



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

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

## Julho – 2016





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

**Julho – 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)

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

José Brito Trabuço

Rodrigo Daniel Mendes Fornari



## 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.....	27
9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO .....	28
9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão .....	28
9.2. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	28
9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão .....	29



9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação .....	29
10.CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO.....	30
10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação.....	30
10.2. Despacho Térmico.....	31
11.ENCARGOS SETORIAIS .....	31
12.DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	33
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro .....	33
12.2. Indicadores de Continuidade .....	34



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de julho de 2016 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/07 a 30/07/2016 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 (MWmédios). ....	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. ....	15
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.....	30
Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês. ....	31
Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.....	32
Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.....	32
Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	32
Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	34
Figura 39. DEC do Brasil.....	35
Figura 40. FEC do Brasil.....	35



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	6
Tabela 2. Principais limites de intercâmbio. ....	9
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe. ....	11
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo. ....	11
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	12
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema. ....	13
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada*** de geração de energia elétrica do Brasil.....	15
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB. ....	16
Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	18
Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados. ....	18
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração. ....	26
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW). ....	27
Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão. ....	28
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão. ....	28
Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão. ....	29
Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação. ....	29
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SIN devido a ocorrências. ....	33
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências. ....	33
Tabela 19. Evolução do DEC em 2016. ....	34
Tabela 20. Evolução do FEC em 2016.....	34



## 1. INTRODUÇÃO

No mês de julho de 2016, os valores de aflúncias brutas foram inferiores à média de longo termo – MLT em todos os subsistemas. Neste mês, houve contribuição de aproximadamente 8.400 MW médios de produção térmica, considerando as usinas programadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de junho de 2016 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: -4,5 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, 0,0 p.p. no Sul, -3,7 p.p. no Nordeste e -5,6 p.p. no Norte.

No dia 5 de julho de 2016, foi iniciado o intercâmbio contratual de energia elétrica para a Argentina, a partir de fontes térmicas, via Conversora de Frequência de Garabi, conforme autorização disposta na Portaria MME nº 271/2016. Ao longo do mês de julho, este intercâmbio médio verificado foi de 350 MW médios, tendo havido solicitação pelo país vizinho de redução da exportação em diferentes momentos, em função da sua carga abaixo da prevista e da elevação do custo de exportação devido à indisponibilidade da LT 765 kV Foz – Ivaiporã C2 em meados do mês.

No dia 6 de julho de 2016, foi realizada a 170ª reunião (ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, o MME realizou apresentação sobre o trabalho que está sendo desenvolvido em parceria com a ANEEL, EPE, ONS e CCEE relativo ao aprimoramento de temas relevantes do setor elétrico brasileiro com vistas, dentre outros aspectos, à maior eficiência dos encargos e do mercado de energia. Assim, as questões analisadas incluem, por exemplo, o reestabelecimento dos sinais econômicos, da transparência, da valorização do mercado e dos contratos.

Entraram em operação comercial no mês 1.635,4 MW de capacidade instalada de geração, 375,5 km de linhas de transmissão e 825 MVA de transformação na Rede Básica. Em 2016 a expansão do sistema totalizou 5.427 MW de capacidade instalada de geração, 3.023,9 km de linhas de transmissão de Rede Básica e conexões de usinas e 6.981 MVA de transformação na Rede Básica.

Da expansão verificada no mês de julho, destaca-se a entrada em operação comercial, a partir do dia 16, da UG 2 (611,11 MW) da UHE Belo Monte, que terá operação intermitente em função do cenário de baixa hidráulicidade na região. Além disso, em relação às máquinas desta usina localizadas no sítio Pimental, foram finalizados no mês os testes da UG 3 (38,85 MW).

No mês de julho de 2016, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 146.201 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2015, houve um acréscimo de 7.839 MW, sendo 3.940 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.051 MW de fontes térmicas, 2.836 MW de fonte eólica e 12 MW de fonte solar.

No mês de junho de 2016, a geração hidráulica correspondeu a 73,7% do total gerado no país, 1,8 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil nesse período aumentou 0,9 p.p. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, aumentou 0,9 p.p. entre maio e junho de 2016, com destaque para as variações de +0,6 p.p. de geração a carvão, de +0,5 p.p. de geração a gás e de -0,4 p.p. de geração nuclear.

Em junho, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste reduziu 5,5 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 41,4%. Na região Sul, houve redução de 1,9 p.p. deste fator, atingindo 25,8%. No acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior, o fator de capacidade médio na região Nordeste aumentou 0,3 p.p., atingindo 39,3%, e na região Sul o fator de capacidade médio das usinas eólicas aumentou 5,0 p.p., atingindo 30,8%.

Com relação ao mercado consumidor, em junho de 2016, o consumo de energia elétrica atingiu 46.287 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, valor 6,3% superior ao verificado no mesmo mês do ano anterior. Além disso, foi verificada expansão de 2,4% no número de unidades consumidoras residenciais nos últimos 12 meses.

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



## 2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

No mês de julho de 2016, o avanço regular de frentes frias pela região Sul ocasionou precipitação nas bacias hidrográficas do subsistema Sul, principalmente nas bacias dos rios Jacuí e Uruguai. Já as bacias hidrográficas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste não apresentaram precipitação significativa devido à trajetória mais litorânea das frentes frias pela região Sudeste. Os sistemas frontais foram precedidos pela atuação de massas de ar frio que provocaram queda de temperatura nas regiões Sul e Sudeste.

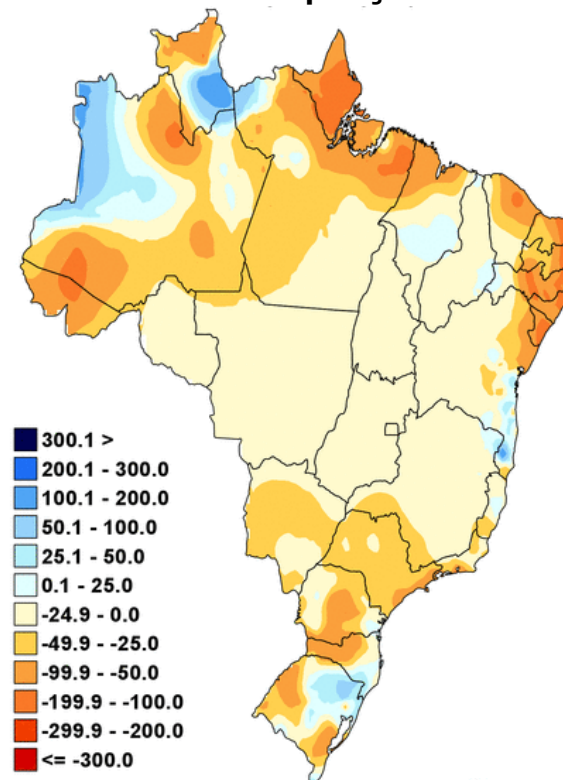
No acumulado do mês de julho, as temperaturas mínimas estiveram, em geral, em torno da normal para a época do ano em praticamente todo o país, com pequenas anomalias negativas na região Sul, e positivas em latitudes superiores ao estado do Rio de Janeiro, principalmente na região Nordeste. As temperaturas máximas estiveram significativamente acima da média climatológica em todo o país, atingindo desvios superiores a +5°C, com exceção da região Sul.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 92 %MLT – 22.609 MWmédios no Sudeste/Centro-Oeste (34º pior valor\*), 96 %MLT – 10.538 MWmédios no Sul (34º melhor valor\*), 33 %MLT – 1.305 MWmédios no Nordeste (pior valor\*) e 49 %MLT – 1.816 MWmédios no Norte-Interligado (pior valor\*).

Ressalta-se que foram armazenáveis 90 %MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 90 %MLT no Sul, 32 %MLT no Nordeste e 45 %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



Fontes de dados: CPTEC/INPE INMET FUNCEME/CE AESA/PB  
EMPARN/RN ITEP/LAMEPE/PE DHME/PI CMRH/SE SEMARH/DHN/AL COMET/RJ  
SEMARH/BA CEMIG-SIMGE/MG SEAG/ES SIMEPAR/PR CIRAM/SC IAC/SP

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

Fonte: CPTEC/INPE





## 2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

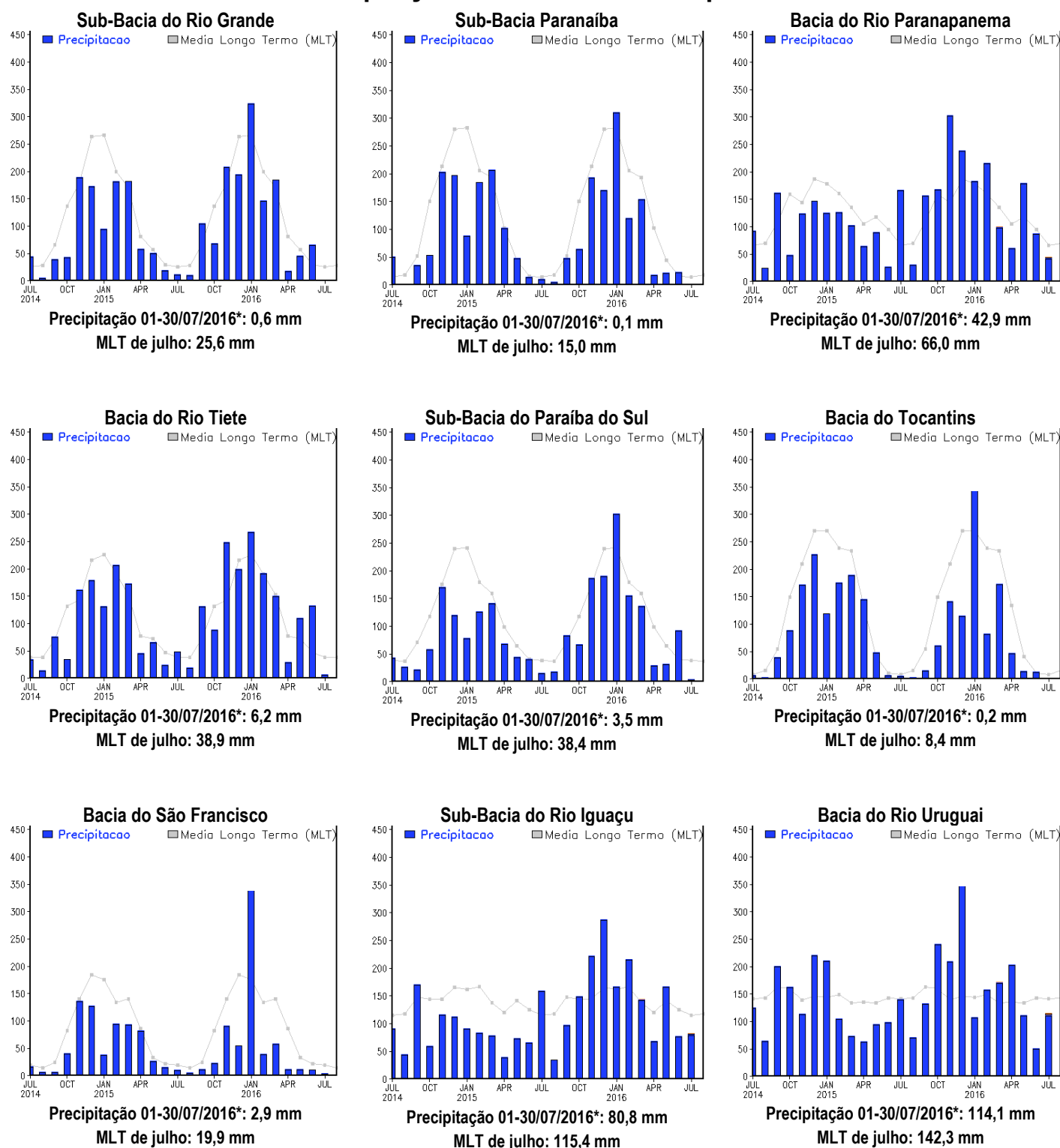


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/07 a 30/07/2016 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

\* A data refere-se ao último dado acumulado do mês de referência disponibilizado em dia útil.



