



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro Fevereiro / 2019





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Fevereiro / 2019

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretário-Executivo

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Energia Elétrica

Ricardo 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

Eduardo Vinicius Acunha Xavier

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

Jovelino Caetano Braz Junior

Luis Felipe Marcelino Nolasco

Victor Protazio da Silva



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	16
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	22
11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	24
11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	25
11.2. Indicadores de Continuidade	26



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de fevereiro 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.....	23
Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	23
Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.....	24
Figura 26. Encargos Setoriais: Reserva Operativa.....	24
Figura 27. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	26
Figura 28. DEC do Brasil.....	27
Figura 29. FEC do Brasil.....	27



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.	16
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	25
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.	25
Tabela 19. Evolução do DEC em 2018.	26
Tabela 20. Evolução do FEC em 2018.....	26



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: 66% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 81% MLT no Sul, 23% MLT no Nordeste e 65% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 58% MLT, 77% MLT, 23% MLT e 63% MLT, respectivamente.

Energia Armazenada: Em relação aos percentuais de energia armazenada nos reservatórios equivalentes dos subsistemas, observou-se replecionamento de 3,0 p.p. nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, e 13,5 p.p. no Norte. Já no subsistema Sul foi verificado deplecionamento de -4,0 p.p..

MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA: Em janeiro de 2019, o consumo de energia elétrica atingiu 54.496 GWh, considerando autoprodução e perdas, representando acréscimo de 6,0 % em relação ao consumo de janeiro de 2018.

CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: No mês de fevereiro de 2019, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 164.307 MW. Em comparação ao mesmômês do ano anterior, houve um acréscimo de 5.625 MW.

EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO: No mês de fevereiro de 2019 entraram em operação comercial 90,3 km de linhas de transmissão e 1.532 MVA de capacidade de transformação. Em relação à capacidade instalada de geração, foram acrescentados 501,8 MW no mês de fevereiro.

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: No mês de dezembro de 2018, as fontes renováveis representaram 90,9% da matriz de produção de energia elétrica brasileira.

ENCARGOS SETORIAIS: O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em janeiro de 2019 foi de R\$ 227,3 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 400,4 milhões).

Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro: Em fevereiro de 2019, foram verificadas 9 ocorrências no sistema elétrico brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de 10 minutos, totalizando 1.283 MW de corte de carga. Dessas, 6 foram no estado de Roraima, não interligado ao SIN, totalizando 783 MW de cargas interrompidas.

CMSE: No dia 8 de fevereiro de 2019 foi realizada a 214ª Reunião (Extraordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, o comitê decidiu pelo despacho térmico fora da ordem de mérito, despachando usinas termelétricas até o limite de Custo Variável Unitário – CVU de R\$ 588,75/MWh nos subsistemas Sudeste-Centro-Oeste e Sul, a partir de 9 de fevereiro de 2019. No dia 22 de fevereiro de 2019, o Comitê esteve reunido, de forma extraordinária, novamente e decidiu desligar as usinas termelétricas despachadas fora da ordem de mérito de custo a partir da 0h do dia 23 de fevereiro de 2019 em virtude da melhoria das condições hidrológicas dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas do país e as ofertas competitivas de importação de energia a partir do Uruguai e da Argentina. 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 28 de fevereiro 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: 66% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 81% MLT no Sul, 23% MLT no Nordeste e 65% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 58% MLT, 77% MLT, 23% MLT e 63% MLT, respectivamente.

As temperaturas mínimas ficaram em torno ou acima da média em todas as regiões do país no mês de fevereiro de 2019. Já as temperaturas máximas ficaram acima da média em boa parte das regiões Nordeste e Sudeste, e abaixo da média em parte da região Sul.

Em fevereiro de 2019, predominou no País cenário de chuvas em torno da média nas principais bacias do SIN. Na bacia do rio Tocantins, foi registrada precipitação significativamente abaixo da média.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

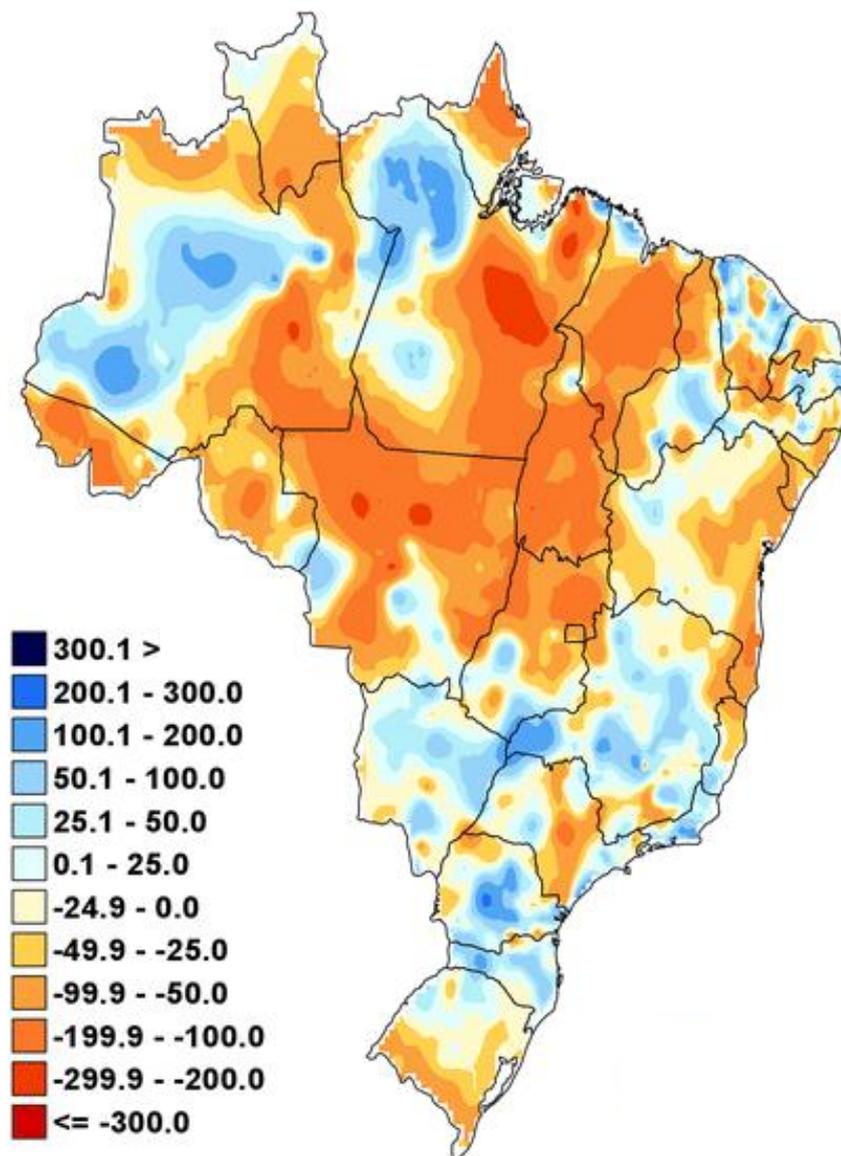


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de fevereiro de 2019 – Brasil.



