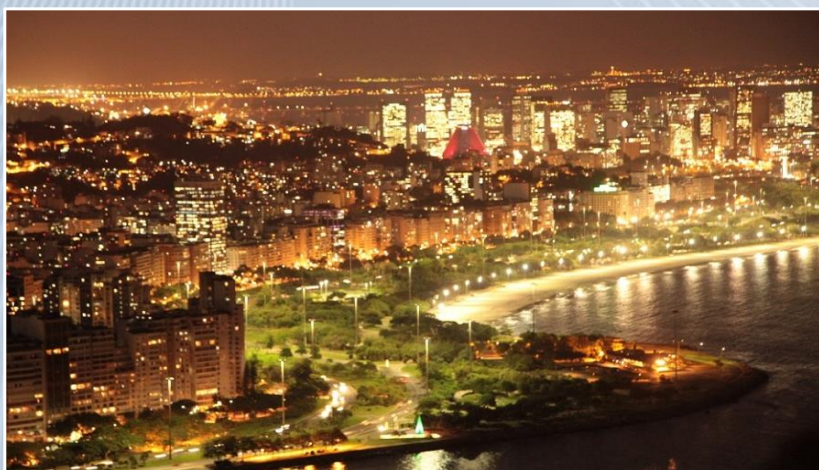




MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE ENERGIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE MONITORAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Agosto / 2017





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Agosto / 2017

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Fernando Coelho Filho

Secretário-Executivo

Paulo Pedrosa

Secretário de Energia Elétrica

Fábio Lopes Alves

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico

Domingos Romeu Andreatta

Equipe Técnica

Guilherme Silva de Godoi (Coordenação)

André Grobério Lopes Perim

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

José Brito Trabuco

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 à expansão do sistema elétrico brasileiro e detalhados nesse Boletim Mensal do mês de agosto de 2017 foram:

CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS: foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 86% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 51% MLT no Sul, 32% MLT no Nordeste e 58% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 84% MLT, 50% MLT, 27% MLT e 56% MLT, respectivamente.

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

Sudeste/Centro-Oeste: -5,7%

Sul: -13,5%

Nordeste: -2,9%

Norte: -7,8%

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Agosto (% EAR)
Sudeste/Centro-Oeste	32,5
Sul	56,7
Nordeste	12,4
Norte	51,4

MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA: em julho de 2017, o número de consumidores residenciais aumentou 2,1% em comparação ao mesmo mês do ano anterior.

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

CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: em agosto de 2017 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 154.095 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. No mês, entraram em operação comercial 264,96 MW de usinas de geração.

LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: em agosto de 2017 o total de linhas de transmissão em operação no Brasil, com tensão maior ou igual a 230 kV, atingiu 136.532 km. No mês, entraram em operação comercial 438,2 km de linhas de transmissão.

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: em julho de 2017, a geração hidráulica correspondeu a aproximadamente 65,6% do total gerado no país, 7,0 pontos percentuais (p.p.) abaixo do verificado no mês anterior.

ENCARGOS SETORIAIS: o Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em julho de 2017 foi de R\$ 111,9 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 212,1 milhões).

Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro: em agosto de 2017 foram verificadas oito ocorrências no sistema elétrico brasileiro com corte de carga maior que 100 MW e com duração maior que 10 minutos, totalizando 2.121 MW de corte de carga.

CMSE: no dia 3 de agosto de 2017 foi realizada a 183ª reunião (ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, dentre outros assuntos, o Operador Nacional do Sistema Nacional Elétrico – ONS apresentou a síntese dos resultados do Plano da Operação Elétrica – PEL 2017, que avalia o desempenho dos sistemas elétricos SIN no horizonte de janeiro de 2018 a abril de 2019, tendo por referência os critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Os principais objetivos do estudo foram avaliar e identificar ações relacionadas: (i) à evolução da capacidade das interligações existentes; (ii) à geração térmica decorrente de restrições na transmissão e os impactos da geração eólica; e (iii) às obras prioritárias a serem implantadas ou necessárias no horizonte do estudo. A Ata da referida reunião está disponível 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 31 de agosto 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 agosto de 2017 as frentes frias voltaram a atuar sobre o Brasil. Nas duas primeiras semanas do mês, ocorreu precipitação predominantemente nas bacias do subsistema Sul. Posteriormente, uma frente fria associada a um sistema de baixa pressão provocou chuva significativa nas bacias dos rios Iguaçu, Paranapanema e Tietê. A partir da quarta semana não ocorreu chuva significativa nas principais bacias do SIN¹.

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

Foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 86% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 51% MLT no Sul, 32% MLT no Nordeste e 58% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 84% MLT, 50% MLT, 27% MLT e 56% MLT, respectivamente.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

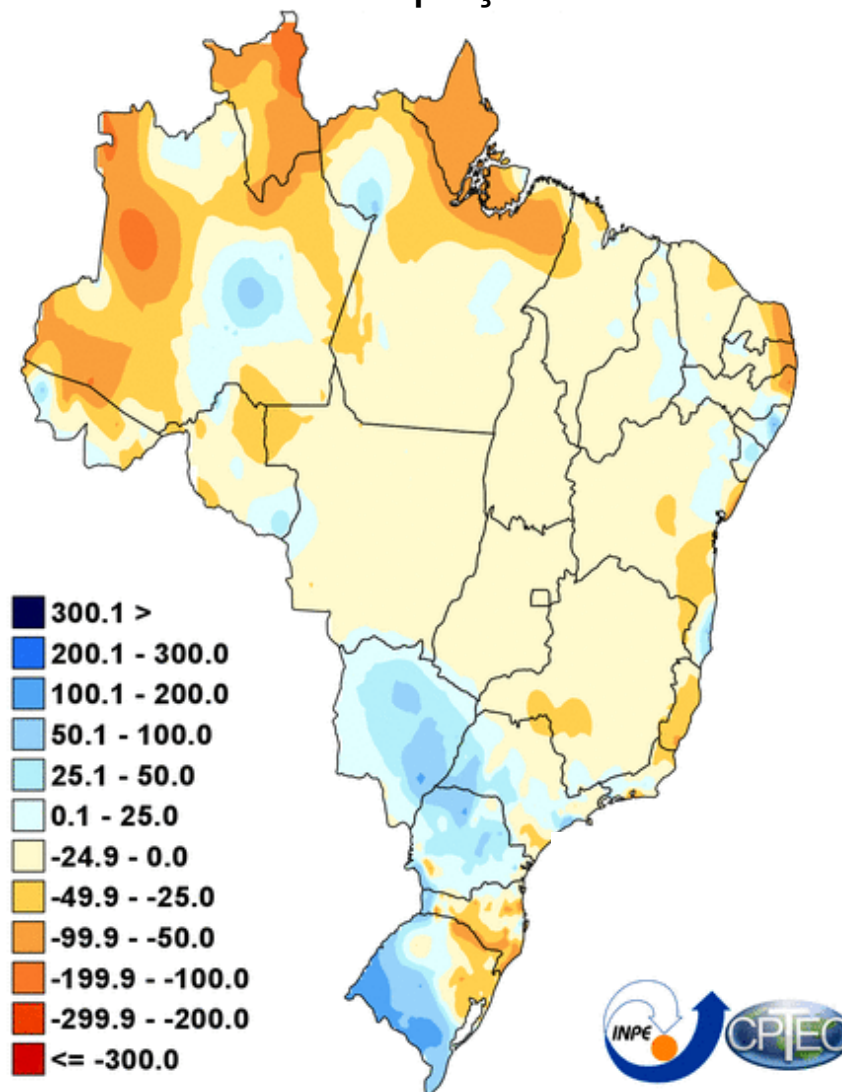


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de agosto de 2017 – Brasil.

