



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro Fevereiro / 2018





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Fevereiro / 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)

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.....	18
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 fevereiro 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 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.	17
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 2017.	25
Tabela 21. Evolução do FEC em 2017.....	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 fevereiro de 2018 foram:

CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS: foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 83% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 86% MLT no Sul, 44% MLT no Nordeste e 108% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 74% MLT, 82% MLT, 43% MLT e 72% MLT, respectivamente.

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

Sudeste/Centro-Oeste: + 5,7%

Sul: - 8,4%

Nordeste: + 8,4%

Norte: + 29,8%

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Fevereiro (% EAR)
Sudeste/Centro-Oeste	37,0
Sul	73,5
Nordeste	26,3
Norte	62,1

Tabela 1. Energia armazenada no mês (% EAR)

MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA: em janeiro de 2018, o consumo de energia elétrica atingiu 51.062 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, representando aumento de 0,1% em relação ao consumo de janeiro de 2017. Ressalta-se que a classe industrial teve aumento de 4,5% nesse período.

Demandas Máximas: em fevereiro de 2018 não houve recorde de demanda.

CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: No mês de fevereiro de 2018 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 158.682 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 6.640 MW, sendo 3.261 MW de geração de fonte hidráulica, 241 MW de fontes térmicas, 1.993 MW de fonte eólica e 1.145 MW de fonte solar. A geração distribuída fechou o mês de fevereiro de 2018 com 290 MW instalados em 23.768 unidades, representando 0,2% da matriz de geração de energia elétrica. As fontes renováveis representaram 81,8% da capacidade instalada em fevereiro de 2018 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: em fevereiro de 2018 o total de linhas de transmissão em operação no Brasil, com tensão maior ou igual a 230 kV, atingiu 142.701 km. No mês, entraram em operação comercial 1.125 km de linhas de transmissão e 1.929 MVA de capacidade de transformação.

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: em janeiro de 2018, a geração hidráulica correspondeu a 78,4% do total gerado no país, valor 6,4 p.p. superior ao verificado no mês anterior, devido ao aumento das aflúências.

ENCARGOS SETORIAIS: O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em janeiro de 2018 foi de R\$ 218,7 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 125,4 milhões). Em janeiro de 2018 foi incluído novo encargo chamado Encargo por Deslocamento da Geração Hidráulica, que está relacionado ao ressarcimento fornecido às usinas hidrelétricas devido à redução da geração motivada pelo acionamento de térmicas fora da ordem de mérito de custo ou pela importação de energia elétrica. Este encargo totalizou R\$ 4,5 milhões no mês.

Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro: em fevereiro de 2018 foram verificadas seis ocorrências no sistema elétrico brasileiro com corte de carga maior que 100 MW e com duração maior que 10 minutos, totalizando 1.116 MW de corte de carga.

CMSE: no dia 7 de fevereiro de 2018 foi realizada a 195ª reunião (ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, a Secretaria de Energia Elétrica – SEE/MME apresentou as condições de atendimento a sistemas isolados no Estado do Amazonas, culminando com reconhecimento pelo CMSE da necessidade de manutenção de potência instalada de geração térmica compatível com a carga para algumas localidades, de modo a não haver comprometimento do suprimento de energia elétrica. 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 28 de fevereiro 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 fevereiro de 2018, nas duas primeiras semanas do mês, ocorreram totais elevados de precipitação nas bacias dos rios São Francisco e Tocantins. O mês fechou com chuvas superiores à média nas bacias dos rios Doce, São Francisco, Xingu, Madeira e Tocantins. Entretanto, as chuvas foram deficitárias nas bacias dos rios Grande, Paranaíba, Iguaçu, Uruguai e Jacuí.

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), mas continua apresentando intensidade fraca. Os modelos indicam um lento enfraquecimento do fenômeno nos próximos meses.

Foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 83% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 86% MLT no Sul, 44% MLT no Nordeste e 108% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 74% MLT, 82% MLT, 43% MLT e 72% MLT, respectivamente.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

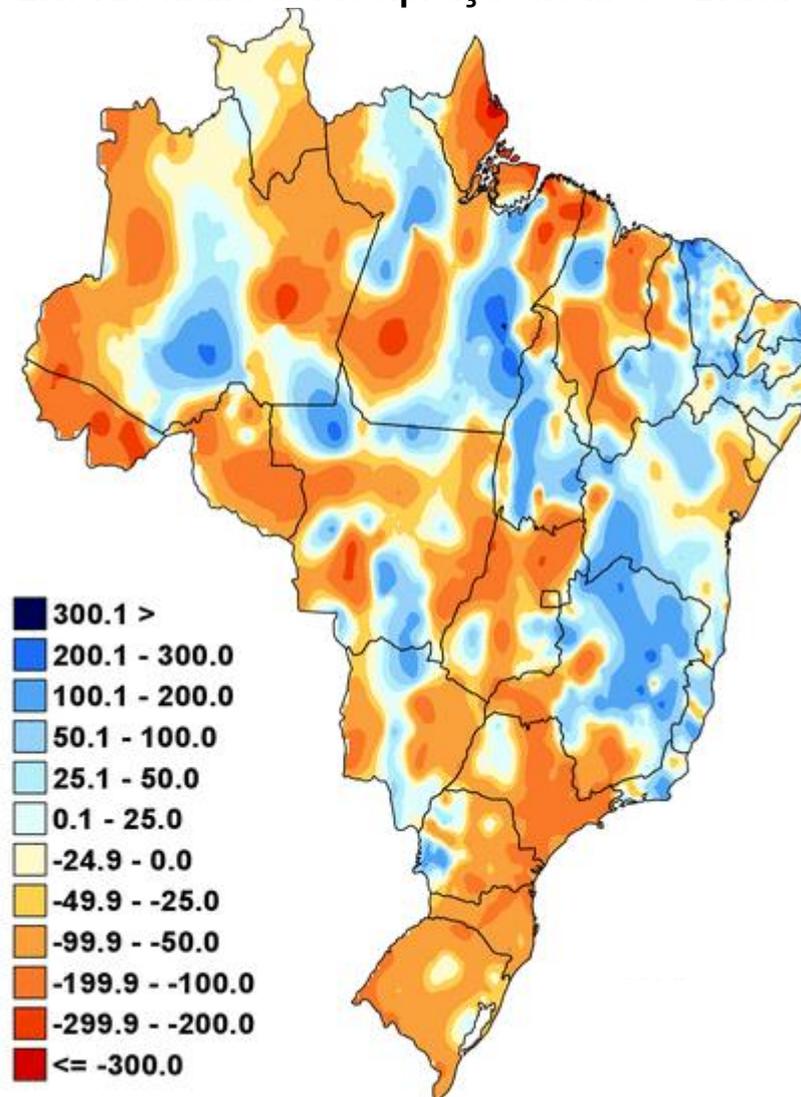


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de fevereiro de 2018 – Brasil.

