



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Janeiro / 2021





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Janeiro / 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

Matheus Lobo Leite Ferreira

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	10
4.1. Consumo de Energia Elétrica	10
4.2. Demandas Instantâneas Máximas.....	12
4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais.....	12
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	15
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	17
7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO.....	18
7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	18
7.2. Previsão da Expansão da Geração.....	21
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão e Equipamentos em Instalações de Transmissão	22
7.4. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão e da Capacidade de Transformação.....	24
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	25
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	25
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	26
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	26
8.4. Geração Eólica	27
8.5. Mecanismo de Realocação de Energia.....	28
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	29
10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	30
11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA.....	31
12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	35
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	35
12.2. Indicadores de Continuidade	37



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de outubro de 2020 – Brasil.....	2
Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima.....	3
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	4
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.....	4
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.....	5
Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.....	5
Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	7
Figura 8. EAR: Subsistema Sul.....	7
Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.....	8
Figura 10. EAR: Subsistema Norte.....	8
Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica.....	9
Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL. ..	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.....	12
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	13
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	13
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	13
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.....	14
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.....	16
Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de outubro de 2020.....	18
Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2020 por subsistema.....	20
Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2022.....	21
Figura 22. Localização geográfica dos empreendimentos.....	22
Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.....	25
Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.....	27
Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	27
Figura 26. Evolução do GSF.....	28
Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.....	29
Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.....	30
Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema.....	31
Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.....	32
Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.....	32
Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.....	33
Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.....	33
Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.....	34
Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.....	34
Figura 36. Ocorrências no SEB.....	36
Figura 37. DEC do Brasil.....	37
Figura 38. FEC do Brasil.....	38



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.	6
Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN.	6
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	10
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.	11
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.	11
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.	12
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.	15
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	17
Tabela 9. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de outubro de 2020.	19
Tabela 10. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.	19
Tabela 11. Previsão da expansão da geração (MW).	22
Tabela 12. Descrição de Linhas de Transmissão (LT) que entraram em operação no mês.	23
Tabela 13. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	23
Tabela 14. Entrada em operação de equipamentos de compensação de potência reativa.	23
Tabela 15. Entrada em operação de novas linhas de transmissão no mês e no acumulado do ano.	23
Tabela 19. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.	26
Tabela 20. Matriz de produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados.	26
Tabela 21. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano.	28
Tabela 22. Descrição das principais ocorrências do mês.	35
Tabela 23. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	35
Tabela 24. Evolução do número de ocorrências.	36
Tabela 25. Evolução do DEC em 2020.	37
Tabela 26. Evolução do FEC em 2020.	38



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

No mês de janeiro, as anomalias negativas de precipitação permaneceram acentuadas e atuando na maior parte do território nacional. A Região Sul apresentou melhoria nos índices pluviométricos enquanto que as demais regiões se mantiveram com precipitação abaixo da média histórica. No geral, a pluviosidade ficou abaixo dos valores médios, considerando a totalidade de chuvas esperadas para o mês, o que, juntamente com as condições de solo seco, reduziram o rebatimento das mesmas em vazões. O fenômeno “La Niña” permaneceu atuando, juntamente com uma massa de ar do oceano Atlântico, que provoca seca na região Nordeste.

No que se refere aos intercâmbios de energia entre os subsistemas, destaca-se que os sistemas Norte e Nordeste mantiveram seus perfis exportadores devido à disponibilidade de recursos energéticos, e conforme política operativa adotada. No Sul, a geração hidrelétrica foi modulada, com a exploração do intercâmbio de energia sempre que necessário, e no Sudeste/Centro-Oeste a geração foi dimensionada para fechamento do balanço energético do SIN. Para complementar o atendimento à carga, houve importação de energia elétrica da Argentina e Uruguai.

O Brasil atingiu 179.733 MW de capacidade instalada total de geração de energia em janeiro, considerando a geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 7.112 MW (4,1%), com destaque para 3.398 MW de geração de fonte solar, 1.776 MW de fonte eólica e 1.754 MW de fontes térmicas. A geração distribuída alcançou, no mês de janeiro de 2021, 4.941 MW instalados em 396.682 unidades, resultando em 112,8% nos últimos 12 meses e 2,7% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

Com relação à sustentabilidade da matriz elétrica nacional, as fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram, no mês de dezembro de 2020, 80,0% da matriz de produção de energia elétrica brasileira. Quanto à geração associada às usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), destaca-se o total de 42.500 MW médios, ante a garantia física sazonalizada de 52.788 MW médios, o que representou um GSF mensal de 80,51%.

Os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram entre R\$ 105,70 / MWh e R\$ 743,27 / MWh em janeiro, com o maior valor registrado no subsistema Nordeste. Na comparação com o mês anterior, percebe-se que houve redução dos custos marginais ao longo do mês, comportamento influenciado pelo aumento do volume de precipitação nas principais bacias hidrográficas de interesse do SIN.

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em dezembro de 2020 totalizaram R\$ 1.160 milhões, mantendo o alto patamar verificado desde de novembro de 2020, quando os ESS saltaram de R\$ 686 milhões (em outubro) para R\$ 1.356 milhões. Ressalta-se que o montante despendido com os ESS vem sofrendo consideráveis aumentos seguidos desde setembro de 2020. A maior parcela dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de dezembro se refere ao encargo por segurança energética, responsável por parcela superior a 80% do total dos Encargos, o que equivale à soma que ultrapassa os R\$ 933 milhões. Há destaque também para os encargos por deslocamento hidráulico, para o qual o total supera a quantia de R\$ 134 milhões, correspondendo à parcela superior a 11% do total dos ESS.

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



2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas do SIN, em janeiro, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 69% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 154% MLT no Sul, 46% MLT no Nordeste e 54% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 67% MLT, 147% MLT, 46% MLT e 53% MLT, respectivamente. Esses valores configuram a pior afluência para o trimestre novembro-dezembro-janeiro no SIN, considerando o histórico desde 1931.

No mês de janeiro, as anomalias negativas de precipitação permaneceram acentuadas e atuando na maior parte do território nacional. A Região Sul apresentou melhoria nas precipitações enquanto que as demais regiões se mantiveram com precipitação abaixo da média histórica. No geral, as precipitações ficaram abaixo dos valores médios, considerando a totalidade de chuvas esperadas para o mês, o que, juntamente com as condições de solo seco, reduziram o rebatimento das mesmas em vazões. O fenômeno “La Niña” permaneceu atuando, influenciado nos menores índices de precipitação verificados.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

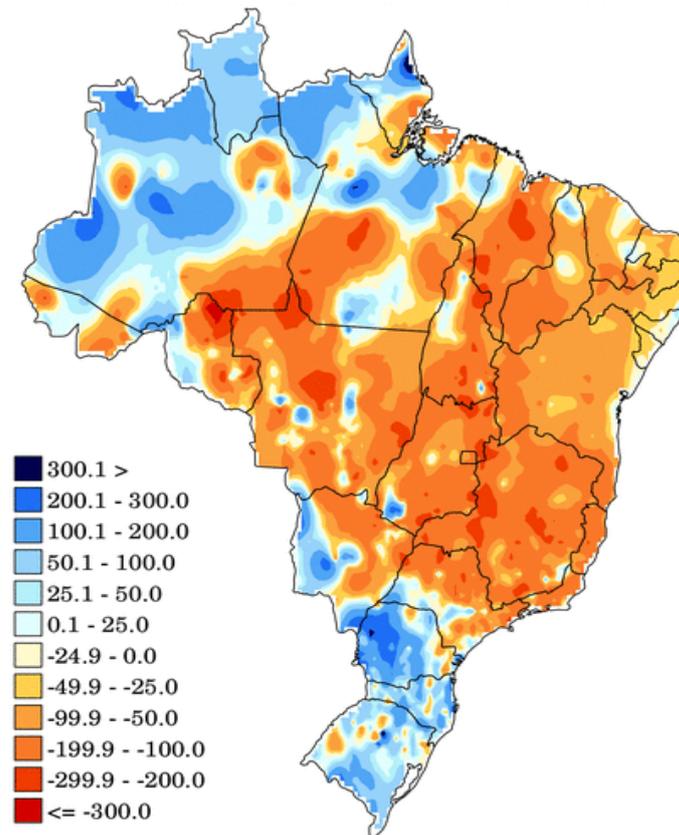


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de janeiro de 2021 – Brasil.

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, no mês de janeiro, foram observados, na maior parte do país, valores em torno da média. Já com relação às temperaturas máximas, as anomalias positivas verificadas foram mais acentuadas e concentradas nas regiões Centro-Oeste, Nordeste e Sudeste, contribuindo para um maior consumo de energia nessas regiões.

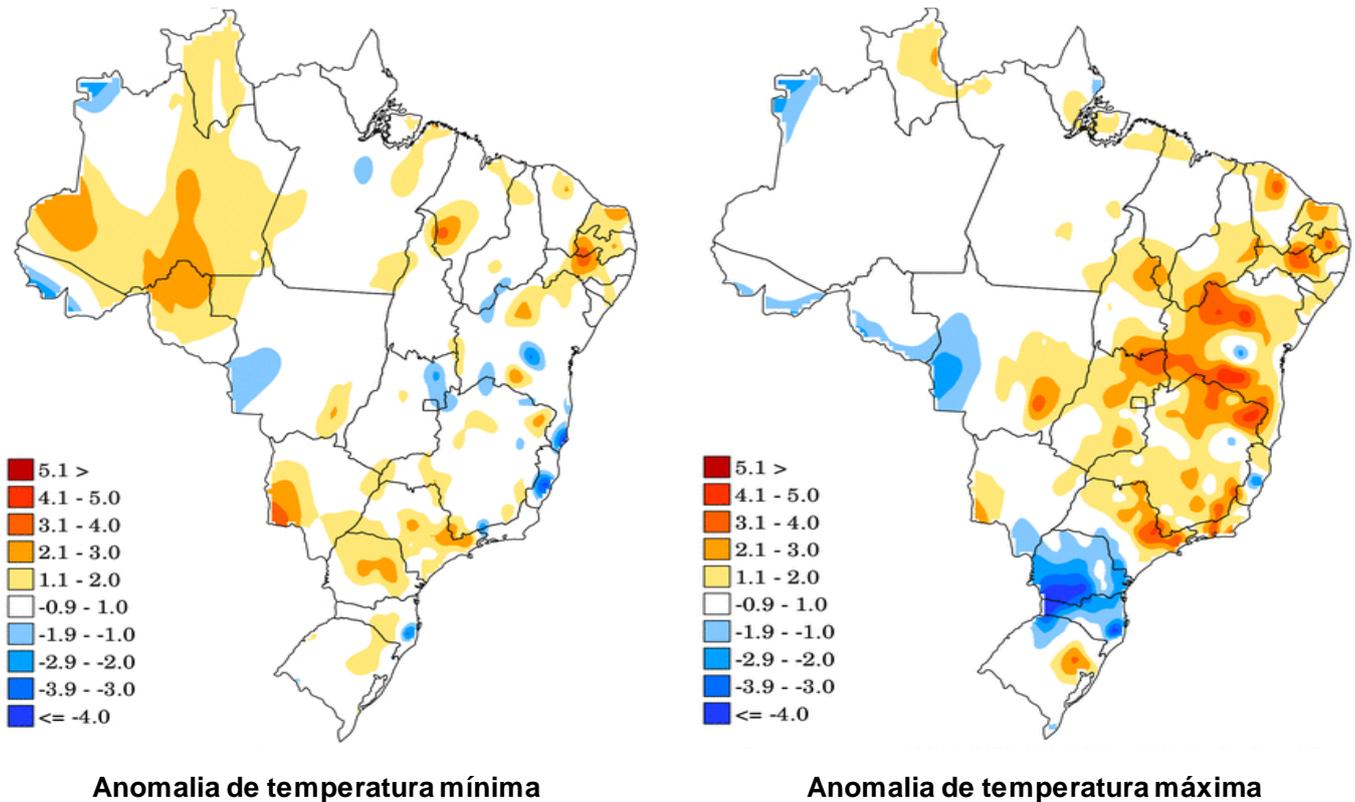


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima.

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

Fonte: CPTEC/INPE.



2.2. Energia Natural Afluente Armazenável ¹

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

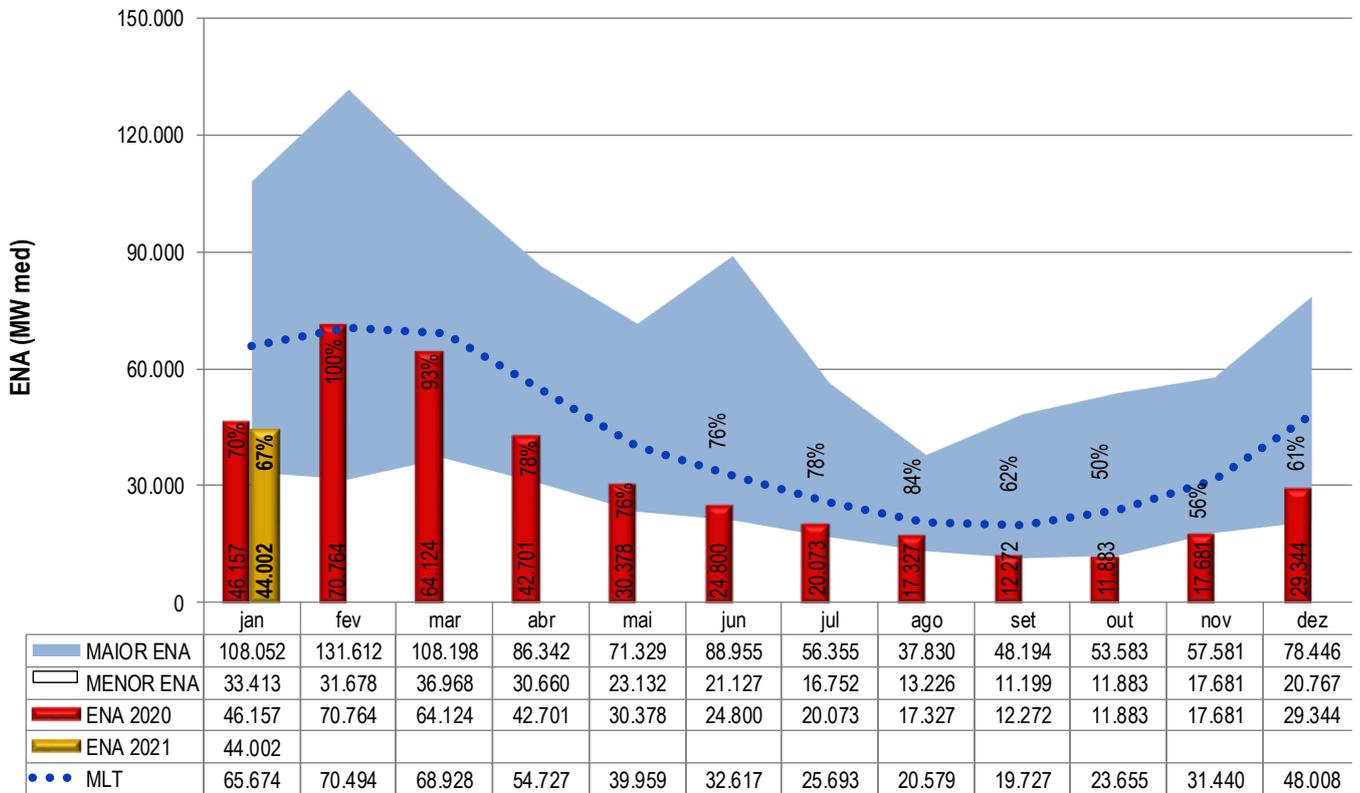


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

Subsistema Sul

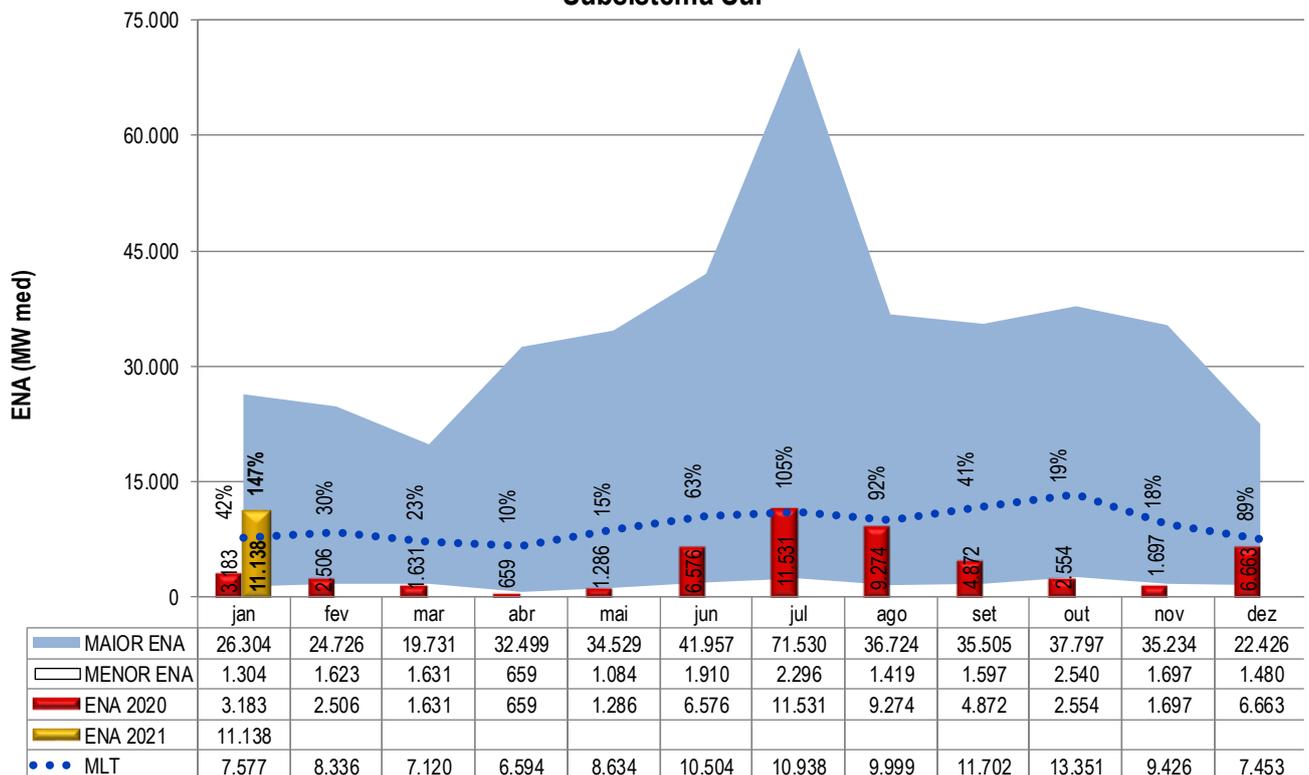


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.