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

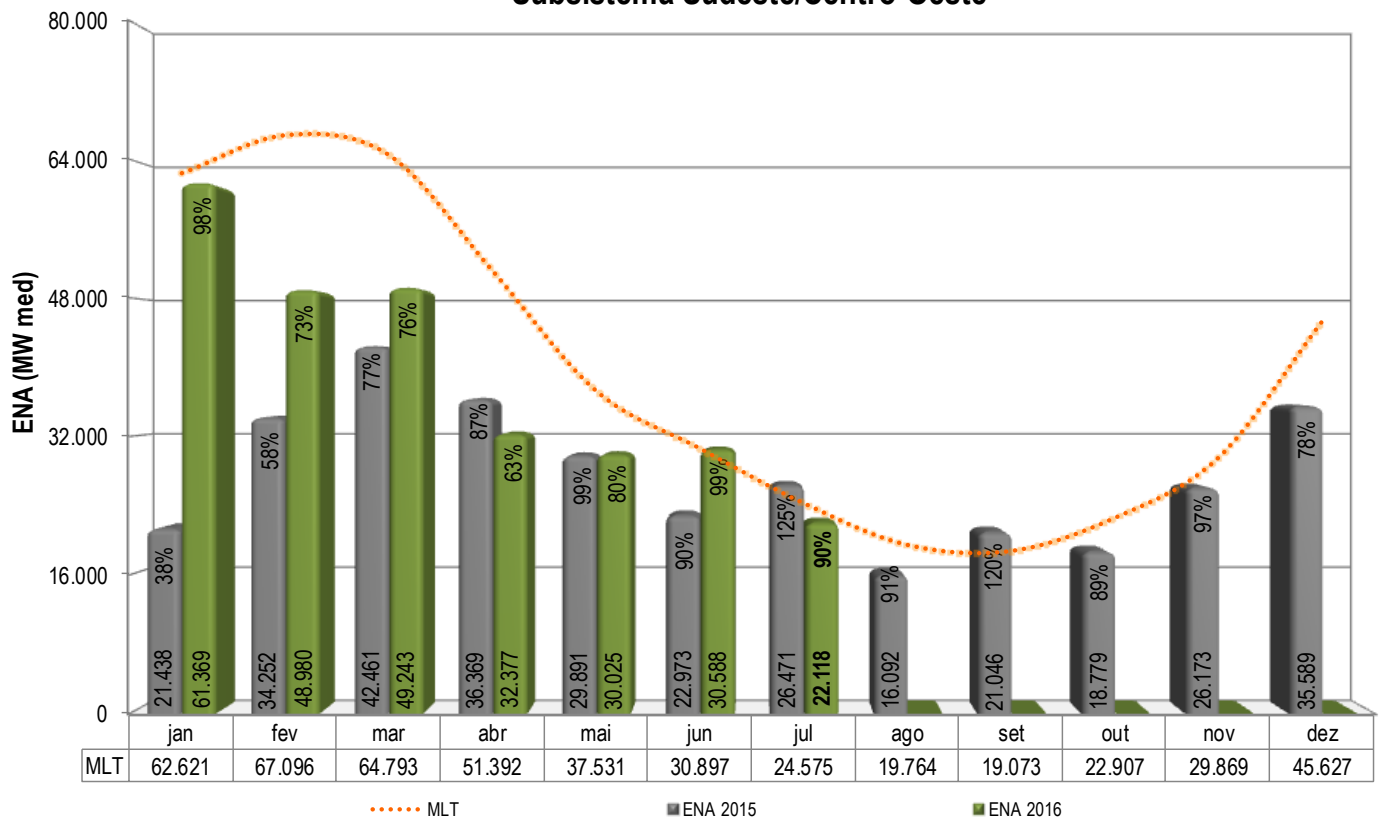


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Sul

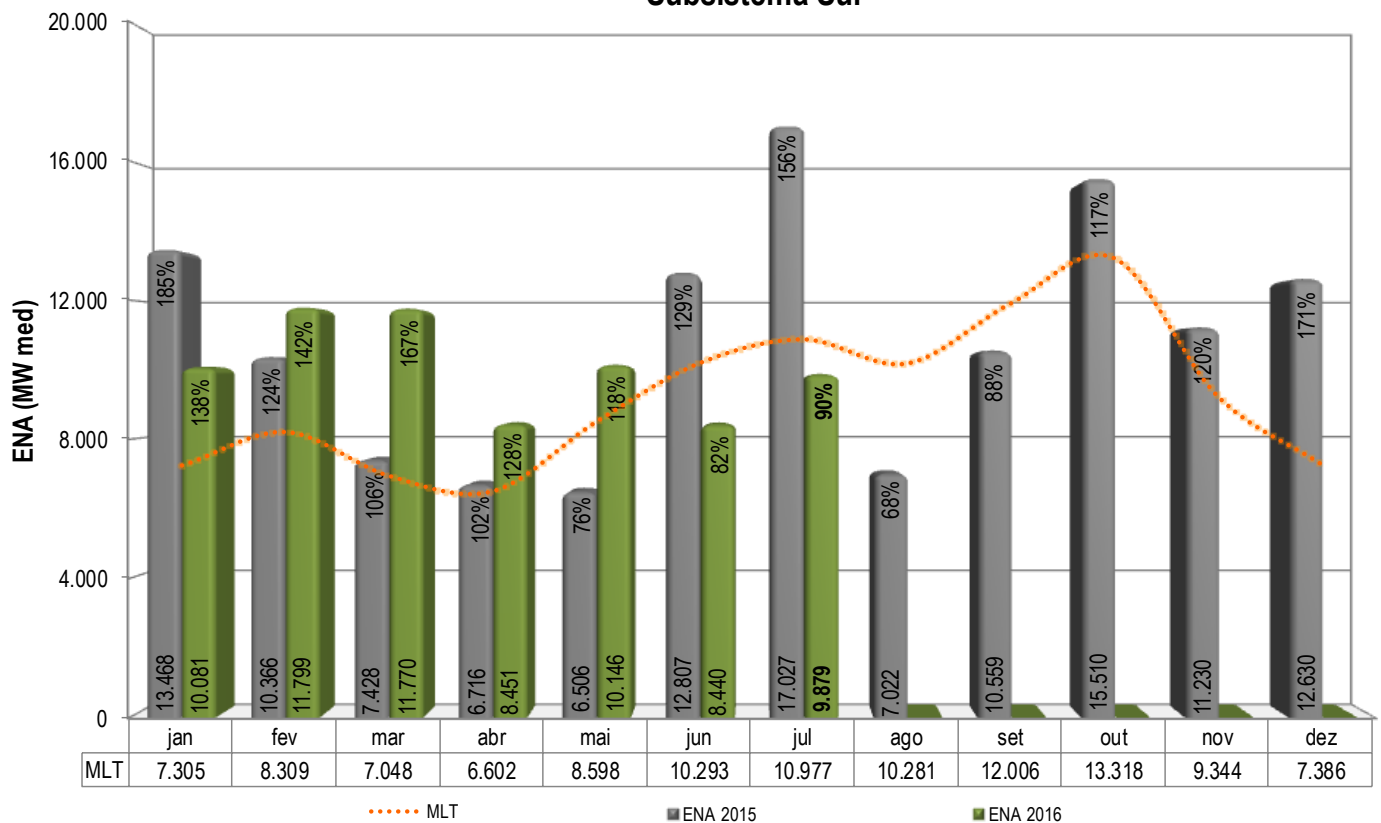


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

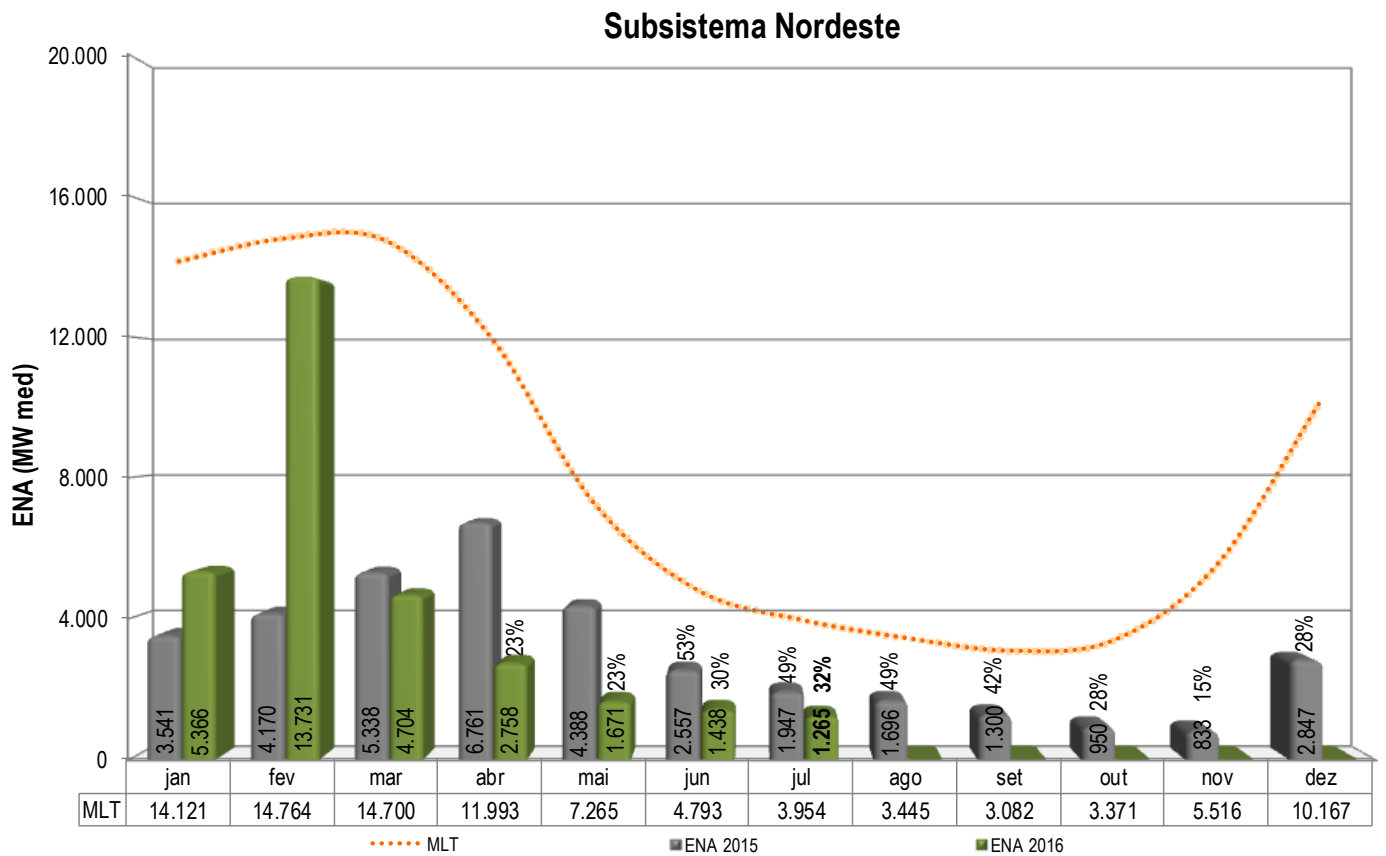


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

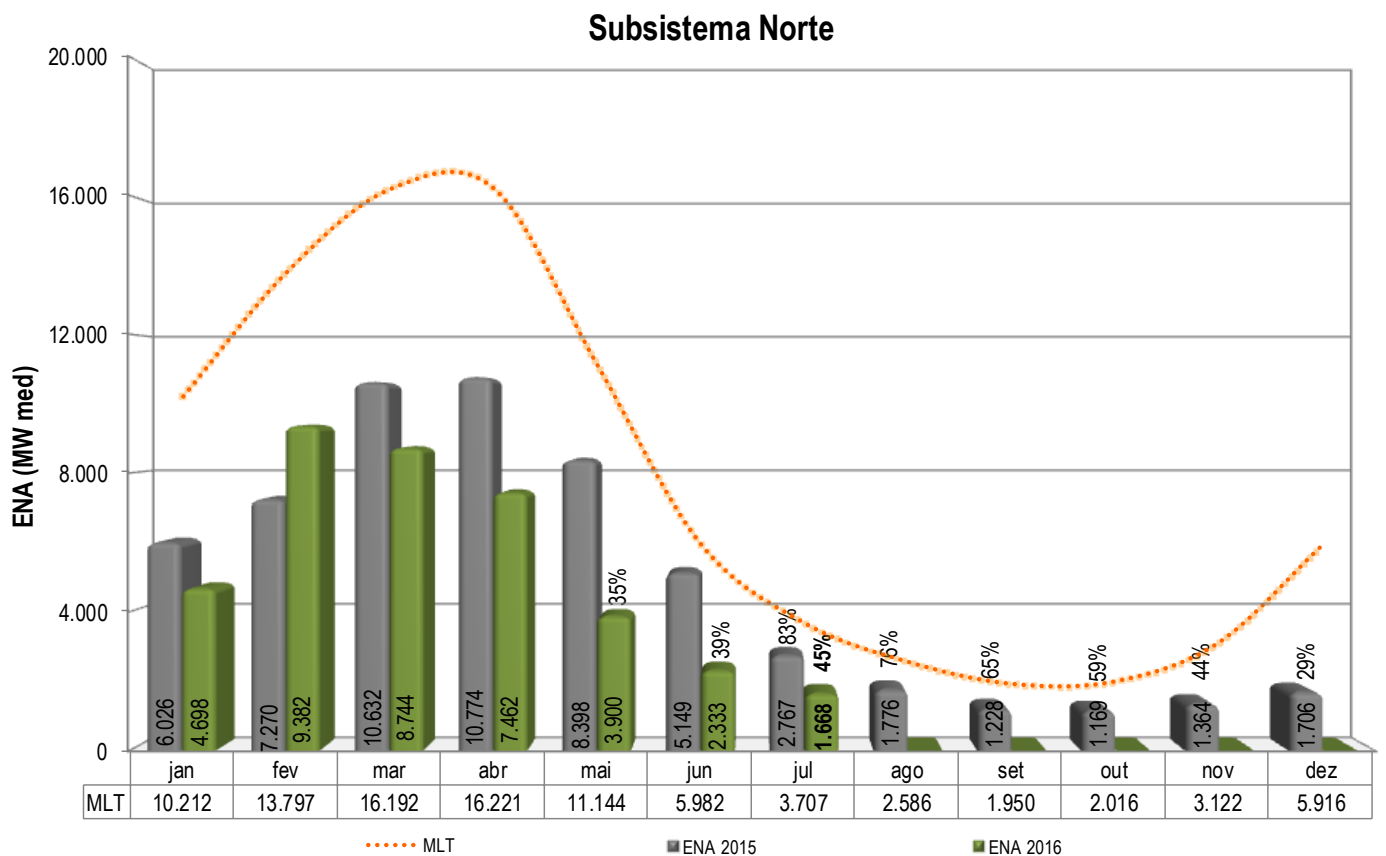


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



## 2.4. Energia Armazenada

No mês de julho de 2016 houve redução nos níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas, com exceção do subsistema Sul, onde houve estabilidade. Neste mês, houve contribuição de aproximadamente 8.400 MWmédios de produção térmica, valor inferior em cerca de 800 MWmédios em relação ao verificado no mês anterior.

Houve redução de 4,5 p.p. no armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o mês de julho, atingindo 51,5 %EAR, valor 14,1 p.p. superior ao verificado no final de julho de 2015 (37,4 %EAR), e 24,7 p.p. superiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (26,8 %EAR). As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas inicialmente em todos os períodos de carga, e ao longo do mês, 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) e no elo em corrente contínua.

Na região Sul, em função das condições hidroenergéticas favoráveis, a geração das usinas hidrelétricas foi explorada, inicialmente, prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, e ao longo mês em todos os períodos de carga, 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 julho, em relação ao mês de junho, houve estabilidade do armazenamento equivalente em 88,1 %EAR, valor 8,7 p.p. inferior ao armazenamento do final do mês de julho de 2015 (96,8%EAR).

No subsistema Nordeste houve deplecionamento de 3,7 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 23,3 %EAR ao final do mês de julho, valor 0,8 p.p. superior ao verificado ao final de julho de 2015 (22,5 %EAR) e 2,4 p.p. superiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (20,9 %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 a geração térmica local responsáveis pelo fechamento do balanço energético da região Nordeste. A defluência mínima da UHE Sobradinho permaneceu em patamar da ordem de 800 m<sup>3</sup>/s ao longo do mês de julho. A defluência da UHE Três Marias foi elevada do patamar de 250 m<sup>3</sup>/s para 320 m<sup>3</sup>/s no dia 1º de julho, permanecendo assim até o final do mês.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 54,4 %EAR ao final do mês de julho, apresentando deplecionamento de 5,6 p.p em comparação ao mês anterior e correspondendo a 21,2 p.p. inferiores ao armazenamento do final de julho de 2015 (75,6 %EAR). A geração da UHE Tucuruí foi minimizada em todos os períodos de carga, em função das condições hidroenergéticas, e com vistas à preservação do seu estoque armazenado. A defluência da UHE Serra da Mesa permaneceu em patamar da ordem de 650 m<sup>3</sup>/s para atendimento às restrições operativas no período de praias no rio Tocantins.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações percentuais de energia armazenada no mês de julho de 2016 referem-se ao deplecionamento de 11,5 p.p. na UHE Ilha Solteira (atingindo 84,4% v.u.); de 4,9 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 83,1%) e de 4,8 p.p. na UHE Furnas (atingindo 73,6%).

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	51,5	202.862	73,4
Sul	88,1	19.958	12,4
Nordeste	23,3	51.809	8,5
Norte	54,4	15.041	5,7
<b>TOTAL</b>		<b>289.670</b>	<b>100,0</b>

