



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro Dezembro / 2017





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Dezembro / 2017

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Fernando Coelho Filho

Secretário-Executivo

Paulo Pedrosa

Secretário de Energia Elétrica

Fábio Lopes Alves

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico

Domingos Romeu Andreatta

Equipe Técnica

Guilherme Silva de Godoi (Coordenação)

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	17
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.....	19
8.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	19
8.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	20
8.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	20
8.4. Geração Eólica	21
9. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	22
10. ENCARGOS SETORIAIS	22
11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	24
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 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 10. Principais intercâmbios de energia (MW médios).....	8
Figura 11. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	9
Figura 12. Demandas máximas mensais: SIN.....	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	11
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	12
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	12
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.....	12
Figura 17. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.....	14
Figura 18. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.....	14
Figura 19. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.....	19
Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.....	21
Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	21
Figura 22. Evolução do CMO verificado no mês.....	22
Figura 23. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.....	23
Figura 24. Encargos Setoriais: Segurança Energética.....	23
Figura 25. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	23
Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	25
Figura 27. DEC do Brasil.....	26
Figura 28. FEC do Brasil.....	26



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.	16
Tabela 10. Previsão da expansão da geração (MW).	16
Tabela 11. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	17
Tabela 12. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	17
Tabela 13. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	18
Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	18
Tabela 15. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	20
Tabela 16. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	20
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	24
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.	24
Tabela 19. Evolução do DEC em 2017.	25
Tabela 20. 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 dezembro de 2017 foram:

CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS: foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 94% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 86% MLT no Sul, 55% MLT no Nordeste e 74% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 92% MLT, 82% MLT, 54% MLT e 73% MLT, respectivamente.

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

Sudeste/Centro-Oeste: 3,9%

Sul: -3,0%

Nordeste: 7,4%

Norte: 7,2%

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Dezembro (% EAR)
Sudeste/Centro-Oeste	22,6
Sul	57,0
Nordeste	12,9
Norte	23,3

MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA: em novembro de 2017, o consumo de energia elétrica atingiu 47.747 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, representando aumento de 1,4% em relação ao consumo de novembro de 2016. Ressalta-se que a classe industrial teve aumento de 3,0% nesse período.

Demandas Máximas: em dezembro de 2017 houve recorde de demanda no subsistema Nordeste, atingindo 12.905 MW no dia 5 de dezembro de 2017 às 15h21. O recorde anterior nesse subsistema era de 12.692 MW, no dia 21 de março de 2017 às 14h40. Nos demais subsistemas e no SIN não houve recordes.

CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: em dezembro de 2017 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 157.580 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. No mês, entraram em operação comercial 1.178,5 MW de usinas de geração, o que totalizou uma expansão anual de 7.393,5 MW. A geração distribuída fechou o ano 2017 com 210 MW instalados em 19.413 unidades, já representando 0,1% da matriz de geração de energia elétrica brasileira.

LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: em dezembro de 2017 houve expansão de 4.778,9 km, totalizando expansão anual de 6.621,8 km, com tensão maior ou igual a 230 kV. Assim, o total de linhas de transmissão em operação no Brasil atingiu 141.576 km.

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: em novembro de 2017, a geração hidráulica correspondeu a 64,9% do total gerado no país, valor 3,9 p.p. superior ao verificado no mês anterior.

ENCARGOS SETORIAIS: o Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em novembro de 2017 foi de R\$ 125,4 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 77,3 milhões).

Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro: em dezembro de 2017 foram verificadas dez ocorrências no sistema elétrico brasileiro, totalizando 1.680 MW de corte de carga. Em 2017, tanto o número de ocorrências quanto o montante de cargas interrompida foram inferiores aos verificados no ano de 2016, com destaque para a redução no número de ocorrências nos subsistemas Sul e Sudeste / Centro – Oeste. Em 2017, não houve desligamento envolvendo dois ou mais subsistemas do SIN.

CMSE: no dia 6 de dezembro de 2017 foi realizada a 193ª reunião (ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, o Operador Nacional do Sistema Nacional Elétrico – ONS apresentou uma avaliação do suprimento de energia ao sistema Manaus e, de modo a manter a confiabilidade e a segurança do atendimento, foi deliberado pela permanência em operação das usinas térmicas alugadas instaladas na região. Também foi apresentada pela Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME proposta a realização de leilão de novas fontes de geração para atendimento a Boa Vista/RR, com o objetivo de substituir os atuais contratos de geração emergencial, prover autonomia energética da região em relação à Venezuela e garantir a segurança no atendimento a Roraima até a efetiva interligação ao Sistema Interligado Nacional - SIN. 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 dezembro de 2017, exceto quando indicado.

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



2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

No mês de dezembro de 2017, nas duas primeiras semanas ocorreram valores elevados de precipitação nas bacias dos rios Grande, Paranaíba, São Francisco e Tocantins. Na segunda quinzena ocorreram totais elevados de precipitação nas bacias dos rios Iguaçu, Paranapanema e no trecho incremental à UHE Itaipu. O fenômeno de "La Niña" está em curso e em momento de maior atuação, embora apresentando intensidade fraca. Os modelos preveem um lento enfraquecimento do fenômeno nos primeiros meses do ano 2018.

A primeira quinzena foi marcada pela configuração e persistência de uma Zona de Convergência do Atlântico Sul - ZCAS que favoreceu a ocorrência de precipitações constantes e, por vezes intensas, na faixa entre o sul da Região Norte e o litoral da Bahia e Espírito Santo, principalmente. A atividade frontal esteve reduzida durante o mês de dezembro com apenas três frentes frias com deslocamento litorâneo, sendo duas confinadas a Região Sul. No centro-sul do Brasil, o mês foi caracterizado por ocorrência de pancadas de chuva com forte intensidade e, em algumas situações, acompanhadas de amplas descargas elétricas e queda de granizo, resultando em anomalias positivas de precipitação na maior parte desta área. Por sua vez, no Rio Grande do Sul, houve anomalias negativas de precipitação.

Em relação às temperaturas, na maior parte do Brasil as temperaturas mínimas ficaram próximas ou acima da média histórica. As temperaturas máximas ficaram abaixo da média em pontos do Centro-Oeste, de Minas Gerais, Espírito Santo e no Paraná. Destaca-se que em grande parte do Nordeste foram observadas anomalias positivas de temperatura máxima, especialmente entre Pernambuco e a Paraíba.

Foram verificadas as seguintes Energias Naturais Afluentes Brutas: 94% MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 86% MLT no Sul, 55% MLT no Nordeste e 74% MLT no Norte, das quais foram armazenáveis 92% MLT, 82% MLT, 54% MLT e 73% MLT, respectivamente.

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

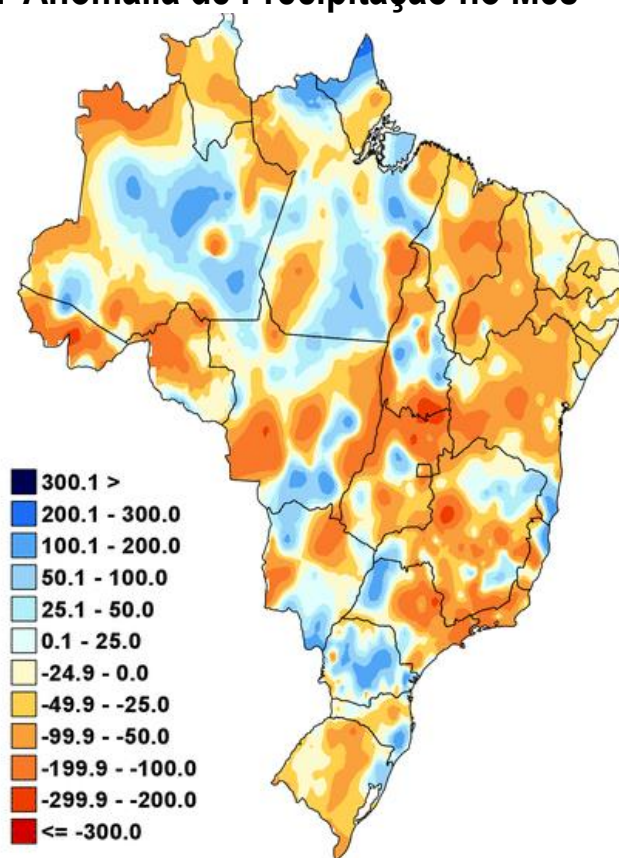


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de dezembro de 2017 – Brasil.



