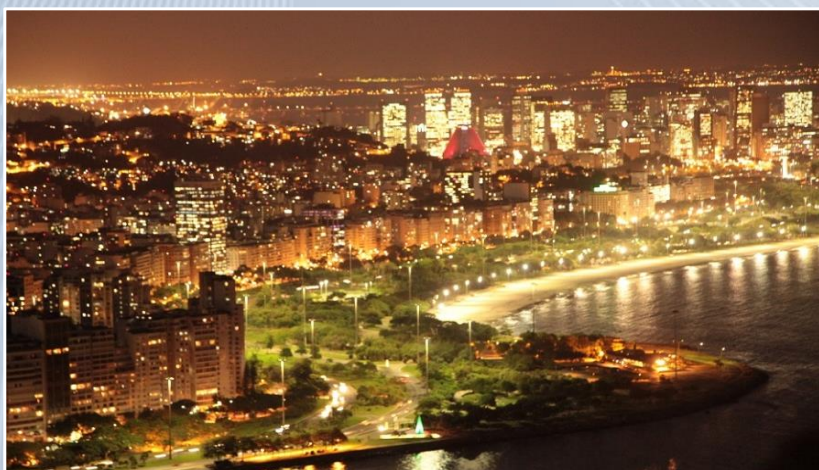




MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE ENERGIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE MONITORAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Novembro / 2017





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Novembro / 2017

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Fernando Coelho Filho

Secretário-Executivo

Paulo Pedrosa

Secretário de Energia Elétrica

Fábio Lopes Alves

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico

Domingos Romeu Andreatta

Equipe Técnica

Guilherme Silva de Godoi

André Grobério Lopes Perim

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

Tarcisio Tadeu de Castro



SUMÁRIO

1. SUMÁRIO EXECUTIVO	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil	2
2.2. Energia Natural Afluente Armazenável.....	3
2.3. Energia Armazenada.....	5
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA	8
3.1. Principais Intercâmbios Verificados.....	8
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA	9
4.1. Consumo de Energia Elétrica.....	9
4.2. Demandas Máximas	11
4.3. Demandas Máximas Mensais	11
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	13
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	14
7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	15
7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	15
7.2. Previsão da Expansão da Geração.....	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	17
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	18
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	18
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	19
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	19
8.4. Geração Eólica	20
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	21
10. ENCARGOS SETORIAIS	21
11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	23
11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	23
11.2. Indicadores de Continuidade	24



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de agosto de 2017 – Brasil.	2
Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.	3
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.	3
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.	4
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.	4
Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.	6
Figura 7. EAR: Subsistema Sul.	6
Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.	7
Figura 9. EAR: Subsistema Norte-Interligado.	7
Figura 10. Principais intercâmbios de energia (MWh médios).	8
Figura 11. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.	9
Figura 12. Demandas máximas mensais: SIN.	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.	11
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.	12
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.	12
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.	12
Figura 17. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.	14
Figura 18. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.	14
Figura 19. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.	18
Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.	20
Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.	20
Figura 22. Evolução do CMO verificado no mês.	21
Figura 23. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.	22
Figura 24. Encargos Setoriais: Segurança Energética.	22
Figura 25. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.	22
Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.	24
Figura 27. DEC do Brasil.	25
Figura 28. FEC do Brasil.	25



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.	17
Tabela 15. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	19
Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	19
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	23
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.	23
Tabela 19. Evolução do DEC em 2017.	24
Tabela 20. Evolução do FEC em 2017.....	24



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

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

CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS: foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 103% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 127% MLT no Sul, 24% MLT no Nordeste e 60% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 101% MLT, 120% MLT, 22% MLT e 59% MLT, respectivamente.

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

Sudeste/Centro-Oeste: 1,0%

Sul: 11,6%

Nordeste: -0,5%

Norte: -4,5%

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Novembro (% EAR)
Sudeste/Centro-Oeste	18,7
Sul	60,0
Nordeste	5,5
Norte	16,1

MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA: em outubro de 2017, o consumo de energia elétrica atingiu 49.364 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, representando aumento de 2,2% em relação ao consumo de outubro de 2016.

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

CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: em novembro de 2017 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 156.340 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. No mês, entraram em operação comercial 294,64 MW de usinas de geração.

LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: em novembro de 2017 o total de linhas de transmissão em operação no Brasil, com tensão maior ou igual a 230 kV, se manteve em 136.835 km. No mês não houve expansão de linhas de transmissão.

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: em outubro de 2017, a geração hidráulica correspondeu a aproximadamente 61,0% do total gerado no país, 0,3 pontos percentuais (p.p.) acima do verificado no mês anterior.

ENCARGOS SETORIAIS: o Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em outubro de 2017 foi de R\$ 77,3 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 68,3 milhões).

Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro: em novembro de 2017 foram verificadas seis ocorrências no sistema elétrico brasileiro com corte de carga maior que 100 MW e com duração maior que 10 minutos, totalizando 1.356 MW de corte de carga.

CMSE: em novembro de 2017, foram realizadas quatro reuniões do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, a saber, a 189ª reunião (ordinária), em 1º de novembro, e as reuniões 190ª, 191ª e 192ª (extraordinárias), realizadas em 03, 09 e 22 de novembro, respectivamente. O destaque no mês foi que, na 190ª reunião, o CMSE deliberou por despachar fora da ordem de mérito, por garantia de suprimento energético, para a semana operativa de 4 a 10 de novembro de 2017, as usinas térmicas com CVU de até R\$ 702,50/MWh, tendo em vista os baixos níveis de armazenamento registrados nos reservatórios em todos os subsistemas brasileiros naquele momento. As Atas das referidas reuniões estão disponíveis em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse/atas-cmse-2017>.

As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 30 de novembro de 2017, exceto quando indicado.

O Subsistema Sudeste/Centro-Oeste é composto pelos estados das Regiões Sudeste e Centro-Oeste, Acre e Rondônia.

O Subsistema Sul é composto pelos estados da Região Sul.

O Subsistema Nordeste é composto pelos estados da Região Nordeste, exceto o Maranhão.

O Subsistema Norte é composto pelos estados do Pará, Tocantins, Maranhão, Amazonas e Amapá.



2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

No mês de novembro de 2017, as precipitações apresentaram grande variabilidade espacial, com registros de volumes próximos, em geral, às médias climatológicas de cada bacia. As bacias dos rios São Francisco, Grande, Tietê e Uruguai apresentaram anomalias negativas. Nas três primeiras semanas ocorreram totais significativos de precipitação na bacia do rio Iguaçu e no trecho incremental à UHE Itaipu. Na quarta semana, a configuração de um episódio de Zona de Convergência do Atlântico Sul – ZCAS, ocasionou totais elevados de precipitação nas bacias dos rios Tietê, Grande e Paranaíba e no alto São Francisco.

Durante o mês houve mudança dos padrões sinóticos em médios e altos níveis que favoreceram a distribuição da precipitação sobre parte do Sudeste, Centro-Oeste e sul da Região Norte caracterizando, assim, o início da estação chuvosa sobre estas regiões. Ocorreu distribuição da precipitação de forma frequente e generalizada sobre o centro da América do Sul e, com isso, o mês de novembro terminou com anomalias positivas de precipitação sobre grande parte do Sul, Centro-Oeste, em São Paulo e no sul do Amazonas e Pará. Em grande parte das Regiões Norte e sul do Rio Grande do Sul o mês encerrou com precipitações abaixo da média climatológica. Sobre o Nordeste predominaram anomalias negativas, especialmente, sobre o oeste da Bahia e sul do Tocantins e Maranhão¹.

Em relação às temperaturas, as precipitações mais generalizadas e frequentes sobre o Centro-Oeste e parte do Sudeste resultaram em anomalias negativas das temperaturas máximas. Na Região Sul, associado ao avanço de sistemas frontais ainda ocorreram dias com temperaturas baixas e, com isso, foi observada anomalias negativas de temperaturas, tanto mínimas quanto máximas.

Foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 103% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 127% MLT no Sul, 24% MLT no Nordeste e 60% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 101% MLT, 120% MLT, 22% MLT e 59% MLT, respectivamente.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

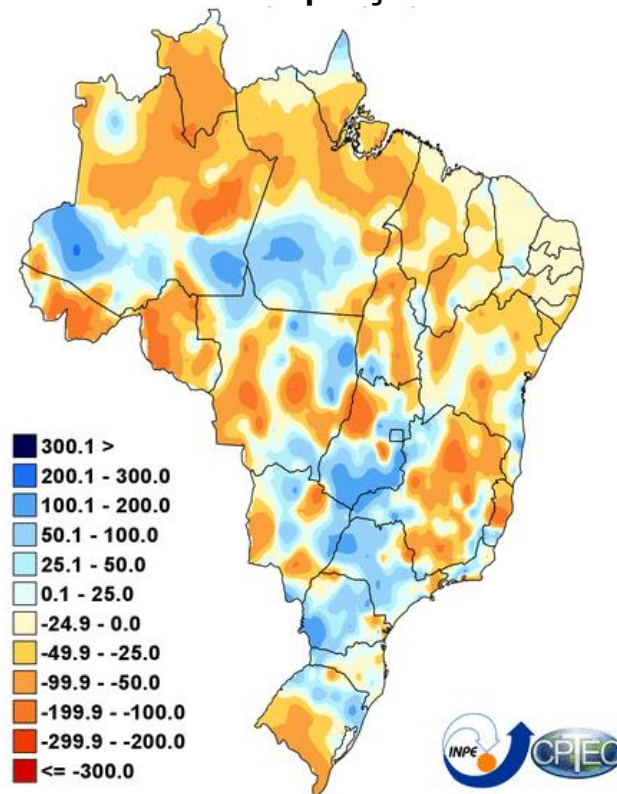


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de outubro de 2017 – Brasil.

