



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

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro Dezembro – 2016





# **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**

**Dezembro – 2016**

## **Ministério de Minas e Energia**

### **Ministro**

Fernando Coelho Filho

### **Secretário-Executivo**

Paulo Pedrosa

### **Secretário de Energia Elétrica**

Fábio Lopes Alves

### **Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico**

Domingos Romeu Andreatta

### **Equipe Técnica**

Guilherme Silva de Godoi (Coordenação)

André Grobério Lopes Perim

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

José Brito Trabuco



## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil.....	2
2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias .....	3
2.3. Energia Natural Afluente Armazenável .....	4
2.4. Energia Armazenada .....	6
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	9
3.1. Principais Intercâmbios Verificados .....	9
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	10
4.1. Consumo de Energia Elétrica .....	10
4.2. Unidades Consumidoras.....	12
4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil.....	12
4.4. Demandas Máximas .....	13
4.5. Demandas Máximas Mensais .....	13
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	15
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO* .....	16
7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	17
7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro .....	17
7.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	18
7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados .....	18
7.4. Geração Eólica .....	19
7.5. Energia de Reserva .....	20
7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física .....	22
8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO .....	25
8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração .....	25
8.2. Previsão da Expansão da Geração.....	26
9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO .....	27
9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão .....	27
9.2. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	27
9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão .....	28



9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação .....	28
10.CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO.....	29
10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação.....	29
10.2. Despacho Térmico.....	30
11.ENCARGOS SETORIAIS .....	30
12.DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	32
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro .....	32
12.2. Indicadores de Continuidade .....	33



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de dezembro de 2016 – Brasil. ....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/12 a 30/12/2016 nas principais bacias, referenciadas à média histórica. ....	3
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste. ....	4
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul. ....	4
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste. ....	5
Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte. ....	5
Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste. ....	7
Figura 8. EAR: Subsistema Sul. ....	7
Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste. ....	8
Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado. ....	8
Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MW médios). ....	9
Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses. ....	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN. ....	13
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste. ....	13
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul. ....	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste. ....	14
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte. ....	14
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada. ....	16
Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB. ....	16
Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil. ....	17
Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste. ....	19
Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul. ....	19
Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015. ....	20
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2016. ....	21
Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte. ....	21
Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH). ....	22
Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas. ....	22
Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa. ....	23
Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo. ....	23
Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás. ....	24
Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão. ....	24
Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN. ....	25
Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste. ....	29
Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês. ....	30
Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação. ....	31
Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética. ....	31
Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares. ....	31
Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências. ....	33
Figura 39. DEC do Brasil. ....	34
Figura 40. FEC do Brasil. ....	34



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	6
Tabela 2. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe. ....	11
Tabela 3. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo. ....	11
Tabela 4. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	12
Tabela 5. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.....	13
Tabela 6. Matriz de capacidade instalada*** de geração de energia elétrica do Brasil.....	15
Tabela 7. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB. ....	16
Tabela 8. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	18
Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados. ....	18
Tabela 10. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração. ....	26
Tabela 11. Previsão da expansão da geração (MW). ....	26
Tabela 12. Entrada em operação de novas linhas de transmissão. ....	27
Tabela 13. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão. ....	27
Tabela 14. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão. ....	28
Tabela 15. Previsão da expansão da capacidade de transformação. ....	28
Tabela 16. Evolução da carga interrompida no SIN devido a ocorrências. ....	32
Tabela 17. Evolução do número de ocorrências. ....	32
Tabela 18. Evolução do DEC em 2016. ....	33
Tabela 19. Evolução do FEC em 2016.....	33



## 1. INTRODUÇÃO

No mês de dezembro de 2016, os valores de afluições brutas foram inferiores à média de longo termo – MLT em todos os subsistemas. Neste mês, houve contribuição de 8.540 MW médios de produção térmica, considerando as usinas programadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

A variação da energia armazenada equivalente no mês de dezembro de 2016 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: +0,3 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, -10,7 p.p. no Sul, +6,4 p.p. no Nordeste e -2,1 p.p. no Norte. Ressalta-se que os valores de armazenamento dos reservatórios equivalentes são superiores aos verificados nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste no mesmo período do ano anterior.

Entraram em operação comercial no mês 358,1 MW de capacidade instalada de geração, 703,2 km de linhas de transmissão e 750 MVA de transformação na Rede Básica. Em 2016 a expansão do sistema totalizou 9.526,4\* MW de capacidade instalada de geração, 5.688,6 km de linhas de transmissão de Rede Básica e conexões de usinas e 11.491,3 MVA de transformação na Rede Básica.

Em relação ao acréscimo da capacidade instalada de geração de energia elétrica verificada ao longo de 2016, destaca-se a expansão anual da fonte eólica, correspondente a 2.564,1 MW\*, além da conclusão no ano das usinas hidrelétricas - UHEs Teles Pires (MT/PA) e Jirau (RO), cujas capacidades instaladas totalizam, respectivamente, 1.820 MW e 3.750 MW. Em 2016, houve também a entrada em operação comercial das primeiras unidades geradoras – UGs de 1 a 3 da UHE Belo Monte e das UGs 1 a 4 do Sítio Pimental, totalizando 1.988,7 MW em operação no final do ano.

No mês de dezembro de 2016 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 150.410 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída. Em comparação com o fechamento do ano anterior, houve um acréscimo de 9.552 MW, sendo 5.279 MW de geração de fonte hidráulica, 1.723 MW de fontes térmicas, 2.491 MW de fonte eólica e 59 MW de fonte solar.

No mês de novembro de 2016, a geração hidráulica correspondeu a 70,9% do total gerado no país, 0,4 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 se manteve no mesmo patamar. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, reduziu 0,4%. Em relação às gerações térmicas por fonte, destacam-se as variações de +1,9 p.p. de geração a gás, -1,4 p.p. de geração a biomassa e -1,2 de geração nuclear.

Ainda em novembro, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste reduziu 0,5 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 50,4%. Na região Sul, houve redução de 13,8 p.p. deste fator, atingindo 31,4%. No acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior, o fator de capacidade médio na região Nordeste aumentou 1,2 p.p., atingindo 42,0%, e na região Sul houve aumento de 3,7 p.p., atingindo 31,4%.

Com relação ao mercado consumidor, em novembro de 2016, o consumo de energia elétrica atingiu 47.094 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, valor 0,6% inferior ao verificado no mesmo mês do ano anterior. Além disso, foi verificada expansão de 2,3% no número de unidades consumidoras residenciais nos últimos 12 meses.

Destaca-se ainda que, em 2016, a UHE Itaipu bateu seu recorde anual de geração, com 103,098 TWh, estabelecendo também novo recorde mundial e passando a ser novamente a usina com maior produção anual já verificada no mundo. Em dezembro essa usina também registrou sua melhor produção já verificada para o mês, com cerca de 8,9 TWh.

As usinas nucleares de Angra dos Reis (Angra I e Angra II) também registraram valor recorde de geração em 2016, em ano com parada para reabastecimento de combustível, tendo gerado cerca de 15,9 TWh. Além disso, as duas plantas ultrapassaram seus recordes individuais de produção em anos com trocas de combustível.

As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 31 de dezembro de 2016, 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.

\* Nestes dados não são contabilizados os valores referentes a mini e micro geração distribuída.



## 2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Na primeira quinzena do mês de dezembro de 2016, o avanço de frentes frias associadas a sistemas de baixa pressão ocasionou precipitação em todas as bacias hidrográficas do SIN, com volumes significativos no Grande, Paranaíba, São Francisco e no Tocantins. Já na segunda quinzena do mês, foi observada uma mudança desse padrão sinótico, devido à configuração de um bloqueio atmosférico que impediu o avanço das frentes frias pela região Sudeste. Dessa forma a precipitação ficou restrita às bacias hidrográficas da região Sul, e foram observadas temperaturas extremas (mínima e máxima) acima da média nos estados de São Paulo e do Rio de Janeiro.

As Energias Naturais Afluentes – ENA brutas verificadas em dezembro para cada subsistema foram: 79 %MLT – 37.055 MWmédios no Sudeste/Centro-Oeste (18º pior valor\*), 99 %MLT – 7.312 MWmédios no Sul (39º melhor valor\*), 54 %MLT – 5.490 MWmédios no Nordeste (11º pior valor\*) e 50 %MLT – 2.958 MWmédios no Norte (5º pior valor\*).

Ressalta-se que foram armazenáveis 76 %MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 94 %MLT no Sul, 54 %MLT no Nordeste e 49 %MLT no Norte.

\* considerando um histórico de afluências para o mês em 84 anos (1931 a 2014).

### 2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

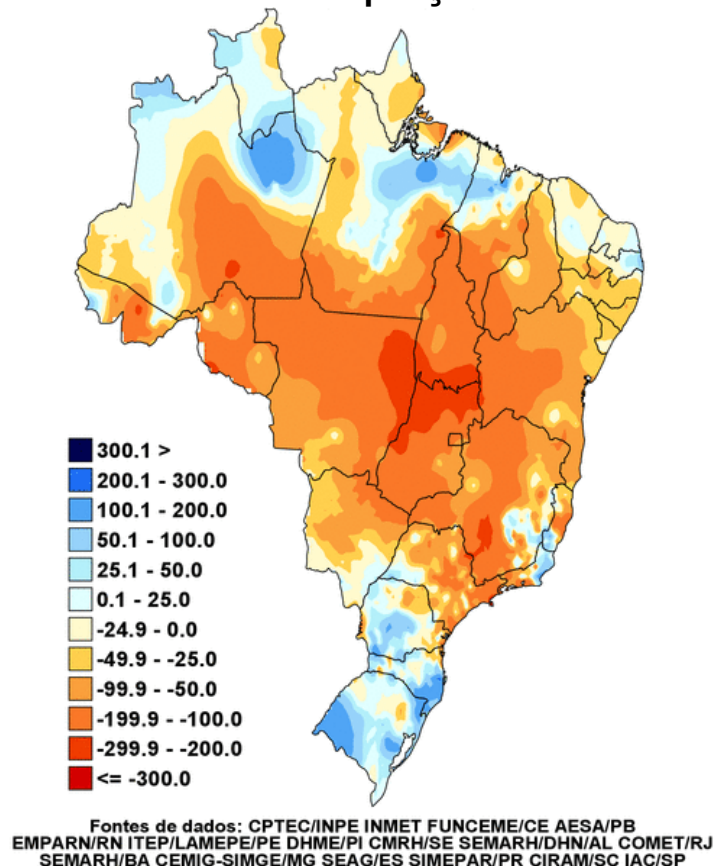


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de dezembro de 2016 – Brasil.

Fonte: CPTEC/INPE





## 2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

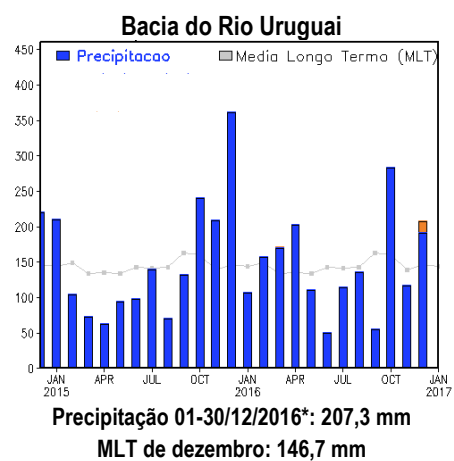
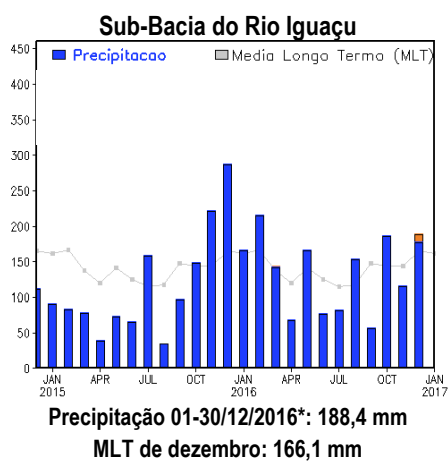
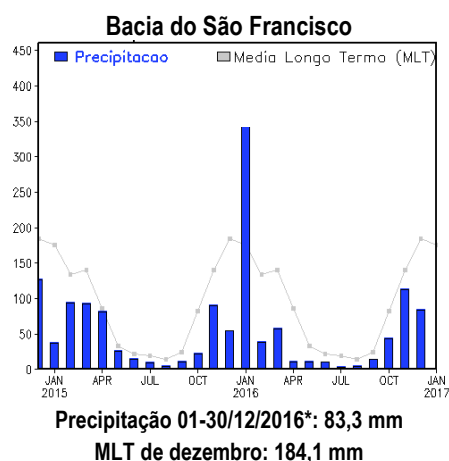
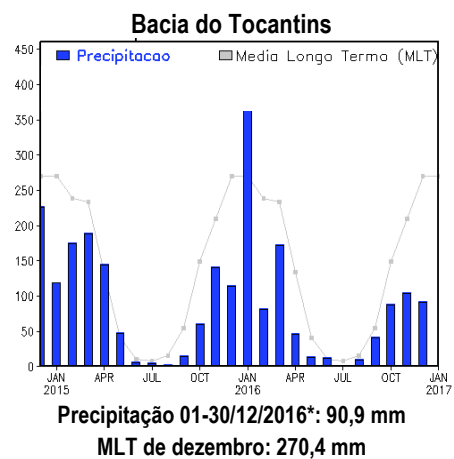
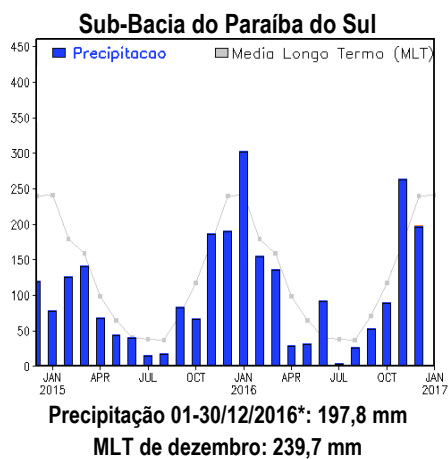
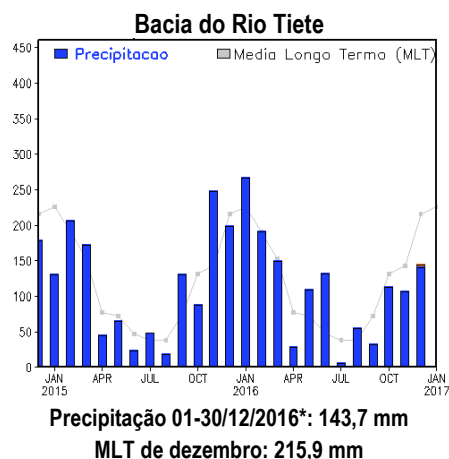
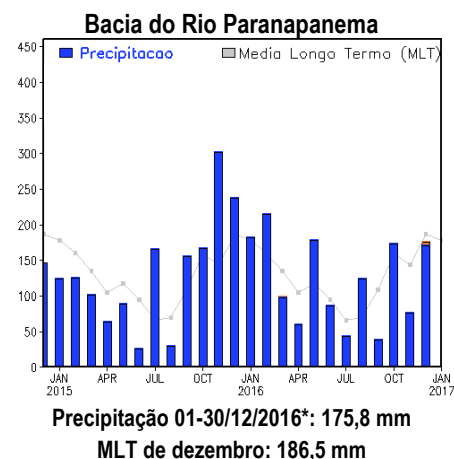
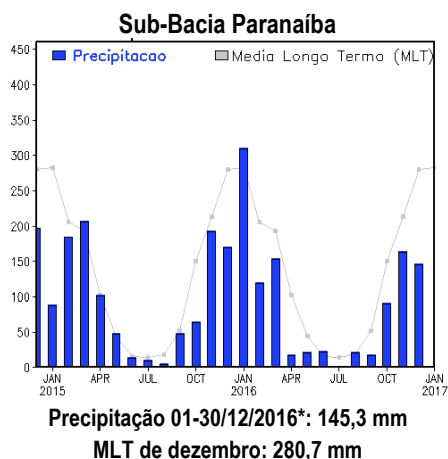
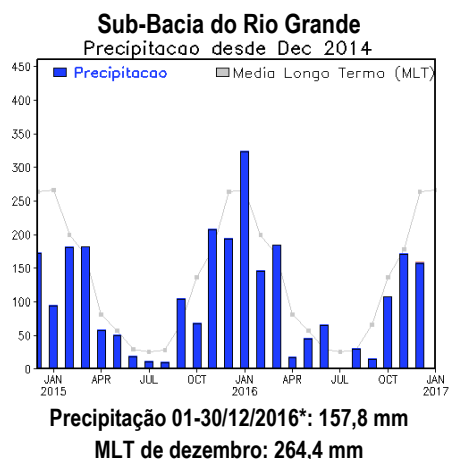


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/12 a 30/12/2016 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

\* A data refere-se ao último dado acumulado do mês de referência registrado pela equipe que elabora este Boletim.