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

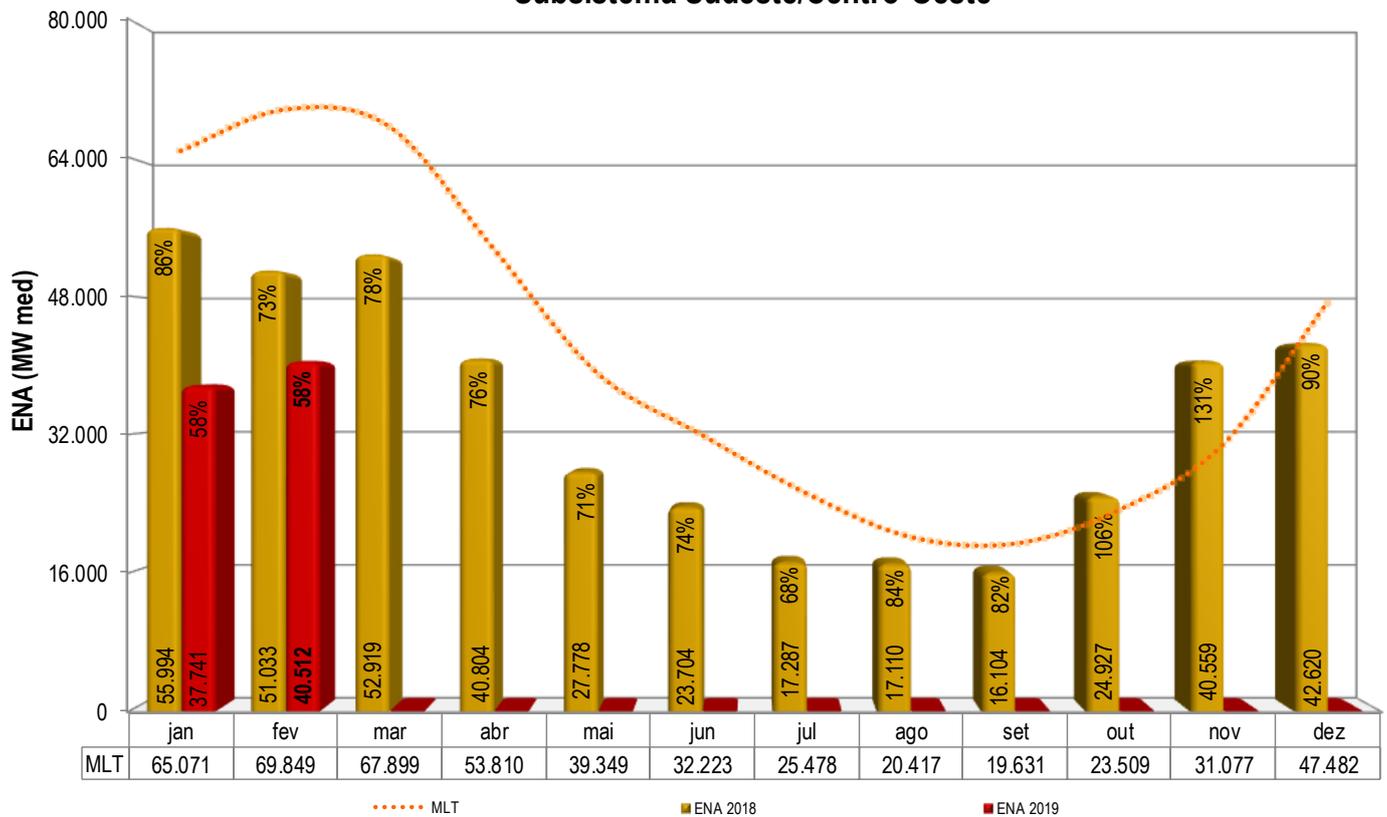


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

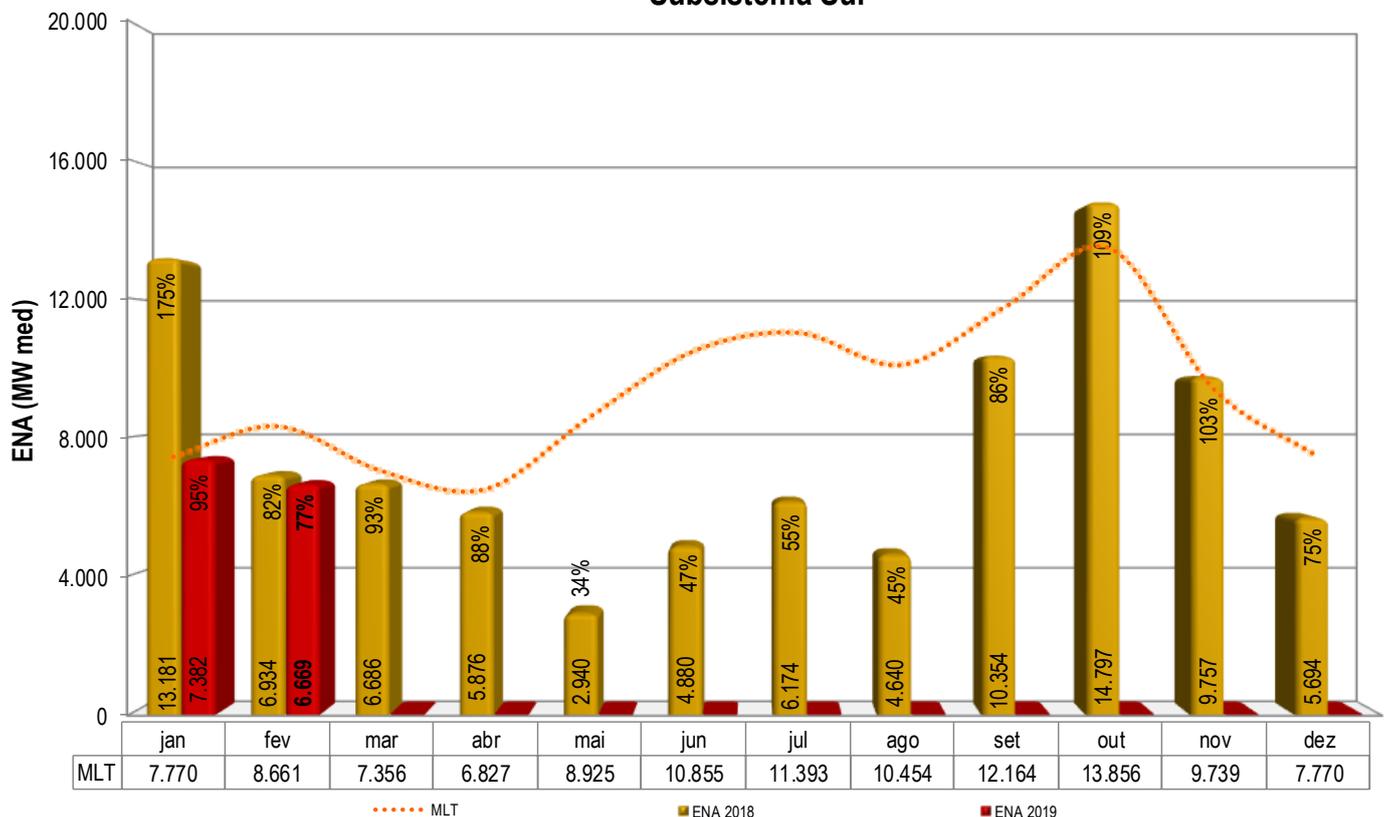


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

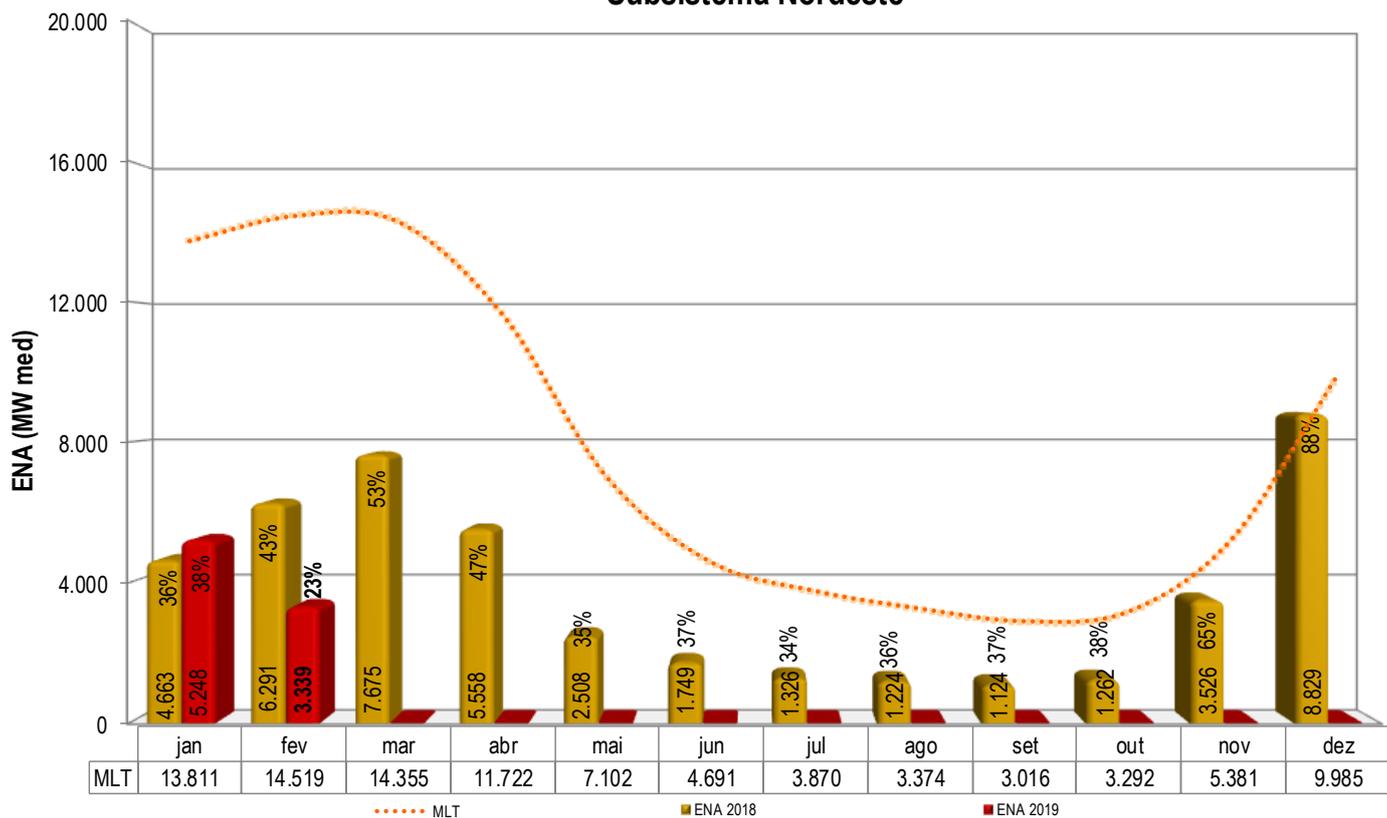


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

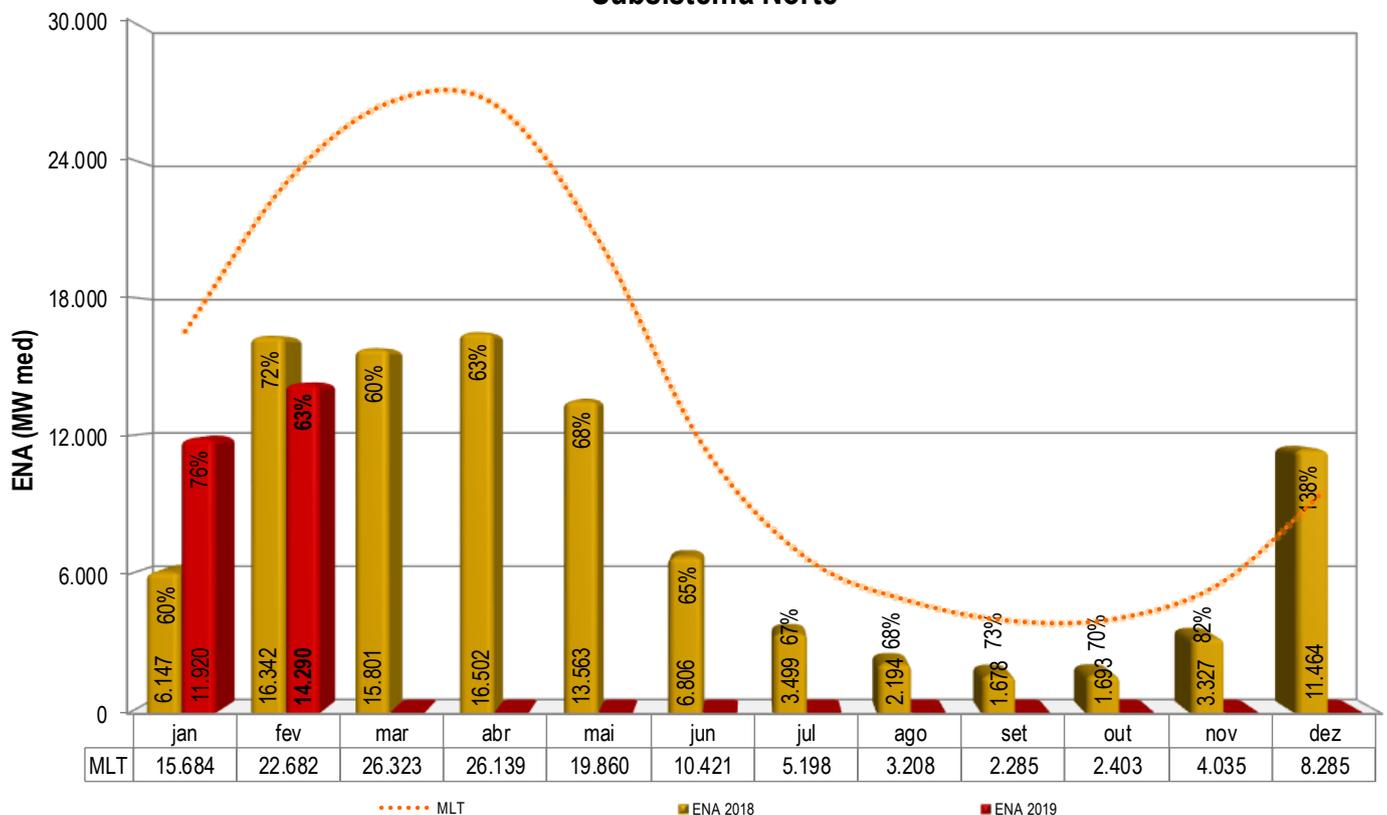


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.3. Energia Armazenada

Durante o mês de fevereiro de 2019, os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte apresentaram replecionamento de 3,0 p.p., 3,0 p.p. e 13,5 p.p., respectivamente. Já o subsistema Sul apresentou deplecionamento de -4,0 p.p..

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	26,6	29,6	203.285	60,4
Sul	44,5	40,5	20.100	10,0
Nordeste	42,2	45,2	51.831	24,4
Norte	30,7	44,2	15.046	5,2
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 fevereiro de 2019 foi de 37,4% na UHE Sobradinho. Na UHE Três Marias, o nível de armazenamento ao final de fevereiro de 2019 foi de 63,8%, 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 (-7,1 p.p.) e da UHE Itumbiara (-5,2 p.p.). Em relação aos reservatórios que apresentaram replecionamento, destacam-se os reservatórios da UHE Tucuruí (23,8 p.p.) e da UHE Ilha Solteira (16,5 p.p.).

Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm³)	Armazenamento no final de Janeiro (%)	Armazenamento no final de Fevereiro (%)	Evolução Mensal (%)
SERRADAMESA	TOCANTINS	43.250	12,4	13,0	0,6
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	42,2	66,1	23,8
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	36,7	37,4	0,8
FURNAS	GRANDE	17.217	27,4	29,2	1,8
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	57,2	63,8	6,6
EMBORCAÇÃO	PARANÁIBA	13.056	25,8	29,2	3,4
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	55,9	72,4	16,5
ITUMBIARA	PARANÁIBA	12.454	25,4	20,2	-5,2
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	24,3	27,4	3,1
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	29,0	21,9	-7,1

