



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Fevereiro / 2020





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Fevereiro / 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)

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Jorge Portella Duarte

Marlian Leão de Oliveira

Renato Dalla Lana

André Groberio Lopes Perim

Victor Protázio da Silva

Emanoelle de Oliveira Lima

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
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.....	20
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão e Equipamentos em Instalações de Transmissão	22
7.4. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	24
7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão	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 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	36



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de fevereiro 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.	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 fevereiro de 2020.	17
Figura 20. Acumulado da Expansão da geração em 2020 por subsistema.	20
Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2022.	21
Figura 22. Localização geográfica dos empreendimentos.	22
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.	37
Figura 37. FEC do Brasil.	37



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 fevereiro de 2020.....	18
Tabela 10. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.	19
Tabela 11. Previsão da expansão da geração (MW).	21
Tabela 12. Entrada em operação de novas Linhas de Transmissão.....	23
Tabela 13. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão	23
Tabela 14. Entrada em operação de equipamentos de compensação de potência reativa	23
Tabela 15. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	23
Tabela 16. Valores acumulados de entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	24
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.....	26
Tabela 21. Geração Hidráulica, Garantia Física Sazonalizada e GSF verificados no ano.....	28
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.	35
Tabela 25. Evolução do DEC em 2020.	36
Tabela 26. Evolução do FEC em 2020.....	36



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

No mês de fevereiro de 2020, as precipitações espalharam-se um pouco mais no território nacional em relação ao mês anterior, sendo mais densas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, bem como na zona central do semiárido. Entretanto, especialmente na Região Sul, predominou a condição de seca.

Em relação à Energia Natural Afluenta (ENA) bruta, foram verificados valores abaixo da média histórica em quase todos os subsistemas, apresentando os seguintes percentuais: 33% MLT no Sul, 82% MLT no Nordeste e 75% MLT no Norte, sendo que no Sudeste/Centro-Oeste, superou-se a média histórica, alcançando 105% MLT. Desses valores apresentados para a ENA, foram armazenáveis 30% MLT, 82% MLT, 75% MLT e 100% MLT, respectivamente.

Em janeiro de 2020, o consumo de energia elétrica atingiu 52.930 GWh, considerando autoprodução e perdas, valor 3,7% superior ao verificado no mês anterior e 3,3% abaixo do verificado em janeiro de 2019. Ressalta-se que as classes industrial e comercial apresentaram, respectivamente, um decréscimo de consumo de 2,7% e 1,3% em relação ao mesmo mês do ano anterior. Já as classes residencial e rural, praticamente, permaneceram estáveis em seus consumos em comparação ao mesmo período.

O Brasil atingiu 173.179 MW de capacidade instalada total de geração em fevereiro, considerando a geração distribuída – GD. Em comparação ao mesmo período do ano anterior, houve um acréscimo de 8.422 MW. Na expansão de fevereiro de 2020, foram acrescentados 384,3 MW de capacidade instalada de geração, 265,6 km de linhas de transmissão e 2.250,0 MVA de capacidade de transformação.

No mês de janeiro, as energias renováveis foram responsáveis por 83,1% do total de energia elétrica produzida no Brasil.

O Encargo de Serviços do Sistema (ESS) verificado, em janeiro de 2020, foi de R\$ 20,4 milhões, montante bastante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 57,1 milhões).

No mês de janeiro, o *Generation Scaling Factor* (GSF) foi de 86,4%, sendo que o GSF médio verificado em 2019 foi de 91,1%.

Foram verificadas, no mês de fevereiro, três ocorrências no sistema elétrico brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando 454,5 MW de corte de carga.

A região Nordeste registrou dois novos recordes de geração solar fotovoltaica no mês de janeiro: a geração instantânea (pico) e a média (ao longo do dia). A geração instantânea alcançou 1.232 MW às 12h39 do dia 16/01, e foi responsável pelo suprimento de 10,4% do total da carga do Nordeste naquele instante. Este montante corresponde a 90,3% da capacidade instalada total de geração das usinas solares¹.

A ANEEL homologou, em 18 de fevereiro, os resultados dos Leilões de Energia Existente A-1 e A-2/2019, destinados à contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, com início de suprimento em 01/01/2020 e 01/01/2021, respectivamente².

Neste mesmo dia, a ANEEL aprovou a homologação do resultado e a adjudicação do objeto do Leilão de Transmissão nº 2/2019, destinado à construção, operação e manutenção de instalações de transmissão da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN), totalizando 2.470 km de linhas de transmissão e 7.800 MVA em capacidade de transformação acrescentados ao sistema³.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 29 de fevereiro 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: [ONS](#)¹/[ANEEL](#)²/[ANEEL](#)³.



2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

No mês de fevereiro, as chuvas se espalharam mais pelo território, sendo mais densas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, havendo também precipitações mais significativas na zona central do semiárido. Nas regiões Sul e Norte e nos Estados do Maranhão e Bahia, ocorreram poucas precipitações, predominando a condição de seca nessas áreas.

Assim, nos subsistemas do SIN, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 105% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 33% MLT no Sul, 82% MLT no Nordeste e 75% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 100% MLT, 30% MLT, 82% MLT e 75% MLT, respectivamente.

Em relação ao Sul, destaca-se que, em função das baixas afluências, este subsistema manteve perfil importador, com recebimento de energia em montante superior ao verificado no mês anterior, conforme será apresentado posteriormente neste Boletim.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

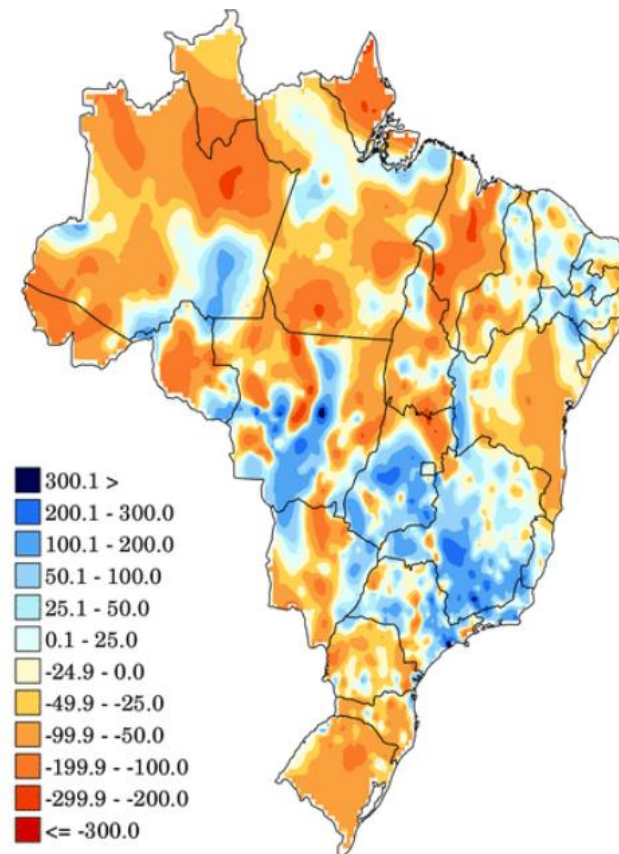


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de fevereiro de 2020 – Brasil.

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 fevereiro, foram observados, na maior parte do País, valores em torno ou acima da média. Entretanto, principalmente, nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, algumas localidades apresentaram temperaturas máximas abaixo da média.

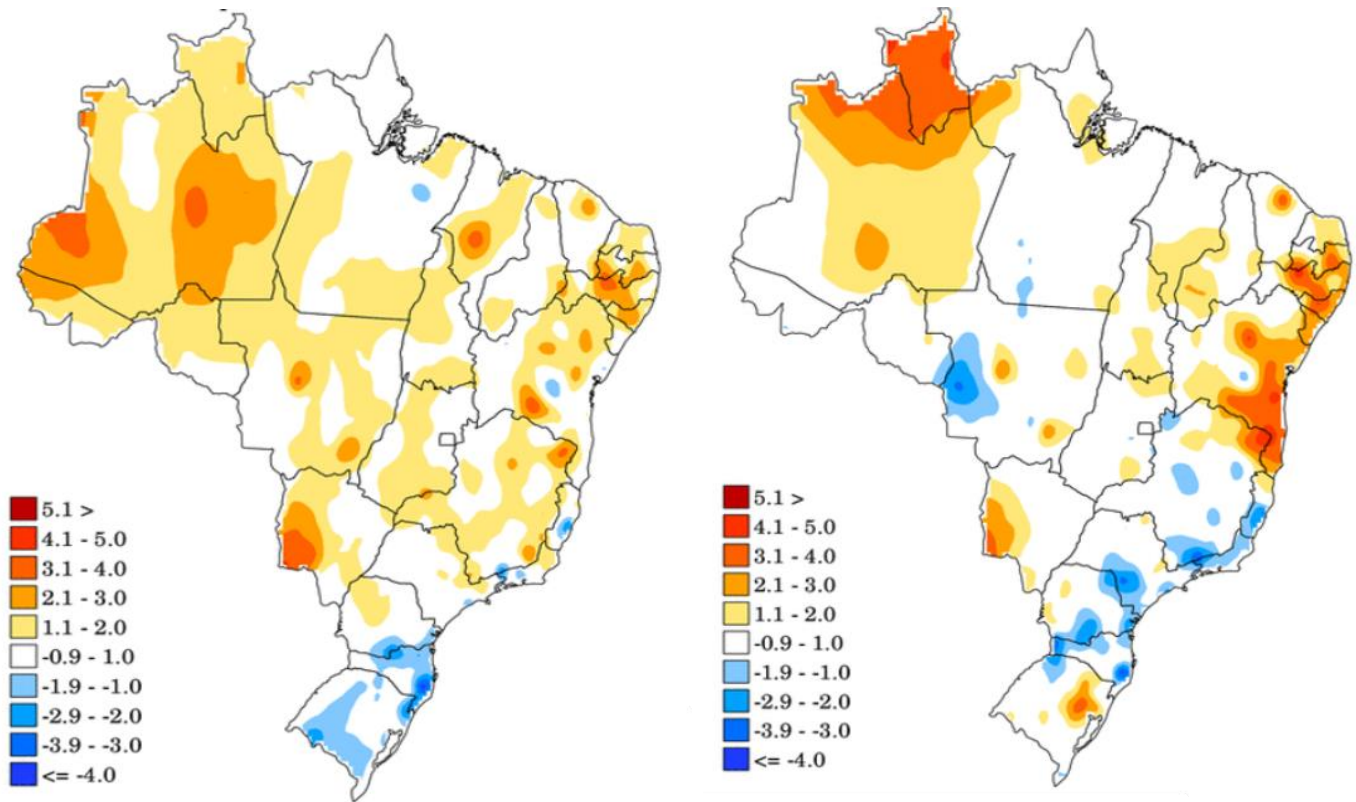


Figura 2. (a) Anomalia de temperatura mínima. (b) Anomalia de temperatura máxima.

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

Fonte: CPTEC/INPE.



