



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

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

## Novembro / 2018





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

**Novembro / 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

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Carlos Augusto Furtado de Oliveira Novaes

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

Victor Protazio da Silva



## SUMÁRIO

1. SUMÁRIO EXECUTIVO .....	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil.....	2
2.2. Energia Natural 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 .....	19
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	20
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro .....	20
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	21
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados .....	21
8.4. Geração Eólica .....	22
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO .....	23
10. ENCARGOS SETORIAIS .....	23
11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	25
11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro .....	26
11.2. Indicadores de Continuidade .....	27



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de novembro 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.....	20
Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.....	22
Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	22
Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.....	23
Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.....	24
Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.....	24
Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	24
Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.....	25
Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	26
Figura 27. DEC do Brasil.....	27
Figura 28. FEC do Brasil.....	28



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	5
Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN .....	5
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe. ....	9
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo. ....	10
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	10
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema. ....	11
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.....	13
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB. ....	14
Tabela 9. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.....	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. ....	19
Tabela 15. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	21
Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados. ....	21
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências .....	26
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências. ....	26
Tabela 19. Evolução do DEC em 2018. ....	27
Tabela 20. Evolução do FEC em 2018.....	27





## 1. SUMÁRIO EXECUTIVO

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

**CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS:** Nos subsistemas, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 135% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 113% MLT no Sul, 66% MLT no Nordeste e 82% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 131% MLT, 103% MLT, 65% MLT e 82% MLT, respectivamente.

**Energia Armazenada:** Em relação aos percentuais de energia armazenada nos reservatórios equivalentes dos subsistemas, observou-se replecionamento de 4,3 p.p. no Sudeste/Centro-Oeste e 4,2 p.p. no Nordeste, já nos subsistemas Norte e Sul foi verificado deplecionamento de -4,0 p.p. -4,9 p.p., respectivamente.

**MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA:** Em outubro de 2018, o consumo de energia elétrica atingiu 50.129 GWh, considerando autoprodução e perdas, representando acréscimo de 1,0 % em relação ao consumo de outubro de 2017.

**CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO:** No mês de novembro de 2018, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 161.751 MW. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 5.411 MW.

**EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO:** No mês de novembro de 2018 entraram em operação comercial 100 MVA de capacidade de transformação. No acumulado do ano, entraram em operação 3.409 km de linhas de transmissão e 12.505 MVA de capacidade transformadora adicional. Em relação à capacidade instalada de geração, foram acrescentados 1.262,1 MW no mês de novembro, com destaque para a UG11 da UHE Belo Monte, com 611,11 MW. No acumulado do ano, foram acrescentados 5.485,52 MW.

**PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA:** No mês de outubro de 2018, as fontes renováveis representaram 85,1% da matriz de produção de energia elétrica brasileira.

**ENCARGOS SETORIAIS:** O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em outubro de 2018 foi de R\$ 173,3 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 318,1 milhões).

**Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro:** Em novembro de 2018, foram verificadas 9 ocorrências no sistema elétrico brasileiro com interrupção de cargas superior a 100 MW por mais de 10 minutos, totalizando 1.290 MW de corte de carga. Dessas, 6 foram no estado de Roraima, não interligado ao SIN, totalizando 798 MW de cargas interrompidas.

**CMSE:** No dia 7 de novembro de 2018 foi realizada a 210ª Reunião (ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico. Na ocasião, a Secretaria Executiva - SE/MME informou que, em atendimento à deliberação da 203ª Reunião do CMSE, a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP vem envidando esforços para dar celeridade à implementação do Volume Mínimo Operativo – VMinOp nos modelos computacionais utilizados pelo setor elétrico. Desta forma, foi acatada a proposta da CPAMP de utilização deste mecanismo adicional de aversão ao risco como operação sombra em 2019. O aprimoramento metodológico será submetido a Consulta Pública, em atendimento à Resolução CNPE nº 7/2016. 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 novembro 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

Nos subsistemas, foram verificadas as seguintes ENA brutas: 135% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 113% MLT no Sul, 66% MLT no Nordeste e 82% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 131% MLT, 103% MLT, 65% MLT e 82% MLT, respectivamente.

As temperaturas mínimas ficaram em torno ou acima da média em todas as regiões do país no mês de novembro de 2018. Já as temperaturas máximas ficaram abaixo da média em parte das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, e acima da média em parte da região Nordeste.

As temperaturas da superfície do Oceano Pacífico Equatorial estão superiores a 1°C, indicando a iminência do início do fenômeno do El Niño nos próximos meses, provavelmente de intensidade fraca a moderada. A previsão climática sazonal para o trimestre envolvendo os meses de dezembro de 2018, janeiro e fevereiro de 2019, que utiliza as informações de temperatura da superfície do mar que levam em consideração a previsão do fenômeno El Niño, aponta como cenário mais provável o de precipitação variando entre a média e acima da média para as bacias dos rios Uruguai e Jacuí.

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

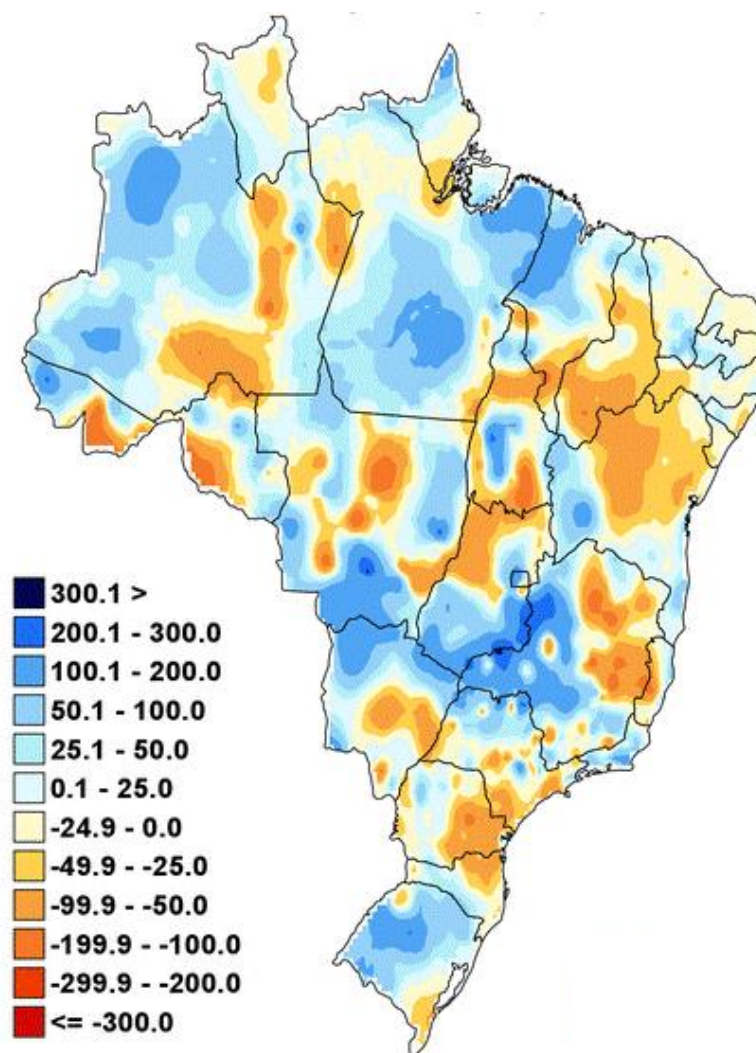


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de novembro de 2018 – Brasil.