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

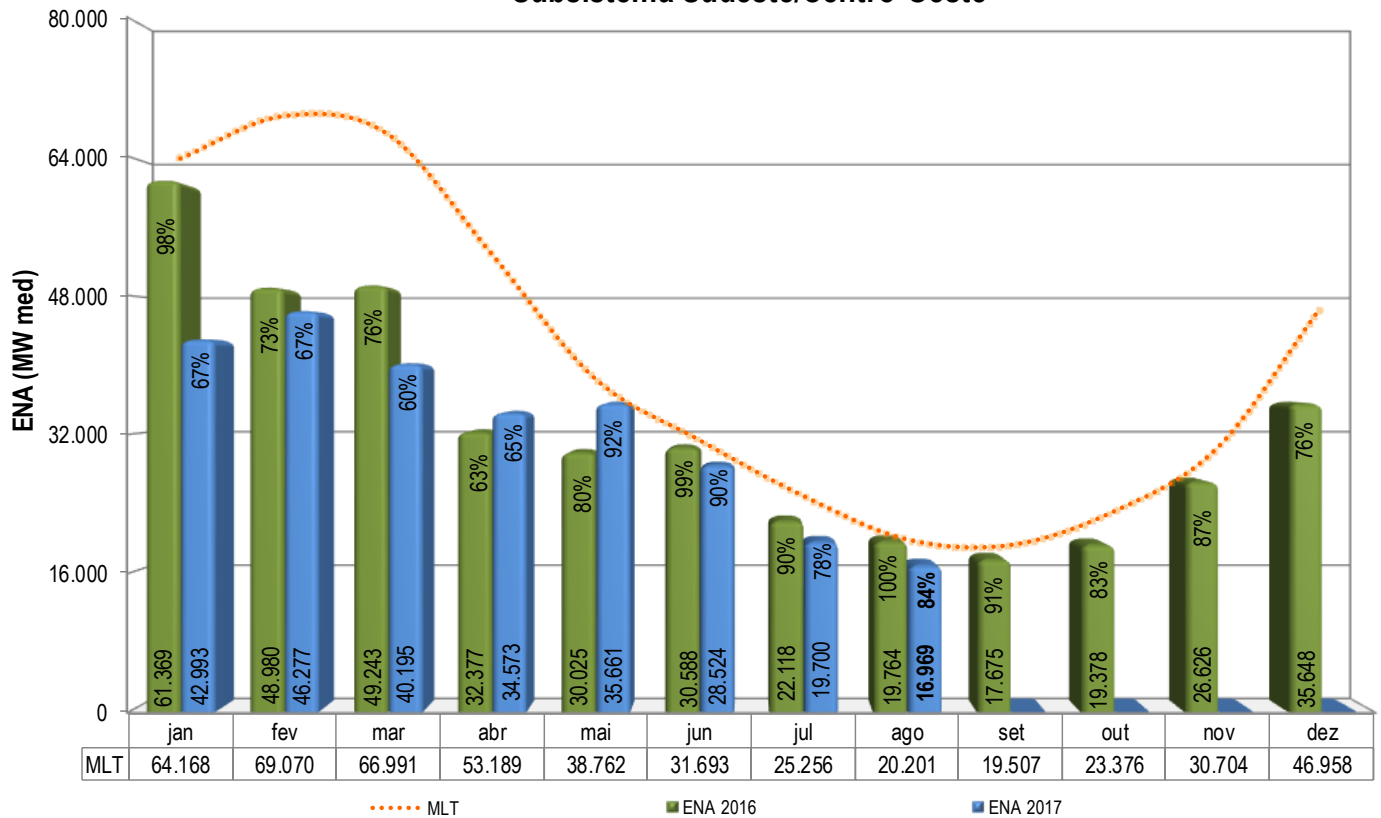


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

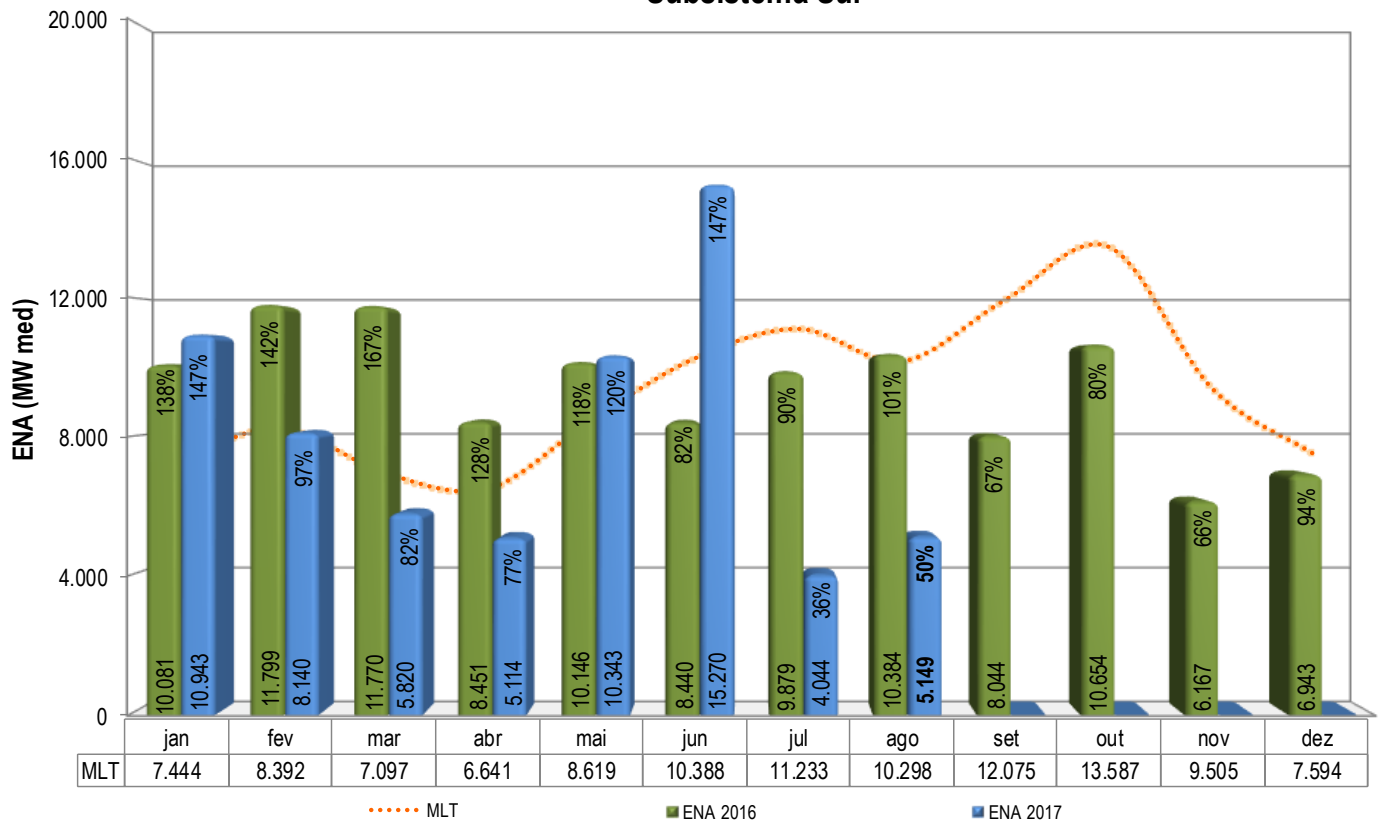


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

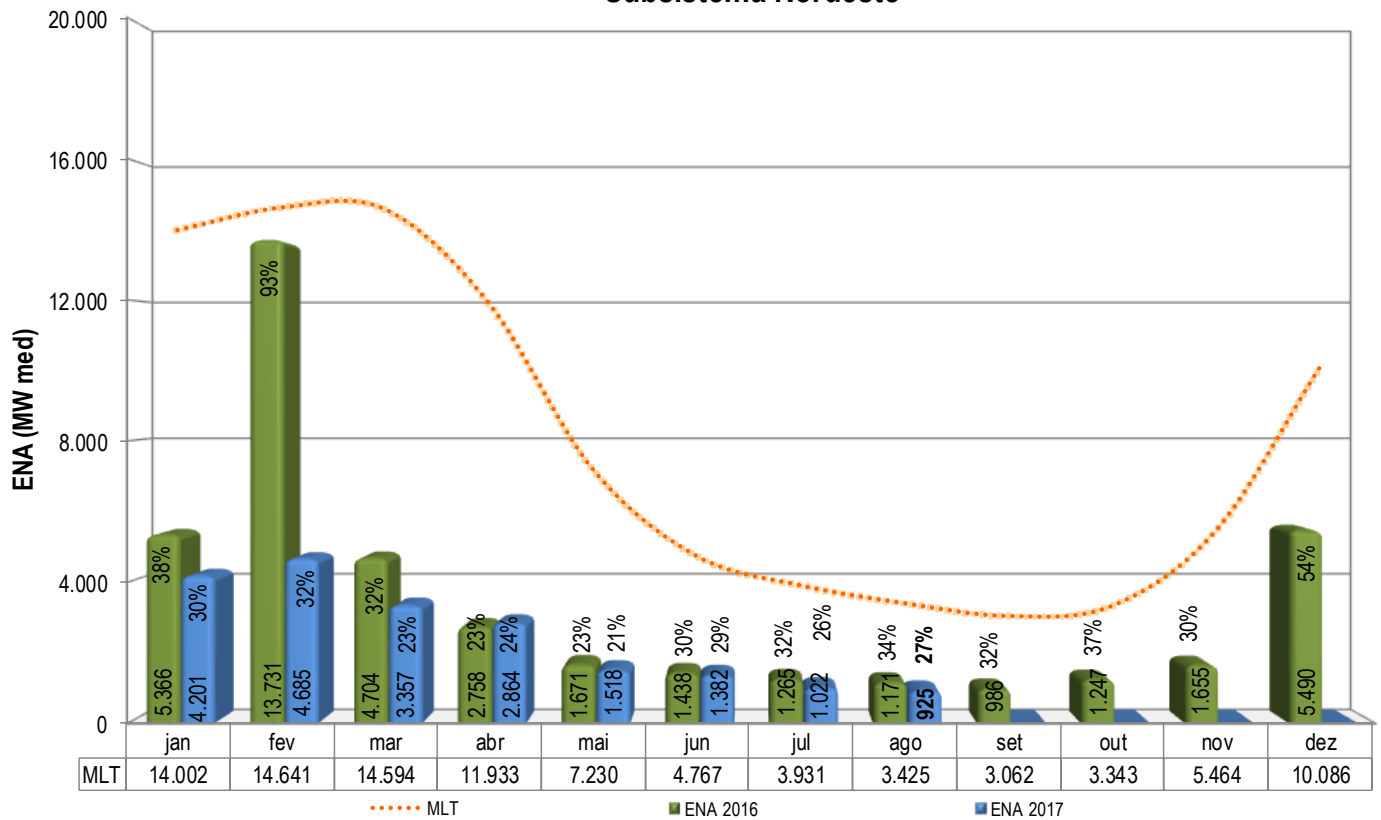


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

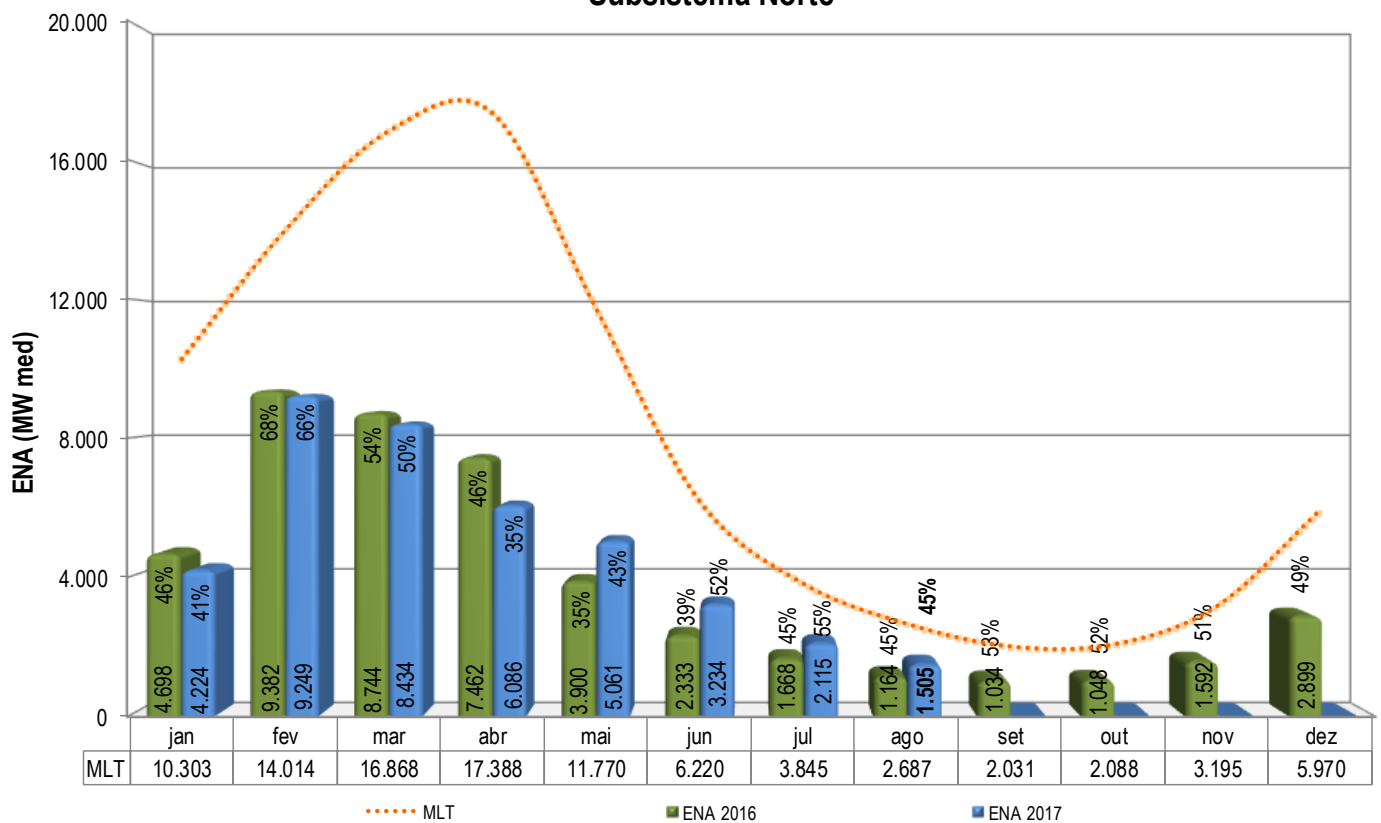


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.3. Energia Armazenada

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

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Julho (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Agosto (% EAR)	Capacidade Máxima (MWh)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	38,2	32,5	203.343	72,1
Sul	70,2	56,7	20.100	12,4
Nordeste	15,3	12,4	51.809	7,0
Norte	59,2	51,4	15.041	8,4
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 um maior recebimento de energia pela região Nordeste bem como para o atendimento da demanda. Já a geração da UHE Itaipu foi dimensionada de forma a disponibilizar recursos energéticos prioritariamente nos períodos de carga média e pesada dos dias úteis, com eventual redução em períodos de carga leve e finais de semana, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste (RSE).

No subsistema Nordeste a coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco foi efetuada visando à implementação da política de redução da defluência mínima, nas UHEs Sobradinho e Xingó, sendo o intercâmbio de energia e as gerações eólica e térmica locais responsáveis pelo fechamento do balanço energético da região Nordeste.

Em relação à operação das usinas do rio São Francisco, destaca-se que foram emitidas autorizações para a redução das vazões defluentes mínimas das UHEs Sobradinho e Xingó para o valor médio diário de 550 m³/s, através da Resolução ANA nº 1.291, de 17 de julho de 2017 e da Autorização Especial IBAMA nº 12/2017. O Grupo de Acompanhamento da Operação dos Reservatórios do Rio São Francisco, coordenado pela ANA, após informação dos usuários limitantes de reduções de defluência, recomendou a redução da defluência para 580 m³/s na UHE Xingó, que foi implementada a partir do dia 31 de agosto, preservando as captações à jusante que se encontram próximas aos limites mínimos operacional. Chuvas a jusante tem mantido a vazão superior à defluência da UHE Xingó.

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 Julho (%)	Armazenamento no Final de Agosto (%)
SERRA DA MESA	TOCANTINS	43.250	10,92	9,22
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	92,25	82,30
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	10,00	7,77
FURNAS	GRANDE	17.217	37,08	27,41
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	22,68	18,42
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	30,89	29,02
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	63,27	67,60
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	43,74	30,23
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	27,84	25,21
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	81,20	74,91

