



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Janeiro / 2022





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Janeiro / 2022

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Energia Elétrica

Christiano Vieira da Silva

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico

Guilherme Silva de Godoi

Equipe Técnica

Igor Souza Ribeiro (Coordenação)

Ana Lúcia Alvares Alves

André Groberio Lopes Perim

André Luís 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

Juliana Oliveira do Nascimento

Luiz Augusto Gomes de Oliveira

Tarcisio Tadeu de Castro

Victor Protázio da Silva

Apoio dos estagiários:

João Pedro Alecrim Ribeiro

Matheus Lobo Leite Ferreira

Vitória Bandeira Melo



SUMÁRIO

1. SUMÁRIO EXECUTIVO	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Energia Natural Afluente Armazenável	4
2.2. Energia Armazenada	6
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	9
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	11
4.1. Consumo de Energia Elétrica	11
4.2. Demandas Instantâneas Máximas.....	13
4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais.....	14
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	16
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO E SUBESTAÇÕES INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	18
7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO.....	19
7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	19
7.2. Previsão da Expansão da Geração.....	23
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão e Equipamentos em Instalações de Transmissão	25
7.4. Previsão da Expansão de LT e da Capacidade de Transformação	27
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	28
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	28
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	29
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	29
8.4. Geração Eólica	30
8.5. Mecanismo de Realocação de Energia.....	31
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	32
10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	33
11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA.....	34
12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	38
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	39
12.2. Indicadores de Continuidade	40



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de novembro de 2021 – Brasil.....	2
Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima.....	3
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	4
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.....	4
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.....	5
Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.....	5
Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	7
Figura 8. EAR: Subsistema Sul.....	7
Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.....	8
Figura 10. EAR: Subsistema Norte.....	8
Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica.....	10
Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL.....	13
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.....	14
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	14
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	15
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	15
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.....	15
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.....	17
Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de novembro de 2021.....	19
Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2021 por subsistema.....	22
Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2023.....	23
Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em novembro de 2021.....	25
Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.....	28
Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.....	30
Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	30
Figura 26. Evolução do GSF.....	31
Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.....	32
Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.....	33
Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema.....	34
Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.....	35
Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.....	35
Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.....	36
Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.....	36
Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.....	37
Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.....	37
Figura 36. Ocorrências no SEB.....	39
Figura 37. DEC do Brasil.....	40
Figura 38. FEC do Brasil.....	41



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.	6
Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN.	6
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	11
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.	12
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.	12
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.	13
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.	16
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	18
Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.	18
Tabela 10. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês.	20
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração	21
Tabela 12. Previsão de expansão de geração (MW).	24
Tabela 13. Descrição de Linhas de Transmissão que entraram em operação no mês.	26
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	26
Tabela 15. Entrada em operação de equipamentos de compensação reativa.	26
Tabela 16. Entrada em operação de novas linhas de transmissão no mês e no acumulado do ano.	27
Tabela 17. Valores acumulados de entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão	Erro! Indicador não definido. 7
Tabela 18. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão 267	267
Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	28
Tabela 20. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.	29
Tabela 21. Matriz de produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados.	29
Tabela 22. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano.	31
Tabela 23. Descrição das principais ocorrências do mês 38	38
Tabela 24. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	39
Tabela 25. Evolução do número de ocorrências.	39
Tabela 26. Evolução do DEC em 2021.	40
Tabela 27. Evolução do FEC em 2021.	41



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Em janeiro de 2022, foi observada a continuidade das chuvas no Brasil, contribuindo para o aumento das afluições verificadas, com o registro de valores acima da média histórica nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Como resultado, foi possível dar continuidade ao reenchimento dos reservatórios de relevantes usinas hidrelétricas, contribuindo para o aumento do armazenamento equivalente de todos os subsistemas, em comparação ao final de dezembro de 2021, com exceção da região Sul.

Os reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste sofreram replecionamento em relação ao mês de dezembro/21 nas seguintes proporções: subsistema Sudeste/Centro-Oeste em 16,1 p.p., Norte em 34,6 p.p e o Nordeste em 21,1 p.p. Já no subsistema Sul, observou-se deplecionamento de 7,4 p.p, em relação ao mês anterior.

Relativo ao cenário observado, destaca-se também a otimização energética realizada, com contribuições relevantes em termos de exportação de energia do Norte do País aos demais subsistemas, bem como a expansão do sistema elétrico brasileiro, cuja capacidade instalada total de geração de energia elétrica atingiu 191.080 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em termos da transmissão, foram incorporados, em janeiro de 2022, 687 km de linhas.

Nesse contexto, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), em avaliação realizada em sua reunião 260ª reunião (Ordinária), realizada em 12 de janeiro de 2022, deliberou por reduzir os tetos associados aos despachos termelétricos fora da ordem de mérito e à importação de energia elétrica em caráter adicional. Assim, o CMSE definiu, na ocasião, que o novo limite a ser observado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para a geração termelétrica total das usinas despachadas pelo Operador, já acrescidos dos montantes porventura importados, com vistas à garantia do suprimento eletroenergético no cenário atual e futuro seria de até 15.000 MW médios limitados a termelétricas que possuem Custo Variável Unitário – CVU de até R\$ 1.000/MWh.

Adicionalmente, dentre outros destaques relativos ao setor elétrico brasileiro, e consolidados em janeiro de 2022, menciona-se:

(i) Sanção, em 7 de janeiro de 2022, do Projeto de Lei nº 5.829/2019, que institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída – a chamada Geração Distribuída. Essa geração nos últimos dois anos obteve um crescimento de 316%, chegando a 8.550 MW ao final de 2021. Isso representa cerca de 5% de toda a capacidade instalada atual de geração de energia elétrica do País. ¹

(ii) Publicação, em 25 de janeiro de 2022, do Decreto nº 10.946/2022, que dispõe sobre a cessão de uso de espaços físicos e o aproveitamento dos recursos naturais para geração de energia elétrica a partir de empreendimentos offshore. O decreto se aplica a águas interiores de domínio da União, mar territorial, zona econômica exclusiva e plataforma continental. ²

(iii) Consolidação pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) dos resultados dos leilões de energia realizados em 2021. Ao todo, foram realizados nove certames, incluindo um inédito Leilão de Reserva de Capacidade, que dá início ao processo de separação na contratação de energia e capacidade. Foram garantidos mais de R\$ 13 bilhões em investimentos. ³

(iv) Panorama da participação no Ambiente de Contratação Livre (ACL), conforme dados da CCEE. O mercado livre de energia encerrou 2021 com 5.563 novas Unidades Consumidoras (UCs), número recorde para o segmento. O Ambiente de Contratação Livre (ACL) começou a ganhar mais espaço no Brasil a partir de 2015 e hoje conta com 26,6 mil ativos de consumo, crescimento de 2,47 vezes nos últimos cinco anos. ⁴

(v) Consumo de energia elétrica, que foi, em dezembro de 2021, o maior valor para o mês em toda a série histórica, desde 2004, e o segundo maior consumo total de 2021, perdendo apenas para o mês de março. ⁵

Fonte dos dados: [MME¹](#) / [MME²](#) / [CCEE³](#) / [CCEE⁴](#) / [EPE⁵](#)

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de janeiro de 2022, 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 Sistema Interligado Nacional (SIN), em janeiro, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 108% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 38% MLT no Sul, 143% MLT no Nordeste e 223% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 97% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 35% MLT no Sul, 126% MLT no Nordeste e 148% MLT no subsistema Norte.

Em janeiro, foi observada a continuidade das chuvas no Brasil, contribuindo para o aumento das afluências verificadas, com o registro de valores acima da média histórica nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Como resultado, foi possível dar continuidade ao reenchimento dos reservatórios de relevantes usinas hidrelétricas, contribuindo para o aumento do armazenamento equivalente de todos os subsistemas, em comparação ao final de novembro de 2021, com exceção da região Sul.

O total de precipitação ficou próximo à média nas bacias das regiões Norte e Nordeste, nas bacias dos rios Paranapanema, Tietê e Grande e no trecho de cabeceira da bacia do rio Iguaçu. Para as bacias da região Sul não se observou mudança no panorama verificado nos últimos meses e continuaram apresentando precipitação abaixo da média.

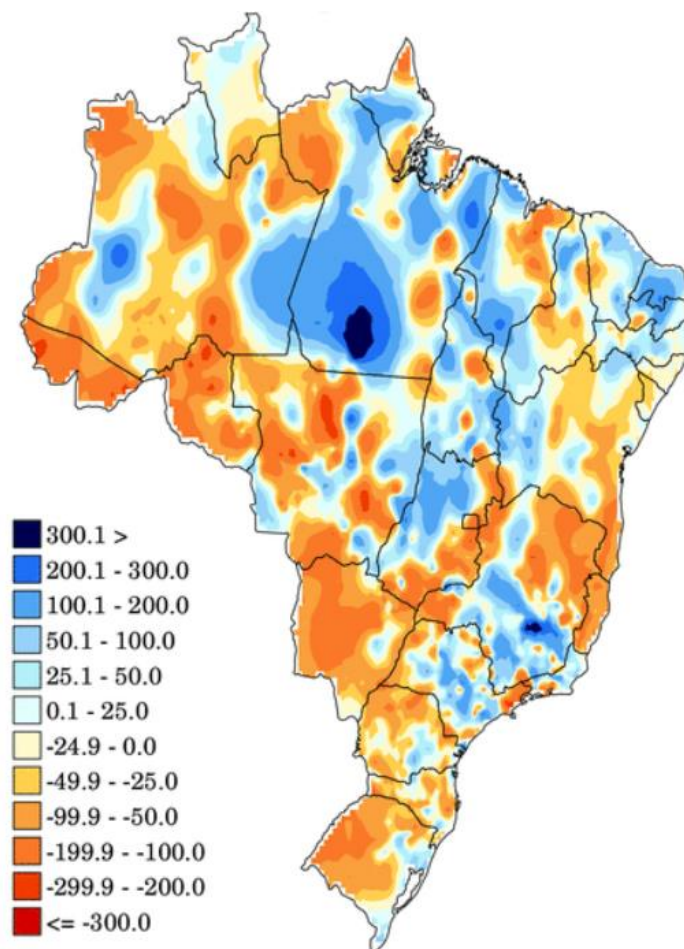


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de janeiro de 2022 – Brasil.

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

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



Em relação às temperaturas, registra-se que o mês de janeiro de 2022 apresentou predominância de temperaturas mínimas acima da média (tons claros e escuros na cor laranja na Figura 2) em grande parte das regiões Sul e Norte. Essas anomalias positivas de temperatura mínima tiveram destaque, principalmente, nos Estados do Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul e Amazonas.

Já com relação às temperaturas máximas, houve anomalia positiva (temperaturas máximas acima da média) nos Estados do Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul e Roraima, o que pode ter contribuído para o aumento do consumo de energia nessas áreas. Os outros estados do país registraram temperaturas máximas abaixo ou no mesmo patamar dos valores esperados para o período, o que, normalmente, caracteriza-se por não influenciar o uso de energia elétrica nesses locais.

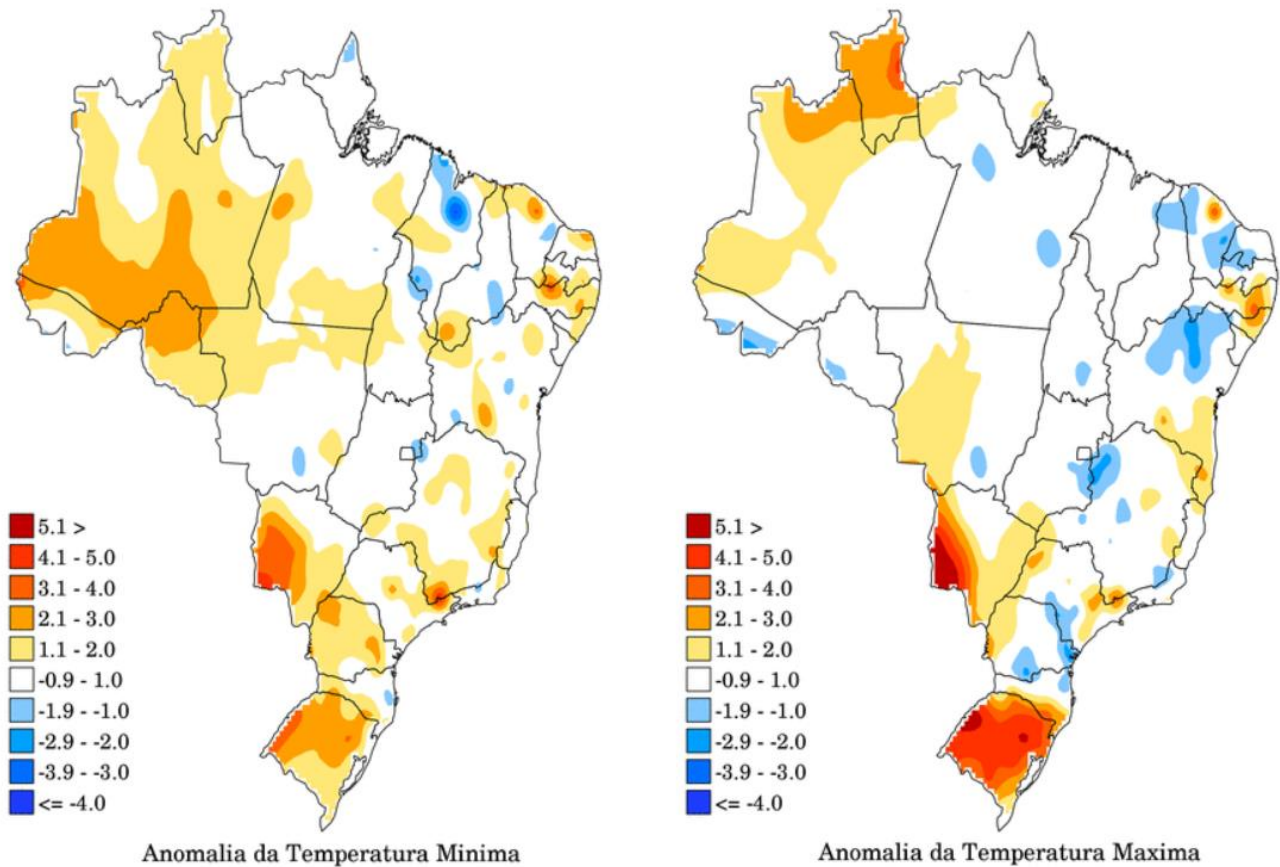


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima. (Jan 2022)

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

Fonte: CPTEC/INPE.



