



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Janeiro / 2020





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Janeiro / 2020

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário-Adjunto de Energia Elétrica

Domingos Romeu Andreatta

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico

Guilherme Silva de Godoi

Equipe Técnica

Igor Souza Ribeiro (Coordenação)

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

Marlian Leão de Oliveira

Victor Protazio da Silva

Apoio dos estagiários:

Eduardo Vinicius Acunha Xavier

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
3.1. Principais Intercâmbios Verificados	9
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA	10
4.1. Consumo de Energia Elétrica	10
4.2. Demandas Instantâneas Máximas.....	12
4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais.....	12
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	15
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	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.....	19
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão e Equipamentos em Instalações de Transmissão	21
7.4. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	23
7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão	23
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 ³	26
8.4. Geração Eólica	27
8.5. Mecanismo de Realocação de Energia.....	28
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	29
10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	30
11. ENCARGOS SETORIAIS	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 Janeiro 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 extratificado por ambiente ACR e ACL.	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.	12
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.	13
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.	13
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.	14
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 janeiro 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.	27
Figura 26. Evolução do GSF.	28
Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.	29
Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.	30
Figura 29. Mapa Encargos Setoriais por Subsistema.	31
Figura 30. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.	32
Figura 31. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.	32
Figura 32. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.	33
Figura 33. Encargos Setoriais: Reserva Operativa.	33
Figura 34. Encargos Setoriais: Importação de Energia.	34
Figura 35. Encargos Setoriais: Segurança Energética.	34
Figura 36. DEC do Brasil.	38
Figura 37. 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 janeiro de 2020.....	18
Tabela 10. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.	18
Tabela 11. Previsão da expansão da geração (MW).	20
Tabela 12. Entrada em operação de novas Linhas de Transmissão.....	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.	23
Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	26
Tabela 17. Matriz de produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados.....	26
Tabela 18. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano.....	28
Tabela 19. Descrição das principais ocorrências do mês.....	35
Tabela 20. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	35
Tabela 21. Evolução do número de ocorrências.	36
Tabela 22. Evolução do DEC em 2019.	37
Tabela 23. Evolução do FEC em 2019.....	37



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

No mês de janeiro de 2020, a precipitação ficou próxima ou abaixo da média histórica nas principais bacias hidrográficas de interesse do Sistema Interligado Nacional (SIN). Em relação à Energia Natural Afluente (ENA) bruta, foram verificados valores abaixo da média histórica em todos os subsistemas, apresentando os seguintes percentuais: 74% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 45% MLT no Sul, 42% MLT no Nordeste e 60% MLT no Norte, dos quais foram armazenáveis 70% MLT, 42% MLT, 42% MLT e 60% MLT, respectivamente.

Em dezembro de 2019, o consumo de energia elétrica atingiu 51.019 GWh, considerando autoprodução e perdas, valor 1,5% superior ao verificado no mês anterior e cerca de 0,1% abaixo do verificado em dezembro de 2018. Ressalta-se que as classes residencial, comercial e rural apresentaram, respectivamente, um acréscimo de consumo de 4,7%, 4,0% e 6,5% em relação ao mesmo mês do ano anterior. Já a classe industrial apresentou decréscimo de 1,9% em comparação ao mesmo período.

O Brasil atingiu 172.622 MW, em janeiro, de capacidade instalada total de geração, considerando a geração distribuída – GD. Em comparação ao mesmo período do ano anterior, houve um acréscimo de 8.861 MW. Na expansão de janeiro de 2020, foram acrescentados 92,7 MW de capacidade instalada de geração, 964,4 km de linhas de transmissão e 1.466,0 MVA de capacidade de transformação.

No mês de dezembro, as energias renováveis foram responsáveis por 84,2% do total de energia elétrica produzida no Brasil.

O Encargo de Serviços do Sistema (ESS) verificado, em dezembro de 2019, foi de R\$ 57,0 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 50,9 milhões).

No mês de dezembro, o GSF foi de 85,9% e o ano de 2019 terminou com um GSF médio de 91,1%.

Foram verificadas, no mês de janeiro, quatro ocorrências no sistema elétrico brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando 1.158 MW de corte de carga.

Em janeiro, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) iniciou a adoção do modelo de otimização de curtíssimo prazo na programação diária, com informações a cada meia hora do Custo Marginal de Operação (CMO) do SIN¹. O Operador anunciou que, devido ao reforço na transmissão, o potencial hidráulico das usinas da região Norte (Madeira, Belo Monte e Tucuruí) poderá ser explorado completamente, permitindo a inserção de 18 mil megawatts (MW) no sistema².

No dia 21/01/2020, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) homologou 58 empreendimentos do leilão A-6 de 2019, destinado à contratação de novos empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fontes hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica (a biomassa, a gás natural e a carvão mineral nacional), com início de suprimento em 1º de janeiro de 2025.

O Ministério de Minas e Energia (MME) publicou, no Diário Oficial da União, no dia 28 de janeiro de 2020, a Portaria nº 21, de 27 de janeiro de 2020. Tal portaria define a sistemática para a realização de leilões de energia existente com participação de energia nova e entrega dos projetos em 2024 e 2025, com prazo de fornecimento de 15 anos.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de janeiro 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 dos dados: [ONS¹](#)/[ONS²](#)/[ANEEL](#)/[MME](#).

2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 74% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 45% MLT no Sul, 42% MLT no Nordeste e 60% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 70% MLT, 42% MLT, 42% MLT e 60% MLT, respectivamente.

Em relação ao Sul, destaca-se que, em função das baixas afluências, este subsistema manteve perfil importador, recebendo energia do subsistema Sudeste/Centro-Oeste em montante superior ao mês anterior, conforme será apresentado posteriormente neste Boletim.

Além disso, no mês de janeiro, predominou, no País, cenário de chuvas abaixo da média nas principais bacias do SIN. Por outro lado, nas bacias do rio São Francisco e do rio Doce foram registradas precipitações significativamente acima da média.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

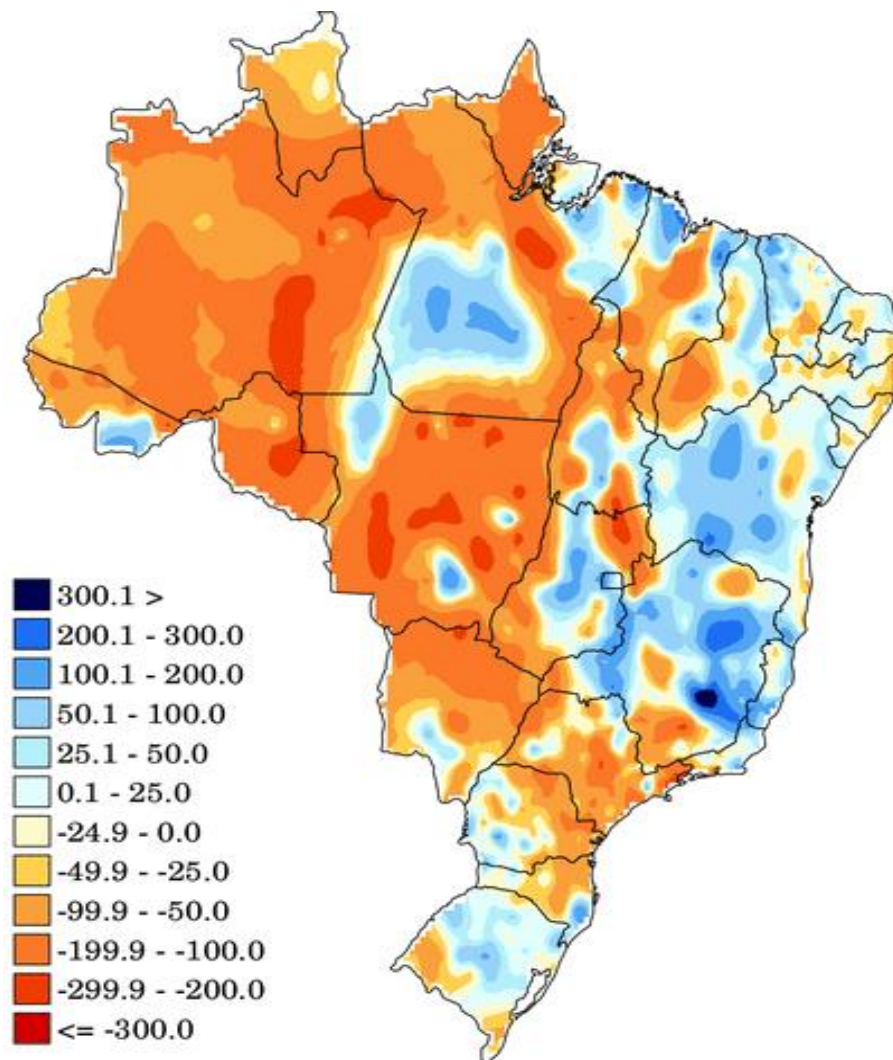


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de Janeiro de 2020 – Brasil.

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

Fonte: CPTEC/INPE.



Em relação às temperaturas mínimas e máximas, no mês de janeiro, foram observados valores em torno ou acima da média em todas as regiões do País.

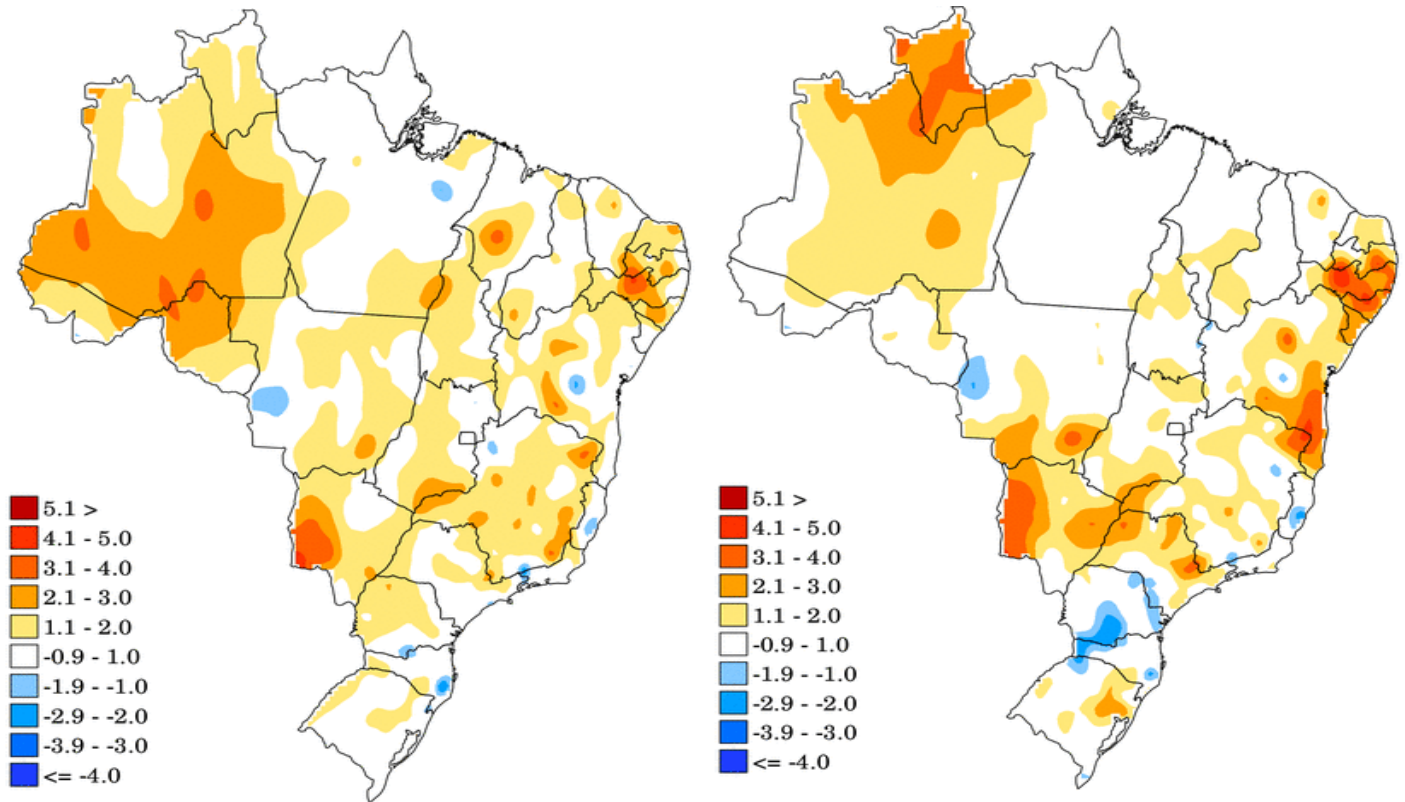


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima.

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

Fonte: CPTEC/INPE.



