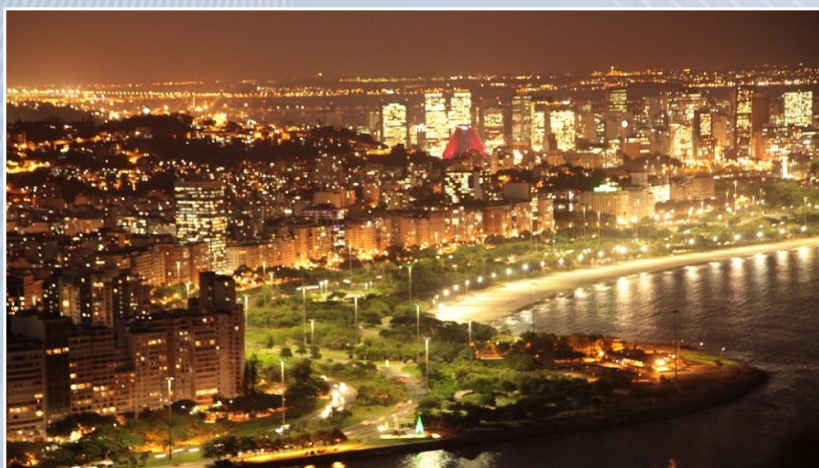




MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA  
SECRETARIA DE ENERGIA ELÉTRICA  
DEPARTAMENTO DE MONITORAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

## Setembro / 2018





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

**Setembro / 2018**

## **Ministério de Minas e Energia**

### **Ministro**

Wellington Moreira Franco

### **Secretário-Executivo**

Marcio Felix Carvalho Bezerra

### **Secretário de Energia Elétrica**

Ildo Wilson Grüdtner

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

Guilherme Silva de Godoi

### **Equipe Técnica**

Igor Souza Ribeiro (Coordenação)

André Grobério Lopes Perim

Carlos Augusto Furtado de Oliveira Novaes

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte



## 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.....	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.....	19
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro .....	19
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	20
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados .....	20
8.4. Geração Eólica .....	21
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO .....	22
10. ENCARGOS SETORIAIS .....	22
11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	24
11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro .....	25
11.2. Indicadores de Continuidade .....	26



## LISTA DE FIGURAS

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



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	5
Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN .....	5
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe. ....	9
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo. ....	10
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	10
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema. ....	11
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.....	13
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB. ....	14
Tabela 9. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.....	15
Tabela 10. Previsão da expansão da geração (MW). ....	16
Tabela 11. Entrada em operação de novas linhas de transmissão. ....	16
Tabela 12. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão. ....	17
Tabela 13. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão. ....	17
Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação. ....	18
Tabela 15. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	20
Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados. ....	20
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências .....	25
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências. ....	25
Tabela 19. Evolução do DEC em 2018. ....	26
Tabela 20. Evolução do FEC em 2018.....	26



## 1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Os principais destaques relacionados à operação e expansão do sistema elétrico e detalhados nesse Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro do mês de setembro de 2018 foram:

**CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS:** Foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes - ENA Brutas: 84% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 98% MLT no Sul, 40% MLT no Nordeste e 74% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 82% MLT, 86% MLT, 37% MLT e 73% MLT, respectivamente.

**Energia Armazenada:** Em relação aos percentuais de energia armazenada nos reservatórios equivalentes dos subsistemas, observou-se deplecionamento de 5,1 p.p. no Sudeste/Centro-Oeste, 3,3 p.p. no Nordeste e 13,8 p.p. no Norte, enquanto, no Sul, houve replecionamento de 7,8 p.p.

**MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA:** Em agosto de 2018, o consumo de energia elétrica atingiu 48.200 GWh, considerando autoprodução e perdas, representando acréscimo de 1,7 % em relação ao consumo de agosto de 2017.

**CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO:** No mês de setembro de 2018 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 161.021 MW. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 6.398 MW.

**EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO:** No mês de setembro de 2018 entraram em operação comercial 83 MVA de capacidade de transformação. No acumulado do ano, entraram em operação 3.251 km de linhas de transmissão e 12.055 MVA de capacidade transformadora adicional. Em relação à capacidade instalada de geração, foram acrescentados 214,20 MW no mês de setembro. No acumulado do ano, foram acrescentados 3.358,22 MW.

**PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA:** No mês de agosto de 2018, a geração hidráulica correspondeu a 62,1% do total gerado no país e a fonte eólica 11,4%.

**ENCARGOS SETORIAIS:** O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em agosto de 2018 foi de R\$ 90,5 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 109 milhões).

**Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro:** Em setembro de 2018 foram verificadas 23 ocorrências no sistema elétrico brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de 10 minutos, totalizando 2.655 MW de corte de carga. Dessas, 21 foram no estado de Roraima, não interligado ao SIN, totalizando 2.355 MW de cargas interrompidas. Na segunda quinzena do mês de setembro, foi iniciado período de testes no sistema elétrico de Roraima, com maior participação da geração termelétrica local, visando avaliar a condição de suprimento de energia elétrica ao Estado considerando a precariedade do fornecimento de energia a partir da Venezuela. Paralelamente, esteve em execução a instalação do Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC, que melhora a condição de atendimento e a resposta do sistema elétrico a contingências.

**CMSE:** na 202ª reunião do CMSE, foi deliberado pelo despacho de geração termelétrica fora da ordem de mérito na semana operativa de 1º de setembro a 7 de setembro de 2018, com Custo Variável Unitário – CVU de até R\$ 766,28/MWh. Nas reuniões seguintes, o CMSE decidiu manter, para as semanas operativas compreendidas entre 8 e 28 de setembro de 2018, o despacho de usinas termelétricas até o mesmo limite de CVU. O despacho decorreu do fato de os Custos Marginais de Operação para todos os subsistemas terem sofrido acentuada redução, enquanto que o nível de armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste encontrava-se no menor valor dos últimos anos. Para a semana operativa entre os dias 29 de setembro e 5 de outubro de 2018, o CMSE decidiu reduzir o despacho fora da ordem de mérito, limitando ao CVU de R\$ 548,04/MWh, devido à melhoria do armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste relativamente à curva de referência para este subsistema acompanhada pelo CMSE e à melhoria da afluência na região Sul, com consequente aumento do intercâmbio para o Sudeste/Centro-Oeste. As Atas das referidas reuniões estão disponíveis 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 30 de setembro 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 setembro de 2018, as Energias Naturais Afluentes – ENAs das bacias dos rios Grande, Paranaíba, São Francisco e Tocantins, que juntos concentram cerca de 80% da capacidade de armazenamento do SIN, se configuraram como o 3º pior, 9º pior, 3º pior e 3º pior valor do histórico, respectivamente. Nos subsistemas, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 84% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 98% MLT no Sul, 40% MLT no Nordeste e 74% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 82% MLT, 86% MLT, 37% MLT e 73% MLT, respectivamente.

As temperaturas mínimas e máximas do mês de setembro de 2018 ficaram em torno ou acima da média do mês em praticamente todo o País.

Atualmente, as temperaturas da superfície do Oceano Pacífico Equatorial são compatíveis com um cenário de neutralidade. Contudo, o aquecimento sistemático das águas desde o mês de abril, a presença de águas mais quentes nas profundezas do oceano e a previsão de vários modelos numéricos indicam a provável ocorrência do fenômeno do "El Niño", possivelmente de intensidade fraca a moderada durante a próxima estação chuvosa da região central do Brasil. Esse cenário, em princípio, não implica impacto significativo para as chuvas da Região Sudeste.

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

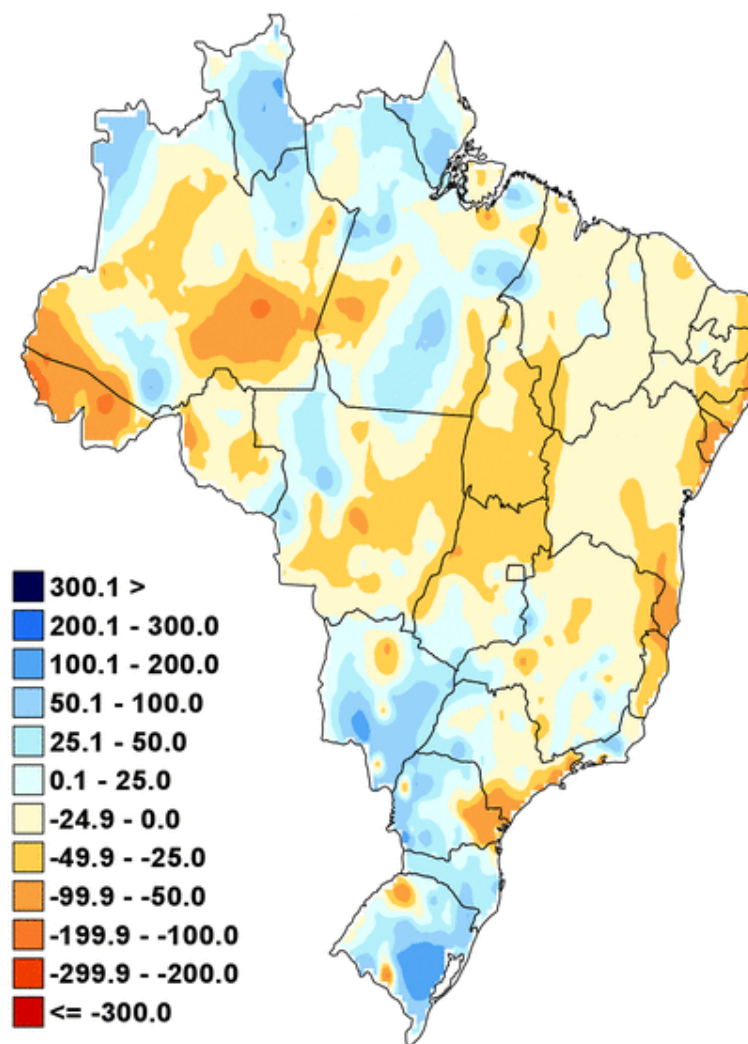


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de setembro de 2018 – Brasil.



