



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Fevereiro / 2021





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Fevereiro / 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	11
4.1. Consumo de Energia Elétrica	11
4.2. Demandas Instantâneas Máximas.....	13
4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais.....	13
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	16
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO 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.....	22
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão e Equipamentos em Instalações de Transmissão	23
7.4. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão e da Capacidade de Transformação.....	25
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	26
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	26
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	27
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	27
8.4. Geração Eólica	28
8.5. Mecanismo de Realocação de Energia.....	29
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	30
10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	31
11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA.....	32
12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	36
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	36
12.2. Indicadores de Continuidade	38



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de fevereiro de 2021 – Brasil.....	2
Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima.....	3
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	4
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.....	4
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.....	5
Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.....	5
Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	7
Figura 8. EAR: Subsistema Sul.....	7
Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.....	8
Figura 10. EAR: Subsistema Norte.....	8
Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica.....	10
Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL. ..	12
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.....	13
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	14
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	14
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 fevereiro de 2021.....	19
Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2021 por subsistema.....	21
Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2023.....	22
Figura 22. Localização geográfica dos empreendimentos.....	23
Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.....	26
Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.....	28
Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	28
Figura 26. Evolução do GSF.....	29
Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.....	30
Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.....	31
Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema.....	32
Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.....	33
Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.....	33
Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.....	34
Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.....	34
Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.....	35
Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.....	35
Figura 36. Ocorrências no SEB.....	37
Figura 37. DEC do Brasil.....	38
Figura 38. FEC do Brasil.....	39



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. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de janeiro de 2021.	20
Tabela 10. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em fevereiro de 2021.	20
Tabela 11. Previsão da expansão da geração (MW).	23
Tabela 12. Descrição de Linhas de Transmissão (LT) que entraram em operação no mês.	24
Tabela 13. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	24
Tabela 14. Entrada em operação de equipamentos de compensação de potência reativa.	24
Tabela 15. Entrada em operação de novas linhas de transmissão no mês e no acumulado do ano.	24
Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.	27
Tabela 17. Matriz de produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados.	27
Tabela 18. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano.	29
Tabela 19. Descrição das principais ocorrências do mês.	36
Tabela 20. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	36
Tabela 21. Evolução do número de ocorrências.	37
Tabela 22. Evolução do DEC em 2021.	38
Tabela 23. Evolução do FEC em 2021.	39



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

No mês de fevereiro, as anomalias negativas de precipitação permaneceram acentuadas e atuando predominantemente na porção sul do território nacional, na zona central da região Norte e em boa parte do Nordeste. Já anomalias positivas foram verificadas em algumas áreas das regiões Norte e Nordeste e, principalmente, na porção norte da região Sudeste e Centro-Oeste, com o acumulado das chuvas alcançando valores acima da média para o período nessas regiões. No entanto, os armazenamentos nos reservatórios equivalentes dos subsistemas permanecem, de forma geral, baixos. Essa situação reflete, dentre outros fatores, as aflúências verificadas nos últimos meses, que se configuraram nos piores montantes para o período de setembro a fevereiro do SIN, em 91 anos de histórico.

No que se refere aos intercâmbios de energia entre os subsistemas, destaca-se que o subsistema Norte manteve perfil exportador, enquanto o Nordeste passou a desempenhar papel de importador. Com relação ao subsistema Sul, houve redução do montante importado do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, mas um ligeiro aumento da importação de energia da Argentina e Uruguai.

O Brasil atingiu 179.941 MW de capacidade instalada total de geração de energia em fevereiro, considerando a geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 7.320 MW (4,2%), com destaque para 3.192 MW de geração de fonte solar, 1.722 MW de fonte eólica e 1.754 MW de fontes térmicas. A geração distribuída alcançou, no mês de fevereiro de 2021, 5.149 MW instalados em 415.607 unidades, resultando em 2,9% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e em crescimento de 121,8% nos últimos 12 meses.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram, no mês de janeiro de 2021, 80,4% da matriz de produção de energia elétrica brasileira. Quanto à geração associada às usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), destaca-se total de 44.891 MW médios, ante a garantia física sazonalizada de 66.707 MW médios, o que representou um GSF mensal de 67,3%.

Os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Sul entre R\$ 0,00 / MWh e R\$ 706,25 / MWh em fevereiro, com o maior valor registrado no subsistema Norte. Na comparação com o mês anterior, percebe-se que houve uma pequena redução dos custos marginais ao longo do mês, comportamento influenciado pelo aumento do volume de precipitação nas principais bacias hidrográficas de interesse do SIN com relação a janeiro. O subsistema Nordeste apresentou, na maior parte do tempo, CMOs baixos, tendo ocorrido um pico, em 20 de fevereiro, em decorrência de uma limitação em uma linha de transmissão.

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em janeiro de 2021 totalizaram R\$ 1,84 bilhão, montante bastante superior ao valor verificado no mês anterior, que ficou em R\$ 1,16 bilhão. É importante ressaltar que os ESS vêm registrando sequencialmente elevados valores desde novembro de 2020, quando saltaram de R\$ 686 milhões (em outubro) para R\$ 1,36 bilhão. A elevação do valor total dos encargos, que vem ocorrendo desde setembro de 2020, bem como sua distribuição, constituem-se como consequência da necessidade de garantir a segurança do suprimento energético, diante de um cenário de baixa pluviosidade que vem se mantendo já há alguns meses e permaneceu durante o mês de janeiro, durante o qual, a maior parte do território nacional sofreu com chuvas abaixo da média para o período, conforme relatado na edição anterior deste boletim.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL¹) aprovou, em 09 de fevereiro, edital do Leilão de Transmissão nº 1/2021, previsto para 30 de junho. O leilão apresenta cinco lotes, para a construção e manutenção de 515 quilômetros em linhas de transmissão e de 2.600 megavolt-ampéres (MVA) em capacidade de transformação de subestações. Os empreendimentos, com prazo de conclusão de 36 a 60 meses, contemplarão seis estados – Acre, Mato Grosso, Rio de Janeiro, Rondônia, São Paulo e Tocantins. A expectativa de investimento é de R\$ 1,3 bilhão e estima-se a criação de 3.057 empregos diretos. Em maio, a ANEEL promoverá um workshop de esclarecimentos técnicos sobre os principais pontos do certame.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 28 de fevereiro de 2021, exceto quando indicado.



O Subsistema Sudeste/Centro-Oeste é composto pelos estados das Regiões Sudeste e Centro-Oeste, Acre e Rondônia. O Subsistema Sul é composto pelos estados da Região Sul. O Subsistema Nordeste é composto pelos estados da Região Nordeste, exceto o Maranhão. O Subsistema Norte é composto pelos estados do Pará, Tocantins, Maranhão, Amazonas e Amapá.

Fonte: ¹ ANEEL

2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas do SIN, em fevereiro, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 72% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 122% MLT no Sul, 42% MLT no Nordeste e 72% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 67% MLT, 117% MLT, 42% MLT e 69% MLT, respectivamente.

No mês de fevereiro, as anomalias negativas de precipitação permaneceram acentuadas e atuando predominantemente na porção sul do território nacional, mas também se destacaram na zona central da região Norte e em boa parte do Nordeste. Enquanto que as anomalias positivas foram verificadas em áreas das regiões Norte e Nordeste como também na porção norte da região Sudeste e Centro-Oeste, com o acumulado das chuvas alcançando valores acima da média para o período.

Os armazenamentos nos reservatórios equivalentes permanecem baixos, destacadamente no Sudeste/Centro-Oeste, que finalizou o mês de fevereiro com 29,5%. Essa situação reflete, dentre outros fatores, as afluições verificadas nos últimos meses, que se configuraram nos piores montantes para o período de setembro a fevereiro do SIN, em 91 anos de histórico. O volume do reservatório equivalente do SIN verificado ao final de fevereiro foi de 38% e a expectativa para o final de março é de que alcance o patamar de 47%.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

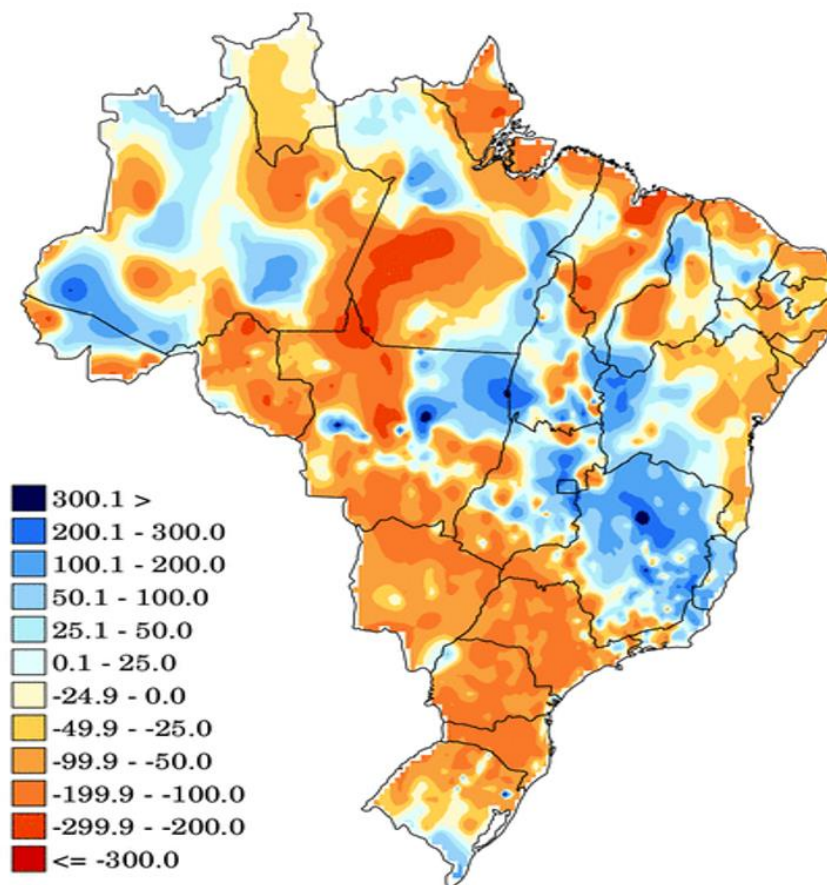


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de fevereiro de 2021 – Brasil.

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 e máximas, no mês de fevereiro, destacam-se as temperaturas máximas acima da média na região Nordeste e na porção oeste de Mato Grosso do Sul, enquanto as temperaturas mínimas verificadas ficaram um pouco abaixo na região Sul e acima da média na região Norte e Nordeste.

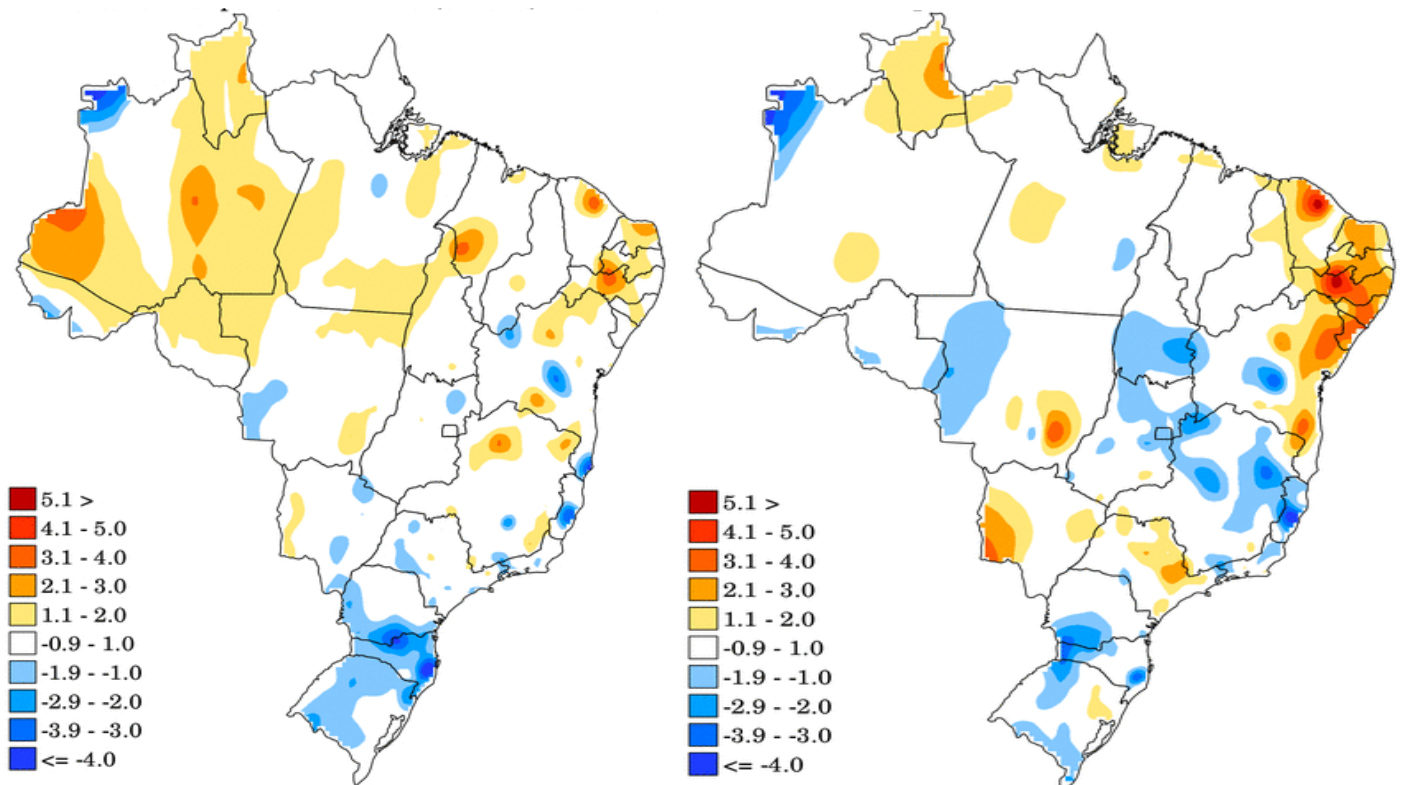


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima.

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

Fonte: CPTEC/INPE.



