



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Julho / 2020





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Julho / 2020

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Energia Elétrica

Rodrigo Limp Nascimento

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico

Guilherme Silva de Godoi

Equipe Técnica

Igor Souza Ribeiro (Coordenação)

André Groberio Lopes Perim

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

Victor Protázio da Silva

Apoio dos estagiários:

Jovelino Caetano Braz Junior

Juliana Oliveira do Nascimento

Luis Felipe Marcelino Nolasco



SUMÁRIO

1. SUMÁRIO EXECUTIVO	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil.....	2
2.2. Energia Natural Afluente Armazenável	4
2.3. Energia Armazenada	6
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	9
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA	10
4.1. Consumo de Energia Elétrica	10
4.2. Demandas Instantâneas Máximas.....	11
4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais.....	12
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	14
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	16
7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO.....	17
7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	17
7.2. Previsão da Expansão da Geração.....	20
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão e Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	21
7.4. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão e da Capacidade de Transformação.....	24
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	25
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	25
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	26
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	27
8.4. Geração Eólica	27
8.5. Mecanismo de Realocação de Energia.....	28
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	29
10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	30
11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA.....	31
12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	35
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	35
12.2. Indicadores de Continuidade	37



LISTA DE FIGURAS

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



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	6
Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN.....	6
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.....	10
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.....	11
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	11
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.....	12
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.....	15
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.....	16
Tabela 9. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de julho de 2020.....	18
Tabela 10. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.....	18
Tabela 11. Previsão da expansão da geração (MW).....	21
Tabela 12. Descrição de Linhas de Transmissão (LT) que entraram em operação no mês.....	22
Tabela 13. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.....	22
Tabela 14. Entrada em operação de equipamentos de compensação de potência reativa.....	22
Tabela 15. Entrada em operação de novas linhas de transmissão no mês e no acumulado do ano.....	23
Tabela 16. Valores acumulados de entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.....	23
Tabela 17. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.....	24
Tabela 18. Previsão da expansão da capacidade de transformação.....	24
Tabela 19. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	26
Tabela 20. Matriz de produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados.....	27
Tabela 21. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano.....	29
Tabela 22. Descrição das principais ocorrências do mês.....	35
Tabela 23. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.....	35
Tabela 24. Evolução do número de ocorrências.....	36
Tabela 25. Evolução do DEC em 2020.....	37
Tabela 26. Evolução do FEC em 2020.....	38



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

No mês de julho de 2020, os totais de precipitação variaram entre normal e abaixo da média em praticamente todo o País e principalmente nas áreas importantes para a geração hidráulica. As exceções a esta condição foram a porção norte do Rio Grande do Sul, que apresentou expressiva anomalia positiva, e a zona central do Paraná, que enfrentou chuvas abaixo da média para o período.

Assim, no subsistema Sul, verificou-se uma ENA bruta de 121% MLT em julho e os valores de ENA dos subsistemas Norte, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste foram, respectivamente, 94% MLT, 79% MLT e 71% MLT.

O subsistema Nordeste, em virtude da crescente geração eólica, cujas condições de vento melhoram bastante no período seco, manteve perfil exportador de energia elétrica, condição estabelecida desde o mês de junho.

O Brasil atingiu 176.343 MW de capacidade instalada total de geração em julho, considerando a geração distribuída. Nos últimos 12 meses, houve um acréscimo líquido de 9.631 MW (5,8%), com destaque para 3.292 MW de geração de fonte hidráulica, 3.329 MW de fonte solar e 2.437 MW de fontes térmicas.

A geração distribuída alcançou, no mês de julho de 2020, 3.507 MW instalados em 277.739 unidades, representando 207,1% de crescimento em 12 meses e 2,0% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica. A capacidade instalada de geração solar distribuída ultrapassou, desde o mês de junho, o valor correspondente à geração solar centralizada.

Com relação à sustentabilidade da matriz elétrica nacional, as fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram, ainda no mês de junho de 2020, 89,9% da matriz de produção de energia elétrica brasileira. Quanto aos riscos hidrológicos associados à geração hidráulica, predominante na matriz de produção, no mesmo período, as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) geraram, juntas, 40.374 MW médios, ante a garantia física sazonalizada de 52.782 MW médios, o que representou um GSF mensal de 76,5%.

Os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram entre R\$ 0,00 / MWh e R\$ 193,82 / MWh no mês de julho, com o maior valor observado no subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Diferentemente do ocorrido nos últimos meses, o valor nulo não ocorreu de forma recorrente e em todos os subsistemas, tendo sido verificado apenas em um pequeno intervalo de tempo no subsistema Nordeste.

Os Encargos de Serviço do Sistema (ESS) verificados em junho de 2020 totalizaram R\$ 35,8 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 54,9 milhões). Destaca-se a redução significativa que vem ocorrendo nos encargos por Restrição de Operação (*Constrained-On*, *Constrained-Off* e *Unit Commitment*) após a entrada do CMO semi-horário com uso do modelo Dessem: comparando-se o montante dispendido entre os anos de 2019 e 2020 no período de janeiro a junho, o valor do presente ano equivale à quinta parte da quantia dispendida no ano anterior.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS¹) exportou 688 MW med de geração térmica no SIN para o atendimento à Argentina no dia 25 de julho. A operação se configura na primeira exportação sob as regras estabelecidas pela Portaria MME nº 418/2019, que prevê a exportação de energia elétrica interruptível sem devolução para Argentina e Uruguai, proveniente de usinas termelétricas em operação comercial despachadas centralizadamente pelo ONS, que não estejam despachadas por ordem de mérito nem por garantia de suprimento energético.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de julho de 2020, exceto quando indicado.

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

Fonte: ¹ [ONS](#)

2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

No mês de julho, nos subsistemas do Sistema Interligado Nacional (SIN), foram verificadas as seguintes ENA brutas: 79% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 121% MLT no Sul, 71% MLT no Nordeste e 94% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 78% MLT, 105% MLT, 71% MLT e 84% MLT, respectivamente.

Os totais de precipitação variaram entre normal e abaixo da média em praticamente todo o país, com exceção do norte do Rio Grande do Sul, que apresentou expressiva anomalia positiva, e da zona central do Paraná, que enfrentou chuvas abaixo da média para o período, conforme pode ser verificado na Figura 1.

Diante da melhoria da ENA, houve redução do recebimento de energia elétrica pelo subsistema Sul a partir do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Por outro lado, a exportação de energia elétrica pelo subsistema Norte foi reduzida em virtude da acentuada queda das vazões afluentes naturais, típico para aquela região no período seco.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

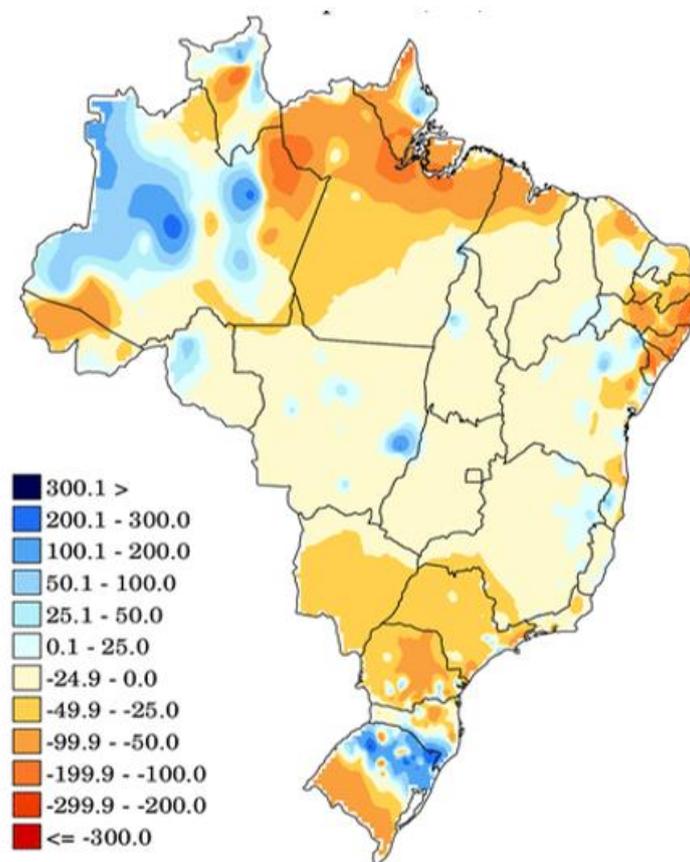


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de julho de 2020 – Brasil.

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

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



Em relação às temperaturas mínimas, no mês de julho, anomalias negativas foram verificadas em praticamente todo o Estado do Rio Grande do Sul e em algumas partes da zona central do Brasil. Já as temperaturas máximas apresentaram anomalias positivas mais acentuadas em grande parte do território paulista e no norte da região Nordeste. Ainda que de forma mais branda, essas anomalias positivas de temperatura máxima foram verificadas em grande parte do território nacional, o que pode ter contribuído para o aumento do consumo de energia elétrica.

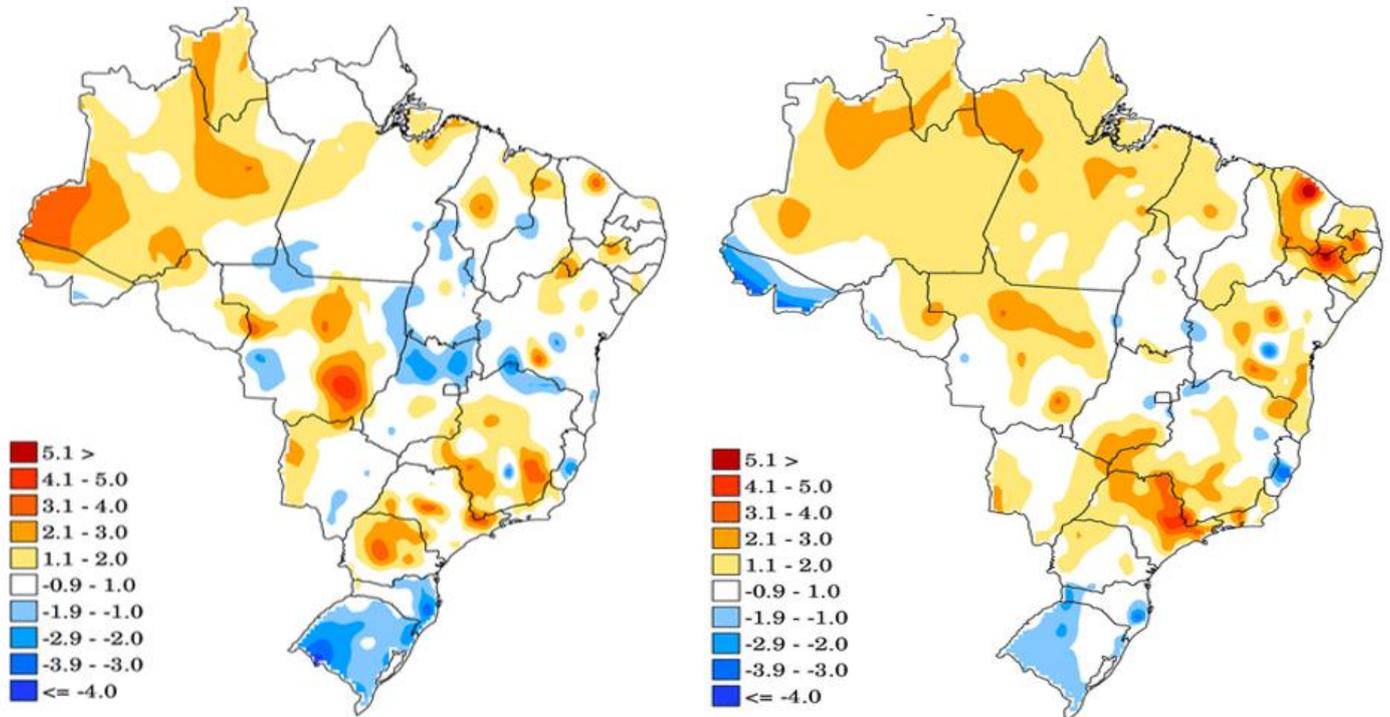


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima.

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

Fonte: CPTEC/INPE.



