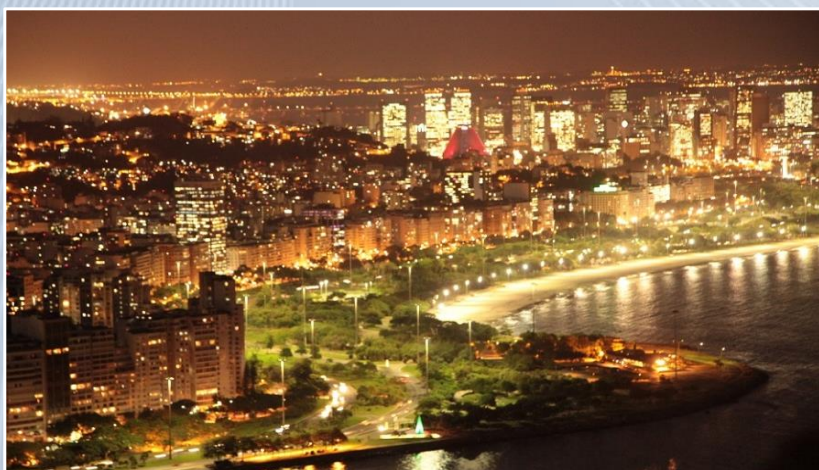




MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE ENERGIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE MONITORAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Maio / 2018





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Maio / 2018

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Wellington Moreira Franco

Secretário-Executivo

Marcio Felix Carvalho Bezerra

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico

Domingos Romeu Andreatta

Equipe Técnica

Guilherme Silva de Godoi (Coordenação)

Carlos Augusto Furtado de Oliveira Novaes

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

André Grobério Lopes Perim

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	18
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	20
8.4. Geração Eólica	20
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	21
10. ENCARGOS SETORIAIS	22
11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	23
11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	24
11.2. Indicadores de Continuidade	25



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de maio de 2018 – Brasil	2
Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	3
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.....	3
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.....	4
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.....	4
Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	6
Figura 7. EAR: Subsistema Sul.....	6
Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.....	7
Figura 9. EAR: Subsistema Norte-Interligado.....	7
Figura 10. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	9
Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.....	11
Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	12
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	12
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.....	12
Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.....	14
Figura 17. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.....	14
Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.....	19
Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.....	20
Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	21
Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.....	21
Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.....	22
Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.....	22
Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	23
Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.....	23
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.....	26



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia armazenada no mês (% EAR).....	1
Tabela 2. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	5
Tabela 3. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN	5
Tabela 4. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	9
Tabela 5. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.	10
Tabela 6. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	10
Tabela 7. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.	11
Tabela 8. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.	13
Tabela 9. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	14
Tabela 10. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.	15
Tabela 11. Previsão da expansão da geração (MW).	16
Tabela 12. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	16
Tabela 13. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	17
Tabela 14. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	18
Tabela 15. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	18
Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	19
Tabela 17. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	20
Tabela 18. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	24
Tabela 19. Evolução do número de ocorrências.	24
Tabela 20. Evolução do DEC em 2018.	25
Tabela 21. Evolução do FEC em 2018.....	25



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

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

CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS: Foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 79% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 36% MLT no Sul, 36% MLT no Nordeste e 84% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 71% MLT, 34% MLT, 35% MLT e 68% MLT, respectivamente.

Energia Armazenada: variação da energia armazenada equivalente no mês de maio de 2018:

Sudeste/Centro-Oeste: - 1,5%

Sul: - 12,8%

Nordeste: - 1,2%

Norte: + 1,8%

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Maio (% EAR)
Sudeste/Centro-Oeste	42,5
Sul	50,8
Nordeste	39,7
Norte	70,8

Tabela 1. Energia armazenada no mês (% EAR)

MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA: Em abril de 2018, o consumo de energia elétrica atingiu 48.392 GWh, considerando autoprodução e acréscido das perdas, representando acréscimo de 3,4% em relação ao consumo de abril de 2017.

CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: No mês de maio de 2018 a capacidade instalada total* de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 159.660 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 7.084 MW, sendo 2.782 MW de geração de fonte hidráulica, 402 MW de fontes térmicas, 2.430 MW de fonte eólica e 1.470 MW de fonte solar. A geração distribuída fechou o mês de abril de 2018 com 349 MW instalados em 29.547 unidades, representando 0,2% da matriz de geração de energia elétrica. As fontes renováveis representaram 81,9% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em abril de 2018 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: Em maio de 2018, o Sistema Interligado Nacional atingiu 143.739 km de linhas de transmissão, com tensão maior ou igual a 230 kV. No mês, entraram em operação comercial 767 km de linhas de transmissão e 3.900 MVA de capacidade de transformação.

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: No mês de abril de 2018, a geração hidráulica correspondeu a 78,3% do total gerado no país, valor 3,3 p.p. inferior ao verificado no mês anterior.

ENCARGOS SETORIAIS O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em abril de 2018 foi de R\$ 395 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 331,9 milhões).

Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro: Em maio de 2018 foram verificadas três ocorrências no sistema elétrico brasileiro com mais de 100 MW de cargas interrompidas por mais de 10 minutos, totalizando 447 MW de cargas interrompidas. Destacamos a ocorrência do dia 07 de maio, às 09h59min, quando houve desligamento automático da transformação 230/69 kV da subestação Mussuré II, interrompendo 206 MW de cargas da Energisa Paraíba, na Paraíba, devido à explosão do transformador de aterramento associado ao barramento de 69 Kv da subestação.

CMSE: no dia 9 de maio de 2018 foi realizada a 198ª reunião (ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE apresentou os resultados da primeira revisão trimestral de carga, realizada em abril de 2018 e utilizada no planejamento a partir do Programa Mensal de Operação – PMO de maio de 2018. Destacou que a expectativa de crescimento do consumo total de eletricidade é da ordem de 3,9% médios ao ano para o período de 2018 a 2022, mesmo patamar previsto no início do ano, apesar da previsão de carga do SIN ter indicado perspectiva de crescimento marginalmente inferior ao apontado no início do ano. A Ata da referida reunião está disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse/atas-cmse-2018>.

As informações apresentadas neste Boletim referem-se a dados consolidados até o dia 31 de maio de 2018, exceto quando indicado.

O Subsistema Sudeste/Centro-Oeste é composto pelos estados das Regiões Sudeste e Centro-Oeste, Acre e Rondônia. O Subsistema Sul é composto pelos estados da Região Sul. O Subsistema Nordeste é composto pelos estados da Região Nordeste, exceto o Maranhão. O Subsistema Norte é composto pelos estados do Pará, Tocantins, Maranhão, Amazonas e Amapá.



2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

No mês de maio de 2018, predominou a atuação de um sistema de alta pressão sobre boa parte do país, fazendo com que apenas duas frentes frias avançassem pela região Sul e atingissem o sul da região Sudeste. Assim, os totais acumulados de precipitação não foram suficientes para atingir a média nas principais bacias do SIN. Foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 79% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 36% MLT no Sul, 36% MLT no Nordeste e 84% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 71% MLT, 34% MLT, 35% MLT e 68% MLT, respectivamente.

O fenômeno de "La Niña" encontra-se em processo de enfraquecimento. A previsão climática por consenso para o trimestre abril, maio e junho de 2018, indica maior probabilidade do total trimestral de chuva ocorrer nas categorias acima da faixa normal climatológica na área que se estende de Roraima ao norte do Pará, incluído o extremo nordeste do Amazonas. Para o norte da Região Nordeste, a previsão por consenso indica maior probabilidade de totais pluviométricos na categoria abaixo da faixa normal climatológica. Para o centro-sul da Região Sul, a previsão também indica maior probabilidade de chuvas na categoria abaixo da faixa normal climatológica. Nas demais áreas, a previsão é de chuva dentro da normalidade para esta época do ano.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

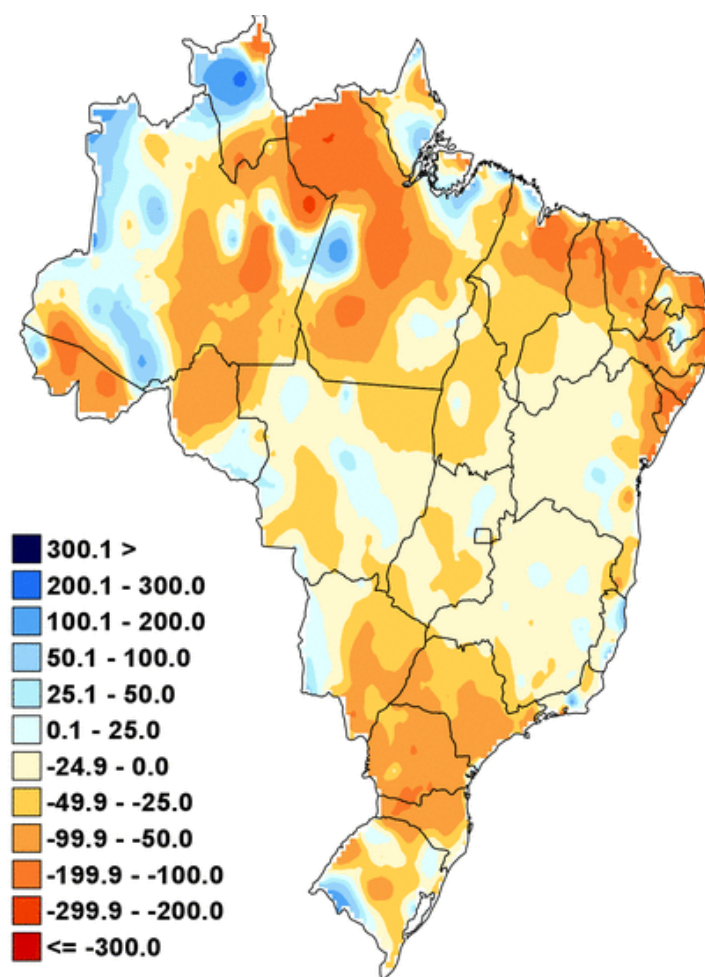


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de maio de 2018 – Brasil.

