



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

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

## Março / 2018





# **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**

**Março / 2018**

## **Ministério de Minas e Energia**

### **Ministro**

Fernando Coelho Filho

### **Secretário-Executivo**

Paulo Pedrosa

### **Secretário de Energia Elétrica**

Fábio Lopes Alves

### **Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico**

Domingos Romeu Andreatta

### **Equipe Técnica**

Guilherme Silva de Godoi (Coordenação)

Carlos Augusto Furtado de Oliveira Novaes

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

André Grobério Lopes Perim

Tarcisio Tadeu de Castro



## 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 .....	17
7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação .....	18
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	18
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro .....	18
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	19
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados .....	20
8.4. Geração Eólica .....	20
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO .....	21
10. ENCARGOS SETORIAIS .....	22
11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	23
11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro .....	24
11.2. Indicadores de Continuidade .....	25



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de março de 2018 – 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-Interligado.....	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.....	20
Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	21
Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.....	21
Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.....	22
Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.....	22
Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	23
Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.....	23
Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	24
Figura 27. DEC do Brasil.....	25
Figura 28. FEC do Brasil.....	26



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia armazenada no mês (% EAR).....	1
Tabela 2. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	5
Tabela 3. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN .....	5
Tabela 4. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe. ....	9
Tabela 5. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo. ....	10
Tabela 6. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	10
Tabela 7. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema. ....	11
Tabela 8. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil. ....	13
Tabela 9. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB. ....	14
Tabela 10. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração. ....	15
Tabela 11. Previsão da expansão da geração (MW). ....	16
Tabela 12. Entrada em operação de novas linhas de transmissão. ....	16
Tabela 13. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão. ....	17
Tabela 14. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão. ....	18
Tabela 15. Previsão da expansão da capacidade de transformação. ....	18
Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	19
Tabela 17. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados. ....	20
Tabela 18. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências. ....	24
Tabela 19. Evolução do número de ocorrências. ....	24
Tabela 20. Evolução do DEC em 2018. ....	25
Tabela 21. Evolução do FEC em 2018.....	25



## 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 do mês de março de 2018 foram:

**CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS:** foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 89% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 95% MLT no Sul, 54% MLT no Nordeste e 101% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 78% MLT, 93% MLT, 53% MLT e 60% MLT, respectivamente.

**Energia Armazenada:** variação da energia armazenada equivalente no mês de março de 2018:

Sudeste/Centro-Oeste: + 5,3%

Sul: - 4,8%

Nordeste: + 10,3%

Norte: + 3,8%

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Março (% EAR)
Sudeste/Centro-Oeste	42,3
Sul	68,7
Nordeste	36,6
Norte	65,9

Tabela 1. Energia armazenada no mês (% EAR)

**MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA:** Em fevereiro de 2018, o consumo de energia elétrica atingiu 45.898 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, representando decréscimo de 2,7% em relação ao consumo de fevereiro de 2017.

**Demandas Máximas:** em fevereiro de 2018 não houve recorde de demanda.

**CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO:** no mês de março de 2018 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 159.058 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 7.126 MW, sendo 3.251 MW de geração de fonte hidráulica, 439 MW de fontes térmicas, 2.174 MW de fonte eólica e 1.261 MW de fonte solar. A GD fechou o mês de março de 2018 com 304 MW instalados em 25.134 unidades, representando 0,2% da matriz de geração de energia elétrica. As fontes renováveis representaram 81,7% da matriz em março de 2018 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

**LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO:** em março de 2018 o total de linhas de transmissão em operação no Brasil, com tensão maior ou igual a 230 kV, atingiu 142.942 km. No mês, entraram em operação comercial 241 km de linhas de transmissão e 985 MVA de capacidade de transformação.

**PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA:** em janeiro de 2018, a geração hidráulica correspondeu a 82% do total gerado no país, valor 3,6 p.p. superior ao verificado no mês anterior, devido ao aumento das aflúências.

**ENCARGOS SETORIAIS:** O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em fevereiro de 2018 foi de R\$ 291,5 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 218,7 milhões).

**Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro:** em março de 2018 foram verificadas quatorze ocorrências no sistema elétrico brasileiro com corte de carga maior que 100 MW e com duração maior que 10 minutos, totalizando 22.879 MW de corte de carga. Destacamos a ocorrência do dia 21 de março, às 15h48, que desligou a maior parte dos equipamentos e das usinas das regiões Norte e Nordeste, com interrupção total de 20.528 MW de cargas no SIN, sendo 11.549 MW na região Nordeste, 5.115 MW no Norte e 3.864 MW nas demais regiões, por atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC, sendo 2.580 MW no submercado Sudeste/Centro-Oeste e 1.172 MW no submercado Sul.

**CMSE:** no dia 7 de março de 2018 foi realizada a 196ª reunião (ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE apresentou os resultados da consolidação do mercado de energia elétrica brasileiro do ano 2017 e as perspectivas para o horizonte de 2018 a 2022. Foi destacado que o consumo total de energia elétrica no Brasil voltou a crescer em 2017, depois de dois anos de queda, atingindo crescimento anual de 0,8%, mas ainda assim o consumo de 2017 é comparável ao de 2014. A Ata da referida reunião está disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse/atas-cmse-2018>.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de março de 2018, 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

No mês de março de 2018, o avanço regular de frentes frias pela região Sul ocasionou totais elevados de precipitação nas bacias dos rios Jacuí, Uruguai, Iguazu e Paranapanema, fechando o mês com valores superiores à média. Destaca-se que nesse mês o trecho entre as usinas hidrelétricas - UHE Três Marias e Sobradinho apresentou anomalia positiva de precipitação, devido à ocorrência de valores elevados de chuva na primeira quinzena. Nas demais bacias hidrográficas de interesse do SIN a chuva ficou abaixo da média histórica.

Foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 89% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 95% MLT no Sul, 54% MLT no Nordeste e 101% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 78% MLT, 93% MLT, 53% MLT e 60% MLT, respectivamente.

O fenômeno de "La Niña" encontra-se em processo de enfraquecimento. A previsão climática por consenso para o trimestre abril, maio e junho de 2018, indica maior probabilidade do total trimestral de chuva ocorrer nas categorias acima da faixa normal climatológica na área que se estende de Roraima ao norte do Pará, incluído o extremo nordeste do Amazonas. Para o norte da Região Nordeste, a previsão por consenso indica maior probabilidade de totais pluviométricos na categoria abaixo da faixa normal climatológica. Para o centro-sul da Região Sul, a previsão também indica maior probabilidade de chuvas na categoria abaixo da faixa normal climatológica. Nas demais áreas, a previsão é de chuva dentro da normalidade para esta época do ano.

### 2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

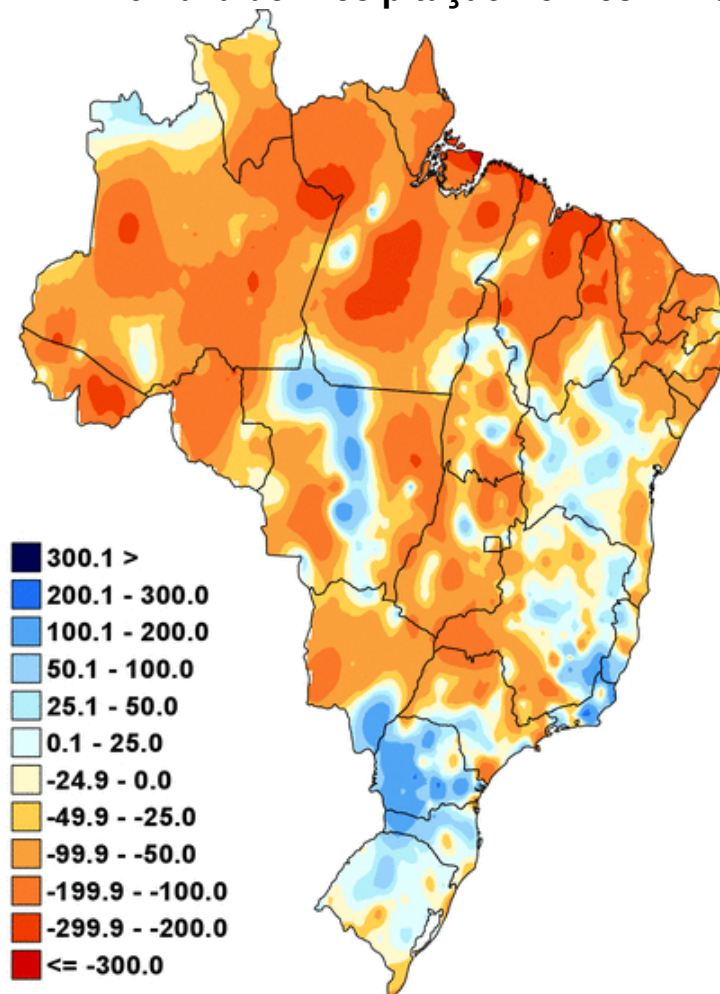


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de março de 2018 – Brasil.