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

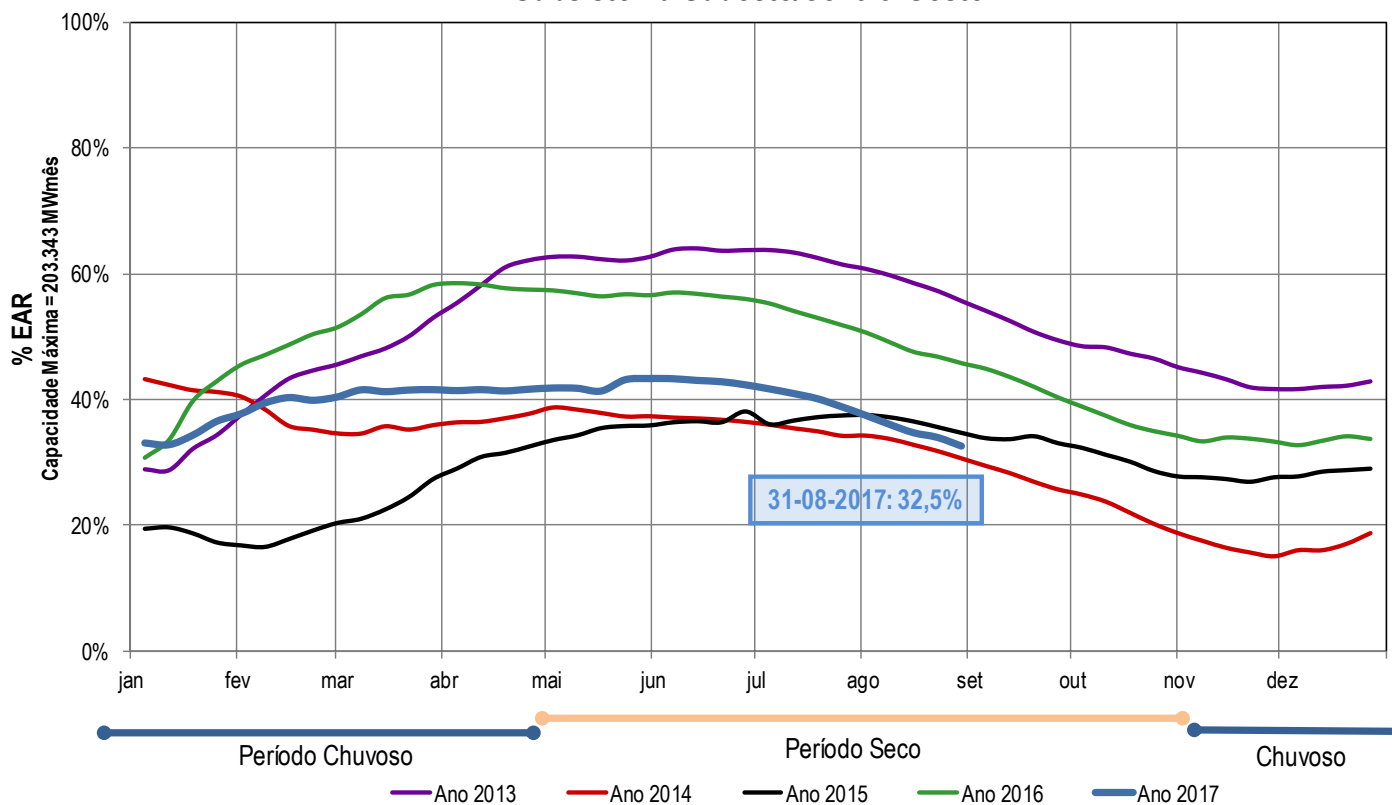


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

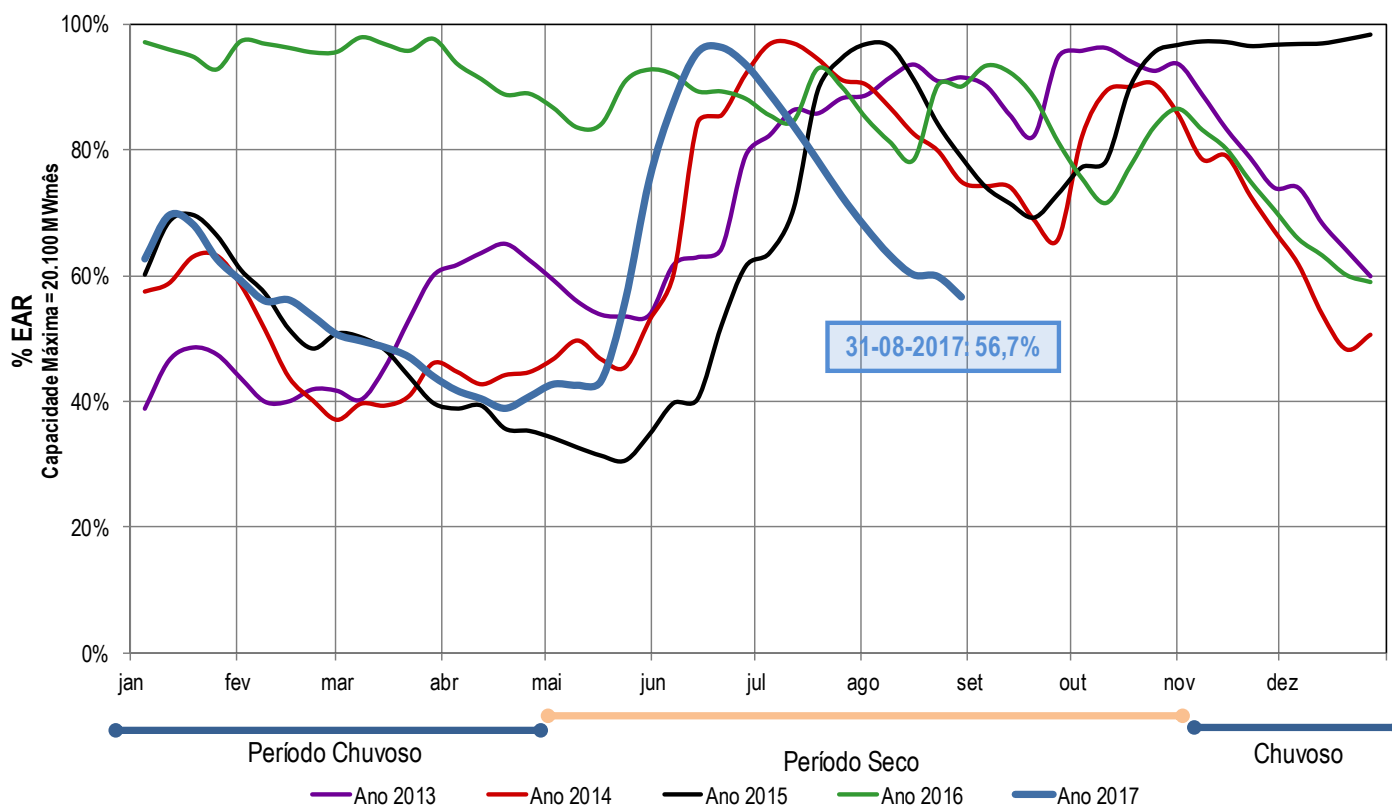


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

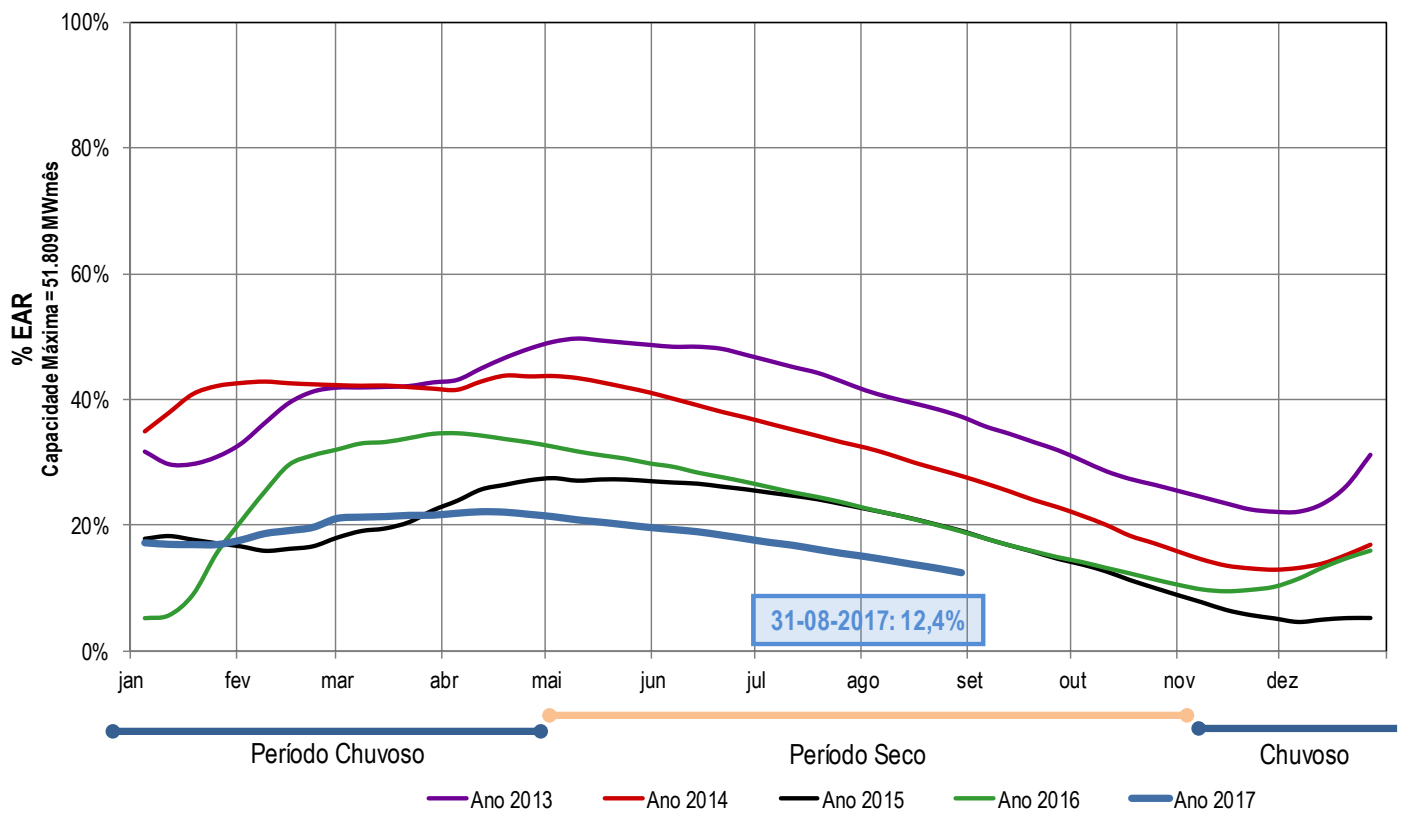


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte-Interligado

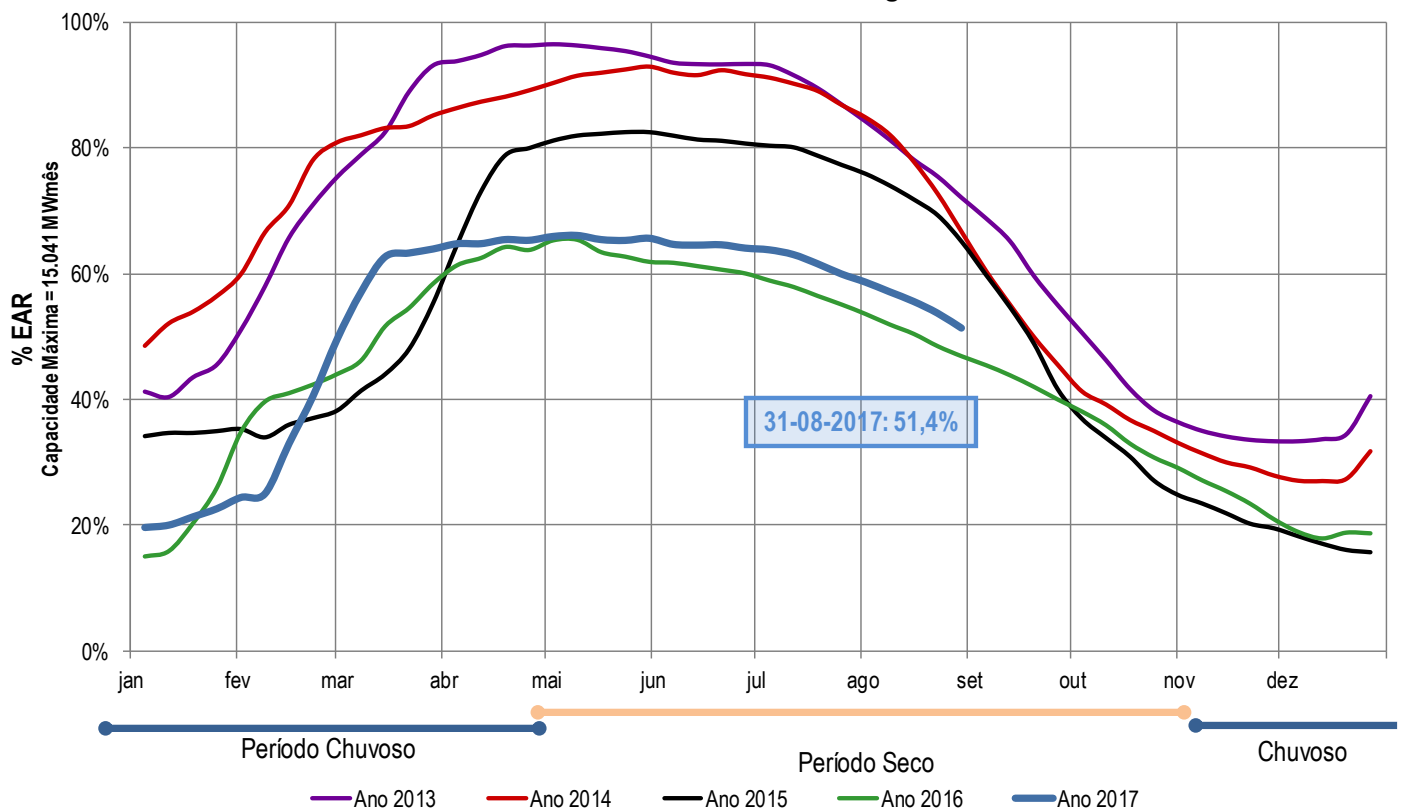


Figura 9. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em agosto de 2017, o subsistema Norte importou 50 MWmédios, ante a exportação de 889 MWmédios verificada no mês anterior.

