



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

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





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

**Fevereiro – 2016**

## **Ministério de Minas e Energia**

### **Ministro**

Carlos Eduardo de Souza Braga

### **Secretário-Executivo**

Luiz Eduardo Barata Ferreira

### **Secretário de Energia Elétrica**

Ildo Wilson Grüdtner

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

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 fevereiro de 2016 – Brasil. ....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/02 a 28/02/2016 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 2014. ....	20
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015. ....	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. 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). ....	26
Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão. ....	27
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão. ....	27
Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão. ....	28
Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação. ....	28
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências. ....	32
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências. ....	32
Tabela 19. Evolução do DEC em 2016. ....	33
Tabela 20. Evolução do FEC em 2016.....	33



## 1. INTRODUÇÃO

No mês de fevereiro de 2016, os valores de afluições brutas foram superiores à média de longo termo – MLT no subsistema Sul e inferiores à média nos demais subsistemas. No mês, foram verificados 11.210 MW médios de geração térmica programada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, contribuindo para elevar os estoques dos reservatórios.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de janeiro de 2016 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: +6,5 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, +2,0 p.p. no Sul, +14,2 p.p. no Nordeste e +12,9 p.p. no Norte. O armazenamento do subsistema Nordeste atingiu o valor de 31,8%EAR.

No dia 3 de fevereiro de 2016, foi realizada a 164ª reunião (ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, dentre outros assuntos, o Comitê avaliou os cenários de atendimento eletroenergético ao SIN em função do despacho térmico fora da ordem de mérito em diferentes patamares. Diante do apresentado, o CMSE deliberou pelo desligamento das usinas térmicas do SIN com CVU superior a R\$ 420 / MWh, despachadas fora da ordem de mérito por garantia de suprimento energético, a partir de 1º de março de 2016 ou enquanto durarem seus estoques de combustíveis já adquiridos.

Considerando a melhoria dos armazenamentos durante o mês, em 25 de fevereiro de 2016, foi realizada a 165ª reunião (extraordinária) do CMSE, tendo o Comitê deliberado pelo desligamento das usinas térmicas com CVU superior a R\$ 250 / MWh despachadas por garantia de suprimento energético, a partir de 1º de março de 2016 ou enquanto durarem seus estoques de combustível, retificando a deliberação expedida na reunião anterior. Além disso, foi deliberado pelo desligamento das usinas térmicas do SIN com CVU igual ou superior a R\$ 211,28 / MWh, despachadas fora da ordem de mérito por garantia de suprimento energético, a partir de 1º de abril de 2016. Essas medidas implicaram na adoção da bandeira tarifária amarela a partir de março de 2016, havendo expectativa de adoção da bandeira tarifária verde em abril, a depender dos valores do CMO obtidos na elaboração do PMO e revisões, e demais avaliações a serem realizadas pela ANEEL.

Entraram em operação comercial no mês 357,35 MW de capacidade instalada de geração, 289,0 km de linhas de transmissão e 1.250 MVA de transformação na Rede Básica. Em 2016 a expansão do sistema totalizou 1.336,5 MW de capacidade instalada de geração, 290,1 km de linhas de transmissão de Rede Básica e conexões de usinas e 1.740 MVA de transformação na Rede Básica.

No mês de fevereiro de 2016 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 142.179 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2015, houve um acréscimo de 7.386 MW, sendo 2.809 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.799 MW de fontes térmicas, 2.770 MW de fonte eólica e 8 MW de fonte solar.

No mês de dezembro de 2015, a geração hidráulica correspondeu a 71,5% do total gerado no país, 2,0 p.p. superior ao verificado no mês anterior, e a participação da produção eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil aumentou 0,2 p.p. A participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, reduziu 2,2 p.p. entre novembro e dezembro de 2015, com destaque para as variações de -1,7 p.p. de geração a biomassa, cujo comportamento é sazonal, e -0,5 p.p. de geração a petróleo. Em comparação com 2014, houve redução de cerca de 2% na geração de energia no Sistema Elétrico Brasileiro, reflexo do comportamento da carga.

O fator de capacidade médio da geração eólica da região Nordeste aumentou 0,7 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 40,5%. Já na região Sul, houve diminuição de 6,0 p.p. deste fator, atingindo 29,9%. Em relação ao acumulado no ano, em 2015 houve avanço de 0,5 p.p. no fator de capacidade da região Nordeste e de 0,3 p.p. do Sul em comparação ao desempenho de 2014.

Com relação ao mercado consumidor, em janeiro de 2016, o consumo de energia elétrica atingiu 46.878 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, valor 4,2% inferior ao verificado no mês anterior e representando redução de 9,6% em relação ao consumo de janeiro de 2015.

As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 29 de fevereiro 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 fevereiro de 2016, o avanço de frentes frias pelas regiões Sul e Sudeste nas três primeiras semanas do mês, associado a áreas de instabilidade, e a atuação de um sistema de baixa pressão nos estados do Mato Grosso do Sul, Santa Catarina, Paraná e São Paulo durante a quarta semana, ocasionaram precipitação nas bacias hidrográficas dos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste, no alto São Francisco e em pontos isolados do Tocantins. Houve totais significativos nas bacias dos rios Uruguai, Iguaçu e Paranapanema, onde foram observadas anomalias positivas de chuva.

As temperaturas mínimas e máximas do mês de fevereiro estiveram acima do normal para a época do ano em praticamente todo o país, atingindo desvios de até +3°C e +4°C, respectivamente. Apenas na região Sul, as temperaturas máximas estiveram em torno da média climatológica.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 86 %MLT – 57.703 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (25º pior valor\*), 166 %MLT – 13.793 MW médios no Sul (11º melhor valor\*), 94 %MLT – 13.878 MW médios no Nordeste (40º pior valor\*) e 68 %MLT – 9.287 MW médios no Norte-Interligado (14º pior valor\*).

Ressalta-se que foram armazenáveis 73 %MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 142 %MLT no Sul e 93 %MLT no Nordeste.

\* considerando um histórico de afluências para o mês em 85 anos (1931 a 2014).

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

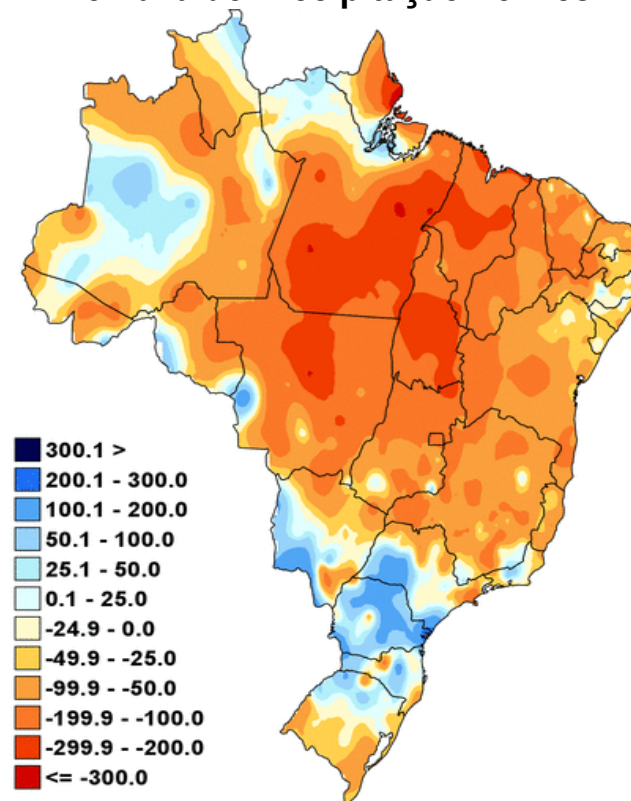


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de fevereiro de 2016 – Brasil.