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

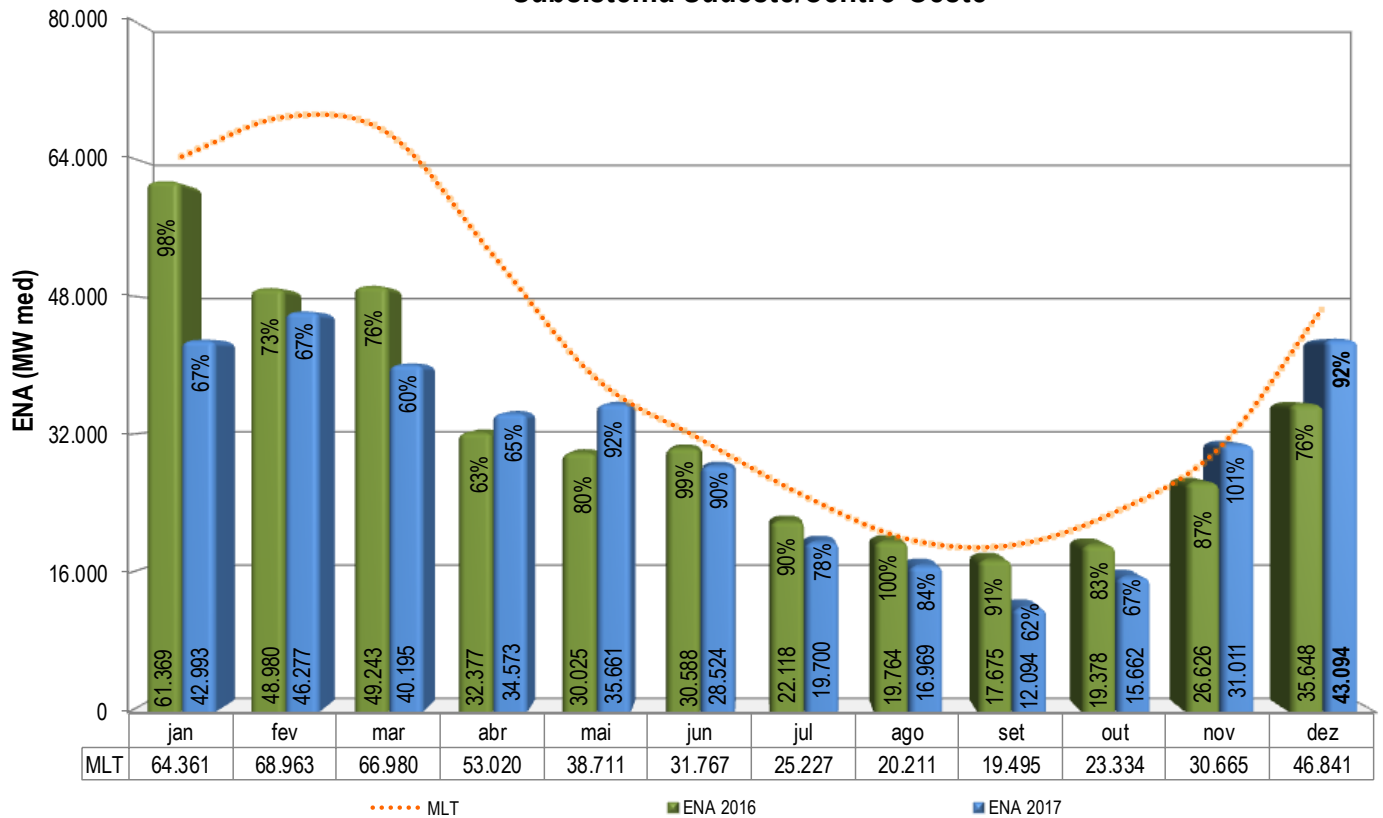


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

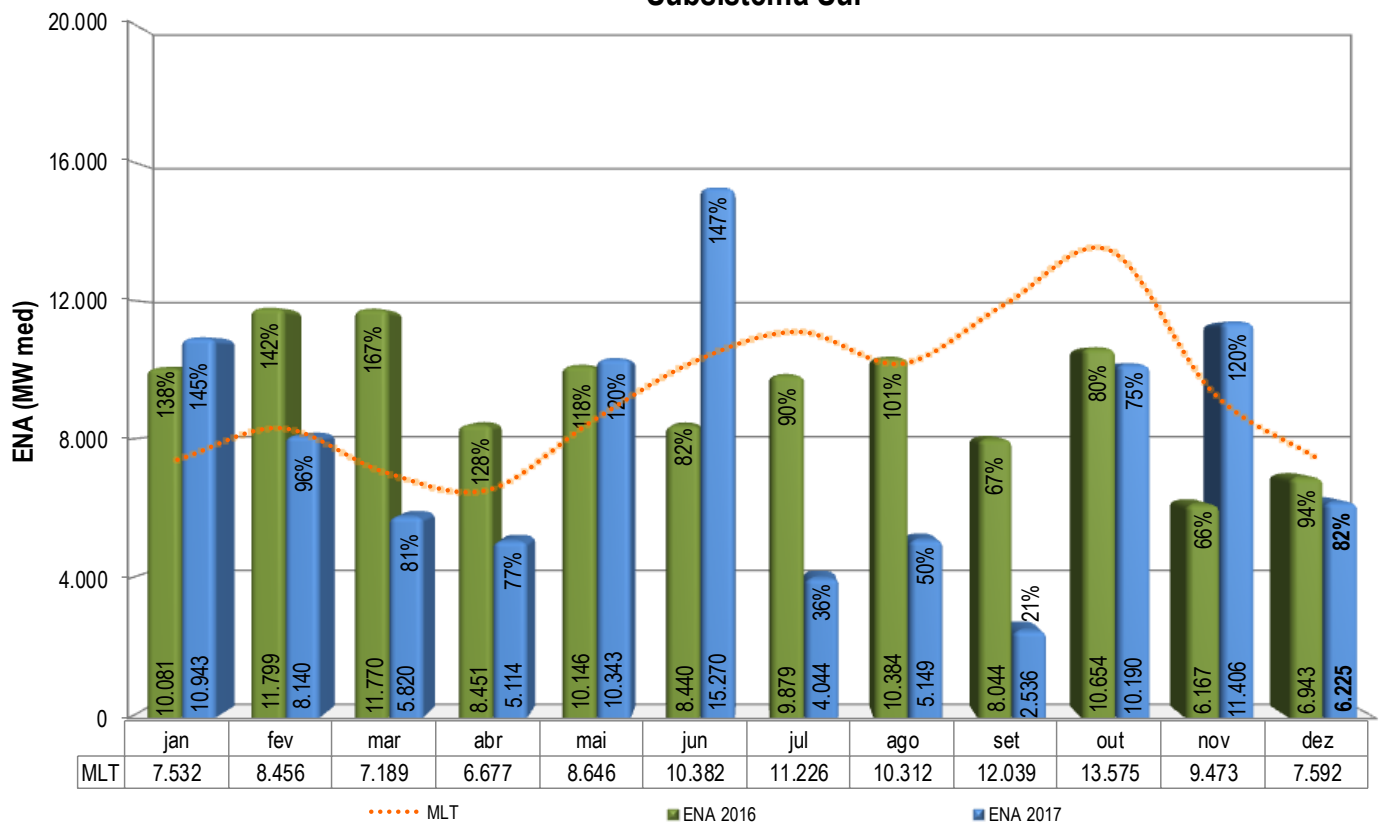


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

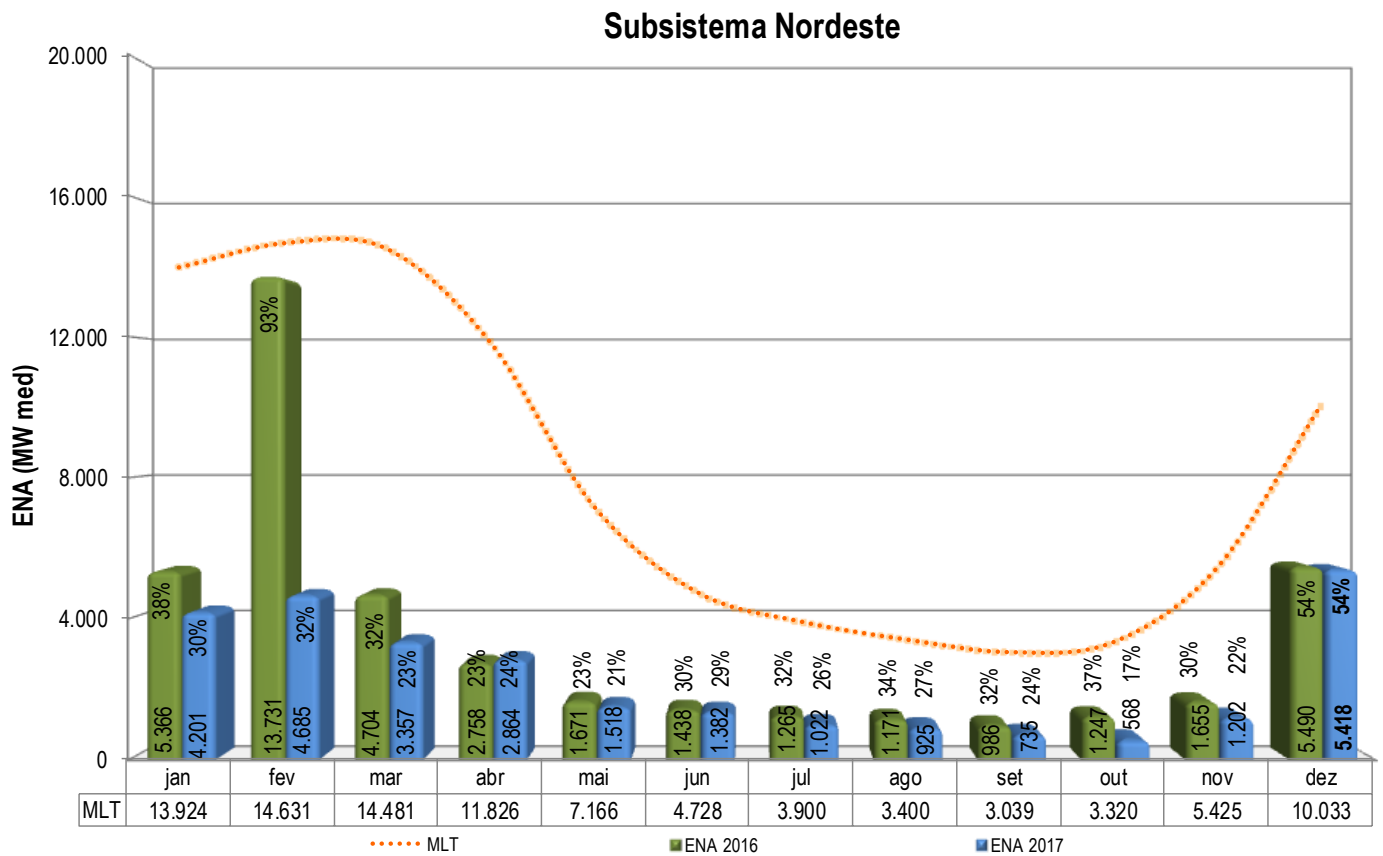


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

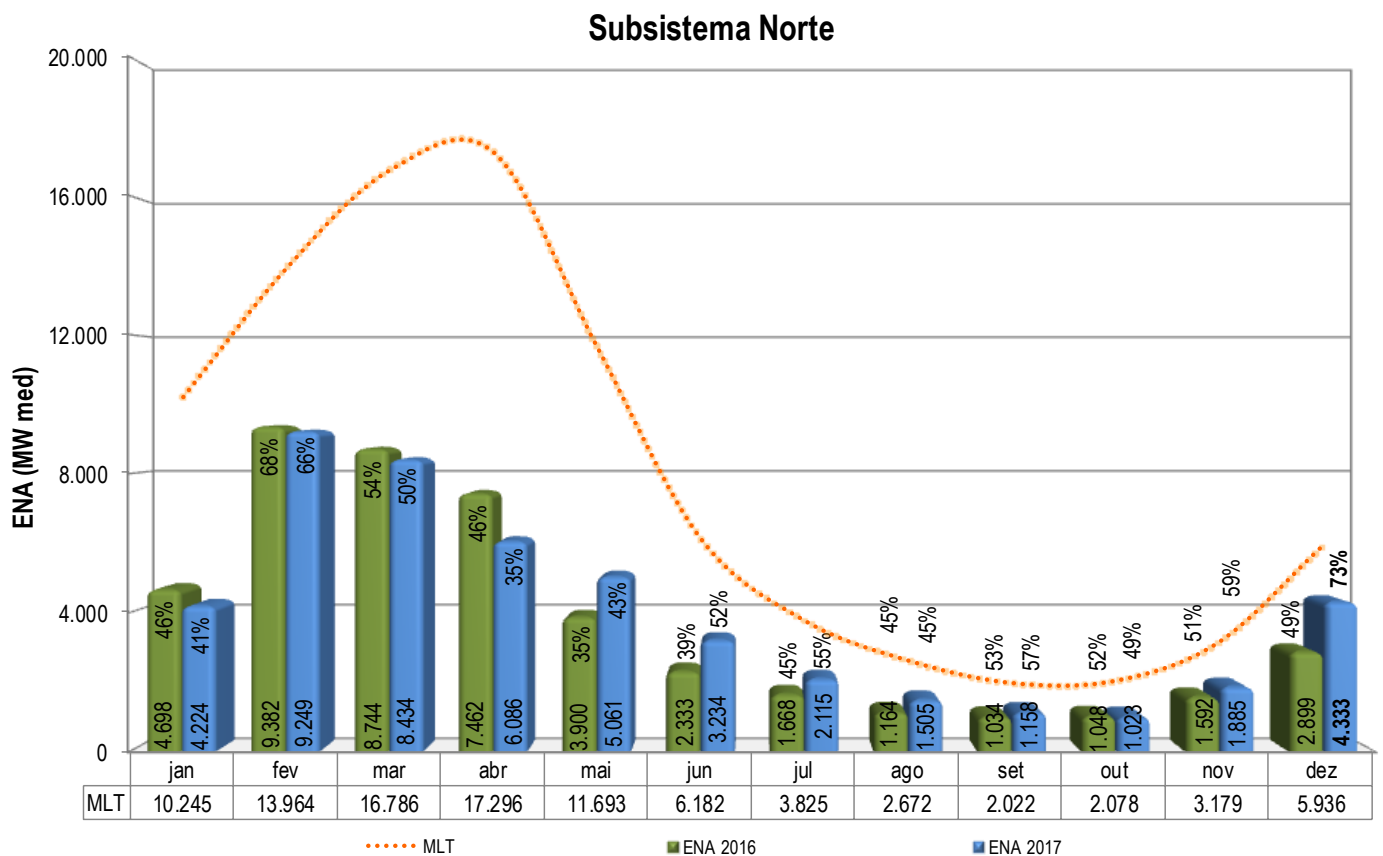


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.3. Energia Armazenada

No mês de dezembro de 2017, foi verificado deplecionamento do armazenamento do reservatório equivalente apenas no subsistema Sul. Nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte houve replecionamento dos reservatórios, consolidando o início do período chuvoso e de recuperação dos armazenamentos.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final de Novembro (% EAR)	Energia Armazenada no Final de Dezembro (% EAR)	Capacidade Máxima (MWMês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	18,7	22,6	203.343	68,0
Sul	60,0	57,0	20.100	16,9
Nordeste	5,5	12,9	51.809	9,9
Norte	16,1	23,3	15.041	5,2
TOTAL			290.293	100,0

Na região Norte a geração da usina hidrelétrica - UHE Tucuruí foi minimizada, com dimensionamento eventual, nos períodos de carga média e pesada, de forma a possibilitar o fechamento do balanço energético do SIN. A disponibilidade energética da UHE Itaipu será explorada prioritariamente em todos os patamares de carga, sendo possível reduzir em períodos de carga leve e finais de semana, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul-SE/CO.

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 reduzidas para 550 m³/s no dia 2 de outubro de 2017, permanecendo também durante todo o mês de dezembro, 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, apenas o reservatório da UHE Ilha Solteira apresentou deplecionamento no mês de dezembro de 2017 (-6,64%). Iniciou-se a recuperação dos níveis dos demais reservatórios apresentados na tabela abaixo, com destaque para as UHEs Tucuruí (+11,4%), Três Marias (+9,87%), Sobradinho (+6,74%) e Itumbiara (+5,63%).

Tabela 2. Níveis de armazenamento nos principais reservatórios do SIN

Usina	Bacia	Volume Útil Máximo (hm ³)	Armazenamento no Final de Novembro (%)	Armazenamento no Final de Dezembro (%)	Evolução Mensal (%)
SERRADA MESA	TOCANTINS	43.250	5,94	8,9	2,96
TUCURUÍ	TOCANTINS	38.982	23,6	35,14	11,54
SOBRADINHO	SÃO FRANCISCO	28.669	2,71	9,45	6,74
FURNAS	GRANDE	17.217	9,46	11,45	1,99
TRÊS MARIAS	SÃO FRANCISCO	15.278	7,78	17,65	9,87
EMBORCAÇÃO	PARANAÍBA	13.056	10,36	12,74	2,38
I. SOLTEIRA	PARANÁ	12.828	71,96	65,32	-6,64
ITUMBIARA	PARANAÍBA	12.454	10,51	16,14	5,63
NOVA PONTE	ARAGUARI	10.380	12,33	14,52	2,19
CAPIVARA	PARANAPANEMA	5.724	82,78	83,90	1,12