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

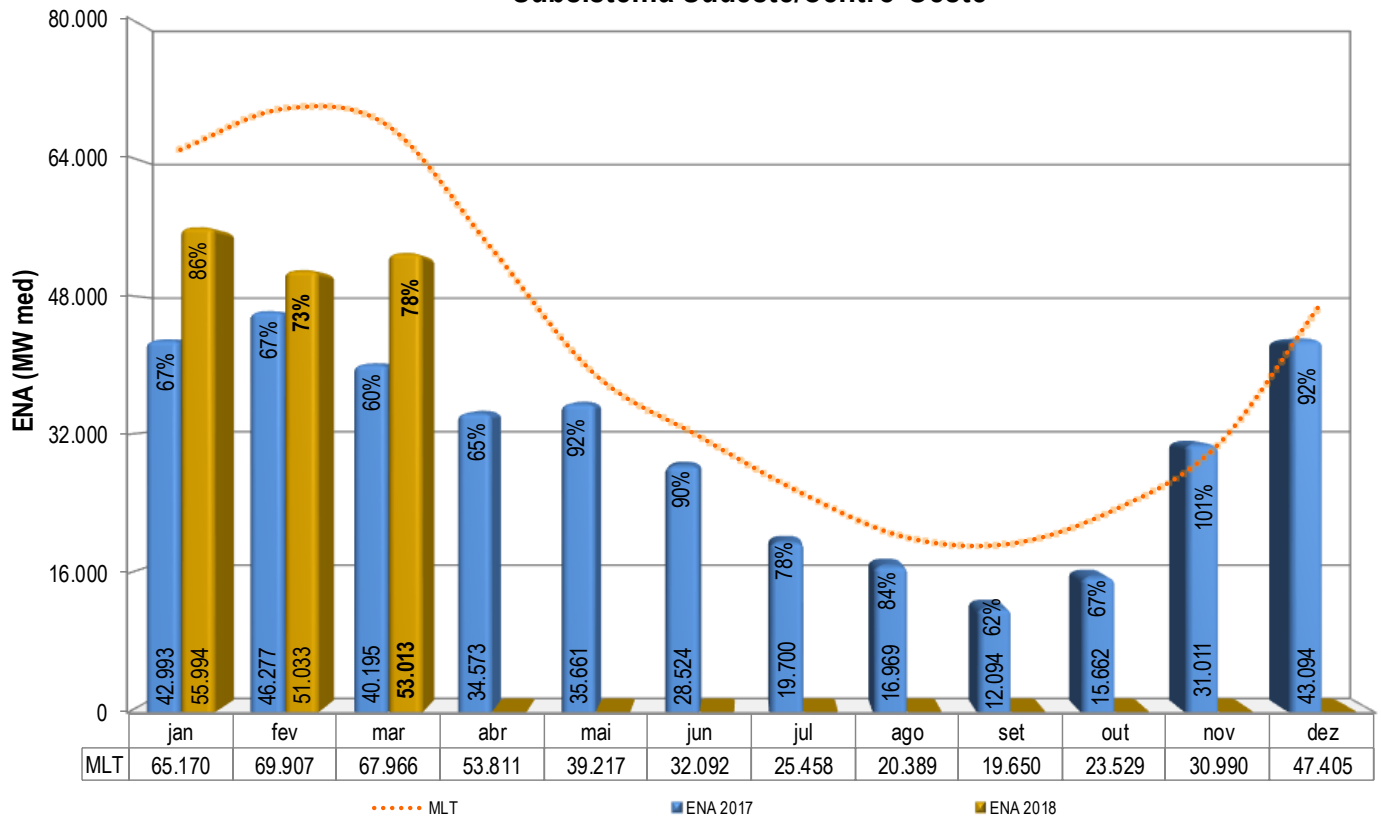


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

## Subsistema Sul

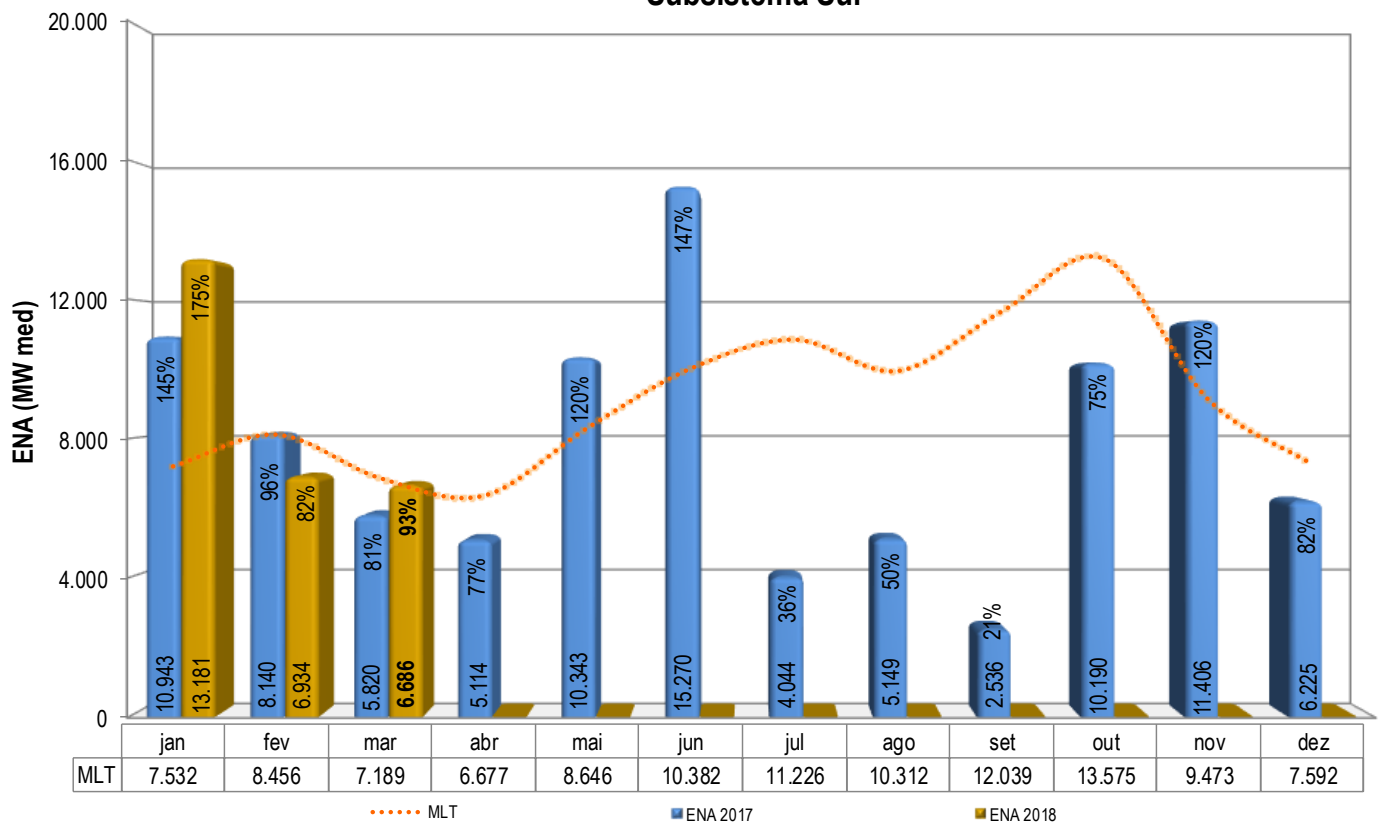


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS





### Subsistema Nordeste

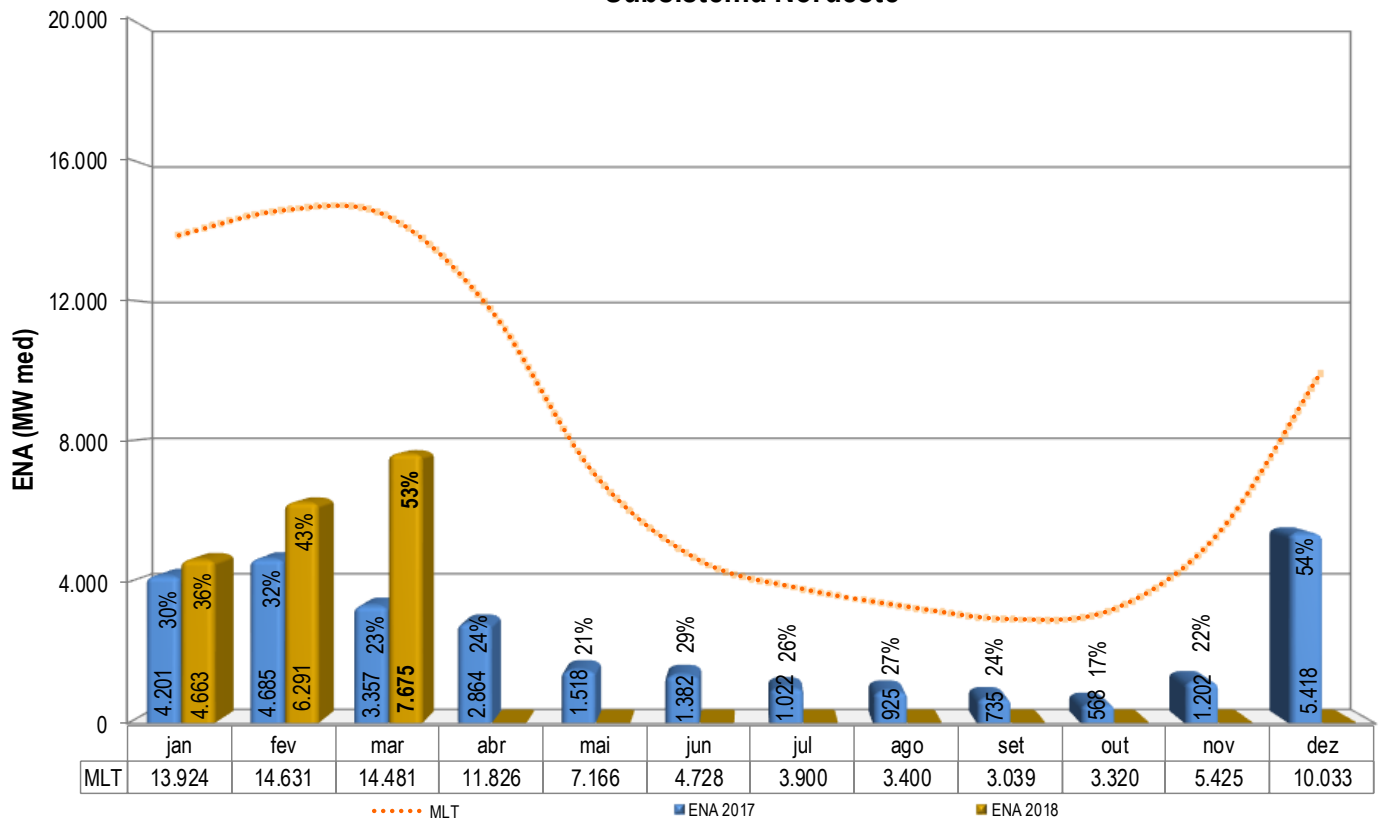


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

### Subsistema Norte

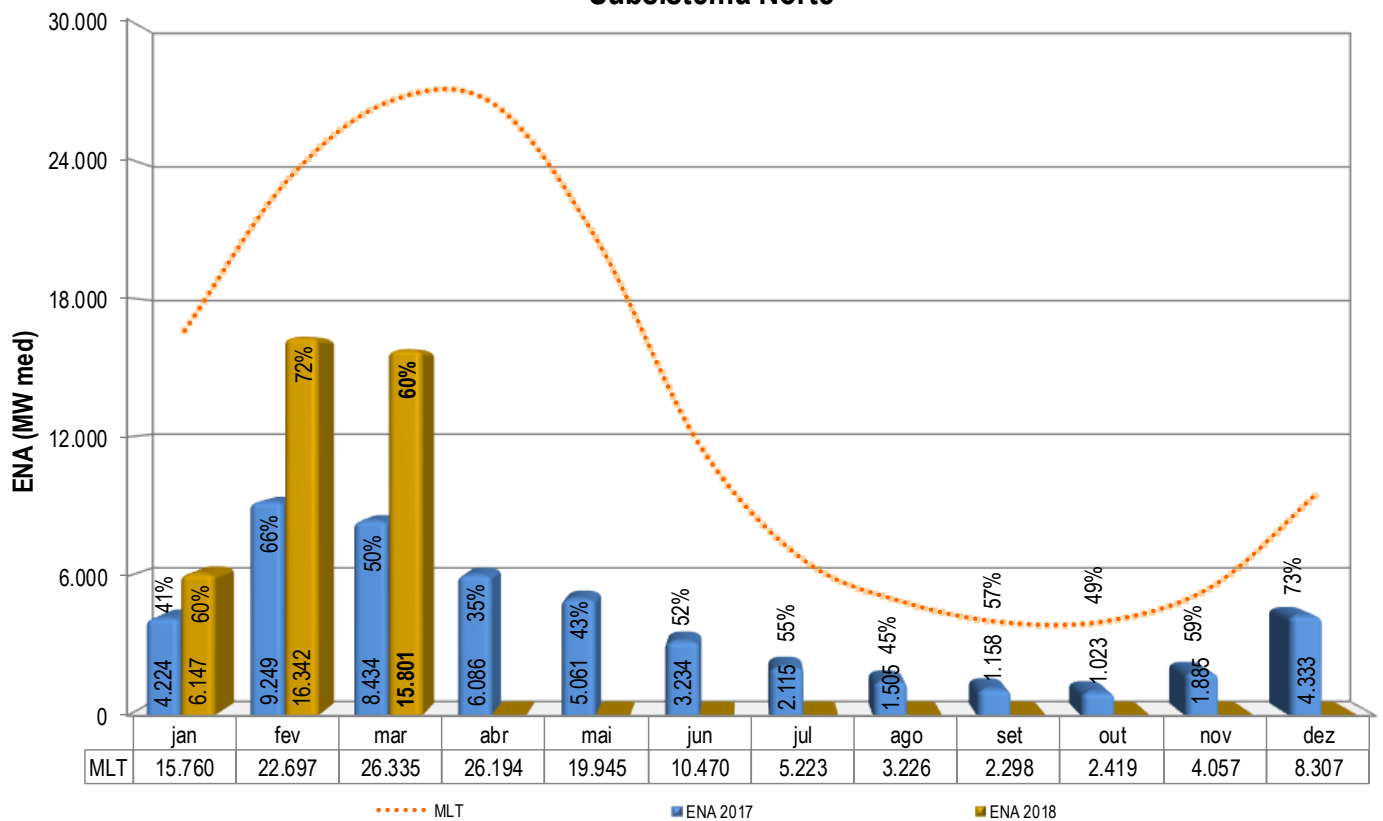


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



## 2.3. Energia Armazenada

No mês de março de 2018, a menos do subsistema Sul que reduziu 4,8%, houve elevação do percentual de armazenamento do reservatório equivalente dos demais subsistemas.

Tabela 2. 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	37,0	42,3	203.343	66,6
Sul	73,5	68,7	20.100	13,1
Nordeste	26,3	36,6	51.809	12,1
Norte	62,1	65,9	15.046	8,3
<b>TOTAL</b>			<b>290.298</b>	<b>100,0</b>

A política operativa do mês de fevereiro de 2018 foi definida de forma a aproveitar os excedentes energéticos da região Norte, mantendo elevado intercâmbio dessa região para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. A geração das usinas hidrelétricas – UHEs Tucuruí e Belo Monte deverá ser explorada prioritariamente em todos os patamares de carga, respeitando-se os limites elétricos vigentes. A geração da UHE Serra da Mesa será minimizada em todos os períodos de carga, sendo a geração das UHEs Cana Brava e São Salvador dimensionadas em função da defluência da UHE Serra da Mesa e das incrementais a estes reservatórios.

A coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco foi efetuada visando à implementação da política de minimização das defluências da cascata, sendo o intercâmbio de energia e as gerações eólica e térmica locais responsáveis pelo fechamento do balanço energético da região Nordeste. Como resultado das ações desenvolvidas no âmbito do Grupo de Acompanhamento da Operação dos Reservatórios do Rio São Francisco, coordenado pela ANA, será possível manter todas as usinas hidrelétricas - UHEs acima de seus armazenamentos mínimos operacionais até o final do período úmido em abril de 2018. O nível de armazenamento ao final do mês de março de 2018 foi de 45,5% na UHE Três Marias e de 32,8% na UHE Sobradinho, o que indica nível de armazenamento melhor que no ano 2017.

As vazões defluentes das UHEs Sobradinho e Xingó foram mantidas em 550 m<sup>3</sup>/s em todo o mês de março de 2018, conforme autorizado pela Resolução ANA nº 1.291, de 17 de julho de 2017, prorrogado até 30 de abril de 2018 pela Resolução ANA nº 1.943, de 16 de novembro de 2017, e pela Autorização Especial IBAMA nº 12/2017.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, todos apresentaram replecionamento de seus reservatórios no mês de março de 2018, com exceção do reservatório da UHE Ilha Solteira, que teve pequeno deplecionamento. De forma geral no mês houve boa recuperação dos reservatórios, com destaque para as UHEs Sobradinho (+11,09%), Três Marias (+10,67%) e Itumbiara (+9,8%).

Tabela 3. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm <sup>3</sup> )	Armazenamento no Final de Fevereiro (%)	Armazenamento no Final de Março (%)	Evolução Mensal (%)
SERRADAMESA	TOCANTINS	43.250	14,08	18,09	4,01
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	98,08	99,08	1,00
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	21,71	32,80	11,09
FURNAS	GRANDE	17.217	26,12	31,94	5,82
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	34,86	45,53	10,67
EMBORÇAÇÃO	PARANÁIBA	13.056	16,51	20,71	4,20
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	88,18	86,05	-2,13
ITUMBIARA	PARANÁIBA	12.454	40,24	50,04	9,80
NOVAPONTE	ARAGUARI	10.380	20,7	22,59	1,89
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	97,01	99,20	2,19