2.1. Energia Natural Afluente Armazenável ¹

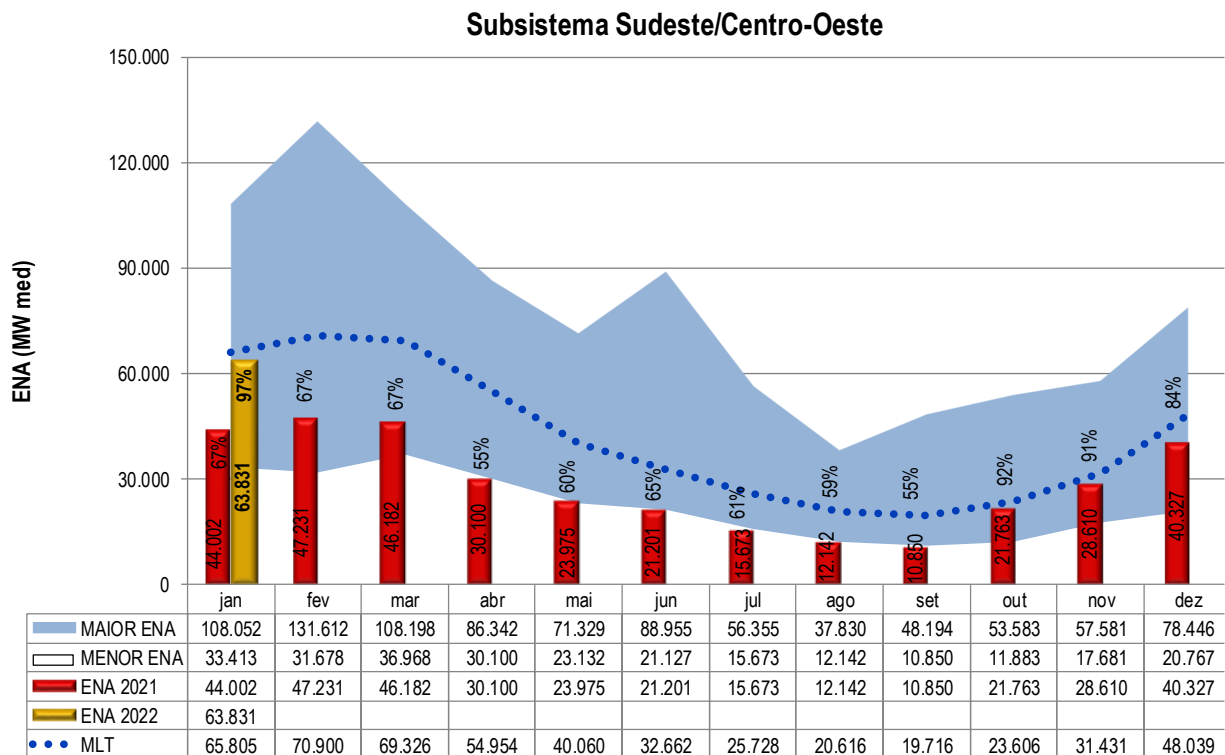


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

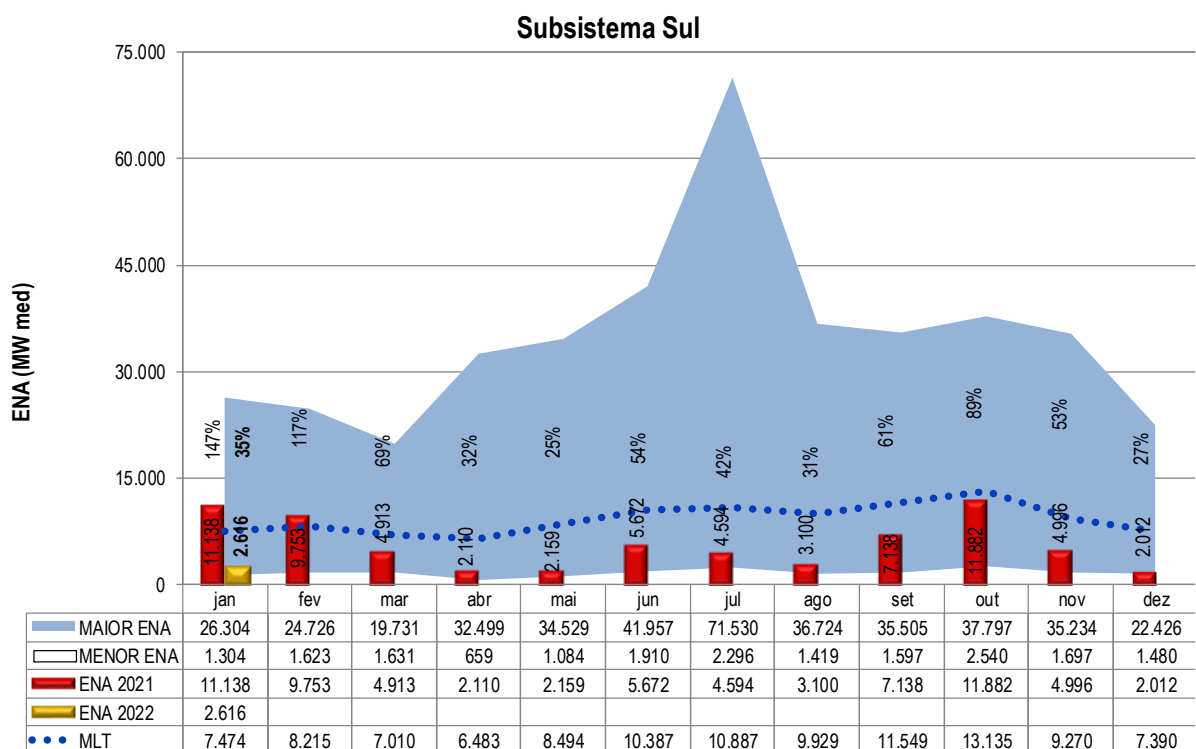


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

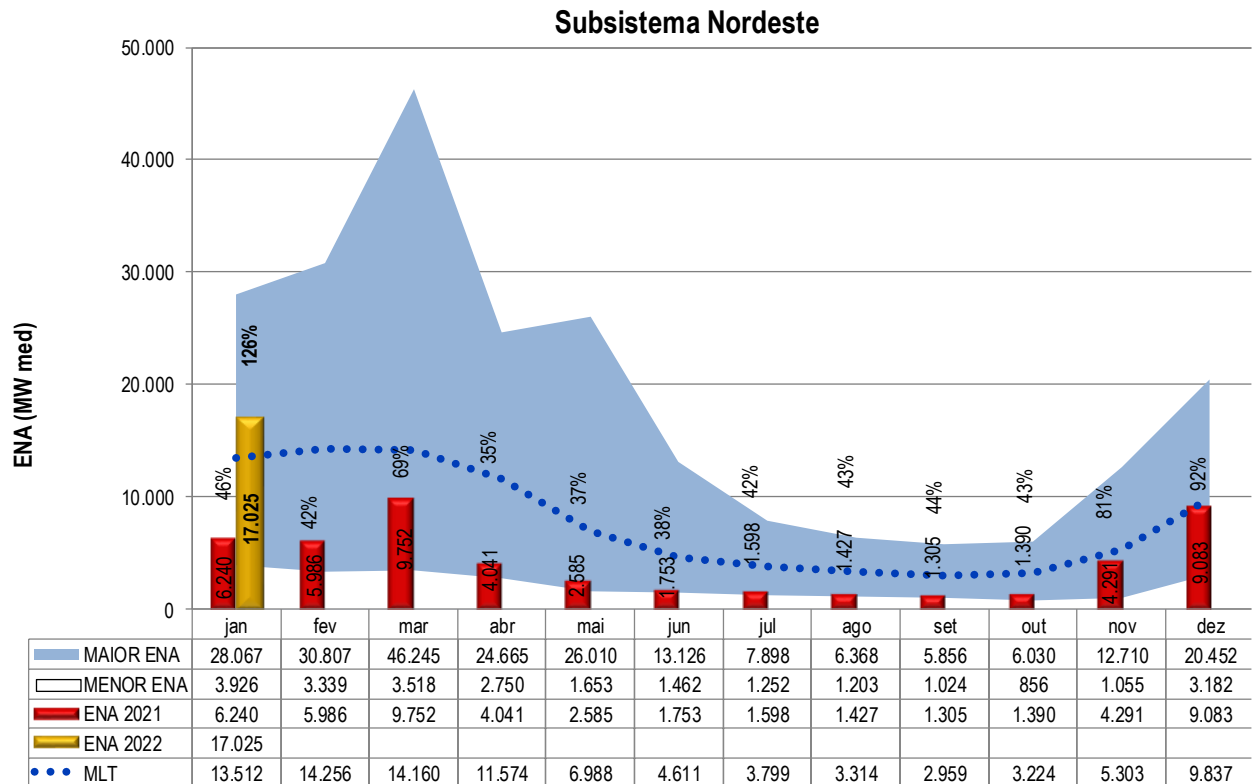


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

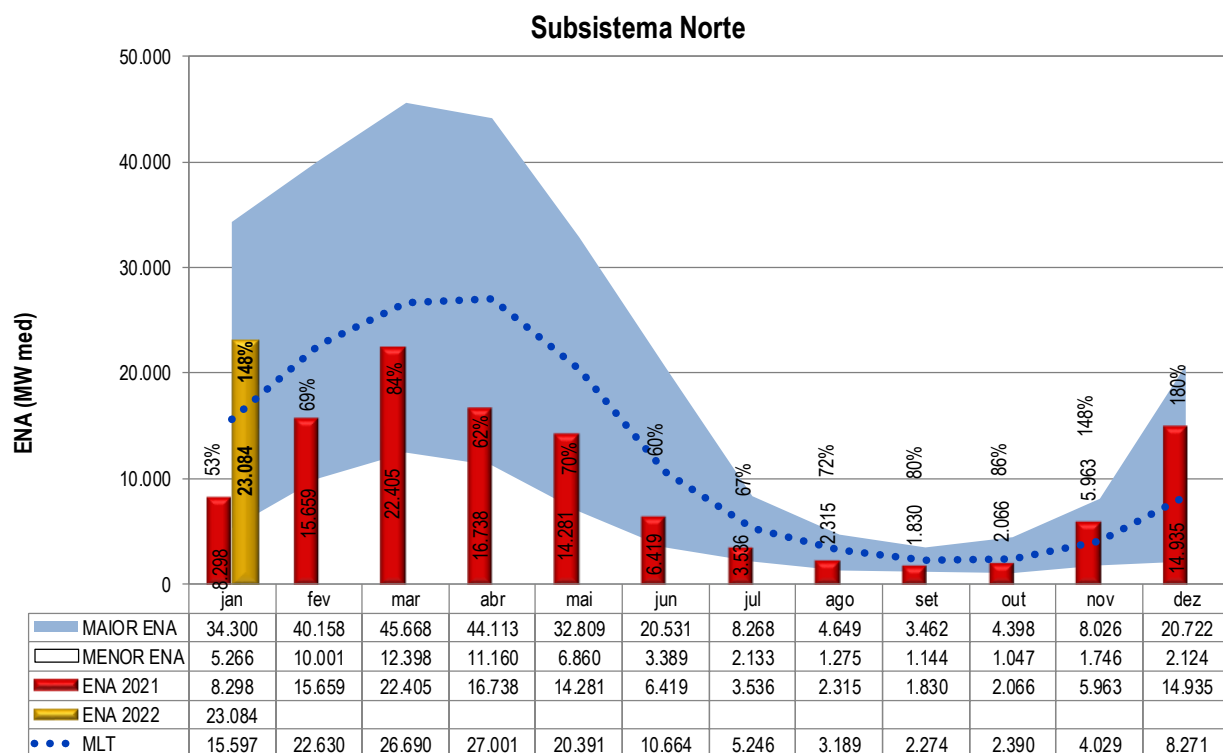


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

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.



2.2. Energia Armazenada

No mês de janeiro de 2022, os reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste sofreram replecionamento em relação ao mês de dezembro nas seguintes proporções: subsistema Sudeste/Centro-Oeste em 16,1 p.p., Norte em 34,6 p.p e o Nordeste em 21,1 p.p. Esses valores significativos ocorreram devido às chuvas acima da média na maior parte do país. Já no subsistema Sul, observou-se deplecionamento de 7,4 p.p, em relação ao mês anterior.

Em janeiro novamente foi possível verificar a continuidade do movimento de ascensão do nível d'água em vários reservatórios do SIN. O saldo de precipitações acima da média, qualificando o mês como de plena estação chuvosa, foi capaz de aportar volume de escoamento às vazões afluentes dos rios, o que não acontecia até o mês de outubro.

Apesar da importante melhora e diante das incertezas intrínsecas associadas à evolução da estação chuvosa no início de 2022, as medidas excepcionais adotadas desde outubro de 2020 e intensificadas a partir de maio de 2021, como acionamento de térmicas fora da ordem de mérito de custo, importação de energia da Argentina e Uruguai e redução de vazões defluentes mínimas etc., continuam em vigor a fim de preservar o maior volume possível de água acumulada nos reservatórios, principalmente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, responsável por aproximadamente 70% da capacidade de armazenamento hídrico total do Brasil.

A Tabela 1 a seguir apresenta a variação da energia armazenada nos subsistemas do SIN entre os meses de dezembro de 2021 e janeiro de 2022.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Janeiro (%EARmáx)	Energia Armazenada no Final de Dezembro (%EARmáx)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	41,7	25,6	204.561	59,3
Sul	35,4	42,8	19.657	4,8
Nordeste	73,4	52,3	51.691	26,4
Norte	89,2	54,6	15.302	9,5
TOTAL	TOTAL	TOTAL	291.211	100,0

A respeito dos principais reservatórios do SIN, em termos de capacidade de acumulação, destaca-se o replecionamento ocorrido no mês de janeiro em quase todos os reservatórios, em especial o das usinas hidrelétricas Furnas, Três Marias e Tucuruí, elevando-se em 26,9 p.p., 36 p.p. e 44,8 p.p. em relação ao mês anterior. Já a quedas em pontos percentuais, com relação a dezembro, ocorreu somente no reservatório da usina G. B. Munhoz, que deplecionou seu nível de água em 8,5 p.p.

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	31,5	45,4	13,9
Furnas	Grande	34.925	28,9	55,8	26,9
Sobradinho	São Francisco	30.184	50,7	68,7	18,1
Nova Ponte	Paranaíba	22.781	15,6	27,8	12,3
Emborcação	Paranaíba	21.604	19,0	37,3	18,2
Três Marias	São Francisco	16.085	51,8	87,8	36,0
Itumbiara	Paranaíba	15.698	27,4	44,2	16,8
Tucuruí	Tocantins	7.632	53,8	98,5	44,8
S. do Facão	Paranaíba	6.502	10,7	21,2	10,5
G. B. Munhoz	Iguaçu	6.308	46,1	37,6	-8,5

Fonte dos dados das Tabelas 1 e 2: ONS

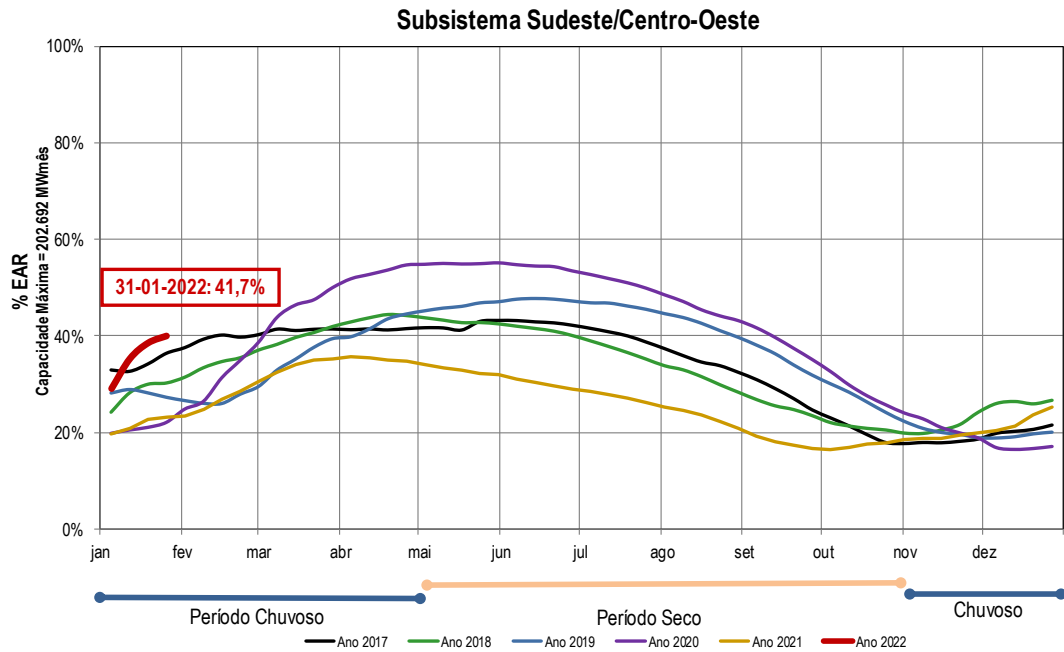


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

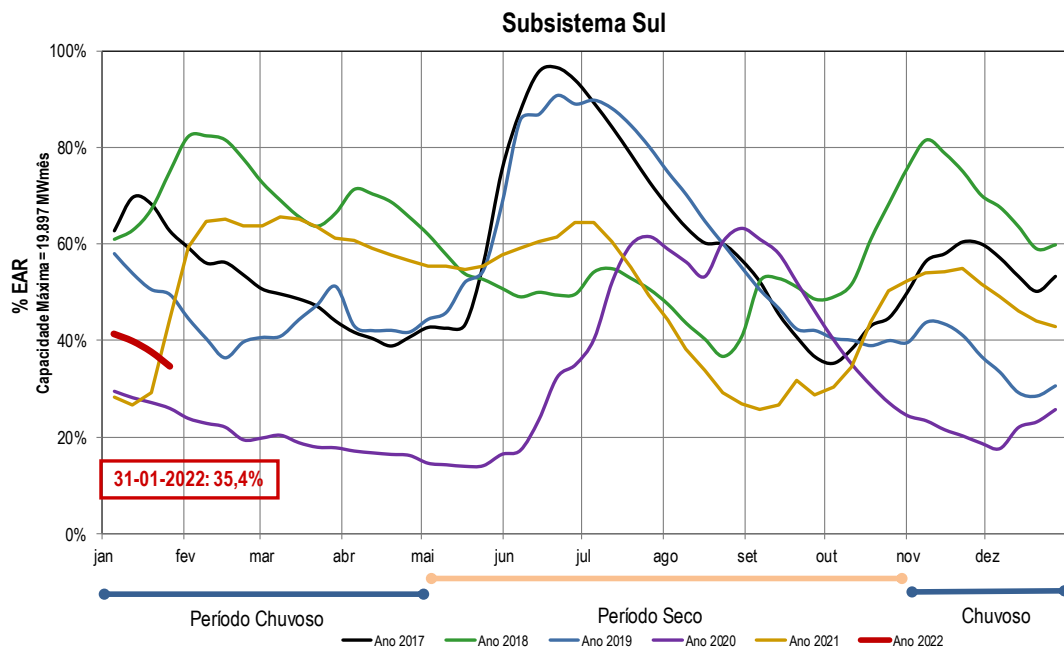


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

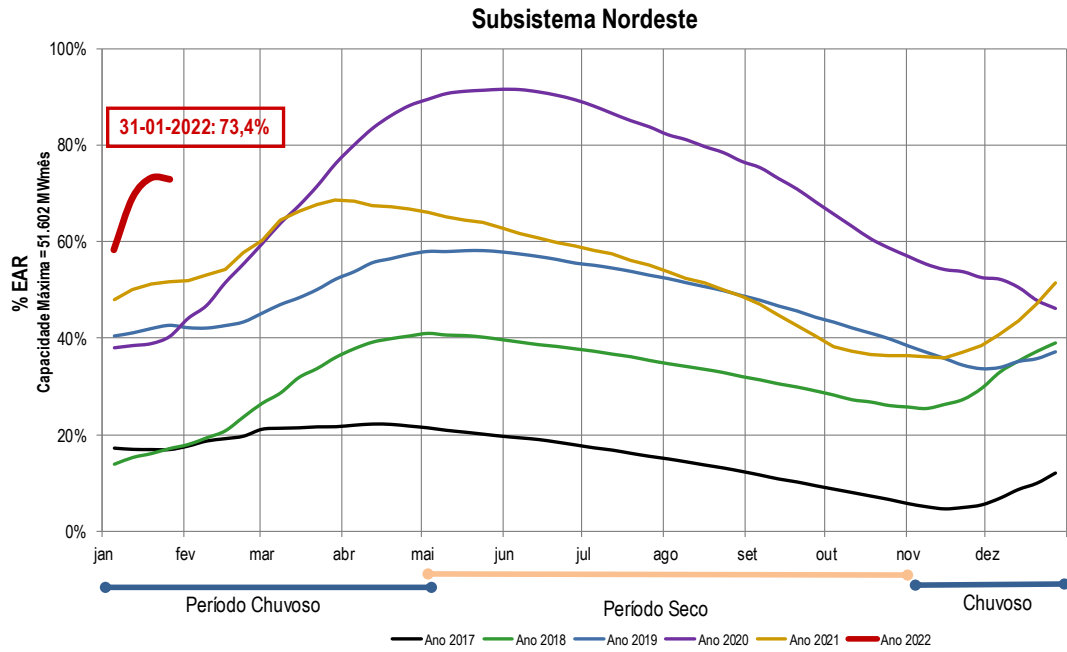


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

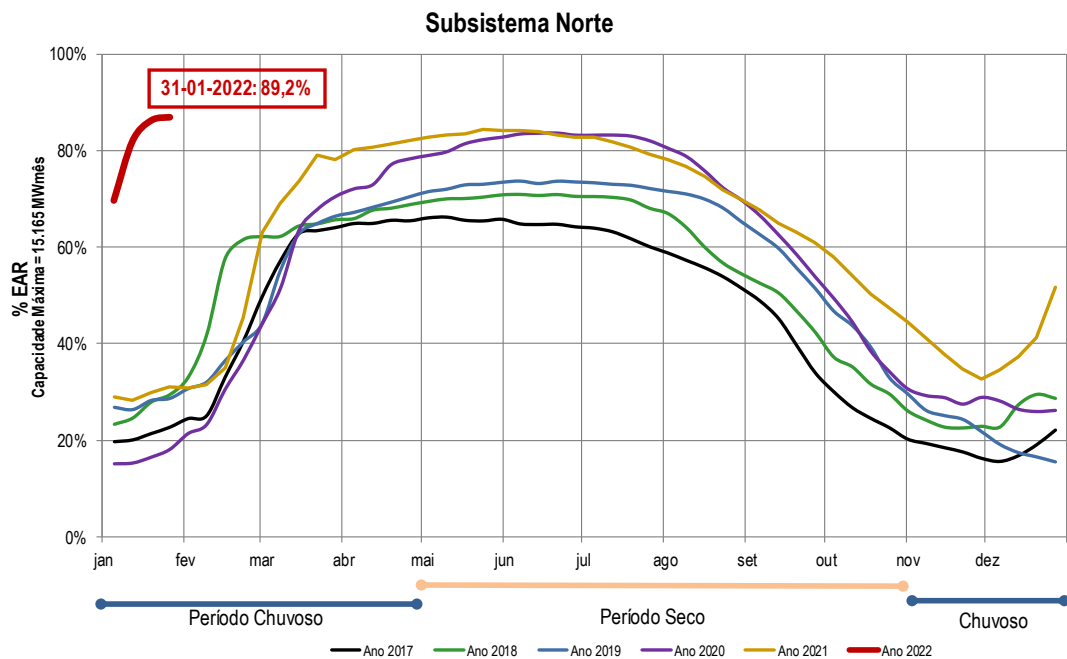


Figura 10. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Em janeiro de 2022, o subsistema Norte manteve o perfil exportador de energia elétrica, fornecendo o montante de 10.520 MWmédios, considerando também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu. Este montante representou aumento de 34% em relação ao valor verificado no mês anterior, que foi de 7.833 MWmédios.