O subsistema Nordeste, diferentemente do comportamento dos meses anteriores, apresentou perfil exportador em um total de 347 MWmédios, ante a importação de 1.133 MWmédios verificados em julho, em função, dentre outros aspectos, do bom desempenho da geração eólica no mês.

O subsistema Sul importou aproximadamente 626 MWmédios no mês de agosto de 2017, ante a importação de 103 MWmédios em julho de 2017.

A importação de energia da Venezuela para suprimento ao Estado de Roraima foi de 126 MWmédios, valor superior ao verificado no mês anterior (112 MWmédios).

Em relação aos intercâmbios internacionais, destaca-se que em agosto houve importação de energia do Uruguai, tanto pela conversora de frequência de Melo, quanto por Rivera. Além disso, nos dias 30 e 31 de agosto, houve devolução de energia ao Brasil por parte da Argentina pela conversora de Garabi.



Figura 10. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA *

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em julho de 2017, o consumo de energia elétrica atingiu 45.838 GWh, considerando autoprodução e acréscido das perdas, representando redução de 0,7% em relação ao consumo de julho de 2016.

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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Jul/17 GWh	Evolução mensal (Jul/17/Jun/17)	Evolução anual (Jul/17/Jul/16)	Ago/15-Jul/16 (GWh)	Ago/16-Jul/17 (GWh)	Evolução
Residencial	10.389	-3,4%	0,1%	132.306	133.146	0,6%
Industrial	13.953	1,0%	0,1%	164.630	164.528	-0,1%
Comercial	6.653	-4,1%	-0,8%	89.745	87.509	-2,5%
Rural	2.231	0,7%	1,2%	26.352	27.590	4,7%
Demais classes *	3.859	-4,1%	-0,1%	48.935	48.224	-1,5%
Perdas e Diferenças **	8.754	10,3%	-3,4%	112.032	112.556	0,5%
Total	45.838	0,3%	-0,7%	574.000	573.553	-0,1%

* 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 julho de 2017.

Fonte dos dados: EPE/ONS

Consumo de Energia Elétrica em Julho/2017 Consumo de Energia Elétrica em 12 meses

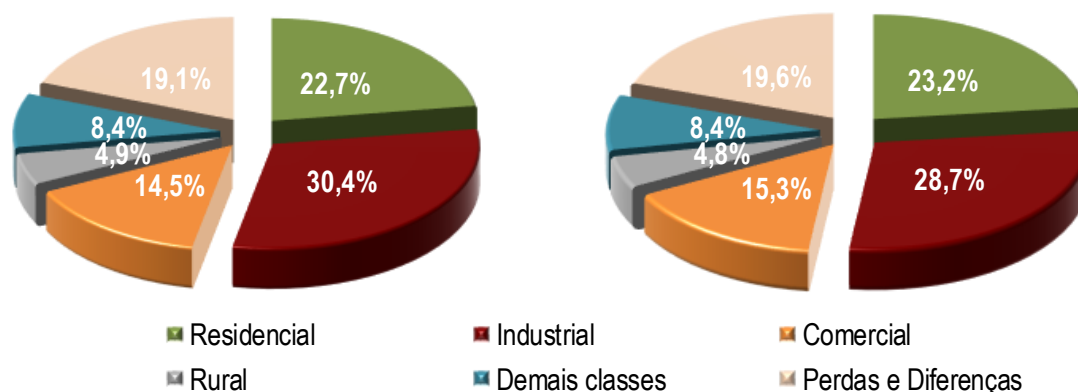


Figura 11. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até julho de 2017.

* Referência: <http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Forms/EPEResenhaMensal.aspx>. Considera autoprodução circulante na rede. A informação da carga total dos sistemas isolados para julho/2017 não foi disponibilizada pelo ONS à EPE, até o fechamento deste Boletim. Dessa forma, foi utilizada como estimativa a média dos meses anteriores (jan-junho/2017), o que impacta também na estimativa de "Perdas e Diferenças" no mês.



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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Jul/17 kWh/NU	Evolução mensal (Jul/17/Jun/17)	Evolução anual (Jul/17/Jul/16)	Ago/15-Jul/16 (kWh/NU)	Ago/16-Jul/17 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	148	-3,6%	-2,0%	160	158	-1,5%
Consumo médio industrial	26.416	1,2%	2,7%	25.304	25.958	2,6%
Consumo médio comercial	1.160	-4,1%	-1,4%	1.312	1.271	-3,1%
Consumo médio rural	501	0,6%	0,1%	499	516	3,5%
Consumo médio demais classes*	4.991	-4,2%	-0,8%	5.307	5.197	-2,1%
Consumo médio total	454	-1,9%	-1,9%	480	470	-2,1%

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

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

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Jul/16	Jul/17	
Residencial (NUCR)	68.709.776	70.175.885	2,1%
Industrial (NUCI)	542.164	528.192	-2,6%
Comercial (NUCC)	5.702.232	5.735.293	0,6%
Rural (NUCR)	4.403.456	4.455.137	1,2%
Demais classes *	768.382	773.191	0,6%
Total (NUCT)	80.126.010	81.667.698	1,9%

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

Fonte dos dados: EPE



4.2. Demandas Máximas

No mês de agosto 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)	42.972 30/08/2017 - 18h40	13.980 10/08/2017 - 18h41	11.525 31/08/2017 - 14h40	6.605 18/08/2017 - 15h24	73.143 30/08/2017 - 18h50
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

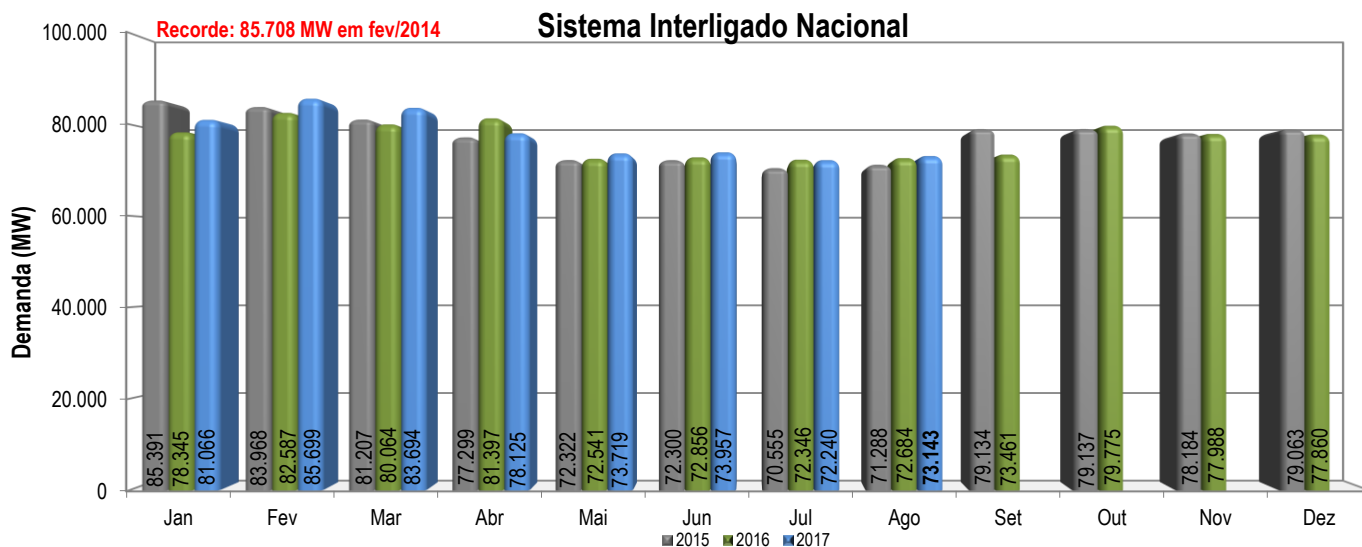


Figura 12. Demandas máximas mensais: SIN.