Subsistema Nordeste

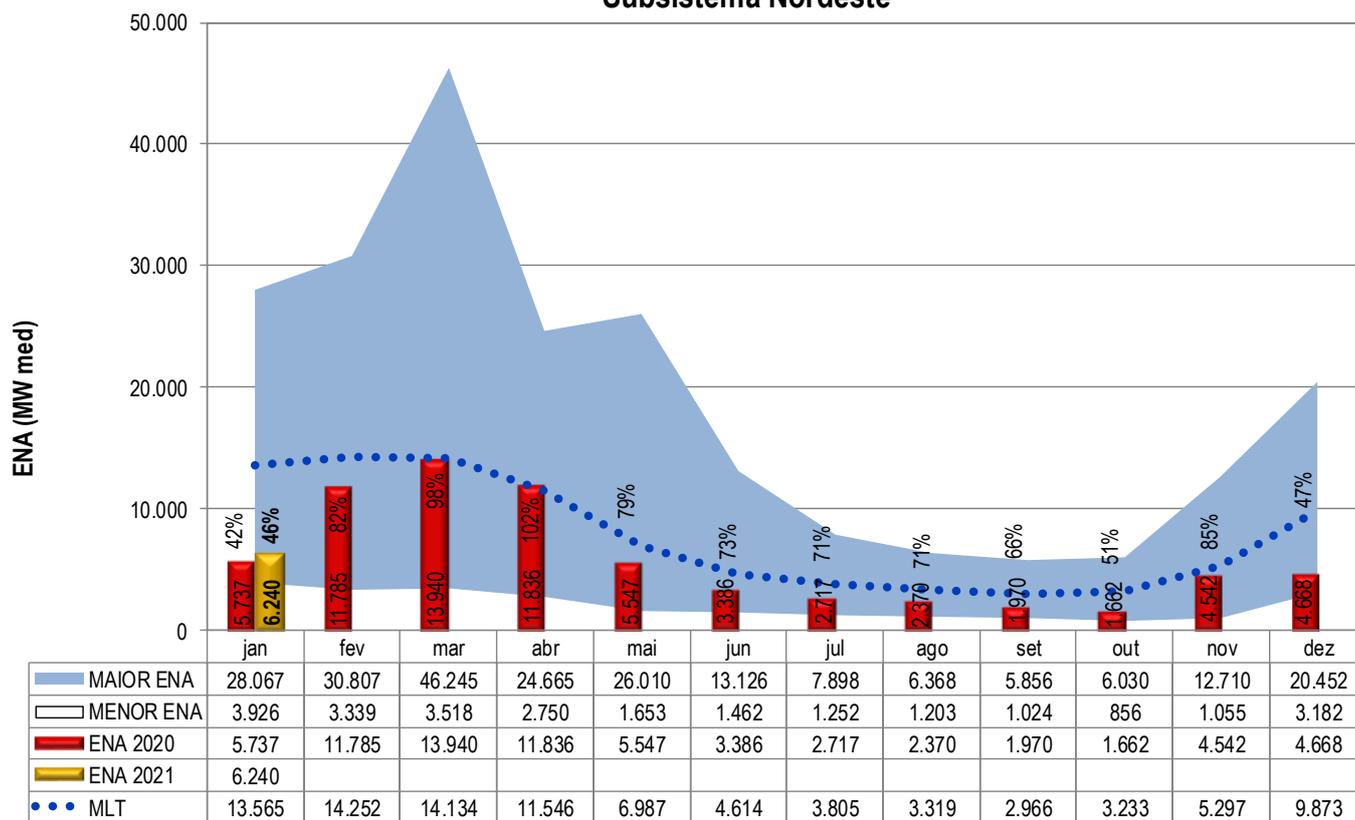


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

Subsistema Norte

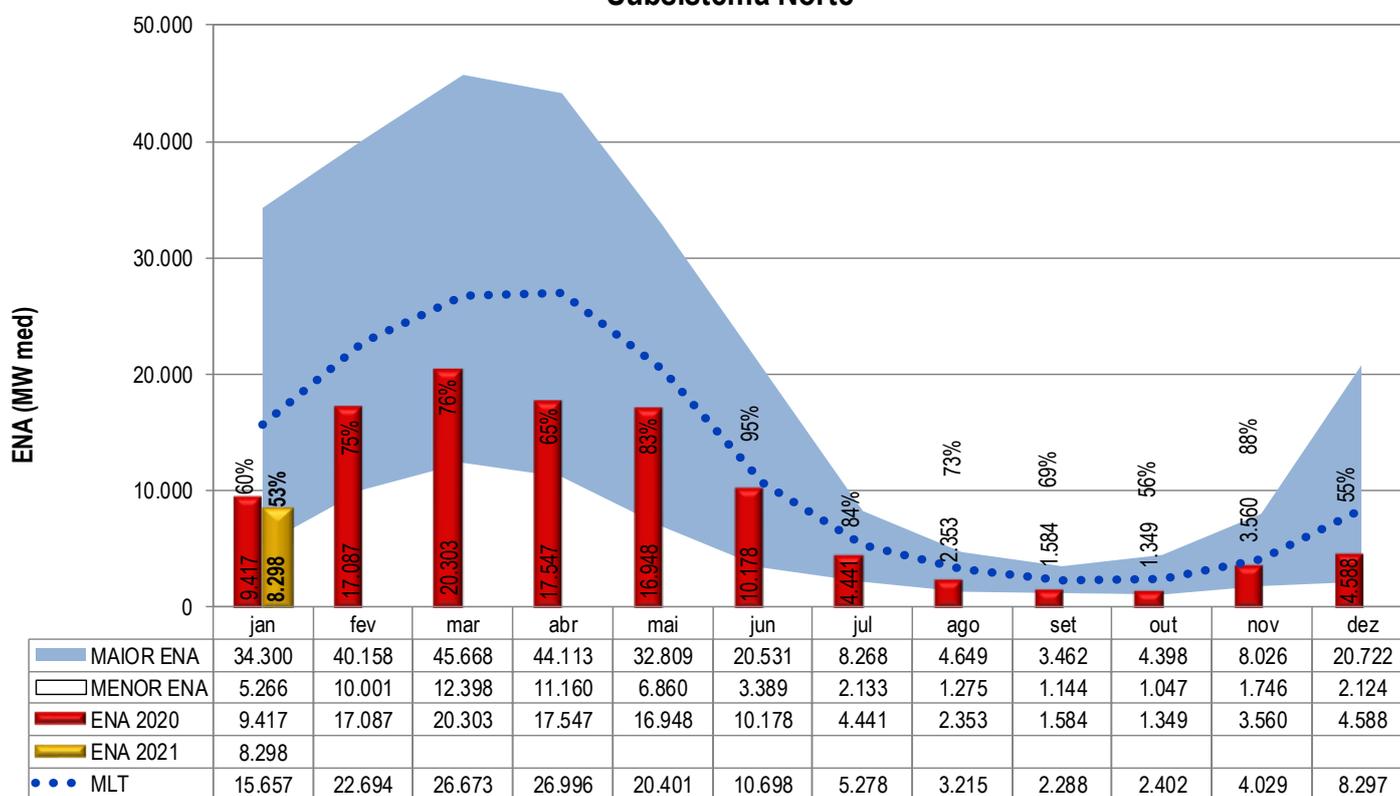


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.

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



2.3. Energia Armazenada

No mês de janeiro de 2021, observou-se replecionamento em relação ao mês de dezembro em todos os reservatórios equivalentes, nos seguintes montantes: Sudeste/Centro-Oeste (4,5 p.p.), Sul (25,4 p.p.), Nordeste (6,2 p.p.) e Norte (3,7 p.p.).

Os armazenamentos nos reservatórios equivalentes permanecem baixos, destacadamente no Sudeste/Centro-Oeste, que finalizou o mês de janeiro com 23,2%, menor valor desde 2015. Essa situação reflete, dentre outros fatores, as aflúncias verificadas nos últimos meses, que se configuraram nos piores montantes para o trimestre novembro a janeiro do SIN, em 91 anos de histórico. Já o subsistema Sul apresentou expressiva recuperação, com armazenamento atual de cerca de 52,8%, o que equivale a um aumento de 25,3 p.p. desde o final de 2020.

Em termos dos percentuais de capacidade máxima de cada subsistema, o Sudeste/Centro-Oeste continua sendo o pior, com 23,2% EAR_{máx}, enquanto que o Sul passou à melhor condição de armazenamento do país, com 52,8% EAR_{máx}.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Dezembro (%EAR _{máx})	Energia Armazenada no Final de Janeiro (%EAR _{máx})	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	18,7	23,2	203.567	53,3
Sul	27,4	52,8	19.897	7,6
Nordeste	46,0	52,2	51.602	33,2
Norte	27,8	31,5	15.165	5,9
TOTAL		TOTAL	290.231	100,0

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 G. B. Munhoz (+33,1 p.p.), Furnas (+8 p.p.) e Três Marias (+7 p.p.). Já o reservatório da UHE Serra da Mesa manteve-se estável nos últimos 30 dias, mantendo-se em 21%.

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

Usina	Bacia	Ear Max (MWmed)	Armazenamento em final de dezembro (%)	Armazenamento em final de janeiro (%)	Evolução Mensal (p.p)
SERRA DA MESA	TOCANTINS	41.645	21,0	21,0	0,0
FURNAS	GRANDE	34.925	16,8	24,8	8,0
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	30.184	46,4	52,3	5,8
NOVA PONTE	PARANAÍBA	22.781	10,9	12,6	1,7
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	21.604	8,8	11,7	2,9
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	16.085	48,5	55,5	7,0
ITUMBIARA	PARANAÍBA	15.698	10,5	16,4	5,9
TUCURUÍ	TOCANTINS	7.632	27,5	33,7	6,2
S. DO FACÃO	PARANAÍBA	6.502	10,3	14,0	3,7
G. B. MUNHOZ	IGUAÇU	6.308	32,0	65,1	33,1