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

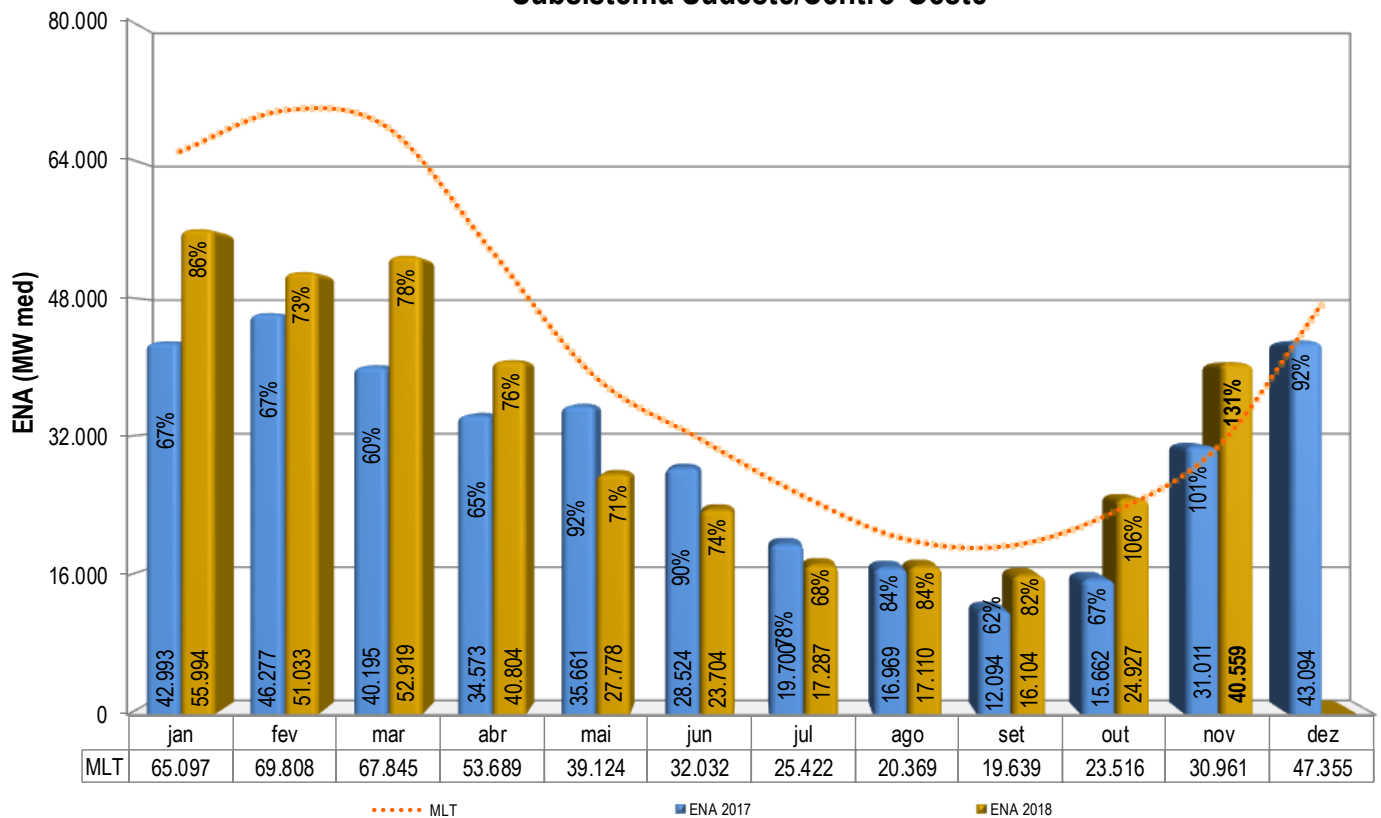


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

## Subsistema Sul

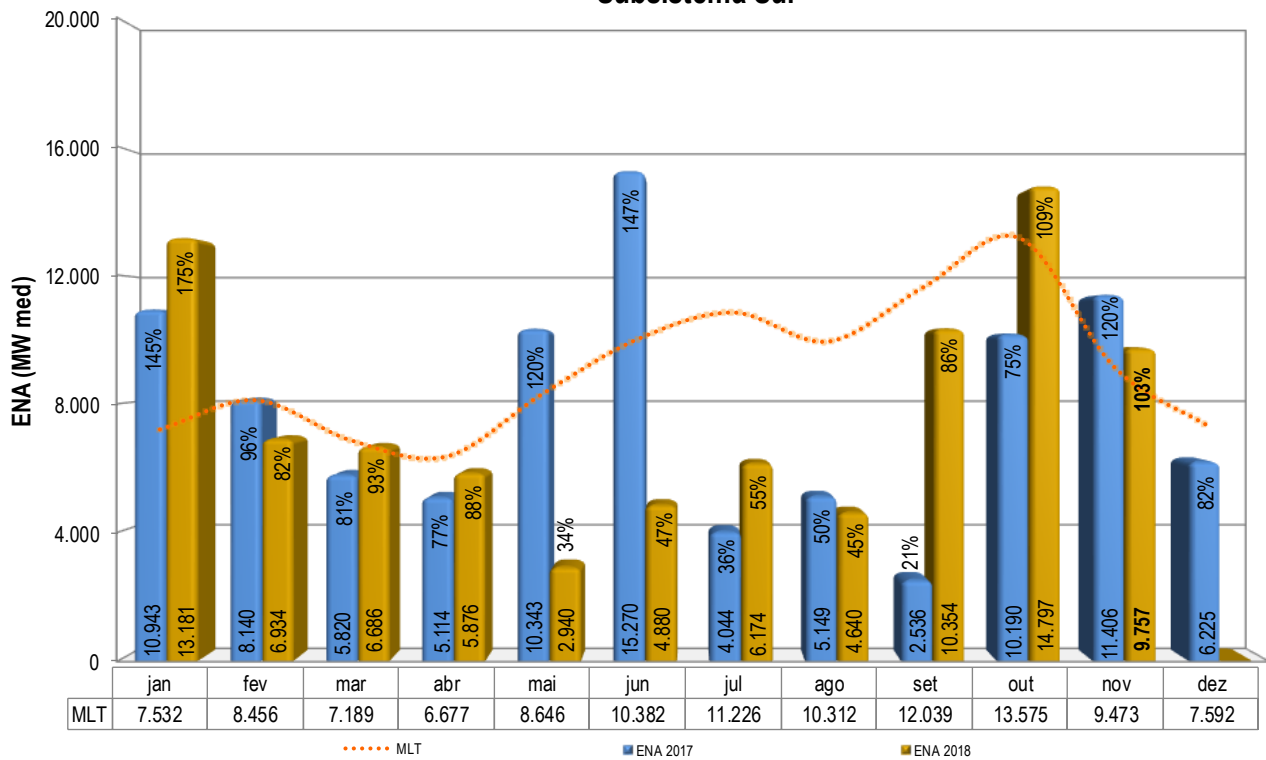


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS





### Subsistema Nordeste

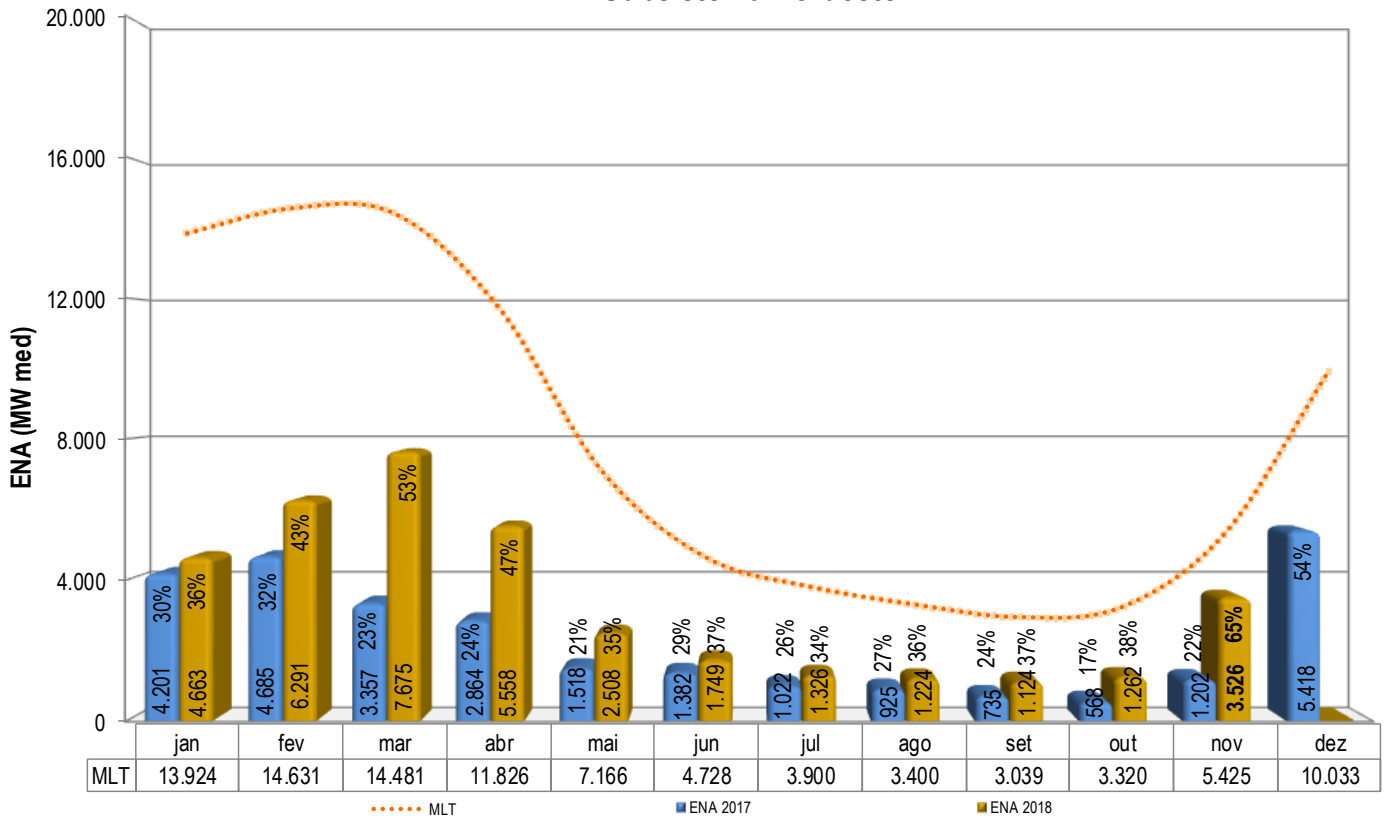


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

### Subsistema Norte

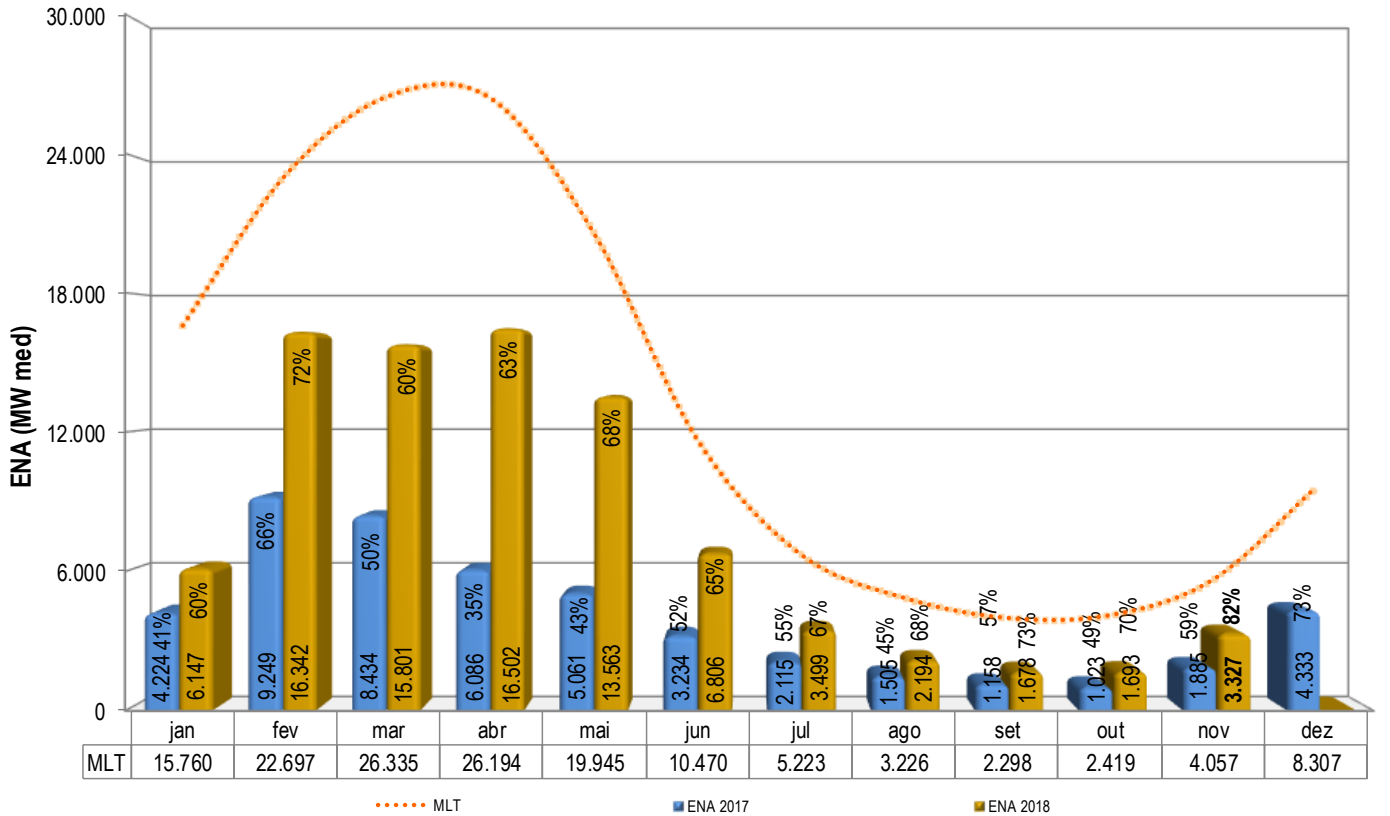


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



## 2.3. Energia Armazenada

Durante o mês de novembro de 2018, os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste apresentaram replecionamento de 4,3 p.p. e 4,2 p.p., respectivamente. Já os subsistemas Sul e Norte apresentaram deplecionamento de -4,9 p.p. e -4,0 p.p., respectivamente.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Outubro (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Novembro (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	20,0	24,3	203.285	55,7
Sul	74,4	69,6	20.100	20,5
Nordeste	25,8	30,0	51.831	18,3
Norte	26,4	22,4	15.046	5,4
<b>TOTAL</b>			<b>290.262</b>	<b>100,0</b>

Em função de restrições ambientais vinculadas à época de Piracema, a partir do dia 17 de novembro, foi evitada a manobra de unidades geradoras ao longo do dia na UHE Belo Monte. Neste contexto, a operação da usina acompanhou os valores de geração definidos na Programação Diária.

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 Agência Nacional de Águas – ANA, o nível de armazenamento ao final do mês de novembro de 2018 foi de 42,1% na UHE Três Marias e de 24,0% na UHE Sobradinho, o que indica o melhor nível de armazenamento melhor desde 2013.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, em relação ao mês anterior, houve replecionamento em quase todos os reservatórios, com destaque para a UHE Três Marias (9,45 p.p.) e para a UHE Itumbiara (6,80 p.p.). Em relação aos reservatórios que apresentaram deplecionamento, destacam-se os reservatórios da UHE Ilha Solteira (-10,53 p.p.) e da UHE Tucuruí (-5,29 p.p.).

Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm³)	Armazenamento no Final de Outubro (%)	Armazenamento no Final de Novembro (%)	Evolução Mensal (%)
SERRADAMESA	TOCANTINS	43.250	11,70	10,89	-0,81
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	34,78	29,49	-5,29
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	22,17	24,04	1,87
FURNAS	GRANDE	17.217	14,52	19,60	5,08
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	32,65	42,10	9,45
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	13,59	18,54	4,95
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	71,54	61,01	-10,53
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	11,00	17,80	6,80
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	15,02	20,34	5,32
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	53,92	54,65	0,73