2.2. Energia Natural Afluyente Armazenável¹

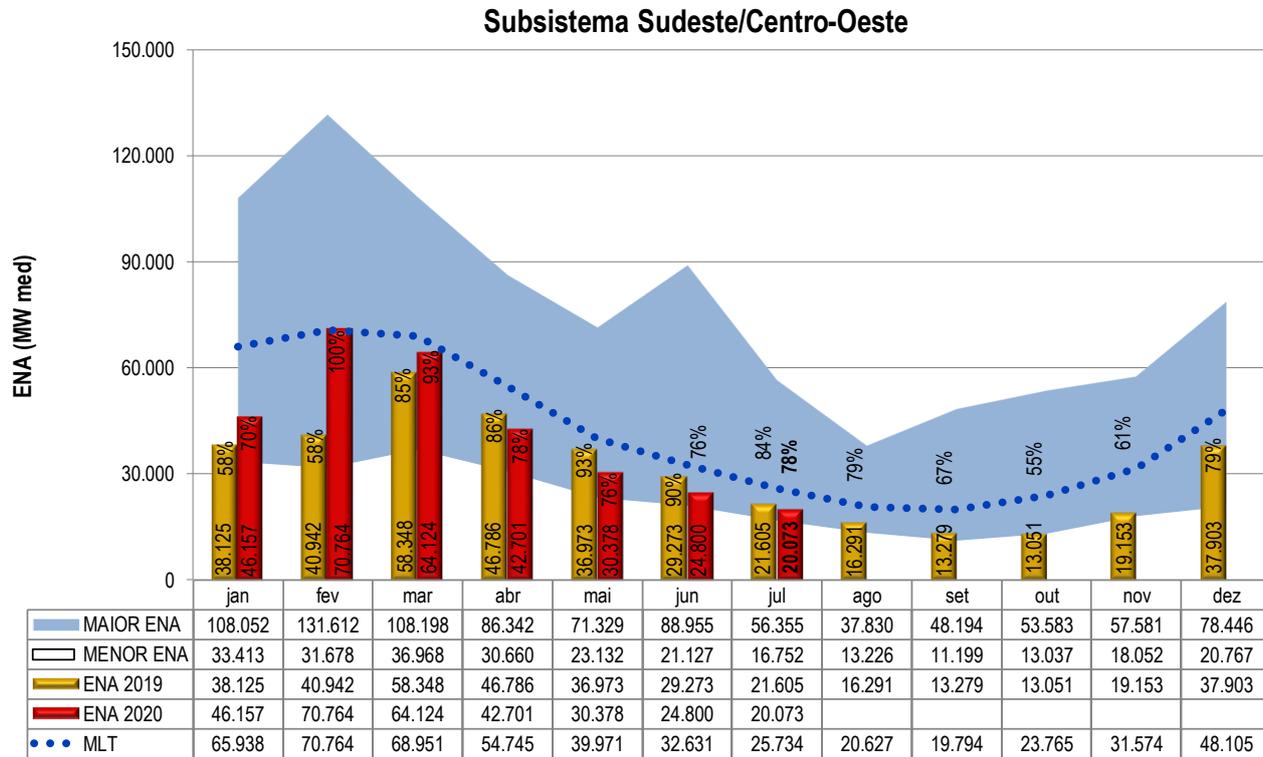


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

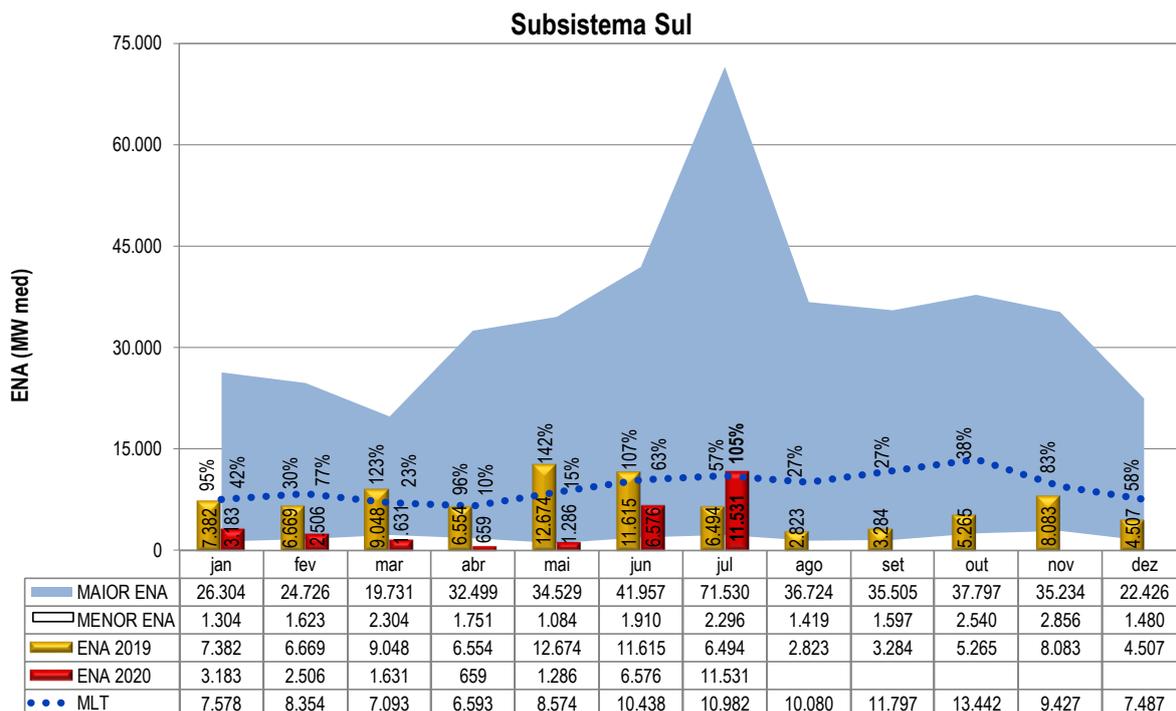


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

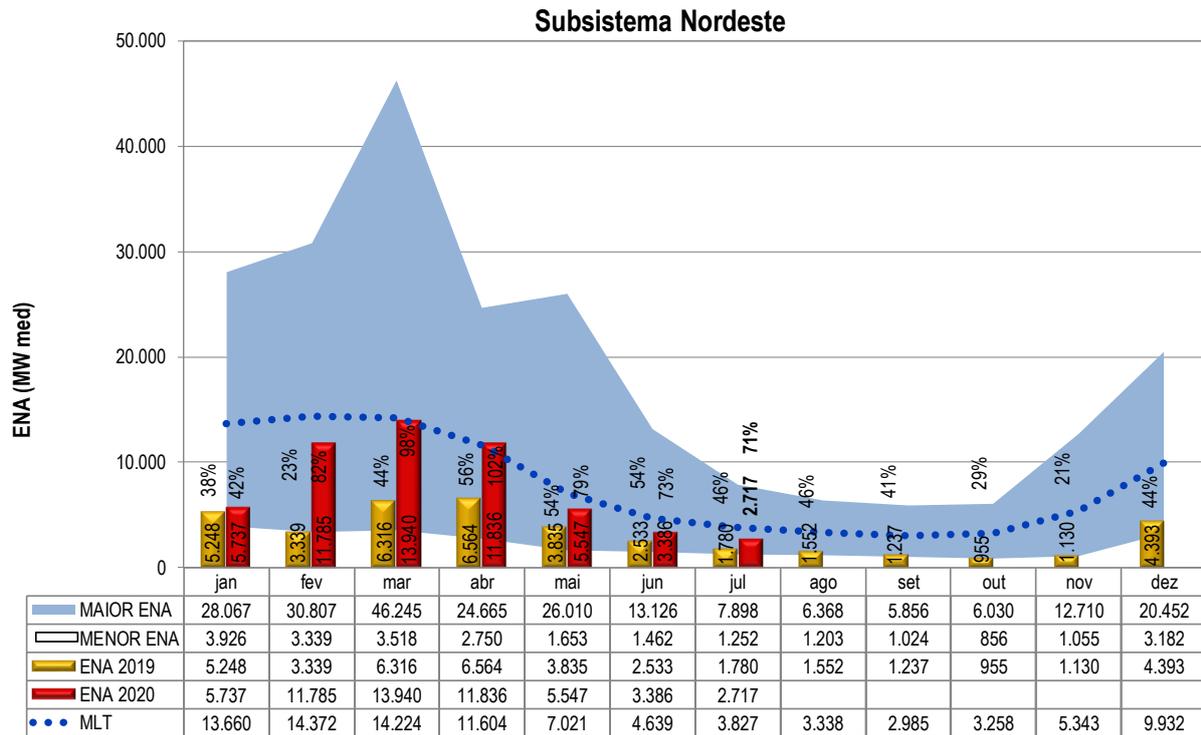


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

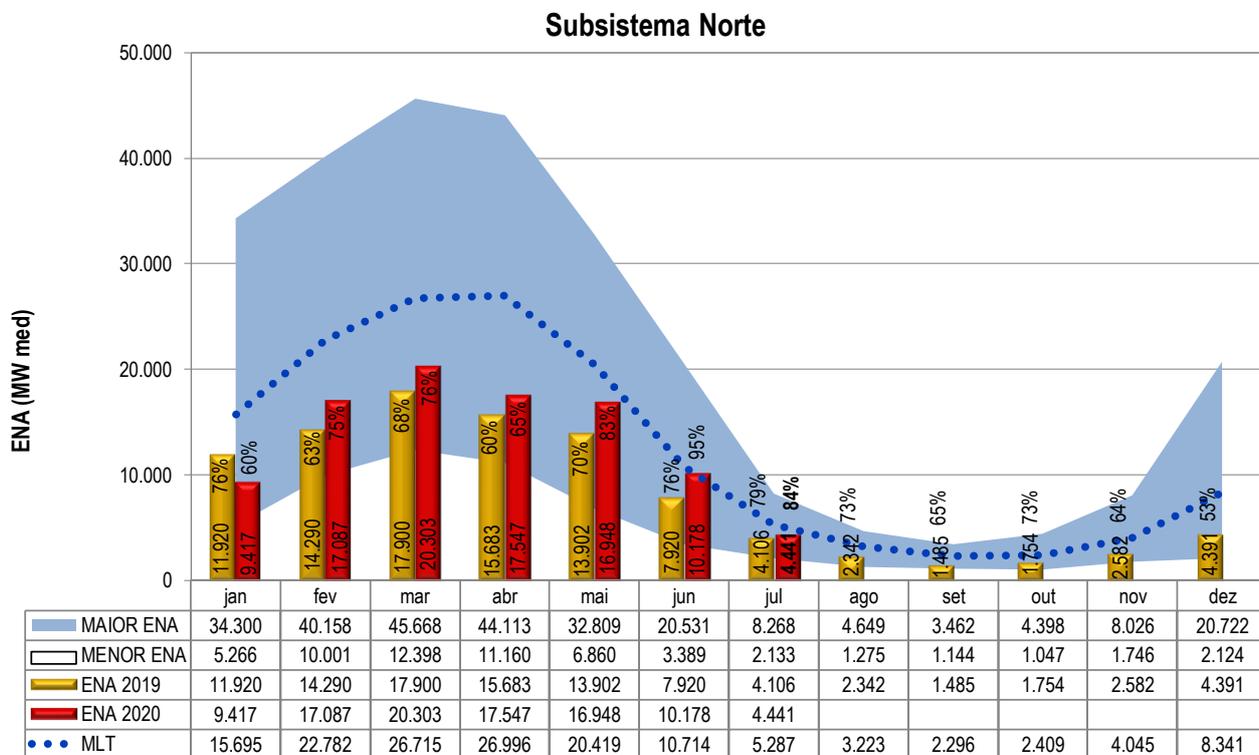


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.

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



2.3. Energia Armazenada

No mês de julho de 2020, observou-se deplecionamento nos reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (4,8 p.p.), Nordeste (6,7 p.p.) e Norte (3,1 p.p.), tendo ocorrido considerável replecionamento no reservatório equivalente do subsistema Sul (20,6 p.p.).

A queda no nível dos reservatórios ocorre dentro do esperado para o período seco que se estabelece na maior parte do território nacional desde o mês de maio. Entretanto, os níveis alcançados estão conferindo uma boa condição de reserva hídrica para o enfrentamento dos próximos meses com escassez de chuvas, refletido nos percentuais de energia no final de julho, em torno de 50% ou mais.

Quanto à região Sul, desde o mês anterior a ocorrência de chuvas vem trazendo contribuições à afluência dos rios, levando o reservatório equivalente do subsistema a atingir o nível de 58,4% da sua energia armazenável máxima no final do mês. Ressalta-se que, além do incremento nas vazões naturais, a atenção dada à operação hidráulica da região permitiu a preservação dos armazenamentos de água locais e possibilitou o atingimento dessa marca.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Junho (%EARmáx)	Energia Armazenada no Final de Julho (%EARmáx)	Capacidade Máxima (MWhmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	53,0	48,2	202.692	62,0
Sul	37,8	58,4	19.897	4,3
Nordeste	88,6	81,9	51.602	26,4
Norte	83,4	80,3	15.165	7,3
TOTAL	TOTAL	TOTAL	289.356	100,0

Fonte dos dados: ONS.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, predominou o deplecionamento em relação ao mês anterior, destacando-se os reservatórios das UHE Itumbiara, Sobradinho e Três Marias, que reduziram seus armazenamentos em 11,2 p.p., 7,6 p.p. e 6,9 p.p., respectivamente, enquanto a UHE de Ilha Solteira e de Capivara replecionaram seus reservatórios, elevando seus volumes em 8,7 p.p. e 6,9 p.p., respectivamente, com relação ao mês anterior.

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

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm³)	Armazenamento em final de junho (%)	Armazenamento em final de julho (%)	Evolução Mensal (p.p.)
Serra da Mesa	Tocantins	43.250	37,7	37,1	-0,6
Tucuruí	Tocantins	38.982	98,8	95,1	-3,6
Sobradinho	São Francisco	28.669	87,3	79,7	-7,6
Furnas	Grande	17.217	63,2	57,0	-6,2
Três Marias	São Francisco	15.278	91,8	84,9	-6,9
Emborcação	Paranaíba	13.056	42,5	39,1	-3,5
Ilha Solteira	Paraná	12.828	64,3	73,0	8,7
Itumbiara	Paranaíba	12.454	65,1	53,9	-11,2
Nova Ponte	Araguari	10.380	51,4	46,6	-4,8
Capivara	Parapanema	5.724	32,1	38,9	6,9

Fonte dos dados: ONS.