2.2. Energia Natural Afluente Armazenável¹

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

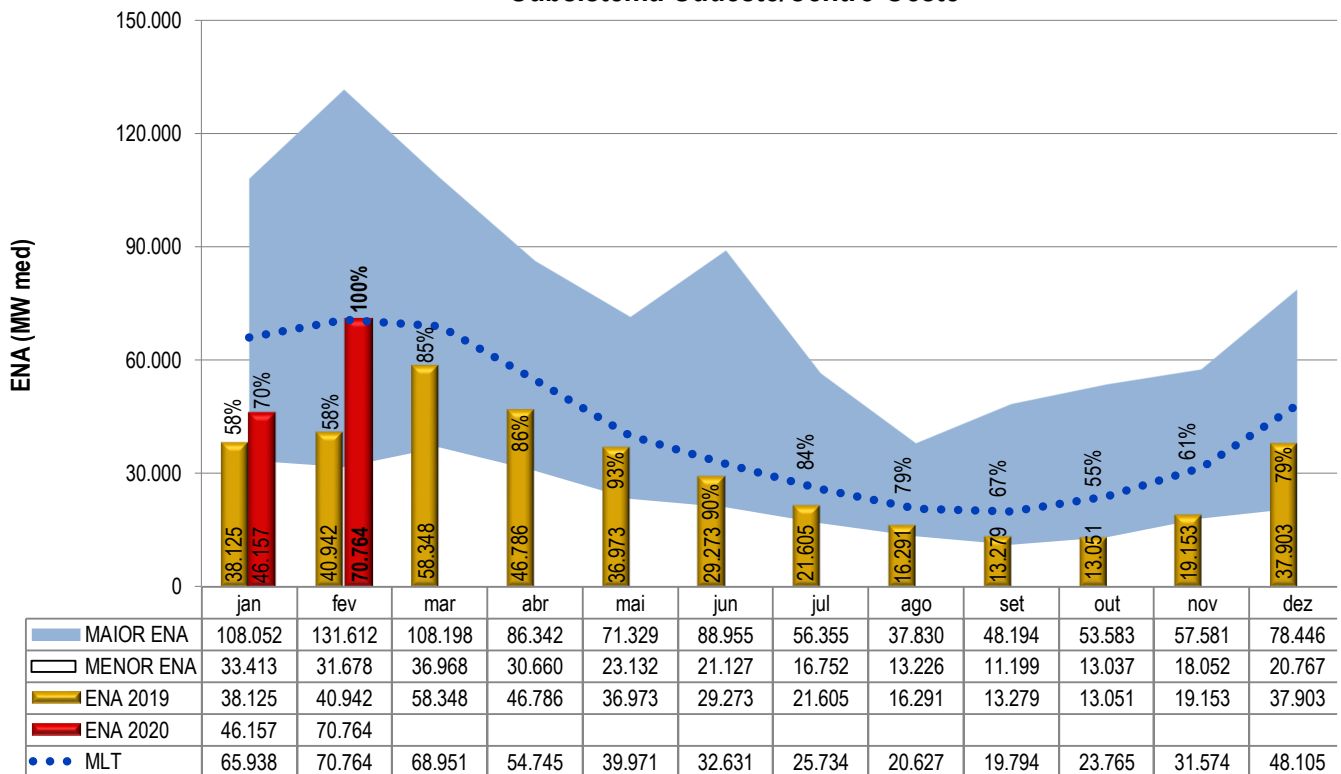


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

Subsistema Sul

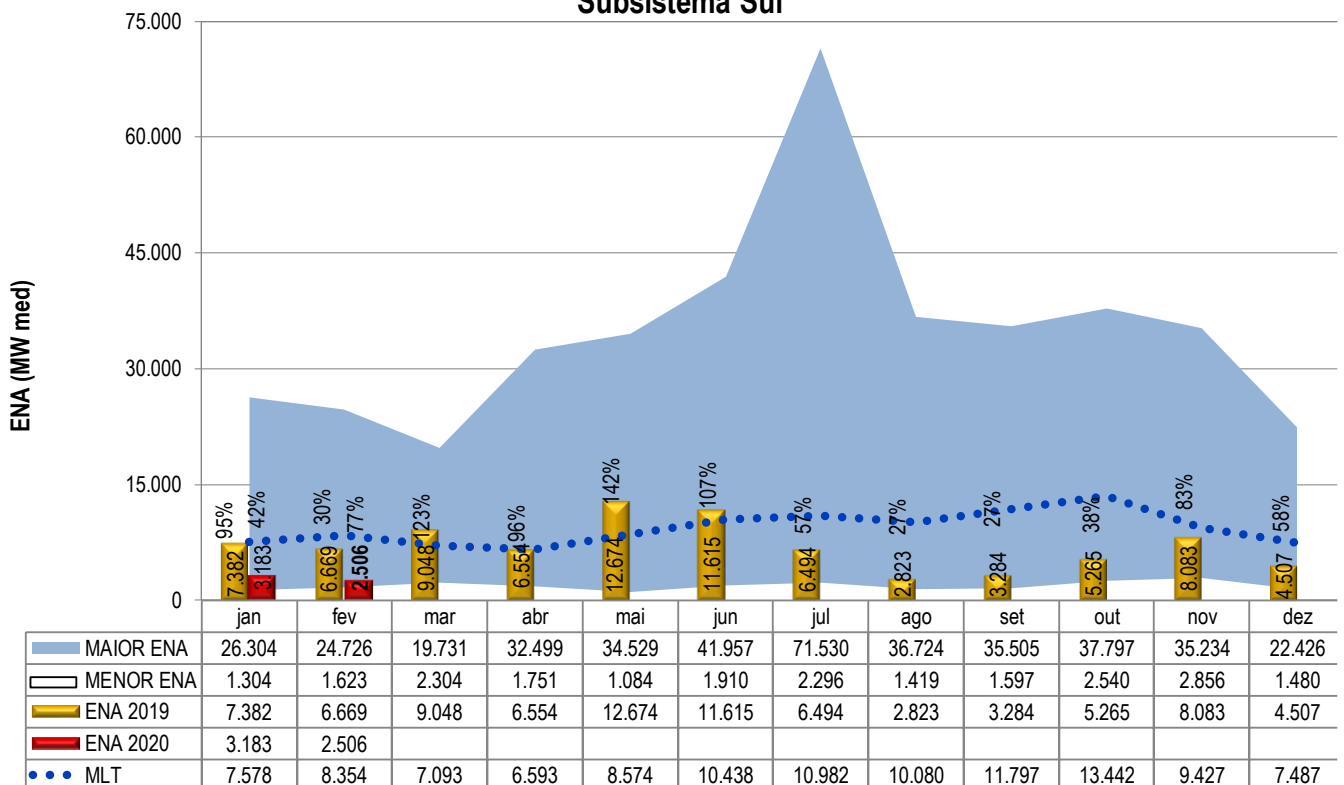


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

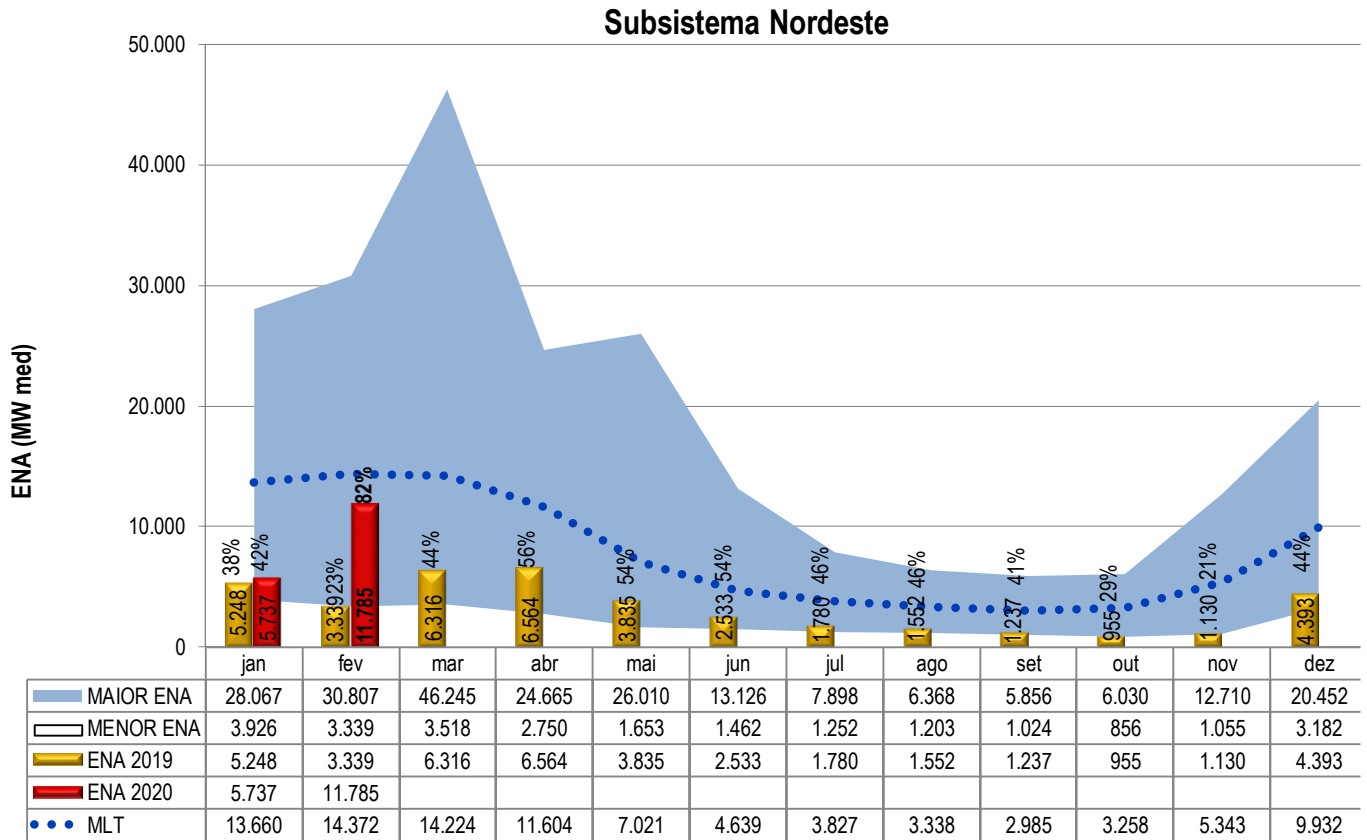


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

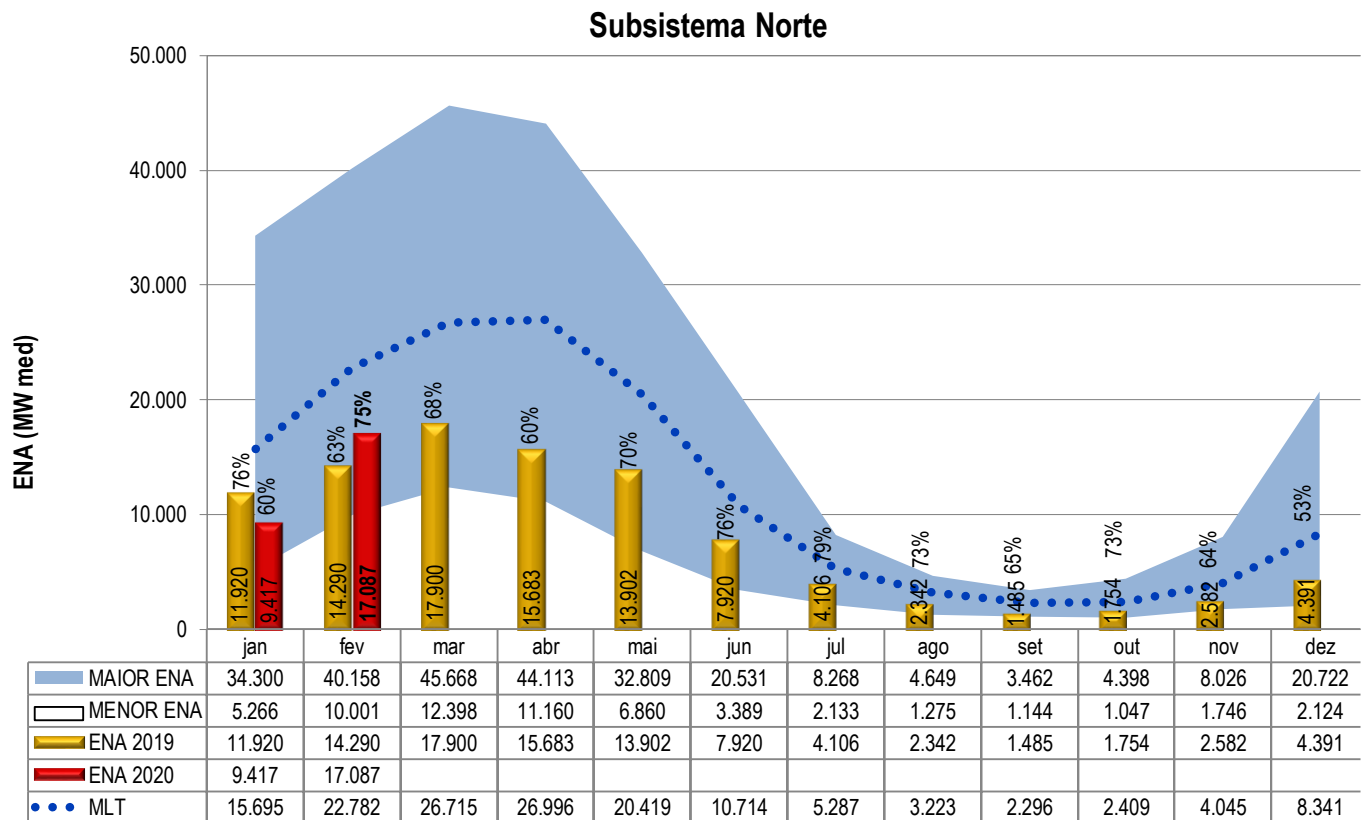


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.

¹ Os dados de maior e menor ENA são referentes ao histórico desde 1931.



2.3. Energia Armazenada

No mês de fevereiro de 2020, observou-se replecionamento de 15,1 p.p., 17,0 p.p. e 24,6 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 3,4 p.p.

Em comparação aos armazenamentos verificados nos últimos anos, destaca-se a boa recuperação do subsistema Nordeste, que finalizou o mês de fevereiro com 60,2%. Já o subsistema Sul permaneceu com valores críticos de armazenamento, atingindo 20,3% ao final do mês, sendo esta a pior situação dos últimos 20 anos. Os armazenamentos equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Norte atingiram, respectivamente, 39,9% e 46,1%, estando estes valores dentre os melhores verificados desde 2015.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Janeiro (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Fevereiro (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	24,8	40,4	202.692	62,1
Sul	23,7	20,5	19.897	5,8
Nordeste	44,1	60,2	51.602	28,1
Norte	21,5	45,8	15.165	4,0
	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 Tucuruí (+37,7 p.p.), Furnas (+26,9 p.p.) e Três Marias (+19,0 p.p.). O único reservatório que apresentou deplecionamento foi o da UHE Capivara que reduziu 1,0 p.p em relação ao mês de janeiro.

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

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm³)	Armazenamento em final de janeiro (%)	Armazenamento em final de fevereiro (%)	Evolução Mensal (p.p.)
SERRADAMESA	TOCANTINS	43.250	11,4	17,6	6,2
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	27,3	65,1	37,7
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	32,2	47,7	15,5
FURNAS	GRANDE	17.217	17,3	44,2	26,9
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	70,9	89,9	19,0
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	16,2	25,9	9,7
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	58,6	72,2	13,6
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	21,5	33,8	12,3
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	19,3	30,7	11,4
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	44,5	43,5	-1,0

Fonte dos dados: ONS.



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

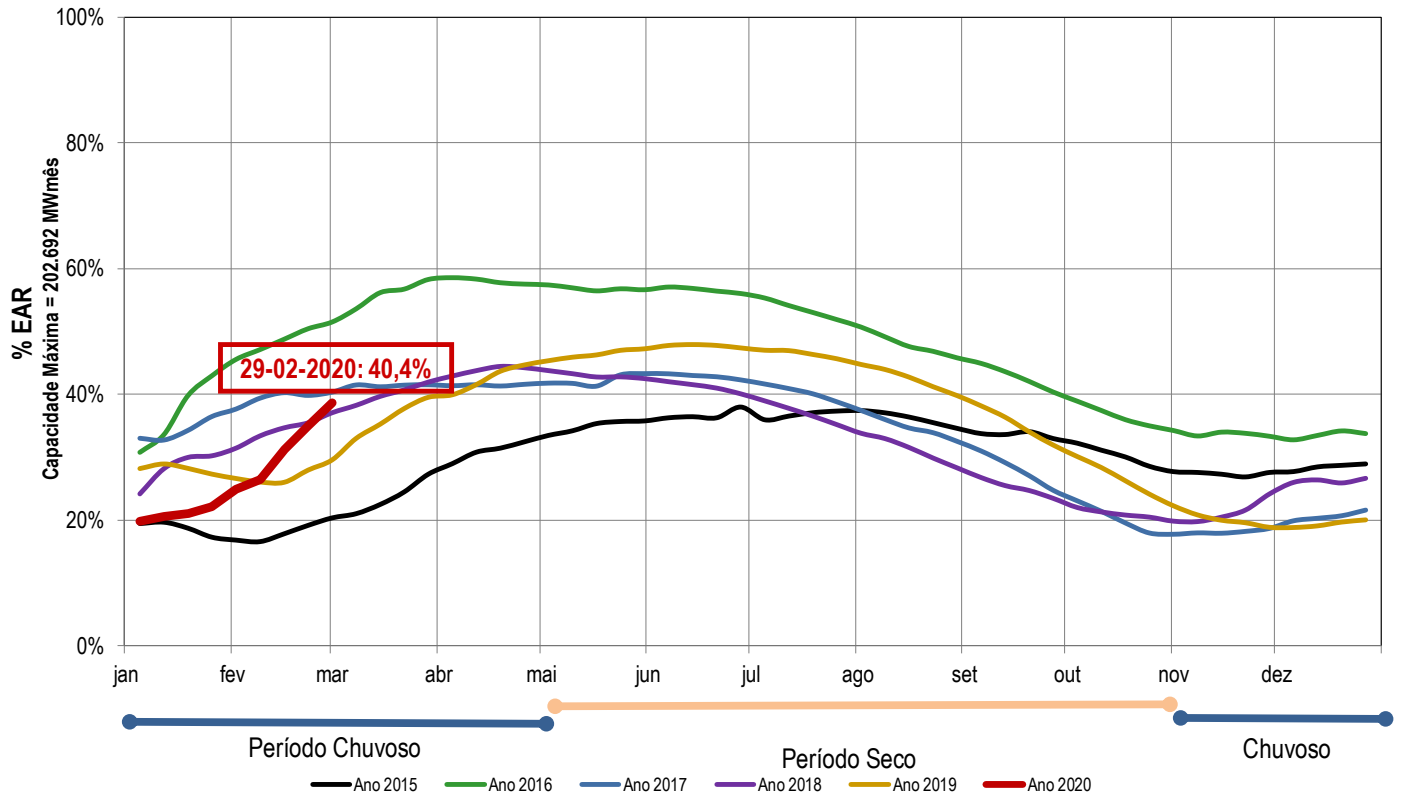


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

Subsistema Sul

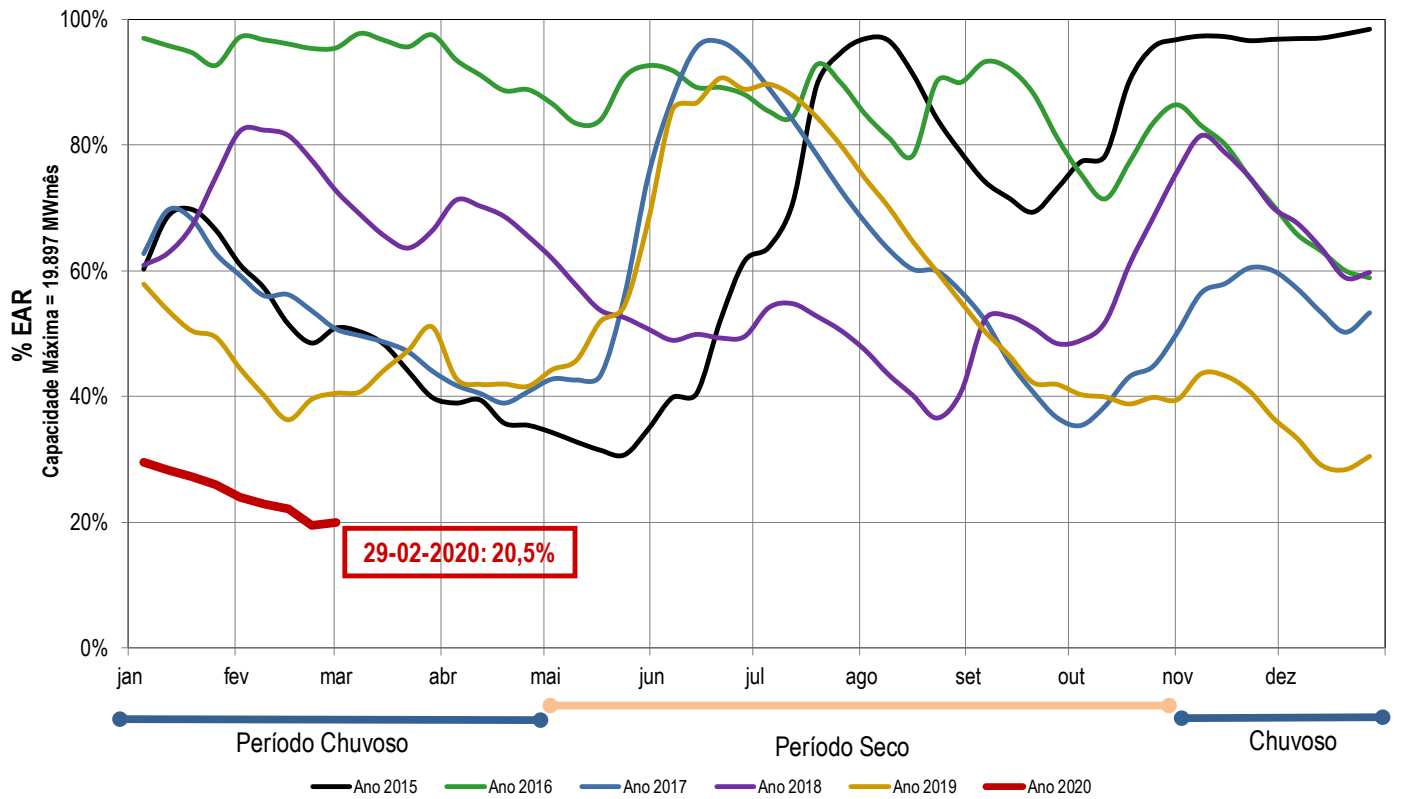


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.