Fonte: CPTEC/INPE

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



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

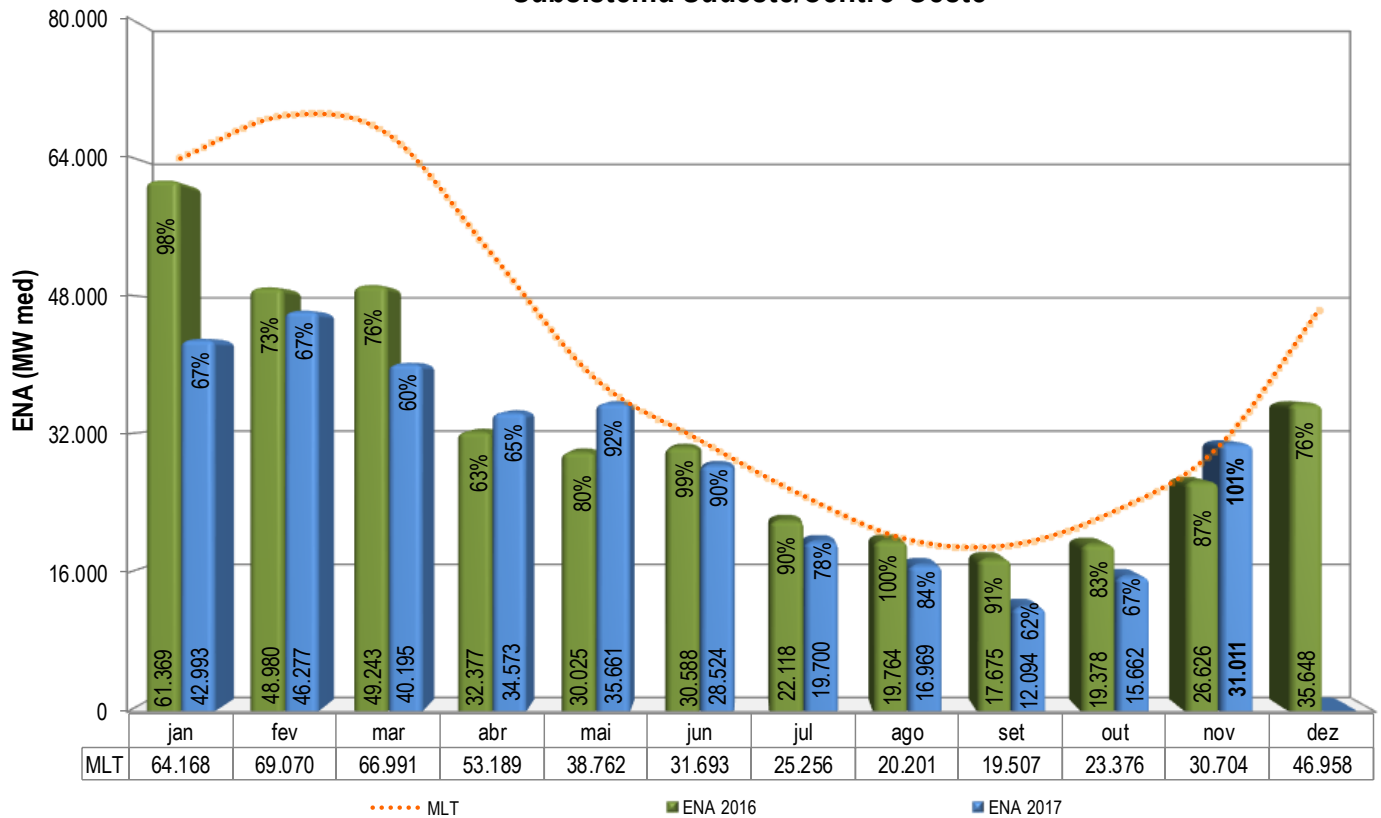


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

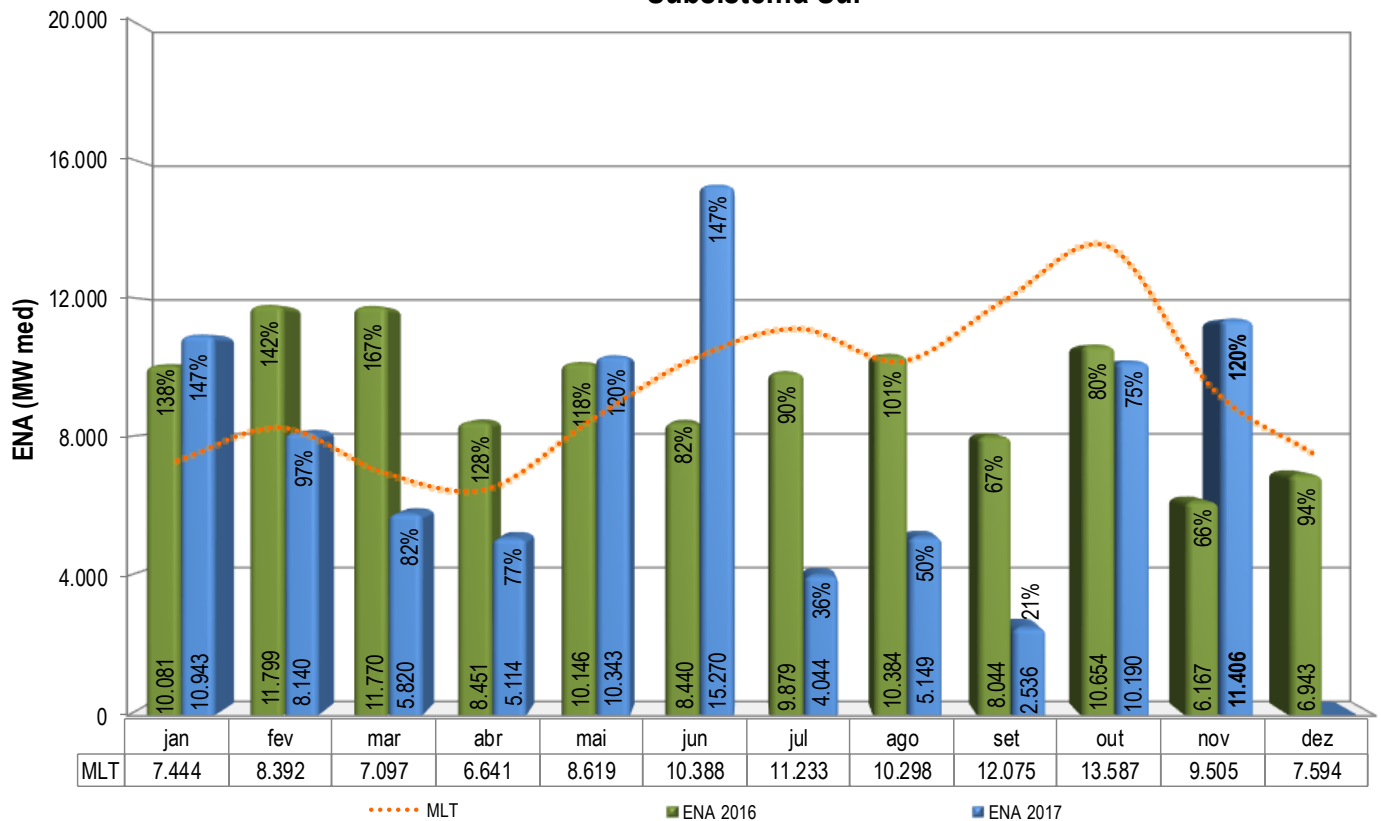


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

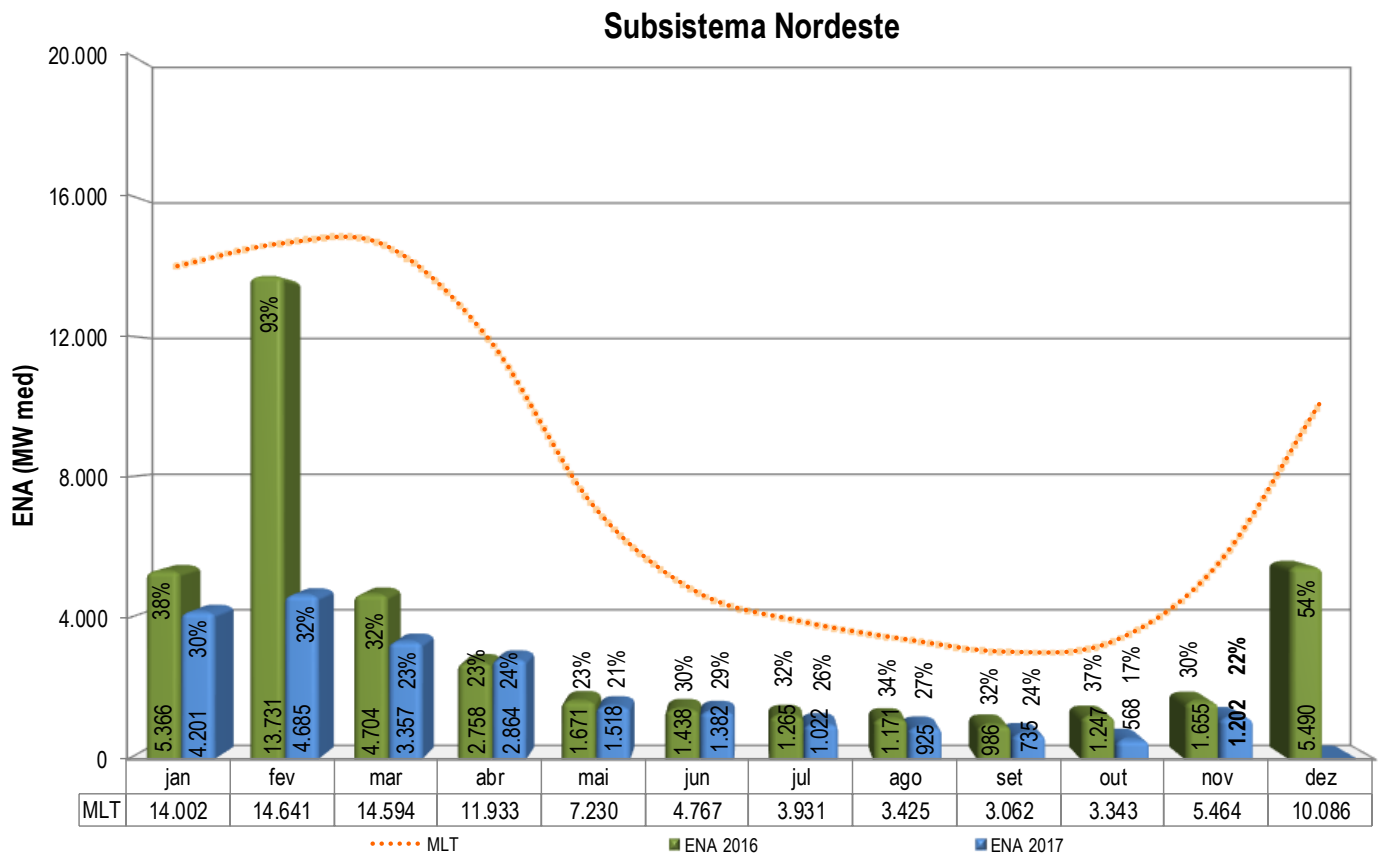


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

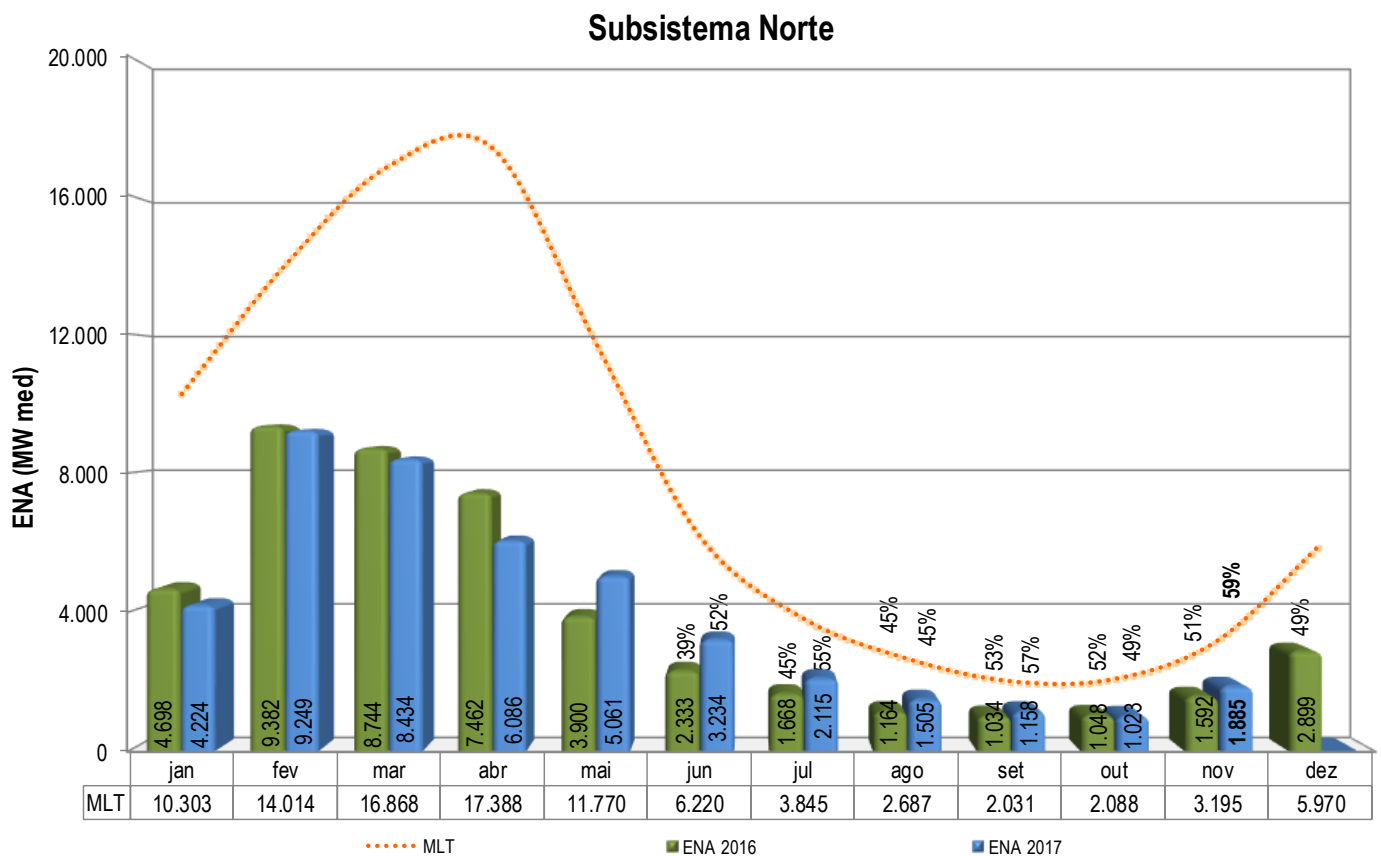


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.3. Energia Armazenada

No mês de novembro de 2017, foi verificado deplecionamento do armazenamento dos reservatórios equivalentes das regiões Nordeste e Norte. A região Sul apresentou replecionamento, conforme verificado também no mês de outubro. O destaque foi a região Sudeste/Centro-Oeste, que apresentou pequeno replecionamento, após vários meses consecutivos de queda do armazenamento equivalente.

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	17,7	18,7	203.343	68,7
Sul	48,4	60,0	20.100	21,8
Nordeste	6,0	5,5	51.809	5,1
Norte	20,6	16,1	15.041	4,4
TOTAL			290.293	100,0

Na região Norte a geração da usina hidrelétrica - UHE Tucuruí foi minimizada, com dimensionamento eventual, nos períodos de carga média e pesada, de forma a possibilitar o fechamento do balanço energético do SIN. A geração da UHE Serra da Mesa foi minimizada em todos os períodos de carga, sendo a geração das UHEs Cana Brava e São Salvador dimensionada em função da defluência da UHE Serra da Mesa. A geração da UHE Peixe Angical e Lajeado foi dimensionada de forma a coordenar a operação hidráulica da cascata, visando garantir os requisitos de afluência necessária da UHE Estreito, para o atendimento das suas restrições de defluência mínima e operativas do reservatório.

A coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco foi efetuada visando à implementação da política de minimização das defluências da cascata, sendo o intercâmbio de energia e as gerações eólica e térmica locais responsáveis pelo fechamento do balanço energético da região Nordeste.

As vazões defluentes das usinas hidrelétricas – UHEs Sobradinho e Xingó foram reduzidas para 550 m³/s no dia 2 de outubro de 2017, permanecendo também durante todo o mês de novembro, conforme autorizado pela Resolução ANA nº 1.291, de 17 de julho de 2017, e pela Autorização Especial IBAMA nº 12/2017.