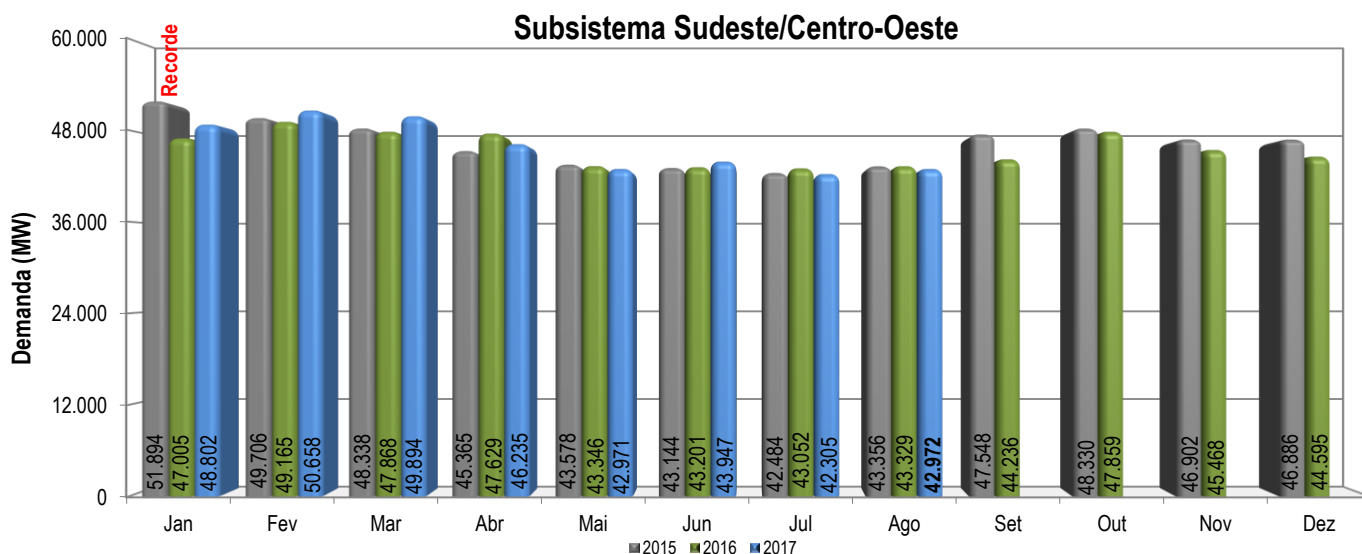


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

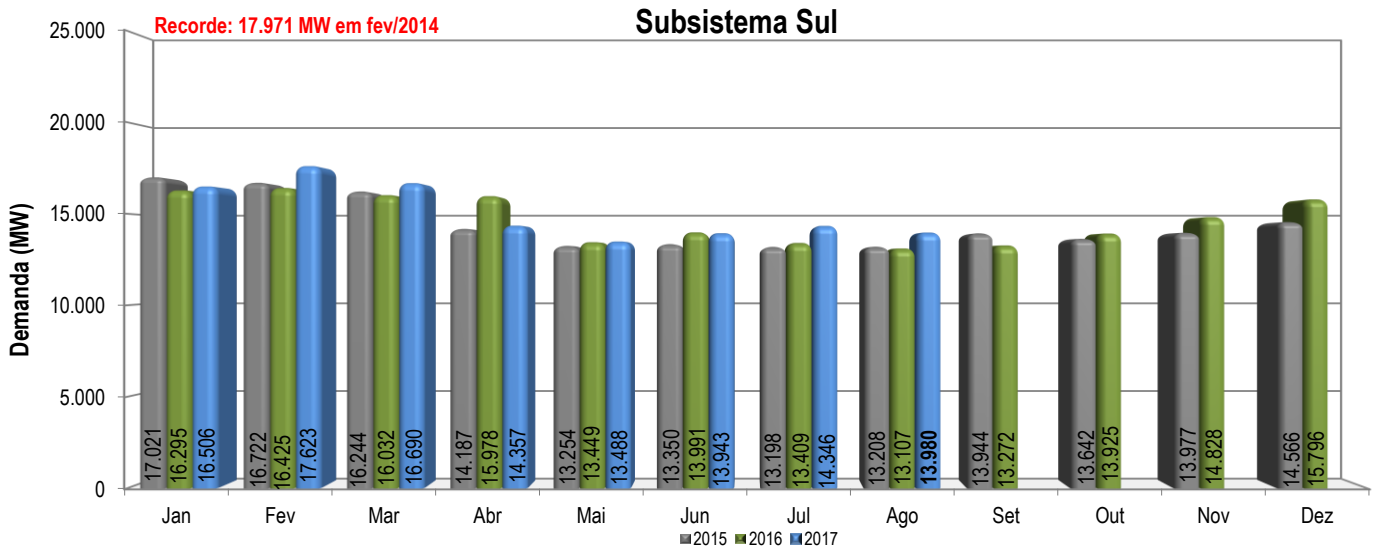


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

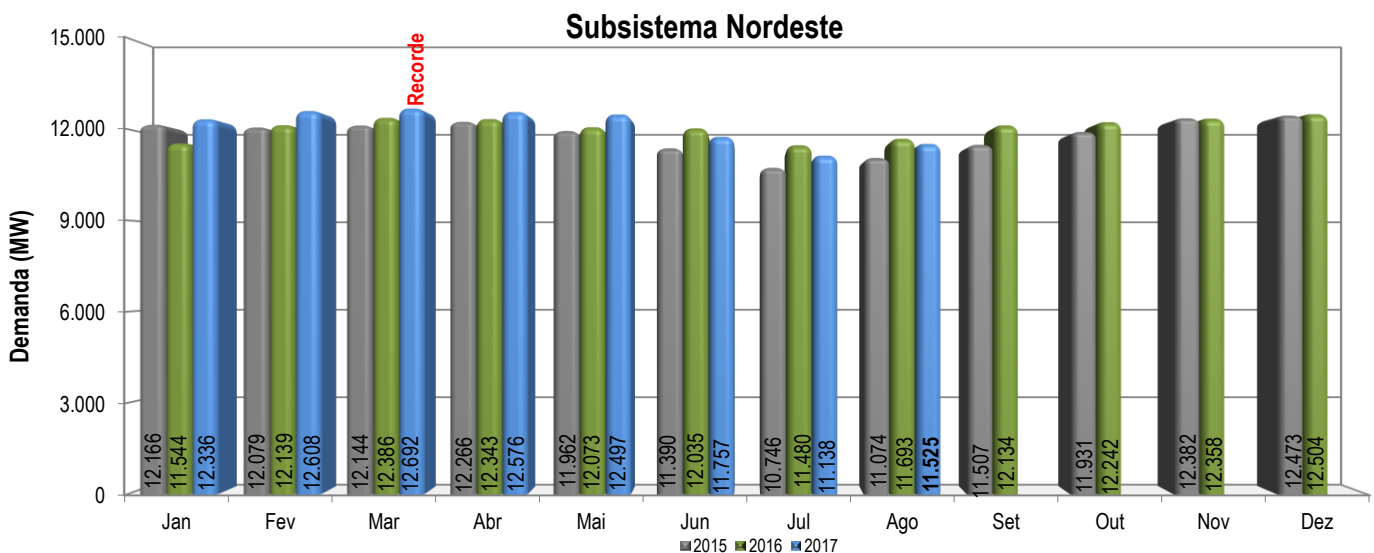


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

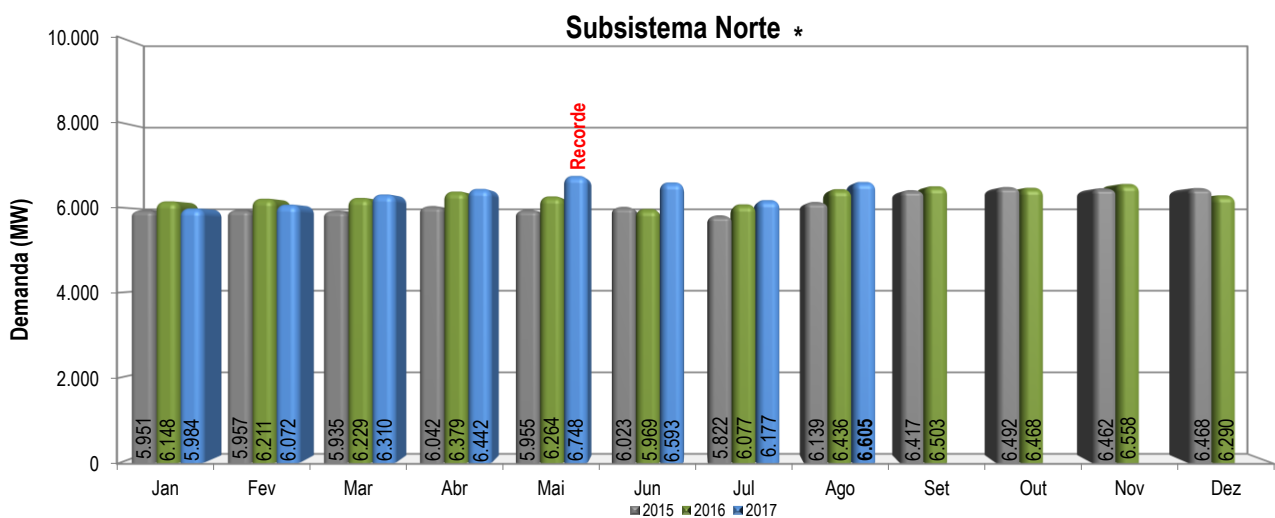


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

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 agosto de 2017 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 154.095 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 6.214 MW, sendo 3.835 MW de geração de fonte hidráulica, 501 MW de fontes térmicas*, 1.724 MW de fonte eólica e 154 MW de fonte solar.

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

Fonte	Ago/2016	Ago/2017			Evolução da Capacidade Instalada Ago/2017 - Ago/2016
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	95.572	1.311	99.422	64,5%	4,0%
UHE	90.240	220	93.858	60,9%	4,0%
PCH + CGH	5.333	1.072	5.549	3,6%	4,1%
CGH GD	0	19	15	0,0%	-
Térmica	42.804	3.036	43.327	28,1%	1,2%
Gás Natural	13.039	164	13.026	8,5%	-0,1%
Biomassa	13.830	538	14.227	9,2%	2,9%
Petróleo	10.183	2.224	10.198	6,6%	0,1%
Carvão	3.612	21	3.713	2,4%	2,8%
Nuclear**	1.990	2	1.990	1,3%	0,0%
Outros	150	30	150	0,1%	0,0%
Térmica GD	0	57	22	0,0%	-
Eólica	9.327	506	11.061	7,2%	18,6%
Eólica (não GD)	9.327	454	11.051	7,2%	18,5%
Eólica GD	-	52	10	0,0%	-
Solar	23	13.380	284	0,2%	1136,8%
Solar (não GD)	23	55	177	0,1%	670,7%
Solar GD	-	13.325	107	0,1%	-
Capacidade Total sem GD	147.727	4.780	153.940	99,9%	4,2%
Geração Distribuída - GD	-	13.453	154	0,1%	-
Capacidade Total - Brasil	147.727	18.233	154.095	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 – 01/09/2017)



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

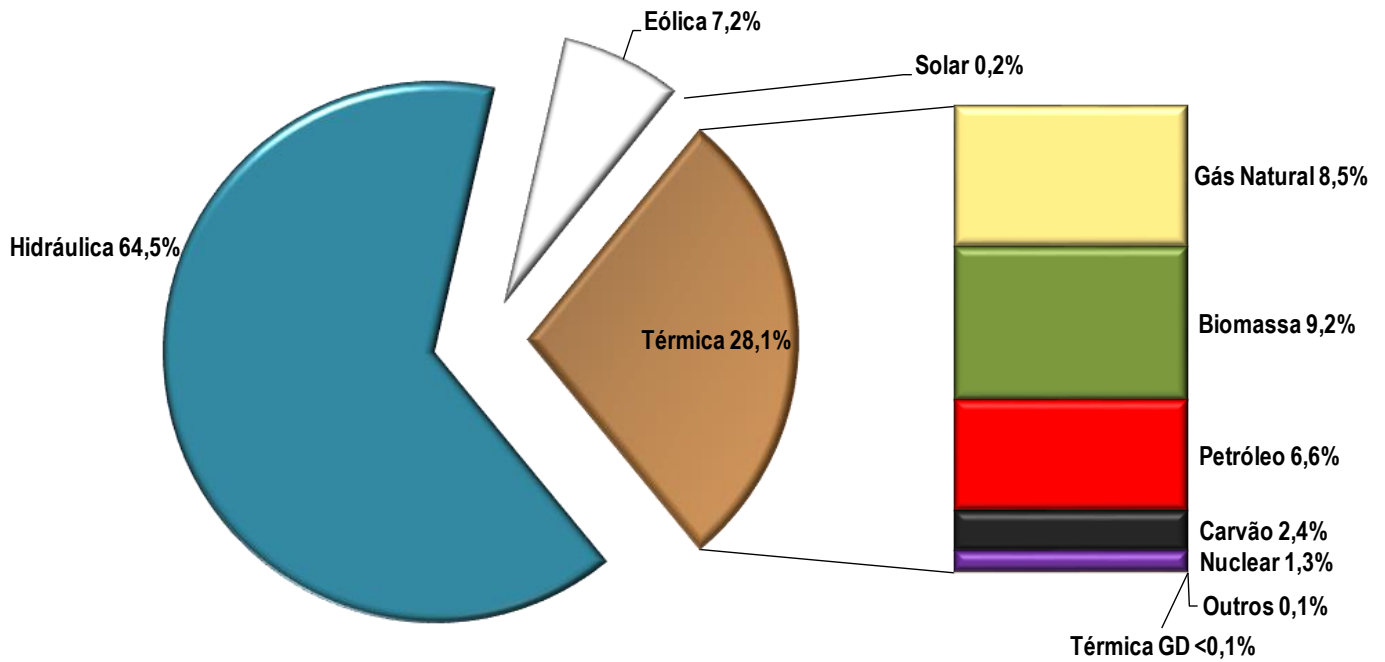


Figura 17. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO*

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

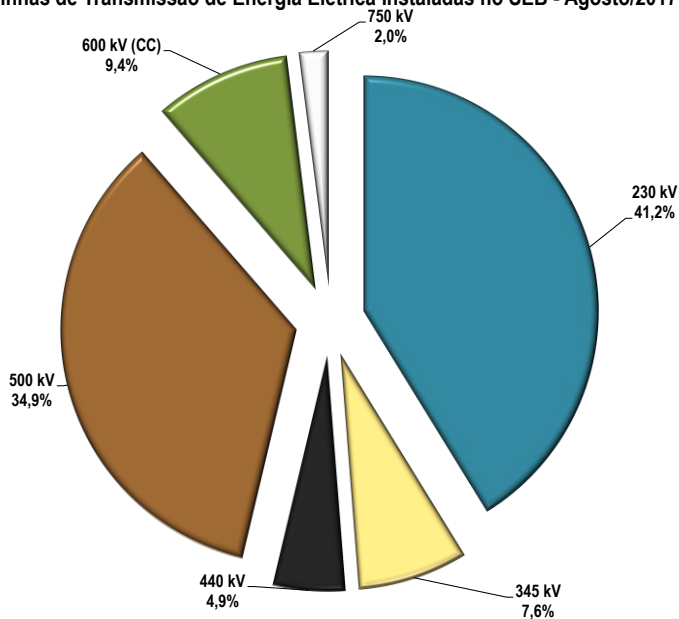


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	56.250	41,2%
345 kV	10.319	7,6%
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	136.532	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 agosto de 2017 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 264,96 MW de geração:

- PCH Rudolf - UGs: 1 e 2, total de 9,26 MW, em Santa Catarina. CEG: PCH.PH.SC.031208-8.01;
- PCH Água Prata - UGs: 1 a 3, total de 13,3 MW, no Mato Grosso. CEG: PCH.PH.MT.029044-0.01;
- UEE Ventos de São Virgílio 01 - UGs: 1 a 13, total de 29,9 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.032367-5.01;
- UEE Ventos de São Vicente 12 - UGs: 1 a 7, total de 14,7 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.033140-6.01;
- UEE Ventos de São Vicente 14 - UGs: 1 a 14, total de 29,4 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.033138-4.01;
- UEE Delta 3 V - UGs: 1, 8, 9, 11 e 12, total de 11,5 MW, no Maranhão. CEG: EOL.CV.MA.033675-0.01;
- UEE Delta 3 VI - UGs: 1, 8, 9, 11 e 12, total de 11,5 MW, no Maranhão. CEG: EOL.CV.MA.033673-4.01;
- UEE Delta 3 VII - UG: 7, de 2,3 MW, no Maranhão. CEG: EOL.CV.MA.033680-7.01;
- UEE Ventos de Santo Adriano - UGs: 8 a 11, total de 10,8 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031271-1.01;
- UEE Ventos de Santa Regina - UGs: 3 a 6 e 9, total de 13,5 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031276-2.01;
- UEE Ventos de Santo Albano - UGs: 3 a 11, total de 24,3 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031272-0.01;
- UFV Ituverava 1 - UGs: 1 a 14, total de 28 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.032316-0.01;
- UTE Biolins - UG: 2, de 44 MW, em São Paulo. CEG: UTE.AI.SP.030125-6.01;
- UTE NG Bioenergia I - UG: 2, de 14 MW, em Goiás. CEG: UTE.AI.GO.031033-6.01;
- UTE Caramuru Itumbiara - UG: 1, de 8,5 MW, em Goiás. CEG: UTE.AI.GO.035527-5.01.

