



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

Novembro / 2023





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Novembro / 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.....	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) no mês de novembro de 2023 – Brasil.....	2
Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima (novembro - 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 novembro de 2023.....	19
Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2023 por subsistema.....	21
Figura 21. Distribuição geográfica, por Subsistema, dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2025.	22
Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em novembro 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 Ancilares.....	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 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 novembro de 2023.	20
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em novembro 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 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 novembro de 2023, a precipitação verificada foi superior à média histórica nas bacias hidrográficas da Região Sul, conforme esperado em anos de *El Niño*. Nas demais bacias de interesse do SIN, as chuvas ficaram abaixo da média, com destaque para a seca na bacia Amazônica.

Em relação aos armazenamentos, no mês de novembro de 2023, os subsistemas Sudeste/Centro-oeste, Nordeste e Norte apresentaram deplecionamento de 4,8 p.p., 6,1 p.p. e 9,1 p.p., respectivamente. Já o subsistema Sul replecionou 8,3 p.p., reflexo da precipitação acima da média no mês. Tais condições observadas são significativamente melhores do que aquelas verificadas nos últimos anos, o que contribuirá para a garantia e segurança do atendimento nos próximos meses.

No mês de novembro de 2023, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 222.223 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 18.419 MW (9,0%), com destaque para 13.478 MW de geração de fonte solar, 4.462 MW de fonte eólica e 333 MW de fonte térmica. A geração distribuída, no mês de novembro de 2023, chegou a 25 GW de potência instalada, em 2.212.311 unidades, representando 11,3 % da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e com crescimento de 60,5% nos últimos 12 meses.

No mês de outubro de 2023, a geração hidráulica correspondeu a 67,5% do total gerado no país, percentual superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração térmica apresentou redução de 2,0 p.p, enquanto solar e eólica reduziram 0,1 p.p. cada uma. As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa) representaram 94,9% da matriz de geração de energia elétrica brasileira, aumento de 1,4 p.p. em relação ao mês anterior.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS¹) registrou recordes na demanda instantânea de carga no Sistema Interligado Nacional (SIN) consecutivos, sendo o último deles registrado às 14h20 do dia 14 de novembro, quando alcançou os 101.475 MW. Esse montante foi 0,5% superior ao recorde batido no dia anterior, 13 de novembro, quando a carga do SIN superou, pela primeira vez na história, a marca de 100.000 MW. A onda de calor que afetou boa parte do Brasil incidiu diretamente no aumento da demanda por energia elétrica.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL²) autorizou, no dia 14/11, a abertura de Consulta Pública (CP041_2023) para debater a proposta de orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para 2024. O valor proposto é de R\$ 37,17 bilhões. A CDE reúne a maior parte dos subsídios existentes na tarifa de energia elétrica, destinados a políticas públicas.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE³) desenvolveu um *Dashboard* de Energia Solar para oferecer uma ferramenta interativa a diversos usuários para fins de visualização e consultas acerca da geração centralizada e distribuída em operação no Brasil. Essa ferramenta, de caráter intuitivo, sintetiza em um só ambiente mapas, gráficos e indicadores, além de incluir nota explicativa, vídeos, painel de GD e glossário.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 30 de novembro 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: [ONS](#)¹, [ANEEL](#)², [EPE](#)³.

2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas do SIN, em novembro de 2023, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 84% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 502% MLT no Sul, 41% MLT no Nordeste e 37% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 75% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 158% MLT no Sul, 41% MLT no Nordeste e 36% MLT no subsistema Norte.

Destaca-se, no período, que a precipitação verificada ficou superior à média histórica nas bacias hidrográficas da Região Sul, conforme esperado em anos de *El Niño*. Nas demais bacias de interesse do SIN, as chuvas ficaram abaixo da média, com destaque para a seca na bacia Amazônica.

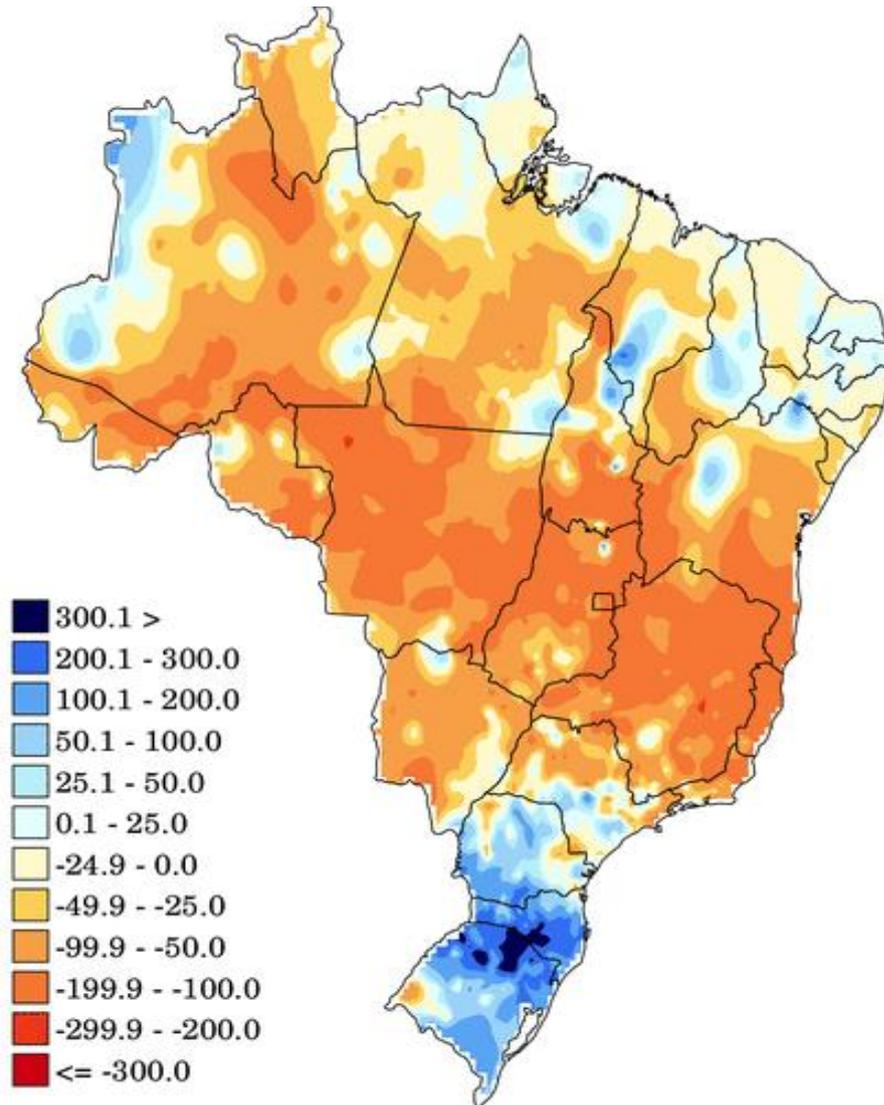


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de novembro de 2023 – Brasil.

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 novembro de 2023 apresentou predominância de temperaturas, mínimas e máximas, acima ou na média histórica (tons vermelhos e laranjas, nas Figuras 2a e 2b) em toda a extensão do País, com exceção da região Sul.

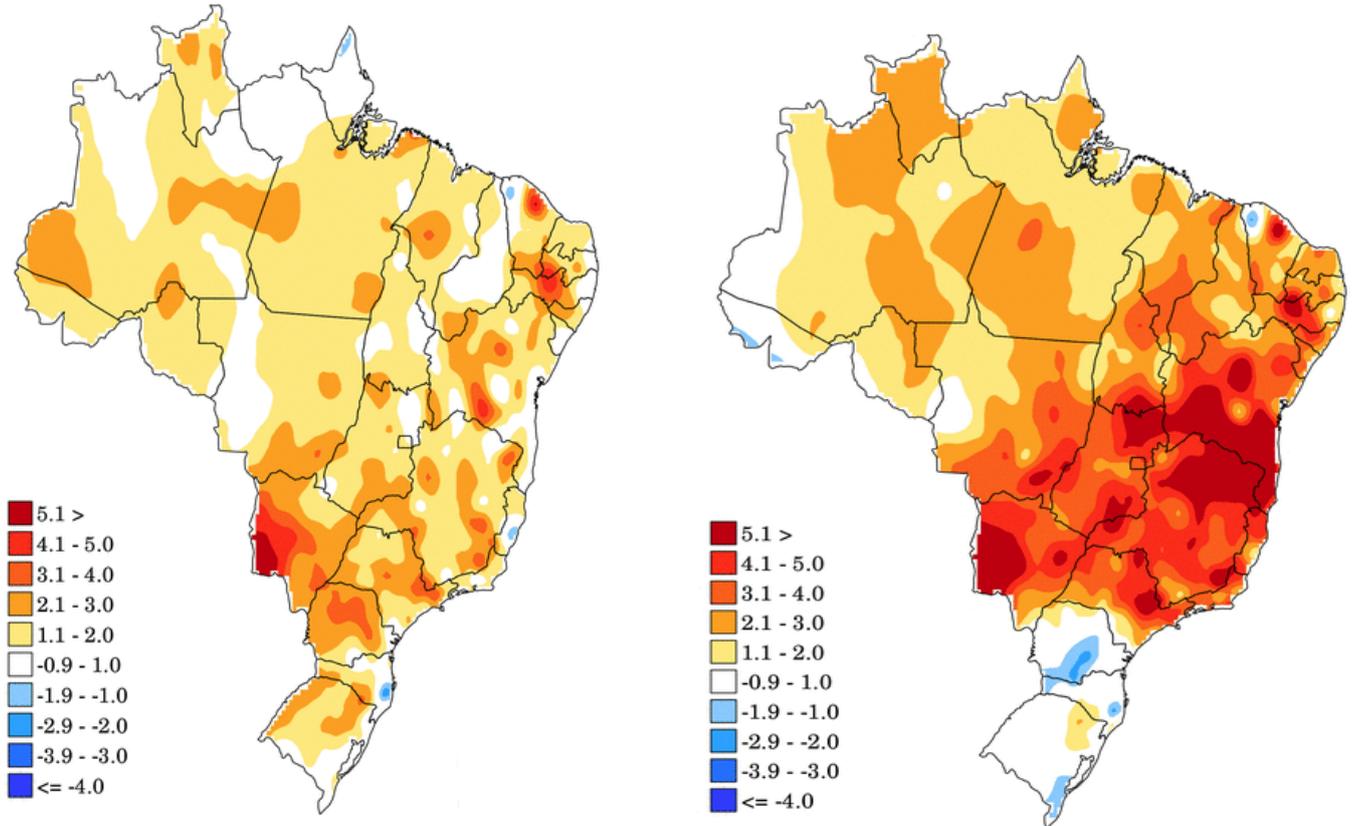


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima (novembro - 2023).

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

Fonte: CPTEC/INPE.

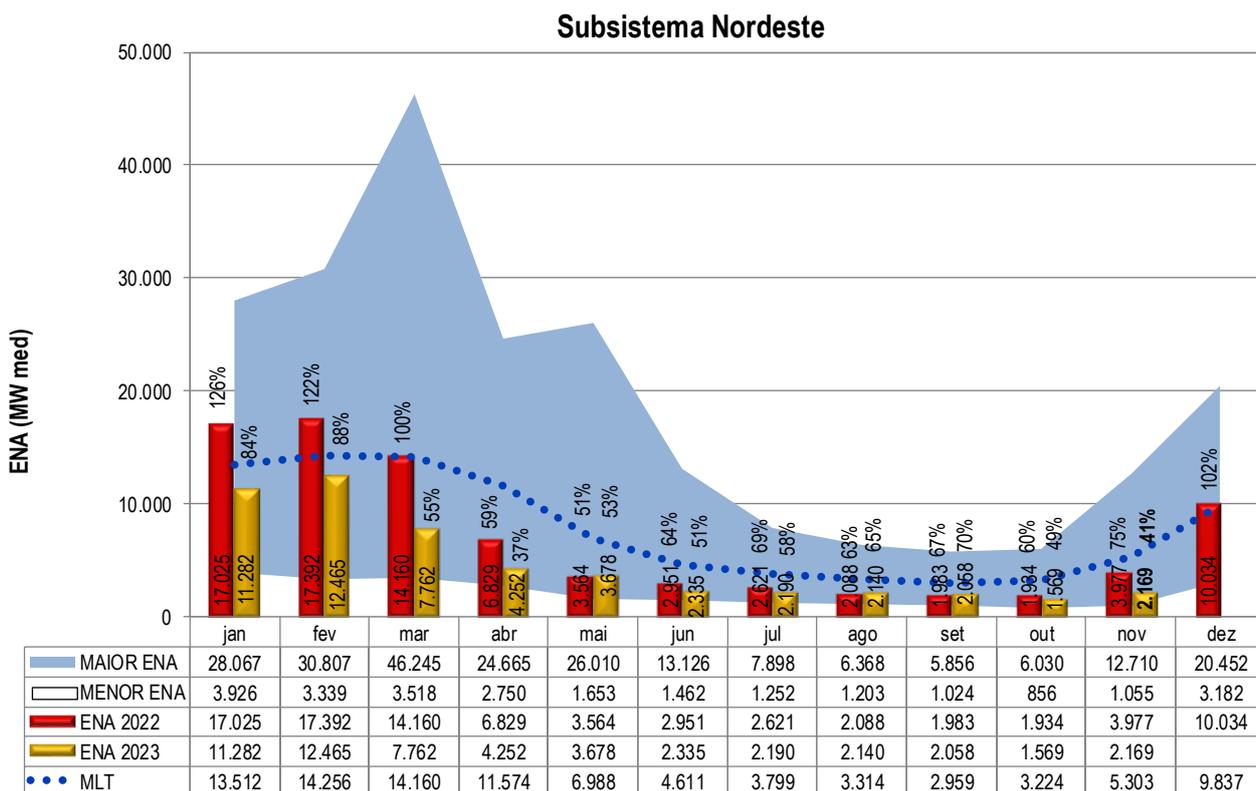


Figura 5. ENA Armazenável: subsistema Nordeste.

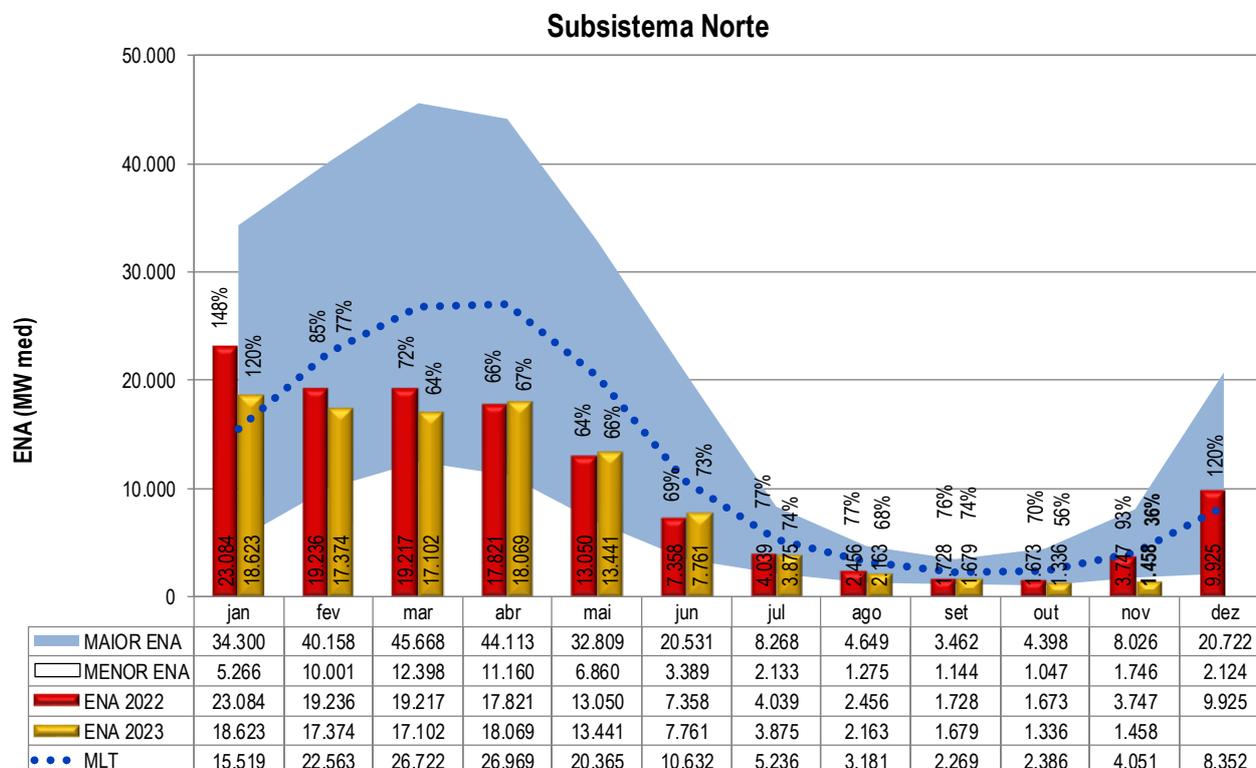


Figura 6. ENA Armazenável: subsistema Norte.