Subsistema Nordeste

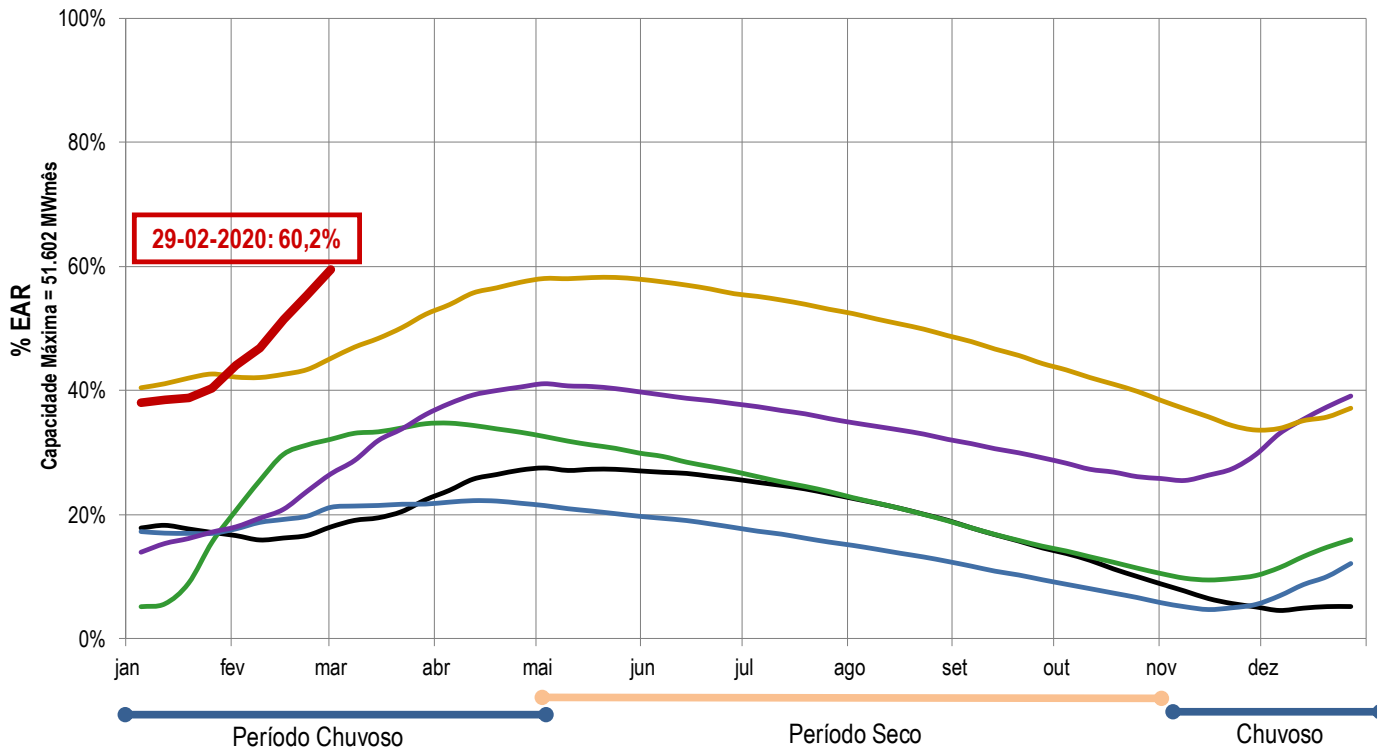


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

Subsistema Norte

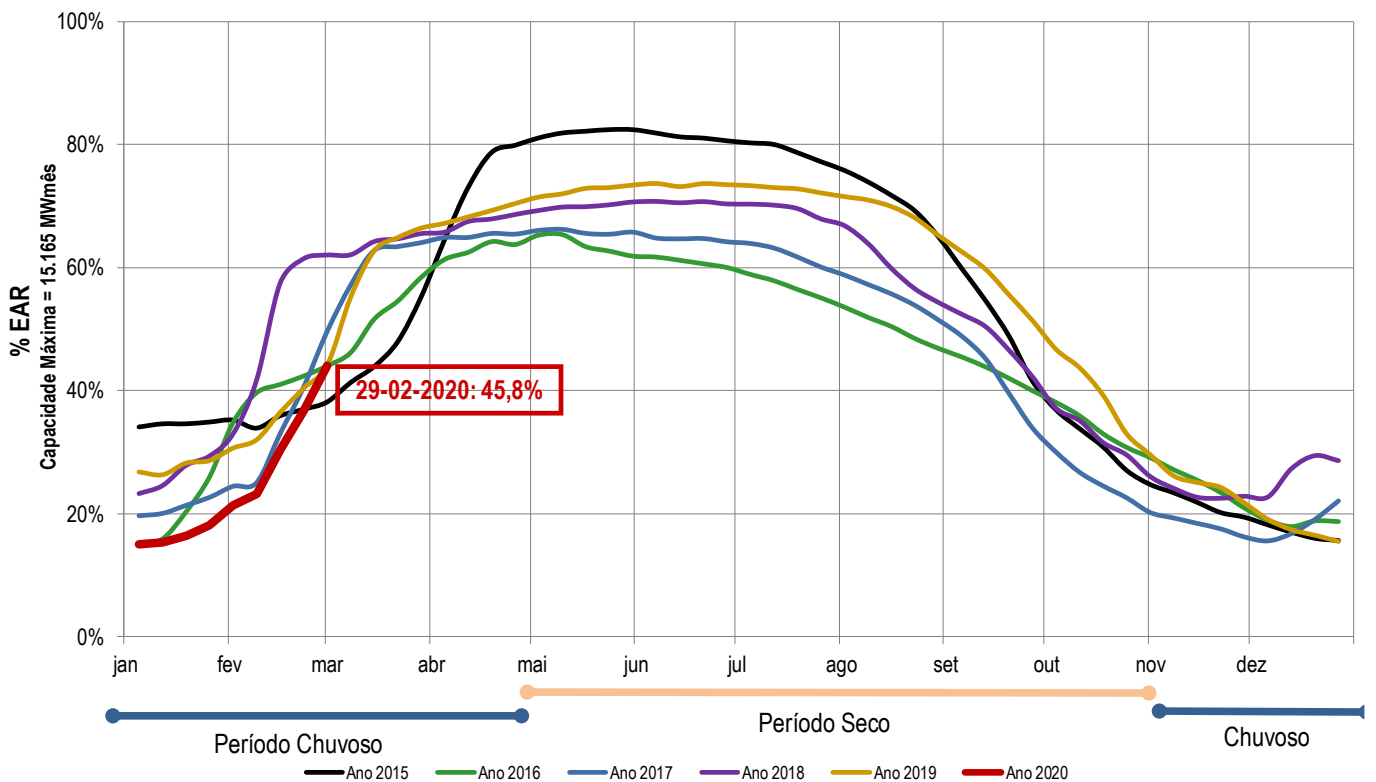


Figura 10. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em fevereiro de 2020, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, aumentando o montante para 9.328 MWmédios, ante 5.765 MWmédios verificados no mês anterior.

O subsistema Nordeste manteve perfil importador em um total de 2.994 MWmédios, valor superior ao verificado no mês anterior (2.449 MWmédios).

O subsistema Sul manteve o perfil importador, com montante verificado de 7.625 MWmédios, ante importação de 5.709 MWmédios em janeiro de 2020.

O sistema Sudeste/Centro-Oeste recebeu dos bipolos de corrente contínua as seguintes quantidades de energia: os bipolos do Madeira¹ transmitiram 5.428 MWmédios, os bipolos do Nó de Xingú² transmitiram 5.869 MWmédios e os bipolos que escoam a energia de Itaipu³ (50 Hz) transmitiram 2.347 MWmédios.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador a partir do subsistema Norte, no valor de 6.334 MWmédios, e manteve o perfil exportador para o subsistema Sul, no valor de 7.625 MWmédios, sendo, no resultado líquido, exportador em 1.291 MWmédios. Pelos bipolos de corrente contínua, recebeu um total de 13.644 MWmédios.

Em relação aos intercâmbios internacionais, destaca-se que, no mês de fevereiro de 2020, não houve importação nem exportação de energia do Brasil com a Argentina ou Uruguai.

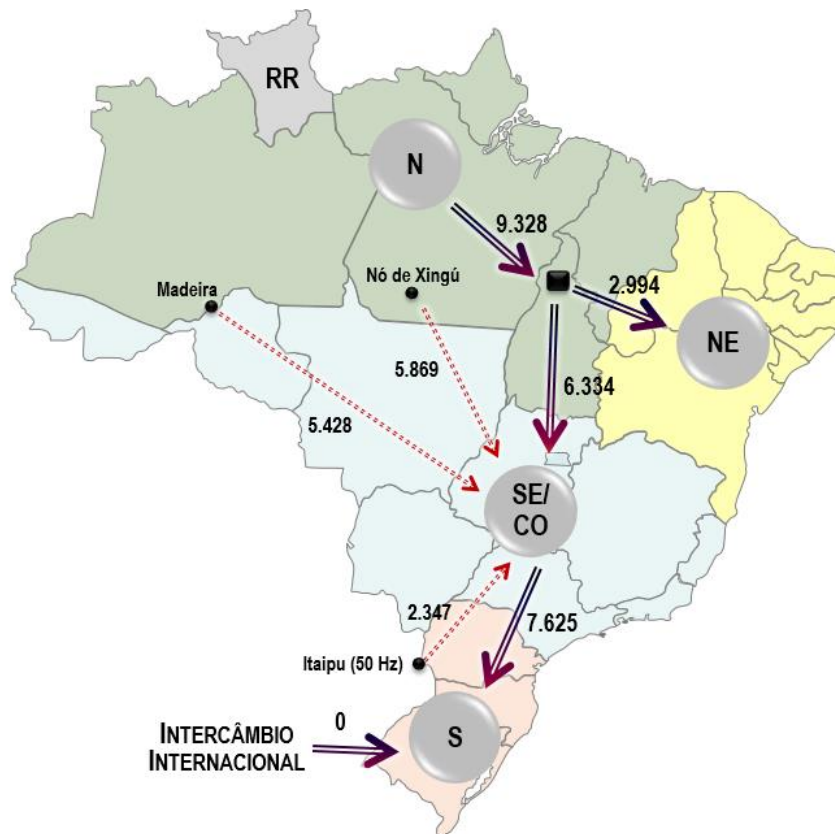


Figura 11. Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica

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 ao SIN. O Bipolo 1 localiza-se entre as subestações Xingú (PA) e Estreito (MG), com uma extensão aproximada de 2.087 km. Já o Bipolo 2 localiza-se entre as subestações Xingú (PA) e Terminal Rio (RJ), com extensão aproximada de 2.550 km.

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.

Fonte dos dados: ONS



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em janeiro de 2020, o consumo de energia elétrica atingiu 52.930 GWh, considerando autoprodução e perdas, valor 3,7% superior ao verificado no mês anterior e 3,3% abaixo do verificado em janeiro de 2019. Ressalta-se que as classes industrial e comercial apresentaram, respectivamente, um decréscimo de consumo de 2,7% e 1,3% em relação ao mesmo mês do ano anterior. Já as classes residencial e rural, praticamente, não apresentaram evolução em seus consumos em comparação ao mesmo período.

Com isso, o consumo médio de energia elétrica pelo setor industrial tem a sétima redução mensal consecutiva, impulsionada, principalmente, pelas quedas nos ramos extrativo de minerais metálicos e químico, enquanto que o clima mais ameno no Sudeste influenciou na estabilidade do consumo residencial e queda do comercial.

O consumo de energia elétrica no ambiente de contratação regulada (ACR) atingiu, no mês de janeiro, 27,2 TWh, valor 2,7% inferior ao verificado no mesmo mês de 2019. O consumo relativo aos últimos 12 meses atingiu 318,7 TWh, o que indica acréscimo de 0,6% em relação ao verificado no mesmo período anterior.

Já o consumo de energia elétrica no ambiente de contratação livre (ACL) atingiu, no mês de janeiro, 13,9 TWh, valor 1,7% superior ao verificado no mesmo mês de 2019. O consumo relativo aos últimos 12 meses foi de 162,9 TWh, representando um acréscimo de 1,8% 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		
	Jan/20 GWh	Evolução mensal (Jan/20/Dez/19)	Evolução anual (Jan/20/Jan/19)	Fev-18/Jan-19 (GWh)	Fev-19/Jan-20 (GWh)	Evolução
Residencial	12.907	6,0%	0,0%	138.565	141.930	2,4%
Industrial	13.476	0,3%	-2,7%	169.627	166.998	-1,5%
Comercial	8.042	-0,3%	-1,3%	89.166	92.067	3,3%
Rural	2.558	0,9%	0,3%	29.224	29.586	1,2%
Demais classes ¹	4.161	-5,8%	-0,3%	49.867	50.986	2,2%
Perdas e Diferenças ²	11.785	13,5%	-10,0%	113.969	115.166	1,0%
Total	52.930	3,7%	-3,3%	590.417	596.733	1,1%

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

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

Dados contabilizados até janeiro de 2020.

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.

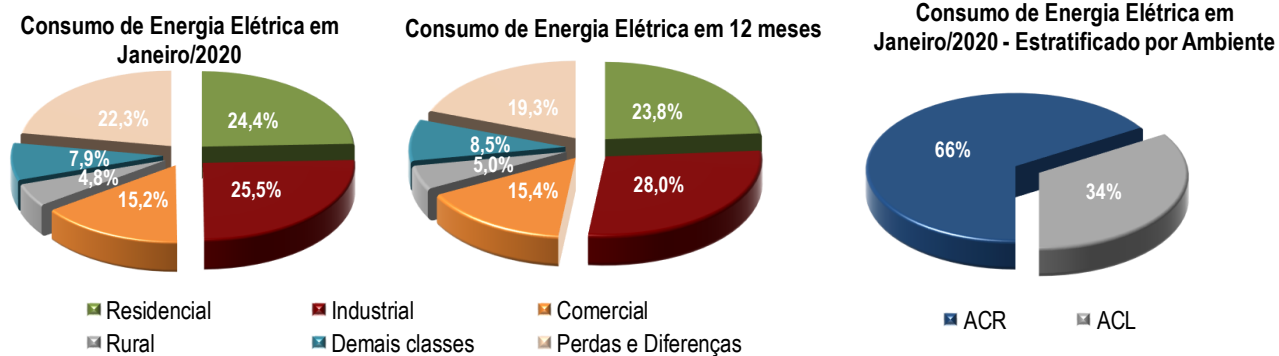


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês, acumulado em 12 meses e estratificado por ambiente ACR e ACL.

Dados contabilizados até janeiro de 2020.

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		
	Jan/19 kWh/NU	Dez/19 kWh/NU	Jan/20 kWh/NU	Evolução mensal (Jan/20/Dez/19)	Evolução anual (Jan/20/Jan/19)	Fev-18/Jan-19 (kWh/NU)	Fev-19/Jan-20 (kWh/NU)	Evolução
Residencial	179	167	176	5,7%	-1,8%	160,4	161,3	0,6%
Industrial	26.672	28.351	28.427	0,3%	6,6%	27.217	29.356	7,9%
Comercial	1.406	1.354	1.340	-1,1%	-4,7%	1.283	1.278	-0,4%
Rural	564	555	565	1,8%	0,2%	539	545	1,1%
Demais classes ¹	5.336	5.567	5.236	-6,0%	-1,9%	5.311	5.346	0,7%
Consumo médio total	498	479	483	1,0%	-2,9%	475	472	-0,7%

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

Dados contabilizados até janeiro de 2020.

Fonte dos dados: EPE/ONS.

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

Classe de Consumo	Período		Evolução
	Jan/19	Jan/20	
Residencial	72.005.824	73.311.313	1,8%
Industrial	519.374	474.065	-8,7%
Comercial	5.793.001	6.003.026	3,6%
Rural	4.519.941	4.526.017	0,1%
Demais classes ¹	782.448	794.728	1,6%
Total	83.620.588	85.109.149	1,8%

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

Dados contabilizados até janeiro de 2020.

Fonte dos dados: EPE/ONS.



4.2. Demandas Instantâneas Máximas

Em fevereiro de 2020, não foi registrado recorde de demanda máxima no SIN e nos subsistemas, entretanto, o Nordeste apresentou, no dia 27 de fevereiro, demanda instantânea próxima ao recorde verificado até o momento para este subsistema, ocorrido em 20 de março de 2019.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	50.803 19/02/2020 - 14h42	18.100 17/02/2020 - 14h45	13.243 27/02/2020 - 14h50	6.429 27/02/2020 - 22h48	86.961 18/02/2020 - 14h47
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

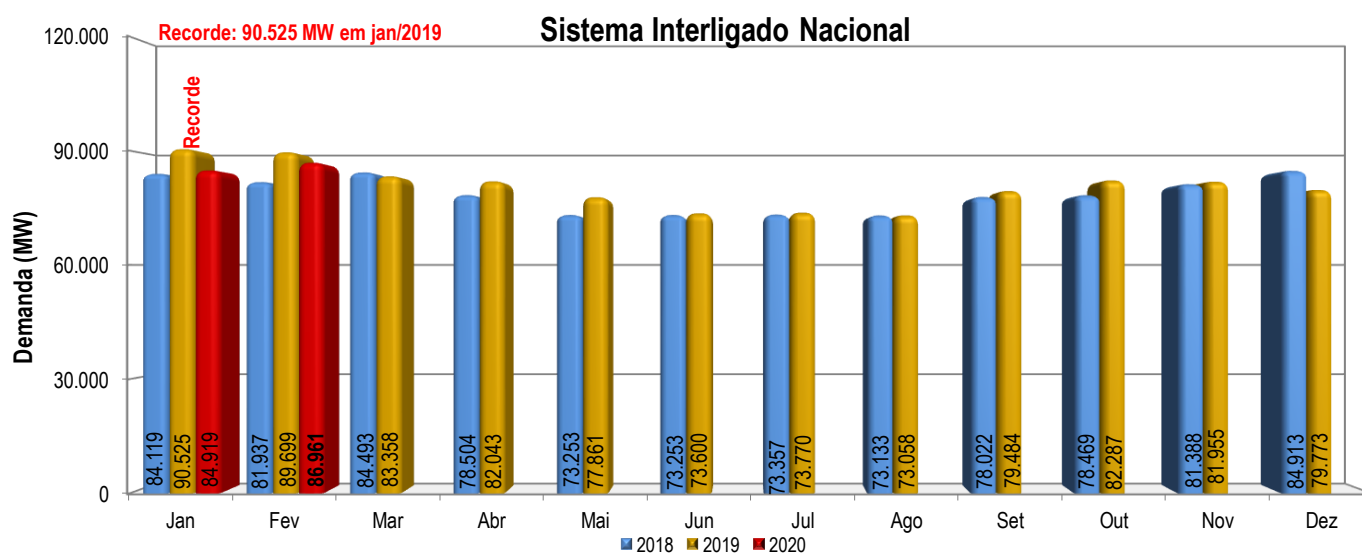


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS.

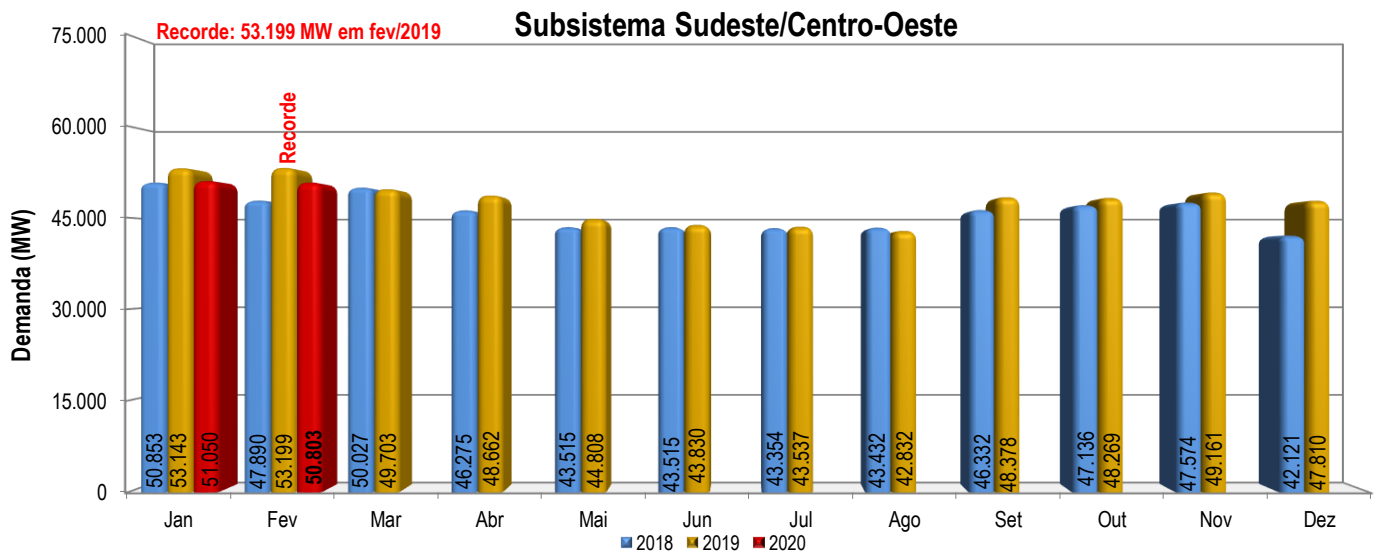


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS.

