	14,0	150,1
PCH	14,0	136,2	0,0	2,5	14,0	138,7
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	109,9	450,2	8,6	207,9	118,5	658,1
Biomassa	0,0	121,5	8,6	48,6	8,6	170,1
Carvão	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gás Natural	0,0	97,3	0,0	159,4	0,0	256,6
Outros Fósseis	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Petróleo	109,9	231,4	0,0	0,0	109,9	231,4
Eólica	155,1	1.671,7	301,5	1.511,3	456,6	3.183,0
Eólica (não GD)	155,1	1.671,7	301,5	1.511,3	456,6	3.183,0
Solar	0,0	40,0	768,5	3.033,3	768,5	3.073,3
Solar (não GD)	0,0	40,0	768,5	3.033,3	768,5	3.073,3
TOTAL	279	2.309	1.079	4.755	1.358	7.064

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

Na Figura 19 mostra-se essa ampliação por subsistema elétrico (Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte), com destaque para o Nordeste, que realizou 65% desse crescimento.

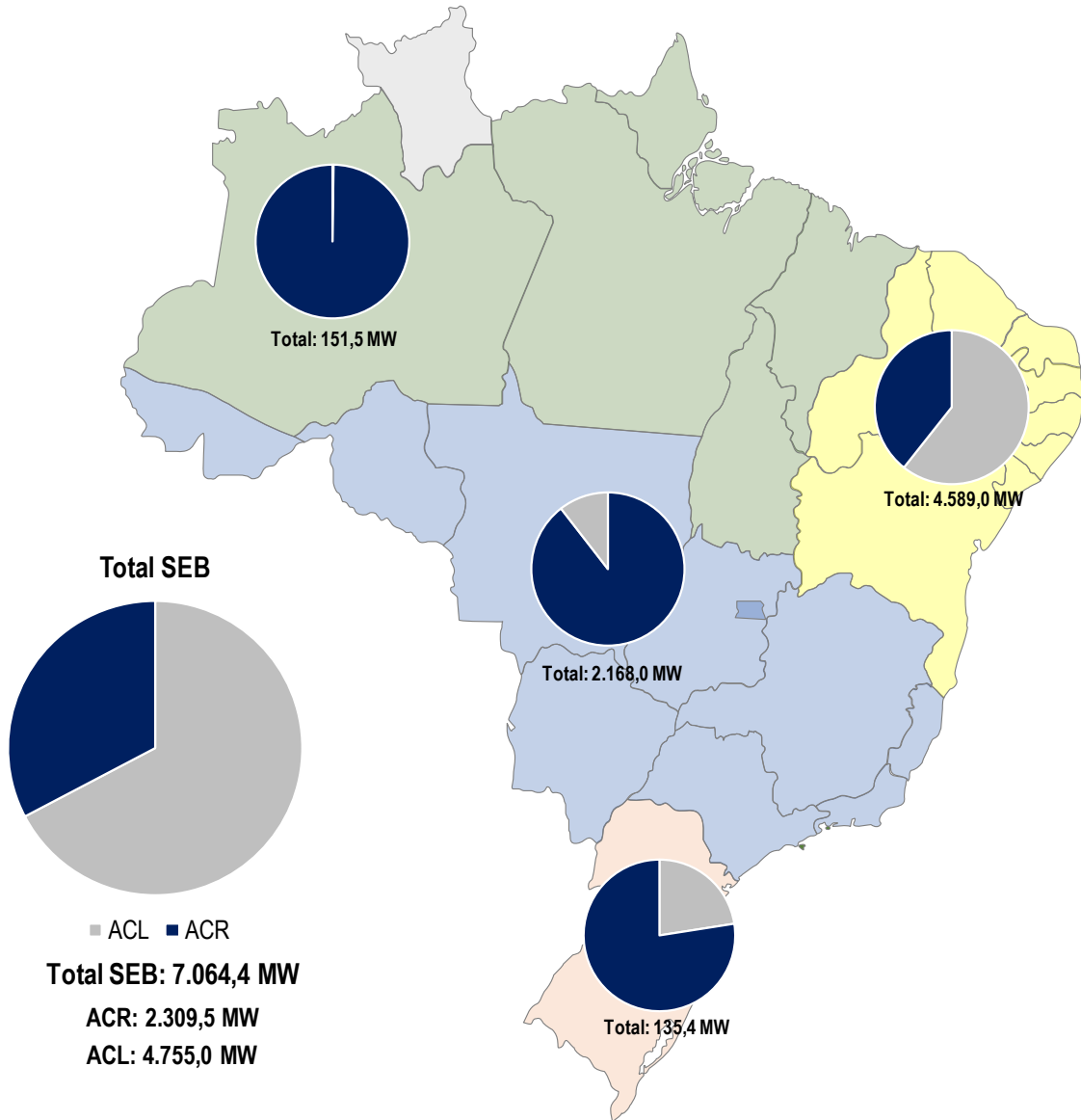


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2023 por subsistema.

Fontes dos dados: MME e ANEEL.

¹ Nesta seção, estão incluídos todos os empreendimentos de geração centralizada 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 é 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 28.683 MW de capacidade instalada de geração centralizada, com destaque para 14.961 MW (52,2%) de fonte solar, 8.942 MW (31,2%) de fonte eólica, 4.377 MW (15,3%) de fonte térmica. Para a fonte hidráulica, prevê-se ampliação de 402 MW, representando 1,4% do total. Destaca-se, também, que 21.027 MW (73,3%) estão fora do Ambiente de Contratação Regulada.

A Figura 20, 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.

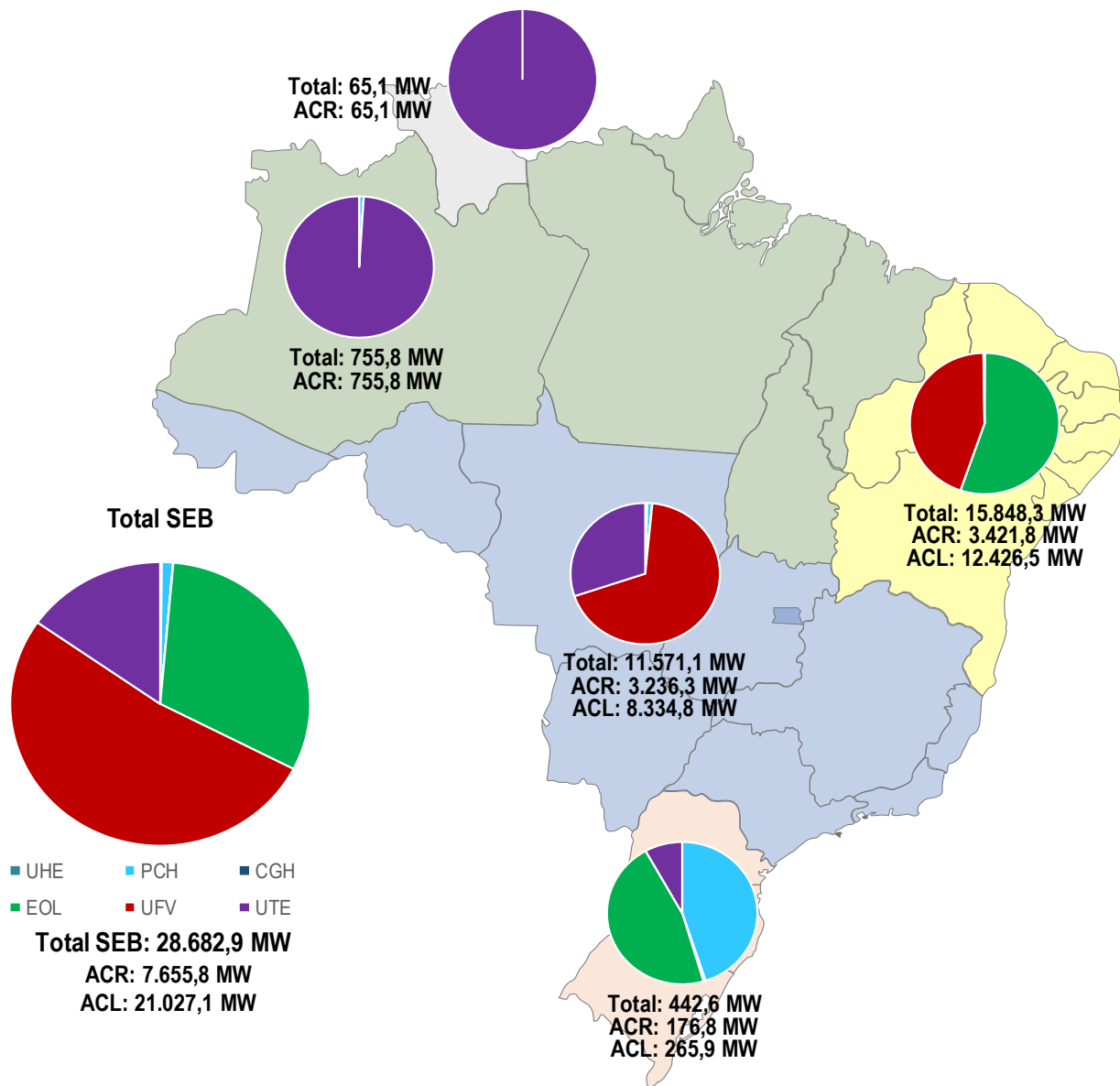


Figura 21. Distribuição geográfica, por Subsistema, dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2025.