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

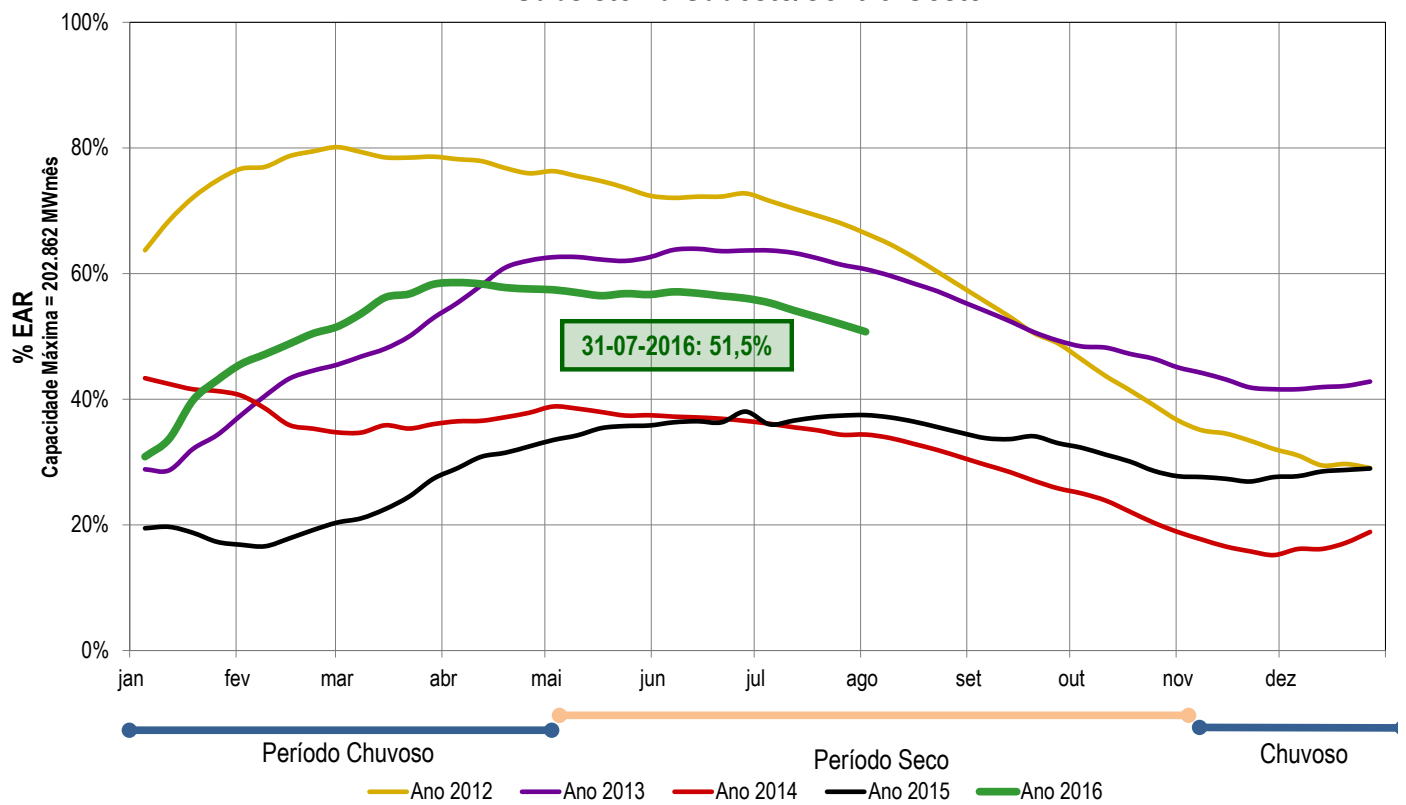


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Sul

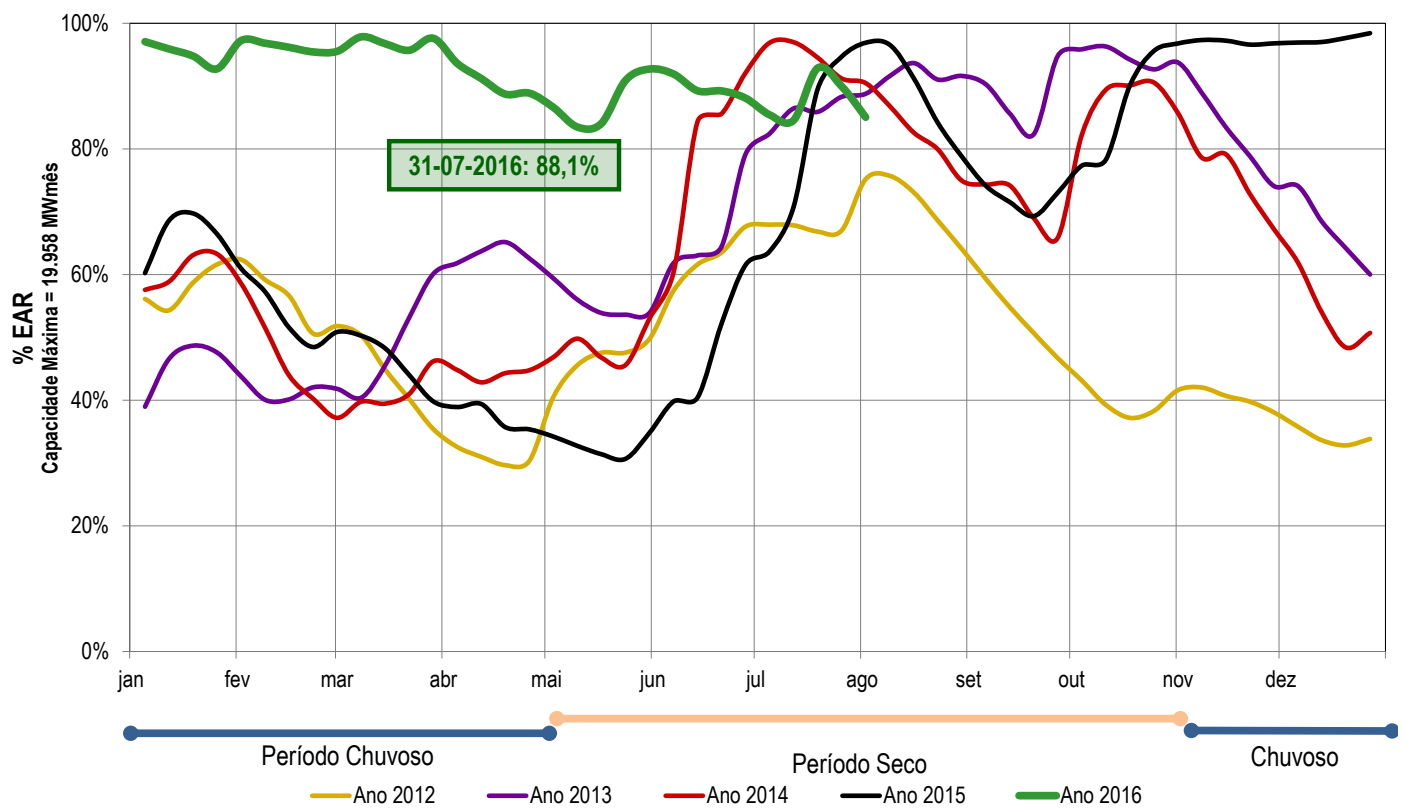


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Nordeste

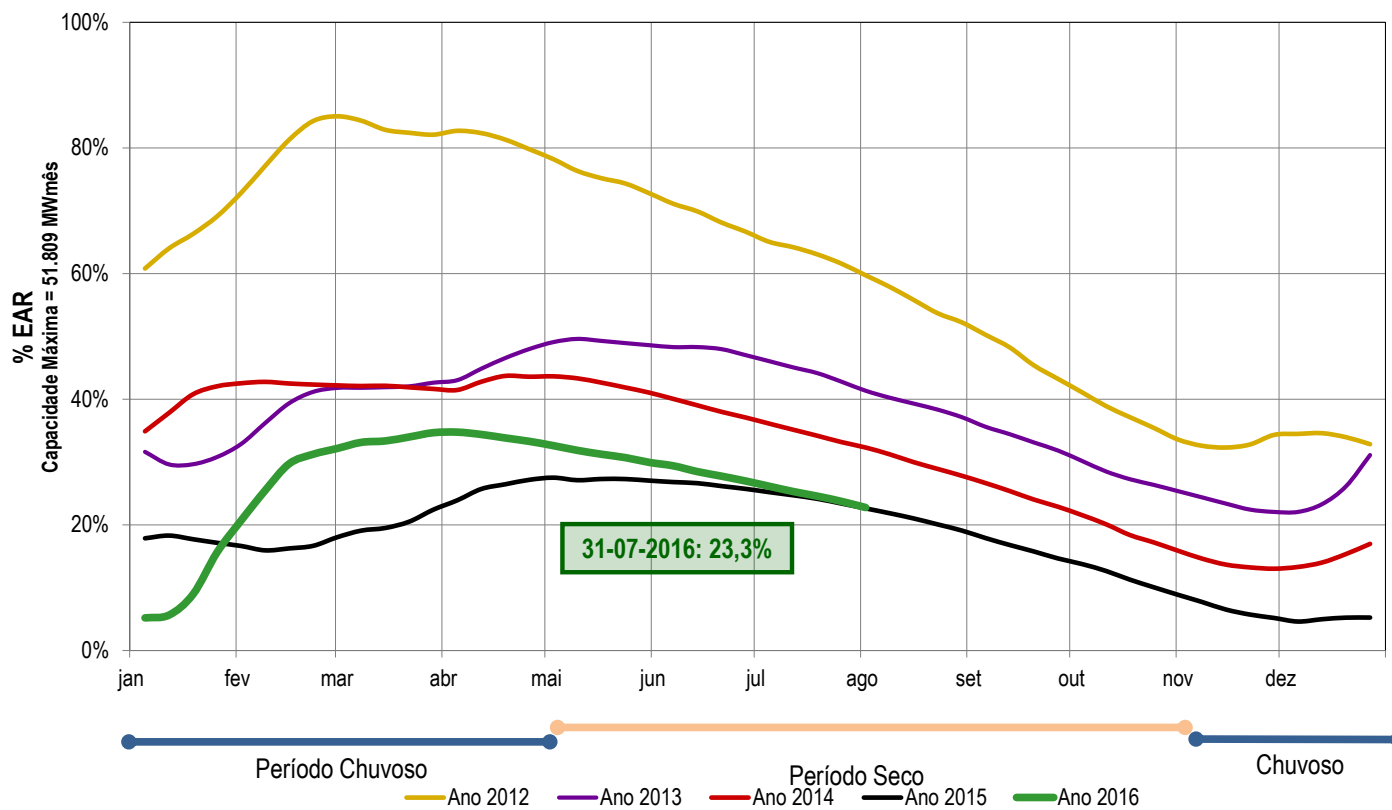


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

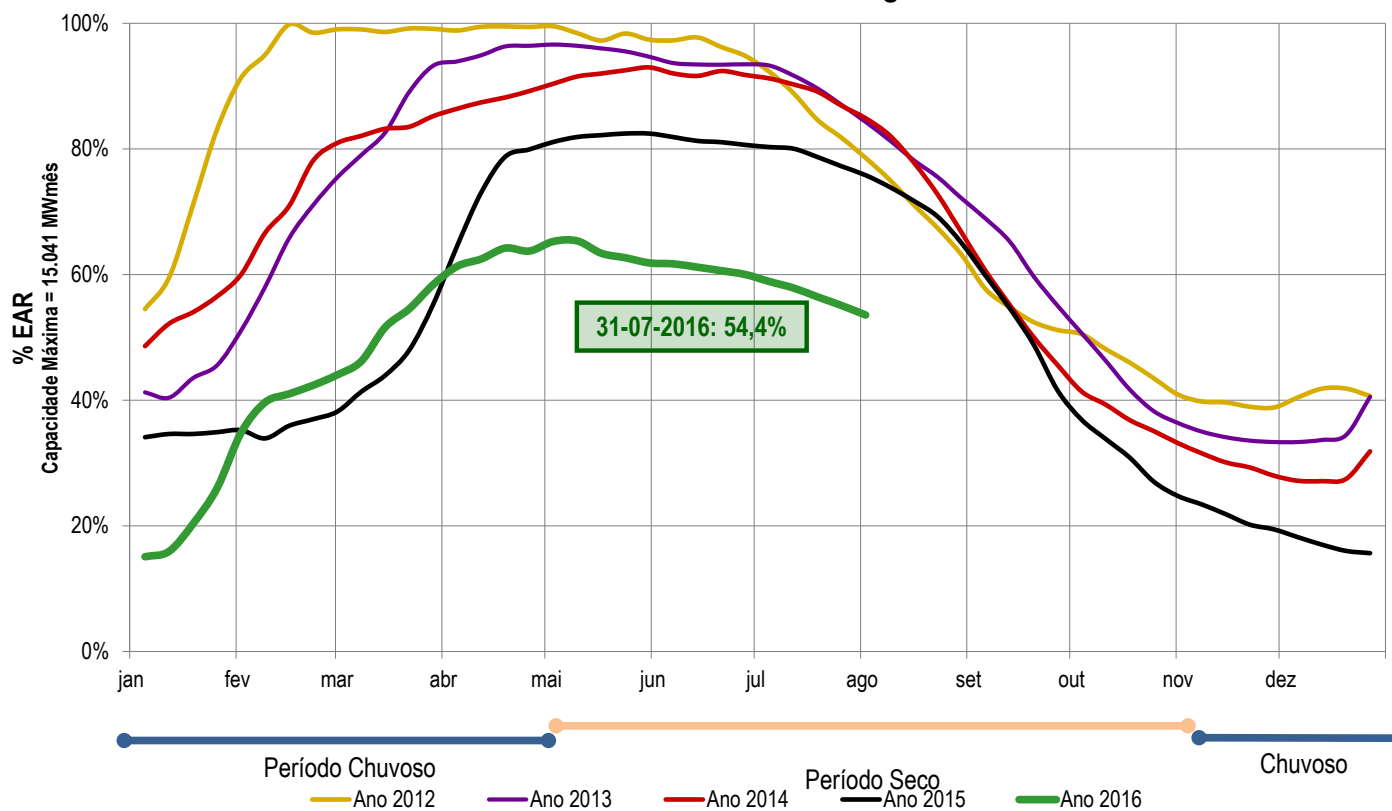


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

No mês de julho houve inversão do intercâmbio do subsistema Norte, passando a ser importador em 152 MW médios.

O subsistema Nordeste permaneceu receptor em julho em um total de 1.604 MW médios, valor inferior aos 2.073 MW médios verificados no mês anterior.

O subsistema Sul exportou 1.358 MW médios no mês de julho, ante a exportação de 340 MW médios em junho.

A importação de energia da Venezuela para suprimento ao estado de Roraima foi de 114 MW médios, valor da mesma ordem do verificado no mês anterior.

No mês de julho o Brasil exportou cerca de 350 MW médios de energia para a Argentina, a título de energia contratual. Não houve exportação de energia a título de energia emergencial.



Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB**	200
②	EXPN	5.600
	RECN	(Carga do Norte - Geração de 5 UGs de Tucuruí)
③	EXPNE	4.000
	RNE	3.400
④	(FNS + FSENE)	5.100
	EXPSE	4.300
⑤	RSUL	7.800
	FSUL	6.300
⑥	INT <sub>Arg</sub>	2.100
	INT <sub>Urug</sub>	70

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte

Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MW médios).

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte

\* Os limites de intercâmbio apresentados referem-se à carga pesada, conforme revisão quadrimestral do PMO de abril de 2016. Estes valores podem ter sido revistos em periodicidade inferior, de forma a se adequar à realidade operacional.

\*\* Valor contratual.



**Legenda da seção 3.1.**

FVB	Intercâmbio internacional com a Venezuela (atendimento a Roraima)	EXPSE	Exportação do Sudeste/Centro-Oeste
EXPN	Exportação do Norte-Interligado	RSUL	Recebimento pela região Sul
RECN	Importação do Norte-Interligado	FSUL	Exportação da região Sul
EXPNE	Exportação do Nordeste	INT <sub>Arg</sub>	Intercâmbio internacional com a Argentina
RNE	Importação do Nordeste	INT <sub>Urug</sub>	Intercâmbio internacional com o Uruguai
FNS	Fluxo da interligação Norte – Sul no sentido do Norte / Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste		
FSENE	Fluxo da interligação Sudeste/Centro-Oeste - Nordeste com recebimento pelo Sudeste/Centro-Oeste		

## 4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA \*

### 4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em junho de 2016, o consumo de energia elétrica atingiu 46.287 GWh, considerando autoprodução e acréscimo das perdas, valor 3,9% inferior ao verificado no mês anterior e representando aumento de 6,3% em relação ao consumo de junho de 2015.

O efeito da temperatura foi determinante para o consumo da classe residencial, tendo havido a permanência de altas temperaturas já verificadas nos meses anteriores em algumas regiões e o registro de temperaturas baixas na região Sul, estimulando no local a utilização de aparelhos elétricos para aquecimento. Aliado a este fato, ressalta-se também a ocorrência de um maior ciclo de faturamento de algumas relevantes distribuidoras do país e o afrouxamento das medidas de redução do consumo adotadas pelas famílias nos meses anteriores, fruto do choque tarifário ocorrido no passado recente.

Em relação à classe comercial, prevaleceu em seu comportamento o efeito da baixa atividade do setor, resultando na queda do consumo verificado. Já o desempenho da classe industrial continuou em queda em junho.

No acumulado dos últimos 12 meses (julho de 2015 a junho de 2016), o consumo residencial registrou decréscimo de 0,3% em relação ao mesmo período anterior. Já em comparação a junho de 2015, foi registrado aumento de 4,6%. Em relação ao consumo comercial, foi registrada queda de 0,9% no acumulado de 12 meses e retração de 2,9% em relação a junho de 2015.

O consumo industrial de eletricidade continuou refletindo a baixa atividade generalizada do setor, com queda de 3,3% em junho em relação ao mesmo mês do ano anterior. No acumulado dos últimos 12 meses, a classe industrial teve queda de 6,2% no consumo de energia elétrica. Ressalta-se, no entanto, que os setores de metalurgia (+4,4%), papel e celulose (+0,9%) e produtos alimentícios (+0,2%) apresentaram crescimento em comparação ao desempenho de 2015, quando foi verificado o agravamento da crise econômica no país.

\* Referência: <http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Forms/EPEResenhaMensal.aspx>





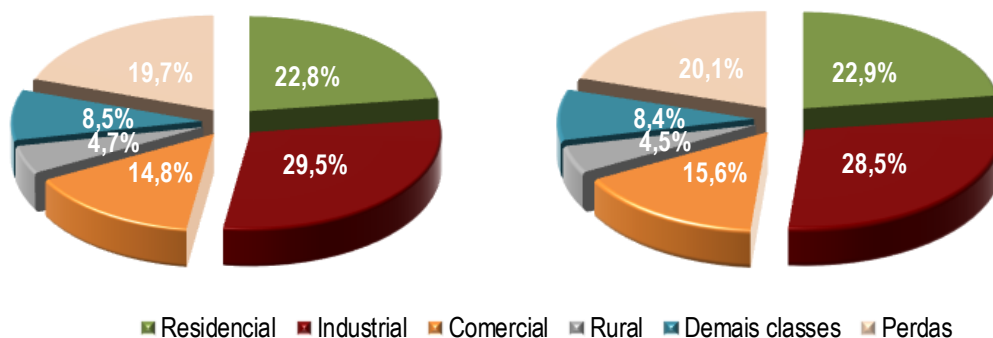
**Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.**

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Jun/16 GWh	Evolução mensal (Jun/16/Mai/16)	Evolução anual (Jun/16/Jun/15)	Jul/14-Jun/15 (GWh)	Jul/15-Jun/16 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	10.555	-3,3%	4,6%	132.258	131.856	-0,3%
<b>Industrial</b>	13.652	-1,0%	-3,3%	175.058	164.288	-6,2%
<b>Comercial</b>	6.839	-7,4%	-2,9%	90.673	89.832	-0,9%
<b>Rural</b>	2.196	-3,0%	10,8%	25.822	26.174	1,4%
<b>Demais classes*</b>	3.932	-2,1%	1,0%	47.889	48.398	1,1%
<b>Perdas</b>	9.113	-6,8%	42,6%	100.386	115.881	15,4%
<b>Total</b>	<b>46.287</b>	<b>-3,9%</b>	<b>6,3%</b>	<b>572.086</b>	<b>576.428</b>	<b>0,8%</b>

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

Fonte dos dados: EPE

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



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

Dados contabilizados até junho de 2016.

Fonte dos dados: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Jun/16 kWh/NU	Evolução mensal (Jun/16/Mai/16)	Evolução anual (Jun/16/Jun/15)	Jul/14-Jun/15 (kWh/NU)	Jul/15-Jun/16 (kWh/NU)	Evolução
<b>Consumo médio residencial</b>	154	-3,4%	2,1%	165	160	-2,6%
<b>Consumo médio industrial</b>	25.131	-0,9%	0,2%	25.929	25.203	-2,8%
<b>Consumo médio comercial</b>	1.203	-7,5%	-3,7%	1.338	1.316	-1,6%
<b>Consumo médio rural</b>	500	-3,0%	8,9%	498	496	-0,4%
<b>Consumo médio demais classes*</b>	5.139	-2,5%	-1,2%	5.333	5.271	-1,2%
<b>Consumo médio total</b>	465	-3,3%	-2,0%	503	480	-4,4%

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

Fonte dos dados: EPE



## 4.2. Unidades Consumidoras

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

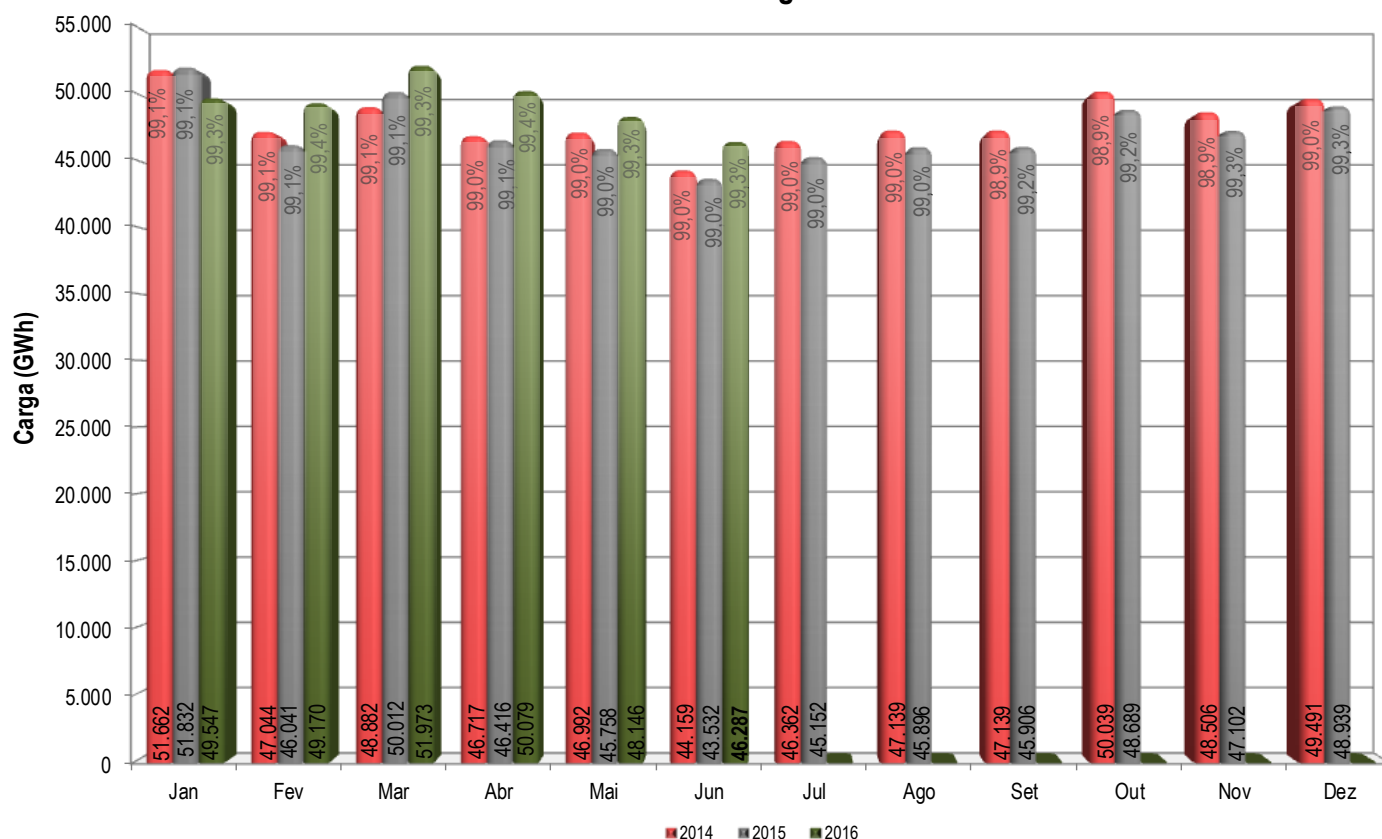
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Jun/15	Jun/16	
Residencial (NUCR)	66.920.161	68.501.544	2,4%
Industrial (NUCI)	562.614	543.224	-3,4%
Comercial (NUCC)	5.647.500	5.686.915	0,7%
Rural (NUCR)	4.317.361	4.394.121	1,8%
Demais classes *	748.505	765.091	2,2%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>78.196.141</b>	<b>79.890.895</b>	<b>2,2%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até junho 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 junho 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 mês de julho de 2016 não houve atingimento de recorde de demanda nos subsistemas e nem no SIN. Todavia, desde abril estão sendo verificadas demandas máximas mensais superiores às verificadas nos mesmos meses de 2015, tanto no SIN quanto nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul. No subsistema Nordeste, apenas o mês de janeiro de 2016, com chuvas abundantes, interrompeu uma sequência mais longa de crescimentos de demanda mensais, em relação ao ano anterior.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
<b>Máxima no mês (MW)</b> (dia - hora)	<b>43.052</b> 24/07/2016 - 18h23	<b>13.409</b> 21/07/2016 - 18h25	<b>11.480</b> 24/07/2016 - 14h25	<b>6.077</b> 29/07/2016 - 22h10	<b>72.346</b> 24/07/2016 - 18h16
<b>Recorde (MW)</b> (dia - hora)	<b>51.894</b> 21/01/2015 - 14h32	<b>17.971</b> 06/02/2014 - 14h29	<b>12.473</b> 03/12/2015 - 15h29	<b>6.492</b> 21/10/2015 - 15h53	<b>85.708</b> 05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

