



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Maio / 2021





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Maio / 2021

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Energia Elétrica

Rodrigo Limp Nascimento

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico

Guilherme Silva de Godoi

Equipe Técnica

Igor Souza Ribeiro (Coordenação)

Ana Lúcia Alvares Alves

André Groberio Lopes Perim

André Luis Gonçalves de Oliveira

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Emanoelle de Oliveira Lima

Eucimar Kwiatkowski Augustinhak

Fernando Antonio Giffoni Noronha Luz

João Aloísio Vieira

Jorge Portella Duarte

Luiz Augusto Gomes de Oliveira

Marlian Leão de Oliveira

Regina Basilio Bacarias

Tarcisio Tadeu de Castro

Victor Protázio da Silva

Apoio dos estagiários:

Gabriel Pimenta de Freitas Cardoso

Juliana Oliveira do Nascimento

Margreicy Luise Marinho de Sousa

Matheus Lobo Leite Ferreira



SUMÁRIO

| | |
|--|----|
| 1. SUMÁRIO EXECUTIVO | 1 |
| 2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS..... | 1 |
| 2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil..... | 2 |
| 2.2. Energia Natural Afluente Armazenável | 4 |
| 2.3. Energia Armazenada | 6 |
| 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA..... | 9 |
| 4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA | 10 |
| 4.1. Consumo de Energia Elétrica | 10 |
| 4.2. Demandas Instantâneas Máximas..... | 12 |
| 4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais..... | 12 |
| 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 Linhas de Transmissão e da Capacidade de Transformação..... | 26 |
| 8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA..... | 27 |
| 8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro | 27 |
| 8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional..... | 28 |
| 8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados | 28 |
| 8.4. Geração Eólica | 29 |
| 8.5. Mecanismo de Realocação de Energia..... | 30 |
| 9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO | 31 |
| 10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS..... | 32 |
| 11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA..... | 33 |
| 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO | 37 |
| 12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro | 38 |
| 12.2. Indicadores de Continuidade | 39 |



LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de maio de 2021 – Brasil. | 2 |
| Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima | 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 | 9 |
| Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL. | 11 |
| Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN. | 12 |
| Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste..... | 13 |
| Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul..... | 13 |
| Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste. | 13 |
| 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 maio de 2021..... | 18 |
| Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2021 por subsistema..... | 21 |
| Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2023..... | 22 |
| Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em maio de 2021. | 24 |
| Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil. | 27 |
| Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste..... | 29 |
| Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul..... | 29 |
| Figura 26. Evolução do GSF. | 30 |
| Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês. | 31 |
| Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês..... | 32 |
| Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema..... | 33 |
| Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação..... | 34 |
| Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares. | 34 |
| Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico..... | 35 |
| Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa..... | 35 |
| Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia. | 36 |
| Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética. | 36 |
| Figura 36. Ocorrências no SEB..... | 38 |
| Figura 37. DEC do Brasil..... | 39 |
| Figura 38. FEC do Brasil..... | 40 |



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..... | 10 |
| Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo..... | 11 |
| Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe..... | 11 |
| Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema..... | 12 |
| Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil..... | 15 |
| Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB..... | 17 |
| Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB..... | 17 |
| Tabela 10. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de abril de 2021..... | 19 |
| Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em maio de 2021..... | 20 |
| Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW)..... | 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..... | 26 |
| 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 produção de energia elétrica no SIN..... | 28 |
| Tabela 21. Matriz de produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados..... | 28 |
| Tabela 22. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano..... | 30 |
| Tabela 23. Descrição das principais ocorrências do mês..... | 37 |
| Tabela 24. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências..... | 38 |
| Tabela 25. Evolução do número de ocorrências..... | 38 |
| Tabela 26. Evolução do DEC em 2021..... | 39 |
| Tabela 27. Evolução do FEC em 2021..... | 40 |



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Em maio de 2021, manteve-se a predominância das anomalias negativas de precipitação na maior parte do território nacional. Ressalta-se que maio se caracteriza como o primeiro mês da estação seca típica, sendo esperadas para o período baixas precipitações.

Os armazenamentos dos reservatórios equivalentes dos subsistemas Norte e Sul foram elevados em maio com relação ao mês de abril, enquanto que houve deplecionamento nos reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. O reservatório equivalente do Sudeste/Centro-Oeste finalizou o mês de maio com apenas 32% do volume total para a geração de energia. Esta situação está diretamente relacionada aos baixos volumes de chuva verificados no corrente ano hidrológico (período chuvoso típico que vai de outubro a abril), os quais foram bem abaixo da média, principalmente, nas regiões Sudeste e Centro-Oeste.

No que se refere aos intercâmbios de energia entre os subsistemas, destaca-se que o subsistema Norte manteve perfil exportador, considerando que o fluxo nos bipolos do nó de Xingu continua elevado, embora um pouco inferior ao verificado no mês anterior. O subsistema Nordeste passou a ser exportador. Com relação ao subsistema Sul, houve aumento do montante importado do subsistema Sudeste/Centro-Oeste em comparação com o mês anterior, já o subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir dos subsistemas Norte e Nordeste. Além disso, o País permaneceu como importador de energia elétrica da Argentina e Uruguai.

No mês de maio de 2021, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 181.859 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 6.274 MW (3,6%), com destaque para 3.341 MW de geração de fonte solar, 2.641 MW de fontes eólicas e 194 MW de fontes hídricas. A geração distribuída alcançou, no mês de maio de 2021, 6.013 MW instalados em 499.636 unidades, resultando em 3,3% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e em crescimento de 99,3% nos últimos 12 meses.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram 86,8% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em abril de 2021. Quanto à geração associada às usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), destaca-se o total de 46.025 MW médios, ante a garantia física sazonalizada de 38.693 MW médios, o que representou um GSF mensal de 119%.

Em abril, os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte entre R\$ 0,00 / MWh e R\$ 526,96 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no subsistema Sul no intervalo das 10h30 às 11h00 do dia 03 de maio e o menor valor foi verificado em todos os subsistemas em determinados horários dos dias 08, 09 e 23 de maio, no final de semana.

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em abril de 2021 totalizaram R\$ 819 milhões, montante inferior ao valor verificado no mês anterior, que ficou em R\$ 1.158 milhões. É importante ressaltar que os ESS vêm registrando sequencialmente elevados valores desde novembro de 2020, quando saltaram de R\$ 686 milhões (em outubro) para R\$ 1.356 milhões. A maior parcela dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de abril se refere ao encargo por segurança energética, responsável por parcela de aproximadamente 71% do total dos Encargos, o que equivale aproximadamente a R\$ 581 milhões.

Cabe mencionar que a ANEEL¹, no mês de maio, aprovou o edital dos Leilões nº 4 e nº 5/2021, denominados Leilões de Energia Existente A-4 e A-5 de 2021 tendo sido cadastrados 88 projetos, totalizando 43.330 MW de potência.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de maio de 2021, 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.

Fonte: ¹ ANEEL



2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas do SIN, em maio, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 63% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 30% MLT no Sul, 37% MLT no Nordeste e 85% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 60% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 25% MLT no Sul, 37 % MLT no Nordeste e 70% MLT no subsistema Norte.

No mês de maio, houve a prevalência das anomalias negativas no território nacional. Registraram-se chuvas acima do normal no extremo norte, área central da região Centro-Oeste e no Estado do Rio Grande do Sul, configurando-se em anomalias positivas. Ressalta-se que maio se caracteriza como o primeiro mês da estação seca típica, sendo esperadas para o período baixas precipitações.

Os armazenamentos dos reservatórios equivalentes dos subsistemas Norte e Sul foram elevados em maio com relação ao mês de abril, enquanto houve deplecionamento nos reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. O reservatório equivalente do Sudeste/Centro-Oeste finalizou o mês de maio com apenas 32% do volume total para a geração de energia. Esta situação está diretamente relacionada aos baixos volumes de chuva verificados no corrente ano hidrológico (período chuvoso típico que vai de outubro a abril), os quais foram bem abaixo da média, principalmente, nas regiões Sudeste e Centro-Oeste.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

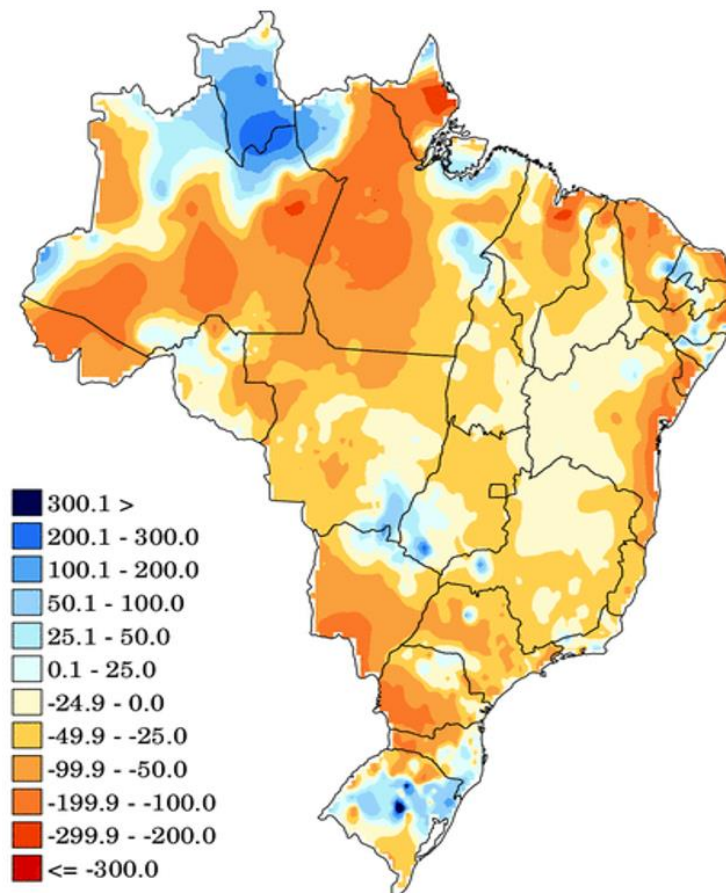


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de maio de 2021 – Brasil.

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

Fonte: <http://clima1.cptec.inpe.br/monitoramentobrasil/pt> (CPTEC/INPE).

Em relação às temperaturas mínimas, os Estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina e algumas áreas centrais do Brasil experimentaram temperaturas abaixo dos valores médios para o período (anomalias negativas de temperatura mínima).



Já com relação às temperaturas máximas, houve anomalia positiva (temperaturas máximas acima da média), principalmente, no Nordeste e nos estados de Mato Grosso do Sul e São Paulo, enquanto que as temperaturas máximas marcaram valores abaixo do normalmente verificados no período, principalmente, ao leste de Mato Grosso, na zona central do Espírito Santo, em boa parte do Rio Grande do Sul e no litoral de Santa Catarina.

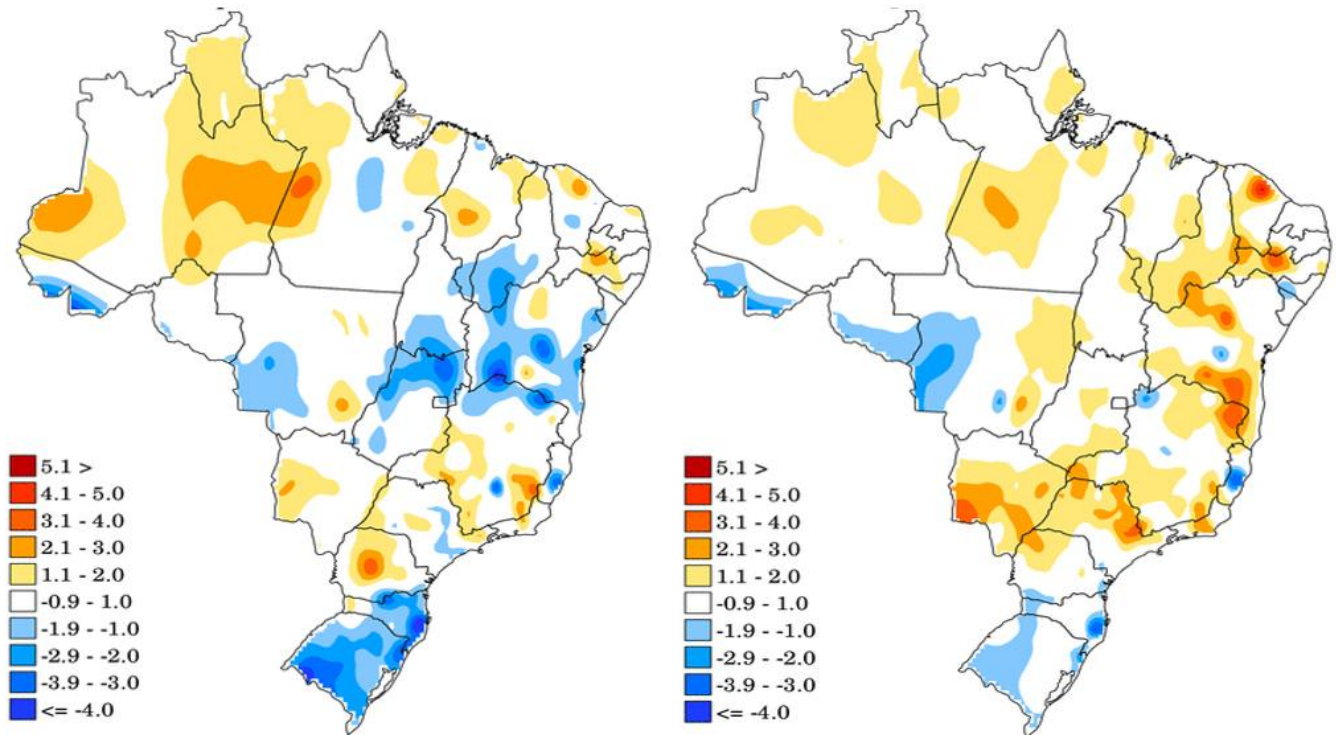


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima.

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

Fonte: CPTEC/INPE.