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

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

Fonte	Realizado em Ago/2017 (MW)	Acumulado em 2017 (MW)
Eólica	147,900	931,100
Eólica (não GD)	147,900	931,100
Eólica GD	0,000	0,000
Hidráulica	22,560	2.447,090
CGH GD	0,000	0,000
PCH + CGH	22,560	118,520
UHE	0,000	2.328,570
Solar	28,000	148,000
Solar (não GD)	28,000	148,000
Solar GD	0,000	0,000
Térmica	66,500	463,437
Biomassa	66,500	198,778
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	0,000
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000
Petróleo	0,000	264,659
Térmica GD	0,000	0,000
TOTAL	264,960	3.989,627

Fonte dos dados: MME / SEE



7.2. Previsão da Expansão da Geração *

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

Fonte	Previsão ACR 2017 (MW)	Previsão ACR 2018 (MW)	Previsão ACR 2019 (MW)
Eólica	861,700	1.169,500	1.012,450
Eólica (não GD)	861,700	1.169,500	1.012,450
Eólica GD	0,000	0,000	0,000
Hidráulica	663,500	3.620,362	3.322,831
CGH GD	0,000	0,000	0,000
PCH + CGH	52,390	147,650	90,261
UHE	611,110	3.472,712	3.232,570
Solar	625,407	1.160,010	156,276
Solar (não GD)	625,407	1.160,010	156,276
Solar GD	0,000	0,000	0,000
Térmica	0,000	8,000	421,200
Biomassa	0,000	8,000	20,000
Carvão	0,000	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	0,000	401,200
Nuclear	0,000	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000	0,000
Petróleo	0,000	0,000	0,000
Térmica GD	0,000	0,000	0,000
TOTAL	2.150,607	5.957,872	4.912,757

Fonte dos dados: MME / SEE

* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos vencedores dos leilões do ACR, com a entrada em operação conforme datas de tendência acordadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 17/08/2017, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS, CCEE e EPE.

7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão *

No mês de agosto de 2017 houve expansão de 438,2 km, referente às seguintes linhas de transmissão – LT no SIN:

- LT 500 kV Morro do Chapéu 2 / Sapeaçu, com 300,0 km de extensão, da ODOYA, na Bahia;
- LT 500 kV Seccionamento Marimbondo - Araraquara na SE Marimbondo II C2, com 12,0 km de extensão, da TP Sul, em Minas Gerais e São Paulo;
- LT 500 kV Assis – Londrina C2, com 120,0 km de extensão, da COPEL GT, no Paraná e São Paulo;
- LT 500 kV Marimbondo/Marimbondo II C2, com 6,2 km de extensão, da TP SUL, em Minas Gerais.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Ago/17 (km)	Acumulado em 2017 (km)
230	0,0	430,7
345	0,0	0,0
440	0,0	10,0
500	438,2	1.137,2
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
TOTAL	438,2	1.577,9

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



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

No mês de agosto de 2017 foram incorporados três novos transformadores ao SIN, num total de 1.200 MVA:

- TR 500/230 kV – 900 MVA, na SE Morro do Chapéu 2, da ODOYA, na Bahia;
- TR 230/69 kV – 150 MVA, na SE Morro do Chapéu 2, da CHESF, na Bahia;
- TR2 230/138/13,8 kV – 150 MVA, na SE Passo Real, da CEEE-GT, no Rio Grande do Sul.

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

	Realizado em Ago/17 (MVA)	Acumulado em 2017 (MVA)
TOTAL	1.200,0	9.424,0

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

- 2 Bancos de Capacitores – BC1 e BC2 (230 kV – 150 Mvar cada) na SE Picos, da CHESF, no Piauí;
- Banco de Capacitor Série (500 kV – 480 Mvar) na SE Rio Verde Norte, da Catxerê, em Goiás;
- Compensador Estático (200 / -200 Mvar) na SE Paranatinga, da Matrinchã, no Mato Grosso;
- Reator (500 kV – 180 Mvar) na SE Morro do Chapéu II, da ODOYA, na Bahia;
- Reator (500 kV – 180 Mvar) na SE Sapeaçu, da ODOYA, na Bahia.

* 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	0,4	11,0	0,0
230	393,6	701,1	536,0
345	0,0	0,0	15,4
440	20,0	0,0	0,0
500	1.202,0	2.280,2	705,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800	0,0	4.184,0	5.386,0
TOTAL	1.616,0	7.176,3	6.642,4

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	9.792,0	23.982,0	24.365,0

Fonte dos dados: MME / SEE

* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos outorgados pela ANEEL, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, do dia 19/07/2017, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.



8. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA **

8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

No mês de julho de 2017***, estima-se que a geração hidráulica correspondeu a 65,6% do total gerado no país, valor 7,0 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil nesse período aumentou 1,6 p.p. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, aumentou 5,3%. Em relação à geração térmica por fonte, destacam-se as variações de +3,5 p.p. na geração a gás natural e +0,9 p.p na geração a biomassa.

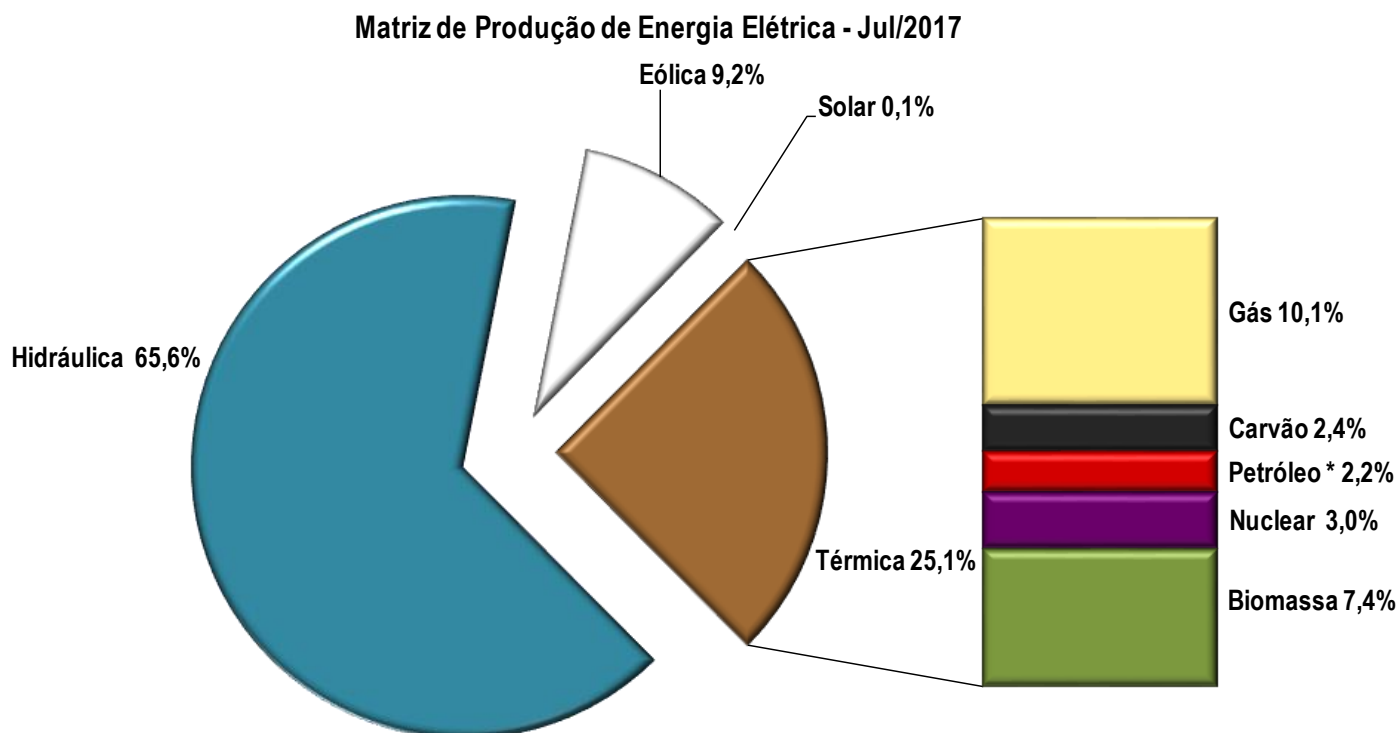


Figura 19. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até julho de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

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

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

*** Para elaboração da matriz de produção de energia elétrica no sistema elétrico brasileiro, referente ao mês de julho/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		
	Jul/17 (GWh)	Evolução mensal (Jul/17 / Jun/17)	Evolução anual (Jul/17 / Jul/16)	Ago/15-Jul/16 (GWh)	Ago/16-Jul/17 (GWh)	Evolução
Hidráulica	28.343	-9,3%	-11,2%	395.722	399.644	1,0%
Térmica	10.634	28,6%	24,9%	115.727	102.023	-11,8%
Gás	4.344	54,2%	55,5%	49.023	43.983	-10,3%
Carvão	1.055	15,2%	-11,3%	15.003	11.969	-20,2%
Petróleo *	725	18,6%	52,8%	13.838	7.831	-43,4%
Nuclear	1.312	13,4%	24,7%	14.342	14.415	0,5%
Biomassa	3.197	15,5%	6,4%	23.521	23.826	1,3%
Eólica	3.994	23,0%	22,9%	27.123	36.062	33,0%
Solar	38,97	56,0%	-	28,22	91,52	224,4%
TOTAL	43.009	0,5%	-1,5%	538.599	537.821	-0,1%

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

** Os valores de produção incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade. As informações incluem a energia importada pelo Brasil referente à parcela paraguaia de Itaipu.
Dados contabilizados até julho 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		
	Jul/17 (GWh)	Evolução mensal (Jul/17 / Jun/17)	Evolução anual (Jul/17 / Jul/16)	Ago/15-Jul/16 (GWh)	Ago/16-Jul/17 (GWh)	Evolução
Gás	4	-0,2%	-4,4%	55	50	-10,4%
Petróleo *	222	1,9%	-2,5%	2.780	2.576	-7,3%
Biomassa	3	-3,6%	-	0	11	-
TOTAL	229	3,1%	-1,3%	2.835	2.637	-7,0%

Para os meses de junho e julho/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 julho de 2017, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste aumentou 8,0 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 52,3%, com total de 4.591,1 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 2,2 p.p. em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo o valor de 42,3%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, por sua vez, aumentou 3,7 p.p. em relação a junho de 2017, e atingiu 34,7%, com total de geração verificada no mês de 692,0 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 0,5 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 31,9%.

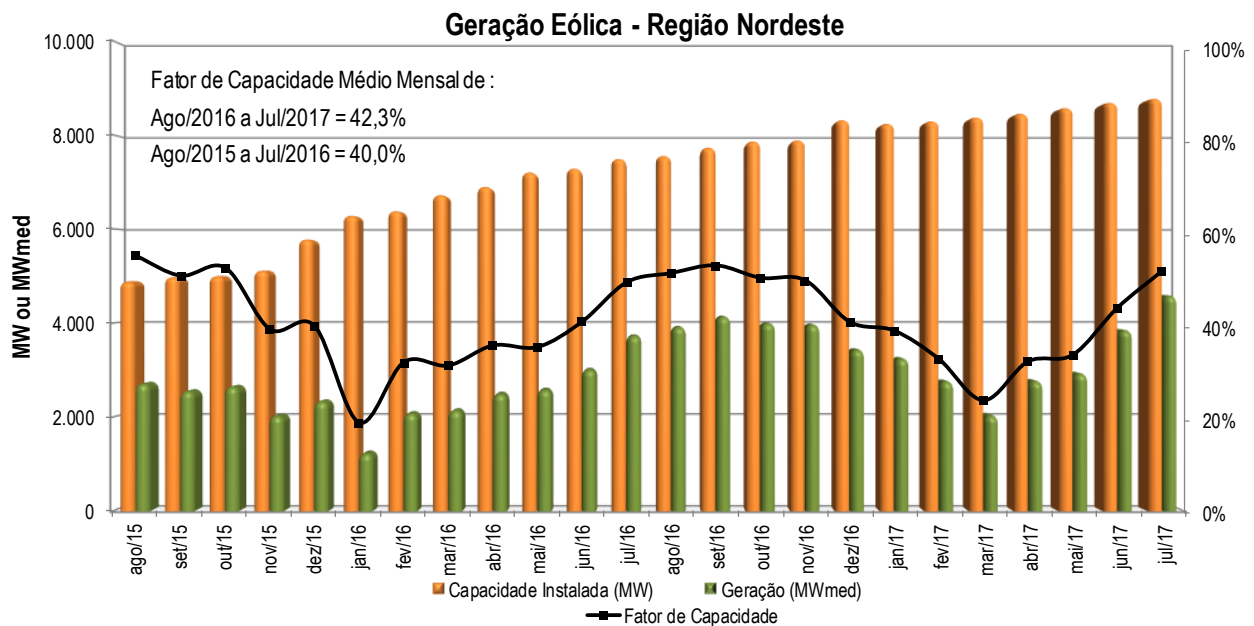


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até julho de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