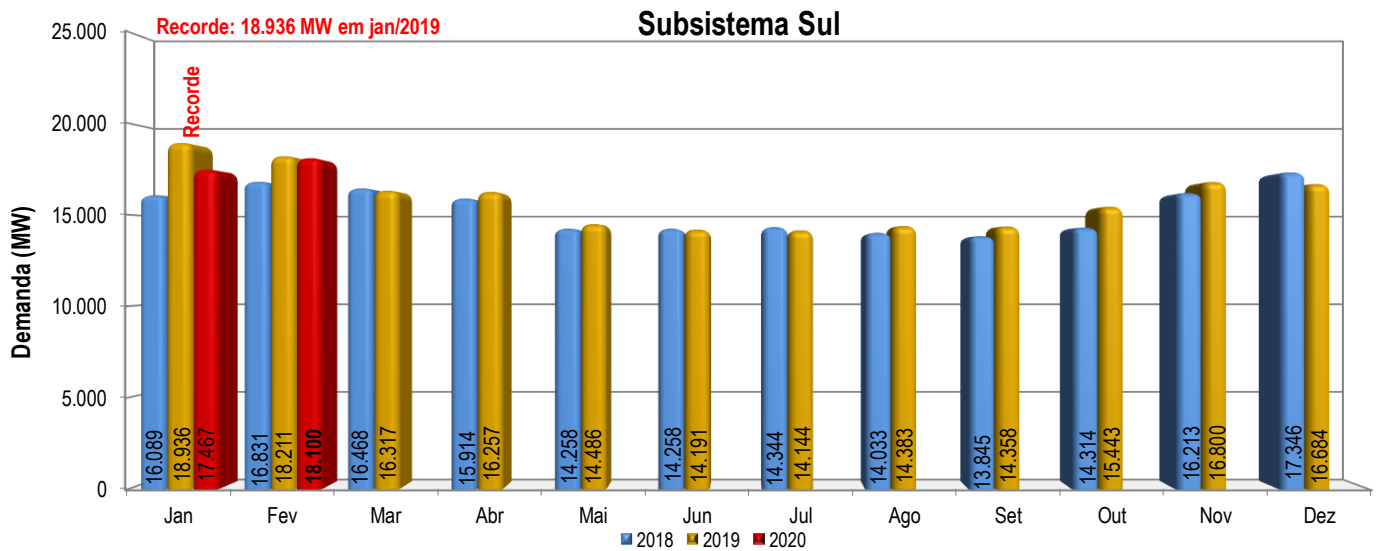


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS.

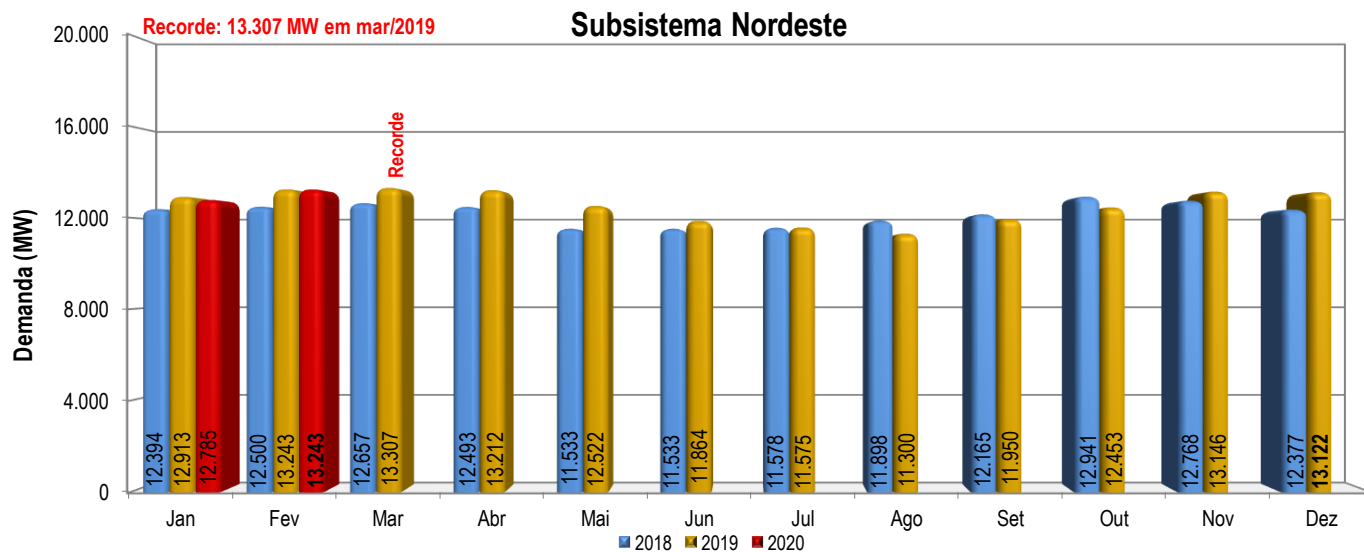


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS.

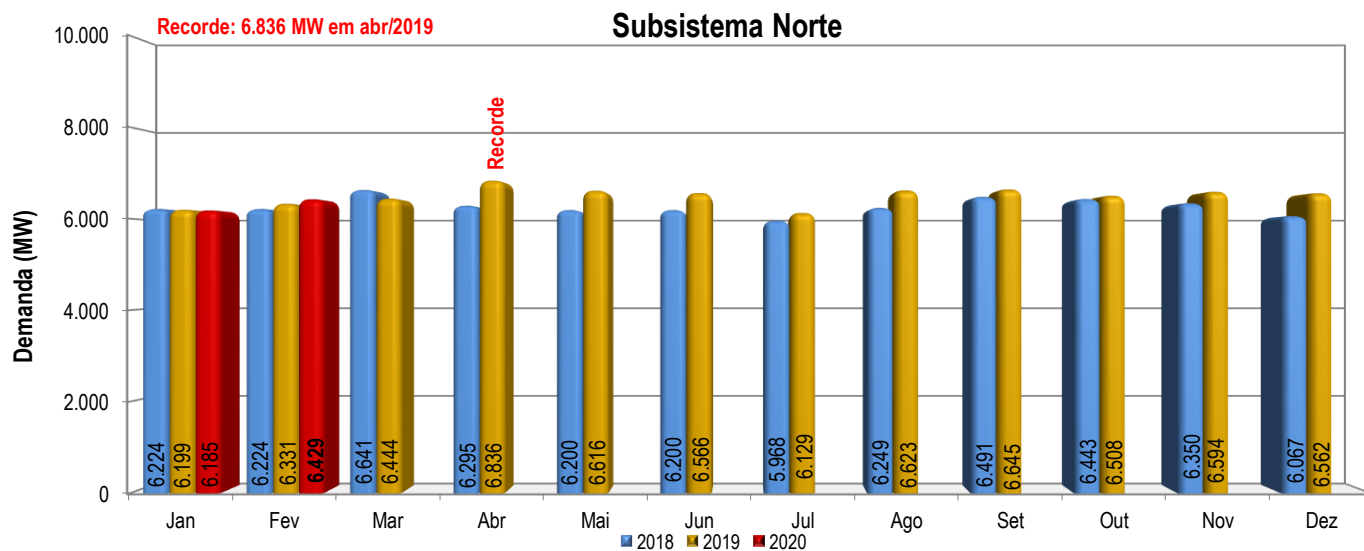


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de fevereiro de 2020, a capacidade instalada total¹ de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 173.179 MW, considerando a geração distribuída (GD). Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 8.422 MW, sendo 4.645 MW de geração de fonte hidráulica, 597 MW de fonte eólica, 2.281 MW de fonte solar e 900 MW de fontes térmicas. A geração distribuída fechou o mês de fevereiro de 2020 com 2.534 MW instalados em 202.906 instalações, representando 1,5% 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 fevereiro de 2020 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

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

Fonte	Fev/2019		Fev/2020			Evolução da Capacidade Instalada Fev/2020 - Fev/2019
	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	1.408	104.555	1.473	109.200	63,1%	4,4%
UHE	216	98.581	217	102.999	59,5%	4,5%
PCH + CGH	1.124	5.897	1.154	6.103	3,5%	3,5%
CGH GD	68	76	102	98	0,1%	27,8%
Térmica	3.155	42.562	3.279	43.462	25,1%	2,1%
Gás Natural	169	13.369	166	13.432	7,8%	0,5%
Biomassa	567	14.810	572	15.032	8,7%	1,5%
Petróleo	2.252	9.030	2.288	9.086	5,2%	0,6%
Carvão	22	3.252	23	3.597	2,1%	10,6%
Nuclear	2	1.990	2	1.990	1,1%	0,0%
Outros	4	69	4	166	0,1%	142,3%
Térmica GD	139	42	218	67	0,0%	60,2%
Eólica	656	14.883	698	15.480	8,9%	4,0%
Eólica (não GD)	599	14.873	635	15.470	8,9%	4,0%
Eólica GD	57	10	63	10	0,0%	0,9%
Solar	62.694	2.757	206.408	5.038	2,9%	82,7%
Solar (não GD)	2.462	2.074	3.885	2.679	1,5%	29,2%
Solar GD	60.232	683	202.523	2.359	1,4%	245,3%
Capacidade Total sem GD	7.417	163.945	8.946	170.553	98,5%	4,0%
Geração Distribuída - GD	60.496	812	202.906	2.534	1,5%	212,1%
Capacidade Total - Brasil	67.913	164.757	211.858	173.179	100,0%	5,1%

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).

Fonte dos dados: ANEEL / MME (Dados BIG e GD do site da ANEEL – 17/03/2020).



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

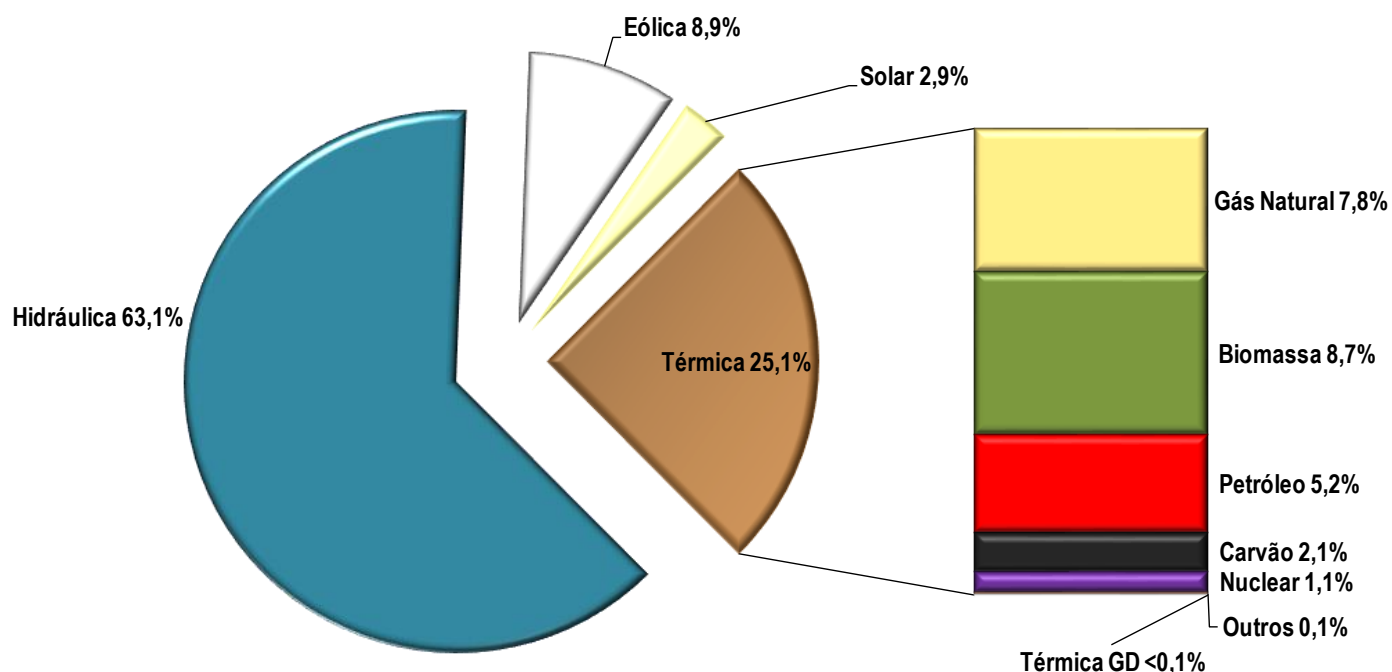


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL / MME.

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO ¹

Em fevereiro de 2020, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 155.605 km de linhas de transmissão, das quais 38,6% do total correspondem à classe de tensão de 230 kV e 34,5% 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	60.119	38,6%
345 kV	10.321	6,6%
440 kV	6.756	4,3%
500 kV	53.706	34,5%
600 kV (CC)	12.816	8,2%
750 kV	2.683	1,7%
800 kV	9.204	5,9%
Total SEB	155.605	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 fevereiro de 2020, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 384,30 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 fevereiro de 2020.

Fonte dos dados: MME / SEE / EPE.



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

Marcador	Fonte	Usina	UG(s)	Potência Total (MW)	Estado	CEG
1	Solar	UTE Careiro da Várzea – COE	1 a 17	8,84	AM	UTE.PE.AM.037720-1.01
2	Térmica	UTE São Sebastião do Uatumã - COE	1 a 11	5,91	AM	UTE.PE.AM.037699-0.01
3	Térmica	UTE Pedras – COE	1 a 5	1,74	AM	UTE.PE.AM.037701-5.01
4	Térmica	UTE Caiambé – CGA	1 a 4	1,41	AM	UTE.PE.AM.035813-4.01
5	Térmica	UTE Araras – COE	1 a 5	1,41	AM	UTE.PE.AM.037724-4.01
6	Térmica	UTE Autazes - VPTM	1 a 5	2,76	AM	UTE.PE.AM.037737-6.01
7	Térmica	UTE Nova Olinda do Norte - VPTM	1 a 4	9,22	AM	UTE.PE.AM.037734- 1.01
8	Térmica	UTE Borba - VPTM	1 a 4	10,52	AM	UTE.PE.AM.037735-0.01
9	Eólica	EOL Carcará	1 a 5	10,00	BA	EOL.CV.BA.031447-1.01
10	Eólica	EOL Corrupião 3	1 a 5	10,00	BA	EOL.CV.BA.031458-7.01
11	Hidráulica	PCH Juí 117	3 a 4	12,50	MT	PCH.PH.MT.034966-6.01
12	Térmica	UTE Almeirim – CEPA	1 a 11	4,84	PA	UTE.PE.PA.035708-1.01
13	Térmica	UTE Faro – CEPA	3 a 6	1,76	PA	UTE.PE.PA.035714- 6.01
14	Térmica	UTE Gurupá – CEPA	5 a 8 e 10 a 12	3,08	PA	UTE.PE.PA.035715-4.01
15	Térmica	UTE Terra Santa - CEPA	7	0,44	PA	UTE.PE.PA.035728-6.01
16	Térmica	UTE Afuá – CEPA	2 a 7	2,64	PA	UTE.PE.PA.035706- 5.01
17	Térmica	UTE São Sebastião da Boa Vista - CEPA	1 a 9	3,96	PA	UTE.PE.PA.035726-0.0
18	Térmica	UTE Muaná – CEPA	1 a 10	4,40	PA	UTE.PE.PA.035719-7.01
19	Térmica	UTE Juruti – CEPA	1 a 26	11,44	PA	UTE.PE.PA.035717-0.01
20	Térmica	UTE Porto de Moz - CEPA	5 a 15	4,84	PA	UTE.PE.PA.035721-9.01
21	Térmica	UTE Prainha - CEPA	1 a 8	3,52	PA	UTE.PE.PA.035722-7.01
22	Térmica	UTE Oeiras do Pará – CEPA	3 a 9	3,08	PA	UTE.PE.PA.035720-0.01
23	Solar	UFV São Gonçalo 1	1 a 16	45,68	PI	UFV.RS.PI.033841-9.01
24	Solar	UFV São Gonçalo 2	1 a 18	50,00	PI	UFV.RS.PI.033842-7.01
25	Solar	UFV São Gonçalo 21	1 a 18	50,00	PI	UFV.RS.PI.037588-8.01
26	Solar	UFV São Gonçalo 22	1 a 18	50,00	PI	UFV.RS.PI.037589-6.01
27	Eólica	EOL Ventos de Vila Ceará I	7 a 9	10,40	RN	EOL.CV.RN.036974-8.01
28	Eólica	EOL Ventos de Vila Ceará II	1 a 9	31,19	RN	EOL.CV.RN.036976-4.01
29	Solar	UFV Solar Boa Vista	1	0,73	RS	UFV.RS.RS.046252-7.01
30	Térmica	UTE Viralcool	2	28,00	SP	UTE.AI.SP.003035-0.01
Total (MW)				384,30		

Fonte dos dados: MME / SEE.



Em fevereiro de 2020, a maior parte da expansão de capacidade instalada ocorreu em empreendimentos de energia solar. Destaca-se a entrada em operação de 4 usinas, com um total de 70 unidades geradoras. Localizadas no estado do Piauí, que somam 195,68 MW de capacidade instalada ao SIN.

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

Fonte	ACR		ACL		Total	
	Realizado em Fev/2020 (MW)	Acumulado em 2020 (MW)	Realizado em Fev/2020 (MW)	Acumulado em 2020 (MW)	Realizado em Fev/2020 (MW)	Acumulado em 2020 (MW)
Hidráulica	12,50	26,90	0,00	1,20	12,50	28,10
PCH + CGH	12,50	26,90	0,00	1,20	12,50	28,10
UHE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Térmica	85,81	142,58	28,00	28,00	113,81	170,58
Biomassa	0,00	0,00	28,00	28,00	28,00	28,00
Carvão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	38,72	0,00	0,00	0,00	38,72
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Petróleo	85,81	103,86	0,00	0,00	85,81	103,86
Eólica	61,58	81,58	0,00	0,00	61,58	81,58
Eólica (não GD)	61,58	81,58	0,00	0,00	61,58	81,58
Solar	195,68	195,68	0,73	0,73	196,41	196,41
Solar (não GD)	195,68	195,68	0,73	0,73	196,41	196,41
TOTAL	355,57	446,74	28,73	29,93	384,30	476,67

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.

