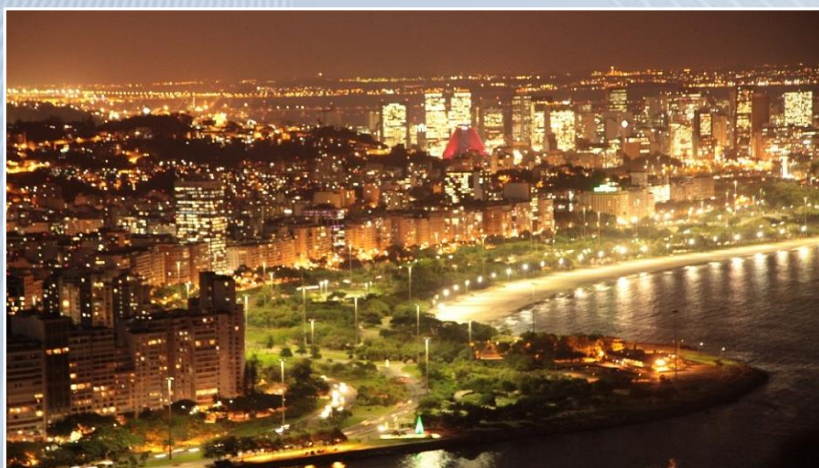




MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA  
SECRETARIA DE ENERGIA ELÉTRICA  
DEPARTAMENTO DE MONITORAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

## Setembro / 2017





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

**Setembro / 2017**

## **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)

André Grobério Lopes Perim

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

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 Afluente 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.....	17
7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão .....	17
7.4. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	18
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 .....	24
11.2. Indicadores de Continuidade .....	25



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de agosto de 2017 – 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. Principais intercâmbios de energia (MWh médios). ....	8
Figura 11. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses. ....	9
Figura 12. Demandas máximas mensais: SIN. ....	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste. ....	11
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul. ....	12
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste. ....	12
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte. ....	12
Figura 17. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada. ....	14
Figura 18. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB. ....	14
Figura 19. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil. ....	19
Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste. ....	21
Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul. ....	21
Figura 22. Evolução do CMO verificado no mês. ....	22
Figura 23. Encargos Setoriais: Restrição de Operação. ....	23
Figura 24. Encargos Setoriais: Segurança Energética. ....	23
Figura 25. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares. ....	23
Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências. ....	25
Figura 27. DEC do Brasil. ....	26
Figura 28. FEC do Brasil. ....	26



## 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. ....	16
Tabela 10. Previsão da expansão da geração (MW). ....	17
Tabela 11. Entrada em operação de novas linhas de transmissão. ....	17
Tabela 12. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão. ....	18
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. ....	24
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências. ....	24
Tabela 19. Evolução do DEC em 2017. ....	25
Tabela 20. Evolução do FEC em 2017.....	25





## 1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Os principais destaques relacionados à operação e à expansão do sistema elétrico brasileiro e detalhados nesse Boletim Mensal do mês de setembro de 2017 foram:

**CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS:** foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 65% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 23% MLT no Sul, 29% MLT no Nordeste e 58% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 62% MLT, 21% MLT, 24% MLT e 57% MLT, respectivamente.

**Energia Armazenada:** variação da energia armazenada equivalente no mês de setembro de 2017:

Sudeste/Centro-Oeste: -8,4%

Sul: -20,5%

Nordeste: -3,1%

Norte: -18,8%

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Setembro (% EAR)
Sudeste/Centro-Oeste	24,2
Sul	36,2
Nordeste	9,3
Norte	32,6

**MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA:** em agosto de 2017, o número de consumidores residenciais aumentou 2,2% em comparação ao mesmo mês do ano anterior.

**Demandas Máximas:** em setembro de 2017 não houve recorde de demanda no SIN e em nenhum dos subsistemas.

**CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO:** em setembro de 2017 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 154.623 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. No mês, entraram em operação comercial 731,85 MW de usinas de geração.

**LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO:** em setembro de 2017 o total de linhas de transmissão em operação no Brasil, com tensão maior ou igual a 230 kV, atingiu 136.698 km. No mês, entraram em operação comercial 166,0 km de linhas de transmissão.

**PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA:** em agosto de 2017, a geração hidráulica correspondeu a aproximadamente 61,2% do total gerado no país, 4,4 pontos percentuais (p.p.) abaixo do verificado no mês anterior.

**ENCARGOS SETORIAIS:** o Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em agosto de 2017 foi de R\$ 71,5 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 111,9 milhões).

**Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro:** em agosto de 2017 foram verificadas oito ocorrências no sistema elétrico brasileiro com corte de carga maior que 100 MW e com duração maior que 10 minutos, totalizando 1.627 MW de corte de carga.

**CMSE:** em setembro, foram realizadas duas reuniões do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, a saber, a 184ª reunião (ordinária), em 6 de setembro de 2017, e a 185ª reunião (extraordinária), em 19 de setembro de 2017. Nas ocasiões, as condições do atendimento ao SIN foram avaliadas, abrangendo, dentre outros aspectos, análise sobre o despacho térmico fora da ordem de mérito e custo x benefício de sua utilização. As Atas das referidas reuniões estão disponíveis em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse/atas-cmse-2017>.

As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 30 de setembro de 2017, 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 setembro de 2017, as frentes frias ficaram restritas ao Rio Grande do Sul nas três primeiras semanas, mas ainda assim, o acumulado de chuva observado nas bacias dos rios Jacuí e Uruguai não foi suficiente para ultrapassar a média do mês. As demais bacias hidrográficas do SIN também apresentaram anomalia negativa de precipitação devido à atuação de um sistema de alta pressão nas regiões Sudeste e Centro-Oeste nas três primeiras semanas do mês que impediu o avanço das frentes frias por essas localidades<sup>1</sup>.

Houve anomalias positivas de temperatura mínima e máxima em grande parte do Brasil, especialmente no sul do país.

Foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 65% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 23% MLT no Sul, 29% MLT no Nordeste e 58% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 62% MLT, 21% MLT, 24% MLT e 57% MLT, respectivamente.

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

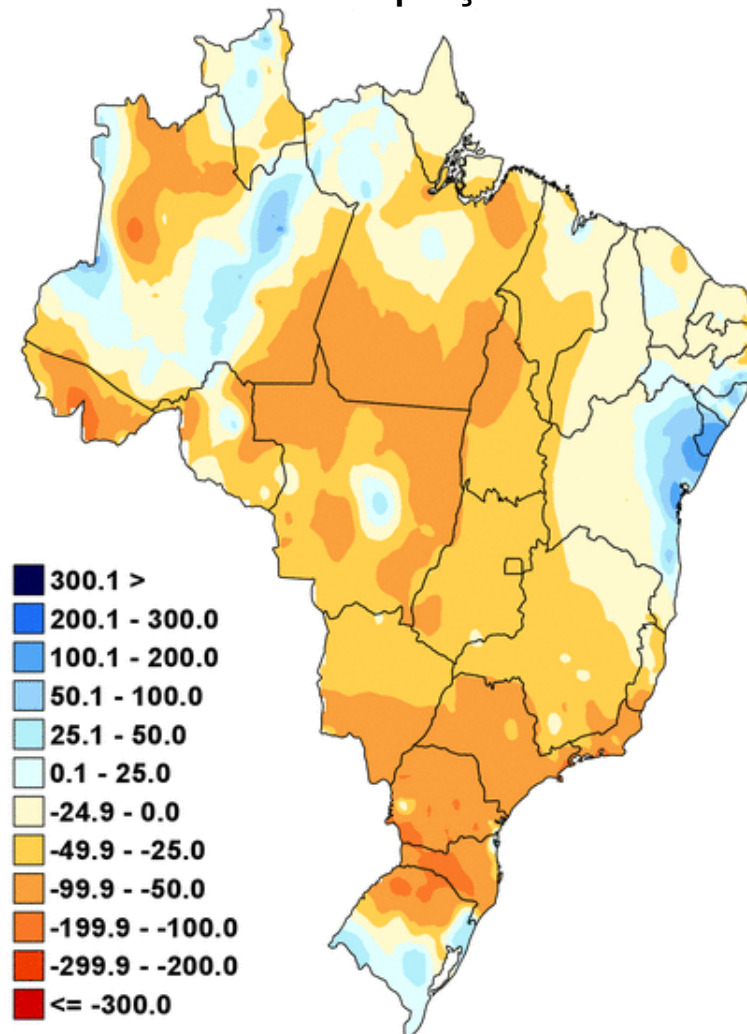


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de setembro de 2017 – Brasil.

Fonte: CPTEC/INPE

<sup>1</sup>Os totais de precipitação por bacia hidrográfica podem ser acessados no site: <http://energia1.cptec.inpe.br/>



