



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

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

**Agosto / 2021**





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

**Agosto / 2021**

**Ministério de Minas e Energia**

**Ministro**

Bento Albuquerque

**Secretária-Executiva**

Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Energia Elétrica**

Christiano Vieira da Silva

**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

Tarcisio Tadeu de Castro

Victor Protázio da Silva

**Apoio dos estagiários:**

João Pedro Alecrim Ribeiro

Matheus Lobo Leite Ferreira

Victor Orfeu Melo



## SUMÁRIO

1. SUMÁRIO EXECUTIVO .....	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Energia Natural Afluente Armazenável .....	4
2.2. Energia Armazenada .....	6
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	9
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	11
4.1. Consumo de Energia Elétrica .....	11
4.2. Demandas Instantâneas Máximas.....	13
4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais.....	14
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.....	27
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	28
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro .....	28
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	29
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados .....	29
8.4. Geração Eólica .....	30
8.5. Mecanismo de Realocação de Energia.....	31
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO .....	32
10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	33
11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA.....	34
12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	38
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro .....	38
12.2. Indicadores de Continuidade .....	40



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de agosto 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. ....	13
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN. ....	14
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste. ....	14
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul. ....	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste. ....	15
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte. ....	15
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada. ....	17
Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de agosto de 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 agosto de 2021. ....	25
Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil. ....	28
Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste. ....	30
Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul. ....	30
Figura 26. Evolução do GSF. ....	31
Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês. ....	32
Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês. ....	33
Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema. ....	34
Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação. ....	35
Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares. ....	35
Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico. ....	36
Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa. ....	36
Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia. ....	37
Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética. ....	37
Figura 36. Ocorrências no SEB. ....	39
Figura 37. DEC do Brasil. ....	40
Figura 38. FEC do Brasil. ....	41



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	6
Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN. ....	6
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe. ....	11
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por 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 SEB. ....	18
Tabela 10. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de agosto de 2021.....	20
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em agosto 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 .....	26
Tabela 16. Entrada em operação de novas linhas de transmissão no mês e no acumulado do ano.....	26
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. ....	27
Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação .....	27
Tabela 20. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Tabela 21. Matriz de produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados.....	29
Tabela 22. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano.....	31
Tabela 23. Descrição das principais ocorrências do mês.....	38
Tabela 24. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências .....	38
Tabela 25. Evolução do número de ocorrências. ....	39
Tabela 26. Evolução do DEC em 2021. ....	40
Tabela 27. Evolução do FEC em 2021.....	41





## 1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Em agosto, a maior parte do território nacional apresentou chuvas abaixo da média, com destaque para a Região Sul, onde as anomalias negativas de precipitação foram acentuadamente inferiores à média para o período. Esta condição não favoreceu a alimentação das zonas de recarga das principais bacias hidrográficas para a geração hidrelétrica no mês.

Ademais, os reservatórios equivalentes de todos os subsistemas sofreram deplecionamento em relação ao mês de julho nas seguintes proporções: subsistema Sudeste/Centro-Oeste em 4,7 p.p., Sul em 20,3 p.p., Nordeste em 5,6 p.p. e Norte em 8,8 p.p. Sobre o Sudeste/Centro-Oeste, destaca-se o armazenamento equivalente ao final do mês de agosto, de apenas 21,3% do volume total para a geração de energia. Esta situação está diretamente relacionada aos baixos volumes de chuva verificados nos últimos anos hidrológicos - sobretudo no último (período chuvoso que vai de outubro 2020 a abril 2021) - os quais foram bem abaixo da média.

No que se refere aos intercâmbios de energia entre os subsistemas, destaca-se que o subsistema Norte, embora com montante menor, manteve perfil exportador, considerando o fluxo nos bipolos do nó de Xingu (valor reduziu a 57% do verificado no mês anterior). Já o Nordeste vem ampliando a sua participação nos intercâmbios entre subsistemas do SIN, tendo exportado, em agosto, um total de 7.275 MW médios, o que corresponde a mais que 30% acima do montante de julho. Os demais subsistemas mantiveram perfil semelhante ao observado anteriormente, tendo sido verificada também importação de energia elétrica da Argentina e do Uruguai.

No mês de agosto de 2021, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 184.423 MW, incluindo geração distribuída. Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 7.458 MW (4,2%), com destaque para 4.005 MW de geração de fonte solar, 3.060 MW de fonte eólica e 193 MW de fonte térmica. A geração distribuída alcançou, no mês de agosto de 2021, 6.916 MW instalados em 582.433 unidades, resultando em 3,8% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e em crescimento de 92,4% nos últimos 12 meses.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram 77,4% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em julho de 2021. Quanto à geração associada às usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), destaca-se o total de 32.426 MW médios, ante a garantia física sazonalizada de 60.308 MW médios, o que representou um GSF mensal de 53,8%.

Em agosto, os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram nos subsistemas do SIN entre R\$ 2,44 / MWh e R\$ 3.543,04 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no subsistema Nordeste, no intervalo das 05h00 às 05h30 do dia 13/08, cabendo mencionar que o valor nos demais subsistemas neste mesmo horário também foram bem elevados. Os valores do CMO se elevaram com relação ao mês anterior em face dos baixos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas e da condição hidrológica desfavorável.

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em julho de 2021 totalizaram R\$ 862,4 milhões, praticamente a metade do montante verificado no mês anterior, que ficou em R\$ 1,7 bilhão. A maior parcela dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de julho se refere ao Encargo por Deslocamento Hidráulico, responsável por parcela de aproximadamente 34% do total dos Encargos, o que equivale aproximadamente a R\$ 291 milhões.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS<sup>1</sup>) registrou, em julho, dez recordes de produção de energia oriundos de fontes renováveis. Foram quatro recordes de geração eólica média e quatro de geração instantânea (pico), além de dois recordes de energia solar fotovoltaica. O mais relevante deles foi registrado em 22 de julho, quando, pela primeira vez, a força dos ventos foi capaz de abastecer 102% da Região Nordeste durante 24 horas. Neste dia, foram produzidos 11.399 MW médios de energia eólica. Já com relação à energia solar, no dia 19 de julho, às 12h14, a referida fonte instantânea alcançou o pico de 2.211 MW, montante suficiente para atender a 20% da demanda do subsistema naquele exato momento.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de agosto 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: [ONS](#)



## 2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas do SIN, em agosto, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 60% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 33% MLT no Sul, 43% MLT no Nordeste e 80% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 59% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 31% MLT no Sul, 43% MLT no Nordeste e 73% MLT no subsistema Norte.

No mês de agosto, a zona central do País apresentou chuvas em patamares um pouco abaixo da média para o período, conforme destacado na Figura 1 pela predominância da cor laranja em tom claro. A Região Sul, por sua vez, teve um agosto com chuvas acentuadamente abaixo da média, caracterizada pelos tons laranja mais escuros. Já o extremo norte do Brasil continuou apresentando chuvas acima da média. Esta distribuição das precipitações, assim como no mês anterior, não favoreceu as principais bacias hidrográficas para a geração hidrelétrica, não ocorrendo alimentação de suas zonas de recarga.

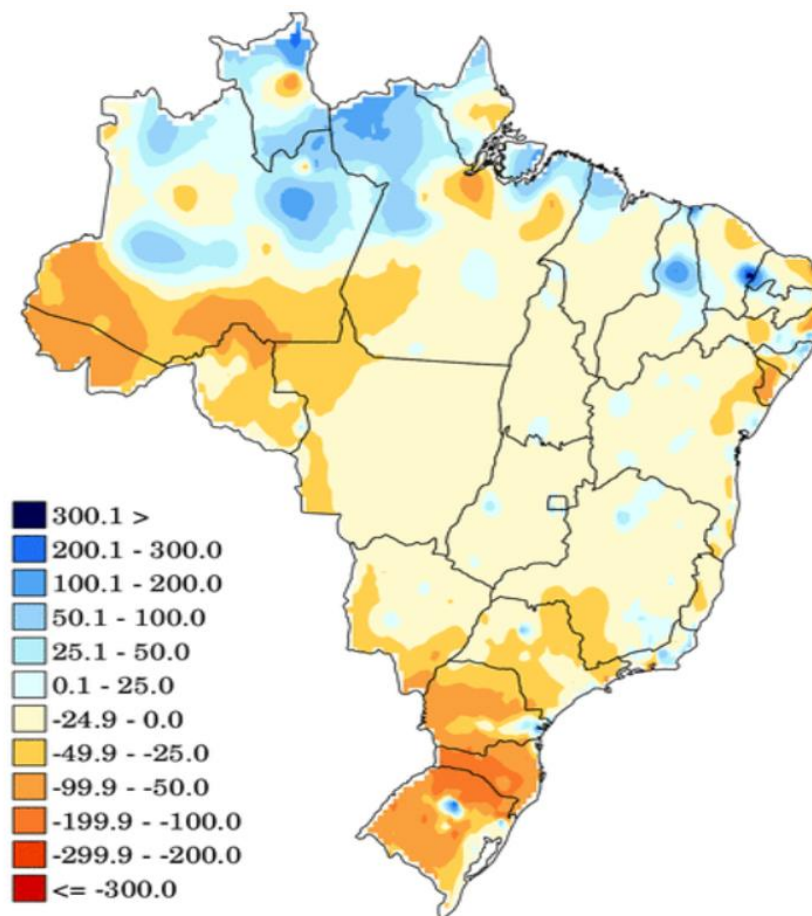


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de agosto de 2021 – Brasil.

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, registra-se que o mês de agosto de 2021 apresentou predominância de temperaturas mínimas dentro da média (áreas na cor branca na Figura 2) e acima da média (tons escuros na cor laranja). As anomalias negativas de temperatura mínima ocorreram apenas em áreas pontuais marcadas pelos tons azuis. Tal distribuição de temperatura mínima pelo território nacional caracteriza-se por não influenciar, normalmente, o uso de energia elétrica no Brasil.

Já com relação às temperaturas máximas, houve anomalia positiva (temperaturas máximas acima da média), em boa parte da zona central do Brasil e em áreas das regiões Norte, Nordeste e da região Sul, com destaque para os Estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo e Rio Grande do Sul, o que pode ter contribuído para o aumento do consumo de energia nessas áreas.

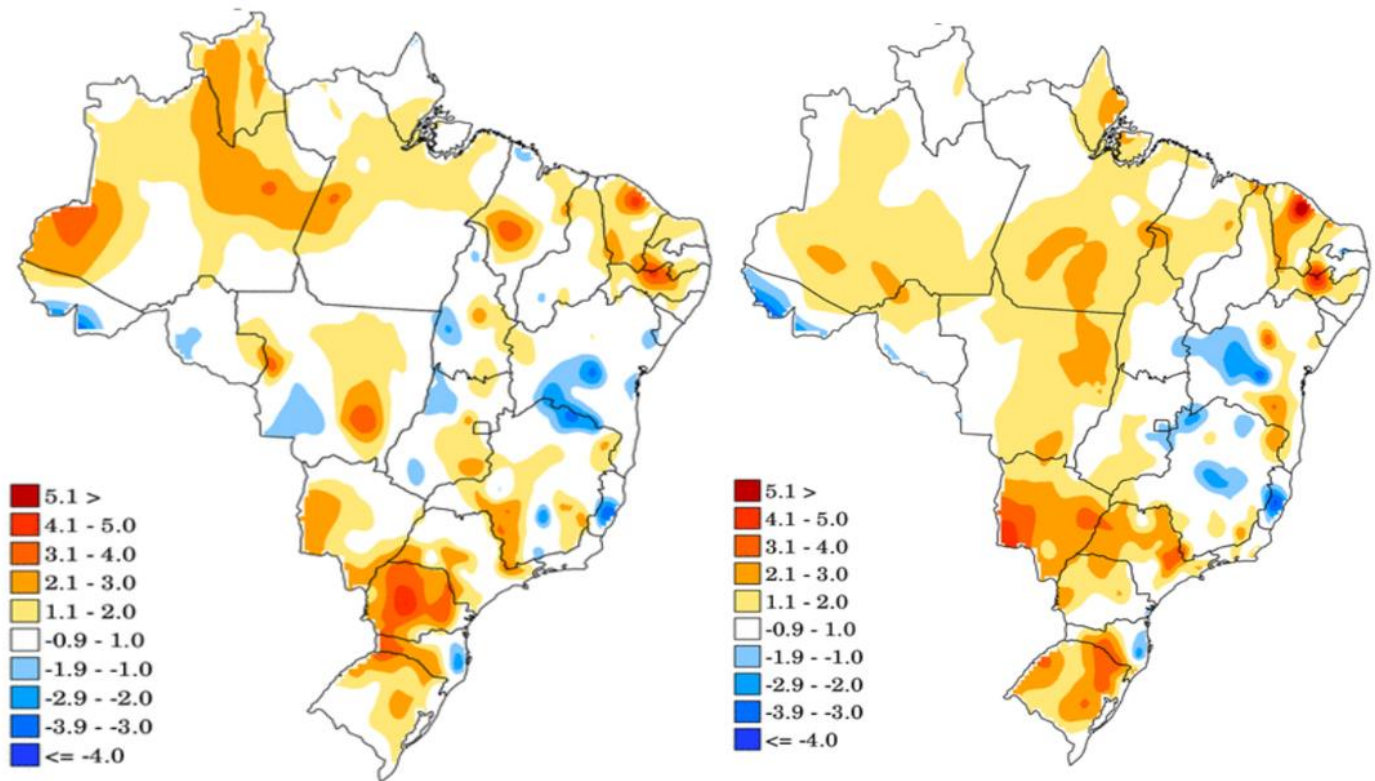


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima.

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

Fonte: CPTEC/INPE.