## 4.5. Demandas Máximas Mensais

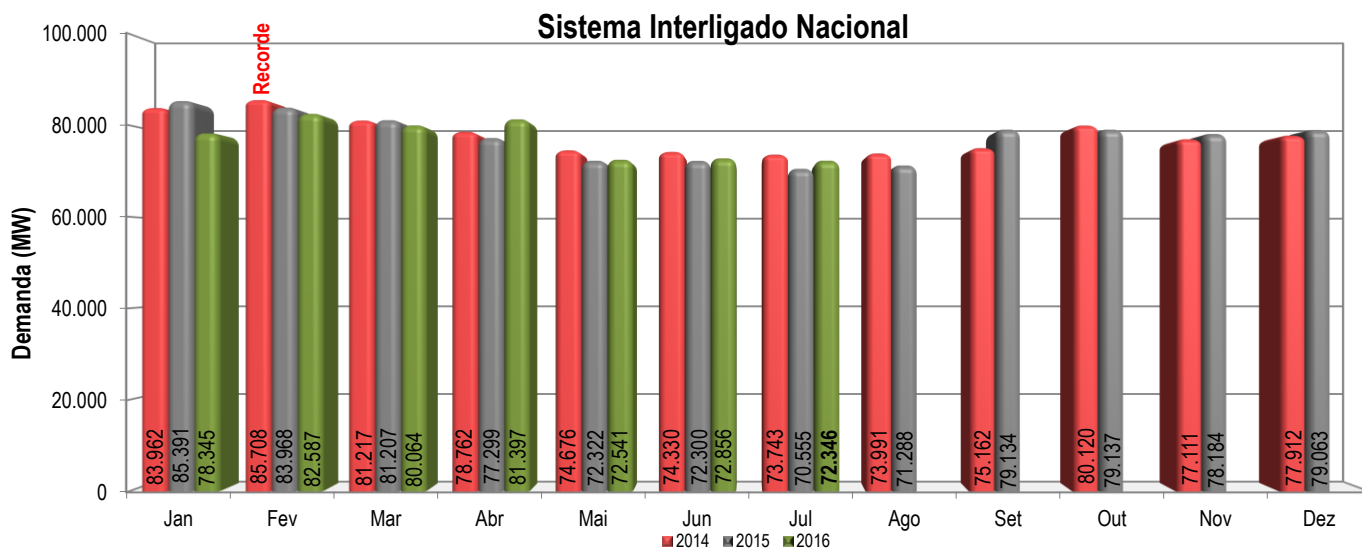


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS

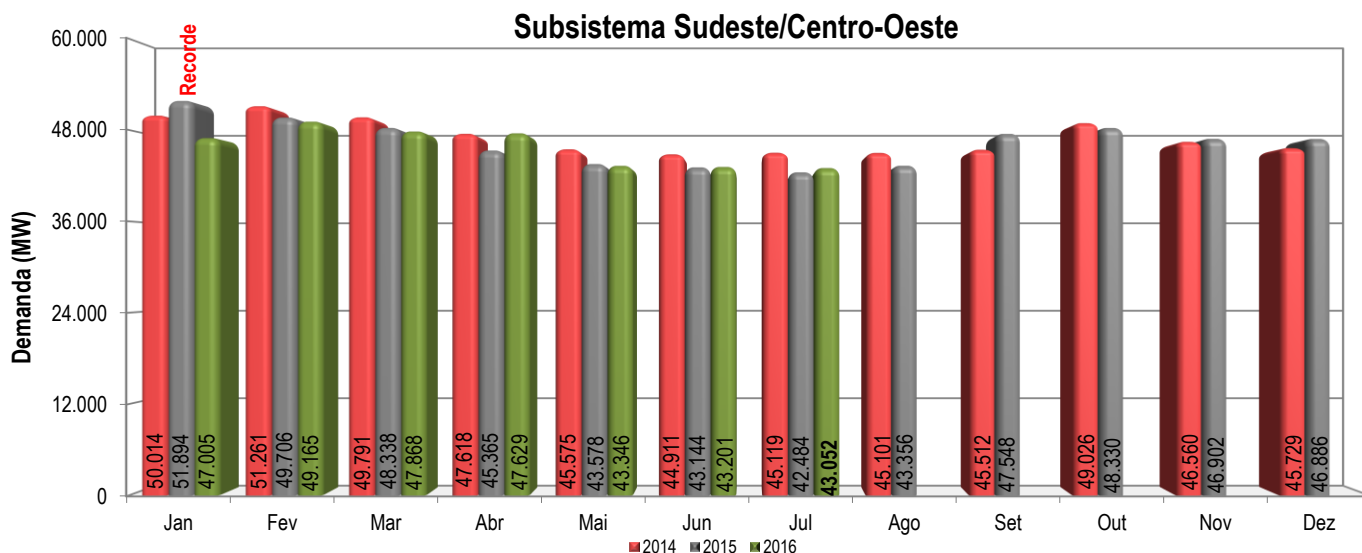


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

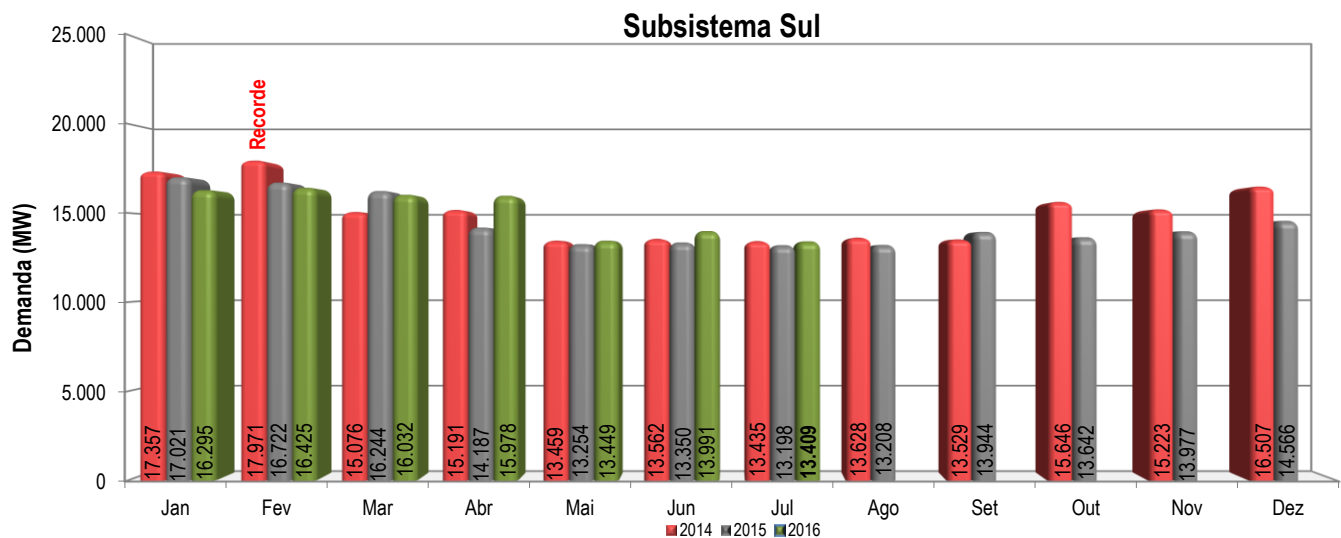


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

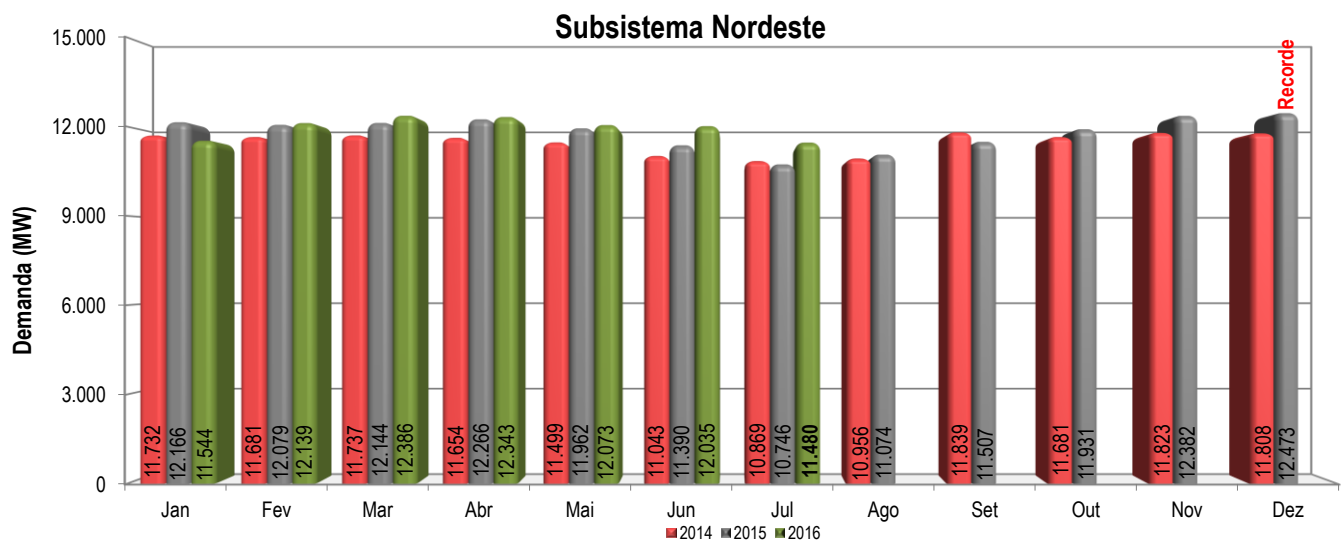


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

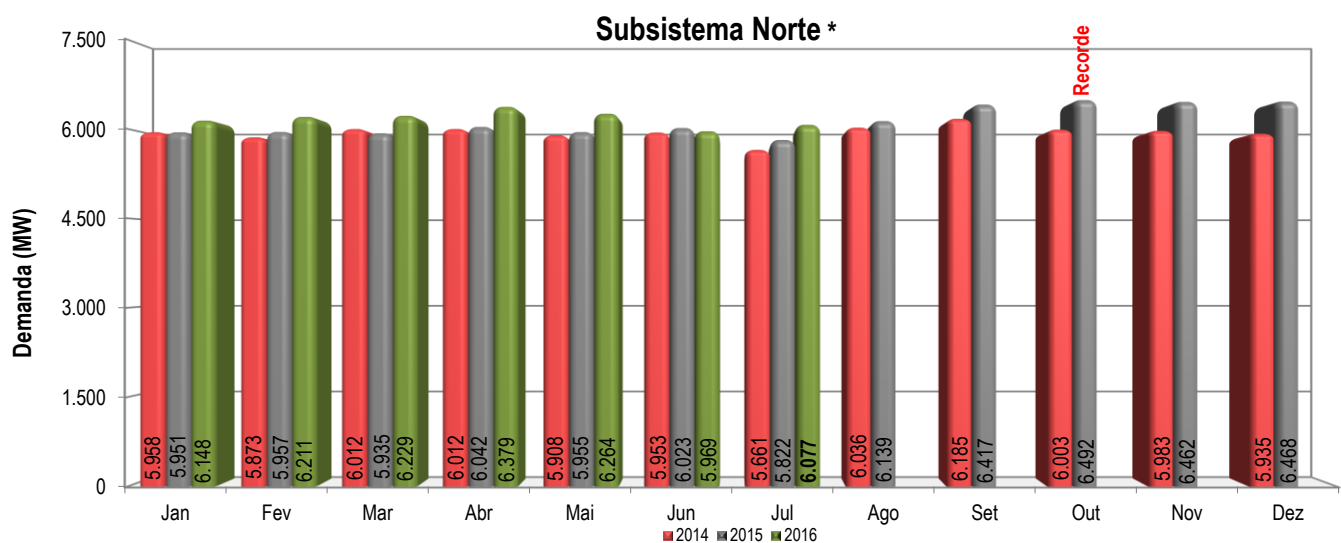


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

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 julho de 2016 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 146.201 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2015, houve um acréscimo de 7.839 MW, sendo 3.940 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.051 MW de fontes térmicas\*, 2.836 MW de fonte eólica e 12 MW de fonte solar, considerando os Ambientes de Contratação Regulada e Livre (ACR e ACL).

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

Fonte	Jul/2015	Jul/2016			Evolução da Capacidade Instalada Jul/2016 - Jul/2015
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>90.348</b>	<b>1.244</b>	<b>94.288</b>	<b>64,5%</b>	<b>4,4%</b>
<b>Térmica</b>	<b>41.574</b>	<b>2.953</b>	<b>42.625</b>	<b>29,2%</b>	<b>2,5%</b>
Gás Natural	12.904	152	13.036	8,9%	1,0%
Biomassa	12.896	530	13.665	9,3%	6,0%
Petróleo**	10.017	2.217	10.172	7,0%	1,5%
Carvão	3.614	22	3.612	2,5%	-0,1%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,4%	0,0%
Outros	153	30	150	0,1%	-1,8%
<b>Eólica</b>	<b>6.428</b>	<b>379</b>	<b>9.265</b>	<b>6,3%</b>	<b>44,1%</b>
<b>Solar</b>	<b>11</b>	<b>41</b>	<b>23</b>	<b>0,0%</b>	<b>104,4%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>138.362</b>	<b>4.617</b>	<b>146.201</b>	<b>100,0%</b>	<b>5,7%</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, que passou por reequadramento de fontes em setembro de 2014 e exclusão dos montantes referentes a micro e minigeração distribuída, regidos pela Resolução Normativa nº 482/2012, em junho de 2015, adicionados aos montantes das usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL. 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 (BIG 01/08/2016 e SFG)

Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Jul/2016

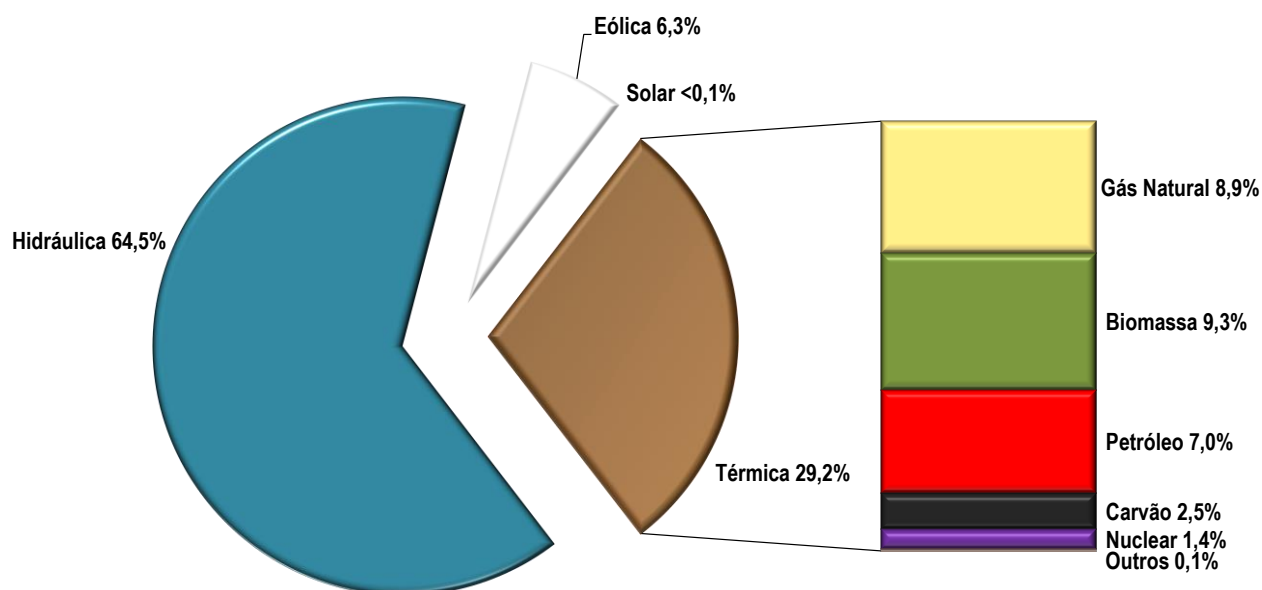


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 01/08/2016 e SFG)



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

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

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	54.858	41,5%
345 kV	10.317	7,8%
440 kV	6.748	5,1%
500 kV	44.859	33,9%
600 kV (CC)	12.816	9,7%
750 kV	2.683	2,0%
<b>Total SEB</b>	<b>132.282</b>	<b>100,0%</b>

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.

Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Instaladas no SEB - Jul/2016

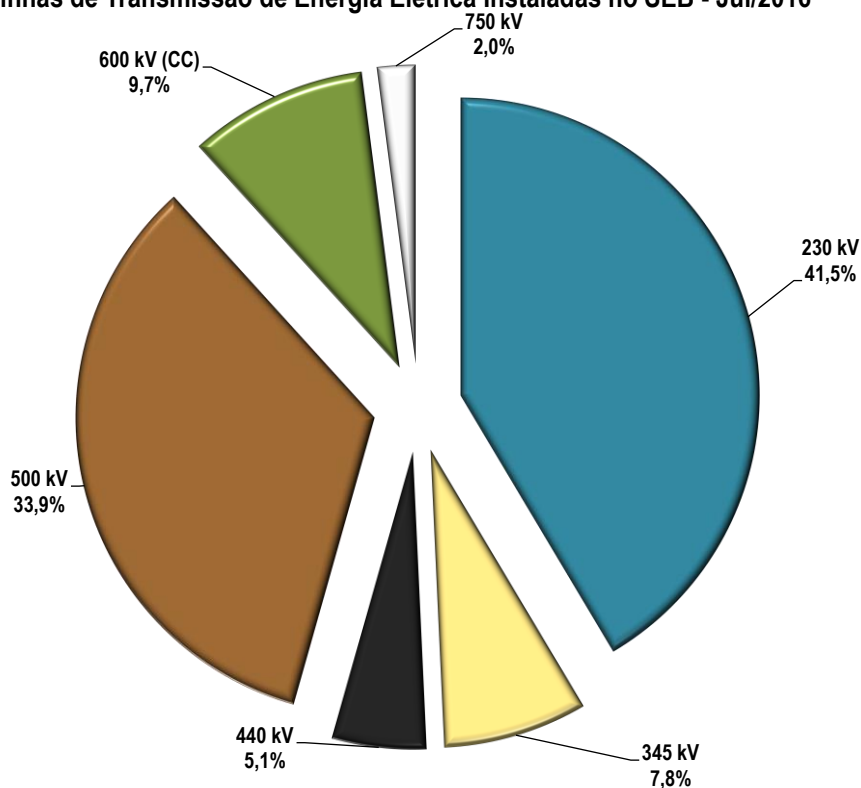


Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.

Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS



## 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 julho de 2015 a junho de 2016 atingiu 540.863 GWh. No mês de junho de 2016, a geração hidráulica correspondeu a 73,7% do total gerado no país, 1,8 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil nesse período aumentou 0,9 p.p. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, aumentou 0,9 p.p. entre maio e junho de 2016, com destaque para as variações de +0,6 p.p. de geração a carvão, de +0,5 p.p. de geração a gás e de -0,4 p.p. de geração nuclear, esta em função da parada de Angra I a partir do dia 18 de junho para manutenção programada e reabastecimento de combustível.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Jun/2016

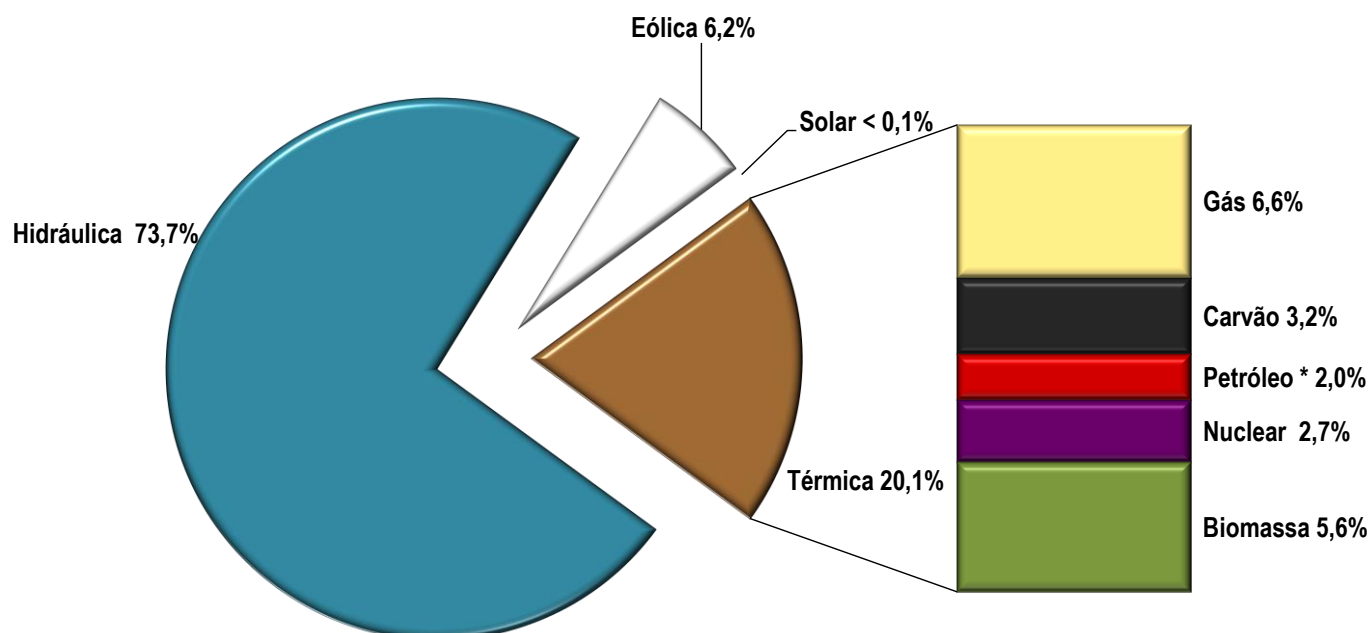


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até junho 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 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Jun/16 (GWh)	Evolução mensal (Jun/16 / Mai/16)	Evolução anual (Jun/16 / Jun/15)	Jul/14-Jun/15 (GWh)	Jul/15-Jun/16 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>31.381</b>	<b>-6,1%</b>	<b>13,3%</b>	<b>374.180</b>	<b>393.303</b>	<b>5,1%</b>
<b>Térmica</b>	<b>8.338</b>	<b>0,6%</b>	<b>-33,3%</b>	<b>144.159</b>	<b>118.842</b>	<b>-17,6%</b>
Gás	2.797	3,7%	-48,9%	65.163	50.863	-21,9%
Carvão	1.393	19,3%	9,9%	15.434	15.194	-1,6%
Petróleo *	624	9,7%	-70,4%	27.873	15.055	-46,0%
Nuclear	1.148	-16,3%	26,6%	13.677	14.535	6,3%
Biomassa	2.377	-4,4%	-13,3%	22.011	23.196	5,4%
<b>Eólica</b>	<b>2.621</b>	<b>11,6%</b>	<b>63,6%</b>	<b>16.180</b>	<b>25.765</b>	<b>59,2%</b>
<b>Solar</b>	<b>1,91</b>	<b>-4,8%</b>	<b>-</b>	<b>10,78</b>	<b>26,86</b>	<b>149,2%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>42.341</b>	<b>-3,9%</b>	<b>1,3%</b>	<b>534.531</b>	<b>537.937</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 junho 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 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Jun/16 (GWh)	Evolução mensal (Jun/16 / Mai/16)	Evolução anual (Jun/16 / Jun/15)	Jul/14-Jun/15 (GWh)	Jul/15-Jun/16 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>1</b>	<b>-13,8%</b>	<b>-98,2%</b>	<b>1.772</b>	<b>61</b>	<b>-96,5%</b>
<b>Térmica</b>	<b>219</b>	<b>-3,5%</b>	<b>-13,1%</b>	<b>9.165</b>	<b>2.865</b>	<b>-68,7%</b>
Gás	4	-7,8%	15,6%	3.975	55	-98,6%
Petróleo *	215	-3,4%	-13,6%	5.189	2.810	-45,8%
<b>TOTAL</b>	<b>220</b>	<b>-3,5%</b>	<b>-27,4%</b>	<b>10.937</b>	<b>2.926</b>	<b>-73,2%</b>

\* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicompostíveis.