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

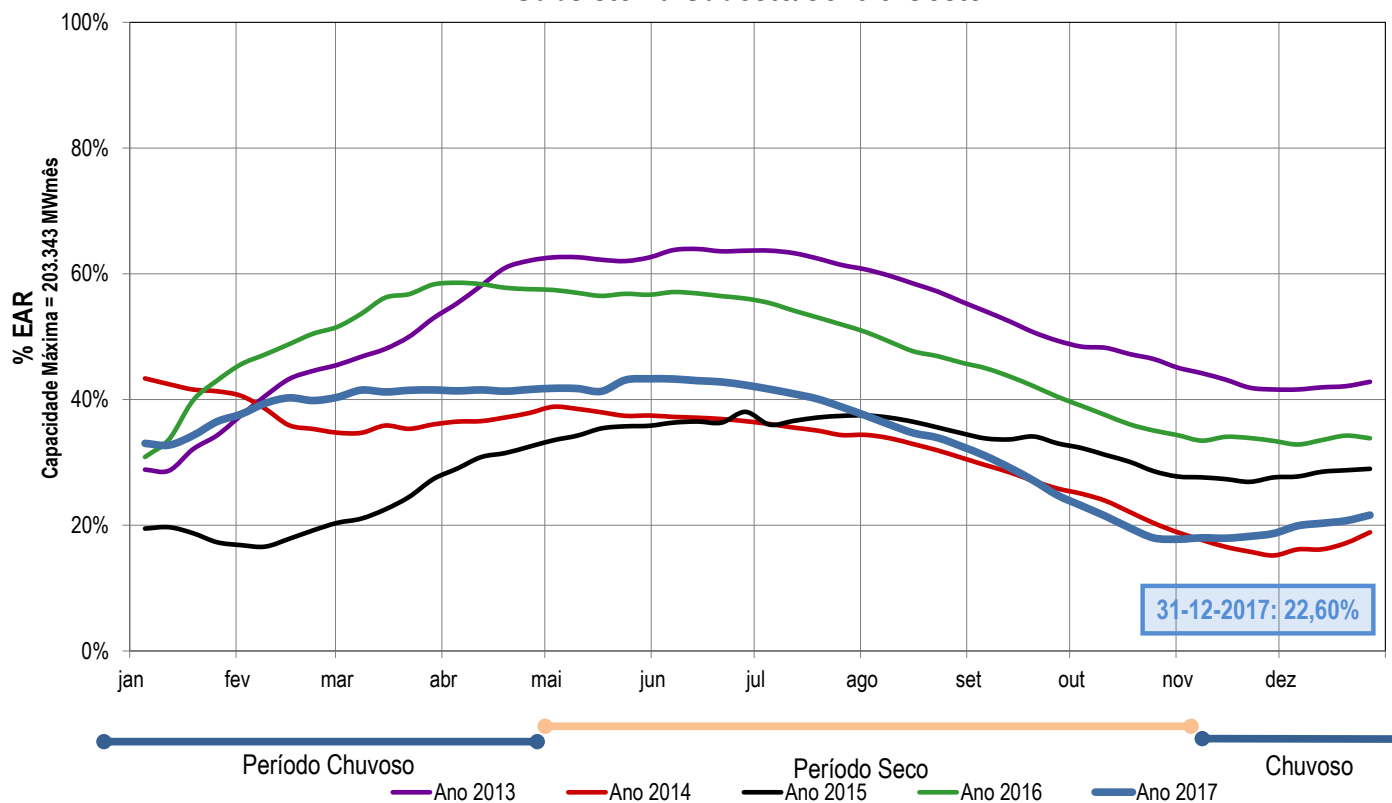


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Subsistema Sul

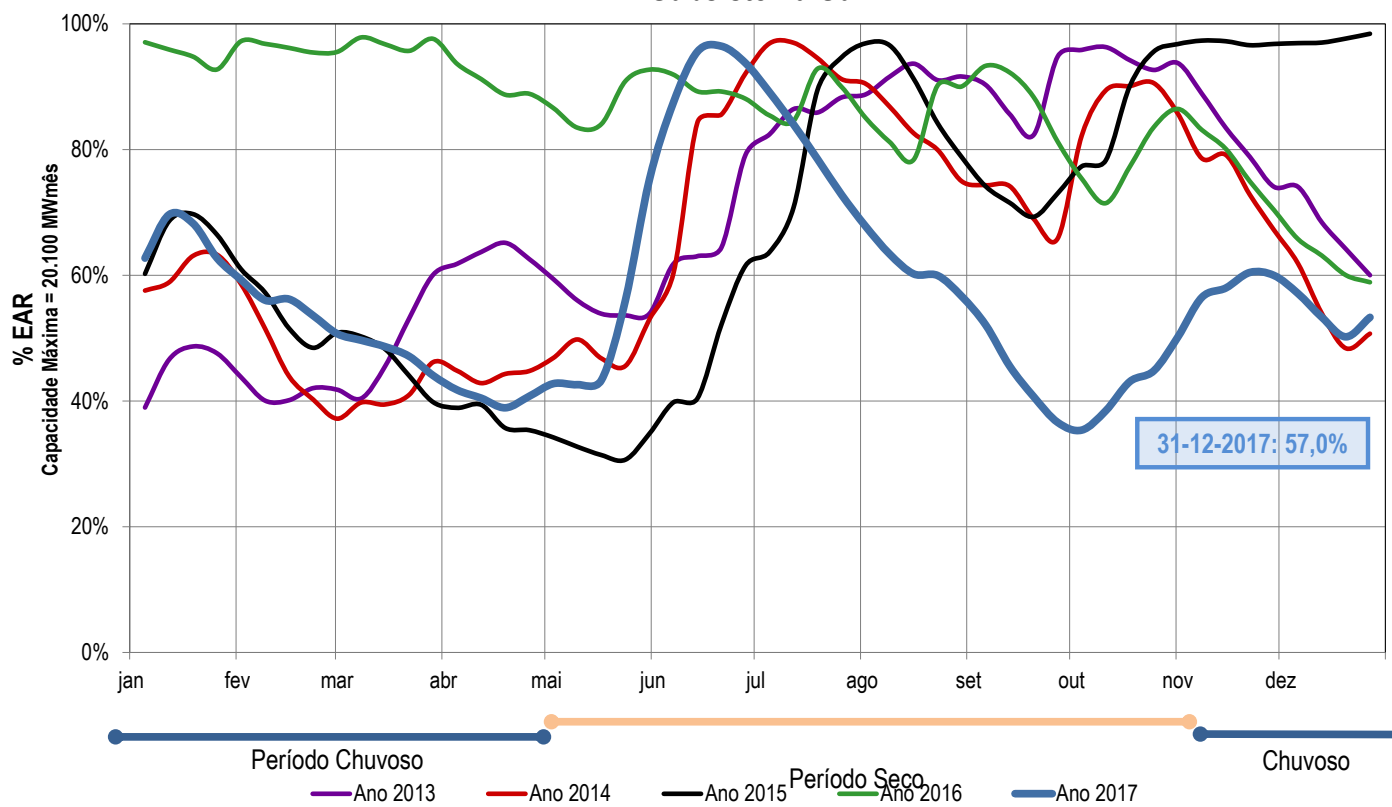


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

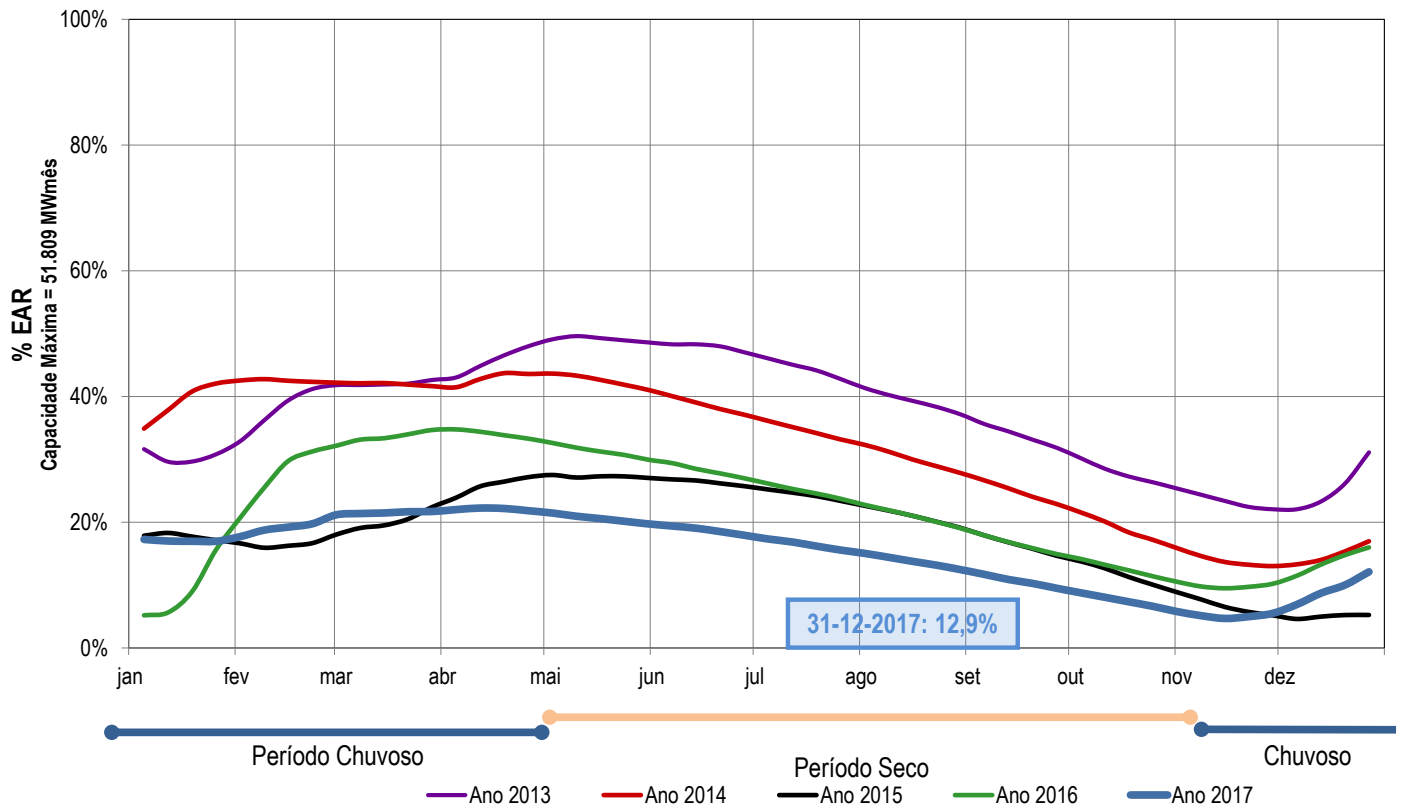


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

Subsistema Norte-Interligado

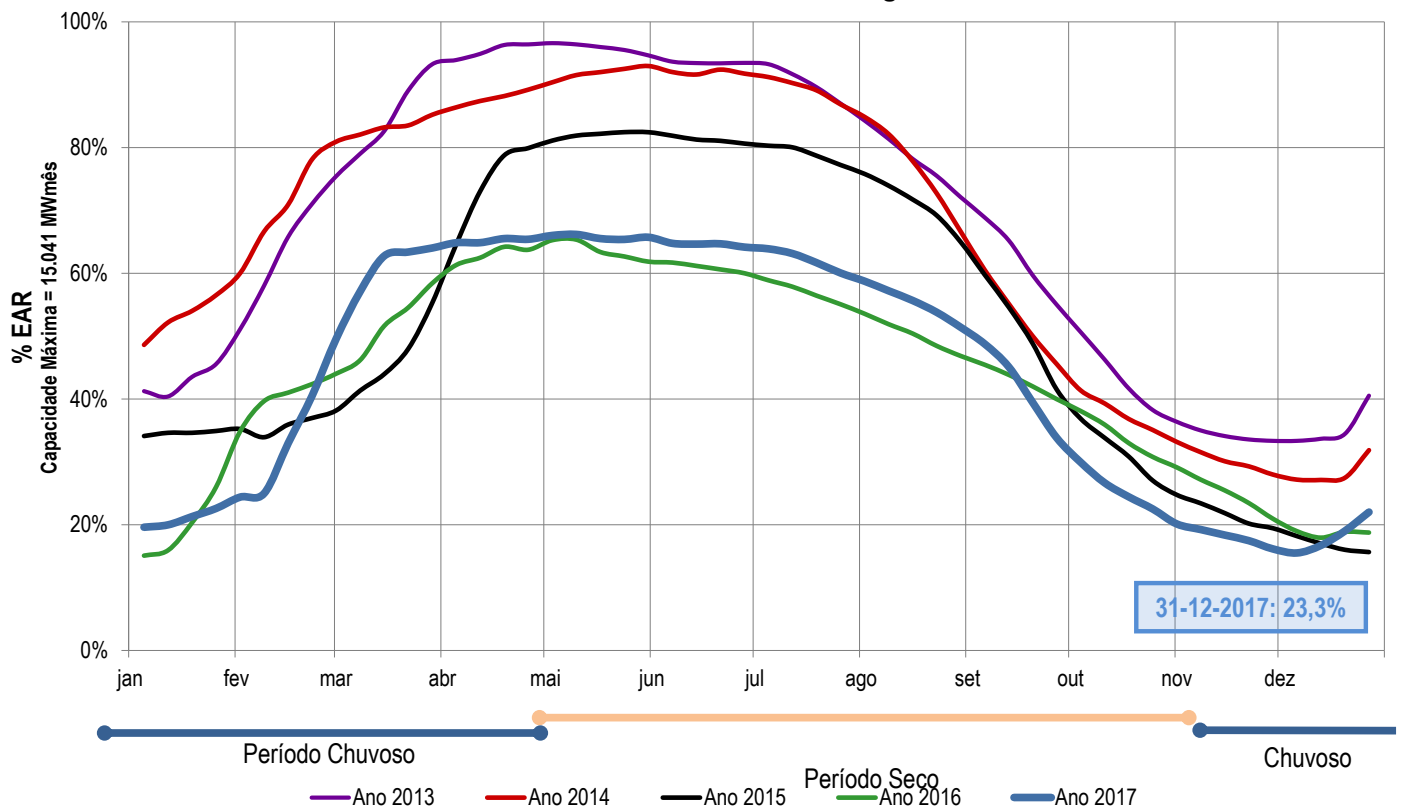


Figura 9. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS

3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em dezembro de 2017, o subsistema Norte manteve o perfil exportador, mas ampliando o montante para 1.801 MWmédios, valor bem superior a novembro (35 MWmédios), o que mostra o início da recuperação do reservatório equivalente da região e consequente aumento da disponibilidade energética.

