



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Março / 2019





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Março / 2019

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretário-Executivo

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Energia Elétrica

Ricardo de Abreu Sampaio Cyrino

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

Victor Protazio da Silva

Apoio dos estagiários:

Eduardo Vinicius Acunha Xavier

Jovelino Caetano Braz Junior

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 Afluyente Armazenável	3
2.3. Energia Armazenada	5
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	8
3.1. Principais Intercâmbios Verificados	8
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA	9
4.1. Consumo de Energia Elétrica	9
4.2. Demandas Máximas	11
4.3. Demandas Máximas Mensais	11
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	13
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	14
7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO.....	15
7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	15
7.2. Previsão da Expansão da Geração.....	16
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão	17
7.4. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	17
7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão	18
7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação	18
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	19
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	19
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	20
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	20
8.4. Geração Eólica	21
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	22
10. ENCARGOS SETORIAIS	23
11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	25
11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	26
11.2. Indicadores de Continuidade	27



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de março de 2019 – Brasil	2
Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	3
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.....	3
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.....	4
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.....	4
Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	6
Figura 7. EAR: Subsistema Sul.....	6
Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.....	7
Figura 9. EAR: Subsistema Norte.....	7
Figura 10. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	9
Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.....	11
Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	12
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	12
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.....	12
Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.....	14
Figura 17. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.....	14
Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.....	19
Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.....	21
Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	21
Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.....	22
Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.....	23
Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.....	24
Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	24
Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.....	24
Figura 26. Encargos Setoriais: Reserva Operativa.....	25
Figura 27. Encargos Setoriais: Importação de energia.....	25
Figura 28. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	27
Figura 29. DEC do Brasil.....	28
Figura 30. FEC do Brasil.....	28



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	5
Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN	5
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	9
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.	10
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	10
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.	11
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.....	13
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	14
Tabela 9. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.....	15
Tabela 10. Previsão da expansão da geração (MW).	16
Tabela 11. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	17
Tabela 12. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	17
Tabela 13. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	18
Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	18
Tabela 15. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	20
Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	20
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.....	26
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.	26
Tabela 19. Evolução do DEC em 2019.	27
Tabela 20. Evolução do FEC em 2019.....	27



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Os principais destaques relacionados à operação e expansão do sistema elétrico e detalhados nesse Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro foram:

CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS: Nos subsistemas, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 96% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 129% MLT no Sul, 44% MLT no Nordeste e 85% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 85% MLT, 123% MLT, 44% MLT e 68% MLT, respectivamente.

Energia Armazenada: Em relação aos percentuais de energia armazenada nos reservatórios equivalentes dos subsistemas, observou-se replecionamento de todos. Os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte apresentaram replecionamento de 10,3 p.p., 5,7 p.p., 7,6 p.p. e 22,5 respectivamente.

MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA: Em fevereiro de 2019, o consumo de energia elétrica atingiu 48.346 GWh, considerando autoprodução e perdas, representando acréscimo de 4,3% em relação ao consumo de fevereiro de 2018. As classes residencial, comercial e rural apresentaram um acréscimo de 9,2%, 7,2% e 9,6% respectivamente em relação ao mês de fevereiro de 2018. Já a classe industrial apresentou decréscimo de -2,1% em relação ao mês de fevereiro de 2018.

CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: No mês de março de 2019, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 164.757 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 5.699 MW.

EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO: No mês de março entraram em operação 143,1 km de linhas de transmissão e 816 MVA de capacidade de transformação. Em relação a capacidade instalada de geração, foram acrescentados 345,85 MW no mês de março.

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: No mês de Fevereiro de 2019, as fontes renováveis representaram 85,6% da matriz de produção de energia elétrica brasileira.

ENCARGOS SETORIAIS: O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em fevereiro de 2019 foi de R\$ 292,5 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 227,3 milhões).

Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro: Em março de 2019, foram verificadas 7 ocorrências no sistema elétrico brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de 10 minutos, totalizando 1.167 MW de corte de carga. Dessas, 3 foram no estado de Roraima, não interligado ao SIN, totalizando 481 MW de cargas interrompidas.

CMSE: No dia 13 de março de 2019 foi realizada a 216ª Reunião (Ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, a Secretaria de Energia Elétrica – SEE apresentou que a expansão do sistema, até o dia 13 de março de 2019, totalizou 1.071 MW de capacidade instalada de geração e 1.179 km de linhas de transmissão. As Atas das referidas reuniões estão disponíveis em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse/atas-cmse-2019>.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de março de 2019, exceto quando indicado.

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

2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Nos subsistemas, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 96% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 129% MLT no Sul, 44% MLT no Nordeste e 85% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 85% MLT, 123% MLT, 44% MLT e 68% MLT, respectivamente.

No mês de março, as temperaturas mínimas ficaram em torno ou acima da média em todas as regiões do país. Já as temperaturas máximas ficaram em torno ou acima da média.

Além disso, no mês, predominou no país cenário de chuvas em torno da média nas principais bacias do SIN. Nas bacias do rio Tocantins e do rio Parnaíba foram registradas precipitações significativamente abaixo da média.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

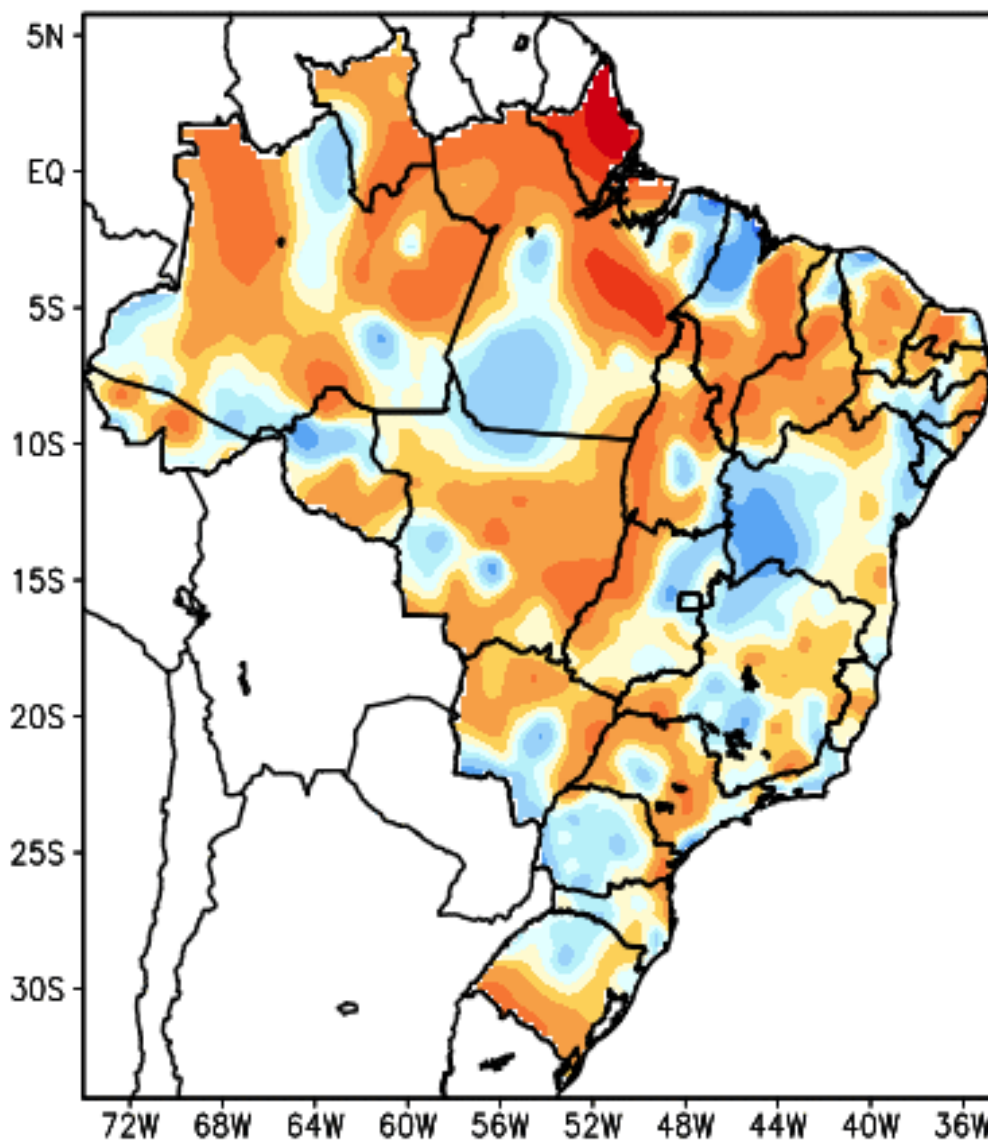


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de março de 2019 – Brasil.