2.2. Energia Natural Afluente Armazenável ¹

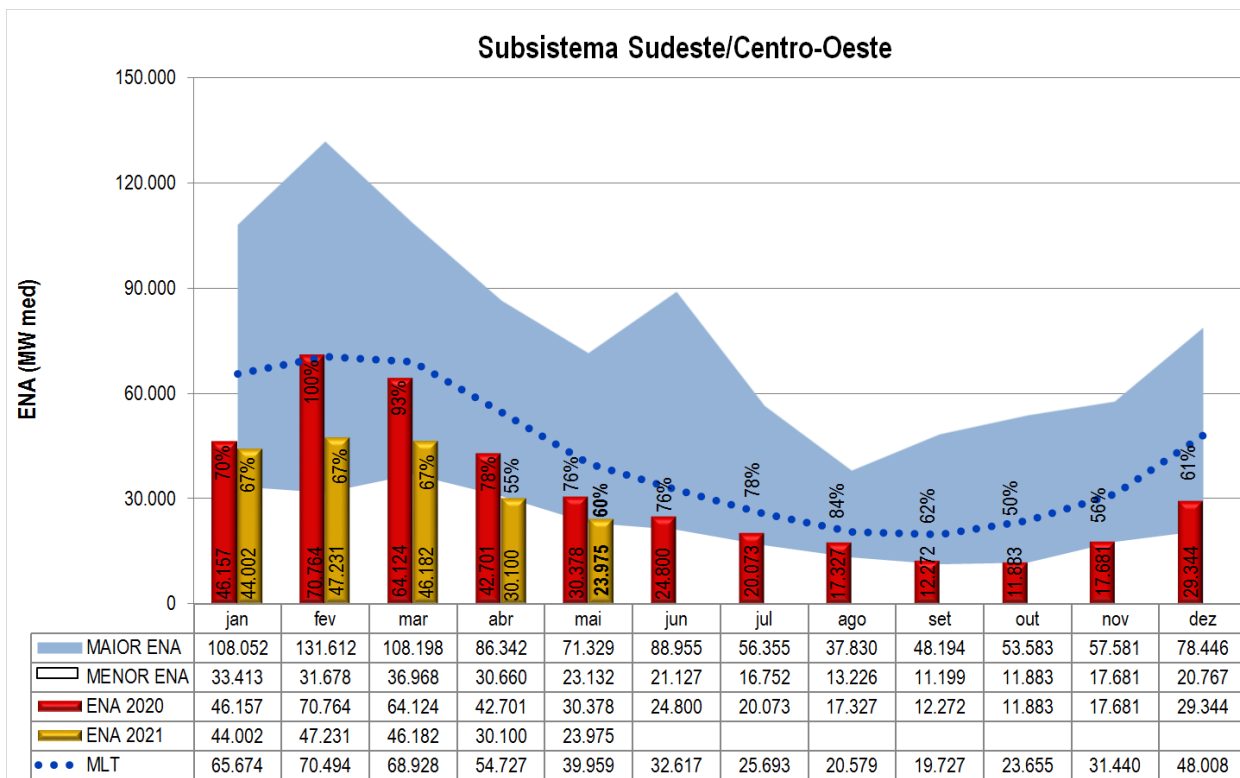


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

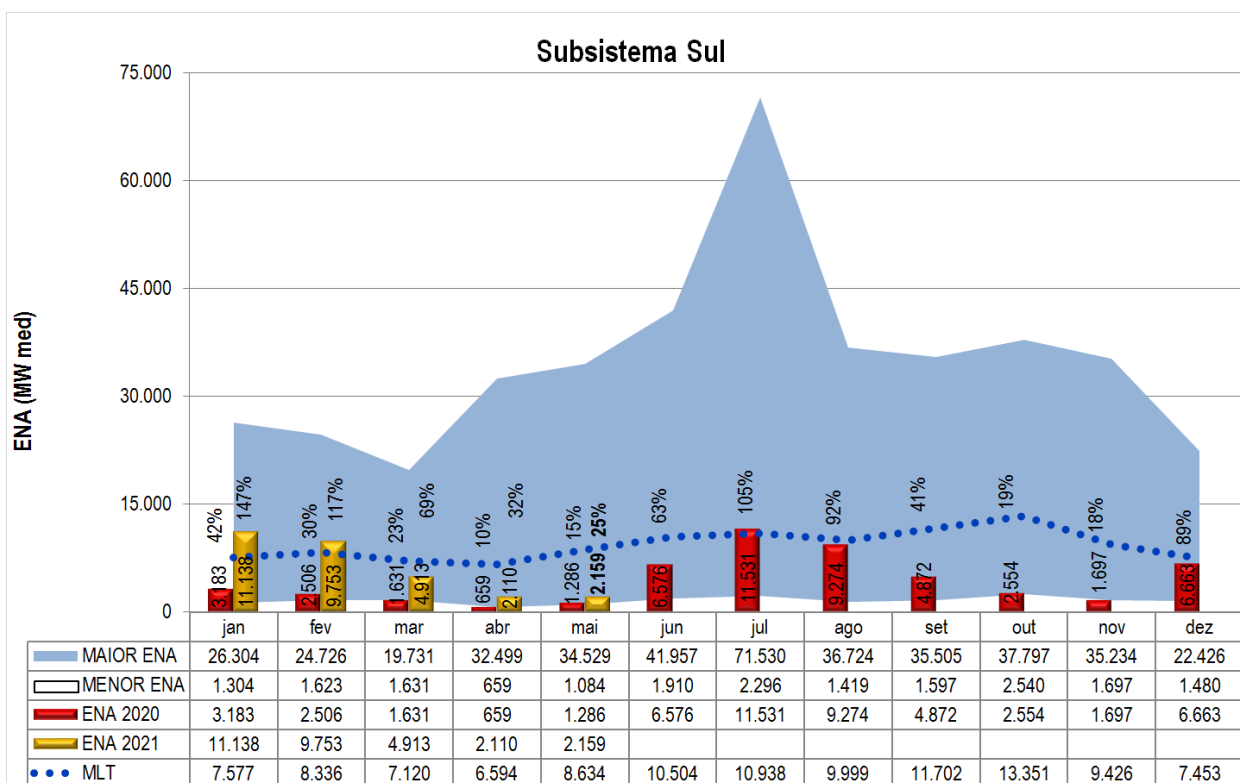


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

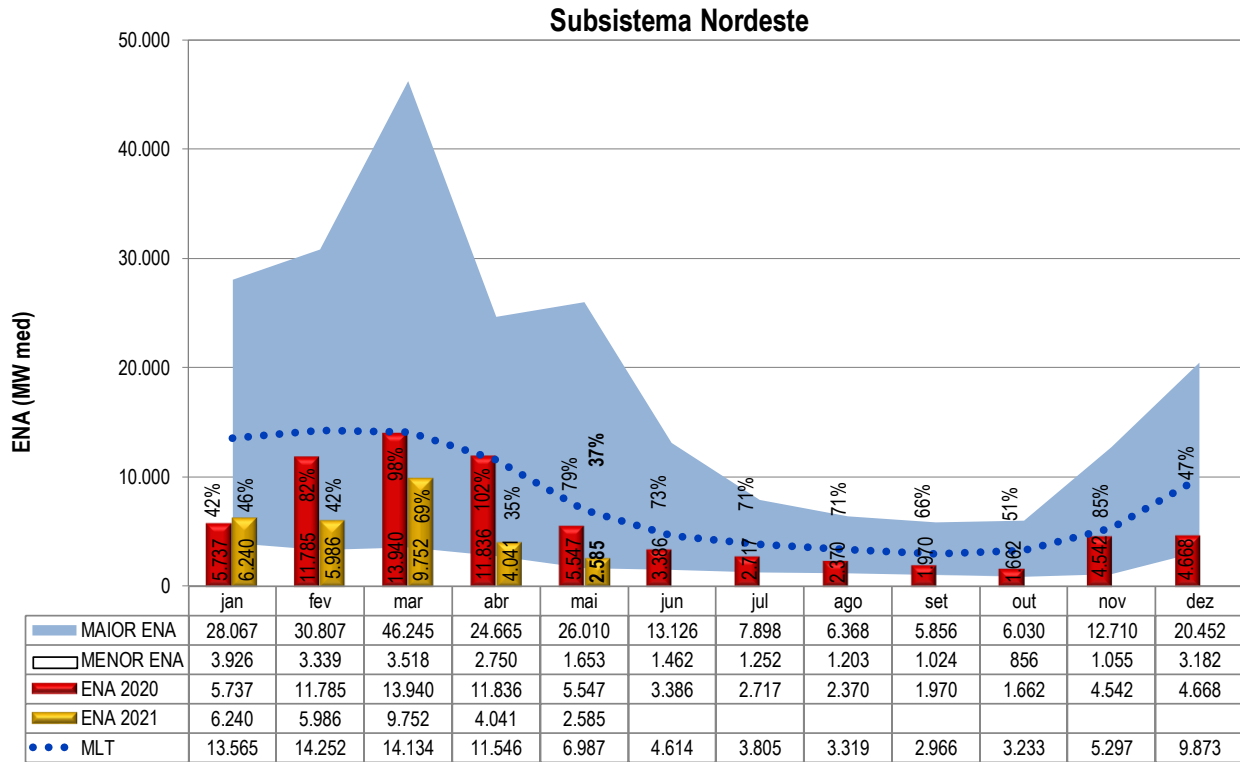


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

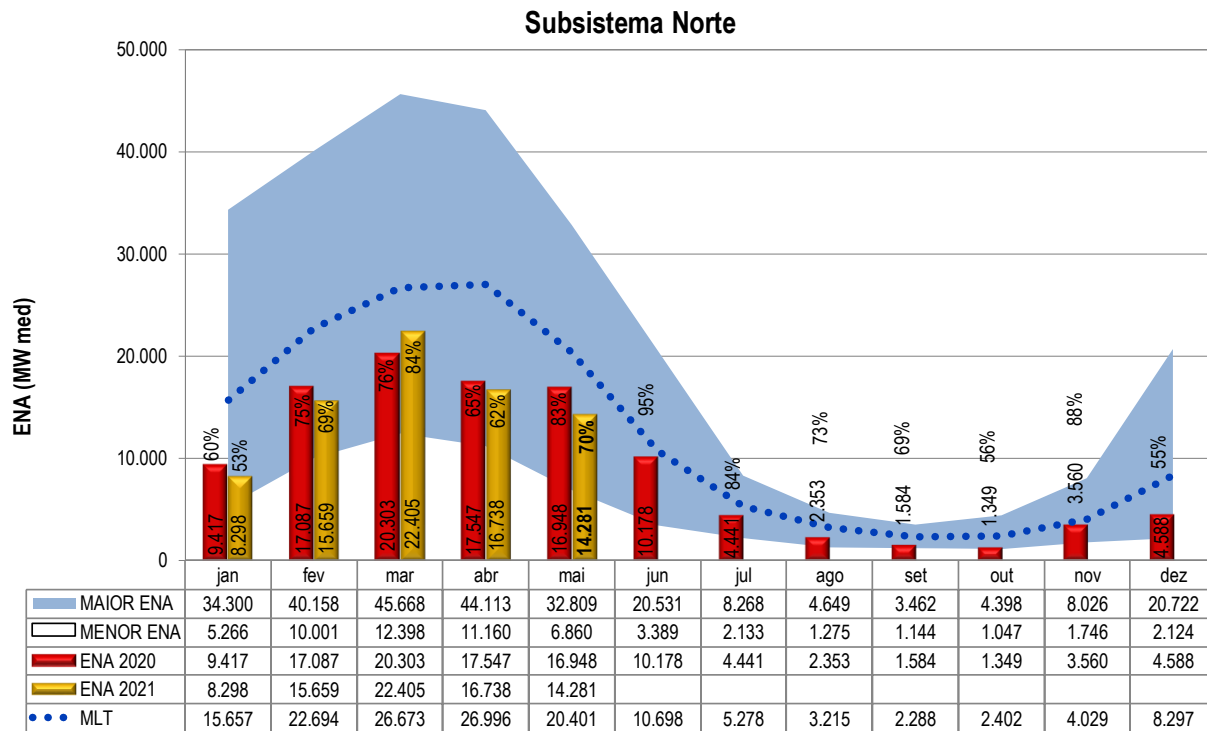


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.

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



2.3. Energia Armazenada

No mês de maio de 2021, observou-se replecionamento em relação ao mês de abril nos reservatórios equivalentes dos subsistemas Norte e Sul nos seguintes montantes: Norte (1,7 p.p.) e Sul (1,1 p.p.), enquanto houve deplecionamento nos reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste em 2,6 p.p. e 3,4 p.p., respectivamente.

Como era esperado em virtude do início da estação seca, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, que encerrou o período chuvoso (abril) com um dos menores níveis de armazenamento já registrados no período, não recebeu aportes suficientes de vazões afluentes no mês de maio para que seu reservatório equivalente desempenhasse movimento ascensional ou permanecesse com nível constante, ocorrendo, assim, seu deplecionamento como mencionado.

Em razão de a estação seca durar até em torno do mês de novembro e o subsistema Sudeste/Centro-Oeste ser responsável por aproximadamente 70% da capacidade de armazenamento hídrico total do Brasil, medidas excepcionais estão sendo tomadas com a participação do ONS, ANA, Ibama e outros órgãos a fim de que o maior volume hídrico possível seja mantido nos reservatórios do subsistema, principalmente aqueles localizados em sua cabeceira, a começar pela redução das vazões mínimas de usinas hidrelétricas, como as UHE Jupia e Porto Primavera.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

| Subsistema | Energia Armazenada no Final de Abril (%EAR _{máx}) | Energia Armazenada no Final de Maio (%EAR _{máx}) | Capacidade Máxima (MWmês) | % EAR do Total Armazenado |
|----------------------|---|--|---------------------------|---------------------------|
| Sudeste/Centro-Oeste | 34,7 | 32,1 | 203.567 | 54,8 |
| Sul | 56,4 | 57,5 | 19.897 | 8,7 |
| Nordeste | 66,8 | 63,4 | 51.602 | 26,7 |
| Norte | 82,8 | 84,5 | 15.165 | 9,7 |
| TOTAL | TOTAL | TOTAL | 290.231 | 100,0 |

Fonte dos dados: ONS.

A respeito dos principais reservatórios do SIN em termos de capacidade de acumulação, destacam-se os reservatórios de Itumbiara, Sobradinho e Três Marias que deplecionaram em 17,4 p.p., 4,9 p.p. e 4,5 p.p., respectivamente, com relação a abril, enquanto os reservatórios de G. B. Munhoz, S. do Facão e Serra da Mesa replecionaram em 2,0 p.p., 1,7 p.p. e 1,0 p.p., respectivamente.

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

| Usina | Bacia | Ear Max (MWmed) | Armazenamento em final de abril (%) | Armazenamento em final de maio (%) | Evolução Mensal (p.p) |
|---------------|---------------|-----------------|-------------------------------------|------------------------------------|-----------------------|
| Serra da Mesa | Tocantins | 41.645 | 36,0 | 37,0 | 1,0 |
| Furnas | Grande | 34.925 | 38,6 | 36,9 | -1,7 |
| Sobradinho | São Francisco | 30.184 | 68,5 | 63,6 | -4,9 |
| Nova Ponte | Paranaíba | 22.781 | 16,8 | 16,1 | -0,7 |
| Emborcação | Paranaíba | 21.604 | 21,8 | 22,2 | 0,4 |
| Três Marias | São Francisco | 16.085 | 70,5 | 66,0 | -4,5 |
| Itumbiara | Paranaíba | 15.698 | 33,5 | 16,1 | -17,4 |
| Tucuruí | Tocantins | 7.632 | 99,9 | 99,2 | -0,6 |
| S. do Facão | Paranaíba | 6.502 | 27,0 | 28,7 | 1,7 |
| G. B. Munhoz | Iguaçu | 6.308 | 72,8 | 74,9 | 2,0 |

Fonte dos dados: ONS

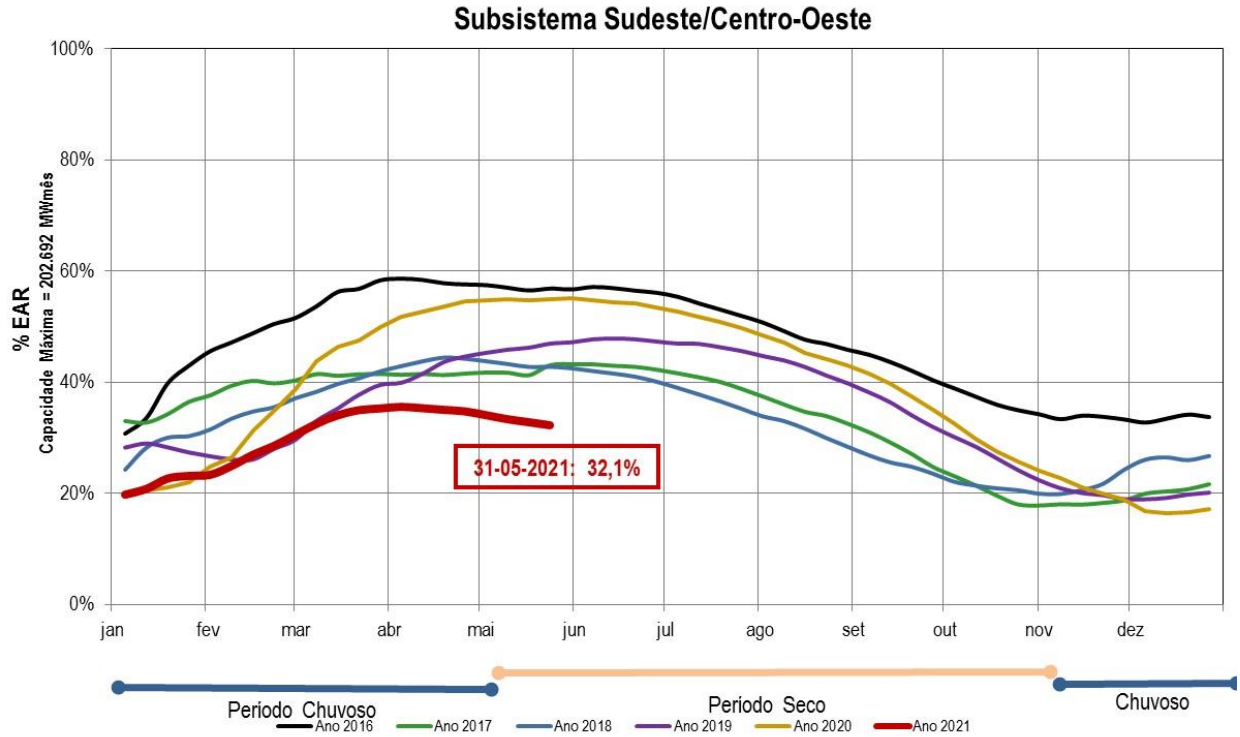


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

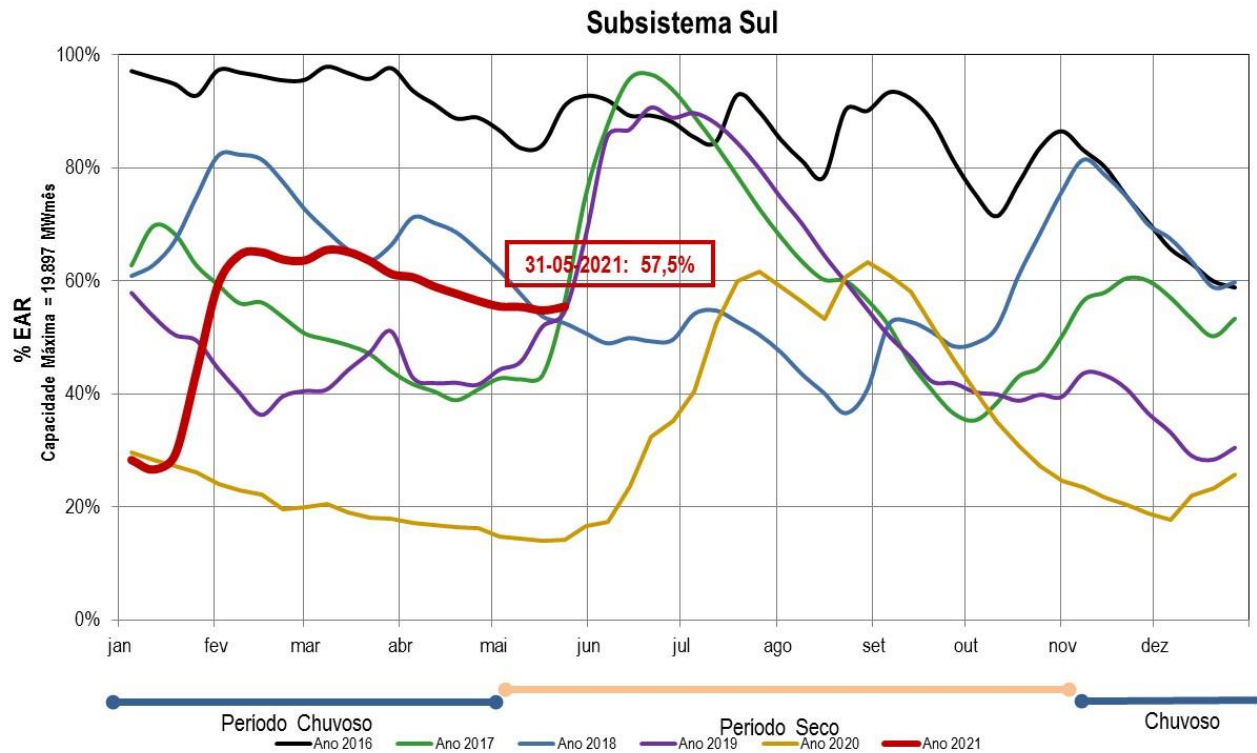


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

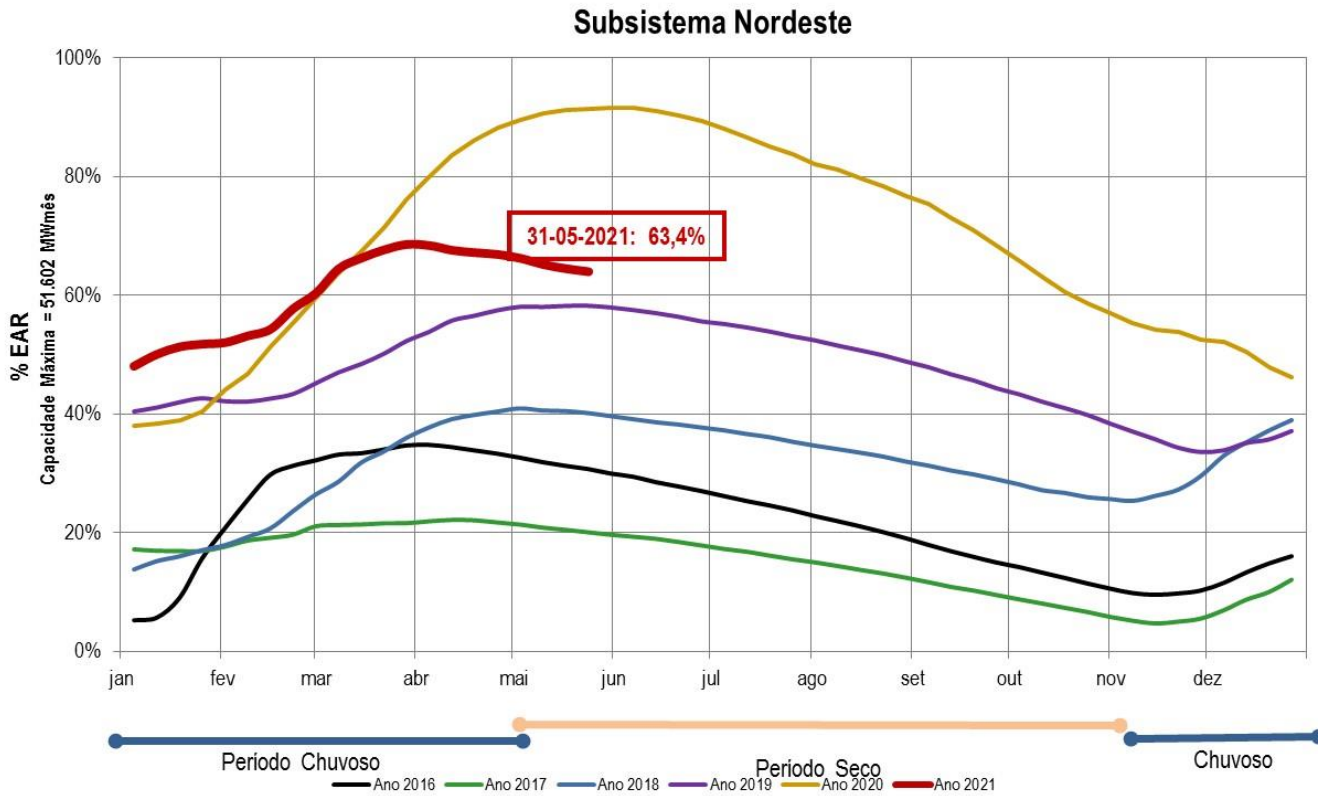


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

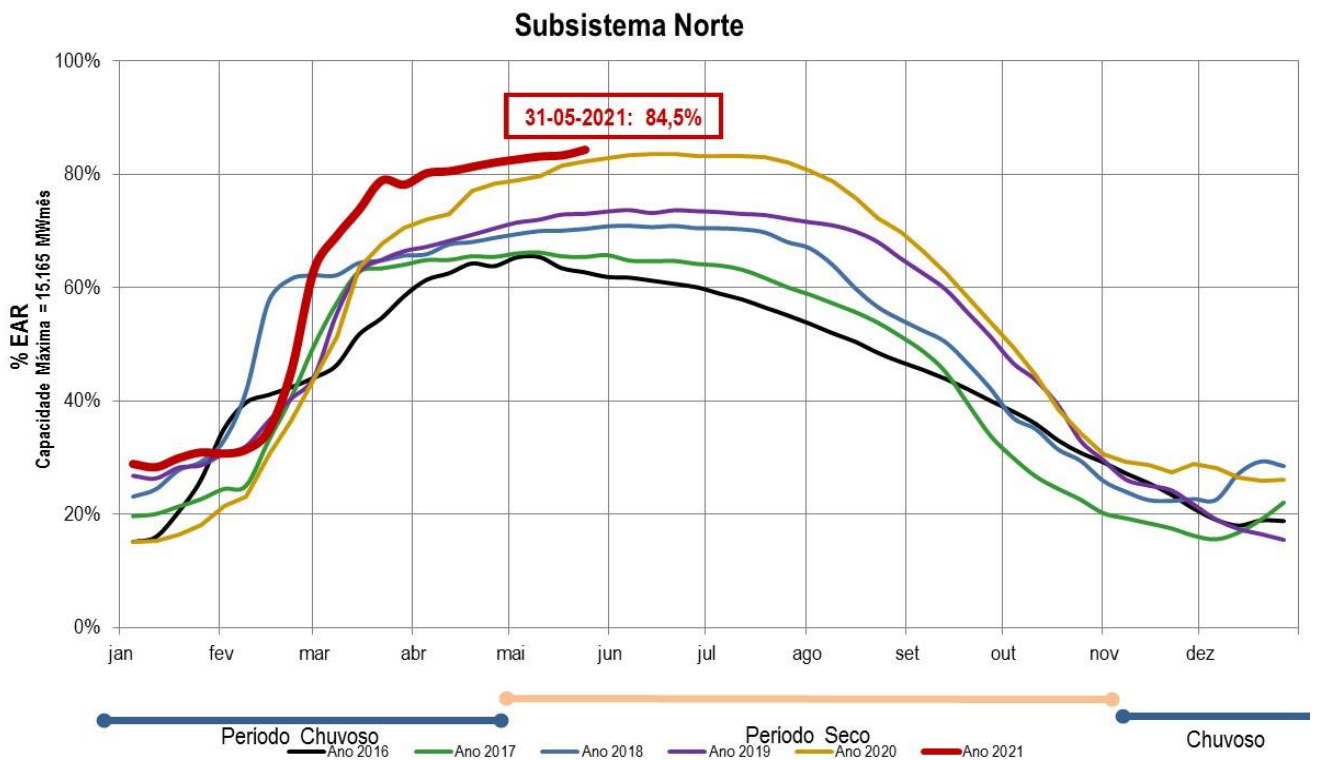


Figura 10. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.

