



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

# **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**

**Março/2023**





# **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**

**Março/2023**

**Ministério de Minas e Energia**

**Ministro**

Alexandre Silveira de Oliveira

**Secretário de Energia Elétrica**

Gentil Nogueira de Sa Junior

**Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico**

Guilherme Silva de Godoi

**Equipe Técnica**

Ana Lúcia Alvares Alves

André Groberio Lopes Perim

André Luís Gonçalves de Oliveira

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Emanoelle de Oliveira Lima

Eucimar Kwiatkowski Augustinhak

Igor Souza Ribeiro (Coordenação)

João Aloísio Vieira

Jorge Portella Duarte

Juliana Oliveira do Nascimento

Luiz Augusto Gomes de Oliveira

Poliana Marcolino Correa

Victor Protázio da Silva

**Apoio dos estagiários:**

Amanda de Souza Freire

Cesar Felipe de Souza Pissolati

João Pedro Alecrim Ribeiro

Marcus Vinicius Souza Fukuda

Paulo Geraldo Souza Neto



## SUMÁRIO

|  |    |
|--|----|
| 1. SUMÁRIO EXECUTIVO .....   | 1  |
| 2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS .....   | 2  |
| 2.1. Energia Natural Afluente Armazenável .....  | 4  |
| 2.2. Energia Armazenada .....  | 6  |
| 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA .....  | 9  |
| 4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA .....  | 11 |
| 4.1. Consumo de Energia Elétrica .....   | 11 |
| 4.2. Demandas Instantâneas Máximas .....   | 13 |
| 4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais .....   | 13 |
| 5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....                                    | 15 |
| 6. LINHAS DE TRANSMISSÃO E SUBESTAÇÕES INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....                     | 17 |
| 7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO .....   | 18 |
| 7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração .....   | 18 |
| 7.2. Previsão da Expansão da Geração .....   | 22 |
| 7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão e Equipamentos em Instalações de Transmissão ..... | 24 |
| 7.4. Previsão da Expansão de LT e da Capacidade de Transformação .....                                     | 26 |
| 8. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA .....   | 27 |
| 8.1. Matriz de Geração de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro .....                                     | 27 |
| 8.2. Matriz de Geração de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional .....                           | 28 |
| 8.3. Matriz de Geração de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados .....                                     | 29 |
| 8.4. Geração Eólica .....  | 30 |
| 8.5. Mecanismo de Realocação de Energia .....  | 31 |
| 9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO .....  | 32 |
| 10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS .....   | 33 |
| 11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA .....  | 34 |
| 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....  | 38 |
| 12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro .....   | 38 |
| 12.2. Indicadores de Continuidade .....  | 40 |



## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) em março/2023 - Brasil. ....   | 2  |
| Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima. (Celsius - março/2023) .....         | 3  |
| Figura 3. ENA armazenável: subsistema Sudeste/Centro-Oeste. ....   | 4  |
| Figura 4. ENA armazenável: subsistema Sul.....   | 4  |
| Figura 5. ENA armazenável: subsistema Nordeste. ....   | 5  |
| Figura 6. ENA armazenável: subsistema Norte. ....  | 5  |
| Figura 7. EAR: subsistema Sudeste/Centro-Oeste. ....   | 7  |
| Figura 8. EAR: subsistema Sul.....   | 7  |
| Figura 9. EAR: subsistema Nordeste. ....   | 8  |
| Figura 10. EAR: subsistema Norte. ....   | 8  |
| Figura 11. Mapa dos principais intercâmbios de energia elétrica. ....  | 10 |
| Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês - acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL. 12       |    |
| Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.....  | 13 |
| Figura 14. Demandas máximas mensais: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....  | 13 |
| Figura 15. Demandas máximas mensais: subsistema Sul. ....  | 14 |
| Figura 16. Demandas máximas mensais: subsistema Nordeste. ....   | 14 |
| Figura 17. Demandas máximas mensais: subsistema Norte.....   | 14 |
| Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada. ....     | 16 |
| Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de março de 2023..... | 18 |
| Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2023 (por subsistema).....  | 21 |
| Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2025.....                             | 22 |
| Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em março de 2023. ....      | 24 |
| Figura 23. Matriz de geração de energia elétrica no Brasil.....  | 27 |
| Figura 24. Capacidade instalada e geração das usinas eólicas do Norte e do Nordeste. ....                              | 30 |
| Figura 25. Capacidade instalada e geração das usinas eólicas do Sul.....   | 30 |
| Figura 26. Evolução do GSF. ....   | 31 |
| Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês. ....   | 32 |
| Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês. ....   | 33 |
| Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema. ....   | 34 |
| Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.....   | 35 |
| Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços 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 instantâneas máximas no mês e recordes por subsistema. ....  | 13 |
| Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil. ....                                 | 15 |
| Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB. <sup>2</sup> .....  | 17 |
| Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB. <sup>2</sup> .....  | 17 |
| Tabela 10. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de março de 2023. ....              | 19 |
| Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em março de 2023 (por ambiente de contratação). .... | 20 |
| Tabela 12. Previsão da expansão da capacidade instalada de geração elétrica (por ambiente de contratação). ....         | 23 |
| Tabela 13. Descrição de Linhas de Transmissão (LT) que entraram em operação no mês. ....                                | 25 |
| Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão. ....                             | 25 |
| Tabela 15. Entrada em operação de equipamentos de compensação de potência reativa. ....                                 | 25 |
| Tabela 16. Entrada em operação de novas linhas de transmissão no mês e no acumulado do ano. ....                        | 25 |
| Tabela 17. Valores acumulados de entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão. ....       | 25 |
| Tabela 18. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão. ....  | 26 |
| Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação. ....  | 26 |
| Tabela 20. Matriz de geração de energia elétrica no SIN. ....   | 28 |
| Tabela 21. Matriz de geração de energia elétrica nos sistemas isolados. ....  | 29 |
| Tabela 22. Geração hidráulica, garantia física sazonalizada e GSF verificados no ano de 2023. ....                      | 31 |
| Tabela 23. Descrição das ocorrências. ....  | 38 |
| Tabela 24. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências. ....   | 38 |
| Tabela 25. Evolução do número de ocorrências. ....  | 39 |
| Tabela 26. Evolução do DEC em 2023. ....  | 40 |
| Tabela 27. Evolução do FEC em 2023. ....  | 41 |





## 1. SUMÁRIO EXECUTIVO

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

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

Neste mês de monitoramento, foi registrado intercâmbio internacional de energia elétrica interruptível no total de aproximadamente 1.762 MW médios exportados para a Argentina e o Uruguai. A título de intercâmbio comercial, foram exportados: (i) 1.062 MW médios para a Argentina e 449 MW médios para o Uruguai (com base na Portaria Normativa nº 49/2022/GM/MME - que estabelece diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de excedente de geração de energia elétrica de usinas hidrelétricas); e (ii) 250 MW médios para a Argentina (com base na Portaria nº 418/2019/GM/MME - que estabelece diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de usinas termoeletricas, quando não estiverem em atendimento eletroenergético para o SIN). O restante da energia exportada para os referidos países ocorreu em caráter emergencial, representando cerca de 1 MW médio.

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

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

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

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

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

## 2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

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

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

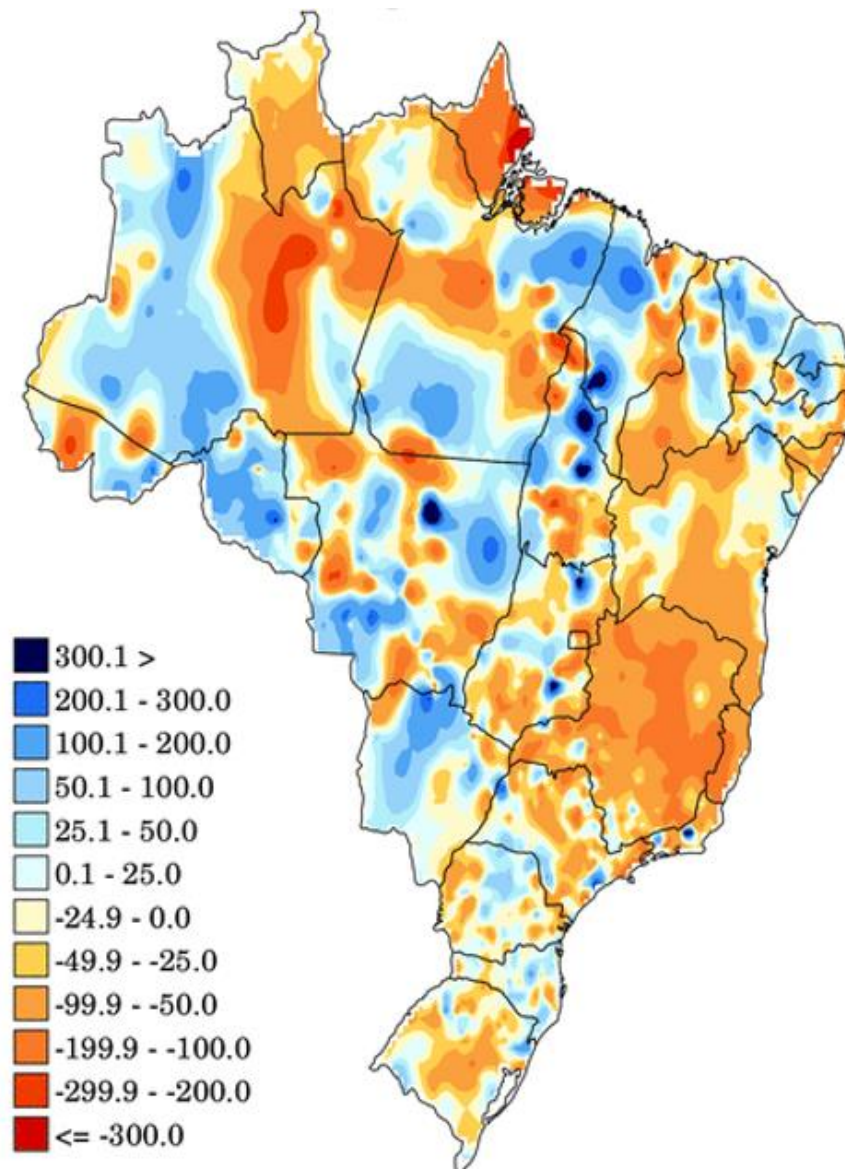


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) em março/2023 - Brasil.

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

Fontes: <http://clima1.cptec.inpe.br/monitoramentobrasil/pt> (CPTEC/INPE) e [https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia\\_afluente\\_subsistema.aspx](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 março de 2023 apresentou predominância de “temperaturas mínimas” acima ou em torno da média histórica (tons em laranja e branco, na Figura 2a) em toda a extensão do País.

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

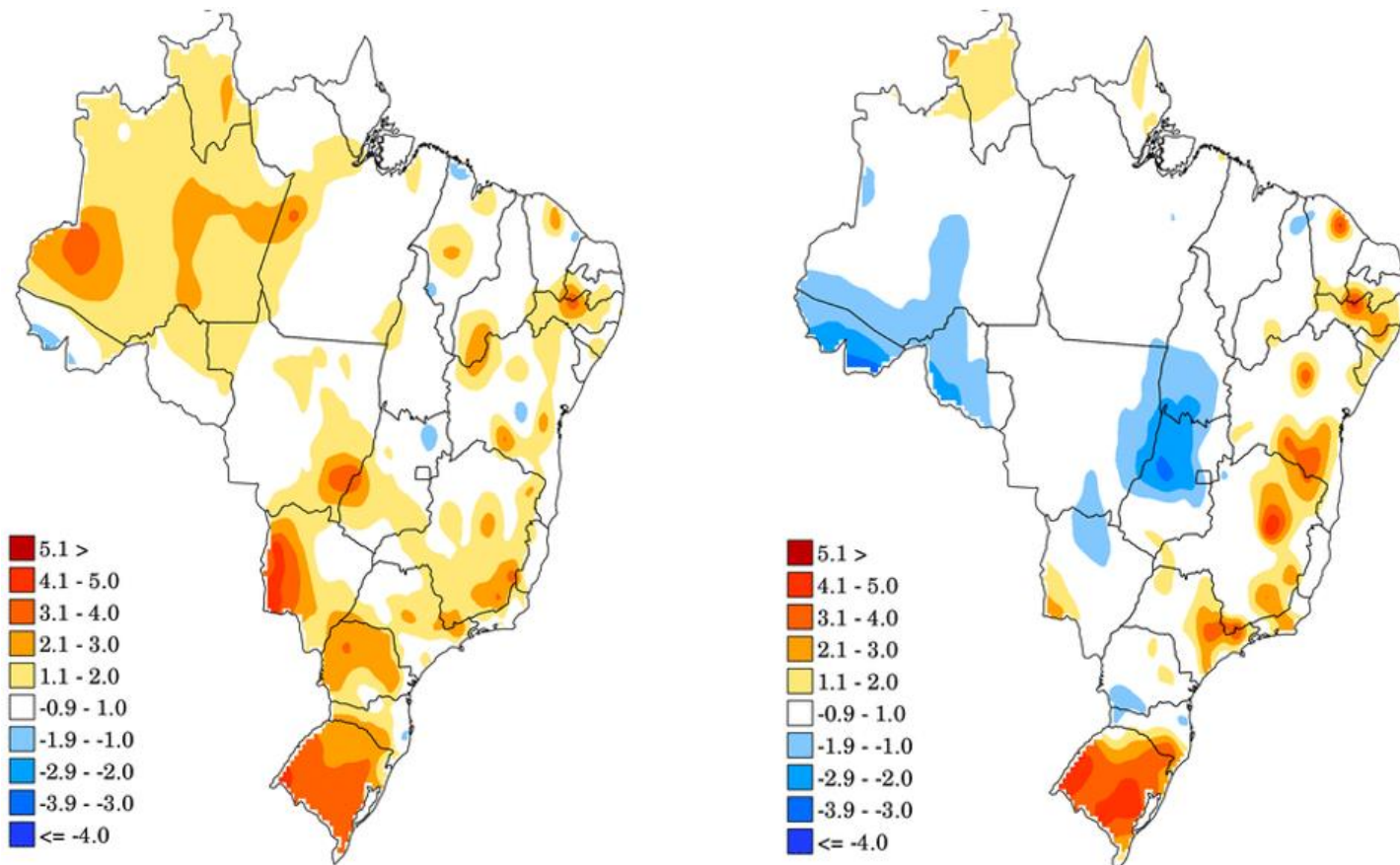


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima. (Celsius - março/2023)

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

Fonte: CPTEC/INPE.