2.2. Energia Natural Afluente Armazenável ¹

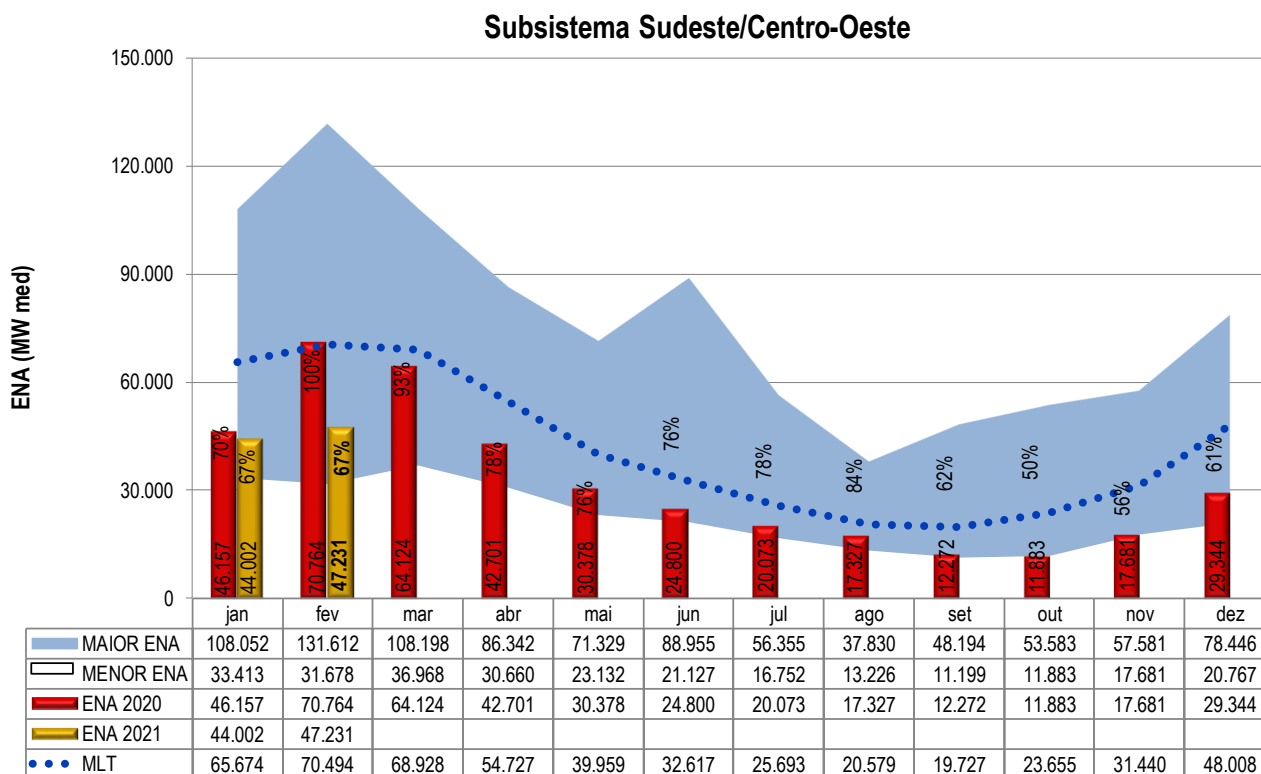


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

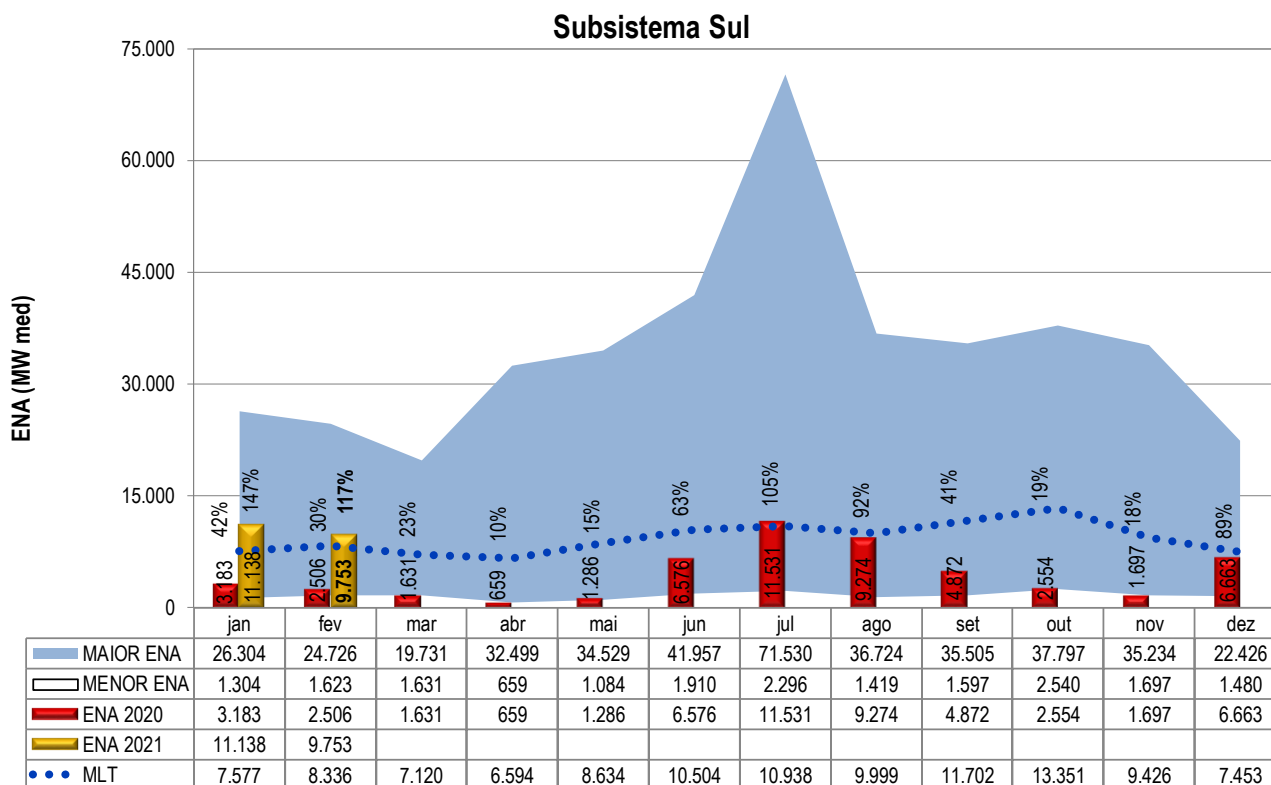


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

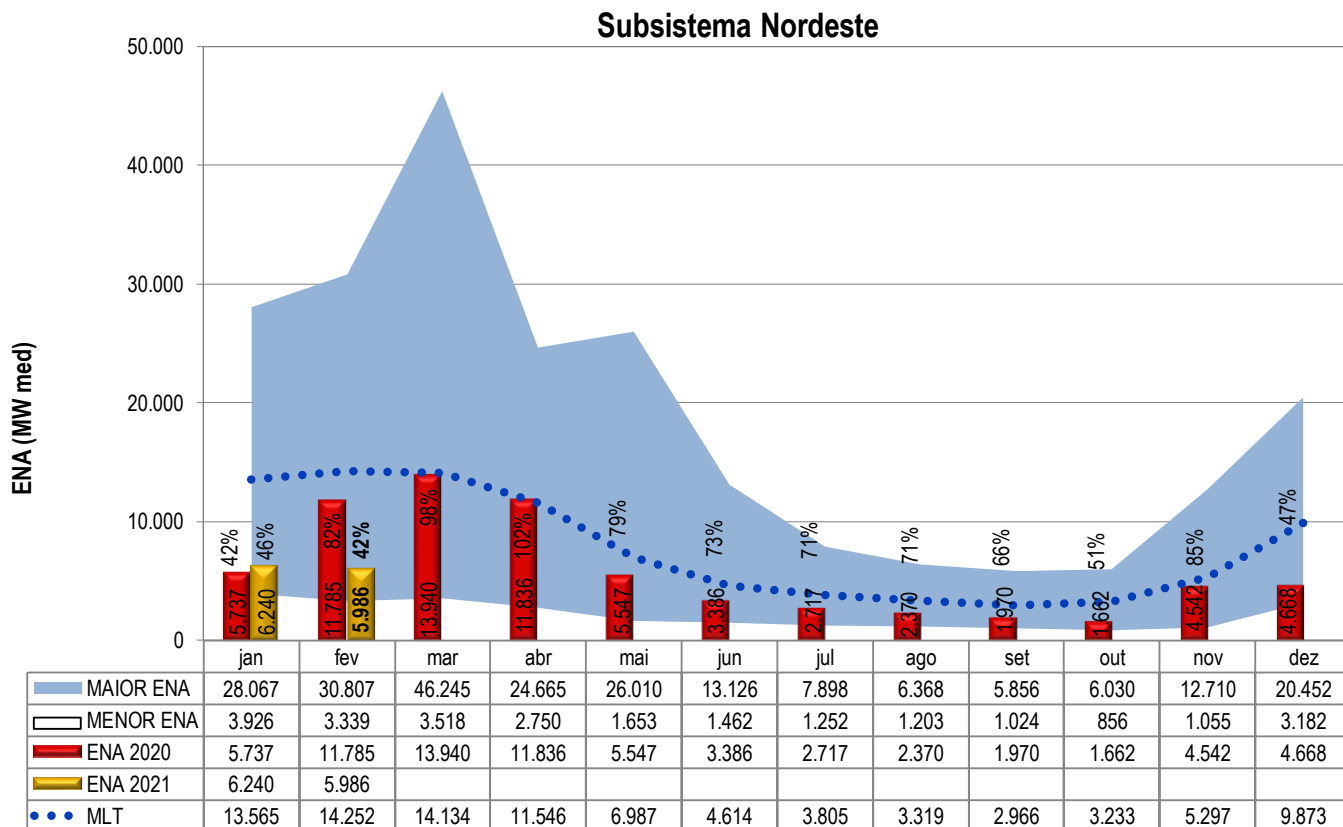


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

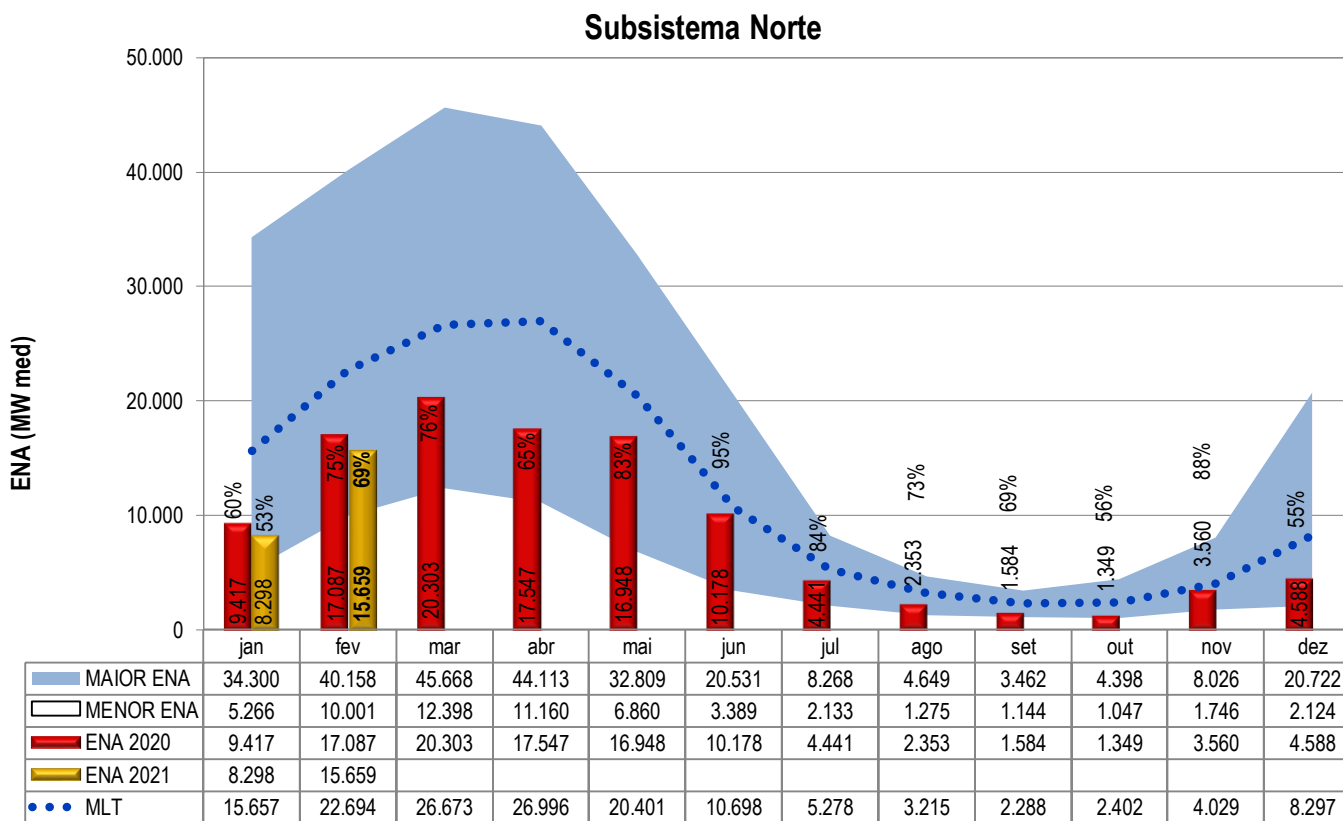


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



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

2.3. Energia Armazenada

No mês de fevereiro de 2021, observou-se replecionamento em relação ao mês de janeiro em todos os reservatórios equivalentes, nos seguintes montantes: Norte (27,5 p.p.), Nordeste (0,5 p.p.), Sudeste/Centro-Oeste (6,3 p.p.) e Sul (10,9 p.p.).

Os armazenamentos nos reservatórios equivalentes permanecem baixos, destacadamente no Sudeste/Centro-Oeste, que finalizou o mês de fevereiro com 29,5%. Essa situação reflete, dentre outros fatores, as aflúncias verificadas nos últimos meses, que se configuraram nos piores montantes para o período de setembro a fevereiro do SIN, em 91 anos de histórico. Já o subsistema Norte apresentou expressiva recuperação, com armazenamento atual de cerca de 59%, o que equivale a um aumento de 27,5 p.p. em comparação com o mês anterior.

Em termos dos percentuais de capacidade máxima de cada subsistema, o Sudeste/Centro-Oeste continua sendo o pior, com 29,5% EAR_{máx}, enquanto que o Sul passou à melhor condição de armazenamento do país, com 63,7% EAR_{máx}.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Janeiro (%EAR _{máx})	Energia Armazenada no Final de Fevereiro (%EAR _{máx})	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	23,2	29,5	203.567	52,8
Sul	52,8	63,7	19.897	11,7
Nordeste	52,2	52,7	51.602	30,1
Norte	31,5	59,0	15.165	5,3
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 Tucuruí (+29,6 p.p.), Três Marias (+11,9 p.p.) e G. B. Munhoz (+10,6 p.p.).

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

Usina	Bacia	Ear Max (MWmed)	Armazenamento em final de janeiro (%)	Armazenamento em final de fevereiro (%)	Evolução Mensal (p.p)
Serra da Mesa	Tocantins	41.645	21,0	27,3	6,3
Fumas	Grande	34.925	24,8	33,1	8,3
Sobradinho	São Francisco	30.184	52,3	57,4	5,2
Nova Ponte	Paranaíba	22.781	12,6	15,0	2,4
Emborcação	Paranaíba	21.604	11,7	17,2	5,5
Três Marias	São Francisco	16.085	55,5	67,4	11,9
Itumbiara	Paranaíba	15.698	16,4	25,2	8,8
Tucuruí	Tocantins	7.632	33,7	63,3	29,6
S. do Facão	Paranaíba	6.502	14,0	16,3	2,3
G. B. Munhoz	Iguaçu	6.308	65,1	75,7	10,6