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

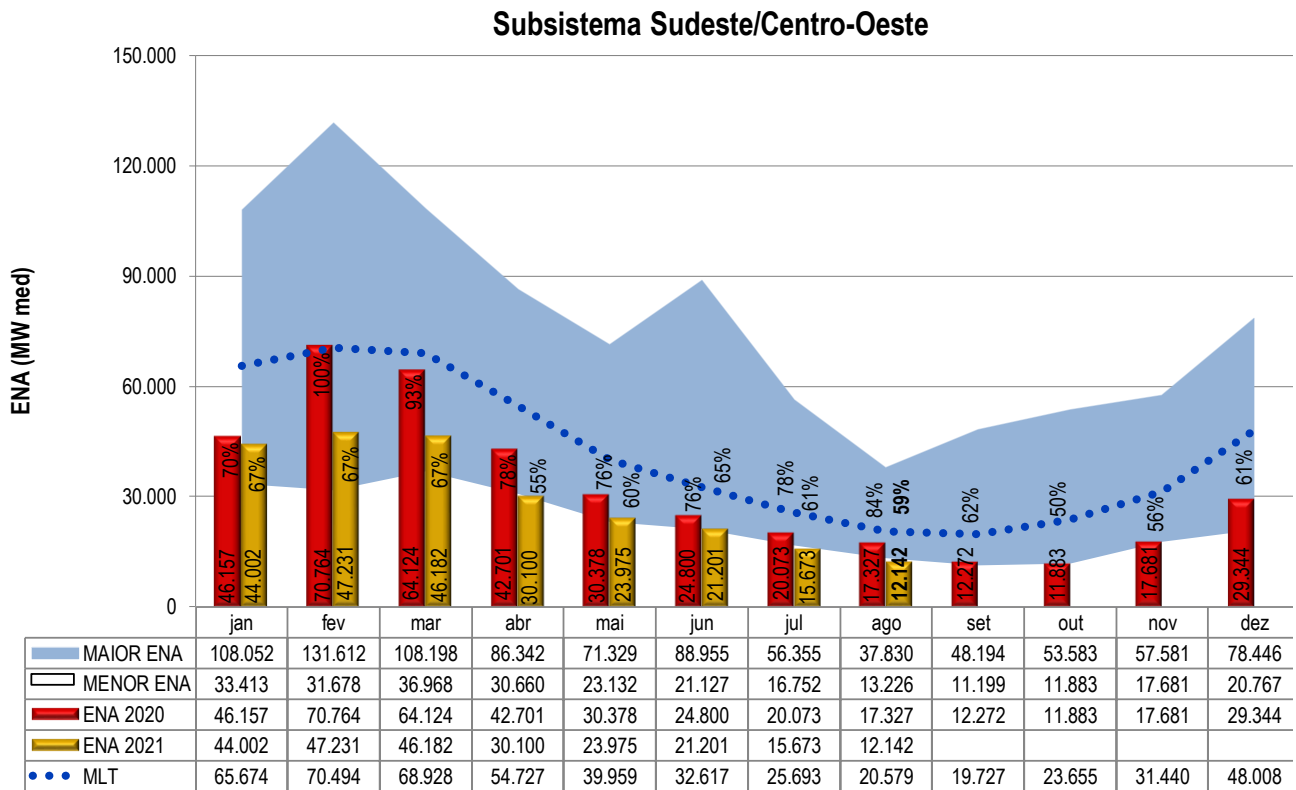


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

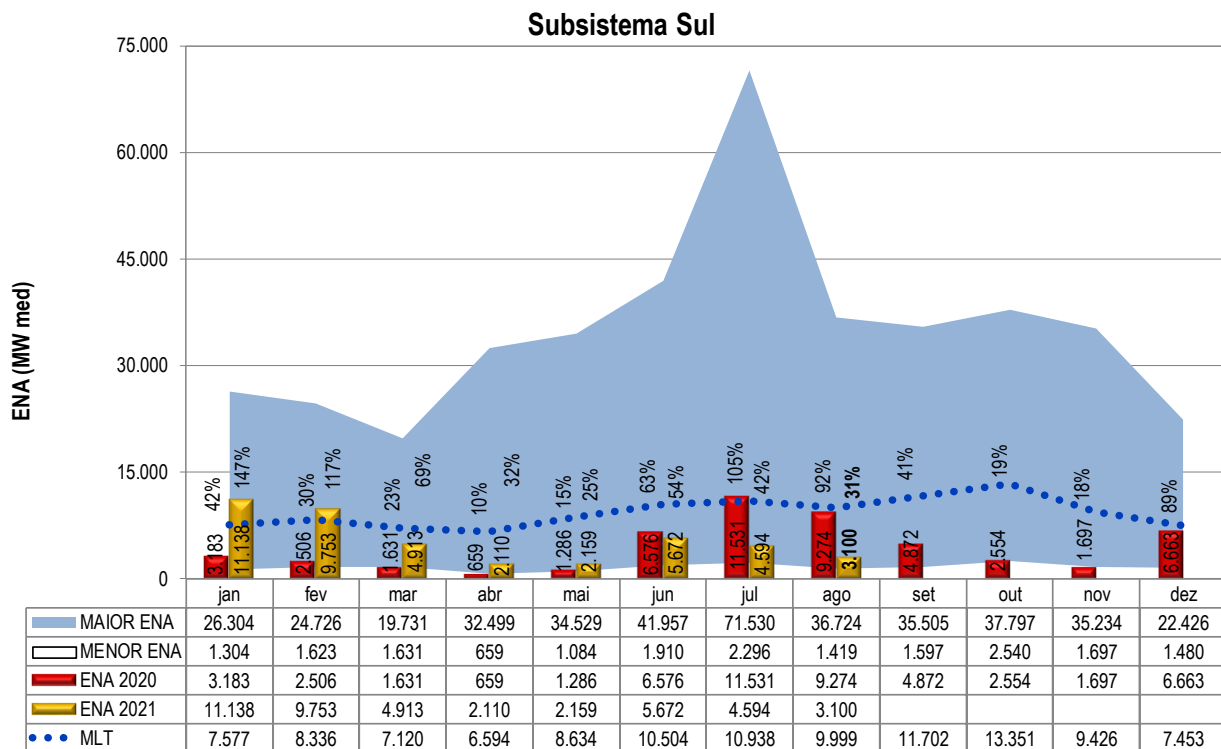


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

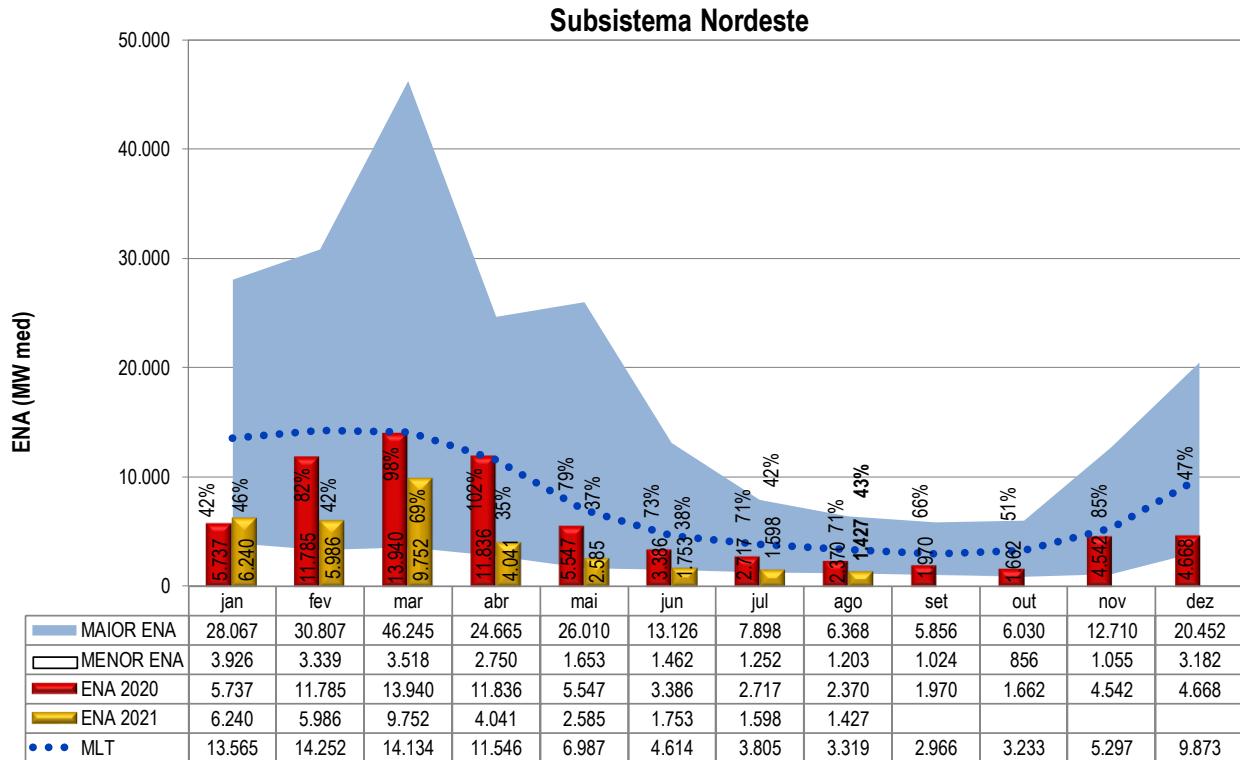


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

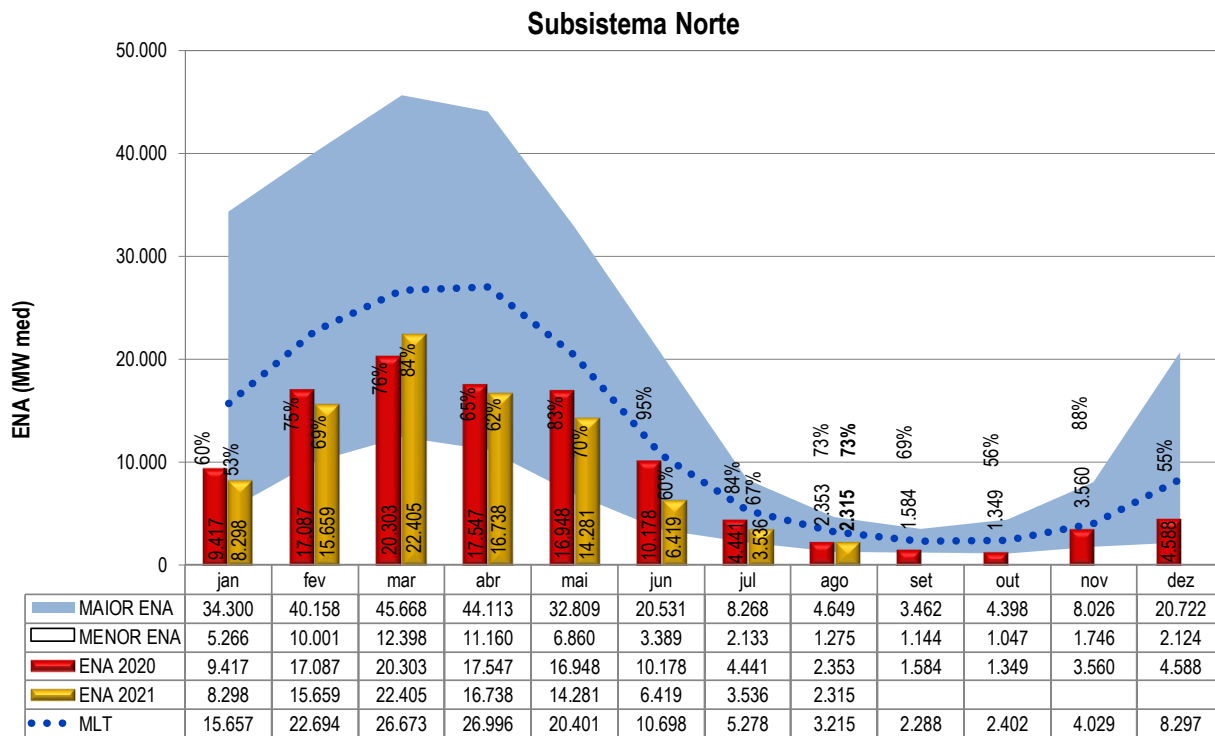


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

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.



## 2.2. Energia Armazenada

No mês de agosto de 2021, os reservatórios equivalentes de todos os subsistemas sofreram deplecionamento em relação ao mês de julho nas seguintes proporções: subsistema Sudeste/Centro-Oeste em 4,7 p.p., Sul em 20,3 p.p., Nordeste em 5,6 p.p e Norte em 8,8 p.p.

Com a estação seca estabelecida em seu auge (meses de julho e agosto) na maior parte do Brasil, o deplecionamento dos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas é o movimento esperado para o mês de agosto, durante o qual, as chuvas, bastante escassas, aportaram pouco volume de escoamento às vazões afluentes dos rios, o que impossibilita a elevação dos níveis dos reservatórios de forma natural. Provavelmente, este comportamento perdurará até o fim da estação seca, a qual se estende tipicamente até o mês de novembro, sendo o mês de outubro, muitas vezes, caracterizado por um período de transição.

Medidas excepcionais adotadas desde outubro de 2020 e intensificadas a partir de maio de 2021, como acionamento de térmicas fora da ordem de mérito de custo, importação de energia da Argentina e Uruguai e redução de vazões defluentes mínimas etc., continuam em vigor a fim de preservar o maior volume possível de água acumulada nos reservatórios, principalmente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, responsável por aproximadamente 70% da capacidade de armazenamento hídrico total do Brasil. Como parte das medidas excepcionais que estão sendo tomadas, a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) declarou situação crítica de escassez quantitativa dos recursos hídricos na região hidrográfica do Paraná, em 1º de junho de 2021 (Resolução ANA nº 77/2021).

A Tabela 1 a seguir apresenta a variação da energia armazenada nos subsistemas do SIN (Sistema Interligado Nacional) entre os meses de julho e agosto de 2021.

**Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.**

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Agosto (%EAR <sub>máx</sub> )	Energia Armazenada no Final de Julho (%EAR <sub>máx</sub> )	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	21,3	26,0	203.567	51,1
Sul	27,6	47,9	19.897	6,5
Nordeste	49,2	54,8	51.602	29,9
Norte	70,3	79,1	15.165	12,6
<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, todos sofreram deplecionamento no mês de agosto, destacando-se, pelas maiores quedas em pontos percentuais com relação a julho, os reservatórios das usinas de G. B. Munhoz, Tucuruí e S. do Facão que rebaixaram seus níveis de água em 30,4 p.p., 8,2 p.p. e 7,4 p.p., respectivamente.

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

Usina	Bacia	Ear Max (MWmed)	Armazenamento em final de julho (%)	Armazenamento em final de agosto (%)	Evolução Mensal (p.p)
Serra da Mesa	Tocantins	41.645	32,1	28,2	-3,9
Furnas	Grande	34.925	24,6	17,4	-7,3
Sobradinho	São Francisco	30.184	53,3	47,8	-5,5
Nova Ponte	Paranaíba	22.781	13,4	11,9	-1,5
Emborcação	Paranaíba	21.604	14,7	11,5	-3,2
Três Marias	São Francisco	16.085	55,3	49,1	-6,2
Itumbiara	Paranaíba	15.698	11,9	10,8	-1,1
Tucuruí	Tocantins	7.632	96,0	87,8	-8,2
S. do Facão	Paranaíba	6.502	31,0	23,6	-7,4
G. B. Munhoz	Iguaçu	6.308	44,2	13,8	-30,4

Fonte dos dados: ONS

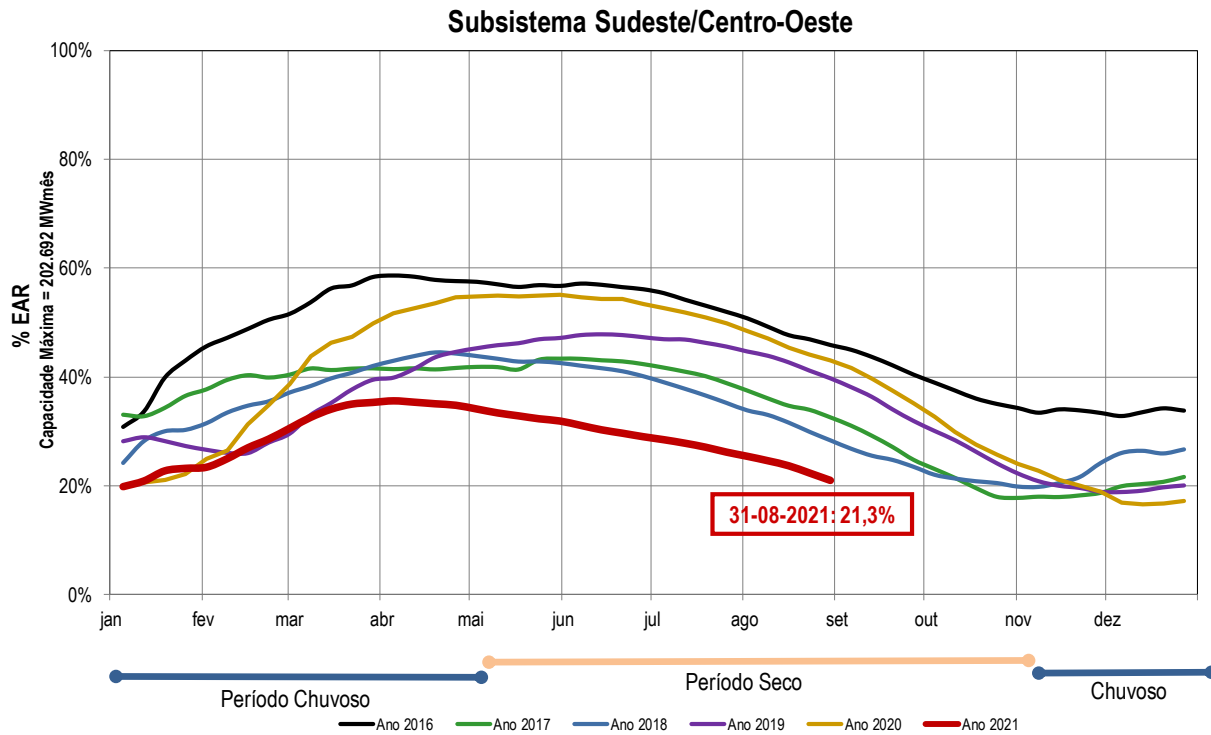


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

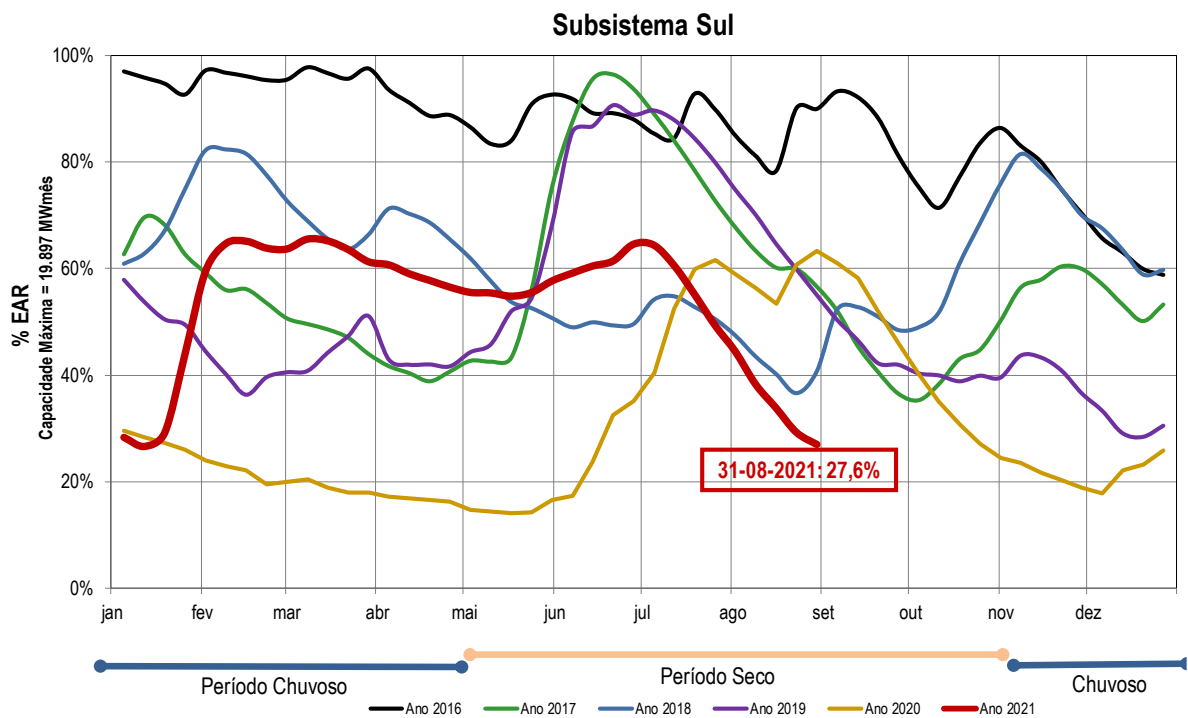


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.



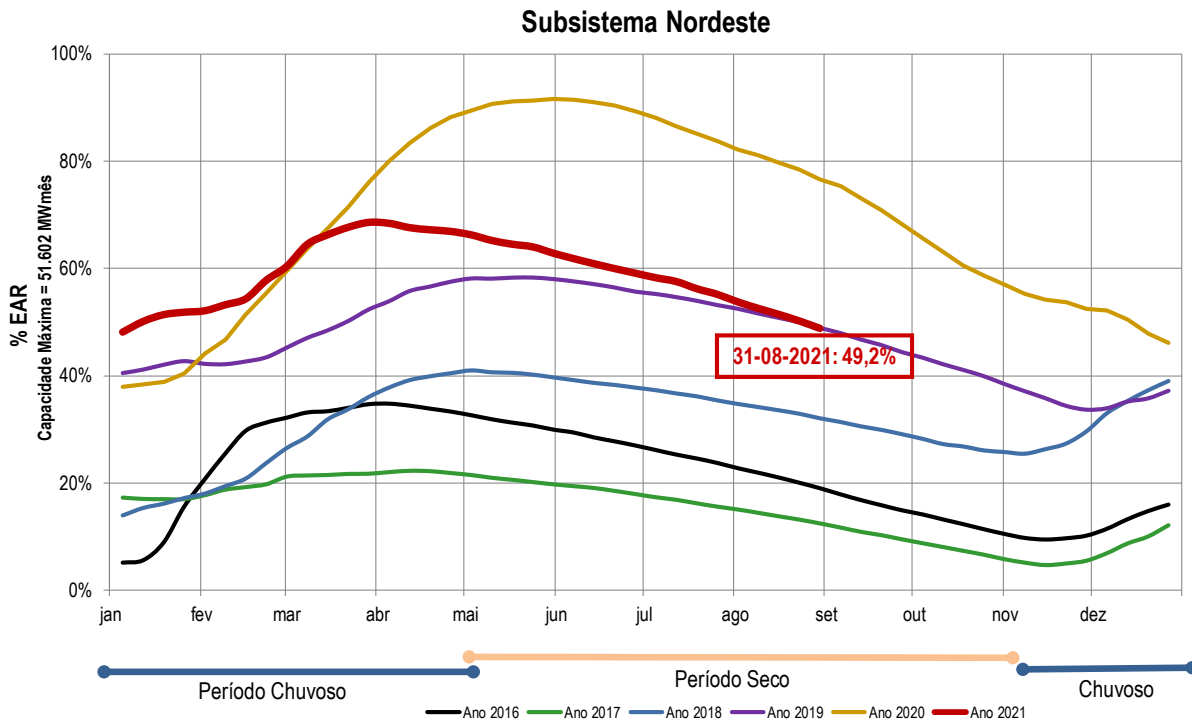


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

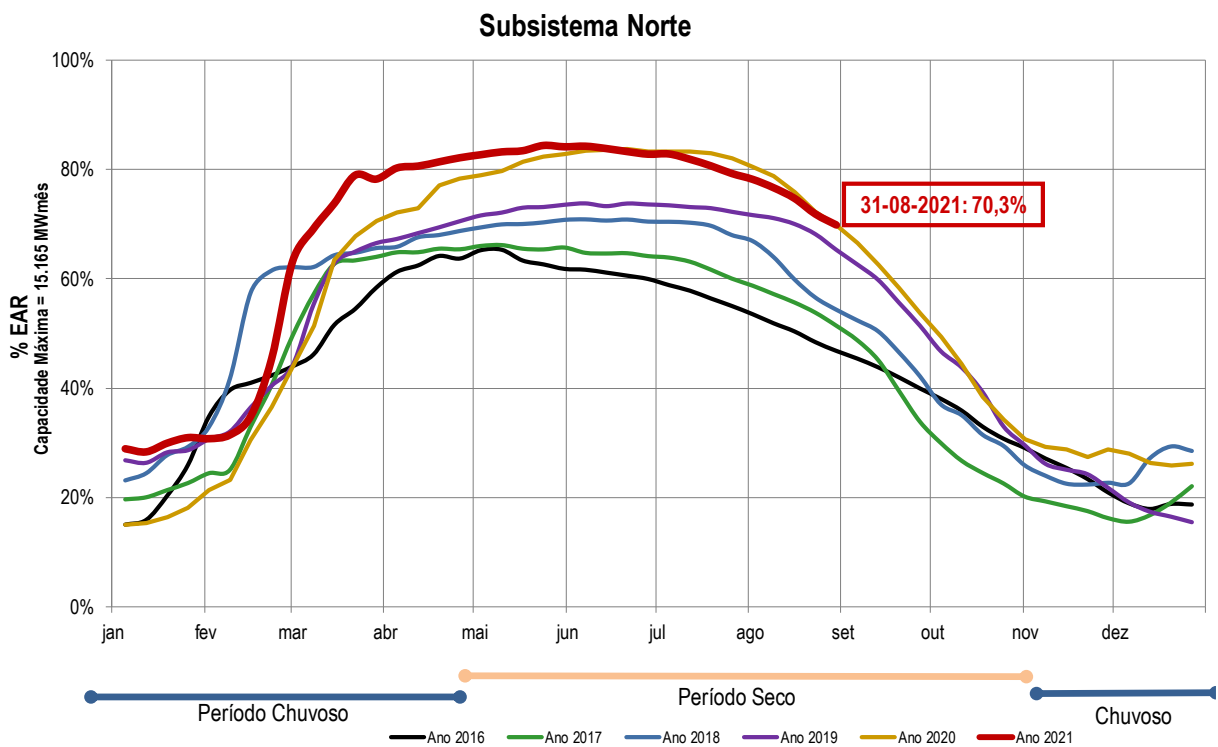


Figura 10. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Em agosto de 2021, o subsistema Norte manteve o perfil exportador de energia elétrica, fornecendo o montante de 743 MWmédios, considerando também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu. Este montante representou cerca de 57% do valor verificado no mês anterior, que foi de 1.296 MWmédios.