Fonte: CPTEC/INPE





## 2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

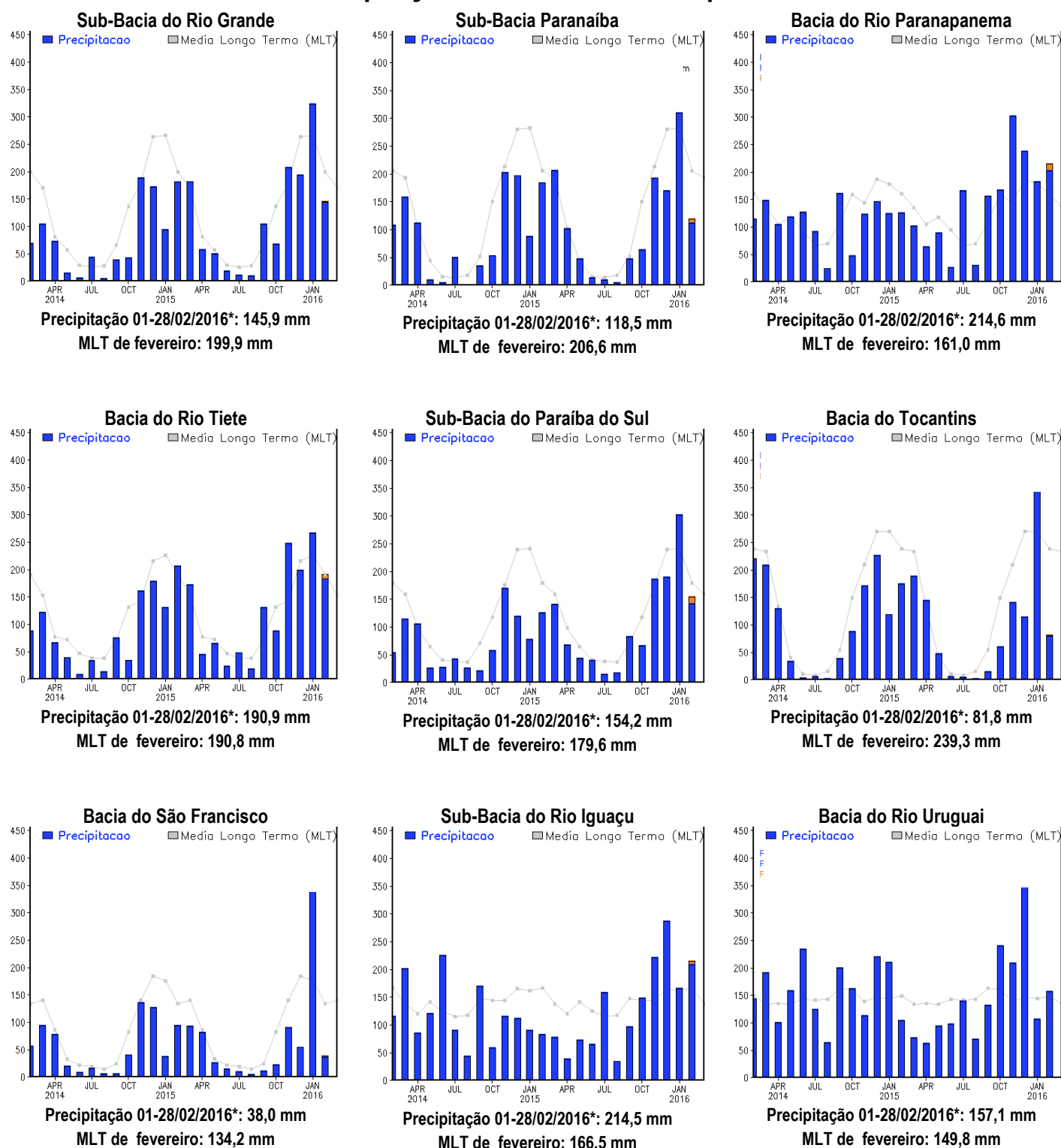


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/02 a 28/02/2016 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