O subsistema Nordeste desempenhou papel de exportador com um total de 1.454 MWmédios, montante inferior ao exportado no mês anterior, que havia somado 1.959 MWmédios.

O Sul manteve o perfil importador do subsistema Sudeste/Centro-Oeste no montante de 6.800 MWmédios, valor superior ao montante importado no mês anterior que foi de 5.436 MWmédios.

Os bipolos de corrente contínua contribuíram com as seguintes quantidades de energia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste: Coletora Porto Velho¹ transmitiu 4.941 MWmédios, Nó de Xingu² transmitiu 7.768 MWmédios e os bipolos que escoam a energia de Itaipu³ (50 Hz) transmitiram 1.181 MWmédios.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir dos subsistemas Norte e Nordeste, importando 11.974 MWmédios e exportador para o Sul no montante de 6.800 MWmédios, resultando num total de 5.174 MWmédios importados. Pelos bipolos de corrente contínua, recebeu um total de 13.890 MWmédios.

Houve intercâmbio internacional de energia elétrica com a Argentina e o Uruguai no mês de janeiro de 2022, tendo o Brasil importado montante de 46 MWmédios. Ressalta-se que, com o intuito de possibilitar a redução da geração hidrelétrica e, conseqüentemente, contribuir para a preservação e/ou recuperação do nível de armazenamento dos reservatórios do SIN, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) 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.

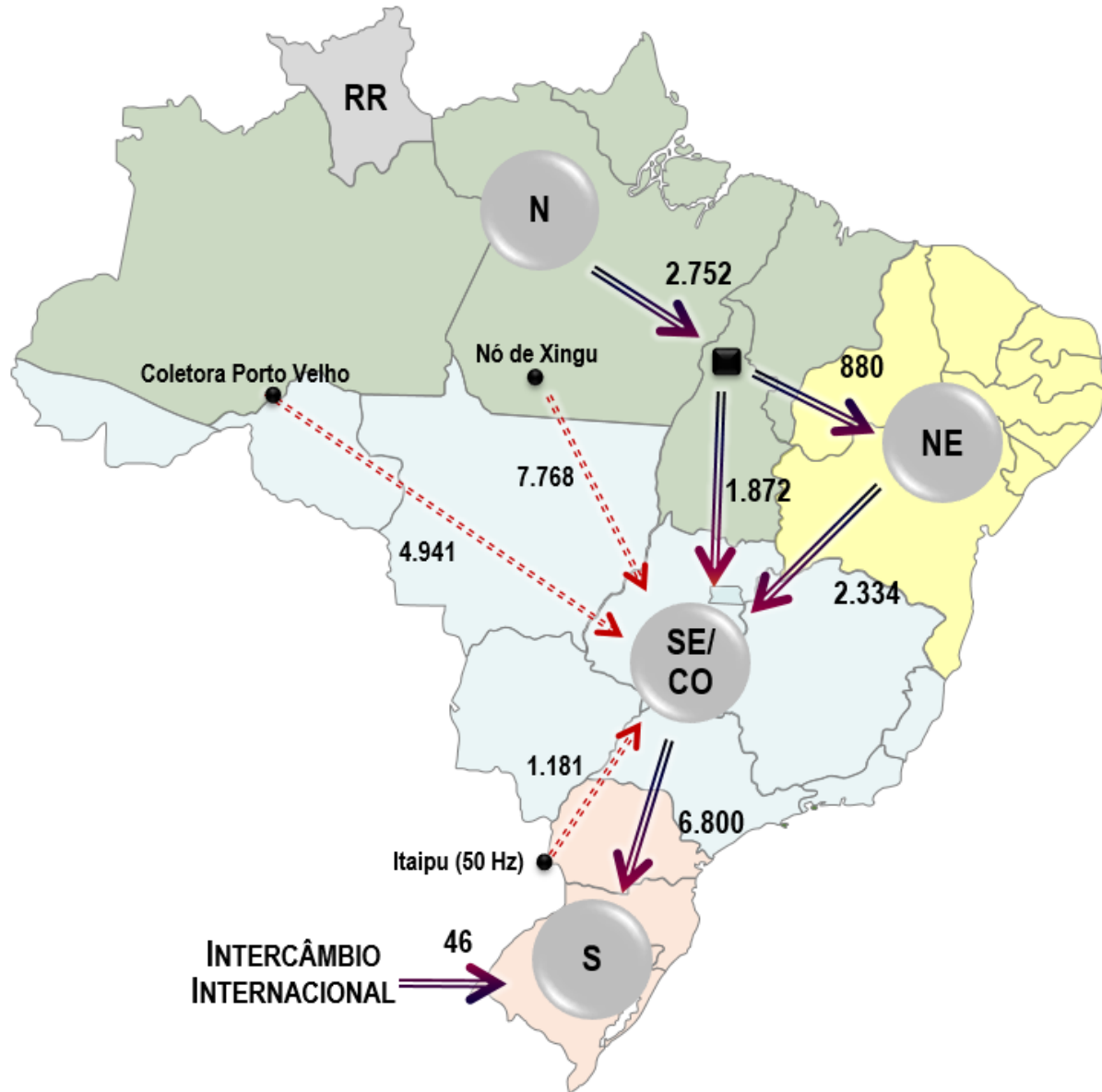


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica

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 dezembro de 2021, o consumo de energia elétrica atingiu 52.178 GWh, considerando autoprodução e perdas², valor 3,3% superior ao verificado no mês anterior e 1,3% inferior ao verificado em dezembro de 2020. No mês de dezembro, as classes industrial, comercial e a denominada demais classes apresentaram crescimento, comparando-se o mesmo mês do ano anterior. Em dezembro foi registrado o 2º maior consumo total de 2021, sendo superado somente pelo mês de março. Comércio e Indústria foram os setores que mais contribuíram para esse resultado.

O consumo residencial voltou a subir em comparação com o mês anterior, após um período de dois meses de redução. Em comparação a dezembro/20 constata-se redução de 1,6% nesse segmento. Chuvas acima da média, principalmente na região Sudeste, contribuíram para a queda de consumo das residências.

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

Classe de Consumo	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Dez/21 GWh	Evolução mensal (Dez/21/Nov/21)	Evolução anual (Dez/21/Dez/20)	Jan-20/Dez-20 (GWh)	Jan-21/Dez-21 (GWh)	Evolução
Residencial	13.090	5,7%	-1,6%	148.223	150.871	1,8%
Industrial	15.077	-1,8%	3,3%	165.797	181.408	9,4%
Comercial	8.026	6,3%	7,6%	82.416	87.062	5,6%
Rural	2.450	-1,1%	-3,8%	30.114	31.269	3,8%
Demais classes ¹	4.294	2,9%	7,6%	47.660	48.866	2,5%
Perdas e Diferenças ²	9.241	8,0%	-16,0%	117.031	110.384	-5,7%
Total	52.178	3,3%	-1,3%	591.240	609.860	3,1%

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 2021.

Fonte dos dados: EPE/ONS.

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



Quando se trata do consumo por unidade consumidora (Tabela 4), verifica-se comportamento similar ao percebido no consumo total de energia com relação ao ano passado: com as classes industrial, comercial e a denominada demais classes apresentando crescimento. Pela Tabela 5, verifica-se que houve aumento no número de todas as unidades consumidoras, entre dezembro de 2020 e dezembro de 2021, exceto a classe rural, que apresentou retração. A classe denominada “demais classes”, apresentou elevação muito pequena.

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/20 kWh/NU	Nov/21 kWh/NU	Dez/21 kWh/NU	Evolução mensal (Dez/21/Nov/21)	Evolução anual (Dez/21/Dez/20)	Jan-20/Dez-20 (kWh/NU)	Jan-21/Dez-21 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	178	162	171	5,6%	-3,5%	165	165	-0,2%
Industrial	31.107	32.502	31.907	-1,8%	2,6%	29.460	31.993	8,6%
Comercial	1.272	1.278	1.358	6,2%	6,7%	1.172	1.227	4,8%
Rural	541	527	524	-0,7%	-3,2%	533	557	4,5%
Demais classes ¹	4.990	5.224	5.369	2,8%	7,6%	4.968	5.091	2,5%
Consumo médio total	483	476	486	2,3%	0,8%	456	472	3,5%

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

Fonte dos dados: EPE.

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

Classe de Consumo	Período		Evolução
	Dez/20	Dez/21	
Residencial	74.904.527	76.397.501	2,0%
Industrial	468.994	472.519	0,8%
Comercial	5.861.437	5.910.611	0,8%
Rural	4.707.156	4.678.123	-0,6%
Demais classes ¹	799.523	799.868	0,04%
Total	86.741.637	88.258.622	1,7%

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

Fonte dos dados: EPE.



O consumo de energia elétrica no ambiente de contratação regulada (ACR) atingiu, no mês de dezembro, 26.577 GWh, valor muito próximo ao do verificado no mesmo mês de 2020. Já o consumo de energia elétrica no ambiente de contratação livre (ACL) atingiu, no mês de dezembro, 16.359 GWh, valor 7,3% superior ao verificado no mesmo mês de 2020. O ACL atingiu 38% 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).

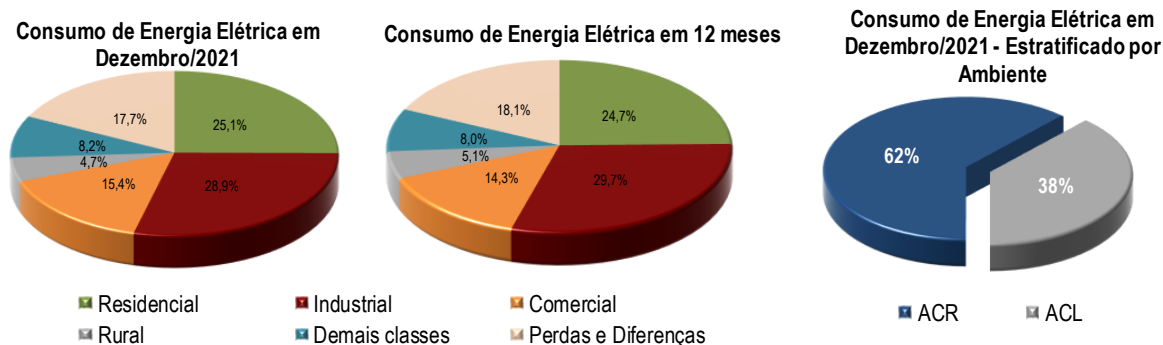


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL.

Dados contabilizados até dezembro de 2021.

Fonte dos dados: EPE/ONS.

4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em janeiro de 2022, os valores de demandas instantâneas máximas de todos os subsistemas ficaram abaixo dos respectivos recordes já alcançados. No entanto, a região Sul registrou demanda instantânea máxima bem próxima ao valor recorde histórico.

No comparativo a janeiro dos anos anteriores, os valores máximos observados nos subsistemas SE/CO, Sul e no SIN, foram inferiores a janeiro de 2019, recorde nesses subsistemas. Já nos subsistemas Nordeste e Norte, em janeiro de 2022, foram os maiores do histórico.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	51.475 27/01/2022 - 15h57	19.186 26/01/2022 - 14h55	13.351 19/01/2022 - 21h47	6.740 06/01/2022 - 23h29	88.792 25/01/2022 - 15h44
Recorde (MW) (dia - hora)	54.043 23/01/2019 - 15h01	19.251 31/01/2019 - 14h15	14.096 30/09/2021 - 22h01	7.358 25/08/2021 - 22h44	92.150 30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS.