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

Fonte: CPTEC/INPE



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

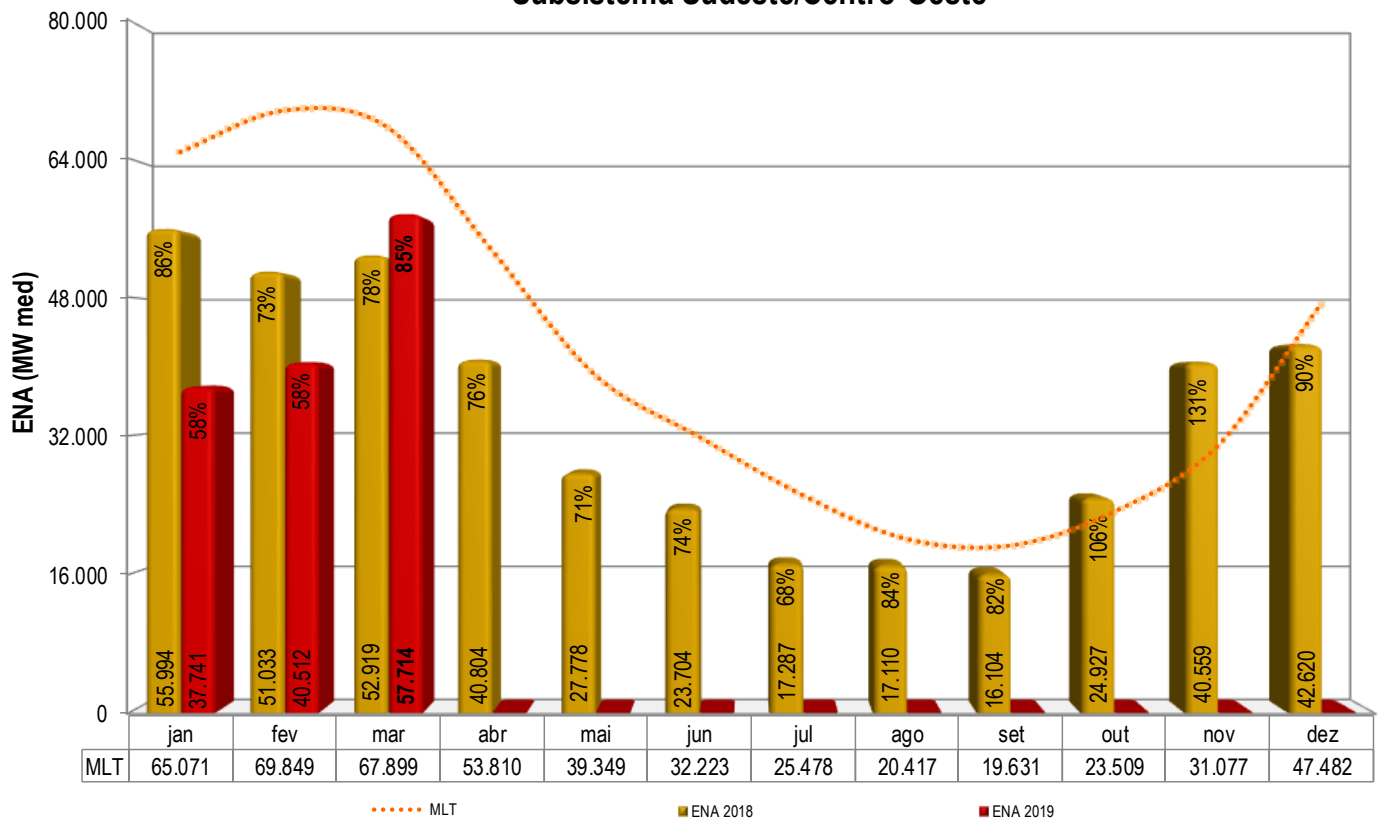


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

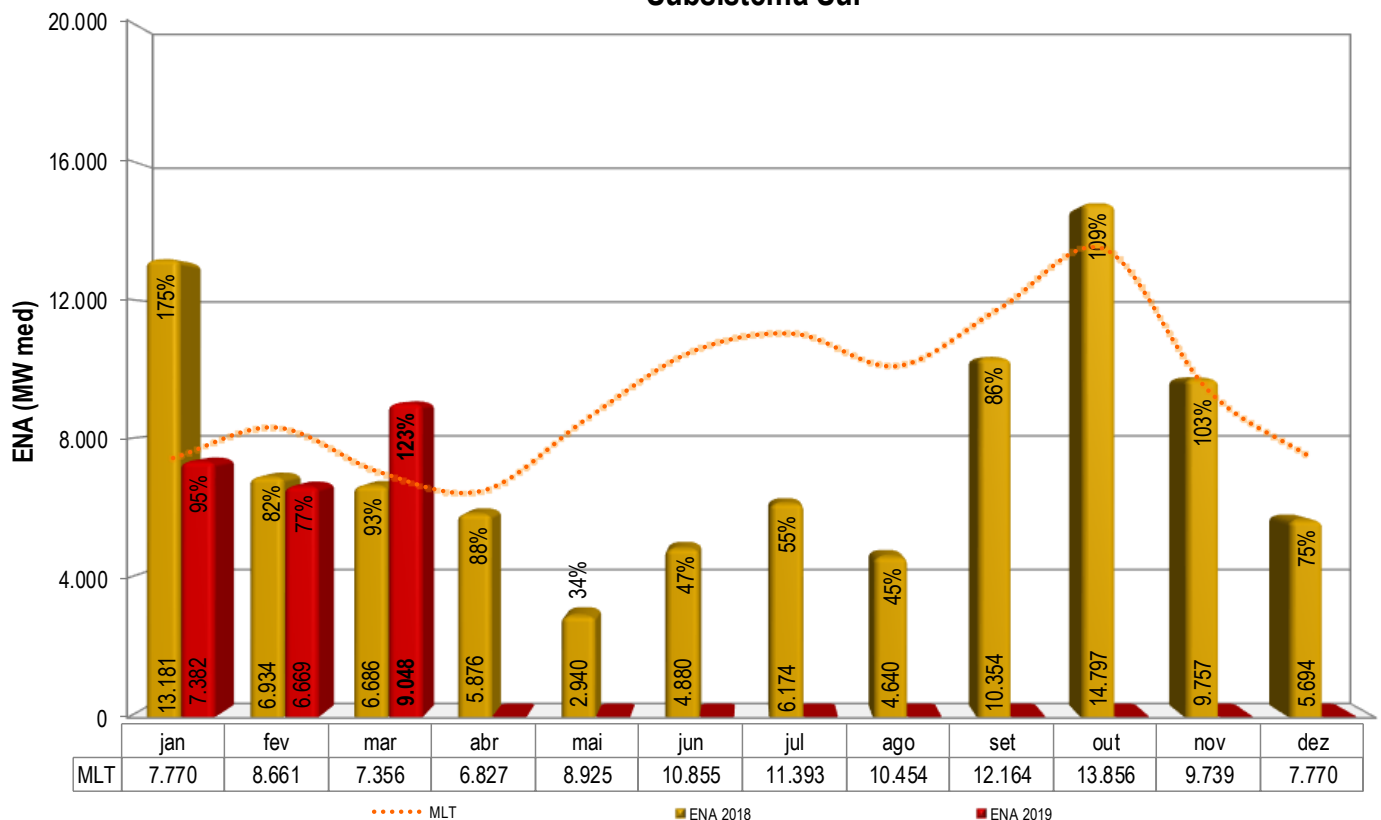


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

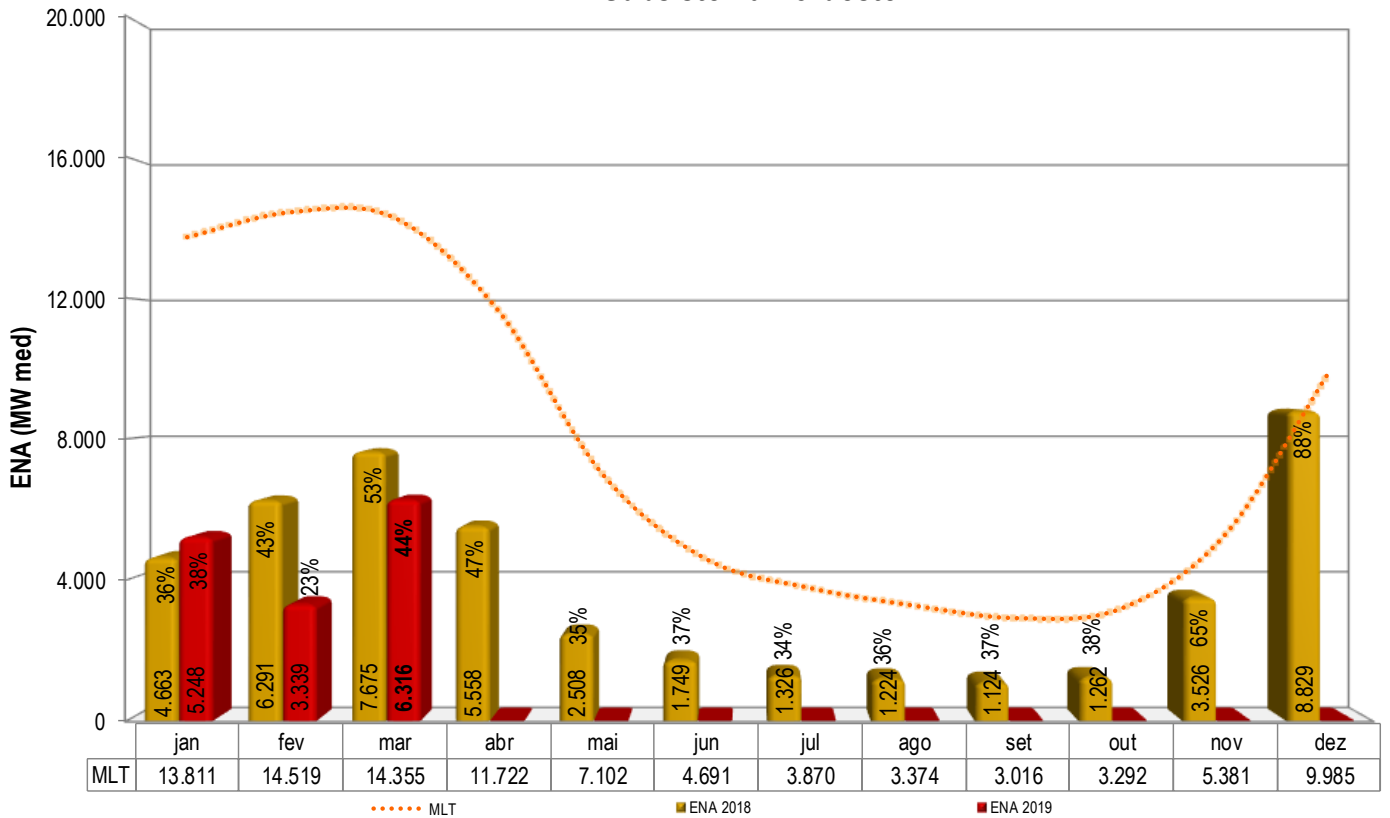


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

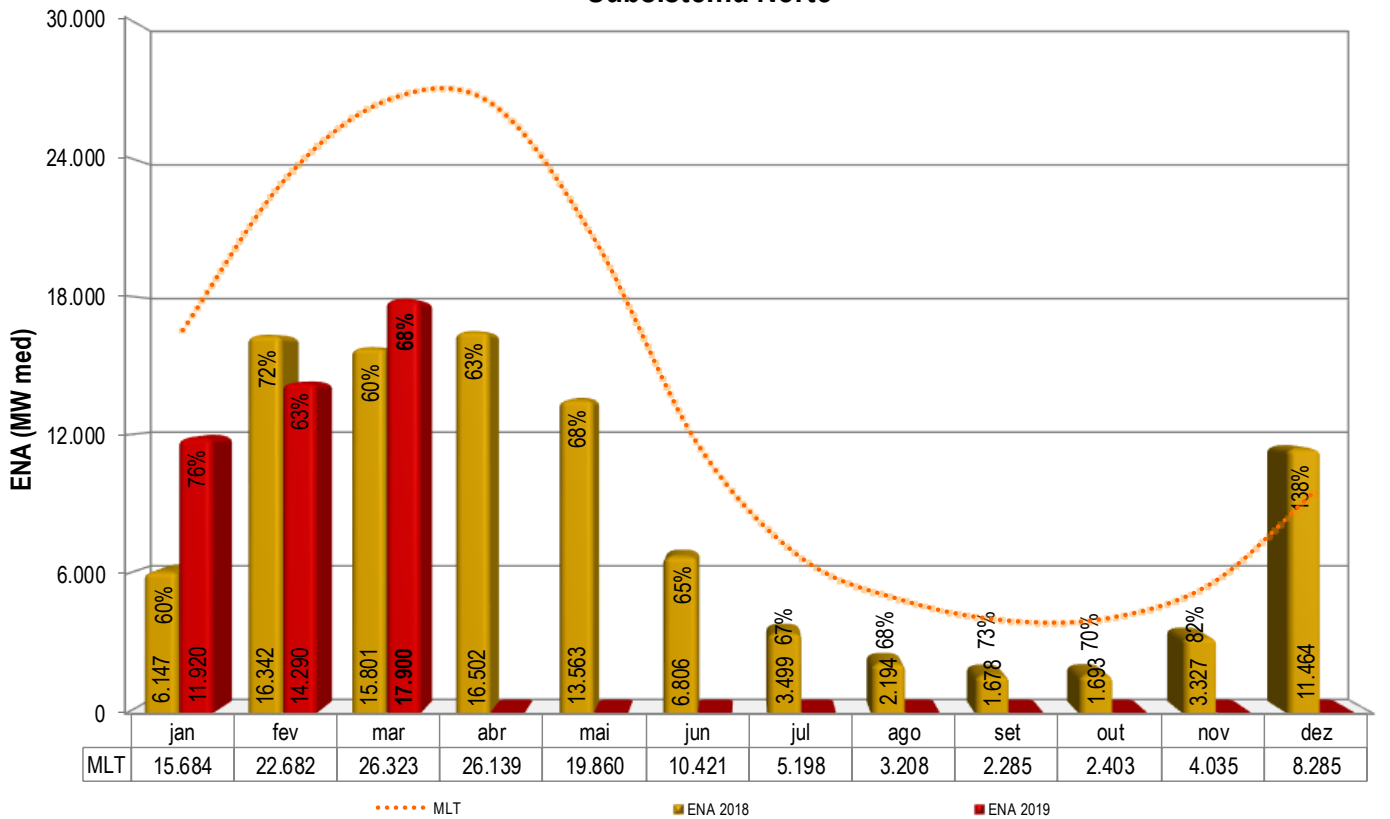


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.3. Energia Armazenada

Durante o mês de março de 2019, houve replecionamento de todos os subsistemas. Os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte apresentaram replecionamento de 10,3 p.p., 5,7 p.p., 7,6 p.p. e 22,5 respectivamente.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Fevereiro (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Março (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	29,6	39,9	203.285	61,2
Sul	40,5	46,2	20.100	8,3
Nordeste	45,2	52,8	51.831	23,8
Norte	44,2	66,7	15.046	6,8
TOTAL			290.262	100,0

Em função de restrições ambientais vinculadas à época de Piracema, foi evitada a manobra de unidades geradoras na UHE Belo Monte.

A coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco foi efetuada conforme orientações do Grupo de Acompanhamento da Operação dos Reservatórios do Rio São Francisco, coordenado pela Agência Nacional de Águas – ANA, sendo o intercâmbio de energia e as gerações eólica e térmica locais responsáveis pelo fechamento do balanço energético da região Nordeste. O nível de armazenamento ao final do mês de março de 2019 foi de 42,2% na UHE Sobradinho. Na UHE Três Marias, o nível de armazenamento ao final de março de 2019 foi de 76,5%, o que indica o melhor nível de armazenamento desde 2012.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, que apresentaram deplecionamento, em relação ao mês anterior, destacam-se os reservatórios da UHE Capivara (-60,6 p.p.) e da UHE Itumbiara (-14,5 p.p.). Em relação aos reservatórios que apresentaram replecionamento, destacam-se os reservatórios da UHE Três Marias (41,6 p.p.) e da UHE Sobradinho (20,4 p.p.).

Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm ³)	Armazenamento no final de Fevereiro (%)	Armazenamento no final de Março (%)	Evolução Mensal (%)
SERRADAMESA	TOCANTINS	43.250	14,1	16,8	2,7
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	98,1	99,2	1,2
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	21,7	42,2	20,4
FURNAS	GRANDE	17.217	26,1	42,5	16,4
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	34,9	76,5	41,6
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	16,5	36,5	20,0
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	88,2	82,7	-5,5
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	40,2	25,8	-14,5
NOVAPONTE	ARAGUARI	10.380	20,7	36,2	15,5
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	97,0	36,4	-60,6