O subsistema Nordeste desempenhou papel de exportador com um total de 7.275 MWmédios, montante bastante superior ao exportado no mês anterior, que havia somado 5.424 MWmédios.

O Sul, por sua vez, teve o montante importado do subsistema Sudeste/Centro-Oeste pouco superior em comparação ao mês anterior, totalizando 371 MWmédios recebidos em agosto, frente ao montante de 83 MWmédios em julho.

Os bipolos de corrente contínua contribuíram com as seguintes quantidades de energia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste: Coletora Porto Velho<sup>1</sup> transmitiu 884 MWmédios, Nó de Xingu<sup>2</sup> transmitiu 3.335 MWmédios e os bipolos que escoam a energia de Itaipu<sup>3</sup> (50 Hz) transmitiram 1.574 MWmédios.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir dos subsistemas Norte e Nordeste, importando 8.018 MWmédios e exportador para o Sul no montante de 371 MWmédios, resultando no saldo de 7.647 MWmédios importados. Pelos bipolos de corrente contínua, recebeu um total de 5.793 MWmédios.

Houve intercâmbio internacional de energia elétrica com a Argentina e o Uruguai no mês de agosto de 2021, tendo o Brasil importado montante de 1.338 MWmédios. Ressalta-se que, com o intuito de possibilitar a redução da geração hidrelétrica e, conseqüentemente, contribuir para a preservação do nível de armazenamento dos reservatórios do SIN, 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.

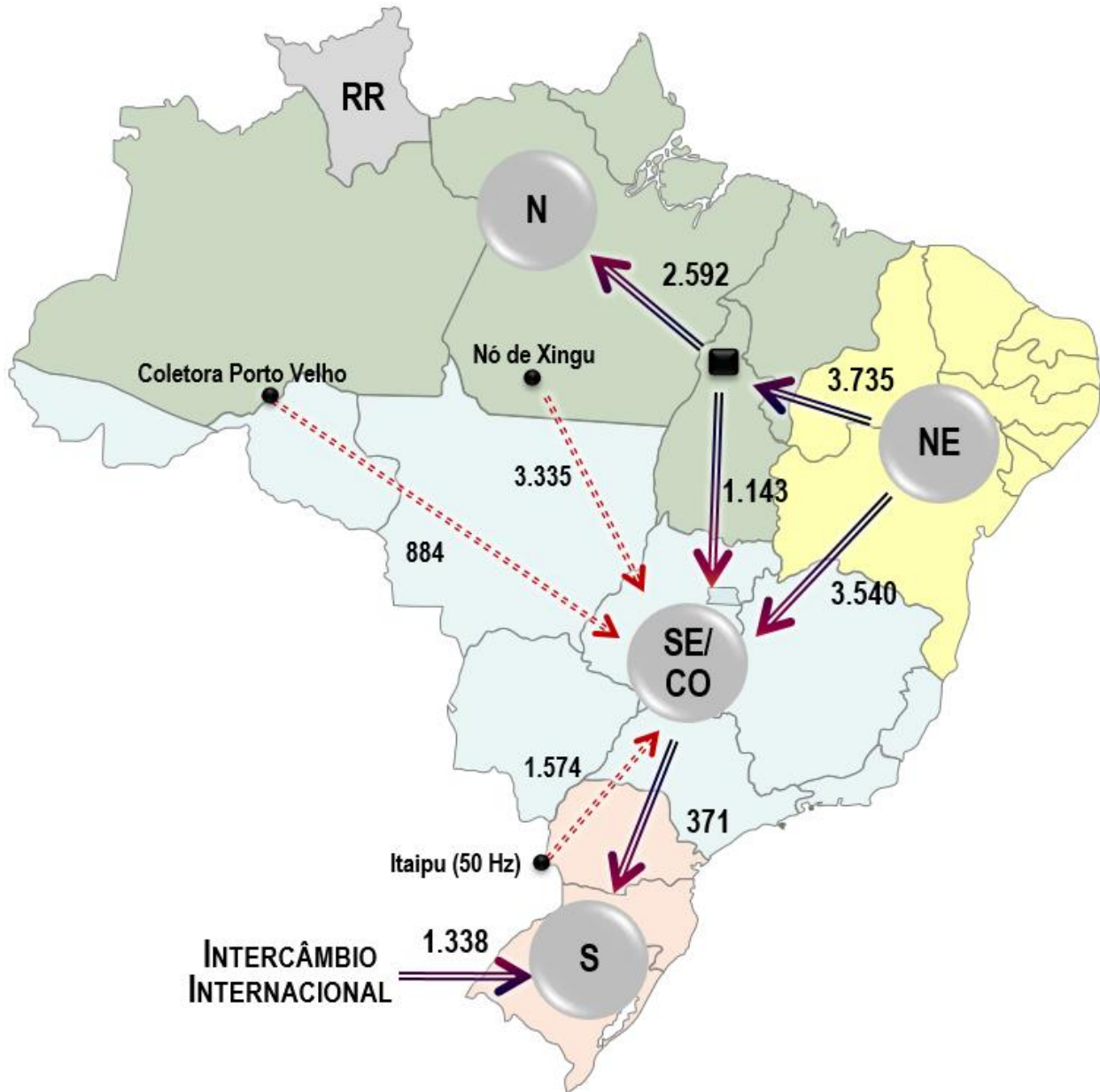


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica

<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 julho de 2021, o consumo de energia elétrica atingiu 48.935 GWh, considerando autoprodução e perdas<sup>2</sup>, valor 0,5% inferior ao verificado no mês anterior e 3,1% superior ao verificado em julho de 2020. No mês de julho todas as classes, com exceção da residencial, apresentaram crescimento, comparando-se ao ano passado. Cabe mencionar a expressiva elevação apresentada pelas classes industrial, comercial e rural, que apresentaram aumento de seu consumo em 9,9%, 9,8% e 6,7%, respectivamente, em julho de 2021 comparativamente a julho de 2020, demonstrando o impacto da retomada econômica em todos os setores produtivos.

No comparativo entre os dois últimos períodos acumulados de 12 meses, é possível verificar elevação dos consumos de energia, na qual as classes residencial, industrial e rural apresentam acréscimo de 5,3%, 10,0% e 7,3%, respectivamente, ao passo que as classes comercial e demais classes, decréscimo de 1,2% e 3,2%, respectivamente, confirmando a recuperação gradual dos impactos da pandemia no consumo de energia no Brasil que favoreceu, a princípio, majoritariamente, o consumo residencial – que atualmente já demonstra patamares inferiores de elevação; não prejudicou o desenvolvimento do rural – que continuou, durante todo o período, em ascensão; prejudicou o industrial, o qual já alcançou total recuperação e voltou a apresentar crescimento nos últimos meses; e trouxe mais impactos negativos nas classes de consumo que ainda apresentam crescimento negativo no acumulado dos últimos 12 meses, as classes comercial e demais classes.

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

Classe de Consumo	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Jul/21 GWh	Evolução mensal (Jul/21/Jun/21)	Evolução anual (Jul/21/Jul/20)	Ago-19/Jul-20 (GWh)	Ago-20/Jul-21 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	11.653	-2,5%	-0,4%	144.031	151.726	5,3%
<b>Industrial</b>	15.268	1,9%	9,9%	162.453	178.731	10,0%
<b>Comercial</b>	6.518	-2,4%	9,8%	85.726	84.715	-1,2%
<b>Rural</b>	2.615	-1,6%	6,7%	29.268	31.395	7,3%
<b>Demais classes<sup>1</sup></b>	3.897	0,3%	3,7%	49.406	47.833	-3,2%
<b>Perdas e Diferenças<sup>2</sup></b>	8.985	-0,5%	-7,6%	114.733	117.689	2,6%
<b>Total</b>	<b>48.935</b>	<b>-0,5%</b>	<b>3,1%</b>	<b>585.617</b>	<b>612.089</b>	<b>4,5%</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 julho 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 comportamento similar ao percebido no consumo total de energia com relação ao ano passado: somente o consumo médio realizado nas unidades residenciais sofreu redução em julho de 2021 em comparação a julho de 2020, mês em que estava vigente muitas medidas restritivas de combate à pandemia, impulsionando o consumo doméstico. Pela Tabela 5, verifica-se que houve aumento no número de todas as unidades consumidoras entre julho de 2020 e julho de 2021, exceto as denominadas "demais classes".





**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		
	Jul/20 kWh/NU	Jun/21 kWh/NU	Jul/21 kWh/NU	Evolução mensal (Jul/21/Jun/21)	Evolução anual (Jul/21/Jul/20)	Ago-19/Jul-20 (kWh/NU)	Ago-20/Jul-21 (kWh/NU)	Evolução
<b>Residencial</b>	158	158	154	-2,7%	-2,8%	162	167	2,8%
<b>Industrial</b>	29.624	31.822	32.360	1,7%	9,2%	28.861	31.569	9,4%
<b>Comercial</b>	1.014	1.138	1.109	-2,5%	9,3%	1.221	1.201	-1,6%
<b>Rural</b>	524	562	552	-1,8%	5,3%	521	552	5,9%
<b>Demais classes<sup>1</sup></b>	4.724	4.869	4.929	1,2%	4,3%	5.173	5.042	-2,5%
<b>Consumo médio total</b>	440	459	456	-0,7%	3,5%	458	470	2,7%

<sup>1</sup> Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até julho de 2021.

Fonte dos dados: EPE.

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

Classe de Consumo	Período		Evolução
	Jul/20	Jul/21	
<b>Residencial</b>	73.953.144	75.769.355	2,5%
<b>Industrial</b>	469.068	471.807	0,6%
<b>Comercial</b>	5.851.800	5.877.061	0,4%
<b>Rural</b>	4.679.154	4.739.840	1,3%
<b>Demais classes<sup>1</sup></b>	795.860	790.619	-0,7%
<b>Total</b>	<b>85.749.027</b>	<b>87.648.682</b>	<b>2,2%</b>

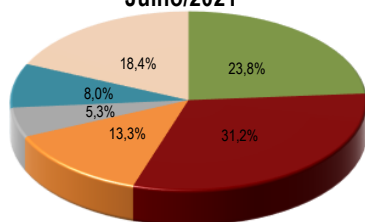
<sup>1</sup> Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até julho de 2021.

Fonte dos dados: EPE.

O consumo de energia elétrica no ambiente de contratação regulada (ACR) atingiu, no mês de julho, 23.998 GWh, valor 0,4% maior do que o verificado no mesmo mês de 2020. Já o consumo de energia elétrica no ambiente de contratação livre (ACL) atingiu, no mês de julho, 15.952 GWh, valor 15,2% superior ao verificado no mesmo mês de 2020. O ACL atingiu 39,9% 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).



Consumo de Energia Elétrica em Julho/2021



■ Residencial  
■ Rural

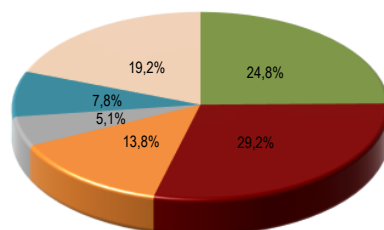
■ Industrial

■ Demais classes

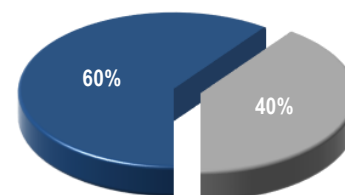
■ Comercial

■ Perdas e Diferenças

Consumo de Energia Elétrica em 12 meses



Consumo de Energia Elétrica em Julho/2021 - Estratificado por Ambiente



■ ACR

■ ACL

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

Dados contabilizados até julho de 2021.

Fonte dos dados: EPE/ONS.

## 4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em agosto de 2021, os valores de demandas instantâneas máximas de quase todos os subsistemas ficaram abaixo dos respectivos recordes já alcançados, com exceção da região Norte, que bateu novo recorde de consumo.

No comparativo a agosto dos anos anteriores, os valores máximos observados em todos os subsistemas e no SIN, em agosto de 2021, foram os maiores do histórico.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
<b>Máxima no mês (MW)</b>	<b>49.992</b>	<b>15.944</b>	<b>12.856</b>	<b>7.358</b>	<b>84.024</b>
(dia - hora)	25/08/2021 - 18h46	19/08/2021 - 18h48	21/08/2021 - 18h31	25/08/2021 - 22h44	25/08/2021 - 18h51
<b>Recorde (MW)</b>	<b>54.043</b>	<b>19.251</b>	<b>13.576</b>	<b>7.358</b>	<b>92.150</b>
(dia - hora)	23/01/2019 - 15h01	31/01/2019 - 14h15	20/03/2019 - 14h30	25/08/2021 - 22h44	30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS.