4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

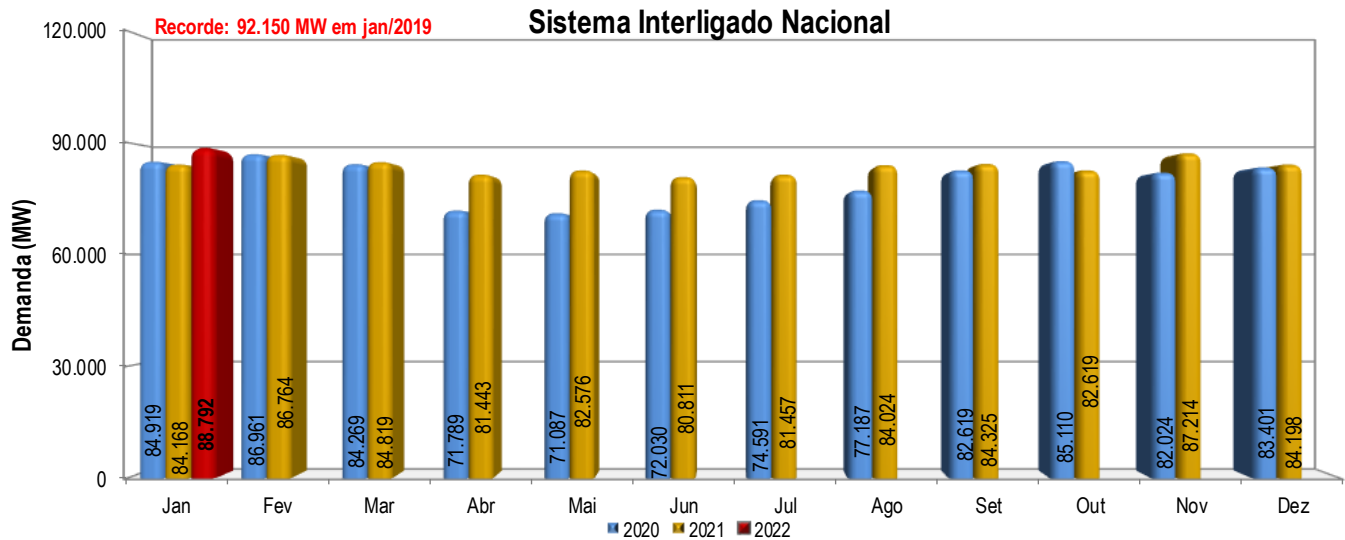


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

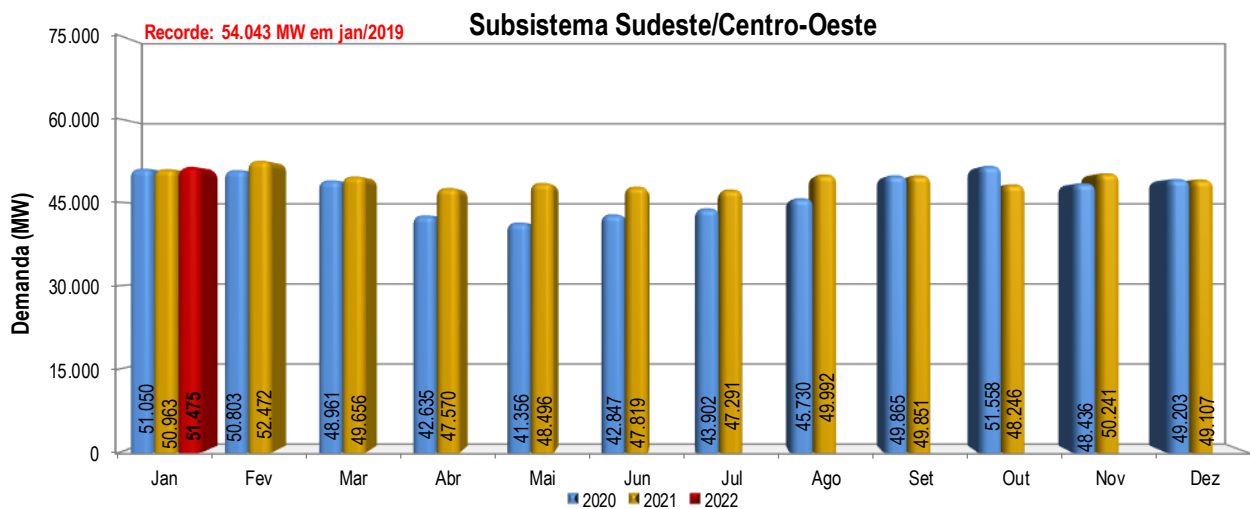


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

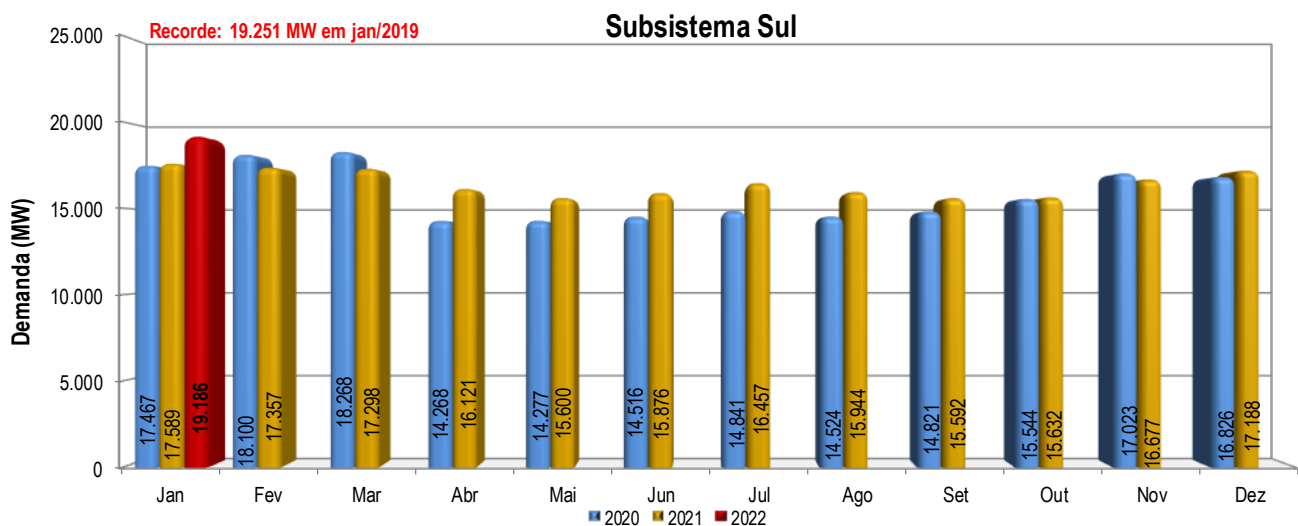




Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

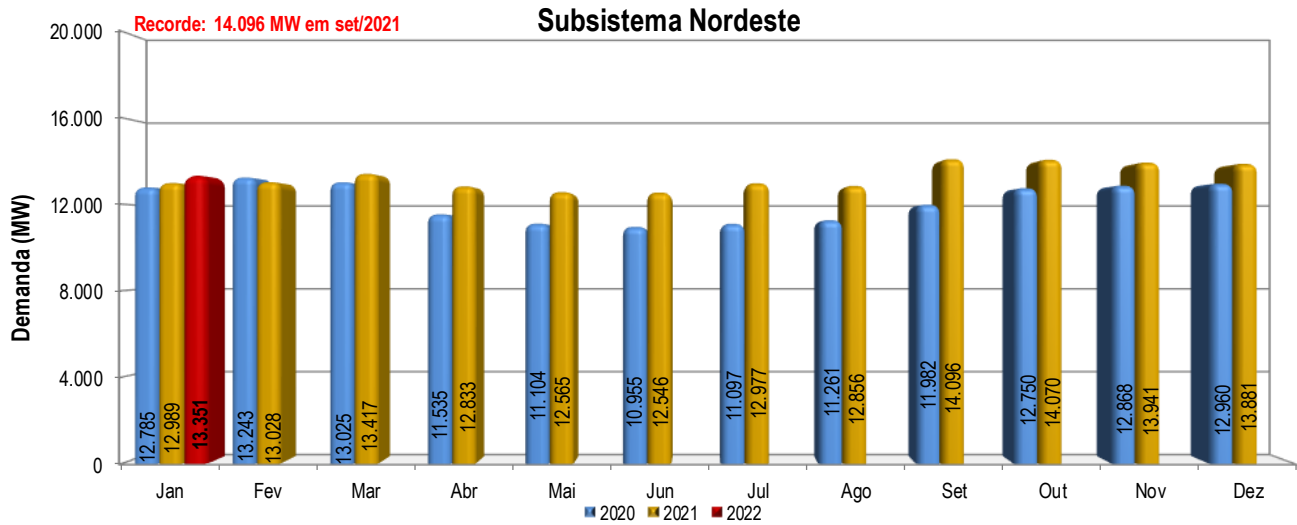


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

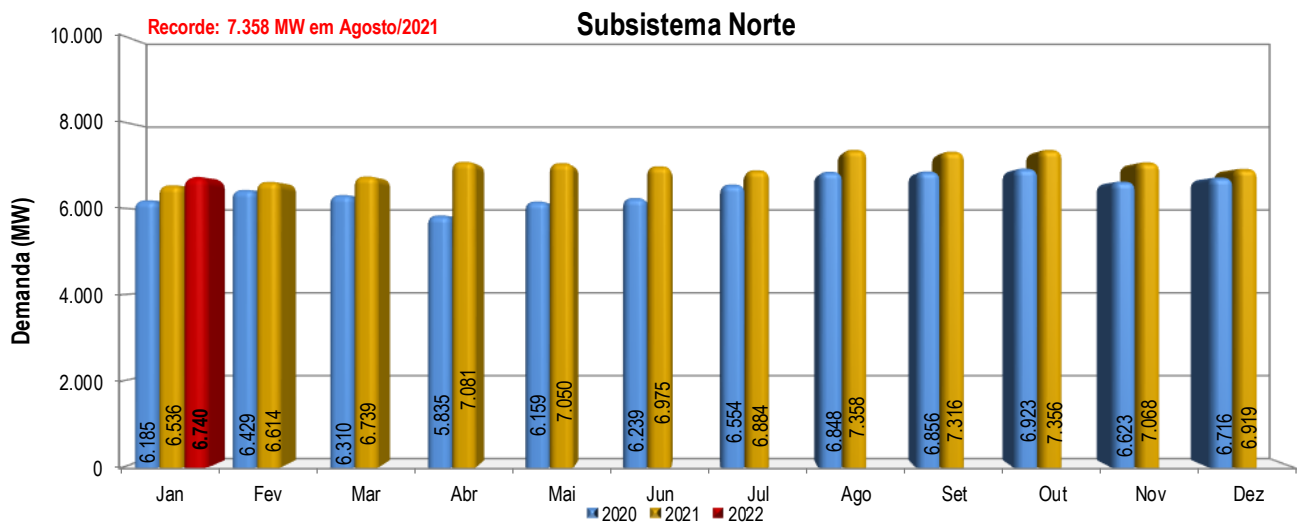


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de janeiro de 2022, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 191.080 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 11.347 MW (6,3%), com destaque para 5.488 MW de geração de fonte solar, 3.979 MW de fontes eólicas e 1.845 MW de fontes térmicas. A geração distribuída alcançou, no mês de janeiro de 2022, 9.070 MW instalados em 816.448 unidades, resultando em 4,7% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e em crescimento de 83,5% nos últimos 12 meses.

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

Fonte	Jan/2021		Jan/2022			Evolução da Capacidade Instalada Jan/2022 - Jan/2021
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.483	109.386	1.449	109.420	57,3%	0,0%
UHE	219	103.027	218	103.003,4	53,9%	0,0%
PCH	423	5.438	426	5.513,0	2,9%	1,4%
CGH	739	823	734	840,5	0,4%	2,1%
CGU	1	0,05	1	0,1	0,0%	0,0%
CGH GD	101	97	70	63,1	0,0%	-35,2%
Térmica	3.375	45.124	3.484	46.969	24,6%	4,1%
Gás Natural	165	14.946	167	16.280,6	8,5%	8,9%
Biomassa	578	15.234	592	15.790,1	8,3%	3,6%
Petróleo	2.302	9.018	2.318	8.967,4	4,7%	-0,6%
Carvão	22	3.583	22	3.582,8	1,9%	0,0%
Nuclear	2	1.990	2	1.990,0	1,0%	0,0%
Outros Fósseis ²	10	257	10	242,5	0,1%	-5,8%
Térmica GD	296	95	373	115,3	0,1%	21,0%
Eólica	756	17.201	881	21.180	11,1%	23,1%
Eólica (não GD)	687	17.187	797	21.164,8	11,1%	23,1%
Eólica GD	69	14	84	15,04	0,0%	7,2%
Solar	400.130	8.023	822.998	13.511	7,1%	68,4%
Solar (não GD)	3.914	3.288	7.077	4.635,2	2,4%	41,0%
Solar GD	396.216	4.735	815.921	8.876,2	4,6%	87,5%
Capacidade Total sem GD	9.062	174.792	12.364	182.010	95,3%	4,1%
Geração Distribuída - GD	396.682	4.941	816.448	9.070	4,7%	83,5%
Capacidade Total - Brasil	405.744	179.733	828.812	191.080	100,0%	6,3%

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 São incluídas na matriz de capacidade instalada algumas usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL, mas que não estão em conformidade com a SCG/ANEEL (10 usinas com 257,5 MW total) e que, por isso, não fazem parte da base de dados do SIGA/ANEEL. Algumas delas são térmicas com combustíveis desconhecidos e, por essa razão, são incluídas dentro das Outras Fontes Fósseis.



A Figura 18 mostra a participação de cada fonte na matriz brasileira de geração de energia elétrica. Destaque para as fontes renováveis que representaram 83,8% da capacidade instalada de geração em janeiro de 2022 (hidráulica, biomassa, eólica e solar).

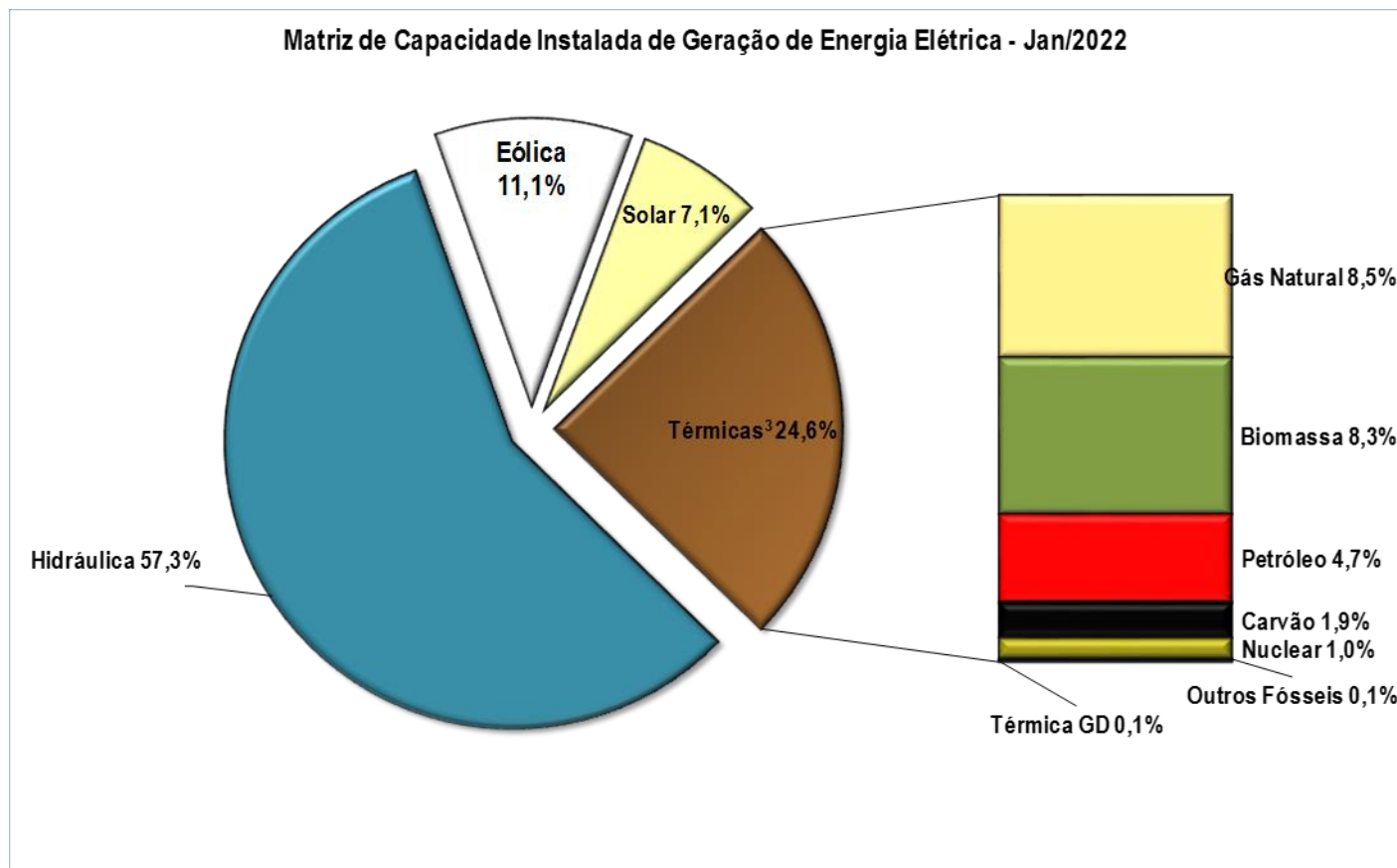


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL / MME.

³ Os valores de participação na capacidade instalada de cada fonte termelétrica possuem arredondamento em sua 1ª casa decimal, o que pode gerar pequena divergência com o valor total de participação da fonte termelétrica na matriz brasileira.



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

Em janeiro de 2022, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 170.601 km de linhas de transmissão, das quais cerca de 37,7% do total correspondem à classe de tensão de 230 kV e 500 kV, atingindo também 410.882 MVA de subestações, das quais cerca de 46,1% do total correspondem à classe de tensão de 500 kV e 27,1% de 230 kV, conforme tabelas a seguir.

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

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)	Total (%)
230	64.333	37,7%
345	10.359	6,1%
440	6.859	4,0%
500	64.348	37,7%
600 (CC)	12.816	7,5%
750	2.683	1,6%
800 (CC)	9.204	5,4%
TOTAL	170.601	100%

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

Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Subestações Instaladas (MVA)	Total (%)
230	111.503	27,1%
345	54.220	13,2%
440	30.892	7,5%
500	189.370	46,1%
750	24.897	6,1%
TOTAL	410.882	100%

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 2022, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 482,23 MW de geração, listados na Tabela 10 e distribuídos geograficamente em 6 estados, conforme mapa a seguir.

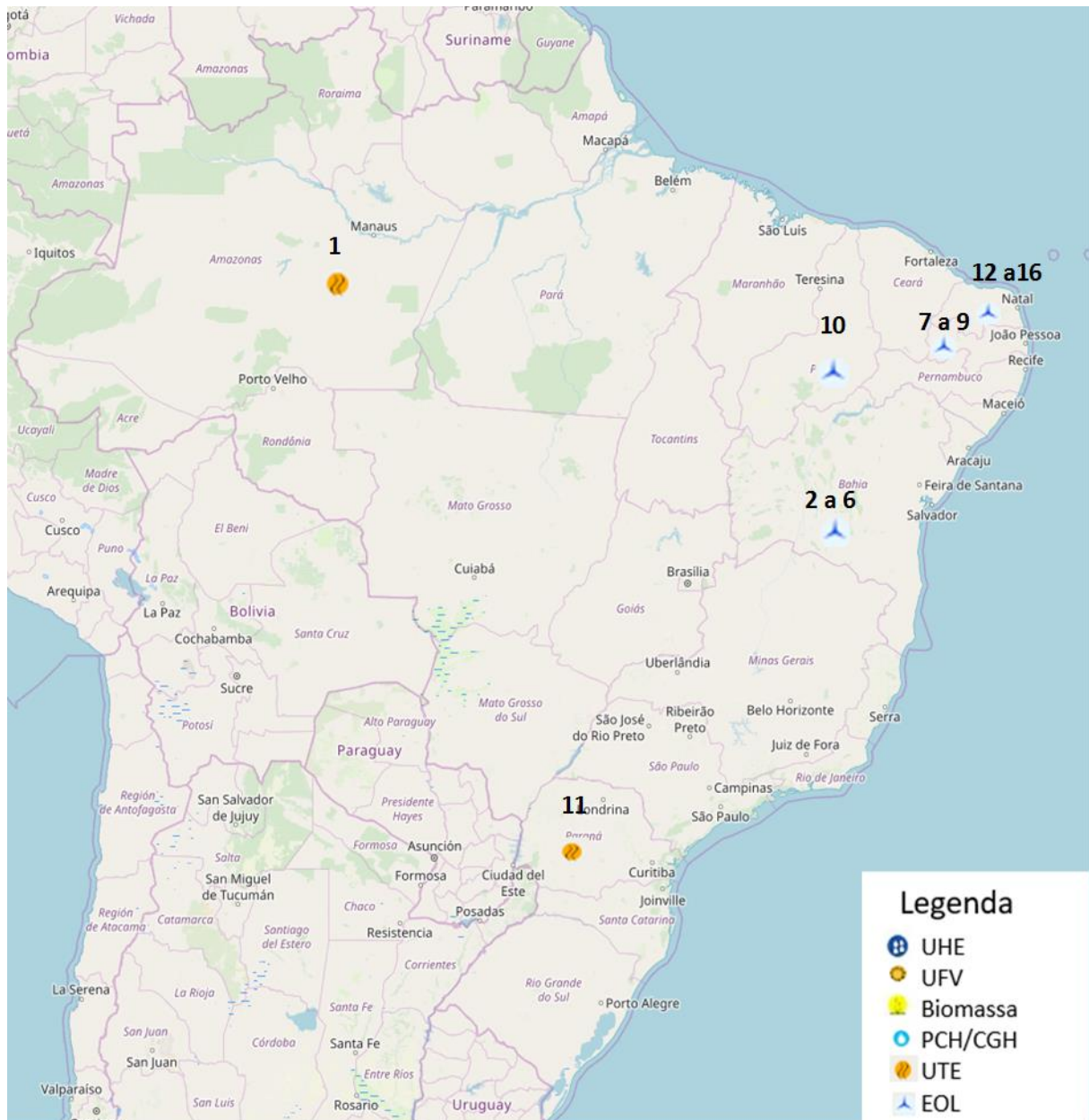


Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de janeiro de 2022.

Fonte dos dados: MME / SEE / EPE.



Tabela 10. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de janeiro de 2022.

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	Térmica	UTE Juruá - CGA	1 a 9	3,17	AM	UTE.PE.AM.035816-9.01
2	Eólica	EOL Ventos de Santa Esperança 13	3 a 8	25,20	BA	EOL.CV.BA.034692-6.01
3	Eólica	EOL Ventos De Santa Esperança 15	1 e 2 e 4 a 11	42,00	BA	EOL.CV.BA.034507-5.01
4	Eólica	EOL Ventos de Santa Esperança 16	1 a 7 e 9 e 10	37,80	BA	EOL.CV.BA.034508-3.01
5	Eólica	EOL Ventos da Bahia XIII	7 a 9	16,50	BA	EOL.CV.BA.032535-0.01
6	Eólica	EOL Ventos da Bahia XIV	1 e 2 e 5 e 6	22,00	BA	EOL.CV.BA.032536-8.01
7	Eólica	EOL Canoas 3	1 a 7	24,26	PB	EOL.CV.PB.037952-2.01
8	Eólica	EOL Canoas 4	7 e 9	6,93	PB	EOL.CV.PB.037953-0.01
9	Eólica	EOL Chafariz 3	6	3,47	PB	EOL.CV.PB.034642-0.01
10	Eólica	EOL Aura Queimada Nova 02	11	4,60	PI	EOL.CV.PI.040567-1.01
11	Térmica	UTE Puma II	1	134,80	PR	UTE.FL.PR.045824-4.01
12	Eólica	EOL Ventos de São Januário 23	2 a 6	21,00	RN	EOL.CV.RN.040625-2.02
13	Eólica	EOL Santa Rosa E Mundo Novo III	1 a 8	33,60	RN	EOL.CV.RN.035212-8.01
14	Eólica	EOL Santa Rosa E Mundo Novo IV	1 a 8	33,60	RN	EOL.CV.RN.037663-9.01
15	Eólica	EOL Vila Espírito Santo III (Antiga Potiuar B23)	1 a 9	37,80	RN	EOL.CV.RN.040596-5.01
16	Eólica	EOL Filgueira I	3 e 4 e 6 a 11	28,40	RN	EOL.CV.RN.033429-4.01
17	Eólica	EOL Filgueira II	7 e 8	7,10	RN	EOL.CV.RN.033430-8.01
				482,23		

Destaca-se, em janeiro de 2022, a entrada em operação de 15 Usinas com 344,26 MW (71,4%) de fontes renováveis (eólica e solar) na Região Nordeste, nos estados da Bahia, Paraíba, Pernambuco, Piauí e Rio Grande do Norte.

Fonte dos dados: MME / SEE.



Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em janeiro de 2022.

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Jan/2022 (MW)	Acumulado em 2022 (MW)	Realizado em Jan/2022 (MW)	Acumulado em 2022 (MW)	Realizado em Jan/2022 (MW)	Acumulado em 2022 (MW)
Hidráulica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PCH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
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	3,17	3,17	134,80	134,80	137,97	137,97
Biomassa	0,00	0,00	134,80	134,80	134,80	134,80
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	3,17	3,17	0,00	0,00	3,17	3,17
Eólica	208,90	208,90	135,36	135,36	344,26	344,26
Eólica (não GD)	208,90	208,90	135,36	135,36	344,26	344,26
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	212,07	212,07	270,16	270,16	482,23	482,23

Fonte dos dados: MME / SEE.

A Tabela 11 informa a distribuição, por tipo de Fonte, da entrada em operação de empreendimentos de geração em 2022 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 94,1% desse crescimento.