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

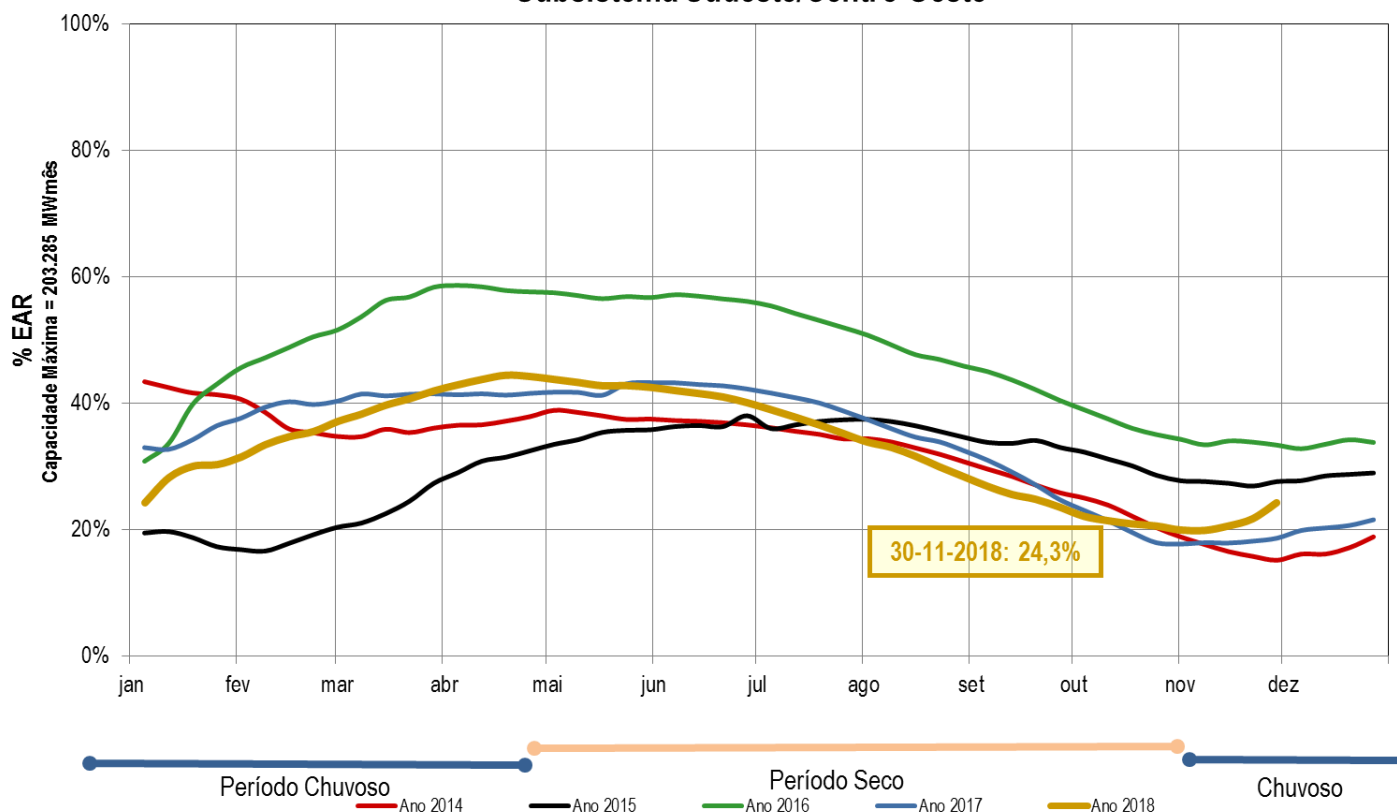


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

### Subsistema Sul

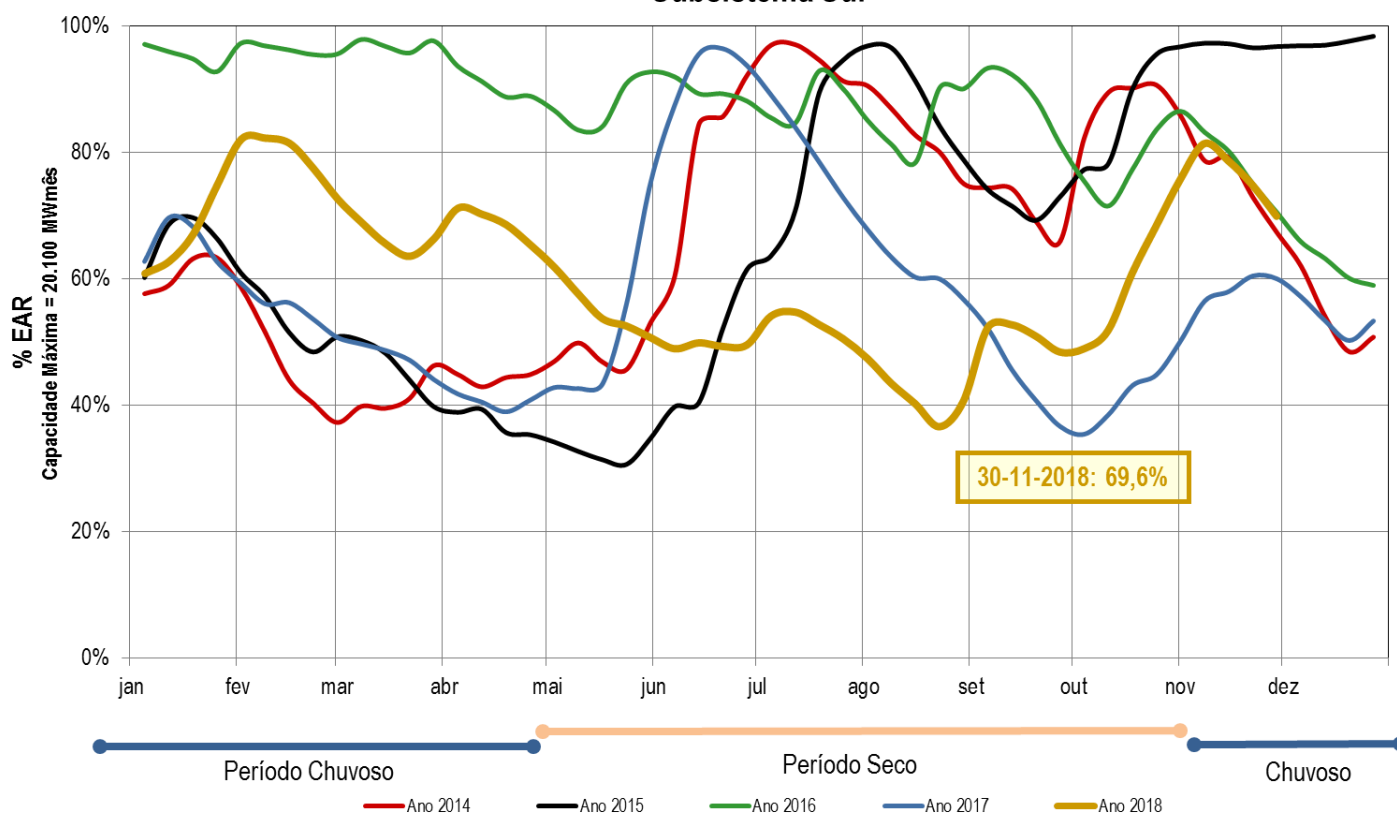


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Nordeste

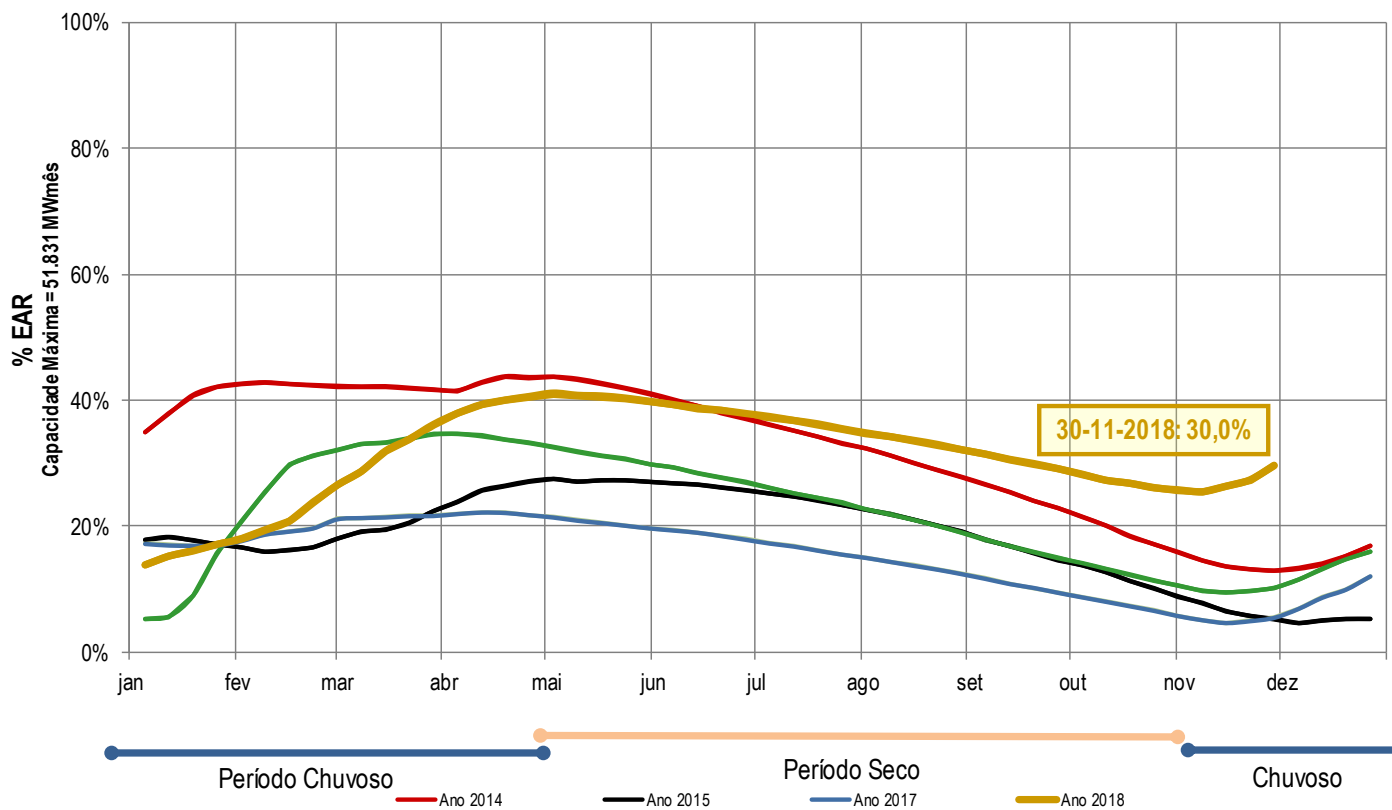


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

### Subsistema Norte

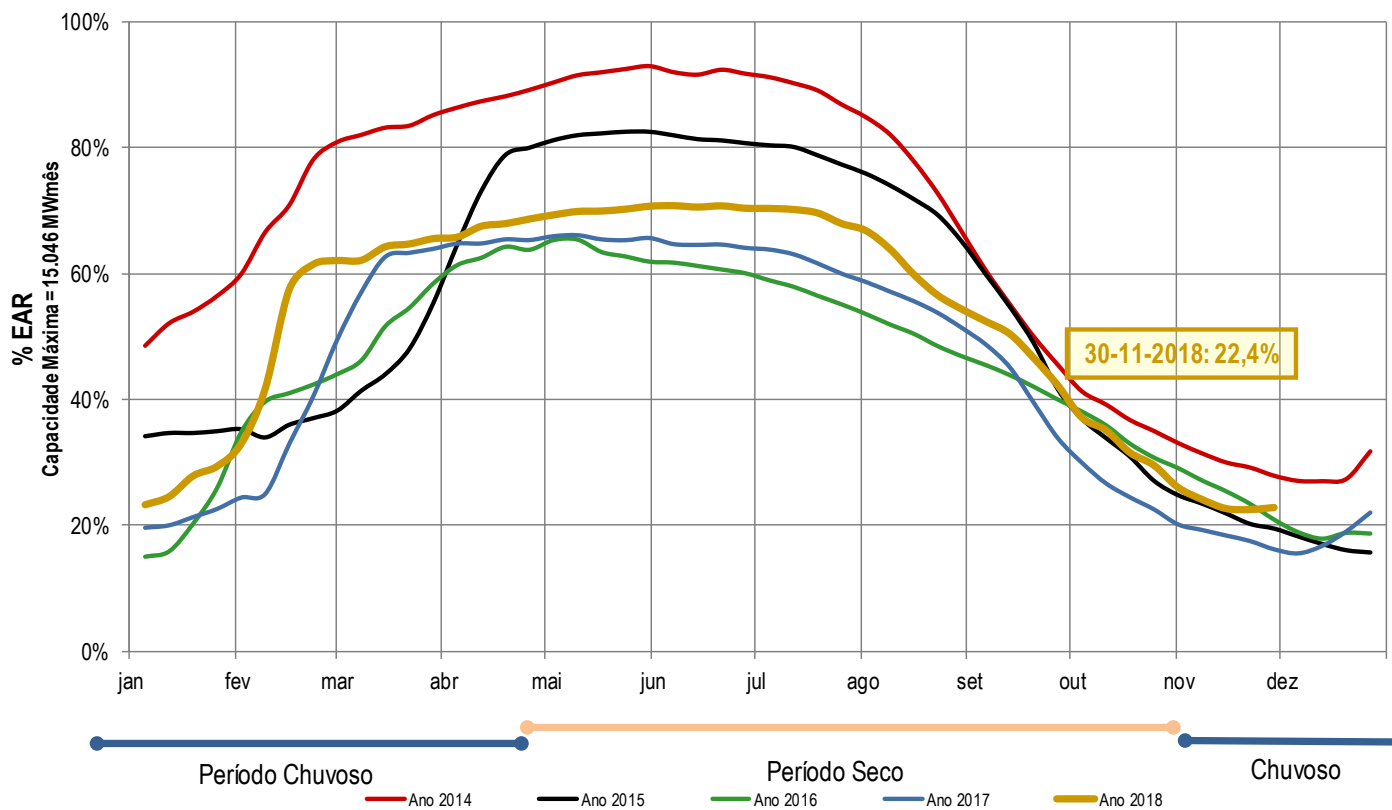


Figura 9. EAR: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em novembro de 2018, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, porém, reduzindo o montante para 406 MWmédios, valor inferior ao mês anterior (1.056 MWmédios).

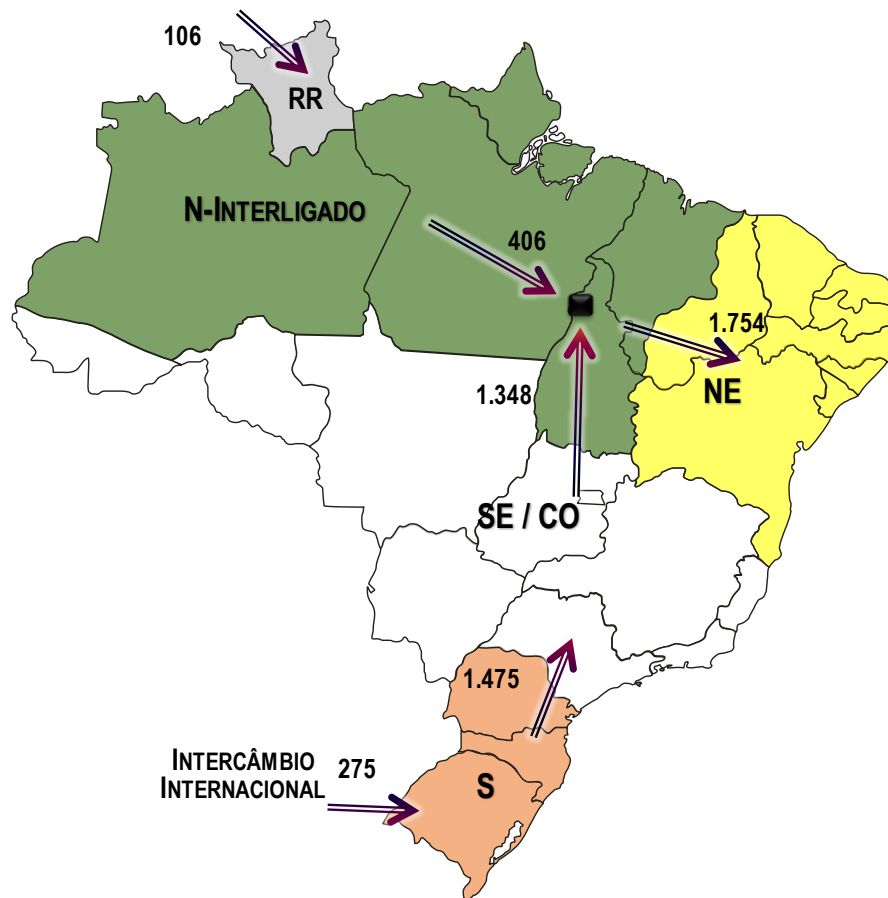
O subsistema Nordeste manteve o perfil importador, ampliando o montante para 1.754 MWmédios ante 1.559 MWmédios no mês anterior.

O subsistema Sul, manteve perfil exportador de energia no mês de novembro de 2018, porém o montante verificado, 1.475 MWmédios, foi inferior aos 1.652 MWmédios em outubro de 2018.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste manteve perfil exportador, atingindo 1.348 MWmédios, ante 503 MWmédios no mês anterior, isso se deve à ocorrência de chuvas na região e recuperação do nível de armazenamento dos reservatórios.

