



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Setembro / 2021





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Setembro / 2021

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Energia Elétrica

Christiano Vieira da Silva

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico

Guilherme Silva de Godoi

Equipe Técnica

Igor Souza Ribeiro (Coordenação)

Ana Lúcia Alvares Alves

André Groberio Lopes Perim

André Luis Gonçalves de Oliveira

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Emanoelle de Oliveira Lima

Eucimar Kwiatkowski Augustinhak

Fernando Antonio Giffoni Noronha Luz

João Aloísio Vieira

Jorge Portella Duarte

Luiz Augusto Gomes de Oliveira

Marlian Leão de Oliveira

Tarcisio Tadeu de Castro

Victor Protázio da Silva

Apoio dos estagiários:

João Pedro Alecrim Ribeiro

Matheus Lobo Leite Ferreira

Victor Orfeu Melo

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 Linhas de Transmissão e da Capacidade de Transformação.....	27
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	28
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	28
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	29
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	29
8.4. Geração Eólica	30
8.5. Mecanismo de Realocação de Energia.....	31
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	32
10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	33
11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA.....	34
12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	38
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	39
12.2. Indicadores de Continuidade	40



LISTA DE FIGURAS

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



LISTA DE TABELAS

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

No mês de setembro, houve predomínio de chuvas abaixo da média na maior parte do território nacional, principalmente, na zona central. Em contrapartida, registraram-se anomalias positivas de precipitação ao norte do Brasil, com chuvas acima da média em quase toda a Região Norte e na porção norte do Nordeste, assim como, mais brandamente, na porção leste do extremo sul do Brasil. Esta distribuição das precipitações, assim como no mês anterior, não favoreceu a alimentação das zonas de recarga das principais bacias hidrográficas para a geração hidrelétrica.

Ademais, os reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte sofreram deplecionamento em relação ao mês de agosto nas seguintes proporções: subsistema Sudeste/Centro-Oeste em 4,6 p.p., Nordeste em 8,7 p.p e Norte em 9,3 p.p. Já no subsistema Sul, observou-se replecionamento de 1,1 p.p. em relação ao mês anterior. Destaca-se o armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste de apenas 16,7% do volume total para a geração de energia ao final do mês de setembro. Esta situação está diretamente relacionada aos baixos volumes de chuva verificados nos últimos anos hidrológicos, os quais foram bem abaixo da média, sobretudo no último ano (período chuvoso compreendido entre outubro 2020 e abril 2021).

No que se refere aos intercâmbios de energia entre os subsistemas, teve destaque a participação do subsistema Norte que, embora com queda de 27% em relação ao mês anterior, manteve perfil exportador, considerando o fluxo nos bipolos do nó de Xingu. Já o Nordeste seguiu ampliando a sua participação nos intercâmbios entre subsistemas do SIN, tendo exportado, em setembro, um total de 7.275 MW médios, o que corresponde a aproximadamente 9% acima do montante de agosto. O Sul, por sua vez, apresentou mudança de perfil em relação ao mês anterior e passou a ser exportador para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste que se manteve importador. Verificou-se importação de energia elétrica da Argentina e do Uruguai em montante maior que no mês anterior.

A capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu, em setembro, 186.648 MW, incluindo geração distribuída. Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 8.951 MW (5,0%), com destaque para 4.006 MW de geração de fonte solar, 3.162 MW de fonte eólica e 1.571 MW de fonte térmica. A geração distribuída alcançou 7.295 MW instalados em 621.136 unidades em setembro de 2021, resultando em 3,9% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e em crescimento de 86,1% nos últimos 12 meses. Destaca-se, nesse mês, a entrada em operação de 1.351,17 MW de fontes térmicas sendo 1.338,30 da UTE GNA I, instalada no Município de São João da Barra, no Estado do Rio de Janeiro.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram 75,3% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em agosto de 2021. Quanto à geração associada às usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), destaca-se o total de 30.979 MW médios, ante a garantia física sazonalizada de 64.090 MW médios, o que representou um GSF mensal de 48,3%.

Em setembro, os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram nos subsistemas do SIN entre R\$ 461,80 / MWh e R\$ 1.440,52 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, no intervalo das 15h00 às 15h30 do dia 09/09, cabendo mencionar que o valor nos demais subsistemas neste mesmo horário foram praticamente iguais ao valor máximo. Os valores do CMO apresentaram retração na média com relação ao mês anterior, principalmente, em face à perspectiva de início do período úmido que proporcionou a atualização das restrições hidráulicas e, por conseguinte, dos níveis de partida.

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em agosto de 2021 totalizaram R\$ 1,44 bilhão, aproximadamente, 67% acima do montante verificado no mês anterior, que ficou em R\$ 862,4 milhões. A maior parcela dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de agosto se refere ao Encargo sobre Importação, responsável por parcela de cerca de 64% do total dos Encargos, o que equivale aproximadamente a R\$ 920 milhões.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS¹) registrou, em 26 de agosto, às 11h57, novo recorde de geração solar instantânea. O pico verificado foi de 2.336 MW, montante suficiente para atender a 20,5% da demanda da região Nordeste naquele minuto. O percentual indica um crescimento de 5,6% em comparação ao último recorde, registrado há mais de um mês, em 19 de julho, quando atingiu 2.211 MW de geração instantânea às 12h14. A geração advinda da fonte solar representou 1,3% da matriz brasileira de produção de energia elétrica em agosto de 2021.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de setembro de 2021, exceto quando indicado.

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

Fonte: [ONS](https://www.ons.org.br)



2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas do SIN, em setembro, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 56% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 65% MLT no Sul, 45% MLT no Nordeste e 82% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 55% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 61% MLT no Sul, 44% MLT no Nordeste e 80% MLT no subsistema Norte.

No mês de setembro, a zona central do país apresentou chuvas em patamares abaixo da média para o período, conforme destacado na Figura 1 pela predominância da cor laranja. O extremo sul, por sua vez, teve um setembro com chuvas um pouco acima da média na porção leste da região, caracterizada pelos tons em azul claro. Entretanto, as anomalias positivas de precipitação foram mais expressivas ao norte do Brasil, com chuvas acima da média em quase toda a Região Norte e porção norte do Nordeste. Esta distribuição das precipitações, assim como no mês anterior, não favoreceu as principais bacias hidrográficas para a geração hidrelétrica, não ocorrendo alimentação de suas zonas de recarga.

Embora ainda caracterizado pela estação seca, os últimos dias de setembro, foram com chuvas acima da média em algumas áreas, principalmente, da bacia do rio Paraná, indicando a transição para a estação chuvosa.

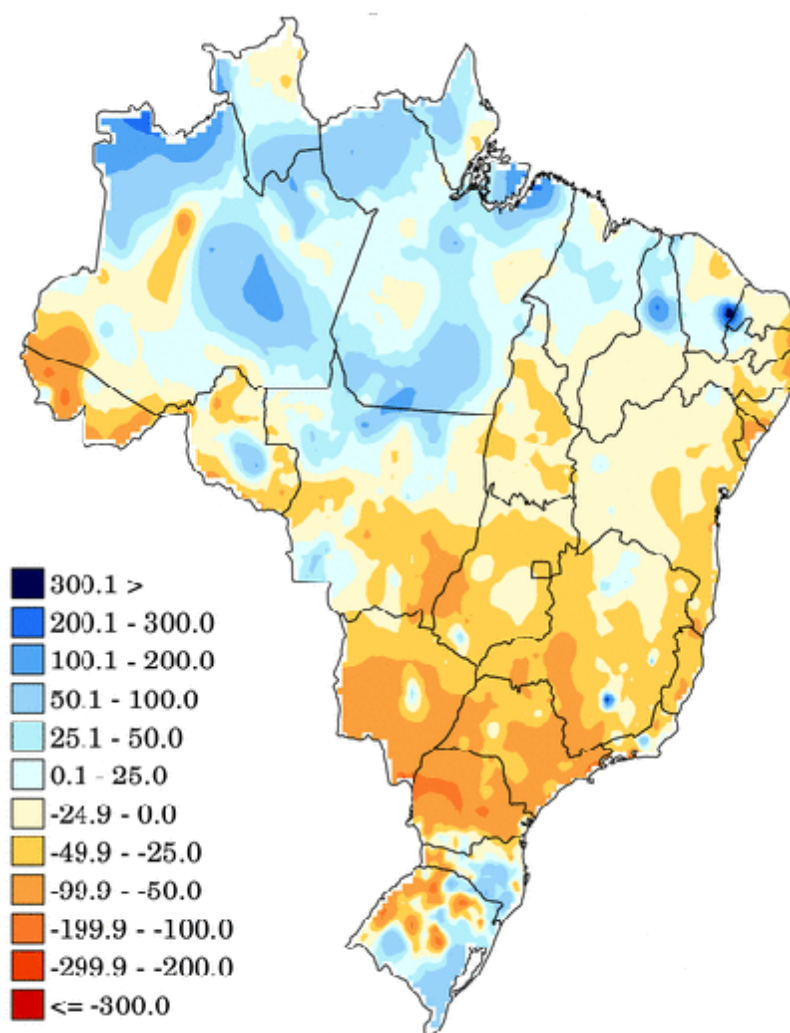


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de setembro de 2021 – Brasil.

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

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



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

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

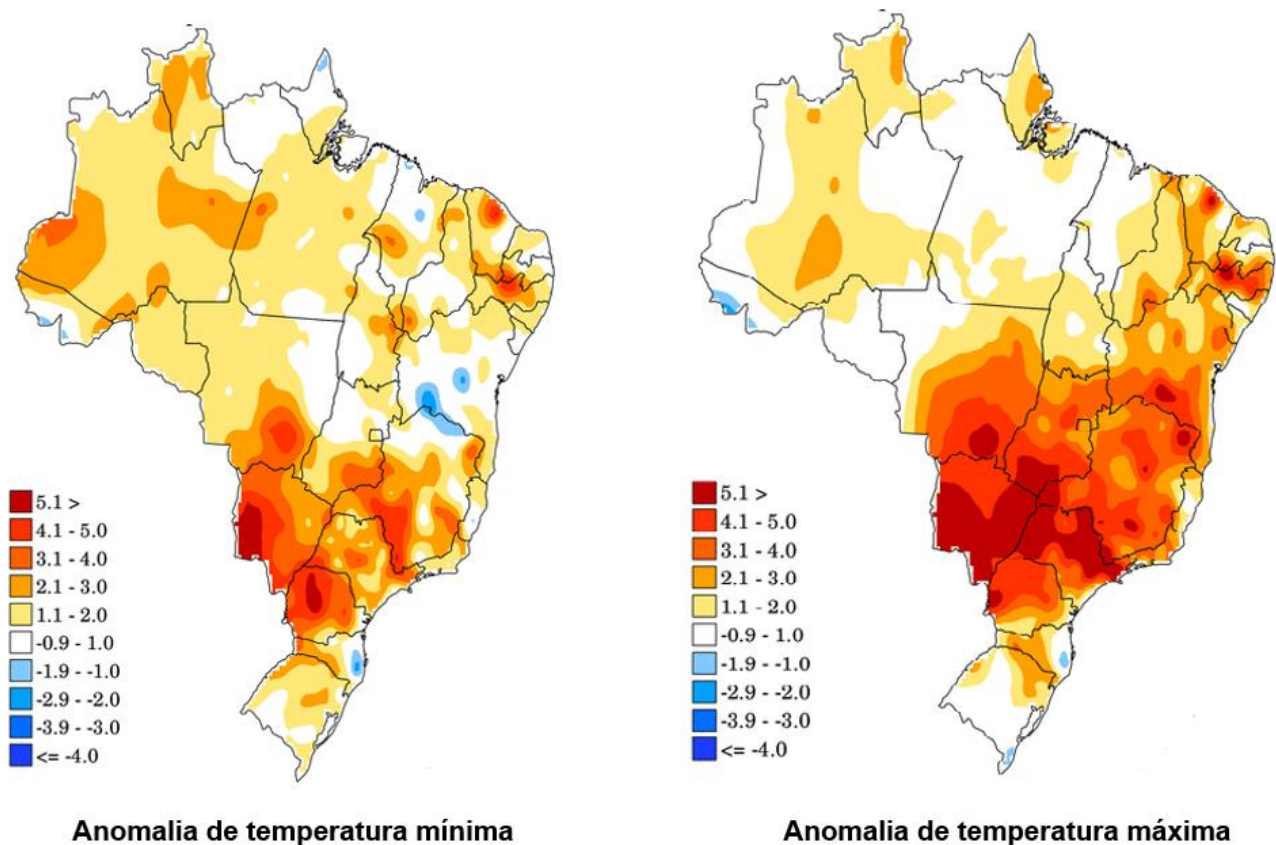


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima.

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

Fonte: CPTEC/INPE.