O subsistema Nordeste manteve o perfil importador energia no mês de dezembro, com um total de 2.115 MWmédios, ante importação de 1.296 MWmédios verificada em novembro. Este desempenho é ocasionado pela redução da geração eólica na região, devido à diminuição dos ventos, característica dessa época do ano.

O subsistema Sul passou a importar energia no mês de dezembro de 2017, em montante de 2.537 MWmédios, ante exportação de 683 MWmédios em novembro. Isto é reflexo da redução das aflúncias na região e consequente necessidade de redução da geração hidráulica.

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

Em relação aos intercâmbios internacionais, destaca-se que, assim como nos meses anteriores, houve em dezembro de 2017 importação de energia do Uruguai, tanto pela conversora de frequência de Melo, quanto por Rivera, atingindo 57 MWmédios, montante bem inferior ao verificado em novembro (284 MWmédios).



Figura 10. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em novembro de 2017, o consumo de energia elétrica atingiu 47.747 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, representando aumento de 1,4% em relação ao consumo de novembro de 2016. Ressalta-se que a classe industrial teve aumento de 3,0% nesse período.

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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Nov/17 GWh	Evolução mensal (Nov/17/Out/17)	Evolução anual (Nov/17/Nov/16)	Dez/15-Nov/16 (GWh)	Dez/16-Nov/17 (GWh)	Evolução
Residencial	11.413	2,6%	2,5%	132.603	133.872	1,0%
Industrial	14.240	0,5%	3,0%	164.131	165.293	0,7%
Comercial	7.486	2,3%	1,5%	88.444	88.027	-0,5%
Rural	2.352	-4,8%	4,3%	26.672	27.918	4,7%
Demais classes [*]	4.051	-0,2%	-0,2%	48.347	48.173	-0,4%
Perdas e Diferenças ^{**}	8.204	-21,7%	-2,9%	111.915	113.701	1,6%
Total	47.747	-3,8%	1,4%	572.113	576.986	0,9%

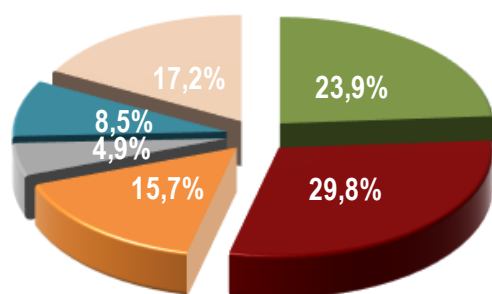
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

** 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 novembro de 2017.

Fonte dos dados: EPE/ONS

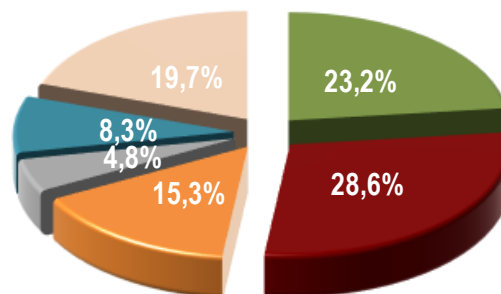
Consumo de Energia Elétrica em Novembro/2017



■ Residencial
■ Rural

■ Industrial
■ Demais classes

Consumo de Energia Elétrica em 12 meses



■ Comercial
■ Perdas e Diferenças

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

Dados contabilizados até novembro 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 novembro 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		
	Nov/17 kWh/NU	Evolução mensal (Nov/17/Out/17)	Evolução anual (Nov/17/Nov/16)	Dez/15-Nov/16 (kWh/NU)	Dez/16-Nov/17 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	161	2,4%	0,3%	160	158	-1,3%
Consumo médio industrial	26.857	0,3%	4,6%	25.416	25.979	2,2%
Consumo médio comercial	1.301	2,2%	0,7%	1.291	1.275	-1,2%
Consumo médio rural	524	-4,9%	2,9%	502	518	3,2%
Consumo médio demais classes*	5.229	-0,2%	-0,7%	5.228	5.182	-0,9%
Consumo médio total	481	0,8%	0,3%	476	469	-1,3%

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

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

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Nov/16	Nov/17	
Residencial (NUCR)	69.143.978	70.689.936	2,2%
Industrial (NUCI)	538.149	530.214	-1,5%
Comercial (NUCC)	5.709.883	5.753.181	0,8%
Rural (NUCR)	4.427.681	4.488.924	1,4%
Demais classes*	770.686	774.690	0,5%
Total (NUCT)	80.590.377	82.236.945	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 dezembro de 2017 houve recorde de demanda no subsistema Nordeste, atingindo 12.905 MW no dia 5 de dezembro de 2017 às 15h21. O recorde anterior nesse subsistema era de 12.692 MW, no dia 21 de março de 2017 às 14h40. Nos demais subsistemas e no SIN não houve recordes.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW)	46.501	16.489	12.905	6.588	79.047
(dia - hora)	19/12/2017 - 14h56	15/12/2017 - 14h06	05/12/2017 - 15h21	05/12/2017 - 23h57	15/12/2017 - 14h54
Recorde (MW)	51.894	17.971	12.905	6.748	85.708
(dia - hora)	21/01/2015 - 14h32	06/02/2014 - 14h29	05/12/2017 - 15h21	16/05/2017 - 14h41	05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

4.3. Demandas Máximas Mensais

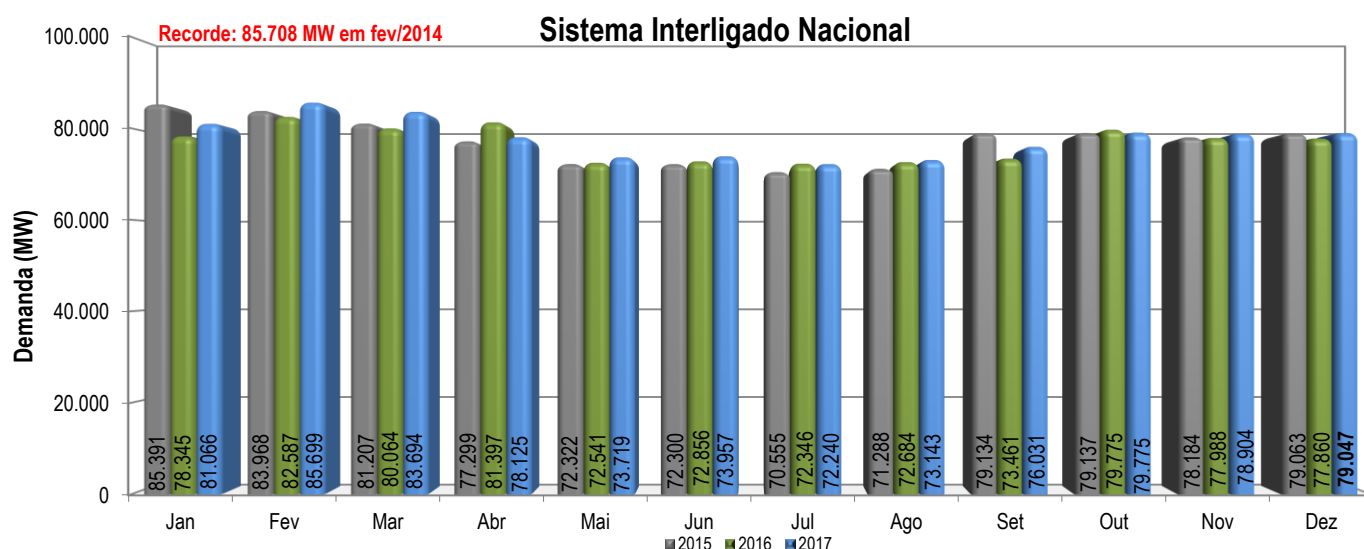


Figura 12. Demandas máximas mensais: SIN.