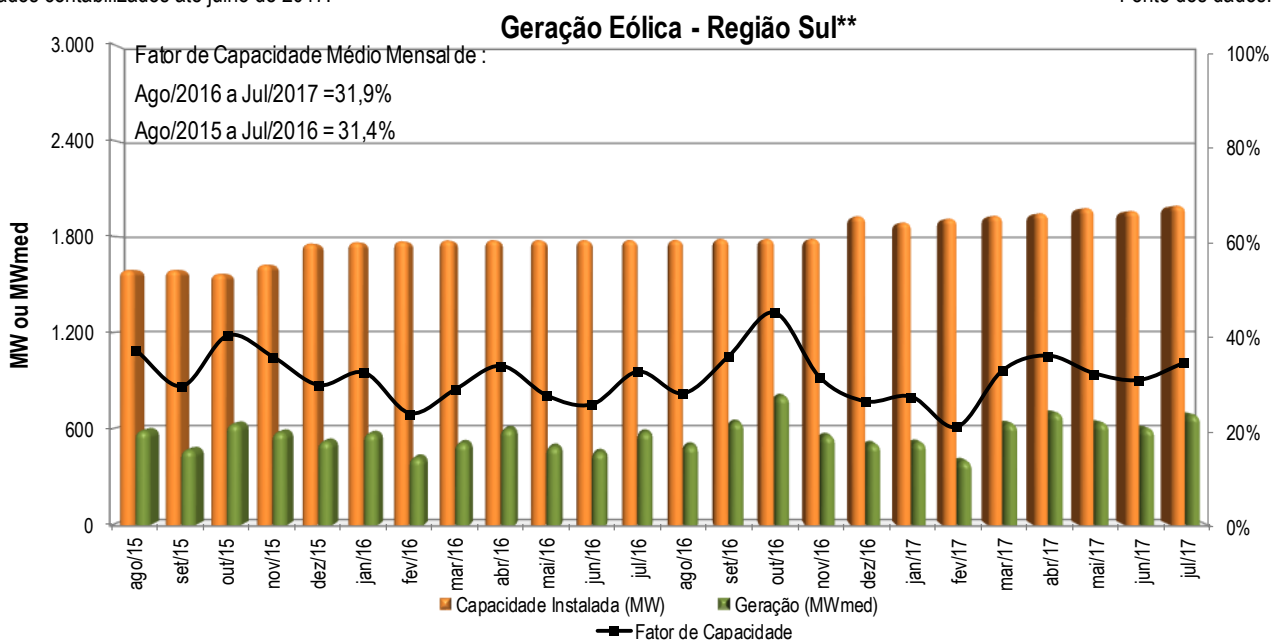


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até julho de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

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

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



9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

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

Ressalta-se que, na semana entre 5 e 11 de agosto de 2017, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD atingiu o seu valor máximo definido pela ANEEL para 2017, igual a R\$ 533,82 / MWh, mantendo-se abaixo desse patamar nas demais semanas do mês.

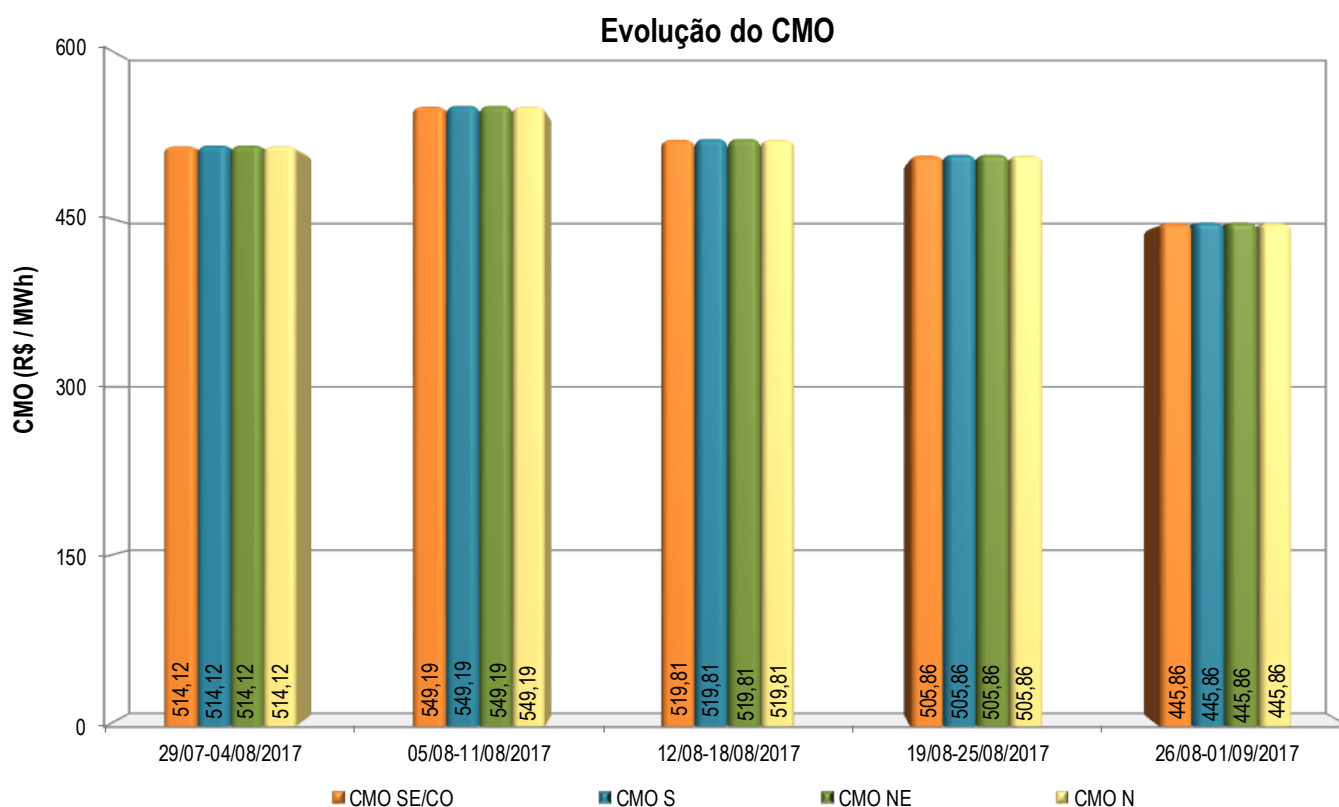


Figura 22. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em julho de 2017 foi de R\$ 111,9 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 212,1 milhões). O valor do mês de julho de 2017 é composto por R\$ 78,9 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 24,6 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\$ 8,4 milhões referentes aos encargos por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica para garantia do suprimento energético, autorizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE.

Atualmente, o encargo Segurança Energética está relacionado principalmente ao atingimento do limite de transmissão de Recebimento pelo Nordeste e conseqüente necessidade de aumento de geração interna ao subsistema para fechamento do balanço energético, estando a geração hidráulica limitada para garantia da segurança hídrica. Em função do bom desempenho da geração eólica verificada em julho, houve redução significativa, de cerca de 84,4%, desse encargo no mês.

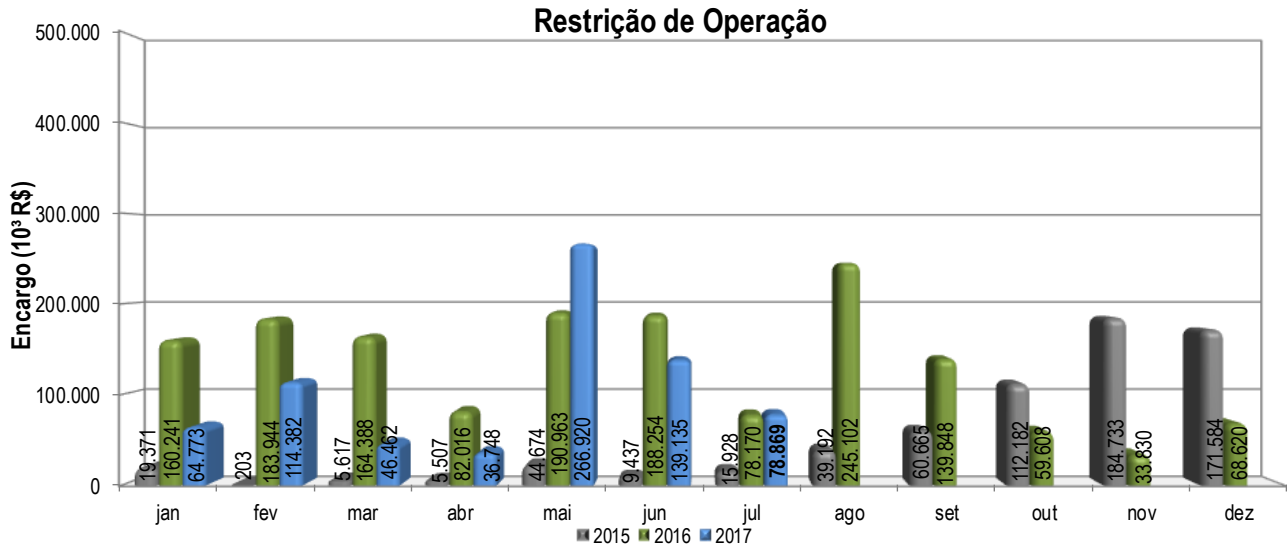


Figura 23. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até julho de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

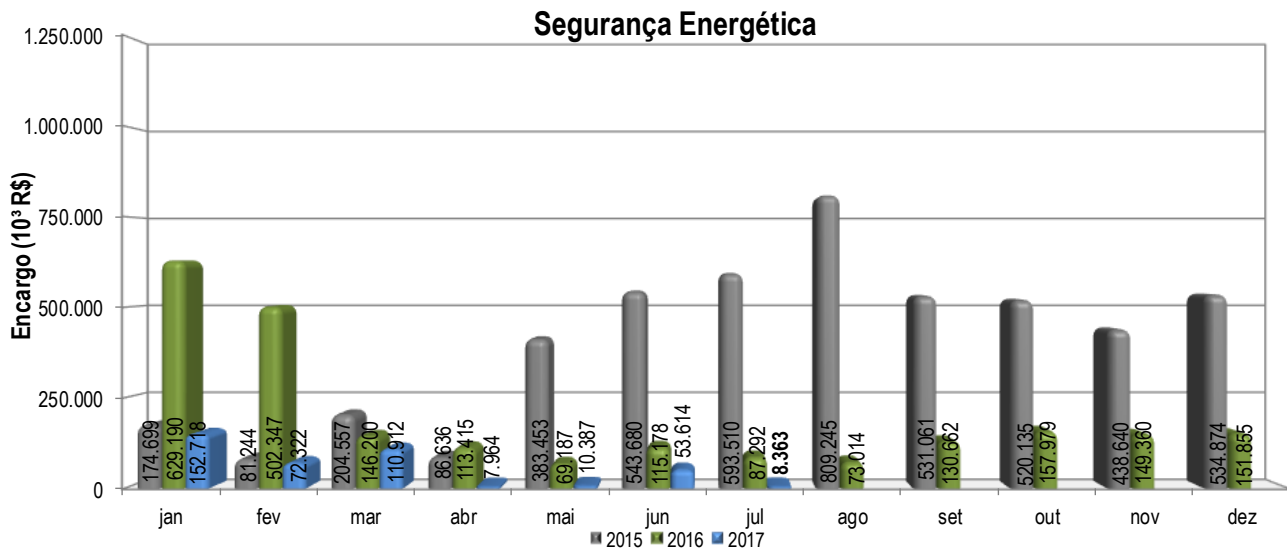


Figura 24. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até julho de 2017.

Fonte dos dados: CCEE

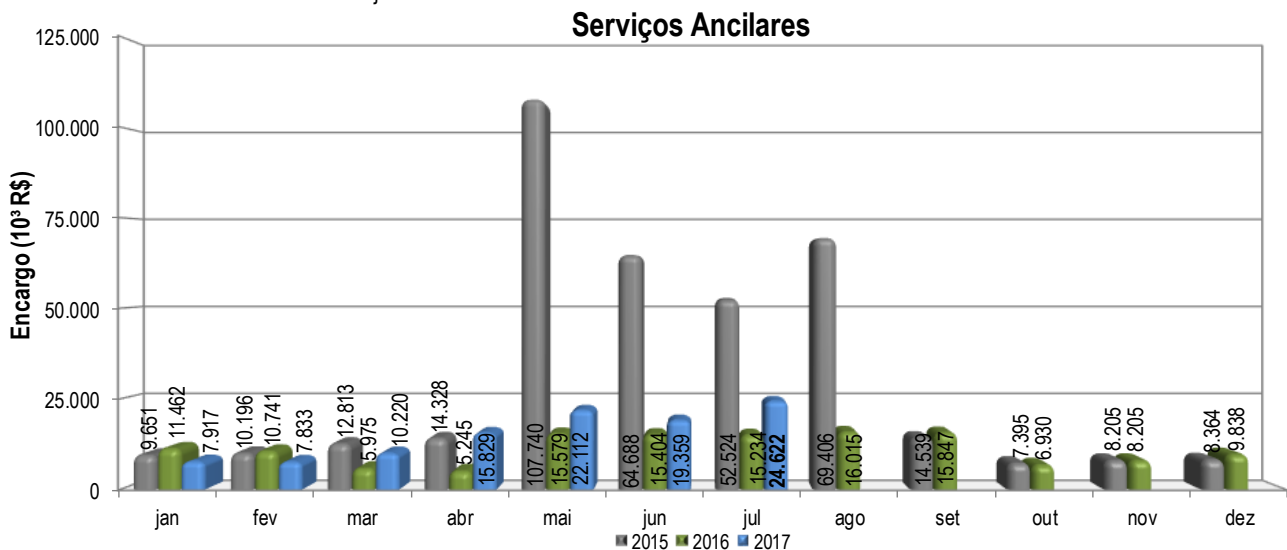


Figura 25. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até julho de 2017.