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

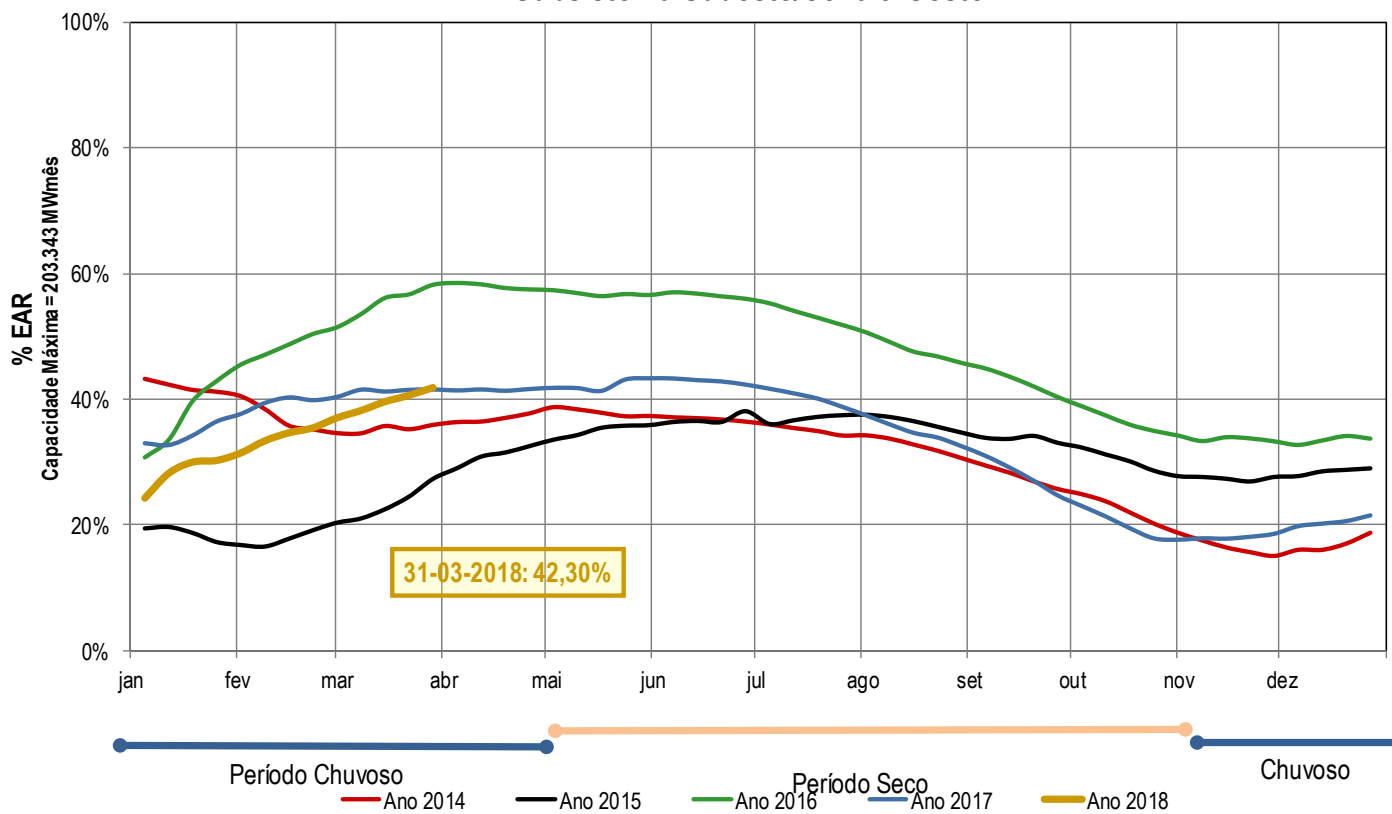


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

### Subsistema Sul

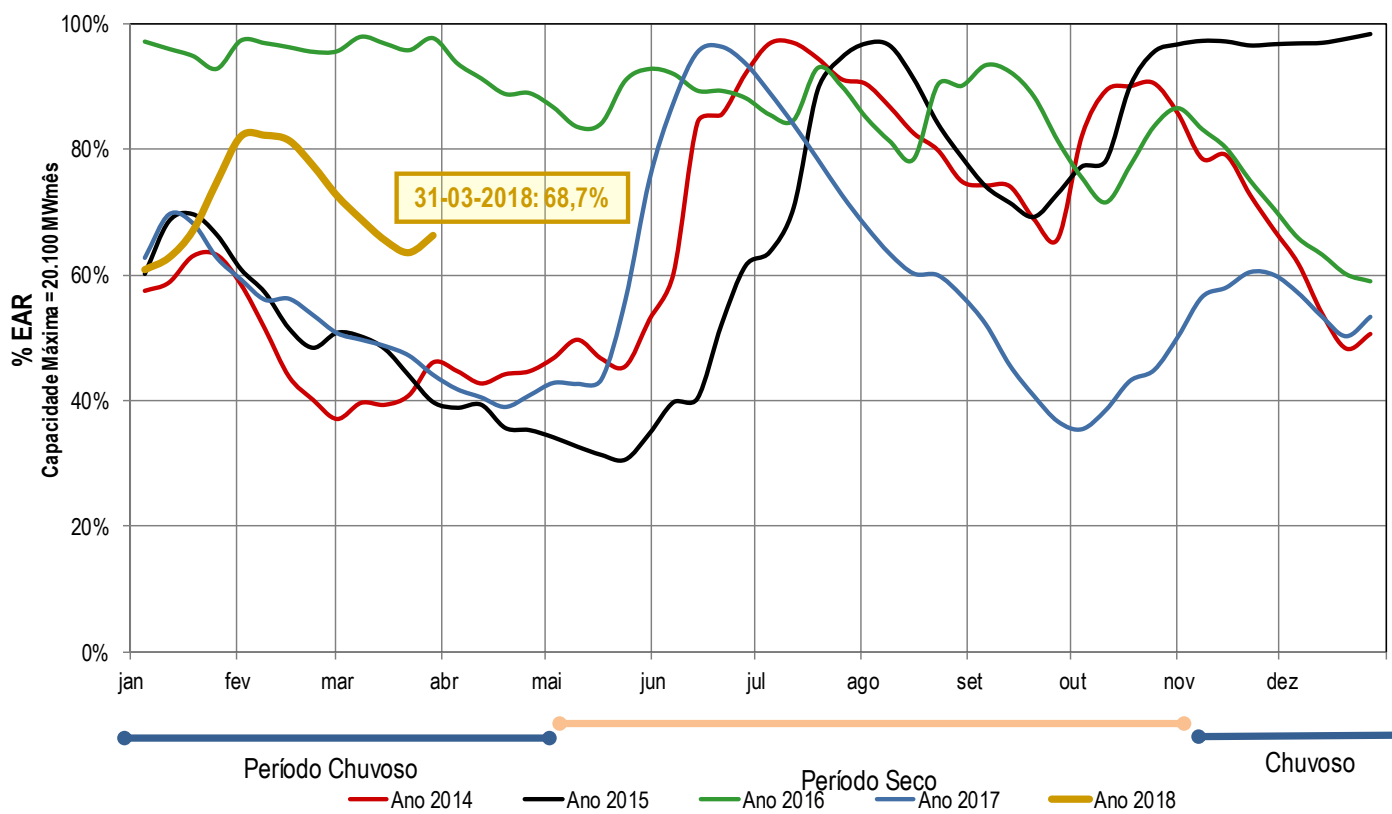


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Nordeste

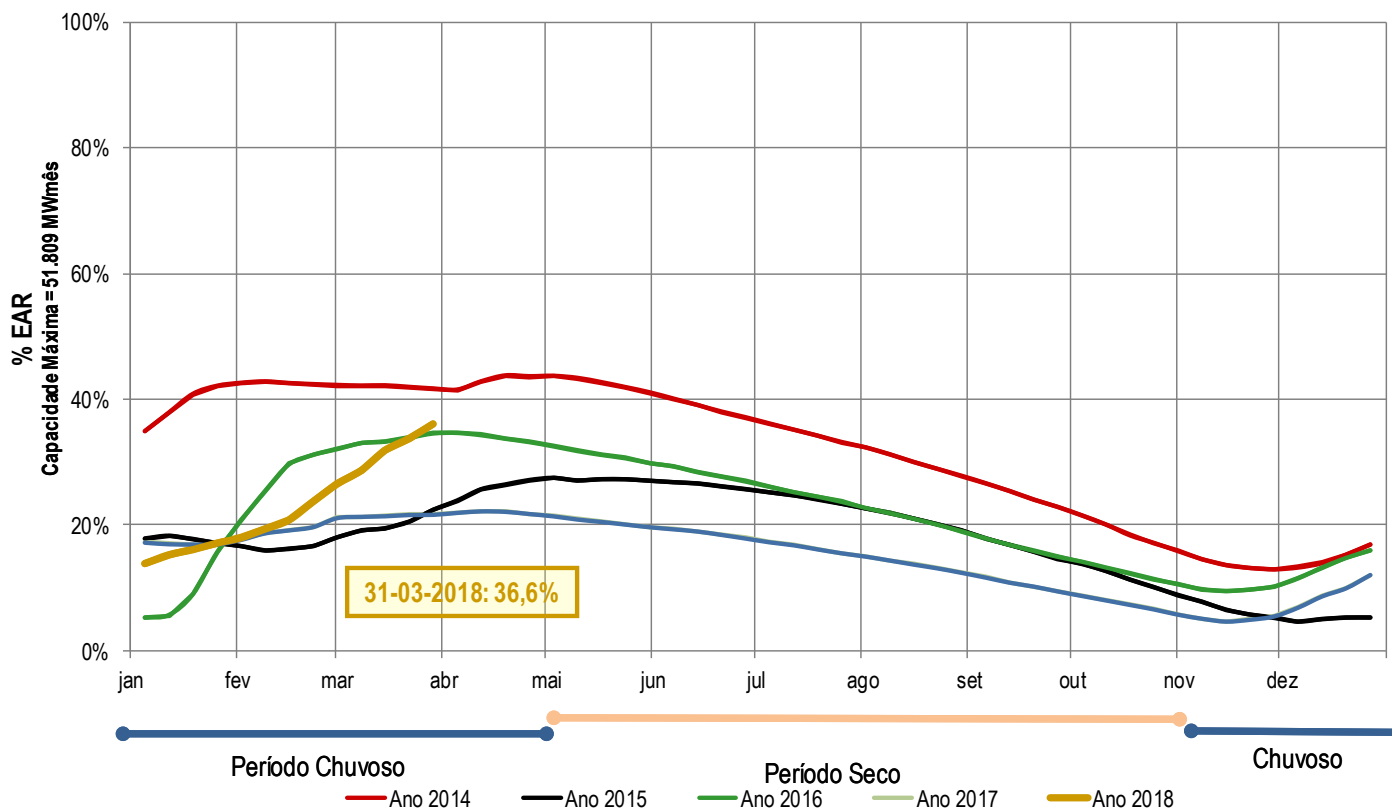


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

### Subsistema Norte-Interligado

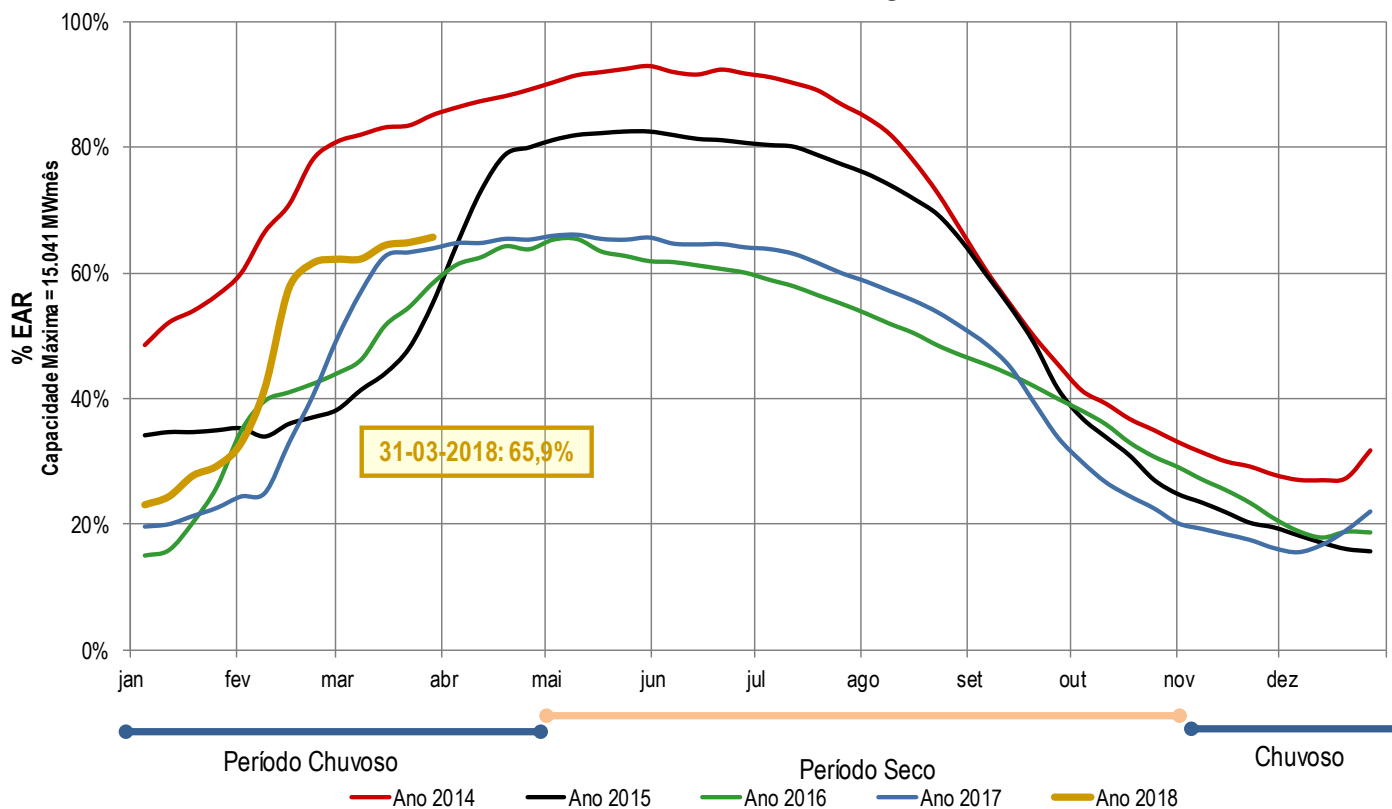


Figura 9. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em março de 2018, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, mas ampliando o montante para 4.789 MWmédios, valor superior a fevereiro de 2018 (4.507 MWmédios), o que mostra aumento da transferência de energia para as demais regiões.

O subsistema Nordeste manteve o perfil importador de energia no mês de março de 2018, com um total de 3.134 MWmédios, ante importação de 3.085 MWmédios verificados em fevereiro.

O subsistema Sul ampliou a importação de energia no mês de março de 2018, atingindo 2.696 MWmédios, ante importação de 1.756 MWmédios em fevereiro de 2018. Isto reflete a instabilidade das condições hidrológicas da região, nos dois primeiros meses de 2018.

A importação de energia da Venezuela para suprimento ao Estado de Roraima foi de 128 MWmédios, um leve acréscimo em relação ao mês anterior.

Em relação aos intercâmbios internacionais na região Sul, no mês de março de 2018 não houve importação ou exportação de energia.