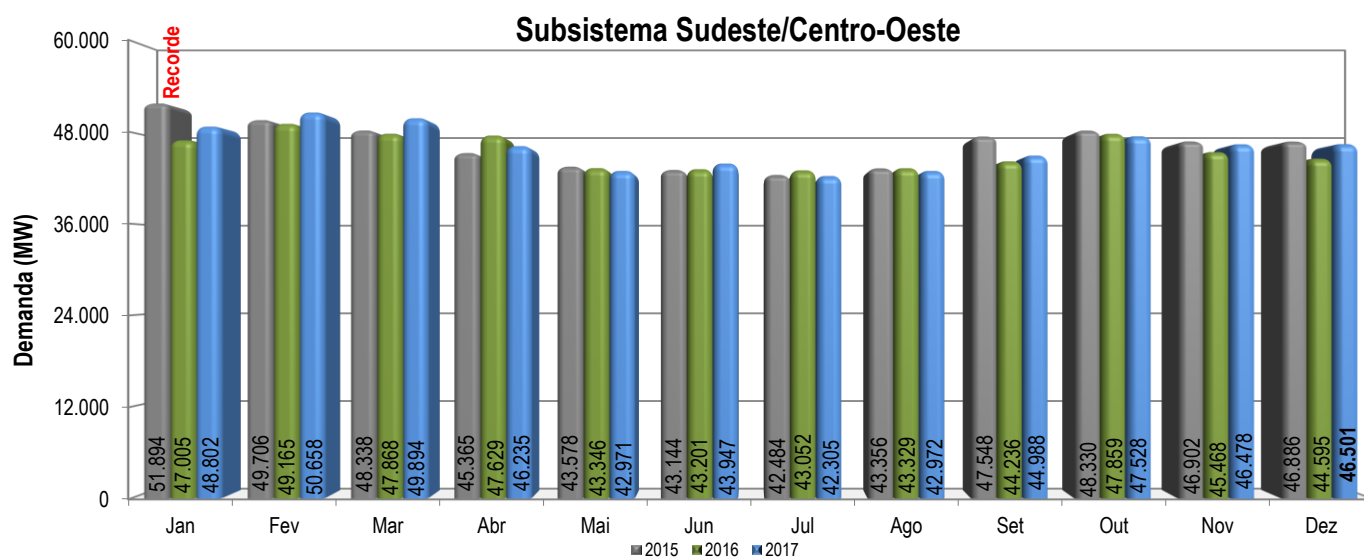


Figura 13. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

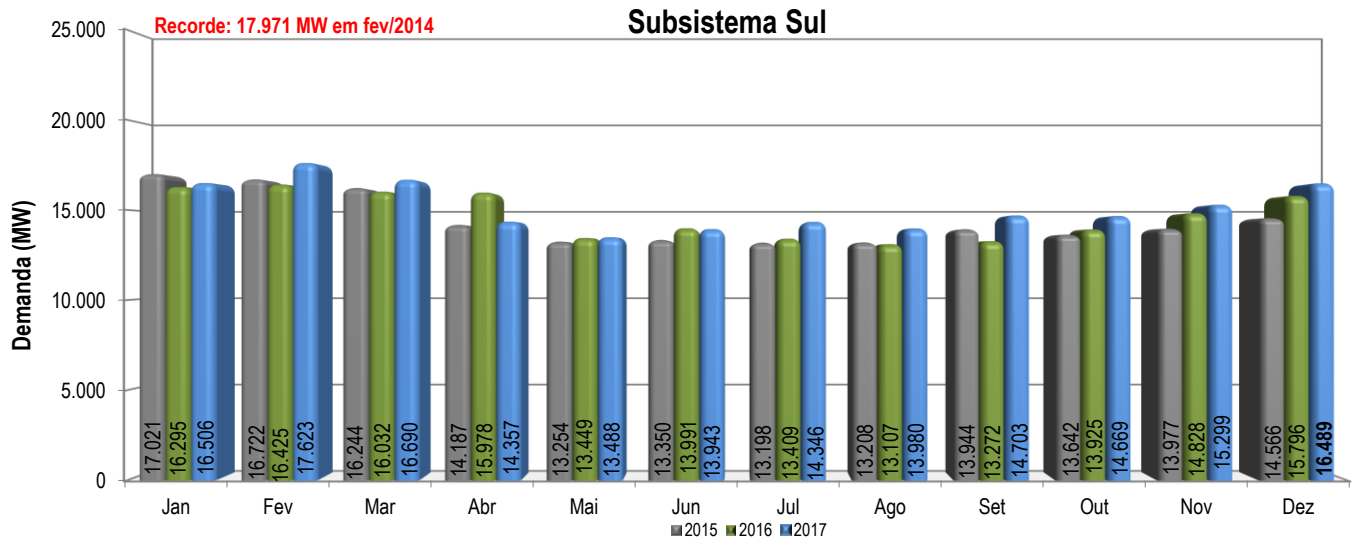


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

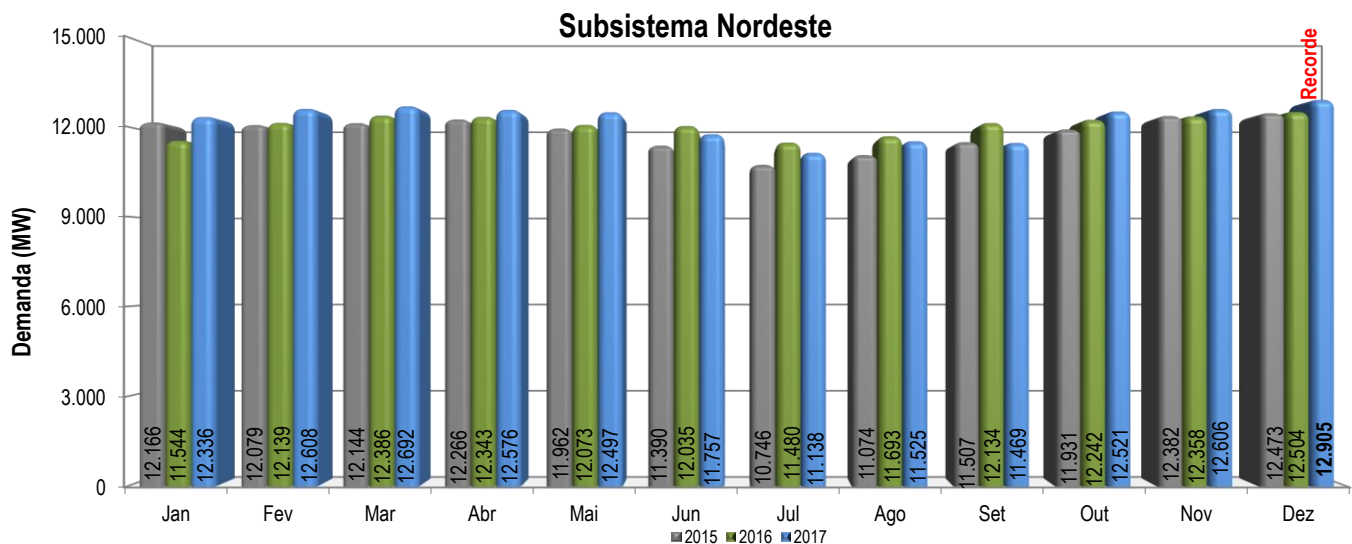


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

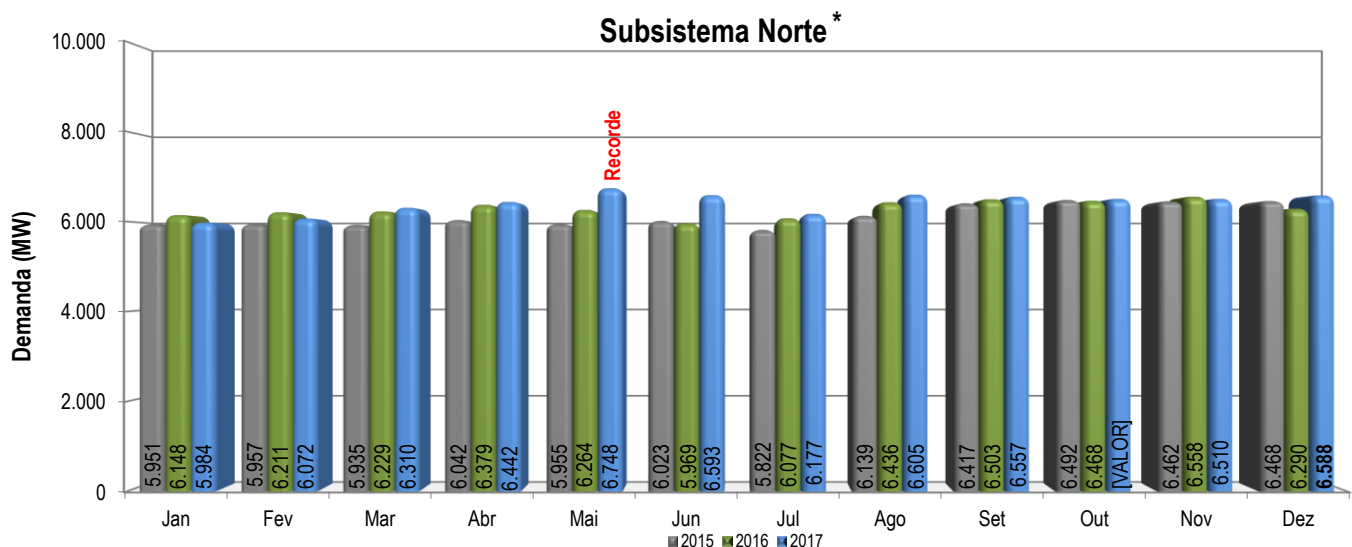


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS

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



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de dezembro de 2017 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 157.580 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, sem considerar GD e considerando os Ambientes de Contratação Regulada e Livre (ACR e ACL), houve um acréscimo de 6.960 MW, sendo 3.374 MW de geração de fonte hidráulica, 571 MW de fontes térmicas*, 2.159 MW de fonte eólica e 856 MW de fonte solar. A geração distribuída fechou o ano 2017 com 210 MW instalados em 19.413 unidades, já representando 0,1% da matriz de geração de energia elétrica.

As fontes renováveis representaram em dezembro de 2017 cerca de 81% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira (Hidráulica + Biomassa + Eólica + Solar). Apesar da fonte hidráulica estar diminuindo sua participação percentual na matriz, passando de 76,6% em 2007 para 63,7% em 2017, as fontes eólica, biomassa e solar aumentaram sua participação desde então, mantendo a característica de energia limpa de nossa matriz elétrica.

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

Fonte	Dez/2016	Dez/2017			Evolução da Capacidade Instalada Dez/2017 - Dez/2016
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	96.929	1.358	100.319	63,7%	3,5%
UHE	91.499	222	94.662	60,1%	3,5%
PCH + CGH	5.426	1.115	5.641	3,6%	4,0%
CGH GD	4	21	16	0,01%	-
Térmica	43.276	3.135	43.871	27,8%	1,4%
Gás Natural	13.005	168	13.020	8,3%	0,12%
Biomassa	14.187	551	14.559	9,2%	2,6%
Petróleo	10.320	2.280	10.309	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	36	242	0,2%	61,0%
Térmica GD	11	72	23	0,01%	-
Eólica	10.124	554	12.294	7,80%	21,4%
Eólica (não GD)	10.124	501	12.283	7,8%	21,3%
Eólica GD	-	53	10	0,01%	-
Solar	80	19.350	1.097	0,70%	1264,4%
Solar (não GD)	80	83	936	0,6%	1064,4%
Solar GD	-	19.267	161	0,1%	-
Capacidade Total sem GD	150.410	4.984	157.370	99,9%	4,6%
Geração Distribuída - GD	-	19.413	210	0,1%	-
Capacidade Total - Brasil	150.410	24.397	157.580	100,0%	4,8%

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

** Inclui outras fontes fósseis (147 MW).

*** Os valores de capacidade instalada referem-se à capacidade instalada fiscalizada apresentada pela ANEEL no Banco de Informações de Geração - BIG, adicionados aos montantes das usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL e 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.

Fonte dos dados: ANEEL e MME (reunião de fechamento realizada em 03/01/2018)



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

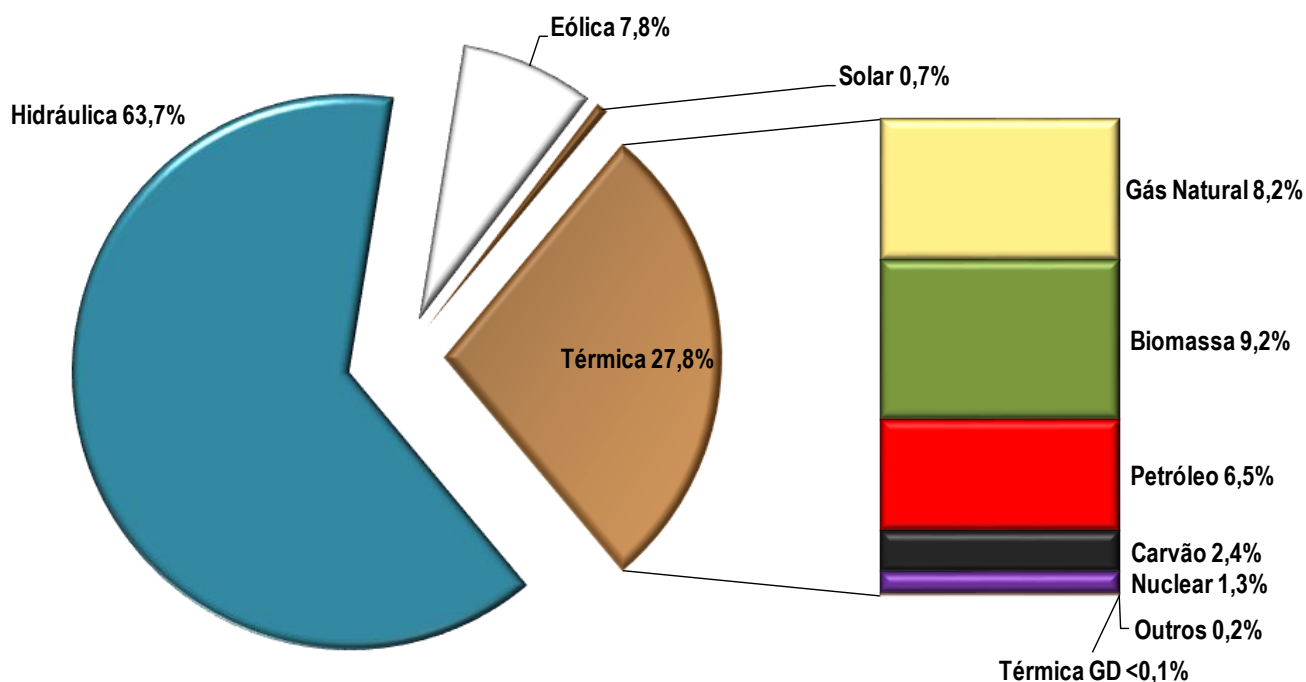


Figura 17. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO *

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

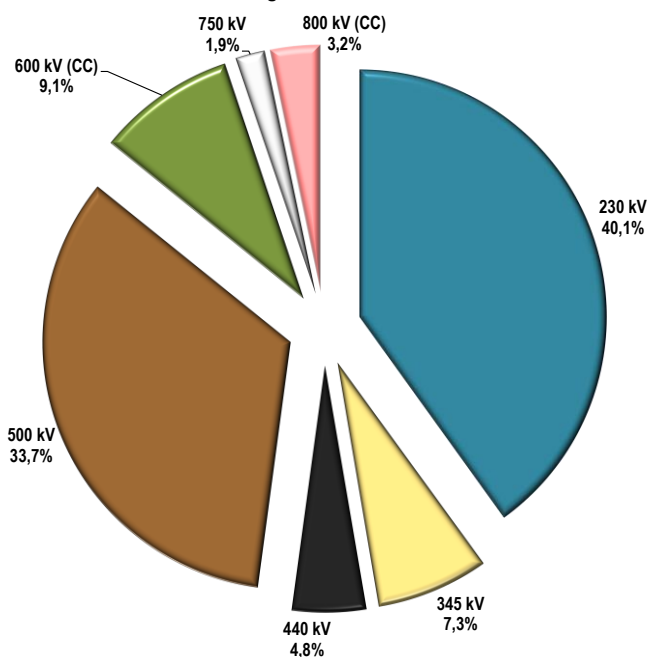


Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

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

Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS

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



7. EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

7.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração *

Em dezembro de 2017 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 1.178,5 MW de geração:

- UHE São Manoel - UG: 1, de 175 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.031444-7.01;
- PCH Aço Popinhak - UGs: 1 a 3, total de 16,95 MW, em Santa Catarina. CEG: PCH.PH.SC.031598-2.01;
- PCH Canhadão - UGs: 1 e 2, total de 10 MW, no Paraná. CEG: PCH.PH.PR.032511-2.01;
- PCH Das Pedras - UGs: 1 e 2, total de 5,6 MW, em Santa Catarina. CEG: PCH.PH.SC.030575-8.01;
- PCH Inxú - UG: 3, de 1,2 MW, no Mato Grosso. CEG: PCH.PH.MT.030642-8.01;
- PCH Ypê - UGs: 1 a 3, total de 27,4 MW, em Goiás. CEG: PCH.PH.GO.031327-0.01;
- UFV Assú V - UGs: 1 a 30, total de 30 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: UFV.RS.RN.034184-3.01;
- UFV Floresta I - UGs: 1 a 32, total de 32 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: UFV.RS.RN.034310-2.01;
- UFV Floresta II - UGs: 1 a 32, total de 32 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: UFV.RS.RN.034309-9.01;
- UFV Floresta III - UGs: 1 a 22, total de 22 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: UFV.RS.RN.033569-0.01;
- UFV Ituverava 2 - UGs: 7 a 14, total de 18 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.032317-9.01;
- UFV Ituverava 4 - UGs: 1 a 14, total de 28 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.032319-5.01;
- UFV Ituverava 5 - UGs: 1 a 14, total de 28 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.032320-9.01;
- UFV Ituverava 6 - UGs: 1 a 14, total de 28 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.032321-7.01;
- UFV Ituverava 7 - UGs: 1 a 14, total de 28 MW, na Bahia. CEG: UFV.RS.BA.032322-5.01;
- UFV Nova Olinda 8 - UGs: 1 a 32, total de 30 MW, no Piauí. CEG: UFV.RS.PI.033127-9.01;
- UFV Nova Olinda 9 - UGs: 1 a 32, total de 30 MW, no Piauí. CEG: UFV.RS.PI.033128-7.01;
- UFV Nova Olinda 10 - UGs: 1 a 32, total de 30 MW, no Piauí. CEG: UFV.RS.PI.033129-5.01;
- UFV Nova Olinda 11 - UGs: 1 a 32, total de 30 MW, no Piauí. CEG: UFV.RS.PI.033130-9.01;
- UFV Nova Olinda 12 - UGs: 1 a 32, total de 30 MW, no Piauí. CEG: UFV.RS.PI.033131-7.01;
- UFV Nova Olinda 13 - UGs: 1 a 32, total de 30 MW, no Piauí. CEG: UFV.RS.PI.033132-5.01;
- UFV Nova Olinda 14 - UGs: 1 a 64, total de 30 MW, no Piauí. CEG: UFV.RS.PI.033133-3.01;
- UFV Vazante 1 - UGs: 1 a 27, total de 27 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.032339-0.01;
- UFV Vazante 2 - UGs: 1 a 27, total de 27 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.032340-3.01;
- UFV Vazante 3 - UGs: 1 a 27, total de 27 MW, em Minas Gerais. CEG: UFV.RS.MG.032341-1.01;
- UEE Casa Nova II - UGs: 1 a 14, total de 32,9 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031519-2.01;
- UEE Jericó - UGs: 1 a 14, total de 32,9 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031802-7.01;
- UEE Aroeira - UGs: 1 a 14, total de 32,9 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031801-9.01;
- UEE Esperança - UGs: 1 a 14, total de 28 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031355-6.01;
- UEE Maniçoba - UGs: 1 a 15, total de 30 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031337-8.01;
- UEE São Judas - UGs: 1 a 13, total de 29,9 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.030725-4.01;
- UEE Pedra Rajada - UGs: 1 a 10, total de 20 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.032352-7.01;
- UEE Pedra Rajada II - UGs: 1 a 10, total de 20 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.032353-5.01;
- UEE Serra das Vacas V - UGs: 1 a 11, total de 25,3 MW, em Pernambuco. CEG: EOL.CV.PE.032360-8.01;
- UEE Serra das Vacas VII - UGs: 1 a 11, total de 25,3 MW, em Pernambuco. CEG: EOL.CV.PE.032361-6.01;
- UEE Ventos de São Vicente 09 - UGs: 1 a 14, total de 29,4 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.033143-0.01;
- UEE Santo Inácio III - UGs: 1 a 14, total de 29,4 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.035217-9.01;
- UEE Santo Inácio IV - UGs: 1 a 11, total de 23,1 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.031866-3.01;
- UEE Garrote - UGs: 1 a 11, total de 23,1 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.035197-0.01;
- UEE São Raimundo - UGs: 1 a 11, total de 23,1 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.035219-5.01.