### 2.3. Energia Natural Afluente Armazenável Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

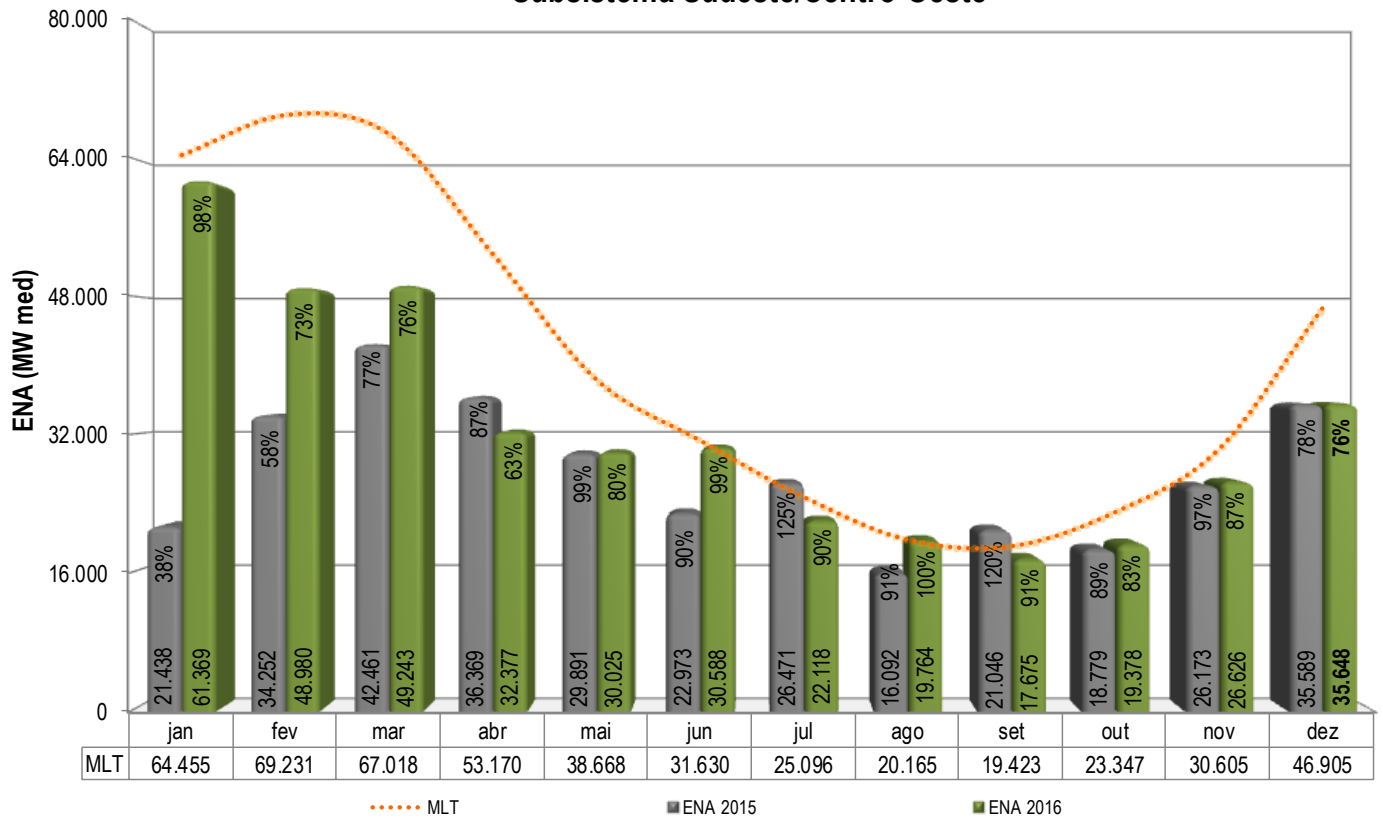


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Sul

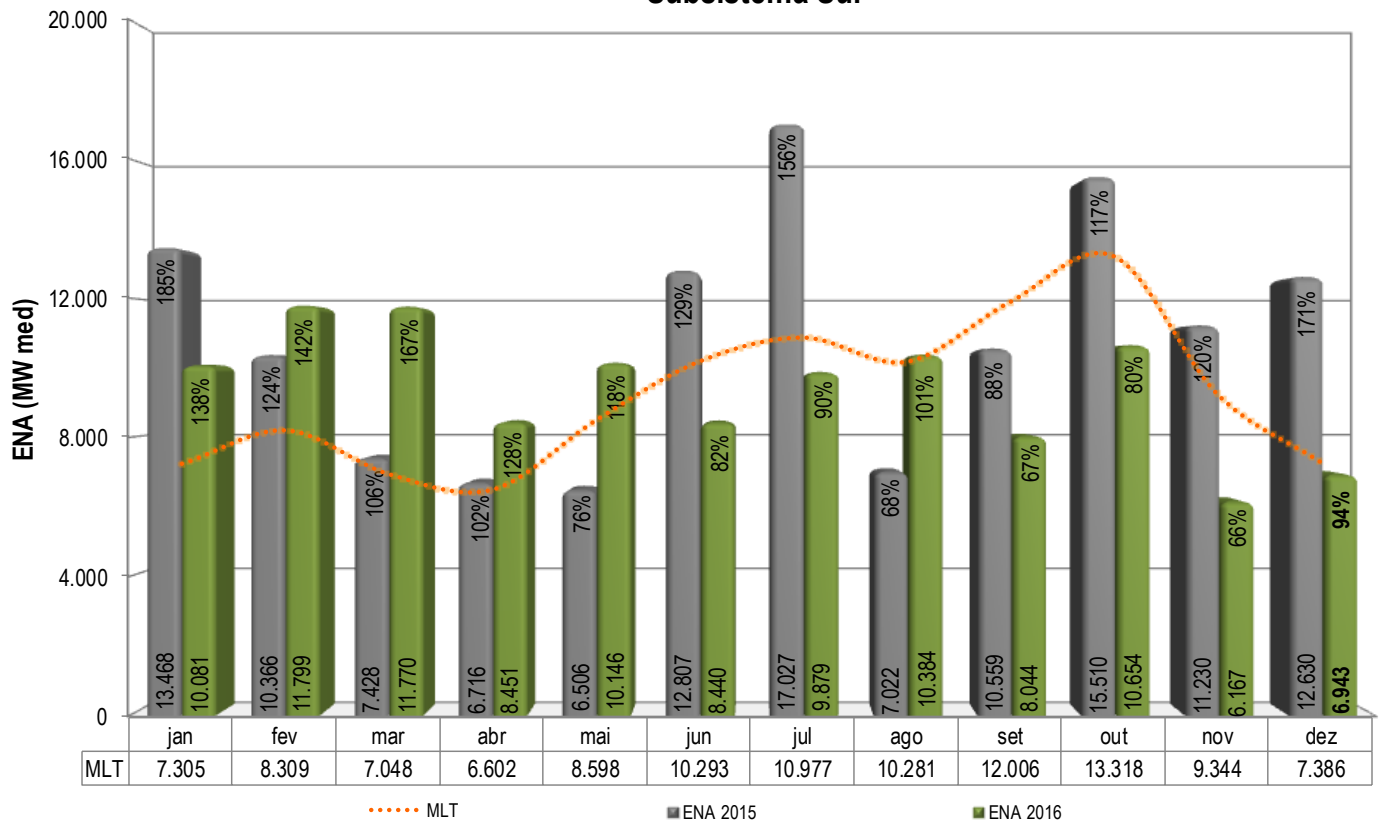


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

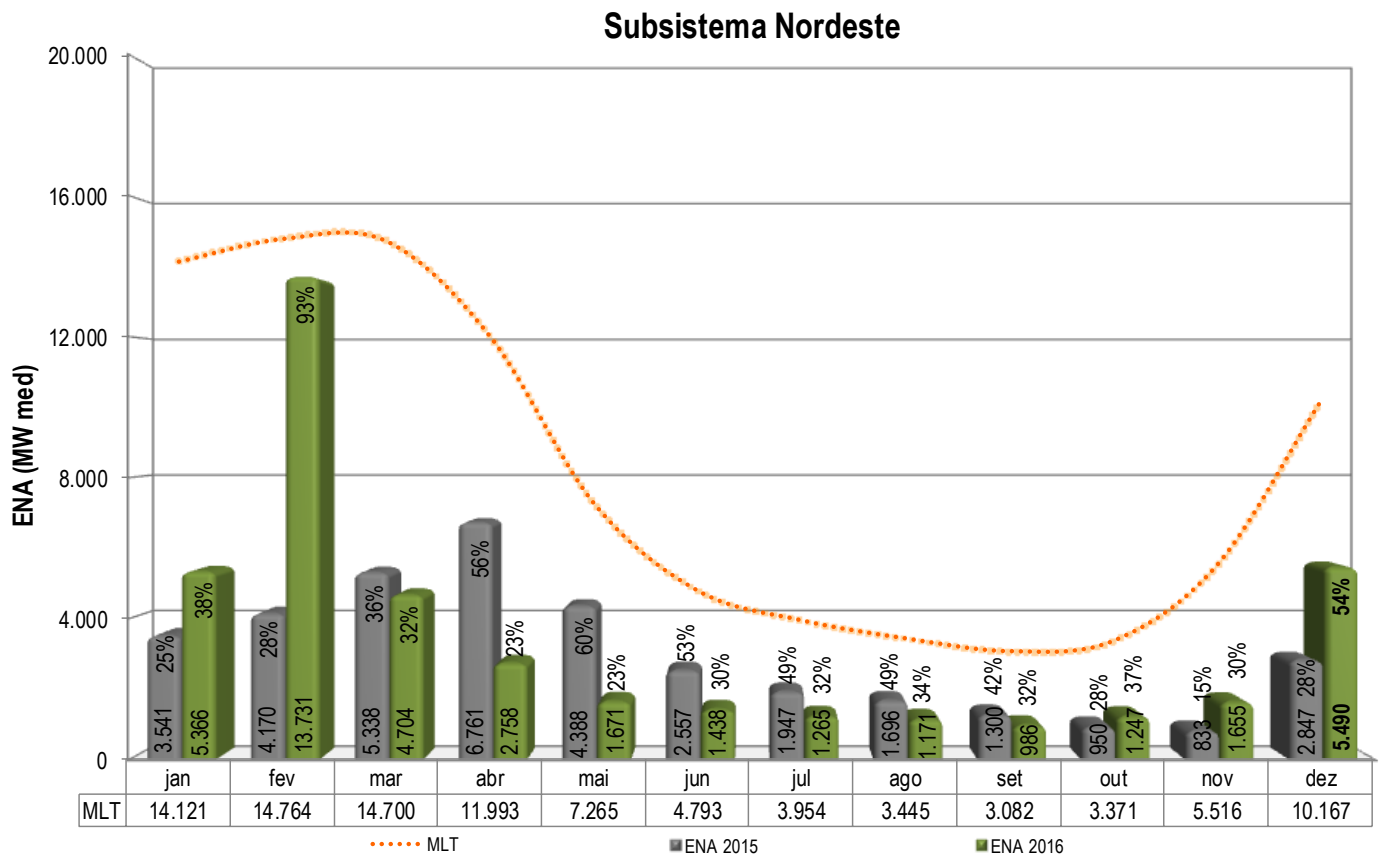


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

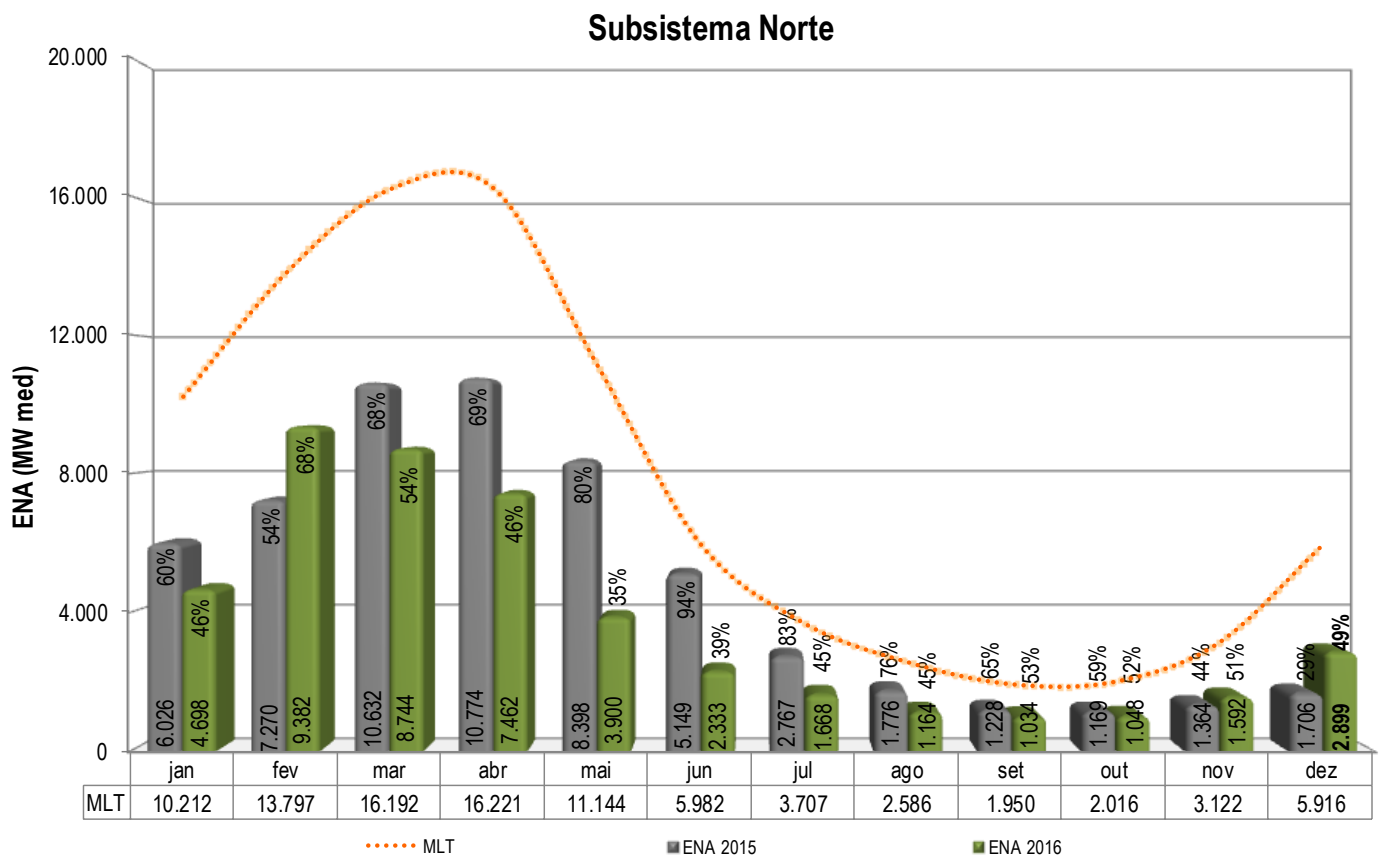


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



## 2.4. Energia Armazenada

No mês de dezembro de 2016 houve redução nos níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes dos subsistemas Sul e Norte, e aumento no armazenamento dos demais. Neste mês, houve contribuição de aproximadamente 8.540 MWmédios de produção térmica, valor cerca de 2.560 MWmédios inferior em relação ao verificado no mês anterior.

Houve aumento de 0,3 p.p. no armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o mês de dezembro, atingindo 33,7 %EAR, valor 3,9 p.p. superior ao verificado no final de dezembro de 2015 (29,8 %EAR), e 1,4 p.p. superior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (32,3 %EAR). As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste (RSE).

Na região Sul, a geração das usinas hidrelétricas foi explorada prioritariamente nos períodos de carga pesada e média, sendo seus excedentes energéticos transferidos para a região Sudeste/Centro-Oeste, respeitando-se as restrições operativas das usinas e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste. Ao final do mês de dezembro, em relação ao mês de novembro, houve redução do armazenamento equivalente em 10,7 p.p., atingindo 60,3 %EAR, valor 38,1 p.p. inferior ao armazenamento do final do mês de dezembro de 2015 (98,4 %EAR).

No subsistema Nordeste houve replecionamento de 6,4 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 16,5 %EAR ao final do mês de dezembro, valor 11,3 p.p. superior ao verificado ao final de dezembro de 2015 (5,2 %EAR) e 2,4 p.p. superiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (14,1 %EAR). A coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco na região Nordeste foi efetuada visando à implementação da política de redução da defluência mínima, nas UHEs Sobradinho e Xingó, sendo o intercâmbio de energia e as gerações eólicas e térmicas locais responsáveis pelo fechamento do balanço energético da região Nordeste. Houve continuidade dos testes da defluência mínima da UHE Sobradinho a UHE Xingó em patamar de 750 m³/s, etapa que precederá a redução ao limite de 700 m³/s. A defluência da UHE Três Marias foi reduzida gradualmente, atingindo 165 m³/s no dia 3 de dezembro, conforme decisão do grupo gestor dos recursos hídricos da bacia do rio São Francisco, coordenado pela ANA.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte atingiu 18,9 %EAR ao final do mês de dezembro, apresentando deplecionamento de 2,1 p.p. em comparação ao mês anterior e correspondendo a 3,5 p.p. superiores ao armazenamento do final de dezembro de 2015 (15,4 %EAR). A geração da UHE Tucuruí foi utilizada para o fechamento do balanço energético do SIN.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações percentuais de energia armazenada no mês de dezembro de 2016 referem-se ao replecionamento de 8,8 p.p. na UHE Três Marias (atingindo 24,9 %v.u.); de 6,7 p.p. na UHE Sobradinho (atingindo 12,5 %v.u.); ao deplecionamento de 11,5 p.p. na UHE Ilha Solteira (atingindo 55,7 %v.u.) e de 5,3 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 27,0 %v.u.).

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final do Mês (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	33,7	203.229	74,5
Sul	60,3	19.958	13,1
Nordeste	16,5	51.809	9,3
Norte	18,9	15.041	3,1
<b>TOTAL</b>		<b>290.037</b>	<b>100,0</b>