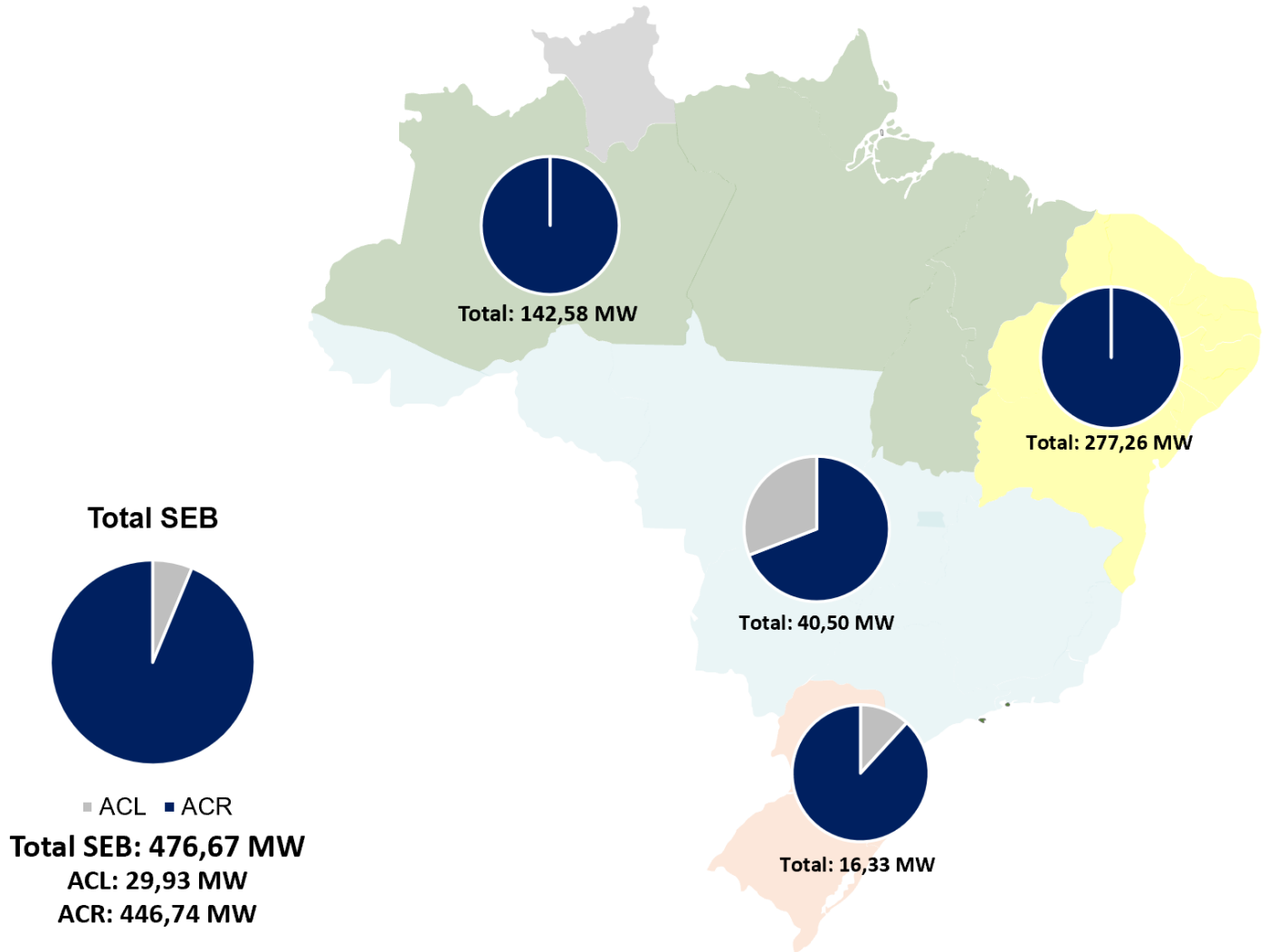


Figura 20. Acumulado da Expansão da geração em 2020 por subsistema

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 15.677,2 MW de capacidade instalada, sendo 954,2 MW de fonte hidráulica, 3.829,0 MW de fonte eólica, 5.035,6 MW de fonte solar e 5.858,6 MW de fontes térmicas. Destaca-se, também, que, dos 15.677,2 MW previstos, 7.311,1 MW são no ambiente de contratação livre. Os empreendimentos estão dispostos, de acordo com os subsistemas nos quais estão inseridos, na figura abaixo.

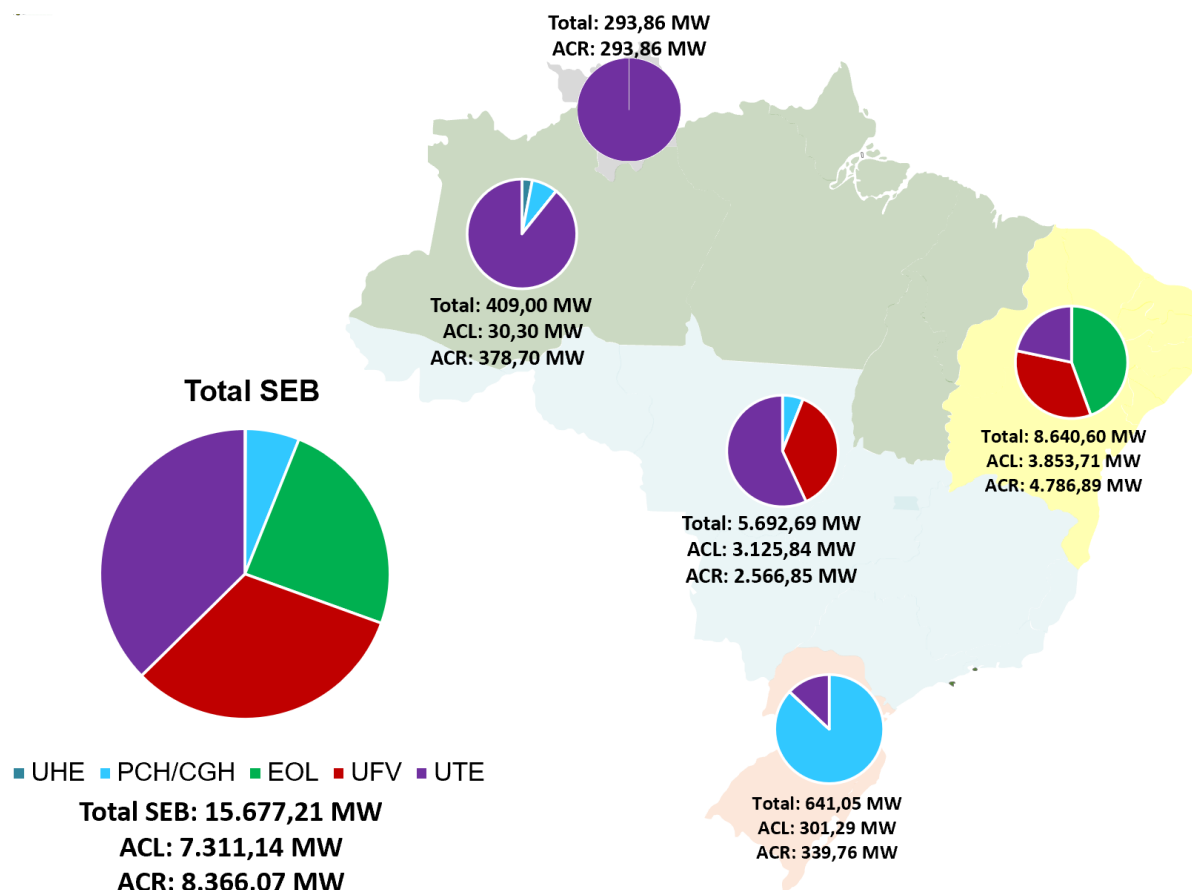


Figura 21. Localização geográfica dos empreendimentos do ACR e ACL previstos até 2022.

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	155,6	164,9	218,1	21,0	199,0	195,8	176,6	363,9	413,8
PCH + CGH	155,6	164,9	218,1	21,0	199,0	183,3	176,6	363,9	401,3
UHE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0	12,5
Térmica	2.088,4	1.961,0	621,0	202,2	726,2	259,4	2.290,6	2.687,2	880,4
Eólica	645,8	785,6	351,3	357,6	1.152,6	536,2	1.003,5	1.938,2	887,4
Eólica (não GD)	645,8	785,6	351,3	357,6	1.152,6	536,2	1.003,5	1.938,2	887,4
Solar	585,4	428,0	361,0	0,0	646,2	3.015,0	585,4	1.074,3	3.376,0
Solar (não GD)	585,4	428,0	361,0	0,0	646,2	3.015,0	585,4	1.074,3	3.376,0
TOTAL	3.475,2	3.339,5	1.551,4	580,9	2.724,0	4.006,3	4.056,0	6.063,5	5.557,7

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

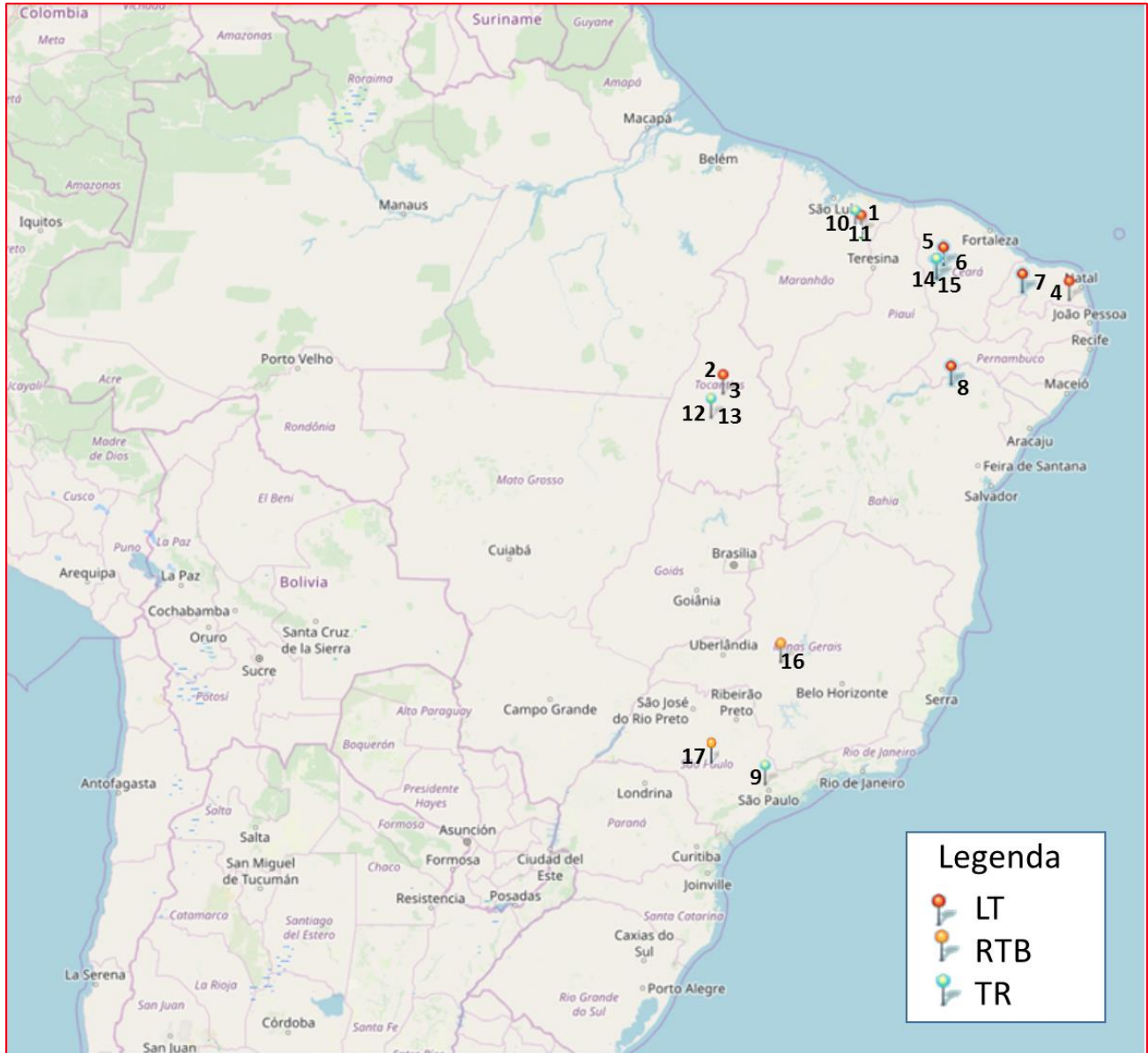


Figura 22. Localização geográfica dos empreendimentos.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE



Em relação à conclusão de linhas de transmissão e equipamentos de transformação e compensação, em fevereiro de 2020, destaca-se a entrada em operação de 210,6 km de linhas e 750 MVA de capacidade de transformação.

Tabela 12. Entrada em operação de novas Linhas de Transmissão

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Nome da LT	Extensão(km)	Estado(s)
1	230	LT Coelho Neto - Chapadinha II C1	74,0	MA
2	230	LT Lajeado /Palmas C1	60,0	TO
3	230	LT Lajeado /Palmas C2	60,0	TO
4	230	LT Campina Grande III / Extremoz II C2	16,6	PB/RN
5	230	LT Acaraú II /Acaraú III C1	1,0	CE
6	230	LT Acaraú II /Acaraú III C2	1,0	CE
7	230	LT Açu III /Açu II C2	15,0	RN
8	500	LT Paulo Afonso IV - Luiz Gonzaga C2	38,0	PE/BA
Total em km			265,6	

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

Marcador	Classe de Tensão (kV)	Subestação	MVA	Estado(s)
9	230/138	SE Xavantes TR4	150,0	GO
10	230/69	SE Chapadinha II - TR1	100,0	MA
11	230/69	SE Chapadinha II - TR2	100,0	MA
12	230/138	SE Palmas TR1	200,0	TO
13	230/138	SE Palmas TR2	200,0	TO
14	500/230	SE Acaraú III TR1	750,0	CE
15	500/230	SE Acaraú III TR2	750,0	CE
Total (MVA)			2.250,0	

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(s)
16	500	RT3 São Gotardo 2	180,0	MG
17	500	CE 300/-300 ITATIBA CE1	300,0	SP
Total (Mvar)			480,0	

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Fev/20 (km)	Acumulado em 2020 (km)
230	227,6	666,0
500	38,0	564,0
TOTAL	265,6	1.230,0

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Fev/20 (MVA)	Acumulado em 2020 (MVA)
230	750,0	1.216,0
345	0,0	400,0
500	1.500,0	2.100,0
TOTAL	2.250,0	3.716,0

* 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 prevista a entrada em operação de 20.322,2 km de linhas de transmissão e 57.789,0 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	2.421,0	1.443,3	1.307,7
345	109,0	188,0	17,0
440	40,0	111,0	0,0
500	5.120,9	5.781,3	3.783,0
TOTAL	7.690,9	7.523,6	5.107,7

Fonte dos dados: MME / SEE.

7.6 Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação *

Tabela 18. Previsão da expansão da capacidade de transformação

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2020 (MVA)	Previsão 2021 (MVA)	Previsão 2022 (MVA)
230	5.367,0	5.952,0	4.006,0
345	1.600,0	750,0	1.200,0
440	1.350,0	800,0	0,0
500	12.103,0	17.548,0	7.113,0
TOTAL	20.420,0	25.050,0	12.319,0

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 janeiro de 2020, a geração hidráulica correspondeu a 75,2% do total gerado no País, valor 5,6 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica representou 5,5%, valor 5,1 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. Já a participação de usinas térmicas, em termos globais, representou 18,4%, valor 0,3 p.p. inferior ao verificado no mês anterior.

As fontes renováveis representaram 83,1% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em janeiro de 2020 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

Matriz de Produção de Energia Elétrica² - Janeiro/2020

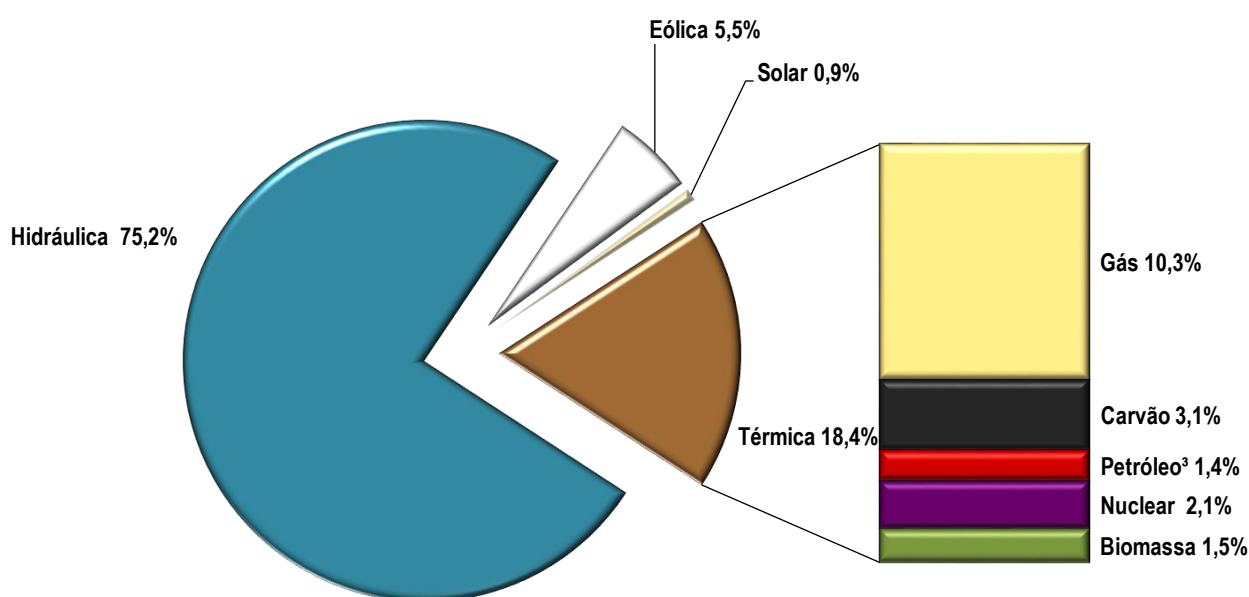


Figura 23. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

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

Dados contabilizados até janeiro de 2020.