## 2.1. Energia Natural Afluente Armazenável <sup>1</sup>

### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

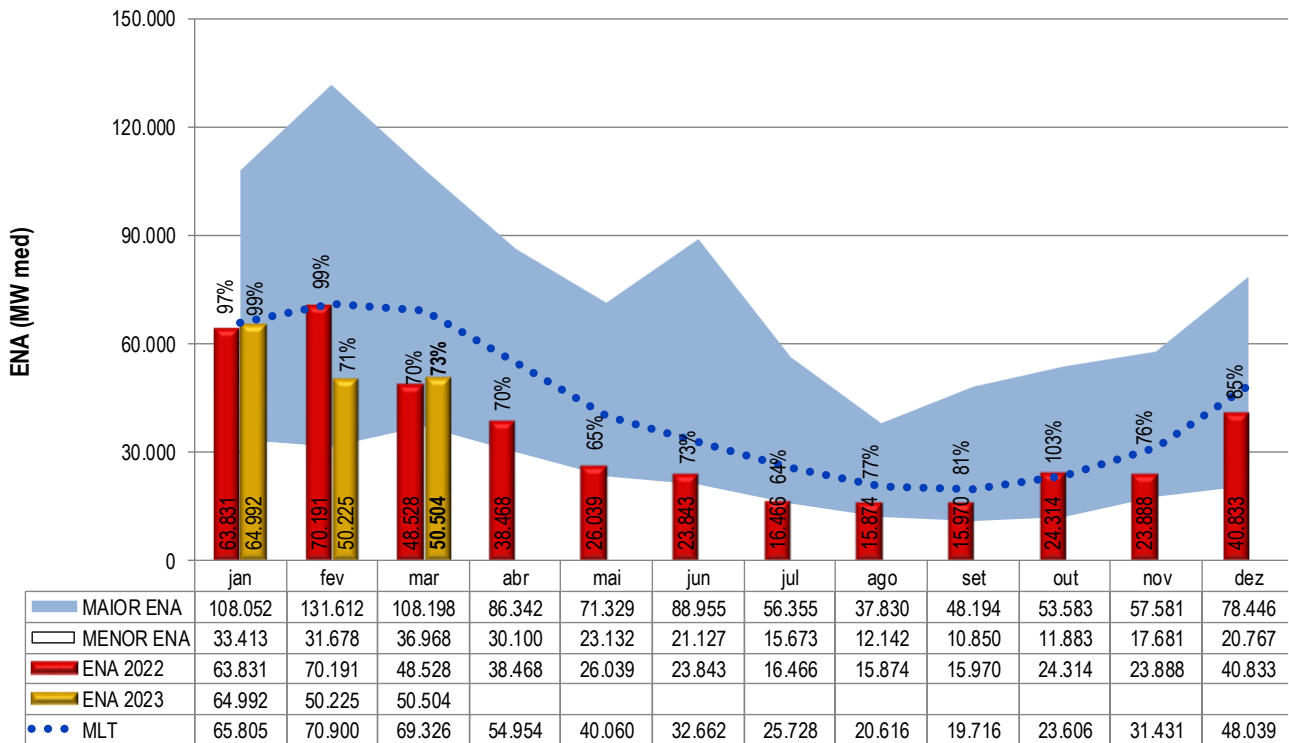


Figura 3. ENA armazenável: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

### Subsistema Sul

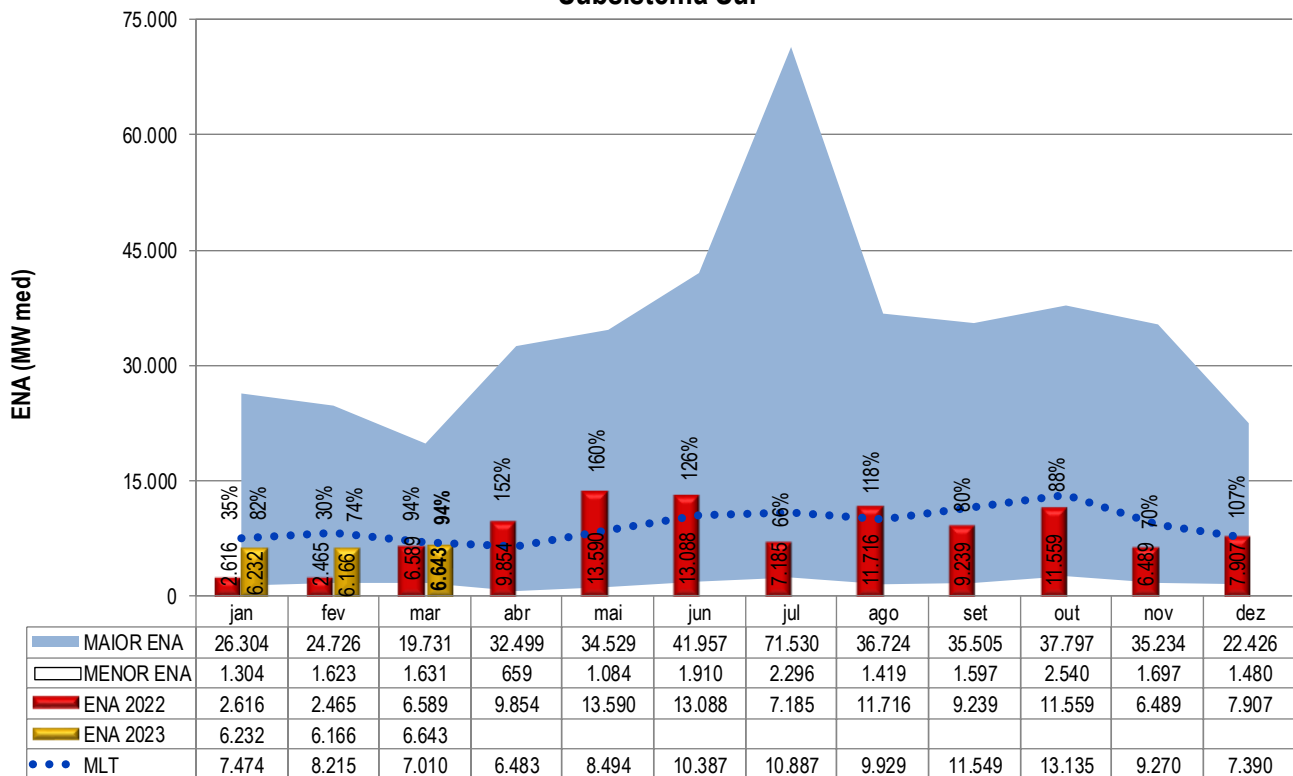


Figura 4. ENA armazenável: subsistema Sul.

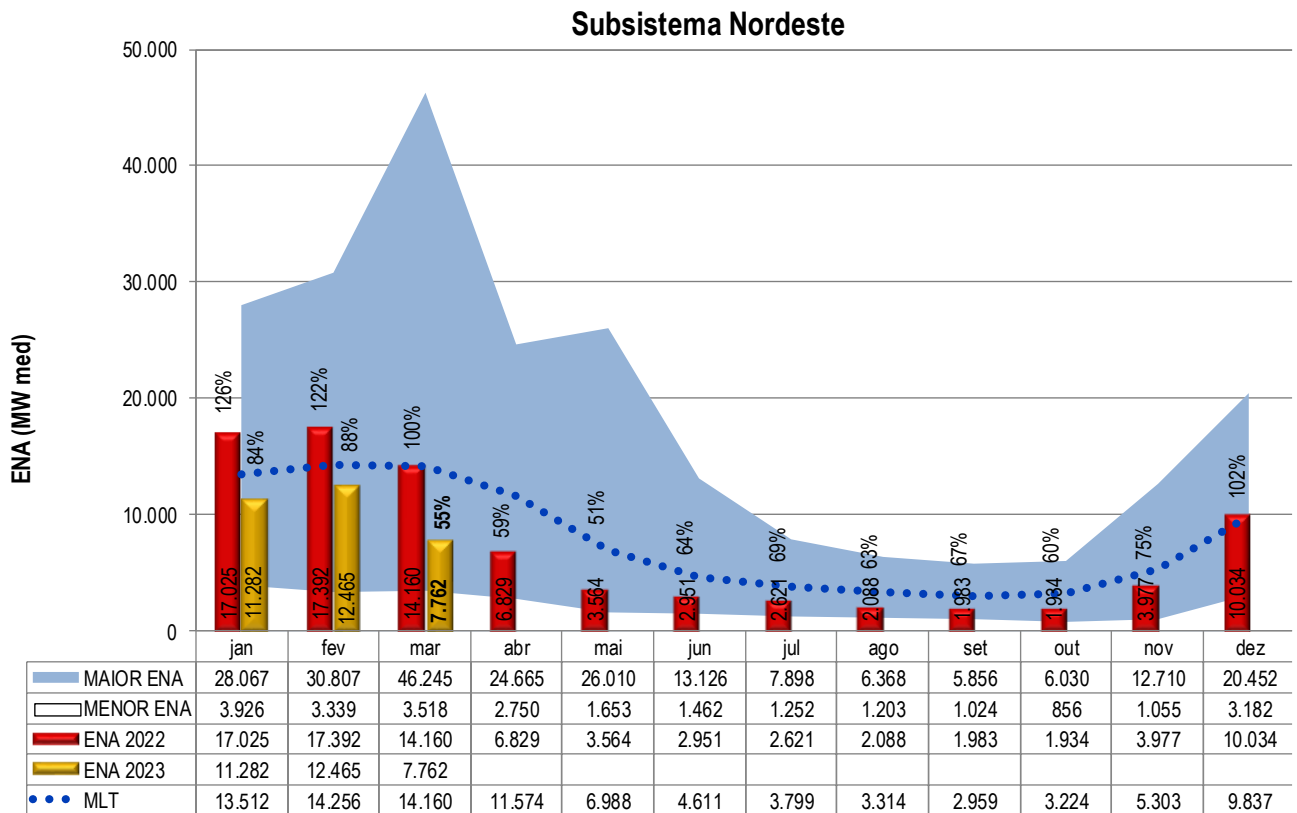


Figura 5. ENA armazenável: subsistema Nordeste.

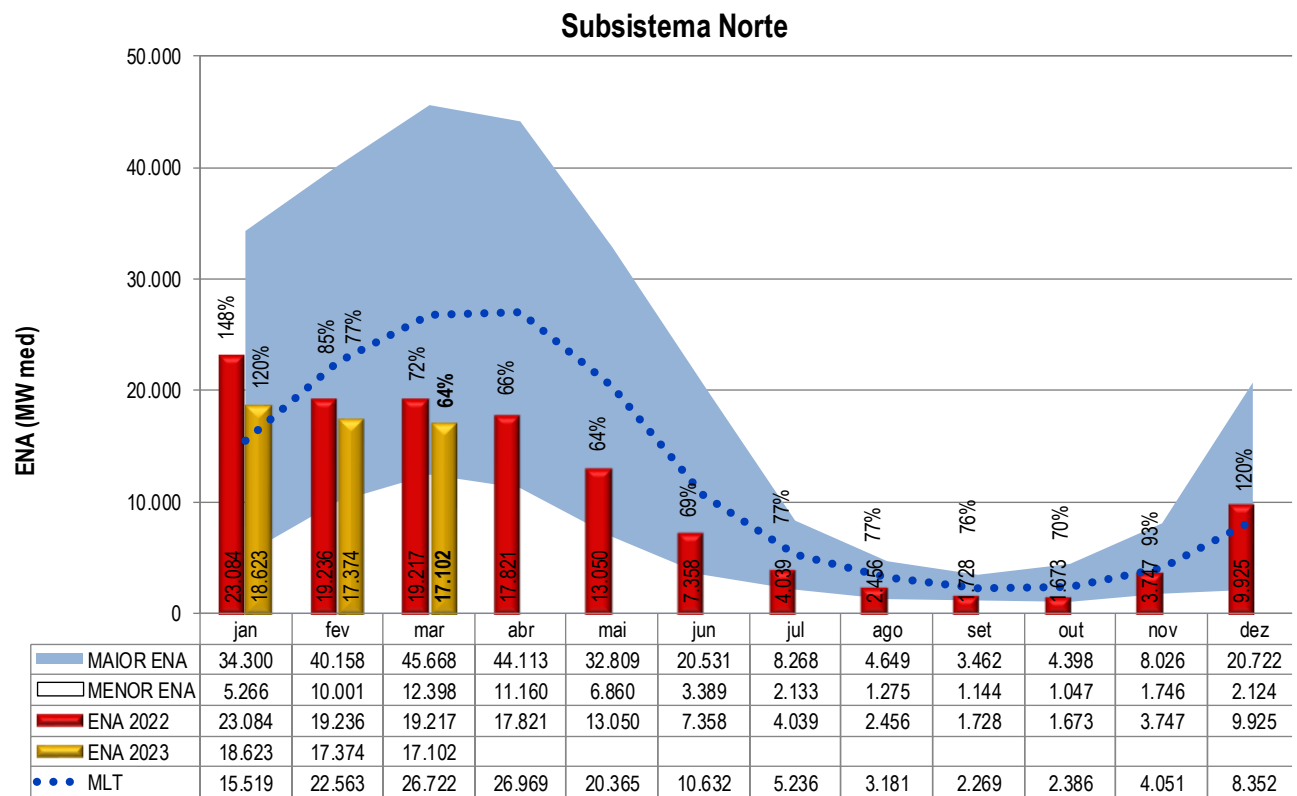


Figura 6. ENA armazenável: subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.

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



## 2.2. Energia Armazenada

A Tabela 1 apresenta os valores de energia armazenada máxima (%EAR<sub>máx</sub>) nos subsistemas do SIN, nos meses de fevereiro e março de 2023, bem como a participação do armazenamento dos reservatórios equivalentes dos subsistemas em comparação ao total.

Tabela 1. Energia armazenada nos subsistemas do SIN.

| Subsistema           | Energia Armazenada no Final de Março (%EAR <sub>máx</sub> ) | Energia Armazenada no Final de Fevereiro (%EAR <sub>máx</sub> ) | Capacidade Máxima (MWmês) | % EAR do Total Armazenado |
|----------------------|---|---|---------------------------|---------------------------|
| Sudeste/Centro-Oeste | 83,1  | 76,9  | 204.615                   | 68,3                      |
| Sul                  | 82,9  | 86,0  | 20.459                    | 6,8                       |
| Nordeste             | 91,2  | 85,3  | 51.691                    | 18,9                      |
| Norte                | 97,7  | 96,8  | 15.302                    | 6,0                       |
| <b>TOTAL</b>         |   |   | <b>292.067</b>            | <b>100,0</b>              |

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

A respeito dos principais reservatórios do SIN, em termos de capacidade de acumulação, o comportamento predominante durante o mês de março foi de replecionamento dos volumes armazenados, com destaque para as usinas hidrelétricas Itumbiara, Sobradinho e Nova Ponte, cujos reservatórios apresentaram acréscimos do armazenamento em 7,8 p.p., 7,4 p.p. e 6,8 p.p., em relação ao mês anterior, respectivamente. O único reservatório que apresentou deplecionamento foi da usina hidrelétrica de G.B. Munhoz, com decréscimos do armazenamento em 1,1 p.p.

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

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

Fonte dos dados das Tabelas 1 e 2: ONS.



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

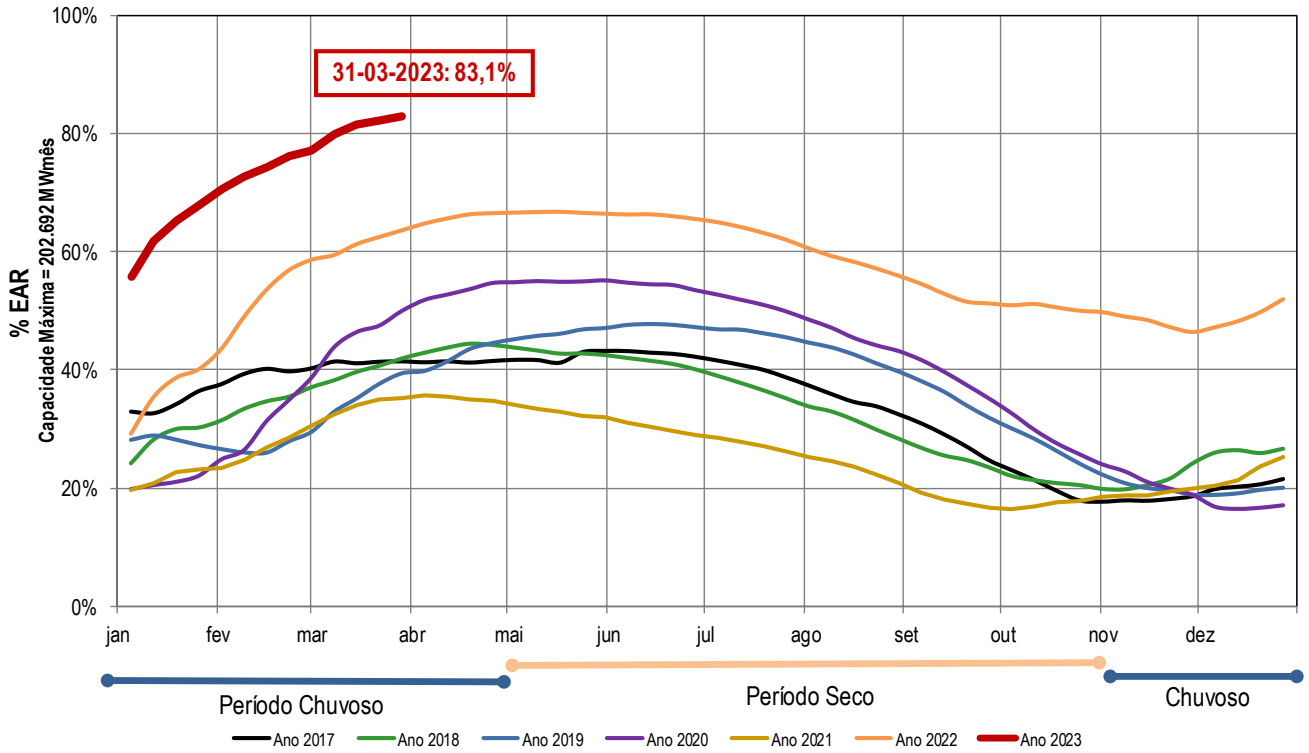


Figura 7. EAR: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

### Subsistema Sul

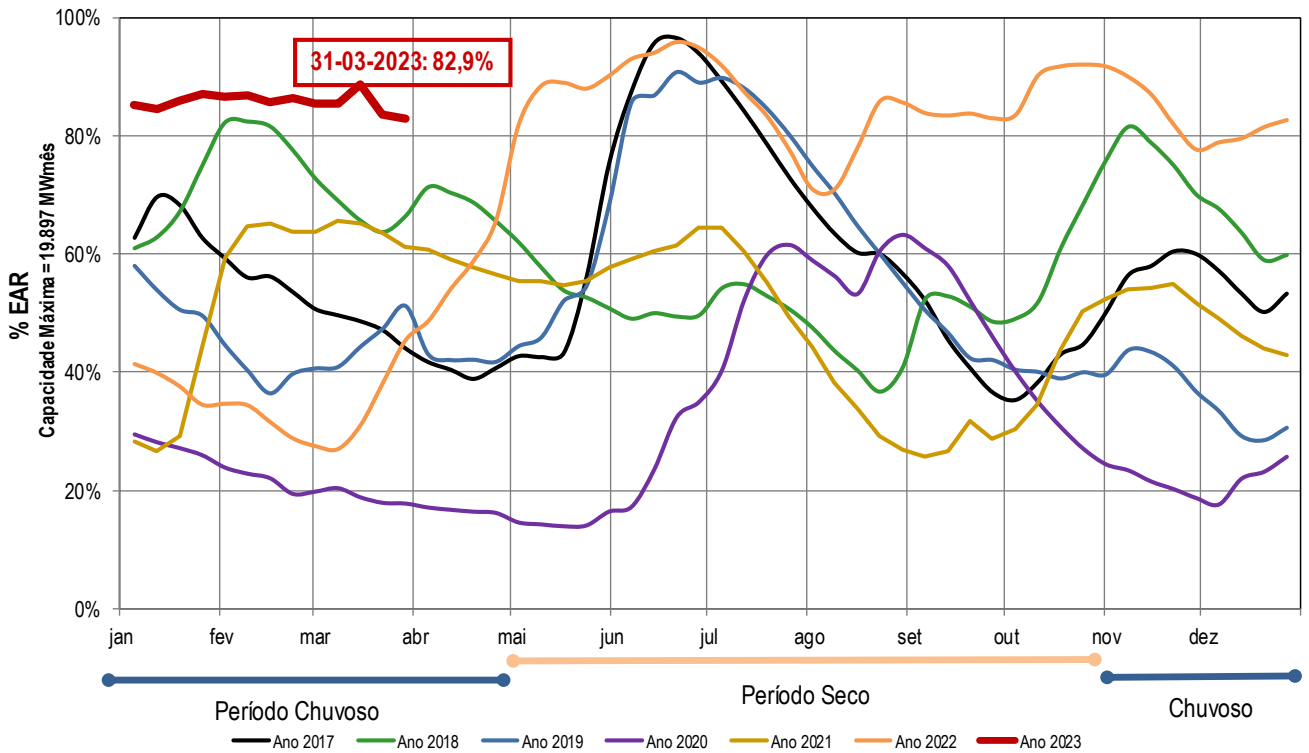


Figura 8. EAR: subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.