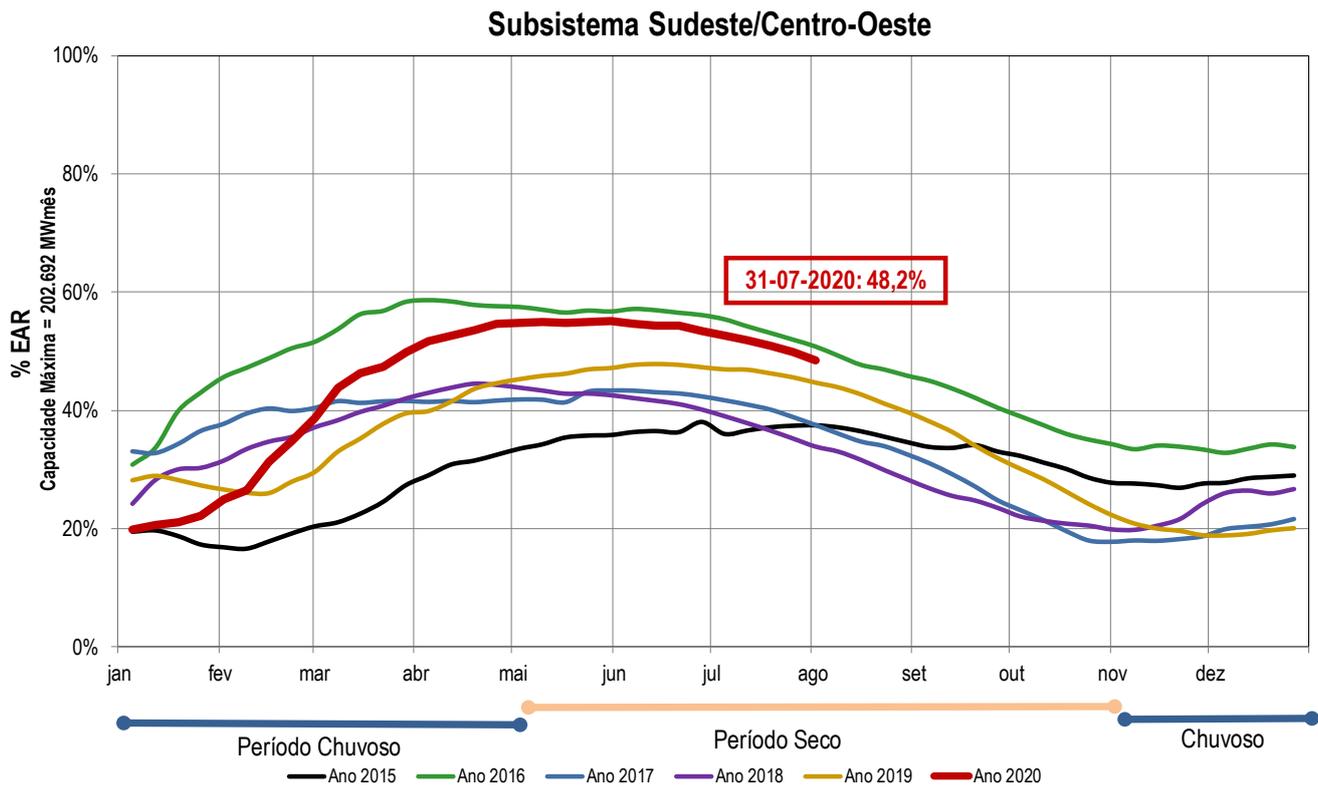


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

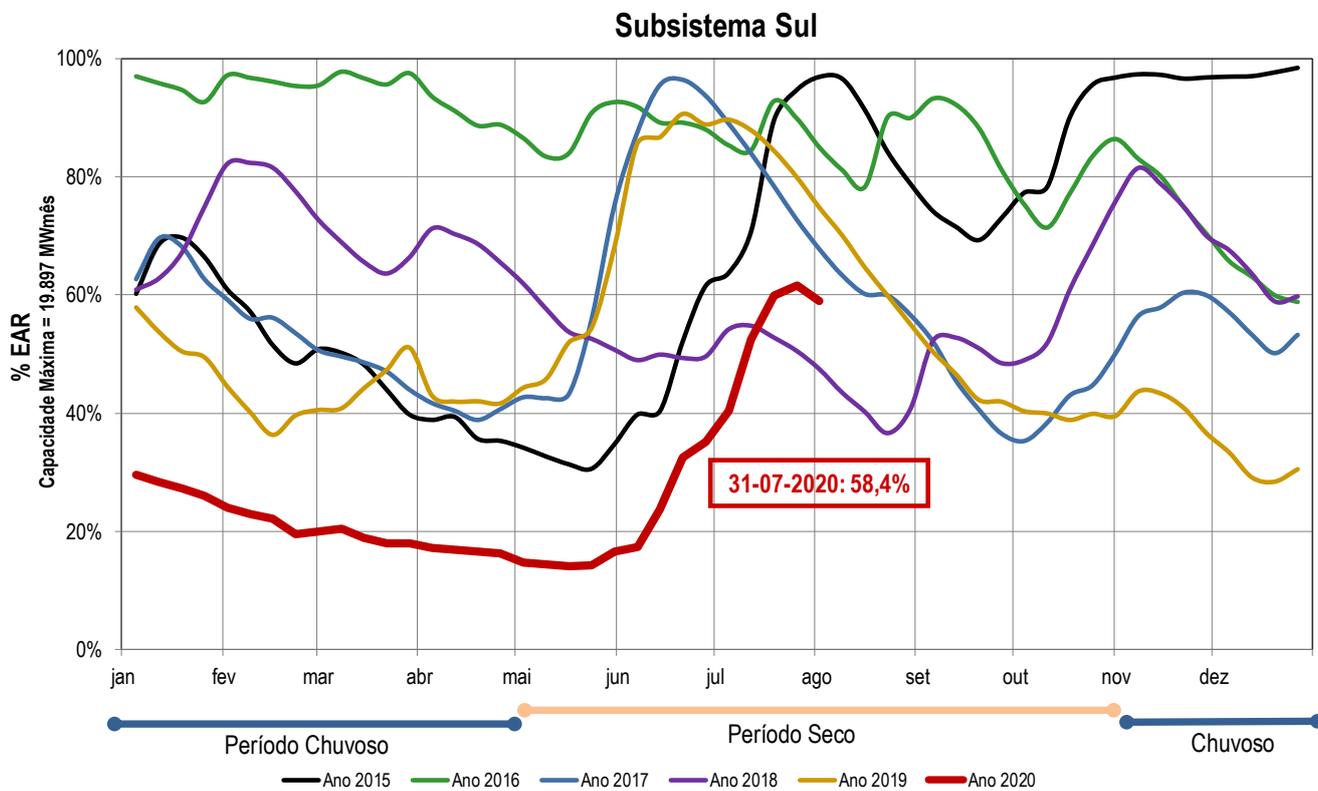


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

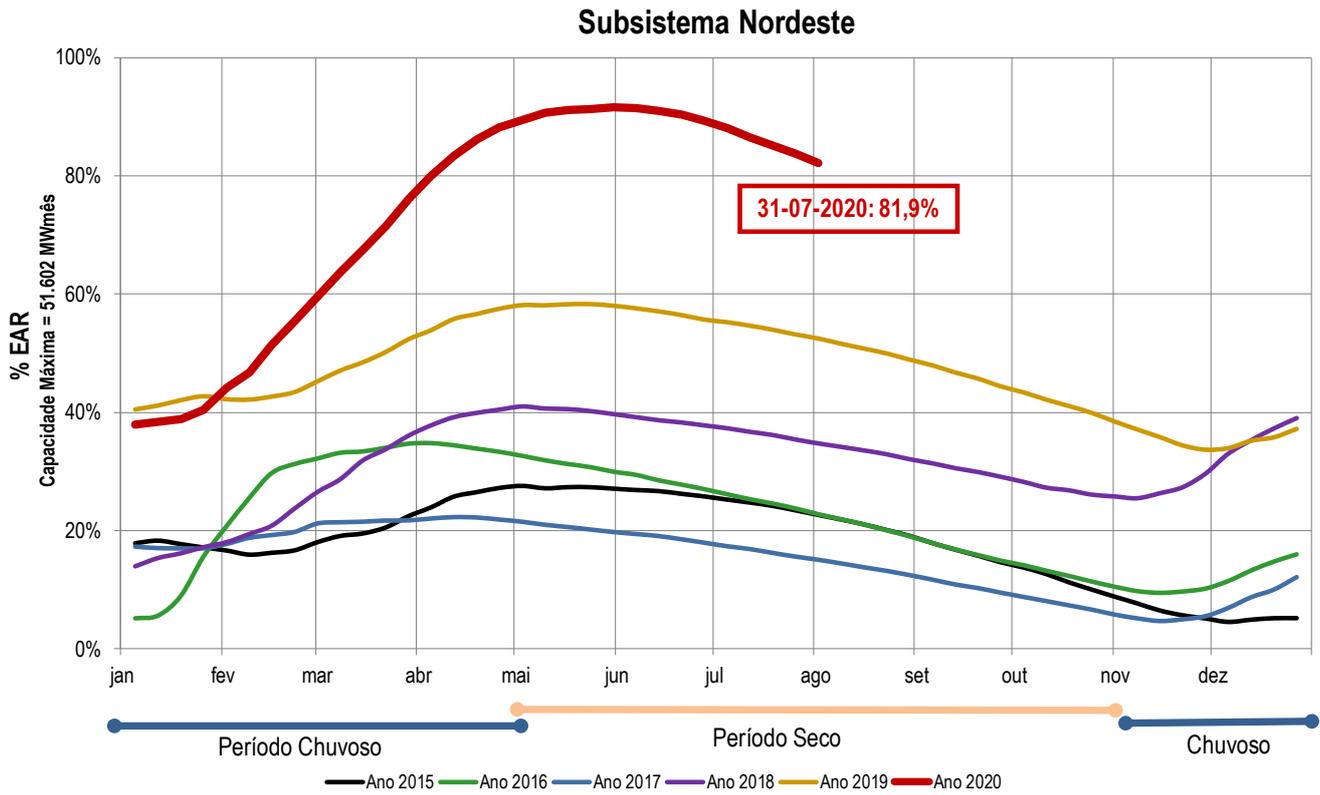


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

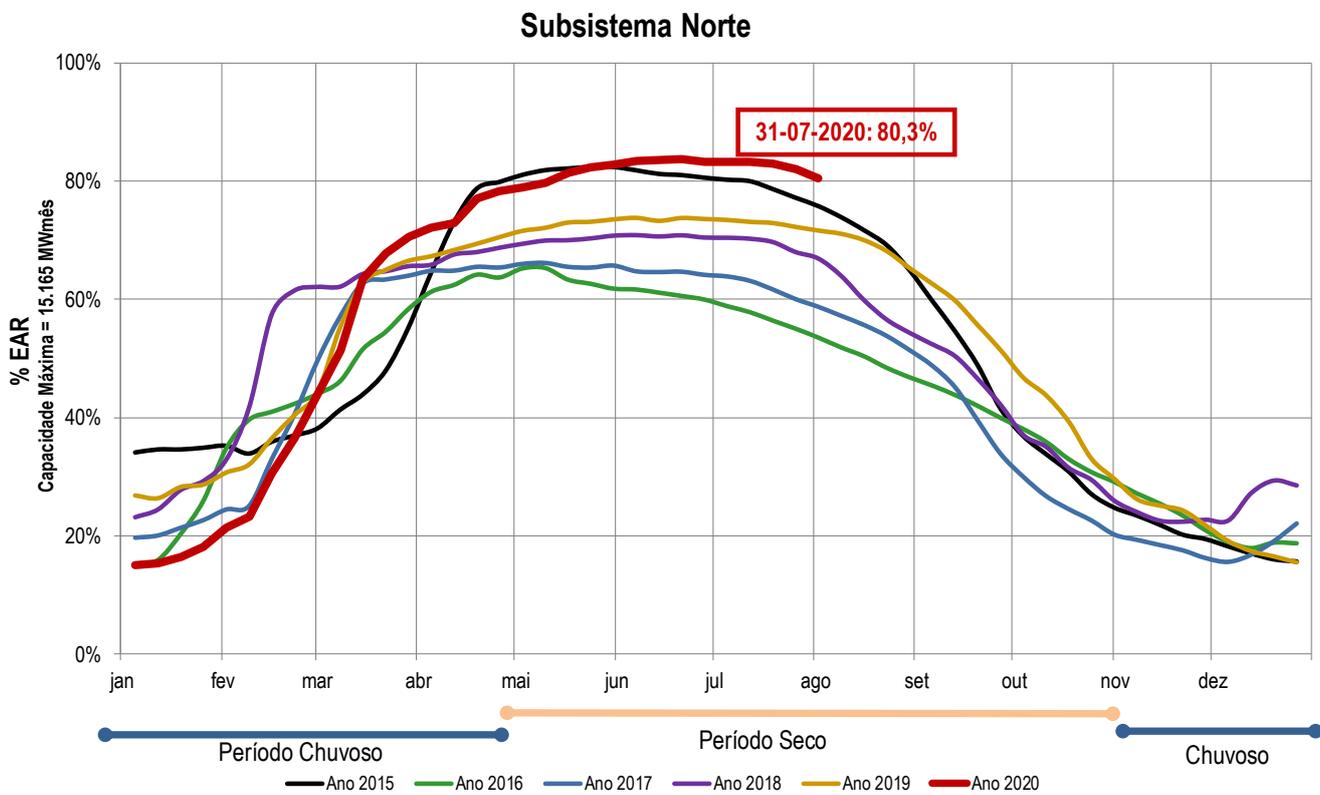


Figura 10. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.

3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Em julho de 2020, o subsistema Norte manteve o perfil exportador (considerando também o fluxo nos bipolos do nó de Xingu) em 970 MW médios, consideravelmente inferior aos 5.816 MW médios verificados no mês anterior, em virtude de o período seco estar atuando desde maio, durante o qual as vazões naturais na região Norte são sensivelmente reduzidas.

O subsistema Nordeste participou como exportador em um total de 2.795 MW médios, enquanto que no mês anterior havia participado com o montante de 1.132 MW médios. O considerável aumento de sua contribuição ao SIN em relação ao mês anterior advém das melhorias das condições de vento na região.

O subsistema Sul manteve o perfil importador, com montante verificado de 1.119 MW médios, ante importação de 5.858 MW médios em junho de 2020.

Os bipolos de corrente contínua contribuíram com as seguintes quantidades de energia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste: Coletora Porto Velho¹ transmitiu 2.124 MW médios, Nó de Xingu² transmitiu 2.097 MW médios e os bipolos que escoam a energia de Itaipu³ (50 Hz) transmitiram 1.856 MW médios.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir do nó fictício (agregando fluxos dos subsistemas Norte e Nordeste) e do subsistema Nordeste, nos valores de 572 e 1.096 MW médios, respectivamente, e manteve o perfil exportador para o subsistema Sul, no valor de 1.119 MW médios, sendo, no resultado líquido, importador em 549 MW médios. Pelos bipolos de corrente contínua, recebeu um total de 6.077 MW médios.

Houve intercâmbio internacional de energia elétrica com a Argentina no mês de julho de 2020, cuja média mensal foi da ordem de 321 MW médios exportados. A partir do dia 25/07, a exportação ocorrida foi comercial, com base na Portaria MME nº 418, de 19 de novembro de 2019, a partir de geração de usinas termelétricas não despachadas para atendimento energético do SIN. Também houve exportação para a Argentina nos primeiros dias de julho e nos dias 23 e 24 do mês, classificadas em modalidades com devolução.

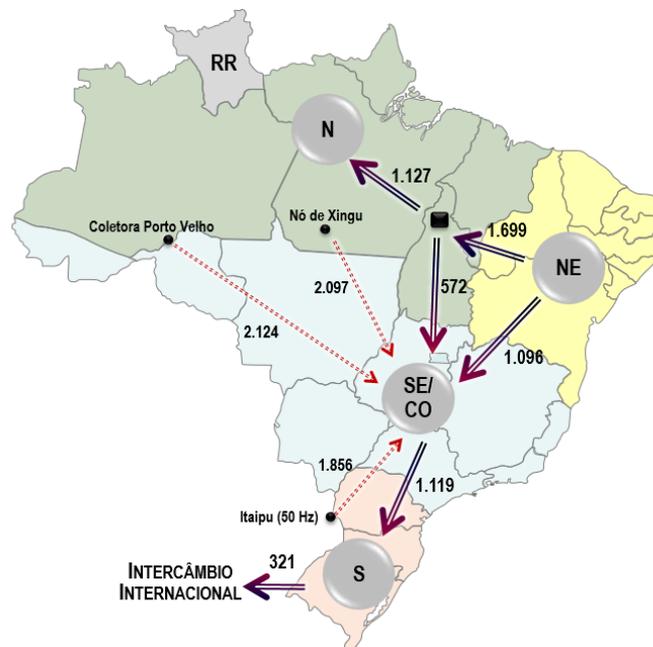


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica

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.



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em decorrência de problemas operacionais, não foi possível, à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), disponibilizar os dados referentes ao mês de junho de 2020 – necessários à elaboração deste subitem 4.1 – antes da data de publicação desta edição do Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico.

Em virtude disso, as tabelas a seguir estão incompletas e a Figura 12, bem como as análises dos dados não puderam ser apresentadas.

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

Classe de Consumo	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Jun/20 GWh	Evolução mensal (Jun/20/Mai/20)	Evolução anual (Jun/20/Jun/19)	Jul-18/Jun-19 (GWh)	Jul-19/Jun-20 (GWh)	Evolução
Residencial	-	-	-	72.181	-	-
Industrial	-	-	-	83.291	-	-
Comercial	-	-	-	47.113	-	-
Rural	-	-	-	14.457	-	-
Demais classes ¹	-	-	-	25.304	-	-
Perdas e Diferenças ²	-	-	-	59.091	-	-
Total	-	-	-	301.436	-	-

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). Para composição dessa informação referente à maio, foram utilizados valores estimados para os Sistemas Isolados, em função de ausência da informação até a publicação deste Boletim.

Dados não disponibilizados até a publicação deste Boletim.

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.

Consumo de Energia Elétrica em
Junho/2020

Consumo de Energia Elétrica em 12 meses

Consumo de Energia Elétrica em
Junho/2020 - Estratificado por Ambiente

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

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

Dados não disponibilizados até a publicação deste Boletim.

Fonte dos dados: EPE/ONS.



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		
	Jun/19 kWh/NU	Mai/20 kWh/NU	Jun/20 kWh/NU	Evolução mensal (Jun/20/Mai/20)	Evolução anual (Jun/20/Jun/19)	Jul-18/Jun-19 (kWh/NU)	Jul-19/Jun-20 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	150	161	-	-	-	83	-	-
Industrial	29.247	26.168	-	-	-	14.617	-	-
Comercial	1.218	996	-	-	-	672	-	-
Rural	513	498	-	-	-	266	-	-
Demais classes ¹	5.268	4.832	-	-	-	2.695	-	-
Consumo médio total	456	424	-	-	-	240	-	-

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

Dados não disponibilizados até a publicação deste Boletim.

Fonte dos dados: EPE.

Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe

Classe de Consumo	Período		Evolução
	Jun/19	Jun/20	
Residencial	72.440.799	-	-
Industrial	474.862	-	-
Comercial	5.840.914	-	-
Rural	4.535.033	-	-
Demais classes ¹	782.367	-	-
Total	84.073.975	-	-

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

Dados não disponibilizados até a publicação deste Boletim.

Fonte dos dados: EPE.

4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em julho de 2020, não foi registrado recorde de demanda máxima no SIN e nos subsistemas. Os valores observados no mês foram pouco superiores aos valores verificados em julho de 2019, com exceção do subsistema Nordeste, que foi ligeiramente inferior. O subsistema Norte apresentou a maior elevação, de 6,9% com relação ao mesmo mês do ano anterior.

Em relação ao SIN, destaca-se que o valor de demanda instantânea máxima verificada em julho de 2020 foi o maior observado no mês desde 2007, quando foi iniciado esse monitoramento pelo MME.



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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW)	43.902	14.841	11.097	6.554	74.591
(dia - hora)	28/07/2020 - 18h35	30/07/2020 - 18h40	25/07/2020 - 18h40	27/07/2020 - 23h35	28/07/2020 - 18h41
Recorde (MW)	53.199	18.936	13.307	6.836	90.525
(dia - hora)	01/02/2019 - 14h41	31/01/2019 - 14h15	20/03/2019 - 14h30	30/04/2019 - 01h08	30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS.

4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

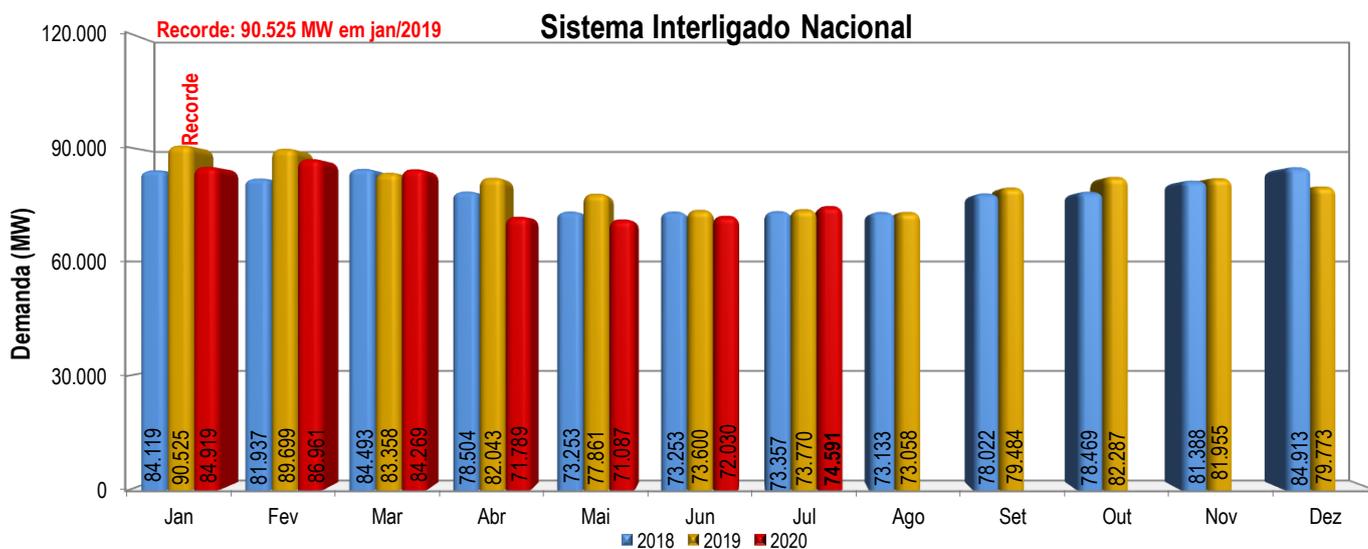


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

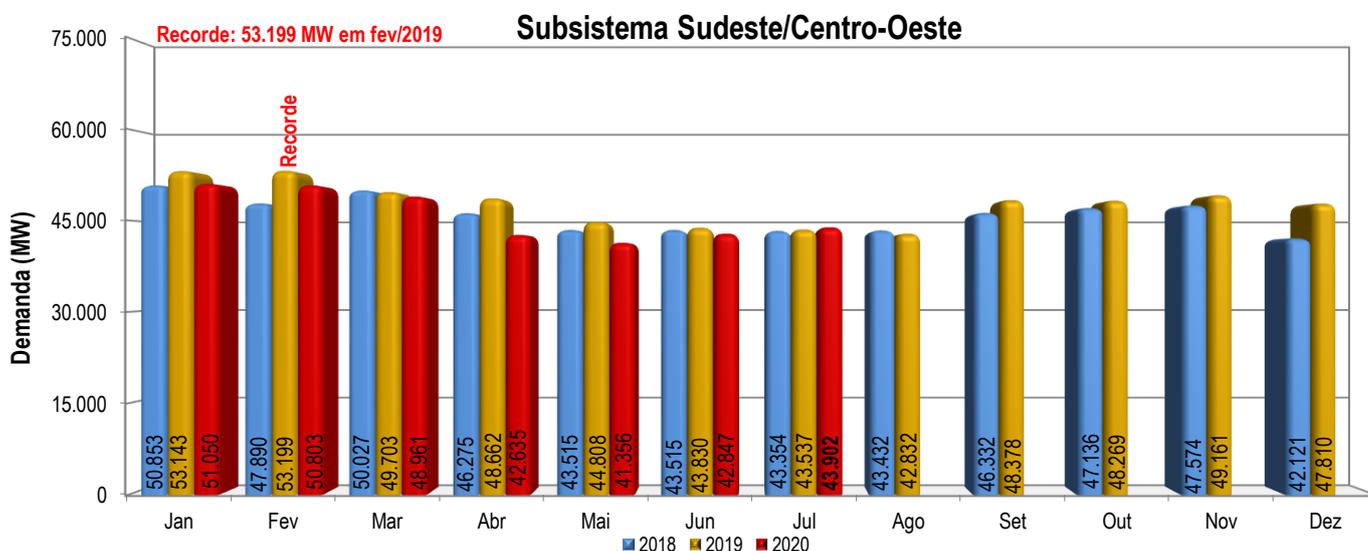


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.



Fonte dos dados: ONS.