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

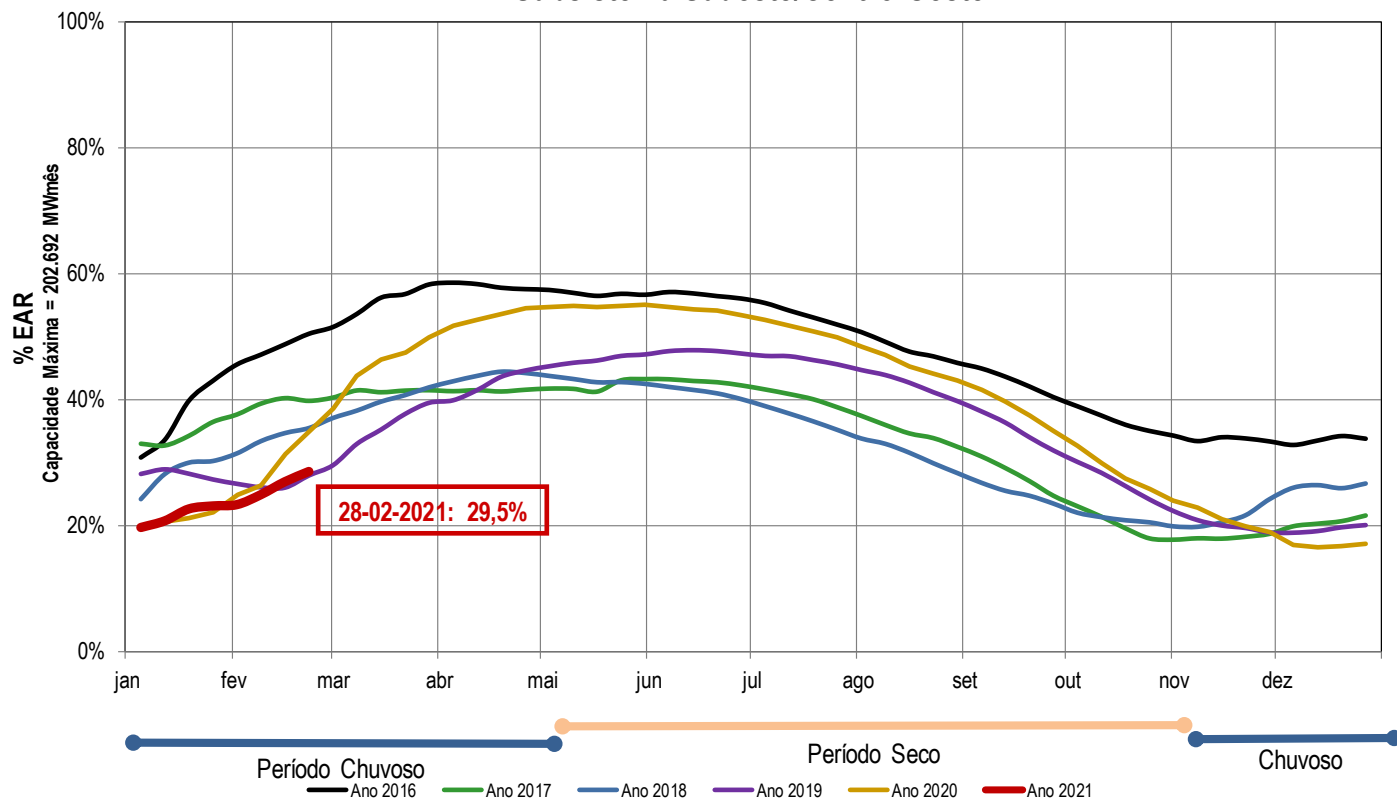


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

Subsistema Sul

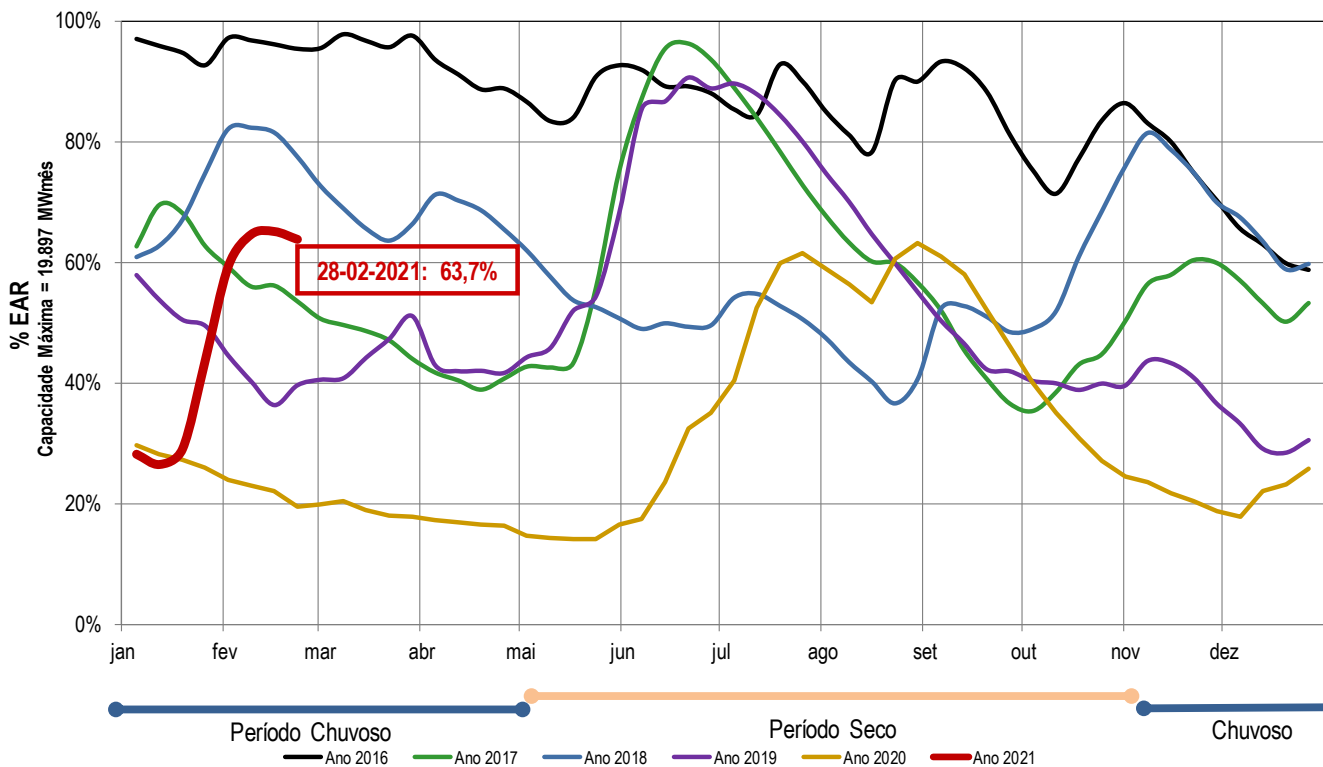


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

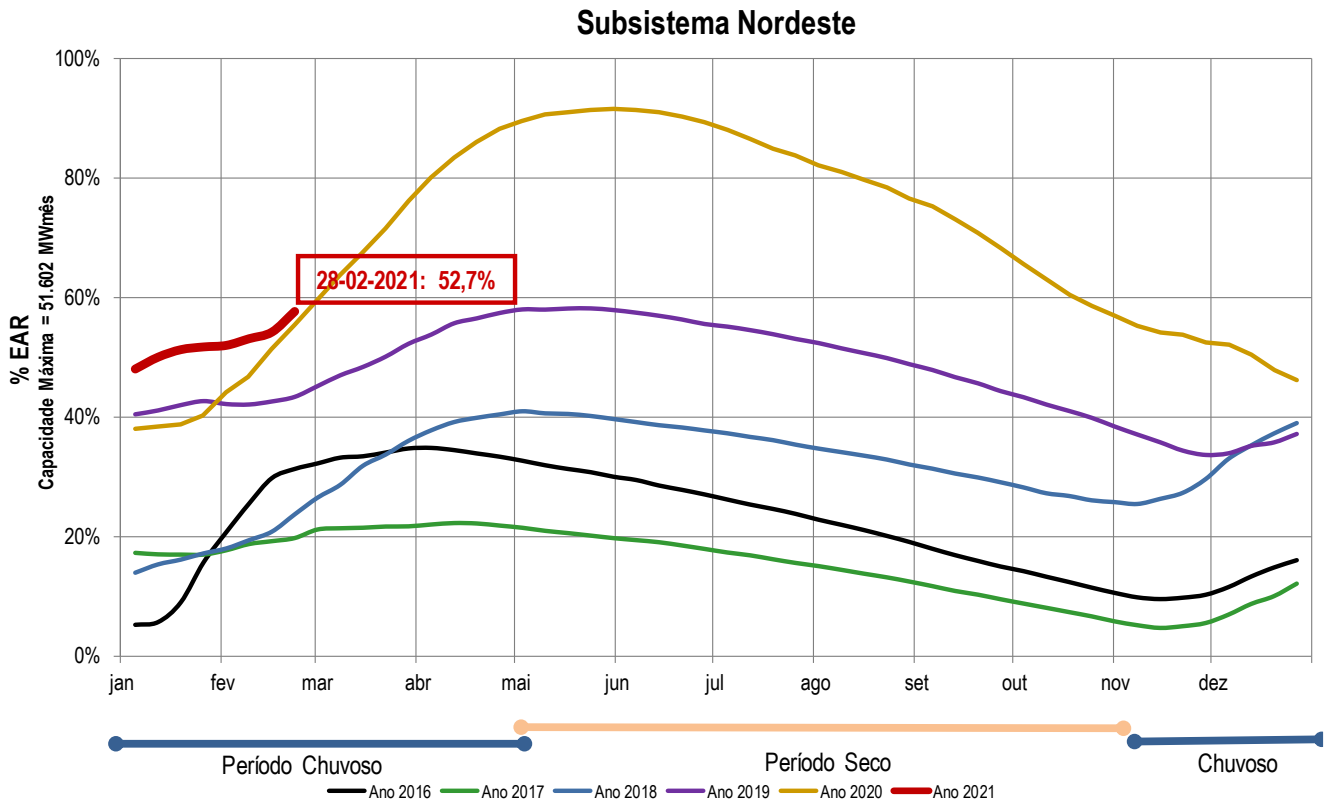


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

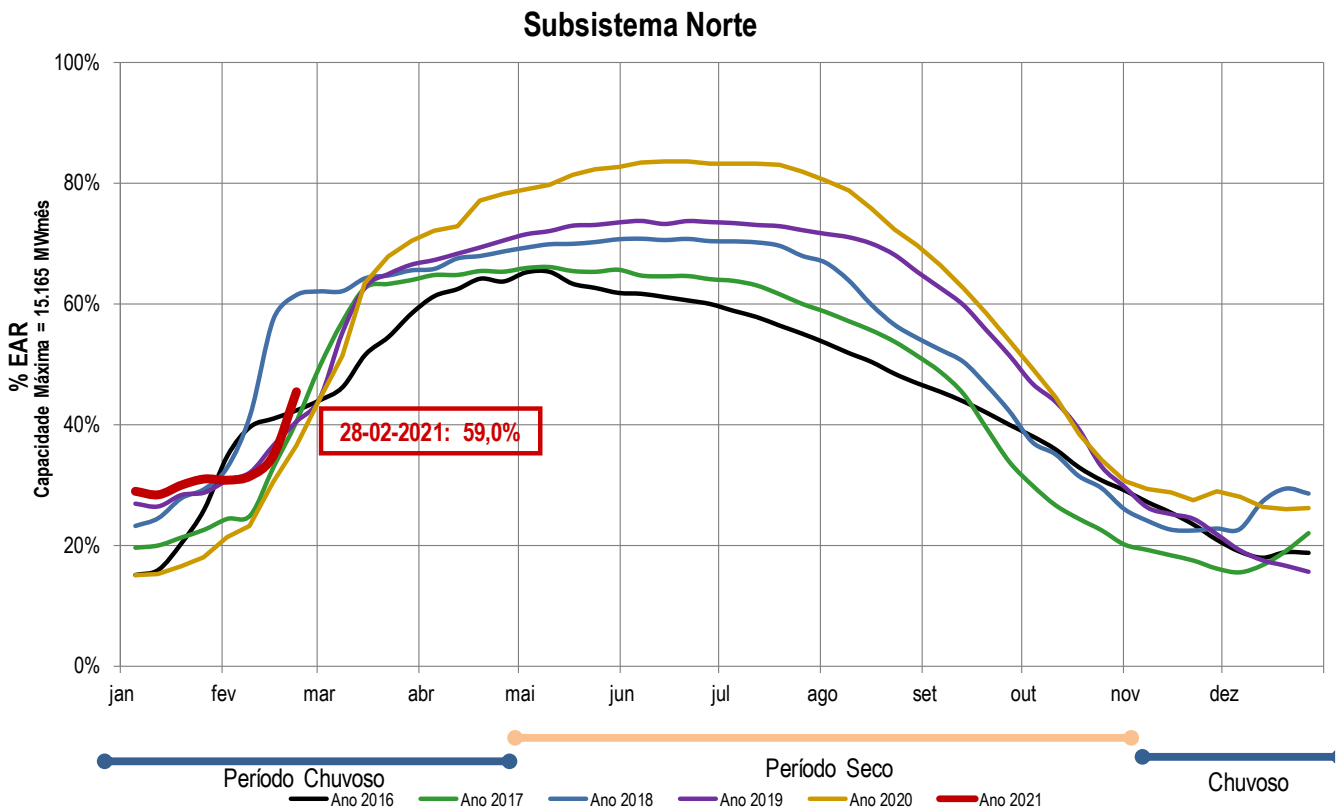


Figura 10. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Em fevereiro de 2021, o subsistema Norte manteve o perfil exportador de energia elétrica em 6.946 MWmédios, considerando também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu, ante a exportação de 3.595 MWmédios verificada no mês anterior.

O subsistema Nordeste participou como importador em um total de 1.474 MWmédios, enquanto que no mês anterior havia participado como exportador com o montante de 2.100 MWmédios.

O Sul, por sua vez, apresentou redução de 376 MWmédios no montante importado do subsistema Sudeste/Centro-Oeste em comparação com o mês anterior, totalizando 2.050 MWmédios recebidos em fevereiro.

Os bipolos de corrente contínua contribuíram com as seguintes quantidades de energia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste: Coletora Porto Velho¹ transmitiu 5.063 MWmédios, Nó de Xingu² transmitiu 4.342 MWmédios e os bipolos que escoam a energia de Itaipu³ (50 Hz) transmitiram 3.447 MWmédios.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir dos subsistemas Norte e Nordeste, importando 1.130 MWmédios e exportador para o Sul no montante de 2.050 MWmédios, resultando no saldo de 920 MWmédios exportados. Pelos bipolos de corrente contínua, recebeu um total de 12.852 MWmédios.

Houve intercâmbio internacional de energia elétrica com a Argentina e o Uruguai no mês de fevereiro de 2021, tendo o Brasil importado montante de 932 MWmédios. Ressalta-se que, com o intuito de reduzir tanto a geração hidrelétrica no subsistema Sul quanto proporcionar replecionamento dos seus reservatórios, o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) deliberou que o ONS fica autorizado tanto a despachar geração termelétrica fora da ordem de mérito quanto a importar energia elétrica sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai, nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria MME nº 339/2018.

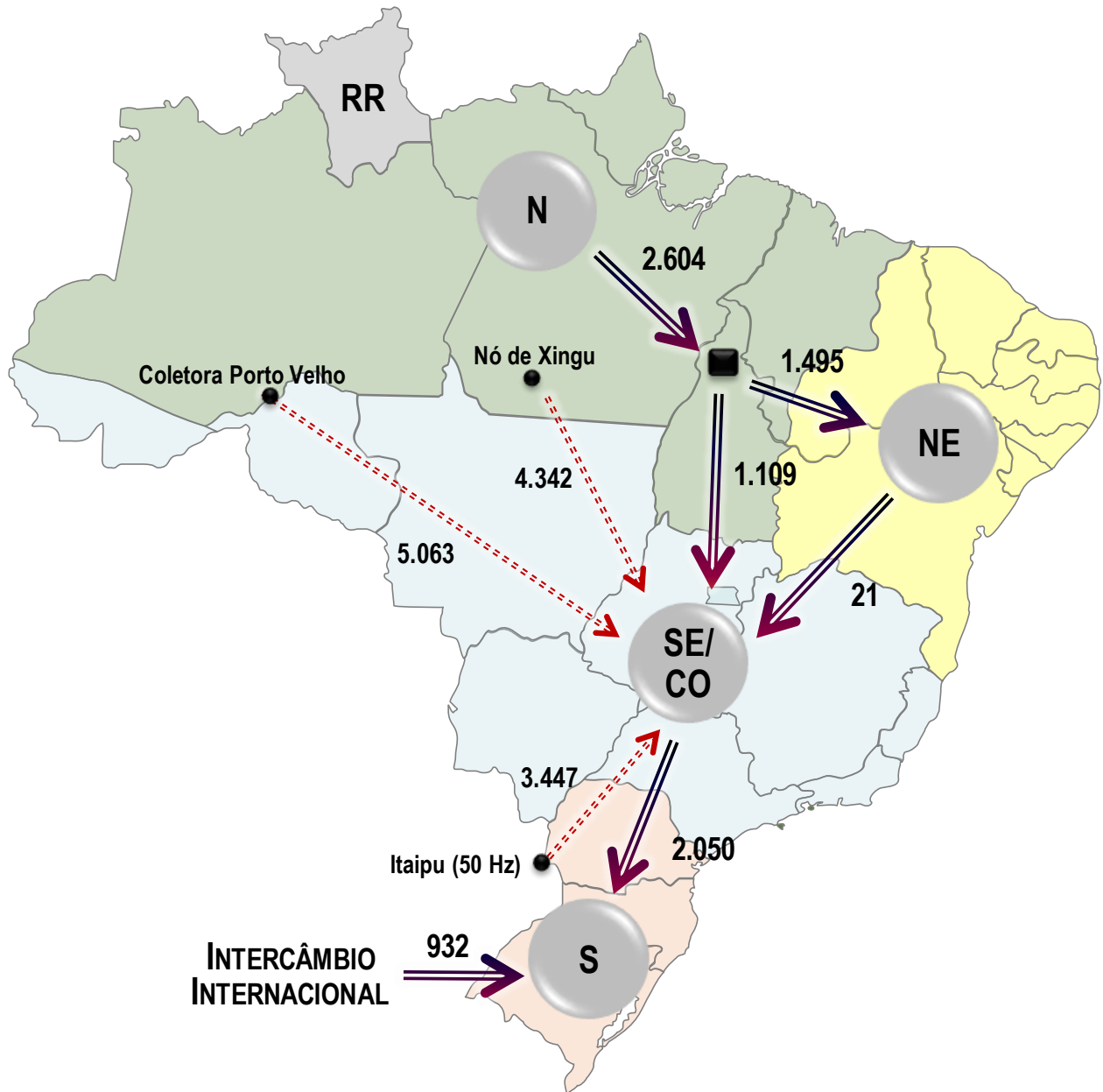


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica

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

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

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

Fonte dos dados: ONS



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em janeiro de 2021, o consumo de energia elétrica atingiu 53.930 GWh, considerando autoprodução e perdas², valor 2,0% superior ao verificado no mês anterior e 1,9% superior ao verificado em janeiro de 2020. Semelhante ao registrado no mês anterior, em comparação ao ano passado, as classes residencial, industrial e rural continuaram apresentando crescimento (5,3%, 8,1% e 4,9%, respectivamente). Já a classe comercial e as demais classes permaneceram no movimento de redução de seus consumos em 7,1% e 3,1% respectivamente, em janeiro de 2021 comparativamente a janeiro de 2020. A redução do consumo da classe comercial em relação ao verificado em janeiro de 2020 demonstra que o setor, ainda em janeiro de 2021, está sob o efeito das medidas adotadas para o enfrentamento do Covid-19.

Com relação a dezembro de 2020, cabe mencionar que, tecnicamente, todas as classes apresentaram elevação no consumo, embora, em termos práticos, os consumos apresentados pelas classes industrial e comercial mantiveram-se no mesmo patamar em janeiro de 2021.

No comparativo entre os dois últimos períodos acumulados de 12 meses, é possível verificar a evolução dos consumos de energia, na qual as classes residencial e rural apresentam acréscimo de 4,4% e as classes industrial, comercial e demais classes, decréscimo de 0,2%, 11,0% e 6,5%, respectivamente, confirmando o impacto da pandemia no consumo de energia no Brasil que favoreceu o consumo residencial, não prejudicou o desenvolvimento do rural e trouxe mais impactos negativos nas classes de consumo que ainda apresentam crescimento negativo no acumulado dos últimos 12 meses, mesmo já apresentando alguma recuperação nos últimos meses, principalmente a classe industrial.

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

Classe de Consumo	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Jan/21 GWh	Evolução mensal (Jan/21/Dez/20)	Evolução anual (Jan/21/Jan/20)	Fev-19/Jan-20 (GWh)	Fev-20/Jan-21 (GWh)	Evolução
Residencial	13.598	2,2%	5,3%	142.697	148.910	4,4%
Industrial	14.612	0,2%	8,1%	167.310	166.897	-0,2%
Comercial	7.471	0,2%	-7,1%	91.997	81.847	-11,0%
Rural	2.688	5,5%	4,9%	28.955	30.239	4,4%
Demais classes ¹	4.029	1,0%	-3,1%	50.833	47.530	-6,5%
Perdas e Diferenças ²	11.532	4,8%	-1,8%	114.945	116.815	1,6%
Total	53.930	2,0%	1,9%	596.736	592.238	-0,8%

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 janeiro de 2021.

Fonte dos dados: EPE/ONS.

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

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



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

Classe de Consumo	Consumo Médio Mensal de Energia Elétrica					Consumo Médio em 12 meses		
	Jan/20 kWh/NU	Dez/20 kWh/NU	Jan/21 kWh/NU	Evolução mensal (Jan/21/Dez/20)	Evolução anual (Jan/21/Jan/20)	Fev-19/Jan-20 (kWh/NU)	Fev-20/Jan-21 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	176	178	182	2,4%	3,3%	162	166	2,3%
Industrial	28.503	31.107	31.004	-0,3%	8,8%	29.410	29.510	0,3%
Comercial	1.339	1.272	1.281	0,7%	-4,4%	1.277	1.169	-8,4%
Rural	566	541	570	5,4%	0,7%	533	535	0,3%
Demais classes ¹	5.234	4.990	5.129	2,8%	-2,0%	5.330	5.042	-5,4%
Consumo médio total	484	483	490	1,4%	1,2%	472	458	-3,0%

¹ Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras.
Dados contabilizados até janeiro de 2021.

Fonte dos dados: EPE.

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

Classe de Consumo	Período		Evolução
	Jan/20	Jan/21	
Residencial	73.311.313	74.764.203	2,0%
Industrial	474.075	471.292	-0,6%
Comercial	6.003.027	5.833.402	-2,8%
Rural	4.526.017	4.713.532	4,1%
Demais classes ¹	794.728	785.493	-1,2%
Total	85.109.160	86.567.922	1,7%

¹ Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras.
Dados contabilizados até janeiro de 2021.

Fonte dos dados: EPE.

O consumo de energia elétrica no ambiente de contratação regulada (ACR) atingiu, no mês de janeiro 26.890 GWh, valor 1,1% menor ao verificado no mesmo mês de 2020. Já o consumo de energia elétrica no ambiente de contratação livre (ACL) atingiu, no mês de janeiro, 15.507 GWh, valor 10,9% superior ao verificado no mesmo mês de 2020. O ACL atingiu 32% do mercado, segundo informações do Boletim InfoMercado da CCEE, que considera valores de consumo no centro de gravidade, isto é, considera consumo acrescido de eventuais perdas de rede básica (50% das perdas).

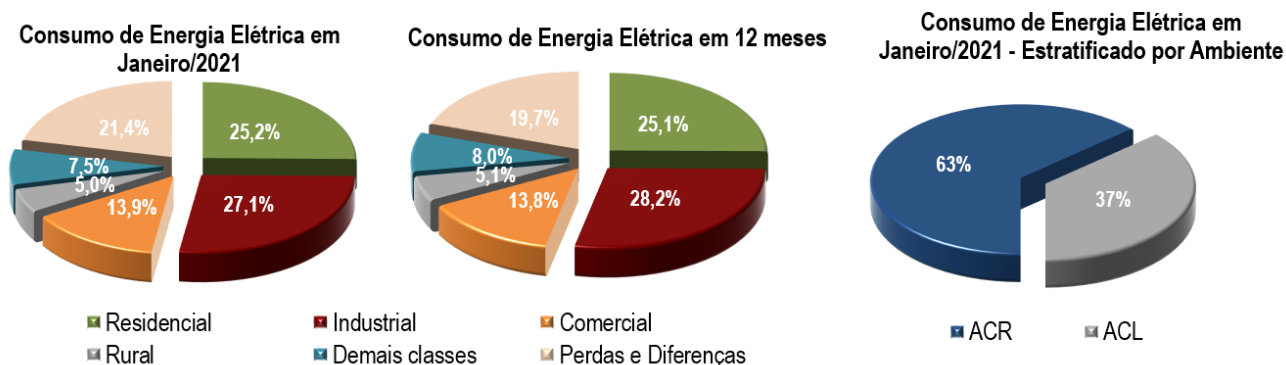


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL.