2.2. Energia Natural Afluente Armazenável Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

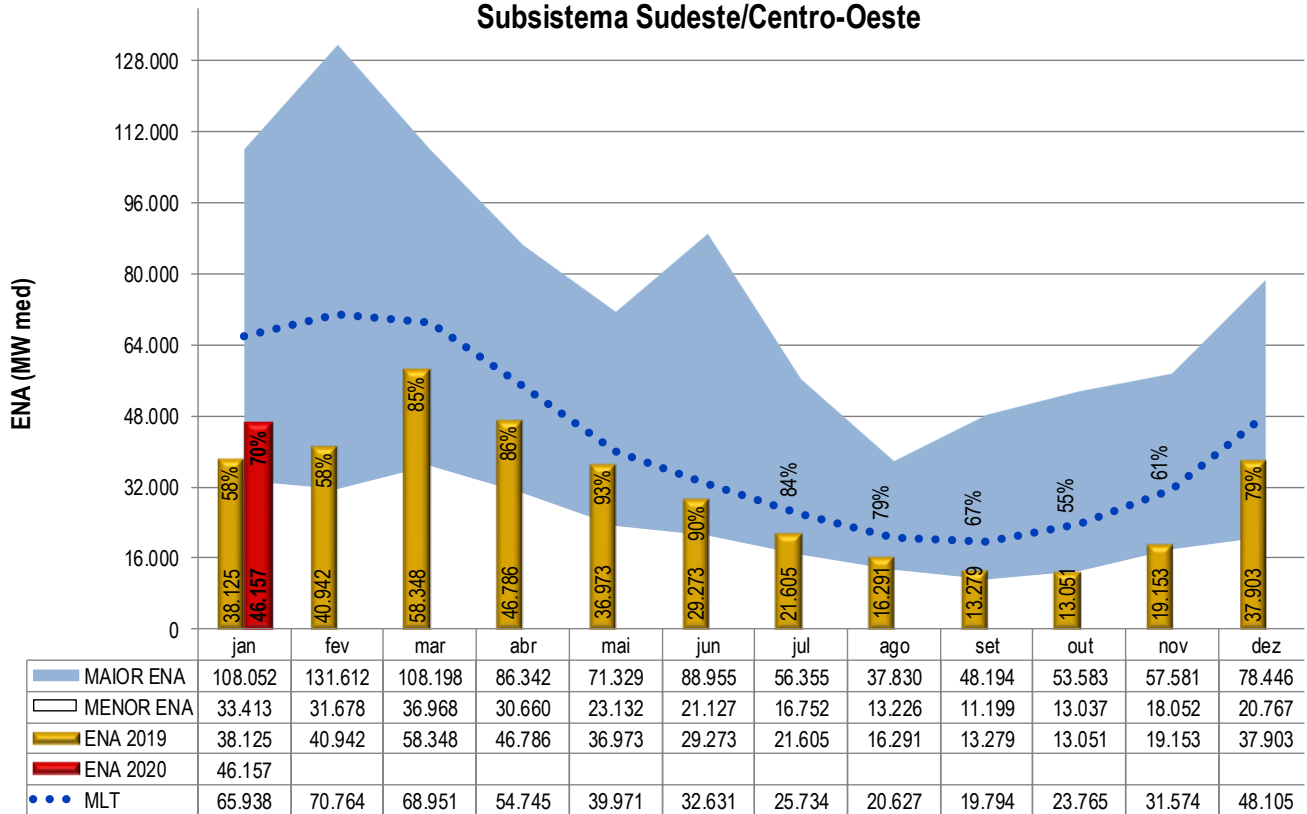


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

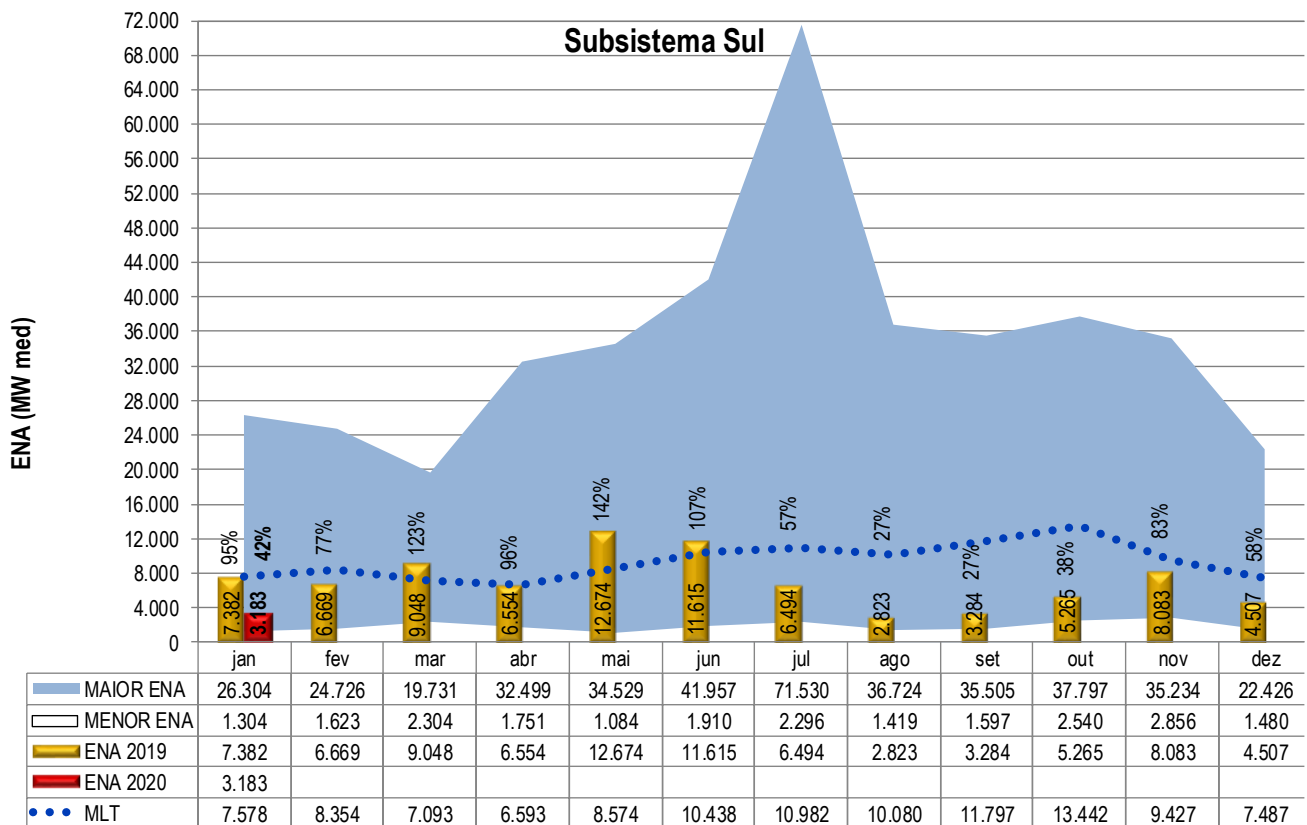


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

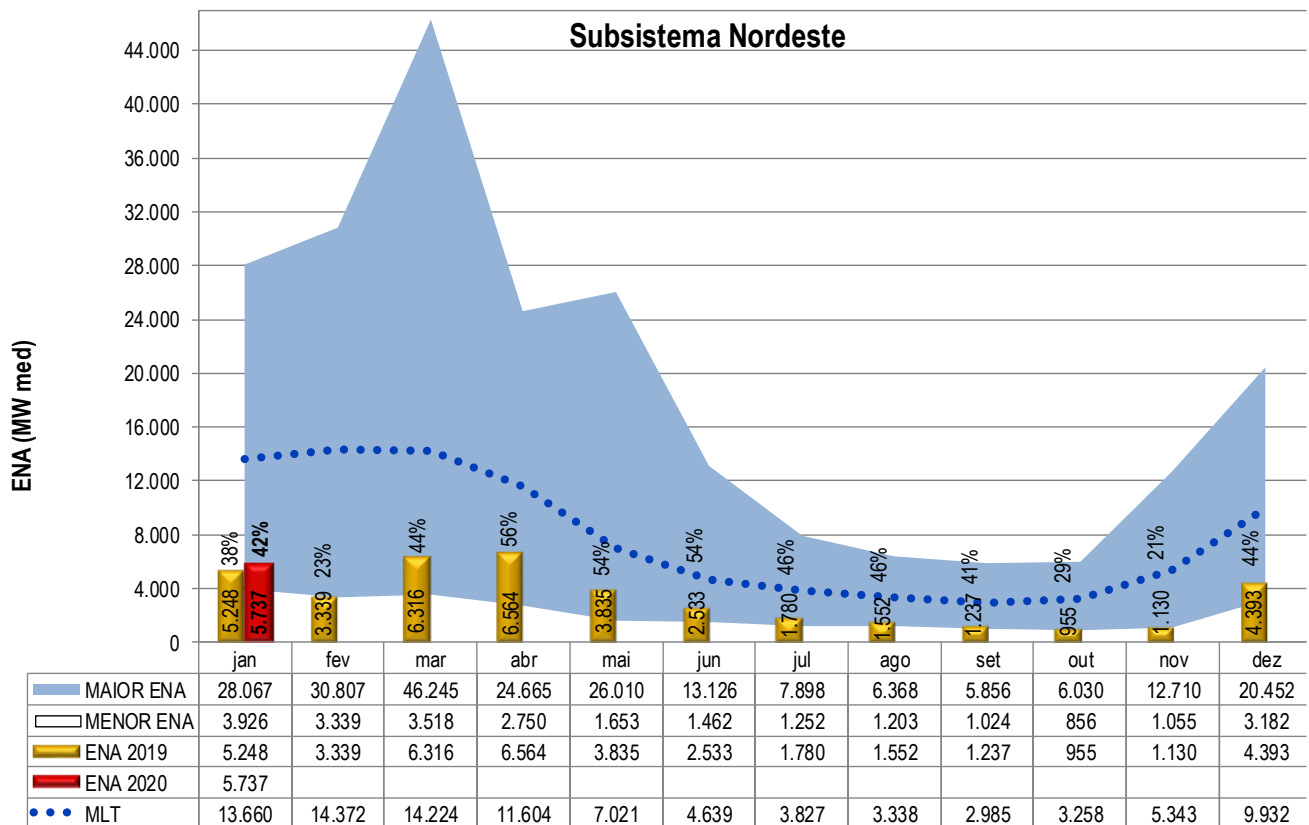


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

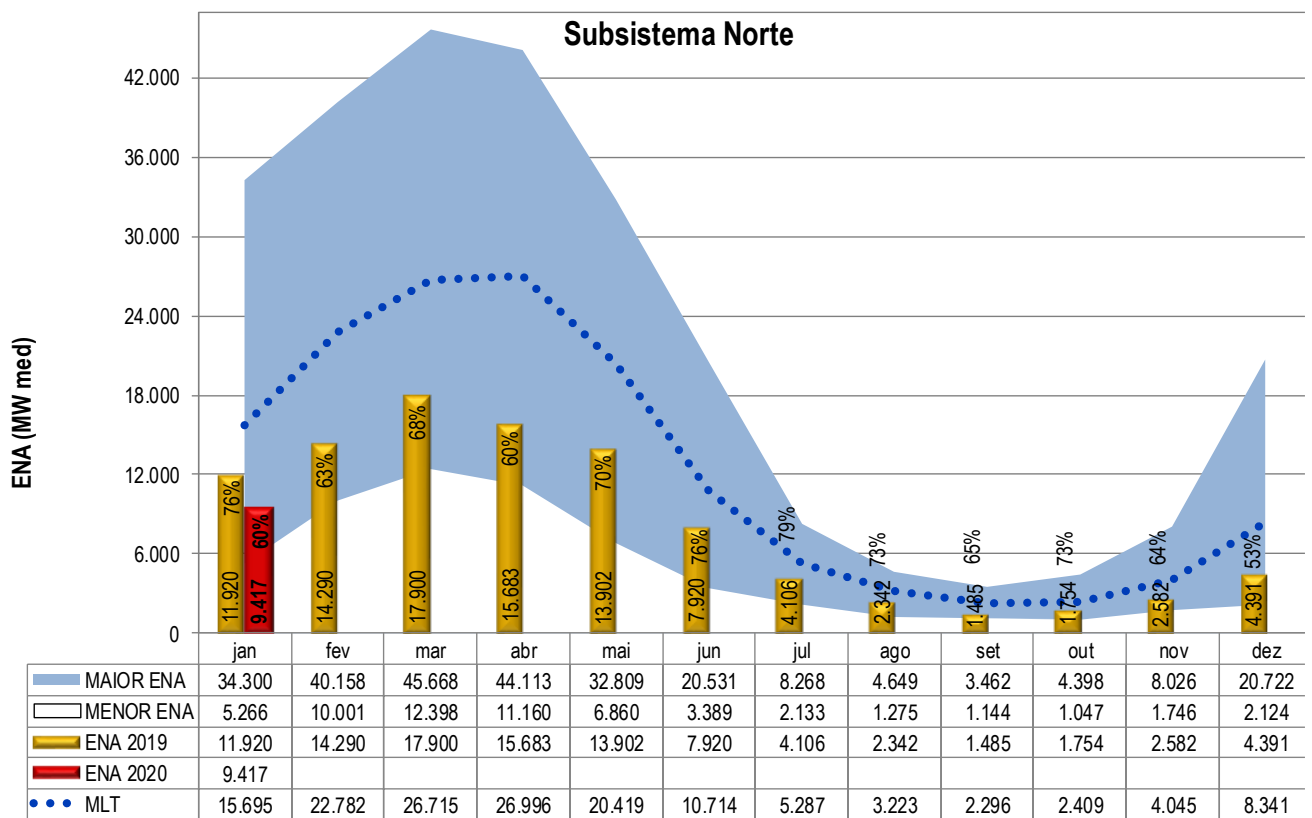


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



2.3. Energia Armazenada

No mês de janeiro de 2019, observou-se replecionamento de 4,7 p.p., 6,2 p.p. e 6,4 p.p. nos reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, respectivamente. Já no reservatório equivalente do subsistema Sul observou-se deplecionamento de 6,2 p.p..

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresentou o segundo pior desempenho em relação ao verificado na mesma época, desde 2015, com percentual de energia armazenada de 24,8%; o Nordeste apresentou o melhor desempenho, com 44,1%; já os subsistemas Sul e Norte apresentaram os piores desempenhos, com 23,7% e 21,5%, respectivamente.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Dezembro (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Janeiro (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	20,1	24,8	202.692	59,4
Sul	29,9	23,7	19.897	8,7
Nordeste	37,9	44,1	51.602	28,5
Norte	15,1	21,5	15.165	3,3
TOTAL	TOTAL	TOTAL	289.356	100,0

Fonte dos dados: ONS.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, predominou o replecionamento em relação ao mês anterior, destacando-se os reservatórios das UHE Três Marias (+13,9 p.p.), UHE Tucuruí (+10,3 p.p.) e UHE Capivara (+6,8 p.p.). O único reservatório que apresentou deplecionamento foi o da UHE Ilha Solteira (-5,5 p.p.).

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

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm ³)	Armazenamento no final de Dezembro (%)	Armazenamento no final de Janeiro (%)	Evolução Mensal (p.p.)
SERRA DAMEA	TOCANTINS	43.250	9,3	11,4	2,1
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	17,1	27,3	10,3
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	29,0	32,2	3,2
FURNAS	GRANDE	17.217	13,2	17,3	4,1
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	57,0	70,9	13,9
EMBORÇAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	12,7	16,2	3,5
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	64,1	58,6	-5,5
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	16,4	21,5	5,2
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	16,7	19,3	2,7
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	37,7	44,5	6,8

Fonte dos dados: ONS.



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

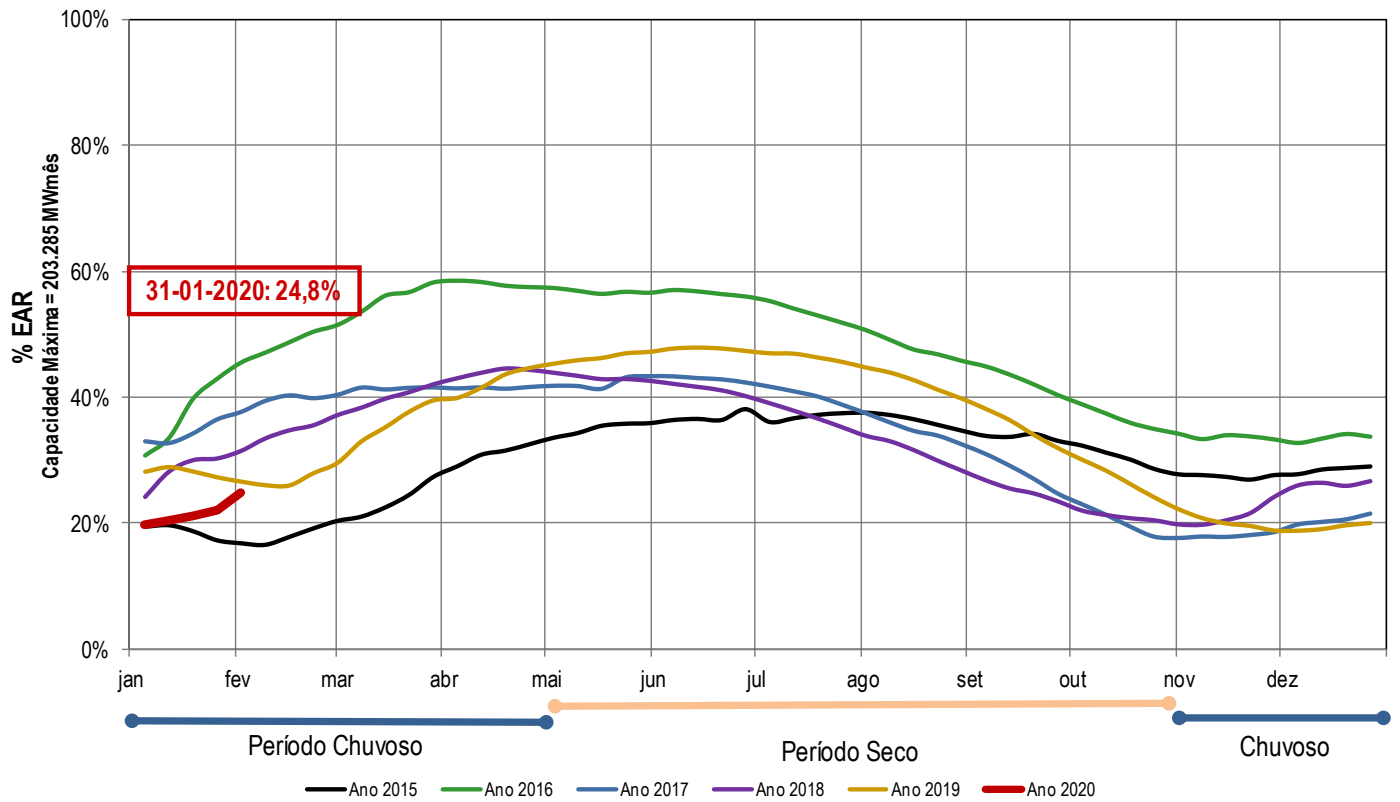


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

Subsistema Sul

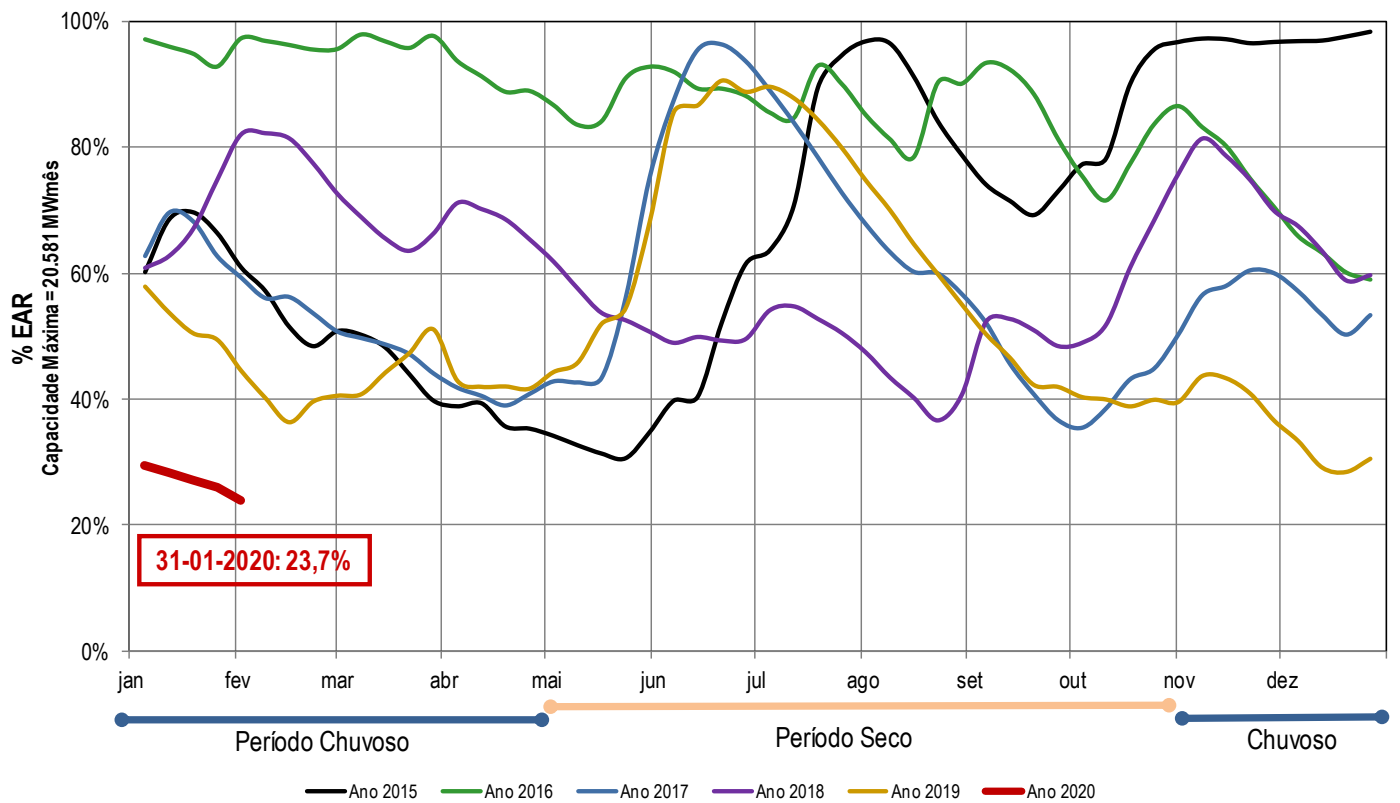


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.



