



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Janeiro / 2018





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Janeiro / 2018

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)

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

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



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	5
Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN	5
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	9
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.	10
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	10
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.	11
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.	13
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	14
Tabela 9. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.	15
Tabela 10. Previsão da expansão da geração (MW).	16
Tabela 11. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	16
Tabela 12. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	17
Tabela 13. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	17
Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	17
Tabela 15. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	19
Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	19
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	23
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.	23
Tabela 19. Evolução do DEC em 2017.	24
Tabela 20. Evolução do FEC em 2017.....	24



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

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

CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS: foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 97% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 191% MLT no Sul, 37% MLT no Nordeste e 63% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 175% MLT, 36% MLT, 54% MLT e 60% MLT, respectivamente.

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

	Subsistema	Energia Armazenada no Final de Janeiro (% EAR)
Sudeste/Centro-Oeste: + 8,7%	Sudeste/Centro-Oeste	31,3
Sul: + 24,9%	Sul	81,9
Nordeste: + 5,0%	Nordeste	17,9
Norte: + 9,0%	Norte	32,3

MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA: em dezembro de 2017, o consumo de energia elétrica atingiu 49.864 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, representando aumento de 2,0% em relação ao consumo de dezembro de 2016. A classe industrial teve aumento de 3,9% no período, o que indica retomada do consumo industrial.

Demandas Máximas: em janeiro de 2018 não houve recorde de demanda no SIN e em nenhum dos subsistemas.

CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: em janeiro de 2018 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 158.521 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. No mês, entraram em operação comercial 251,65 MW de usinas de geração. A geração distribuída atingiu 253 MW instalados em 21.444 unidades, já representando 0,2% da matriz de geração de energia elétrica brasileira.

LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: em janeiro de 2018 houve expansão de 1.392 MVA de capacidade de transformação. Não houve expansão de linhas de transmissão no mês.

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: Em dezembro de 2017, a geração hidráulica correspondeu a 72,0% do total gerado no país, valor 7,1 p.p. superior ao verificado no mês anterior, devido ao aumento das aflúências.

ENCARGOS SETORIAIS: o Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em dezembro de 2017 foi de R\$ 172,5 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 125,4 milhões).

Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro: no mês de janeiro de 2018 foram verificadas três ocorrências com corte de carga maior que 100 MW e por tempo maior que dez minutos, número inferior ao verificado em janeiro de 2017. No entanto, o montante de carga interrompida foi superior, atingindo 2.978 MW, ante 2.331 MW no ano anterior. Este aumento ocorreu devido a um desligamento envolvendo mais de um subsistema do SIN, detalhado na seção 11 deste boletim.

CMSE: no dia 4 de janeiro de 2018 foi realizada a 194ª reunião (ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL apresentou os resultados do Leilão de Transmissão nº 02/2017, realizado no dia 15 de dezembro de 2017, destacando que foram vendidos todos os onze lotes ofertados, o que representa 100% de contratação dos empreendimentos incluídos no leilão, totalizando investimento previsto da ordem de R\$ 8,75 bilhões, com deságio médio de 40,46%, representando expansão de 10.416 km de linhas de transmissão e 4.919 MVA de capacidade de transformação. Também foi apresentado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE os resultados dos Leilões de Energia Existente – LEE nº 17 e 18 e dos Leilões de Energia Nova – LEN nº 25 e 26, realizados em dezembro de 2017, destacando a contratação de térmicas a gás natural com Custo Variável Unitário – CVU relativamente baixo. Foi ressaltado que a iniciativa “Gás para Crescer”, coordenada pelo MME, já tem resultado em melhorias para o ambiente de negócios envolvendo o gás natural, contribuindo para o sucesso do leilão. 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 referem-se a dados consolidados até o dia 31 de janeiro 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 janeiro de 2018, choveu predominantemente abaixo da média na maior parte do Brasil. Houve a formação de apenas um episódio de Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS) na primeira quinzena do mês. Entretanto, no centro-sul do País, que engloba o sul do Mato Grosso do Sul e de São Paulo e toda a Região Sul, as chuvas excederam a média histórica para o período, com expressivos acumulados pluviométricos. No final do mês, houve formação de novo evento de Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS), refletindo em aumento dos acumulados de chuva na transição para o mês de fevereiro.

O fenômeno La Niña atingiu seu auge no trimestre novembro-dezembro-janeiro, quando o valor do índice de anomalia de Temperatura da Superfície do Mar (TSM) chegou a -1°C na região do Niño 3.4 (centro-leste do Pacífico Equatorial).

Em relação às temperaturas, as máximas ficaram acima da média na Região Nordeste, em parte da Região Sudeste e, na Região Norte, em Roraima e setor central do Amazonas.

Foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas no mês de janeiro de 2018: 97% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 191% MLT no Sul, 37% MLT no Nordeste e 63% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 175% MLT, 36% MLT, 54% MLT e 60% MLT, respectivamente.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

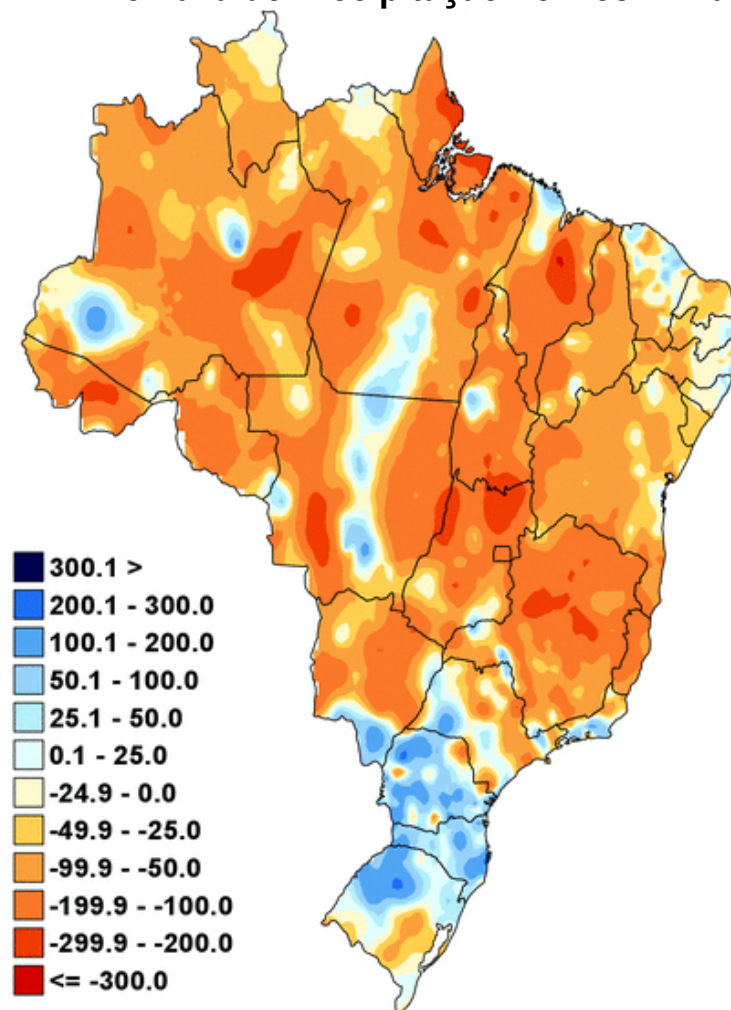


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de dezembro de 2017 – Brasil.



