



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

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

**Março / 2021**





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

**Marco / 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:**

Juliana Oliveira do Nascimento

Gabriel Pimenta de Freitas Cardoso



## SUMÁRIO

1. SUMÁRIO EXECUTIVO .....	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
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 .....	11
4.1. Consumo de Energia Elétrica .....	11
4.2. Demandas Instantâneas Máximas.....	13
4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais.....	13
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	16
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO E SUBESTAÇÕES INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	18
7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO.....	19
7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração .....	19
7.2. Previsão da Expansão da Geração.....	23
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão e Equipamentos em Instalações de Transmissão .....	25
7.4. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão e da Capacidade de Transformação.....	28
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	29
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro .....	29
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	30
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados .....	30
8.4. Geração Eólica .....	31
8.5. Mecanismo de Realocação de Energia.....	32
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO .....	33
10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	34
11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA.....	35
12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	39
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro .....	39
12.2. Indicadores de Continuidade .....	41



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de março 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.....	10
Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL. ..	12
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.....	13
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	14
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	15
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.....	15
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.....	17
Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de março de 2021.....	19
Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2021 por subsistema.....	22
Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2023.....	23
Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em março de 2021.....	25
Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.....	29
Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.....	31
Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	31
Figura 26. Evolução do GSF.....	32
Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.....	33
Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.....	34
Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema.....	35
Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.....	36
Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.....	36
Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.....	37
Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.....	37
Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.....	38
Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.....	38
Figura 36. Ocorrências no SEB.....	40
Figura 37. DEC do Brasil.....	41
Figura 38. FEC do Brasil.....	42



## 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 classe de consumo. ....	12
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe. ....	12
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema. ....	13
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil. ....	16
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB. ....	18
Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SE. ....	18
Tabela 10. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de março de 2021. ....	20
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em março de 2021. ....	21
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW). ....	24
Tabela 13. Descrição de Linhas de Transmissão (LT) que entraram em operação no mês. ....	26
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão. ....	26
Tabela 15. Entrada em operação de equipamentos de compensação de potência reativa. ....	27
Tabela 16. Entrada em operação de novas linhas de transmissão no mês e no acumulado do ano. ....	27
Tabela 17. Valores acumulados de entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão. ....	27
Tabela 18. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão. ....	28
Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação. ....	28
Tabela 20. Matriz de produção de energia elétrica no SIN. ....	30
Tabela 21. Matriz de produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados. ....	30
Tabela 22. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano. ....	32
Tabela 23. Descrição das principais ocorrências do mês. ....	39
Tabela 24. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências. ....	39
Tabela 25. Evolução do número de ocorrências. ....	40
Tabela 26. Evolução do DEC em 2021. ....	41
Tabela 27. Evolução do FEC em 2021. ....	42



## 1. SUMÁRIO EXECUTIVO

No mês de março, as anomalias negativas de precipitação permaneceram acentuadas e se espalharam por quase todo o território nacional, tendo ocorrido, entretanto, chuvas acima do normal (anomalias positivas) em algumas áreas da região Norte e na zona central do Estado de Mato Grosso. Os armazenamentos nos reservatórios equivalentes permanecem baixos, destacadamente no Sudeste/Centro-Oeste, que finalizou o mês de março com 35,3%. Essa situação reflete, dentre outros fatores, as aflúncias verificadas nos últimos meses, que se configuraram nos piores montantes para o período de setembro a março do SIN, em 91 anos de histórico.

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 praticamente dobrou o montante exportado, comparando-se ao mês anterior; enquanto que o Nordeste continuou participando como importador. Com relação ao subsistema Sul, ele mais que dobrou o montante importado do subsistema Sudeste/Centro-Oeste em comparação com o mês anterior, e, além disso, o Brasil permaneceu como importador de energia elétrica da Argentina e Uruguai.

O Brasil atingiu 180.589 MW de capacidade instalada total de geração de energia em março, considerando a geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 6.117 MW (3,5%), com destaque para 3.396 MW de geração de fonte solar, 2.240 MW de fontes eólicas e 295 MW de fontes térmicas. A geração distribuída alcançou, no mês de março de 2021, 5.410 MW instalados em 440.800 unidades, resultando em 3,0% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e em crescimento de 108,6% nos últimos 12 meses.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram 85,3% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em fevereiro de 2021. Quanto à geração associada às usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), destaca-se o total de 50.638 MW médios, ante a garantia física sazonalizada de 58.148 MW médios, o que representou um GSF mensal de 87,1%.

Os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Norte, Nordeste e Sul entre R\$ 0,00 / MWh e R\$ 2.432,37 / MWh em março, com o maior valor registrado no subsistema Nordeste. Na comparação com o mês anterior, percebe-se que houve uma pequena redução dos custos marginais ao longo do mês, comportamento influenciado pela manutenção das precipitações (apesar de estarem, no geral, abaixo da média) e do volume dos reservatórios das principais bacias hidrográficas de interesse do SIN. O subsistema Nordeste apresentou, na maior parte do tempo, CMOs baixos, tendo ocorrido um pico, em 31 de março de 2021.

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em fevereiro de 2021 totalizaram R\$ 1.095 milhões, montante inferior ao valor verificado no mês anterior, que ficou em R\$ 1.835 milhões. Embora tenha registrado queda nesse mês em relação ao anterior, 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 elevação do valor total dos encargos, que vem ocorrendo, 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.

Cabe mencionar que o Operador Nacional do Sistema Elétrico, ONS<sup>1</sup>, registrou, em 24 de março, novos recordes de geração solar fotovoltaica no Nordeste. O pico de geração instantânea chegou a atingir 1.587 MW, capaz de abastecer 13,3% da carga da região naquele momento. O recorde anterior a esse também foi registrado em março, no dia 13. Em relação à geração média, o montante produzido foi de 555 MW médios, sendo suficiente para atender a demanda de 4,7% do consumo da energia do Nordeste.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de março 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: <sup>1</sup> [ONS](#)



## 2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas do SIN, em março, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 75% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 70% MLT no Sul e no Nordeste e 111% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 67% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 69% MLT no Sul e Nordeste e 84% MLT no subsistema Norte.

No mês de março, as anomalias negativas de precipitação permaneceram acentuadas e se espalharam por quase todo o território nacional, tendo ocorrido, entretanto, chuvas acima do normal (anomalias positivas) em algumas áreas da região Norte e na zona central do Estado de Mato Grosso.

Os armazenamentos dos reservatórios equivalentes replecionaram no mês de março, com exceção do subsistema Sul, onde ocorreu uma redução de 2,2 p.p. com relação ao mês anterior. O reservatório equivalente do Sudeste/Centro-Oeste finalizou o mês de março com apenas 35,3% 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 que vai de outubro a abril), os quais foram, até o momento, bem abaixo da média, principalmente, nas regiões Sudeste e Centro-Oeste.

### 2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

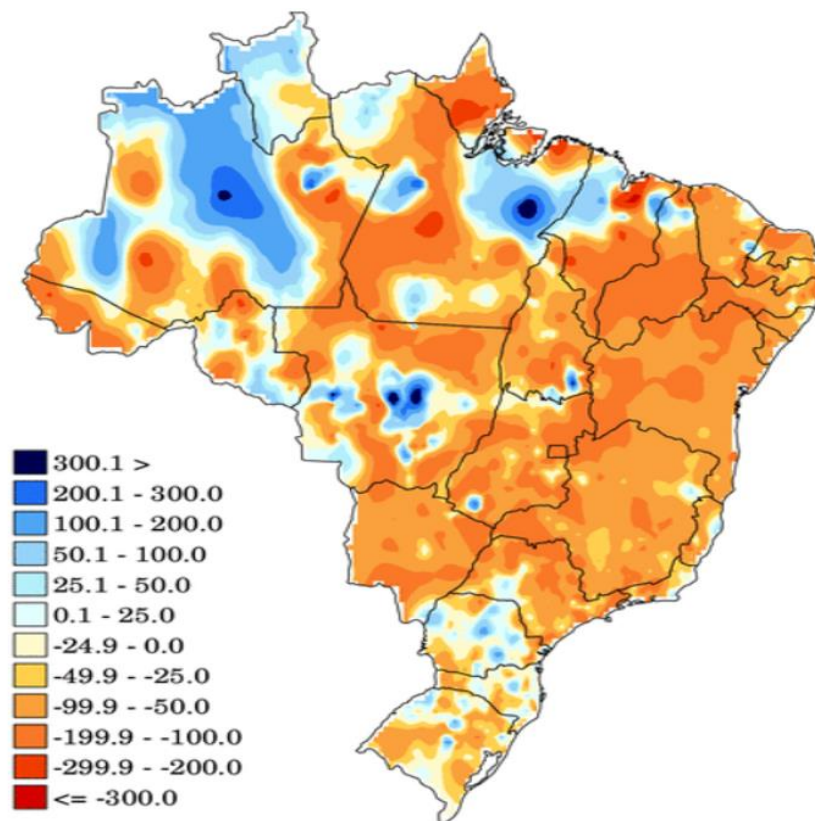


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de março de 2021 – Brasil.

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, houve predominância de valores dentro da média para o período na maior parte do território nacional, com poucas áreas onde a temperatura mínima verificada foi ligeiramente acima da normal, como também poucas áreas onde a temperatura mínima verificada foi abaixo do valor normalmente verificado.

Já com relação às temperaturas máximas, houve anomalia positiva (temperaturas máximas acima da média), principalmente, em grande parte do Nordeste e dos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, impulsionando a elevação do consumo de energia nestes locais, que são grandes polos consumidores de energia do País.

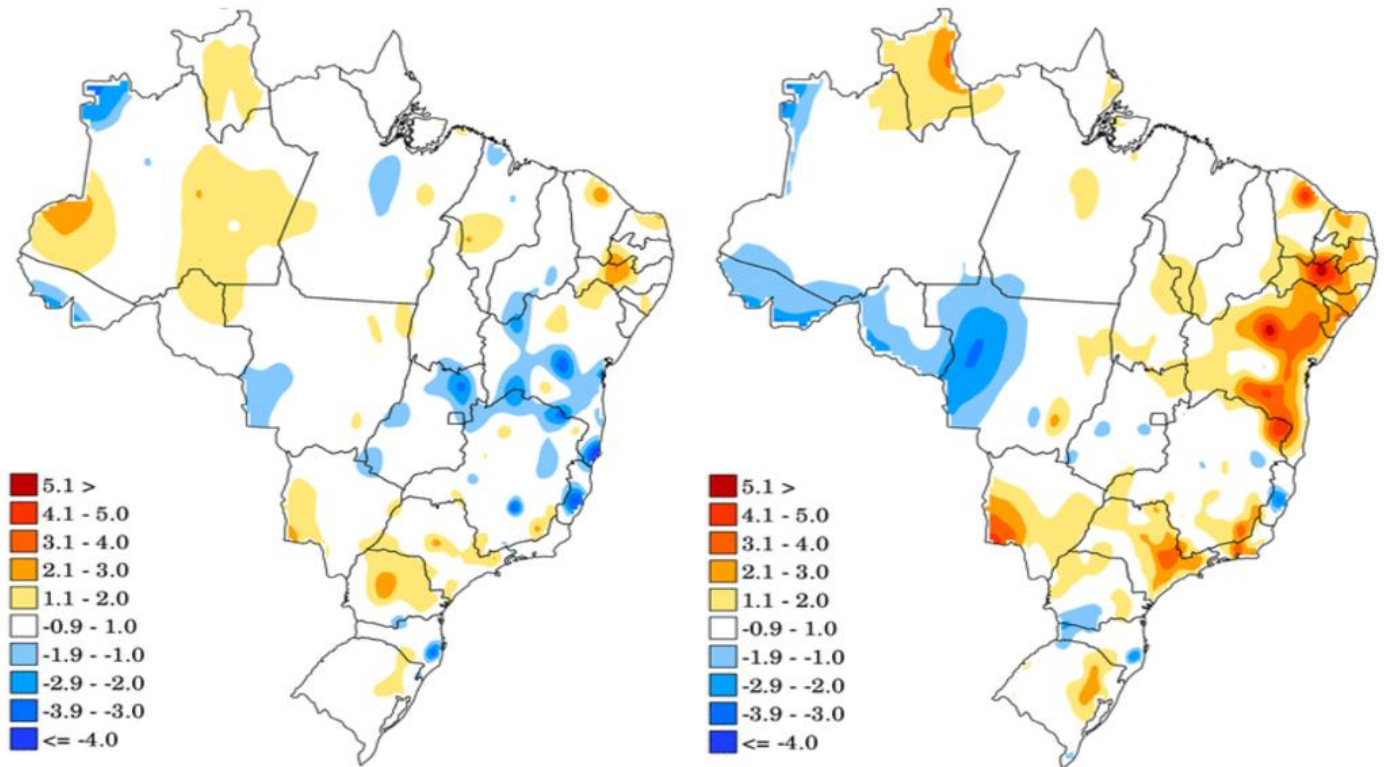


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima.