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

Fonte	Realizado em Dez/2017 (MW)	Acumulado em 2017 (MW)
Eólica	405,300	2.155,700
Eólica (não GD)	405,300	2.155,700
Eólica GD	0,000	0,000
Hidráulica	236,150	3.307,160
CGH GD	0,000	0,000
PCH + CGH	61,150	192,480
UHE	175,000	3.114,680
Solar	537,000	932,995
Solar (não GD)	537,000	932,995
Solar GD	0,000	0,000
Térmica	0,000	997,621
Biomassa	0,000	490,062
Gás Natural	0,000	189,550
Carvão	0,000	0,000
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000
Petróleo	0,000	265,505
Térmica GD	0,000	0,000
TOTAL	1.178,450	7.393,476

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)
Eólica	1.236,500	835,050
Eólica (não GD)	1.236,500	835,050
Eólica GD	0,000	0,000
Hidráulica	3.204,570	3.493,120
CGH GD	0,000	0,000
PCH + CGH	107,130	96,550
UHE	3.097,440	3.396,570
Solar	673,050	509,140
Solar (não GD)	673,050	509,140
Solar GD	0,000	0,000
Térmica	8,000	401,200
Biomassa	8,000	0,000
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	401,200
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000
Petróleo	0,000	0,000
Térmica GD	0,000	0,000
TOTAL	5.122,120	5.238,510

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 dezembro de 2017 houve expansão de 4.778,9 km, referentes às seguintes linhas de transmissão – LT no SIN, totalizando expansão anual de 6.621,8 km:

- LT 800 kV Xingu / Estreito C1 e C2, em Corrente Contínua - CC, com 2.300,0 km de extensão cada e totalizando 4.600 km, da BMTE, passando pelos Estados do Pará, Tocantins, Goiás e Minas Gerais. Essas instalações fazem parte do primeiro Bipolo para escoamento de energia da UHE Belo Monte;
- LT 230 kV Morro do Chapéu II / Irecê C1, com 65,0 km de extensão, da CHESF, na Bahia;
- LT 230 kV Mossoró IV / Santo Inácio, com 7,9 km de extensão, da Santo Inácio III, no Rio Grande do Norte e Ceará;
- LT 230 kV Casa Nova II / Sobradinho, com 66,0 km de extensão, da CHESF na Bahia;
- LT 500 kV Nova Olinda / São João do Piauí, com 40 km de extensão, da Nova Olinda Norte Solar, no Piauí.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Dez/17 (km)	Acumulado em 2017 (km)
230	138,9	902,3
345	0,0	0,0
440	0,0	0,1
500	40,0	1.119,4
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
800 (CC)	4.600,0	4.600,0
TOTAL	4.778,9	6.621,8

* 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 dezembro de 2017 foram incorporados oito novos transformadores ao SIN, com total de 1.049 MVA, elencados abaixo, totalizando expansão anual de 14.966 MVA:

- TR5 230/69 kV – 50 MVA, na SE Bagé 2 (CEEE-GT), no Rio Grande do Sul;
- TR9 230/69 kV – 83 MVA, na SE Santa Rosa 1 (CEEE-GT), no Rio Grande do Sul;
- TR3 230/69 kV – 30 MVA, na SE Sorriso (Eletronorte), no Mato Grosso;
- TR1 230/69 kV – 61 MVA, na SE Bom Nome (CHESF), em Pernambuco;
- TR5 230/69 kV – 100 MVA, na SE Cotegipe (CHESF), na Bahia.
- TR1 230/138 kV – 50 MVA, na SE Coxipó (Eletronorte), no Mato Grosso;
- TR3 230/138 kV – 75 MVA, na SE Canoinhas (Eletrosul), em Santa Catarina;
- TR8 500/230 kV – 600 MVA, na SE Jardim (CHESF), no Mato Grosso.
- Estações conversoras CA /CC ± 800 kV da SE Xingu, no Estado do Pará e na SE Estreito, em Minas Gerais.

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

	Realizado em Dez/17 (MVA)	Acumulado em 2017 (MVA)
TOTAL	1.049,0	14.966,0

* 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 dezembro foram incorporados ao SIN quatro equipamentos de compensação de potência reativa:

- Compensador Estático (-200/+300 Mvar) na SE Rio Verde Norte CE1 (Guaraciaba), em Goiás.
- Banco de reatores (345 kV - 80 Mvar) na SE Pirapora 2 RT -02 (SPTE), em Minas Gerais.
- Banco de Capacitor Série (230 kV – 30 Mvar) na SE Piripiri (CHESF), no Piauí.
- Banco de Capacitor Série (230 kV – 50 Mvar) na SE Itabaianinha (CHESF), em Sergipe.

* 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
138	11,4	0,0
230	761,5	1.296,0
345	0,0	0,0
440	0,0	0,0
500	2.288,3	2.401,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
800 (CC)	0,0	5.386,0
TOTAL	3.061,2	9.083,0

7.6. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação *

Tabela 14. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2018	Previsão 2019
TOTAL	10.981,0	29.290,0

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 novembro de 2017***, estima-se que a geração hidráulica correspondeu a 64,9% do total gerado no país, valor 3,9 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 1,7 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 2,2%. Em relação à geração térmica por fonte, destacam-se as variações de -0,8 p.p. na geração a gás e -0,9 p.p. na geração a biomassa.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Nov/2017

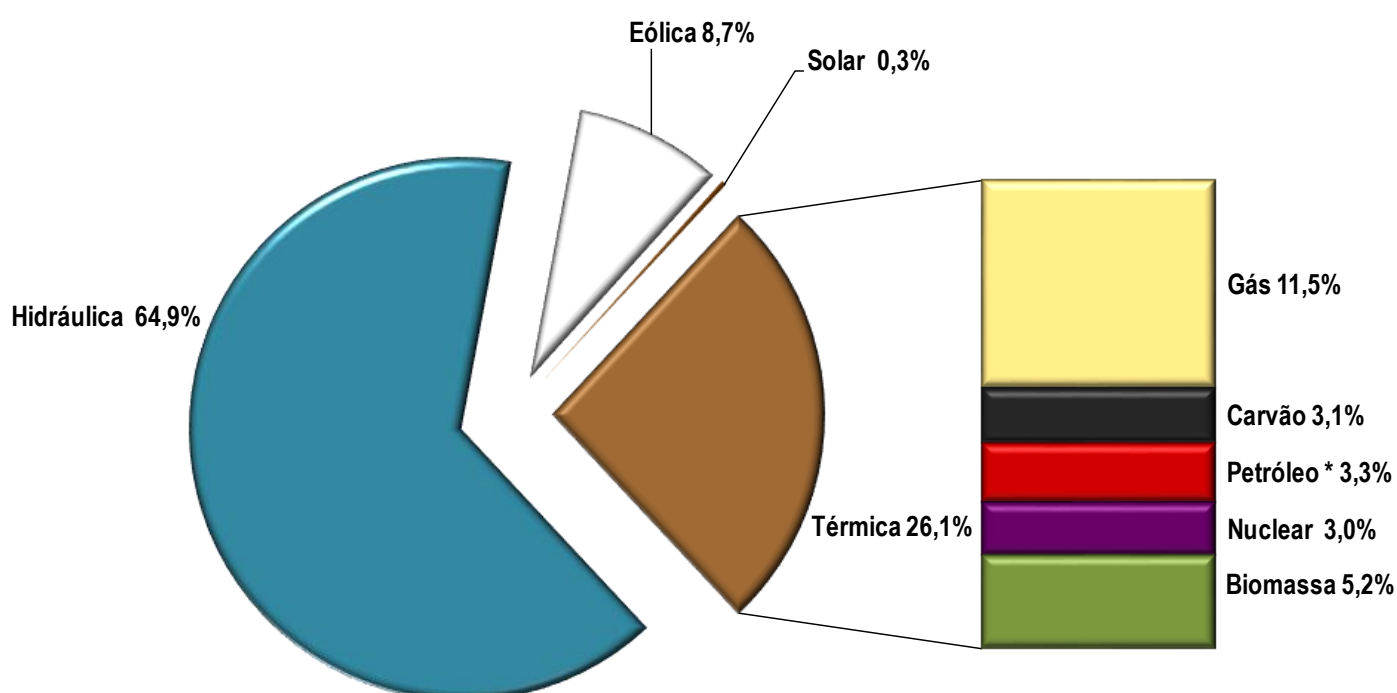


Figura 19. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

* 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 novembro 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		
	Nov/17 (GWh)	Evolução mensal (Nov/17 / Out/17)	Evolução anual (Nov/17 / Nov/16)	Dez/15-Nov/16 (GWh)	Dez/16-Nov/17 (GWh)	Evolução
Hidráulica	29.202	2,2%	-7,2%	397.711	387.643	-2,5%
Térmica	11.487	-11,5%	21,7%	107.846	112.069	3,9%
Gás	5.188	-9,8%	18,5%	44.268	49.811	12,5%
Carvão	1.374	-3,7%	18,5%	14.087	12.903	-8,4%
Petróleo *	1.254	-32,4%	49,5%	10.494	11.020	5,0%
Nuclear	1.333	21,8%	67,6%	15.151	14.047	-7,3%
Biomassa	2.337	-18,0%	3,1%	23.846	24.287	1,9%
Eólica	3.916	-19,8%	19,1%	31.585	40.548	28,4%
Solar	131,76	-11,8%	-	29,01	488,86	1585,1%
TOTAL	44.736	-4,0%	1,2%	537.170	540.748	0,7%

* 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 novembro 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		
	Nov/17 (GWh)	Evolução mensal (Nov/17 / Out/17)	Evolução anual (Nov/17 / Nov/16)	Dez/15-Nov/16 (GWh)	Dez/16-Nov/17 (GWh)	Evolução
Gás	5	0,3%	-	51	54	5,1%
Petróleo *	250	-2,3%	30,2%	2.743	2.644	-3,6%
Biomassa	4	0,7%	-	0	26	-
TOTAL	258	-0,9%	3,0%	2.794	2.723	-2,5%

Para os meses de junho a novembro/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 novembro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE



8.4. Geração Eólica *

No mês de novembro de 2017, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste diminuiu 10,2 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 45,6%, com total de 4.376,2 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 1,8 p.p. em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo o valor de 43,7%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul diminuiu 6,8 p.p. em relação a outubro de 2017, e atingiu 34,8%, com total de geração verificada no mês de 709,7 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 1,6 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 33,0%.