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 outubro e novembro 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 Novembro (%EAR _{máx})	Energia Armazenada no Final de Outubro (%EAR _{máx})	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	64,0	68,8	204.615	70,4
Sul	96,8	88,5	20.459	10,6
Nordeste	53,9	60,0	51.691	15,0
Norte	48,9	58,0	15.302	4,0
		TOTAL	292.067	100,0

Conforme pode ser observado, no mês de novembro de 2023 os subsistemas Sudeste/Centro-oeste, Nordeste e Norte apresentaram deplecionamento de 4,8 p.p., 6,1 p.p. e 9,1 p.p., respectivamente. Já o subsistema Sul replecionou 8,3 p.p., reflexo da precipitação acima da média no mês. Tais condições observadas são significativamente melhores do que aquelas 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 de modo geral apresentaram deplecionamento, comportamento típico do período seco. As usinas hidrelétricas com maiores deplecionamentos percentuais foram Tucuruí, Três Marias e Serra da Mesa, em 15,4 p.p., 5,3 p.p. e 4,3 p.p., respectivamente.

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

Usina	Bacia	Ear Max (MWmed)	Armazenamento em final de outubro (%)	Armazenamento em final de novembro	Evolução Mensal (p.p)
Serra da Mesa	Tocantins	41.645	70,7	66,4	-4,3
Fumas	Grande	34.925	78,2	74,2	-4,0
Sobradinho	São Francisco	30.184	61,6	57,4	-4,2
Nova Ponte	Paranaíba	22.781	70,9	67,1	-3,8
Theodomiro C. Santiago	Paranaíba	21.604	73,8	71,1	-2,7
Três Marias	São Francisco	16.085	56,3	51,0	-5,3
Itumbiara	Paranaíba	15.698	73,0	68,9	-4,1
Tucuruí	Tocantins	7.632	36,2	20,9	-15,4
S. do Facão	Paranaíba	6.502	37,7	34,0	-3,7
G. B. Munhoz	Iguaçu	6.308	77,9	99,5	21,6

Fonte dos dados das Tabelas 1 e 2: ONS.

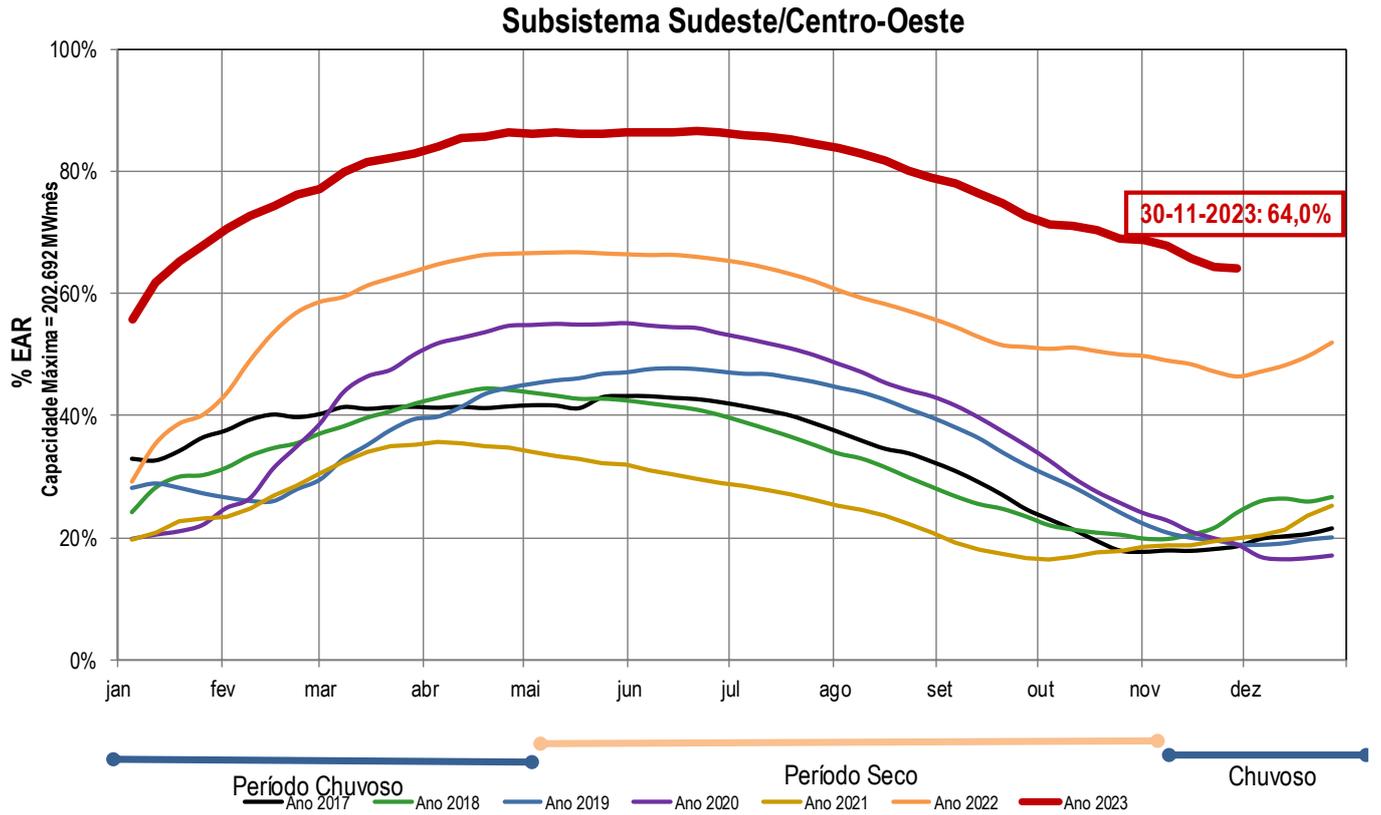


Figura 7. EAR: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

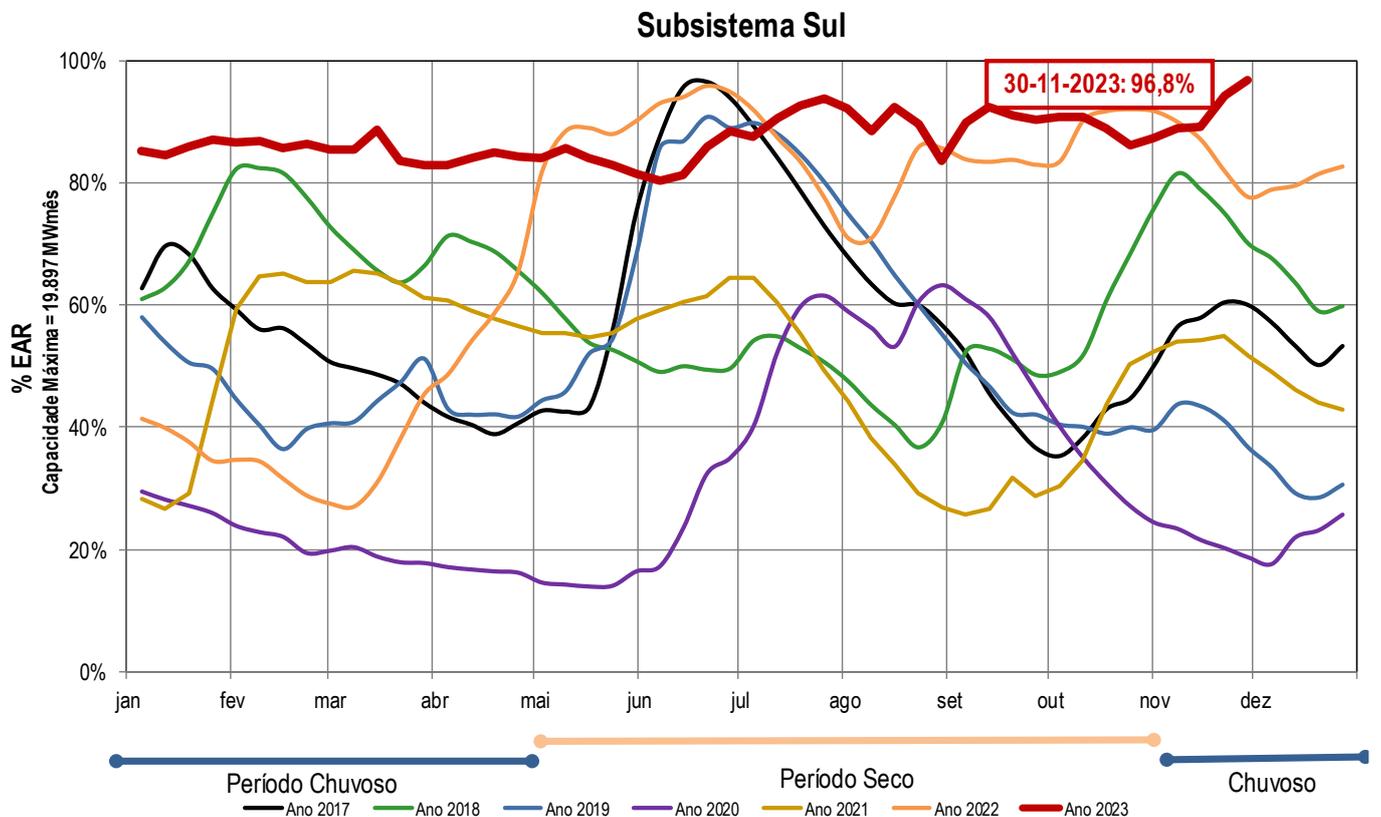


Figura 8. EAR: subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

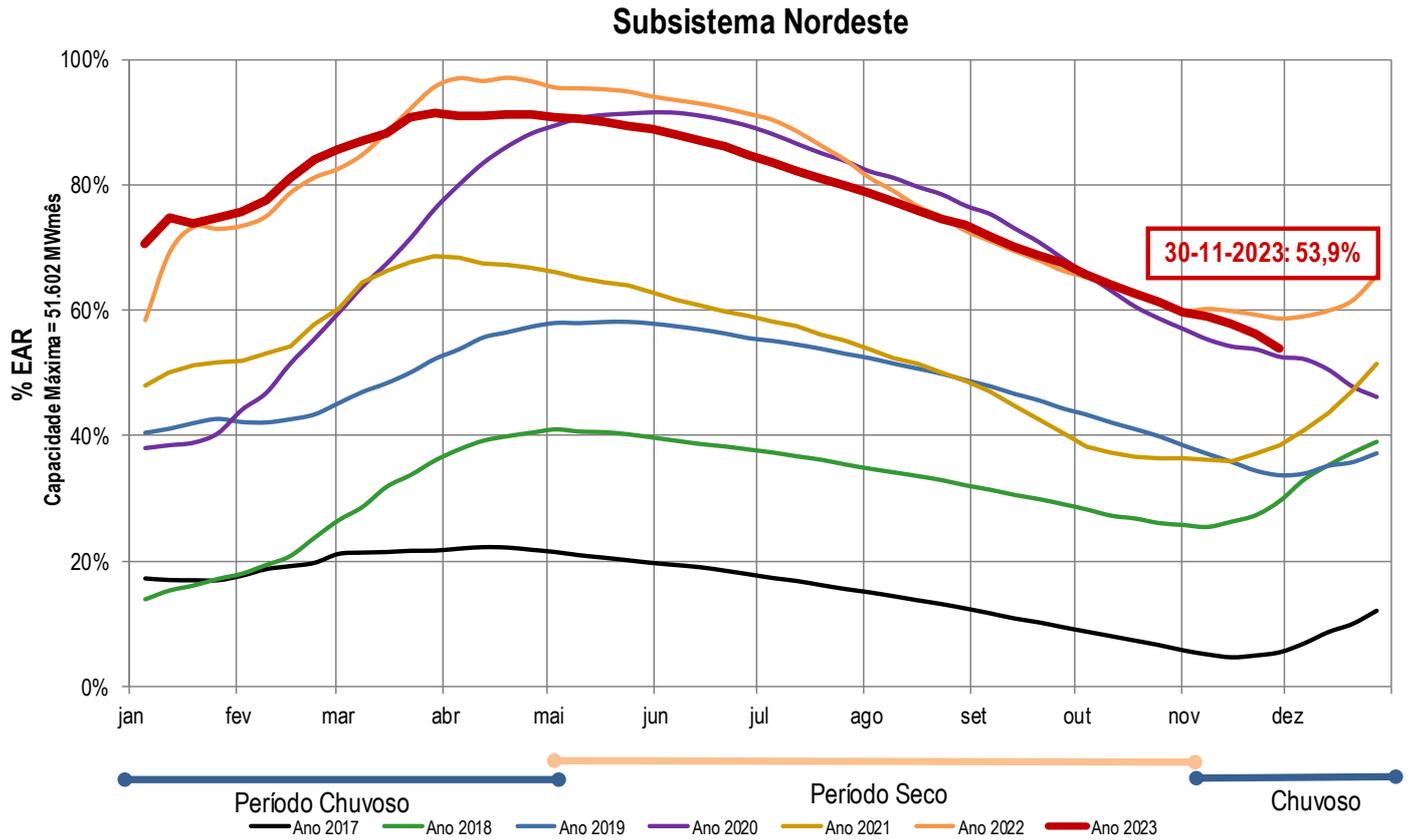


Figura 9. EAR: subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

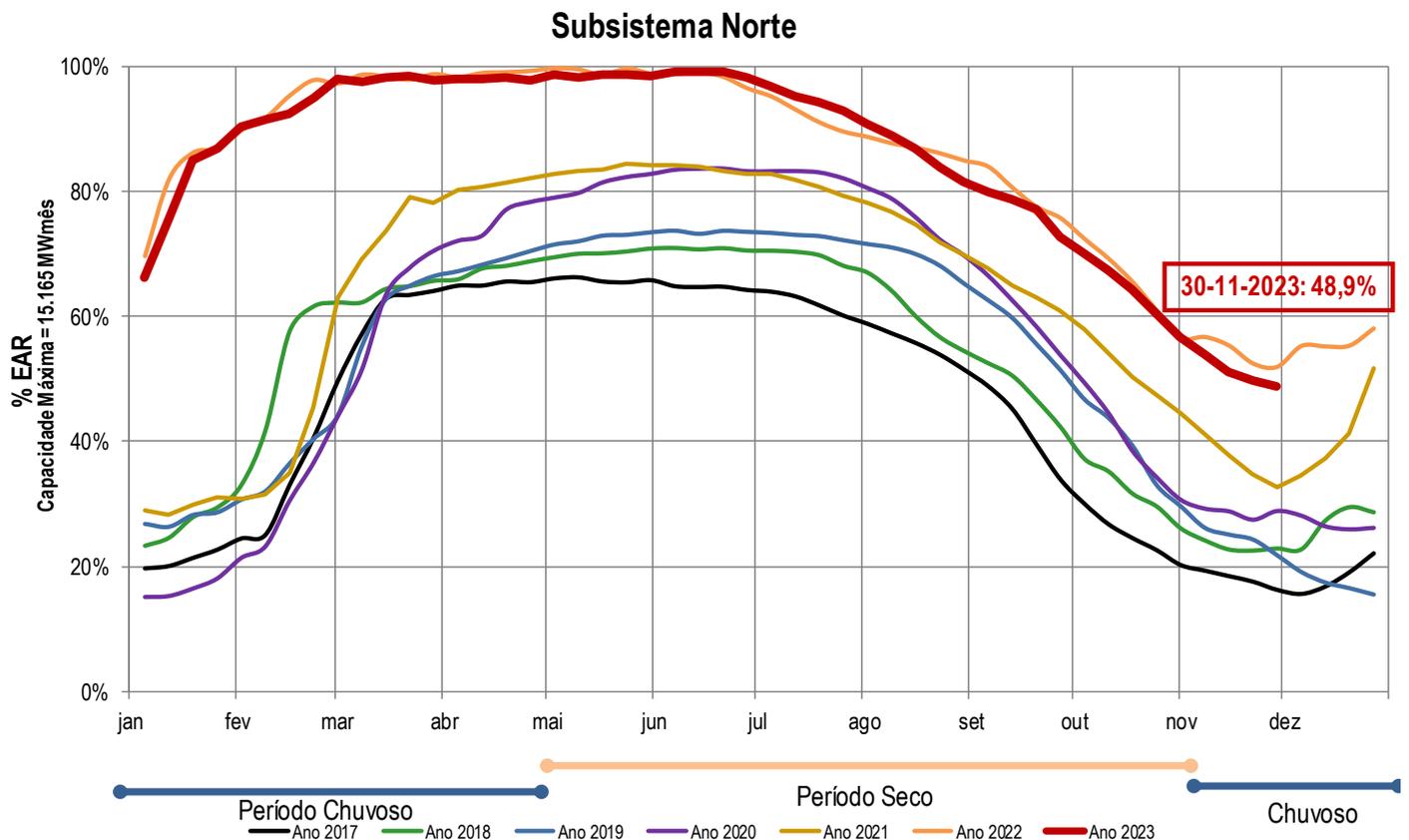


Figura 10. EAR: subsistema Norte.