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

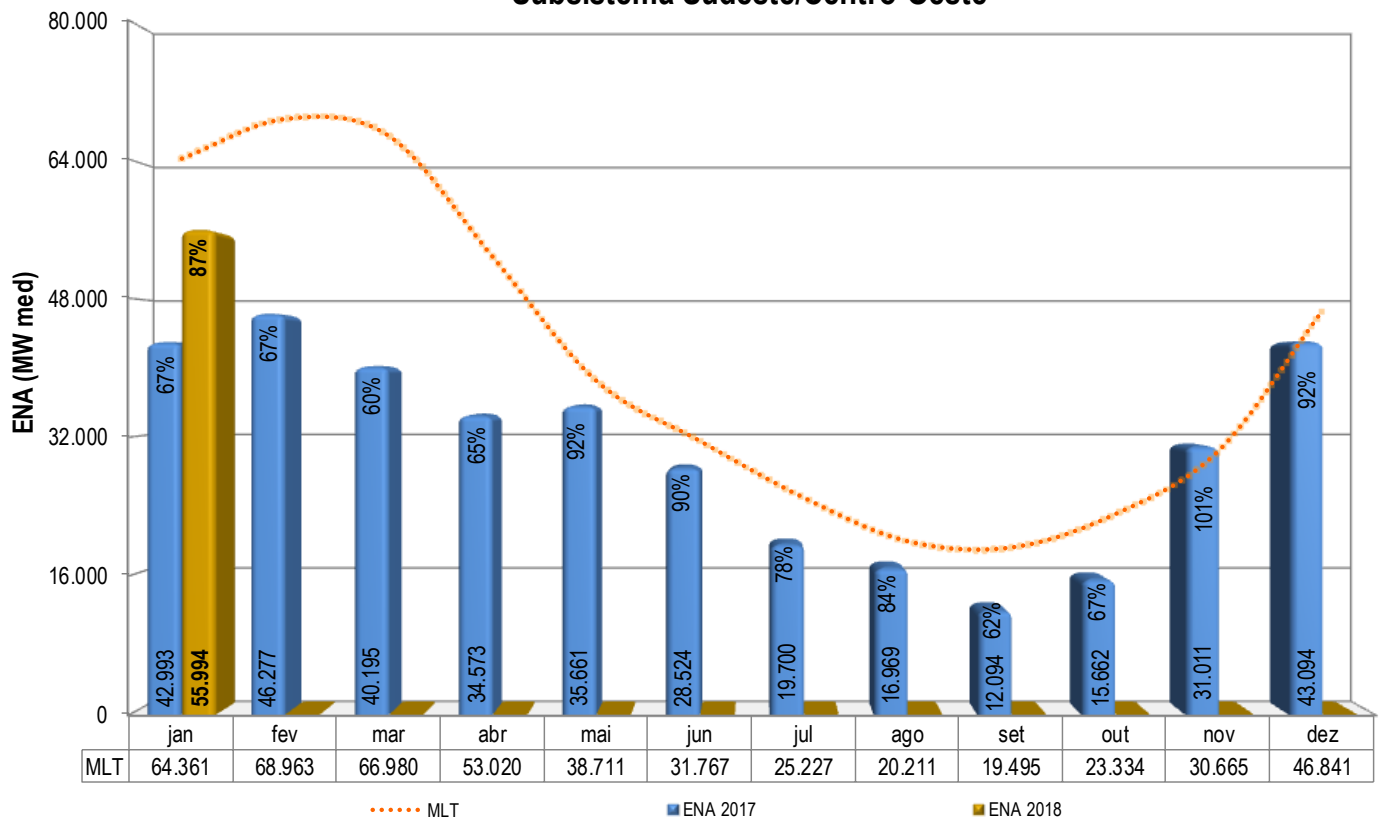


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

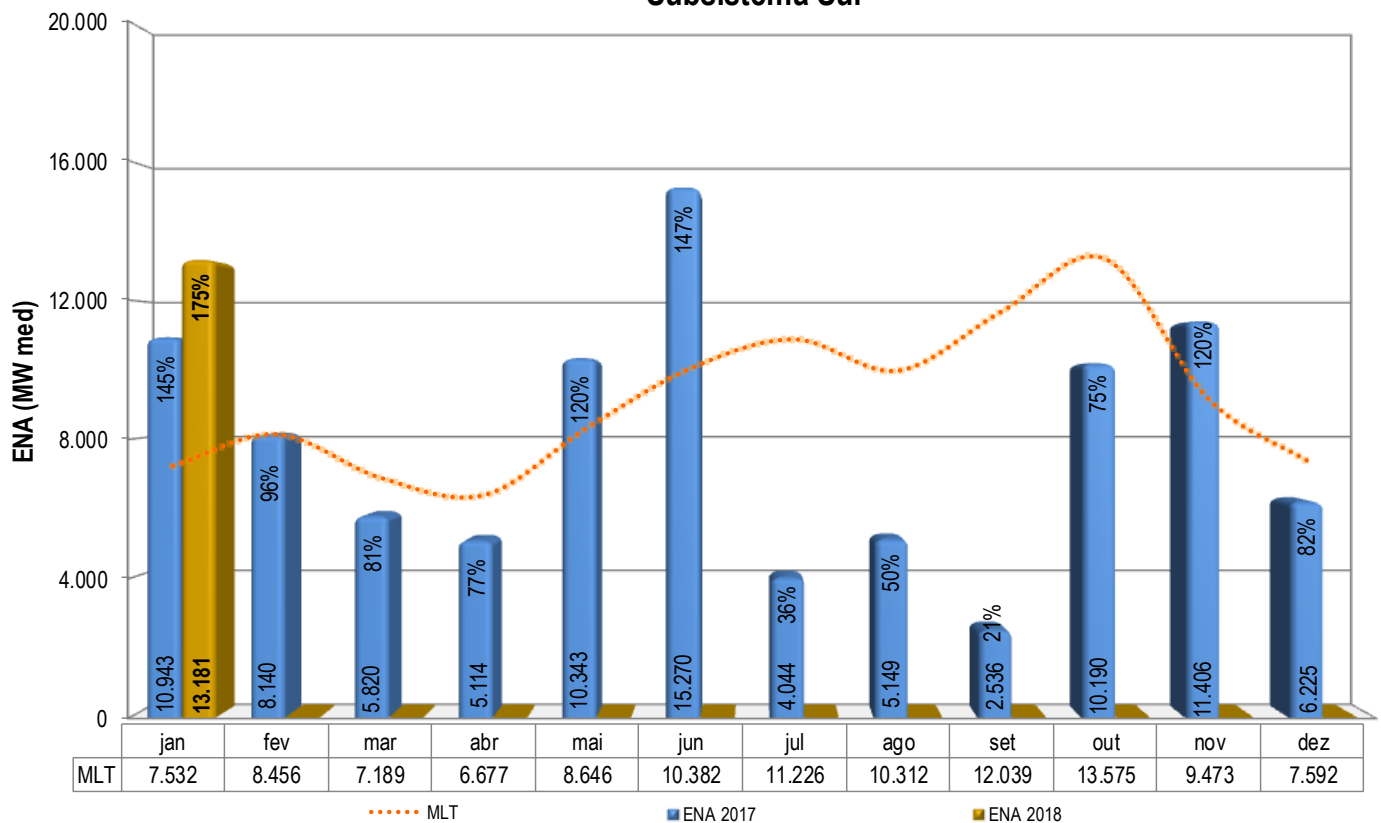


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

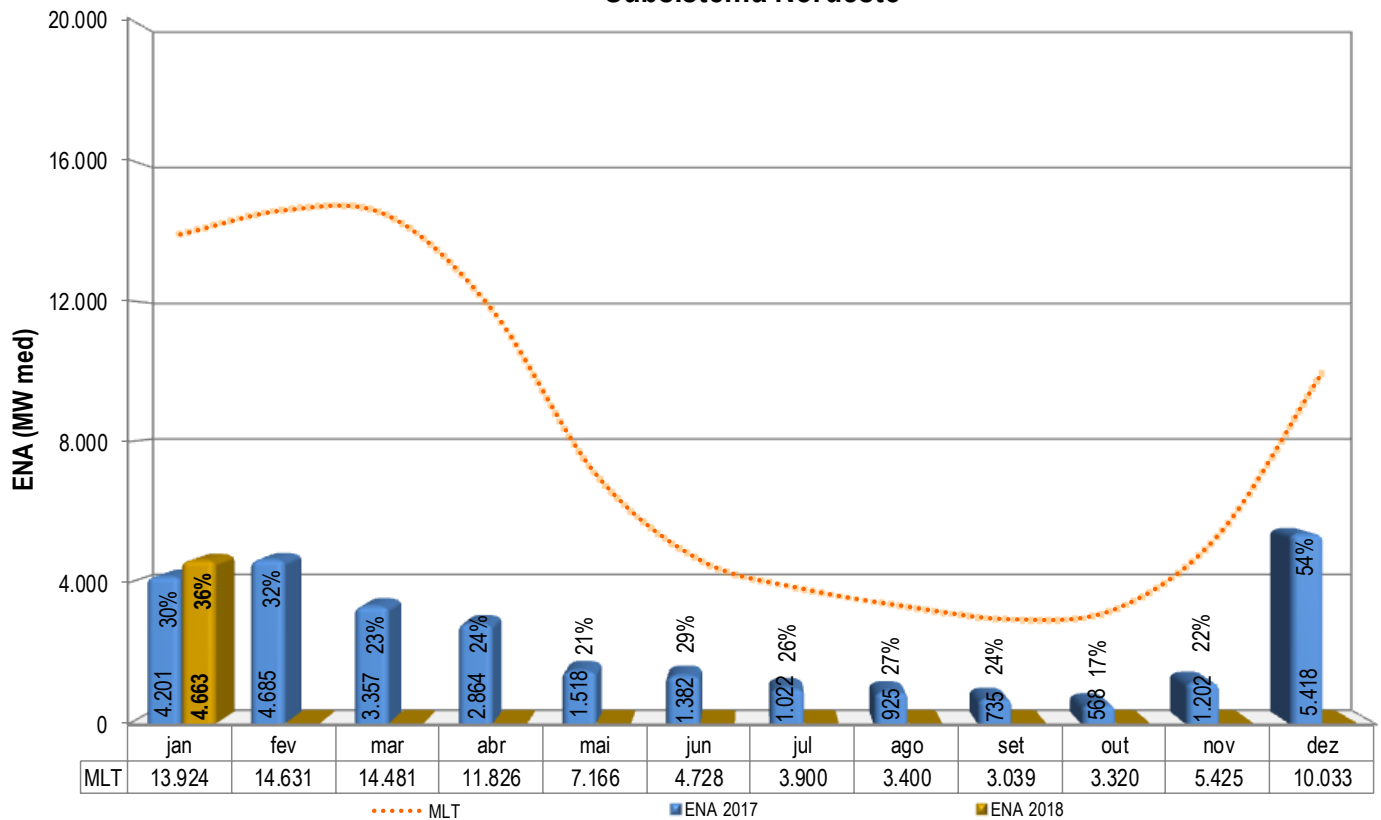


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte

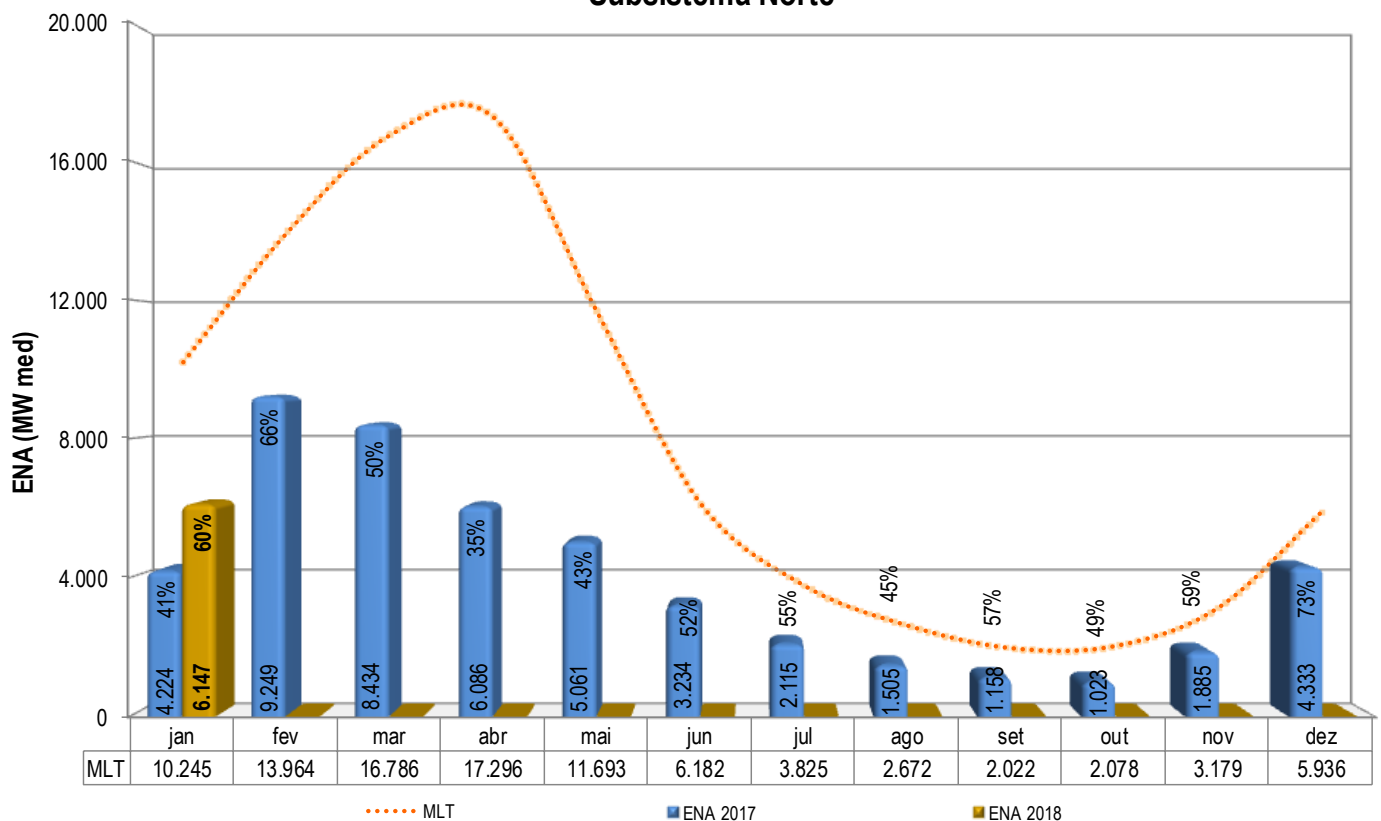


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.3. Energia Armazenada

No mês de janeiro de 2018 houve replecionamento de todos reservatórios, consolidando o período chuvoso e a gradativa recuperação dos armazenamentos.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Dezembro (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Janeiro (% EAR)	Capacidade Máxima (MWh)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	22,6	31,3	203.343	68,0
Sul	57,0	81,9	20.100	16,9
Nordeste	12,9	17,9	51.809	9,9
Norte	23,3	32,3	15.041	5,2
TOTAL			290.293	100,0

A política operativa do mês de janeiro de 2018 foi definida de forma a aproveitar os excedentes energéticos da região Norte, mantendo elevado intercâmbio dessa região para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. A região Sul manteve recebimento de energia da região Sudeste/Centro Oeste, mas em montante inferior ao mês de dezembro de 2017, tendo em vista a melhoria das afluências na região.

A coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco foi efetuada visando à implementação da política de minimização das defluências da cascata, sendo o intercâmbio de energia e as gerações eólica e térmica locais responsáveis pelo fechamento do balanço energético da região Nordeste. Foi aprovada, pela ANA, Resolução 2.081, de 4 de dezembro de 2017, que trata das novas regras de operação hidráulica das usinas do rio São Francisco, devendo ser aplicadas após a recuperação dos armazenamentos da região e retorno à situação de normalidade, e ainda após comunicado desta Agência.

As vazões defluentes das usinas hidrelétricas – UHEs Sobradinho e Xingó foram mantidas em 550 m³/s em todo o mês de janeiro 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 16 de novembro de 2017, e pela Autorização Especial IBAMA nº 12/2017.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, todos apresentaram replecionamento de seus reservatórios no mês de janeiro de 2018. De forma geral no mês houve boa recuperação dos reservatórios, com destaque para as UHEs Tucuruí (+15,69%), Itumbiara (+13,81%), Ilha Solteira (13,33%), Furnas (9,61%) e Três Marias (+8,4%).

Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm ³)	Armazenamento no Final de Dezembro (%)	Armazenamento no Final de Janeiro (%)	Evolução Mensal (%)
SERRADA MESA	TOCANTINS	43.250	8,9	10,23	1,33
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	35,14	50,83	15,69
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	9,45	13,84	4,39
FURNAS	GRANDE	17.217	11,45	21,06	9,61
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	17,65	26,05	8,40
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	12,74	14,32	1,58
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	65,32	78,65	13,33
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	16,14	29,95	13,81
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	14,52	17,78	3,26
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	83,90	86,73	2,83

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

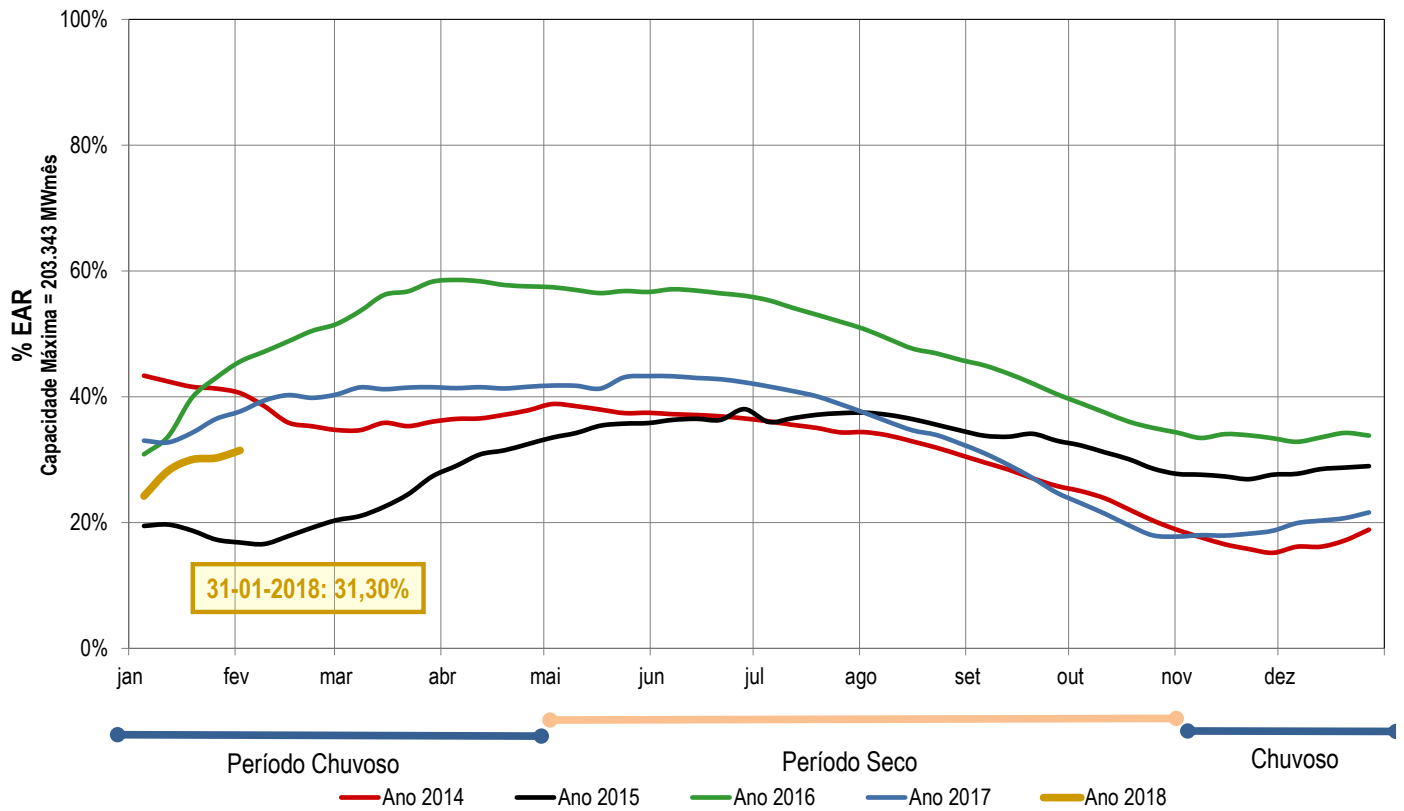


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

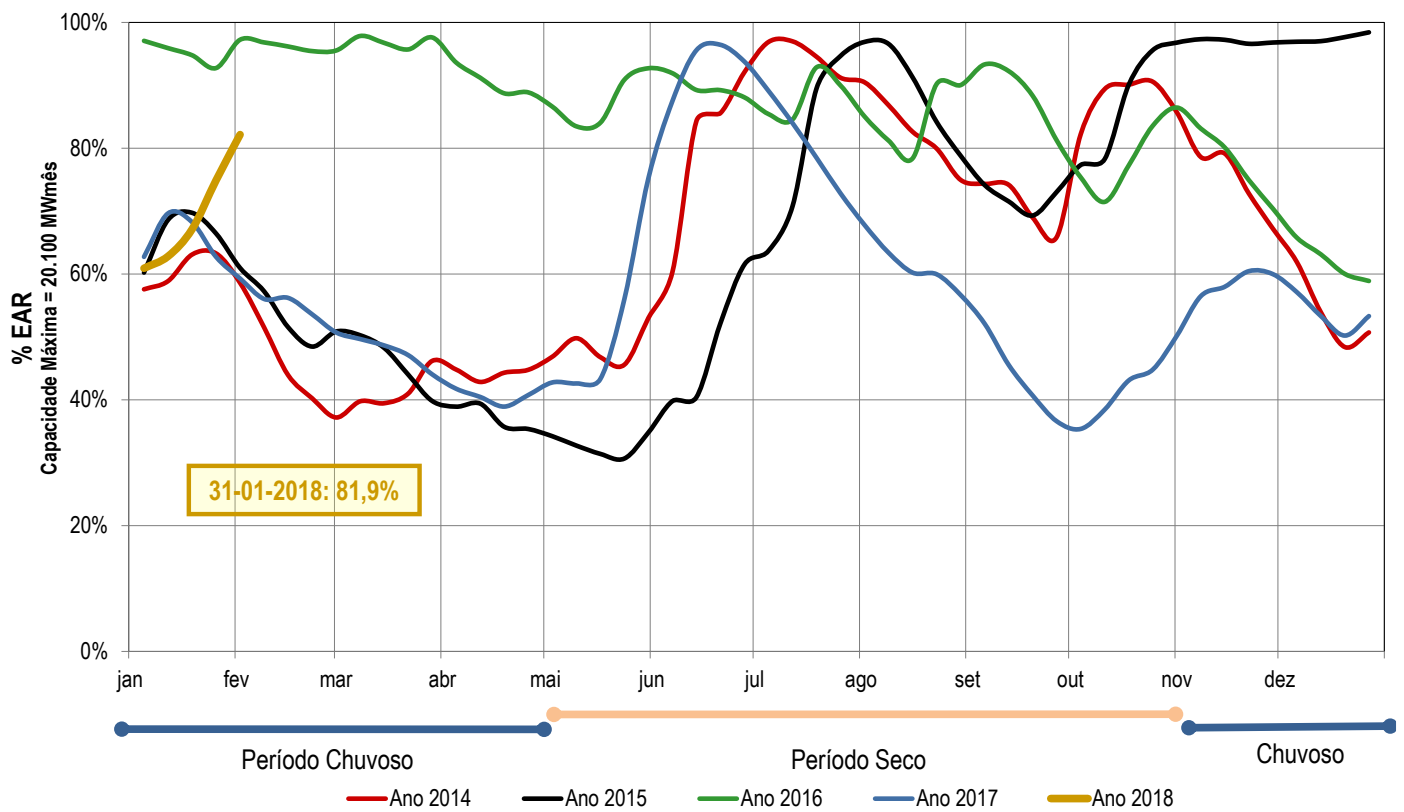


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

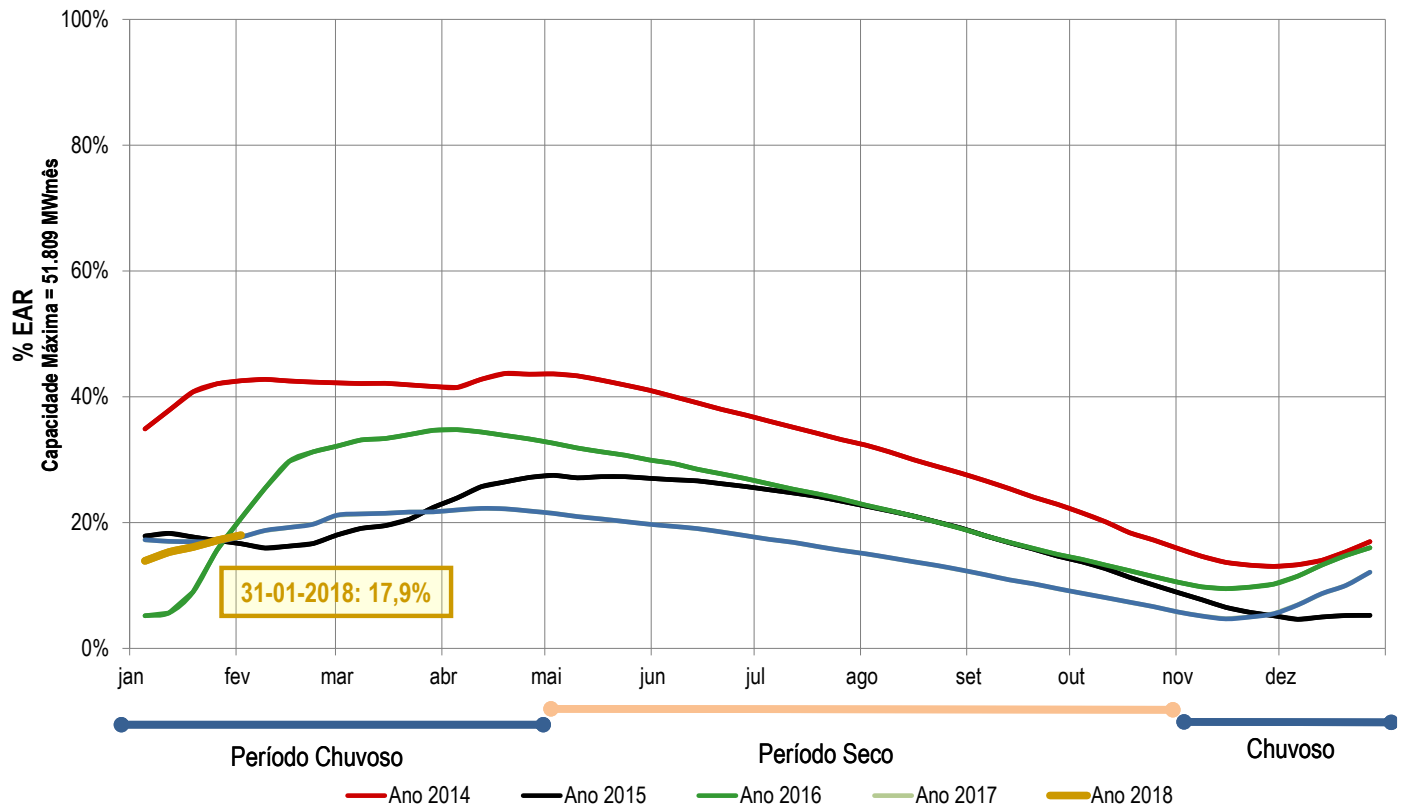


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte-Interligado

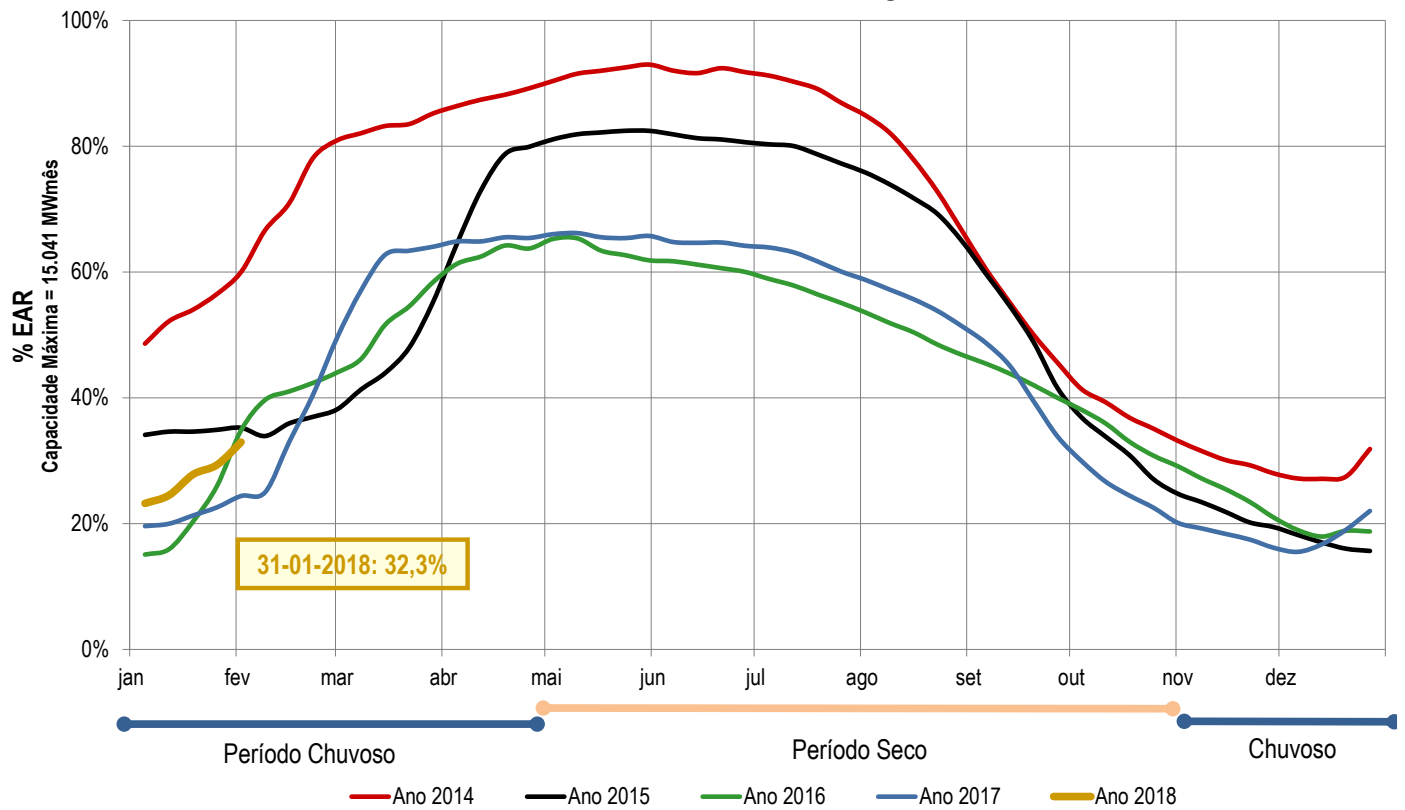


Figura 9. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em janeiro de 2018, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, mas ampliando o montante para 3.790 MWmédios, valor bem superior a dezembro de 2017 (1.801 MWmédios), o que mostra a boa recuperação do reservatório equivalente da região e consequente aumento da disponibilidade energética.