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

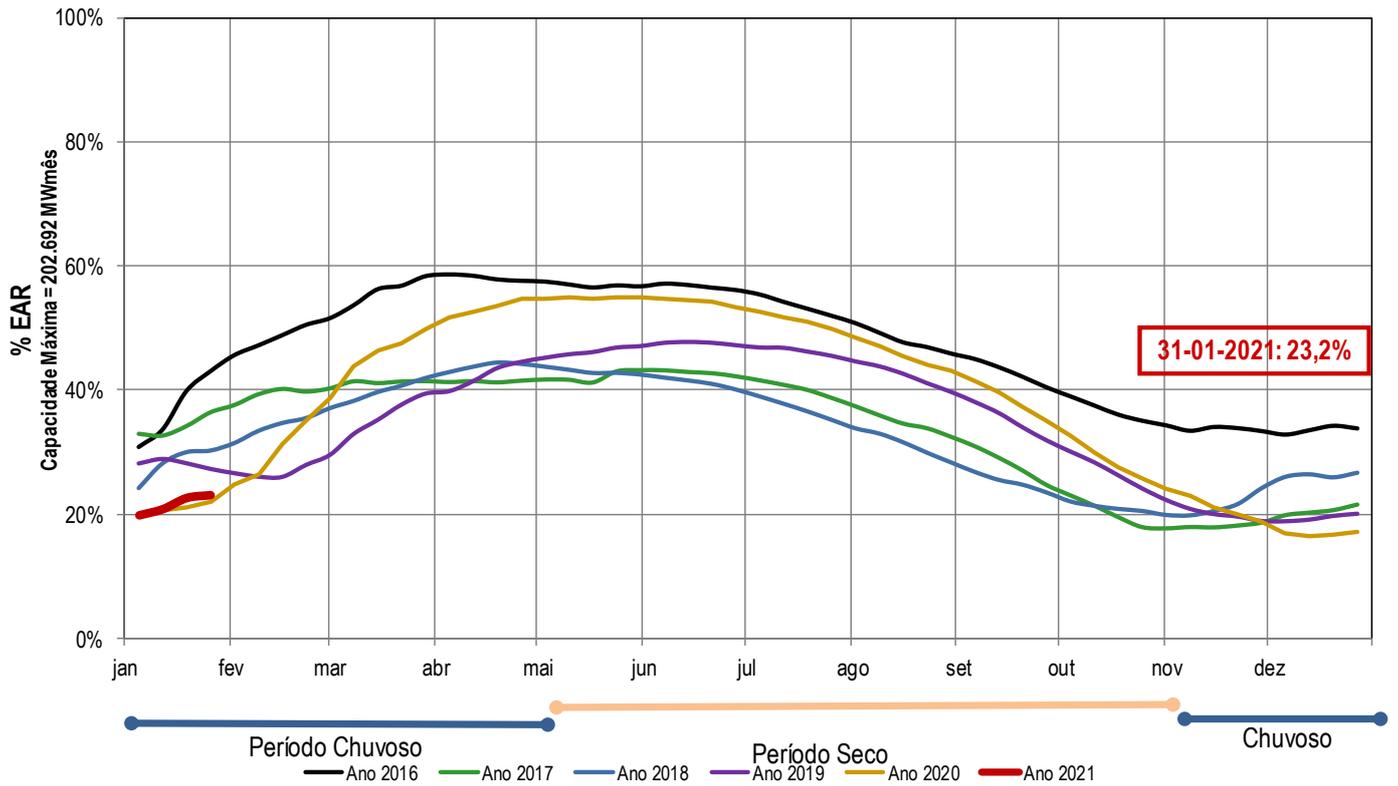


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

Subsistema Sul

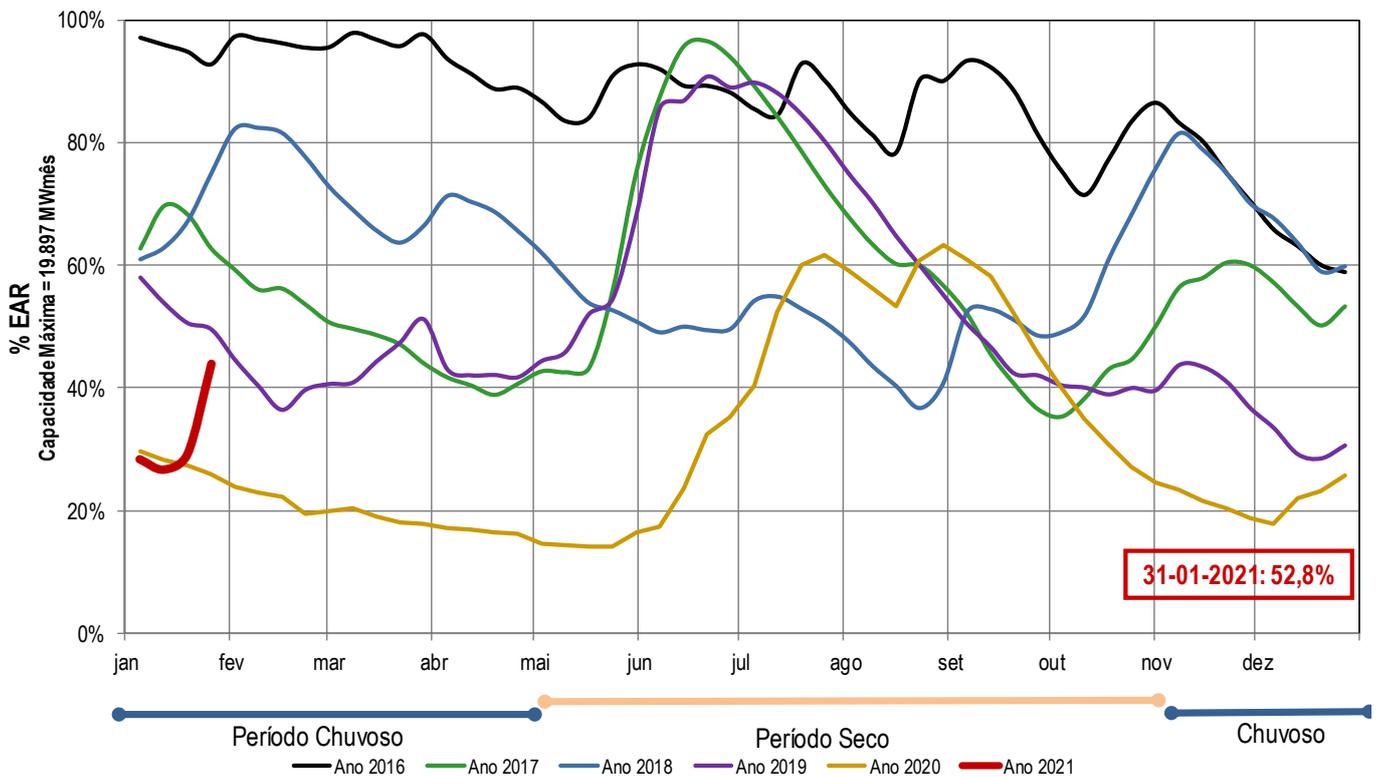


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

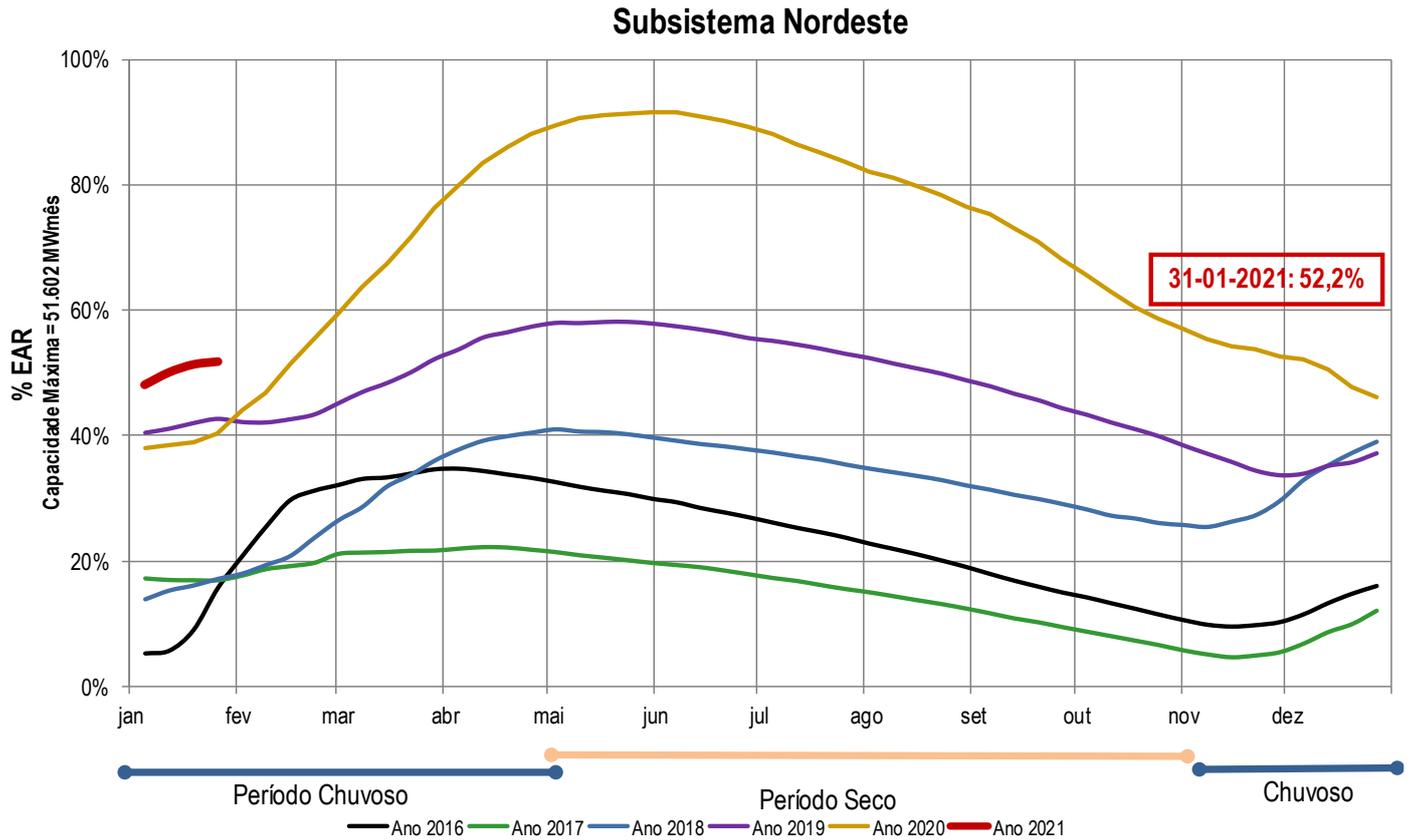


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

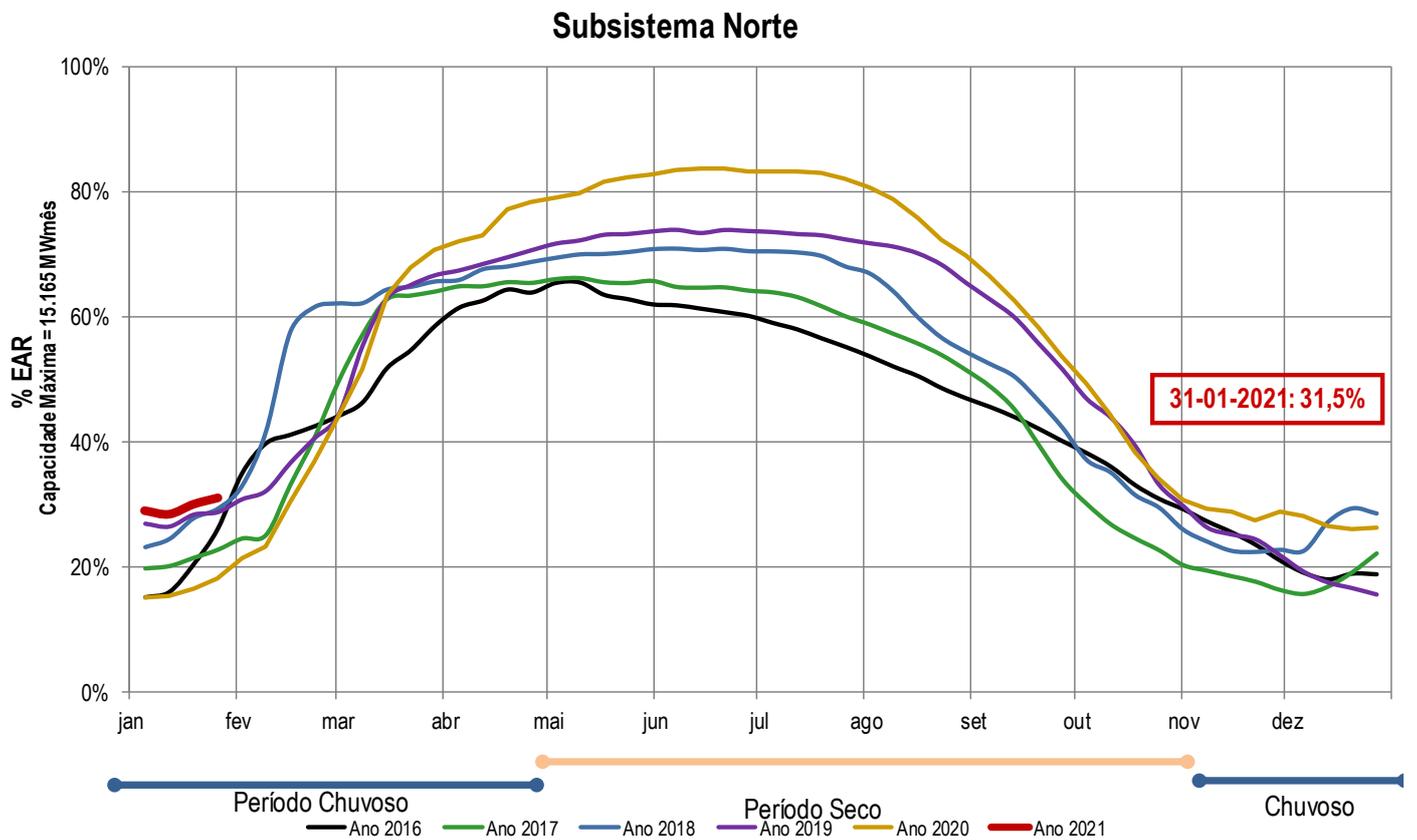


Figura 10. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Em janeiro de 2021, o subsistema Norte manteve o perfil exportador de energia elétrica em 3.595 MWmédios, considerando também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu, ante a exportação de 1.192 MWmédios verificada no mês anterior. Esse comportamento refletiu o aumento das disponibilidades energéticas na região advindas especialmente dos recursos hidrelétricos a fio d'água.

Já o subsistema Nordeste participou como exportador em um total de 2.100 MWmédios, enquanto que no mês anterior havia participado com o montante de 4.369 MWmédios, fato impactado pela redução da geração eólica na região.

O Sul, por sua vez, apresentou redução de 686 MWmédios no montante importado do subsistema Sudeste/Centro-Oeste em comparação com o mês anterior, totalizando 2.426 MWmédios recebidos em janeiro.

Os bipolos de corrente contínua contribuíram com as seguintes quantidades de energia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste: Coletora Porto Velho¹ transmitiu 4.991 MWmédios, Nó de Xingu² transmitiu 3.176 MWmédios e os bipolos que escoam a energia de Itaipu³ (50 Hz) transmitiram 2.531 MWmédios.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir dos subsistemas Norte e Nordeste, importando 2.519 MWmédios e exportador para o Sul no montante de 2.426 MWmédios, resultando no saldo de 93 MWmédios importados. Pelos bipolos de corrente contínua, recebeu um total de 10.698 MWmédios.

Houve intercâmbio internacional de energia elétrica com a Argentina e o Uruguai no mês de janeiro de 2021, tendo o Brasil importado montante de 894 MWmédios. Ressalta-se que, em janeiro 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 16.500 MWmédios ao longo do mês.

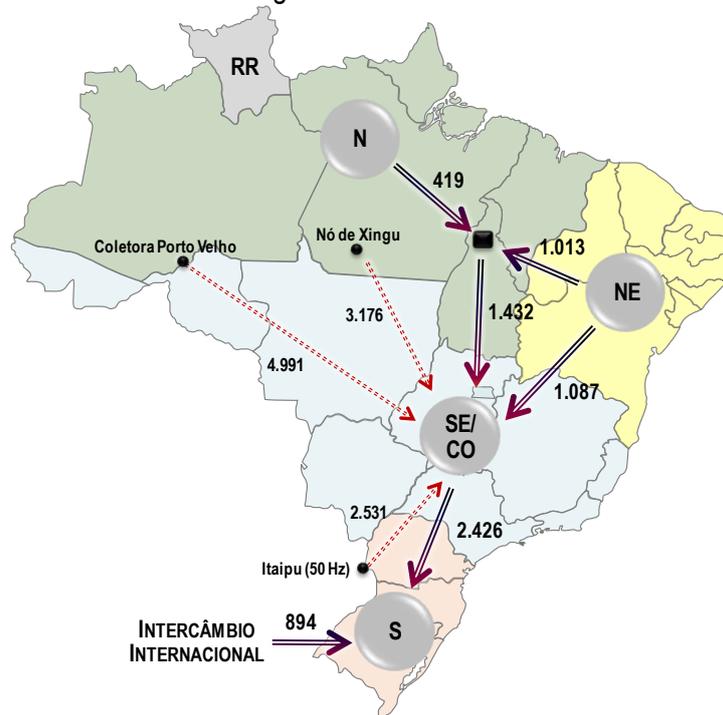


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica

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

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

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



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em dezembro de 2020, o consumo de energia elétrica atingiu 52.890 GWh, considerando autoprodução e perdas², valor 4,6% superior ao verificado no mês anterior e 3,7% superior ao verificado em dezembro de 2019. Semelhante ao registrado no mês anterior, em comparação ao ano passado, as classes residencial e industrial continuaram apresentando crescimento (9,0% e 7,3%, respectivamente), juntamente com a classe rural que, ao contrário do que ocorreu no último mês, voltou a apresentar elevação de 1,8% em relação a dezembro do ano passado. Já a classe comercial e as demais classes permaneceram no movimento de redução de seus consumos em 7,3% e 9,1% respectivamente, em dezembro de 2020 comparativamente a dezembro de 2019. A persistente redução do consumo da classe comercial em relação ao verificado em 2019, ainda que cada vez mais atenuada, demonstra que o setor ainda está sob efeito das medidas adotadas para o enfrentamento do Covid-19.

Com relação a novembro, cabe mencionar que todas as classes apresentaram elevação no consumo, exceto a classe industrial, que apresentou retração.

No comparativo entre os dois últimos períodos acumulados de 12 meses, é possível verificar a evolução dos consumos de energia ao longo do presente ano, no qual as classes residencial e rural apresentam acréscimo de 3,8% e 4,3%, respectivamente, e as classes industrial, comercial e demais classes, decréscimo de 1,1%, 10,5% e 6,2%, respectivamente. Dessa maneira, apesar dos impactos decorrentes da pandemia de COVID-19, o consumo de energia elétrica da classe residencial foi maior do que em 2019, comportamento também verificado na classe rural. Nos demais, houve retração no consumo acumulado dos últimos 12 meses, mesmo já apresentando alguma recuperação nos últimos meses.

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

Classe de Consumo	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Dez/20 GWh	Evolução mensal (Dez/20/Nov/20)	Evolução anual (Dez/20/Dez/19)	Jan-19/Dez-19 (GWh)	Jan-20/Dez-20 (GWh)	Evolução
Residencial	13.301	4,1%	9,0%	142.758	148.223	3,8%
Industrial	14.589	-0,6%	7,3%	167.685	165.797	-1,1%
Comercial	7.457	5,0%	-7,3%	92.081	82.416	-10,5%
Rural	2.547	0,7%	1,8%	28.883	30.114	4,3%
Demais classes ¹	3.990	2,2%	-9,1%	50.830	47.660	-6,2%
Perdas e Diferenças ²	11.006	14,7%	7,0%	116.283	117.031	0,6%
Total	52.890	4,6%	3,7%	598.520	591.240	-1,2%

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

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

Dados contabilizados até dezembro de 2020.

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 semelhante ao consumo total de energia com relação ao ano passado, com exceção da classe rural: o consumo médio realizado nas unidades residenciais e industriais apresentou crescimento em dezembro de 2020 em comparação a dezembro de 2019, enquanto as unidades comerciais e das demais classes demonstraram queda em seu consumo de energia.



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		
	Dez/19 kWh/NU	Nov/20 kWh/NU	Dez/20 kWh/NU	Evolução mensal (Dez/20/Nov/20)	Evolução anual (Dez/20/Dez/19)	Jan-19/Dez-19 (kWh/NU)	Jan-20/Dez-20 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	167	171	178	3,9%	6,4%	163	165	1,3%
Industrial	28.673	31.235	31.107	-0,4%	8,5%	29.473	29.460	0,0%
Comercial	1.351	1.211	1.272	5,1%	-5,8%	1.288	1.172	-9,0%
Rural	548	537	541	0,7%	-1,3%	527	533	1,1%
Demais classes ¹	5.531	4.887	4.990	2,1%	-9,8%	5.336	4.968	-6,9%
Consumo médio total	480	473	483	2,0%	0,6%	473	456	-3,8%

¹ Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras.
Dados contabilizados até dezembro de 2020.

Fonte dos dados: EPE.

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

Classe de Consumo	Período		Evolução
	Dez/19	Dez/20	
Residencial	73.101.446	74.904.527	2,5%
Industrial	474.127	468.994	-1,1%
Comercial	5.956.406	5.861.437	-1,6%
Rural	4.563.608	4.707.156	3,1%
Demais classes ¹	793.847	799.523	0,7%
Total	84.889.434	86.741.637	2,2%

¹ Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras.
Dados contabilizados até dezembro de 2020.

Fonte dos dados: EPE.

O consumo de energia elétrica no ambiente de contratação regulada (ACR) atingiu, no mês de dezembro, 26.636 GWh, valor 2,3% menor ao verificado no mesmo mês de 2019. Já o consumo de energia elétrica no ambiente de contratação livre (ACL) atingiu, no mês de dezembro, 15.247 GWh, valor 13,1% superior ao verificado no mesmo mês de 2019.

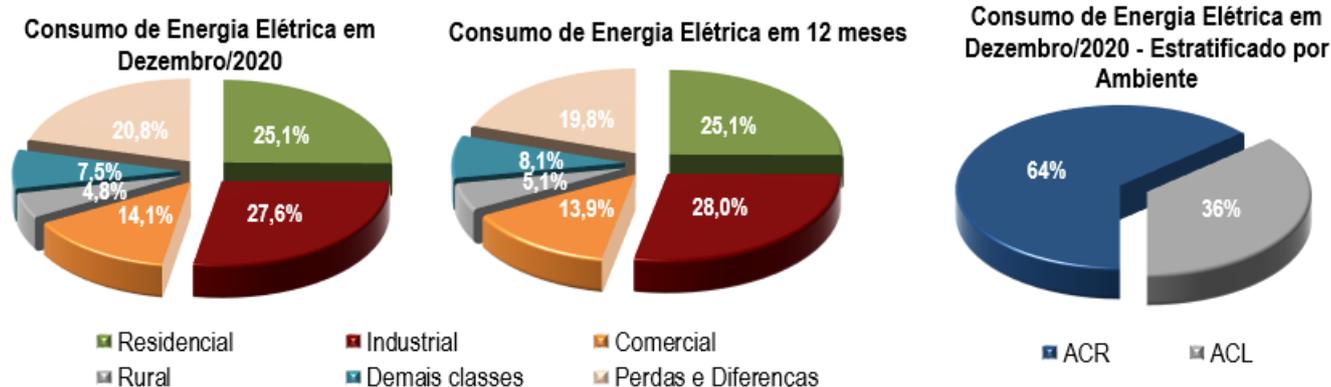


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL.

Dados contabilizados até dezembro de 2020.

Fonte dos dados: EPE/ONS.



4.2. Demandas Instantâneas Máximas

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

No comparativo a janeiro dos anos anteriores, os valores máximos, com relação aos subsistemas Nordeste e Norte, observados em janeiro de 2021 foram superiores aos observados em 2019 e 2020, não sendo observado o mesmo comportamento em relação ao SIN e aos subsistemas Sudeste / Centro-Oeste e Sul, cujos valores de 2019 foram superiores aos valores de 2021.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	50.963 29/01/2021 - 15h23	17.589 11/01/2021 - 14h31	12.989 07/01/2021 - 21h52	6.536 06/01/2021 - 22h58	84.168 29/01/2021 - 15h21
Recorde (MW) (dia - hora)	53.199 01/02/2019 - 14h41	18.936 31/01/2019 - 14h15	13.307 20/03/2019 - 14h30	6.923 22/10/2020 - 22h44	90.525 30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS.