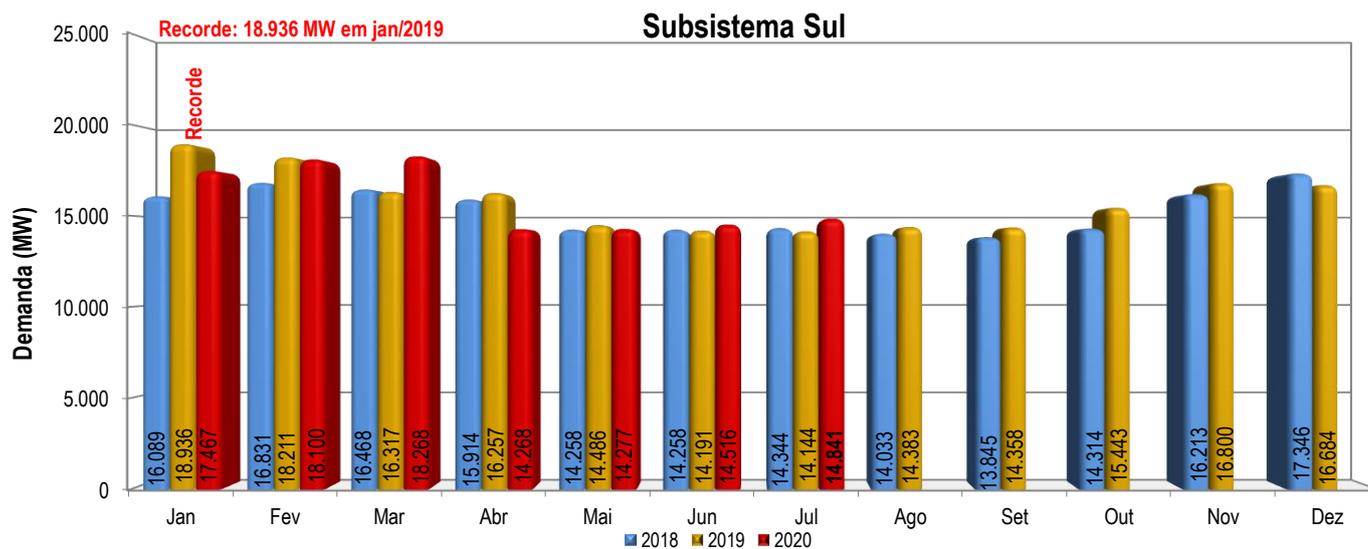


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

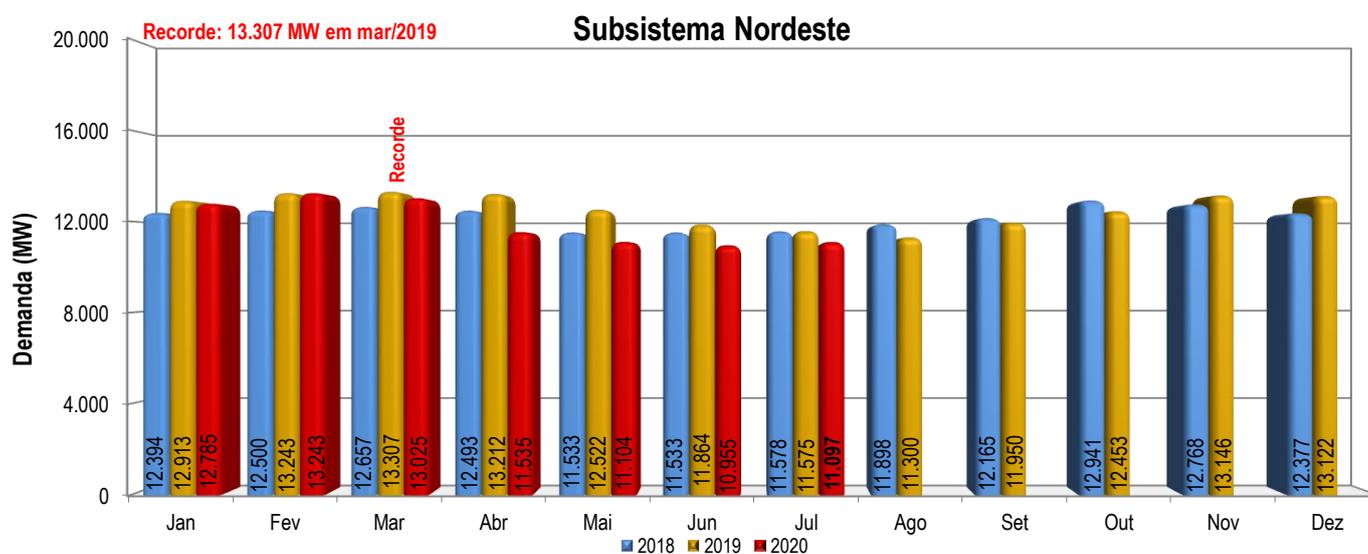


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

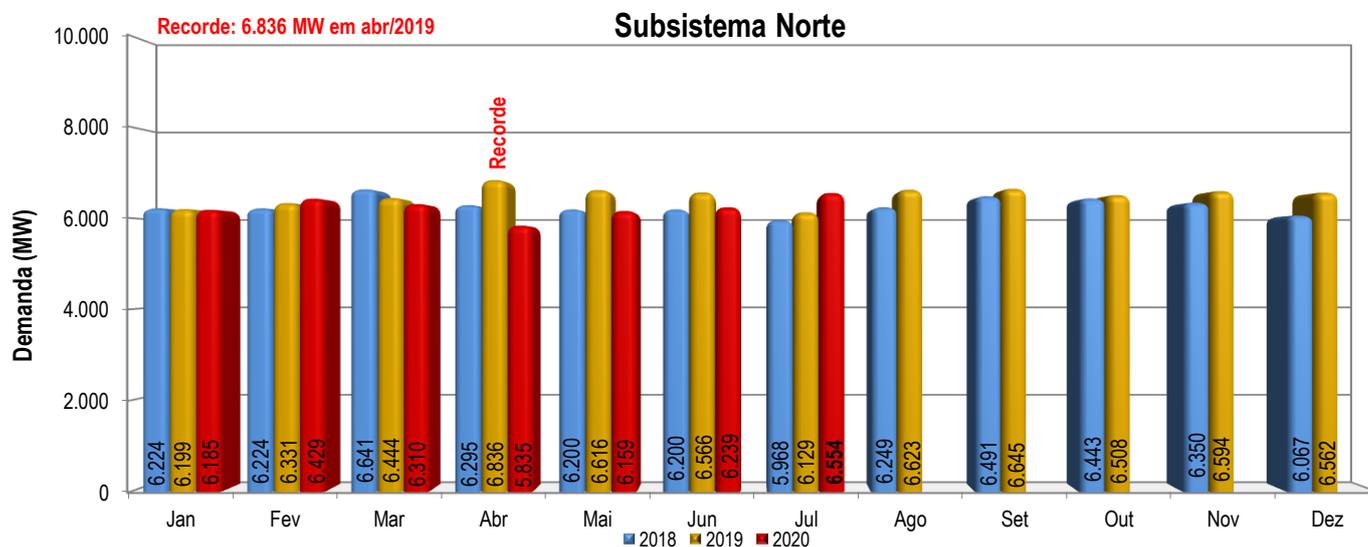


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.

5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de julho de 2020, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 176.343 MW², incluindo geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo líquido de 9.631 MW (5,8%), com destaque para 3.292 MW de geração de fonte hidráulica, 3.329 MW de fonte solar e 2.437 MW de fontes térmicas. A geração distribuída alcançou, no mês de julho de 2020, 3.507 MW instalados em 277.739 unidades, representando 207,1% de crescimento em 12 meses e 2,0% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

As fontes renováveis representaram 83,0% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em julho de 2020 (hidráulica, biomassa, eólica e Solar).



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

Fonte	Jul/2019		Jul/2020			Evolução da Capacidade Instalada Jul/2020 - Jul/2019
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.441	105.956	1.470	109.243	61,9%	3,1%
UHE	217	99.922,6	219	103.026,9	58,4%	3,1%
PCH	425	5.232,5	417	5.312,6	3,0%	1,5%
CGH	706	725,0	732	806,2	0,5%	11,2%
CGU	1	0,1	1	0,1	0,0%	0,0%
CGH GD	92	87,7	101	97,4	0,1%	11,0%
Térmica	3.189	42.769	3.316	45.019	25,5%	5,3%
Gás Natural	167	13.354,0	166	14.944,1	8,5%	11,9%
Biomassa	567	14.879,0	572	15.118,0	8,6%	1,6%
Petróleo	2.257	8.833,2	2.292	9.053,2	5,1%	2,5%
Carvão	23	3.596,8	22	3.582,8	2,0%	-0,4%
Nuclear	2	1.990,0	2	1.990,0	1,1%	0,0%
Outros Fósseis ²	4	69,0	10	257,5	0,1%	273,1%
Térmica GD	169	46,9	252	73,5	0,0%	56,5%
Eólica	672	15.090	712	15.830	9,0%	4,9%
Eólica (não GD)	615	15.079,5	647	15.814,9	9,0%	4,9%
Eólica GD	57	10,3	65	14,9	0,0%	44,6%
Solar	95.755	3.022	281.219	6.251	3,5%	106,8%
Solar (não GD)	2.474	2.103,0	3.898	2.929,4	1,7%	39,3%
Solar GD	93.281	997,0	277.321	3.321,5	1,9%	233,2%
Capacidade Total sem GD	7.458	165.570	8.978	172.836	98,0%	4,4%
Geração Distribuída - GD	93.599	1.142	277.739	3.507	2,0%	207,1%
Capacidade Total - Brasil	101.057	166.712	286.717	176.343	100,0%	5,8%

¹ Os valores de capacidade instalada referem-se à capacidade instalada fiscalizada apresentada pela ANEEL no Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA), adicionados aos montantes das usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL e às informações publicadas pela Agência sobre geração distribuída (mini e micro geração), conforme disponível em: www.aneel.gov.br/scg/gd.

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

³ São incluídas na matriz de capacidade instalada algumas usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL, mas que não estão em conformidade com a SCG/ANEEL (6 usinas com 91,5 MW) e que, por isso, não são apresentadas no SIGA/ANEEL. Algumas delas são térmicas com combustíveis desconhecidos e que por isso são incluídas dentro das Outras Fontes Fósseis. Os valores de participação na capacidade instalada de cada fonte termelétrica possuem arredondamento em sua 1ª casa decimal, o que pode gerar divergência com o valor total de participação da fonte termelétrica na matriz brasileira.

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.

Fonte dos dados: ANEEL / MME (Dados do SIGA e GD do site da ANEEL – 01/08/2020).



Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Jul/2020

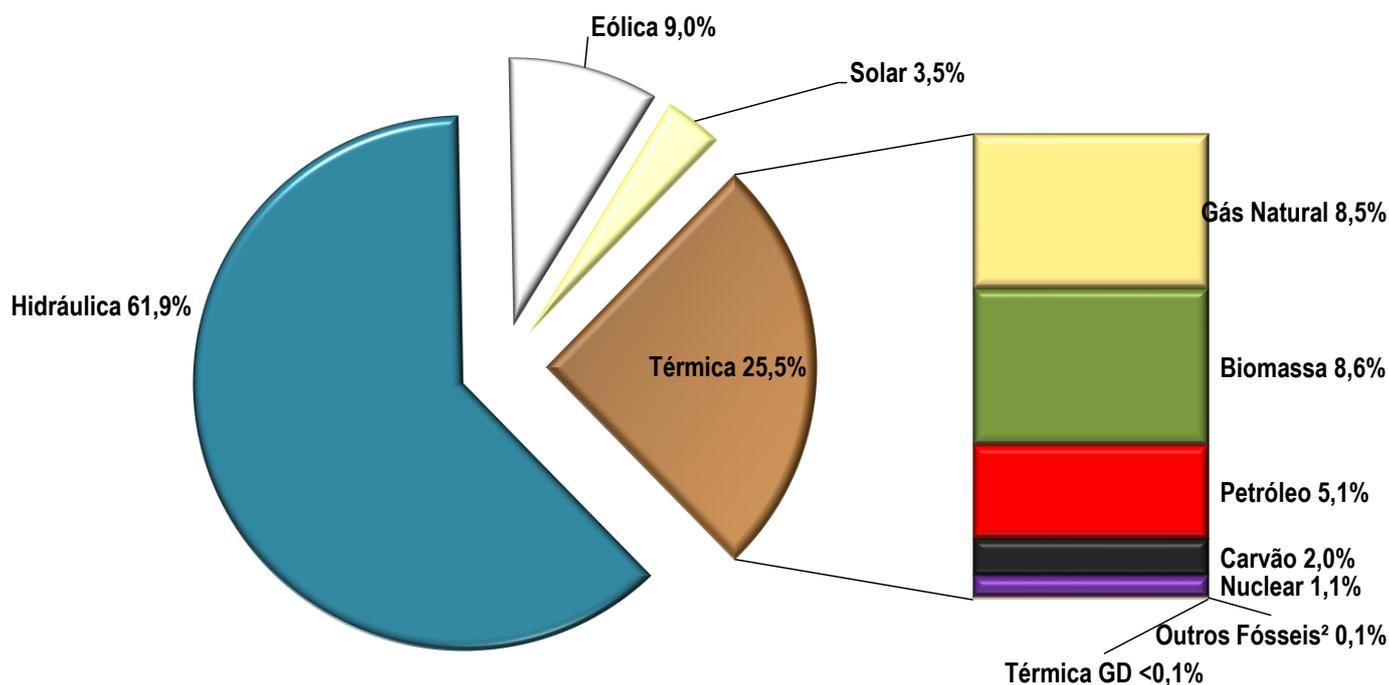


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL / MME.

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO ¹

Em julho de 2020, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 158.583 km de linhas de transmissão, das quais cerca de 39% do total correspondem à classe de tensão de 230 kV e 35% de 500 kV.

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

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)	Total (%)
230	61.007	38,5
345	10.351	6,5
440	6.756	4,3
500	55.766	35,2
600 (CC)	12.816	8,1
750	2.683	1,7
800 (CC)	9.204	5,8
TOTAL	158.583	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.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS.



7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração¹

Em julho de 2020, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 119,97 MW de geração, listados na Tabela 9 e distribuídos geograficamente em 4 estados, conforme mapa a seguir.



Figura 19. Localização geográfica dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de julho de 2020.

Fonte dos dados: MME / SEE / EPE.



Tabela 9. Descrição dos empreendimentos de geração que entraram em operação no mês de julho de 2020.

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	Térmica	UTE Itapurú - COE	1 a 5	1,41	AM	UTE.PE.AM.037716-3.01
2	Térmica	UTE Lindóia - COE	1 a 10	5,43	AM	UTE.PE.AM.037696-5.01
3	Térmica	UTE Palmeiras - CGA	1 a 2	0,63	AM	UTE.PE.AM.035827-4.01
4	Eólica	EOL Ventos de São Januário 22	1 a 3, 7 e 8	21,00	BA	EOL.CV.BA.037104-1.01
5	Eólica	EOL Vila Piauí I	1 a 9	37,80	RN	EOL.CV.RN.036975-6.01
6	Eólica	EOL Vila Piauí III	1 a 10	42,00	RN	EOL.CV.RN.036979-9.01
7	Hidráulica	PCH ITAPOCUZINHO IIA	1 a 2	11,70	SC	PCH.PH.SC.035753-7.01

Fonte dos dados: MME / SEE.

Destaca-se, em julho de 2020, a entrada em operação de 79,8 MW, divididas em algumas UG's dos Complexos Vila Piauí I e Vila Piauí III, no estado do Rio Grande do Norte.

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

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Jul/2020 (MW)	Acumulado em 2020 (MW)	Realizado em Jul/2020 (MW)	Acumulado em 2020 (MW)	Realizado em Jul/2020 (MW)	Acumulado em 2020 (MW)
Hidráulica	0,00	46,90	11,70	12,90	11,70	59,80
PCH	0,00	45,90	11,70	11,70	11,70	57,60
CGH	0,00	1,00	0,00	1,20	0,00	2,20
UHE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Térmica	7,47	1.837,00	0,00	93,24	7,47	1.930,24
Biomassa	0,00	120,00	0,00	66,00	0,00	186,00
Carvão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	1.554,36	0,00	0,00	0,00	1.554,36
Outros Fósseis	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Petróleo	7,47	162,64	0,00	27,24	7,47	189,88
Eólica	21,00	416,47	79,80	235,20	100,80	651,67
Eólica (não GD)	21,00	416,47	79,80	235,20	100,80	651,67
Solar	0,00	532,41	0,00	0,73	0,00	533,14
Solar (não GD)	0,00	532,41	0,00	0,73	0,00	533,14
TOTAL	28,47	2.832,78	91,50	342,07	119,97	3.174,85

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 celebrados no ACL.

Fonte dos dados: MME / SEE.

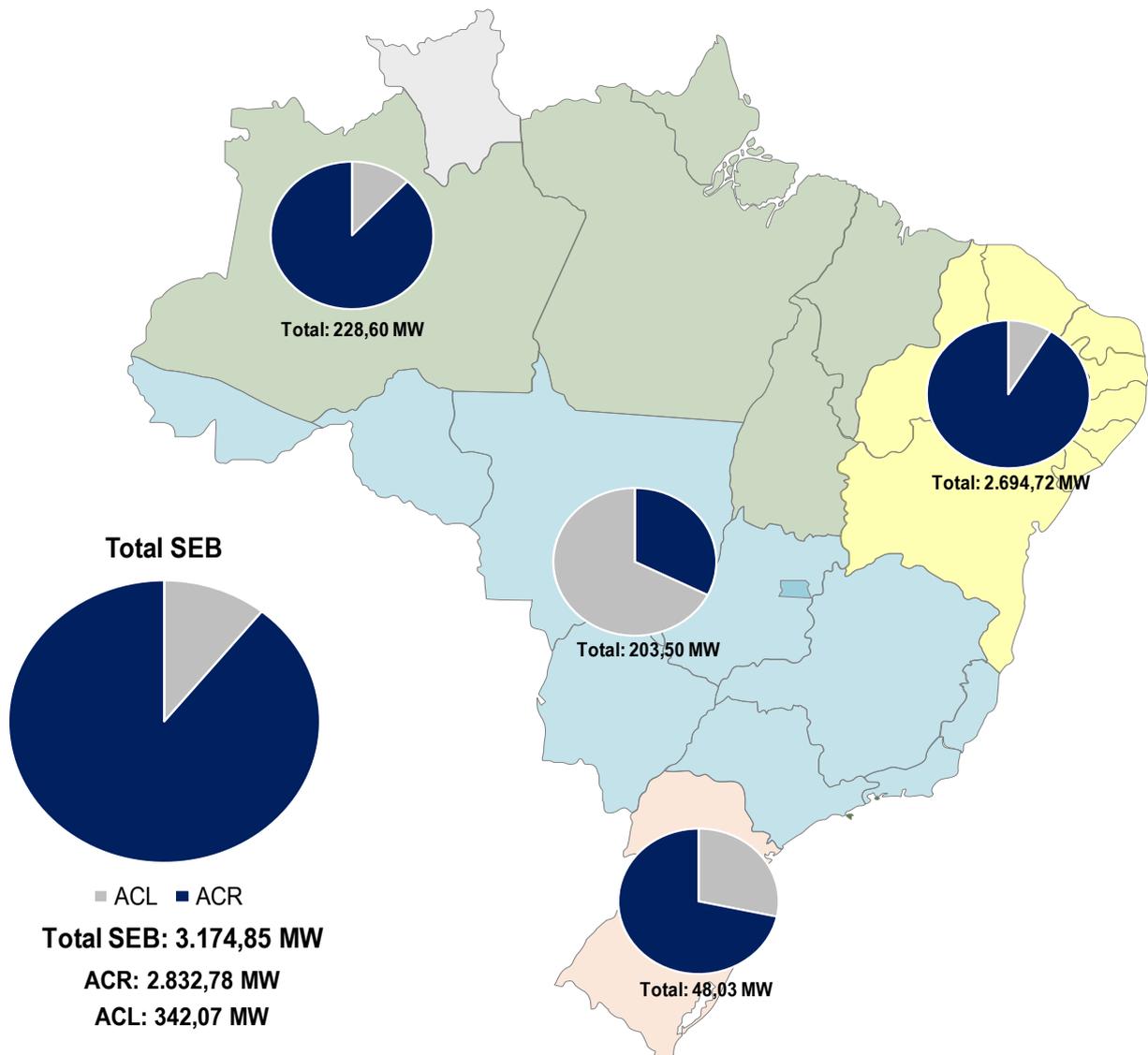


Figura 20. Acumulado da expansão da geração em 2020 por subsistema

Fonte dos dados: MME / SEE.