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 novembro de 2023, o subsistema Norte manteve o perfil importador de energia elétrica, recebendo o montante de 1.700 MWmédios (quando considerado também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu), valor ligeiramente superior ao verificado de 1.618 MWmédios no mês anterior.

O subsistema Nordeste desempenhou papel de exportador com um total de 4.674 MWmédios, valor inferior ao montante exportado no mês anterior, que foi de 5.849 MWmédios.

Já o subsistema Sul manteve o perfil exportador de energia no mês de novembro, com montante verificado de 3.174 MWmédios, valor inferior ao verificado de 4.227 MWmédios em outubro.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste considera-se a energia transmitida pelos bipolos de corrente contínua da Coletora Porto Velho¹ (752 MWmédios) e os bipolos que escoam a energia de Itaipu³ - 50 Hz (3.221 MWmédios).

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste importou a partir dos subsistemas Norte (533 MWmédios) e Nordeste (2.441 MWmédios) o montante de 2.974 MWmédios, e importou do subsistema Sul o montante de 3.174 MWmédios, resultando num montante líquido de 6.148 MWmédios (perfil importador).

No mês de novembro foi registrado intercâmbio internacional de energia elétrica com a Argentina e Uruguai. Foi realizada importação da Argentina de aproximadamente 20 MWmédios, nas seguintes modalidades: comercial (6,5 MWmédios), emergencial (4,3 MWmédios) e oportunidade (9,5 MWmédios). Com o Uruguai foi realizada importação comercial de 4,5 MWmédios e exportação de 3,0 MWmédios. As importações de energia elétrica ocorrem com base na Portaria nº 60/2022/GM/MME - que estabelece diretrizes para importação de energia elétrica interruptível sem devolução, a partir da República Argentina ou da República Oriental do Uruguai.

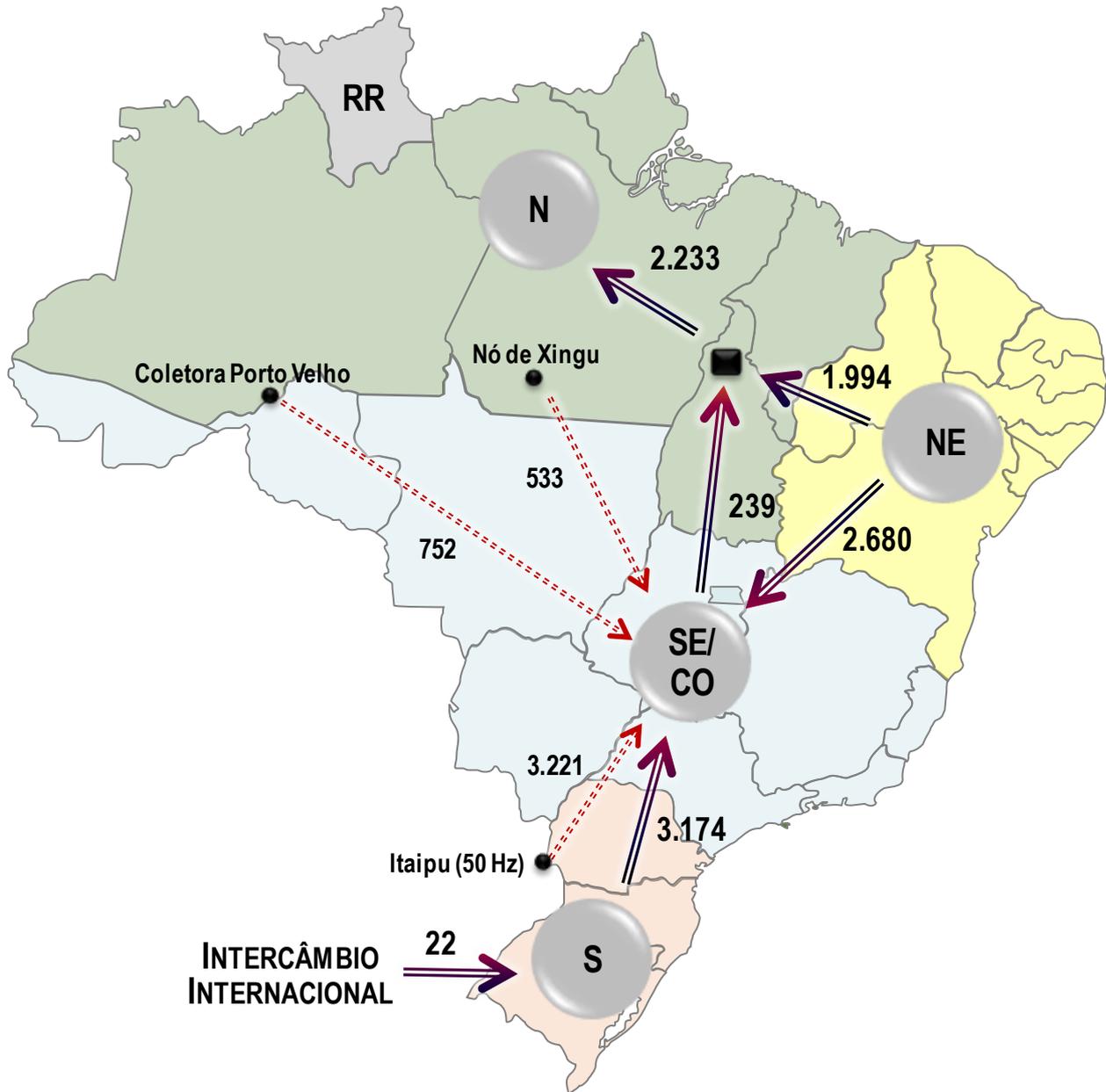


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica.

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

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

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

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

Fonte dos dados: ONS



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em outubro de 2023, o consumo de energia elétrica atingiu 58.707 GWh, considerando também autoprodução e perdas², valor 6,2% superior ao verificado no mês anterior e 11,8% superior ao verificado em outubro 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		
	Out/22 GWh	Set/23 GWh	Out/23 GWh	Evolução mensal (Out/23/Set/23)	Evolução anual (Out/23/Out/22)	Nov-21/Out-22 (GWh)	Nov-22/Out-23 (GWh)	Evolução
Residencial	12.608	13.641	14.337	5,1%	13,7%	151.760	160.960	6,1%
Industrial	15.686	15.975	16.217	1,5%	3,4%	182.941	186.915	2,2%
Comercial	7.483	8.019	8.398	4,7%	12,2%	92.123	96.000	4,2%
Rural	2.569	2.591	2.661	2,7%	3,6%	30.139	29.745	-1,3%
Demais classes ¹	4.130	4.236	4.307	1,7%	4,3%	50.089	50.104	0,0%
Perdas e Diferenças ²	10.046	10.821	12.786	18,2%	27,3%	107.966	115.949	7,4%
Total	52.522	55.283	58.707	6,2%	11,8%	615.018	639.673	4,0%

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 outubro 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 no mês de outubro de 2023 (Tabela 4), foi verificada elevação do consumo médio mensal de todas as classes de consumo em comparação ao mesmo mês de 2022, assim como em comparação ao mês anterior.

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		
	Out/22 kWh/NU	Set/23 kWh/NU	Out/23 kWh/NU	Evolução mensal (Out/23/Set/23)	Evolução anual (Out/23/Out/22)	Nov-21/Out-22 (kWh/NU)	Nov-22/Out-23 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	160	170	178	4,7%	10,9%	161	166	3,4%
Industrial	34.162	34.560	35.029	1,4%	2,5%	33.202	33.646	1,3%
Comercial	1.229	1.305	1.365	4,6%	11,1%	1.261	1.300	3,1%
Rural	600	625	642	2,7%	6,9%	587	598	1,9%
Demais classes ¹	5.061	5.059	5.126	1,3%	1,3%	5.115	4.969	-2,9%
Consumo médio total	470	483	498	2,9%	5,8%	468	473	1,1%

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

Dados contabilizados até outubro de 2023.

Fonte dos dados: EPE.



Segundo a Tabela 5, verifica-se que houve aumento em 2,2% do total de unidades consumidoras entre outubro de 2022 e outubro 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.

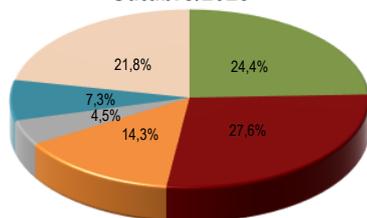
Classe de Consumo	Período		Evolução
	Out/22	Out/23	
Residencial	78.683.736	80.681.928	2,5%
Industrial	459.159	462.951	0,8%
Comercial	6.087.968	6.151.648	1,0%
Rural	4.280.054	4.145.913	-3,1%
Demais classes ¹	816.024	840.310	3,0%
Total	90.326.942	92.282.750	2,2%

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

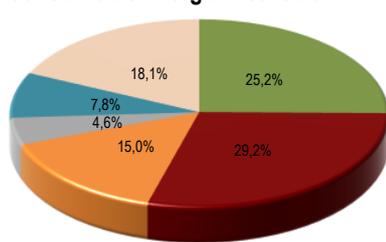
Fonte dos dados: EPE.

O consumo de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) atingiu, no mês de outubro 27.361 GWh, valor 8,2% superior ao verificado no mesmo mês de 2022. Já o consumo de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL) atingiu, no mês de outubro de 2023, 18.559 GWh, valor 7,8% superior ao verificado no mesmo mês de 2022. O ACL atingiu 40% do mercado, considerando valores de consumo no centro de gravidade, isto é, considera consumo acrescido de eventuais perdas de rede básica (50% das perdas).

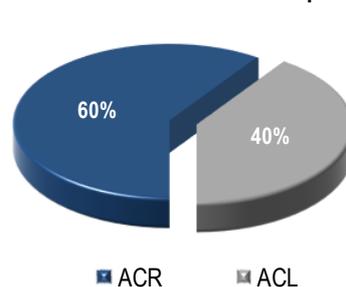
Consumo de Energia Elétrica em Outubro/2023



Consumo de Energia Elétrica em 12 meses



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



Residencial Industrial Comercial
Rural Demais classes Perdas e Diferenças

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

Dados contabilizados até outubro de 2023.

Fontes dos dados: EPE e ONS.



4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em novembro de 2023, os valores de demandas instantâneas máximas ficaram acima dos respectivos recordes já alcançados, no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, no SIN e no subsistema Nordeste. Os novos recordes ocorreram nos dias 14 e 27 de novembro, conforme indicado na Tabela 6. No comparativo com os anos anteriores, os valores máximos observados em novembro de 2023 em todos os subsistemas foram superiores ao mesmo mês dos anos de 2021 e 2022, reflexo da onda de calor que ocorreu no país.

Cabe ressaltar que, a partir de abril de 2023, o ONS passou a incorporar dados da micro e minigeração distribuída (MMGD) nos processos de planejamento, programação e operação em tempo real. Assim, a estimativa de geração distribuída verificada, que abate o consumo diretamente na rede de distribuição, passou a ser adicionada na carga e demanda verificadas pelo Operador.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW)	61.390	18.382	16.314	8.850	101.475
(dia - hora)	14/11/2023 - 14h20	22/11/2023 - 11h13	27/11/2023 - 11h25	16/11/2023 - 15h09	14/11/2023 - 14h20
Recorde (MW)	61.390	19.251	16.314	9.090	101.475
(dia - hora)	14/11/2023 - 14h20	31/01/2019 - 14h15	27/11/2023 - 11h25	26/09/2023 - 14h48	14/11/2023 - 14h20

Fonte dos dados: ONS.

4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

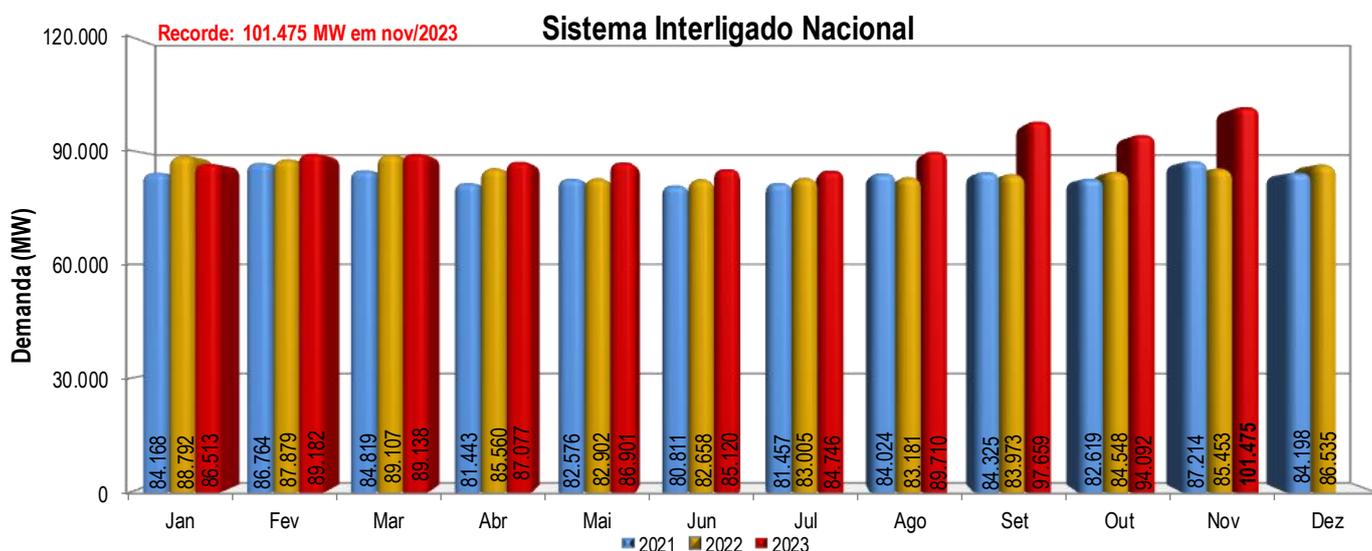


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

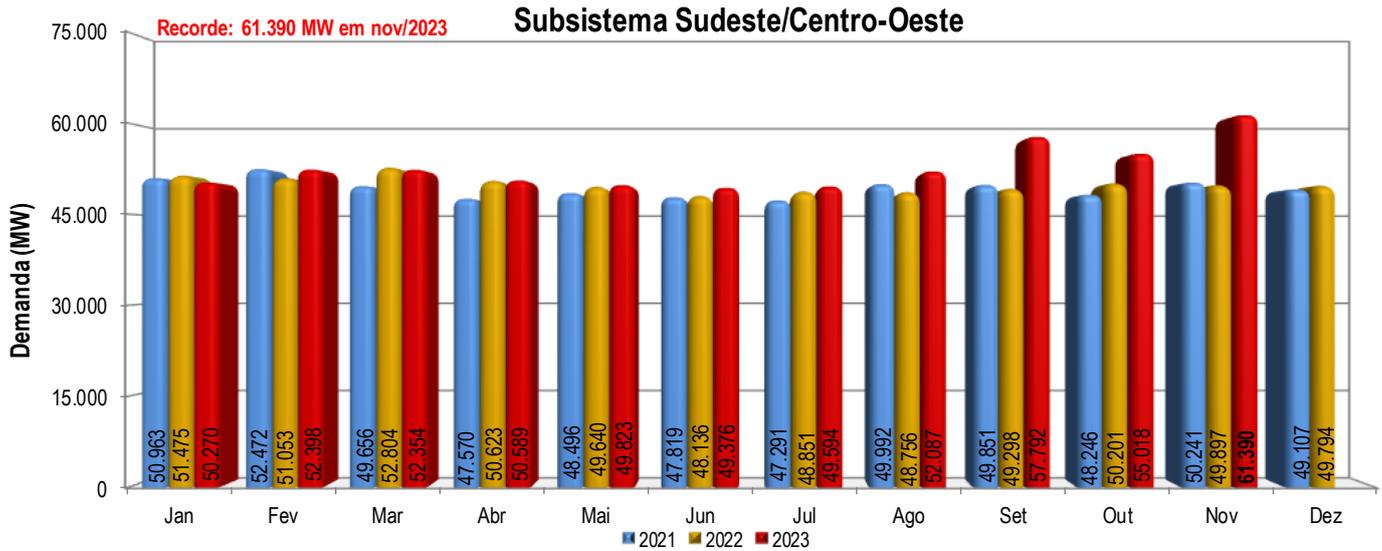


Figura 14. Demandas máximas mensais: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