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

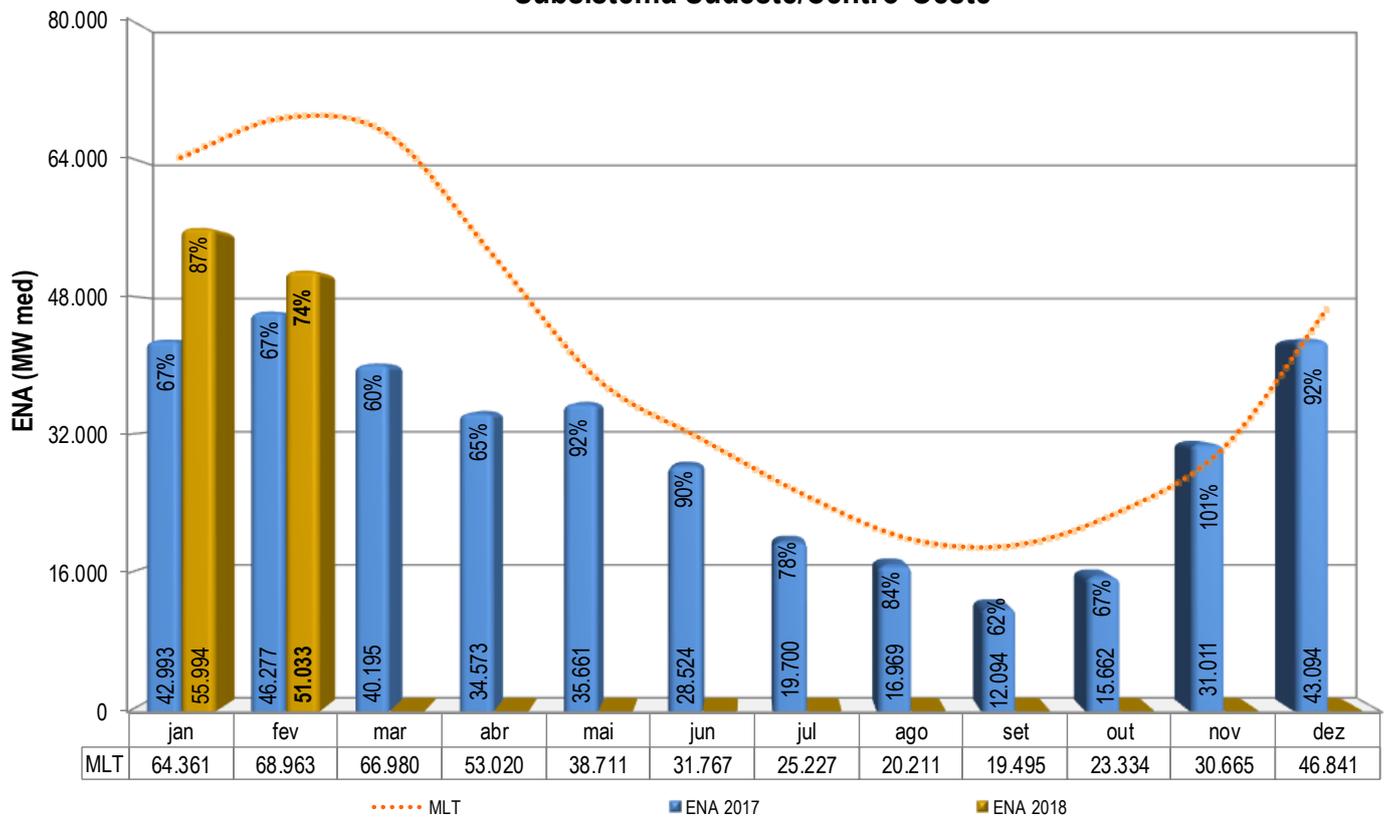


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

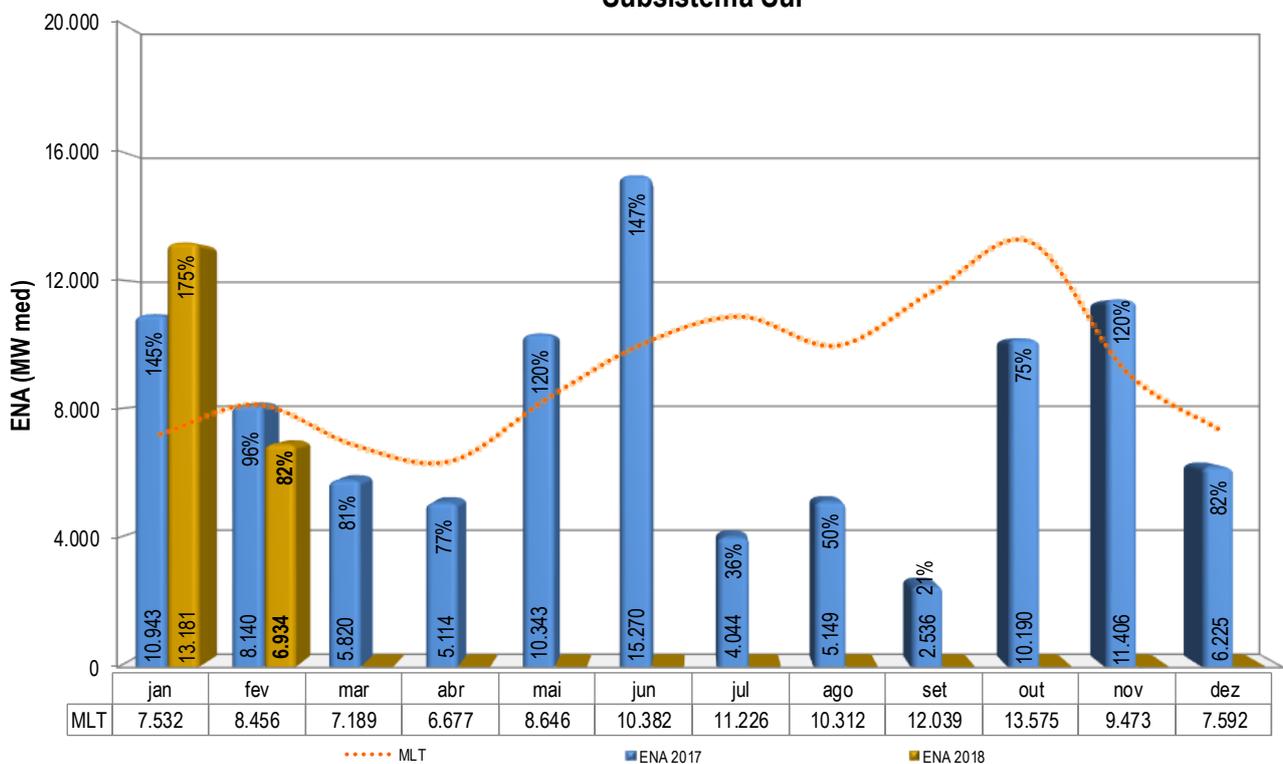


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

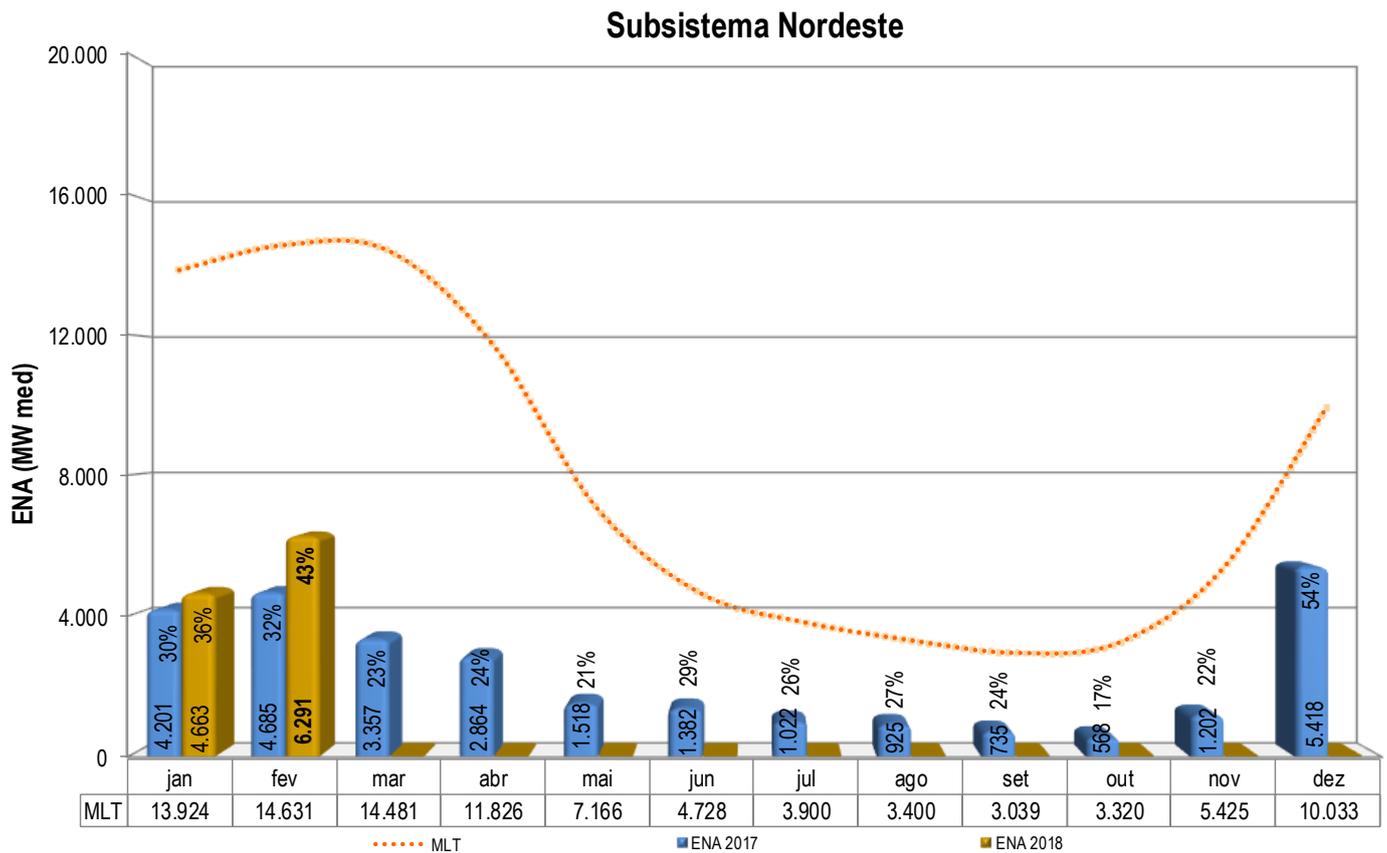


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

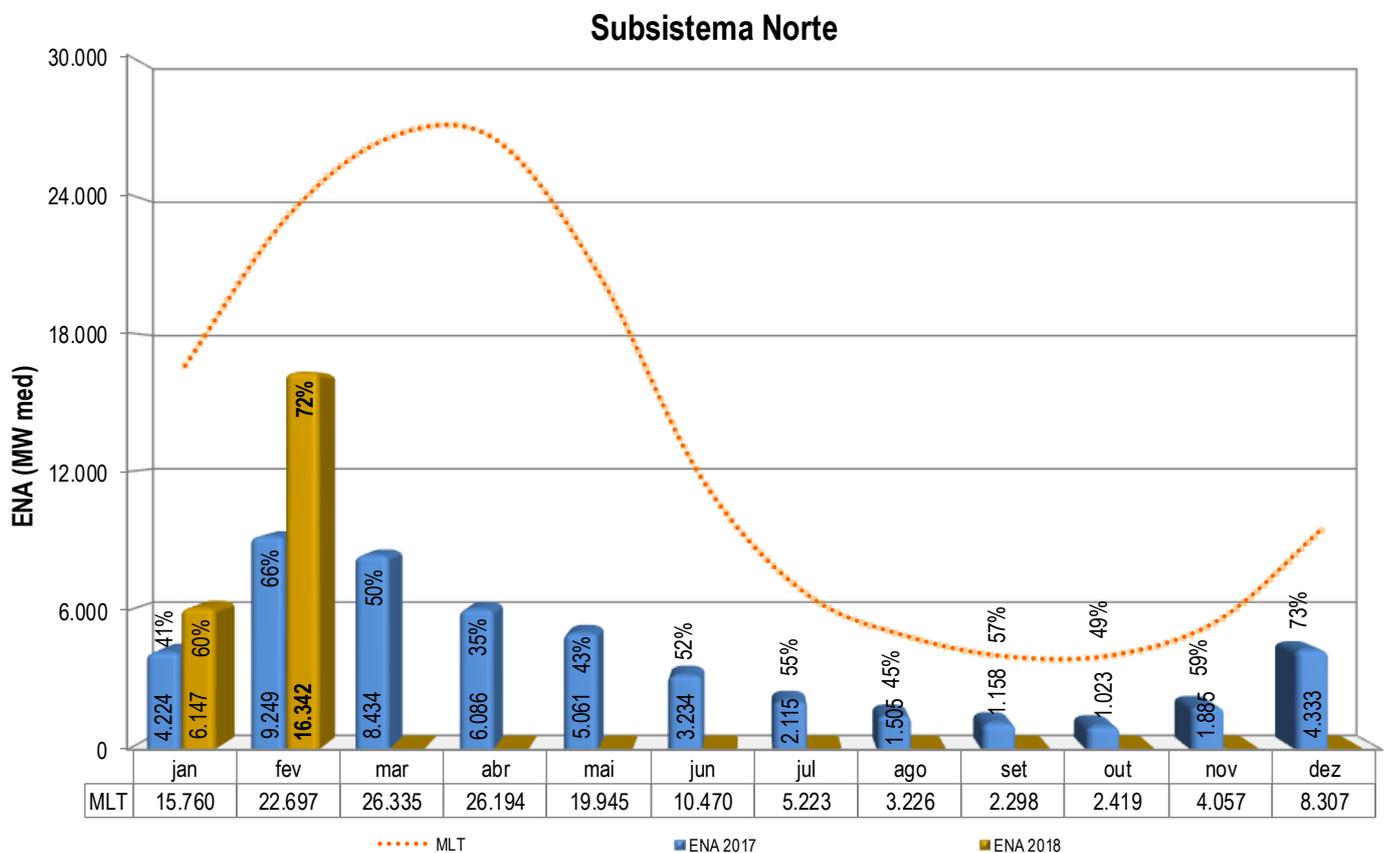


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.3. Energia Armazenada

No mês de fevereiro de 2018, a menos do subsistema Sul que reduziu de 81,9% para 73,5%, houve replecionamento dos outros reservatórios, consolidando o período chuvoso e a gradativa recuperação dos armazenamentos.

Tabela 2. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Janeiro (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Fevereiro (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	31,3	37,0	203.343	67,5
Sul	81,9	73,5	20.100	17,5
Nordeste	17,9	26,3	51.809	9,8
Norte	32,3	62,1	15.041	5,2
TOTAL			290.293	100,0

A política operativa do mês de fevereiro 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, em montante ligeiramente superior ao mês de janeiro de 2018, tendo em vista a relativa estabilidade hídrica das aflúncias 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. O nível de armazenamento ao final do mês de fevereiro de 2018 foi de 34,9% na UHE Três Marias e de 21,7% na UHE Sobradinho, o que indica nível de armazenamento melhor que no ano 2017.

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 fevereiro de 2018. De forma geral no mês houve boa recuperação dos reservatórios, com destaque para as UHEs Tucuruí (+47,25%), Itumbiara (+10,29%), e Capivara (+10,28%).