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 <sup>1</sup>

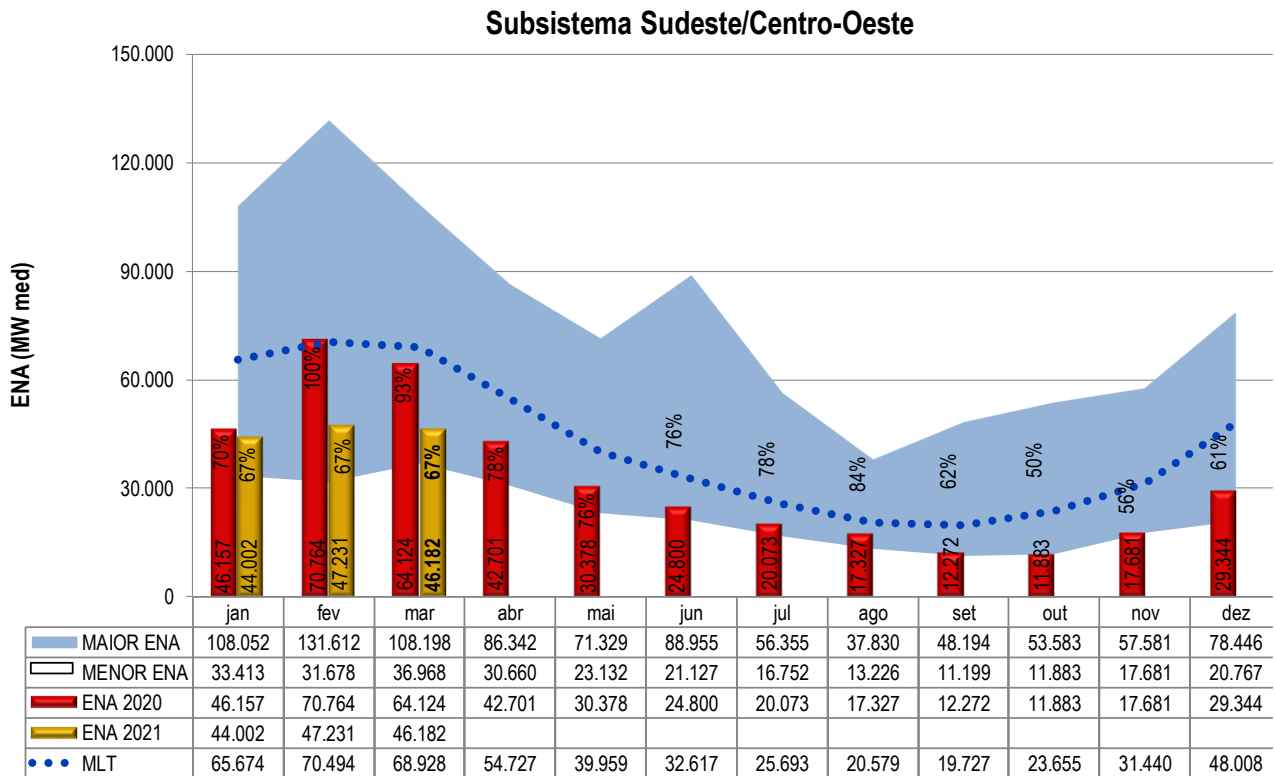


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

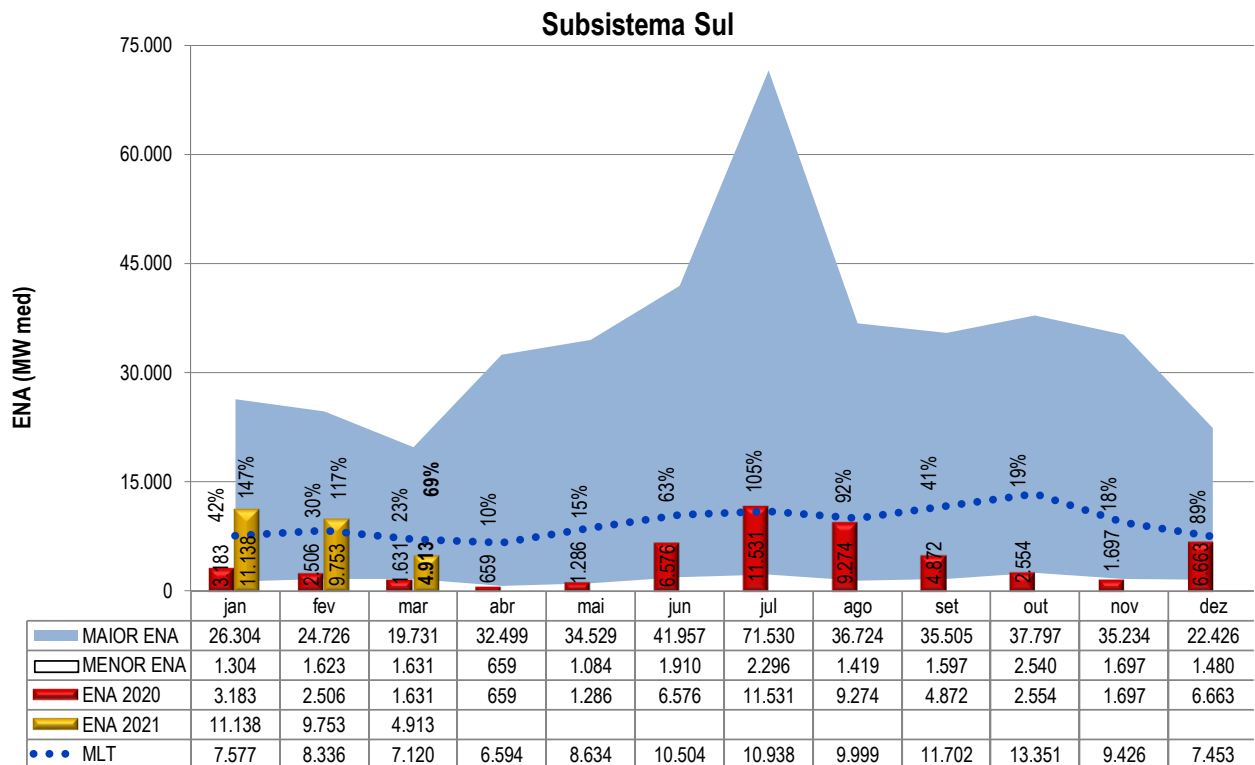


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

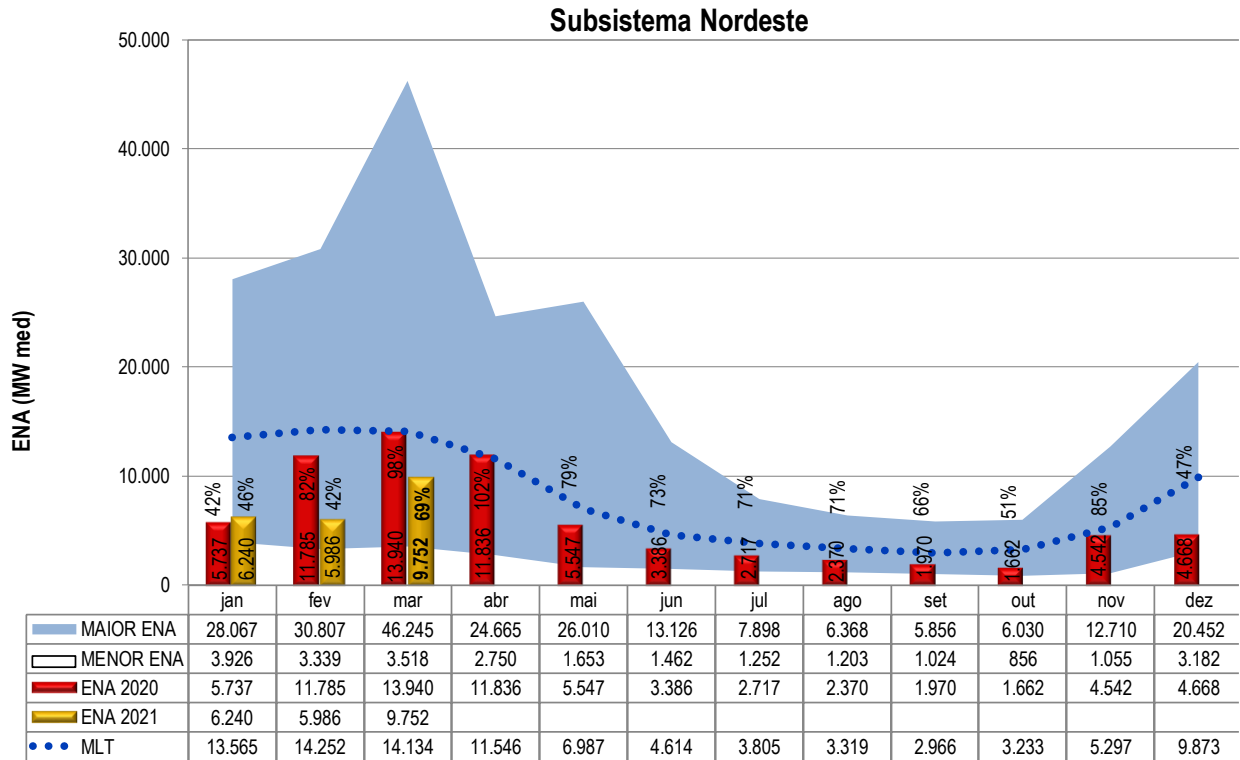


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

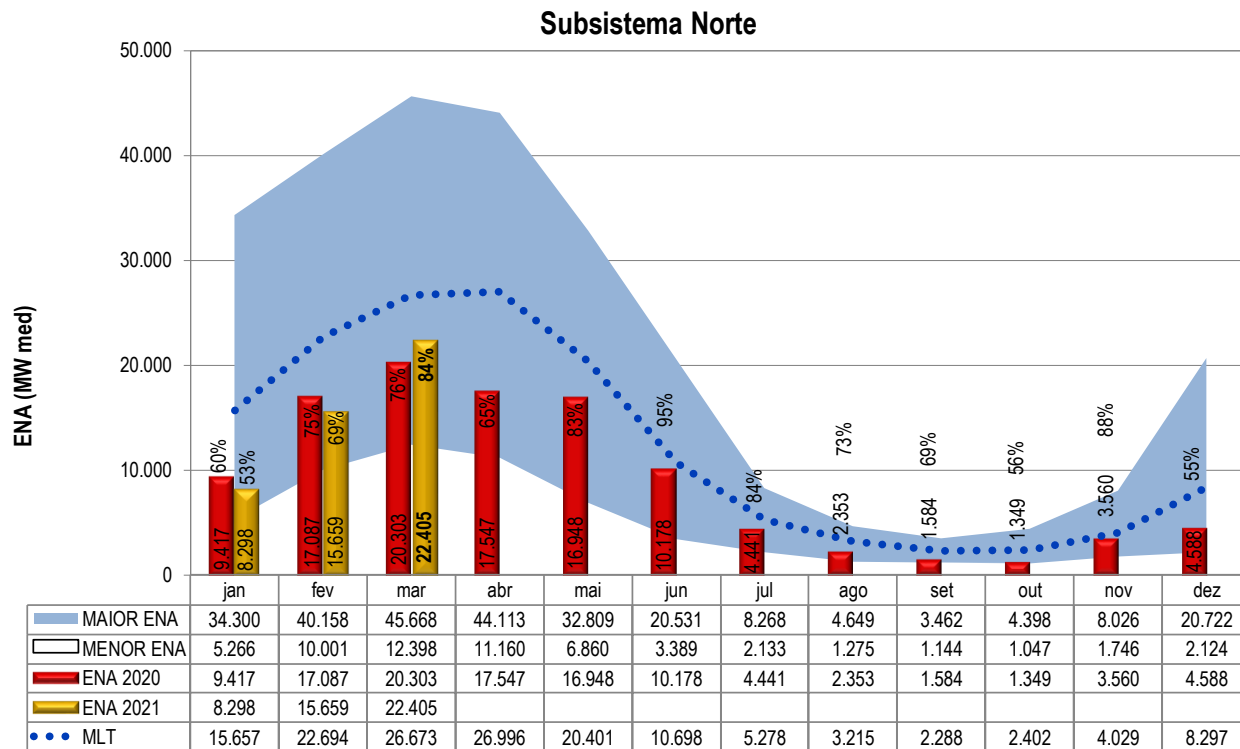


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.

<sup>1</sup> 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 março de 2021, observou-se replecionamento em relação ao mês de fevereiro nos reservatórios equivalentes dos subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, nos seguintes montantes: Norte (18,8 p.p.), Nordeste (15,8 p.p.) e Sudeste/Centro-Oeste (5,8 p.p.). A exceção foi o subsistema Sul, que deplecionou seu reservatório equivalente em 2,2 p.p.

Em termos de volume útil para a geração, destaca-se o nível verificado no reservatório equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, que finalizou o mês com apenas 35,3% do seu armazenamento. Esta situação está diretamente relacionada ao corrente ano hidrológico (período chuvoso que vai de outubro a abril), no qual o volume de chuvas, até o momento, ficou bem abaixo da média nas regiões Sudeste e Centro-Oeste.

Os reservatórios equivalentes dos subsistemas Sul e Nordeste, embora não tenham atingido os patamares muitas vezes alcançados para o fim de março, não estão em condições tão desfavoráveis. Os mesmos encontram-se com 61,5% e 68,5%, respectivamente. No entanto, é preciso atentar para o fato de que o subsistema Sul não apresenta considerável capacidade de armazenamento de volume hídrico, sendo o seu armazenamento mais voltado ao atendimento da sua própria carga e que seu reservatório equivalente já começou a apresentar movimento de deplecionamento.

Já o subsistema Norte continuou apresentando, no mês de março, expressiva recuperação, com armazenamento atual de cerca de 78%, o que equivale aos valores históricos normalmente atingidos no período.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Fevereiro (%EAR <sub>máx</sub> )	Energia Armazenada no Final de Março (%EAR <sub>máx</sub> )	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	29,5	35,3	203.567	55,2
Sul	63,7	61,5	19.897	11,6
Nordeste	52,7	68,5	51.602	25,0
Norte	59,0	77,8	15.165	8,2
<b>TOTAL</b>	<b>TOTAL</b>	<b>TOTAL</b>	<b>290.231</b>	<b>100,0</b>

Fonte dos dados: ONS.

A respeito dos principais reservatórios do SIN, em termos de capacidade de acumulação, houve replecionamento em todos eles em relação ao mês anterior, com destaque para os reservatórios das UHEs Tucuruí (+33,9 p.p.), Sobradinho (+14,0 p.p.) e Itumbiara (+13,1 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	27,3	33,5	6,2
Furnas	Grande	34.925	33,1	39,0	5,9
Sobradinho	São Francisco	30.184	57,4	71,4	14,0
Nova Ponte	Paranaíba	22.781	15,0	16,5	1,6
Emborcação	Paranaíba	21.604	17,2	20,5	3,4
Três Marias	São Francisco	16.085	67,4	72,4	4,9
Itumbiara	Paranaíba	15.698	25,2	38,3	13,1
Tucuruí	Tocantins	7.632	63,3	97,2	33,9
S. do Facão	Paranaíba	6.502	16,3	23,0	6,7
G. B. Munhoz	Iguaçu	6.308	75,7	77,0	1,2