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

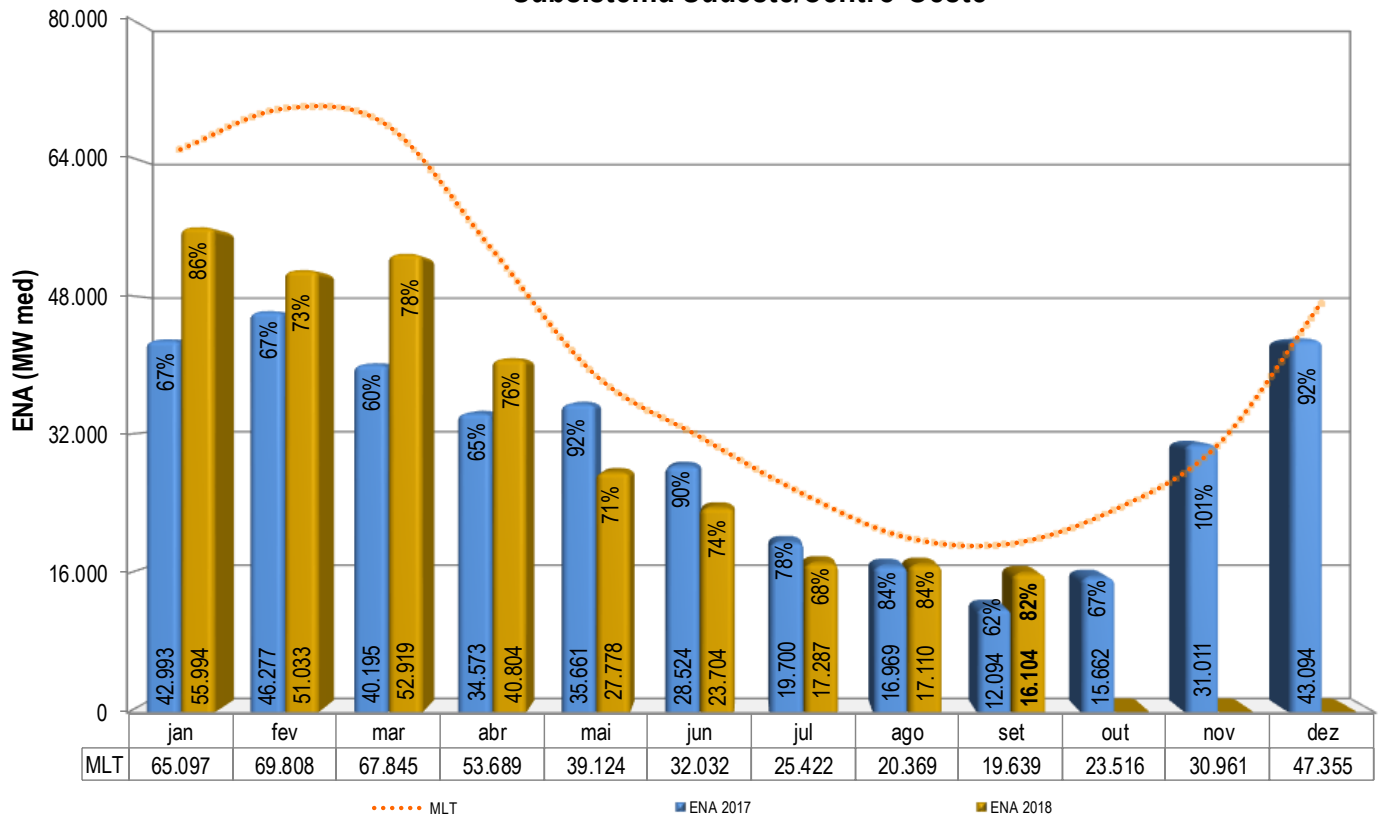


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

## Subsistema Sul

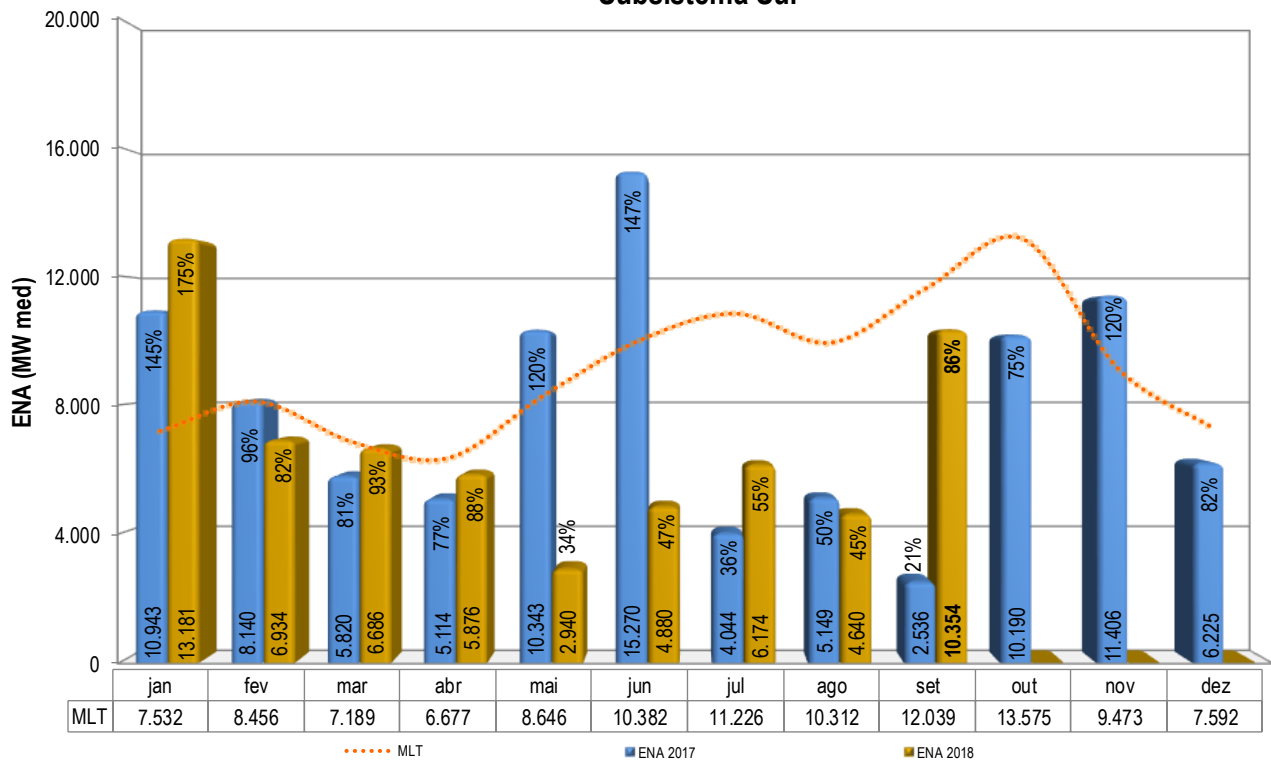


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS





### Subsistema Nordeste

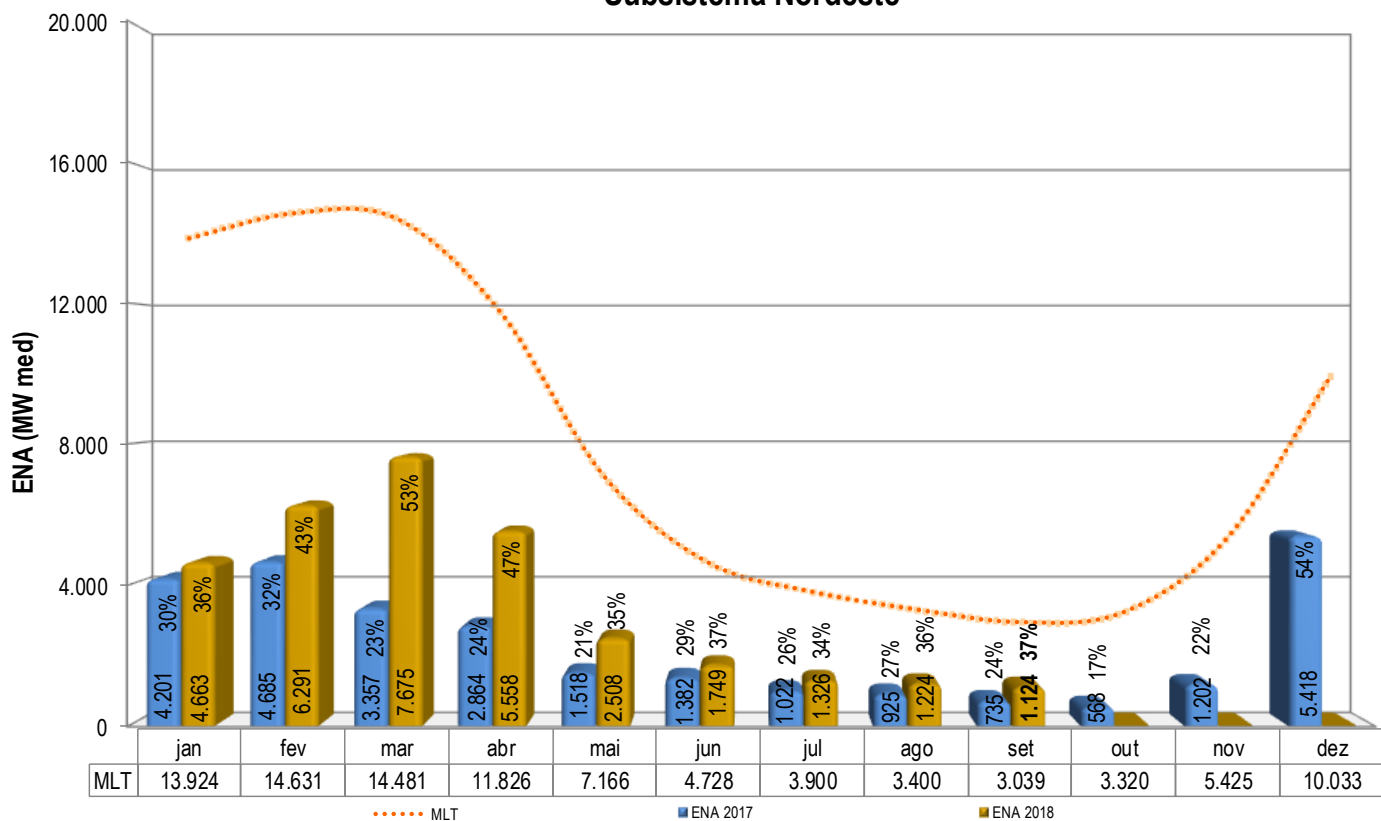


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

### Subsistema Norte

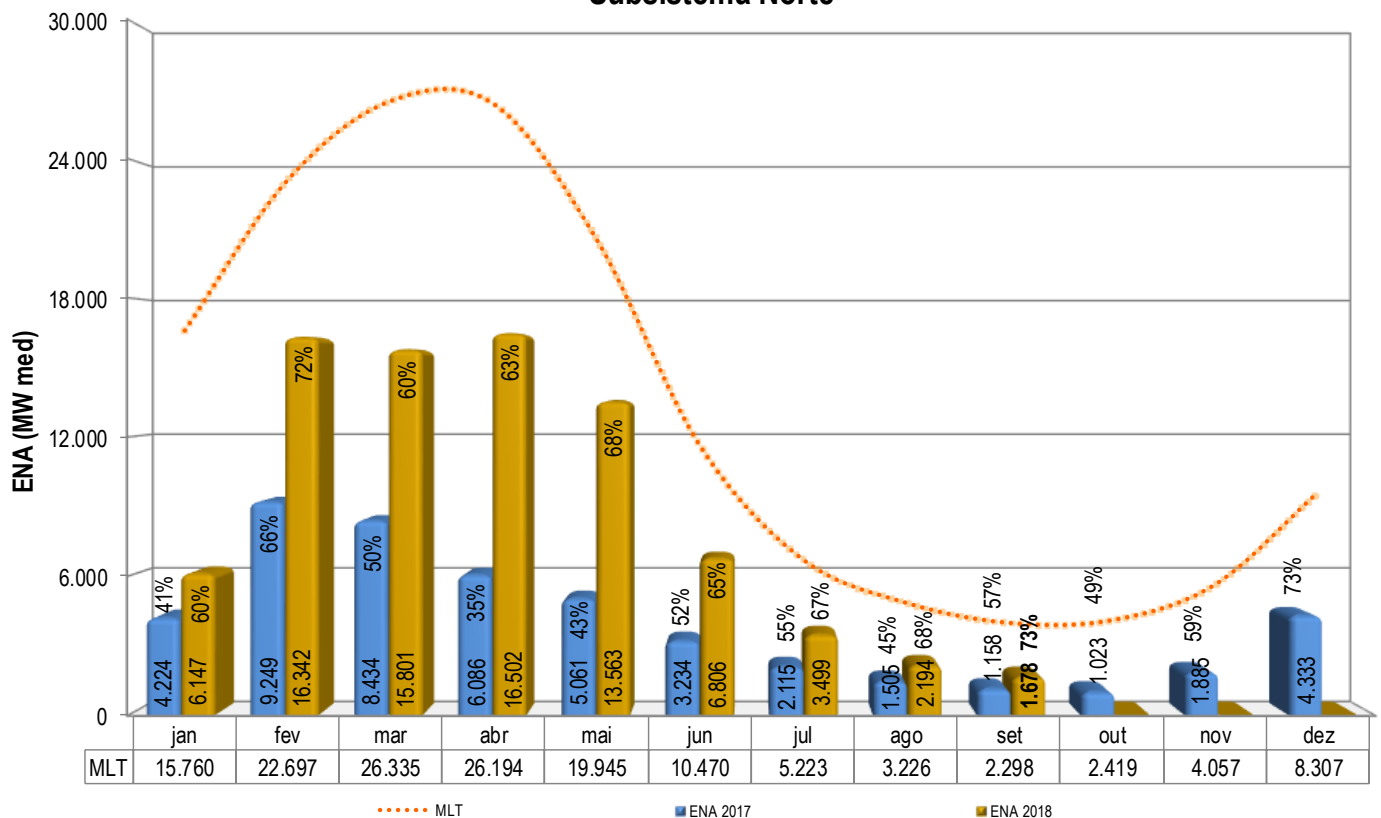


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



## 2.3. Energia Armazenada

Durante o mês de setembro de 2018, os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte apresentaram deplecionamento, distribuídos da seguinte forma: -5,1 p.p. no Sudeste/Centro-Oeste, -3,3 p.p. no Nordeste e -13,8 p.p. no Norte. O subsistema Sul apresentou replecionamento de 7,8 p.p. em setembro de 2018.

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 (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	28,1	23,0	203.285	63,5
Sul	40,6	48,4	20.100	9,1
Nordeste	32,0	28,7	51.831	18,4
Norte	54,0	40,2	15.046	9,0
<b>TOTAL</b>			<b>290.262</b>	<b>100,0</b>

A coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco foi efetuada visando a 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, o nível de armazenamento ao final do mês de setembro de 2018 foi de 35,2% na UHE Três Marias e de 25,4% na UHE Sobradinho, o que indica nível de armazenamento melhor que no ano 2017.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, em relação ao mês anterior, houve deplecionamento em quase todos os reservatórios, com destaque para os reservatórios da UHE Tucuruí (-19,5 p.p.) e da UHE Capivara (-12,0 p.p.). Houve replecionamento apenas no reservatório da UHE Ilha Solteira (7,92 p.p.).

Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm³)	Armazenamento no Final de Agosto (%)	Armazenamento no Final de Setembro (%)	Evolução Mensal (%)
SERRA DA MESA	TOCANTINS	43.250	18,71	15,48	-3,23
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	74,31	54,83	-19,48
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	28,75	25,43	-3,32
FURNAS	GRANDE	17.217	22,93	17,22	-5,71
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	39,03	35,16	-3,87
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	23,63	17,28	-6,35
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	68,84	76,76	7,92
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	27,49	23,25	-4,24
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	18,03	16,31	-1,72
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	55,38	43,38	-12,00