2.1. Energia Natural Afluentes Armazenável ¹

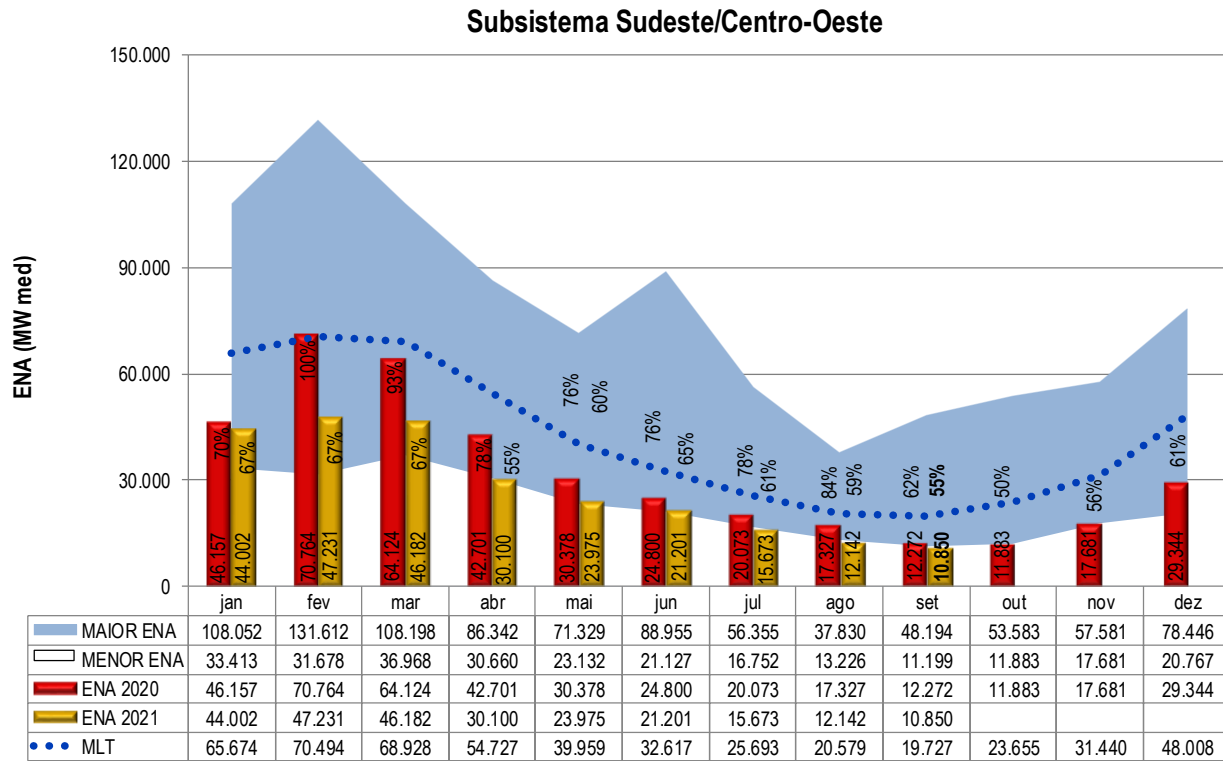


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

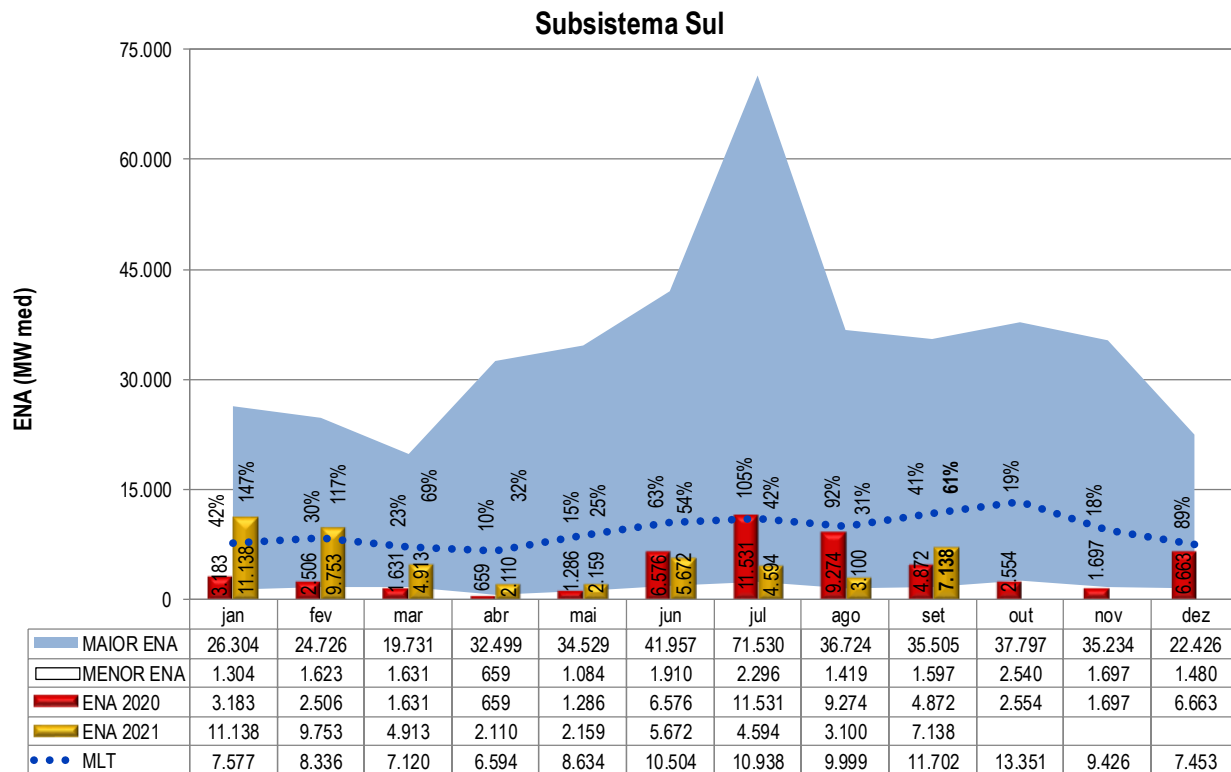


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

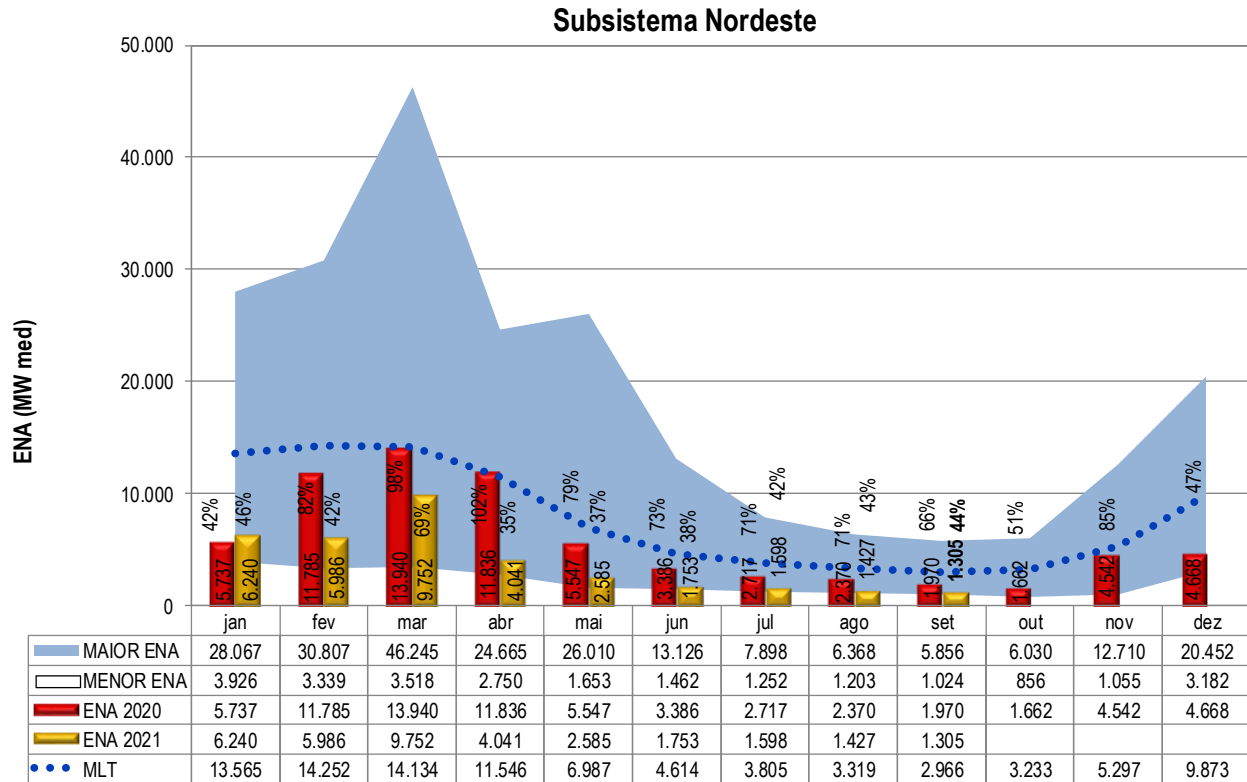


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

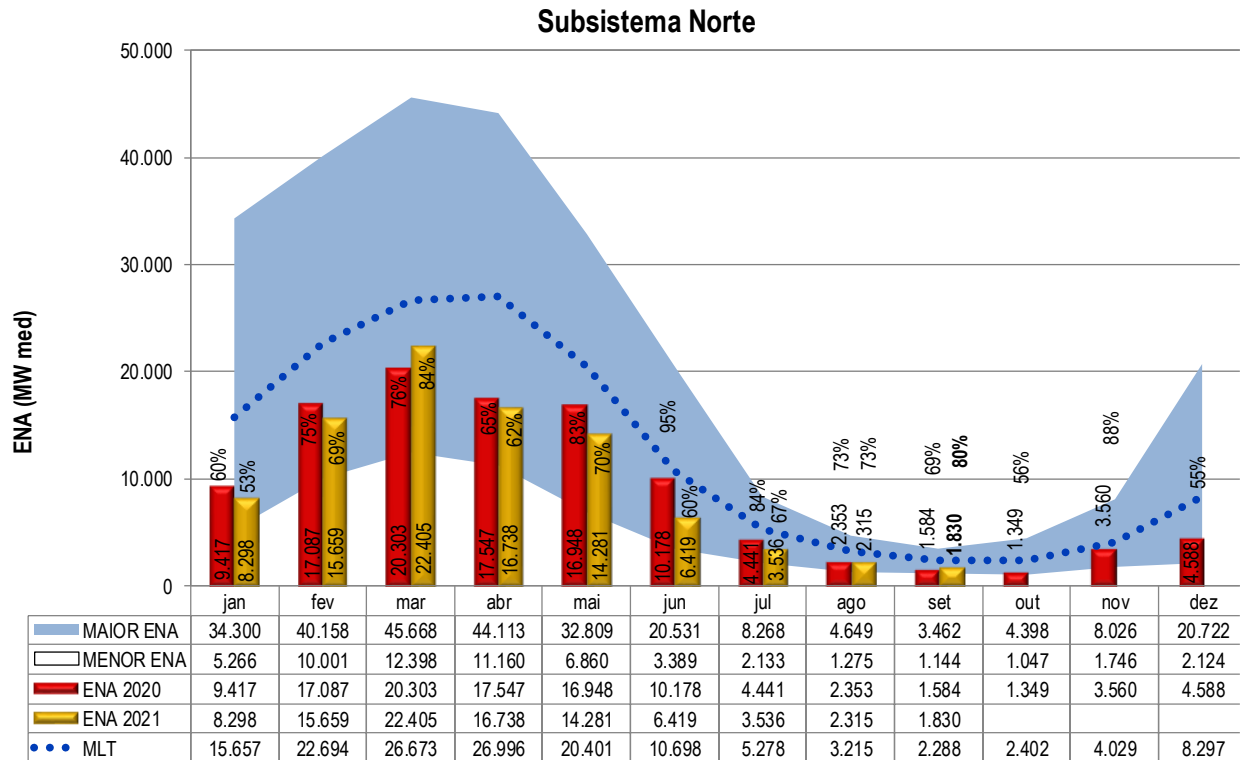


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

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 setembro de 2021, os reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte sofreram deplecionamento em relação ao mês de agosto nas seguintes proporções: subsistema Sudeste/Centro-Oeste em 4,6 p.p., Nordeste em 8,7 p.p e Norte em 9,3 p.p. Já no subsistema Sul, observou-se replecionamento de 1,1 p.p. em relação ao mês anterior.

Com a estação seca ainda em curso na maior parte do Brasil, verificou-se o predomínio do movimento de deplecionamento nos reservatórios equivalentes dos subsistemas no mês de setembro, durante o qual, as chuvas, bastante escassas e irregulares, aportaram pouco volume de escoamento às vazões afluentes dos rios, o que impossibilitou a elevação dos níveis dos reservatórios no período. Apesar disso, houve pequena recuperação do reservatório equivalente do subsistema Sul e queda na taxa de deplecionamento do reservatório do subsistema Norte, o que reflete bem as chuvas verificadas durante todo o mês, as quais ocorreram acima da média em ambas as regiões.

Medidas excepcionais adotadas desde outubro de 2020 e intensificadas a partir de maio de 2021, como acionamento de térmicas fora da ordem de mérito de custo, importação de energia da Argentina e Uruguai e redução de vazões defluentes mínimas etc., continuam em vigor a fim de preservar o maior volume possível de água acumulada nos reservatórios, principalmente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, responsável por aproximadamente 70% da capacidade de armazenamento hídrico total do Brasil. Como parte das medidas excepcionais que estão sendo tomadas, a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) declarou situação crítica de escassez quantitativa dos recursos hídricos na região hidrográfica do Paraná, em 1º de junho de 2021 (Resolução ANA nº 77/2021) e, no dia 28 de junho, foi editada a MP 1055, criando a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) com o objetivo de estabelecer medidas emergenciais para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e enfrentamento da atual situação de escassez hídrica.

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

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Setembro (%EAR _{máx})	Energia Armazenada no Final de Agosto (%EAR _{máx})	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	16,7	21,3	203.567	48,7
Sul	28,7	27,6	19.897	8,2
Nordeste	40,5	49,2	51.602	29,9
Norte	61,0	70,3	15.165	13,2
TOTAL	TOTAL	TOTAL	290.231	100,0

A respeito dos principais reservatórios do SIN em termos de capacidade de acumulação, todos sofreram deplecionamento no mês de setembro, à exceção da Usina de Itumbiara, que se manteve com seu nível estável. As maiores quedas em pontos percentuais, com relação a agosto, ocorreram nos reservatórios das usinas de Três Marias, Tucuruí e S. do Facão, que replecionaram seus níveis de água em 9,8 p.p., 9,6 p.p. e 8,8 p.p., respectivamente.

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

Usina	Bacia	Ear Max (MWmed)	Armazenamento em final de agosto (%)	Armazenamento em final de setembro (%)	Evolução Mensal (p.p)
Serra da Mesa	Tocantins	41.645	28,2	24,3	-3,9
Fumas	Grande	34.925	17,4	13,8	-3,6
Sobradinho	São Francisco	30.184	47,8	40,4	-7,4
Nova Ponte	Paranaíba	22.781	11,9	10,4	-1,5
Emborcação	Paranaíba	21.604	11,5	10,2	-1,3
Três Marias	São Francisco	16.085	49,1	39,3	-9,8
Itumbiara	Paranaíba	15.698	10,8	10,9	0,0
Tucuruí	Tocantins	7.632	87,8	78,3	-9,6
S. do Facão	Paranaíba	6.502	23,6	14,8	-8,8
G. B. Munhoz	Iguaçu	6.308	13,8	9,3	-4,5

Fonte dos dados das Tabelas 1 e 2: ONS

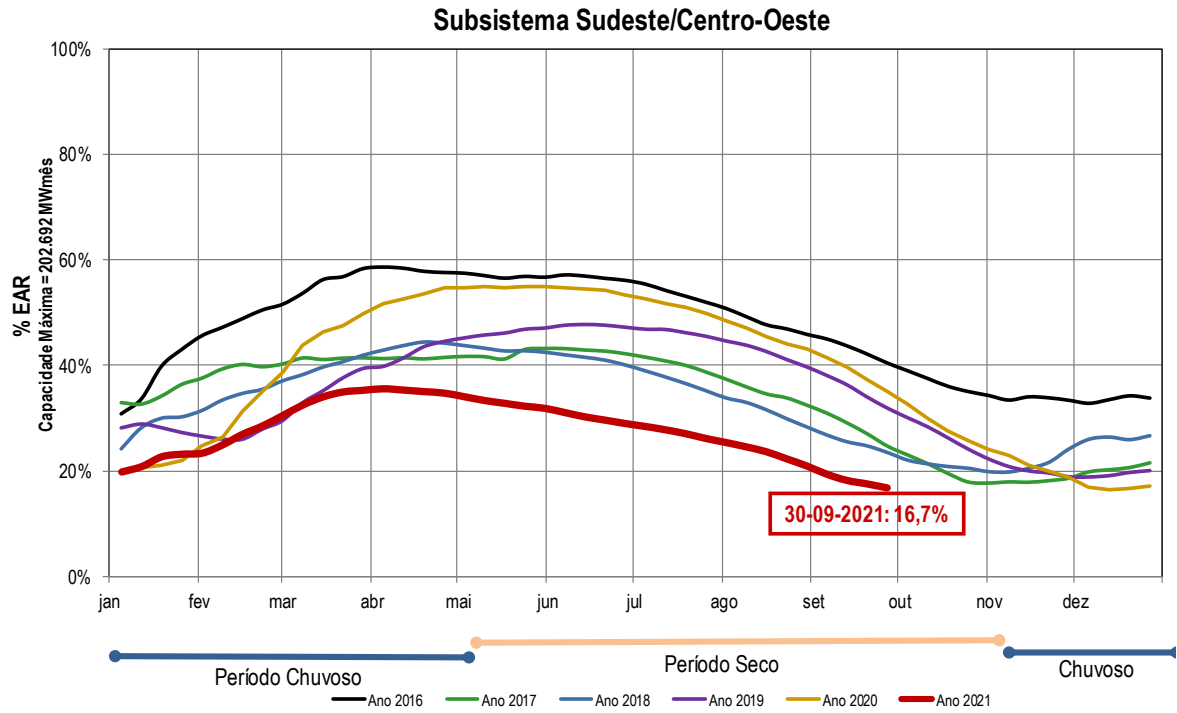


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

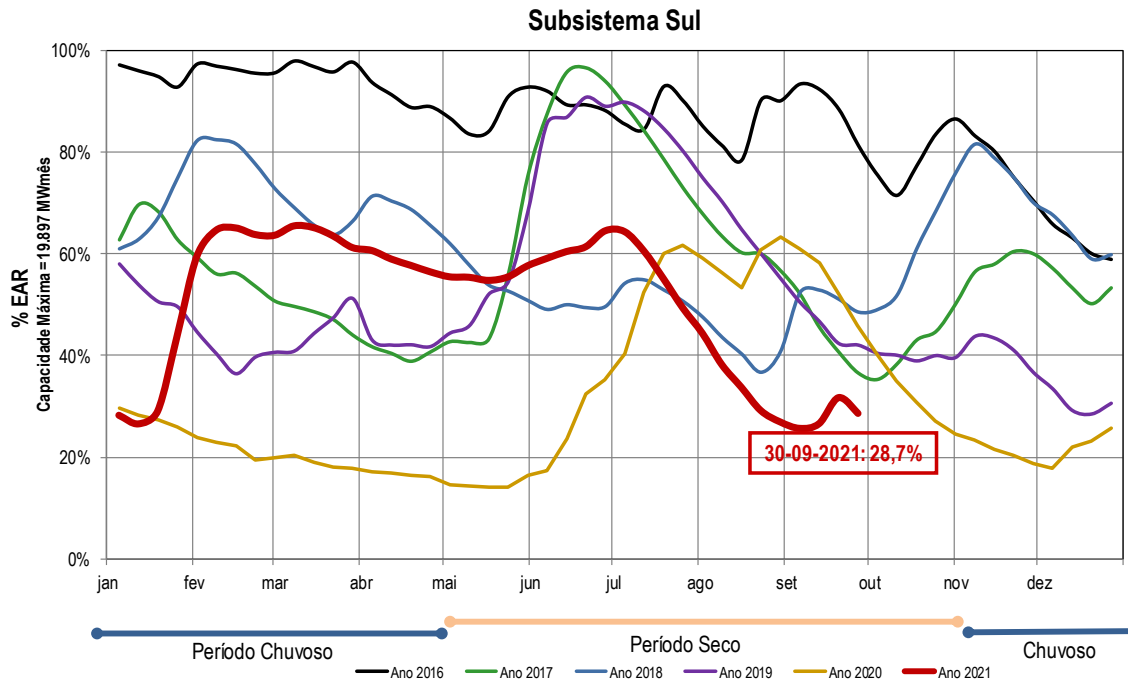


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

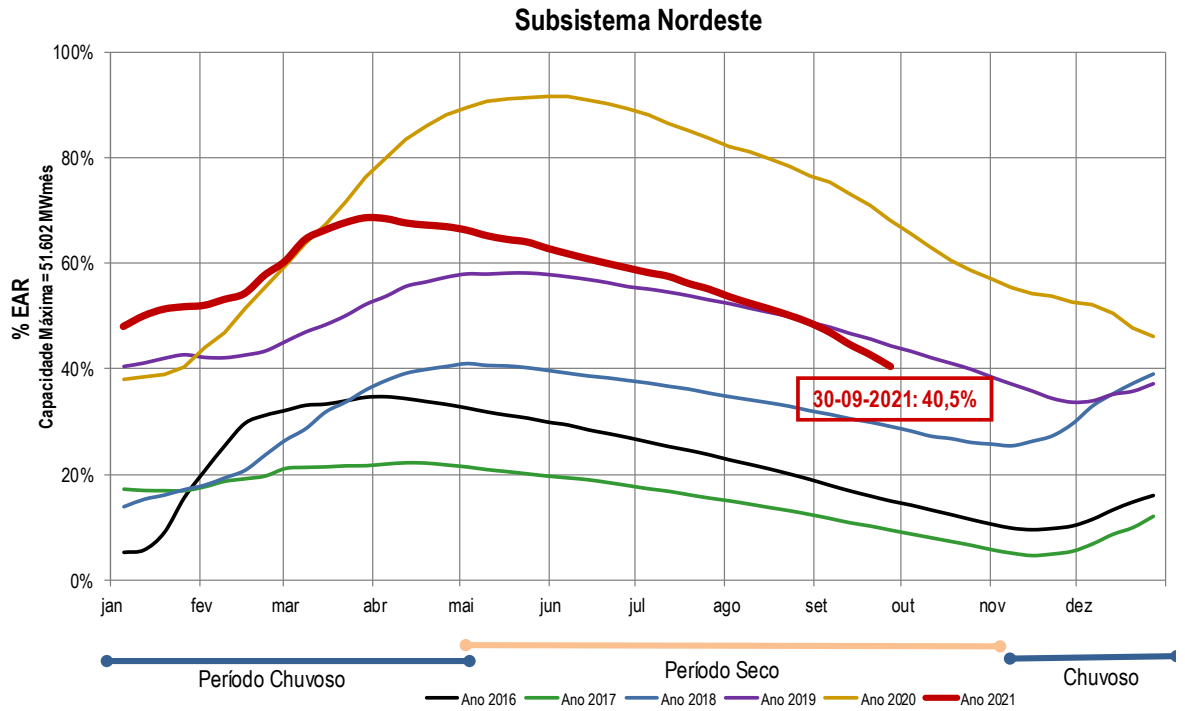


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

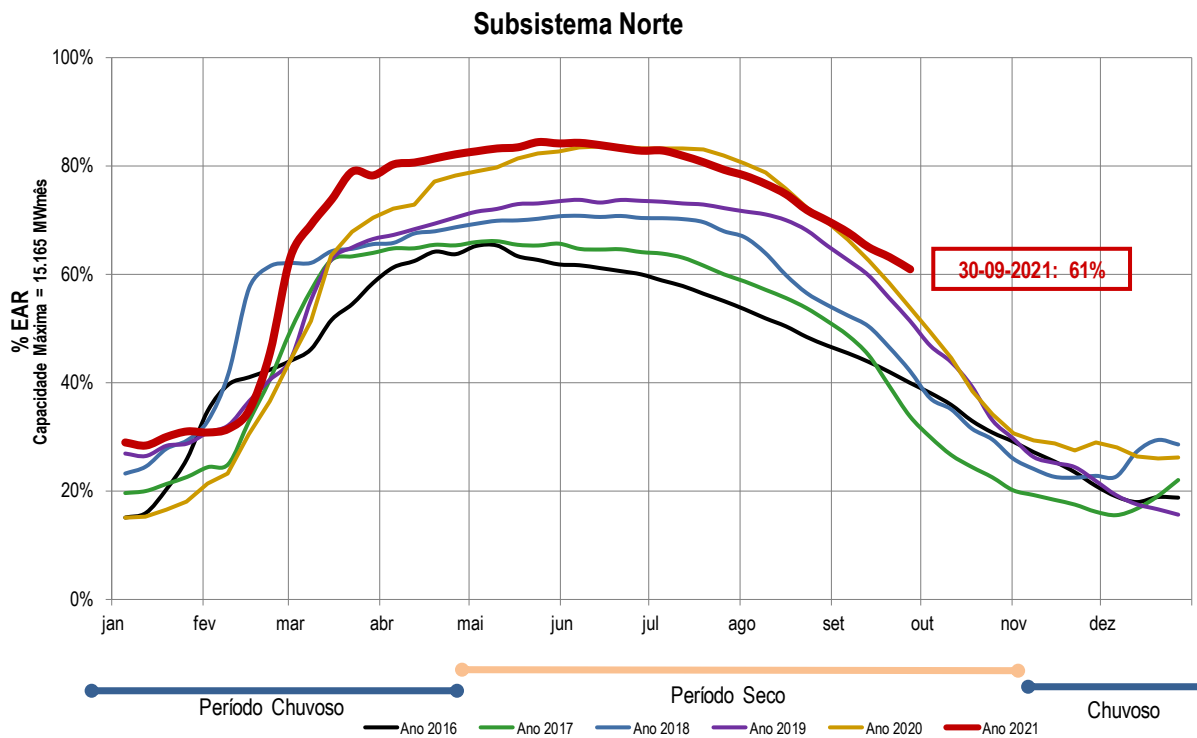


Figura 10. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Em setembro de 2021, o subsistema Norte manteve o perfil exportador de energia elétrica, fornecendo o montante de 545 MWmédios, considerando também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu. Este montante representou queda de 27% em relação ao valor verificado no mês anterior, que foi de 743 MWmédios.