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

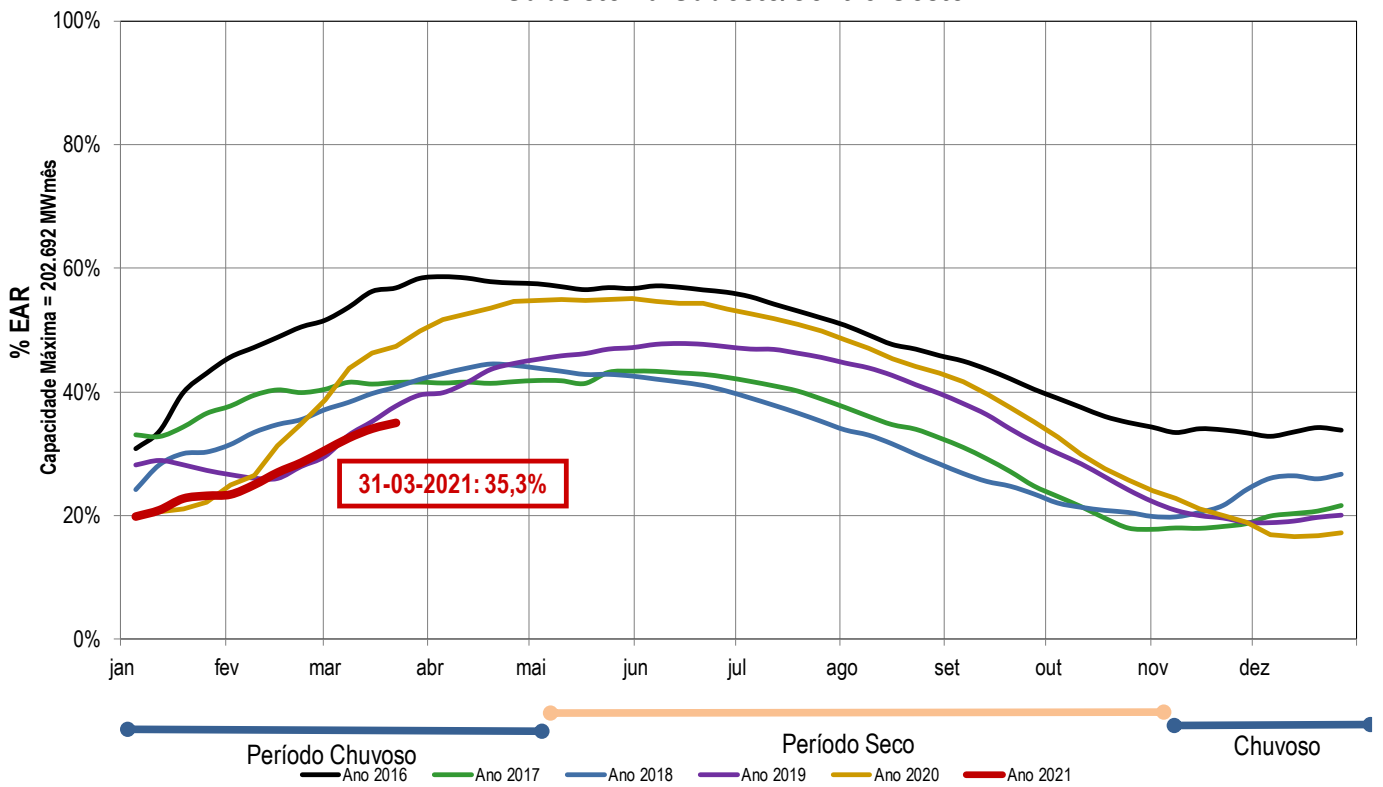


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

### Subsistema Sul

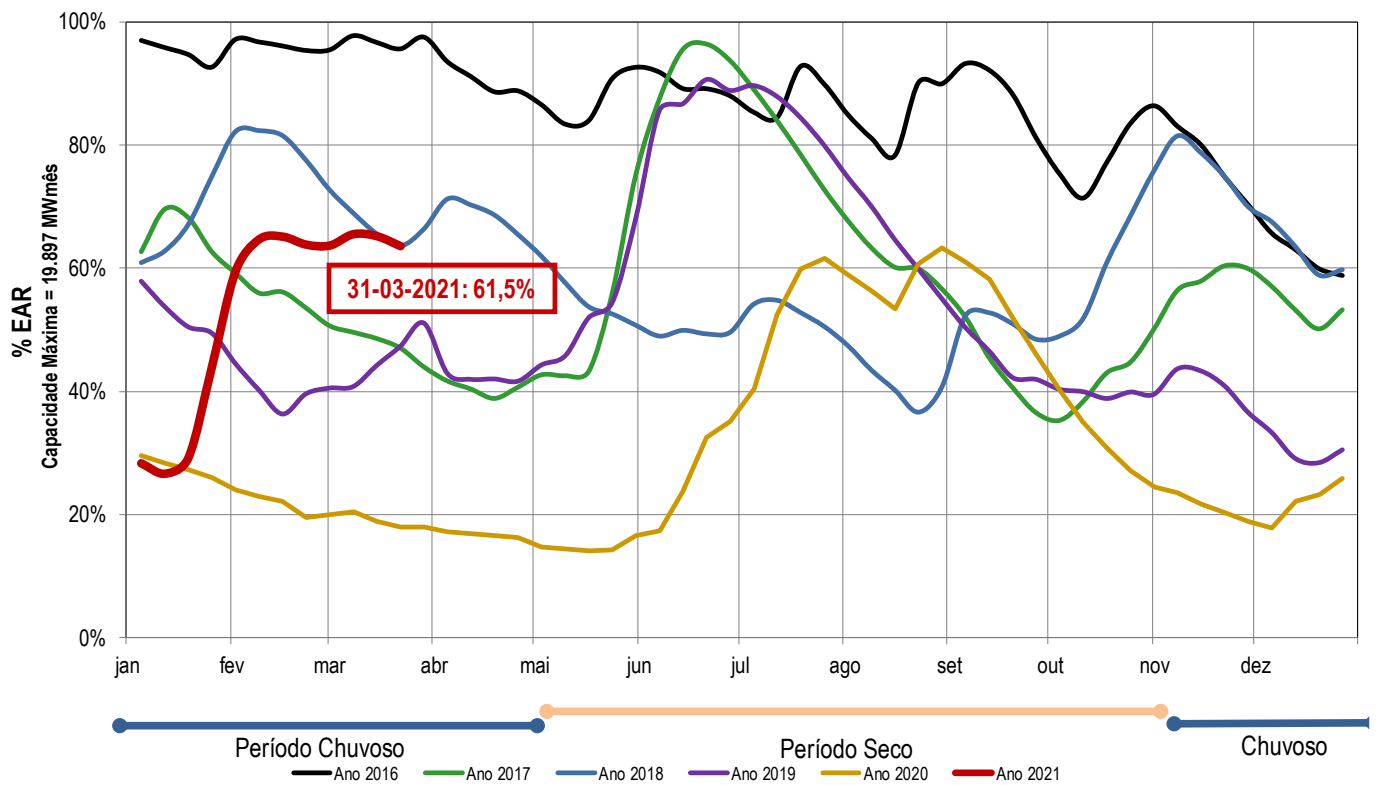


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

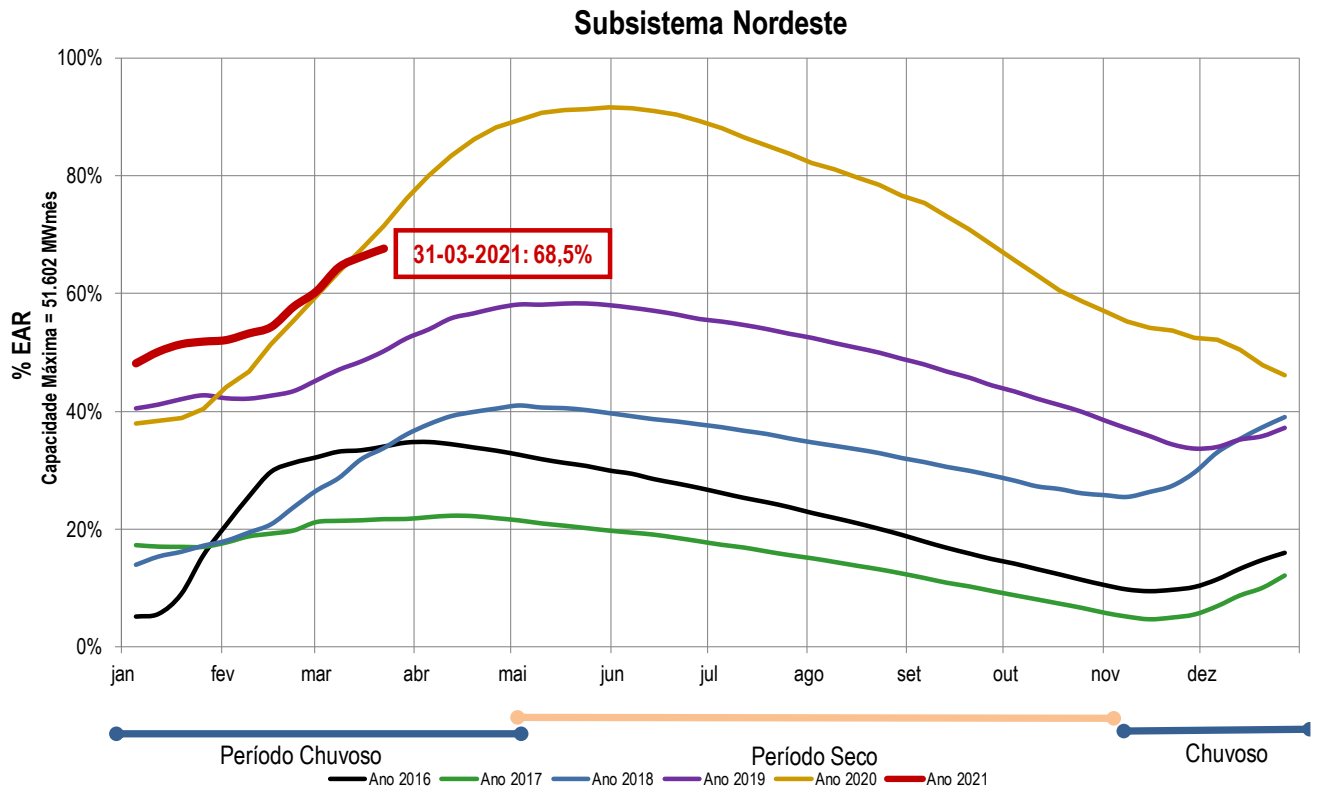


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

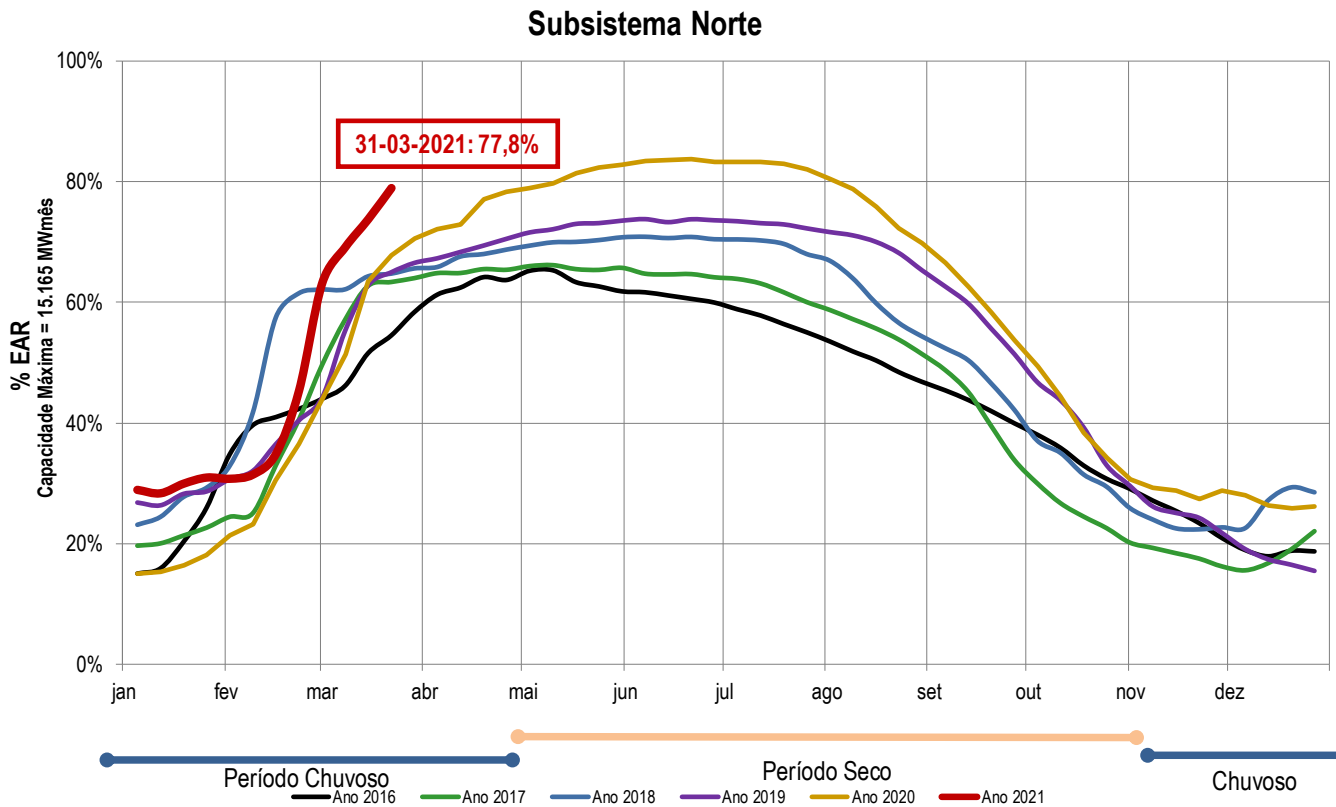


Figura 10. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Em março de 2021, o subsistema Norte manteve o perfil exportador de energia elétrica, fornecendo o montante de 12.053 MWmédios, considerando também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu, praticamente o dobro do montante exportado no mês anterior, que ficou em 6.946 MWmédios.

O subsistema Nordeste continuou participando como importador em um total de 2.751 MWmédios, enquanto que, no mês anterior, havia importado o montante de 1.474 MWmédios.

O Sul, por sua vez, mais que dobrou o montante importado do subsistema Sudeste/Centro-Oeste em comparação com o mês anterior, totalizando 4.507 MWmédios recebidos em março, frente ao montante de 2.050 MWmédios em fevereiro.

Os bipolos de corrente contínua contribuíram com as seguintes quantidades de energia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste: Coletora Porto Velho<sup>1</sup> transmitiu 4.683 MWmédios, Nó de Xingu<sup>2</sup> transmitiu 7.866 MWmédios e os bipolos que escoam a energia de Itaipu<sup>3</sup> (50 Hz) transmitiram 2.345 MWmédios.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir dos subsistemas Norte e Nordeste, importando 1.436 MWmédios e exportador para o Sul no montante de 4.507 MWmédios, resultando no saldo de 3.071 MWmédios exportados. Pelos bipolos de corrente contínua, recebeu um total de 14.894 MWmédios.

Houve intercâmbio internacional de energia elétrica com a Argentina e o Uruguai no mês de março de 2021, tendo o Brasil importado montante de 96 MWmédios. Ressalta-se que, em março de 2021, o CMSE manteve a diretriz de adoção das medidas excepcionais em novo formato. Assim, o Colegiado estabeleceu limite para o despacho adicional, de forma que a geração termelétrica total das usinas despachadas pelo ONS, já acrescidos dos montantes porventura importados sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai, nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria MME nº 339/2018, não ultrapasse 15.000 MWmédios ao longo do mês. Além disso, foi estabelecido preço máximo para as ofertas de importação a serem consideradas sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai, nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria MME nº 339/2018.

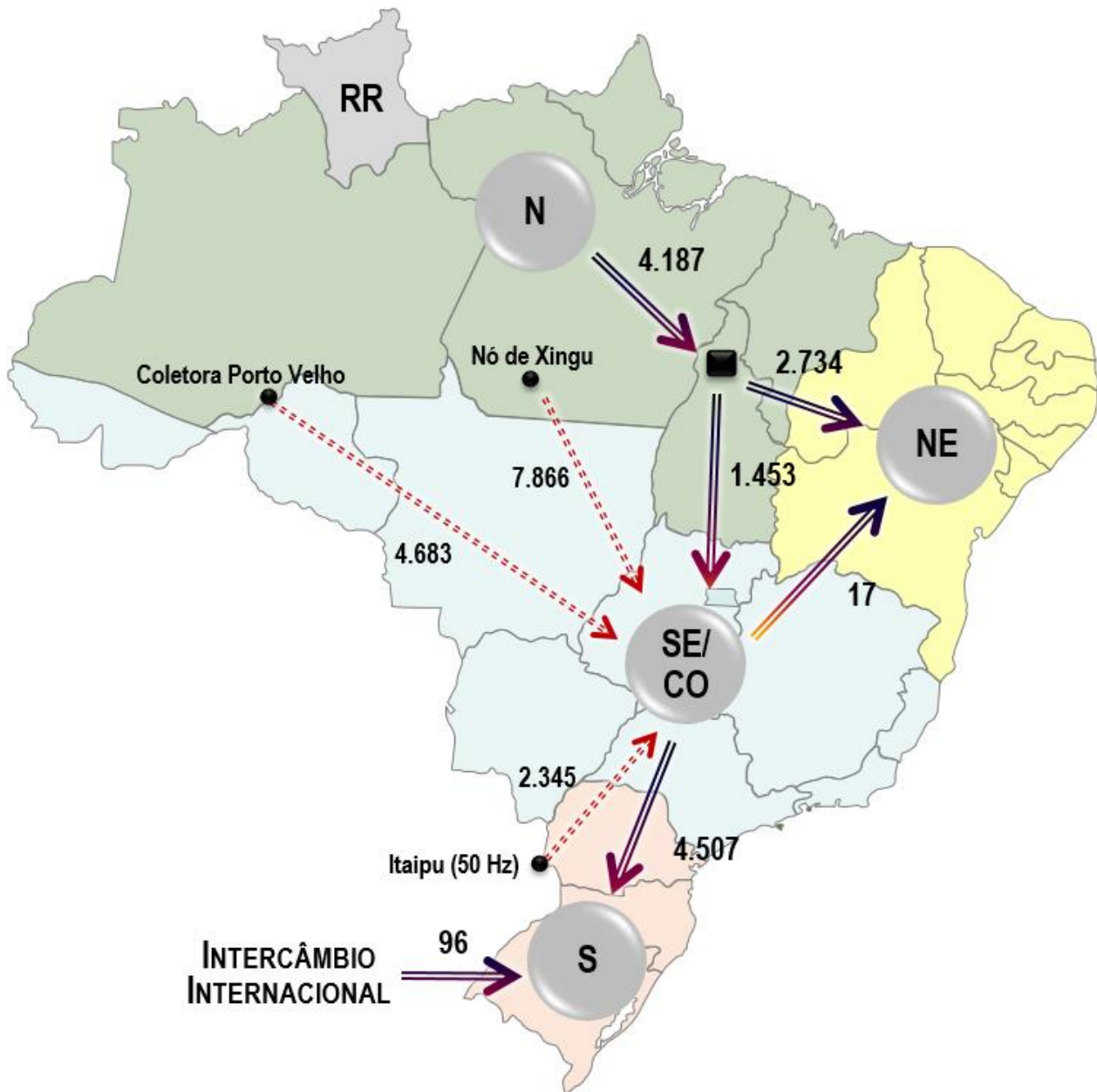


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica

<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.

Fonte dos dados: ONS



## 4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

### 4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em fevereiro de 2021, o consumo de energia elétrica atingiu 49.415 GWh, considerando autoprodução e perdas<sup>2</sup>, valor 8,4% inferior ao verificado no mês anterior e 1,2% inferior ao verificado em fevereiro de 2020. Semelhante ao registrado no mês anterior, em comparação ao ano passado, as classes residencial, industrial e rural continuaram apresentando crescimento (3,4%, 4,4% e 7,4%, respectivamente). Já a classe comercial e as demais classes permaneceram no movimento de redução de seus consumos em 7,3% e 3,6% respectivamente, em fevereiro de 2021 comparativamente a fevereiro de 2020. A redução do consumo da classe comercial em relação ao verificado em fevereiro de 2020 demonstra que o setor, ainda em fevereiro de 2021, está sob o efeito das medidas adotadas para o enfrentamento do Covid-19.

No comparativo entre os dois últimos períodos acumulados de 12 meses, é possível verificar a retração, nos montantes totalizados, dos consumos de energia. Na comparação por classe de consumo, registra-se que as classes residencial e rural apresentam acréscimo de 4,9% e 5,6%, respectivamente, ao passo que as classes comercial e demais classes apresentou decréscimo de 11,5% e 6,8%, respectivamente. Já o consumo industrial manteve mesmo patamar, sem alterações. A partir dos dados verificados, observa-se o impacto da pandemia no consumo de energia no Brasil, que favoreceu o consumo residencial e 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		
	Fev/21 GWh	Evolução mensal (Fev/21/Jan/21)	Evolução anual (Fev/21/Fev/20)	Mar-19/Fev-20 (GWh)	Mar-20/Fev-21 (GWh)	Evolução
Residencial	12.816	-5,7%	3,4%	142.422	149.333	4,9%
Industrial	14.354	-1,8%	4,4%	167.525	167.495	0,0%
Comercial	7.437	-0,5%	-7,3%	91.813	81.257	-11,5%
Rural	2.612	-2,8%	7,4%	28.804	30.419	5,6%
Demais classes <sup>1</sup>	3.995	-0,8%	-3,6%	50.815	47.382	-6,8%
Perdas e Diferenças <sup>2</sup>	8.200	-28,9%	-11,4%	116.704	115.757	-0,8%
<b>Total</b>	<b>49.415</b>	<b>-8,4%</b>	<b>-1,2%</b>	<b>598.082</b>	<b>591.643</b>	<b>-1,1%</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 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 nas unidades residenciais, industriais e rurais apresentou crescimento em fevereiro de 2021 em comparação a fevereiro de 2020, enquanto as unidades comerciais e das demais classes demonstraram queda em seu consumo médio de energia. Pela Tabela 5, verifica-se que houve redução do número de unidades consumidoras das classes comercial e industrial entre fevereiro de 2020 e fevereiro 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		
	Fev/20 kWh/NU	Jan/21 kWh/NU	Fev/21 kWh/NU	Evolução mensal (Fev/21/Jan/21)	Evolução anual (Fev/21/Fev/20)	Mar-19/Fev-20 (kWh/NU)	Mar-20/Fev-21 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	169	182	171	-6,1%	1,2%	162	166	2,6%
Industrial	29.081	31.004	30.919	-0,3%	6,3%	29.515	30.066	1,9%
Comercial	1.357	1.281	1.270	-0,9%	-6,4%	1.293	1.156	-10,6%
Rural	532	570	556	-2,5%	4,4%	525	539	2,7%
Demais classes <sup>1</sup>	5.249	5.129	5.003	-2,5%	-4,7%	5.366	4.944	-7,9%
<b>Consumo médio total</b>	<b>478</b>	<b>490</b>	<b>474</b>	<b>-3,1%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>471</b>	<b>456</b>	<b>-3,1%</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 2021.

Fonte dos dados: EPE.

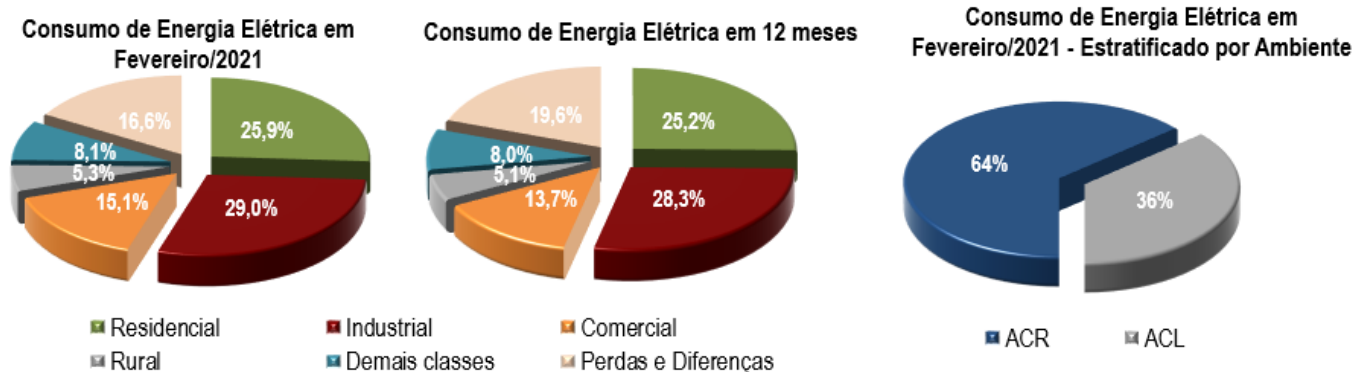
**Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.**

Classe de Consumo	Período		Evolução
	Fev/20	Fev/21	
Residencial	73.426.923	75.056.827	2,2%
Industrial	472.998	464.236	-1,9%
Comercial	5.916.127	5.858.430	-1,0%
Rural	4.569.882	4.700.041	2,8%
Demais classes <sup>1</sup>	789.170	798.599	1,2%
<b>Total</b>	<b>85.175.100</b>	<b>86.878.133</b>	<b>2,0%</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 2021.

Fonte dos dados: EPE.

O consumo de energia elétrica no ambiente de contratação regulada (ACR) atingiu, no mês de fevereiro 26.268 GWh, valor 2,5% menor ao verificado no mesmo mês de 2020. Já o consumo de energia elétrica no ambiente de contratação livre (ACL) atingiu, no mês de fevereiro, 14.947 GWh, valor 8,3% superior ao verificado no mesmo mês de 2020. O ACL atingiu 36,3% 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 janeiro de 2021.

Fonte dos dados: EPE/ONS e CCEE.



## 4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em março de 2021, o subsistema Nordeste bateu seu valor recorde de demanda instantânea máxima, no dia 16 às 22h01. Quanto aos demais subsistemas, seus valores de demandas instantâneas máximas ficaram abaixo dos respectivos recordes já alcançados.

No comparativo a março dos anos anteriores, além do recorde verificado no subsistema Nordeste, destaca-se, para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, que o valor atual foi inferior a março de 2019 (não afetado pela pandemia). Observando-se em termos do SIN, a demanda instantânea máxima alcançada neste mês foi superior aos valores alcançados em março dos anos anteriores: 83.358 MW (2019) e 84.269 MW (março de 2020).

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
<b>Máxima no mês (MW)</b> (dia - hora)	<b>49.656</b> 23/03/2021 - 18h56	<b>17.298</b> 16/03/2021 - 16h41	<b>13.417</b> 16/03/2021 - 22h01	<b>6.739</b> 16/03/2021 - 22h30	<b>84.819</b> 16/03/2021 - 15h35
<b>Recorde (MW)</b> (dia - hora)	<b>53.199</b> 01/02/2019 - 14h41	<b>18.936</b> 31/01/2019 - 14h15	<b>13.417</b> 16/03/2021 - 22h01	<b>6.923</b> 22/10/2020 - 22h44	<b>90.525</b> 30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS.