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

Fonte: CPTEC/INPE



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

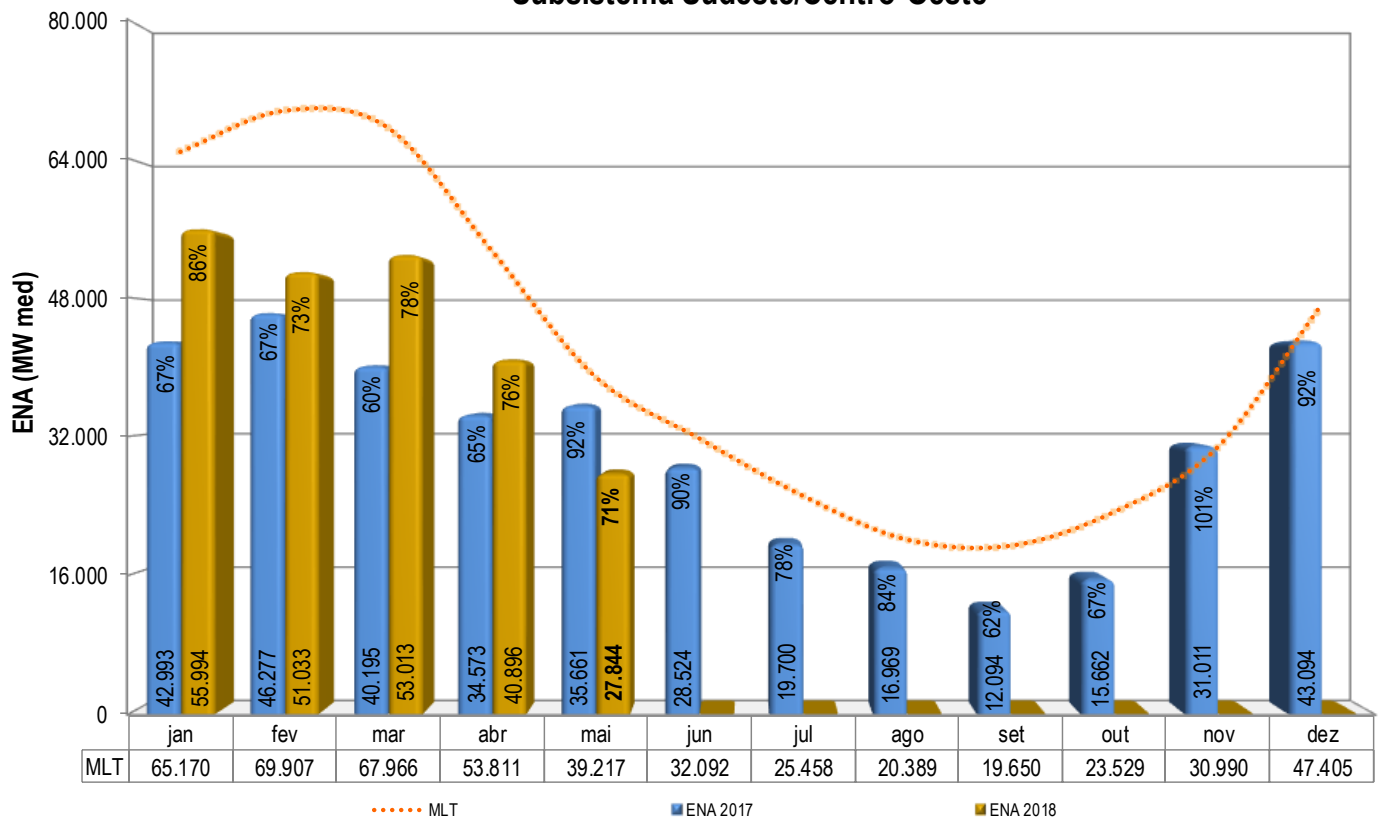


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

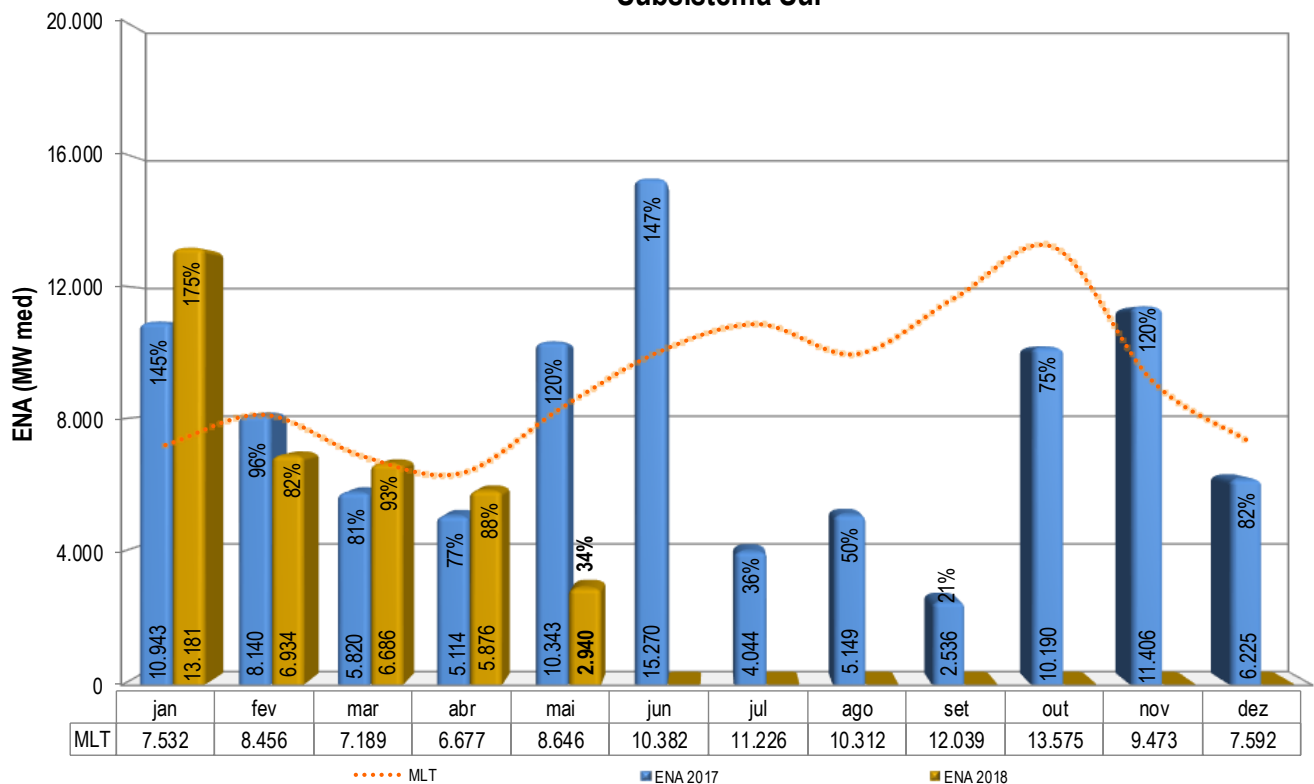


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

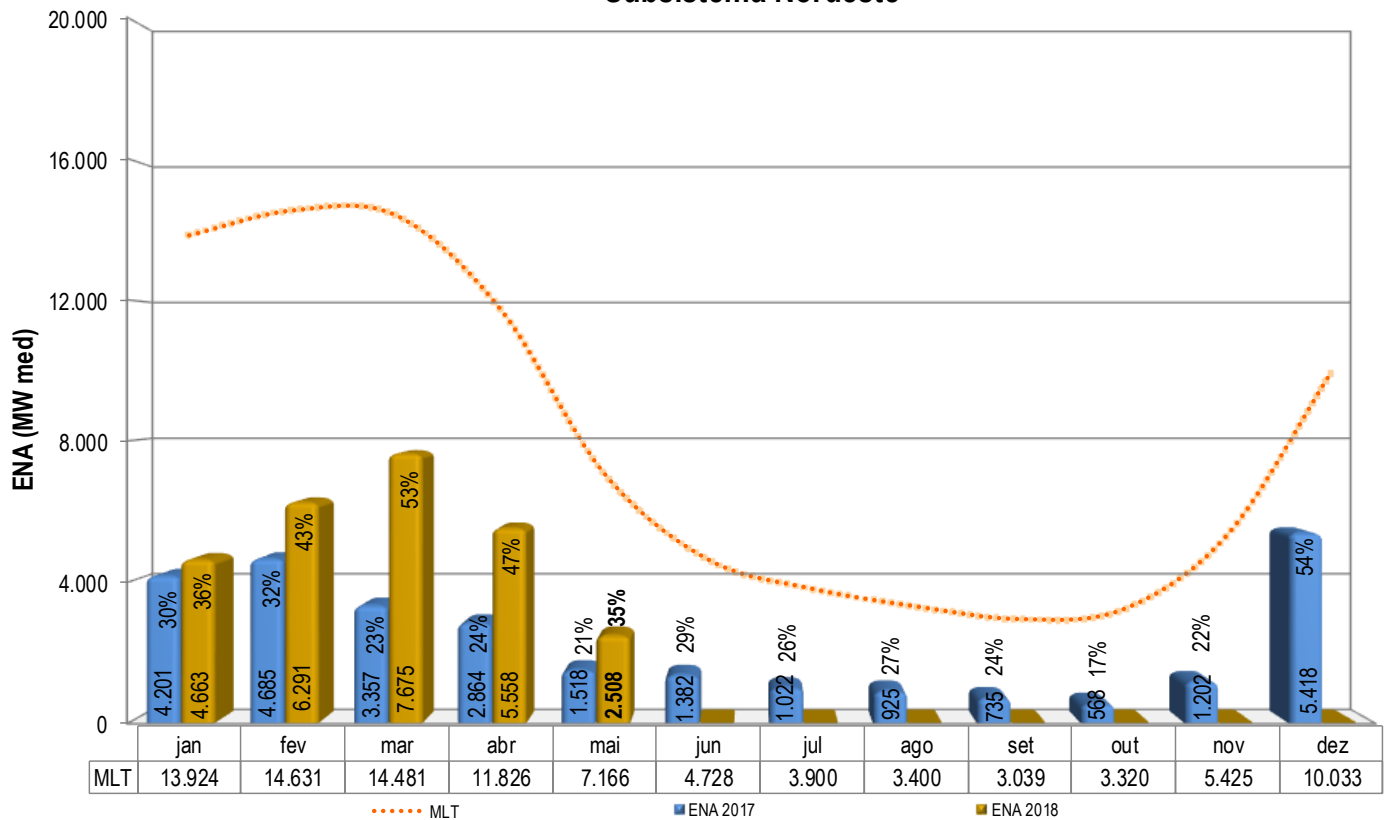


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

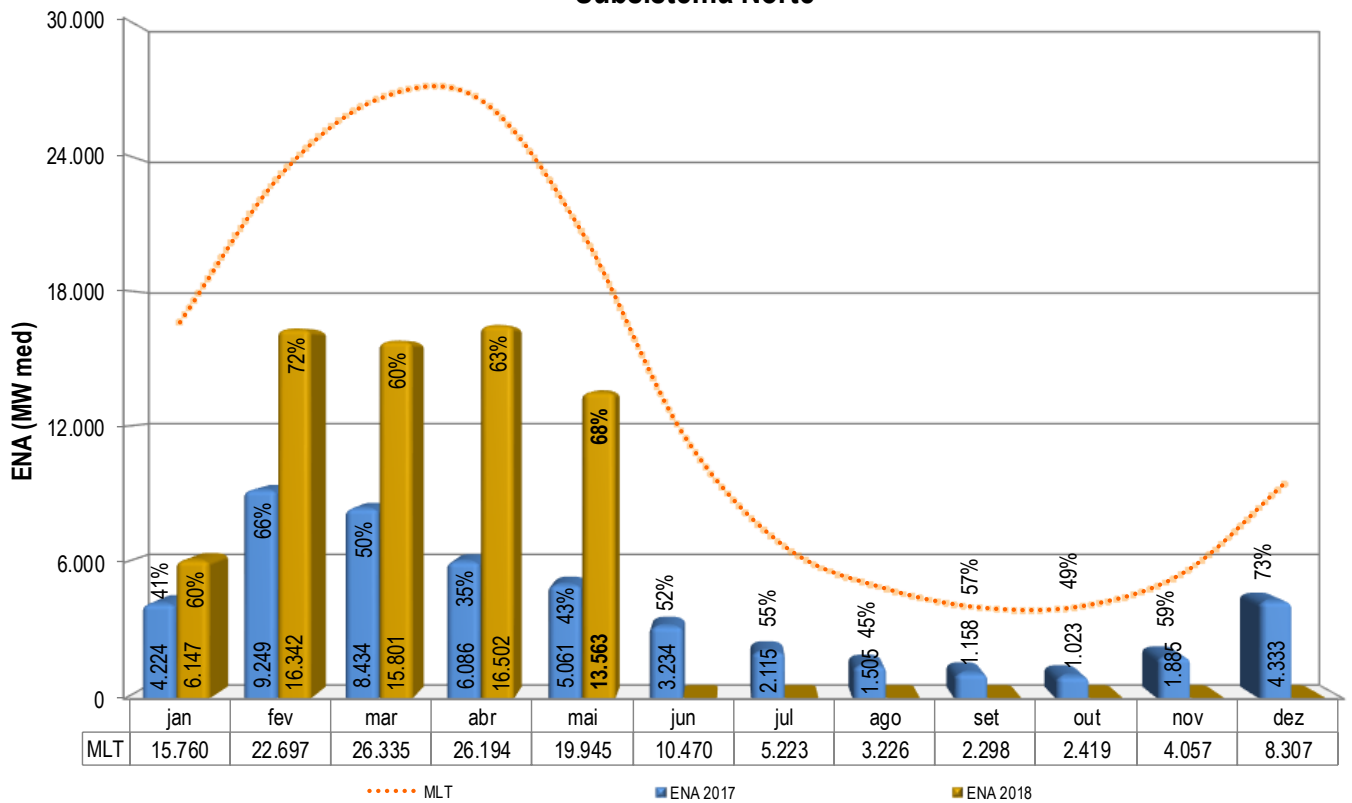


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.3. Energia Armazenada

Durante o mês de maio de 2018 houve elevação do percentual de armazenamento do reservatório equivalente apenas no subsistema Norte (+1,8%). Nos demais subsistemas houve deplecionamento, sendo -12,8% no Sul, -1,5% no Sudeste/Centro-Oeste e -1,2% no Nordeste.

Tabela 2. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Abril (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Maio (% EAR)	Capacidade Máxima (MWh)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	44,0	42,5	203.343	66,9
Sul	63,6	50,8	20.100	9,6
Nordeste	40,9	39,7	51.809	15,8
Norte	69,0	70,8	15.046	7,8
TOTAL			290.298	100,0

A política operativa do mês de maio de 2018 foi definida para aproveitar os excedentes energéticos da região Norte, com elevado intercâmbio dessa região para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. A geração das UHEs Tucuruí e Belo Monte foi explorada prioritariamente em todos os patamares de carga, respeitando-se os limites elétricos vigentes. Nos períodos de carga leve, em caso de excedentes energéticos nas usinas da região Norte e na usina de Itaipu, a geração das usinas térmicas do SIN despachadas por ordem de mérito foi dimensionada de forma a possibilitar a alocação destes excedentes energéticos, respeitando-se os limites elétricos vigentes.

A coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco foi efetuada visando a minimização das defluências da cascata, sendo o intercâmbio de energia e as gerações eólica e térmica locais responsáveis pelo fechamento do balanço energético da região Nordeste. Como resultado das ações desenvolvidas no âmbito do Grupo de Acompanhamento da Operação dos Reservatórios do Rio São Francisco, coordenado pela ANA, o nível de armazenamento ao final do mês de maio de 2018 foi de 48,1% na UHE Três Marias e de 36,6% na UHE Sobradinho, o que indica nível de armazenamento melhor que no ano 2017. As vazões defluentes das UHEs Sobradinho e Xingó foram mantidas em 550 m³/s em todo o mês de maio de 2018, conforme autorizado pela Resolução ANA nº 1.291, de 17 de julho de 2017, prorrogado até 30 de abril de 2018 pela Resolução ANA nº 1.943, de 6 de novembro de 2017, e pela Autorização Especial IBAMA nº 12/2017.

Em abril de 2018 foi iniciada a operação em teste da redução da defluência mínima da UHE Serra da Mesa, passando de 300 m³/s para 100 m³/s de média diária, visando à recuperação do reservatório da usina, conforme resultado das ações desenvolvidas no âmbito do Grupo de Acompanhamento da Operação dos Reservatórios do Rio Tocantins, coordenado pela ANA, e autorizado pela Resolução ANA nº 8, de 20 de fevereiro de 2018, permanecendo durante todo o mês de maio de 2018.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, em grande parte houve deplecionamento em maio de 2018, com destaque para o reservatório da UHE Capivara (-9,39%). O destaque de recuperação do reservatório foi a UHE Itumbiara (+5,79%).