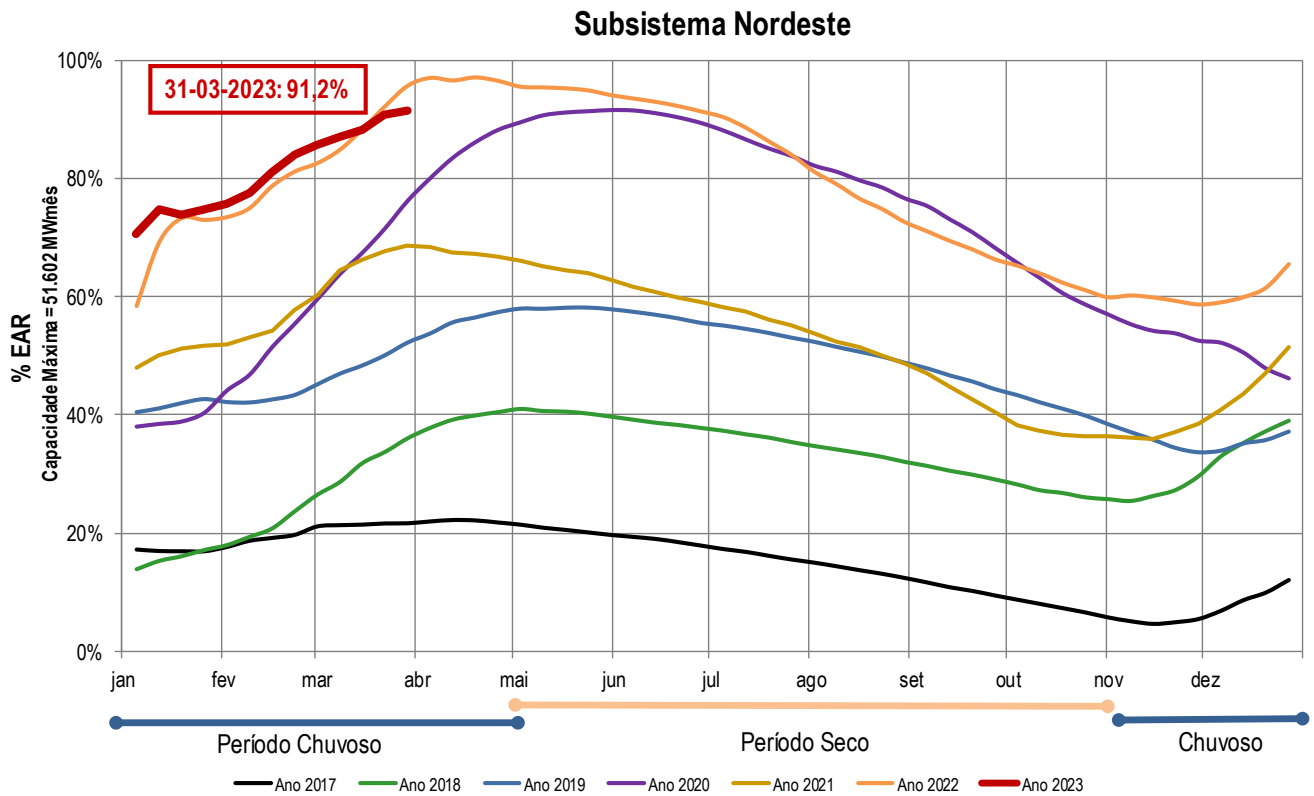


Figura 9. EAR: subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

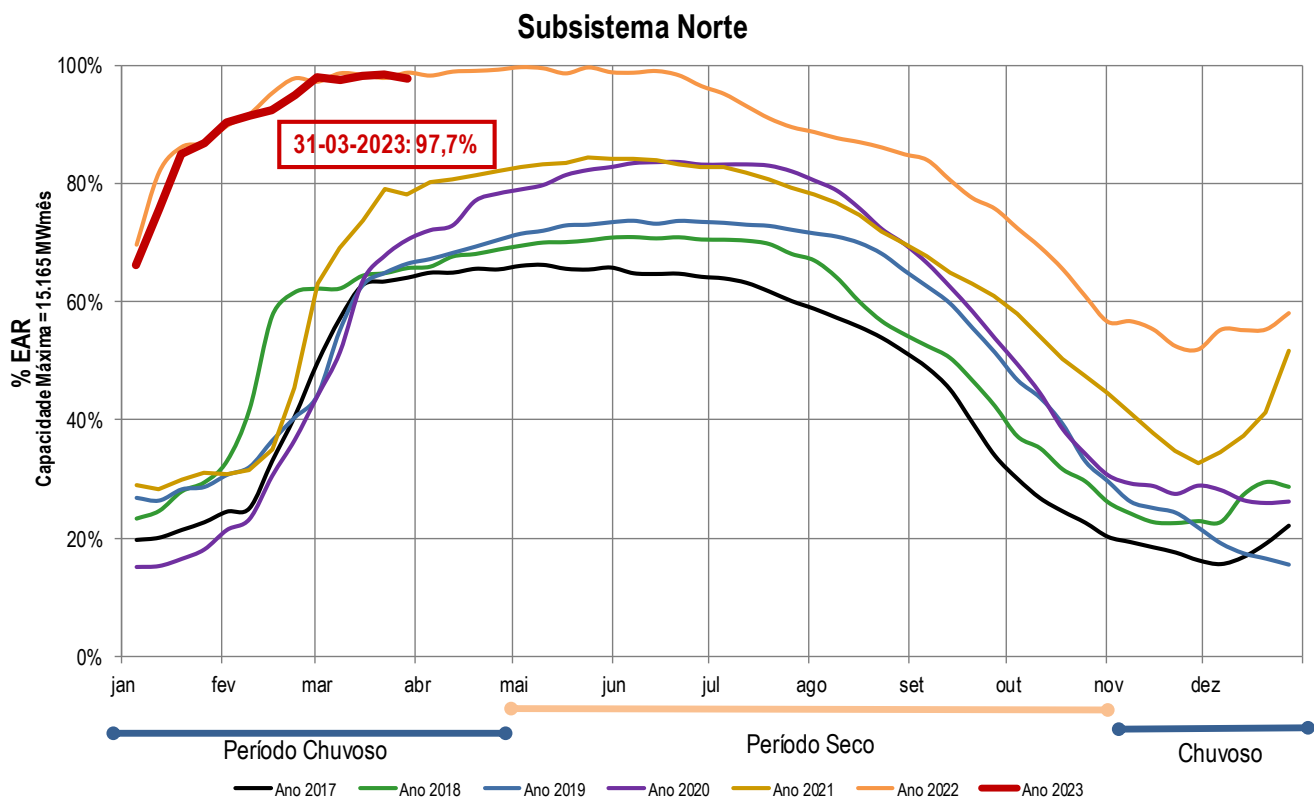


Figura 10. EAR: subsistema Norte.

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

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

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

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste considera-se a energia transmitida pelos bipolos de corrente contínua da Coletora Porto Velho<sup>1</sup> (3.854 MWmédios) e os bipolos que escoam a energia de Itaipu<sup>3</sup> - 50 Hz (2.722 MWmédios).

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

Foi registrado intercâmbio internacional de energia elétrica no total de aproximadamente 1.762 MWmédios exportados para a Argentina e o Uruguai. A título de intercâmbio comercial, foram exportados: (i) 1.062 MWmédios para a Argentina e 449 MWmédios para o Uruguai (com base na Portaria Normativa nº 49/2022/GM/MME - que estabelece diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de excedente de geração de energia elétrica de usinas hidrelétricas); e (ii) 250 MWmédios para a Argentina (com base na Portaria nº 418/2019/GM/MME - que estabelece diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de usinas termoeletricas, quando não estiverem em atendimento eletroenergético para o SIN). O restante da energia exportada para os referidos países ocorreu em caráter emergencial, representando cerca de 1 MWmédio.

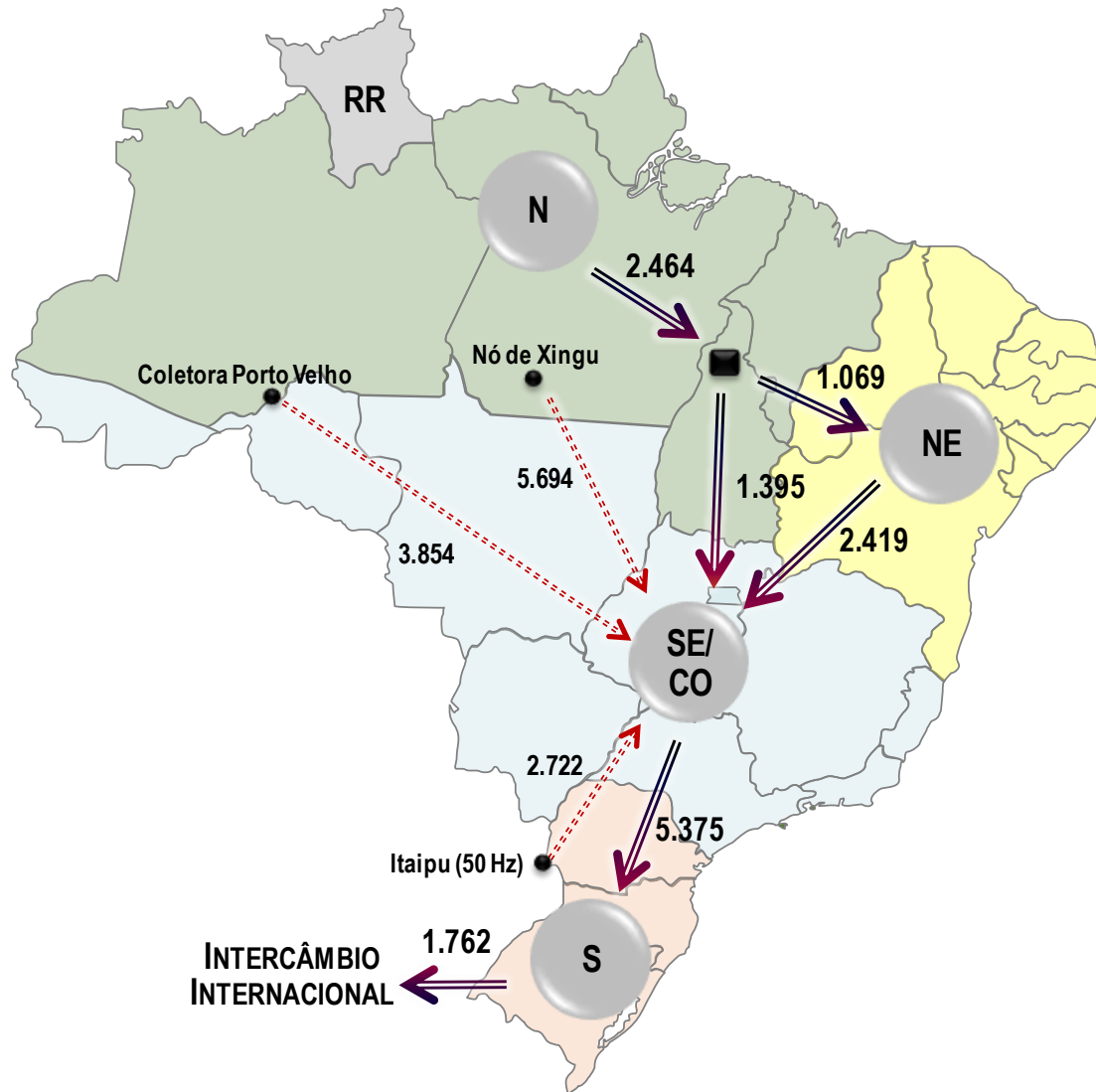


Figura 11. Mapa dos principais intercâmbios de energia elétrica.

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> 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.

<sup>4</sup> Dados de intercâmbios internacionais obtidos no documento: Resultados Intercâmbio Internacional - ONS.

Fonte dos dados: ONS.



## 4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

### 4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em fevereiro de 2023, o consumo de energia elétrica atingiu 50.520 GWh, considerando também autoprodução e perdas<sup>2</sup>, valor 5,4% inferior ao verificado no mês anterior e 1,3% superior ao verificado em fevereiro de 2022. Comparando-se com o mesmo mês do ano anterior, a classe “Rural” e a denominada “Demais classes” apresentaram retração, sendo que as classes com maior destaque de crescimento foram as “Residencial” e “Comercial”, influenciado pelas altas temperaturas.

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

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

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

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

Dados contabilizados até fevereiro de 2023.

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

Considera autoprodução circulante na rede.

Fontes dos dados: EPE e ONS.

Quando se trata do consumo médio por unidade consumidora (Tabela 4), foi verificada elevação do consumo médio mensal de todas as classes de consumo em comparação ao mesmo mês de 2022, com exceção da denominada “Demais classes”. Em comparação ao mês anterior o consumo médio de fevereiro de 2023 apresentou elevação nas classes “Residencial”, “Comercial” e “Rural”, ao passo que houve retração nas classes “Industrial” e “Demais classes”.

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

| Classe de Consumo           | Consumo Médio Mensal de Energia Elétrica |                  |                  |                                    |                                   | Consumo Médio em 12 meses |                           |              |
|-----------------------------|--|------------------|------------------|------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------|---------------------------|--------------|
|                             | Fev/22<br>kWh/NU                         | Jan/23<br>kWh/NU | Fev/23<br>kWh/NU | Evolução mensal<br>(Fev/23/Jan/23) | Evolução anual<br>(Fev/23/Fev/22) | Mar-21/Fev-22<br>(kWh/NU) | Mar-22/Fev-23<br>(kWh/NU) | Evolução     |
| Residencial                 | 169                                      | 168              | 172              | 2,2%                               | 2,0%                              | 163                       | 161                       | -1,0%        |
| Industrial                  | 30.582                                   | 32.541           | 31.575           | -3,0%                              | 3,2%                              | 32.271                    | 33.031                    | 2,4%         |
| Comercial                   | 1.308                                    | 1.323            | 1.330            | 0,5%                               | 1,7%                              | 1.209                     | 1.259                     | 4,1%         |
| Rural                       | 564                                      | 558              | 573              | 2,8%                               | 1,7%                              | 607                       | 580                       | -4,5%        |
| Demais classes <sup>1</sup> | 4.985                                    | 5.002            | 4.636            | -7,3%                              | -7,0%                             | 4.908                     | 4.841                     | -1,4%        |
| <b>Consumo médio total</b>  | <b>471</b>                               | <b>472</b>       | <b>470</b>       | <b>-0,4%</b>                       | <b>-0,3%</b>                      | <b>469</b>                | <b>465</b>                | <b>-0,8%</b> |

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

Dados contabilizados até fevereiro de 2023.

Fonte dos dados: EPE.





Segundo a Tabela 5, verifica-se que houve aumento em 2,6% do total de unidades consumidoras entre fevereiro de 2022 e fevereiro de 2023, observando, porém, que as classes “Industrial” e “Rural” apresentaram uma retração da quantidade de unidades consumidoras no mesmo período.

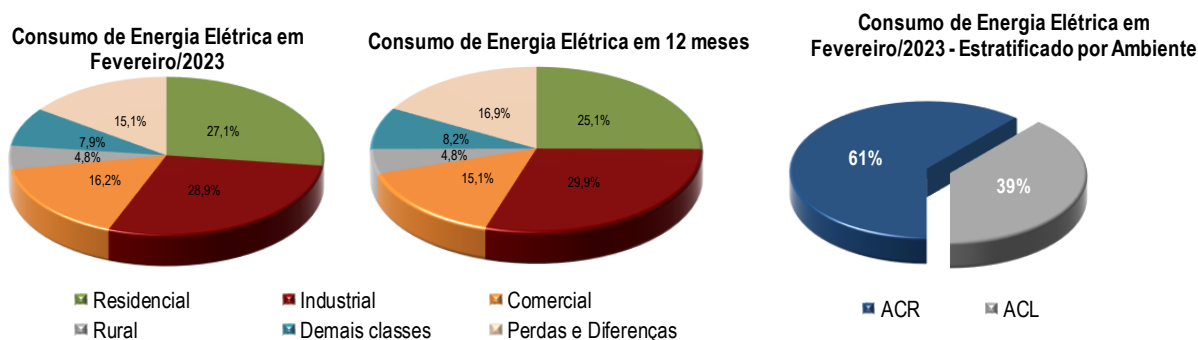
**Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.**

| Classe de Consumo           | Período           |                   | Evolução    |
|-----------------------------|-------------------|-------------------|-------------|
|                             | Fev/22            | Fev/23            |             |
| Residencial                 | 77.230.422        | 79.566.428        | 3,0%        |
| Industrial                  | 470.022           | 462.272           | -1,6%       |
| Comercial                   | 6.104.632         | 6.143.521         | 0,6%        |
| Rural                       | 4.388.864         | 4.255.390         | -3,0%       |
| Demais classes <sup>1</sup> | 822.617           | 864.418           | 5,1%        |
| <b>Total</b>                | <b>89.016.557</b> | <b>91.292.029</b> | <b>2,6%</b> |

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

Fonte dos dados: EPE.