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

Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm ³)	Armazenamento no Final de Outubro (%)	Armazenamento no Final de Novembro (%)	Evolução Mensal (%)
SERRA DA MESA	TOCANTINS	43.250	6,15	5,94	-0,21
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	31,27	23,6	-7,67
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	2,92	2,71	-0,21
FURNAS	GRANDE	17.217	11,13	9,46	-1,67
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	8,01	7,78	-0,23
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	13,05	10,36	-2,69
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	49,04	71,96	22,92
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	8,22	10,51	2,29
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	14,48	12,33	-2,15
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	45,61	82,78	37,17

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

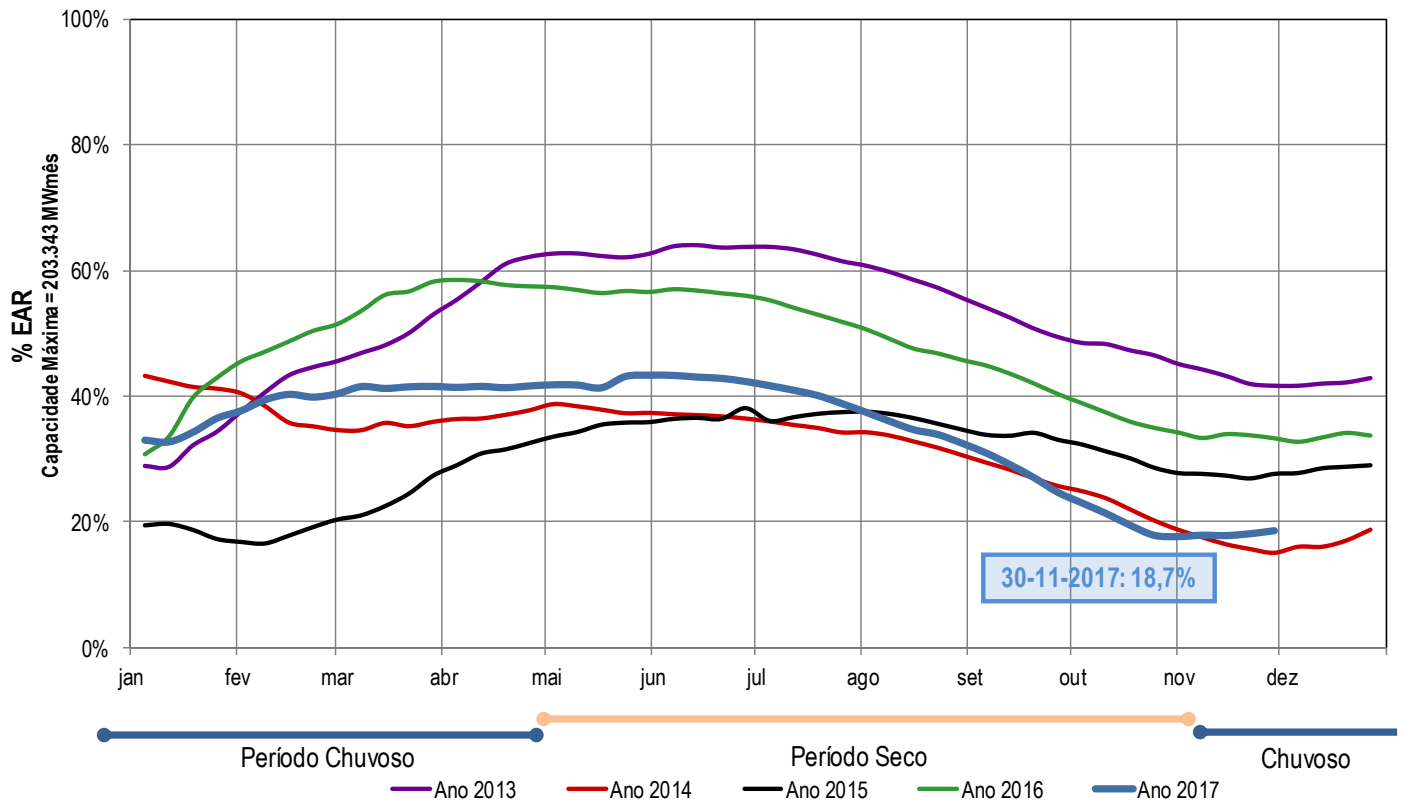


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

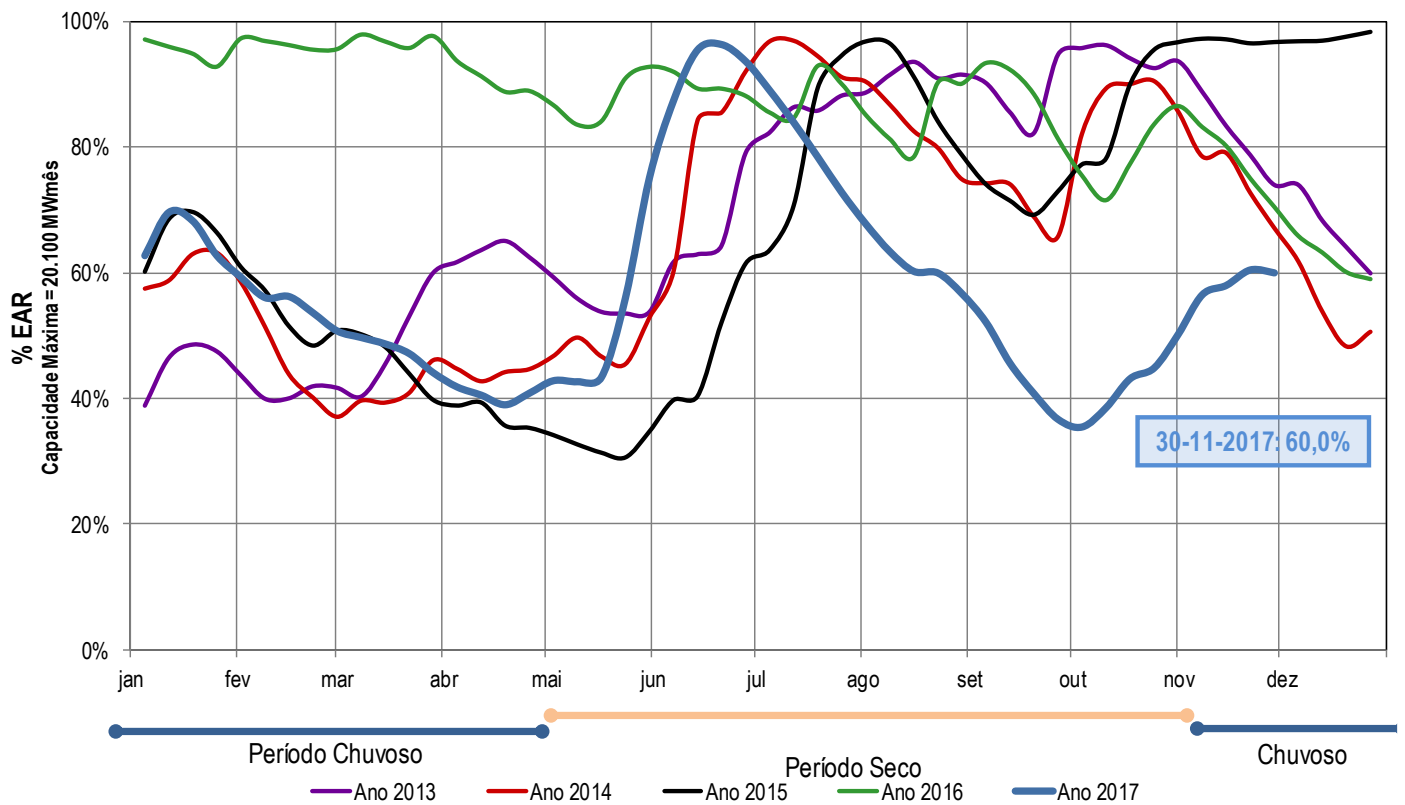


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

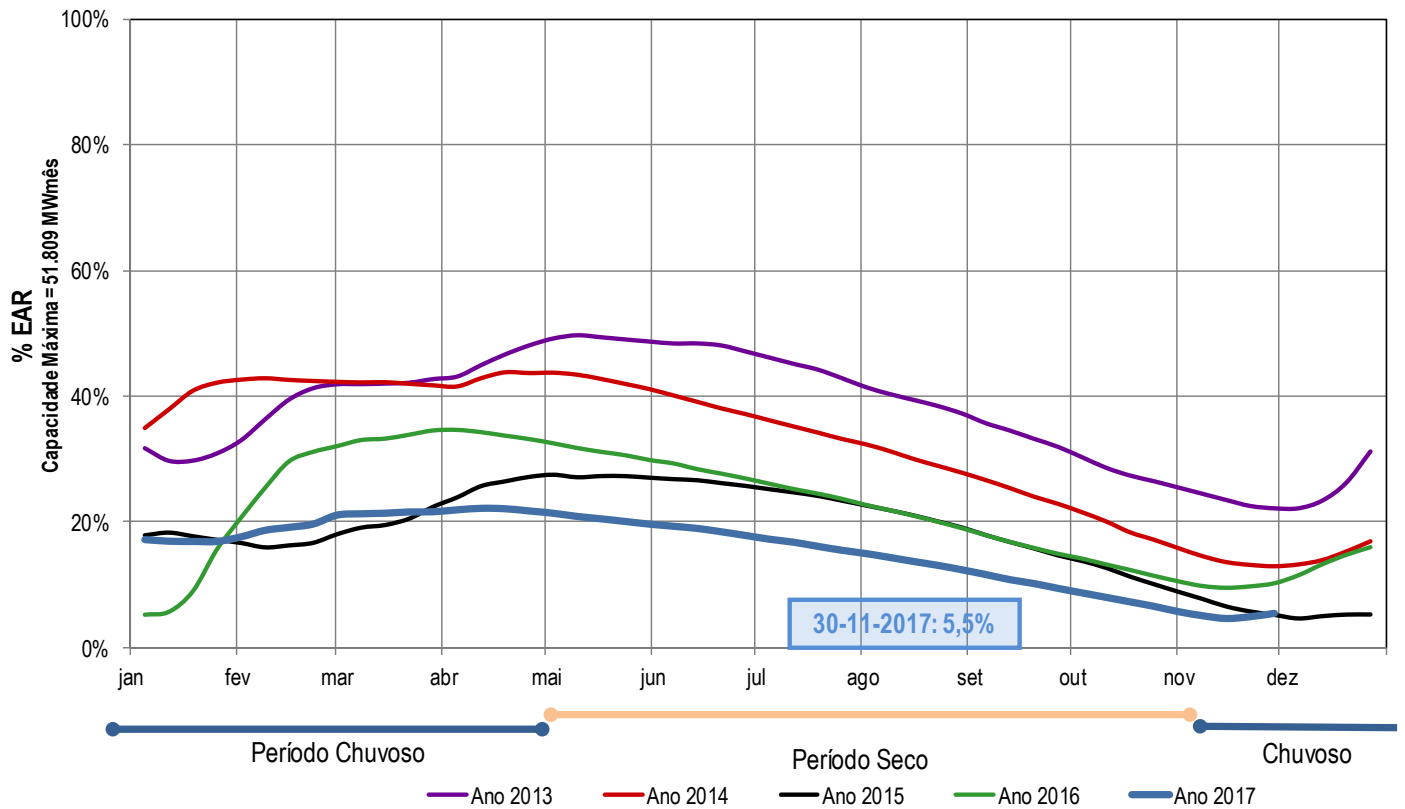


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte-Interligado

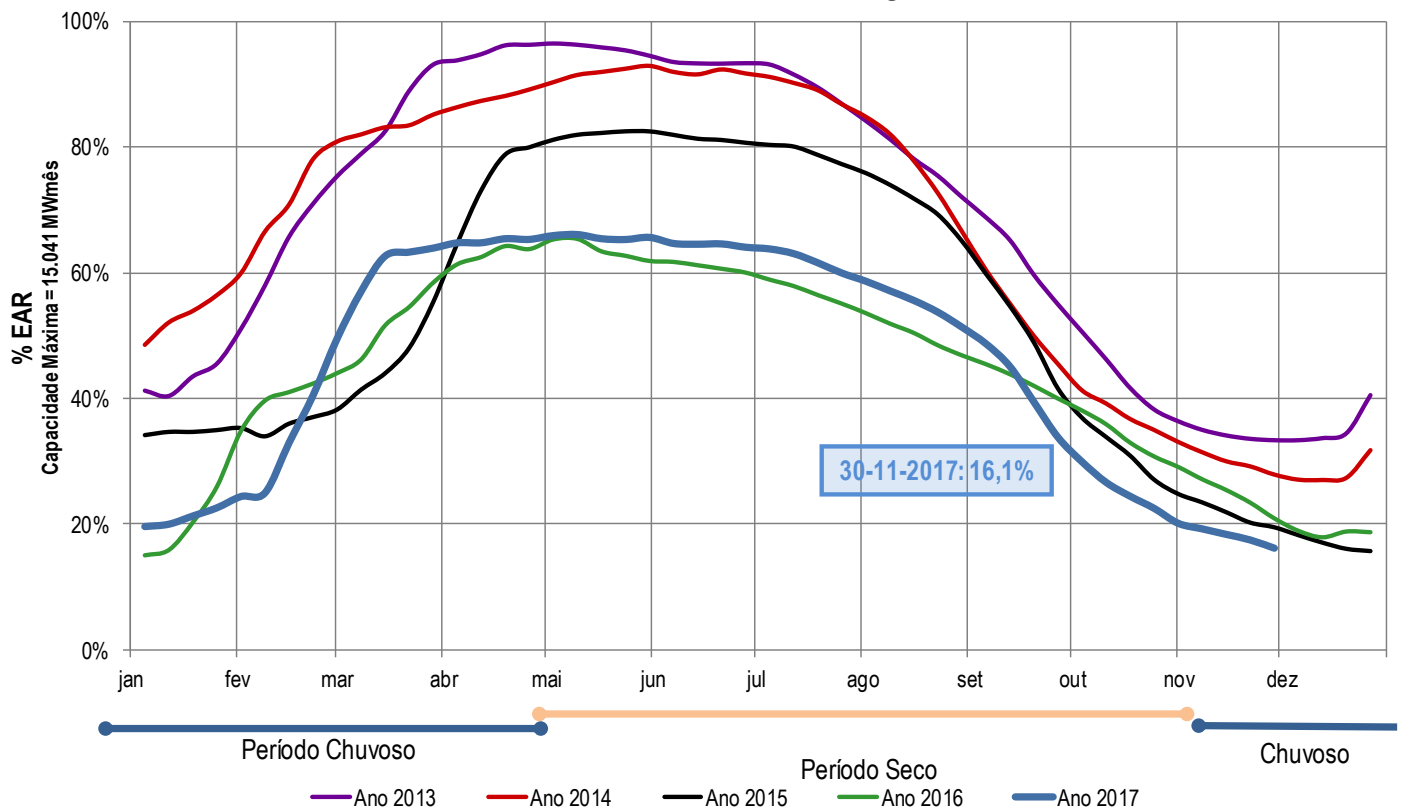


Figura 9. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS

3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em novembro de 2017, o subsistema Norte manteve o perfil exportador em montante de 35 MWmédios, valor inferior a outubro (224 MWmédios). Observa-se que os valores de exportação da região Norte diminuíram consideravelmente nos dois últimos meses, devido às baixas afluências no rio Tocantins ao final do período seco e consequente redução de geração na UHE Tucuruí.