Tabela 3. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm ³)	Armazenamento no Final de Abril (%)	Armazenamento no Final de Maio (%)	Evolução Mensal (%)
SERRADAMESA	TOCANTINS	43.250	21,29	22,22	0,93
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	99,54	99,46	-0,08
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	38,08	36,66	-1,42
FURNAS	GRANDE	17.217	33,23	33,45	0,22
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	48,30	48,11	-0,19
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	22,11	21,95	-0,16
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	80,97	81,18	0,21
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	63,09	68,88	5,79
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	23,30	23,07	-0,23
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	93,85	84,46	-9,39

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

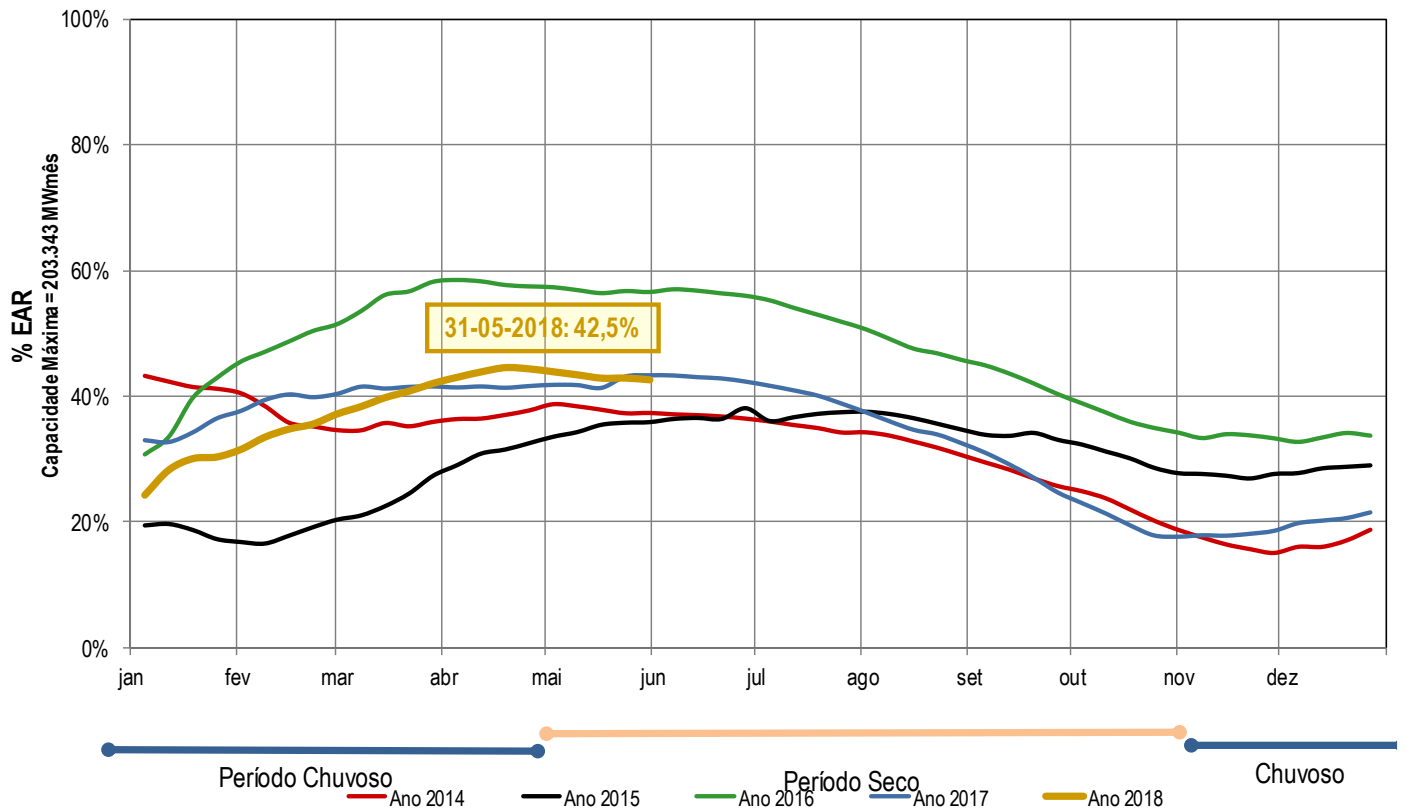


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

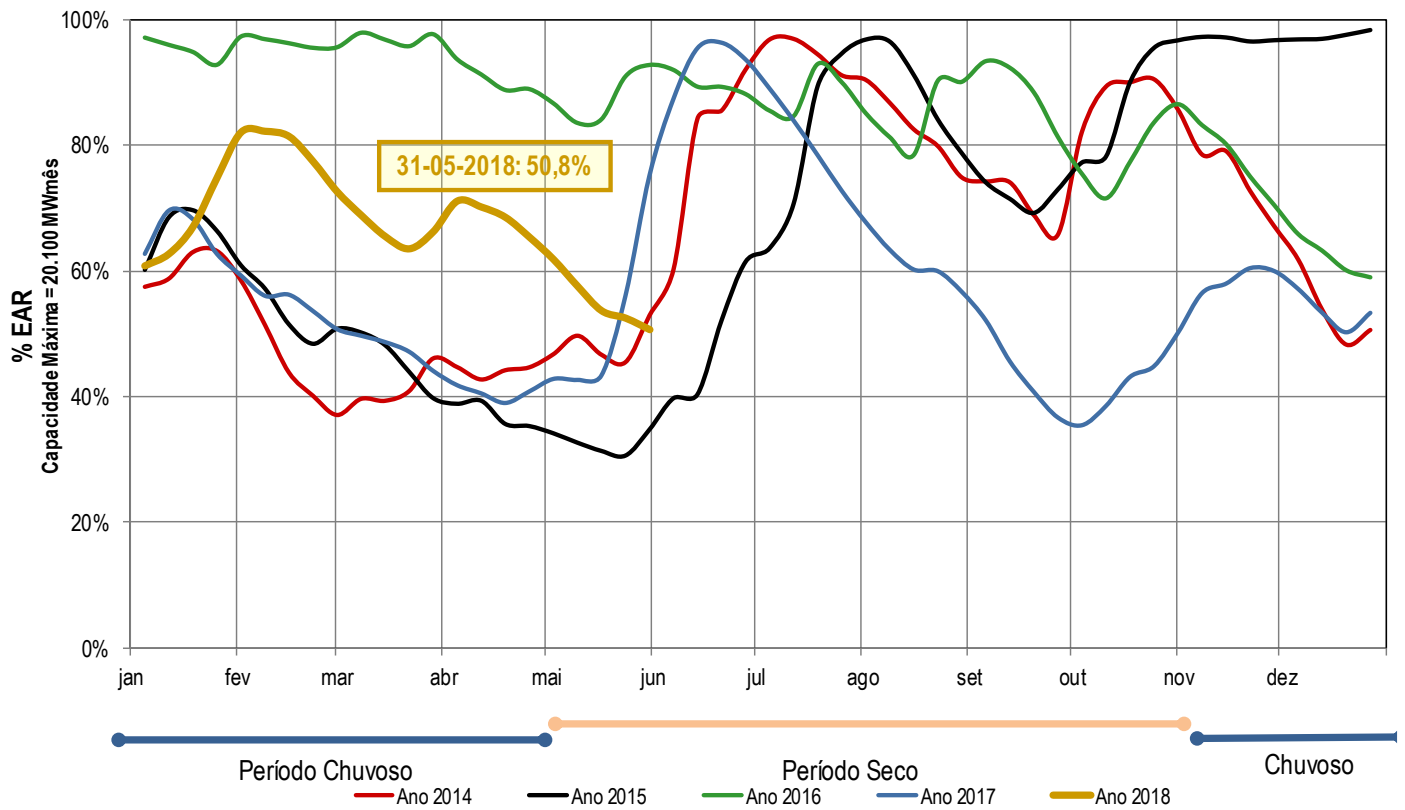


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

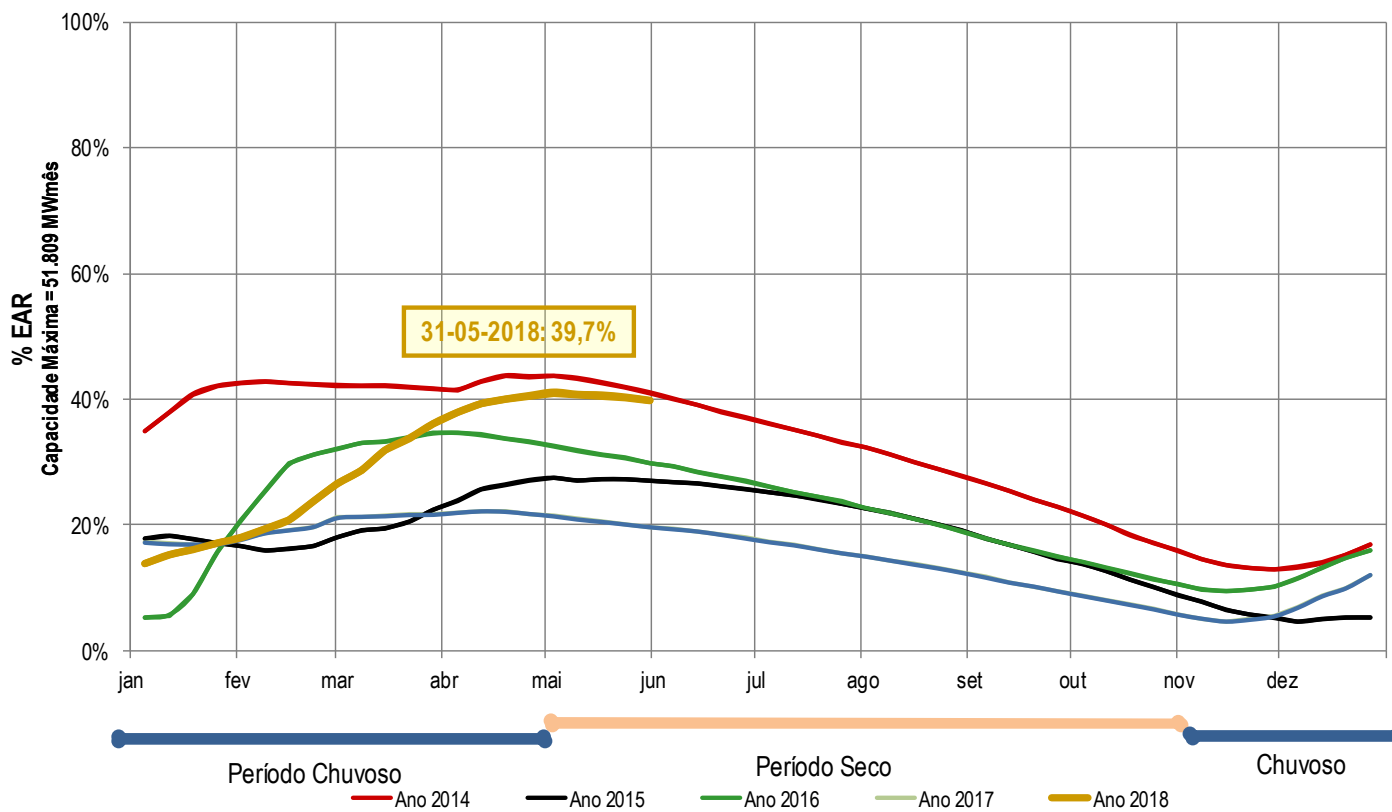


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte-Interligado

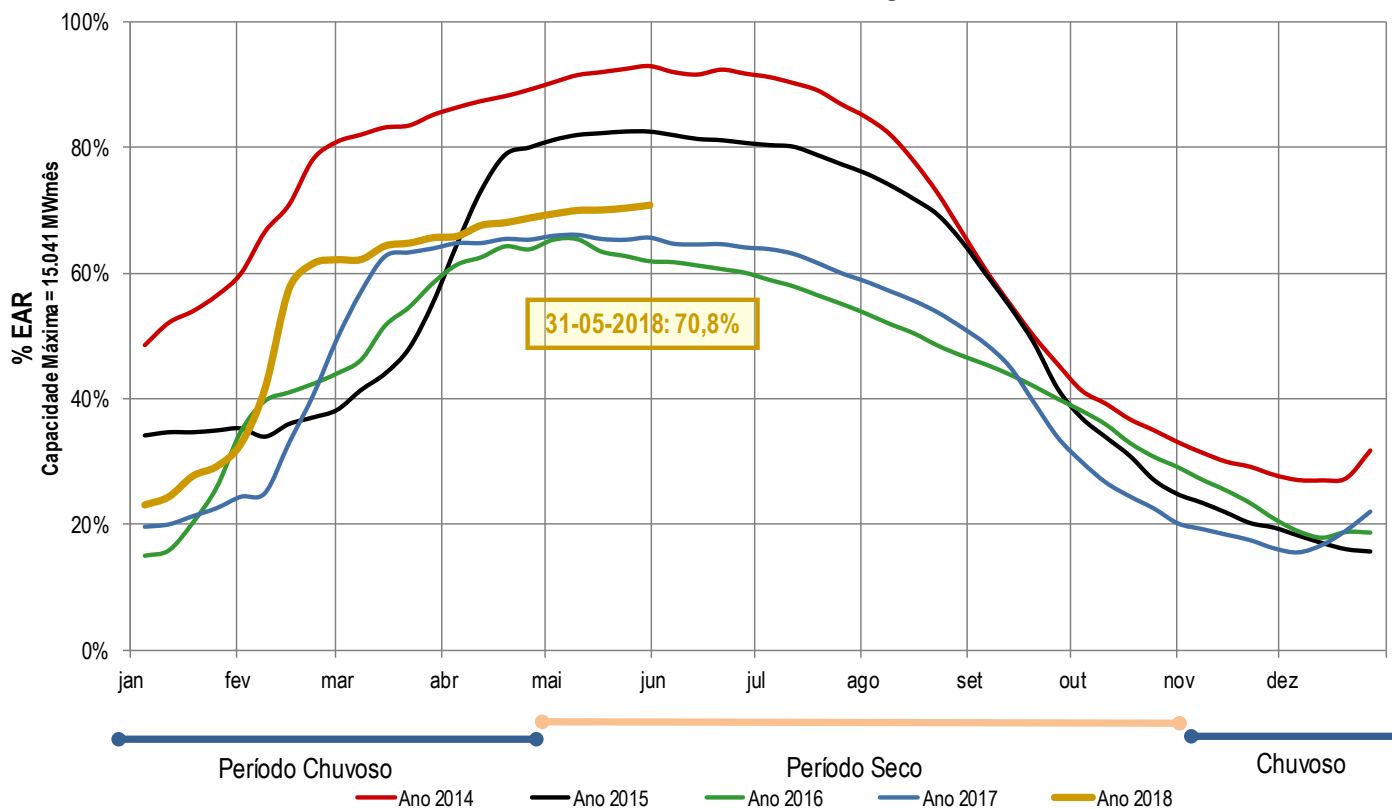


Figura 9. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em maio de 2018, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, mas reduzindo o montante para 5.727 MWmédios, valor inferior a abril de 2018 (6.154 MWmédios), o que mostra diminuição da transferência de energia para as demais regiões.