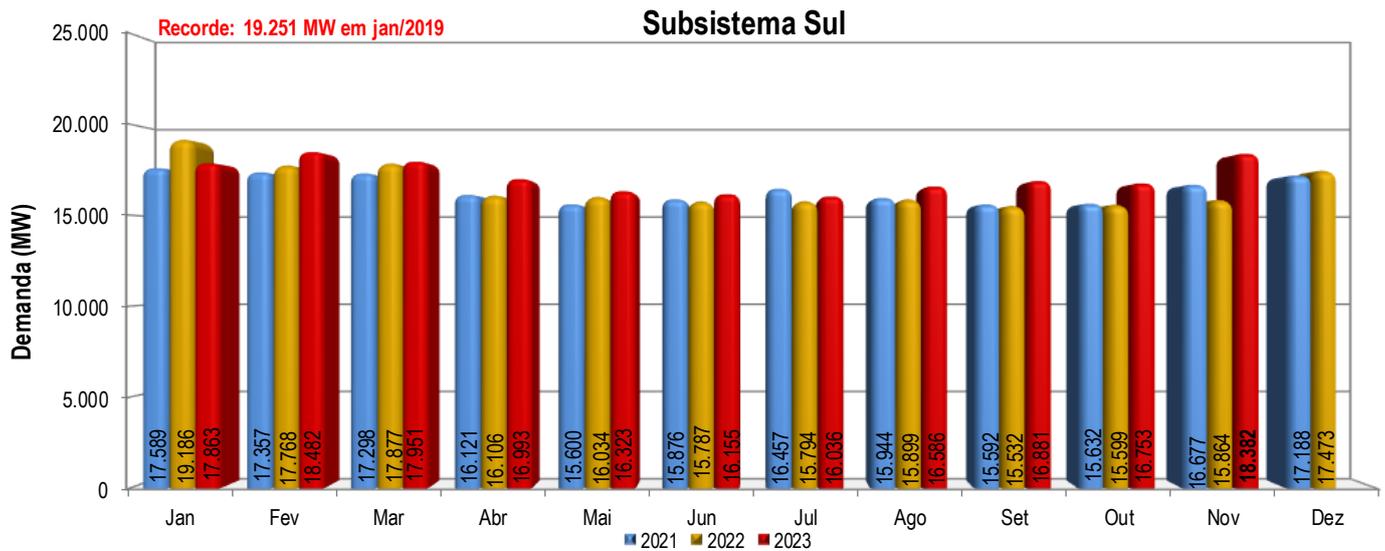


Figura 15. Demandas máximas mensais: subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

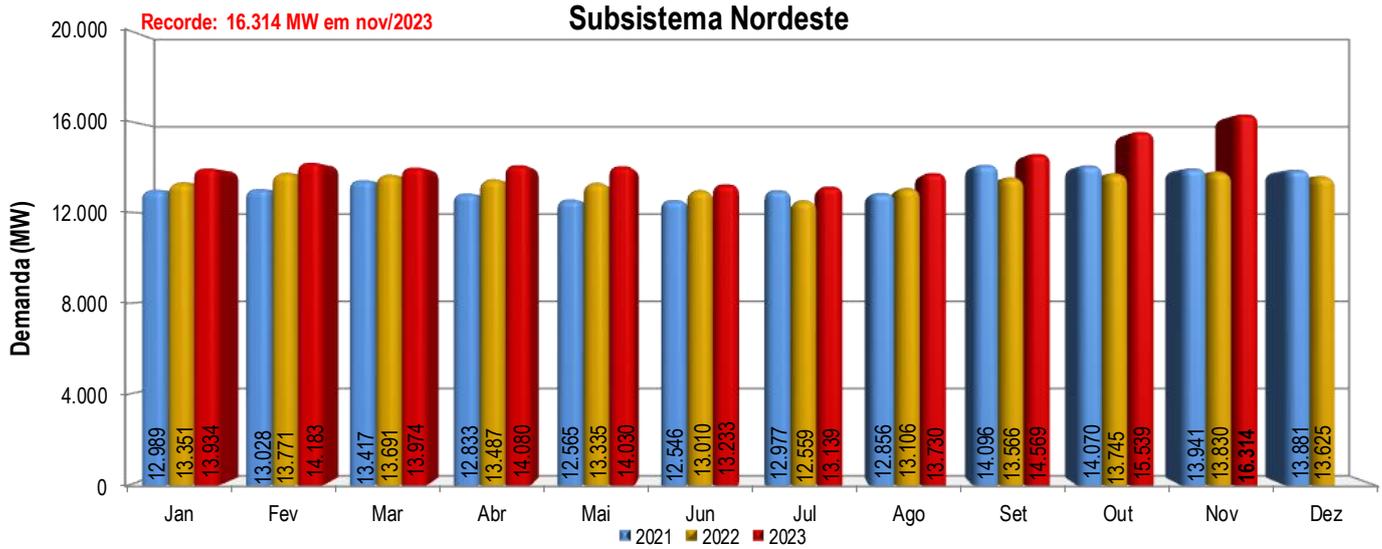


Figura 16. Demandas máximas mensais: subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

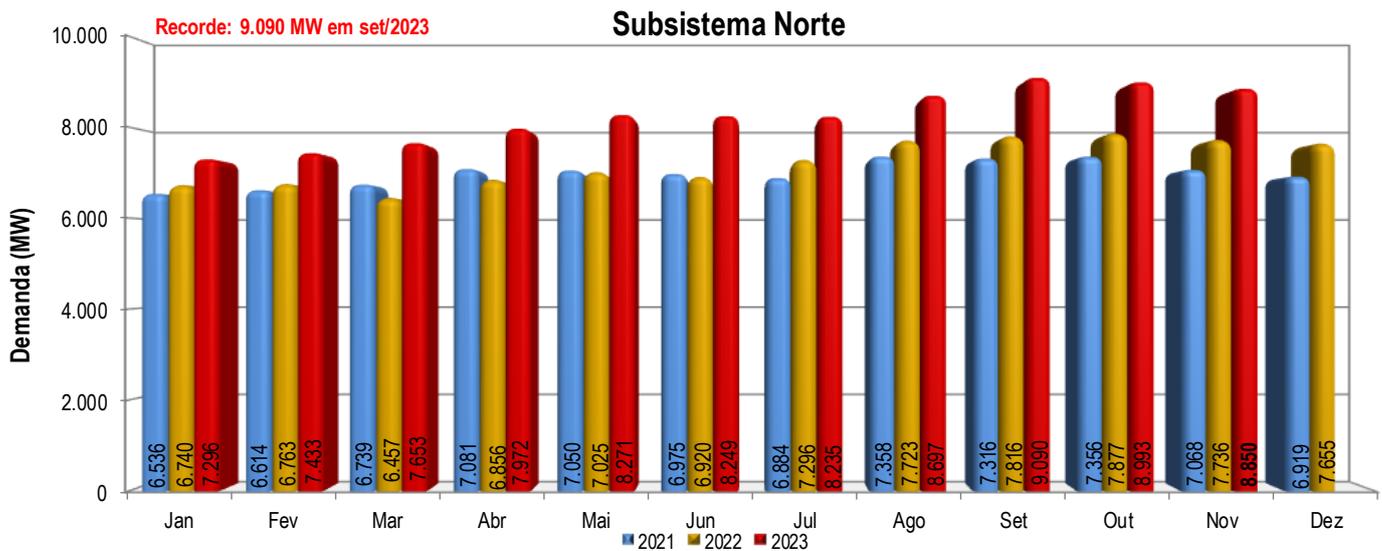


Figura 17. Demandas máximas mensais: subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de novembro de 2023, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 222.223 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 18.419 MW (9,0%), com destaque para 13.478 MW de geração de fonte solar, 4.462 MW de fonte eólica e 333 MW de fonte térmica. A geração distribuída, no mês de novembro de 2023, chegou a 25 GW de potência instalada, em 2.212.311 unidades, representando 11,3 % da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e com crescimento de 60,5% nos últimos 12 meses.

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

Fonte	nov/22		nov/23			Evolução da Capacidade Instalada Nov/2022 - Nov/2023
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.435	109.763	1.406	109.909	49,5%	0,1%
UHE	215	103.195	215	103.195,4	46,4%	0,0%
PCH	425	5.638	427	5.787,7	2,6%	2,7%
CGH	718	854	687	857,2	0,4%	0,4%
CGU	0	0	0	0,0	0,0%	0,0%
CGH GD	77	76	77	68,7	0,0%	-9,5%
Térmica	3.568	48.418	3.608	48.751	21,9%	0,7%
Gás Natural	180	17.160	182	17.576,1	7,9%	2,4%
Biomassa	622	16.481	637	16.748,9	7,5%	1,6%
Petróleo	2.307	8.808	2.209	8.631,8	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	10	257	4	166,0	0,1%	-35,5%
Térmica GD	425	140	553	177,4	0,1%	26,7%
Eólica	963	23.263	1.075	27.725	12,5%	19,2%
Eólica (não GD)	872	23.246	978	27.707,7	12,5%	19,2%
Eólica GD	91	17	97	17,3	0,0%	0,7%
Solar	1.479.457	22.360	2.228.197	35.838	16,1%	60,3%
Solar (não GD)	16.052	7.016	16.613	11.100,8	5,0%	58,2%
Solar GD	1.463.405	15.344	2.211.584	24.737,0	11,1%	61,2%
Capacidade Total sem GD	21.425	188.228	21.975	197.223	88,7%	4,8%
Geração Distribuída - GD	1.463.998	15.577	2.212.311	25.000	11,3%	60,5%
Capacidade Total - Brasil	1.485.423	203.804	2.234.286	222.223	100,0%	9,0%

Fonte dos dados: ANEEL / MME (Dados do SIGA e GD do site da ANEEL – 04/12/2023).

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 SCE/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 85,5% da capacidade instalada de geração em novembro de 2023 (hidráulica, biomassa – parte da térmica, eólica e solar).

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

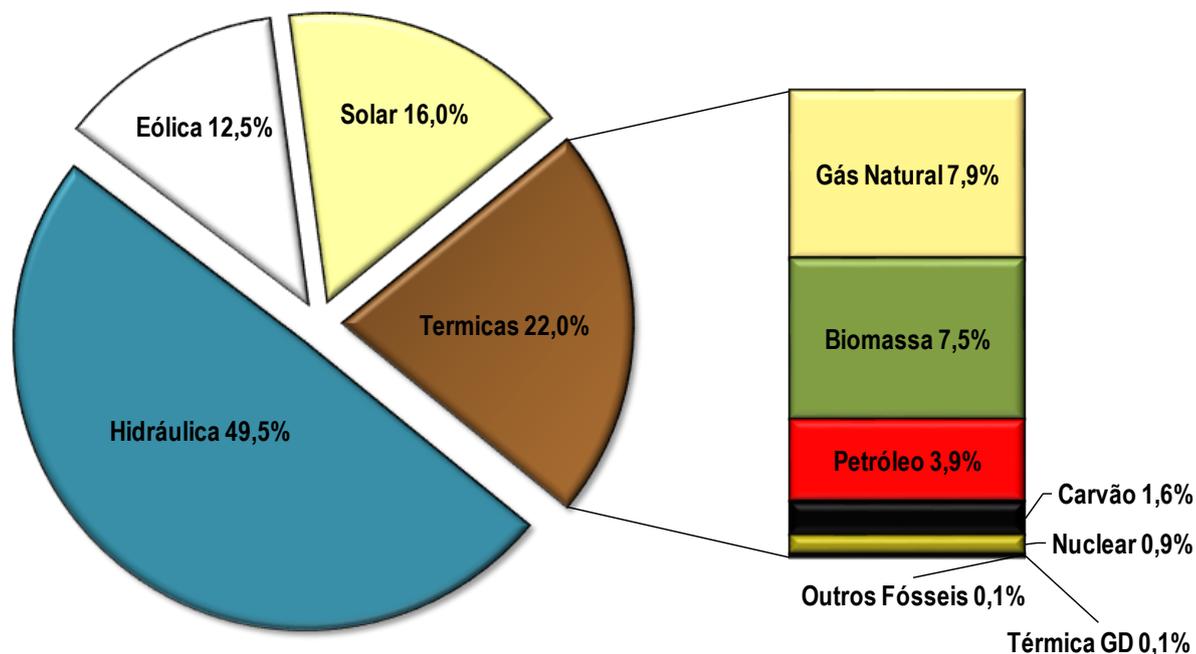


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil, sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL / MME (Dados do SIGA e GD do site da ANEEL – 04/12/2023).

³ Os valores de participação na capacidade instalada de cada fonte termelétrica possuem arredondamento de casas decimais, que poderão eventualmente gerar 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 novembro de 2023, o Sistema Elétrico Brasileiro - SEB atingiu 184.649 km de linhas de transmissão em operação. Deste total, 47,7% correspondem às classes de tensão entre 230 kV até 440 kV e 52,3% correspondem às classes de tensão entre 500 kV até 800 kV, conforme tabela 8 abaixo. O SEB atingiu também 451.845 MVA de subestações em funcionamento. Deste total, 46,6% correspondem às classes de tensão entre 230 kV até 440 kV e 53,4% correspondem às classes de tensão em 500 kV e 750 kV, conforme a Tabela 9.

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

	Linhas de Transmissão Instaladas (km)	Total (%)
230	70.124	38,0%
345	10.903	5,9%
440	6.935	3,8%
500	71.984	39,0%
600 (CC)	12.816	6,9%
750	2.683	1,5%
800 (CC)	9.204	5,0%
TOTAL	184.649	100%

Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Subestações Instaladas (MVA)	Total (%)
230	121.791,9	27,0%
345	57.895,1	12,8%
440	30.891,9	6,8%
500	216.369,0	47,9%
750	24.897,0	5,5%
TOTAL	451.845	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 novembro 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 novembro de 2023, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 613 MW de geração centralizada, listados na Tabela 10 e distribuídos geograficamente em 6 estados, conforme mapa a seguir.



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

Fontes dos dados: MME e ANEEL.



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

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	PCH	São Bartolomeu	1 e 2	12,00	GO	PCH.PH.GO.035111-3.1
2	EOL	Serra do Seridó XIV	1 a 6	34,80	PB	EOL.CV.PB.043277-6.1
3	EOL	Serra do Seridó XI	1 a 8	46,40	PB	EOL.CV.PB.043275-0.1
4	EOL	Serra do Seridó XII	2 a 5	23,20	PB	EOL.CV.PB.043276-8.1
5	EOL	Ventos de Santa Eugenia 01	4 a 8	22,80	BA	EOL.CV.BA.038077-6.1
6	EOL	Ventos de Santa Eugenia 03	1 e 4, 6	17,10	BA	EOL.CV.BA.038079-2.1
7	EOL	Ventos de São Vitor 1	1	6,20	BA	EOL.CV.BA.034809-0.1
8	EOL	Ventos de São Vitor 7	2	6,20	BA	EOL.CV.BA.034838-4.1
9	EOL	Ventos de São Vitor 12	3	6,20	BA	EOL.CV.BA.034659-4.1
10	EOL	Santo Agostinho 25	2 a 4	18,60	RN	EOL.CV.RN.035214-4.1
11	EOL	Santo Agostinho 21	1 a 5	31,00	RN	EOL.CV.RN.033875-3.1
12	EOL	Santo Agostinho 1	1 a 3	18,60	RN	EOL.CV.RN.033831-1.1
13	EOL	Cajuína B9 (Antiga Ventos de São Ricardo 11)	5	5,70	RN	EOL.CV.RN.049180-2.1
14	EOL	Baixa do Sítio	1	4,20	RN	EOL.CV.RN.033964-4.1
15	UFV	Belmonte 2-6	1 a 16	50,00	PE	UFV.RS.PE.043267-9.1
16	UFV	Belmonte 2-4	1 a 16	50,00	PE	UFV.RS.PE.040738-0.1
17	UFV	Belmonte 2-5	1 a 16	50,00	PE	UFV.RS.PE.040739-9.1
18	UFV	São João 1	1 a 30	30,00	MG	UFV.RS.MG.047281-6.1
19	UFV	São João 2	1 a 30	30,00	MG	UFV.RS.MG.047282-4.1
20	UFV	São João 3	1 a 30	30,00	MG	UFV.RS.MG.047283-2.1
21	UFV	São João 4	1 a 30	30,00	MG	UFV.RS.MG.047284-0.1
22	UFV	São João 5	1 a 30	30,00	MG	UFV.RS.MG.047285-9.1
23	UFV	São João 6	1 a 30	30,00	MG	UFV.RS.MG.047286-7.1
24	UFV	São João 7	1 a 30	30,00	MG	UFV.RS.MG.047287-5.1
Potência Total (MW)				613		

Destaca-se, em novembro de 2023, a entrada em operação de 360 MW a partir da fonte renovável solar, o que corresponde a 58,7% de toda a expansão no mês.

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

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Nov/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)	Realizado em Nov/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)	Realizado em Nov/2023 (MW)	Acumulado em 2023 (MW)
Hidráulica	12,0	159,6	0,0	0,0	12,0	159,6
PCH	12,0	148,2	0,0	0,0	12,0	148,2
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	0,0	908,9	0,0	300,7	0,0	1.209,6
Biomassa	0,0	121,5	0,0	101,2	0,0	222,7
Fóssil	0,0	787,4	0,0	199,5	0,0	986,9
Eólica	39,9	1.755,4	201,1	2.337,3	241,0	4.092,7
Eólica (não GD)	39,9	1.755,4	201,1	2.337,3	241,0	4.092,7
Solar	0,0	90,0	360,0	3.556,5	360,0	3.646,5
Solar (não GD)	0,0	90,0	360,0	3.556,5	360,0	3.646,5
TOTAL	52	2.914	561	6.195	613	9.108

A Tabela 11 apresenta a distribuição da entrada em operação de empreendimentos de geração centralizada ocorrida no mês de novembro 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 subsistema elétrico (Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte), com destaque para o Nordeste, que realizou 72,4% desse crescimento.