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

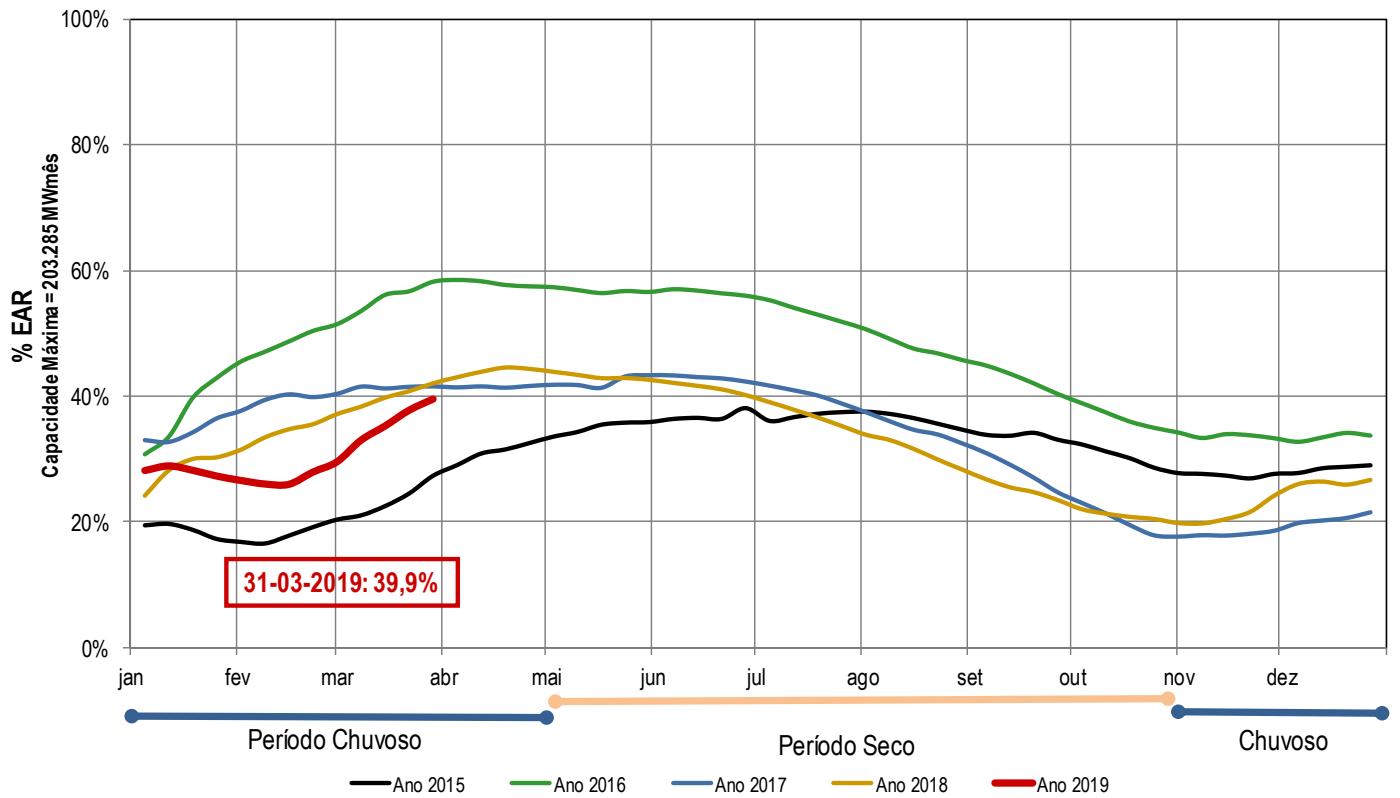


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

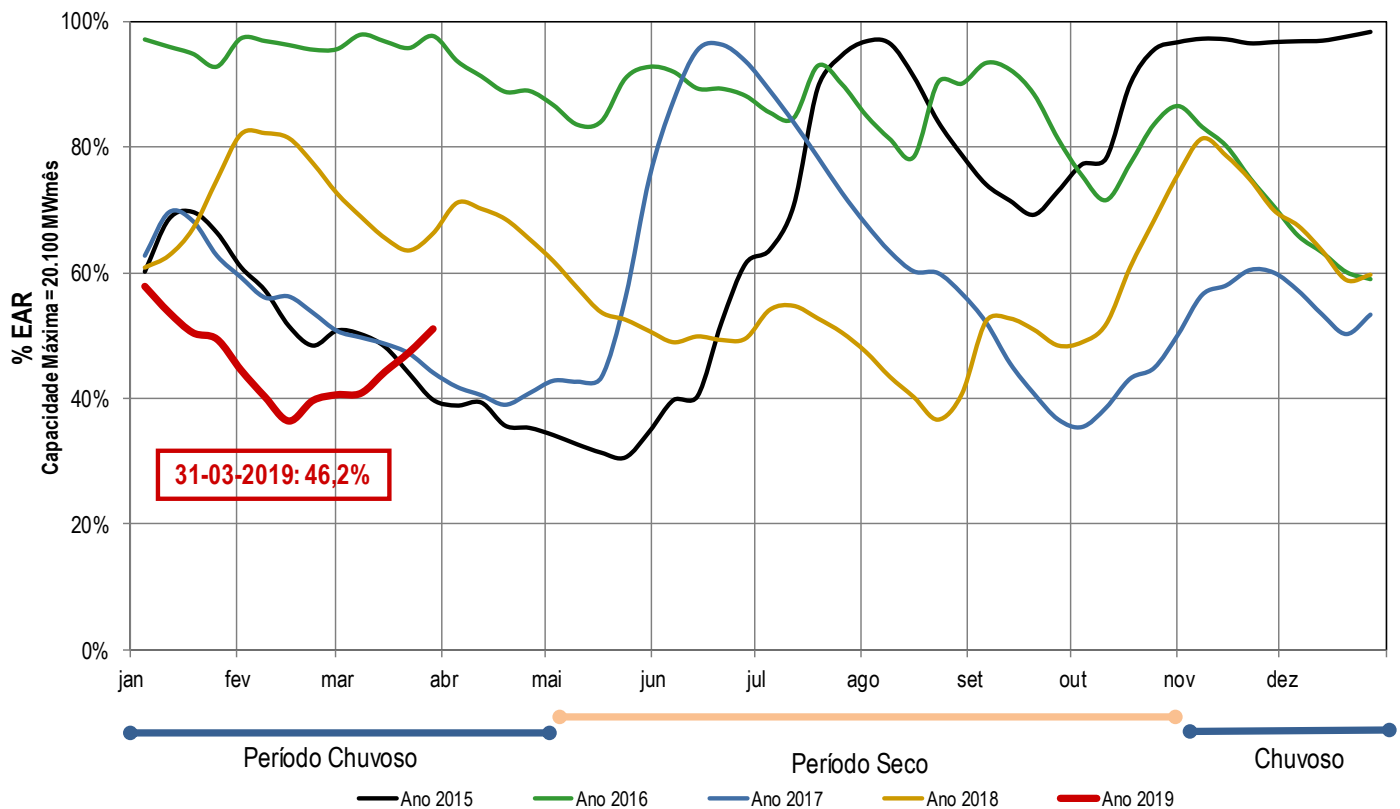


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

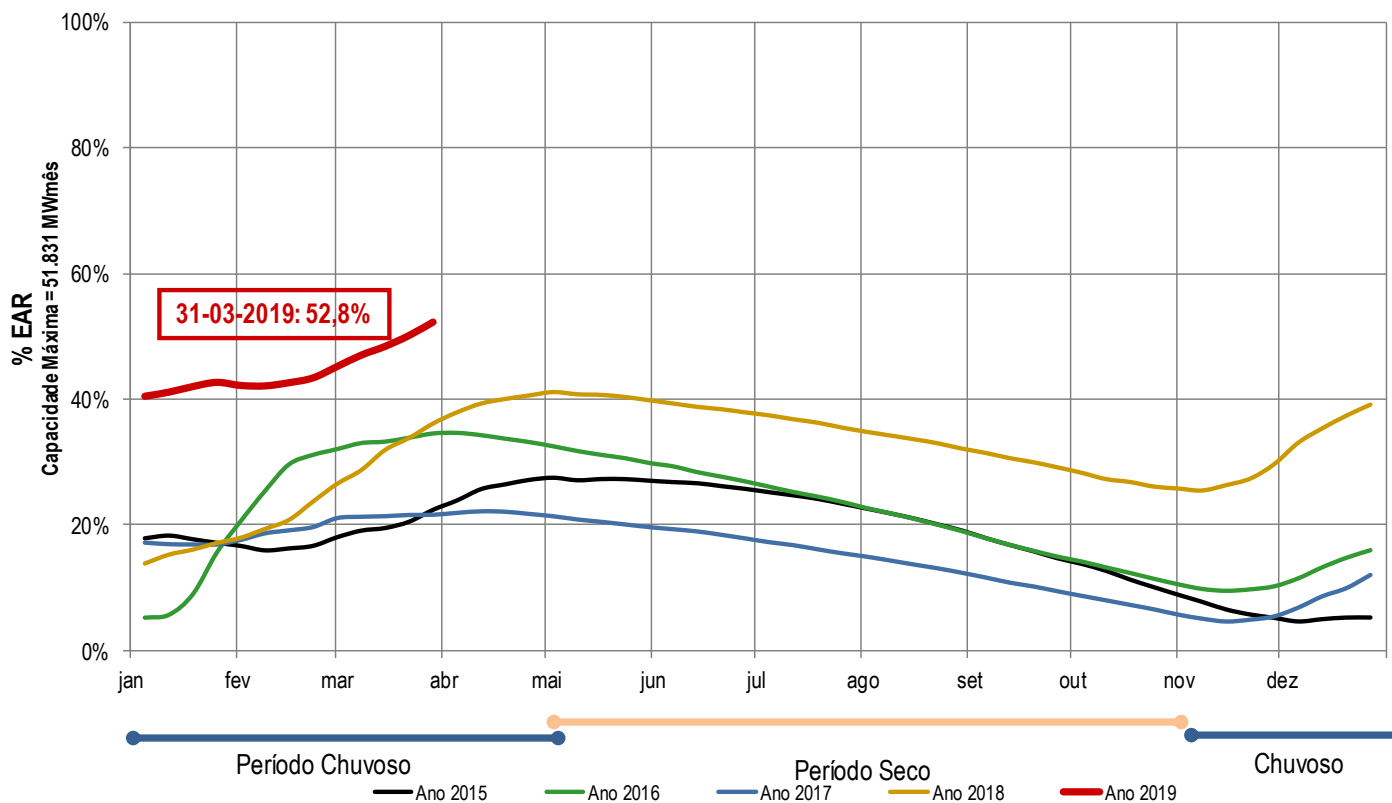


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

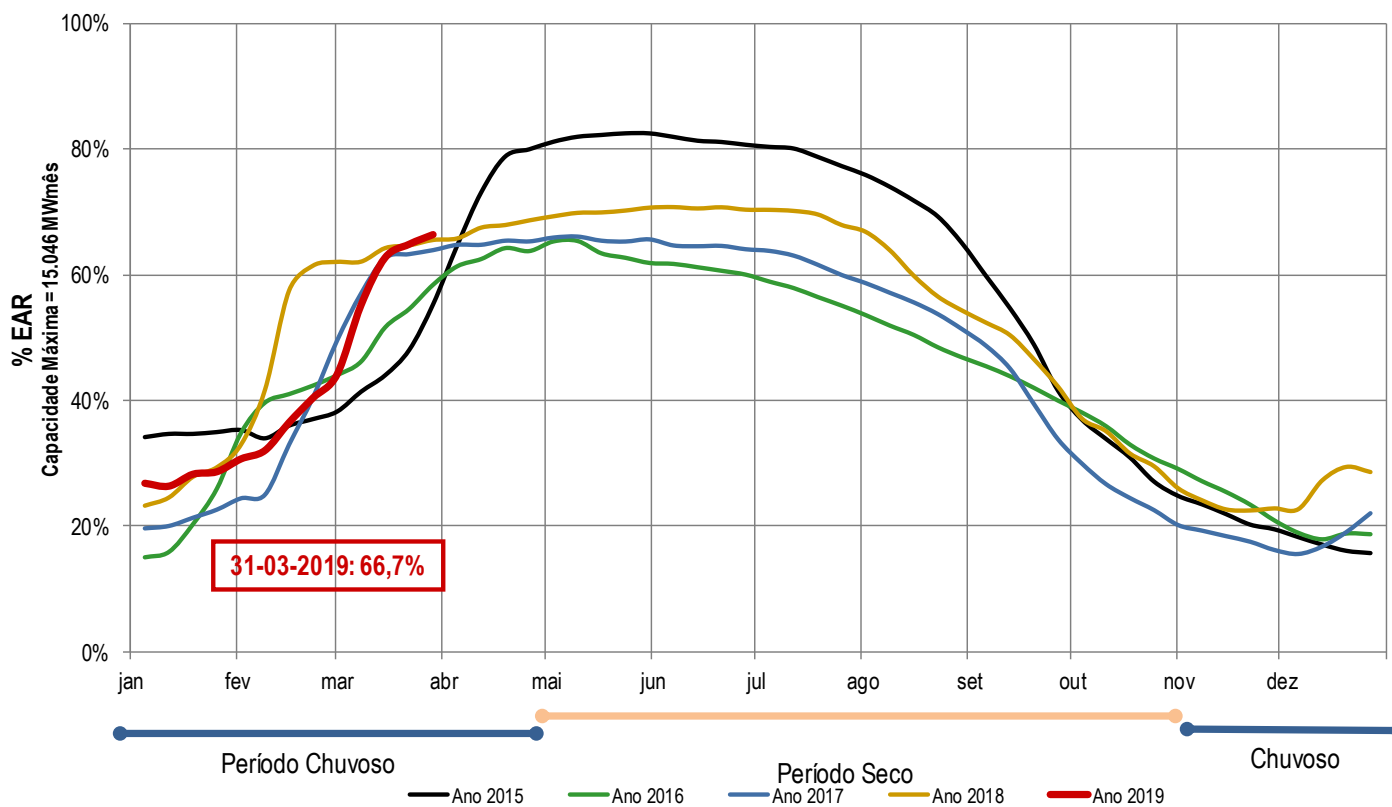


Figura 9. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em março de 2019, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, porém, diminuindo o montante para 7.319 MWmédios, valor inferior ao mês anterior (7.753 MWmédios).

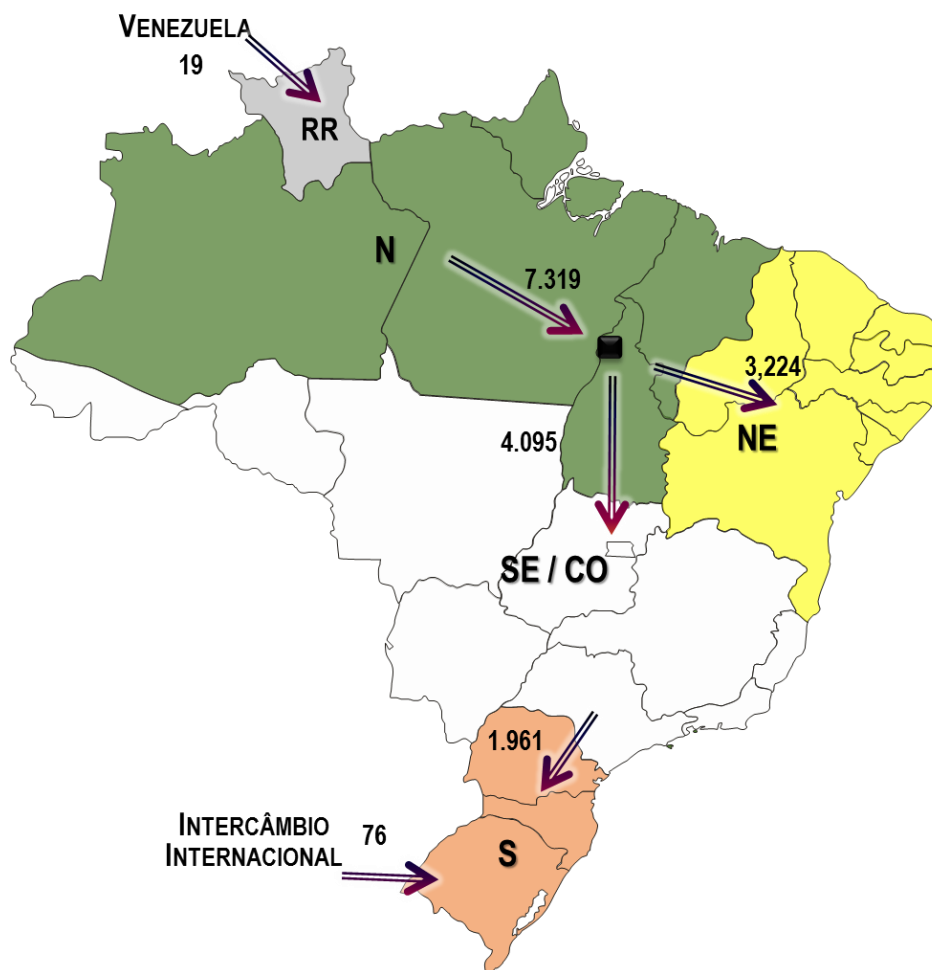
O subsistema Nordeste manteve o perfil importador, diminuindo o montante para 3.224 MWmédios ante 3.487 MWmédios no mês anterior.

O subsistema Sul manteve o perfil importador de energia no mês de março de 2019, com montante verificado de 1.951 MWmédios, ante 3.058 MWmédios em fevereiro de 2019.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador do subsistema Norte, atingindo 4.095 MWmédios, ante importação de 4.266 MWmédios no mês anterior.

O montante de energia importada da Venezuela no mês de março de 2019 foi de 19 MWmed devido à suspensão do fornecimento para o estado de Roraima no dia 8 de março. Deste então, o estado de Roraima está sendo abastecido pela geração térmica local.

Em relação aos intercâmbios internacionais na região Sul, no mês de março de 2019, houve importação de cerca de 76 MWmédios.



Fonte dos dados: ONS / Eletronorte



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em fevereiro de 2019, o consumo de energia elétrica atingiu 48.346 GWh, considerando autoprodução e perdas, representando acréscimo de 4,3% em relação ao consumo de fevereiro de 2018. As classes residencial, comercial e rural apresentaram um acréscimo de 9,2%, 7,2% e 9,6%, respectivamente, em relação ao mês de fevereiro de 2018. Já a classe industrial apresentou decréscimo de -2,1% em relação ao mesmo mês do ano anterior.