O subsistema Nordeste manteve o perfil importador de energia no mês de maio de 2018, porém com um total de 2.378 MWmédios, ante importação de 3.043 MWmédios verificados em abril.

O subsistema Sul ampliou a importação de energia no mês de maio de 2018, atingindo 3.364 MWmédios, ante importação de 3.314 MWmédios em abril de 2018.

A importação de energia da Venezuela para suprimento ao Estado de Roraima foi de 120 MWmédios, um leve decréscimo em relação ao mês anterior.

Em relação aos intercâmbios internacionais na região Sul, no mês de maio de 2018 houve importação de 55 MWmédios do Uruguai, sendo 7 MWmédios pela Conversora de Rivera (70 MW de capacidade), e 48 MWmédios pela Conversora de Melo (500 MW de capacidade).



Fonte dos dados: ONS / Eletronorte



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em abril de 2018, o consumo de energia elétrica atingiu 48.392 GWh, considerando autoprodução e acréscimo das perdas, representando acréscimo de 3,4% em relação ao consumo de abril de 2017. As classes industrial e residencial apresentaram aumento de 4,5% e 6%, respectivamente, em comparação ao mês de abril de 2017.

Tabela 4. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Abr/18 GWh	Evolução mensal (Abr/18/Mar/18)	Evolução anual (Abr/18/Abr/17)	Mai/16-Abr/17 (GWh)	Mai/17-Abr/18 (GWh)	Evolução
Residencial	11.781	-0,1%	6,0%	133.019	134.437	1,1%
Industrial	14.538	3,7%	4,5%	164.370	168.506	2,5%
Comercial	7.928	1,7%	3,2%	87.638	88.043	0,5%
Rural	2.251	-2,0%	-0,5%	27.698	27.900	0,7%
Demais classes *	4.107	1,0%	0,3%	48.155	48.329	0,4%
Perdas e Diferenças **	7.787	-38,9%	0,6%	111.729	113.128	1,3%
Total	48.392	-8,2%	3,4%	572.609	580.343	1,4%

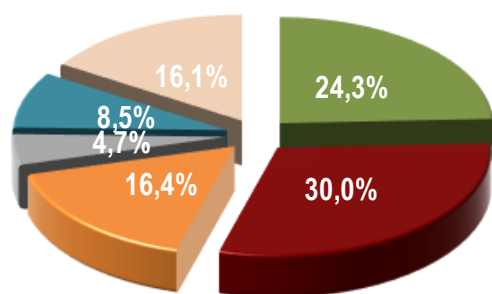
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

** 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).

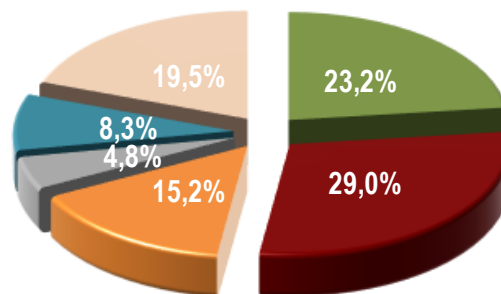
Dados contabilizados até abril de 2018.

Fonte dos dados: EPE e ONS

Consumo de Energia Elétrica em Abril/2018



Consumo de Energia Elétrica em 12 meses



■ Residencial ■ Industrial ■ Comercial
■ Rural ■ Demais classes ■ Perdas e Diferenças

Figura 10. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até abril de 2018.

* Referência: <http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Forms/EPEResenhaMensal.aspx>. Considera autoprodução circulante na rede. Conforme informações da EPE, nos montantes relativos a abril de 2018 e totalizados, foram incluídos parcialmente os dados dos sistemas isolados, pois algumas distribuidoras dos sistemas isolados ainda não disponibilizaram seus dados ao ONS.



Tabela 5. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Abr/18 kWh/NU	Evolução mensal (Abr/18/Mar/18)	Evolução anual (Abr/18/Abr/17)	Mai/16-Abr/17 (kWh/NU)	Mai/17-Abr/18 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	166	-0,1%	4,0%	159	158	-0,9%
Consumo médio industrial	27.809	4,5%	6,0%	25.823	26.860	4,0%
Consumo médio comercial	1.377	1,6%	2,5%	1.277	1.274	-0,2%
Consumo médio rural	500	-2,1%	-1,6%	518	517	-0,3%
Consumo médio demais classes*	5.276	0,9%	-0,4%	5.193	5.173	-0,4%
Consumo médio total	491	1,6%	2,1%	473	471	-0,4%

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

Tabela 6. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Abr/17	Abr/18	
Residencial (NUCR)	69.737.386	71.104.670	2,0%
Industrial (NUCI)	530.441	522.796	-1,4%
Comercial (NUCC)	5.720.993	5.758.925	0,7%
Rural (NUCR)	4.452.443	4.499.816	1,1%
Demais classes*	772.752	778.478	0,7%
Total (NUCT)	81.214.015	82.664.685	1,8%

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

Fonte dos dados: EPE



4.2. Demandas Máximas

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

Tabela 7. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	43.904 04/05/2018 - 15h25	14.728 04/05/2018 - 15h18	12.085 21/05/2018 - 14h14	6.202 18/05/2018 - 14h46	76.024 04/05/2018 - 15h25
Recorde (MW) (dia - hora)	51.894 21/01/2015 - 14h32	17.971 06/02/2014 - 14h29	12.905 05/12/2017 - 15h21	6.748 16/05/2017 - 14h41	85.708 05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

4.3. Demandas Máximas Mensais

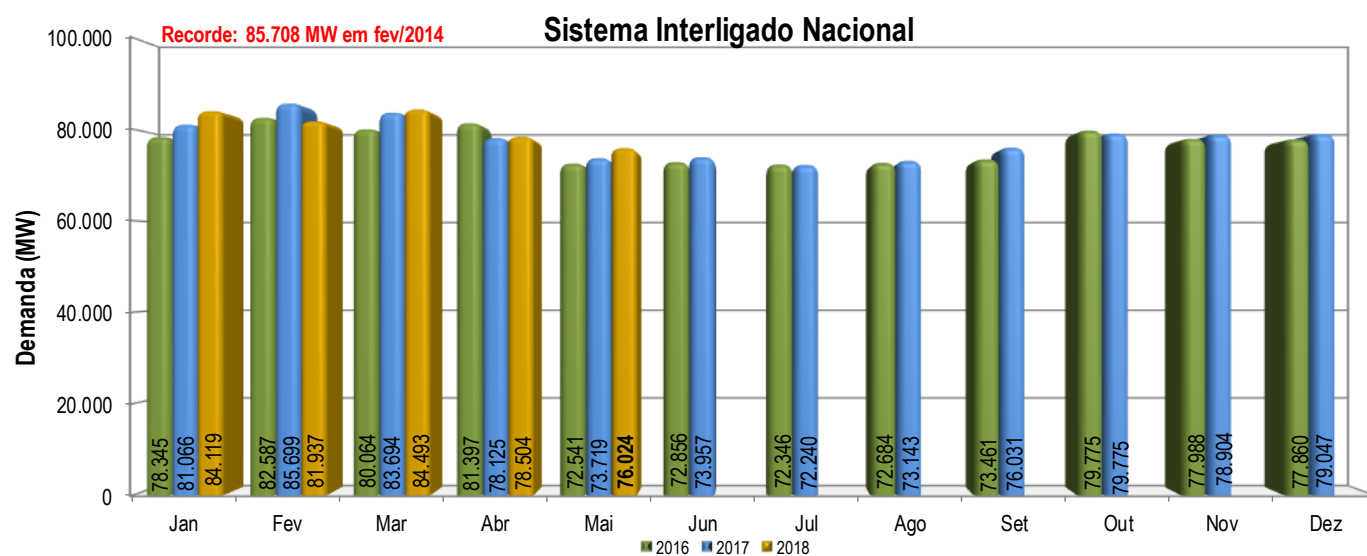


Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.