Fonte dos dados: ONS / Eletronorte



## 4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

### 4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em fevereiro de 2018, o consumo de energia elétrica atingiu 45.898 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, representando decréscimo de 2,7% em relação ao consumo de fevereiro de 2017. Este fato se deve à sazonalidade do feriado de carnaval e ao clima mais ameno este ano. As classes industrial e residencial apresentaram aumento de 4,9% e 1,9%, respectivamente, nesse período, justificado pela reclassificação de parte do consumo, antes considerado nas perdas e diferenças, para estes segmentos.

Tabela 4. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Fev/18 GWh	Evolução mensal (Fev/18/Jan/18)	Evolução anual (Fev/18/Fev/17)	Mar/16-Fev/17 (GWh)	Mar/17-Fev/18 (GWh)	Evolução
Residencial	11.542	-2,6%	1,9%	132.901	134.088	0,9%
Industrial	13.862	1,9%	4,9%	164.217	168.078	2,4%
Comercial	7.637	0,1%	-0,4%	87.843	87.958	0,1%
Rural	2.395	-2,2%	1,6%	27.639	27.943	1,1%
Demais classes *	3.791	-4,4%	-2,1%	48.269	47.989	-0,6%
Perdas e Diferenças **	6.670	-42,3%	-23,5%	113.050	110.657	-2,1%
<b>Total</b>	<b>45.898</b>	<b>-10,1%</b>	<b>-2,7%</b>	<b>573.918</b>	<b>576.711</b>	<b>0,5%</b>

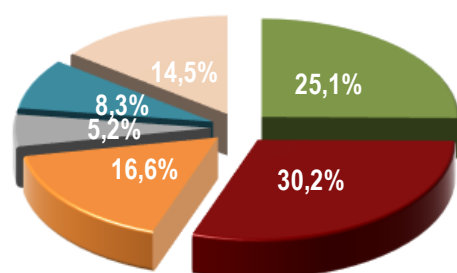
\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

\*\* 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).

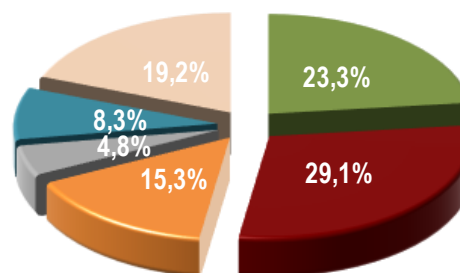
Dados contabilizados até fevereiro de 2018.

Fonte dos dados: EPE/ONS

Consumo de Energia Elétrica em Fevereiro/2018



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 2018.

\* Referência: <http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Forms/EPEResenhaMensal.aspx>. Considera autoprodução circulante na rede. Conforme informações da EPE, nos montantes relativos a fevereiro de 2018 e totalizados, foram incluídos parcialmente os dados dos sistemas isolados, pois algumas distribuidoras ainda não disponibilizaram seus dados ao ONS.



**Tabela 5. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.**

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Fev/18 kWh/NU	Evolução mensal (Fev/18/Jan/18)	Evolução anual (Fev/18/Fev/17)	Mar/16-Fev/17 (kWh/NU)	Mar/17-Fev/18 (kWh/NU)	Evolução
<b>Consumo médio residencial</b>	163	-2,8%	-0,2%	159	157	-1,2%
<b>Consumo médio industrial</b>	26.222	1,8%	5,7%	25.705	26.494	3,1%
<b>Consumo médio comercial</b>	1.327	0,1%	-1,1%	1.281	1.274	-0,5%
<b>Consumo médio rural</b>	532	-2,0%	0,3%	519	517	-0,3%
<b>Consumo médio demais classes*</b>	4.867	-4,7%	-2,5%	5.184	5.133	-1,0%
<b>Consumo médio total</b>	475	-0,8%	0,1%	474	471	-0,8%

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até fevereiro de 2018.

**Tabela 6. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.**

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Fev/17	Fev/18	
<b>Residencial (NUCR)</b>	69.502.787	70.965.685	2,1%
<b>Industrial (NUCI)</b>	532.371	528.662	-0,7%
<b>Comercial (NUCC)</b>	5.715.735	5.753.016	0,7%
<b>Rural (NUCR) *</b>	4.440.429	4.500.937	1,4%
<b>Demais classes</b>	776.002	779.070	0,4%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>80.967.324</b>	<b>82.527.370</b>	<b>1,9%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até fevereiro de 2018.

Fonte dos dados: EPE



## 4.2. Demandas Máximas

No mês de fevereiro de 2018 não houve recorde de demanda no SIN e em nenhum dos subsistemas.

Tabela 7. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
<b>Máxima no mês (MW)</b> (dia - hora)	<b>50.027</b> 14/03/2018 - 14h48	<b>16.468</b> 01/03/2018 - 14h28	<b>12.657</b> 07/03/2018 - 14h30	<b>6.641</b> 07/03/2018 - 22h23	<b>84.493</b> 14/03/2018 - 14h42
<b>Recorde (MW)</b> (dia - hora)	<b>51.894</b> 21/01/2015 - 14h32	<b>17.971</b> 06/02/2014 - 14h29	<b>12.905</b> 05/12/2017 - 15h21	<b>6.748</b> 16/05/2017 - 14h41	<b>85.708</b> 05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

## 4.3. Demandas Máximas Mensais

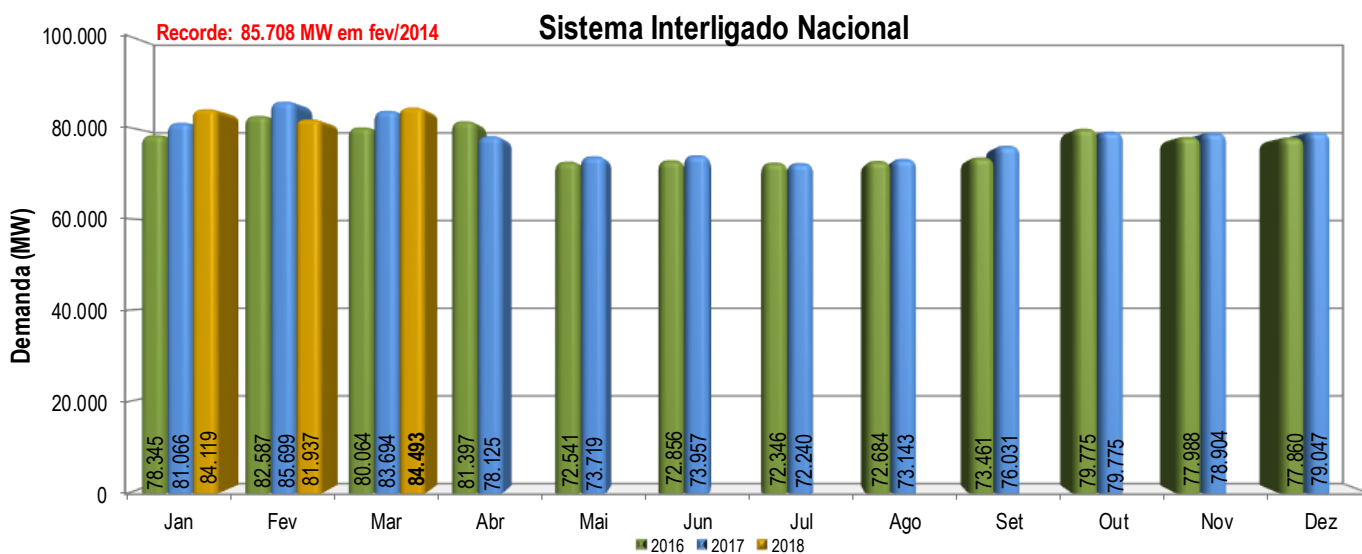


Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.