O subsistema Nordeste passou a importar energia no mês de novembro, com um total de 1.296 MWmédios, ante a exportação de 129 MWmédios verificada em outubro. Este desempenho é ocasionado pela diminuição da geração eólica na região, devido à diminuição dos ventos, característica dessa época do ano.

O subsistema Sul exportou aproximadamente 683 MWmédios no mês de novembro de 2017, ante a exportação de 220 MWmédios em outubro de 2017. Isto é reflexo da melhoria dos armazenamentos na região e consequente aumento da geração hidráulica.

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

Em relação aos intercâmbios internacionais, destaca-se que, assim como nos meses anteriores, houve em novembro importação de energia do Uruguai, tanto pela conversora de frequência de Melo, quanto por Rivera.



Figura 10. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA *

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em outubro de 2017, o consumo de energia elétrica atingiu 49.364 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, representando aumento de 2,2% em relação ao consumo de outubro de 2016.

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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Out/17 GWh	Evolução mensal (Out/17/Set/17)	Evolução anual (Out/17/Out/16)	Nov/15-Out/16 (GWh)	Nov/16-Out/17 (GWh)	Evolução
Residencial	11.119	0,5%	2,4%	132.585	133.593	0,8%
Industrial	14.164	0,2%	2,6%	164.137	164.840	0,4%
Comercial	7.316	2,8%	3,4%	88.828	87.876	-1,1%
Rural	2.470	1,8%	8,0%	26.663	27.841	4,4%
Demais classes *	4.061	1,7%	0,1%	48.453	48.201	-0,5%
Perdas e Diferenças **	10.233	20,7%	0,3%	111.750	113.731	1,8%
Total	49.364	4,5%	2,2%	572.415	576.082	0,6%

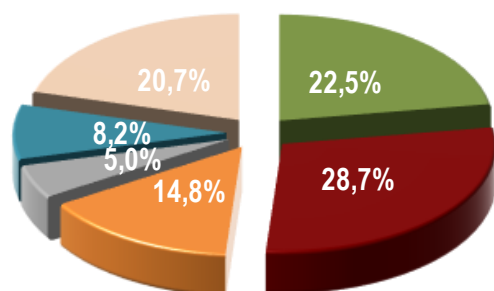
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

** 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 2017.

Fonte dos dados: EPE/ONS

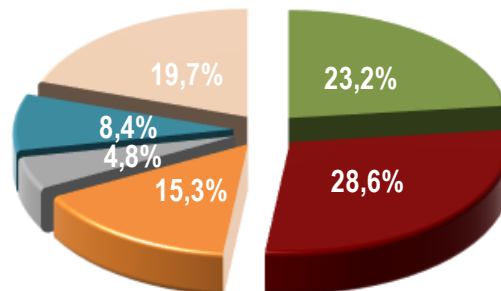
Consumo de Energia Elétrica em Outubro/2017



■ Residencial
■ Rural

■ Industrial
■ Demais classes

Consumo de Energia Elétrica em 12 meses



■ Comercial
■ Perdas e Diferenças

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

Dados contabilizados até outubro de 2017.

* Referência: <http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Forms/EPEResenhaMensal.aspx>. Considera autoprodução circulante na rede. Conforme informações da EPE, nos montantes relativos a outubro de 2017 e totalizados, não foram incluídos os dados dos sistemas isolados, pois as 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		
	Out/17 kWh/NU	Evolução mensal (Out/17/Set/17)	Evolução anual (Out/17/Out/16)	Nov/15-Out/16 (kWh/NU)	Nov/16-Out/17 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	158	0,4%	0,2%	160	158	-1,4%
Consumo médio industrial	26.766	-0,1%	4,5%	25.369	25.958	2,3%
Consumo médio comercial	1.274	3,1%	2,6%	1.298	1.275	-1,8%
Consumo médio rural	551	1,6%	6,6%	502	518	3,1%
Consumo médio demais classes	5.242	1,5%	-0,7%	5.254	5.185	-1,3%
Consumo médio total	477	0,9%	0,7%	477	470	-1,6%

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

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

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Out/16	Out/17	
Residencial (NUCR)	68.968.551	70.502.717	2,2%
Industrial (NUCI)	539.165	529.196	-1,8%
Comercial (NUCC)	5.702.443	5.743.907	0,7%
Rural (NUCR)	4.426.320	4.483.086	1,3%
Demais classes	768.551	774.710	0,8%
Total (NUCT)	80.405.030	82.033.616	2,0%

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

Fonte dos dados: EPE



4.2. Demandas Máximas

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

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	46.478 16/11/2017 - 15h31	15.299 16/11/2017 - 14h40	12.606 23/11/2017 - 15h37	6.510 29/11/2017 - 15h40	78.904 16/11/2017 - 15h31
Recorde (MW) (dia - hora)	51.894 21/01/2015 - 14h32	17.971 06/02/2014 - 14h29	12.692 21/03/2017 - 14h40	6.748 16/05/2017 - 14h41	85.708 05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

4.3. Demandas Máximas Mensais

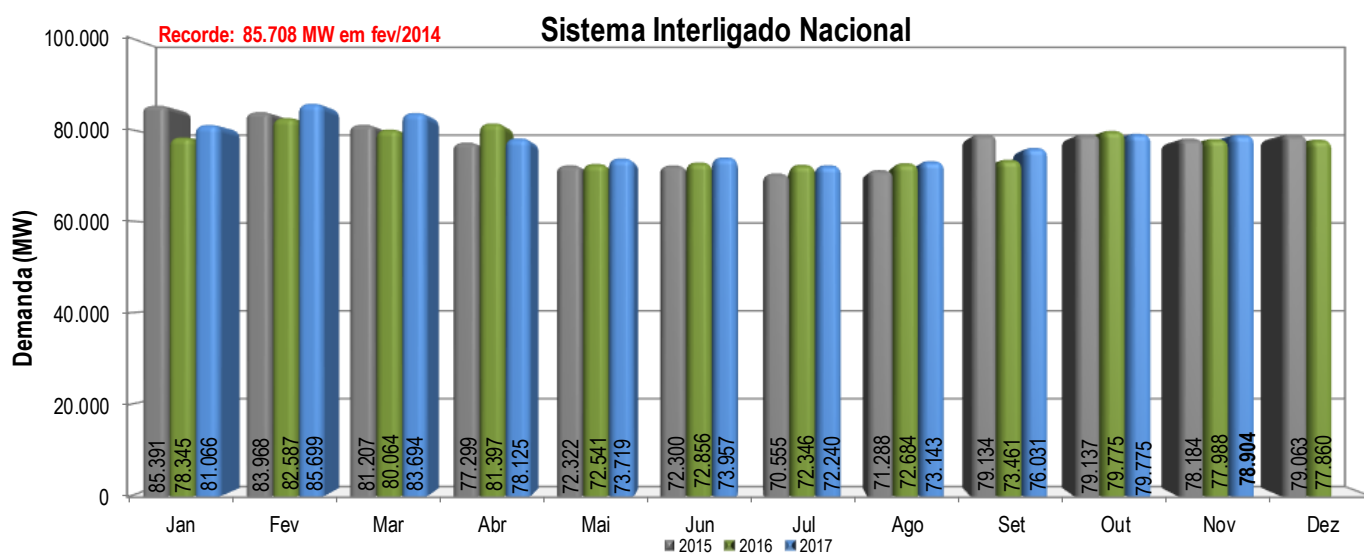


Figura 12. Demandas máximas mensais: SIN.