O subsistema Nordeste manteve o perfil importador de energia no mês de janeiro de 2018, com um total de 2.528 MWmédios, ante importação de 2.115 MWmédios verificados em dezembro. Este desempenho é ocasionado pela contínua redução da geração eólica na região, devido à diminuição dos ventos, característica dessa época do ano.

O subsistema Sul reduziu a importação de energia no mês de janeiro de 2018, atingindo 1.559 MWmédios, ante importação de 2.537 MWmédios em dezembro de 2017. Isto reflete a sensível melhora das condições hidrológicas da região no início do ano 2018.

A importação de energia da Venezuela para suprimento ao Estado de Roraima foi de 126 MWmédios, equivalente ao mês anterior.

Em relação aos intercâmbios internacionais na região Sul, no mês de janeiro de 2018 não houve importação de energia do Uruguai e nem da Argentina.



Fonte dos dados: ONS / Eletronorte



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em dezembro de 2017, o consumo de energia elétrica atingiu 49.864 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, representando aumento de 2,0% em relação ao consumo de dezembro de 2016. Ressalta-se que a classe industrial teve aumento de 3,9% nesse período, o que indica retomada do consumo industrial.

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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Dez/17 GWh	Evolução mensal (Dez/17/Nov/17)	Evolução anual (Dez/17/Dez/16)	Jan/16-Dez/16 (GWh)	Jan/17-Dez/17 (GWh)	Evolução
Residencial	11.389	-0,2%	0,3%	132.893	133.904	0,8%
Industrial	13.977	-1,8%	3,9%	164.253	165.883	1,0%
Comercial	7.628	1,9%	0,9%	88.185	88.129	-0,1%
Rural	2.251	-4,3%	0,1%	26.795	27.903	4,1%
Demais classes [*]	4.043	-0,2%	-1,5%	48.253	48.128	-0,3%
Perdas e Diferenças ^{**}	10.576	28,9%	4,1%	111.251	114.019	2,5%
Total	49.864	4,4%	2,0%	571.630	577.968	1,1%

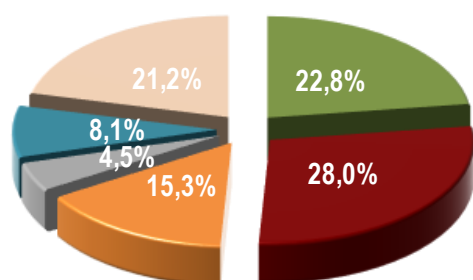
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

** 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).

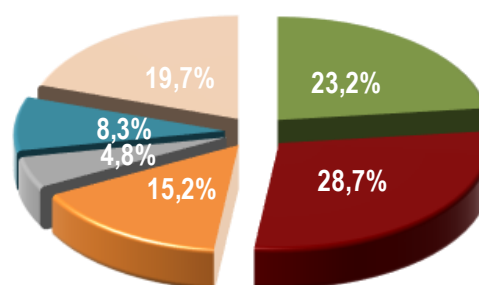
Dados contabilizados até dezembro de 2017.

Fonte dos dados: EPE/ONS

Consumo de Energia Elétrica em Dezembro/2017



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 dezembro de 2017.

* Referência: <http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Forms/EPEResenhaMensal.aspx>. Considera autoprodução circulante na rede. Conforme informações da EPE, nos montantes relativos a dezembro de 2017 e totalizados, foram incluídos parcialmente os dados dos sistemas isolados, pois algumas distribuidoras ainda não disponibilizaram seus dados ao ONS.



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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Dez/17 kWh/NU	Evolução mensal (Dez/17/Nov/17)	Evolução anual (Dez/17/Dez/16)	Jan/16-Dez/16 (kWh/NU)	Jan/17-Dez/17 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	161	-0,5%	-2,0%	160	157	-1,6%
Consumo médio industrial	26.401	-1,7%	5,4%	25.490	26.111	2,4%
Consumo médio comercial	1.324	1,8%	0,1%	1.285	1.275	-0,8%
Consumo médio rural	501	-4,4%	-1,3%	504	517	2,7%
Consumo médio demais classes	5.222	-0,1%	-1,8%	5.213	5.180	-0,6%
Consumo médio total	476	-0,9%	-0,7%	475	469	-1,3%

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

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

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Dez/16	Dez/17	
Residencial (NUCR)	69.278.134	70.908.823	2,4%
Industrial (NUCI)	536.980	529.413	-1,4%
Comercial (NUCC)	5.717.721	5.760.117	0,7%
Rural (NUCR)	4.433.111	4.495.386	1,4%
Demais classes	771.394	774.203	0,4%
Total (NUCT)	80.737.340	82.467.942	2,1%

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

Fonte dos dados: EPE



4.2. Demandas Máximas

No mês de janeiro de 2018 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)	50.853 23/01/2018 - 14h45	16.089 24/01/2018 - 14h26	12.394 30/01/2018 - 15h33	6.224 31/01/2018 - 22h45	84.119 24/01/2018 - 15h13
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

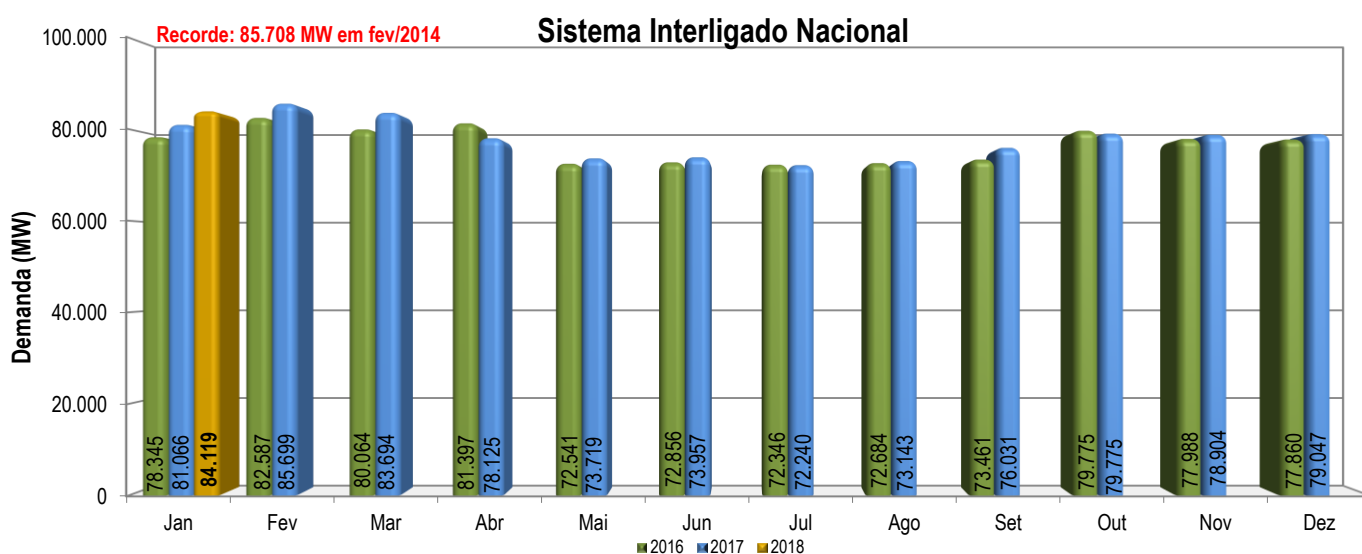


Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.