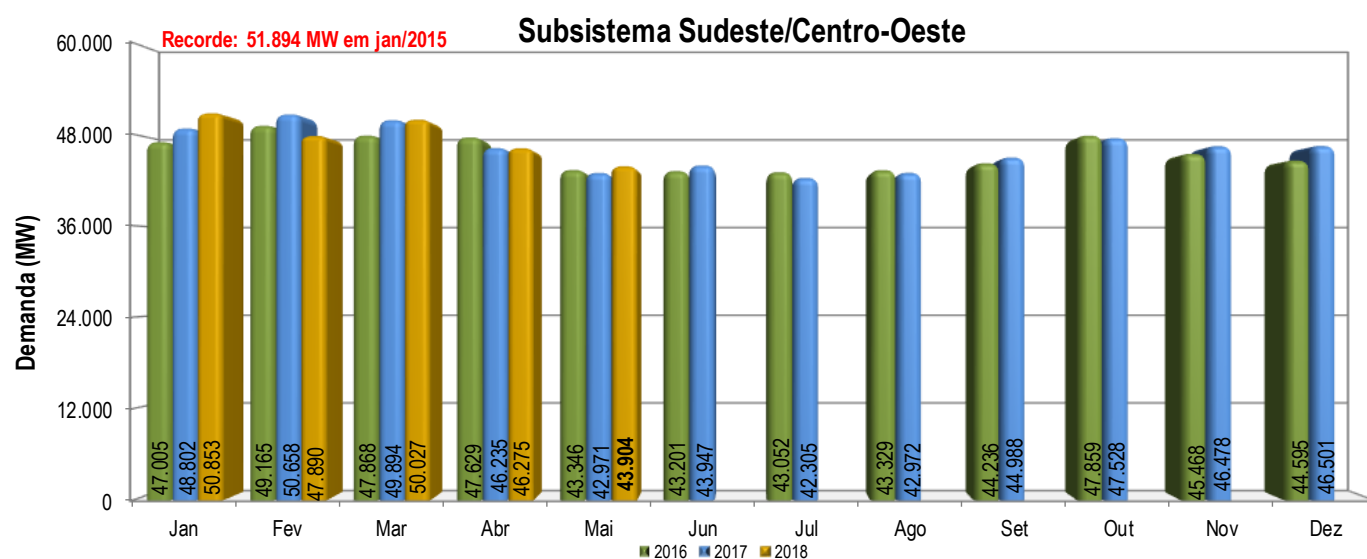


Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

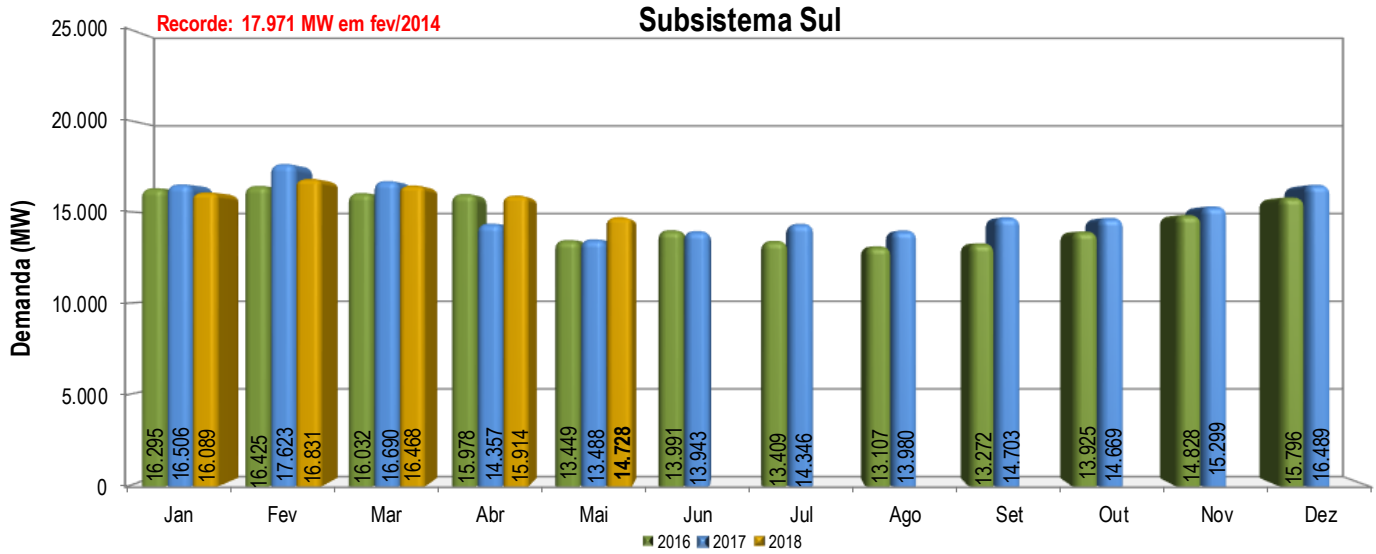


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

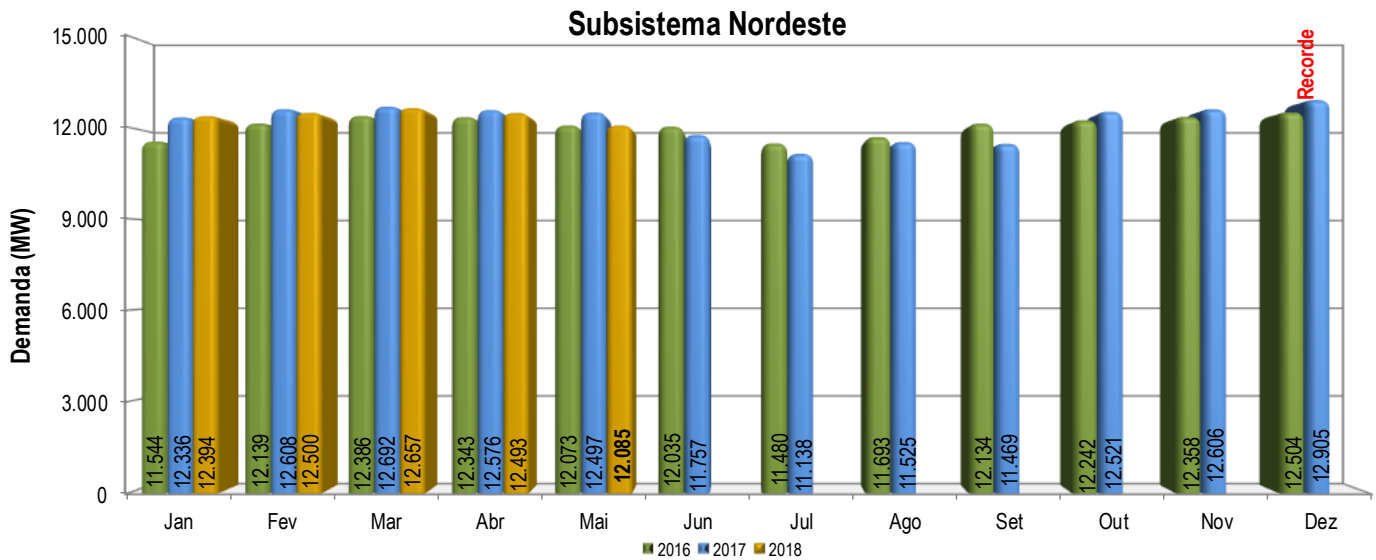


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

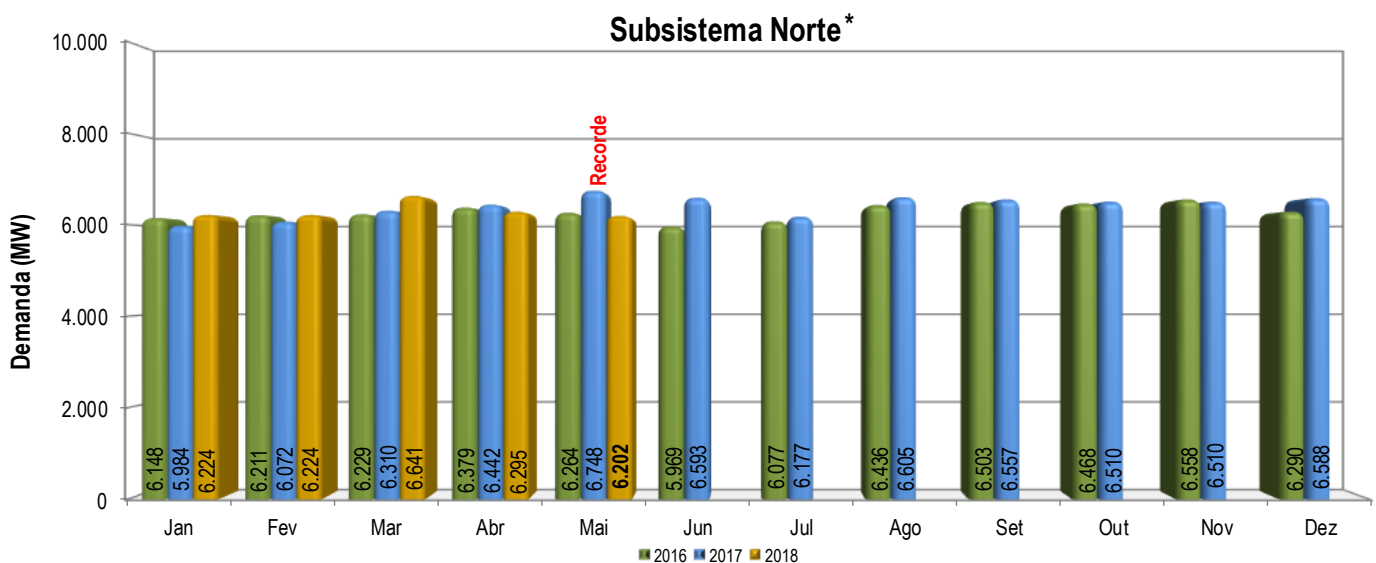


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de maio de 2018 a capacidade instalada total* de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 159.660 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 7.084 MW, sendo 2.782 MW de geração de fonte hidráulica, 402 MW de fontes térmicas, 2.430 MW de fonte eólica e 1.470 MW de fonte solar. A geração distribuída fechou o mês de maio de 2018 com 349 MW instalados em 29.547 unidades, representando 0,22% da matriz de geração de energia elétrica.

As fontes renováveis representaram 81,9% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em abril de 2018 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

Tabela 8. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.

Fonte	Mai/2017	Mai/2018			Evolução da Capacidade Instalada Mai/2018 / Mai/2017
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	98.772	1.397	101.554	63,6%	2,8%
UHE	93.216	221	95.794	60,0%	2,8%
PCH + CGH **	5.545	1.129	5.716	3,58%	3,1%
CGH GD	11	46	43	0,03%	285%
Térmica	43.222	3.148	43.624	27,3%	0,9%
Gás Natural	13.013	167	12.995	8,14%	-0,14%
Biomassa	14.040	561	14.676	9,19%	4,5%
Petróleo	10.208	2.273	9.923	6,21%	-2,8%
Carvão	3.804	24	3.718	2,33%	-2,3%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,25%	0,0%
Outros ***	150	31	297	0,19%	98,1%
Térmica GD	17	90	25	0,02%	48,0%
Eólica	10.474	582	12.904	8,1%	23,2%
Eólica (não GD)	10.464	527	12.894	8,08%	23,2%
Eólica GD	10	55	10	0,01%	1,3%
Solar	108	31.570	1.578	1,0%	1362,1%
Solar (não GD)	25	2.214	1.307	0,82%	5233%
Solar GD	83	29.356	271	0,17%	225%
Capacidade Total sem GD	152.455	7.150	159.311	99,8%	4,5%
Geração Distribuída - GD	122	29.547	349	0,22%	187%
Capacidade Total - Brasil	152.576	36.697	159.660	100,0%	4,6%

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

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

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

Fonte dos dados: ANEEL e MME (Dados BIG e GD do site da ANEEL – 01/06/2018)



Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Mai/2018

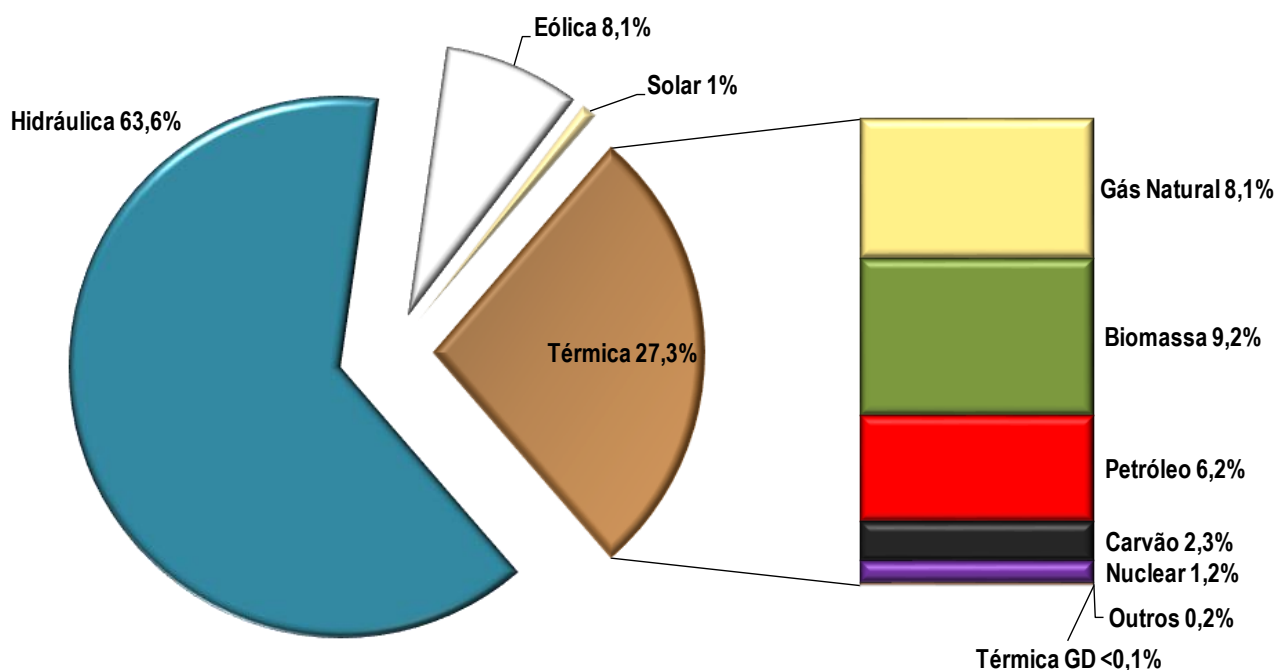


Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO *

Em maio de 2018 o Sistema Interligado Nacional atingiu 143.739 km de linhas de transmissão, das quais a participação do sistema de 230 kV representa a maior parte, em termos de extensão, com 39,8% do total. Apesar disso, na previsão de expansão para os próximos três anos, a classe de 500 kV deve crescer mais que a classe de 230 kV, considerando, principalmente, o reforço nas interligações entre as regiões, que permite uma maior otimização na utilização dos recursos energéticos distribuídos.

Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Instaladas no SEB (kV) - Maio/2018

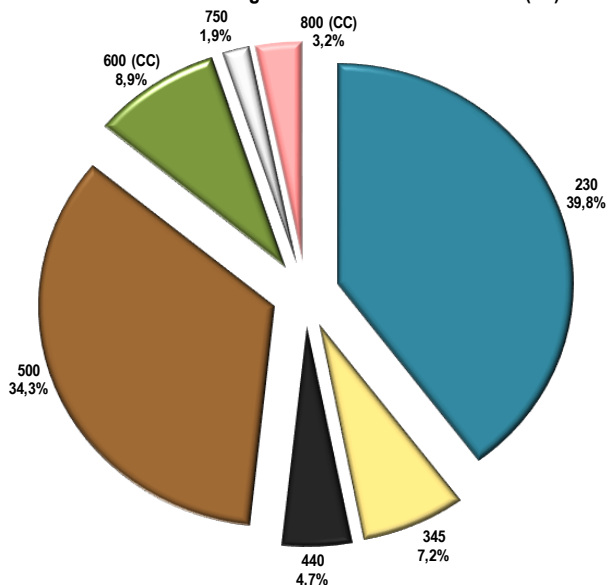


Tabela 9. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230	57.214	39,8%
345	10.319	7,2%
440	6.748	4,7%
500	49.359	34,3%
600 (CC)	12.816	8,9%
750	2.683	1,9%
800 (CC)	4.600	3,2%
Total SEB	143.739	100,0%

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

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



7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração *

Em maio de 2018 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 260,3 MW de geração:

- PCH Barra do Leão - UGs: 1 e 2, total de 3,57 MW, em Santa Catarina. CEG: PCH.PH.SC.032162-1.01;
- PCH Senhora do Porto - UG: 1, de 6 MW, em Minas Gerais. CEG: PCH.PH.MG.028735-0.01;
- PCH Verde 08 - UG: 1, de 9,5 MW, em Goiás. CEG: PCH.PH.GO.030973-7.01;
- CGH Palmeiras - UG: 1, de 2,75 MW, no Tocantins. CEG: CGH.PH.TO.035747-2.01;
- CGH Santana do Deserto I - UGs: 1 e 2, total de 1,6 MW, em Minas Gerais. CEG: CGH.PH.MG.035745-6.01;
- UTE Colorado - UG: 1, de 6,5 MW, em São Paulo. CEG: UTE.AI.SP.028094-1.01;
- UTE Afuá - CEPA - UGs: 4 e 5, total de 1,69 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035706-5.01;
- UTE Monte Alegre-CEPA - UG: 9, de 0,85 MW, no Pará. CEG: UTE.PE.PA.035718-9.01;
- UEE Cabeço Vermelho - UGs: 1 a 13, total de 26 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031651-2.01;
- UEE Cabeço Vermelho II - UGs: 1 a 8, total de 17,6 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031665-2.01;
- UEE Bons Ventos Cacimbas 3 - UGs: 7 e 1 a 6, total de 14,7 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.031627-0.01;
- UEE Bons Ventos Cacimbas 4 - UGs: 1, 3, 4 e 5, total de 10,5 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.031621-0.01;
- UEE Bons Ventos Cacimbas 5 - UGs: 1 a 10, total de 21 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.031579-6.01;
- UEE Cataventos Acaraú I - UGs: 1 a 14, total de 28 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.033756-0.01;
- UFV Assuruá - UG: 5, de 4,36 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.034120-7.01;
- UFV BJJ 11 - UGs: 1 a 20, total de 20 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.034153-3.01;
- UFV Pirapora 2 - UGs: 1 a 31, total de 30 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.033185-6.01;
- UFV Pirapora 3 - UGs: 1 a 31, total de 30 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.033186-4.01;
- UFV Pirapora 4 - UGs: 1 a 31, total de 30 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.033187-2.01.

Tabela 10. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.