4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

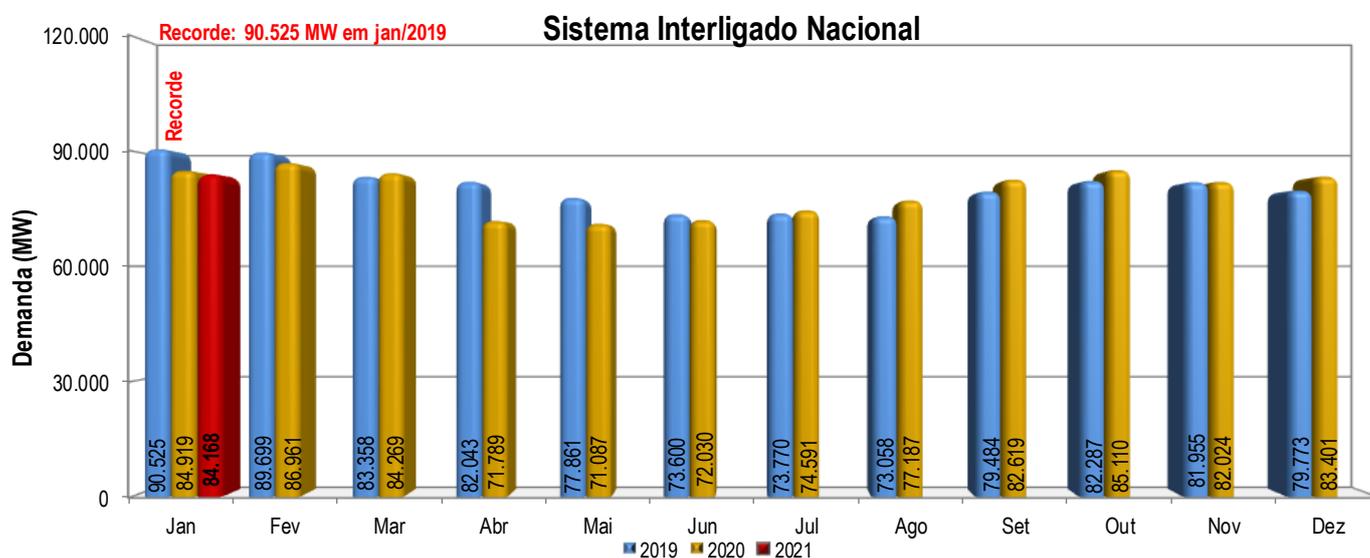


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

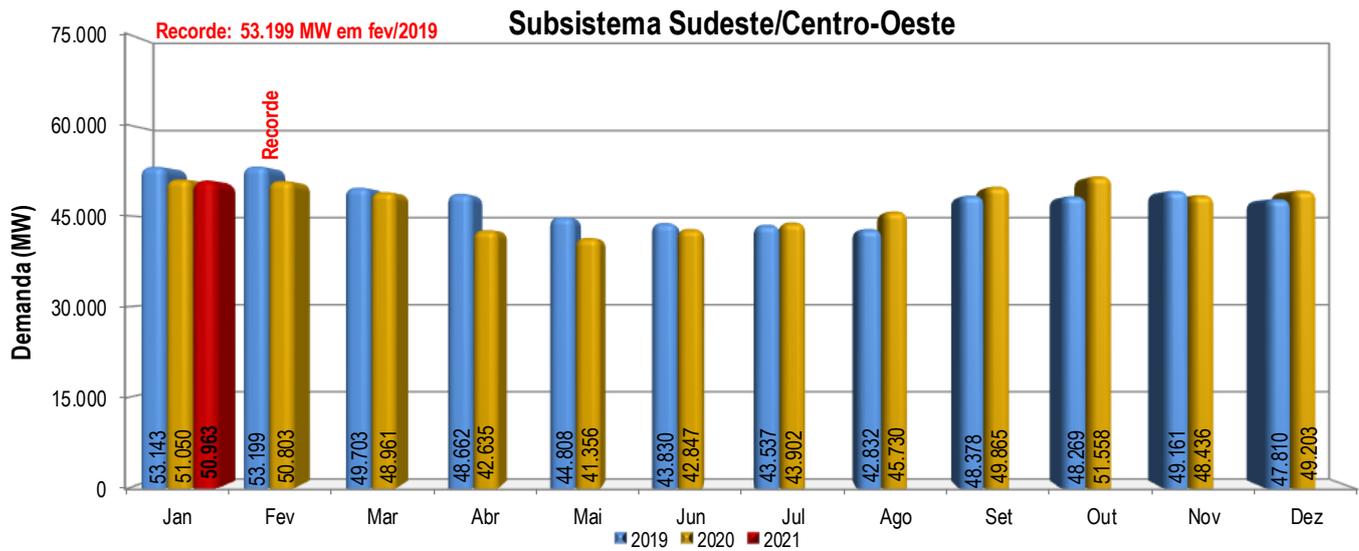


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

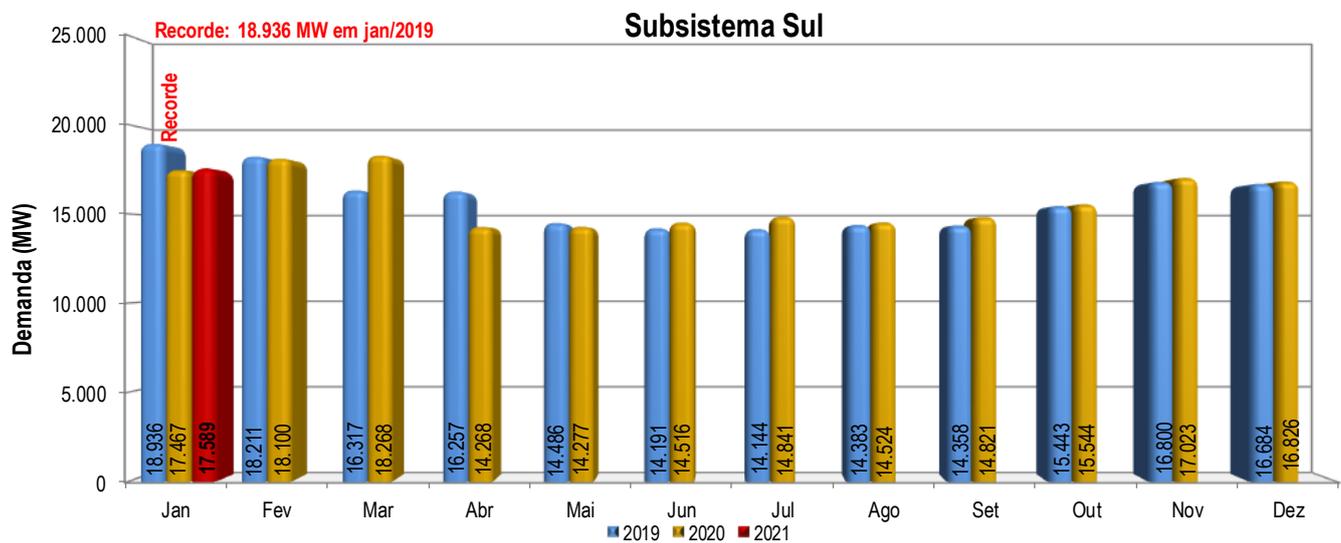


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

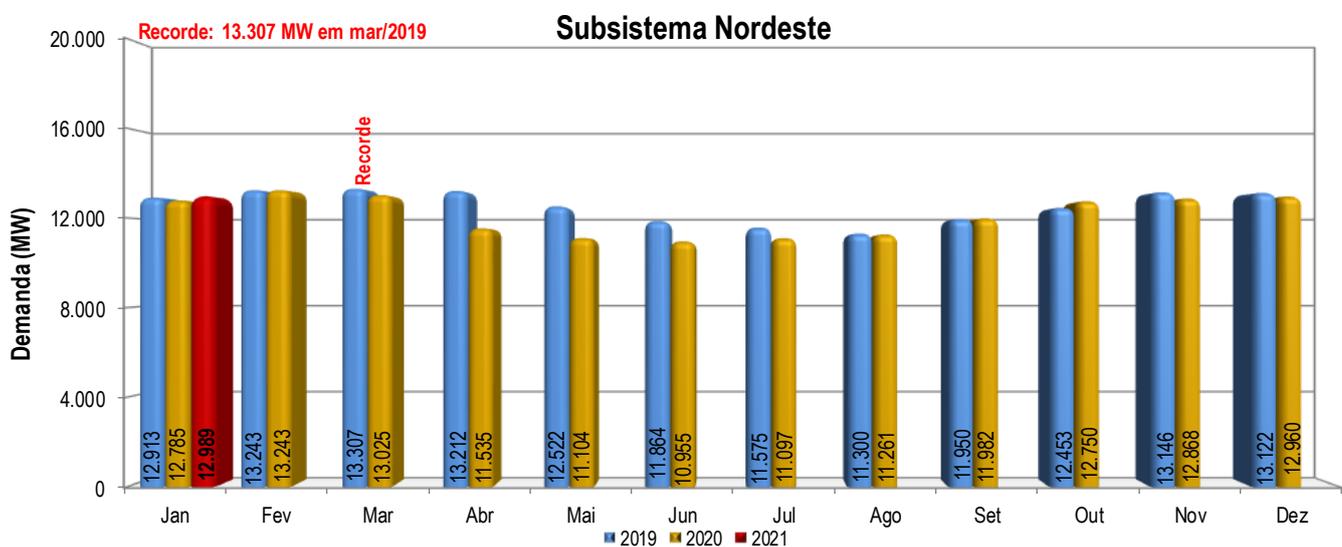


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

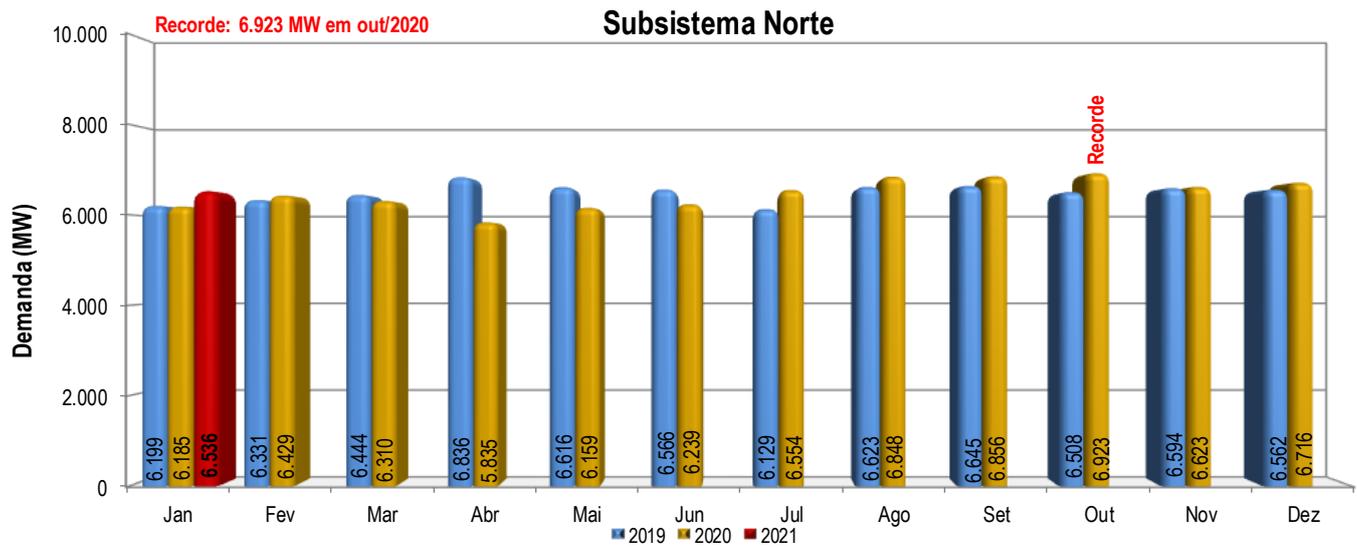


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de janeiro de 2021, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 179.733 MW², incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 7.112 MW (4,1%), com destaque para 3.398 MW de geração de fonte solar, 1.776 MW de fonte eólica e 1.754 MW de fontes térmicas. A geração distribuída alcançou, no mês de janeiro de 2021, 4.941 MW instalados em 396.682 unidades, resultando em 112,8% nos últimos 12 meses e 2,7% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

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

Fonte	Jan/2020		Jan/2021			Evolução da Capacidade Instalada Jan/2021 - Jan/2020
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.470	109.201	1.483	109.386	60,9%	0,2%
UHE	217	102.999,0	219	103.026,9	57,3%	0,0%
PCH	421	5.312,1	423	5.438,2	3,0%	2,4%
CGH	730	791,6	739	823,2	0,5%	4,0%
CGU	1	0,05	1	0,1	0,0%	0,0%
CGH GD	101	98,0	101	97,4	0,1%	-0,6%
Térmica	3.270	43.370	3.375	45.124	25,1%	4,0%
Gás Natural	166	13.432,0	165	14.945,7	8,3%	11,3%
Biomassa	573	15.015,0	578	15.234,1	8,5%	1,5%
Petróleo	2.284	9.039,0	2.302	9.018,3	5,0%	-0,2%
Carvão	23	3.597,0	22	3.582,8	2,0%	-0,4%
Nuclear	2	1.990,0	2	1.990,0	1,1%	0,0%
Outros Fósseis ³	8	234,0	10	257,5	0,1%	10,0%
Térmica GD	214	63,0	296	95,3	0,1%	51,3%
Eólica	693	15.425	756	17.201	9,6%	11,5%
Eólica (não GD)	632	15.415,0	687	17.186,7	9,6%	11,5%
Eólica GD	61	10,000	69	14,03	0,0%	40,3%
Solar	189.363	4.625	400.130	8.023	4,5%	73,5%
Solar (não GD)	3.872	2.474,0	3.914	3.288,3	1,8%	32,9%
Solar GD	185.491	2.151,0	396.216	4.734,8	2,6%	120,1%
Capacidade Total sem GD	8.929	170.299	9.062	174.792	97,3%	2,6%
Geração Distribuída - GD	185.867	2.322	396.682	4.941	2,7%	112,8%
Capacidade Total - Brasil	194.796	172.621	405.744	179.733	100,0%	4,1%

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

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

³ São incluídas na matriz de capacidade instalada algumas usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL, mas que não estão em conformidade com a SCG/ANEEL (6 usinas com 91,5 MW total) e que, por isso, não fazem parte da base de dados do SIGA/ANEEL. Algumas delas são térmicas com combustíveis desconhecidos e, por essa razão, são incluídas dentro das Outras Fontes Fósseis.

Fonte dos dados: ANEEL / MME (Dados do SIGA e GD do site da ANEEL – 08/02/2021).



A Figura 18 mostra a participação de cada fonte na matriz brasileira de geração de energia elétrica. Destaque para as fontes renováveis que representaram 83,4% da capacidade instalada de geração em janeiro de 2021 (hidráulica, biomassa, eólica e solar).

Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Jan/2021⁴

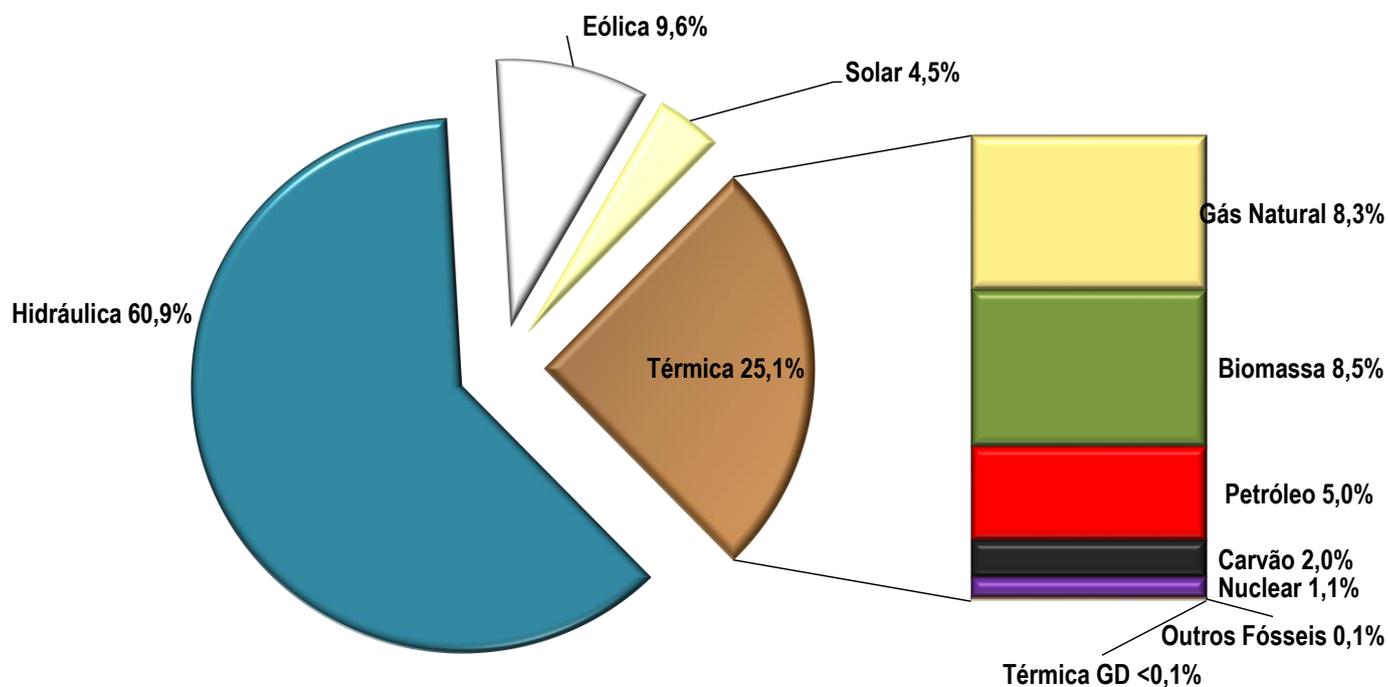


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

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

Fonte dos dados: ANEEL / MME.



6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO ¹

Em janeiro de 2021, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 162.591 km de linhas de transmissão, das quais cerca de 38,6% do total correspondem à classe de tensão de 230 kV e 35,5% de 500 kV.

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

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)	Total (%)
230	62.825	38,6%
345	10.351	6,4%
440	6.756	4,2%
500	57.957	35,5%
600 (CC)	12.816	7,9%
750	2.683	1,7%
800 (CC)	9.204	5,7%
TOTAL	162.591	100%

*O valor total em operação até dezembro de 2020 foi corrigido pelo ONS na consolidação.

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.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS.



7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

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

Em janeiro de 2021, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 143,88 MW de geração, listados na Tabela 9 e distribuídos geograficamente em 7 estados, conforme mapa a seguir.



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

Fonte dos dados: MME / SEE / EPE.



Tabela 9. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de janeiro de 2021.

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	Térmica	UTE Jutai - CGA	1 a 17	5,98	AM	UTE.PE.AM.035836-3.01
2	Eólica	EOL Ventos de São Januário 10	7	4,20	BA	EOL.CV.BA.033529-0.01
3	Eólica	EOL Ventos de São Januário 11	10 e 1 a 6	29,40	BA	EOL.CV.BA.033530-4.01
4	Eólica	EOL Serrote I	1 e 3	8,40	CE	EOL.CV.CE.040878-6.01
5	Eólica	EOL Serrote II	1 a 2 e 6	12,60	CE	EOL.CV.CE.040879-4.01
6	Eólica	EOL Serrote III	3 e 5	8,40	CE	EOL.CV.CE.040880-8.01
7	Eólica	EOL Serrote IV	2	4,20	CE	EOL.CV.CE.040881-6.01
8	Eólica	EOL Serrote V	1 a 3 e 5 a 6	21,00	CE	EOL.CV.CE.040882-4.01
9	Eólica	EOL Ventos De Santa Ângela 21	1 a 9	27,00	PI	EOL.CV.PI.033025-6.01
10	Hidráulica	PCH Armando Ribeiro	1 a 2	4,70	RN	PCH.PH.RN.035096-6.01
11	Hidráulica	PCH Forquilha IV	1 a 3	13,00	RS	PCH.PH.RS.034057-0.01
12	Hidráulica	CGH Rio Tigre	1	5,00	SC	CGH.PH.SC.002514-3.02
				143,88		

Fonte dos dados: MME / SEE.