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.

Fonte dos dados: CCEE.



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

Nos últimos 12 meses, comparativamente ao mesmo período anterior, verifica-se uma elevação de 8,1% na produção de energia elétrica por térmicas, apesar de ter havido, no mesmo período, uma grande redução na produção de energia térmica por fonte de combustíveis fósseis (petróleo e outros).

O aumento de 305% na produção de energia a partir de carvão está associado ao maior valor de CMO em janeiro de 2020 comparativamente ao mesmo mês do ano anterior, fazendo com mais térmicas fossem acionadas por ordem de mérito de custo. Outro fator que contribuiu para este aumento foi a entrada em operação da UTE Pampa Sul (345 MW, CVU: R\$67,12 /MWh), em junho de 2019.

Em relação ao aumento da geração a gás natural (106%), além das variações dos custos de operação entre os dois períodos de comparação, destaca-se também que, em janeiro de 2020, algumas usinas "Merchant" solicitaram geração por inflexibilidade, a exemplo das UTEs Araucária e Cuiabá, contribuindo para o resultado obtido.

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

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Jan/19 (GWh)	Dez/19 (GWh)	Jan/20 (GWh)	Evolução mensal (Jan/20 / Dez/19)	Evolução anual (Jan/20 / Jan/19)	Fev/18-Jan/19 (GWh)	Fev/19-Jan/20 (GWh)	Evolução
Hidráulica	41.841	33.517	37.625	12,3%	-10,1%	405.614	397.754	-1,9%
Térmica	5.196	8.919	9.036	1,3%	73,9%	99.934	107.996	8,1%
Gás	2.503	4.097	5.158	25,9%	106,0%	37.870	45.304	19,6%
Carvão	384	1.487	1.557	4,7%	305,6%	10.691	13.377	25,1%
Petróleo ²	253	354	334	-5,8%	32,0%	7.668	4.436	-42,2%
Nuclear	1.299	1.356	1.061	-21,8%	-18,3%	14.422	14.575	1,1%
Outros	197	253	187	-26,1%	-5,4%	2.945	2.825	-4,1%
Biomassa	560	1.372	740	-46,1%	32,2%	26.339	27.478	4,3%
Eólica	4.202	5.109	2.754	-46,1%	-34,5%	47.678	53.114	11,4%
Solar	331	494	436	-11,6%	31,7%	3.289	4.962	50,9%
TOTAL	51.570	48.038	49.852	3,8%	-3,3%	556.514	563.825	1,3%

Fonte dos dados: CCEE.

8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados³

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

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Jan/19 (GWh)	Dez/19 (GWh)	Jan/20 (GWh)	Evolução mensal (Jan/20 / Dez/19)	Evolução anual (Jan/20 / Jan/19)	Fev/18-Jan/19 (GWh)	Fev/19-Jan/20 (GWh)	Evolução
Gás	4	9	12	29,1%	186,9%	55	109	97,6%
Petróleo ²	252	330	329	-0,3%	30,7%	3.002	3.822	27,3%
Biomassa	3	5	5	0,5%	57,0%	46	47	2,5%
TOTAL	259	344	346	0,6%	33,6%	3.103	3.978	28,2%

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 foi disponibilizada pelos agentes à CCEE até o fechamento deste Boletim (PCH Jatapu). 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 janeiro de 2020.

Fonte dos dados: CCEE.



8.4. Geração Eólica¹

No mês de janeiro de 2020, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste decresceu 22,5 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 23,9%, com total de 3.171 MW médios de geração verificada no mês. O fator de capacidade médio da geração eólica nessas regiões, relativo aos últimos 12 meses, atingiu 41,5%, o que indica decréscimo de 1,3 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, em janeiro de 2020, decresceu 8,2 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 25,8%, com total de 526 MW médios gerados. O fator de capacidade médio da geração eólica na região Sul dos últimos 12 meses atingiu 31,7%, o que indica decréscimo de 0,9 p.p. em relação ao verificado no mesmo período anterior.

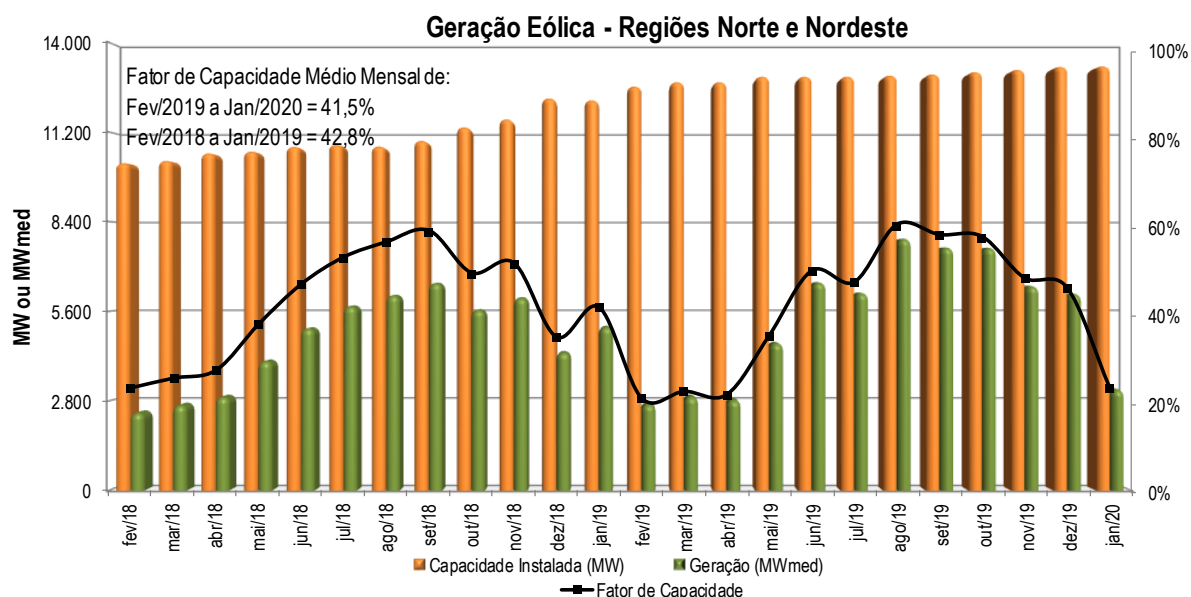


Figura 24. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

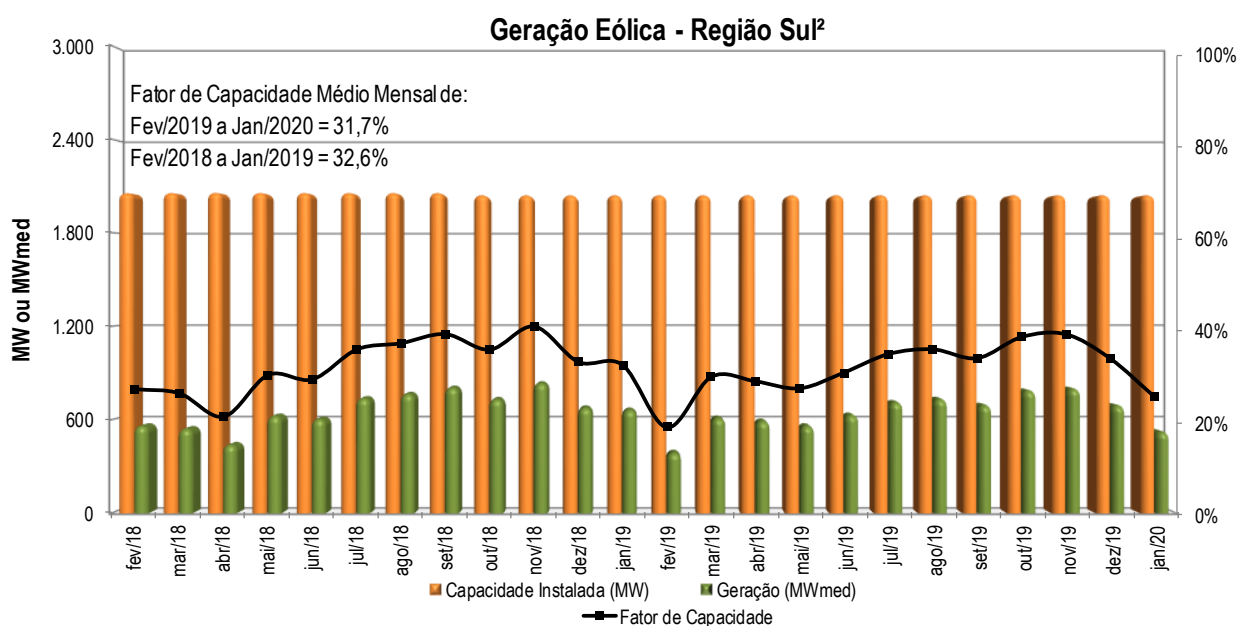


Figura 25. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

¹ Os valores de geração verificada apresentados não incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade. Revogações e Suspensões de Operação Comercial de Unidades Geradoras são abatidas da Capacidade Instalada apresentada.

² Incluída a UEE Gargaú, com 28 MW, situada na Região Sudeste.

Dados contabilizados até janeiro de 2020.

Fonte dos dados: CCEE.



8.5. Mecanismo de Realocação de Energia

Em janeiro de 2020, as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) geraram, juntas, 49.404 MWmed, ante a garantia física sazonalizada de 57.201 MWmed, o que representou um GSF mensal de 86,4%.

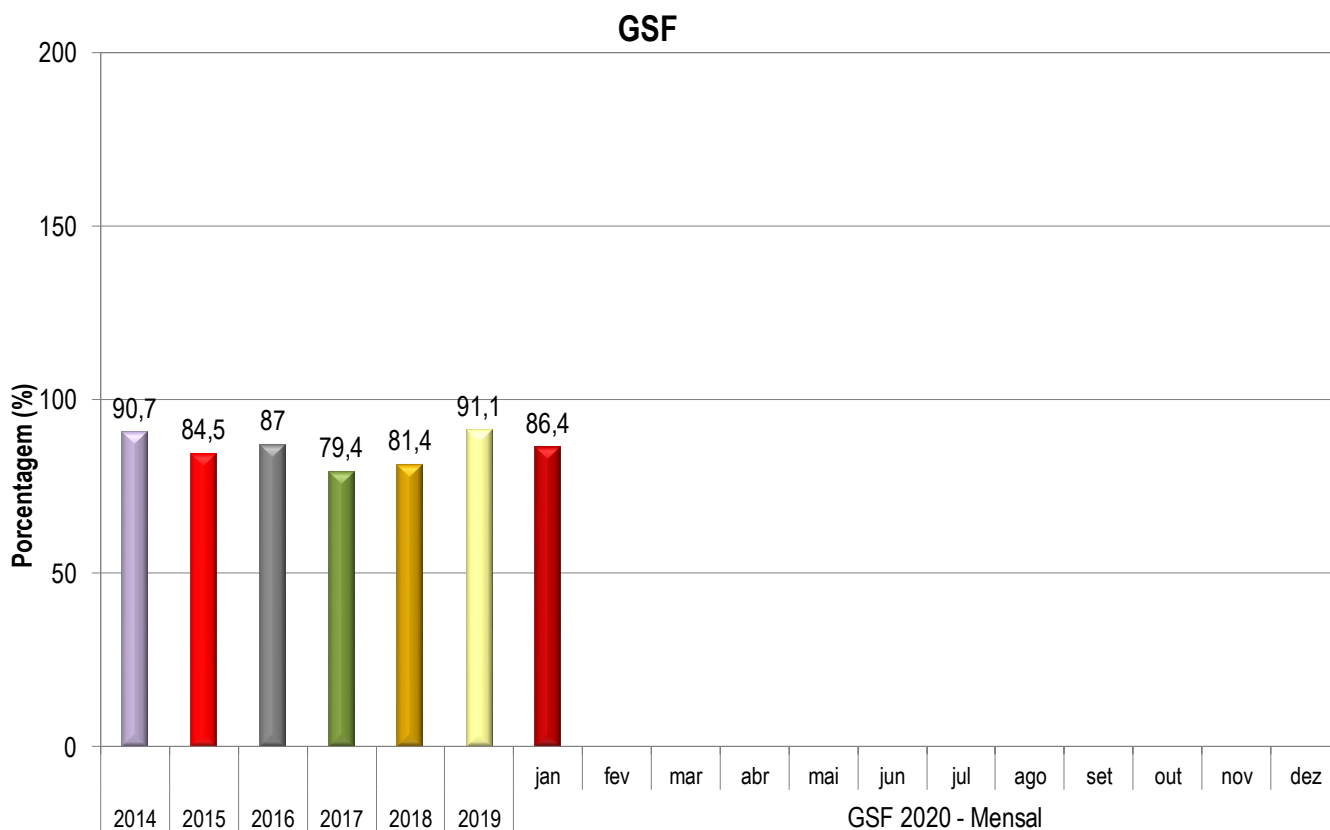


Figura 26. Evolução do GSF.

Tabela 21. 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) (MW médio)	49.404											
Garantia Física Sazonalizada (MW médio)	57.201											
GSF (%)	86,4											

Dados contabilizados até janeiro de 2020.

Fonte dos dados: CCEE.



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação (CMOs) semi-horários variaram entre R\$ (-)0,59 / MWh e R\$ 316,56 / MWh. O maior valor registrado foi verificado no subsistema Sul às 08h00 do dia 25/02 e o menor valor foi verificado às 06h30 do mesmo dia no subsistema Norte.

O valor negativo deveu-se à redução da carga líquida do subsistema Nordeste. Isso está sendo apurado na CPAMP – Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico.

No dia 29 de fevereiro de 2020, no subsistema Nordeste, o CMO atingiu R\$ 1.823,31 / MWh às 19h e R\$ 2.889,16 / MWh às 23h30. Destaca-se que esse resultado foi decorrente de uma intervenção com desligamento de linha nas proximidades de Salvador.

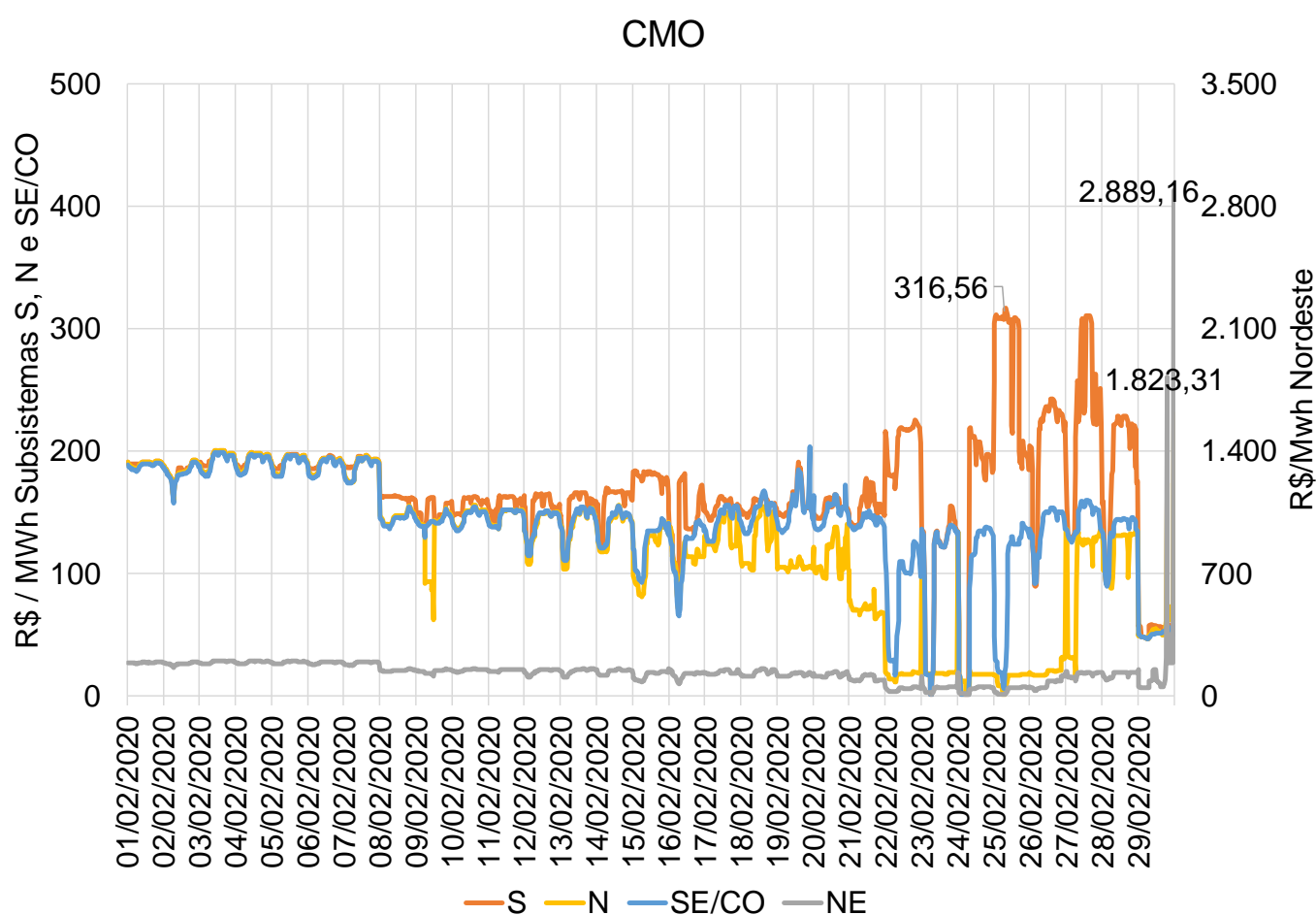


Figura 27. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS.



10. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Em fevereiro, os Preços de Liquidação das Diferenças (PLDs) médios semanais variaram entre R\$ 39,68 / MWh e R\$ 191,00 / MWh em todos os subsistemas e mantiveram-se equalizados entre si somente na primeira semana operativa.

Em relação às variações do PLD percebidas ao longo do mês, destaca-se o comportamento do subsistema Sul, cujas afluições têm se mantido muito aquém das médias históricas. Como resultado, o preço verificado no Sul manteve-se descolado em patamar superior aos dos demais subsistemas a partir do dia 8 de fevereiro, característica que se manteve ao longo do mês.