Tabela 3. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm ³)	Armazenamento no Final de Janeiro (%)	Armazenamento no Final de Fevereiro (%)	Evolução Mensal (%)
SERRADAMESA	TOCANTINS	43.250	10,23	14,08	3,85
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	50,83	98,08	47,25
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	13,84	21,71	7,87
FURNAS	GRANDE	17.217	21,06	26,12	5,06
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	26,05	34,86	8,81
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	14,32	16,51	2,19
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	78,65	88,18	9,53
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	29,95	40,24	10,29
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	17,78	20,7	2,92
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	86,73	97,01	10,28

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

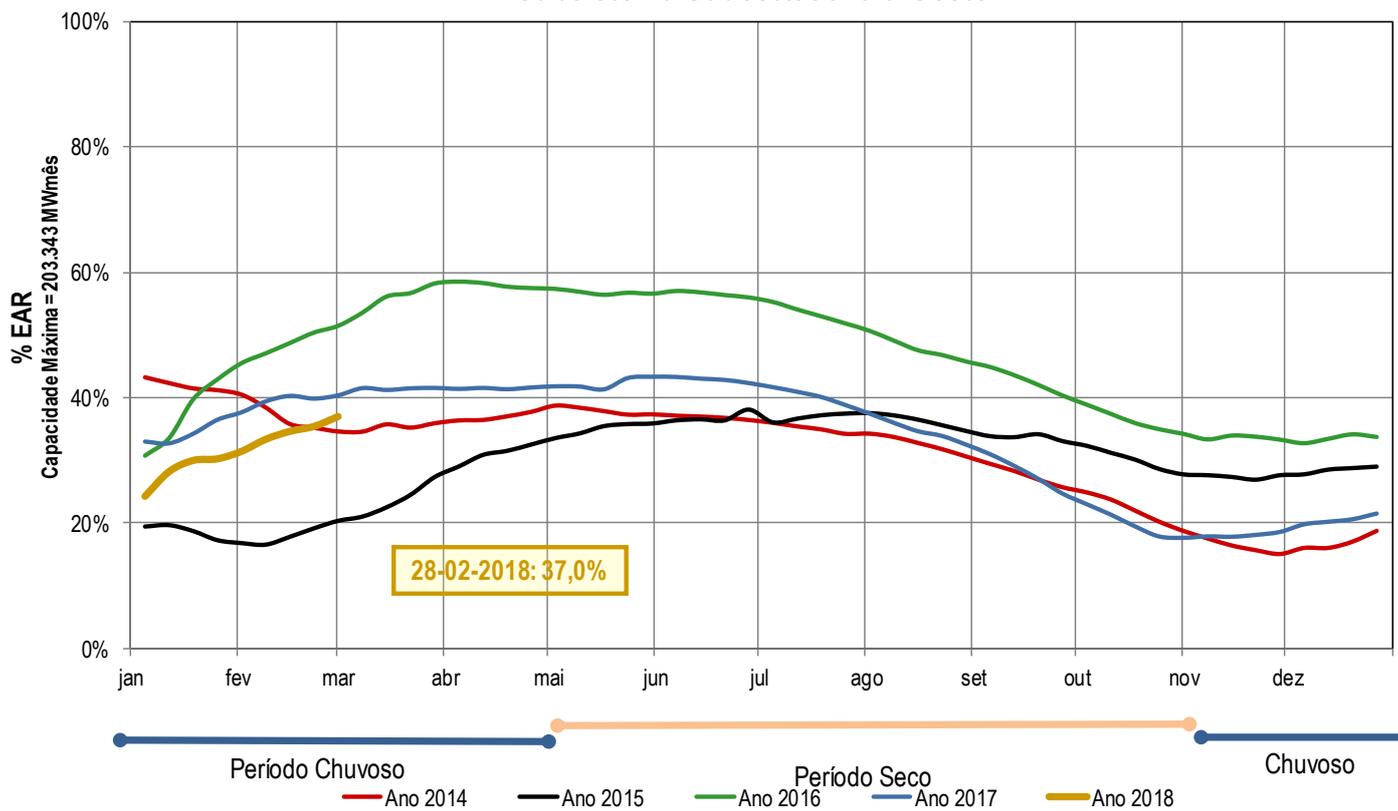


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

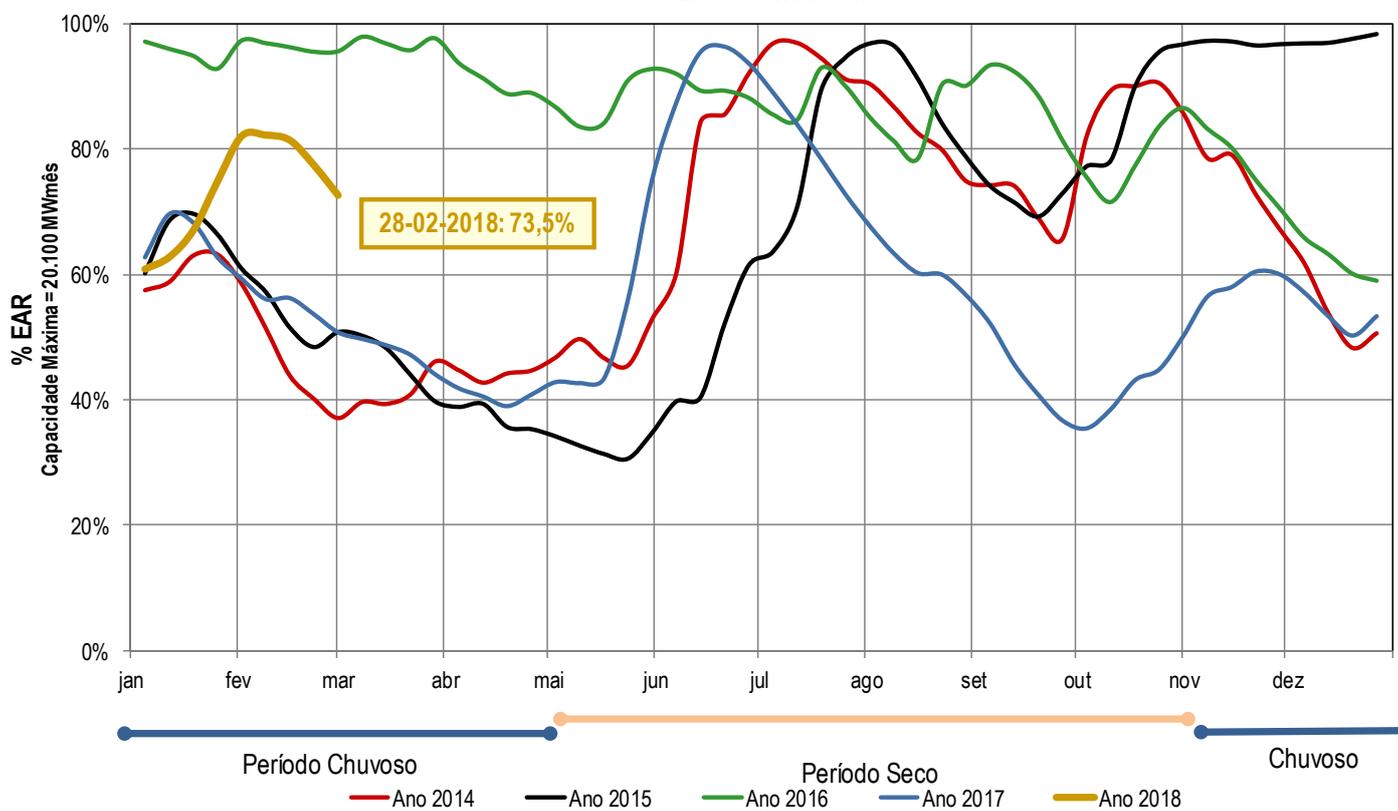


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

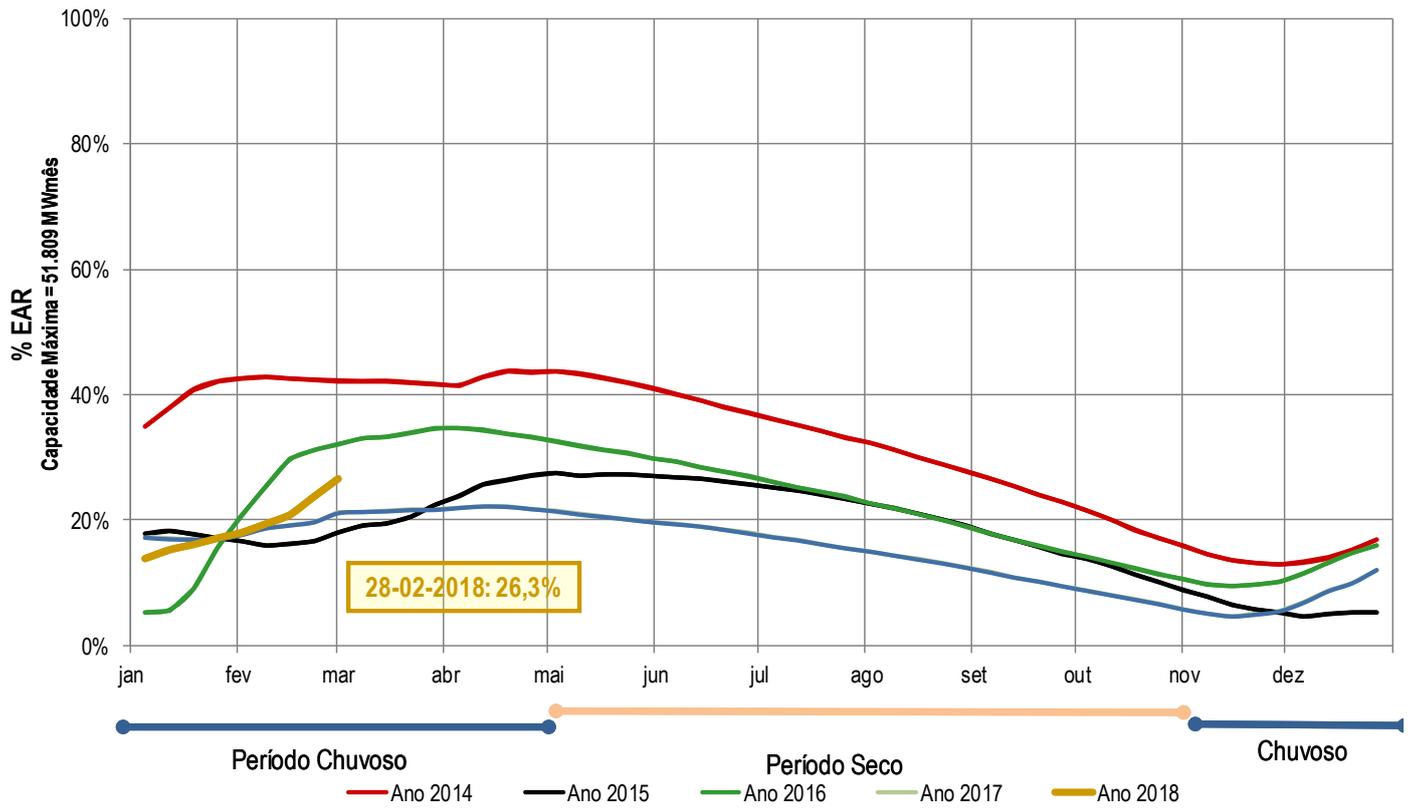


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte-Interligado

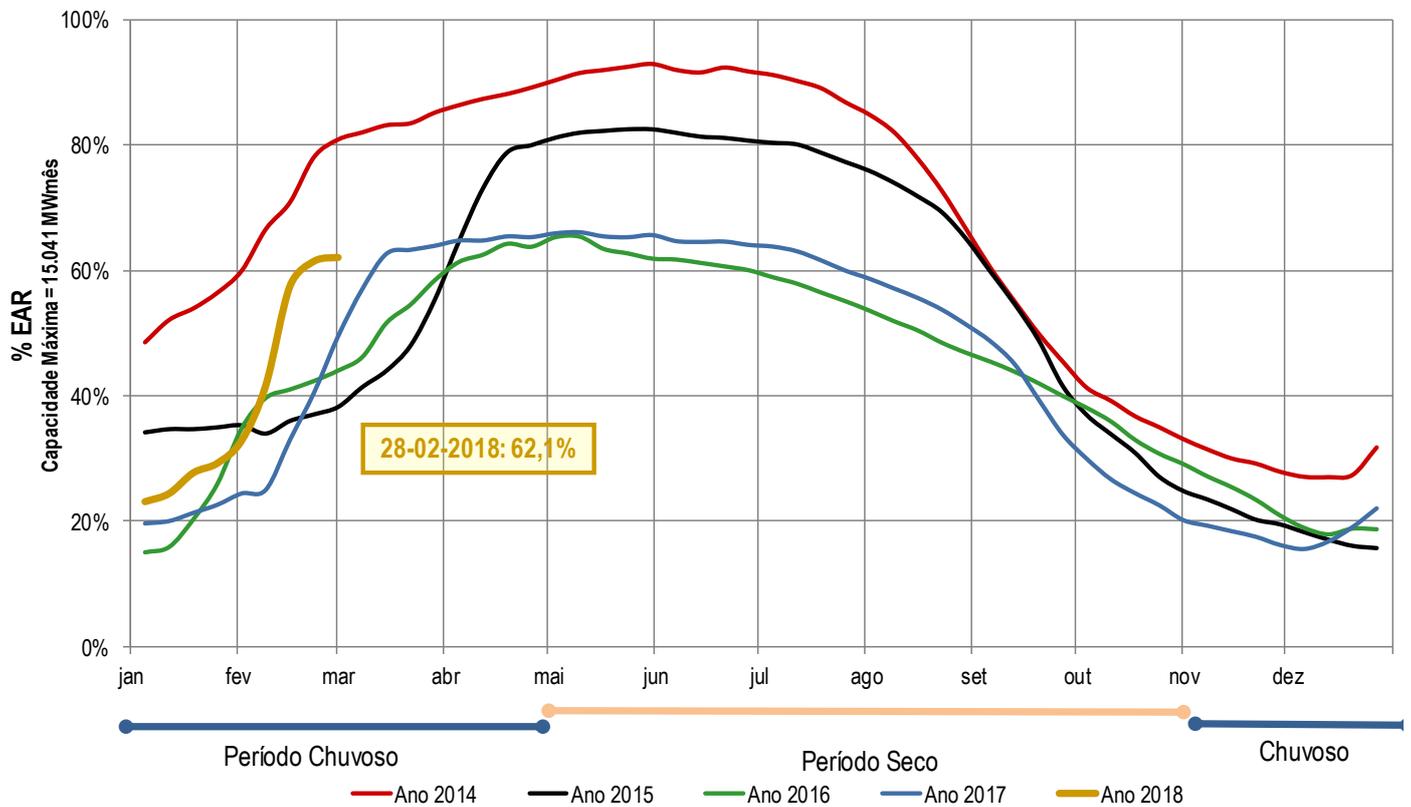


Figura 9. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em fevereiro de 2018, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, mas ampliando o montante para 4.507 MWmédios, valor superior a janeiro de 2018 (1.717 MWmédios), o que mostra a boa recuperação do reservatório equivalente da região e conseqüente aumento da disponibilidade energética.

O subsistema Nordeste manteve o perfil importador de energia no mês de fevereiro de 2018, com um total de 3.085 MWmédios, ante importação de 2.528 MWmédios verificados em janeiro. Este desempenho é ocasionado pela redução da geração eólica na região, devido à diminuição dos ventos, característica dessa época do ano.

O subsistema Sul ampliou levemente a importação de energia no mês de fevereiro de 2018, atingindo 1.756 MWmédios, ante importação de 1.559 MWmédios em janeiro de 2018. Isto reflete uma certa estabilidade das condições hidrológicas da região após o início do ano de 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 fevereiro de 2018 houve importação de apenas 4 MWmédios de energia do Uruguai (Rivera).



Fonte dos dados: ONS / Eletronorte



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em janeiro de 2018, o consumo de energia elétrica atingiu 51.062 GWh, considerando autoprodução e acréscimo das perdas, representando aumento de 0,1% em relação ao consumo de janeiro de 2017. Ressalta-se que a classe industrial teve aumento de 4,5% nesse período.