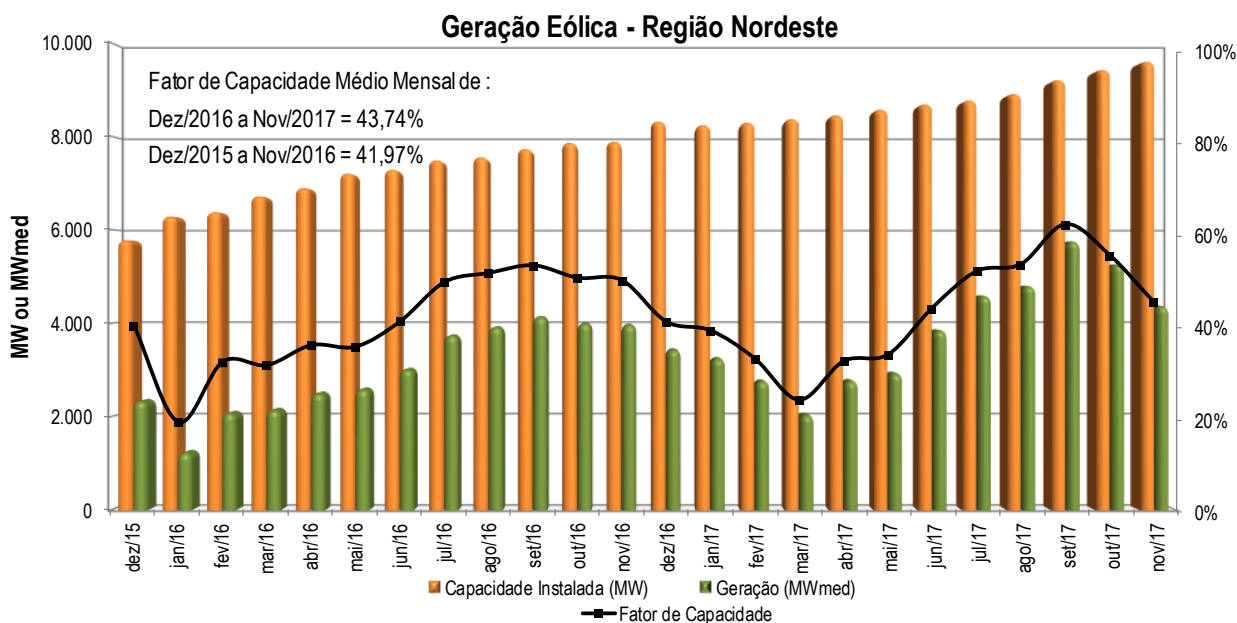


Figura 20. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

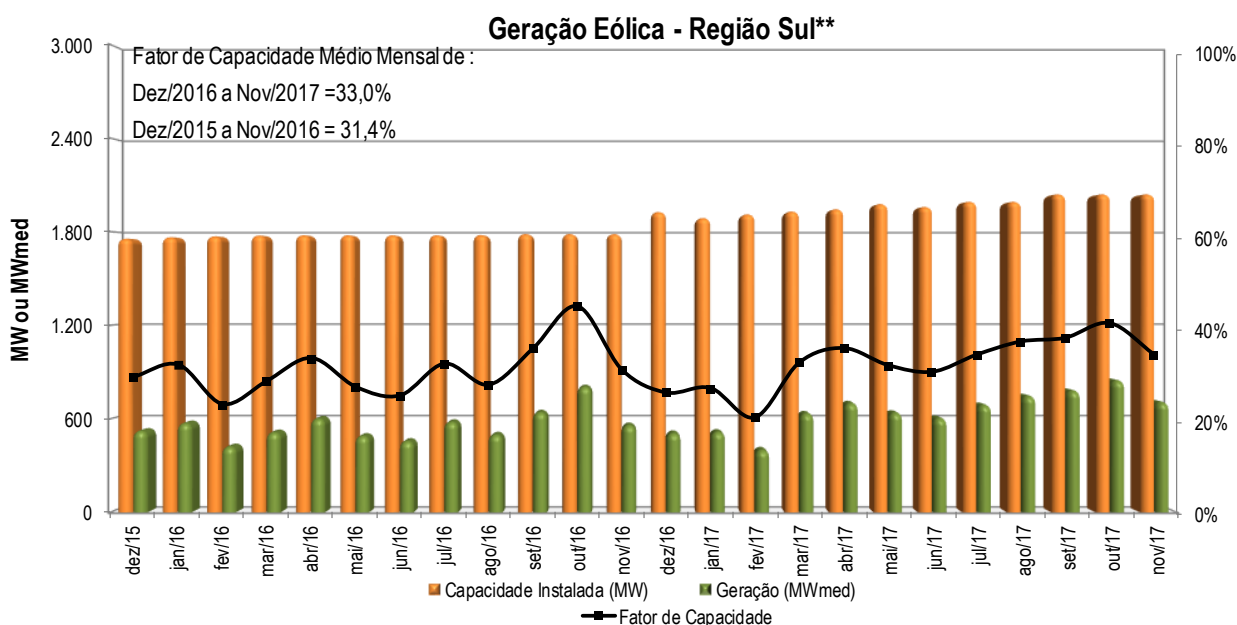


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até novembro 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 dezembro de 2017, variando de um valor mínimo de R\$ 204,32 / MWh até R\$ 273,61 / MWh. O principal fator que levou à manutenção do CMO nesse patamar durante o mês de dezembro foram as chuvas verificadas e o consequente aumento das afluições nas bacias do SIN.

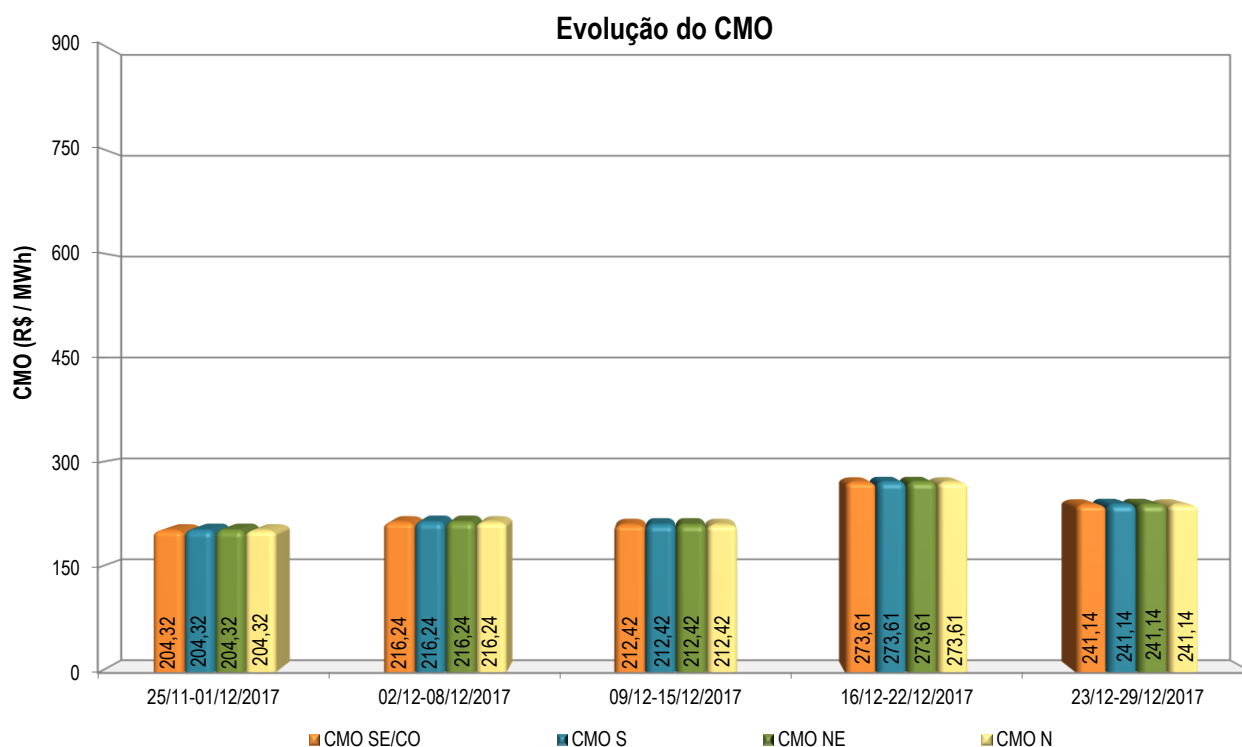


Figura 22. Evolução do CMO verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

10. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em novembro de 2017 foi de R\$ 125,4 milhões, montante superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 77,3 milhões). O valor do mês de novembro de 2017 é composto por R\$ 34,4 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 60,1 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\$ 30,9 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 consequente necessidade de aumento de geração interna ao subsistema para fechamento do balanço energético, estando a geração hidráulica limitada para garantia da segurança hídrica. Nos meses de agosto e setembro os valores 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, mas em novembro atingiu R\$ 30,9 milhões, justamente devido à significativa redução da geração eólica e o aumento da carga na região Nordeste, o que culminou com a necessidade de aumento da geração térmica na região para fechamento do balanço energético.

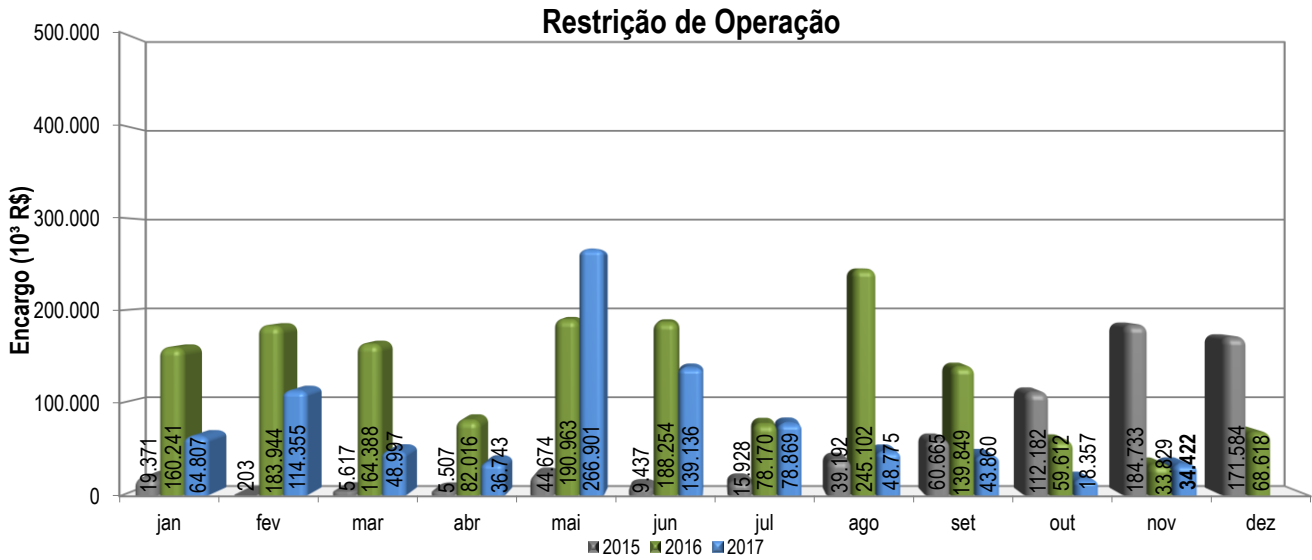


Figura 23. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

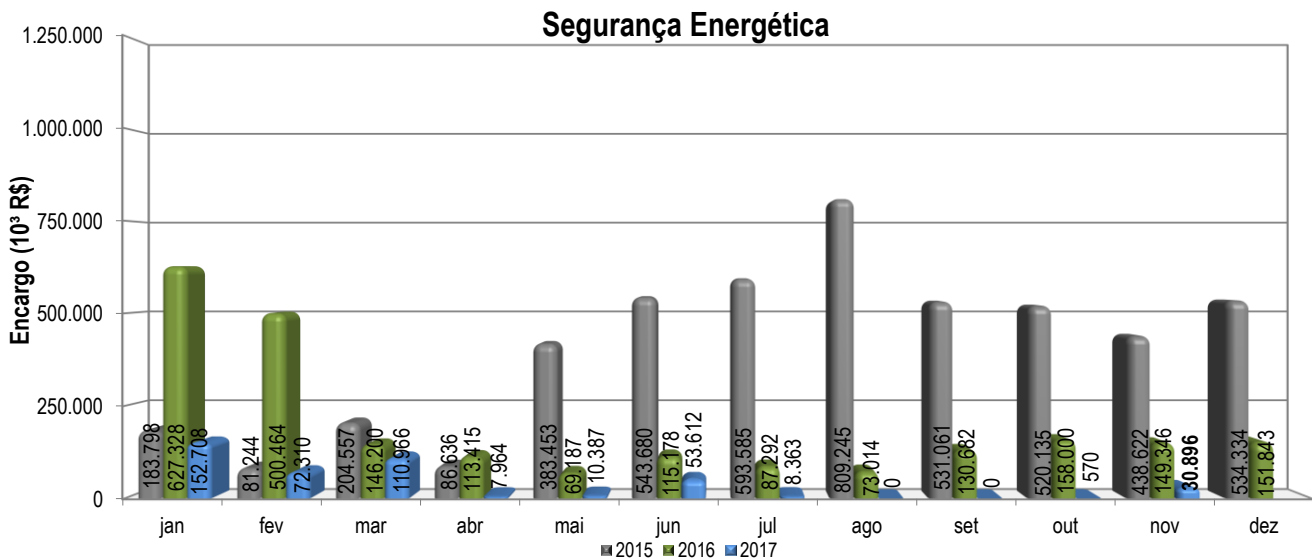


Figura 24. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

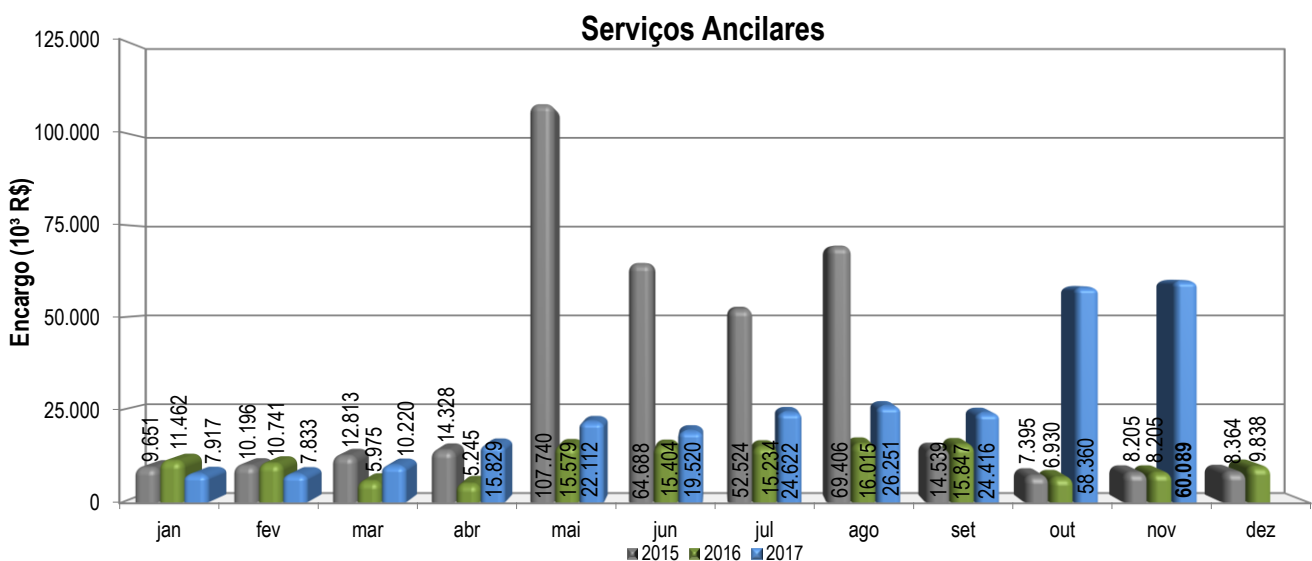


Figura 25. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até novembro de 2017.