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

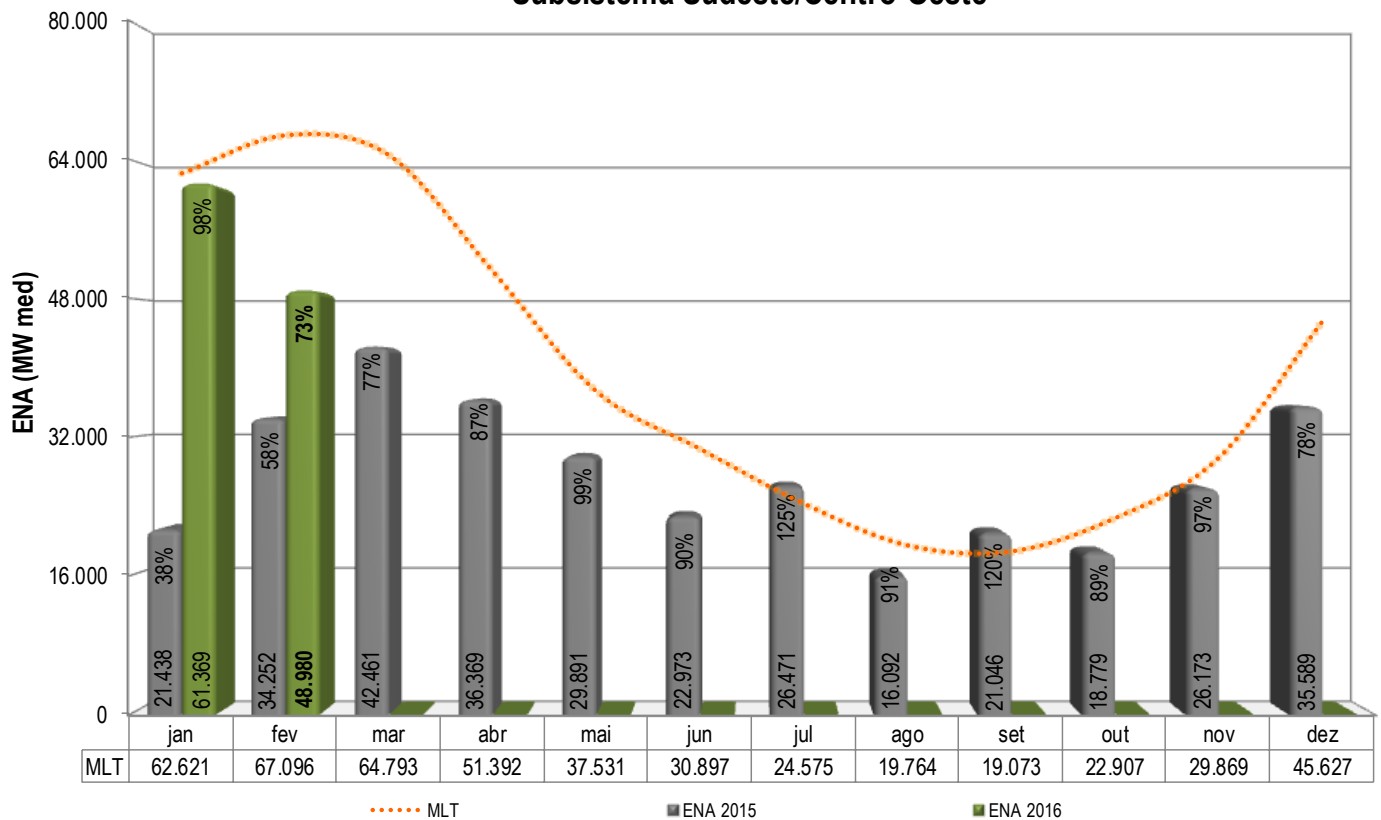


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Sul

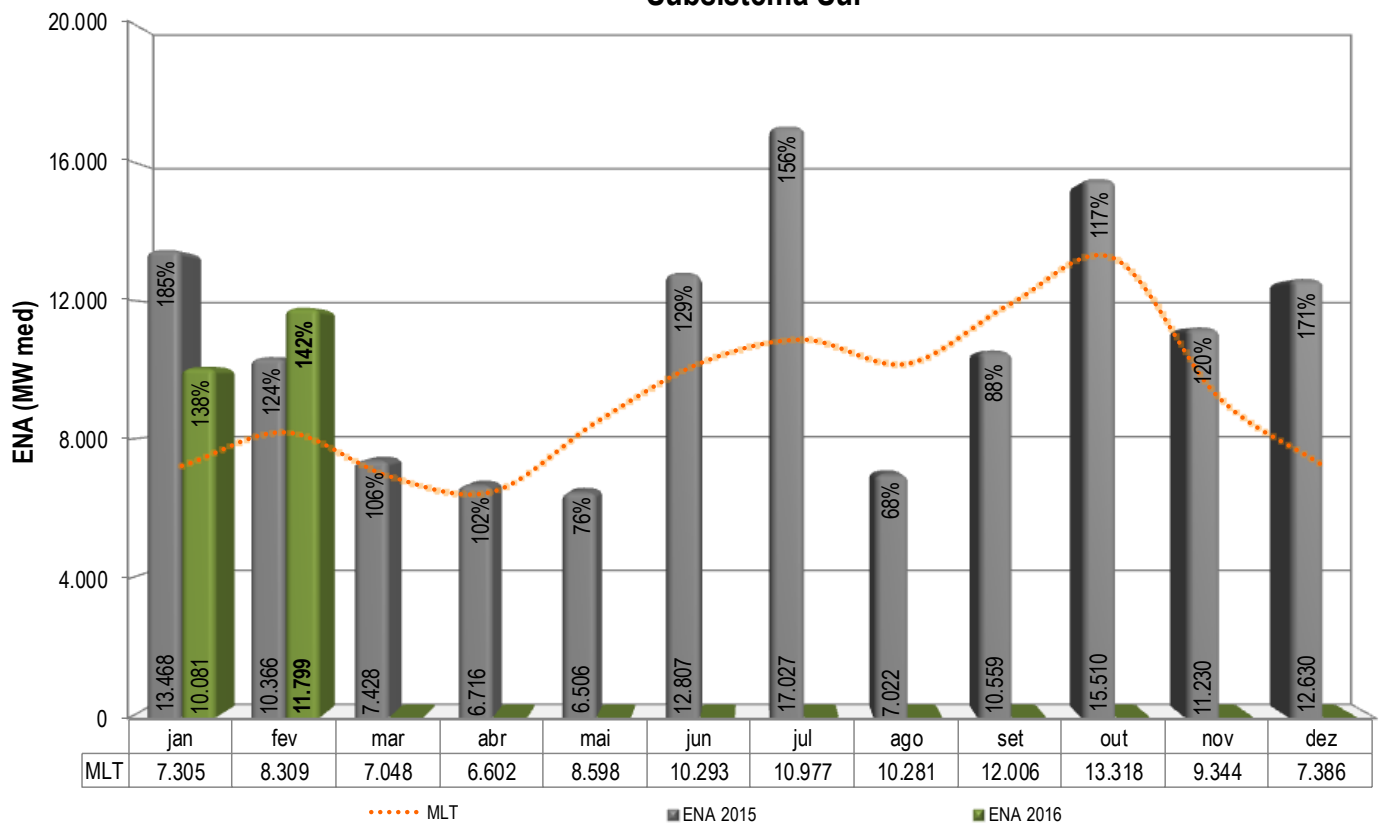


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

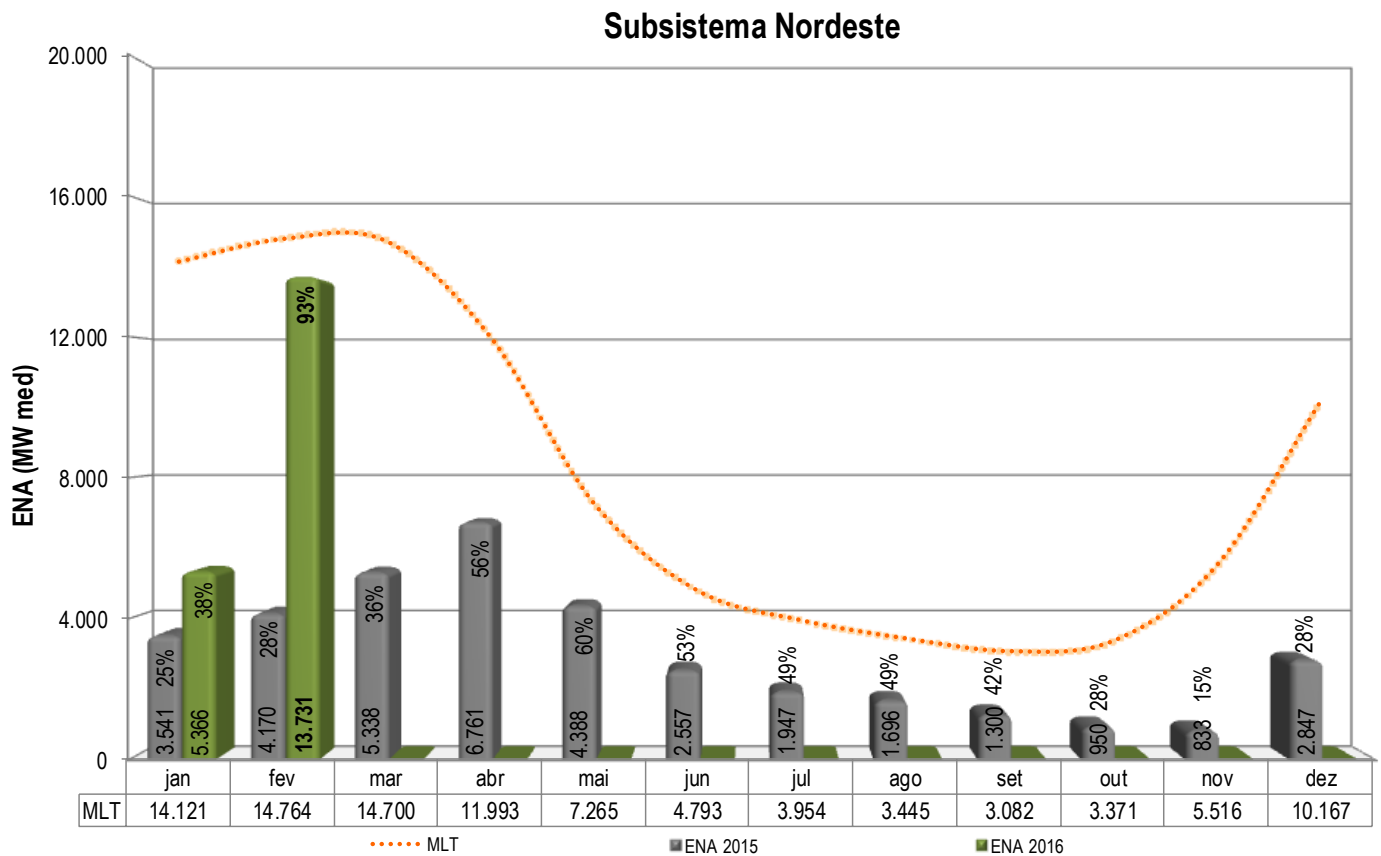


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

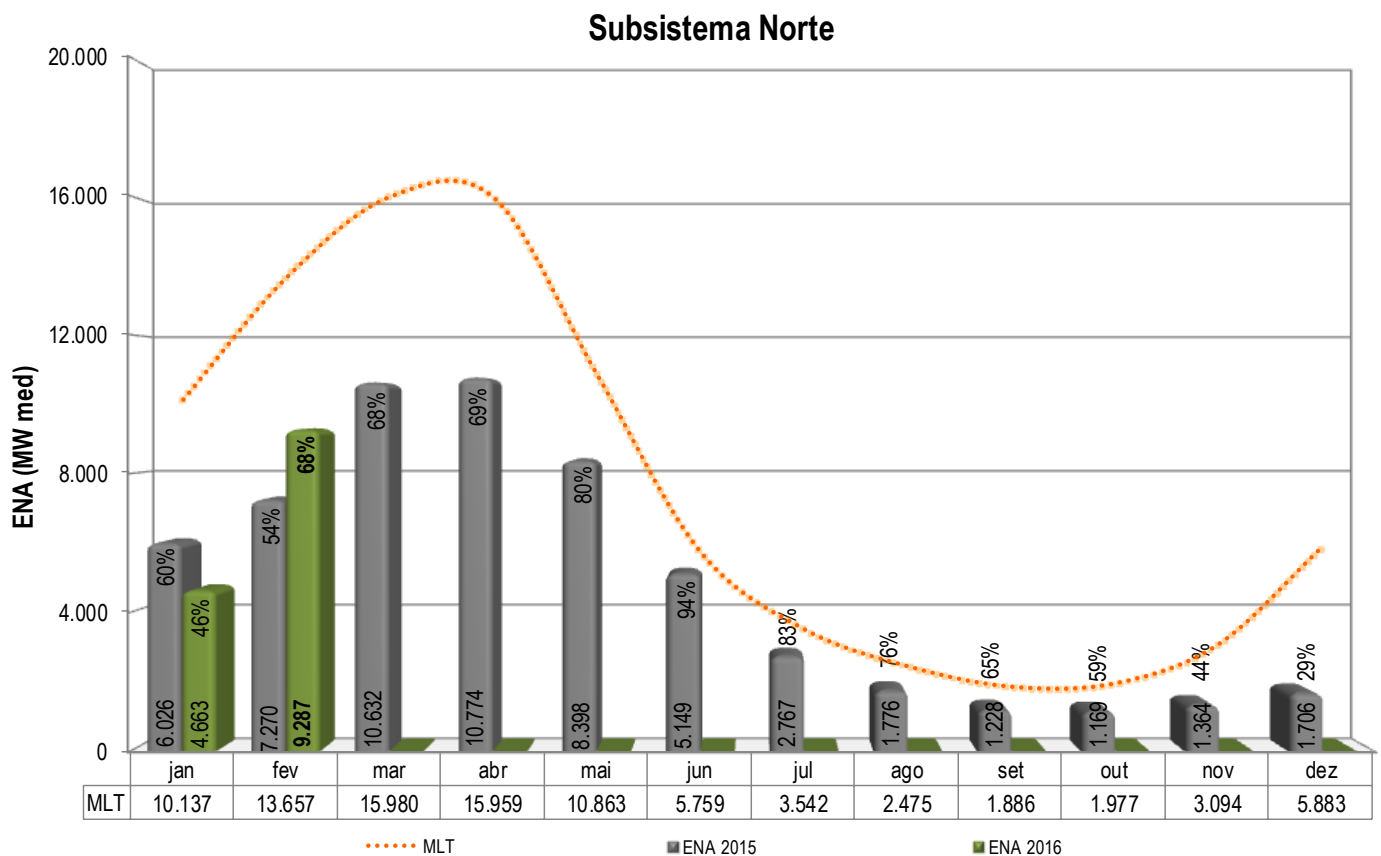


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



## 2.4. Energia Armazenada

No mês de fevereiro de 2016 houve aumento no nível de armazenamento do reservatório equivalente de todos os subsistemas, sendo que no subsistema Nordeste houve aumento de 80% no estoque armazenado do mês anterior. Neste mês, houve contribuição de aproximadamente 11.210 MW médios de produção térmica, valor cerca de 1.350 MW médios inferior ao verificado no mês anterior.

Houve elevação de 6,5 p.p. no armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o mês de fevereiro, atingindo 50,9 %EAR, valor 30,3 p.p. superior ao verificado no final de fevereiro de 2015 (20,6 %EAR), e 17,5 p.p. superiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (33,4 %EAR). As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas em todos os períodos de carga, em função das altas aflúncias e a fim de minimizar vertimentos para controle do nível de armazenamento de seu reservatório, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste (RSE).