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

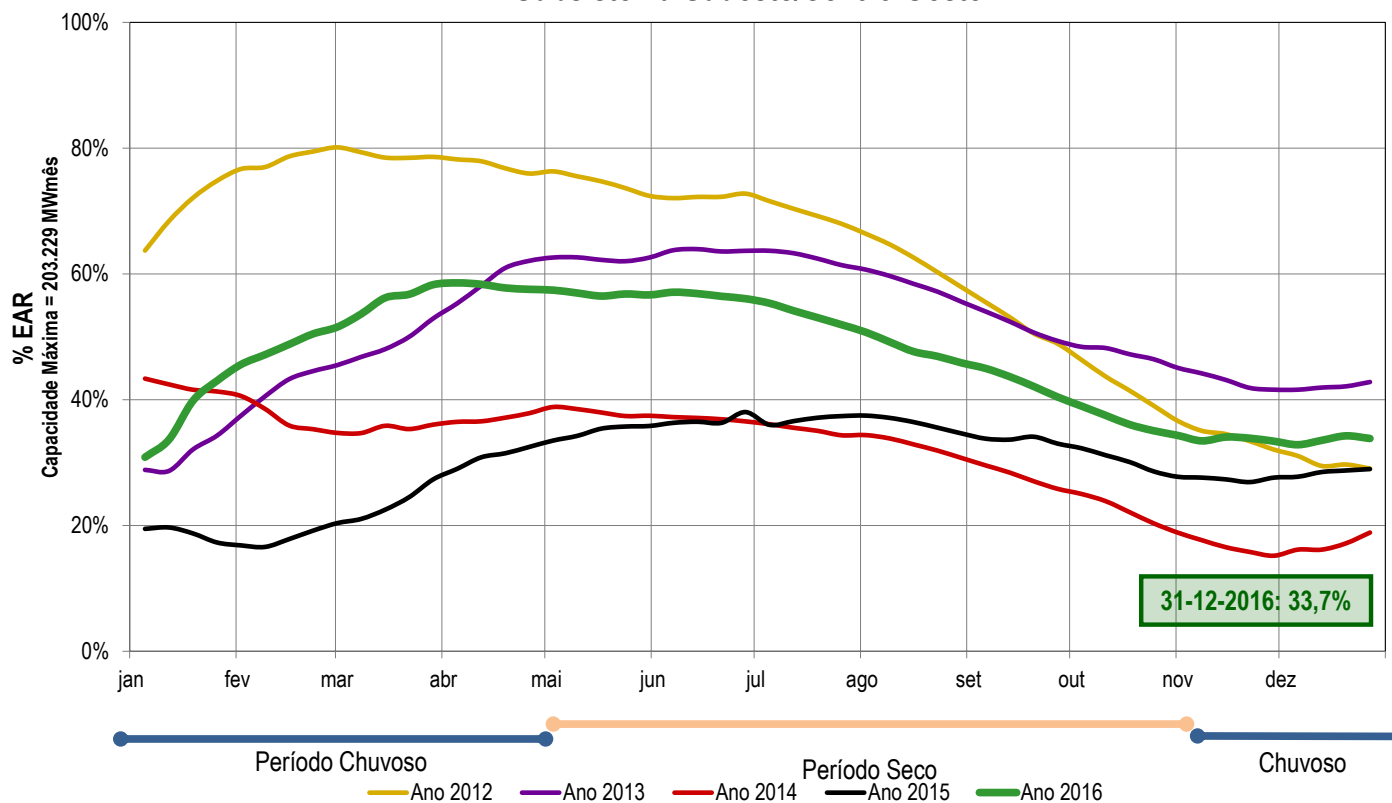


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Sul

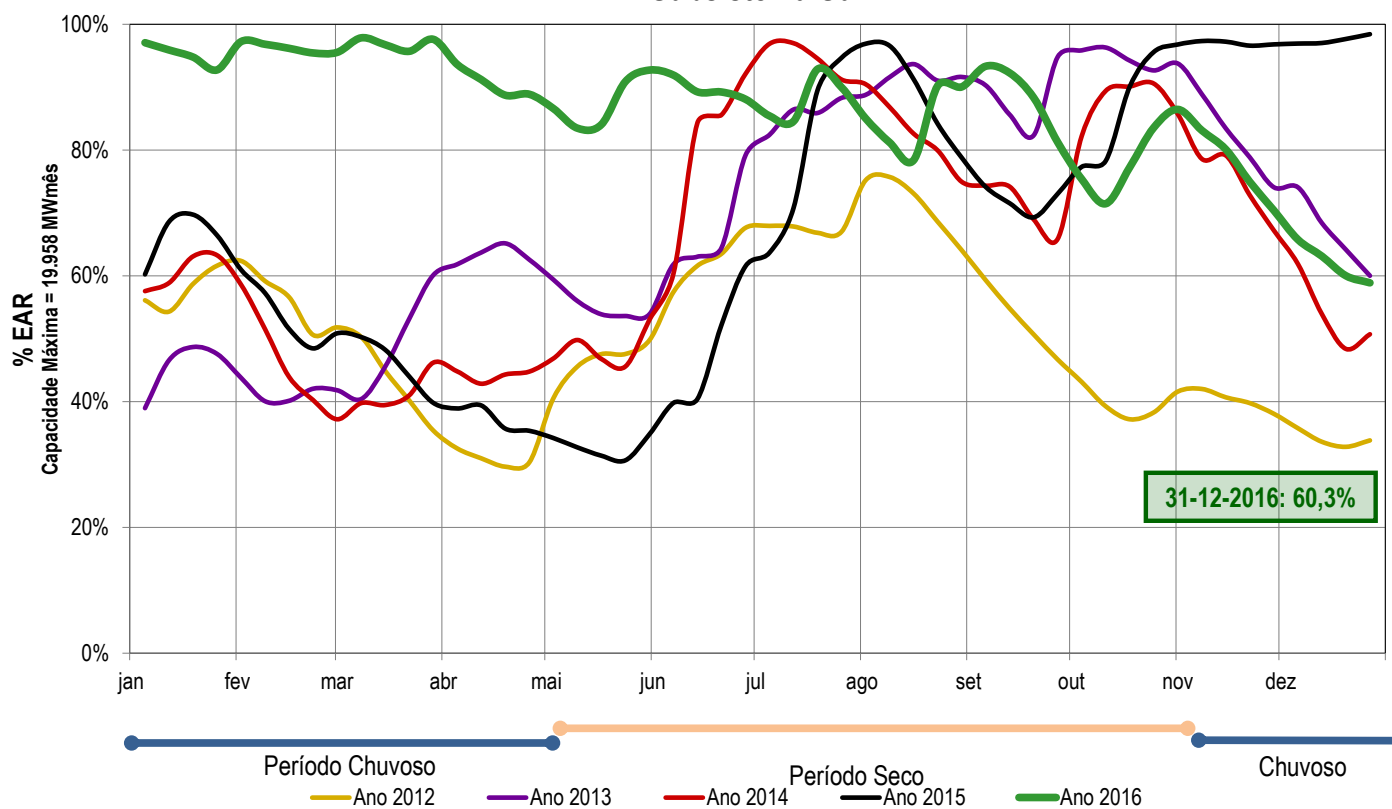


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Nordeste

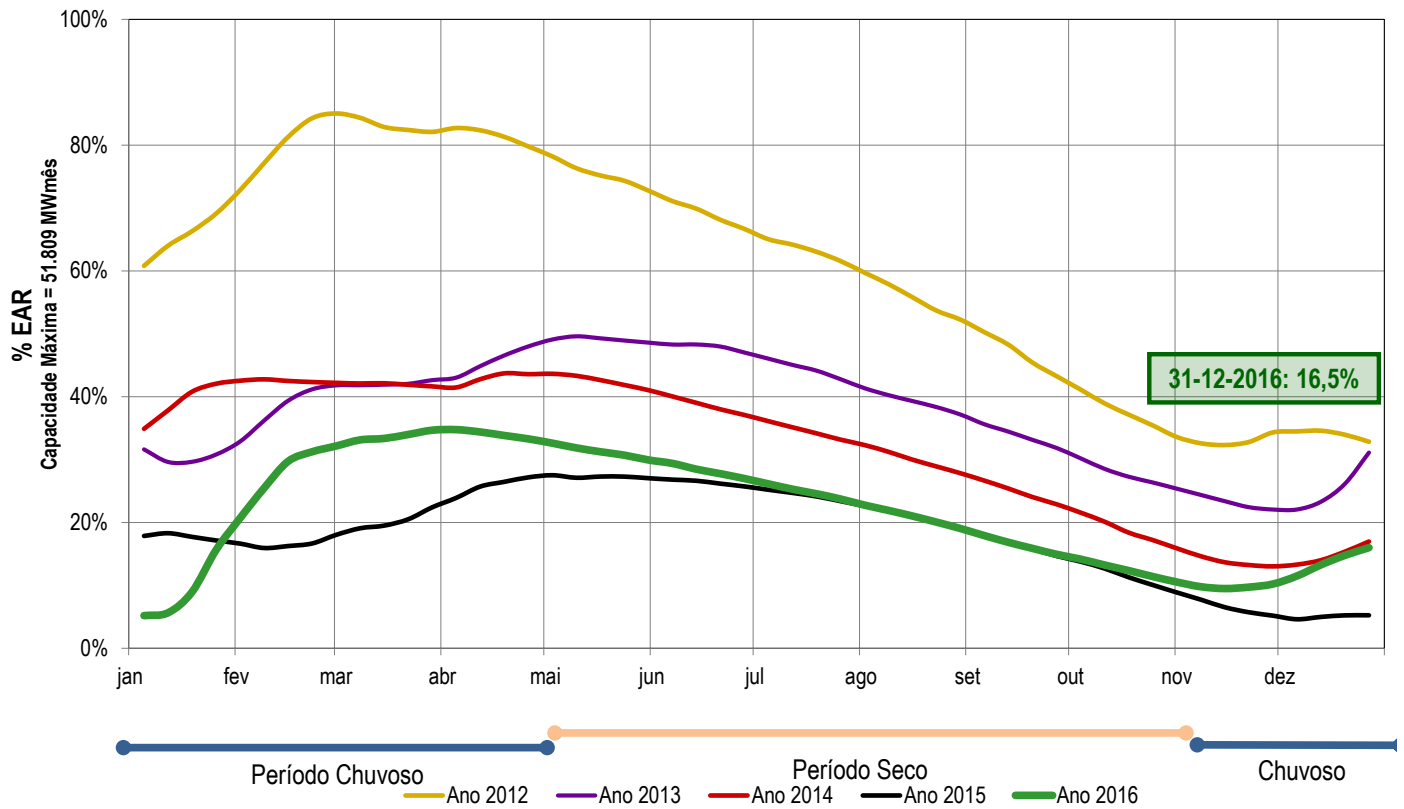


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

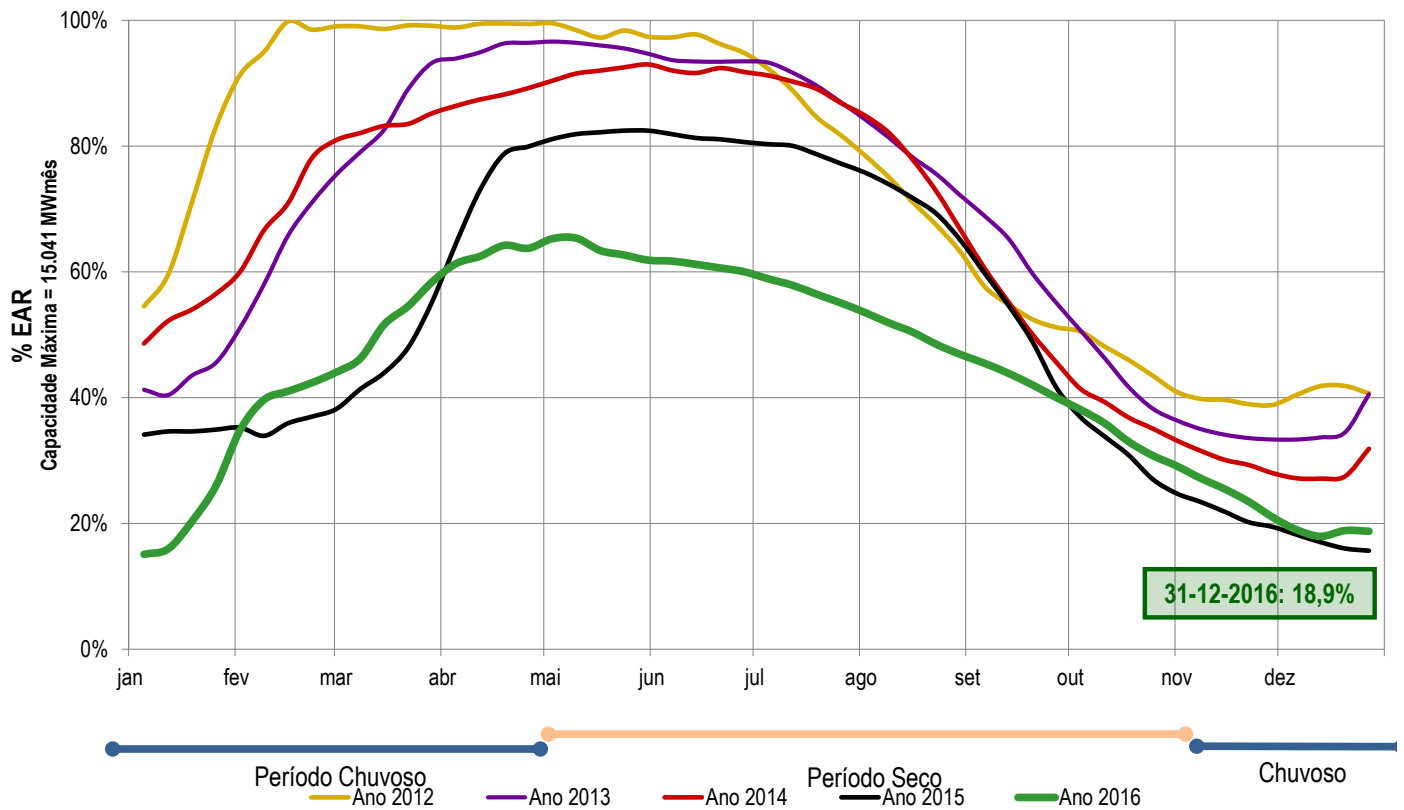


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS

### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em dezembro de 2016 o subsistema Norte manteve perfil exportador, sendo este o comportamento verificado desde os últimos 10 dias do mês anterior em função, dentre outros motivos, da parada de Angra II para manutenção programada e reabastecimento de combustível. Assim, foi verificada no mês exportação de aproximadamente 1.112 MWmédios.

O subsistema Nordeste permaneceu receptor em um total de 2.360 MWmédios, valor superior aos 1.470 MWmédios verificados no mês anterior.

O subsistema Sul importou cerca de 265 MWmédios no mês de dezembro, ante a exportação de 1.470 MWmédios em novembro.

A importação de energia da Venezuela para suprimento ao Estado de Roraima foi de 125 MWmédios, valor pouco inferior ao verificado no mês anterior (127 MWmédios).

Nos dias 8 e 9 de dezembro houve importação de energia da Argentina para o Brasil, resultado de devolução de energia emergencial, em função das maiores disponibilidades energéticas no país vizinho. Além disso, nos dias 27 e 28 de dezembro, houve exportação em caráter emergencial para o Uruguai, via conversora Rivera, e no dia 31 para a Argentina, via conversora de frequência Garabi.



Figura 11. 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 2016, o consumo de energia elétrica atingiu 47.094 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, valor 2,5% inferior ao verificado no mês anterior e representando decréscimo de 0,6% em relação ao consumo de novembro de 2015.

No acumulado dos últimos 12 meses (dezembro de 2015 a novembro de 2016), o consumo residencial registrou evolução de +1,1% em relação ao mesmo período anterior. Já em comparação a novembro de 2015, foi mantido praticamente o mesmo patamar de consumo.

Conforme análise da EPE, um fator relevante para esse desempenho foi a permanência de temperaturas mais amenas e do cenário econômico recessivo. Em relação ao consumo regional dessa classe, destacam-se as quedas de 4,1% e 4,5% no Centro-Oeste e Norte, respectivamente, e crescimento de 5,3% no Nordeste, único que apresentou crescimento em função, dentre outros fatores, das condições climáticas verificadas.

Em relação à classe comercial, conforme observado nos meses anteriores, foi determinante em seu comportamento o efeito da baixa atividade do setor, além dos impactos das temperaturas mais amenas, resultando na queda de 5,0% no consumo em comparação a novembro de 2015. Em termos de submercado, o comportamento observado dessa classe em comparação a 2015 foi de crescimento no Nordeste (+2,0%) e no Norte (+8,7%), e queda no Sudeste (-7,5%) e no Sul (-6,5%). Ressalta-se que no Sudeste e no Centro-Oeste o desempenho negativo foi observado em todos os estados, com destaque para São Paulo (-8,1%) e Goiás (-9,5%). Além disso, conforme informado pela EPE, no estado do Amazonas está sendo realizada uma reclassificação de consumidores tendo ocorrido migração relevante para a classe comercial, fato que impactou, ao menos em parte, o comportamento observado.

Em relação ao consumo industrial de eletricidade, foi verificada estabilidade entre novembro de 2016 e 2015. Sobre os segmentos industriais que mais consomem energia elétrica, destaca-se que quatro dentre as dez atividades mais consumidoras apresentaram aumento em seus consumos em termos anuais, a saber: papel e celulose (8,8%), metalúrgico (5,2%), têxtil (3,3%) e químico (2,9%). O setor automotivo apresentou consumo no mesmo patamar.

Por fim, destaca-se que o consumo de energia no Ambiente de Contratação Livre – ACL (consumidores livres) em novembro foi de aproximadamente 11,2 TWh, o que representa aumento de 18,6% em comparação com novembro de 2015.

\* Referência: <http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Forms/EPEResenhaMensal.aspx>. Considera autoprodução circulante na rede.

Os dados históricos de 2015 e 2016 foram atualizados e encaminhados pela EPE ao MME em dezembro de 2016, em consonância com a atualização realizada pelo ONS da Carga Global do SIN. Este trabalho foi fruto de ação conjunta entre EPE, ONS e CCEE, que resultou também na realização do 2º Workshop "Previsão e Acompanhamento da Carga do SIN" em dezembro de 2016.





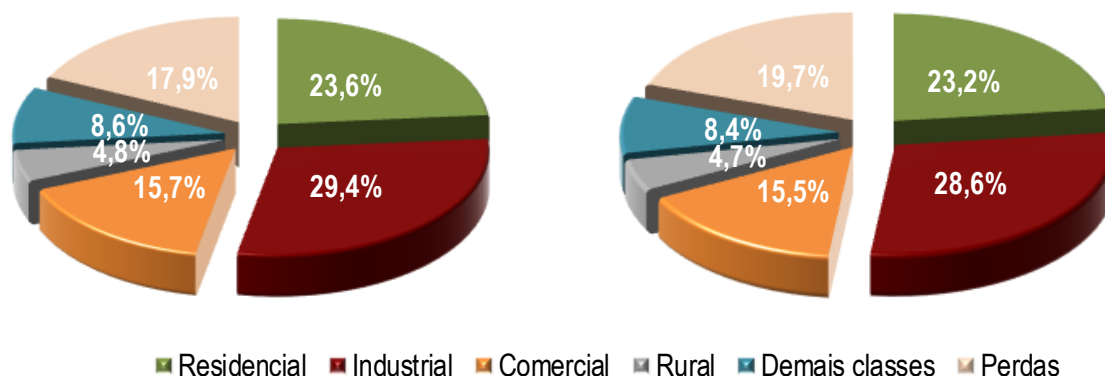
**Tabela 2. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.**

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Nov/16 GWh	Evolução mensal (Nov/16/Out/16)	Evolução anual (Nov/16/Nov/15)	Dez/14-Nov/15 (GWh)	Dez/15-Nov/16 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	11.132	2,6%	0,2%	131.117	132.507	1,1%
<b>Industrial</b>	13.840	0,2%	0,1%	170.180	163.882	-3,7%
<b>Comercial</b>	7.374	4,2%	-5,0%	90.450	88.409	-2,3%
<b>Rural</b>	2.255	-1,4%	0,4%	25.812	26.664	3,3%
<b>Demais classes*</b>	4.043	0,1%	-3,0%	48.141	48.144	0,0%
<b>Perdas</b>	8.450	-17,2%	2,0%	107.063	112.506	5,1%
<b>Total</b>	<b>47.094</b>	<b>-2,5%</b>	<b>-0,6%</b>	<b>572.764</b>	<b>572.113</b>	<b>-0,1%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até novembro de 2016.

Fonte dos dados: EPE

**Consumo de Energia Elétrica em Nov/2016**      **Consumo de Energia Elétrica em 12 meses**



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

Dados contabilizados até novembro de 2016.

Fonte dos dados: EPE

**Tabela 3. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.**

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Nov/16 kWh/NU	Evolução mensal (Nov/16/Out/16)	Evolução anual (Nov/16/Nov/15)	Dez/14-Nov/15 (kWh/NU)	Dez/15-Nov/16 (kWh/NU)	Evolução
<b>Consumo médio residencial</b>	161	2,4%	-2,1%	162	160	-1,2%
<b>Consumo médio industrial</b>	25.737	0,4%	2,4%	25.775	25.395	-1,5%
<b>Consumo médio comercial</b>	1.293	4,2%	-5,5%	1.329	1.292	-2,8%
<b>Consumo médio rural</b>	509	-1,4%	-0,9%	492	502	2,0%
<b>Consumo médio demais classes*</b>	5.249	-0,1%	-4,8%	5.333	5.210	-2,3%
<b>Consumo médio total</b>	480	1,3%	-3,2%	492	476	-3,3%

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até novembro de 2016.

Fonte dos dados: EPE



## 4.2. Unidades Consumidoras

Tabela 4. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.

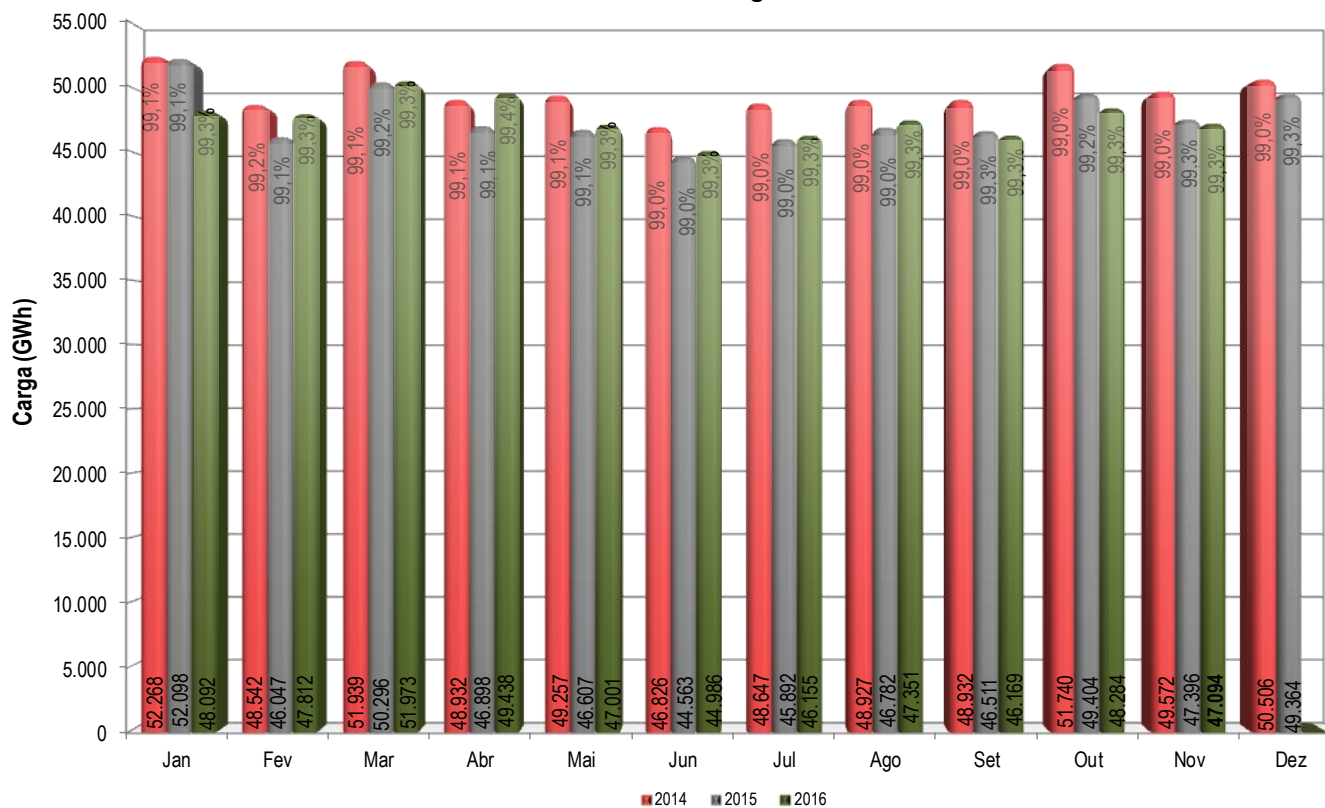
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Nov/15	Nov/16	
Residencial (NUCR)	67.555.161	69.078.289	2,3%
Industrial (NUCI)	550.205	537.771	-2,3%
Comercial (NUCC)	5.672.482	5.704.273	0,6%
Rural (NUCR)	4.369.894	4.426.956	1,3%
Demais classes *	755.867	770.107	1,9%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>78.903.609</b>	<b>80.517.396</b>	<b>2,0%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até novembro de 2016.

Fonte dos dados: EPE

## 4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil

Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil \*\*



Dados contabilizados até novembro de 2016.

Fonte dos dados: EPE

\*\* Os valores apresentados referem-se ao consumo total de energia elétrica no Brasil e os percentuais referentes à parcela do SIN.



## 4.4. Demandas Máximas

No dia 7 de dezembro de 2016 houve atingimento de recorde de demanda máxima no submercado Nordeste, com aumento de 31 MW em relação ao máximo valor verificado anteriormente, no dia 3 de dezembro de 2015.