Destaca-se, em janeiro de 2021, a entrada em operação de 119,90 MW de geração eólica na Região Nordeste, nos estados da Bahia, Ceará, Piauí e Rio Grande do Norte.

Tabela 10. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Jan/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)	Realizado em Jan/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)	Realizado em Jan/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)
Hidráulica	22,70	22,70	0,00	0,00	22,70	22,70
PCH	17,70	17,70	0,00	0,00	17,70	17,70
CGH	5,00	5,00	0,00	0,00	5,00	5,00
UHE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Térmica	5,98	5,98	0,00	0,00	5,98	5,98
Biomassa	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
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	5,98	5,98	0,00	0,00	5,98	5,98
Eólica	60,60	60,60	54,60	54,60	115,20	115,20
Eólica (não GD)	60,60	60,60	54,60	54,60	115,20	115,20
Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar (não GD)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	89,28	89,28	54,60	54,60	143,88	143,88

Fonte dos dados: MME / SEE.



A Tabela 10 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 73% desse crescimento e para o Sudeste/Centro-Oeste, onde não houve expansão da geração.

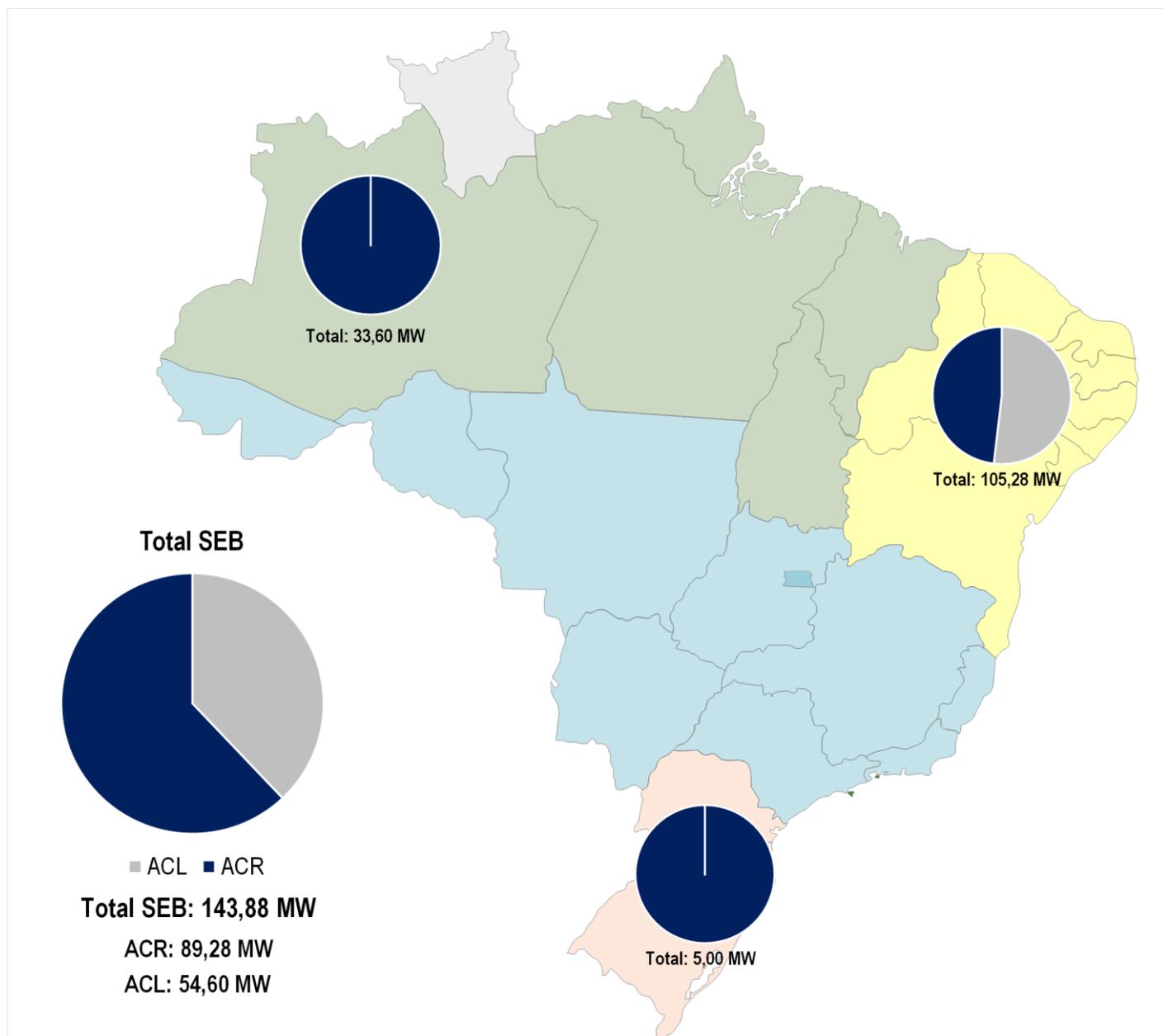


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2021 por subsistema

Fonte dos dados: MME / SEE.

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

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



7.2. Previsão da Expansão da Geração ¹

Até dezembro de 2023, está prevista a entrada em operação de 28.964,34 MW de capacidade instalada, com destaque para 13.767,06 MW de fonte solar, 9.102,21 MW de fonte eólica, 5.130,92 MW de fontes térmicas e para a baixa participação da fonte hidráulica, com 964,14 MW, representando apenas 3,3% do total. Destaca-se, também, que 22.378,75 MW (77,3%) 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 11 mostra a ampliação prevista, para cada tipo de fonte e por ambiente no horizonte até 2023.

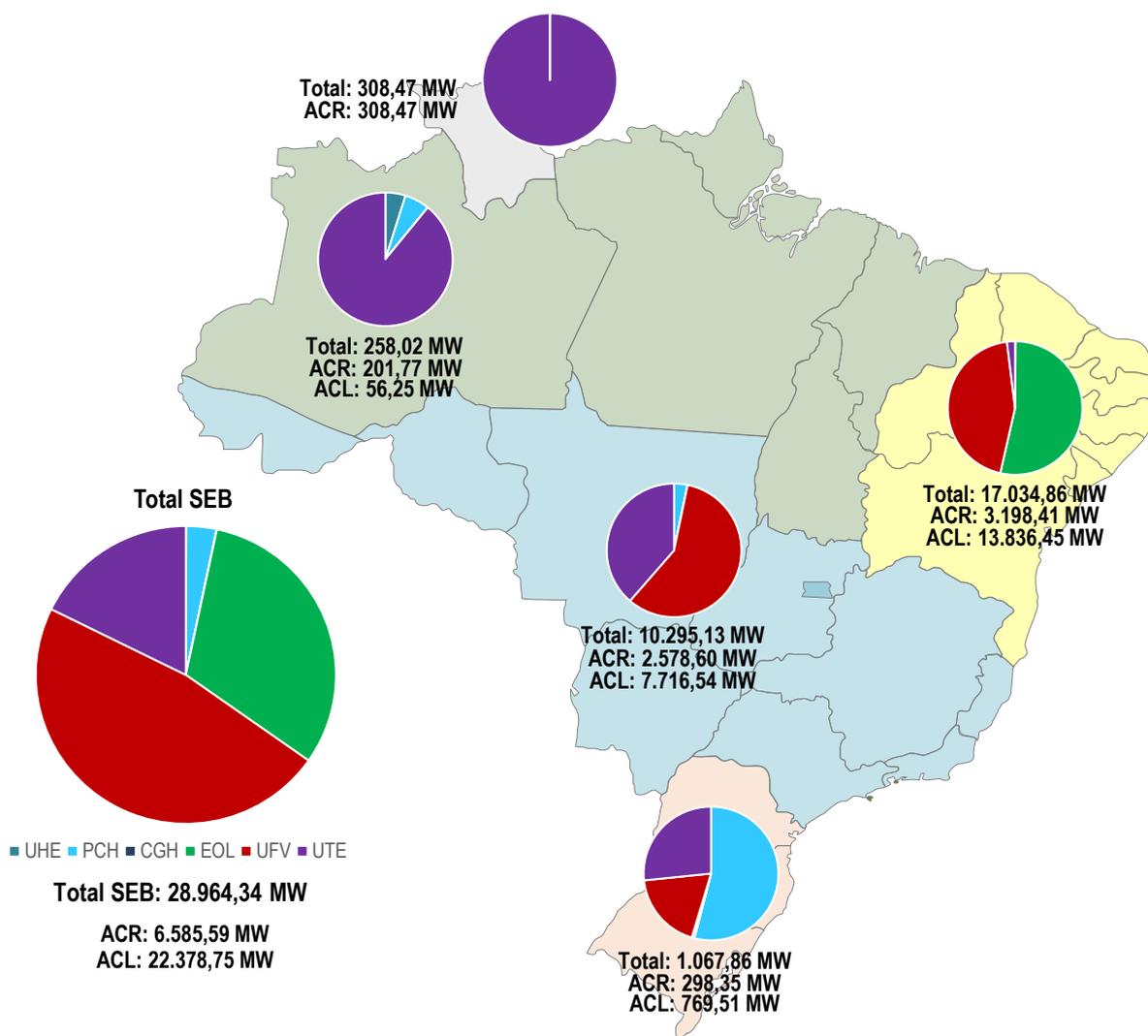


Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2023.

Fonte dos dados: MME / SEE.



Tabela 11. Previsão da expansão da geração (MW).

Fonte	ACR			ACL			Total		
	2021 (MW)	2022 (MW)	2023 (MW)	2021 (MW)	2022 (MW)	2023 (MW)	2021 (MW)	2022 (MW)	2023 (MW)
Hidráulica	54,88	198,78	224,00	5,50	147,36	333,62	60,38	346,14	557,62
PCH	48,77	195,68	224,00	5,50	134,86	333,62	54,27	330,54	557,62
CGH	6,11	3,10	0,00	0,00	0,00	0,00	6,11	3,10	0,00
UHE	0,00	0,00	0,00	0,00	12,50	0,00	0,00	12,50	0,00
Térmica	1.772,33	859,19	363,00	329,52	1.336,12	470,76	2.101,85	2.195,31	833,76
Eólica	858,31	1.057,82	187,20	1.042,07	4.149,22	1.807,61	1.900,38	5.207,03	1.994,81
Eólica (não GD)	858,31	1.057,82	187,20	1.042,07	4.149,22	1.807,61	1.900,38	5.207,03	1.994,81
Solar	431,40	375,00	203,70	516,85	8.314,82	3.925,30	948,25	8.689,81	4.129,00
Solar (não GD)	431,40	375,00	203,70	516,85	8.314,82	3.925,30	948,25	8.689,81	4.129,00
TOTAL	3.116,91	2.490,78	977,90	1.893,94	13.947,51	6.537,29	5.010,85	16.438,29	7.515,19

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

Fonte dos dados: MME / SEE.

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

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

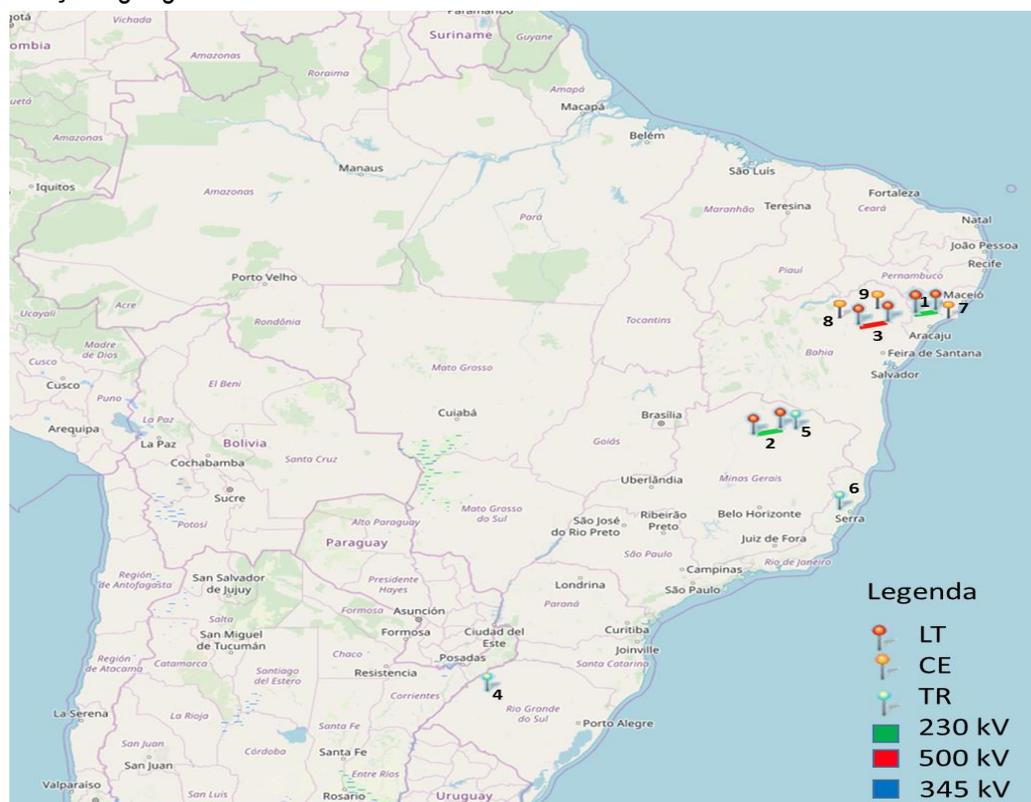


Figura 22. Localização geográfica dos empreendimentos.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE



Em relação à conclusão de linhas de transmissão, equipamentos de transformação e compensação, em janeiro de 2021, destaca-se a entrada em operação de 499 km de linhas e 1.208 MVA de capacidade de transformação e 380 Mvar de capacidade de compensação de potência reativa, conforme tabelas a seguir.

Tabela 12. 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 Nossa Senhora do Socorro / Penedo C2	109,0	AL/SE
2	230	LT Irapé / Janaúba 3 C1	130,0	MG
3	500	LT 500 kV Sapeaçu / Poções III C1	260,0	BA
TOTAL			499,0	

Tabela 13. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado
4	230	SE Ijuí 2 TR3	83,0	RS
5	230	SE Janaúba 3 TR1	225,0	MG
6	500	SE Viana 2 TR2	900,0	ES
TOTAL			1.208,0	

Tabela 14. Entrada em operação de equipamentos de compensação de potência reativa

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Equipamento de Compensação de Potência Reativa	Mvar	Estado
7	230	SE Penedo RTL2	10,0	AL
8	500	SE Sapeaçu RTL4	185,0	BA
9	500	SE Poções III RTL2	185,0	BA
TOTAL			380,0	

Tabela 15. Entrada em operação de novas linhas de transmissão no mês e no acumulado do ano.

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jan/21 (km)	Acumulado em 2021 (km)
230	239,0	239,0
500	260,0	260,0
TOTAL	499,0	499,0



Tabela 16. Valores acumulados de entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jan/21 (MVA)	Acumulado em 2021 (MVA)
230	308,0	308,0
500	900,0	900,0
TOTAL	1.208,0	1.208,0

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

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS EPE

7.4. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão e da Capacidade de Transformação¹

Até 2023, está prevista a entrada em operação de 23.829,9 km de linhas de transmissão (LT) e 65.411,0 MVA de capacidade instalada de transformação.

Tabela 17. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2021 (km)	Previsão 2022 (km)	Previsão 2023 (km)
230	1.873,7	1.178,0	2.294,9
345	79,0	205,0	4,0
440	151,0	0,0	37,0
500	5.782,0	7.480,8	4.744,5
TOTAL	7.885,7	8.863,8	7.080,4

Fonte dos dados: MME / SEE.

Tabela 18. Previsão da expansão da capacidade de transformação

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2021 (MVA)	Previsão 2022 (MVA)	Previsão 2023 (MVA)
230	7.356,0	5.234,0	2.140,0
345	1.350,0	2.100,0	750,0
440	1.700,0	0,0	300,0
500	14.482,0	17.673,0	12.326,0
TOTAL	24.888,0	25.007,0	15.516,0

Fonte dos dados: MME / SEE.

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



8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA¹

8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

No mês de dezembro de 2020, a geração hidráulica correspondeu a 65,1% do total gerado no País, valor 3,5 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica subiu 0,3 p.p. com relação ao verificado no mês anterior, representando 11,6% do total gerado. Já as usinas térmicas tiveram sua participação reduzida com relação ao mês anterior em 3,8 p.p., sendo responsável por 22,3% da geração de energia elétrica no País.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram 80,0% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em dezembro de 2020.

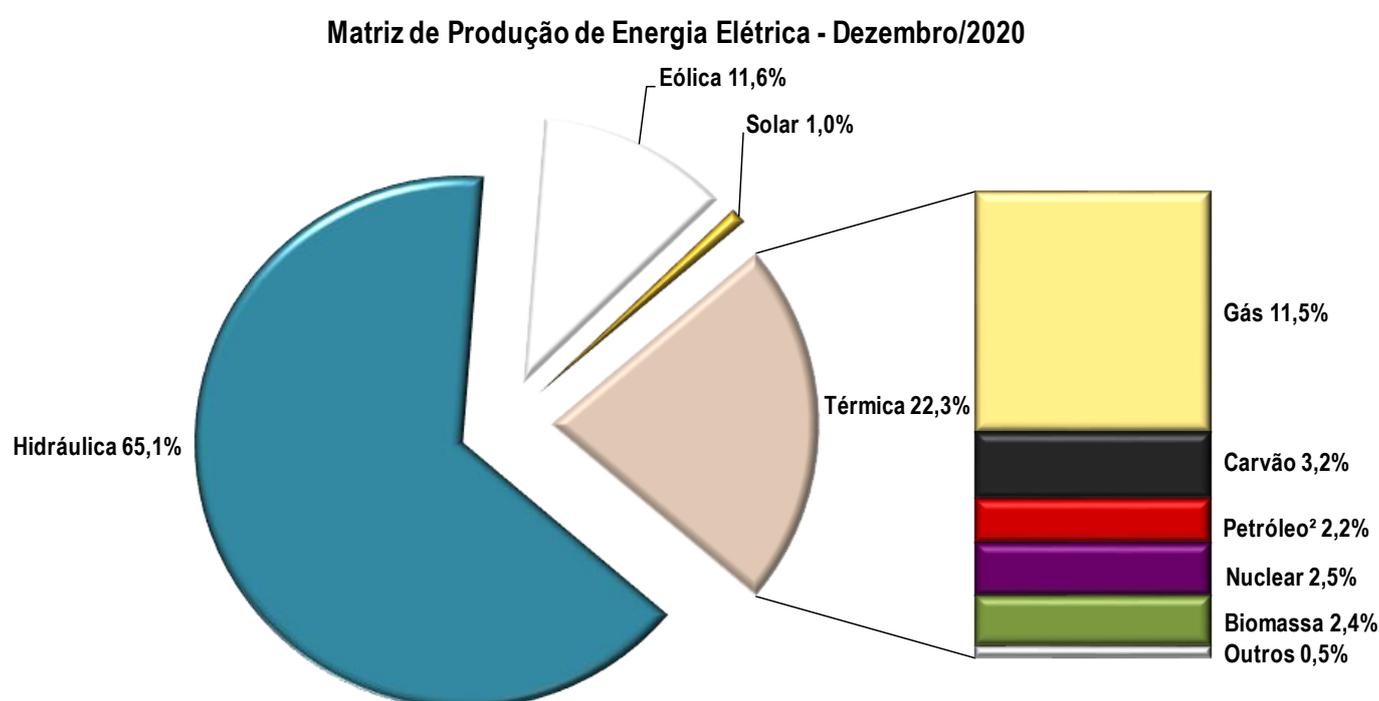


Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

¹ A produção acumulada de energia elétrica não inclui a autoprodução e a geração distribuída. Dados contabilizados até dezembro de 2020.