## 4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

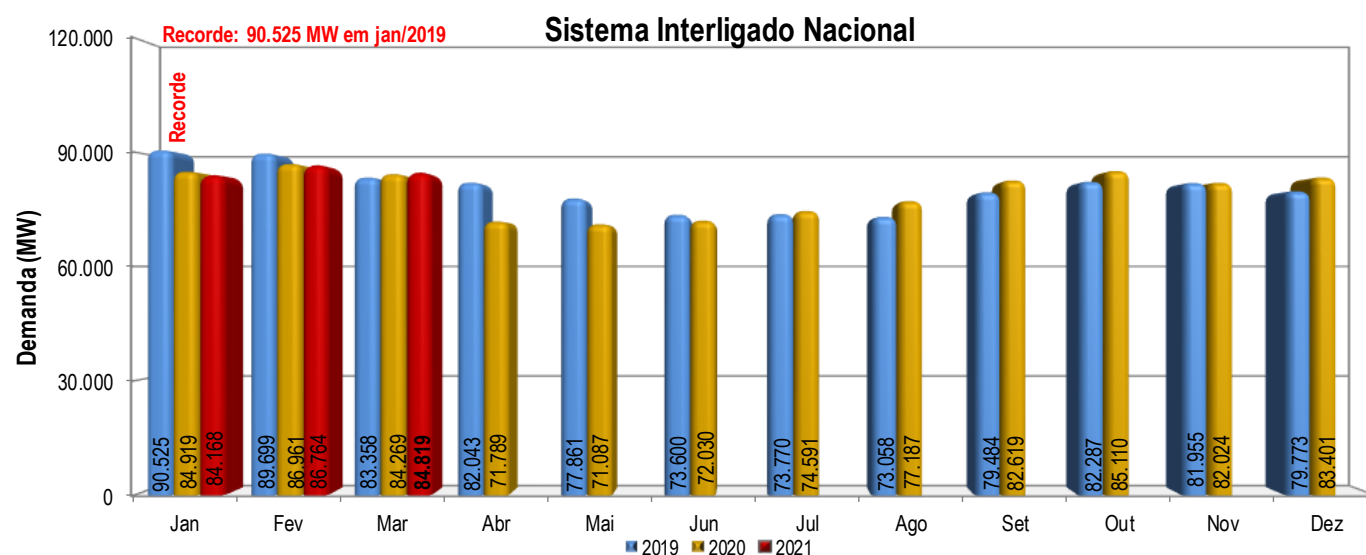


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

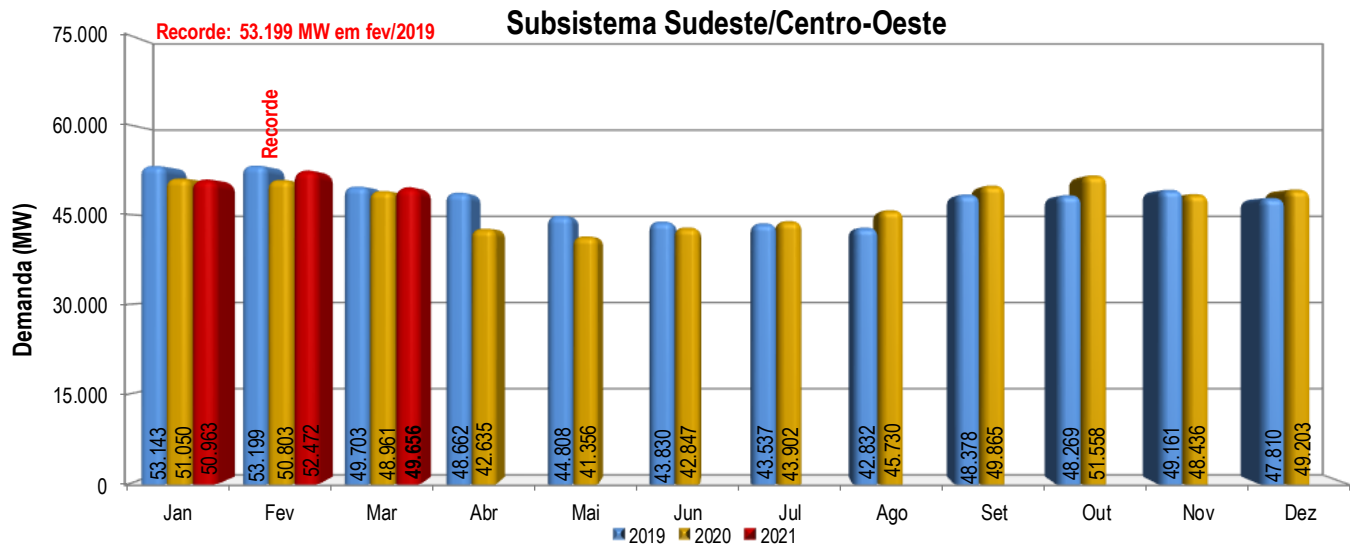


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

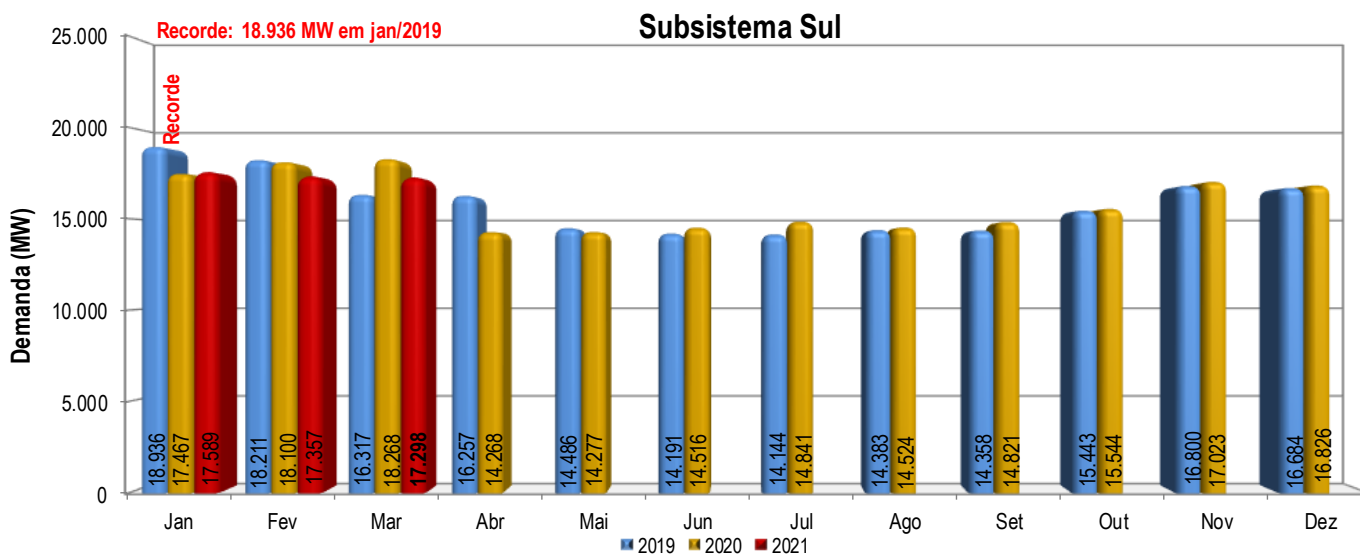


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

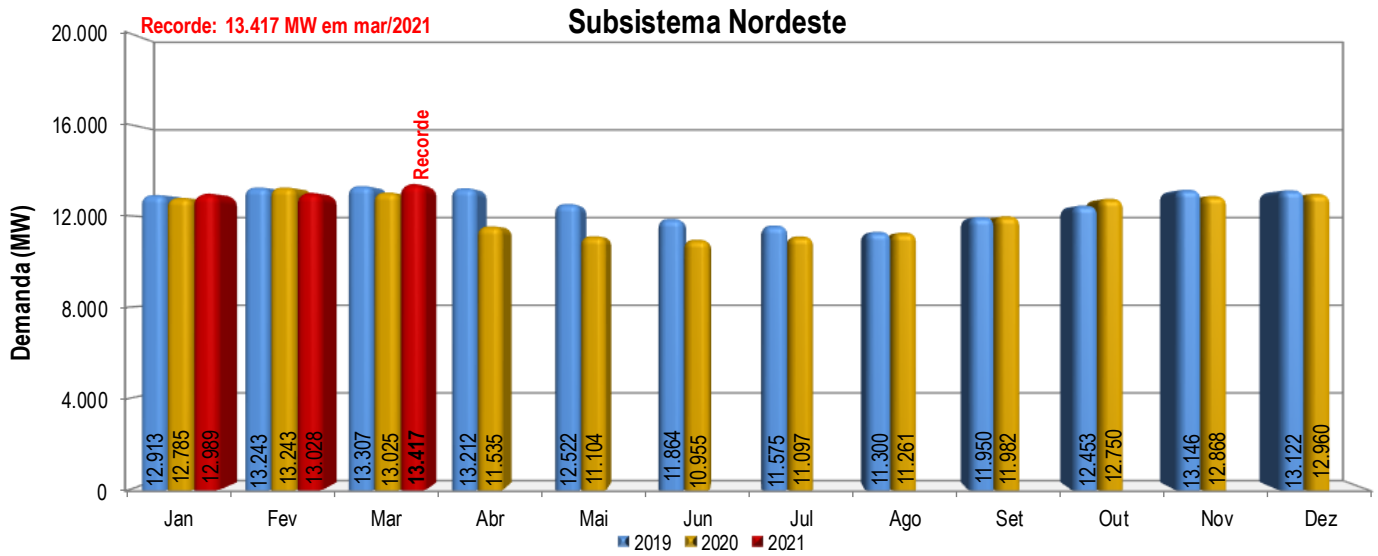


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

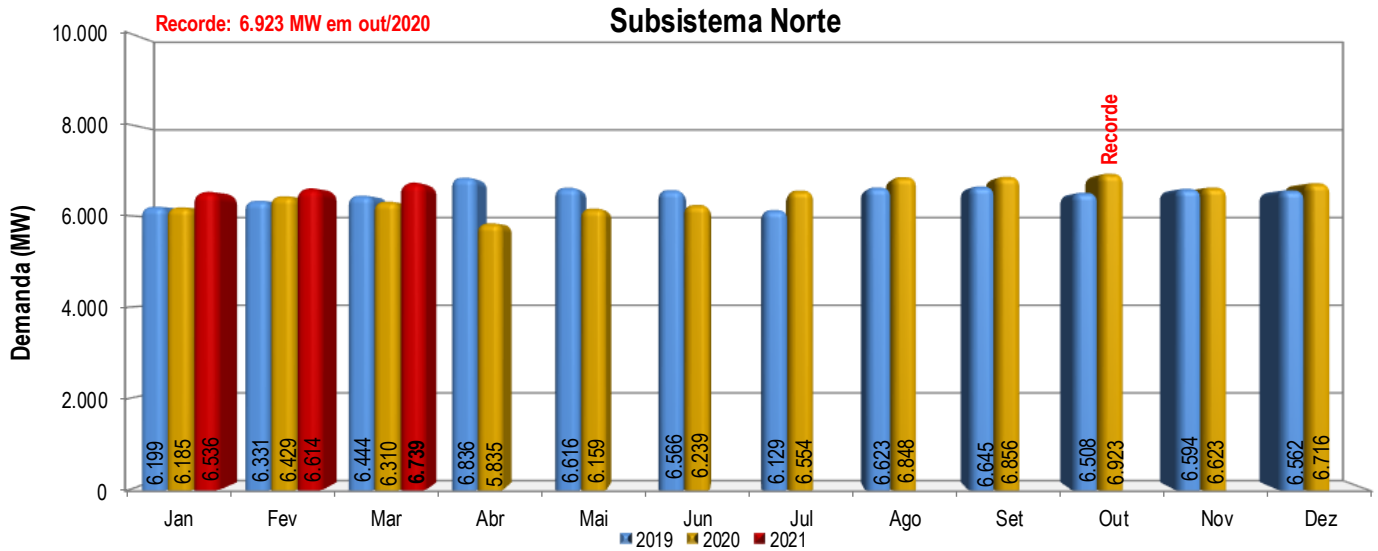


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



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

No mês de março de 2021, a capacidade instalada total<sup>1</sup> de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 180.589 MW<sup>2</sup>, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 6.117 MW (3,5%), com destaque para 3.396 MW de geração de fonte solar, 2.240 MW de fontes eólicas e 295 MW de fontes térmicas. A geração distribuída alcançou, no mês de março de 2021, 5.410 MW instalados em 440.800 unidades, resultando em 3,0% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e em crescimento de 108,6% nos últimos 12 meses.

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

Fonte	Mar/2020		Mar/2021			Evolução da Capacidade Instalada Mar/2021 - Mar/2020
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>1.486</b>	<b>109.226</b>	<b>1.486</b>	<b>109.412</b>	<b>60,6%</b>	<b>0,2%</b>
UHE	218	103.000,1	219	103.026,9	57,1%	0,0%
PCH	432	5.332,8	425	5.461,1	3,0%	2,4%
CGH	732	794,8	740	826,7	0,5%	4,0%
CGU	1	0,10	1	0,1	0,0%	-50,0%
CGH GD	103	97,7	101	97,4	0,1%	-0,3%
<b>Térmica</b>	<b>3.280</b>	<b>44.645</b>	<b>3.392</b>	<b>44.940</b>	<b>24,9%</b>	<b>0,7%</b>
Gás Natural	167	14.614,4	164	14.825,7	8,2%	1,4%
Biomassa	572	15.032,3	579	15.260,3	8,5%	1,5%
Petróleo	2.288	9.086,0	2.310	8.927,2	4,9%	-1,7%
Carvão	23	3.596,8	22	3.582,8	2,0%	-0,4%
Nuclear	2	1.990,0	2	1.990,0	1,1%	0,0%
Outros Fósseis <sup>3</sup>	10	257,5	10	257,5	0,1%	0,0%
Térmica GD	218	67,5	305	96,2	0,1%	42,6%
<b>Eólica</b>	<b>699</b>	<b>15.505</b>	<b>784</b>	<b>17.745</b>	<b>9,8%</b>	<b>14,4%</b>
Eólica (não GD)	636	15.495,0	704	17.729,9	9,8%	14,4%
Eólica GD	63	10,400	80	15,24	0,0%	46,5%
<b>Solar</b>	<b>211.321</b>	<b>5.096</b>	<b>444.443</b>	<b>8.492</b>	<b>4,7%</b>	<b>66,6%</b>
Solar (não GD)	3.885	2.679,0	4.129	3.291,2	1,8%	22,9%
Solar GD	207.436	2.417,3	440.314	5.200,8	2,9%	115,1%
<b>Capacidade Total sem GD</b>	<b>8.966</b>	<b>171.879</b>	<b>9.305</b>	<b>175.179</b>	<b>97,0%</b>	<b>1,9%</b>
<b>Geração Distribuída - GD</b>	<b>207.820</b>	<b>2.593</b>	<b>440.800</b>	<b>5.410</b>	<b>3,0%</b>	<b>108,6%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>216.786</b>	<b>174.472</b>	<b>450.105</b>	<b>180.589</b>	<b>100,0%</b>	<b>3,5%</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: [www.aneel.gov.br/scg/gd](http://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.

<sup>2</sup> 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).

<sup>3</sup> 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 – 06/04/2021).



A Figura 18 mostra a participação de cada fonte na matriz brasileira de geração de energia elétrica. Destaque para as fontes renováveis que representaram 83,6% da capacidade instalada de geração em março de 2021 (hidráulica, biomassa, eólica e solar).

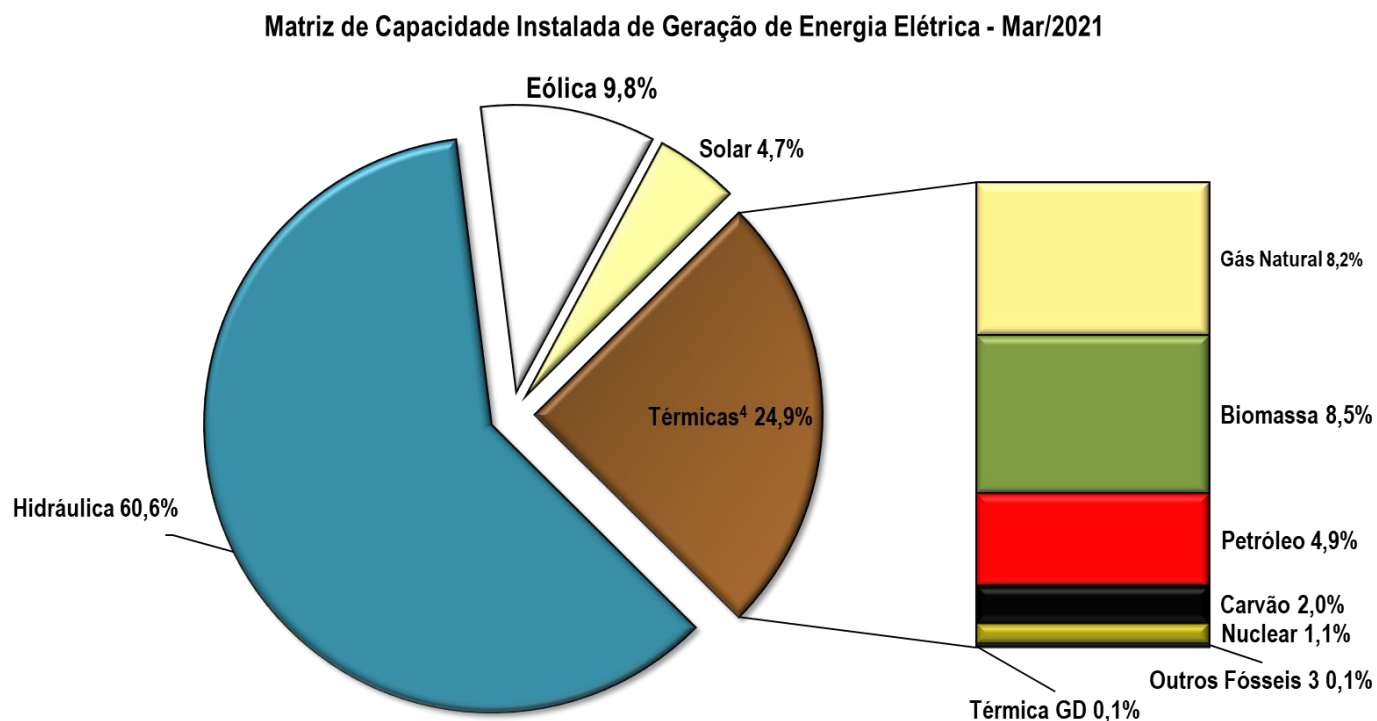


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL / MME.

<sup>4</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

Em março de 2021, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 164.113 km de linhas de transmissão, das quais cerca de 38,5% do total correspondem à classe de tensão de 230 kV e 35,9% de 500 kV, atingindo também 399.195 MVA de subestações, das quais cerca de 45,8% do total correspondem à classe de tensão de 500 kV e 26,8% 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	63.237	38,5%
345	10.360	6,3%
440	6.906	4,2%
500	58.908	35,9%
600 (CC)	12.816	7,8%
750	2.683	1,6%
800 (CC)	9.204	5,6%
<b>TOTAL</b>	<b>164.113</b>	<b>100%</b>

Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Subestações Instaladas (MVA)	Total (%)
230	107.148	26,8%
345	54.220	13,6%
440	30.292	7,6%
500	182.638	45,8%
750	24.897	6,2%
<b>TOTAL</b>	<b>399.195</b>	<b>100,0%</b>

<sup>1</sup>. 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<sup>1,2</sup>

Em março de 2021, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 387,86 MW de geração, listados na Tabela 10 e distribuídos geograficamente em 6 estados, conforme mapa a seguir.



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

Fonte dos dados: MME / SEE / EPE.