Subsistema Nordeste

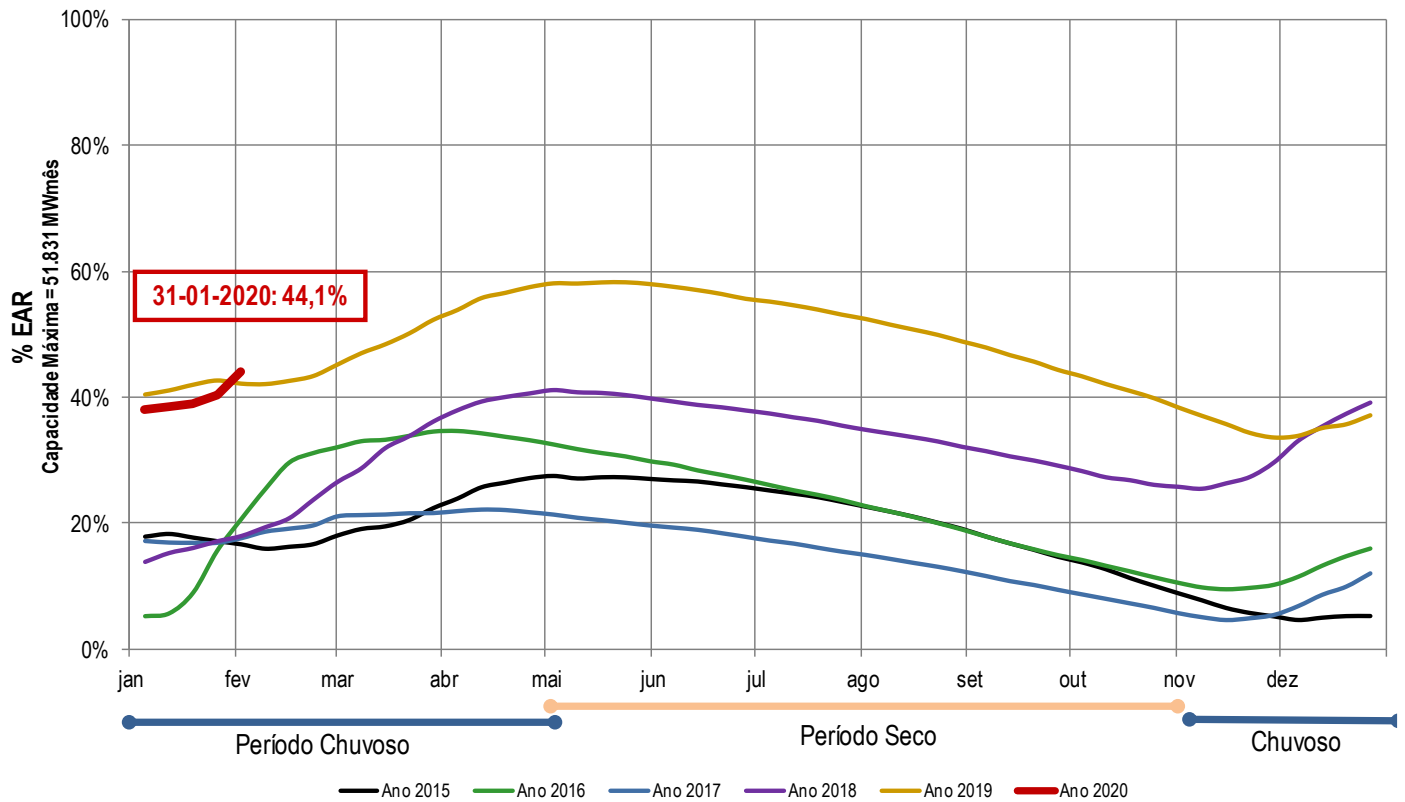


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

Subsistema Norte

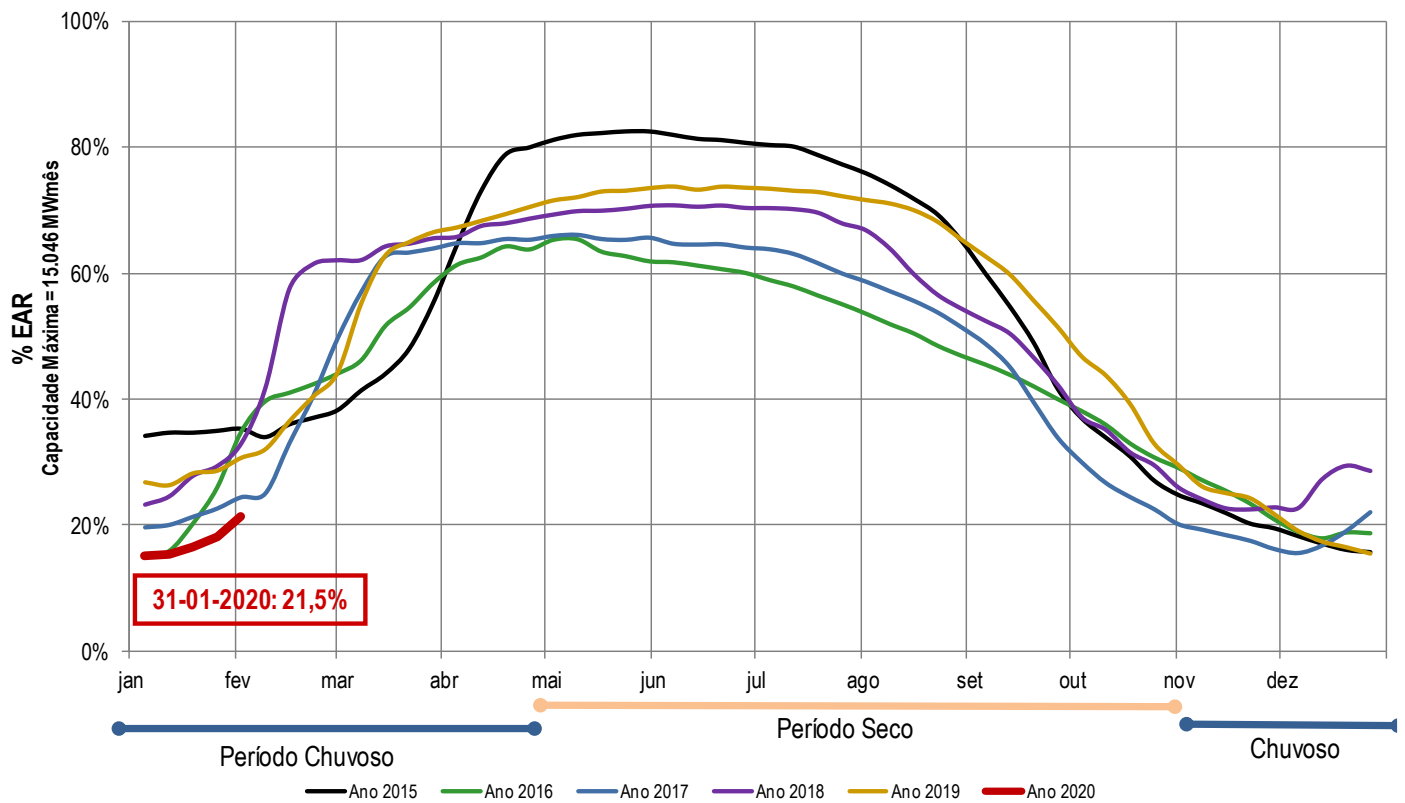


Figura 10. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.

3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em janeiro de 2020, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, aumentando o montante para 5.765 MWmédios, ante 2.575 MWmédios verificados no mês anterior.

O subsistema Nordeste manteve perfil importador em um total de 2.449 MWmédios, valor superior ao verificado no mês anterior (228 MWmédios).

O subsistema Sul manteve o perfil importador, com montante verificado de 5.709 MWmédios, ante importação de 3.913 MWmédios em dezembro de 2019.

O sistema Sudeste/Centro-Oeste recebeu dos bipolos as seguintes quantidades de energia: Os Bipolos do Madeira¹ transmitiram 5.743 MWmédios, os Bipolos do Nó de Xingú² transmitiram 2.891 MWmédios e os Bipolos que escoam a energia de Itaipu³ transmitiram 3.044 MWmédios.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir do subsistema Norte, no valor de 3.316 MWmédios, e manteve o perfil exportador para o subsistema Sul, no valor de 5.709 MWmédios, sendo, no resultado líquido, exportador em 2.393 MWmédios. Pelos bipolos de corrente contínua, recebeu um total de 11.678 MWmédios.

Em relação aos intercâmbios internacionais, destaca-se que, no mês de janeiro de 2020, houve importação de cerca de 33 MWmédios do Uruguai. Este intercâmbio ocorreu em caráter comercial (Portaria MME nº 339/2018).

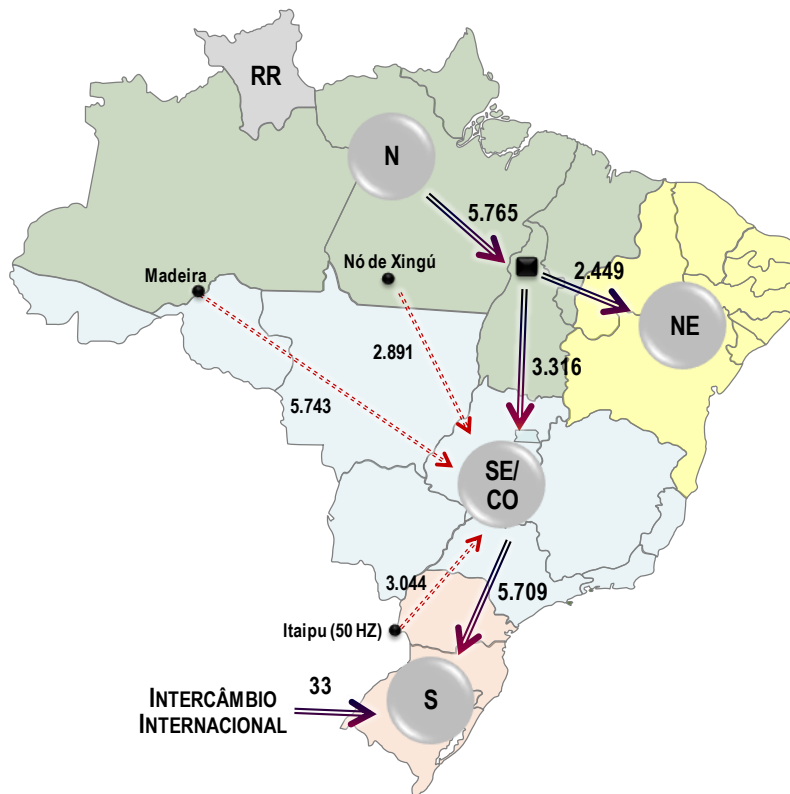


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica

¹ Os Bipolos do Madeira 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.

² Os Bipolos do Nó de Xingú são formados por dois bipolos CC de 800 kV, cada, que auxiliam no escoamento da energia gerada pela UHE Belo Monte às 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.

³ Os bipolos que escoam a energia produzida em 50 Hz de Itaipu 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.

Fonte dos dados: ONS



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em dezembro de 2019, o consumo de energia elétrica atingiu 51.019 GWh, considerando autoprodução e perdas, valor 1,5% superior ao verificado no mês anterior e cerca de 0,1% abaixo do verificado em dezembro de 2018. Ressalta-se que as classes residencial, comercial e rural apresentaram, respectivamente, um acréscimo de consumo de 4,7%, 4,0% e 6,5% em relação ao mesmo mês do ano anterior. Já a classe industrial apresentou decréscimo de 1,9% em comparação ao mesmo período.

Em relação ao consumo residencial, as regiões Norte e Nordeste apresentaram forte aumento no consumo, com acréscimos de 13,4% e 14,0%, respectivamente em relação ao mês anterior, devido, principalmente, às altas temperaturas nas regiões.

Já em relação ao consumo industrial, dezembro de 2019 apresentou a sexta queda mensal consecutiva, devido, principalmente, aos setores de extração de minerais metálicos e químico, que apresentaram queda anual de 11,0% e 7,4%, respectivamente.

O consumo de energia elétrica no ambiente de contratação regulada (ACR) atingiu, no mês de dezembro, 27,3 TWh, valor 2,0% superior ao verificado no mesmo mês de 2018. O consumo relativo aos últimos 12 meses atingiu 319,4 TWh, o que indica acréscimo de 1,2% em relação ao verificado no mesmo período anterior.

Já o consumo de energia elétrica no ambiente de contratação livre (ACL) atingiu, no mês de dezembro, 13,3 TWh, valor 2,2% superior ao verificado no mesmo mês de 2018. O consumo relativo aos últimos 12 meses foi de 162,6 TWh, representando um acréscimo de 1,9% em relação ao verificado no mesmo período anterior.

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

Classe de Consumo	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Dez/19 GWh	Evolução mensal (Dez/19/Nov/19)	Evolução anual (Dez/19/Dez/18)	Jan-18/Dez-18 (GWh)	Jan-19/Dez-19 (GWh)	Evolução
Residencial	12.176	-1,6%	4,7%	137.615	141.930	3,1%
Industrial	13.442	-4,9%	-1,9%	169.625	167.405	-1,3%
Comercial	8.065	-0,6%	4,0%	88.631	92.173	4,0%
Rural	2.535	-5,1%	6,5%	29.168	29.577	1,4%
Demais classes ¹	4.419	-1,0%	2,9%	49.782	51.000	2,4%
Perdas e Diferenças ²	10.382	22,3%	-8,2%	112.433	116.435	3,6%
Total	51.019	1,5%	-0,1%	587.253	598.520	1,9%

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

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

Dados contabilizados até dezembro de 2019.

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.

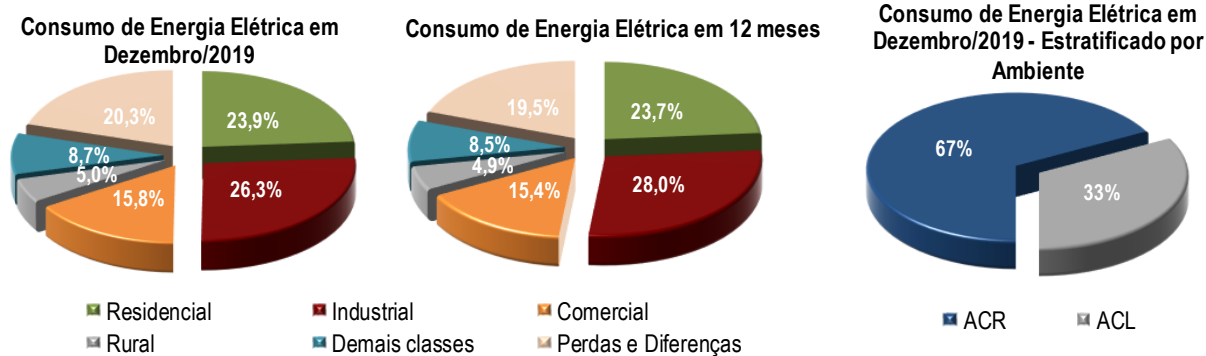


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e extratificado por ambiente ACR e ACL.

Dados contabilizados até dezembro de 2019.

Fonte dos dados: EPE/ONS.

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

Classe de Consumo	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Dez/19 kWh/NU	Evolução mensal (Dez/19/Nov/19)	Evolução anual (Dez/19/Dez/18)	Jan-18/Dez-18 (kWh/NU)	Jan-19/Dez-19 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	167	-1,4%	3,2%	159,1	161,8	1,7%
Consumo médio industrial	28.351	-4,9%	7,3%	27.260	29.423	7,9%
Consumo médio comercial	1.354	-1,6%	1,0%	1.277	1.290	1,0%
Consumo médio rural	555	-4,1%	5,5%	538	540	0,4%
Consumo médio demais classes ¹	5.567	-0,7%	0,7%	5.340	5.354	0,3%
Consumo médio total	479	-2,5%	0,7%	473	473	0,1%

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

Dados contabilizados até dezembro de 2019.

Fonte dos dados: EPE/ONS.

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

Classe de Consumo	Período		Evolução
	Dez/18	Dez/19	
Residencial	72.081.460	73.101.446	1,4%
Industrial	518.549	474.127	-8,6%
Comercial	5.784.727	5.956.406	3,0%
Rural	4.520.107	4.563.608	1,0%
Demais classes ¹	776.908	793.847	2,2%
Total	83.681.751	84.889.434	1,4%

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

Dados contabilizados até dezembro de 2019.

Fonte dos dados: EPE/ONS.



4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em janeiro de 2020, não foi registrado recorde de demanda máxima no SIN e nos subsistemas.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	51.050 16/01/2020 - 15h32	17.467 09/01/2020 - 14h45	12.785 21/01/2020 - 14h34	6.185 03/01/2020 - 22h53	84.919 15/01/2020 - 14h55
Recorde (MW) (dia - hora)	53.199 01/02/2019 - 14h41	18.936 31/01/2019 - 14h15	13.307 20/03/2019 - 14h30	6.836 30/04/2019 - 01h08	90.525 30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS.