² 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 ¹

No mês de dezembro, a geração hidráulica teve aumento de 12,1% com relação ao mês anterior. Quanto ao comparativo com dezembro de 2019, as gerações hidráulica e solar apresentaram, respectivamente, queda de 3,4% e 2,0%, enquanto que as gerações térmica e eólica sofreram elevação de 20,8% e 12,9%, respectivamente.

Com relação à fonte térmica, destaca-se o aumento expressivo de 20,8% observado no mês de dezembro, em comparação ao mesmo mês do ano anterior, fato associado à vigência da autorização concedida pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, CMSE, em sua 236ª Reunião Extraordinária, ocorrida em 16 de outubro de 2020, para que o ONS possa despachar usinas termelétricas fora da ordem de mérito de modo a garantir a segurança do atendimento, especialmente frente à permanência do cenário de volumes reduzidos de chuvas nas principais bacias hidrográficas do SIN.

Quando o assunto é o total de energia gerada no SIN em 2020, comparativamente a 2019, foi observada redução de 1,5% no montante 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 16. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Dez/19 (GWh)	Nov/20 (GWh)	Dez/20 (GWh)	Evolução mensal (Dez/20 / Nov/20)	Evolução anual (Dez/20 / Dez/19)	Jan/19-Dez/19 (GWh)	Jan/20-Dez/20 (GWh)	Evolução
Hidráulica	33.517	28.889	32.382	12,1%	-3,4%	402.025	399.466	-0,6%
Térmica	8.919	11.937	10.776	-9,7%	20,8%	104.103	96.087	-7,7%
Gás	4.097	5.922	5.731	-3,2%	39,9%	42.650	39.437	-7,5%
Carvão	1.487	1.312	1.569	19,6%	5,6%	12.204	9.565	-21,6%
Petróleo ²	354	732	752	2,8%	112,3%	4.355	3.601	-17,3%
Nuclear	1.356	1.230	1.263	2,7%	-6,9%	14.814	12.865	-13,2%
Outros	253	247	272	10,1%	7,5%	2.785	3.094	11,1%
Biomassa	1.372	2.495	1.189	-52,3%	-13,3%	27.296	27.526	0,8%
Eólica	5.109	5.292	5.770	9,0%	12,9%	54.585	55.615	1,9%
Solar	494	459	484	5,4%	-2,0%	4.857	5.887	21,2%
TOTAL	48.038	46.577	49.413	6,1%	2,9%	565.570	557.055	-1,5%

Fonte dos dados: CCEE.

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

Tabela 17. Matriz de produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Dez/19 (GWh)	Nov/20 (GWh)	Dez/20 (GWh)	Evolução mensal (Dez/20 / Nov/20)	Evolução anual (Dez/20 / Dez/19)	Jan/19-Dez/19 (GWh)	Jan/20-Dez/20 (GWh)	Evolução
Hidráulica	0	1	1	4,3%	-	0	6	-
Gás	9	12	12	2,9%	29,1%	101	155	52,9%
Petróleo ²	330	340	333	-2,0%	0,8%	3.744	3.945	5,4%
Biomassa	5	5	4	-23,1%	-18,3%	45	55	21,7%
TOTAL	344	357	350	-2,1%	1,6%	3.891	4.161	7,0%

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

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

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

Dados contabilizados até dezembro de 2020.

Fonte dos dados: CCEE.



8.4. Geração Eólica¹

No mês de dezembro de 2020, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste decresceu 1.4 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 43,7%, com total de 6.797 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 39,3%, o que indica decréscimo de 3.7 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

Por sua vez, o fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em dezembro de 2020, aumentou 4,2 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 38,0%, com total de 798 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 3,1 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

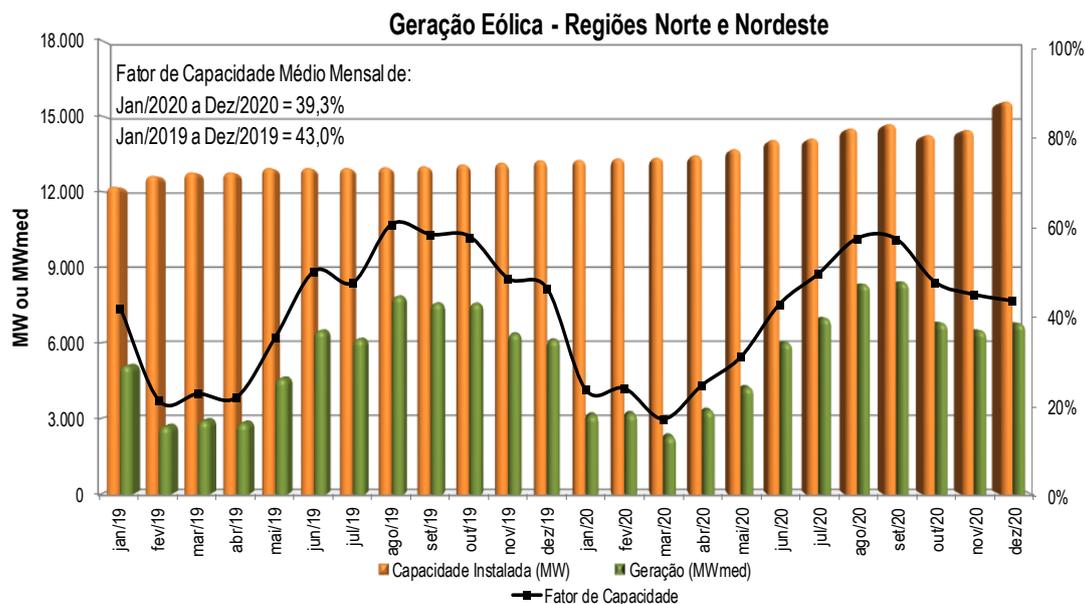


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

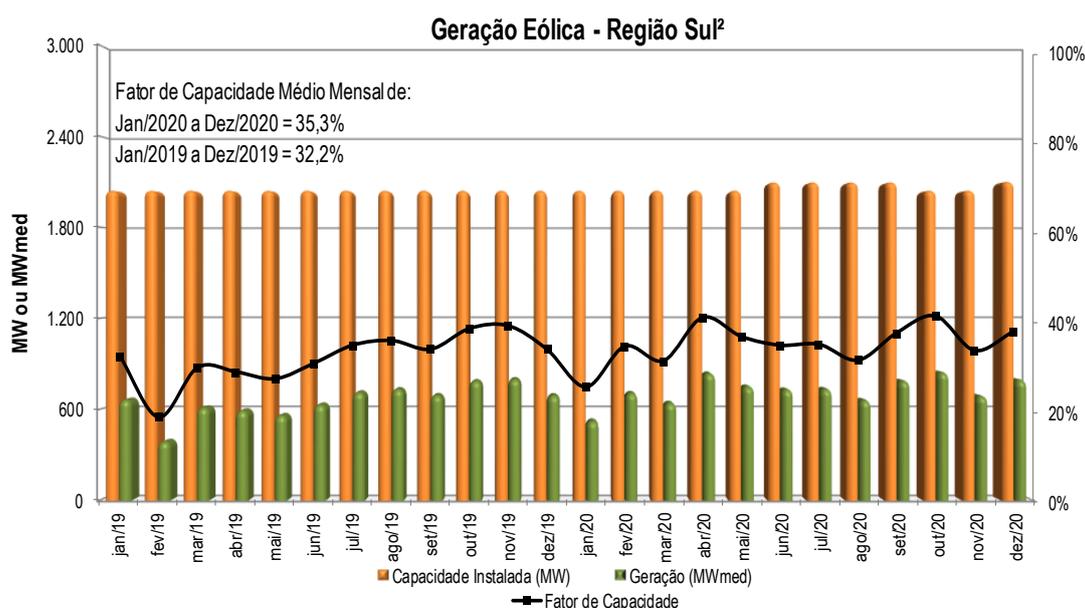


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul

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

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

Dados contabilizados até dezembro de 2020.

Fonte dos dados: CCEE.



8.5. Mecanismo de Realocação de Energia¹

Em dezembro de 2020, as usinas participantes do MRE geraram, juntas, 42.500 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 52.788 MWmédios, o que representou um GSF mensal de 80,51%.

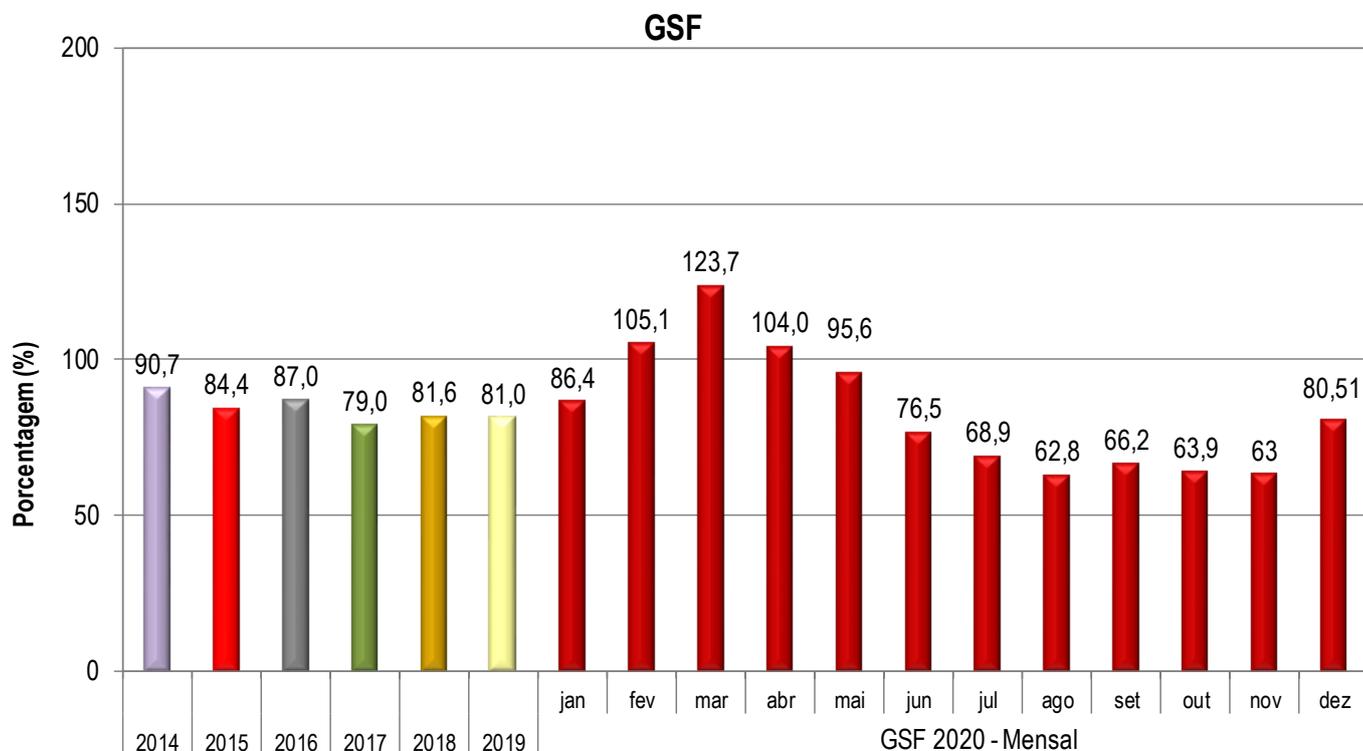


Figura 26. Evolução do GSF.

Tabela 18. 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)	49.404	53.178	52.686	43.190	40.711	40.374	42.495	41.673	45.395	42.750	39.232	42.500
Garantia Física Sazonalizada (MW médio)	57.201	50.581	42.606	41.522	42.580	52.782	61.717	66.330	68.532	66.860	62.318	52.788
GSF (%)	86,4	105,1	123,7	104,0	95,6	76,5	68,9	62,8	66,2	63,9	63,0	80,5

Dados contabilizados até dezembro de 2020.

Fonte dos dados: CCEE.

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



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram entre R\$ 105,70 / MWh e R\$ 743,27 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no subsistema Nordeste no intervalo das 00h00 às 00h30 do dia 12/01 e o menor valor foi verificado no subsistema Norte, no dia 31/01 das 12h00 às 12h30.

Na comparação com o mês anterior, em que o CMO variou de R\$ 13,20 / MWh e R\$ 939,57 / MWh, percebe-se que houve redução dos custos marginais ao longo do mês, comportamento influenciado pelo aumento do volume de precipitação nas principais bacias hidrográficas de interesse do SIN.

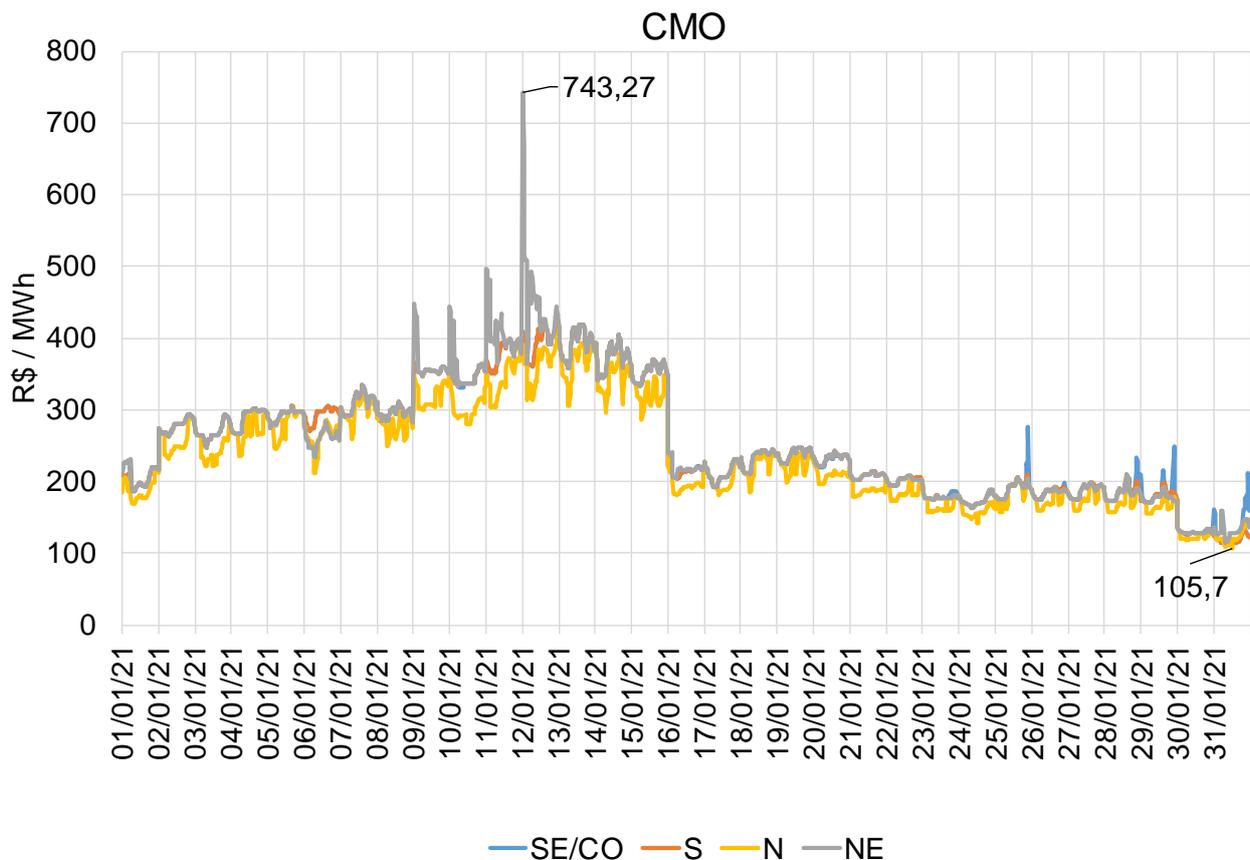


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Os Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) horários variaram entre R\$ 128,74 / MWh e R\$ 353,5 / MWh. O maior valor registrado foi verificado em todos os subsistemas no intervalo das 00h00 às 01h00 do dia 13/01 e o menor valor foi verificado em todos os subsistemas, no dia 31/01 das 7h00 às 08h00.