Dados contabilizados até junho 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 junho de 2016, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste aumentou 5,5 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 41,4%, com total de 3.020,5 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 0,3 p.p. no fator de capacidade médio da região Nordeste em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 39,3%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, por sua vez, reduziu 1,9 p.p. em relação a maio de 2016, e atingiu 25,8%, com total de geração verificada no mês de 459,6 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 5,0 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 30,8%.

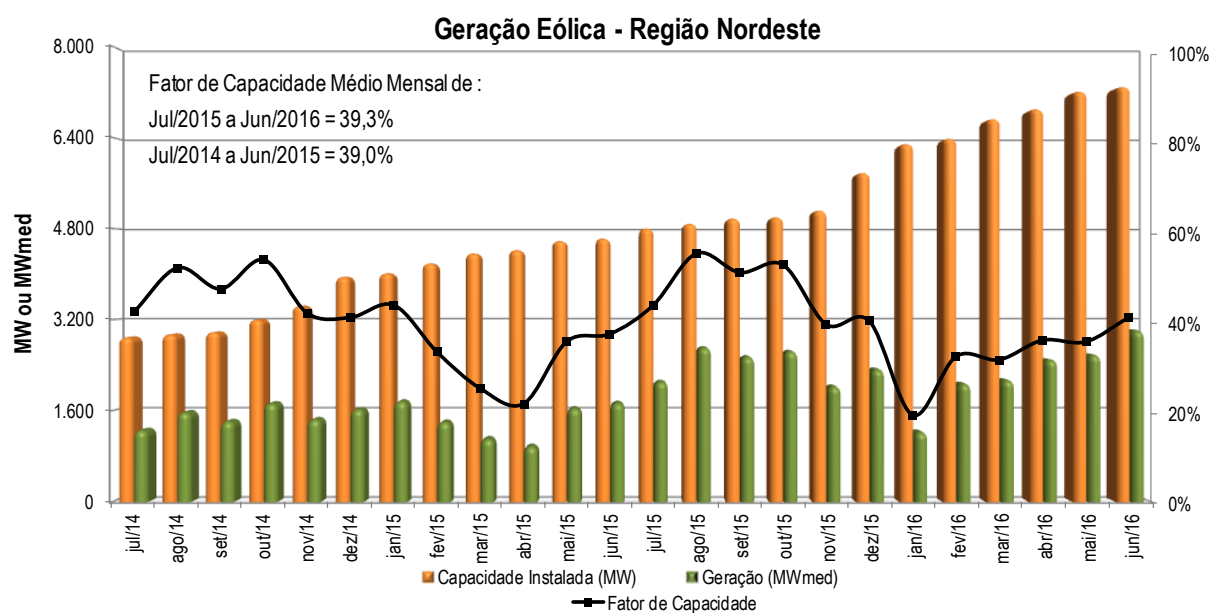


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até junho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

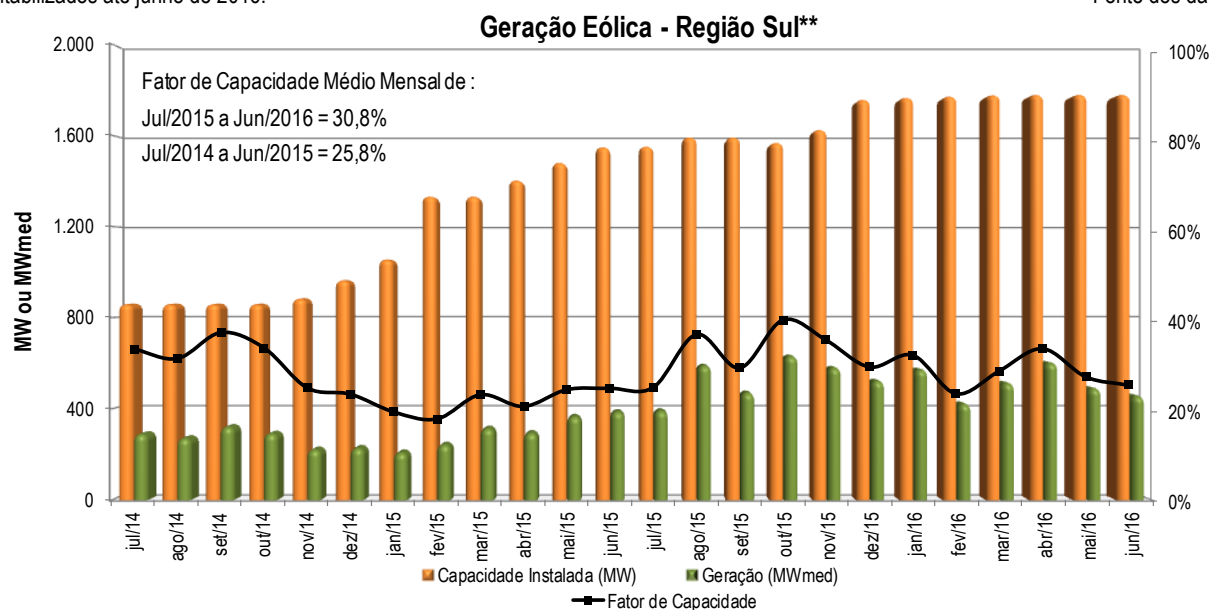


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até junho 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.

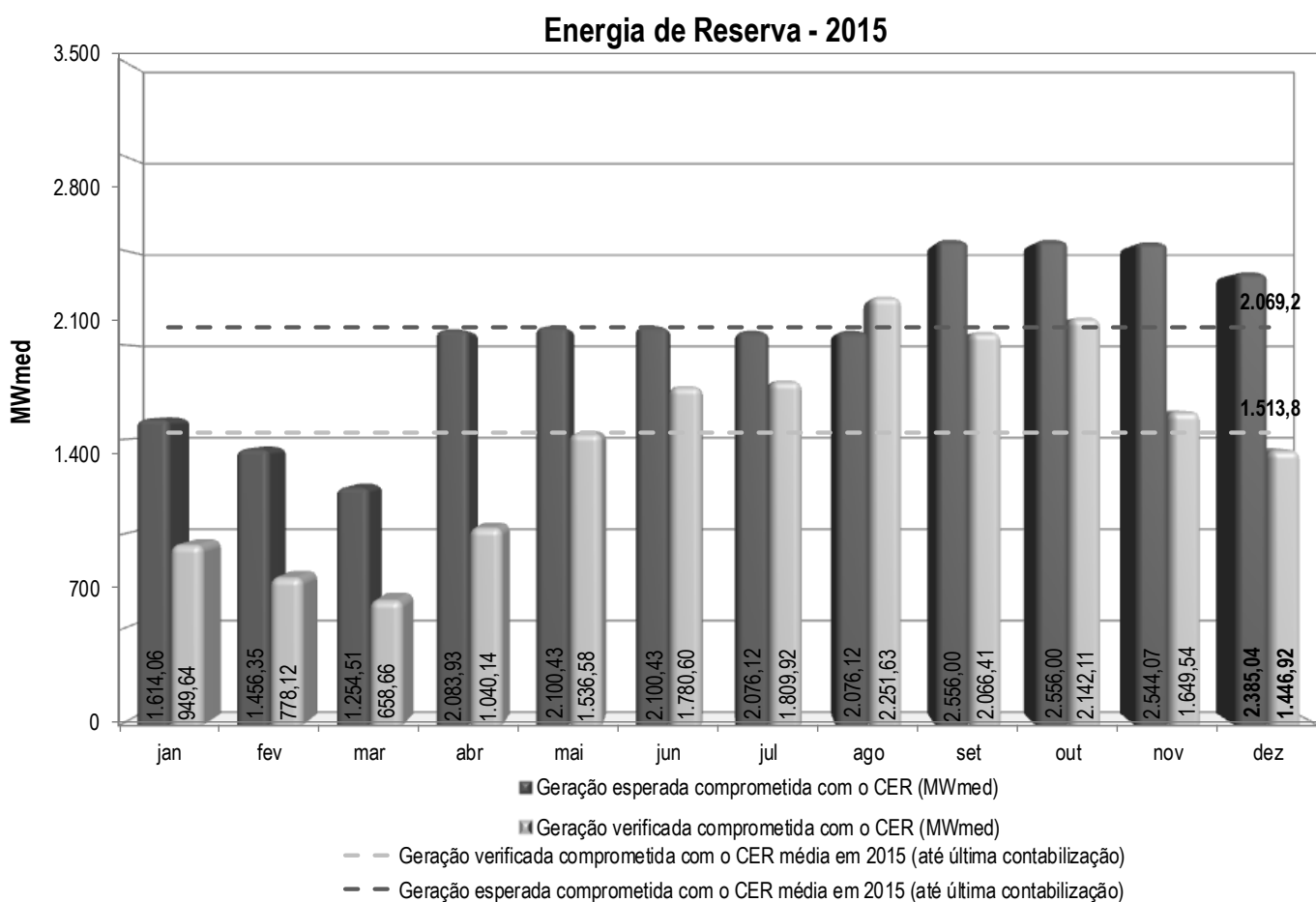


## 7.5. Energia de Reserva \*

A geração média esperada comprometida para o Contrato de Energia de Reserva - CER \*\* em junho de 2016, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos CER, totalizou 2.764,4 MWmédios, dos quais foram entregues 84,6%, ou 2.337,6 MWmédios.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de junho de 2016 correspondeu a 77,2% da geração esperada desta fonte comprometida para o CER\*\* para o mês. A geração a biomassa verificada atingiu 104,4% 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.

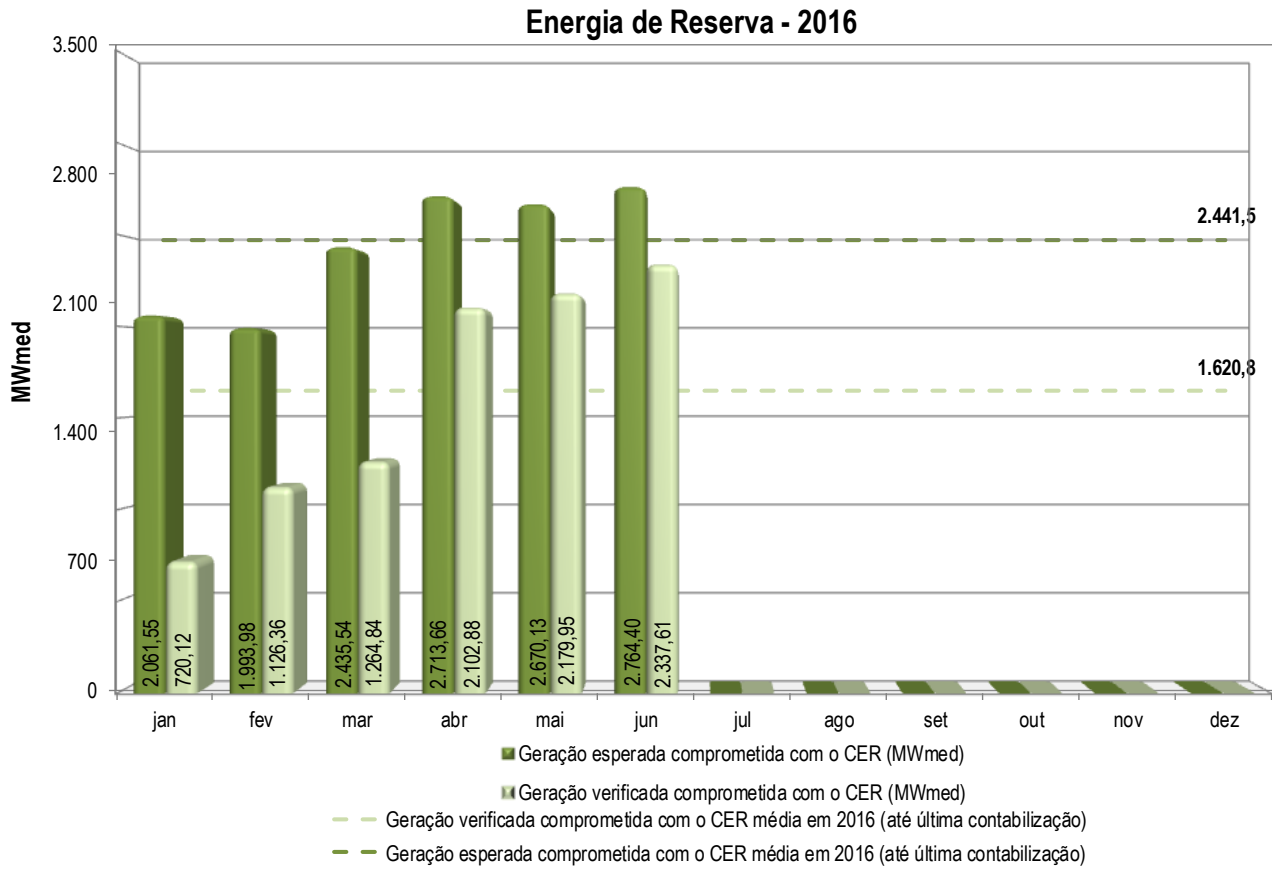


**Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.**

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.

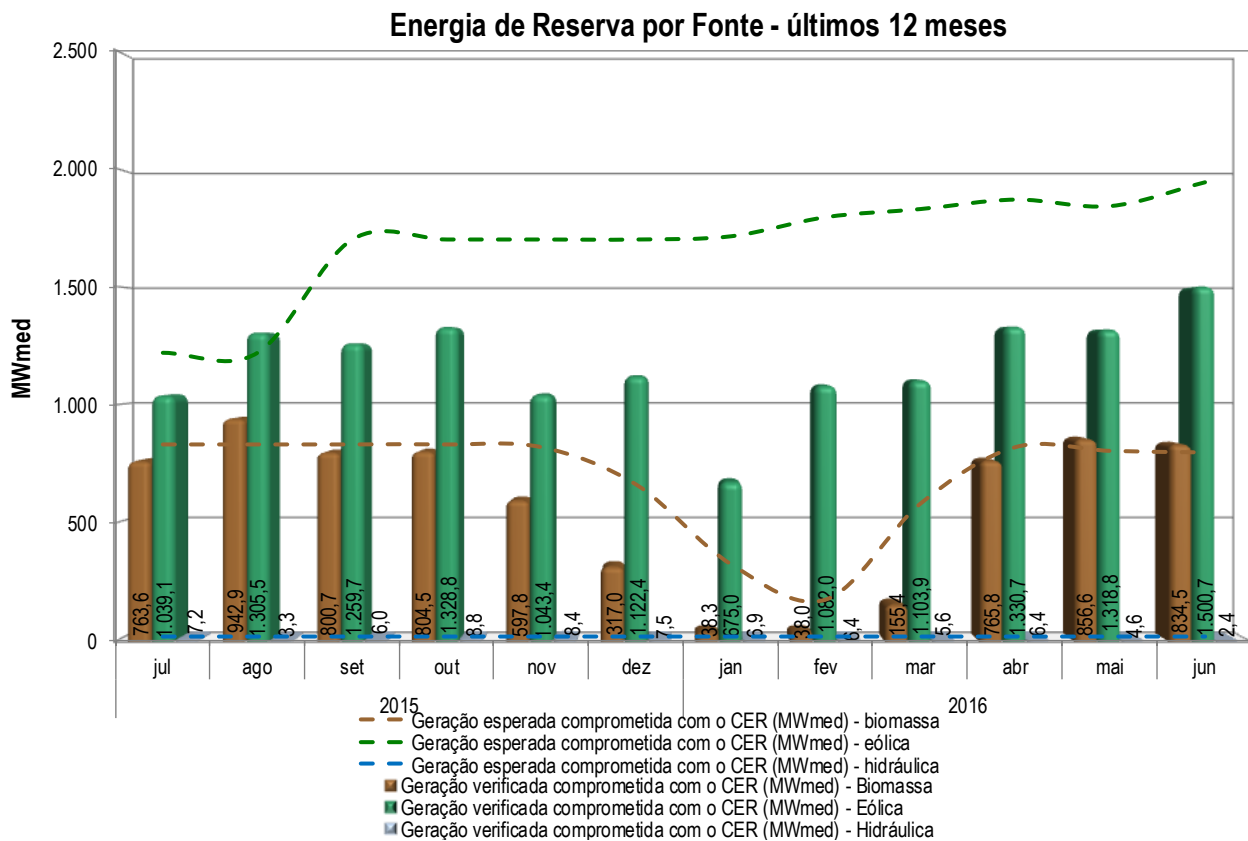
\*\* Definiu-se geração esperada comprometida com o CER, por mês, como a energia contratada a ser entregue distribuída uniformemente no período de entrega de cada usina.