A importação de energia da Venezuela para suprimento ao estado de Roraima, foi de 106 MWmédios, valor superior aos 73 MWmédios verificados em outubro de 2018.

Em relação aos intercâmbios internacionais na região Sul, no mês de novembro de 2018 houve importação de cerca de 275 MWmédios. Desse montante, 245 MWmédios foram importados através da conversora Melo e 30 MWmédios através da conversora Rivera, ambas localizadas no Uruguai. Em novembro de 2018 não houve importação de energia da Argentina.







## 4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

### 4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em outubro de 2018, o consumo de energia elétrica atingiu 50.129 GWh, considerando autoprodução e perdas, representando acréscimo de 1,0 % em relação ao consumo de outubro de 2017. As classes residencial, industrial e comercial apresentaram um acréscimo de 2,6%, 1,0% e 1,1%, respectivamente, em relação ao mês de outubro de 2017. A classe rural apresentou um decréscimo de 1,6% em relação ao mesmo período.

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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Out/18 GWh	Evolução mensal (Out/18/Set/18)	Evolução anual (Out/18/Out/17)	Nov/16-Out/17 (GWh)	Nov/17-Out/18 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	11.412	3,7%	2,6%	133.593	135.767	1,6%
<b>Industrial</b>	14.312	-0,7%	1,0%	164.840	169.518	2,8%
<b>Comercial</b>	7.393	5,2%	1,1%	87.876	88.628	0,9%
<b>Rural</b>	2.431	-0,8%	-1,6%	27.841	28.588	2,7%
<b>Demais classes *</b>	4.194	0,5%	3,3%	48.201	49.027	1,7%
<b>Perdas e Diferenças **</b>	10.388	28,3%	-0,9%	113.982	112.837	-1,0%
<b>Total</b>	<b>50.129</b>	<b>6,3%</b>	<b>1,0%</b>	<b>576.334</b>	<b>584.366</b>	<b>1,4%</b>

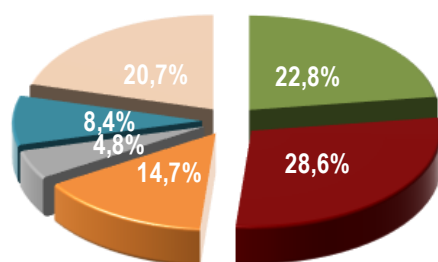
\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

\*\* 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).

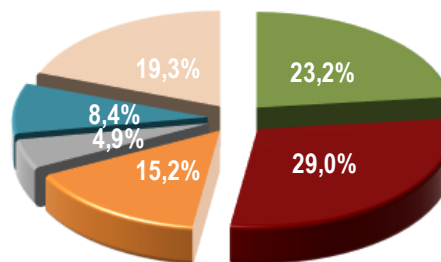
Dados contabilizados até outubro de 2018.

Fonte dos dados: EPE/ONS

Consumo de Energia Elétrica em Outubro/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 outubro de 2018.

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



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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Out/18 kWh/NU	Evolução mensal (Out/18/Set/18)	Evolução anual (Out/18/Out/17)	Nov/16-Out/17 (kWh/NU)	Nov/17-Out/18 (kWh/NU)	Evolução
<b>Consumo médio residencial</b>	159	3,5%	0,8%	157,9	157,6	-0,2%
<b>Consumo médio industrial</b>	27.498	-0,6%	2,7%	25.958	27.142	4,6%
<b>Consumo médio comercial</b>	1.280	5,1%	0,5%	1.275	1.278	0,3%
<b>Consumo médio rural</b>	540	-1,3%	-2,0%	518	530	2,3%
<b>Consumo médio demais classes*</b>	5.360	0,4%	2,3%	5.185	5.222	0,7%
<b>Consumo médio total</b>	477	1,5%	-0,1%	470	471	0,4%

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

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

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Out/17	Out/18	
<b>Residencial (NUCR)</b>	70.502.717	71.776.864	1,8%
<b>Industrial (NUCI)</b>	529.196	520.473	-1,6%
<b>Comercial (NUCC)</b>	5.743.907	5.777.998	0,6%
<b>Rural (NUCR)</b>	4.483.086	4.498.915	0,4%
<b>Demais classes *</b>	774.710	782.365	1,0%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>82.033.616</b>	<b>83.356.615</b>	<b>1,6%</b>

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

Fonte dos dados: EPE



## 4.2. Demandas Máximas

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

A demanda máxima verificada em novembro de 2018 no SIN foi de 81.388 MW, valor 2.484 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>	<b>47.574</b>	<b>16.213</b>	<b>12.768</b>	<b>6.350</b>	<b>81.388</b>
(dia - hora)	14/11/2018 - 14h34	13/11/2018 - 15h40	13/11/2018 - 15h32	13/11/2018 - 15h50	13/11/2018 - 15h29
<b>Recorde (MW)</b>	<b>51.894</b>	<b>17.971</b>	<b>12.941</b>	<b>6.748</b>	<b>85.708</b>
(dia - hora)	21/01/2015 - 14h32	06/02/2014 - 14h29	26/10/2018 - 14h29	16/05/2017 - 14h41	05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

## 4.3. Demandas Máximas Mensais

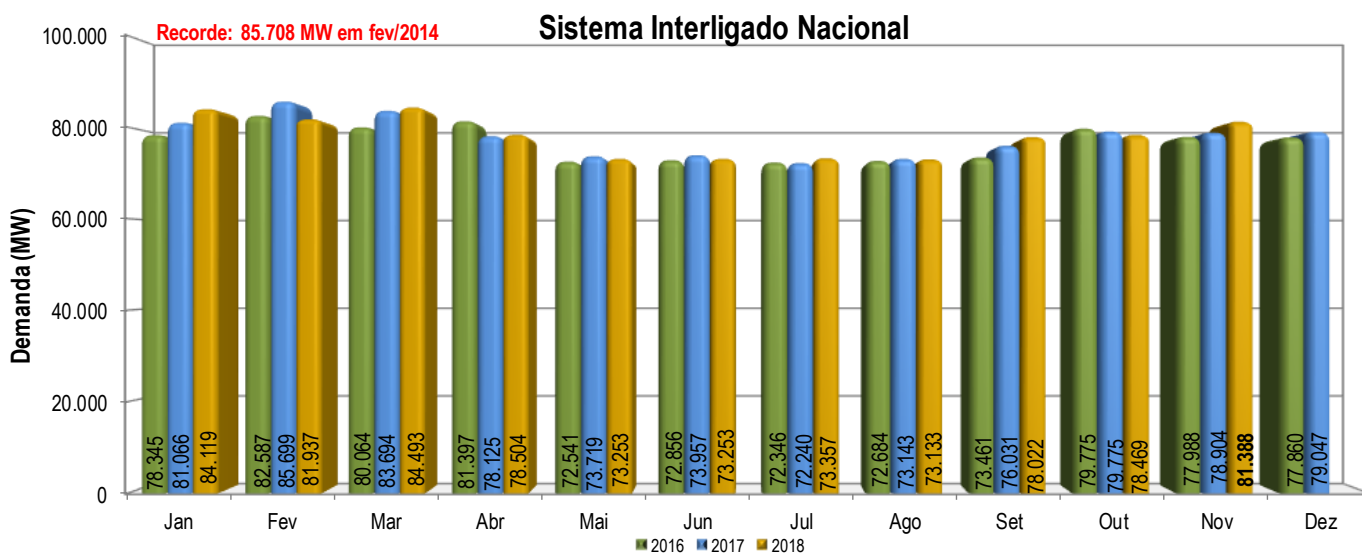


Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.