Fonte dos dados: CCEE



11. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

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

- **Dia 25 de dezembro, às 22h17min:** Desligamento automático da subestação de 230 kV Itabira 2 (CEMIG). Houve interrupção de **235 MW** de cargas, sendo 54 MW da Cemig, 99 MW da Vale e 82 MW do consumidor Minas - Rio, em Minas Gerais. Causa: Explosão do TC da LT 230 kV Itabira 2 / Itabira 4.
- **Dia 27 de dezembro, às 13h10min:** Desligamento automático da transformação 230/69 kV da subestação Utinga (Eletronorte). Houve a interrupção de **252 MW** de cargas da Celpa, no Pará. Causa: Desligamento acidental durante intervenção.

Nesse mês houve 5 desligamentos com interrupção total das cargas de Roraima, nos dias 2, 13, 16, 21 e 30. Todas ocorrências tiveram origem nos trechos da Interligação Brasil – Venezuela operado pela Corpoelec. As causas não foram informadas.

Para o ano de 2017, tanto o número de ocorrências quanto o montante de cargas interrompidas foram inferiores aos verificados no ano de 2016, com destaque para a redução no número de ocorrências nos subsistemas Sul e Sudeste / Centro – Oeste. Também se destaca que em 2017 não houve desligamento envolvendo dois ou mais subsistemas do SIN. Em relação aos sistemas isolados, houve pequeno aumento do número de desligamentos com cortes de carga acima de 100 MW.

11.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

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

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2017	2016
SIN**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.510
S	0	0	0	0	0	0	556	0	0	318	0	0	874	2.628
SE/CO	378	596	456	158	415	0	365	0	575	342	215	235	3.735	9.161
NE	520	448	0	823	314	319	0	135	232	400	717	384	4.292	2.886
N-Int	1.052	358	2.135	849	606	182	0	1.381	287	737	295	429	8.311	9.354
Isolados	381	379	0	162	783	102	133	605	533	638	129	632	4.477	4.263
TOTAL	2.331	1.781	2.591	1.992	2.118	603	1.054	2.121	1.627	2.435	1.356	1.680	21.689	37.802

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2017	2016
SIN**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
S	0	0	0	0	0	0	2	0	0	1	0	0	3	8
SE/CO	2	1	3	1	1	0	1	0	1	1	1	1	13	26
NE	2	3	0	3	2	1	0	1	1	2	2	2	19	12
N-Int	2	1	4	1	2	1	0	3	2	3	2	2	23	25
Isolados	3	3	0	1	6	1	1	4	4	5	1	5	34	32
TOTAL	9	8	7	6	11	3	4	8	8	12	6	10	92	106

* 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. Os valores referentes à 2016 foram revistos.

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

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

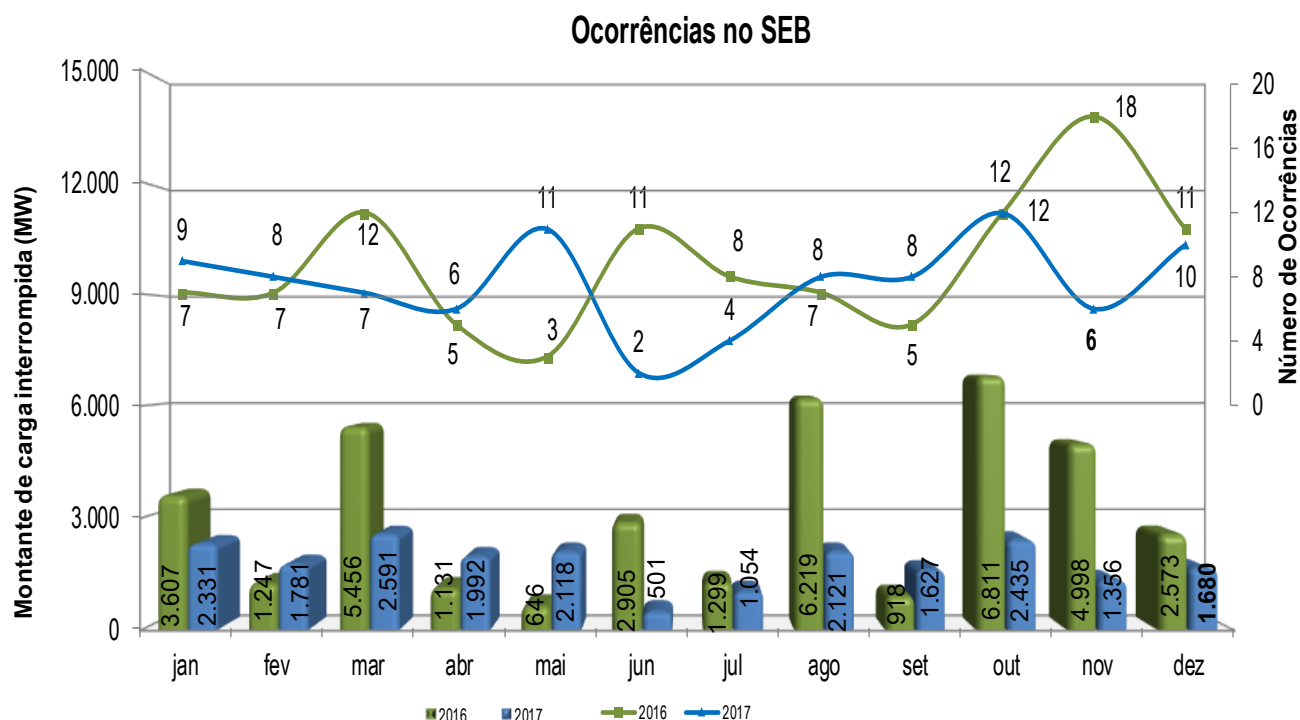


Figura 26. Ocorrências no SEB: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

11.2. Indicadores de Continuidade *

Tabela 19. Evolução do DEC em 2017.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2017														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,59	1,33	1,32	1,10	1,07	0,92	1,01	1,00	1,05	1,29	1,31		12,98	12,78
S	1,44	1,27	1,03	0,81	1,05	0,87	0,76	1,01	0,96	1,29	1,20		11,70	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		9,17	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		20,38	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		14,12	14,85
N	3,68	2,69	3,16	2,63	2,60	2,18	2,15	2,44	2,64	2,61	2,43		29,18	31,23

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		7,47	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		7,20	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		5,20	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		12,24	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		7,23	9,74
N	2,12	1,71	2,00	1,80	1,84	1,57	1,53	1,74	1,70	1,76	1,64		19,39	27,92

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

*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

Fonte dos dados: ANEEL

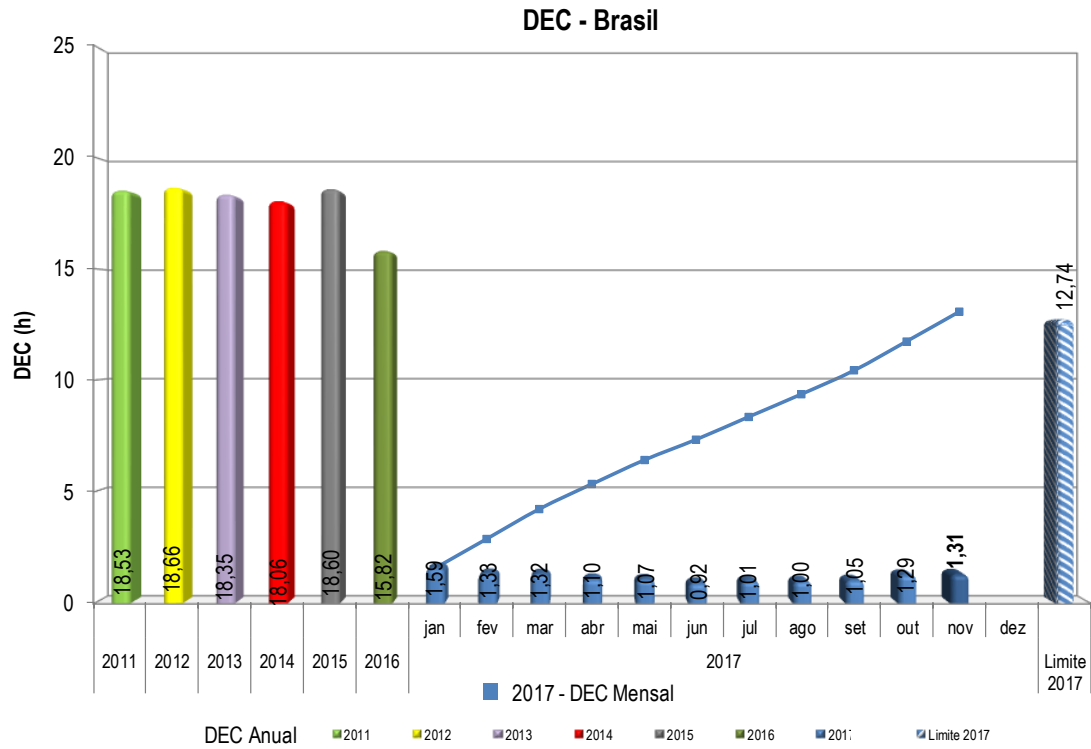


Figura 27. DEC do Brasil.

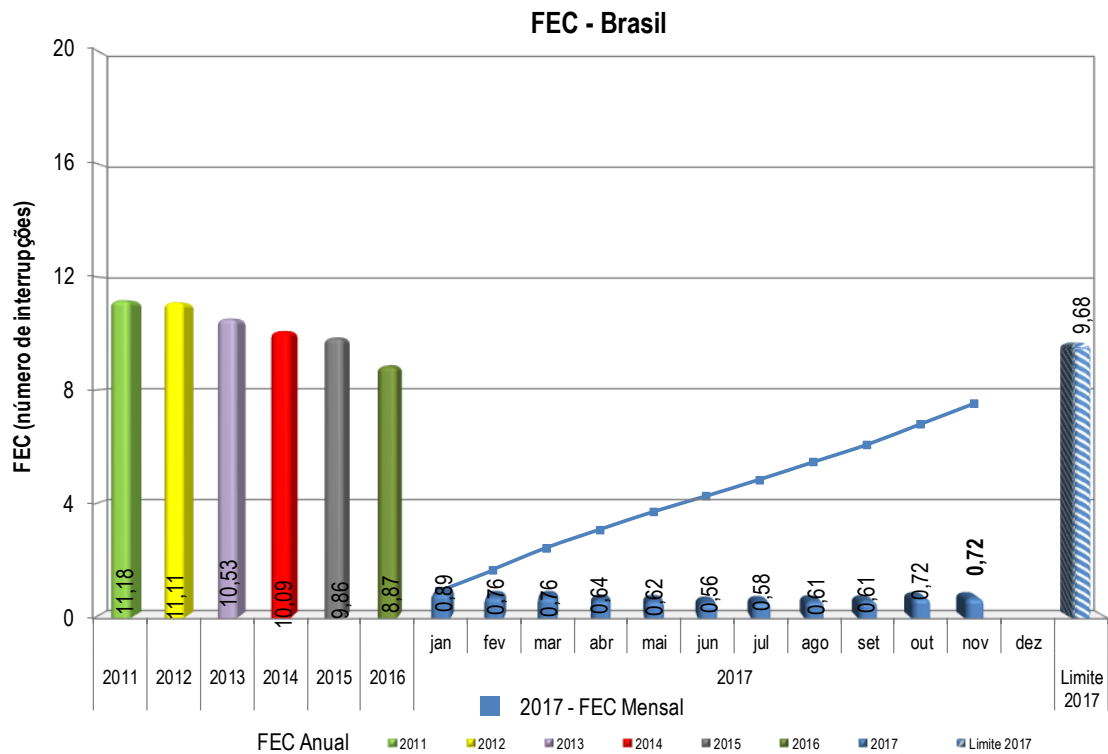


Figura 28. FEC do Brasil.

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

Fonte dos dados: ANEEL



GLOSSÁRIO

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