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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Fev/19 GWh	Evolução mensal (Fev/19/Jan/19)	Evolução anual (Fev/19/Fev/18)	Mar/17-Fev/18 (GWh)	Mar/18-Fev/19 (GWh)	Evolução
Residencial	12.603	-1,5%	9,2%	134.485	138.028	2,6%
Industrial	13.575	-1,3%	-2,1%	168.320	169.400	0,6%
Comercial	8.198	1,3%	7,2%	88.122	89.816	1,9%
Rural	2.646	4,7%	9,6%	28.163	28.900	2,6%
Demais classes *	4.140	-0,1%	6,5%	48.907	49.592	1,4%
Perdas e Diferenças **	7.184	-45,5%	2,9%	109.743	116.628	6,3%
Total	48.346	-11,3%	4,3%	577.739	592.365	2,5%

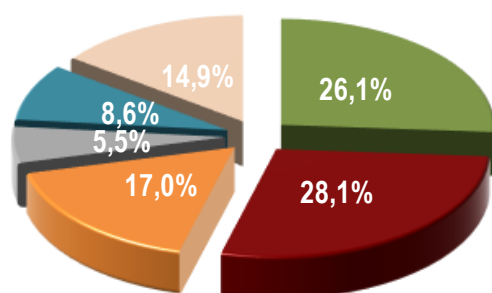
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

** 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).

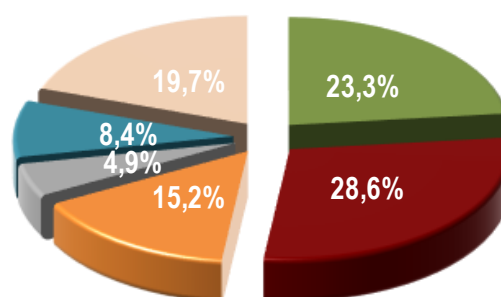
Dados contabilizados até fevereiro de 2019.

Fonte dos dados: EPE/ONS

Consumo de Energia Elétrica em Fevereiro/2019



Consumo de Energia Elétrica em 12 meses



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

Figura 10. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até fevereiro de 2019.

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



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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Fev/19 kWh/NU	Evolução mensal (Fev/19/Jan/19)	Evolução anual (Fev/19/Fev/18)	Mar/17-Fev/18 (kWh/NU)	Mar/18-Fev/19 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	174	-2,5%	7,1%	157,9	159,0	0,7%
Consumo médio industrial	26.214	-1,6%	-0,1%	26.543	27.260	2,7%
Consumo médio comercial	1.413	0,5%	6,3%	1.277	1.290	1,1%
Consumo médio rural	585	4,3%	9,1%	521	533	2,2%
Consumo médio demais classes*	5.255	-1,5%	5,0%	5.247	5.246	0,0%
Consumo médio total	490	-1,3%	2,8%	473	472	-0,1%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até fevereiro de 2019.

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

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Fev/18	Fev/19	
Residencial (NUCR)	70.964.033	72.362.047	2,0%
Industrial (NUCI)	528.456	517.852	-2,0%
Comercial (NUCC)	5.752.058	5.801.216	0,9%
Rural (NUCR)	4.500.671	4.520.406	0,4%
Demais classes	776.733	787.813	1,4%
Total (NUCT)	82.521.951	83.989.334	1,8%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até fevereiro de 2019.

Fonte dos dados: EPE



4.2. Demandas Máximas

Em março de 2019, foi registrado recorde de demanda máxima no subsistema Nordeste. A demanda máxima registrada foi de 13.307 MW às 14h30 do dia 20/03/2019, valor 65 MW acima do recorde anteriormente registrado em fevereiro de 2019.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW)	49.703	16.317	13.307	6.444	83.358
(dia - hora)	19/03/2019 - 14h53	06/03/2019 - 14h17	20/03/2019 - 14h30	18/03/2019 - 14h54	08/03/2019 - 14h36
Recorde (MW)	53.199	18.936	13.307	6.748	90.525
(dia - hora)	01/02/2019 - 14h41	31/01/2019 - 14h15	20/03/2019 - 14h30	16/05/2017 - 14h41	30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS

4.3. Demandas Máximas Mensais

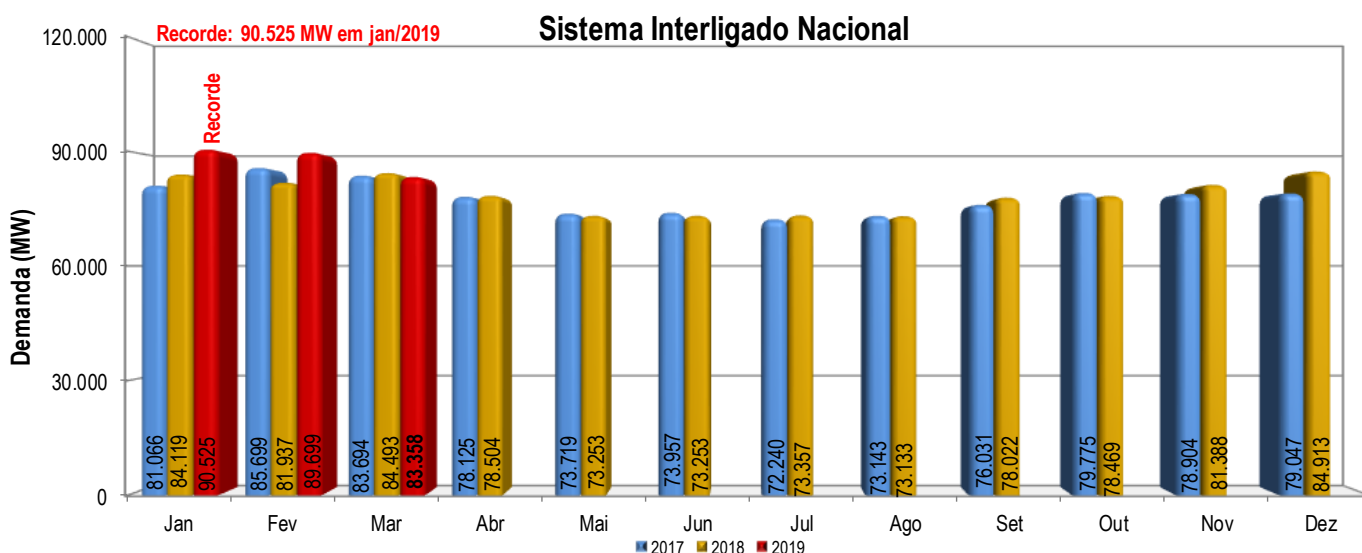


Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.

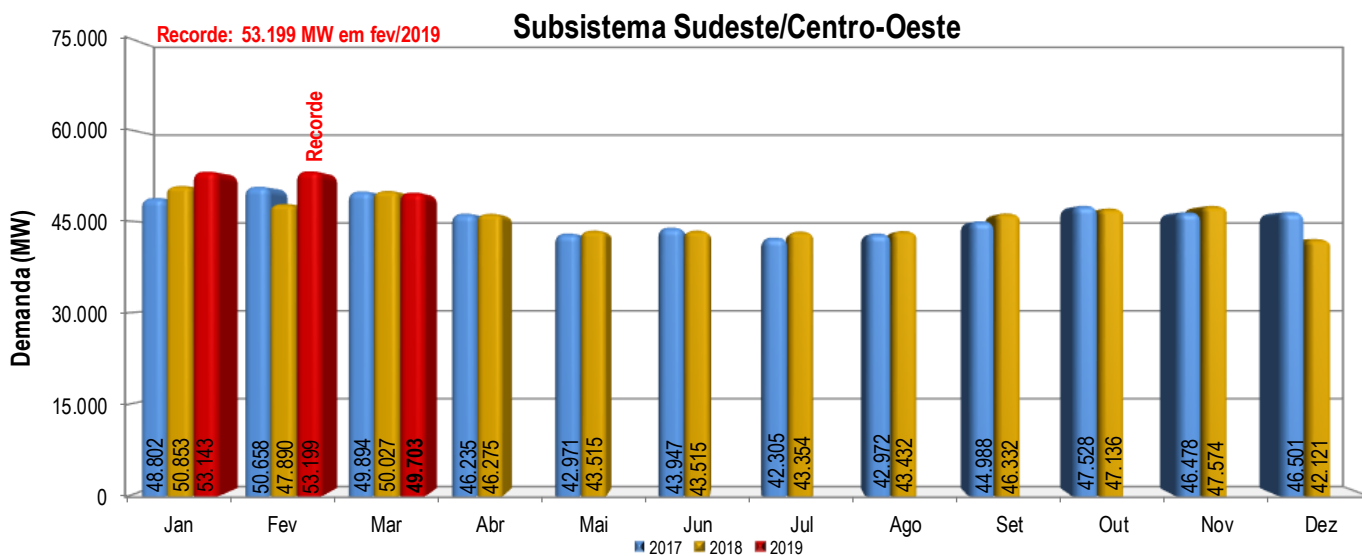


Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

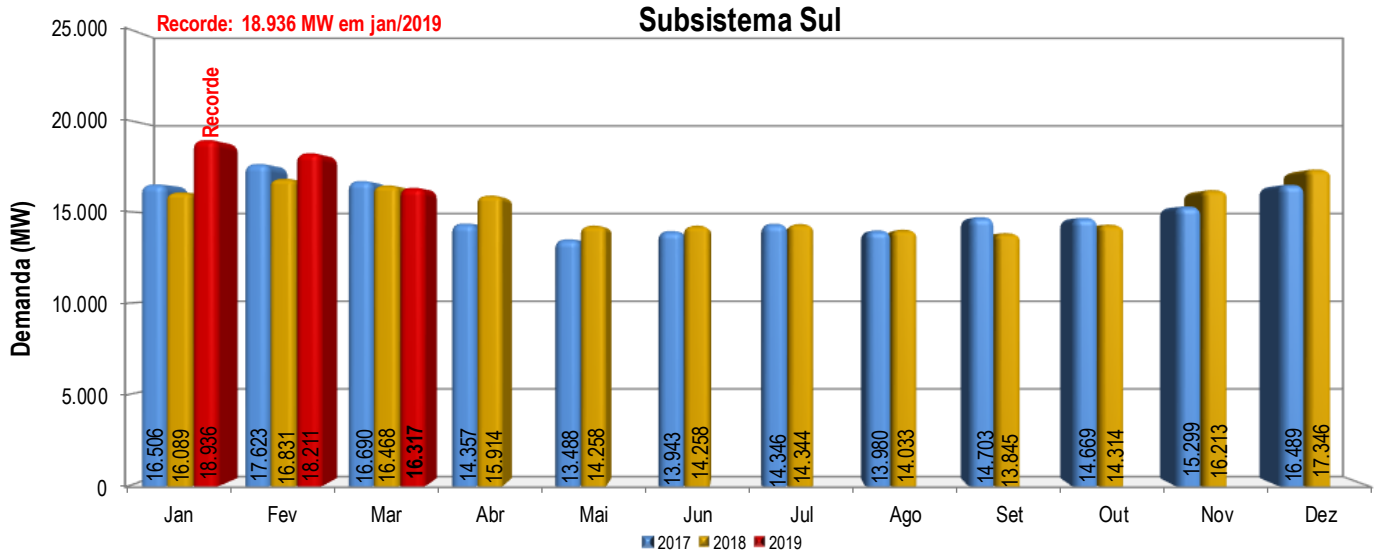


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

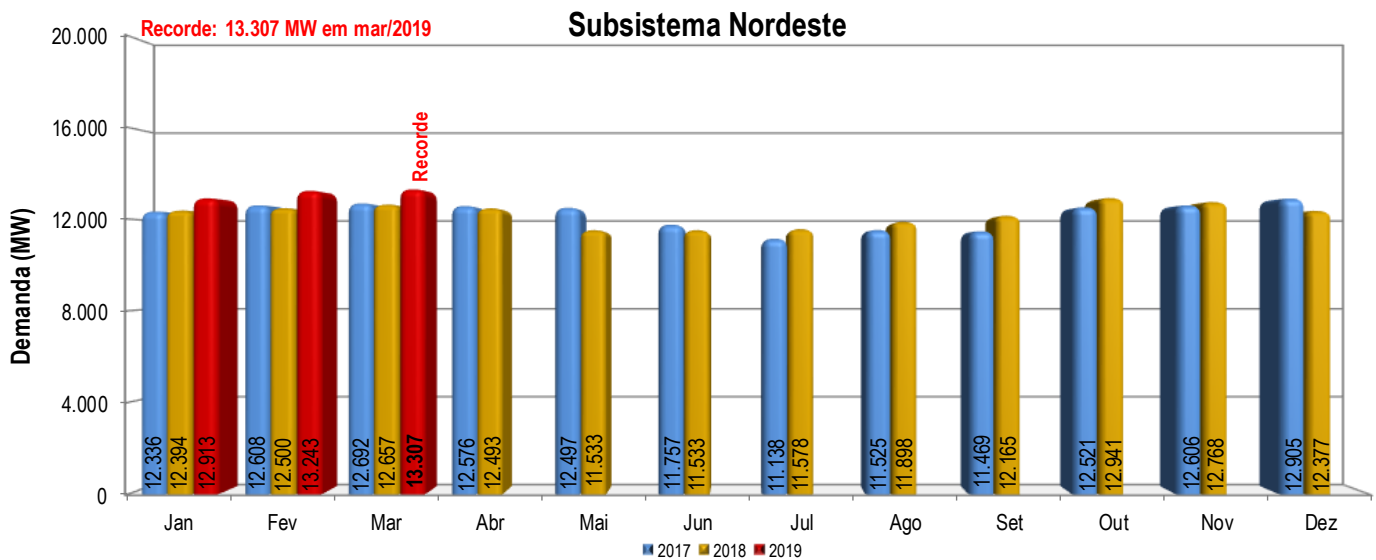


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

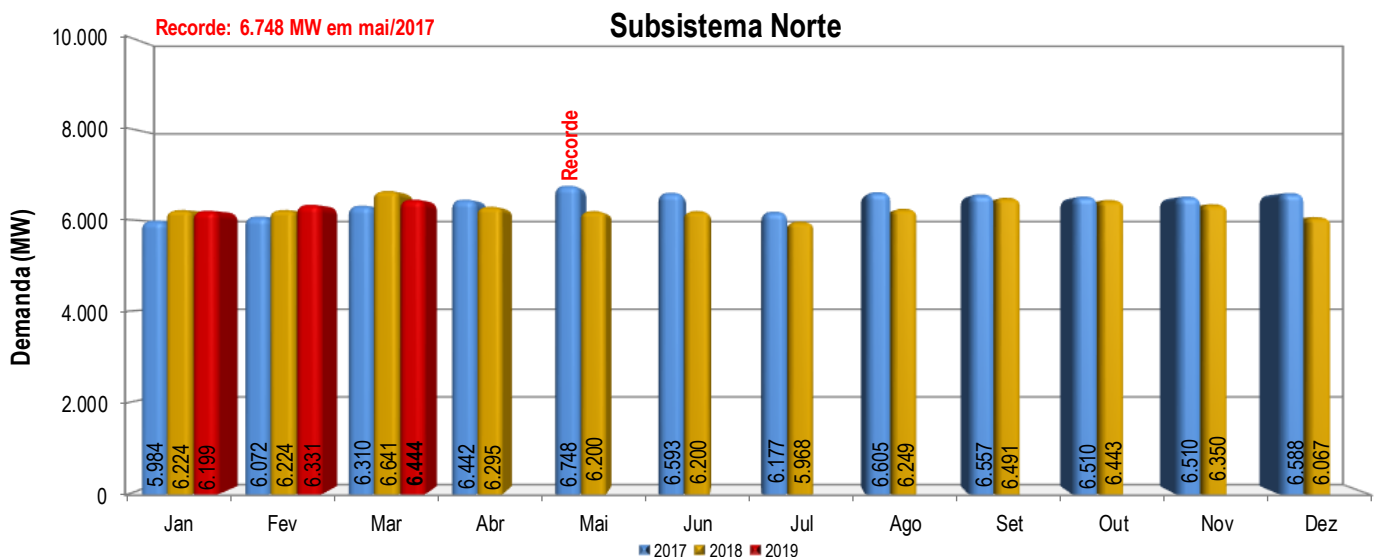


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de março de 2019, a capacidade instalada total* de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 164.757 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 5.699 MW, sendo 3.195 MW de geração de fonte hidráulica, 2.335 MW de fonte eólica e 1.401 MW de fonte solar. Ao mesmo tempo, houve um decréscimo de 1.231 MW de fontes térmicas. A geração distribuída fechou o mês de março de 2019 com 812 MW instalados em 66.506 unidades, representando 0,5% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