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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Jan/18 GWh	Evolução mensal (Jan/18/Dez/17)	Evolução anual (Jan/18/Jan/17)	Fev/16-Jan/17 (GWh)	Fev/17-Jan/18 (GWh)	Evolução
Residencial	11.852	4,1%	-0,2%	132.923	133.876	0,7%
Industrial	13.604	-2,7%	4,5%	164.333	167.438	1,9%
Comercial	7.627	0,0%	-1,9%	87.887	87.981	0,1%
Rural	2.450	8,8%	0,4%	27.500	27.914	1,5%
Demais classes *	3.968	-1,9%	-1,4%	48.317	48.070	-0,5%
Perdas e Diferenças **	11.561	9,3%	-2,8%	113.609	112.779	-0,7%
Total	51.062	2,4%	0,1%	574.569	578.058	0,6%

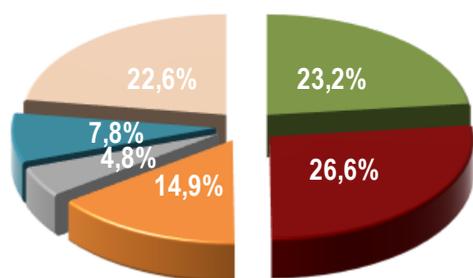
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

** As informações "Perdas e Diferenças" são obtidas considerando o cálculo do montante de carga verificada no SEB (SIN e Sistemas Isolados), abatido do consumo apurado mensalmente no país (consolidação EPE).

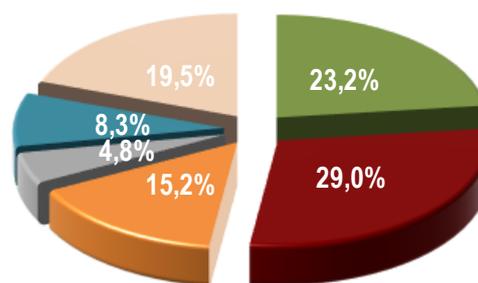
Dados contabilizados até janeiro de 2018.

Fonte dos dados: EPE/ONS

Consumo de Energia Elétrica em Janeiro/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 janeiro 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 janeiro de 2018 e totalizados, foram incluídos parcialmente os dados dos sistemas isolados, pois algumas distribuidoras 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		
	Jan/18 kWh/NU	Evolução mensal (Jan/18/Dez/17)	Evolução anual (Jan/18/Jan/17)	Fev/16-Jan/17 (kWh/NU)	Fev/17-Jan/18 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	167	4,1%	-2,3%	160	157	-1,4%
Consumo médio industrial	25.751	-2,5%	5,5%	25.674	26.412	2,9%
Consumo médio comercial	1.326	0,1%	-2,5%	1.281	1.274	-0,5%
Consumo médio rural	543	8,5%	-1,1%	516	516	-0,1%
Consumo médio demais classes*	5.105	-2,2%	-2,1%	5.213	5.154	-1,1%
Consumo médio total	479	0,6%	-1,0%	475	470	-1,0%

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

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

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Jan/17	Jan/18	
Residencial (NUCR)	69.382.674	70.853.991	2,1%
Industrial (NUCI)	533.404	528.280	-1,0%
Comercial (NUCC)	5.717.176	5.753.649	0,6%
Rural (NUCR)	4.441.534	4.510.649	1,6%
Demais classes*	772.314	777.243	0,6%
Total (NUCT)	80.847.102	82.423.812	2,0%

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

Fonte dos dados: EPE



4.2. Demandas Máximas

No mês de fevereiro de 2018 não houve recorde de demanda no SIN 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)	47.890 09/02/2018 - 15h10	16.831 09/02/2018 - 14h27	12.500 27/02/2018 - 14h27	6.224 08/02/2018 - 23h24	81.937 09/02/2018 - 15h10
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

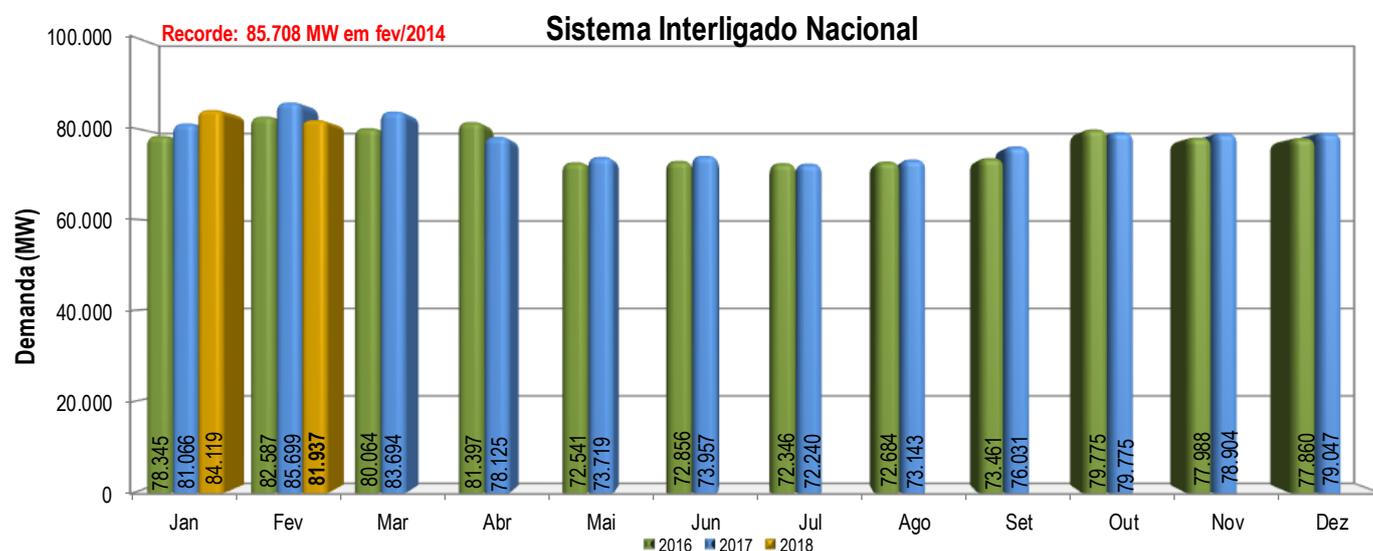


Figura 11. Demandas máximas mensais: SIN.