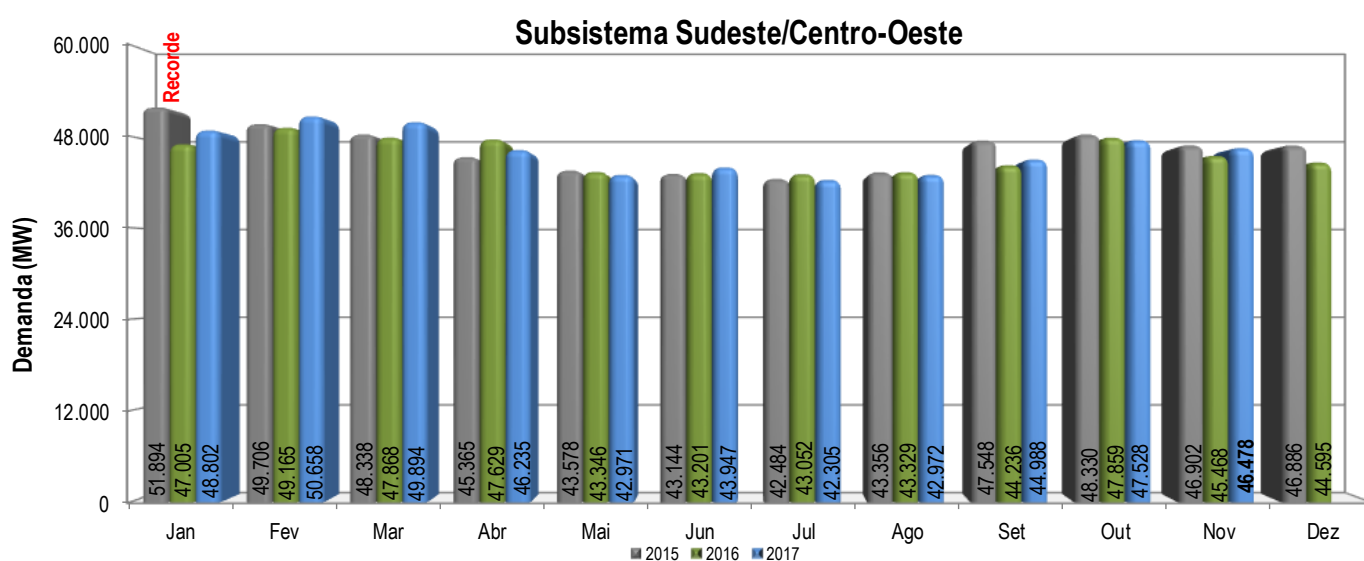


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

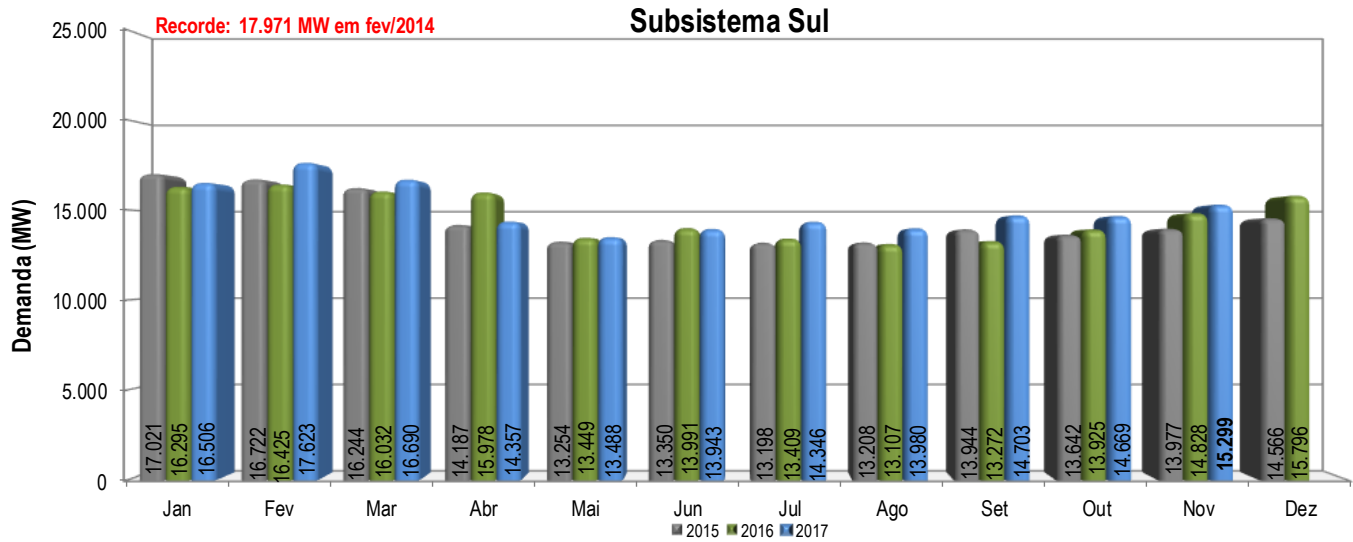


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

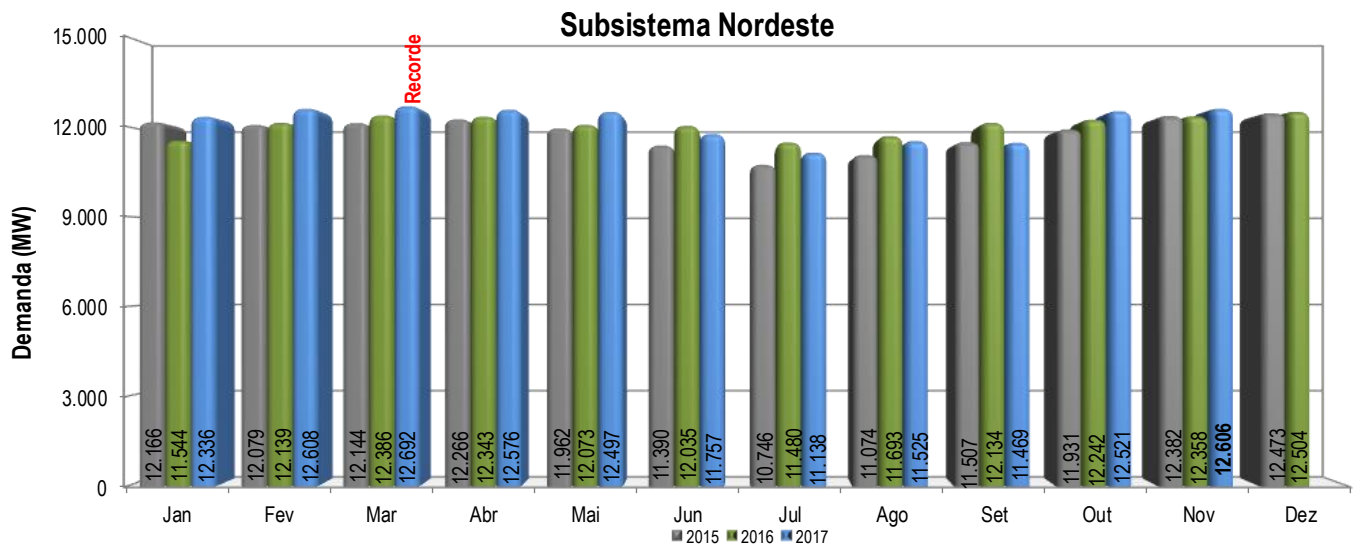


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

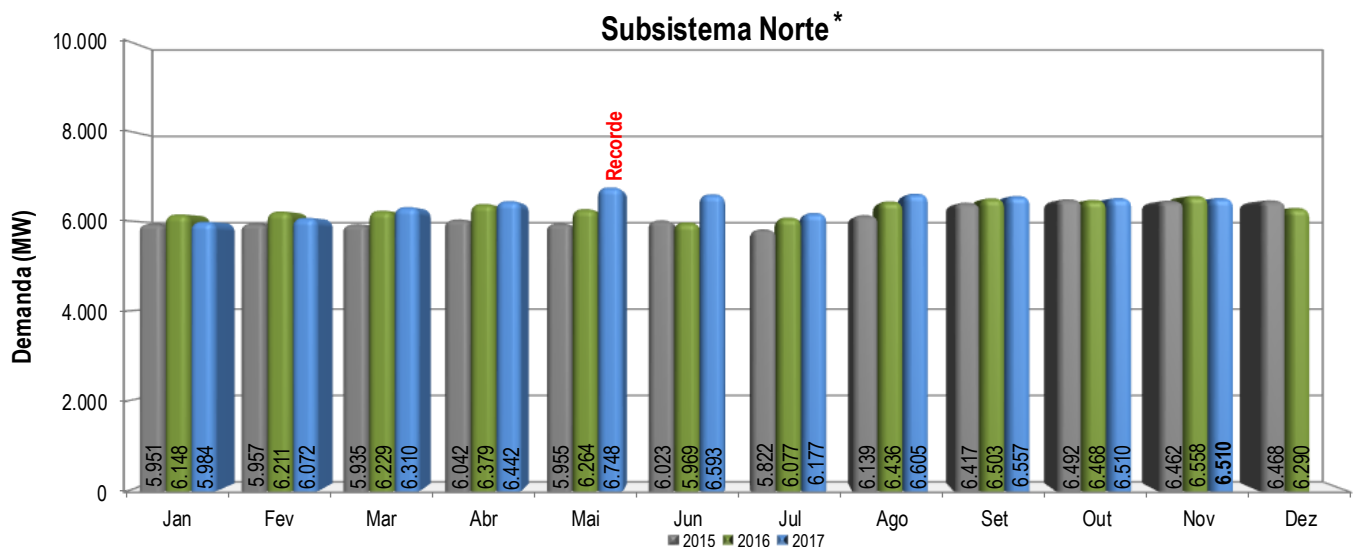


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS

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



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de novembro de 2017 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 156.340 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, sem considerar GD e considerando os Ambientes de Contratação Regulada e Livre (ACR e ACL), houve um acréscimo de 6.219 MW, sendo 3.155 MW de geração de fonte hidráulica, 480 MW de fontes térmicas*, 2.178 MW de fonte eólica e 406 MW de fonte solar.

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

Fonte	Nov/2016	Nov/2017			Evolução da Capacidade Instalada Nov/2017 - Nov/2016
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	96.896	1.318	100.066	64,0%	3,3%
UHE	91.459	220	94.489	60,4%	3,3%
PCH + CGH	5.436	1.078	5.562	3,6%	2,3%
CGH GD	-	20	15	0,01%	-
Térmica	43.205	3.065	43.709	28,0%	1,2%
Gás Natural	13.002	163	13.004	8,3%	0,01%
Biomassa	14.149	541	14.550	9,3%	2,8%
Petróleo	10.301	2.237	10.277	6,6%	-0,2%
Carvão	3.613	22	3.715	2,4%	2,8%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,3%	0,0%
Outros **	150	30	150	0,1%	0,0%
Térmica GD	-	70	23	0,01%	-
Eólica	9.805	542	11.993	7,67%	22,3%
Eólica (não GD)	9.805	489	11.982	7,7%	22,2%
Eólica GD	-	53	10	0,01%	-
Solar	23	17.416	573	0,37%	2388,0%
Solar (não GD)	23	66	429	0,3%	1764,7%
Solar GD	-	17.350	143	0,1%	-
Capacidade Total sem GD	149.928	4.848	156.148	99,9%	4,1%
Geração Distribuída - GD	-	17.493	192	0,1%	-
Capacidade Total - Brasil	149.928	22.341	156.340	100,0%	4,3%

*A partir de julho de 2015, na matriz de capacidade instalada são incluídas as usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL, mas que não estão em conformidade com a SCG/ANEEL e que, por isso, não são apresentadas no BIG/ANEEL. Algumas delas são térmicas com combustíveis desconhecidos e que por isso são incluídas como "Outros".

** Inclui outras fontes fósseis (147 MW).

*** Os valores de capacidade instalada referem-se à capacidade instalada fiscalizada apresentada pela ANEEL no Banco de Informações de Geração - BIG, adicionados aos montantes das usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL e das informações publicadas pela Agência sobre geração distribuída (mini e micro geração), conforme disponível em: www.aneel.gov.br/scg/gd. Além dos montantes apresentados, existe uma importação contratada de 5.650 MW com o Paraguai e de 200 MW com a Venezuela.

Fonte dos dados: ANEEL e MME (Dados BIG e GD do site da ANEEL – 01/12/2017)



Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Nov/2017

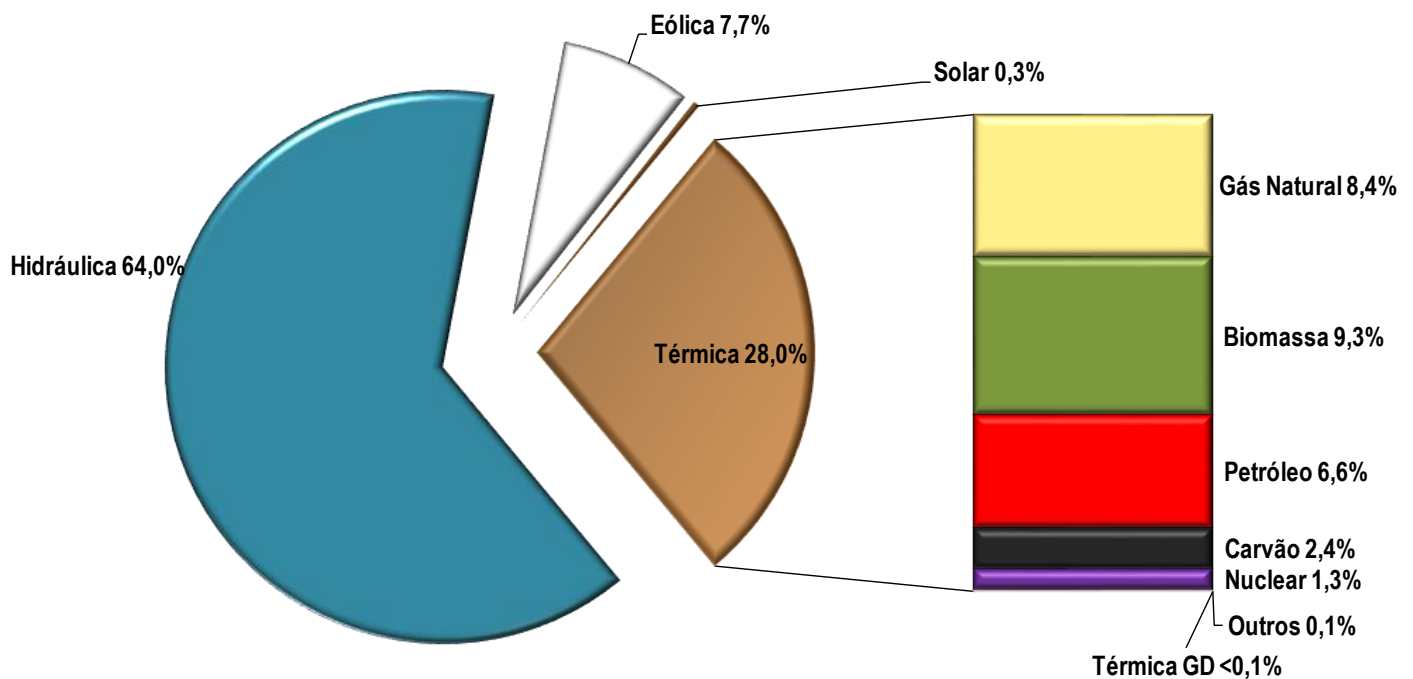


Figura 17. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO *

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

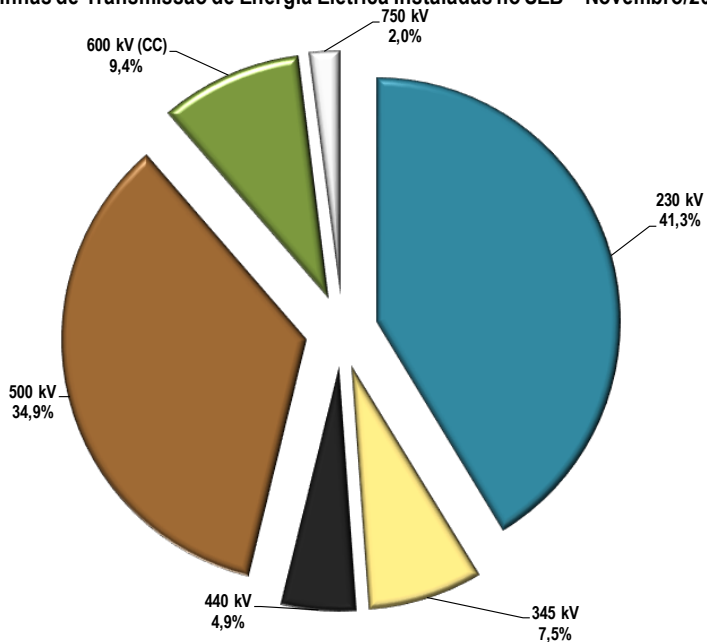


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	56.553	41,3%
345 kV	10.319	7,5%
440 kV	6.758	4,9%
500 kV	47.706	34,9%
600 kV (CC)	12.816	9,4%
750 kV	2.683	2,0%
Total SEB	136.835	100,0%

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

Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS

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



7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração *

Em novembro de 2017 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 294,64 MW de geração:

- UFV Ituverava 2 - UGs: 1 e 11, total de 10 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.032317-9.01;
- UFV Ituverava 3 - UGs: 1 a 14, total de 28 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.032318-7.01;
- UFV Pirapora 6 - UGs: 3 e 31, total de 1,94 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.033189-9.01;
- UEE Ventos de São Vicente 10 - UGs: 1 a 14, total de 29,4 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.033136-8.01;
- UEE Ventos de São Vicente 11 - UGs: 1 a 14, total de 29,4 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.033141-4.01;
- UEE Delfina II - UGs: 1 a 14, total de 28 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032358-6.01;
- UEE Delfina III - UGs: 1 a 14, total de 28 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032521-0.01;
- UEE Cristal - UGs: 1 a 13, total de 29,9 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.030727-0.01;
- UEE Primavera - UGs: 1 a 13, total de 29,9 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.030726-2.01;
- UEE Delta 3 VIII - UGs: 1 a 12, total de 27,6 MW, no Maranhão. CEG: EOL.CV.MA.033686-6.01;
- UTE CNH Pacarana - UGs: 1 a 5, total de 2,2 MW, em Rondônia. CEG: UTE.PE.RO.032300-4.01;
- UTE CNH Urucumacua - UGs: 1 e 2, total de 0,88 MW, em Rondônia. CEG: UTE.PE.RO.032298-9.01;
- UTE Gabriel Passos - UG: 2, de 48 MW, em Minas Gerais. CEG: UTE.PE.MG.0285960.01;
- UTE São Sebastião da Boa Vista - CEPA - UGs: 8 a 11, total de 1,42 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035726-0.01.