### 4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

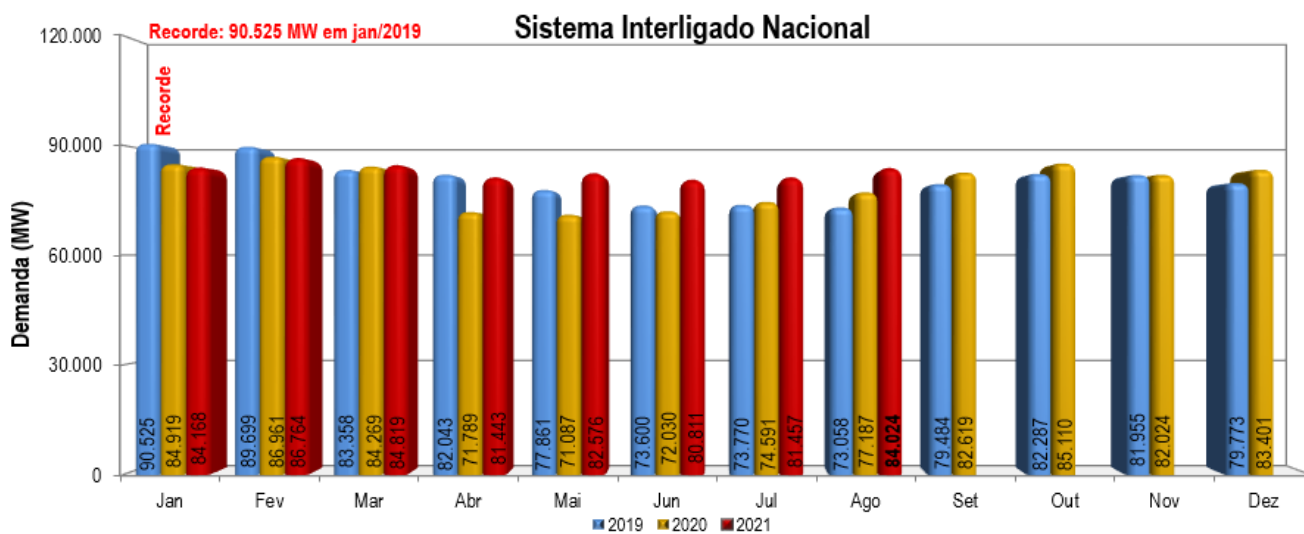


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

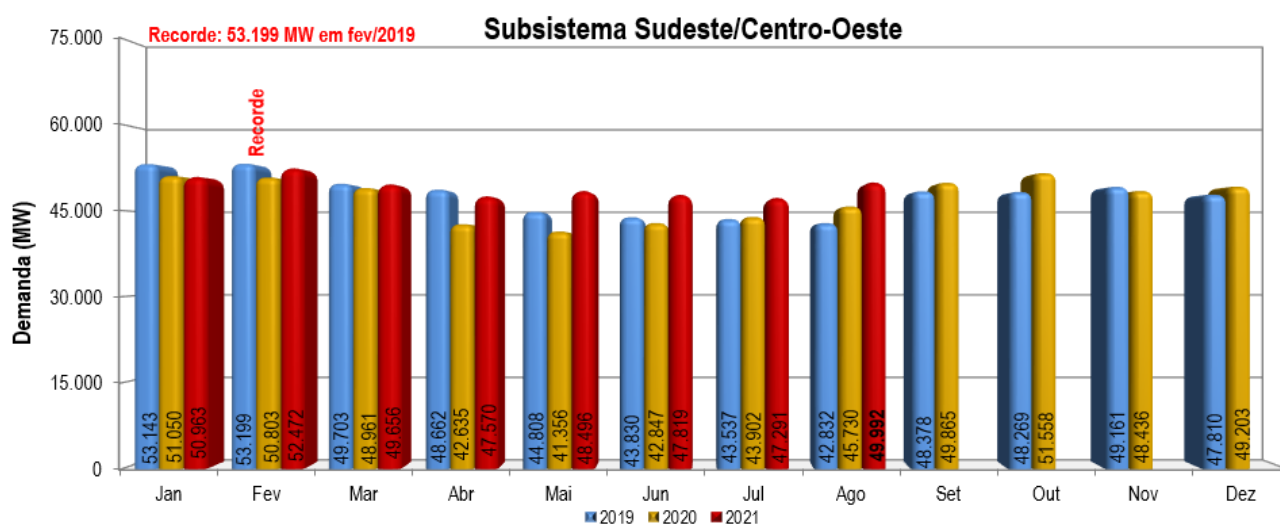


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

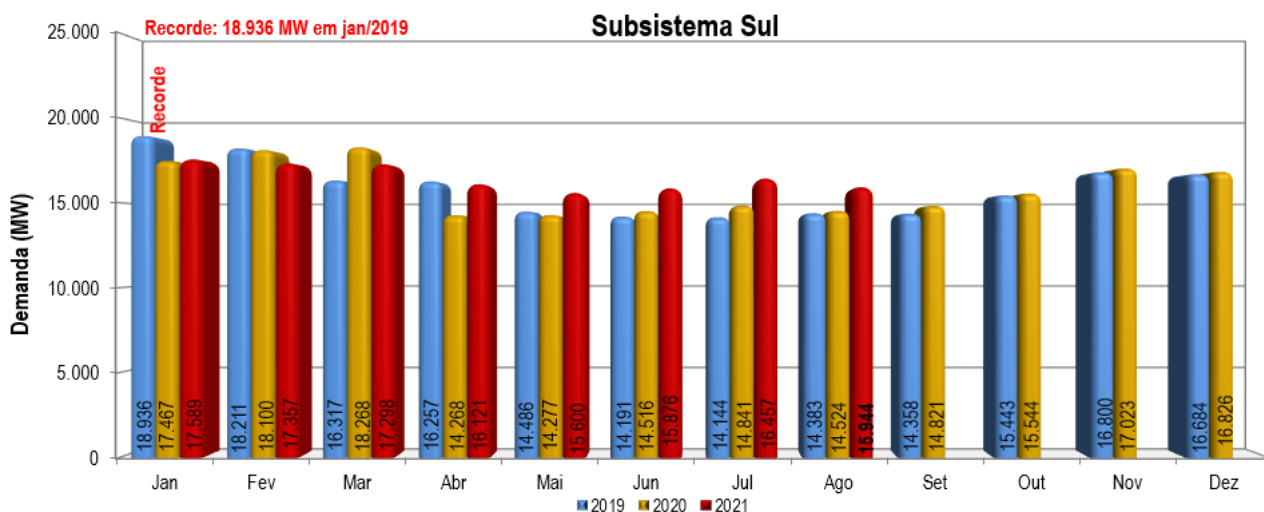


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

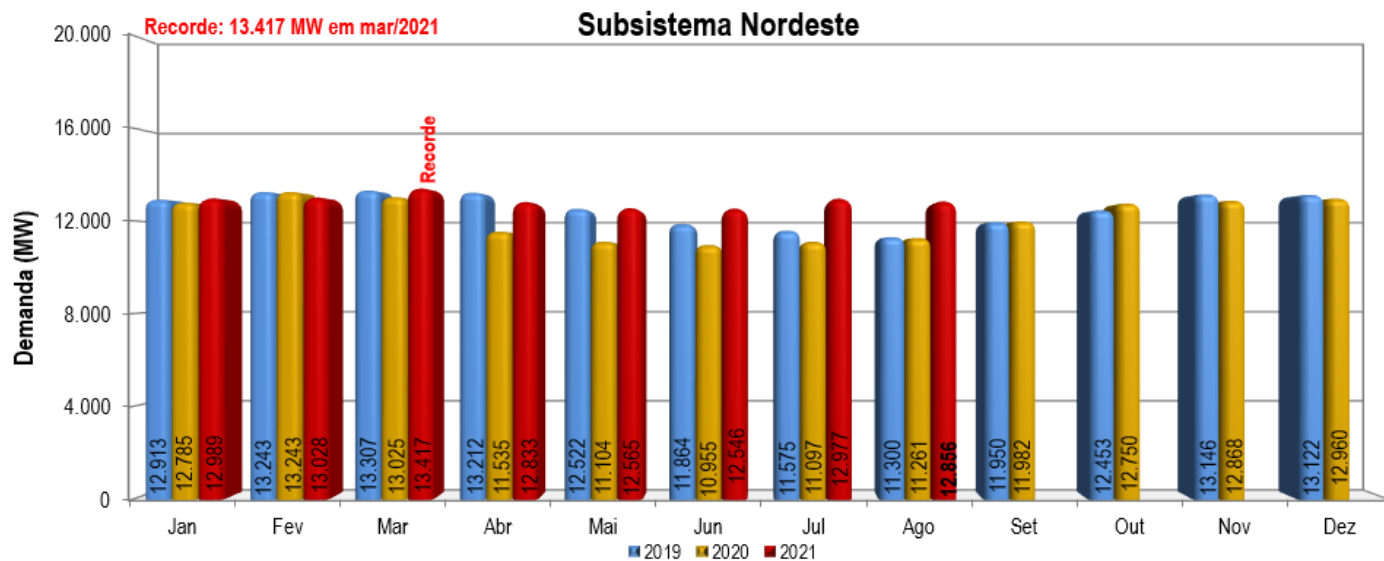


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

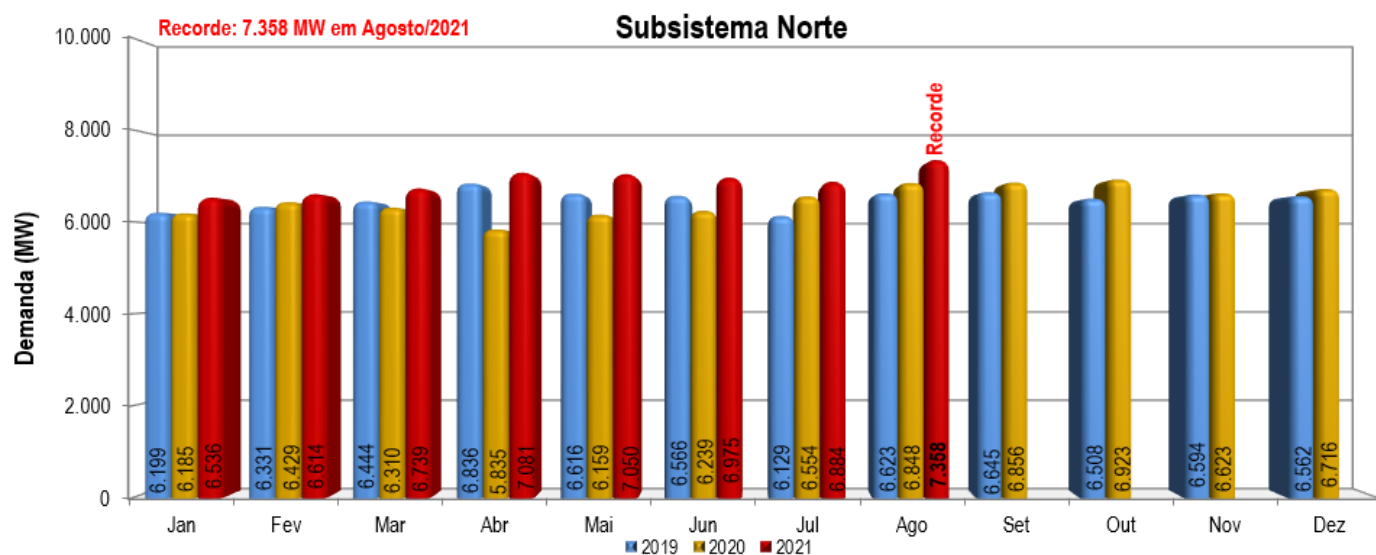


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.





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

No mês de agosto de 2021, a capacidade instalada total<sup>1</sup> de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 184.423 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 7.458 MW (4,2%), com destaque para 4.005 MW de geração de fonte solar, 3.060 MW de fonte eólica e 193 MW de fonte térmica. A geração distribuída alcançou, no mês de agosto de 2021, 6.916 MW instalados em 582.433 unidades, resultando em 3,8% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e em crescimento de 92,4% nos últimos 12 meses.

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

Fonte	Ago/2020		Ago/2021			Evolução da Capacidade Instalada Ago/2021 - Ago/2020
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>1.476</b>	<b>109.291</b>	<b>1.476</b>	<b>109.491</b>	<b>59,4%</b>	<b>0,2%</b>
UHE	219	103.026,9	219	103.026,5	55,9%	0,0%
PCH	419	5.355,1	425	5.503,8	3,0%	2,8%
CGH	736	811,1	730	863,6	0,5%	6,5%
CGU	1	0,10	1	0,1	0,0%	-50,0%
CGH GD	101	97,4	101	97,4	0,1%	0,0%
<b>Térmica</b>	<b>3.323</b>	<b>45.145</b>	<b>3.438</b>	<b>45.338</b>	<b>24,6%</b>	<b>0,4%</b>
Gás Natural	166	14.944,9	165	14.924,0	8,1%	-0,1%
Biomassa	573	15.160,6	589	15.509,3	8,4%	2,3%
Petróleo	2.296	9.134,9	2.317	8.966,9	4,9%	-1,8%
Carvão	22	3.582,8	22	3.582,8	1,9%	0,0%
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	254	74,6	333	108,0	0,1%	44,7%
<b>Eólica</b>	<b>718</b>	<b>16.107</b>	<b>814</b>	<b>19.167</b>	<b>10,4%</b>	<b>19,0%</b>
Eólica (não GD)	653	16.092,5	745	19.152,3	10,4%	19,0%
Eólica GD	65	14,900	69	14,93	0,0%	0,2%
<b>Solar</b>	<b>288.475</b>	<b>6.422</b>	<b>586.229</b>	<b>10.426</b>	<b>5,7%</b>	<b>62,4%</b>
Solar (não GD)	3.903	3.014,4	4.299	3.730,3	2,0%	23,8%
Solar GD	284.572	3.407,2	581.930	6.695,8	3,6%	96,5%
<b>Capacidade Total sem GD</b>	<b>9.000</b>	<b>173.371</b>	<b>9.524</b>	<b>177.507</b>	<b>96,2%</b>	<b>2,4%</b>
<b>Geração Distribuída - GD</b>	<b>284.992</b>	<b>3.594</b>	<b>582.433</b>	<b>6.916</b>	<b>3,8%</b>	<b>92,4%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>293.992</b>	<b>176.965</b>	<b>591.957</b>	<b>184.423</b>	<b>100,0%</b>	<b>4,2%</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 refletem 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.



A Figura 18 mostra a participação de cada fonte na matriz brasileira de geração de energia elétrica. Destaque para as fontes renováveis que representaram 83,8% da capacidade instalada de geração em agosto de 2021 (hidráulica, biomassa, eólica e solar).

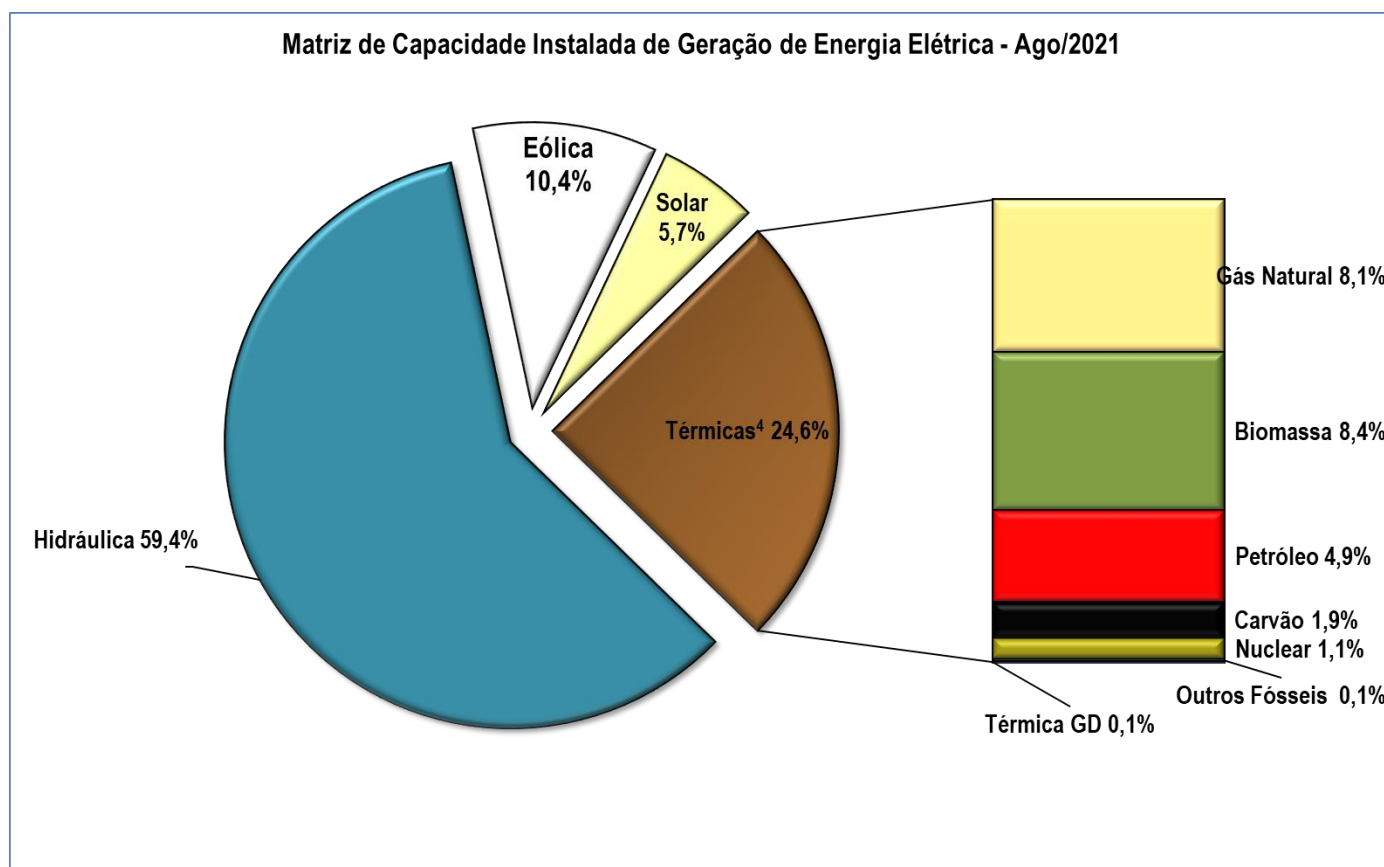


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

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<sup>1</sup>

Em agosto de 2021, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 166.623 km de linhas de transmissão, das quais cerca de 38,4% do total correspondem à classe de tensão de 230 kV e 36,5% de 500 kV, atingindo também 407.332 MVA de subestações, das quais cerca de 45,9% do total correspondem à classe de tensão de 500 kV e 27,1% 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	63.918	38,4%
345	10.359	6,2%
440	6.859	4,1%
500	60.784	36,5%
600 (CC)	12.816	7,7%
750	2.683	1,6%
800 (CC)	9.204	5,5%
<b>TOTAL</b>	<b>166.623</b>	<b>100%</b>

Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Subestações Instaladas (MVA)	Total (%)
230	110.353	27,1%
345	54.220	13,3%
440	30.892	7,6%
500	186.970	45,9%
750	24.897	6,1%
<b>TOTAL</b>	<b>407.332</b>	<b>100%</b>

\* Em julho/2021 entraram em operação 3 Subestações de 230 kV no total de 553,5 MVA que não tinham sido contabilizadas.

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<sup>1,2</sup>

Em agosto de 2021, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 688,11 MW de geração, listados na Tabela 10 e distribuídos geograficamente em 11 estados, conforme mapa a seguir.

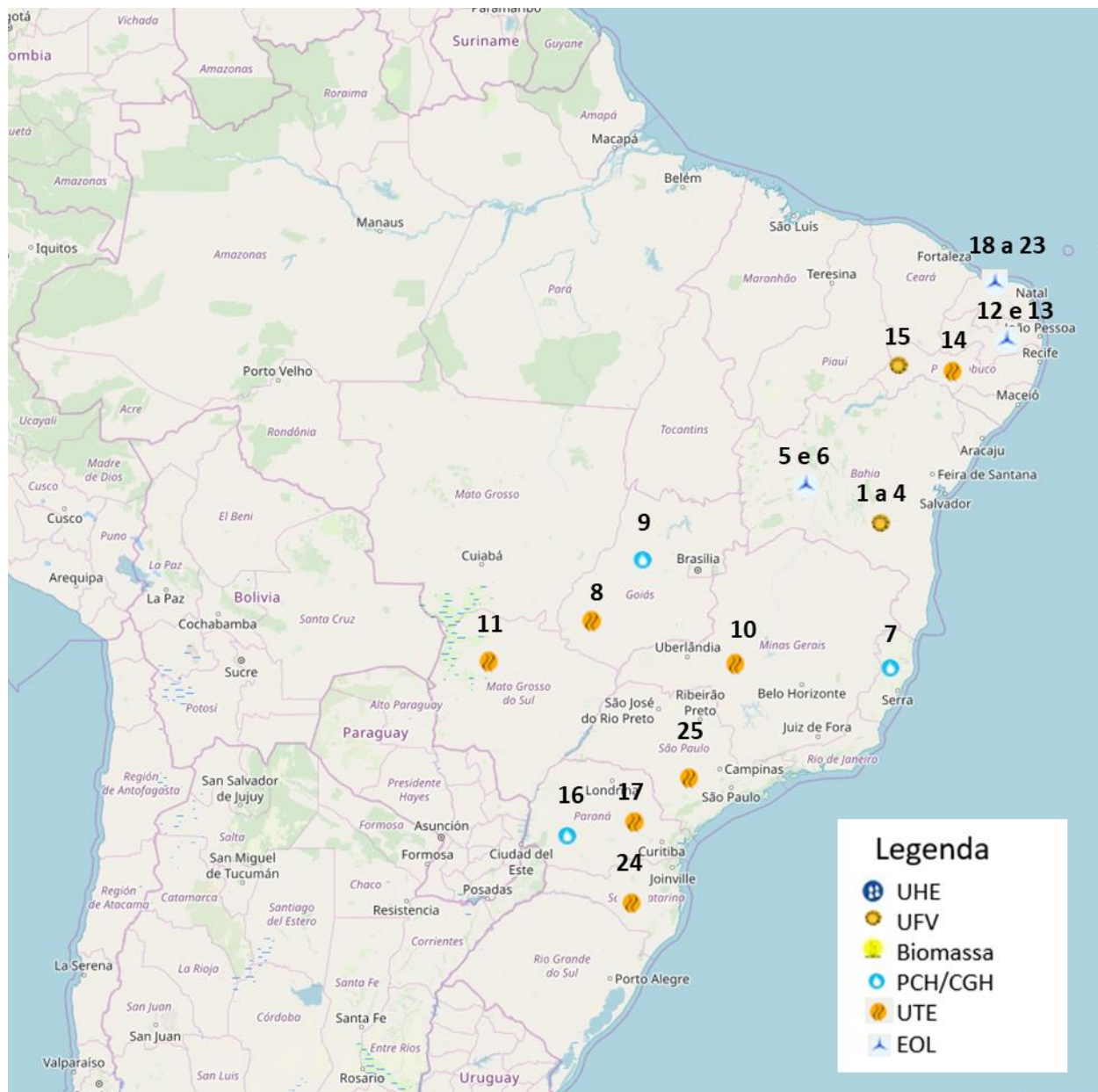


Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de agosto de 2021.

Fonte dos dados: MME / SEE / EPE.