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

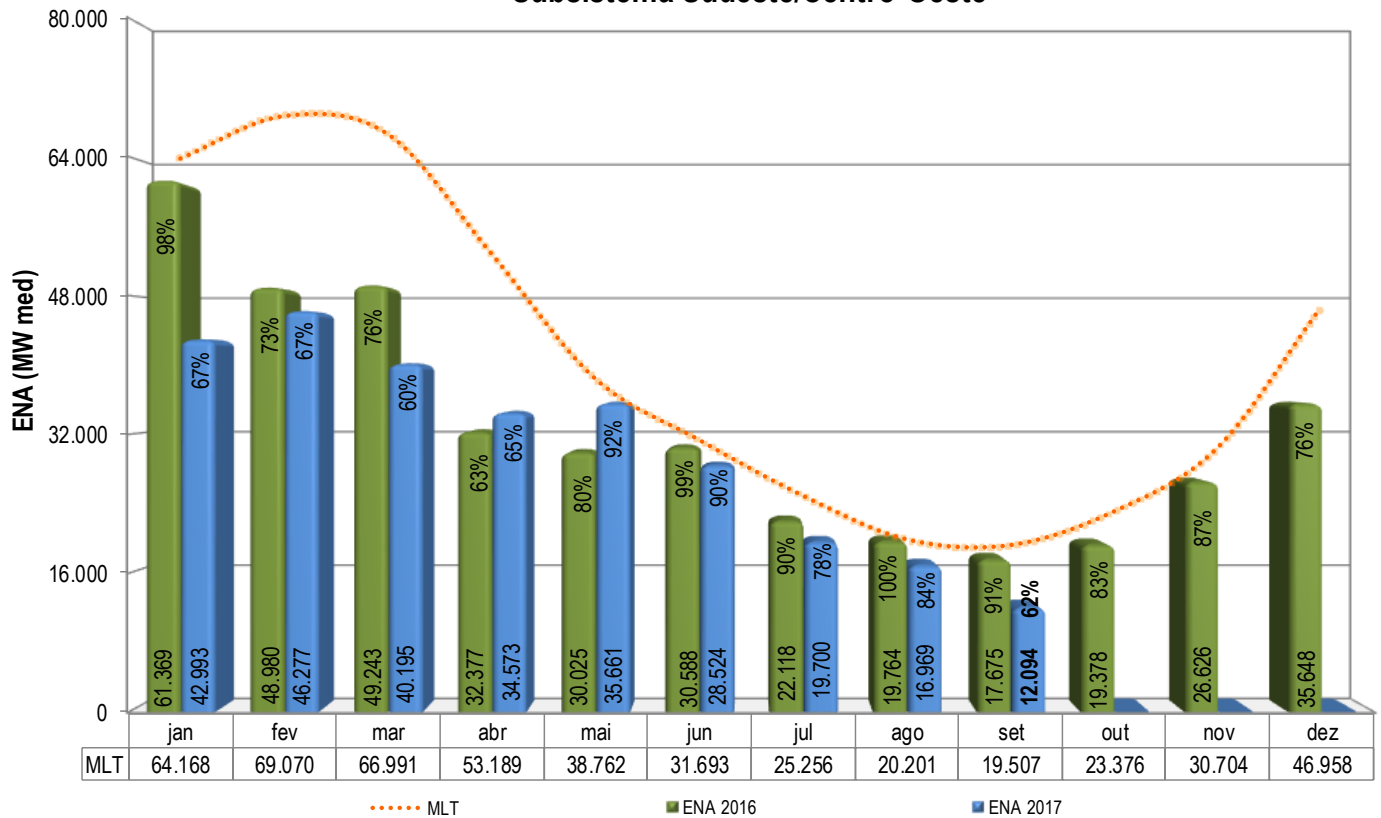


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

## Subsistema Sul

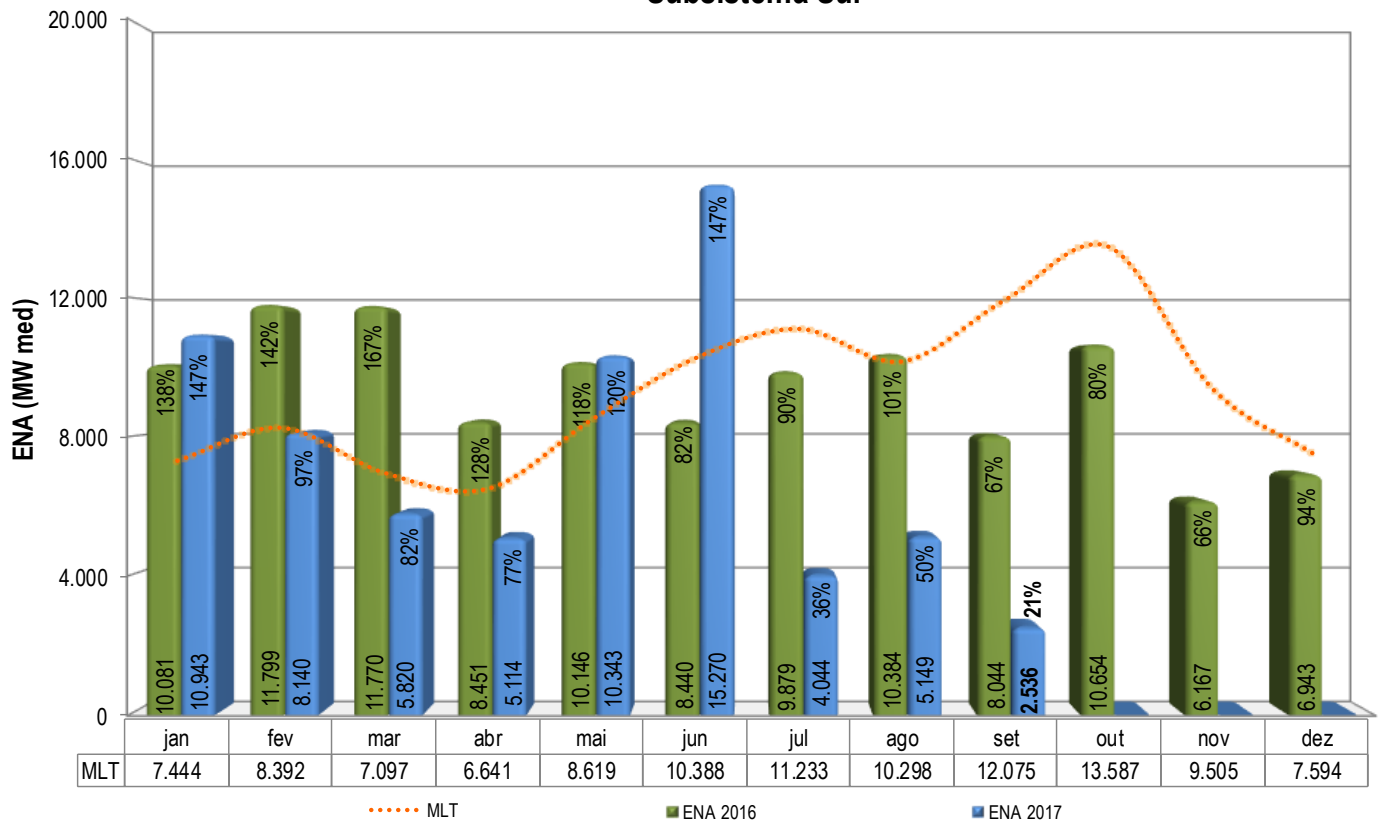


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS





### Subsistema Nordeste

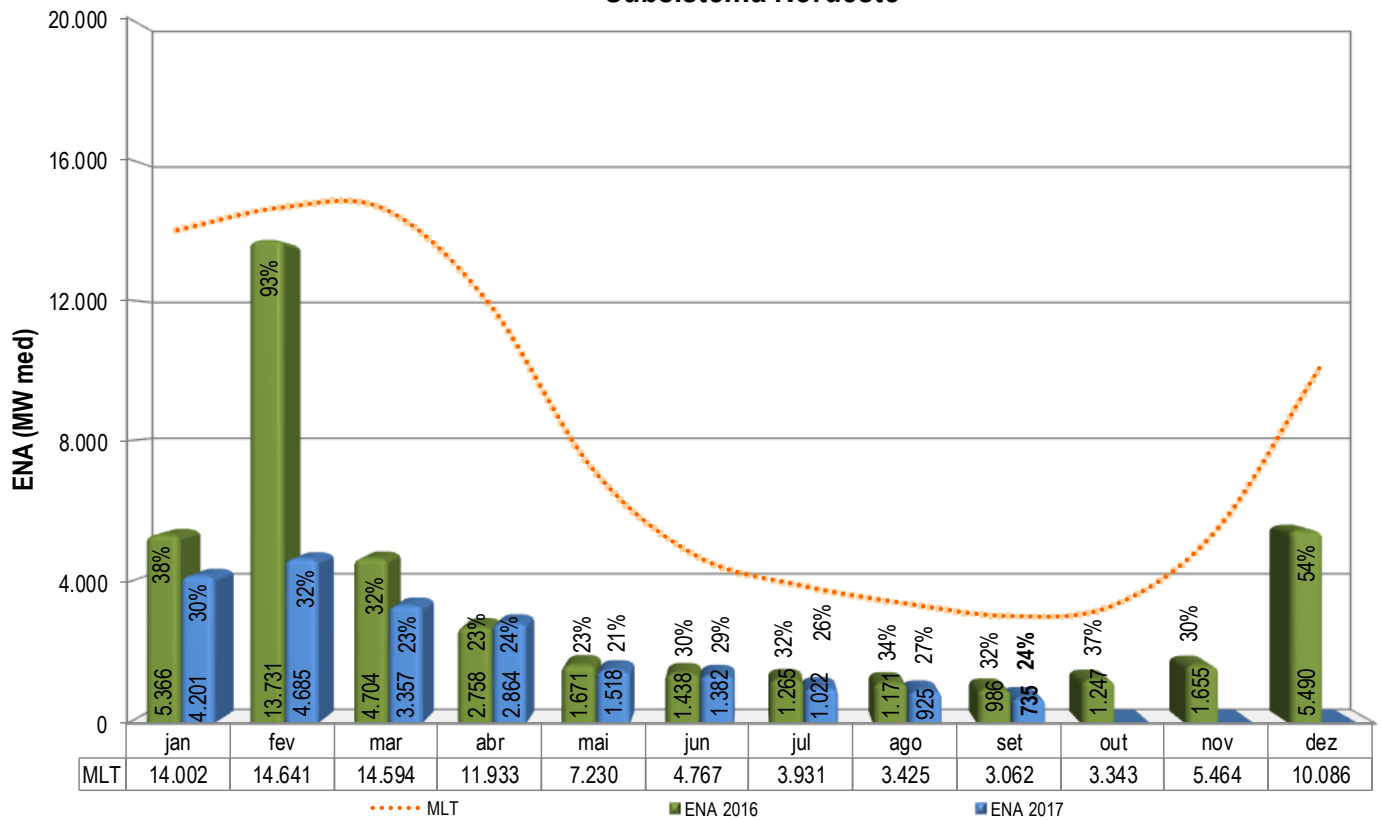


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

### Subsistema Norte

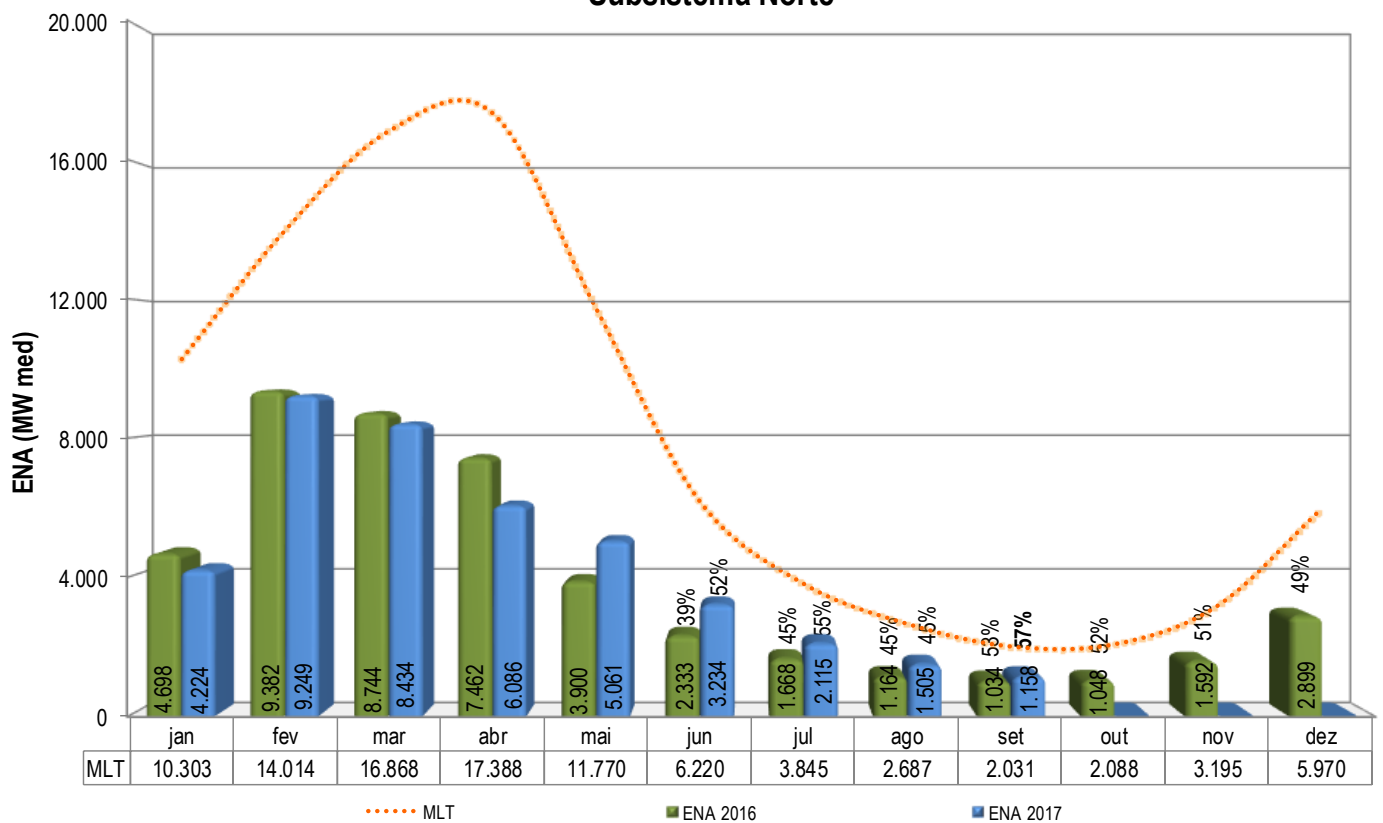


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



## 2.3. Energia Armazenada

No mês de setembro de 2017, foi verificado deplecionamento do armazenamento dos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas, conforme pode ser observado na tabela abaixo.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Agosto(% EAR)	Energia Armazenada no Final de Setembro (% EAR)	Capacidade Máxima (MWh)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	32,5	24,2	203.343	74,3
Sul	56,7	36,2	20.100	11,0
Nordeste	12,4	9,3	51.809	7,3
Norte	51,4	32,6	15.041	7,4
<b>TOTAL</b>			<b>290.293</b>	<b>100,0</b>

Na região Norte a geração da usina hidrelétrica - UHE Tucuruí foi minimizada, com dimensionamento eventual, nos períodos de carga média e pesada, de forma a possibilitar um maior recebimento de energia pela região Nordeste bem como para o atendimento da demanda. Já a geração da UHE Itaipu foi dimensionada de forma a disponibilizar recursos energéticos prioritariamente nos períodos de carga média e pesada dos dias úteis, com eventual redução em períodos de carga leve e finais de semana, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste (RSE).

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.

O Grupo de Acompanhamento da Operação dos Reservatórios do Rio São Francisco, coordenado pela ANA, após informação dos usuários limitantes de reduções de defluência, recomendou a redução da defluência para 560 m<sup>3</sup>/s na UHE Xingó a partir do dia 19 de setembro, permanecendo neste patamar até o final do mês, preservando as captações à jusante que se encontram próximas aos limites mínimos operacionais.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, a tabela abaixo apresenta o armazenamento ao final do mês:

Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm <sup>3</sup> )	Armazenamento em 31/08/2017 (%)	Armazenamento em 30/09/2017 (%)
SERRADAMESA	TOCANTINS	43.250	9,22	7,64
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	82,30	51,41
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	7,77	5,05
FURNAS	GRANDE	17.217	27,41	18,19
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	18,42	13,44
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	29,02	22,97
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	67,60	60,39
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	30,23	14,00
NOVAPONTE	ARAGUARI	10.380	25,21	20,80
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	74,91	49,52
Usina	Bacia		Cota montante atual (m)	Cota montante ano passado (m)
ITAIPU	PARANÁ	-	219,04	218,77