Na região Sul, em função das condições hidroenergéticas, a geração das usinas hidrelétricas foi explorada em todos os períodos de carga, respeitando-se as restrições operativas das usinas e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste. No mês de fevereiro, houve um aumento do estoque de água neste reservatório equivalente de 2,0 p.p., atingindo 95,1 %EAR, valor 44,0 p.p. superior ao armazenamento do final do mês de fevereiro de 2015 (51,1%EAR).

No subsistema Nordeste houve replecionamento de 14,2 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 31,8 %EAR ao final do mês de fevereiro, valor 13,5 p.p. superior ao verificado ao final de fevereiro de 2015 (18,3 %EAR) e 6,4 p.p. inferior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (38,2 %EAR). A coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco na região Nordeste foi efetuada visando a 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. No dia 26 de fevereiro, em função de ação judicial, a defluência mínima da UHE Xingó foi elevada para patamar da ordem de 900 m<sup>3</sup>/s. Durante todo o mês de fevereiro, a defluência da UHE Três Marias permaneceu em torno de 150 m<sup>3</sup>/s. A UHE Sobradinho triplicou seu armazenamento no mês de fevereiro de 2016, passando de 9,90% v.u. ao final de janeiro para 30,6% v.u. em fevereiro.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 43,1 %EAR ao final do mês de fevereiro, apresentando replecionamento de 12,9 p.p. em comparação ao mês anterior e correspondendo a 4,0 p.p. superiores ao armazenamento do final de fevereiro de 2015 (39,1 %EAR). A geração da UHE Tucuruí foi explorada prioritariamente nos períodos de carga média e pesada para fechamento do balanço energético do SIN, respeitando-se a ordem de prioridade definida para a geração das usinas hidrelétricas do SIN.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações percentuais de energia armazenada no mês de fevereiro de 2016 referem-se ao replecionamento de 20,7 p.p. na UHE Sobradinho (atingindo 30,6% v.u.); de 20,5 p.p. na UHE Ilha Solteira (atingindo 92,4%); de 20,3 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 56,8% v.u.); e de 14,4 p.p. na UHE Capivara (atingindo 97,5% v.u.). No dia 9 de fevereiro, a UHE Samuel saiu do 0% v.u., e ao final do mês, a UHE Balbina ainda encontrava-se com 0,0% v.u., mas com continuidade da geração de energia elétrica.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final do Mês (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR da Capacidade Total
Sudeste/Centro-Oeste	50,9	202.862	71,1
Sul	95,1	19.958	13,1
Nordeste	31,8	51.809	11,3
Norte	43,1	15.041	4,5
<b>TOTAL</b>		<b>289.670</b>	<b>100,0</b>