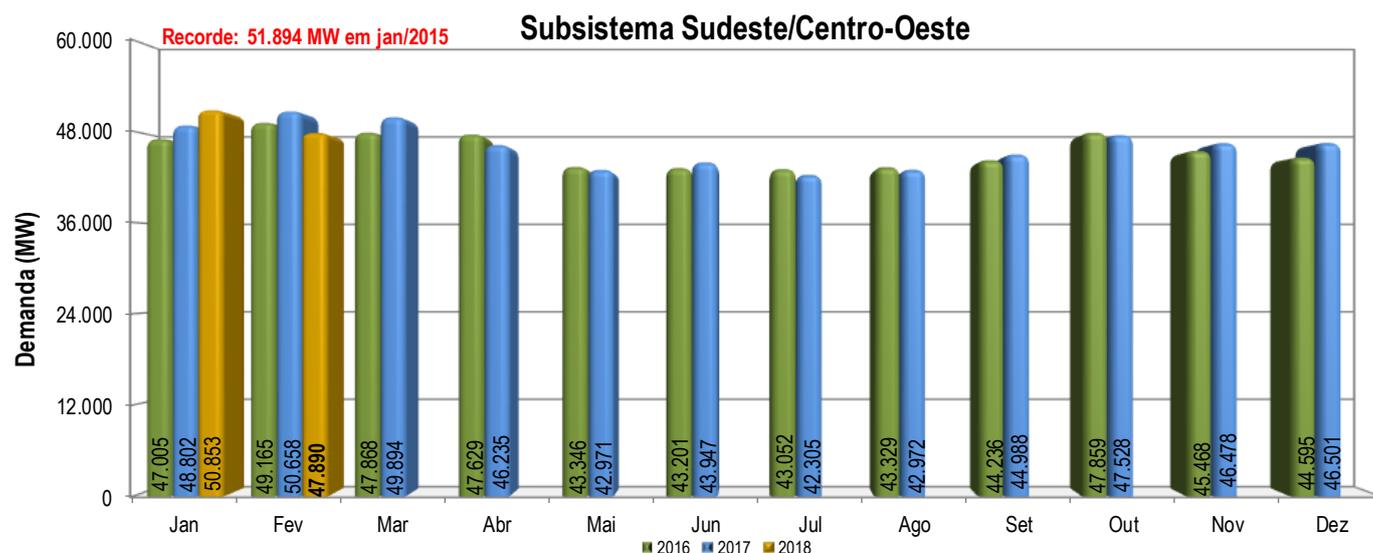


Figura 12. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

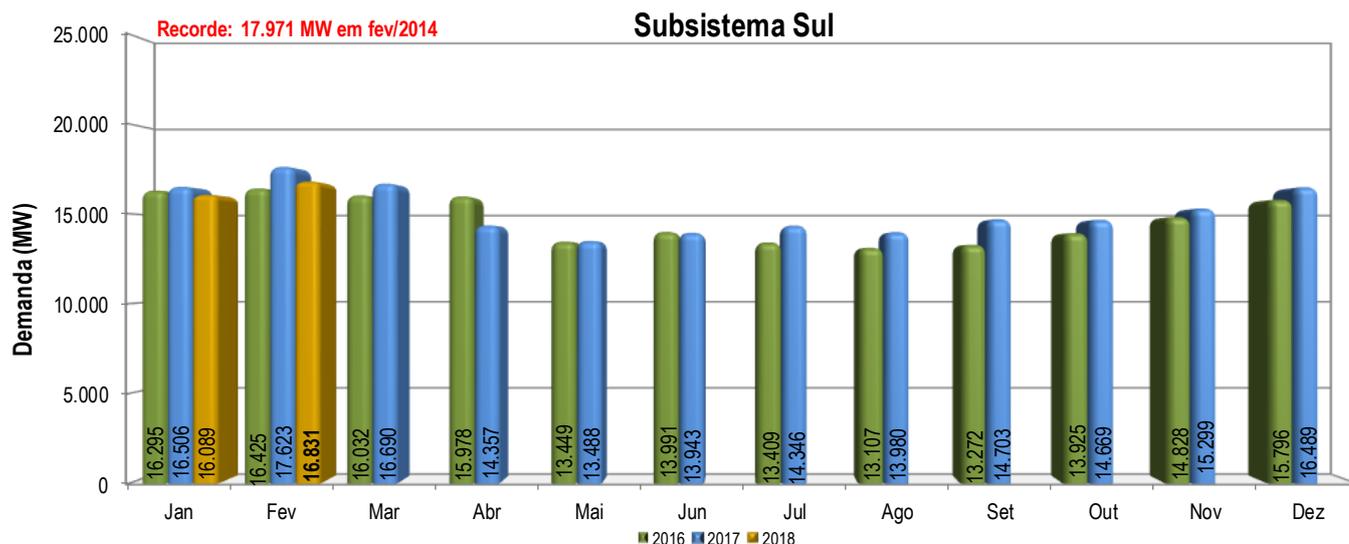


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

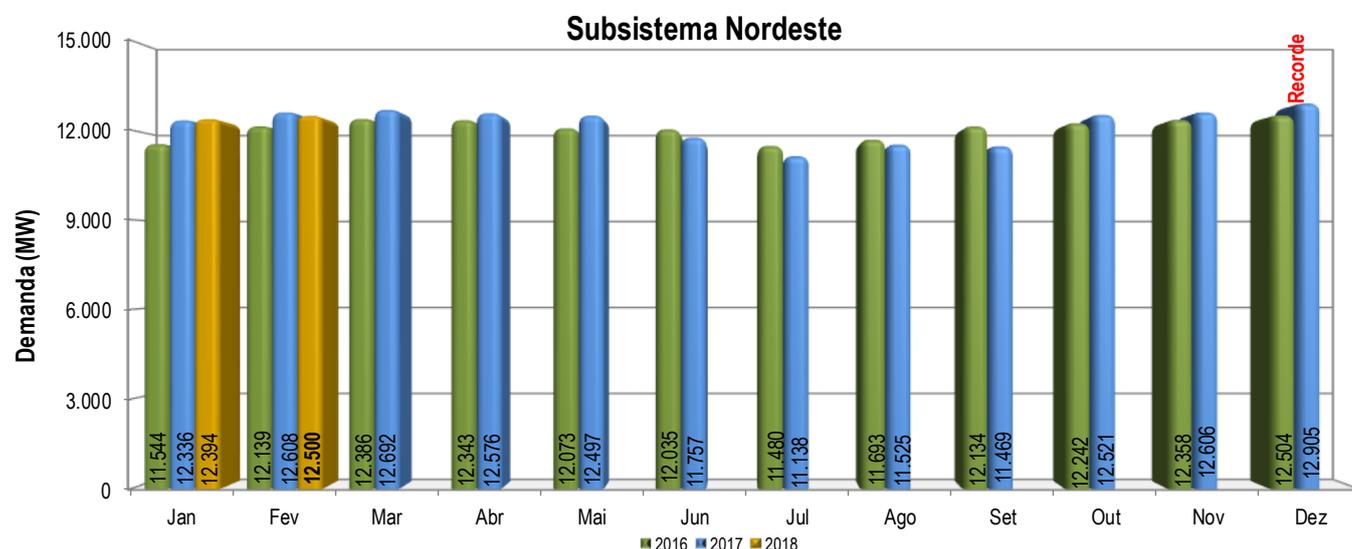


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

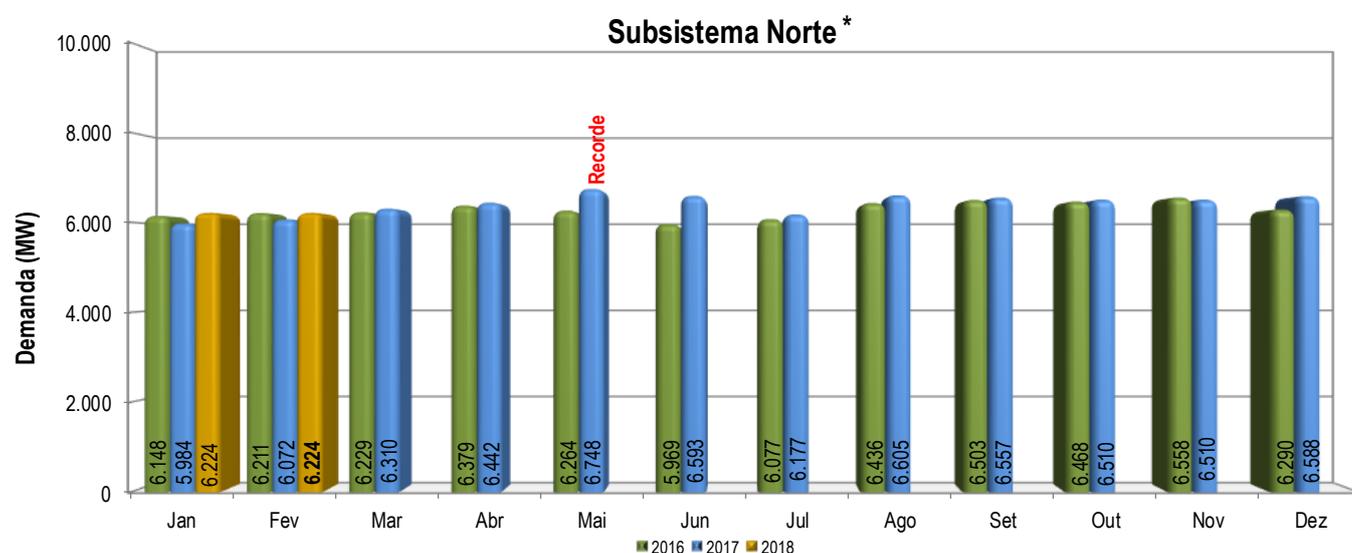


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

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 fevereiro de 2018 a capacidade instalada total* de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 158.682 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 6.640 MW, sendo 3.261 MW de geração de fonte hidráulica, 241 MW de fontes térmicas, 1.993 MW de fonte eólica e 1.145 MW de fonte solar. A geração distribuída fechou o mês de fevereiro de 2018 com 290 MW instalados em 23.768 unidades, representando 0,2% da matriz de geração de energia elétrica.

As fontes renováveis representaram 81,7% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira em fevereiro de 2018 (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar).

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

Fonte	Fev/2017	Fev/2018			Evolução da Capacidade Instalada Fev/2018 / Fev/2017
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	98.094	1.385	101.355	63,9%	3,3%
UHE	92.605	219	95.619	60,3%	3,3%
PCH + CGH **	5.481	1.122	5.692	3,6%	3,8%
CGH GD	7	44	43	0,03%	505%
Térmica	43.332	3.134	43.573	27,5%	0,6%
Gás Natural	13.009	166	12.805	8,07%	-1,57%
Biomassa	14.214	554	14.590	9,19%	2,6%
Petróleo	10.193	2.272	10.285	6,48%	0,9%
Carvão	3.613	26	3.727	2,35%	3,2%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,25%	0,0%
Outros ***	297	30	150	0,09%	-49,5%
Térmica GD	15	84	24	0,02%	62,0%
Eólica	10.527	564	12.520	7,9%	18,9%
Eólica (não GD)	10.516	510	12.510	7,88%	19,0%
Eólica GD	10	54	10	0,01%	1,3%
Solar	90	23.673	1.234	0,8%	1278,1%
Solar (não GD)	24	87	1.022	0,6%	4203%
Solar GD	66	23.586	212	0,1%	222%
Capacidade Total sem GD	151.943	4.988	158.392	99,8%	4,2%
Geração Distribuída - GD	98	23.768	290	0,2%	195%
Capacidade Total - Brasil	152.041	28.756	158.682	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 – 06/03/2018)



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

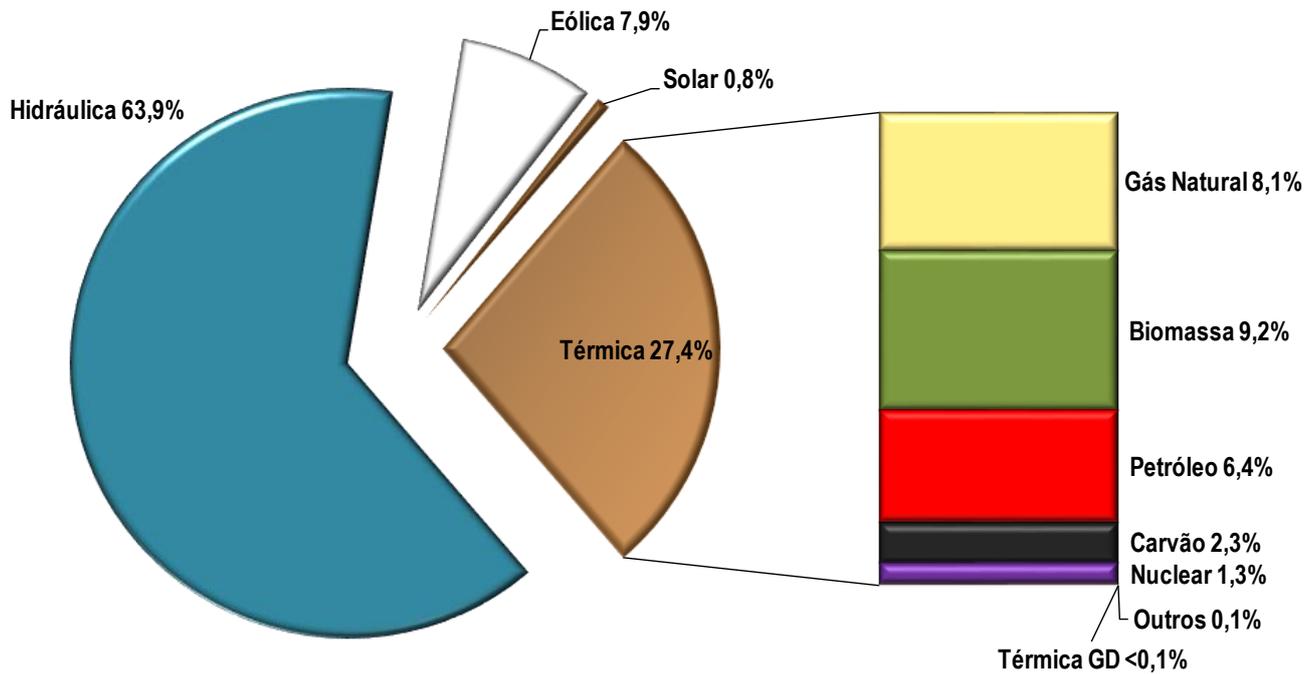


Figura 16. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO *

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

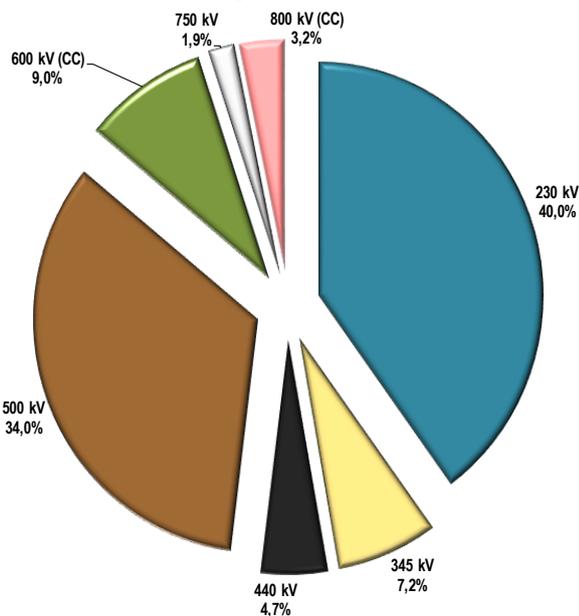


Tabela 9. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	57.057	40,0%
345 kV	10.319	7,2%
440 kV	6.748	4,7%
500 kV	48.478	34,0%
600 kV (CC)	12.816	9,0%
750 kV	2.683	1,9%
800 kV (CC)	4.600	3,2%
Total SEB	142.701	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 fevereiro de 2018 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 745,17 MW de geração:

- UEE Casa Nova III - UGs: 1 a 12, total de 28,2 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031524-9.01;
- UEE União Dos Ventos 12 - UGs: 11 a 12 e 2 e 1 e 5 a 6 e 9 a 10 e 7 a 8, total de 25,2 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031645-8.01;
- UEE União Dos Ventos 13 - UGs: 5 e 9 e 2 a 3, total de 8,4 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031697-0.01;
- UEE União Dos Ventos 14 - UG: 2, de 2,1 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031643-1.01;
- UHE Belo Monte - UGs: Belo Monte 08, total de 611,11 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.030354-2.01;
- PCH Verde 4A - UG: 1, de 14 MW, no Mato Grosso do Sul. CEG: PCH.PH.MS.029261-3.01;
- UFV Assuruá - UGs: 1 a 4 e 6 a 7, total de 26,16 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.034120-7.01;
- UFV Guaimbe 2 - UGs: 1 a 22, total de 30 MW, em São Paulo. CEG: UFV.RS.SP.032327-6.01.

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

Fonte	Realizado em Fev/2018 (MW)	Acumulado em 2018 (MW)
Eólica	63,900	123,300
Eólica (não GD)	63,900	123,300
Eólica GD	0,000	0,000
Hidráulica	625,110	809,110
CGH GD	0,000	0,000
PCH + CGH	14,000	23,000
UHE	611,110	786,110
Solar	56,160	56,160
Solar (não GD)	56,160	56,160
Solar GD	0,000	0,000
Térmica	0,000	8,250
Biomassa	0,000	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	745,170	996,820

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 11. Previsão da expansão da geração (MW).

Fonte	Previsão ACR 2018 (MW)	Previsão ACR 2019 (MW)	Previsão ACR 2020 (MW)
Eólica	1.602,250	498,400	302,100
Eólica (não GD)	1.602,250	498,400	302,100
Eólica GD	0,000	0,000	0,000
Hidráulica	2.258,710	5.350,390	265,300
CGH GD	0,000	0,000	0,000
PCH + CGH	122,380	120,550	265,300
UHE	2.136,330	5.229,840	0,000
Solar	769,720	382,000	0,000
Solar (não GD)	769,720	382,000	0,000
Solar GD	0,000	0,000	0,000
Térmica	8,000	746,200	1.598,660
Biomassa	8,000	0,000	50,000
Carvão	0,000	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	746,200	1.548,660
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	4.638,680	6.976,990	2.166,060

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 fevereiro de 2018 houve expansão de 1.125 km, referente às seguintes linhas de transmissão – LT no SIN:

- LT 500 kV Estreito / Fernão Dias C1 e C2, com 328 km de extensão cada, da CANTAREIRA, em Minas Gerais e São Paulo;
- LT 500 kV Luziânia / Brasília Leste C1 e C2, com 67 km de extensão cada, da VSBTE, no Distrito Federal;
- LT 230 kV Eliseu Martins / Bom Jesus II, com 142 km de extensão, da SPTE, no Piauí;
- LT 230 kV Bom Jesus II / Gilbués II, com 153 km de extensão, da SPTE, no Piauí;
- LT 230 kV Foz do Chapecó / Pinhalzinho C1, com 40 km de extensão, da FOTE, no Rio Grande do Sul e Santa Catarina.



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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Fev/18 (km)	Acumulado em 2018 (km)
230	335,0	335,0
345	0,0	0,0
440	0,0	0,0
500	790,0	790,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	0,0
TOTAL	1.125,0	1.125,0

* 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 fevereiro de 2018 foram incorporados dez novos transformadores ao SIN, totalizando 1.929 MVA:

- TR3 500/230 kV – 672 MVA, na SE Santo Ângelo (ELETROSUL), no Rio Grande do Sul;
- TR1 500/138 kV – 540 MVA, na SE Brasília Leste (VSBTE), no Distrito Federal;
- TR1, TR2 e TR3 de 230/138 kV – 150 MVA cada, na SE Pinhalzinho (FOTE), em Santa Catarina;
- TR2 230/69 kV – 67 MVA, na SE Bom Nome (CHESF), em Pernambuco;
- TR1 e TR2 de 230/69 kV – 50 MVA cada, na SE Bom Jesus II (SPTE), no Piauí;
- TR2 e TR3 de 230/69 kV – 50 MVA cada, na SE Gilbués II (SPTE), no Piauí.

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

	Realizado em Fev/18 (MVA)	Acumulado em 2018 (MVA)
TOTAL	1.929,0	3.321,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

No mês de fevereiro de 2018 foi incorporado ao SIN um equipamento de compensação de potência reativa:

- Banco de Capacitor (230 kV – 15 Mvar) na SE Picos (CHESF), no Piauí.

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

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS



7.5. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

Tabela 14. 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	1.913,3	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	2.645,2	9.065,0	2.212,1

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
TOTAL	7.030,0	29.030,0	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 janeiro de 2018, estima-se que a geração hidráulica correspondeu a 78,4% do total gerado no país, valor 6,4 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 5,5%, devido ao aumento das afluições com consequente maior geração hidráulica.



Matriz de Produção de Energia Elétrica - Janeiro/2018

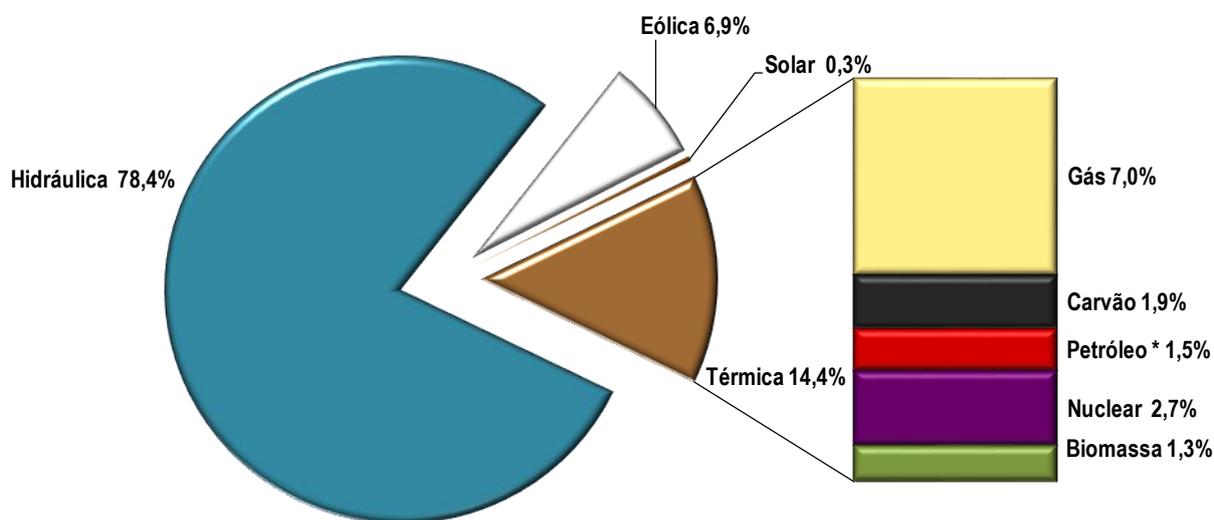


Figura 18. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

* 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 janeiro 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		
	Jan/18 (GWh)	Evolução mensal (Jan/18 / Dez/17)	Evolução anual (Jan/18 / Jan/17)	Fev/16-Jan/17 (GWh)	Fev/17-Jan/18 (GWh)	Evolução
Hidráulica	37.803	11,4%	-2,9%	404.979	384.741	-5,0%
Térmica	6.669	-25,3%	7,4%	101.214	113.709	12,3%
Gás	3.371	-25,2%	12,7%	40.843	49.879	22,1%
Carvão	911	-28,8%	17,2%	13.379	13.340	-0,3%
Petróleo *	490	-5,7%	-25,9%	8.781	10.438	18,9%
Nuclear	1.283	3,6%	-3,0%	14.547	14.435	-0,8%
Biomassa	614	-55,5%	35,0%	23.665	25.617	8,3%
Eólica	3.343	-8,1%	17,2%	33.877	41.451	22,4%
Solar	163	-21,6%	6388,6%	29	1.259	4237,7%
TOTAL	47.978	2,8%	-0,05%	540.099	541.160	0,2%

* 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 janeiro 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		
	Jan/18 (GWh)	Evolução mensal (Jan/18 / Dez/17)	Evolução anual (Jan/18 / Jan/17)	Fev/16-Jan/17 (GWh)	Fev/17-Jan/18 (GWh)	Evolução
Gás	4,31	0,0%	3,3%	50,37	53,58	6,4%
Petróleo *	239,17	0,01%	10,4%	2.627,44	2.767,41	5,3%
Biomassa	2,65	0,0%	-	-	31,15	-
TOTAL	246	0,01%	11,4%	2.678	2.852	6,5%

Para os meses de junho/2017 a janeiro/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 janeiro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE

8.4. Geração Eólica *

No mês de janeiro de 2018, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste aumentou 1,0 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 40,4%, com total de 4.033,6 MW médios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 0,1 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 janeiro de 2018 diminuiu 1,2 p.p. em relação ao mês anterior, e atingiu 37,5%, com total de geração verificada no mês de 770,2 MW médios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 4,1 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 34,8%.