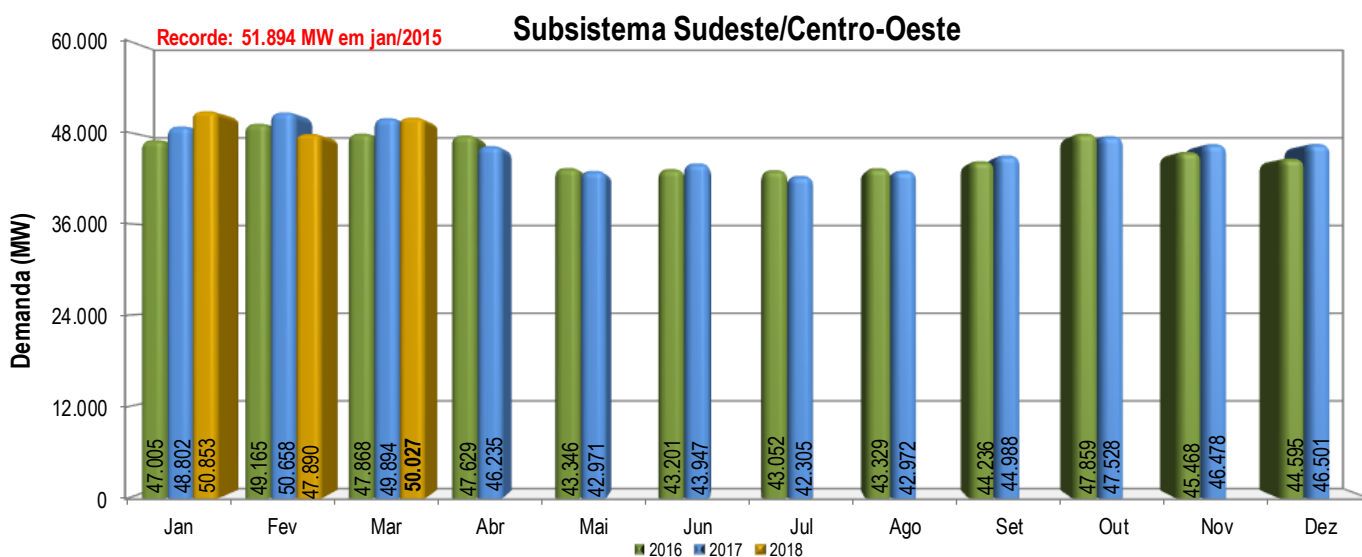


Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS



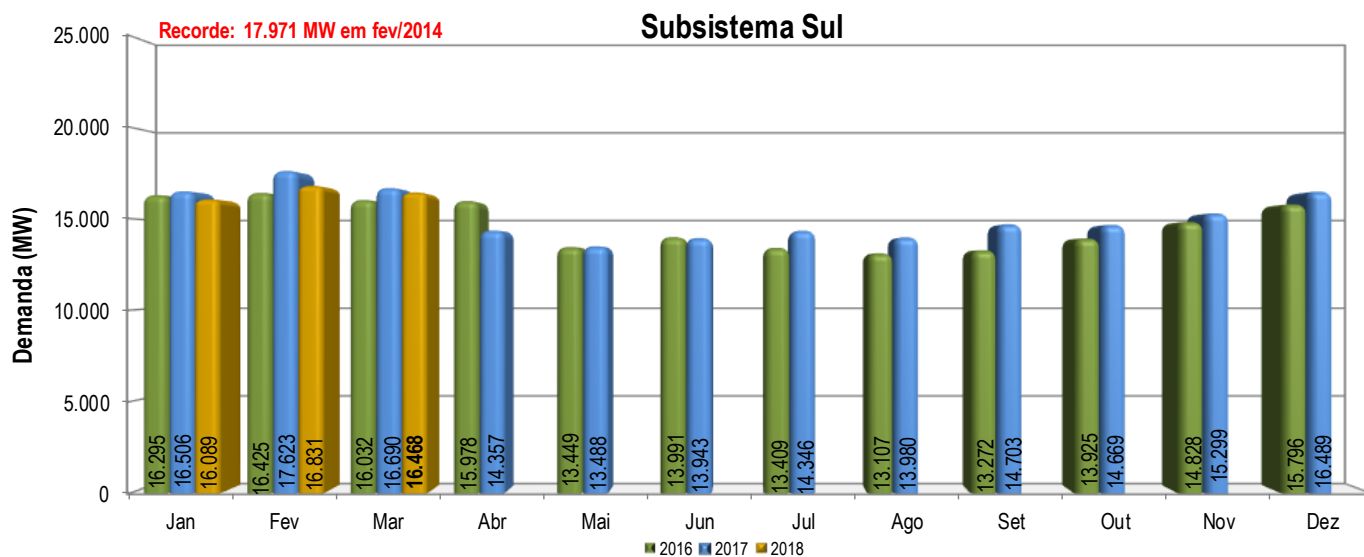


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

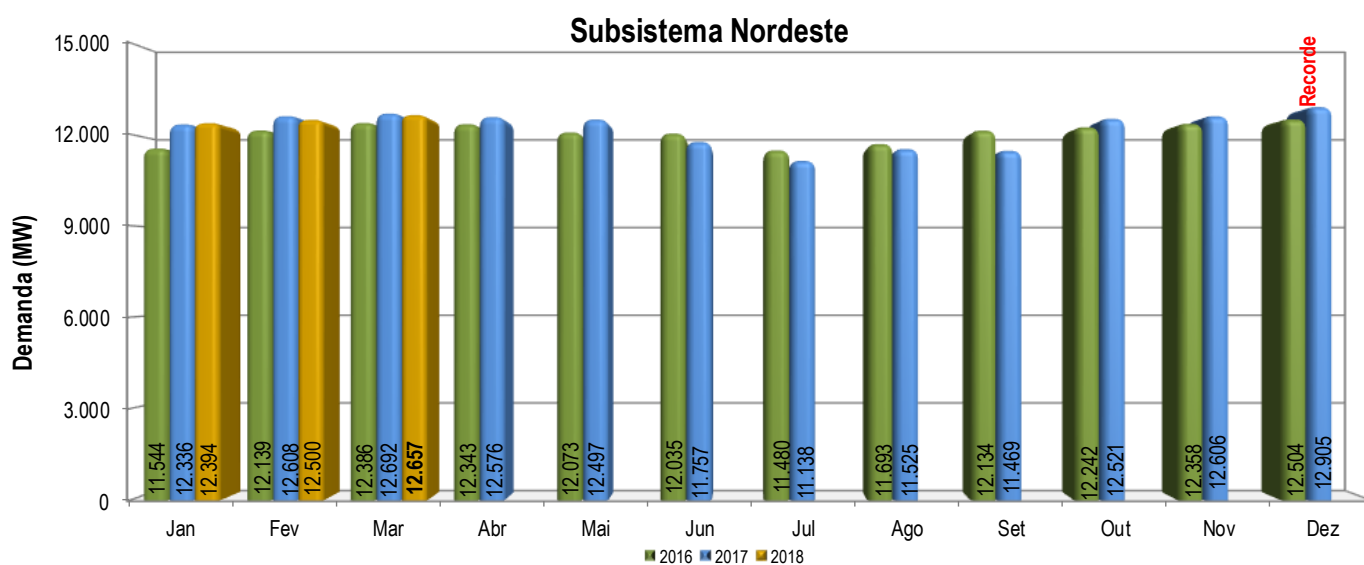


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

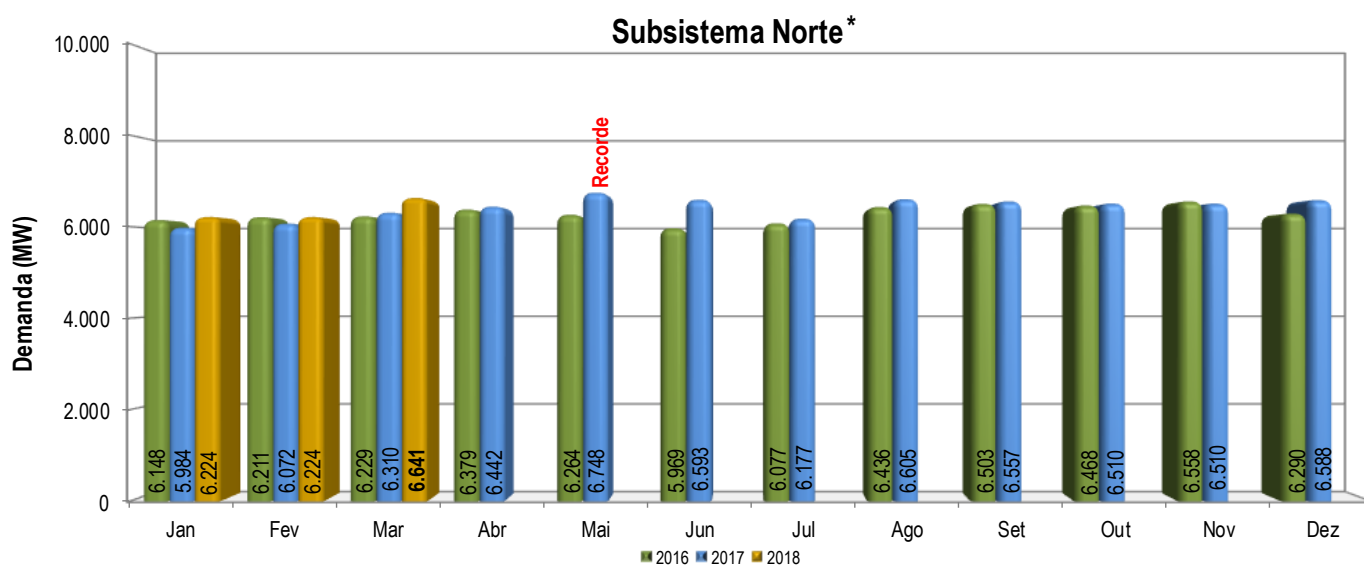


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



## 5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de março de 2018 a capacidade instalada total\* de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 159.058 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 7.126 MW, sendo 3.251 MW de geração de fonte hidráulica, 439 MW de fontes térmicas, 2.174 MW de fonte eólica e 1.261 MW de fonte solar. A geração distribuída fechou o mês de março de 2018 com 304 MW instalados em 25.134 unidades, representando 0,2% da matriz de geração de energia elétrica.

As fontes renováveis representaram 81,7% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em março de 2018 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

**Tabela 8. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.**

Fonte	Mar/2017	Mar/2018			Evolução da Capacidade Instalada Mar/2018 / Mar/2017
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>98.110</b>	<b>1.389</b>	<b>101.361</b>	<b>63,7%</b>	<b>3,3%</b>
UHE	92.605	221	95.619	60,1%	3,3%
PCH + CGH **	5.498	1.124	5.698	3,6%	3,6%
CGH GD	7	44	43	0,03%	505%
<b>Térmica</b>	<b>43.354</b>	<b>3.140</b>	<b>43.793</b>	<b>27,5%</b>	<b>1,0%</b>
Gás Natural	13.009	167	12.994	8,17%	-0,12%
Biomassa	14.250	553	14.614	9,19%	2,6%
Petróleo	10.326	2.275	10.293	6,47%	-0,3%
Carvão	3.613	26	3.727	2,34%	3,2%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,25%	0,0%
Outros ***	150	30	150	0,09%	0,0%
Térmica GD	16	87	25	0,02%	53,2%
<b>Eólica</b>	<b>10.374</b>	<b>565</b>	<b>12.548</b>	<b>7,9%</b>	<b>21,0%</b>
Eólica (não GD)	10.364	511	12.538	7,88%	21,0%
Eólica GD	10,168	54	10	0,01%	1,4%
<b>Solar</b>	<b>94</b>	<b>25.042</b>	<b>1.355</b>	<b>0,9%</b>	<b>1342,7%</b>
Solar (não GD)	25	93	1.130	0,7%	4509%
Solar GD	69	24.949	226	0,1%	226%
<b>Capacidade Total sem GD</b>	<b>151.829</b>	<b>5.002</b>	<b>158.753</b>	<b>99,8%</b>	<b>4,6%</b>
<b>Geração Distribuída - GD</b>	<b>103</b>	<b>25.134</b>	<b>304</b>	<b>0,2%</b>	<b>196%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>151.932</b>	<b>30.136</b>	<b>159.058</b>	<b>100,0%</b>	<b>4,7%</b>

\* 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](http://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 (147 MW).

Fonte dos dados: ANEEL e MME (Dados BIG e GD do site da ANEEL – 03/04/2018)



### Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Mar/2018

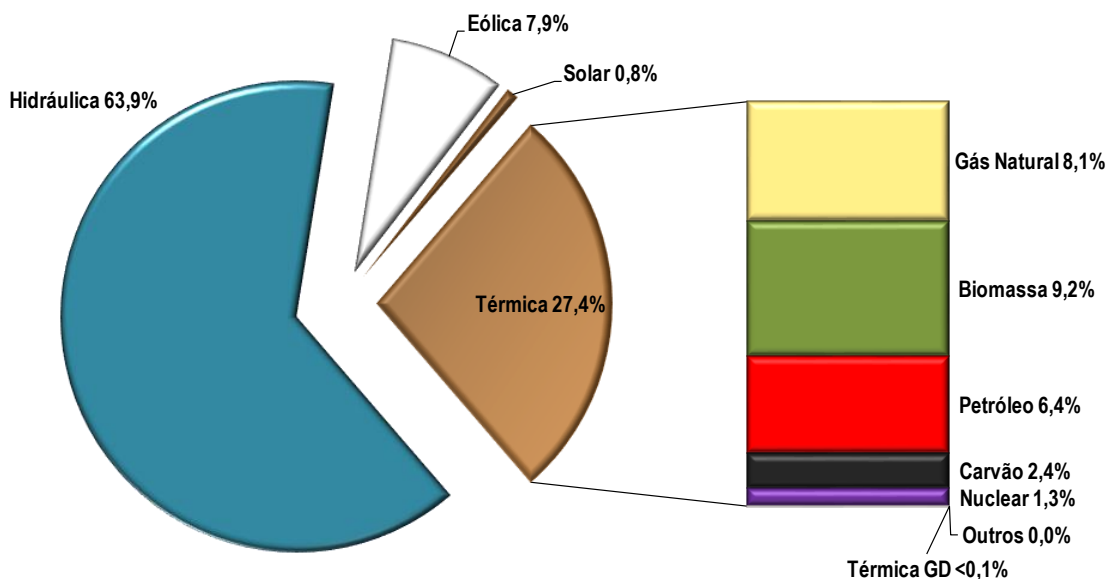


Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

## 6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO \*

Em março de 2018 o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 142.942 km de linhas de transmissão, com tensão maior ou igual a 230 kV. A participação das linhas em 230 kV representa a maior parte, em termos de extensão, com 39,9% do total. Apesar disso, a expansão para os próximos três anos da 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 distribuídos.

Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Instaladas no SEB (kV) - Março/2018

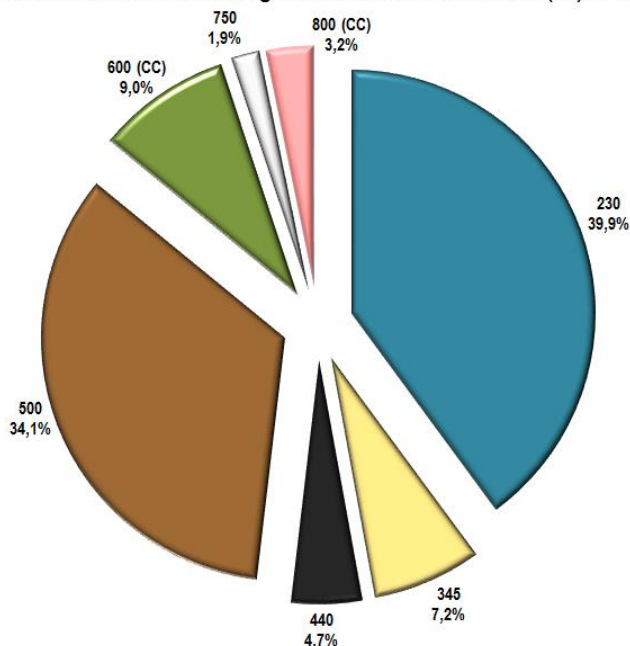


Tabela 9. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230	57.057	39,9%
345	10.319	7,2%
440	6.748	4,7%
500	48.719	34,1%
600 (CC)	12.816	9,0%
750	2.683	1,9%
800 (CC)	4.600	3,2%
<b>Total SEB</b>	<b>142.942</b>	<b>100,0%</b>

\* Considera as linhas de transmissão em operação da Rede Básica, conexões de usinas, interligações internacionais e 190,0 km instalados no sistema isolado de Boa Vista, em Roraima.

Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS

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 2018 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 369,13 MW de geração:

- UHE São Manoel - UG: 3, de 175 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.031444-7.01;
- PCH Ado Popinhak - UG: 4, de 5,65 MW, em Santa Catarina. CEG: PCH.PH.SC.031598-2.01;
- PCH Ypê - UG: 4, de 2,6 MW, em Goiás. CEG: PCH.PH.GO.031327-0.01;
- UEE Aventura I - UGs: 1 a 12, total de 28,2 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031887-6.01;
- UEE Umbuzeiros - UGs: 1 a 14, total de 32,9 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031826-4.01;
- UFV Guaimbe 1 - UGs: 1 a 22, total de 30 MW, em São Paulo. CEG: UFV.RS.SP.032326-8.01;
- UFV Horizonte MP 1 - UGs: 1 a 28, total de 28,7 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.033757-9.01;
- UFV Horizonte MP 11 - UGs: 1 a 20, total de 20 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.033777-3.01;
- UFV Horizonte MP 2 - UGs: 1 a 28, total de 28,7 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.033759-5.01;
- UTE Goodyear - UG: 1, de 14 MW, em São Paulo. CEG: UTE.GN.SP.037425-3.01;
- UTE Afuá - CEPA - UGs: 2 e 3, total de 1,692 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035706-5.01;
- UTE Alenquer - CEPA - UG: 16, de 0,846 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035707-3.01;
- UTE Terra Santa - CEPA - UG: 6, de 0,846 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035728-6.01.

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

Fonte	Realizado em Mar/2018 (MW)	Acumulado em 2018 (MW)
<b>Eólica</b>	<b>61,100</b>	<b>184,400</b>
Eólica (não GD)	61,100	184,400
Eólica GD	0,000	0,000
<b>Hidráulica</b>	<b>183,250</b>	<b>992,360</b>
CGH GD	0,000	0,000
PCH + CGH	8,250	31,250
UHE	175,000	961,110
<b>Solar</b>	<b>107,400</b>	<b>163,560</b>
Solar (não GD)	107,400	163,560
Solar GD	0,000	0,000
<b>Térmica</b>	<b>17,384</b>	<b>25,634</b>
Biomassa	0,000	8,250
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	14,000	14,000
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000
Petróleo	3,384	3,384
Térmica GD	0,000	0,000
<b>TOTAL</b>	<b>369,134</b>	<b>1.365,954</b>

Fonte dos dados: MME / SEE

\* 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. Houve adequação da expansão da geração nos meses anteriores devido a consolidação realizada com a SFG/ANEEL.



## 7.2. Previsão da Expansão da Geração \*

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

Fonte	Previsão ACR 2018 (MW)	Previsão ACR 2019 (MW)	Previsão ACR 2020 (MW)
<b>Eólica</b>	<b>1.051,850</b>	<b>991,400</b>	<b>134,100</b>
Eólica (não GD)	1.051,850	991,400	134,100
Eólica GD	0,000	0,000	0,000
<b>Hidráulica</b>	<b>2.255,958</b>	<b>5.364,387</b>	<b>155,459</b>
CGH GD	0,000	0,000	0,000
PCH + CGH	119,628	134,547	155,459
UHE	2.136,330	5.229,840	0,000
<b>Solar</b>	<b>618,220</b>	<b>490,144</b>	<b>0,000</b>
Solar (não GD)	618,220	490,144	0,000
Solar GD	0,000	0,000	0,000
<b>Térmica</b>	<b>36,023</b>	<b>746,200</b>	<b>1.856,800</b>
Biomassa	8,000	0,000	55,000
Carvão	0,000	345,000	0,000
Gás Natural	28,023	401,200	1.515,640
Nuclear	0,000	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000	0,000
Petróleo	0,000	0,000	286,160
Térmica GD	0,000	0,000	0,000
<b>TOTAL</b>	<b>3.962,051</b>	<b>7.592,131</b>	<b>2.146,359</b>

Fonte dos dados: MME / SEE

\* 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.

## 7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão \*

No mês de março de 2018 houve expansão de 241 km de linhas de transmissão, nas seguintes instalações:

- LT 500 kV Quixadá – Açu, com 241 km de extensão, da Esperanza Transmissora (Grupo Cymi), importante para o escoamento de usinas eólicas instaladas no Nordeste.