O subsistema Nordeste desempenhou papel de exportador com um total de 7.925 MWmédios, montante um pouco superior ao exportado no mês anterior, que havia somado 7.275 MWmédios.

O Sul, por sua vez, apresentou mudança de perfil em relação ao mês anterior e passou a ser exportador para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste no montante de 377 MWmédios. No mês anterior, havia importado o montante de 371 MWmédios.

Os bipolos de corrente contínua contribuíram com as seguintes quantidades de energia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste: Coletora Porto Velho¹ transmitiu 574 MWmédios, Nó de Xingu² transmitiu 3.464 MWmédios e os bipolos que escoam a energia de Itaipu³ (50 Hz) transmitiram 2.304 MWmédios.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir dos subsistemas Norte e Nordeste, importando 8.470 MWmédios e importador do Sul no montante de 377 MWmédios, resultando num total de 8.847 MWmédios importados. Pelos bipolos de corrente contínua, recebeu um total de 6.342 MWmédios.

Houve intercâmbio internacional de energia elétrica com a Argentina e o Uruguai no mês de setembro de 2021, tendo o Brasil importado montante de 1.765 MWmédios. Ressalta-se que, com o intuito de possibilitar a redução da geração hidrelétrica e, conseqüentemente, contribuir para a preservação do nível de armazenamento dos reservatórios do SIN, o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) deliberou que o ONS fica autorizado tanto a despachar geração termelétrica fora da ordem de mérito quanto a importar energia elétrica sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai, nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria MME nº 339/2018.

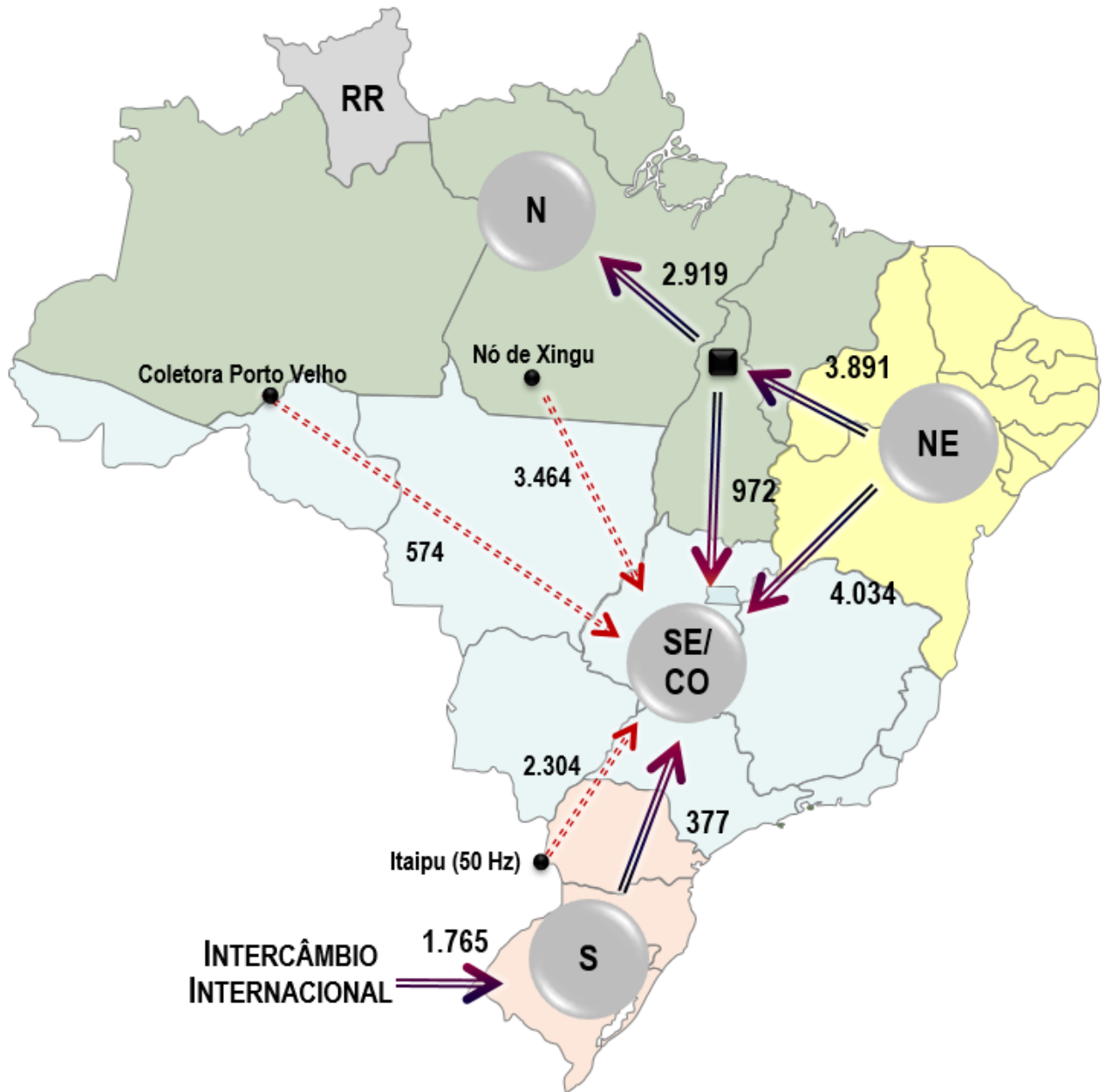


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica

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 agosto de 2021, o consumo de energia elétrica atingiu 50.708 GWh, considerando autoprodução e perdas², valor 3,6% superior ao verificado no mês anterior e 4,7% superior ao verificado em agosto de 2020. No mês de agosto todas as classes, com exceção da residencial, apresentaram crescimento, comparando-se ao ano passado. Cabe mencionar a expressiva elevação apresentada pelas classes industrial, comercial e rural, que apresentaram aumento de seu consumo em 5,8%, 7,9% e 4,7%, respectivamente, em agosto de 2021 comparativamente a agosto de 2020, demonstrando o impacto da retomada econômica em todos os setores produtivos.

No comparativo entre os dois últimos períodos acumulados de 12 meses, é possível verificar as consequências agregadas do impacto das medidas de combate à pandemia no consumo de energia. Pela primeira vez após estas mudanças, o acumulado do consumo da classe comercial ultrapassou o período anterior, ainda que em apenas 0,2%, deixando de apresentar crescimento negativo. Embora o consumo da classe residencial tenha apresentado pequena queda com relação ao mês anterior desde julho de 2021, a comparação dos dois últimos períodos acumulados ainda demonstra a elevação do consumo desta classe acarretada pela pandemia (4,7%). Os consumos de energia das classes industrial e rural apresentaram acréscimo de 10,3% e 6,9%, respectivamente, ao passo que as demais classes, decréscimo de 2,6%, confirmando a recuperação gradual dos impactos da pandemia no consumo de energia no Brasil que não prejudicou o desenvolvimento do rural – que continuou, durante todo o período, em ascensão e prejudicou o industrial, o qual já alcançou total recuperação e voltou a apresentar crescimento nos últimos meses.

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

Classe de Consumo	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Ago/21 GWh	Evolução mensal (Ago/21/Jul/21)	Evolução anual (Ago/21/Ago/20)	Set-19/Ago-20 (GWh)	Set-20/Ago-21 (GWh)	Evolução
Residencial	11.780	1,1%	-0,6%	144.877	151.654	4,7%
Industrial	15.352	0,6%	5,8%	162.784	179.568	10,3%
Comercial	6.755	3,6%	7,9%	85.041	85.211	0,2%
Rural	2.705	3,4%	4,7%	29.490	31.516	6,9%
Demais classes ¹	4.001	2,7%	2,3%	49.219	47.924	-2,6%
Perdas e Diferenças ²	10.115	12,6%	8,8%	114.646	118.509	3,4%
Total	50.708	3,6%	4,7%	586.056	614.381	4,8%

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 setembro de 2021.

Fonte dos dados: EPE/ONS.

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

Quando se trata do consumo por unidade consumidora (Tabela 4), verifica-se comportamento similar ao percebido no consumo total de energia com relação ao ano passado: somente o consumo médio realizado nas unidades residenciais sofreu redução em agosto de 2021 em comparação a agosto de 2020, mês em que estava vigente muitas medidas restritivas de combate à pandemia, impulsionando o consumo doméstico. Pela Tabela 5, verifica-se que houve aumento no número de todas as unidades consumidoras entre agosto de 2020 e agosto de 2021, exceto as denominadas "demais classes".



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

Classe de Consumo	Consumo Médio Mensal de Energia Elétrica					Consumo Médio em 12 meses		
	Ago/20 kWh/NU	Jul/21 kWh/NU	Ago/21 kWh/NU	Evolução mensal (Ago/21/Jul/21)	Evolução anual (Ago/21/Ago/20)	Set-19/Ago-20 (kWh/NU)	Set-20/Ago-21 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	160	154	155	0,9%	-2,8%	163	166	2,4%
Industrial	30.894	32.360	32.509	0,5%	5,2%	28.871	31.687	9,8%
Comercial	1.069	1.109	1.148	3,5%	7,4%	1.210	1.207	-0,3%
Rural	550	552	573	3,9%	4,3%	523	557	6,5%
Demais classes ¹	4.851	4.929	5.044	2,3%	4,0%	5.089	5.035	-1,1%
Consumo médio total	454	456	462	1,4%	1,8%	456	471	3,2%

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

Fonte dos dados: EPE.

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

Classe de Consumo	Período		Evolução
	Ago/20	Ago/21	
Residencial	74.289.668	75.932.186	2,2%
Industrial	469.862	472.239	0,5%
Comercial	5.854.527	5.884.383	0,5%
Rural	4.700.454	4.717.616	0,4%
Demais classes ¹	805.926	793.151	-1,6%
Total	86.120.437	87.799.575	1,9%

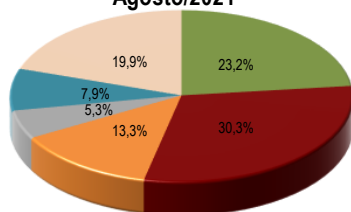
¹ Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até setembro de 2021.

Fonte dos dados: EPE.

O consumo de energia elétrica no ambiente de contratação regulada (ACR) atingiu, no mês de agosto, 24.431 GWh, valor 0,8% menor do que o verificado no mesmo mês de 2020. Já o consumo de energia elétrica no ambiente de contratação livre (ACL) atingiu, no mês de agosto, 16.163 GWh, valor 11,6% superior ao verificado no mesmo mês de 2020. O ACL atingiu 39,8% do mercado, segundo informações do Boletim InfoMercado da CCEE, que considera valores de consumo no centro de gravidade, isto é, considera consumo acrescido de eventuais perdas de rede básica (50% das perdas).

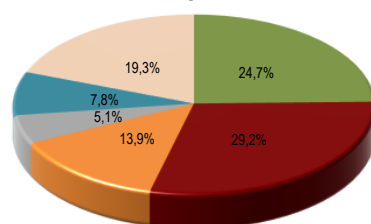


Consumo de Energia Elétrica em Agosto/2021

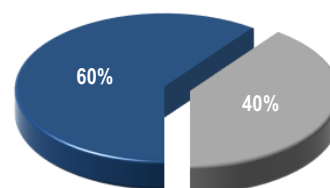


■ Residencial ■ Industrial ■ Comercial
■ Rural ■ Demais classes ■ Perdas e Diferenças

Consumo de Energia Elétrica em 12 meses



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



■ ACR ■ ACL

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

Dados contabilizados até agosto de 2021.

Fonte dos dados: EPE/ONS.

4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em setembro de 2021, os valores de demandas instantâneas máximas de quase todos os subsistemas ficaram abaixo dos respectivos recordes já alcançados, com exceção da região Nordeste, que bateu novo recorde. Relativo à região Norte, destaca-se que a demanda instantânea máxima verificada foi bem próxima ao recorde anterior, registrado em agosto de 2021.

No comparativo a setembro dos anos anteriores, os valores máximos observados em todos os subsistemas e no SIN, em setembro de 2021, foram os maiores do histórico, com exceção do subsistema Sudeste / Centro-Oeste, cujo valor do ano de 2020 foi um pouco mais elevado do que o apresentado este ano.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	49.851 14/09/2021 - 16h25	15.592 27/09/2021 - 19h09	14.096 30/09/2021 - 22h01	7.316 22/09/2021 - 22h43	84.325 21/09/2021 - 16h29
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