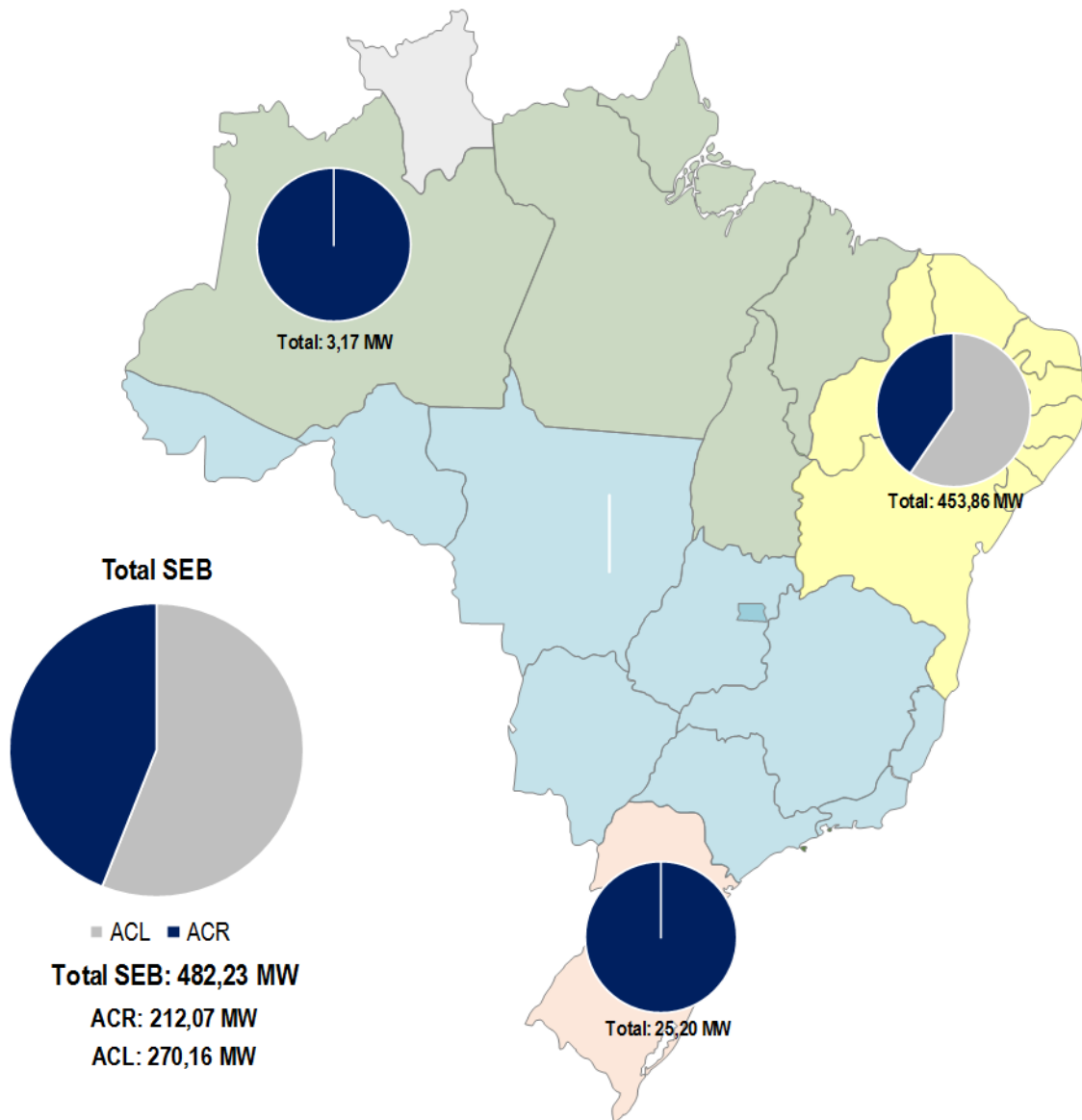


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2022 por subsistema.

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 2024, está prevista a entrada em operação de 29.755,53 MW de capacidade instalada, com destaque para 17.157,77 MW de fonte solar centralizada, 7.033,98 MW de fonte eólica, 4.777,62 MW de fontes térmicas e para a baixa participação da fonte hidráulica, com 786,17 MW, representando apenas 2,6% do total. Destaca-se, também, que 22.749,16 MW (76,5%) estão fora do ambiente de contratação regulada.

A Figura 21, a seguir, apresenta os acréscimos previstos por ambiente de contratação, distribuídos de acordo com os subsistemas do Sistema Interligado Nacional. A Tabela 12 mostra a ampliação prevista, para cada tipo de fonte e por ambiente no horizonte até 2024.

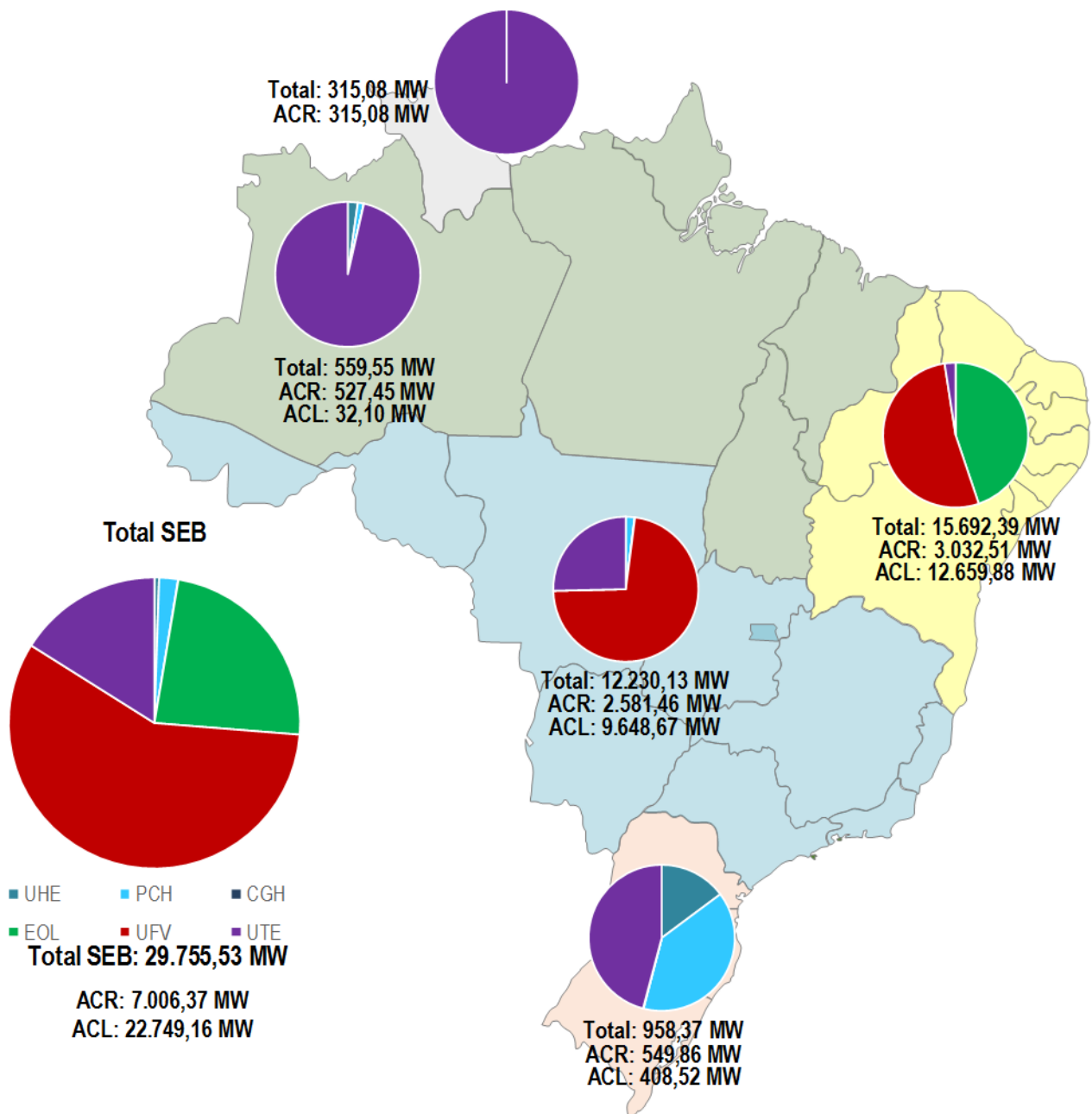


Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2024.

Fonte dos dados: MME / SEE.



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

Fonte	ACR			ACL			Total		
	2022 (MW)	2023 (MW)	2024 (MW)	2022 (MW)	2023 (MW)	2024 (MW)	2022 (MW)	2023 (MW)	2024 (MW)
Hidráulica	123,72	314,86	128,65	56,60	71,19	91,16	180,32	386,04	219,81
PCH	121,12	164,46	128,65	56,60	58,69	91,16	177,72	223,14	219,81
CGH	2,60	8,50	0,00	0,00	0,00	0,00	2,60	8,50	0,00
UHE	0,00	141,90	0,00	0,00	12,50	0,00	0,00	154,40	0,00
Térmica	1.684,71	1.274,31	636,29	555,11	485,15	142,05	2.239,82	1.759,46	778,34
Eólica	834,65	796,50	302,10	1.338,49	2.897,37	864,87	2.173,14	3.693,87	1.166,97
Eólica (não GD)	834,65	796,50	302,10	1.338,49	2.897,37	864,87	2.173,14	3.693,87	1.166,97
Solar	485,09	256,20	169,30	2.614,63	6.955,39	6.677,16	3.099,72	7.211,59	6.846,46
Solar (não GD)	485,09	256,20	169,30	2.614,63	6.955,39	6.677,16	3.099,72	7.211,59	6.846,46
TOTAL	3.128,17	2.641,86	1.236,34	4.564,83	10.409,11	7.775,23	7.693,00	13.050,97	9.011,57
TOTAL (2021 a 2023)		7.006,37			22.749,16			29.755,53	

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 de 2022, entraram em operação os equipamentos presentes no mapa abaixo de acordo com suas respectivas localizações geográficas.

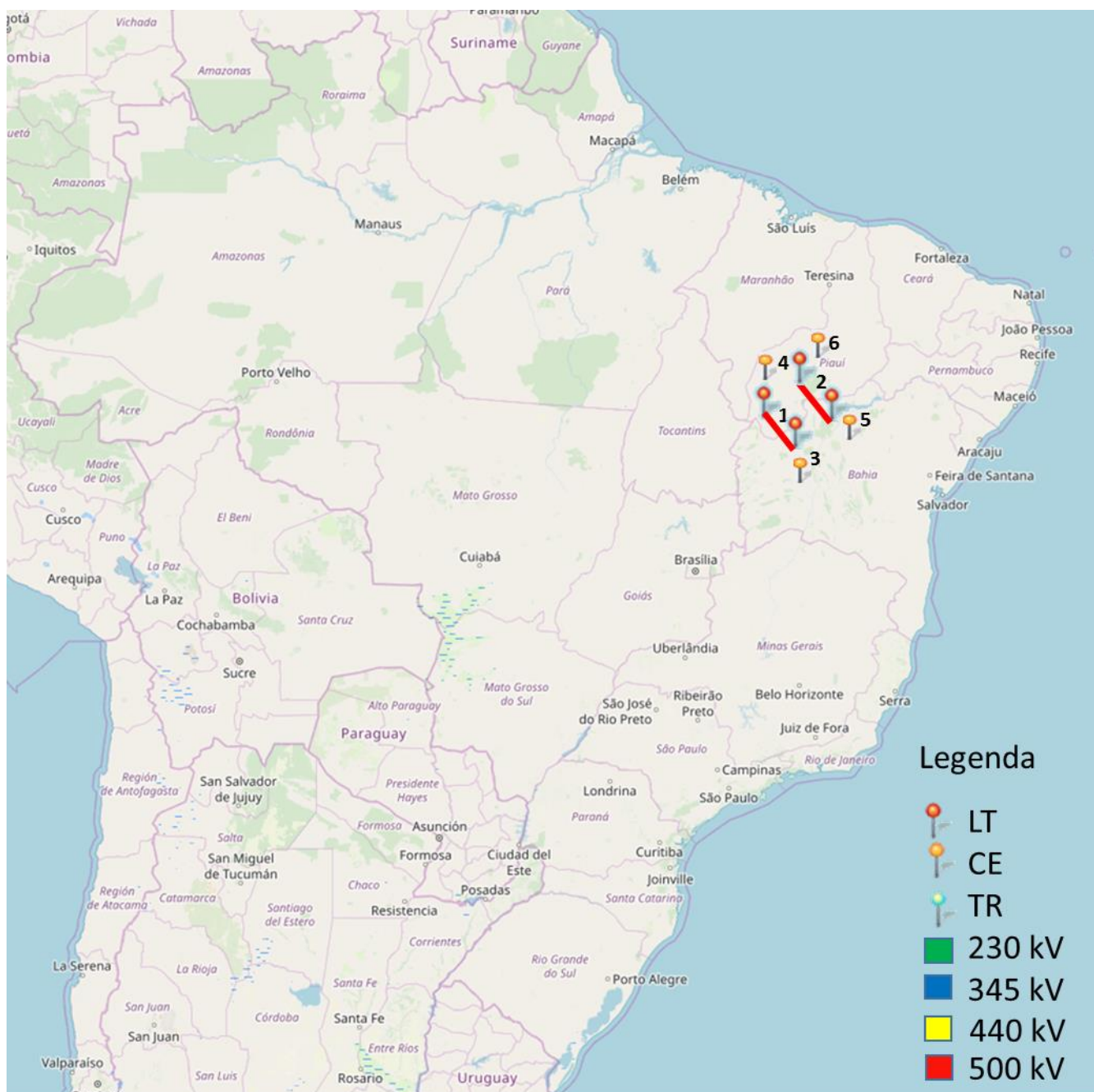


Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em janeiro de 2022.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE



Tais equipamentos caracterizam-se conforme descrito nas tabelas a seguir, sendo 687 km o total de linhas de transmissão e 1.304 Mvar de capacidade de compensação de potência reativa que entraram em operação em janeiro de 2022.

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Linha de Transmissão	Extensão (km)	Estado
1	500	LT Barreiras II/ Gilbués II C2	311,0	BA/PI
2	500	LT Buritirama/ Queimada Nova II C1	376,0	BA/PI
TOTAL			687,0	

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Equipamento de Compensação de Potência Reativa	Mvar	Estado
3	500	SE Gilbués II - BC 4	382,0	PI
4	500	SE Barreiras II - BC 3	382,0	BA
5	500	SE Buritirama - RTL 5	270,0	BA
6	500	SE Queimada Nova II - RTL 2	270,0	PI
TOTAL			1.304,0	

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jan/22 (km)	Acumulado em 2022 (km)
500	687,0	687,0
TOTAL	687,0	687,0

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jan/22 (MVA)	Acumulado em 2022 (MVA)
TOTAL	0,0	0,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

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



7.4. Previsão da Expansão de LT e da Capacidade de Transformação

Até 2024, está prevista a entrada em operação de 19.127 km de linhas de transmissão (LT) e 64.438 MVA de capacidade instalada de transformação.

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2022 (km)	Previsão 2023 (km)	Previsão 2024 (km)
230	1.755,9	2.998,9	292,4
345	246,2	154,0	209,0
440	37,0	61,0	0,0
500	6.260,9	4.166,5	2.945,5
TOTAL	8.300,0	7.380,4	3.446,9

Fonte dos dados: MME / SE

Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2022 (MVA)	Previsão 2023 (MVA)	Previsão 2024 (MVA)
230	7.121,0	4.985,0	4.435,0
345	3.150,0	1.065,0	3.210,0
440	0,0	300,0	0,0
500	20.883,0	14.612,0	4.676,9
TOTAL	31.154,0	20.962,0	12.321,9

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 DMSE/SEE/MME, com participação da SPE/MME, AESA/MME, ANEEL, EPE, ONS e CCEE.



8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA¹

8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

No mês de dezembro de 2021, a geração hidráulica correspondeu a 66,8% do total gerado no país, valor 6,6 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica e térmica tiveram decréscimo em relação ao verificado em novembro de 0,4 p.p. e de 6 p.p., representando 11,8% e 25,9 %, respectivamente, do total gerado.

As fontes renováveis (hidráulica, eólica, solar e biomassa) representaram 81,9% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em dezembro de 2021, acréscimo de 4,4 p.p. em relação ao mês anterior.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Dezembro/2021

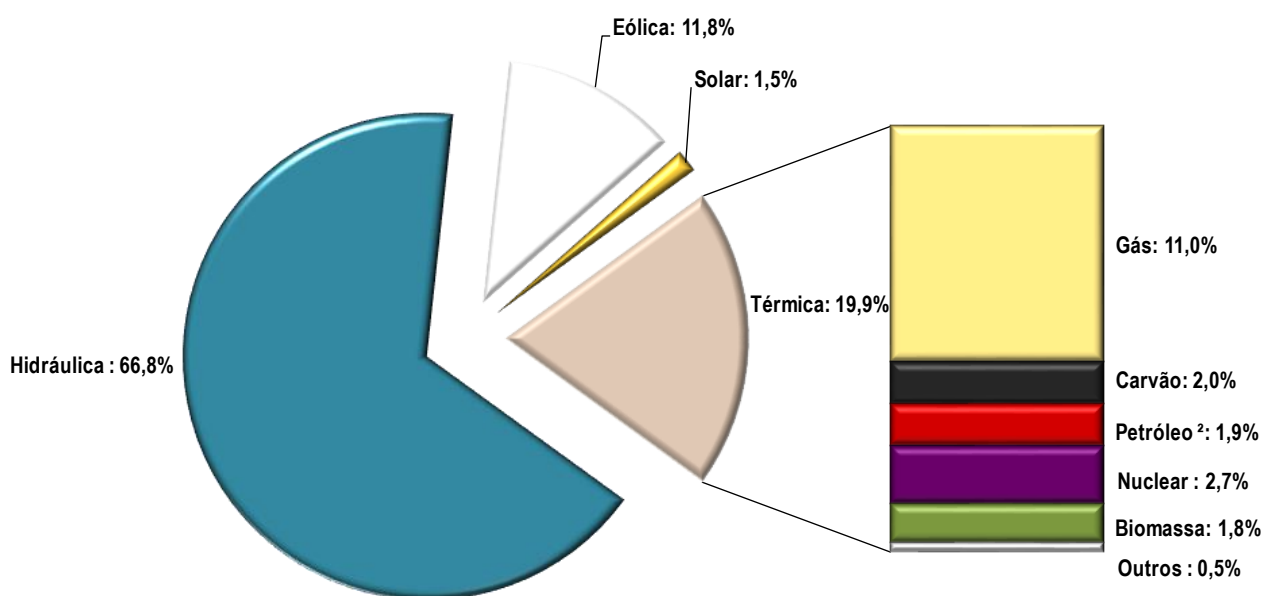


Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

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

Dados contabilizados até dezembro de 2021.

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

Fonte dos dados: CCEE.



8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional¹

No mês de dezembro, a geração hidráulica no SIN teve aumento de 16,6% em relação ao mês anterior. Quanto ao comparativo com dezembro de 2020, a geração hidráulica apresentou acréscimo de 3,7%, as gerações eólica e solar sofreram, respectivamente, elevação de 2,5% e 56,9%, enquanto que a geração térmica sofreu redução de 10,2%. Já em relação ao total de geração no mês de dezembro, houve aumento de 1% em relação a dezembro de 2020.

Com relação à fonte térmica, destaca-se a redução de 10,2% observado no mês de dezembro em comparação ao mesmo mês de 2020 e redução de 21,9% se comparado com o mês anterior. Esse fato associa-se à recuperação dos armazenamentos em 2022 e consequente redução dos despachos termelétricos adicionais deliberados pelo CMSE, permitindo com isso redução do custo de operação do sistema e dos preços e tarifas percebidos pelos consumidores de todo país. Quanto ao total de energia gerada no SIN nos últimos 12 meses, comparativamente ao mesmo período do ano anterior, foi observado aumento de 9,6% no valor total, o que se justifica pela recuperação da economia em relação ao ano passado, que foi fortemente impactado pela pandemia de COVID-19.

Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Dez/20 (GWh)	Nov/21 (GWh)	Dez/21 (GWh)	Evolução mensal (Dez/21 / Nov/21)	Evolução anual (Dez/21 / Dez/20)	Jan/20-Dez/20 (GWh)	Jan/21-Dez/21 (GWh)	Evolução
Hidráulica	32.382	28.790	33.568	16,6%	3,7%	367.024	363.178	-1,0%
Térmica	10.776	12.386	9.675	-21,9%	-10,2%	96.087	133.896	39,3%
Gás	5.731	6.387	5.539	-13,3%	-3,3%	39.437	64.942	64,7%
Carvão	1.569	1.348	1.016	-24,6%	-35,3%	9.565	14.537	52,0%
Petróleo ²	752	1.624	669	-58,8%	-11,0%	3.601	12.836	256,5%
Nuclear	1.263	1.211	1.359	12,3%	7,7%	12.865	13.464	4,7%
Outros	272	180	186	-	-31,7%	3.094	2.485	-19,7%
Biomassa	1.189	1.638	906	-44,7%	-23,8%	27.526	25.631	-6,9%
Eólica	5.770	5.817	5.915	1,7%	2,5%	55.615	70.451	26,7%
Solar	484	794	759	-4,4%	56,9%	5.887	7.576	28,7%
TOTAL	49.413	47.787	49.918	4,5%	1,0%	524.612	575.101	9,6%

Fonte dos dados: CCEE.

8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados³

Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Dez/20 (GWh)	Nov/21 (GWh)	Dez/21 (GWh)	Evolução mensal (Dez/21 / Nov/21)	Evolução anual (Dez/21 / Dez/20)	Jan/20-Dez/20 (GWh)	Jan/21-Dez/21 (GWh)	Evolução
Hidráulica	1,0	0,0	2,2	-	-	1	25,4	-
Gás	14,6	13,1	13,7	5,0%	-5,8%	144	156,5	8,8%
Petróleo ²	346,6	292,3	331,3	13,4%	-4,4%	3.878	3.646	-6,0%
Biomassa	4,9	4,8	4,7	-2,0%	-5,4%	46	61,0	33,7%
TOTAL	367	310	352	13,5%	-4,2%	4.069	3.889	-4,4%

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 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



8.4. Geração Eólica¹

No mês de dezembro de 2021, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste diminuiu 0,6 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 36,3 %, com total de 7.016 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 41,6%, o que indica aumento de 2,3 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

Já o fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em dezembro de 2021, diminuiu 4 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 34,8%, com total de 733 MWmédios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 34,1%, o que indica redução de 1,2 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

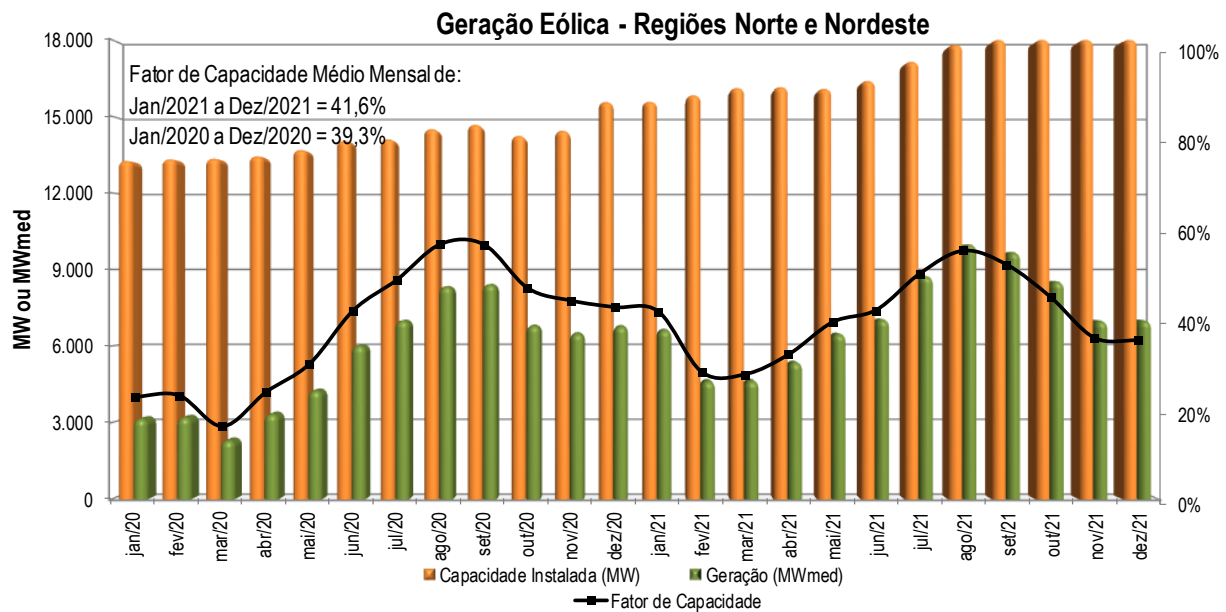


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

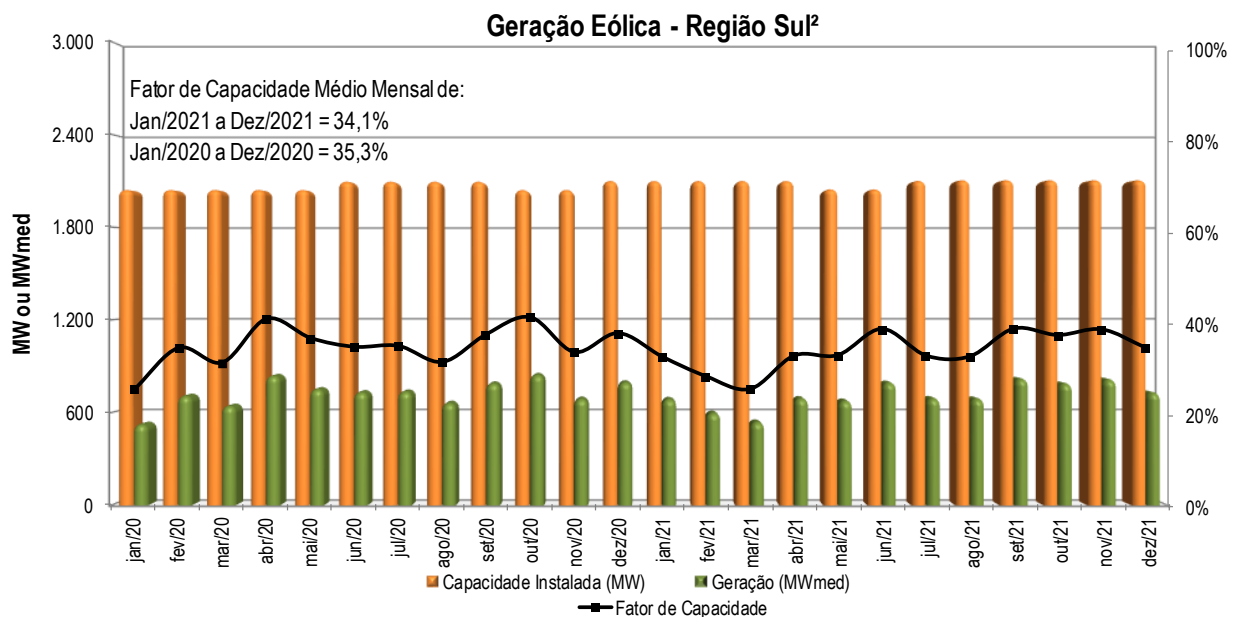


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul

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 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



8.5. Mecanismo de Realocação de Energia

Em dezembro de 2021, as usinas participantes do MRE geraram, juntas, 43.856 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 50.512 MWmédios, o que representou um GSF mensal de 86,82%.

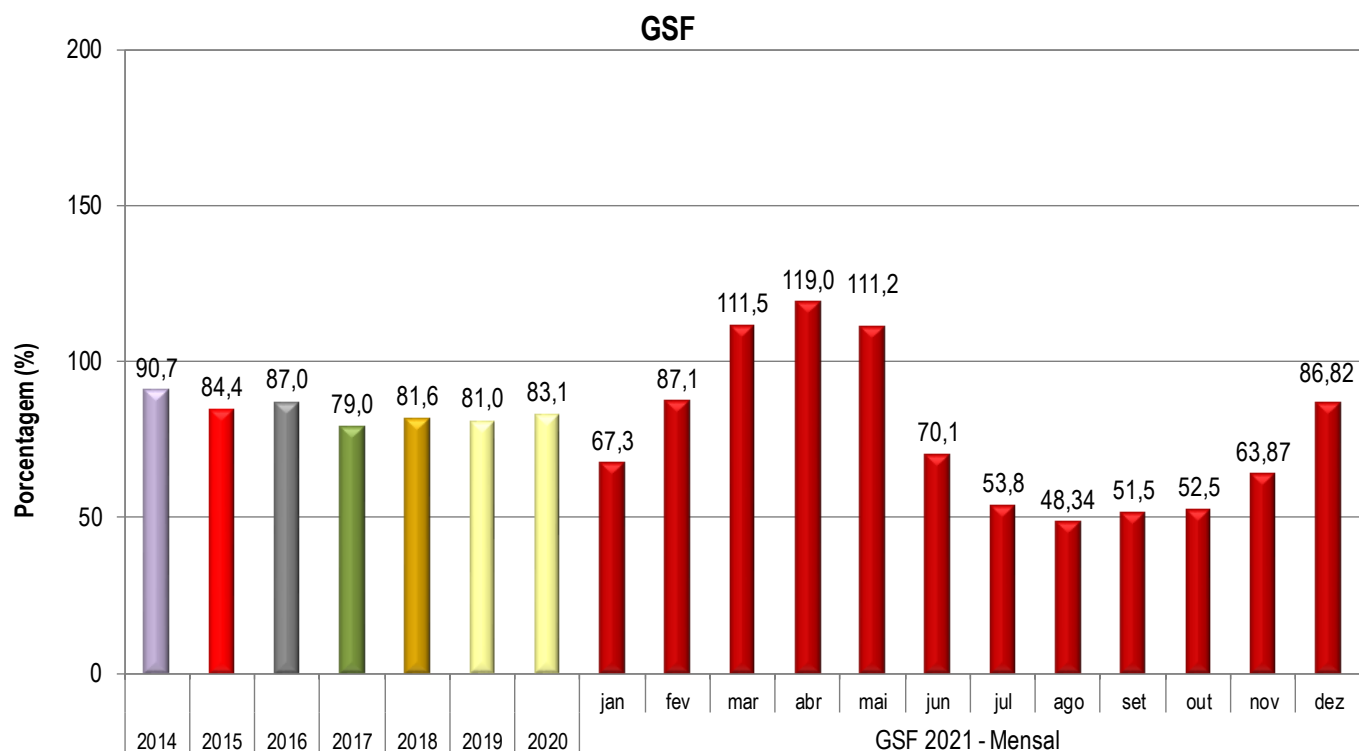


Figura 26. Evolução do GSF.

Tabela 11. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Geração Hidráulica (centro de gravidade) (MWmédio)	44.891	50.638	51.863	46.025	42.509	36.705	32.426	30.979	33.476	33.522	38.788	43.856
Garantia Física Sazonalizada (MWmédio)	66.707	58.148	46.532	38.693	38.244	52.386	60.308	64.090	64.957	63.898	60.732	50.512
GSF (%)	67,3	87,1	111,5	118,9	111,2	70,1	53,8	48,3	51,5	52,5	63,9	86,8

Dados contabilizados até dezembro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Em janeiro de 2022, os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte entre R\$ -6,18 / MWh e R\$ 231,50 / MWh. O menor valor de CMO ocorreu no subsistema Sudeste/Centro-Oeste no intervalo entre 0h00 e 08h30 do dia 01/01/2022 em função do cenário eletroenergético verificado e considerando as diretrizes específicas do ONS para a operação do SIN durante as festividades de Ano Novo, compreendendo ações para o controle de tensão e para o aumento da segurança operativa com vigência entre às 18h00 do dia 31 de dezembro de 2021 às 09h00 do dia 01 de janeiro de 2022

O maior valor registrado foi verificado no subsistema Sul, no intervalo das 15h30 às 16h00h do dia 25/01, ressaltando que esse valor mais alto foi isolado, ocorrendo valores aproximados apenas nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul no intervalo entre 14h30 e 16h00 desse dia 25. Diante de um valor deslocado para cima, cabe evidenciar que o valor médio do CMO do mês foi de aproximadamente R\$ 31 / MWh em face à melhora permanente, em especial no mês de janeiro de 2022, nas condições de atendimento do SIN, destacadamente quanto às vazões verificadas e expectativa de permanência das precipitações em relevantes bacias hidrográficas sob a ótica da geração de energia elétrica.

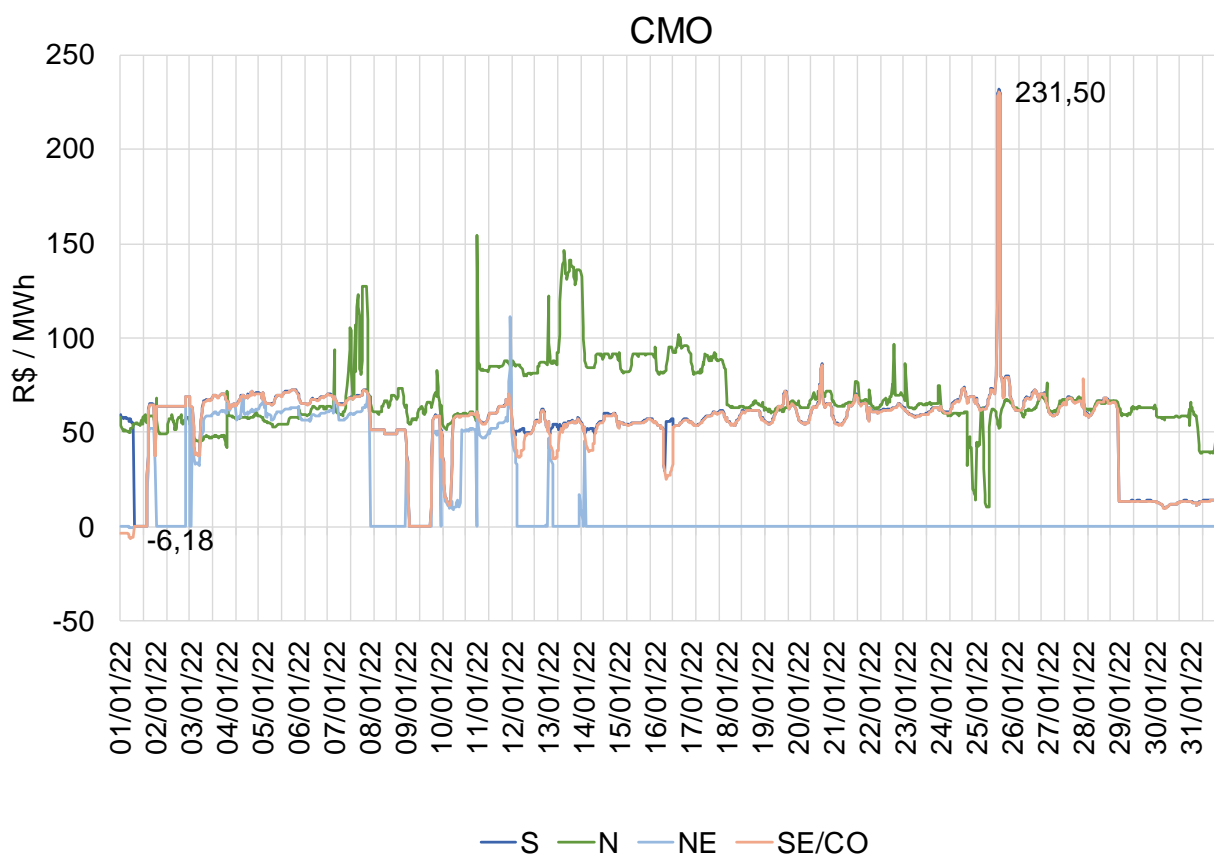


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em janeiro de 2022, os Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) horários variaram entre R\$ 55,00 / MWh e R\$ 306,64 / MWh. O maior valor registrado foi verificado nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul no intervalo das 15h às 16h do dia 25/01, sendo um pico isolado. Já o menor valor, ocorreu de forma recorrente em todos os subsistemas, sendo que o valor próximo ao mínimo, de R\$ 55,70 / MWh, ocorreu com frequência em praticamente todos os subsistemas, proporcionando uma aparência linear à curva. Na média, o PLD se estabeleceu em torno de R\$ 59 / MWh no mês de janeiro.

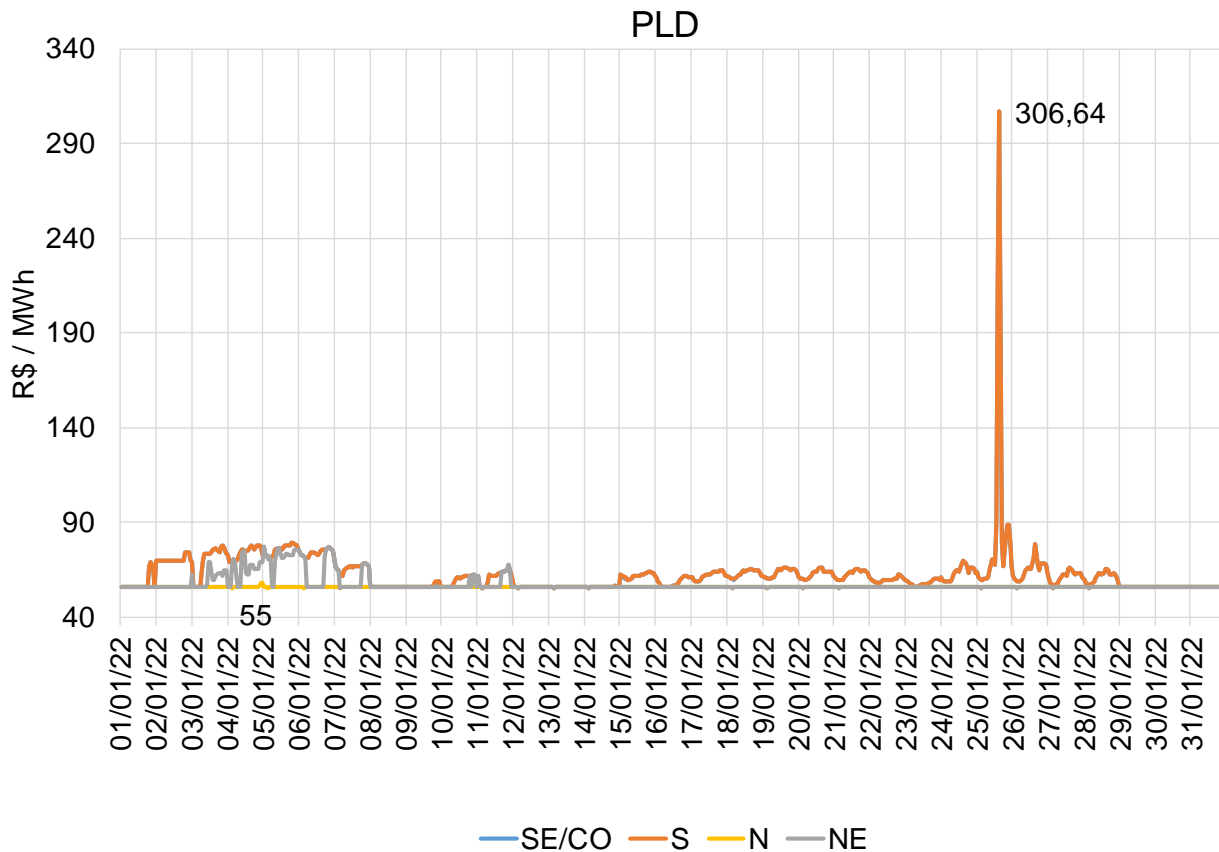


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.