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

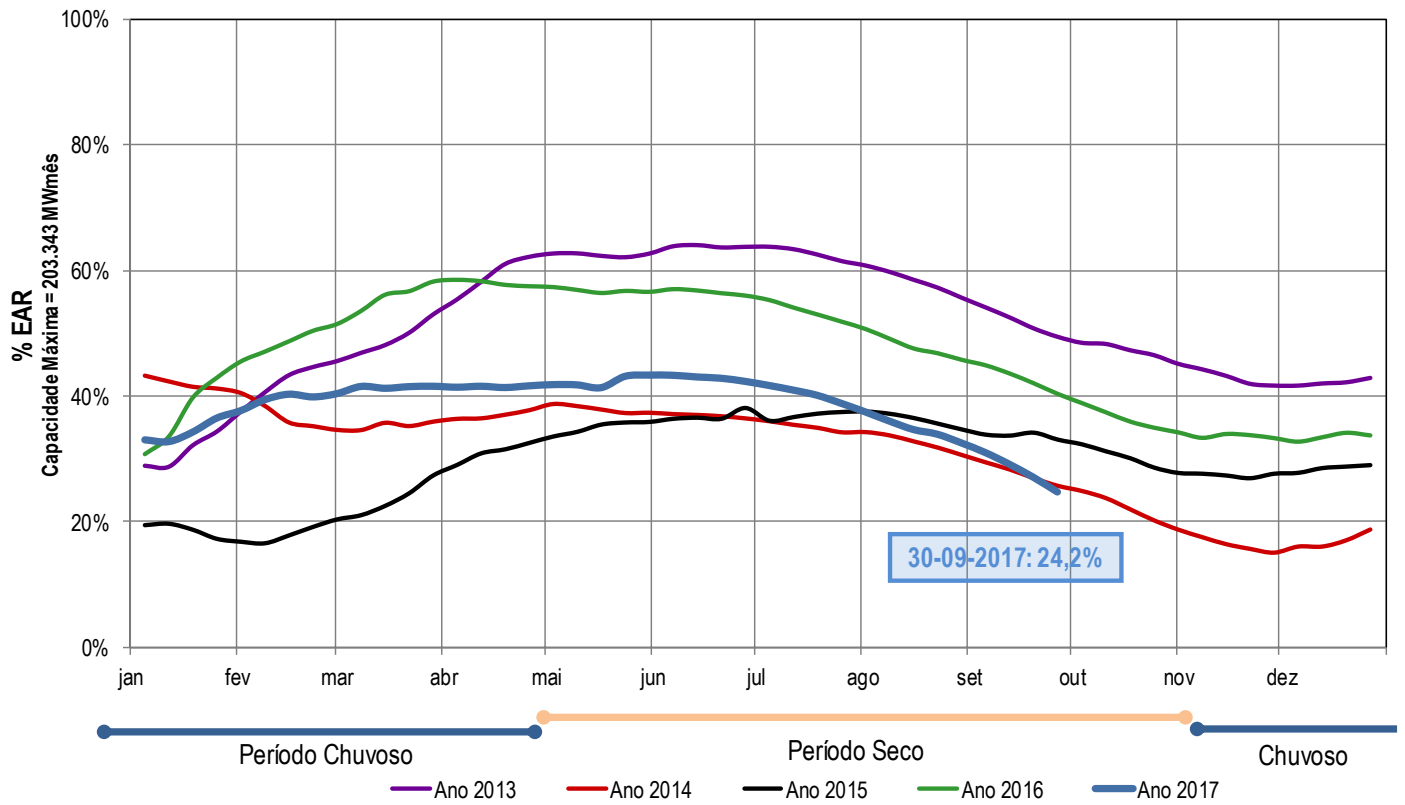


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

### Subsistema Sul

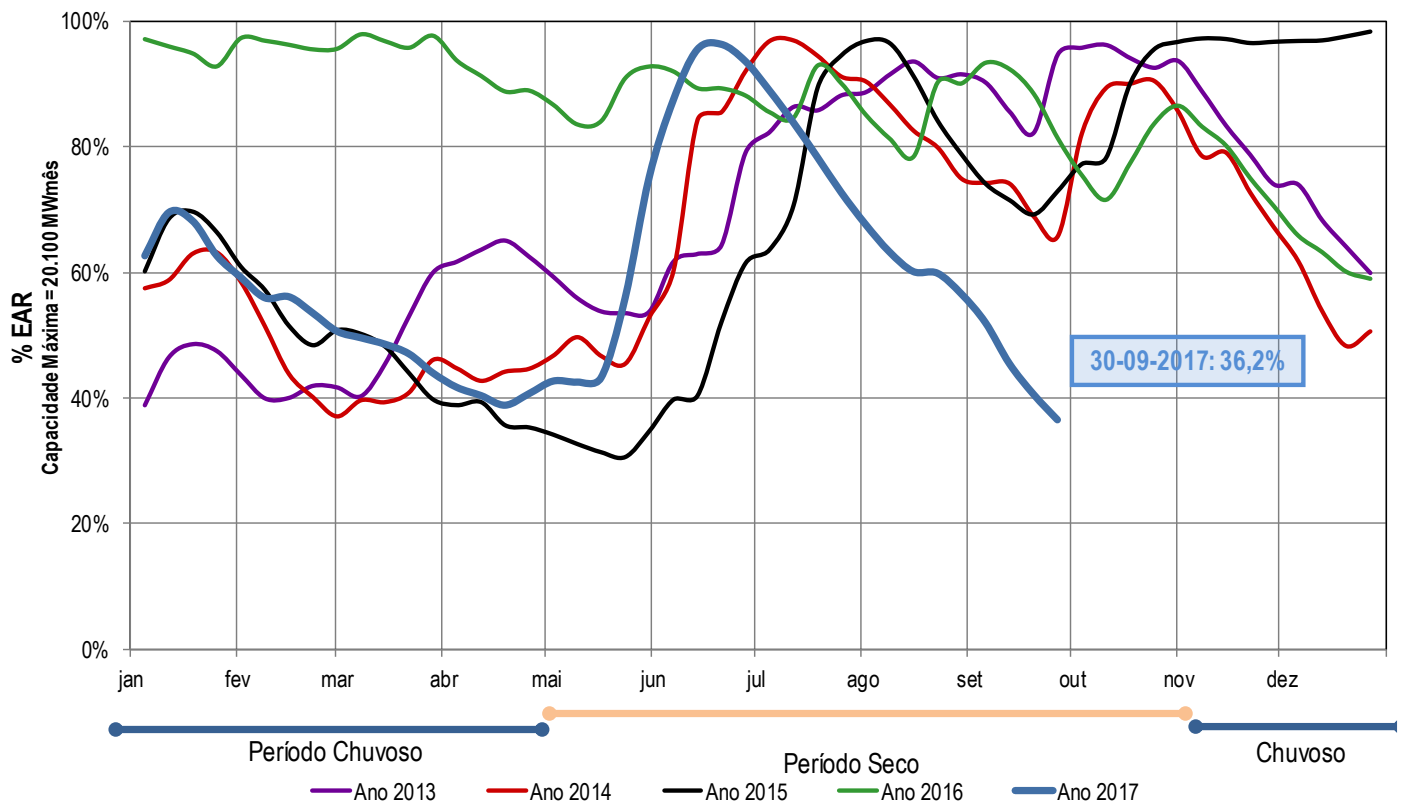


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Nordeste

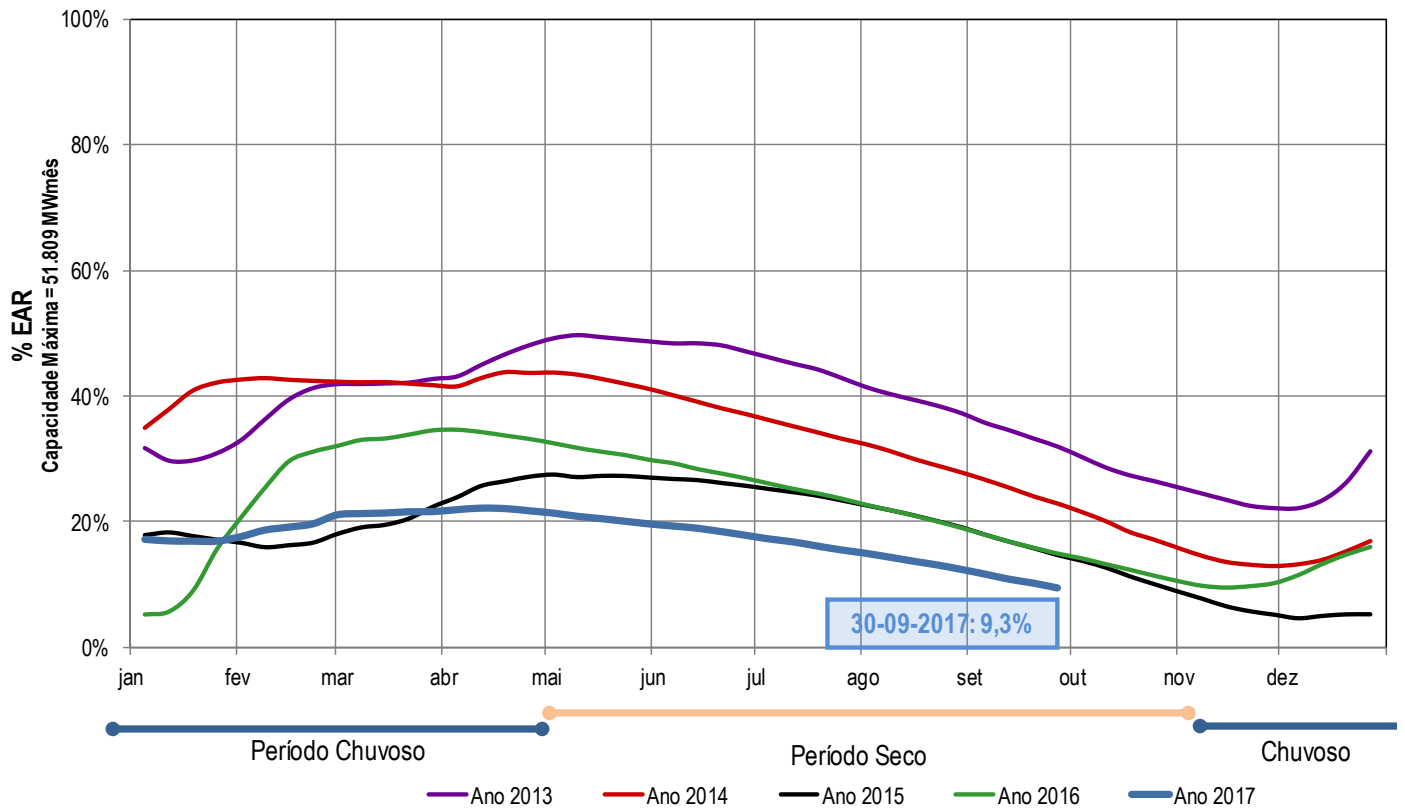


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

### Subsistema Norte-Interligado

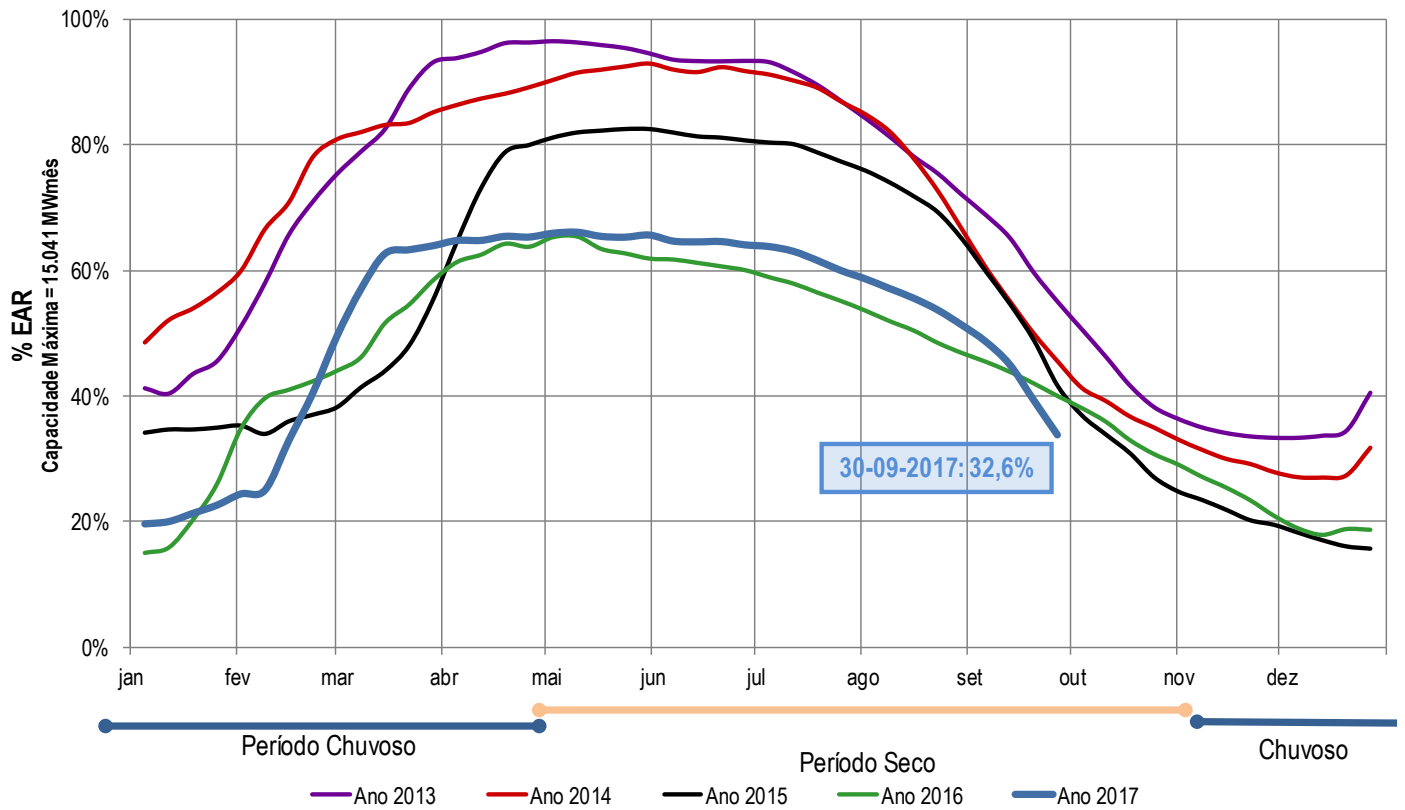


Figura 9. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS

### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em setembro de 2017, o subsistema Norte passou a apresentar perfil exportador, diferentemente do verificado em agosto, em montante de aproximadamente 1.138 MWmédios.

O subsistema Nordeste manteve o perfil exportador verificado no mês anterior, com um total de 1.079 MWmédios, ante a importação de 347 MWmédios verificados em agosto.