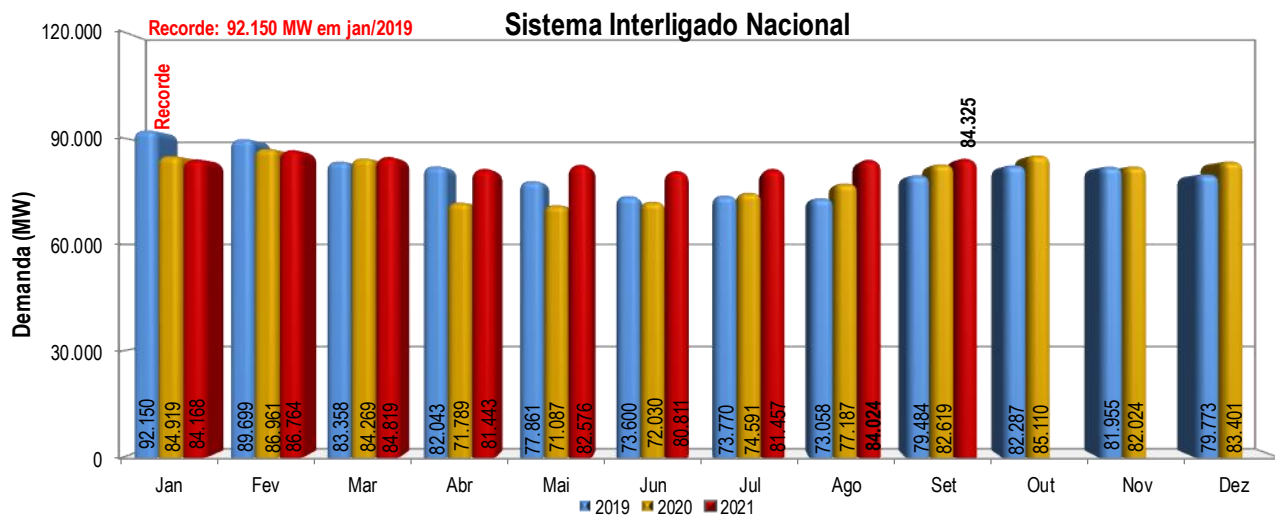


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

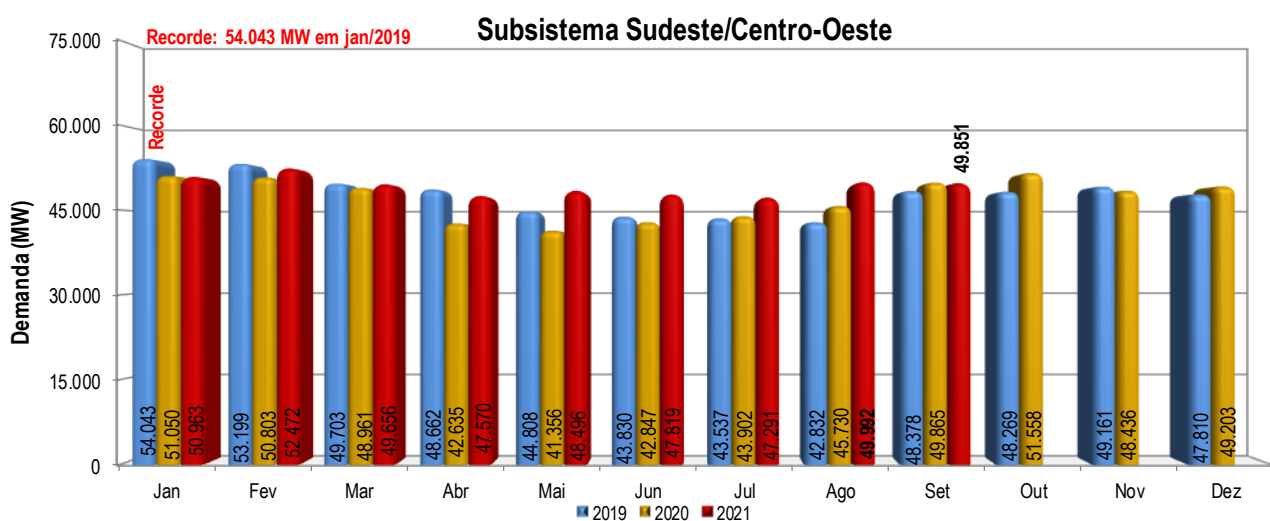


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

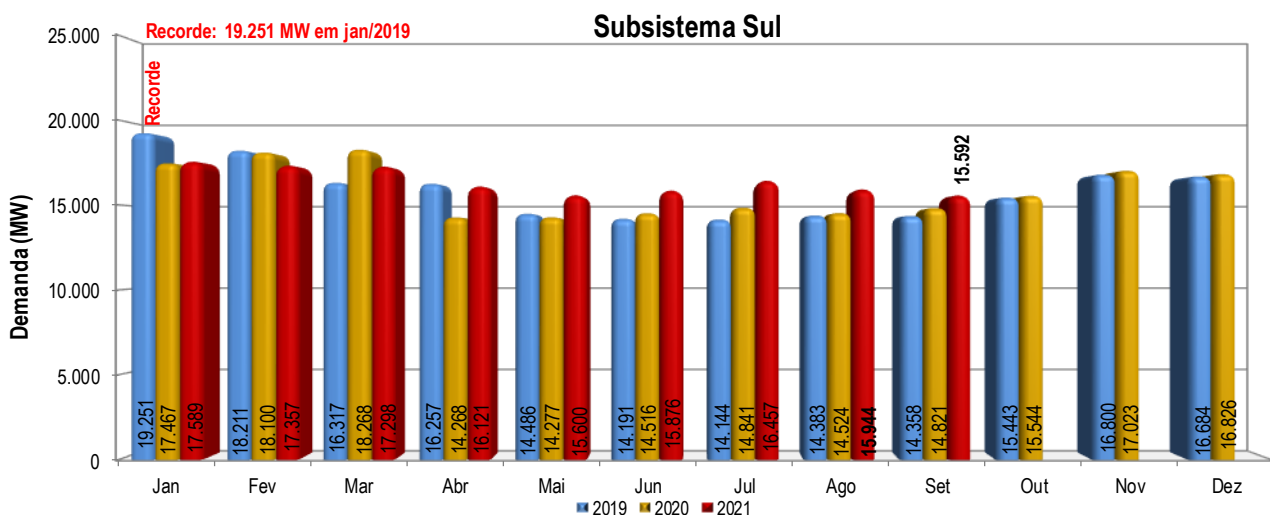




Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

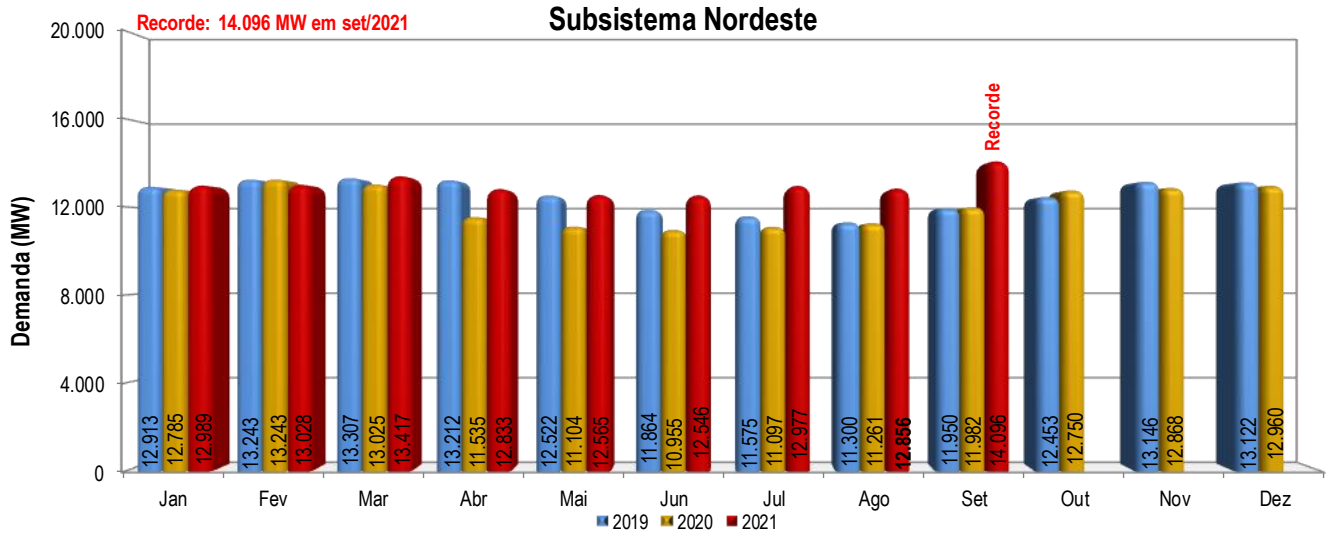


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

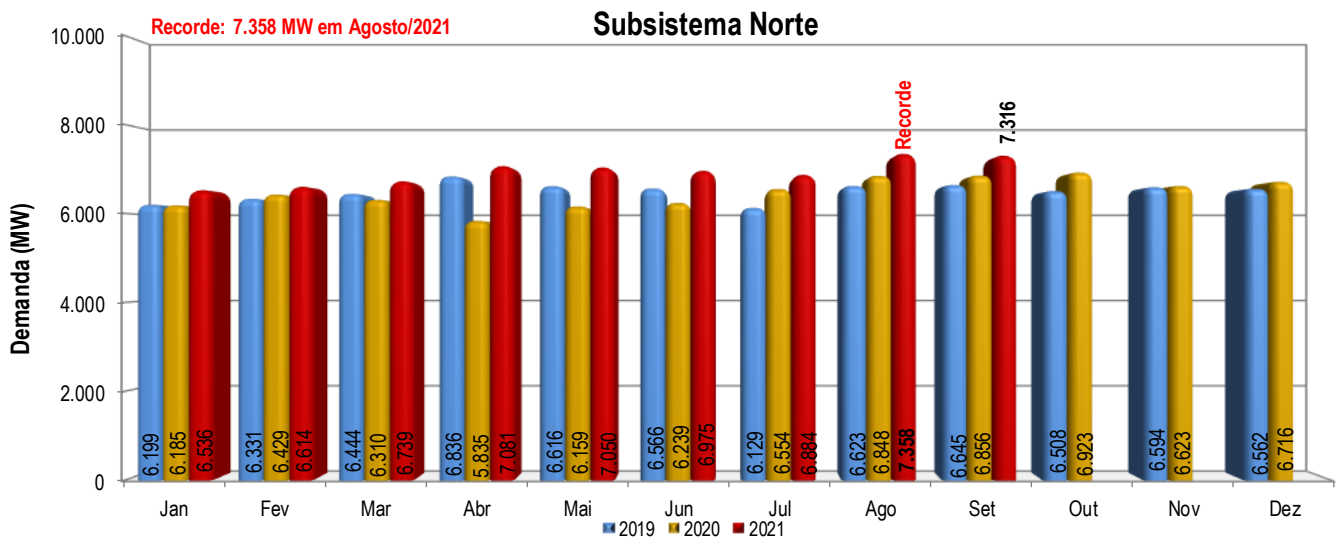


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de setembro de 2021, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 186.648 MW², incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 8.951 MW (5,0%), com destaque para 4.006 MW de geração de fonte solar, 3.162 MW de fonte eólica e 1.571 MW de fonte térmica. A geração distribuída alcançou, no mês de setembro de 2021, 7.295 MW instalados em 621.136 unidades, resultando em 3,9% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e em crescimento de 86,1% nos últimos 12 meses.

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

Fonte	Set/2020		Set/2021			Evolução da Capacidade Instalada Set/2021 - Set/2020
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.419	109.277	1.476	109.489	58,7%	0,2%
UHE	219	103.027	219	103.026,5	55,2%	0,0%
PCH	422	5.404	424	5.499,6	2,9%	1,8%
CGH	737	811	731	865,2	0,5%	6,6%
CGU	1	0,05	1	0,1	0,0%	0,0%
CGH GD	40	34	101	97,4	0,1%	185,8%
Térmica	3.335	45.197	3.452	46.768	25,1%	3,5%
Gás Natural	167	14.953	166	16.261,4	8,7%	8,8%
Biomassa	574	15.187	589	15.532,2	8,3%	2,3%
Petróleo	2.299	9.147	2.320	9.035,1	4,8%	-1,2%
Carvão	22	3.583	22	3.582,8	1,9%	0,0%
Nuclear	2	1.990	2	1.990,0	1,1%	0,0%
Outros Fósseis ³	10	257	10	257,5	0,1%	0,0%
Térmica GD	261	80	343	108,9	0,1%	36,7%
Eólica	724	16.317	822	19.479	10,4%	19,4%
Eólica (não GD)	659	16.302	752	19.464,4	10,4%	19,4%
Eólica GD	65	15	70	14,93	0,0%	0,1%
Solar	316.643	6.906	624.979	10.912	5,8%	58,0%
Solar (não GD)	3.907	3.114	4.357	3.837,7	2,1%	23,2%
Solar GD	312.736	3.792	620.622	7.074,1	3,8%	86,5%
Capacidade Total sem GD	9.019	173.776	9.593	179.352	96,1%	3,2%
Geração Distribuída - GD	313.102	3.921	621.136	7.295	3,9%	86,1%
Capacidade Total - Brasil	322.121	177.697	630.729	186.648	100,0%	5,0%

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

² Além dos montantes apresentados, existe uma importação contratada de 5.650 MW com o Paraguai.

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 capacidade de geração de energia elétrica. Destaque para as fontes renováveis que representaram 83,3% da capacidade instalada de geração em setembro de 2021 (hidráulica, biomassa, eólica e solar).

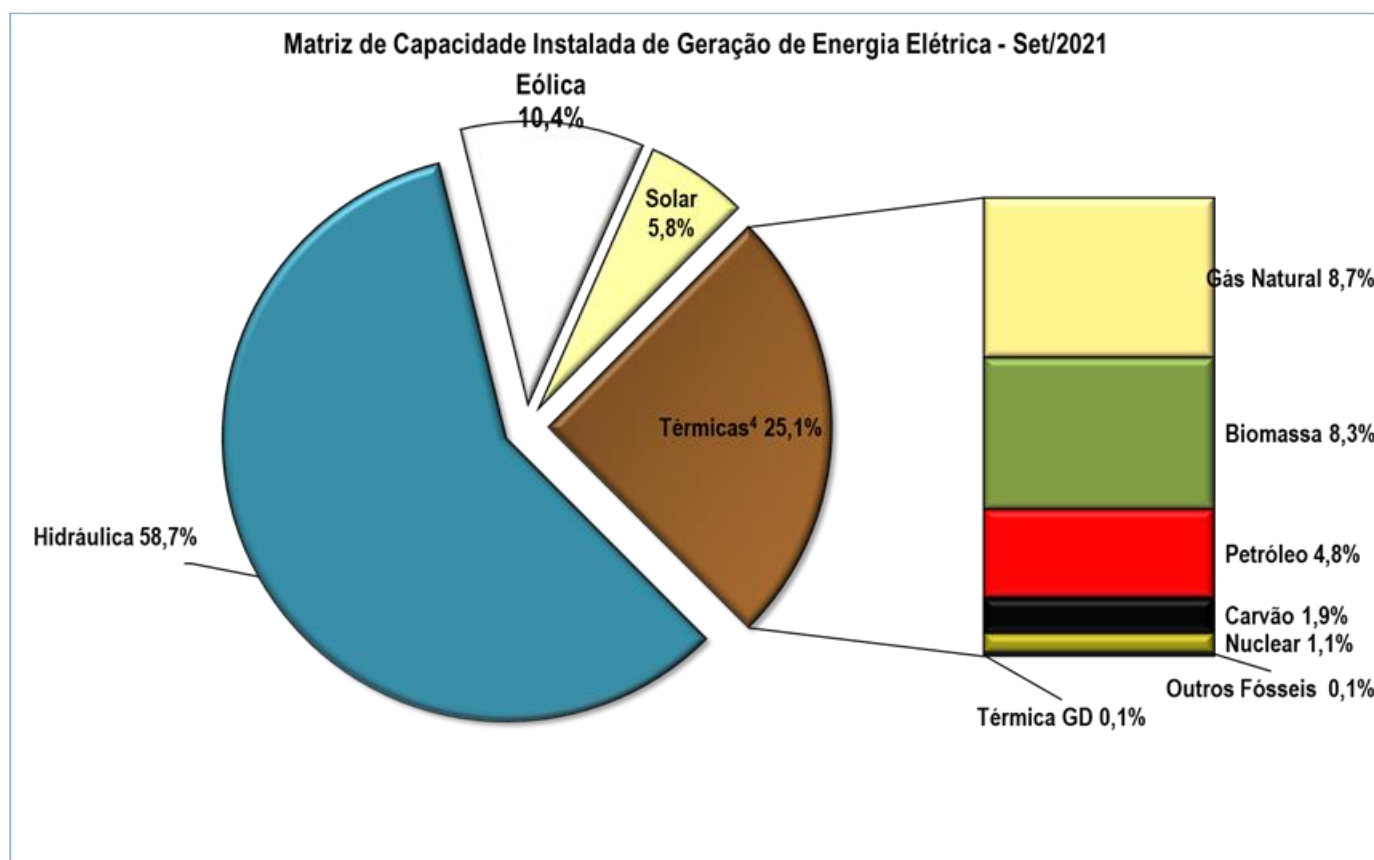


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL / MME.

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.



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

Em setembro de 2021, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 167.219 km de linhas de transmissão, das quais cerca de 38,3% do total correspondem à classe de tensão de 230 kV e 36,7% de 500 kV, atingindo também 408.531,9 MVA de subestações, das quais cerca de 46,1% do total correspondem à classe de tensão de 500 kV e 27,0% de 230 kV, conforme tabelas a seguir.

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

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)	Total (%)
230	63.966	38,3%
345	10.359	6,2%
440	6.859	4,1%
500	61.332	36,7%
600 (CC)	12.816	7,7%
750	2.683	1,6%
800 (CC)	9.204	5,5%
TOTAL	167.219	100%

Tabela 9. Subestações de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Subestações Instaladas (MVA)	Total (%)
230	110.353	27,0%
345	54.220	13,3%
440	30.892	7,6%
500	188.170	46,1%
750	24.897	6,1%
TOTAL	408.532	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.



7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

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

Em setembro de 2021, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 1.769,98 MW de geração, listados na Tabela 10 e distribuídos geograficamente em 8 estados, conforme mapa a seguir.



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

Fonte dos dados: MME / SEE / EPE.



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

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	Térmica	UTE Itamarati - CGA	1 a 8	2,82	AM	UTE.PE.AM.035815-0.01
2	Solar	UFV Sol do Sertão VIII	1 a 28	95,25	BA	UFV.RS.BA.032066-8.01
3	Eólica	EOL Campo Largo XI	1 a 4	16,80	BA	EOL.CV.BA.034625-0.01
4	Eólica	EOL Campo Largo XII	1 a 5	21,00	BA	EOL.CV.BA.034623-3.01
5	Eólica	EOL Campo Largo XIII	1 a 10	42,00	BA	EOL.CV.BA.034622-5.01
6	Eólica	EOL Chafariz 2	1 a 10	34,65	PB	EOL.CV.PB.034640-3.01
7	Eólica	EOL Chafariz 3	1 a 4 e 8, 9	20,79	PB	EOL.CV.PB.034642-0.01
8	Eólica	EOL Chafariz 5	1 a 3 e 6 a 10	27,72	PB	EOL.CV.PB.034646-2.01
9	Solar	UFV Solar Salgueiro III	6 e 7	6,67	PE	UFV.RS.PE.034105-3.01
10	Térmica	UTE São José	6	5,38	PE	UTE.AI.PE.029113-7.01
11	Térmica	UTE GNA I	1 a 4	1.338,30	RJ	UTE.GN.RJ.032955-0.02
12	Eólica	EOL Farol de Touros	1 a 7	24,85	RN	EOL.CV.RN.037999-9.01
13	Eólica	EOL Ventos de Santa Martina 09	10	4,20	RN	EOL.CV.RN.038318-0.01
14	Eólica	EOL Ventos de Santa Martina 11	8, 9 e 12 a 15	25,20	RN	EOL.CV.RN.038320-1.01
15	Eólica	EOL Ventos de Santa Martina 12	4 a 15	50,40	RN	EOL.CV.RN.038321-0.01
16	Eólica	EOL Ventos de Santa Martina 13	1, 2 e 4	12,60	RN	EOL.CV.RN.038322-8.01
17	Eólica	EOL Toda Energia do Brasil	1 a 8	27,72	RN	EOL.CV.RN.046742-1.01
18	Eólica	EOL Terra Santa I	5 e 6	7,10	RN	EOL.CV.RN.032495-7.01
19	Solar	UFV Caxiense	1	1,87	RS	UFV.RS.RS.046811-8.01
20	Térmica	UTE Veolia Iperó	1 a 3	4,68	SP	UTE.RU.SP.049624-3.01
				1.769,98		

Fonte dos dados: MME / SEE.

Destaca-se, em setembro de 2021, a entrada em operação de 1.351,17 MW de fontes térmicas sendo 1.338,30 da UTE GNA I, instalada no Município de São João da Barra, no Estado do Rio de Janeiro.



Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração em setembro de 2021.

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Set/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)	Realizado em Set/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)	Realizado em Set/2021 (MW)	Acumulado em 2021 (MW)
Hidráulica	0,00	80,23	0,00	8,41	0,00	88,64
PCH	0,00	75,72	0,00	5,50	0,00	81,22
CGH	0,00	4,51	0,00	2,91	0,00	7,42
UHE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Térmica	1.341,12	1.540,95	10,06	431,57	1.351,17	1.972,52
Biomassa	0,00	114,39	10,06	253,40	10,06	367,79
Carvão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gás Natural	1.338,30	1.338,30	0,00	178,17	1.338,30	1.516,47
Outros Fósseis	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Petróleo	2,82	88,26	0,00	0,00	2,82	88,26
Eólica	172,69	1.121,33	142,34	1.209,71	315,03	2.331,04
Eólica (não GD)	172,69	1.121,33	142,34	1.209,71	315,03	2.331,04
Solar	6,67	234,83	97,12	291,61	103,78	526,44
Solar (não GD)	6,67	234,83	97,12	291,61	103,78	526,44
TOTAL	1.520,47	2.977,34	249,51	1.941,30	1.769,98	4.918,64

Fonte dos dados: MME / SEE.

A Tabela 11 informa a distribuição, por tipo de Fonte, da entrada em operação de empreendimentos de geração em 2021 por Ambiente de Contratação – Livre (ACL) e Regulado (ACR). Na Figura 20, mostra-se essa ampliação por subsistema elétrico – Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte – com destaque para o Nordeste, que realizou 57% desse crescimento.