Fontes dos dados: MME e ANEEL.



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	27,7	103,4	214,1	4,2	31,9	20,9	31,9	135,3	235,1
PCH	27,7	98,8	162,1	4,2	31,9	20,9	31,9	130,7	183,1
CGH	0,0	4,6	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,6	2,0
UHE	0,0	0,0	50,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,0
Térmica	684,9	686,5	2.534,4	221,1	87,5	162,6	906,0	774,0	2.697,0
Eólica	487,5	545,8	1.344,0	1.834,9	3.204,3	1.525,9	2.322,4	3.750,1	2.869,9
Eólica (não GD)	487,5	545,8	1.344,0	1.834,9	3.204,3	1.525,9	2.322,4	3.750,1	2.869,9
Solar	105,0	460,5	462,0	444,1	6.530,8	6.958,9	549,1	6.991,3	7.420,9
Solar (não GD)	105,0	460,5	462,0	444,1	6.530,8	6.958,9	549,1	6.991,3	7.420,9
TOTAL	1.305	1.796	4.554	2.504	9.854	8.668	3.809	11.651	13.223
TOTAL (2023 a 2025)		7.656		21.027		28.683			

¹ Nesta seção, estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, com a datas de tendência de entrada em operação conforme acordado 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/SNEE.



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

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

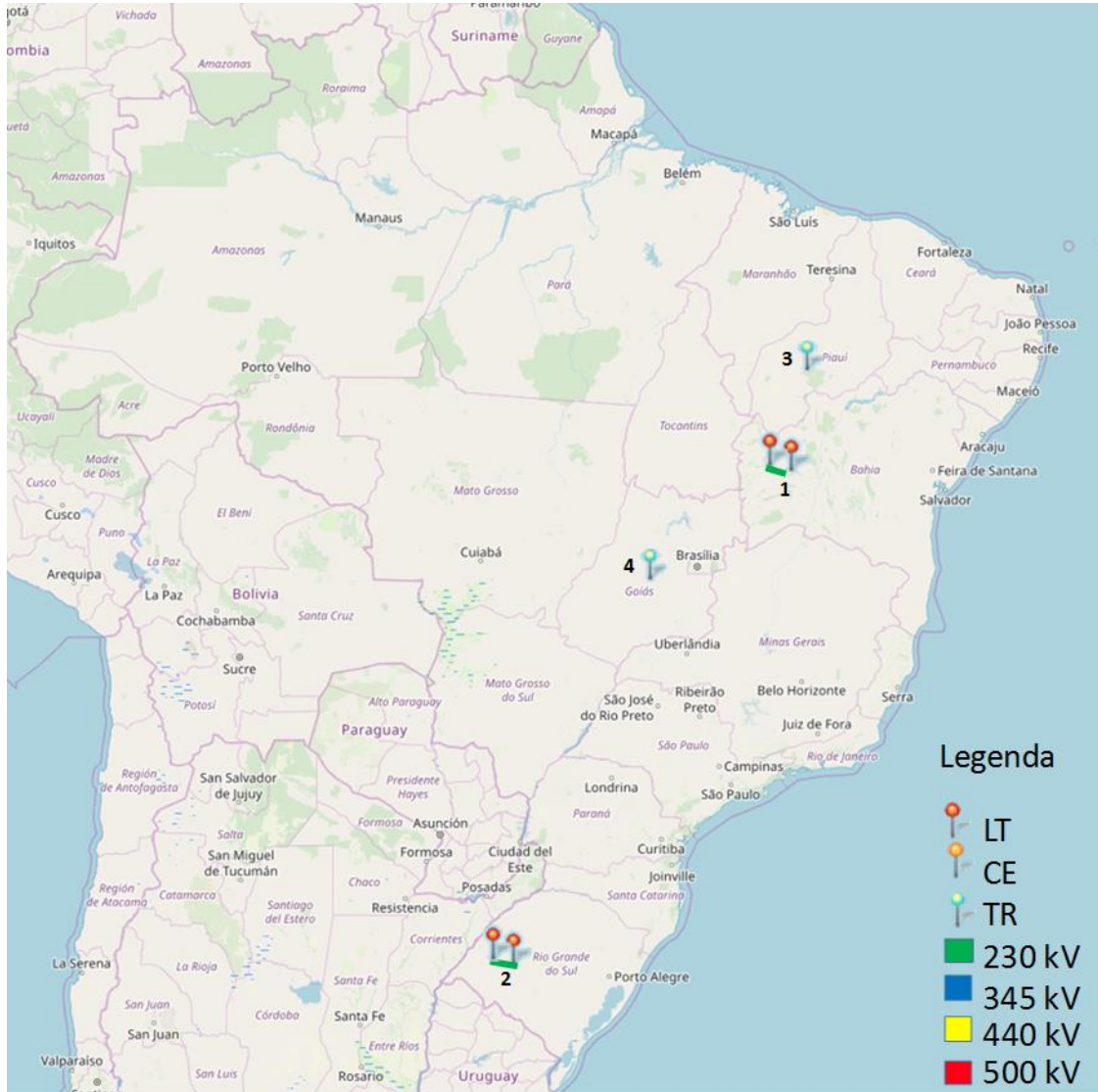


Figura 22 - Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em agosto de 2023.

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

As instalações de transmissão que entraram em operação em agosto de 2023 estão caracterizadas conforme tabelas a seguir e contemplam 263 km de linhas de transmissão, 675 MVA de capacidade de transformação, contribuem para maior disponibilidade e segurança do fornecimento de Energia Elétrica no País.

Destaca-se a entrada em operação da **LT 230 kV LIVRAMENTO 3 / SANTA MARIA 3 - C2**, RS, com 244,5 km 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 BARREIRAS/BARREIRAS II C L8	18,5	BA
2	230	LT 230 kV LIVRAMENTO 3 / SANTA MARIA 3 C2	244,5	RS
TOTAL			263,0	

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado
3	525	Transformador, TR 500 / 230 kV CURRAL PIAUI II T4	600,0	PI
4	230	Transformador TR 230/138 kV XAVANTES TR2 GO	75,0	GO
TOTAL			675,0	

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Equipamento de Compensação de Potência Reativa	Mvar	Estado
TOTAL			0,0	



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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Ago/23 (km)	Acumulado em 2023 (km)
230	263,0	2.849,8
345	0,0	412,0
500	0,0	1.831,3
TOTAL	263,0	5.093,1

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Ago/23 (MVA)	Acumulado em 2023 (MVA)
230	75,0	2.598,0
345	0,0	3.150,0
500	600,0	8.788,0
TOTAL	675,0	14.536,0

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

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

² Os dados das Tabelas 16 e 17 referentes aos meses anteriores foram consolidados para a publicação do Boletim.



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

Até 2025, está prevista a entrada em operação de 8.880 km de linhas de transmissão e 37.633 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	Previsão 2024	Previsão 2025
230	186,5	1.060,8	712,4
345	359,0	66,5	377,6
440	0,0	61,0	0,0
500	560,7	3.060,6	2.434,8
TOTAL	1.106,2	4.248,9	3.524,8

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	1.800,0	6.150,0	3.820,0
345	1.815,0	2.910,0	3.175,0
440	0,0	600,0	0,0
500	636,0	14.876,9	1.850,0
TOTAL	4.251,0	24.536,9	8.845,0

Fonte dos dados: MME / SNEE.

¹ Nesta seção, estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SNEE/DPME, 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 pelo DPME/SNEE/MME, com participação da SNPTE/MME, SDS/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 julho de 2023, a geração hidráulica correspondeu a 61,7 % do total gerado no país, percentual inferior ao verificado no mês anterior. A participação das gerações eólica e solar aumentaram 2,1 p.p. e 0,4 p.p., respectivamente, a geração térmica apresentou redução de sua participação em 0,9 p.p.

As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa) representaram 92,2% da matriz de geração de energia elétrica brasileira em julho de 2023, aumento de 1,2 p.p. em relação ao mês anterior.