11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA¹

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em dezembro de 2021 totalizaram R\$ 2,74 bilhões, montante inferior ao verificado no mês anterior, que ficou em R\$ 4,96 bilhões. Conforme ilustrado na figura abaixo, a maior parcela dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de dezembro se refere ao Encargo por Segurança Energética, responsável por cerca de 90% do total dos Encargos, o que equivale, aproximadamente, a R\$ 2,48 bilhões.

Em seguida, as maiores parcelas verificadas correspondem aos encargos por importação e por Unit Commitment. Esses três encargos somados equivalem a aproximadamente 99% do total de encargos e são consequência da otimização energética realizada pelo ONS, e de acordo com a autorização do CMSE, que resulta no uso da fonte térmica, inclusive, fora da ordem de mérito de custo (encargo sobre segurança energética), e da energia importada (da Argentina e do Uruguai) sem substituição (encargo sobre importação).

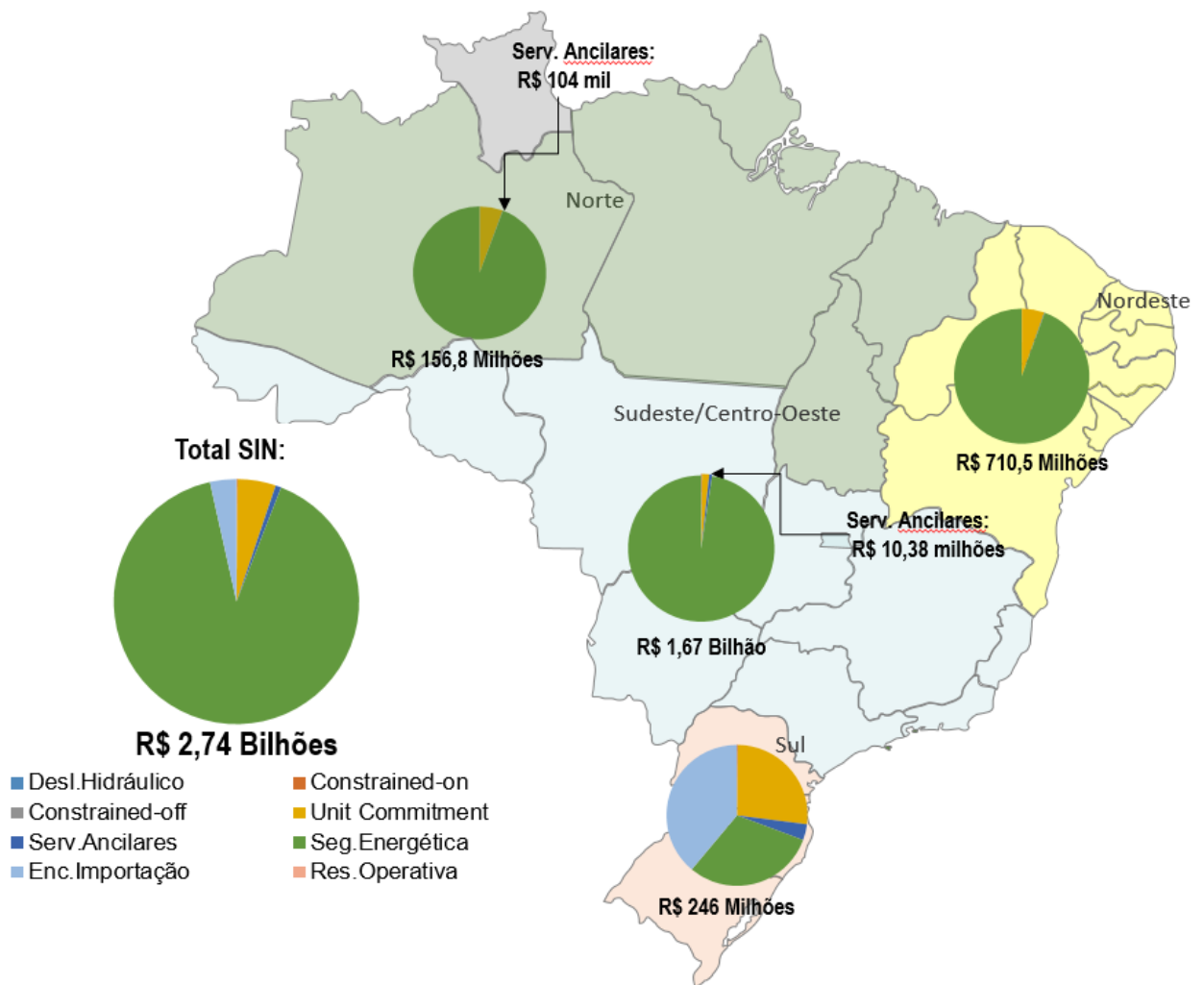


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até dezembro de 2021.

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

Fonte dos dados: CCEE.

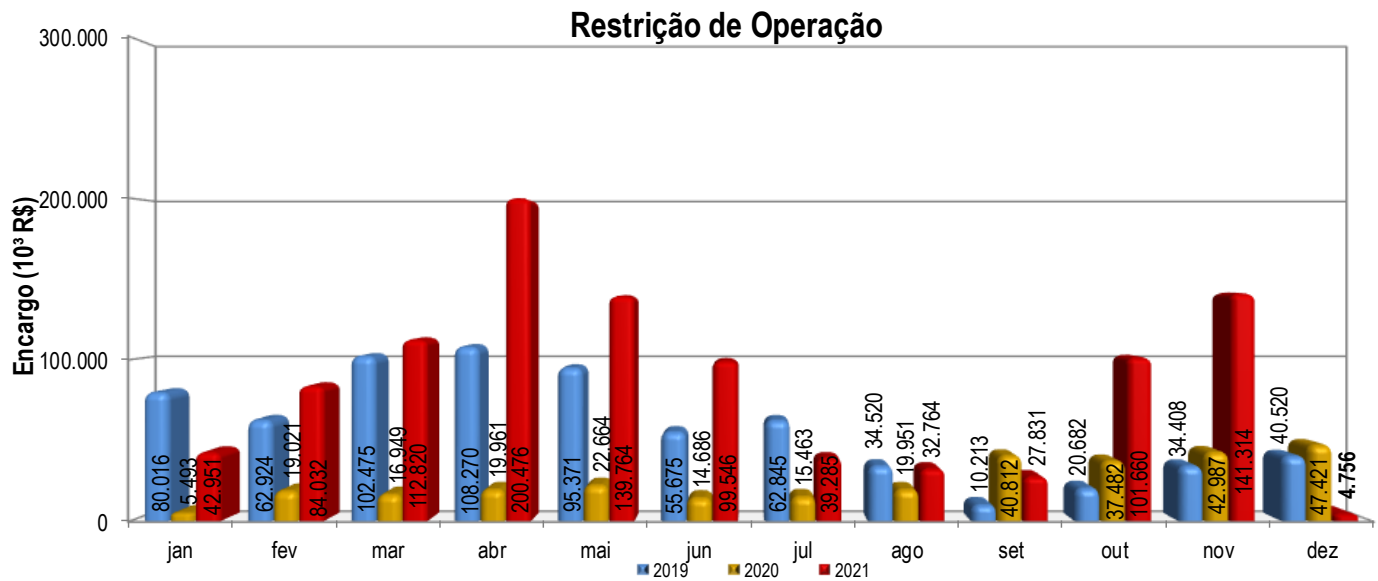


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

* 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

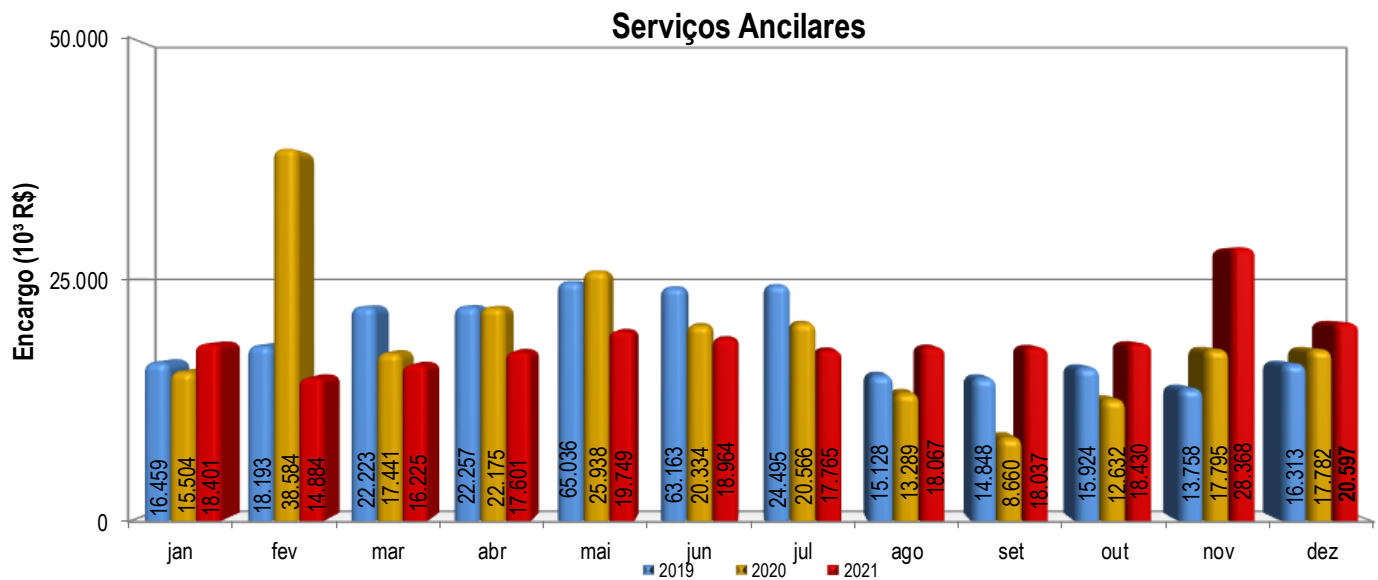


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

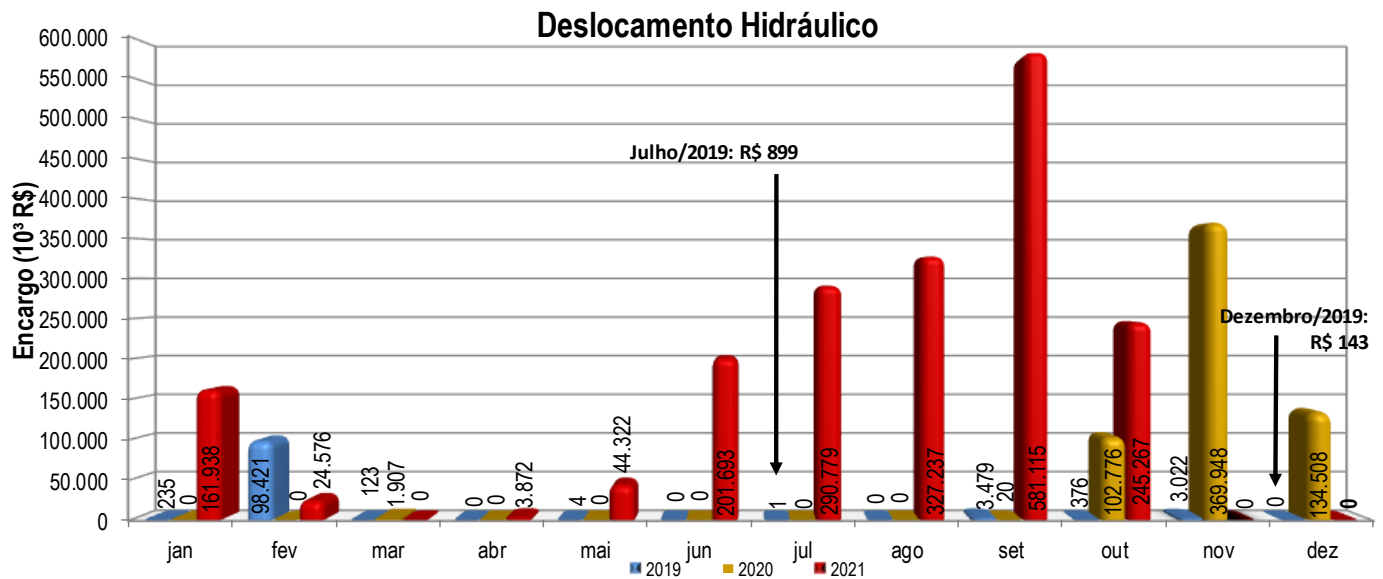


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

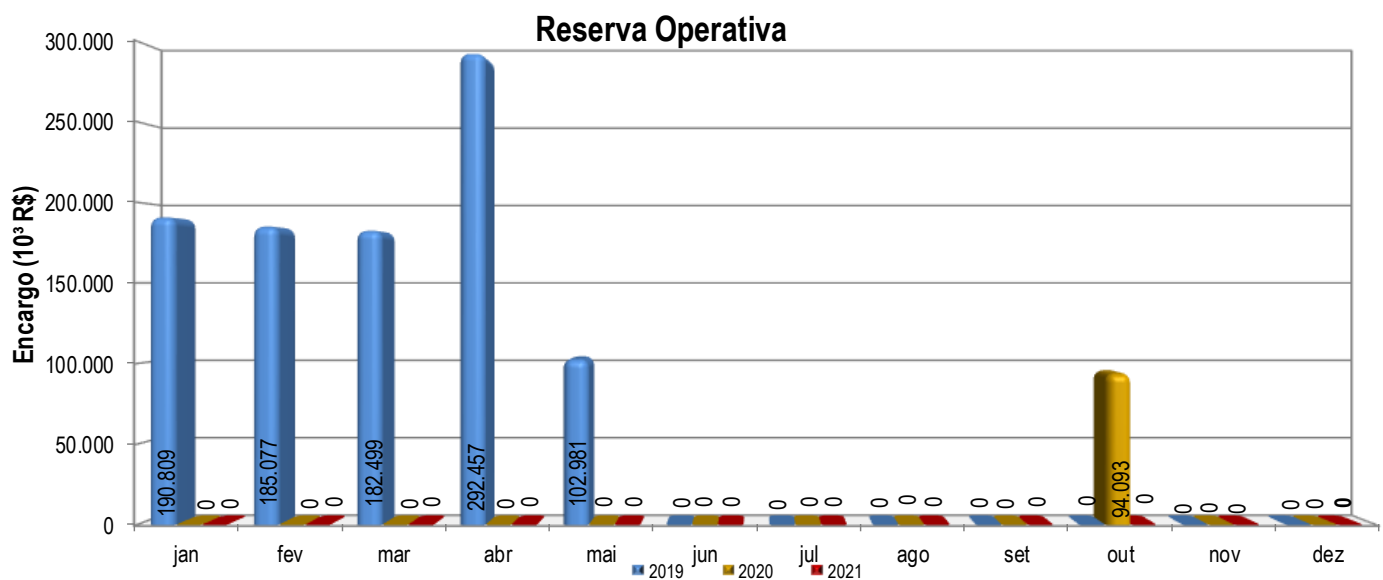


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

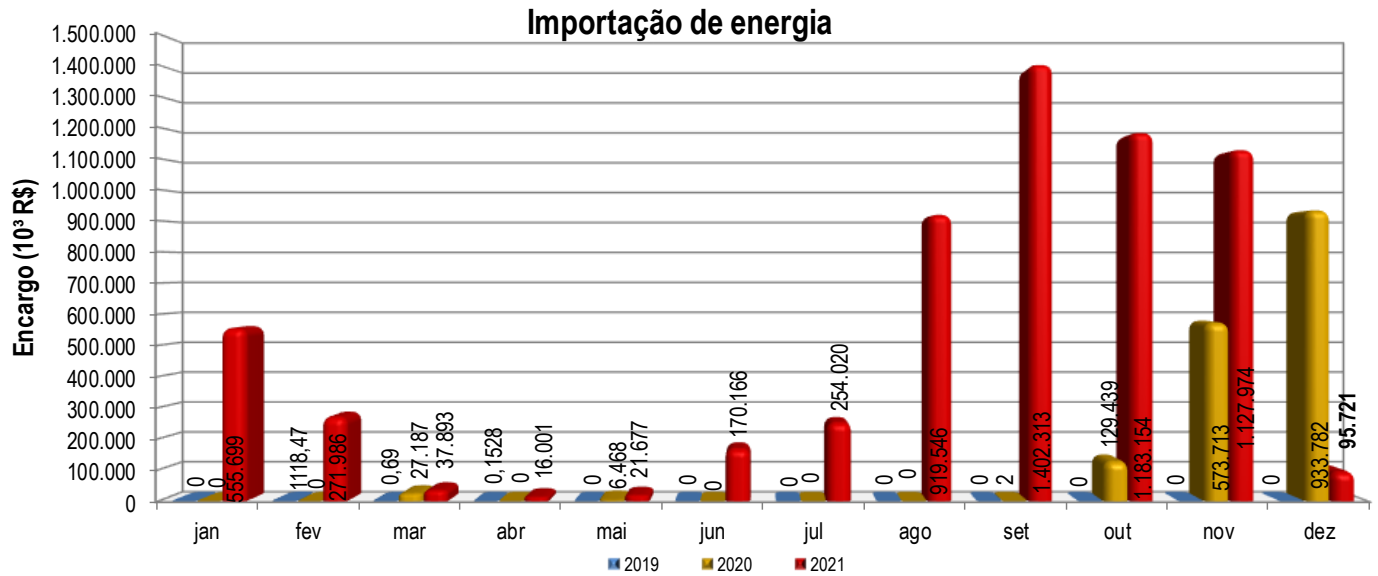


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

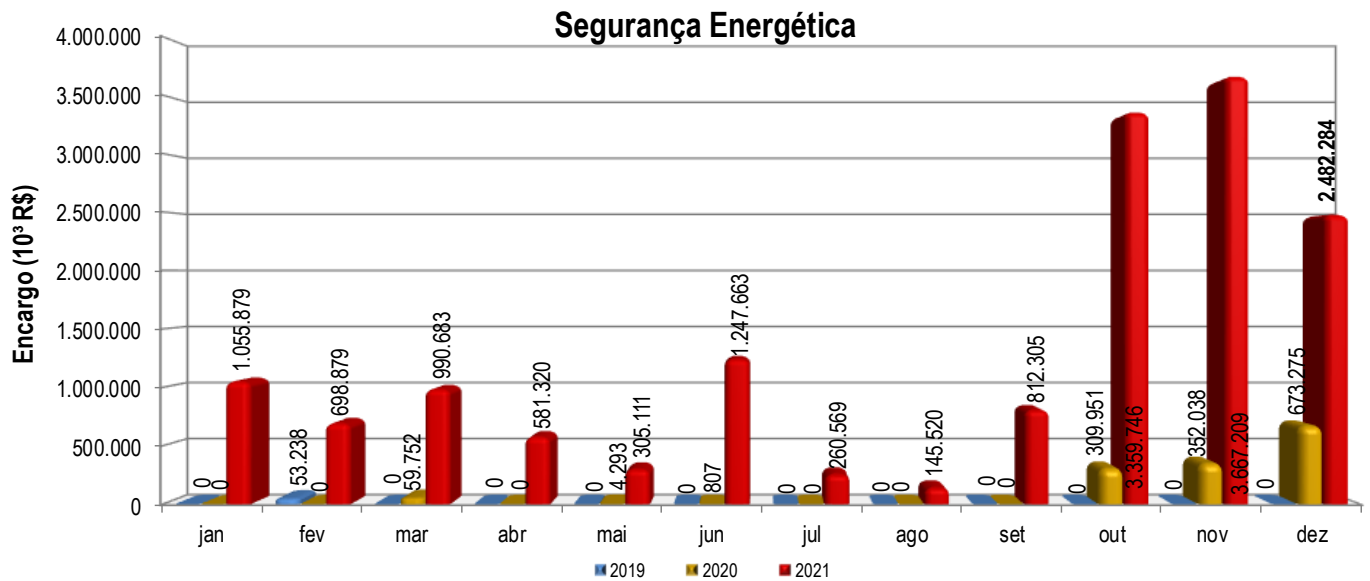


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até dezembro de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de janeiro de 2022, foram verificadas 8 (oito) ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de carga superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando aproximadamente 1.818 MW de corte de carga.