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

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	Solar	UFV Sol do Sertão XIII	1 a 22	74,84	BA	UFV.RS.BA.032052-8.01
2	Solar	UFV Sol do Sertão XXXV	1 a 8	27,21	BA	UFV.RS.BA.032049-8.01
3	Solar	UFV Sol do Sertão XXXVI	1 a 12	40,82	BA	UFV.RS.BA.032067-6.01
4	Solar	UFV Terra do Sol XI	1 a 14	47,62	BA	UFV.RS.BA.032059-5.01
5	Eólica	EOL Serra da Babilônia F	1 a 4	20,40	BA	EOL.CV.BA.040612-0.01
6	Eólica	EOL Campo Largo XII	6 a 13	33,60	BA	EOL.CV.BA.034623-3.01
7	Hidráulica	PCH São Luiz	1 a 3	10,50	ES	PCH.PH.ES.035297-7.01
8	Térmica	UTE São Martinho Boa Vista	1	44,50	GO	UTE.AI.GO.051982-0.01
9	Hidráulica	CGH Diamantino	1 a 2	3,00	GO	CGH.PH.GO.038152-7.01
10	Térmica	UTE Agropéu	3	30,00	MG	UTE.AI.MG.032677-1.01
11	Térmica	UTE William Arjona	3	33,00	MS	UTE.GN.MS.027075-0.01
12	Eólica	EOL Chafariz 1	1 a 10	34,65	PB	EOL.CV.PB.034639-0.01
13	Eólica	EOL Chafariz 6	1 a 9	31,19	PB	EOL.CV.PB.035184-9.01
14	Térmica	UTE Asja Jaboatão	16	1,43	PE	UTE.RU.PE.040643-0.01
15	Solar	UFV Solar Salgueiro III	1 a 5	16,67	PE	UFV.RS.PE.034105-3.01
16	Hidráulica	PCH Bela Vista	3	9,77	PR	PCH.PH.PR.029576-0.01
17	Térmica	UTE Geo Elétrica Tamboara	4	3,02	PR	UTE.AI.PR.030724-6.01
18	Eólica	EOL Cumarú I	1 a 10	42,00	RN	EOL.CV.RN.032207-5.01
19	Eólica	EOL Gameleira	1 a 5	17,75	RN	EOL.CV.RN.038006-7.01
20	Eólica	EOL Ventos de Santa Martina 09	13 a 15	12,60	RN	EOL.CV.RN.038318-0.01
21	Eólica	EOL Ventos de Santa Martina 10	4 a 6, 8 e 12	21,00	RN	EOL.CV.RN.038319-8.01
22	Eólica	EOL Ventos de Santa Martina 11	1 a 6	25,20	RN	EOL.CV.RN.038320-1.01
23	Eólica	EOL Terra Santa I	7 a 9	10,65	RN	EOL.CV.RN.032495-7.01
24	Térmica	UTE Rigesa	3	46,69	SC	UTE.FL.SC.027395-3
25	Térmica	UTE Central Energética Alta Mogiana	1	50,00	SP	UTE.AI.SP.049301-5.01
				<b>688,11</b>		

Fonte dos dados: MME / SEE.

Destaca-se, em agosto de 2021, a entrada em operação de 457,62 MW de fontes renováveis (eólica e solar) na Região Nordeste, nos estados da Bahia, Paraíba, Pernambuco e Rio Grande do Norte.



**Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em agosto de 2021.**

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Ago/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)	Realizado em Ago/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)	Realizado em Ago/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)
<b>Hidráulica</b>	23,27	80,23	0,00	8,41	23,27	88,64
PCH	20,27	75,72	0,00	5,50	20,27	81,22
CGH	3,00	4,51	0,00	2,91	3,00	7,42
UHE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Térmica</b>	0,00	199,83	208,64	421,51	208,64	621,35
Biomassa	0,00	114,39	175,64	243,35	175,64	357,73
Carvão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	0,00	33,00	178,17	33,00	178,17
Outros Fósseis	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Petróleo	0,00	85,45	0,00	0,00	0,00	85,45
<b>Eólica</b>	162,79	902,44	86,25	1.046,37	249,04	1.948,81
Eólica (não GD)	162,79	902,44	86,25	1.046,37	249,04	1.948,81
<b>Solar</b>	16,67	139,67	190,49	194,49	207,16	334,16
Solar (não GD)	16,67	139,67	190,49	194,49	207,16	334,16
<b>TOTAL</b>	<b>202,72</b>	<b>1.322,17</b>	<b>485,38</b>	<b>1.670,78</b>	<b>688,11</b>	<b>2.992,95</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 78% desse crescimento.



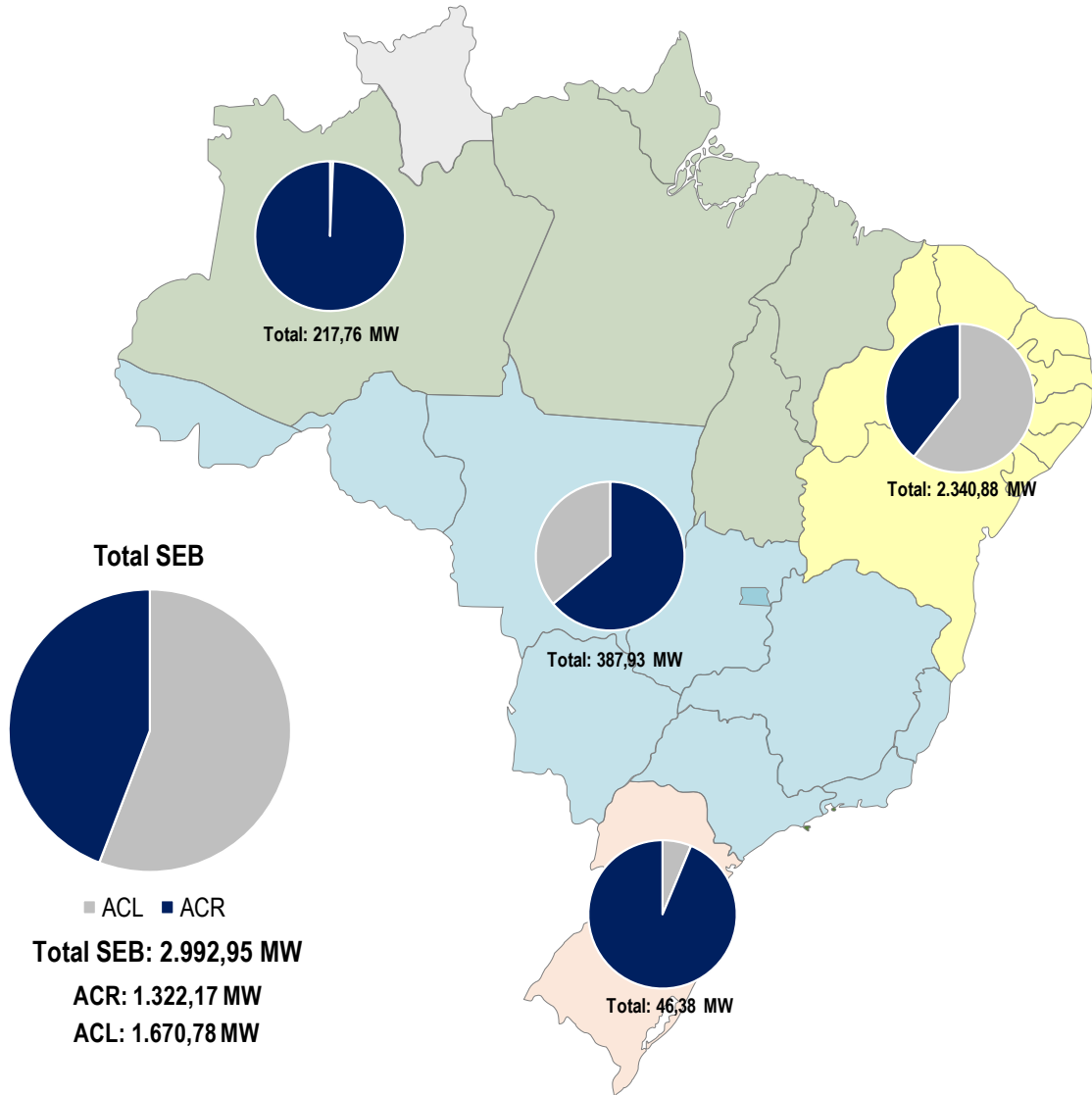


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2021 por subsistema

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 24.005 MW de capacidade instalada, com destaque para 11.644,43 MW de fonte solar centralizada, 7.316,19 MW de fonte eólica, 4.471,80 MW de fontes térmicas e para a baixa participação da fonte hidráulica, com 572,58MW, representando apenas 2,4% do total. Destaca-se, também, que 17.530,24 MW (73%) 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.

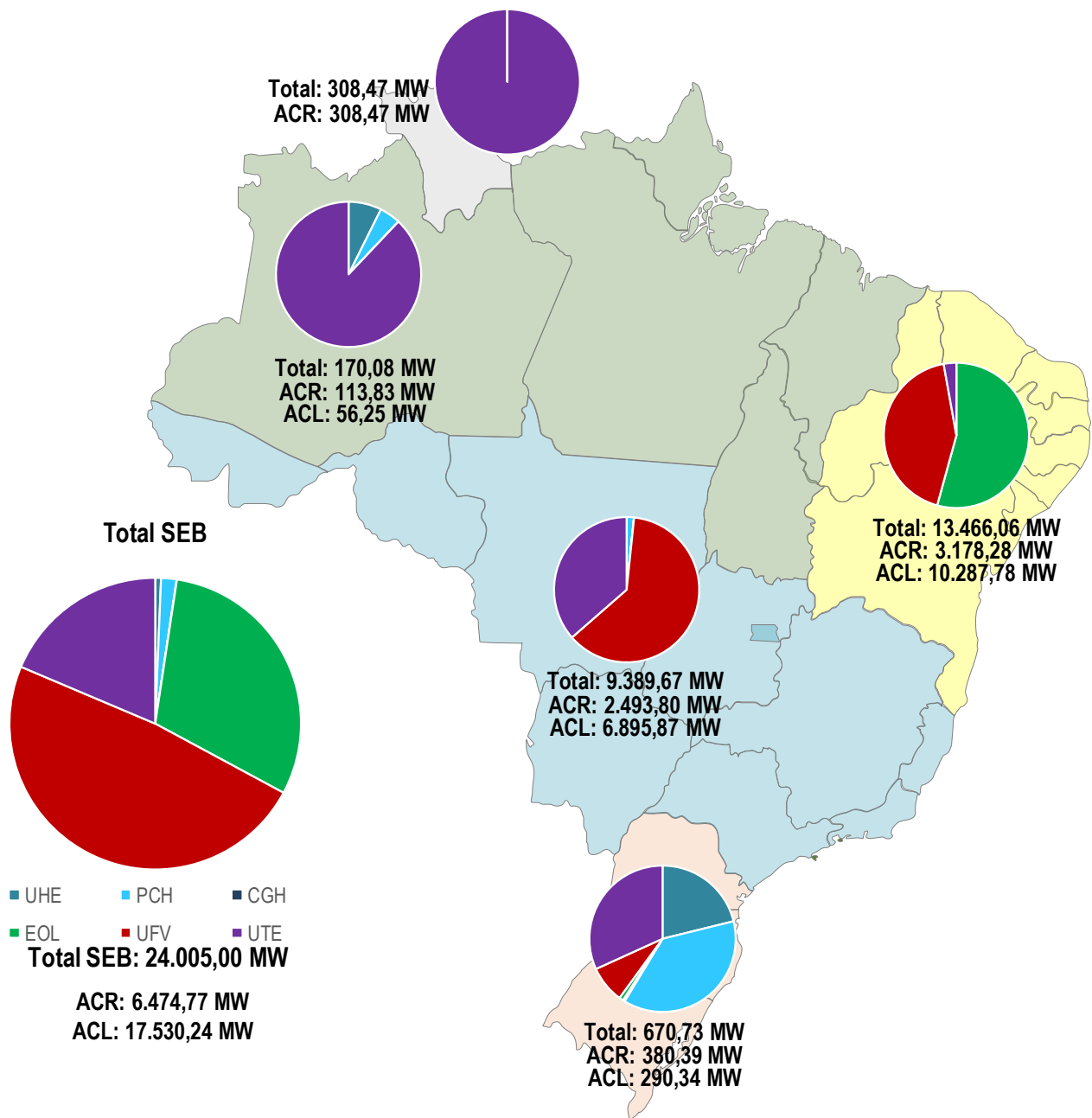


Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2023.

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>	35,15	261,25	172,15	0,00	59,70	44,33	35,15	320,95	216,48
PCH	34,15	115,65	170,15	0,00	59,70	31,83	34,15	175,35	201,98
CGH	1,00	3,70	2,00	0,00	0,00	0,00	1,00	3,70	2,00
UHE	0,00	141,90	0,00	0,00	0,00	12,50	0,00	141,90	12,50
<b>Térmica</b>	1.449,06	326,37	1.163,19	280,85	1.129,29	123,05	1.729,91	1.455,66	1.286,24
<b>Eólica</b>	549,64	918,24	729,30	889,64	1.305,21	2.924,16	1.439,28	2.223,45	3.653,46
Eólica (não GD)	549,64	918,24	729,30	889,64	1.305,21	2.924,16	1.439,28	2.223,45	3.653,46
<b>Solar</b>	380,23	234,00	256,20	778,97	3.282,31	6.712,72	1.159,20	3.516,31	6.968,92
Solar (não GD)	380,23	234,00	256,20	778,97	3.282,31	6.712,72	1.159,20	3.516,31	6.968,92
<b>TOTAL</b>	<b>2.414,08</b>	<b>1.739,86</b>	<b>2.320,83</b>	<b>1.949,46</b>	<b>5.776,51</b>	<b>9.804,27</b>	<b>4.363,54</b>	<b>7.516,37</b>	<b>12.125,10</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 agosto, entraram em operação os equipamentos presentes no mapa abaixo de acordo com suas respectivas localizações geográficas.

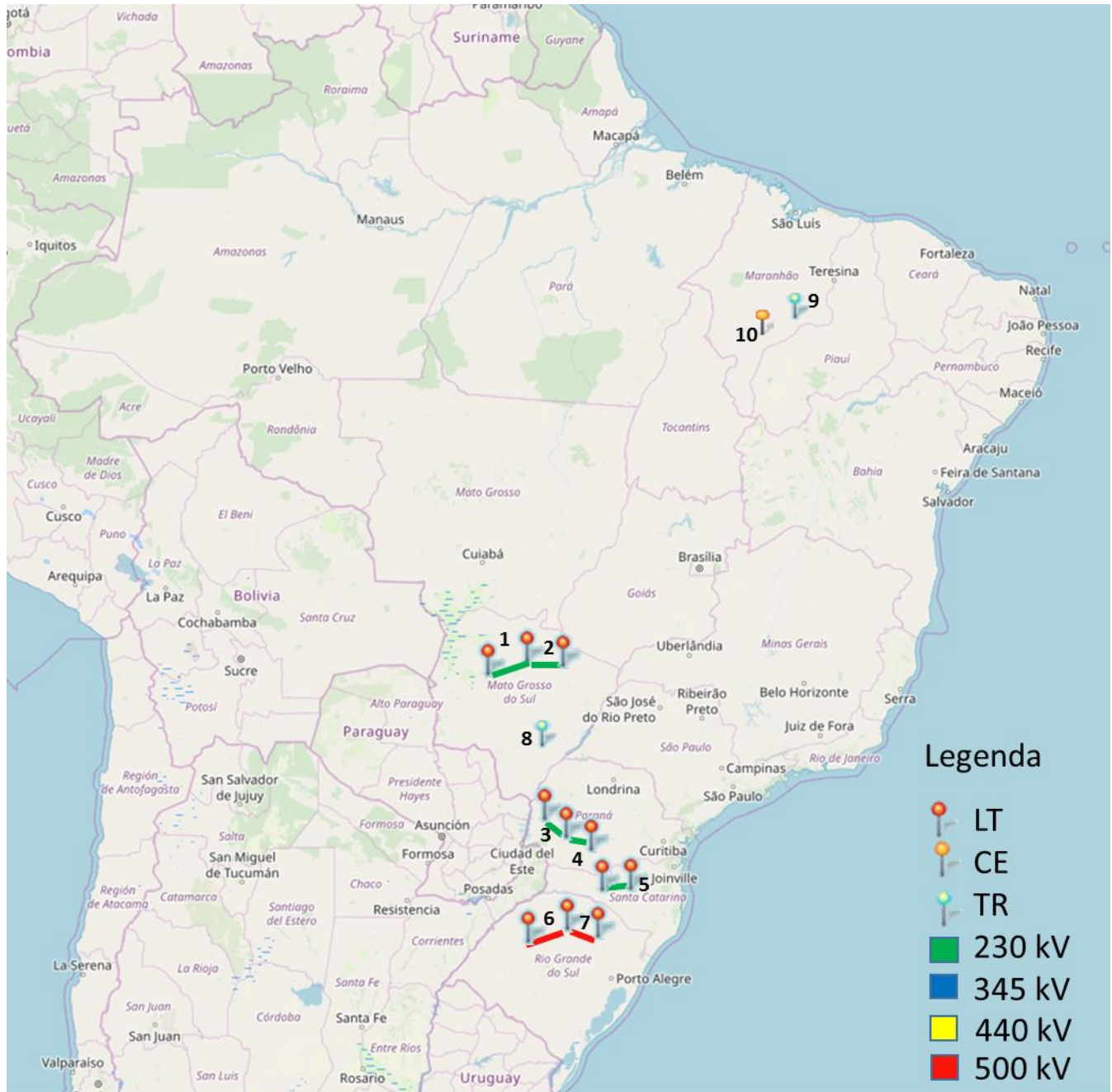


Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em agosto de 2021.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE



Em relação à conclusão de linhas de transmissão, equipamentos de transformação e compensação, em agosto de 2021, destaca-se a entrada em operação de 512 km de linhas, 400 MVA de capacidade de transformação e 136 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	LT Rio Brilhante/ Dourados 2 C1	122,0	MS
2	230	LT Dourados 2/ Dourados C2	48,0	MS
3	230	LT Ponta Grossa/ São Mateus Sul C1	93,0	PR
4	230	LT Ponta Grossa/ Ponta Grossa Sul C1	31,0	PR
5	230	Seccionamento do circuito LT Jorge Lacerda B C1/ Siderópolis na SE Tubarão Sul C1	18,0	SC
6	525	LT Marmeleiro 2/ Povo Novo C2	152,0	RS
7	525	LT Marmeleiro 2/ Santa Vitoria do Palmar 2 C2	48,0	RS
TOTAL			512,0	

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado
8	230	SE Dourados 2 TR1 e TR2	300,0	MS
9	230	SE Caxias II TR2	100,0	MA
TOTAL			400,0	

**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
10	500	SE São Luís II - RTB	136,0	MA
TOTAL			136,0	

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Ago/21 (km)	Acumulado em 2021 (km)
230	312,0	1.331,7
345	0,0	8,3
440	0,0	103,0
500	200,0	3.087,5
TOTAL	512,0	4.530,5



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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Ago/21 (MVA)	Acumulado em 2021 (MVA)
230	400,0	4.132,5
440	0,0	1.700,0
500	0,0	8.682,0
<b>TOTAL</b>	<b>400,0</b>	<b>14.514,5</b>

\* Em julho/2021 entraram em operação 3 Subestações de 230 kV no total de 553,5 MVA que não tinham sido contabilizadas.

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

Até 2023, está prevista a entrada em operação de 20.538,6 km de linhas de transmissão (LT) e 55.920 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	803,5	2.784,2	1.189,1
345	38,0	100,0	262,2
440	0,0	37,0	61,0
500	7.799,0	4.516,6	2.948,0
<b>TOTAL</b>	<b>8.640,5</b>	<b>7.437,8</b>	<b>4.460,3</b>

Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2021 (MVA)	Previsão 2022 (MVA)	Previsão 2023 (MVA)
230	4.365,0	7.441,0	1.740,0
345	600,0	3.150,0	465,0
440	0,0	0,0	300,0
500	9.582,0	22.105,0	6.172,0
<b>TOTAL</b>	<b>14.547,0</b>	<b>32.696,0</b>	<b>8.677,0</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 julho de 2021, a geração hidráulica correspondeu a 53,3% do total gerado no país, valor 5,4 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica teve um acréscimo de 3 p.p. em relação ao verificado no mês anterior, representando 15,5% do total gerado. O mesmo aconteceu com a geração térmica, que teve sua participação aumentada em relação ao mês anterior em 2,3 p.p., sendo responsável por 29,9% da geração de energia elétrica no país.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram 77,4% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em julho de 2021, redução de 1,7 p.p. em relação ao mês anterior.