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

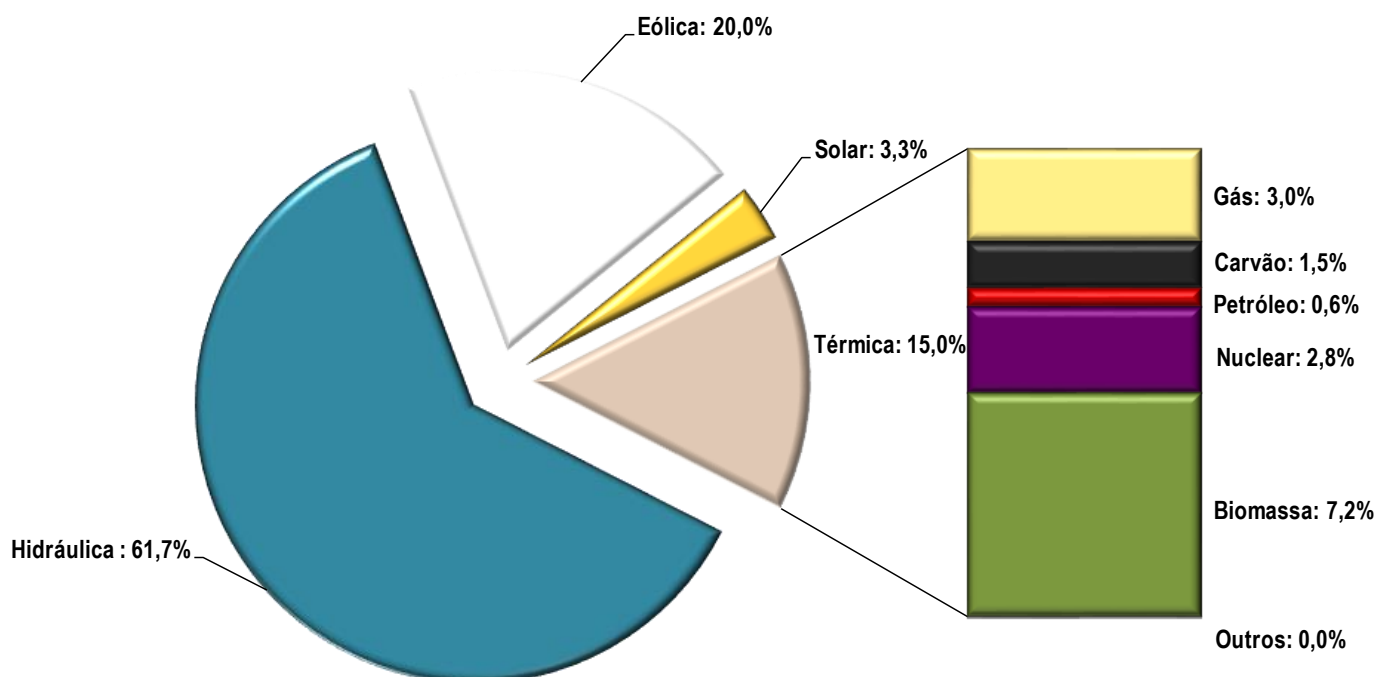


Figura 23. Matriz de geração de energia elétrica no Brasil.

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 julho de 2023.



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

No mês de julho de 2023, a geração hidráulica no SIN apresentou redução de 1,2% em relação ao mês anterior e a geração térmica apresentou redução de 0,4%. Quanto ao comparativo com julho de 2022, a geração hidráulica apresentou redução de 7,9%, enquanto que as gerações solar, eólica, e térmica sofreram aumento de 69,4%, 18,8% e 8,6%, respectivamente. Em relação ao total de geração no mês de julho, houve aumento de 0,4% em relação a julho 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 2,1%.

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

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Jul/22 (GWh)	Jun/23 (GWh)	Jul/23 (GWh)	Evolução mensal (Jul/23 / Jun/23)	Evolução anual (Jul/23 / Jul/22)	Ago/21-Jul/22 (GWh)	Ago/22-Jul/23 (GWh)	Evolução
Hidráulica	32.792	30.582	30.214	-1,2%	-7,9%	393.241	423.393	7,7%
Térmica	6.486	7.074	7.044	-0,4%	8,6%	107.475	67.872	-36,8%
Gás	1.395	2.009	1.386	-31,0%	-0,7%	45.933	17.555	-61,8%
Carvão	629	629	732	16,4%	16,4%	10.421	6.123	-41,2%
Petróleo ²	91	83	84	1,9%	-7,6%	9.398	1.265	-86,5%
Nuclear	588	1.328	1.351	1,8%	129,8%	14.310	14.510	1,4%
Outros	252	0	0	0%	-100,0%	2.684	2.056	-23,4%
Biomassa	3.530	3.026	3.490	15,3%	-1,1%	24.729	26.364	6,6%
Eólica	8.234	8.567	9.785	14,2%	18,8%	73.871	89.182	20,7%
Solar	951	1.399	1.611	15,2%	69,4%	9.898	16.490	66,6%
TOTAL	48.464	47.623	48.654	2,2%	0,4%	584.486	596.937	2,1%

Fonte dos dados: CCEE.



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

Em julho de 2023, nos sistemas isolados a geração hidráulica apresentou aumento de 11,4% e a geração térmica a gás natural reduziu 2,3%, em relação ao mês anterior. Quando comparada com julho de 2022, a geração térmica a gás apresentou acréscimo de 50,5%.

A geração total no mês de julho reduziu 4,8% em relação ao verificado no mesmo mês em 2022.

Relativo ao acumulado nos últimos 12 meses, foi observado aumento da geração de 12,8%, comparativamente ao mesmo período anterior.

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

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Jul/22 (GWh)	Jun/23 (GWh)	Jul/23 (GWh)	Evolução mensal (Jul/23 / Jun/23)	Evolução anual (Jul/23 / Jul/22)	Ago/21-Jul/22 (GWh)	Ago/22-Jul/23 (GWh)	Evolução
Hidráulica	4,0	2,8	4,3	11,4%	8,1%	34	39	15,1%
Gás	50,8	66,2	76,4	-2,3%	50,5%	330,0	791,4	139,8%
Petróleo ²	255,1	217,6	222,1	3,0%	-13,0%	3.127,3	2.974,7	-4,9%
Biomassa	25,0	20,1	15,9	5,8%	-36,3%	121,5	269,6	121,9%
TOTAL	335	307	319	3,9%	-4,8%	3.613	4.075	12,8%

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 julho de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



8.4. Geração Eólica ¹

No mês de julho de 2023, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste aumentou 6,6 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 50,7%, com total de 12.879 MWmédios de geração verificada no mês, característica do período conhecido como “temporada dos ventos altos”, que acontece na região Nordeste do Brasil, entre julho e outubro. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 40,2% valor 1,4 p.p. maior em relação ao verificado no mesmo período anterior.

Já o fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em julho de 2023, aumentou 10,1 p.p. com relação ao mês anterior, 33,7%, com total de 710 MWmédios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 30,8%, o que indica redução de 2,0 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

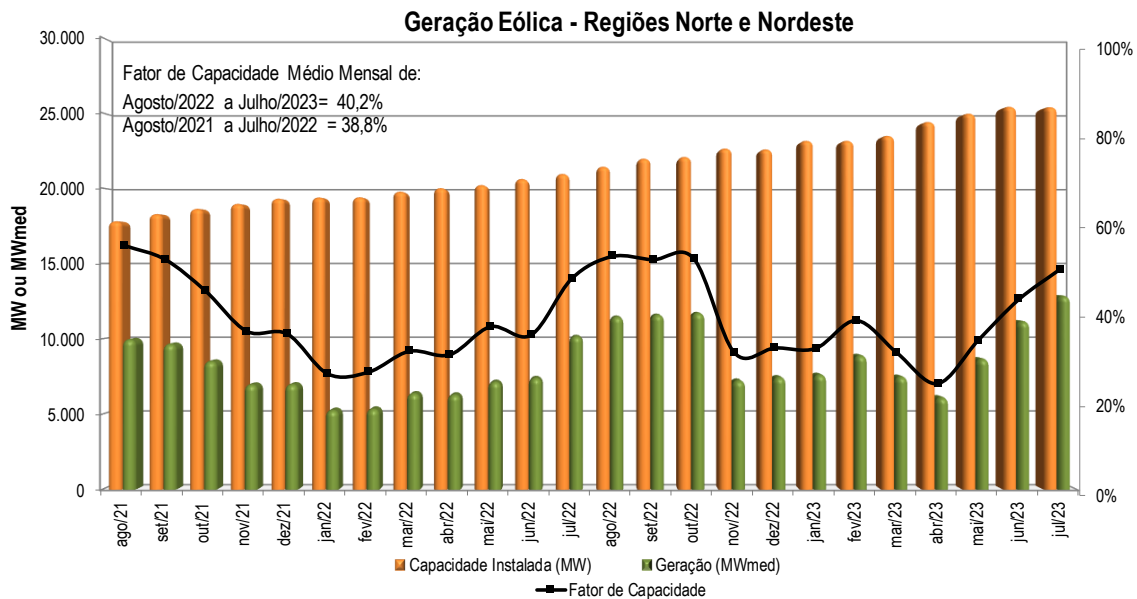


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

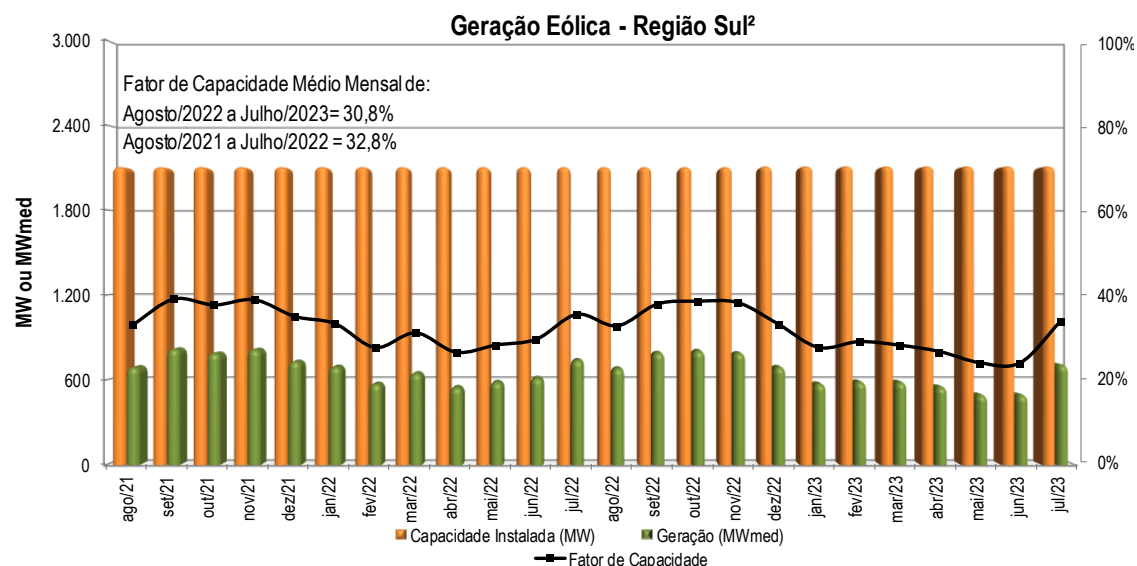


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul

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 julho de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