O consumo de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) atingiu, no mês de fevereiro 26.328 GWh, valor 1,4% superior ao verificado no mesmo mês de 2022. Já o consumo de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL) atingiu, no mês de fevereiro de 2023, 16.569 GWh, valor 3,6% superior ao verificado no mesmo mês de 2022. O ACL atingiu 38,6% do mercado, segundo informações do Boletim InfoMercado da CCEE, que considera valores de consumo no centro de gravidade, isto é, considera consumo acrescido de eventuais perdas de rede básica (50% das perdas).



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

Dados contabilizados até fevereiro de 2023.

Fontes dos dados: EPE e ONS.



## 4.2. Demandas Instantâneas Máximas

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

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

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

Fonte dos dados: ONS.

## 4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

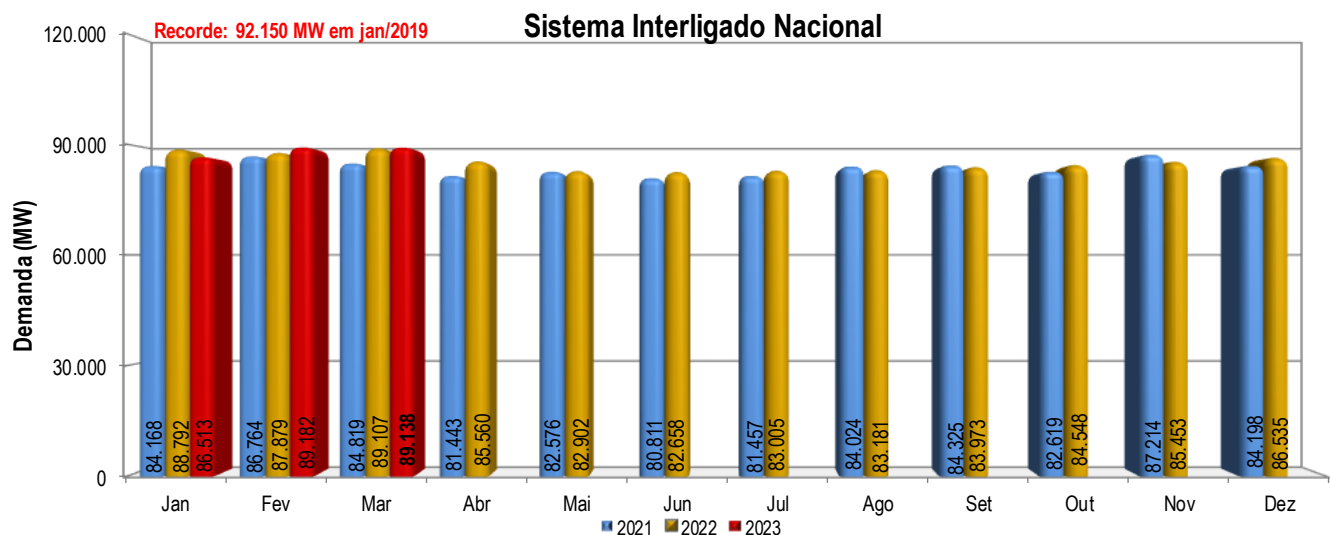


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

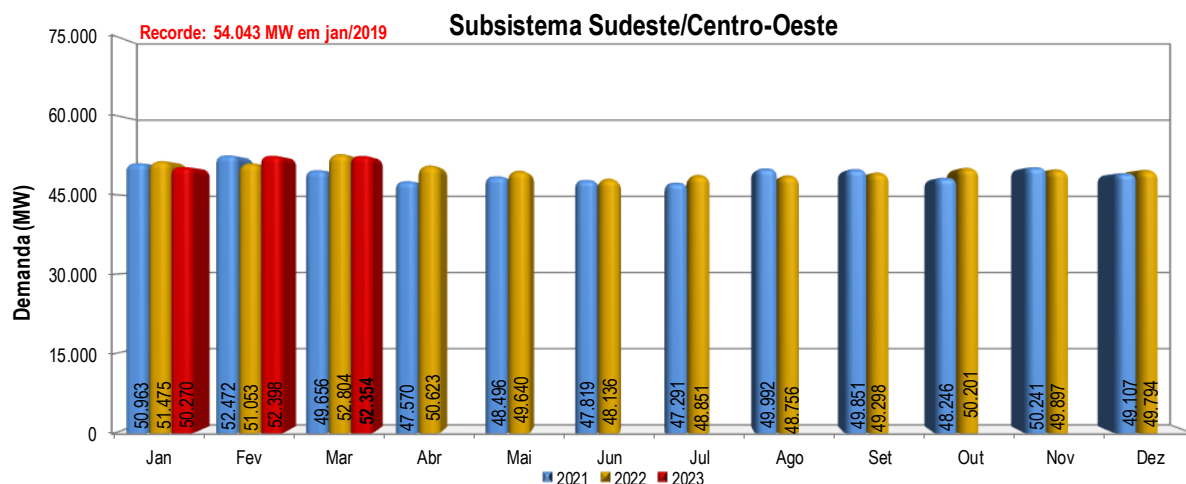


Figura 14. Demandas máximas mensais: subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

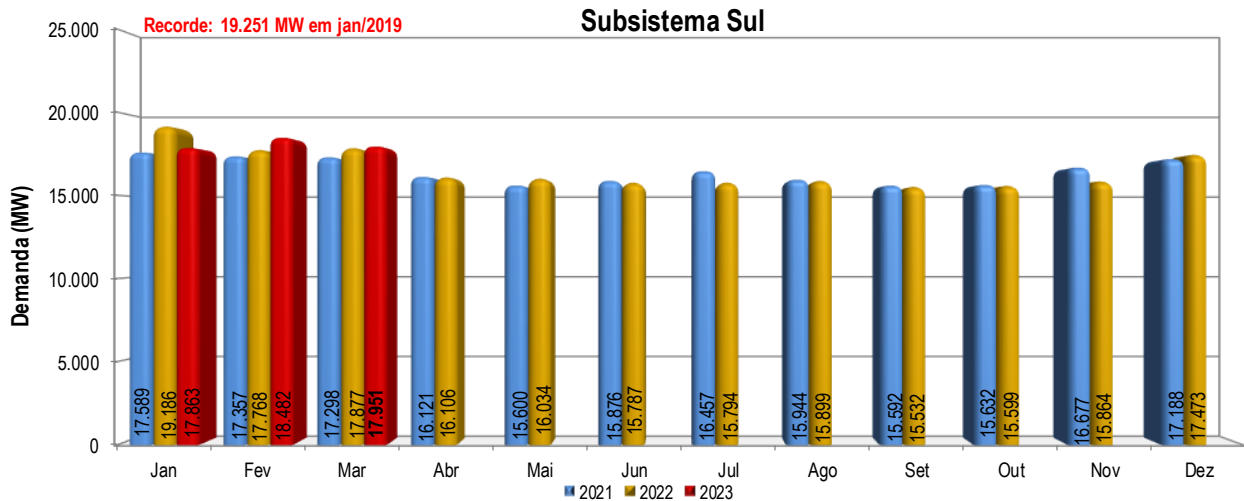


Figura 15. Demandas máximas mensais: subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

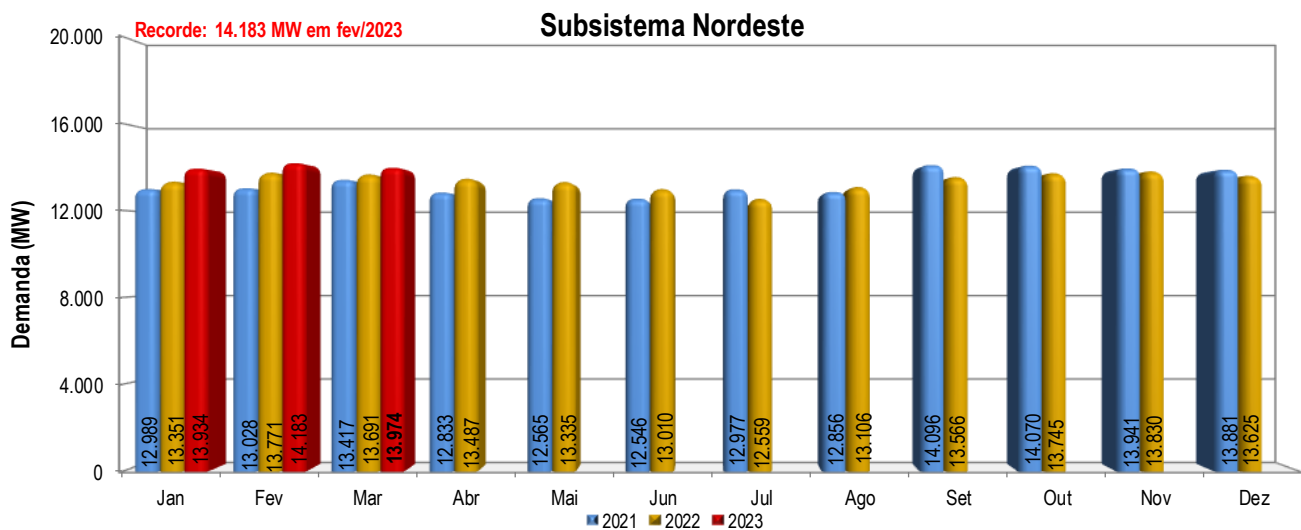


Figura 16. Demandas máximas mensais: subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

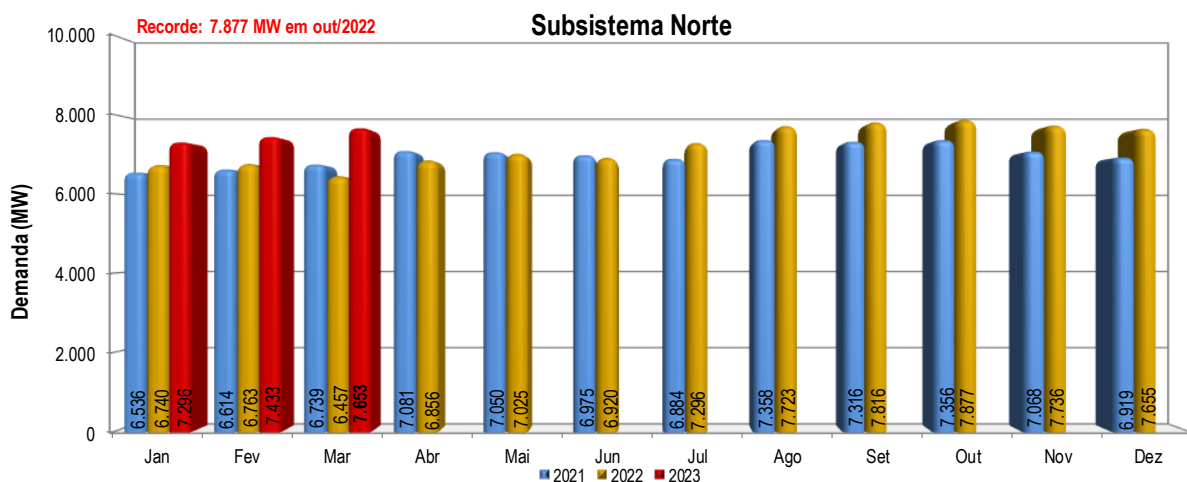


Figura 17. Demandas máximas mensais: subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



## 5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de março de 2023, a capacidade instalada total<sup>1</sup> de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 210.865 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 17.859 MW (9,3%), com destaque para 12.792 MW de geração de fonte solar, 3.619 MW de fonte eólica e 1.143 MW de fonte térmica. Nesse mês de monitoramento, a geração distribuída ultrapassou os 19 GW de potência instalada (19.433 MW, instalados em 1.832.713 unidades), representando 9,3 % da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e com crescimento de 92,5% nos últimos 12 meses.

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

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

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

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

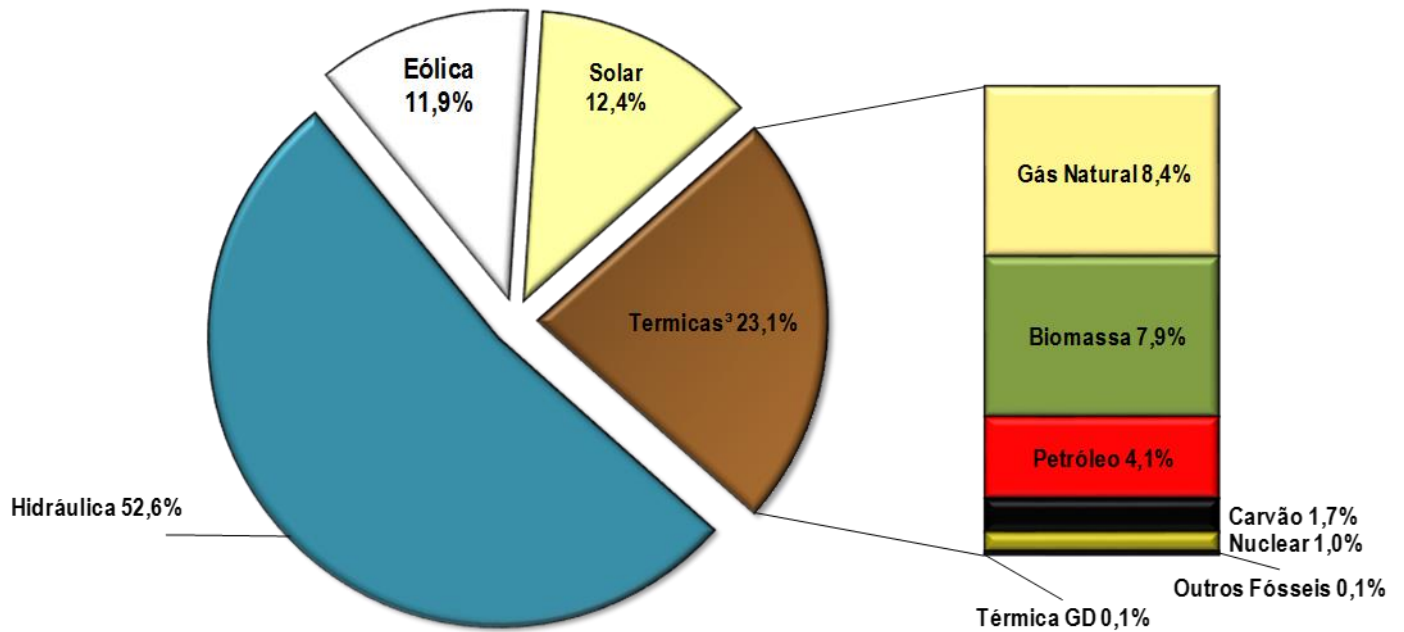
Fontes dos dados: ANEEL e MME (dados do SIGA e GD do site da ANEEL – 01/03/2023).





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

**Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Fev/2023**



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

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

<sup>3</sup> 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 BRASILEIRO<sup>1</sup>

Em março de 2023, o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) atingiu 181.458 km de linhas de transmissão em operação. Deste total, 47,1% correspondem às classes de tensão entre 230 kV até 440 kV e 52,9% correspondem às classes de tensão entre 500 kV até 800 kV, conforme Tabela 8. O SEB atingiu também 440.105 MVA de capacidade de transformação nas subestações em funcionamento. Deste total, 46,8% correspondem às classes de tensão entre 230 kV até 440 kV e 53,2% correspondem às classes de tensão em 500 kV e 750 kV, conforme Tabela 9.

Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.<sup>2</sup>

| Classe de Tensão (kV) | Linhas de Transmissão Instaladas (km) | Total (%)   |
|-----------------------|---------------------------------------|-------------|
| 230                   | 68.082                                | 37,5%       |
| 345                   | 10.570                                | 5,8%        |
| 440                   | 6.935                                 | 3,8%        |
| 500                   | 71.168                                | 39,2%       |
| 600 (CC)              | 12.816                                | 7,1%        |
| 750                   | 2.683                                 | 1,5%        |
| 800 (CC)              | 9.204                                 | 5,1%        |
| <b>TOTAL</b>          | <b>181.458</b>                        | <b>100%</b> |

Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.<sup>2</sup>

| Classe de Tensão (kV) | Subestações Instaladas (MVA) | Total (%)   |
|-----------------------|------------------------------|-------------|
| 230                   | 118.240                      | 26,9%       |
| 345                   | 56.745                       | 12,9%       |
| 440                   | 30.892                       | 7,0%        |
| 500                   | 209.331                      | 47,6%       |
| 750                   | 24.897                       | 5,7%        |
| <b>TOTAL</b>          | <b>440.105</b>               | <b>100%</b> |

Fontes dos dados: MME, ANEEL e ONS.

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Os valores totais em operação até março de 2023 foram corrigidos pelo ONS na consolidação.