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

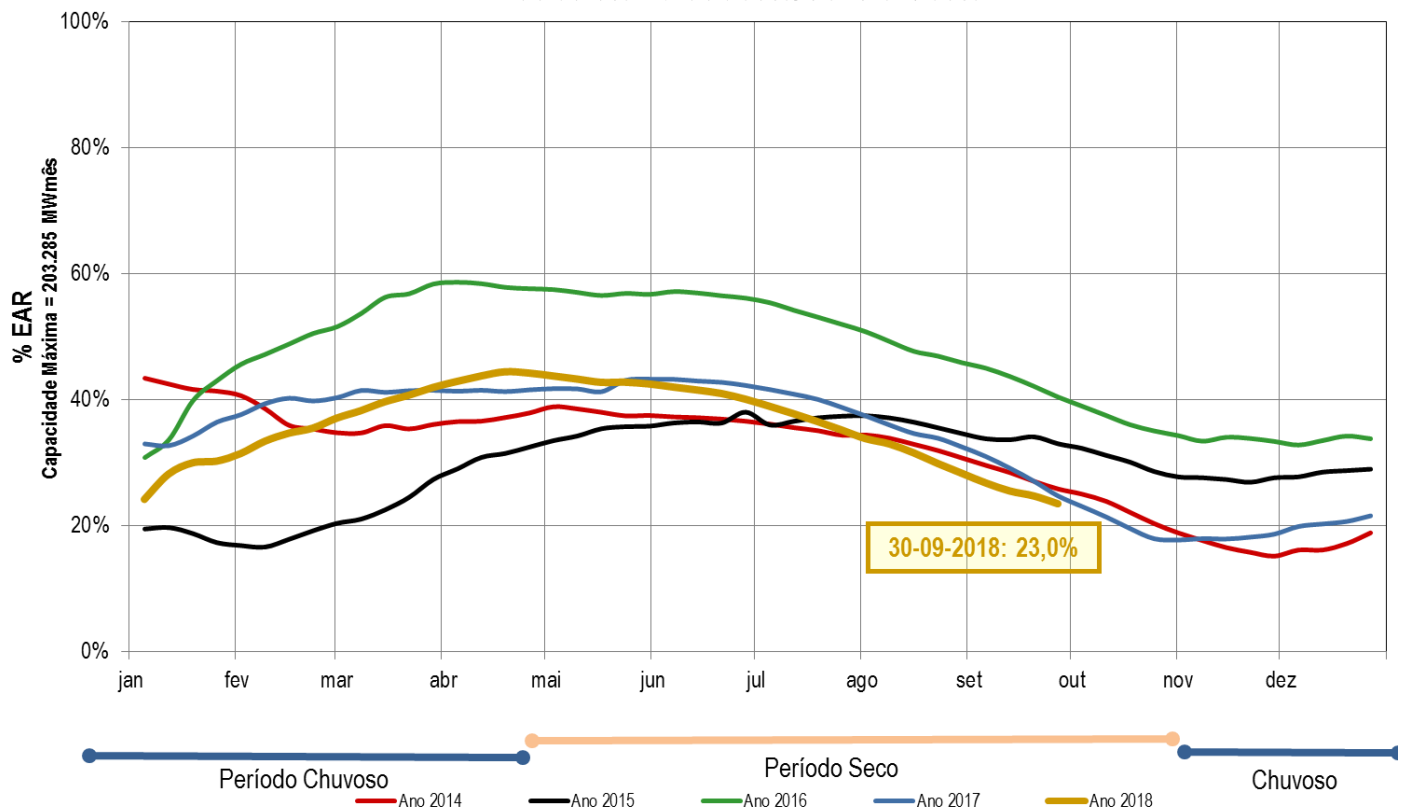


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

### Subsistema Sul

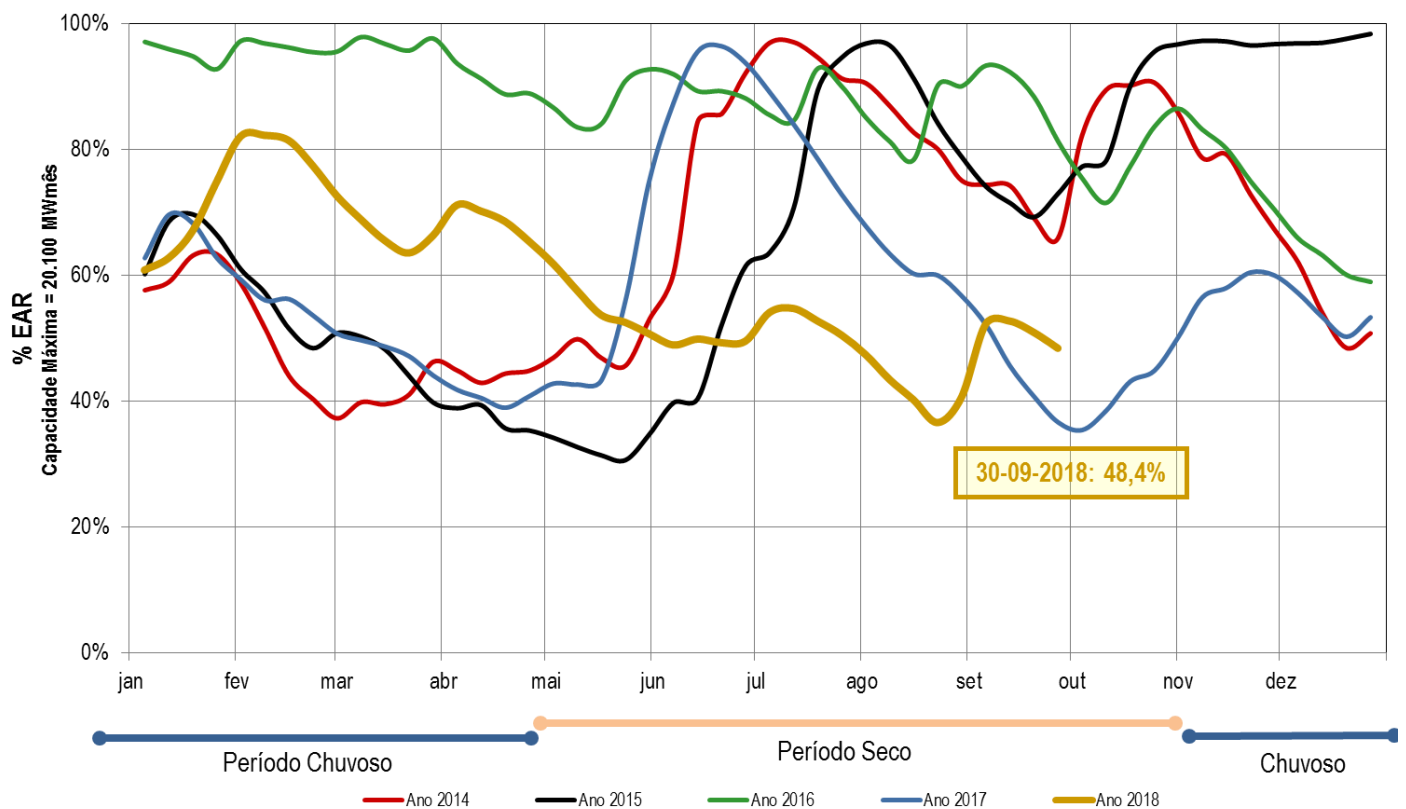


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Nordeste

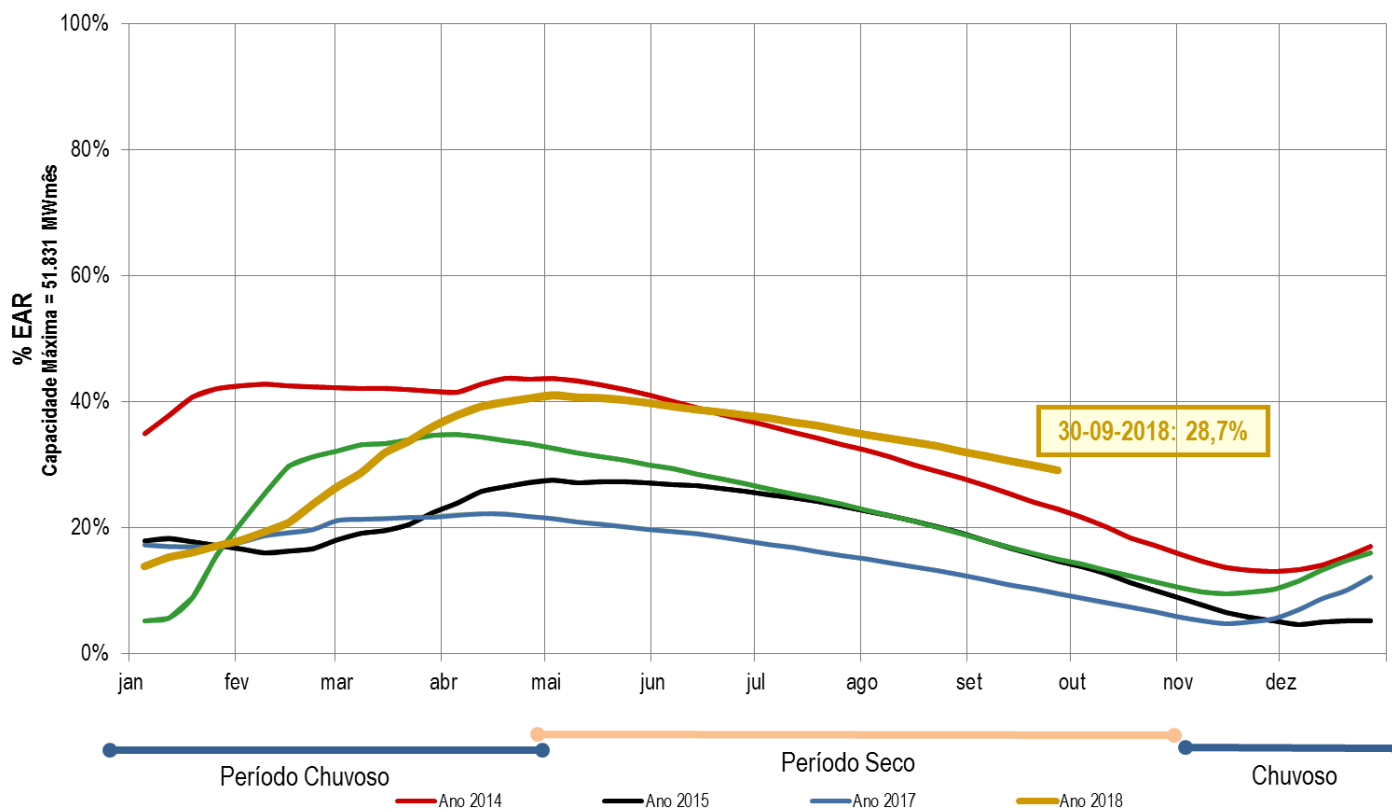


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

### Subsistema Norte

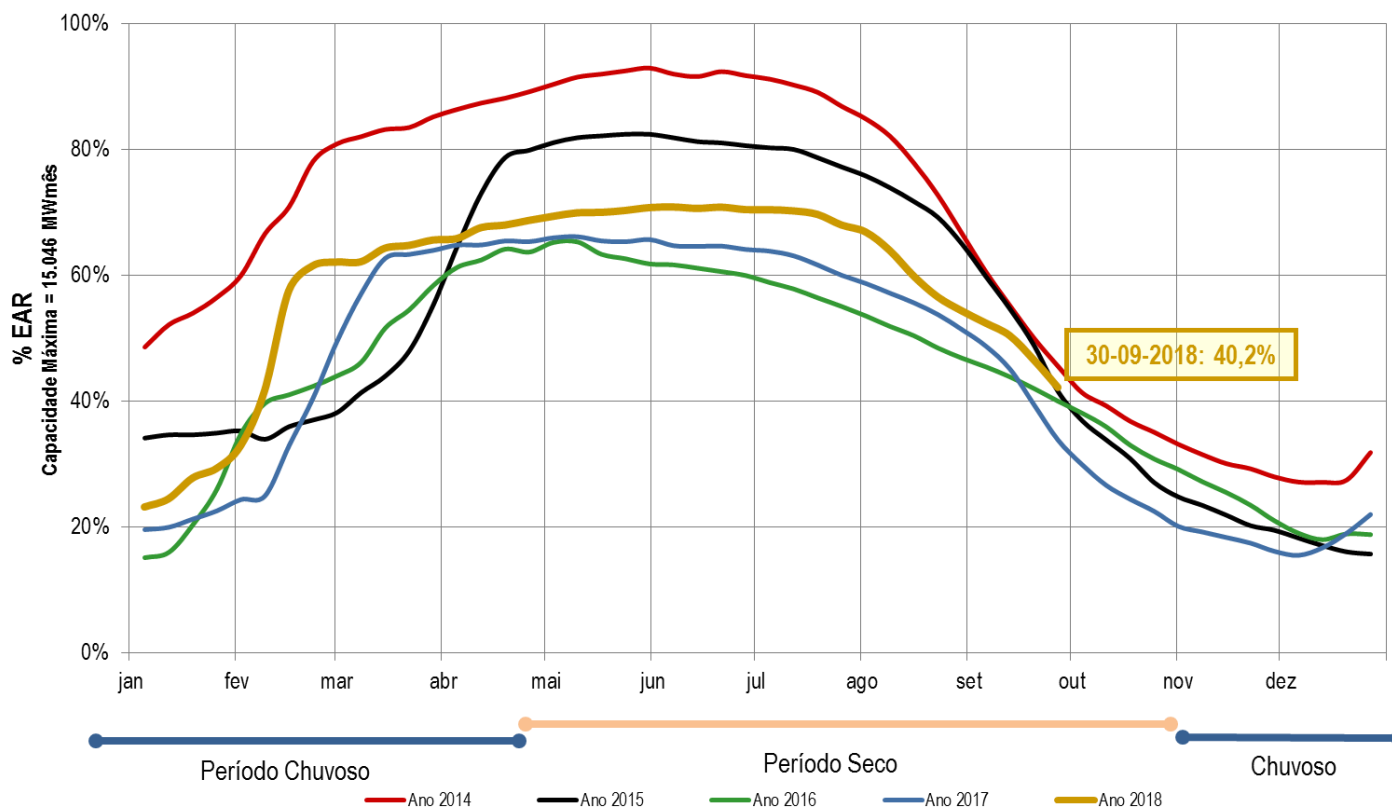


Figura 9. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

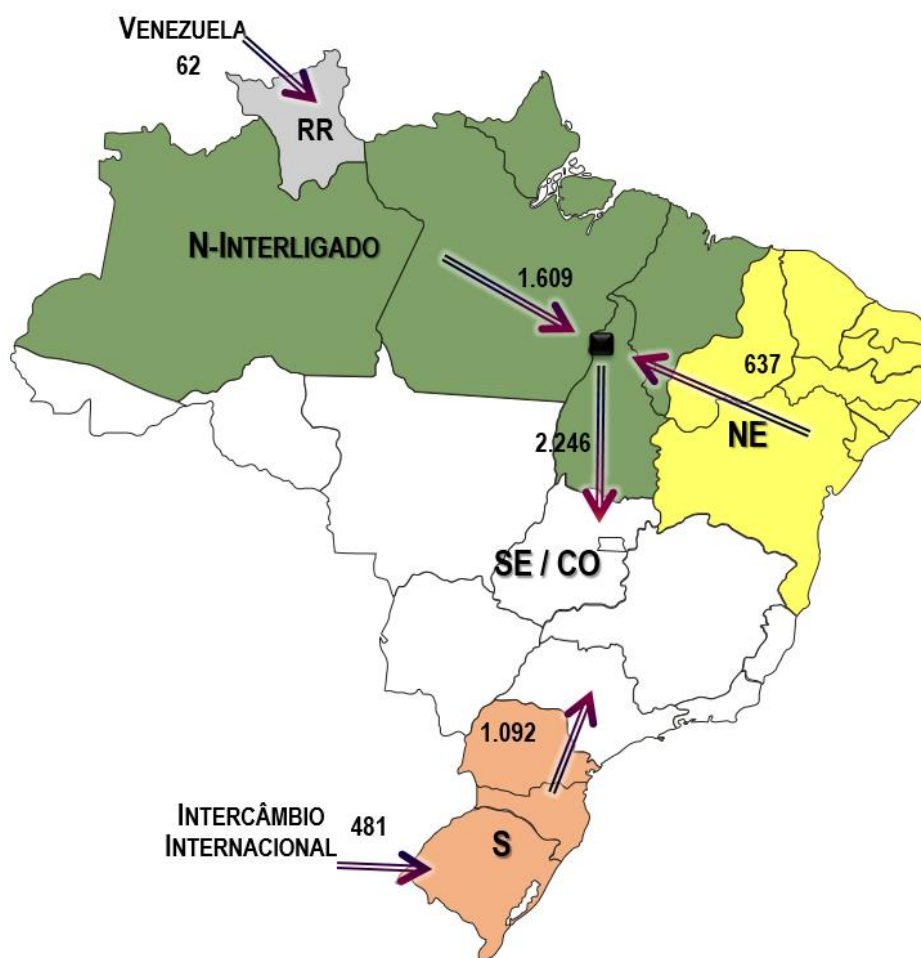
Em setembro de 2018, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, porém, reduzindo o montante para 1.609 MWmédios, valor inferior ao mês anterior (2.211 MWmédios).