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

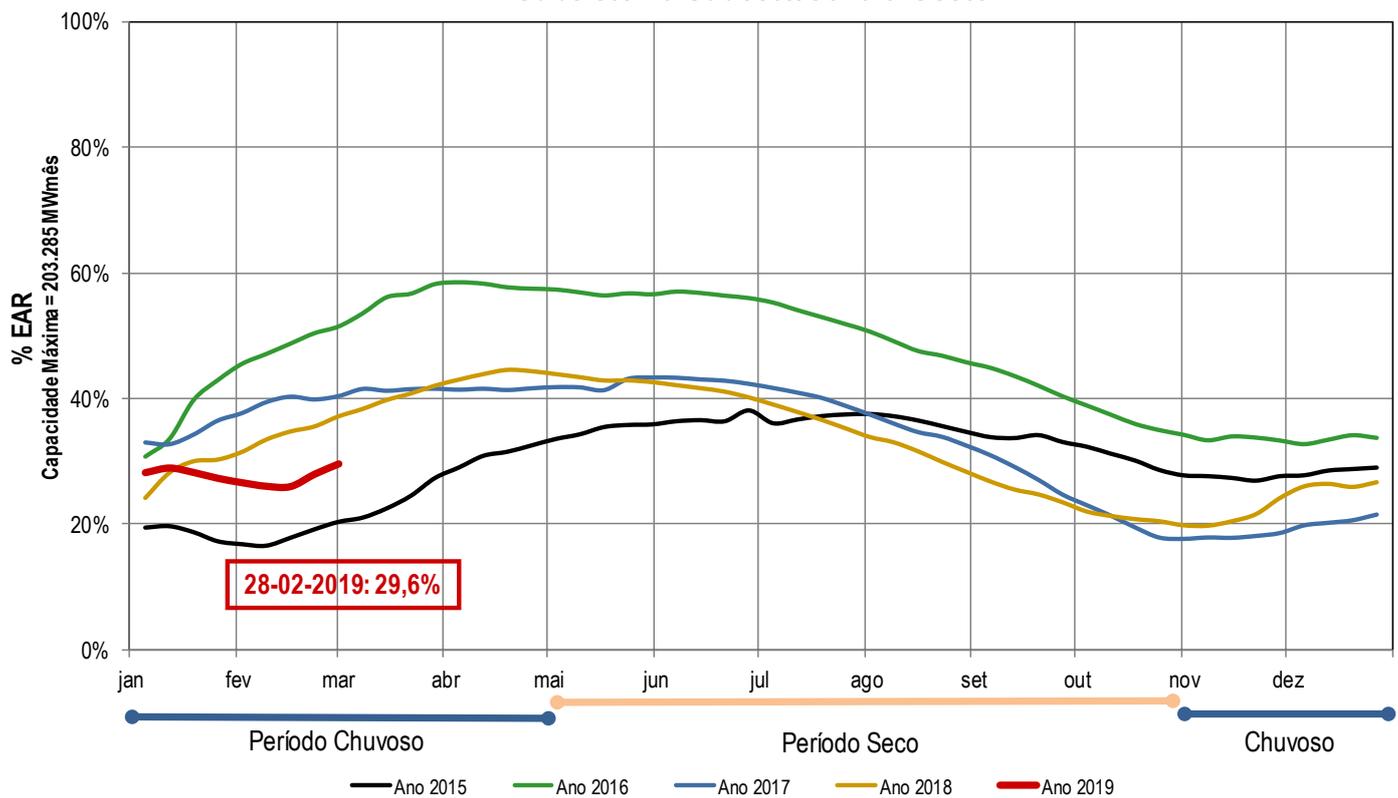


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

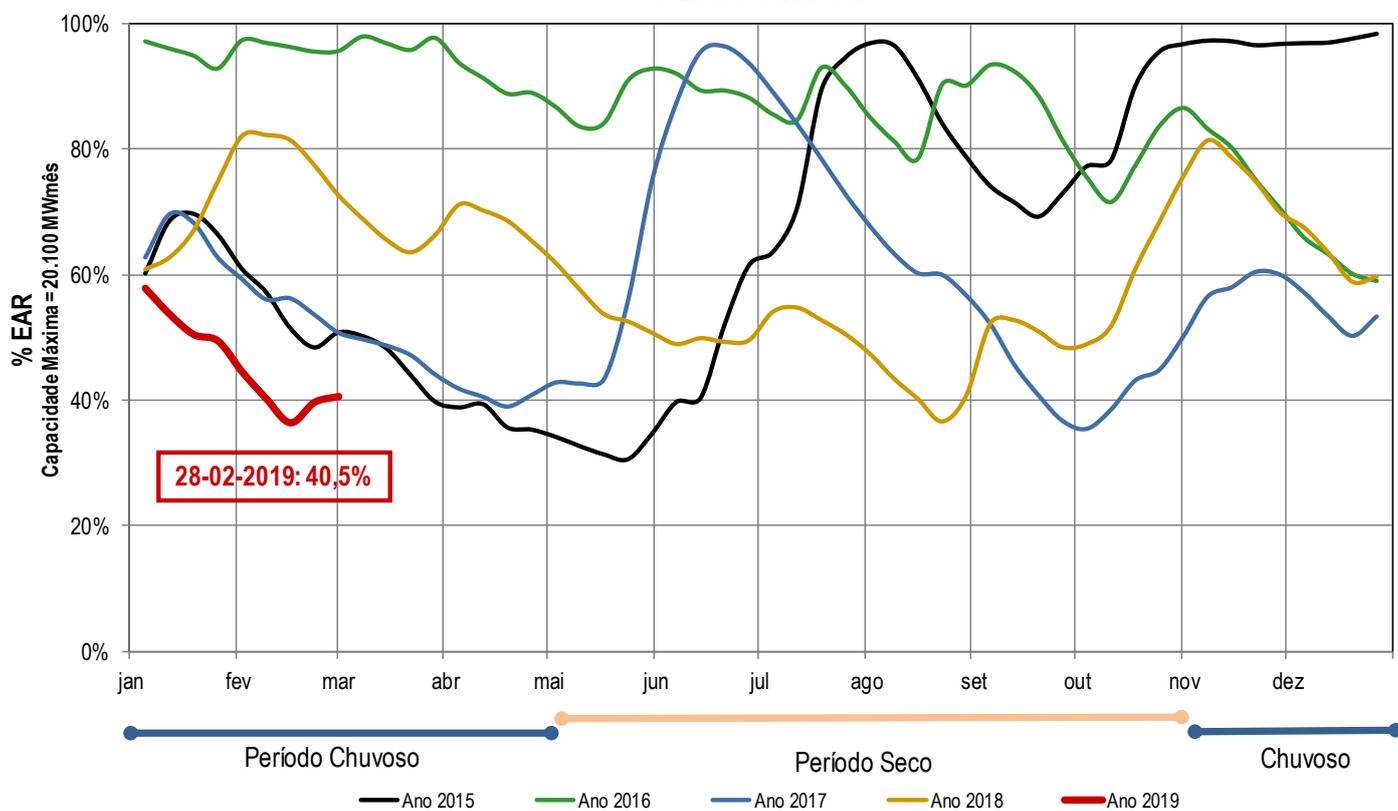


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

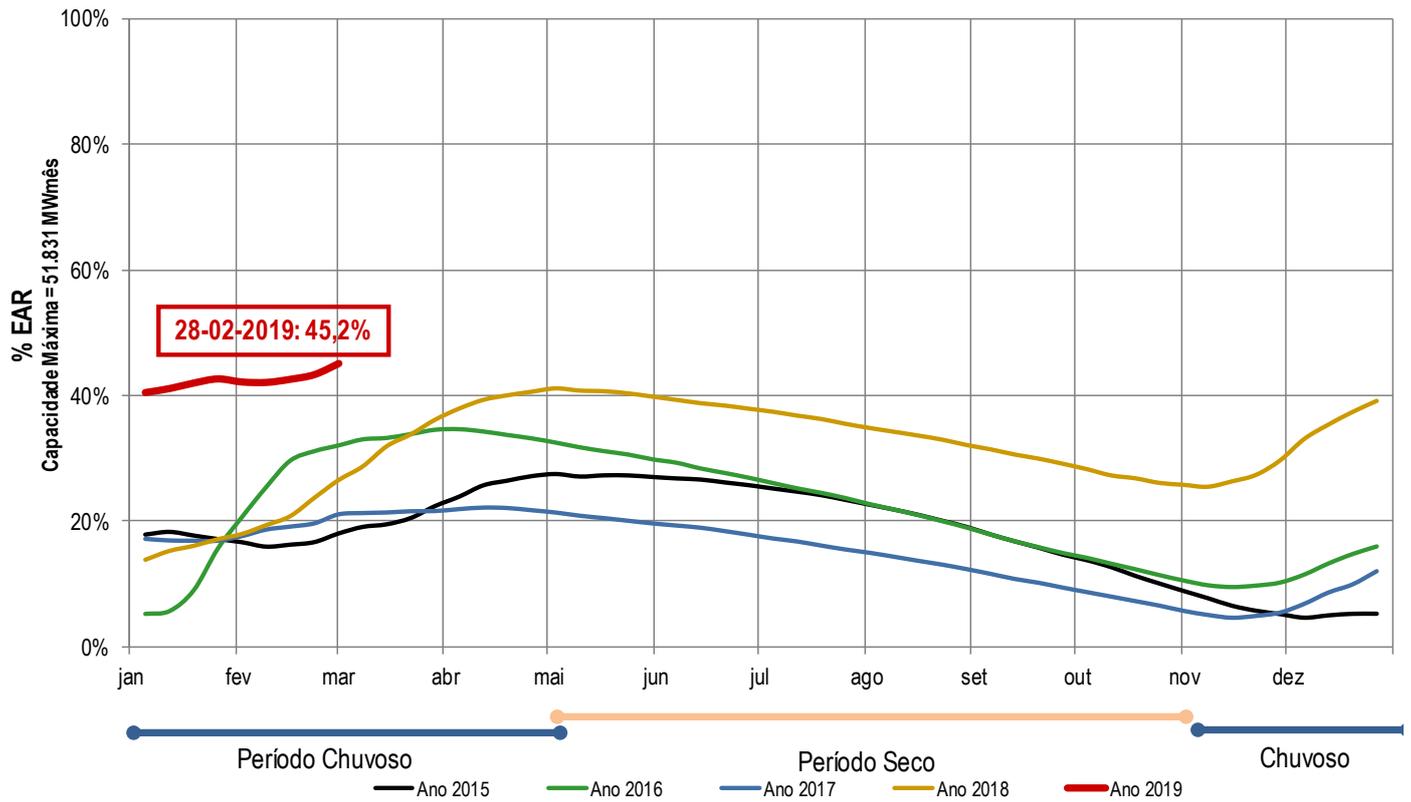


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

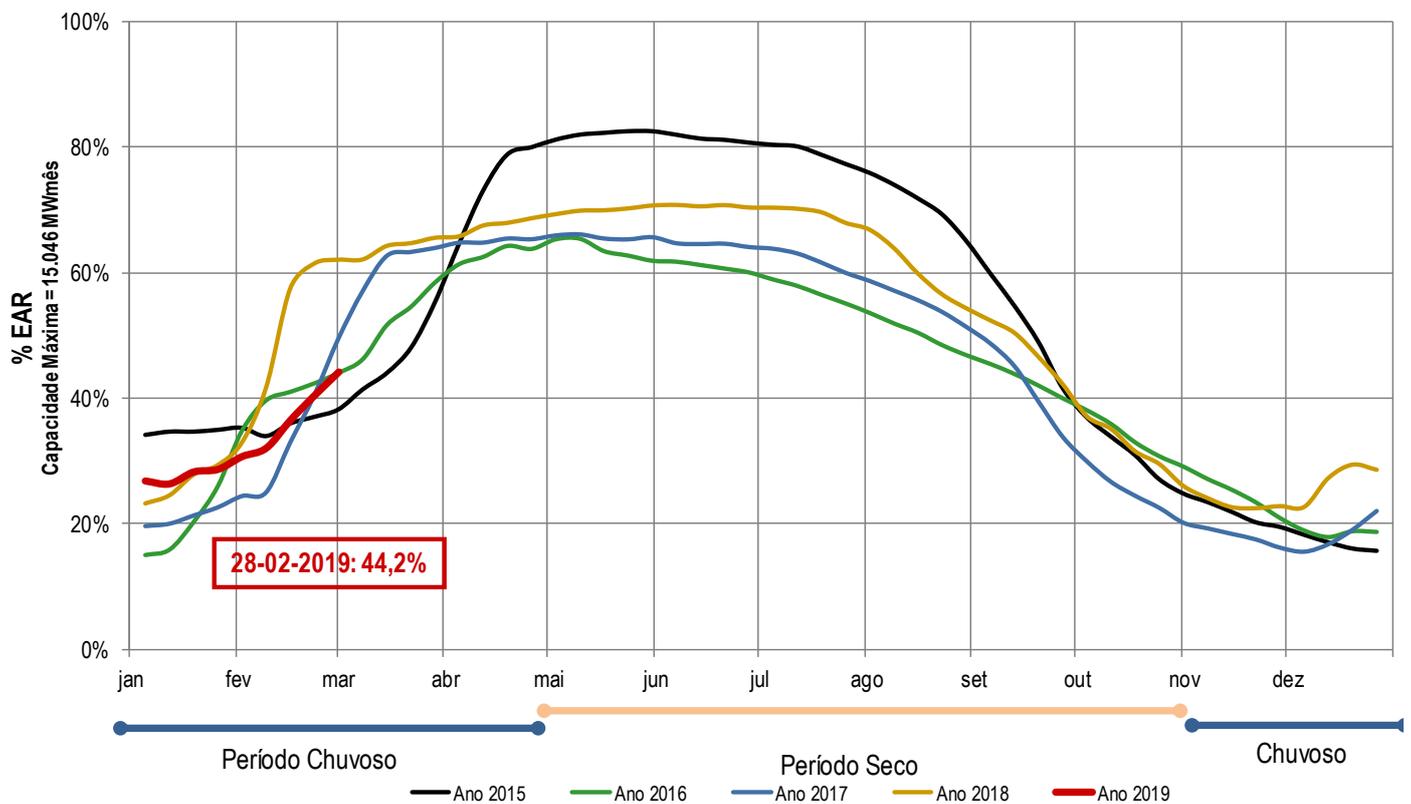


Figura 9. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em fevereiro de 2019, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, porém, ampliando o montante para 7.753 MWmédios, valor superior ao mês anterior (6.110 MWmédios).

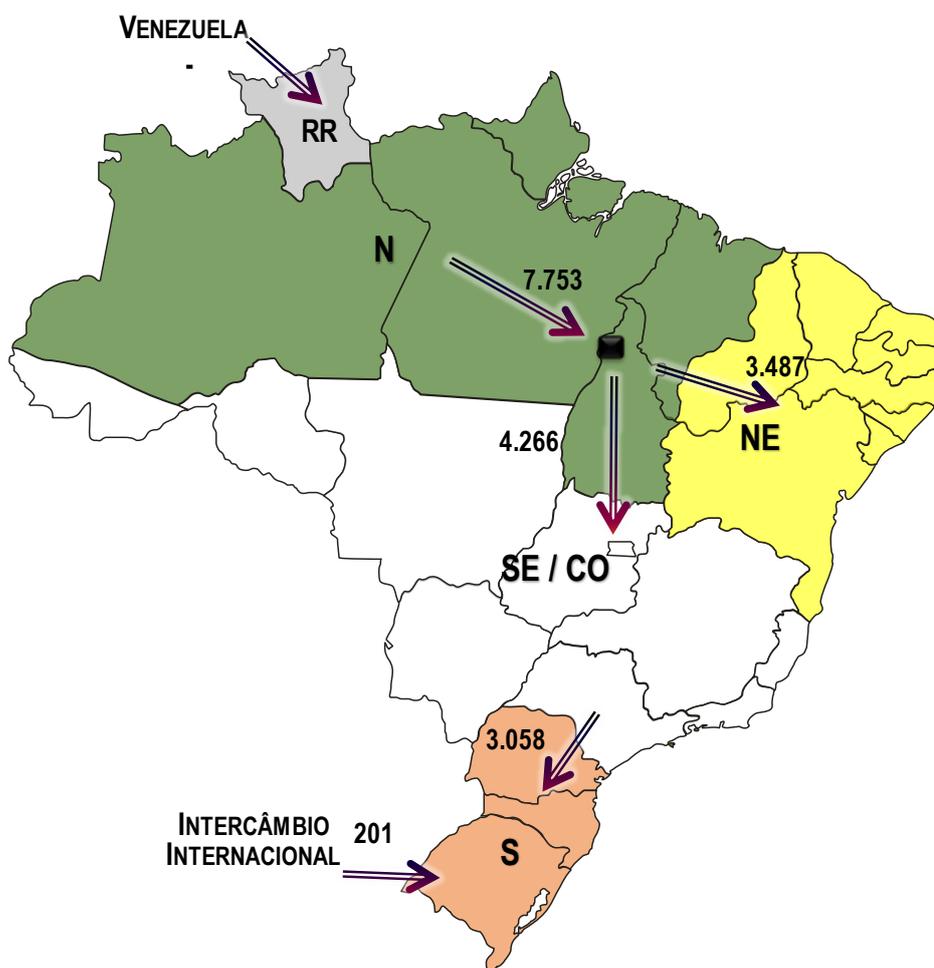
O subsistema Nordeste manteve o perfil importador, aumentando o montante para 3.487 MWmédios ante 2.474 MWmédios no mês anterior.