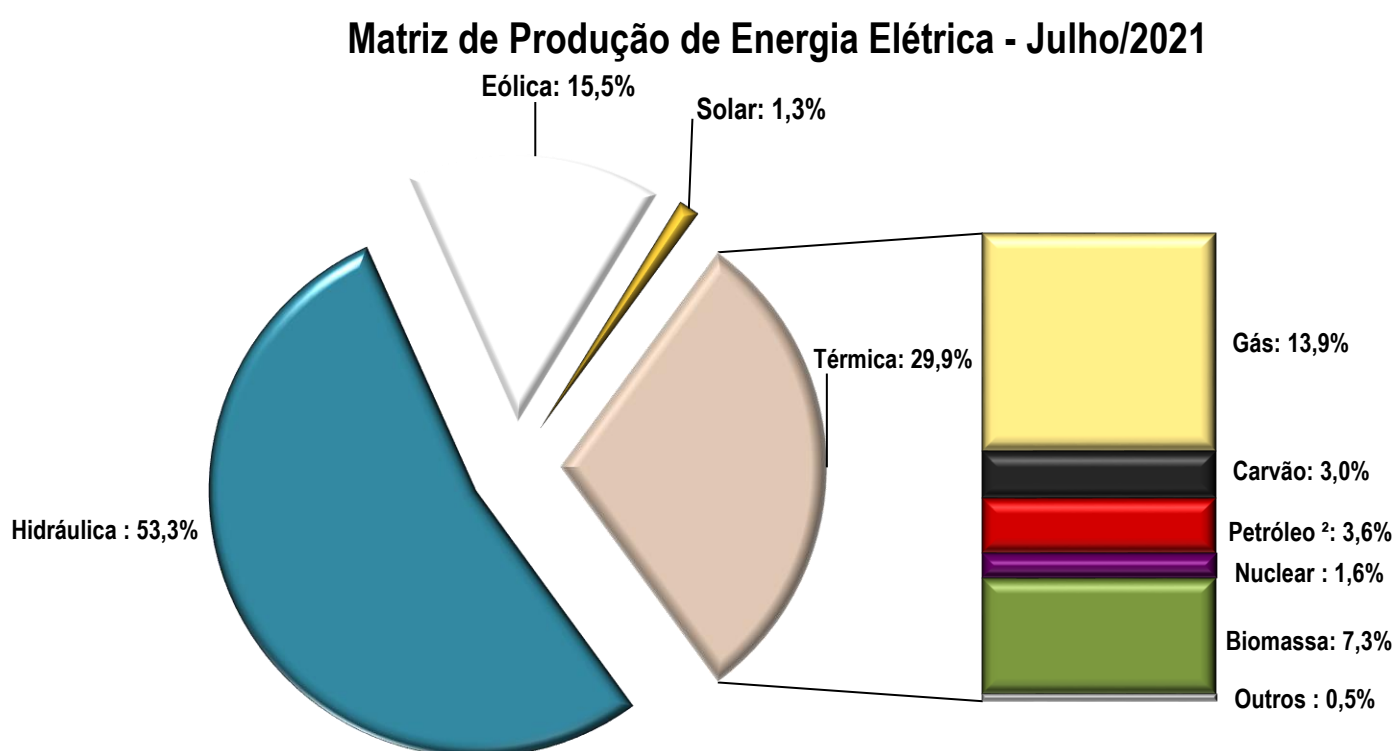


Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

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

Dados contabilizados até julho 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 julho, a geração hidráulica no SIN teve redução de 8,52% em relação ao mês anterior. Quanto ao comparativo com julho de 2020, a geração hidráulica apresentou redução de 23,4%, enquanto as gerações térmica, eólica e solar sofreram, respectivamente, elevação de 105,2%, 24% e 13,5%.

Com relação à fonte térmica, destaca-se o aumento expressivo de 105,2% observado no mês de julho, em comparação ao mês de julho 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, e comandos posteriores, 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.

Quanto ao total de energia gerada no SIN nos últimos 12 meses, comparativamente ao mesmo período do ano anterior, foi observado aumento de 11,3% no valor total, o que demonstra certa recuperação da economia em relação ao ano passado, que foi fortemente impactado pela pandemia de COVID-19.

Tabela 20. Previsão da expansão da capacidade de transformação

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Jul/20 (GWh)	Jun/21 (GWh)	Jul/21 (GWh)	Evolução mensal (Jul/21 / Jun/21)	Evolução anual (Jul/21 / Jul/20)	Ago/19-Jul/20 (GWh)	Ago/20-Jul/21 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>32.372</b>	<b>27.096</b>	<b>24.782</b>	<b>-8,5%</b>	<b>-23,4%</b>	<b>354.969</b>	<b>385.488</b>	<b>8,6%</b>
<b>Térmica</b>	<b>6.630</b>	<b>12.434</b>	<b>13.605</b>	<b>9,4%</b>	<b>105,2%</b>	<b>101.831</b>	<b>117.127</b>	<b>15,0%</b>
Gás	2.062	5.418	6.455	19,1%	213,1%	42.653	54.190	27,0%
Carvão	446	1.398	1.376	-1,5%	208,2%	11.458	12.581	9,8%
Petróleo <sup>2</sup>	96	1.497	1.351	-9,7%	1311,7%	3.010	7.334	143,7%
Nuclear	433	531	728	37,2%	68,3%	13.817	12.696	-8,1%
Outros	235	507	263	-	12,2%	2.709	3.055	12,8%
Biomassa	3.358	3.083	3.431	11,3%	2,2%	28.185	27.270	-3,2%
<b>Eólica</b>	<b>5.794</b>	<b>5.779</b>	<b>7.184</b>	<b>24,3%</b>	<b>24,0%</b>	<b>54.015</b>	<b>66.138</b>	<b>22,4%</b>
<b>Solar</b>	<b>527</b>	<b>576</b>	<b>598</b>	<b>4,0%</b>	<b>13,5%</b>	<b>5.695</b>	<b>6.333</b>	<b>11,2%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>45.324</b>	<b>45.884</b>	<b>46.170</b>	<b>0,6%</b>	<b>1,9%</b>	<b>516.510</b>	<b>575.086</b>	<b>11,3%</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		
	Jul/20 (GWh)	Jun/21 (GWh)	Jul/21 (GWh)	Evolução mensal (Jul/21 / Jun/21)	Evolução anual (Jul/21 / Jul/20)	Ago/19-Jul/20 (GWh)	Ago/20-Jul/21 (GWh)	Evolução
Hidráulica	1,1	3,7	2,9	-22,0%	-	1	22,5	-
Gás	14,0	9,1	11,6	27,9%	-17,4%	144	152,7	6,2%
Petróleo <sup>2</sup>	324,2	304,8	307,9	1,0%	-5,0%	3.878	3.860	-0,5%
Biomassa	4,8	3,1	4,1	33,0%	-14,4%	46	53,5	17,1%
<b>TOTAL</b>	<b>344</b>	<b>321</b>	<b>326</b>	<b>1,8%</b>	<b>-5,1%</b>	<b>4.069</b>	<b>4.088</b>	<b>0,5%</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 julho de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



## 8.4. Geração Eólica<sup>1</sup>

No mês de julho de 2021, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste aumentou 8,1 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 51,1%, com total de 8.755 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 43,1%, o que indica aumento de 2,6 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

Já o fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em julho de 2021, diminuiu 5,9 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 33,1%, com total de 696 MWmédios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 34%, o que indica redução de 1,2 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

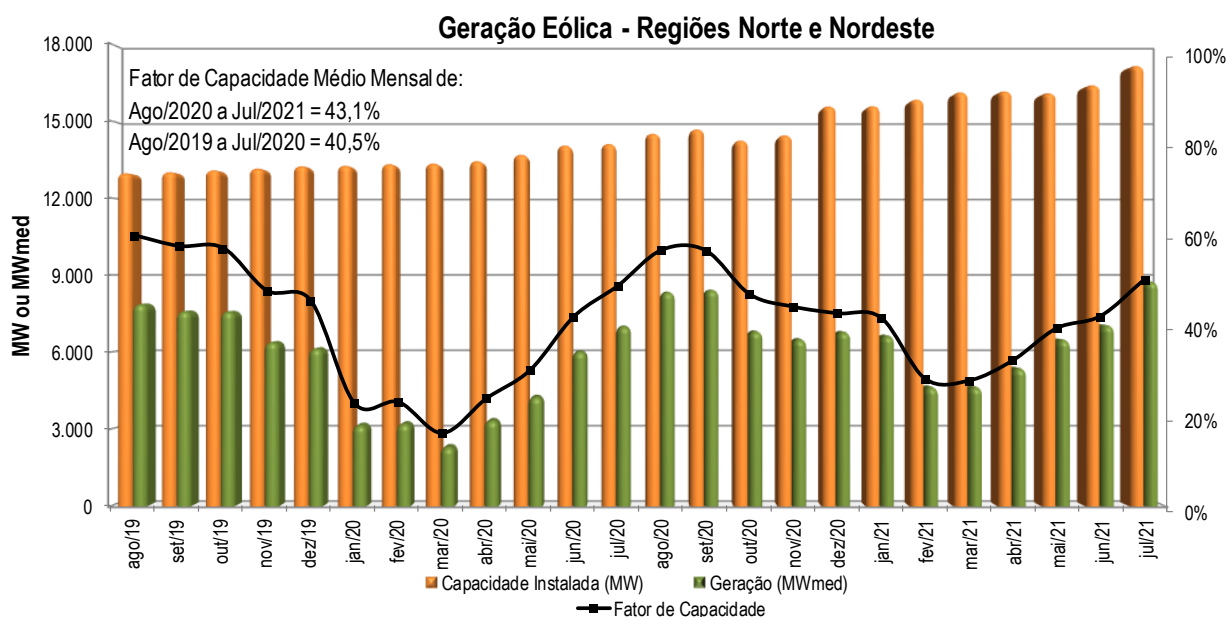


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

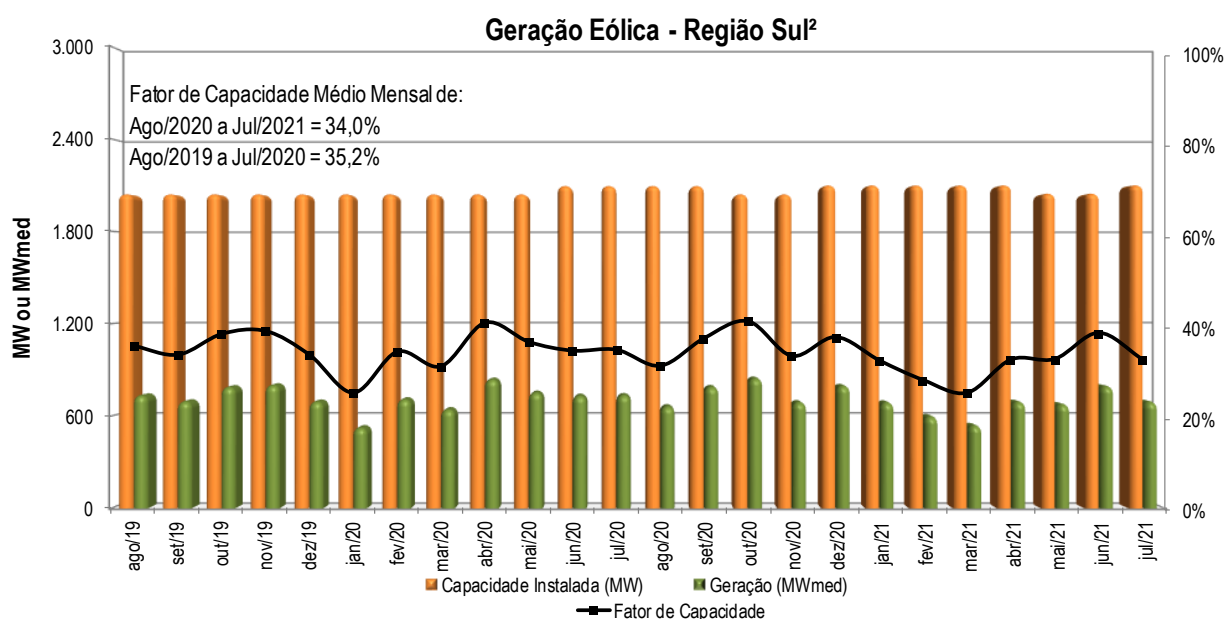


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul

<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 julho de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



## 8.5. Mecanismo de Realocação de Energia

Em julho de 2021, as usinas participantes do MRE geraram, juntas, 32.426 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 60.308 MWmédios, o que representou um GSF mensal de 53,8%.

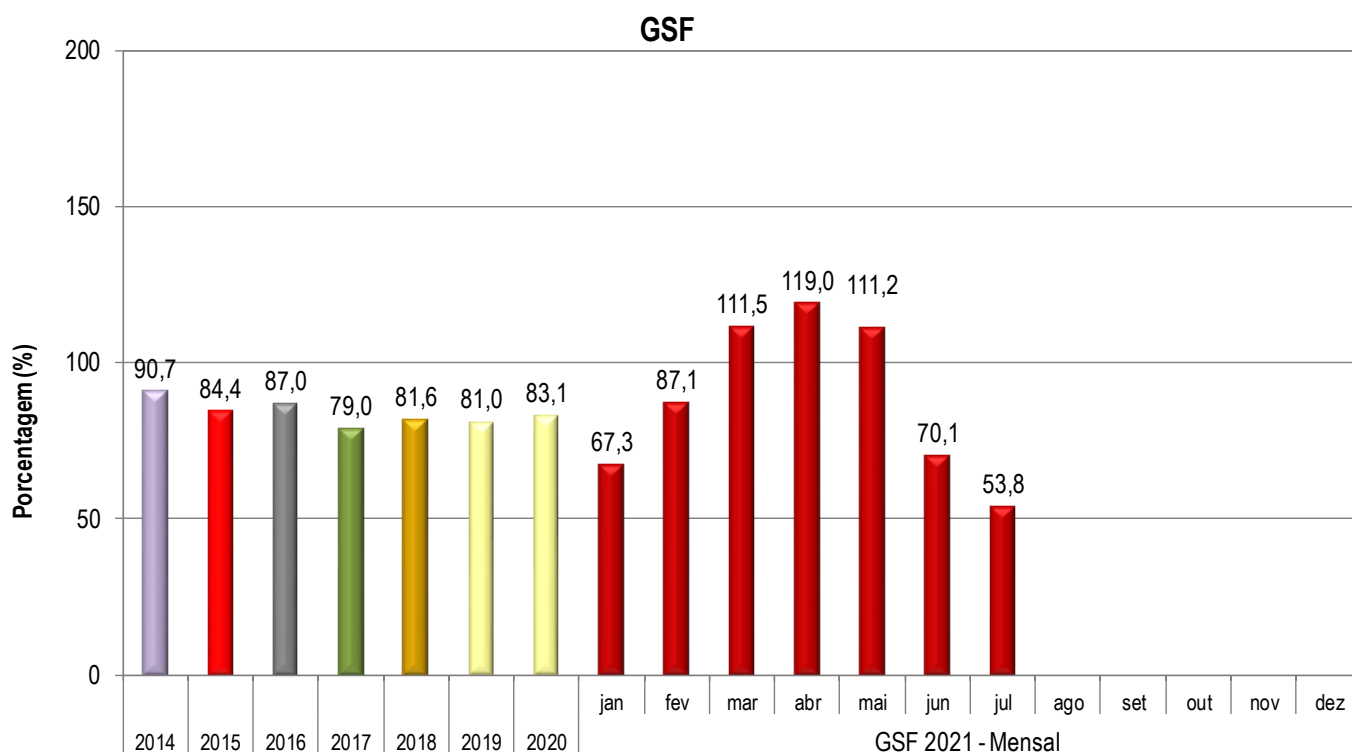


Figura 26. Evolução do GSF.

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	42.509	36.705	32.426					
Garantia Física Sazonalizada (MW médio)	66.707	58.148	46.532	38.693	38.244	52.386	60.308					
GSF (%)	67,3	87,1	111,5	118,9	111,2	70,1	53,8					

Dados contabilizados até julho de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



## 9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Em agosto, os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte entre R\$ 2,44 / MWh e R\$ 3.543,04 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no Subsistema Nordeste no intervalo das 5h00 às 5h30 do dia 13/08, cabendo mencionar que o valor nos demais subsistemas neste mesmo horário também foram bem elevados. Ressalta-se, além disso, que, durante quase todo o mês, os valores do CMO permaneceram elevados em face das atuais condições adversas de atendimento do SIN, com a predominância de baixos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

No entanto, a partir do dia 21 de agosto, verificou-se uma queda no valor do CMO em todos os subsistemas, conforme havia sido divulgado pelo boletim do Programa Mensal de Operação (PMO) com as previsões do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A redução do indicador, em relação aos valores do período anterior, foi ocasionada, principalmente, pela atualização da previsão de vazões, níveis de partida dos reservatórios, além da disponibilidade das usinas.

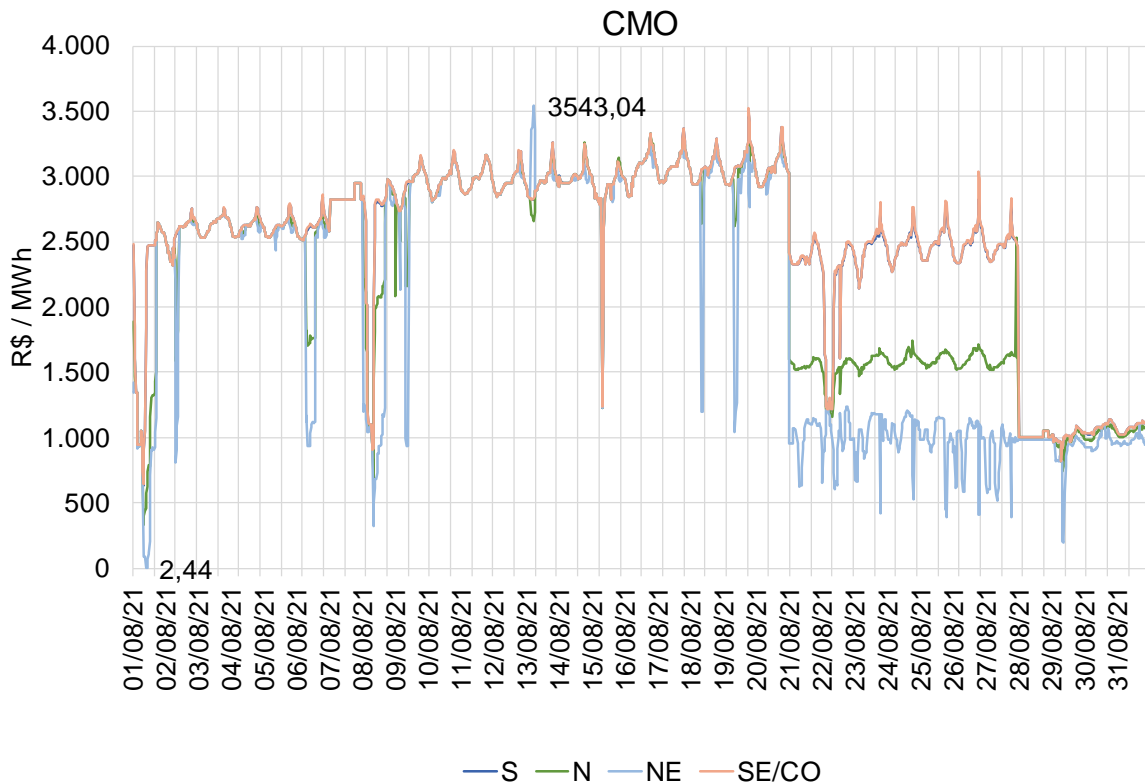


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.