Tabela 5. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
<b>Máxima no mês (MW)</b> (dia - hora)	<b>44.595</b> 09/12/2016 - 14h45	<b>15.796</b> 13/12/2016 - 14h19	<b>12.504</b> 07/12/2016 - 15h29	<b>6.290</b> 02/12/2016 - 15h45	<b>77.860</b> 07/12/2016 - 15h29
<b>Recorde (MW)</b> (dia - hora)	<b>51.894</b> 21/01/2015 - 14h32	<b>17.971</b> 06/02/2014 - 14h29	<b>12.504</b> 07/12/2016 - 15h29	<b>6.558</b> 29/11/2016 - 15h48	<b>85.708</b> 05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

## 4.5. Demandas Máximas Mensais

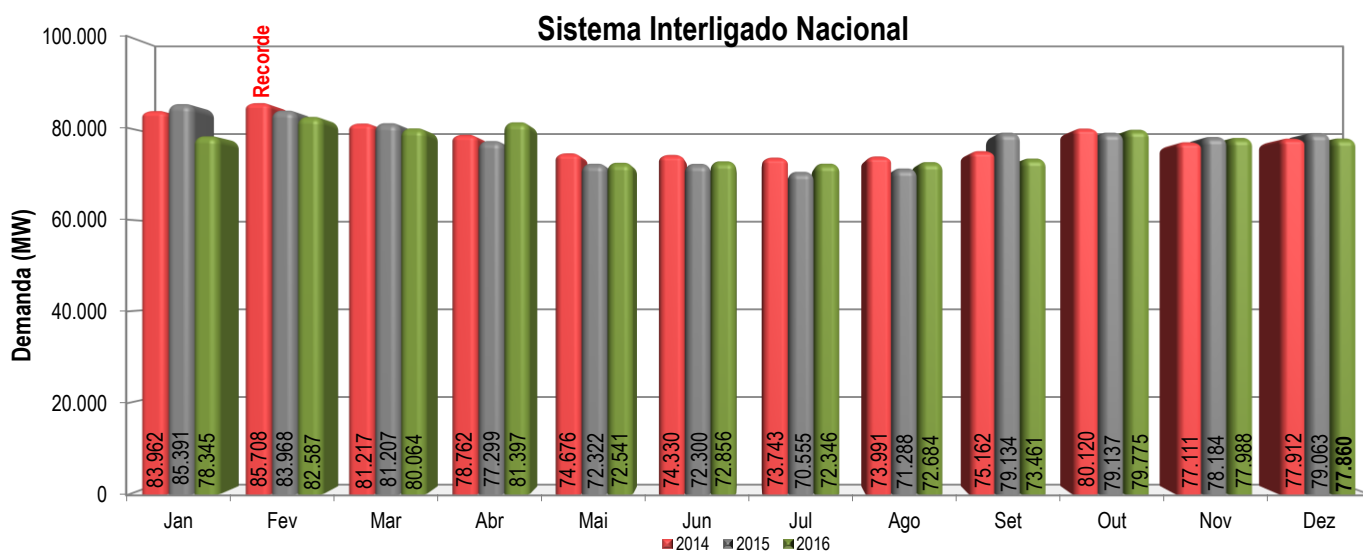


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS

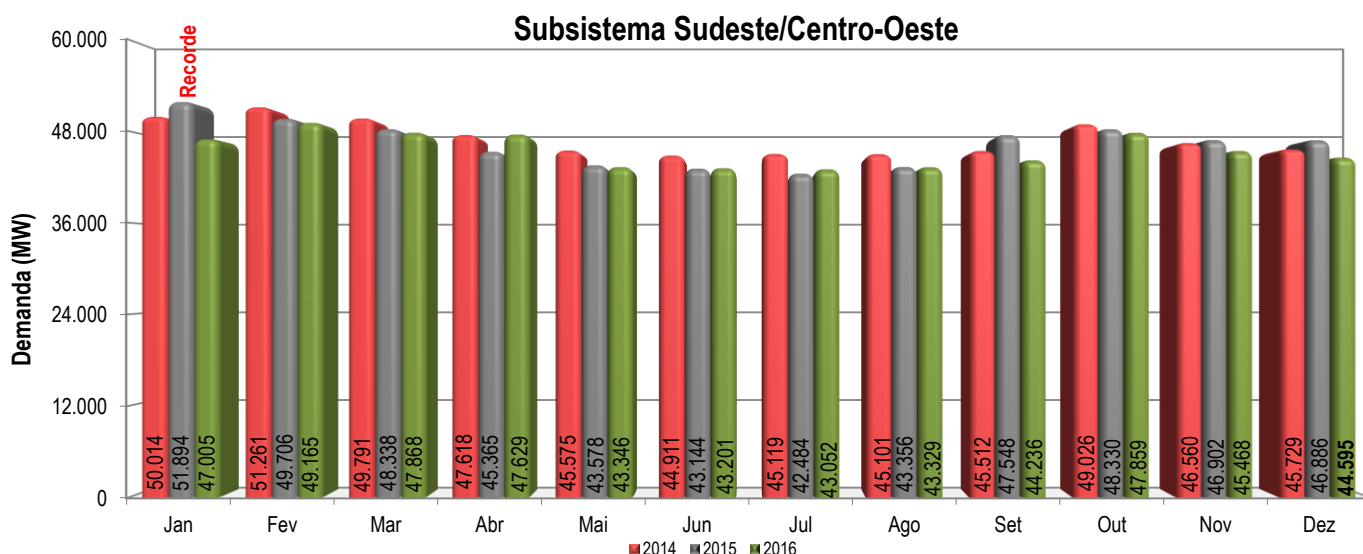


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

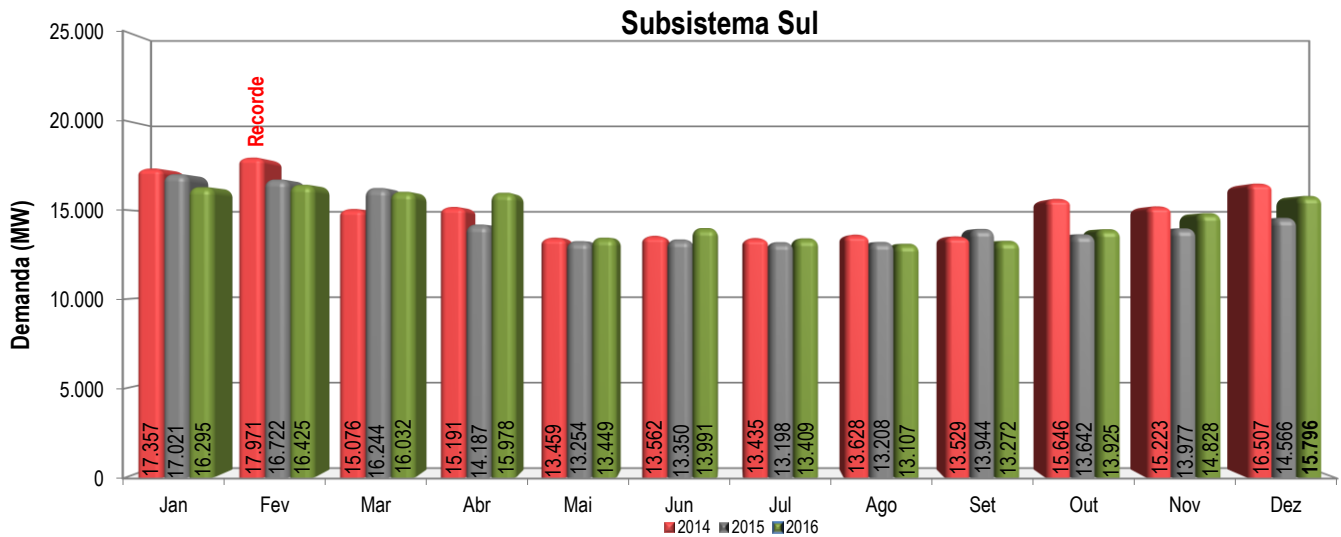


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

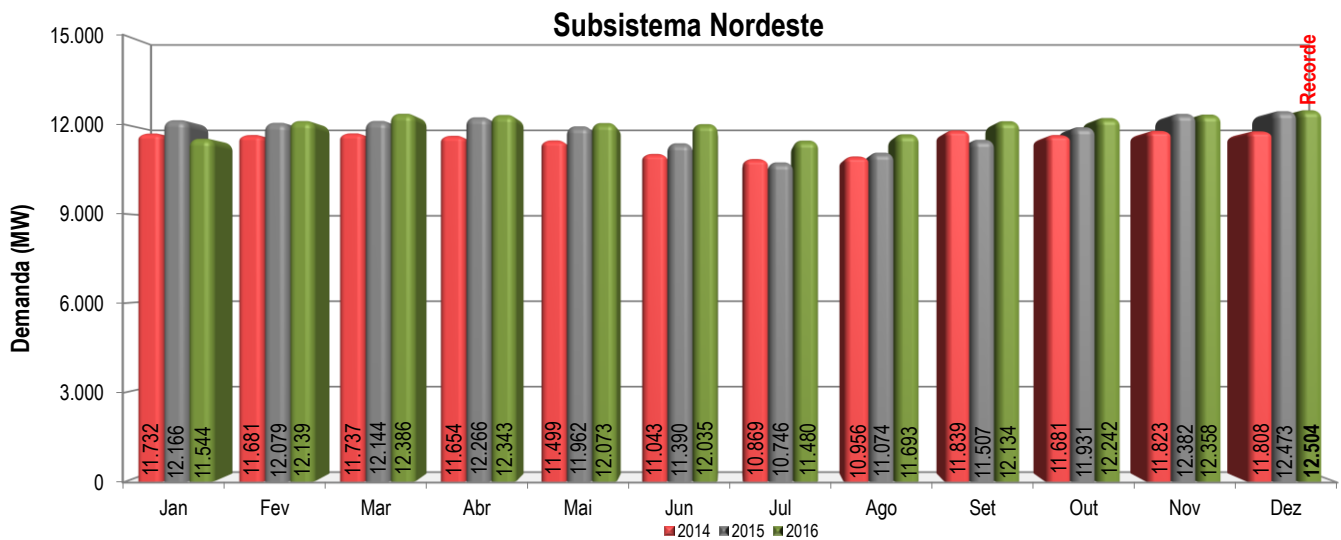


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

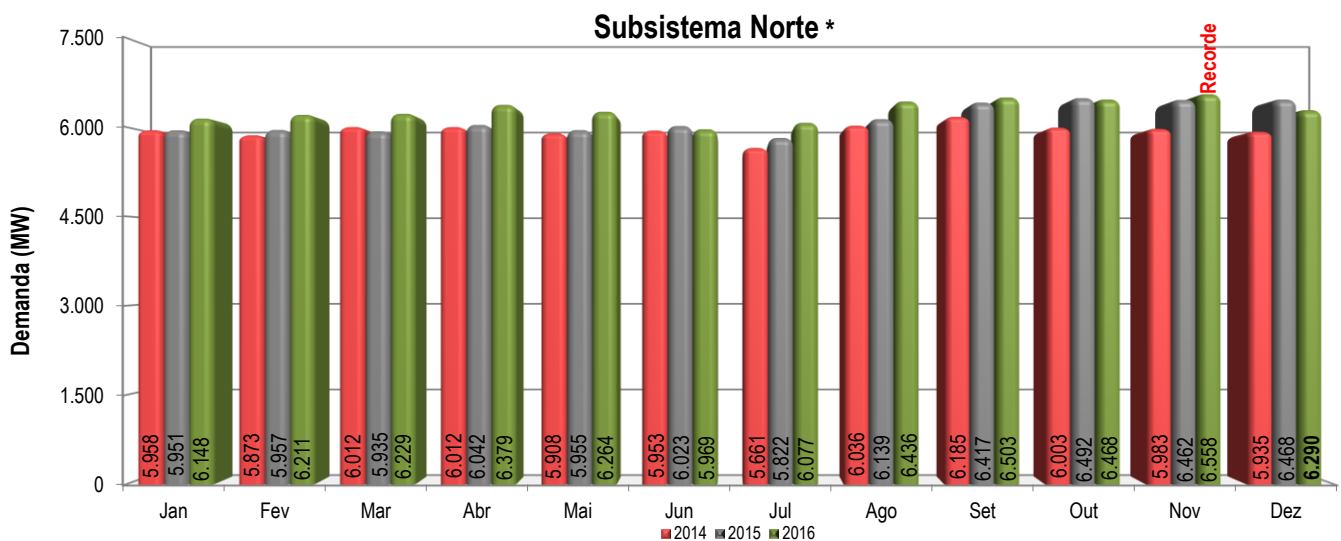


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

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 2016 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 150.410 MW, considerando também as informações referentes à geração distribuída - GD. Em comparação com o fechamento do ano anterior, houve um acréscimo de 9.552 MW, sendo 5.279 MW de geração de fonte hidráulica, 1.723 MW de fontes térmicas\*, 2.491 MW de fonte eólica e 59 MW de fonte solar, considerando os Ambientes de Contratação Regulada e Livre (ACR e ACL), e mini e micro geração. Ressalta-se que, no fechamento da capacidade instalada de 2015, os montantes de geração distribuída não foram considerados na ocasião.

Tabela 6. Matriz de capacidade instalada\*\*\* de geração de energia elétrica do Brasil.

Fonte	Dez/2015	Dez/2016			Evolução da Capacidade Instalada Dez/2016 - Dez/2015
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>91.650</b>	<b>1.268</b>	<b>96.929</b>	<b>64,4%</b>	<b>5,8%</b>
UHE	86.366	220	91.499	60,8%	5,9%
PCH + CGH	5.284	1.039	5.426	3,6%	2,7%
CGH GD	-	9	4	<0,1%	-
<b>Térmica</b>	<b>41.554</b>	<b>3.024</b>	<b>43.276</b>	<b>28,8%</b>	<b>4,1%</b>
Gás Natural	12.428	157	13.005	8,6%	4,6%
Biomassa	13.257	534	14.187	9,4%	7,0%
Petróleo	10.114	2.247	10.320	6,9%	2,0%
Carvão	3.612	23	3.613	2,4%	0,0%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,3%	0,0%
Outros	153	30	150	0,1%	-1,8%
Térmica GD	-	31	11	<0,1%	-
<b>Eólica</b>	<b>7.633</b>	<b>458</b>	<b>10.124</b>	<b>6,7%</b>	<b>32,6%</b>
Eólica	7.633	413	10.124	6,7%	32,6%
Eólica GD	-	45	0,166	<0,1%	-
<b>Solar</b>	<b>21</b>	<b>7.437</b>	<b>80</b>	<b>&lt;0,1%</b>	<b>276,7%</b>
Solar - Fotovoltaica	21	44	24	<0,1%	11,4%
Solar GD	-	7.393	57	<0,1%	-
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>140.858</b>	<b>12.187</b>	<b>150.410</b>	<b>100,0%</b>	<b>6,8%</b>

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

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

\*\*\* Os valores de capacidade instalada referem-se à capacidade instalada fiscalizada apresentada pela ANEEL no Banco de Informações de Geração - BIG, adicionados aos montantes das usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL e das informações publicadas pela Agência sobre geração distribuída (mini e micro geração), conforme disponível em: [www.aneel.gov.br/scg/gd](http://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 09/01/2017 e dados de GD do site da ANEEL – 10/01/2017)



### Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Dez/2016

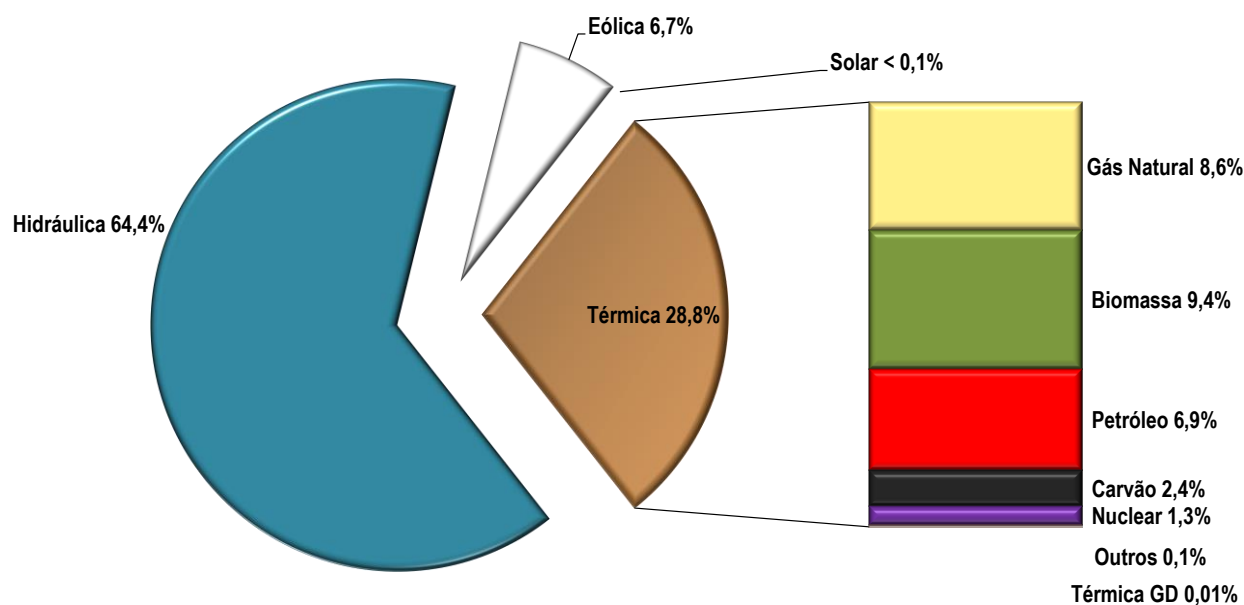


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL e MME

## 6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO\*

### Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Instaladas no SEB - Dez/2016

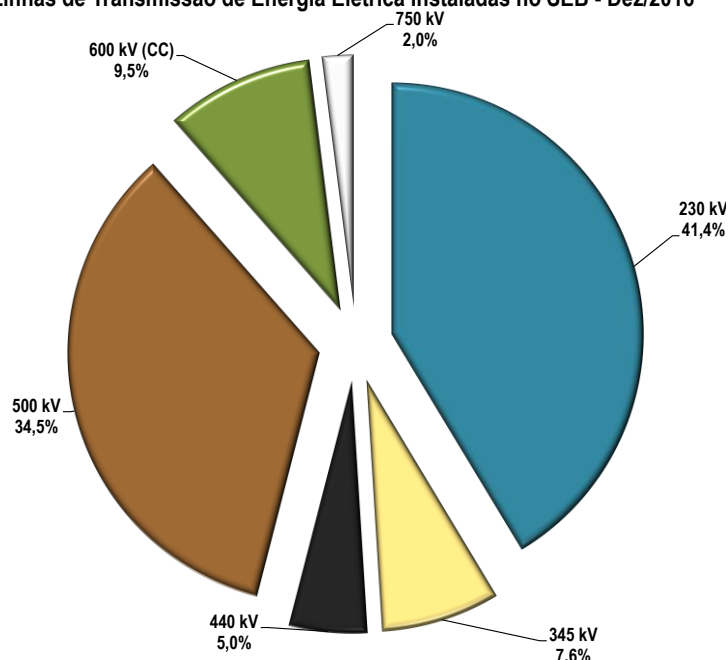


Tabela 7. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	55.816	41,4%
345 kV	10.319	7,6%
440 kV	6.748	5,0%
500 kV	46.565	34,5%
600 kV (CC)	12.816	9,5%
750 kV	2.683	2,0%
<b>Total SEB</b>	<b>134.947</b>	<b>100,0%</b>

Fonte dos dados: MME/SEE.

Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.

Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS

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



## 7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA \*\*

### 7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

A produção acumulada de energia elétrica no Brasil no período de dezembro de 2015 a novembro de 2016 atingiu 539.977 GWh. No mês de novembro de 2016, a geração hidráulica correspondeu a 70,9% do total gerado no país, 0,4 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 se manteve no mesmo patamar. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, reduziu 0,4%. Em relação às gerações térmicas por fonte, destacam-se as variações de +1,9 p.p. de geração a gás, de -1,4 p.p. de geração a biomassa e -1,2 de geração nuclear. Destaca-se que esta redução referente à geração nuclear deveu-se à parada para manutenção programada e reabastecimento de combustível da UTE Angra II (1.350 MW de capacidade instalada) a partir do dia 14 de novembro.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Nov/2016

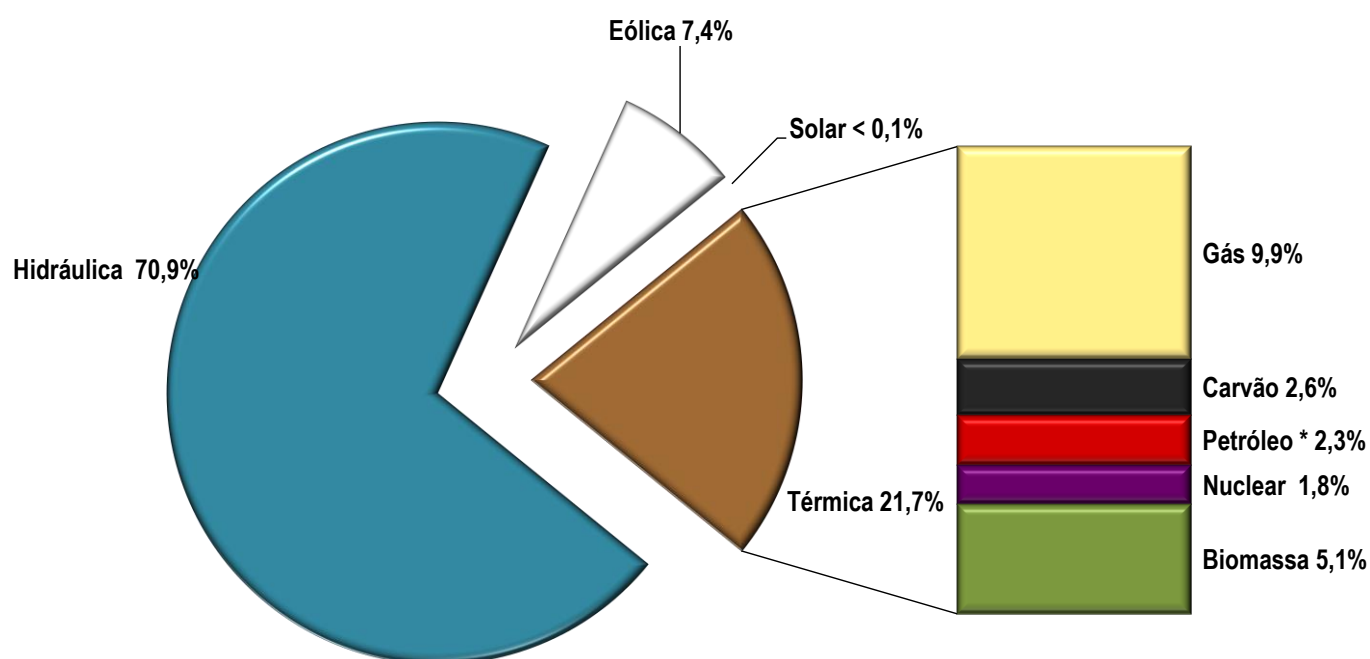


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até novembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE e Eletrobras

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

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



## 7.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional \*\*

Tabela 8. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Nov/16 (GWh)	Evolução mensal (Nov/16 / Out/16)	Evolução anual (Nov/16 / Nov/15)	Dez/14-Nov/15 (GWh)	Dez/15-Nov/16 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>31.467</b>	<b>0,4%</b>	<b>1,1%</b>	<b>373.185</b>	<b>397.711</b>	<b>6,6%</b>
<b>Térmica</b>	<b>9.440</b>	<b>-8,1%</b>	<b>-17,0%</b>	<b>140.011</b>	<b>107.846</b>	<b>-23,0%</b>
Gás	4.379	-0,2%	-12,8%	64.067	44.268	-30,9%
Carvão	1.160	28,8%	-4,8%	15.893	14.087	-11,4%
Petróleo *	839	2,8%	-50,2%	23.663	10.494	-55,7%
Nuclear	795	-42,5%	-39,2%	13.554	15.151	11,8%
Biomassa	2.267	-18,6%	5,6%	22.834	23.846	4,4%
<b>Eólica</b>	<b>3.287</b>	<b>-8,7%</b>	<b>60,0%</b>	<b>20.507</b>	<b>31.585</b>	<b>54,0%</b>
<b>Solar</b>	<b>2,53</b>	<b>-7,8%</b>	<b>-</b>	<b>17,42</b>	<b>29,01</b>	<b>66,5%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>44.197</b>	<b>-2,2%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>533.720</b>	<b>537.170</b>	<b>0,6%</b>

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

\*\* Os valores de produção incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade.