Tabela 12. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Mar/18 (km)	Acumulado em 2018 (km)
230	0,0	335,0
345	0,0	0,0
440	0,0	0,0
500	241,0	1.031,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>241,0</b>	<b>1.366,0</b>

\* 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 de transformação nas subestações, no mês de março foram adicionados 985 MVA ao sistema elétrico brasileiro, com a entrada em operação dos seguintes equipamentos:

- TR-2 500/138 kV – 540 MVA, na SE Brasília Leste (VSB), no Distrito Federal;
- TR-3 230/69 kV – 150 MVA, na SE Natal III (Chesf), no Rio Grande do Norte;
- TR5 230/34,5 kV – 75 MVA, na SE Acaraú II (Cataventos), no Ceará;
- TR-2 230/69 kV – 60 MVA na SE Picos (Chesf), no Piauí;
- TR-1 230/69 kV – 60 MVA na SE Ariquemes (Eletronorte), em Rondônia;
- TR-2 230/69 kV – 50 MVA na SE Cícero Dantas (Chesf), na Bahia;
- TR 230/138 kV – 50 MVA, na SE Goiânia Leste (CELG-GT), em Goiás.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Mar/18 (MVA)	Acumulado em 2018 (MVA)
230	445	1.322
345	0	0
440	0	0
500	540	2.984
750	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>985</b>	<b>4.306</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

No mês de março de 2018 foram incorporados ao SIN dois equipamentos de compensação de potência reativa:

- Reator de barra (500 kV – 180 Mvar) na SE Quixadá (ESPERANZA), no Ceará;
- Compensador Estático (-20/+30 Mvar) na SE Eliseu Martins (SÃO PEDRO TRANSMISSORA), no Piauí.

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

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

## 7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão \*

Na previsão da expansão de novas linhas de transmissão, destaca-se a previsão de entrada em operação em 2019 da LT CC 800 kV Xingu – Terminal Rio, o 2º bipolo de transmissão para o escoamento da energia gerada pela UHE Belo Monte.



**Tabela 14. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.**

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2018	Previsão 2019	Previsão 2020
230	446,0	1.068,0	1.387,0
345	0,0	0,0	52,0
440	0,0	0,0	0,0
500	1.252,0	2.571,0	772,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	5.386,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>1.698,0</b>	<b>9.025,0</b>	<b>2.211,0</b>

## 7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação \*

Na previsão da expansão da capacidade de transformação, destaca-se a previsão da conclusão em 2019 da subestação Fernão Dias (3.600 MVA), em São Paulo, para integração do sistema de Belo Monte ao Sudeste, e de uma nova subestação em João Câmara (2.700 MVA), no Rio Grande do Norte, para integração de novos parques eólicos.

**Tabela 15. Previsão da expansão da capacidade de transformação.**

Transformação (MVA)	Previsão 2018	Previsão 2019	Previsão 2020
230	2.715,0	5.267,0	1.652,0
345	0,0	2.725,0	1.200,0
440	900,0	600,0	0,0
500	3.000,0	8.250,0	3.884,0
750	0,0	1.650,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>6.615,0</b>	<b>18.492,0</b>	<b>6.736,0</b>

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 2018, estima-se que a geração hidráulica correspondeu a 82,0% do total gerado no país, valor 3,6 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil nesse período reduziu 2,1 p.p., devido à redução nos ventos nessa época do ano. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, reduziu 1,5%, devido ao aumento das aflúências com consequente maior geração hidráulica.



### Matriz de Produção de Energia Elétrica - Fevereiro/2018

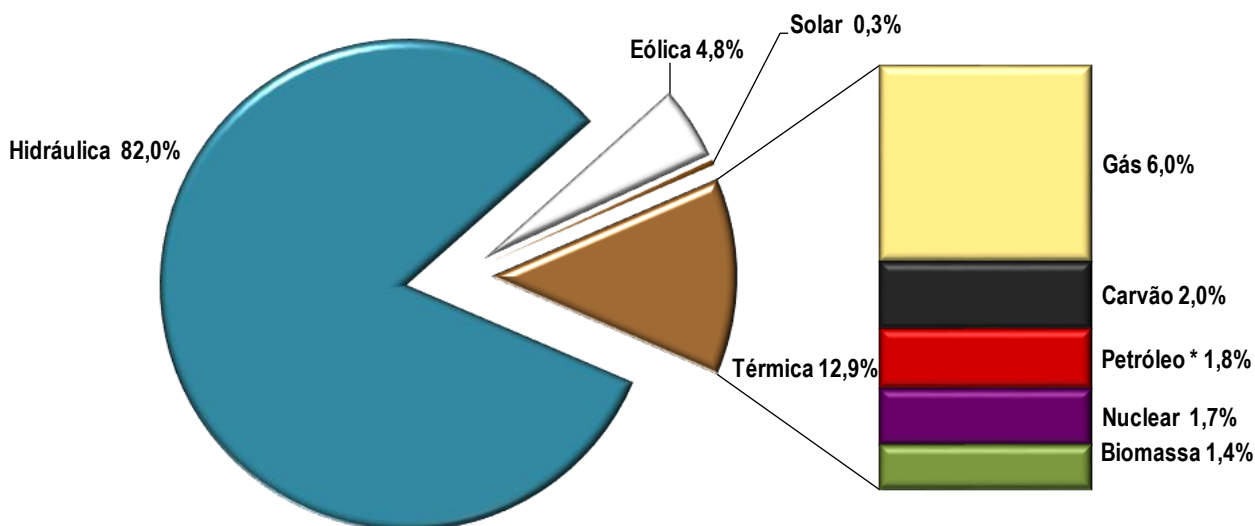


Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

\* 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 2018.

Fonte dos dados: CCEE

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

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Fev/18 (GWh)	Evolução mensal (Fev/18 / Jan/18)	Evolução anual (Fev/18 / Fev/17)	Mar/16-Fev/17 (GWh)	Mar/17-Fev/18 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>35.638</b>	<b>-5,7%</b>	<b>-3,4%</b>	<b>406.192</b>	<b>383.472</b>	<b>-5,6%</b>
<b>Térmica</b>	<b>5.394</b>	<b>-19,1%</b>	<b>2,2%</b>	<b>98.929</b>	<b>113.823</b>	<b>15,1%</b>
Gás	2.598	-22,9%	5,9%	39.544	50.025	26,5%
Carvão	889	-2,4%	12,7%	13.048	13.439	3,0%
Petróleo *	570	16,4%	17,7%	8.216	10.523	28,1%
Nuclear	752	-41,4%	-31,6%	14.369	14.087	-2,0%
Biomassa	585	-4,7%	28,8%	23.753	25.748	8,4%
<b>Eólica</b>	<b>2.068</b>	<b>-38,1%</b>	<b>-3,4%</b>	<b>34.169</b>	<b>41.378</b>	<b>21,1%</b>
<b>Solar</b>	<b>148</b>	<b>-9,4%</b>	<b>6423%</b>	<b>29</b>	<b>1.405</b>	<b>4781%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>43.247</b>	<b>-9,9%</b>	<b>-2,44%</b>	<b>539.319</b>	<b>540.077</b>	<b>0,1%</b>

\* 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. As informações incluem a energia importada pelo Brasil referente à parcela paraguaia de Itaipu.

Dados contabilizados até fevereiro de 2018.

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 17. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.

Fonte Térmica	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Fev/18 (GWh)	Evolução mensal (Fev/18 / Jan/18)	Evolução anual (Fev/18 / Fev/17)	Mar/16-Fev/17 (GWh)	Mar/17-Fev/18 (GWh)	Evolução
Gás	4,14	-4,0%	6,8%	49,96	53,85	7,8%
Petróleo *	224,65	-6,07%	16,2%	2.602,73	2.798,72	7,5%
Biomassa	2,94	11,2%	-	-	34,09	-
<b>TOTAL</b>	<b>232</b>	<b>-5,85%</b>	<b>17,5%</b>	<b>2.653</b>	<b>2.887</b>	<b>8,8%</b>

Para os meses de junho/2017 a fevereiro/2018, 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 2018.

Fonte dos dados: CCEE

### 8.4. Geração Eólica\*

No mês de fevereiro de 2018, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste reduziu 16,6 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 23,8%, com total de 2.436,5 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, o fator de capacidade médio da região Nordeste reduziu 0,7 p.p. em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo o valor de 42,5%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul em janeiro de 2018 diminuiu 10,1 p.p. em relação ao mês anterior, e atingiu 27,4%, com total de geração verificada no mês de 563,5 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 4,9 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 35,3%.

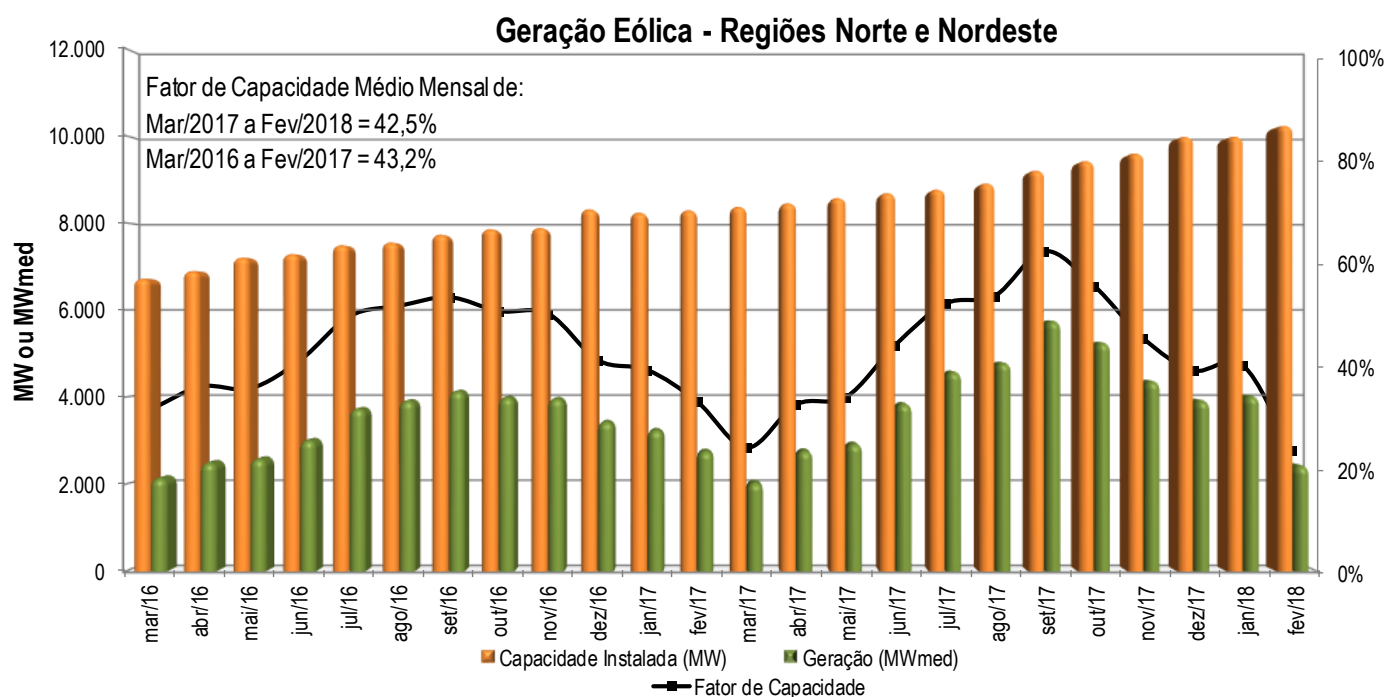


Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

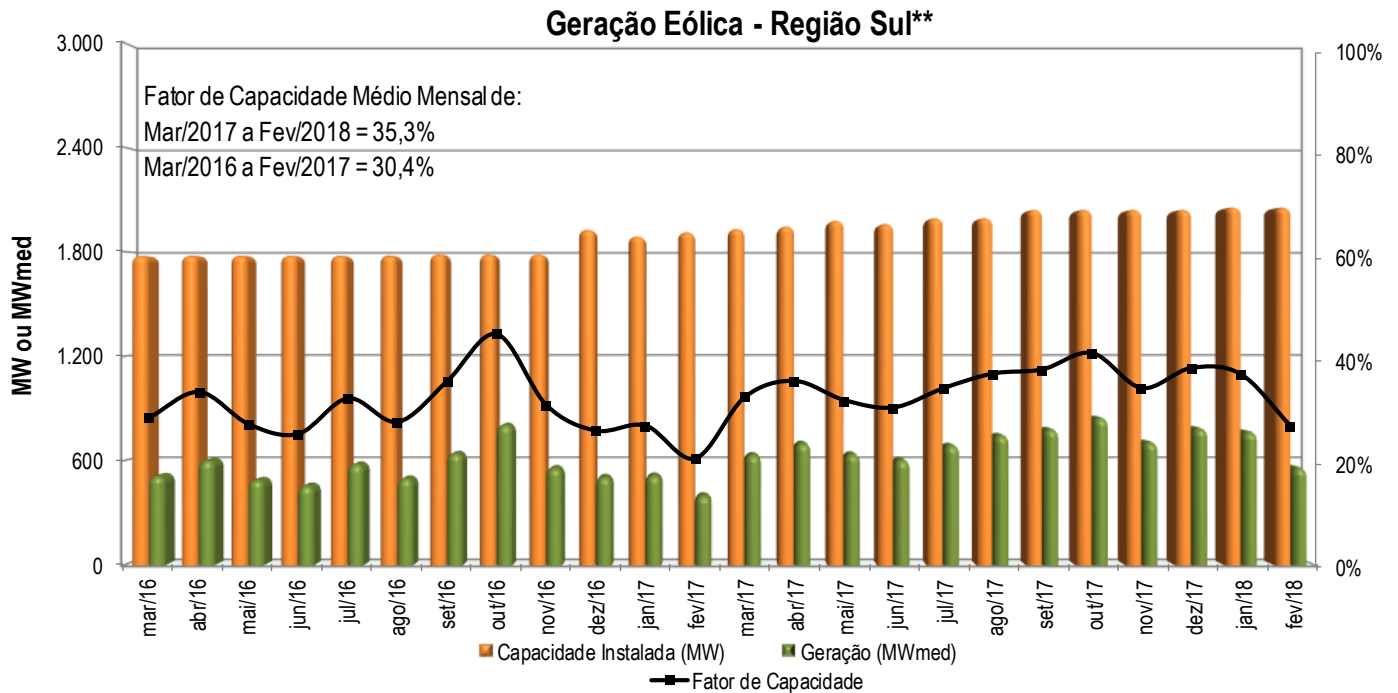


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

\* Os valores de geração verificada apresentados não incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade.