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

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	Térmica	UTE Alterosa - CGA	1 a 3	0,89	AM	UTE.PE.AM.035829-0.01
2	Térmica	UTE Eirunepé - CGA	1 a 24	8,45	AM	UTE.PE.AM.035822-3.01
3	Térmica	UTE Japurá - CGA	1 a 3	0,89	AM	UTE.PE.AM.035811-8.01
4	Térmica	UTE Limoeiro - CGA	1 a 7	2,46	AM	UTE.PE.AM.035814-2.01
5	Térmica	UTE São Gabriel da Cachoeira - VPTM	1 a 6	11,07	AM	UTE.PE.AM.037736-8.01
6	Térmica	UTE São Paulo de Olivença - CGA	1 a 14	4,93	AM	UTE.PE.AM.035837-1.01
7	Eólica	EOL Campo Largo X	1 a 8	33,60	BA	EOL.CV.BA.034630-6.01
8	Eólica	EOL Campo Largo XIV	1 a 5	21,00	BA	EOL.CV.BA.034634-9.01
9	Eólica	EOL Campo Largo XIX	1	4,20	BA	EOL.CV.BA.034645-4.01
10	Eólica	EOL Ventos de São Januário 05	2 e 5	8,40	BA	EOL.CV.BA.032644-5.01
11	Eólica	EOL Ventos de São Januário 10	3, 6, 8 e 9	16,80	BA	EOL.CV.BA.033529-0.01
12	Eólica	EOL Serrote VI	6 e 7	8,40	CE	EOL.CV.CE.040883-2.01
13	Eólica	EOL Serrote VIII	4 a 7	16,80	CE	EOL.CV.CE.040885-9.01
14	Hidráulica	CGH Santa Luzia	1 e 2	1,51	ES	CGH.PH.ES.038158-6.01
15	Eólica	EOL Ventos De Santa Ângela 15	1 a 14	43,50	PI	EOL.CV.PI.033019-1.01
16	Eólica	EOL Ventos de Santa Angela 12	1 a 10	30,00	PI	EOL.CV.PI.033016-7.01
18	Eólica	EOL Ventos de Santa Angela 13	1 a 9	28,35	PI	EOL.CV.PI.033017-5.01
19	Eólica	EOL Ventos de Santa Ângela 18	1 a 10	31,50	PI	EOL.CV.PI.033022-1.01
20	Eólica	EOL Vila Maranhão II	1 a 9	31,95	RN	EOL.CV.RN.038326-0.01
21	Eólica	EOL São Fernando 4	1 a 24	83,16	RN	EOL.CV.RN.037077-0.01
				<b>387,86</b>		

Fonte dos dados: MME / SEE.

Destaca-se, em março de 2021, a entrada em operação de 357,66 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 março de 2021.**

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Mar/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)	Realizado em Mar/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)	Realizado em Mar/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)
<b>Hidráulica</b>	1,51	29,11	0,00	0,00	1,51	29,11
PCH	0,00	27,60	0,00	0,00	0,00	27,60
CGH	1,51	1,51	0,00	0,00	1,51	1,51
UHE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Térmica</b>	28,69	46,46	0,00	13,43	28,69	59,88
Biomassa	0,00	2,99	0,00	13,43	0,00	16,41
Carvão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros Fósseis	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Petróleo	28,69	43,47	0,00	0,00	28,69	43,47
<b>Eólica</b>	100,65	240,00	257,01	357,81	357,66	597,81
Eólica (não GD)	100,65	240,00	257,01	357,81	357,66	597,81
<b>Solar</b>	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
<b>TOTAL</b>	<b>130,85</b>	<b>315,57</b>	<b>257,01</b>	<b>371,24</b>	<b>387,86</b>	<b>686,80</b>

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 83% desse crescimento.

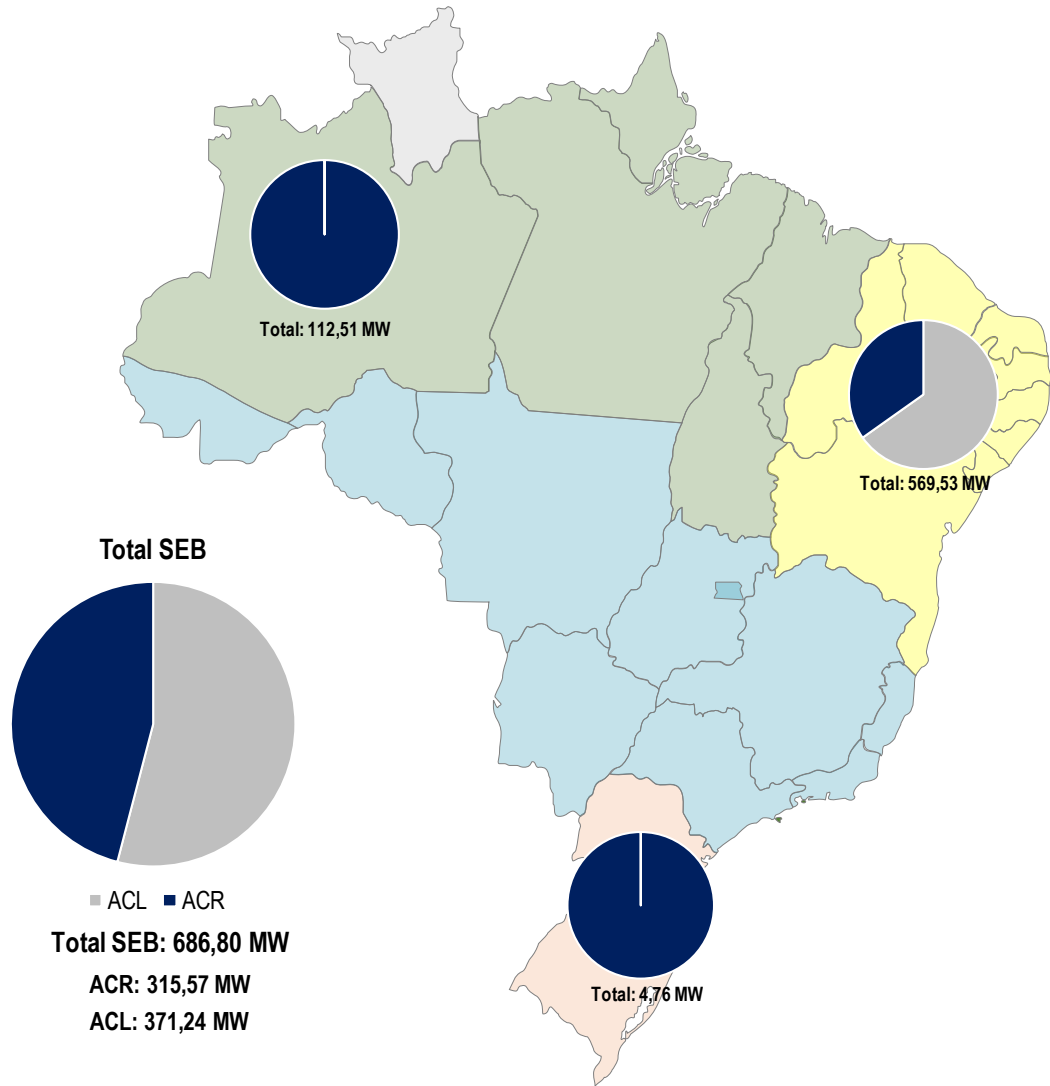


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2021 por subsistema

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 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.

<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 2023, está prevista a entrada em operação de 28.522,49 MW de capacidade instalada, com destaque para 13.447,54 MW de fonte solar centralizada, 9.104,80 MW de fonte eólica, 5.127,20 MW de fontes térmicas e para a baixa participação da fonte hidráulica, com 843,16MW, representando apenas 3% do total. Destaca-se, também, que 21.925,21 MW (76,9%) 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.

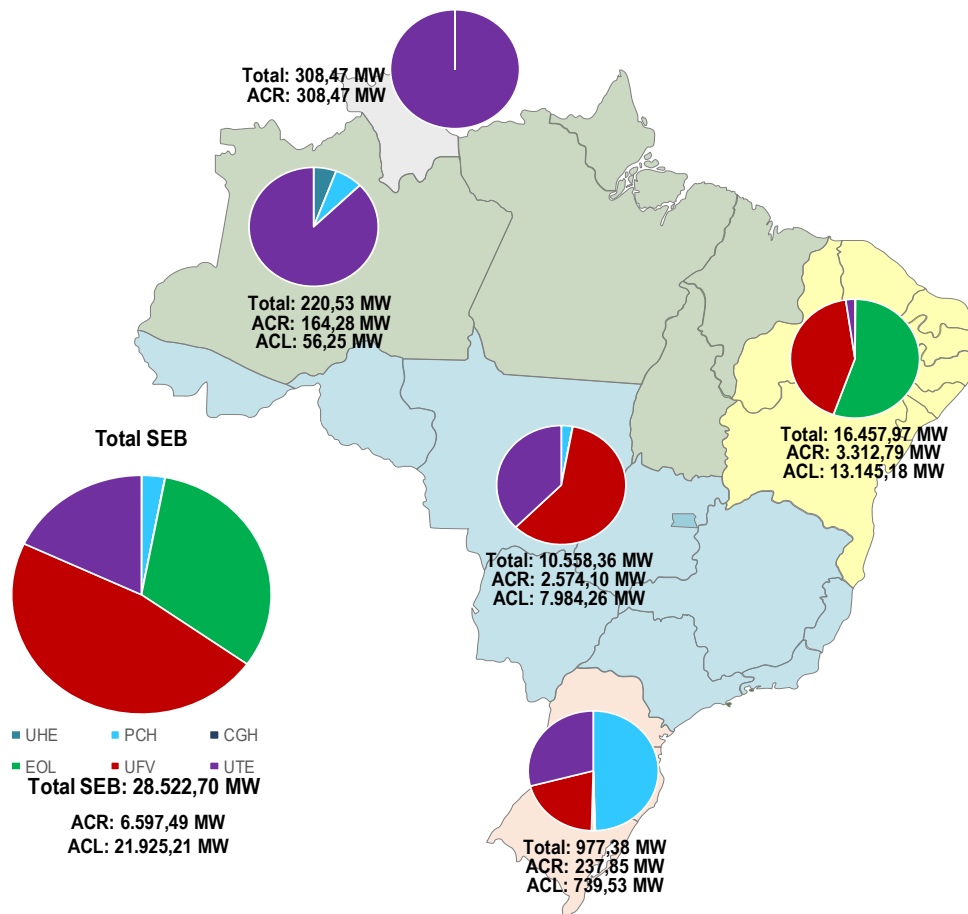


Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2023.

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)
<b>Hidráulica</b>	50,17	185,08	180,40	5,50	97,50	324,51	55,67	282,58	504,91
PCH	47,17	180,38	178,40	5,50	85,00	324,51	52,67	265,38	502,91
CGH	3,00	4,70	2,00	0,00	0,00	0,00	3,00	4,70	2,00
UHE	0,00	0,00	0,00	0,00	12,50	0,00	0,00	12,50	0,00
<b>Térmica</b>	1.692,53	327,66	984,04	325,99	1.293,42	503,57	2.018,51	1.621,07	1.487,61
<b>Eólica</b>	670,80	1.309,52	187,20	970,28	3.319,70	2.647,31	1.641,09	4.629,21	2.834,51
Eólica (não GD)	670,80	1.309,52	187,20	970,28	3.319,70	2.647,31	1.641,09	4.629,21	2.834,51
<b>Solar</b>	431,40	375,00	203,70	779,73	7.017,03	4.640,68	1.211,13	7.392,03	4.844,38
Solar (não GD)	431,40	375,00	203,70	779,73	7.017,03	4.640,68	1.211,13	7.392,03	4.844,38
<b>TOTAL</b>	<b>2.844,90</b>	<b>2.197,25</b>	<b>1.555,34</b>	<b>2.081,50</b>	<b>11.727,65</b>	<b>8.116,07</b>	<b>4.926,40</b>	<b>13.924,89</b>	<b>9.671,41</b>

<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.

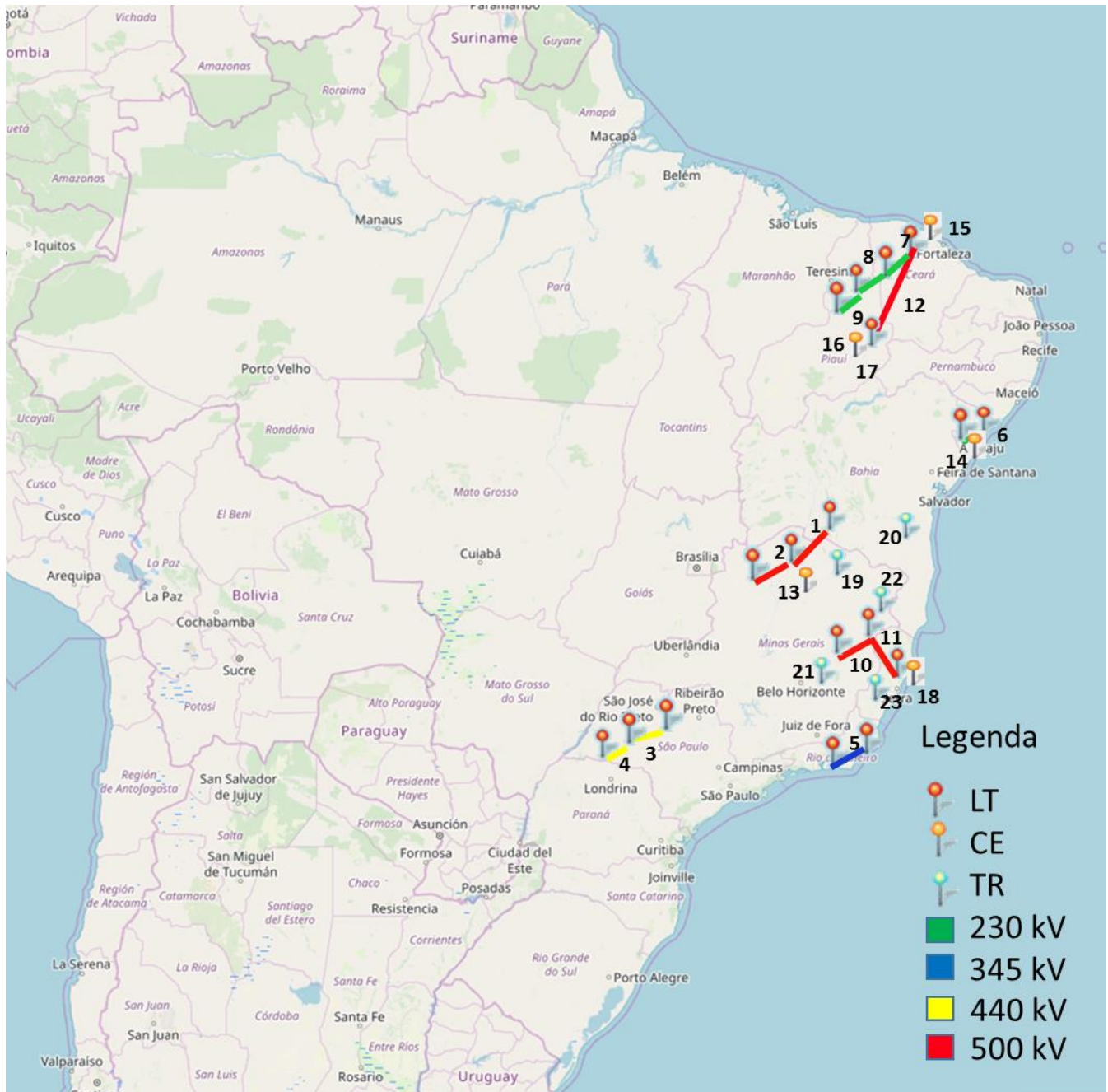


Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em março de 2021.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE



Em relação à conclusão de linhas de transmissão, equipamentos de transformação e compensação, em março de 2021, destaca-se a entrada em operação de 1.132,8 km de linhas e 4.350 MVA de capacidade de transformação e 1.070 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	500	LT Rio das Eguas/ Arinos 2 C1	230,0	BA/MG
2	500	LT Arinos 2/ Pirapora 2 C1	221,0	MG
3	440	LT Ilha Solteira /Baguaçu C2	19,0	SP
4	440	LT Baguaçu /Bauru C2 SP	19,0	SP
5	345	LT Adrianópolis/ Jacarepagua C2	9,0	RJ
6	230	LT Jardim/ Nossa Senhora do Socorro C1 e C2	3,0	SE
7	230	LT Ibiapina II/ Tianguá II C1 e C2	52,0	CE
8	230	LT Ibiapina II/ Piripiri - C2	80,0	PI/CE
9	230	LT Piripiri/ Teresina III C1	100,0	PI
10	500	LT Governador Valadares 6/ Mutum C1	156,8	MG
11	500	LT Mutum/ Rio Novo do Sul C1	132,0	MG/ES
12	500	LT Parnaíba III/ Tianguá II C1	111,0	PI/CE
TOTAL			1.132,8	

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado
13	440	SE Baguaçu TR1	300,0	SP
14	230	SE Nossa Senhora do Socorro TR1 e TR2	300,0	SE
15	500	SE Tianguá II TR1 e TR2	1.200,0	CE
16	500	SE Parnaíba III TR1 e TR2	1.200,0	PI
17	230	SE Parnaíba III TR1 e TR2	300,0	PI
18	500	SE Rio Novo do Sul TR1	1.050,0	ES
TOTAL			4.350,0	



**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
19	500	RT 500 Padre Paraíso 2 RT3 e RT4	300,0	MG
20	500	RT Poções III RT3 e RT4	300,0	BA
21	500	RT Governador Valadares 6 RT1 e RT2	300,0	MG
22	500	RT Mutum RT4 e RT5	70,0	MG
23	500	RT Rio Novo do Sul RT3	100,0	ES
TOTAL			1.070,0	

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Mar/21 (km)	Acumulado em 2021 (km)
230	135,0	651,0
345	9,0	9,0
440	38,0	150,0
500	950,8	1.210,8
TOTAL	1.132,8	2.020,8

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Mar/21 (MVA)	Acumulado em 2021 (MVA)
230	300,0	628,0
440	300,0	1.100,0
500	3.750,0	4.650,0
TOTAL	4.350,0	6.378,0

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





## 7.4. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão e da Capacidade de Transformação <sup>1</sup>

Até 2023, está prevista a entrada em operação de 22.308,8 km de linhas de transmissão (LT) e 60.901 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	1.483,4	1.290,0	2.294,9
345	79,0	205,0	4,0
440	0,0	0,0	37,0
500	7.676,2	4.494,8	4.744,5
<b>TOTAL</b>	<b>9.238,6</b>	<b>5.989,8</b>	<b>7.080,4</b>

Fonte dos dados: MME / SEE.

Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2021 (MVA)	Previsão 2022 (MVA)	Previsão 2023 (MVA)
230	7.486,0	5.084,0	2.140,0
345	1.350,0	2.100,0	750,0
440	600,0	0,0	300,0
500	10.948,0	17.817,0	12.326,0
<b>TOTAL</b>	<b>20.384,0</b>	<b>25.001,0</b>	<b>15.516,0</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 SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.