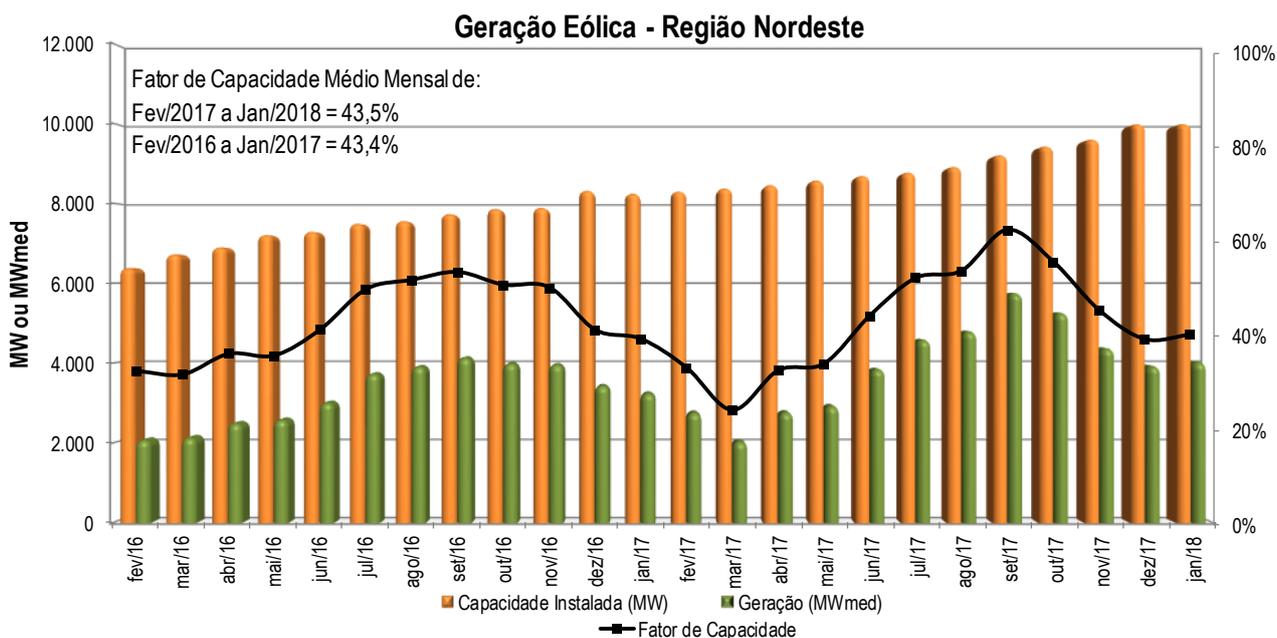


Figura 19. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

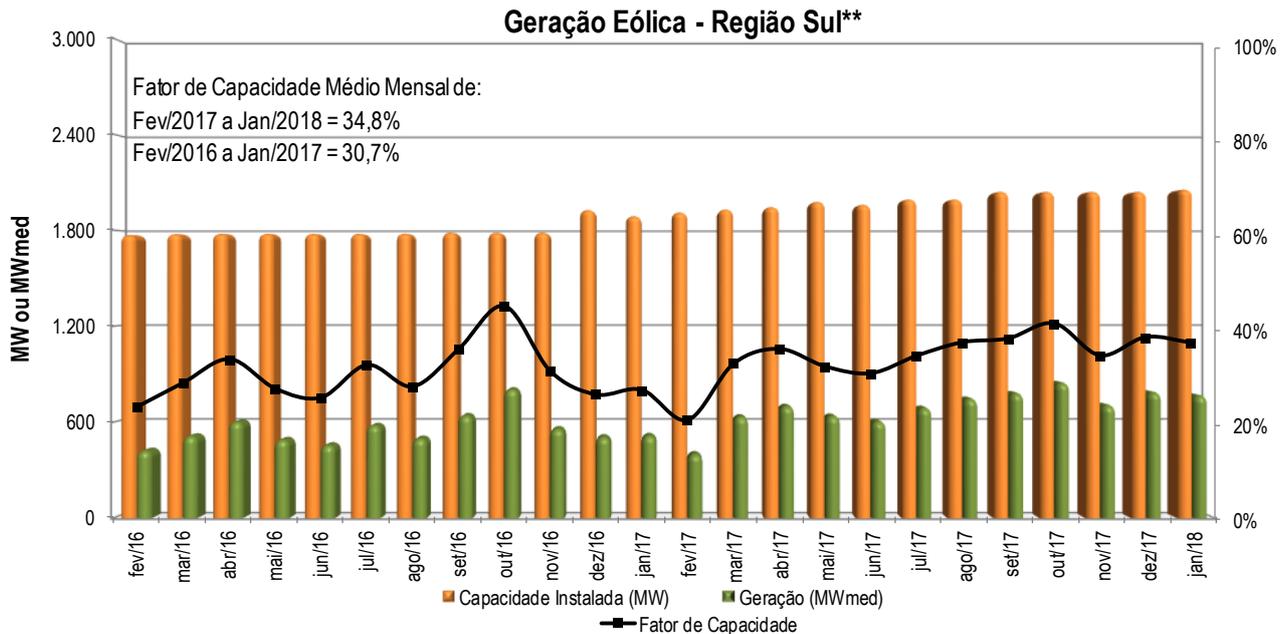


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

* 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 janeiro 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\$ 201,22 / MWh na região Nordeste. O aumento das aflúências 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 no mês de fevereiro de 2018.

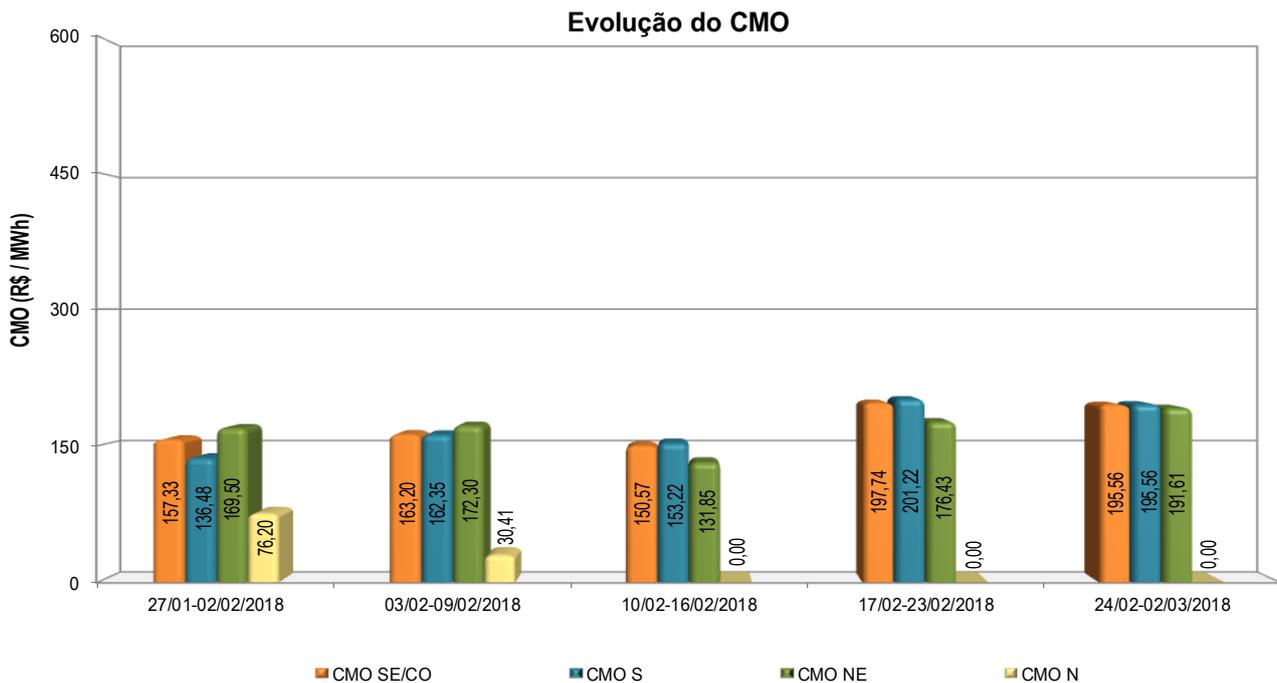


Figura 21. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS



10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em janeiro de 2018 foi de R\$ 218,7 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 125,4 milhões). Nesse mês de janeiro de 2018 foi incluído novo encargo chamado Encargo por Deslocamento da Geração Hidráulica, que está relacionado ao ressarcimento fornecido às usinas hidrelétricas devido à redução da geração motivada pelo acionamento de térmicas fora da ordem de mérito de custo ou pela importação de energia elétrica. Esse encargo subdivide-se de acordo com a natureza do deslocamento hidráulico observado, podendo ser por razão elétrica ou razão energética. O encargo por deslocamento hidráulico elétrico possui o objetivo de ressarcir os custos incidentes às hidrelétricas devido ao acionamento de térmicas em virtude de restrições elétricas. Já o encargo por deslocamento hidráulico energético visa ressarcir os custos absorvidos pelas hidrelétricas em virtude da redução de geração provocada pelo acionamento de térmicas por motivo de segurança e à importação de energia sem lastro associado. Tais encargos são custeados por todos os consumidores do sistema e dos submercados afetados, ficando a cargo do ONS a definição de restrições elegíveis ao ressarcimento.

O total de encargos pagos no mês é composto por R\$ 90,2 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 54,6 milhões referentes ao encargo Serviços Ancilares, que está relacionado à remuneração pela prestação de serviços ao sistema como fornecimento de energia reativa por unidades geradoras solicitadas a operar como compensador síncrono, Controle Automático de Geração – CAG, autorrestabelecimento (*black-start*) e Sistemas Especiais de Proteção – SEP; R\$ 4,5 milhões referentes ao Encargo por Deslocamento Hidráulico; e por R\$ 69,4 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.