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

Dados contabilizados até junho 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 junho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



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

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

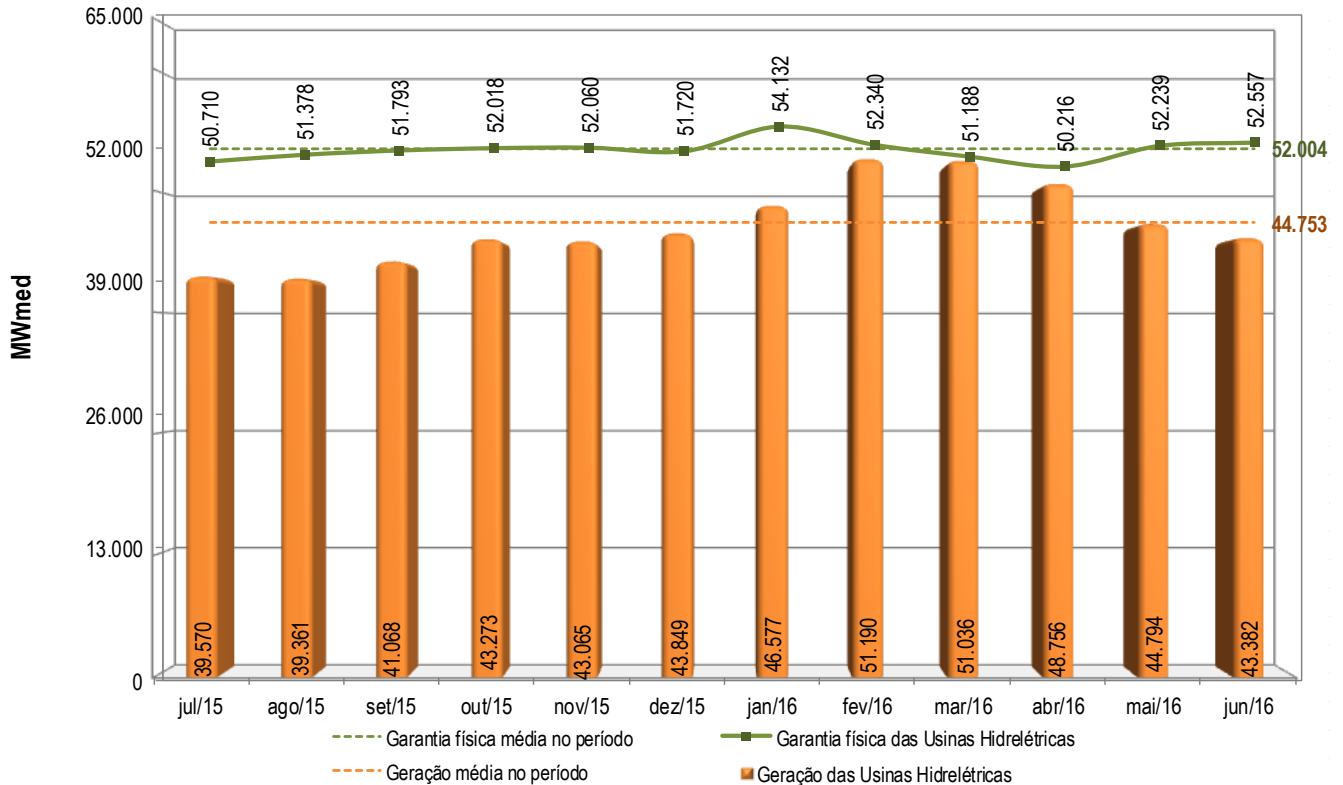


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até junho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

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

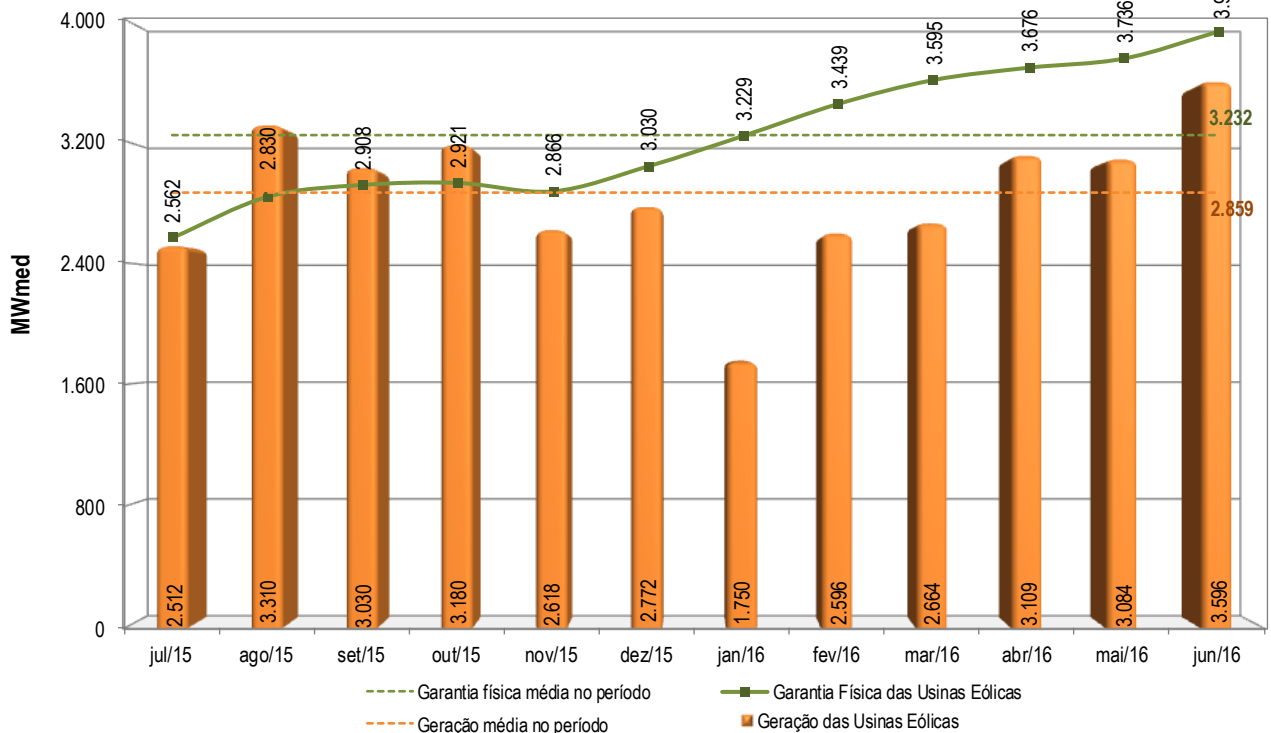


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até junho 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

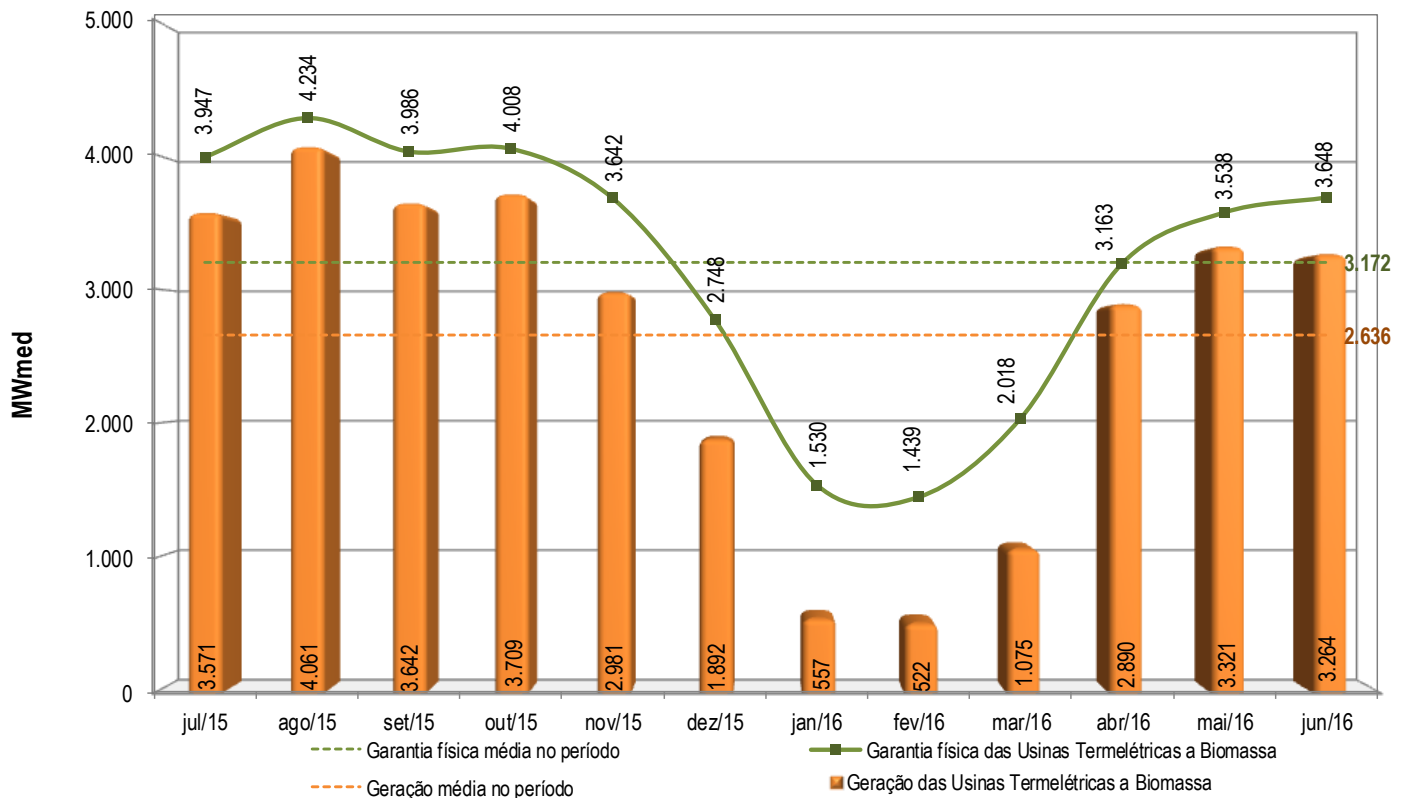


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até junho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

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

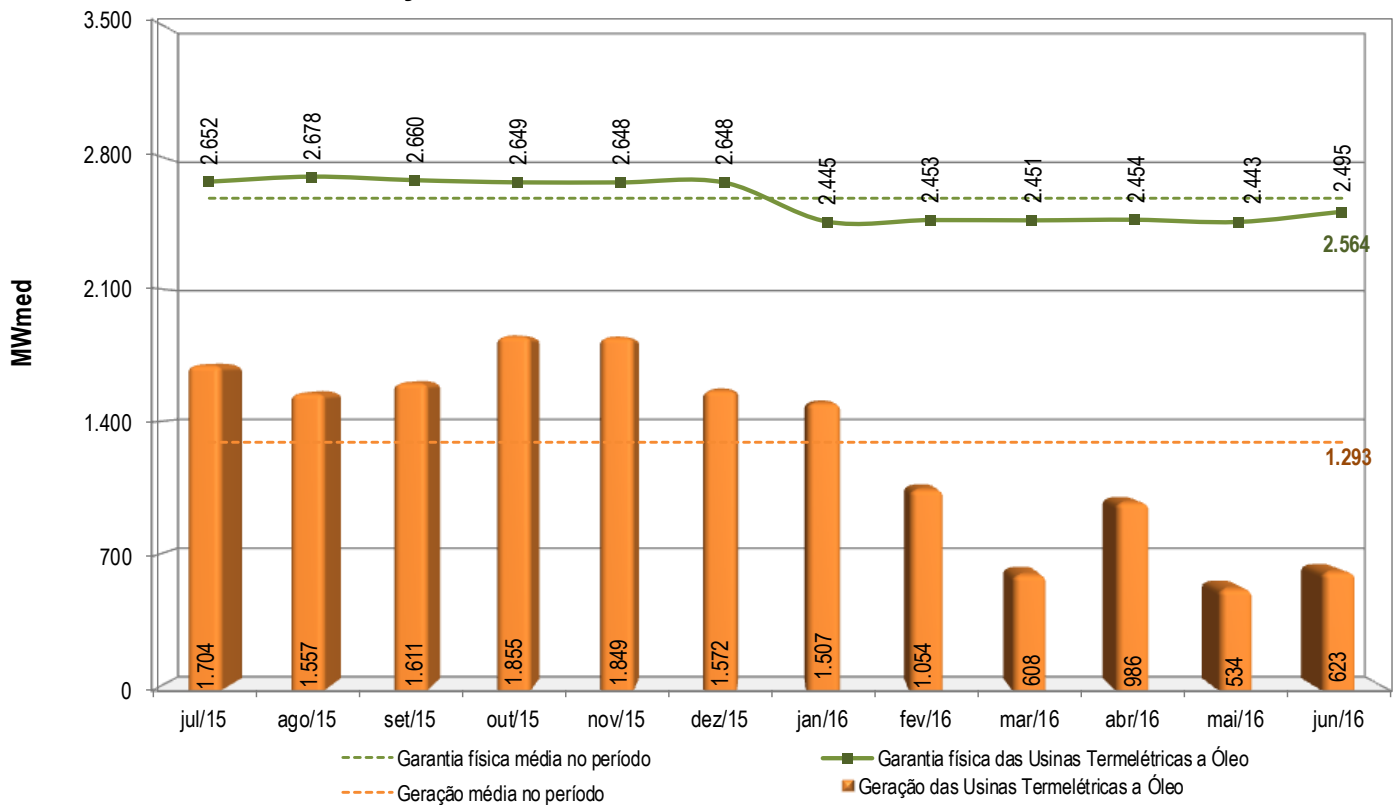


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

\* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até junho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



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

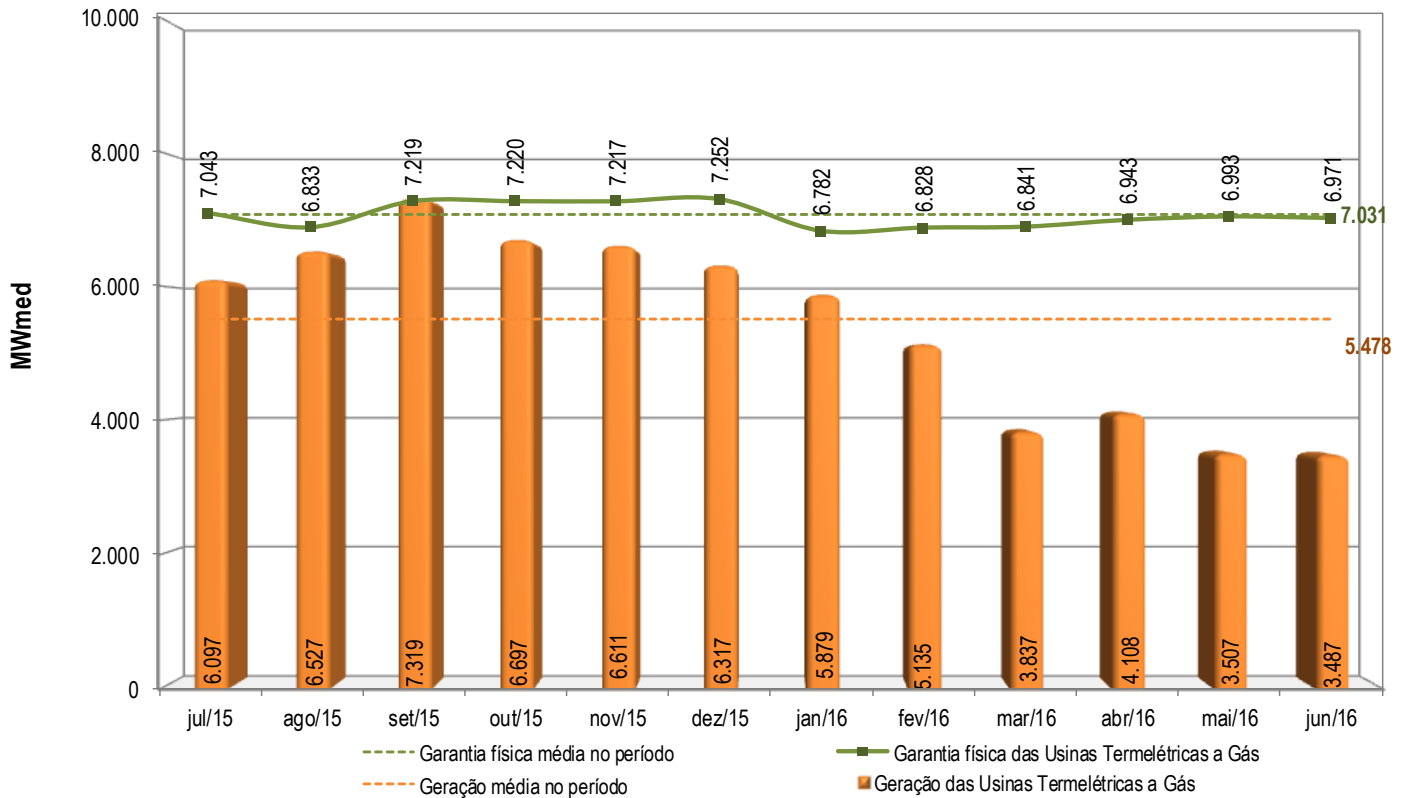


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até junho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

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

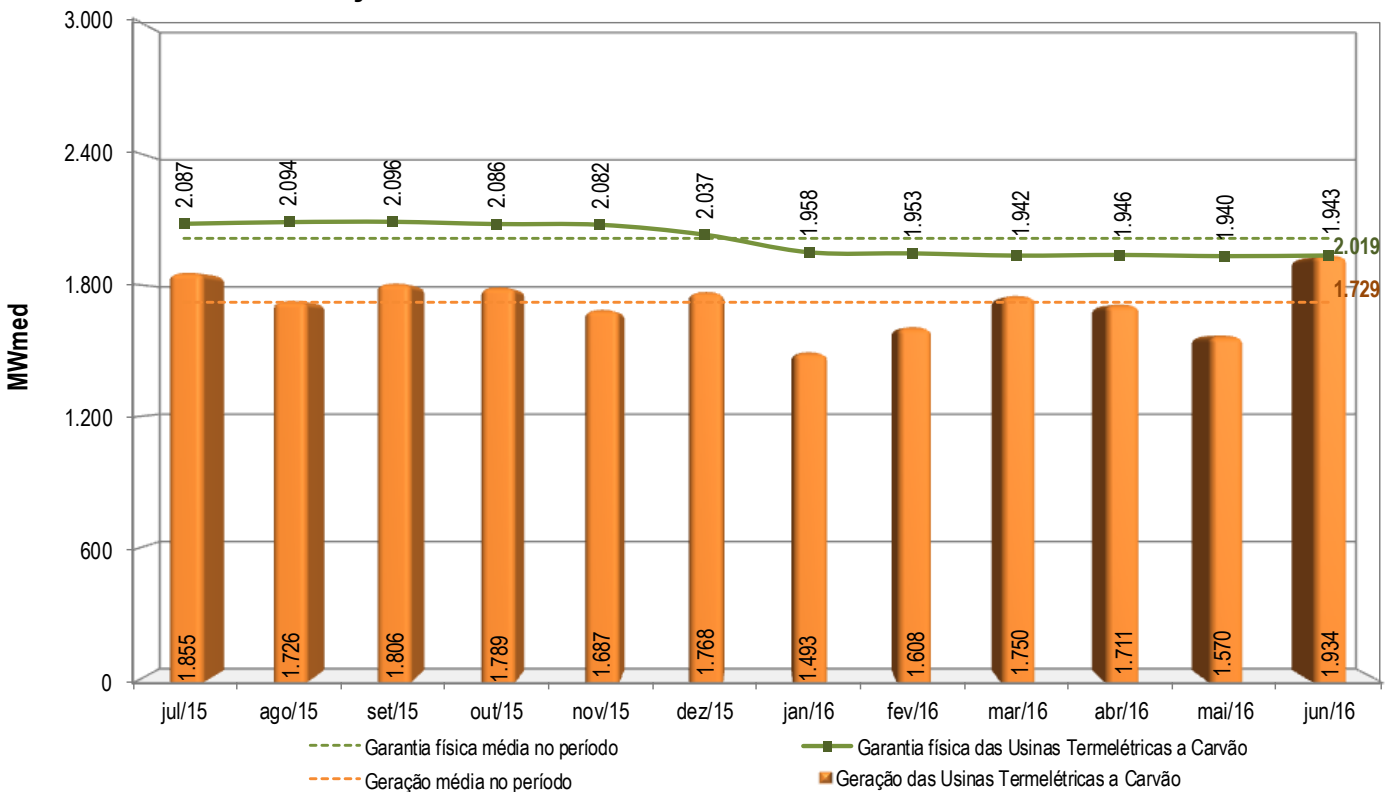


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até junho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