Fonte	Realizado em Mai/2018 (MW)	Acumulado em 2018 (MW)
Eólica	117,800	507,200
Eólica (não GD)	0,000	389,400
Eólica GD	0,000	0,000
Hidráulica	23,420	1.193,530
CGH GD	0,000	0,000
PCH + CGH	23,420	57,420
UHE	0,000	1.136,110
Solar	110,000	337,920
Solar (não GD)	0,000	227,920
Solar GD	0,000	0,000
Térmica	9,038	68,672
Biomassa	0,000	42,250
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	14,000
Nuclear	0,000	0,000
Outros	6,500	6,500
Petróleo	2,538	5,922
Térmica GD	0,000	0,000
TOTAL	260,258	2.107,322

* 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. Fonte dos dados: MME / SEE



7.2. Previsão da Expansão da Geração *

Tabela 11. Previsão da expansão da geração (MW).

Fonte	Previsão ACR 2018 (MW)	Previsão ACR 2019 (MW)	Previsão ACR 2020 (MW)
Eólica	924,050	993,800	156,600
Eólica (não GD)	0,000	0,000	0,000
Eólica GD	0,000	0,000	0,000
Hidráulica	1.445,778	5.358,349	156,099
CGH GD	0,000	0,000	0,000
PCH + CGH	95,558	128,509	156,099
UHE	1.350,220	5.229,840	0,000
Solar	490,220	490,144	0,000
Solar (não GD)	0,000	0,000	0,000
Solar GD	0,000	0,000	0,000
Térmica	36,023	746,200	1.856,800
Biomassa	8,000	0,000	55,000
Carvão	0,000	345,000	0,000
Gás Natural	28,023	401,200	1.801,800
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	2.896,071	7.588,493	2.169,499

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

7.3. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão *

No mês de maio de 2018 houve expansão de 767 km de linhas de transmissão, nas seguintes instalações:

- LT 500 kV Ourolândia II – Gentio do Ouro II C1, com 157 km de extensão, da TJMME, na Bahia;
- LT 500 kV Gentio do Ouro II – Gilbués II C1, com 357 km de extensão, da TJMME, na Bahia e no Piauí;
- LT 500 kV Morro do Chapéu II – Ourolândia II C1, com 125 km de extensão, da TJMME, na Bahia;
- LT 230 kV Gentio do Ouro II – Brotas de Macaúbas C1, com 128 km de extensão, da TJMME, na Bahia.

Tabela 12. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Mai/18 (km)	Acumulado em 2018 (km)
230	128,0	492,2
345	0,0	0,0
440	0,0	0,0
500	639,0	1.670,2
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	0,0
TOTAL	767,0	2.162,4

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

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS



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

Em relação à expansão da capacidade transformadora instalada nas subestações, no mês de maio foram adicionados 3.900 MVA ao sistema de transmissão nacional, com a entrada em operação dos seguintes equipamentos:

- 2 TR 500/230 kV – 900 MVA cada, na SE Orolândia II (TJMME), na Bahia;
- 2 TR 500/230 kV – 900 MVA cada, na SE Gentio do Ouro II (TJMME), na Bahia;
- 2 TR 230/138 kV - 100 MVA cada, na SE Onça Puma (OURILÂNDIA DO NORTE), no Pará;
- TR3 230/69 kV - 50 MVA, na SE Guaíba II (CEEE GT), no Rio Grande do Sul;
- TR2 230/138kV - 50 MVA, na SE Coxipó (ELETRONORTE), em Mato Grosso.

Até o mês de maio de 2018 entraram em operação 2.162 km de novas linhas de transmissão e 9.206 MVA de capacidade transformadora adicional.

Tabela 13. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Mai/18 (MVA)	Acumulado em 2018 (MVA)
230	300	2.472
345	0	0
440	0	150
500	3600	6.584
750	0	0
TOTAL	3.900	9.206

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

No mês de maio de 2018 foram incorporados ao SIN 8 equipamentos de compensação de potência reativa:

- 2 BC 230 kV – 50 MVar cada, na SE Dourados (ELETROSUL), no Mato Grosso do Sul;
- 2 BC 345 kV – 100 MVar cada, na SE Campinas (ELETROSUL), em São Paulo;
- 2 RTB 500 kV – 100 MVar cada, na SE Gentio do Ouro II (TJMME), na Bahia;
- RTB E2 500 kV – 100 MVar, na SE Orolândia II (TJMME), na Bahia;
- CE 345 kV - 200/-100 MVar, na SE Gentio do Ouro II (TJMME), na Bahia.

7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

Na previsão da expansão de novas linhas de transmissão, destaca-se a previsão de entrada em operação em 2019 da LT CC 800 kV Xingu – Terminal Rio, o 2º bipolo de transmissão para o escoamento da energia gerada pela UHE Belo Monte.

No caso da expansão da capacidade instalada de transformação destaca-se, também para 2019, a previsão de conclusão da subestação Fernão Dias (2.400 MVA) em São Paulo, para integração do sistema de Belo Monte ao Sudeste e Sul do País.



Tabela 14. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2018	Previsão 2019	Previsão 2020
230	456,2	1.260,3	1.382,1
345	0,0	0,0	52,0
440	0,0	0,0	0,0
500	1.862,9	1.965,0	446,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	5.386,0	0,0
TOTAL	2.319,1	8.611,3	1.880,1

Fonte dos dados: MME / SEE

7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação *

Tabela 15. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2018	Previsão 2019	Previsão 2020
230	2.215,0	4.684,0	2.035,0
345	225,0	2.725,0	1.425,0
440	1.200,0	0,0	0,0
500	4.500,0	9.820,0	3.240,0
750	0,0	1.650,0	0,0
TOTAL	8.140,0	18.879,0	6.700,0

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 abril de 2018, estima-se que a geração hidráulica correspondeu a 78,3% do total gerado no país, valor 3,3 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 representou 5,6 p.p.. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, representou 15,7%.



Matriz de Produção de Energia Elétrica - Abril/2018

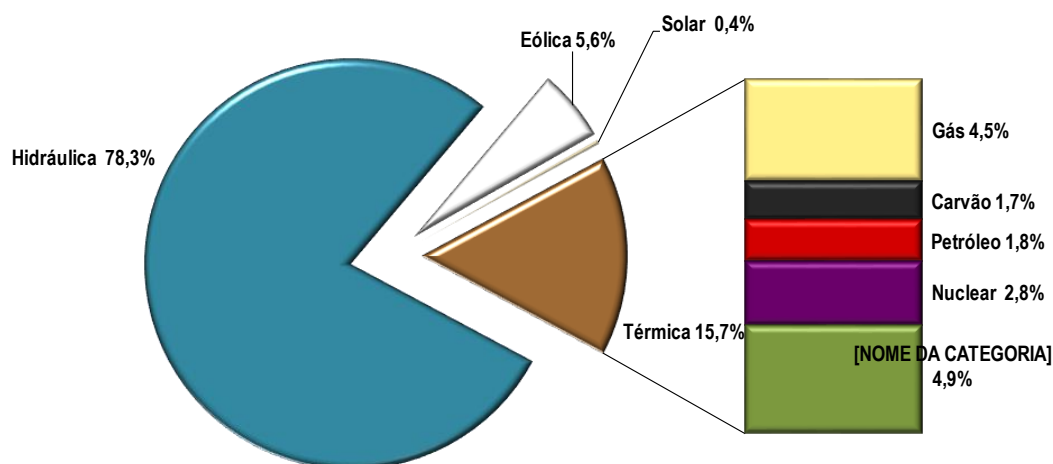


Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

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

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

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

Dados contabilizados até abril de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

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

Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Abr/17 (GWh)	Mar/18 (GWh)	Abr/18 (GWh)	Evolução mensal (Abr/18 / Mar/18)	Evolução anual (Abr/18 / Abr/17)	Mai/16-Abr/17 (GWh)	Mai/17-Abr/18 (GWh)	Evolução
Hidráulica	32.492	40.673	36.007	-11,5%	10,8%	404.284	388.650	-3,9%
Térmica	8.902	6.753	7.213	6,8%	-19,0%	102.201	114.506	12,0%
Gás	4.078	2.886	2.081	-27,9%	-49,0%	40.708	47.490	16,7%
Carvão	1.027	1.125	779	-30,8%	-24,1%	12.620	13.217	4,7%
Petróleo *	350	743	600	-19,2%	71,5%	7.603	10.816	42,3%
Nuclear	1.318	785	1.305	66,2%	-1,0%	14.217	13.649	-4,0%
Outros	272	255	236	-7,5%	-13,2%	3.493	3.118	-10,7%
Biomassa	1.857	959	2.211	130,5%	19,0%	23.560	26.216	11,3%
Eólica	2.507	2.221	2.581	16,2%	2,9%	34.391	41.668	21,2%
Solar	1,96	184,92	185	0,1%	9324,0%	28	1.771	6265,8%
TOTAL	43.904	49.832	45.986	-7,7%	4,74%	540.904	546.595	1,1%

* 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 abril de 2018.

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 17. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.

Fonte Térmica	Valor mensal					Acumulado 12 meses		
	Abr/17 (GWh)	Mar/18 (GWh)	Abr/18 (GWh)	Evolução mensal (Abr/18 / Mar/18)	Evolução anual (Abr/18 / Abr/17)	Mai/16-Abr/17 (GWh)	Mai/17-Abr/18 (GWh)	Evolução
Gás	5	5	4	-14,8%	-4,6%	50	54	9,1%
Petróleo *	214	250	227	-9,3%	5,7%	2.573	2.848	10,7%
Biomassa	0	5	4	-10,2%	-	0	43	-
TOTAL	219	260	235	-9,45%	7,4%	2.622	2.946	12,3%

Para os meses de junho/2017 a abril/2018, a informação do montante de geração hidráulica dos sistemas isolados não foi disponibilizada pelos agentes à CCEE até o fechamento deste Boletim (PCH Jatapú). Destaca-se que estas informações referentes aos sistemas isolados passaram a ser disponibilizadas ao MME pela CCEE, e não mais pela Eletrobras, em atendimento ao disposto no Decreto nº 9.047/2017. Dados contabilizados até abril de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

8.4. Geração Eólica *

No mês de abril de 2018, o fator de capacidade médio das usinas eólicas das regiões Norte e Nordeste aumentou 1,8 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 27,8%, com total de 2.932 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve decréscimo de 0,2 p.p. no fator de capacidade médio da região Nordeste em relação ao verificado nos 12 meses anteriores, atingindo 41,7%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul em abril de 2018 diminuiu 5,0 p.p. em relação ao mês anterior, atingindo 21,5%, com total de geração verificada no mês de 442 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 2,6 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 33,5%.

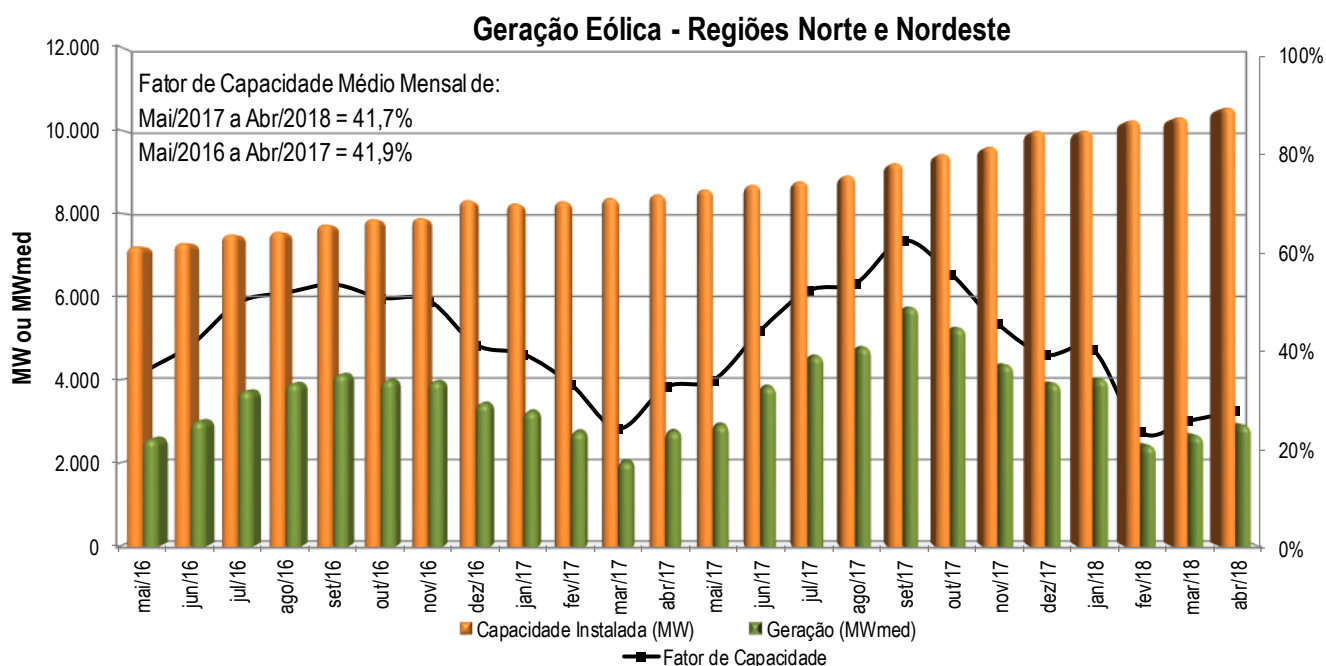


Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Norte e do Nordeste.