3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Em maio de 2021, o subsistema Norte manteve o perfil exportador de energia elétrica, fornecendo o montante de 9.647 MWmédios, considerando também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu, montante ainda elevado embora já inferior ao verificado no mês anterior, que ficou em 11.369 MWmédios.

O subsistema Nordeste passou a participar como exportador em um total de 767 MWmédios, ante o montante importado no mês anterior, que havia somado 954 MWmédios.

O Sul, por sua vez, teve o montante importado do subsistema Sudeste/Centro-Oeste aumentado em comparação com o mês anterior, totalizando 6.988 MWmédios recebidos em maio, frente ao montante de 6.149 MWmédios em abril.

Os bipolos de corrente contínua contribuíram com as seguintes quantidades de energia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste: Coletora Porto Velho¹ transmitiu 5.178 MWmédios, Nó de Xingu² transmitiu 7.196 MWmédios e os bipolos que escoam a energia de Itaipu³ (50 Hz) transmitiram 1.942 MWmédios.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir dos subsistemas Norte e Nordeste, importando 10.414 MWmédios e exportador para o Sul no montante de 6.988 MWmédios, resultando no saldo de 3.426 MWmédios importados. Pelos bipolos de corrente contínua, recebeu um total de 14.316 MWmédios.

Houve intercâmbio internacional de energia elétrica com a Argentina e o Uruguai no mês de maio de 2021, tendo o Brasil importado montante de 15 MWmédios. Ressalta-se que, com o intuito de reduzir tanto a geração hidrelétrica no subsistema Sul quanto proporcionar replecionamento dos seus reservatórios, o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) deliberou que o ONS fica autorizado tanto a despachar geração termelétrica fora da ordem de mérito quanto a importar energia elétrica sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai, nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria MME nº 339/2018.

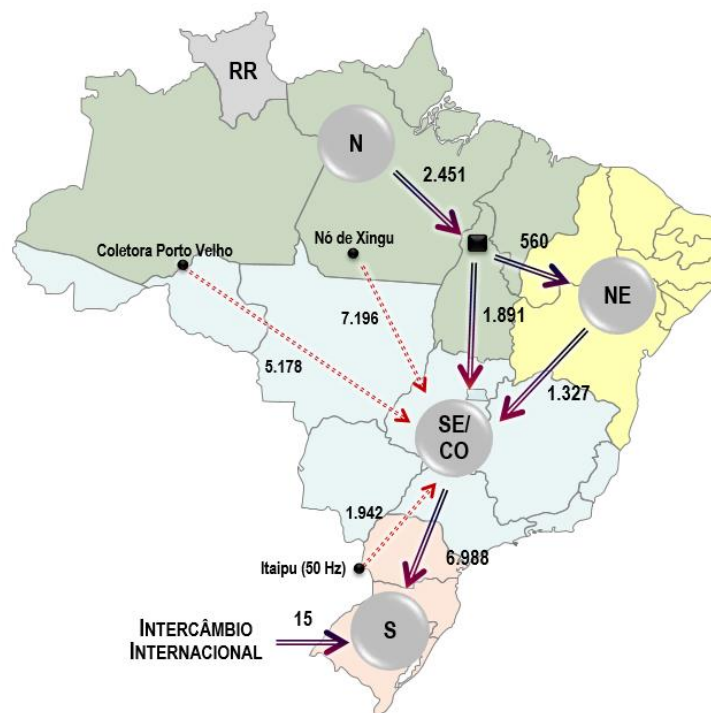


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica

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

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

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

Fonte dos dados: ONS



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em abril de 2021, o consumo de energia elétrica atingiu 49.986 GWh, considerando autoprodução e perdas², valor 8,3% inferior ao verificado no mês anterior e 13,4% superior ao verificado em abril de 2020. No mês de abril todas as classes apresentaram crescimento, comparando-se ao ano passado. Cabe mencionar a expressiva elevação apresentada pelas classes industrial e comercial, que apresentaram elevação de seu consumo em 25,0% e 12,2%, respectivamente, em abril de 2021 comparativamente a abril de 2020, demonstrando uma grande retomada dos setores.

No comparativo entre os dois últimos períodos acumulados de 12 meses, é possível verificar elevação dos consumos de energia elétrica, na qual as classes residencial, industrial e rural apresentam acréscimo de 5,5%, 3,8% e 5,7%, respectivamente, ao passo que as classes comercial e demais classes decréscimo de 8,9% e 5,9%, respectivamente, confirmando o impacto da pandemia no consumo de energia no Brasil que favoreceu o consumo residencial, não prejudicou o desenvolvimento do rural e trouxe mais impactos negativos nas classes de consumo que ainda apresentam crescimento negativo no acumulado dos últimos 12 meses, mesmo já apresentando alguma recuperação nos últimos meses, principalmente a classe industrial.

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

| Classe de Consumo | Valor Mensal | | | Acumulado 12 meses | | |
|----------------------------------|---------------|------------------------------------|-----------------------------------|------------------------|------------------------|-------------|
| | Abr/21 GWh | Evolução mensal (Abr/21/Mar/21) | Evolução anual (Abr/21/Abr/20) | Mai-19/Abr-20 (GWh) | Mai-20/Abr-21 (GWh) | Evolução |
| Residencial | 13.295 | 0,7% | 8,0% | 143.143 | 151.076 | 5,5% |
| Industrial | 15.213 | -3,0% | 25,0% | 165.849 | 172.135 | 3,8% |
| Comercial | 7.178 | -9,4% | 12,2% | 90.185 | 82.148 | -8,9% |
| Rural | 2.558 | 3,8% | 9,7% | 29.019 | 30.671 | 5,7% |
| Demais classes ¹ | 4.066 | -2,5% | 3,7% | 50.440 | 47.476 | -5,9% |
| Perdas e Diferenças ² | 7.675 | -30,8% | 10,3% | 113.486 | 116.995 | 3,1% |
| Total | 49.986 | -8,3% | 13,4% | 592.121 | 600.502 | 1,4% |

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

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

Dados contabilizados até abril de 2021.

Fonte dos dados: EPE/ONS.

Referência: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/resenha-mensal-do-mercado-de-energia-eletrica>. Considera autoprodução circulante na rede.

Quando se trata do consumo por unidade consumidora (Tabela 4), verifica-se o mesmo comportamento percebido no consumo total de energia com relação ao ano passado: o consumo médio realizado em todas as unidades apresentou crescimento em abril de 2021 em comparação a abril de 2020. Pela Tabela 5, verifica-se que houve redução do número de unidades consumidoras das classes comercial, industrial e demais classes entre abril de 2020 e abril de 2021.



Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.

| Classe de Consumo | Consumo Médio Mensal de Energia Elétrica | | | | | Consumo Médio em 12 meses | | |
|-----------------------------------|--|------------------|------------------|------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------|---------------------------|----------|
| | Abr/20 kWh/NU | Mar/21 kWh/NU | Abr/21 kWh/NU | Evolução mensal (Abr/21/Mar/21) | Evolução anual (Abr/21/Abr/20) | Mai-19/Abr-20 (kWh/NU) | Mai-20/Abr-21 (kWh/NU) | Evolução |
| Residencial | 168 | 175 | 176 | 0,7% | 4,8% | 163 | 167 | 2,5% |
| Industrial | 25.879 | 33.614 | 32.536 | -3,2% | 25,7% | 29.396 | 30.679 | 4,4% |
| Comercial | 1.087 | 1.349 | 1.225 | -9,2% | 12,6% | 1.277 | 1.168 | -8,6% |
| Rural | 502 | 521 | 542 | 3,9% | 7,8% | 521 | 541 | 3,9% |
| Demais classes¹ | 4.896 | 5.236 | 5.098 | -2,6% | 4,1% | 5.246 | 4.961 | -5,4% |
| Consumo médio total | 437 | 498 | 485 | -2,6% | 11,0% | 470 | 462 | -1,6% |

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

Dados contabilizados até abril de 2021.

Fonte dos dados: EPE.

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

| Classe de Consumo | Período | | Evolução |
|-----------------------------------|-------------------|-------------------|-------------|
| | Abr/20 | Abr/21 | |
| Residencial | 73.144.850 | 75.340.242 | 3,0% |
| Industrial | 470.160 | 467.578 | -0,5% |
| Comercial | 5.883.235 | 5.860.804 | -0,4% |
| Rural | 4.640.275 | 4.721.292 | 1,7% |
| Demais classes¹ | 801.170 | 797.538 | -0,5% |
| Total | 84.939.691 | 87.187.454 | 2,6% |

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

Dados contabilizados até abril de 2021.

Fonte dos dados: EPE.

O consumo de energia elétrica no ambiente de contratação regulada (ACR) atingiu, no mês de abril 26.585 GWh, valor 6,4% maior ao verificado no mesmo mês de 2020. Já o consumo de energia elétrica no ambiente de contratação livre (ACL) atingiu, no mês de abril, 15.726 GWh, valor 29,4% superior ao verificado no mesmo mês de 2020. O ACL atingiu 37,0% 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).

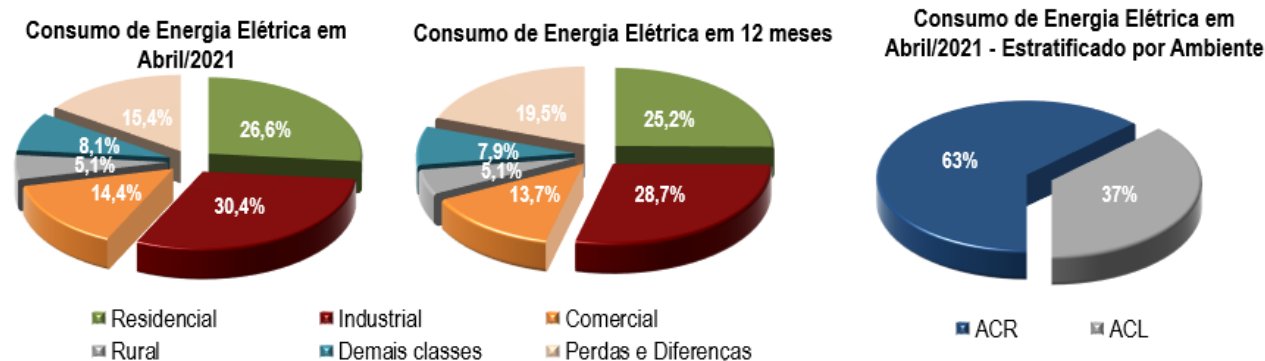


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL.

Dados contabilizados até abril de 2021.

Fonte dos dados: EPE/ONS.



4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em maio de 2021, os valores de demandas instantâneas máximas de todos os subsistemas ficaram abaixo dos respectivos recordes já alcançados.

No comparativo a maio dos anos anteriores, os valores máximos observados em todos os subsistemas e no SIN, em maio de 2021, foram superiores aos valores apresentados em maio de 2019 e maio de 2020.

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

| Subsistema | SE/CO | S | NE | N | SIN |
|---|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|
| Máxima no mês (MW) (dia - hora) | 48.496 21/05/2021 - 18h28 | 15.600 04/05/2021 - 18h32 | 12.565 25/05/2021 - 21h46 | 7.050 25/05/2021 - 22h30 | 82.576 26/05/2021 - 18h23 |
| Recorde (MW) (dia - hora) | 54.043 23/01/2019 - 15h01 | 19.251 31/01/2019 - 14h15 | 13.576 20/03/2019 - 14h30 | 7.081 12/04/2021 - 22h43 | 92.150 30/01/2019 - 15h50 |

Fonte dos dados: ONS.