Dados contabilizados até janeiro de 2021.

Fonte dos dados: EPE/ONS.



4.2. Demandas Instantâneas Máximas

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

No comparativo a fevereiro dos anos anteriores, o valor máximo observado em fevereiro de 2021 foi maior de todo o histórico (desde 2007) no subsistema Norte. Já no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, o valor atual foi superior a fevereiro de 2020 e inferior a fevereiro de 2019 (não afetado pela pandemia). Observando-se o SIN, a demanda instantânea máxima alcançada neste mês foi inferior aos valores alcançados em fevereiro dos anos anteriores: 89.699 MW (2019) e 86.961 MW (fevereiro de 2020).

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW)	52.472	17.357	13.028	6.614	86.764
(dia - hora)	04/02/2021 - 16h22	22/02/2021 - 16h25	08/02/2021 - 21h50	24/02/2021 - 22h52	03/02/2021 - 15h33
Recorde (MW)	53.199	18.936	13.307	6.923	90.525
(dia - hora)	01/02/2019 - 14h41	31/01/2019 - 14h15	20/03/2019 - 14h30	22/10/2020 - 22h44	30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS.

4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

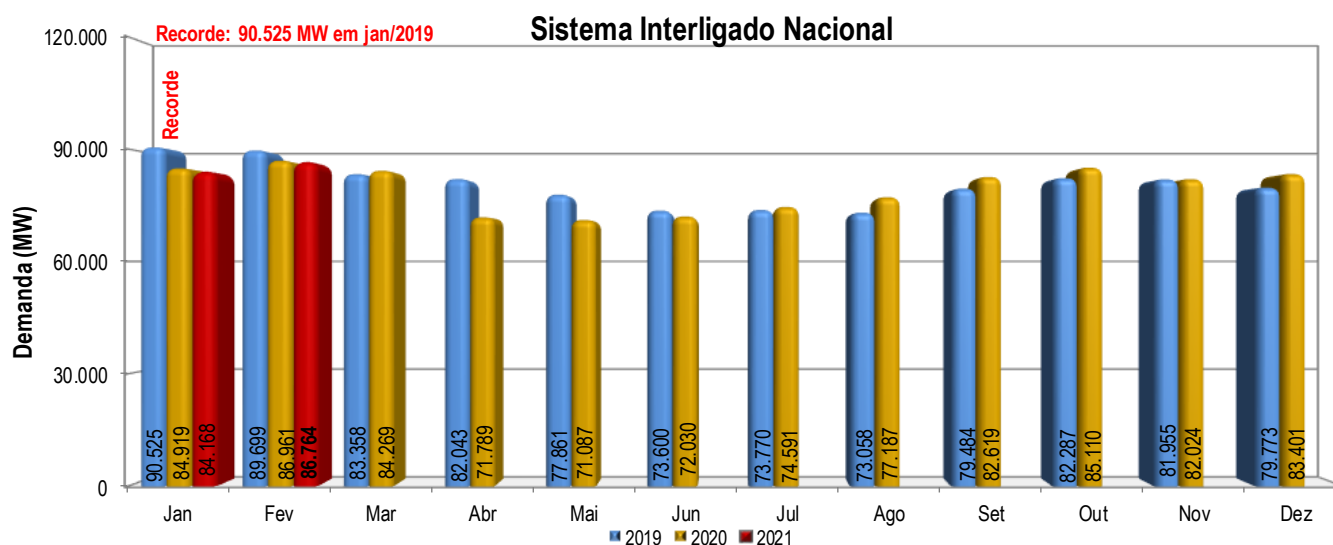


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

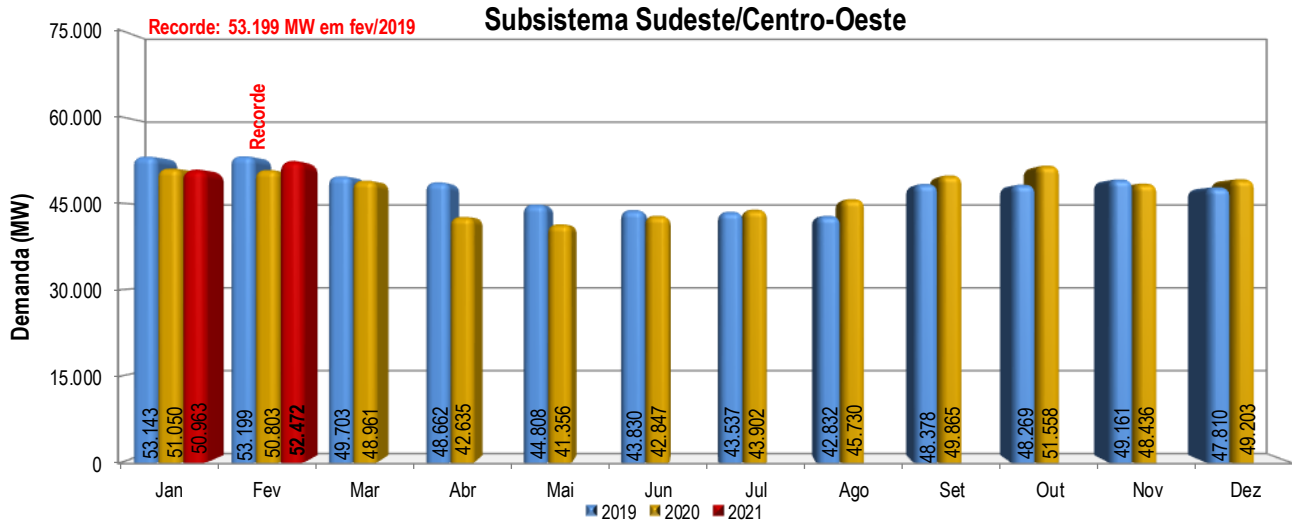


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

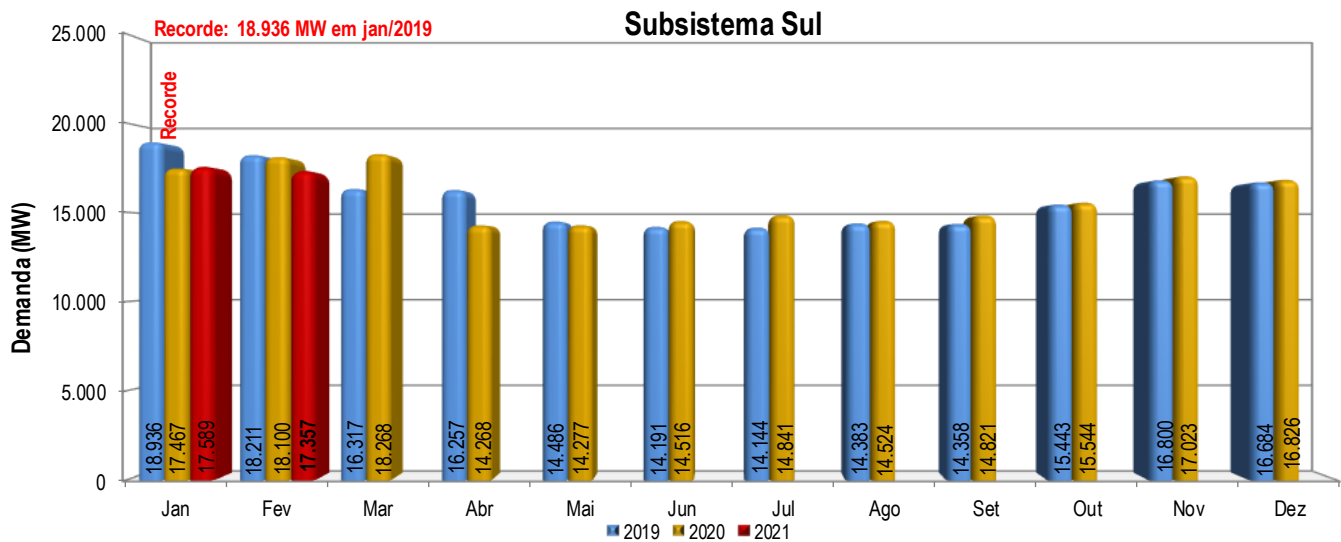


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

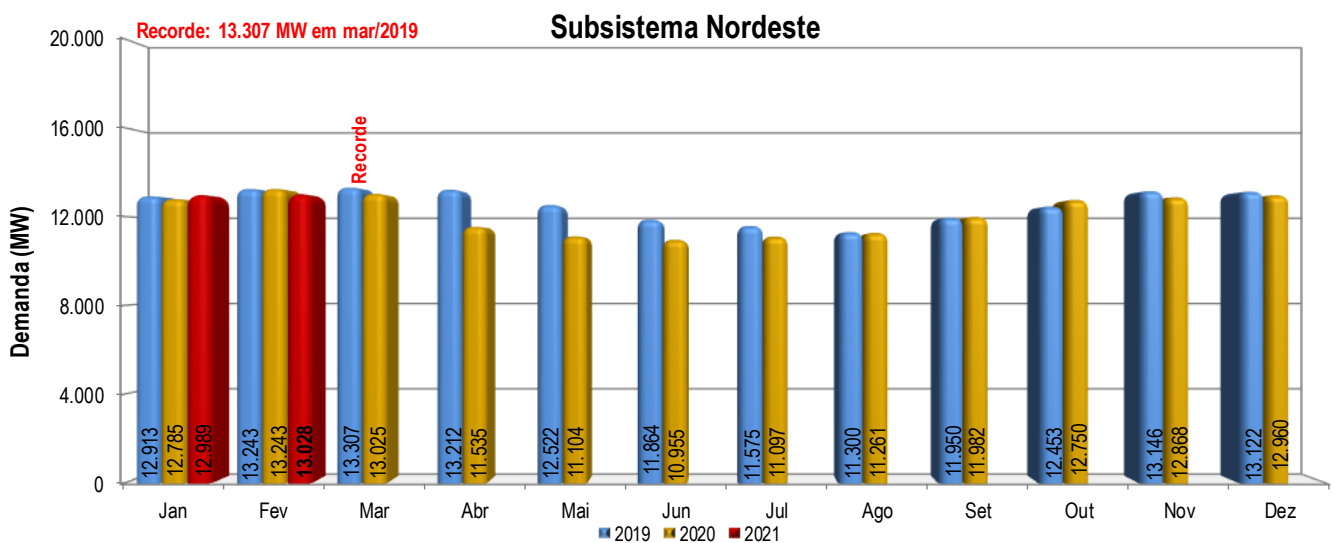


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

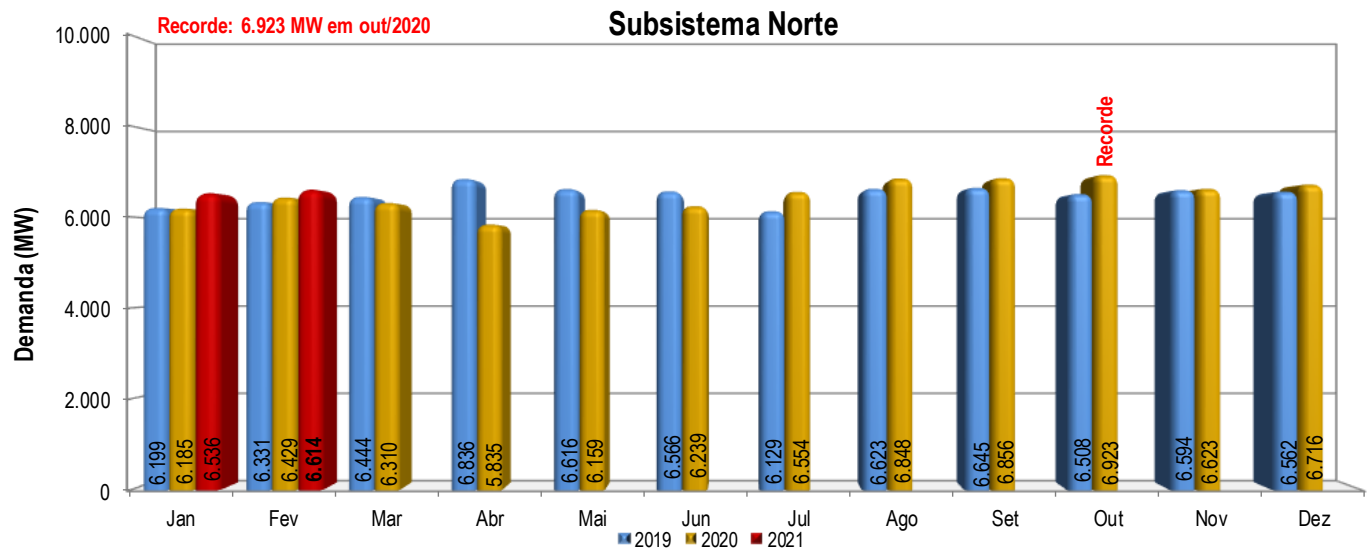


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de fevereiro de 2021, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 179.941 MW², incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 7.320 MW (4,2%), com destaque para 3.192 MW de geração de fonte solar, 1.754 MW de fontes térmicas e 1.722 MW de fonte eólica. A geração distribuída alcançou, no mês de fevereiro de 2021, 5.149 MW instalados em 415.607 unidades, resultando em 2,9% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e em crescimento de 121,8% nos últimos 12 meses.

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

Fonte	Fev/2020		Fev/2021			Evolução da Capacidade Instalada Fev/2021 - Fev/2020
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.473	109.200	1.483	109.386	60,8%	0,2%
UHE	217	102.999,0	219	103.026,9	57,3%	0,0%
PCH	422	5.307,6	423	5.438,2	3,0%	2,5%
CGH	731	795,5	739	823,2	0,5%	3,5%
CGU	1	0,05	1	0,1	0,0%	0,0%
CGH GD	102	98,0	101	97,4	0,1%	-0,6%
Térmica	3.273	43.370	3.376	45.124	25,1%	4,0%
Gás Natural	166	13.432,0	165	14.945,7	8,3%	11,3%
Biomassa	572	15.032,0	578	15.234,1	8,5%	1,3%
Petróleo	2.288	9.086,0	2.302	9.018,3	5,0%	-0,7%
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	4	166,0	10	257,5	0,1%	55,1%
Térmica GD	218	67,0	297	95,3	0,1%	42,3%
Eólica	698	15.480	760	17.202	9,6%	11,1%
Eólica (não GD)	635	15.470,0	687	17.186,7	9,6%	11,1%
Eólica GD	63	10,000	73	15,20	0,0%	52,0%
Solar	206.408	5.038	419.050	8.230	4,6%	63,4%
Solar (não GD)	3.885	2.679,0	3.914	3.288,3	1,8%	22,7%
Solar GD	202.523	2.359,0	415.136	4.941,5	2,7%	109,5%
Capacidade Total sem GD	8.929	170.299	9.062	174.792	97,1%	2,6%
Geração Distribuída - GD	185.867	2.322	415.607	5.149	2,9%	121,8%
Capacidade Total - Brasil	194.796	172.621	424.669	179.941	100,0%	4,2%

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, descomissionamentos 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.



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 fevereiro de 2021 (hidráulica, biomassa, eólica e solar).

Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Fev/2021

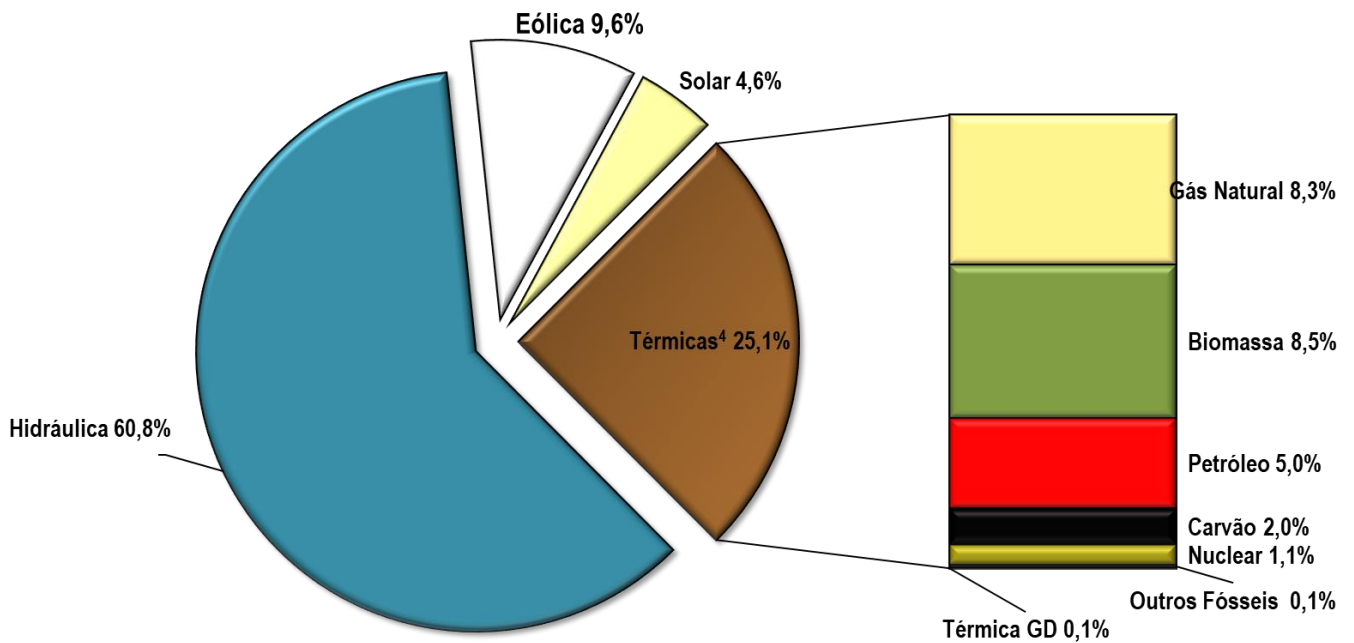


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

⁴ Os valores de participação na capacidade instalada de cada fonte termelétrica possuem arredondamento em sua 1ª casa decimal, o que pode gerar pequena 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 fevereiro de 2021, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 162.980 km de linhas de transmissão, das quais cerca de 38,6% do total correspondem à classe de tensão de 230 kV e 35,6% de 500 kV.