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

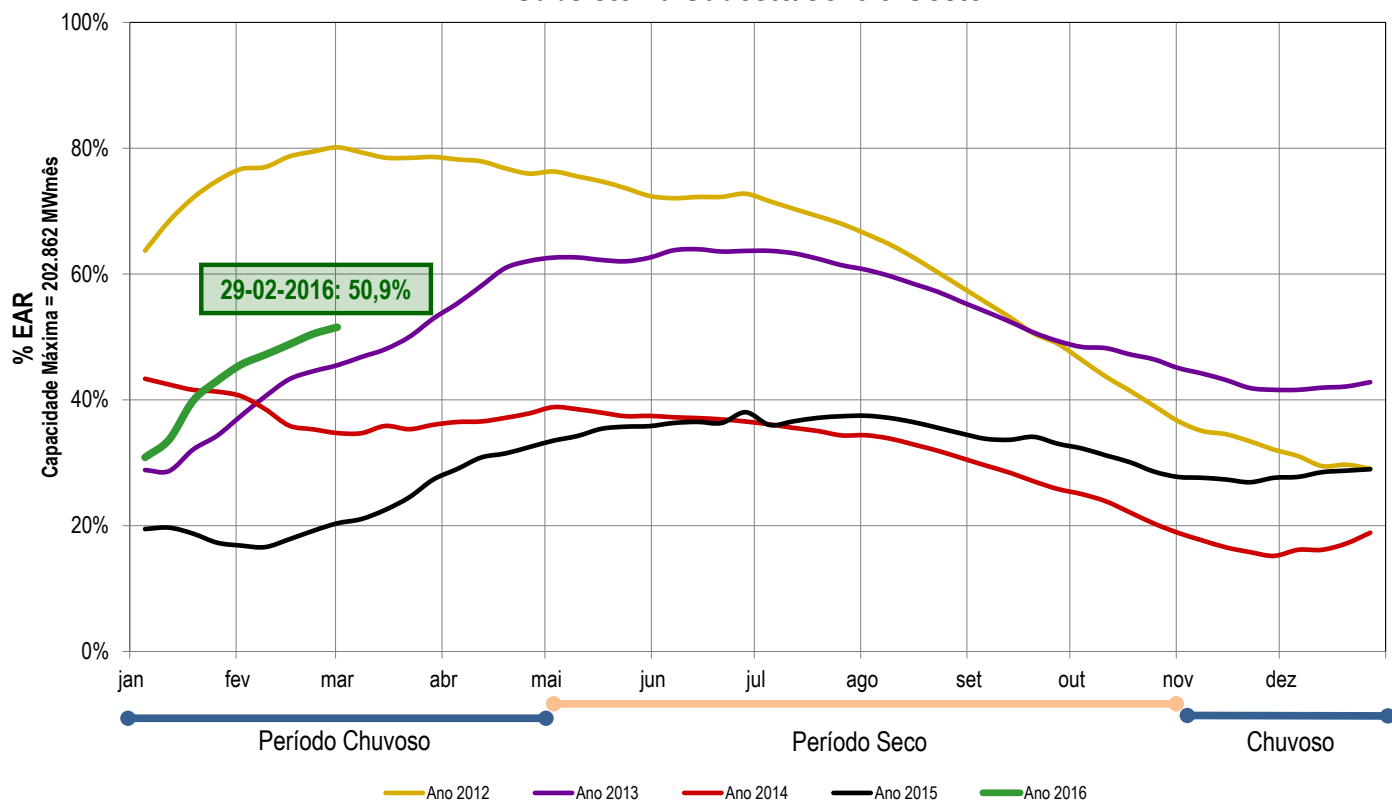


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Sul

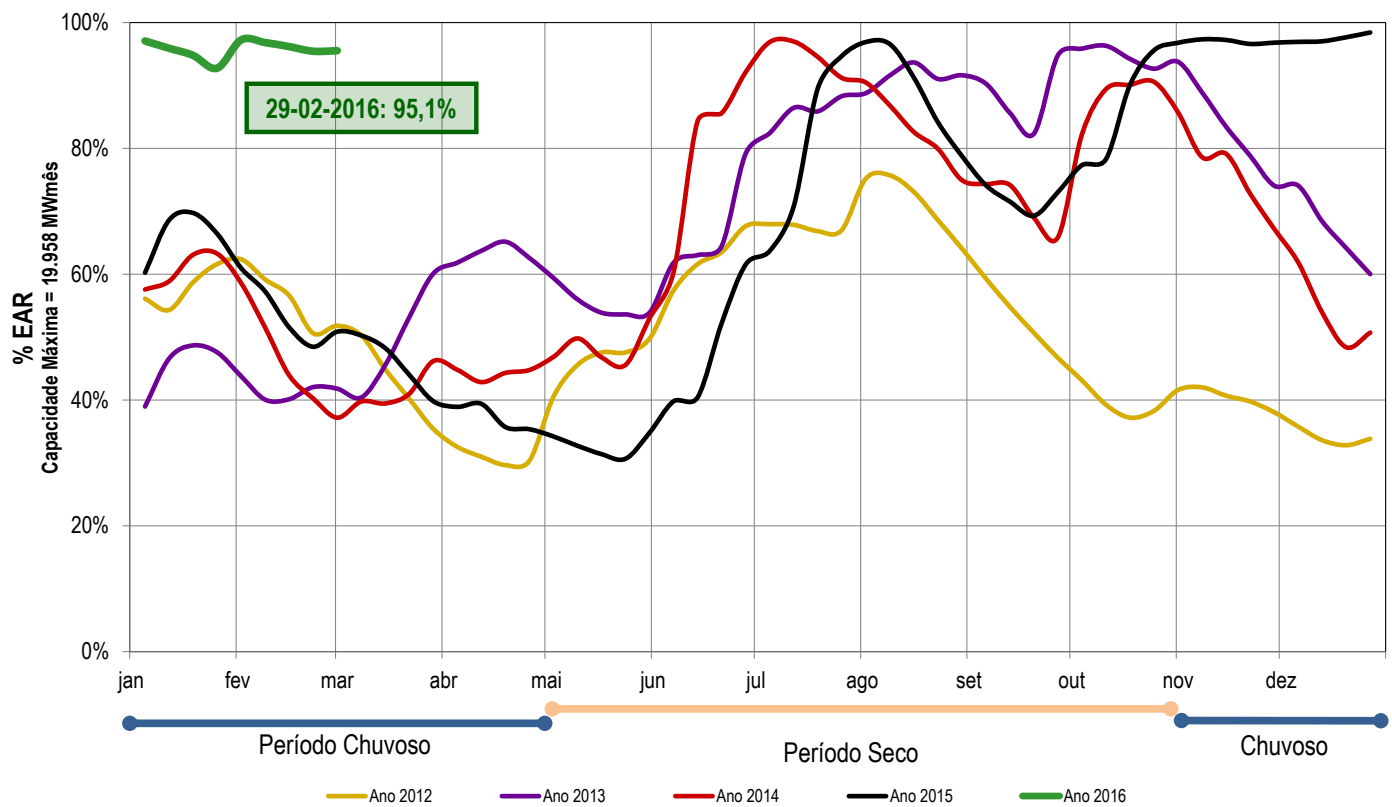


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Nordeste

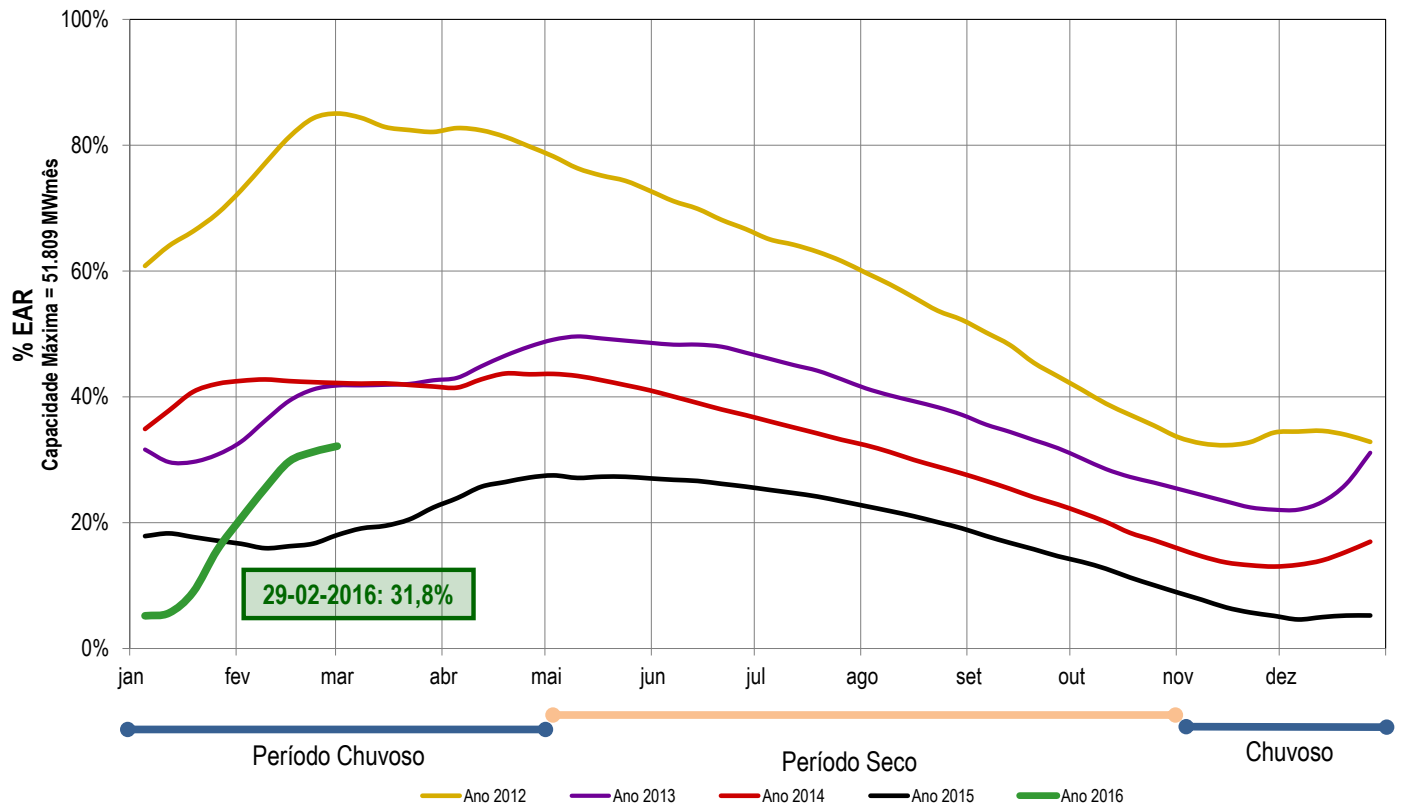


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

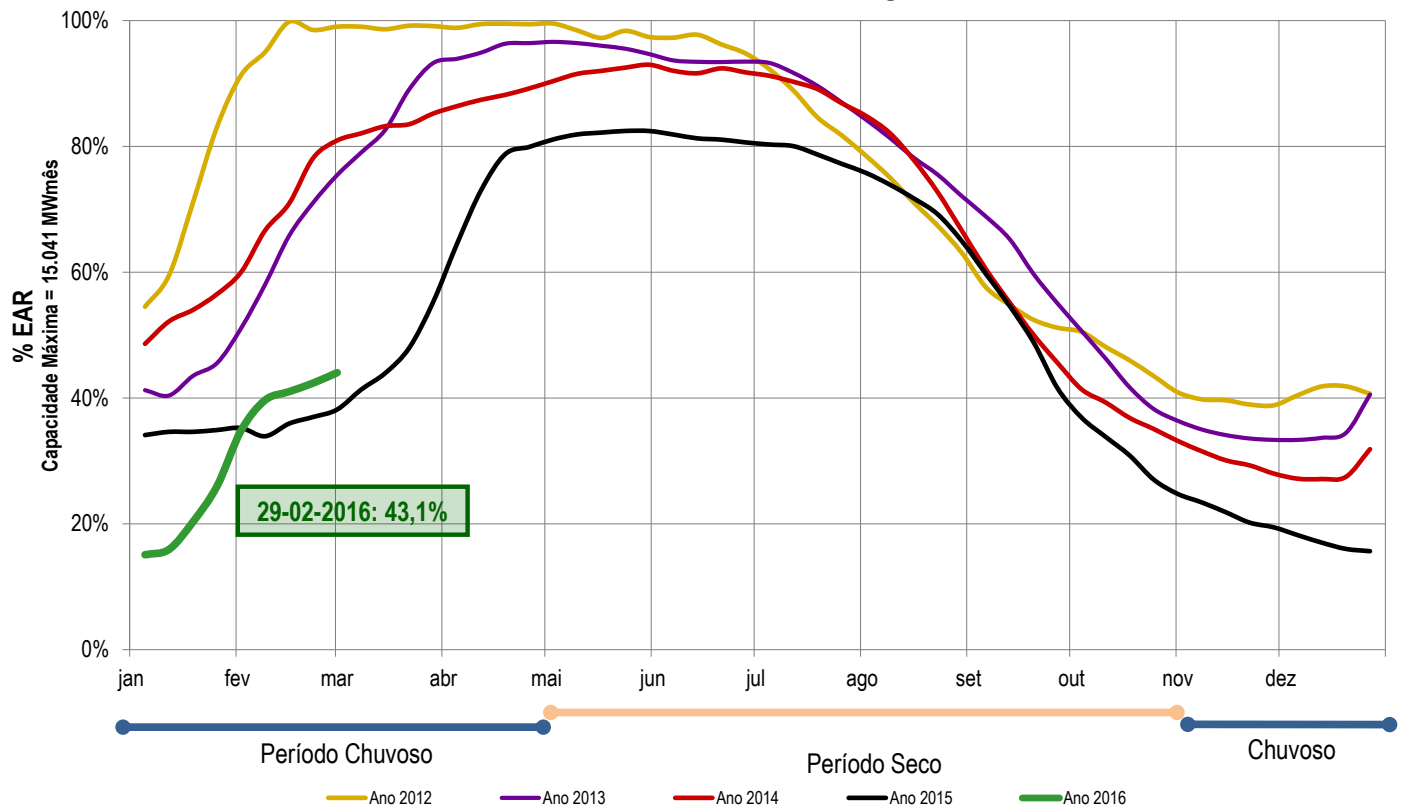


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS

### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

No mês de fevereiro, houve exportação de energia de 2.627 MWmédios no subsistema Norte-Interligado, que passou a apresentar perfil exportador, ao contrário do verificado nos meses anteriores. Esse comportamento deveu-se especialmente ao retorno à operação da segunda fase da UHE Tucuruí a partir do final do mês de janeiro. Assim, em fevereiro, verificou-se um valor de geração hidráulica no Norte mais do que duas vezes superior ao registrado em janeiro, contribuindo para este resultado.

O subsistema Nordeste permaneceu receptor em fevereiro em um total de 2.357 MWmédios, valor superior ao verificado no mês anterior.

O subsistema Sul exportou 1.116 MWmédios no mês de fevereiro, ante a exportação de 1.296 MWmédios em janeiro.

No complexo do Rio Madeira, em fevereiro, a UHE Jirau gerou cerca de 1.660 MWmédios e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 1.690 MWmédios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. No período foram escoados cerca de 2.870 MWmédios pelo bipolo 1 em corrente contínua da LT 600 kVcc Coletora Porto Velho-Araraquara.

Além disso, a região metropolitana de Manaus importou cerca de 370 MWmédios do SIN no mês de fevereiro pela interligação Tucuruí-Manaus.

A importação da Venezuela para suprimento ao estado de Roraima foi de 126 MWmédios, valor da mesma ordem do verificado no mês anterior.

No mês de fevereiro, o Brasil exportou 22 MWmédios de energia para a Argentina, através das Conversoras Garabi 1 e 2, para atendimento em emergência àquele país.



Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB**	200
②	EXPN	4.700
	REC�	(Carga do Norte - Geração de 5 UGs de Tucuruí)
③	EXPNE	4.000
	RNE	3.500
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 (MWmédios).

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte

\* Os limites de intercâmbio apresentados referem-se à carga pesada, conforme revisão quadrimestral do PMO de dezembro de 2015.

\*\* 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 janeiro de 2016, o consumo de energia elétrica atingiu 46.878 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, valor 4,2% inferior ao verificado no mês anterior e representando redução de 9,6% em relação ao consumo de janeiro de 2015.

No acumulado dos últimos 12 meses (fevereiro de 2016 a janeiro de 2016), o consumo residencial registrou decréscimo de 1,8% em relação ao mesmo período anterior. Já em comparação a janeiro de 2015, foi registrada retração de 5,4%. Em relação ao consumo comercial, foi registrada queda de 0,1% no acumulado de 12 meses e retração de 3,7% em relação a janeiro de 2015.

Os resultados observados na baixa tensão refletem o momento adverso da economia brasileira, que se agrava desde 2014, marcado, dentre outros fatores, pelo aumento do nível de desemprego, queda do poder de compra das famílias, altas taxas de juros e inflação. Estes fatores, aliados aos aumentos das tarifas de eletricidade, levam à desaceleração no mercado das classes residencial e comercial.

Além disso, outro fator que contribuiu para a redução observada na comparação entre o consumo da baixa tensão nos meses de janeiro de 2015 e 2016 foi a temperatura, que ocorreu mais branda em 2016, em comparação com 2015, em importantes mercados.

Assim, em relação à classe residencial, a maior queda observada do consumo no país foi nas regiões Sul (-5,4%) e Sudeste (-9,1%), com destaque para o estado de São Paulo (-11,9%). Já em relação ao consumo comercial, o Sul e Sudeste apresentaram queda de -5,1% e resultados negativos em todos os estados. O Centro-Oeste teve retração de -1,2% no consumo da classe e o Nordeste apresentou crescimento de +0,4%, desempenho influenciado principalmente pela Bahia (+5,7%), Piauí (+5,1%) e Maranhão (+2,7%).

Em relação ao consumo industrial, em janeiro de 2016 foi registrada uma maior retração do consumo, com redução de 9,3% em relação ao verificado em dezembro de 2015 e queda de 5,6% no acumulado dos últimos 12 meses. Neste mês, o maior recuo no consumo foi no setor de extração de minerais metálicos (-20,3%), resultado atribuído, dentre outros fatores, ao desastre ambiental de Mariana (MG) ocorrido em novembro de 2015, aos baixos preços dos minérios no mercado internacional e à menor atividade dos setores que utilizam o minério como matéria-prima.

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





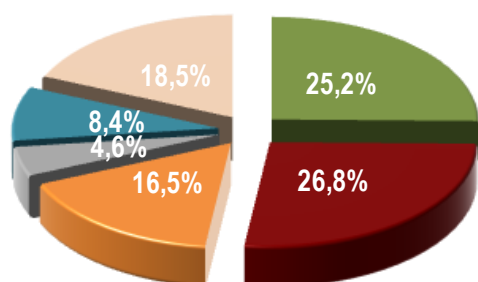
**Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.**

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Jan/16 GWh	Evolução mensal (Jan/16/Dez/15)	Evolução anual (Jan/16/Jan/15)	Fev/14-Jan/15 (GWh)	Fev/15-Jan/16 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	11.821	6,2%	-5,4%	133.005	130.635	-1,8%
<b>Industrial</b>	12.546	-6,5%	-9,3%	178.400	168.331	-5,6%
<b>Comercial</b>	7.756	-1,1%	-3,7%	90.145	90.089	-0,1%
<b>Rural</b>	2.141	-1,8%	-6,3%	25.720	25.780	0,2%
<b>Demais classes *</b>	3.949	-4,1%	-0,3%	47.902	47.474	-0,9%
<b>Perdas</b>	8.664	-15,4%	-22,7%	98.897	98.010	-0,9%
<b>Total</b>	<b>46.878</b>	<b>-4,2%</b>	<b>-9,6%</b>	<b>574.069</b>	<b>560.318</b>	<b>-2,4%</b>

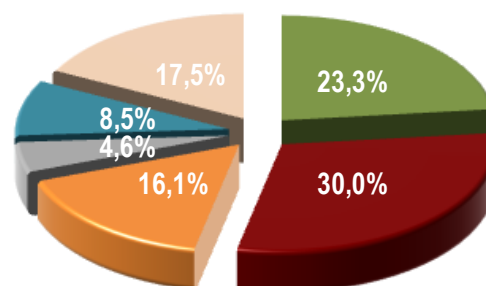
\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até janeiro de 2016.

Fonte dos dados: EPE

**Consumo de Energia Elétrica em Jan/2016**



**Consumo de Energia Elétrica em 12 meses**



■ Residencial ■ Industrial ■ Comercial ■ Rural ■ Demais classes ■ Perdas

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

Dados contabilizados até janeiro de 2016.

Fonte dos dados: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Jan/16 kWh/NU	Evolução mensal (Jan/16/Dez/15)	Evolução anual (Jan/16/Jan/15)	Fev/14-Jan/15 (kWh/NU)	Fev/15-Jan/16 (kWh/NU)	Evolução
<b>Consumo médio residencial</b>	174	5,8%	-7,9%	168	160	-4,3%
<b>Consumo médio industrial</b>	22.836	-6,7%	-5,3%	25.938	25.532	-1,6%
<b>Consumo médio comercial</b>	1.357	-1,7%	-6,1%	1.348	1.313	-2,6%
<b>Consumo médio rural</b>	488	-2,2%	-8,4%	500	490	-2,0%
<b>Consumo médio demais classes *</b>	5.193	-4,2%	-2,3%	5.355	5.202	-2,8%
<b>Consumo médio total</b>	<b>482</b>	<b>-1,6%</b>	<b>-8,3%</b>	<b>512</b>	<b>486</b>	<b>-5,2%</b>

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

Fonte dos dados: EPE



## 4.2. Unidades Consumidoras

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

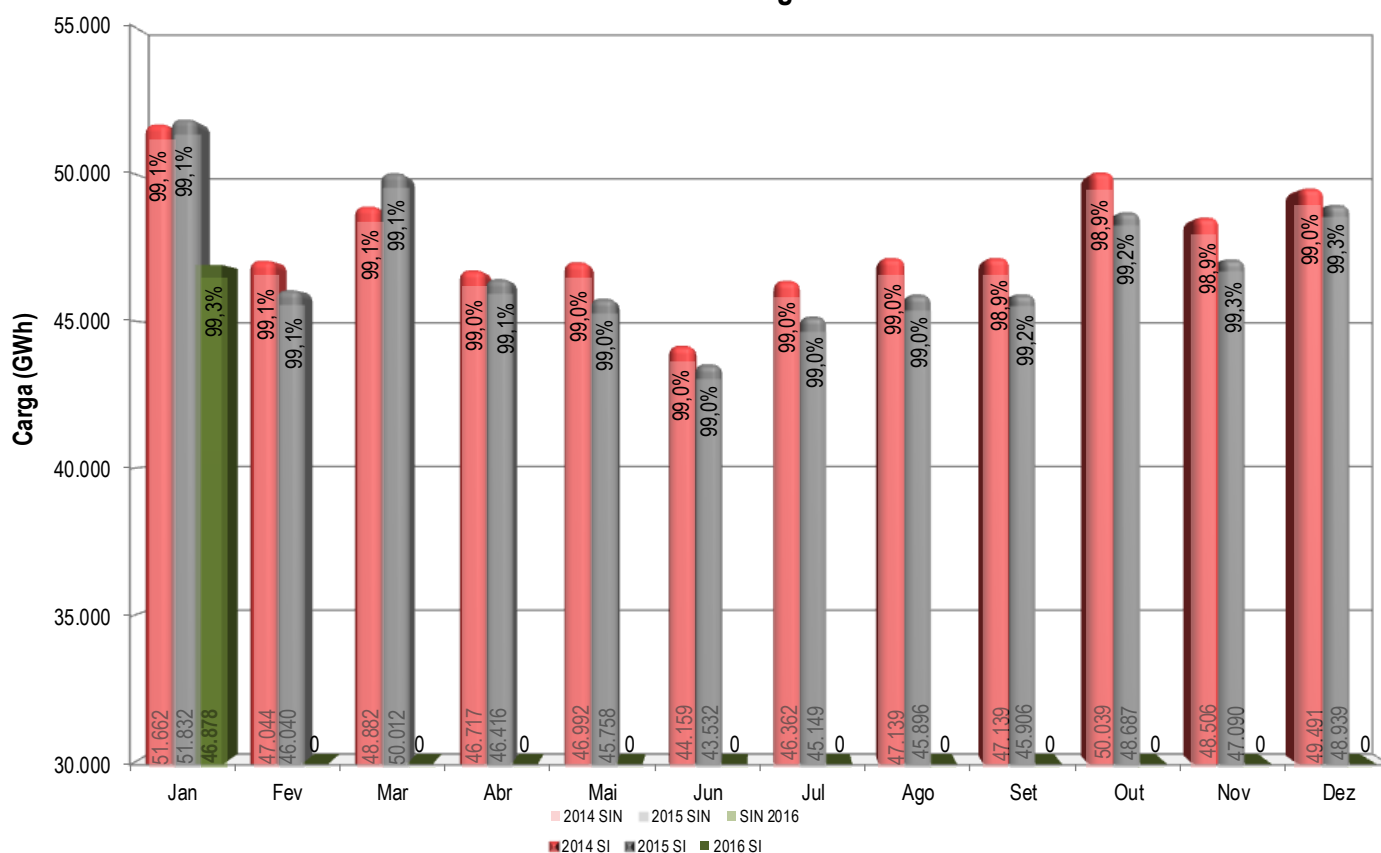
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Jan/15	Jan/16	
Residencial (NUCR)	66.132.977	67.899.504	2,7%
Industrial (NUCI)	573.171	549.403	-4,1%
Comercial (NUCC)	5.572.274	5.717.259	2,6%
Rural (NUCR)	4.287.068	4.384.051	2,3%
Demais classes *	745.494	760.473	2,0%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>77.310.984</b>	<b>79.310.690</b>	<b>2,6%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até janeiro 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 janeiro 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 fevereiro de 2016, não houve atingimento de recorde de demanda em nenhum subsistema nem no SIN. Todavia, no SIN, apesar da demanda máxima de fevereiro de 2016 ter sido inferior à de fevereiro de 2015, houve um crescimento de demanda máxima de 4.242 MW em relação ao mês de janeiro de 2016, atingindo 82.587 MW.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N-Interligado	SIN
<b>Máxima no mês (MW)</b> (dia - hora)	<b>49.165</b> 03/02/2016 - 14h55	<b>16.425</b> 26/02/2016 - 14h31	<b>12.139</b> 29/02/2016 - 14h30	<b>6.211</b> 22/02/2016 - 14h39	<b>82.587</b> 17/02/2016 - 15h47
<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