Em relação ao PLD do submercado Norte, o principal fator responsável pela sua redução na última semana operativa do mês, tendo atingido o valor mínimo estabelecido para o PLD (R\$ 39,68 / MWh), foi a melhora em relação à expectativa de afluições para as próximas semanas e a grande quantidade de geração hidrelétrica nesta região, característica esperada para esta época do ano. Já a redução da expectativa de carga para a semana entre 22 e 28 de fevereiro, quando ocorreram as festividades de Carnaval no país, contribuiu para a redução dos preços nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

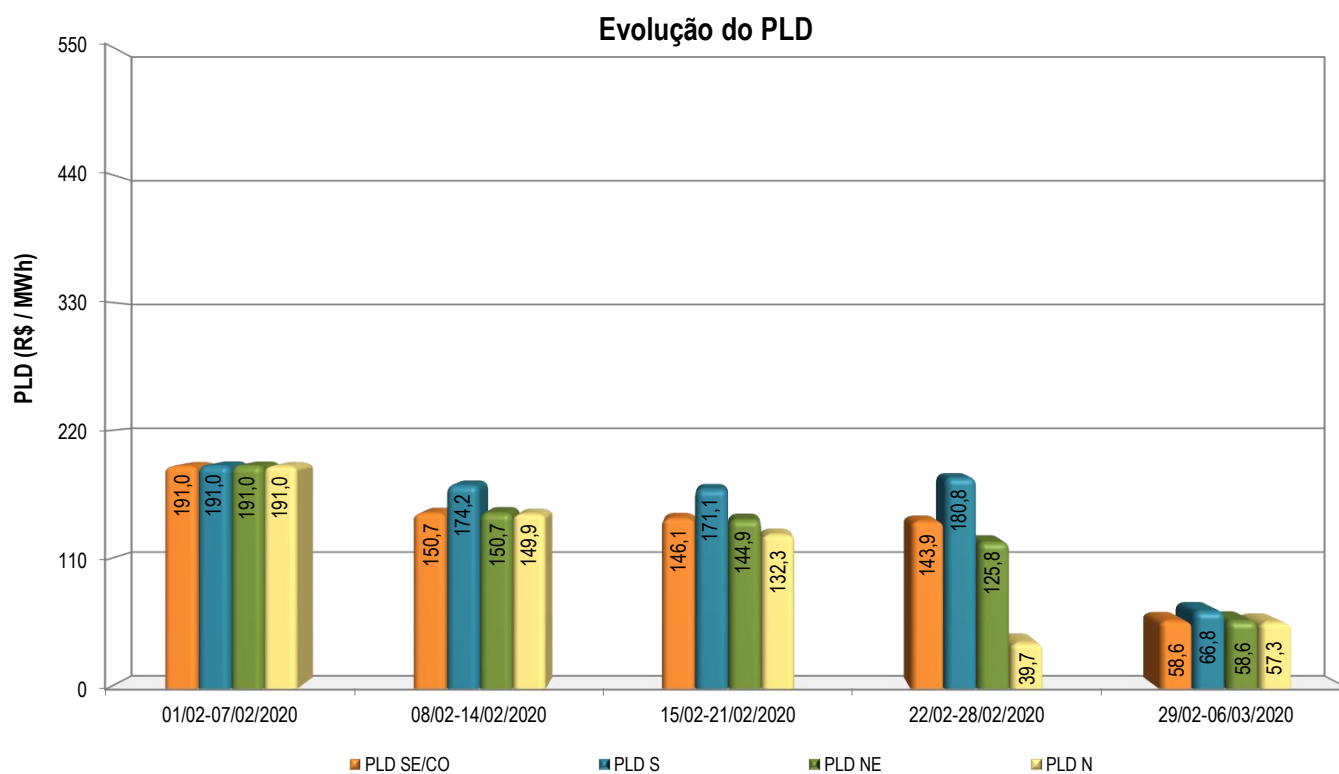


Figura 28. Evolução do PLD verificado no mês.

Fonte dos dados: CCEE.



11. ENCARGOS SETORIAIS¹

Os Encargos de Serviço do Sistema (ESS) verificados em janeiro de 2020 foram de aproximadamente R\$ 20,75 milhões, montante consideravelmente inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 57,1 milhões).

O total dos encargos no mês é composto por R\$ 5,49 milhões referente ao encargo por Restrição de Operação, sendo R\$ 2,44 milhões referentes à Operação Constrained-On, R\$ 2,73 milhões referentes à Operação Constrained-Off e R\$ 0,32 milhão por restrição de operação *Unit Commitment*; e R\$ 15,26 milhões do encargo de Serviços Ancilares. Não houve cobrança referentes aos encargos de Deslocamento Hidráulico, Reserva Operativa, Encargo por Importação e Segurança Energética.

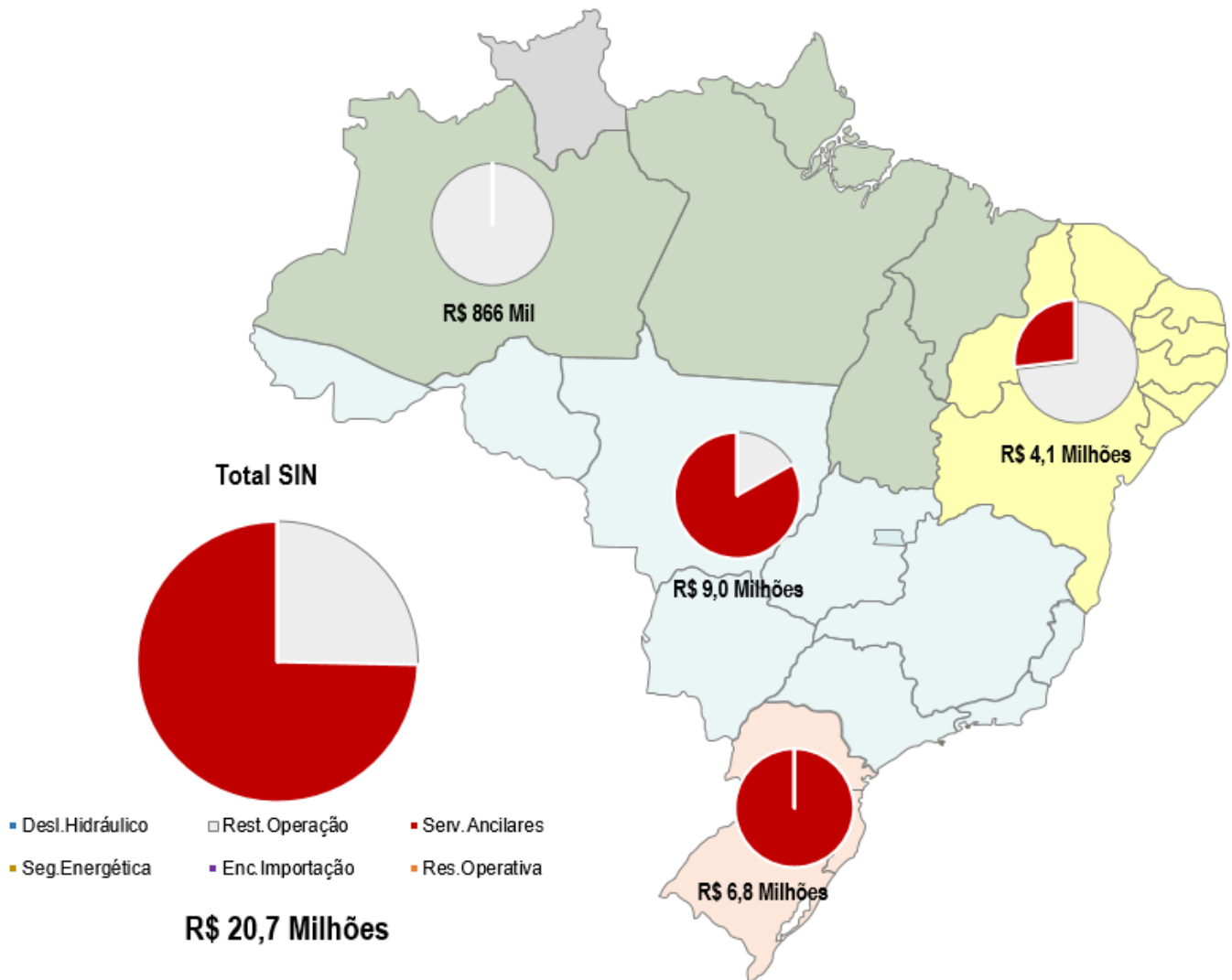


Figura 29. Mapa Encargos Setoriais por Subsistema

Dados contabilizados / recontabilizados até janeiro de 2020.

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

Fonte dos dados: CCEE.

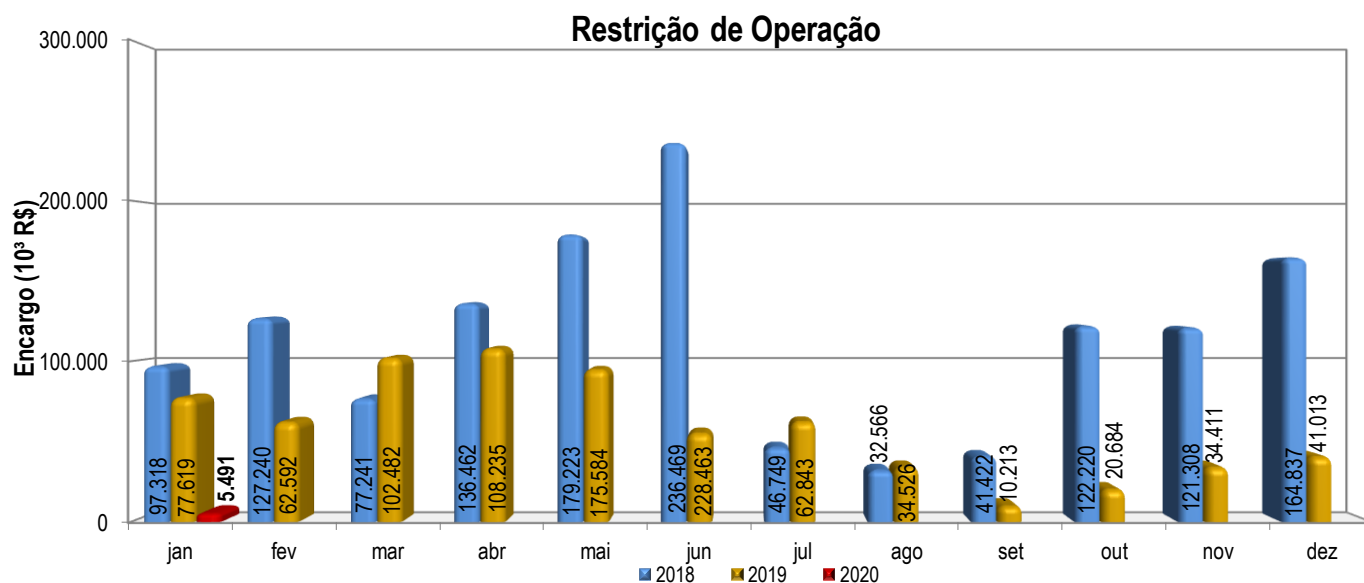


Figura 30. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Fonte dos dados: CCEE.

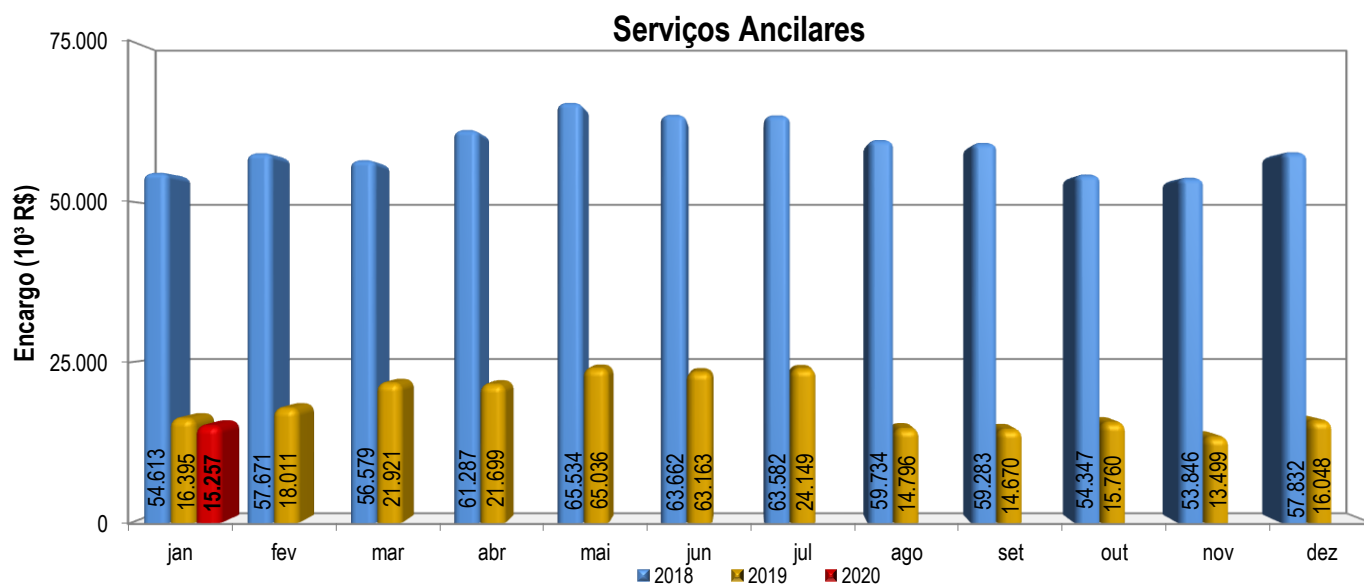


Figura 31. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Fonte dos dados: CCEE.

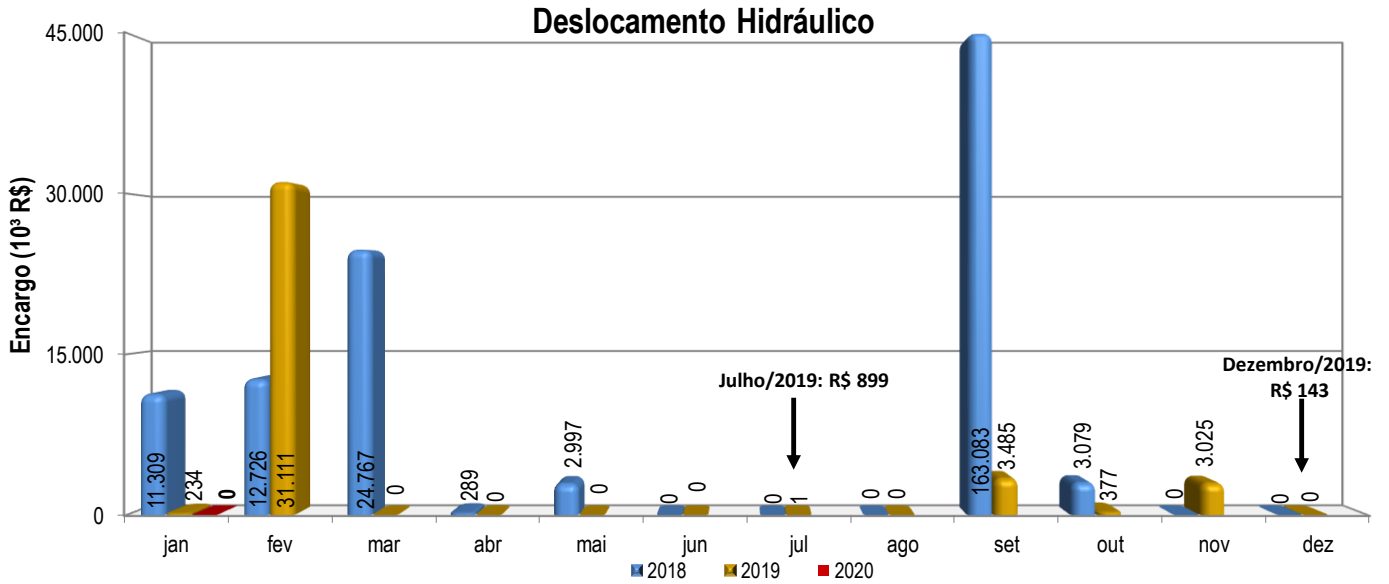


Figura 32. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.

Fonte dos dados: CCEE.

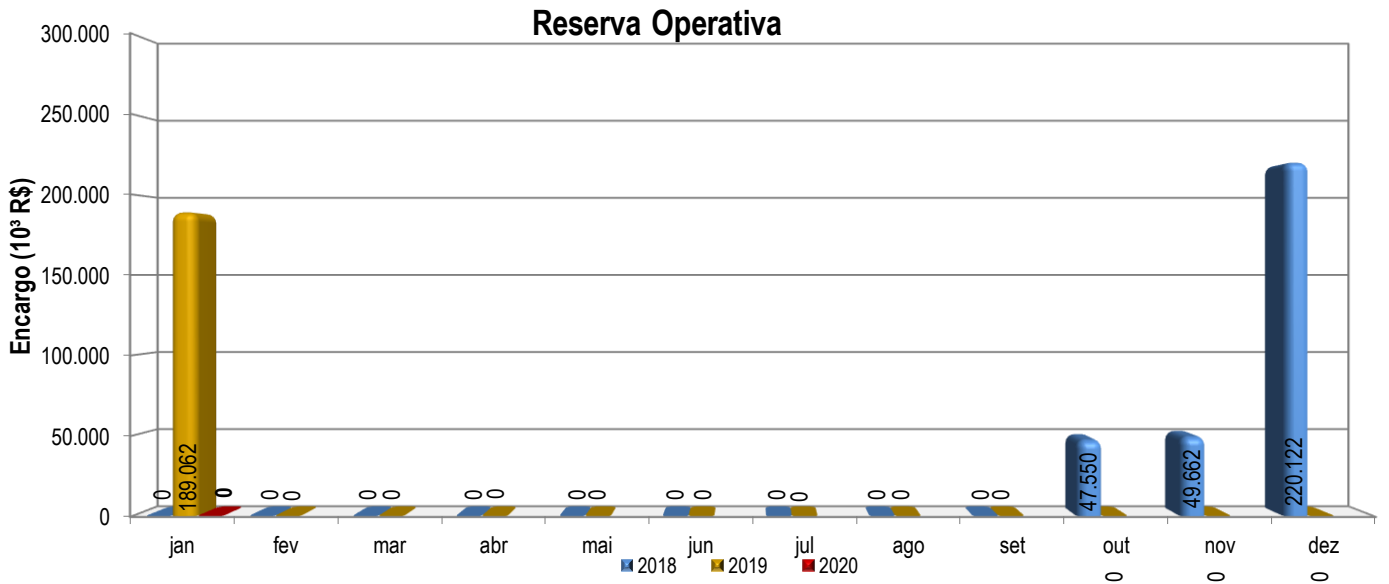


Figura 33. Encargos Setoriais: Reserva Operativa.