4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

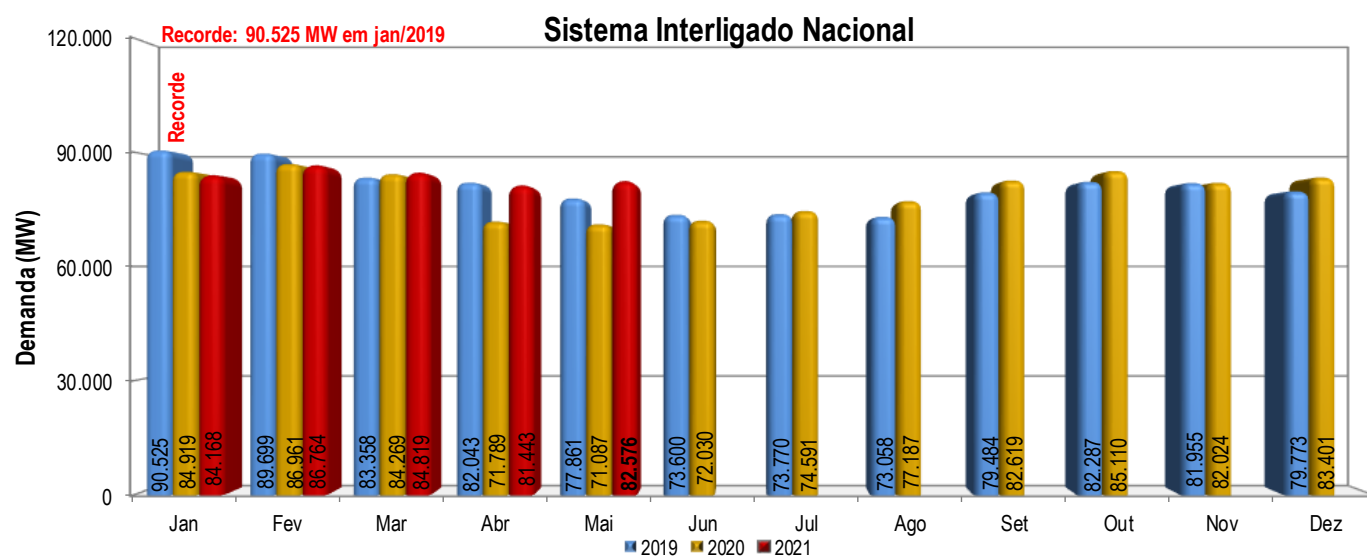


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

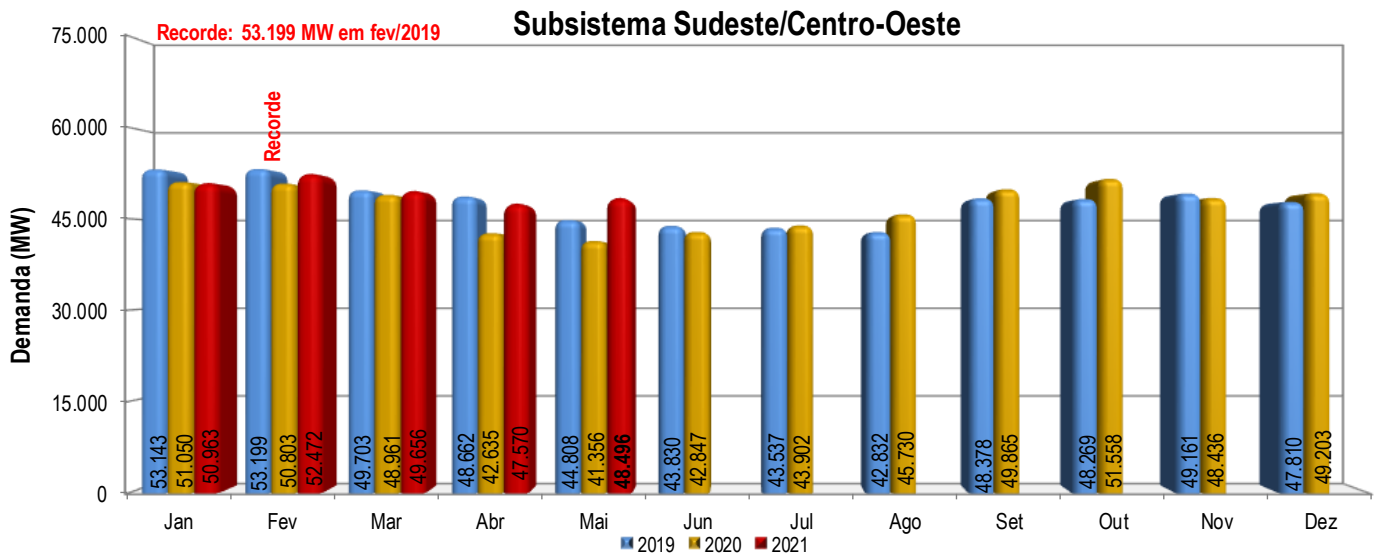


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

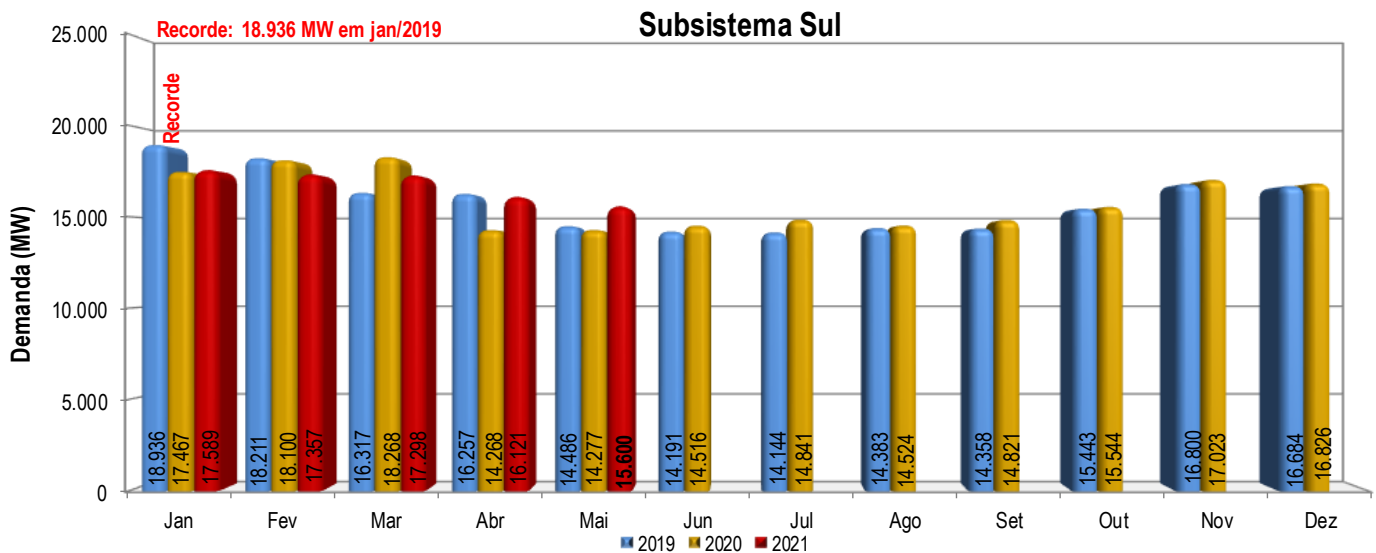


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

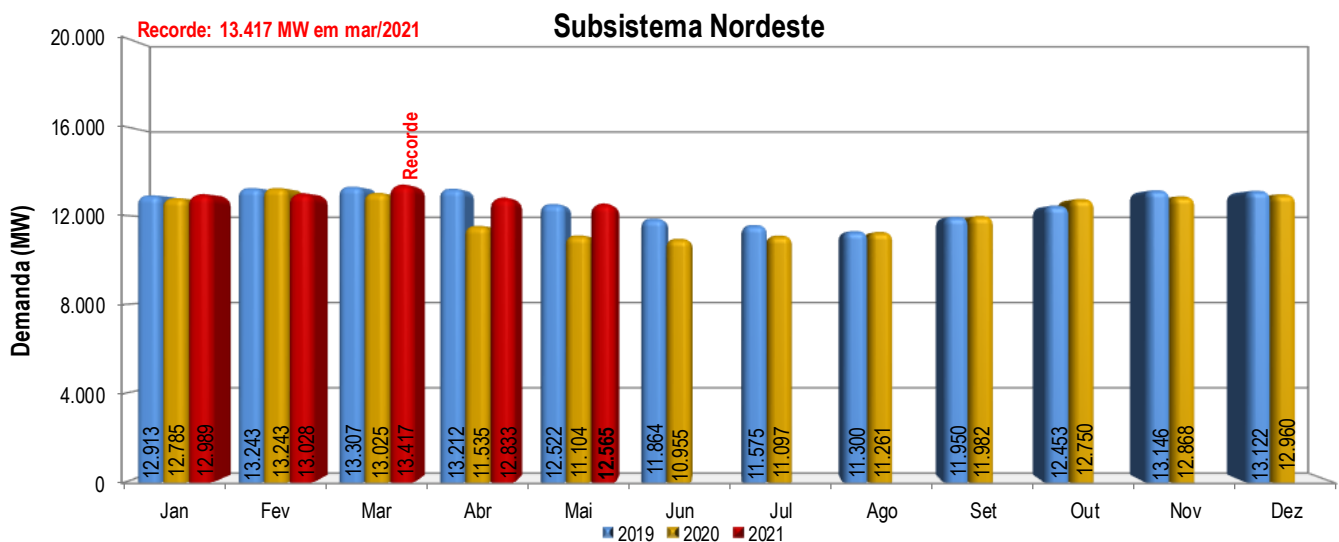


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

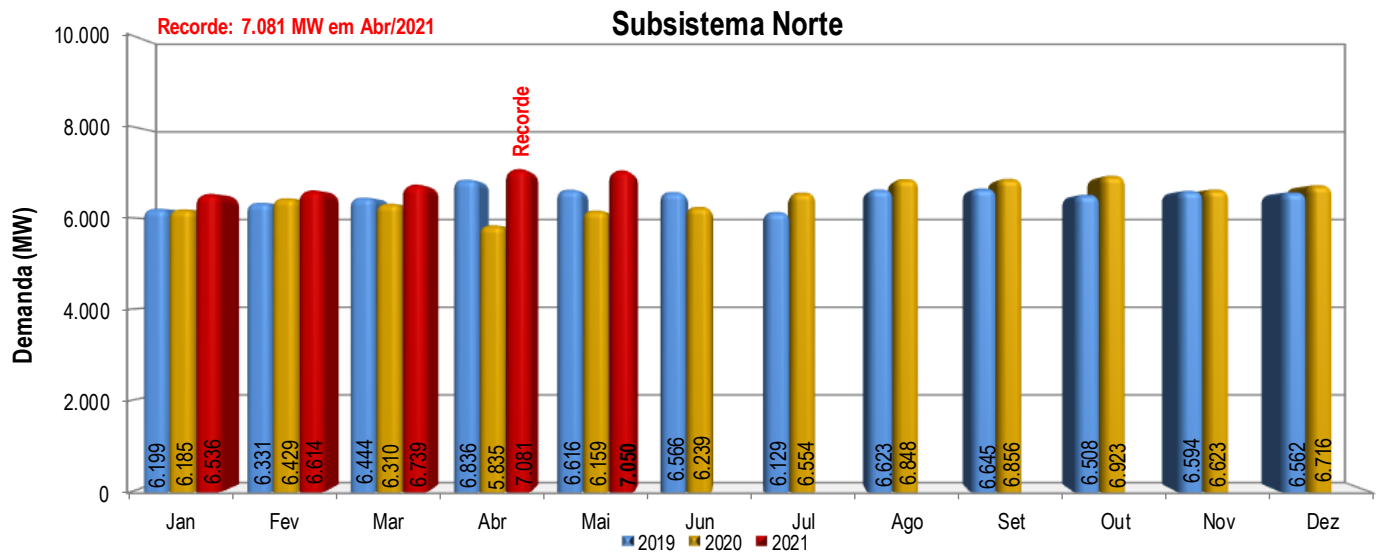


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de maio de 2021, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 181.859 MW², incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 6.274 MW (3,6%), com destaque para 3.341 MW de geração de fonte solar, 2.641 MW de fontes eólicas e 194 MW de fontes hídricas. A geração distribuída alcançou, no mês de maio de 2021, 6.013 MW instalados em 499.636 unidades, resultando em 3,3% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e em crescimento de 99,3% nos últimos 12 meses.

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

| Fonte | Mai/2020 | | Mai/2021 | | | Evolução da Capacidade Instalada Mai/2021 - Mai/2020 |
|----------------------------------|----------------|---------------------------|----------------|---------------------------|------------------------|--|
| | Nº Usinas | Capacidade Instalada (MW) | Nº Usinas | Capacidade Instalada (MW) | % Capacidade Instalada | |
| Hidráulica | 1.472 | 109.207 | 1.469 | 109.402 | 60,2% | 0,2% |
| UHE | 219 | 103.003 | 219 | 103.026,5 | 56,7% | 0,0% |
| PCH | 418 | 5.306 | 425 | 5.463,8 | 3,0% | 3,0% |
| CGH | 727 | 795 | 723 | 814,0 | 0,4% | 2,4% |
| CGU | 1 | 0,05 | 1 | 0,1 | 0,0% | 0,0% |
| CGH GD | 107 | 103 | 101 | 97,4 | 0,1% | -5,3% |
| Térmica | 3.174 | 44.971 | 3.408 | 45.069 | 24,8% | 0,2% |
| Gás Natural | 166 | 14.944 | 164 | 14.821,6 | 8,2% | -0,8% |
| Biomassa | 565 | 15.094 | 584 | 15.344,0 | 8,4% | 1,7% |
| Petróleo | 2.174 | 9.017 | 2.314 | 8.975,9 | 4,9% | -0,5% |
| Carvão | 23 | 3.597 | 22 | 3.582,8 | 2,0% | -0,4% |
| Nuclear | 2 | 1.990 | 2 | 1.990,0 | 1,1% | 0,0% |
| Outros Fósseis ³ | 10 | 257 | 10 | 257,5 | 0,1% | 0,0% |
| Térmica GD | 234 | 72 | 312 | 97,1 | 0,1% | 34,3% |
| Eólica | 703 | 15.648 | 787 | 18.290 | 10,1% | 16,9% |
| Eólica (não GD) | 640 | 15.638 | 718 | 18.274,8 | 10,0% | 16,9% |
| Eólica GD | 63 | 10 | 69 | 14,93 | 0,0% | 43,4% |
| Solar | 246.770 | 5.758 | 503.431 | 9.098 | 5,0% | 58,0% |
| Solar (não GD) | 3.892 | 2.927 | 4.277 | 3.294,9 | 1,8% | 12,6% |
| Solar GD | 242.878 | 2.831 | 499.154 | 5.803,5 | 3,2% | 105,0% |
| Capacidade Total sem GD | 8.837 | 172.568 | 9.459 | 175.846 | 96,7% | 1,9% |
| Geração Distribuída - GD | 243.282 | 3.016 | 499.636 | 6.013 | 3,3% | 99,3% |
| Capacidade Total - Brasil | 252.119 | 175.585 | 509.095 | 181.859 | 100,0% | 3,6% |

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

² Além dos montantes apresentados, existe uma importação contratada de 5.650 MW com o Paraguai e de 200 MW com a Venezuela (essa última não utilizada neste momento).

³ São incluídas na matriz de capacidade instalada algumas usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL, mas que não estão em conformidade com a SCG/ANEEL (6 usinas com 91,5 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.

Fonte dos dados: ANEEL / MME (Dados do SIGA e GD do site da ANEEL – 01/06/2021).



A Figura 18 mostra a participação de cada fonte na matriz brasileira de geração de energia elétrica. Destaque para as fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) que representaram 83,7% da capacidade instalada de geração em maio de 2021.

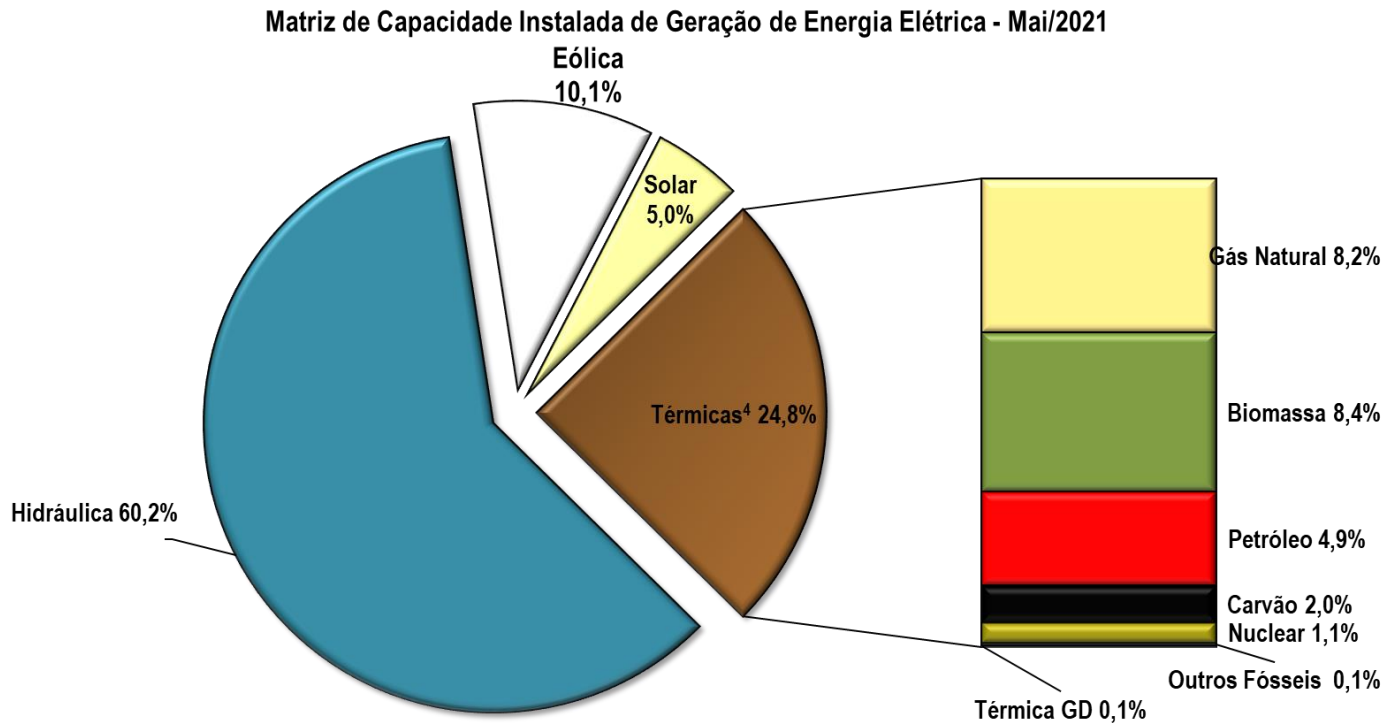


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL / MME.

⁴ Os valores de participação na capacidade instalada de cada fonte termelétrica possuem arredondamento em sua 1ª casa decimal, o que pode gerar pequena divergência com o valor total de participação da fonte termelétrica na matriz brasileira.



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

Em maio de 2021, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 164.932 km de linhas de transmissão, das quais cerca de 39% do total correspondem à classe de tensão de 230 kV e 36% de 500 kV, atingindo também 403.746 MVA de subestações, das quais 46% correspondem à classe de tensão de 500 kV e, aproximadamente, 27% de 230 kV, conforme tabelas a seguir.

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

| Classe de Tensão (kV) | Linhas de Transmissão Instaladas (km) | Total (%) |
|-----------------------|---------------------------------------|-------------|
| 230 | 63.572 | 38,5% |
| 345 | 10.360 | 6,3% |
| 440 | 6.906 | 4,2% |
| 500 | 59.392 | 36,0% |
| 600 (CC) | 12.816 | 7,8% |
| 750 | 2.683 | 1,6% |
| 800 (CC) | 9.204 | 5,6% |
| TOTAL | 164.932 | 100% |

* Em abril/2021, entrou em operação uma Linha de Transmissão de 230 kV com o total de 9,8 km que não tinha sido contabilizada.

Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.

| Classe de Tensão (kV) | Subestações Instaladas (MVA) | Total (%) |
|-----------------------|------------------------------|-------------|
| 230 | 108.299 | 26,8% |
| 345 | 54.220 | 13,4% |
| 440 | 30.892 | 7,7% |
| 500 | 185.438 | 46,0% |
| 750 | 24.897 | 6,2% |
| TOTAL | 403.746 | 100% |

¹. Considera as linhas de transmissão em operação da Rede Básica, conexões de usinas, interligações internacionais e 190,0 km instalados no sistema isolado de Boa Vista, em RR.

7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

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

Em maio de 2021, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 244,84 MW de geração, listados na Tabela 10 e distribuídos geograficamente em 7 estados, conforme mapa a seguir.



Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de maio de 2021.

Fonte dos dados: MME / SEE / EPE.



Tabela 10. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de abril de 2021.

| Marcador | Fonte | Usina | UG(s) | Potência Total (MW) | Estado | CEG |
|----------|------------|-------------------------------|-----------|---------------------|--------|-----------------------|
| 1 | Eólica | EOL Campo Largo VIII | 1 a 8 | 33,60 | BA | EOL.CV.BA.034614-4.01 |
| 2 | Eólica | EOL Campo Largo XIX | 1 a 8 | 33,60 | BA | EOL.CV.BA.034645-4.01 |
| 3 | Eólica | EOL Serra da Babilônia A | 1 a 4 | 20,40 | BA | EOL.CV.BA.037083-5.01 |
| 4 | Eólica | EOL Serra da Babilônia B | 1 a 6 | 30,60 | BA | EOL.CV.BA.040608-2.01 |
| 5 | Eólica | EOL Ventos de São Januário 06 | 4 e 7 | 8,40 | BA | EOL.CV.BA.033523-1.01 |
| 6 | Eólica | EOL Serrote III | 4 | 4,20 | CE | EOL.CV.CE.040880-8.01 |
| 7 | Eólica | EOL Serrote IV | 1 | 4,20 | CE | EOL.CV.CE.040881-6.01 |
| 8 | Eólica | EOL Serrote V | 4 e 7 | 8,40 | CE | EOL.CV.CE.040882-4.01 |
| 9 | Eólica | EOL Serrote VII | 1, 2 e 4 | 12,60 | CE | EOL.CV.CE.040884-0.01 |
| 10 | Eólica | EOL Ventos de Santa Ângela 16 | 1 a 10 | 31,50 | PI | EOL.CV.PI.033020-5.01 |
| 11 | Hidráulica | PCH Forquilha | 1 e 2 | 5,50 | PR | PCH.PH.PR.035801-0.01 |
| 12 | Eólica | EOL Costa das Dunas | 7 e 8 | 7,10 | RN | EOL.CV.RN.037959-0.01 |
| 13 | Eólica | EOL Potiguar B 32 | 1, 9 a 14 | 24,26 | RN | EOL.CV.RN.040601-5.01 |
| 14 | Hidráulica | CGH Barrinha | 1 e 2 | 0,49 | SC | CGH.PH.SC.0472239.01 |
| 15 | Térmica | UTE Rio Vermelho 3 | 1 | 20,00 | SP | UTE.AI.SP.035093-1.01 |
| | | | | 244,84 | | |

Fonte dos dados: MME / SEE.

Destaca-se, em maio de 2021, a entrada em operação de 218,86 MW de geração eólica na Região Nordeste, nos estados da Bahia, Ceará, Piauí e Rio Grande do Norte.



Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em maio de 2021.

| Fonte | ACR | | ACL | | Total | |
|-------------------|----------------------------|------------------------|----------------------------|------------------------|----------------------------|------------------------|
| | Realizado em Mai/2021 (MW) | Acumulado em 2021 (MW) | Realizado em Mai/2021 (MW) | Acumulado em 2021 (MW) | Realizado em Mai/2021 (MW) | Acumulado em 2021 (MW) |
| Hidráulica | 0,00 | 29,11 | 5,99 | 5,99 | 5,99 | 35,10 |
| PCH | 0,00 | 27,60 | 5,50 | 5,50 | 5,50 | 33,10 |
| CGH | 0,00 | 1,51 | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 2,00 |
| UHE | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Térmica | 20,00 | 192,63 | 0,00 | 14,48 | 20,00 | 207,11 |
| Biomassa | 20,00 | 107,99 | 0,00 | 13,43 | 20,00 | 121,41 |
| Carvão | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Gás Natural | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 0,00 | 1,05 |
| Outros Fósseis | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Petróleo | 0,00 | 84,65 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 84,65 |
| Eólica | 35,90 | 369,95 | 182,96 | 767,27 | 218,86 | 1.137,22 |
| Eólica (não GD) | 35,90 | 369,95 | 182,96 | 767,27 | 218,86 | 1.137,22 |
| Solar | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Solar (não GD) | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| TOTAL | 55,90 | 591,69 | 188,94 | 787,73 | 244,84 | 1.379,42 |

Fonte dos dados: MME / SEE.