As fontes renováveis representaram 83,2% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em março de 2019 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

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

Fonte	Mar/2018	Mar/2019			Evolução da Capacidade Instalada Mar/2019 - Mar/2018
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	101.361	1.425	104.555	63,5%	3,2%
UHE	95.619	217	98.581	59,8%	3,1%
PCH + CGH**	5.698	1.127	5.897	3,6%	3,5%
CGH GD	43	81	76	0,0%	77,5%
Térmica	43.793	3.164	42.562	25,8%	-2,8%
Gás Natural	12.994	169	13.369	8,1%	2,89%
Biomassa	14.614	568	14.810	9,0%	1,3%
Petróleo	10.293	2.252	9.030	5,5%	-12,3%
Carvão	3.727	22	3.252	2,0%	-12,8%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,2%	0,0%
Outros***	150	4	69	0,0%	-54,4%
Térmica GD	25	147	42	0,0%	71,2%
Eólica	12.548	663	14.883	9,0%	18,6%
Eólica (não GD)	12.538	606	14.873	9,0%	18,6%
Eólica GD	10	57	10,314	0,0%	0,1%
Solar	1.356	68.690	2.757	1,7%	103,3%
Solar (não GD)	1.130	2.469	2.074	1,3%	83,6%
Solar GD	226	66.221	683	0,4%	201,7%
Capacidade Total sem GD	158.754	7.436	163.945	99,5%	3,3%
Geração Distribuída - GD	304	66.506	812	0,5%	166,8%
Capacidade Total - Brasil	159.058	73.942	164.757	100,0%	3,6%

* 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".

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

*** Inclui outras fontes fósseis (69 MW).

Fonte dos dados: ANEEL e MME (Dados BIG e GD do site da ANEEL – 01/04/2019)

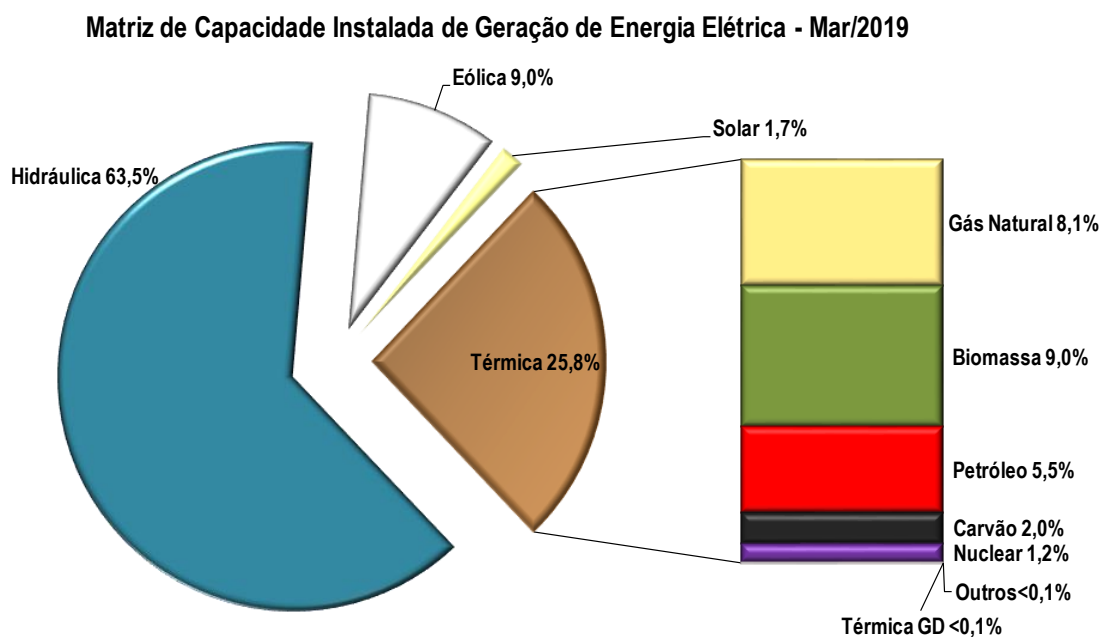


Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO *

Em março de 2019, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 146.788 km de linhas de transmissão, das quais a participação do sistema de 230 kV representa a maior parte, em termos de extensão, com cerca de 39,9% do total. Nos próximos três anos, a previsão de expansão é que a classe de 500 kV cresça mais que a classe de 230 kV, considerando, principalmente, o reforço nas interligações entre as regiões, que permite uma maior otimização na utilização dos recursos energéticos.

Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Instaladas no SEB (kV) - Mar/2019

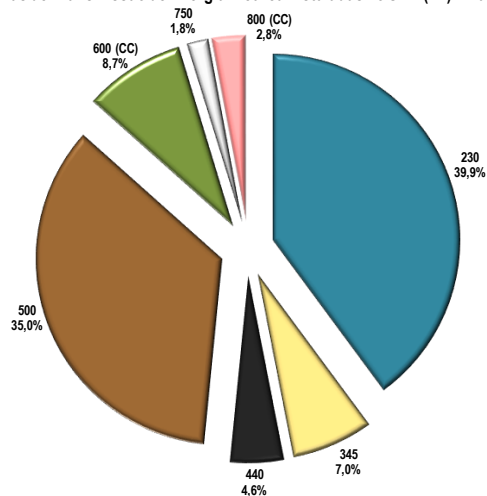


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230	58.607	39,9%
345	10.319	7,0%
440	6.758	4,6%
500	51.436	35,0%
600 (CC)	12.816	8,7%
750	2.683	1,8%
800 (CC)	4.168	2,8%
Total SEB	146.788	100,0%

Figura 17. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.



7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração *

Em março de 2019 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 345,85 MW de geração:

- UHE Colíder - UG: 1, de 100 MW, no Mato Grosso. CEG: UHE.PH.MT.030422-0.01;
- PCH Covó - UGs: 1 a 2, total de 5 MW, no Paraná. CEG: PCH.PH.PR.029411-0.01;
- PCH Salto Santo Antônio - UGs: 1 a 2, total de 9 MW, em Santa Catarina. CEG: PCH.PH.SC.002673-5.04;
- UTE São Sepé - UG: 1, de 8 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: UTE.AI.RS.034046-4.01;
- UTE Viena - UG: 2, de 5 MW, no Maranhão. CEG: UTE.FL.MA.028917-5.01;
- UFV Sol do Futuro I - UGs: 1 a 20 e 2 e 22, total de 24,75 MW, no Ceará. CEG: UFV.RS.CE.034745-0.02;
- UFV Sol do Futuro II - UGs: 1 a 24, total de 27 MW, no Ceará. CEG: UFV.RS.CE.034746-9.02 ;
- UFV Sol do Futuro III - UGs: 1 a 24, total de 27 MW, no Ceará. CEG: UFV.RS.CE.034747-7.02 ;
- UEE Umburanas 5 - UGs: 1 a 7, total de 18,9 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031737-3.01;
- UEE Umburanas 6 - UGs: 1 a 8, total de 21,6 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031796-9.01;
- UEE Umburanas 9 - UGs: 1 a 7, total de 18 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031743-8.01;
- UEE Umburanas 10 - UGs: 1 a 8, total de 21 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031742-0.01;
- UEE Umburanas 13 - UGs: 1 a 8, total de 20 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031752-7.01;
- UEE Umburanas 18 - UGs: 1 a 3, total de 8,1 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031756-0.01;
- UEE Umburanas 23 - UGs: 1 a 6, total de 15 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.033637-8.01;
- UEE Umburanas 25 - UGs: 1 a 7, total de 17,5 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.033639-4.01.

Tabela 9. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.

Fonte	Realizado em Mar/2019 (MW)	Acumulado em 2019 (MW)
Eólica	140,10	513,90
Eólica (não GD)	140,10	513,90
Eólica GD	0,00	0,00
Hidráulica	114,00	375,46
CGH GD	0,00	0,00
PCH + CGH	14,00	42,00
UHE	100,00	333,46
Solar	78,75	266,75
Solar (não GD)	78,75	266,75
Solar GD	0,00	0,00
Térmica	13,00	13,00
Biomassa	13,00	13,00
Carvão	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	0,00
Nuclear	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00
Petróleo	0,00	0,00
Térmica GD	0,00	0,00
TOTAL	345,85	1169,11

* 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



7.2. Previsão da Expansão da Geração *

Tabela 10. Previsão da expansão da geração (MW).

Fonte	Previsão ACR 2019 (MW)	Previsão ACR 2020 (MW)	Previsão ACR 2021 (MW)
Eólica	105,10	395,40	69,00
Eólica (não GD)	105,10	395,40	69,00
Eólica GD	0,00	0,00	0,00
Hidráulica	3.129,30	1.418,34	227,90
CGH GD	0,00	0,00	0,00
PCH + CGH	82,98	196,12	191,90
UHE	3.046,32	1.222,22	36,00
Solar	252,48	5,00	826,92
Solar (não GD)	252,48	5,00	826,92
Solar GD	0,00	0,00	0,00
Térmica	370,00	1.932,70	2.043,51
Biomassa	25,00	130,90	173,50
Carvão	345,00	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	1.515,64	1.870,01
Nuclear	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00
Petróleo	0,00	286,16	0,00
Térmica GD	0,00	0,00	0,00
TOTAL	3.856,88	3.751,43	3.167,32

* 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 *

No mês de março entraram em operação 143,1 km de empreendimentos de linhas de transmissão no SIN nas seguintes instalações:

- LT 230 kV Trindade /Firminópolis C1, com 83 km de extensão, da FIRMINOPOLIS em Goiás;
- LT 230 kV Lagoa Nova II /Currais Novos II C1 e C2, com 28,05 km de extensão cada, da Rialma I no Rio Grande do Norte;
- LT 230 kV Jardim Botânico FIC /JARDIM BOTANICO C1 e C2 RS (trecho Subterrâneo), com 2,0 de extensão cada, da TESB no Rio Grande do Sul.

Tabela 11. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Mar/19 (km)	Acumulado em 2019 (km)
230	143,1	169,4
345	0,0	0,0
440	0,0	2,0
500	0,0	1.073,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	0,0
TOTAL	143,1	1.244,4

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

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

7.4. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão *

Em relação à expansão da capacidade instalada de transformação nas subestações, no mês de março de 2019, foram adicionados 816 MVA ao sistema de transmissão, com a entrada em operação dos seguintes equipamentos:

- 2 TR 230/69 kV – 100 MVA cada, na SE Currais Novos II (RIALMA I) no Rio Grande do Norte;
- TR2 500/230 kV – 450 MVA, na SE Miranda II (ELETRONORTE) no Maranhão;
- 2 TR 230/69 kV – 83 MVA cada, na SE Jardim Botânico (TESB) no Rio Grande do Sul.

Tabela 12. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Mar/19 (MVA)	Acumulado em 2019 (MVA)
230	366	1.148
345	0	0
440	0	600
500	450	1.200
750	0	0
TOTAL	816	2.948

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

No mês de março de 2019, foi incorporado ao SIN um equipamento de compensação de potência reativa:

- BC 01 230 kV 30 Mvar, na SE Uruguaiana 5 (CEEE-GT), no Rio Grande do Sul.



7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

Na expansão de novas linhas de transmissão, destaca-se a previsão de entrada em operação em 2019 da LT CC 800 kV Xingu – Terminal Rio, que corresponde ao 2º bipolo de transmissão para o escoamento da energia gerada na região Norte e pela UHE Belo Monte, podendo transmitir até 4.000 MW.

No caso da expansão da capacidade instalada de transformação destaca-se, também para 2019, a previsão de conclusão da subestação Fernão Dias (2.400 MVA) em São Paulo, para reforço do sistema de transmissão do Sudeste.

Tabela 13. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2019	Previsão 2020	Previsão 2021
230	1.223,3	986,6	1.310,5
345	0,0	109,0	224,0
440	0,0	0,0	151,0
500	2.370,6	851,0	4.498,2
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800 (CC)	5.168,7	0,0	0,0
TOTAL	8.762,6	1.946,6	6.183,7

Fonte dos dados: MME / SEE

7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação *

Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2019	Previsão 2020	Previsão 2021
230	4.225,6	2.832,0	5.887,0
345	1.400,0	1.825,0	1.550,0
440	450,0	300,0	1.400,0
500	4.350,0	6.610,0	12.670,0
750	1.650,0	0,0	0,0
TOTAL	12.075,6	11.567,0	21.507,0

Fonte dos dados: MME / SEE

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



8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA **

8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

No mês de fevereiro de 2019, a geração hidráulica correspondeu a 78,9% do total gerado no país, valor 2,1 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil em fevereiro representou 4,9%, valor 3,3 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, representou 15,6%, valor 5,4 p.p. superior ao verificado no mês anterior.