O subsistema Nordeste manteve perfil exportador, ampliando o montante para 637 MWmédios, ante 454 MWmédios verificados em agosto, em função, dentre outros aspectos, do bom desempenho da geração eólica do mês de setembro de 2018.

O subsistema Sul, diferentemente do mês anterior, apresentou perfil exportador de energia no mês de setembro de 2018, atingindo 1.092 MWmédios, ante importação de 1.964 MWmédios em agosto de 2018, devido à ocorrência de chuvas na região.

A importação de energia da Venezuela para suprimento ao Estado de Roraima foi de 62 MWmédios, valor inferior aos 122 MWmédios verificados no mês anterior. Na segunda quinzena do mês de setembro foi iniciado período de testes no sistema elétrico de Roraima, com maior participação da geração termelétrica local, visando avaliar a condição de suprimento de energia elétrica ao Estado considerando a precariedade do fornecimento de energia a partir da Venezuela, o que ocasionou na redução do montante de energia importada.

Em relação aos intercâmbios internacionais na região Sul, no mês de setembro de 2018 houve importação de cerca de 481 MWmédios. Desse montante, 196 MWmédios foram importados da Argentina, através das conversoras Garabi I e II, e 285 MW médios foram importados do Uruguai, sendo 33 MWmédios através da conversora Rivera e 252 MWmédios através da conversora Melo.



Fonte dos dados: ONS / Eletronorte



## 4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

### 4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em agosto de 2018, o consumo de energia elétrica atingiu 48.200 GWh, considerando autoprodução e perdas, representando acréscimo de 1,7 % em relação ao consumo de agosto de 2017. As classes residencial, industrial, comercial e rural apresentaram um acréscimo de 2,4 %, 2,2 %, 2,9 % e 6,1 %, respectivamente, em relação ao mês de agosto de 2017.

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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Ago/18 GWh	Evolução mensal (Ago/18/Jul/18)	Evolução anual (Ago/18/Ago/17)	Set/16-Ago/17 (GWh)	Set/17-Ago/18 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	10.689	0,4%	2,4%	133.154	135.620	1,9%
<b>Industrial</b>	14.486	2,2%	2,2%	164.305	169.230	3,0%
<b>Comercial</b>	6.908	2,6%	2,9%	87.471	88.613	1,3%
<b>Rural</b>	2.472	2,9%	6,1%	27.608	28.514	3,3%
<b>Demais classes *</b>	4.041	2,4%	1,9%	48.230	48.874	1,3%
<b>Perdas e Diferenças **</b>	9.603	-0,4%	-1,8%	113.109	113.276	0,1%
<b>Total</b>	<b>48.200</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,7%</b>	<b>573.878</b>	<b>584.127</b>	<b>1,8%</b>

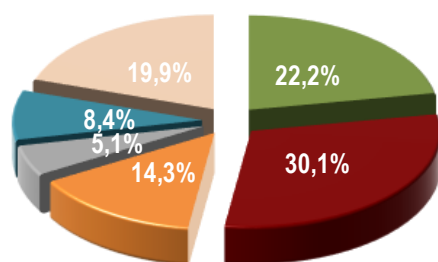
\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

\*\* 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).

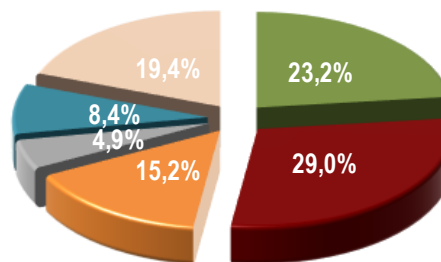
Dados contabilizados até agosto de 2018.

Fonte dos dados: EPE/ONS

Consumo de Energia Elétrica em Agosto/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 agosto 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 agosto de 2018 e totalizados, foram incluídos parcialmente os dados dos sistemas isolados, pois algumas distribuidoras ainda não disponibilizaram seus dados ao ONS.



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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Ago/18 kWh/NU	Evolução mensal (Ago/18/Jul/18)	Evolução anual (Ago/18/Ago/17)	Set/16-Ago/17 (kWh/NU)	Set/17-Ago/18 (kWh/NU)	Evolução
<b>Consumo médio residencial</b>	149	0,3%	0,7%	157,7	157,8	0,1%
<b>Consumo médio industrial</b>	27.728	2,5%	3,2%	25.961	26.995	4,0%
<b>Consumo médio comercial</b>	1.194	2,7%	2,2%	1.269	1.276	0,6%
<b>Consumo médio rural</b>	550	3,1%	5,3%	516	528	2,4%
<b>Consumo médio demais classes*</b>	5.173	2,4%	0,9%	5.197	5.214	0,3%
<b>Consumo médio total</b>	464	1,8%	1,0%	469	472	0,6%

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

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

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Ago/17	Ago/18	
<b>Residencial (NUCR)</b>	70.363.052	71.598.829	1,8%
<b>Industrial (NUCI)</b>	527.411	522.420	-0,9%
<b>Comercial (NUCC)</b>	5.742.575	5.784.963	0,7%
<b>Rural (NUCR)</b>	4.461.461	4.497.699	0,8%
<b>Demais classes *</b>	773.412	781.110	1,0%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>81.867.911</b>	<b>83.185.021</b>	<b>1,6%</b>

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

Fonte dos dados: EPE



## 4.2. Demandas Máximas

No mês de setembro de 2018 não houve recorde de demanda no SIN e em nenhum dos subsistemas. A demanda máxima verificada em setembro de 2018 no SIN foi de 78.022 MW, valor 1.991 MW acima do verificado no mesmo mês do ano anterior.

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>46.332</b> 26/09/2018 - 14h38	<b>13.845</b> 26/09/2018 - 11h15	<b>12.165</b> 25/09/2018 - 14h41	<b>6.491</b> 27/09/2018 - 14h35	<b>78.022</b> 26/09/2018 - 14h38
<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

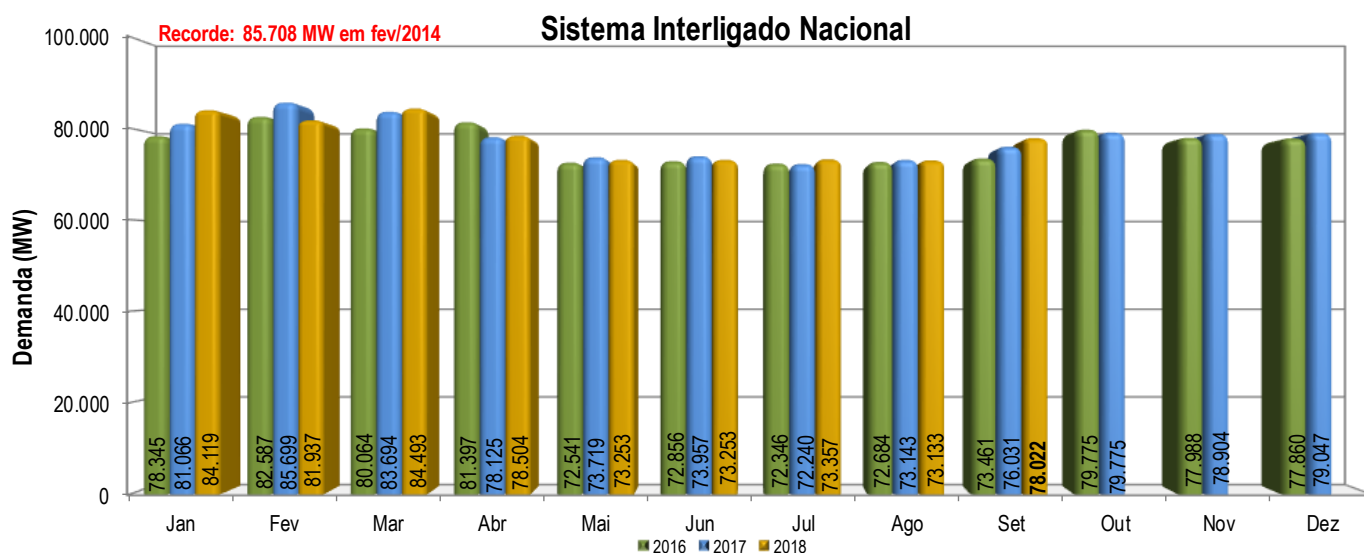


Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.