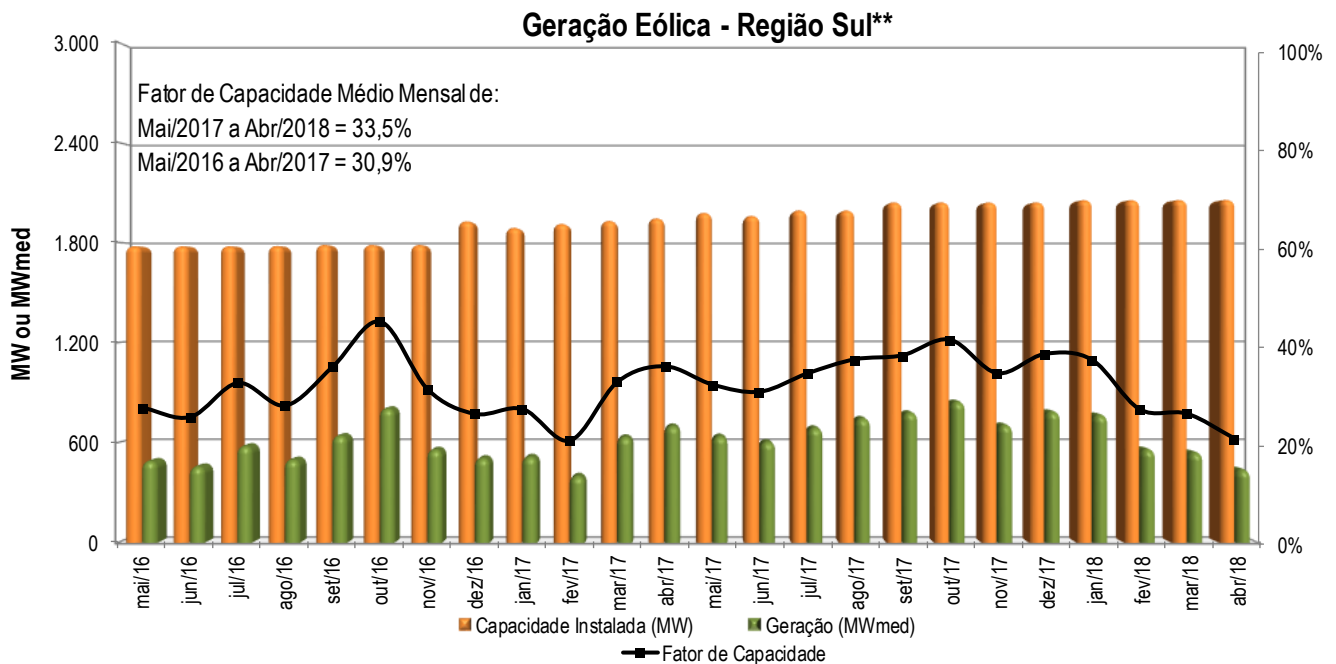


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

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

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

Dados contabilizados até abril de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Os Custos Marginais de Operação – CMO variaram de um valor mínimo de R\$ 0,00 / MWh na região Norte até o máximo de R\$ 323,50 / MWh nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul. O aumento das aflúncias nas bacias do SIN fez com que o CMO da região Norte se reduzisse a zero, pois os excedentes energéticos da UHE Tucuruí estão sendo explorados ao máximo e ainda ocorreu vertimento na usina em parte do mês de maio de 2018.

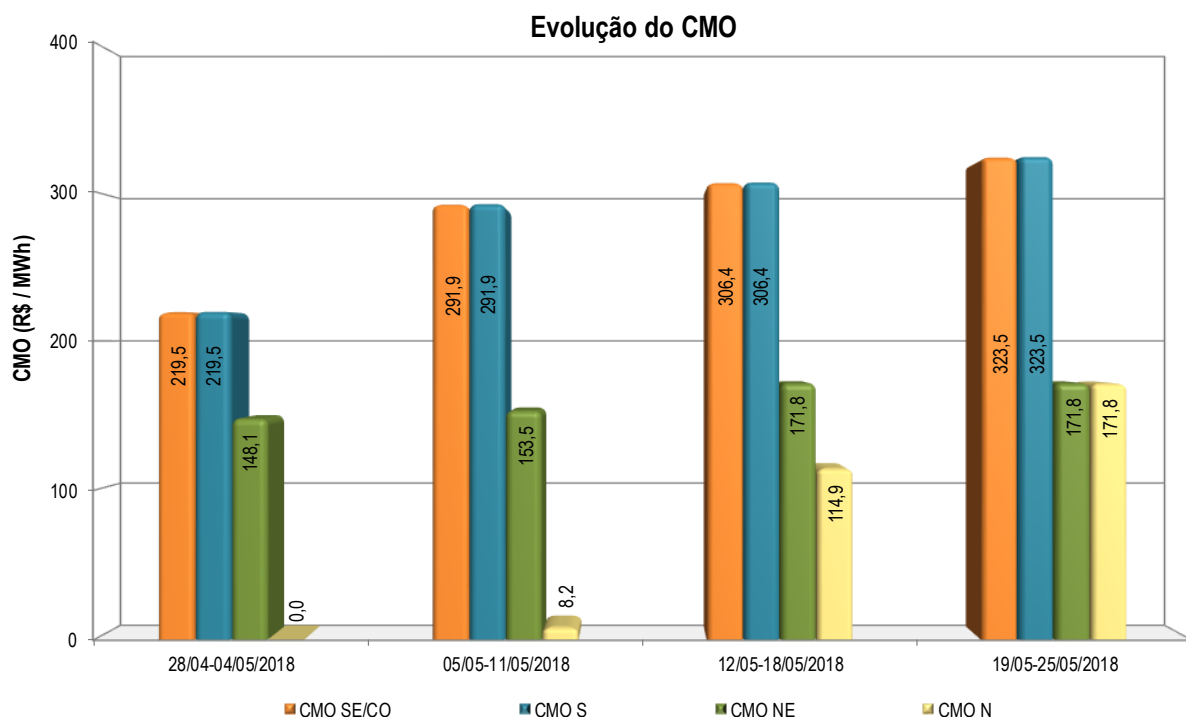


Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS



10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em abril de 2018 foi de R\$ 395 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 331,9 milhões).

O total de encargos pagos no mês é composto por R\$ 134,4 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 60,8 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; R\$ 24 mil referentes ao Encargo por Deslocamento Hidráulico, que está relacionado ao ressarcimento fornecido às usinas hidrelétricas devido à redução da geração motivada pelo acionamento, fora da ordem de mérito de custo, de térmicas ou importação de energia elétrica; e por R\$ 199,8 milhões referentes ao encargo por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica para garantia do suprimento energético, autorizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE.

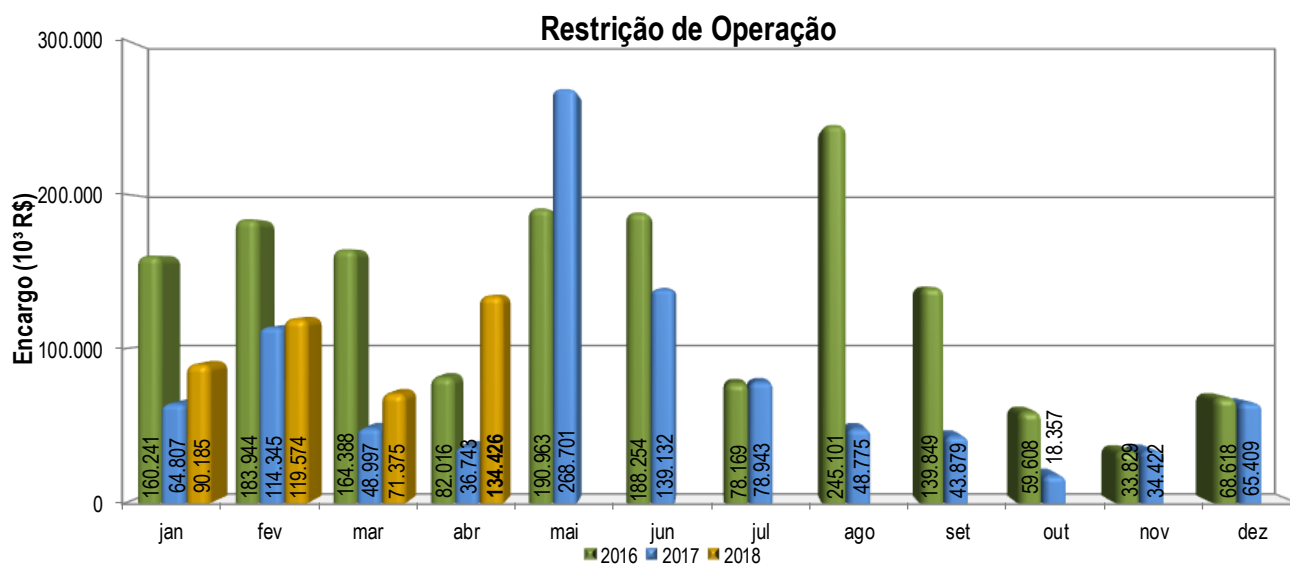


Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

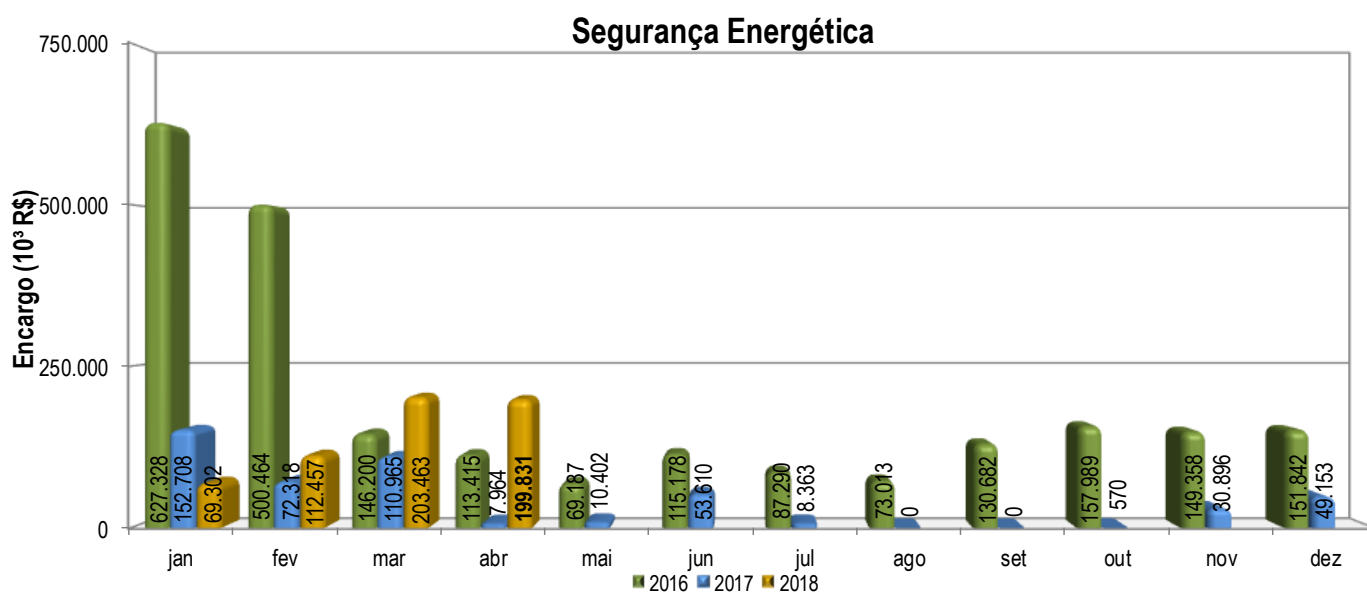


Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

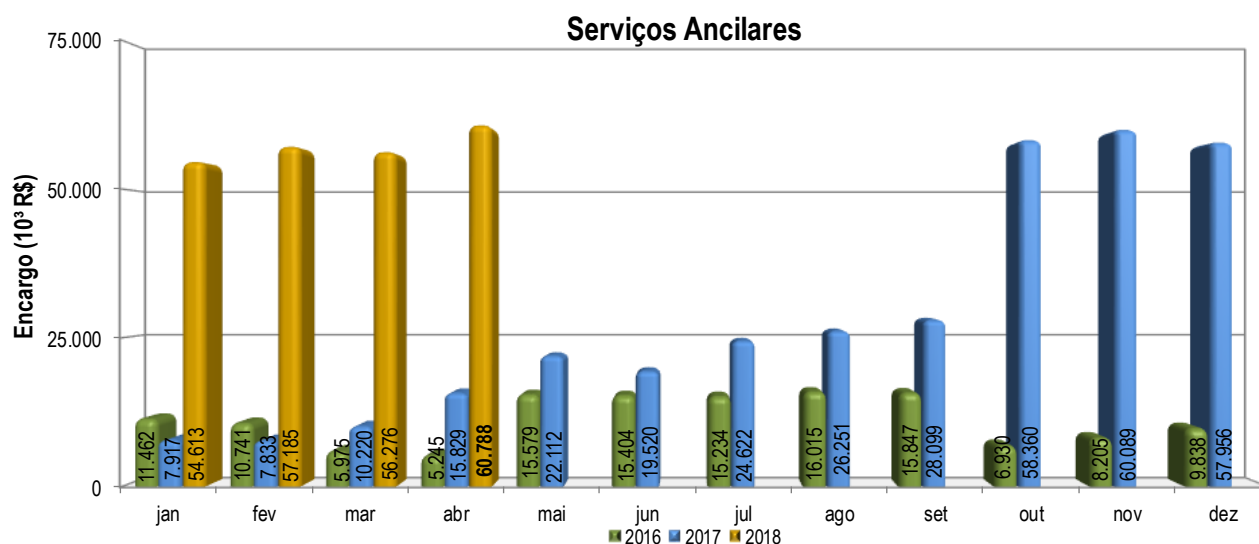


Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até abril de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