7.2. Previsão da Expansão da Geração ¹

Até o fim de 2022, está prevista a entrada em operação de 21.160,41 MW de capacidade instalada, com destaque para 9.245,07 MW de fonte solar, 6.847,48 MW de fonte eólica, 4.238,78 MW de fontes térmicas e para a baixa participação da fonte hidráulica, com 829,9 MW, representando 3,9% do total. Destaca-se, também, que 14.459,87 MW (68,9%) 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 11 mostra a ampliação prevista, para cada tipo de fonte e por ambiente no horizonte até 2022.

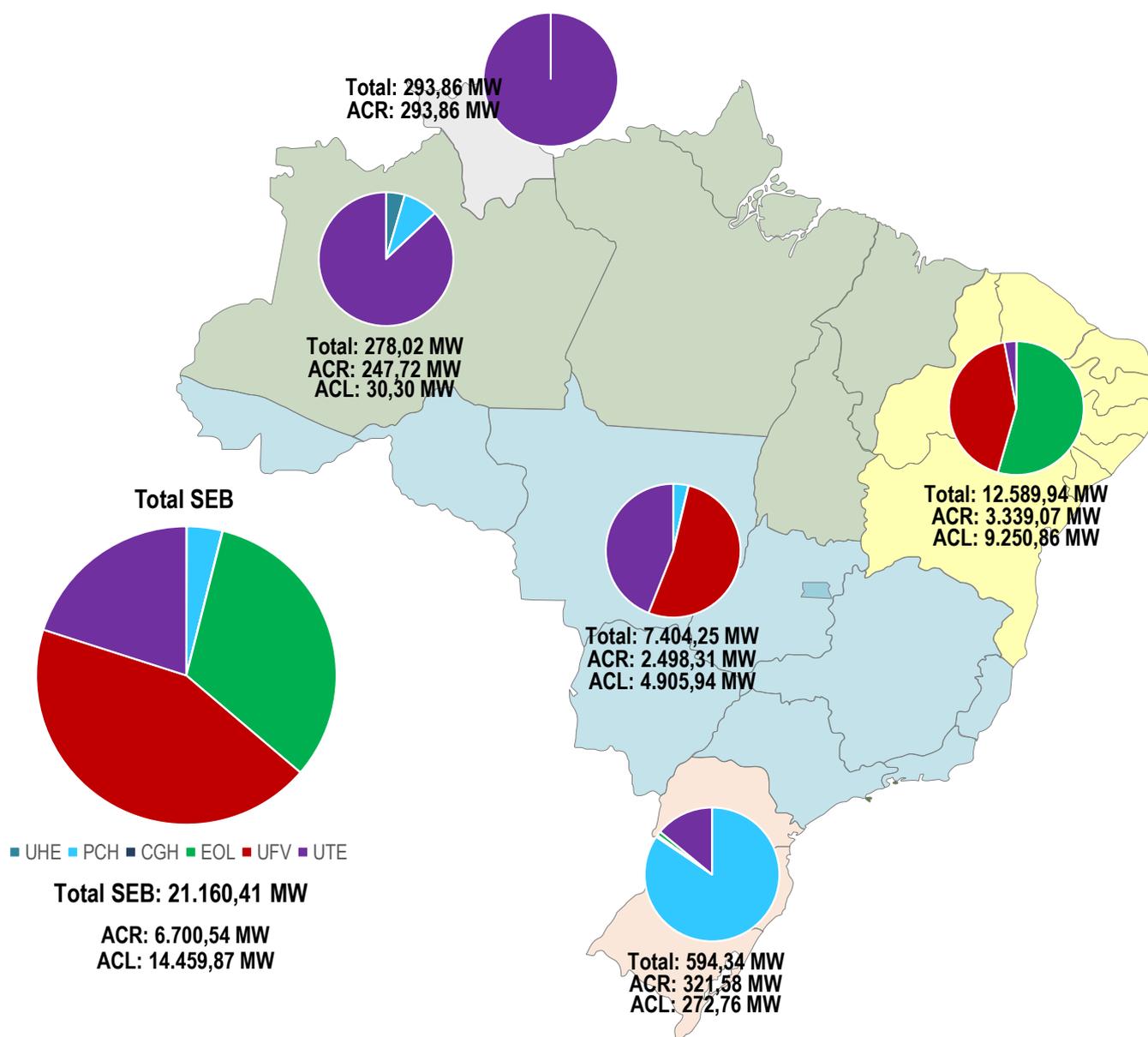


Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2022.

Fonte dos dados: MME / SEE.



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

Fonte	ACR			ACL			Total		
	2020 (MW)	2021 (MW)	2022 (MW)	2020 (MW)	2021 (MW)	2022 (MW)	2020 (MW)	2021 (MW)	2022 (MW)
Hidráulica	131,81	187,70	167,88	14,50	154,82	172,38	146,31	342,52	340,26
PCH	130,30	181,60	165,88	14,50	154,82	159,88	144,80	336,42	325,76
CGH	1,51	6,10	2,00	0,00	0,00	0,00	1,51	6,10	2,00
UHE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,50	0,00	0,00	12,50
Térmica	352,47	1.948,77	696,04	156,58	861,69	223,23	509,05	2.810,46	919,27
Eólica	758,55	1.040,25	542,68	234,26	1.844,30	2.427,45	992,81	2.884,55	2.970,13
Eólica (não GD)	758,55	1.040,25	542,68	234,26	1.844,30	2.427,45	992,81	2.884,55	2.970,13
Solar	77,00	431,40	366,00	114,76	1.719,18	6.536,73	191,76	2.150,58	6.902,72
Solar (não GD)	77,00	431,40	366,00	114,76	1.719,18	6.536,73	191,76	2.150,58	6.902,72
TOTAL	1.319,83	3.608,11	1.772,60	520,10	4.579,99	9.359,78	1.839,93	8.188,10	11.132,38

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

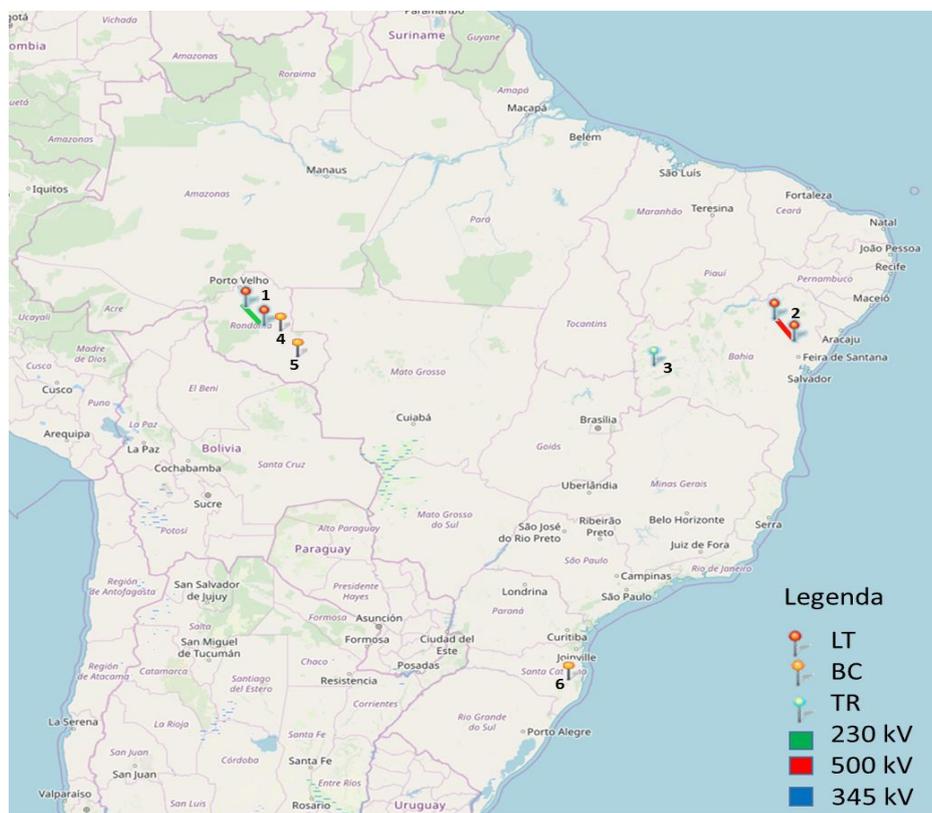


Figura 22. Localização geográfica dos empreendimentos.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE



Em relação à conclusão de linhas de transmissão e equipamentos de transformação e compensação, em julho de 2020, destaca-se a entrada em operação de 336,0 km de linhas, 99,0 MVA de capacidade de transformação e 320 Mvar de capacidade de compensação de potência reativa, conforme tabelas a seguir.

Tabela 12. Descrição de Linhas de Transmissão (LT) que entraram em operação no mês

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Nome da LT	Extensão (km)	Estado(s)
1	230	LT Samuel - Ariquemes, C4	150,0	RO
2	500	LT Juazeiro III - Ourolândia II, C1	186,0	BA
TOTAL			336,0	

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado
3	230/138	SE Rio Grande II, TR2	99,0	BA
TOTAL			99,0	

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Equipamento de Compensação de Potência Reativa	Mvar	Estado
4	230	CS Ariquemes, CS1	60,0	RO
5	230	CS Ji-Paraná, CS1	60,0	RO
6	525	CE Biguaçu, CE1	200,0	SC
TOTAL			320,0	



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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jul/20 (km)	Acumulado em 2020 (km)
230	150,0	1.417,2
345	0,0	30,0
500	186,0	2.706,5
TOTAL	336,0	4.153,7

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jul/20 (MVA)	Acumulado em 2020 (MVA)
230	99,0	2.301,0
345	0,0	400,0
500	0,0	5.384,0
TOTAL	99,0	8.085,0

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

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE



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

Até 2022, está prevista a entrada em operação de 20.302,0 km de linhas de transmissão (LT) e 55.087,0 MVA de capacidade instalada de transformação.

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2020 (km)	Previsão 2021 (km)	Previsão 2022 (km)
230	1.850,1	1.434,9	1.279,7
345	0,0	267,0	17,0
440	151,0	0,0	0,0
500	3.013,0	7.622,3	4.667,0
TOTAL	5.014,1	9.324,2	5.963,7

Fonte dos dados: MME / SEE.

Tabela 18. Previsão da expansão da capacidade de transformação

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2020 (MVA)	Previsão 2021 (MVA)	Previsão 2022 (MVA)
230	3.001,0	6.547,0	4.068,0
345	400,0	1.800,0	1.350,0
440	1.700,0	0,0	0,0
500	8.560,0	16.948,0	10.713,0
TOTAL	13.661,0	25.295,0	16.131,0

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 junho de 2020, a geração hidráulica correspondeu a 69,9% do total gerado no País, valor 3,0 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica representou 11,5%, valor 2,6 p.p. superior ao verificado no mês anterior. Já a participação de usinas térmicas, em termos globais, representou 17,5%, valor 0,4 p.p. superior ao verificado no mês anterior.

As fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar) representaram 89,9% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em junho de 2020.

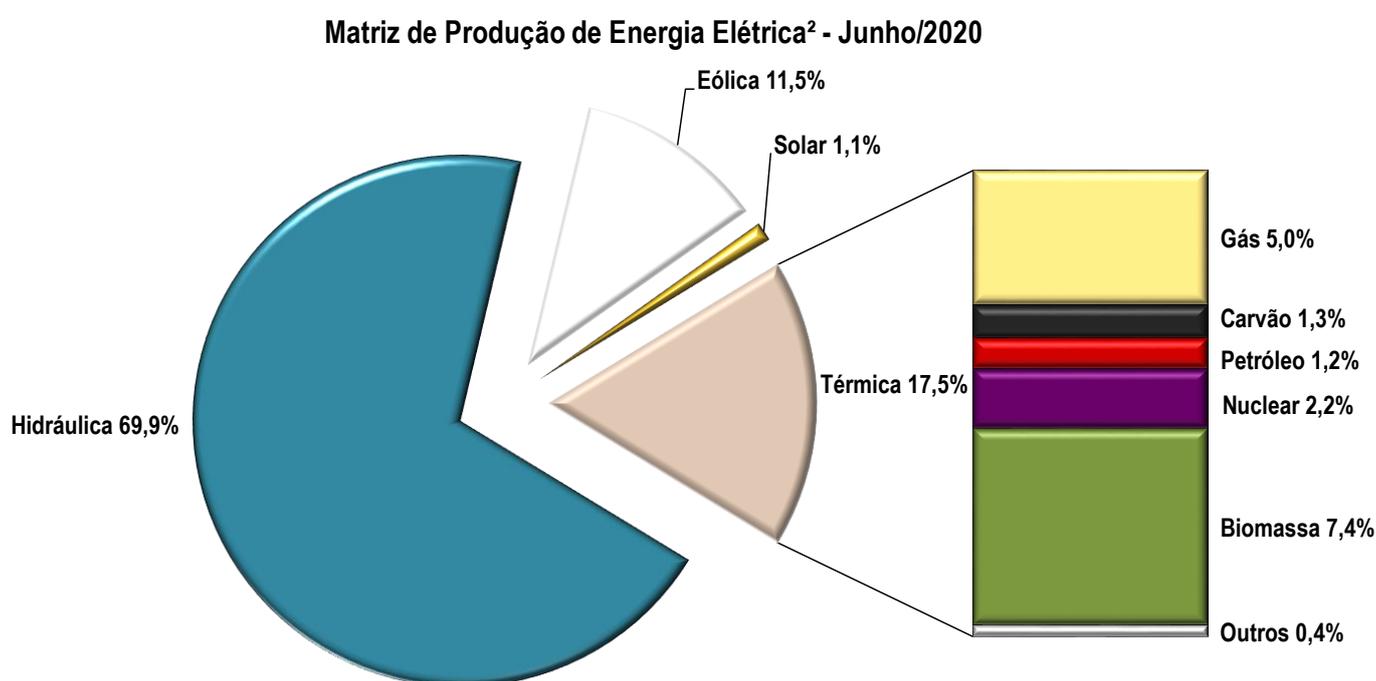


Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

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

² Para a elaboração da matriz de produção de energia elétrica no sistema elétrico brasileiro (SEB), não foi considerada a informação da geração hidráulica dos sistemas isolados em função da não disponibilização desta informação ao MME.

³ Em Petróleo estão consideradas as usinas a óleo diesel, a óleo combustível e as usinas bicombustíveis.

Fonte dos dados: CCEE.



8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional ¹

No mês de junho, a geração hidráulica continuou em queda (-4,0%) mesmo após ter sofrido redução em abril (-20,5%) e em maio (-2,6%) com relação aos meses anteriores. Quanto ao comparativo com junho de 2019, a retração na geração hidráulica sofrida em junho de 2020 (-4,4%) reduziu consideravelmente na comparação entre o mês anterior e maio de 2019 (-14,1%). Esta retração na geração hidráulica, no patamar mais baixo de -4,4%, pode estar associada puramente à redução da carga do SIN por ocasião das medidas de combate à pandemia do Covid-19.

Já a geração térmica apresentou aumento em junho com relação ao mês anterior (1,9%) e queda em comparação ao mesmo mês do ano anterior (-1,7%), mas apresentou aumento de 10,2% no acumulado do último período de 12 meses, mostrando que a participação da geração térmica se encontra em ascensão.

Do mesmo modo que a redução verificada na geração hidráulica, a redução na geração térmica com relação a junho de 2019 pode constituir-se do reflexo da queda geral da carga verificada no SIN, conforme já citado.

Com relação aos combustíveis utilizados nas térmicas, destaca-se, no mês de junho, a redução na geração por meio de energia nuclear que foi de -30,0% devido à operação da Usina Angra II que veio reduzindo sua geração até sua total interrupção, ocorrida no dia 22/06, para reabastecimento de combustível e manutenção periódica.

Já o aumento de 72,0% verificado na geração térmica a partir de petróleo se justifica pelos valores baixos praticados para este combustível. Assim, pequenas elevações na geração dessas térmicas representam um elevado percentual do valor histórico registrado (geração do mês anterior). Apesar da alta, o decréscimo apresentado tanto para a evolução anual (jun-20 / jun-19) quanto para a comparação dos dois últimos períodos de 12 meses acumulados demonstra o declínio da utilização de petróleo como combustível para a geração térmica no Brasil.