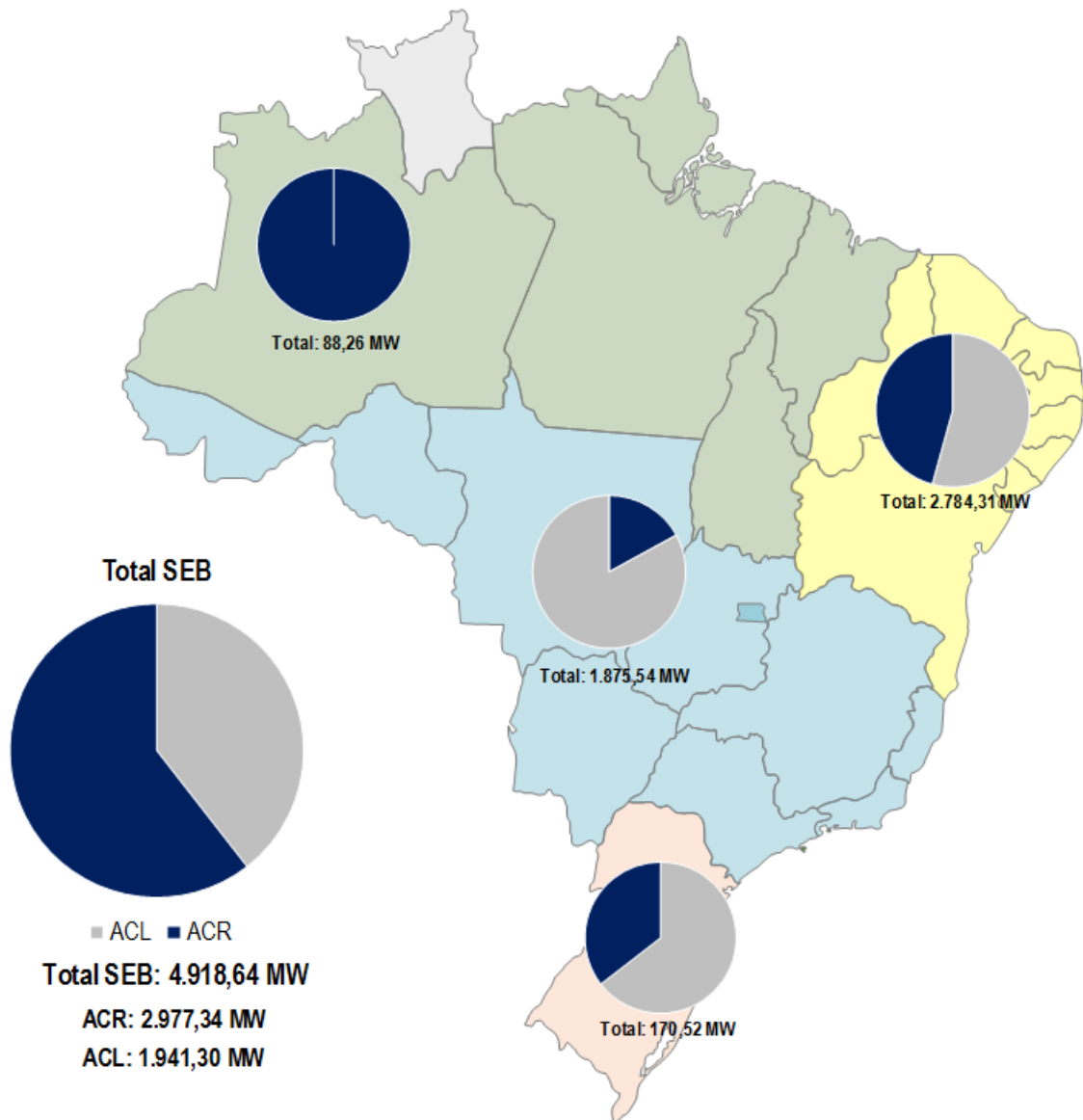


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2021 por subsistema

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 22.869,69 MW de capacidade instalada, com destaque para 11.589,76 MW de fonte solar centralizada, 7.421,16 MW de fonte eólica, 3.294,75 MW de fontes térmicas e para a baixa participação da fonte hidráulica, com 564,01 MW, representando apenas 2,5% do total. Destaca-se, também, que 18.050,99 MW (78,9%) estão fora do ambiente de contratação regulada.

A Figura 21, a seguir, apresenta os acréscimos previstos por ambiente de contratação, distribuídos de acordo com os subsistemas do Sistema Interligado Nacional. A Tabela 12 mostra a ampliação prevista, para cada tipo de fonte e por ambiente no horizonte até 2023.

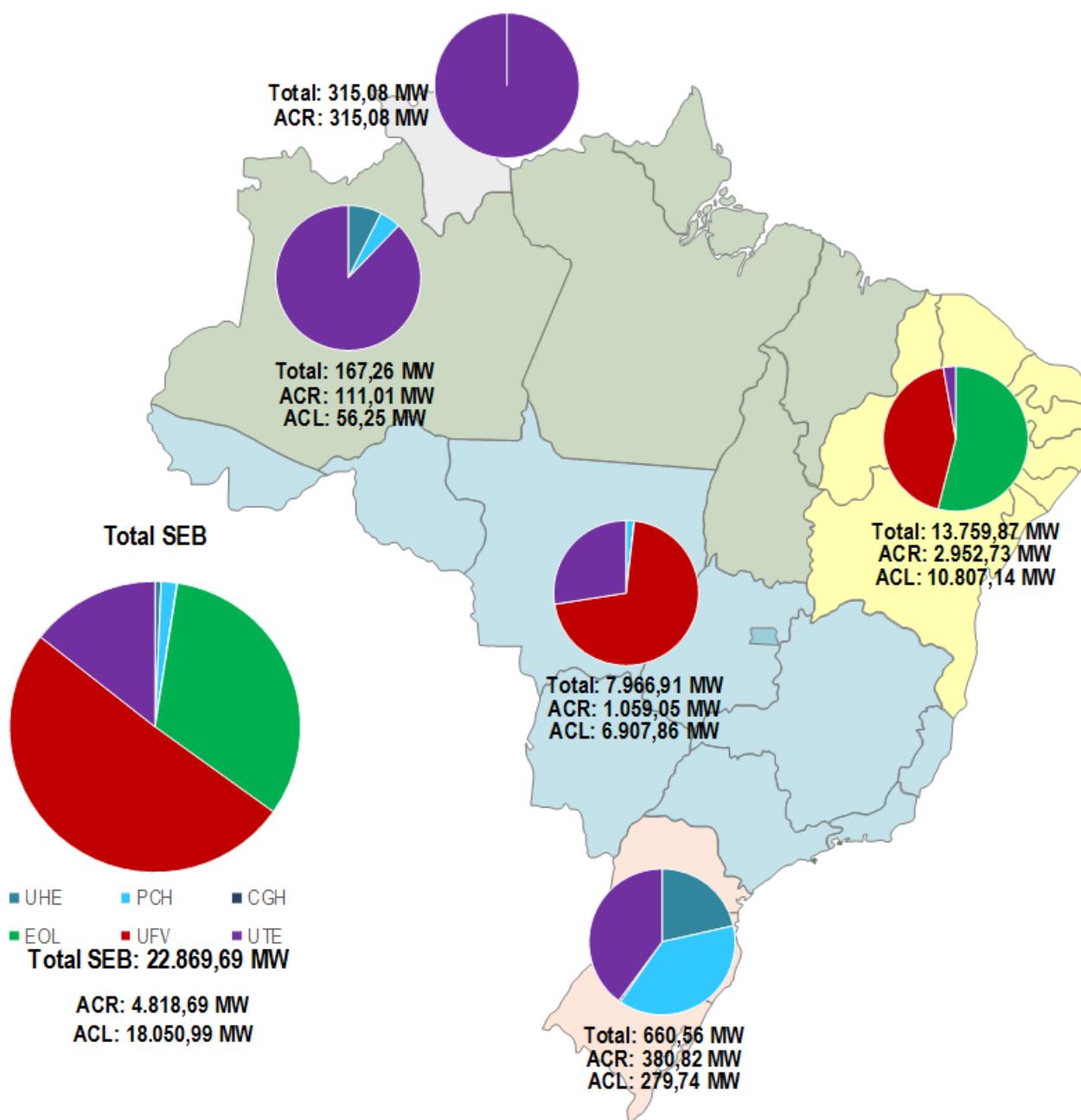


Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2023.



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

Fonte	ACR			ACL			Total		
	2021 (MW)	2022 (MW)	2023 (MW)	2021 (MW)	2022 (MW)	2023 (MW)	2021 (MW)	2022 (MW)	2023 (MW)
Hidráulica	29,47	292,84	137,68	0,00	59,70	44,33	29,47	352,54	182,01
PCH	28,47	149,34	130,58	0,00	59,70	31,83	28,47	209,04	162,41
CGH	1,00	1,60	7,10	0,00	0,00	0,00	1,00	1,60	7,10
UHE	0,00	141,90	0,00	0,00	0,00	12,50	0,00	141,90	12,50
Térmica	108,83	325,48	1.170,85	616,56	824,99	248,05	725,39	1.150,46	1.418,90
Eólica	303,66	1.071,33	603,30	515,14	1.726,37	3.201,36	818,80	2.797,70	3.804,66
Eólica (não GD)	303,66	1.071,33	603,30	515,14	1.726,37	3.201,36	818,80	2.797,70	3.804,66
Solar	285,06	234,00	256,20	765,58	3.264,21	6.784,71	1.050,64	3.498,21	7.040,90
Solar (não GD)	285,06	234,00	256,20	765,58	3.264,21	6.784,71	1.050,64	3.498,21	7.040,90
TOTAL	727,02	1.923,64	2.168,03	1.897,28	5.875,26	10.278,45	2.624,30	7.798,91	12.446,48
TOTAL (2021 a 2023)		4.818,69			18.050,99			22.869,69	

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

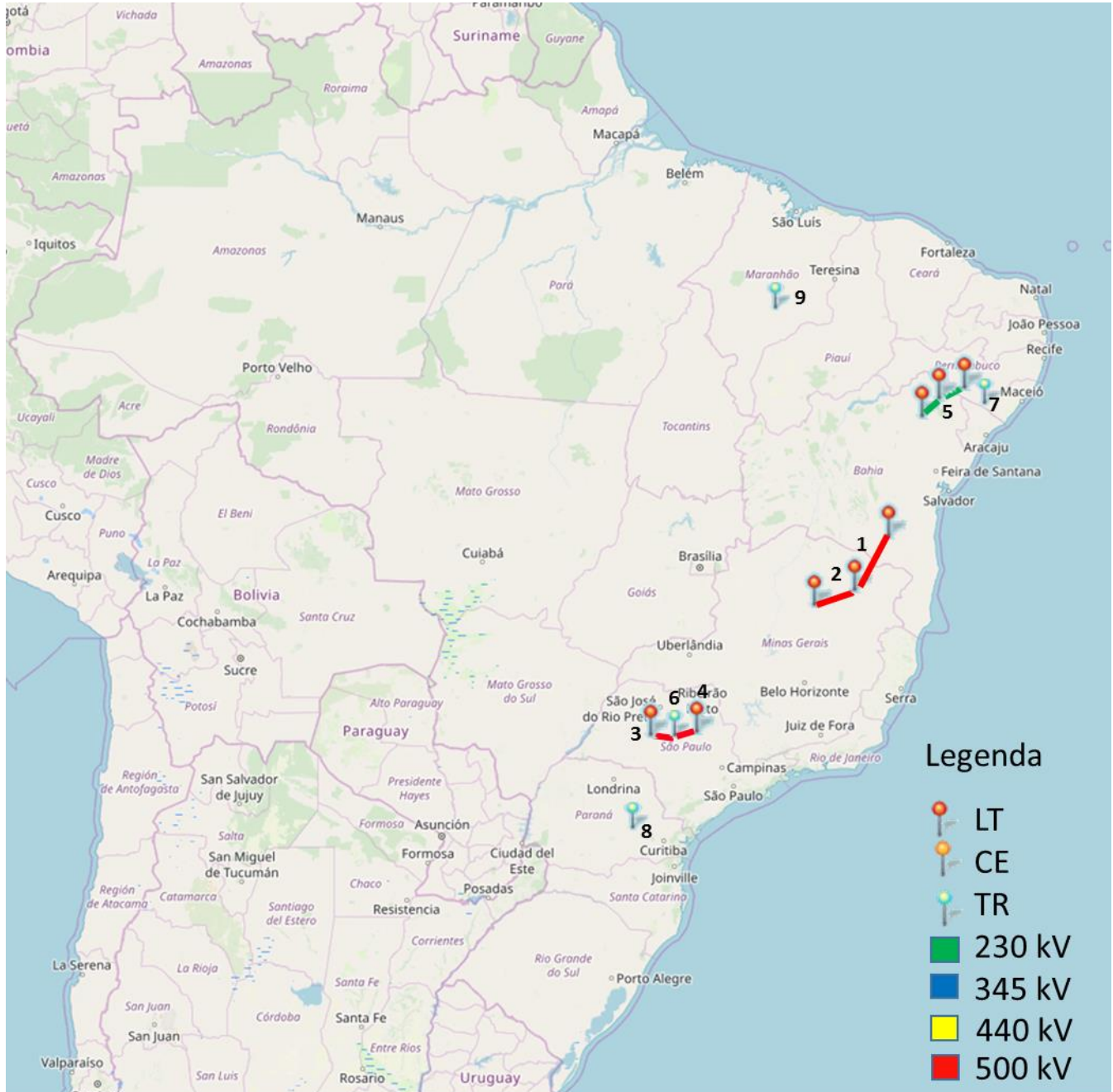


Figura 22. Localização geográfica dos equipamentos de transmissão que entraram em operação em setembro de 2021.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE



Tais equipamentos caracterizam-se conforme descrito nas tabelas a seguir, sendo 596 km o total de linhas de transmissão que entraram em operação em setembro de 2021 e o total de 1.200 MVA de capacidade de transformação. Não houve no referido mês, entrada de equipamentos de compensação de potência reativa.

Destaca-se, em setembro de 2021, a entrada em operação da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa / Janaúba 3 / Pirapora 2 C1, que elevou em cerca de 1.300 MW a capacidade de exportação de energia elétrica do subsistema Nordeste.

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 Bom Jesus da Lapa / Janaúba 3 C1	304,0	BA/MG
2	500	LT Janaúba 3 / Pirapora 2 C1	238,0	MG
3	500	LT Cachoeira Paulista / Lorena C2	3,0	SP
4	500	LT Lorena / Tijuco Preto C2	3,0	SP
5	230	Seccionamento da LTPaulo Afonso III / Angelim C1 na SE Santana II	48,0	AL/PE/BA
TOTAL			596,0	

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado
6	500	SE Lorena	1.200,0	SP
TOTAL			1.200,0	

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
-	-	-	-	-
TOTAL			0,0	

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Set/21 (km)	Acumulado em 2021 (km)
230	48,0	1.379,7
345	0,0	8,3
440	0,0	103,0
500	548,0	3.635,5
TOTAL	596,0	5.126,4



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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Set/21 (MVA)	Acumulado em 2021 (MVA)
230	0,0	4.132,5
440	0,0	1.700,0
500	1.200,0	9.882,0
TOTAL	1.200,0	15.714,5

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

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS/ EPE

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

Até 2023, está prevista a entrada em operação de 19.503,2 km de linhas de transmissão (LT) e 53.940 MVA de capacidade instalada de transformação.

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2021 (km)	Previsão 2022 (km)	Previsão 2023 (km)
230	1.085,5	2.187,2	1.016,7
345	38,0	100,0	262,2
440	0,0	37,0	61,0
500	6.705,0	5.062,6	2.948,0
TOTAL	7.828,5	7.386,8	4.287,9

Tabela 19. Previsão da expansão da capacidade de transformação

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2021 (MVA)	Previsão 2022 (MVA)	Previsão 2023 (MVA)
230	3.965,0	7.141,0	1.660,0
345	600,0	3.150,0	465,0
440	0,0	0,0	300,0
500	7.038,0	23.449,0	6.172,0
750	0,0	0,0	0,0
TOTAL	11.603,0	33.740,0	8.597,0

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 agosto de 2021, a geração hidráulica correspondeu a 49,8% do total gerado no país, valor 3,5 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica teve um acréscimo de 1,5 p.p. em relação ao verificado em julho, representando 17% do total gerado. O mesmo aconteceu com a geração térmica, que teve sua participação aumentada em relação ao mês anterior em 2 p.p., sendo responsável por 31,9% da geração de energia elétrica no país.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram 75,3% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em agosto de 2021, redução de 2,1 p.p. em relação ao mês anterior.

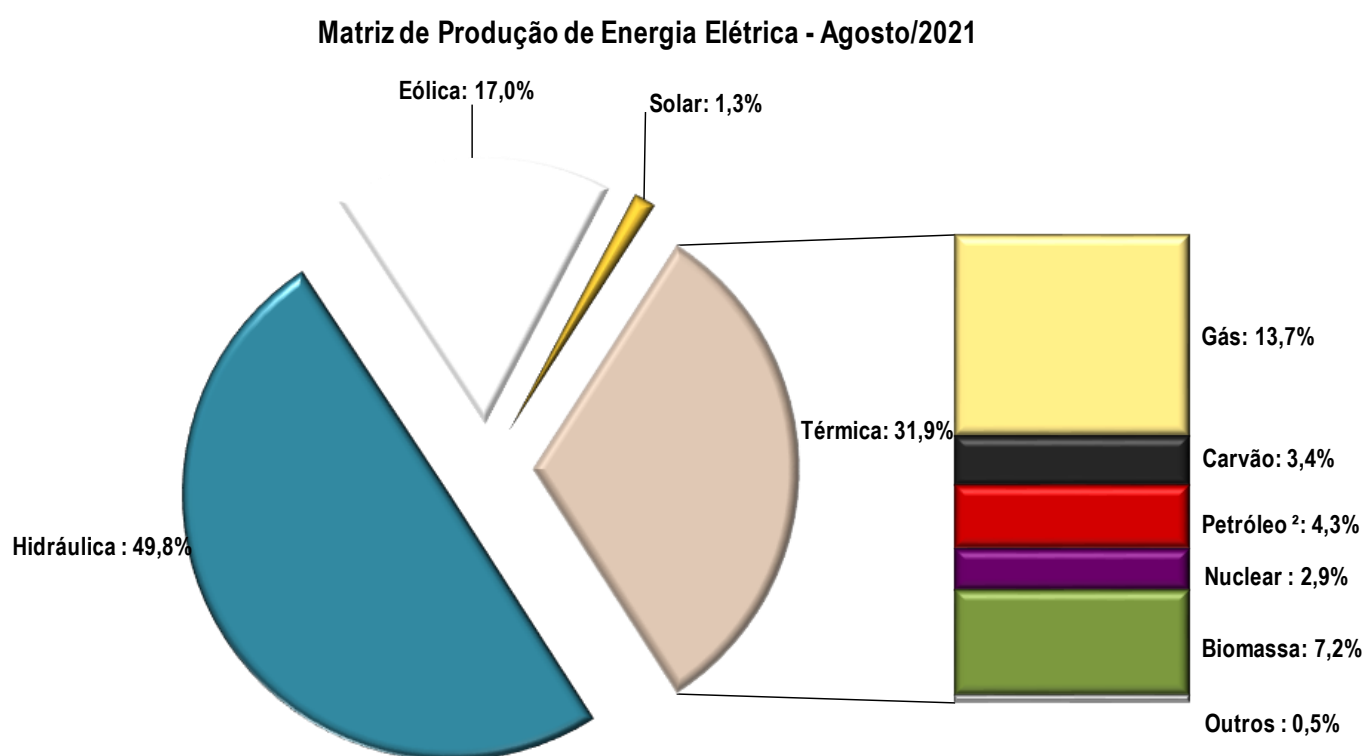


Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

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

Dados contabilizados até agosto 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 agosto, a geração hidráulica no SIN teve redução de 4,6% em relação ao mês anterior. Quanto ao comparativo com agosto de 2020, a geração hidráulica apresentou redução de 25,5%, enquanto as gerações térmica, eólica e solar sofreram, respectivamente, elevação de 111,2%, 19% e 15,6%.