## 7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

### 7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração<sup>1,2</sup>

Em março de 2023, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 713 MW de geração centralizada, listados na Tabela 10 e distribuídos geograficamente em 9 estados, conforme mapa a seguir:

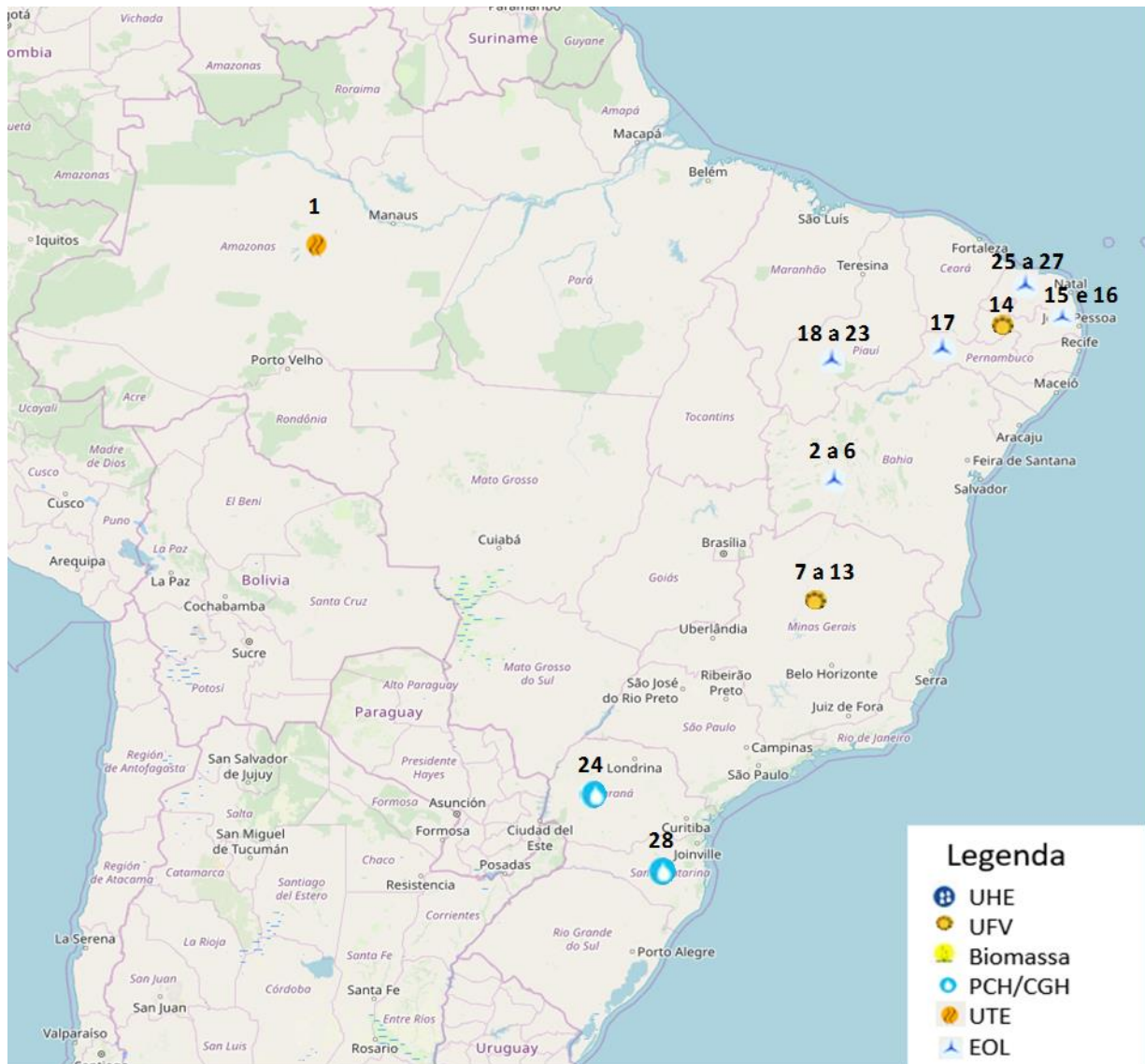


Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de março de 2023.

Fontes dos dados: MME/SEE e EPE.



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

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

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

Fontes dos dados: MME/SEE.



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

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

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

Na Figura 20, mostra-se essa ampliação por subsistemas elétricos (Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte), com destaque para o Nordeste, que realizou 59% desse crescimento.

Fontes dos dados: MME e ANEEL.

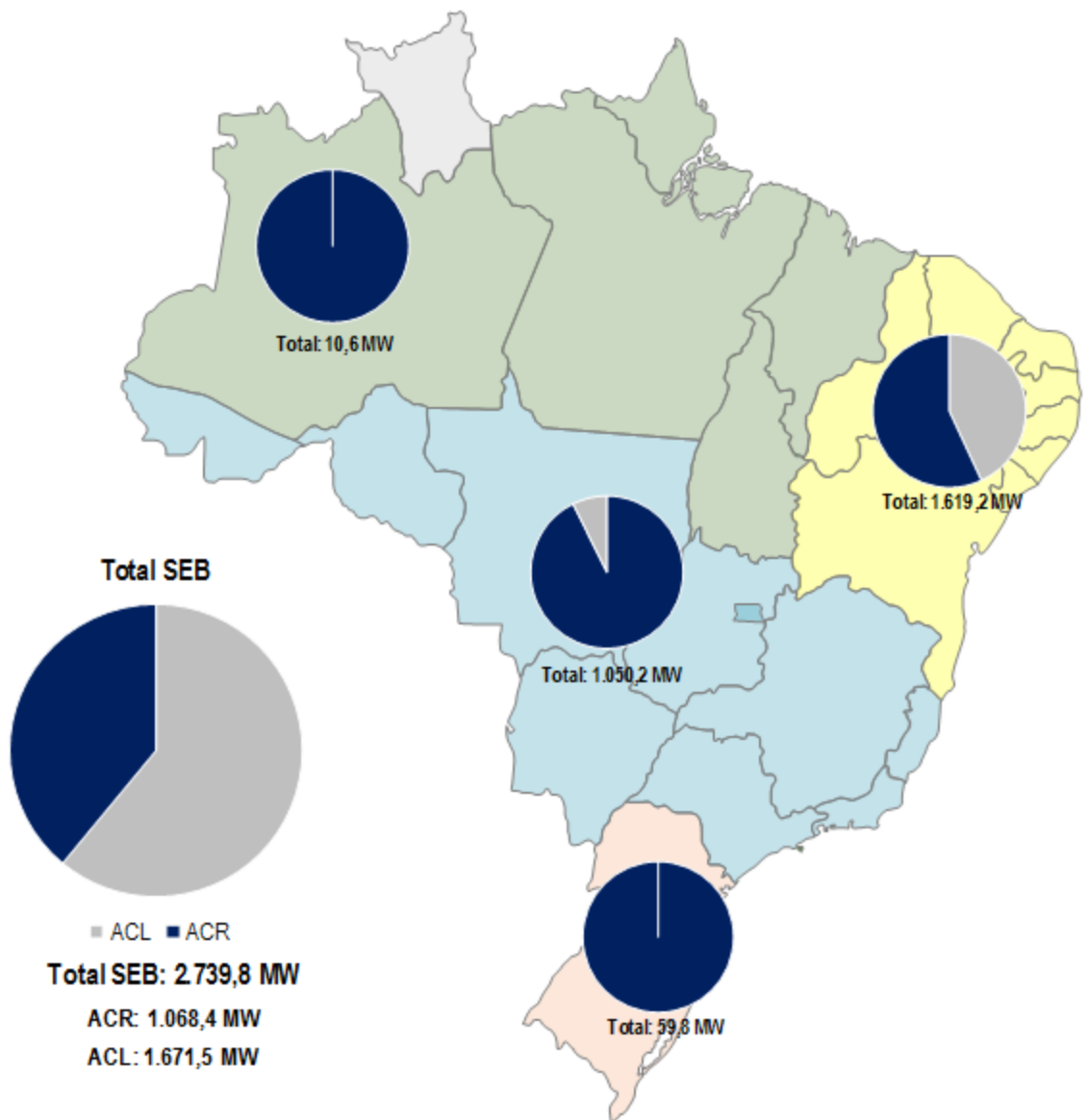


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2023 (por subsistema).

Fonte dos dados: MME/SEE.

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

<sup>2</sup> 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 <sup>1</sup>

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

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

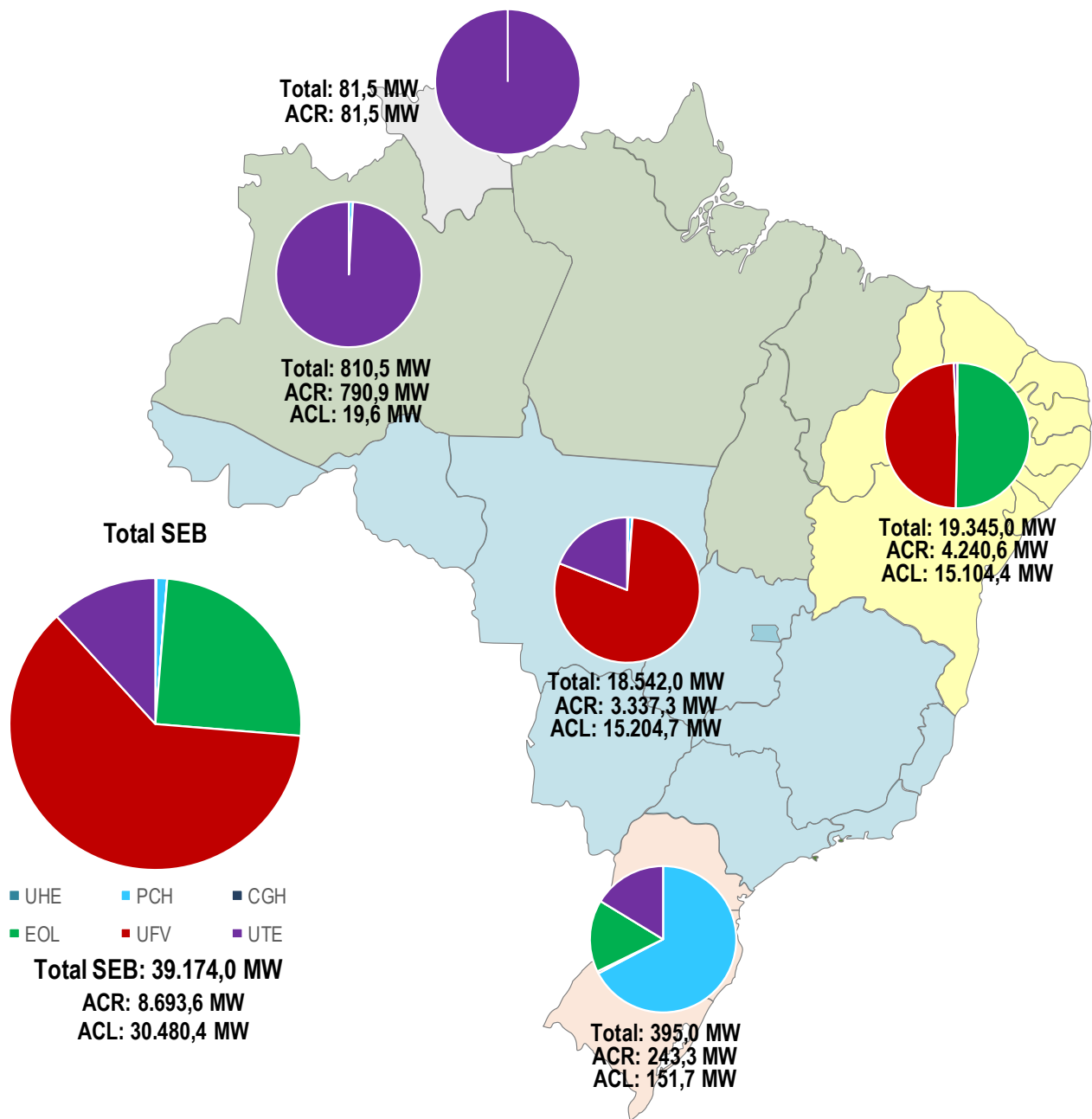


Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2025.

Fonte dos dados: MME/SEE.



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

| Fonte                      | ACR       |           |           | ACL       |           |           | Total     |           |           |
|----------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|                            | 2023 (MW) | 2024 (MW) | 2025 (MW) | 2023 (MW) | 2024 (MW) | 2025 (MW) | 2023 (MW) | 2024 (MW) | 2025 (MW) |
| <b>Hidráulica</b>          | 100,6     | 148,5     | 201,0     | 18,2      | 23,6      | 22,5      | 118,8     | 172,1     | 223,4     |
| PCH                        | 96,0      | 148,5     | 149,0     | 18,2      | 23,6      | 22,5      | 114,2     | 172,1     | 171,4     |
| CGH                        | 4,6       | 0,0       | 2,0       | 0,0       | 0,0       | 0,0       | 4,6       | 0,0       | 2,0       |
| UHE                        | 0,0       | 0,0       | 50,0      | 0,0       | 0,0       | 0,0       | 0,0       | 0,0       | 50,0      |
| <b>Térmica</b>             | 889,0     | 625,0     | 2.559,4   | 248,0     | 87,1      | 217,2     | 1.137,0   | 712,0     | 2.776,6   |
| <b>Eólica</b>              | 1.278,0   | 421,9     | 1.402,8   | 2.902,2   | 2.369,2   | 1.412,0   | 4.180,2   | 2.791,1   | 2.814,8   |
| Eólica (não GD)            | 1.278,0   | 421,9     | 1.402,8   | 2.902,2   | 2.369,2   | 1.412,0   | 4.180,2   | 2.791,1   | 2.814,8   |
| <b>Solar</b>               | 372,5     | 233,0     | 462,0     | 2.941,4   | 11.825,0  | 8.413,9   | 3.313,9   | 12.058,0  | 8.875,9   |
| Solar (não GD)             | 372,5     | 233,0     | 462,0     | 2.941,4   | 11.825,0  | 8.413,9   | 3.313,9   | 12.058,0  | 8.875,9   |
| <b>TOTAL</b>               | 2.640     | 1.428     | 4.625     | 6.110     | 14.305    | 10.066    | 8.750     | 15.733    | 14.691    |
| <b>TOTAL (2023 a 2025)</b> |           | 8.694     |           |           | 30.480    |           |           | 39.174    |           |

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

Fonte dos dados: MME/SEE.

### 7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão e Equipamentos em Instalações de Transmissão <sup>1</sup>

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

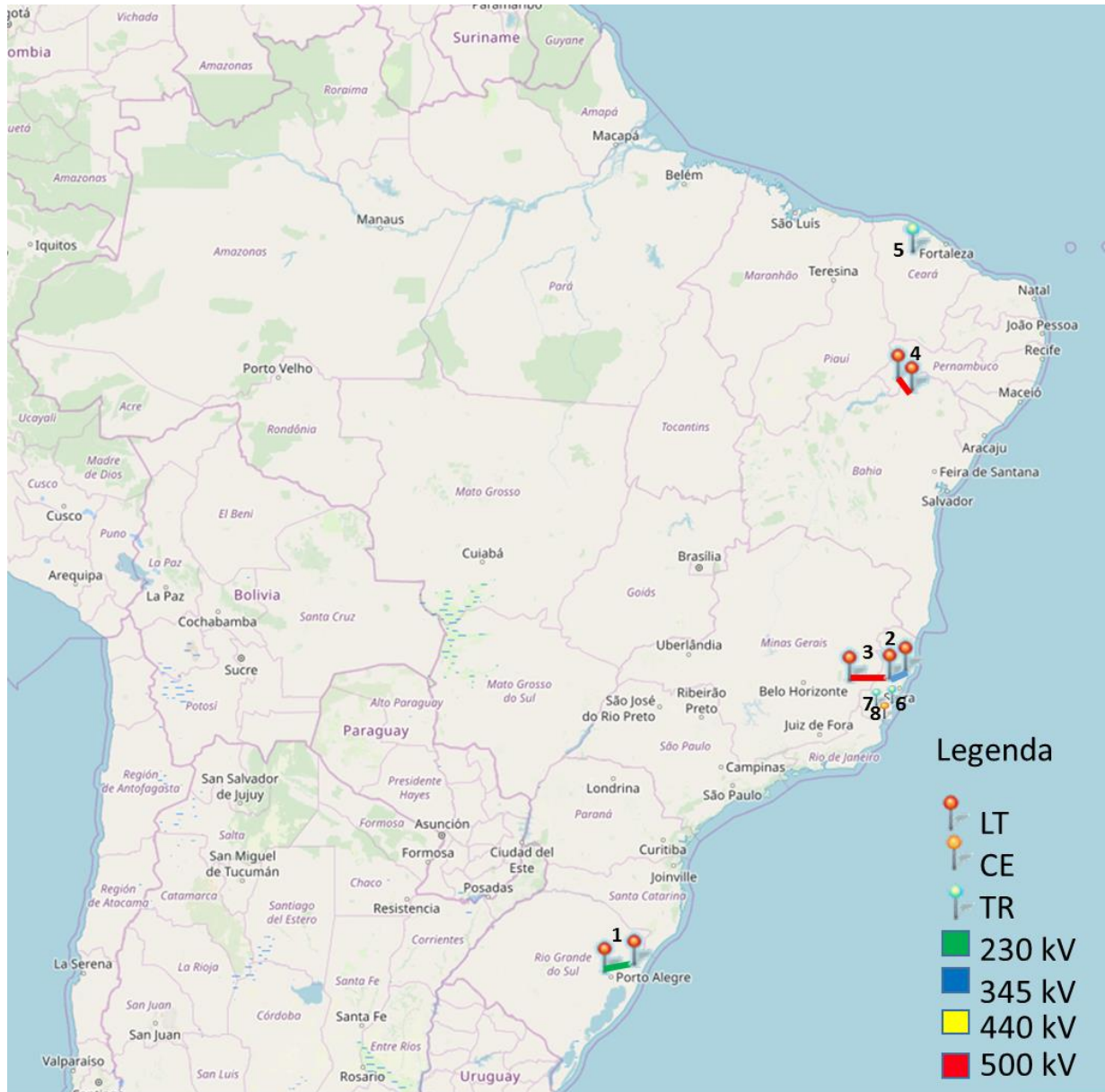


Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em março de 2023.