Na comparação com o mês anterior, em que o CMO variou de R\$ 148,21 / MWh a R\$ 2.672,87 / MWh, percebe-se que houve, no geral, elevação dos custos marginais em agosto, comportamento influenciado pela manutenção da estação seca e pelo baixo volume dos reservatórios das principais bacias hidrográficas de interesse do SIN.



## 10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em agosto, os Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) horários variaram entre R\$ 49,77 / MWh e R\$ 845,05 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no subsistema Nordeste no intervalo das 18h00 às 19h00 do dia 29/08 e o menor valor também foi verificado no subsistema Nordeste, em dois momentos: entre 08h00 e 11h00 da manhã do dia 01/08 e entre 08h00 e 10h00 da manhã do dia 29/08. Na média, o PLD atingiu predominantemente seu valor máximo estrutural, correspondente à R\$ 583,88 / MWh.

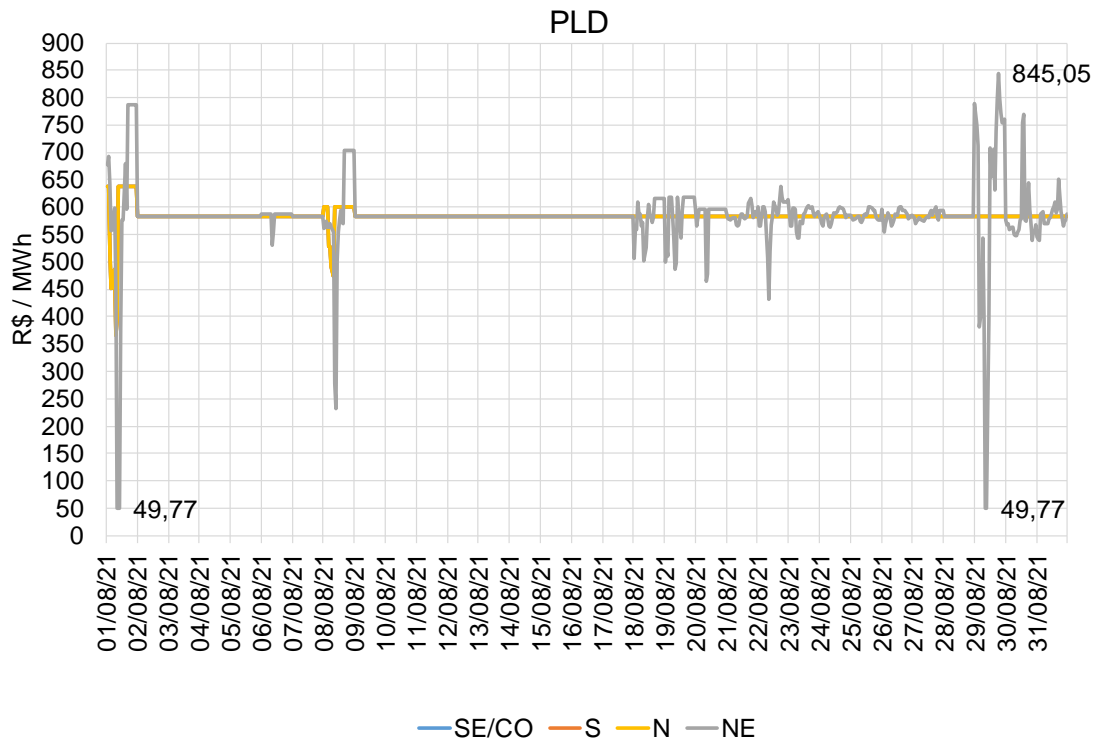


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.





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

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em julho de 2021 totalizaram R\$ 862,4 milhões, praticamente a metade do montante verificado no mês anterior, que ficou em R\$ 1,7 bilhão. Conforme ilustrado na figura abaixo, a maior parcela dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de julho se refere ao Encargo por Deslocamento Hidráulico, responsável por parcela de cerca 34% do total dos Encargos, o que equivale, aproximadamente, a R\$ 291 milhões.

A acentuada retração dos ESS ocorrida em julho está fortemente atrelada à redução dos Encargos sobre Segurança Energética, o qual se relaciona ao despacho adicional de geração térmica para garantia do suprimento energético, autorizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que foi reduzido devido ao aumento do CMO no mês de julho em relação ao mês anterior. Dessa maneira, as usinas termelétricas permaneceram ligadas, mas foram majoritariamente acionadas por ordem de mérito de custo, não implicando, assim, em despachos associados ao pagamento de encargos por garantia do suprimento energético.

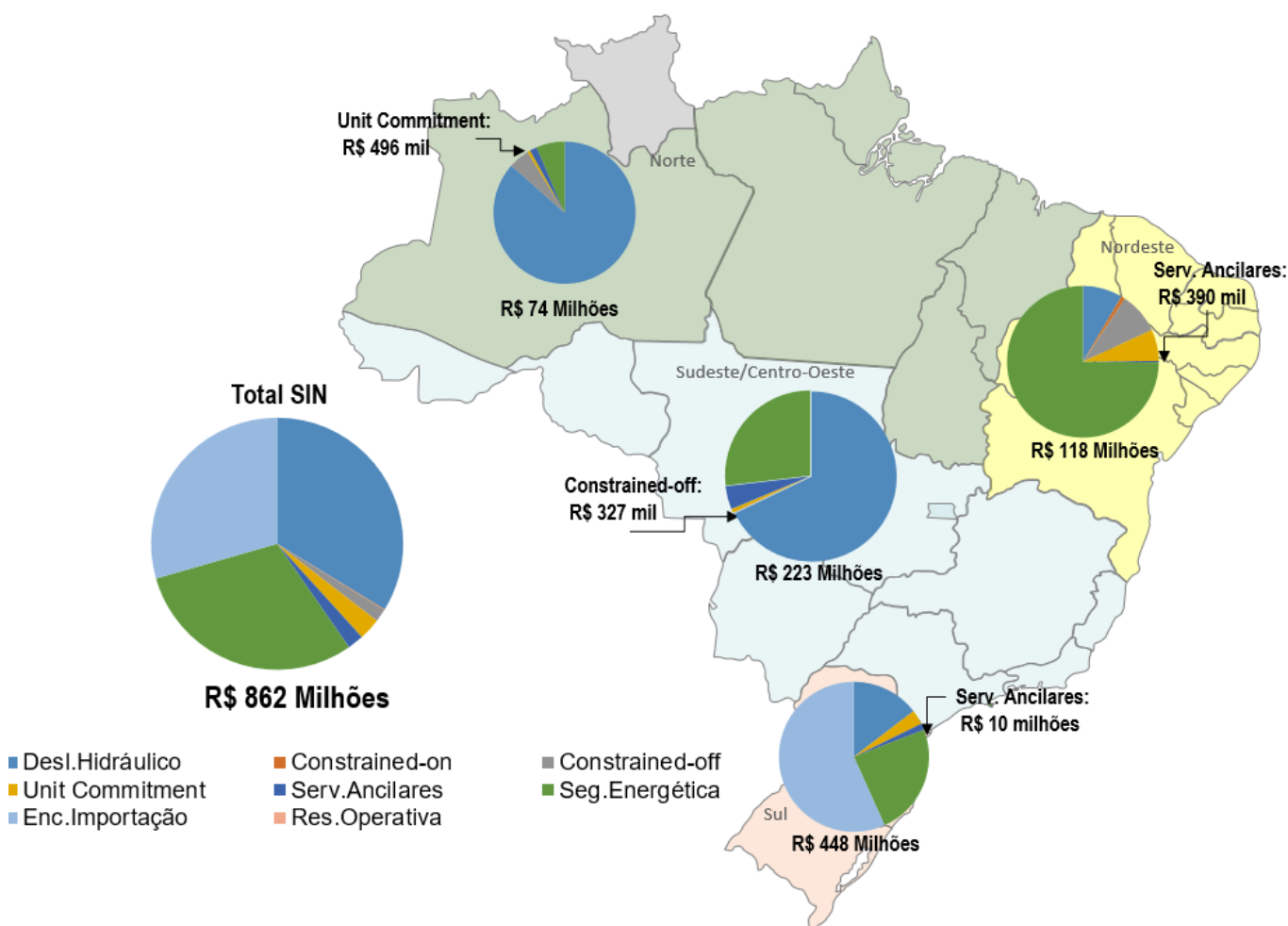


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até julho de 2021.

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

Fonte dos dados: CCEE.