Dados contabilizados até novembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

## 7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

A geração hidráulica e térmica a gás dos sistemas isolados ficou bastante reduzida em função da interligação plena do sistema elétrico do Amapá e de Manaus ao SIN, em 2015.

Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Nov/16 (GWh)	Evolução mensal (Nov/16 / Out/16)	Evolução anual (Nov/16 / Nov/15)	Dez/14-Nov/15 (GWh)	Dez/15-Nov/16 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>1</b>	<b>-0,4%</b>	<b>-36,4%</b>	<b>886</b>	<b>13</b>	<b>-98,6%</b>
<b>Térmica</b>	<b>192</b>	<b>-24,6%</b>	<b>-17,3%</b>	<b>5.886</b>	<b>2.794</b>	<b>-52,5%</b>
Gás	0	-100,0%	-100,0%	1.999	51	-97,5%
Petróleo *	192	-23,1%	-15,6%	3.887	2.743	-29,4%
<b>TOTAL</b>	<b>193</b>	<b>-24,5%</b>	<b>-17,4%</b>	<b>6.772</b>	<b>2.807</b>	<b>-58,6%</b>

\* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicompostíveis.

Dados contabilizados até novembro de 2016.

A partir de maio de 2015, as usinas do sistema Manaus (capital) passaram a ser contabilizadas pela CCEE e agregadas ao montante gerado no SIN. A integração ao SIN do sistema Amapá ocorreu em agosto de 2015, quando as informações de geração passaram a ser contabilizadas na CCEE.

Fonte dos dados: Eletrobras





## 7.4. Geração Eólica \*

No mês de novembro de 2016, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste reduziu 0,5 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 50,4%, com total de 3.975,0 MW médios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 1,2 p.p. em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo o valor de 42,0%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, por sua vez, reduziu 13,8 p.p. em relação a outubro de 2016, e atingiu 31,4%, com total de geração verificada no mês de 561,5 MW médios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 3,7 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 31,4%.

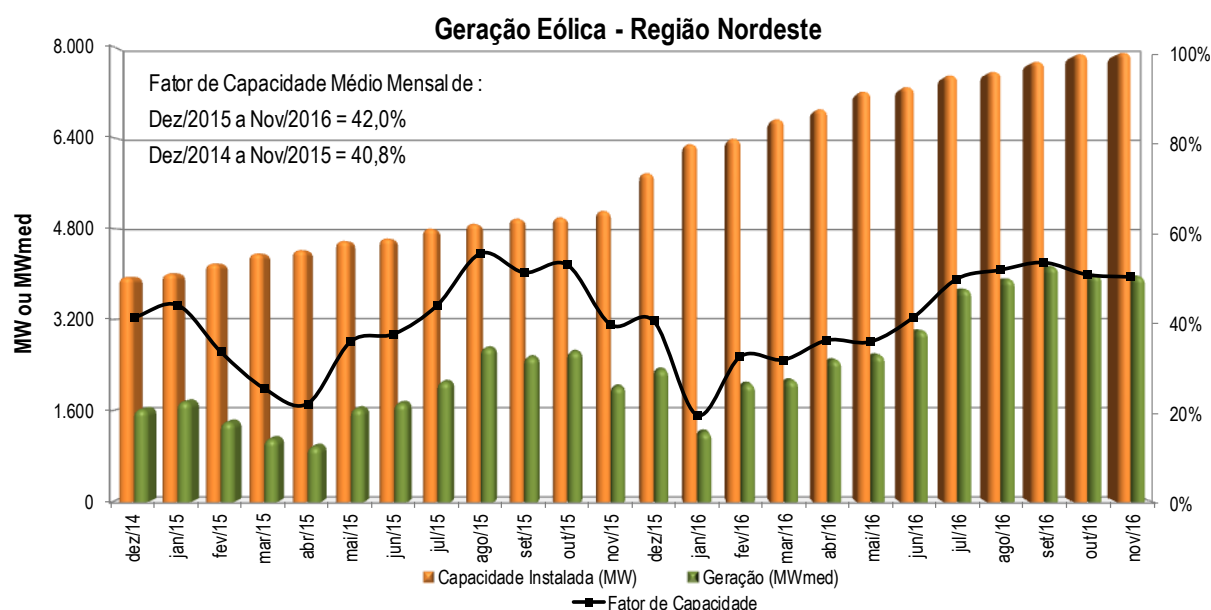


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até novembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

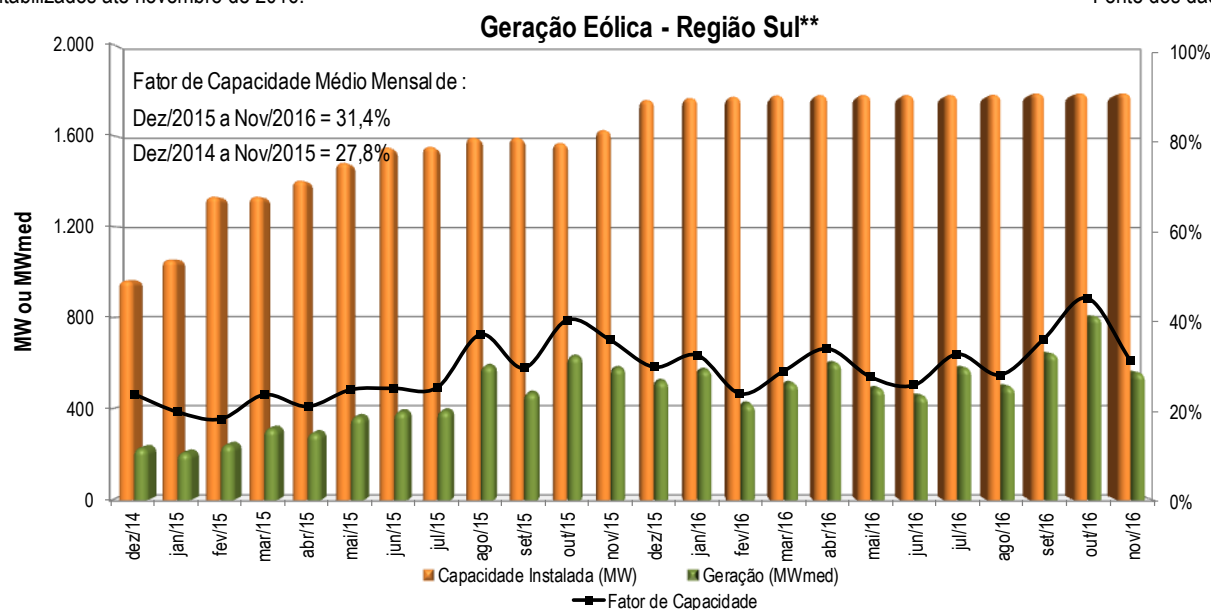


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até novembro de 2016.

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.

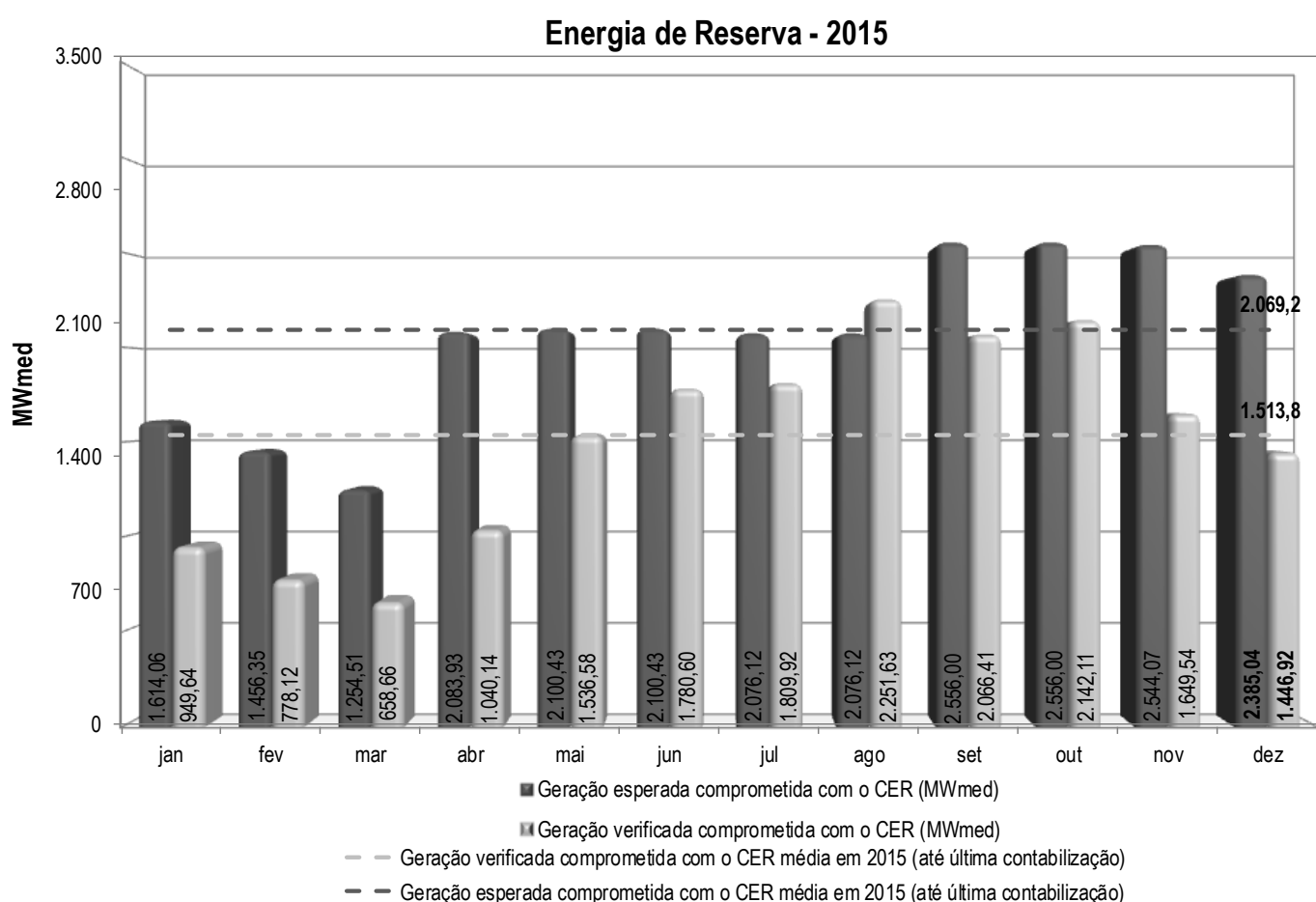


## 7.5. Energia de Reserva \*

A geração média esperada comprometida para o Contrato de Energia de Reserva - CER \*\* em novembro de 2016, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos CER, totalizou 2.681,5 MWmédios, dos quais foram entregues 1.994,7 MWmédios.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de novembro de 2016 correspondeu a 85,4% da geração esperada desta fonte comprometida para o CER\*\* para o mês. A geração a biomassa verificada atingiu 48,3% do valor esperado comprometido para o CER desta fonte no mês.

No ano de 2015, foram entregues 73,2% da geração média esperada comprometida para o CER, ou 1.513,8 MWmédios, de um total esperado de 2.069,2 MWmédios.



**Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.**

Fonte dos dados: CCEE

\* Dados sujeitos a alteração pela CCEE. A geração mensal abaixo do valor esperado não necessariamente implica infração ao contrato, visto que pode ser complementada dentro do período de apuração de cada usina e, além disso, existem mecanismos de regulação e controle particulares à Energia de Reserva que permitem compensações fora da janela de apuração. Esse acompanhamento é relevante para avaliar de forma global o desempenho dos empreendedores na entrega de Energia de Reserva. Além disso, destaca-se que neste Boletim são considerados os dados de energia de reserva (geração esperada e verificada) apenas para usinas que geraram dentro dos períodos de apuração de seus contratos.

\*\* Definiu-se geração esperada comprometida com o CER, por mês, como a energia contratada a ser entregue distribuída uniformemente no período de entrega de cada usina.

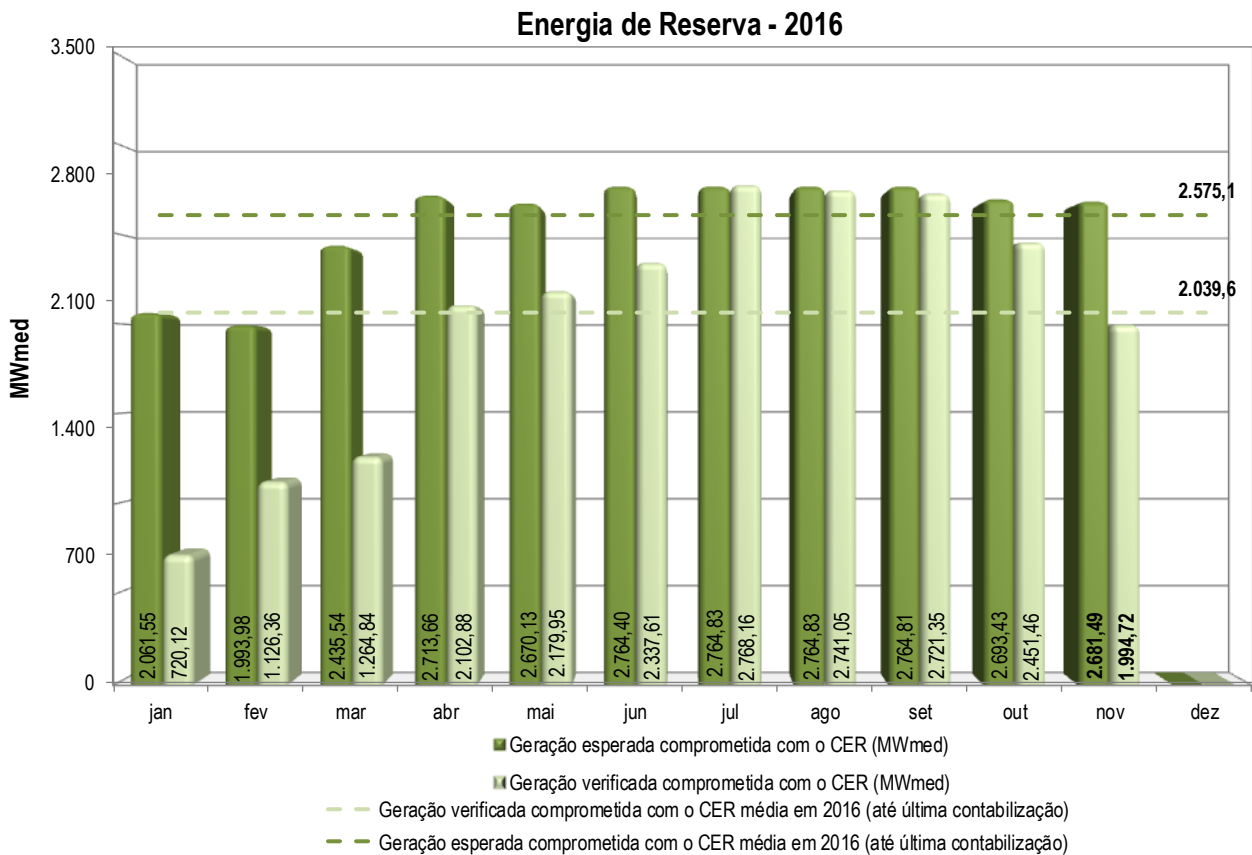


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2016.