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

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)	Total (%)
230	62.982	38,6%
345	10.351	6,4%
440	6.868	4,2%
500	58.077	35,6%
600 (CC)	12.816	7,9%
750	2.683	1,6%
800 (CC)	9.204	5,6%
TOTAL	162.980	100%

* Em Janeiro/2021 entraram 4 Linhas de Transmissão no total de 314,7 km que não haviam sido contabilizadas, duas de 230 kV com 204,7 km e duas de 440 kV com 110 km.

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 fevereiro de 2021, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 160,06 MW de geração, listados na Tabela 9 e distribuídos geograficamente em 9 estados, conforme mapa a seguir.



Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de fevereiro 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 Amaturá - CGA	1 a 11	3,87	AM	UTE.PE.AM.035833-9.01
2	Térmica	UTE Tonantins - CGA	1 a 14	4,93	AM	UTE.PE.AM.035834-7.01
3	Eólica	EOL Campo largo IX	1 a 6	25,20	BA	EOL.CV.BA.034631-4.01
4	Eólica	EOL Ventos de São Januário 10	1 a 2 e 4 a 5	16,80	BA	EOL.CV.BA.033529-0.01
5	Eólica	EOL Serrote VI	1 a 5	21,00	CE	EOL.CV.CE.040883-2.01
6	Térmica	UTE Novo Milênio	1	12,00	MT	UTE.AI.MT.035588-7.01
7	Térmica	UTE Asja Jaboaão	12	1,43	PE	UTE.RU.PE.040643-0.01
8	Eólica	EOL Ventos De Santa Ângela 20	1 a 10	30,00	PI	EOL.CV.PI.033024-8.01
9	Hidráulica	PCH Macacos	1 a 2	9,90	PR	PCH.PH.PR.035006-0.01
10	Eólica	EOL Vila Maranhão I	1 a 9	31,95	RN	EOL.CV.RN.038325-2.01
11	Térmica	UTE Biogás Bonfim	1	2,99	SP	UTE.AI.SP.035109-1.01
				160,06		

Fonte dos dados: MME / SEE.

Destaca-se, em fevereiro de 2021, a entrada em operação de 124,95 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 em fevereiro de 2021.

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Fev/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)	Realizado em Fev/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)	Realizado em Fev/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)
Hidráulica	9,90	27,60	0,00	0,00	9,90	27,60
PCH	9,90	27,60	0,00	0,00	9,90	27,60
CGH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UHE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Térmica	11,79	17,77	13,43	13,43	25,21	31,20
Biomassa	2,99	2,99	13,43	13,43	16,41	16,41
Carvão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros Fósseis	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Petróleo	8,80	14,78	0,00	0,00	8,80	14,78
Eólica	78,75	139,35	46,20	100,80	124,95	240,15
Eólica (não GD)	78,75	139,35	46,20	100,80	124,95	240,15
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	100,44	184,72	59,63	114,23	160,06	298,94

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 56% desse crescimento.

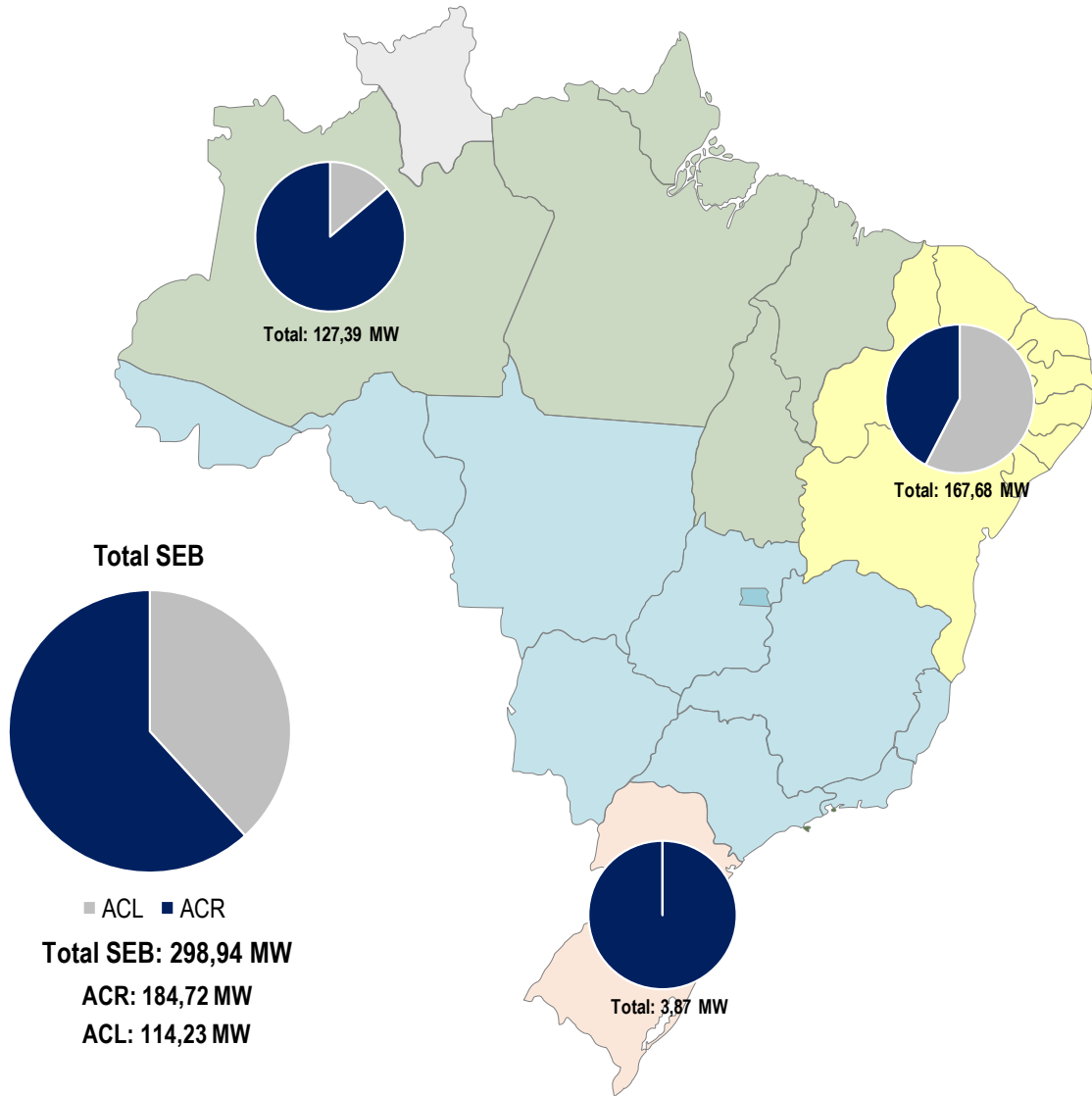


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2021 por subsistema

Fonte dos dados: MME / SEE.

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

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



7.2. Previsão da Expansão da Geração ¹

Até dezembro de 2023, está prevista a entrada em operação de 28.804,24 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 964,14MW, representando apenas 3,3% do total. Destaca-se, também, que 22.218,65 MW (77,2%) 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.

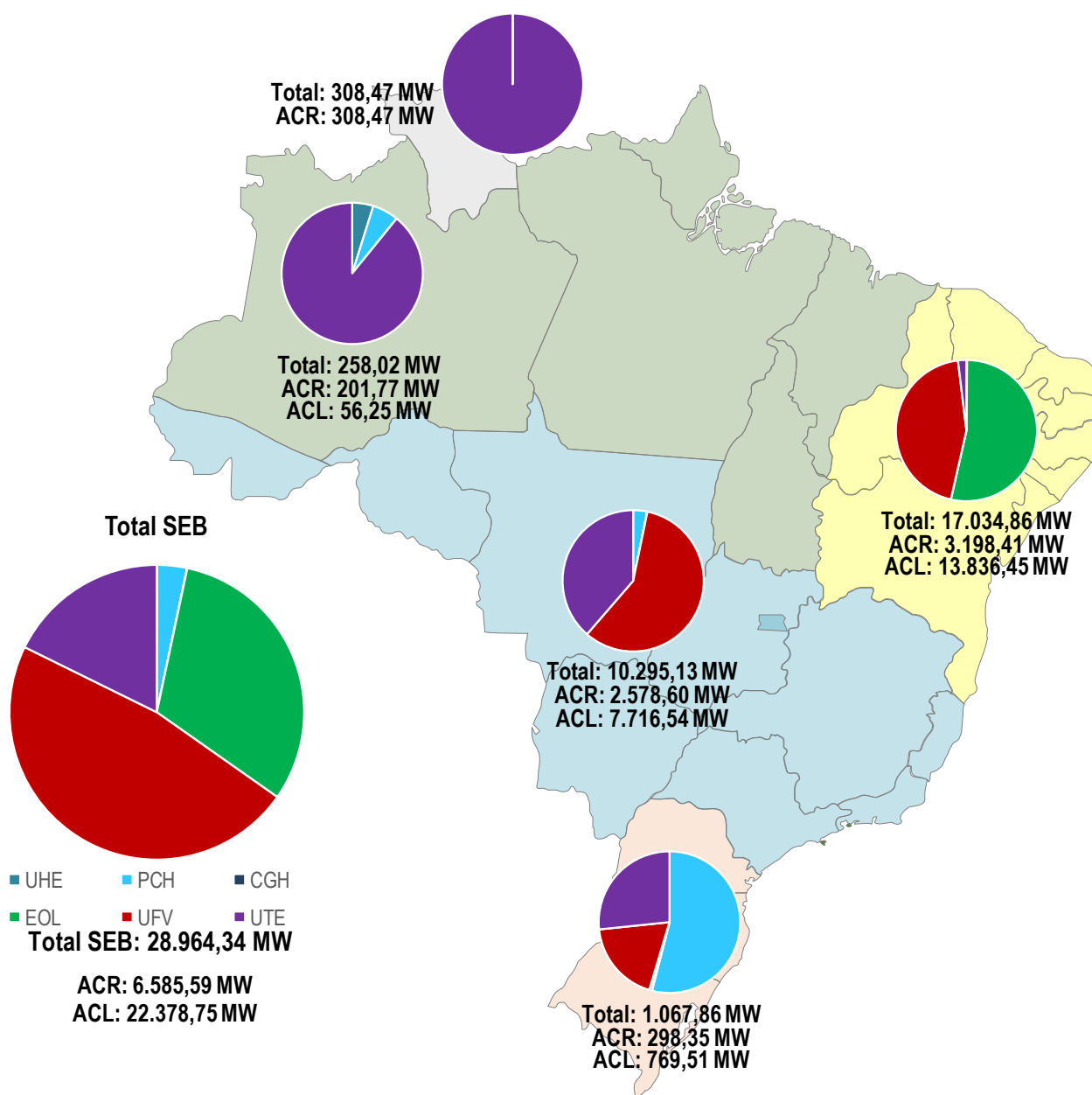


Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2023.

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

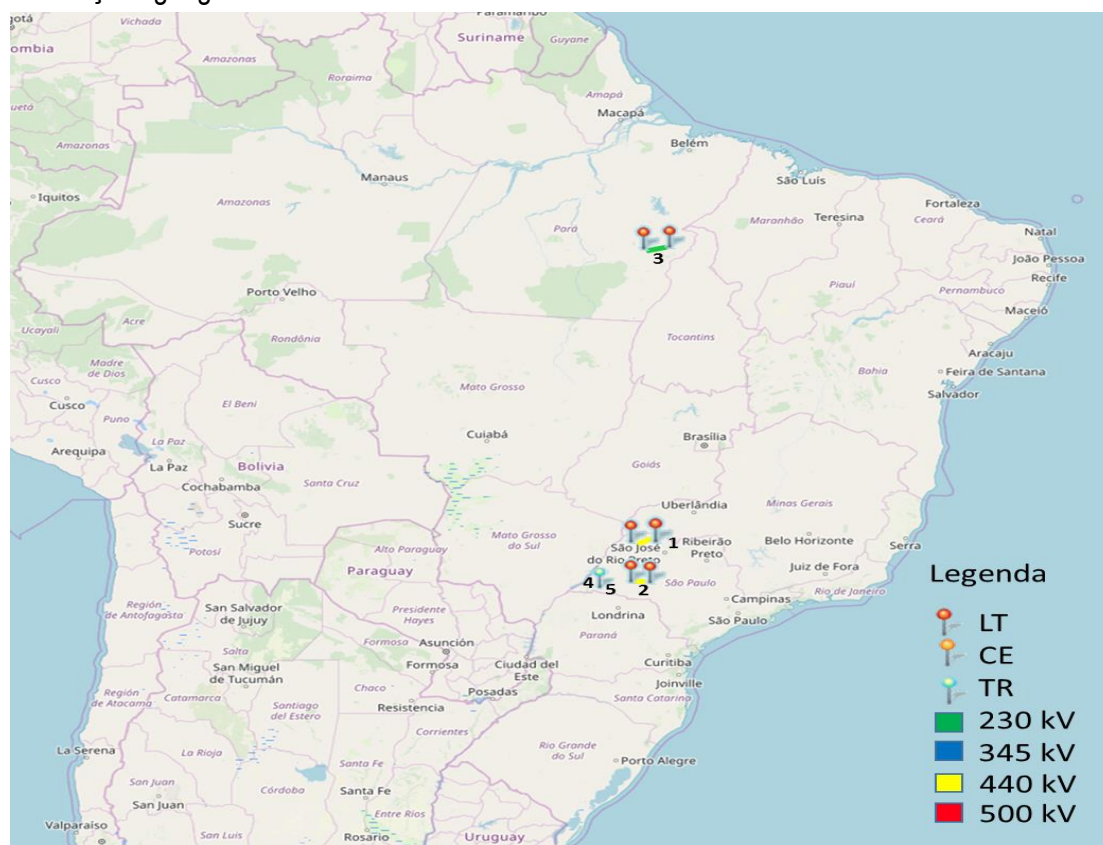


Figura 22. Localização geográfica dos empreendimentos.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE



Em relação à conclusão de linhas de transmissão e equipamentos de transformação e compensação, em fevereiro de 2021, destaca-se a entrada em operação de 74,3 km de linhas e 800 MVA de capacidade de transformação, não tendo entrado equipamentos 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	440	LT Ilha Solteira/ Baguaçu C1	1,0	SP
2	440	LT Baguaçu/ Bauru C1	1,0	SP
3	230	LT Integradora/ Xinguara 2 C2	72,3	PA
TOTAL			74,3	

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado
4	440	SE Alta Paulista TR1	400,0	SP
5	440	SE Alta Paulista TR2	400,0	SP
TOTAL			800,0	

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
-	-	-	-	-
TOTAL			0,0	

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Fev/21 (km)	Acumulado em 2021 (km)
230	72,3	516,0
440	2,0	112,0
500	0,0	260,0
TOTAL	74,3	888,0



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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Fev/21 (MVA)	Acumulado em 2021 (MVA)
230	0,0	308,0
440	800,0	800,0
500	0,0	900,0
TOTAL	800,0	2.008,0

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

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS EPE

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

Até 2023, está prevista a entrada em operação de 23.439,9 km de linhas de transmissão (LT) e 64.971,0 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	1.614,7	1.160,0	2.294,9
345	79,0	205,0	4,0
440	38,0	0,0	37,0
500	5.898,0	7.364,8	4.744,5
TOTAL	7.629,7	8.729,8	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	7.806,0	4.784,0	2.140,0
345	1.350,0	2.100,0	750,0
440	900,0	0,0	300,0
500	14.842,0	17.673,0	12.326,0
TOTAL	24.898,0	24.557,0	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 janeiro de 2021, a geração hidráulica correspondeu a 67,2% do total gerado no País, valor 6,5 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica caiu 0,8 p.p. com relação ao verificado no mês anterior, representando 10,8% do total gerado. Já as usinas térmicas tiveram sua participação reduzida com relação ao mês anterior em 1,3 p.p., sendo responsável por 21% da geração de energia elétrica no País.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram 80,4% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em janeiro de 2021.

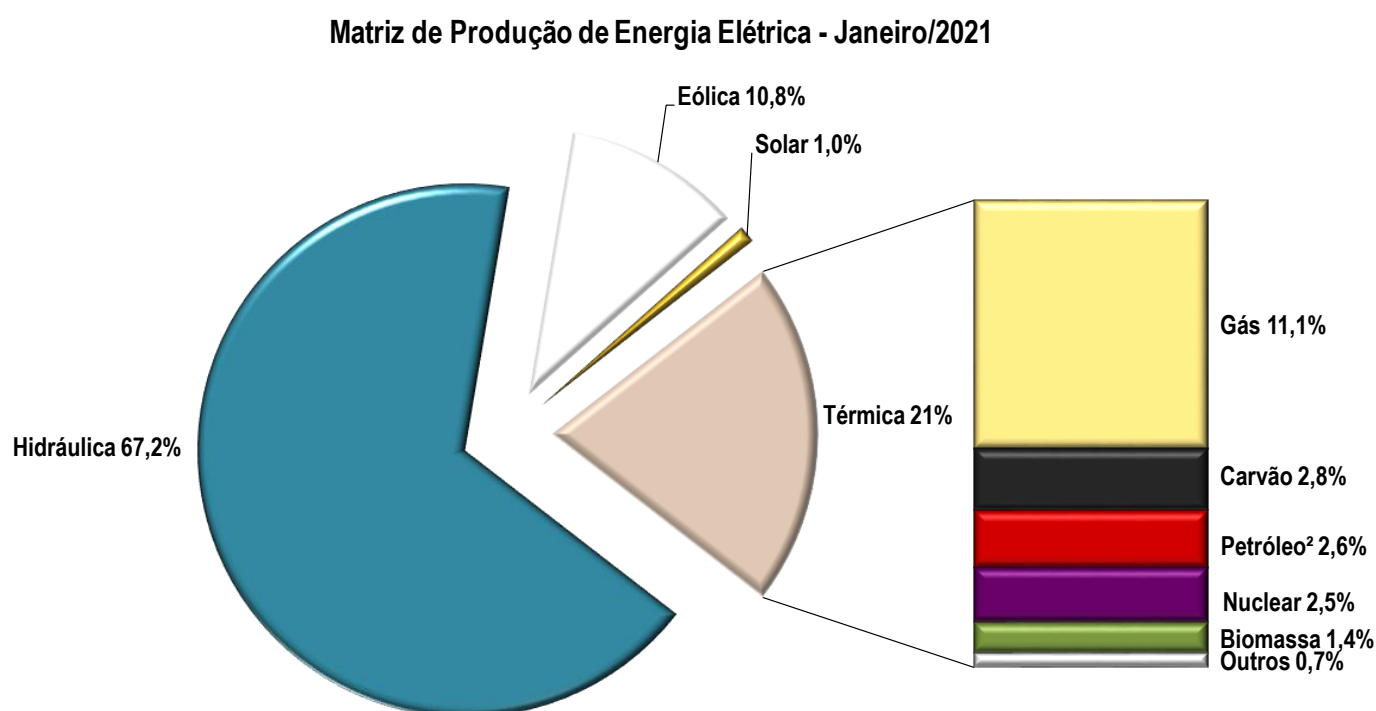


Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

¹ A produção acumulada de energia elétrica não inclui a autoprodução e a geração distribuída. Dados contabilizados até janeiro de 2021.