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

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

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



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

| Marcador | Classe de Tensão (kV) | Linha de Transmissão  | Extensão (km) | Estado |
|----------|-----------------------|---|---------------|--------|
| 1        | 230                   | LT Osório 3 / Gravataí C1   | 70,0          | RS     |
| 2        | 345                   | LT Viana 2 / João Neiva 2 C1  | 79,0          | ES     |
| 3        | 500                   | LT Mesquita / João Neiva 2  | 236,0         | MG/ES  |
| 4        | 500                   | Seccionamento da LT Sobradinho / Luiz Gonzaga C2 na SE Juazeiro III | 0,6           | PE/BA  |
| TOTAL    |                       |   | 385,6         |        |

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

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

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

| Mar   | Classe de Tensão (kV) | Equipamento de Compensação de Potência Reativa | Mvar  | Estado |
|-------|-----------------------|--|-------|--------|
| 8     | 500                   | SE João Neiva 2 RT2                            | 100,0 | ES     |
| TOTAL |                       |  | 100,0 |        |

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

| Classe de Tensão (kV) | Realizado em Mar/23 (km) | Acumulado em 2023 (km) |
|-----------------------|--------------------------|------------------------|
| 230                   | 70,0                     | 945,0                  |
| 345                   | 79,0                     | 79,0                   |
| 500                   | 236,6                    | 1.122,6                |
| TOTAL                 | 385,6                    | 2.146,6                |

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

| Classe de Tensão (kV) | Realizado em Mar/23 (MVA) | Acumulado em 2023 (MVA) |
|-----------------------|---------------------------|-------------------------|
| 230                   | 100,0                     | 866,0                   |
| 345                   | 1.200,0                   | 2.000,0                 |
| 500                   | 1.050,0                   | 2.650,0                 |
| TOTAL                 | 2.350,0                   | 5.516,0                 |

Fontes dos dados: MME, ANEEL, ONS e EPE

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



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

Até 2025, está prevista a entrada em operação de 10.188 km de linhas de transmissão e 46.568 MVA de capacidade instalada de transformação, conforme tabelas a seguir:

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

| Classe de Tensão (kV) | Previsão 2023 (km) | Previsão 2024 (km) | Previsão 2025 (km) |
|-----------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| 230                   | 1.916,9            | 493,2              | 498,0              |
| 345                   | 694,0              | 64,5               | 397,4              |
| 440                   | 0,0                | 61,0               | 0,0                |
| 500                   | 1.798,8            | 2.800,0            | 1.463,8            |
| <b>TOTAL</b>          | <b>4.409,7</b>     | <b>3.418,7</b>     | <b>2.359,2</b>     |

Fonte dos dados: MME/SE

Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

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

Fonte dos dados: MME/SEE.

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



## 8. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA <sup>1</sup>

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

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

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

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

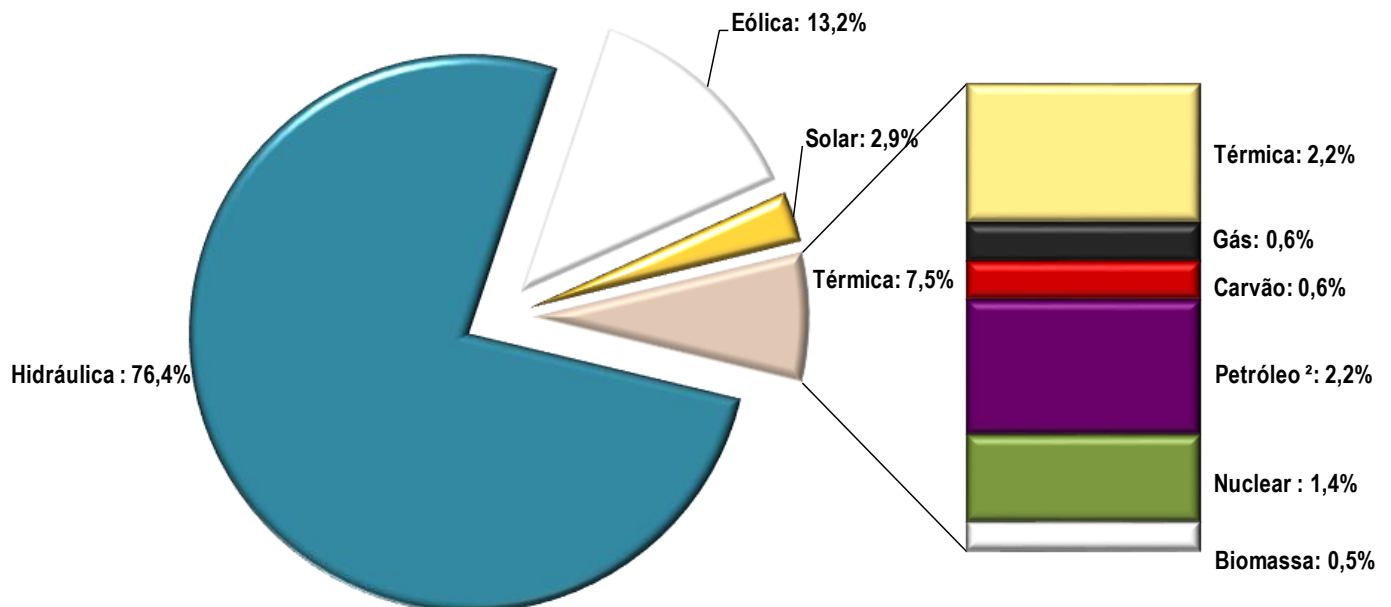


Figura 23. Matriz de geração de energia elétrica no Brasil.

<sup>1</sup> Nessa seção, a geração de energia elétrica considera toda a geração ocorrida no SIN e nos sistemas isolados, exceto a autoprodução e a geração distribuída.

<sup>2</sup> Em "Petróleo" estão consideradas as usinas a óleo diesel, a óleo combustível e as usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até fevereiro de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.





## 8.2. Matriz de Geração de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional <sup>1</sup>

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

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

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

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

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

Fonte dos dados: CCEE.



### 8.3. Matriz de Geração de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados <sup>3</sup>

Em fevereiro de 2023, as gerações hidráulica e térmica a gás natural nos sistemas isolados apresentaram redução de 12,4% e 0,4%, respectivamente, em relação ao mês anterior. Quando comparada com fevereiro de 2022, a geração térmica a gás apresentou acréscimo de 149,6%, consequência da entrada em operação da UTE Jaguatirica II no estado de Roraima, no primeiro semestre de 2022. Foi também verificado expressivo aumento da geração termelétrica a biomassa em decorrência da entrada em operação comercial, em 2022, de usinas vencedoras do Leilão nº 1/2019 para atendimento a Boa Vista (RR) e localidades conectadas, dentre elas as UTE Bonfim, Cantá, Pau Rainha e Santa Luz.

A geração total no mês de fevereiro aumentou 19,9% em relação ao verificado no mesmo mês em 2022.

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

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

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

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Em "Petróleo", estão consideradas as usinas a óleo diesel, a óleo combustível e as usinas bicombustíveis.

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

Dados contabilizados até fevereiro de 2023.

Fonte dos dados: CCEE.



## 8.4. Geração Eólica<sup>1</sup>

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

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

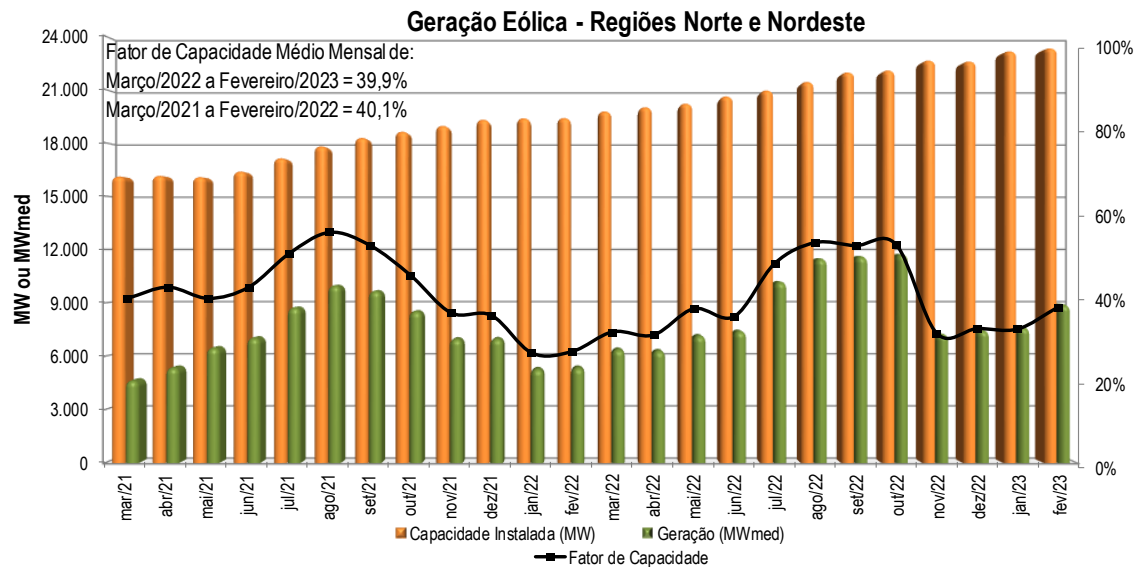


Figura 24. Capacidade instalada e geração das usinas eólicas do Norte e do Nordeste.

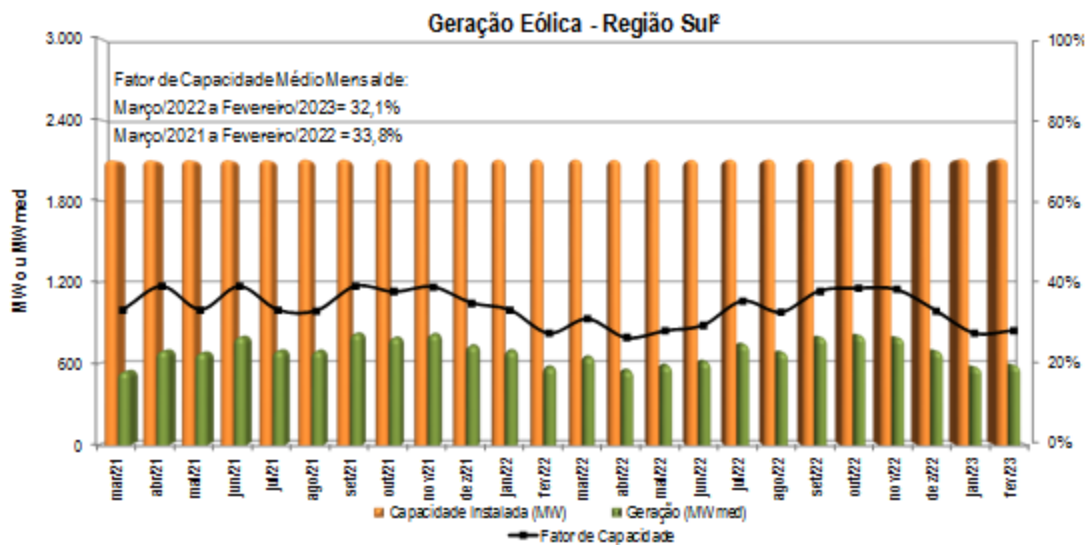


Figura 25. Capacidade instalada e geração das usinas eólicas do Sul.

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Incluída a usina eólica Gargaú, com 28 MW, situada na região Sudeste.



## 8.5. Mecanismo de Realocação de Energia

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

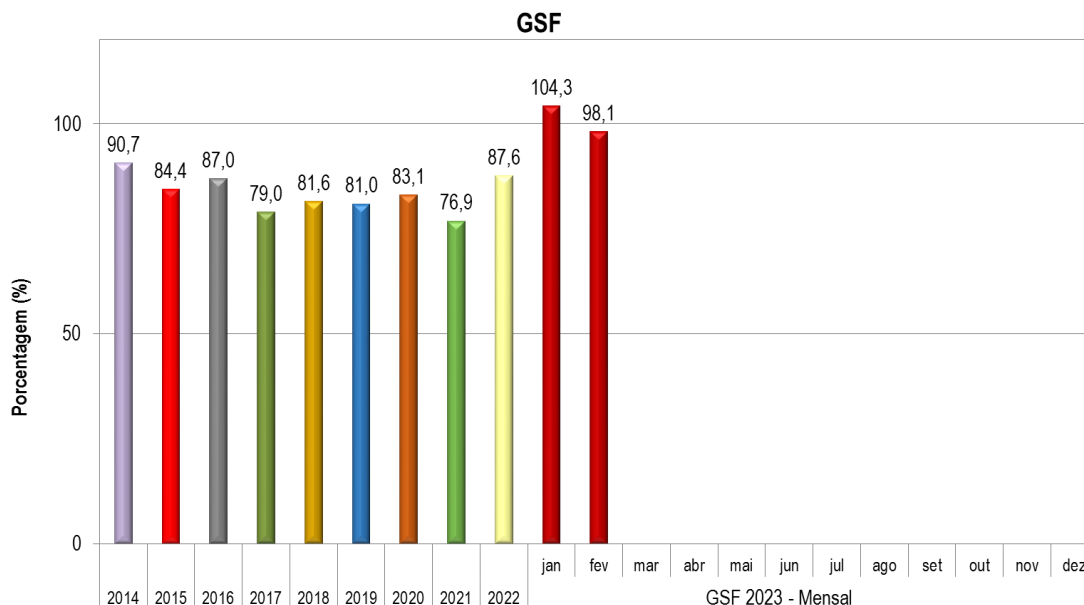


Figura 26. Evolução do GSF.

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

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

Dados contabilizados até fevereiro de 2023

Fonte dos dados: CCEE.



## 9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

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

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

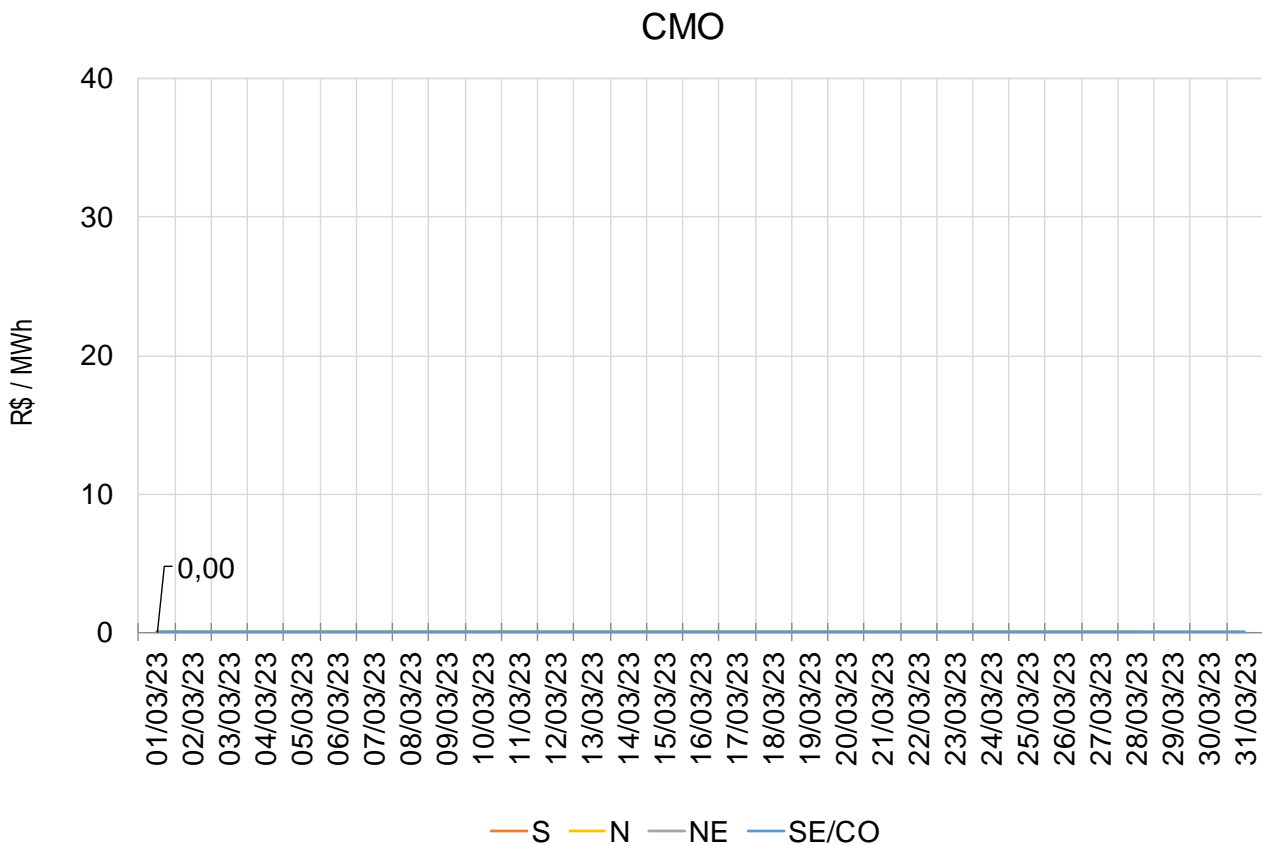


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



## 10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

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

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.