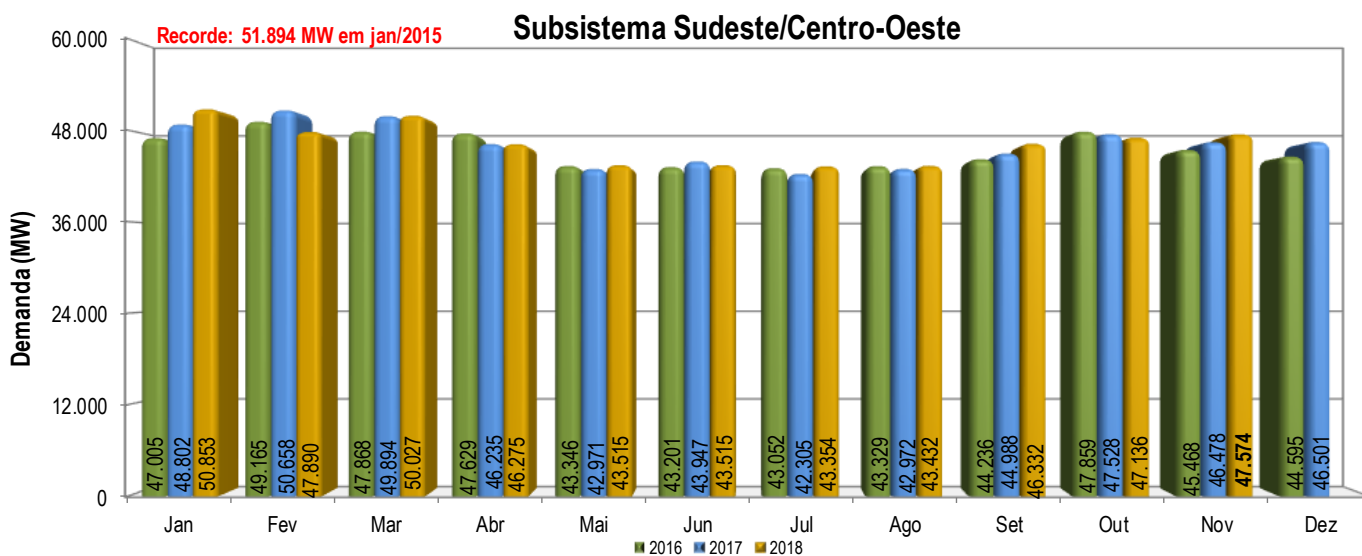


Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

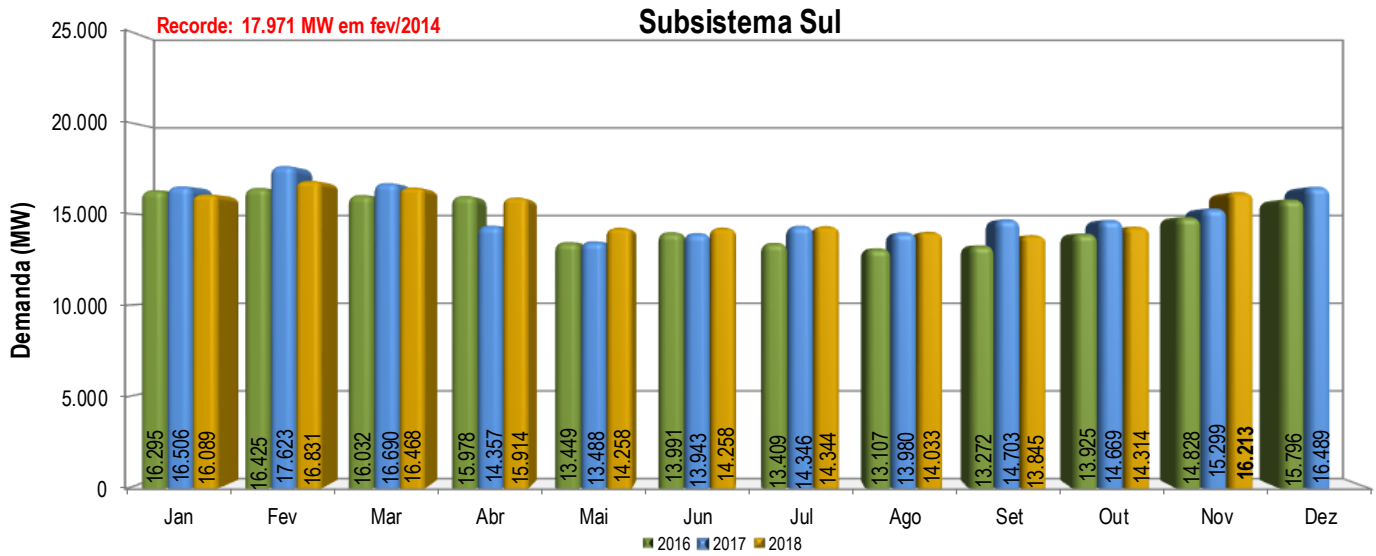


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

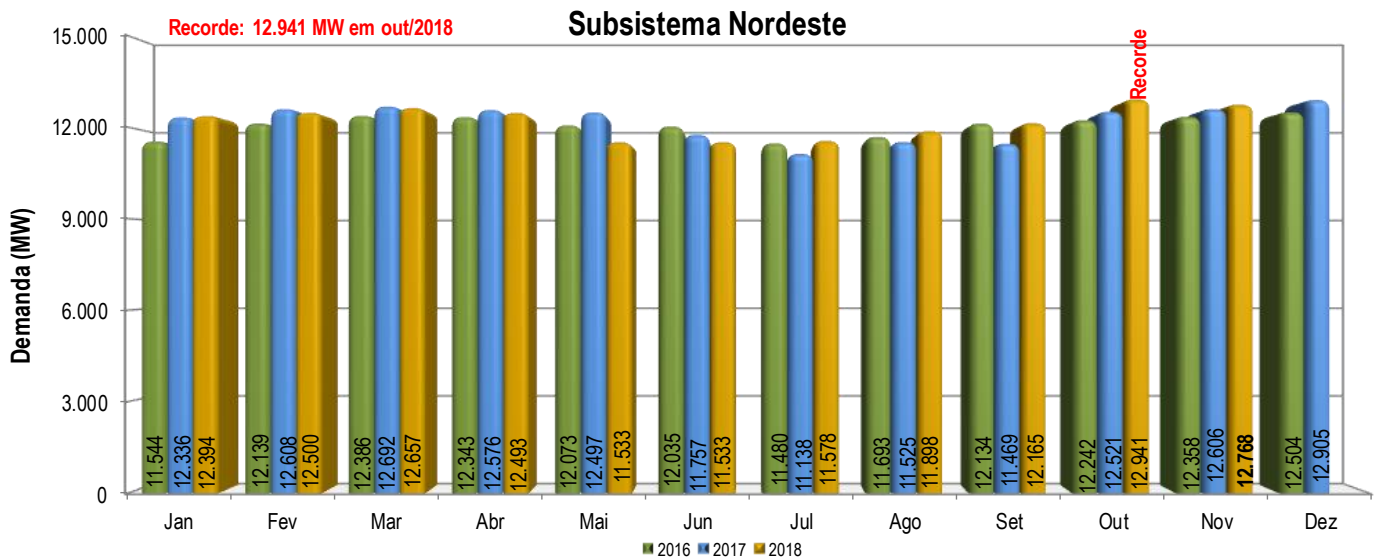


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

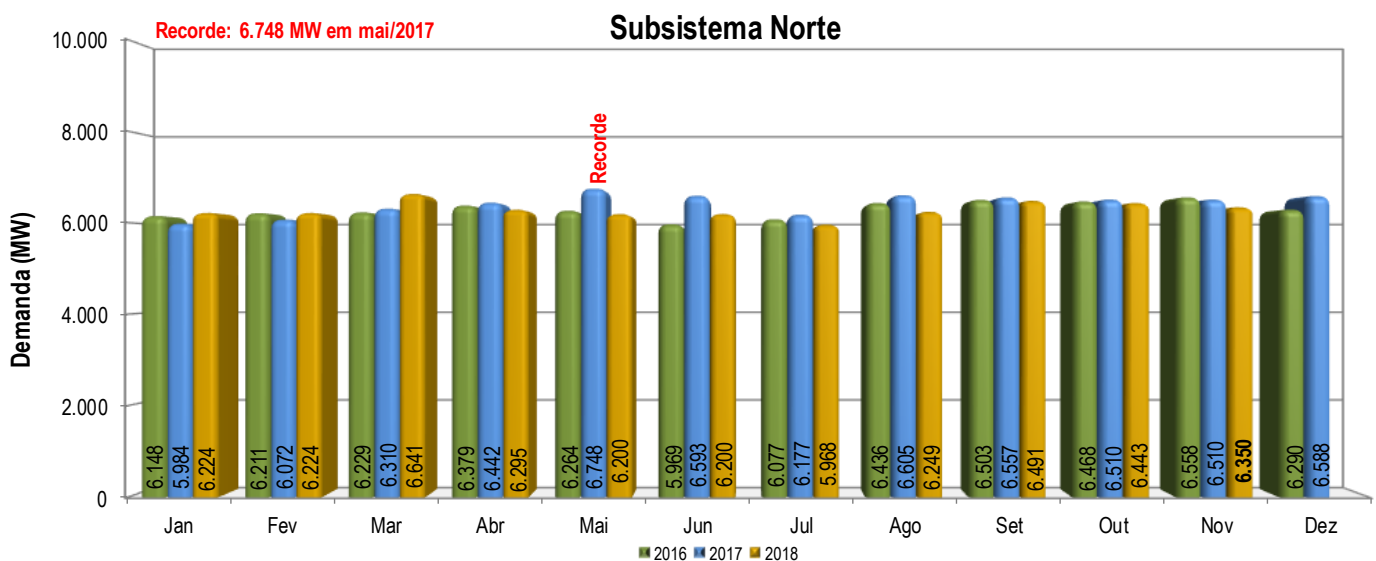


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



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

No mês de novembro de 2018, a capacidade instalada total\* de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 161.751 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 5.411 MW, sendo 3.557 MW de geração de fonte hidráulica, 1.751 MW de fonte eólica e 1.506 MW de fonte solar. Ao mesmo tempo, houve um decréscimo de 1.403 MW de fontes térmicas. A geração distribuída fechou o mês de novembro de 2018 com 566 MW instalados em 46.151 unidades, representando 0,3% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica.

As fontes renováveis representaram 83,0% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em novembro de 2018 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

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

Fonte	Nov/2017	Nov/2018			Evolução da Capacidade Instalada Nov/2018 / Nov/2017
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>100.066</b>	<b>1.426</b>	<b>103.623</b>	<b>64,1%</b>	<b>3,6%</b>
UHE	94.489	218	97.674	60,4%	3,4%
PCH + CGH **	5.562	1.146	5.893	3,6%	6,0%
CGH GD	15	62	56	0,0%	266,9%
<b>Térmica</b>	<b>43.709</b>	<b>3.165</b>	<b>42.306</b>	<b>26,2%</b>	<b>-3,2%</b>
Gás Natural	13.004	168	12.890	8,0%	-0,9%
Biomassa	14.550	563	14.744	9,1%	1,3%
Petróleo	10.277	2.258	9.244	5,7%	-10,0%
Carvão	3.715	22	3.252	2,0%	-12,5%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,2%	0,0%
Outros ***	150	30	150	0,1%	0,0%
Térmica GD	23	122	35	0,0%	52,3%
<b>Eólica</b>	<b>11.993</b>	<b>614</b>	<b>13.744</b>	<b>8,5%</b>	<b>14,6%</b>
Eólica (não GD)	11.982	557	13.734	8,5%	14,6%
Eólica GD	10	57	10	0,0%	0,3%
<b>Solar</b>	<b>573</b>	<b>48.177</b>	<b>2.078</b>	<b>1,3%</b>	<b>263,0%</b>
Solar (não GD)	429	2.267	1.614	1,0%	276,0%
Solar GD	143	45.910	465	0,3%	223,9%
<b>Capacidade Total sem GD</b>	<b>156.148</b>	<b>7.231</b>	<b>161.185</b>	<b>99,7%</b>	<b>3,2%</b>
<b>Geração Distribuída - GD</b>	<b>192</b>	<b>46.151</b>	<b>566</b>	<b>0,3%</b>	<b>194,6%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>156.340</b>	<b>53.382</b>	<b>161.751</b>	<b>100,0%</b>	<b>3,5%</b>

\* Os valores de capacidade instalada referem-se à capacidade instalada fiscalizada apresentada pela ANEEL no Banco de Informações de Geração - BIG, adicionados aos montantes das usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL e às informações publicadas pela Agência sobre geração distribuída (mini e micro geração), conforme disponível em: [www.aneel.gov.br/scg/gd](http://www.aneel.gov.br/scg/gd). Além dos montantes apresentados, existe uma importação contratada de 5.650 MW com o Paraguai e de 200 MW com a Venezuela. São incluídas na matriz de capacidade instalada algumas usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL, mas que não estão em conformidade com a SCG/ANEEL e que, por isso, não são apresentadas no BIG/ANEEL. Algumas delas são térmicas com combustíveis desconhecidos e que por isso são incluídas como "Outros".

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

\*\*\* Inclui outras fontes fósseis (147 MW).

Fonte dos dados: ANEEL e MME (Dados BIG e GD do site da ANEEL – 03/12/2018)





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

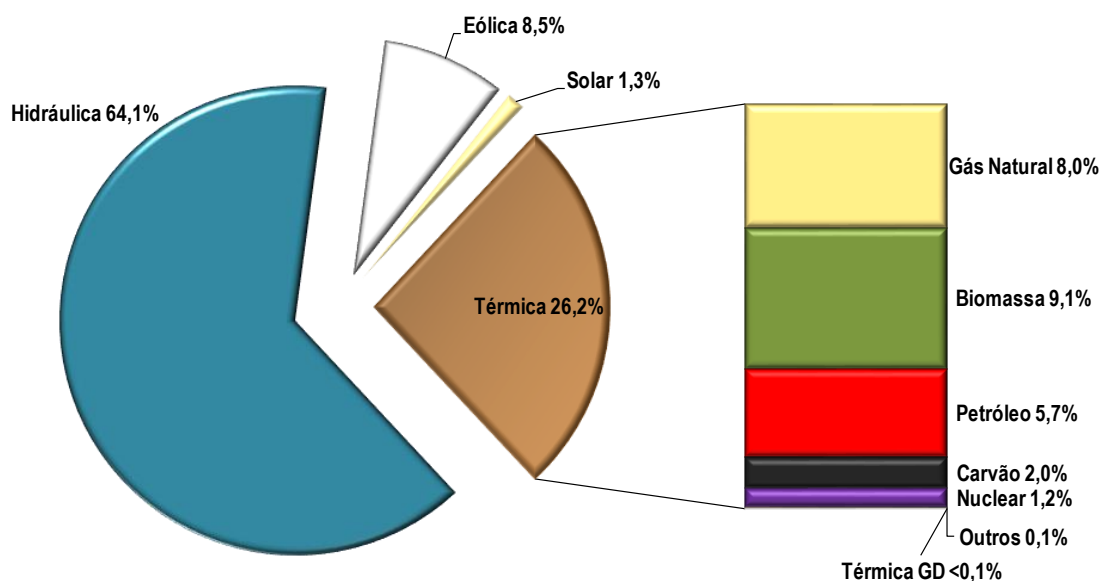


Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

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

Em outubro de 2018, o Sistema Elétrico Brasileiro atingiu 144.986 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.

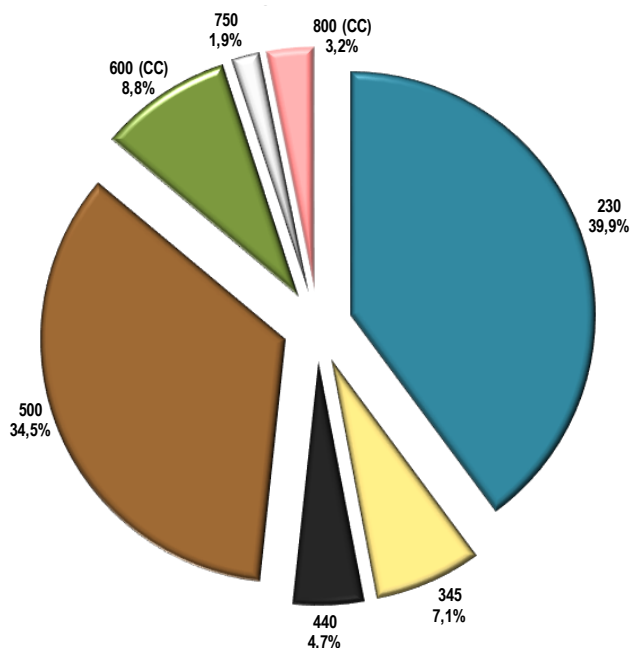


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230	57.854	39,9%
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>144.986</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 novembro de 2018 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 1.262,1 MW de geração:

- UHE Belo Monte - UGs: Belo Monte 11, total de 611,11 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.030354-2.01;
- PCH Boa Vista II - UGs: 2 a 3, total de 19,932 MW, em Minas Gerais. CEG: PCH.PH.MG.033465-0.01;
- PCH Dores de Guanhões - UG: 2, de 7 MW, em Minas Gerais. CEG: PCH.PH.MG.028781-4.01;
- PCH Verde 08 - UG: 4, de 1,5 MW, em Goiás. CEG: PCH.PH.GO.030973-7.01;
- UTE Mauá 3 - UG: 2, de 189,55 MW, no Amazonas. CEG: UTE.GN.AM.031888-4.01;
- UFV Apodi I - UGs: 1 a 34, total de 33 MW, no Ceará. CEG: UFV.RS.CE.033917-2.01;
- UFV Apodi II - UGs: 1 a 34, total de 33 MW, no Ceará. CEG: UFV.RS.CE.033918-0.01;
- UFV Apodi III - UGs: 1 a 34, total de 33 MW, no Ceará. CEG: UFV.RS.CE.033919-9.01;
- UFV Apodi IV - UGs: 1 a 34, total de 33 MW, no Ceará. CEG: UFV.RS.CE.033920-2.01;
- UFV São Pedro II - UGs: 1 a 27, total de 27 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.033782-0.01;
- UFV São Pedro IV - UGs: 1 a 27, total de 27 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.033784-6.01;
- UEE Ventos da Santa Beatriz - UGs: 1 a 5 e 1 a 13 e 6 a 10, total de 27,3 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.034738-8.01;
- UEE Ventos de Santa Aparecida - UGs: 1 a 4 e 1 a 13 e 5 a 9, total de 27,3 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.034736-1.01;
- UEE Ventos de Santa Aurora - UGs: 1 a 13, total de 27,3 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.034742-6.01;
- UEE Ventos de Santa Emilia - UGs: 1 a 13, total de 27,3 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.034717-5.01;
- UEE Ventos do São Gabriel - UGs: 1 a 13, total de 27,3 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.034739-6.01;
- UEE Campo Largo VI - UGs: 1 a 11, total de 29,7 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.033631-9.01;
- UEE Aura Lagoa Do Barro 05 - UGs: 1 a 8, total de 24 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.033623-8.01;
- UEE Aura Lagoa Do Barro 07 - UGs: 1 a 9, total de 27 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.033618-1.01;
- UEE Campo Largo XV - UGs: 1 a 11, total de 29,7 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.034636-5.01;
- CGH Rio Bonito Três Vales - UG: 1, de 0,108 MW, no Rio de Janeiro. CEG: CGH.PH.RJ.030620-7.01.