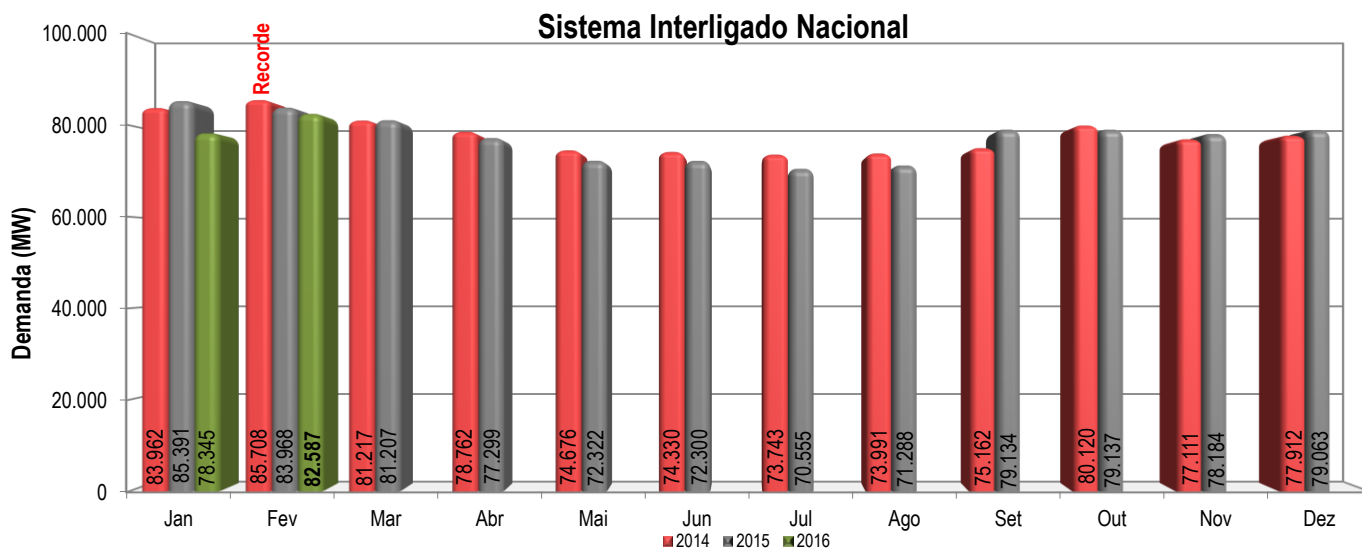


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS

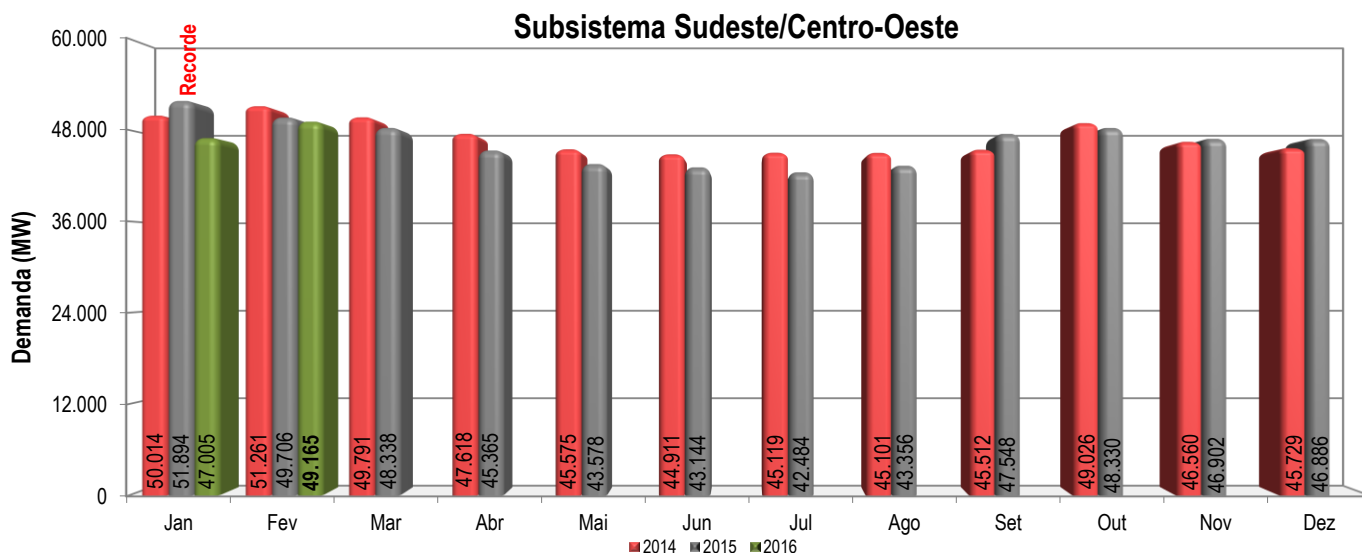


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

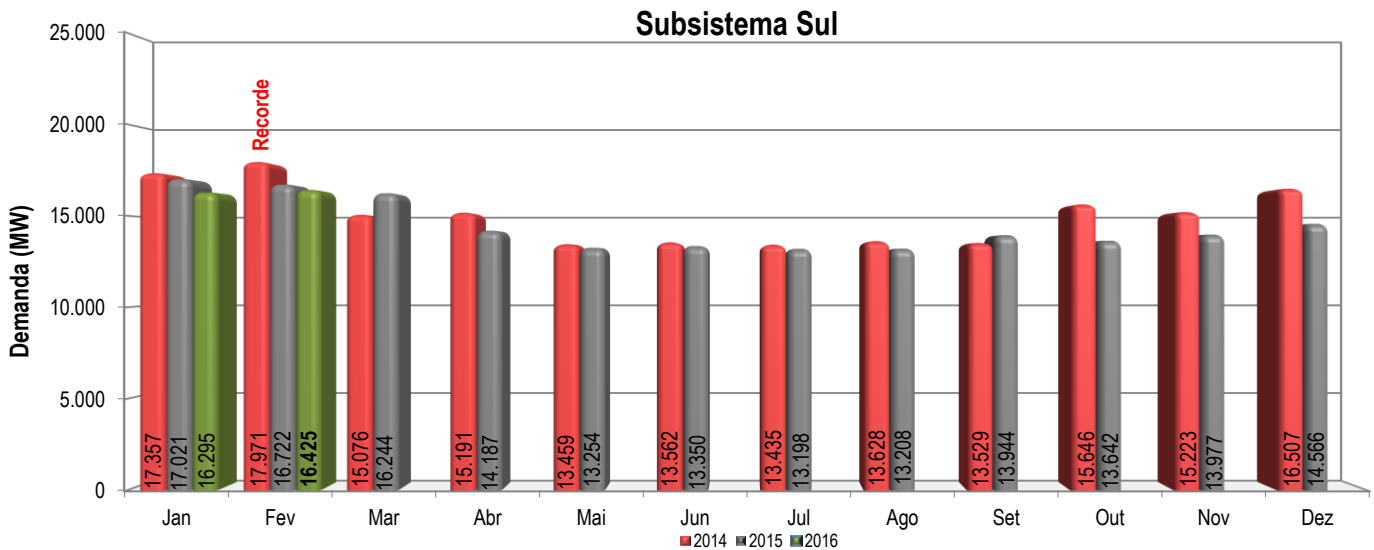


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

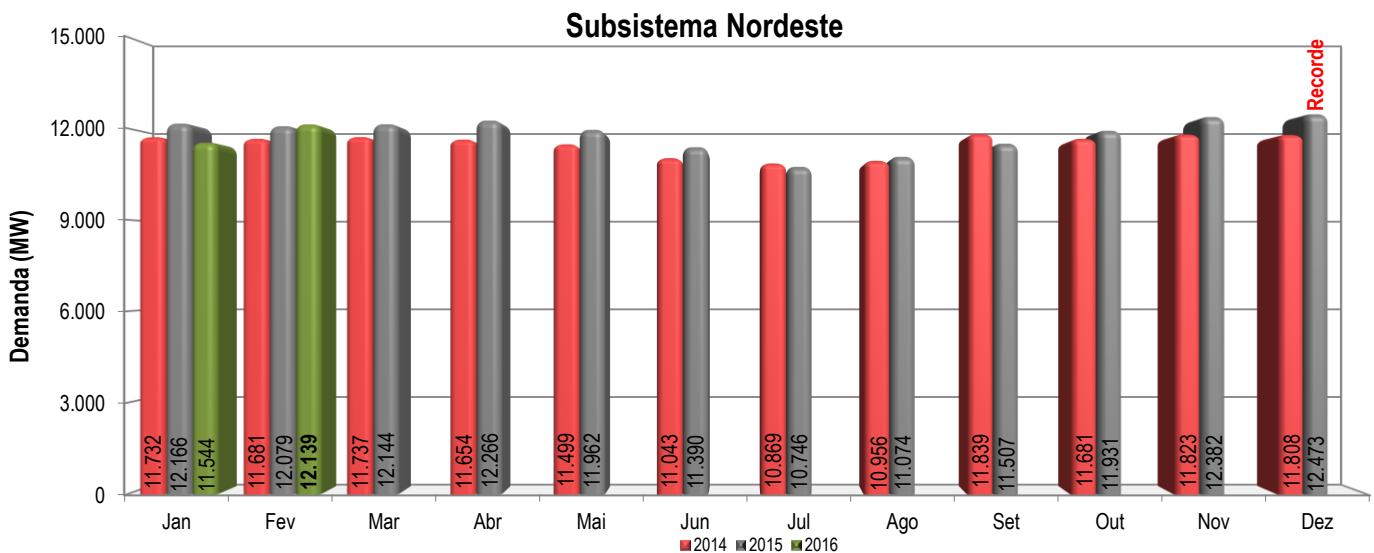


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

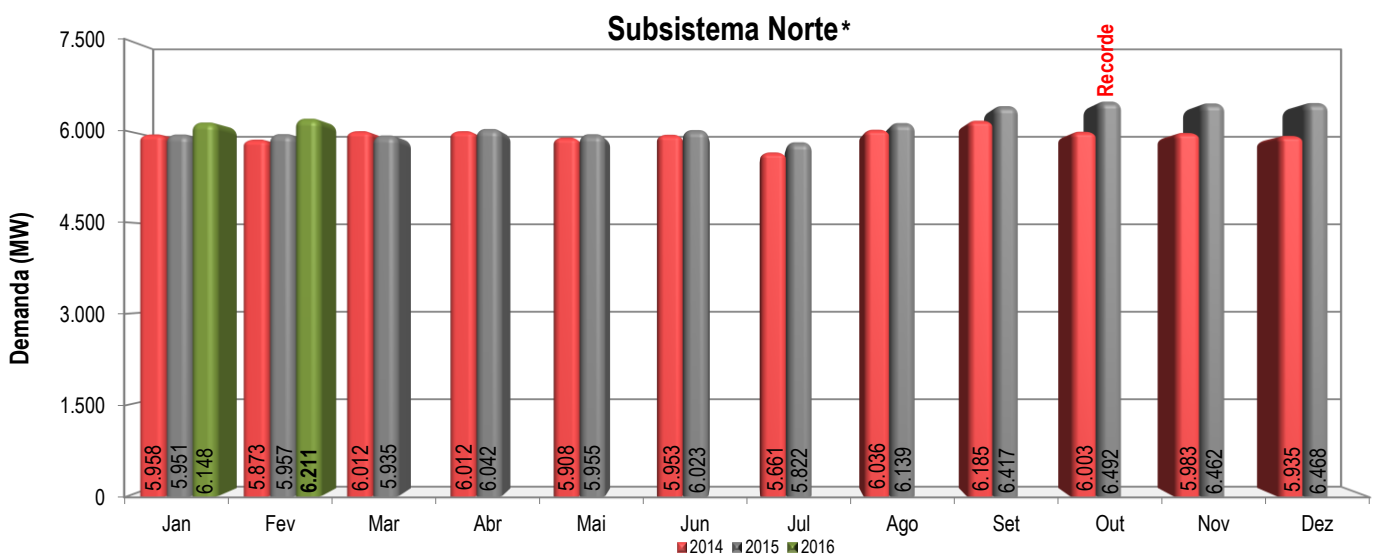


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS

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



## 5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de fevereiro de 2016 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 142.179 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2015, houve um acréscimo de 7.386 MW, sendo 2.809 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.799 MW de fontes térmicas\*, 2.770 MW de fonte eólica e 8 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	Fev/2015	Fev/2016			Evolução da Capacidade Instalada Fev/2016 - Fev/2015
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>89.387</b>	<b>1.229</b>	<b>92.195</b>	<b>64,9%</b>	<b>3,1%</b>