A Tabela 11 informa a distribuição, por tipo de Fonte, da entrada em operação de empreendimentos de geração em 2021 por Ambiente de Contratação – Livre (ACL) e Regulado (ACR). Na Figura 20, mostra-se essa ampliação por subsistema elétrico – Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte – com destaque para o Nordeste, que realizou 67% desse crescimento.

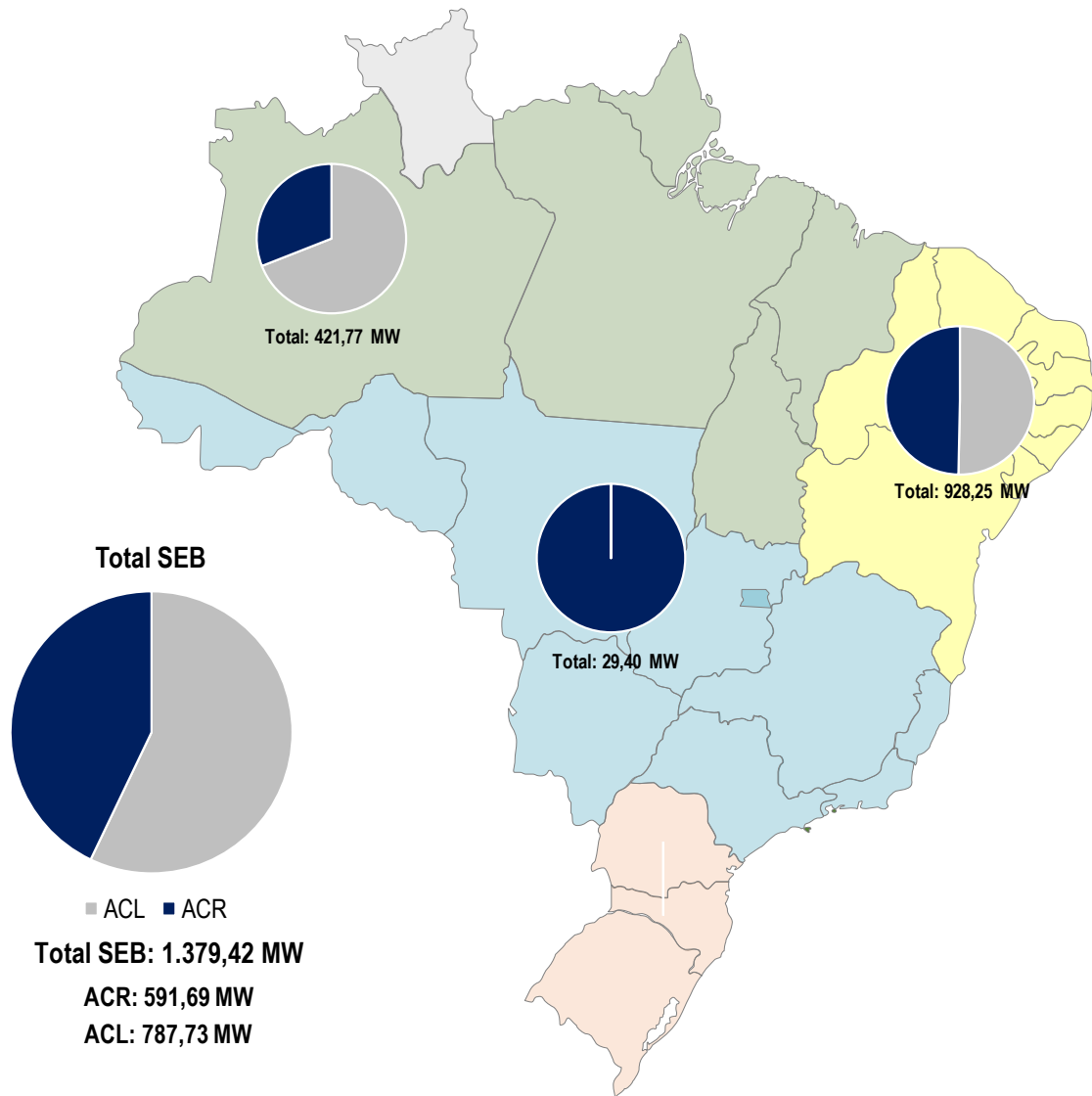


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2021 por subsistema

Fonte dos dados: MME / SEE.

¹ Nesta seção, estão incluídos todos os empreendimentos de geração cuja entrada em operação comercial foi autorizada por meio de Despacho da ANEEL, para os ambientes de contratação regulada (ACR), ambiente de contratação livre (ACL), Sistemas Isolados, e que não são apenas para contabilização. Dessa forma, a geração distribuída não é contemplada nesta seção.

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



7.2. Previsão da Expansão da Geração ¹

Até dezembro de 2023, está prevista a entrada em operação de 27.418,68 MW de capacidade instalada, com destaque para 13.494,21 MW de fonte solar centralizada, 8.592,61 MW de fonte eólica, 4.655,00 MW de fontes térmicas e para a baixa participação da fonte hidráulica, com 676,86 MW, representando apenas 2,5% do total. Destaca-se, também, que 21.030,15 MW (76,7%) 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 2023.

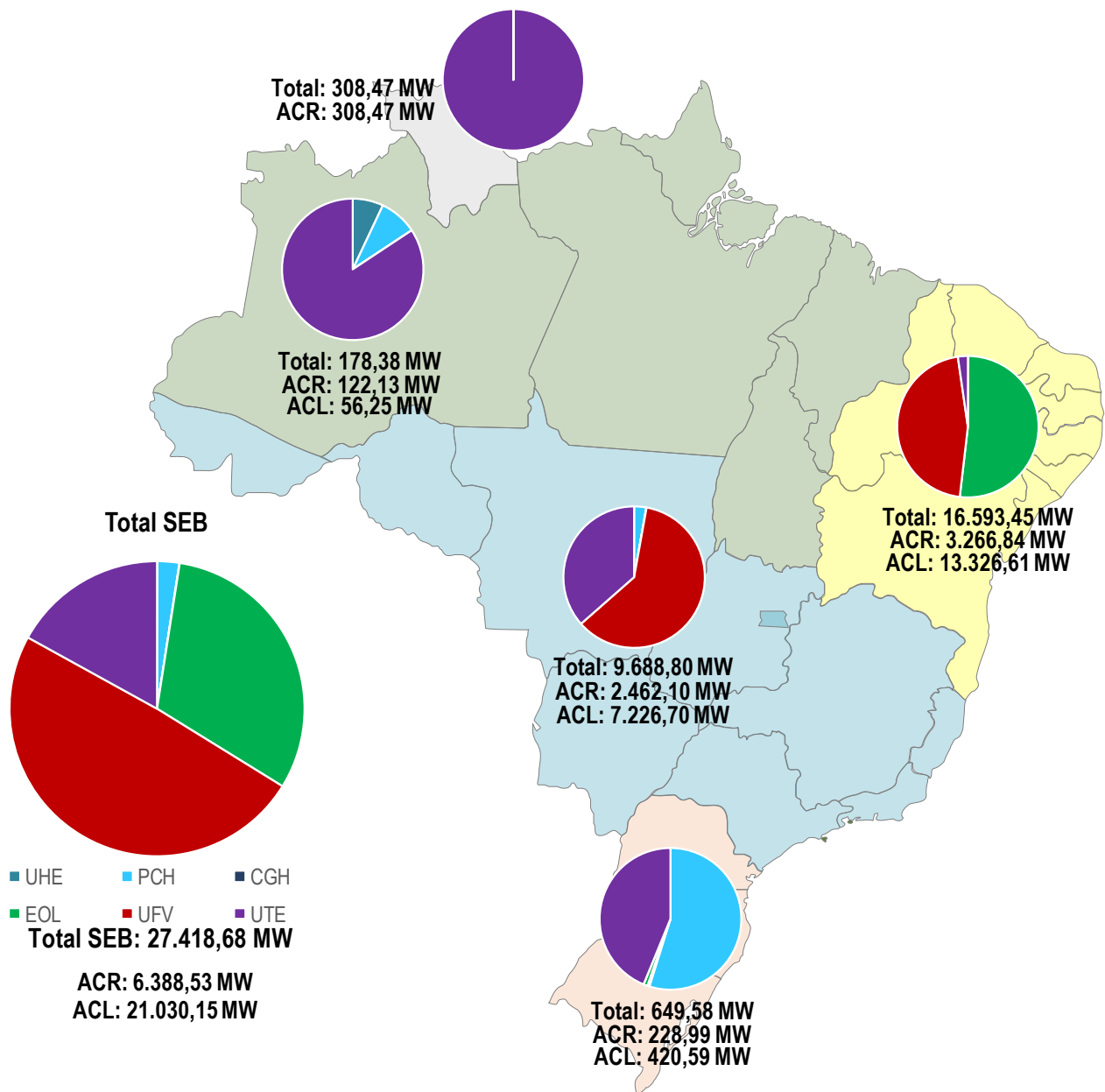


Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2023.

Fonte dos dados: MME / SEE.



Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW).

| Fonte | ACR | | | ACL | | | Total | | |
|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|------------------|------------------|
| | 2021 (MW) | 2022 (MW) | 2023 (MW) | 2021 (MW) | 2022 (MW) | 2023 (MW) | 2021 (MW) | 2022 (MW) | 2023 (MW) |
| Hidráulica | 87,14 | 130,25 | 173,40 | 0,00 | 97,50 | 188,57 | 87,14 | 227,75 | 361,97 |
| PCH | 83,14 | 126,55 | 171,40 | 0,00 | 85,00 | 188,57 | 83,14 | 211,55 | 359,97 |
| CGH | 4,00 | 3,70 | 2,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 4,00 | 3,70 | 2,00 |
| UHE | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 12,50 | 0,00 | 0,00 | 12,50 | 0,00 |
| Térmica | 1.487,18 | 385,85 | 984,04 | 324,94 | 1.298,82 | 174,17 | 1.812,12 | 1.684,67 | 1.158,21 |
| Eólica | 926,73 | 1.016,64 | 187,20 | 785,45 | 2.488,88 | 3.187,71 | 1.712,18 | 3.505,52 | 3.374,91 |
| Eólica (não GD) | 926,73 | 1.016,64 | 187,20 | 785,45 | 2.488,88 | 3.187,71 | 1.712,18 | 3.505,52 | 3.374,91 |
| Solar | 464,40 | 342,00 | 203,70 | 860,73 | 5.113,27 | 6.510,12 | 1.325,13 | 5.455,27 | 6.713,82 |
| Solar (não GD) | 464,40 | 342,00 | 203,70 | 860,73 | 5.113,27 | 6.510,12 | 1.325,13 | 5.455,27 | 6.713,82 |
| TOTAL | 2.965,45 | 1.874,74 | 1.548,34 | 1.971,12 | 8.998,47 | 10.060,56 | 4.936,57 | 10.873,21 | 11.608,90 |

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

Fonte dos dados: MME / SEE.



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

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

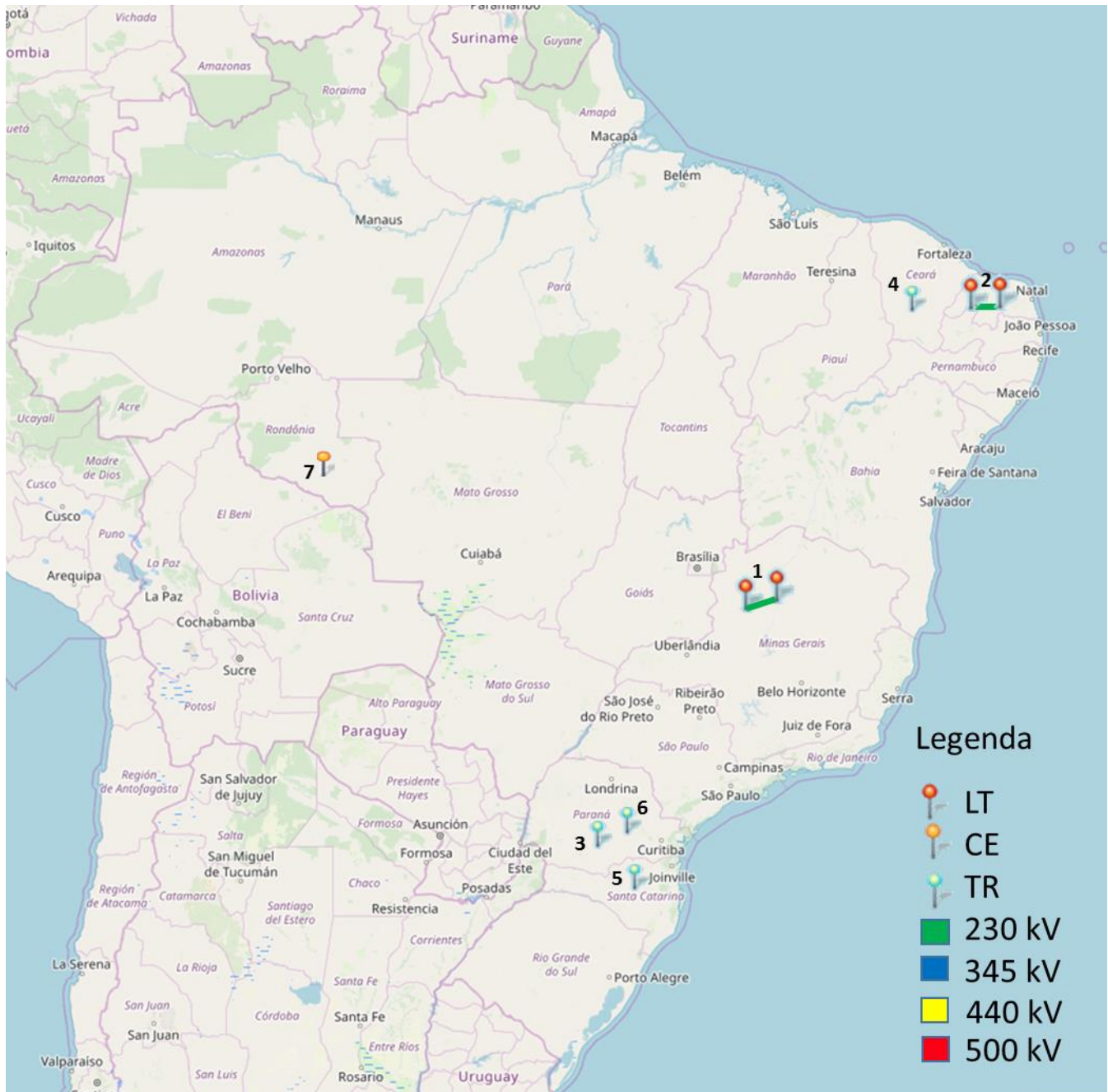


Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em maio de 2021.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE



Em relação à conclusão de linhas de transmissão, equipamentos de transformação e compensação, em maio de 2021, destaca-se a entrada em operação de 78,8 km de linhas, 1.041 MVA de capacidade de transformação e 20 Mvar de capacidade de compensação de potência reativa, conforme tabelas a seguir.

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

| Marcador | Classe de Tensão (kV) | Nome da LT | Extensão (km) | Estado(s) |
|----------|-----------------------|----------------------------------|---------------|-----------|
| 1 | 230 | Governador Valadares 6/ Mesquita | 9,8 | MG |
| 2 | 230 | Mossoró II/ Açú II C2 | 69,0 | RN |
| TOTAL | | | 78,8 | |

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

| Marcador | Classe de Tensão (kV) | Subestação | MVA | Estado |
|----------|-----------------------|--------------------------|---------|--------|
| 3 | 230 | SE Ponta Grossa Sul | 325,0 | PR |
| 4 | 230 | SE Pici II TR5 | 100,0 | CE |
| 5 | 230 | SE Tubarão Sul TR2 e TR3 | 300,0 | SC |
| 6 | 230 | SE Pato Branco | 316,0 | PR |
| TOTAL | | | 1.041,0 | |

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

| Marcador | Classe de Tensão (kV) | Equipamento de Compensação de Potência Reativa | Mvar | Estado |
|----------|-----------------------|--|------|--------|
| 7 | 230 | SE Ariquemes RB1 | 20,0 | RO |
| TOTAL | | | 20,0 | |

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

| Classe de Tensão (kV) | Realizado em Mai/21 (km) | Acumulado em 2021 (km) |
|-----------------------|--------------------------|------------------------|
| 230 | 78,8 | 986,0 |
| 345 | 0,0 | 9,0 |
| 440 | 0,0 | 150,0 |
| 500 | 0,0 | 1.694,8 |
| TOTAL | 78,8 | 2.839,8 |

* Em abril/2021 entrou em operação 1 Linha de Transmissão de 230 kV no total de 9,8 km que não tinha sido contabilizada.



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

| Classe de Tensão (kV) | Realizado em Mai/21 (MVA) | Acumulado em 2021 (MVA) |
|-----------------------|---------------------------|-------------------------|
| 230 | 1.041,0 | 2.079,0 |
| 345 | 0,0 | 0,0 |
| 440 | 0,0 | 1.700,0 |
| 500 | 0,0 | 7.150,0 |
| 750 | 0,0 | 0,0 |
| TOTAL | 1.041,0 | 10.929,0 |

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

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS/ EPE

7.4. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão e da Capacidade de Transformação

Até 2023, está prevista a entrada em operação de 21.722,3 km de linhas de transmissão (LT) e 57.760 MVA de capacidade instalada de transformação.

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

| Classe de Tensão (kV) | Previsão 2021 (km) | Previsão 2022 (km) | Previsão 2023 (km) |
|-----------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| 230 | 1.282,9 | 1.323,0 | 2.358,9 |
| 345 | 117,0 | 17,0 | 154,0 |
| 440 | 0,0 | 0,0 | 98,0 |
| 500 | 7.817,2 | 3.702,3 | 4.852,0 |
| TOTAL | 9.217,1 | 5.042,3 | 7.462,9 |

Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação

| Classe de Tensão (kV) | Previsão 2021 (MVA) | Previsão 2022 (MVA) | Previsão 2023 (MVA) |
|-----------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| 230 | 6.377,0 | 5.442,0 | 2.550,0 |
| 345 | 1.800,0 | 1.650,0 | 750,0 |
| 440 | 0,0 | 0,0 | 300,0 |
| 500 | 8.364,0 | 17.601,0 | 12.926,0 |
| TOTAL | 16.541,0 | 24.693,0 | 16.526,0 |

Fonte dos dados: MME / SEE.