Em paralelo, a redução no ritmo de crescimento verificado na geração a partir de biomassa, que cresceu, em junho, apenas 1,8% frente ao crescimento de 33,7% em maio, aponta para a aproximação do fim do período de alta sazonal de grande parte dos produtos utilizados como biomassa.

Quando o assunto é o total de energia gerada, no acumulado dos últimos 12 meses em comparação ao mesmo período anterior, pode-se verificar as consequências da pandemia com a redução de -1,5% no total da geração, assim como na evolução anual que apresentou redução de -3,7% no comparativo entre junho de 2020 e de 2019.

Tabela 19. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Jun/19 (GWh)	Mai/20 (GWh)	Jun/20 (GWh)	Evolução mensal (Jun/20 / Mai/20)	Evolução anual (Jun/20 / Jun/19)	Jul/18-Jun/19 (GWh)	Jul/19-Jun/20 (GWh)	Evolução
Hidráulica	31.186	31.050	29.820	-4,0%	-4,4%	412.095	388.323	-5,8%
Térmica	7.266	7.007	7.141	1,9%	-1,7%	95.569	105.276	10,2%
Gás	1.966	1.827	2.136	16,9%	8,6%	35.651	44.156	23,9%
Carvão	364	414	532	28,5%	46,3%	9.503	12.379	30,3%
Petróleo ²	329	112	193	72,0%	-41,3%	7.145	3.226	-54,8%
Nuclear	1.309	1.354	948	-30,0%	-27,6%	14.269	14.758	3,4%
Outros	259	200	177	-11,3%	-31,7%	2.867	2.719	-5,2%
Biomassa	3.039	3.100	3.155	1,8%	3,8%	26.135	28.038	7,3%
Eólica	5.148	3.774	4.886	29,5%	-5,1%	49.471	53.369	7,9%
Solar	361	484	486	0,5%	34,7%	4.033	5.561	37,9%
TOTAL	43.960	42.315	42.333	0,0%	-3,7%	561.168	552.529	-1,5%

Fonte dos dados: CCEE.



8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

Tabela 20. Matriz de produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Jun/19 (GWh)	Mai/20 (GWh)	Jun/20 (GWh)	Evolução mensal (Jun/20 / Mai/20)	Evolução anual (Jun/20 / Jun/19)	Jul/18-Jun/19 (GWh)	Jul/19-Jun/20 (GWh)	Evolução
Gás	10	13	13	4,4%	35,9%	68	138	103,1%
Petróleo *	306	305	303	-0,8%	-1,1%	3.391	3.869	14,1%
Biomassa	5	5	4	-5,6%	-10,5%	48	46	-5,0%
TOTAL	321	323	320	-0,7%	-0,1%	3.508	4.054	15,6%

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 Desde o mês de agosto/2018, a informação do montante de geração hidráulica dos sistemas isolados não está sendo disponibilizada para a composição deste Boletim. Destaca-se que estas informações referentes aos sistemas isolados passaram a ser enviadas, ao MME, pela CCEE, e não mais pela Eletrobras, em atendimento ao disposto no Decreto nº 9.047/2017.

Dados contabilizados até junho de 2020.

Fonte dos dados: CCEE.

8.4. Geração Eólica¹

No mês de junho de 2020, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste aumentou 11,8 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 43,0%, com total de 6.034 MWmédios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 40,2%, o que indica decréscimo de 0,9 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em junho de 2020, reduziu 2,0 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 35,0%, com total de 734 MWmédios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 35,7%, o que indica acréscimo de 3,0 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

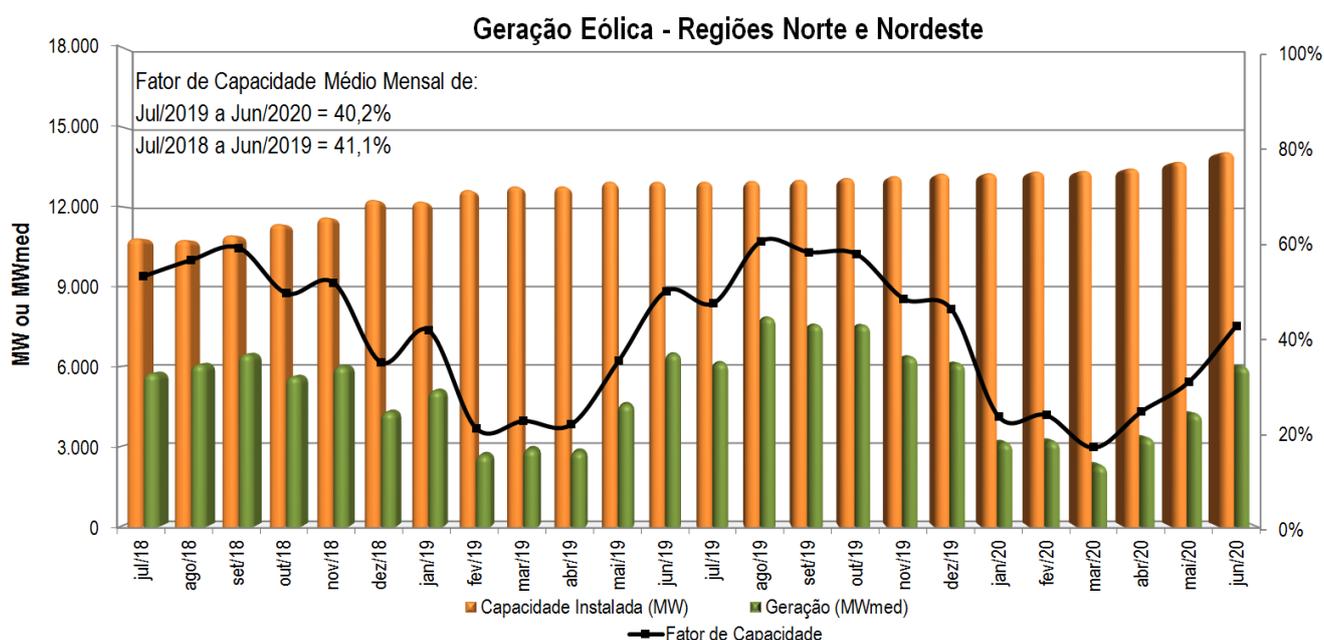


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

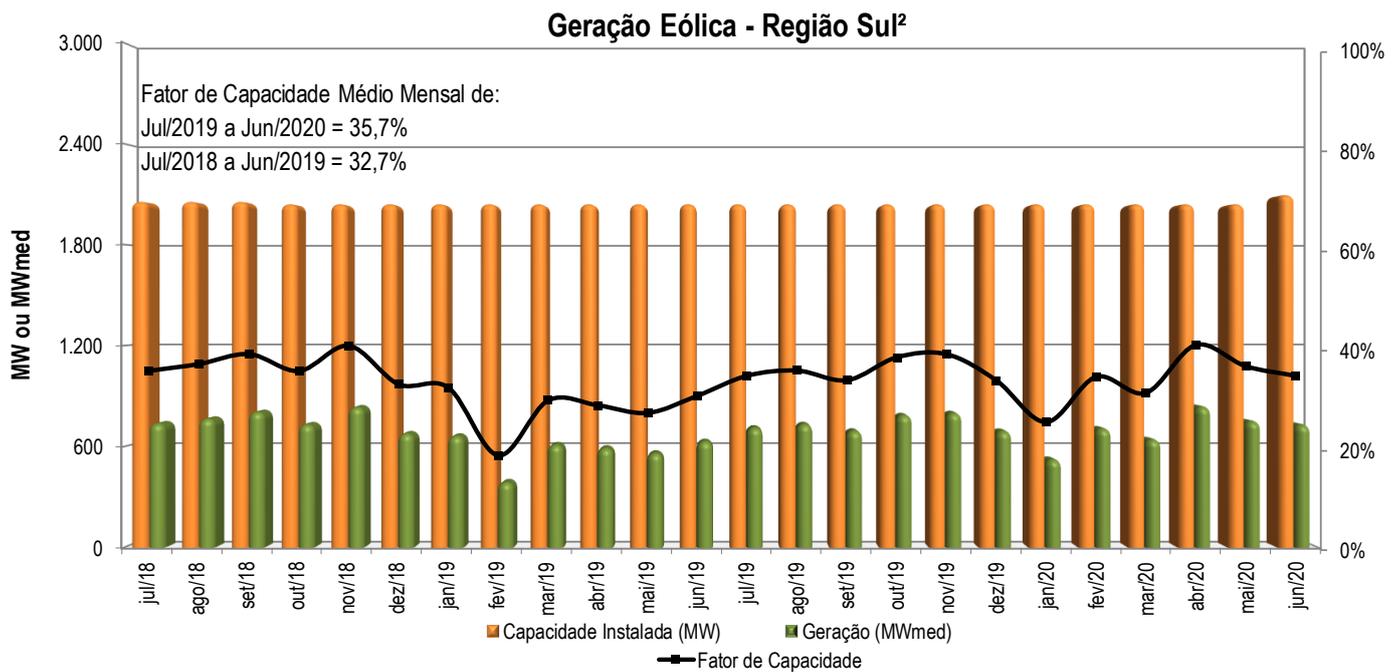


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul

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 junho de 2020.

Fonte dos dados: CCEE.

8.5. Mecanismo de Realocação de Energia

Em junho de 2020, as usinas participantes do MRE geraram, juntas, 40.374 MWmédios, ante a garantia física sazonalizada de 52.782 MWmédios, o que representou um GSF mensal de 76,5%.

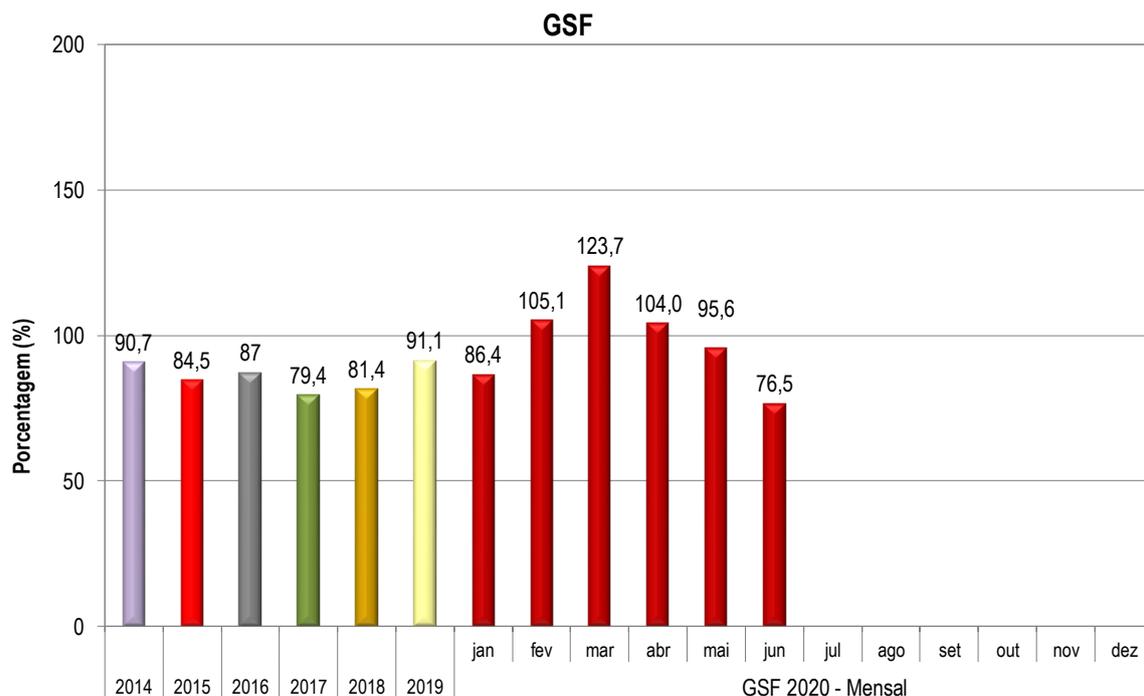




Figura 26. Evolução do GSF.

Tabela 21. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Geração Hidráulica (centro de gravidade) (MWmédio)	49.404	53.178	52.686	43.190	40.711	40.374						
Garantia Física Sazonalizada (MW médio)	57.201	50.581	42.606	41.522	42.580	52.782						
GSF (%)	86,4	105,1	123,7	104,0	95,6	76,5						

Dados contabilizados até junho de 2020.

Fonte dos dados: CCEE.

9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação (CMO) semi-horários variaram entre R\$ 0,00 / MWh e R\$ 193,82 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no subsistema Sudeste/Centro-Oeste no intervalo das 07h30 às 08h00 do dia 28/07 e o menor valor foi verificado no subsistema Nordeste na manhã de um domingo, dia 19/07, entre 9h00 e 10h30.

Os valores de CMO no mês de julho deixaram de apresentar, em grande recorrência, valores nulos e praticamente se estabeleceram em torno de R\$ 80,00 / MWh. Isso pode ser explicado pela retomada de muitas atividades após a pandemia do Covid-19 e pela redução típica das afluições no período seco.

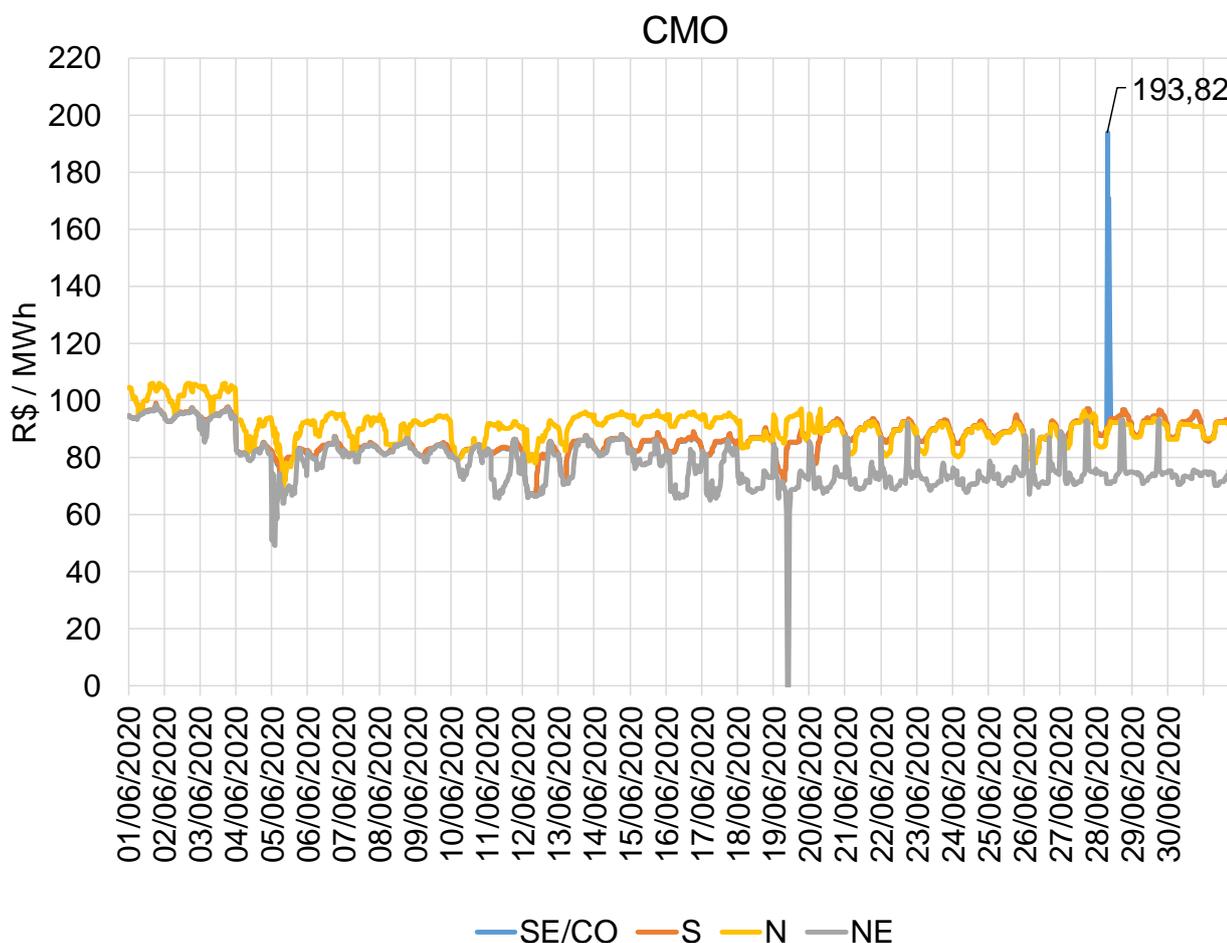


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em julho, os Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) médios semanais permaneceram entre R\$ 80,93 / MWh e R\$ 96,57 / MWh.