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

Fonte	Realizado em Nov/2018 (MW)	Acumulado em 2018 (MW)
<b>Eólica</b>	<b>246,90</b>	<b>1.348,80</b>
Eólica (não GD)	246,90	1.348,80
Eólica GD	0,00	0,00
<b>Hidráulica</b>	<b>639,65</b>	<b>3.165,14</b>
CGH GD	0,00	0,00
PCH + CGH	28,54	167,70
UHE	611,11	2.997,44
<b>Solar</b>	<b>186,00</b>	<b>642,82</b>
Solar (não GD)	186,00	642,82
Solar GD	0,00	0,00
<b>Térmica</b>	<b>189,55</b>	<b>328,77</b>
Biomassa	0,00	84,77
Carvão	0,00	0,00
Gás Natural	189,55	231,57
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>1.262,10</b>	<b>5.485,52</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>	623,35	960,30	211,20
Eólica (não GD)	623,35	960,30	211,20
Eólica GD	0,00	0,00	0,00
<b>Hidráulica</b>	38,93	3.570,26	1.399,53
CGH GD	0,00	0,00	0,00
PCH + CGH	38,93	73,75	177,31
UHE	0,00	3.496,51	1.222,22
<b>Solar</b>	251,80	461,91	0,00
Solar (não GD)	251,80	461,91	0,00
Solar GD	0,00	0,00	0,00
<b>Térmica</b>	272,65	370,00	1.971,80
Biomassa	61,00	25,00	170,00
Carvão	0,00	345,00	0,00
Gás Natural	211,65	0,00	1.515,64
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>1.186,73</b>	<b>5.362,47</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 novembro 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 Nov/18 (km)	Acumulado em 2018 (km)
230	0,0	1.132,5
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>3.409,7</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 novembro de 2018, foram adicionados 100 MVA ao sistema de transmissão, com a entrada em operação do seguinte equipamento:

- TR4 230/69 Kv – 100 MVA, na SE Pau Ferro (CHESF), em Pernambuco.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Nov/18 (MVA)	Acumulado em 2018 (MVA)
230	100	3.951
345	0	400
440	0	450
500	0	7.704
750	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>12.505</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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

- RB 04 500 Kv 180 Mvar, na SE Ribeirãozinho (ITE), em Mato Grosso;
- BCS 03 500 Kv 361,5 Mvar (anterior 198 Mvar), na SE Miracema (INTESA), em Tocantins.

## 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	242,4	1.394,5	1.309,1
345	0,0	79,0	52,0
440	0,0	0,0	0,0
500	357,0	3.426,0	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>599,4</b>	<b>10.285,5</b>	<b>1.892,1</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	316,0	5.067,0	4.405,0
345	0,0	3.570,0	1.425,0
440	0,0	1.050,0	0,0
500	0,0	9.910,0	2.490,0
750	0,0	1.650,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>316,0</b>	<b>21.247,0</b>	<b>8.320,0</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 outubro de 2018, a geração hidráulica correspondeu a 69,0% do total gerado no país, valor 8,3 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil em outubro representou 9,8%, valor 2,2 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, representou 20,6%.

As fontes renováveis representaram 85,1% da matriz de produção de energia elétrica brasileira em outubro de 2018 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Outubro/2018

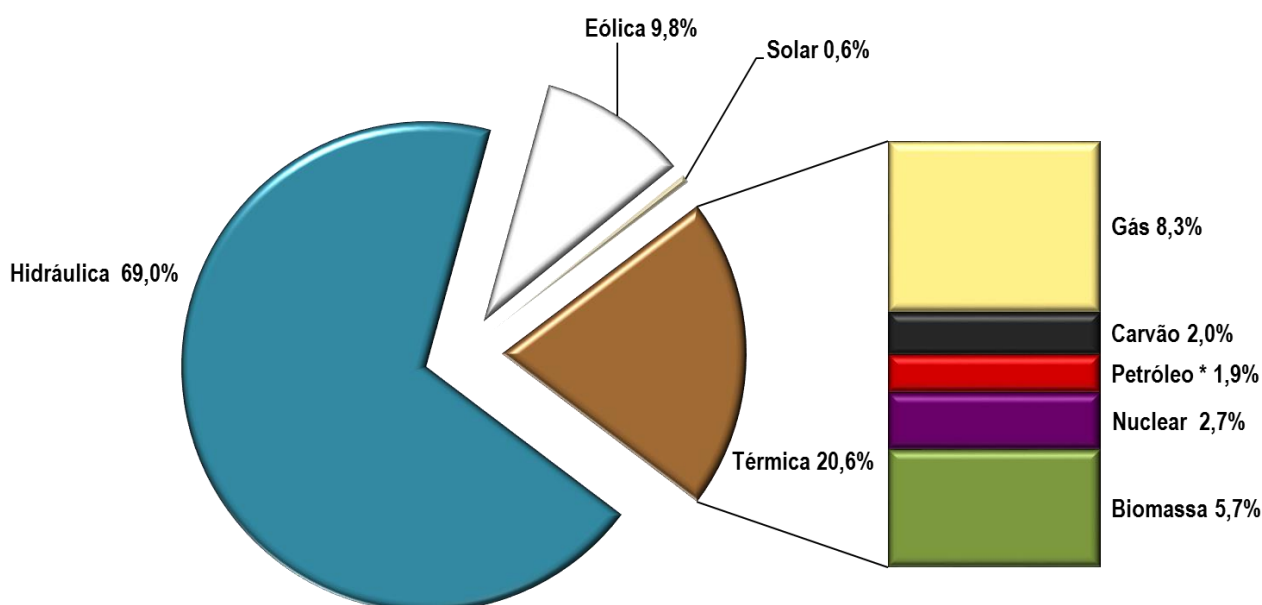


Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

\* 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 outubro 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		
	Out/17 (GWh)	Set/18 (GWh)	Out/18 (GWh)	Evolução mensal (Out/18 / Set/18)	Evolução anual (Out/18 / Out/17)	Nov/16-Out/17 (GWh)	Nov/17-Out/18 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>28.644</b>	<b>26.986</b>	<b>32.856</b>	<b>21,8%</b>	<b>14,7%</b>	<b>390.128</b>	<b>391.085</b>	<b>0,2%</b>
<b>Térmica</b>	<b>13.176</b>	<b>11.770</b>	<b>9.732</b>	<b>-17,3%</b>	<b>-26,1%</b>	<b>113.286</b>	<b>111.822</b>	<b>-1,3%</b>
Gás	5.707	4.911	3.930	-20,0%	-31,1%	48.445	45.340	-6,4%
Carvão	1.424	1.067	978	-8,4%	-31,3%	12.664	13.055	3,1%
Petróleo *	1.764	1.114	562	-49,5%	-68,1%	10.384	8.586	-17,3%
Nuclear	1.094	1.337	1.297	-3,0%	18,5%	13.510	14.798	9,5%
Outros	251	297	256	-13,7%	2,3%	3.187	3.170	-0,5%
Biomassa	2.936	3.044	2.709	-11,0%	-7,7%	25.095	26.873	7,1%
<b>Eólica</b>	<b>4.808</b>	<b>5.328</b>	<b>4.686</b>	<b>-12,0%</b>	<b>-2,5%</b>	<b>39.742</b>	<b>45.515</b>	<b>14,5%</b>
<b>Solar</b>	<b>243</b>	<b>382</b>	<b>287</b>	<b>-24,8%</b>	<b>18,3%</b>	<b>649</b>	<b>2.968</b>	<b>357,2%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>46.871</b>	<b>44.465</b>	<b>47.561</b>	<b>7,0%</b>	<b>1,5%</b>	<b>543.805</b>	<b>551.389</b>	<b>1,4%</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 outubro 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 novembro de 2017 e outubro de 2018 frente ao período entre novembro de 2016 e outubro 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		
	Out/17 (GWh)	Set/18 (GWh)	Out/18 (GWh)	Evolução mensal (Out/18 / Set/18)	Evolução anual (Out/18 / Out/17)	Nov/16-Out/17 (GWh)	Nov/17-Out/18 (GWh)	Evolução
Gás	5	5	5	10,5%	18,6%	49	55	12,6%
Petróleo *	256	292	323	10,6%	26,2%	2.590	2.953	14,0%
Biomassa	4	5	4	-1,8%	15,5%	22	47	114,6%
<b>TOTAL</b>	<b>264</b>	<b>302</b>	<b>333</b>	<b>10,38%</b>	<b>25,9%</b>	<b>2.661</b>	<b>3.056</b>	<b>14,8%</b>

Para os meses de novembro/2017 a outubro/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 outubro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE



## 8.4. Geração Eólica \*

No mês de outubro de 2018, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste diminuiu 9,5 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 49,8%, com total de 5.653 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve decréscimo de 1,6 p.p. no fator de capacidade médio da região Nordeste em relação ao verificado nos 12 meses anteriores, atingindo 42,5%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul em outubro de 2018 diminuiu 3,4 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 36,0%, com total de geração verificada no mês de 735 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve acréscimo de 0,2 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 32,9%.

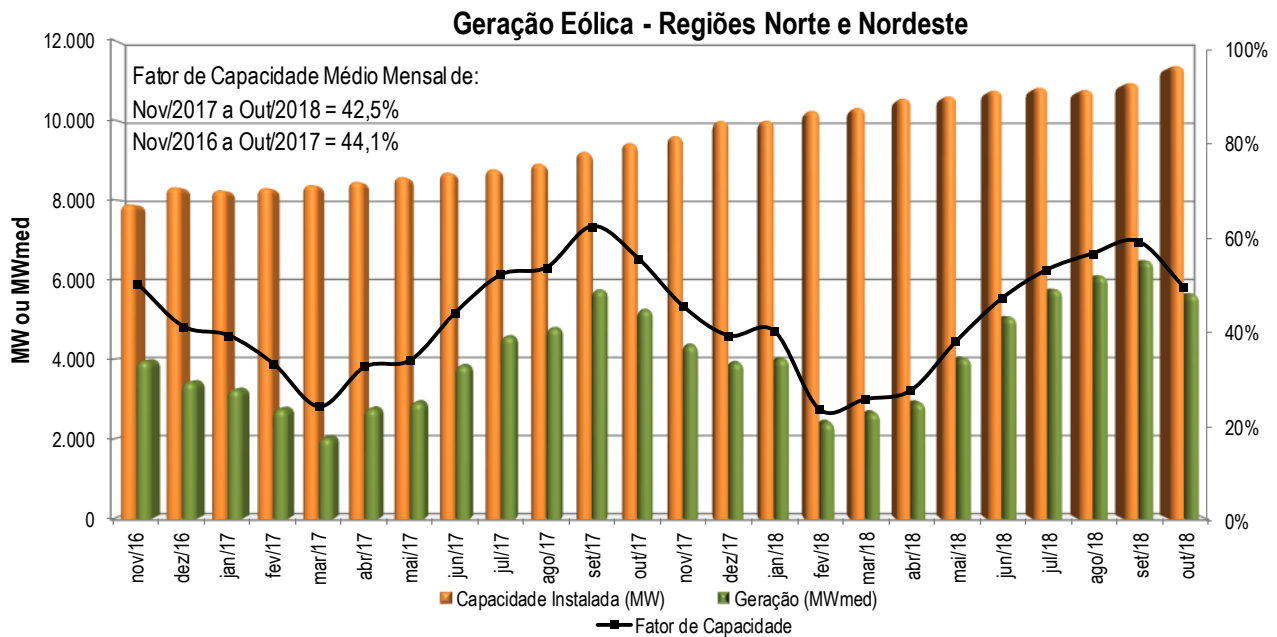


Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

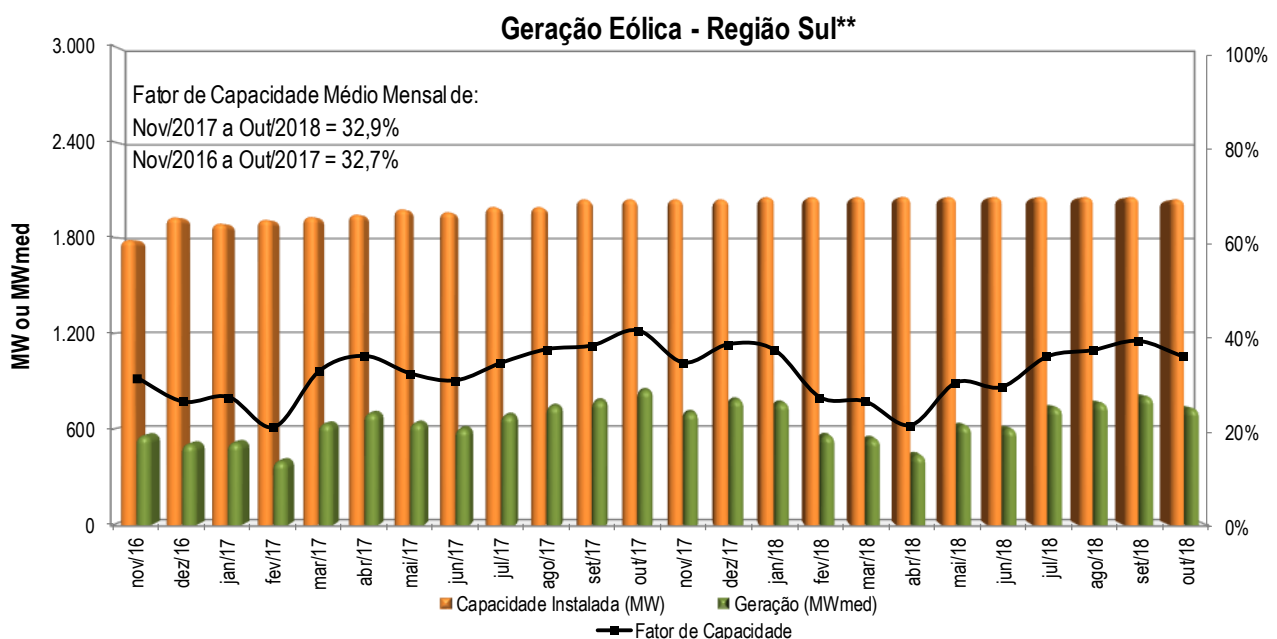


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

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

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

Dados contabilizados até outubro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE



## 9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação – CMO médios semanais variaram entre R\$ 96,90 / MWh e R\$ 143,90 / MWh em todos os subsistemas. Em todas as semanas operativas do mês de novembro, os CMO equalizaram em todos os subsistemas devido ao não atingimento dos limites de intercâmbio entre os subsistemas.