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



8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA¹

8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

No mês de abril de 2021, a geração hidráulica correspondeu a 71,8% do total gerado no país, valor 4,9 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica teve um acréscimo de 1,7 p.p. em relação ao verificado no mês anterior, representando 9,4% do total gerado. O mesmo aconteceu com a geração térmica, que teve sua participação aumentada em relação ao mês anterior em 3,2 p.p., sendo responsável por 17,7% da geração de energia elétrica no país.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram 86,8% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em abril de 2021.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Abril/2021

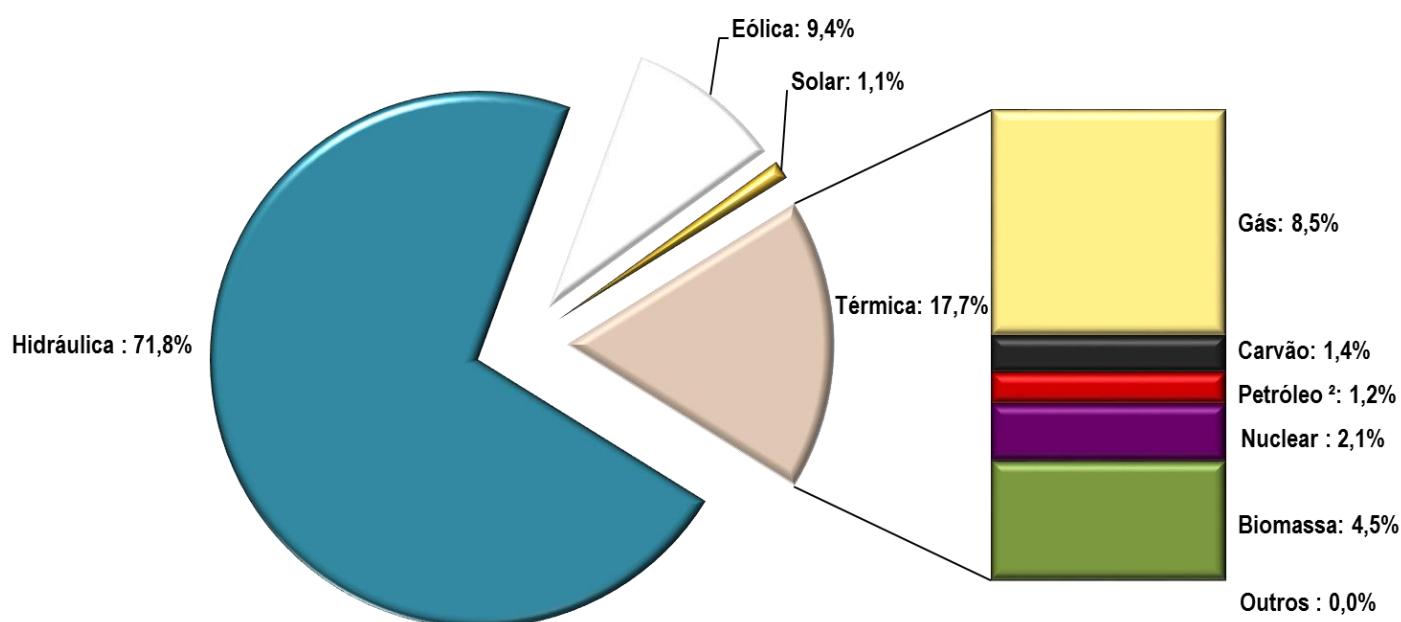


Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

¹ A produção acumulada de energia elétrica não inclui a autoprodução e a geração distribuída.

Dados contabilizados até abril de 2021.

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

Fonte dos dados: CCEE.



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

No mês de abril, a geração hidráulica teve redução de 14,2% em relação ao mês anterior. Quanto ao comparativo com abril de 2020, a geração hidráulica apresentou acréscimo de 6,3%, enquanto as gerações térmica, eólica e solar sofreram, respectivamente, elevação de 33,6%, 46,5% e 11,1%.

Com relação à fonte térmica, destaca-se o aumento expressivo de 33,6% observado no mês de abril, em comparação ao mês de abril de 2020, fato associado à vigência da autorização concedida pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, CMSE, em sua 236ª Reunião Extraordinária, ocorrida em 16 de outubro de 2020, para que o ONS possa despachar usinas termelétricas fora da ordem de mérito de modo a garantir a segurança do atendimento, especialmente frente à permanência do cenário de volumes reduzidos de chuvas nas principais bacias hidrográficas do SIN.

Quando o assunto é o total de energia gerada no SIN nos últimos 12 meses, comparativamente ao mesmo período do ano anterior, foi observado aumento de 1,1% no valor total, o que demonstra uma certa recuperação da economia em relação ao ano passado, que foi fortemente impactado pela pandemia de COVID-19.

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

| Fonte | Valor mensal | | | | | Acumulado 12 meses | | |
|-----------------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------------------------------|-------------------------------------|------------------------|------------------------|--------------|
| | Abr/20 (GWh) | Mar/21 (GWh) | Abr/21 (GWh) | Evolução mensal (Abr/21 / Mar/21) | Evolução anual (Abr/21 / Abr/20) | Mai/19-Abr/20 (GWh) | Mai/20-Abr/21 (GWh) | Evolução |
| Hidráulica | 31.894 | 39.521 | 33.905 | -14,2% | 6,3% | 394.768 | 394.524 | -0,1% |
| Térmica | 6.013 | 7.197 | 8.033 | 11,6% | 33,6% | 105.398 | 102.257 | -3,0% |
| Gás | 1.900 | 3.913 | 4.002 | 2,3% | 110,6% | 44.034 | 44.269 | 0,5% |
| Carvão | 173 | 681 | 647 | -5,0% | 273,1% | 12.518 | 10.271 | -17,9% |
| Petróleo ² | 217 | 415 | 259 | -37,6% | 19,4% | 3.686 | 4.542 | 23,2% |
| Nuclear | 1.237 | 1.254 | 1.011 | -19,3% | -18,2% | 14.472 | 13.191 | -8,9% |
| Outros | 168 | 0 | 0 | 497,2% | -100,0% | 2.829 | 2.777 | -1,8% |
| Biomassa | 2.318 | 935 | 2.114 | 126,0% | -8,8% | 27.859 | 27.207 | -2,3% |
| Eólica | 3.038 | 3.959 | 4.452 | 12,4% | 46,5% | 53.709 | 62.382 | 16,1% |
| Solar | 481 | 552 | 535 | -3,1% | 11,1% | 5.309 | 6.097 | 14,8% |
| TOTAL | 41.427 | 51.230 | 46.924 | -8,4% | 13,3% | 559.183 | 565.261 | 1,1% |

Fonte dos dados: CCEE.

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

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

| Fonte Térmica | Valor mensal | | | | | Acumulado 12 meses | | |
|-----------------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------------------------------|-------------------------------------|------------------------|------------------------|-------------|
| | Abr/20 (GWh) | Mar/21 (GWh) | Abr/21 (GWh) | Evolução mensal (Abr/21 / Mar/21) | Evolução anual (Abr/21 / Abr/20) | Mai/19-Abr/20 (GWh) | Mai/20-Abr/21 (GWh) | Evolução |
| Hidráulica | 0 | 3 | 2 | - | - | 0 | 15 | - |
| Gás | 13 | 14 | 14 | 2,8% | 11,6% | 133 | 157 | 18,8% |
| Petróleo ² | 307 | 310 | 302 | -2,4% | -1,5% | 3.880 | 3.863 | -0,4% |
| Biomassa | 5 | 5 | 5 | -2,3% | 1,5% | 46 | 55 | 18,9% |
| TOTAL | 324 | 331 | 323 | -2,3% | -0,2% | 4.059 | 4.090 | 0,8% |

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

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

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

Dados contabilizados até abril de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



8.4. Geração Eólica¹

No mês de abril de 2021, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste aumentou 4,4 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 33,3%, com total de 5.382 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 42,2%, o que indica acréscimo de 1,0 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

Já o fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em abril de 2021, aumentou 7,3 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 33,1%, com total de 695 MWmédios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 34,2%, o que indica um pequeno acréscimo de 0,1 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

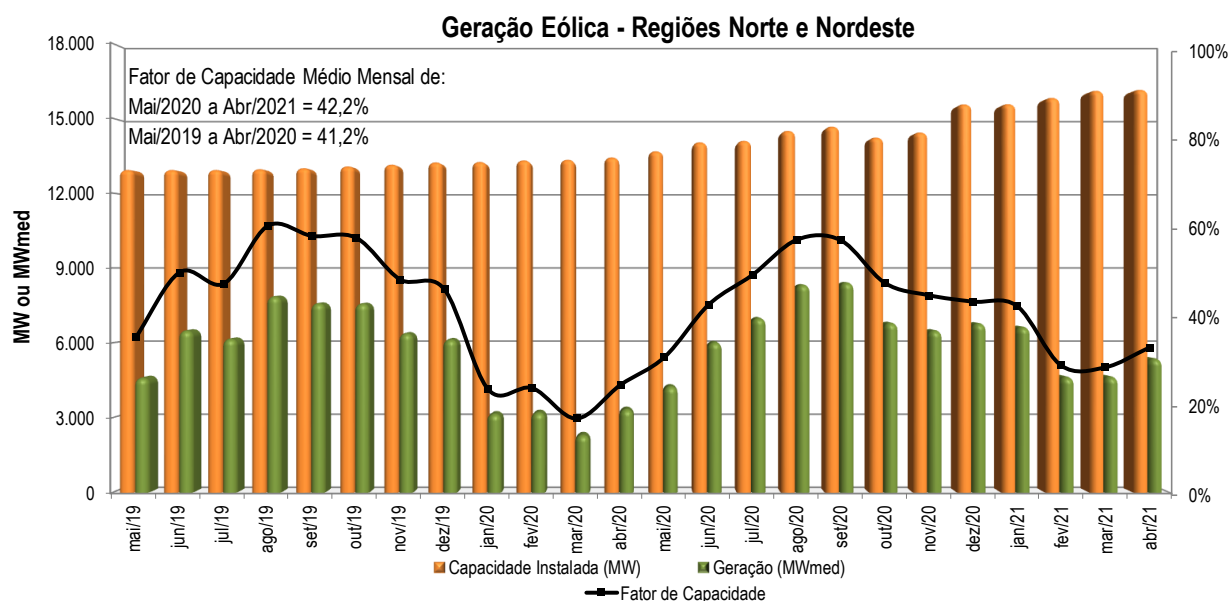


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

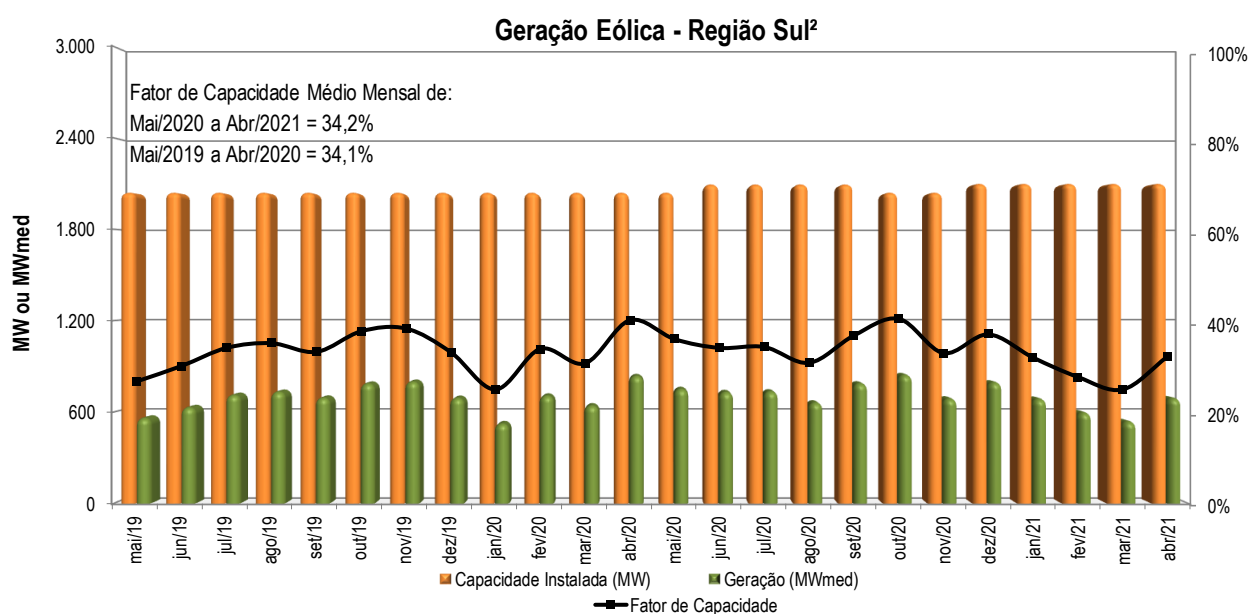


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul

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

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



8.5. Mecanismo de Realocação de Energia¹

Em abril de 2021, as usinas participantes do MRE geraram, juntas, 46.025 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 38.693 MWmédios, o que representou um GSF mensal de 119%.

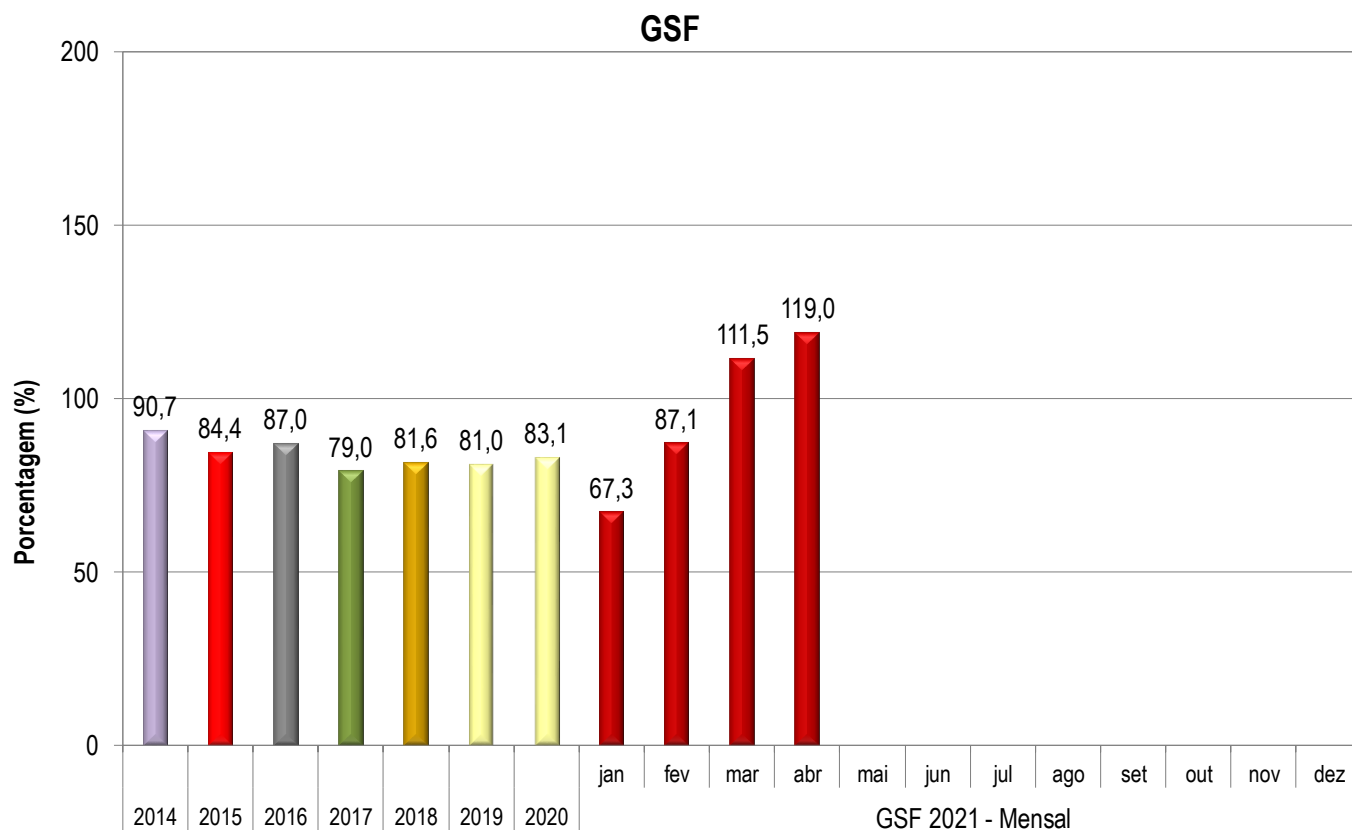


Figura 26. Evolução do GSF.

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

| | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez |
|--|--------|--------|--------|--------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Geração Hidráulica (centro de gravidade) (MWmédio) | 44.891 | 50.638 | 51.863 | 46.025 | | | | | | | | |
| Garantia Física Sazonalizada (MW médio) | 66.707 | 58.148 | 46.532 | 38.693 | | | | | | | | |
| GSF (%) | 67,3 | 87,1 | 111,5 | 119,0 | | | | | | | | |

Dados contabilizados até abril de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.

¹ Valores históricos corrigidos em dezembro/2020, em comparação com as publicações anteriores.



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Em abril, os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte entre R\$ 0,00 / MWh e R\$ 526,96 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no subsistema Sul no intervalo das 10h30 às 11h00 do dia 03 de maio e o menor valor foi verificado em todos os subsistemas em determinados horários dos dias 08, 09 e 23 de maio, no final de semana.

Na comparação com o mês anterior, percebe-se que houve uma sensível elevação dos custos marginais, comportamento influenciado pela manutenção da estação seca e pelo baixo volume dos reservatórios das principais bacias hidrográficas de interesse do SIN.

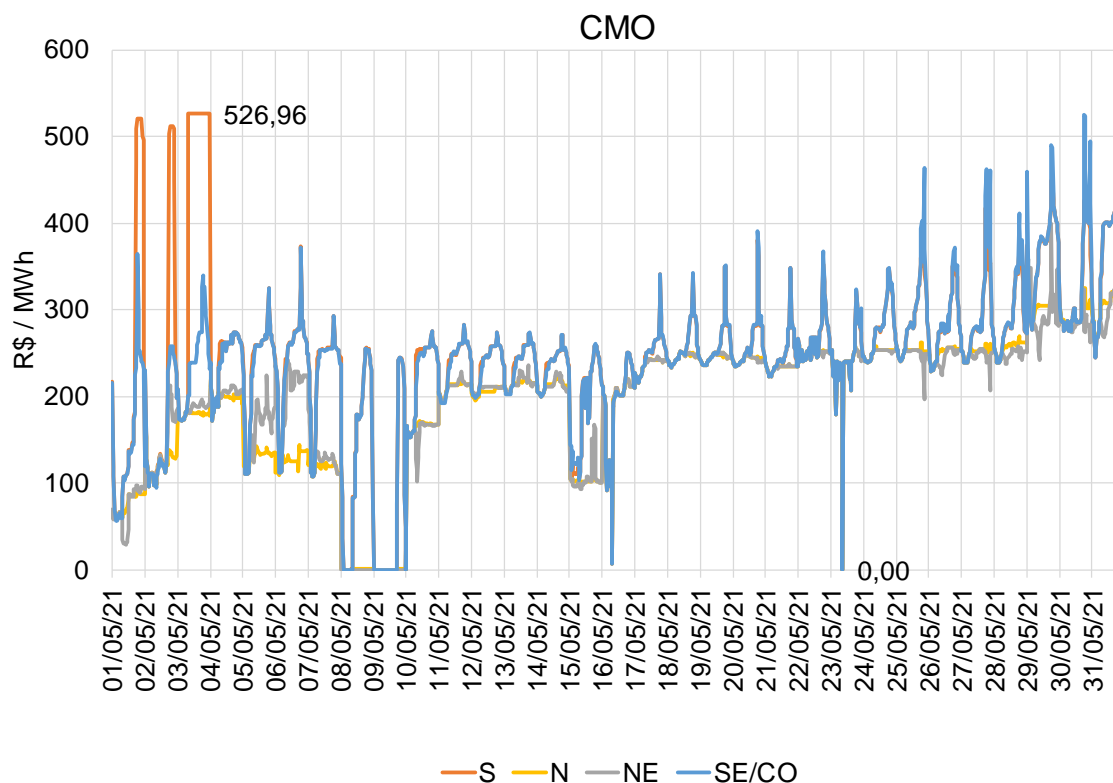


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em maio, os Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) horários variaram entre R\$ 49,77 / MWh e R\$ 471,97 / MWh. O maior valor registrado foi verificado nos subsistemas Sul no intervalo das 16h00 às 17h00 do dia 03/05 e o menor valor foi verificado por todos os subsistemas, em períodos dos dias 8, 9 e 16 de maio.