O subsistema Sul manteve o perfil importador de energia no mês de fevereiro de 2019, com montante verificado de 3.058 MWmédios, ante 1.136 MWmédios em janeiro de 2019.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil importador do subsistema Norte, atingindo 4.266 MWmédios, ante importação de 3.636 MWmédios no mês anterior.

O montante de energia importada da Venezuela no mês de fevereiro de 2019 não foi informado pela Eletronorte até o fechamento deste boletim.

Em relação aos intercâmbios internacionais na região Sul, no mês de fevereiro de 2019, houve importação de cerca de 201 MWmédios. Desse montante, 118 MWmédios foram importados através da Conversora Melo e 35 MWmédios através da conversora Rivera, a partir do Uruguai. Em fevereiro de 2019, foi verificada importação de cerca de 48 MWmédios através da conversora Garabi I, a partir da Argentina.



Fonte dos dados: ONS / Eletronorte



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em janeiro de 2019, o consumo de energia elétrica atingiu 54.496 GWh, considerando autoprodução e perdas, representando acréscimo de 6,0% em relação ao consumo de janeiro de 2018. As classes residencial, industrial, comercial e rural apresentaram um acréscimo de 2,0%, 1,0%, 1,3% e 1,9%, respectivamente, em relação ao mês de janeiro de 2018.

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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Jan/19 GWh	Evolução mensal (Jan/19/Dez/18)	Evolução anual (Jan/19/Jan/18)	Fev/17-Jan/18 (GWh)	Fev/18-Jan/19 (GWh)	Evolução
Residencial	12.797	11,1%	8,0%	134.313	136.969	2,0%
Industrial	13.575	-3,0%	-0,4%	167.892	169.503	1,0%
Comercial	8.096	5,2%	5,9%	88.160	89.265	1,3%
Rural	2.529	9,4%	2,9%	28.127	28.669	1,9%
Demais classes *	4.145	-2,3%	2,0%	48.967	49.339	0,8%
Perdas e Diferenças **	13.354	18,9%	13,5%	111.191	116.447	4,7%
Total	54.496	6,8%	6,0%	578.650	590.193	2,0%

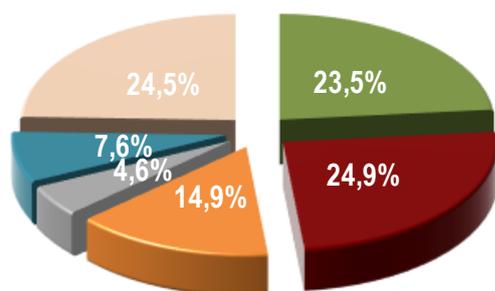
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

** 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).

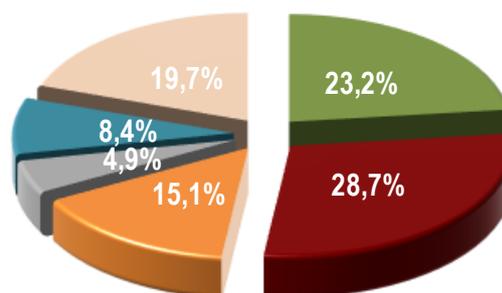
Dados contabilizados até janeiro de 2019.

Fonte dos dados: EPE/ONS

Consumo de Energia Elétrica em Janeiro/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 janeiro de 2019.

* Referência: <http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Forms/EPEResenhaMensal.aspx>. Considera autoprodução circulante na rede.



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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Jan/19 kWh/NU	Evolução mensal (Jan/19/Dez/18)	Evolução anual (Jan/19/Jan/18)	Fev/17-Jan/18 (kWh/NU)	Fev/18-Jan/19 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	179	11,5%	6,7%	158,1	159,3	0,8%
Consumo médio industrial	26.305	-2,5%	2,0%	26.494	27.372	3,3%
Consumo médio comercial	1.407	5,5%	5,7%	1.278	1.292	1,1%
Consumo médio rural	561	9,8%	2,9%	521	530	1,9%
Consumo médio demais classes*	5.335	-1,4%	2,0%	5.251	5.292	0,8%
Consumo médio total	494	3,8%	2,7%	473	474	0,3%

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

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

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Jan/18	Jan/19	
Residencial (NUCR)	70.789.683	71.648.722	1,2%
Industrial (NUCI)	528.075	516.050	-2,3%
Comercial (NUCC)	5.746.743	5.755.881	0,2%
Rural (NUCR)	4.502.411	4.503.844	0,0%
Demais classes*	777.174	776.924	0,0%
Total (NUCT)	82.344.086	83.201.421	1,0%

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

Fonte dos dados: EPE



4.2. Demandas Máximas

Em fevereiro de 2019, foram registrados recordes de demanda máxima nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. No Sudeste/Centro-Oeste foi registrada demanda máxima de 53.199 MW às 14h41 do dia 01/02/2019, valor 1.604 MW acima do recorde anterior. Já no Nordeste, a demanda máxima registrada foi de 13.243 MW às 14h47 do dia 26/02/2019, valor 338 MW acima do recorde anterior registrado.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW)	53.199	18.211	13.243	6.331	89.699
(dia - hora)	01/02/2019 - 14h41	01/02/2019 - 14h12	26/02/2019 - 14h47	22/02/2019 - 14h32	01/02/2019 - 14h43
Recorde (MW)	53.199	18.936	13.243	6.748	90.525
(dia - hora)	01/02/2019 - 14h41	31/01/2019 - 14h15	26/02/2019 - 14h47	16/05/2017 - 14h41	30/01/2019 - 15h50

Fonte dos dados: ONS

4.3. Demandas Máximas Mensais

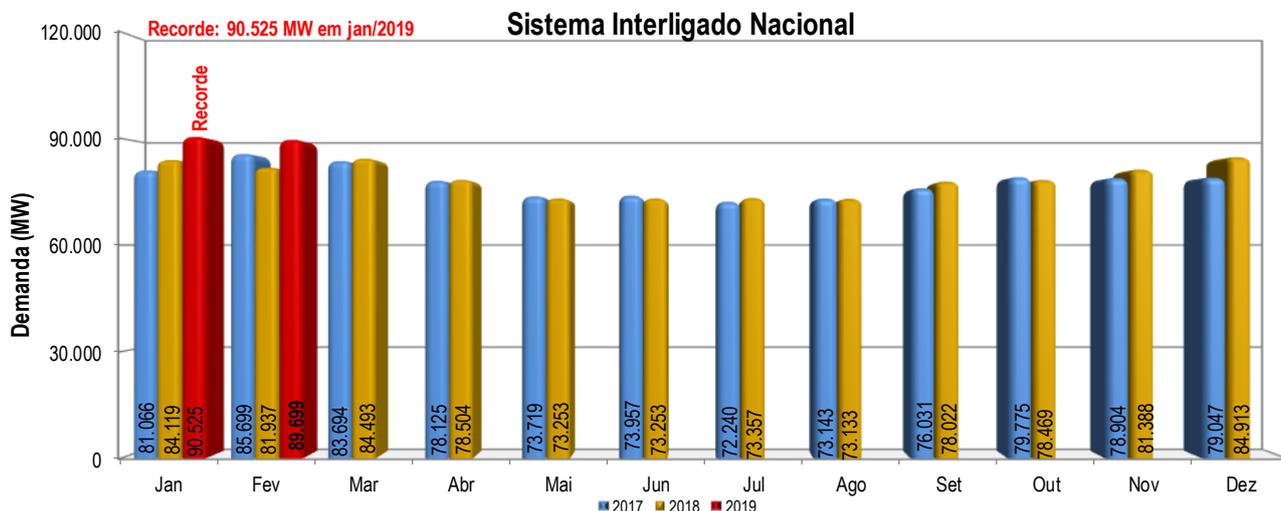


Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.