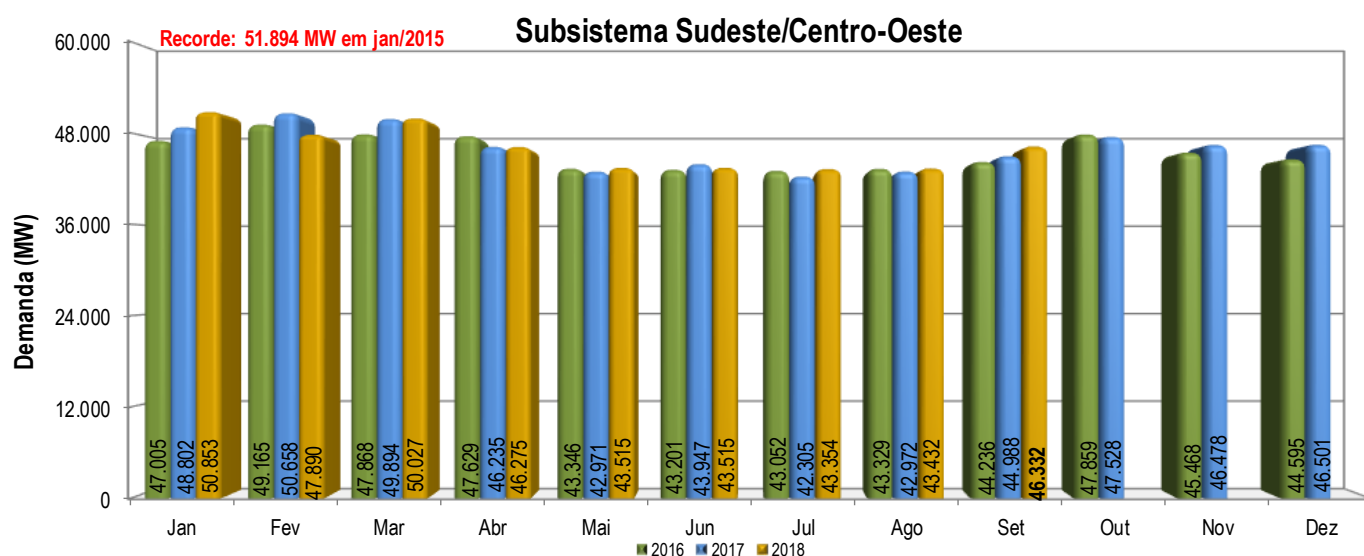


Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS



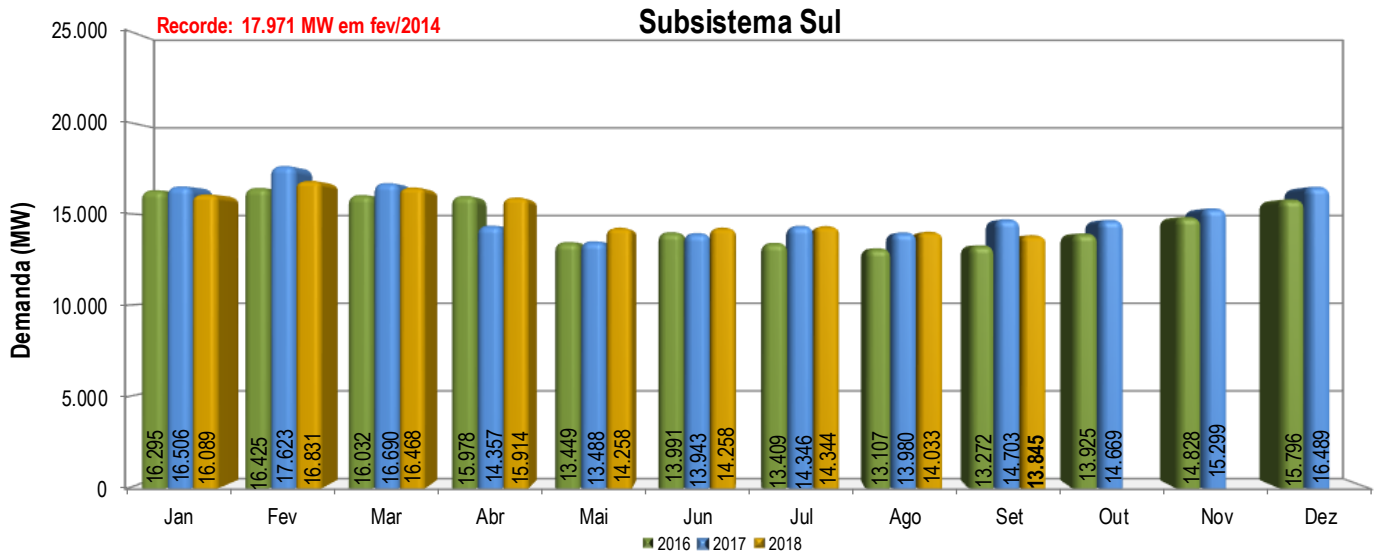


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

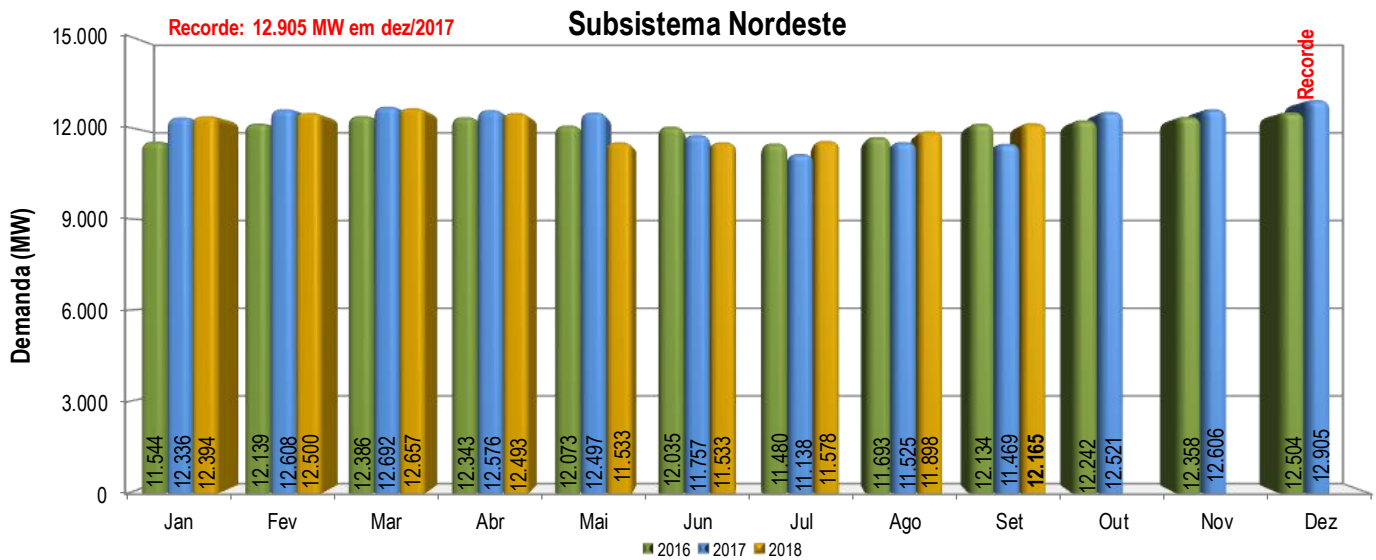


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

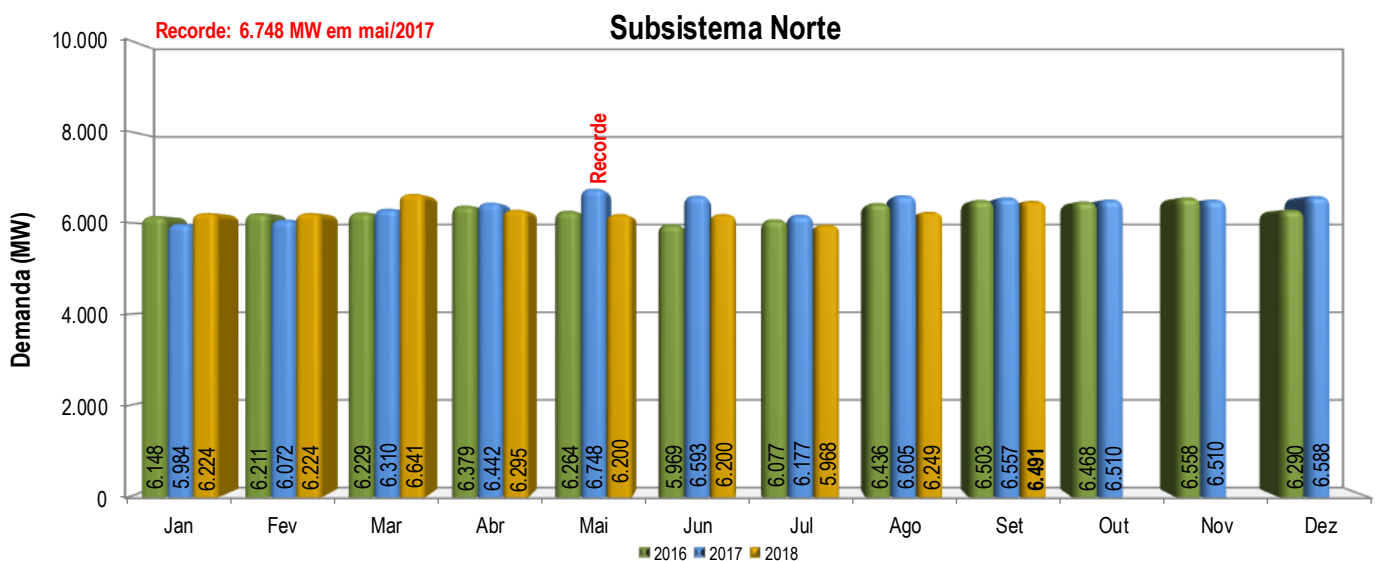


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



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

No mês de setembro de 2018 a capacidade instalada total\* de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 161.021 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 6.398 MW, sendo 2.882 MW de geração de fonte hidráulica, 263 MW de fontes térmicas, 1.921 MW de fonte eólica e 1.331 MW de fonte solar. A geração distribuída fechou o mês de setembro de 2018 com 495 MW instalados em 40.004 unidades, representando 0,3% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

As fontes renováveis representaram 82,0% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em setembro de 2018 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

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

Fonte	Set/2017	Set/2018			Evolução da Capacidade Instalada Set/2018 - Set/2017
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>99.418</b>	<b>1.420</b>	<b>102.300</b>	<b>63,5%</b>	<b>2,9%</b>
UHE	93.858	219	96.415	59,9%	2,7%
PCH + CGH **	5.544	1.144	5.834	3,6%	5,2%
CGH GD	15	57	51	0,0%	238,6%
<b>Térmica</b>	<b>43.327</b>	<b>3.168</b>	<b>43.590</b>	<b>27,1%</b>	<b>0,6%</b>
Gás Natural	13.004	168	13.003	8,1%	0,0%
Biomassa	14.247	563	14.729	9,1%	3,4%
Petróleo	10.200	2.265	9.965	6,2%	-2,3%
Carvão	3.713	24	3.718	2,3%	0,1%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,2%	0,0%
Outros***	150	30	150	0,1%	0,0%
Térmica GD	22	116	34	0,0%	52,0%
<b>Eólica</b>	<b>11.460</b>	<b>601</b>	<b>13.381</b>	<b>8,3%</b>	<b>16,8%</b>
Eólica (não GD)	11.449	544	13.371	8,3%	16,8%
Eólica GD	10	57	10	0,0%	0,3%
<b>Solar</b>	<b>419</b>	<b>42.031</b>	<b>1.750</b>	<b>1,1%</b>	<b>317,1%</b>
Solar (não GD)	299	2.257	1.350	0,8%	351,6%
Solar GD	121	39.774	399	0,2%	231,5%
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>154.623</b>	<b>47.220</b>	<b>161.021</b>	<b>100,0%</b>	<b>4,1%</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 – 02/10/2018)



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

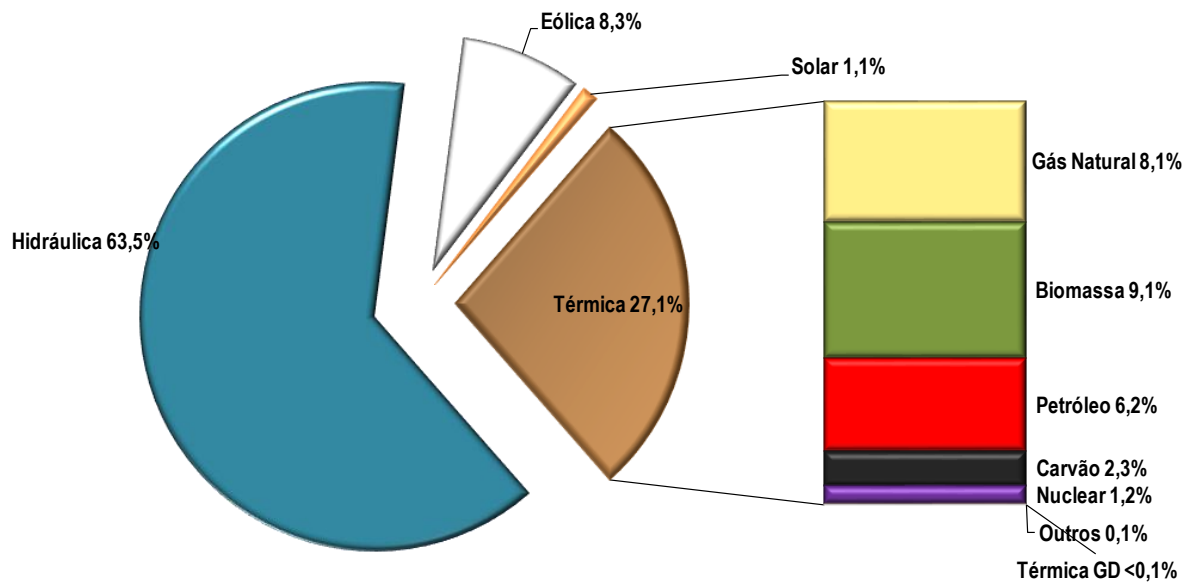


Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

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

Em setembro de 2018, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 144.828 km de linhas de transmissão, das quais a participação do sistema de 230 kV representa a maior parte, em termos de extensão, com cerca de 40% do total. Apesar disso, na previsão de expansão para os próximos três anos, a classe de 500 kV deve crescer mais que a classe de 230 kV, considerando, principalmente, o reforço nas interligações entre as regiões, que permite uma maior otimização na utilização dos recursos energéticos.

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

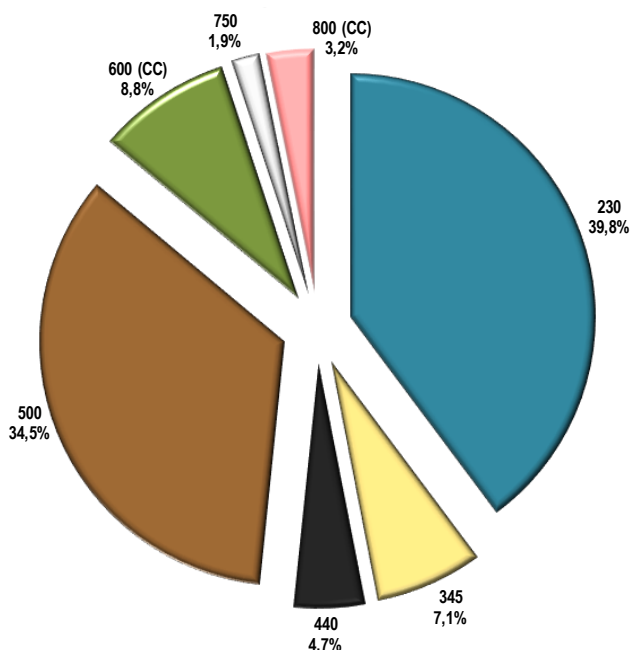


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230	57.696	39,8%
345	10.319	7,1%
440	6.748	4,7%
500	49.966	34,5%
600 (CC)	12.816	8,8%
750	2.683	1,9%
800 (CC)	4.600	3,2%
<b>Total SEB</b>	<b>144.828</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.



## 7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

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

Em setembro de 2018 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 214,20 MW de geração:

- UTE Energir - UG: 1, de 7 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: UTE.FL.RS.035434-1.01;
- UTE Ipiranga Mococa - UG: 2, de 4 MW, em São Paulo. CEG: UTE.AI.SP.027392-9.01;
- UFV Angico 1 - UGs: 1 a 8, total de 27,2 MW, na Paraíba. CEG: UFV.RS.PB.034085-5.01;
- UEE Ventos da Bahia I - UGs: 1 a 13, total de 28,6 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032526-0.01;
- UEE Ventos da Bahia III - UGs: 1 a 14, total de 30,8 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032527-9.01;
- UEE Ventos da Bahia IX - UGs: 1 a 13, total de 28,6 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032531-7.01;
- UEE Ventos da Bahia XVIII - UGs: 1 a 13, total de 28,6 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.034883-0.01;
- UEE Campo Largo I - UGs: 1 a 11, total de 29,7 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.034613-6.01;
- UEE Campo Largo XVI - UGs: 1 a 11, total de 29,7 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.034637-3.01.

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

Fonte	Realizado em Set/2018 (MW)	Acumulado em 2018 (MW)
<b>Eólica</b>	176,00	985,80
Eólica (não GD)	176,00	985,80
Eólica GD	0,00	0,00
<b>Hidráulica</b>	0,00	1.883,41
CGH GD	0,00	0,00
PCH + CGH	0,00	122,19
UHE	0,00	1.761,22
<b>Solar</b>	27,20	379,42
Solar (não GD)	27,20	379,42
Solar GD	0,00	0,00
<b>Térmica</b>	11,00	111,20
Biomassa	11,00	84,77
Carvão	0,00	0,00
Gás Natural	0,00	14,00
Nuclear	0,00	0,00
Outros	0,00	6,50
Petróleo	0,00	5,92
Térmica GD	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>214,20</b>	<b>3.359,82</b>

\* Nesta seção estão incluídos todos os empreendimentos de geração cuja entrada em operação comercial foi autorizada por meio de Despacho da ANEEL, para os ambientes de contratação regulada (ACR), livre (ACL), Sistemas Isolados, e que não são apenas para contabilização. Desta forma, a geração distribuída não é contemplada nesta seção.

Fonte dos dados: MME / SEE



## 7.2. Previsão da Expansão da Geração \*

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

Fonte	Previsão ACR 2018 (MW)	Previsão ACR 2019 (MW)	Previsão ACR 2020 (MW)
<b>Eólica</b>	762,95	1.109,10	211,20
Eólica (não GD)	762,95	1.109,10	211,20
Eólica GD	0,00	0,00	0,00
<b>Hidráulica</b>	162,43	4.721,38	1.399,53
CGH GD	0,00	0,00	0,00
PCH + CGH	48,43	102,65	177,31
UHE	114,00	4.618,73	1.222,22
<b>Solar</b>	539,20	413,94	0,00
Solar (não GD)	539,20	413,94	0,00
Solar GD	0,00	0,00	0,00
<b>Térmica</b>	449,223	386,00	1.971,80
Biomassa	20,00	41,00	170,00
Carvão	0,00	345,00	0,00
Gás Natural	429,22	0,00	1515,64
Nuclear	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00
Petróleo	0,00	0,00	286,16
Térmica GD	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>1.913,80</b>	<b>6.630,41</b>	<b>3.582,53</b>

\* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos vencedores dos leilões do ACR, com a entrada em operação conforme datas de tendência acordadas nas reuniões do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS, CCEE e EPE. Desta forma, a geração distribuída não é contemplada nesta seção.