4.3. Demandas Instantâneas Máximas Mensais

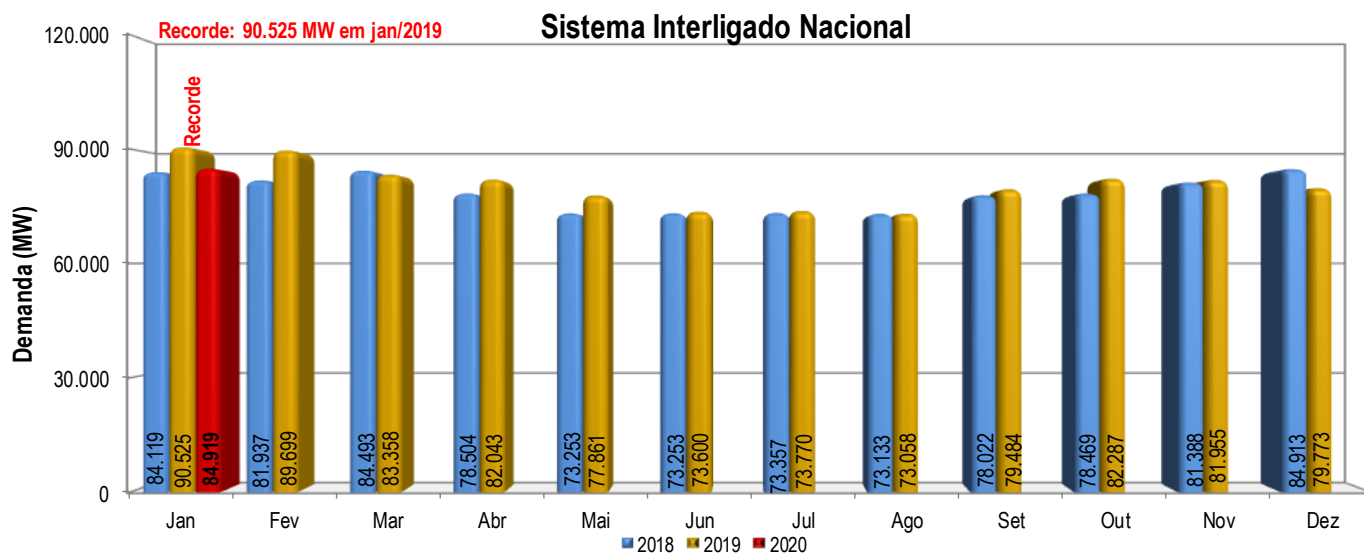


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

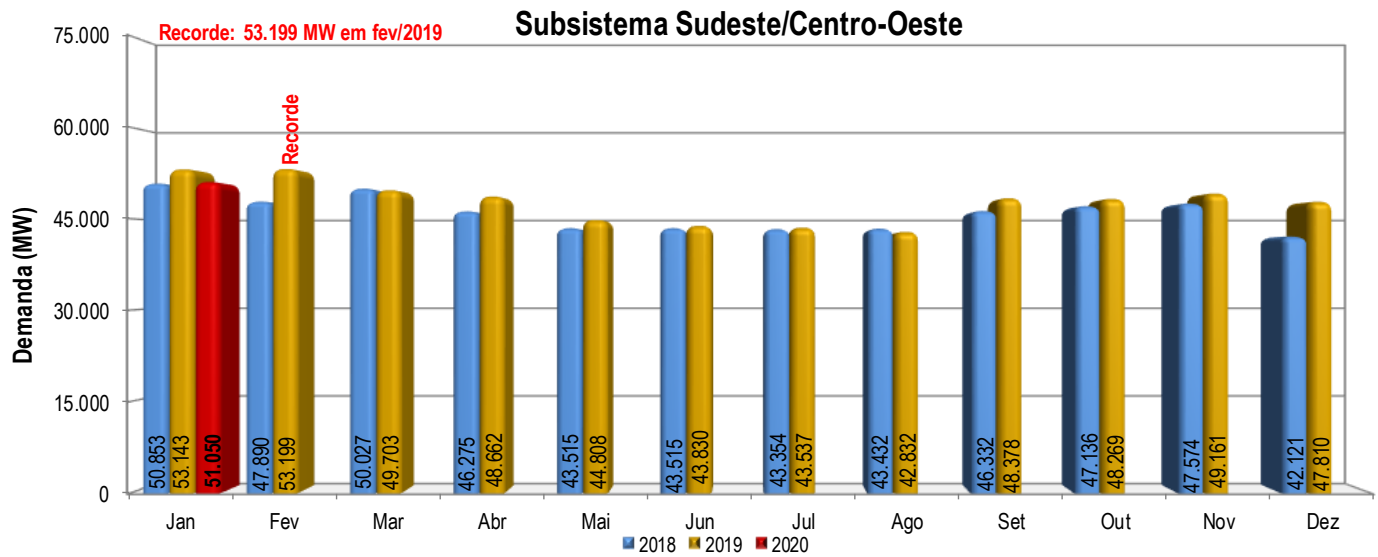


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

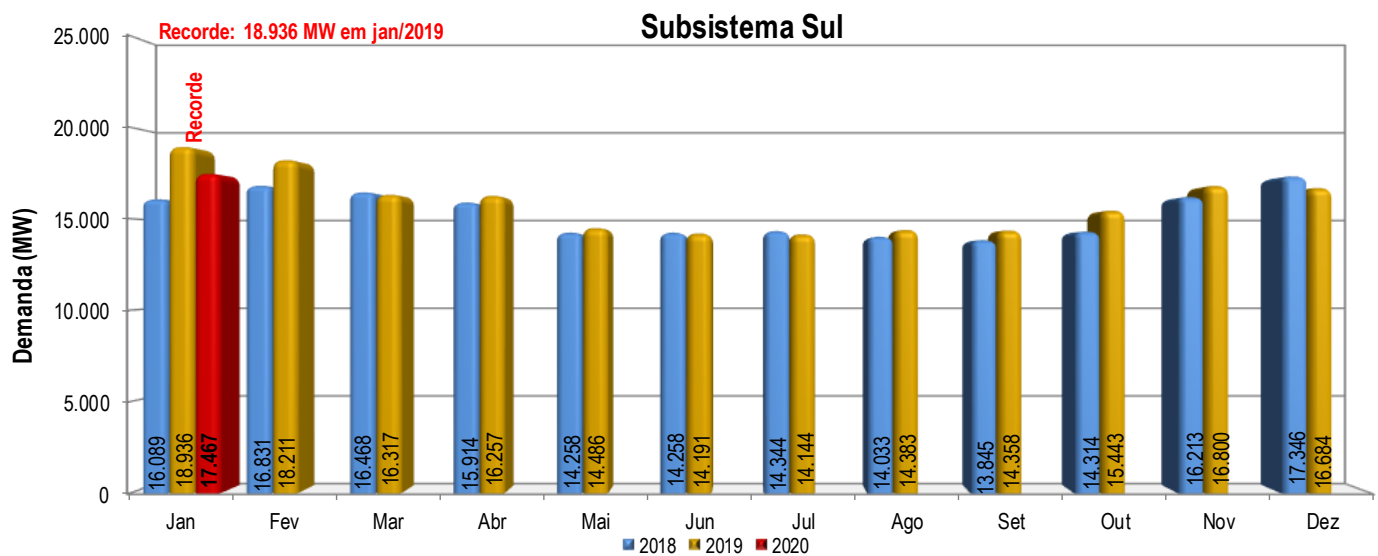


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

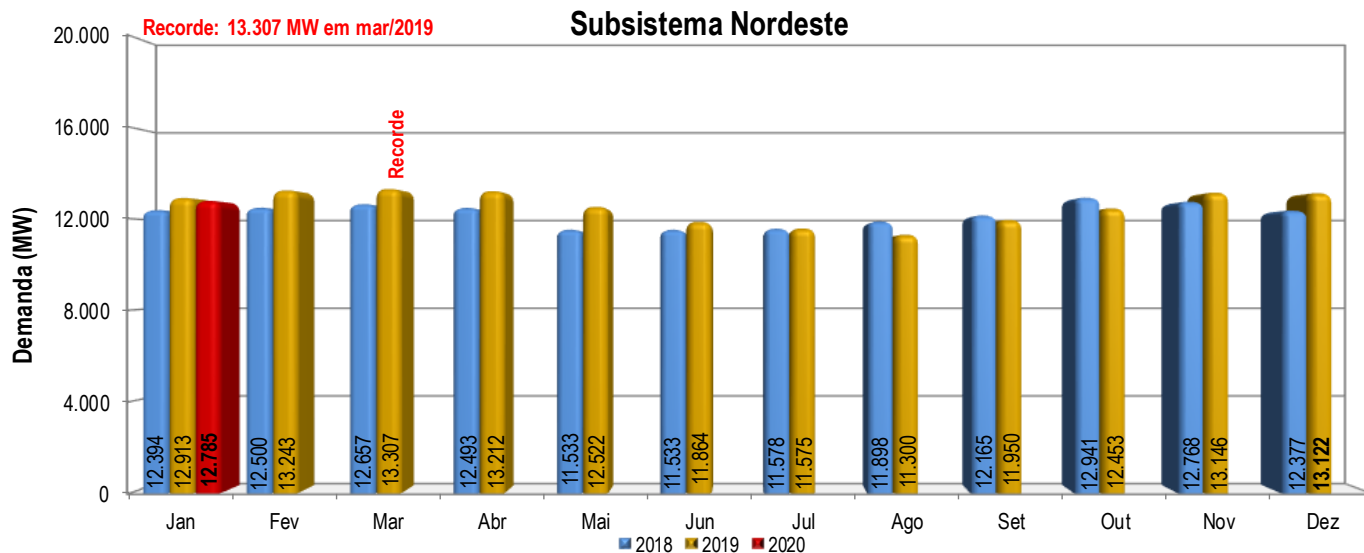


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

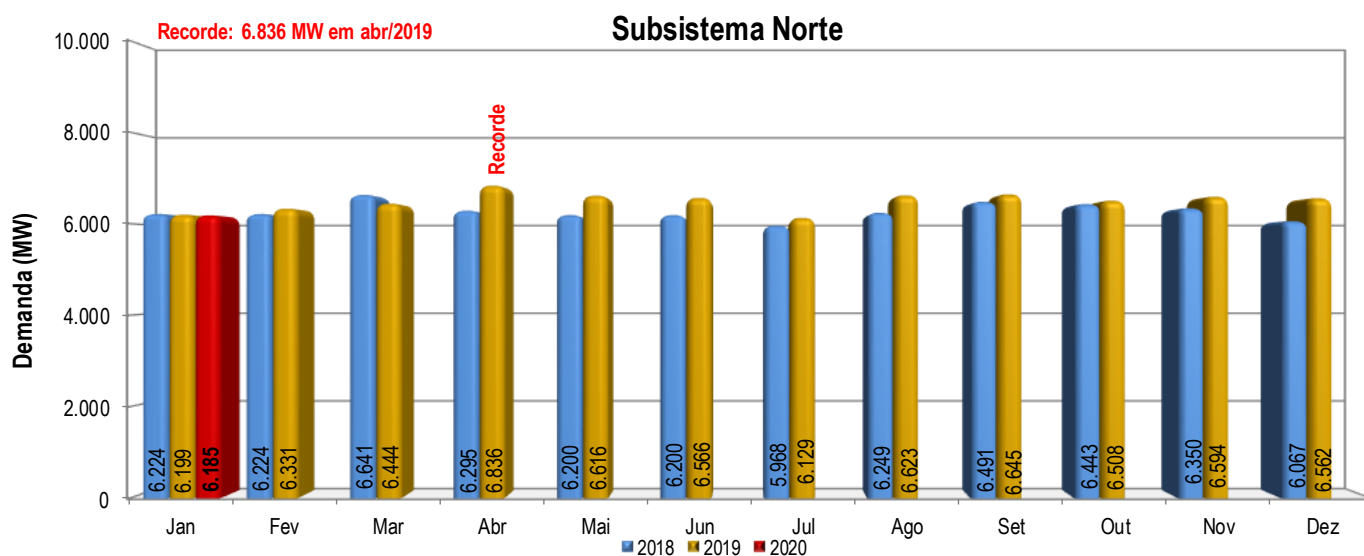


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de janeiro de 2020, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 172.622 MW, considerando a geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 8.861 MW, sendo 5.025 MW de geração de fonte hidráulica, 856 MW de fonte eólica, 2.156 MW de fonte solar e 824 MW de fontes térmicas. A geração distribuída fechou o mês de janeiro de 2020 com 2.322 MW instalados em 185.867 instalações, representando 1,3% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

As fontes renováveis representaram 83,6% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em janeiro de 2020 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

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

Fonte	Jan/2019		Jan/2020			Evolução da Capacidade Instalada Jan/2020 - Jan/2019
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.406	104.175	1.470	109.200	63,3%	4,8%
UHE	215	98.248	217	102.999	59,7%	4,8%
PCH + CGH ²	1.125	5.867	1.152	6.104	3,5%	4,0%
CGH GD	66	60	101	98	0,1%	63,0%
Térmica	3.148	42.547	3.270	43.371	25,1%	1,9%
Gás Natural	169	13.385	166	13.432	7,8%	0,3%
Biomassa	566	14.784	573	15.015	8,7%	1,6%
Petróleo	2.251	9.030	2.284	9.039	5,2%	0,1%
Carvão	22	3.252	23	3.597	2,1%	10,6%
Nuclear	2	1.990	2	1.990	1,2%	0,0%
Outros ³	4	69	8	234	0,1%	242,3%
Térmica GD	134	38	214	63	0,0%	66,8%
Eólica	647	14.570	693	15.426	8,9%	5,9%
Eólica (não GD)	590	14.559	632	15.415	8,9%	5,9%
Eólica GD	57	10	61	10	0,0%	0,8%
Solar	56.769	2.470	189.363	4.625	2,7%	87,3%
Solar (não GD)	2.457	1.907	3.872	2.474	1,4%	29,8%
Solar GD	54.312	563	185.491	2.151	1,2%	282,1%
Capacidade Total sem GD	7.401	163.090	8.929	170.300	98,7%	4,4%
Geração Distribuída - GD	54.569	671	185.867	2.322	1,3%	246,1%
Capacidade Total - Brasil	61.970	163.761	194.796	172.622	100,0%	5,4%

¹ Os valores de capacidade instalada referem-se à capacidade instalada fiscalizada apresentada pela ANEEL no Banco de Informações de Geração (BIG), 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. Além dos montantes apresentados, existe uma importação contratada de 5.650 MW com o Paraguai e de 200 MW com a Venezuela. São incluídas na matriz de capacidade instalada algumas usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL, mas que não estão em conformidade com a SCG/ANEEL e que, por isso, não são apresentadas no BIG/ANEEL. Algumas delas são térmicas com combustíveis desconhecidos e que por isso são incluídas como "Outros".

² Inclui uma Central Geradora Undi-Elétrica - CGU (50 kW).

³ Inclui outras fontes fósseis (69 MW).



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

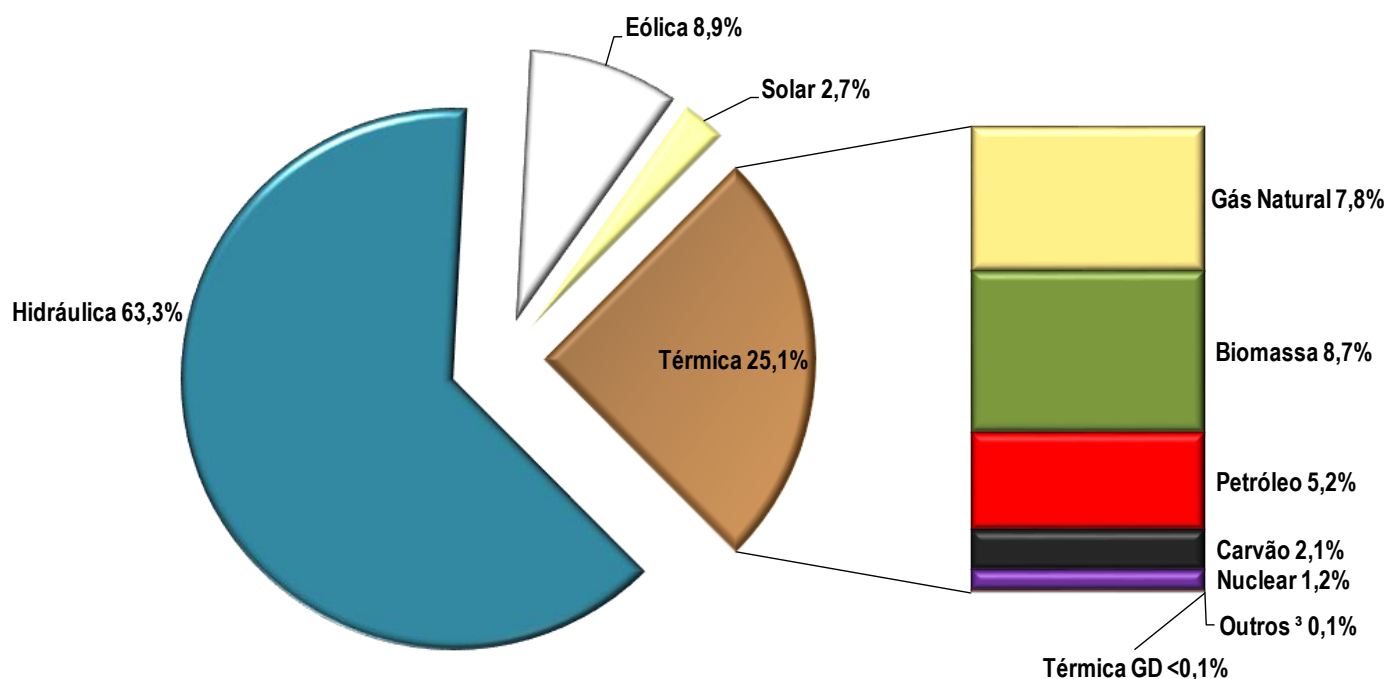


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL / MME.

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO¹

Em janeiro de 2020, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 155.394 km de linhas de transmissão, das quais cerca de 39% do total correspondem à classe de tensão de 230 kV e 34% de 500 kV.

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

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	60.029	38,6%
345 kV	10.321	6,6%
440 kV	6.756	4,3%
500 kV	53.586	34,5%
600 kV (CC)	12.816	8,2%
750 kV	2.683	1,7%
800 kV	9.204	5,9%
Total SEB	155.394	100,0%

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 janeiro de 2020, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 92,67 MW de geração, distribuídos geograficamente conforme abaixo e listados na Tabela 9.



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

Fonte dos dados: MME / SEE / EPE.



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

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	Térmica	UTE Coari-CEA	1 a 3	38,72	AM	UTE.GN.AM.037683-3.01
2	Térmica	UTE Murituba - CGA	1 a 3	0,30	AM	UTE.PE.AM.035811-8.01
3	Térmica	UTE Parauá - COE	1 a 4	1,19	AM	UTE.PE.AM.037712-0.01
4	Térmica	UTE Pauini - COE	1 a 11	5,91	AM	UTE.PE.AM.037712-0.01
5	Térmica	UTE Vila de Urucurituba - COE	1 a 5	0,82	AM	UTE.PE.AM.037712-0.01
6	Térmica	UTE Beruri-COE	1 a 16	10,13	AM	UTE.PE.AM.037712-0.01
7	Eólica	EOL Caititu 2	1 a 5	10,00	BA	EOL.CV.BA.031432-3.01
8	Eólica	EOL Caititu 3	1 a 5	10,00	BA	EOL.CV.BA.031459-5.01
9	Hidráulica	PCH Tupitinga	1 e 2	14,40	SC	PCH.PH.SC.035764-2.01
10	Hidráulica	CGH Rafael Arabutã	1	1,20	SC	CGH.PH.SC.045158-4.01
Total (MW)				92,67		

Fonte dos dados: MME / SEE.

Em janeiro de 2020, a maior parte da expansão de capacidade instalada ocorreu em empreendimentos de geração térmica. Destaca-se a entrada em operação de unidades geradoras no estado do Amazonas, instaladas em 6 usinas, que somam 57 MW de capacidade instalada ao SIN.

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

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Jan/2020 (MW)	Acumulado em 2020 (MW)	Realizado em Jan/2020 (MW)	Acumulado em 2020 (MW)	Realizado em Jan/2020 (MW)	Acumulado em 2020 (MW)
Hidráulica	14,40	14,40	1,20	1,20	15,60	15,60
PCH + CGH	14,40	14,40	1,20	1,20	15,60	15,60
UHE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Térmica	57,07	57,07	0,00	0,00	57,07	57,07
Biomassa	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Carvão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gás Natural	38,72	38,72	0,00	0,00	38,72	38,72
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Petróleo	18,34	18,34	0,00	0,00	18,34	18,34
Eólica	20,00	20,00	0,00	0,00	20,00	20,00
Eólica (não GD)	20,00	20,00	0,00	0,00	20,00	20,00
Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar (não GD)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	91,47	91,47	1,20	1,20	92,67	92,67

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), livre (ACL), Sistemas Isolados, e que não são apenas para contabilização. Desta forma, a geração distribuída não é contemplada nesta seção.

Fonte dos dados: MME / SEE.