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

Fonte	Realizado em Nov/2017 (MW)	Acumulado em 2017 (MW)
Eólica	202,200	1.750,400
Eólica (não GD)	202,200	1.750,400
Eólica GD	0,000	0,000
Hidráulica	0,000	3.071,010
CGH GD	0,000	0,000
PCH + CGH	0,000	131,330
UHE	0,000	2.939,680
Solar	39,935	395,995
Solar (não GD)	39,935	395,995
Solar GD	0,000	0,000
Térmica	52,504	997,621
Biomassa	0,000	490,062
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	189,550
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000
Petróleo	0,000	265,505
Térmica GD	0,000	0,000
TOTAL	294,639	6.215,026

Fonte dos dados: MME / SEE

* Nesta seção estão incluídos todos os empreendimentos de geração cuja entrada em operação comercial foi autorizada por meio de Despacho da ANEEL, para os ambientes de contratação regulada (ACR), livre (ACL), Sistemas Isolados, e que não são apenas para contabilização. Houve adequação da expansão da geração nos meses anteriores devido a consolidação realizada com a SFG/ANEEL.



7.2. Previsão da Expansão da Geração *

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

Fonte	Previsão ACR 2017 (MW)	Previsão ACR 2018 (MW)	Previsão ACR 2019 (MW)
Eólica	388,900	1.183,600	1.046,550
Eólica (não GD)	388,900	1.183,600	1.046,550
Eólica GD	0,000	0,000	0,000
Hidráulica	11,200	3.632,010	3.354,130
CGH GD	0,000	0,000	0,000
PCH + CGH	11,200	159,300	121,560
UHE	0,000	3.472,710	3.232,570
Solar	517,010	911,070	335,620
Solar (não GD)	517,010	911,070	335,620
Solar GD	0,000	0,000	0,000
Térmica	0,000	8,000	401,200
Biomassa	0,000	8,000	0,000
Carvão	0,000	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	0,000	401,200
Nuclear	0,000	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000	0,000
Petróleo	0,000	0,000	0,000
Térmica GD	0,000	0,000	0,000
TOTAL	917,110	5.734,680	5.137,500

Fonte dos dados: MME / SEE

* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos vencedores dos leilões do ACR, com a entrada em operação conforme datas de tendência acordadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 16/11/2017, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS, CCEE e EPE.

7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão *

No mês de novembro de 2017 não foi incorporada nova linha de transmissão – LT no sistema elétrico brasileiro.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Nov/17 (km)	Acumulado em 2017 (km)
230	0,0	733,3
345	0,0	0,0
440	0,0	10,0
500	0,0	1.137,2
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
TOTAL	0,0	1.880,5

* 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 *

No mês de novembro de 2017 foi incorporado um novo transformador ao SIN, com 100 MVA:

- TR1 230/69 kV – 100 MVA, na SE Mossoró IV (CHESF), no Rio Grande do Norte.

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

	Realizado em Nov/17 (MVA)	Acumulado em 2017 (MVA)
TOTAL	100,0	10.834,0

No mês de novembro de 2017 foram incorporados ao SIN seis equipamentos de compensação de potência reativa:

- 2 Bancos de Capacitores (230 kV – 15 Mvar cada) na SE Penedo (CHESF), em Alagoas;
- 2 Bancos de Capacitores (230 kV – 50,5 Mvar cada) na SE João Câmara II (CHESF), no Rio Grande do Norte;
- 2 Bancos de Capacitores Série (230 kV – 110 Mvar) na SE Vilhena (JTE), em Rondônia.

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

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2017	Previsão 2018	Previsão 2019
138	0,0	11,4	0,0
230	67,0	913,5	1.142,0
345	0,0	0,0	15,4
440	0,0	0,0	0,0
500	377,0	1.913,3	2.401,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800	4.184,0	0,0	5.386,0
TOTAL	4.628,0	2.838,2	8.944,4

7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação *

Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2017	Previsão 2018	Previsão 2019
TOTAL	10.995,5	9.806,0	29.124,0

Fonte dos dados: MME / SEE

* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos outorgados pela ANEEL, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas nas reuniões do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.



8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA **

8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

No mês de outubro de 2017***, estima-se que a geração hidráulica correspondeu a 61,0% do total gerado no país, valor 0,3 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil nesse período reduziu 0,9 p.p., devido à redução nos ventos nessa época do ano. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, aumentou 0,5%. Em relação à geração térmica por fonte, destacam-se as variações de -0,9 p.p. na geração a biomassa e +0,3 p.p na geração nuclear.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Out/2017

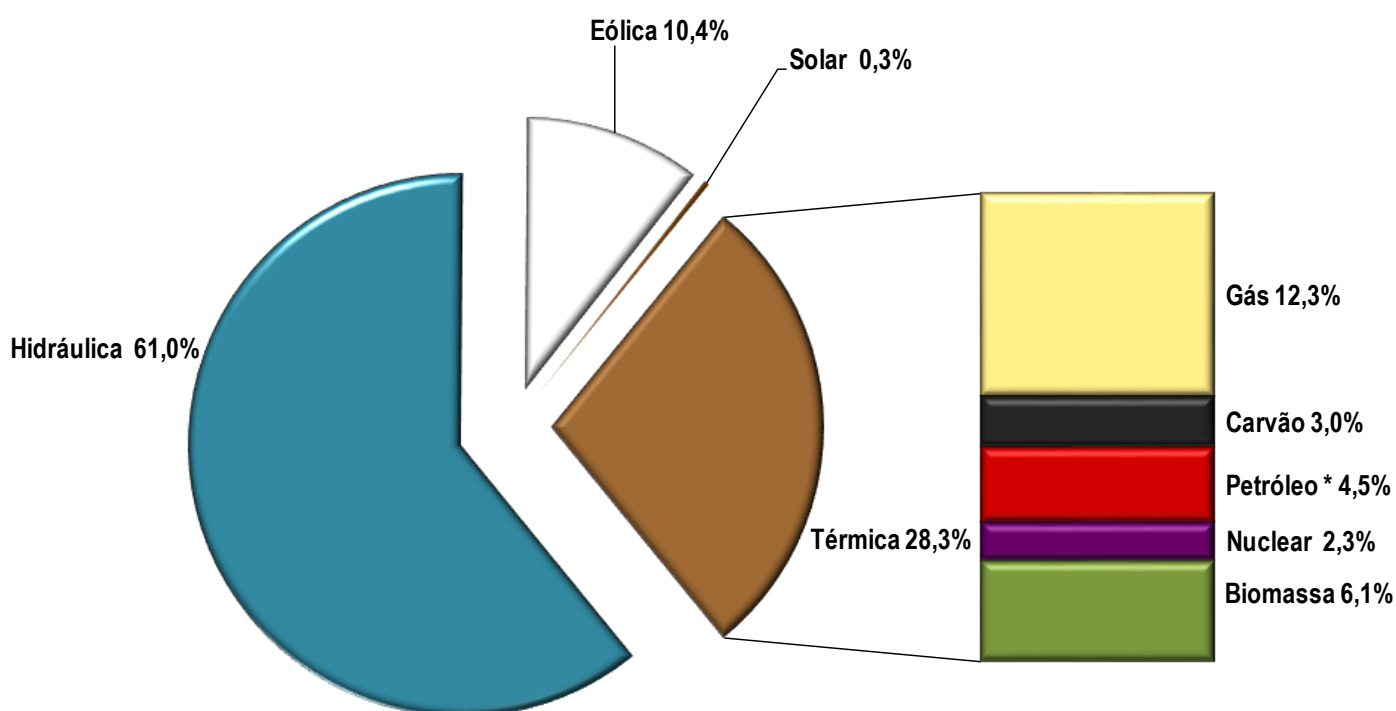


Figura 19. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até outubro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

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

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

*** Para elaboração da matriz de produção de energia elétrica no sistema elétrico brasileiro, referente ao mês de outubro/2017, não foi considerada a informação da geração hidráulica dos sistemas isolados, em função da não disponibilização desta informação pelos agentes à CCEE até o fechamento deste Boletim.



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

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Out/17 (GWh)	Evolução mensal (Out/17 / Set/17)	Evolução anual (Out/17 / Out/16)	Nov/15-Out/16 (GWh)	Nov/16-Out/17 (GWh)	Evolução
Hidráulica	28.572	5,5%	-8,8%	397.357	389.908	-1,9%
Térmica	12.977	6,9%	26,4%	109.784	110.022	0,2%
Gás	5.750	6,5%	31,1%	44.910	49.002	9,1%
Carvão	1.427	24,9%	58,5%	14.146	12.688	-10,3%
Petróleo *	1.855	17,9%	127,3%	11.339	10.605	-6,5%
Nuclear	1.094	20,9%	-20,8%	15.664	13.510	-13,7%
Biomassa	2.851	-8,6%	2,4%	23.726	24.216	2,1%
Eólica	4.884	-3,1%	35,7%	30.351	39.920	31,5%
Solar	149,37	98,8%	-	29,11	359,63	1135,2%
TOTAL	46.583	5,0%	3,0%	537.521	540.209	0,5%

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

** Os valores de produção incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade. As informações incluem a energia importada pelo Brasil referente à parcela paraguaia de Itaipu.

Dados contabilizados até outubro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

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

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

Fonte Térmica	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Out/17 (GWh)	Evolução mensal (Out/17 / Set/17)	Evolução anual (Out/17 / Out/16)	Nov/15-Out/16 (GWh)	Nov/16-Out/17 (GWh)	Evolução
Gás	5	-0,1%	-10,9%	56	49	-11,7%
Petróleo *	256	7,3%	2,6%	2.779	2.586	-6,9%
Biomassa	4	-7,8%	-	0	22	-
TOTAL	264	1,4%	5,4%	2.834	2.657	-6,3%

Para os meses de junho a outubro/2017, a informação do montante de geração hidráulica dos sistemas isolados não foi disponibilizada pelos agentes à CCEE até o fechamento deste Boletim (PCH Jatapú). Destaca-se que estas informações referentes aos sistemas isolados passaram a ser disponibilizadas ao MME pela CCEE, e não mais pela Eletrobras, em atendimento ao disposto no Decreto nº 9.047/2017.

Fonte dos dados: CCEE



8.4. Geração Eólica *

No mês de outubro de 2017, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste diminuiu 6,7 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 55,8%, com total de 5.260,8 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 3,1 p.p. em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo o valor de 44,1%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, por sua vez, aumentou 3,2 p.p. em relação a setembro de 2017, e atingiu 41,6%, com total de geração verificada no mês de 849,1 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 1,0 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 32,7%.

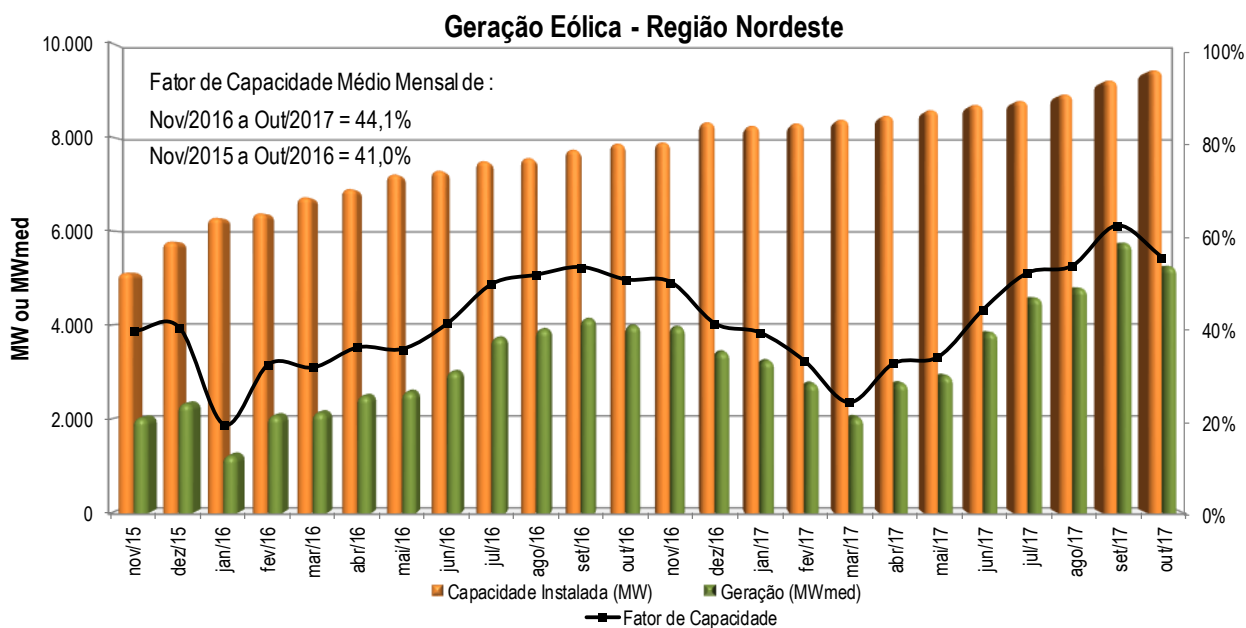


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

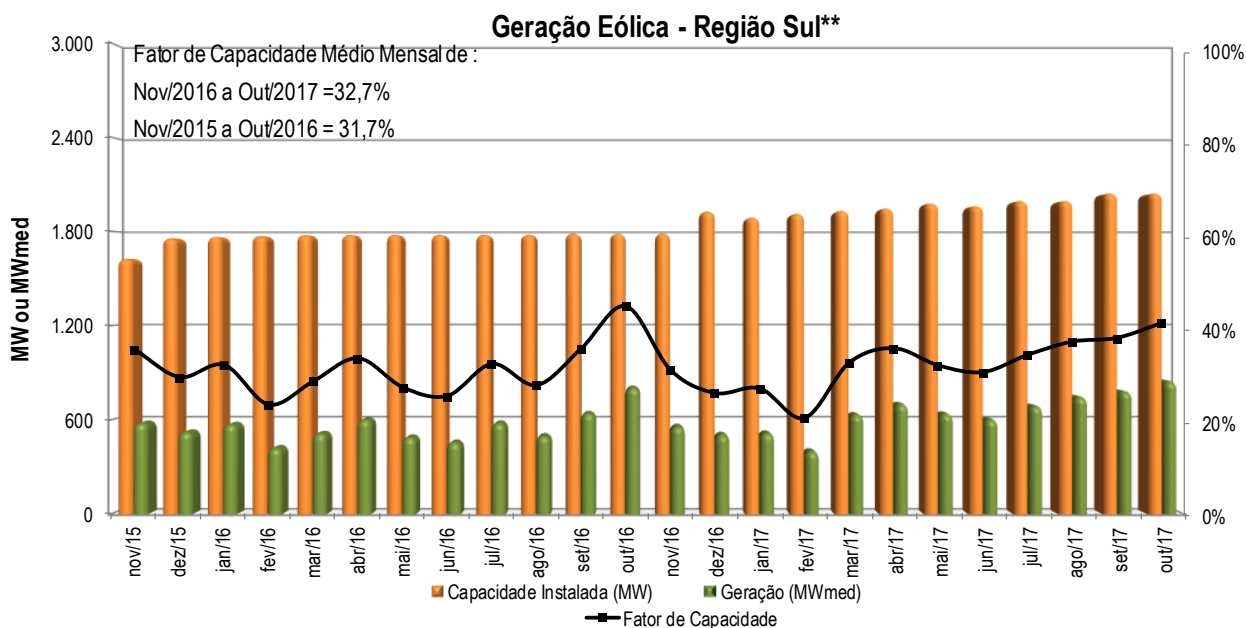


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até outubro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