As fontes renováveis representaram 85,6% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em fevereiro de 2019 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Fevereiro/2019

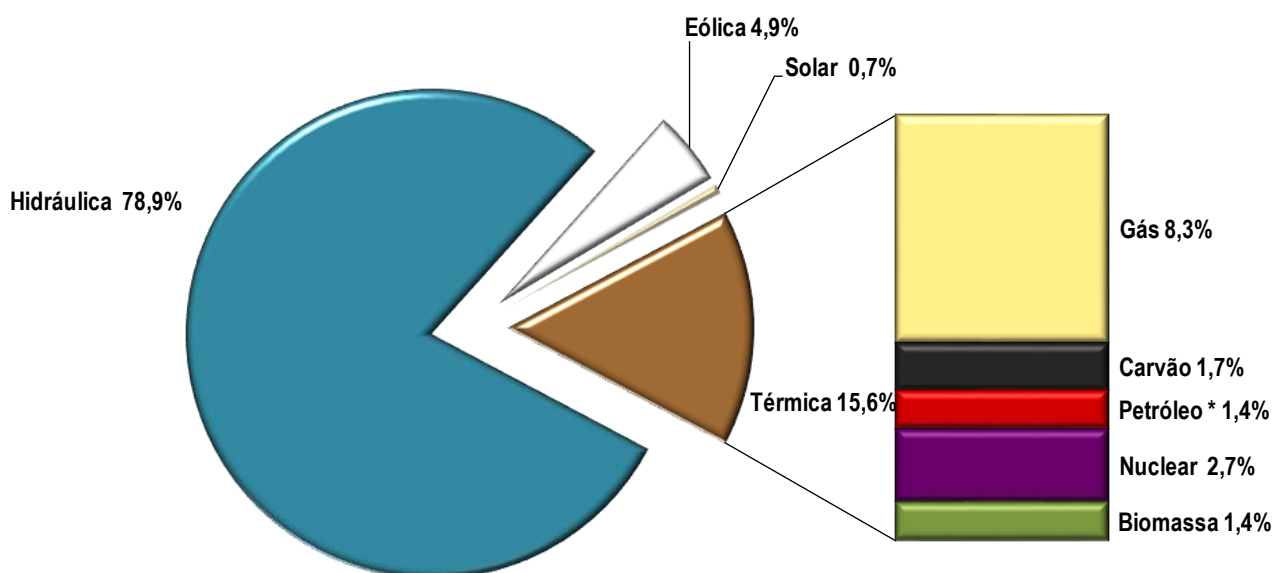


Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

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

** A produção acumulada de energia elétrica não inclui a autoprodução.

*** Para elaboração da matriz de produção de energia elétrica no sistema elétrico brasileiro 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.

Dados contabilizados até fevereiro de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



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

Tabela 15. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Fev/18 (GWh)	Jan/19 (GWh)	Fev/19 (GWh)	Evolução mensal (Fev/19 / Jan/19)	Evolução anual (Fev/19 / Fev/18)	Mar/17-Fev/18 (GWh)	Mar/18-Fev/19 (GWh)	Evolução
Hidráulica	35.638	41.841	36.248	-13,4%	1,7%	383.472	406.224	5,9%
Térmica	5.757	5.196	7.034	35,4%	22,2%	118.234	101.212	-14,4%
Gás	2.721	2.503	3.820	52,6%	40,4%	51.292	38.968	-24,0%
Carvão	889	384	801	108,7%	-9,8%	13.439	10.604	-21,1%
Petróleo *	570	253	414	63,8%	-27,4%	10.523	7.512	-28,6%
Nuclear	752	1.299	1.225	-5,7%	62,8%	14.087	14.894	5,7%
Outros	240	197	137	-30,7%	-43,0%	3.144	2.841	-9,6%
Biomassa	585	560	638	14,0%	9,1%	25.748	26.392	2,5%
Eólica	2.068	4.202	2.249	-46,5%	8,7%	41.378	47.859	15,7%
Solar	148	331	322	-2,7%	117,9%	1.405	3.463	146,5%
TOTAL	43.610	51.570	45.853	-11,1%	5,1%	544.488	558.757	2,6%

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

** 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.

Dados contabilizados até fevereiro de 2019.

Fonte dos dados: CCEE

8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

A geração de energia elétrica nos sistemas isolados ficou bastante reduzida em função da interligação plena do sistema elétrico do Amapá e de Manaus ao SIN em 2015.

Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Fev/18 (GWh)	Jan/19 (GWh)	Fev/19 (GWh)	Evolução mensal (Fev/19 / Jan/19)	Evolução anual (Fev/19 / Fev/18)	Mar/17-Fev/18 (GWh)	Mar/18-Fev/19 (GWh)	Evolução
Gás	4	4	4	-1,9%	0,3%	54	55	2,8%
Petróleo *	225	252	242	-4,0%	7,7%	2.799	3.020	7,9%
Biomassa	3	3	4	37,4%	37,1%	34	47	37,4%
TOTAL	232	259	250	-3,46%	8,0%	2.887	3.122	8,1%

Para os meses de fevereiro/2018 a fevereiro/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 fevereiro de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



8.4. Geração Eólica *

No mês de fevereiro de 2019, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste diminuiu 20,5 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 21,5%, com total de 2.713 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve decréscimo de 0,2 p.p. no fator de capacidade médio da região Nordeste em relação ao verificado nos 12 meses anteriores, atingindo 42,2%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul em fevereiro de 2019 diminuiu 13,5 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 19,1%, com total de geração verificada no mês de 390 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve decréscimo de 3,4 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 31,9%.

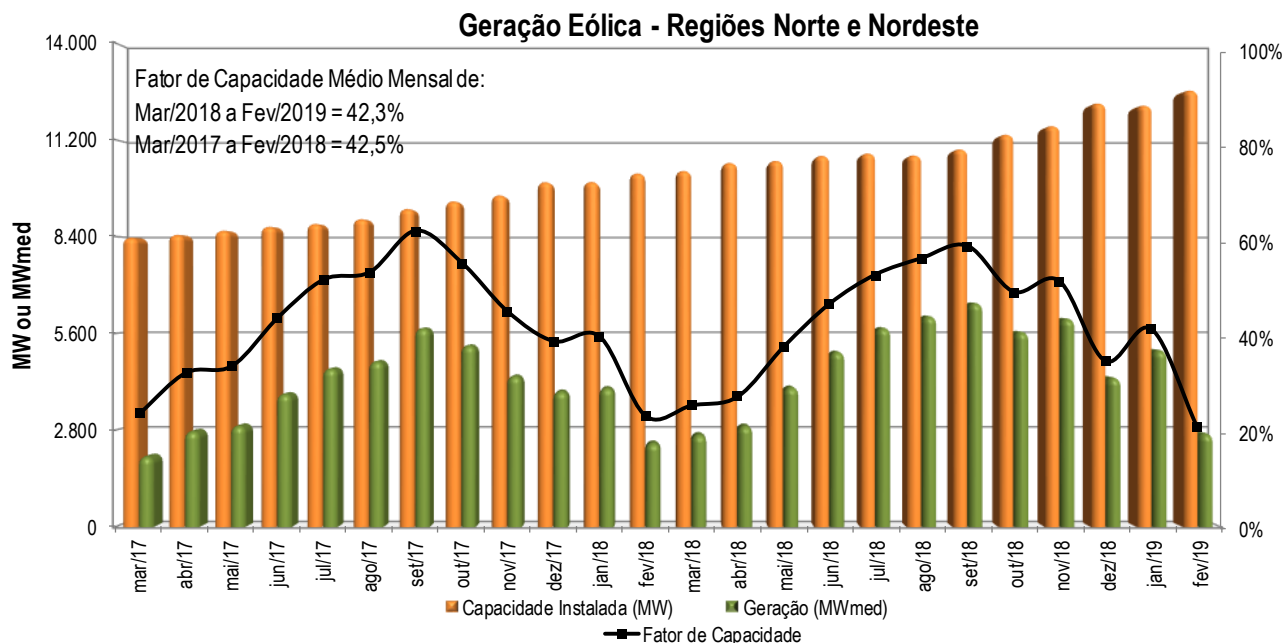


Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

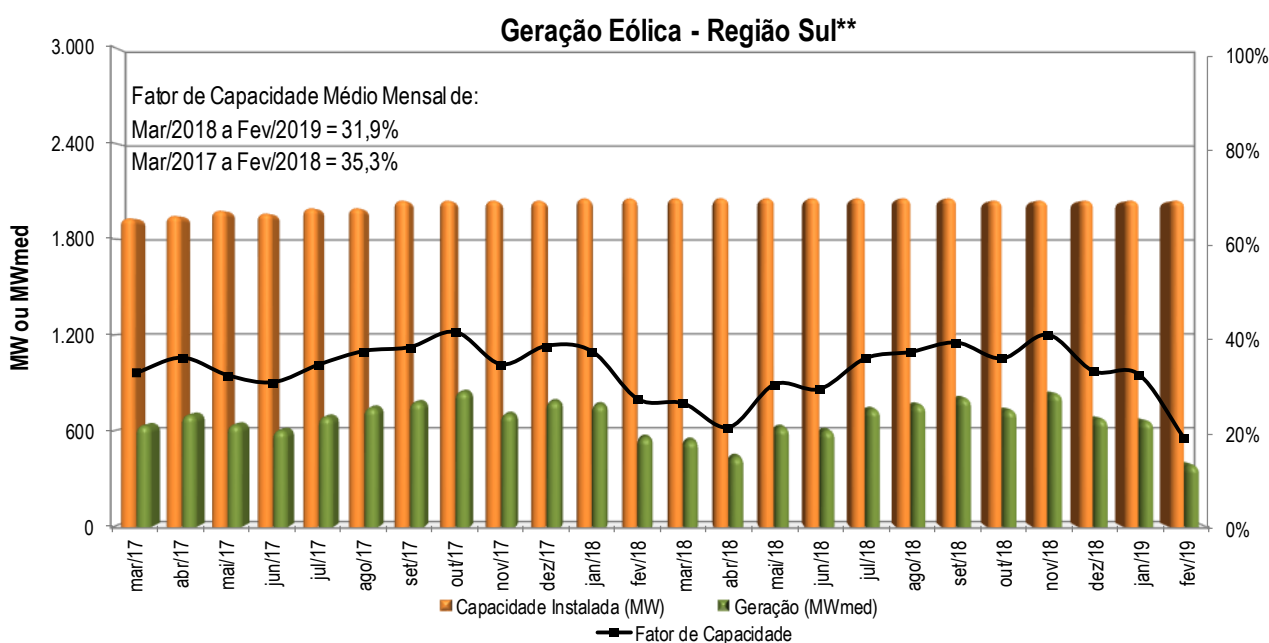


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

* 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.

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

Dados contabilizados até fevereiro de 2019.

Fonte dos dados: CCEE



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação – CMO médios semanais variaram entre R\$ 0,00 / MWh e R\$ 360,80 / MWh em todos os subsistemas. Em todas as semanas operativas do mês de março, os CMO dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e do Sul mantiveram-se equalizados em valores superiores aos dos CMOs dos subsistemas Nordeste e Norte. Este comportamento deveu-se, dentre outros fatores, aos diferentes cenários de precipitação nos subsistemas, bem como aos limites de intercâmbios entre si. Durante o mês de março de 2019, houve descolamento dos CMOs dos subsistemas Norte e Nordeste em função do atingimento do limite de intercâmbio.

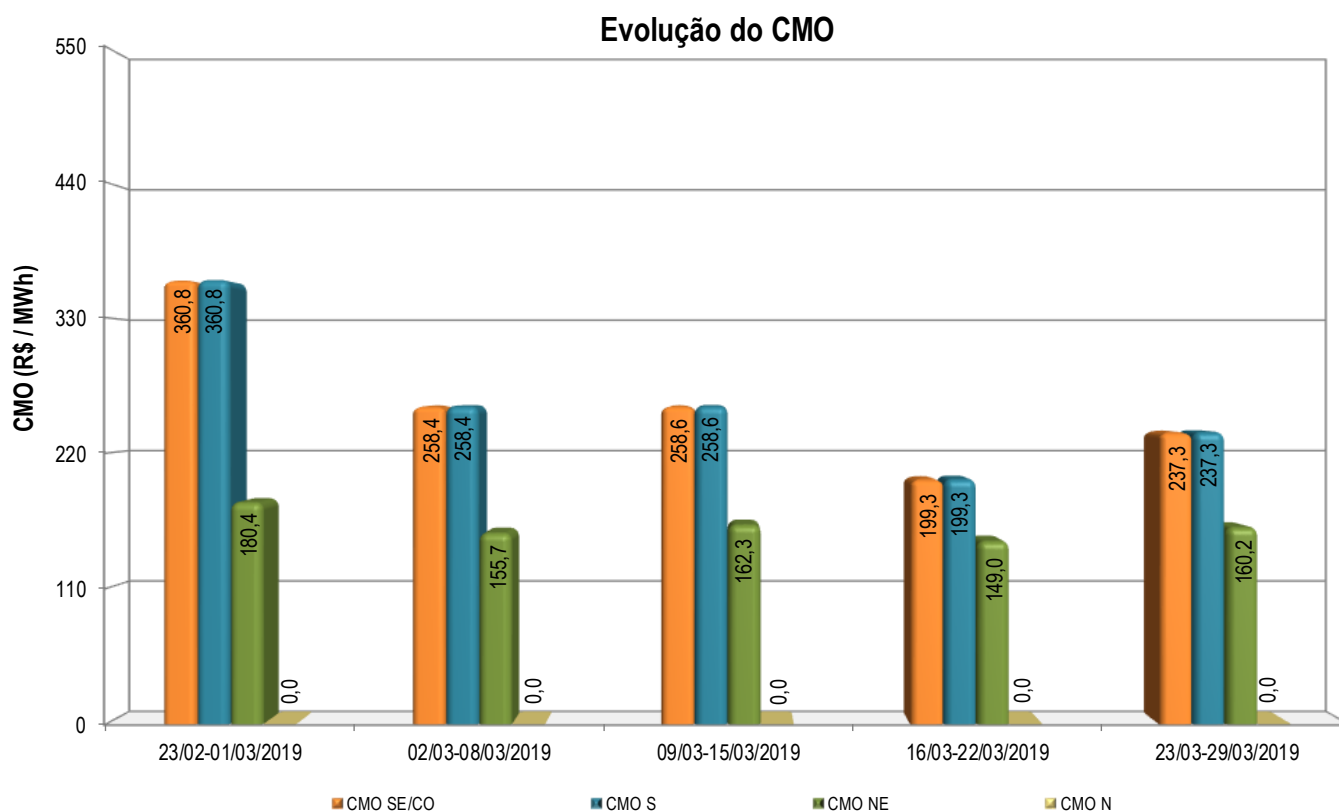


Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS



10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em fevereiro de 2019 foi de R\$ 292,5 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 227,3 milhões).