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

### 8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

No mês de fevereiro de 2021, a geração hidráulica correspondeu a 75,3% do total gerado no país, valor 7,9 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica caiu 2,1 p.p. com relação ao verificado no mês anterior, representando 7,7% do total gerado. Já as usinas térmicas tiveram sua participação reduzida com relação ao mês anterior em 4,9 p.p., sendo responsável por 16,1% da geração de energia elétrica no País.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram 85,3% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em fevereiro de 2021.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Fevereiro/2021

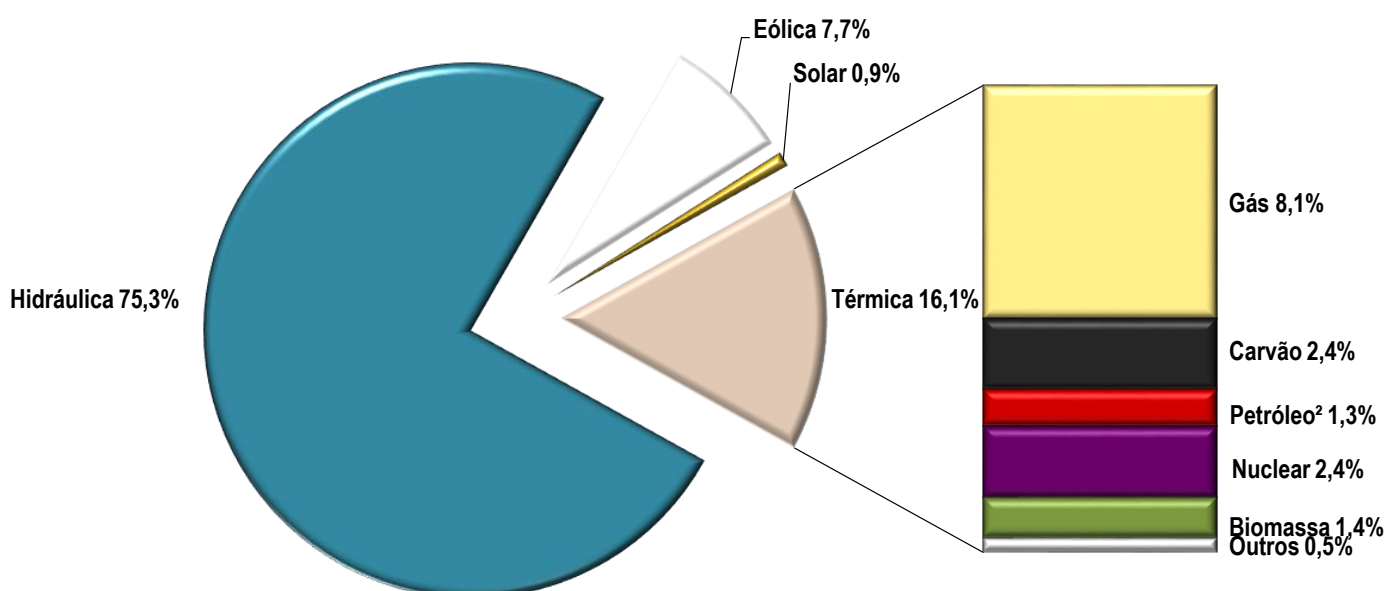


Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

<sup>1</sup> A produção acumulada de energia elétrica não inclui a autoprodução e a geração distribuída.

Dados contabilizados até fevereiro de 2021.

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

Fonte dos dados: CCEE.



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

No mês de fevereiro, a geração hidráulica teve aumento de 1,7% com relação ao mês anterior. Quanto ao comparativo com fevereiro de 2020, a geração hidráulica e a geração solar apresentaram, respectivamente queda de 8% e 3,4%, enquanto as gerações eólica e térmica sofreram, respectivamente, elevação de 30,5% e 21,1%.

Com relação à fonte térmica, destaca-se o aumento expressivo de 21,1% observado no mês de fevereiro, em comparação ao mês de fevereiro de 2020, fato associado à vigência da autorização concedida pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, CMSE, 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 observada redução de 1,4% no valor total, comportamento impactado de maneira relevante, dentre outros fatores, pela pandemia de COVID-19 no país e seus reflexos na diminuição do consumo de energia elétrica.

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

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Fev/20 (GWh)	Jan/21 (GWh)	Fev/21 (GWh)	Evolução mensal (Fev/21 / Jan/21)	Evolução anual (Fev/21 / Fev/20)	Mar/19-Fev/20 (GWh)	Mar/20-Fev/21 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>37.915</b>	<b>34.284</b>	<b>34.882</b>	<b>1,7%</b>	<b>-8,0%</b>	<b>399.476</b>	<b>393.092</b>	<b>-1,6%</b>
<b>Térmica</b>	<b>5.918</b>	<b>10.386</b>	<b>7.169</b>	<b>-31,0%</b>	<b>21,1%</b>	<b>106.827</b>	<b>98.687</b>	<b>-7,6%</b>
Gás	3.041	5.667	3.729	-34,2%	22,6%	44.526	40.633	-8,7%
Carvão	868	1.418	1.115	-21,3%	28,4%	13.444	9.672	-28,1%
Petróleo <sup>2</sup>	249	1.001	319	-68,1%	28,3%	4.271	4.338	1,6%
Nuclear	865	1.258	1.135	-9,8%	31,1%	14.216	13.331	-6,2%
Outros	250	344	233	-32,3%	-7,1%	2.887	3.233	12,0%
Biomassa	644	699	639	-8,6%	-0,8%	27.483	27.479	0,0%
<b>Eólica</b>	<b>2.744</b>	<b>5.525</b>	<b>3.583</b>	<b>-35,2%</b>	<b>30,5%</b>	<b>53.633</b>	<b>59.224</b>	<b>10,4%</b>
<b>Solar</b>	<b>427</b>	<b>519</b>	<b>413</b>	<b>-20,4%</b>	<b>-3,4%</b>	<b>5.067</b>	<b>5.955</b>	<b>17,5%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>47.004</b>	<b>50.714</b>	<b>46.046</b>	<b>-9,2%</b>	<b>-2,0%</b>	<b>565.003</b>	<b>556.958</b>	<b>-1,4%</b>

Fonte dos dados: CCEE.

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

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

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Fev/20 (GWh)	Jan/21 (GWh)	Fev/21 (GWh)	Evolução mensal (Fev/21 / Jan/21)	Evolução anual (Fev/21 / Fev/20)	Mar/19-Fev/20 (GWh)	Mar/20-Fev/21 (GWh)	Evolução
Hidráulica	0	0	3	-	-	0	9	-
Gás	13	13	12	-7,0%	-2,5%	118	156	32,3%
Petróleo <sup>2</sup>	312	309	285	-7,9%	-8,7%	3.892	3.898	0,2%
Biomassa	4	4	4	6,0%	1,5%	47	55	15,9%
<b>TOTAL</b>	<b>329</b>	<b>327</b>	<b>304</b>	<b>-6,8%</b>	<b>-7,6%</b>	<b>4.057</b>	<b>4.118</b>	<b>1,5%</b>

<sup>1</sup> 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.

<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 Eletrobrás, em atendimento ao disposto no Decreto nº 9.047/2017.

Dados contabilizados até fevereiro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



## 8.4. Geração Eólica<sup>1</sup>

No mês de fevereiro de 2021, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste decresceu 13,4 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 29,3%, com total de 4.645 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 41%, o que indica decréscimo de 0,6 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em fevereiro de 2021, decresceu 4,3 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 28,6%, com total de 600 MWmédios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 35,3%, o que indica acréscimo de 2,3 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

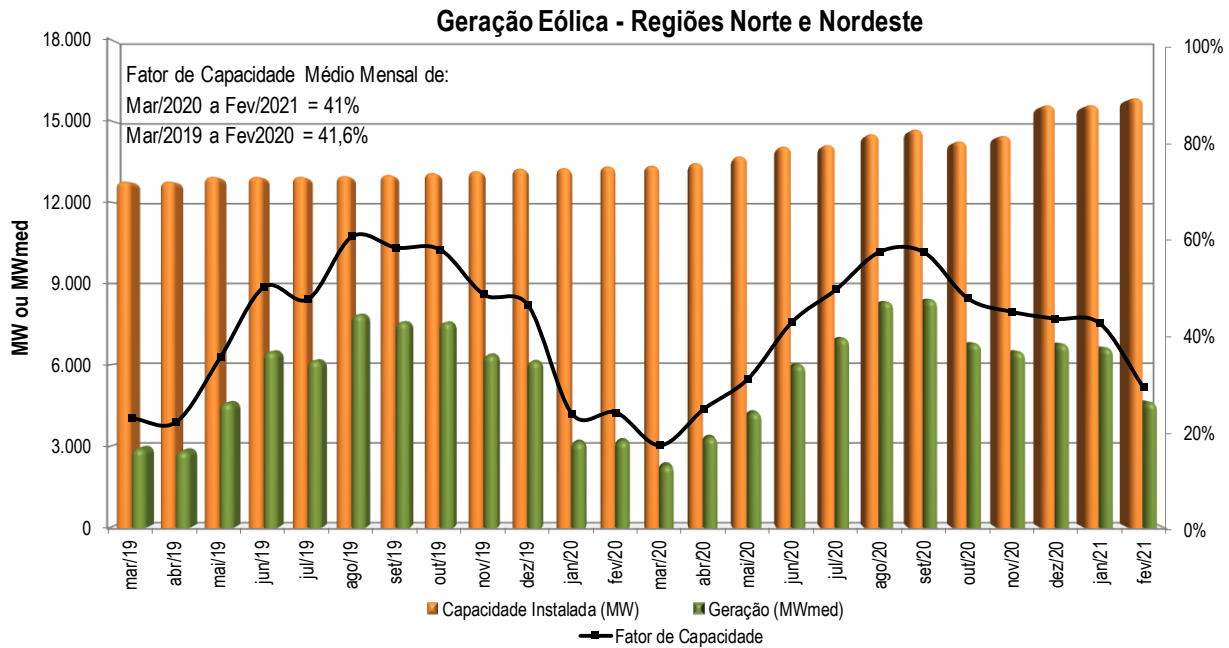


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

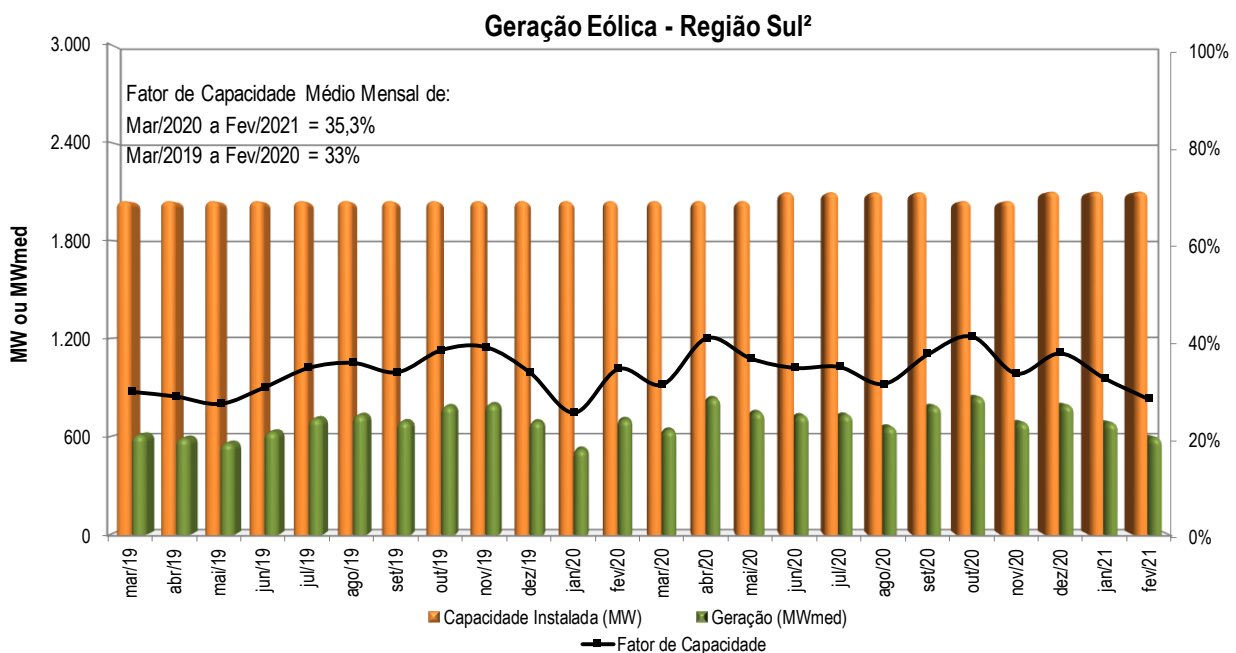


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul

<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 UEE Gargaú, com 28 MW, situada na Região Sudeste.

Dados contabilizados até fevereiro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



## 8.5. Mecanismo de Realocação de Energia<sup>1</sup>

Em fevereiro de 2021, as usinas participantes do MRE geraram, juntas, 50.638 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 58.148 MWmédios, o que representou um GSF mensal de 87,1%.

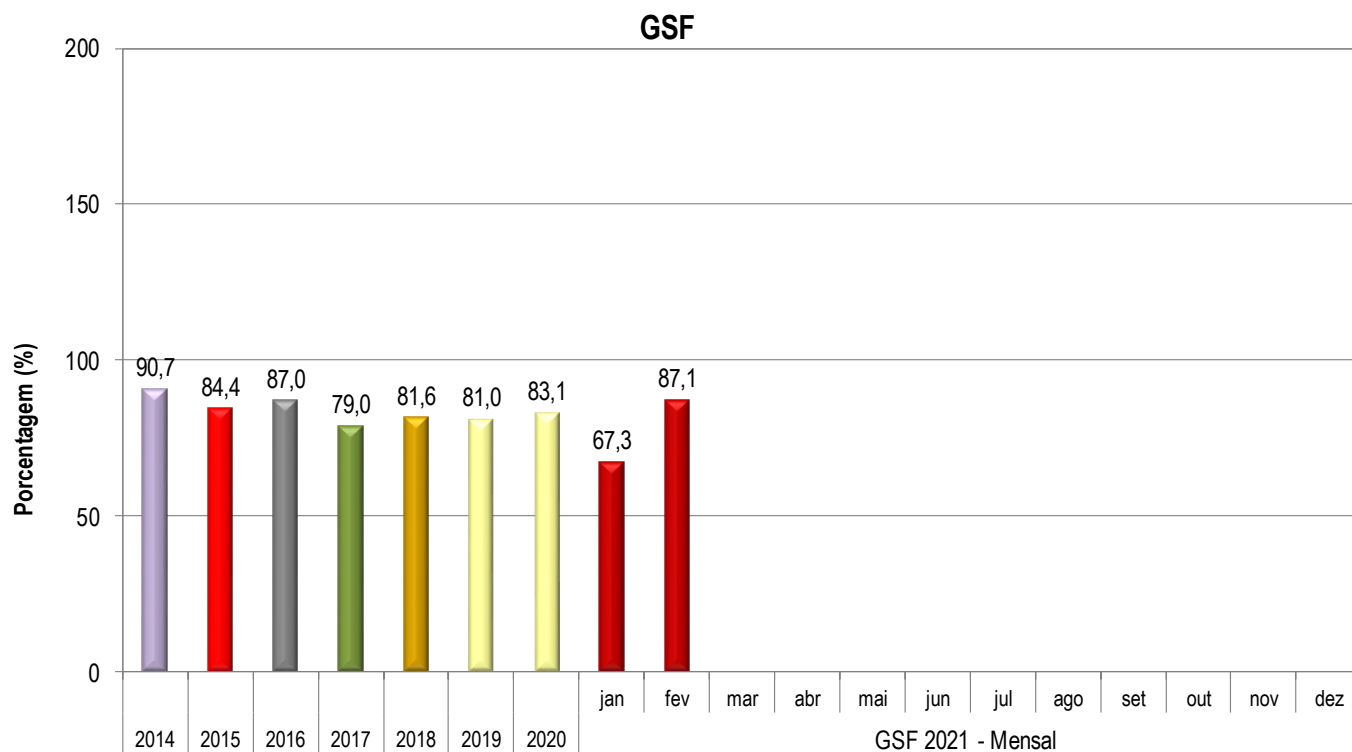


Figura 26. Evolução do GSF.

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										
Garantia Física Sazonalizada (MW médio)	66.707	58.148										
GSF (%)	67,3	87,1										

Dados contabilizados até fevereiro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



## 9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Em março, 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\$ 2.432,37 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no subsistema Nordeste no intervalo das 00h00 às 00h30 do dia 31/03 e o menor valor foi verificado nos subsistemas Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e também no subsistema Norte, ao longo de diversos dias no mês.

Na comparação com o mês anterior, em que o CMO variou de R\$ 0,00 / MWh e R\$ 706,25 / MWh, percebe-se que houve uma redução dos custos marginais ao longo do mês, comportamento influenciado pela manutenção das precipitações (embora, no geral abaixo da média) e do volume dos reservatórios das principais bacias hidrográficas de interesse do SIN.

Ressalta-se que a escala da direita se refere apenas ao subsistema Nordeste.

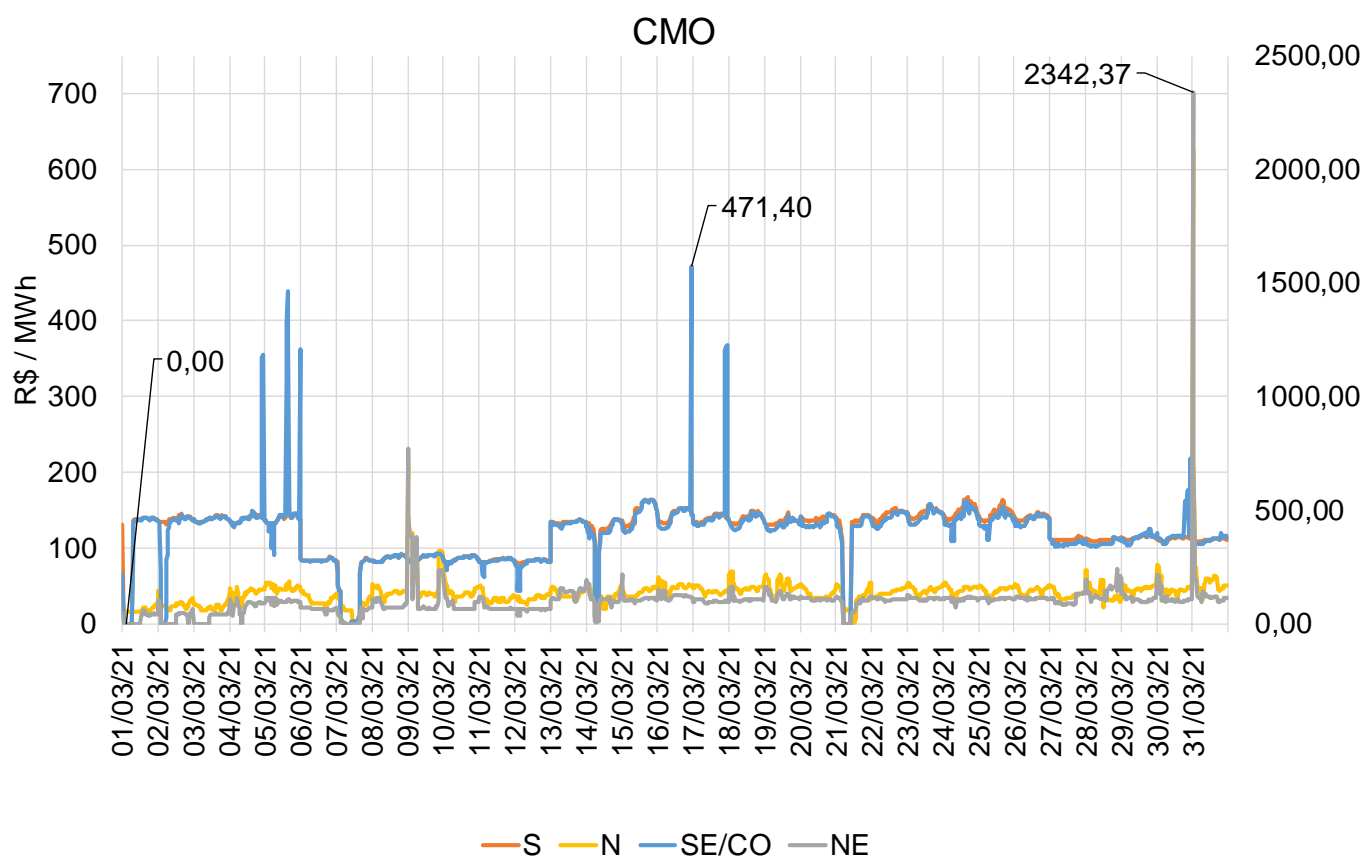


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



## 10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em março, os Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) horários variaram entre R\$ 49,77 / MWh e R\$ 147,10 / MWh. O maior valor registrado foi verificado nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul no intervalo das 16h00 às 17h00 do dia 24/03 e o menor valor foi verificado por todos os subsistemas em alguns horários no dia 01/03, pelo subsistema Nordeste nos primeiros dias do mês e pelo subsistema Norte, na maior parte do mês.