Dados contabilizados até novembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

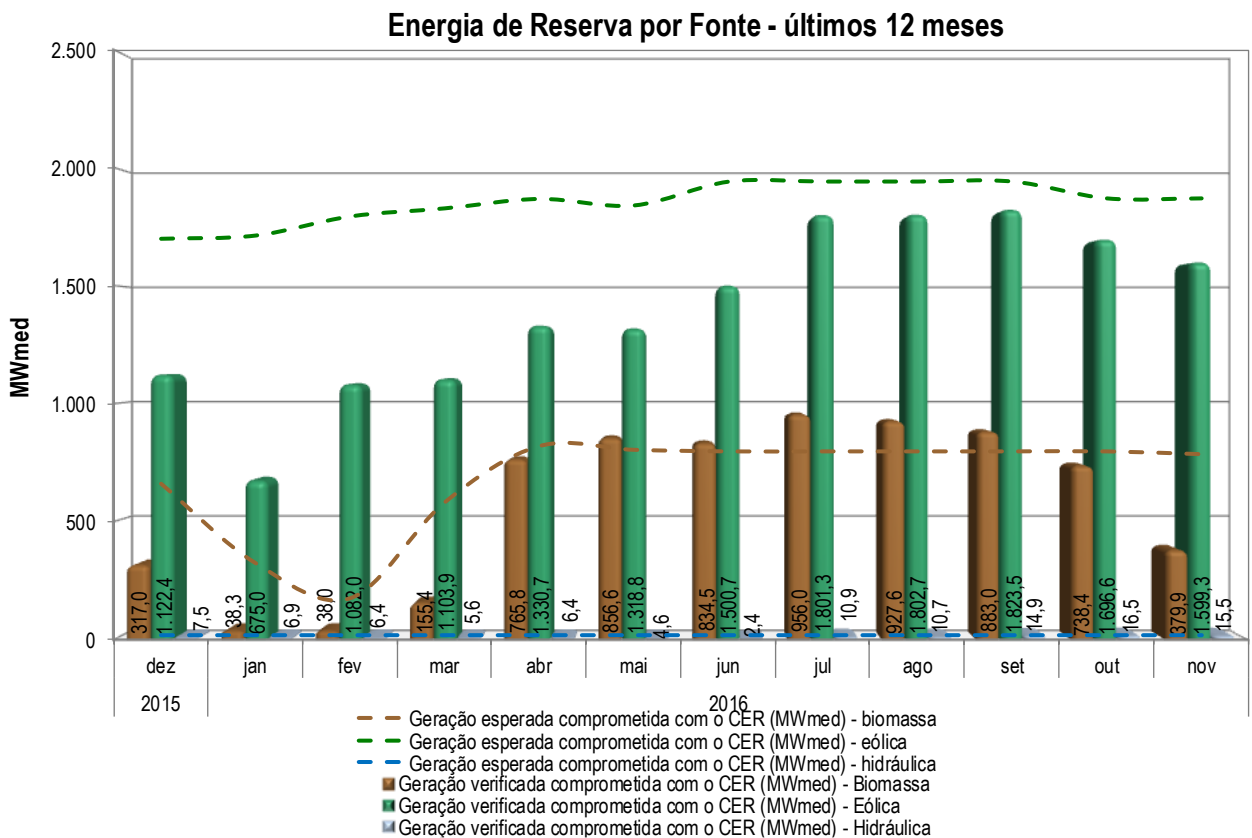


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até novembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



## 7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física \*

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

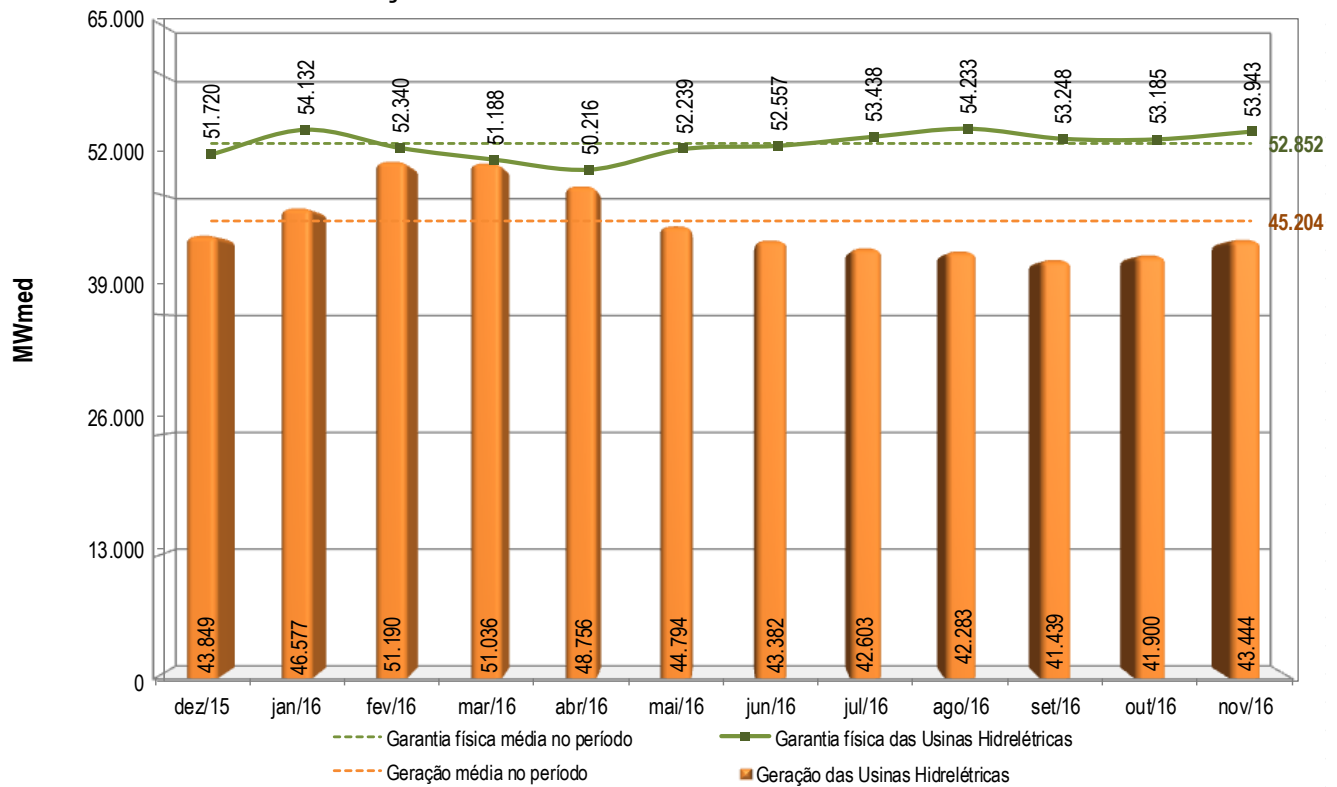


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até novembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas \*\*

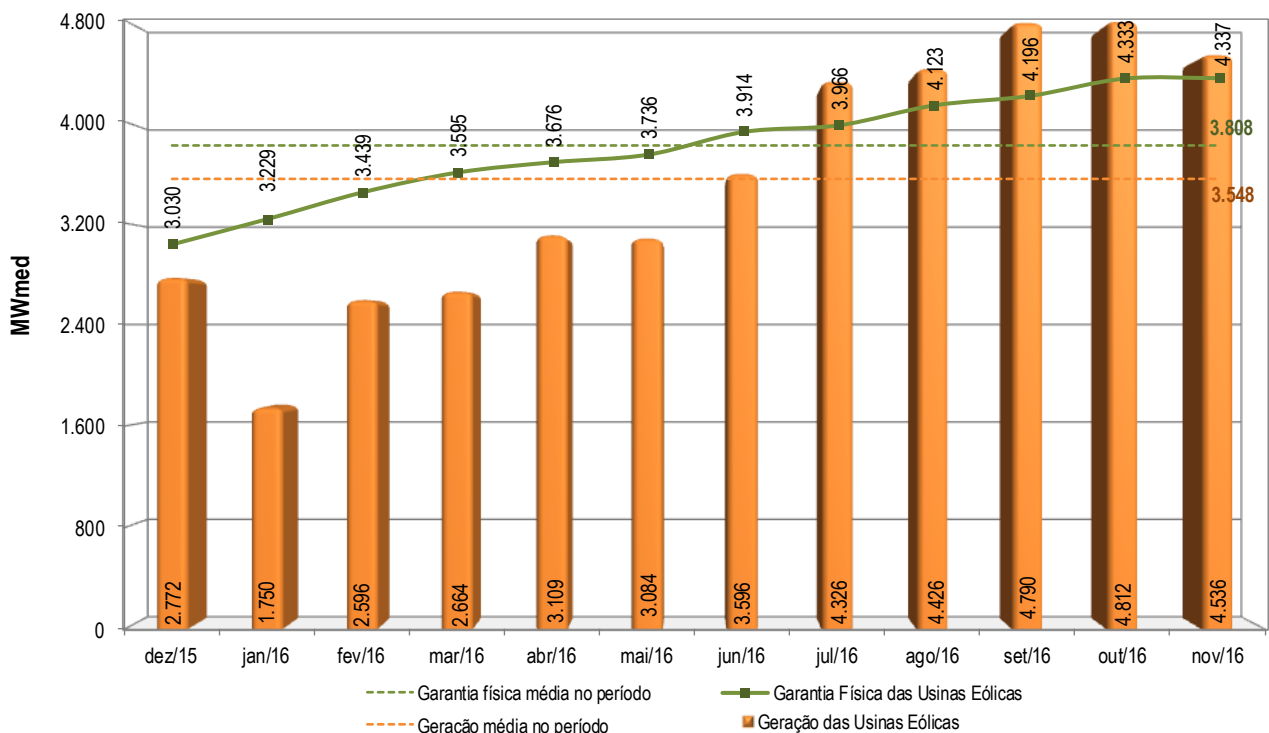


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até novembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

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

\*\* A garantia física inclui os valores das usinas eólicas atestadas pela ANEEL aptas a entrarem em operação comercial, mas que não podem contribuir com geração devido a atrasos nas obras de transmissão associadas.



### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Biomassa

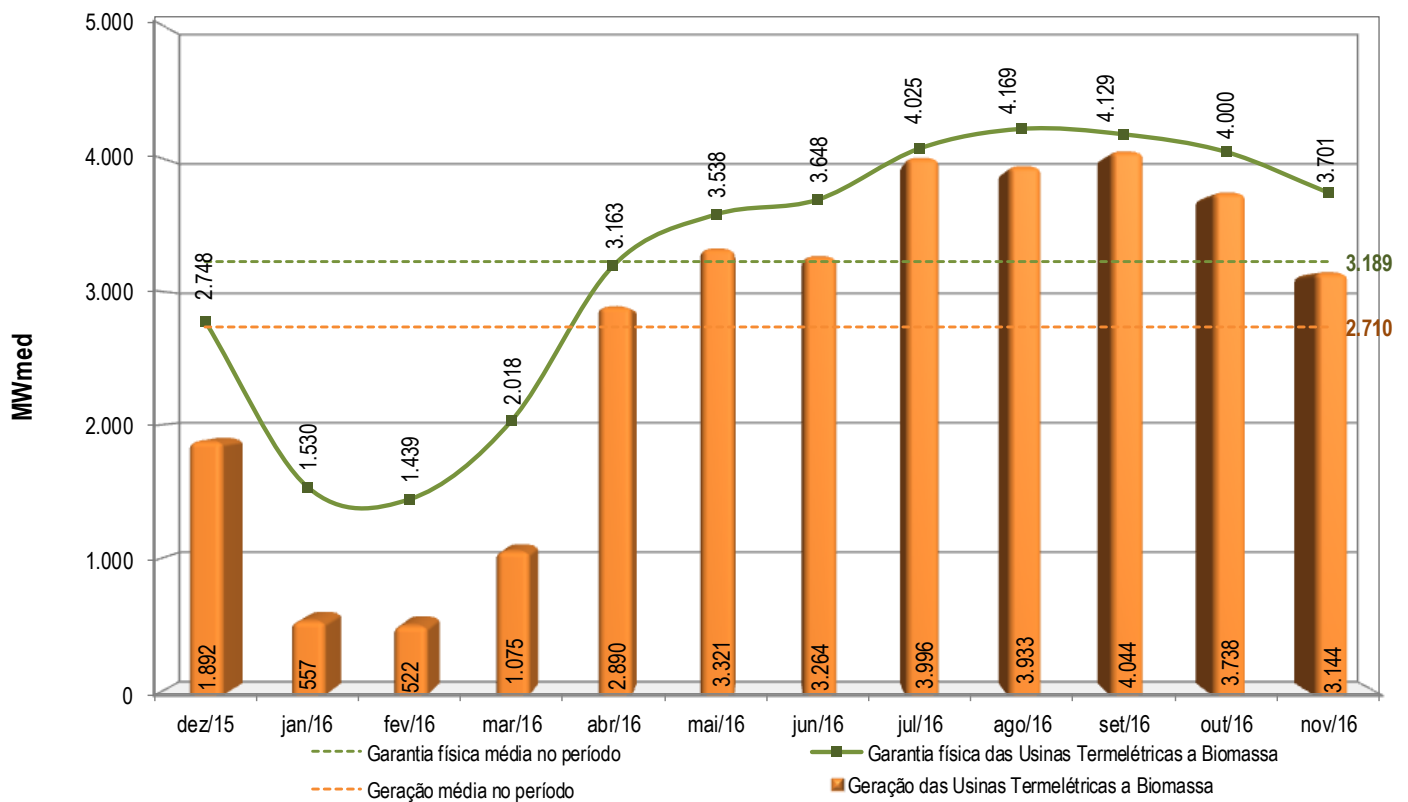


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até novembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo \*

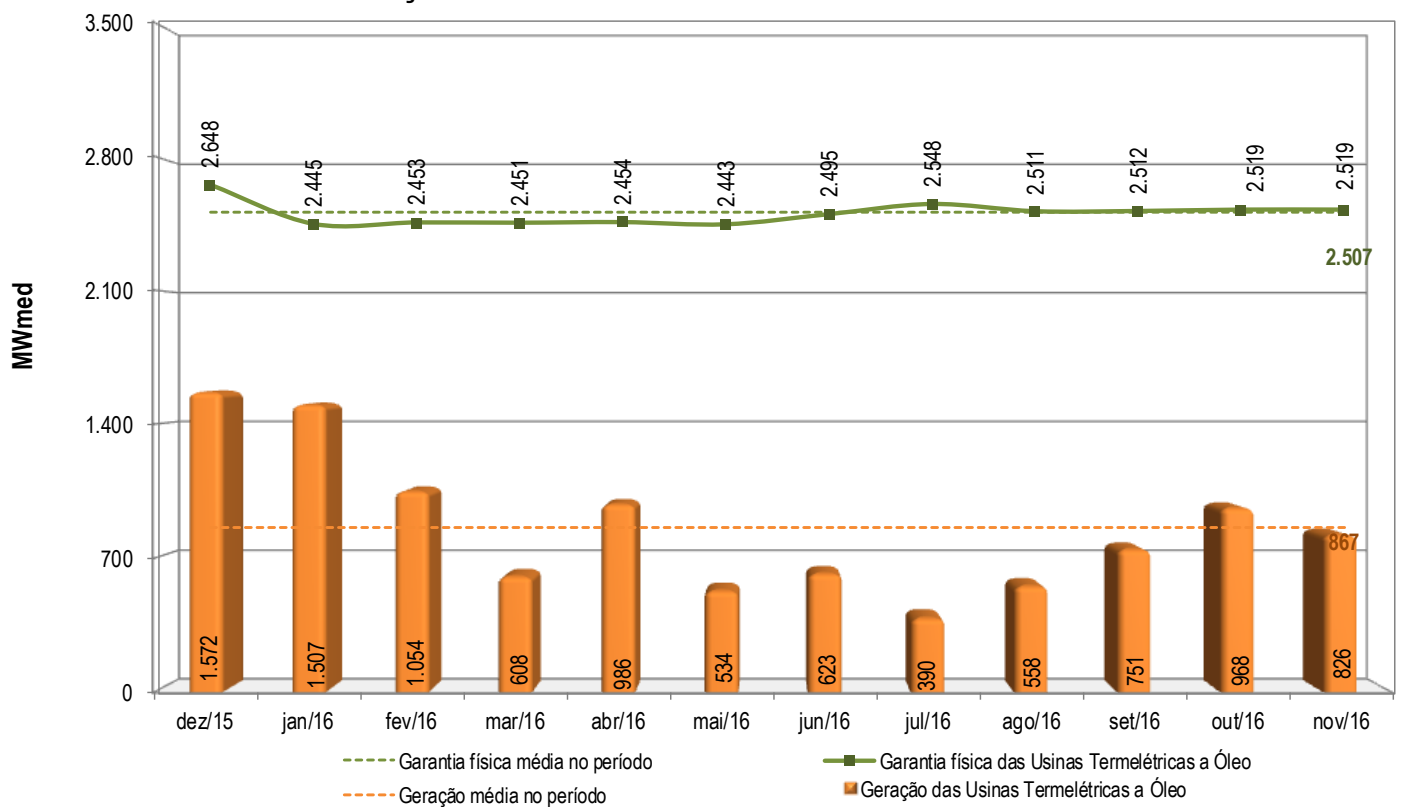


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

\* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até novembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

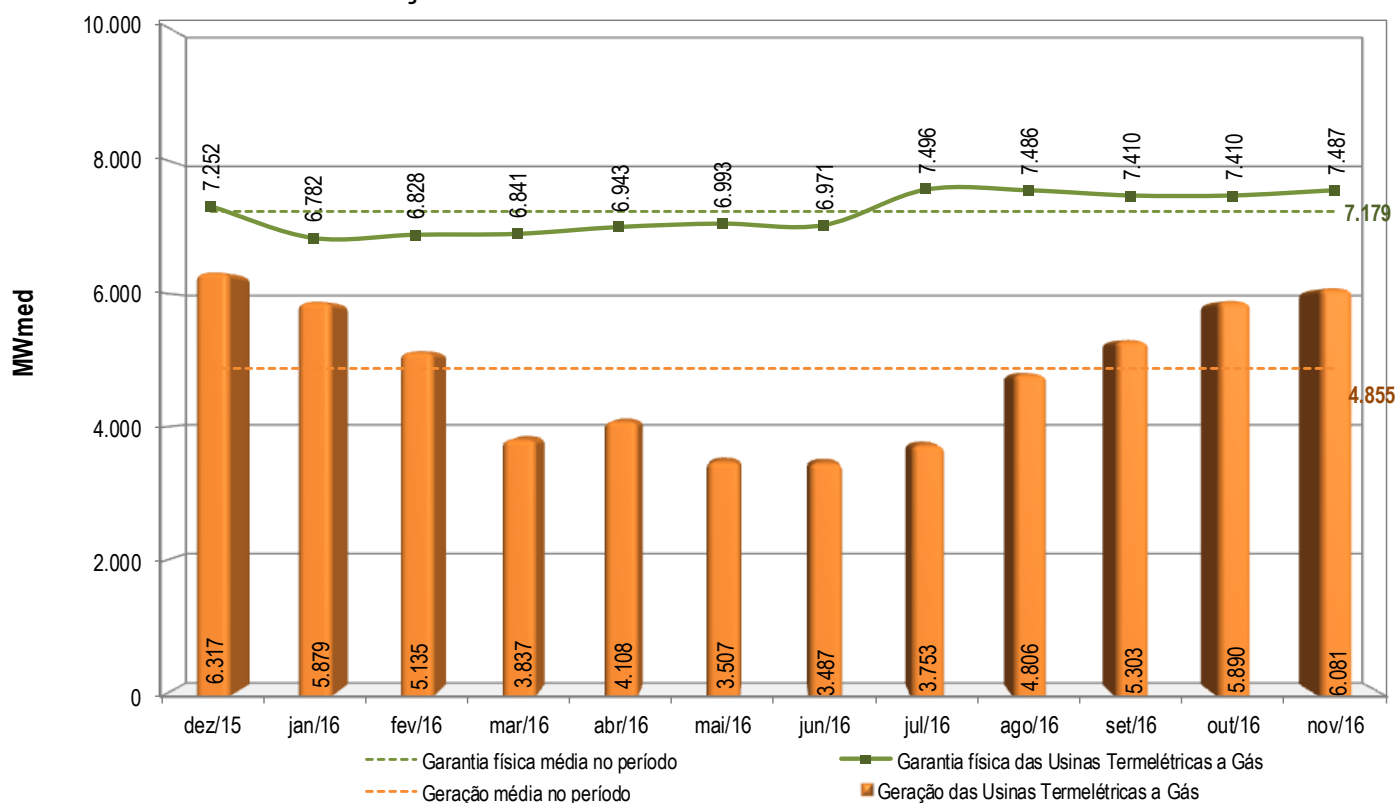


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até novembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