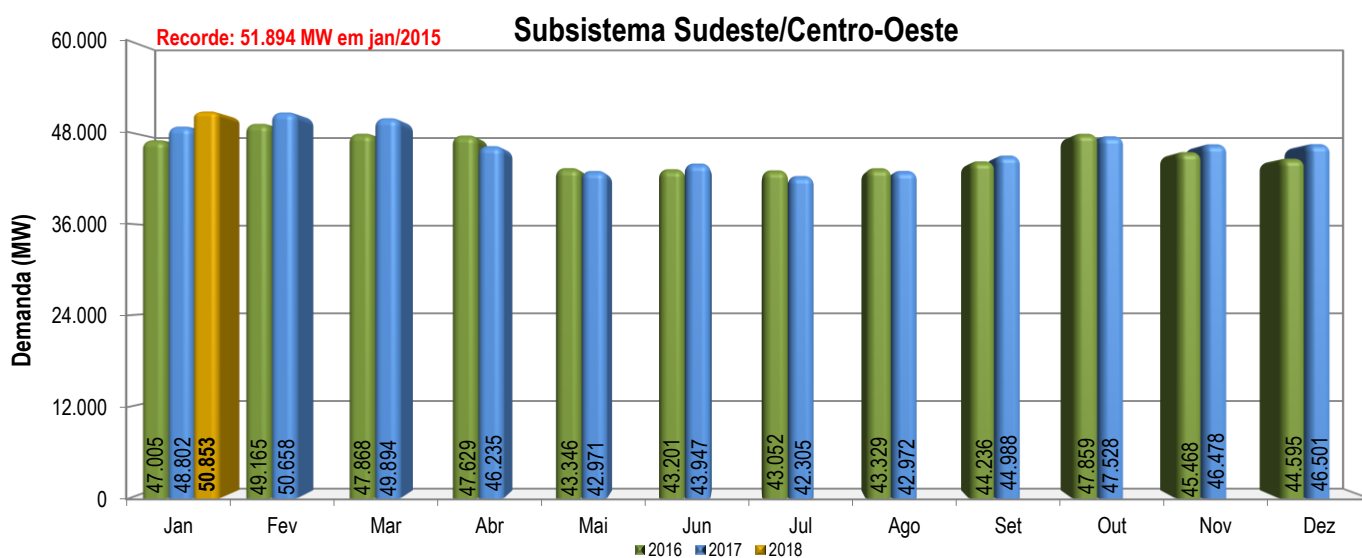


Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

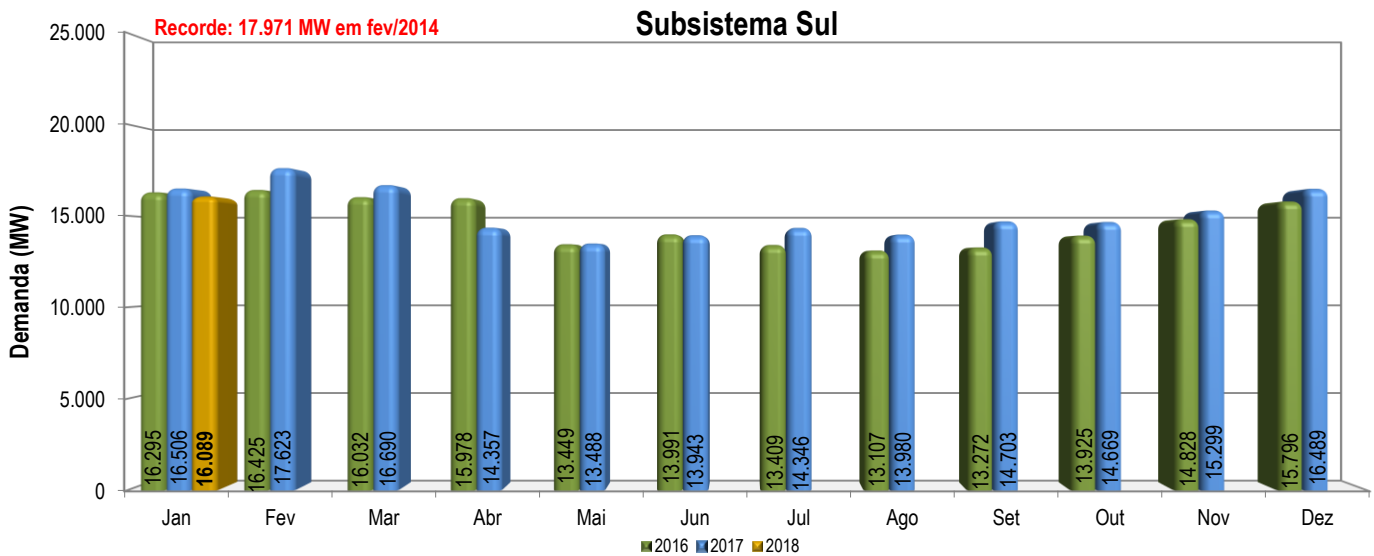


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

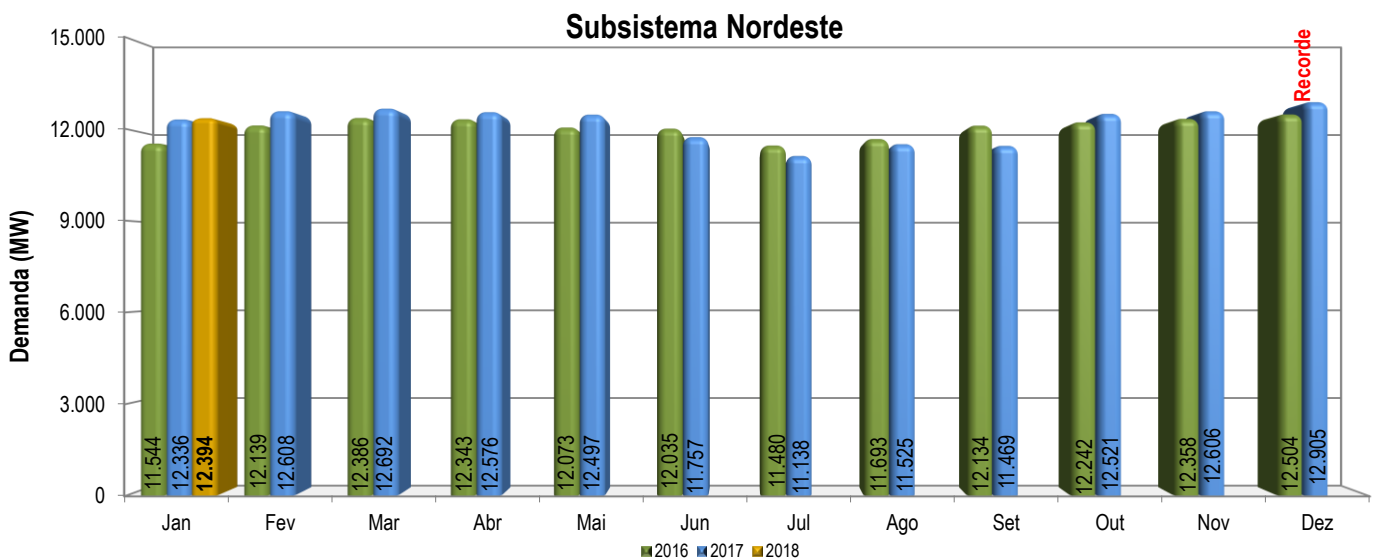


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

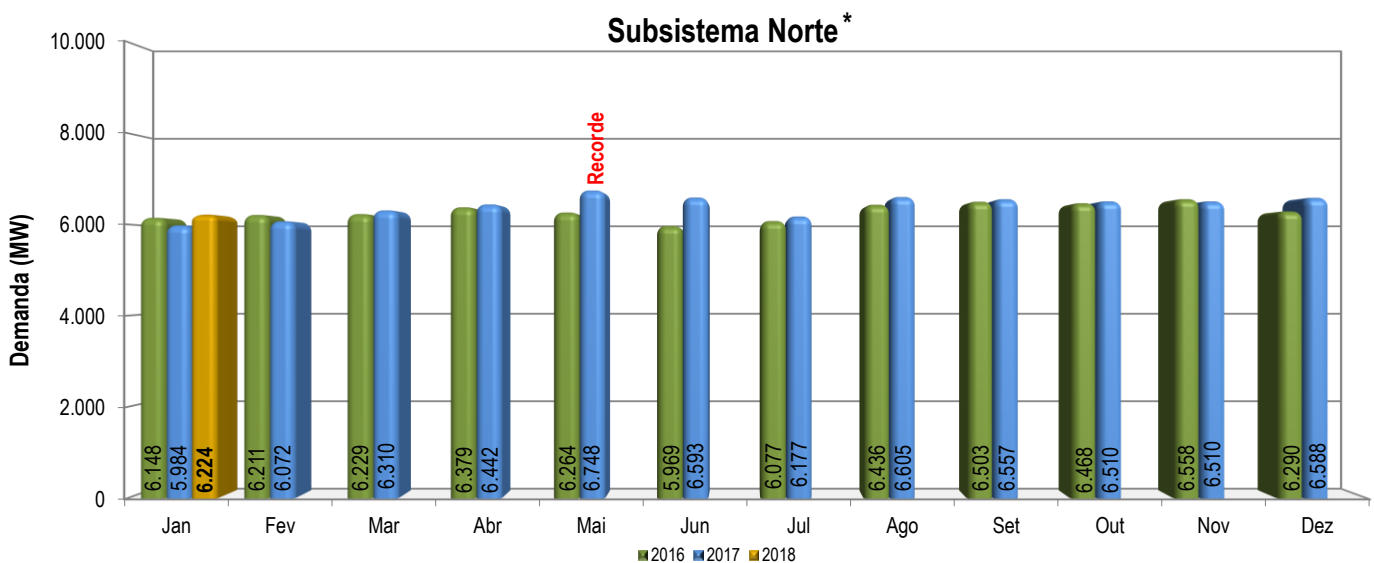


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS

* 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 janeiro de 2018 a capacidade instalada total* de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 158.521 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, sem considerar GD, houve um acréscimo de 6.378 MW, sendo 3.031 MW de geração de fonte hidráulica, 463 MW de fontes térmicas, 2.002 MW de fonte eólica e 883 MW de fonte solar. A geração distribuída fechou o mês de janeiro de 2018 com 253 MW instalados em 21.444 unidades, representando 0,2% da matriz de geração de energia elétrica.

As fontes renováveis representaram 81,6% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em janeiro de 2018 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

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

Fonte	Jan/2017	Jan/2018			Evolução da Capacidade Instalada Jan/2018 - Jan/2017
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	98.061	1.369	101.130	63,8%	3,1%
UHE	92.605	220	95.448	60,2%	3,1%
PCH + CGH **	5.452	1.113	5.644	3,6%	3,5%
CGH GD	4	36	37	0,02%	-
Térmica	43.301	3.132	43.788	27,6%	1,1%
Gás Natural	13.005	167	13.012	8,2%	0,05%
Biomassa	14.237	552	14.580	9,2%	2,4%
Petróleo	10.295	2.279	10.304	6,5%	0,1%
Carvão	3.613	26	3.727	2,4%	3,2%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,3%	0,0%
Outros ***	150	30	150	0,1%	0,0%
Térmica GD	11	76	24	0,02%	-
Eólica	10.444	561	12.456	7,86%	19,3%
Eólica (não GD)	10.444	508	12.446	7,9%	19,2%
Eólica GD	-	53	10	0,01%	-
Solar	83	21.363	1.148	0,72%	1277,4%
Solar (não GD)	83	84	966	0,6%	1059,4%
Solar GD	-	21.279	182	0,1%	-
Capacidade Total sem GD	151.890	4.981	158.268	99,8%	4,2%
Geração Distribuída - GD	-	21.444	253	0,2%	-
Capacidade Total - Brasil	151.890	26.425	158.521	100,0%	4,4%

* 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 – 01/02/2018)



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

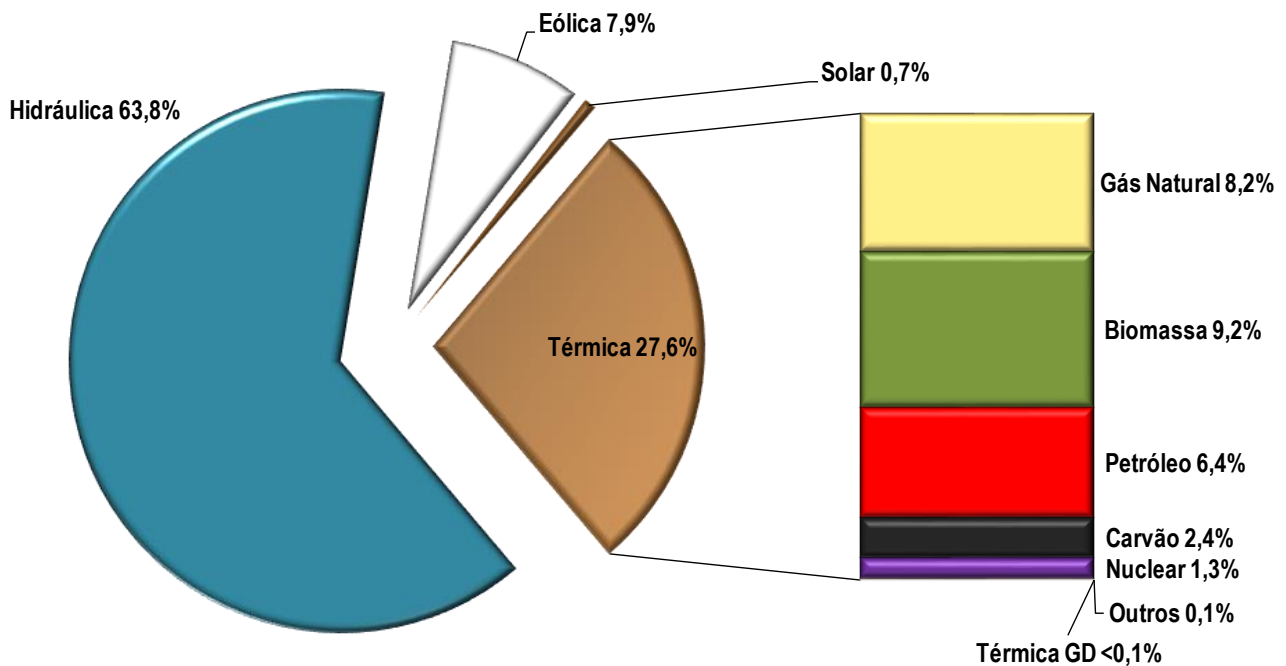


Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO *

Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Instaladas no SEB - Janeiro/2018

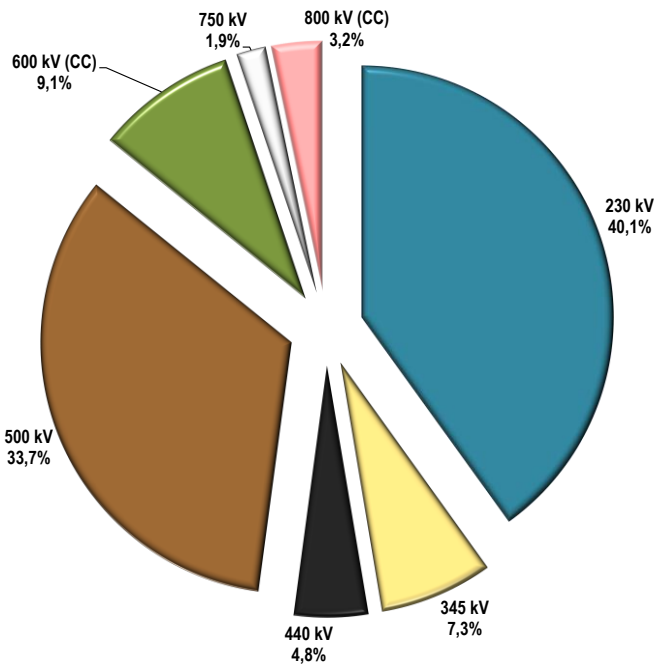


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	56.722	40,1%
345 kV	10.319	7,3%
440 kV	6.748	4,8%
500 kV	47.688	33,7%
600 kV (CC)	12.816	9,1%
750 kV	2.683	1,9%
800 kV (CC)	4.600	3,2%
Total SEB	141.576	100,0%

Figura 17. 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 isolado de Boa Vista, em Roraima.



7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração *

Em janeiro de 2018 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 251,65 MW de geração:

- UHE São Manoel - UG: 2, de 175 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.031444-7.01;
- PCH Jardim - UGs: 1 e 2, total de 9 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: PCH.PH.RS.030887-0.01;
- UEE União dos Ventos 13 - UGs: 1, 4, 6, 7 e 8, total de 10,5 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031697-0.01;
- UEE União dos Ventos 14 - UGs: 1 e 3 a 10, total de 18,9 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031643-1.01;
- UEE Assuruá IV - UGs: 1 a 15, total de 30 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.032343-8.01;
- UTE Algar Agro - UG: 1, de 8,25 MW, em Minas Gerais. CEG: UTE.FL.MG.035567-4.01.