Fonte dos dados: CCEE



11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de agosto de 2017 o número de ocorrências foi ligeiramente superior ao verificado no mesmo período de 2016. Por outro lado, o montante de carga interrompida foi consideravelmente inferior. Seguem as principais informações das ocorrências verificadas:

- **Dia 17 de agosto, às 21h56min:** Desligamento das UHEs Samuel e Santo Antônio (230 kV) e posteriormente do *Back-to-Back* da SE Coletora Porto Velho, após abertura da interligação do sistema Acre/Rondônia ao SIN. Houve interrupção de **422 MW** de cargas, sendo 120 MW da Eletrobras Distribuição Acre, no Acre, e 302 MW da Eletrobras Distribuição Rondônia, em Rondônia. Causa: Sobrefrequência e sobretensão no sistema Acre/Rondônia após desligamento das linhas em 230 kV Samuel – Ariquemes C3, por vegetação, C1 por atuação indevida da proteção no terminal de Ariquemes e C2 por sobrecarga.
- **Dia 29 de agosto, às 15h48min:** Desligamento automático do Bipolo 2 do Elo de Corrente Contínua do Madeira, do *Back-to-Back* da SE Coletora Porto Velho, das linhas em 230 kV Ji-Paraná - Pimenta Bueno C1, C2 e C3 e das UHEs Santo Antônio (500 kV e 230 kV), Jirau e Samuel. Houve interrupção de **711 MW** de cargas, sendo 176 MW da Eletrobras Distribuição Acre, no Acre, e 535 MW da Eletrobras Distribuição Rondônia, em Rondônia. Causa: Sobrefrequência e sobretensão no sistema Acre/Rondônia após abertura da interligação ao SIN, devido a perda de sincronismo após desligamento da LT 230 kV Porto Velho – Abunã C1, por causa indeterminada, e perda de carga em Rio Branco e Porto Velho.

Houve quatro desligamentos com interrupção total das cargas de Roraima, nos dias 14, 15, 28 e 29 de agosto. Todos tiveram origem no trecho da Interligação Brasil – Venezuela operado pela Corpoelec.

Os índices DEC e FEC Brasil verificados em julho de 2017 foram ligeiramente superiores aos verificados em junho, mas ainda inferiores aos demais meses do ano.

11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

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

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2017	2016
SIN**	0	0	0	0	0	0	0	0					0	5.487
S	0	0	0	0	0	0	556	0					556	1.916
SE/CO	378	596	456	158	415	0	365	0					2.368	7.066
NE	520	448	0	823	314	319	0	135					2.559	4.688
N-Int	1.052	358	2.135	849	606	182	0	1.381					6.563	7.911
Isolados	381	379	0	162	783	0	133	605					2.443	2.048
TOTAL	2.331	1.781	2.591	1.992	2.118	501	1.054	2.121	0	0	0	0	14.489	29.116

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2017	2016
SIN**	0	0	0	0	0	0	0	0					0	2
S	0	0	0	0	0	0	2	0					2	9
SE/CO	2	1	3	1	1	0	1	0					9	24
NE	2	3	0	3	2	1	0	1					12	14
N-Int	2	1	4	1	2	1	0	3					14	32
Isolados	3	3	0	1	6	0	1	4					18	15
TOTAL	9	8	7	6	11	2	4	8	0	0	0	0	55	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

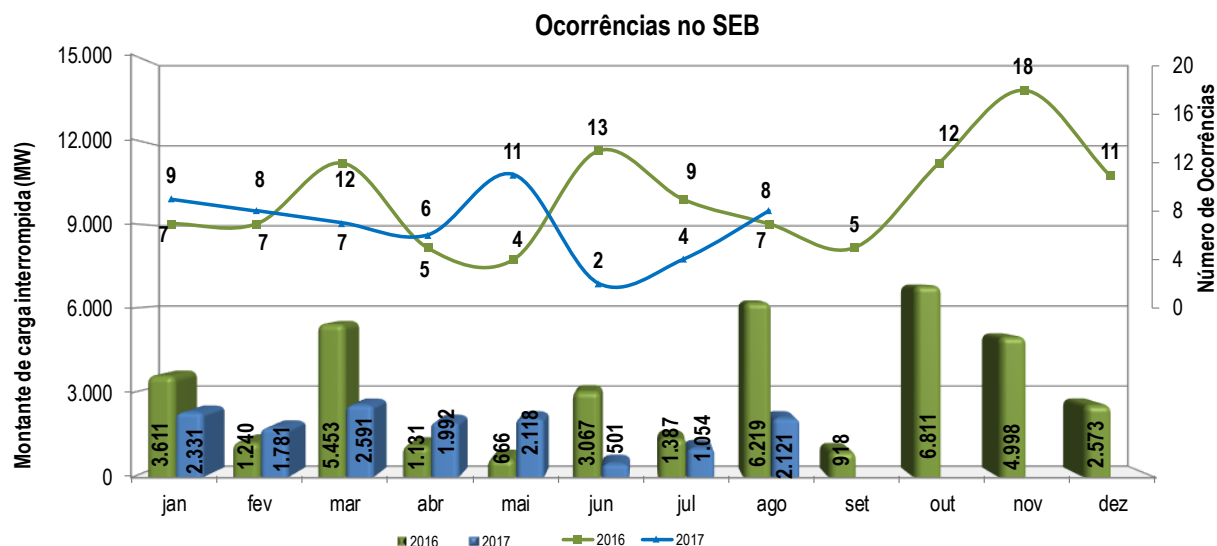


Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

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						8,33	12,75
S	1,43	1,27	1,03	0,81	1,05	0,87	0,76						7,21	11,39
SE	1,36	0,94	0,97	0,72	0,71	0,60	0,61						5,89	9,02
CO	2,57	2,16	1,91	1,50	1,32	1,00	1,13						11,57	15,11
NE	1,28	1,45	1,46	1,44	1,27	1,18	1,51						9,60	14,84
N	3,70	2,70	3,16	2,63	2,60	2,18	2,15						19,08	31,09

Tabela 20. Evolução do FEC em 2017.

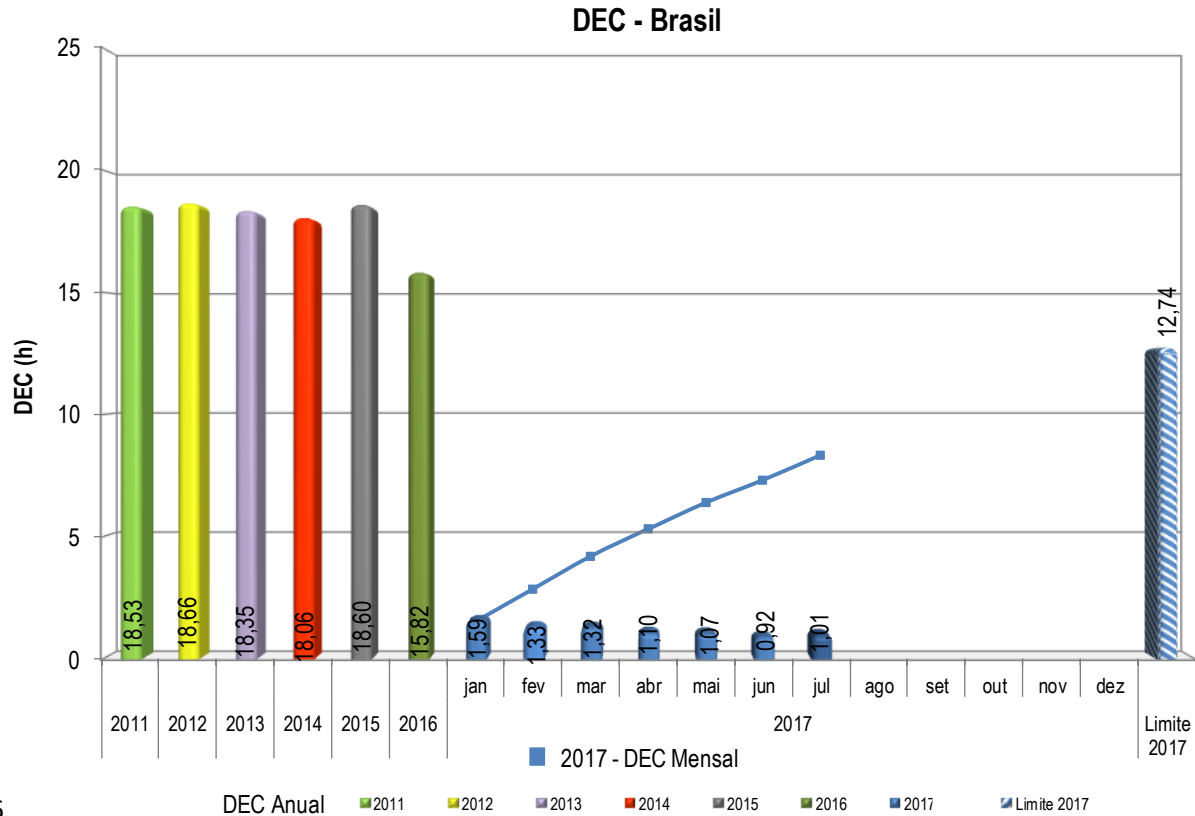
Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2017														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,89	0,76	0,76	0,64	0,62	0,56	0,58						4,81	9,70
S	0,92	0,80	0,64	0,55	0,61	0,52	0,55						4,60	9,12
SE	0,69	0,50	0,56	0,43	0,40	0,37	0,39						3,34	6,87
CO	1,54	1,41	1,31	0,98	0,96	0,74	0,78						7,70	12,36
NE	0,73	0,75	0,71	0,68	0,61	0,60	0,64						4,73	9,74
N	2,12	1,71	2,00	1,80	1,84	1,57	1,53						12,56	27,79

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

*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

Fonte dos dados: ANEEL



16

Figura 27. DEC do Brasil.

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

Fonte dos dados: ANEEL

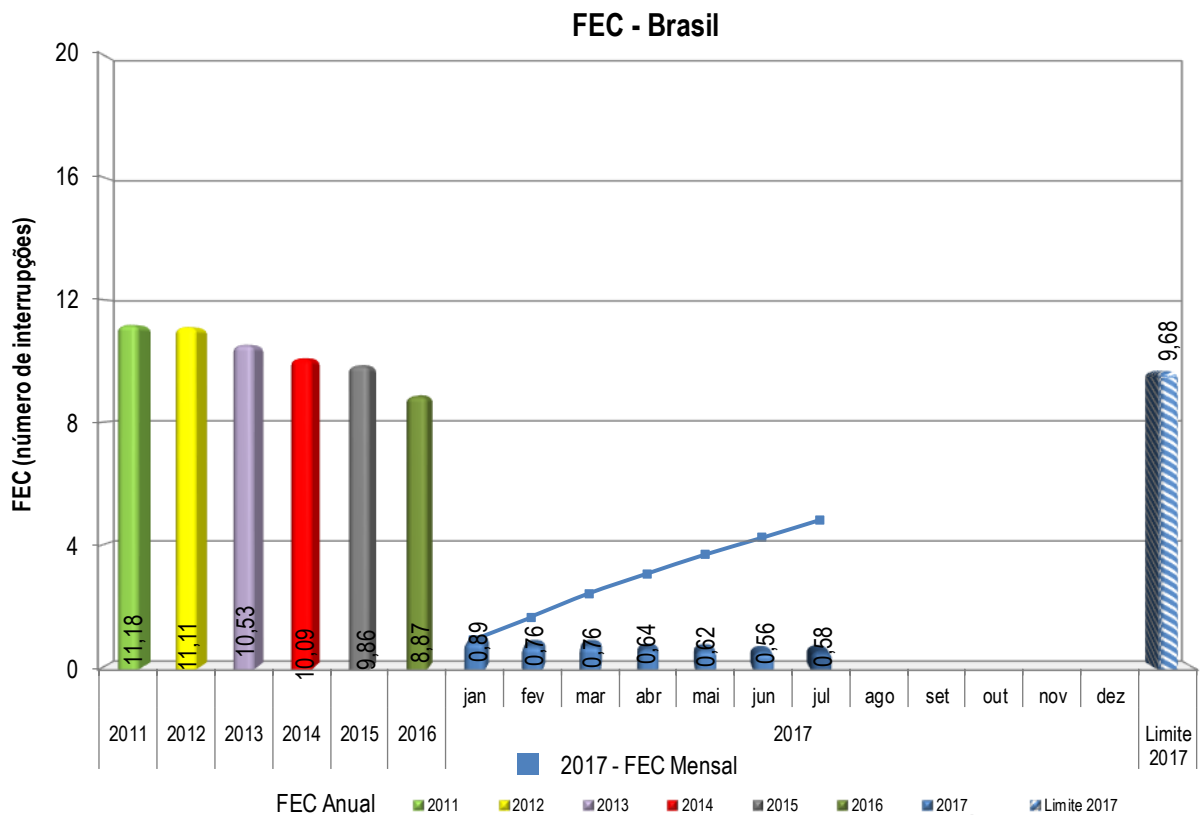


Figura 28. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até julho 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	Proinfra - 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