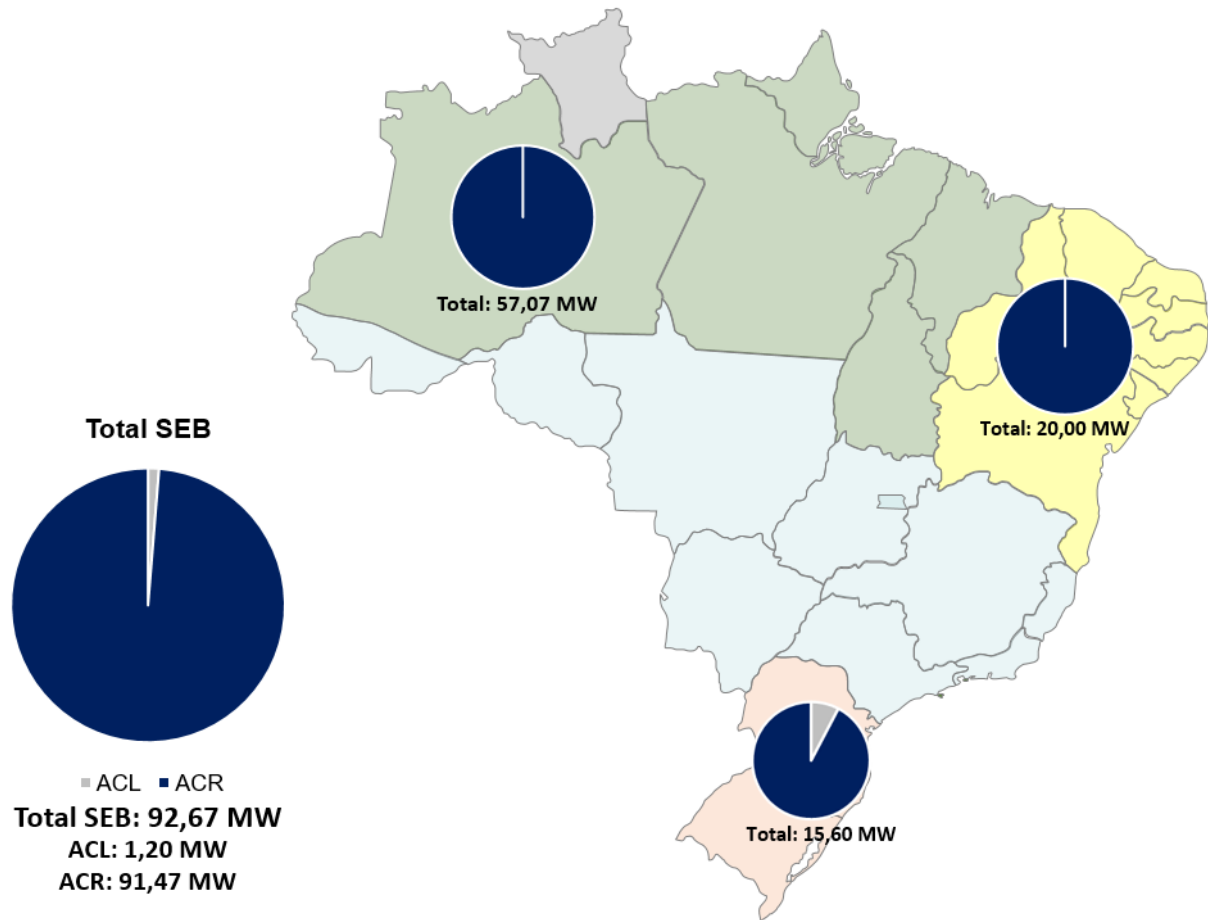


Figura 20. Acumulado da Expansão da geração em 2020 por subsistema

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 17.718,4 MW de capacidade instalada, sendo 1.028,4 MW de fonte hidráulica, 4.830,3 MW de fonte eólica, 5.831,5 MW de fonte solar e 6.028,1 MW de fontes térmicas. Destaca-se, também, que, dos 17.718,4 MW previstos, 8.487 MW são no ambiente de contratação livre. Os empreendimentos estão dispostos, de acordo com os subsistemas nos quais estão inseridos, na figura abaixo.

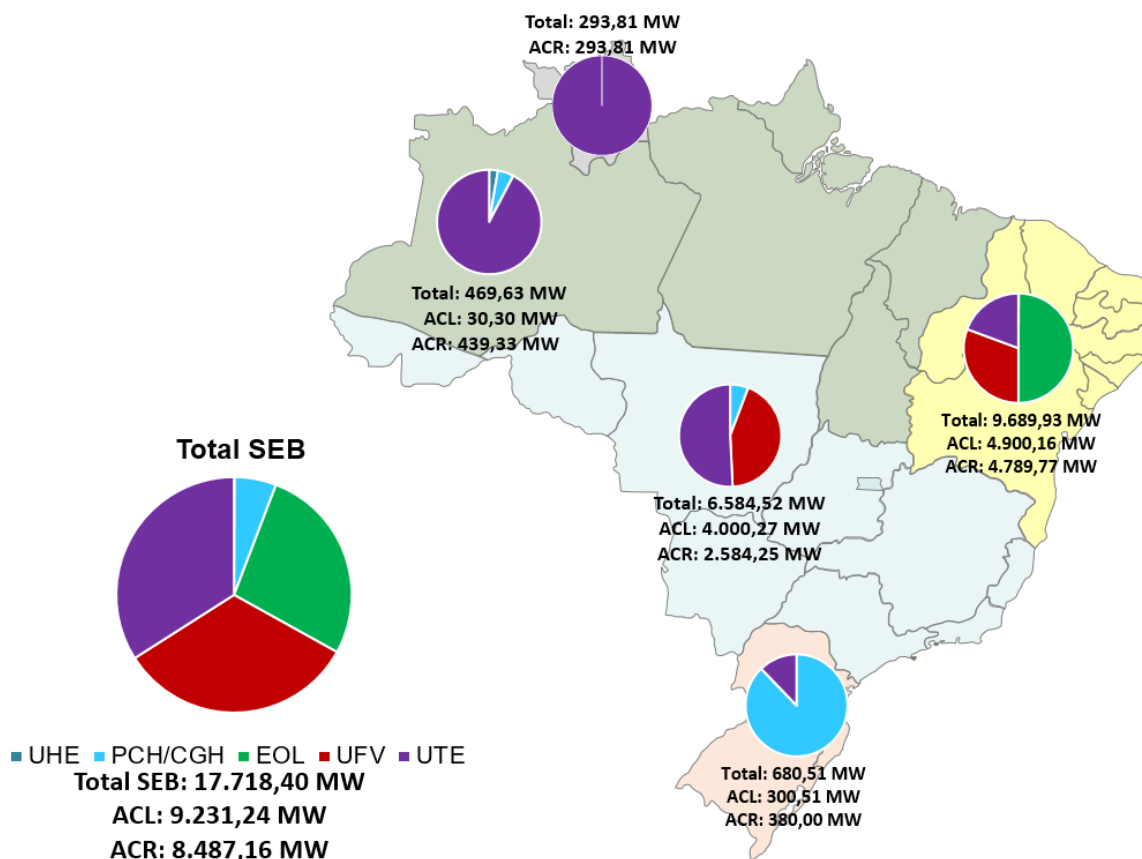


Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2022.

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	164,2	176,4	246,8	19,7	206,1	215,3	183,9	382,5	462,0
PCH + CGH	164,2	176,4	246,8	19,7	193,6	215,3	183,9	370,0	462,0
UHE	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0	12,5	0,0
Térmica	2.158,3	1.968,3	621,0	435,3	609,4	235,8	2.593,6	2.577,7	856,8
Eólica	1.373,8	72,0	316,2	461,0	1.546,5	1.060,8	1.834,8	1.618,5	1.377,0
Eólica (não GD)	1.373,8	72,0	316,2	461,0	1.546,5	1.060,8	1.834,8	1.618,5	1.377,0
Solar	599,4	429,9	360,9	0,0	873,6	3.567,7	599,4	1.303,5	3.928,6
Solar (não GD)	599,4	429,9	360,9	0,0	873,6	3.567,7	599,4	1.303,5	3.928,6
TOTAL	4.295,7	2.646,5	1.544,9	916,1	3.235,7	5.079,5	5.211,8	5.882,2	6.624,5

¹ Nesta seção, estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos vencedores dos leilões do ACR, 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. Desta 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

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

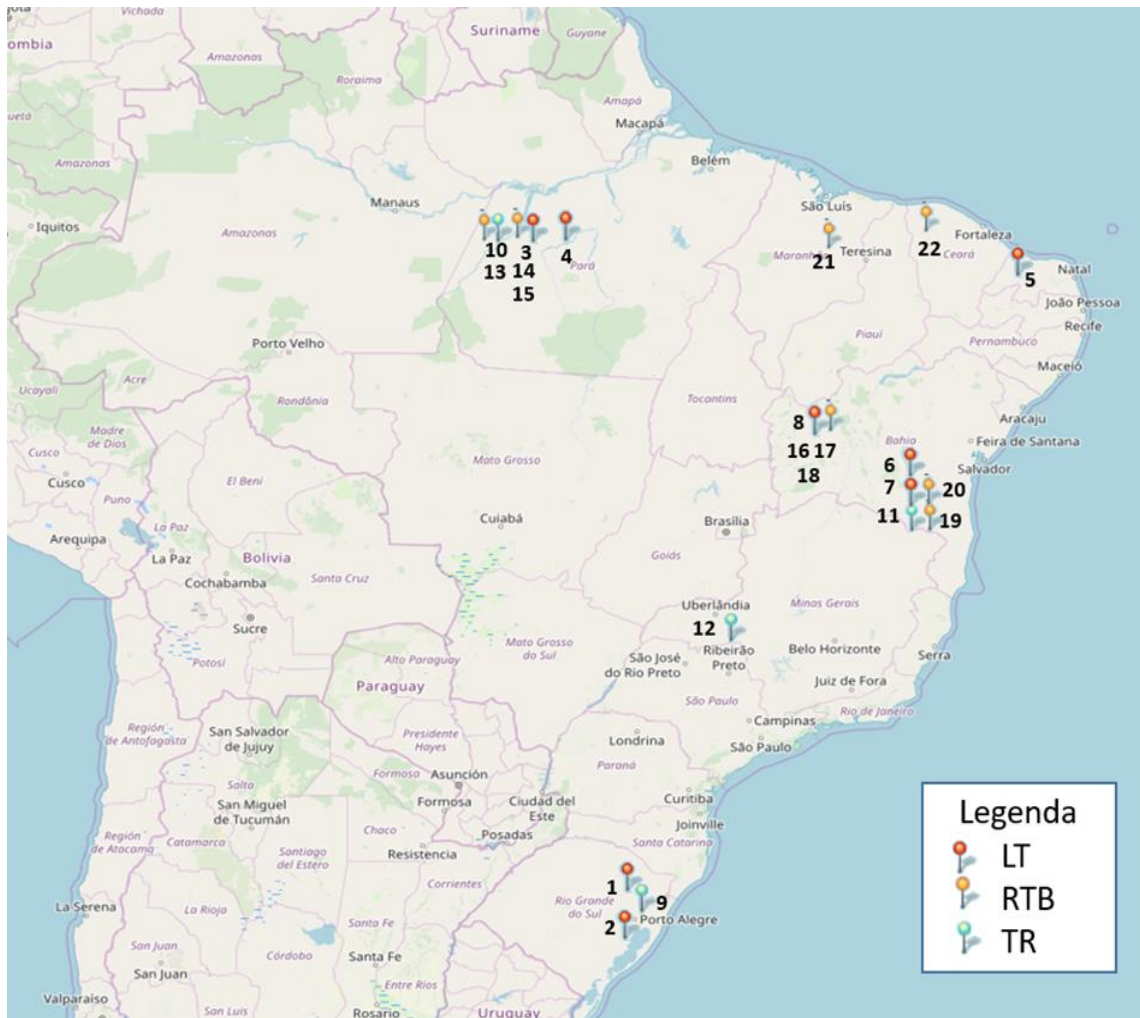


Figura 22. Localização geográfica dos empreendimentos.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE



Em relação à entrada de Linhas de Transmissão e equipamentos de transformação e compensação, em janeiro de 2020, destaca-se a entrada em operação de 964,4 km de linhas e 1.466,0 MVA de capacidade de transformação.

Tabela 12. Entrada em operação de novas Linhas de Transmissão

Marcador	Clase de Tensão (kV)	Nome da LT	Extensão(km)	Estado(s)
1	230	LT Garibaldi - Lajeado 3, C1	47,00	RS
2	230	LT Lajeado 2 - Lajeado 3	16,40	RS
3	230	LT Altamira - Transamazônica, C2	188,00	PA
4	230	LT Transamozica /Tapajos C-1 PA	187,00	PA
5	500	LT Açu III/João Camarall C-2 RN	143,00	RN
6	500	LT Ibicoara-Poções III	165,00	BA
7	230	LT Poções III-Poções II CD	5,00	BA
8	500	LT Barreiras II - Buritirama C1,	213,00	BA
Total em km			964,40	

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

Marcador	Clase de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado(s)
9	230/69	SE Lajeado 3 TR1 e TR2	166,00	RS
10	230/138	SE Tapajos TR1 eTR2	300,00	PA
11	500/230	SE Poções III TR1	600,00	BA
12	345/138	SE Porto Colombia TR6	400,00	MG
Total (MVA)			1.466,00	

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

Marcador	Clase de Tensão (kV)	Subestação	Mvar	Estado(s)
13	230	SE Tapajos RT1	10,00	PA
14	230	SE Transamazônica RT2	10,00	PA
15	230	SE Transamazônica RT3	30,00	PA
16	500	SE Buritirama RT1	150,00	BA
17	500	SE Buritirama RT2, RT3 e RT4	600,00	BA
18	500	SE Barreiras II RT7 e RT8	300,00	BA
19	500	SE Ibicoara RT5	99,90	BA
20	500	SE Poções II RT1	99,90	BA
21	230	SE Coelho Neto RT4	15,00	MA
22	500	SE Sobral III CE1	250,00	CE
Total (Mvar)			1.564,80	



Tabela 15. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jan/20 (km)	Acumulado em 2020 (km)
230	438,4	438,4
345	0,0	0,0
440	0,0	0,0
500	526,0	526,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	0,0
TOTAL	964,4	964,4

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

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS EPE

7.4 Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão

Tabela 5. Valores acumulados de entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jan/20 (MVA)	Acumulado em 2020 (MVA)
230	466,0	466,0
345	400,0	400,0
440	0,0	0,0
500	600,0	600,0
750	0,0	0,0
TOTAL	1.466,0	1.466,0

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

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS EPE

7.5 Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão

Até 2022, está previsto a entrada em operação de 21.061,5 km de linhas de transmissão e 59.966 MVA de capacidade instalada de transformação.



Tabela 6. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2020	Previsão 2021	Previsão 2022
230	2.540,6	1.526,3	1.262,3
345	109,0	224,0	17,0
440	40,0	111,0	0,0
500	4.732,0	6.716,3	3.783,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800	0,0	0,0	0,0
TOTAL	7.421,6	8.577,6	5.062,3

Fonte dos dados: MME / SEE.

7.6 Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação*

Tabela 7. Previsão da expansão da capacidade de transformação

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2020	Previsão 2021	Previsão 2022
230	5.179,0	6.448,0	3.649,0
345	1.600,0	1.550,0	1.200,0
440	1.350,0	800,0	0,0
500	14.204,0	17.398,0	6.588,0
750	0,0	0,0	0,0
TOTAL	22.333,0	26.196,0	11.437,0

Fonte dos dados: MME / SEE.

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



8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA¹

8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

No mês de dezembro de 2019, a geração hidráulica correspondeu a 69,6% do total gerado no país, valor 5,2 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica representou 10,7%, valor 0,3 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. Já a participação de usinas térmicas, em termos globais, representou 18,7%, valor 4,9 p.p. inferior ao verificado no mês anterior.

As fontes renováveis representaram 84,2% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em dezembro de 2019 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

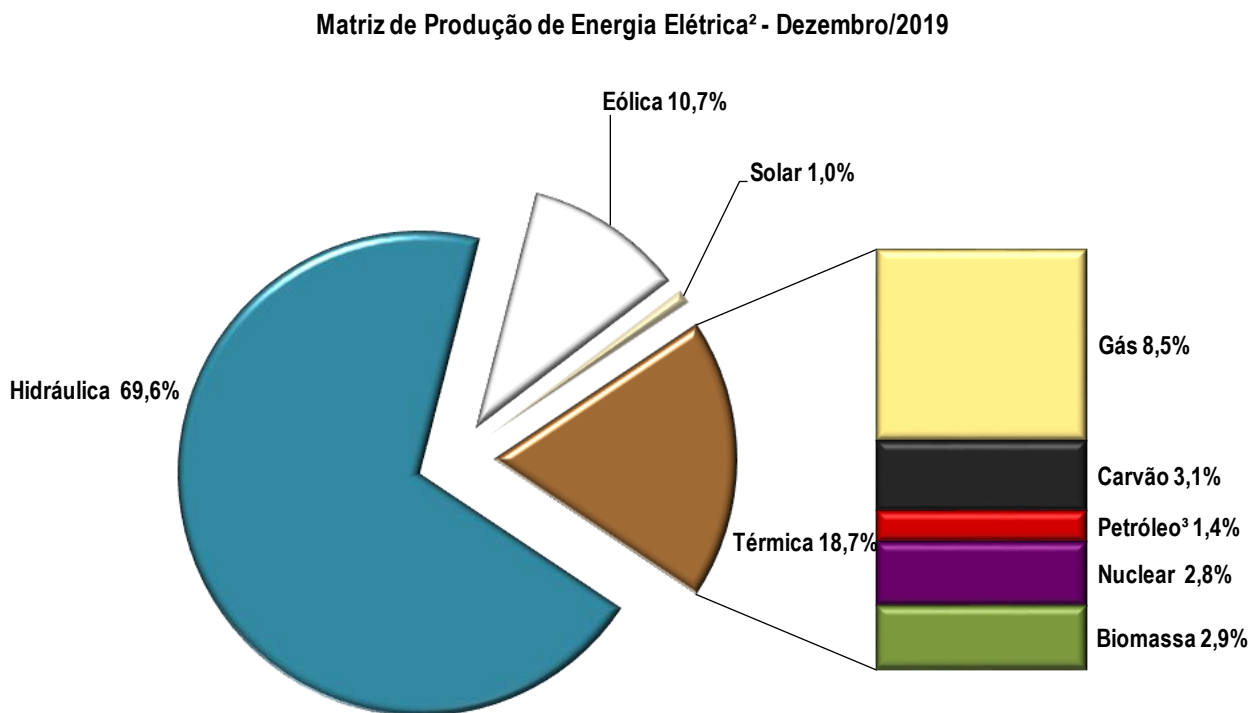


Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

¹ A produção acumulada de energia elétrica não inclui a autoprodução e a geração distribuída. Dados contabilizados até dezembro de 2019.

² Para 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, pelos agentes à CCEE, até o fechamento deste Boletim.

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



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

Nos últimos 12 meses, comparativamente ao mesmo período anterior, verifica-se uma redução de 2,3% na produção de energia elétrica por fontes térmicas, sobretudo as relacionadas a combustíveis fósseis. A geração solar cresceu cerca de 55% nesse período.