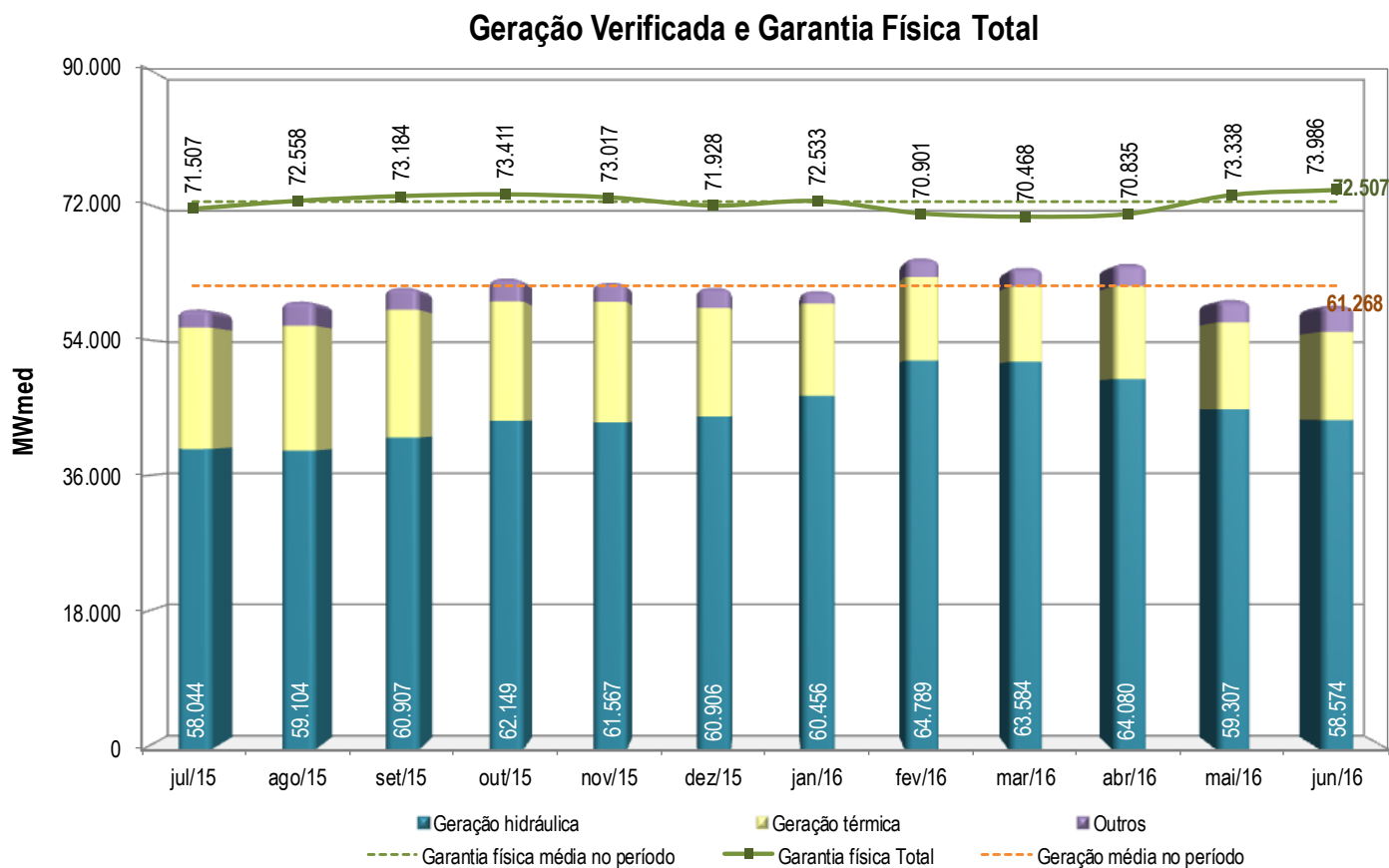


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até junho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

## 8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO\*

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

No mês de julho de 2016 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 1.635,4 MW de geração:

- UHE Belo Monte - UG: 02, de 611,11 MW, no Pará, CEG: UHE.PH.PA.030354-2.01;
- PCH Manopla - UG: 2, de 2,875 MW, em Pernambuco, CEG: PCH.PH.PE.030572-3.01;
- PCH Lajeado - UGs: 1 e 2, total de 8,838 MW, no Mato Grosso do Sul, CEG: PCH.PH.MS.031438-2.01;
- CGH Índio Conda - UG: 2, de 1,6 MW, em Santa Catarina, CEG: CGH.PH.SC.029590-6.01;
- UEE Itarema IV - UGs: 1 a 7, total de 21 MW, no Ceará, CEG: EOL.CV.CE.031813-2.01;
- UEE Itarema IX - UGs: 1 a 10, total de 30 MW, no Ceará, CEG: EOL.CV.CE.031814-0.01;
- UEE Itarema VI - UGs: 1 a 8, total de 24 MW, no Ceará, CEG: EOL.CV.CE.031815-9.01;
- UEE Itarema VII - UGs: 1 a 7, total de 21 MW, no Ceará, CEG: EOL.CV.CE.031816-7.01;
- UEE Itarema VIII - UGs: 1 a 7, total de 21 MW, no Ceará, CEG: EOL.CV.CE.031817-5.01;
- UEE Macambira I - UGs: 1 a 9, total de 18 MW, no Rio Grande do Norte, CEG: EOL.CV.RN.031025-5.01;
- UEE Macambira II - UGs: 1 a 9, total de 18 MW, no Rio Grande do Norte, CEG: EOL.CV.RN.031026-3.01;
- UEE Campo dos Ventos I - UGs: 1, 3, 4, 5 e 6, total de 12,6 MW, no Rio Grande do Norte, CEG: EOL.CV.RN.031072-7.01;
- UEE Campo dos Ventos V - UGs: 5 e 6, total de 4,2 MW, no Rio Grande do Norte, CEG: EOL.CV.RN.031069-7.01;
- UEE Ventos de Santa Angelina - UGs: 1 a 11, total de 29,7 MW, no Piauí, CEG: EOL.CV.PI.031275-4.01;
- UEE Campos dos Ventos V - UGs: 8 e 9, total de 2,1 MW, no Rio Grande do Norte, CEG: EOL.CV.RN.031069-7.01;



- UTE Maranhão III - UGs: 1 a 3, total de 518,8 MW, no Maranhão, CEG: UTE.GN.MA.030800-5.01;
- UTE N O Bioenergia - UG: 1, de 18 MW, em São Paulo, CEG: UTE.AI.SP.032525-2.01;
- UTE CNH Alvorada do Oeste - UGs: 1 a 5, total de 6,74 MW, em Rondônia, CEG: UTE.PE.RO.032285-7.01;
- UTE CNH Campo Novo - UGs: 1 a 8, total de 3,52 MW, em Rondônia, CEG: UTE.PE.RO.032287-3.01;
- UTE CNH Costa Marques - UGs: 1 a 5, total de 6,74 MW, em Rondônia, CEG: UTE.PE.RO.032289-0.01;
- UTE CNH São Francisco - UGs: 1 a 8, total de 8,1 MW, em Rondônia, CEG: UTE.PE.RO.032293-8.01;
- UTE CNH Vale do Anari - UGs: 1 a 11, total de 4,84 MW, em Rondônia, CEG: UTE.PE.RO.032294-6.01;
- UTE CNH Vila Extrema - UGs: 1 a 11, total de 4,84 MW, em Rondônia, CEG: UTE.PE.RO.032296-2.01;
- UTE CNH Vista Alegre - UGs: 1 a 9, total de 9,2 MW, em Rondônia, CEG: UTE.PE.RO.032297-0.01;
- UTE Termoverde Caieiras - UGs: 1 a 21, total de 29,547 MW, em São Paulo, CEG: UTE.RU.SP.031436-6.01;
- UTE Iaco Agrícola - UG: 2, de 34 MW, no Mato Grosso do Sul, CEG: UTE.AI.MS.030269-4.01;
- UTE Klabin Celulose - UG: 2, de 165 MW, no Paraná, CEG: UTE.FL.PR.031098-0.01.

\* 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 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.

Fonte	Realizado em Jul/2016 (MW)	Acumulado em 2016 (MW)
<b>Eólica</b>	201,600	1.734,880
<b>Hidráulica</b>	624,423	2.599,404
PCH + CGH	13,313	126,274
UHE	611,110	2.473,130
<b>Solar</b>	0,000	0,000
Fotovoltaica	0,000	0,000
<b>Térmica</b>	809,327	1.092,747
Biomassa	228,547	455,547
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	518,800	518,800
Nuclear	0,000	0,000
Outros	18,000	18,000
Petróleo	43,980	100,400
<b>TOTAL</b>	<b>1.635,350</b>	<b>5.427,031</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / NOS





## 8.2. Previsão da Expansão da Geração \*

Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW).

Fonte	Previsão ACR 2016 (MW)	Previsão ACR 2017 (MW)	Previsão ACR 2018 (MW)
<b>Eólica</b>	753,830	2.324,900	3.666,650
<b>Hidráulica</b>	2.741,263	4.847,368	5.260,942
PCH + CGH	33,683	277,270	290,888
UHE	2.707,580	4.570,098	4.970,054
<b>Solar</b>	0,000	1.053,802	929,340
Fotovoltaica	0,000	1.053,802	929,340
<b>Térmica</b>	479,100	386,973	457,998
Biomassa	100,000	147,300	457,998
Carvão	0,000	0,000	0,000
Gás Natural	379,100	239,673	0,000
Nuclear	0,000	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000	0,000
Petróleo	0,000	0,000	0,000
<b>TOTAL</b>	<b>3.974,193</b>	<b>8.613,043</b>	<b>10.314,930</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE / CCEE / Eletrobras

\* 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 20/07/2016, 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 julho de 2016 houve expansão de 375,5 km em linhas de transmissão do SIN:

- LT 230 kV Pilarzinho / Curitiba Norte C-1, com 2,5 km de extensão, da Copel GT, no estado do Paraná;
- LT 500 KV Luziânia / Rio das Éguas, com 373 km de extensão, da Paranaíba Transmissora, nos estados de Goiás, Minas Gerais e Bahia.

Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jul/16 (km)	Acumulado em 2016 (km)
230	2,5	757,9
345	0,0	14,0
440	0,0	15,0
500	373,0	2.237,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>375,5</b>	<b>3.023,9</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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

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

No mês de julho de 2016 foram incorporados ao SIN 4 novos transformadores, num total de 825,0 MVA:

- TR1 230/138 kV – 225 MVA, na SE Pirineus (CELG-GT), em Goiás;
- AT2 500/230 kV – 300 MVA, na SE Ribeiro Gonçalves (Eletronorte), no Piauí;
- TR3 230/69 kV – 150 MVA, na SE Forquilha (IESUL), em Santa Catarina;
- TR2 230/138 kV – 150 MVA, na SE Desterro (Eletrosul), em Santa Catarina.

Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.

	Realizado em Jul/16 (MVA)	Acumulado em 2016 (MVA)
<b>TOTAL</b>	<b>825,0</b>	<b>6.981,0</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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

Também no mês de julho, foram incorporados ao SIN dois equipamentos de compensação de potência reativa:

- Reator 500 kV – 100 Mvar, na SE Pau Ferro (CHESF), em Pernambuco;
- Banco de Capacitores 230 kV – 100 Mvar, na SE Rio do Sul (STC), em Santa Catarina.



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

Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2016	Previsão 2017	Previsão 2018
138	244,0	302,6	2,0
230	559,3	2.410,0	1.183,9
345	0,0	21,4	22,0
440	0,0	0,0	0,0
500	4.176,3	2.777,4	2.128,4
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800	0,0	0,0	4.184,0
<b>TOTAL</b>	<b>4.979,6</b>	<b>5.511,4</b>	<b>7.520,3</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

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

Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2016	Previsão 2017	Previsão 2018
<b>TOTAL</b>	<b>6.385,0</b>	<b>22.450,0</b>	<b>20.750,0</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

\* 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 19/07/2016, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE. Além disso, os dados de previsão da expansão também foram atualizados em relação ao mês anterior em função de consolidação das informações constantes no SIGET/ANEEL.



## 10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de julho de 2016 houve contribuição de aproximadamente 8.360 MWmédios de produção térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, valor cerca de 840 MWmédios 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, ao longo do mês, em função do atingimento dos limites de intercâmbio entre eles.

O valor máximo de CMO em julho, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, foi registrado entre os dias 23 e 29 nos subsistemas Nordeste e Norte, no valor de R\$ 115,78 / MWh. Já o valor mínimo, igual a R\$ 47,98 / MWh, foi atingido no primeiro dia do mês nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Além disso, 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.

A geração térmica por garantia de suprimento energético (GE) verificada em julho de 2016 atingiu valor da ordem de 1.560 MWmédios, ante os 1.390 MWmédios verificados no mês anterior. Já a geração térmica por restrição elétrica atingiu cerca de 170 MWmédios em julho, ante aos cerca de 910 MWmédios verificados em junho de 2016.

Sobre este tema, ressalta-se que, na 169ª reunião (ordinária) do CMSE, realizada em 1º de junho de 2016, o Comitê deliberou pelo desligamento das usinas térmicas que se encontravam em operação fora da ordem de mérito, nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, a partir de 4 de junho de 2016. Para os demais subsistemas, o despacho por GE poderia ser mantido em montantes definidos em função da produção eólica na região Nordeste e da evolução do armazenamento do reservatório da UHE Tucuruí. A expansão da capacidade instalada e o bom desempenho da geração eólica na região Nordeste tem contribuído para a redução do CMO e da geração térmica fora da ordem de mérito.

### 10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste\*

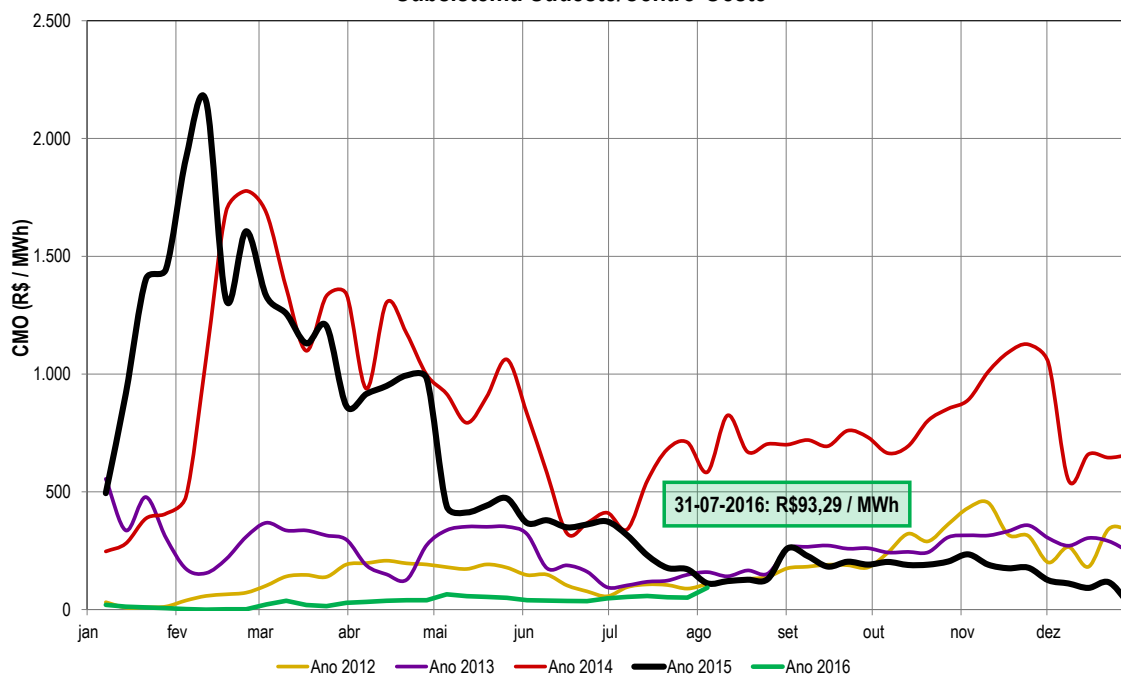


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

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

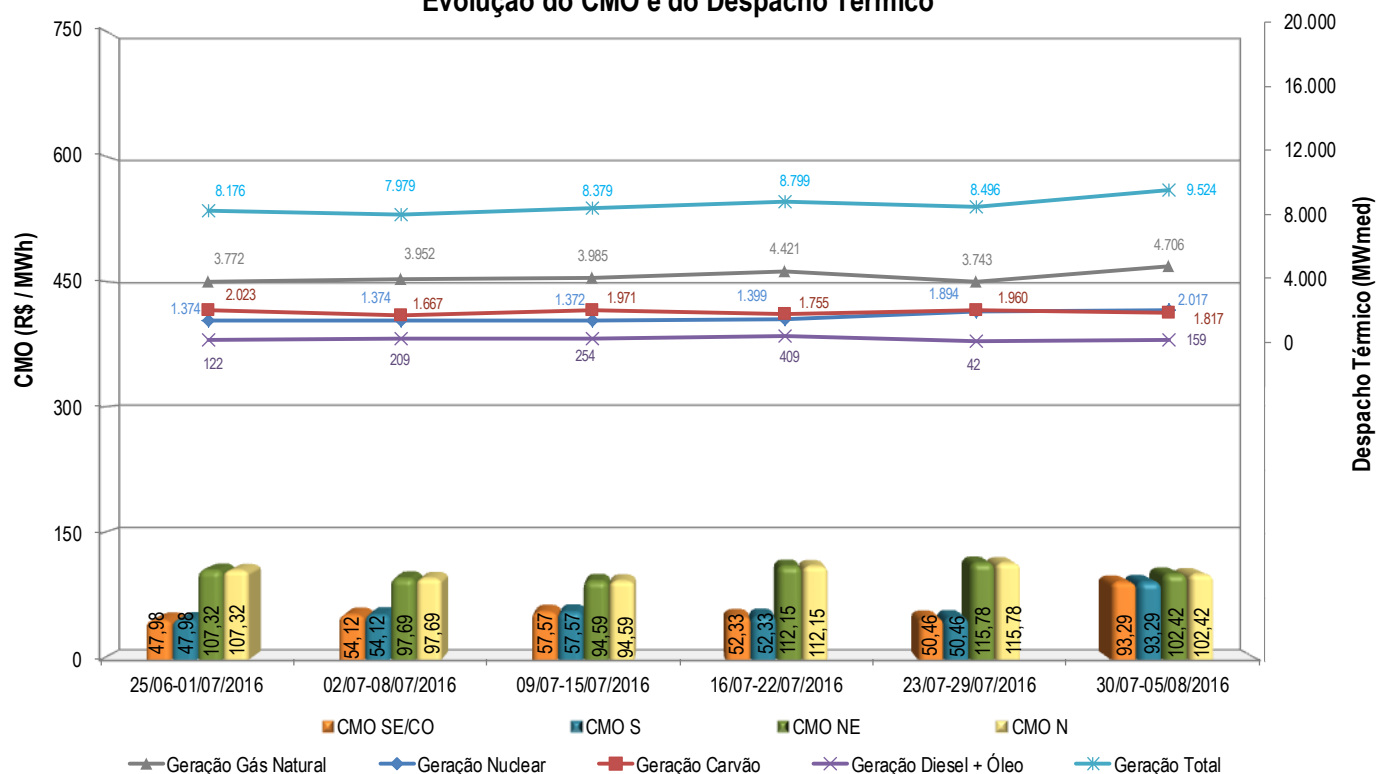


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

## 11. ENCARGOS SETORIAIS\*

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em junho de 2016 foi de R\$ 305,5 milhões, montante 15,8% superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 263,8 milhões). O valor do mês de junho de 2016 é composto por R\$ 175,4 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\$ 15,4 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\$ 114,7 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 conseqüente 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 para controle do deplecionamento da UHE Tucuruí.