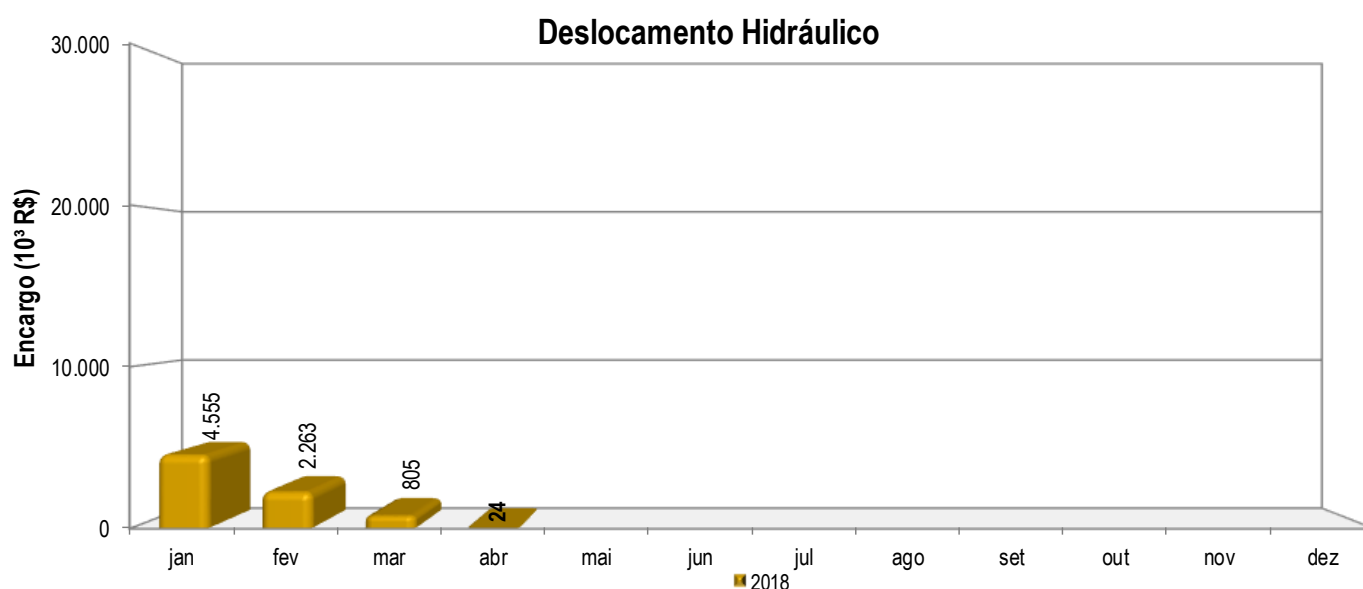


Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.

Dados contabilizados / recontabilizados até abril de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de maio de 2018 tanto o número de ocorrências quanto o montante interrompido foram inferiores aos valores verificados no mesmo mês de 2017. Seguem descrições sucintas dos principais desligamentos:

- **Dia 7 de maio, às 9h59min:** Desligamento automático da transformação 230/69 kV da subestação Mussuré II. Houve interrupção de **206 MW** de cargas da Energisa Paraíba, na Paraíba. Causa: explosão do transformador de aterramento associado ao barramento de 69 kV da subestação.

No mês de maio houve dois desligamentos com interrupção total das cargas de Roraima, um no dia 4, com origem no desligamento da LT 400 kV Macágua – Las Claritas (Corpoelec), e outro no dia 23, com origem na LT 230 kV Las Claritas - Santa Elena.



11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

Tabela 18. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2018 Jan-Mai	2017 Jan-Mai
SIN**	2.655	0	20.528	0	0								23.183	0
S	0	0	0	0	0								0	0
SE/CO	0	432	625	0	0								1.057	2.003
NE	0	162	378	0	206								746	2.105
N-Int	0	227	256	0	0								483	5.000
Isolados	323	295	1.092	312	241								2.263	1.705
TOTAL	2.978	1.116	22.879	312	447	0	0	0	0	0	0	0	27.732	10.813

Tabela 19. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2018 Jan-Mai	2017 Jan-Mai
SIN**	1	0	1	0	0								2	0
S	0	0	0	0	0								0	0
SE/CO	0	2	2	0	0								4	8
NE	0	1	2	0	1								4	10
N-Int	0	1	1	0	0								2	10
Isolados	2	2	8	2	2								16	13
TOTAL	3	6	14	2	3	0	0	0	0	0	0	0	28	41

Ocorrências no SEB

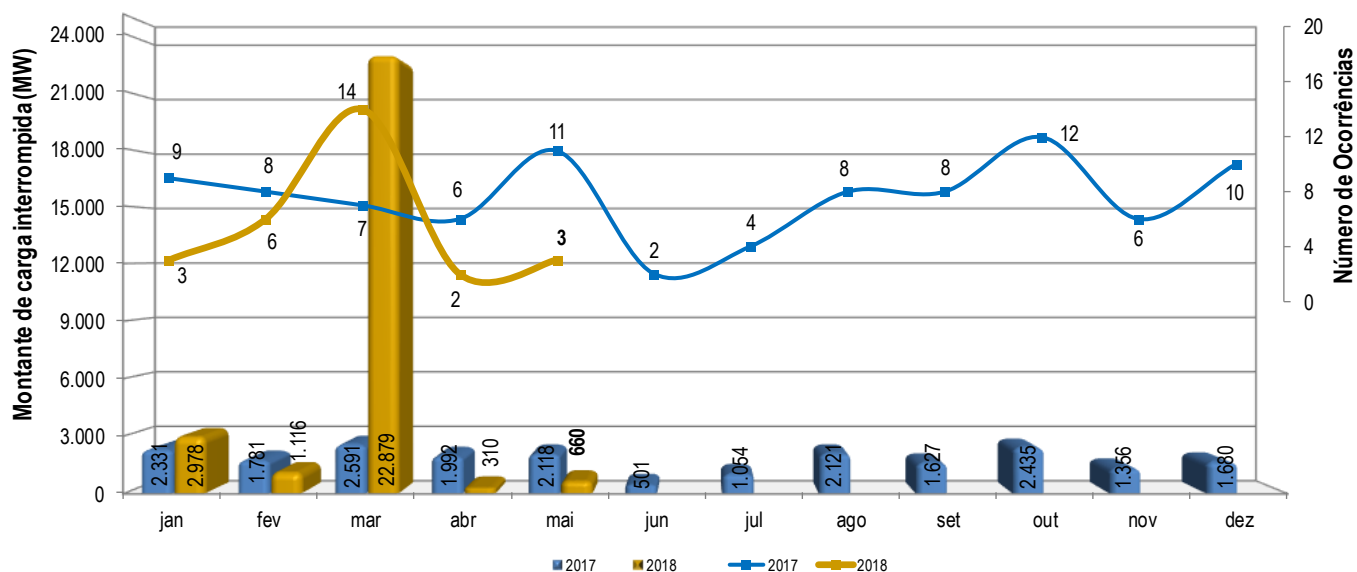


Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

* Critério para seleção das interrupções: corte de carga ≥ 100 MW por tempo ≥ 10 min para ocorrências no SIN e corte de carga ≥ 100 MW nos sistemas isolados.

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

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte



11.2. Indicadores de Continuidade *

Tabela 20. Evolução do DEC em 2018.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2018														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,46	1,12	1,45										4,03	12,69
S	1,30	0,84	1,14										3,28	10,96
SE	1,02	0,73	0,91										2,66	8,78
CO	2,60	1,97	2,44										7,01	14,69
NE	1,55	1,42	1,86										4,84	14,62
N	3,12	2,25	3,11										8,48	33,78

Tabela 21. Evolução do FEC em 2018.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2018														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,78	0,61	0,79										2,18	9,51
S	0,74	0,51	0,64										1,89	8,55
SE	0,56	0,41	0,51										1,47	6,56
CO	1,35	1,04	1,38										3,77	11,82
NE	0,77	0,68	0,86										2,31	9,60
N	1,75	1,44	2,07										5,26	29,12

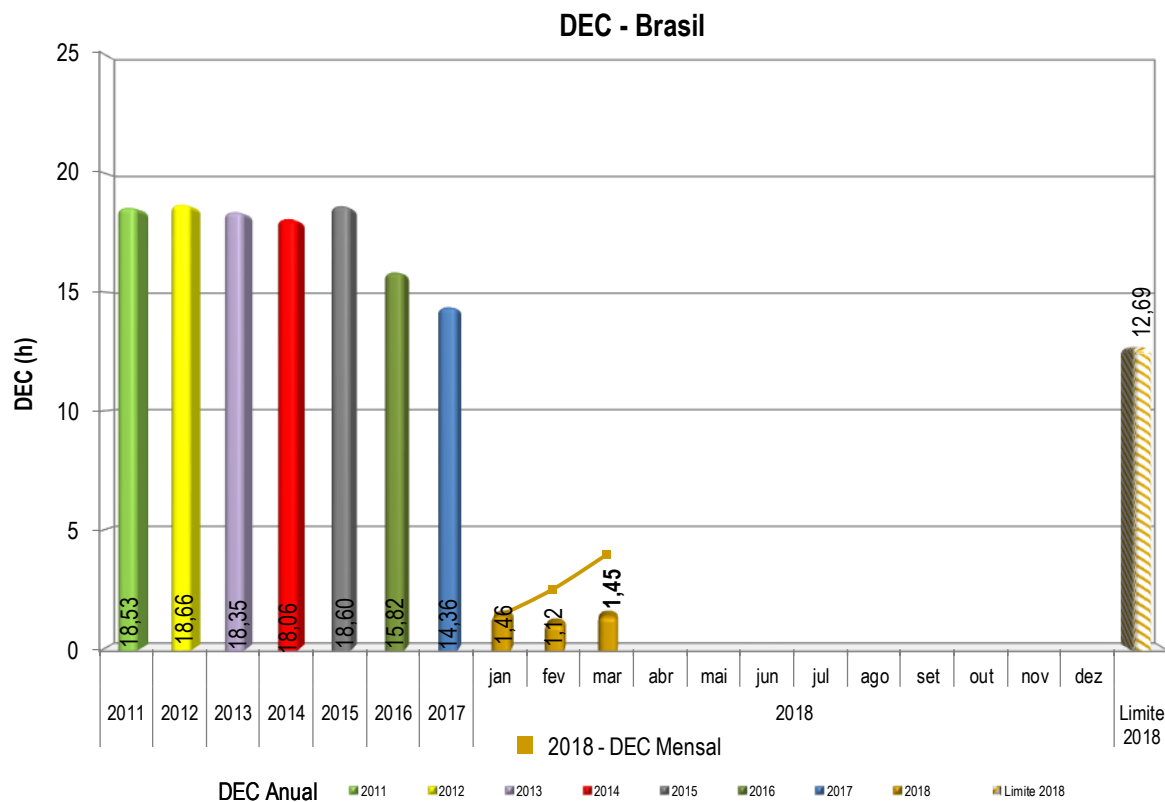


Figura 27. DEC do Brasil.

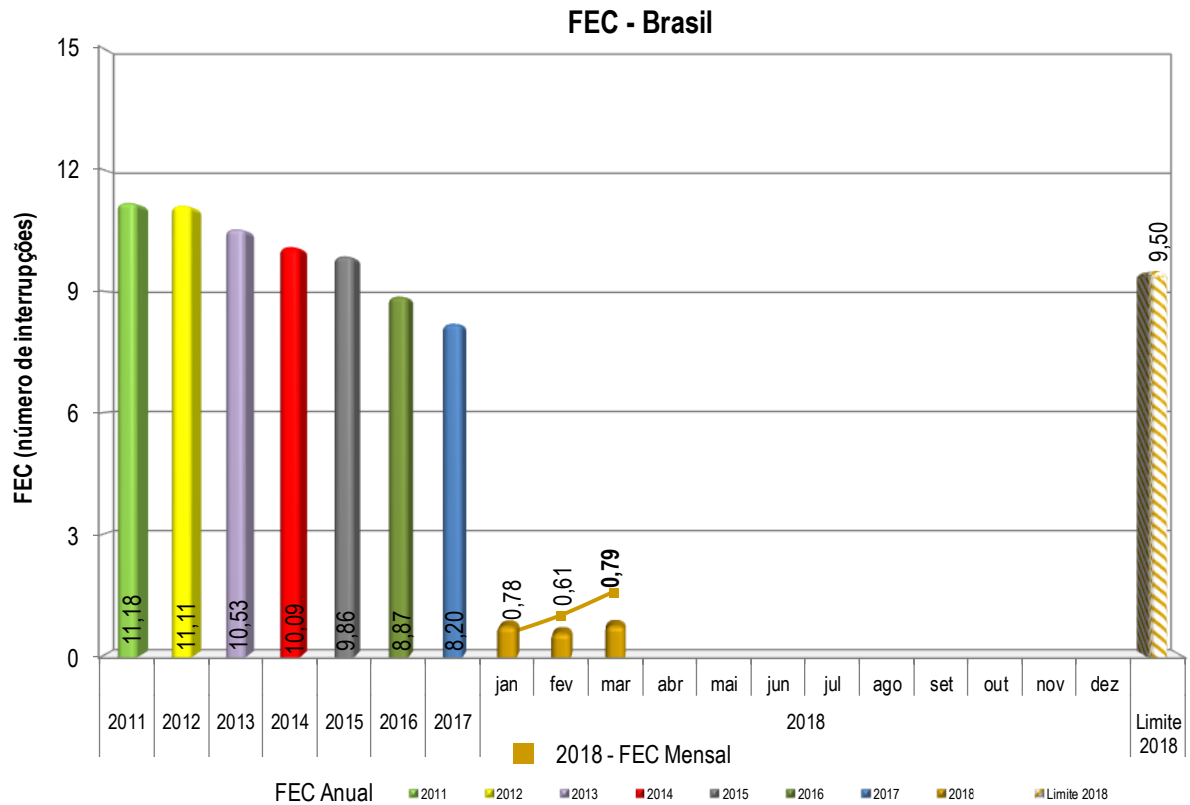


Figura 28. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até março de 2018 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.



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