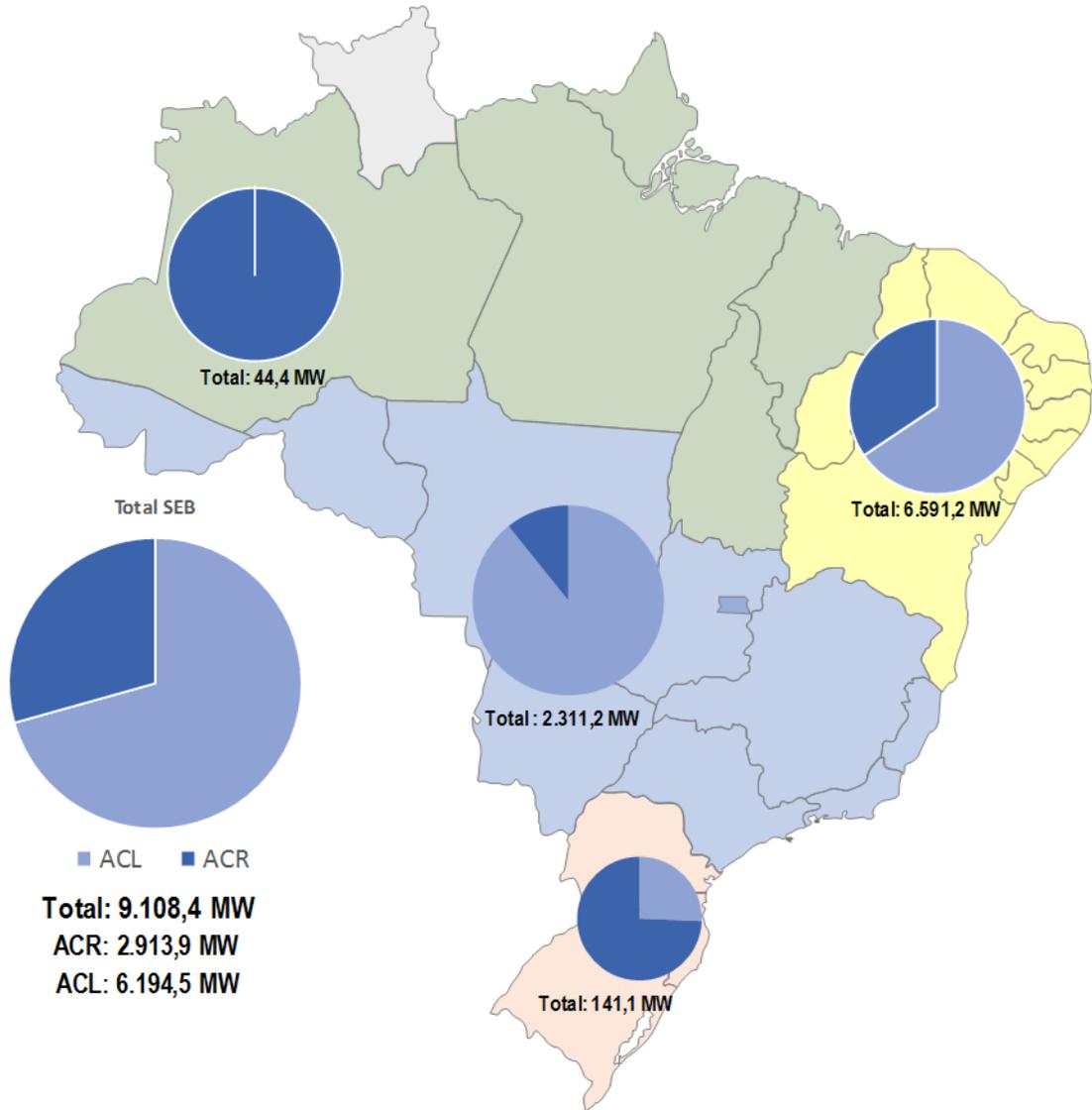


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2023 por subsistema.

Fonte 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 os ambientes de contratação regulada (ACR), ambiente de contratação livre (ACL) e 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 21.752 MW de capacidade instalada de geração centralizada, com destaque para 10.487 MW (48,2%) de fonte solar, 7.083 MW (32,6%) de fonte eólica, 3.818 MW (17,5%) de fonte térmica. Para a fonte hidráulica, prevê-se ampliação de 364 MW, representando 1,7% do total. Destaca-se, também, que 15.143 MW (69,6%) 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.

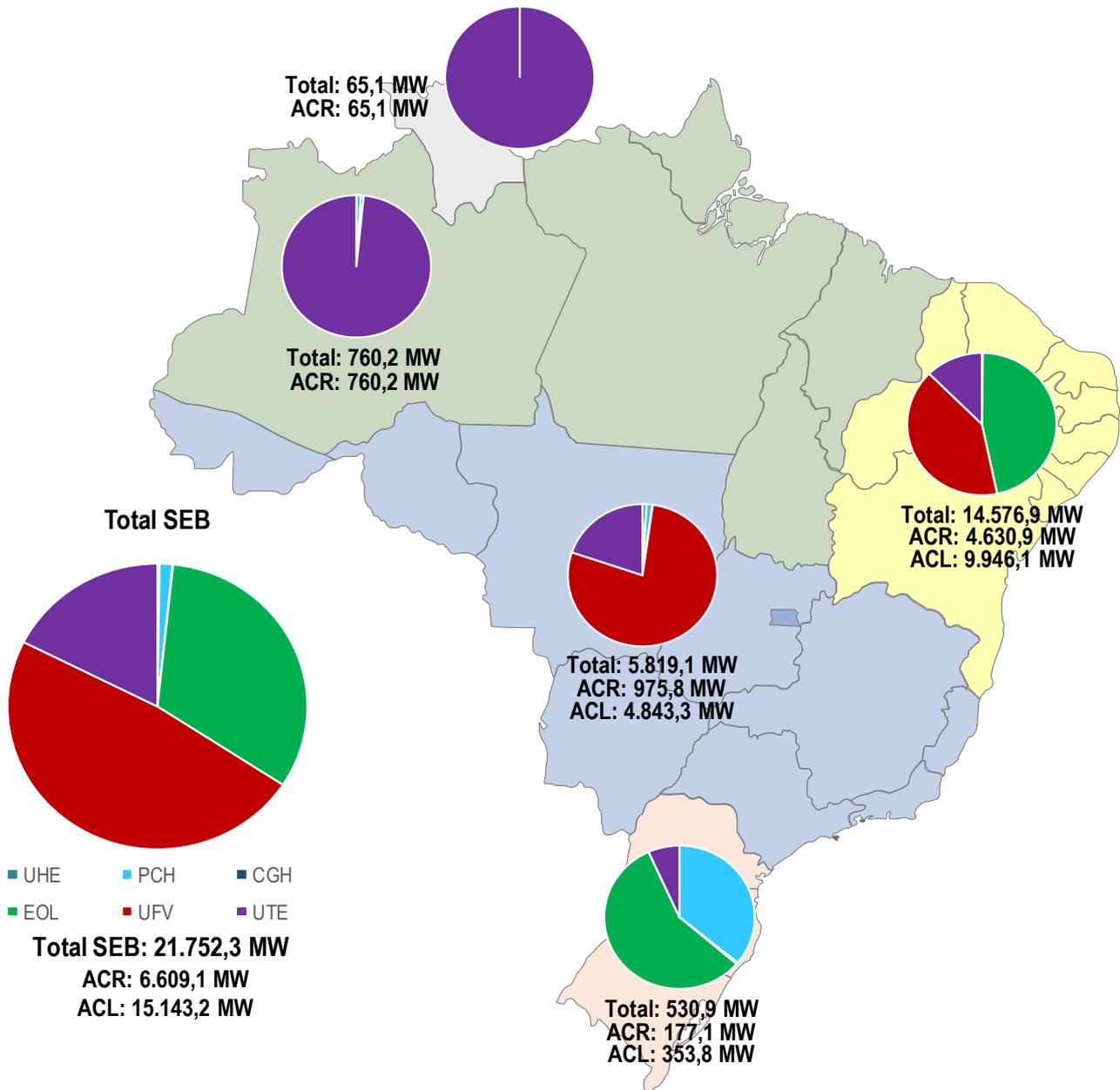


Figura 21. Distribuição geográfica, por Subsistema, dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2025.

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	0,0	119,5	195,5	0,0	36,1	12,9	0,0	155,5	208,4
PCH	0,0	114,9	139,1	0,0	36,1	12,9	0,0	150,9	152,0
CGH	0,0	4,6	6,4	0,0	0,0	0,0	0,0	4,6	6,4
UHE	0,0	0,0	50,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,0
Térmica	8,1	845,0	2.499,7	0,0	273,4	191,7	8,1	1.118,4	2.691,4
Termo Nuclear	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eólica	273,6	675,3	1.104,9	783,2	3.029,2	1.217,1	1.056,8	3.704,5	2.322,0
Eólica (não GD)									
Solar	55,0	410,5	422,0	148,1	4.625,0	4.826,4	203,1	5.035,5	5.248,4
Solar (não GD)									
TOTAL	337	2.050	4.222	931	7.964	6.248	1.268	10.014	10.470
TOTAL (2023 a 2025)		6.609			15.143			21.752	

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

Fonte dos dados: MME/SNEE.

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

No mês de novembro 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 novembro de 2023.

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

As instalações de transmissão que entraram em operação em novembro de 2023 estão caracterizadas conforme tabelas a seguir e contemplam 945 MVA de capacidade de transformação, que contribuem para maior disponibilidade e segurança do fornecimento de Energia Elétrica no País.



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
TOTAL			0,0	

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado
1	230	TR 230 / 138 kV INDAIAL 1 SC	225,0	SC
2	230	TR 230 / 138 kV INDAIAL 2 SC	225,0	SC
3	230	TR 230 / 138 kV CACHOEIRINHA3 1 RS	165,0	RS
4	230	TR 230 / 138 kV CACHOEIRINHA3 2 RS	165,0	RS
5	230	TR 230 / 138 kV CACHOEIRINHA3 3 RS	165,0	RS
TOTAL			945,0	

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 Nov/23 (km)	Acumulado em 2023 (km)
230	0,0	2.986,8
345	0,0	412,0
500	0,0	1.855,8
TOTAL	0,0	5.254,6

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Nov/23 (MVA)	Acumulado em 2023 (MVA)
230	945,0	4.418,0
345	0,0	3.150,0
500	0,0	8.344,0
TOTAL	945,0	15.912,0

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

¹ O MME, por meio da SNEE/DPME, 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 10.078 km de linhas de transmissão e 34.838 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	146,2	834,8	712,4
345	359,0	30,5	413,6
440	0,0	0,0	72,0
500	593,0	2.754,3	4.161,8
TOTAL	1.098,2	3.619,6	5.359,8

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	925,0	5.130,0	3.820,0
345	1.800,0	2.125,0	3.975,0
440	0,0	600,0	0,0
500	2.136,0	11.426,9	2.900,0
TOTAL	4.861,0	19.281,9	10.695,0

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 outubro de 2023, a geração hidráulica correspondeu a 67,5% do total gerado no país, percentual superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração solar e eólica reduziu 0,1 p.p. cada uma, já a geração térmica apresentou redução em 2,0 p.p.

As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa) representaram 94,9% da matriz de geração de energia elétrica brasileira em outubro de 2023, aumento de 1,4 p.p. em relação ao mês anterior.

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

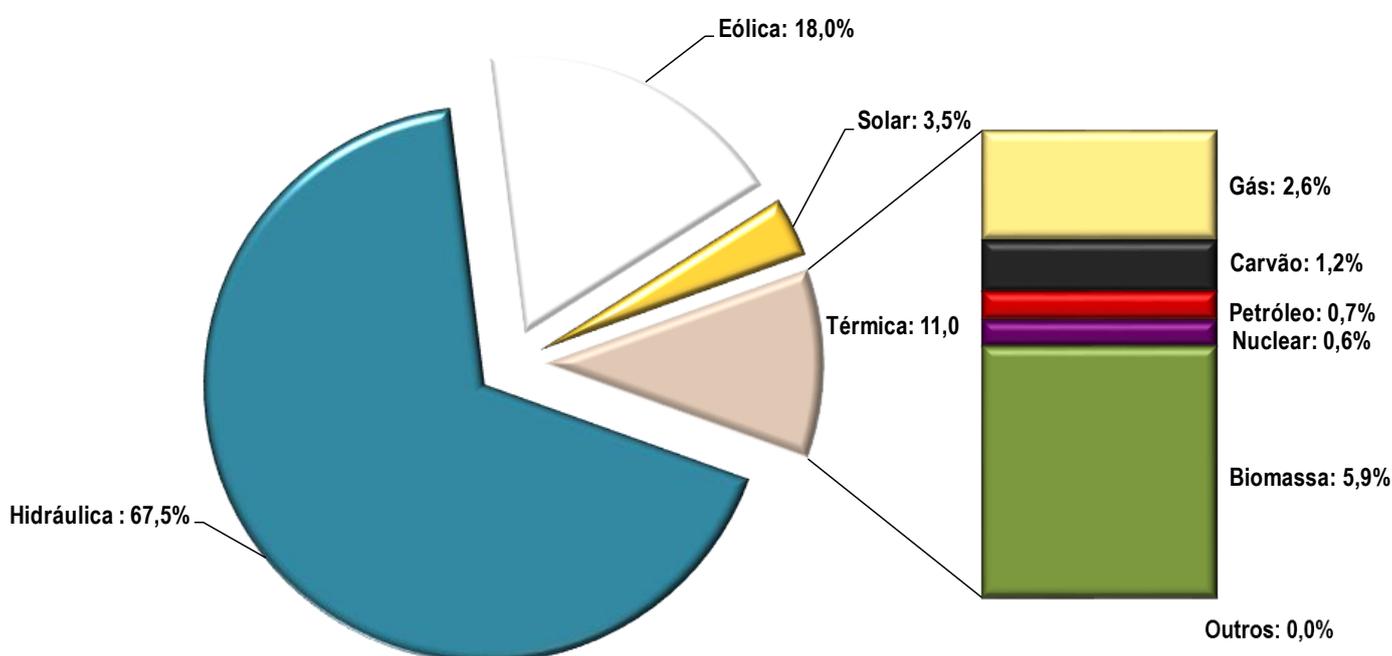


Figura 23. Matriz de geração de energia elétrica no Brasil.

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 bicomcombustíveis. Dados contabilizados até outubro de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



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

No mês de outubro de 2023, a geração hidráulica no SIN apresentou aumento de 8% em relação ao mês anterior e a geração térmica apresentou redução de 12,2%. Quanto ao comparativo com outubro de 2022, as gerações hidráulica e solar sofreram aumento de 10,5% e 33,9%, respectivamente. Já a geração térmica apresentou redução de 19,6%. Em relação ao total de geração no mês de outubro, houve aumento de 5,1% em relação a outubro de 2022.

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

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

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Out/22 (GWh)	Set/23 (GWh)	Out/23 (GWh)	Evolução mensal (Out/23 / Set/23)	Evolução anual (Out/23 / Out/22)	Nov/21-Out/22 (GWh)	Nov/22-Out/23 (GWh)	Evolução
Hidráulica	32.399	33.174	35.812	8,0%	10,5%	414.231	429.701	3,7%
Térmica	6.830	6.251	5.489	-12,2%	-19,6%	84.481	66.169	-21,7%
Gás	1.701	1.274	1.284	0,8%	-24,5%	30.974	16.687	-46,1%
Carvão	597	501	646	28,9%	8,2%	7.688	6.069	-21,1%
Petróleo ²	95	81	106	31,2%	12,2%	4.333	1.250	-71,1%
Nuclear	1.377	1.130	330	-70,8%	-76,0%	13.793	13.872	0,6%
Outros	266	0	0	0%	-100,0%	2.872	1.214	-57,7%
Biomassa	2.794	3.264	3.122	-4,3%	11,7%	24.820	27.077	9,1%
Eólica	9.538	9.189	9.538	3,8%	0,0%	78.866	89.008	12,9%
Solar	1.376	1.816	1.842	1,4%	33,9%	11.439	18.075	58,0%
TOTAL	50.143	50.429	52.681	4,5%	5,1%	589.017	602.953	2,4%

Fonte dos dados: CCEE.

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.



8.3. Matriz de Geração de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados ¹

Em outubro de 2023, nos sistemas isolados a geração hidráulica apresentou redução de 33,6% e a térmica a gás natural aumento de 9,2%, em relação ao mês anterior. Quando comparada com outubro de 2022, as gerações hidráulica e térmica a gás aumentaram em 10,6% e 36,4%, respectivamente.