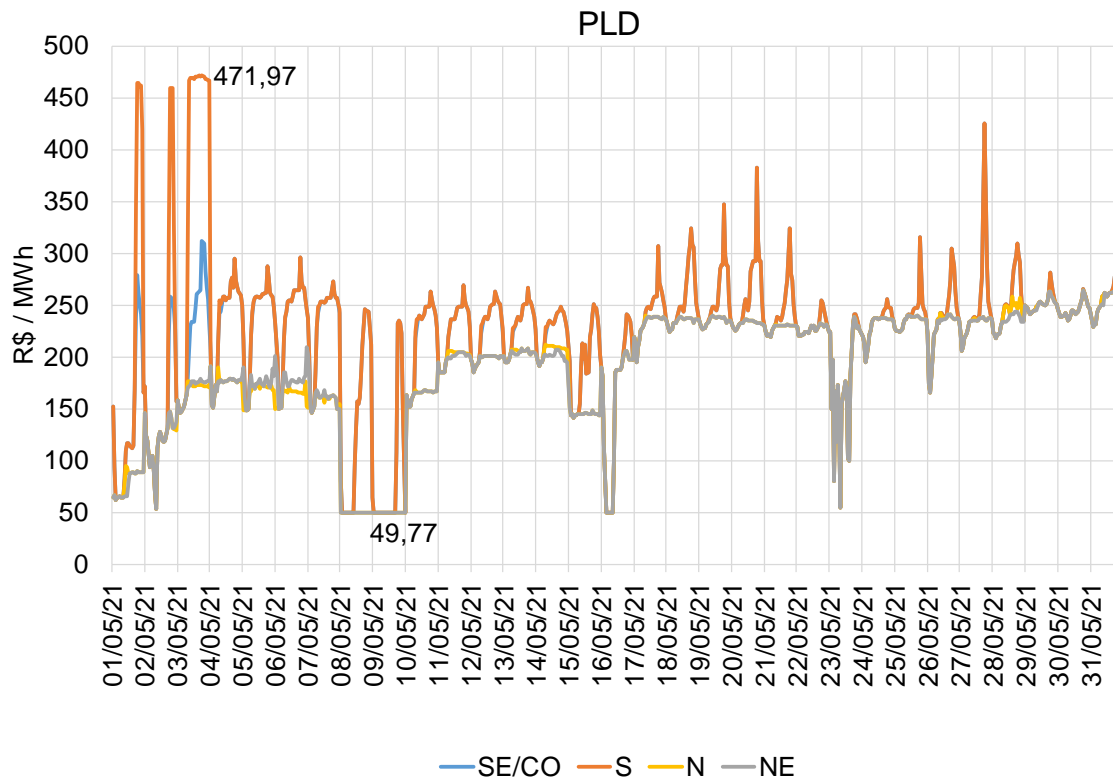


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.



11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA¹

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em abril de 2021 totalizaram R\$ 819 milhões, montante inferior ao valor verificado no mês anterior, que ficou em R\$ 1.158 milhões. É importante ressaltar que os ESS vêm registrando sequencialmente elevados valores desde novembro de 2020, quando saltaram de R\$ 686 milhões (em outubro) para R\$ 1.356 milhões. Conforme ilustrado na figura abaixo, a maior parcela dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de abril se refere ao encargo por segurança energética, responsável por parcela de aproximadamente 71% do total dos Encargos, o que equivale aproximadamente a R\$ 581 milhões.

Esse patamar elevado do valor total dos encargos, que vem ocorrendo desde novembro de 2020, bem como sua distribuição, constitui-se como consequência da necessidade de garantir a segurança do suprimento energético, diante de um cenário de baixa pluviosidade que vem se mantendo já há alguns meses e permaneceu durante o mês de abril, durante o qual, a maior parte do território nacional sofreu com chuvas abaixo da média para o período, conforme relatado na edição anterior deste boletim. Apesar das esperadas consequências financeiras, o CMSE verificou a necessidade de autorizar o despacho fora da ordem de mérito das térmicas como também de realizar importação da Argentina e do Uruguai. Tais medidas têm como objetivo principal a recuperação parcial dos reservatórios de acumulação de parte das hidrelétricas.

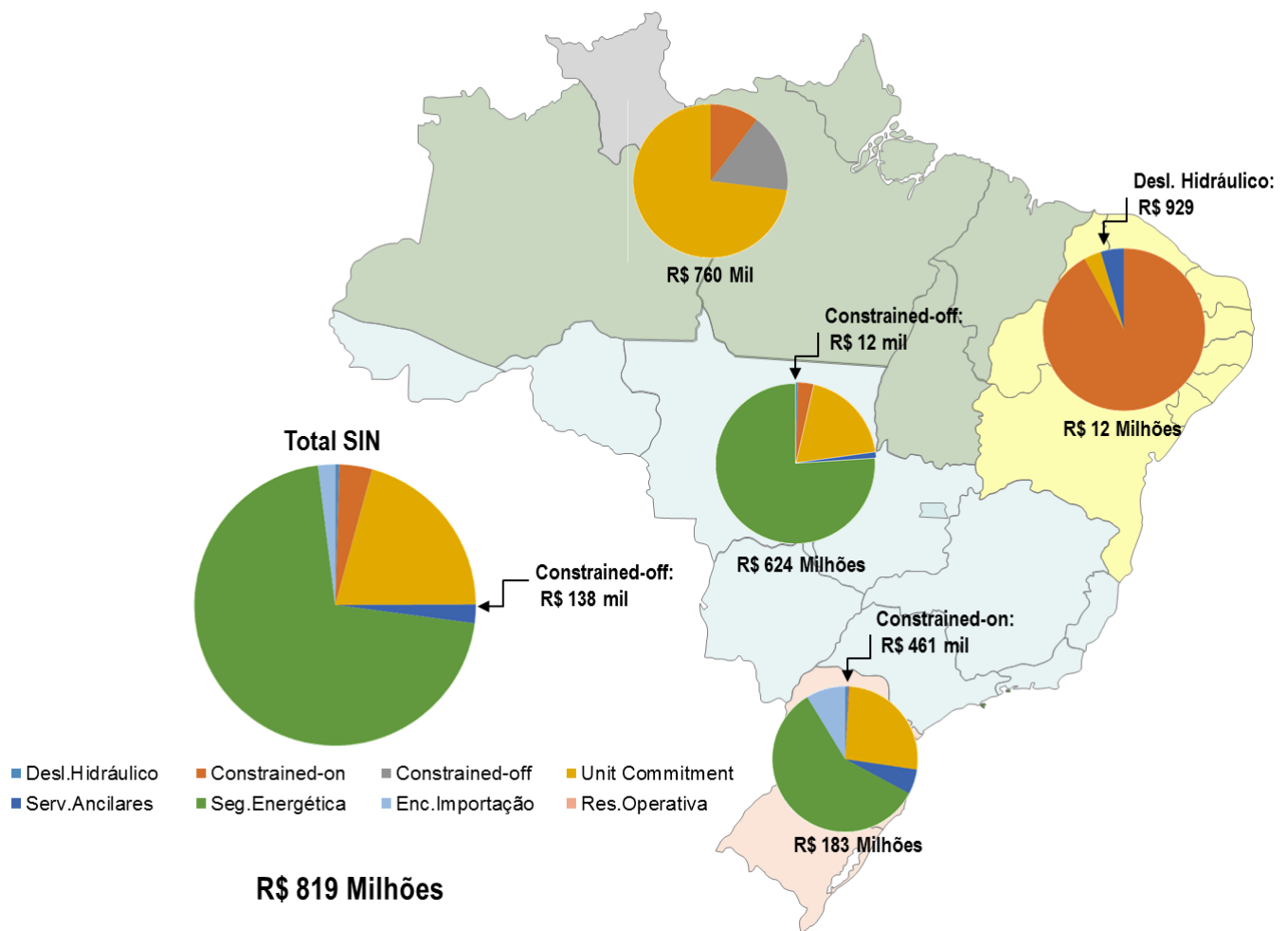


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até abril de 2021.

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

Fonte dos dados: CCEE.