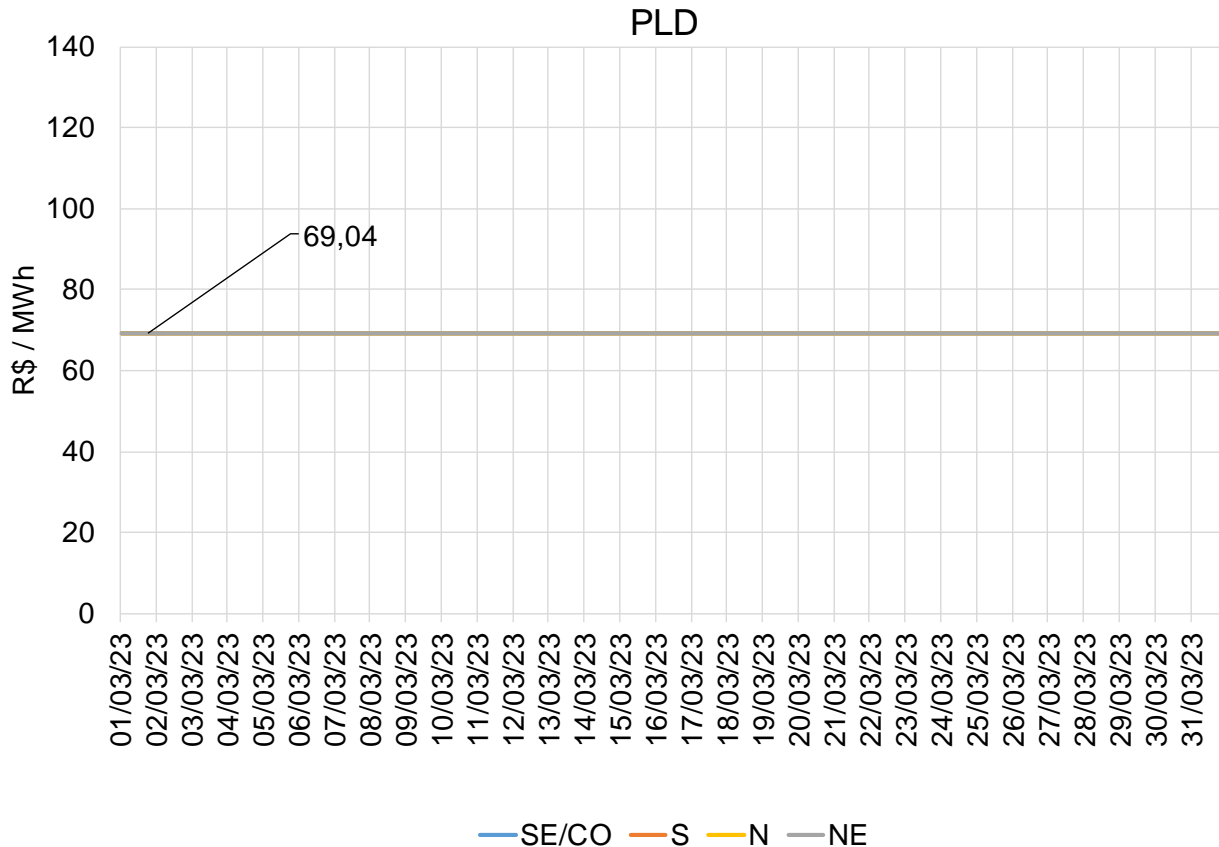


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.





## 11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA<sup>1</sup>

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

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

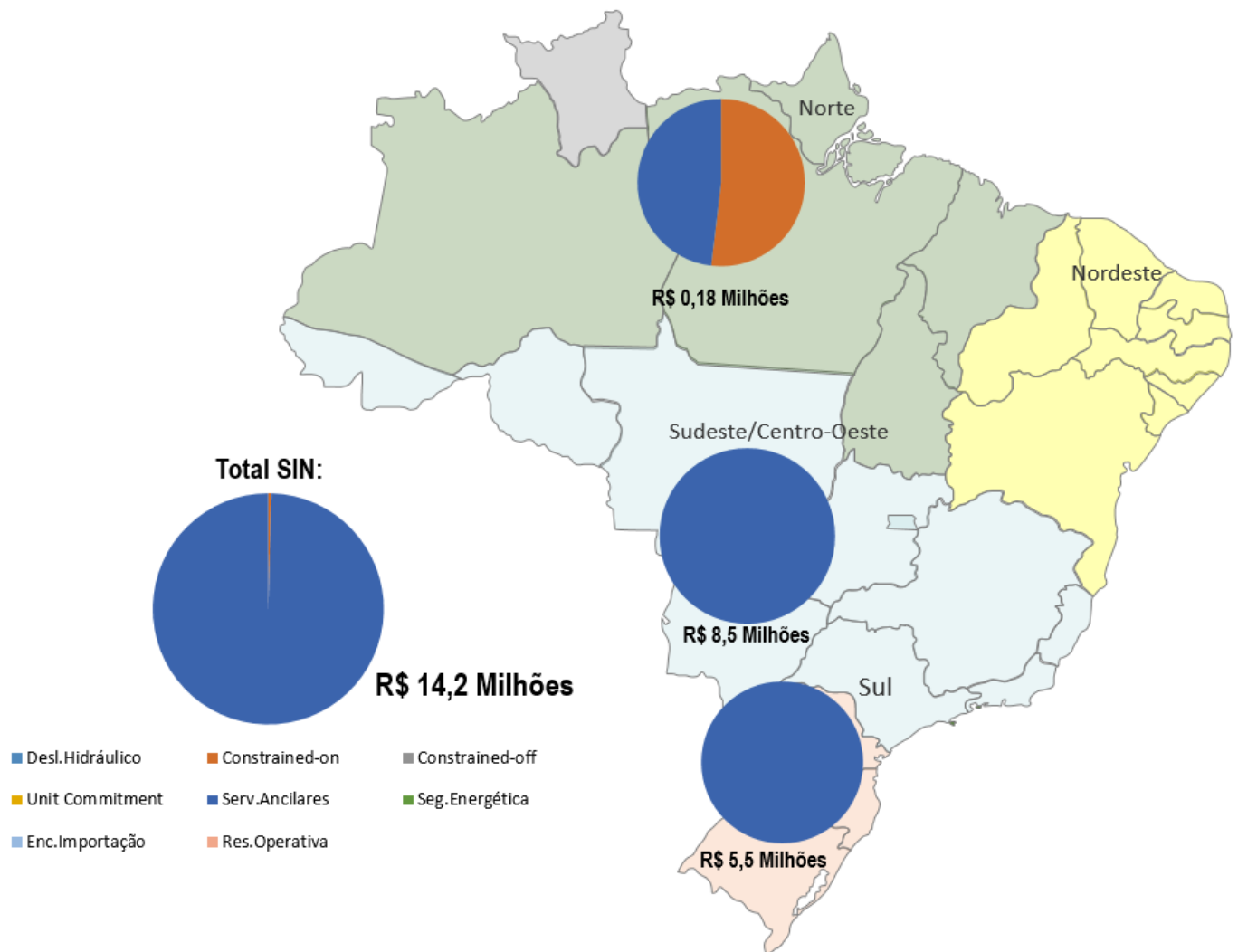


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema.

Dados contabilizados / recontabilizados até fevereiro de 2023.

<sup>1</sup> As definições de todos os encargos estão descritas no Glossário do Boletim.

Fonte dos dados: CCEE.

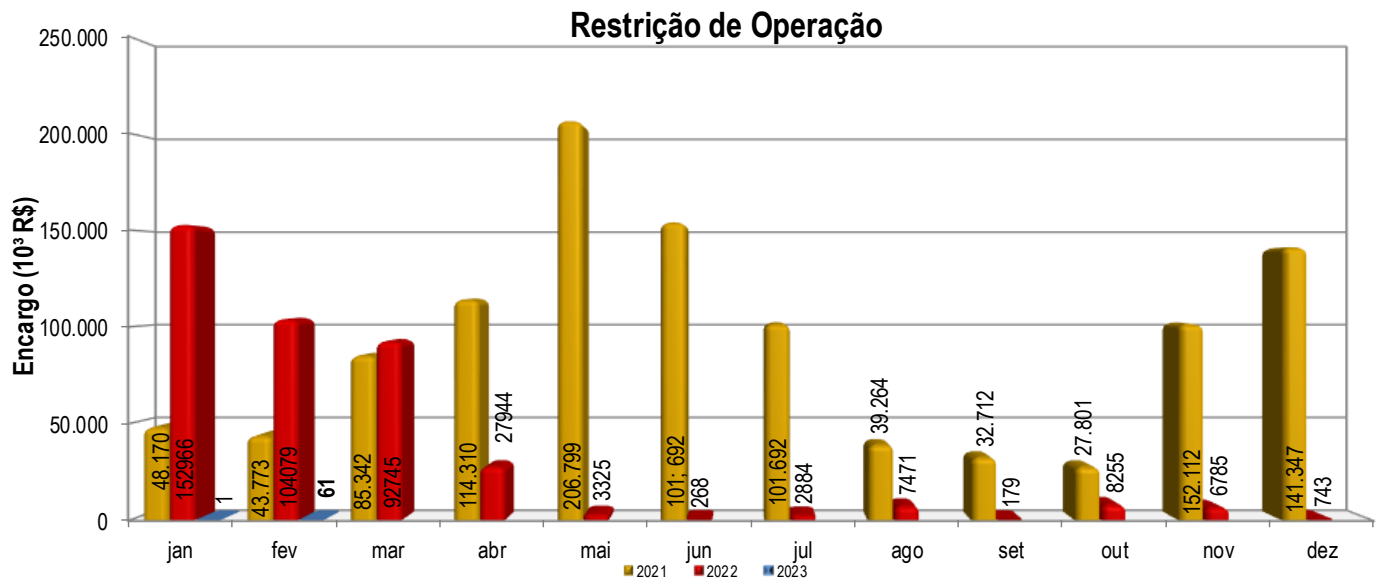


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

\* 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.