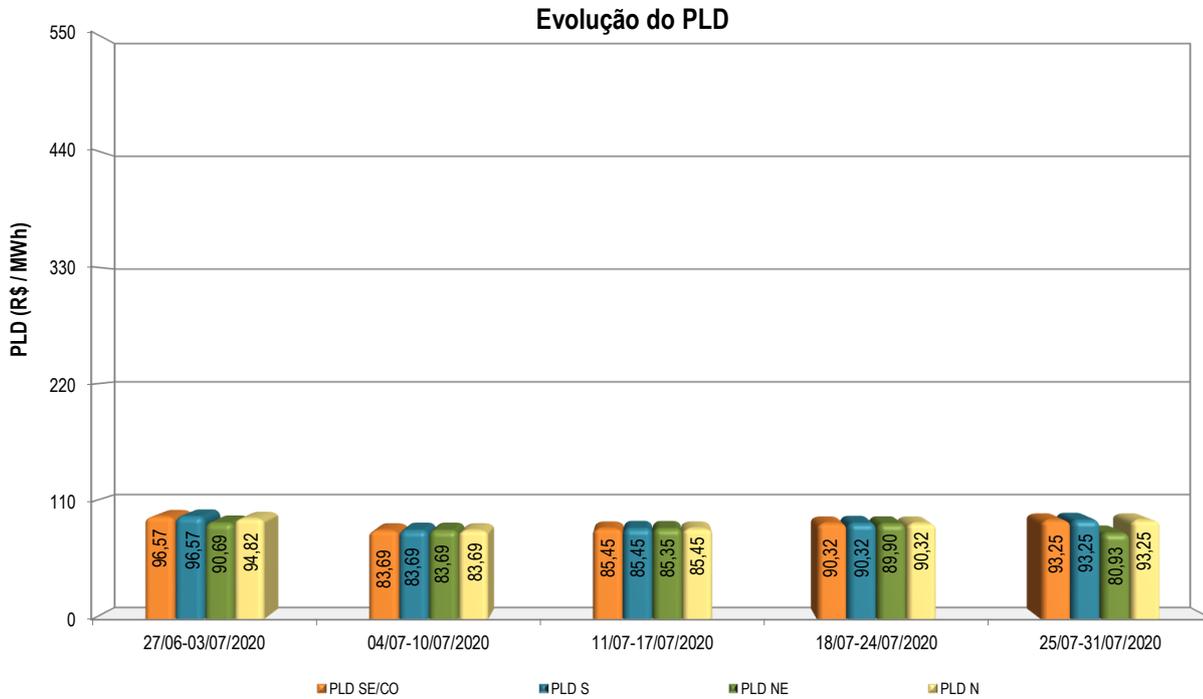


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.



11. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA¹

Os Encargos de Serviço do Sistema (ESS) verificados em junho de 2020 totalizaram R\$ 35,8 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 54,9 milhões). Como se pode ver no gráfico abaixo, a maior parcela dos encargos se refere aos serviços ancilares, seguida pelos encargos referentes à Restrição de Operação *Constrained-On*.

Ainda que a parcela referente aos encargos por Restrição de Operação *Constrained-On* seja a segunda maior verificada no mês, vale destacar que desde a adoção do CMO semi-horário em janeiro do presente ano, sentiu-se significativa queda dos encargos por Restrição de Operação. Para efeito comparativo, o acumulado de janeiro a junho de 2019 dispendido com este encargo soma aproximadamente R\$ 504 milhões, enquanto o mesmo período de 2020 totaliza o montante de cerca de R\$ 101 milhões, uma redução à quinta parte do quantitativo anterior.

Assim, no mês de junho, os ESS verificados para todos os subsistemas apresentaram a seguinte composição em valores aproximados: R\$ 20,3 milhões referentes aos Serviços Ancilares; R\$ 9,4 milhões de Restrição de Operação *Constrained-On*; R\$ 5,3 milhões por *Unit Commitment*; R\$ 806,7 mil por Segurança Energética e R\$ 6,7 mil de Restrição de Operação *Constrained-Off*. Não houve cobranças referentes a Encargos por Deslocamento Hidráulico; Encargos sobre Importação de Energia e sobre Reserva Operativa.

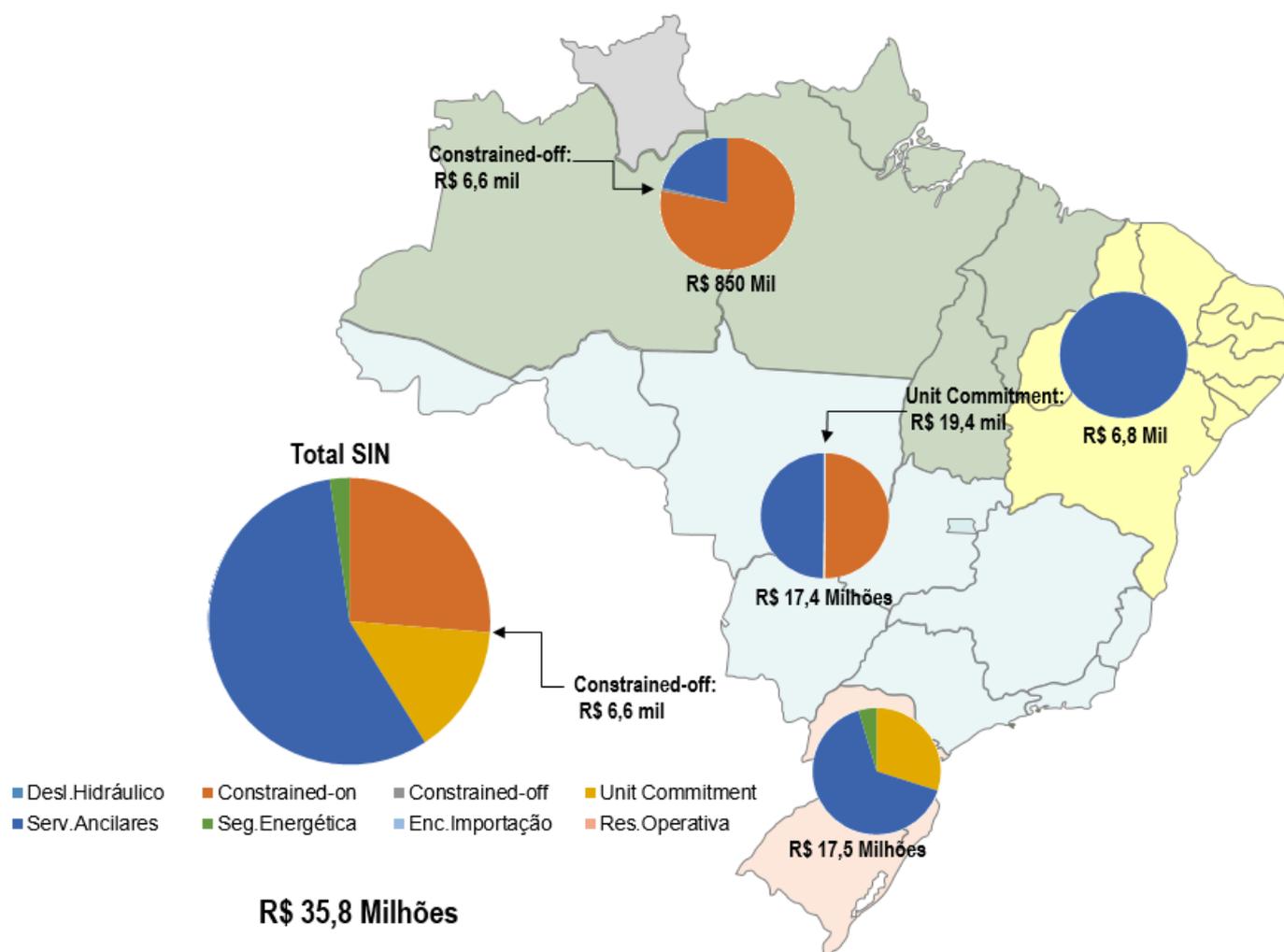


Figura 29. Mapa de Encargos de Serviços do Sistema

Dados contabilizados / recontabilizados até junho de 2020.

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

Fonte dos dados: CCEE.

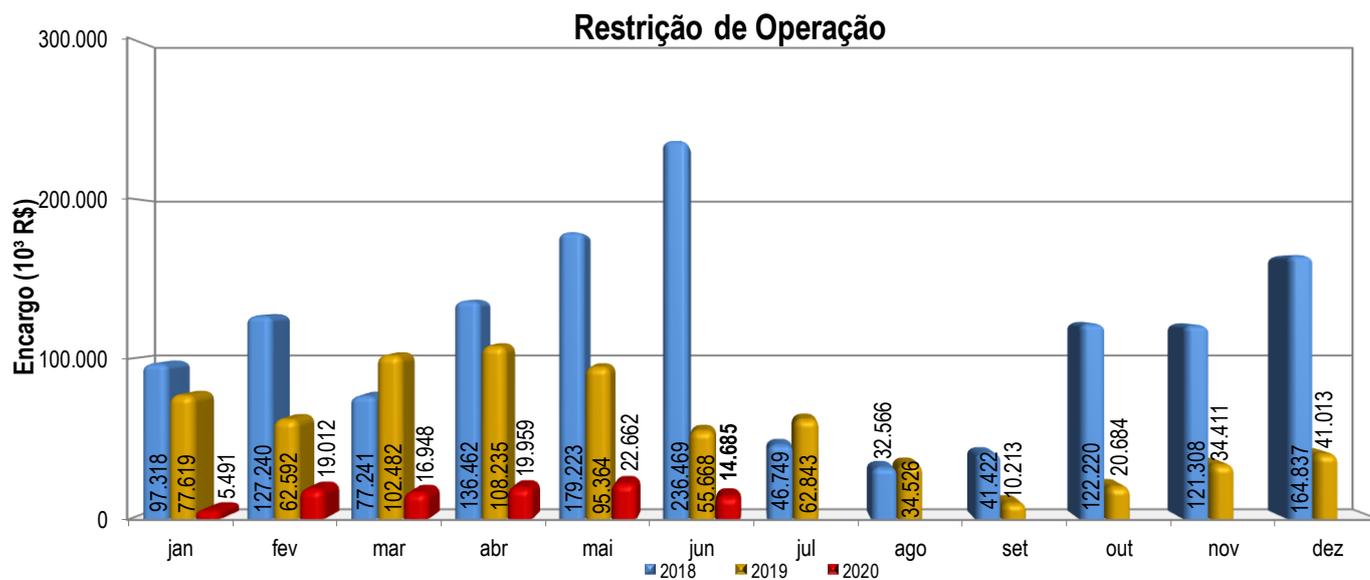


Figura 30. Encargos de Serviços do Sistema: Restrição de Operação.

Fonte dos dados: CCEE.

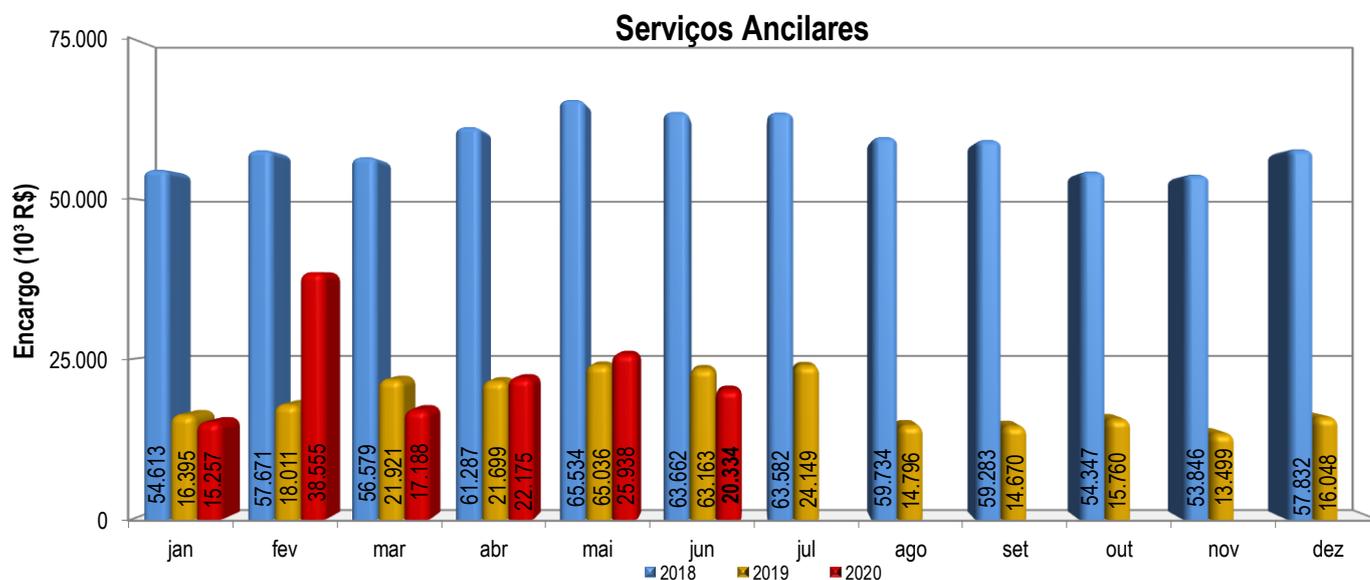


Figura 31. Encargos de Serviços do Sistema: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

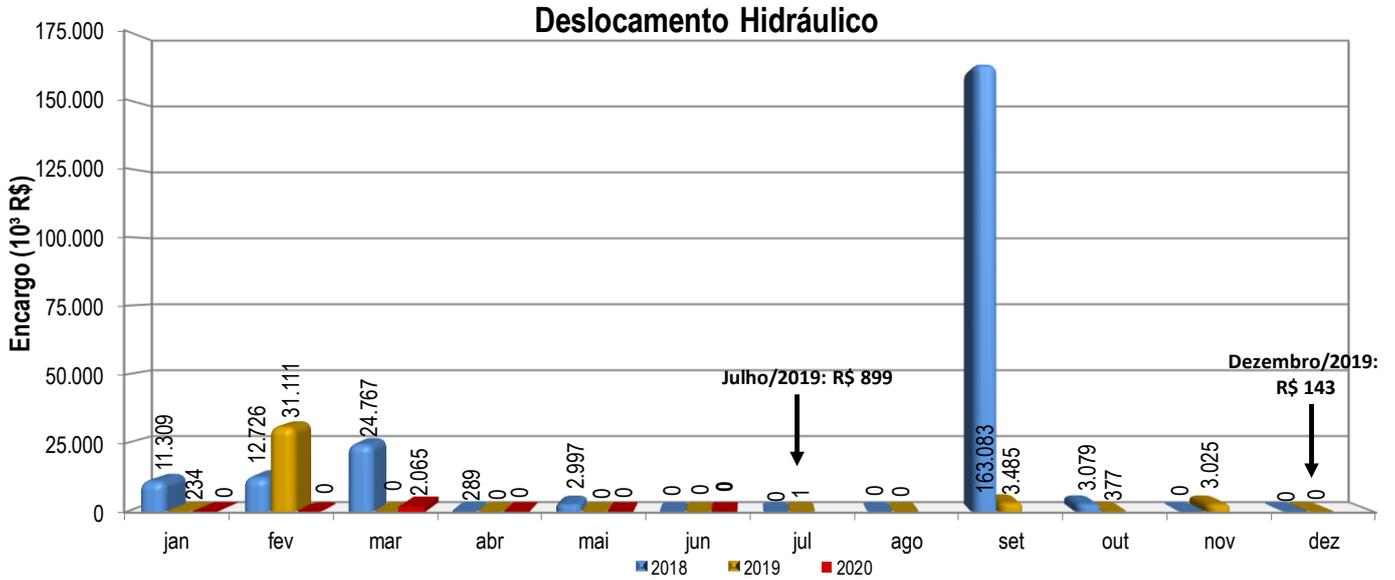


Figura 32. Encargos de Serviços do Sistema: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

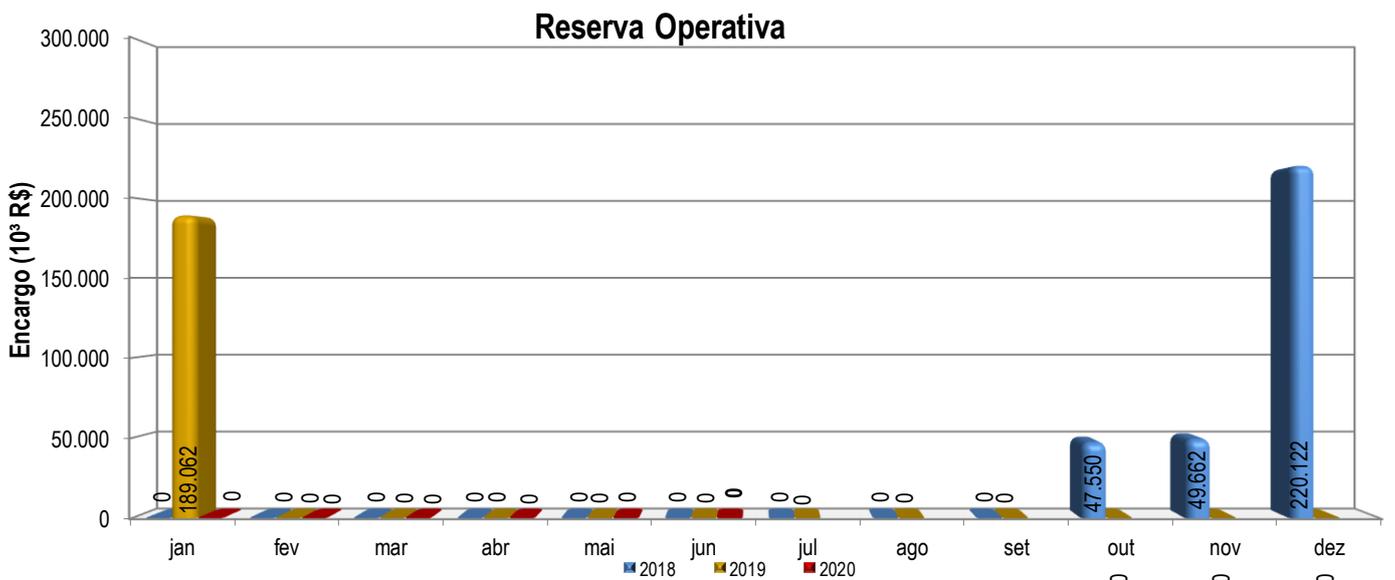


Figura 33. Encargos de Serviços do Sistema: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