Fonte dos dados: MME / SEE

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

No mês de setembro não houve entrada em operação de empreendimentos de linhas de transmissão no SIN.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Set/18 (km)	Acumulado em 2018 (km)
230	0,0	974,5
345	0,0	0,0
440	0,0	0,0
500	0,0	2.277,2
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>0,0</b>	<b>3.251,7</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 instalada de transformação nas subestações, no mês de setembro de 2018, foram adicionados 83 MVA ao sistema de transmissão, com a entrada em operação do seguinte equipamento:

- TR2 230/69 kV – 83 MVA, na SE Nova Petrópolis (ELETROSUL), no Rio Grande do Sul.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Set/18 (MVA)	Acumulado em 2018 (MVA)
230	83	3.501
345	0	400
440	0	450
500	0	7.704
750	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>83</b>	<b>12.055</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

No mês de setembro de 2018 foram incorporados ao SIN três equipamentos de compensação de potência reativa:

- BC 01 230 kV 50 MVar, na SE Lagoa Vermelha 2 (ETAUSA), no Rio Grande do Sul;
- BC 01 230 kV 50 MVar, na SE Biguaçu (ELETROSUL), em Santa Catarina;
- RT1 525 kV 200 MVar, na SE Bateias (COPEL), no Paraná.

## 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 na região Norte e pela UHE Belo Monte, podendo escoar até 4.000 MW.

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

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2018	Previsão 2019	Previsão 2020
230	108,0	1.051,7	1.627,1
345	0,0	0,0	52,0
440	0,0	0,0	0,0
500	357,0	2.460,0	531,0
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>465,0</b>	<b>8.897,7</b>	<b>2.210,1</b>

Fonte dos dados: MME / SEE



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

Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2018	Previsão 2019	Previsão 2020
230	1.432,0	4.087,0	2.235,0
345	0,0	2.325,0	1.425,0
440	0,0	600,0	450,0
500	0,0	10.720,0	3.690,0
750	0,0	1.650,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>1.432,0</b>	<b>19.382,0</b>	<b>7.800,0</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 agosto de 2018, a geração hidráulica correspondeu a 62,1% do total gerado no país, valor 0,5 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil em agosto representou 11,4%, valor 0,6 p.p. superior ao verificado no mês anterior. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, representou 25,7%.

As fontes renováveis representaram 81,5% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em agosto de 2018 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Agosto/2018

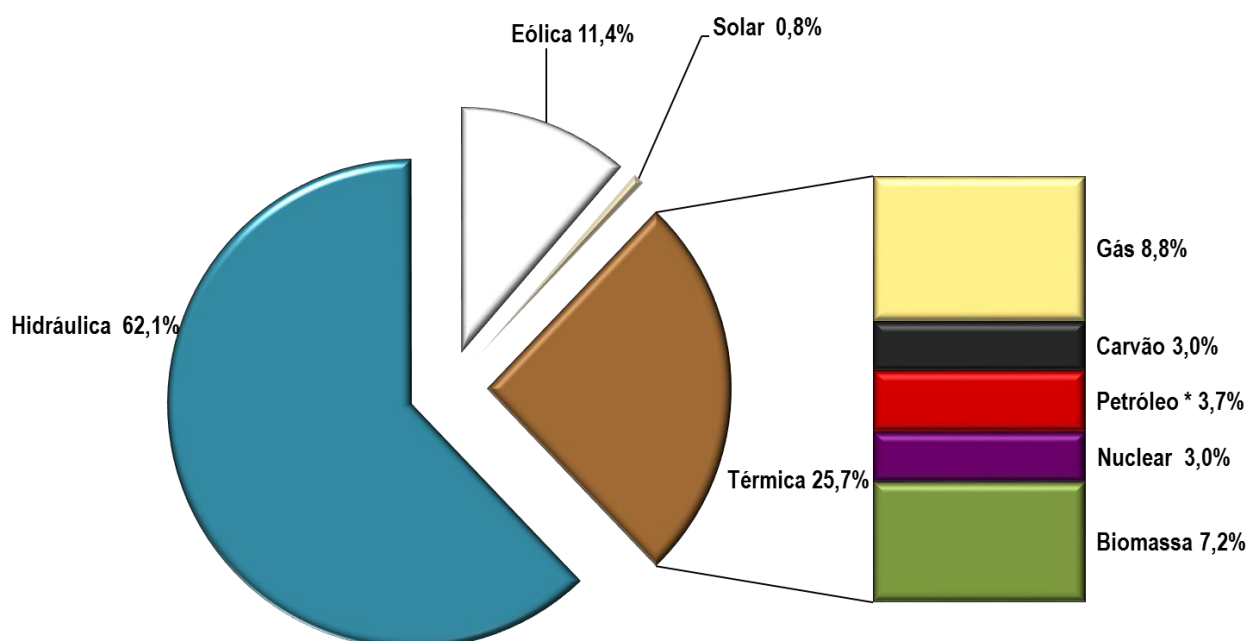


Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

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

\*\* 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 agosto de 2018.

Fonte dos dados: CCEE





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

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

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Ago/17 (GWh)	Jul/18 (GWh)	Ago/18 (GWh)	Evolução mensal (Ago/18 / Jul/18)	Evolução anual (Ago/18 / Ago/17)	Set/16-Ago/17 (GWh)	Set/17-Ago/18 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>27.450</b>	<b>28.165</b>	<b>28.309</b>	<b>0,5%</b>	<b>3,1%</b>	<b>395.552</b>	<b>387.041</b>	<b>-2,2%</b>
<b>Térmica</b>	<b>13.050</b>	<b>11.697</b>	<b>11.772</b>	<b>0,6%</b>	<b>-9,8%</b>	<b>108.408</b>	<b>115.968</b>	<b>7,0%</b>
Gás	5.724	4.595	3.987	-13,2%	-30,3%	45.525	47.624	4,6%
Carvão	1.214	1.362	1.358	-0,3%	11,9%	12.047	13.573	12,7%
Petróleo *	1.521	518	1.442	178,2%	-5,2%	8.689	10.186	17,2%
Nuclear	1.182	1.378	1.389	0,8%	17,5%	14.231	14.164	-0,5%
Outros	278	316	301	-4,7%	8,3%	3.286	3.140	-4,4%
Biomassa	3.131	3.528	3.296	-6,6%	5,3%	24.631	27.281	10,8%
<b>Eólica</b>	<b>4.290</b>	<b>4.860</b>	<b>5.174</b>	<b>6,4%</b>	<b>20,6%</b>	<b>37.038</b>	<b>45.282</b>	<b>22,3%</b>
<b>Solar</b>	<b>202</b>	<b>315</b>	<b>368</b>	<b>16,5%</b>	<b>82,1%</b>	<b>339</b>	<b>2.615</b>	<b>672,0%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>44.992</b>	<b>45.038</b>	<b>45.622</b>	<b>1,3%</b>	<b>1,4%</b>	<b>541.336</b>	<b>550.905</b>	<b>1,8%</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. Na geração hidráulica está incluída a produção da UHE Itaipu destinada ao Brasil.

Dados contabilizados até agosto de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

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

Quanto à produção de energia elétrica nos sistemas isolados, destaca-se o aumento expressivo da participação da Biomassa no período acumulado entre setembro de 2017 e agosto de 2018 frente ao período entre setembro de 2016 e agosto de 2017, devido à entrada em operação da UTE BK Energia LTDA no estado de Amazonas.

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

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Ago/17 (GWh)	Jul/18 (GWh)	Ago/18 (GWh)	Evolução mensal (Ago/18 / Jul/18)	Evolução anual (Ago/18 / Ago/17)	Set/16-Ago/17 (GWh)	Set/17-Ago/18 (GWh)	Evolução
Gás	5	5	5	0,9%	-4,1%	50	54	8,8%
Petróleo *	253	233	246	5,8%	-2,5%	2.587	2.837	9,7%
Biomassa	3	4	4	4,6%	28,0%	14	46	232,9%
<b>TOTAL</b>	<b>261</b>	<b>241</b>	<b>255</b>	<b>5,68%</b>	<b>-2,2%</b>	<b>2.651</b>	<b>2.937</b>	<b>10,8%</b>

Para os meses de setembro/2017 a agosto/2018, a informação do montante de geração hidráulica dos sistemas isolados não foi disponibilizada pelos agentes à CCEE até o fechamento deste Boletim (PCH 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 agosto de 2018.

Fonte dos dados: CCEE



## 8.4. Geração Eólica \*

No mês de agosto de 2018, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste aumentou 3,4 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 56,8%, com total de 6.104 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve acréscimo de 0,4 p.p. no fator de capacidade médio da região Nordeste em relação ao verificado nos 12 meses anteriores, atingindo 42,9%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul em agosto de 2018 aumentou 1,4 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 37,4%, com total de geração verificada no mês de 769 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 0,6 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 33,3%.

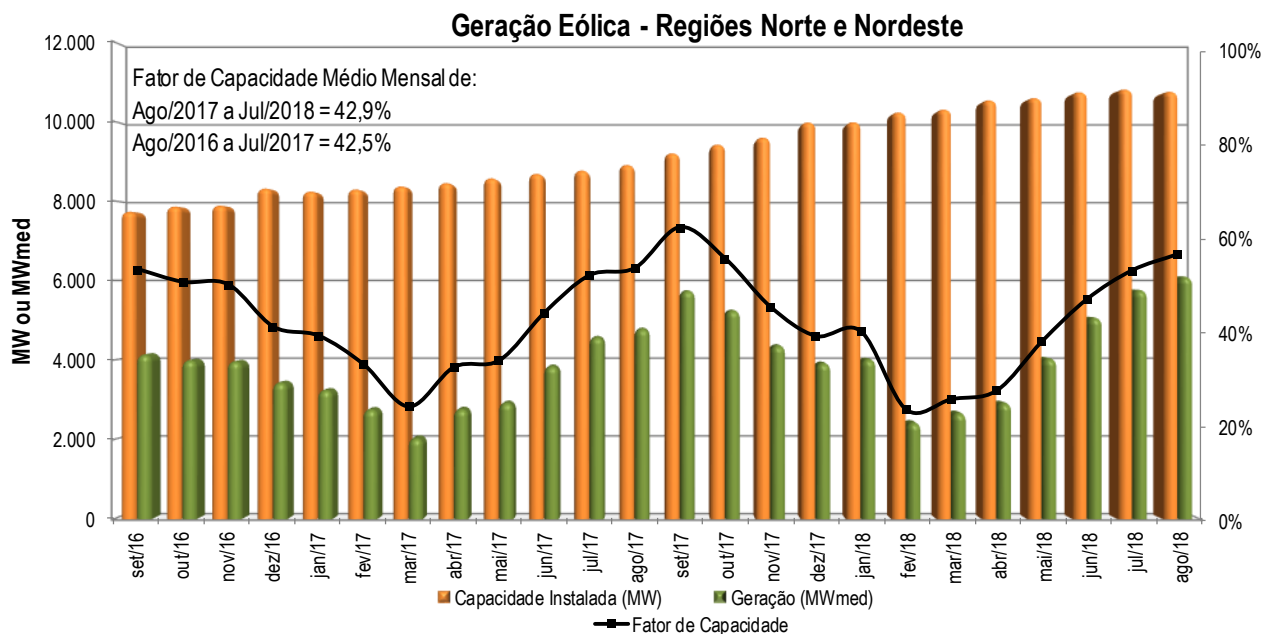


Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

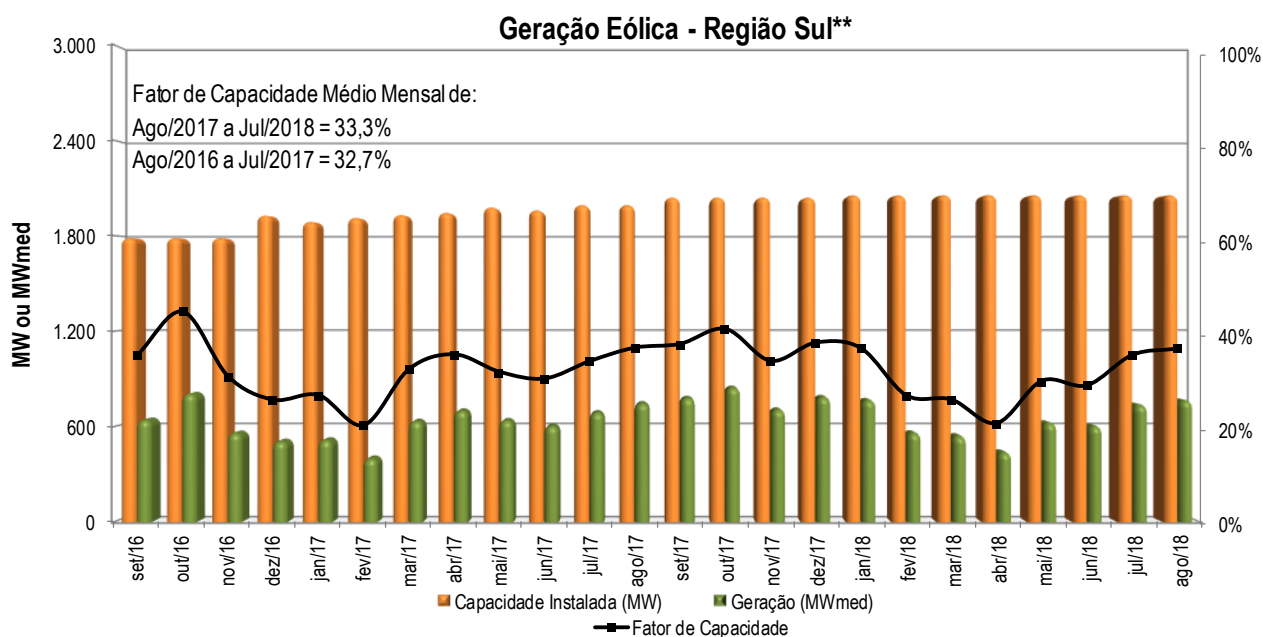


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

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

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

Dados contabilizados até agosto de 2018.