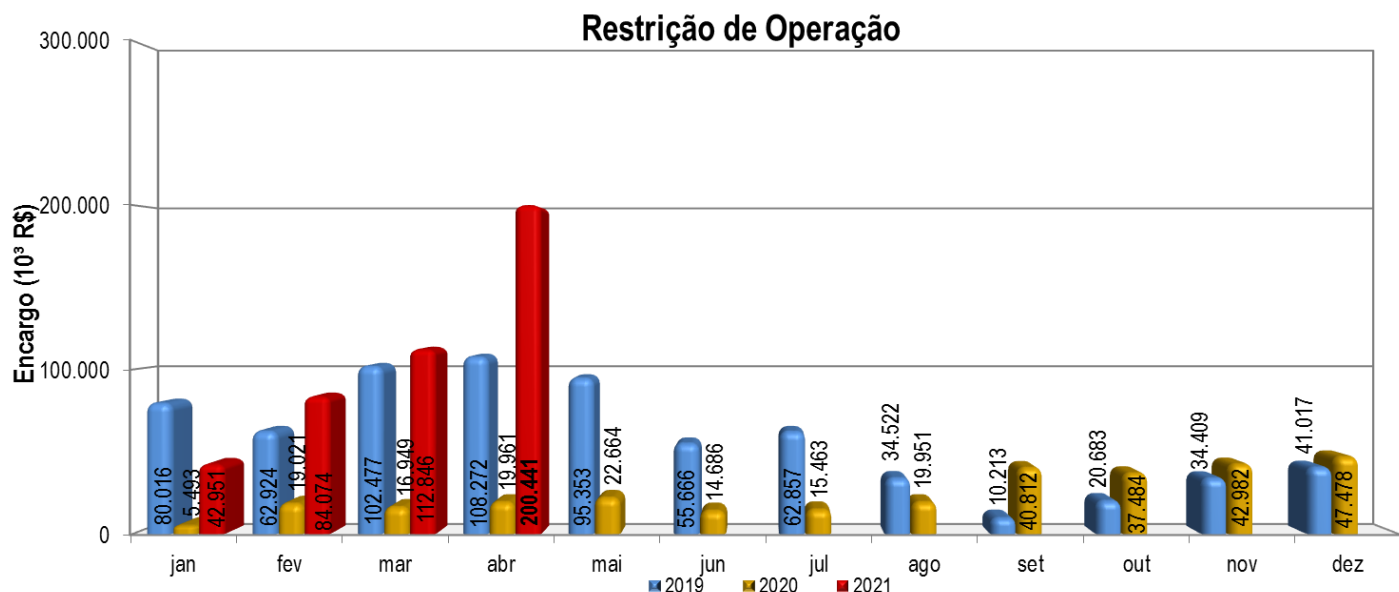


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

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

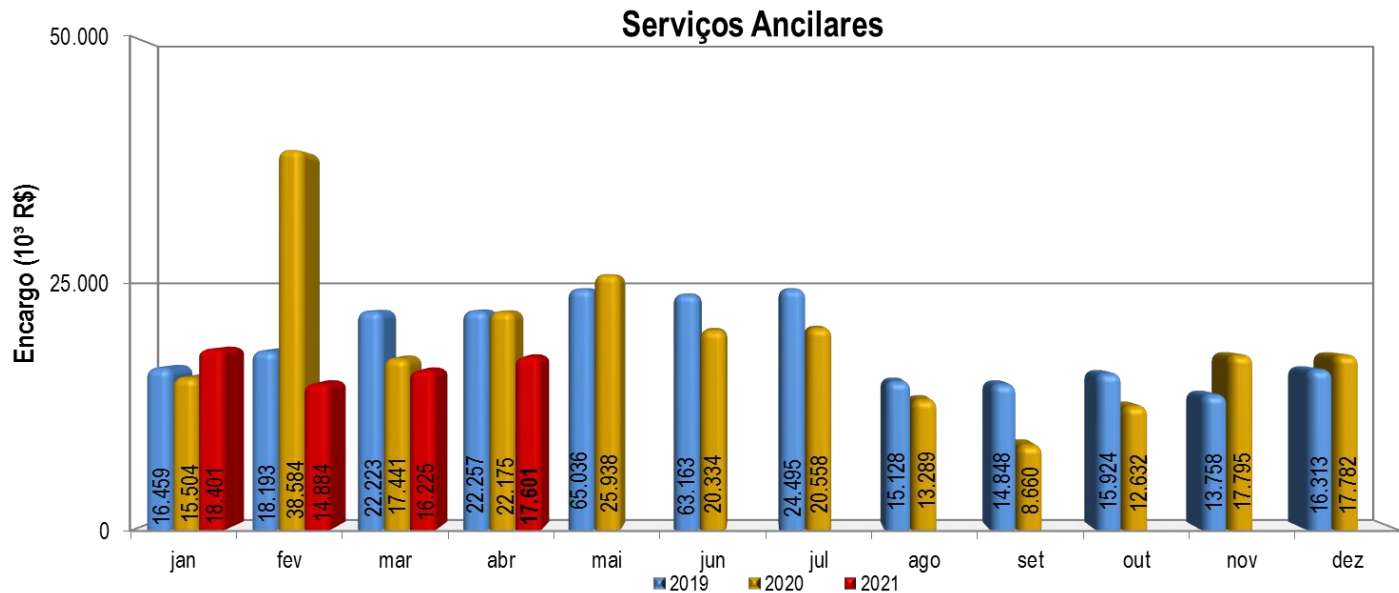


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

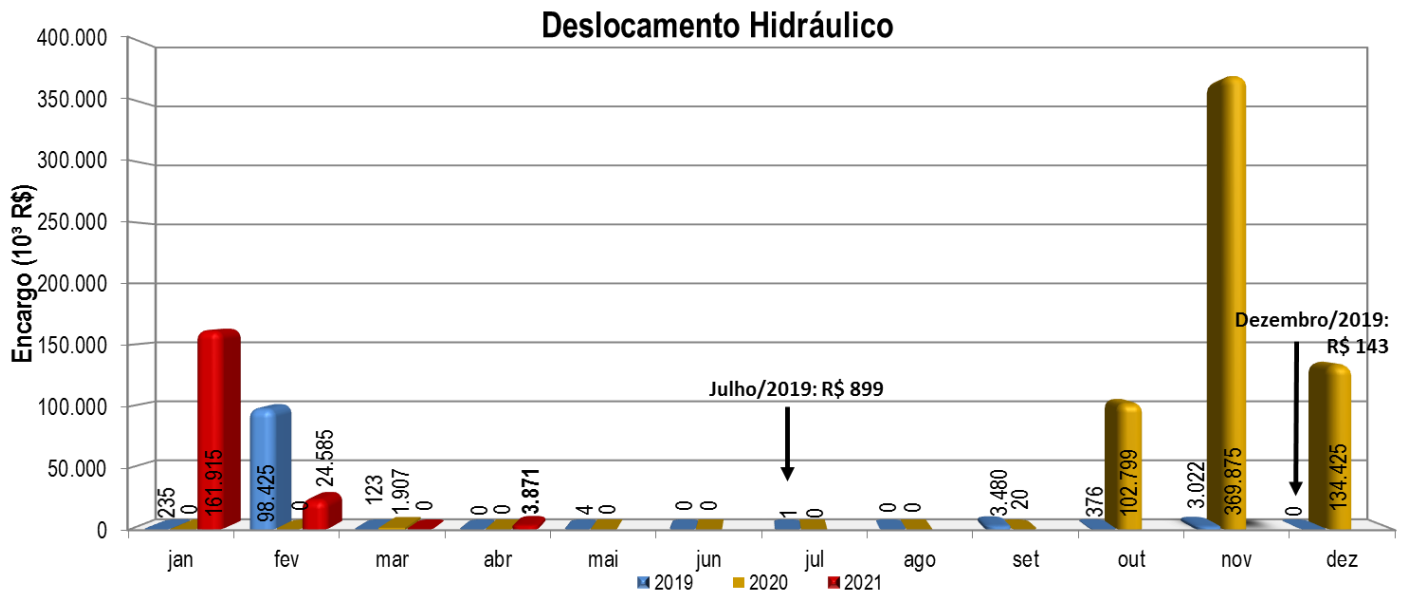


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

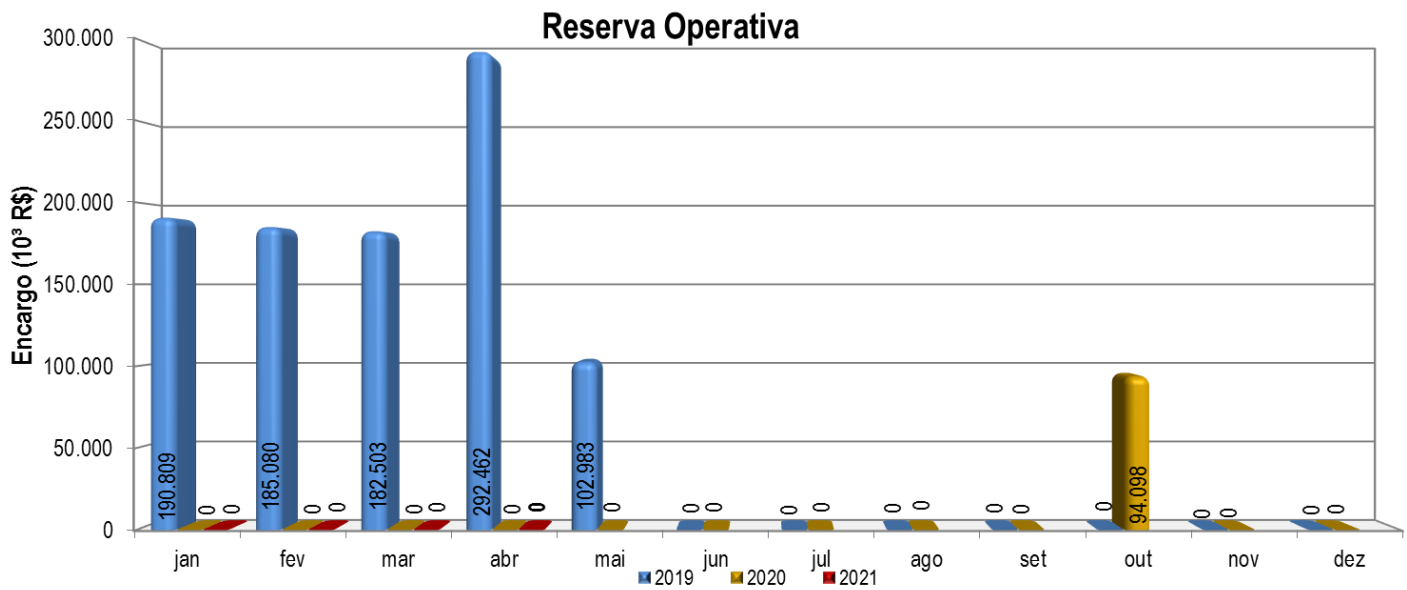


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

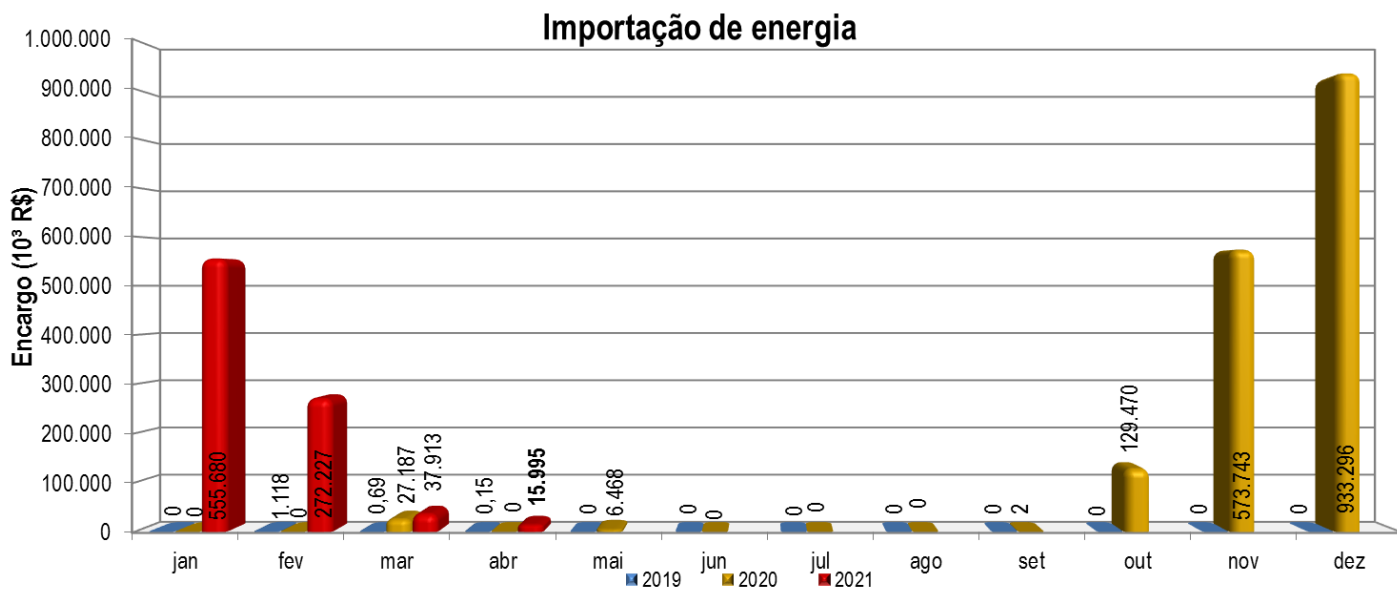


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

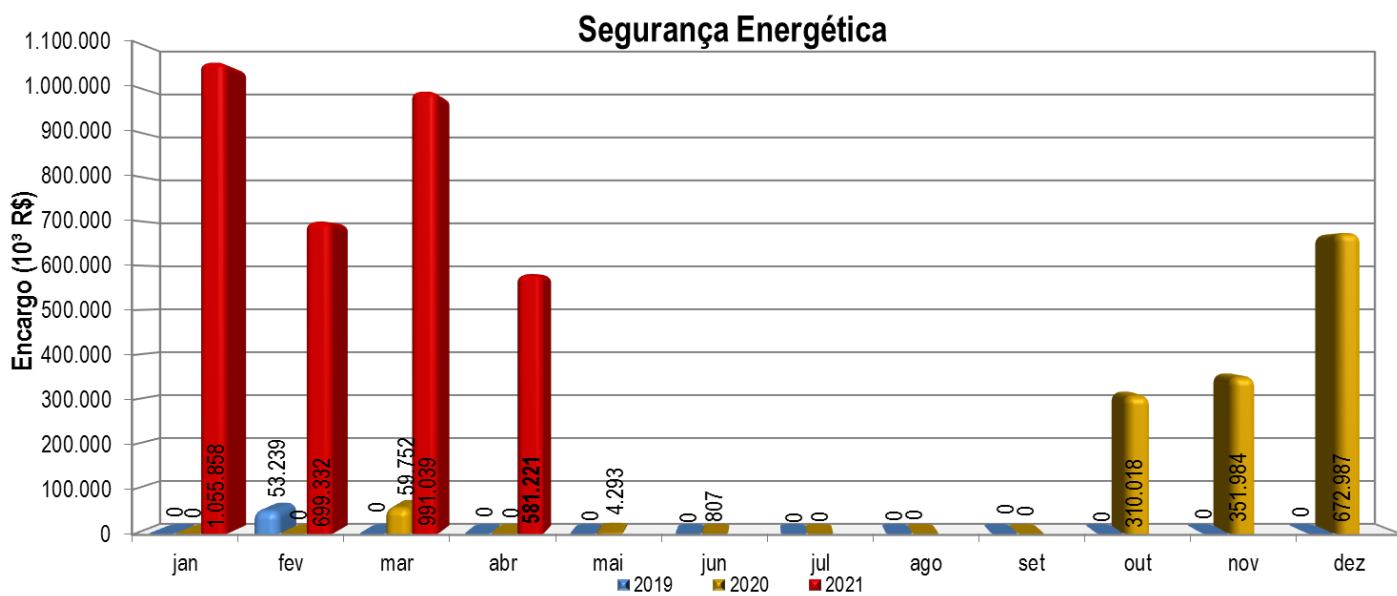


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até abril de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de maio de 2021, foram verificadas seis ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando 1.480 MW de corte de carga.

Tabela 23. Descrição das principais ocorrências do mês

| Dia da Ocorrência | Descrição | Carga Interrompida (MW) | Estado(s) afetado(s) | Causa |
|-------------------|--|-------------------------|----------------------|--|
| 02/mai | Desligamento automático da Barra B de 345 kV da SE Guarulhos SP. | 532,9 | SP | Ocorreu acidentalmente o aterramento da fase C do referido barramento através de bastão de aterramento por um funcionário de empresa terceirizada que prestava serviço para o agente Furnas. |
| 04/mai | Desligamento automático total do setor de 138 kV das subestações Canoinhas (CELESC) e Mafra. | 121,8 | SC | Em análise pelo ONS e pelo agente envolvido. |
| 04/mai | Desligamento automático do barramento BP de 69 kV da SE Mauá III. | 445,8 | AM | Em análise pelo ONS e pelo agente envolvido. |
| 04/mai | Desligamento automático do barramento de 138 kV e da transformação 230/138 kV, da SE Bom Nome. | 108,9 | PE/PB | Provocado por trip externo proveniente do vão 138 kV 03P3 do acessante UFV Brígida, durante testes de comissionamento dos futuros bays 138 kV de conexão do transformador 230/138 kV 04T7 e da LT 138 kV Bom Nome/ Brígida 03P3. |
| 20/mai | Desligamento automático dos transformadores 230/69 kV da subestação Maceió. | 110,1 | AL | Devido à incidência de um curto-circuito inicialmente monofásico (fase C) por 1,723 s, evolutivo para bifásico-terra (fases A e C) por 0,472 s e trifásico por 1,128 s, localizado no setor de 69 kV da SE Tabuleiro dos Martins, do agente Equatorial Alagoas, coincidente com trabalhos de intervenção para a retirada de ponto quente, na chave seccionadora 69 KV 32L4-1, associada ao disjuntor 12L4, do link 69 kV de conexão do transformador 230/69 KV 04T 3 |
| 28/mai | Desligamento automático das LT 230 kV Campos Novos / Videira C1 e C2. | 160,8 | SC | Queda de 3 torres da LT 230 kV Campos Novos / Videira C1 e C2 provocada por vendaval. |
| | | 1.480,3 | | |

Fonte dos dados: ONS e Roraima Energia.



12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro ¹

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 | 2021 Jan-Mai | 2020 Jan-Mai |
| SIN ² | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | | | | 0 | 0 |
| S | 267 | 0 | 0 | 0 | 283 | | | | | | | | 550 | 1.183 |
| SE/CO | 0 | 330 | 344 | 0 | 533 | | | | | | | | 1.207 | 644 |
| NE | 356 | 606 | 366 | 261 | 219 | | | | | | | | 1.808 | 461 |
| N | 248 | 0 | 0 | 1.447 | 446 | | | | | | | | 2.141 | 2.186 |
| Isolados | 0 | 138 | 167 | 825 | 0 | | | | | | | | 1.130 | 620 |
| TOTAL | 871 | 1.074 | 877 | 2.534 | 1.480 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6.836 | 5.094 |

Tabela 25. Evolução do número de ocorrências.

| Número de Ocorrências | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------|----------|----------|----------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------------|-----------------|
| Subsistema | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez | 2021 Jan-Mai | 2020 Jan-Mai |
| SIN ² | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | | | | 0 | 0 |
| S | 1 | 0 | 0 | 0 | 2 | | | | | | | | 3 | 3 |
| SE/CO | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | | | | | | | | 3 | 5 |
| NE | 1 | 3 | 2 | 1 | 2 | | | | | | | | 9 | 3 |
| N | 1 | 0 | 0 | 6 | 1 | | | | | | | | 8 | 3 |
| Isolados | 0 | 1 | 1 | 6 | 0 | | | | | | | | 8 | 4 |
| TOTAL | 3 | 5 | 4 | 13 | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 31 | 18 |

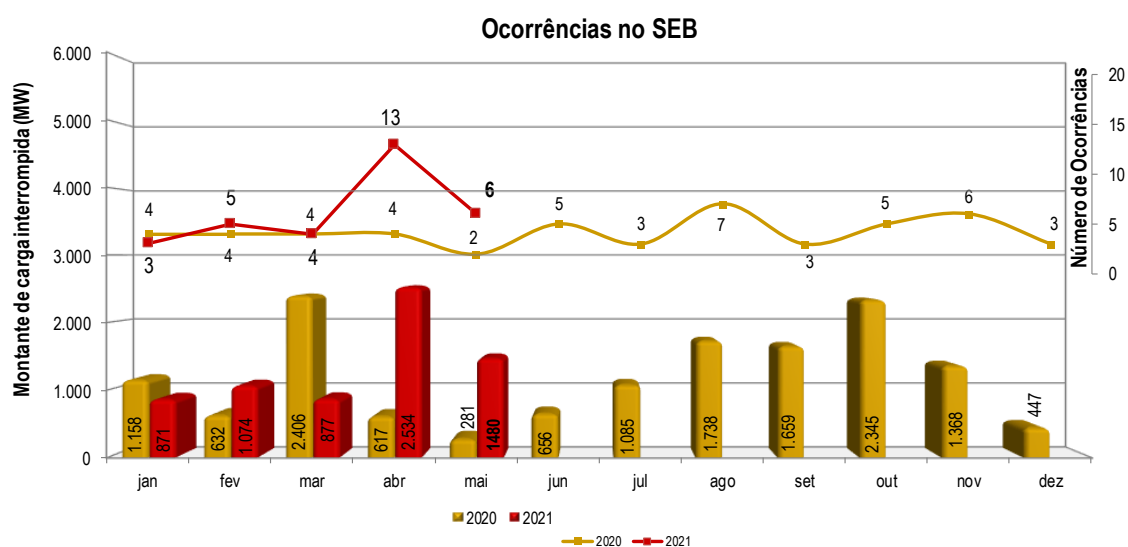


Figura 36. Ocorrências no SEB.

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

² Perda de carga simultânea em mais de uma região.



12.2. Indicadores de Continuidade¹

Até o mês de abril de 2021, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 4,34 horas. Considerando os valores de DEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 11,64 horas, valor abaixo do Limite Regulatório de 11,95 horas estabelecido pela ANEEL.

Tabela 26. Evolução do DEC em 2021.

| Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2021 | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------------------------|------------------------|------------|
| Região | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez | Acum. Ano ² | Tend. Ano ³ | Limite Ano |
| Brasil | 1,18 | 1,10 | 1,15 | 0,91 | | | | | | | | | 4,34 | 11,64 | 11,95 |
| SU | 1,24 | 0,92 | 0,93 | 0,60 | | | | | | | | | 3,68 | 10,77 | 9,89 |
| SE | 0,79 | 0,80 | 0,75 | 0,54 | | | | | | | | | 2,88 | 8,03 | 8,47 |
| CO | 1,64 | 1,32 | 1,43 | 1,15 | | | | | | | | | 5,54 | 14,71 | 13,26 |
| NE | 1,41 | 1,35 | 1,56 | 1,27 | | | | | | | | | 5,60 | 14,17 | 13,74 |
| NO | 2,09 | 2,24 | 2,29 | 2,39 | | | | | | | | | 9,01 | 23,77 | 32,13 |

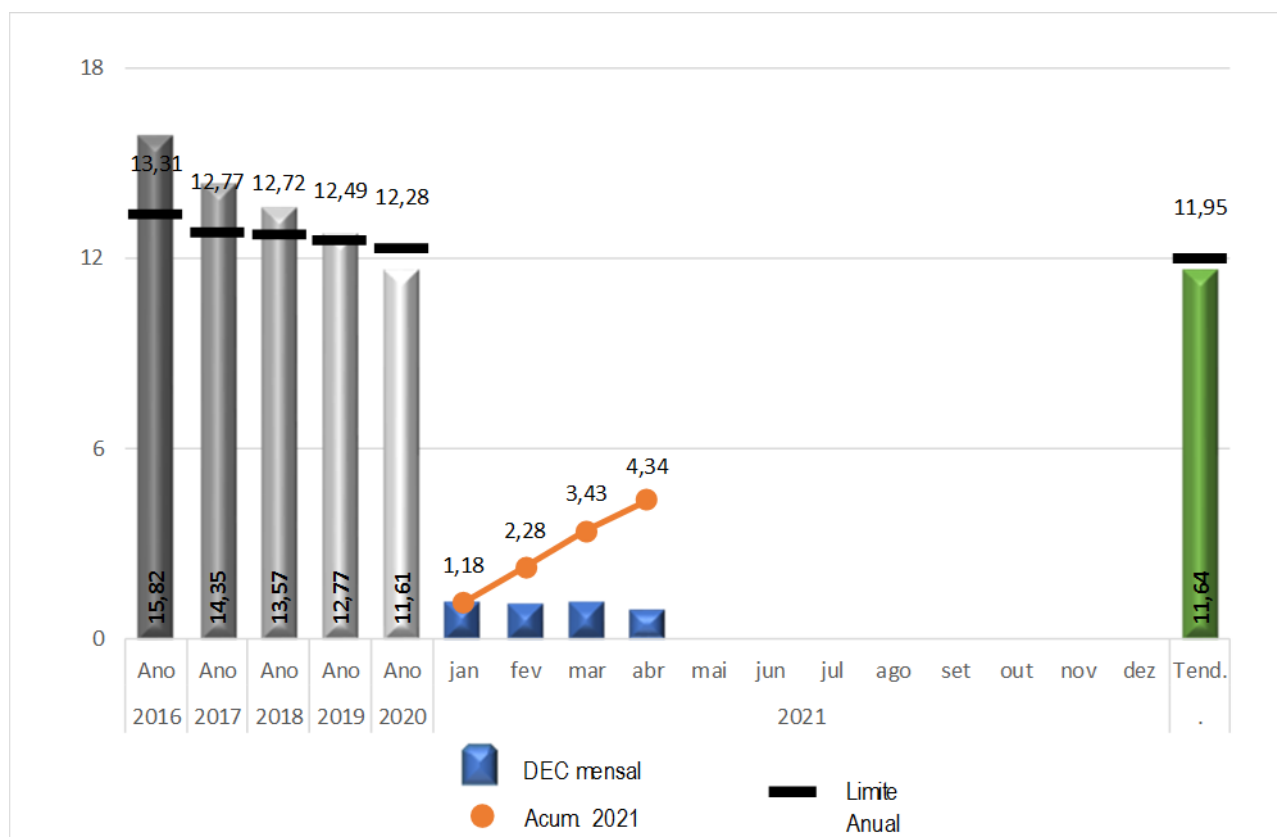


Figura 37. DEC do Brasil



Até o mês de abril de 2021, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 2,15 interrupções. Considerando os valores de FEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 6,14 interrupções, valor abaixo do Limite Regulatório de 8,58 interrupções estabelecido pela ANEEL.

Tabela 27. Evolução do FEC em 2021.

| Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2021 | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------------------------|------------------------|------------|
| Região | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez | Acum. Ano ² | Tend. Ano ³ | Limite Ano |
| Brasil | 0,57 | 0,53 | 0,57 | 0,48 | | | | | | | | | 2,15 | 6,14 | 8,58 |
| SU | 0,68 | 0,53 | 0,56 | 0,36 | | | | | | | | | 2,13 | 6,36 | 7,41 |
| SE | 0,43 | 0,39 | 0,40 | 0,30 | | | | | | | | | 1,51 | 4,67 | 5,96 |
| CO | 0,74 | 0,72 | 0,81 | 0,63 | | | | | | | | | 2,91 | 8,03 | 9,91 |
| NE | 0,56 | 0,57 | 0,63 | 0,54 | | | | | | | | | 2,31 | 6,24 | 8,61 |
| NO | 1,07 | 1,07 | 1,24 | 1,48 | | | | | | | | | 4,85 | 12,85 | 26,88 |

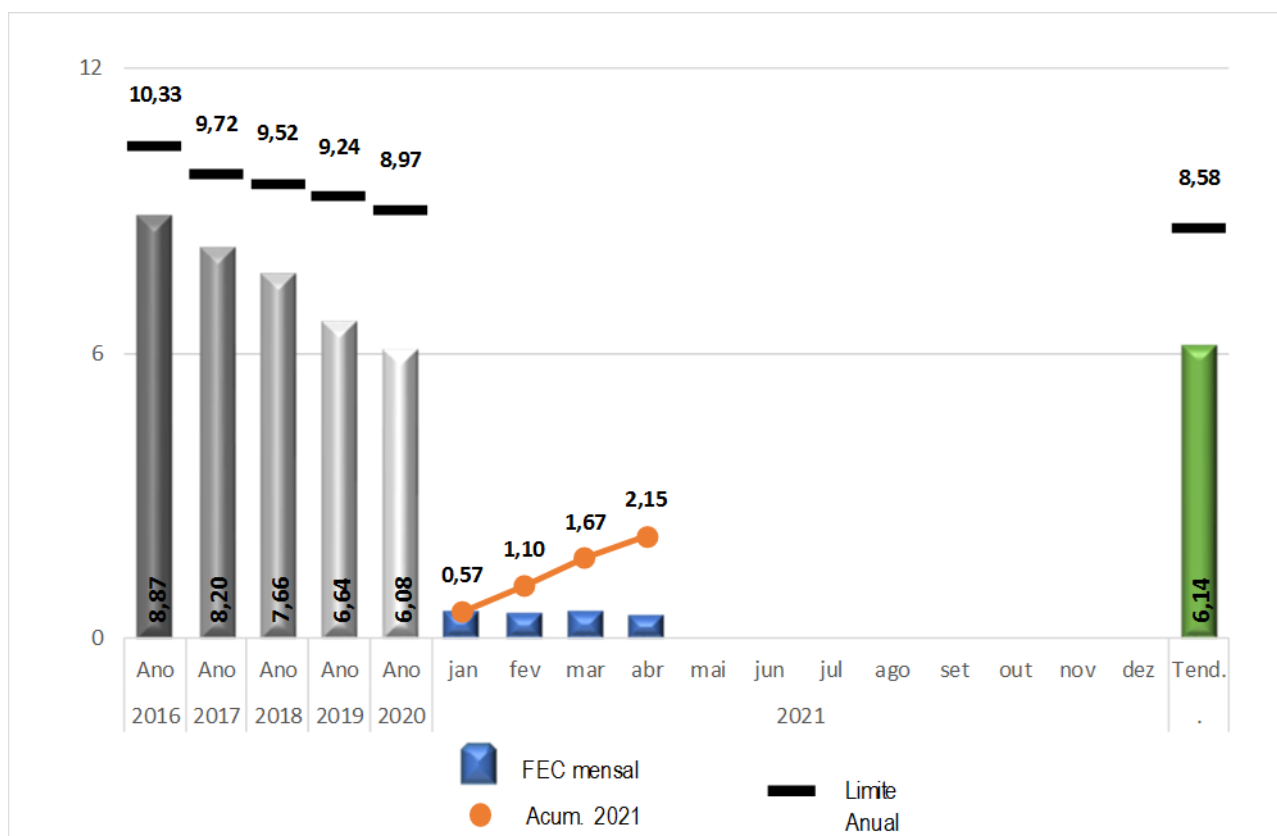


Figura 38. FEC do Brasil

¹ Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

² Valor mensal do DEC / FEC acumulado no período decorrido em 2021. Nos valores de DEC e FEC acumulados são ajustadas as variações mensais do número de unidades consumidoras.

³ Valor do DEC / FEC acumulado nos últimos 12 meses.

Dados contabilizados até abril de 2021 e sujeitos à alteração pela ANEEL.

Fonte dos dados: 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.



LISTA DE SIGLAS

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