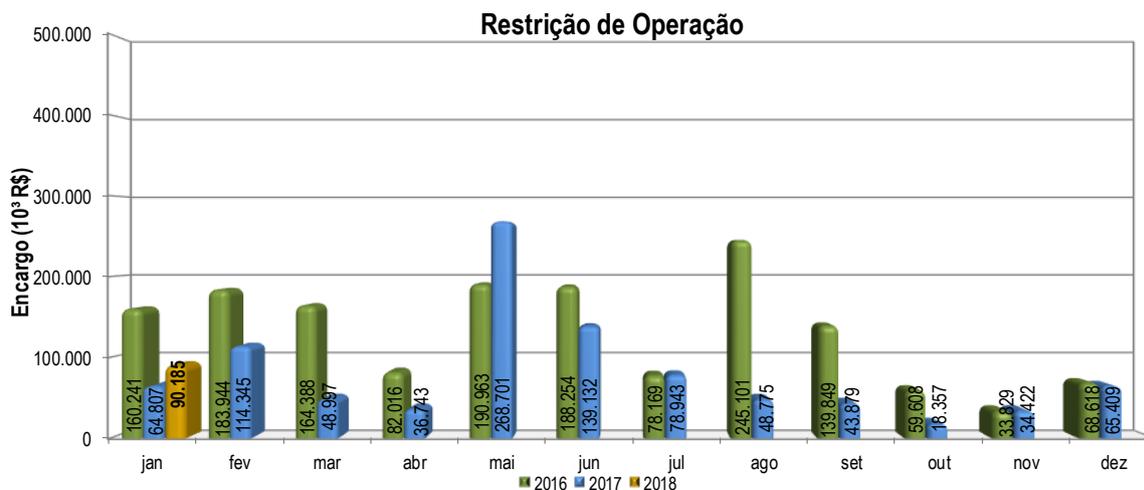


Figura 22. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

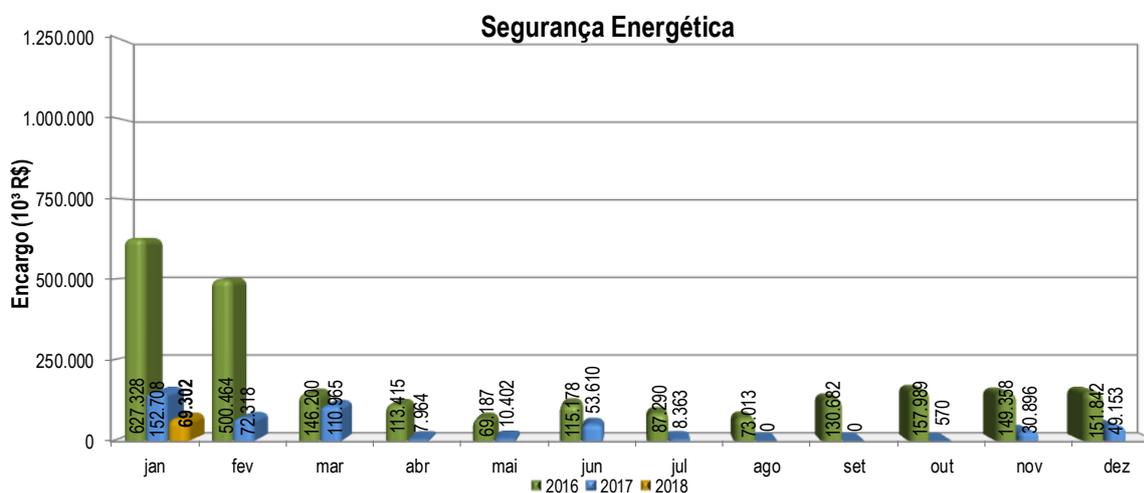


Figura 23. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

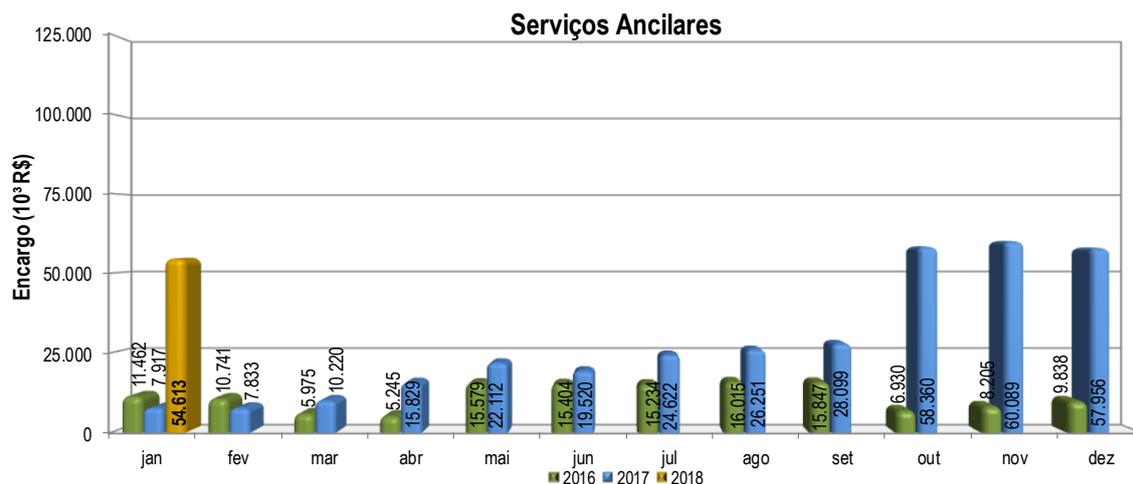


Figura 24. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até janeiro de 2018.

Fonte dos dados: CCEE



Figura 25. Encargos Setoriais: Deslocamento Hidráulico.

11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de fevereiro 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 17 de fevereiro, às 14h26min:** Desligamento de linhas de 500 kV associadas à UHE Tucuruí, isolando a região Norte do SIN. Às 14h21min o Bipolo ± 800 kV Xingu – Estreito havia desligado automaticamente por falha no sistema de refrigeração e a LT 500 kV Tucuruí - Marabá C3 desligou por atuação indevida da proteção. Houve interrupção de de **227 MW** de cargas, sendo 45 MW da CEA, no Amapá, 48 MW da Amazonas Distribuidora, no Amazonas, e 134 MW da Celpe, no Pará. Causa: Isolamento dos Estados do Amazonas, Amapá e parte do Pará do restante do SIN após desligamento por sobrecarga do reator interligador de barras de 500 kV da UHE Tucuruí e também da LT 500 kV Tucuruí – Vila do Conde C2, por oscilação de potência, após desligamento do Bipolo Xingu – Estreito e da LT 500 kV Tucuruí - Marabá.

No mês houve dois desligamentos com interrupção total das cargas de Roraima, sendo o primeiro às 14h48min do dia 1º de fevereiro, provocado por desligamento da LT 400 kV Macágua – Las Claritas (Corpoelec), por causa não informada, e o segundo às 15h53min, com desligamento do setor de 69 kV da SE Boa Vista e de todas as cargas já recompostas anteriormente, durante manobras de recomposição da transformação 230/69 kV.



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-Fev	2017 Jan-Fev
SIN**	2.655	0											2.655	0
S	0	0											0	0
SE/CO	0	432											432	974
NE	0	162											162	968
N-Int	0	227											227	1.410
Isolados	323	295											618	760
TOTAL	2.978	1.116	0	4.094	4.112									

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-Fev	2017 Jan-Fev
SIN**	1	0											1	0
S	0	0											0	0
SE/CO	0	2											2	3
NE	0	1											1	5
N-Int	0	1											1	3
Isolados	2	2											4	6
TOTAL	3	6	0	9	17									

* 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

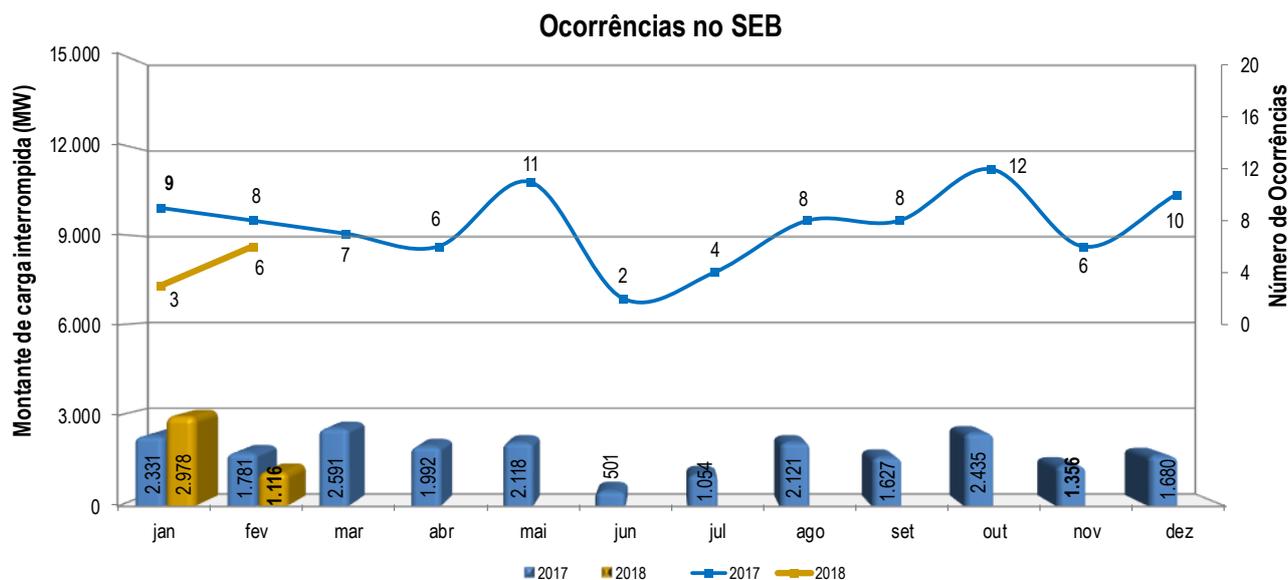


Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte



11.2. Indicadores de Continuidade *

Tabela 20. 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 21. 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.

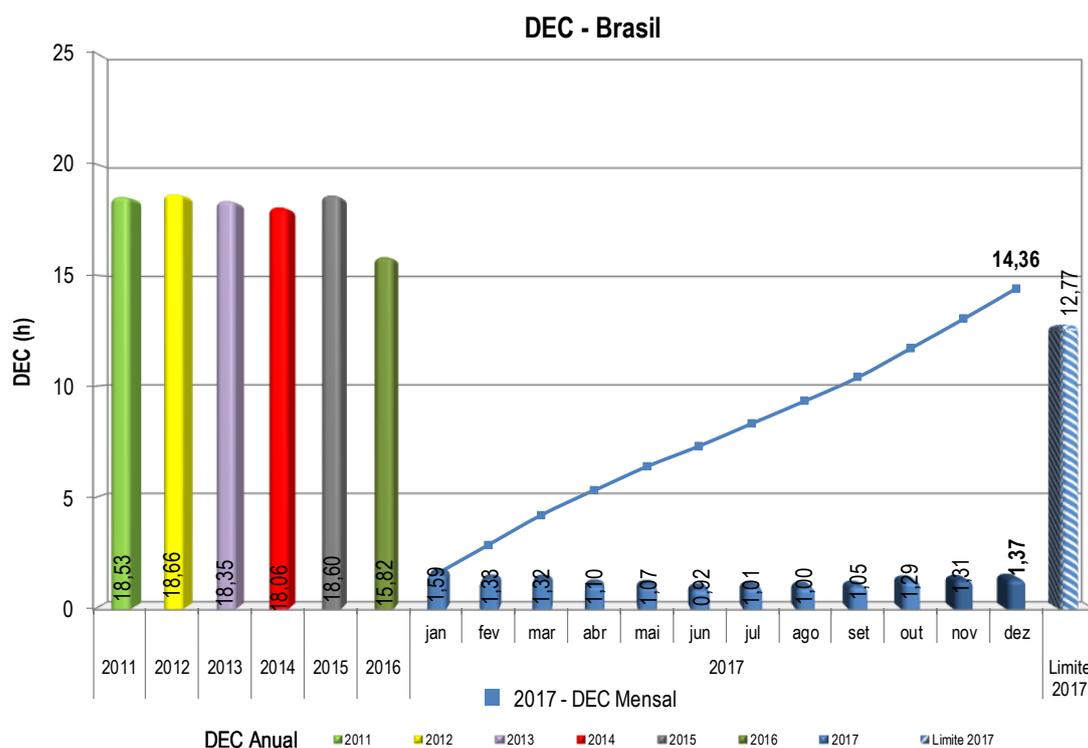


Figura 27. DEC do Brasil.

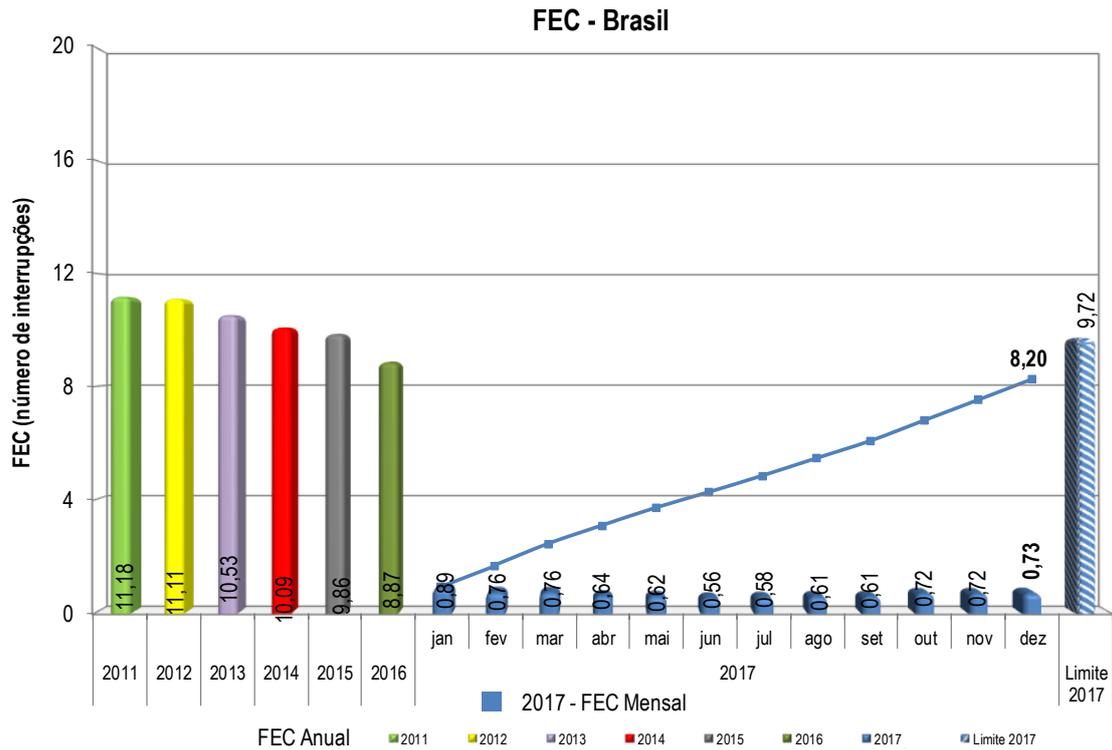


Figura 28. FEC do Brasil.

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-reativo
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