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

Fonte	Realizado em Jan/2018 (MW)	Acumulado em 2018 (MW)
Eólica	59,400	59,400
Eólica (não GD)	59,400	59,400
Eólica GD	0,000	0,000
Hidráulica	184,000	184,000
CGH GD	0,000	0,000
PCH + CGH	9,000	9,000
UHE	175,000	175,000
Solar	0,000	0,000
Solar (não GD)	0,000	0,000
Solar GD	0,000	0,000
Térmica	8,250	8,250
Biomassa	8,250	8,250
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	0,000
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000
Petróleo	0,000	0,000
Térmica GD	0,000	0,000
TOTAL	251,650	251,650

Fonte dos dados: MME / SEE

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



7.2. Previsão da Expansão da Geração *

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

Fonte	Previsão ACR 2018 (MW)	Previsão ACR 2019 (MW)	Previsão ACR 2020 (MW)
Eólica	1.681,750	498,400	302,100
Eólica (não GD)	1.681,750	498,400	302,100
Eólica GD	0,000	0,000	0,000
Hidráulica	2.441,960	5.326,390	289,300
CGH GD	0,000	0,000	0,000
PCH + CGH	130,630	96,550	289,300
UHE	2.311,330	5.229,840	0,000
Solar	986,040	260,000	0,000
Solar (não GD)	986,040	260,000	0,000
Solar GD	0,000	0,000	0,000
Térmica	8,000	746,200	1.598,663
Biomassa	8,000	0,000	55,000
Carvão	0,000	345,000	0,000
Gás Natural	0,000	401,200	1.543,663
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	5.117,750	6.830,990	2.190,063

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 nas reuniões do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, 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 janeiro de 2018 não houve expansão de linhas de transmissão – LT no SIN.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jan/18 (km)
230	0,0
345	0,0
440	0,0
500	0,0
600 (CC)	0,0
750	0,0
800 (CC)	0,0
TOTAL	0,0

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

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS



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

No mês de janeiro de 2018 foram incorporados três novos transformadores ao SIN, com total de 1.392 MVA:

- TR2 500/345 kV – 560 MVA, na SE Itabirito 2 (MONTESCLAROS), em Minas Gerais;
- TR2 525/230 kV – 672 MVA, na SE Povo Novo (TSLE), no Rio Grande do Sul;
- TR3 230/34,5 kV – 160 MVA, na SE Gentio do Ouro (ASSURUÁ II), na Bahia.

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

	Realizado em Jan/18 (MVA)	Acumulado em 2018 (MVA)
TOTAL	1.392,0	1.392,0

* O valor total de expansão em 2017 foi ajustado após reunião de consolidação realizada em janeiro/2018.

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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

- Reator (500 kV - 136 Mvar) na SE Paranaíta (Matrinchã), em Mato Grosso;
- Reator (230 kV - 20 Mvar) na SE Juína (EBT), em Mato Grosso;
- Banco de Capacitor (230 kV – 50 Mvar) na SE Tapera 2 (Eletrosul), no Rio Grande do Sul.

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

Fonte dos dados: MME / ANEEL / NOS

7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2018	Previsão 2019	Previsão 2020
138	10,4	0,0	1,0
230	721,5	1.108,0	1.387,1
345	0,0	0,0	52,0
440	0,0	0,0	0,0
500	2.221,3	2.571,0	772,0
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	2.953,2	9.065,0	2.212,1

7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação *

Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2018	Previsão 2019	Previsão 2020
TOTAL	8.287,0	28.430,0	6.836,0

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 dezembro de 2017***, estima-se que a geração hidráulica correspondeu a 72,0% do total gerado no país, valor 7,1 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil nesse período reduziu 0,9 p.p., devido à redução nos ventos nessa época do ano. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, reduziu 6,2%, devido ao aumento das aflúências com consequente maior geração hidráulica.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Dez/2017

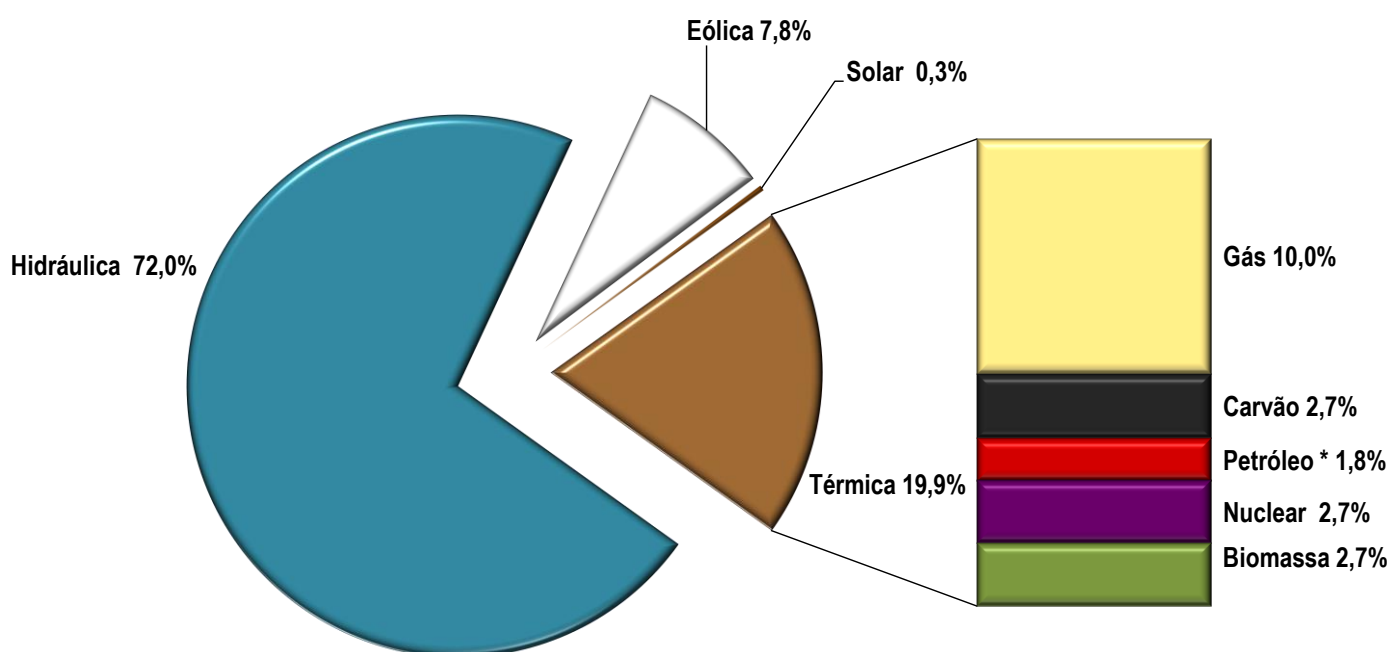


Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

* 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 dezembro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE



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

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Dez/17 (GWh)	Evolução mensal (Dez/17 / Nov/17)	Evolução anual (Dez/17 / Dez/16)	Jan/16-Dez/16 (GWh)	Jan/17-Dez/17 (GWh)	Evolução
Hidráulica	33.876	16,0%	-5,8%	400.841	385.774	-3,8%
Térmica	9.057	-21,6%	31,2%	104.101	114.228	9,7%
Gás	4.675	-10,1%	41,0%	42.554	51.170	20,2%
Carvão	1.282	-6,7%	35,0%	13.717	13.235	-3,5%
Petróleo *	601	-52,1%	-6,0%	9.610	10.982	14,3%
Nuclear	1.239	-7,0%	52,7%	14.595	14.475	-0,8%
Biomassa	1.260	-47,2%	6,0%	23.626	24.366	3,1%
Eólica	3.689	-8,0%	23,5%	32.369	41.169	27,2%
Solar	153	5,9%	-	29	577	1905,8%
TOTAL	46.776	4,2%	2,0%	537.340	541.747	0,8%

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

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

Dados contabilizados até dezembro 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		
	Dez/17 (GWh)	Evolução mensal (Dez/17 / Nov/17)	Evolução anual (Dez/17 / Dez/16)	Jan/16-Dez/16 (GWh)	Jan/17-Dez/17 (GWh)	Evolução
Gás	4,3	-4,6%	-2,5%	51	53	5,1%
Petróleo *	239	-4,4%	68,2%	2.644	2.745	3,8%
Biomassa	2,6	-32,2%	-	0	29	-
TOTAL	246	-5,6%	-1,9%	2.695	2.827	4,9%

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

Fonte dos dados: CCEE



8.4. Geração Eólica *

No mês de dezembro de 2017, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste diminuiu 6,2 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 39,4%, com total de 3.934,4 MWh médios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 1,5 p.p. em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo o valor de 43,5%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul em dezembro de 2017 aumentou 3,9 p.p. em relação ao mês anterior, e atingiu 38,7%, com total de geração verificada no mês de 789,5 MWh médios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 2,9 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 34,0%.