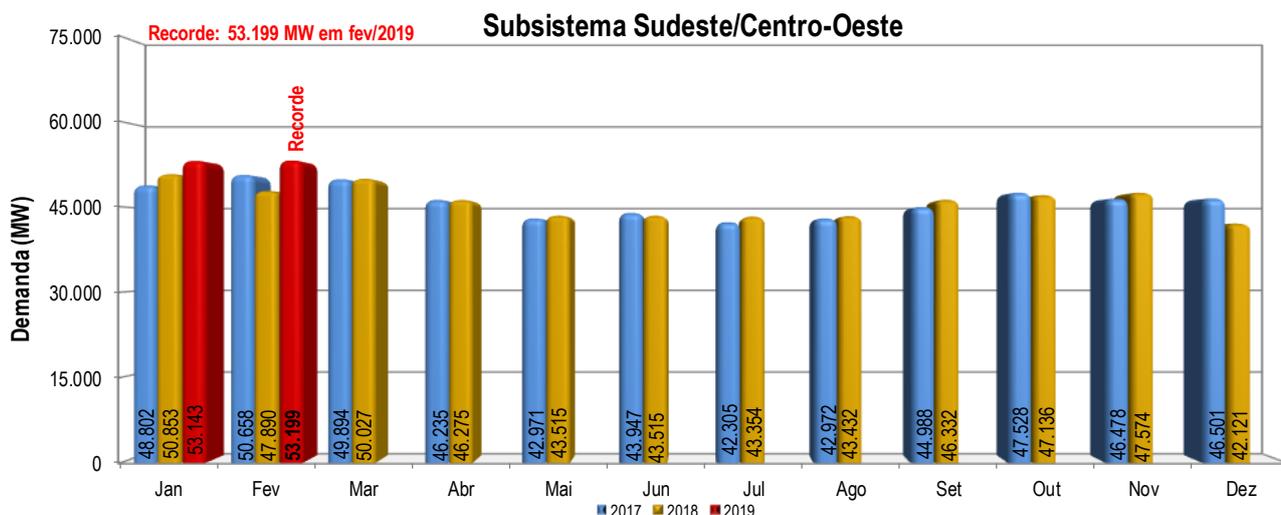


Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

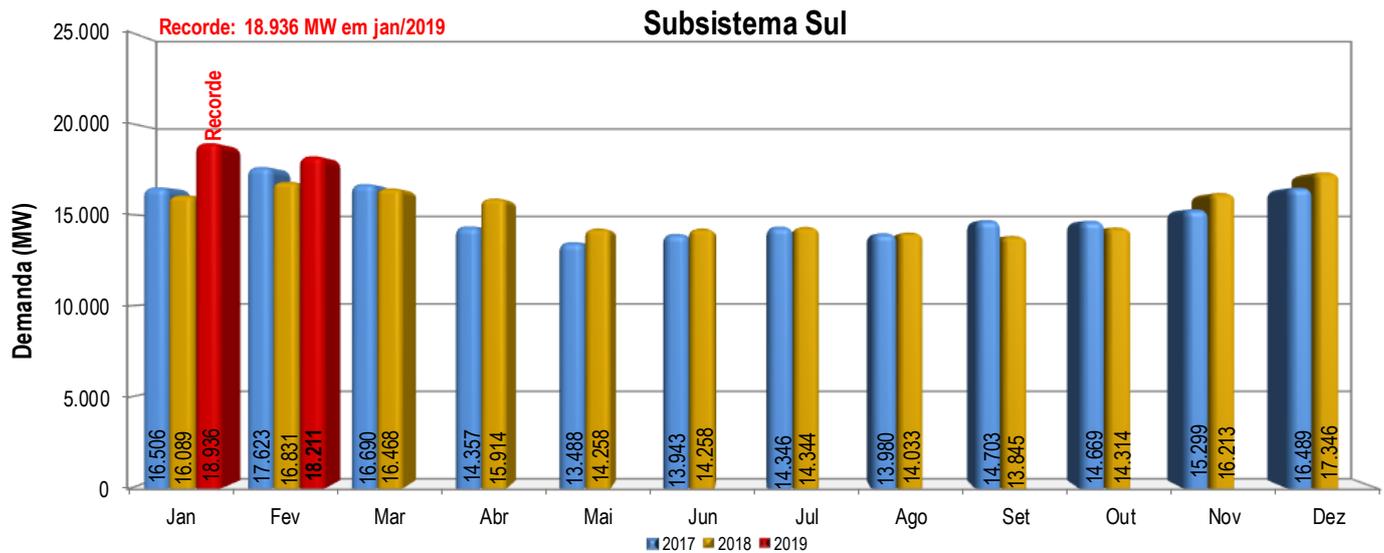


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

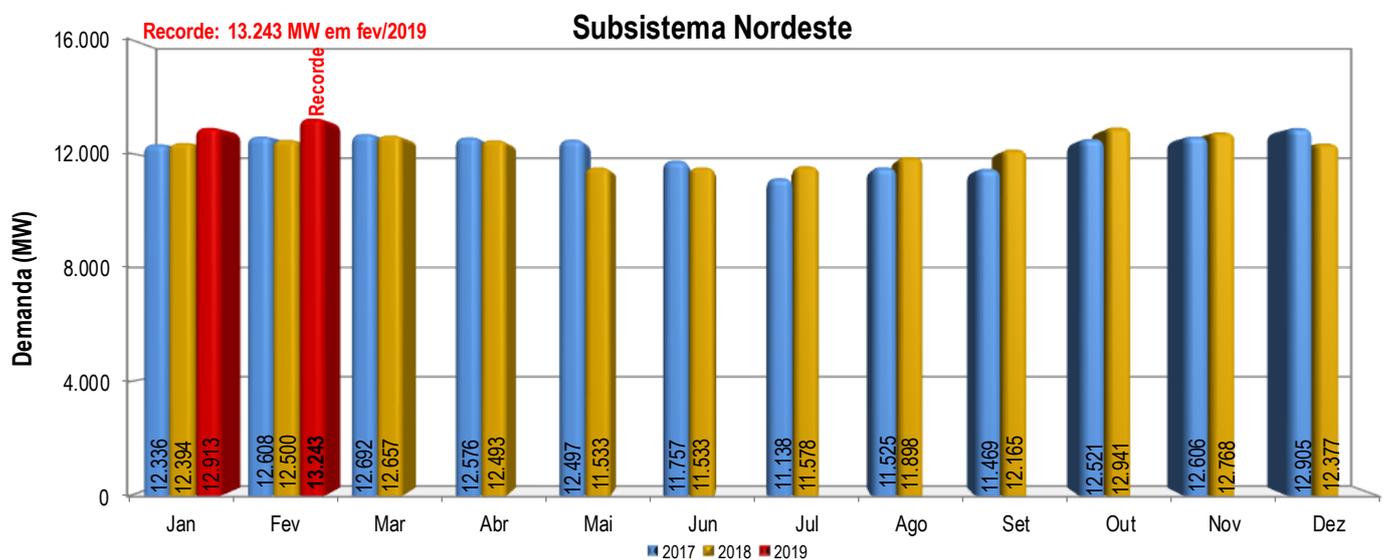


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

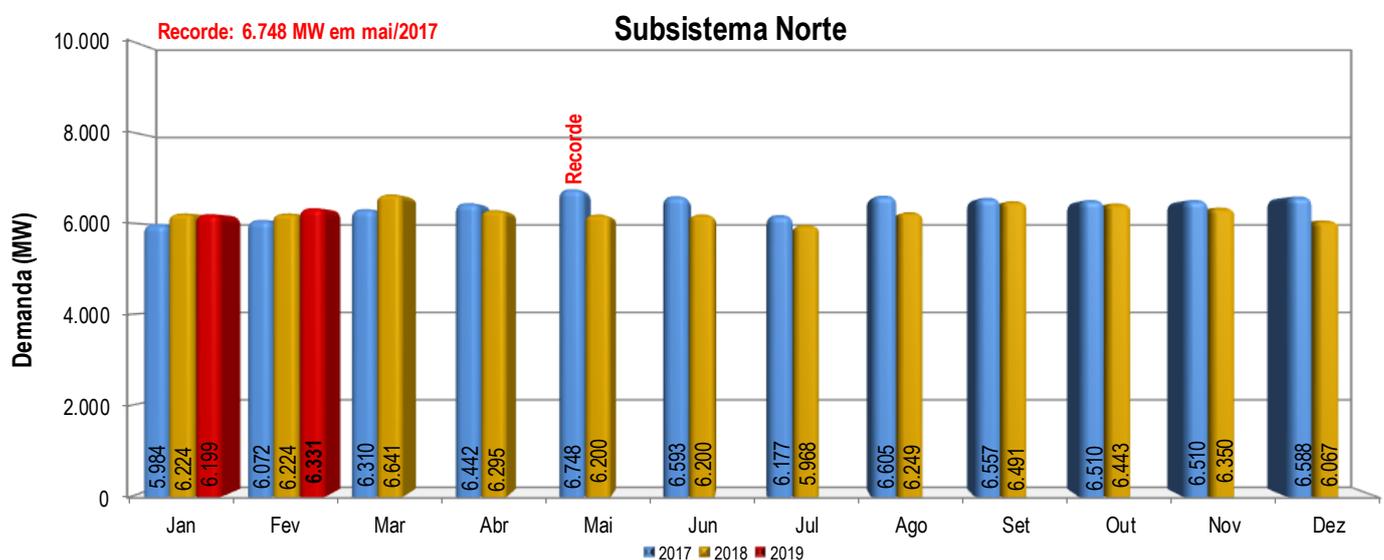


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de fevereiro de 2019, a capacidade instalada total* de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 164.307 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação ao mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 5.625 MW, sendo 3.053 MW de geração de fonte hidráulica, 2.228 MW de fonte eólica e 1.374 MW de fonte solar. Ao mesmo tempo, houve um decréscimo de 1.031 MW de fontes térmicas. A geração distribuída fechou o mês de fevereiro de 2019 com 734 MW instalados em 60.496 unidades, representando 0,4% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

As fontes renováveis representaram 83,1% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em fevereiro de 2019 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

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

Fonte	Fev/2018	Fev/2019			Evolução da Capacidade Instalada Fev/2019 - Fev/2018
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	101.355	1.408	104.408	63,5%	3,0%
UHE	95.619	216	98.481	59,9%	3,0%
PCH + CGH**	5.692	1.124	5.867	3,6%	3,1%
CGH GD	43	68	60	0,0%	39,3%
Térmica	43.573	3.155	42.542	25,9%	-2,4%
Gás Natural	12.805	169	13.369	8,1%	4,41%
Biomassa	14.590	567	14.791	9,0%	1,4%
Petróleo	10.285	2.252	9.030	5,5%	-12,2%
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	24	139	41	0,0%	69,2%
Eólica	12.520	656	14.748	9,0%	17,8%
Eólica (não GD)	12.510	599	14.738	9,0%	17,8%
Eólica GD	10	57	10,314	0,0%	0,1%
Solar	1.234	62.694	2.608	1,6%	111,4%
Solar (não GD)	1.022	2.462	1.986	1,2%	94,2%
Solar GD	212	60.232	623	0,4%	194,1%
Capacidade Total sem GD	158.392	7.417	163.572	99,6%	3,3%
Geração Distribuída - GD	290	60.496	734	0,4%	153,6%
Capacidade Total - Brasil	158.682	67.913	164.307	100,0%	3,5%

* 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 – 01/03/2019)

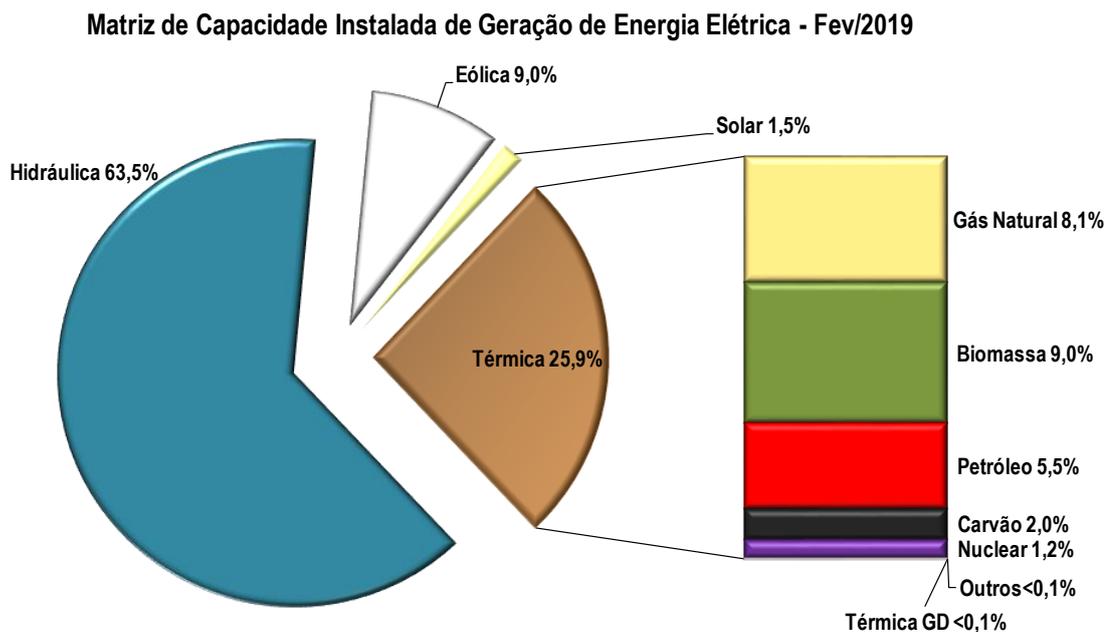


Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO *

Em fevereiro de 2019, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 146.644 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. Apesar disso, na previsão de expansão para os próximos três anos, a classe de 500 kV deve crescer 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) - Fev/2019

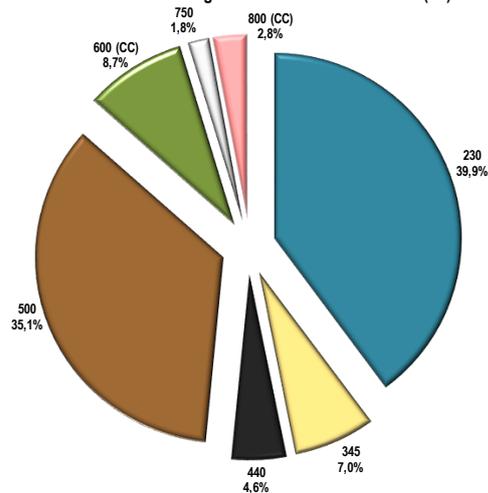


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230	58.464	39,9%
345	10.319	7,0%
440	6.758	4,6%
500	51.436	35,1%
600 (CC)	12.816	8,7%
750	2.683	1,8%
800 (CC)	4.168	2,8%
Total SEB	146.644	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 fevereiro de 2019 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 501,8 MW de geração:

- UHE Baixo Iguaçu - UGs: 1 a 2, total de 233,46 MW, no Paraná. CEG: UHE.PH.PR.030923-0.01;
- PCH Fortuna II - UG: 2, de 3 MW, em Minas Gerais. CEG: PCH.PH.MG.028426-2.01;
- PCH Verde 4 - UG: 2, de 9,5 MW, no Mato Grosso do Sul. CEG: PCH.PH.MS.029260-5.01;
- UFV Coremas I - UGs: 1 a 16, total de 27 MW, na Paraíba. CEG: UFV.RS.PB.032311-0.01;
- UFV Juazeiro Solar II - UGs: 21 e 1 a 20 e 22 e 27 e 2 e 30 e 2 e 28, total de 12 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.033929-6.01;
- UFV Juazeiro Solar IV - UGs: 2 e 24, total de 2 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.033931-8.01;
- UFV Paracatu 2 - UGs: 1 a 33, total de 33 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.034000-6.01;
- UFV Sol Maior 2 - UGs: 1 a 40, total de 5 MW, no Tocantins. CEG: UFV.RS.TO.033608-4.01;
- UEE São Miguel I - UGs: 1 a 10, total de 21 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.033644-0.01;
- UEE São Miguel II - UGs: 1 a 10, total de 21 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.033645-9.01;
- UEE São Miguel III - UGs: 1 a 10, total de 21 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.033647-5.01;
- UEE Umburanas 17 - UGs: 1 a 9, total de 22,5 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.033634-3.01;
- UEE Umburanas 19 - UGs: 1 a 10, total de 25 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.033635-1.01;
- UEE Umburanas 11 - UGs: 1 a 6, total de 15 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031744-6.01;
- UEE Umburanas 16 - UGs: 1 a 10, total de 27 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031755-1.01;
- UEE Umburanas 8 - UGs: 1 a 10, total de 24,3 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031832-9.01.

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

Fonte	Realizado em Fev/2019 (MW)	Acumulado em 2019 (MW)
Eólica	176,80	373,80
Eólica (não GD)	176,80	373,80
Eólica GD	0,00	0,00
Hidráulica	245,96	261,46
CGH GD	0,00	0,00
PCH + CGH	12,50	28,00
UHE	233,46	233,46
Solar	79,00	188,00
Solar (não GD)	79,00	188,00
Solar GD	0,00	0,00
Térmica	0,00	0,00
Biomassa	0,00	0,00
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	501,76	823,26

* 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	128,20	395,40	69,00
Eólica (não GD)	128,20	0,00	0,00
Eólica GD	0,00	0,00	0,00
Hidráulica	3.246,03	1.418,34	227,90
CGH GD	0,00	0,00	0,00
PCH + CGH	82,98	196,12	191,90
UHE	3.163,05	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	1.944,32
Biomassa	25,00	130,90	173,50
Carvão	345,00	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	1.515,64	1.770,82
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	3.996,71	3.751,43	3.068,14

* 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 fevereiro entraram em operação 90,3 km de empreendimentos de linhas de transmissão no SIN nas seguintes instalações:

- LT 500 kV Claudia / Colider C1, 64 km, da Copel, no Mato Grosso;
- LT 230 kV N.S.Socorro /Jardim, C2, com 1,3 km de extensão, da CHESF, em Sergipe;
- Seccionamento SE N.S.Socorro (LT 230 kV Jardim – Penedo C1), com acréscimo de 5,0 km de extensão, da CHESF, em Sergipe e Alagoas;
- LT 230 kV Messias /Maceió II, C1, com 20 km, da CHESF, em Alagoas.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Fev/19 (km)	Acumulado em 2019 (km)
230	26,3	26,3
345	0,0	0,0
440	0,0	2,0
500	64,0	1.073,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	0,0
TOTAL	90,3	1.101,3

* 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 fevereiro de 2019, foram adicionados 1.532 MVA ao sistema de transmissão, com a entrada em operação dos seguintes equipamentos:

- 2 TR 230/69 kV – 150 MVA cada, na SE N.S.Socorro (CHESF) em Sergipe;
- 2 TR 230/69 kV – 200 MVA cada, na SE Maceió II (CHESF) em Alagoas;
- TR1 230/69 kV – 165 MVA, na SE Garibaldi 1 (CEEE-GT) em substituição ao antigo TR2 de 83 MVA no Rio Grande do Sul;
- TR 4 500/230 kV – 750 MVA, na SE Igaporã III (CHESF) na Bahia.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Fev/19 (MVA)	Acumulado em 2019 (MVA)
230	782	782
345	0	0
440	0	600
500	750	750
750	0	0
TOTAL	1.532	2.132

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

No mês de fevereiro de 2019, foram incorporados ao SIN dois equipamentos de compensação de potência reativa:

- CE 1 -300/ +300 MVar, na SE Santa Barbara (MSGT), em São Paulo;
- CS 2 60/ -30 MVar, na SE Vitória (FURNAS), em Espírito Santo.