Fonte dos dados: CCEE



## 9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação – CMO médios semanais variaram entre R\$ 387,00 / MWh e R\$ 482,10 / MWh em todos os subsistemas. Em todas as semanas operativas do mês de setembro, os CMO equalizaram em todos os subsistemas devido ao não atingimento dos limites de intercâmbio entre os subsistemas.

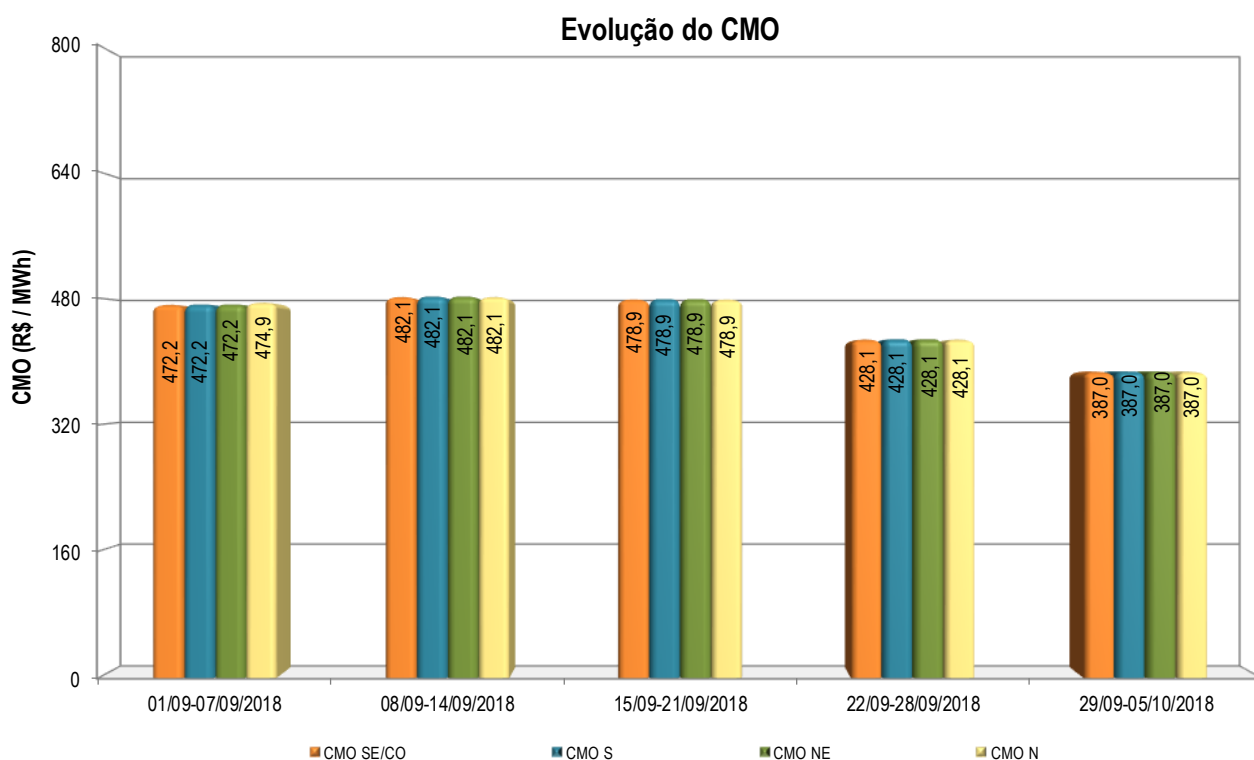


Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

## 10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em agosto de 2018 foi de R\$ 90,5 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 109 milhões).

O total de encargos pagos no mês é composto por R\$ 31,5 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 59 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.

Como no mês anterior, não houve valores 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.

Em agosto de 2018 não houve Encargo por Deslocamento Hidráulico, que está relacionado ao ressarcimento fornecido às usinas hidrelétricas devido à redução da geração motivada pelo acionamento de térmicas fora da ordem de mérito de custo ou pela importação de energia elétrica não considerada no Programa Mensal de Operação – PMO e na formação de preço.

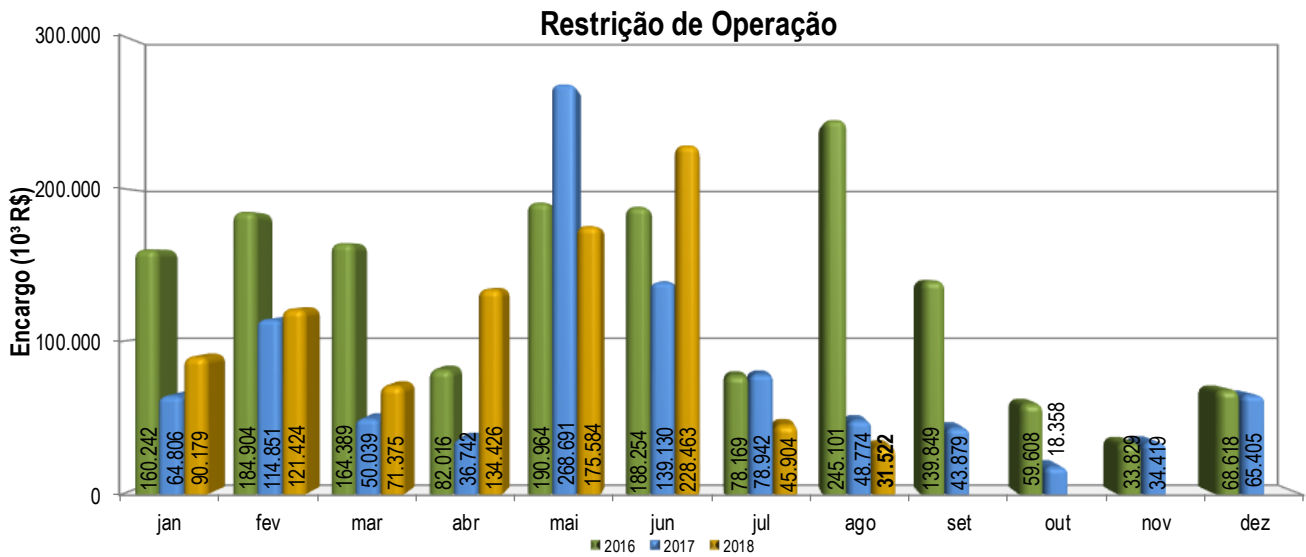


Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

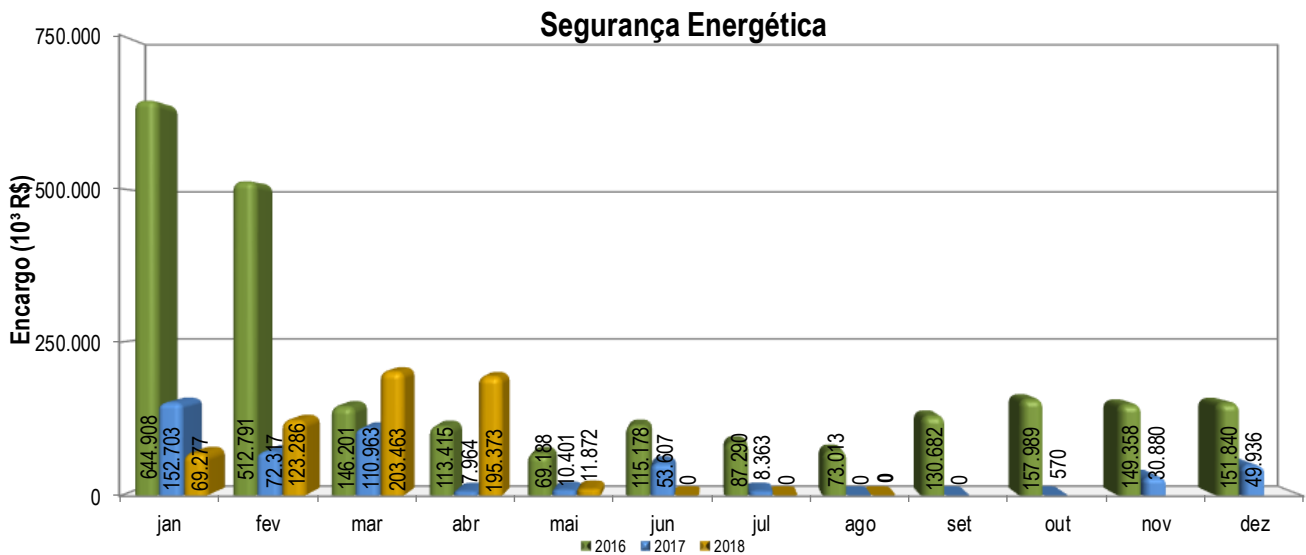


Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

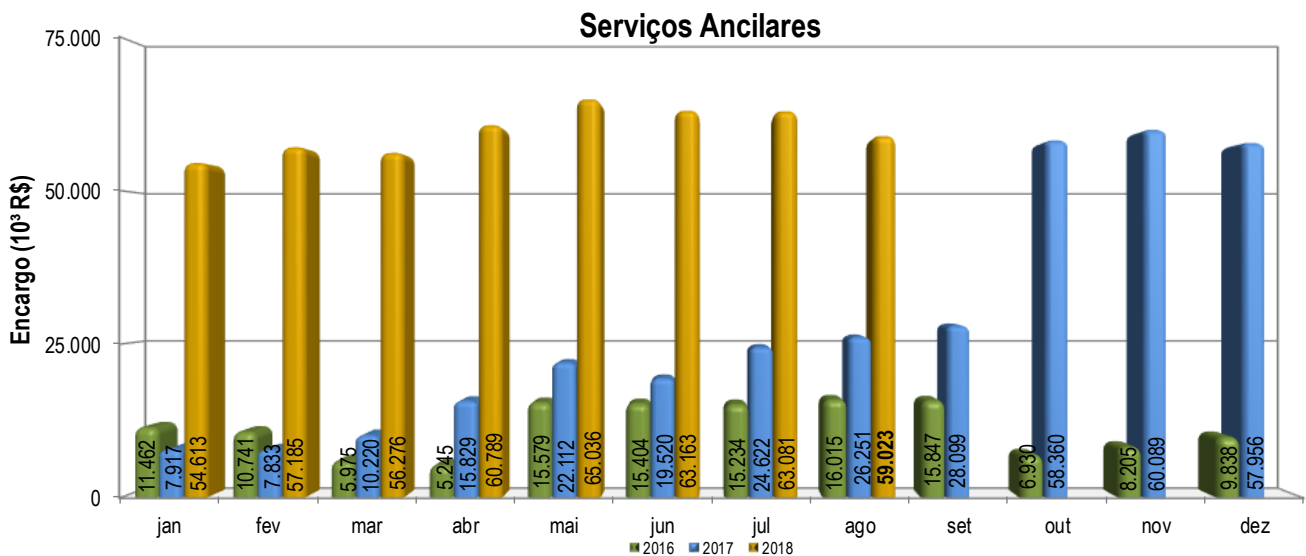


Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

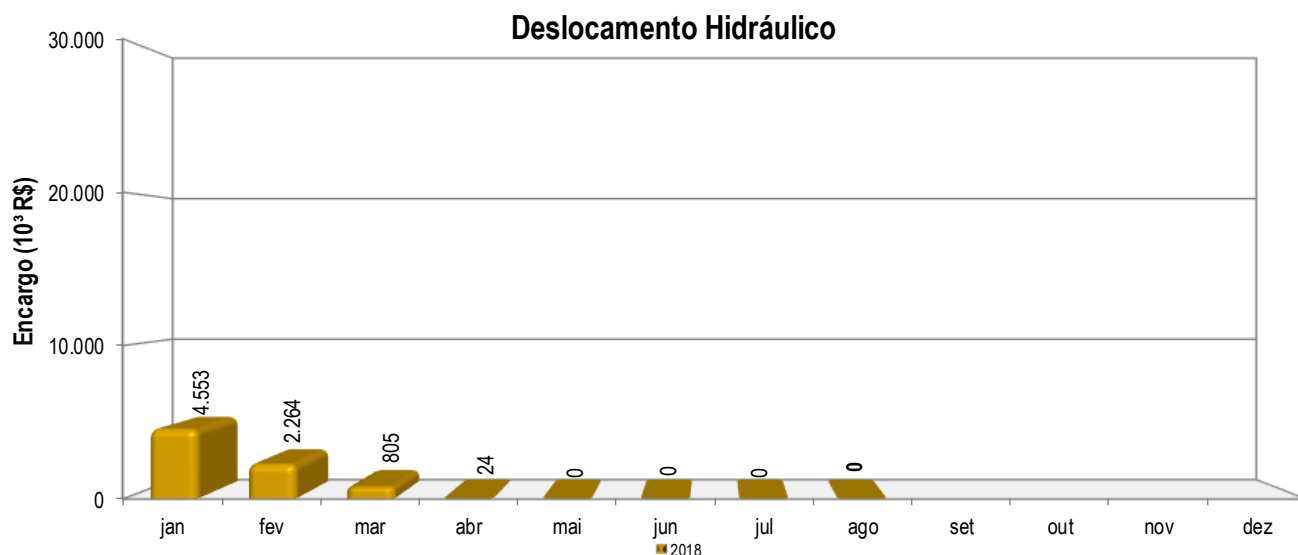


Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

## 11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de setembro de 2018, o número de ocorrências foi superior ao verificado no mesmo mês de 2017, enquanto o montante de carga interrompida foi inferior. Os principais desligamentos do mês estão destacados abaixo:

- **Dia 20 de setembro, às 16h06min:** Desligamento automático do setor de 69 kV da subestação Rio Branco I. Houve interrupção de **167 MW** de cargas da Eletrobras Distribuição Acre, no Acre. Causa: Não informada
- **Dia 27 de setembro, às 15h20min:** Desligamento automático das LTs 88 kV Anhanguera / Pirituba C1 e C2. Houve interrupção de **133 MW** de cargas da Eletropaulo, em São Paulo. Causa: Curto-circuito com envolvimento da fase Branca do C1 e Azul do C2, provocados por queda de árvore no Ramal Peri.