8.5. Mecanismo de Realocação de Energia

Em julho de 2023, as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) geraram, juntas, 39.575 MW médios, ante a garantia física sazonalizada de 50.721 MW médios, o que representou um *Generation Scaling Factor* (GSF) mensal de 78,0%.

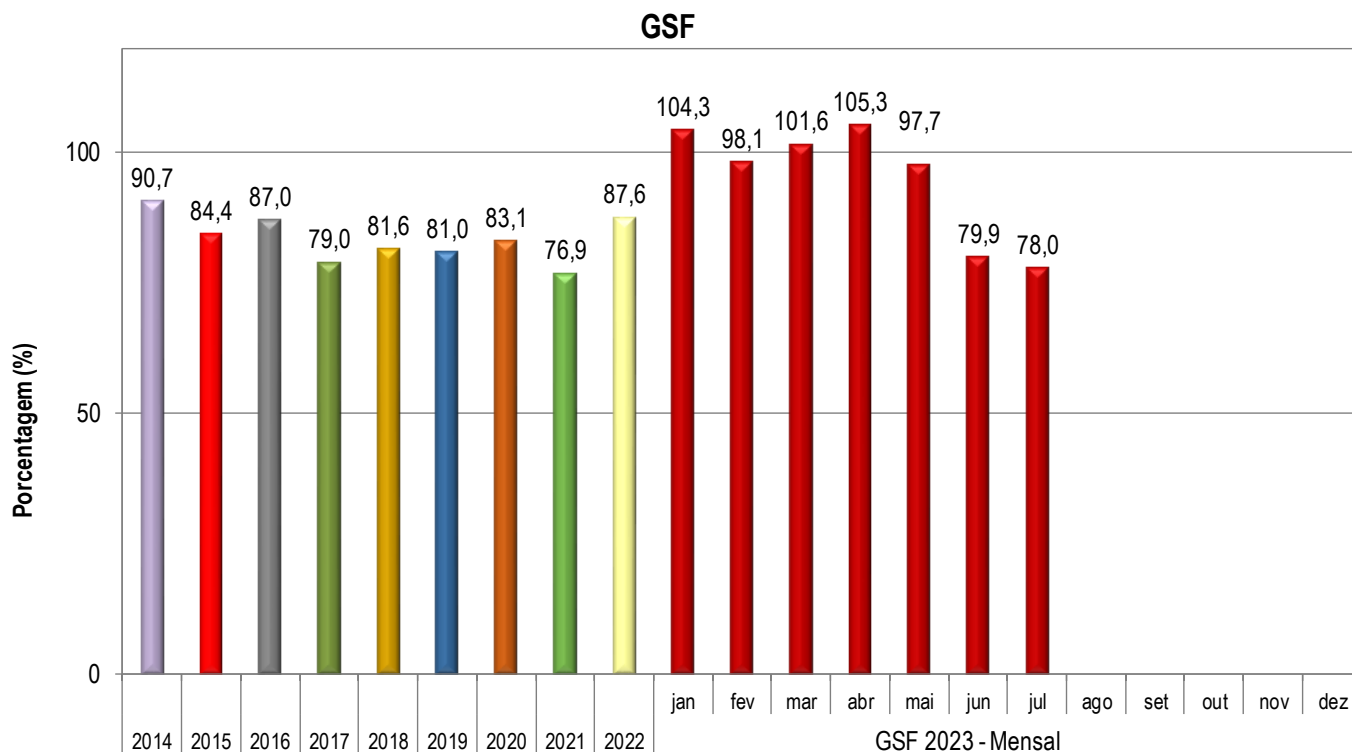


Figura 26. Evolução do GSF.

Tabela 22. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano 2023.

	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	46.419	41.363	39.575					
Garantia Física Sazonalizada (MW médio)	50.049	50.301	56.269	48.525	47.493	51.764	50.721					
GSF (%)	104,3	98,1	101,6	105,3	97,7	79,9	78,0					

Dados contabilizados até julho de 2023

Fonte dos dados: CCEE.



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Em agosto 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 das boas condições dos reservatórios do País.

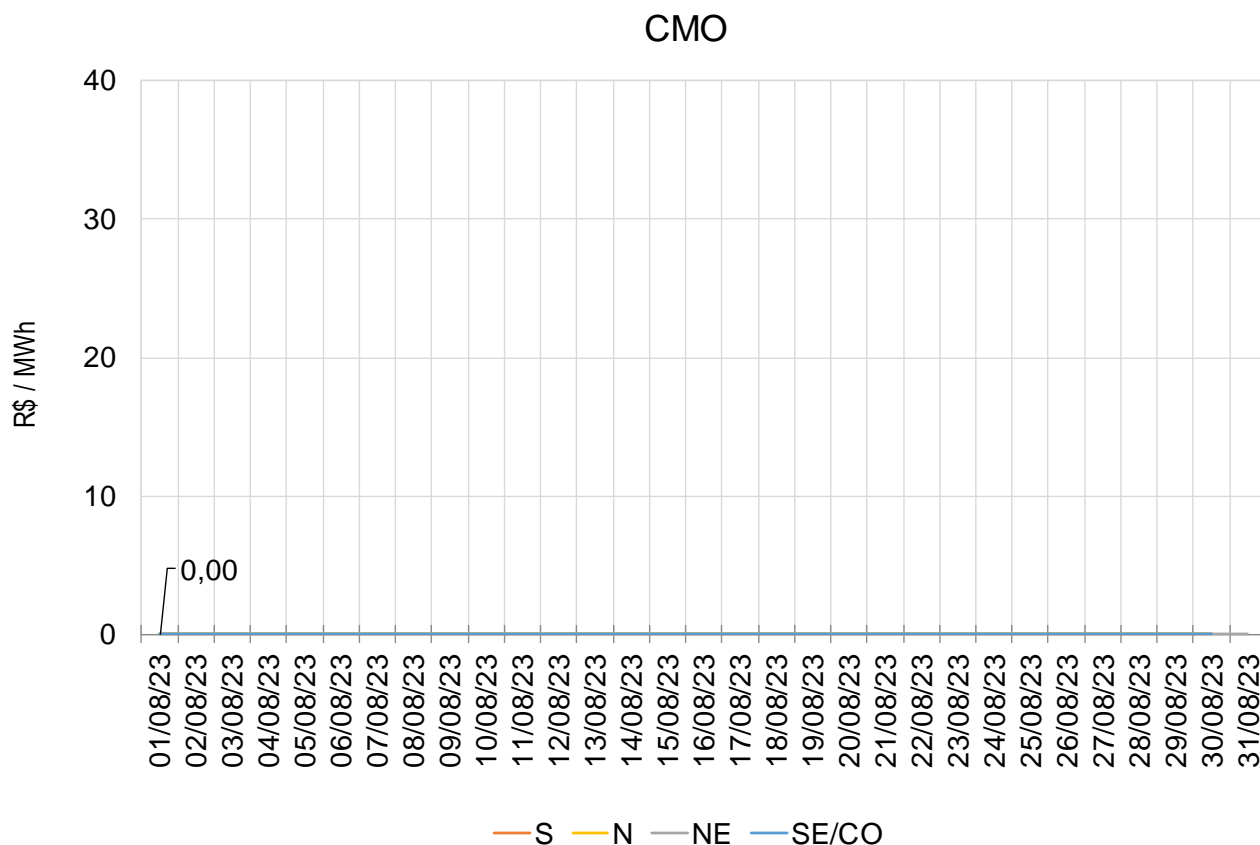


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em agosto 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 seis meses, em que o patamar mínimo perdurou por todo o período. Assim, percebe-se que as curvas têm um formato retilíneo, situação 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.