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	1.189,3	1.023,0	1.313,0
345	0,0	109,0	172,0
440	0,0	0,0	150,0
500	2.425,8	851,0	4.212,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800 (CC)	5.386,0	0,0	0,0
TOTAL	9.001,1	1.983,0	5.847,0

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	3.891,6	4.057,0	5.121,0
345	1.225,0	2.225,0	1.550,0
440	450,0	300,0	1.400,0
500	4.800,0	6.850,0	11.970,0
750	1.650,0	0,0	0,0
TOTAL	12.016,6	13.432,0	20.041,0

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 janeiro de 2019, a geração hidráulica correspondeu a 81,0% do total gerado no país, valor 0,4 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil em janeiro representou 8,2%, valor 0,5 p.p. superior ao verificado no mês anterior. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, representou 10,2%, valor 0,8 p.p. inferior ao verificado no mês anterior.

As fontes renováveis representaram 90,9% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em janeiro de 2019 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Janeiro/2019

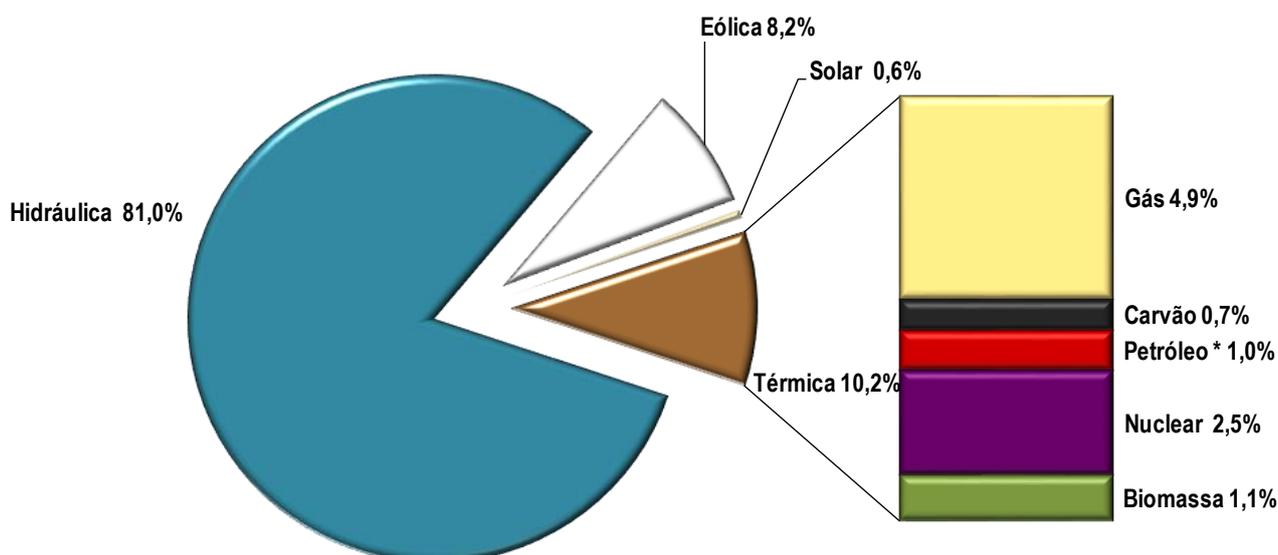


Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

* 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 janeiro 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		
	Jan/18 (GWh)	Dez/18 (GWh)	Jan/19 (GWh)	Evolução mensal (Jan/19 / Dez/18)	Evolução anual (Jan/19 / Jan/18)	Fev/17-Jan/18 (GWh)	Fev/18-Jan/19 (GWh)	Evolução
Hidráulica	37.803	38.656	41.841	8,2%	10,7%	384.741	405.614	5,4%
Térmica	7.069	5.189	5.196	0,1%	-26,5%	117.978	99.934	-15,3%
Gás	3.513	1.417	2.503	76,6%	-28,7%	51.024	37.870	-25,8%
Carvão	911	454	384	-15,5%	-57,8%	13.340	10.691	-19,9%
Petróleo *	490	627	253	-59,7%	-48,4%	10.438	7.668	-26,5%
Nuclear	1.283	1.275	1.299	1,9%	1,2%	14.435	14.422	-0,1%
Outros	258	183	197	7,9%	-23,4%	3.124	2.945	-5,7%
Biomassa	614	1.231	560	-54,6%	-8,8%	25.617	26.339	2,8%
Eólica	3.343	3.718	4.202	13,0%	25,7%	41.451	47.678	15,0%
Solar	163	337	331	-1,6%	103,0%	1.259	3.289	161,2%
TOTAL	48.378	47.899	51.570	7,7%	6,6%	545.429	556.514	2,0%

* 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 janeiro de 2019.

Fonte dos dados: CCEE

8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

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

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Jan/18 (GWh)	Dez/18 (GWh)	Jan/19 (GWh)	Evolução mensal (Jan/19 / Dez/18)	Evolução anual (Jan/19 / Jan/18)	Fev/17-Jan/18 (GWh)	Fev/18-Jan/19 (GWh)	Evolução
Gás	4	4	4	-1,7%	-1,9%	54	55	3,3%
Petróleo *	239	250	252	0,9%	5,4%	2.767	3.002	8,5%
Biomassa	3	1	3	372,7%	11,0%	31	46	46,9%
TOTAL	246	255	259	1,72%	5,3%	2.852	3.103	8,8%

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

Fonte dos dados: CCEE



8.4. Geração Eólica *

No mês de janeiro de 2019, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste aumentou 6,7 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 42,0%, com total de 5.122 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve decréscimo de 0,7 p.p. no fator de capacidade médio da região Nordeste em relação ao verificado nos 12 meses anteriores, atingindo 42,8%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul em janeiro de 2019 diminuiu 0,7 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 32,6%, com total de geração verificada no mês de 666 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve decréscimo de 2,2 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 32,6%.

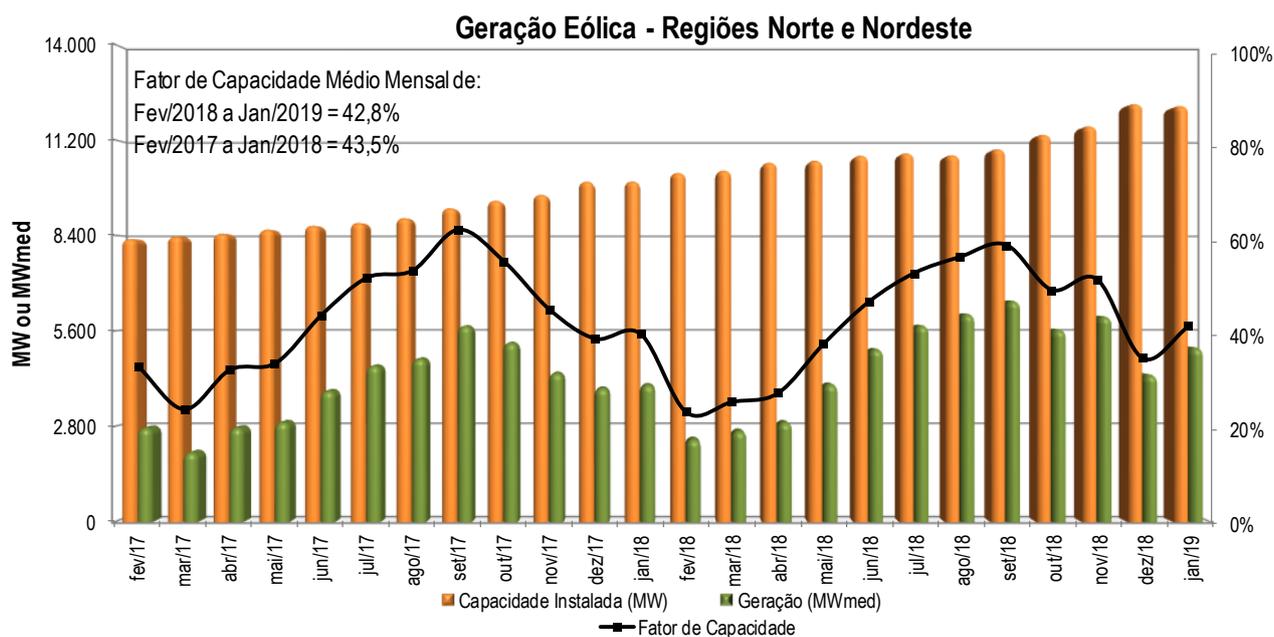


Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

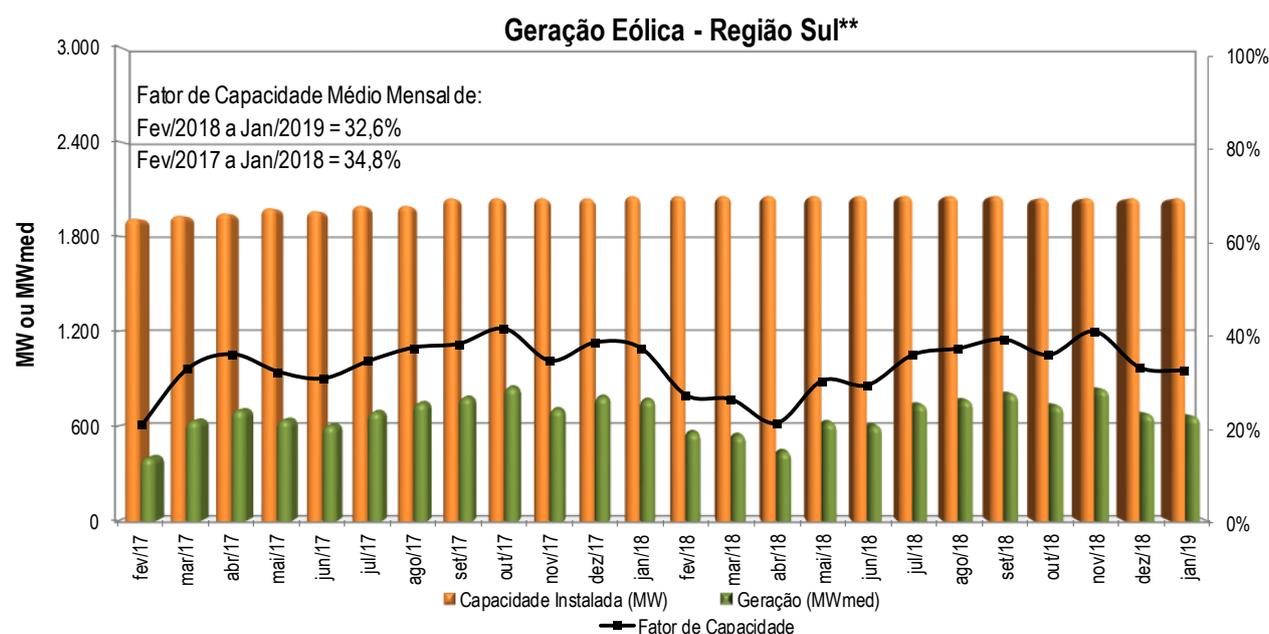


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

* 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 janeiro 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\$ 528,00 / MWh em todos os subsistemas. Em todas as semanas operativas do mês de fevereiro, 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, entre outros fatores, ao cenário de pouca chuva nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, em comparação com a média histórica e ao aumento da precipitação no Norte do país, bem como aos limites de intercâmbios entre sistemas. Durante o mês de fevereiro de 2019, houve descolamento dos CMOs dos subsistemas Norte e Nordeste em função do atingimento do limite de intercâmbio entre subsistemas.