O subsistema Sul importou aproximadamente 1.971 MWmédios no mês de setembro de 2017, ante a importação de 626 MWmédios em agosto de 2017.

A importação de energia da Venezuela para suprimento ao Estado de Roraima foi de 127 MWmédios, mesmo patamar do mês anterior.

Em relação aos intercâmbios internacionais, destaca-se que, em setembro, houve importação de energia do Uruguai, tanto pela conversora de frequência de Melo, quanto por Rivera. Além disso, nos dias 13 e 14 de setembro foram realizados testes na conversora de Uruguiana, localizada na fronteira com a Argentina, com intercâmbios nos dois sentidos, em valores equivalentes.



Figura 10. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).





## 4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA \*

### 4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em agosto de 2017, o consumo de energia elétrica atingiu 47.400 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, representando aumento de 0,1% em relação ao consumo de agosto de 2016.

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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Ago/17 GWh	Evolução mensal (Ago/17/Jul/17)	Evolução anual (Ago/17/Ago/16)	Set/15-Ago/16 (GWh)	Set/16-Ago/17 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	10.435	0,4%	0,1%	132.421	133.154	0,6%
<b>Industrial</b>	14.172	1,6%	0,1%	164.558	164.542	0,0%
<b>Comercial</b>	6.712	0,9%	-0,6%	89.417	87.471	-2,2%
<b>Rural</b>	2.330	4,5%	1,4%	26.525	27.608	4,1%
<b>Demais classes *</b>	3.966	2,8%	-0,2%	48.878	48.230	-1,3%
<b>Perdas e Diferenças **</b>	9.784	12,2%	0,4%	112.702	113.109	0,4%
<b>Total</b>	<b>47.400</b>	<b>3,5%</b>	<b>0,1%</b>	<b>574.501</b>	<b>574.115</b>	<b>-0,1%</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 agosto de 2017.

Fonte dos dados: EPE/ONS

#### Consumo de Energia Elétrica em Agosto/2017    Consumo de Energia Elétrica em 12 meses

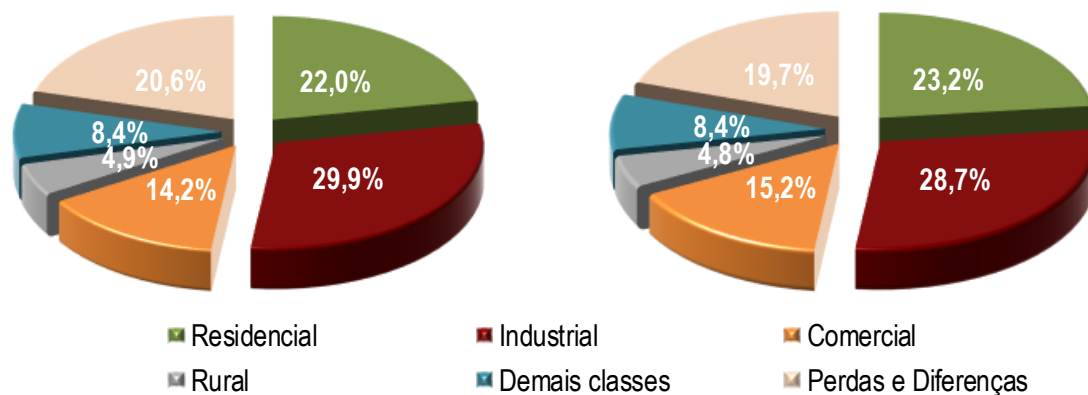


Figura 11. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até agosto de 2017.

\* Referência: <http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Forms/EPEResenhaMensal.aspx>. Considera autoprodução circulante na rede. Conforme informações do ONS e EPE, os montantes relativos à julho e agosto de 2017 dos sistemas isolados não contemplaram as informações dos agentes CEA, BR Distribuidora, CELPA e CELPE, que não disponibilizaram seus dados.



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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Ago/17 kWh/NU	Evolução mensal (Ago/17/Jul/17)	Evolução anual (Ago/17/Ago/16)	Set/15-Ago/16 (kWh/NU)	Set/16-Ago/17 (kWh/NU)	Evolução
<b>Consumo médio residencial</b>	148	0,2%	-2,1%	160	158	-1,6%
<b>Consumo médio industrial</b>	26.871	1,7%	2,8%	25.329	25.998	2,6%
<b>Consumo médio comercial</b>	1.169	0,8%	-1,2%	1.306	1.269	-2,8%
<b>Consumo médio rural</b>	522	4,3%	0,3%	501	516	2,9%
<b>Consumo médio demais classes*</b>	5.128	2,8%	-0,9%	5.301	5.197	-2,0%
<b>Consumo médio total</b>	459	1,2%	-1,9%	480	469	-2,2%

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até agosto de 2017.

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

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Ago/16	Ago/17	
<b>Residencial (NUCR)</b>	68.829.049	70.363.052	2,2%
<b>Industrial (NUCI)</b>	541.393	527.410	-2,6%
<b>Comercial (NUCC)</b>	5.705.251	5.742.575	0,7%
<b>Rural (NUCR)</b>	4.410.845	4.461.461	1,1%
<b>Demais classes *</b>	768.359	773.407	0,7%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>80.254.897</b>	<b>81.867.905</b>	<b>2,0%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até agosto de 2017.

Fonte dos dados: EPE



## 4.2. Demandas Máximas

No mês de setembro de 2017 não houve recorde de demanda no SIN e em nenhum dos subsistemas.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
<b>Máxima no mês (MW)</b> (dia - hora)	<b>44.988</b> 15/09/2017 - 14h50	<b>14.703</b> 21/09/2017 - 14h40	<b>11.469</b> 29/09/2017 - 15h35	<b>6.557</b> 18/09/2017 - 15h18	<b>76.031</b> 14/09/2017 - 15h24
<b>Recorde (MW)</b> (dia - hora)	<b>51.894</b> 21/01/2015 - 14h32	<b>17.971</b> 06/02/2014 - 14h29	<b>12.692</b> 21/03/2017 - 14h40	<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

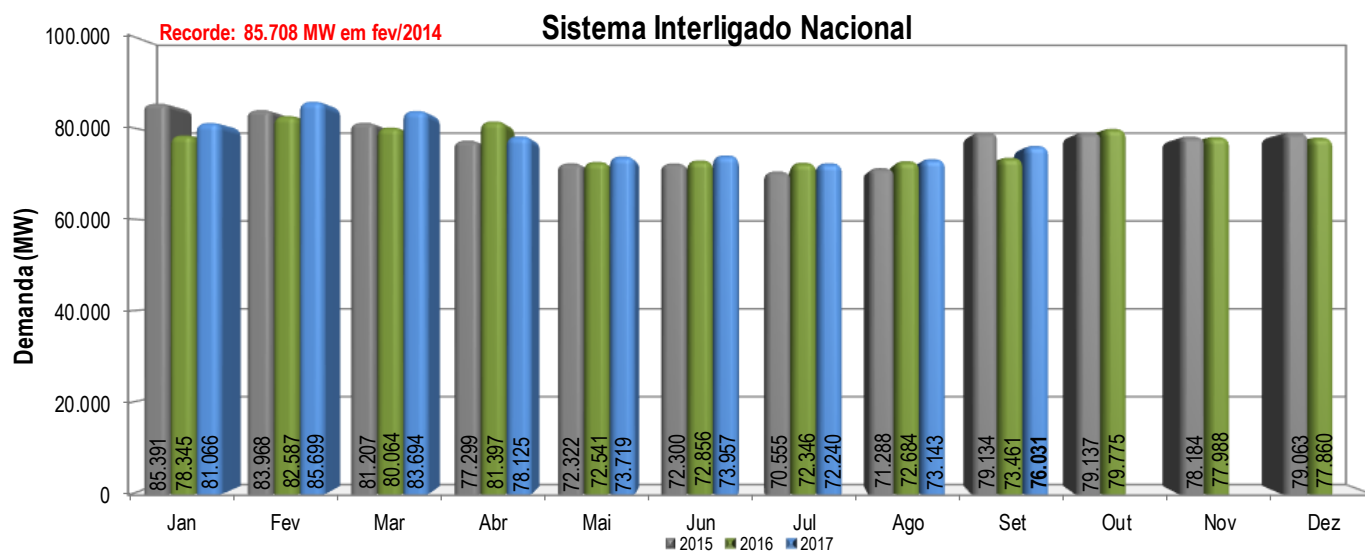


Figura 12. Demandas máximas mensais: SIN.