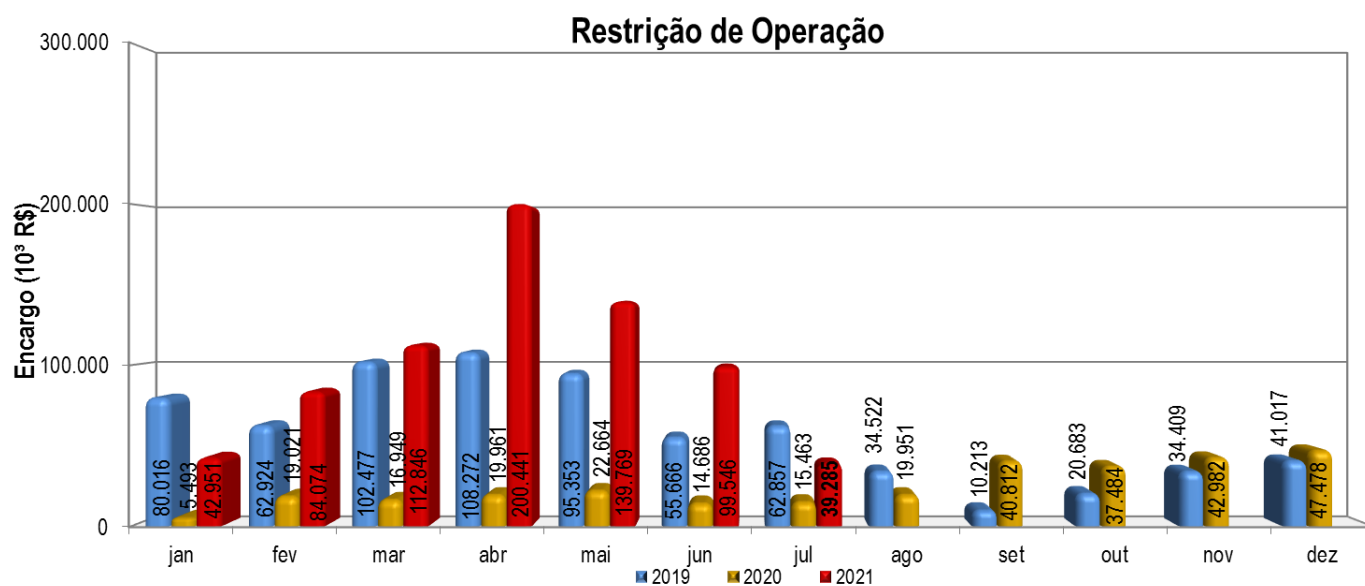


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

\* 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

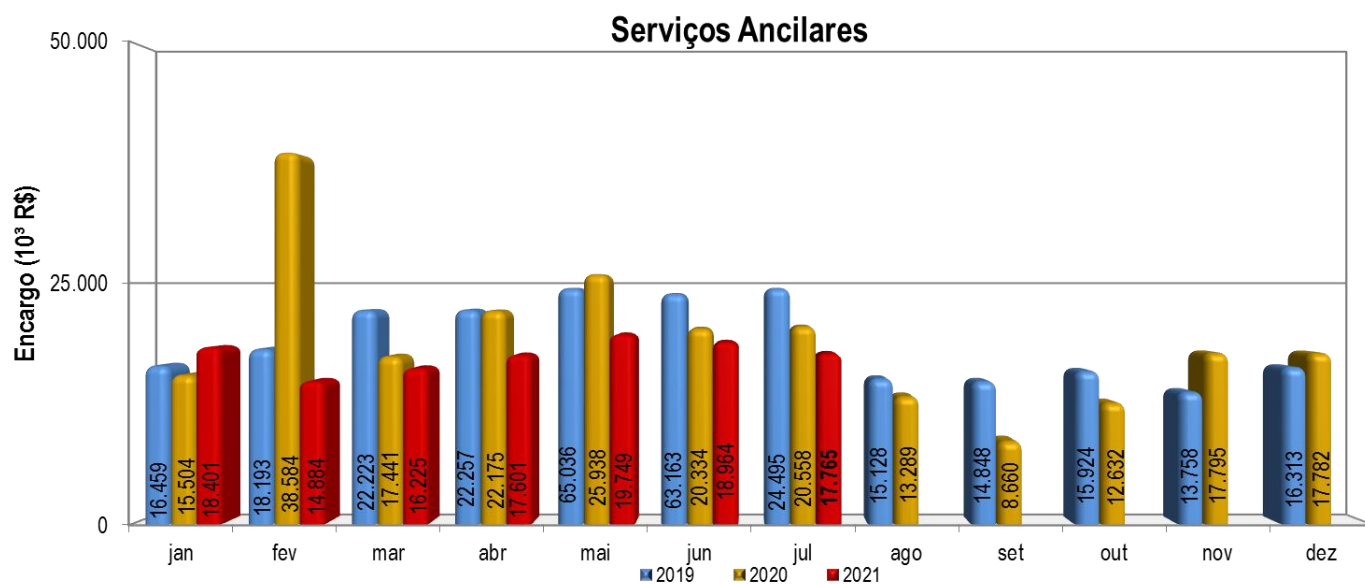


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

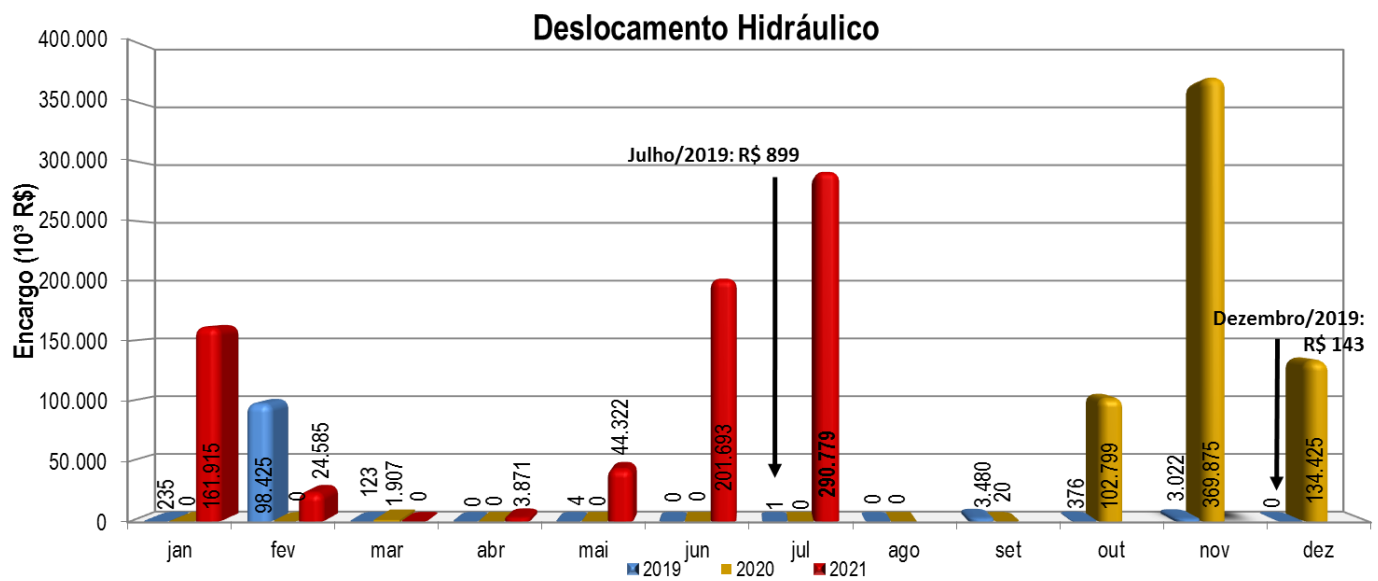


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

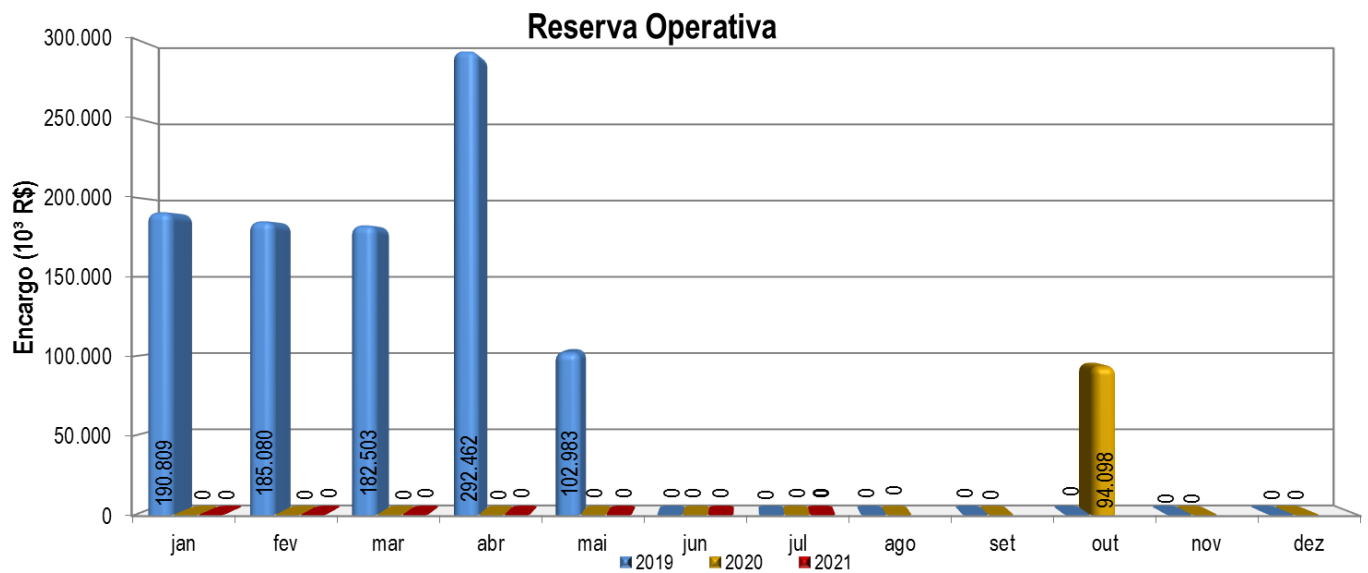


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

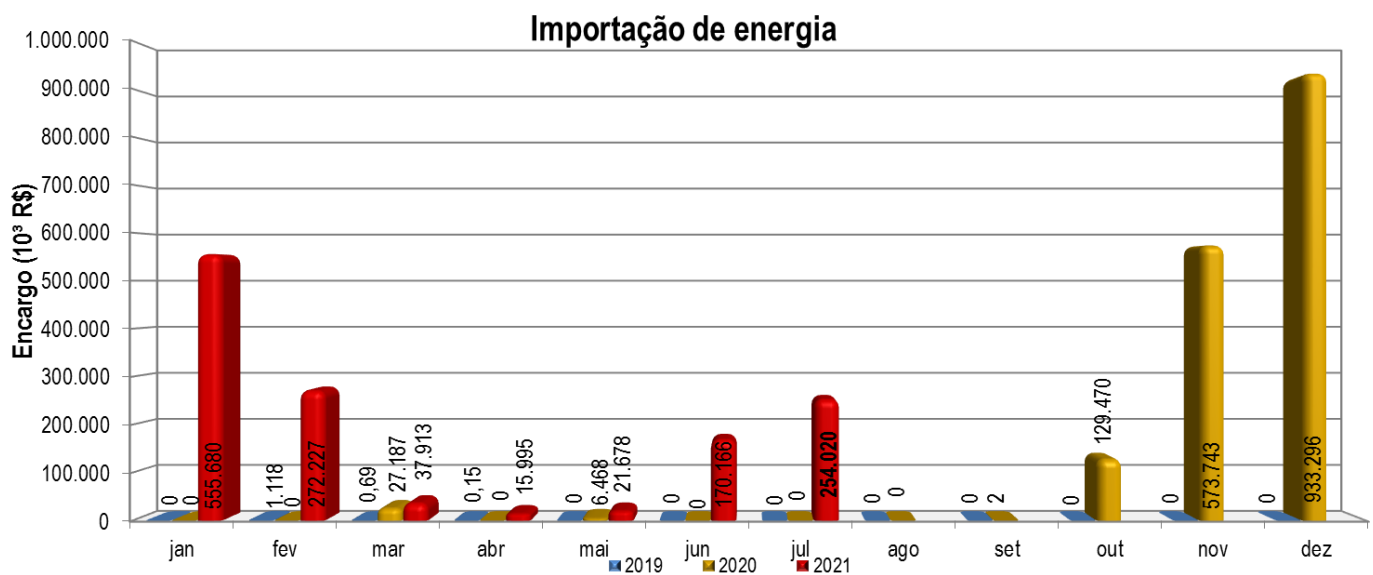


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

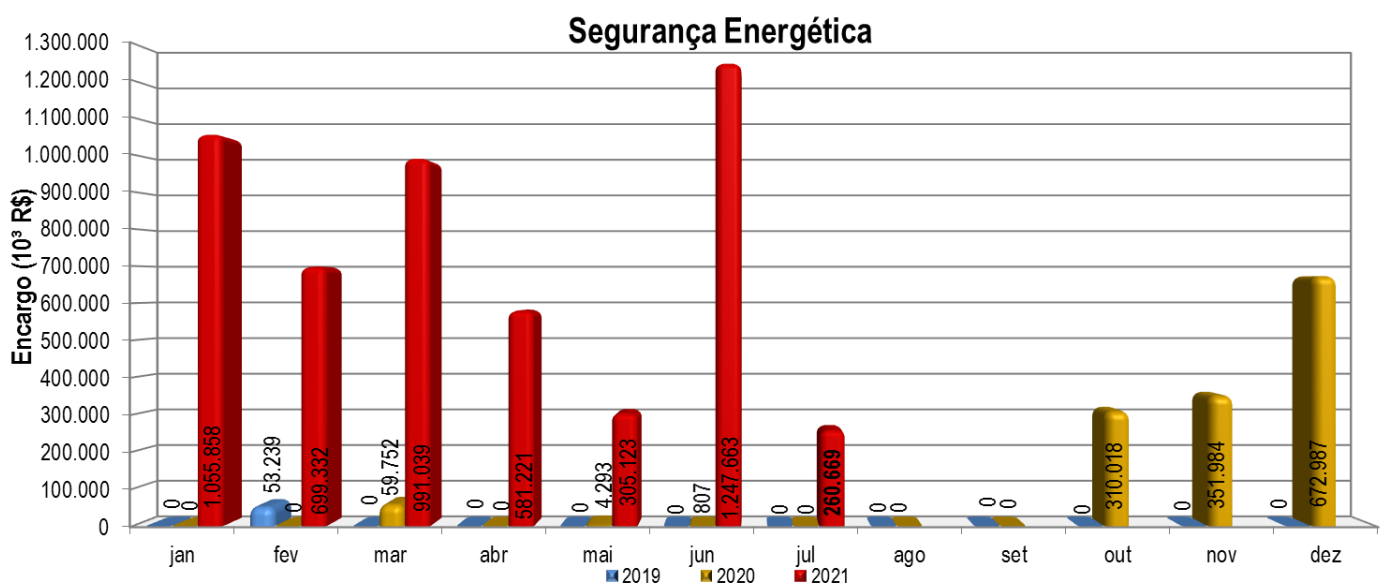


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até julho de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



## 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de agosto de 2021, foram verificadas quatro ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando 1.253 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
16/ago	Desligamentos automáticos dos T transformadores 230/69 kV 04T 1, 04T 2, 04T 3, 04T 4 e do Barramento 69 kV 02BP, da SE Mirueira	233,0	PE	Curto-circuito provocado por explosão no disjuntor de 69 kV 12J1 do alimentador 69 kV Mirueira/ Shopping North Way (CELPE) e polo rompido na chave seccionadora 32J1-5.
22/ago	Desligamentos automáticos das LT 440 kV Oeste/CBA 2 e das LT 88 kV Oeste/ Cruz de Ferro C3 e C4	623,0	SP	Curto-circuito no ponto de cruzamento da LT 440 kV Oeste/ CBA 2 com as LT de 88 kV provocado por queimada, localizada a 1 km do terminal da SE Oeste
23/ago	Desligamento manual em emergência da UTE Monte Cristo I por meio da abertura do disjuntor MCDJ4-01	166,0	RR	Incêndio na unidade geradora UG30
25/ago	Desligamento automático do T transformador 230/69 kV TR4 da SE Macapá e consequente desligamento da UHE Coaracy Nunes	231,0	AP	Explosão de para-raios no setor de 69 kV deste transformador
		1.253,0		

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-Ago	2020 Jan-Ago
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
SIN <sup>2</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0					0	0
S	267	0	0	0	283	161	128	0					839	1.183
SE/CO	0	330	344	0	533	0	128	623					1.958	2.097
NE	356	606	366	261	219	0	0	233					2.041	1.276
N	248	0	0	1.447	446	757	266	231					3.395	3.142
Isolados	0	138	167	825	0	0	0	166					1.296	875
<b>TOTAL</b>	<b>871</b>	<b>1.074</b>	<b>877</b>	<b>2.534</b>	<b>1.480</b>	<b>918</b>	<b>522</b>	<b>1.253</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9.529</b>	<b>8.574</b>



Tabela 25. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														2021	2020
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan-Ago	Jan-Ago	
SIN <sup>2</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0					0	0	
S	1	0	0	0	2	1	1	0					5	3	
SE/CO	0	1	1	0	1	0	1	1					5	10	
NE	1	3	2	1	2	0	0	1					10	6	
N	1	0	0	6	1	3	2	1					14	8	
Isolados	0	1	1	6	0	0	0	1					9	6	
<b>TOTAL</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>13</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>43</b>	<b>33</b>	

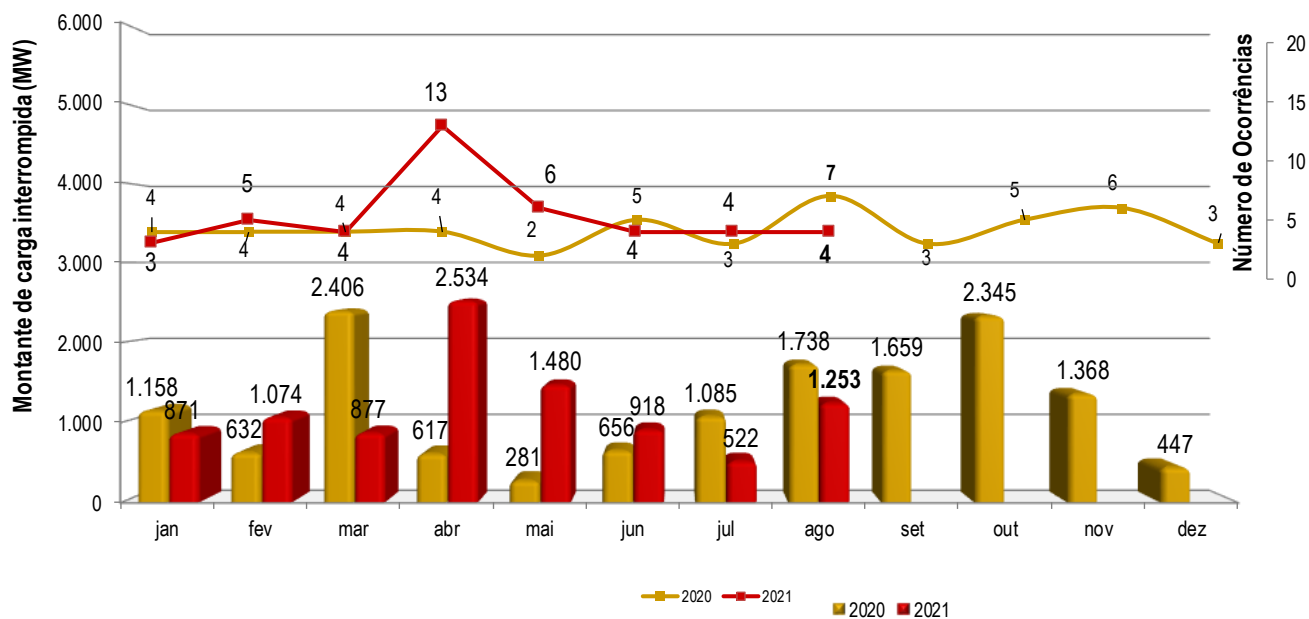


Figura 36. Ocorrências no SEB.

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

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

Fonte dos dados: ONS / Roraima Energia / Eletronorte.





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

Até o mês de julho de 2021, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 6,70 horas. Considerando os valores de DEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 11,48 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 <sup>2</sup>	Tend. Ano <sup>3</sup>	Limite Ano
Brasil	1,18	1,10	1,15	0,91	0,83	0,74	0,78						6,70	11,48	11,95
SU	1,24	0,92	0,93	0,60	0,77	0,77	0,70						5,92	10,77	9,89
SE	0,79	0,80	0,75	0,54	0,53	0,44	0,49						4,34	7,84	8,47
CO	1,64	1,32	1,43	1,15	0,88	0,91	0,83						8,16	14,56	13,26
NE	1,41	1,35	1,56	1,27	1,10	0,92	1,02						8,62	13,85	13,74
NO	2,09	2,24	2,29	2,39	1,88	1,73	1,87						14,49	24,01	32,13

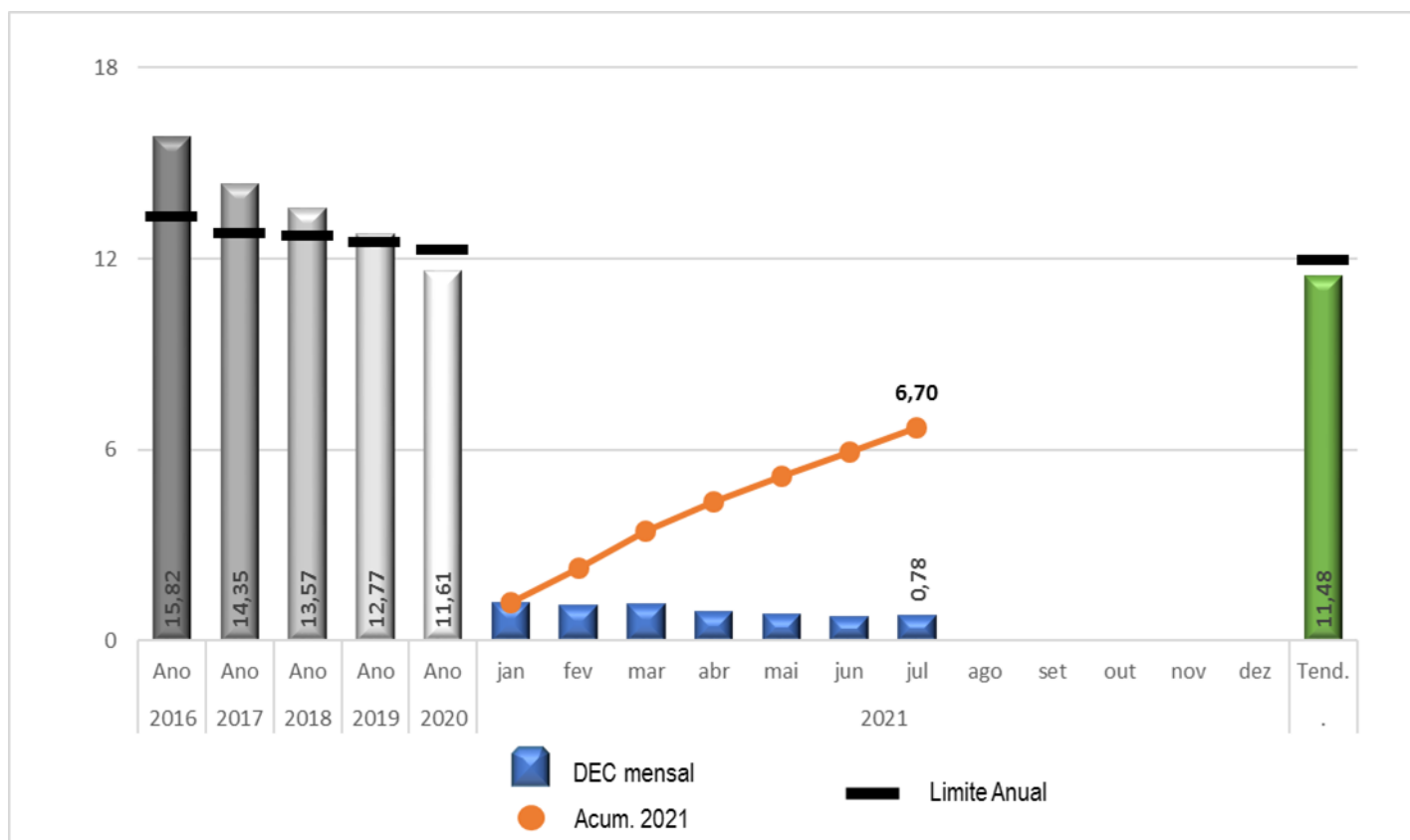


Figura 37. DEC do Brasil



Até o mês de julho de 2021, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 3,45 interrupções. Considerando os valores de FEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 6,08 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	0,57	0,48	0,46	0,41	0,43						3,45	6,08	8,58
SU	0,68	0,53	0,56	0,36	0,45	0,47	0,43						3,48	6,32	7,41
SE	0,43	0,39	0,40	0,30	0,33	0,26	0,29						2,40	4,55	5,96
CO	0,74	0,72	0,81	0,63	0,47	0,54	0,47						4,39	7,88	9,91
NE	0,56	0,57	0,63	0,54	0,47	0,40	0,46						3,64	6,11	8,61
NO	1,07	1,07	1,24	1,48	1,23	1,20	1,10						8,37	13,33	26,88

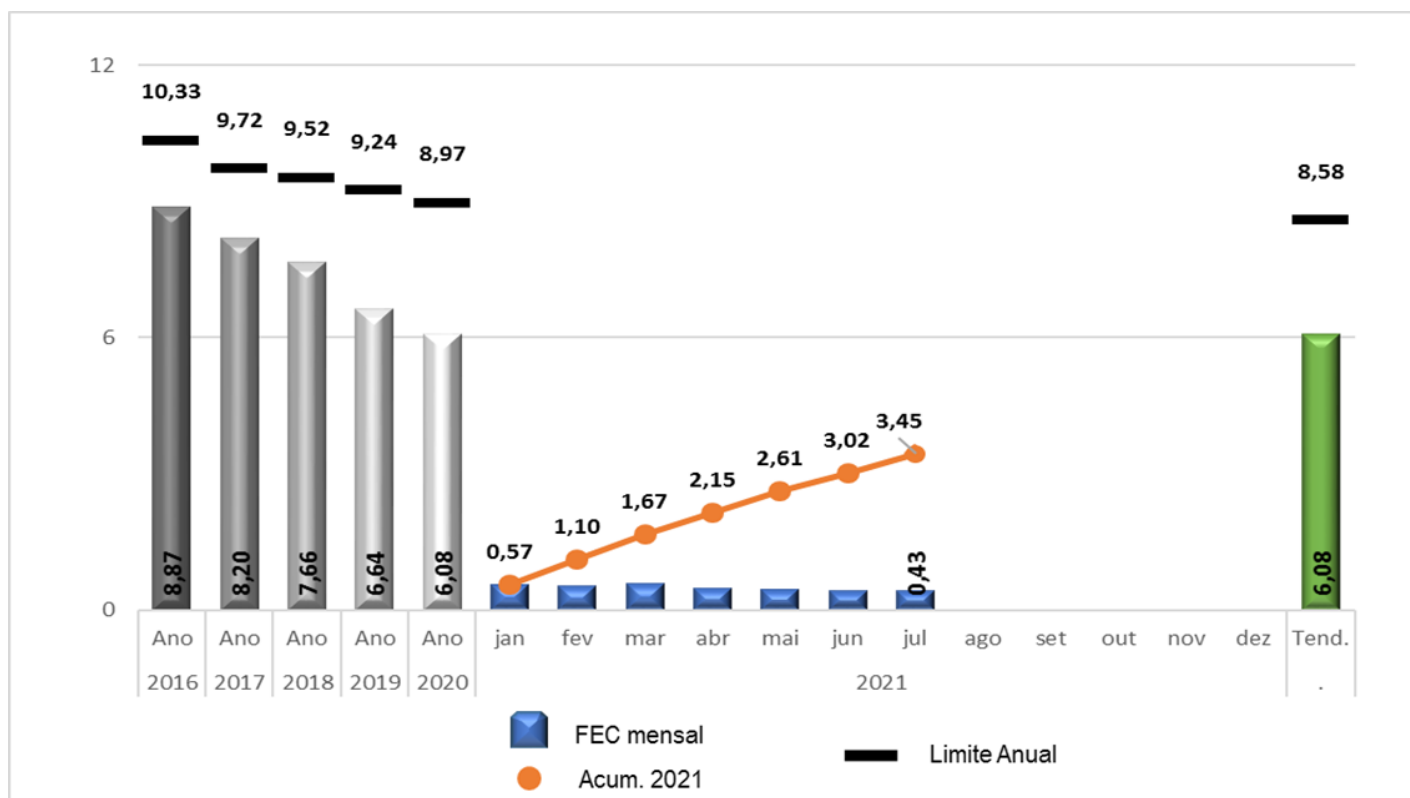


Figura 38. FEC do Brasil

<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 julho 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 Afluente	<b>S</b> - Sul
<b>EOL</b> – Usina Eólica	<b>SE</b> - Sudeste
<b>EPE</b> - Empresa de Pesquisa Energética	<b>SEB</b> - Sistema Elétrico Brasileiro
<b>ERAC</b> - Esquema Regional de Alívio de Carga	<b>SEE</b> - Secretaria de Energia Elétrica
<b>ESS</b> - Encargo de Serviço de Sistema	<b>SEP</b> – Sistemas Especiais de Proteção
<b>FC</b> - Fator de Carga	<b>SI</b> - Sistemas Isolados
<b>FEC</b> – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	<b>SIN</b> - Sistema Interligado Nacional
<b>GD</b> - Geração Distribuída	<b>SPE</b> - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
<b>GE</b> - Garantia de Suprimento Energético	<b>TR</b> – Transformador
<b>GNL</b> - Gás Natural Liquefeito	<b>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	