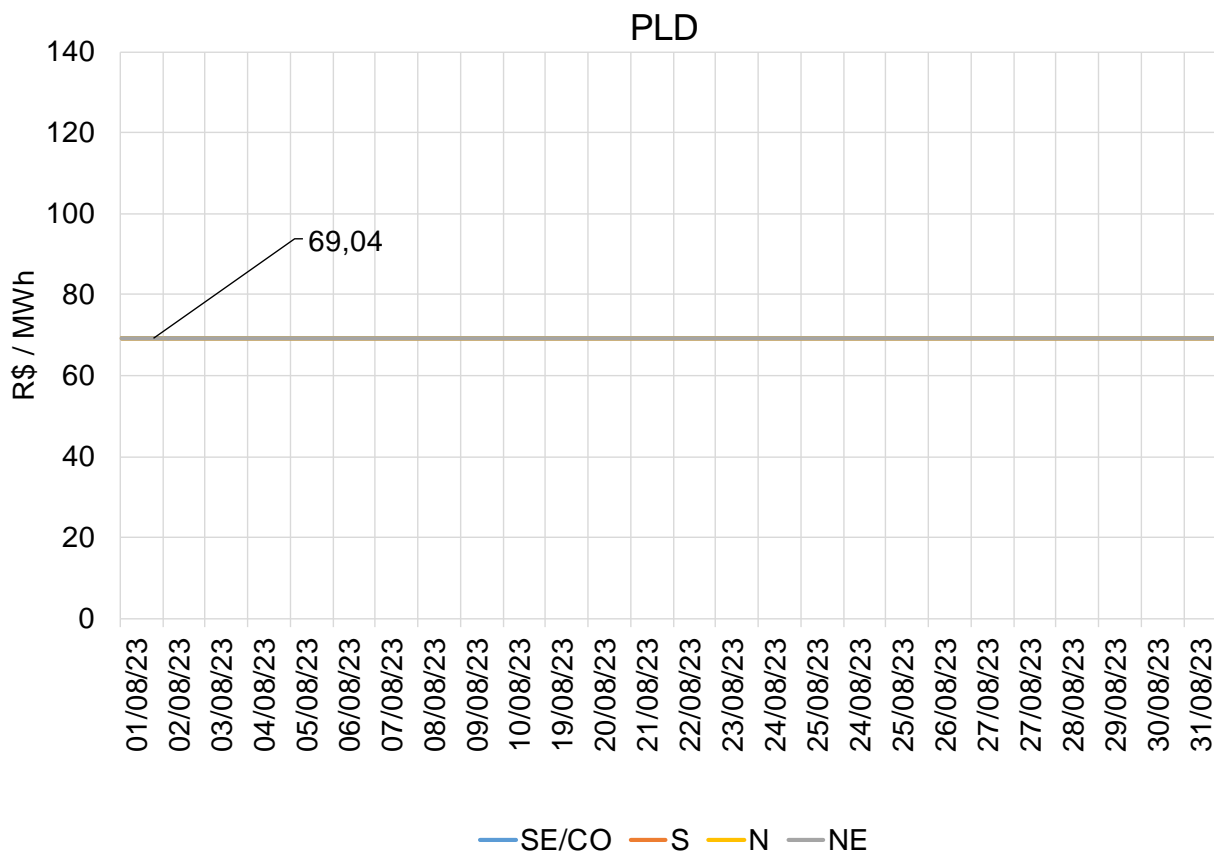


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.



11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA¹

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em julho de 2023 totalizaram R\$ 24,8 milhões, montante superior ao verificado no mês anterior, que foi de R\$ 23,1 milhões. Conforme ilustrado na figura a seguir, ocorreu Encargo por Serviços Ancilares, responsável por quase 100% do total, e Encargo por Restrição de Operação Constrained-On.

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

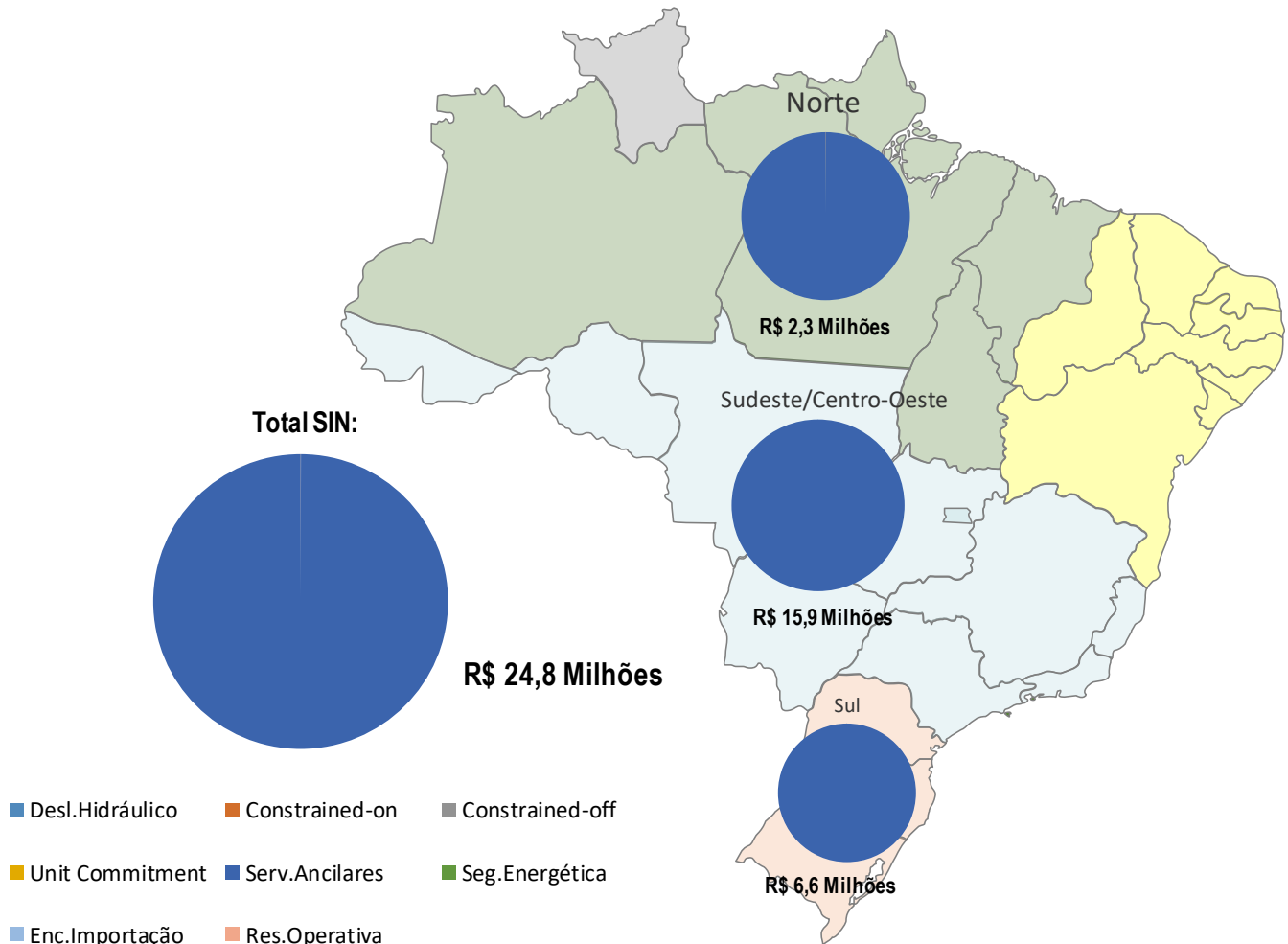


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema.

Dados contabilizados / recontabilizados até julho de 2023.

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

Fonte dos dados: CCEE.

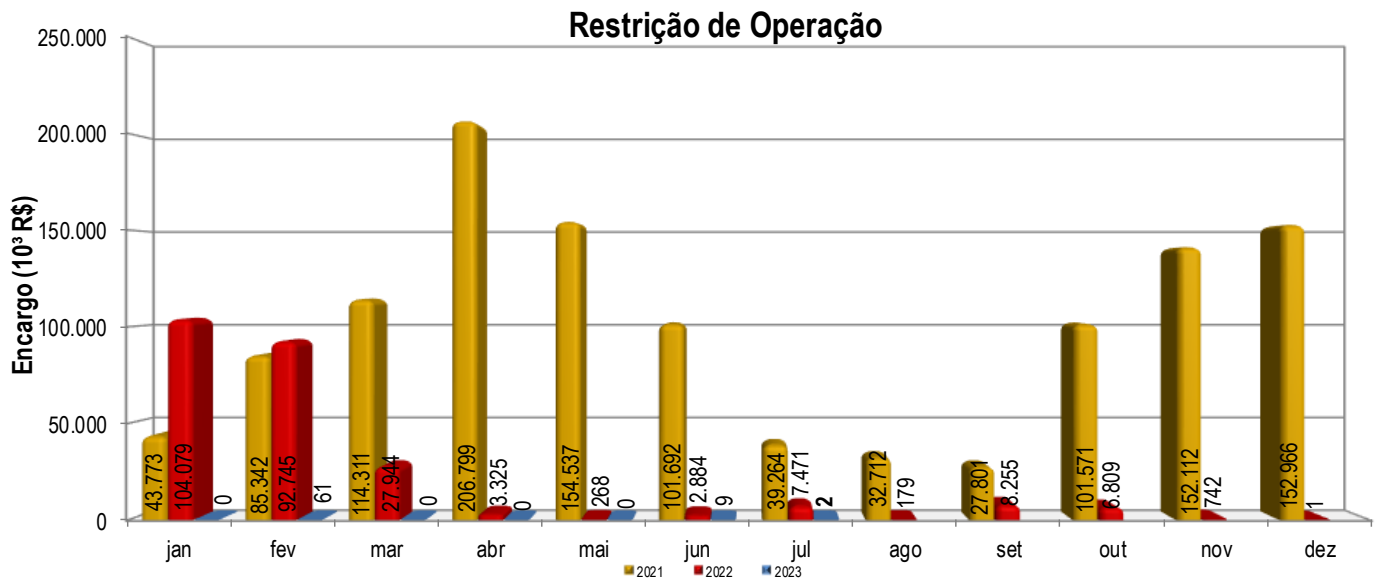


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

* 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.