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 Nacional¹

No mês de janeiro, a geração hidráulica teve aumento de 5,9% com relação ao mês anterior. Quanto ao comparativo com janeiro de 2020, a geração hidráulica apresentou queda de 8,9%, enquanto as gerações eólica, solar e térmica sofreram, respectivamente, elevação de 100,6%, 18,9% e 14,9%.

Com relação à fonte térmica, destaca-se o aumento expressivo de 14,9% observado no mês de janeiro, em comparação ao mês de janeiro de 2020, fato associado à vigência da autorização concedida pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, CMSE, em sua 236ª Reunião Extraordinária, ocorrida em 16 de outubro de 2020, para que o ONS possa despachar usinas termelétricas fora da ordem de mérito de modo a garantir a segurança do atendimento, especialmente frente à permanência do cenário de volumes reduzidos de chuvas nas principais bacias hidrográficas do SIN.

Quando o assunto é o total de energia gerada no SIN nos últimos 12 meses, comparativamente ao mesmo período do ano anterior, foi observada redução de 1,1% no valor total, comportamento impactado de maneira relevante, dentre outros fatores, pela pandemia de COVID-19 no País e seus reflexos na diminuição do consumo de energia elétrica.

Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Jan/20 (GWh)	Dez/20 (GWh)	Jan/21 (GWh)	Evolução mensal (Jan/21 / Dez/20)	Evolução anual (Jan/21 / Jan/20)	Fev/19-Jan/20 (GWh)	Fev/20-Jan/21 (GWh)	Evolução
Hidráulica	37.625	32.382	34.284	5,9%	-8,9%	397.809	396.125	-0,4%
Térmica	9.036	10.776	10.386	-3,6%	14,9%	107.943	97.436	-9,7%
Gás	5.158	5.731	5.667	-1,1%	9,9%	45.304	39.946	-11,8%
Carvão	1.557	1.569	1.418	-9,7%	-9,0%	13.377	9.425	-29,5%
Petróleo ²	334	752	1.001	33,0%	199,8%	4.436	4.267	-3,8%
Nuclear	1.061	1.263	1.258	-0,4%	18,6%	14.575	13.062	-10,4%
Outros	187	272	344	26,4%	84,0%	2.774	3.251	17,2%
Biomassa	740	1.189	699	-41,2%	-5,5%	27.477	27.485	0,0%
Eólica	2.754	5.770	5.525	-4,2%	100,6%	53.137	58.386	9,9%
Solar	436	484	519	7,1%	18,9%	4.962	5.969	20,3%
TOTAL	49.852	49.413	50.714	2,6%	1,7%	563.851	557.917	-1,1%

Fonte dos dados: CCEE.

8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados³

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

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Jan/20 (GWh)	Dez/20 (GWh)	Jan/21 (GWh)	Evolução mensal (Jan/21 / Dez/20)	Evolução anual (Jan/21 / Jan/20)	Fev/19-Jan/20 (GWh)	Fev/20-Jan/21 (GWh)	Evolução
Hidráulica	0	1	0	4,3%	–	0	6	–
Gás	12	12	13	2,9%	29,1%	109	156	42,9%
Petróleo ²	329	333	309	-2,0%	0,8%	3.822	3.925	2,7%
Biomassa	5	4	4	-23,1%	-18,3%	47	55	16,4%
TOTAL	346	350	327	-6,6%	-5,6%	3.978	4.142	4,1%

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 janeiro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



8.4. Geração Eólica¹

No mês de janeiro de 2021, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste decresceu 1,0 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 42,7%, com total de 6.651 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 40,8%, o que indica decréscimo de 0,7 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em janeiro de 2021, decresceu 5,1 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 32,9%, com total de 690 MWmédios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 35,9%, o que indica acréscimo de 4,2 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

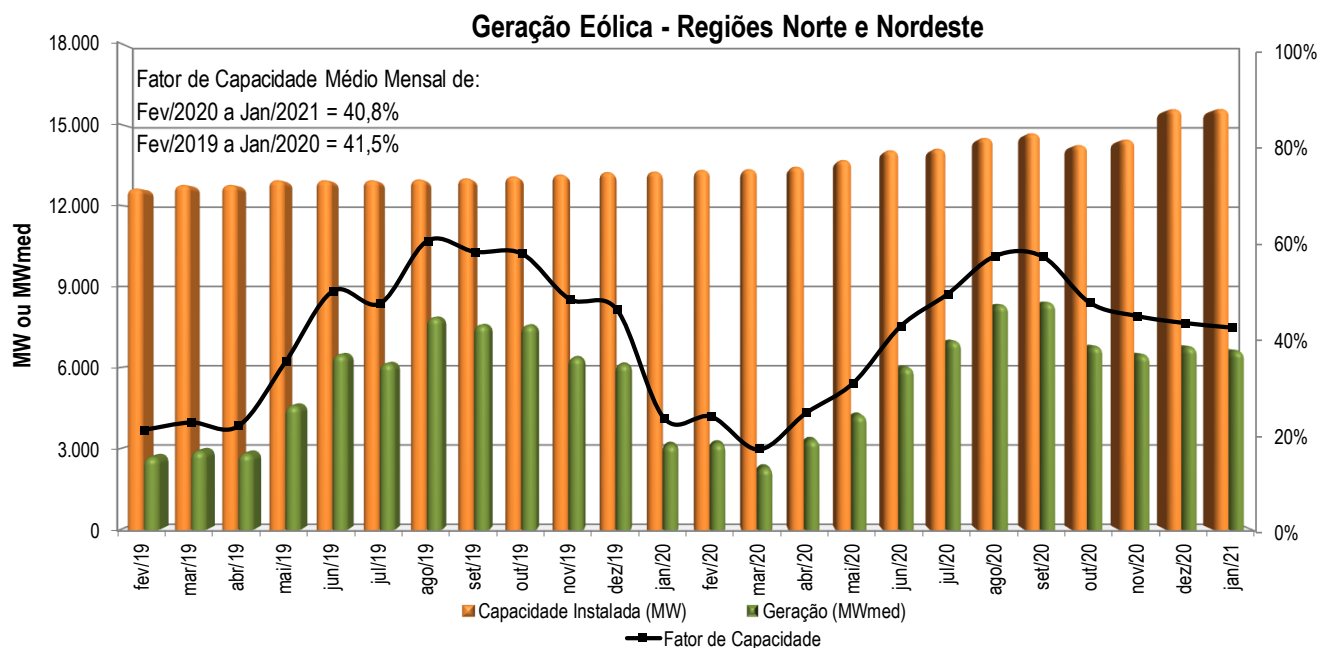


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

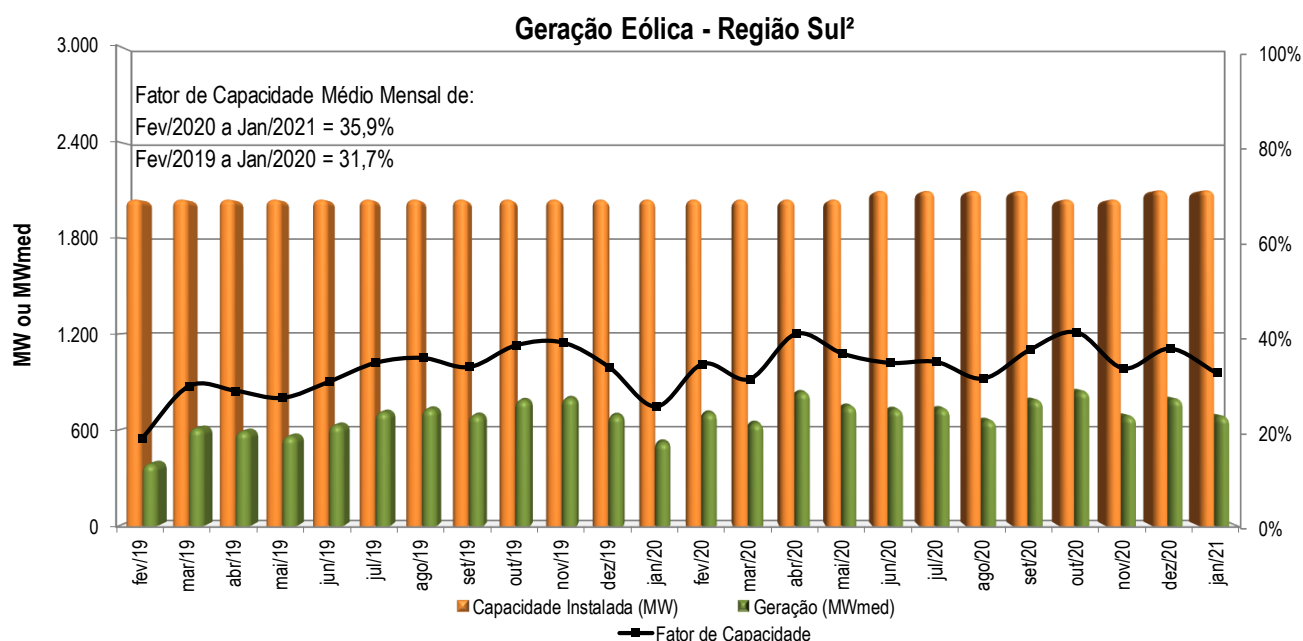


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul

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 janeiro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



8.5. Mecanismo de Realocação de Energia¹

Em janeiro de 2021, as usinas participantes do MRE geraram, juntas, 44.891 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 66.707 MWmédios, o que representou um GSF mensal de 67,3%.

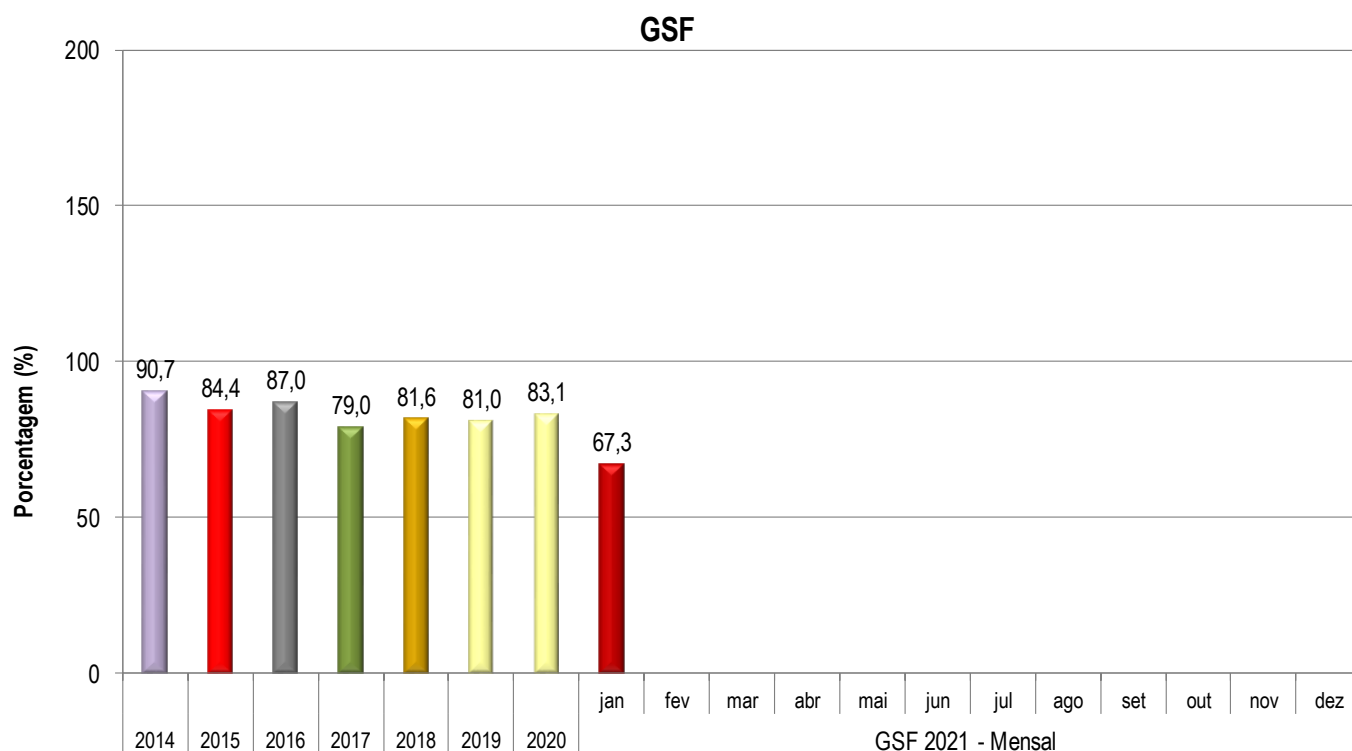


Figura 26. Evolução do GSF.

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)	44.891											
Garantia Física Sazonalizada (MW médio)	66.707											
GSF (%)	67,3											

Dados contabilizados até janeiro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.

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



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Em fevereiro, os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte entre R\$ 0,00 / MWh e R\$ 706,25 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no subsistema Norte no intervalo das 23h30 às 0h0 do dia 27/02 e o menor valor foi verificado nos subsistemas Sudeste/Centro Oeste, Sul e também no subsistema Nordeste, no dia 28/02 de 1h30 às 16h30.

Na comparação com o mês anterior, em que o CMO variou de R\$ 105,70 / MWh e R\$ 743,27 / MWh, percebe-se que houve uma pequena redução dos custos marginais ao longo do mês, comportamento influenciado pelo aumento do volume de precipitação nas principais bacias hidrográficas de interesse do SIN com relação a janeiro.

No dia 20 de fevereiro de 2021, o subsistema Nordeste, que vinha registrando valores bem baixos de CMO, atingiu um pico de R\$ 2.464,60 / MWh das 15h00 às 15h30 para os Custos Marginais de Operação. Destaca-se que esse resultado foi decorrente de uma limitação na linha Pau Ferro / Goianinha.

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

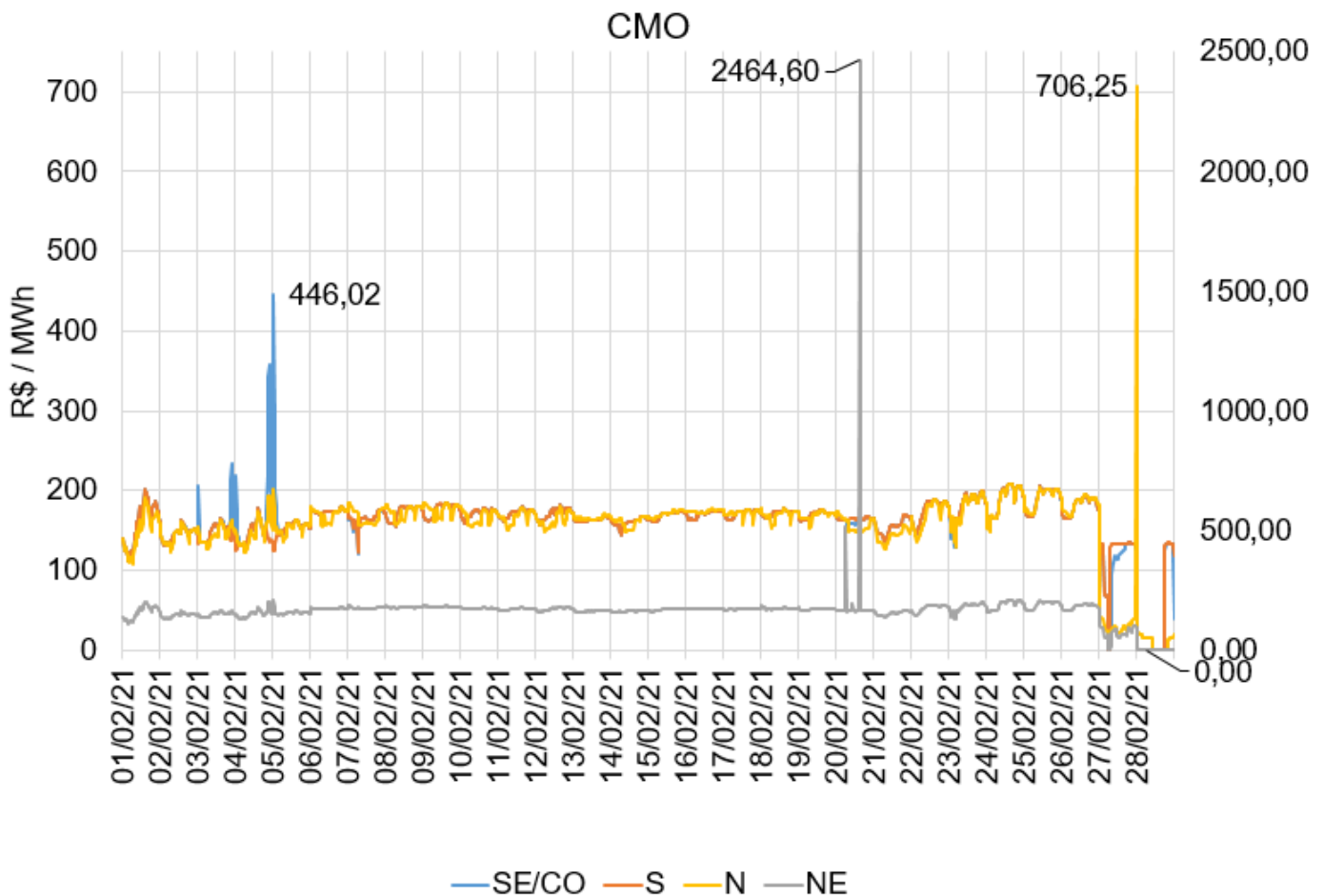


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em fevereiro, os Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) horários variaram entre R\$ 49,77 / MWh e R\$ 214,28 / MWh. O maior valor registrado foi verificado em todos os subsistemas no intervalo das 14h00 às 15h00 do dia 24/02 e o menor valor foi verificado em todos os subsistemas, no dia 27/02 de 03h00 às 06h00 e no dia 28/02 de 00h00 às 16h00.