Com relação à fonte térmica, destaca-se o aumento expressivo de 111,2% observado no mês de agosto, em comparação ao mês de agosto de 2020, fato associado à vigência da autorização concedida pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, CMSE, em sua 236ª Reunião Extraordinária, ocorrida em 16 de outubro de 2020, e comandos posteriores, para que o ONS possa despachar usinas termelétricas fora da ordem de mérito de modo a garantir a segurança do atendimento, especialmente frente à permanência do cenário de volumes reduzidos de chuvas nas principais bacias hidrográficas do SIN.

Quanto ao total de energia gerada no SIN nos últimos 12 meses, comparativamente ao mesmo período do ano anterior, foi observado aumento de 11,9% no valor total, o que demonstra recuperação da economia em relação ao ano passado, que foi fortemente impactado pela pandemia de COVID-19.

Tabela 20. Previsão da expansão da capacidade de transformação

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Ago/20 (GWh)	Jul/21 (GWh)	Ago/21 (GWh)	Evolução mensal (Ago/21 / Jul/21)	Evolução anual (Ago/21 / Ago/20)	Set/19-Ago/20 (GWh)	Set/20-Ago/21 (GWh)	Evolução
Hidráulica	31.701	24.782	23.631	-4,6%	-25,5%	357.343	377.418	5,6%
Térmica	7.029	13.605	14.847	9,1%	111,2%	97.357	124.945	28,3%
Gás	2.227	6.455	6.478	0,3%	190,8%	40.056	58.440	45,9%
Carvão	452	1.376	1.600	16,2%	253,7%	10.594	13.729	29,6%
Petróleo ²	94	1.351	1.730	28,0%	1746,7%	2.833	8.971	216,7%
Nuclear	803	728	1.370	88,2%	70,7%	13.236	13.263	0,2%
Outros	226	263	260	-	14,9%	2.687	3.089	15,0%
Biomassa	3.226	3.431	3.409	-0,6%	5,7%	27.952	27.453	-1,8%
Eólica	6.786	7.184	8.074	12,4%	19,0%	54.365	67.427	24,0%
Solar	553	598	639	6,8%	15,6%	5.805	6.419	10,6%
TOTAL	46.068	46.170	47.191	2,2%	2,4%	514.870	576.209	11,9%

Fonte dos dados: CCEE.

8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados³

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

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Ago/20 (GWh)	Jul/21 (GWh)	Ago/21 (GWh)	Evolução mensal (Ago/21 / Jul/21)	Evolução anual (Ago/21 / Ago/20)	Set/19-Ago/20 (GWh)	Set/20-Ago/21 (GWh)	Evolução
Hidráulica	1,0	3,7	2,9	-22,0%	-	1	22,5	-
Gás	15,1	9,1	11,6	27,9%	-23,1%	144	152,7	6,2%
Petróleo ²	338,6	304,8	307,9	1,0%	-9,1%	3.878	3.860	-0,5%
Biomassa	4,9	3,1	4,1	33,0%	-16,6%	46	53,5	17,1%
TOTAL	360	321	326	1,8%	-9,2%	4.069	4.088	0,5%

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 agosto de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



8.4. Geração Eólica¹

No mês de agosto de 2021, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste aumentou 8,1 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 56,1%, com total de 9.993 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 43,3%, o que indica aumento de 2,9 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

Já o fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em agosto de 2021, diminuiu 0,2 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 32,9%, com total de 693 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 0,8 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

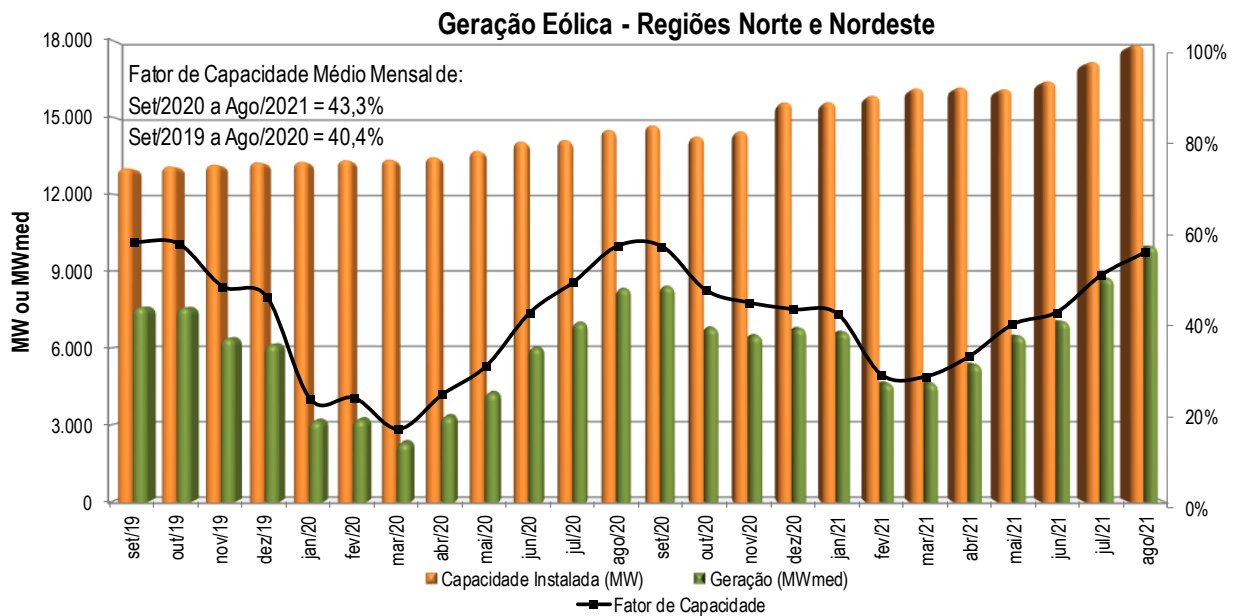


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

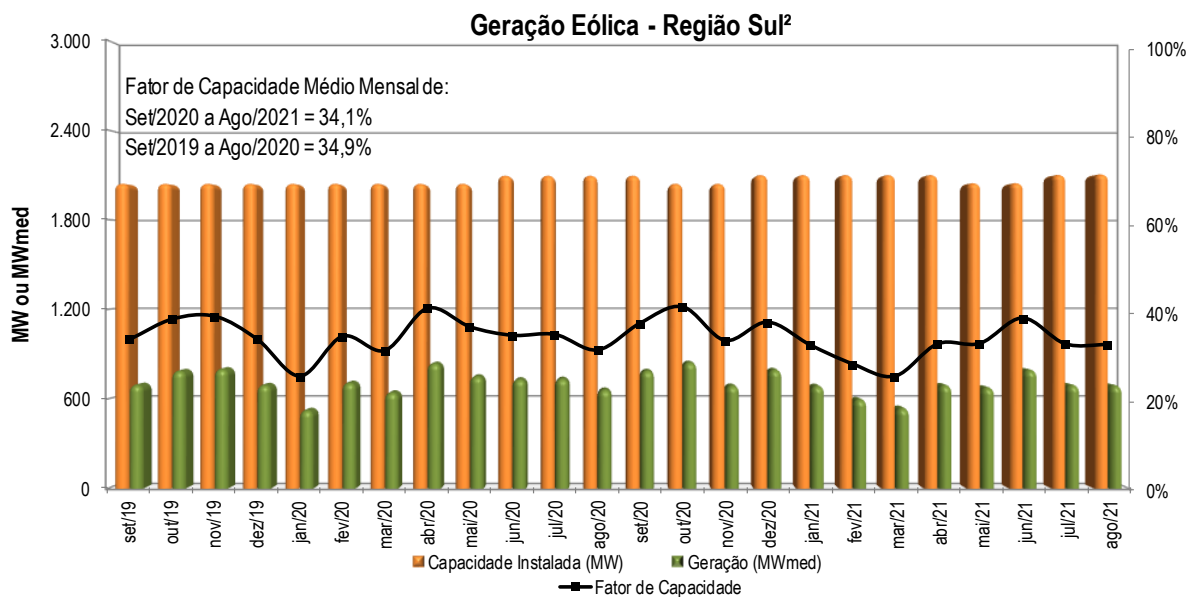


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul

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 agosto de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



8.5. Mecanismo de Realocação de Energia

Em agosto de 2021, as usinas participantes do MRE geraram, juntas, 30.979 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 64.090 MWmédios, o que representou um GSF mensal de 48,34%.

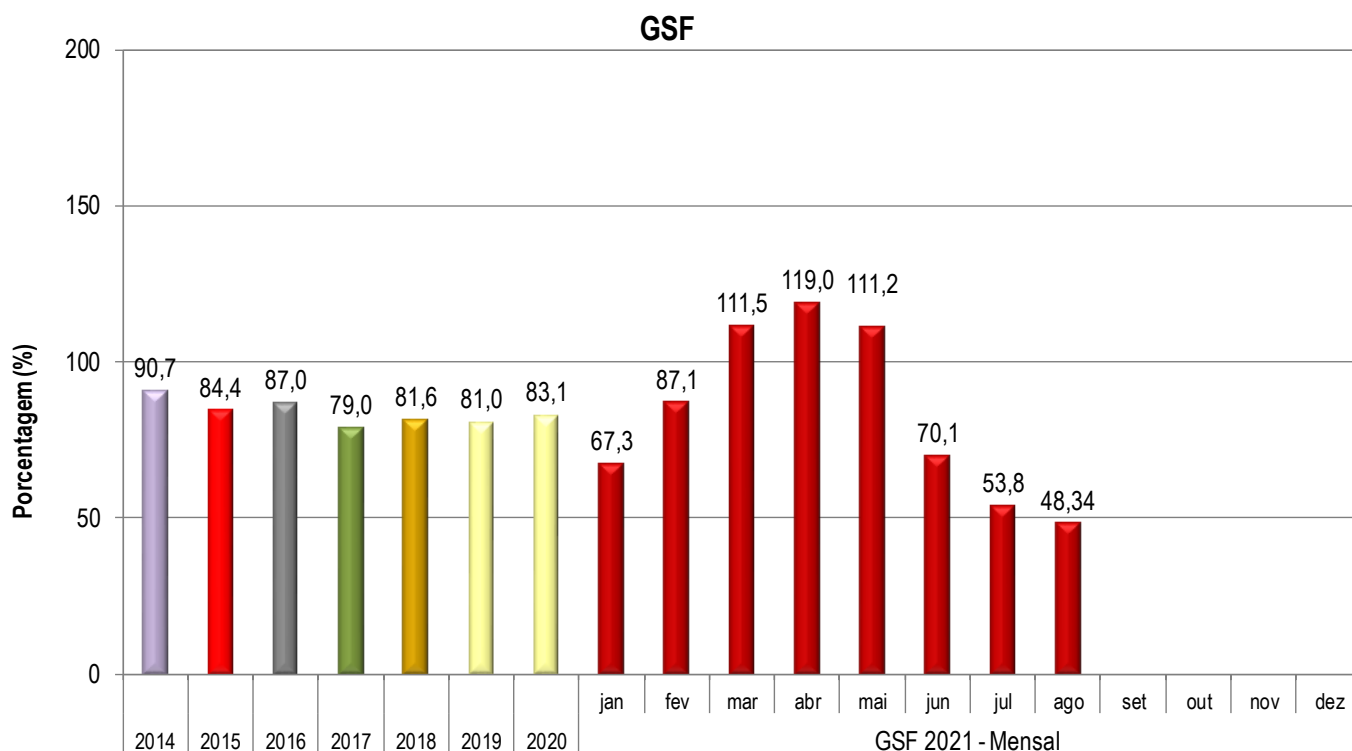


Figura 26. Evolução do GSF.

Tabela 22. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Geração Hidráulica (centro de gravidade) (MWmédio)	44.891	50.638	51.863	46.025	42.509	36.705	32.426	30.979				
Garantia Física Sazonalizada (MW médio)	66.707	58.148	46.532	38.693	38.244	52.386	60.308	64.090				
GSF (%)	67,3	87,1	111,5	118,9	111,2	70,1	53,8	48,3				

Dados contabilizados até agosto de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Em setembro, os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte entre R\$ 461,80 / MWh e R\$ 1.440,52 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste, no intervalo das 15h00 às 15h30 do dia 09/09, cabendo mencionar que o valor nos demais subsistemas neste mesmo horário foram praticamente iguais ao valor máximo. Ressalta-se, além disso, que, durante quase todo o mês, os valores do CMO permaneceram superiores a R\$ 700 / MWh, em face das atuais condições adversas de atendimento do SIN, com a predominância de baixos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

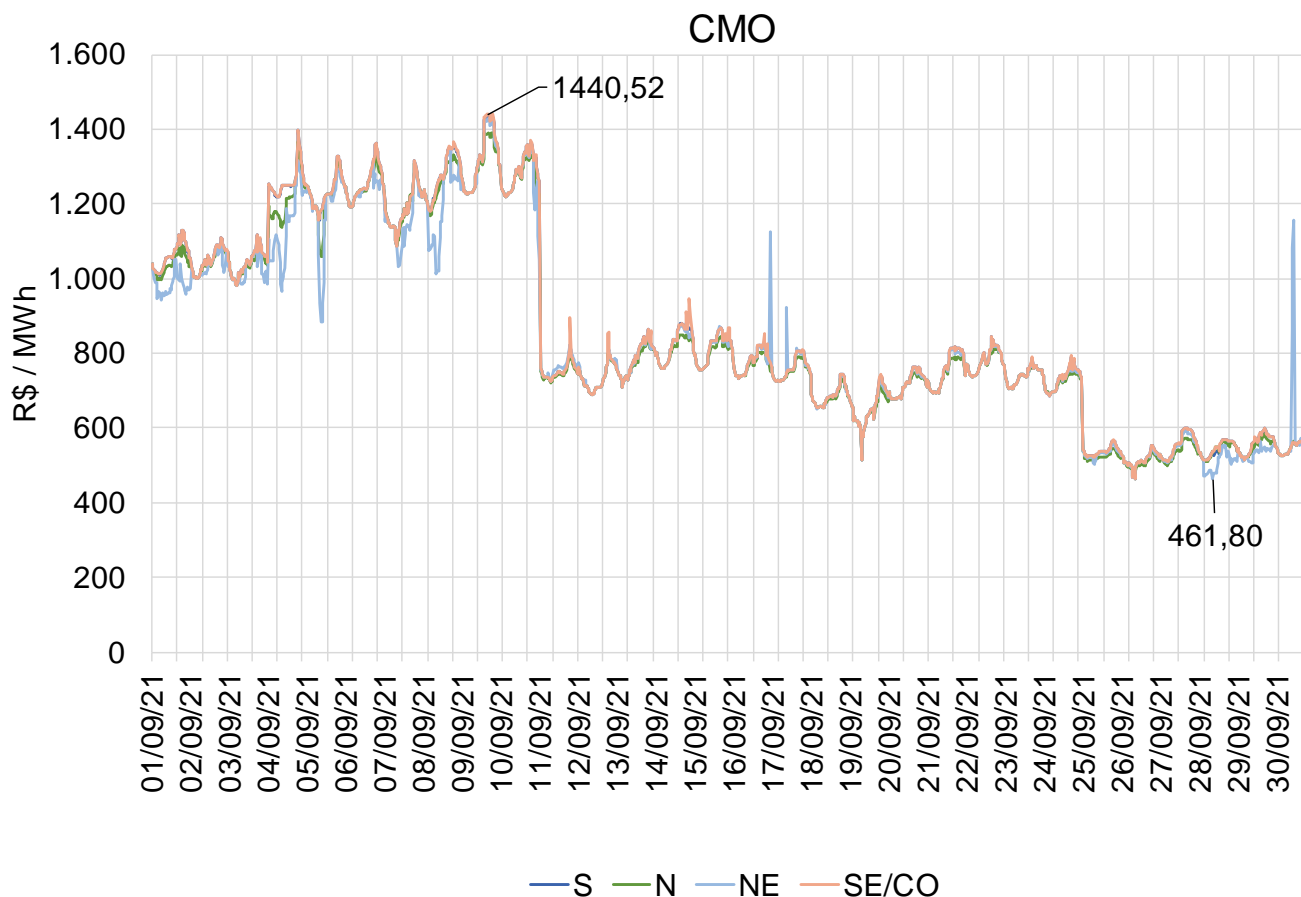


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.

No entanto, se compararmos a média dos valores de CMO do mês de agosto, R\$2.331,00, com a média de setembro, que foi R\$852,24, percebe-se que houve, no geral, redução dos custos marginais em setembro, comportamento influenciado pela perspectiva de início do período úmido.

O principal fator que influenciou na redução do CMO foi a atualização dos níveis de partida associada à atualização das restrições hidráulicas. A variação da disponibilidade das usinas térmicas e hidráulicas também foi um fator cuja atualização levou à redução do CMO.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em setembro, os Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) horários variaram entre R\$ 49,77 / MWh e R\$ 1.128,72 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no subsistema Nordeste no intervalo das 0h00 às 1h00 do dia 12/09 e o menor valor também foi verificado no subsistema Nordeste entre 08h00 e 10h00 da manhã do dia 12/09. Na média, o PLD atingiu predominantemente seu valor máximo estrutural, correspondente à R\$ 575,62 / MWh.

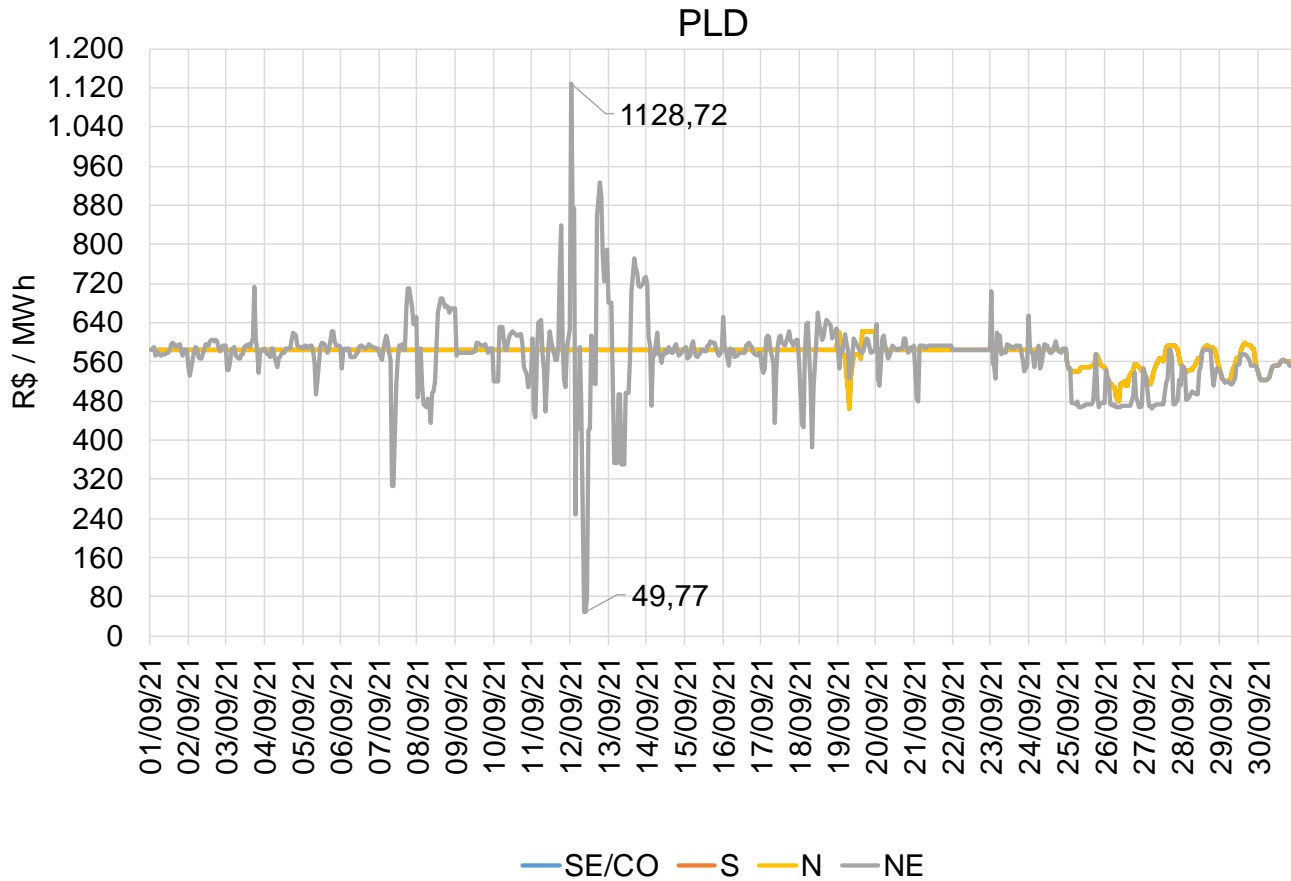


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.