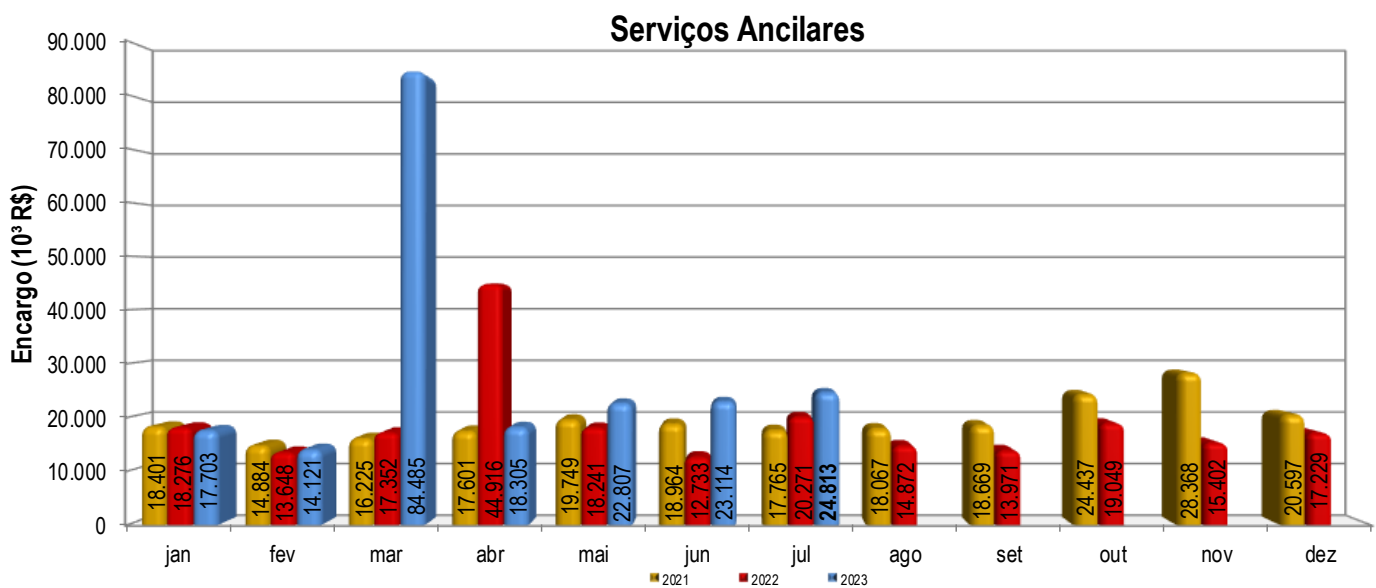


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

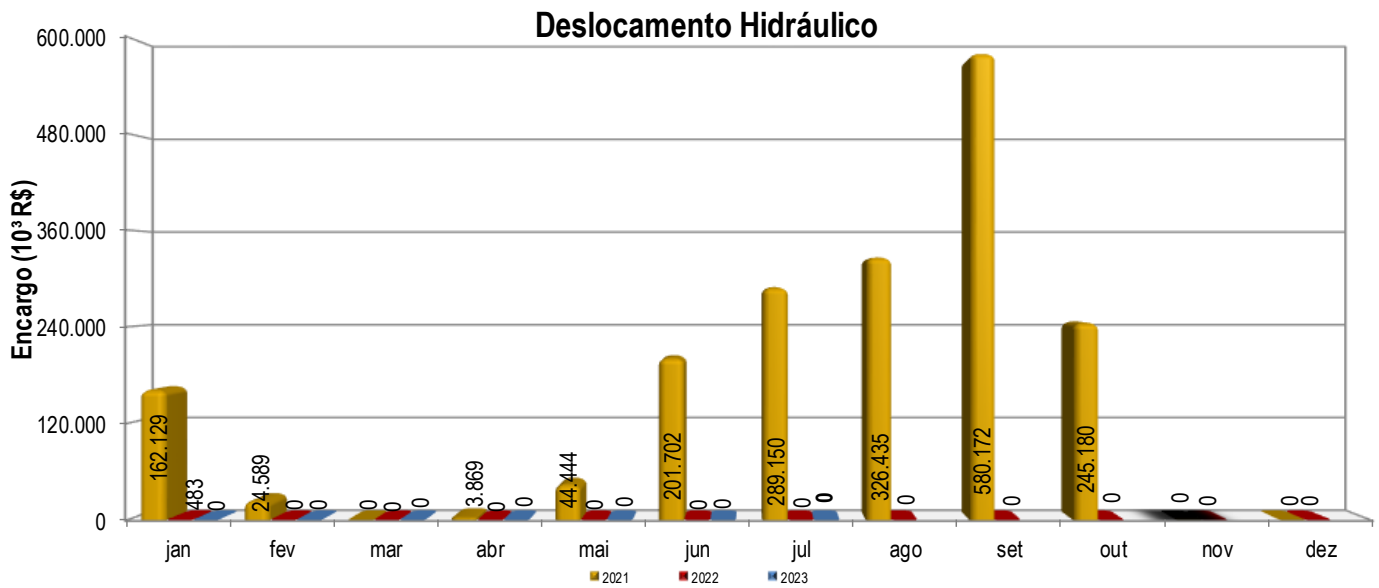


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

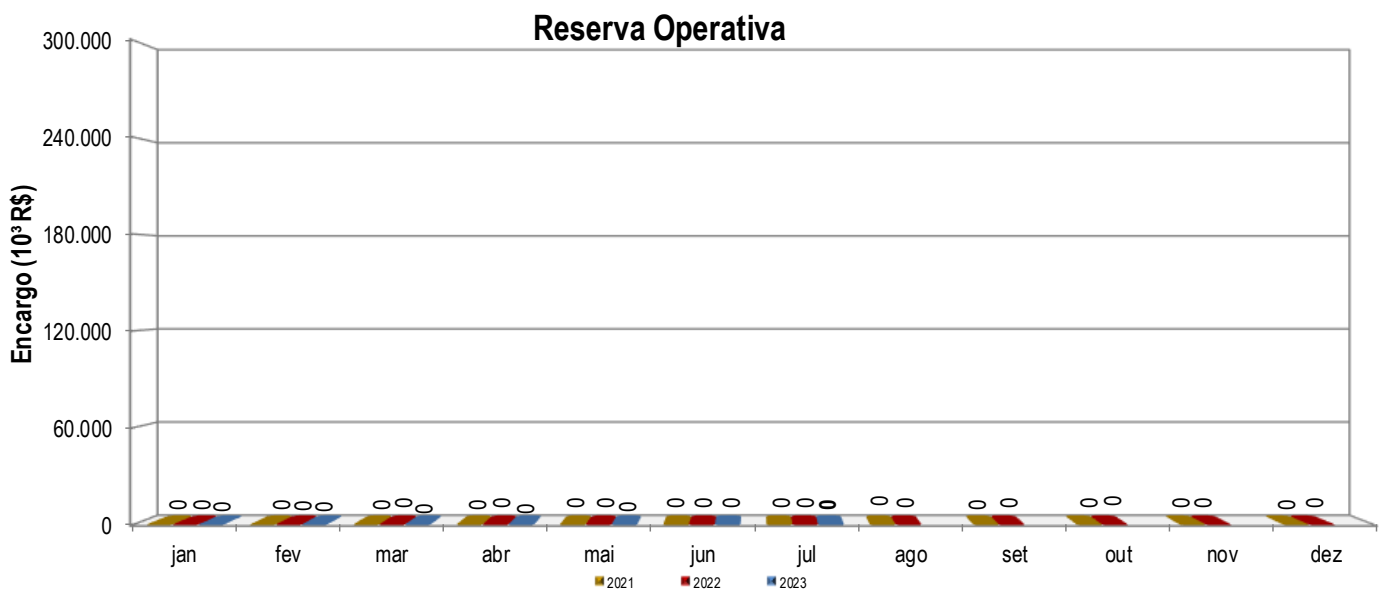


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

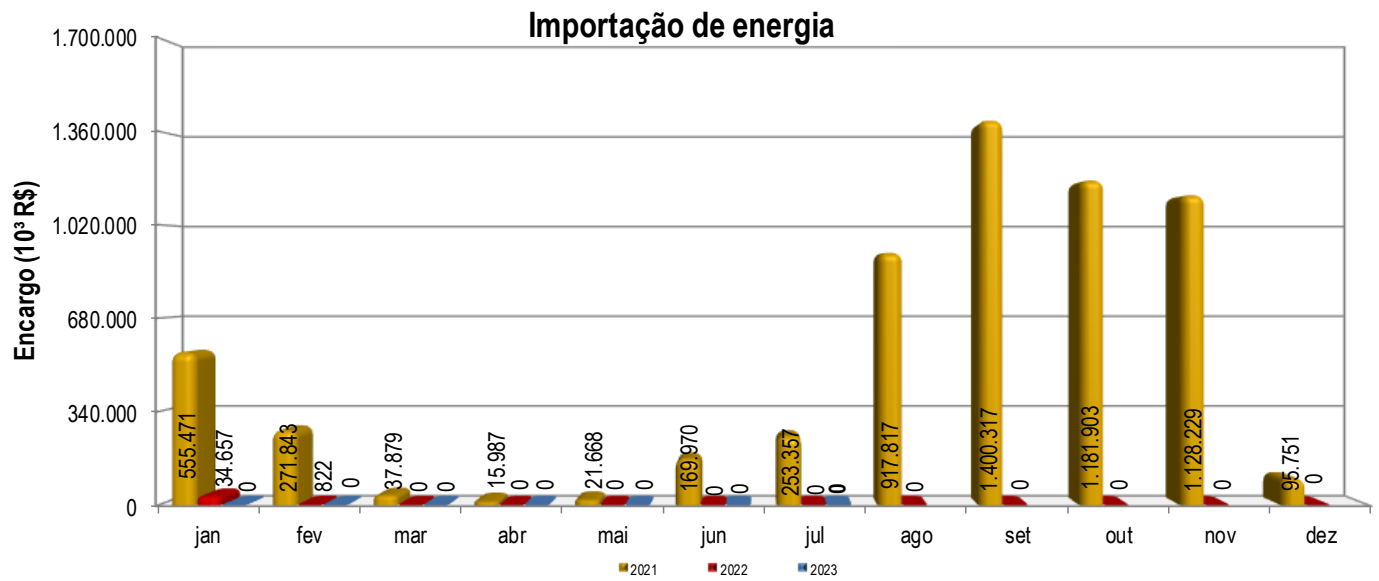


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

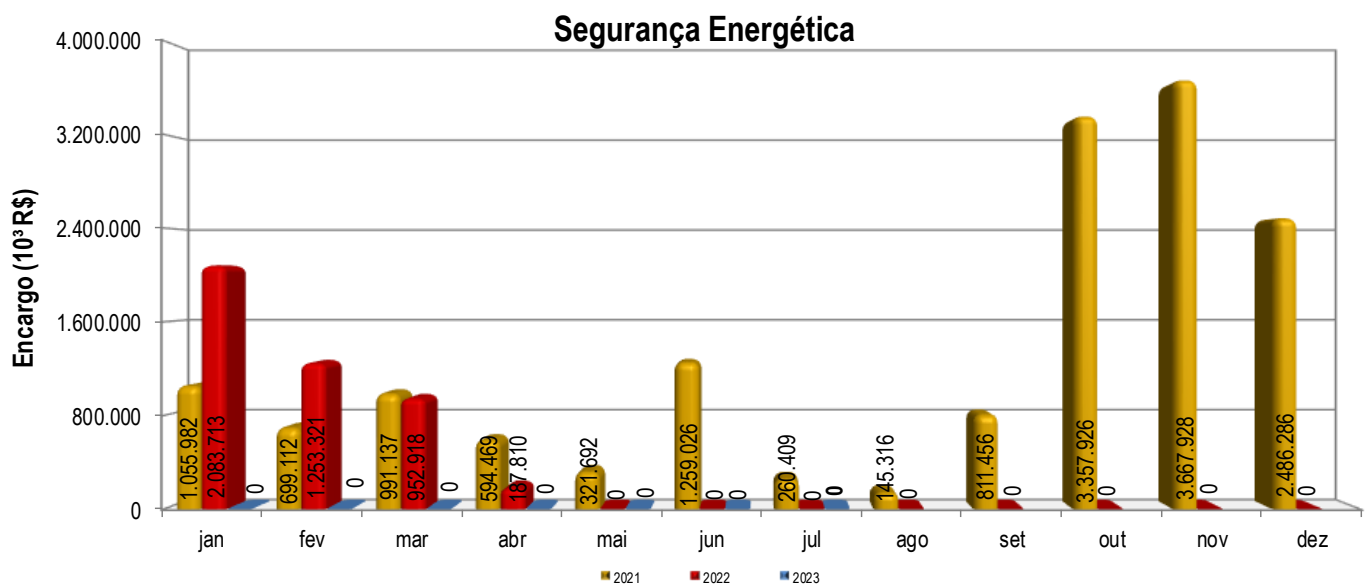


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até julho de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de agosto de 2023, foram verificadas 2 (duas) ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de carga superior a 100 MW (no caso do SIN, a duração da interrupção deve ser igual ou superior a dez minutos), totalizando aproximadamente 23.746 MW.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro¹

Tabela 23. Descrição das Ocorrências

Dia da Ocorrência	Descrição	Carga Interrompida (MW)	Estado(s) afetado(s)	Causa
15/ago	A abertura, somente no terminal de Quixadá, da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II, que operava dentro dos seus limites, provocada por atuação incorreta do seu sistema de proteção, sem a incidência de curto-circuito no sistema elétrico. Em seguida, ocorreu o desligamento das Interligações Norte / Sudeste, Norte / Nordeste e Nordeste / Sudeste.	23.368	SIN	Esta perturbação encontra-se em análise e foi objeto de reuniões para elaboração do Relatório de Análise de Perturbação – RAP, realizadas nos dias 25/08/2023 e 01/09/2023.