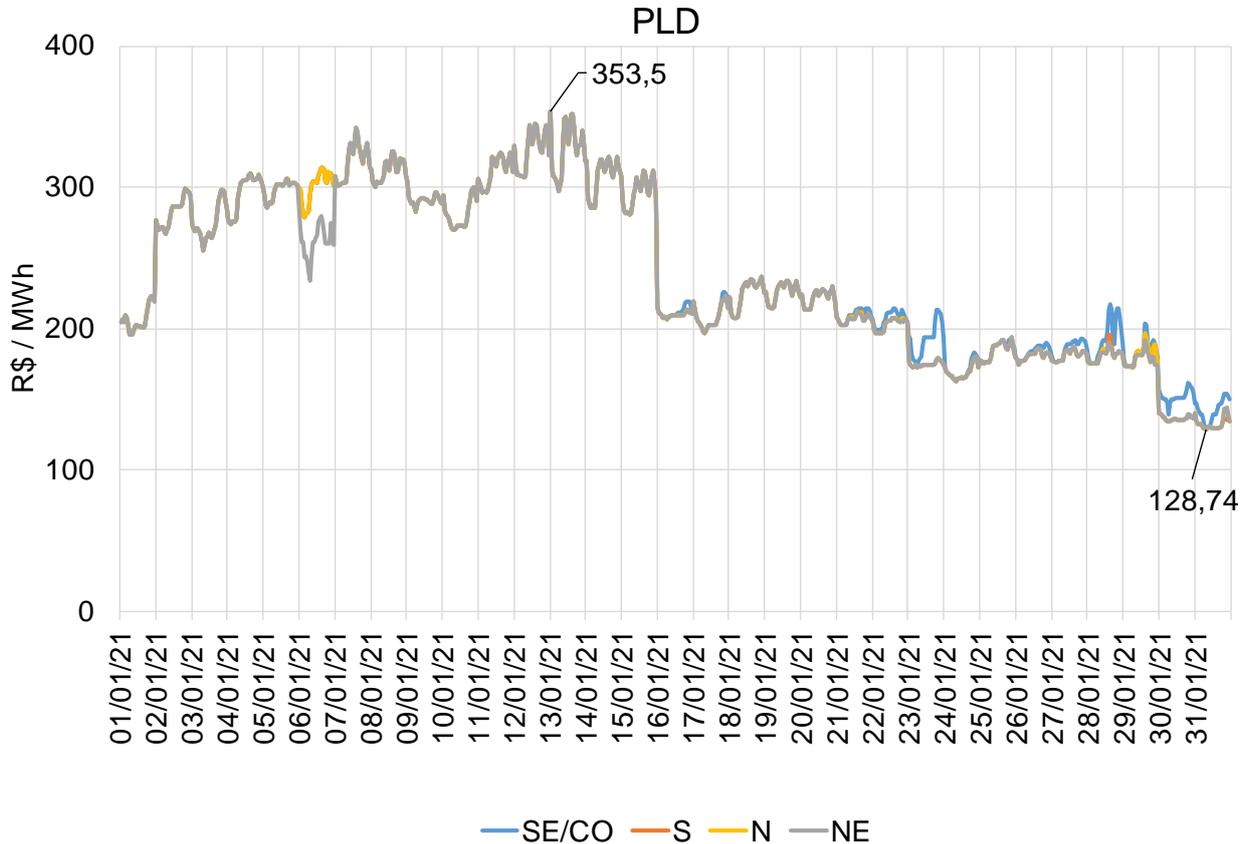


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.



11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA¹

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em dezembro de 2020 totalizaram R\$ 1.160 milhões, mantendo o alto patamar verificado também no mês anterior, quando os ESS saltaram de R\$ 686 milhões (em outubro) para R\$ 1.356 milhões. Conforme ilustrado na figura abaixo, a maior parcela do ESS do mês de dezembro se refere ao encargo por segurança energética, responsável por mais de 80% do total dos Encargos, ou, em termos absolutos, por montante superior a R\$ 933 milhões. Destaca-se também os montantes referentes ao encargo por deslocamento hidráulico, que superou a quantia de R\$ 134 milhões, correspondendo à parcela superior a 11% do total dos ESS.

A elevação do valor total dos encargos, bem como sua distribuição, vem ocorrendo principalmente como consequência das deliberações do CMSE, desde meados de outubro de 2020, referentes à adoção de medidas excepcionais contemplando o despacho termelétrico fora da ordem de mérito e importação de energia elétrica sem substituição. Apesar dos custos associados, essas medidas têm se mostrado essenciais com vistas à manutenção da garantia do suprimento eletroenergético no País frente aos cenários adversos de atendimento, destacadamente com afluências abaixo dos valores médios históricos e baixos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

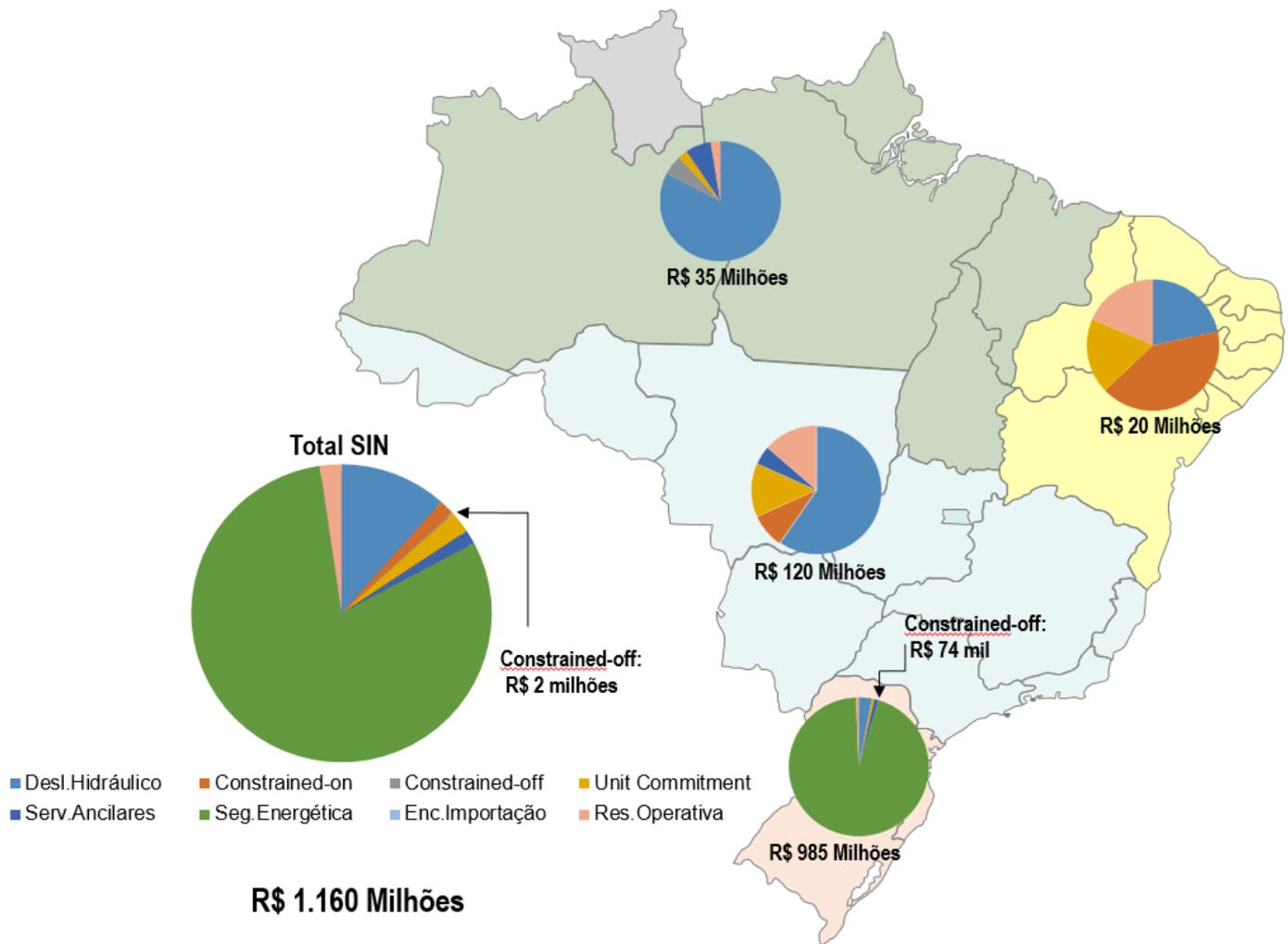


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até dezembro de 2020.
¹ As definições de todos os encargos estão descritas no Glossário do Boletim.

Fonte dos dados: CCEE.

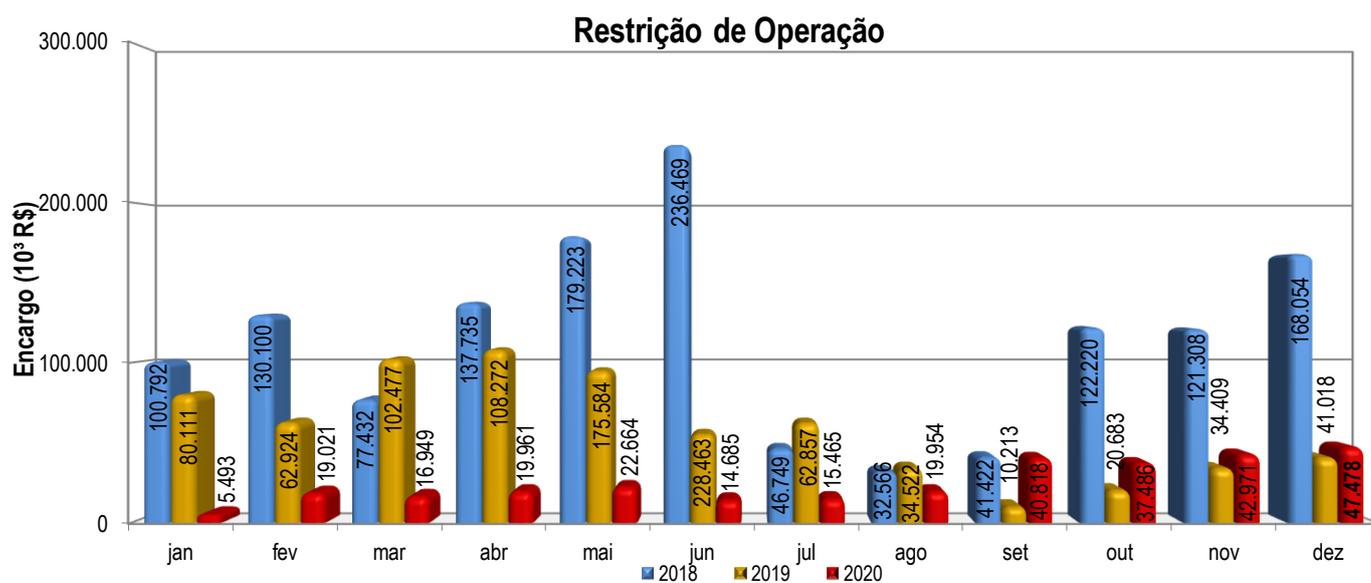


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

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

Fonte dos dados: CCEE

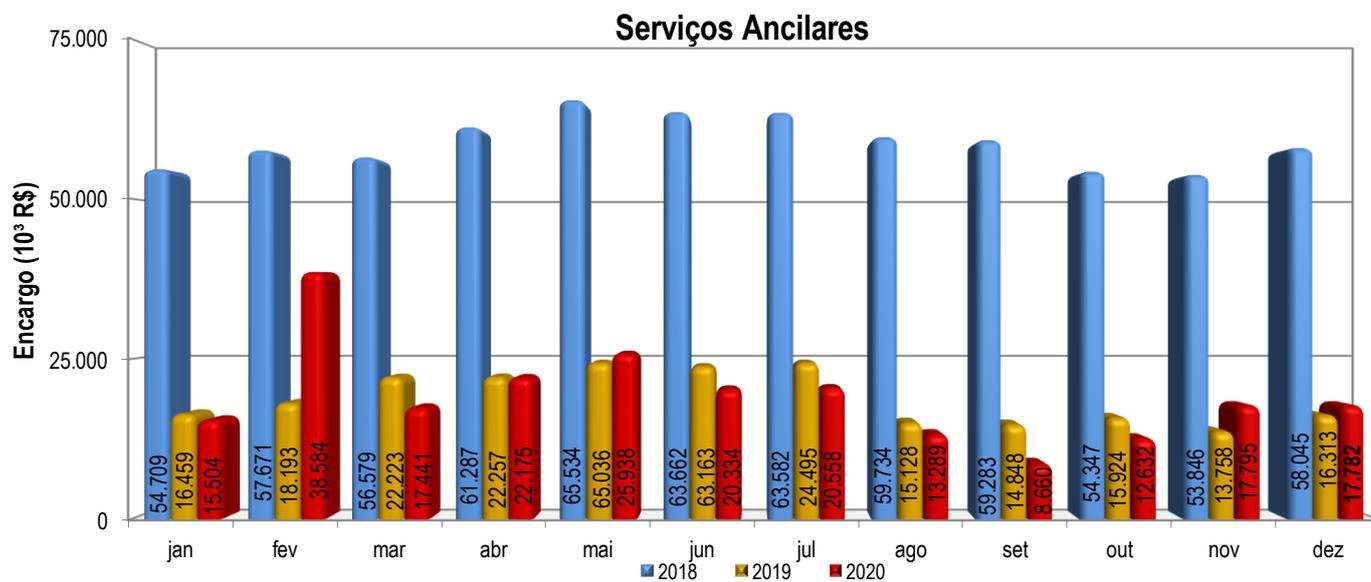


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

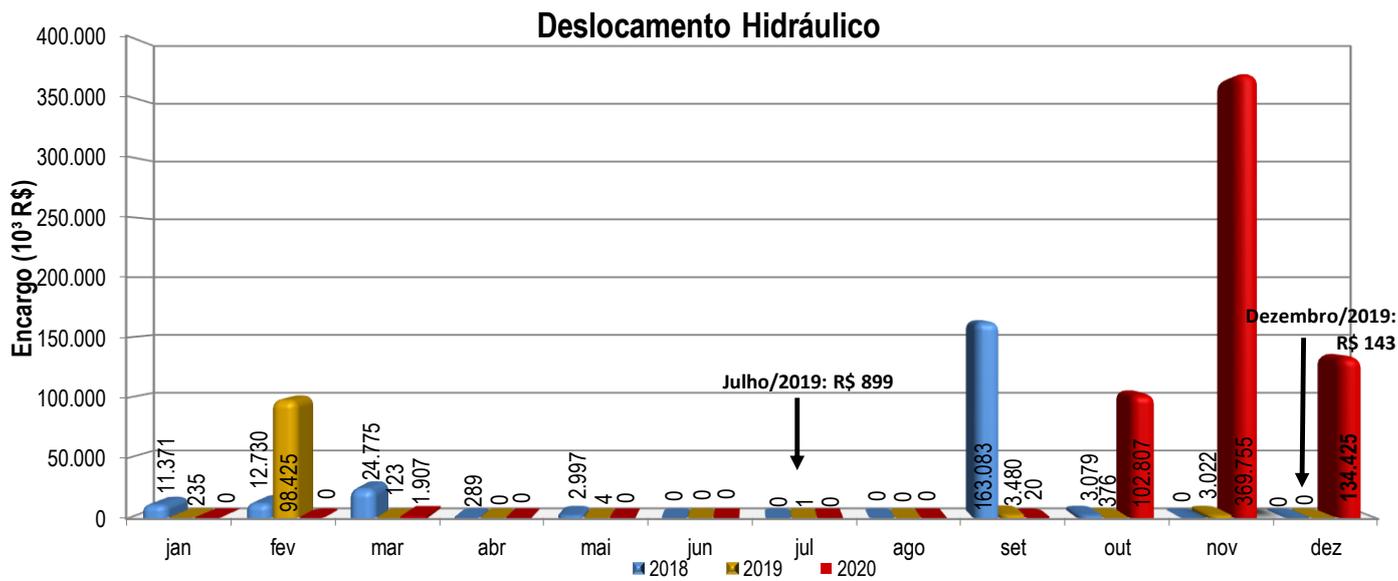


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

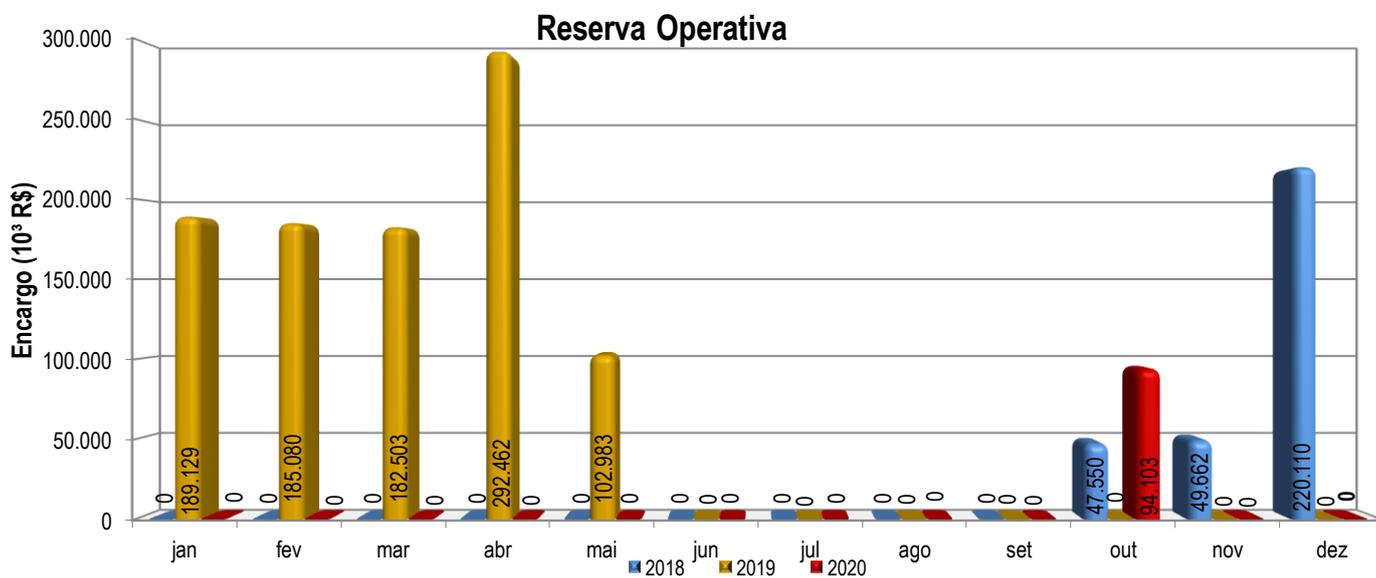


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.