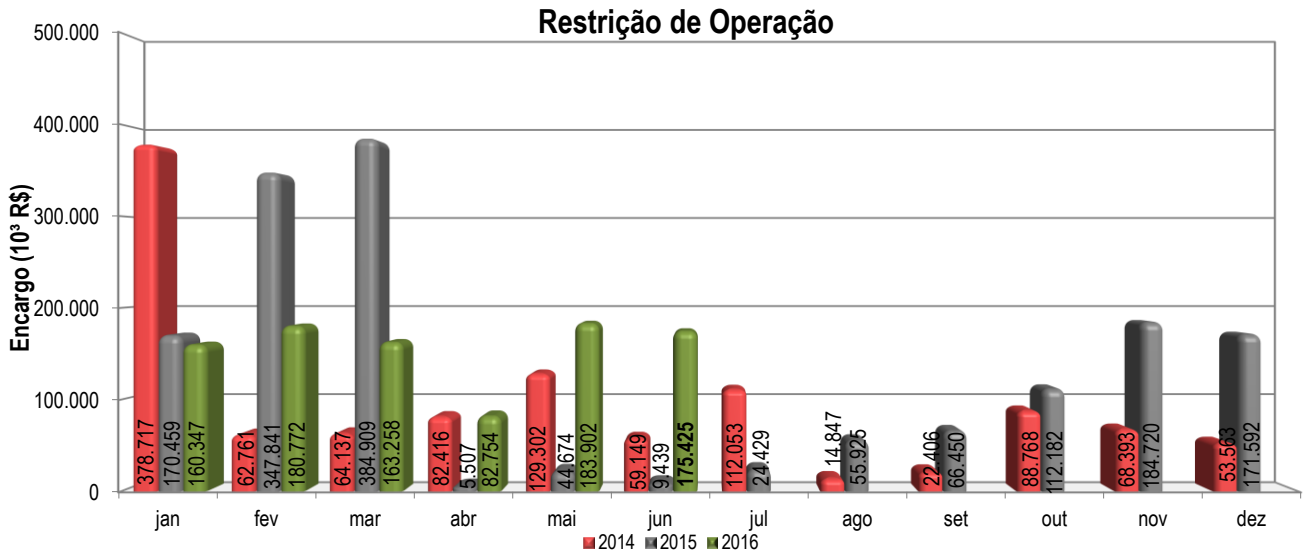


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até junho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

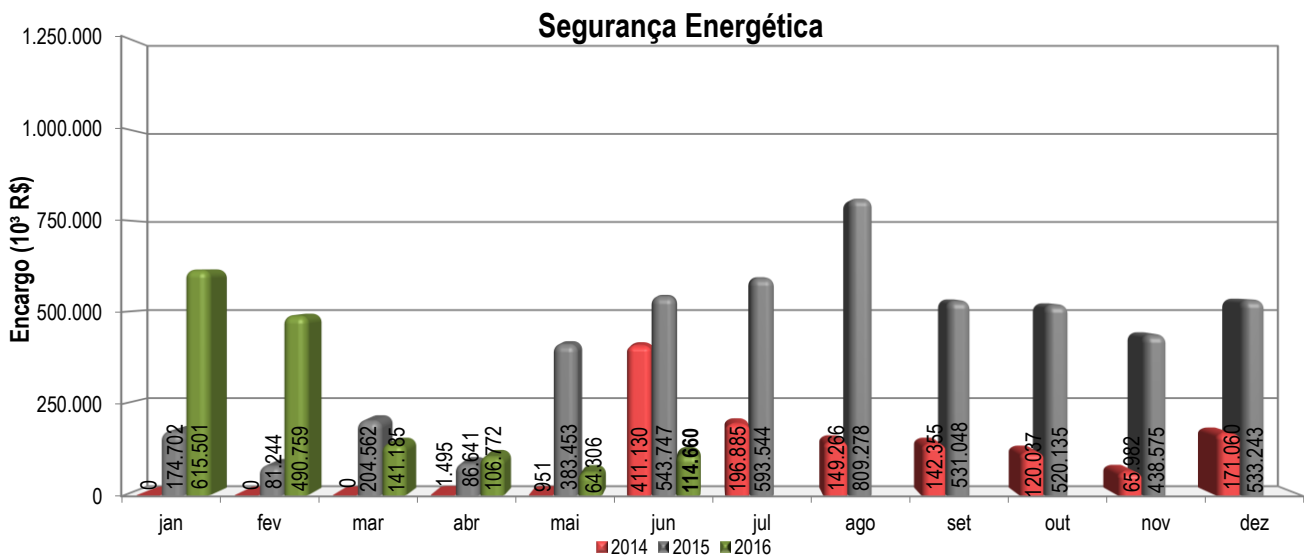


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até junho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

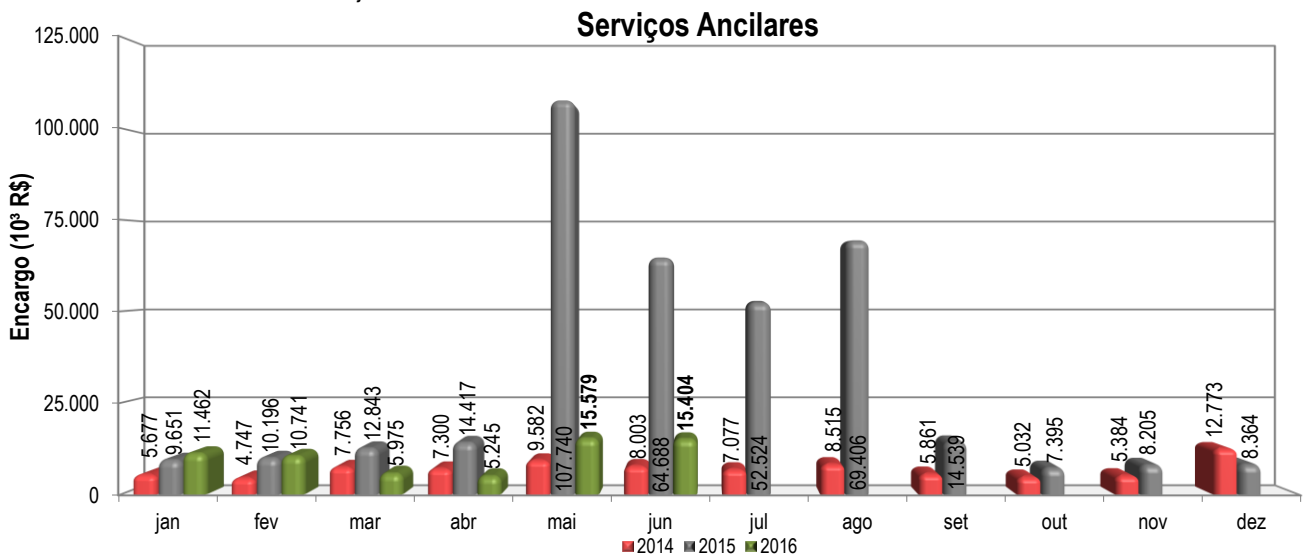


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até junho de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



## 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de julho de 2016, tanto a quantidade de ocorrências no SIN quanto o montante de carga interrompida foram inferiores ao mesmo mês de 2015. Seguem principais informações das ocorrências verificadas:

- **Dia 15 de julho, às 14h27min:** Desligamento da LT 230 kV Vila do Conde – Castanhal (Eletronorte) e do terminal da SE Castanhal da LT 230 kV Utinga – Castanhal (ERTE), desenergizando as subestações Castanhal e Santa Maria. Houve interrupção de **218 MW** de cargas da CELPA, no Pará. Causa: Abertura indevida do terminal da SE Castanhal da LT 230 kV Utinga – Castanhal, coincidente com desligamento da LT 230 kV Vila do Conde – Castanhal, provocado por vegetação;
- **Dia 22 de julho, às 11h52min:** Desligamento automático da subestação 230 kV Funil (Chesf), desenergizando as subestações Itapebi e Eunápolis, e da UHE Itapebi (Neoenergia) com rejeição de 95 MW de geração. Houve interrupção de **357 MW** de cargas da Coelba, na Bahia. Causa: Atuação acidental da proteção contra falha de disjuntor durante serviços na LT 230 kV Funil - Santo Antônio de Jesus c2.

Também houve quatro ocorrências com interrupção total das cargas do sistema Boa Vista, em Roraima, com interrupção acima de 100 MW de cargas, sendo duas com origem na LT 230 kV Santa Elena – Boa Vista (Corpoelec / Eletronorte) e duas com origem no trecho da interligação situado em território venezuelano, entre as subestações de Macágua e Santa Elena (Corpoelec).

Os índices de DEC e FEC mensais para o Brasil têm decrescido gradualmente de janeiro a junho de 2016.

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

Tabela 17. 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						3.066	5.487
S	606	0	0	0	0	0	0						606	1.916
SE/CO	677	722	1.070	210	0	1.297	0						3.976	7.066
NE	506	0	0	304	0	529	357						1.696	4.688
N-Int	1.695	258	590	477	408	706	498						4.632	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>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>13.976</b>	<b>27.068</b>

Fonte dos dados: ONS.

Tabela 18. 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	2
S	1	0	0	0	0	0	0						1	9
SE/CO	3	4	4	1	0	3	0						15	24
NE	1	0	0	1	0	2	1						5	14
N-Int	1	1	2	2	1	3	3						13	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>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>35</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

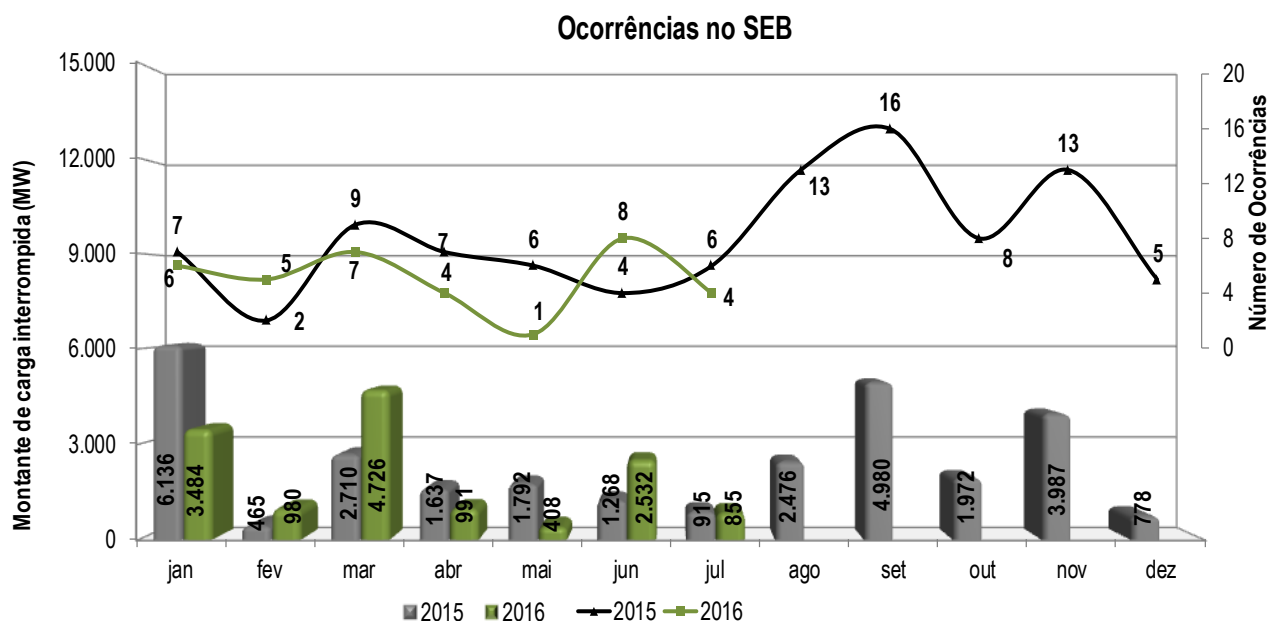


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS

## 12.2. Indicadores de Continuidade \*

Tabela 19. 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	1,78	1,66	1,44	1,20	1,08	1,05							8,21	13,29
S	1,31	1,42	1,21	1,30	0,91	0,78							6,93	11,79
SE	1,32	1,51	1,09	0,74	0,80	0,76							6,22	9,31
CO	2,38	2,32	1,82	1,34	1,13	0,97							9,96	15,94
NE	2,27	1,45	1,41	1,39	1,25	1,21							8,97	15,75
N	3,40	3,48	4,21	3,33	2,75	3,28							20,44	32,32

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

Fonte dos dados: ANEEL

Tabela 20. 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							4,44	10,31
S	0,84	0,89	0,73	0,78	0,57	0,52							4,33	9,51
SE	0,62	0,67	0,57	0,42	0,43	0,40							3,12	7,25
CO	1,43	1,47	1,16	1,02	0,77	0,84							6,68	13,41
NE	0,81	0,62	0,70	0,68	0,64	0,67							4,12	10,57
N	2,23	2,17	2,53	2,10	1,80	1,98							12,81	29,58

Dados contabilizados até junho 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.



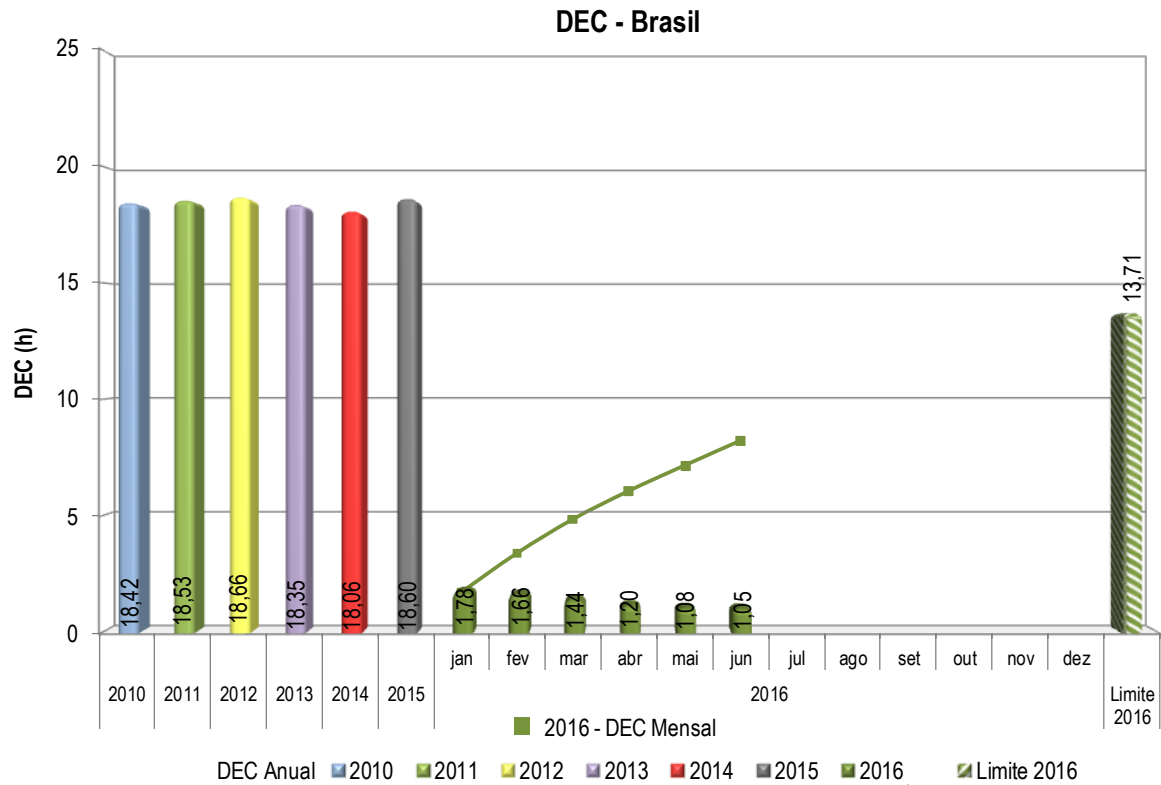


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte dos dados: ANEEL

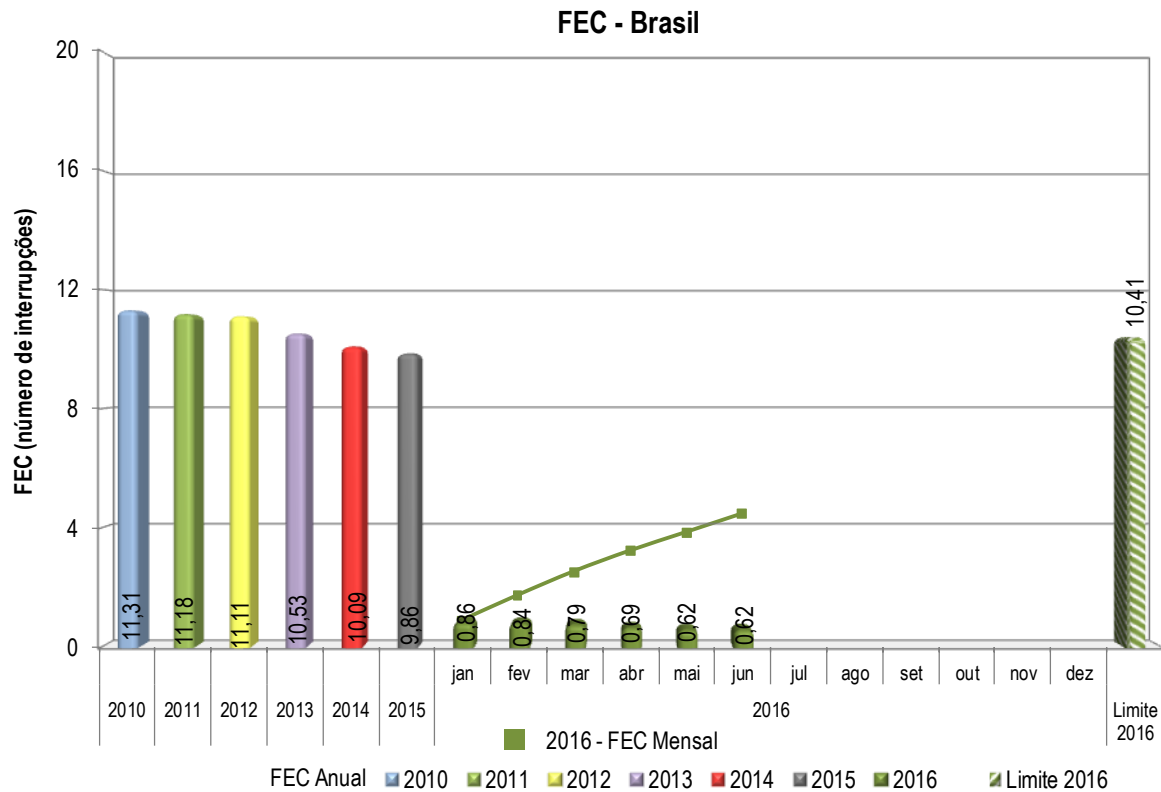


Figura 40. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até junho 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	