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

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Dez/18 (GWh)	Nov/19 (GWh)	Dez/19 (GWh)	Evolução mensal (Dez/19 / Nov/19)	Evolução anual (Dez/19 / Dez/18)	Jan/18-Dez/18 (GWh)	Jan/19-Dez/19 (GWh)	Evolução
Hidráulica	38.656	30.610	33.517	9,5%	-13,3%	401.576	401.969	0,1%
Térmica	5.189	11.087	8.919	-19,6%	71,9%	101.807	104.156	2,3%
Gás	1.417	5.196	4.097	-21,2%	189,0%	38.879	42.650	9,7%
Carvão	454	1.438	1.487	3,4%	227,2%	11.217	12.204	8,8%
Petróleo ²	627	300	354	18,1%	-43,5%	7.905	4.355	-44,9%
Nuclear	1.275	1.332	1.356	1,8%	6,3%	14.406	14.814	2,8%
Outros	183	229	253	10,5%	38,2%	3.005	2.836	-5,6%
Biomassa	1.231	2.592	1.372	-47,1%	11,4%	26.393	27.298	3,4%
Eólica	3.718	5.204	5.109	-1,8%	37,4%	46.819	54.561	16,5%
Solar	337	477	494	3,4%	46,6%	3.121	4.857	55,6%
TOTAL	47.899	47.378	48.038	1,4%	0,3%	553.322	565.543	2,2%

Fonte dos dados: CCEE.

8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados³

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

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Dez/18 (GWh)	Nov/19 (GWh)	Dez/19 (GWh)	Evolução mensal (Dez/19 / Nov/19)	Evolução anual (Dez/19 / Dez/18)	Jan/18-Dez/18 (GWh)	Jan/19-Dez/19 (GWh)	Evolução
Gás	4	10	9	-7,7%	118,5%	55	101	83,0%
Petróleo ²	250	333	330	-0,8%	32,2%	2.989	3.744	25,3%
Biomassa	1	4	5	2,0%	638,6%	45	45	-0,6%
TOTAL	255	348	344	-1,0%	35,1%	3.090	3.891	25,9%

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.

Dados contabilizados até dezembro de 2019.

³ Desde o mês de agosto/2018 até dezembro/2019, a informação do montante de geração hidráulica dos sistemas isolados não foi disponibilizada pelos agentes à CCEE até o fechamento deste Boletim (PCH Jatapú). Destaca-se que estas informações referentes aos sistemas isolados passaram a ser disponibilizadas, ao MME, pela CCEE, e não mais pela Eletrobras, em atendimento ao disposto no Decreto nº 9.047/2017.

Dados contabilizados até dezembro de 2019.

Fonte dos dados: CCEE.



8.4. Geração Eólica¹

No mês de dezembro de 2019, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste decresceu 2,2 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 46,5%, com total de 6.152 MW médios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 43,0%, o que indica acréscimo de 0,3 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em dezembro de 2019, decresceu 5,2 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 34,1%, com total de 696 MW médios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 32,2%, o que indica decréscimo de 0,8 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

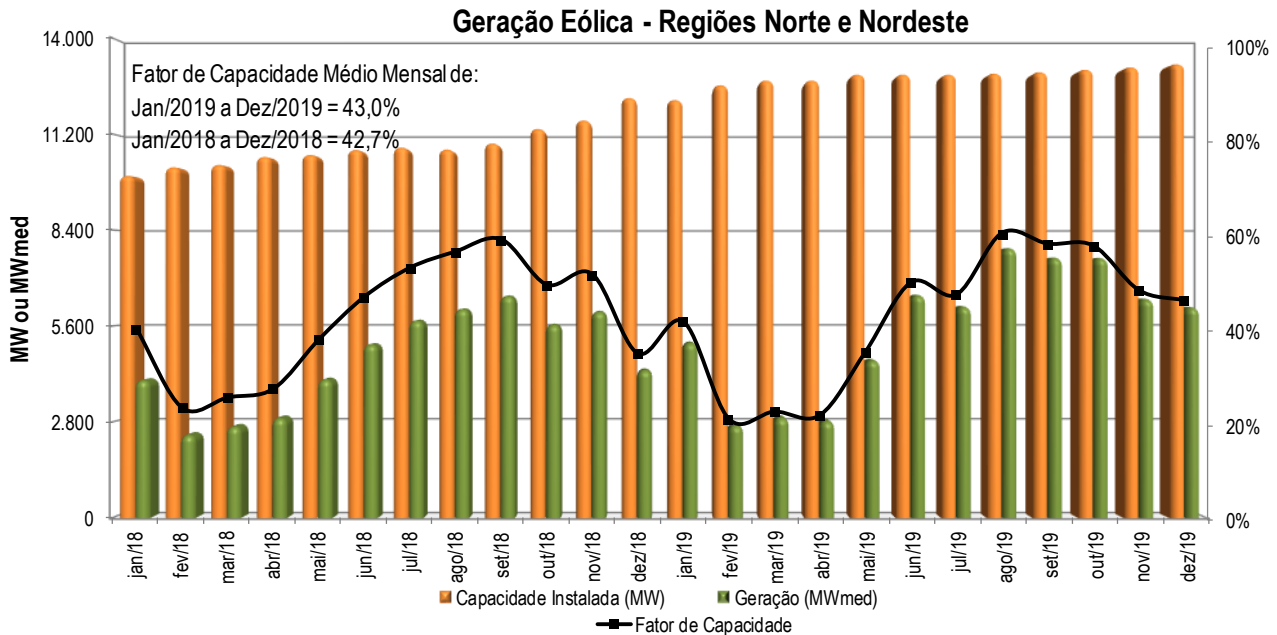


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

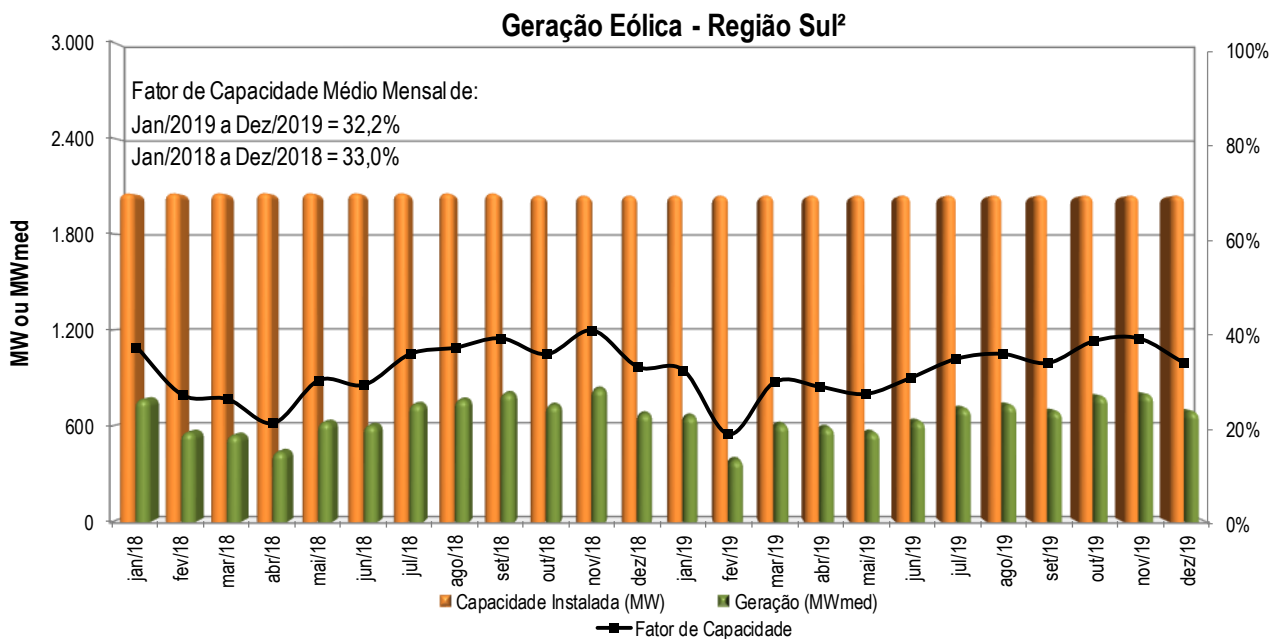


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

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 dezembro de 2019.

Fonte dos dados: CCEE.



8.5. Mecanismo de Realocação de Energia

Em dezembro de 2019, as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) geraram, juntas, 43.910 MWmed, ante a garantia física sazonalizada de 51.136 MWmed, o que representou um GSF mensal de 85,9%. No acumulado do ano, o GSF médio verificado é de 91,1%.

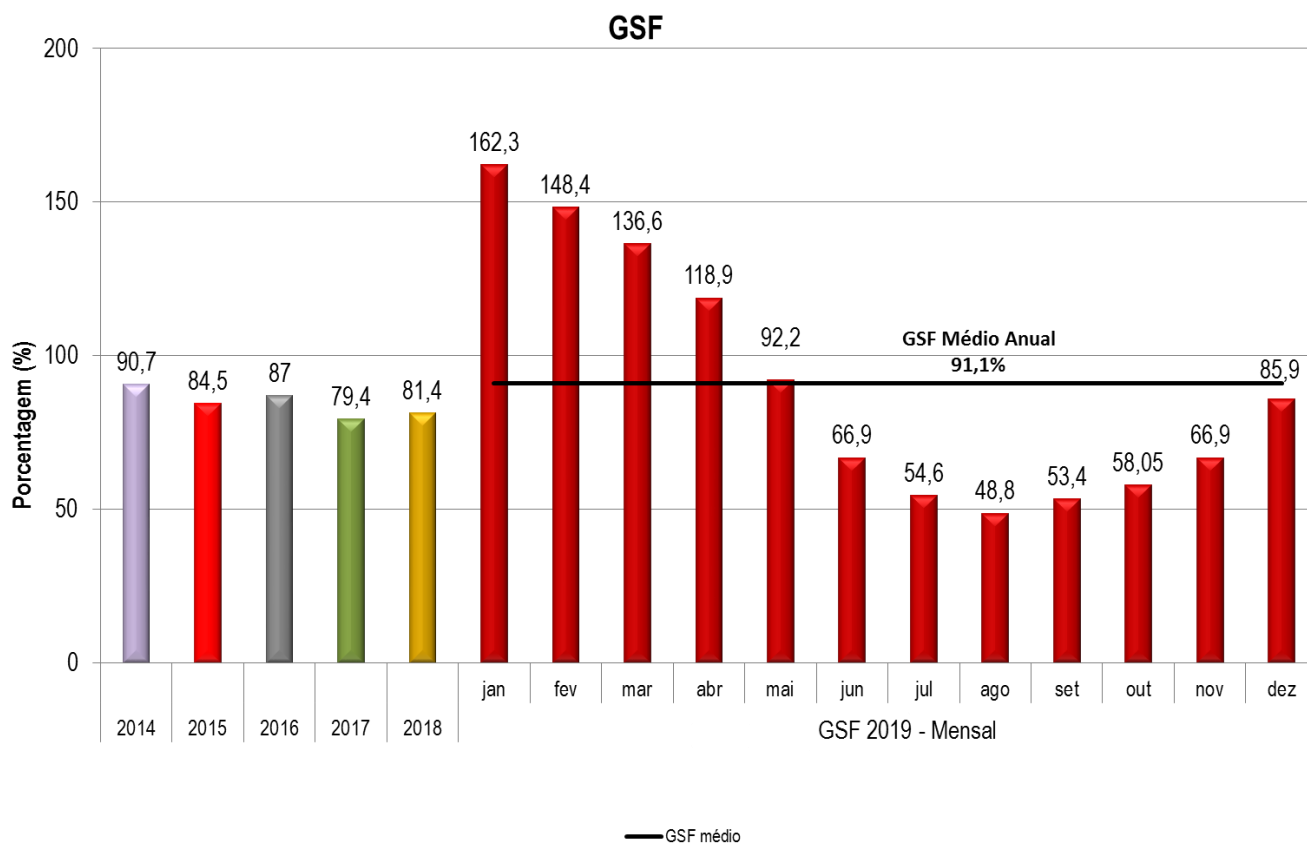


Figura 26. Evolução do GSF.

Tabela 18. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano.

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Geração Hidráulica (centro de gravidade) (MWmédio)	55.153	52.607	51.461	50.594	47.319	42.189	38.498	35.601	38.567	40.623	41.362	43.910
Garantia Física Sazonalizada (MW médio)	33.964	35.443	37.646	42.526	51.276	63.053	70.472	72.955	72.572	69.984	61.830	51.136
GSF (%)	162,3	148,4	136,6	118,9	92,2	66,9	54,6	48,8	53,4	58,0	66,9	85,9

Dados contabilizados até dezembro de 2019.

Fonte dos dados: CCEE.



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação (CMOs) semi-horários variaram entre R\$ 73,32 / MWh e R\$ 616,82 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no subsistema Nordeste às 00h30 do dia 09/01, e o menor valor foi verificado às 06h30 do dia 19/01 no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

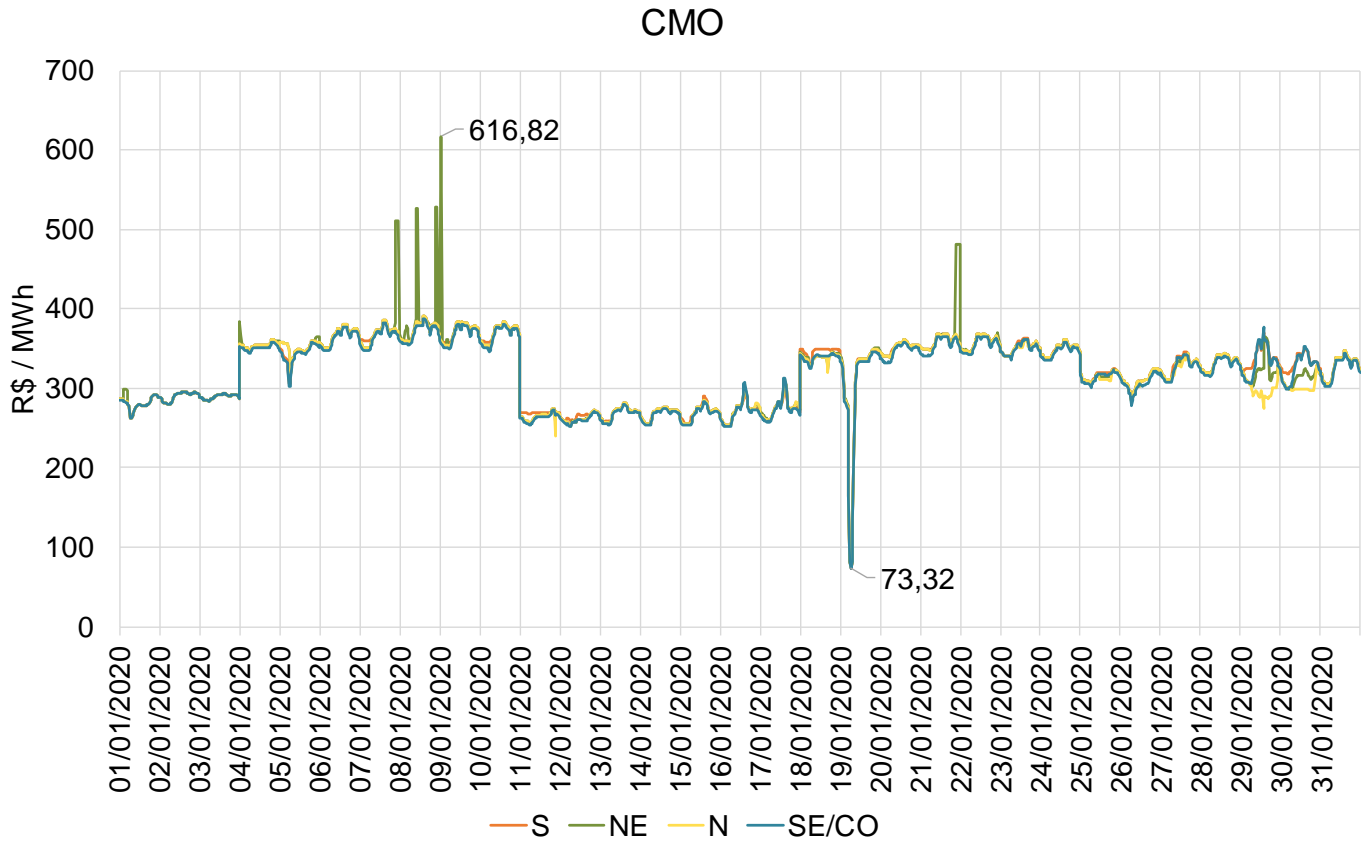


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Os Preços de Liquidação das Diferenças (PLDs) médios semanais variaram entre R\$ 269,8 / MWh e R\$ 369,5 / MWh em todos os subsistemas. Em todas as semanas operativas do mês de janeiro, os PLDs dos subsistemas mantiveram-se equalizados, com exceção da última semana operativa, em que houve descolamento dos subsistemas Nordeste e Norte dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

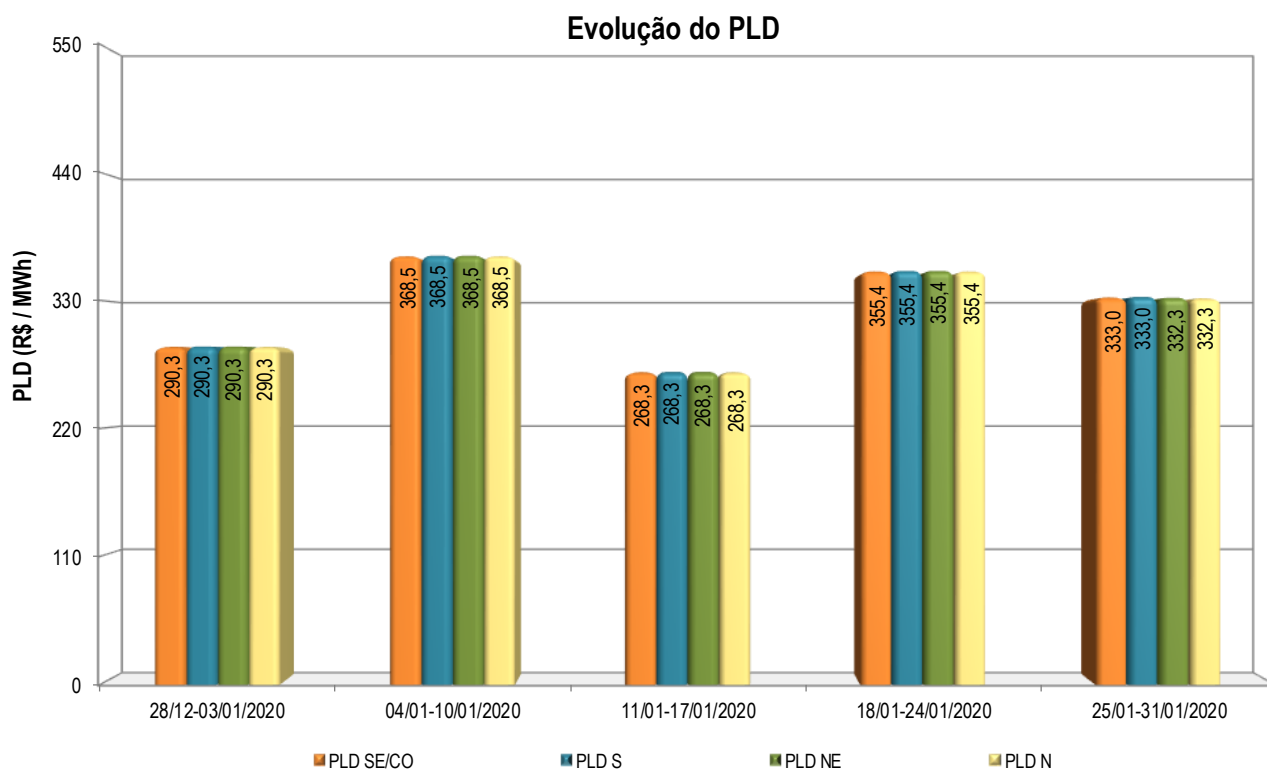


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.