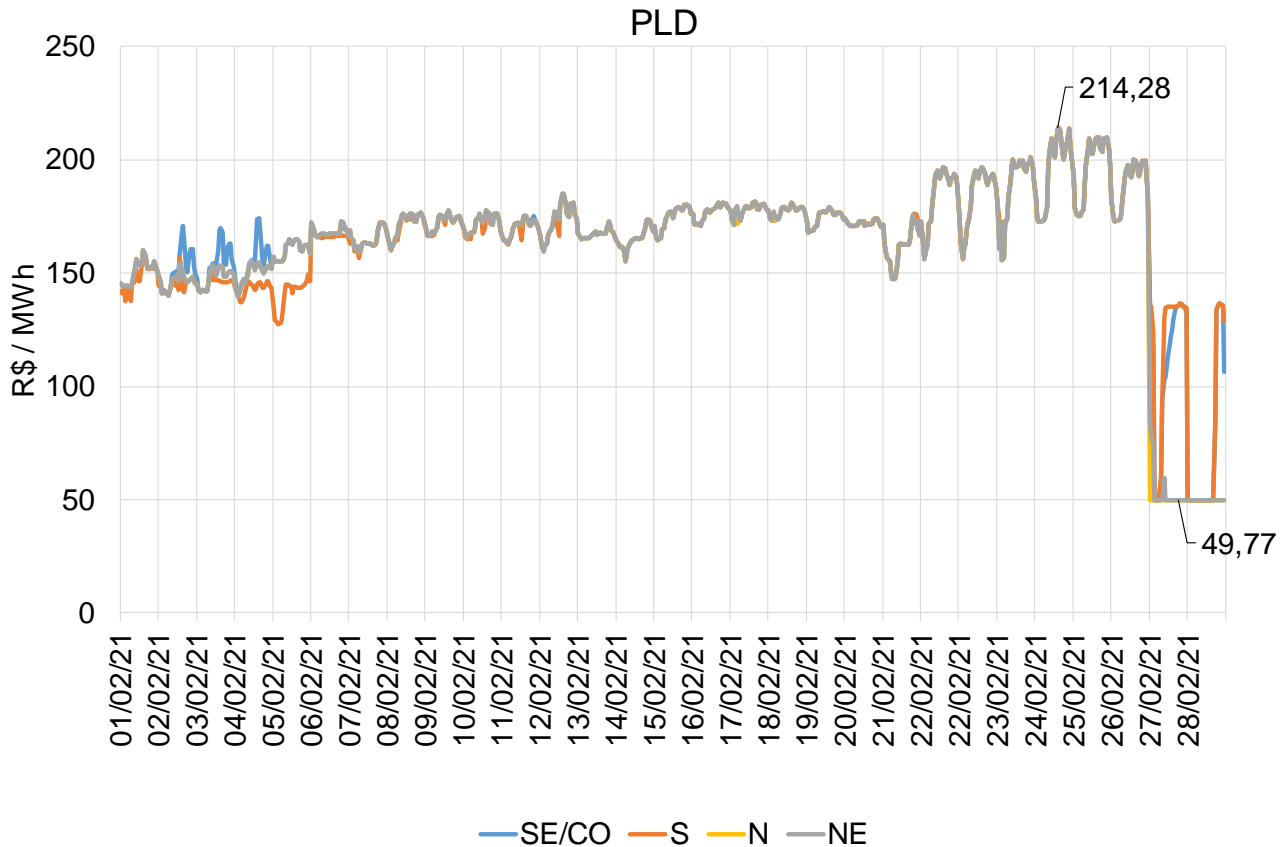


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.



11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA¹

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em janeiro de 2021 totalizaram R\$ 1.835 milhões, montante superior ao valor verificado no mês anterior, que ficou em R\$ 1.160 milhões. É importante ressaltar que os ESS vêm registrando sequencialmente elevados valores desde novembro de 2020, quando saltaram de R\$ 686 milhões (em outubro) para R\$ 1.356 milhões. Conforme ilustrado na figura abaixo, a maior parcela dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de janeiro se refere ao encargo por segurança energética, responsável por parcela de aproximadamente 60% do total dos Encargos, o que equivale à soma que ultrapassa os R\$ 1.055 milhões. Há destaque também para os encargos por importação, para o qual o total supera a quantia de R\$ 555 milhões, correspondendo à parcela superior a 30% do total dos ESS.

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

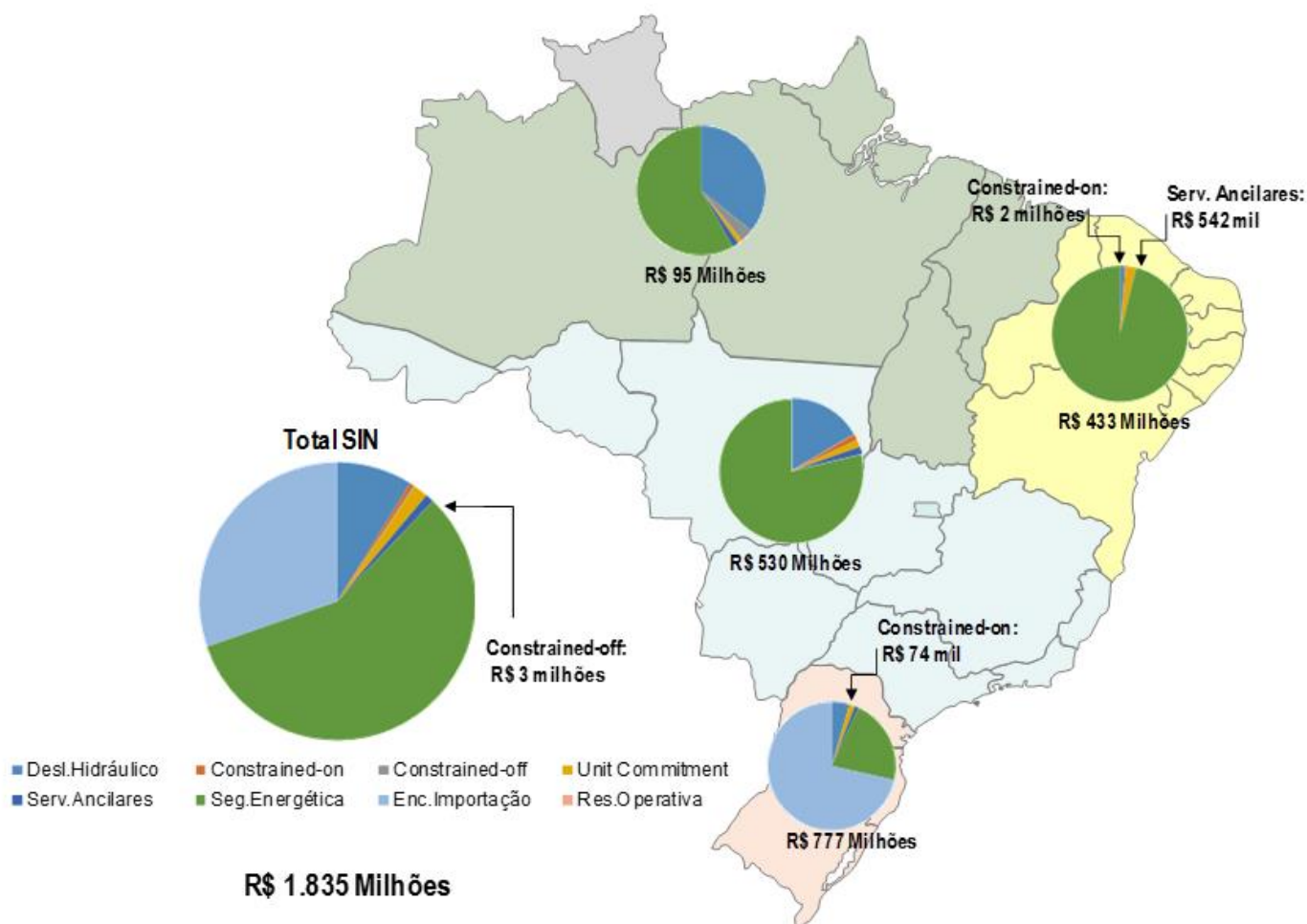


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até janeiro de 2021.

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

Fonte dos dados: CCEE.