25/ago	Desligamento automático da transformação 230/138 kV da SE Xavantes e de todo setor 138 kV da SE Xavantes	378,1	GO	A perturbação teve início em um curto-circuito no barramento SB 138 kV Xavantes 2 1 devido à falha na chave seccionadora 6120. Esta falha foi eliminada pelas atuações de retaguarda.
		23.746,1		

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

Subsistema	Carga Interrompida no SEB (MW)												2023 Jan-Jul	2022 Jan-Jul	
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
SIN ²	0	0	0	0	0	0	0	23.368						23.368	0
S	0	0	0	0	0	0	0	0						0	460
SE/CO	310	0	684	282	0	156	0	378						1.810	1.165
NE	153	0	298	132	161	0	0	0						744	1.571
N	0	0	677	0	0	351	0	0						1.028	1.185
Isolados	0	0	0	178	0	0	0	0						178	1.154
TOTAL	463	0	1.659	592	161	507	0	23.746	0	0	0	0	0	27.128	5.535

Fontes dos dados: ONS e Roraima Energia.

Tabela 25. Evolução do número de ocorrências.

Subsistema	Número de Ocorrências												2023 Jan-Jul	2022 Jan-Jul	
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
SIN ²	0	0	0	0	0	0	0	1						1	0
S	0	0	0	0	0	0	0	0						0	2
SE/CO	2	0	2	2	0	1	0	1						8	4
NE	1	0	1	1	1	0	0	0						4	7
N	0	0	2	0	0	1	0	0						3	4
Isolados	0	0	0	1	0	0	0	0						1	7
TOTAL	3	0	5	4	1	2	0	2	0	0	0	0	0	17	24

Fontes dos dados: ONS, Roraima Energia e Eletronorte.

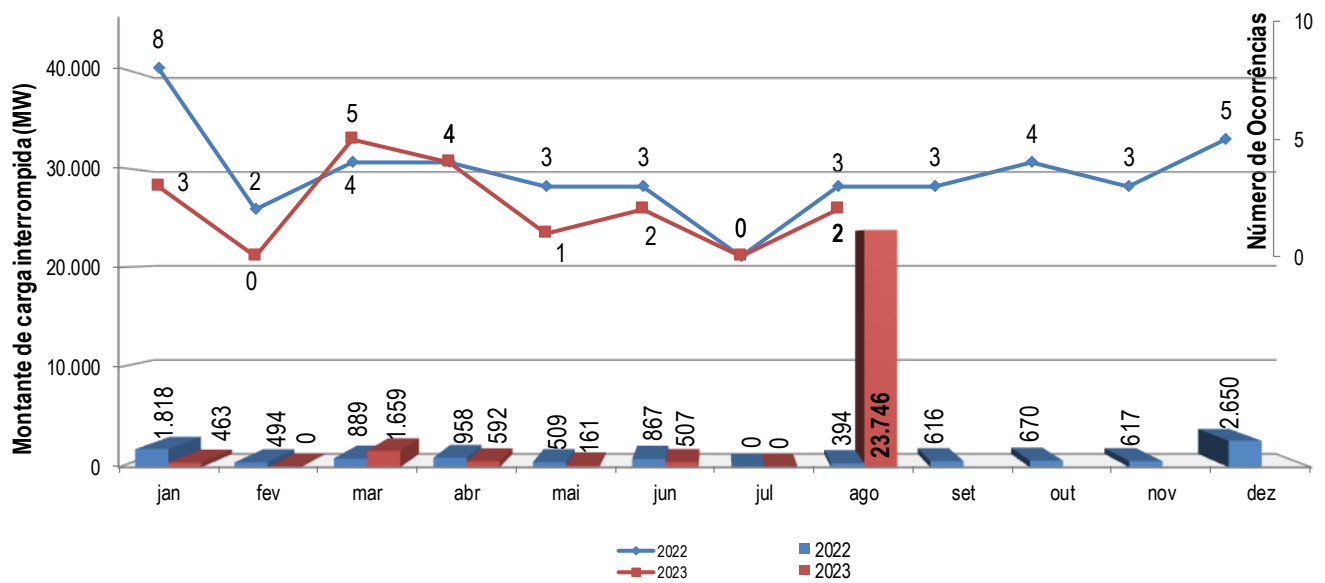


Figura 36. Ocorrências no SEB.