11. ENCARGOS SETORIAIS¹

Os Encargos de Serviço do Sistema (ESS) verificados em dezembro de 2019 foram de aproximadamente R\$ 57,1 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 50,9 milhões).

O total dos encargos no mês é composto por R\$ 41,0 milhões referente ao encargo por Restrição de Operação, sendo R\$ 33,9 milhões referentes a Operação Constrained-On e por R\$ 7,1 milhões referentes a Operação Constrained-Off; apenas R\$ 142,8 do encargo de Deslocamento Hidráulico e R\$ 16,0 milhões do encargo de Serviços Ancilares. Não houve cobrança referentes aos encargos de Reserva Operativa, Encargo por Importação ou Segurança Energética.

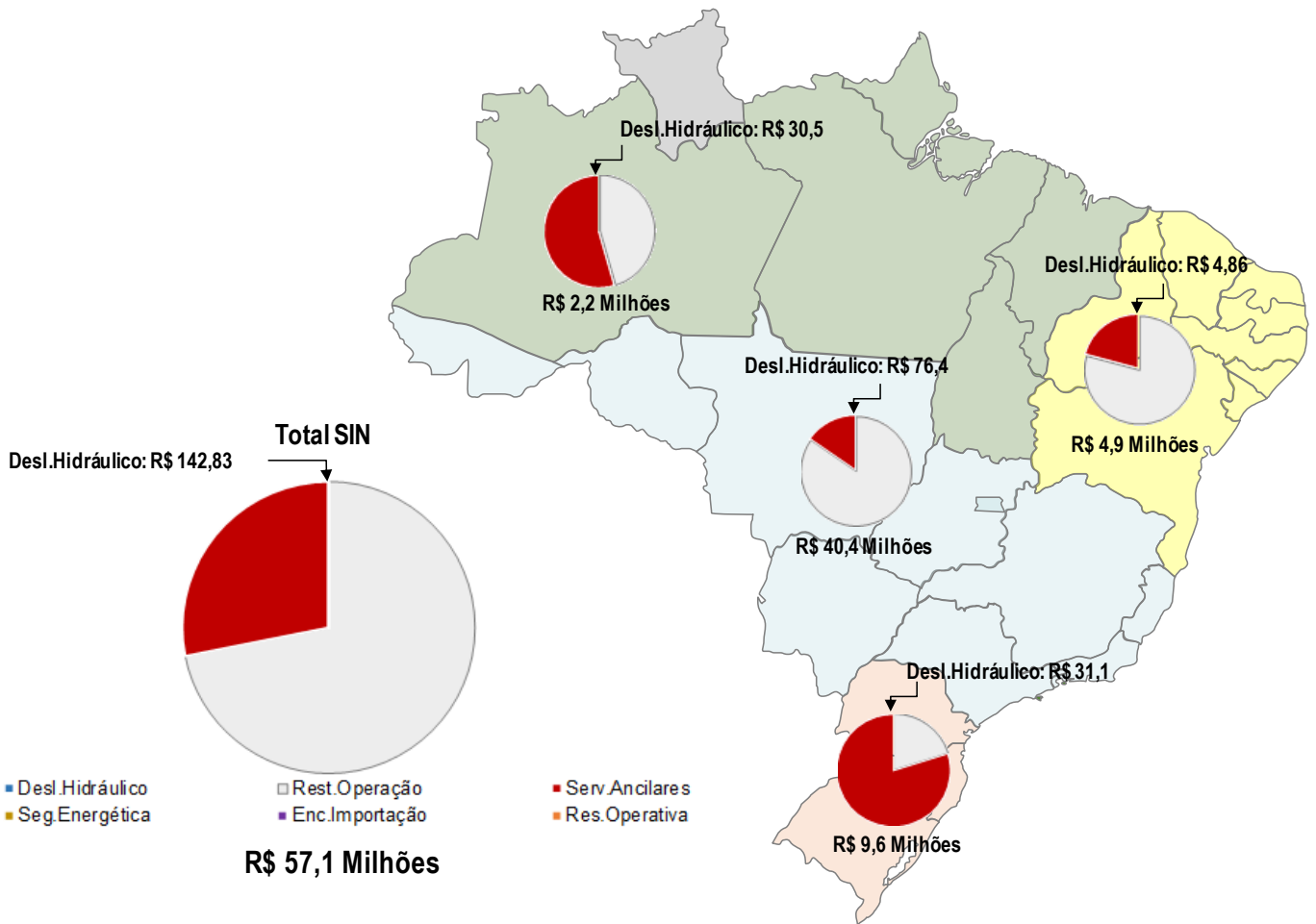


Figura 29. Mapa Encargos Setoriais por Subsistema

Dados contabilizados / recontabilizados até dezembro de 2019.

Fonte dos dados: CCEE.

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

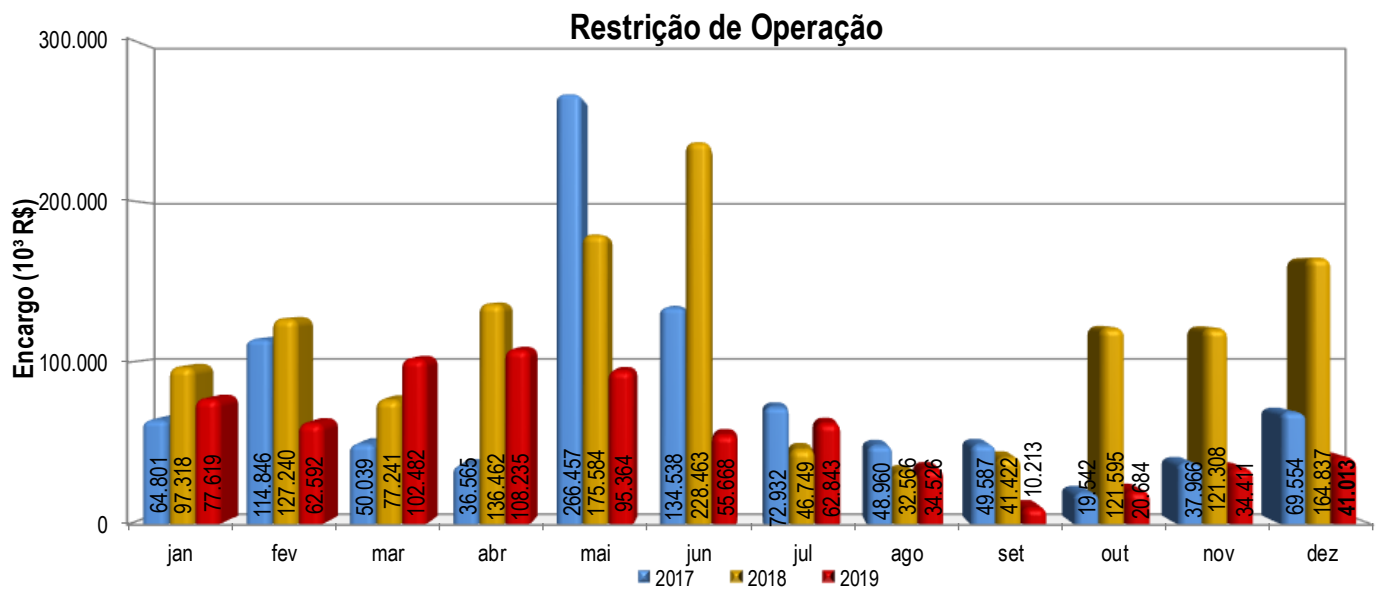


Figura 30. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Fonte dos dados: CCEE.

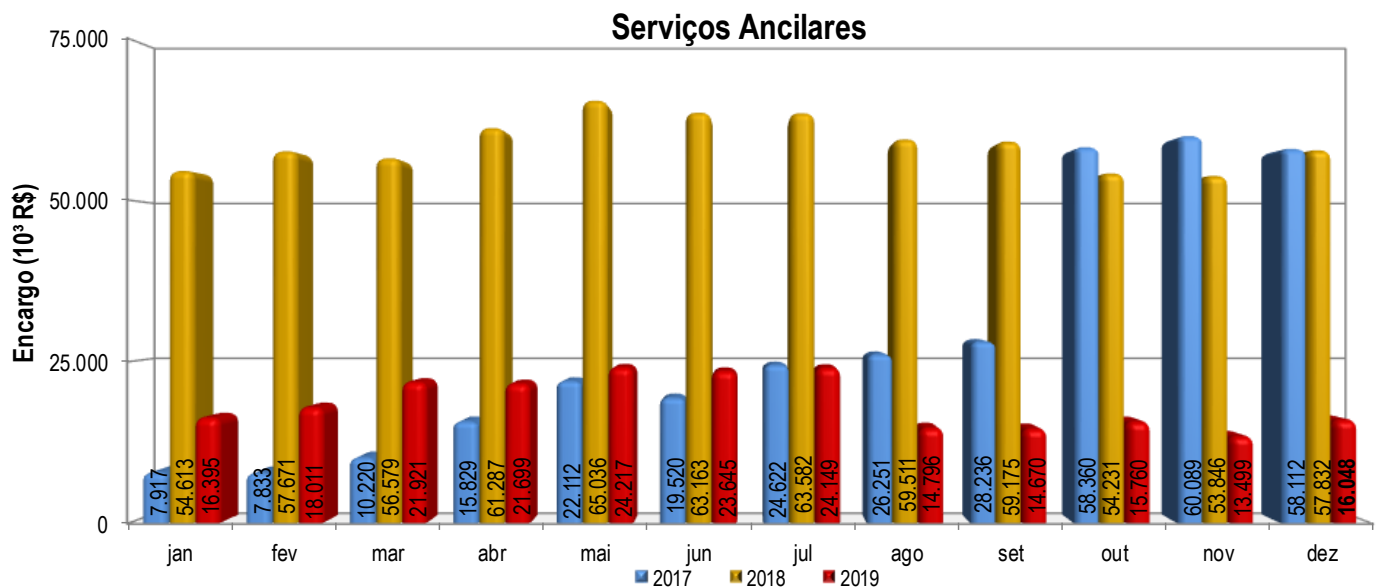


Figura 31. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

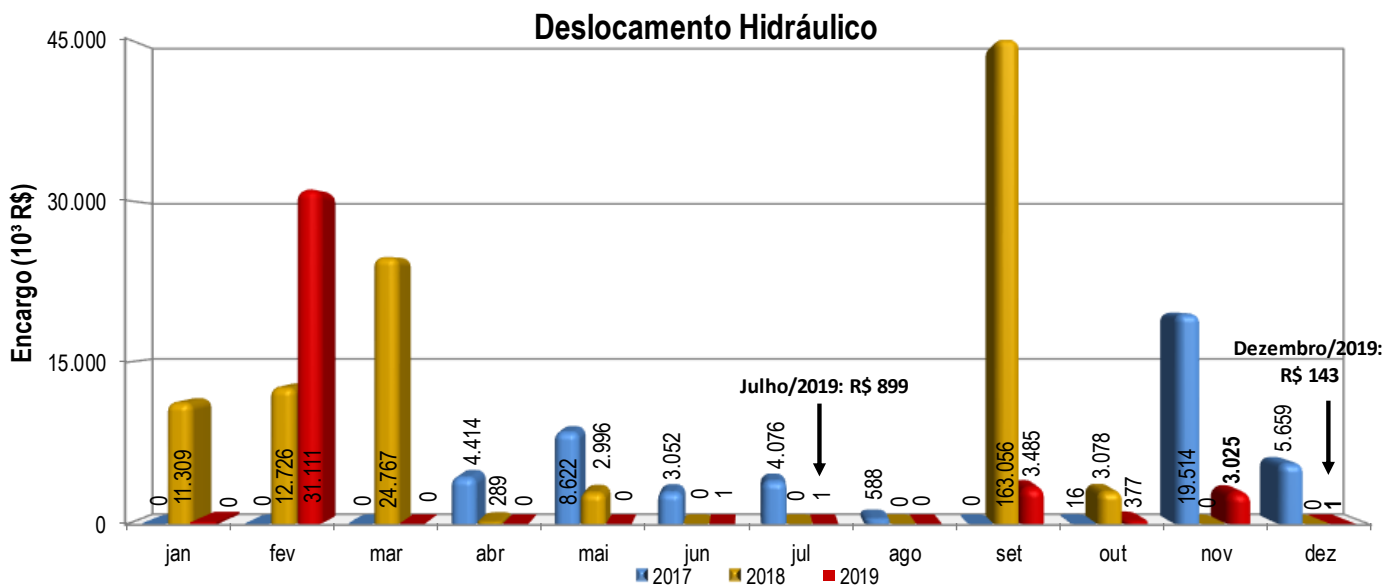


Figura 32. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

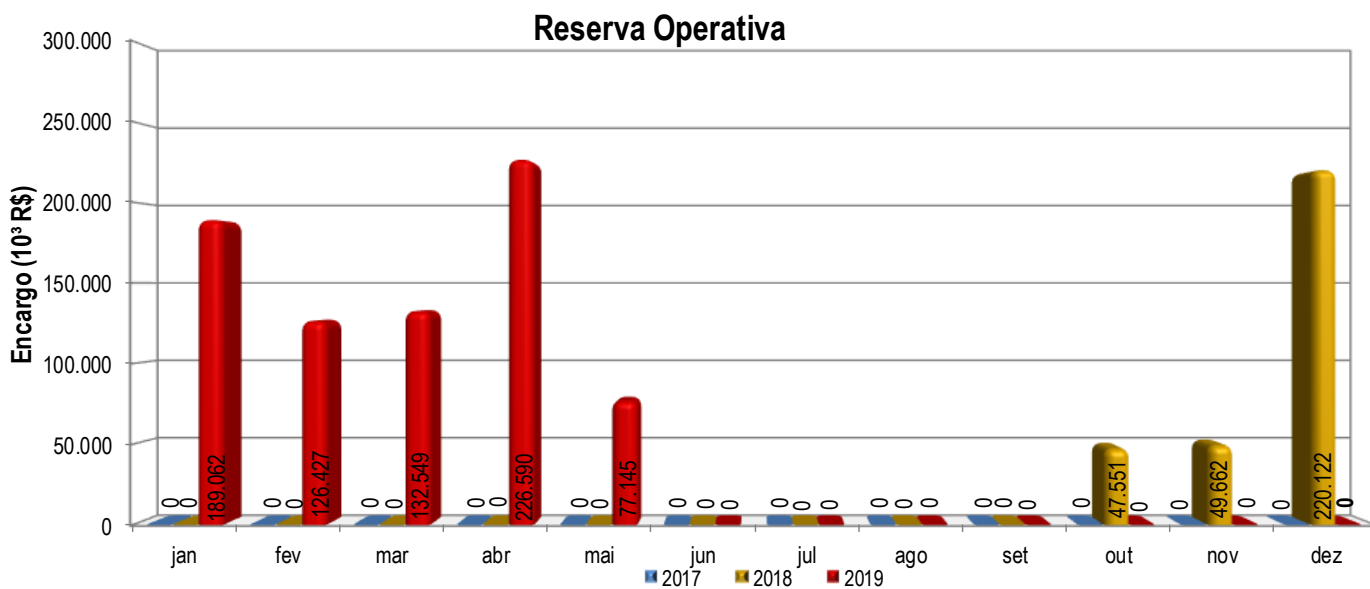


Figura 33. Encargos Setoriais: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

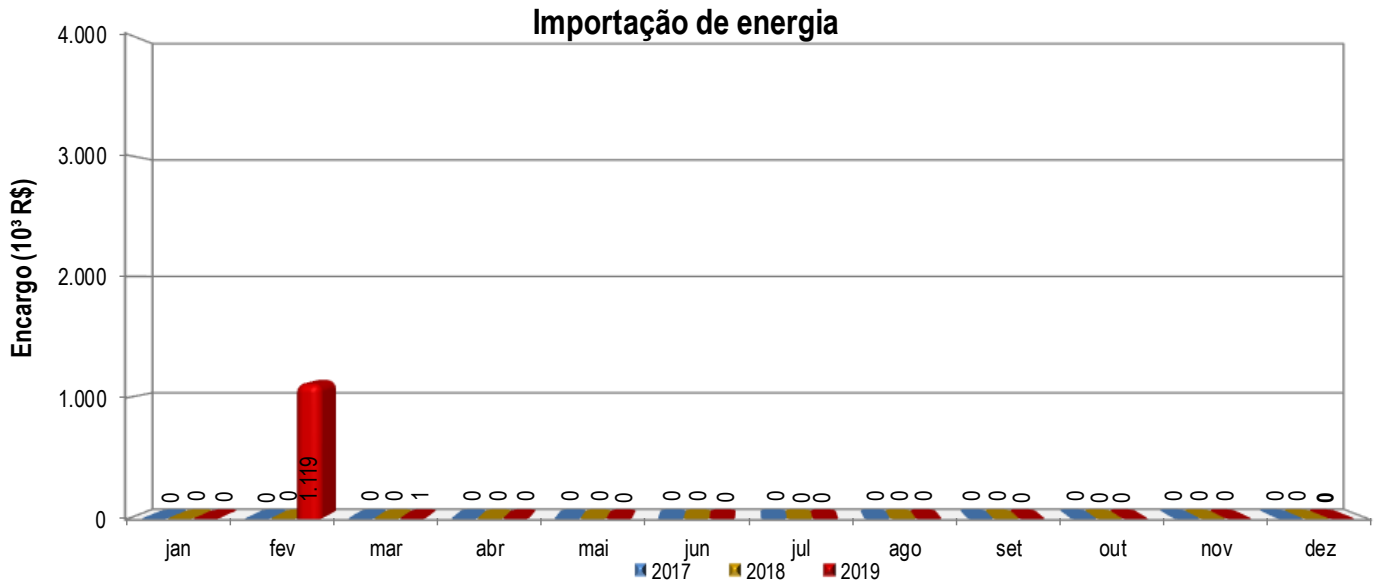


Figura 34. Encargos Setoriais: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