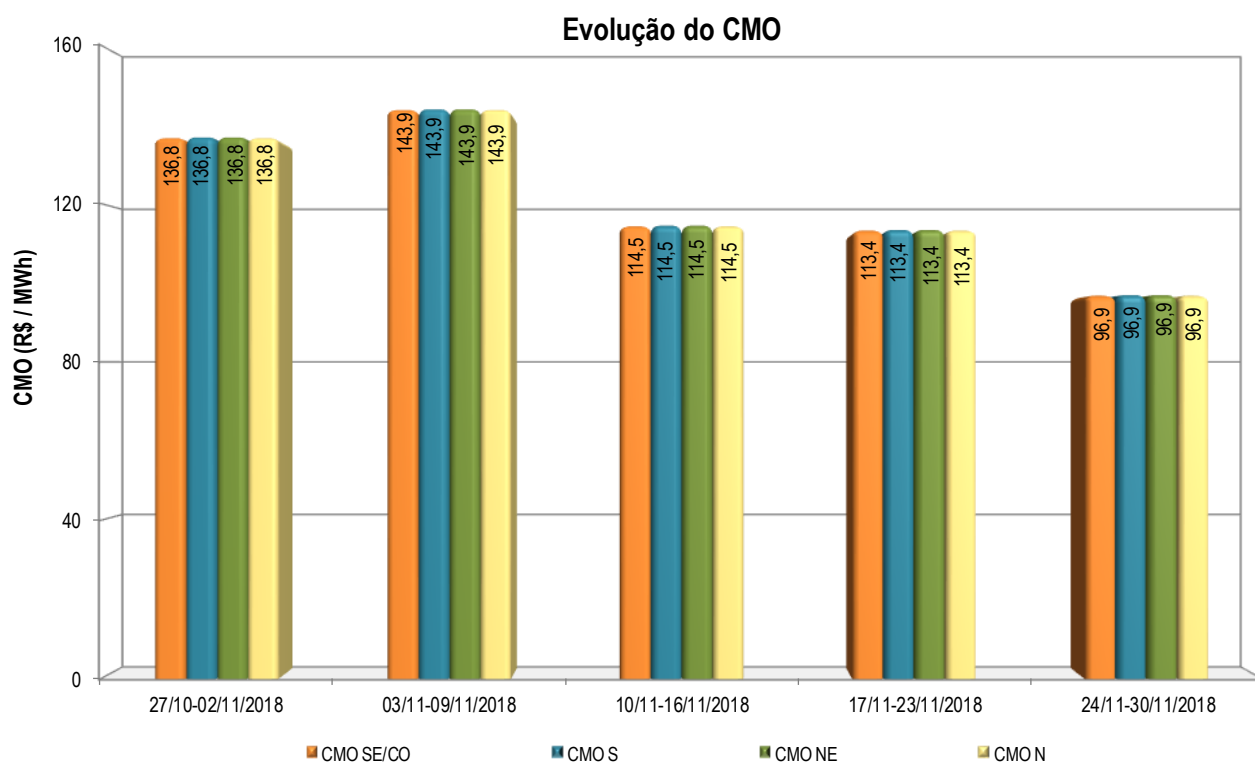


Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

## 10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em outubro de 2018 foi de R\$ 173,3 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 318,1 milhões).

O total de encargos pagos no mês é composto por R\$ 114,3 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 53,7 milhões referentes ao encargo Serviços Ancilares, que está relacionado à remuneração pela prestação de serviços ao sistema como fornecimento de energia reativa por unidades geradoras solicitadas a operar como compensador síncrono, Controle Automático de Geração – CAG, autorrestabelecimento (*black-start*) e Sistemas Especiais de Proteção – SEP; e por R\$ 5,3 milhões referentes ao encargo por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica para garantia do suprimento energético, autorizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Em outubro de 2018 não houve geração de Encargo por Deslocamento Hidráulico, que está relacionado ao ressarcimento fornecido às usinas hidrelétricas devido à redução da geração motivada pelo acionamento de térmicas fora da ordem de mérito de custo ou pela importação de energia elétrica não considerada no Programa Mensal de Operação – PMO e na formação de preço.

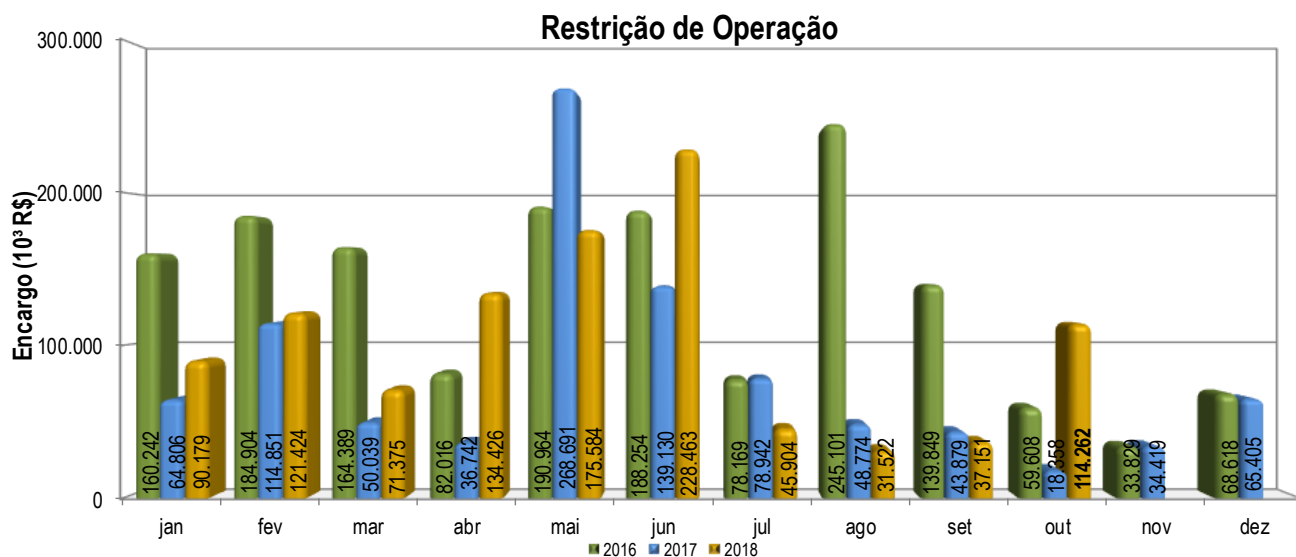


Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

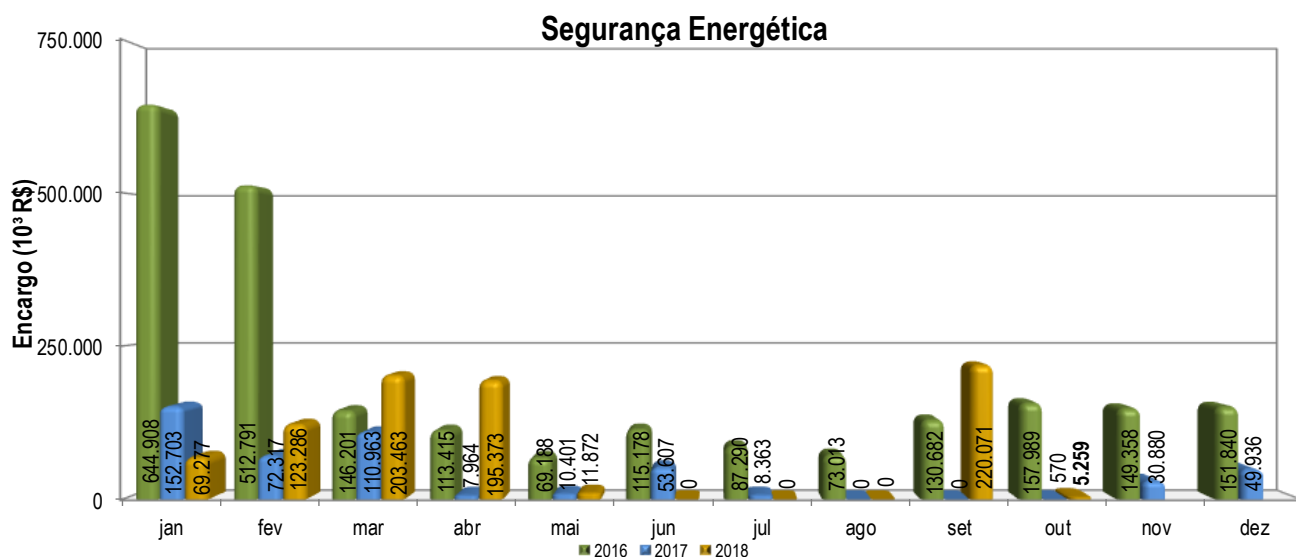


Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

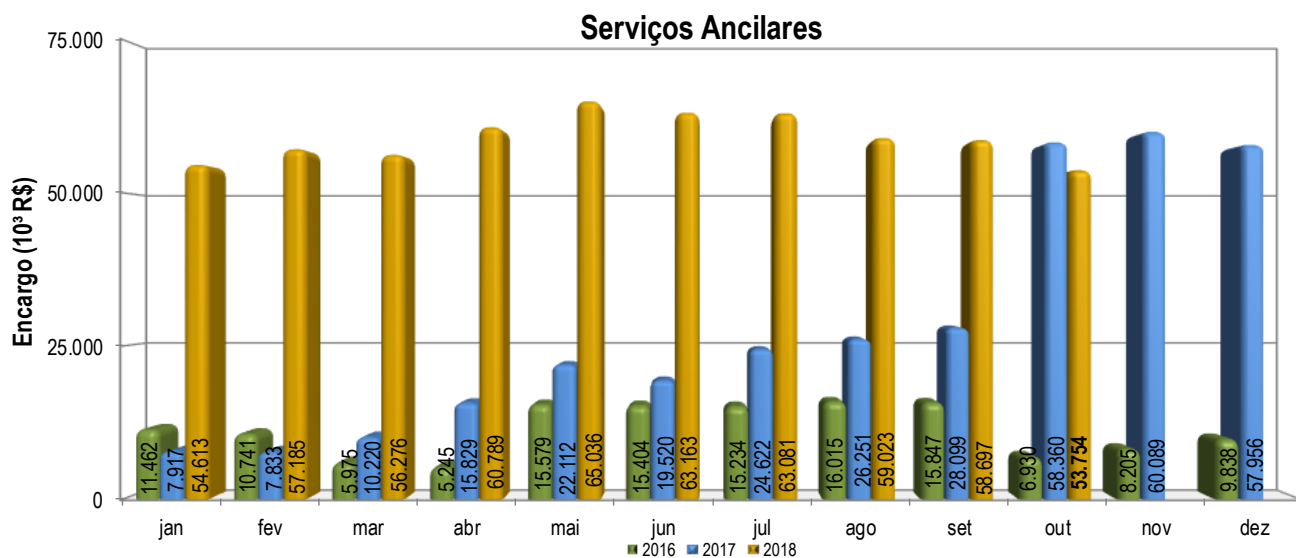


Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até outubro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE



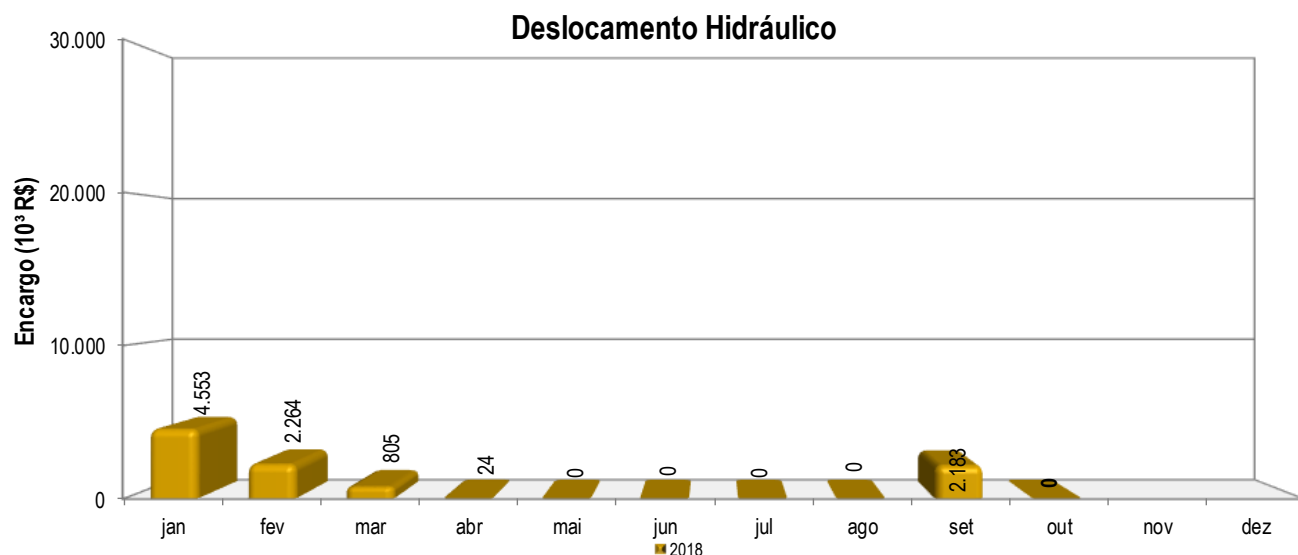


Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.