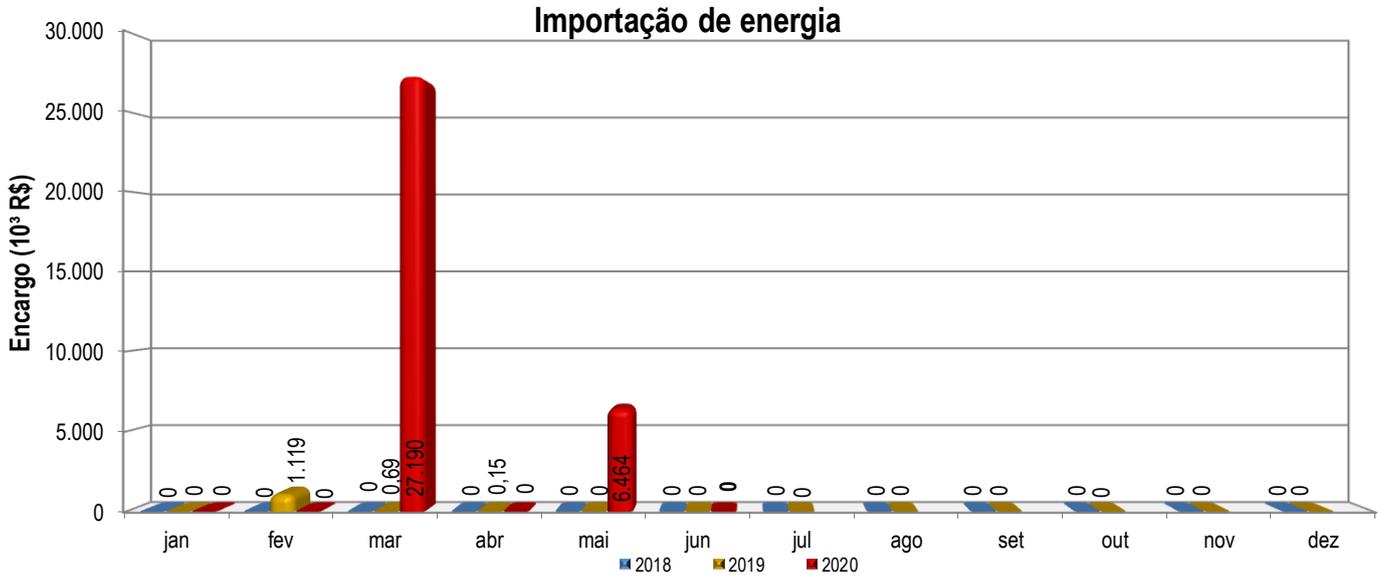


Figura 34. Encargos de Serviços do Sistema: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

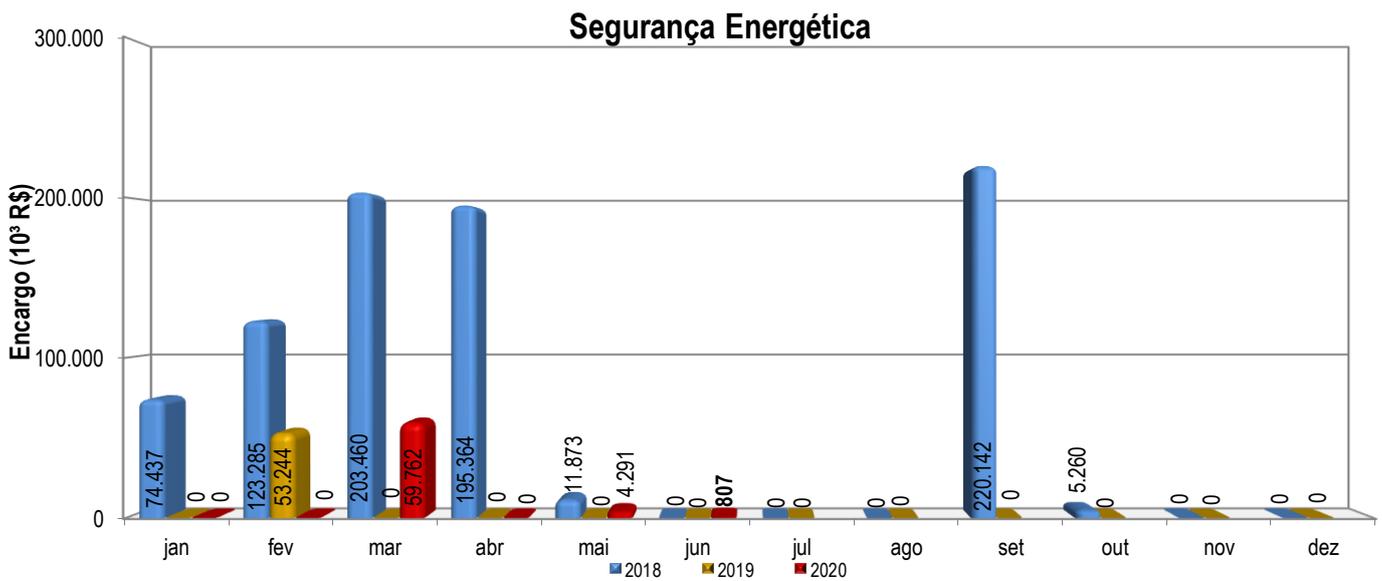


Figura 35. Encargos de Serviços do Sistema: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até junho de 2020.

Fonte dos dados: CCEE.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de julho de 2020, foram verificadas três ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando, aproximadamente, 1.085 MW de corte de carga.

Tabela 22. Descrição das principais ocorrências do mês

Dia da Ocorrência	Descrição	Carga Interrompida (MW)	Estado(s) afetado(s)	Causa
04/jul	Desligamento total do Sistema Roraima	130,0	RR	Em análise pelos agentes envolvidos.
08/jul	Desligamento automático das LTs 345 kV Baixada Santista / Sul e Embu-Guaçu / Sul e da Subestação Sul.	774,0	SP	Curto-circuito bifásico, provocado pela queda do "jumper" de descida do TR-1 de 345/88 kV
17/jul	Desligamento automático do setor 69 kV da SE Macapá e das UHE Ferreira Gomes e Cachoeira Caldeirão.	181,4	AP	Em análise pelo ONS e agentes envolvidos.
		1.085,4		

Fonte dos dados: ONS e Roraima Energia.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro ¹

Tabela 23. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.

Subsistema	Carga Interrompida no SEB (MW)												2020 Jan-Jul	2019 Jan-Jul
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
SIN ²	0	0	0	0	0	0	0						0	0
S	832	0	231	120	0	0	0						1.183	146
SE/CO	327	156	0	181	0	254	774						1.692	2.777
NE	0	299	0	0	162	291	0						752	1.767
N	0	0	1.980	206	0	111	181						2.478	1.256
Isolados	0	177	592	541	119	0	130						1.559	4.683
TOTAL	1.158	632	2.803	1.048	281	656	1.085	0	0	0	0	0	7.664	10.628



Tabela 24. Evolução do número de ocorrências.

Subsistema	Número de Ocorrências												2020 Jan-Jul	2019 Jan-Jul
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
SIN ²	0	0	0	0	0	0	0						0	0
S	1	0	1	1	0	0	0						3	1
SE/CO	3	1	0	1	0	2	1						8	9
NE	0	2	0	0	1	2	0						5	8
N	0	0	2	1	0	1	1						5	7
Isolados	0	1	4	4	1	0	1						11	35
TOTAL	4	4	7	7	2	5	3	0	0	0	0	0	32	60

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

² Perda de carga simultânea em mais de uma região.

Fonte dos dados: ONS / Roraima Energia / Eletronorte.

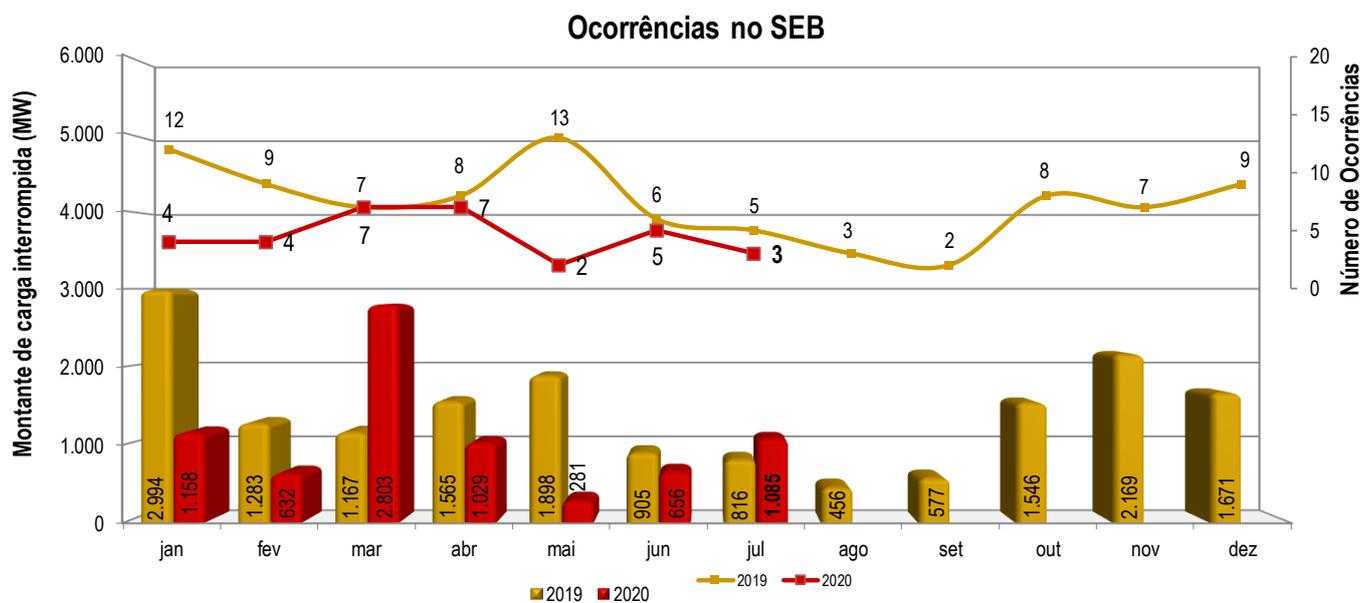


Figura 36. Ocorrências no SEB.



12.2. Indicadores de Continuidade¹

Tabela 25. Evolução do DEC em 2020.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2020															
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano ²	Tend. Ano ³	Limite Ano
Brasil	1,24	1,12	1,08	0,87	0,88	0,85							6,03	11,80	12,28
S	1,15	0,90	0,70	0,64	0,74	0,80							4,93	10,76	10,35
SE	0,86	0,84	0,66	0,45	0,56	0,60							3,97	7,61	8,47
CO	1,54	1,49	1,17	1,17	1,00	0,93							7,30	16,53	13,78
NE	1,58	1,38	1,76	1,37	1,22	1,11							8,42	14,54	14,08
N	2,25	1,94	1,98	1,83	1,86	1,51							11,38	25,70	32,99

Até o mês de junho de 2020, o valor acumulado do DEC - Brasil foi de 6,03 horas. Considerando os valores de DEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 11,81 horas, valor abaixo do Limite Regulatório de 12,28 horas estabelecido pela ANEEL.

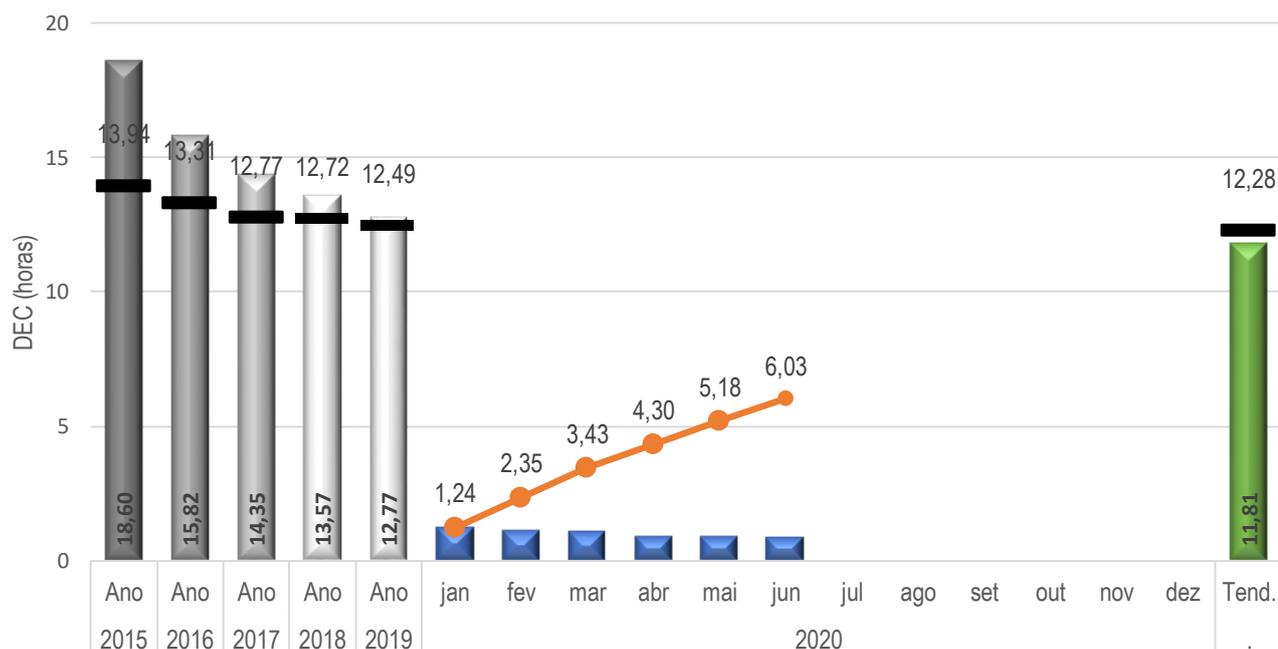


Figura 37. DEC do Brasil



Tabela 26. Evolução do FEC em 2020.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2020															
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano ²	Tend. Ano ³	Limite Ano
Brasil	0,59	0,55	0,51	0,44	0,48	0,46							3,03	6,16	8,97
S	0,77	0,56	0,47	0,43	0,47	0,49							3,18	6,65	7,92
SE	0,43	0,43	0,36	0,26	0,35	0,36							2,19	4,42	6,22
CO	0,72	0,75	0,60	0,63	0,66	0,50							3,86	8,51	10,6
NE	0,61	0,56	0,65	0,55	0,53	0,48							3,38	6,43	8,94
NO	1,03	0,99	0,93	0,97	1,03	0,92							5,87	12,90	27,77

Até o mês de junho de 2020, o valor acumulado do FEC - Brasil foi de 3,03 interrupções. Considerando os valores de FEC - Brasil dos últimos 12 meses, é possível indicar uma tendência anual de 6,17 interrupções, valor abaixo do Limite Regulatório de 8,97 interrupções estabelecido pela ANEEL.

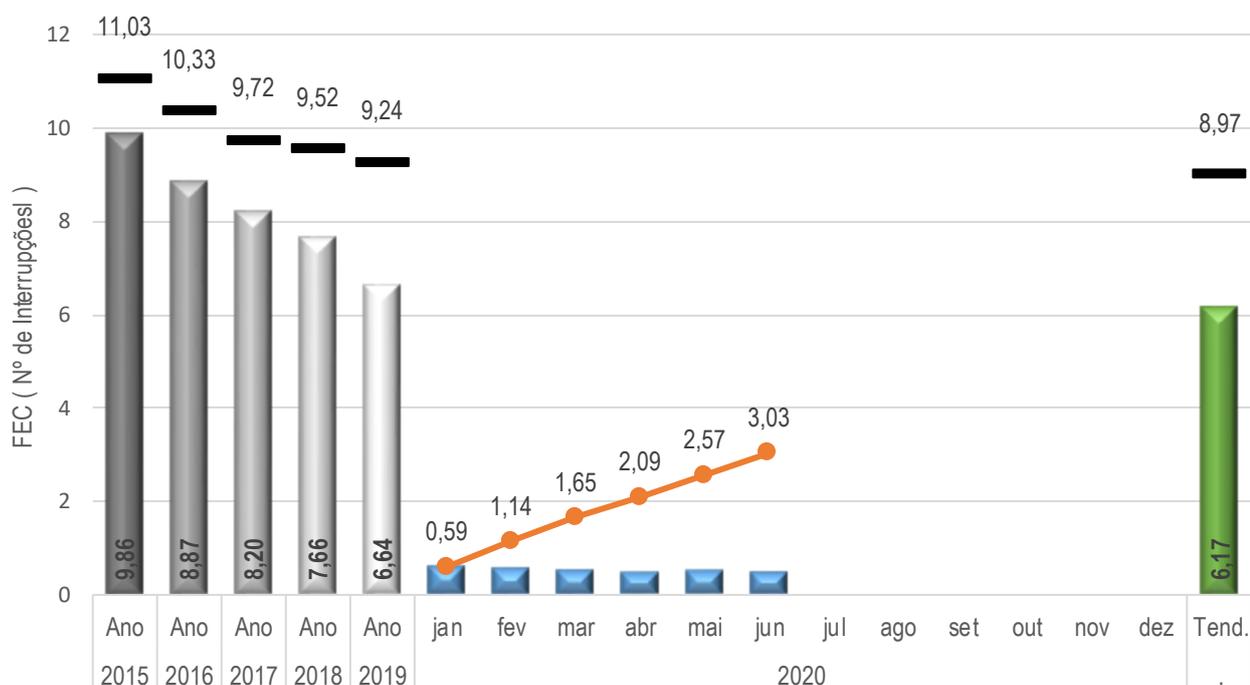


Figura 38. FEC do Brasil.

¹ Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

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

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

Fonte dos dados: ANEEL.



GLOSSÁRIO

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

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

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

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

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

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

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

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-reativo
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	