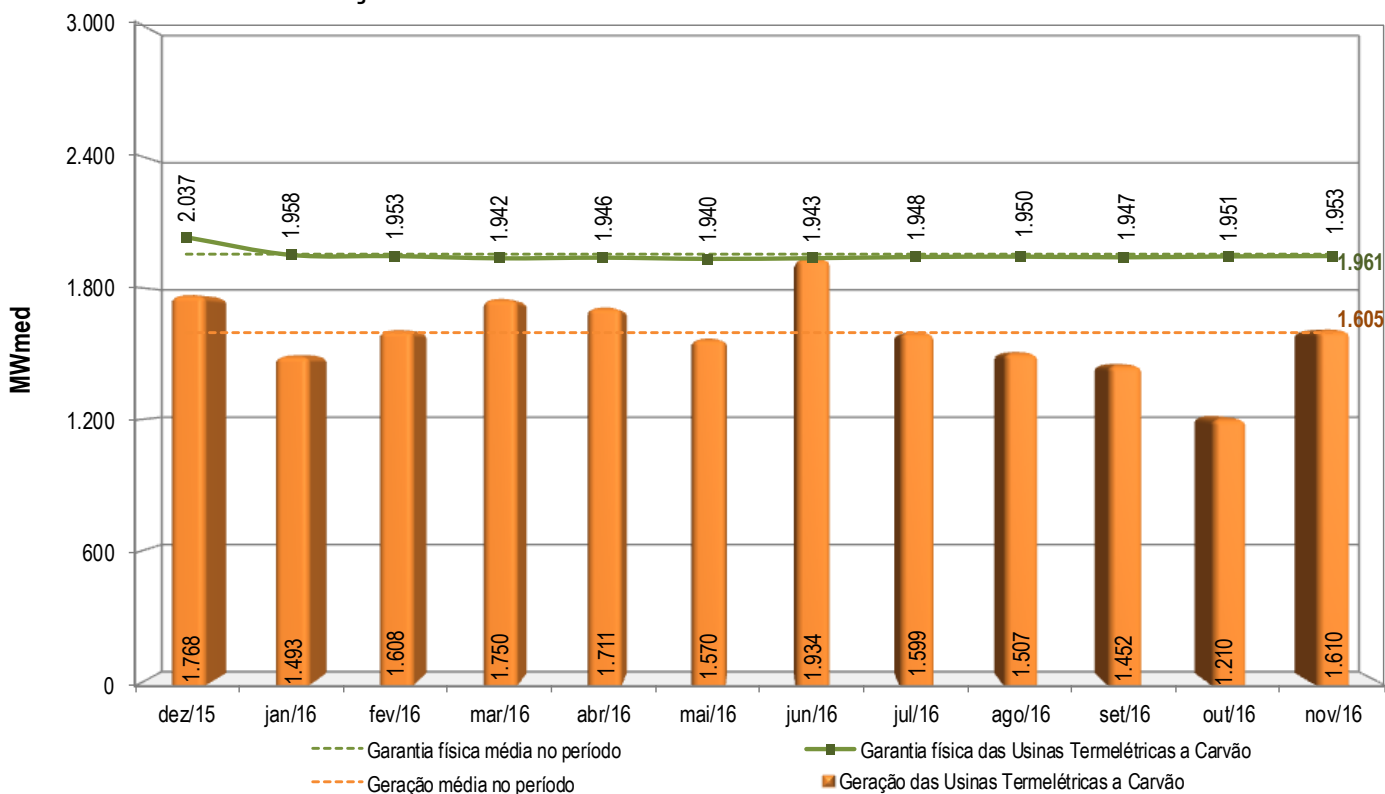
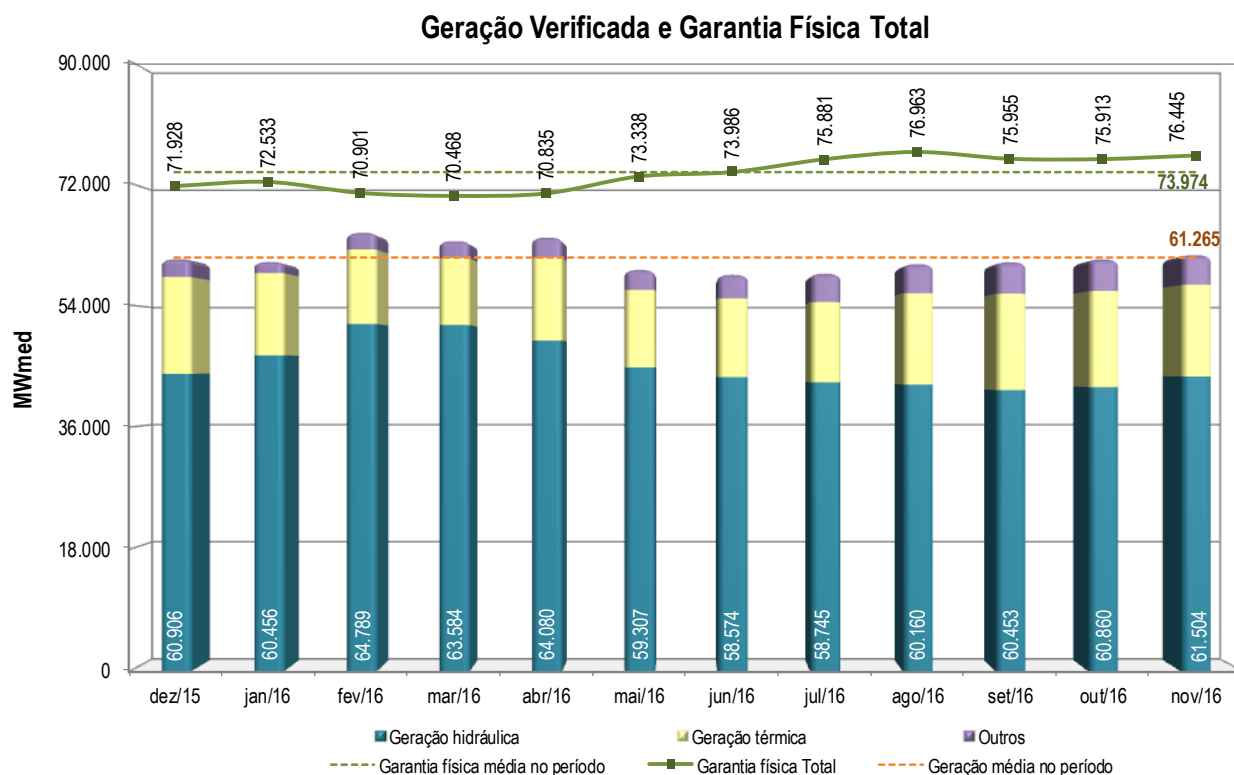


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até novembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



**Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.**

Dados contabilizados até novembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

## 8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO\*

### 8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

Em dezembro de 2016 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 358,1 MW de geração:

- PCH Cantu 2 - UG: 4, de 0,42 MW, no Paraná. CEG: PCH.PH.PR.029180-3.01;
- PCH Volta Grande - UG: 1 e 2, total de 3,13 MW, em Santa Catarina. CEG: PCH.PH.SC.030494-8.01;
- UTE Santa Cândida II - UG: 2, de 30,0 MW, em São Paulo. CEG: UTE.AI.SP.031739-0.02;
- UTE Guataparã - UG: 4, de 1,43 MW, em São Paulo. CEG: UTE.RU.SP.031440-4.01;
- UTE Casa de Força - UG: 3, de 4,0 MW, em São Paulo. CEG: UTE.AI.SP.028063-1.01;
- UTE Bioflex Caeté - UG: 2 e 3, total de 31,8 MW, em Alagoas. CEG: UTE.AI.AL.031371-8.01;
- UEE Pontal 2A - UGs: 1 a 4, total de 10,8 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: EOL.CV.RS.031509-5.01;
- UEE Ventos de Santo Augusto II - UGs: 1 a 12, total de 27,6 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031747-0.02;
- UEE Ventos de Santo Augusto VIII - UGs: 1 a 8, total de 18,4 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031767-5.01;
- UEE Ventos de Santo Estevão III - UGs: 1 a 13, total de 29,9 MW, em Pernambuco. CEG: EOL.CV.PE.031763-2.01;
- UEE Ventos de Santo Estevão V - UGs: 1 a 10, total de 23,0 MW, em Pernambuco. CEG: EOL.CV.PE.031764-0.01;
- UEE Calango 6 - UGs: 1 a 15, total de 30,0 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031812-4.01;
- UEE Santana I - UGs: 1 a 15, total de 30,0 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031810-8.01;
- UEE Santana II - UGs: 1 a 12, total de 24,0 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031811-6.01;
- UEE Aura Mangueira VII - UGs: 1 a 8, total de 24,0 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: EOL.CV.RS.031805-1.01;
- UEE Aura Mirim II - UGs: 1 a 10, total de 30,0 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: EOL.CV.RS.031806-0.01;
- UEE Cacimbas 1 - UGs: 5 a 7, total de 8,4 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.032011-0.01;
- UEE Santa Mônica - UGs: 1 a 14, total de 29,4 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031427-7.01;
- UEE Santa Úrsula - UGs: 3, total de 2,1 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031425-0.01.

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



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

Fonte	Realizado em Dez/2016 (MW)	Acumulado em 2016 (MW)
<b>Eólica</b>	287,300	2.564,110
<b>Hidráulica</b>	3,550	5.204,689
PCH + CGH	3,550	203,049
UHE	0,000	5.001,640
<b>Solar</b>	0,000	0,000
Fotovoltaica	0,000	0,000
<b>Térmica</b>	67,230	1.757,585
Biomassa	67,230	1.007,073
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	518,800
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	18,000
Petróleo	0,000	213,712
<b>TOTAL</b>	<b>358,080</b>	<b>9.526,384</b>

\* Houveram alterações na expansão contabilizada nos meses anteriores devido à reunião de consolidação anual DMSE/MME e ANEEL.

Fonte dos dados: MME / SEE

## 8.2. Previsão da Expansão da Geração \*

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

Fonte	Previsão ACR 2017 (MW)	Previsão ACR 2018 (MW)
<b>Eólica</b>	1.758,100	3.061,650
<b>Hidráulica</b>	3.318,560	4.069,650
PCH + CGH	203,810	138,550
UHE	3.114,750	3.931,100
<b>Solar</b>	526,000	1.320,540
Fotovoltaica	526,000	1.320,540
<b>Térmica</b>	661,750	0,000
Biomassa	71,000	0,000
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	590,750	0,000
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000
Petróleo	0,000	0,000
<b>TOTAL</b>	<b>6.264,410</b>	<b>8.451,840</b>

Fonte dos dados: MME / SEE

\* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos vencedores dos leilões do ACR, com a entrada em operação conforme datas de tendência acordadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 18/01/2017, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS, CCEE e EPE.





## 9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

### 9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão \*

No mês de dezembro de 2016 houve expansão de 703,2 km em linhas de transmissão no SIN:

- LT 230 kV Ceará Mirim 2 / João Câmara III C-2, com 61,5 km de extensão, da Esperança, no Rio Grande do Norte;
- Seccionamento da LT 440 kV Jupiá / Getulina, na SE Marechal Rondon, com 8 km de extensão, da Rondon, em Mato Grosso do Sul e em São Paulo;
- Seccionamento da LT 230 kV Porto Alegre 6 / Gravataí 2, na SE Viamão 3, com estimativa de 1 km de extensão, da TESB, no Rio Grande do Sul \*\*;
- LT 500 kV Marimondo II / Assis C-1, com 297 km de extensão, da TMT, em Minas Gerais e em São Paulo;
- LT 500 kV Claudia / Paranatinga C-2, com 272 km de extensão, da TP Norte, no Mato Grosso;
- LT 230 kV Paraíso / Lagoa Nova II C-2, com 65 km de extensão, da Chesf, no Rio Grande do Norte.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Dez/16 (km)	Acumulado em 2016 (km)
230	126,2	1.715,4
345	0,0	16,4
440	8,0	14,2
500	569,0	3.942,7
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>703,2</b>	<b>5.688,6</b>

Fonte dos dados: MME / SEE

\* O MME, por meio da SEE/DMSE, monitora os empreendimentos de transmissão autorizados e leiloados pela ANEEL. Os dados de expansão da transmissão referentes a 2016 foram consolidados pelo MME, ANEEL e ONS em janeiro de 2017.

\*\* O valor do seccionamento foi atualizado pelo ONS na reunião de consolidação para -0,21 km.

### 9.2. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão \*

No mês de dezembro de 2016, foram incorporados ao SIN 750 MVA de capacidade de transformação:

- TR3 230/69 kV – 60 MVA, na SE Altamira (Eletronorte), no Pará;
- TR1 e TR2 440/138 kV – 600 MVA, na SE Marechal Rondon (Rondon), em Mato Grosso do Sul;
- TR do Compensador Estático 230/15 kV – 90 MVA, na SE Tauá II (CHESF), no Ceará.

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

	Realizado em Dez/16 (MVA)	Acumulado em 2016 (MVA)
<b>TOTAL</b>	<b>750,0</b>	<b>11.491,3</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

\* O MME, por meio da SEE/DMSE, monitora os empreendimentos de transmissão autorizados e leiloados pela ANEEL. Os dados de expansão da transmissão referentes a 2016 foram consolidados pelo MME, ANEEL e ONS em janeiro de 2017.



Ainda no mês de dezembro, foram incorporados ao SIN cinco equipamentos de compensação de potência reativa:

- Banco de Capacitor (230 kV – 30 Mvar) na SE Capão Bonito (CTEEP), em São Paulo;
- Reator (500 kV – 136 Mvar) na SE Marimondo 2 (TMT), em Minas Gerais;
- Reator (500 kV – 190 Mvar) na SE Paranatinga (Guaraciaba), em Mato Grosso;
- Reator (525 kV – 149 Mvar) na SE Assis (TMT), em São Paulo;
- Compensador Estático 90/-45 Mvar SE Tauá II (CHESF), no Ceará.

### 9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão \*

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2017	Previsão 2018	Previsão 2019
138	10,0	56,5	0,0
230	751,1	2.087,1	1.114,4
345	15,4	22,0	0,0
440	20,0	0,0	0,0
500	2.772,8	2.172,4	1.197,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800	0,0	4.184,0	5.386,0
<b>TOTAL</b>	<b>3.569,3</b>	<b>8.522,0</b>	<b>7.697,4</b>

Fonte dos dados: MME / SEE

### 9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação \*

Tabela 15. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2017	Previsão 2018	Previsão 2019
<b>TOTAL</b>	17.674,0	28.515,0	15.184,0

Fonte dos dados: MME / SEE

\* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos outorgados pela ANEEL, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, do dia 20/12/2016, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE, e também com base nas informações das reuniões de consolidação realizadas no mês de janeiro de 2017.



## 10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de dezembro de 2016 houve contribuição de aproximadamente 8.540 MW médios de produção térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, valor cerca de 2.560 MW médios inferior ao verificado no mês anterior.

Os Custos Marginais de Operação – CMOs oscilaram devido às atualizações nos parâmetros de simulação do PMO, tendo havido descolamento dos valores entre os subsistemas entre os dias 3 e 9 de dezembro de 2016, em função do atingimento dos limites de intercâmbio entre eles.

O valor máximo de CMO em dezembro, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, foi registrado no primeiro dia do mês em todos os subsistemas, no valor de R\$ 172,88 / MWh. Já o valor mínimo, igual a R\$ 107,11 / MWh, foi atingido entre os dias 24 e 30 em todos os subsistemas. Além disso, destaca-se que o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD manteve-se em valores inferiores a R\$ 422,56 / MWh, em todos os subsistemas para todos os patamares de carga, sendo este o seu valor máximo para 2016, conforme estabelecido pela ANEEL.

Destaca-se ainda que, como resultado de análise conjunta realizada entre CCEE, ONS e EPE sobre avaliação e compatibilização das informações de geração, carga e consumo de energia elétrica no SIN, a ANEEL determinou à CCEE o recálculo e a republicação dos valores de PLD do mês de novembro e dezembro (três primeiras semanas operativas) considerando as atualizações no histórico de carga verificada para os anos 2015 e 2016. Essas alterações decorreram de (i) inconsistências encontradas nas informações prestadas pelos agentes; (ii) duplicidade de nomes de usinas; (iii) duplicidade na representação do conjunto de usinas e usinas individualizadas; e (iv) inconsistências pontuais.

A geração térmica por garantia de suprimento energético (GE) verificada em dezembro de 2016 atingiu valor da ordem de 1.300 MW médios, ante os 950 MW médios verificados no mês anterior. Já a geração térmica por restrição elétrica atingiu cerca de 700 MW médios em dezembro, ante os cerca de 420 MW médios verificados em novembro de 2016.

Sobre este tema, ressalta-se que permanece vigente a deliberação da 169ª reunião (ordinária) do CMSE, realizada em 1º de junho de 2016, que possibilitou o despacho por GE em montantes definidos em função da produção eólica na região Nordeste e da evolução do armazenamento do reservatório da UHE Tucuruí.

### 10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

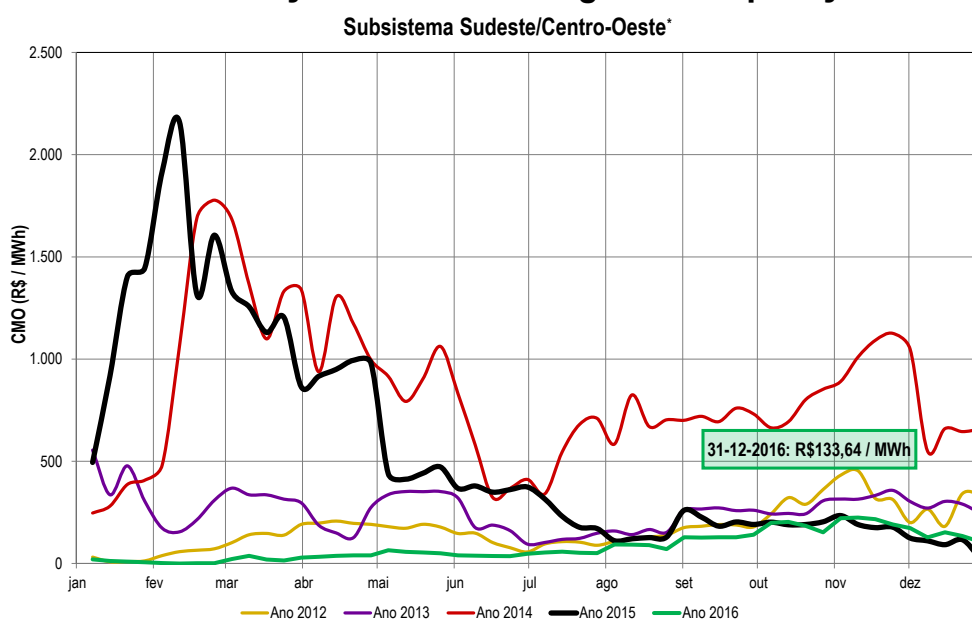


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

\* Os demais subsistemas do SIN apresentam variações em relação ao Sudeste/Centro-Oeste quando os limites de intercâmbio são atingidos.



## 10.2. Despacho Térmico

### Evolução do CMO e do Despacho Térmico

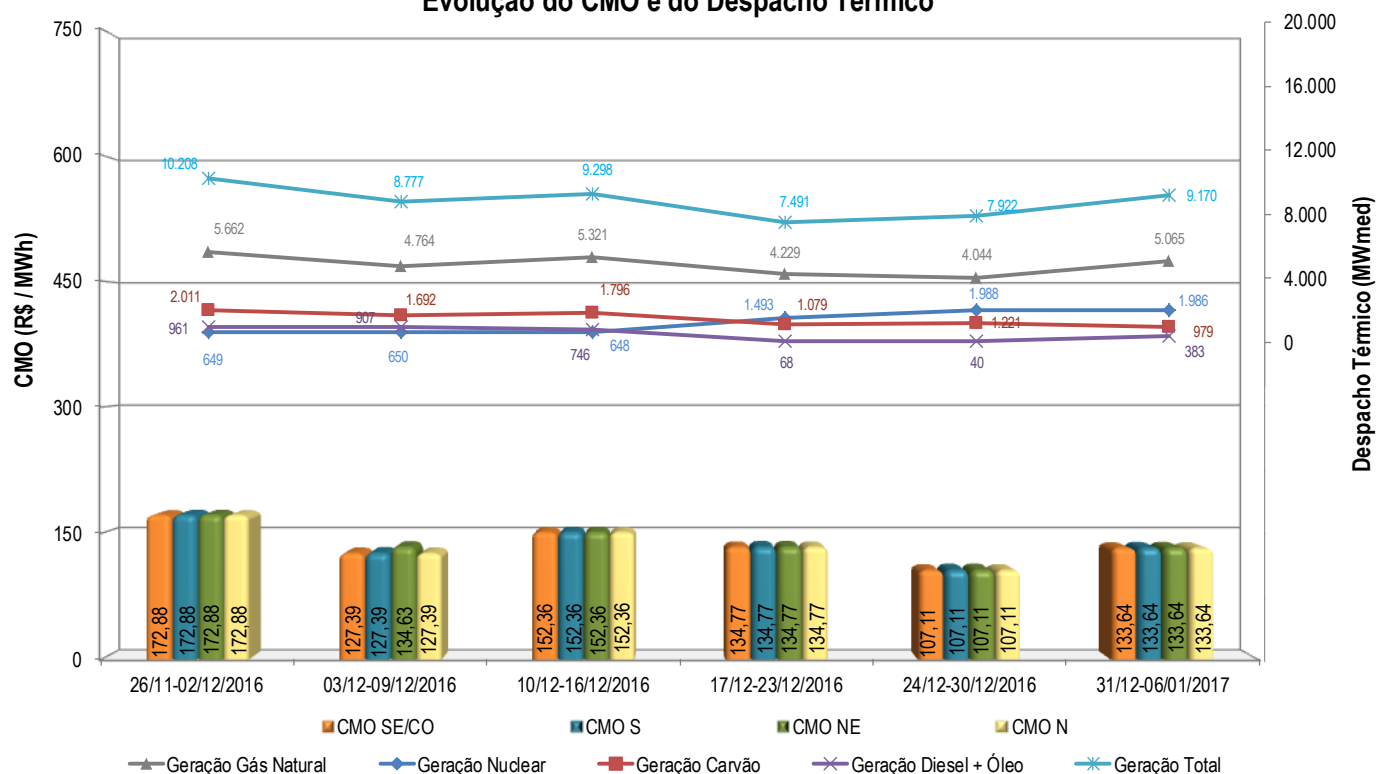


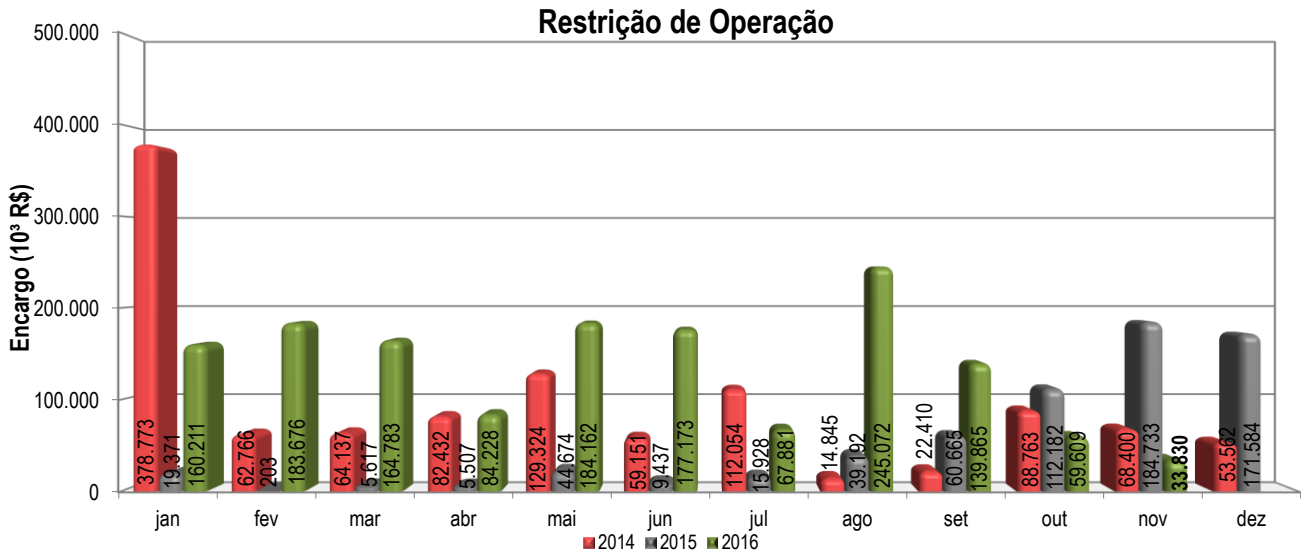
Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

## 11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em novembro de 2016 foi de R\$ 191,5 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 224,5 milhões). O valor do mês de novembro de 2016 é composto por R\$ 33,8 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN e ao ressarcimento das usinas despachadas com CVU maior que o PLD e menor que o CMO; por R\$ 8,2 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 cerca de R\$ 149,5 milhões referentes aos encargos por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica para garantia do suprimento energético, autorizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE.