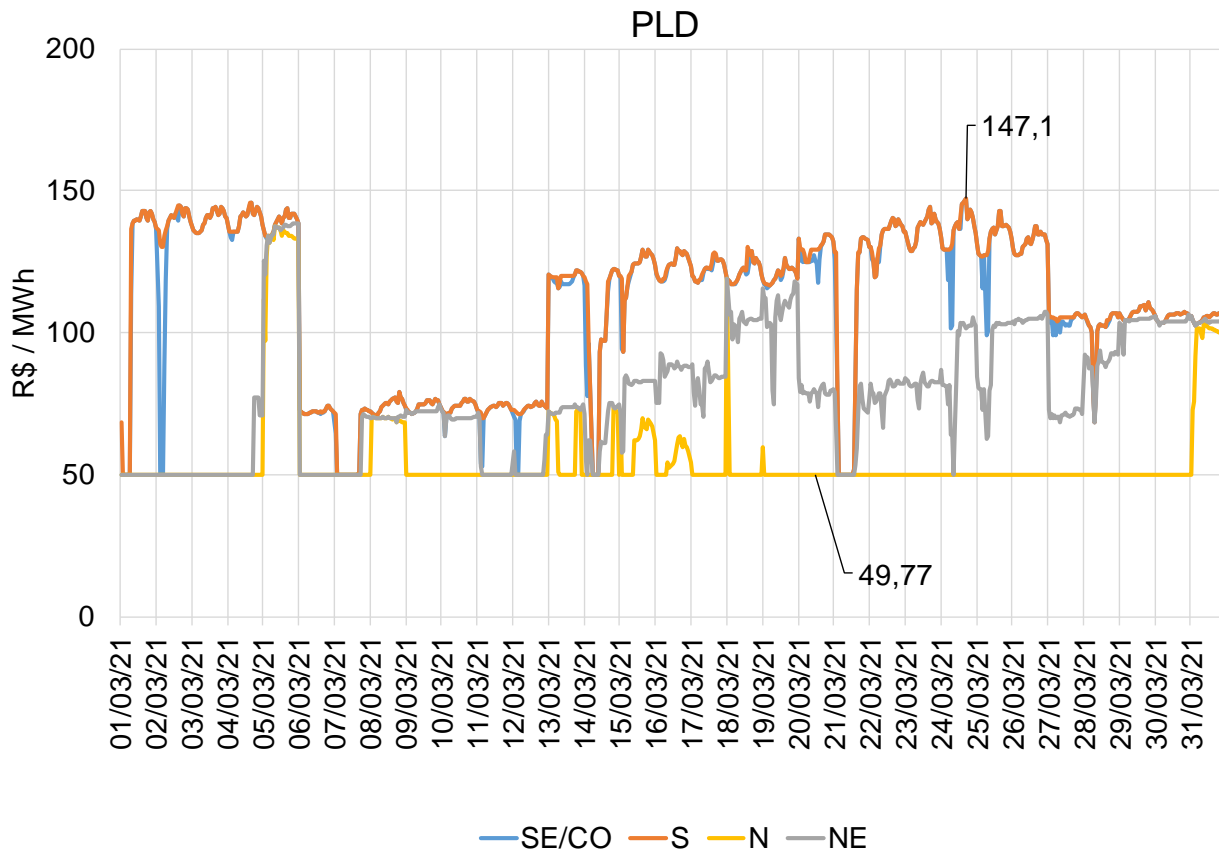


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.



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

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em fevereiro de 2021 totalizaram R\$ 1.095 milhões, montante inferior ao valor verificado no mês anterior, que ficou em R\$ 1.835 milhões. Embora tenha registrado queda nesse mês em relação ao anterior, 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 fevereiro se refere ao encargo por segurança energética, responsável por parcela de aproximadamente 64% do total dos Encargos, o que equivale aproximadamente a R\$ 700 milhões. Há destaque também para os encargos por importação, para o qual o total supera a quantia de R\$ 272 milhões, correspondendo à parcela de 24% do total dos ESS.

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 fevereiro. 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 vêm possibilitando o devido atendimento à carga, a menor degradação dos armazenamentos dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas e a manutenção da governabilidade das cascatas hidráulicas do SIN.

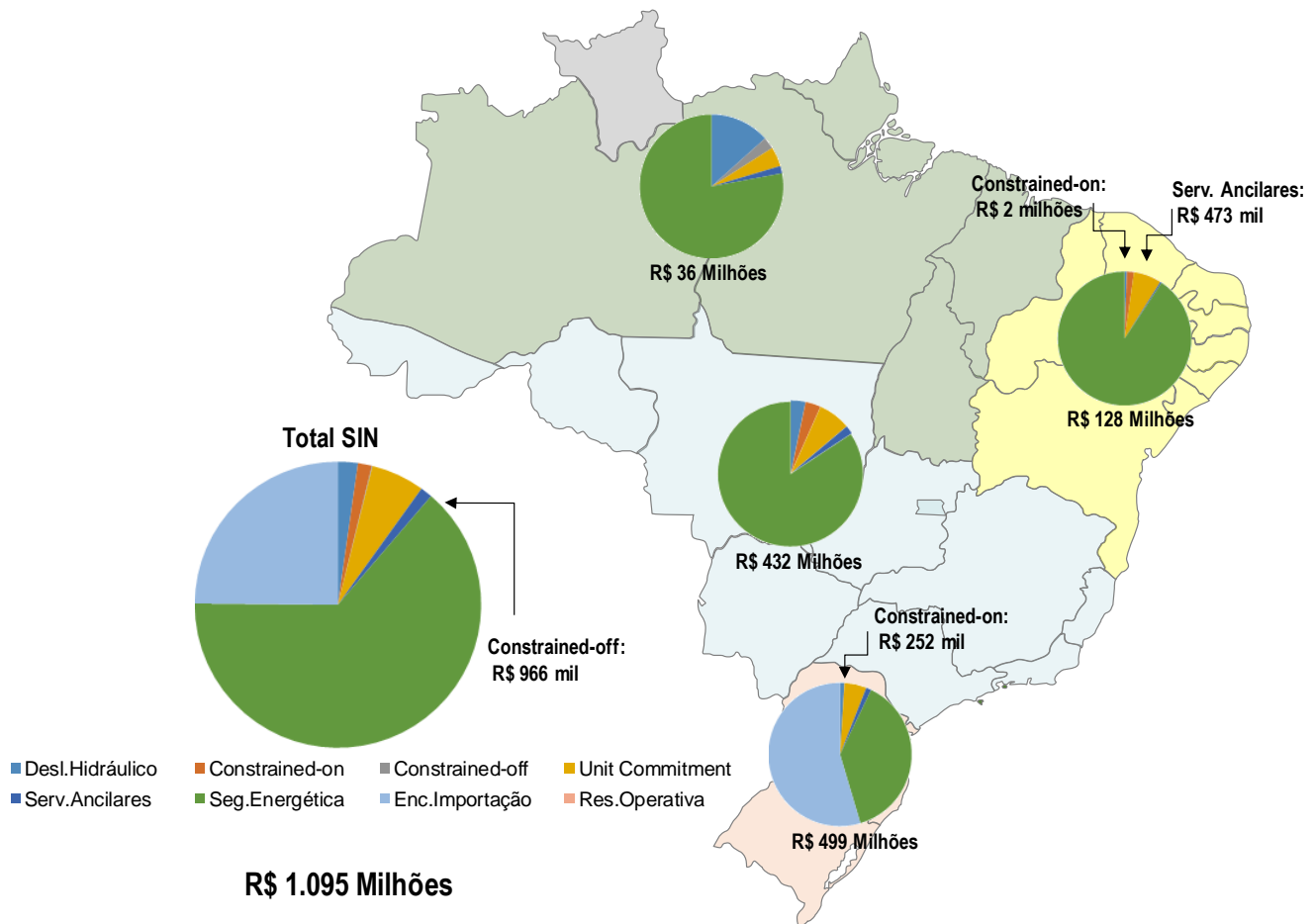


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até fevereiro de 2021.

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

Fonte dos dados: CCEE.