A geração total no mês de outubro aumentou 2,4% em relação ao verificado no mesmo mês em 2022.

Relativo ao acumulado nos últimos 12 meses, foi observado aumento da geração de 14,8%, comparativamente ao mesmo período anterior.

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

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Out/22 (GWh)	Set/23 (GWh)	Out/23 (GWh)	Evolução mensal (Out/23 / Set/23)	Evolução anual (Out/23 / Out/22)	Nov/21-Out/22 (GWh)	Nov/22-Out/23 (GWh)	Evolução
Hidráulica	2,1	3,5	2,3	-33,6%	10,6%	34	41	19,1%
Gás	62,6	78,3	85,5	9,2%	36,4%	469,3	856,1	82,4%
Petróleo ²	268,0	254,2	260,8	2,6%	-2,7%	2.944,5	2.995,1	1,7%
Biomassa	29,0	19,7	21,9	11,0%	-24,4%	175,0	265,8	51,9%
TOTAL	362	356	370	4,2%	2,4%	3.623	4.158	14,8%

¹ 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.

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

Fonte dos dados: CCEE.



8.4. Geração Eólica¹

No mês de outubro de 2023, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste aumentou 2,6 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 47,2%, com total de 12.000 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 38,7% valor inferior ao verificado no mesmo período anterior.

Já o fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em outubro de 2023, reduziu 5,1 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 35,2%, com total de 742 MWmédios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 30,6%, o que indica redução de 2,1 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

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

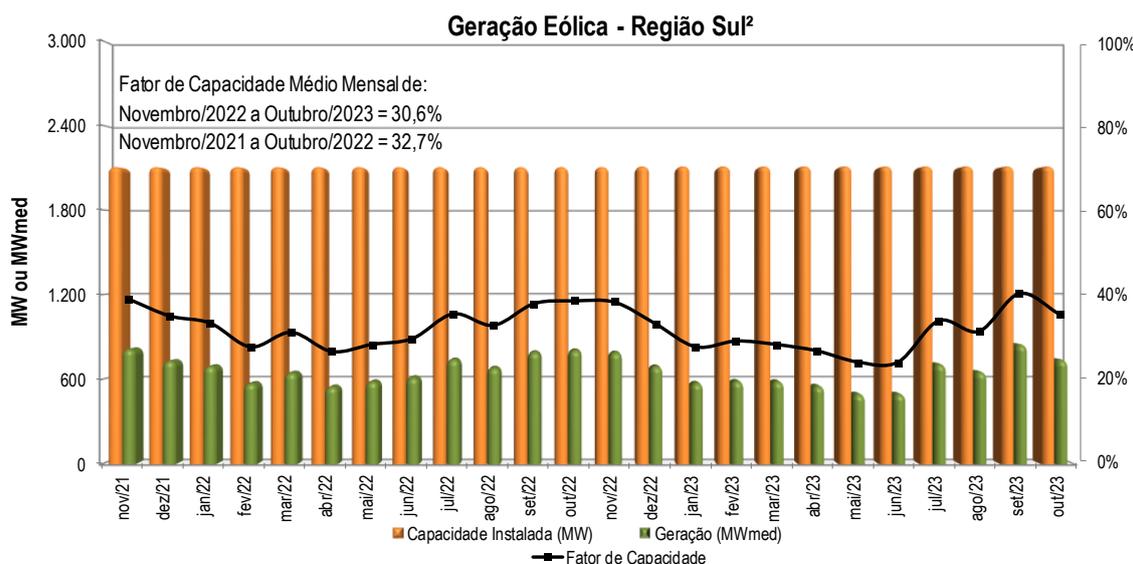
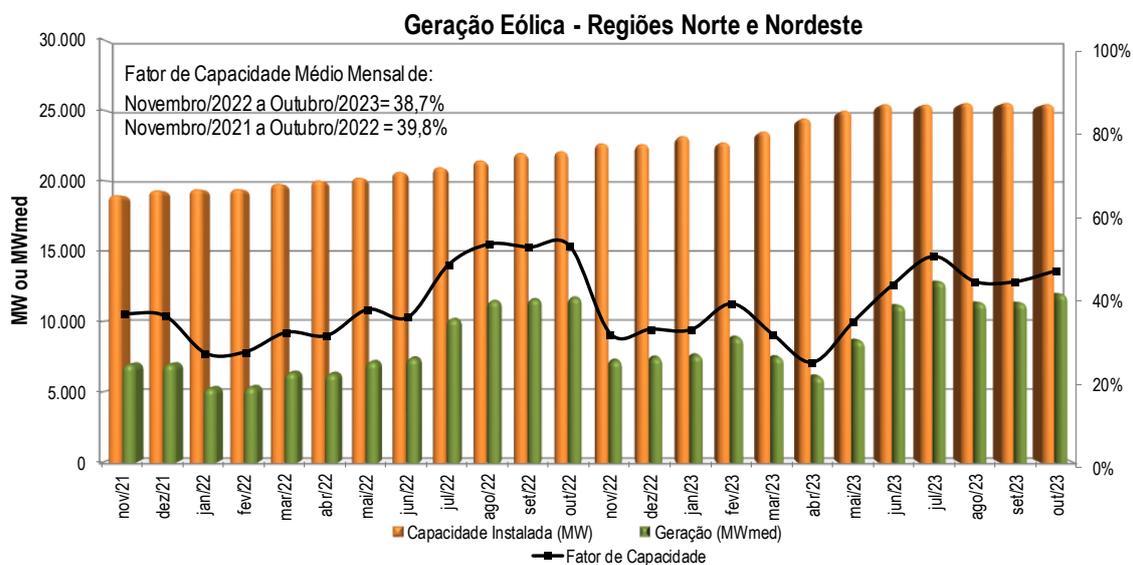


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

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 outubro de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



8.5. Mecanismo de Realocação de Energia

Em outubro de 2023, as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) geraram, juntas, 47.100 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 56.935 MWmédios, o que representou um *Generation Scaling Factor* (GSF) mensal de 82,7%.

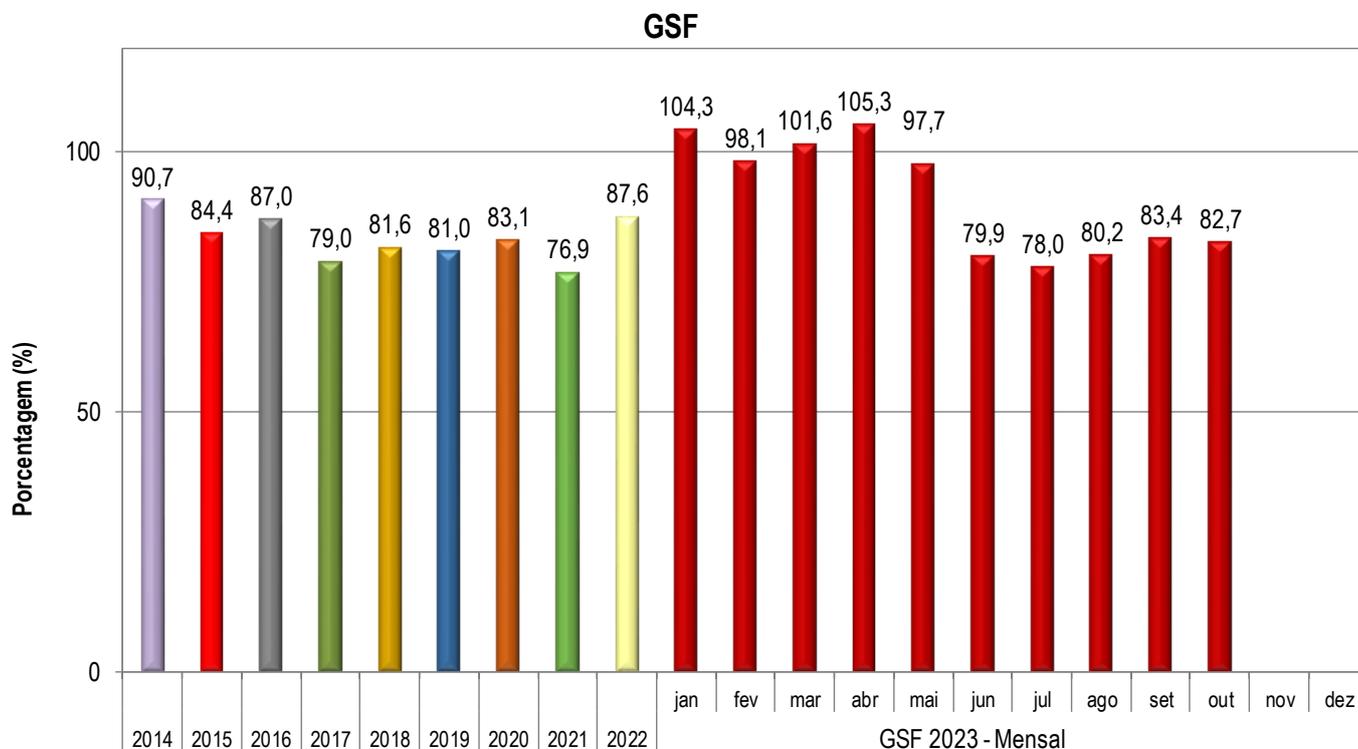


Figura 26. Evolução do GSF

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) (MWmédio)	52.217	49.363	57.144	51.118	46.419	41.363	39.575	42.495	45.072	47.100		
Garantia Física Sazonalizada (MW médio)	50.049	50.301	56.269	48.525	47.493	51.764	50.721	52.963	54.039	56.935		
GSF (%)	104,3	98,1	101,6	105,3	97,7	79,9	78,0	80,2	83,4	82,7		

Dados contabilizados até outubro de 2023

Fonte dos dados: CCEE.



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Em novembro de 2023, os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte entre R\$ 0,00 / MWh e R\$ 703,00 / MWh. Cabe destacar que o valor máximo ocorreu no subsistema Sudeste/Centro-Oeste no dia 17 de novembro.

Os valores do CMO permaneceram reduzidos até o dia 13 de novembro, 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.

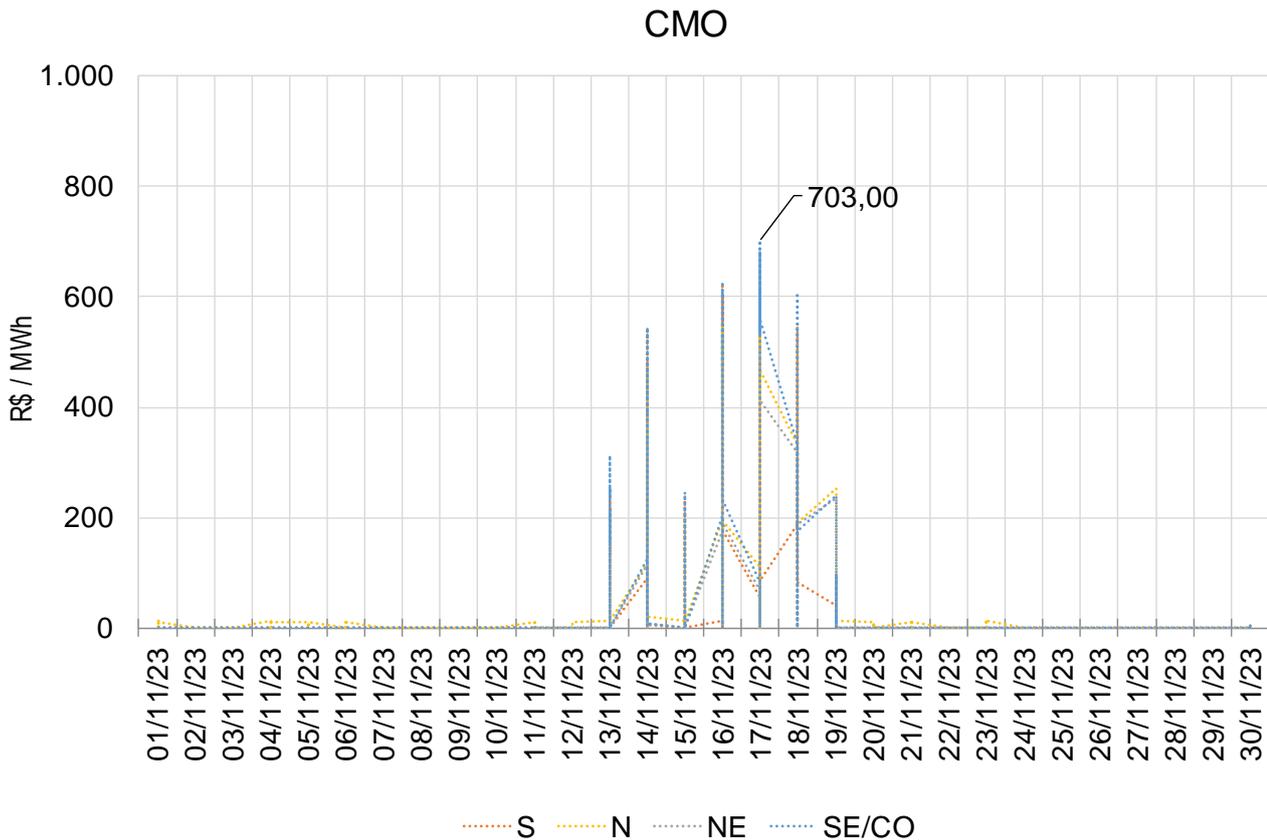


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em novembro de 2023, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) ficou entre R\$ 69,04 / MWh e R\$ 415,34 / MWh em todos os subsistemas, sendo que a permanência em seu limite inferior perdurou durante quase todo o mês, havendo forte incremento entre os dias 14 e 18 de novembro.

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.

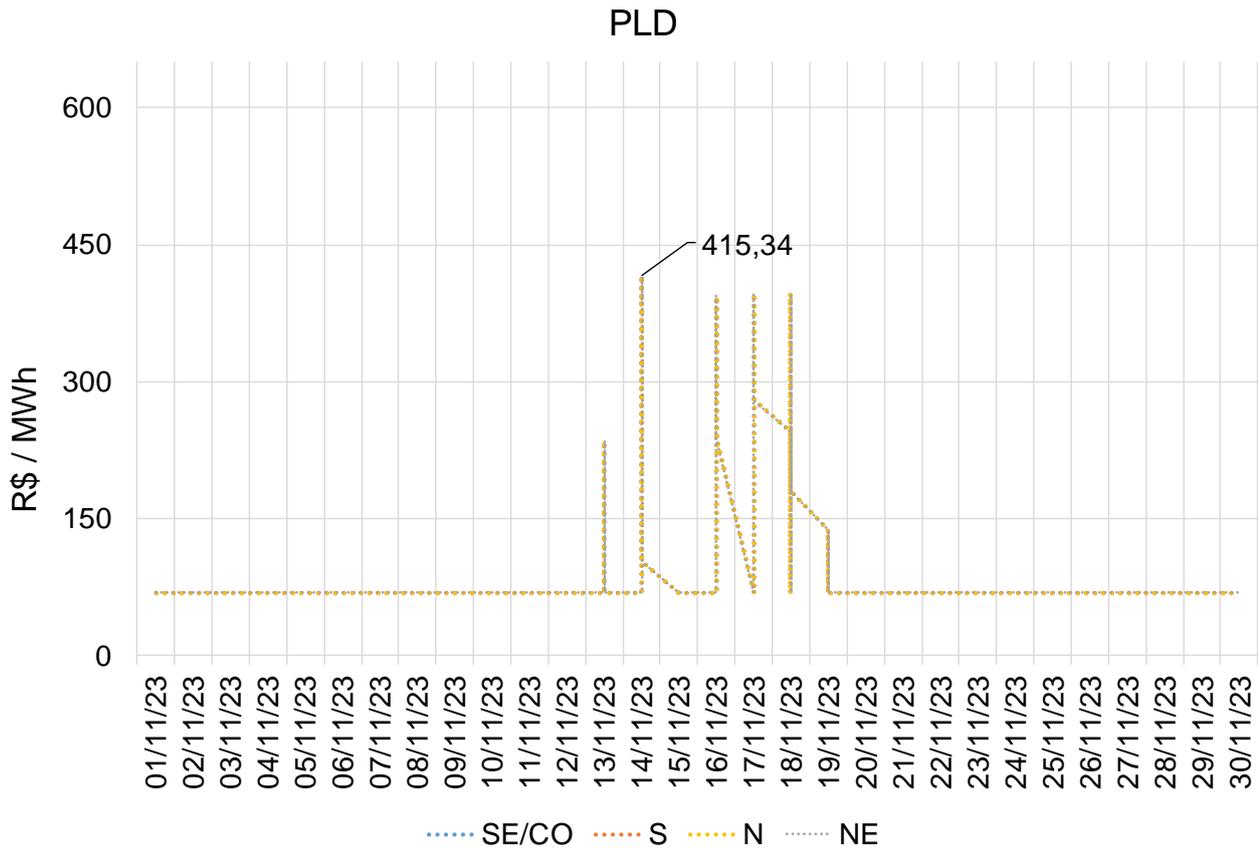


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.