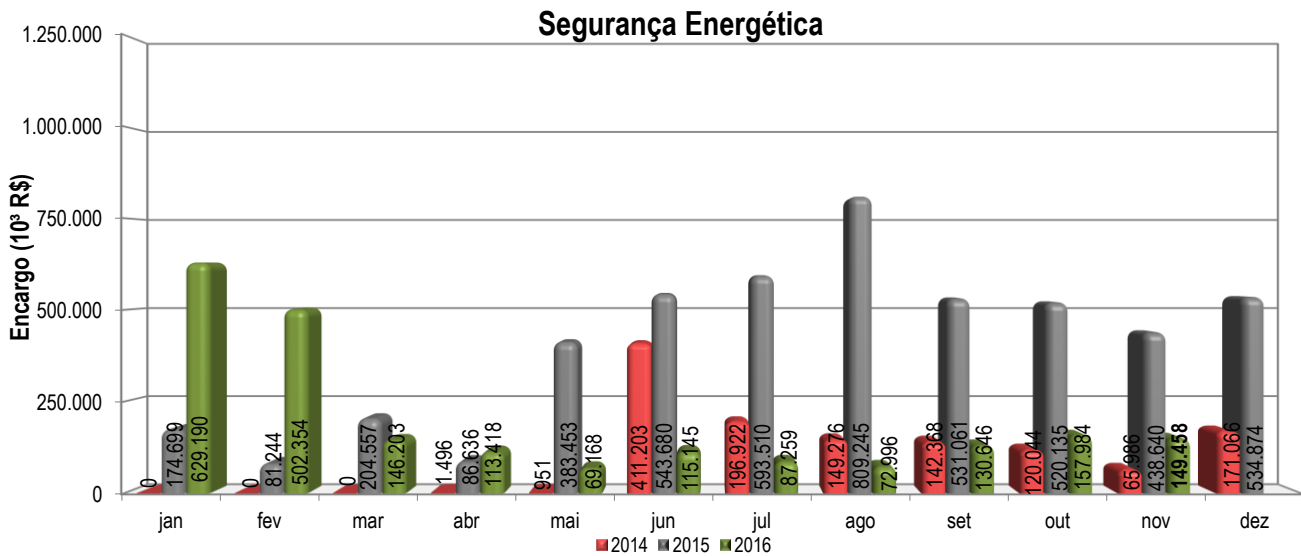
Atualmente, o encargo Segurança Energética está relacionado principalmente ao atingimento do limite de transmissão de Recebimento pelo Nordeste e consequente necessidade de aumento de geração interna ao subsistema para fechamento do balanço energético, estando a geração hidráulica limitada para garantia da segurança hídrica. Também está associado à geração térmica complementar no subsistema Norte para controle do deplecionamento da UHE Tucuruí.



**Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.**

Dados contabilizados / recontabilizados até novembro de 2016.

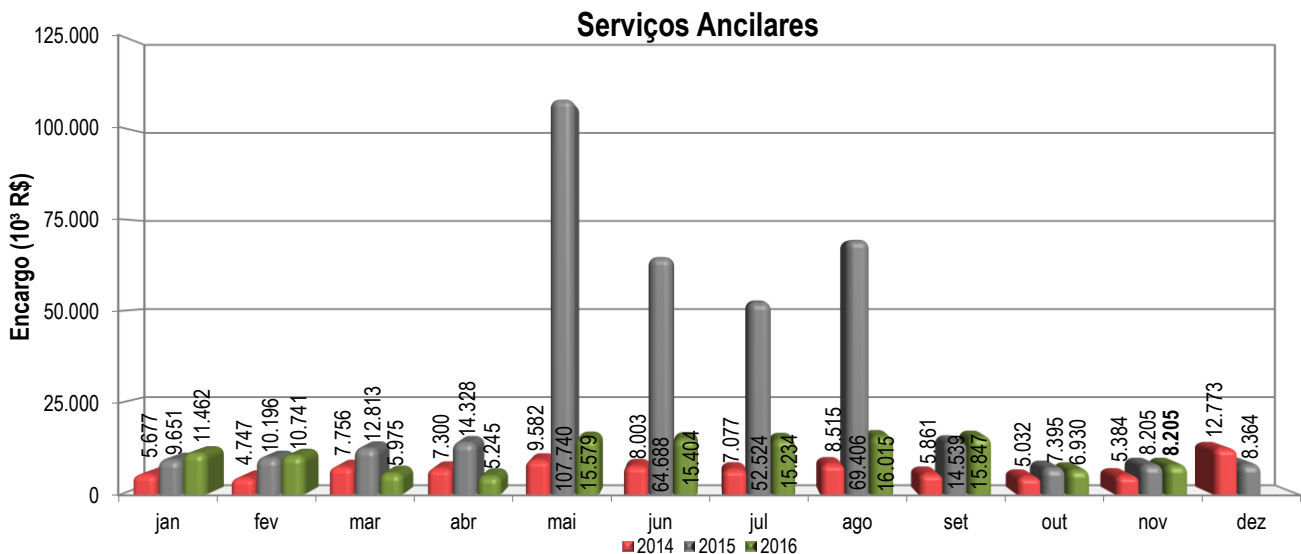
Fonte dos dados: CCEE



**Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.**

Dados contabilizados / recontabilizados até novembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



**Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.**

Dados contabilizados / recontabilizados até novembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



## 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de dezembro de 2016, o número de ocorrências e o montante de carga interrompida no SIN foram superiores aos verificados no mesmo período de 2015. Seguem as principais informações das ocorrências verificadas:

- **Dia 04 de dezembro, às 10h53min:** Desligamento do Bipolo I do Complexo do Madeira (IE Madeira e Eletronorte) e do *Back-to-back* da SE Coletora Porto Velho (Eletronorte). Houve interrupção de **403 MW** de cargas, sendo 102 MW da Eletrobras Distribuição Acre, no Acre, e 301 MW da Eletrobras Distribuição Rondônia, em Rondônia. Causa: Atuação acidental do Controle Mestre da SE Coletora Porto Velho, pertencente ao Sistema de HVDC do Madeira, provocada por um erro de informação da condição de operação da barra de 500 kV da Coletora Porto Velho.
- **Dia 18 de dezembro, às 06h20min:** Desligamento das subestações Fortaleza 230/69 kV (Chesf) e Delmiro Gouveia 230/69 kV (Chesf). Houve interrupção de **396 MW** de cargas da Coelce, no Ceará. Causa: Desligamento da subestação Fortaleza por descarga em cadeia de isoladores conectada ao barramento principal de 230 kV e desligamento de dois transformadores 230/69 kV da SE Delmiro Gouveia por atuação indevida da proteção e dos demais transformadores dessa subestação por sobrecarga.

Também houve três ocorrências com interrupção total das cargas do sistema Boa Vista, em Roraima, referentes aos dias 04/12/2016, às 20h35min, 10/12/2016, às 16h51min e 13/12/2016, às 16h33min, todos com origem na interligação Brasil – Venezuela, sendo um no terminal da SE Santa Elena (Corpoelec) da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena e dois na LT 400 kV Macagua – Las Claritas (Corpoelec).

O indicador DEC mensal para o Brasil apresentou redução entre outubro e novembro de 2016, enquanto o índice FEC apresentou estabilidade no mesmo período.

### 12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro \*

Tabela 16. Evolução da carga interrompida no SIN devido a ocorrências.

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2016	2015
SIN**	0	0	3.066	0	0	0	0	3.113	0	3.331	0	0	9.510	5.487
S	606	0	0	0	0	0	0	0	0	210	1.812	0	2.628	1.916
SE/CO	677	722	1.070	210	0	1.297	0	2.815	323	1.099	140	808	9.161	7.066
NE	506	0	0	304	0	529	357	0	0	107	136	947	2.886	4.688
N-Int	1.695	258	590	477	408	706	498	168	149	1.608	2.394	403	9.354	7.911
<b>TOTAL</b>	<b>3.484</b>	<b>980</b>	<b>4.726</b>	<b>991</b>	<b>408</b>	<b>2.532</b>	<b>855</b>	<b>6.096</b>	<b>472</b>	<b>6.355</b>	<b>4.482</b>	<b>2.158</b>	<b>33.539</b>	<b>27.068</b>

Fonte dos dados: ONS.

Tabela 17. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2016	2015
SIN**	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	0	3	2
S	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	6	0	8	9
SE/CO	3	4	4	1	0	3	0	4	1	3	1	2	26	24
NE	1	0	0	1	0	2	1	0	0	1	1	5	12	14
N-Int	1	1	2	2	1	3	3	1	1	3	6	1	25	32
<b>TOTAL</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>9</b>	<b>14</b>	<b>8</b>	<b>74</b>	<b>81</b>

\* Critério para seleção das interrupções: corte de carga  $\geq 100$  MW por tempo  $\geq 10$  minutos. Os dados dos sistemas isolados estão em consolidação e os desligamentos citados serão incluídos posteriormente, no respectivo boletim do mês de fechamento.

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

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

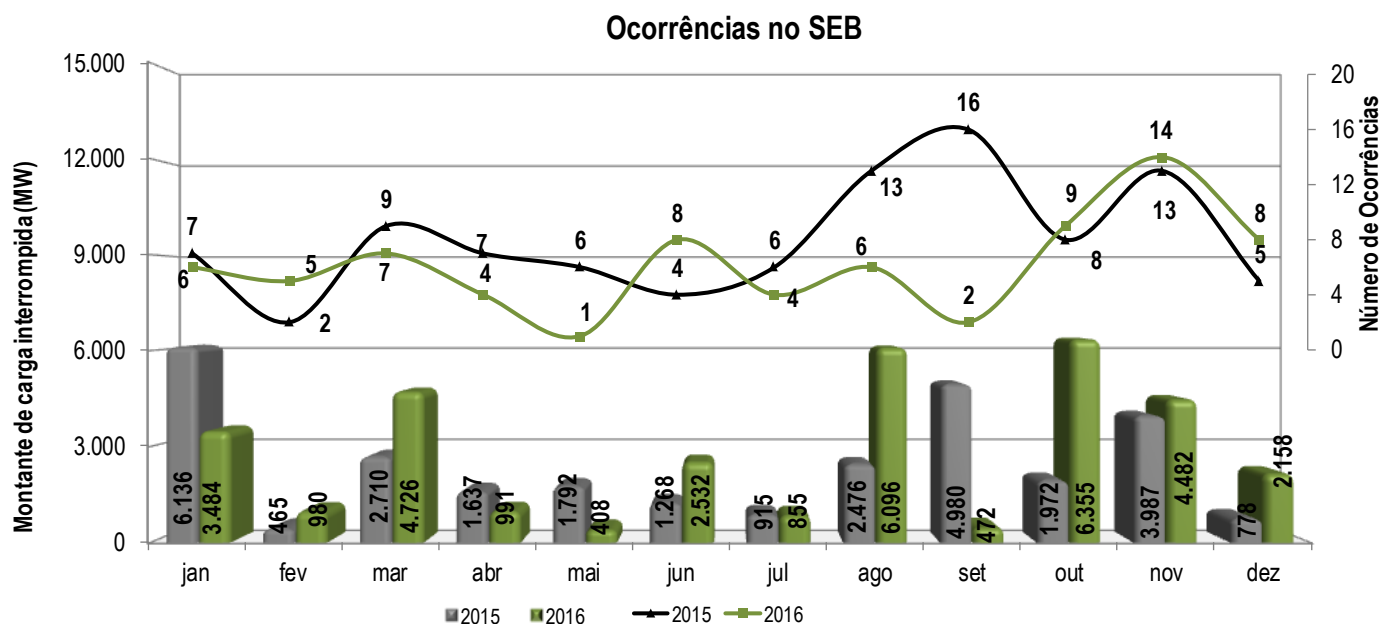


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS

## 12.2. Indicadores de Continuidade \*

Tabela 18. Evolução do DEC em 2016.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2016														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,77	1,64	1,44	1,19	1,07	1,08	0,98	1,15	1,07	1,46	1,40		14,26	13,31
S	1,31	1,42	1,21	1,30	0,91	0,78	0,86	1,01	0,86	1,19	1,21		12,05	11,80
SE	1,31	1,47	1,09	0,74	0,80	0,83	0,70	0,94	0,76	0,99	1,06		10,70	9,32
CO	2,37	2,30	1,81	1,33	1,13	0,97	0,94	1,51	1,57	3,01	2,31		19,26	15,92
NE	2,28	1,45	1,41	1,39	1,25	1,21	1,11	1,09	1,08	1,51	1,45		15,22	15,75
N	3,32	3,41	4,19	3,23	2,65	3,22	2,85	2,88	3,19	3,26	2,94		35,12	32,30

Dados contabilizados até novembro de 2016 e sujeitos a alteração pela ANEEL

Fonte dos dados: ANEEL

Tabela 19. Evolução do FEC em 2016.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2016														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,86	0,84	0,79	0,69	0,62	0,62	0,62	0,70	0,65	0,80	0,80		7,99	10,33
S	0,84	0,89	0,73	0,78	0,57	0,52	0,58	0,64	0,54	0,73	0,74		7,55	9,52
SE	0,61	0,67	0,57	0,42	0,43	0,41	0,39	0,57	0,43	0,55	0,56		5,62	7,26
CO	1,45	1,49	1,18	1,01	0,78	0,84	0,80	1,03	1,06	1,56	1,29		12,48	13,48
NE	0,82	0,62	0,70	0,68	0,64	0,67	0,61	0,56	0,61	0,74	0,81		7,45	10,57
N	2,22	2,14	2,51	2,09	1,79	1,96	2,09	1,93	2,23	2,02	1,95		22,92	29,58

Dados contabilizados até novembro de 2016 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.

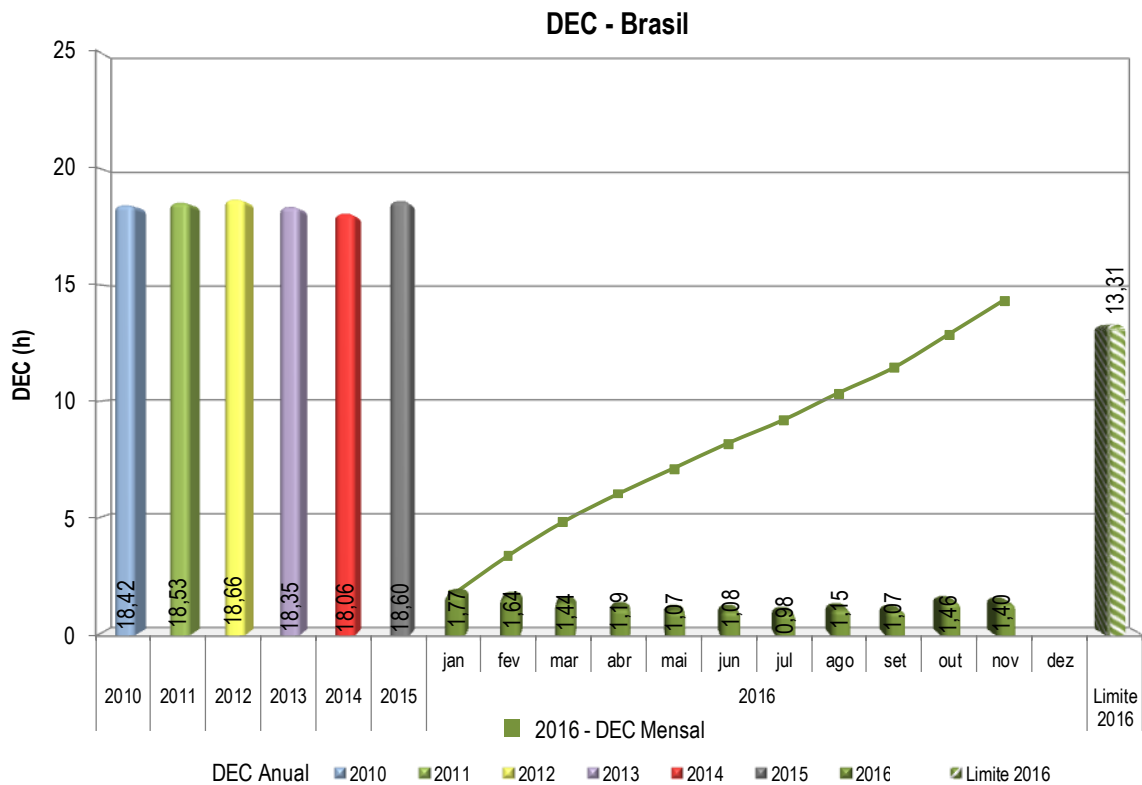


Figura 39. DEC do Brasil.

Dados contabilizados até novembro de 2016 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte dos dados: ANEEL

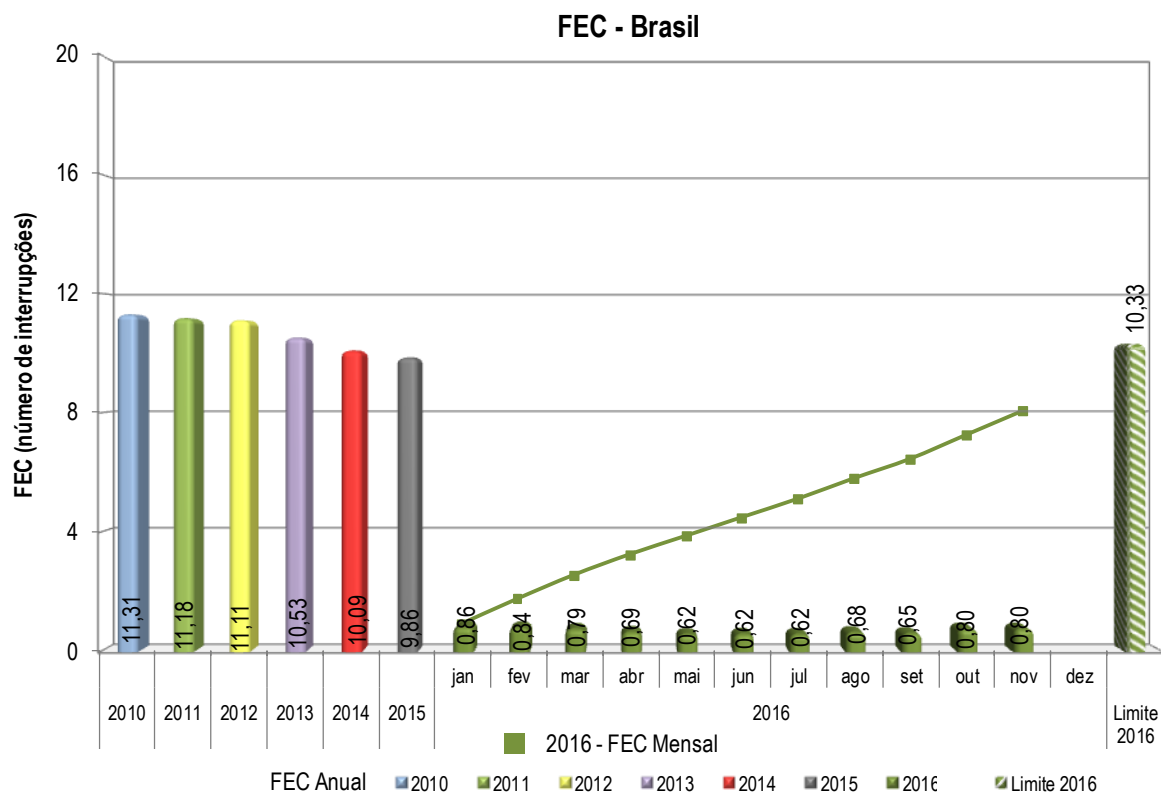


Figura 40. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até novembro de 2016 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte dos dados: ANEEL





## GLOSSÁRIO

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