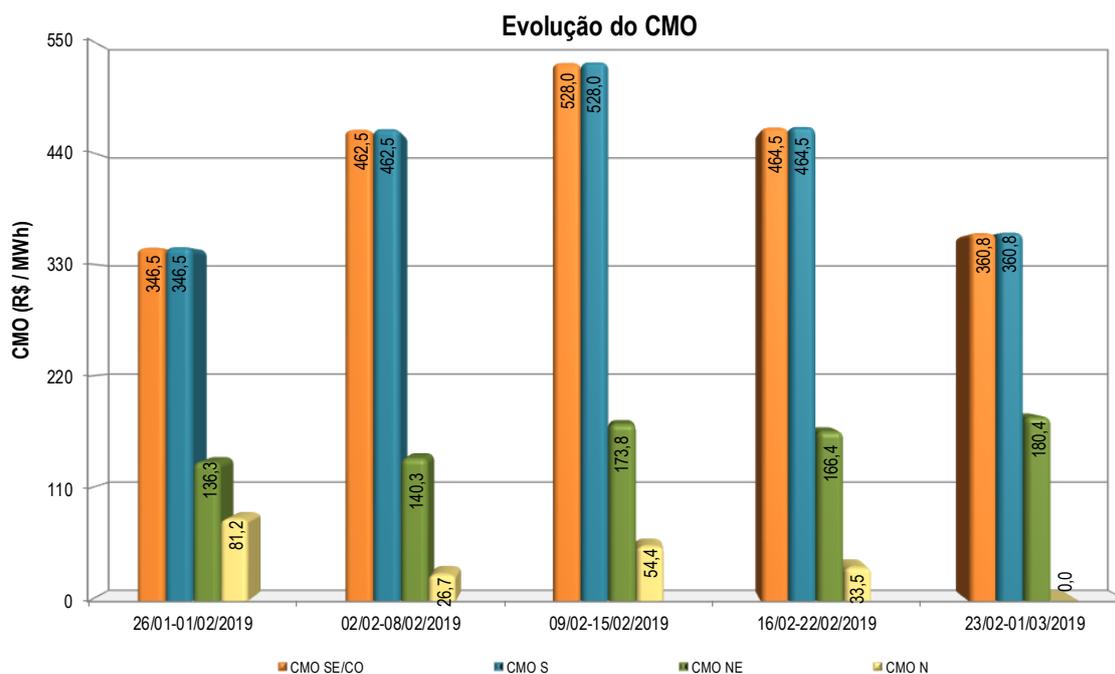


Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em janeiro de 2019 foi de R\$ 227,3 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 400,4 milhões).

O total de encargos pagos no mês é composto por R\$ 77,4 milhões referentes ao encargo ‘Restrição de Operação’, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 16,4 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; e R\$ 133,5 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.

Destaca-se que em janeiro de 2019 não houve geração de 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. E ainda, não houve geração de 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.

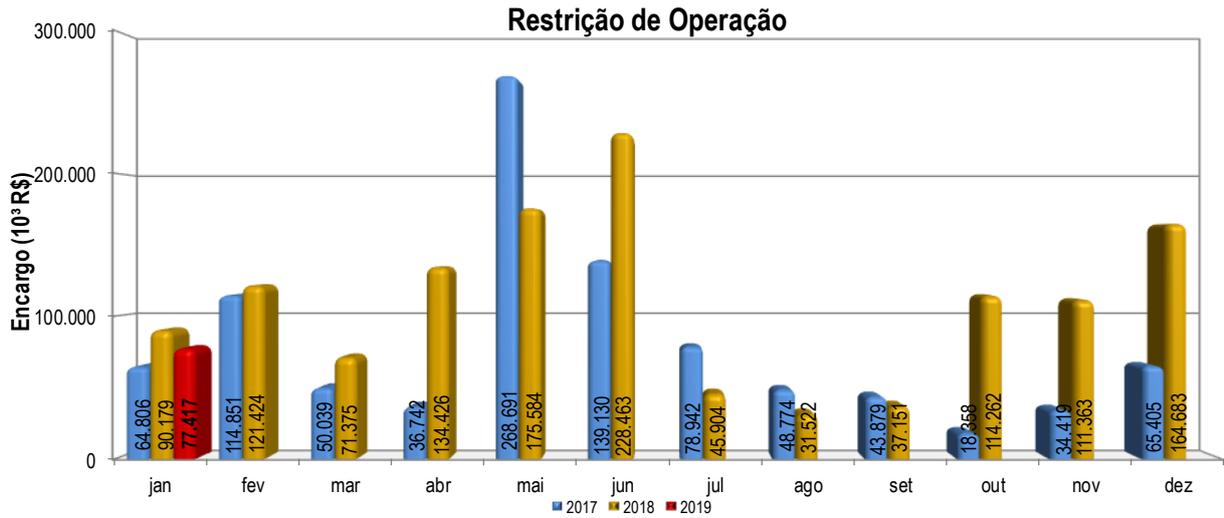


Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

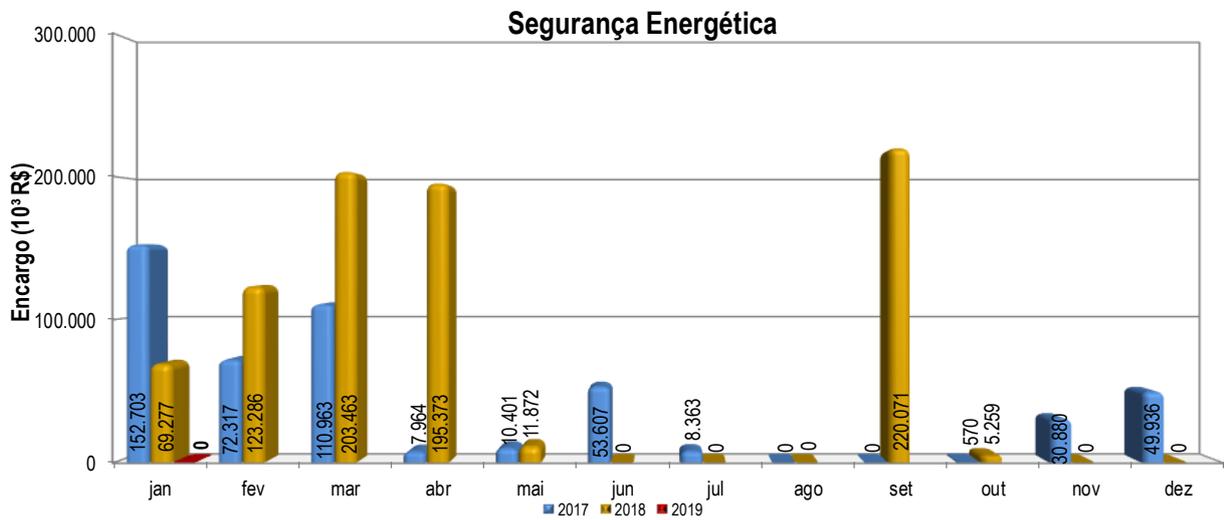


Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

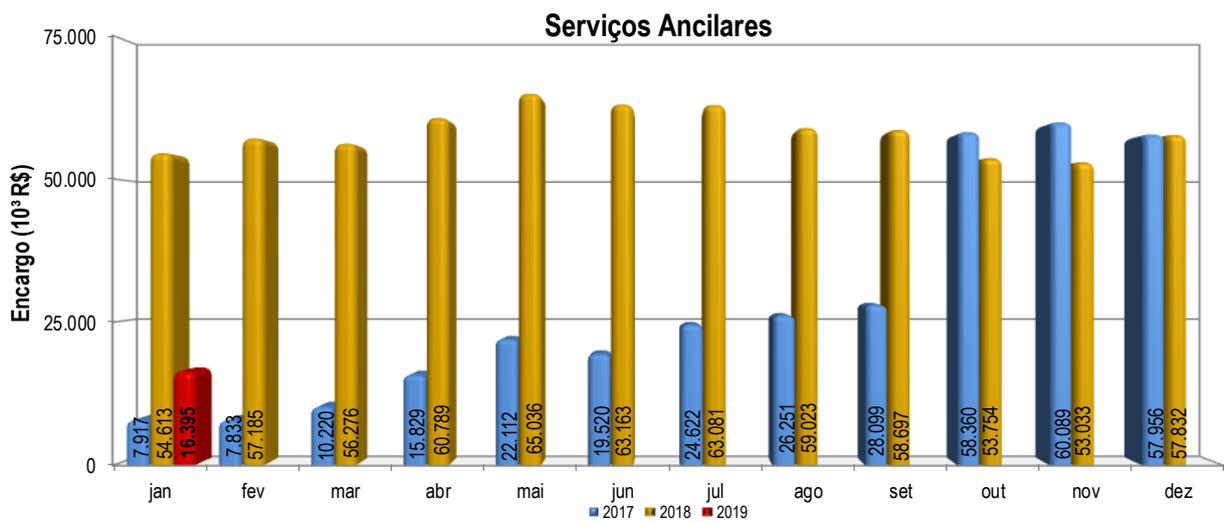


Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

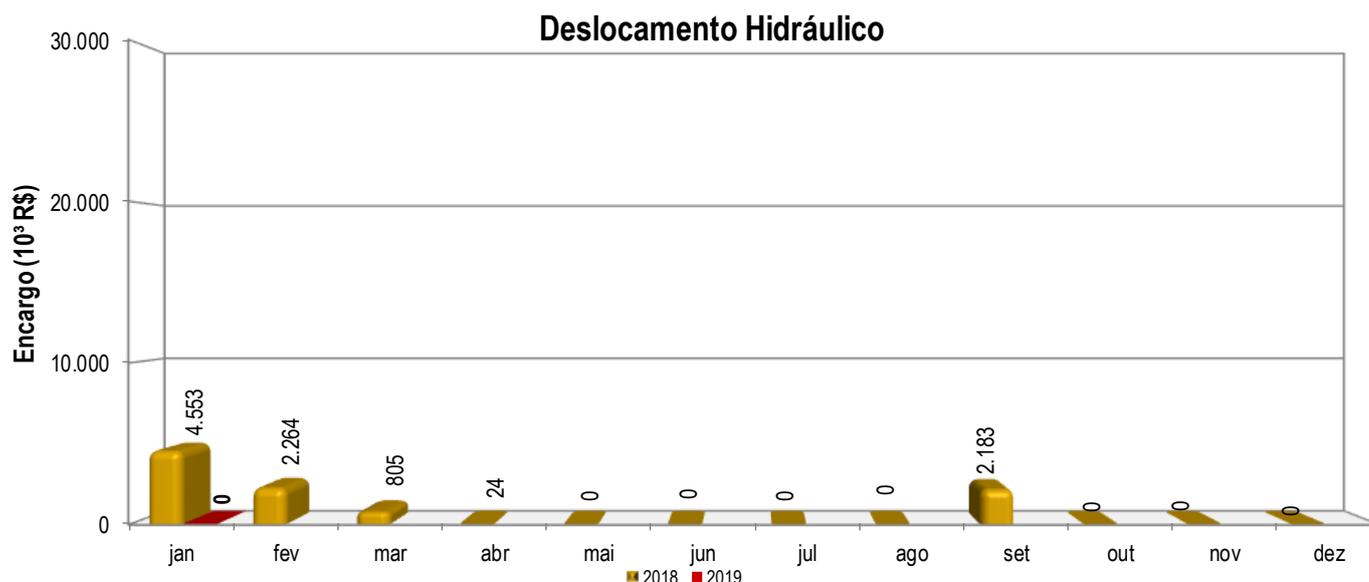


Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.

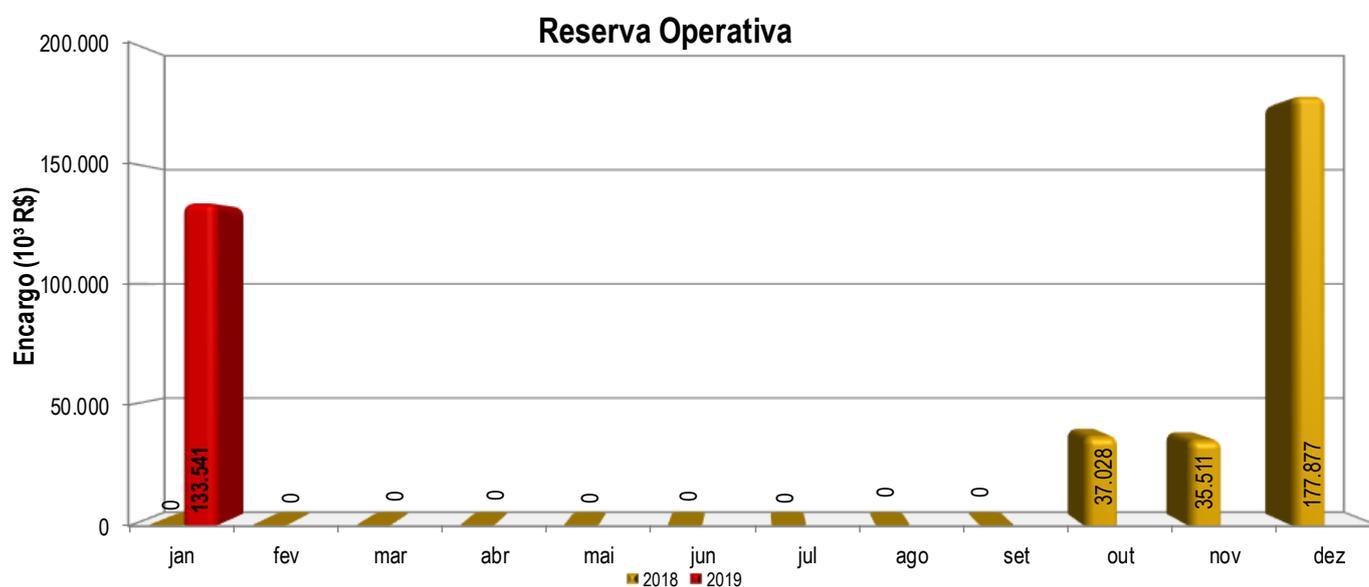


Figura 26. Encargos Setoriais: Reserva Operativa.