Dados contabilizados / recontabilizados até outubro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

## 11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de novembro 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 26 de novembro, às 04h23min:** Desligamento automático dos barramentos de 500, 230 e 69kV da Subestação Jardim. Houve interrupção de **279 MW** de cargas, sendo 204 MW da Energisa em Sergipe, e 75 MW de consumidores industriais. Causa: Defeito na chave seccionadora;
- **Dia 26 de novembro, às 05h07min:** Desligamento automático dos barramentos de 230 kV e 69 kV da Subestação Angelim. Houve interrupção de **100 MW** de cargas, sendo 83 MW da Celpe, em Pernambuco e 17 MW da ED – Alagoas, em Alagoas. Causa: Rompimento do pulo da chave seccionadora;
- **Dia 27 de novembro, às 23h49min:** Desligamento automático dos barramentos de 230 kV e 69 kV da Subestação Angelim. Houve interrupção de **112 MW** de cargas, sendo 19 MW da ED – Alagoas, em Alagoas, e 93 MW da Celpe, em Pernambuco. Causa: Atuação acidental da Proteção de Falha do Disjuntor.

Apenas no Estado de Roraima, não interligado ao SIN, houve seis desligamentos com interrupção total das cargas da capital Boa Vista, nos dias 24, 26, 27 e 29 de novembro, sendo oito desligamentos ocorridos devido à interrupção em linhas de transmissão operadas pela Corpoelec (Venezuela).



## 11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro \*

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

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2018 Jan-Nov	2017 Jan-Nov
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	874
SE/CO	0	432	625	0	0	0	0	136	133	114	0		1.440	3.500
NE	0	162	378	0	206	0	0	267	0	0	492		1.505	3.908
N	0	227	256	0	0	170	366	0	167	1.884	0		3.070	7.882
Isolados	323	295	1.092	312	241	554	1.383	1.366	2.355	1.565	798		10.283	3.845
<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>3.563</b>	<b>1.290</b>	<b>0</b>	<b>39.481</b>	<b>20.009</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-Nov	2017 Jan-Nov
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	3
SE/CO	0	2	2	0	0	0	0	1	1	1	0		7	12
NE	0	1	2	0	1	0	0	1	0	0	3		8	17
N	0	1	1	0	0	1	1	0	1	1	0		6	21
Isolados	2	2	8	2	2	5	14	10	21	9	6		81	29
<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>11</b>	<b>9</b>	<b>0</b>	<b>104</b>	<b>82</b>

### Ocorrências no SEB

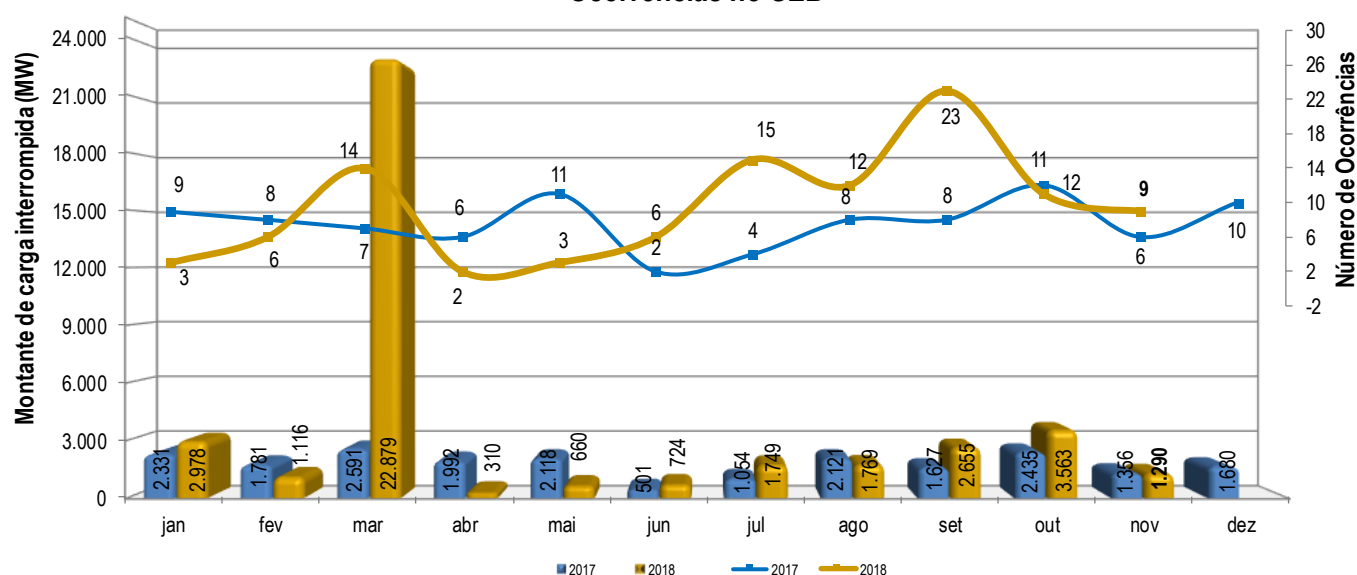


Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

\* 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	0,87	0,93	1,09			10,21	12,72
S	1,30	0,84	1,14	0,72	0,79	0,86	0,79	0,88	0,99	1,08			9,39	10,96
SE	1,02	0,73	0,91	0,55	0,51	0,46	0,51	0,59	0,61	0,75			6,65	8,79
CO	2,60	1,97	2,44	1,46	1,13	0,74	0,84	1,18	1,59	2,07			16,01	14,70
NE	1,55	1,42	1,97	1,27	1,02	0,84	0,81	0,84	0,85	0,99			11,56	14,65
N	3,12	2,25	3,26	2,25	1,87	1,99	1,99	2,46	2,40	2,66			24,23	33,82

Tabela 20. Evolução do FEC em 2018.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2018														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,78	0,61	0,80	0,50	0,47	0,45	0,48	0,53	0,54	0,63			5,78	9,52
S	0,74	0,51	0,64	0,41	0,46	0,46	0,46	0,52	0,51	0,63			5,35	8,55
SE	0,56	0,41	0,51	0,30	0,29	0,30	0,32	0,36	0,38	0,44			3,87	6,56
CO	1,35	1,04	1,38	0,75	0,63	0,55	0,66	0,71	0,80	1,04			8,90	11,83
NE	0,77	0,68	0,90	0,59	0,53	0,43	0,41	0,50	0,44	0,56			5,81	9,60
N	1,75	1,44	2,17	1,46	1,24	1,36	1,61	1,56	1,72	1,71			16,03	29,17

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

### DEC - Brasil

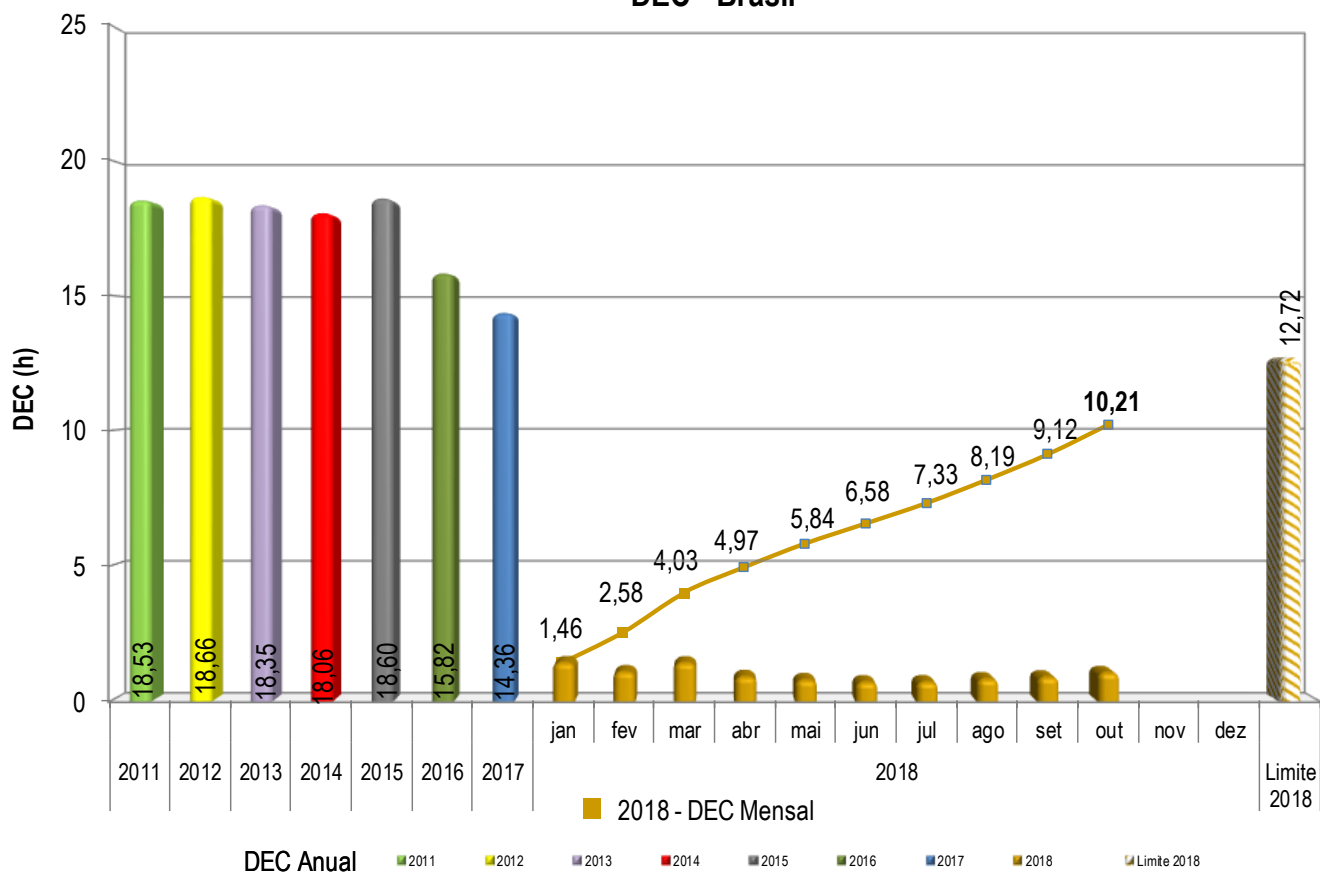
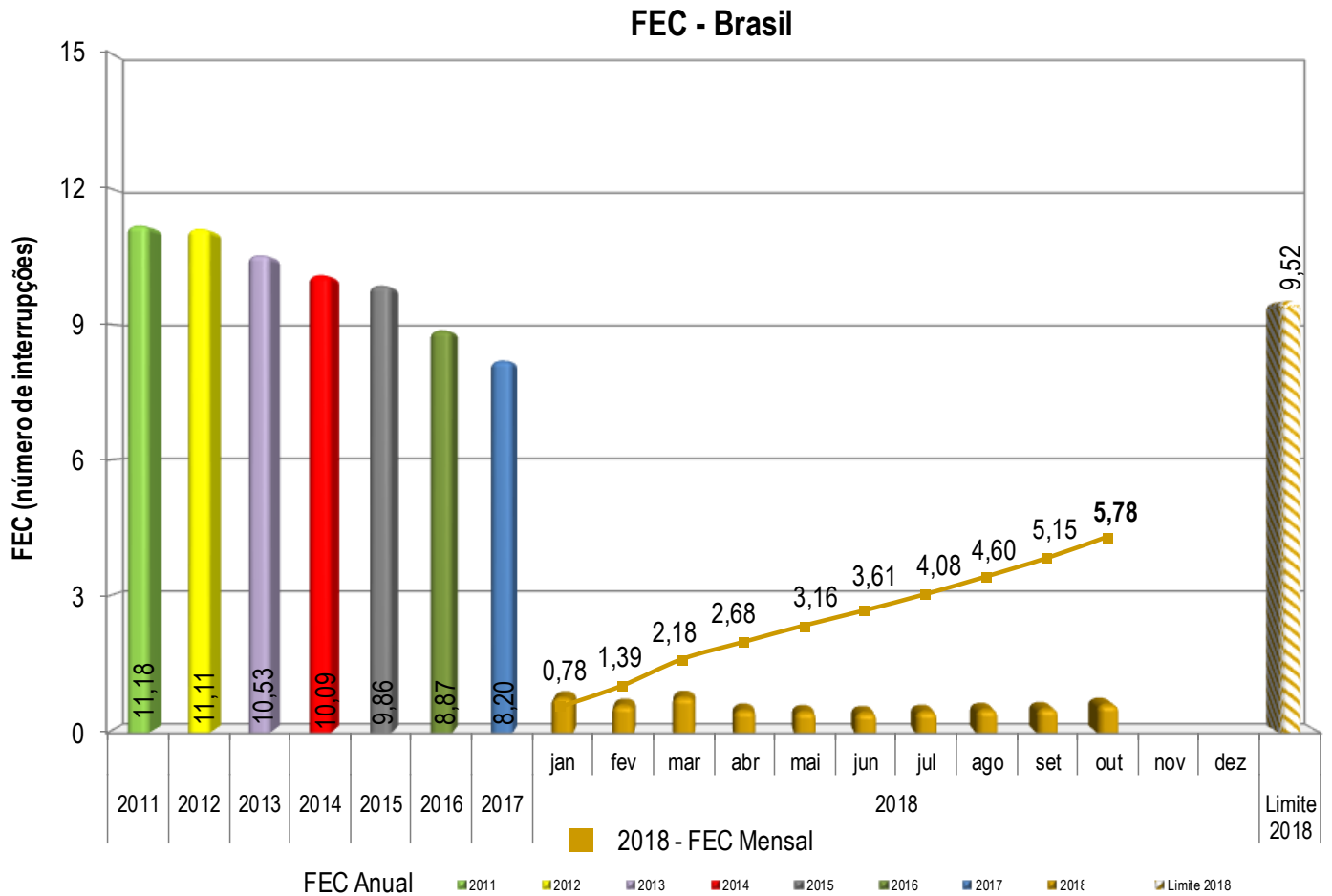


Figura 27. DEC do Brasil.



**Figura 28. FEC do Brasil.**

Dados contabilizados até outubro 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