11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA¹

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) verificados em agosto de 2021 totalizaram R\$ 1,44 bilhão, montante bastante superior ao verificado no mês anterior, que ficou em R\$ 862,4 milhões. Conforme ilustrado na figura abaixo, a maior parcela dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de agosto se refere ao Encargo sobre Importação, responsável por montante de cerca de 64% do total dos Encargos, o que equivale, aproximadamente, a R\$ 920 milhões.

Em seguida, as maiores parcelas verificadas correspondem aos encargos por deslocamento hidráulico e segurança energética. Os três encargos de maior montante em agosto são consequência da priorização, de acordo com a autorização do CMSE, do uso da fonte térmica 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) frente à necessidade de poupar água nos reservatórios (deslocamento hidráulico). A elevação das temperaturas no período, juntamente com o acumulado de baixa pluviosidade ocorrida nos últimos meses, impulsiona tanto o consumo de água quanto o de energia, contribuindo para o aumento da carga e, conseqüentemente, para o salto no valor total dos ESS conforme supracitado.

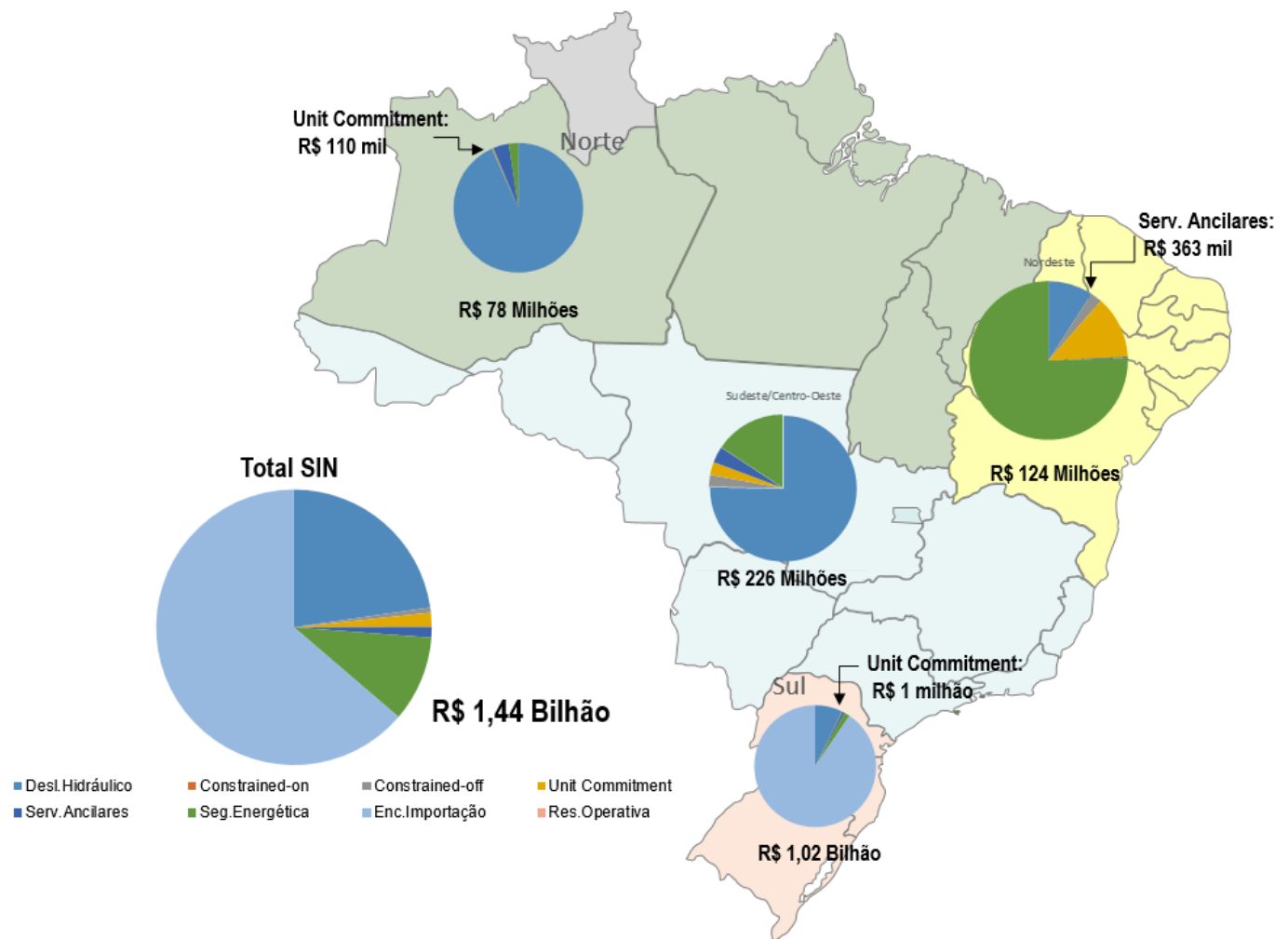


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2021.

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

Fonte dos dados: CCEE.