Dados contabilizados / recontabilizados até janeiro de 2019.

Fonte dos dados: CCEE

11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de fevereiro 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 01 de fevereiro, às 19h44min: Desligamento automático da subestação 138kV Florianópolis (Eletrobras Eletrosul) e das linhas de transmissão de 138kV Palhoça / Trindade e Palhoça / Ilha Centro. Houve interrupção de 146 MW de cargas da CELESC em Santa Catarina. Causa: curto-circuito monofásico na linha, provocado por um objeto (lona) lançado sobre a linha durante temporal;
- Dia 11 de fevereiro, às 17h35min: Desligamento automático da LT 500 kV Adrianópolis/São José C1 e da LT 500 kV Nova Iguaçu/São José C1. Houve interrupção de 209 MW da LIGHT no Rio de Janeiro. Causa: explosão do TC associado ao disjuntor 9158 na SE São José;
- Dia 25 de fevereiro, às 18h50min: Desligamento automático do setor de 138 kV da subestação Juiz de Fora 1, de equipamentos na subestação Santos Dumont 2 e linhas de distribuição da CEMIG D. Houve interrupção de 146



MW, sendo 67,6 MW da CEMIG D, 33,2 MW da Petrobras/ESTAP e 45,3 MW da Votorantin Zinco. Causa: curto-circuito monofásico envolvendo a fase Azul (fase B - CEMIG-GT).

No Estado de Roraima, não interligado ao SIN, houve seis desligamentos com interrupção total das cargas da capital Boa Vista, nos dias 3, 4, 5, 17, 18 e 19 de fevereiro, todos ocorridos devido à interrupção em linhas de transmissão operadas pela Corpoelec (Venezuela).

11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

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

Carga Interrompida no SEB (MW)														2019	2018
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan-Fev	Jan-Fev	
SIN**	0	0											0	2.655	
S	0	146											146	0	
SE/CO	1.677	355											2.032	432	
NE	337	0											337	162	
N	153	0											153	227	
Isolados	827	783											1.610	618	
TOTAL	2.994	1.283	0	4.277	4.094										

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														2019	2018
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan-Fev	Jan-Fev	
SIN**	0	0											0	1	
S	0	1											1	0	
SE/CO	3	2											5	2	
NE	2	0											2	1	
N	1	0											1	1	
Isolados	6	6											12	4	
TOTAL	12	9	0	21	9										

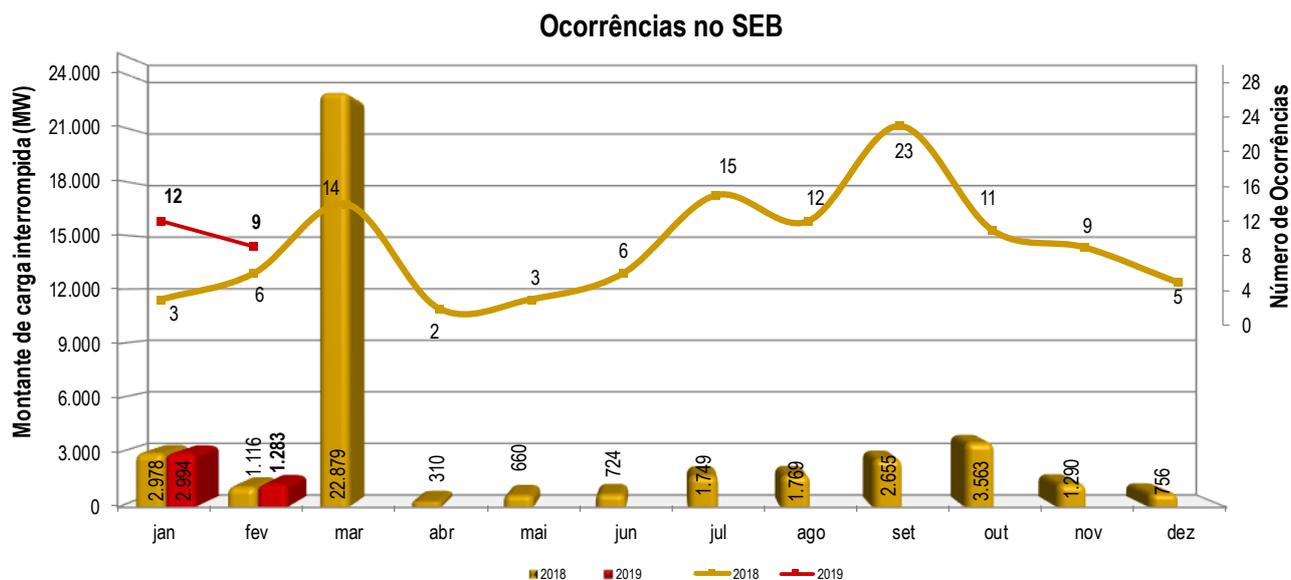


Figura 27. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

* 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 *

As informações referentes aos meses de dezembro de 2018 e janeiro de 2019 não foram disponibilizadas pela ANEEL ao MME até o fechamento deste Boletim Mensal.

Tabela 19. Evolução do DEC em 2018.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2018

Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,46	1,12	1,49	0,95	0,82	0,74	0,75	0,87	0,93	1,09	1,12		11,33	12,72
S	1,30	0,84	1,14	0,72	0,79	0,86	0,79	0,88	0,99	1,08	1,21		10,60	10,96
SE	1,02	0,73	0,91	0,55	0,51	0,46	0,51	0,59	0,61	0,75	0,82		7,47	8,79
CO	2,60	1,97	2,44	1,46	1,13	0,74	0,84	1,18	1,59	2,07	1,83		17,84	14,71
NE	1,55	1,42	1,97	1,27	1,02	0,84	0,81	0,84	0,85	0,99	1,00		12,56	14,65
N	3,12	2,25	3,26	2,25	1,87	1,99	1,99	2,46	2,40	2,66	2,52		26,76	33,85

Tabela 20. Evolução do FEC em 2018.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2018

Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,78	0,61	0,80	0,50	0,47	0,45	0,48	0,53	0,54	0,63	0,63		6,40	9,52
S	0,74	0,51	0,64	0,41	0,46	0,46	0,46	0,52	0,51	0,63	0,70		6,05	8,55
SE	0,56	0,41	0,51	0,30	0,29	0,30	0,32	0,36	0,38	0,44	0,44		4,32	6,56
CO	1,35	1,04	1,38	0,75	0,63	0,55	0,66	0,71	0,80	1,04	0,86		9,76	11,84
NE	0,77	0,68	0,90	0,59	0,53	0,43	0,41	0,50	0,44	0,56	0,59		6,41	9,60
N	1,75	1,44	2,17	1,46	1,24	1,36	1,61	1,56	1,72	1,71	1,54		17,57	29,18

*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST. **Nos valores de DEC e FEC acumulados são ajustadas as variações mensais do número de unidades consumidoras.

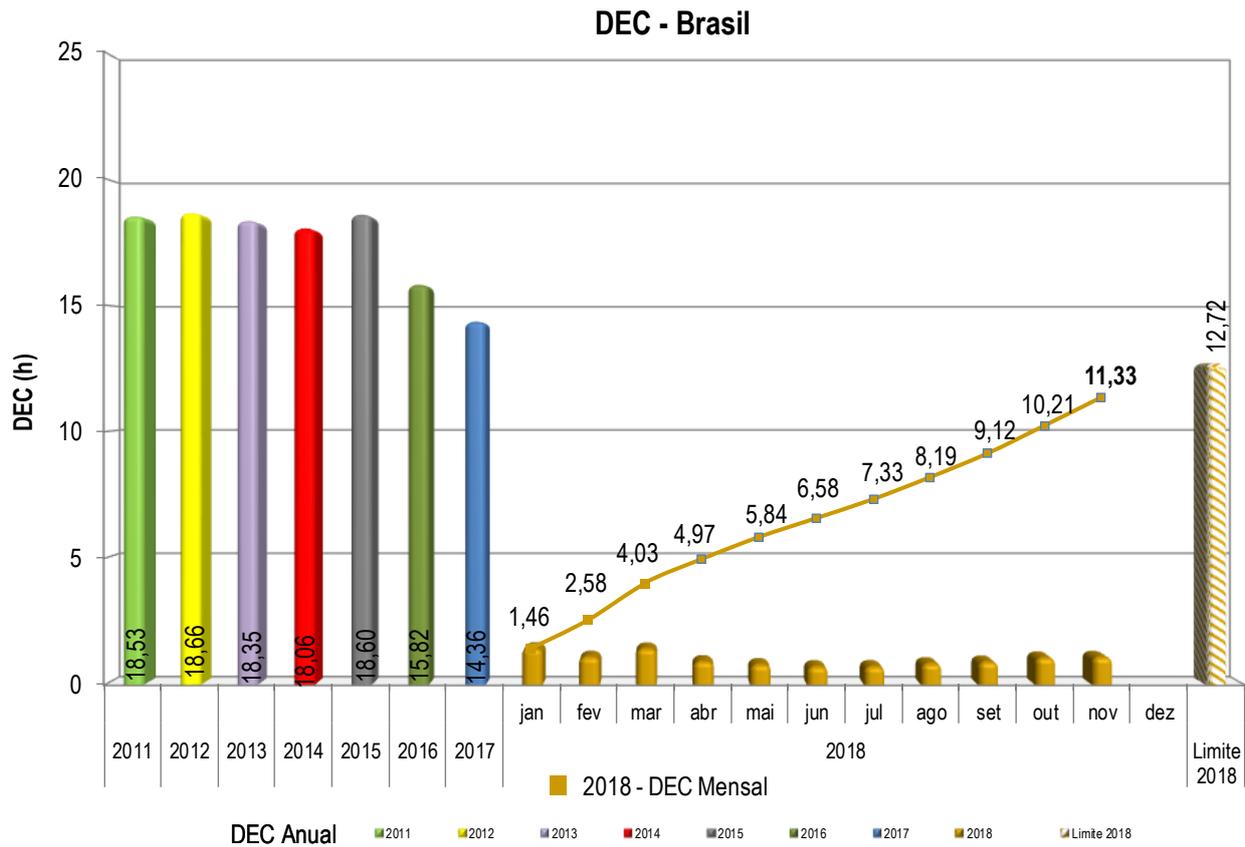


Figura 28. DEC do Brasil.

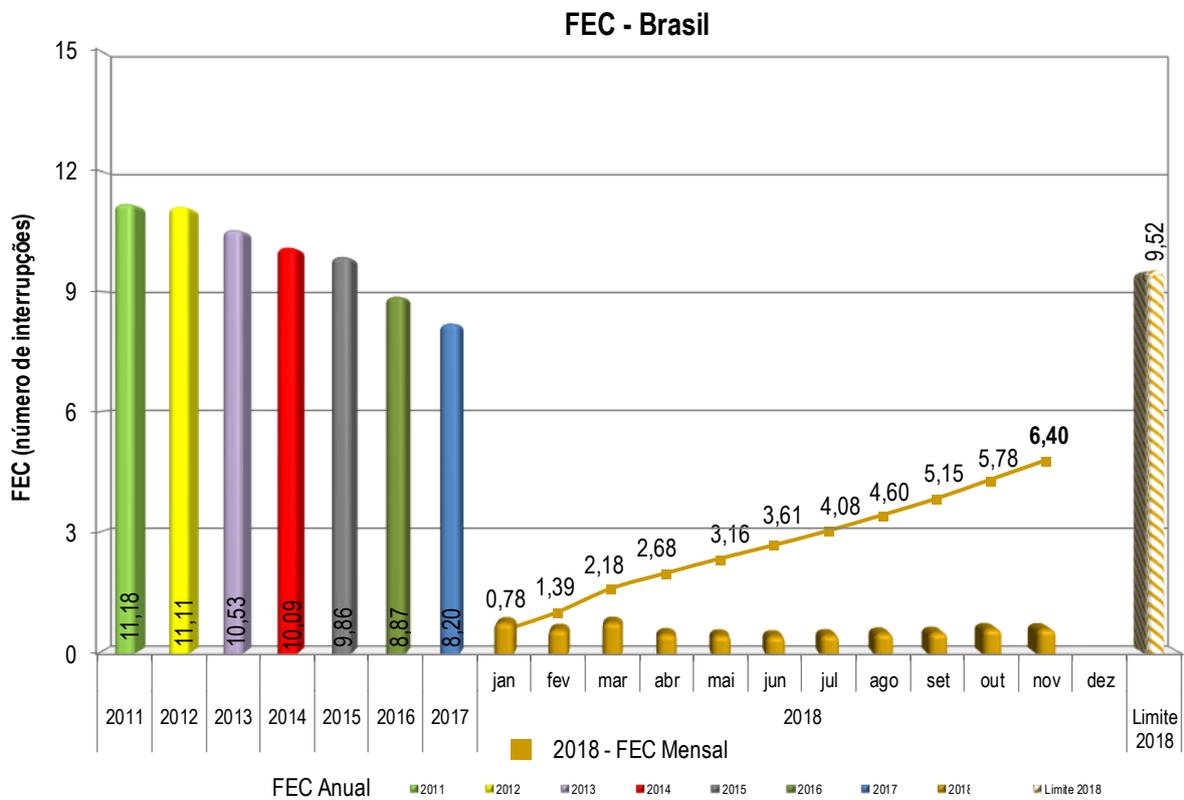


Figura 29. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até novembro de 2018 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