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

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



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação – CMO foram reduzindo gradativamente durante o mês de novembro devido às atualizações nos parâmetros de simulação do Programa Mensal de Operação – PMO, não tendo havido descolamento dos valores entre os subsistemas. O principal fator que levou à redução gradativa do CMO durante o mês de novembro foi o início das chuvas e consequente aumento das aflúências nas bacias do SIN.

Na primeira semana do mês de novembro o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD manteve-se no valor máximo definido pela ANEEL para 2017, igual a R\$ 533,82 / MWh. Nas demais semanas houve gradativa redução.

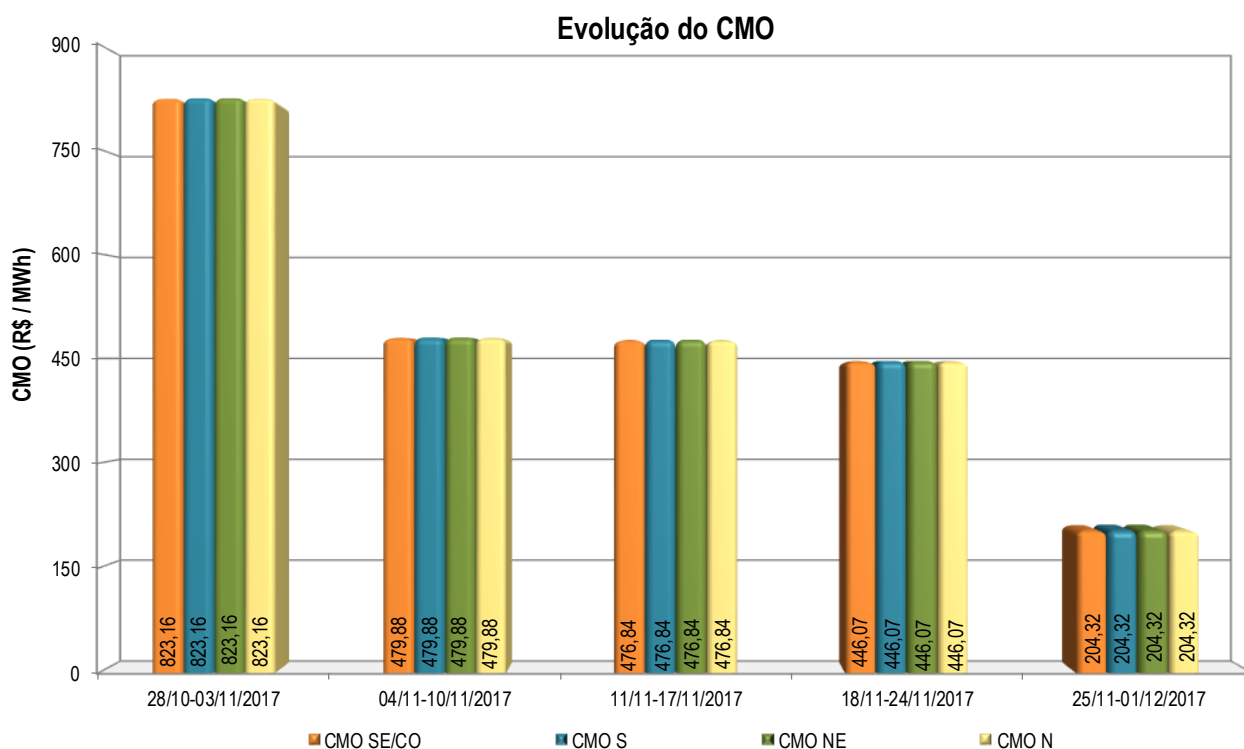


Figura 22. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em outubro de 2017 foi de R\$ 77,3 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 68,3 milhões). O valor do mês de outubro de 2017 é composto por R\$ 18,4 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 58,4 milhões referentes ao encargo Serviços Ancilares, que está relacionado à remuneração pela prestação de serviços ao sistema como fornecimento de energia reativa por unidades geradoras solicitadas a operar como compensador síncrono, Controle Automático de Geração – CAG, autorrestabelecimento (*black-start*) e Sistemas Especiais de Proteção – SEP; e por R\$ 570 mil 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.

Atualmente, o encargo Segurança Energética está relacionado principalmente ao atingimento do limite de transmissão de Recebimento pelo Nordeste e consequente necessidade de aumento de geração interna ao subsistema para fechamento do balanço energético, estando a geração hidráulica limitada para garantia da segurança hídrica. Nos meses de agosto e setembro os valores de do encargo Segurança Energética foram nulos, pois a geração eólica na região Nordeste contribuiu para fechar o balanço energético e não foi necessário despacho térmico adicional.

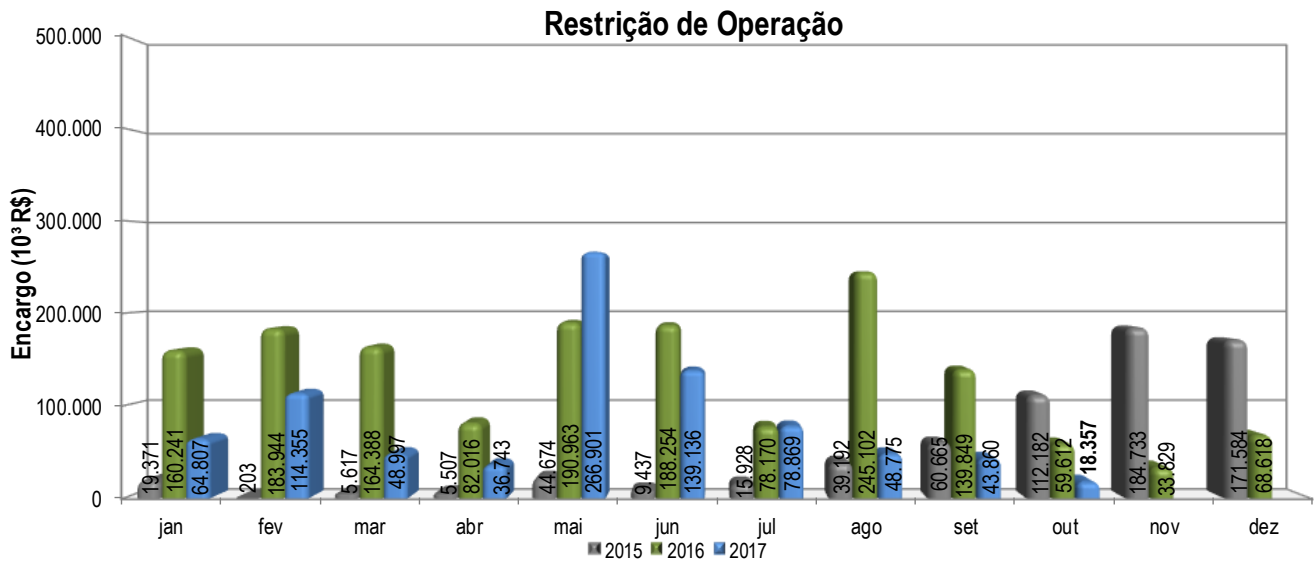


Figura 23. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

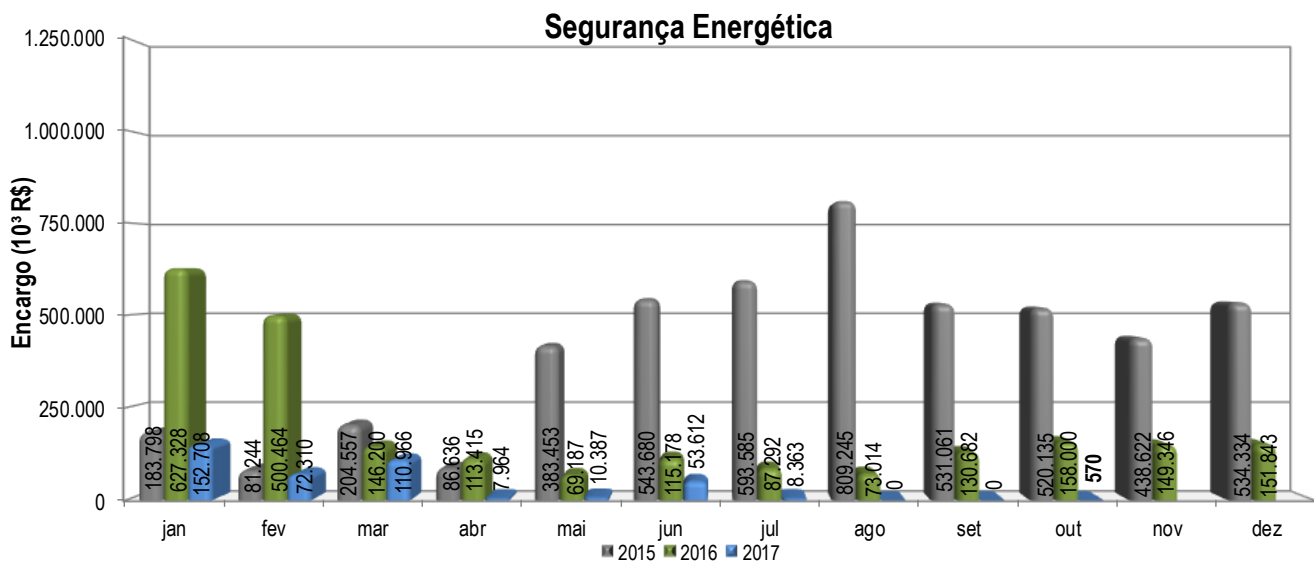


Figura 24. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

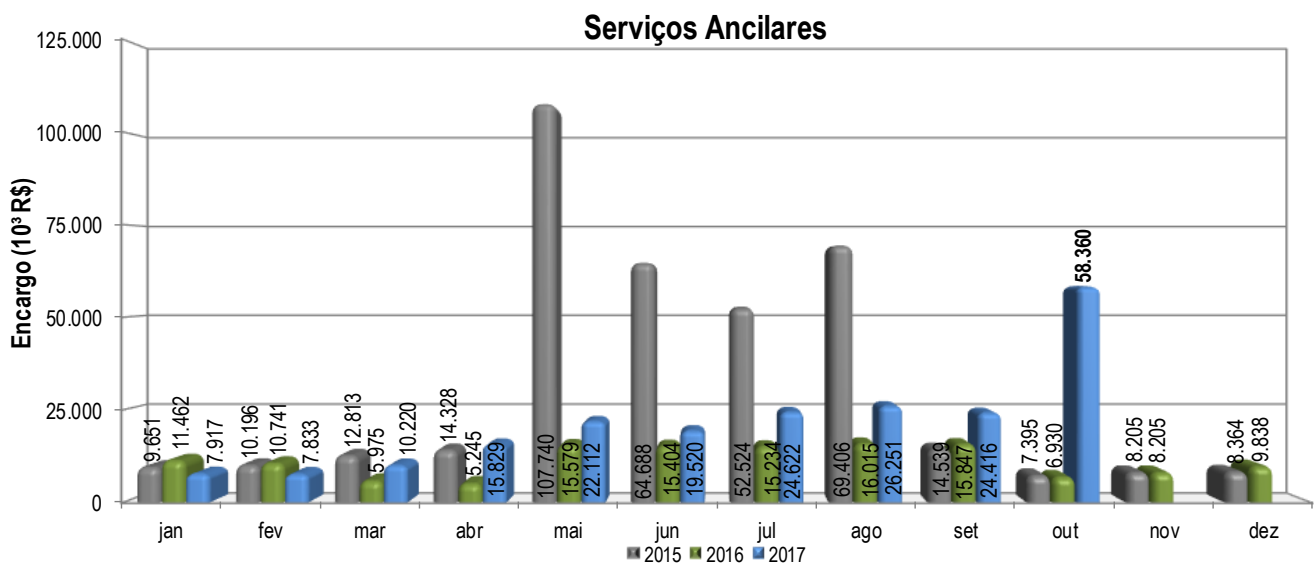


Figura 25. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até outubro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE



11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de novembro de 2017 o número de ocorrências e o montante de carga interrompida foram bem inferiores ao verificado no mesmo período de 2016. Segue abaixo descrição de algumas das ocorrências:

- **Dia 15 de novembro, às 17h47min:** Desligamento automático da LT 138 kV Cachoeiro - Fruteiras e da subestação Cachoeiro. Houve interrupção de **215 MW** de cargas da EDP Escelsa, no Estado do Espírito Santo. Causa: Queda de eucalipto sobre a linha.
- **Dia 24 de novembro, às 01h00min:** Desligamento automático das cargas da SE Teresina ocasionado por curto-circuito inicialmente bifásico - terra, evolutivo para trifásico, no sistema de 69 kV da CEPISA, culminando com o desligamento automático dos transformadores - TR 230/69 kV e 230/69/13,8 kV da SE Teresina (Chesf). Houve interrupção de **423 MW** de cargas, sendo 56,5 MW da CEMAR, no Maranhão, e 367 MW da CEPISA, no Piauí. Causa: Em análise.
- **Dia 29 de novembro, às 18h37min:** Desligamento automático do barramento de 69 kV da SE Pici II. Houve interrupção de **293 MW** de cargas da ENEL Distribuição Ceará (COELCE), no Ceará. Causa: Falha no para-raios 02P0 -7.