Importação de energia

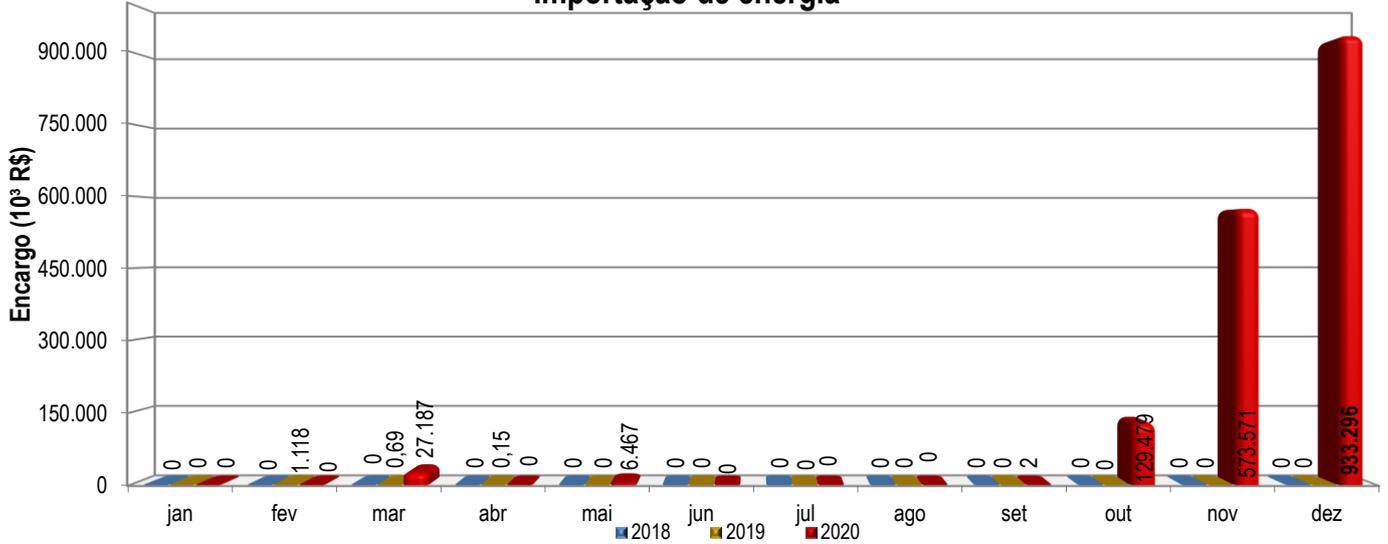


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

Segurança Energética

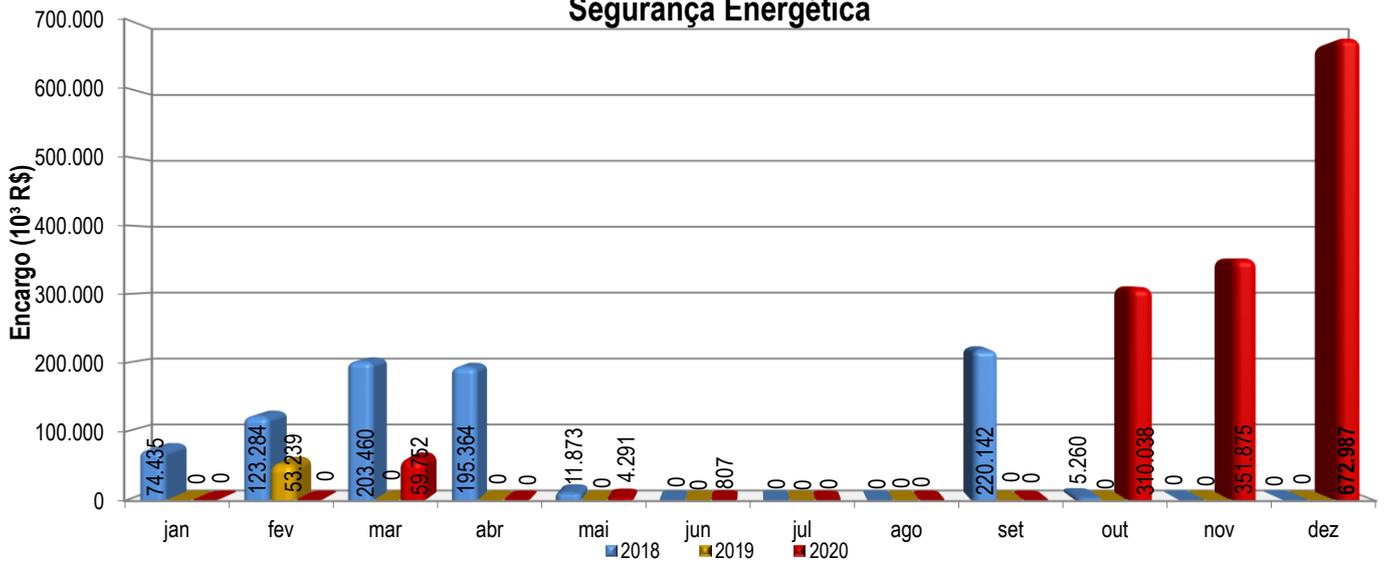


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até dezembro de 2020.

Fonte dos dados: CCEE.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de janeiro de 2021, foram verificadas três ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando, aproximadamente, 871 MW de corte de carga.

Tabela 19. Descrição das principais ocorrências do mês

Dia da Ocorrência	Descrição	Carga Interrompida (MW)	Estado(s) afetado(s)	Causa
08/jan	Desligamento automático das LT 230 kV São Luís II/São Luís I C1 e C2 e São Luís II/São Luís III C1 e das subestações 230/69 kV São Luís I e II	356,0	MA	O desligamento ocorreu devido a a queda do cabo da futura LT de 500 kV, que estava sendo lançado, sobre os referidos circuitos.
11/jan	Desligamento automático de alimentadores na rede de distribuição da região Sul do Rio Grande do Sul.	267,0	RS	O desligamento de até 36 alimentadores na região ocorreu devido a um forte temporal.
13/jan	Desligamento automático das LT 230 kV Laranjal/Macapá C1 e C2	248,0	AP	O desligamento ocorreu devidodevido a um curto-circuito simultâneo, monofásico no circuito 1 e bifásico-terra no circuito 2, provocado por descarga atmosférica. As faltas foram eliminadas pelas atuações das proteções das linhas.
		871,0		

Fonte dos dados: ONS e Roraima Energia.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro ¹

Tabela 20. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.

Subsistema	Carga Interrompida no SEB (MW)												2021 Jan	2020 Jan	
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
SIN ²	0													0	0
S	267													267	832
SE/CO	0													0	327
NE	356													356	0
N	248													248	0
Isolados	0													0	0
TOTAL	871	0	871	1.158											



Tabela 21. Evolução do número de ocorrências.

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

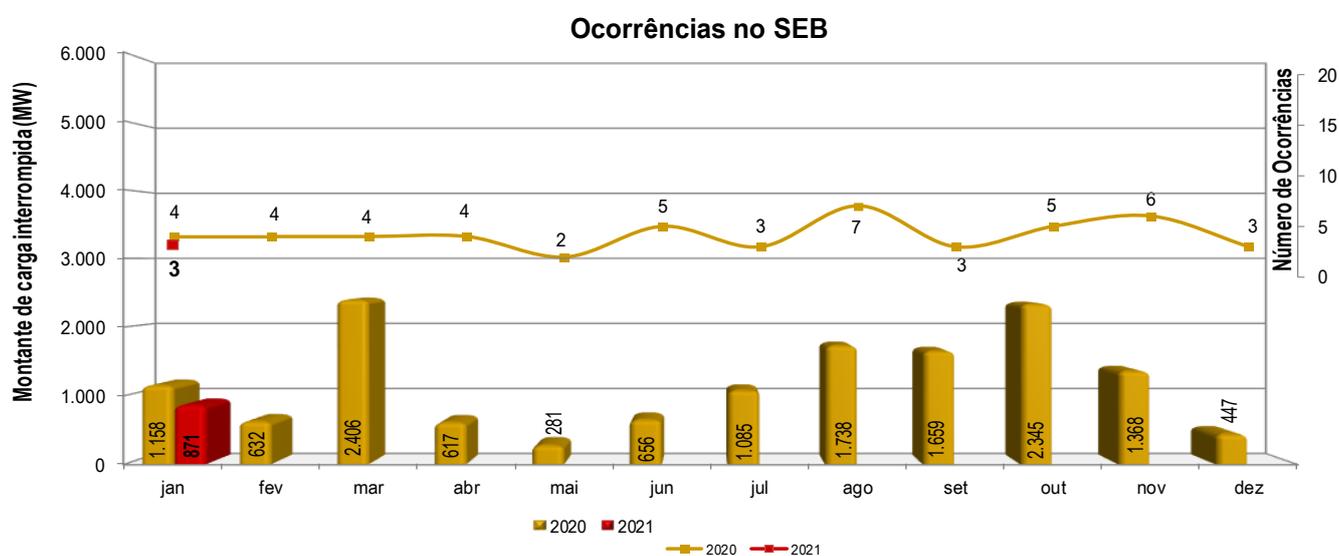


Figura 36. Ocorrências no SEB.

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

² Perda de carga simultânea em mais de uma região.

Fonte dos dados: ONS / Roraima Energia / Eletronorte.



12.2. Indicadores de Continuidade¹

Em 2020, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 11,61 horas, abaixo, portanto, do limite regulatório de 12,28 horas estabelecido pela ANEEL. Dessa maneira, confirma-se a tendência de queda desse indicador, o que tem sido observado de maneira sustentada nos últimos anos.

Tabela 22. Evolução do DEC em 2020.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2020															
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano ²	Tend. Ano ³	Limite Ano
Brasil	1,24	1,12	1,08	0,87	0,88	0,86	0,79	0,79	0,84	1,09	0,99	1,07	11,61	11,61	12,28
S	1,15	0,90	0,70	0,64	0,74	0,80	0,86	0,77	0,89	0,94	0,90	1,18	10,48	10,48	10,35
SE	0,86	0,84	0,66	0,45	0,56	0,60	0,52	0,52	0,54	0,86	0,66	0,89	7,96	7,96	8,47
CO	1,54	1,49	1,17	1,17	1,00	0,93	0,74	0,84	1,04	1,66	1,34	1,62	14,53	14,53	13,78
NE	1,58	1,38	1,76	1,37	1,22	1,11	1,02	0,94	0,92	1,12	1,30	0,94	14,66	14,66	14,08
N	2,25	1,94	1,98	1,83	1,86	1,51	1,52	1,93	2,18	2,12	1,80	1,83	22,76	22,76	32,99

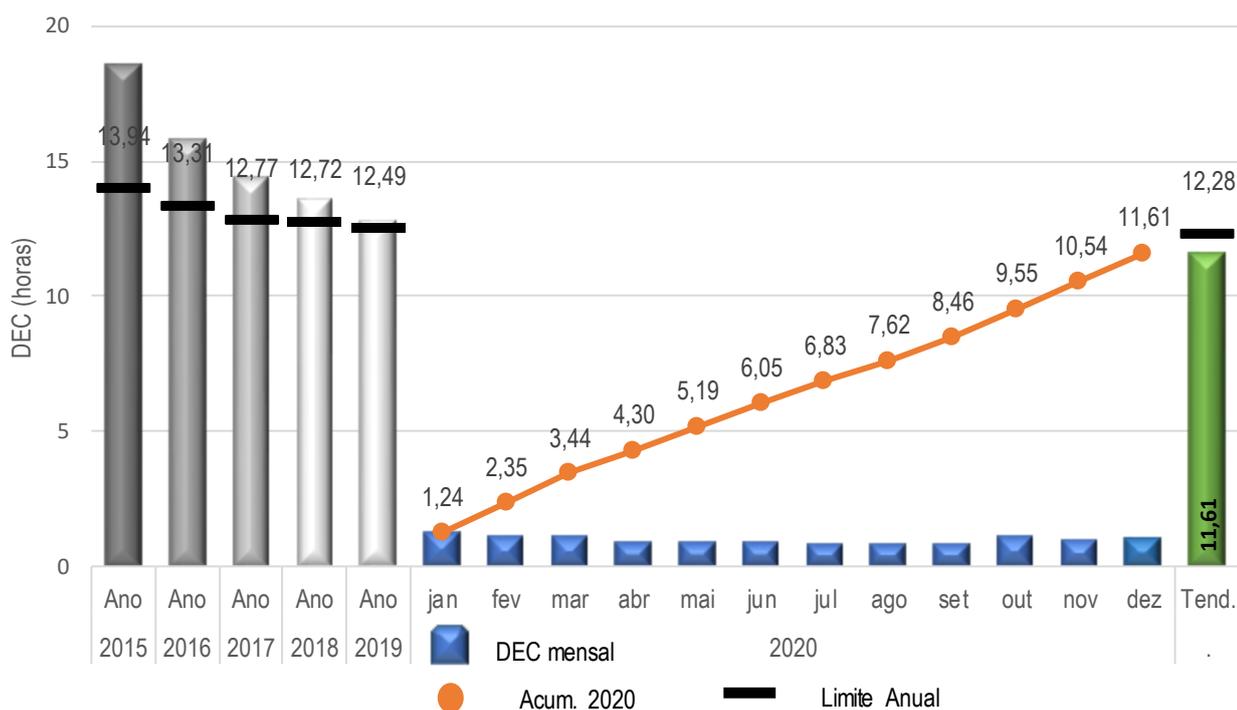


Figura 37. DEC do Brasil



Em 2020, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 6,08 interrupções, valor abaixo do Limite Regulatório de 8,97 interrupções estabelecido pela ANEEL. Dessa maneira, confirma-se a tendência de queda desse indicador, o que tem sido observado de maneira sustentada nos últimos anos.

Tabela 23. Evolução do FEC em 2020.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2020															
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano ²	Tend. Ano ³	Limite Ano
Brasil	0,59	0,55	0,51	0,44	0,48	0,46	0,44	0,44	0,47	0,62	0,52	0,55	6,08	6,08	8,97
S	0,77	0,56	0,47	0,43	0,47	0,49	0,49	0,48	0,52	0,58	0,57	0,65	6,48	6,48	7,92
SE	0,43	0,43	0,36	0,26	0,35	0,36	0,34	0,32	0,36	0,54	0,40	0,48	4,63	4,63	6,22
CO	0,72	0,75	0,60	0,63	0,66	0,50	0,52	0,51	0,64	0,88	0,65	0,76	7,82	7,82	10,60
NE	0,61	0,56	0,65	0,55	0,53	0,48	0,46	0,45	0,43	0,56	0,56	0,45	6,30	6,30	8,94
NO	1,03	0,99	0,93	0,97	1,03	0,92	0,87	1,07	1,13	1,13	0,91	0,94	11,93	11,93	27,77

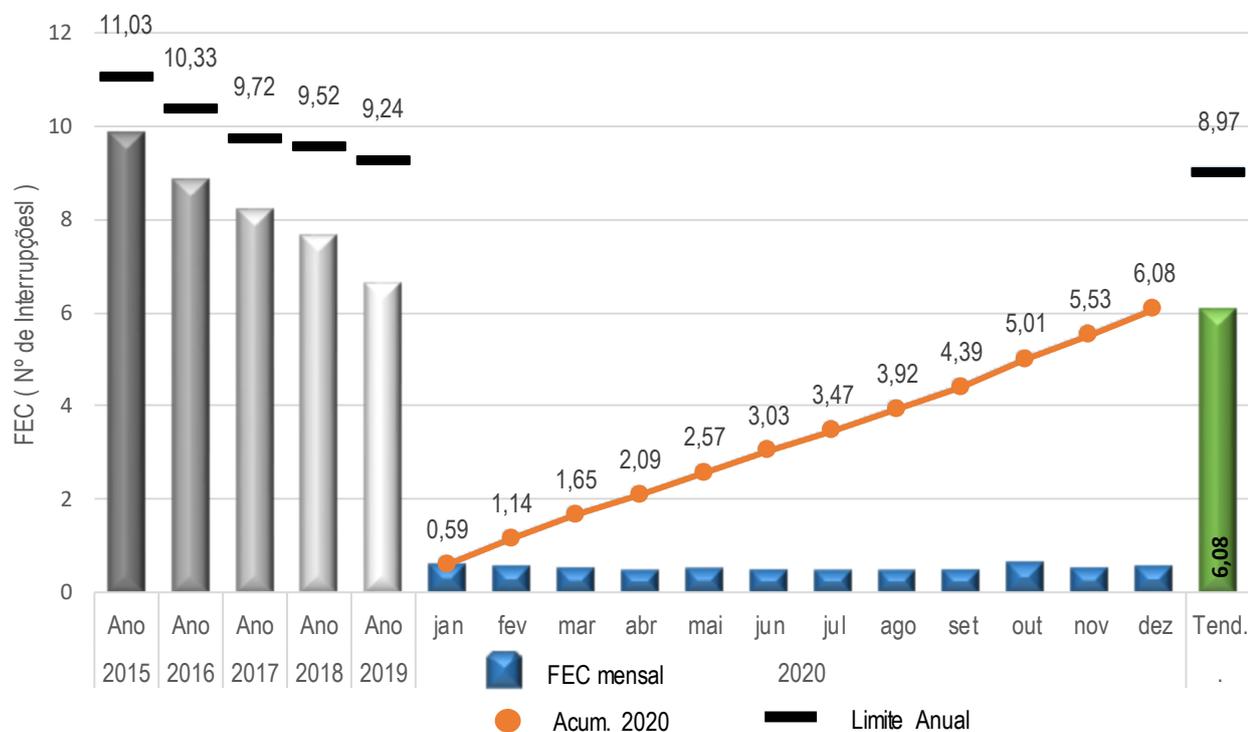


Figura 38. FEC do Brasil

¹ Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

² Valor mensal do DEC / FEC acumulado no período decorrido em 2020. Nos valores de DEC e FEC acumulados são ajustadas as variações mensais do número de unidades consumidoras.

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

Dados contabilizados até dezembro de 2020 e sujeitos à alteração pela ANEEL.

Fonte dos dados: ANEEL.



GLOSSÁRIO

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

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

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

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

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

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

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

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

Encargo por Serviços Ancilares (Serv. Ancilares): Relacionado à remuneração pela prestação de serviços ao sistema como fornecimento de energia reativa por unidades geradoras solicitadas a operar como compensador síncrono, Controle Automático de Geração (CAG), autorrestabelecimento (*black-start*) e Sistemas Especiais de Proteção (SEP).

Encargo por Deslocamento Hidráulico (Desl. Hidráulico): Relacionado ao ressarcimento às usinas hidrelétricas devido à redução da geração motivada pelo acionamento de térmicas fora da ordem de mérito de custo ou pela importação de energia elétrica.

Encargo sobre Reserva Operativa (Res. Operativa): Relacionado à prestação do serviço ancilar de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa, com vistas a minimizar o custo operacional total do sistema elétrico na respectiva semana operativa e a respeitar as restrições para que o nível de segurança requerido seja atendido.

Encargo sobre Importação de Energia (Enc. Importação): Relacionado aos custos recuperados por meio dos encargos associados à importação de energia elétrica, normatizados pela Portaria MME nº 339/2018.

Encargo sobre Segurança Energética (Seg. Energética): Relacionado ao despacho adicional de geração térmica para garantia do suprimento energético, autorizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC): Intervalo de tempo que, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC): Número de interrupções ocorridas, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.



LISTA DE SIGLAS

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