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

Dados contabilizados até fevereiro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

## 9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação – CMO variaram de um valor mínimo de R\$ 0,00 / MWh na região Norte até o máximo de R\$ 234,52 / MWh nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul. O aumento das aflúncias nas bacias do SIN fez com que o CMO da região Norte se reduzisse a zero, pois os excedentes energéticos da UHE Tucuruí estão sendo explorados ao máximo e ainda ocorreu vertimento na usina no mês de março de 2018.

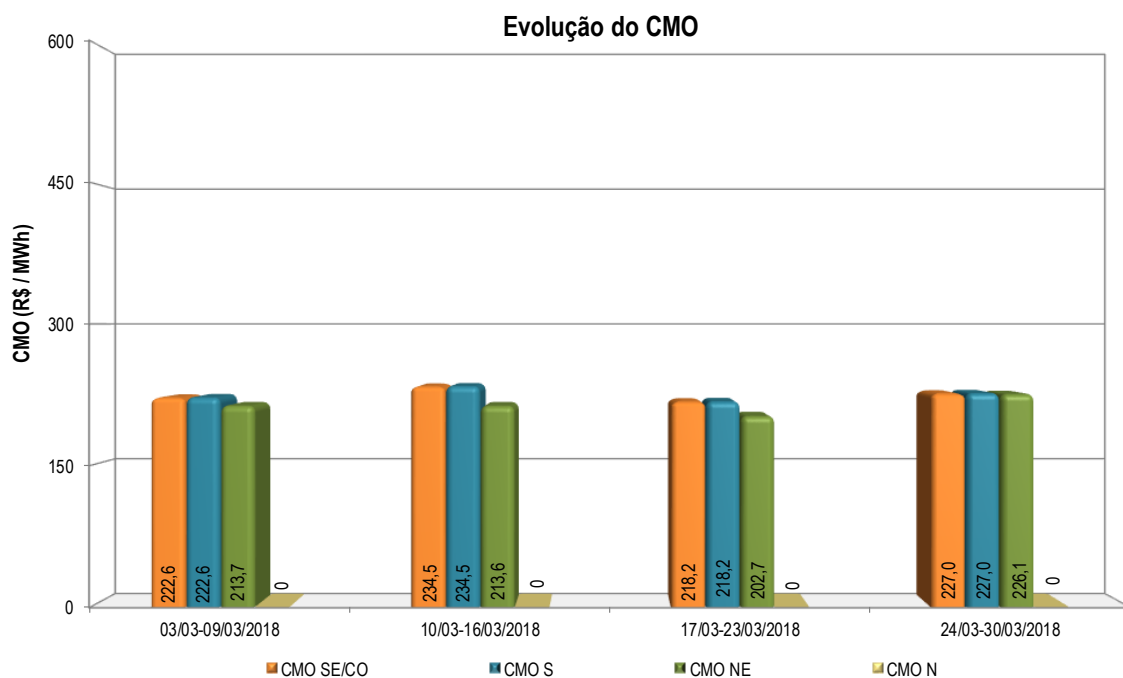


Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS



## 10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em fevereiro de 2018 foi de R\$ 291,5 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 218,7 milhões).

O total de encargos pagos no mês é composto por R\$ 119,6 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 57,2 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; R\$ 2,3 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; e por R\$ 112,4 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.

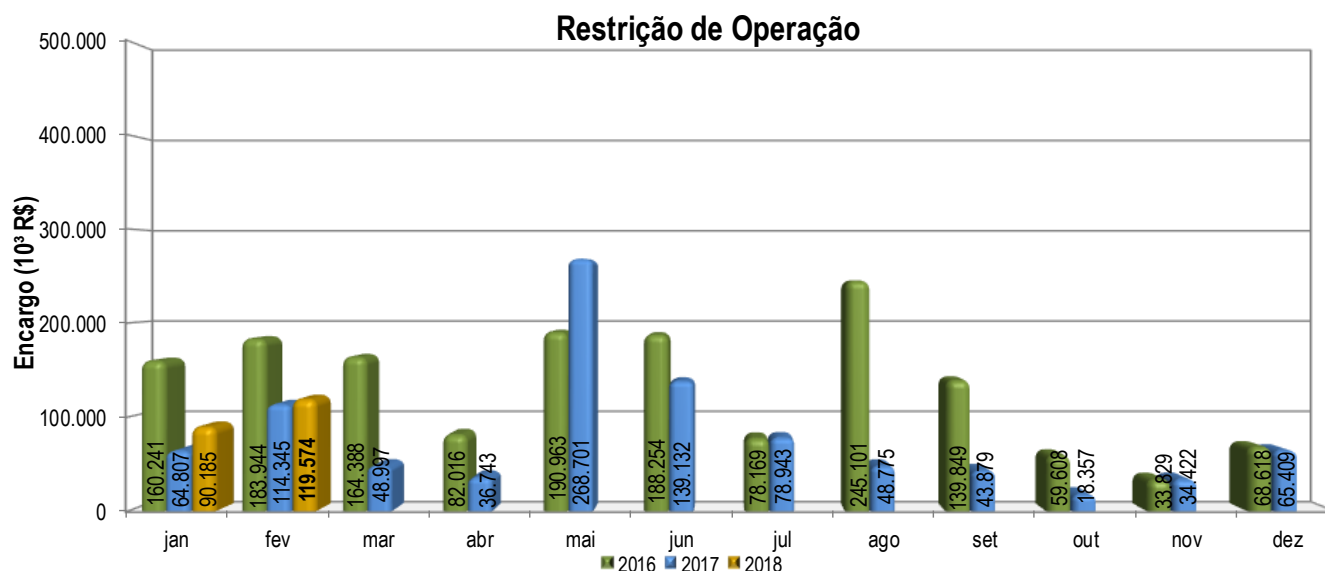


Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

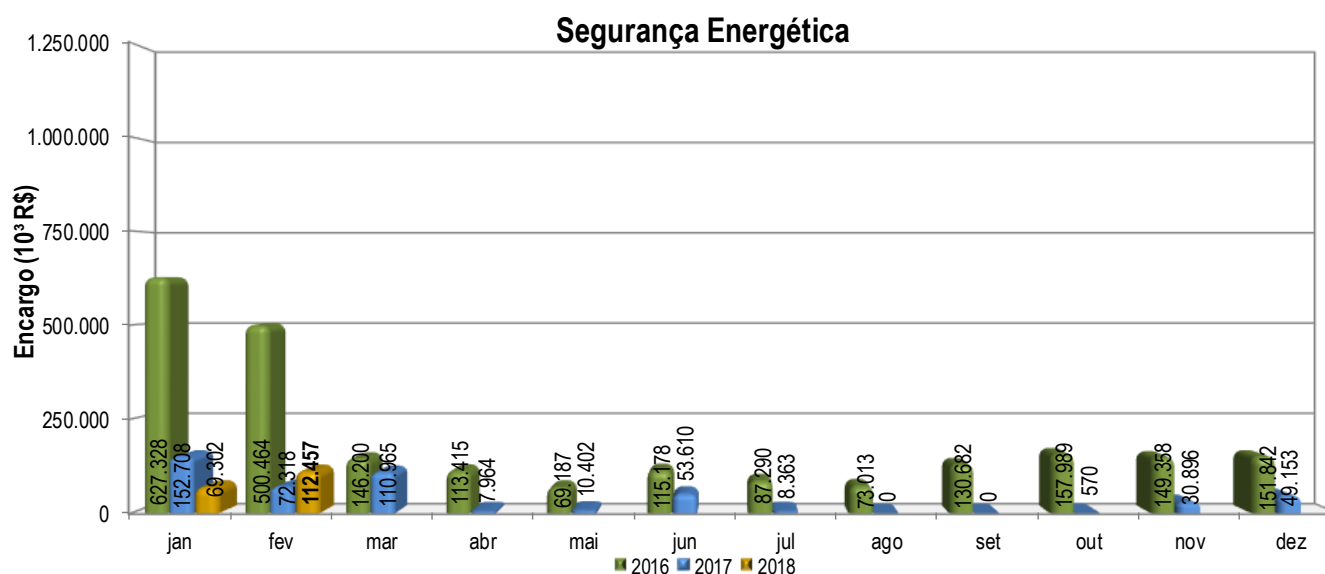


Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até fevereiro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

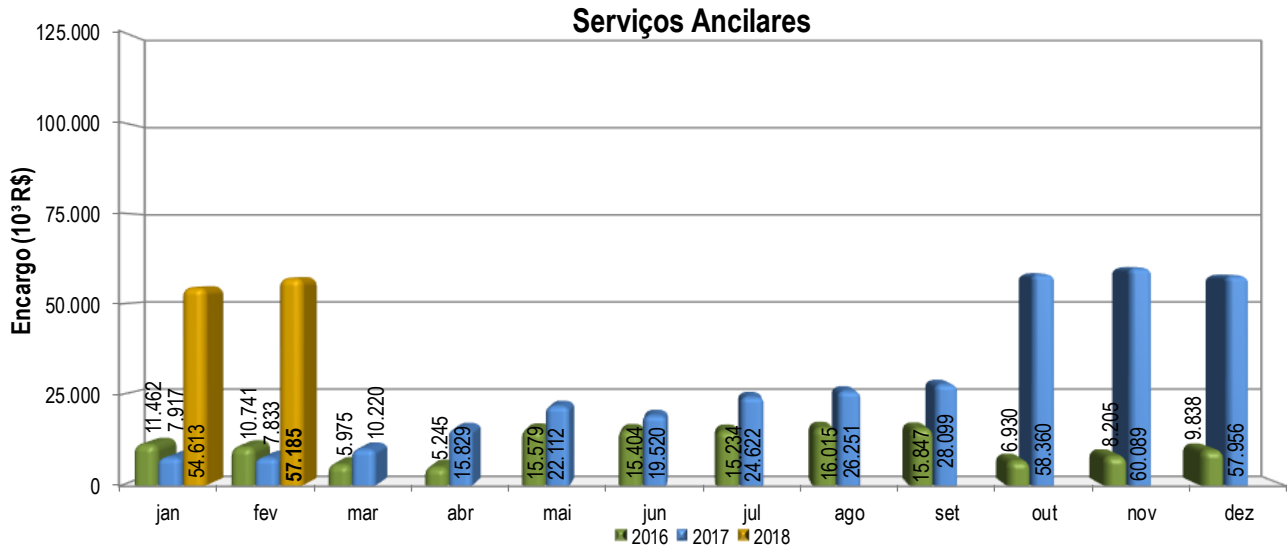


Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

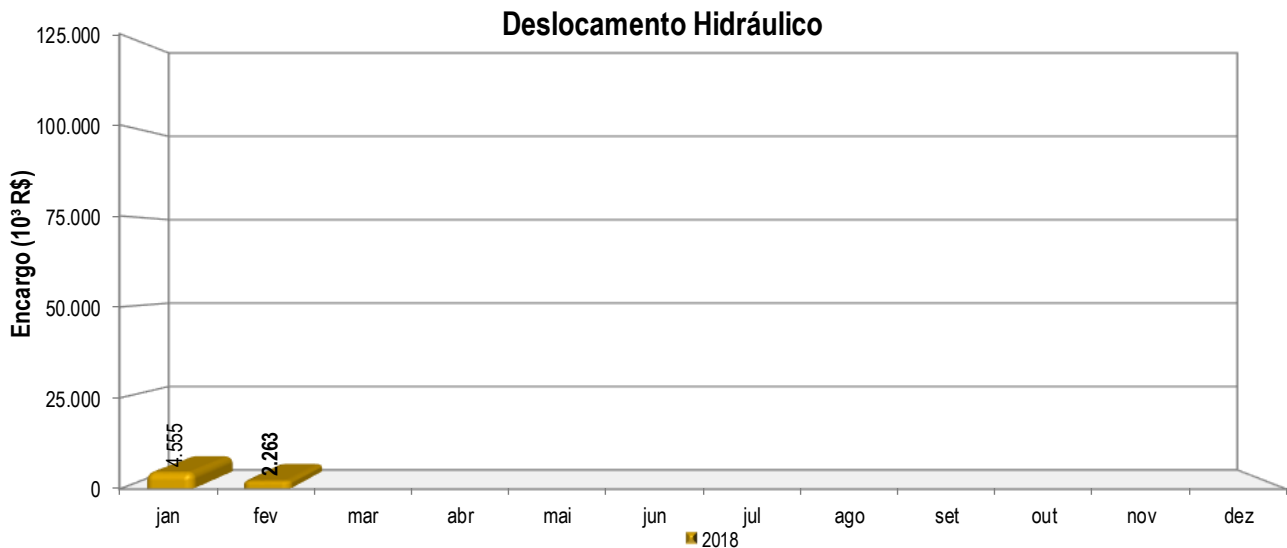


Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.

Dados contabilizados / recontabilizados até fevereiro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

## 11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de março de 2018 tanto o número de ocorrências quanto o montante interrompido foram superiores aos valores verificados no mesmo mês de 2017. Seguem descrições sucintas dos principais desligamentos:

- **Dia 21 de março, às 15h48:** Desligamento da maior parte dos equipamentos e das usinas das regiões Norte e Nordeste, após desligamento do Bipolo HVDC 800 kV Xingu – Estreito, com consequente abertura da interligação das regiões Norte e Nordeste com as demais regiões do SIN. Houve interrupção de **20.528 MW** de cargas no SIN, sendo **11.549 MW** na região Nordeste, correspondente a 99% da carga da região, **5.115 MW** no Norte, correspondente a 92% da carga da região e de **3.864 MW** nas demais regiões, por atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC, sendo **2.580 MW** no submercado Sudeste/Centro-Oeste e **1.172 MW** no submercado Sul. Causa: O desligamento teve origem em abertura indevida do disjuntor associado ao barramento de 500 kV da SE Xingu, que ocasionou o desligamento do Bipolo HVDC 800 kV Xingu - Estreito. O evento foi agravado devido à não atuação do sistema especial de proteção que tem o objetivo de manter a segurança sistêmica, após a perda do Bipolo, e também devido a desligamentos de unidades geradoras na região Nordeste.