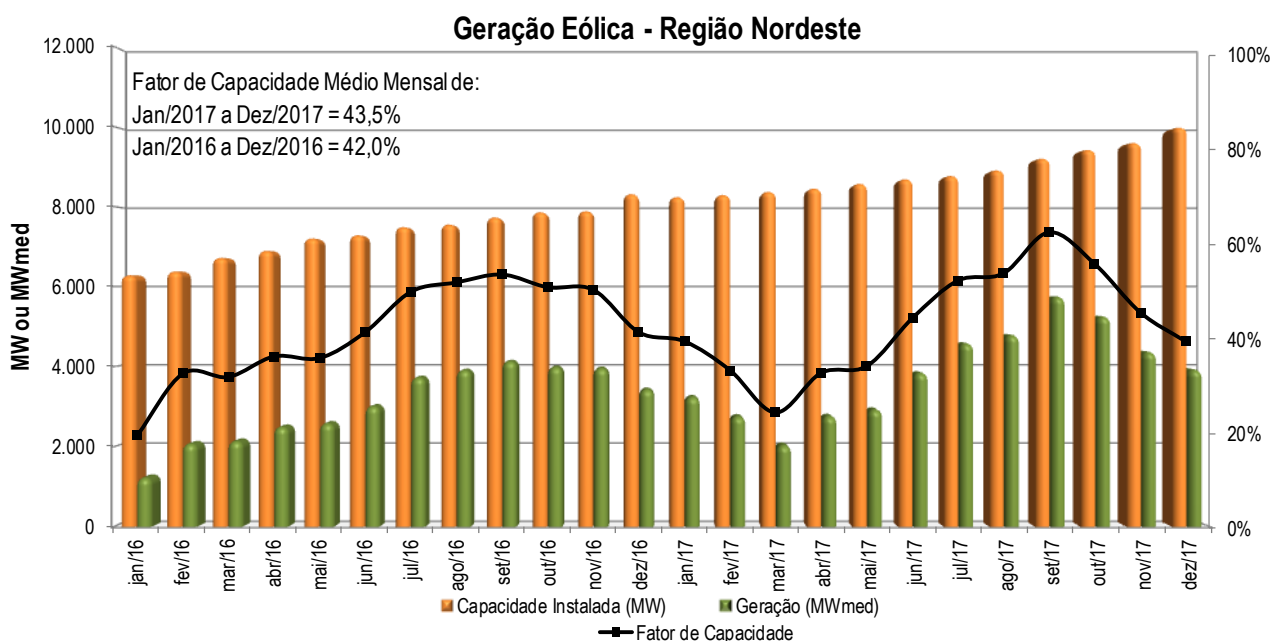


Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

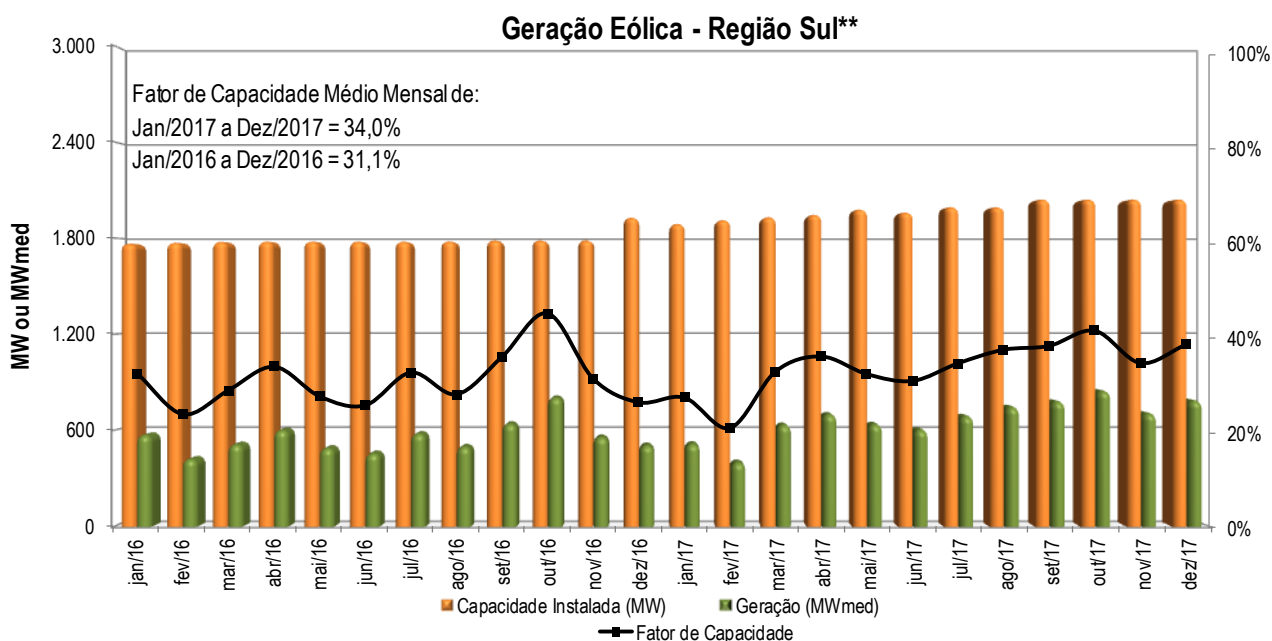


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até dezembro 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 se mantiveram em um mesmo patamar durante todo o mês de janeiro de 2018, variando de um valor mínimo de R\$ 76,20 / MWh na região Norte até o máximo de R\$ 182,99 / MWh na região Nordeste. O principal fator que levou à manutenção do CMO nesse patamar durante o mês de janeiro foram as chuvas verificadas e o conseqüente aumento das aflúências nas bacias do SIN.

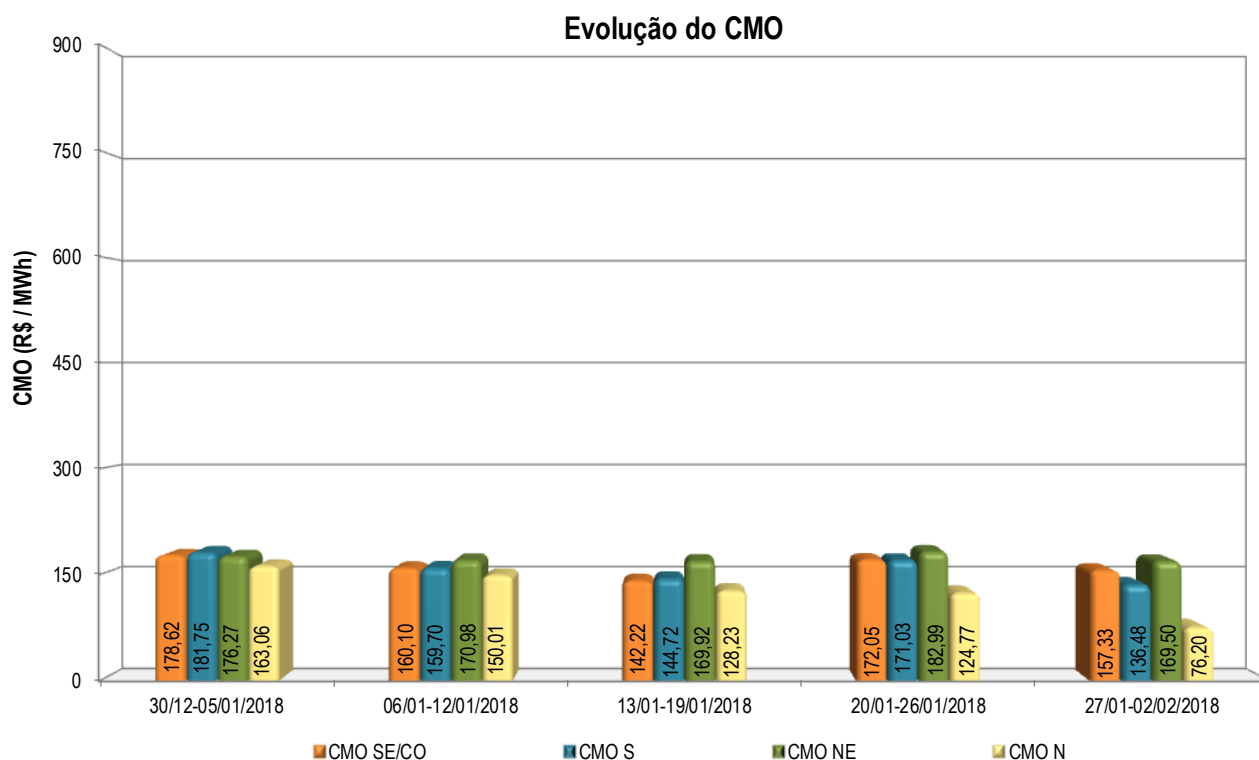


Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em dezembro de 2017 foi de R\$ 172,5 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 125,4 milhões). O valor do mês de dezembro de 2017 é composto por R\$ 65,4 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 58,0 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\$ 49,1 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.

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. Nos meses de agosto e setembro de 2017 os valores do encargo Segurança Energética foram nulos, pois a geração eólica na região Nordeste contribuiu para fechar o balanço energético e não foi necessário despacho térmico adicional. No mês de outubro este encargo foi de apenas R\$ 570 mil, em novembro atingiu R\$ 30,9 milhões e em dezembro totalizou R\$ 49,1 milhões, justamente devido à significativa redução da geração eólica nessa época do ano e ao aumento da carga na região Nordeste, o que culminou com a necessidade de elevar o despacho de geração térmica na região para fechamento do balanço energético.

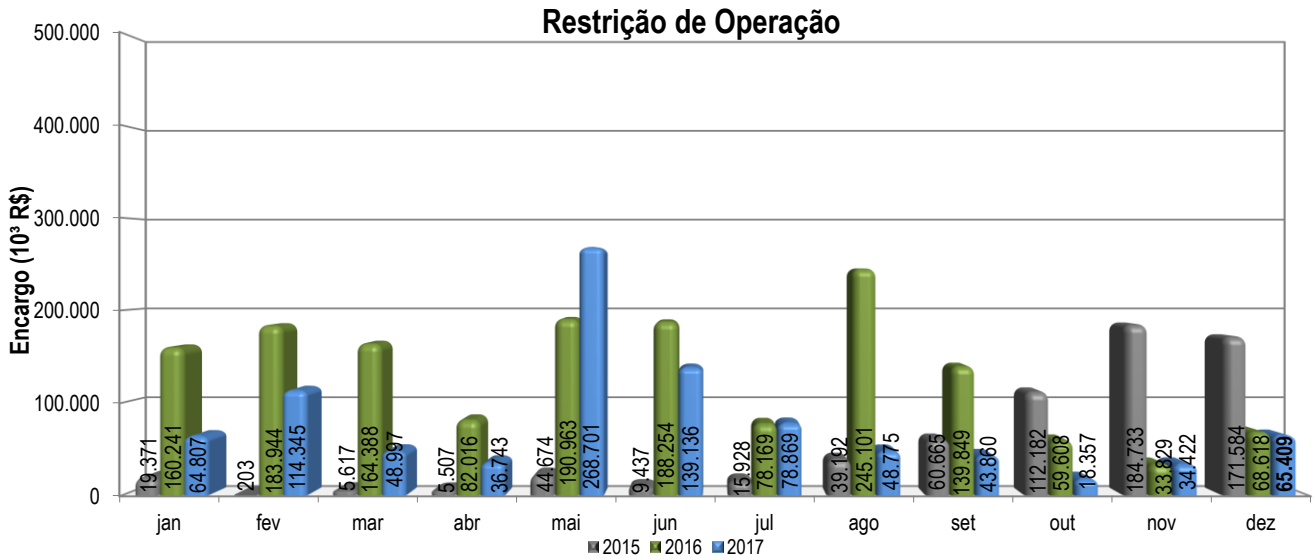


Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

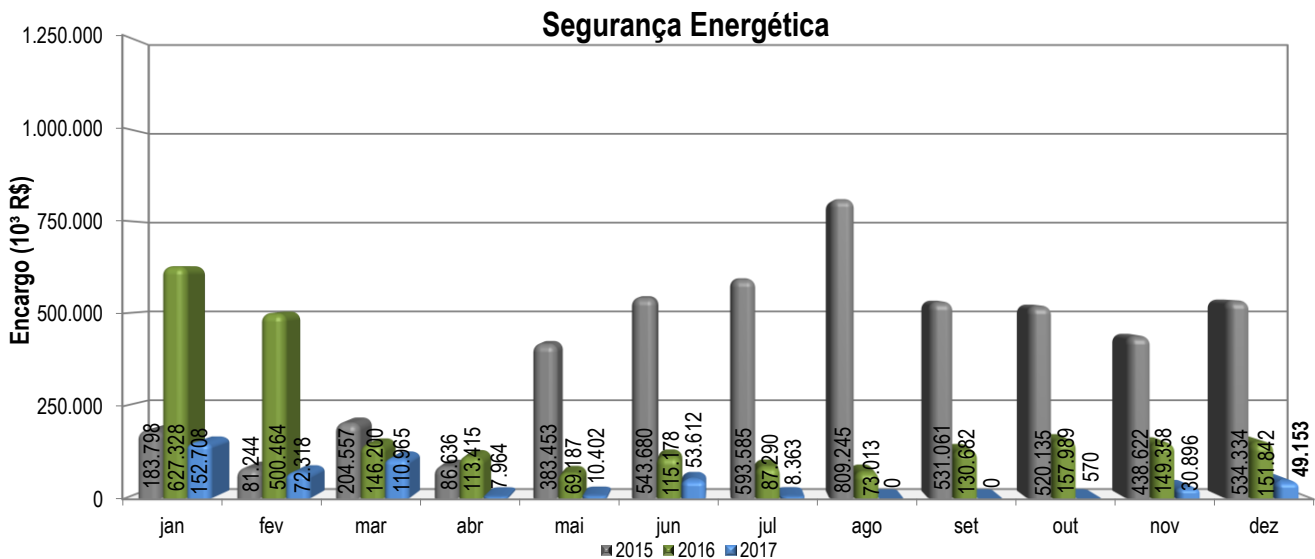


Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

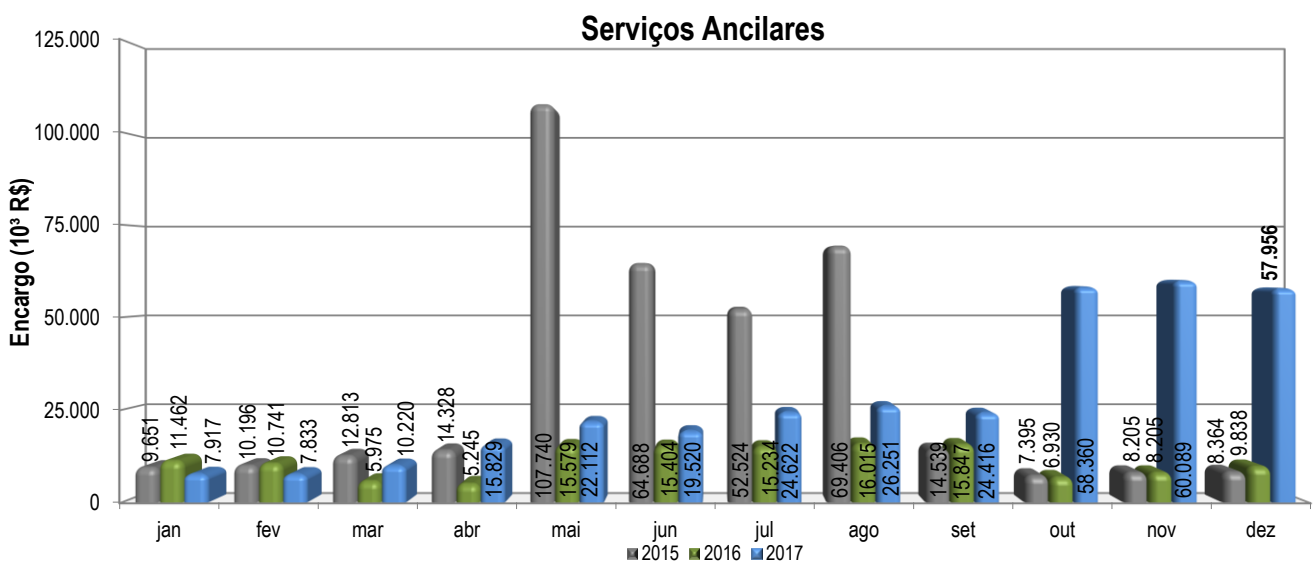


Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até dezembro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE



11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de janeiro de 2018 o número de ocorrências foi inferior ao verificado no mesmo mês de 2017. No entanto, o montante de carga interrompida foi superior, principalmente em função de desligamento envolvendo o SIN, descrito abaixo:

- **Dia 28 de janeiro, às 11h57min:** Desligamento automático do Bipolo ± 800 kV Xingu – Estreito e de unidades geradoras da UHE Belo Monte, UHE Tucuruí, da UTE Termopernambuco e da UHE Dardanelos. Houve interrupção de **2.655 MW** de cargas no SIN por atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC. Causa: Desligamento do polo 2 do Bipolo Xingu – Estreito devido a atuação indevida do sistema de proteção do terminal da conversora na SE Estreito, associado à atuação incorreta do Sistema Especial de Proteção de corte de geração nas usinas Belo Monte e Tucuruí. Às 11h50min, o Polo 1 do Bipolo havia desligado devido a mesma causa do Polo 2.