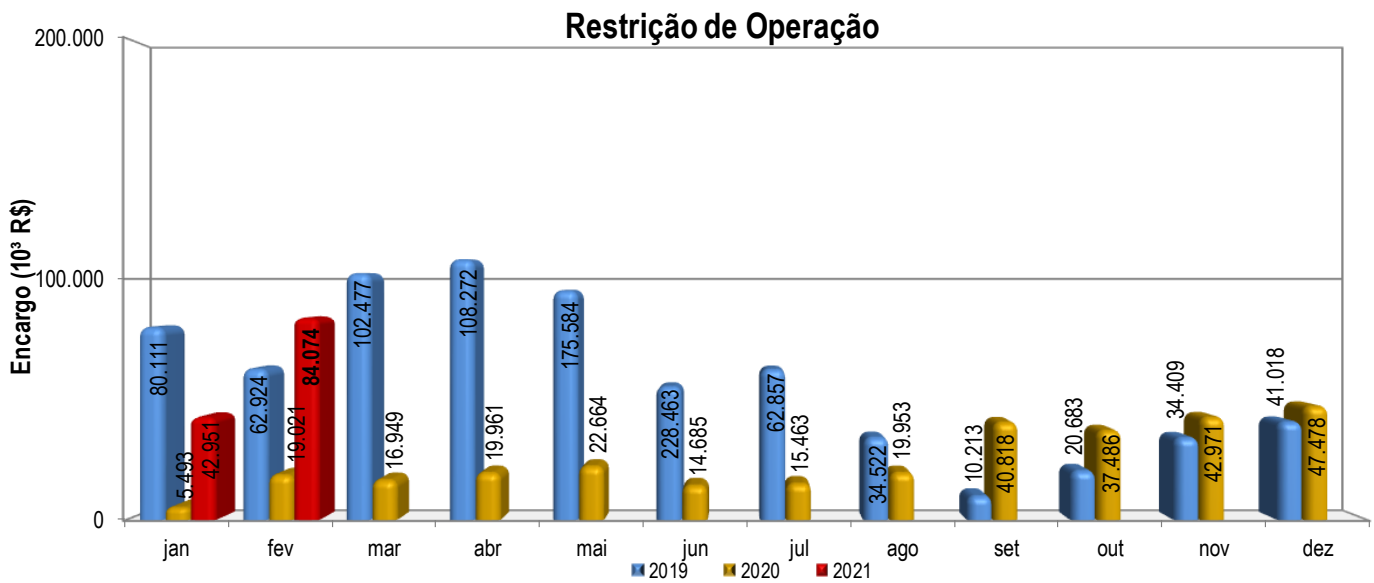


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

\* 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

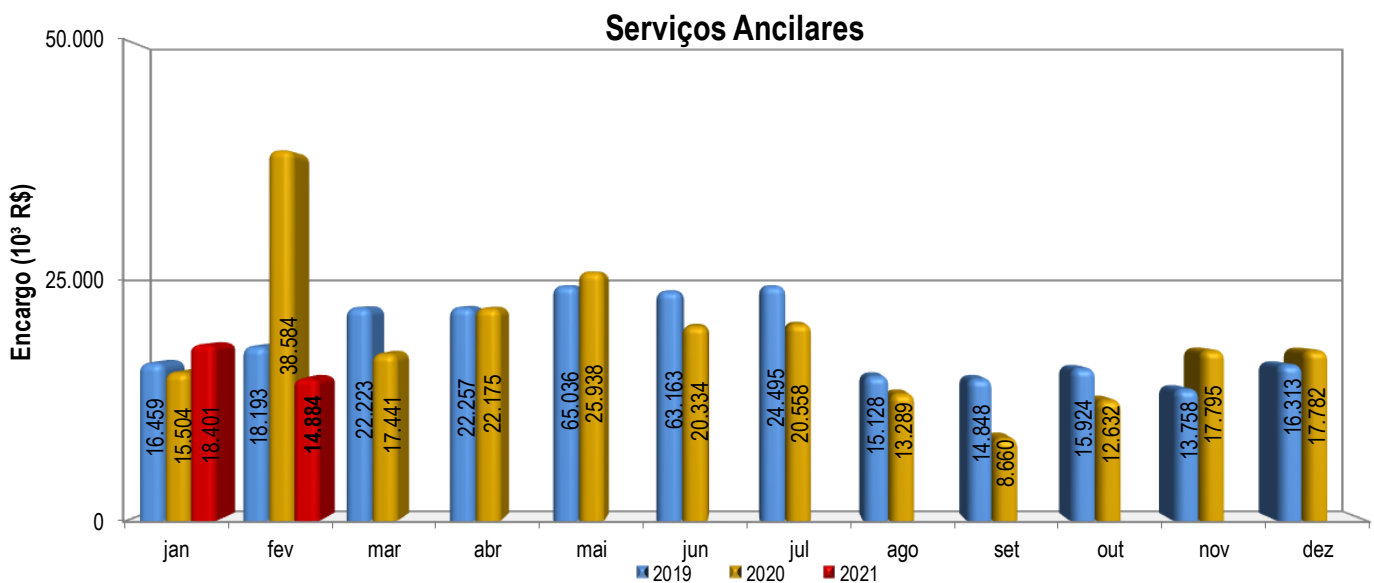


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

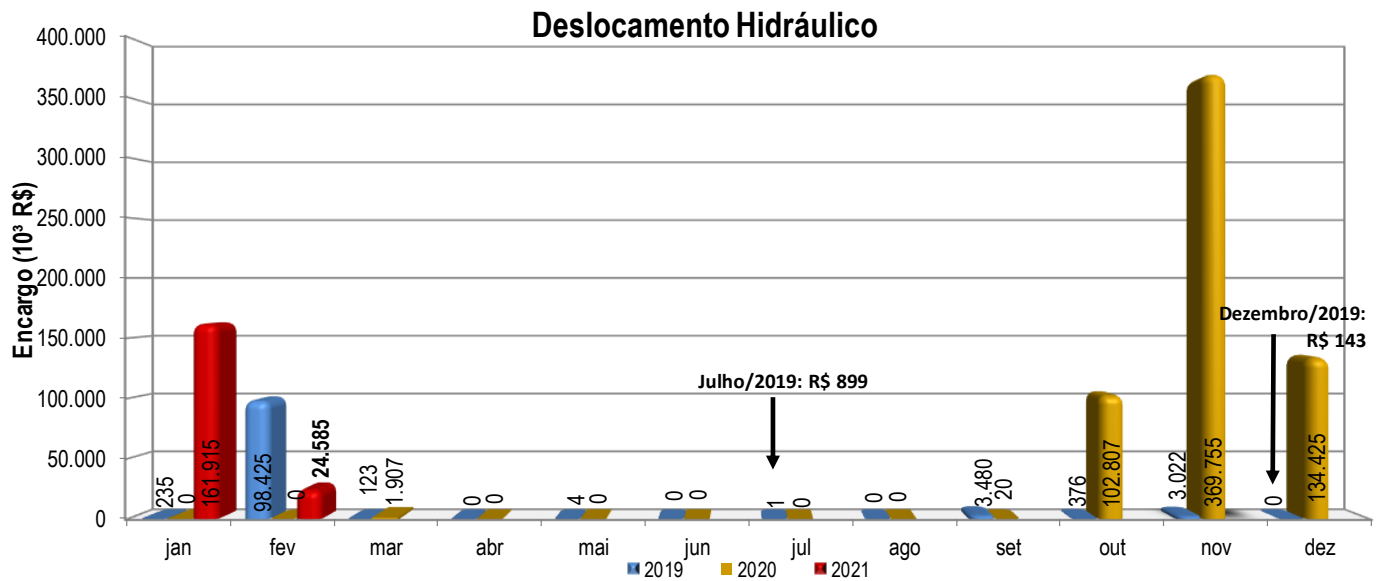


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

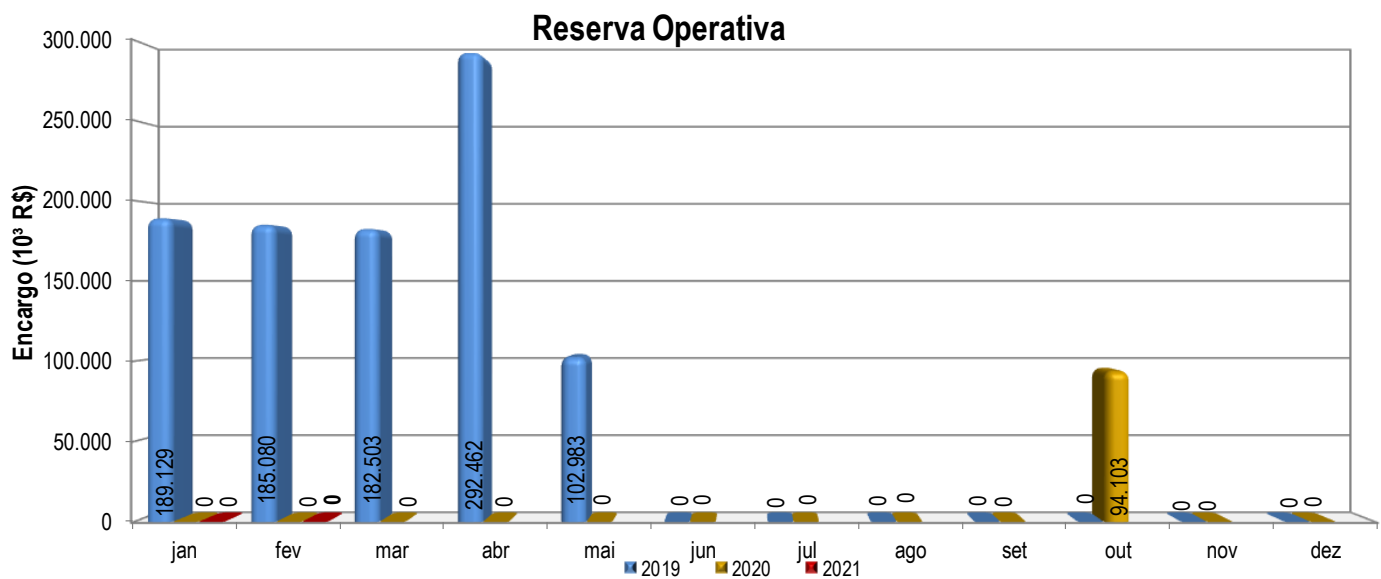


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

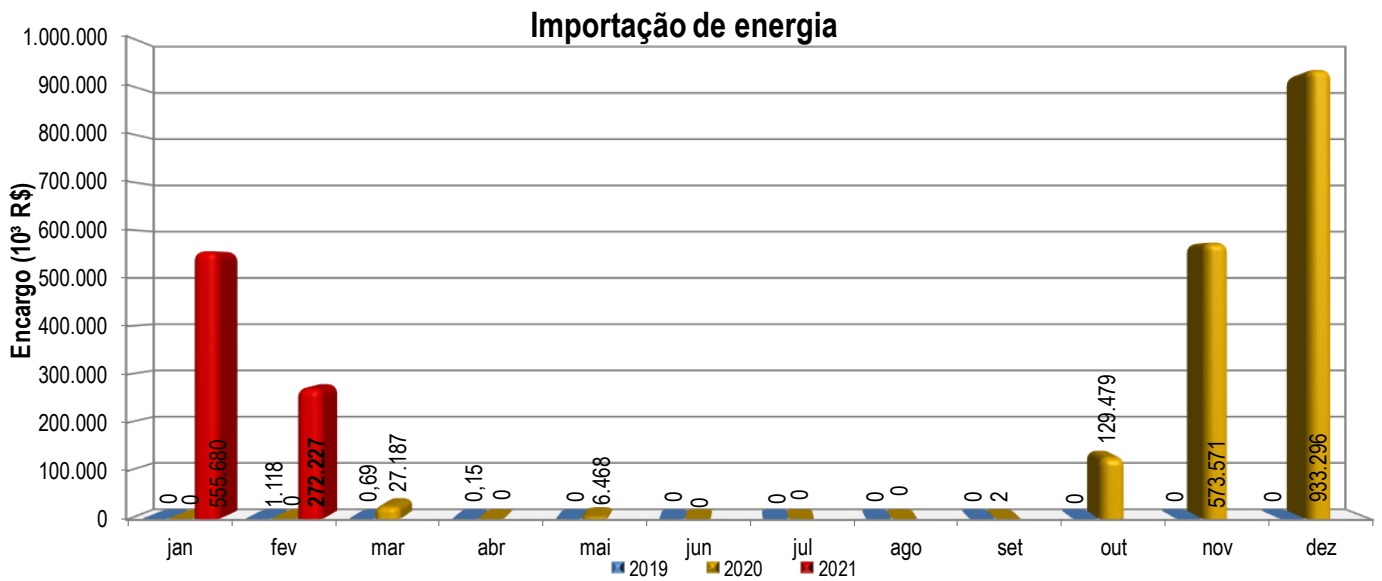


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

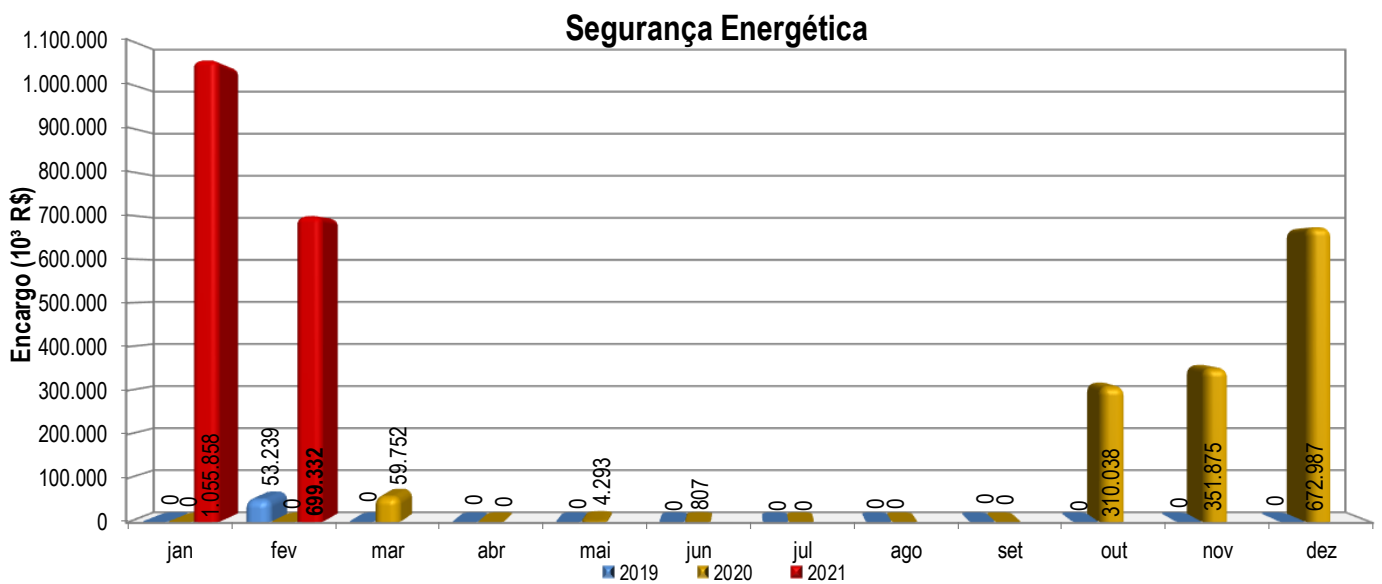


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até fevereiro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



## 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de março de 2021, foram verificadas quatro ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando 877 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
08/mar	Desligamento automático da LT 138 kV Brasília Norte – Brasília Sul C1 e LT 138 kV Brasília Norte – Águas Claras C1	344,0	GO/DF	O desligamento ocorreu provavelmente devido à incidência de descargas atmosféricas
18/mar	Desligamento automático do barramento de 69 kV da SE Juazeiro II.	196,0	PE/BA	Curto circuito inicialmente monofásico (fase A), evolutivo para bifásico (fases A e B), e para trifásico, provocado pelo rompimento de cabo sobre o disjuntor 12C6 de 69 kV, localizado eletricamente na barra de 69 kV (02BP) da SE Juazeiro II
22/mar	Desligamento automático do barramento de 69 kV da SE Teresina.	170,0	PI/MA	Curto-circuito na LD 69 kV Teresina - Taboca (02J4), provocando a atuação da proteção de distância em primeira zona na SE Teresina
26/mar	Abertura automática dos disjuntores FTDJ4-07 e DTDJ4-07, desenergizando a linha FTDT-LT4-01, e desligamento da UTE Monte Cristo I	167,0	RR	Curto-circuito trifásico na LD 69 kV Distrito - Floresta, devido a descarga atmosférica, provocando a atuação das proteções de distância em zonas 1 nos extremos, ilhando algumas cargas em Distrito e provocando o desligamento da UTE Monte Cristo I
		<b>877,0</b>		

Fonte dos dados: ONS e Roraima Energia.

### 12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro <sup>1</sup>

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

Subsistema	Carga Interrompida no SEB (MW)												2021 Jan-Mar	2020 Jan-Mar
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
SIN <sup>2</sup>	0	0	0										0	0
S	267	0	0										267	1.063
SE/CO	0	330	344										674	482
NE	356	606	366										1.328	299
N	248	0	0										248	1.980
Isolados	0	138	167										305	372
<b>TOTAL</b>	<b>871</b>	<b>1.074</b>	<b>877</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>2.822</b>	<b>4.196</b>



Tabela 25. Evolução do número de ocorrências.

Subsistema	Número de Ocorrências												2021	2020
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan-Mar	Jan-Mar
SIN <sup>2</sup>	0	0	0										0	0
S	1	0	0										1	2
SE/CO	0	1	1										2	4
NE	1	3	2										6	2
N	1	0	0										1	2
Isolados	0	1	1										2	2
<b>TOTAL</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>4</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>12</b>	<b>12</b>

Ocorrências no SEB

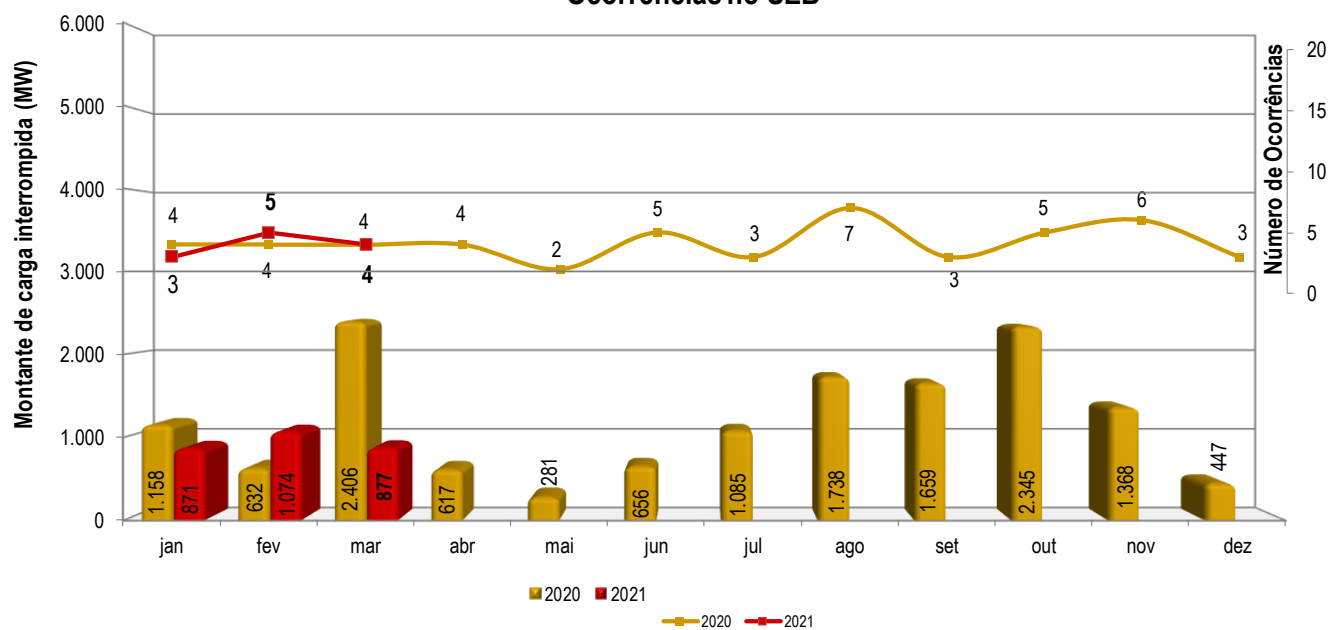


Figura 36. Ocorrências no SEB.

<sup>1</sup> 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.

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

Fonte dos dados: ONS / Roraima Energia / Eletronorte.



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

Até o mês de fevereiro de 2021, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 1,10 horas. Considerando os valores de DEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 11,53 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	Már	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano <sup>2</sup>	Tend. Ano <sup>2</sup>	Limite Ano
Brasil	1,18	1,10											2,28	11,53	11,95
SU	1,24	0,92											2,16	10,59	9,89
SE	0,79	0,80											1,59	7,85	8,47
CO	1,64	1,32											2,97	14,47	13,26
NE	1,41	1,35											2,76	14,47	13,74
NO	2,09	2,24											4,33	22,90	32,13

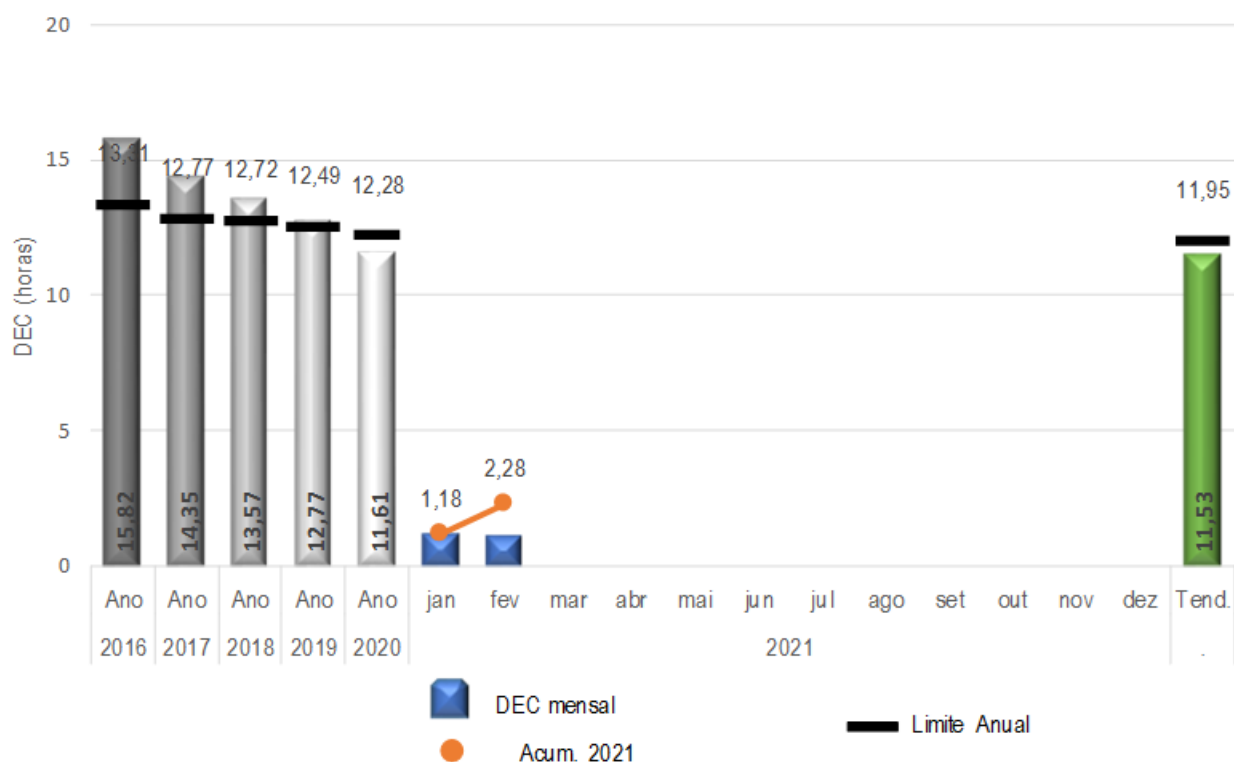


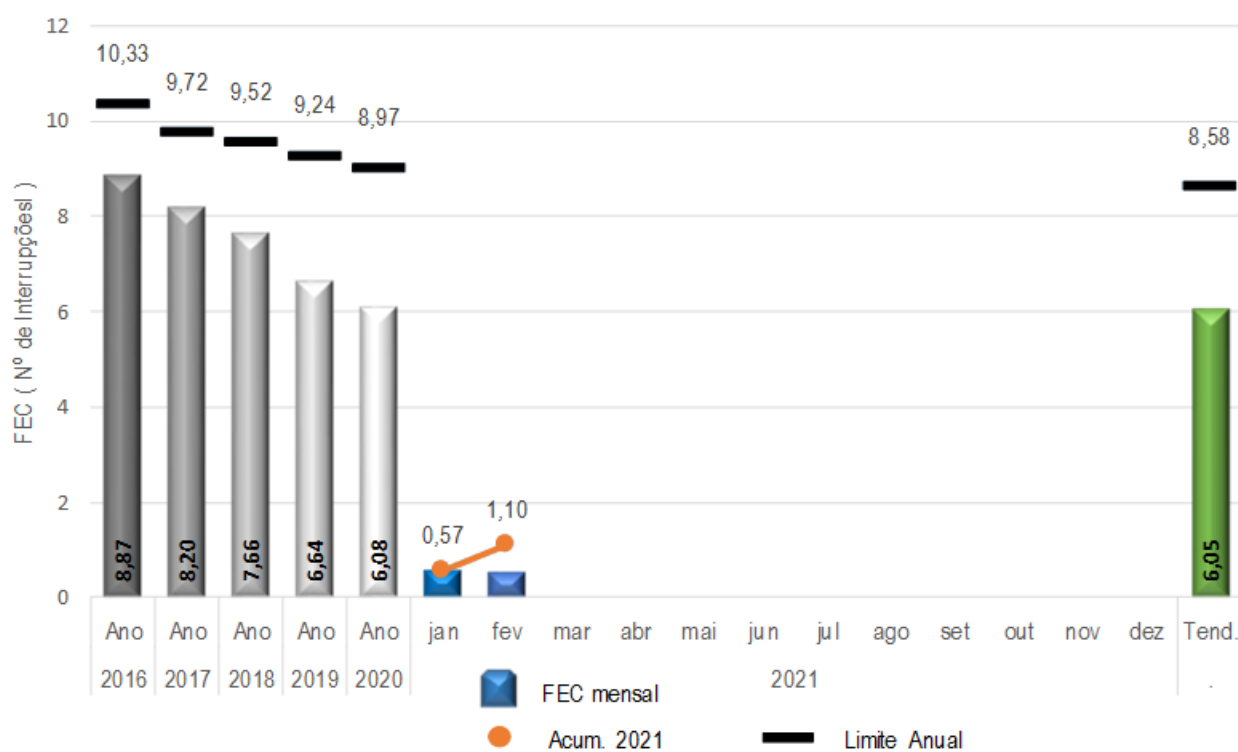
Figura 37. DEC do Brasil



Até o mês de fevereiro de 2021, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 0,53 interrupção. Considerando os valores de FEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 6,05 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 <sup>2</sup>	Tend. Ano <sup>3</sup>	Limite Ano
Brasil	0,57	0,53											1,10	6,05	8,58
SU	0,68	0,53											1,20	6,33	7,41
SE	0,43	0,39											0,82	4,59	5,96
CO	0,74	0,72											1,46	7,82	9,91
NE	0,56	0,57											1,14	6,27	8,61
NO	1,07	1,07											2,13	12,04	26,88



**Figura 38. FEC do Brasil**

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

<sup>2</sup> 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.

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

Dados contabilizados até fevereiro 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

<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 Afluenta	<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>UEE</b> - Usina Eólica
<b>GSF</b> - Generation Scaling Factor	<b>UFV</b> – Usina Fotovoltaica
<b>GW</b> - Gigawatt ( $10^9$ W)	<b>UHE</b> - Usina Hidrelétrica
<b>GWh</b> – Gigawatt-hora ( $10^9$ Wh)	<b>UNE</b> - Usina Nuclear
<b>h</b> - Hora	<b>UTE</b> - Usina Termelétrica
<b>Hz</b> - Hertz	<b>VU</b> - Volume Útil
<b>km</b> - Quilômetro	<b>ZCAS</b> – Zona de Convergência do Atlântico Sul
<b>kV</b> – Quilovolt ( $10^3$ V)	<b>ZCOU</b> – Zona de Convergência de Umidade
<b>LT</b> – Linha de Transmissão	