O total de encargos pagos no mês é composto por R\$ 62,6 milhões referentes ao encargo 'Restrição de Operação', que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 18 milhões referentes ao encargo 'Serviços Ancilares', que está 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; por R\$ 126,4 milhões do encargo por 'Reserva Operativa', que está 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 respeitar as restrições para que o nível de segurança requerido seja atendido; por R\$ 53,2 milhões referentes ao encargo por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica para garantia do suprimento energético, autorizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE; por R\$ 31,1 milhões referentes ao Encargo por Deslocamento Hidráulico, que está relacionado ao ressarcimento fornecido 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 não considerada no Programa Mensal de Operação – PMO e na formação de preço; e por R\$ 1,1 milhão referentes ao encargo de Importação de Energia. Destaca-se que a cobrança do Encargo sobre 'Importação de Energia', que remunera custos relativos à importação de energia elétrica quando os valores forem superiores ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, foi iniciada no mês de fevereiro de 2019.

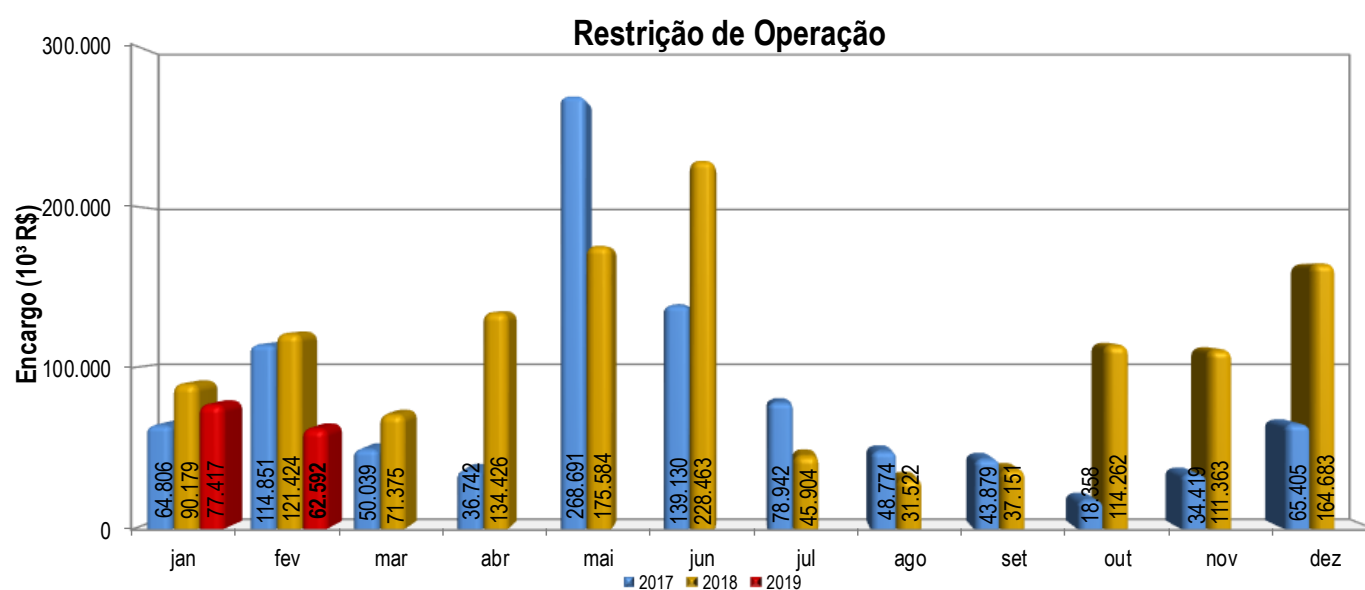


Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

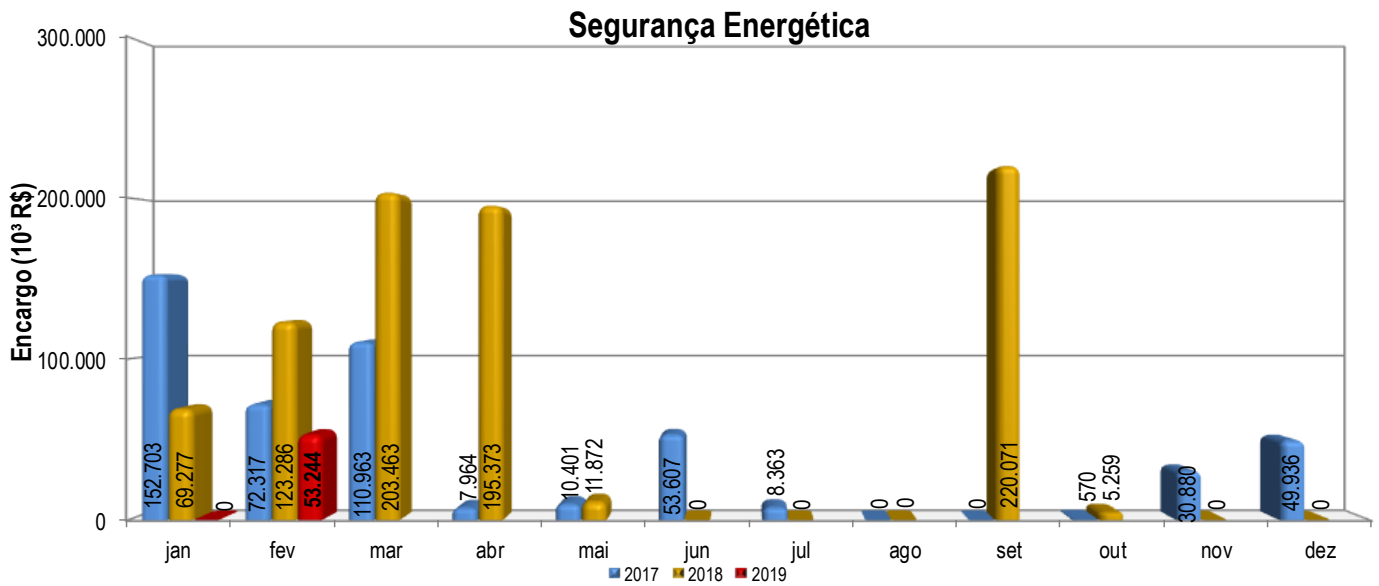


Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

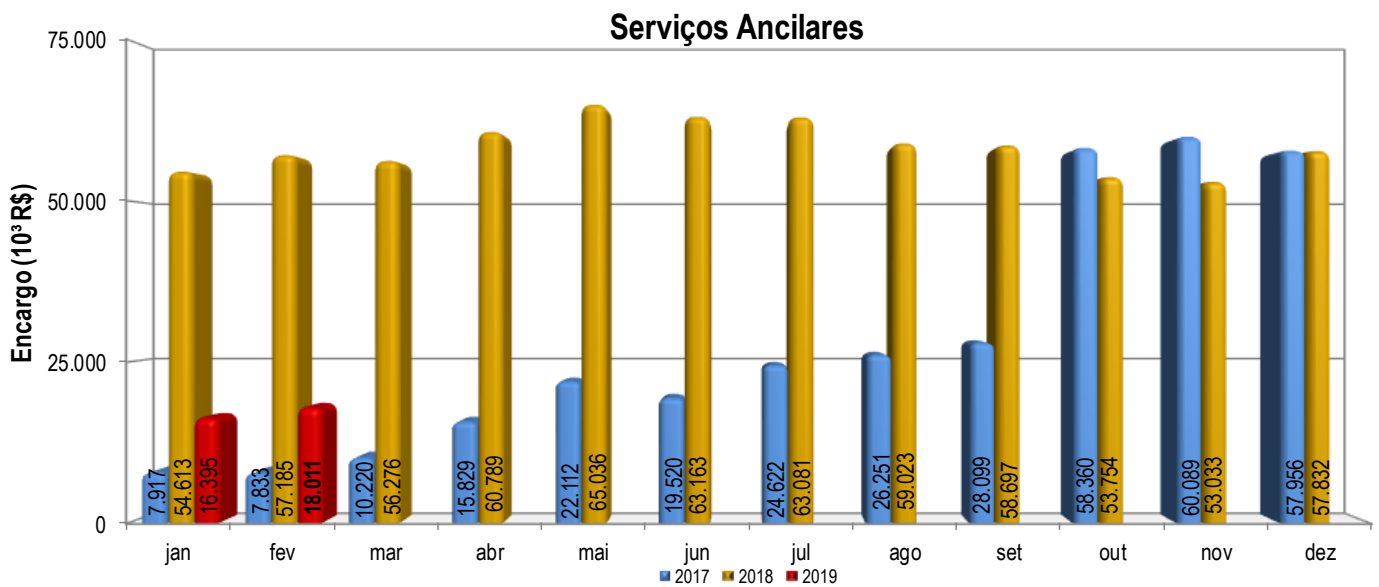


Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

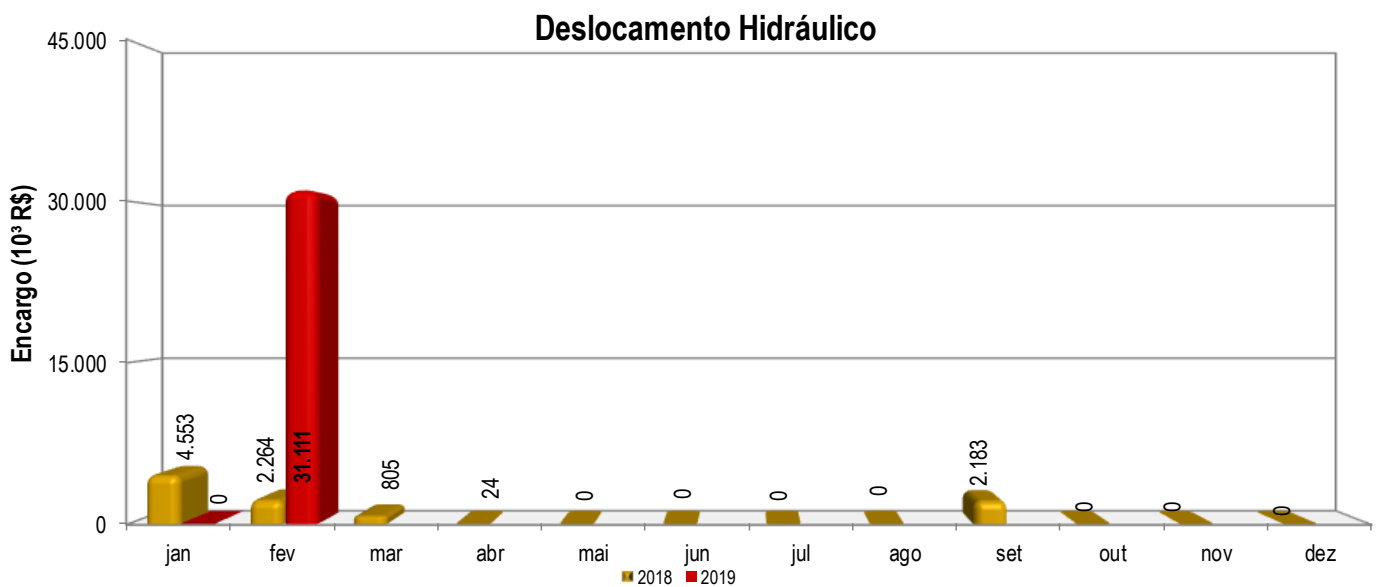


Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.

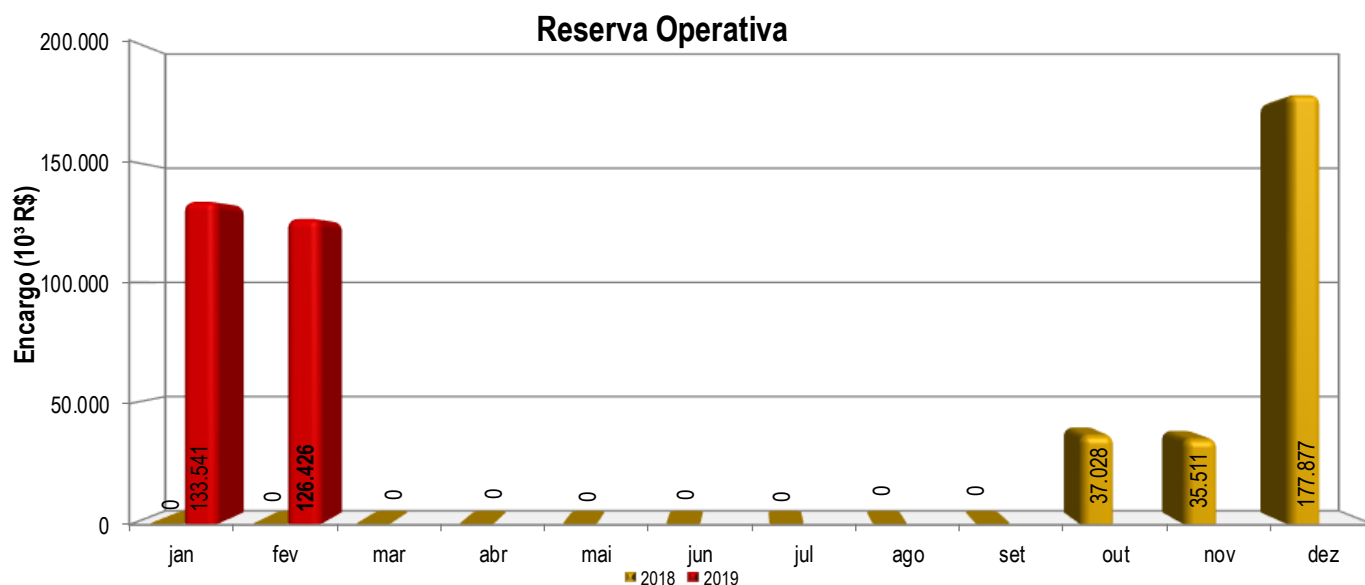


Figura 26. Encargos Setoriais: Reserva Operativa.