11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA¹

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em outubro de 2023 totalizaram R\$ 93,6 milhões, montante superior ao verificado no mês anterior, que foi de R\$ 53,8 milhões. Conforme ilustrado na figura a seguir, a maior parcela dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de outubro se refere ao Encargo por Constrained-on, responsável por cerca de 60% do total dos Encargos, o que equivale, aproximadamente, a R\$ 56,4 milhões.

Assim, no mês de outubro, os ESS verificados para todos os subsistemas apresentaram a seguinte composição em valores aproximados: R\$ 56,4 milhões referentes a Constrained-on, R\$ 14,3 milhões por Unit Commitment, R\$ 13,9 mil por Deslocamento Hidráulico, R\$ 12,9 milhões de Serviços Ancilares, R\$ 5,8 milhões por Importação e R\$ 4,1 milhões por Constrained-off. Não houve cobranças referentes a Encargos sobre Segurança Energética e Reserva Operativa.

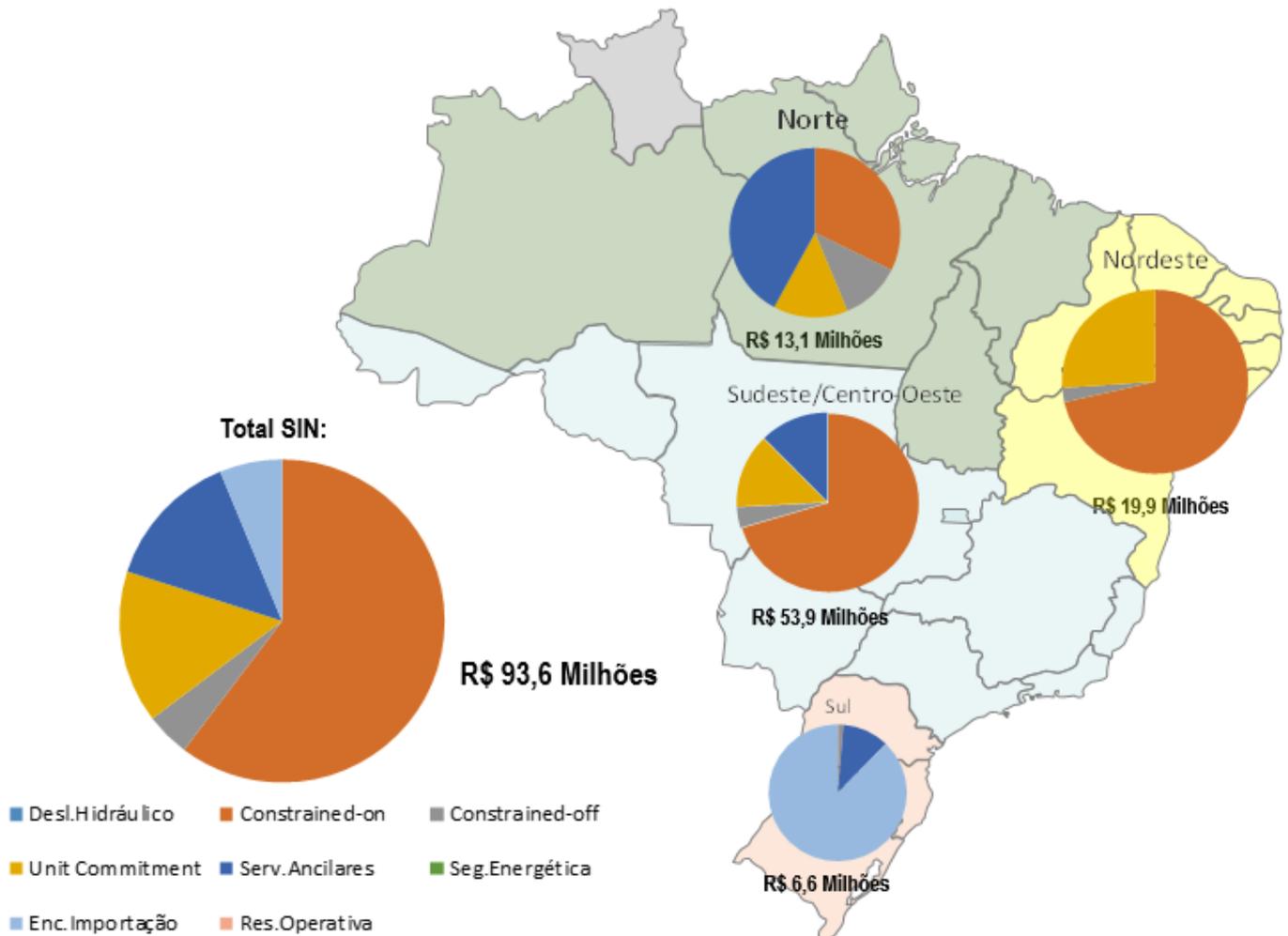


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até outubro de 2023.

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

Fonte dos dados: CCEE.

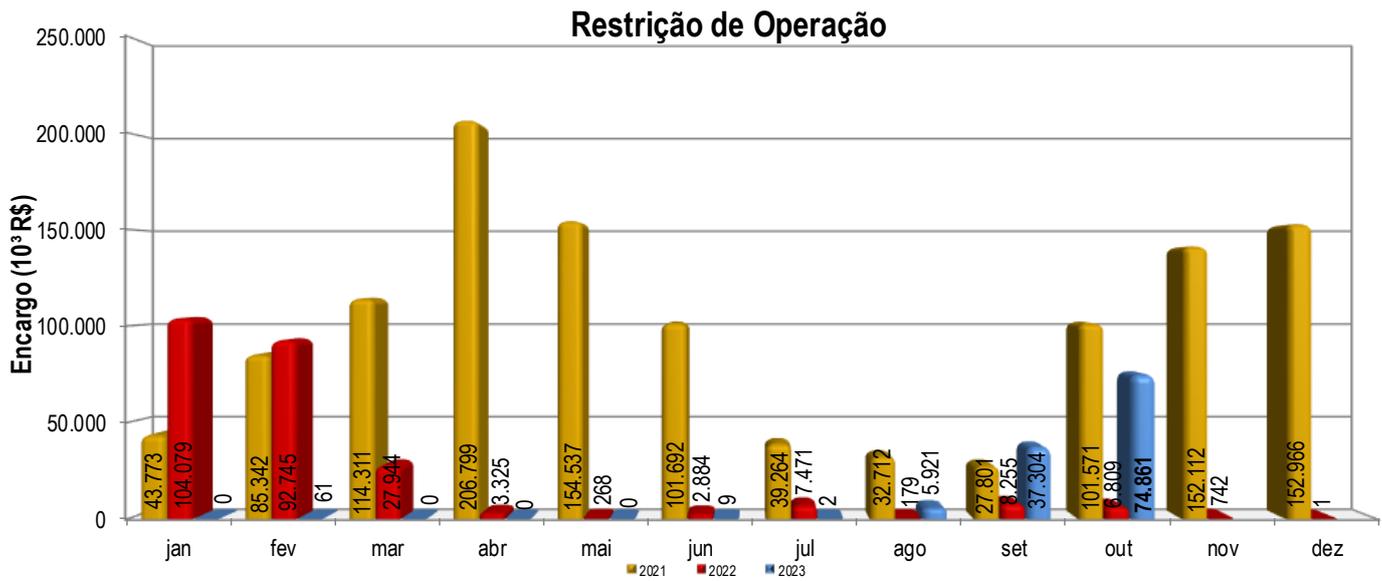


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

* 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.