No mês de março houve oito desligamentos com interrupção total das cargas de Roraima, sendo seis entre os dias 10 e 11, durante indisponibilidade da Interligação Brasil – Venezuela das 18h17 do dia 10 às 15h38 do dia 11.

## 11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro \*

Tabela 18. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.

Carga Interrompida no SEB (MW)														2018	2017
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan-Mar	Jan-Mar	
SIN**	2.655	0	20.528										23.183	0	
S	0	0	0										0	0	
SE/CO	0	432	625										1.057	1.430	
NE	0	162	378										540	968	
N-Int	0	227	256										483	3.545	
Isolados	323	295	1.092										1.710	760	
<b>TOTAL</b>	<b>2.978</b>	<b>1.116</b>	<b>22.879</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>26.973</b>	<b>6.703</b>	

Tabela 19. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														2018	2017
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan-Mar	Jan-Mar	
SIN**	1	0	1										2	0	
S	0	0	0										0	0	
SE/CO	0	2	2										4	6	
NE	0	1	2										3	5	
N-Int	0	1	1										2	7	
Isolados	2	2	8										12	6	
<b>TOTAL</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>14</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	

### Ocorrências no SEB

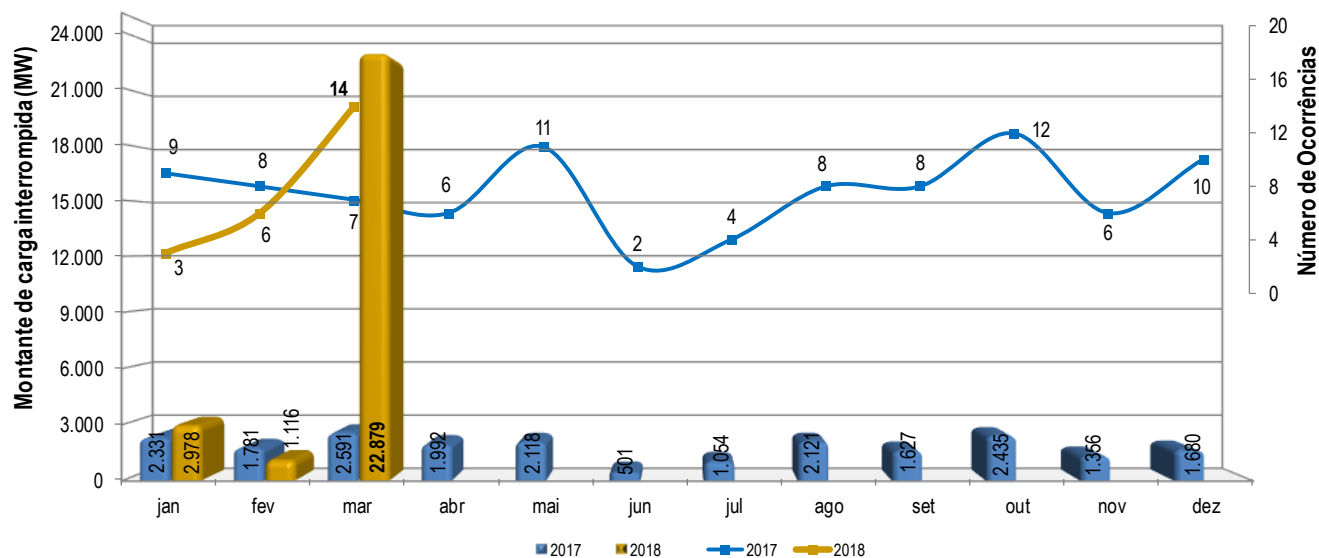


Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

\* Critério para seleção das interrupções: corte de carga  $\geq 100$  MW por tempo  $\geq 10$  min para ocorrências no SIN e corte de carga  $\geq 100$  MW nos sistemas isolados.

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

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte



## 11.2. Indicadores de Continuidade \*

Tabela 20. 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												1,46	12,69
S	1,30												1,30	10,96
SE	1,02												1,02	8,79
CO	2,60												2,60	14,69
NE	1,55												1,55	14,62
N	3,12												3,12	33,77

Tabela 21. 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												0,78	9,50
S	0,74												0,74	8,55
SE	0,56												0,56	6,56
CO	1,35												1,35	11,83
NE	0,77												0,77	9,60
N	1,75												1,75	29,09

Dados contabilizados até janeiro de 2018 e sujeitos a alteração pela ANEEL

Fonte dos dados: ANEEL

\*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

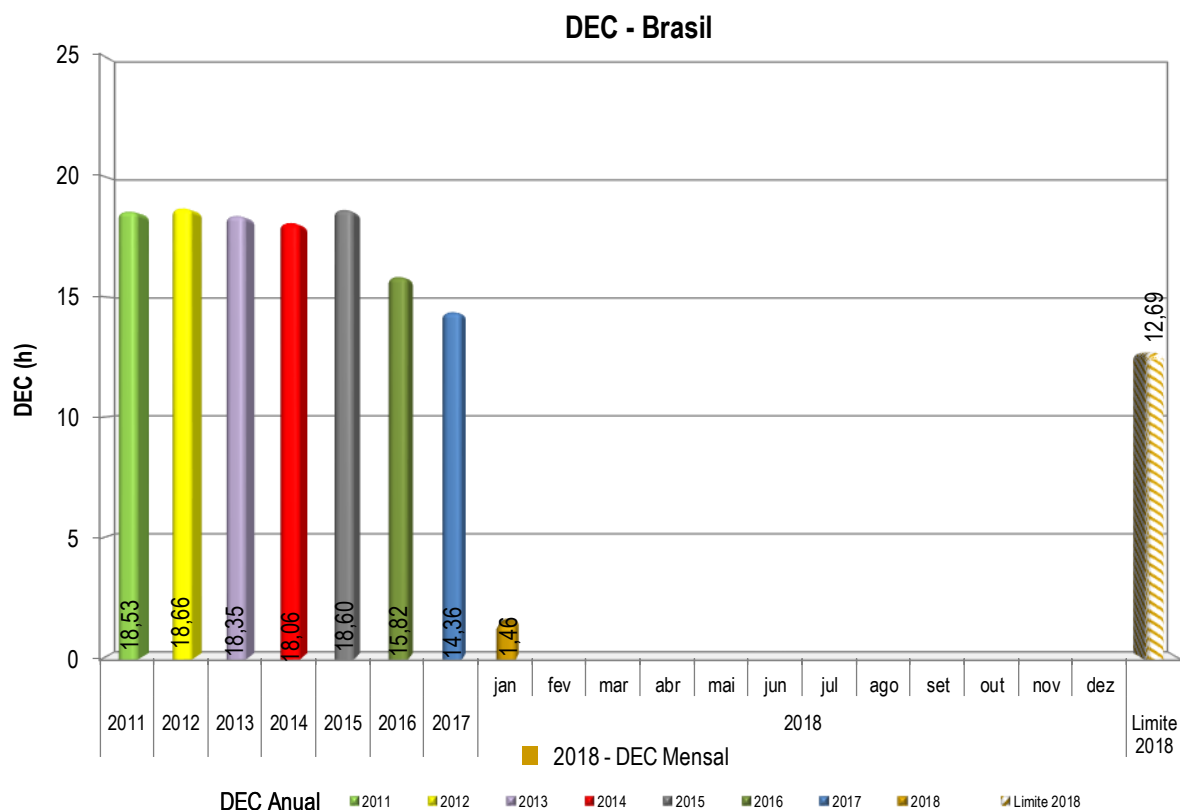
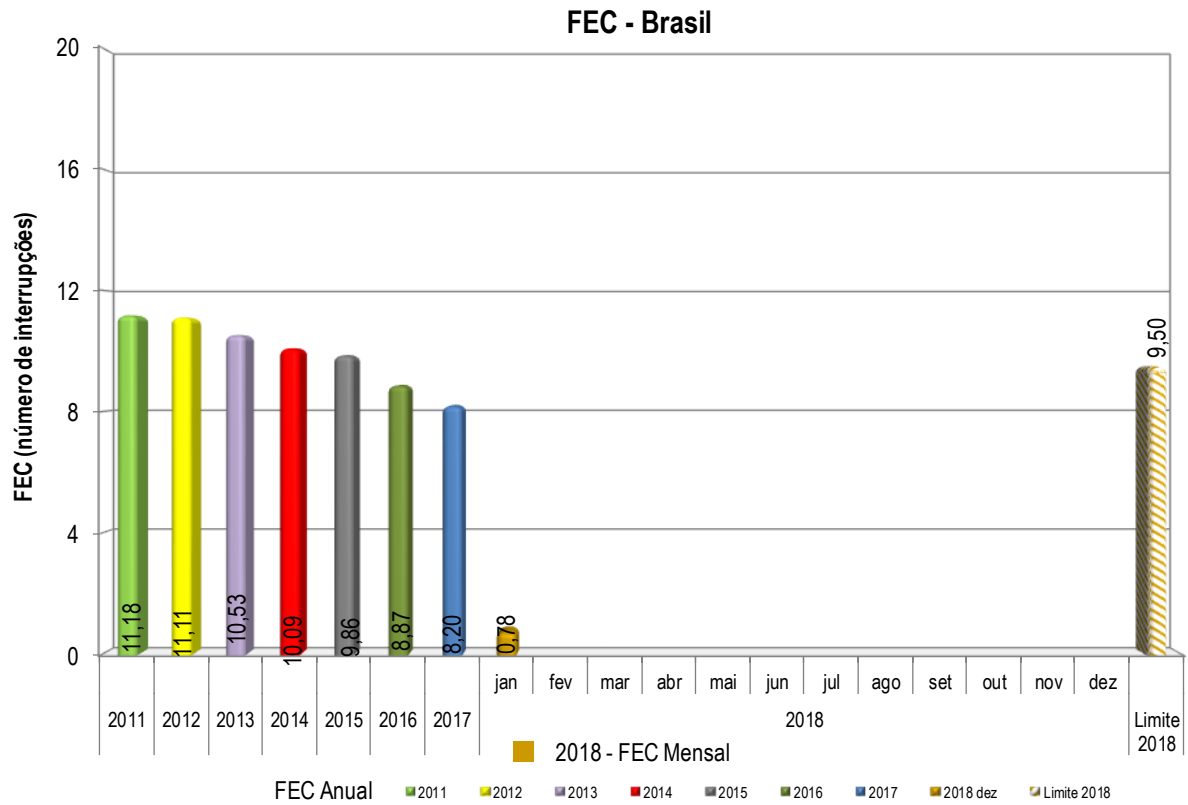


Figura 27. DEC do Brasil.



**Figura 28. FEC do Brasil.**

Dados contabilizados até janeiro de 2018 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte dos dados: ANEEL



## GLOSSÁRIO

<b>ACL</b> – Ambiente de Contratação Livre	<b>MLT</b> - Média de Longo Termo
<b>ACR</b> – Ambiente de Contratação Regulada	<b>MME</b> - Ministério Minas e Energia
<b>ANEEL</b> - Agência Nacional de Energia Elétrica	<b>Mvar</b> - Megavolt-ampère-reactivo
<b>BIG</b> – Banco de Informações de Geração	<b>MW</b> - Megawatt ( $10^6$ W)
<b>CAG</b> – Controle Automático de Geração	<b>MWh</b> – Megawatt-hora ( $10^6$ Wh)
<b>CC</b> - Corrente Contínua	<b>MWmês</b> – Megawatt-mês ( $10^6$ Wmês)
<b>CCEE</b> - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	<b>N</b> - Norte
<b>CEG</b> – Código Único de Empreendimentos de Geração	<b>NE</b> - Nordeste
<b>CER</b> - Contrato de Energia de Reserva	<b>NUCR</b> - Número de Unidades Consumidoras Residenciais
<b>CGH</b> – Central Geradora Hidrelétrica	<b>NUCT</b> - Número de Unidades Consumidoras Totais
<b>CMO</b> – Custo Marginal de Operação	<b>OC1A</b> – Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre
<b>CO</b> - Centro-Oeste	<b>OCTE</b> – Óleo Leve para Turbina Elétrica
<b>CUST</b> – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão	<b>ONS</b> - Operador Nacional do Sistema Elétrico
<b>CVaR</b> – <i>Conditional Value at Risk</i>	<b>OPGE</b> – Óleo Combustível para Geração Elétrica
<b>DEC</b> – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	<b>PCH</b> - Pequena Central Hidrelétrica
<b>DMSE</b> - Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico	<b>PIE</b> - Produtor Independente de Energia
<b>EAR</b> – Energia Armazenada	<b>PMO</b> - Programa Mensal de Operação
<b>ENA</b> - Energia Natural Afluente Energético	<b>Proinfa</b> - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
<b>EPE</b> - Empresa de Pesquisa Energética	<b>S</b> - Sul
<b>ERAC</b> - Esquema Regional de Alívio de Carga	<b>SE</b> - Sudeste
<b>ESS</b> - Encargo de Serviço de Sistema	<b>SEB</b> - Sistema Elétrico Brasileiro
<b>FC</b> - Fator de Carga	<b>SEE</b> - Secretaria de Energia Elétrica
<b>FEC</b> – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	<b>SEP</b> – Sistemas Especiais de Proteção
<b>GD</b> - Geração Distribuída	<b>SI</b> - Sistemas Isolados
<b>GE</b> - Garantia de Suprimento Energético	<b>SIN</b> - Sistema Interligado Nacional
<b>GNL</b> - Gás Natural Liquefeito	<b>SPE</b> - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
<b>GTON</b> - Grupo Técnico Operacional da Região Norte	<b>UEE</b> - Usina Eólica
<b>GW</b> - Gigawatt ( $10^9$ W)	<b>UHE</b> - Usina Hidrelétrica
<b>GWh</b> – Gigawatt-hora ( $10^9$ Wh)	<b>UNE</b> - Usina Nuclear
<b>h</b> - Hora	<b>UTE</b> - Usina Termelétrica
<b>Hz</b> - Hertz	<b>VU</b> - Volume Útil
<b>km</b> - Quilômetro	<b>ZCAS</b> – Zona de Convergência do Atlântico Sul
<b>kV</b> – Quilovolt ( $10^3$ V)	<b>ZCOU</b> – Zona de Convergência de Umidade