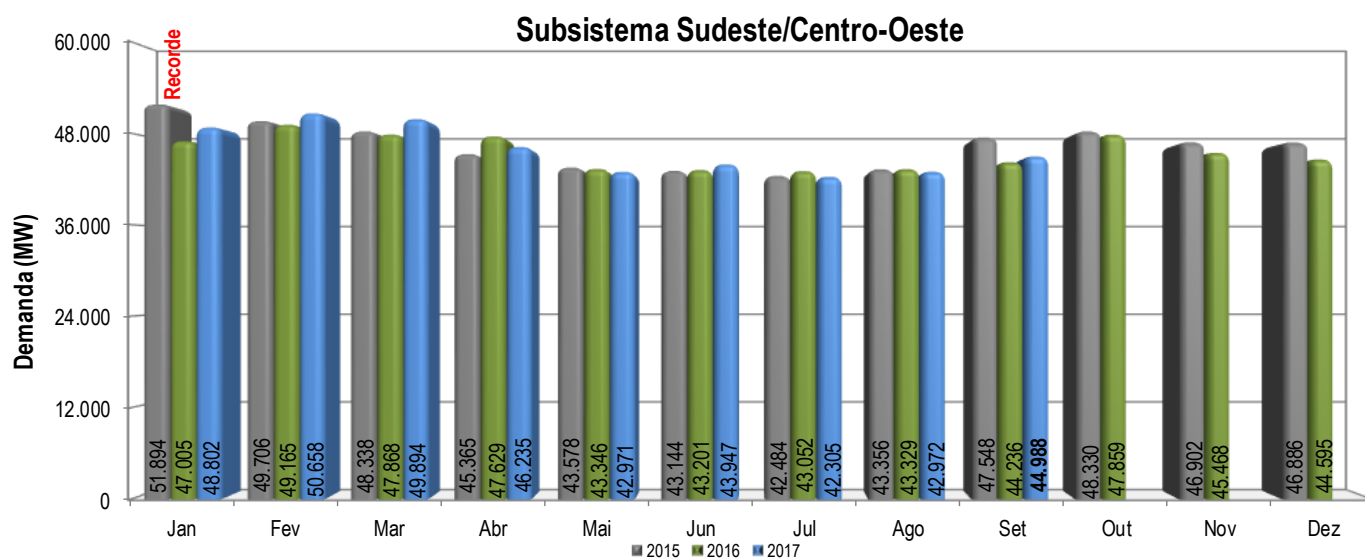


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

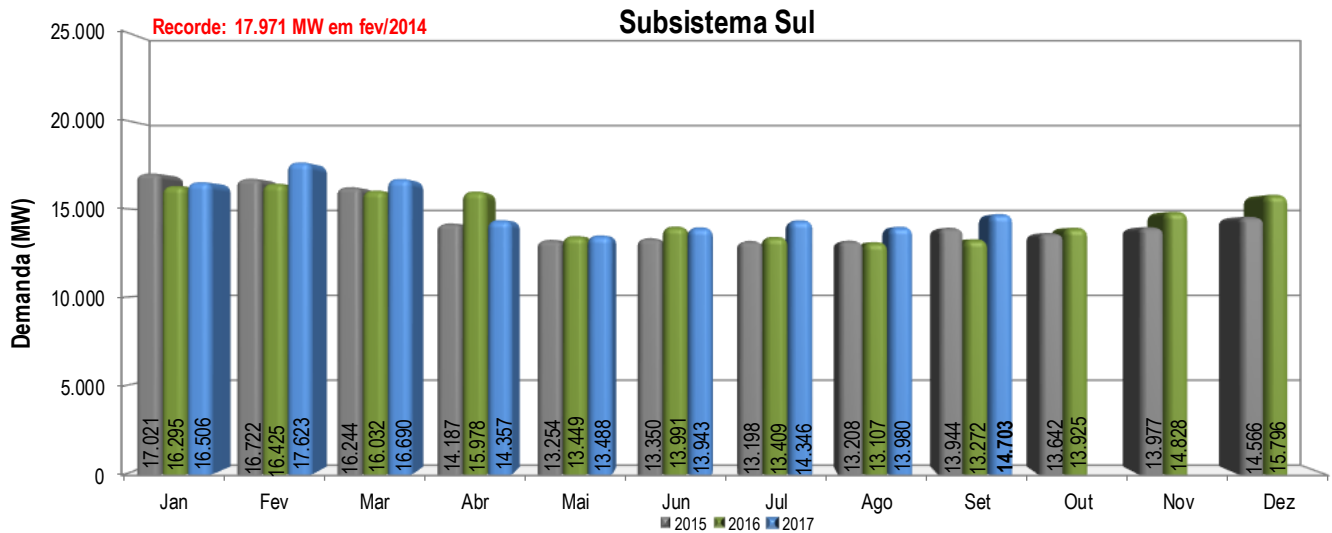


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

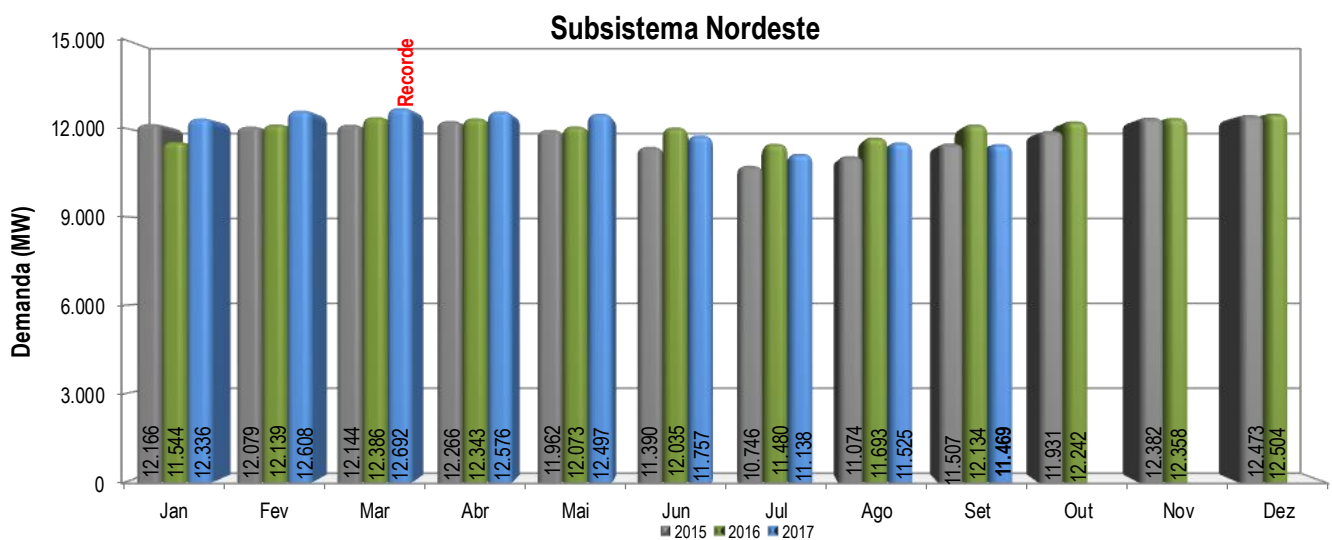


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

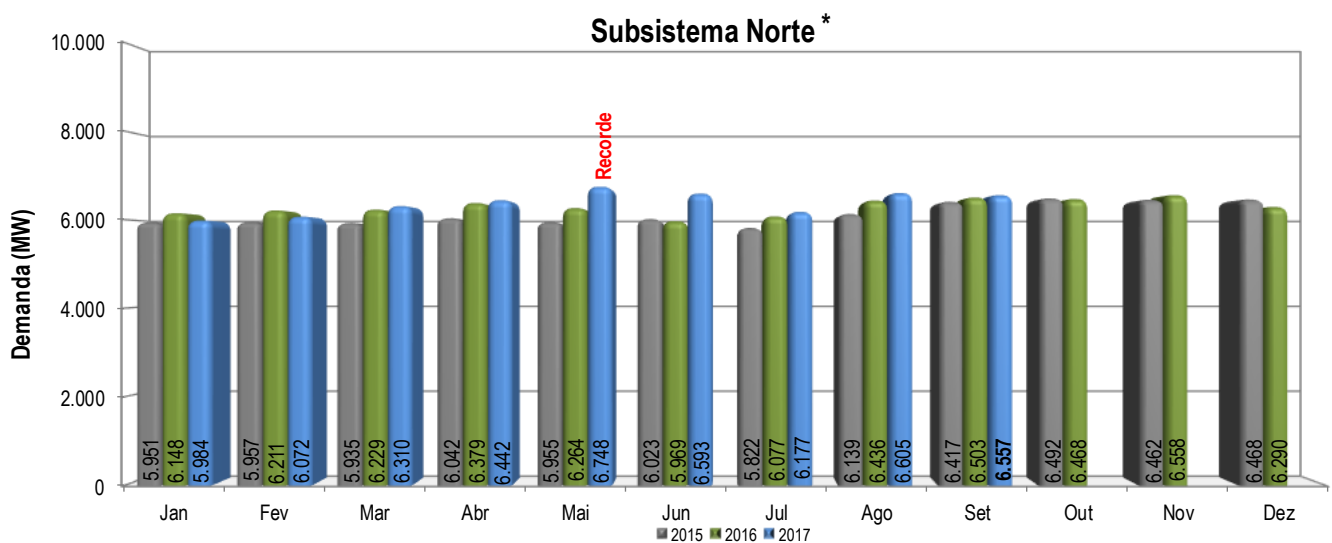


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS

\* O aumento da demanda registrada a partir de agosto de 2015 no subsistema Norte deve-se à interligação do sistema elétrico do Amapá ao SIN (Despacho ANEEL nº 2.411/2015).



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

No mês de setembro de 2017 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 154.623 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, sem considerar GD e considerando os Ambientes de Contratação Regulada e Livre (ACR e ACL), houve um acréscimo de 6.284 MW, sendo 3.583 MW de geração de fonte hidráulica, 482 MW de fontes térmicas\*, 1.942 MW de fonte eólica e 276 MW de fonte solar.

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

Fonte	Set/2016	Set/2017			Evolução da Capacidade Instalada Set/2017 - Set/2016
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>95.819</b>	<b>1.311</b>	<b>99.418</b>	<b>64,3%</b>	<b>3,8%</b>
UHE	90.466	220	93.858	60,7%	3,7%
PCH + CGH	5.353	1.072	5.544	3,6%	3,6%
CGH GD	0	19	15	0,0%	-
<b>Térmica</b>	<b>42.822</b>	<b>3.043</b>	<b>43.327</b>	<b>28,0%</b>	<b>1,2%</b>
Gás Natural	13.018	163	13.004	8,4%	-0,1%
Biomassa	13.845	539	14.247	9,2%	2,9%
Petróleo	10.205	2.226	10.200	6,6%	-0,1%
Carvão	3.613	21	3.713	2,4%	2,8%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,3%	0,0%
Outros **	150	30	150	0,1%	0,0%
Térmica GD	0	62	22	0,0%	-
<b>Eólica</b>	<b>9.507</b>	<b>521</b>	<b>11.460</b>	<b>7,4%</b>	<b>20,5%</b>
Eólica (não GD)	9.507	468	11.449	7,4%	20,4%
Eólica GD	-	53	10	0,0%	-
<b>Solar</b>	<b>23</b>	<b>15.081</b>	<b>419</b>	<b>0,3%</b>	<b>1722,8%</b>
Solar (não GD)	23	61	299	0,2%	1199,1%
Solar GD	-	15.020	121	0,1%	-
<b>Capacidade Total sem GD</b>	<b>148.171</b>	<b>4.802</b>	<b>154.455</b>	<b>99,9%</b>	<b>4,2%</b>
<b>Geração Distribuída - GD</b>	<b>-</b>	<b>15.154</b>	<b>168</b>	<b>0,1%</b>	<b>-</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>148.171</b>	<b>19.956</b>	<b>154.623</b>	<b>100,0%</b>	<b>4,4%</b>

\*A partir de julho de 2015, na matriz de capacidade instalada são incluídas as 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 outras fontes fósseis (147 MW).

\*\*\* 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 das 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.

Fonte dos dados: ANEEL e MME (Dados BIG e GD do site da ANEEL – 02/10/2017)





### Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Set/2017

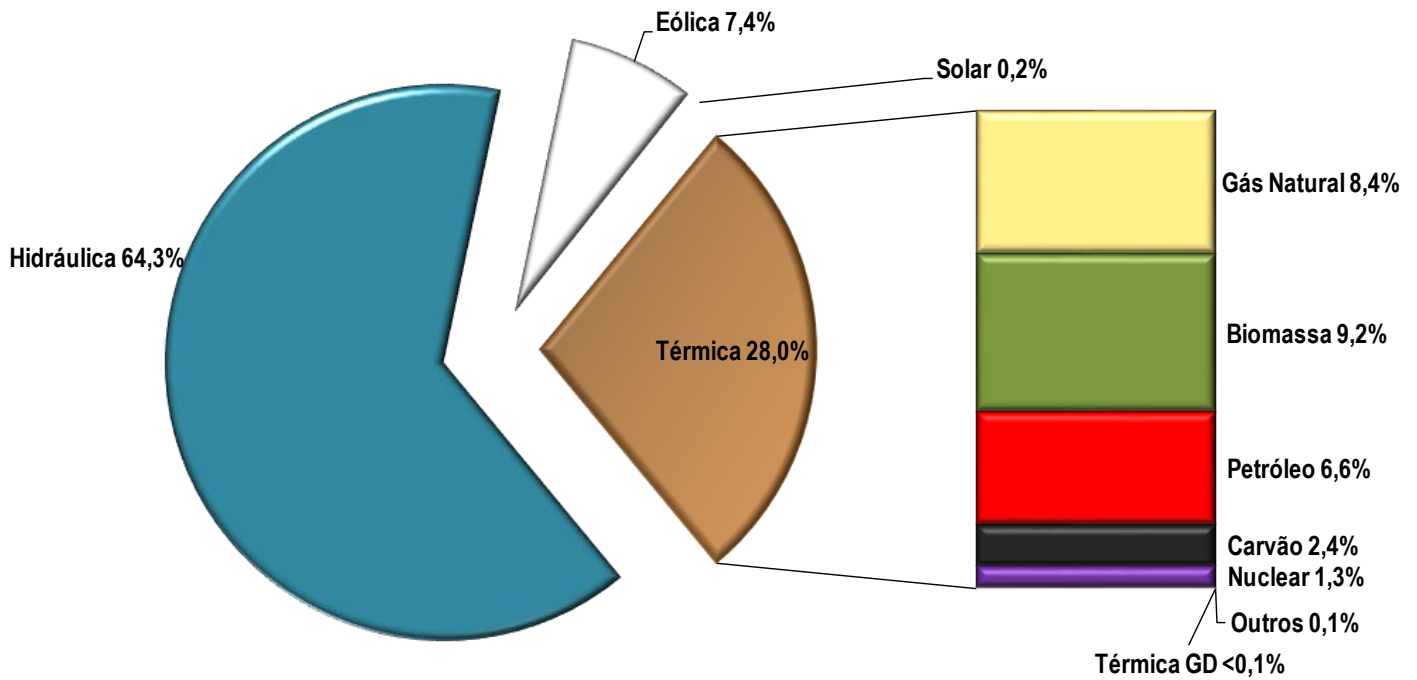


Figura 17. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

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

Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Instaladas no SEB - Setembro/2017

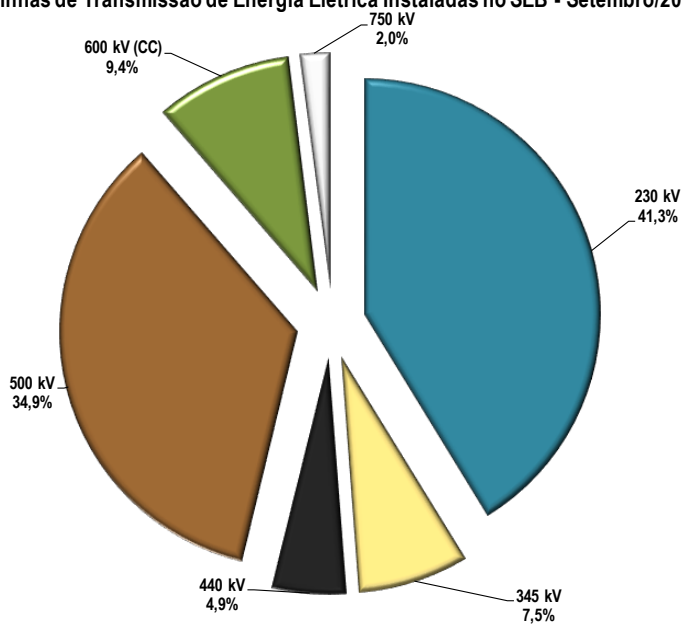


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	56.416	41,3%
345 kV	10.319	7,5%
440 kV	6.758	4,9%
500 kV	47.706	34,9%
600 kV (CC)	12.816	9,4%
750 kV	2.683	2,0%
<b>Total SEB</b>	<b>136.698</b>	<b>100,0%</b>

Figura 18. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.

Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS

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



## 7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

### 7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração \*

Em setembro de 2017 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 731,85 MW de geração:

- UFV Pirapora 10 - UGs: 1 a 20, total de 19,354 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.033193-7.01;
- UFV Pirapora 5 - UGs: 1 a 13, total de 12,58 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.033188-0.01;
- UFV Pirapora 7 - UGs: 1 a 14, total de 13,548 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.033190-2.01;
- UFV Pirapora 9 - UGs: 1 a 17, total de 16,451 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.033192-9.01;
- UEE Ventos De São Virgílio 03 - UGs: 1 a 9, total de 19,8 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.032368-3.01;
- UEE Canoas - UGs: 1 a 15, total de 31,5 MW, na Paraíba. CEG: EOL.CV.PB.033663-7.01;
- UEE Lagoa 2 - UGs: 5 e 8 e 1 a 4 e 6 a 7 e 9 a 15, total de 31,5 MW, na Paraíba. CEG: EOL.CV.PB.033665-3.01;
- PCH Cachoeira Cachimbo Alto - UG: 1, de 3,27 MW, em Rondônia. CEG: PCH.PH.RO.030573-1.01;
- CGH Inga Mirim - UGs: 1 a 2, total de 1 MW, em Minas Gerais. CEG: CGH.PH.MG.031677-6.01;
- UTE Mauá 3 - UG: 1, de 189,55 MW, no Amazonas. CEG: UTE.GN.AM.031888-4.01;
- UTE F&S Agri Solutions - UG: 1, de 18 MW, no Mato Grosso. CEG: UTE.FL.MT.034035-9.01;
- UFV Sertão 1 - UGs: 1 a 10, total de 30 MW, no Piauí. CEG: UFV.RS.PI.034384-6.01;
- UFV Sobral 1 - UGs: 1 a 10, total de 30 MW, no Piauí. CEG: UFV.RS.PI.034388-9.01;
- UEE Aura Mangueira IV - UGs: 1 a 7, total de 21 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: EOL.CV.RS.031700-4.01;
- UEE Aura Mangueira VI - UGs: 1 a 9, total de 27 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: EOL.CV.RS.031696-2.01;
- UEE Ventos Da Bahia VIII - UGs: 1 a 9, total de 27 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031771-3.01;
- UEE Ventos Da Bahia II - UGs: 1 a 9, total de 27 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031758-6.01;
- UEE Ventos Da Bahia IV - UGs: 1 a 4, total de 12 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031770-5.01;
- UEE Cristalândia I - UGs: 1 a 15, total de 30 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032081-1.01;
- UEE Cristalândia II - UGs: 1 a 15, total de 30 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032082-0.01;
- UEE Cristalândia III - UGs: 1 a 15, total de 30 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032083-8.01;
- UEE Delta 3 I - UGs: 1 a 12, total de 27,6 MW, no Maranhão. CEG: EOL.CV.MA.033682-3.01;
- UEE Delta 3 III - UGs: 1 a 12, total de 27,6 MW, no Maranhão. CEG: EOL.CV.MA.033684-0.01;
- UEE Ventos de São Vicente 12 - UGs: 8 a 12, total de 10,5 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.033140-6.01;
- UEE Ventos de São Vicente 13 - UGs: 1 a 14, total de 29,4 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.033139-2.01;
- UEE Ventos de Santa Edwiges - UGs: 1, 2, 7, e 9 a 11, total de 16,2 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031270-3.01;

\* 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.



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

Fonte	Realizado em Set/2017 (MW)	Acumulado em 2017 (MW)
<b>Eólica</b>	398,100	1.329,200
Eólica (não GD)	398,100	1.329,200
Eólica GD	0,000	0,000
<b>Hidráulica</b>	4,270	2.451,360
CGH GD	0,000	0,000
PCH + CGH	4,270	122,790
UHE	0,000	2.328,570
<b>Solar</b>	121,930	269,930
Solar (não GD)	121,930	269,930
Solar GD	0,000	0,000
<b>Térmica</b>	207,550	670,987
Biomassa	18,000	216,778
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	189,550	189,550
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000
Petróleo	0,000	264,659
Térmica GD	0,000	0,000
<b>TOTAL</b>	<b>731,850</b>	<b>4.721,477</b>

Fonte dos dados: MME / SEE



## 7.2. Previsão da Expansão da Geração \*

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

Fonte	Previsão ACR 2017 (MW)	Previsão ACR 2018 (MW)	Previsão ACR 2019 (MW)
<b>Eólica</b>	<b>489,000</b>	<b>1.128,400</b>	<b>1.001,650</b>
Eólica (não GD)	489,000	1.128,400	1.001,650
Eólica GD	0,000	0,000	0,000
<b>Hidráulica</b>	<b>41,850</b>	<b>3.620,362</b>	<b>3.330,130</b>
CGH GD	0,000	0,000	0,000
PCH + CGH	41,850	147,650	97,560
UHE	0,000	3.472,712	3.232,570
<b>Solar</b>	<b>605,343</b>	<b>1.004,010</b>	<b>156,276</b>
Solar (não GD)	605,343	1.004,010	156,276
Solar GD	0,000	0,000	0,000
<b>Térmica</b>	<b>0,000</b>	<b>8,000</b>	<b>421,200</b>
Biomassa	0,000	8,000	20,000
Carvão	0,000	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	0,000	401,200
Nuclear	0,000	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000	0,000
Petróleo	0,000	0,000	0,000
Térmica GD	0,000	0,000	0,000
<b>TOTAL</b>	<b>1.136,193</b>	<b>5.760,772</b>	<b>4.909,256</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 na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 17/08/2017, 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 setembro de 2017 houve expansão de 166,0 km, referente às seguintes linhas de transmissão – LT no SIN:

- LT 230 kV Serra da Mesa/ Niquelândia C2, com 100,0 km de extensão, da TGO, em Goiás;
- LT 230 kV Sobradinho/ Casa Nova 2, com 66,0 km de extensão, da CHESF, na Bahia.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Set/17 (km)	Acumulado em 2017 (km)
<b>230</b>	166,0	596,7
<b>345</b>	0,0	0,0
<b>440</b>	0,0	10,0
<b>500</b>	0,0	1.137,2
<b>600 (CC)</b>	0,0	0,0
<b>750</b>	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>166,0</b>	<b>1.743,9</b>

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



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

No mês de setembro de 2017 foram incorporados dois novos transformadores ao SIN, num total de 480 MVA:

- TR 2 500/230kV – 300 MVA, na SE Juazeiro III, da ODOYÁ, na Bahia.
- TR 230/34,5kV – 180 MVA, na SE Casa Nova 2, da CHESF, na Bahia.

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

	Realizado em Set/17 (MVA)	Acumulado em 2017 (MVA)
<b>TOTAL</b>	480,0	9.904,0

No mês de setembro de 2017 foram incorporados ao SIN três equipamentos de compensação de potência reativa:

- Banco Série (500 kV – 390 Mvar) na SE Rio Verde Norte, da ITE, em Goiás.
- Compensador Estático (200/ -100 Mvar) na SE Morro do Chapéu II, da ODOYÁ, na Bahia.
- Reator de Linha (500 kV – 150 Mvar) na SE Açú III, da ESPERANZA, no Rio Grande do Norte.

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

Fonte dos dados: MME / ANEEL / NOS

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

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2017	Previsão 2018	Previsão 2019
138	0,0	11,4	0,0
230	337,4	1.023,1	453,0
345	0,0	0,0	15,4
440	0,0	0,0	0,0
500	672,0	2.641,7	705,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800	0,0	4.184,0	5.386,0
<b>TOTAL</b>	<b>1.009,4</b>	<b>7.860,2</b>	<b>6.559,4</b>

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

Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2017	Previsão 2018	Previsão 2019
<b>TOTAL</b>	5.596,5	23.382,0	22.587,0

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 na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, do dia 20/09/2017, 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 agosto de 2017\*\*\*, estima-se que a geração hidráulica correspondeu a 61,2% do total gerado no país, valor 4,4 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil nesse período aumentou 0,5 p.p. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, aumentou 3,9%. Em relação à geração térmica por fonte, destacam-se as variações de +2,6 p.p. na geração a gás natural e +2,0 p.p. na geração a petróleo.

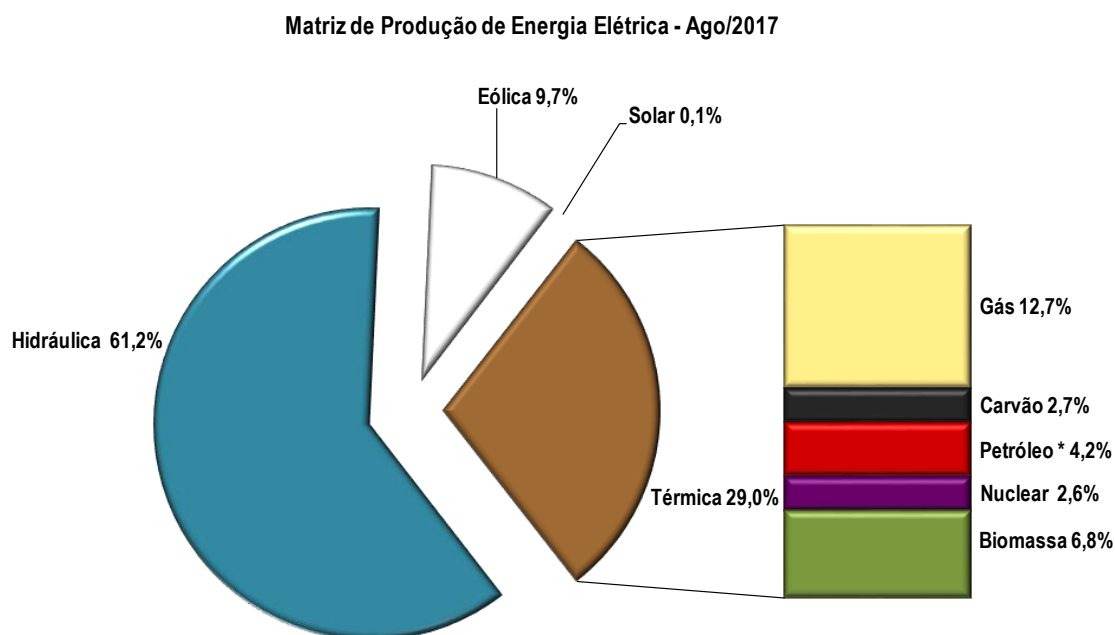


Figura 19. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até agosto de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

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

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

\*\*\* Para elaboração da matriz de produção de energia elétrica no sistema elétrico brasileiro, referente ao mês de agosto/2017, 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.



## 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		
	Ago/17 (GWh)	Evolução mensal (Ago/17 / Jul/17)	Evolução anual (Ago/17 / Ago/16)	Set/15-Ago/16 (GWh)	Set/16-Ago/17 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>27.400</b>	<b>-3,3%</b>	<b>-13,2%</b>	<b>397.982</b>	<b>395.469</b>	<b>-0,6%</b>
<b>Térmica</b>	<b>12.704</b>	<b>19,5%</b>	<b>31,3%</b>	<b>113.329</b>	<b>105.055</b>	<b>-7,3%</b>
Gás	5.653	30,1%	58,1%	47.545	46.060	-3,1%
Carvão	1.217	15,3%	8,5%	14.840	12.064	-18,7%
Petróleo *	1.608	121,7%	136,0%	13.061	8.758	-33,0%
Nuclear	1.182	-9,9%	-13,4%	14.459	14.231	-1,6%
Biomassa	3.044	-4,8%	4,0%	23.422	23.942	2,2%
<b>Eólica</b>	<b>4.322</b>	<b>8,2%</b>	<b>30,4%</b>	<b>27.934</b>	<b>37.069</b>	<b>32,7%</b>
<b>Solar</b>	<b>51,66</b>	<b>32,6%</b>	<b>-</b>	<b>28,55</b>	<b>140,66</b>	<b>392,6%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>44.477</b>	<b>3,4%</b>	<b>-0,2%</b>	<b>539.273</b>	<b>537.734</b>	<b>-0,3%</b>

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

\*\* 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 agosto de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

## 8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

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

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

Fonte Térmica	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Ago/17 (GWh)	Evolução mensal (Ago/17 / Jul/17)	Evolução anual (Ago/17 / Ago/16)	Set/15-Ago/16 (GWh)	Set/16-Ago/17 (GWh)	Evolução
Gás	5	11,4%	0,7%	56	50	-10,8%
Petróleo *	253	14,0%	4,5%	2.785	2.587	-7,1%
Biomassa	3	17,5%	-	0	14	-
<b>TOTAL</b>	<b>261</b>	<b>14,0%</b>	<b>5,8%</b>	<b>2.835</b>	<b>2.637</b>	<b>-7,0%</b>

Para os meses de junho a agosto/2017, 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.

Fonte dos dados: CCEE



## 8.4. Geração Eólica \*

No mês de agosto de 2017, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste aumentou 1,5 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 53,9%, com total de 4.799,2 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 2,3 p.p. em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo o valor de 42,6%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, por sua vez, aumentou 2,9 p.p. em relação a junho de 2017, e atingiu 37,6%, com total de geração verificada no mês de 749,3 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 2,0 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 32,7%.