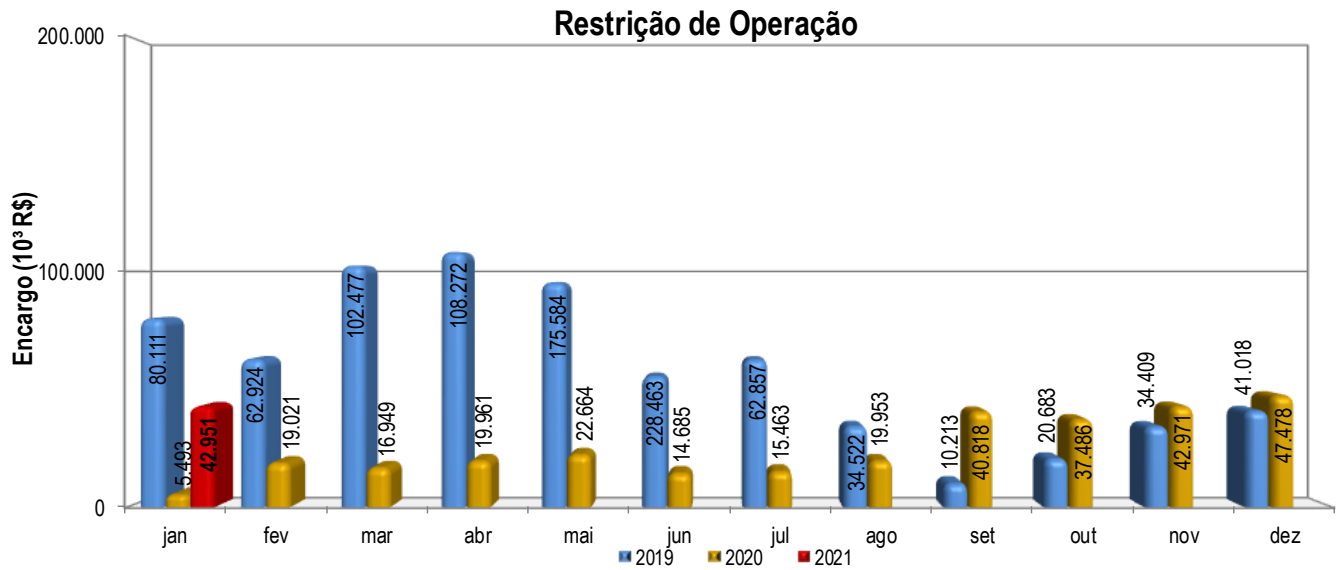


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

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

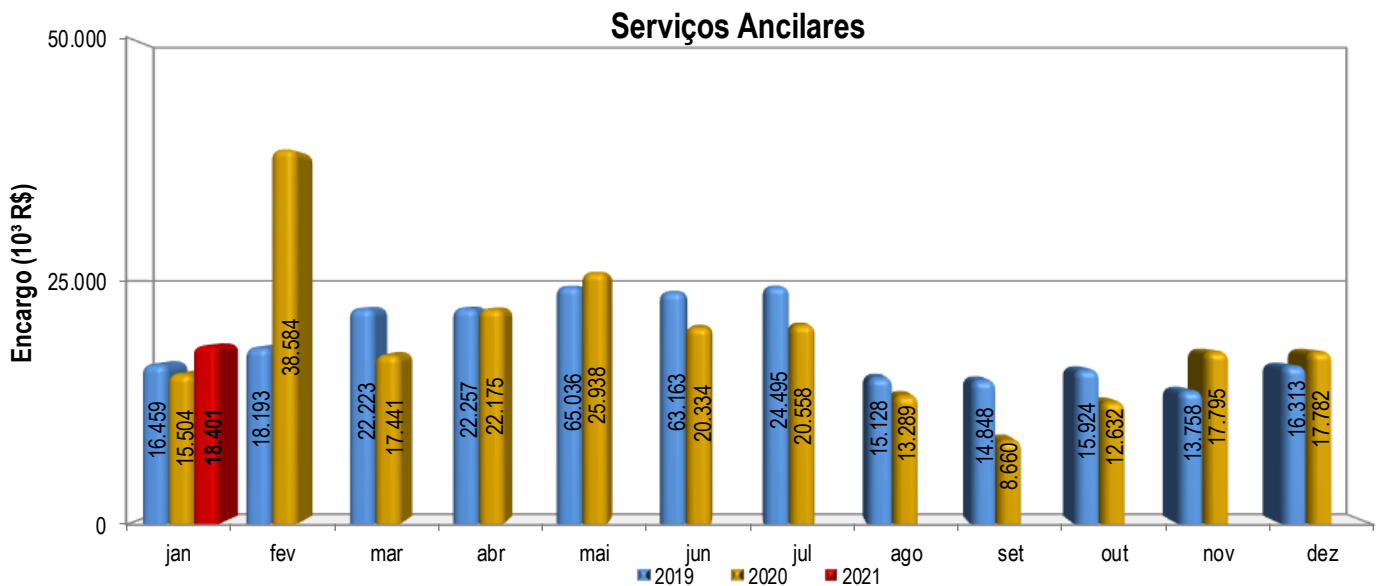


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

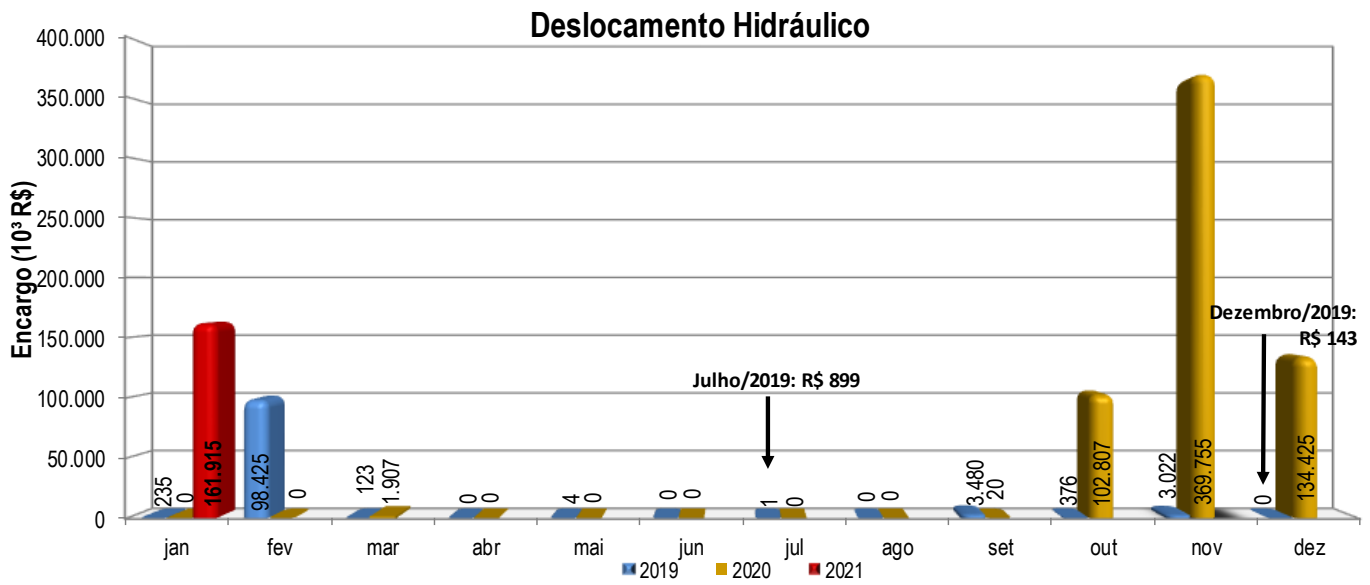


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

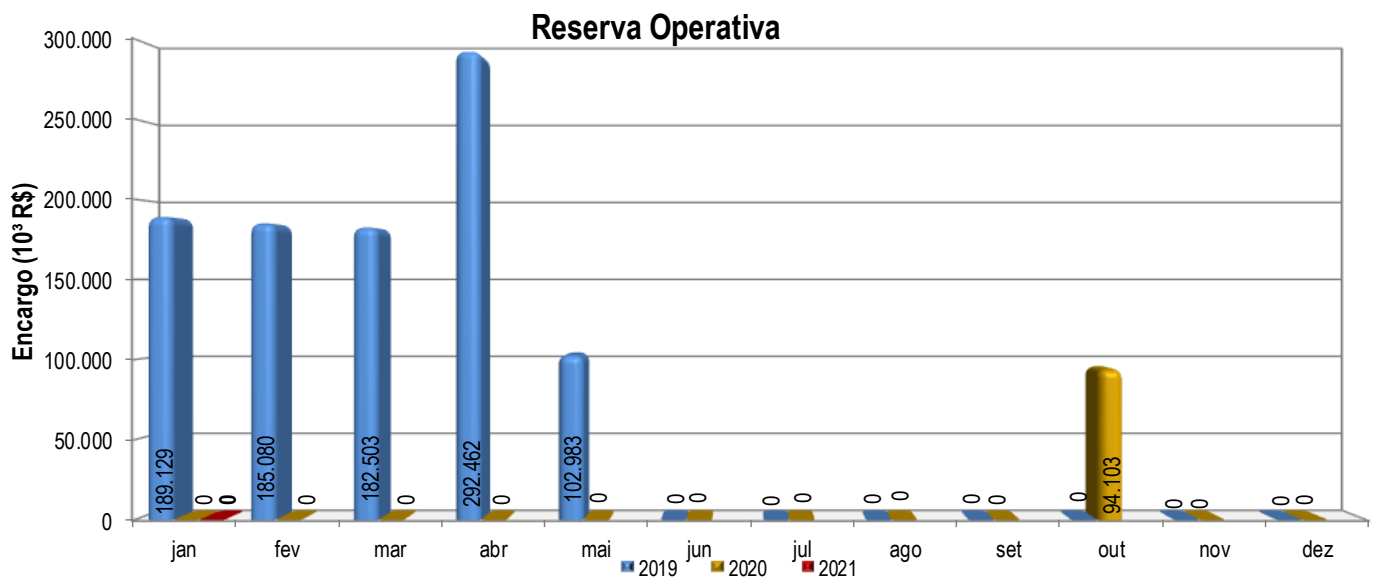


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

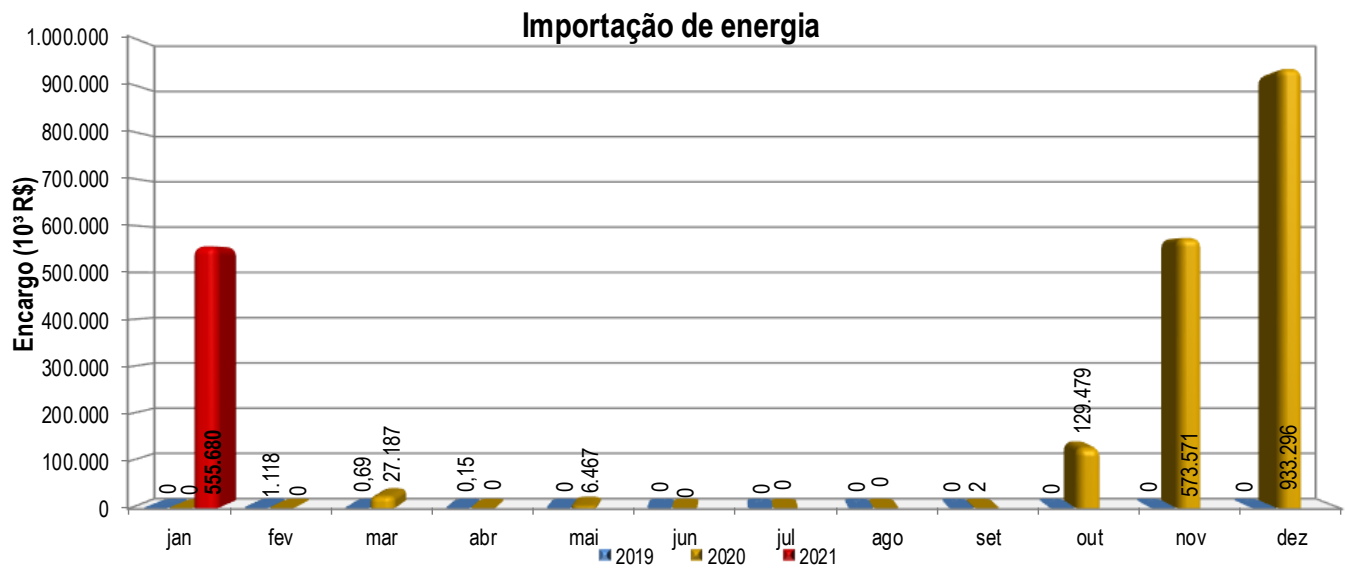


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

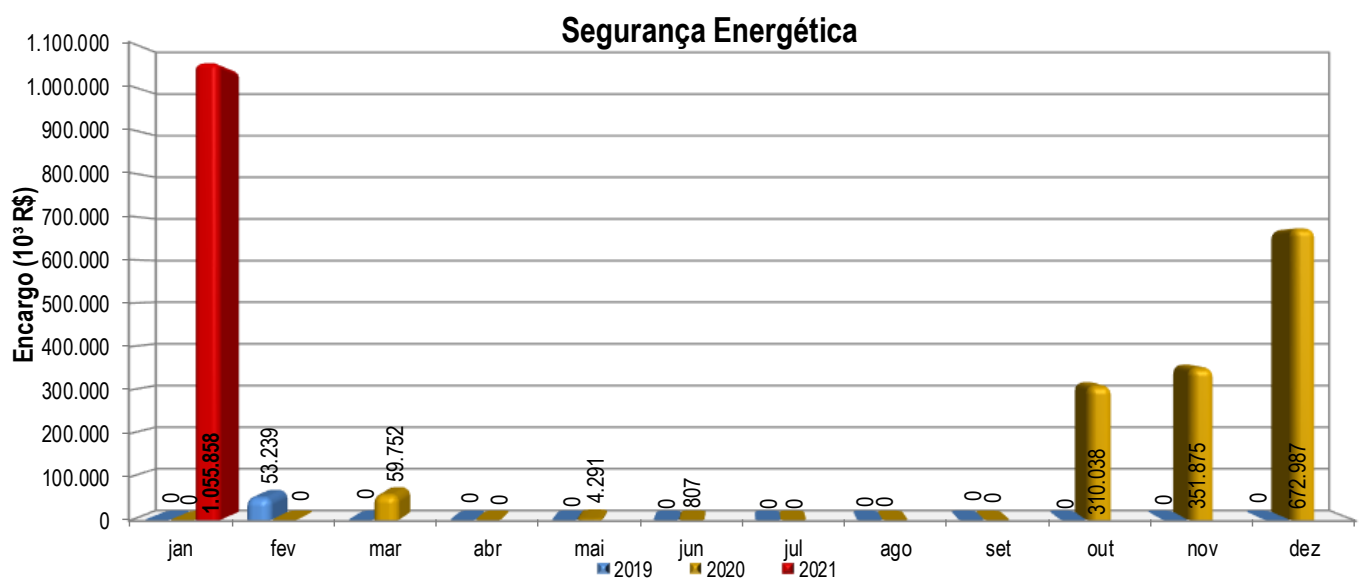


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até janeiro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de fevereiro de 2021, foram verificadas cinco ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando 1.074 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
01/fev	Desligamento automático dos transformadores 230/69 kV da SE Maceió	118,0	AL	O desligamento ocorreu devido a um curto-circuito provocado por ato de vandalismo, com lançamento de um cabo de aço de fora para dentro do setor de 69 kV da SE Tabuleiro do Martins, que caiu sobre a bucha do disjuntor 69 kV.
03/fev	Desligamento automático simultâneo das LT 138 kV Bras. Norte/ Bras. Sul C1, C2 e C3 e da LT 138 kV Bras. Norte/ Águas Claras C1	330,0	GO/DF	O desligamento ocorreu provavelmente devido à incidência de descargas atmosféricas.
12/fev	Desligamento automático de alguns transformadores 230/69 kV e do Barramento 69 kV 02BP da SE Mirueira	290,0	PE	O desligamento ocorreu devido a um curto-circuito interno ao alimentador de 69 kV Mirueira-Olinda. Após a tentativa de religamento automático deste alimentador, houve a abertura, seguida de explosão de seu disjuntor de 69 kV 12J4, caracterizando uma falha trifásica no barramento de 69 kV da SE Mirueira.
16/fev	Desligamento automático de alguns dos transformadores 230/ 69 kV conectados ao barramento 69 kV 02BP da SE Sobral II	198,0	CE	O desligamento ocorreu devido ao aparecimento de um curto-circuito monofásico no setor de 69 kV dessa SE.
25/fev	Desligamento automático do disjuntor MCDJ4-01 que interliga a UTE Monte Cristo I e a SE Boa Vista	138,0	RR	O desligamento ocorreu devido à atuação acidental da proteção do transformador MCTF4-06 da UTE, acarretando no desligamento geral do sistema isolado de Roraima.
		1.074,0		

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-Fev	2020 Jan-Fev
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
SIN ²	0	0											0	0
S	267	0											267	832
SE/CO	0	330											330	482
NE	356	606											962	299
N	248	0											248	0
Isolados	0	138											138	177
TOTAL	871	1.074	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.945	1.790



Tabela 21. Evolução do número de ocorrências.

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

Ocorrências no SEB

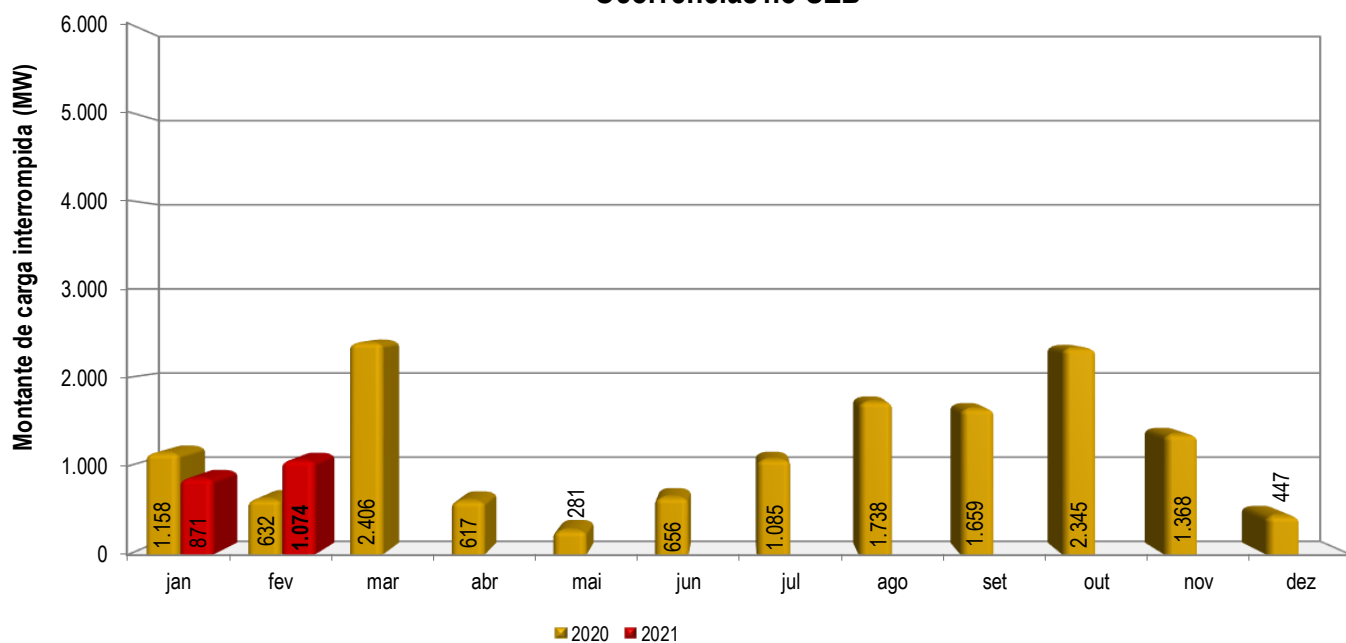


Figura 36. Ocorrências no SEB.

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

Até o mês de janeiro de 2021, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 1,18 horas. Considerando os valores de DEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 11,55 horas, valor abaixo do Limite Regulatório de 11,95 horas estabelecido pela ANEEL.

Tabela 22. Evolução do DEC em 2021.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2021															
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano ²	Tend. Ano ³	Limite Ano
Brasil	1,18												1,18	11,55	11,95
SU	1,24												1,24	10,57	9,89
SE	0,79												0,79	7,89	8,47
CO	1,64												1,64	14,63	13,26
NE	1,41												1,41	14,50	13,74
NO	2,09												2,09	22,60	32,13

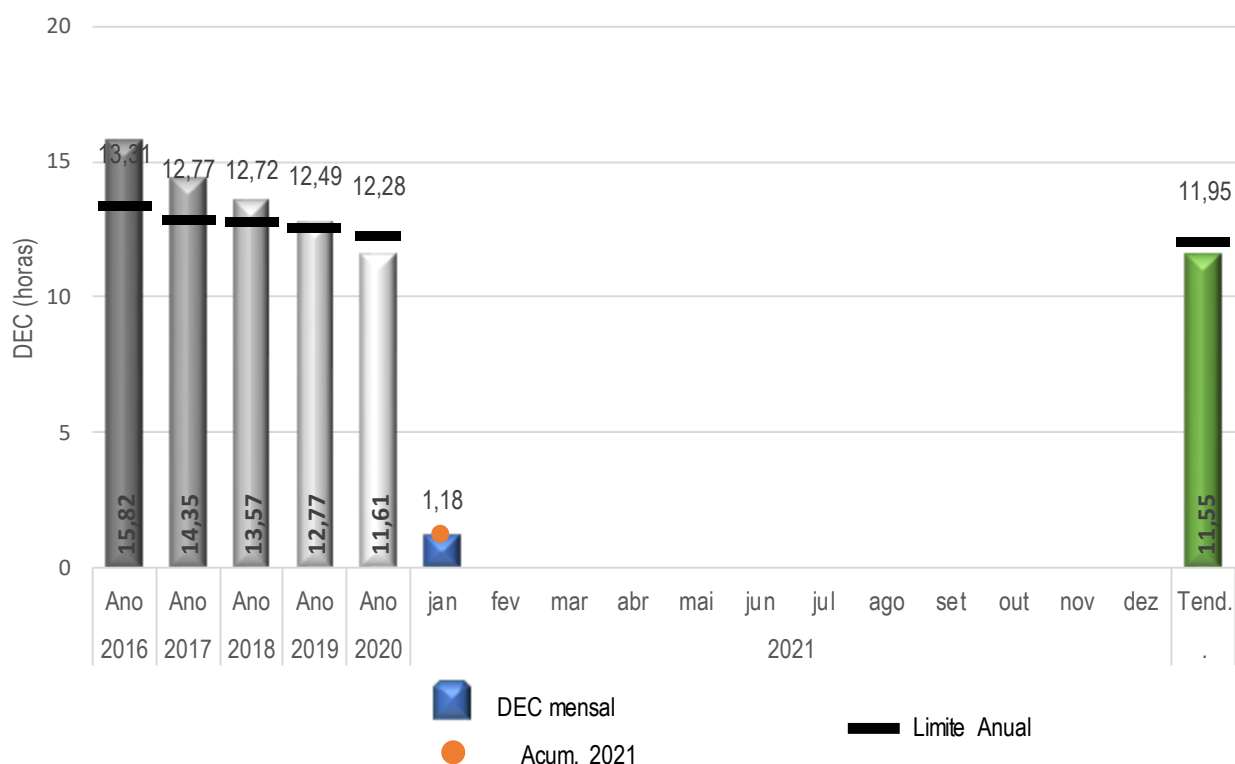


Figura 37. DEC do Brasil



Até o mês de janeiro de 2021, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 0,57 interrupção. Considerando os valores de FEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 6,06 interrupções, valor abaixo do Limite Regulatório de 8,58 interrupções estabelecido pela ANEEL.

Tabela 23. Evolução do FEC em 2021.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2021															
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano ²	Tend. Ano ³	Limite Ano
Brasil	0,57												0,57	6,06	8,58
SU	0,68												0,68	6,39	7,41
SE	0,43												0,43	4,63	5,96
CO	0,74												0,74	7,85	9,91
NE	0,56												0,56	6,25	8,61
NO	1,07												1,07	11,96	26,88

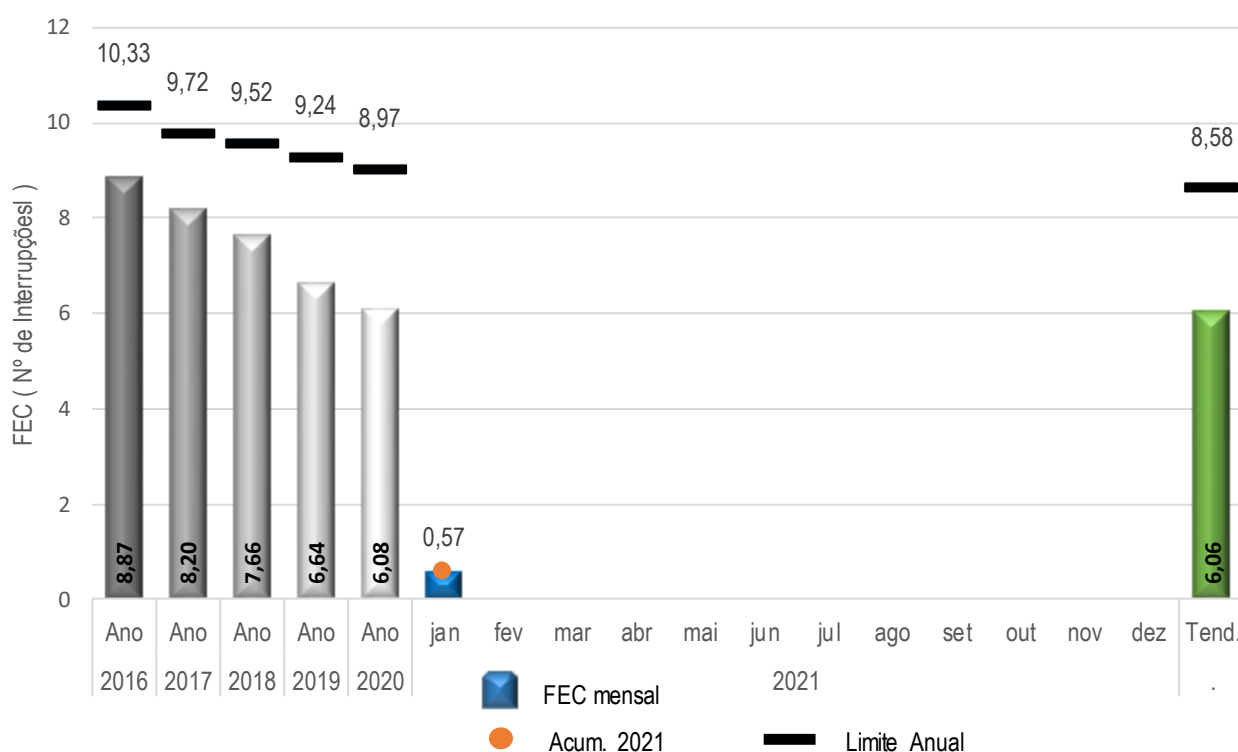


Figura 38. FEC do Brasil

¹ Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

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



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	