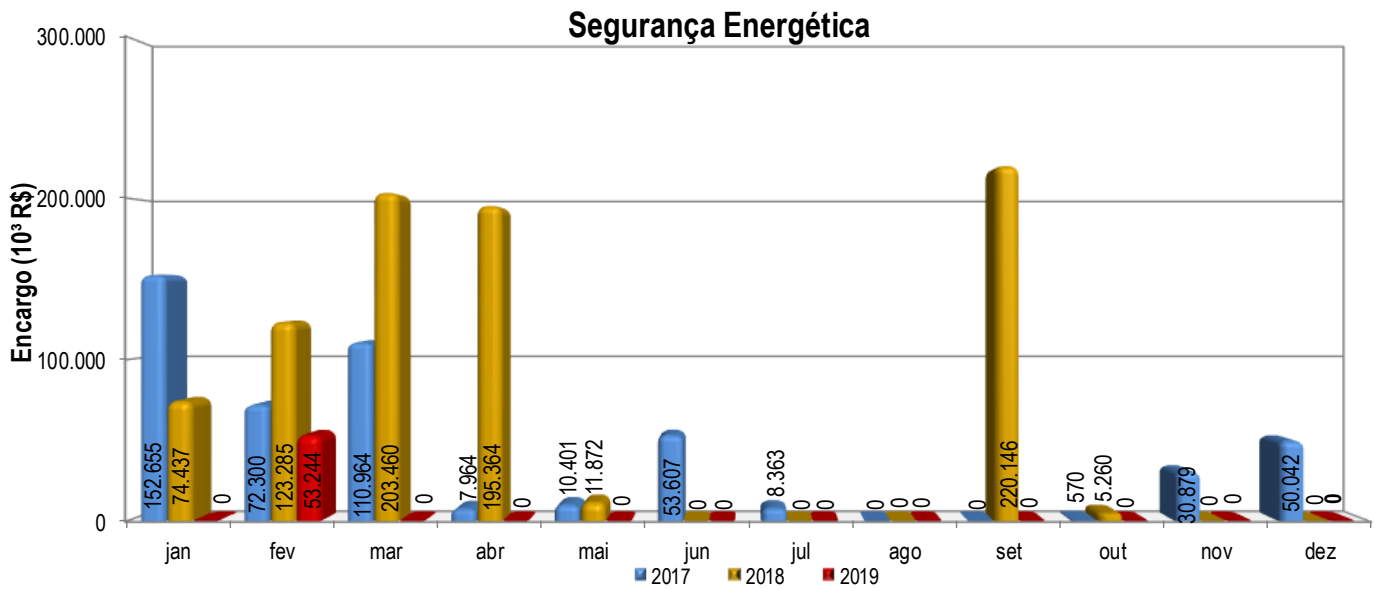


Figura 35. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até dezembro de 2019.

Fonte dos dados: CCEE.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de janeiro de 2020, foram verificadas quatro ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando 1.158 MW de corte de carga.

Tabela 19. Descrição das principais ocorrências do mês

Dia da Ocorrência	Descrição	Carga Interrompida (MW)	Estado(s) afetado(s)	Causa
15/jan	Desligamento automático de linhas de transmissão 230 kV Povo Novo / Quinta do estado do Rio Grande do Sul e atuação da Lógica 2 do Esquema de Controle de Emergência do Rio Grande do Sul, por subtensão.	831,8	RS	Queda de Torres
26/jan	Desligamento automático da linha de transmissão 230 kV Ipatinga I / Aperam, com derivação para a subestação Timóteo 1.	103,5	MG	Em análise
29/jan	Desligamento automático das LT 138 kV Araras / Porto Ferreira e Araras / Baldin	103,1	SP	Queda de condutor
30/jan	Desligamento automático das LT 138 kV UTE Campos/Campos/Italva e LT 138 kV UTE Campos/Italva	120,0	RJ	Em análise
TOTAL		1158,4		

Fonte dos dados: ONS.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro ¹

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

Subsistema	Carga Interrompida no SEB (MW)												2020 Jan	2019 Jan
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
SIN**	0												0	0
S	832												832	0
SE/CO	327												327	1.677
NE	0												0	337
N	0												0	153
Isolados	0												0	827
TOTAL	1.158	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.158	2.994



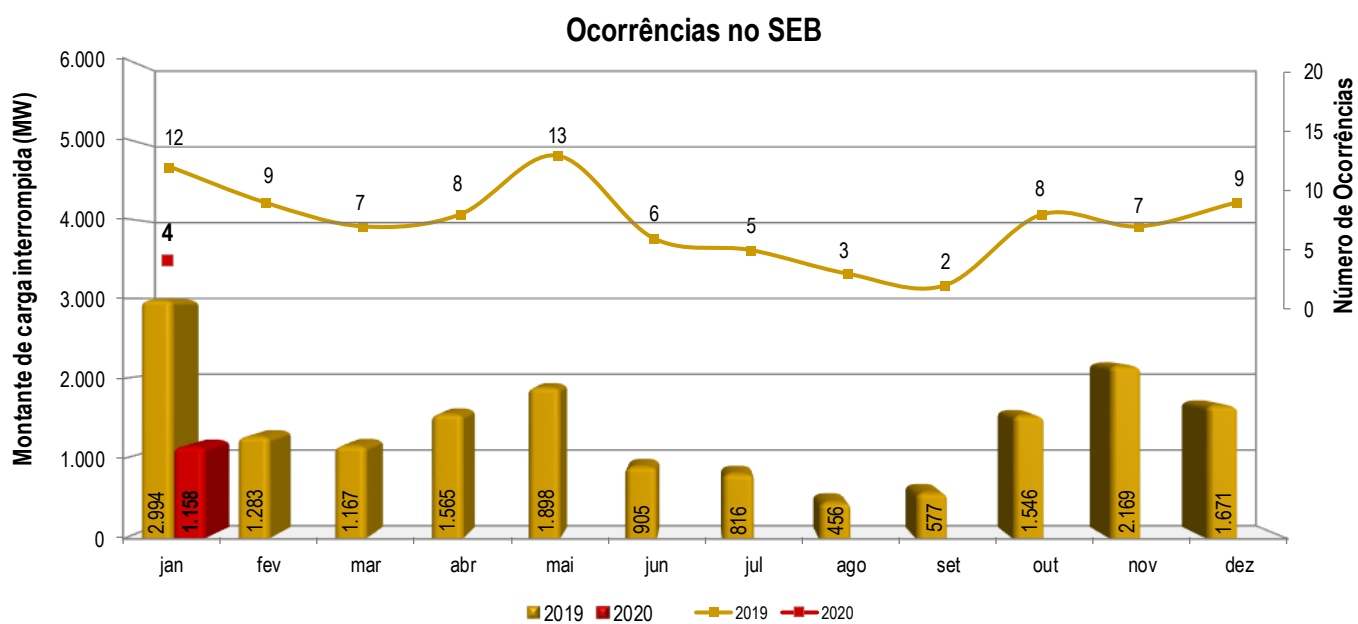
Tabela 21. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2020 Jan	2019 Jan
SIN**	0												0	0
S	1												1	0
SE/CO	3												3	3
NE	0												0	2
N	0												0	1
Isolados	0												0	6
TOTAL	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	12

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 / EDRR / Eletronorte.





12.2. Indicadores de Continuidade¹

Tabela 22. Evolução do DEC em 2019.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2019														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,50	1,39	1,39	1,02	0,90	0,80	0,86	0,81	0,92	1,07	1,04	1,07	12,77	12,49
S	1,66	1,08	0,94	0,83	0,86	0,75	0,83	0,81	0,85	1,10	1,12	1,11	11,94	10,59
SE	1,09	1,01	0,86	0,64	0,56	0,47	0,55	0,50	0,62	0,59	0,72	0,66	8,27	8,61
CO	2,28	1,94	1,66	1,28	0,94	0,74	0,91	1,05	1,44	2,20	1,74	1,89	18,09	14,33
NE	1,55	1,75	2,18	1,36	1,10	1,16	1,12	0,93	0,85	1,06	1,01	1,15	15,22	14,34
N	2,86	2,62	2,53	2,30	2,40	1,85	1,90	2,11	2,72	2,89	2,27	2,44	28,86	33,47

Tabela 23. Evolução do FEC em 2019.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2019														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,75	0,65	0,65	0,54	0,49	0,43	0,47	0,45	0,53	0,57	0,56	0,56	6,64	9,24
S	0,88	0,63	0,56	0,50	0,52	0,46	0,50	0,49	0,56	0,62	0,65	0,64	7,01	8,21
SE	0,61	0,49	0,44	0,37	0,31	0,27	0,32	0,30	0,41	0,37	0,41	0,40	4,71	6,39
CO	1,02	0,77	0,75	0,78	0,50	0,49	0,53	0,66	0,83	1,08	0,77	0,78	8,95	11,30
NE	0,66	0,70	0,82	0,59	0,49	0,49	0,51	0,44	0,44	0,51	0,56	0,59	6,80	9,25
N	1,52	1,40	1,44	1,32	1,63	1,08	1,16	1,16	1,24	1,35	1,06	1,05	15,41	28,37

¹ Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

² Nos valores de DEC e FEC acumulados são ajustadas as variações mensais do número de unidades consumidoras.

Fonte dos dados: ANEEL.

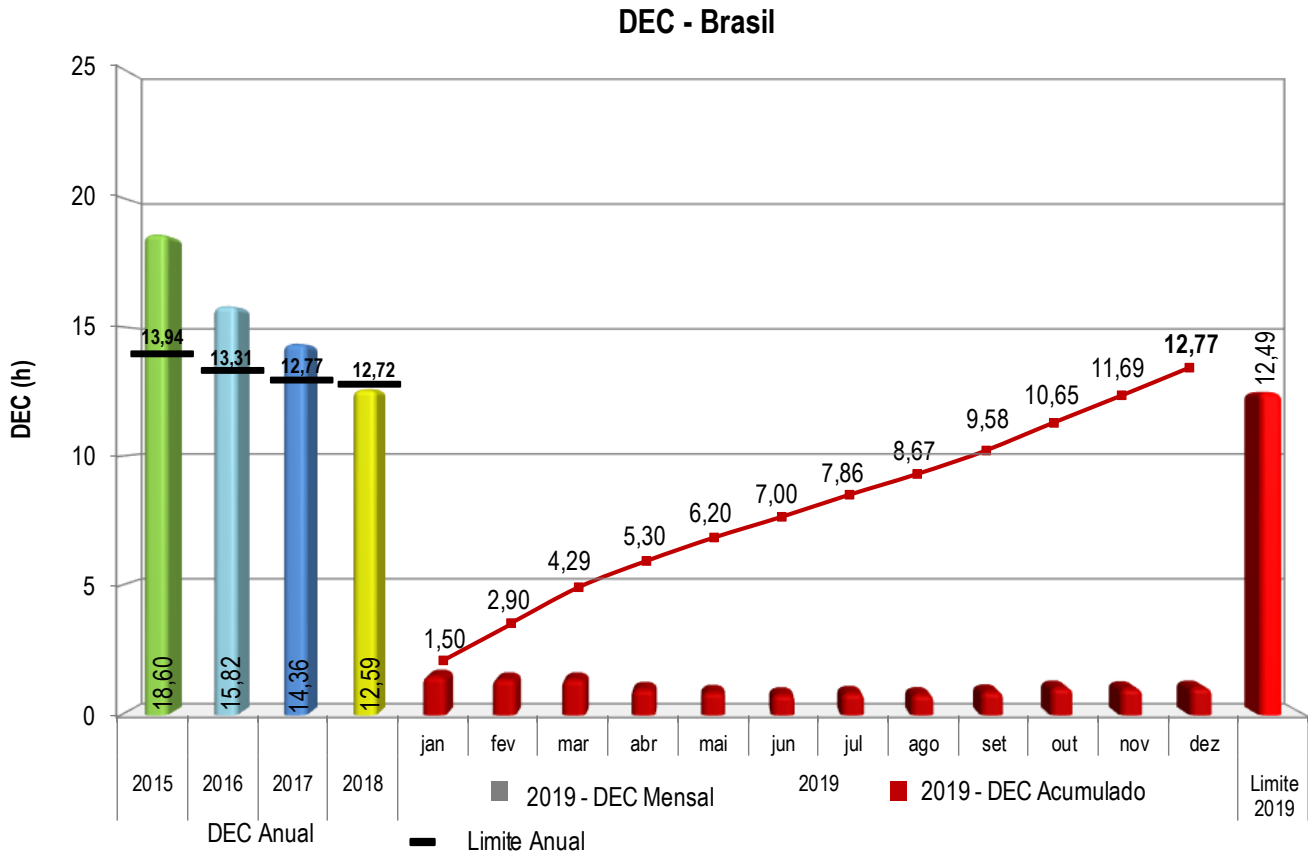


Figura 36. DEC do Brasil.

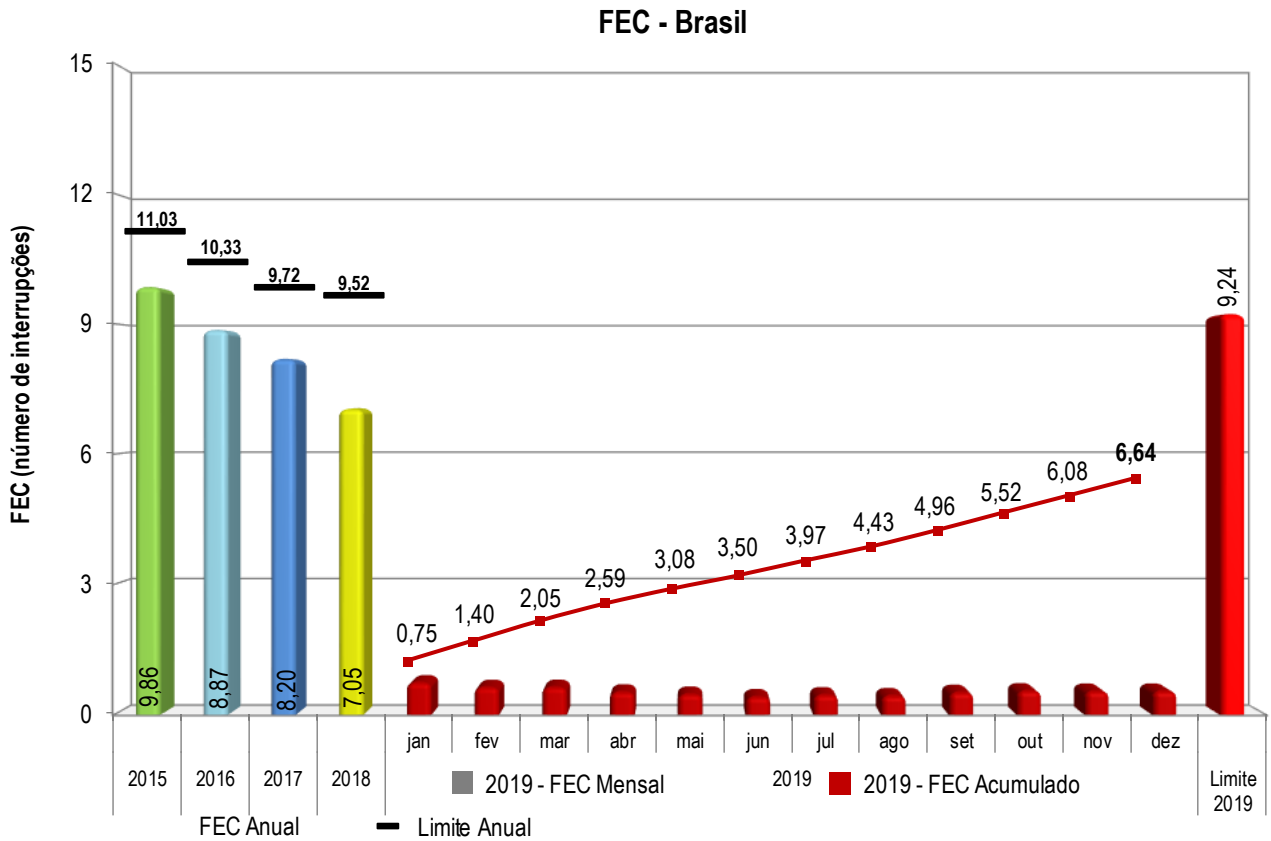


Figura 37. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até dezembro de 2019 e sujeitos a 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.

Freqüência 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	MME - Ministério Minas e Energia
ACR – Ambiente de Contratação Regulada	MRE - Mecanismo de Realocação de Energia
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica	Mvar - Megavolt-ampère-reactivo
BIG – Banco de Informações de Geração	MW - Megawatt (10^6 W)
CAG – Controle Automático de Geração	MWh – Megawatt-hora (10^6 Wh)
CC - Corrente Contínua	MWmês – Megawatt-mês (10^6 Wmês)
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	N - Norte
CEG – Código Único de Empreendimentos de Geração	NE - Nordeste
CGH – Central Geradora Hidrelétrica	NUCR - Número de Unidades Consumidoras Residenciais
CMO – Custo Marginal de Operação	NUCT - Número de Unidades Consumidoras Totais
CO - Centro-Oeste	ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
CVaR – <i>Conditional Value at Risk</i>	PCH - Pequena Central Hidrelétrica
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	PIE - Produtor Independente de Energia
DMSE - Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico	PMO - Programa Mensal de Operação
EAR – Energia Armazenada	Proinfra - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
ENA - Energia Natural Afluente	S - Sul
EOL – Energia 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
GW - Gigawatt (10^9 W)	UFV – Energia Fotovoltaica
GWh – Gigawatt-hora (10^9 Wh)	UHE - Usina Hidrelétrica
h - Hora	UNE - Usina Nuclear
Hz - Hertz	UTE - Usina Termelétrica
km - Quilômetro	VU - Volume Útil
kV – Quilovolt (10^3 V)	ZCAS – Zona de Convergência do Atlântico Sul
LT – Linha de Transmissão	ZCOU – Zona de Convergência de Umidade
MLT - Média de Longo Termo	