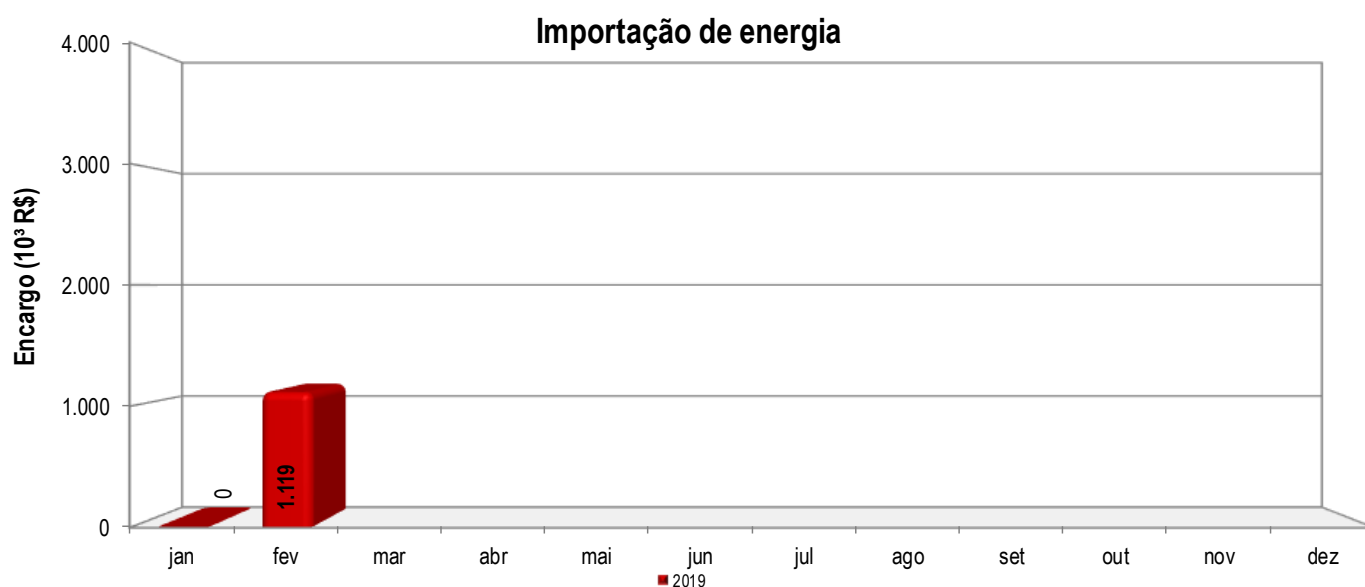


Figura 27. Encargos Setoriais: Importação de energia.

Dados contabilizados / recontabilizados até fevereiro de 2019.

Fonte dos dados: CCEE

11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de março de 2019, tanto o número de ocorrências quanto o montante de carga interrompida foram superiores aos verificados no mesmo mês de 2018. Os principais desligamentos do mês estão destacados abaixo:

- Dia 16 de março, às 19h01min: Desligamento automático dos transformadores 230/69 kV da subestação Maceió. Posteriormente, às 19h05, houve também o desligamento automático das linhas de transmissão 230 kV Messias / Maceió C1 e C2 somente no terminal de Maceió. Houve interrupção de 203 MW de cargas da ED-Alagoas em Alagoas. Causa: curto-circuito monofásico envolvendo a fase C provocado por animal;
- Dia 22 de março, às 18h54min: Desligamento automático da barra nº 2 de 230 kV da subestação Messias e desligamento automático total da subestação Maceió. Houve interrupção de 203 MW de cargas da ED-Alagoas em Alagoas. Causa: explosão do TC 230 kV 94S6-A;



- Dia 26 de março, às 09h15min: Desligamento automático da subestação de 138 kV Várzea Grande. Houve interrupção de 124 MW da Energisa Mato Grosso, no Mato Grosso. Causa: rompimento e queda de um cabo guarda no barramento da subestação;
- Dia 27 de março, às 14h56min: Desligamento automático das linhas de transmissão 230 kV Abunã / Rio Branco I circuitos 1 e 2 no terminal da SE Rio Branco I. Houve interrupção de 134 MW de cargas da Companhia de Eletricidade do Acre, no Acre. Causa: falha na concepção da lógica interna da proteção de barras de 230kV da Subestação.

No Estado de Roraima, não interligado ao SIN, houve três desligamentos com interrupção total das cargas da capital Boa Vista, nos dias 7 e 23 de março. Destaca-se que o fornecimento de energia da Venezuela ao Brasil foi interrompido no dia 7 de março e, desde então, o estado de Roraima está sendo abastecido através da geração térmica local.

11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2019 Jan-Mar	2018 Jan-Mar
SIN**	0	0	0										0	23.183
S	0	146	0										146	0
SE/CO	1.677	355	124										2.156	1.057
NE	337	0	428										765	540
N	153	0	134										287	483
Isolados	827	783	481										2.091	1.710
TOTAL	2.994	1.283	1.167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.444	26.973

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2019 Jan-Mar	2018 Jan-Mar
SIN**	0	0	0										0	2
S	0	1	0										1	0
SE/CO	3	2	1										6	4
NE	2	0	2										4	3
N	1	0	1										2	2
Isolados	6	6	3										15	12
TOTAL	12	9	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	23

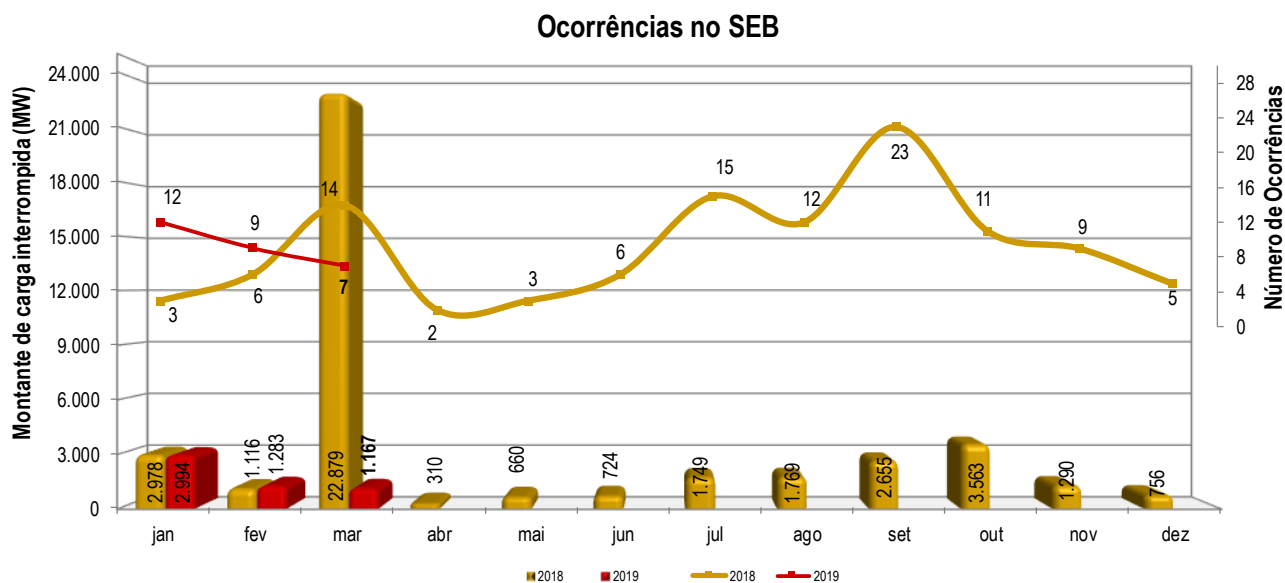


Figura 28. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

* 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.

** Perda de carga simultânea em mais de uma região.

Fonte dos dados: ONS / ED RR / Eletronorte

11.2. Indicadores de Continuidade *

Tabela 19. 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	1,47	1,36											2,83	12,47
S	1,65	1,07											2,73	10,59
SE	1,06	0,99											2,05	8,61
CO	2,28	1,93											4,22	14,32
NE	1,48	1,66											3,14	14,33
N	2,87	2,61											5,48	33,40

Tabela 20. 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	0,74	0,63											1,37	9,21
S	0,88	0,62											1,50	8,21
SE	0,59	0,48											1,08	6,38
CO	1,02	0,76											1,78	11,29
NE	0,62	0,65											1,28	9,24
N	1,53	1,40											2,94	28,22

*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

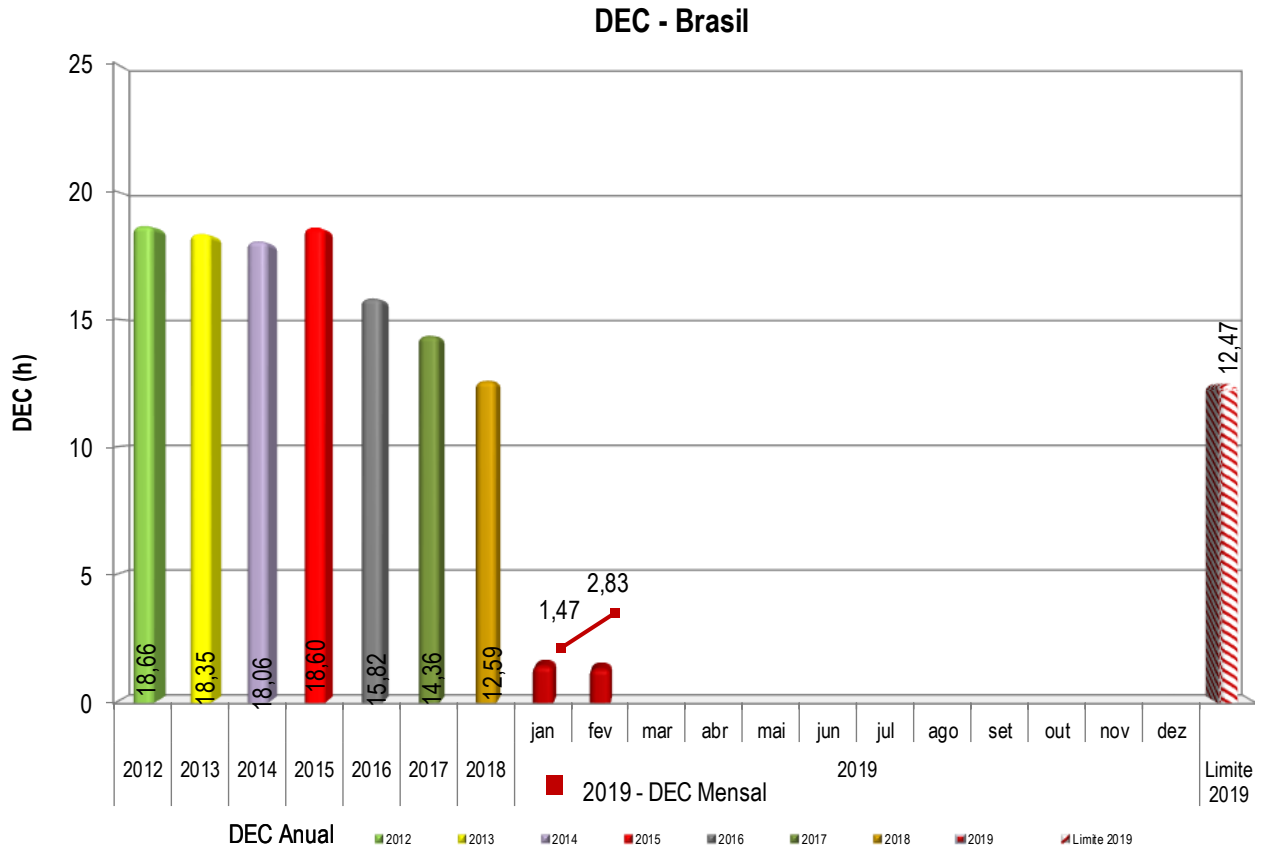


Figura 29. DEC do Brasil.

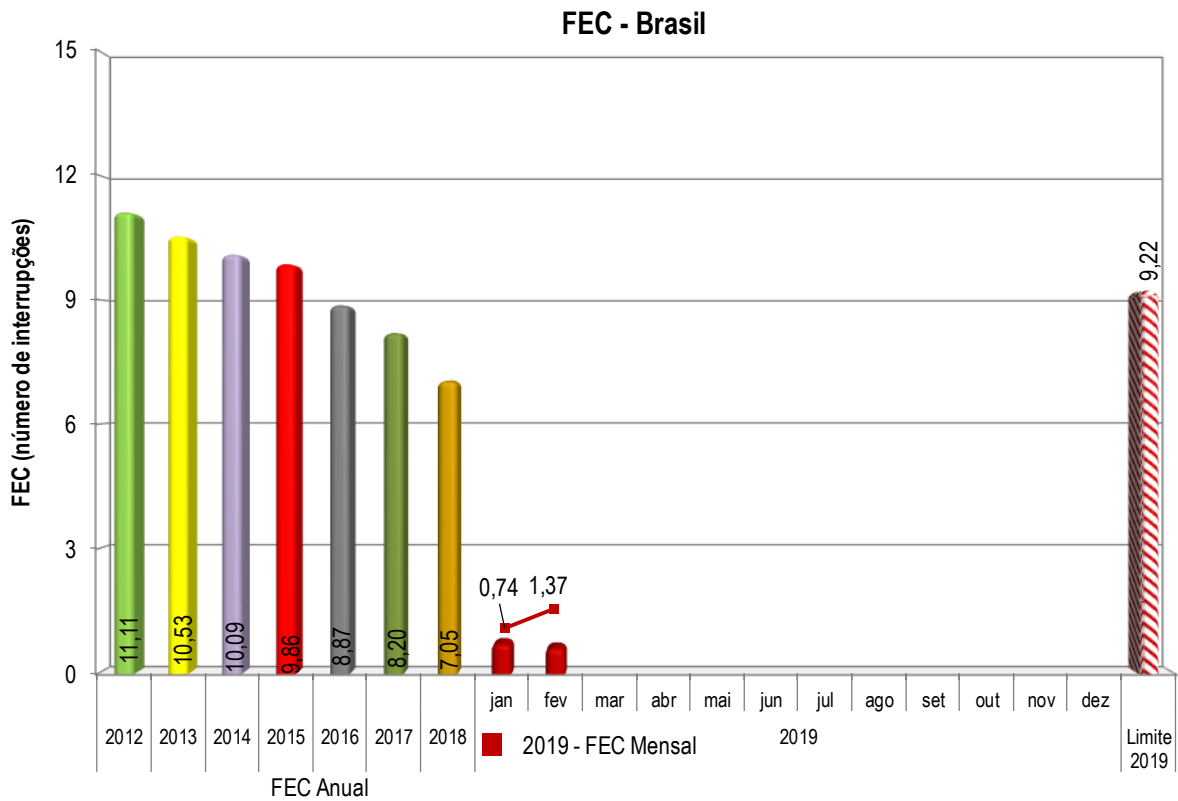


Figura 30. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até fevereiro de 2019 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte dos dados: ANEEL



GLOSSÁRIO

ACL – Ambiente de Contratação Livre	MLT - Média de Longo Termo
ACR – Ambiente de Contratação Regulada	MME - Ministério Minas e Energia
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica	Mvar - Megavolt-ampère-reativo
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
EPE - Empresa de Pesquisa Energética	SE - Sudeste
ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga	SEB - Sistema Elétrico Brasileiro
ESS - Encargo de Serviço de Sistema	SEE - Secretaria de Energia Elétrica
FC - Fator de Carga	SEP – Sistemas Especiais de Proteção
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	SI - Sistemas Isolados
GD - Geração Distribuída	SIN - Sistema Interligado Nacional
GE - Garantia de Suprimento Energético	SPE - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
GNL - Gás Natural Liquefeito	UEE - Usina Eólica
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