Fonte dos dados: CCEE.

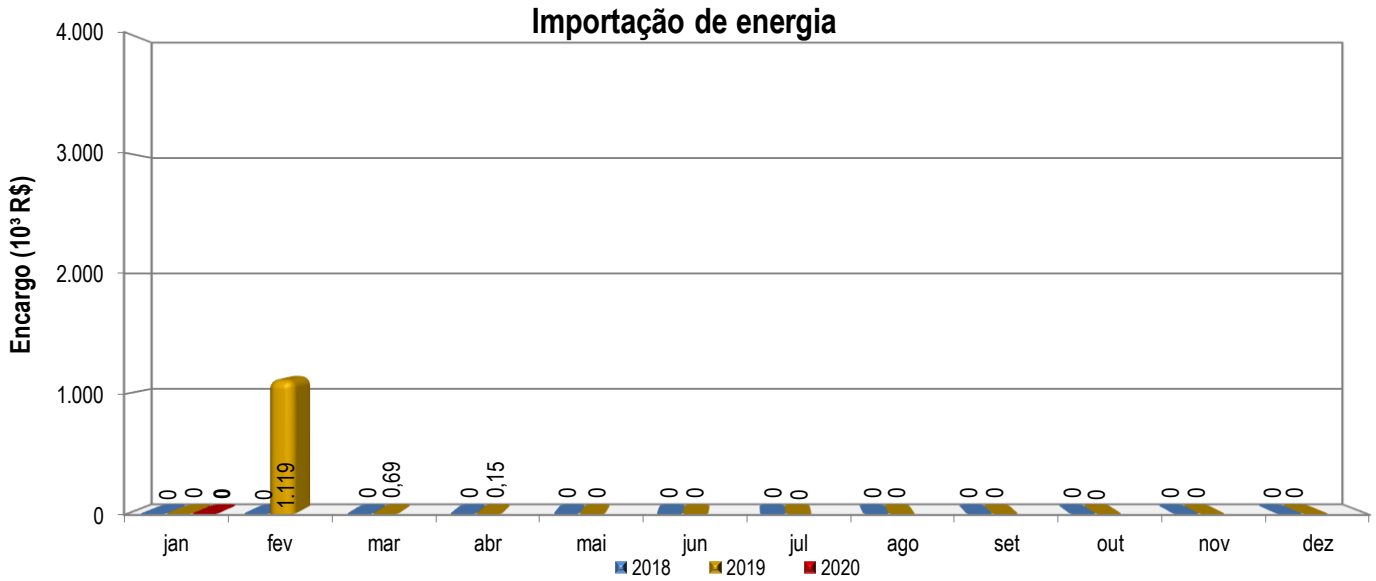


Figura 34. Encargos Setoriais: Importação de Energia.

Fonte dos dados: CCEE.

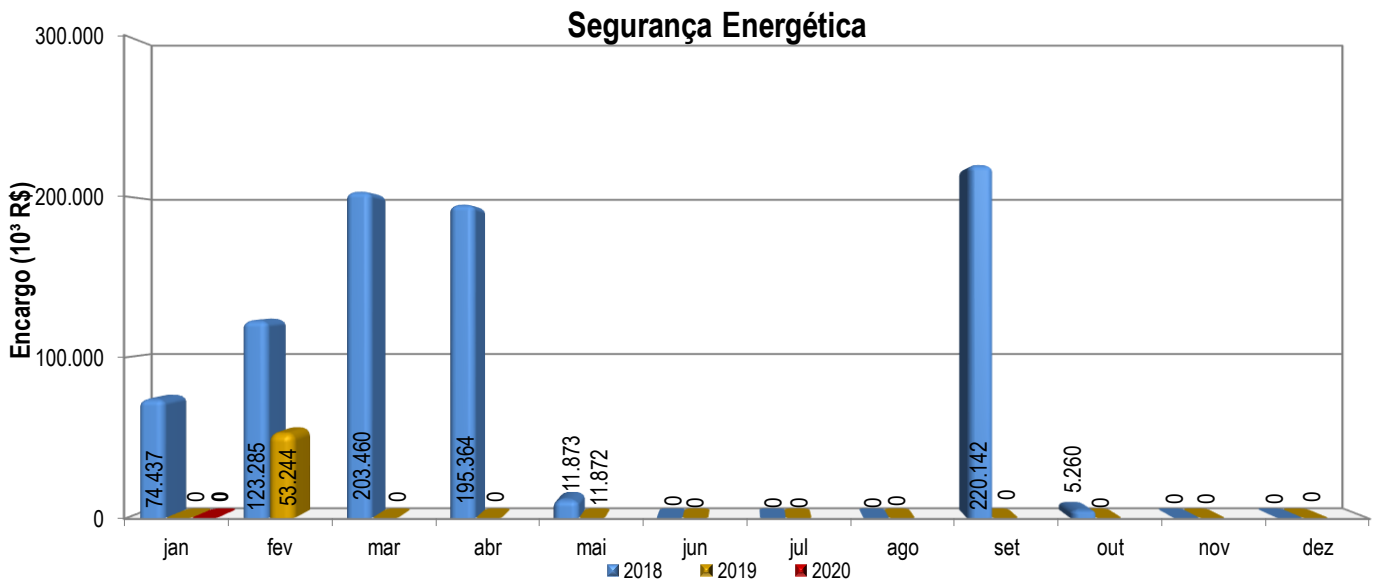


Figura 35. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até janeiro de 2020.

Fonte dos dados: CCEE.



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de fevereiro de 2020, foram verificadas quatro ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de dez minutos, totalizando 632 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
03/fev	Desligamento automático do barramento de 69 kV da subestação Goianinha.	156,7	PB e PE	Atuação acidental da proteção alternada de sobrecorrente de fase instantânea do transformador de aterramento 69 kV 02A1 devido a uma falha na medição analógica do relé, pela presença de uma colônia de formigas em seu interior.
05/fev	Desligamento total da SE Mossoró II 230 kV.	142,0	RN	Curto-circuito provocado pelo desprendimento de cabo de guarda no ponto de cruzamento de LT, sem a atuação esperada da proteção contra falha de disjuntor.
10/fev	Desligamento da UTE Monte Cristo, em consequência houve desligamento de toda a geração sincronizada nas usinas de Floresta, Distrito, Novo Paraíso e Monte Cristo II (bleaute).	177,0	RR	Atuação da proteção interna no transformador MCTF4-06 (12MW), em consequência houve abertura automática do disjuntor 69 kV MCDJ4-01 referente aos transformadores.
26/fev	Desligamento automático da transformação 345/138 kV da SE Montes Claros 2.	155,8	MG	Curto-circuito monofásico na LT 138 kV Montes Claros 2 / Montes Claros C1, cuja causa não foi informada pelo agente.
TOTAL		632		

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-Fev	2019 Jan-Fev	
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
SIN**	0	0												0	0
S	832	0												832	146
SE/CO	327	156												482	2.032
NE	0	299												299	337
N	0	0												0	153
Isolados	0	177												177	1.610
TOTAL	1.158	632	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.790	4.277

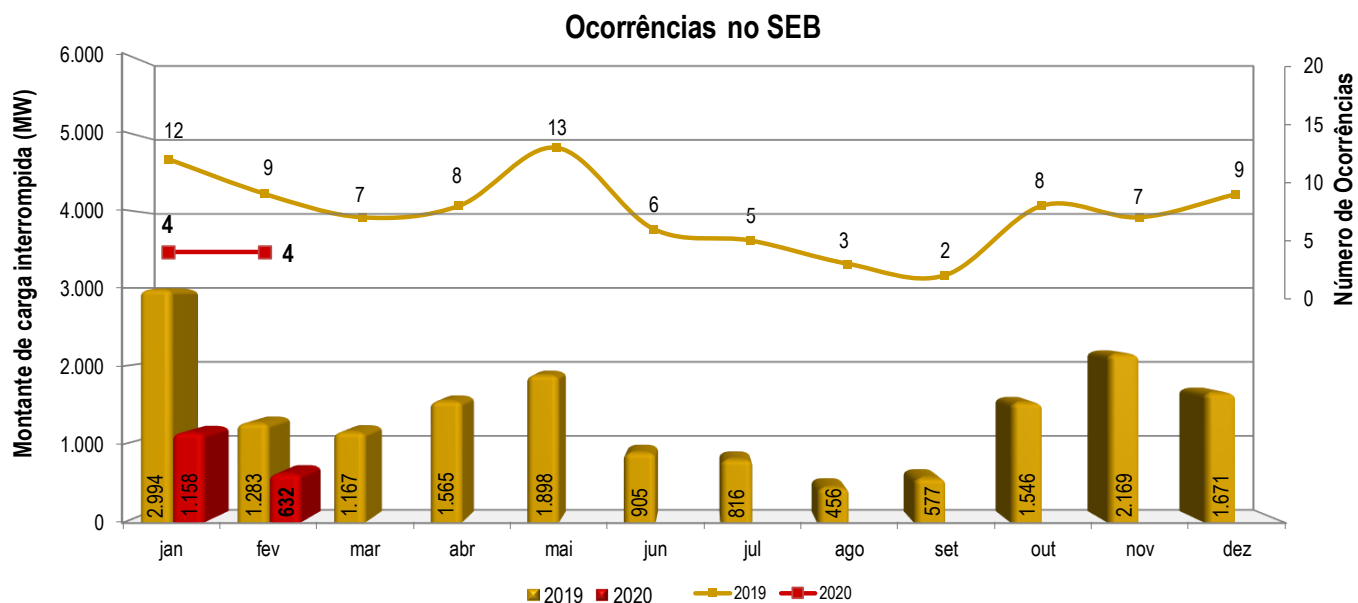
Tabela 24. Evolução do número de ocorrências.

Subsistema	Número de Ocorrências												2020 Jan-Fev	2019 Jan-Fev	
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
SIN**	0	0												0	0
S	1	0												1	1
SE/CO	3	1												4	5
NE	0	2												2	2
N	0	0												0	1
Isolados	0	1												1	12
TOTAL	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	21

¹ Critério para seleção das interrupções: corte de carga \geq 100 MW por tempo \geq 10 min para ocorrências no SIN e corte de carga \geq 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 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 **	Limite Ano
Brasil	1,24												1,24	12,28
S	1,15												1,15	10,35
SE	0,86												0,86	8,47
CO	1,54												1,54	13,78
NE	1,58												1,58	14,08
N	2,25												2,25	32,99

Tabela 26. Evolução do FEC em 2020.

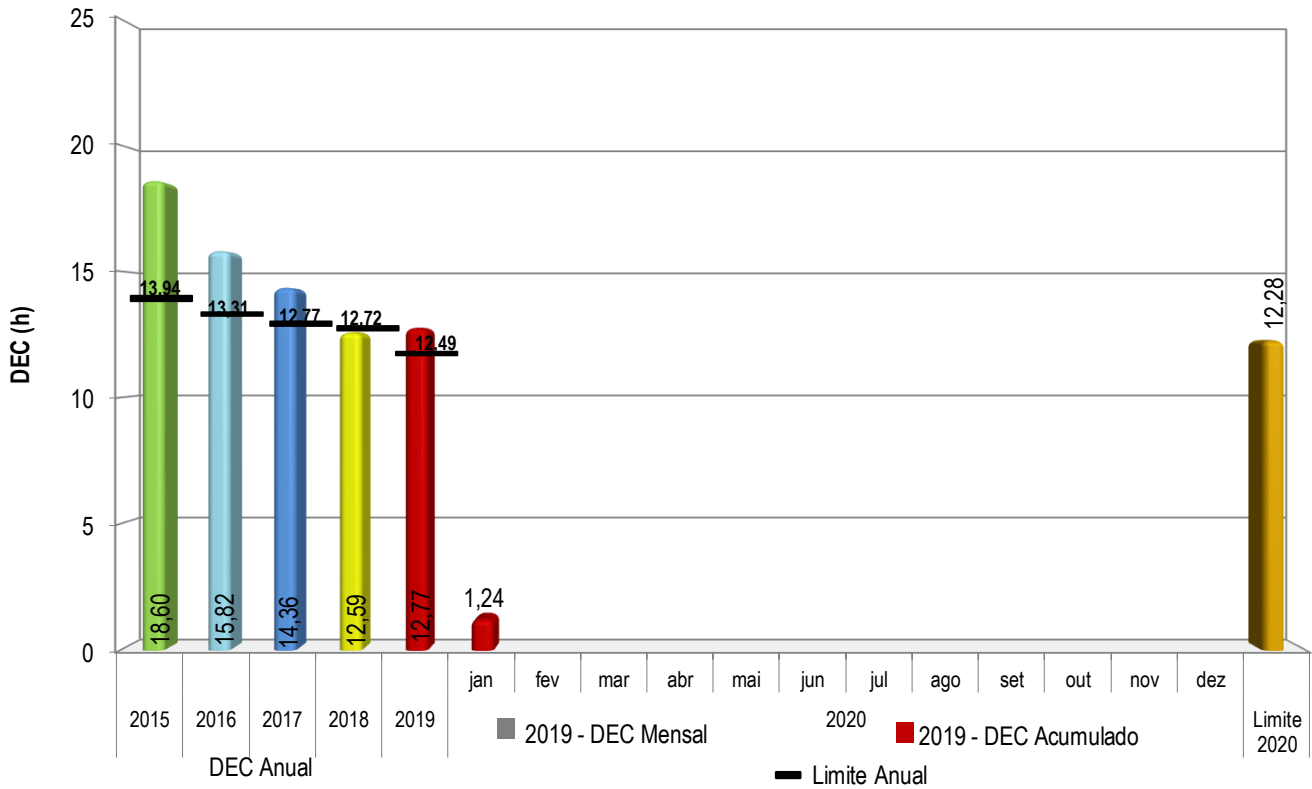
Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2020														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,59												0,59	8,97
S	0,77												0,77	7,92
SE	0,43												0,43	6,22
CO	0,72												0,72	10,60
NE	0,61												0,61	8,94
N	1,03												1,03	27,77

¹ Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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



DEC - Brasil



Fonte dos dados: ANEEL.
Figura 36. DEC do Brasil.

FEC - Brasil

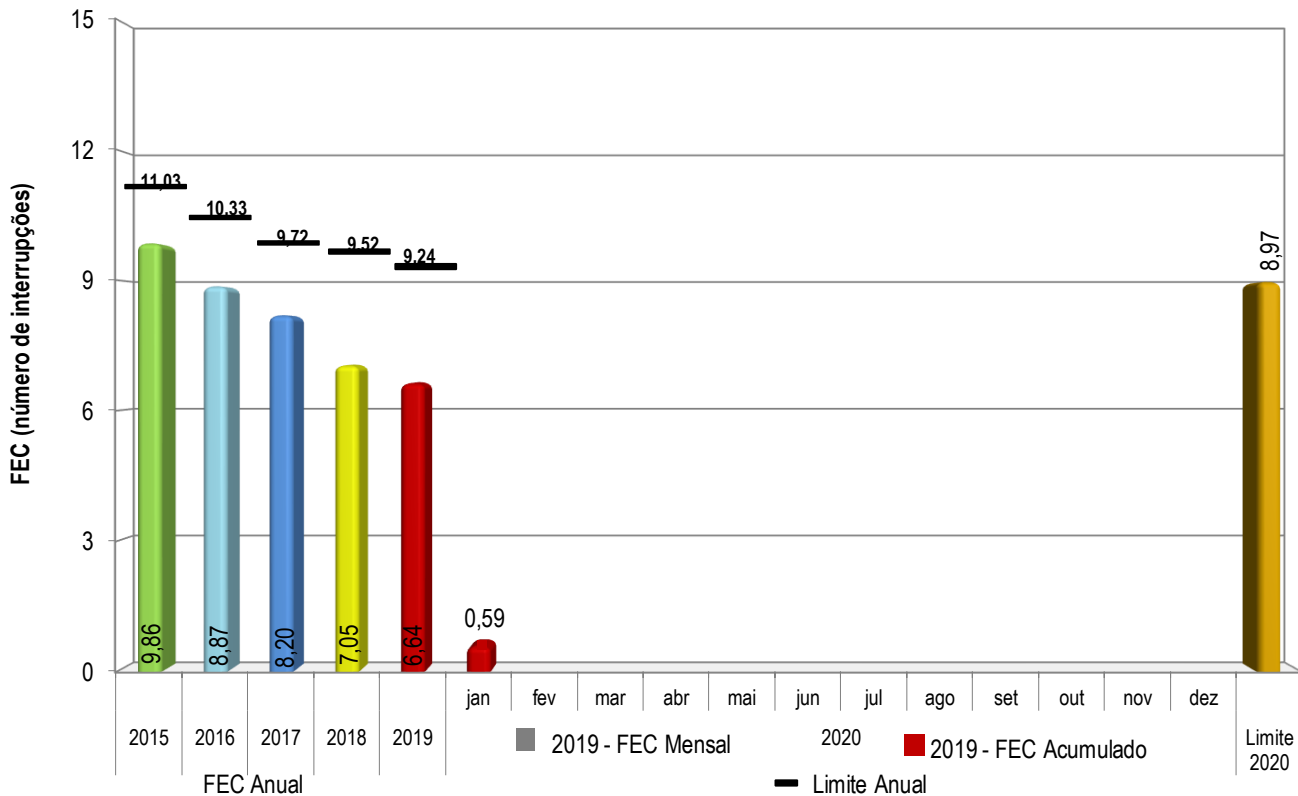


Figura 37. FEC do Brasil.



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.

Fonte dos dados: ONS/CCEE/ANEEL



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
GSF - Generation Scaling Factor	UFV – Energia 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	
MLT - Média de Longo Termo	