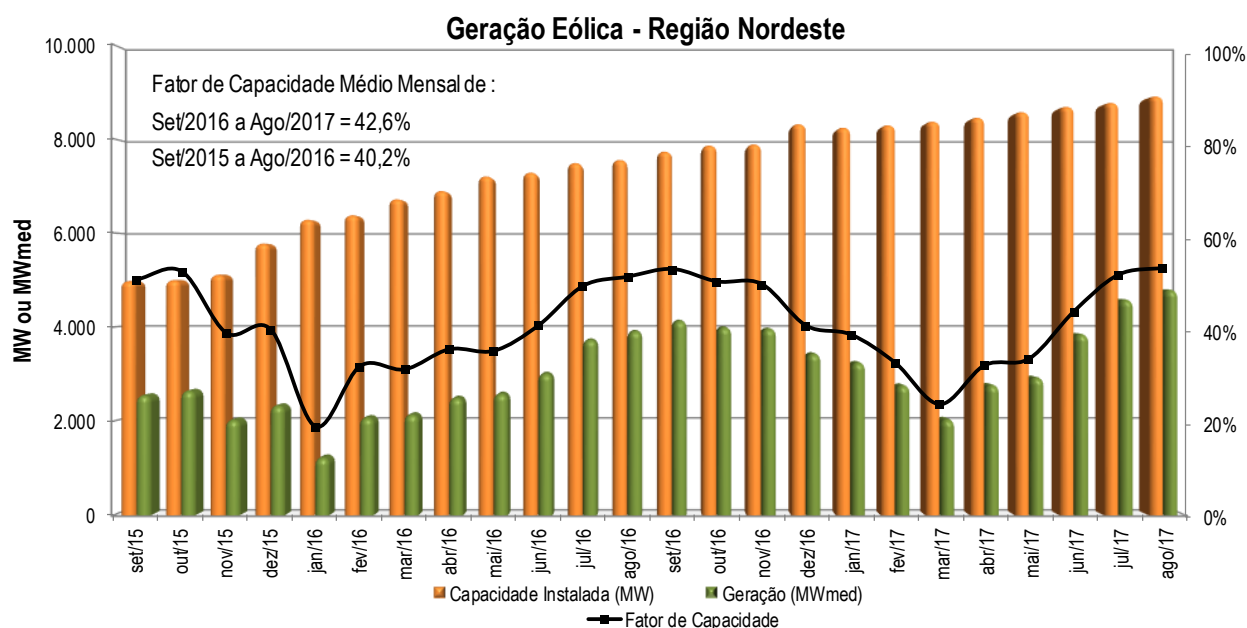


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até agosto de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

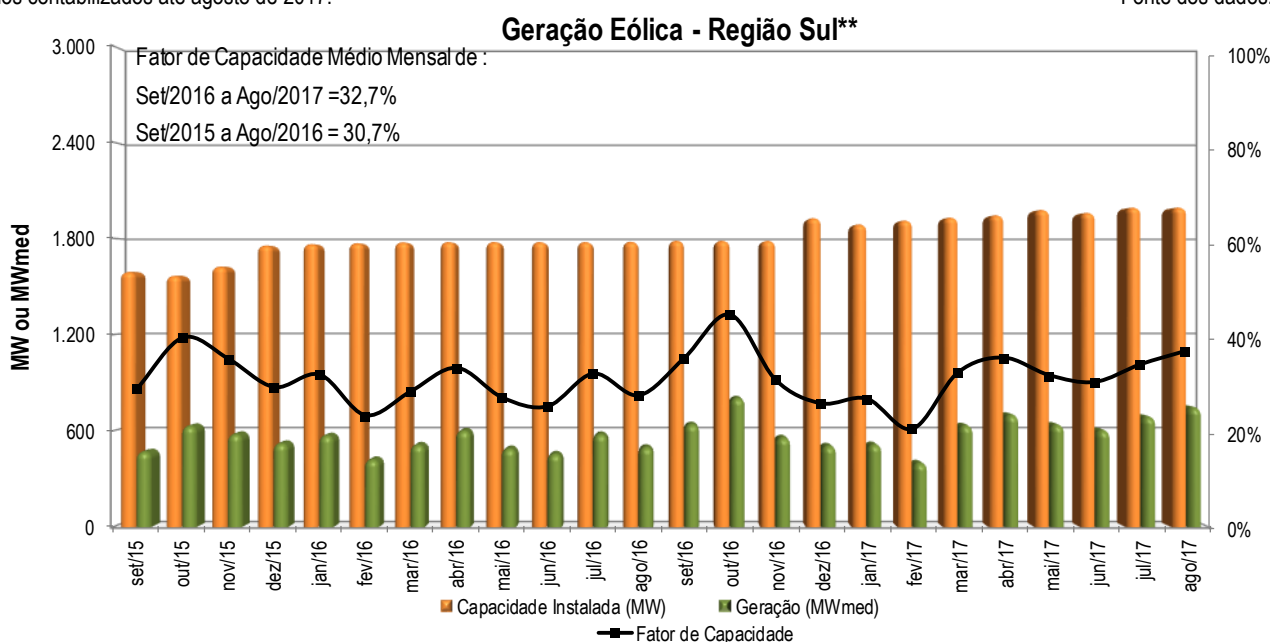


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até agosto de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

\* 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.



## 9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação – CMO oscilaram devido às atualizações nos parâmetros de simulação do Programa Mensal de Operação – PMO, não tendo havido descolamento dos valores entre os subsistemas.

Ressalta-se que, a partir da semana iniciada em 9 de setembro, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD atingiu o seu valor máximo definido pela ANEEL para 2017, igual a R\$ 533,82 / MWh, mantendo-se nesse patamar ao longo do mês.

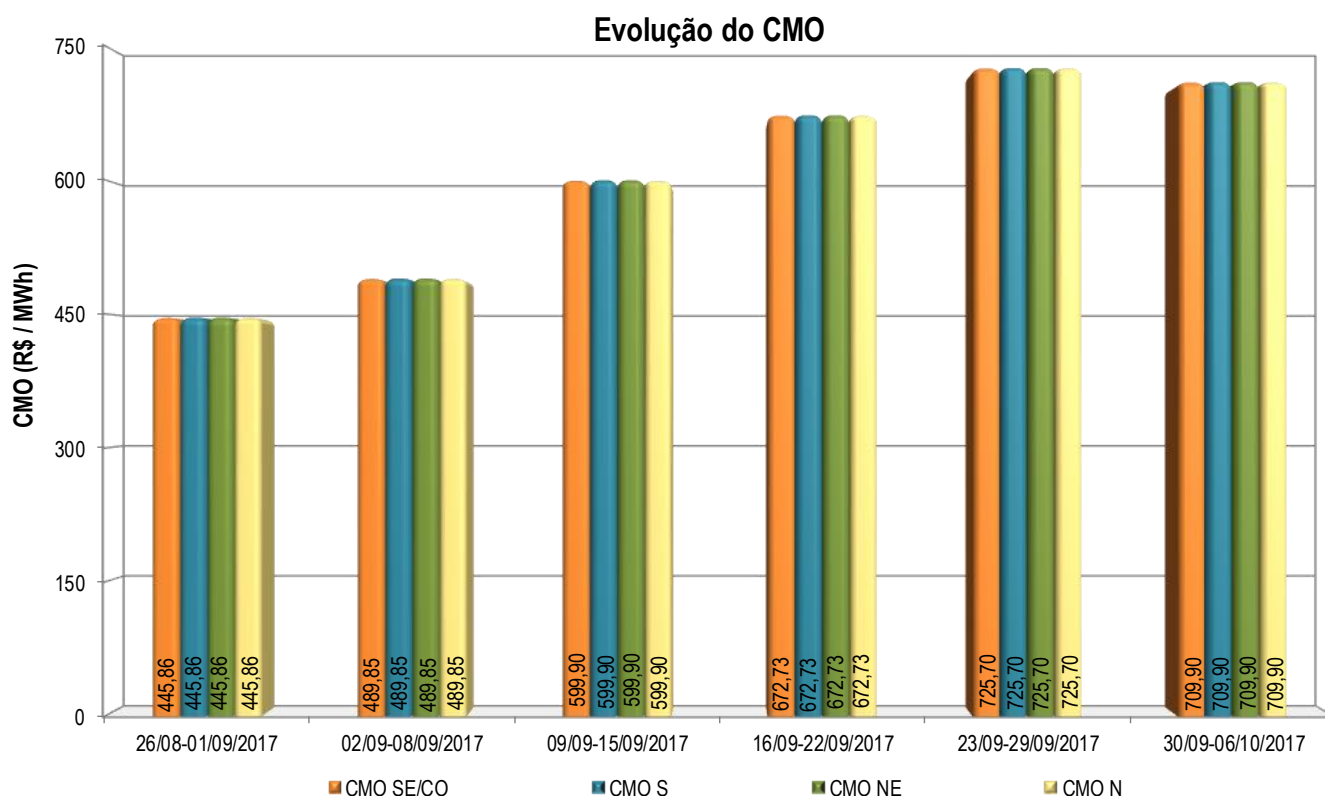


Figura 22. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

## 10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em agosto de 2017 foi de R\$ 75,1 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 111,9 milhões). O valor do mês de agosto de 2017 é composto por R\$ 48,8 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN e por R\$ 26,3 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. No mês, não foram verificados encargos 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.

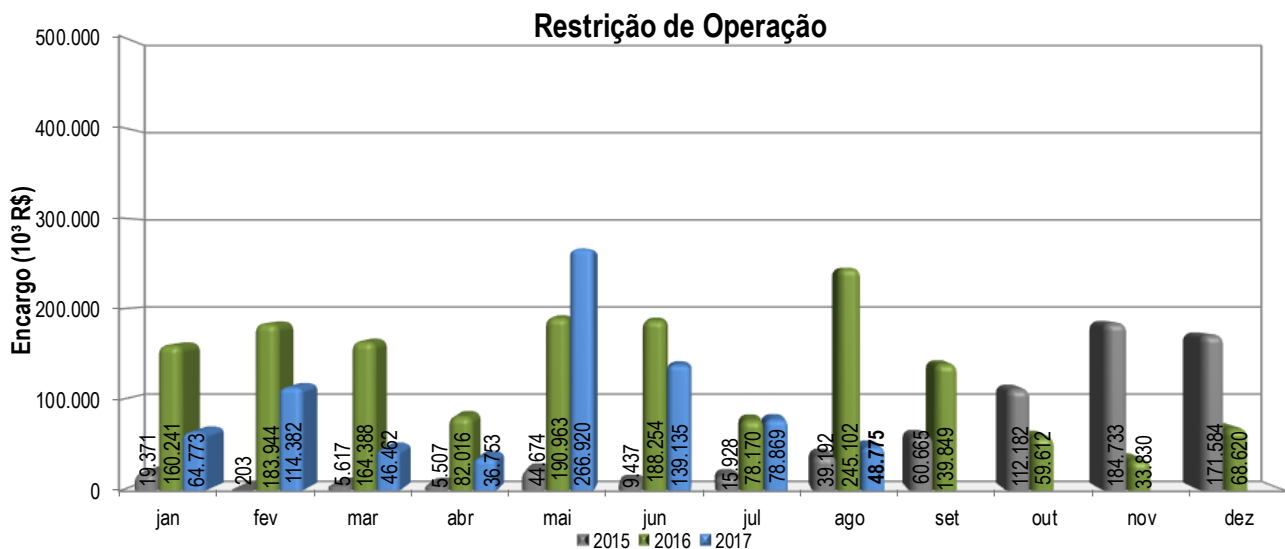


Figura 23. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

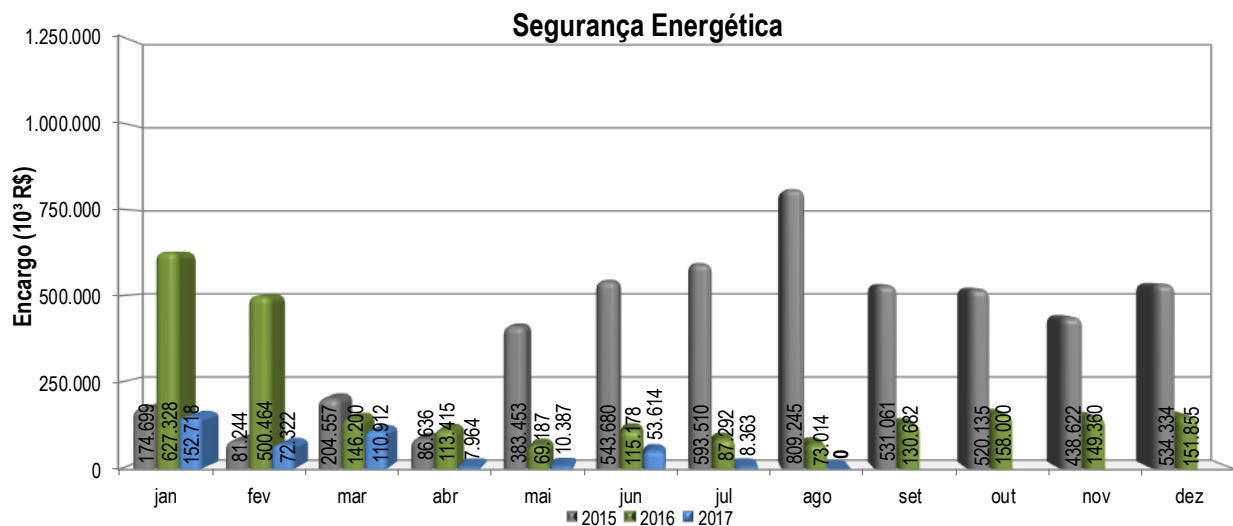


Figura 24. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

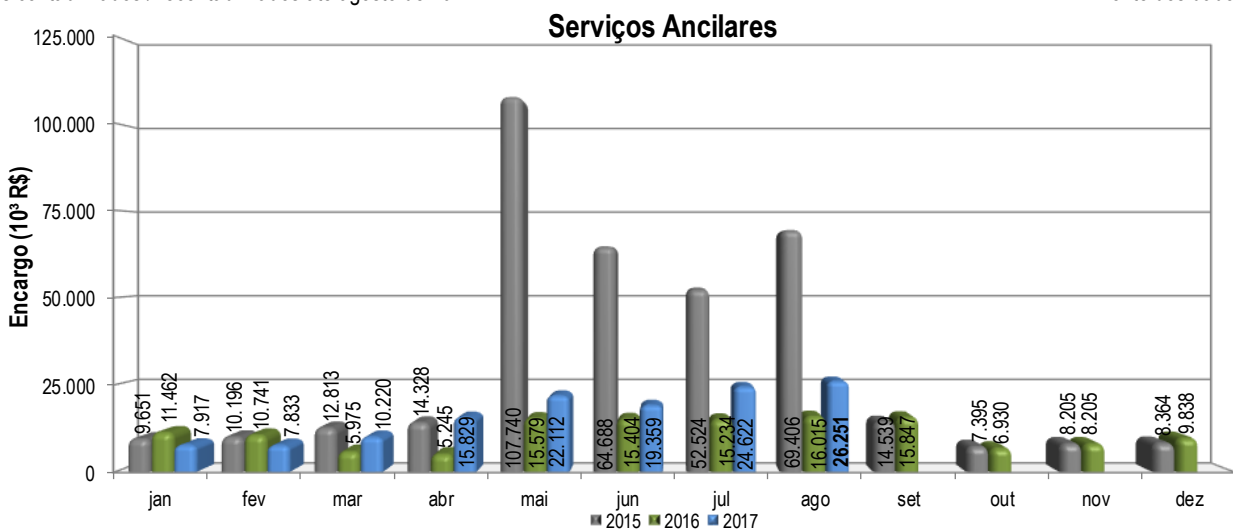


Figura 25. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2017.