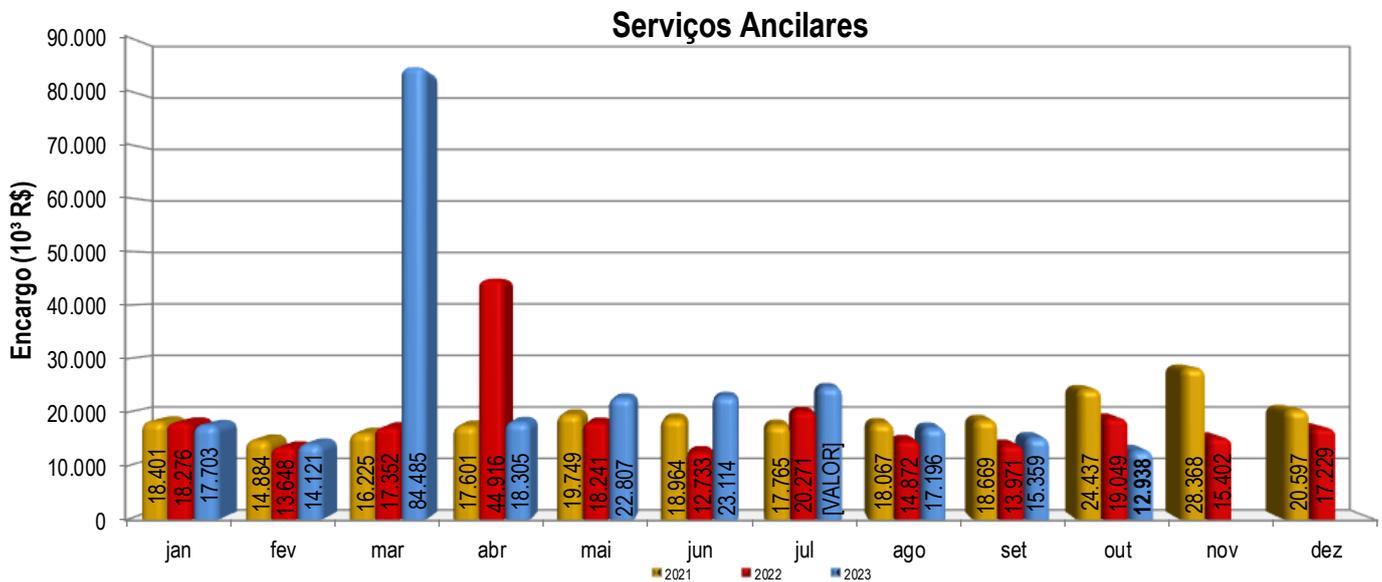


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

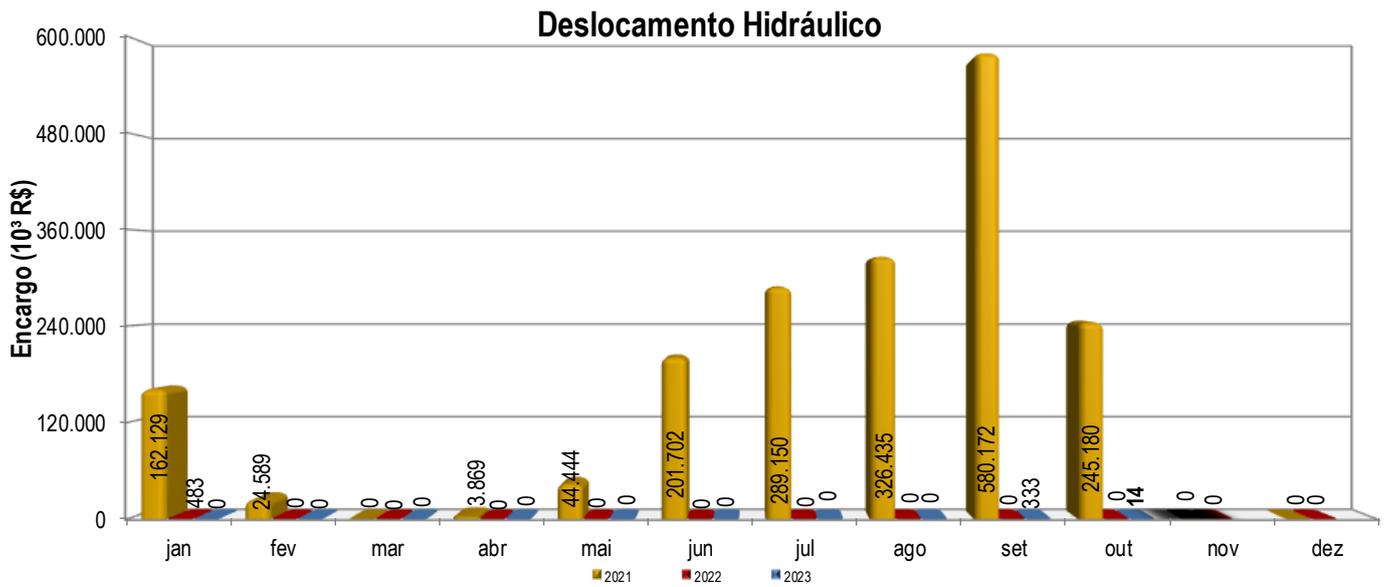


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

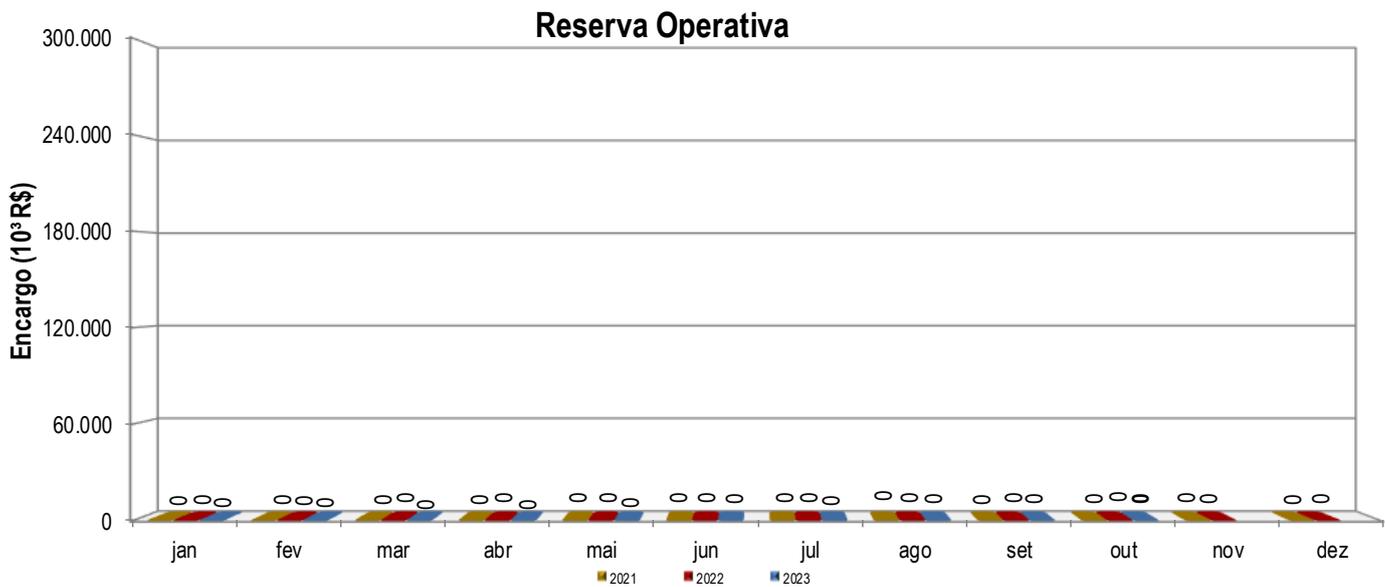


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

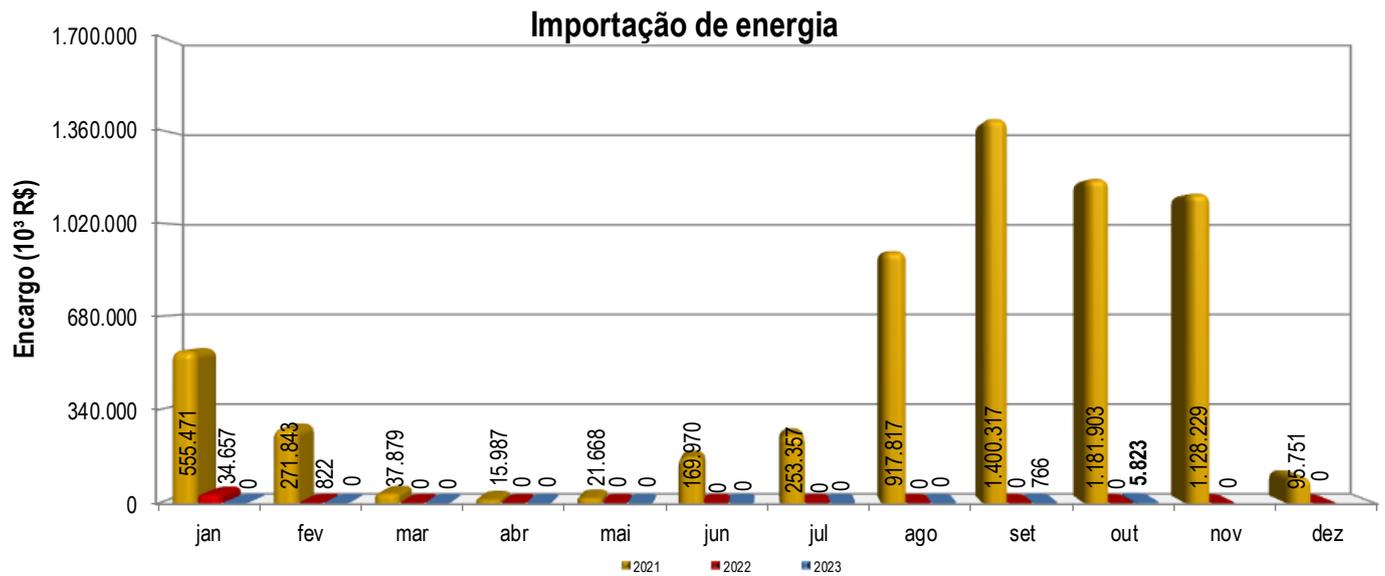


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

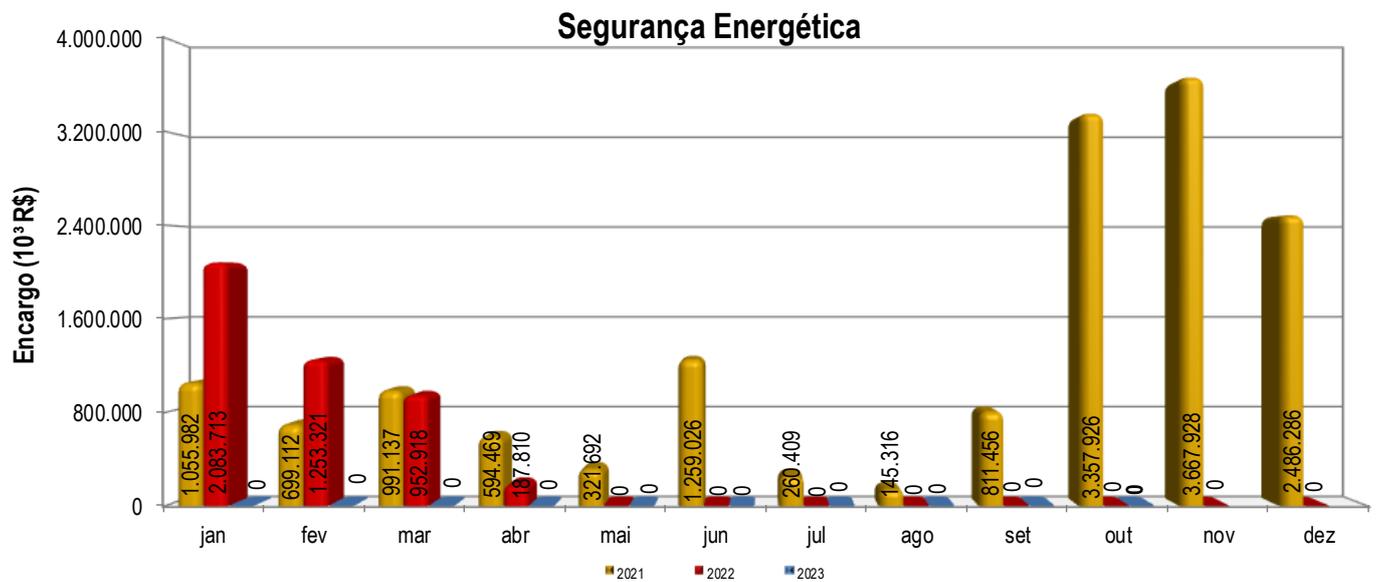


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até outubro de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO¹

No mês de novembro de 2023, foram verificadas 8 (oito) 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 2.363 MW.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro

Tabela 23. Descrição das Ocorrências

Dia da Ocorrência	Descrição	Carga Interrompida (MW)	Estado(s) afetado(s)	Causa
09/nov	Desligamento de toda a subestação Alcântara 138/69/13,8 kV	275,5	Rio de Janeiro	Curto-circuito trifásico cuja causa não foi informada pelo agente Enel.
13/nov	Desligamento da transformação 345 / 138 kV da SE Campos	222,0	Rio de Janeiro	Atuação da proteção de sobrecorrente de neutro devido a curto monofásico envolvendo a fase A (fase vermelha), em função da explosão da fase A do TC associado a este equipamento.
13/nov	Desligamento da LT 138 kV Cordovil – São José C1	293,0	Rio de Janeiro	Em análise pelo ONS e pelos agentes envolvidos.
16/nov	Desligamento do transformador TR12 500 / 138 kV e seção de barra B1 de 138 kV da SE São José com atuação de esquema na área Rio de Janeiro	373,1	Rio de Janeiro	Explosão do TC da fase A do vão da LT 138kV Cordovil- São José C2.
18/nov	Desligamento automático total da SE Imbariê	144,5	Rio de Janeiro	Em análise pelo ONS e pelos agentes envolvidos.
18/nov	Desligamento automático total da SE Cascadura	661,0	Rio de Janeiro	Em análise pelo ONS e pelos agentes envolvidos.
23/nov	Desligamento automático das UGs 11 e 12 da UTE Jaguatirica II e como consequência, houve desligamento total área Roraima.	166,0	Roraima	Desligamento automático das UGs 11 e 12 da UTE Jaguatirica II.
25/nov	Desligamento automático do setor de 230 kV da SE Miranda II desenergizando os setores de 69 kV e 138 kV	227,9	Maranhão	Houve atuação da proteção diferencial da barra 1 de 230 kV, desligando todos os equipamentos do lado de 230 kV da SE Miranda II. O agente Eletronorte não informou causa nem o desempenho das proteções associadas.
		2.363,0		

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

Subsistema	Carga Interrompida no SEB (MW)												2023 Jan-Nov	2022 Jan-Nov
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
SIN ²	0	0	0	0	0	0	0	23.368	0	0	0		23.368	0
S	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0	460
SE/CO	310	0	684	282	0	156	0	378	881	0	1.969		4.661	1.690
NE	153	0	298	132	161	0	0	0	127	0	0		871	1.993
N	0	0	677	0	0	351	0	0	0	0	228		1.256	2.535
Isolados	0	0	0	178	0	0	0	0	0	108	166		452	1.154
TOTAL	463	0	1.659	592	161	507	0	23.746	1.008	108	2.363	0	30.608	7.832

Fontes dos dados: ONS e Roraima Energia.



Tabela 25. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2023 Jan-Nov	2022 Jan-Nov
SIN ²	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0		1	0
S	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0	2
SE/CO	2	0	2	2	0	1	0	1	2	0	6		16	7
NE	1	0	1	1	1	0	0	0	1	0	0		5	10
N	0	0	2	0	0	1	0	0	0	0	1		4	11
Isolados	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1		3	7
TOTAL	3	0	5	4	1	2	0	2	3	1	8	0	29	37

Fontes dos dados: ONS e Roraima Energia.

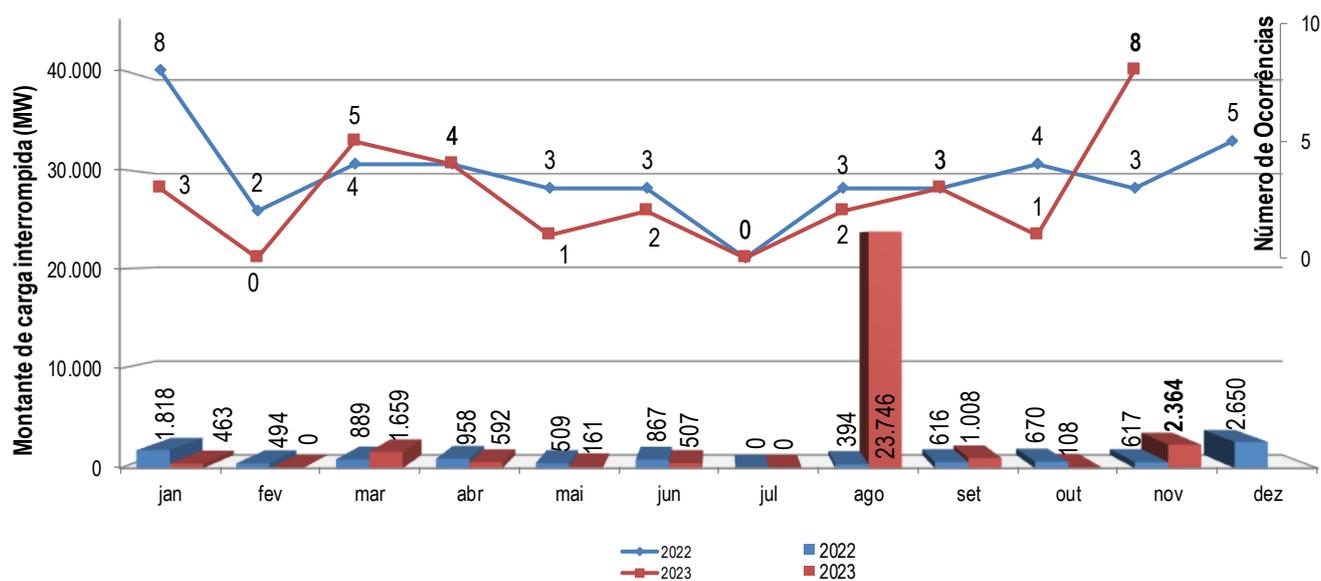


Figura 36. Ocorrências no SEB.

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 e Roraima Energia.



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 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 outubro de 2023, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 8,49 horas. Considerando os valores de DEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 10,30 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 abaixo.

Ressalta-se que, quanto menor for o valor do DEC, melhor será 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	1,15	1,57	2,06			12,36	14,73	12,11
NE	1,09	1,12	1,09	1,07	0,94	0,87	0,87	0,86	0,87	0,98			9,75	11,84	13,10
N	1,79	1,70	1,85	1,69	1,60	1,48	1,45	1,76	1,80	2,07			17,16	21,21	29,92
SE	0,74	0,75	0,74	0,58	0,47	0,37	0,52	0,55	0,61	0,60			6,00	7,16	7,90
S	0,94	0,82	0,90	0,66	0,59	0,63	0,65	0,74	0,86	0,80			7,59	9,28	9,39
Brasil	0,99	0,99	0,96	0,84	0,71	0,68	0,72	0,79	0,89	0,95			8,49	10,30	11,28

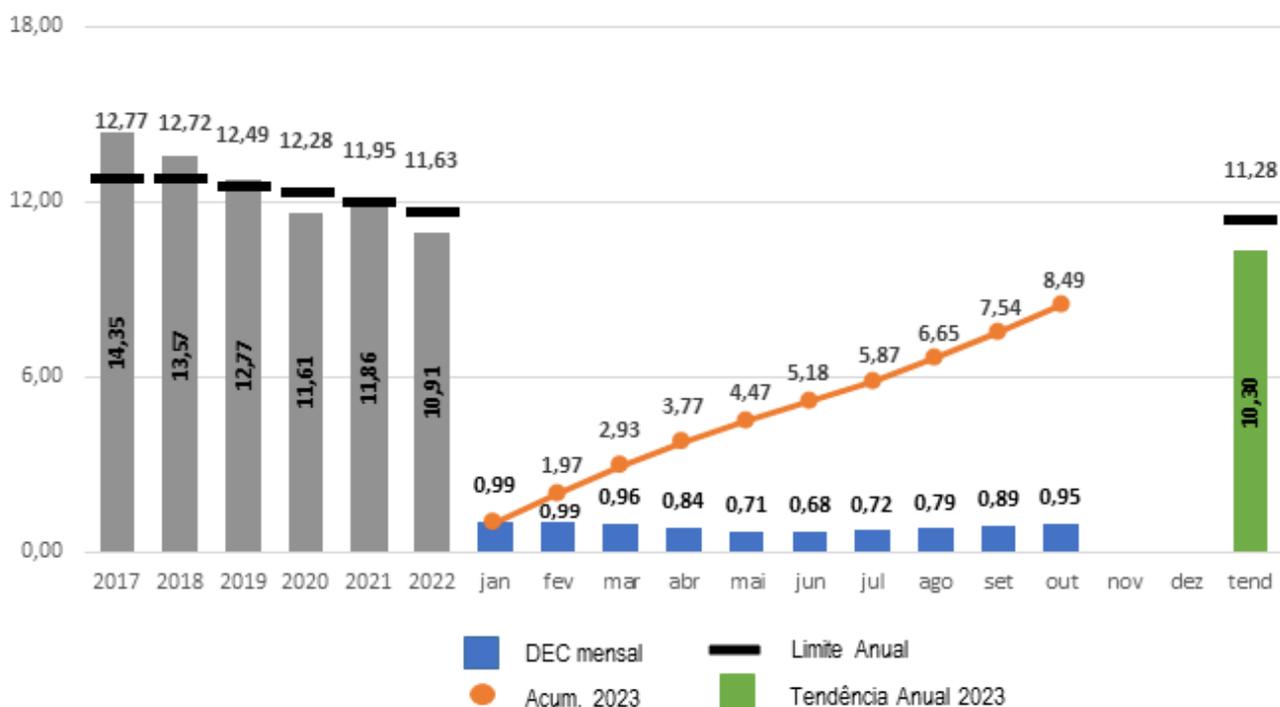


Figura 37. DEC do Brasil.



Até o mês de outubro de 2023, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 4,27 interrupções. Considerando os valores de FEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 5,18 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	0,71	0,86	0,93			6,48	7,64	8,51
NE	0,46	0,42	0,42	0,46	0,40	0,40	0,39	0,39	0,43	0,48			4,25	5,16	7,95
N	0,98	0,91	0,93	0,90	0,90	0,86	0,87	0,91	0,88	0,98			9,11	11,15	24,43
SE	0,36	0,35	0,36	0,27	0,26	0,20	0,28	0,31	0,33	0,32			3,05	3,65	5,50
S	0,61	0,49	0,53	0,41	0,36	0,38	0,35	0,43	0,48	0,42			4,46	5,53	6,87
Brasil	0,49	0,46	0,45	0,41	0,37	0,36	0,37	0,42	0,47	0,47			4,27	5,18	7,84

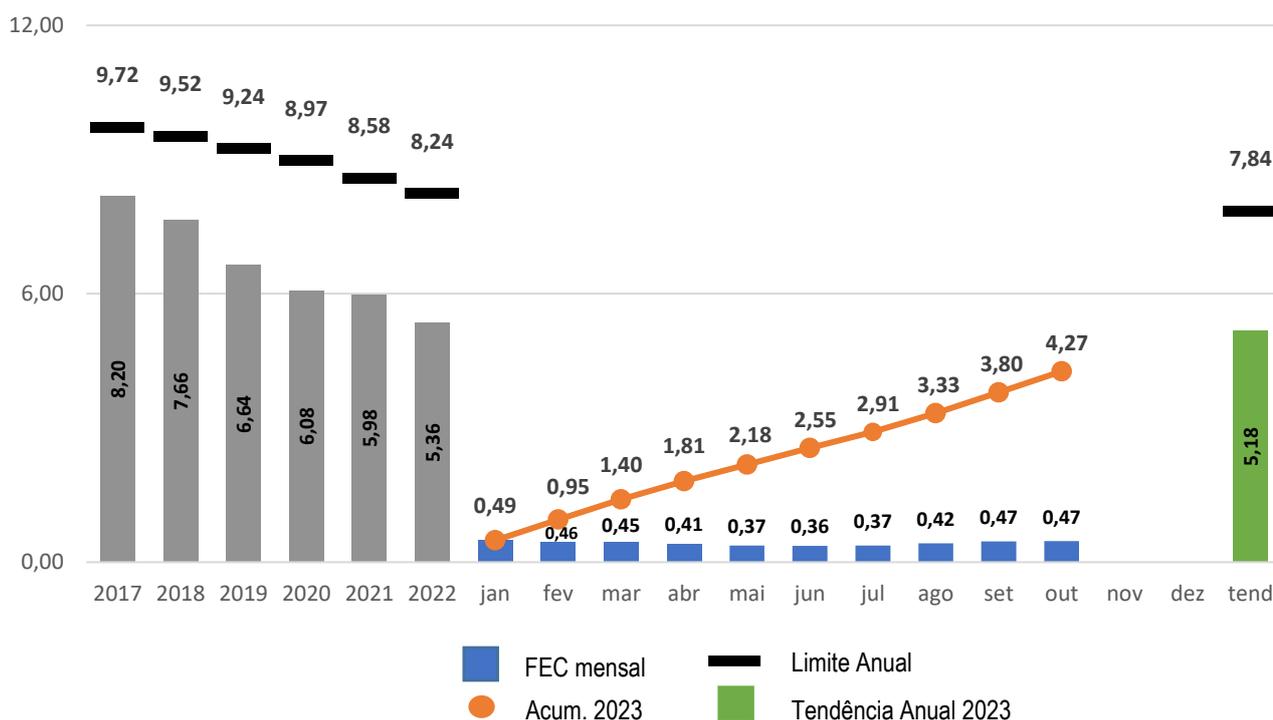


Figura 38. FEC do Brasil.

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 outubro 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.

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	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	