Nesse mês houve um desligamento com interrupção total das cargas de Roraima, no dia 8 de novembro de 2017, às 10h27min, com origem no trecho venezuelano da Interligação Brasil - Venezuela, operado pela Corpoelec. Houve interrupção de **129 MW** de cargas da Eletrobras Distribuição Roraima - EDRR. Não foi identificada a causa.

11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

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

Subsistema	Carga Interrompida no SEB (MW)												2017	2016
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
SIN**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.487
S	0	0	0	0	0	0	556	0	0	318	0	0	874	1.916
SE/CO	378	596	456	158	415	0	365	0	575	342	215	0	3.500	7.066
NE	520	448	0	823	314	319	0	135	232	400	717	0	3.908	4.688
N-Int	1.052	358	2.135	849	606	182	0	1.381	287	737	295	0	7.882	7.911
Isolados	381	379	0	162	783	0	133	605	533	638	129	0	3.743	2.048
TOTAL	2.331	1.781	2.591	1.992	2.118	501	1.054	2.121	1.627	2.435	1.356	0	19.907	29.116

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Subsistema	Número de Ocorrências												2017	2016
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
SIN**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
S	0	0	0	0	0	0	2	0	0	1	0	0	3	9
SE/CO	2	1	3	1	1	0	1	0	1	1	1	0	12	24
NE	2	3	0	3	2	1	0	1	1	2	2	0	17	14
N-Int	2	1	4	1	2	1	0	3	2	3	2	0	21	32
Isolados	3	3	0	1	6	0	1	4	4	5	1	0	28	15
TOTAL	9	8	7	6	11	2	4	8	8	12	6	0	81	96

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

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

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

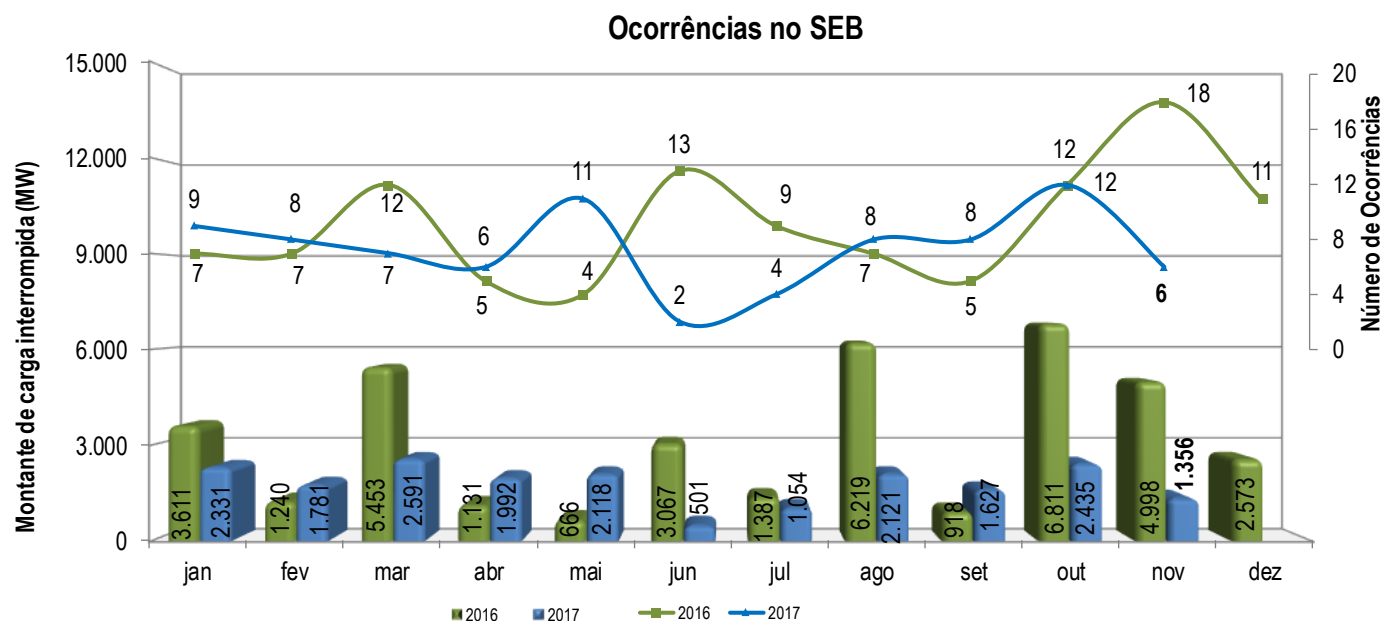


Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

11.2. Indicadores de Continuidade *

Tabela 19. Evolução do DEC em 2017.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2017														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,59	1,33	1,32	1,10	1,07	0,92	1,01	1,00	1,05	1,29			11,67	12,75
S	1,44	1,27	1,03	0,81	1,05	0,87	0,76	1,01	0,96	1,29			10,50	11,39
SE	1,36	0,94	0,97	0,72	0,71	0,60	0,61	0,72	0,75	0,93			8,29	9,02
CO	2,57	2,16	1,91	1,50	1,32	1,00	1,13	1,31	1,34	2,94			17,17	15,11
NE	1,28	1,45	1,46	1,44	1,27	1,18	1,51	1,03	1,15	1,08			12,86	14,84
N	3,68	2,69	3,16	2,63	2,60	2,18	2,15	2,44	2,64	2,61			26,75	31,09

Tabela 20. Evolução do FEC em 2017.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2017														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,89	0,76	0,76	0,64	0,62	0,56	0,58	0,61	0,61	0,72			6,75	9,70
S	0,93	0,80	0,64	0,56	0,61	0,52	0,55	0,59	0,60	0,70			6,49	9,12
SE	0,69	0,50	0,56	0,43	0,40	0,37	0,39	0,43	0,42	0,50			4,70	6,87
CO	1,54	1,41	1,31	0,98	0,96	0,74	0,78	0,94	0,81	1,46			10,90	12,36
NE	0,73	0,75	0,71	0,68	0,61	0,60	0,64	0,55	0,61	0,65			6,54	9,74
N	2,12	1,71	2,00	1,80	1,84	1,57	1,53	1,74	1,70	1,76			17,75	27,79

Dados contabilizados até outubro de 2017 e sujeitos a alteração pela ANEEL

Fonte dos dados: ANEEL

*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

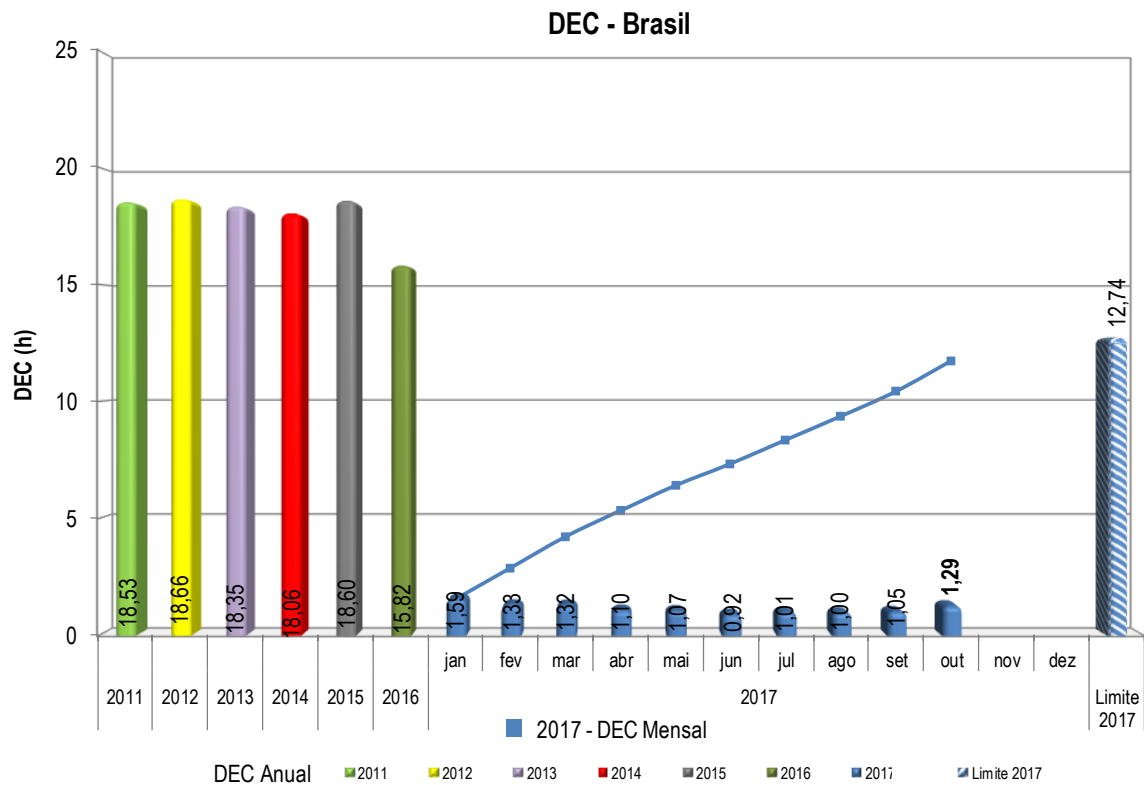


Figura 27. DEC do Brasil.

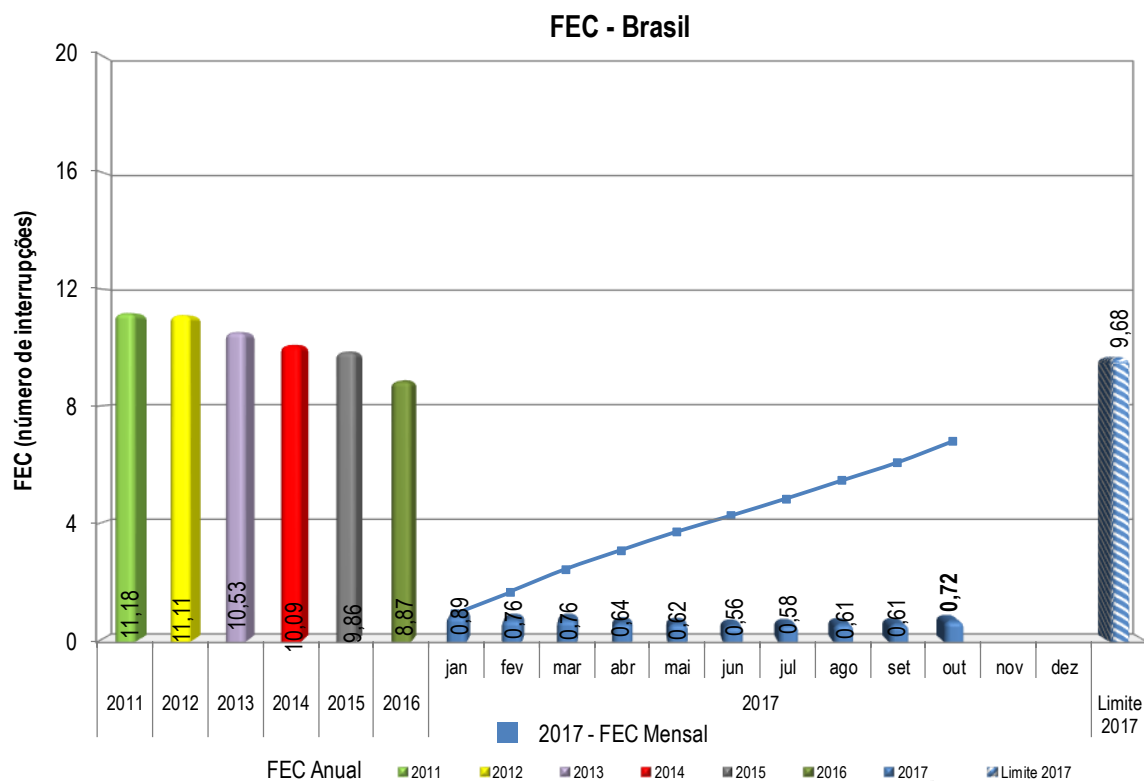


Figura 28. FEC do Brasil.

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

Fonte dos dados: ANEEL



GLOSSÁRIO

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