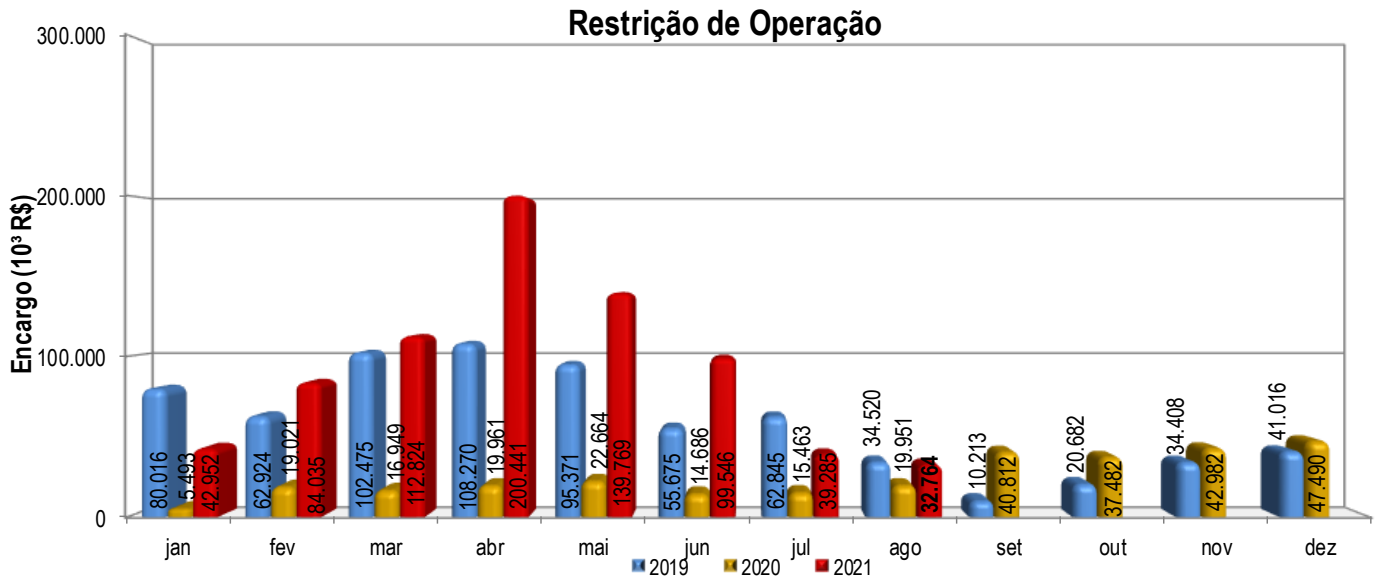


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

* 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

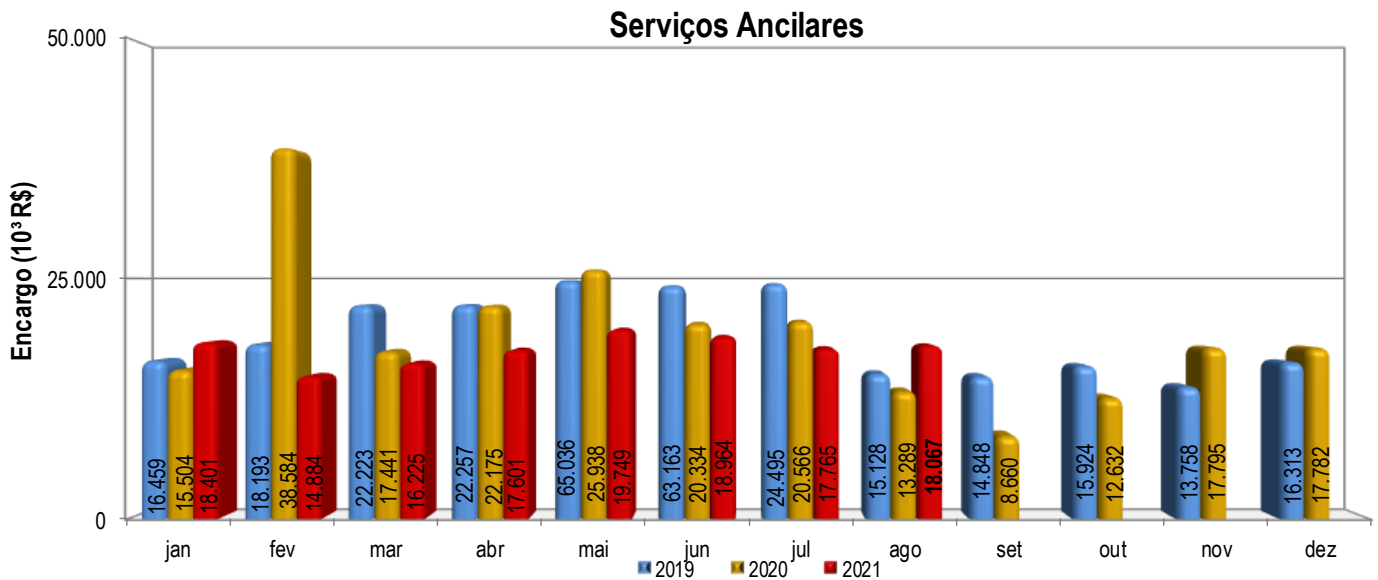


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

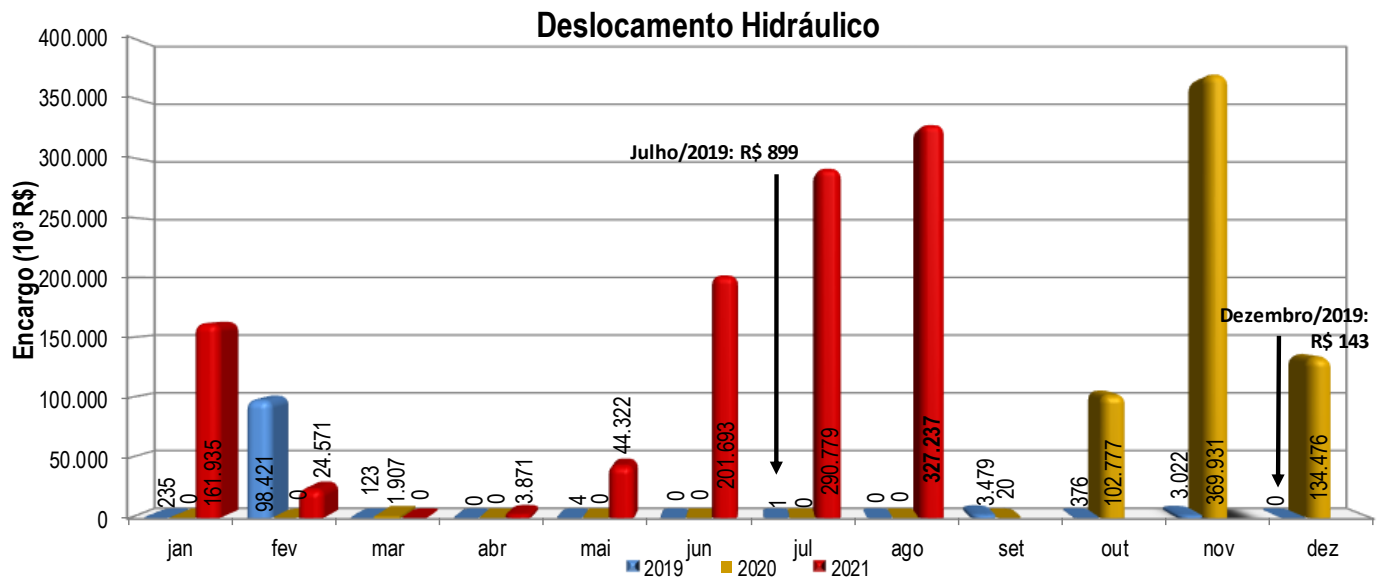


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

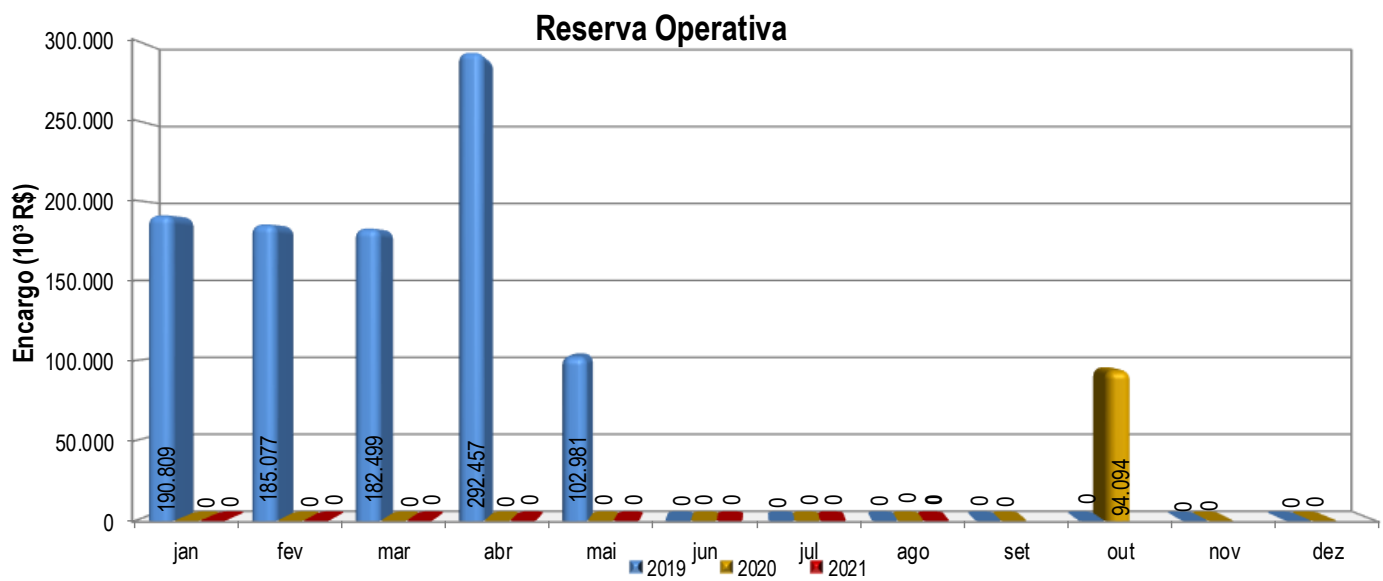


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

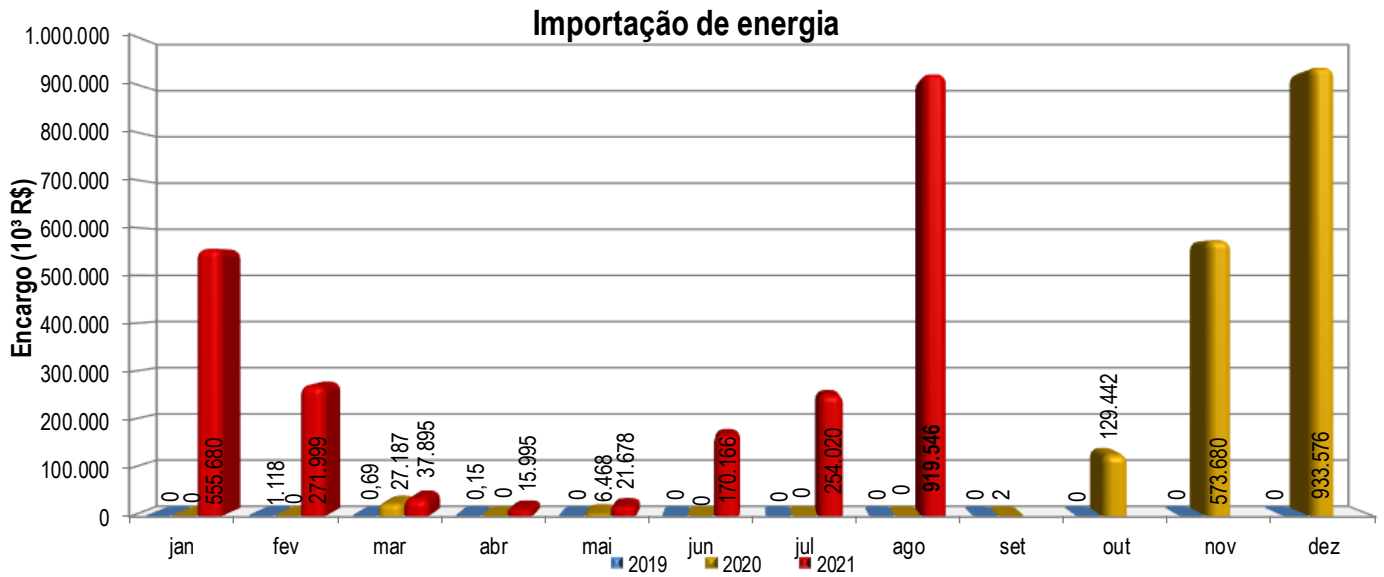


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

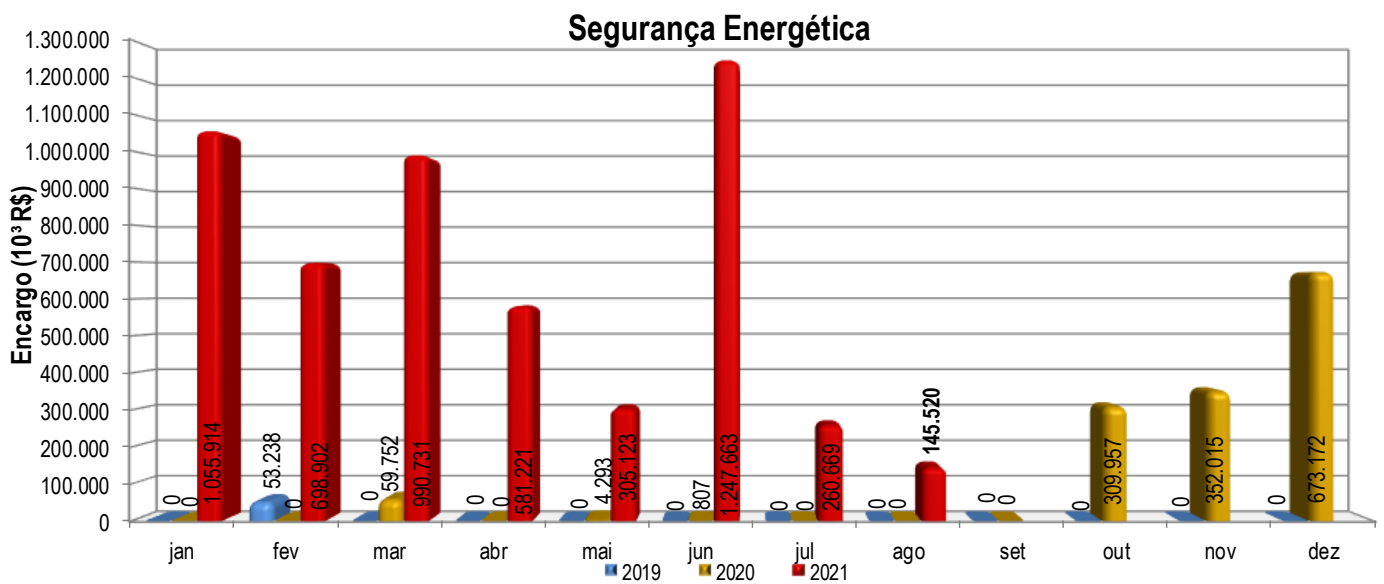


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2021.

Fonte dos dados: CCEE.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de setembro de 2021, foram verificadas 6 (seis) ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando aproximadamente 2.403 MW de corte de carga.

Tabela 23. Descrição das principais ocorrências do mês

Dia da Ocorrência	Descrição	Carga Interrompida (MW)	Estado(s) afetado(s)	Causa
28/ago	Desligamento das primeiras unidades geradoras na UTE Monte Cristo I, ocasionando a atuação do ERAC.	130,1	RR	A perturbação se iniciou com o desligamento automático simultâneo das LT 69 kV Distrito - Mucajaí C1 e LT 69 kV Distrito - Floresta C1, ambas pela atuação da proteção. Havia muita chuva no local. Decorridos cerca de 30 s, observaram-se os desligamentos sequenciais das unidades geradoras da UTE Monte Cristo I, devido à proteção de potência reativa reversa (32Q), até seu desligamento total.
28/ago	Desligamento dos transformadores TR2, TR3 e TR4 345/88 kV e de todo setor de 88 kV da SE Bandeirantes	279,0	SP	A perturbação teve início na LT 88 kV Bandeirantes - Traição C1, devido a um curto-circuito inicialmente monofásico que evoluiu para trifásico, sendo eliminado pelas proteções, com consequente falta de energia do setor de 88 kV da referida SE. Não houve atuação das proteções da LT 88 kV Bandeirantes - Traição C1, no terminal da SE Bandeirantes, devido a mau contato no seu respectivo circuito de corrente contínua.
14/set	Desligamento dos barramentos 230 kV 01 e 02 da SE Suape II, desligando as subestações e as UTEs Termopernambuco e Suape II.	172,4	PE	A perturbação começou com a atuação da proteção de falha de um disjuntor de 230 kV da LT 230 kV Suape III - Suape II C2, provocando o desarme do disjuntor de interligação de barras e do barramento 04B1 de 230 kV em Suape III, e o envio de sinal de TDD mantido para o terminal remoto na SE Suape II pro disjuntor da SE Suape II, com consequente desarme de todos os disjuntores ligados ao barramento 04B2 de 230 kV, provocando o desligamento geral da SE 230 kV Suape II.
18/set	Desligamento automático de todo o setor de 138 kV da SE Rocha Leão (Furnas).	682,9	RJ, MG	Após a manobra para desligamento do banco de capacitores da SE Rocha Leão, o disjuntor do referido equipamento apresentou falha em sua abertura ocasionando atuação da proteção com consequente comandando para o desligamento de todos os disjuntores conectados às barras de 138 kV de Rocha Leão.
21/set	Desligamento automático do setor de 138 kV da SE Jacarepaguá (Furnas) - Primeira ocorrência às 17h19	734,0	RJ	A perturbação teve início com uma falha na LT 138 kV Cascadura – Jacarepaguá, devido ao rompimento de cabo para-raios. Houve a atuação dos sistemas de proteção da linha, porém não ocorreu a abertura de disjuntor, tendo a falha sido eliminada por atuação das proteções dos terminais remotos e dos autotransformadores na subestação Jacarepaguá em retaguarda.
21/set	Desligamento automático do setor de 138 kV da SE Jacarepaguá (Furnas) - Segunda ocorrência às 17h47	405,0	RJ	A perturbação ocorreu devido ao rompimento do cabo de descida da cadeia de ancoragem para o TC da fase B. Havia fortes ventos na região.
		2.403,4		

Fonte dos dados: ONS e Roraima Energia.



12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro ¹

Tabela 24. 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	2021 Jan-Set	2020 Jan-Set
SIN ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
S	267	0	0	0	283	161	128	0	0				839	1.183
SE/CO	0	330	344	0	533	0	128	902	1.822				4.059	2.097
NE	356	606	366	261	219	0	0	233	172				2.214	1.446
N	248	0	0	1.447	446	757	266	231	0				3.395	4.631
Isolados	0	138	167	825	0	0	0	296	0				1.426	875
TOTAL	871	1.074	877	2.534	1.480	918	522	1.662	1.994	0	0	0	11.932	10.232

* Valores do mês de agosto atualizados.

Tabela 25. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2021 Jan-Set	2020 Jan-Set
SIN ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
S	1	0	0	0	2	1	1	0	0				5	3
SE/CO	0	1	1	0	1	0	1	2	3				9	10
NE	1	3	2	1	2	0	0	1	1				11	7
N	1	0	0	6	1	3	2	1	0				14	10
Isolados	0	1	1	6	0	0	0	2	0				10	6
TOTAL	3	5	4	13	6	4	4	6	4	0	0	0	49	36

* Valores do mês de agosto atualizados.

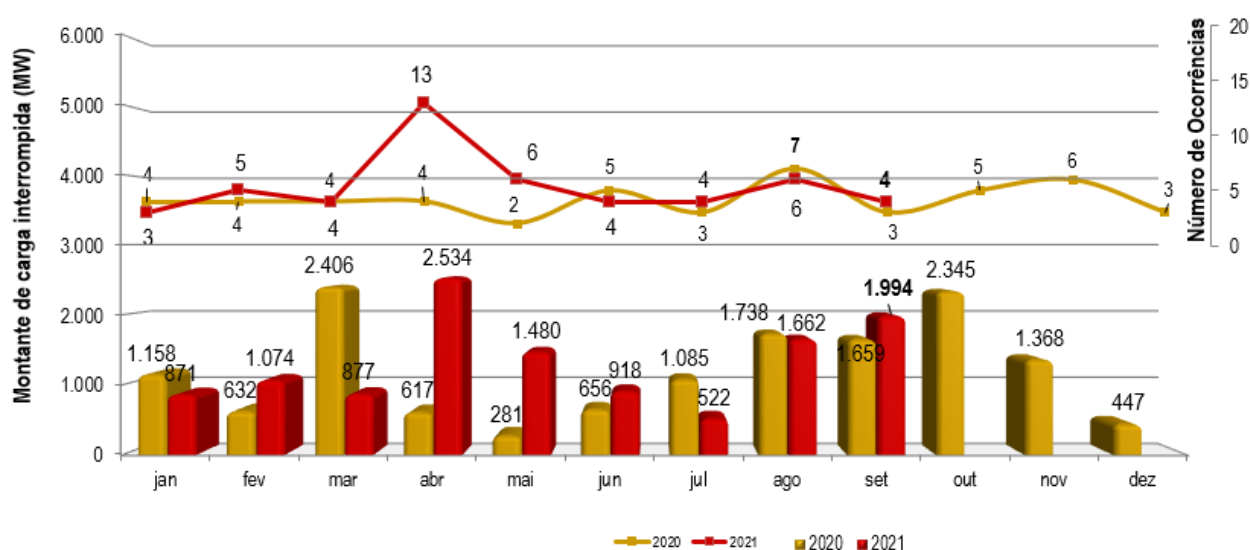


Figura 36. Ocorrências no SEB.

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

Até o mês de agosto de 2021, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 7,53 horas. Considerando os valores de DEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 11,48 horas, valor abaixo do Limite Regulatório de 11,95 horas estabelecido pela ANEEL.

Tabela 26. Evolução do DEC em 2021.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2021															
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano ²	Tend. Ano ³	Limite Ano
Brasil	1,18	1,10	1,15	0,91	0,83	0,74	0,78	0,83					7,53	11,48	11,95
SU	1,24	0,92	0,93	0,60	0,77	0,77	0,70	0,65					6,57	10,77	9,89
SE	0,79	0,80	0,75	0,54	0,53	0,44	0,49	1,00					5,34	7,84	8,47
CO	1,64	1,32	1,43	1,15	0,88	0,91	0,83	0,55					8,71	14,56	13,26
NE	1,41	1,35	1,56	1,27	1,10	0,92	1,02	0,99					9,62	13,85	13,74
NO	2,09	2,24	2,29	2,39	1,88	1,73	1,87	2,24					16,73	24,01	32,13

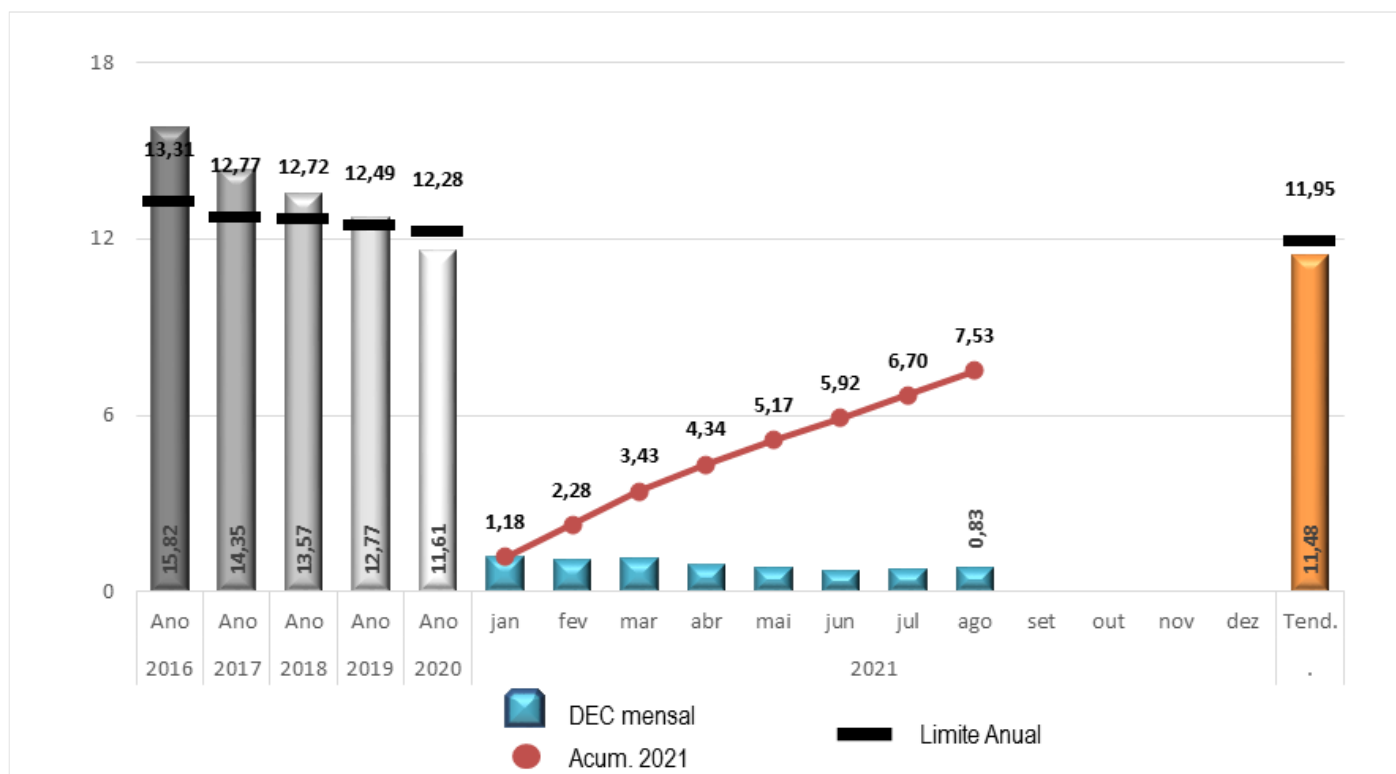


Figura 37. DEC do Brasil



Até o mês de agosto de 2021, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 3,91 interrupções. Considerando os valores de FEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 6,08 interrupções, valor abaixo do Limite Regulatório de 8,58 interrupções estabelecido pela ANEEL.

Tabela 27. Evolução do FEC em 2021.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2021															
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano ²	Tend. Ano ³	Limite Ano
Brasil	0,57	0,53	0,57	0,48	0,46	0,41	0,43	0,46					3,91	6,08	8,58
SU	0,68	0,53	0,56	0,36	0,45	0,47	0,43	0,43					3,92	6,32	7,41
SE	0,43	0,39	0,40	0,30	0,33	0,26	0,29	0,59					2,98	4,55	5,96
CO	0,74	0,72	0,81	0,63	0,47	0,54	0,47	0,33					4,72	7,88	9,91
NE	0,56	0,57	0,63	0,54	0,47	0,40	0,46	0,47					4,11	6,11	8,61
NO	1,07	1,07	1,24	1,48	1,23	1,20	1,10	1,25					9,62	13,33	26,88

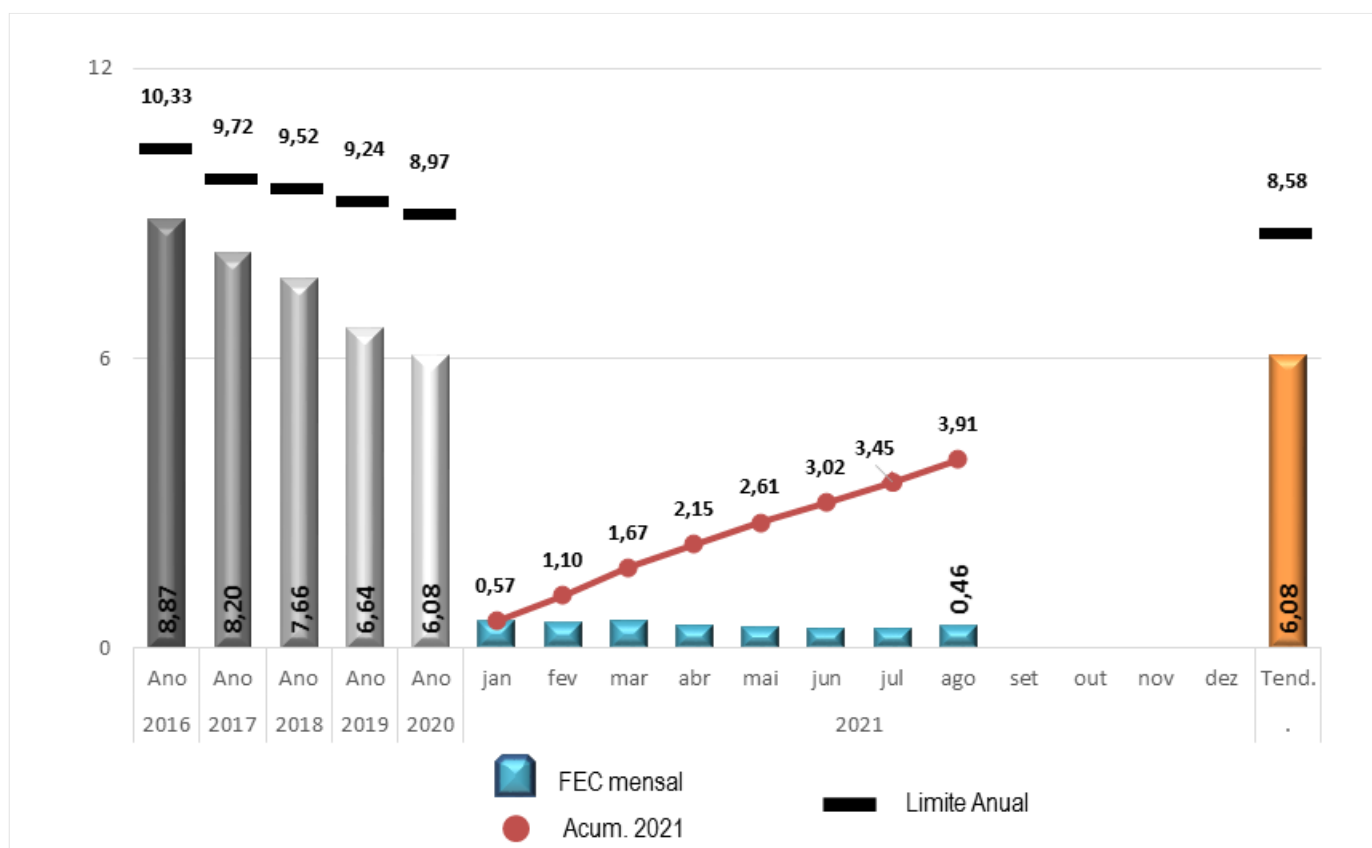


Figura 38. FEC do Brasil

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 agosto 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	