Fonte dos dados: CCEE



## 11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de setembro de 2017 o número de ocorrências e o montante de carga interrompida foram superiores aos valores verificados no mesmo período de 2016. Seguem as principais informações das ocorrências verificadas:

- **Dia 08 de setembro, às 16h33min:** Desligamento das LT 230 kV Abunã – Rio Branco C1 e C2 (Eletronorte). Houve interrupção de **134 MW** de cargas da Eletrobras Distribuição Acre, no Acre. Causa: Não identificada.
- **Dia 26 de setembro, às 10h24min:** Desligamento automático da Subestação 345 / 88 kV Milton Fornasaro (CTEEP). Houve interrupção de **575 MW** de cargas da Eletropaulo, em São Paulo. Causa: Fechamento acidental da chave de aterramento de 345 kV após manutenção no TR02 345/88 kV, às 10h24min, seguido de fechamento do disjuntor de 345 kV do TR01 345/88 kV, às 10h33min, estando o mesmo ainda alimentando o curto-circuito anterior.
- **Dia 30 de setembro, às 15h45min:** Desligamento automático da Subestação 230 / 69 kV Sobral (CHESF). Houve interrupção de **232 MW** de cargas da Enel Distribuição Ceará, no Ceará. Causa: Atuação da proteção contra falha de disjuntor durante normalização do TR01 após intervenção programada.

Houve quatro desligamentos com interrupção total das cargas de Roraima, nos dias 1, 3, 5 e 11 de setembro. Todos tiveram origem no trecho da Interligação Brasil – Venezuela operado pela Corpoelec.

### 11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro \*

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

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2017	2016
SIN**	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	5.487
S	0	0	0	0	0	0	556	0	0				556	1.916
SE/CO	378	596	456	158	415	0	365	0	575				2.943	7.066
NE	520	448	0	823	314	319	0	135	232				2.791	4.688
N-Int	1.052	358	2.135	849	606	182	0	1.381	287				6.850	7.911
Isolados	381	379	0	162	783	0	133	605	533				2.976	2.048
<b>TOTAL</b>	<b>2.331</b>	<b>1.781</b>	<b>2.591</b>	<b>1.992</b>	<b>2.118</b>	<b>501</b>	<b>1.054</b>	<b>2.121</b>	<b>1.627</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>16.116</b>	<b>29.116</b>

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2017	2016
SIN**	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	2
S	0	0	0	0	0	0	2	0	0				2	9
SE/CO	2	1	3	1	1	0	1	0	1				10	24
NE	2	3	0	3	2	1	0	1	1				13	14
N-Int	2	1	4	1	2	1	0	3	2				16	32
Isolados	3	3	0	1	6	0	1	4	4				22	15
<b>TOTAL</b>	<b>9</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>11</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>63</b>	<b>96</b>

\* Critério para seleção das interrupções: corte de carga  $\geq 100$  MW por tempo  $\geq 10$  minutos.

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

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte



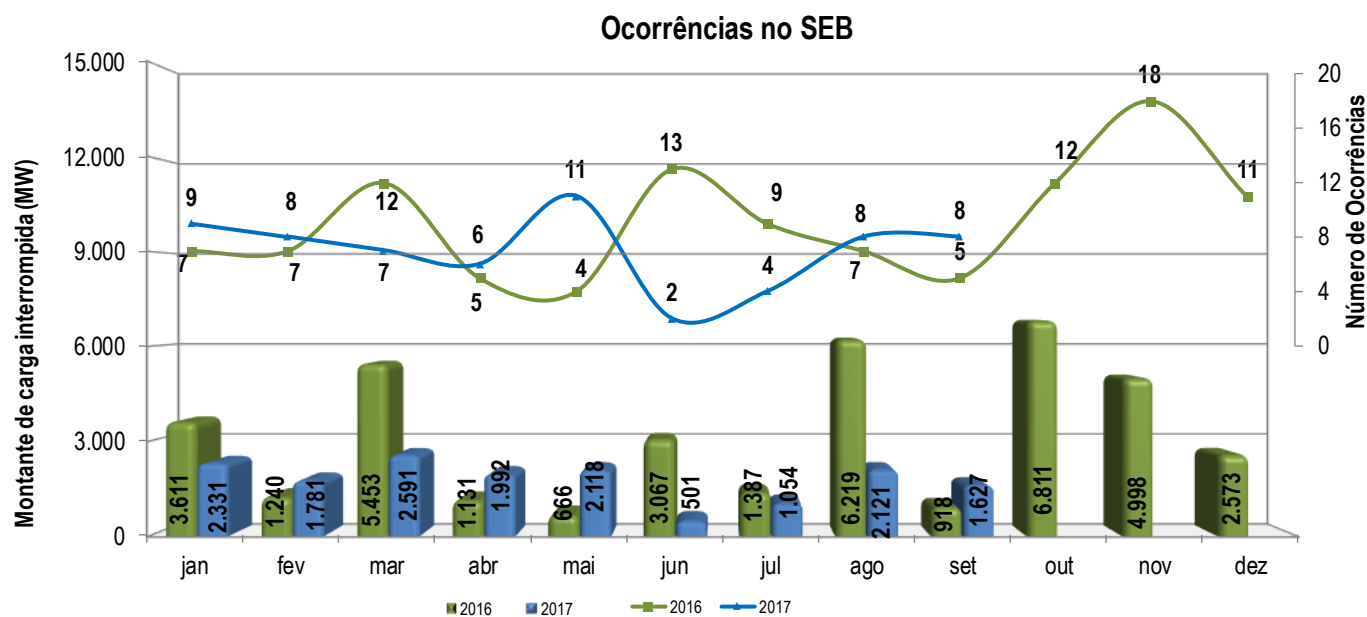


Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

## 11.2. Indicadores de Continuidade \*

Tabela 19. Evolução do DEC em 2017.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2017													Acum. Ano **	Limite Ano
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Brasil	1,59	1,33	1,32	1,10	1,07	0,92	1,01	1,00					9,33	12,75
S	1,44	1,27	1,03	0,81	1,05	0,87	0,76	1,01					8,25	11,39
SE	1,36	0,94	0,97	0,72	0,71	0,60	0,61	0,72					6,61	9,02
CO	2,57	2,16	1,91	1,50	1,32	1,00	1,13	1,31					12,87	15,11
NE	1,28	1,45	1,46	1,44	1,27	1,18	1,51	1,04					10,64	14,84
N	3,68	2,69	3,16	2,63	2,60	2,18	2,15	2,44					21,50	31,09

Tabela 20. Evolução do FEC em 2017.

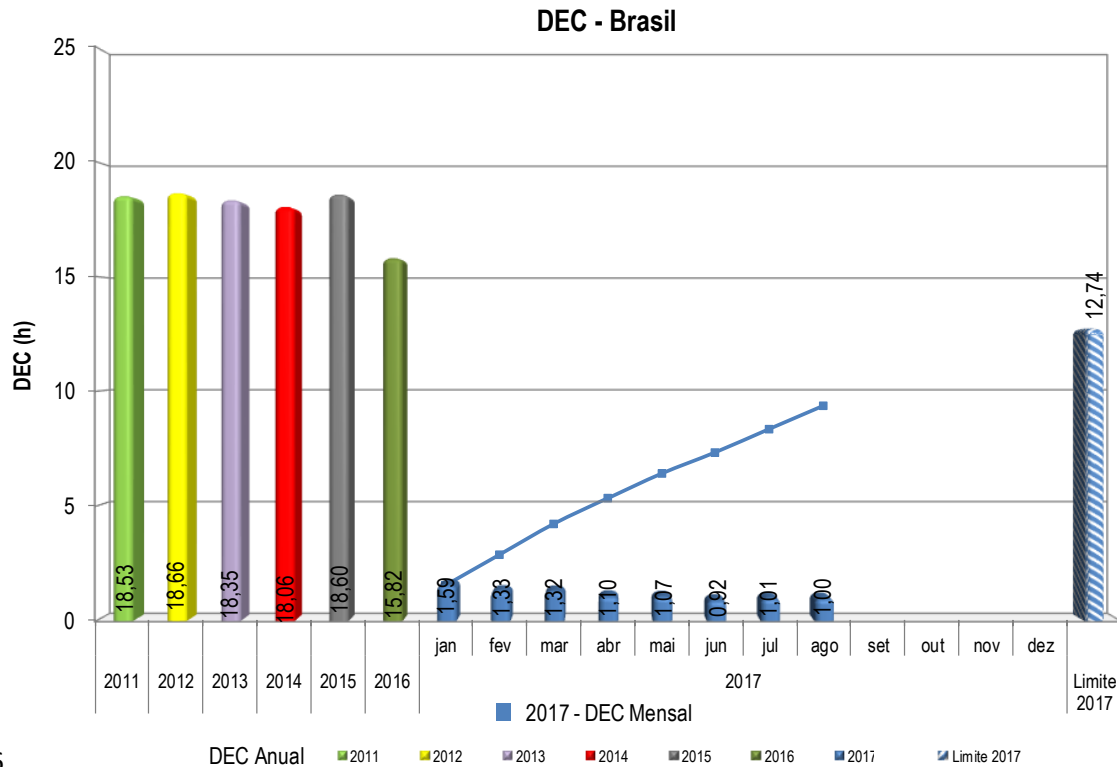
Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2017													Acum. Ano **	Limite Ano
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Brasil	0,89	0,76	0,76	0,64	0,62	0,56	0,58	0,61					5,42	9,70
S	0,93	0,80	0,64	0,56	0,61	0,52	0,55	0,59					5,19	9,12
SE	0,69	0,50	0,56	0,43	0,40	0,37	0,39	0,43					3,77	6,87
CO	1,54	1,41	1,31	0,98	0,96	0,74	0,78	0,94					8,64	12,36
NE	0,73	0,75	0,71	0,68	0,61	0,60	0,64	0,55					5,28	9,74
N	2,12	1,71	2,00	1,80	1,84	1,57	1,53	1,74					14,29	27,79

Dados contabilizados até agosto de 2017 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.



16

Figura 27. DEC do Brasil.

Dados contabilizados até agosto de 2017 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte dos dados: ANEEL

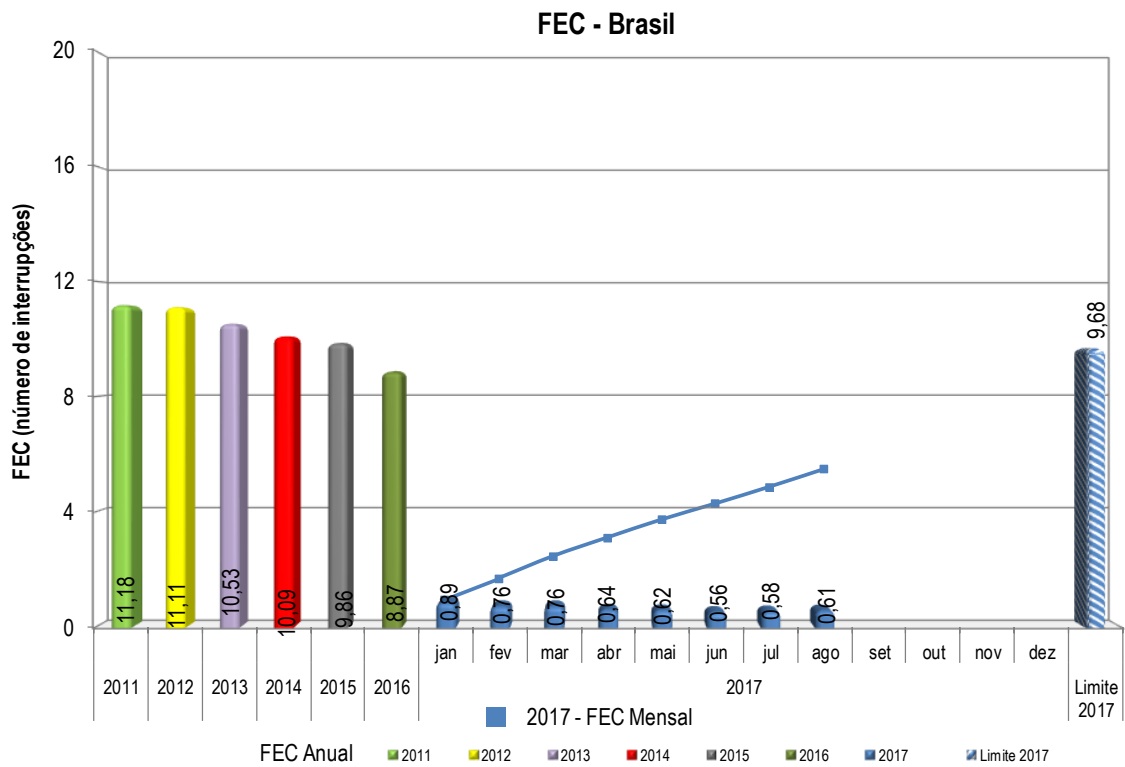


Figura 28. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até agosto de 2017 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