Tabela 12. Descrição das principais ocorrências do mês

Dia da Ocorrência	Descrição	Carga Interrompida (MW)	Estado(s) afetado(s)	Causa
09/jan	Curto-circuito monofásico na LT 230 kV Cotegipe/Matatu/Pituaçu	314,0	BA	A perturbação teve início com um curto-circuito monofásico, na LT 230 kV Cotegipe/Matatu/Pituaçu, provocado por vegetação, próxima a SE Cotegipe. Houve também o desligamento automático de todos os disjuntores conectados ao barramento 1 de 230 kV da SE Pituaçu, levando à sua suspensão de energia da SE Naranhíba. Ocorreu também o desligamento automático do TR08 de 230/69 kV da SE Matatu.
15/jan	Blecaute no sistema Roraima	131,0	RR	Às 13h25min, houve o desligamento geral da SE Distrito, devido à atuação acidental de proteção e erro na lógica, durante manobras para normalização da LT 69 kV Boa Vista-Distrito (com terminal de Boa Vista aberto), para o retorno da UTE Monte Cristo II. Às 13h58min, ocorreu o fechamento do DJ406 (terminal de Boa Vista) da LT 69 kV Boa Vista-Distrito, provocando a saída de algumas máquinas na UTE Monte Cristo I, por atuações incorretas de proteções. Às 14h01min, ocorreu desligamento total da geração térmica da região, com as saídas das máquinas remanescentes da UTE Monte Cristo I, causando blecaute no sistema Roraima.
20/jan	Curto-circuito monofásico localizado no setor de 69 kV da SE Catu, da Chesf	120,0	BA	A perturbação consistiu no desligamento automático do barramento de 69 kV da SE Catu da Chesf, devido à incidência de um curto-circuito monofásico localizado no setor de 69 kV dessa subestação, provocado por cabo rompido ao longo do alimentador. Não houve atuação da proteção, provocando a suspensão da energia do barramento 69 kV dessa SE, pelo desligamento automático dos setores de 69 kV dos transformadores TR1, TR2 e TR3.
26/jan	Desligamento da SE Santo Ângelo 440kV/345kV/138kV	547,0	SP	A perturbação ocorreu durante intervenção no Reator 2 de 440 kV da SE Santo Ângelo. Ao ser comandada a abertura manual do DJ8 para isolamento do Reator 2, uma das fases não abriu, embora tenha sinalizado como aberta. Posteriormente, quando foi comandada a complementação das manobras de isolamento do Reator 2 da LT 440 kV Santo Ângelo - Mogi Mirim 3, na SE Santo Ângelo, foi verificado arco elétrico na citada seccionadora, levando à atuação da proteção e desligamento total da SE Santo Ângelo.
26/jan	Curto-circuito na LT 138 kV Taquara / Osório 2, provocado pela queda de estrutura	145,0	RS	A perturbação teve início com o desligamento automático da LT 138 kV Taquara - Osório 2, somente no terminal de Taquara, pela atuação das proteções primárias de distância, devido a um curto-circuito na linha, provocado pela queda da estrutura 62.
28/jan	Curto-circuito bifásico interno ao alimentador de 69 kV Ribeirão - José Mariano	117,0	PE	A perturbação teve início com um curto-circuito bifásico interno ao alimentador de 69 kV Ribeirão - José Mariano (02L4), sendo eliminada em 92 ms por atuação da proteção de sobrecorrente de fase temporizada, provocado por causa indeterminada.
29/jan	Explosão do disjuntor do alimentador de 15 kV na SE Alcântara	296,0	RJ	A perturbação consistiu na explosão do disjuntor do alimentador de 15 kV na SE Alcântara (ENEL RJ), com evolução do defeito para o barramento de 11,95 kV do TR04 de 138/11,95 kV e para a chave de interligação com o barramento de 11,95 kV do TR01 de 138/11,95 kV. A proteção do TR01 eliminou sua contribuição para o curto-circuito, entretanto as proteções do TR04 sofreram avaria e perda de alimentação durante a ocorrência, provocando a atuação das proteções de retaguarda das subestações fonte da ENEL RJ e de Furnas, após evolução do defeito para o setor de 138 kV do TR04. A perda de alimentação se deu por conta de mistura AC/DC devido à avaria no disjuntor do ALC10.
29/jan	Blecaute no sistema Roraima	148,0	RR	Houve o desligamento automático da UG11 da UTE Jaguatirica II, que estava sob teste de operação por 96 horas para comprovação de geração para operação comercial (Intervenção 4.440-22), devido à falha na bomba de combustível principal e falha na entrada em operação da reserva
		1.818,0		

Fonte dos dados: ONS e Roraima Energia.



12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro ¹

Tabela 13. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2022 Jan	2021 Jan
SIN ²	0												0	0
S	145												145	267
SE/CO	843												843	0
NE	551												551	356
N	0												0	248
Isolados	279												279	0
TOTAL	1.818												1.818	871

Tabela 14. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2022 Jan	2021 Jan
SIN ²	0												0	0
S	1												1	1
SE/CO	2												2	0
NE	3												3	1
N	0												0	1
Isolados	2												2	0
TOTAL	8												8	3

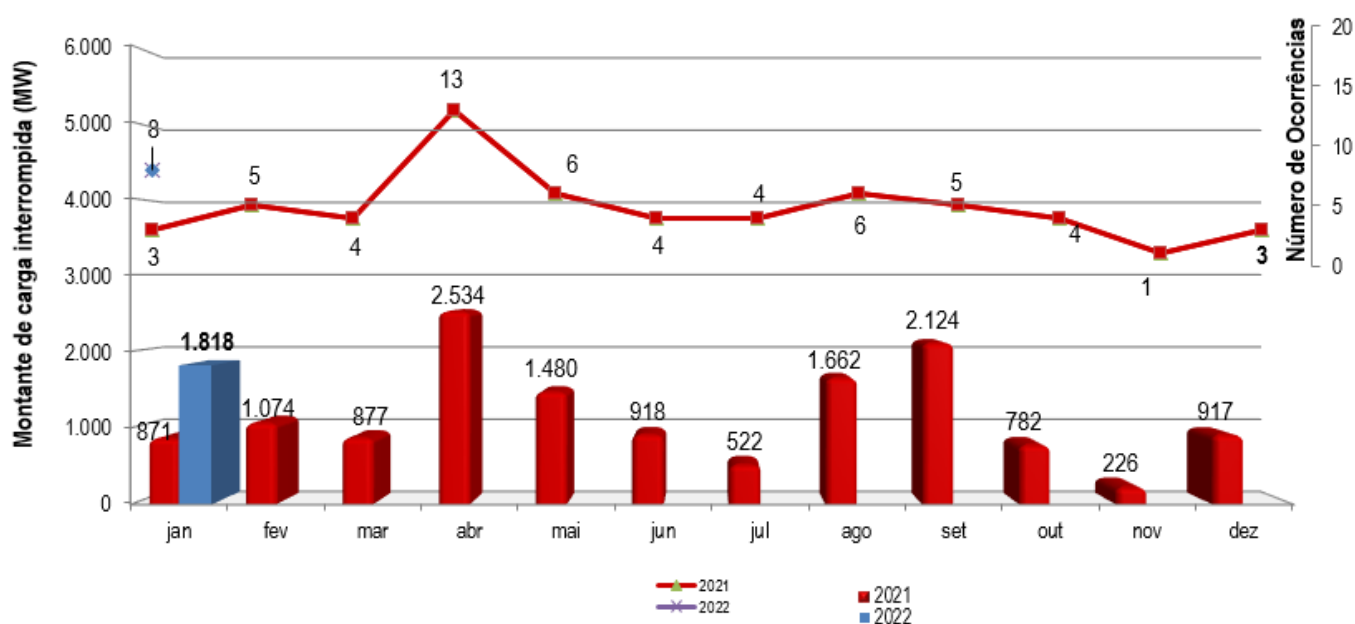


Figura 36. Ocorrências no SEB.

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

² Perda de carga simultânea em mais de uma região.



12.2. Indicadores de Continuidade¹

No ano de 2021, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 11,86 horas. Esse valor ficou abaixo do Limite Regulatório de 11,95 horas estabelecido pela ANEEL.

Tabela 15. Evolução do DEC em 2021.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2021															
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano ²	Tend. Ano ³	Limite Ano
Brasil	1,18	1,10	1,15	0,91	0,83	0,74	0,78	0,83	1,05	1,15	1,06	1,09	11,86	11,86	11,95
SU	1,24	0,92	0,93	0,60	0,77	0,77	0,70	0,65	0,76	0,89	0,97	0,91	10,10	10,10	9,89
SE	0,79	0,80	0,75	0,54	0,53	0,44	0,49	1,00	0,59	0,80	0,58	0,67	7,97	7,97	8,47
CO	1,64	1,32	1,43	1,15	0,88	0,91	0,83	0,55	1,70	2,07	1,48	1,59	15,55	15,55	13,26
NE	1,41	1,35	1,56	1,27	1,10	0,92	1,02	0,99	1,15	1,25	1,50	1,51	15,02	15,02	13,74
NO	2,09	2,24	2,29	2,39	1,88	1,73	1,87	2,24	3,59	2,54	2,18	2,02	27,05	27,05	32,13

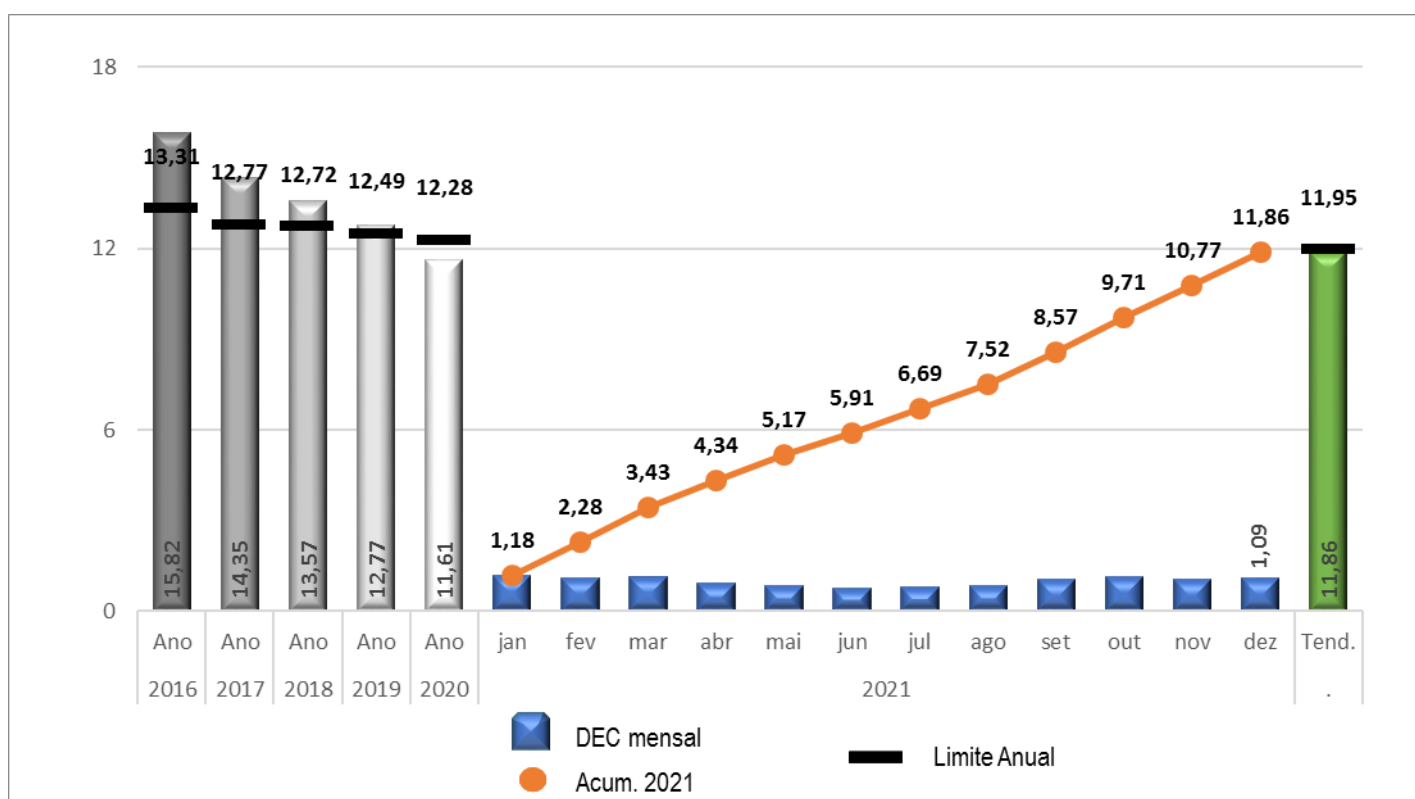


Figura 37. DEC do Brasil



No ano de 2021, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 5,98 interrupções. Esse valor ficou abaixo do Limite Regulatório de 8,58 interrupções estabelecido pela ANEEL.

Tabela 16. 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	0,56	0,53	0,57	0,48	0,46	0,41	0,43	0,46	0,53	0,54	0,51	0,50	5,98	5,98	8,58
SU	0,68	0,53	0,56	0,36	0,45	0,47	0,43	0,43	0,46	0,48	0,52	0,55	5,93	5,93	7,41
SE	0,43	0,39	0,40	0,30	0,33	0,26	0,29	0,59	0,38	0,41	0,33	0,36	4,46	4,46	5,96
CO	0,74	0,72	0,81	0,63	0,47	0,54	0,47	0,33	0,81	0,79	0,56	0,63	7,51	7,51	9,91
NE	0,56	0,57	0,63	0,54	0,47	0,40	0,46	0,47	0,56	0,53	0,60	0,56	6,35	6,35	8,61
NO	1,07	1,07	1,24	1,48	1,23	1,20	1,10	1,25	1,22	1,33	1,26	1,00	14,43	14,43	26,88

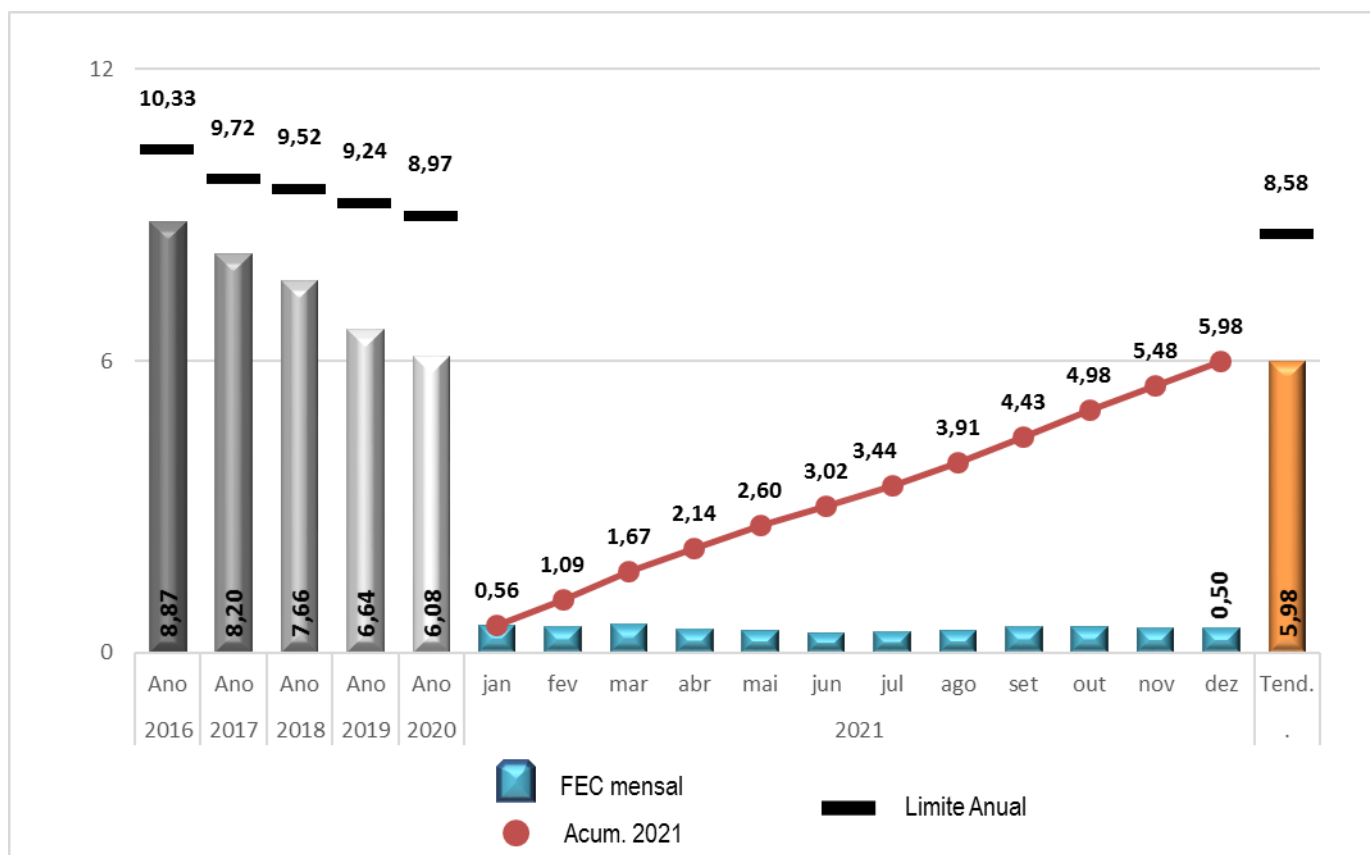


Figura 38. FEC do Brasil

¹ Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

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

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

Fonte dos dados: ANEEL.



GLOSSÁRIO

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



LISTA DE SIGLAS

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