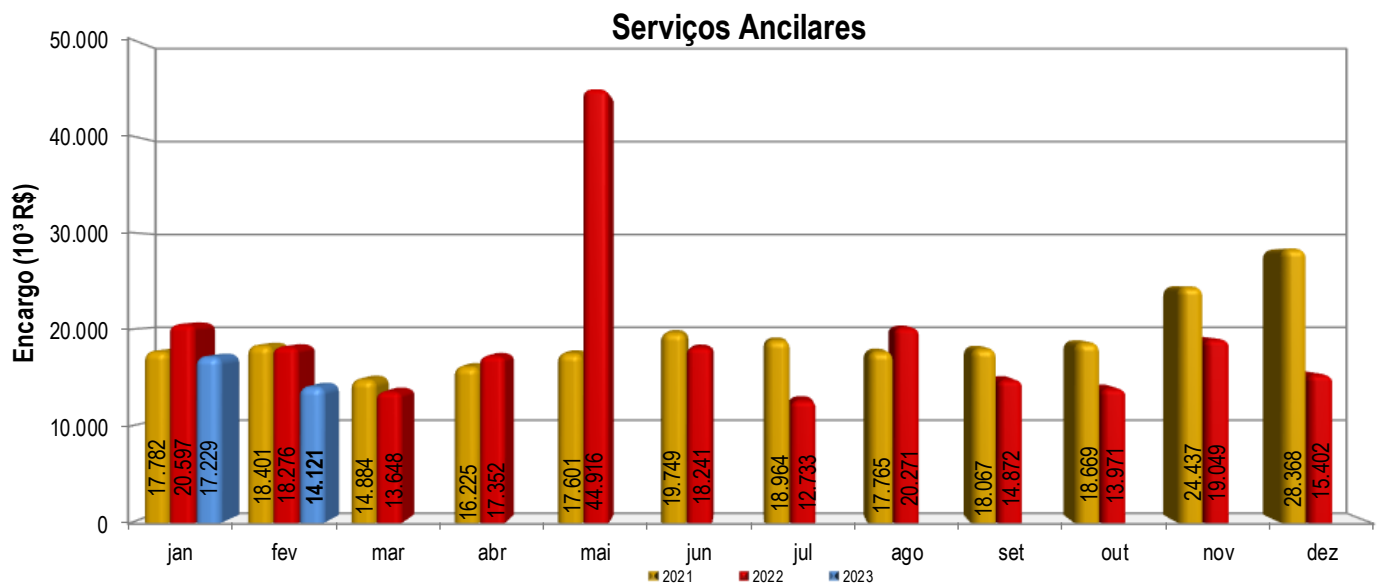


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

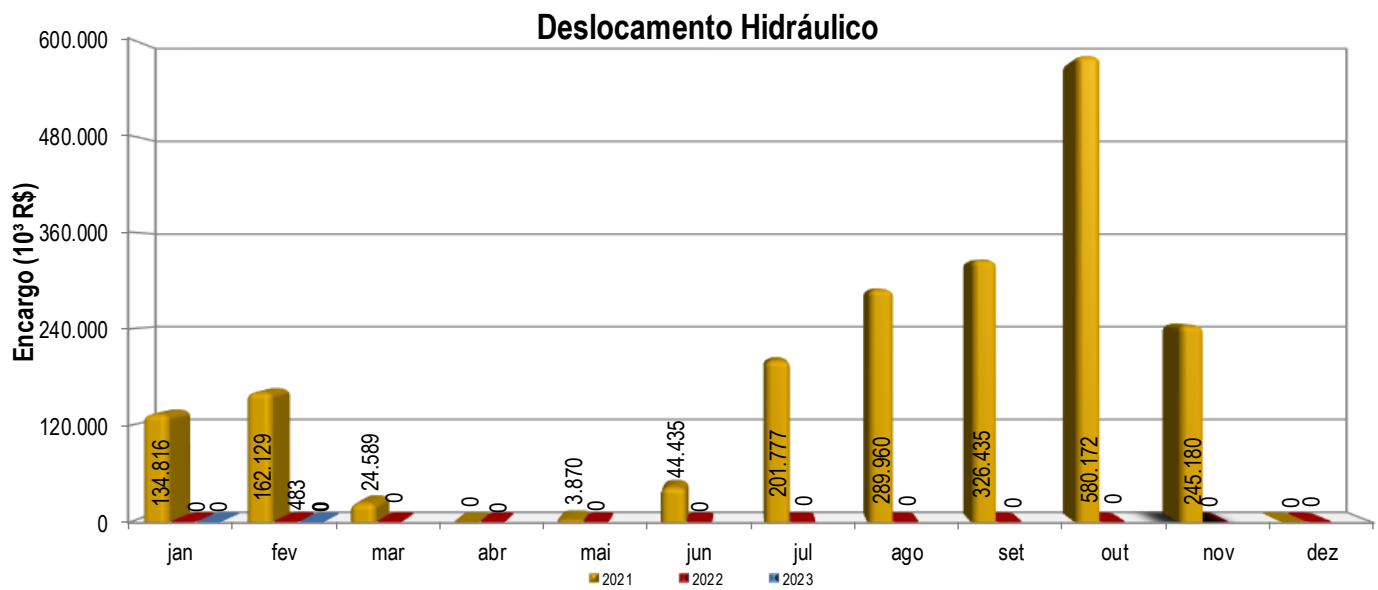


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

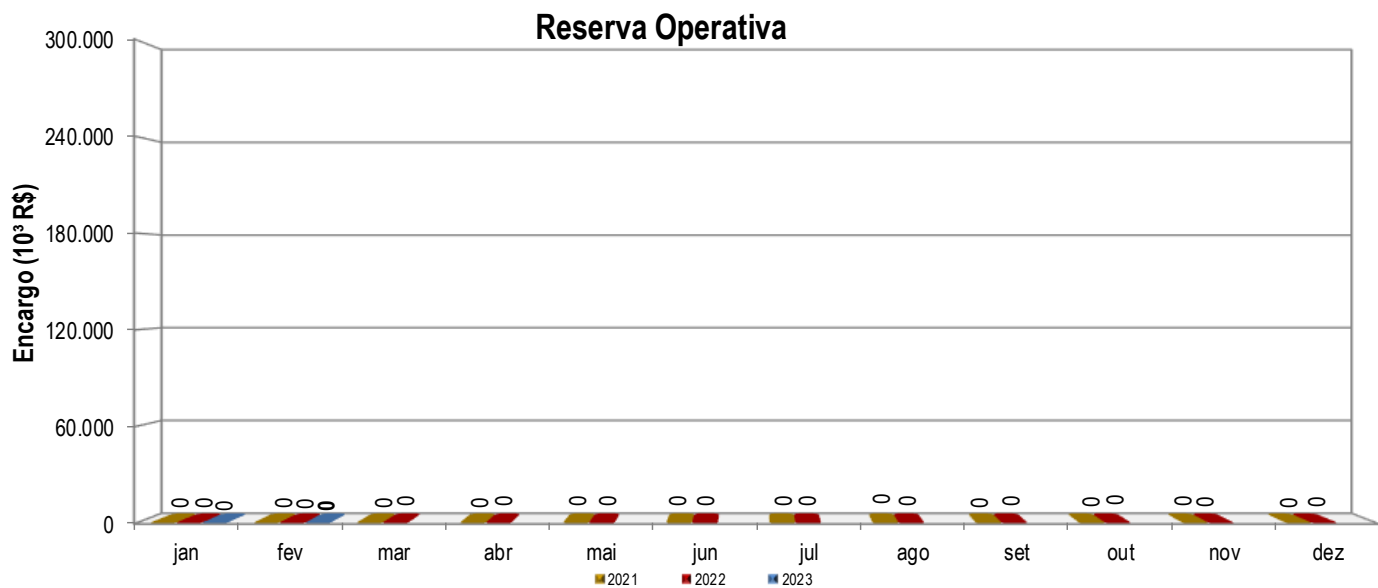


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

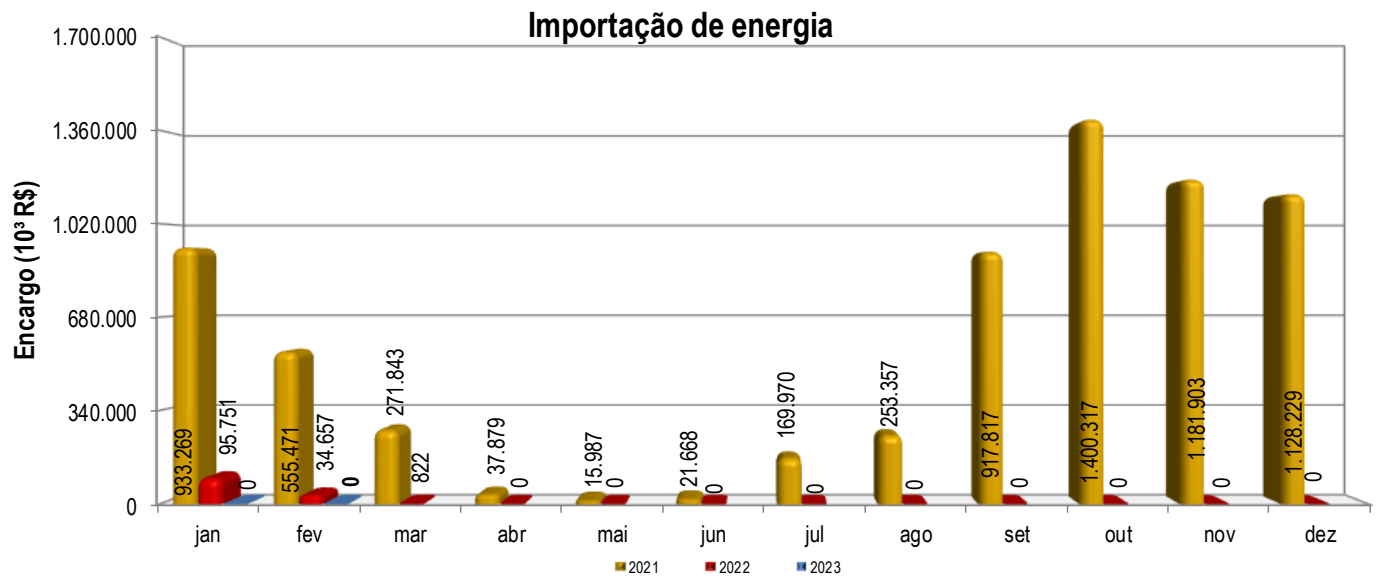


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

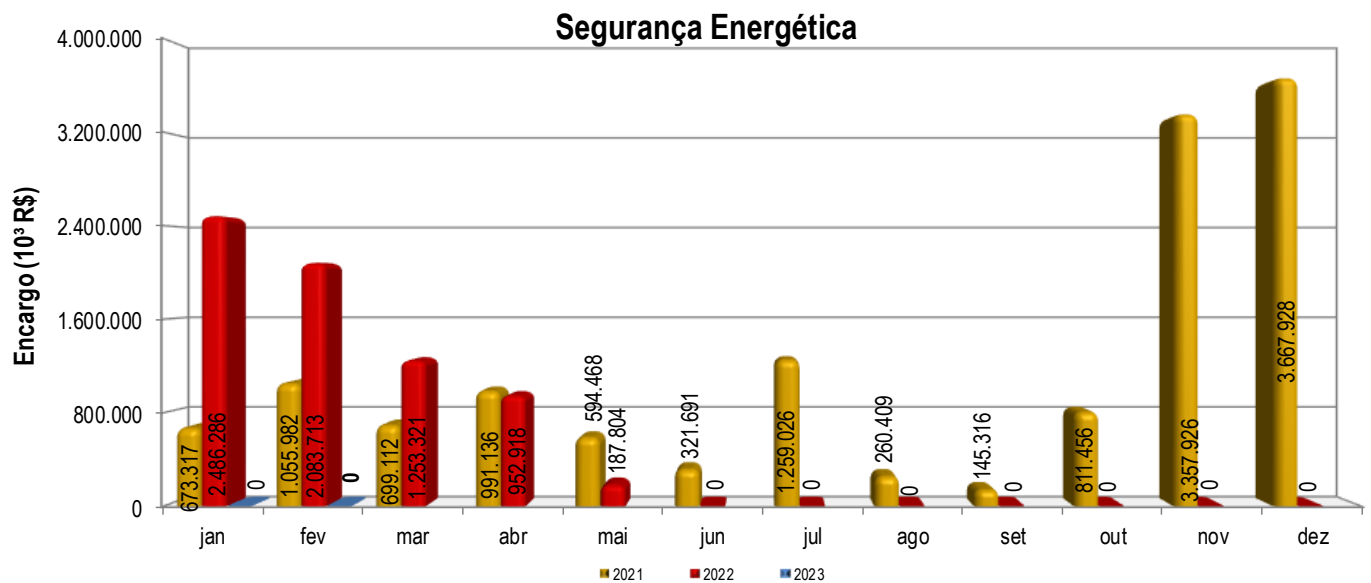


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Fonte dos dados: CCEE.

Nota: Dados contabilizados / recontabilizados até fevereiro de 2023.



## 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

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

### 12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro

Tabela 23. Descrição das ocorrências.

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

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

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

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<br>Jan-Mar | 2022<br>Jan-Mar |
| SIN <sup>2</sup>      | 0        | 0        | 0        |          |          |          |          |          |          |          |          |          | 0               | 0               |
| S                     | 0        | 0        | 0        |          |          |          |          |          |          |          |          |          | 0               | 2               |
| SE/CO                 | 2        | 0        | 2        |          |          |          |          |          |          |          |          |          | 4               | 2               |
| NE                    | 1        | 0        | 1        |          |          |          |          |          |          |          |          |          | 2               | 4               |
| N                     | 0        | 0        | 2        |          |          |          |          |          |          |          |          |          | 2               | 1               |
| Isolados              | 0        | 0        | 0        |          |          |          |          |          |          |          |          |          | 0               | 5               |
| <b>TOTAL</b>          | <b>3</b> | <b>0</b> | <b>5</b> | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>8</b>        | <b>14</b>       |

Fontes dos dados: ONS, Roraima Energia e Eletronorte.

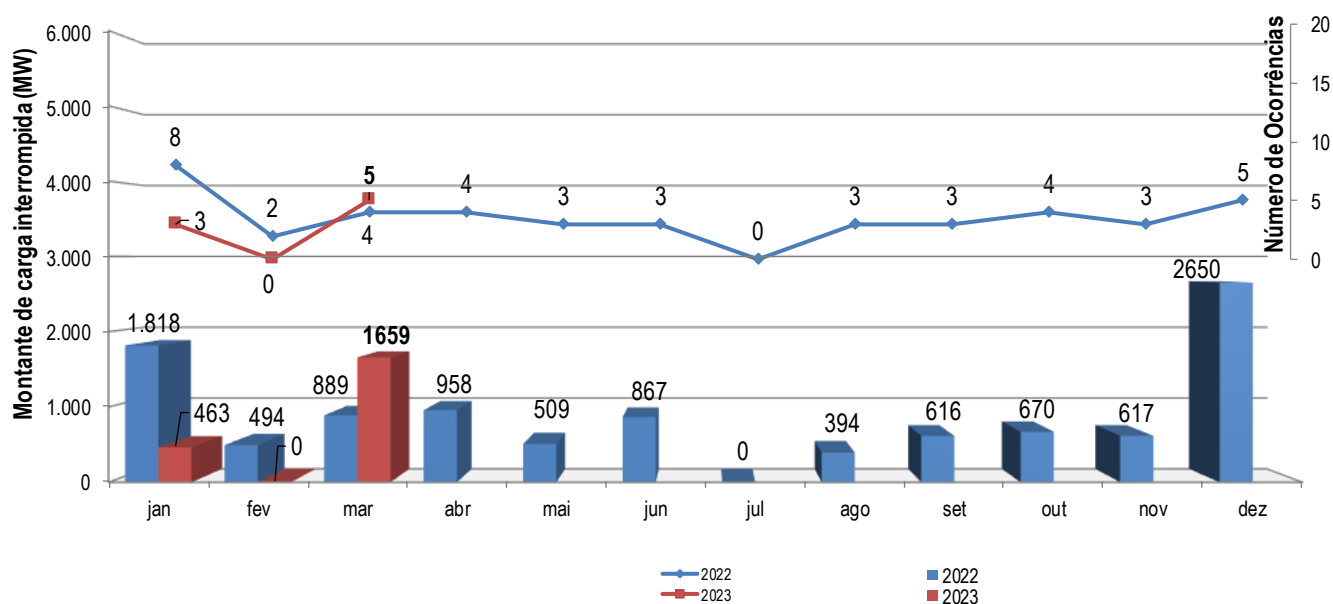


Figura 36. Ocorrências no SEB.

<sup>1</sup> Critério para seleção das interrupções: corte de carga  $\geq 100$  MW por tempo  $\geq 10$  min para ocorrências no SIN e corte de carga  $\geq 100$  MW nos sistemas isolados.

<sup>2</sup> Perda de carga simultânea em mais de uma região.

Fontes dos dados: ONS, Roraima Energia e Eletronorte.





## 12.2. Indicadores de Continuidade<sup>1</sup>

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

Até o mês de fevereiro de 2023, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 1,97 horas. Considerando os valores de DEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 10,71 horas, valor dentro do Limite Regulatório de 11,27 horas estabelecido pela ANEEL. As regiões Centro-Oeste, Nordeste e Sul apresentaram resultados de tendência fora dos limites, conforme se verifica nas tabelas e gráficos abaixo.

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

Tabela 26. Evolução do DEC em 2023.

| 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 <sup>2</sup> | Tend. Ano <sup>3</sup> | Limite Ano |
| CO   | 1,41 | 1,62 |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     | 3,03                   | 13,81                  | 12,12      |
| NE   | 1,10 | 1,12 |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     | 2,21                   | 13,14                  | 13,09      |
| N  | 1,75 | 1,70 |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     | 3,48                   | 23,37                  | 29,22      |
| SE   | 0,74 | 0,75 |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     | 1,49                   | 7,16                   | 7,90       |
| S  | 0,94 | 0,82 |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     | 1,76                   | 9,79                   | 9,39       |
| Brasil   | 0,98 | 0,99 |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     | 1,97                   | 10,71                  | 11,27      |

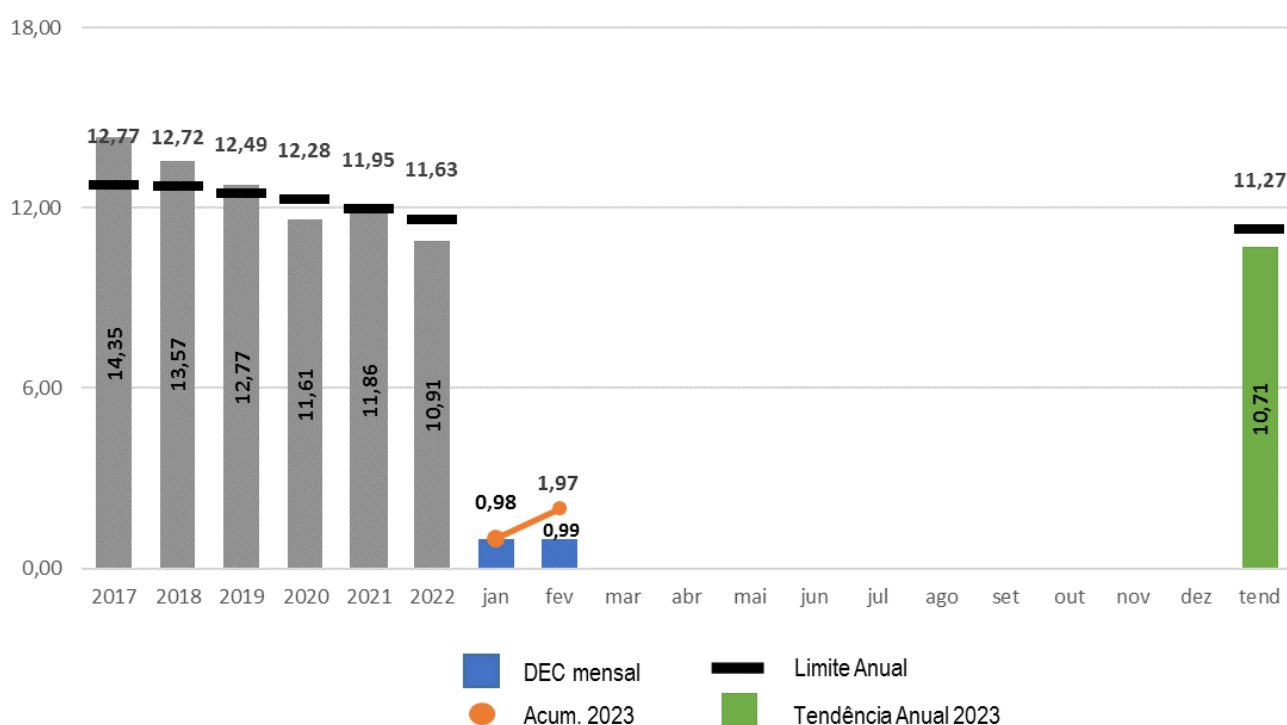


Figura 37. DEC do Brasil.

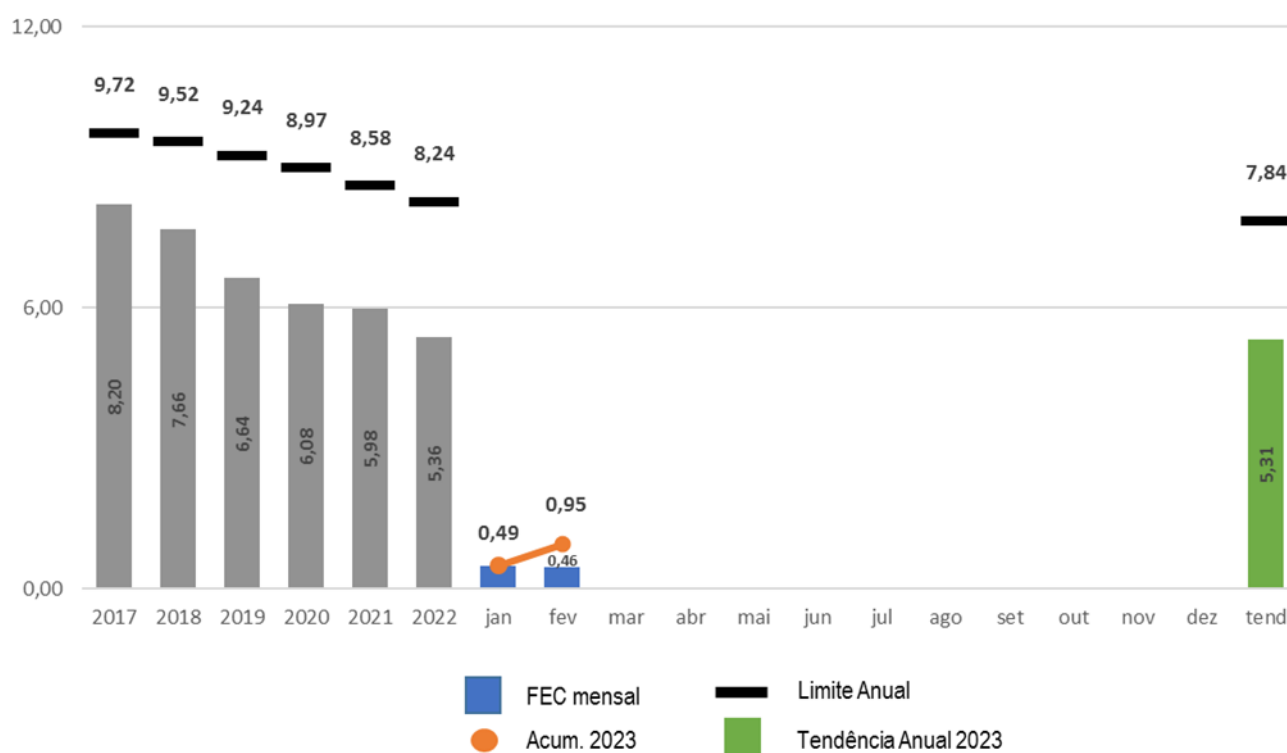


Até o mês de fevereiro de 2023, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 0,95 interrupções. Considerando os valores de FEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 5,31 interrupções, valor dentro do Limite Regulatório de 7,84 interrupções estabelecido pela ANEEL.

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

**Tabela 27. Evolução do FEC em 2023.**

| Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2023 |      |      |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |                        |                        |            |
|---|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------------------------|------------------------|------------|
| Região  | Jan  | Feb  | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez | Acum. Ano <sup>2</sup> | Tend. Ano <sup>3</sup> | Limite Ano |
| CO  | 0,69 | 0,85 |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     | 1,53                   | 7,27                   | 8,52       |
| NE  | 0,46 | 0,42 |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     | 0,88                   | 5,42                   | 7,95       |
| N   | 0,95 | 0,91 |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     | 1,90                   | 12,28                  | 23,28      |
| SE  | 0,36 | 0,35 |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     | 0,70                   | 3,74                   | 5,51       |
| S   | 0,61 | 0,49 |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     | 1,10                   | 5,69                   | 6,87       |
| Brasil  | 0,49 | 0,46 |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     | 0,95                   | 5,31                   | 7,84       |



**Figura 38. FEC do Brasil.**

Fonte dos dados: ANEEL.

<sup>1</sup> Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> Tendência do DEC / FEC prevista para 2023.

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



## GLOSSÁRIO

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

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

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

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

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

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

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

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

**Encargo por Serviços 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

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