Apenas no Estado de Roraima, não interligado ao SIN, houve 21 desligamentos com interrupção total das cargas da capital Boa Vista, entre os dias 1º e 16 de setembro, sendo todos os desligamentos ocorridos devido à interrupção em linhas de transmissão operadas pela Corpoelec (Venezuela). Na segunda quinzena do mês de setembro foi iniciado o período de testes do sistema elétrico de Boa Vista/RR, com maior participação da geração termelétrica local, com o acompanhamento da ANEEL, visando avaliar o atendimento considerando a precariedade do fornecimento de energia a partir da Venezuela.

Em consonância com o período de testes, esteve em execução a instalação do ERAC, coordenada pelo ONS e as empresas Eletrobras Distribuição Roraima - EDRR e Eletrobras Eletronorte. A instalação do ERAC melhora a condição de atendimento e a resposta do sistema elétrico a contingências. Além disso, está em análise, pelo Operador, ações para evitar blecaute na ocorrência de desligamento da interligação com a Venezuela e as adequações necessárias nos sistemas de proteção e controle do sistema elétrico de Roraima. Nesse sentido, o CMSE deliberou no mês de setembro de 2018 que o suprimento de energia ao sistema elétrico de Boa Vista/RR continuasse utilizando a geração termelétrica local, buscando manter a confiabilidade e aguardando o resultado das análises e adequações apontadas pelo ONS.



## 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	2018 Jan-Set	2017 Jan-Set
SIN**	2.655	0	20.528	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23.183	0
S	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	556
SE/CO	0	432	625	0	0	0	0	136	133				1.326	2.943
NE	0	162	378	0	206	0	0	267	0				1.013	2.791
N	0	227	256	0	0	170	366	0	167				1.186	6.850
Isolados	323	295	1.092	312	241	554	1.383	1.366	2.355				7.920	3.078
<b>TOTAL</b>	<b>2.978</b>	<b>1.116</b>	<b>22.879</b>	<b>312</b>	<b>447</b>	<b>724</b>	<b>1.749</b>	<b>1.769</b>	<b>2.655</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>34.629</b>	<b>16.218</b>

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2018 Jan-Set	2017 Jan-Set
SIN**	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0
S	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
SE/CO	0	2	2	0	0	0	0	1	1				6	10
NE	0	1	2	0	1	0	0	1	0				5	13
N	0	1	1	0	0	1	1	0	1				5	16
Isolados	2	2	8	2	2	5	14	10	21				66	23
<b>TOTAL</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>14</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>15</b>	<b>12</b>	<b>23</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>84</b>	<b>64</b>

### Ocorrências no SEB

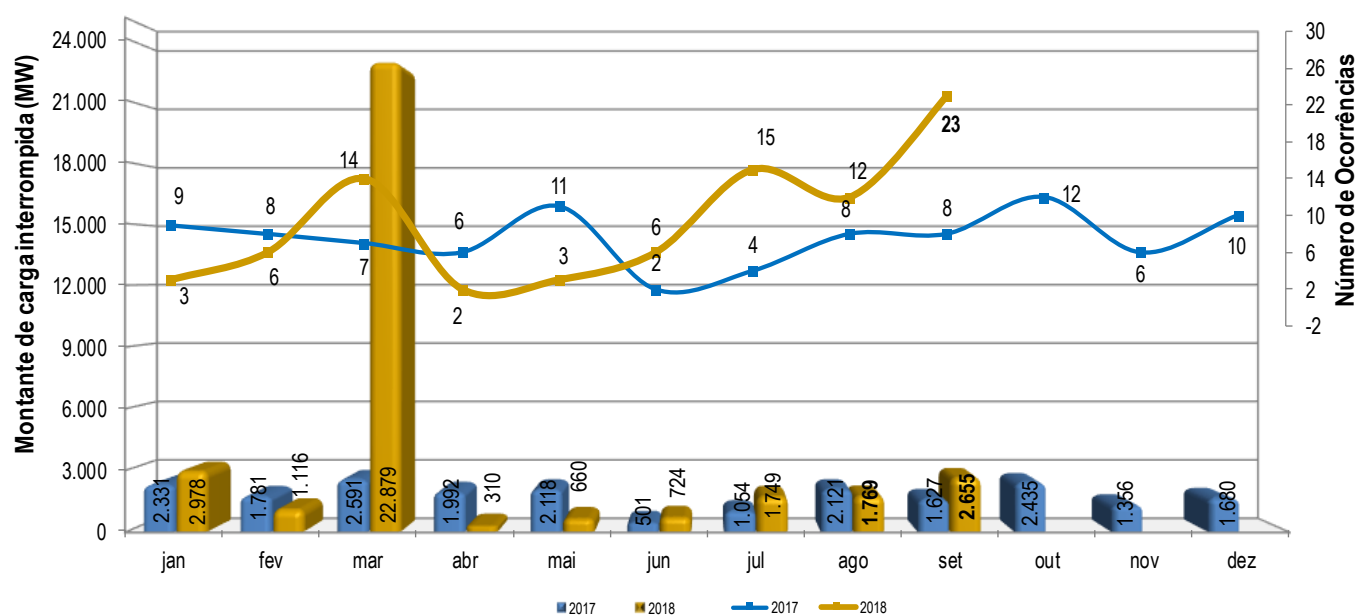


Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

\* 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 19. Evolução do DEC em 2018.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2018														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,46	1,12	1,49	0,95	0,82	0,74	0,75	0,86					8,19	12,71
S	1,30	0,84	1,14	0,72	0,79	0,86	0,79	0,88					7,31	10,96
SE	1,02	0,73	0,91	0,55	0,51	0,46	0,51	0,59					5,29	8,79
CO	2,60	1,97	2,44	1,46	1,13	0,74	0,84	1,18					12,34	14,70
NE	1,55	1,42	1,97	1,27	1,02	0,84	0,81	0,81					9,71	14,64
N	3,12	2,25	3,26	2,25	1,87	1,99	1,99	2,46					19,17	33,81

Tabela 20. Evolução do FEC em 2018.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2018														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,78	0,61	0,80	0,50	0,47	0,45	0,48	0,52					4,60	9,52
S	0,74	0,51	0,64	0,41	0,46	0,46	0,46	0,52					4,21	8,55
SE	0,56	0,41	0,51	0,30	0,29	0,30	0,32	0,36					3,05	6,56
CO	1,35	1,04	1,38	0,75	0,63	0,55	0,66	0,71					7,06	11,83
NE	0,77	0,68	0,90	0,59	0,53	0,43	0,41	0,46					4,77	9,60
N	1,75	1,44	2,17	1,46	1,24	1,36	1,61	1,56					12,59	29,16

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

### DEC - Brasil

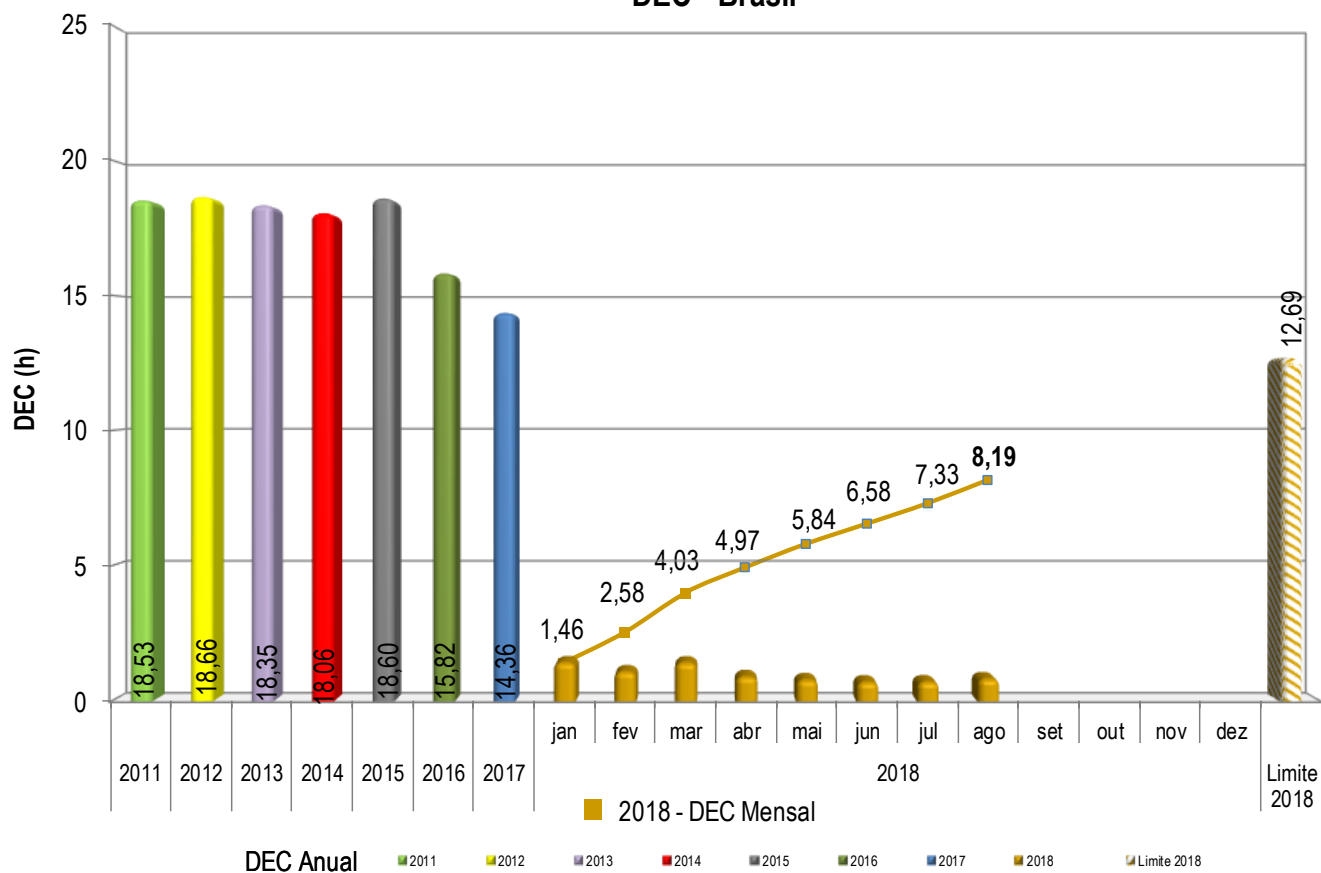
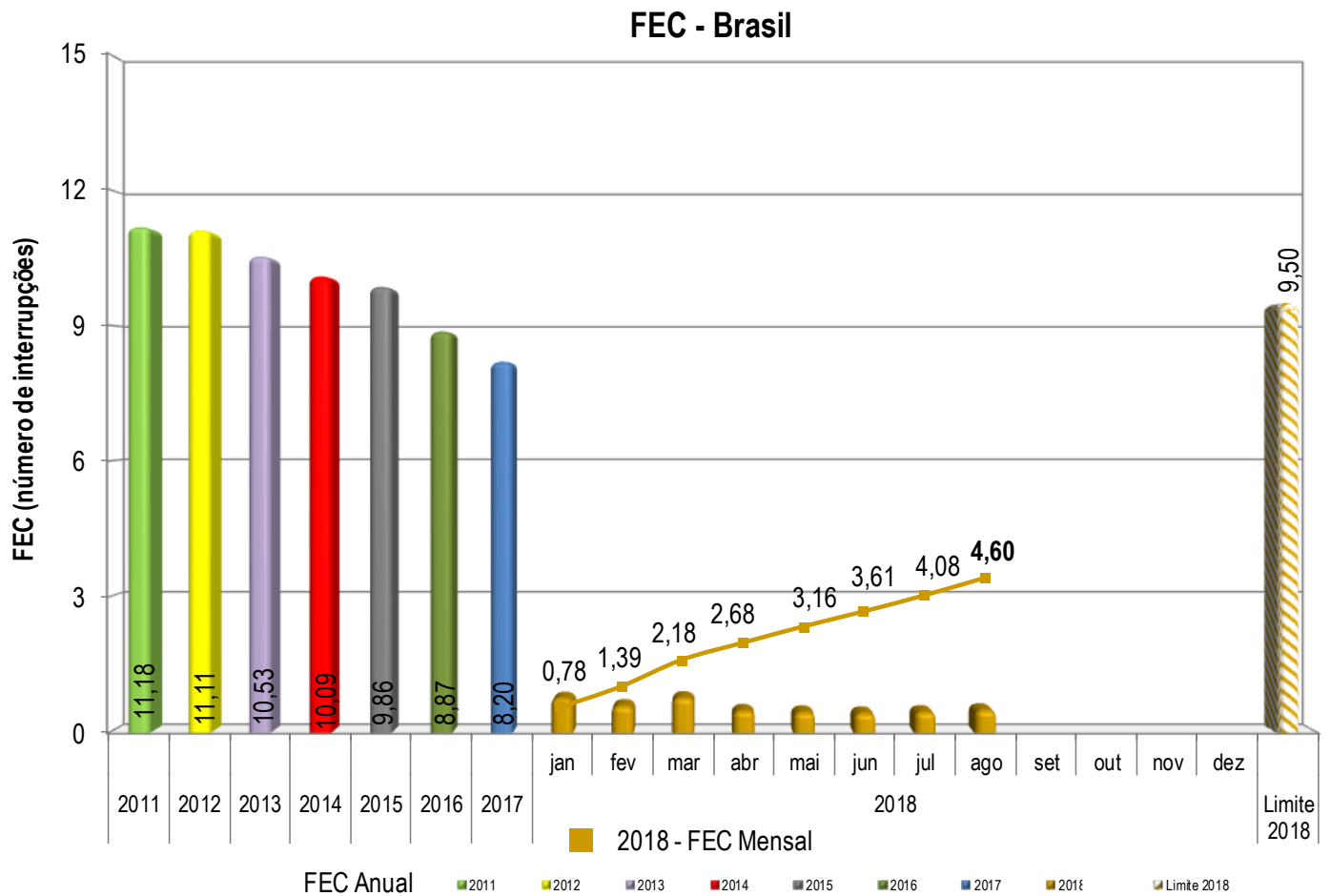


Figura 27. DEC do Brasil.



**Figura 28. FEC do Brasil.**

Dados contabilizados até agosto 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-reativo
<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>Proinfra</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