No mês houve dois desligamentos com interrupção total das cargas de Roraima, nos dias 8 e 10, provocados por desligamento da LT 400 kV Macágua – Las Claritas (Corpoelec), por causa não informada.

11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

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

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2018 Jan	2017 Jan
SIN**	2.655												2.655	0
S	0												0	0
SE/CO	0												0	378
NE	0												0	520
N-Int	0												0	1.052
Isolados	323												323	381
TOTAL	2.978	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.978	2.331

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2018 Jan	2017 Jan
SIN**	1												1	0
S	0												0	0
SE/CO	0												0	2
NE	0												0	2
N-Int	0												0	2
Isolados	2												2	3
TOTAL	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	9

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

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

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

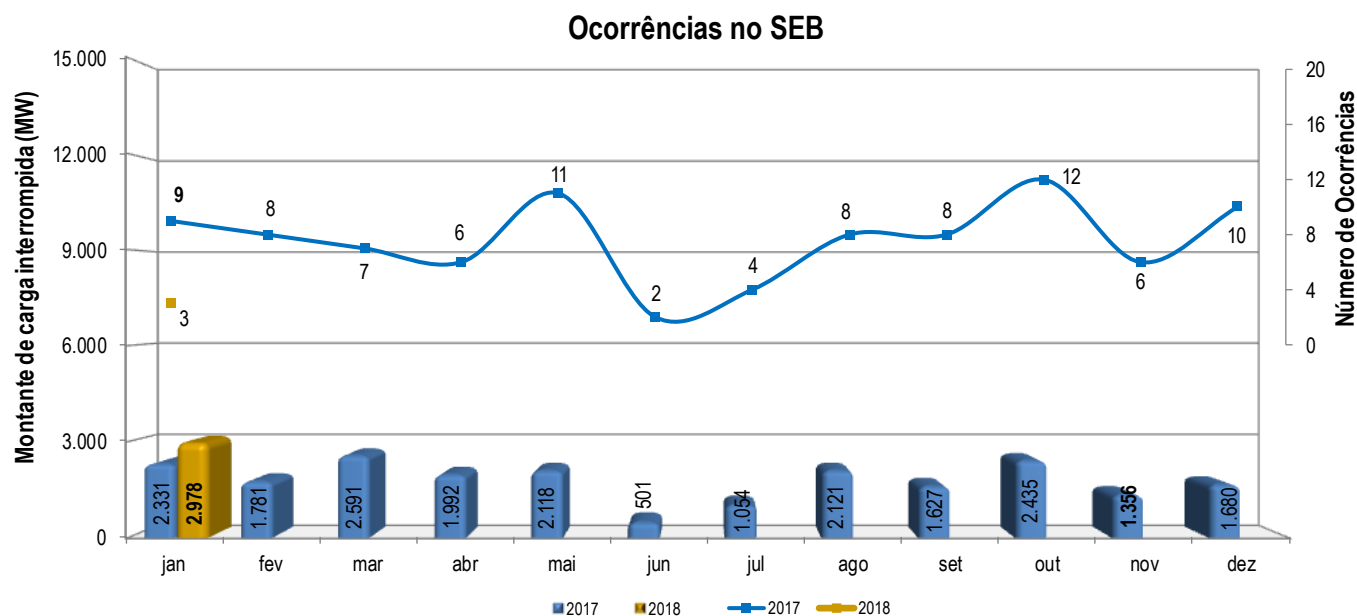


Figura 25. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

11.2. Indicadores de Continuidade *

Tabela 19. Evolução do DEC em 2017.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2017														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,59	1,33	1,32	1,10	1,07	0,92	1,01	1,00	1,05	1,29	1,31	1,37	14,35	12,77
S	1,44	1,27	1,03	0,81	1,05	0,87	0,76	1,01	0,96	1,29	1,20	1,16	12,87	11,40
SE	1,36	0,94	0,97	0,72	0,71	0,60	0,61	0,72	0,75	0,93	0,89	0,84	10,02	9,02
CO	2,57	2,16	1,91	1,50	1,32	1,00	1,13	1,31	1,34	2,94	3,19	3,05	23,45	15,11
NE	1,28	1,45	1,46	1,44	1,27	1,18	1,51	1,03	1,15	1,08	1,26	1,56	15,68	14,85
N	3,67	2,68	3,16	2,63	2,60	2,18	2,16	2,40	2,65	2,62	2,43	2,66	31,80	31,14

Tabela 20. Evolução do FEC em 2017.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2017														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,89	0,76	0,76	0,64	0,62	0,56	0,58	0,61	0,61	0,72	0,72	0,73	8,20	9,72
S	0,93	0,80	0,64	0,56	0,61	0,52	0,55	0,59	0,60	0,70	0,71	0,71	7,91	9,12
SE	0,69	0,50	0,56	0,43	0,40	0,37	0,39	0,43	0,42	0,50	0,50	0,48	5,68	6,88
CO	1,54	1,41	1,31	0,98	0,96	0,74	0,78	0,94	0,81	1,46	1,33	1,31	13,55	12,37
NE	0,73	0,75	0,71	0,68	0,61	0,60	0,64	0,55	0,61	0,65	0,69	0,74	7,97	9,75
N	2,11	1,71	2,00	1,80	1,84	1,57	1,53	1,75	1,70	1,76	1,64	1,73	21,13	27,86

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

Fonte dos dados: ANEEL

*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

Os dados de dezembro de 2017 e o fechamento anual ainda não foram disponibilizados pela ANEEL.

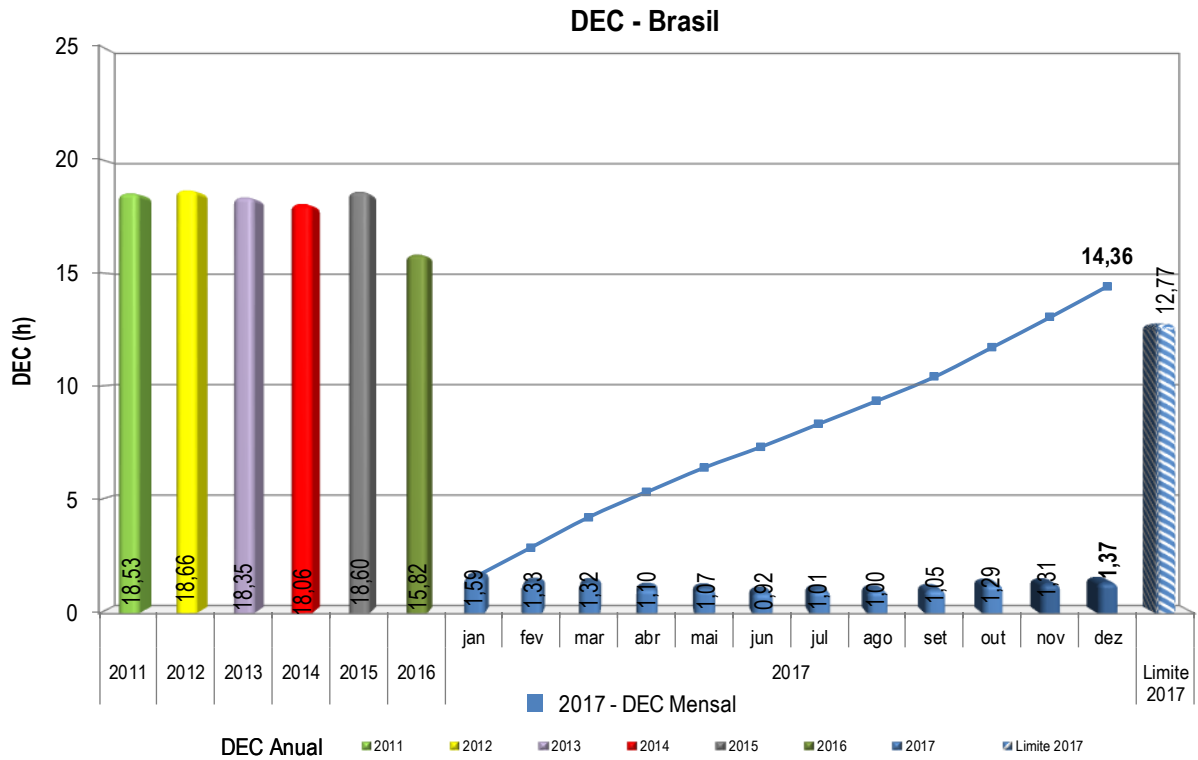


Figura 26. DEC do Brasil.

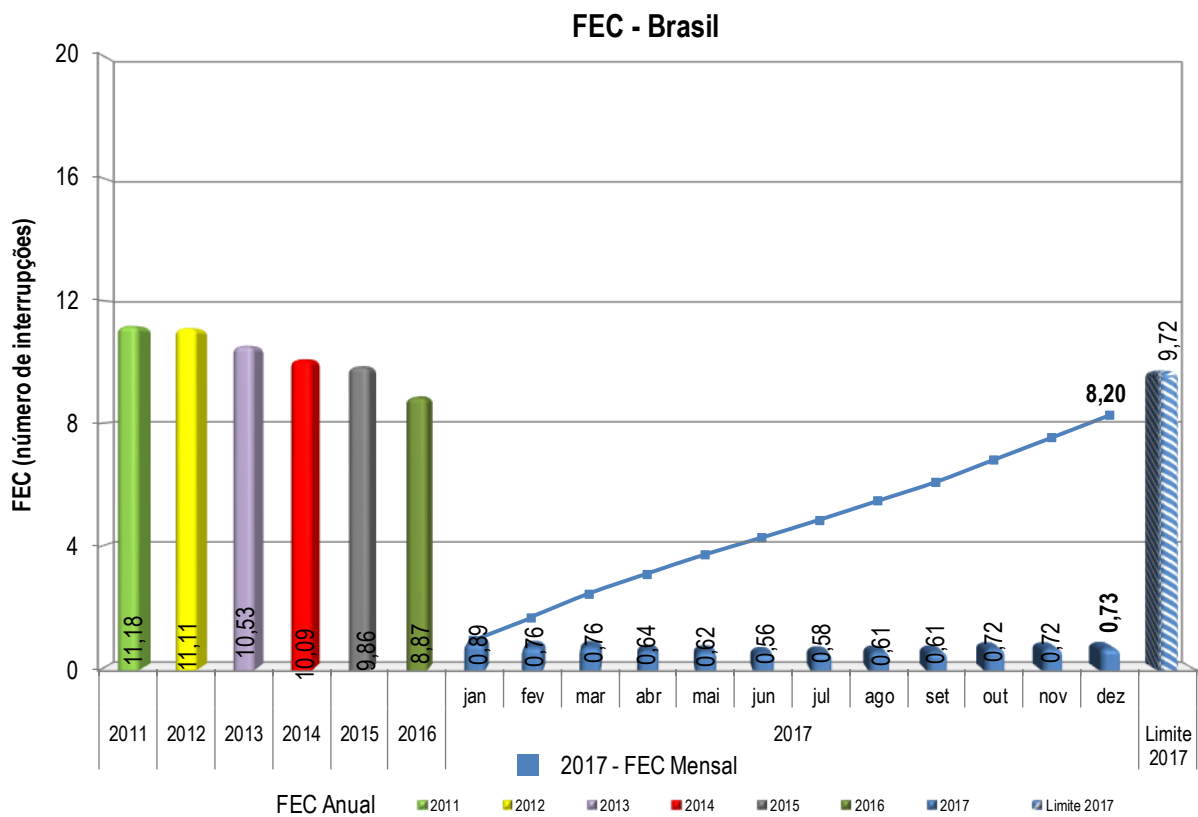


Figura 27. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até dezembro 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