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 Continuidade ¹

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 que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica para o período considerado, bem como o Indicador de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), o que representa o número de vezes que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica para o período considerado.

Até o mês de julho de 2023, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 5,87 horas. Considerando os valores de DEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 10,15 horas, valor dentro do Limite Regulatório de 11,28 horas estabelecido pela ANEEL. Apenas a região Centro-Oeste apresentou resultado de tendência fora do limite, conforme se verifica nas tabelas e gráficos a seguir.

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	1,15	0,76	0,74	0,84						7,57	13,23	12,11
NE	1,09	1,12	1,09	1,07	0,94	0,87	0,87						7,05	11,92	13,09
N	1,79	1,70	1,85	1,69	1,60	1,48	1,45						11,52	21,78	29,89
SE	0,74	0,75	0,74	0,58	0,47	0,37	0,52						4,24	7,06	7,90
S	0,94	0,82	0,90	0,66	0,59	0,63	0,65						5,19	9,26	9,39
Brasil	0,99	0,99	0,96	0,84	0,71	0,68	0,72						5,87	10,15	11,28

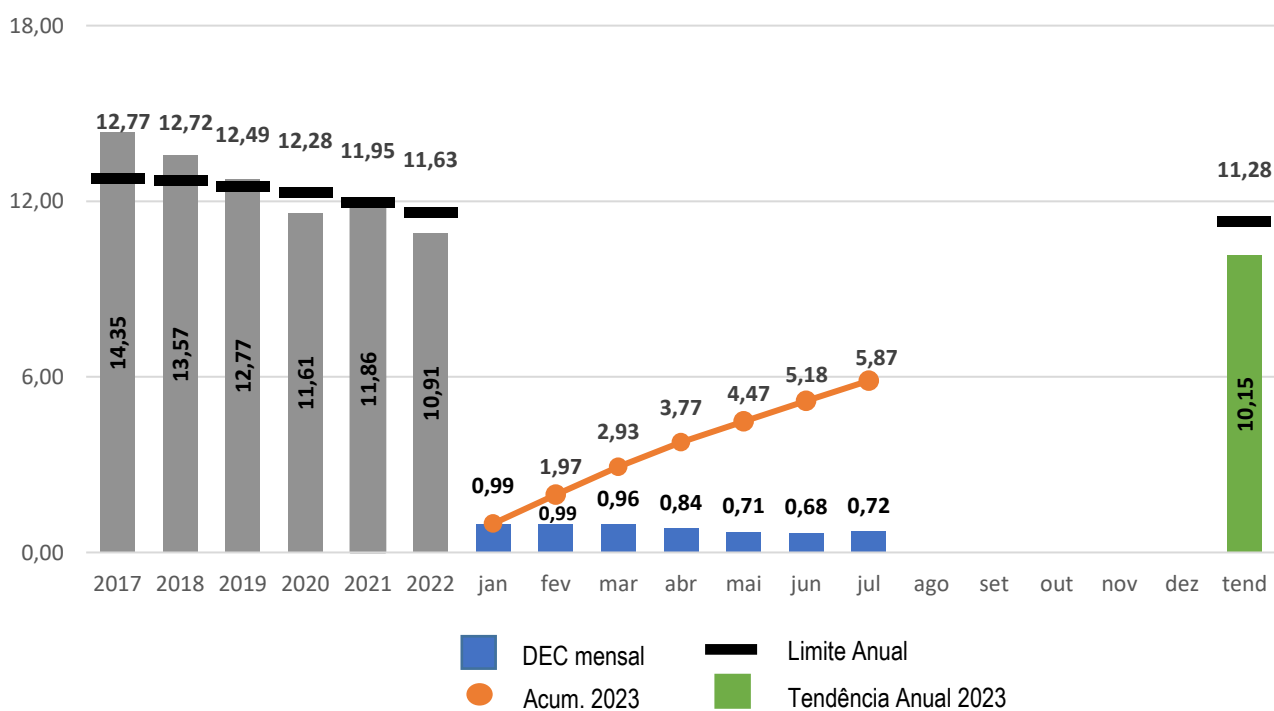


Figura 37. DEC do Brasil.



Até o mês de julho de 2023, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 2,91 interrupções. Considerando os valores de FEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 5,12 interrupções, valor dentro do Limite Regulatório de 7,84 interrupções estabelecido pela ANEEL. Individualmente, todas as regiões apresentaram resultado de tendência dentro do limite, conforme se verifica nas tabelas e gráficos abaixo.

Ressalta-se que quanto menor for o valor do FEC, melhor será 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	0,54	0,46	0,45	0,47						3,98	7,05	8,51
NE	0,46	0,42	0,42	0,46	0,40	0,40	0,39						2,95	5,15	7,95
N	0,98	0,91	0,93	0,90	0,90	0,86	0,87						6,34	11,67	24,42
SE	0,36	0,35	0,36	0,27	0,26	0,20	0,28						2,10	3,61	5,50
S	0,61	0,49	0,53	0,41	0,36	0,38	0,35						3,13	5,59	6,87
Brasil	0,49	0,46	0,45	0,41	0,37	0,36	0,37						2,91	5,12	7,84

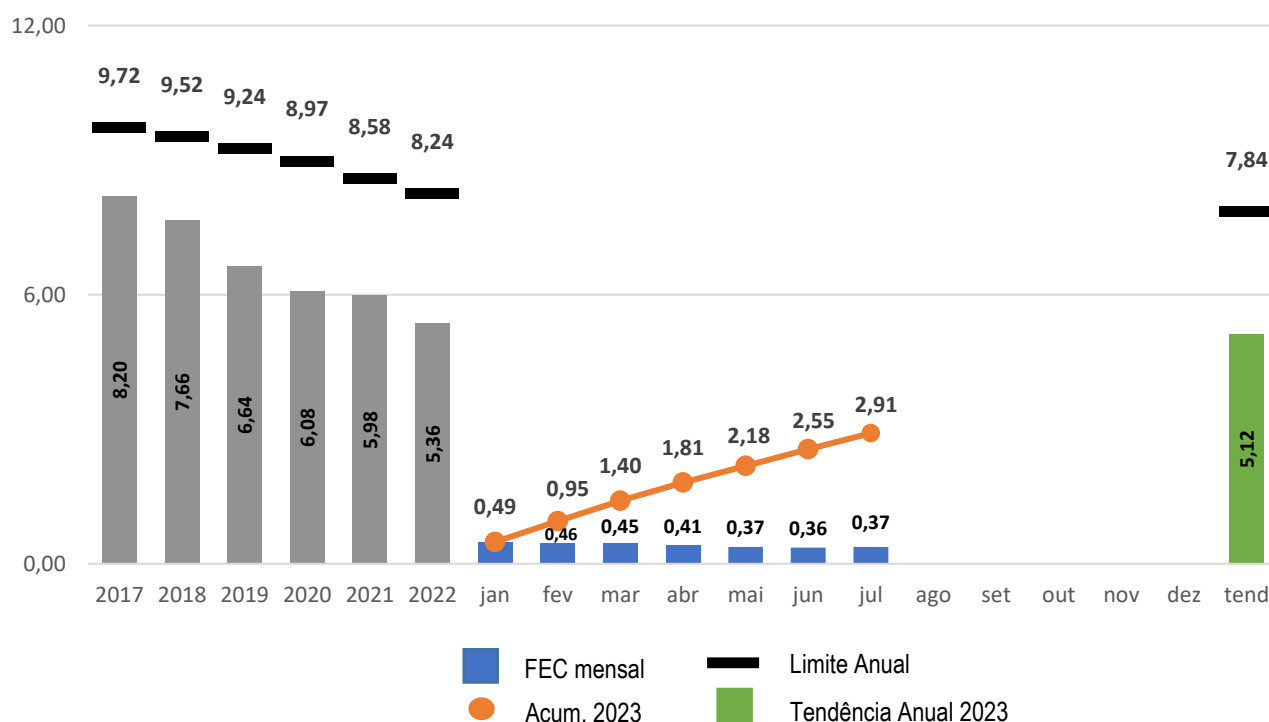


Figura 38. FEC do Brasil.

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 julho 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 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	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	