<b>Térmica</b>	<b>39.866</b>	<b>2.932</b>	<b>41.665</b>	<b>29,3%</b>	<b>4,5%</b>
Gás Natural	12.784	149	12.439	8,7%	-2,7%
Biomassa	12.391	521	13.327	9,4%	7,5%
Petróleo**	9.086	2.207	10.145	7,1%	11,7%
Carvão	3.614	22	3.612	2,6%	-0,1%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,4%	0,0%
Outros	0	31	153	0,1%	-
<b>Eólica</b>	<b>5.525</b>	<b>342</b>	<b>8.296</b>	<b>5,8%</b>	<b>50,1%</b>
<b>Solar</b>	<b>15</b>	<b>38</b>	<b>23</b>	<b>0,0%</b>	<b>51,0%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>134.794</b>	<b>4.541</b>	<b>142.179</b>	<b>100,0%</b>	<b>5,5%</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. 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 01/03/2016 e SFG)

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

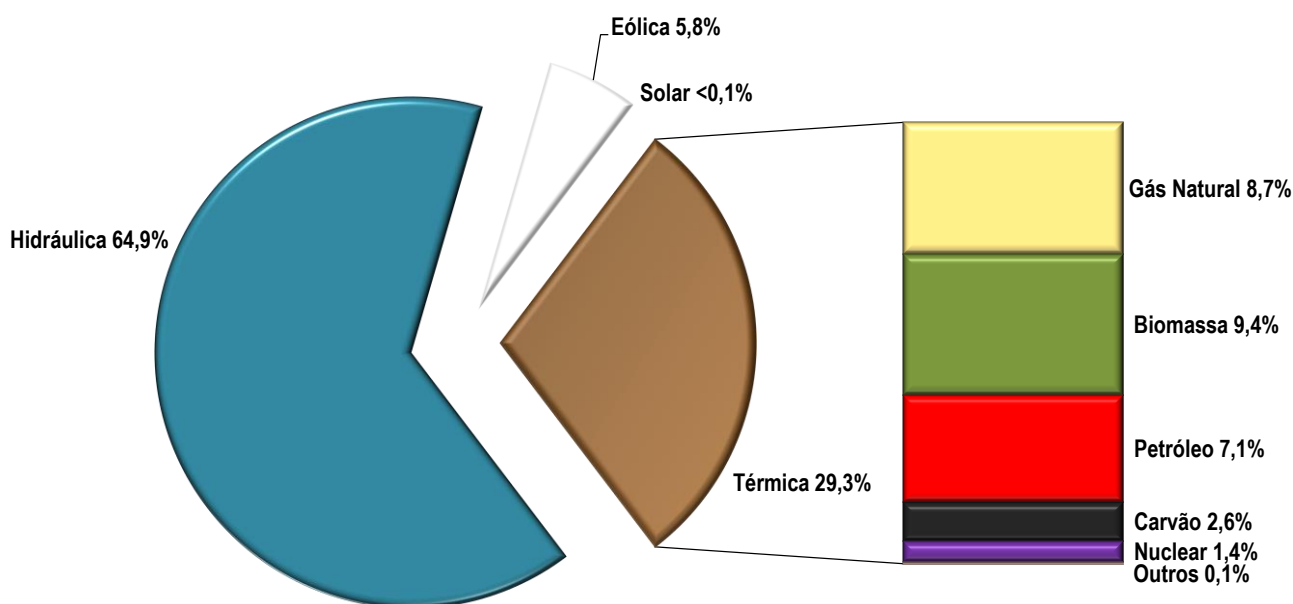


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 01/03/2016 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	54.210	41,8%
345 kV	10.303	8,0%
440 kV	6.733	5,2%
500 kV	42.802	33,0%
600 kV (CC)	12.816	9,9%
750 kV	2.683	2,1%
<b>Total SEB</b>	<b>129.548</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 - Fev/2016

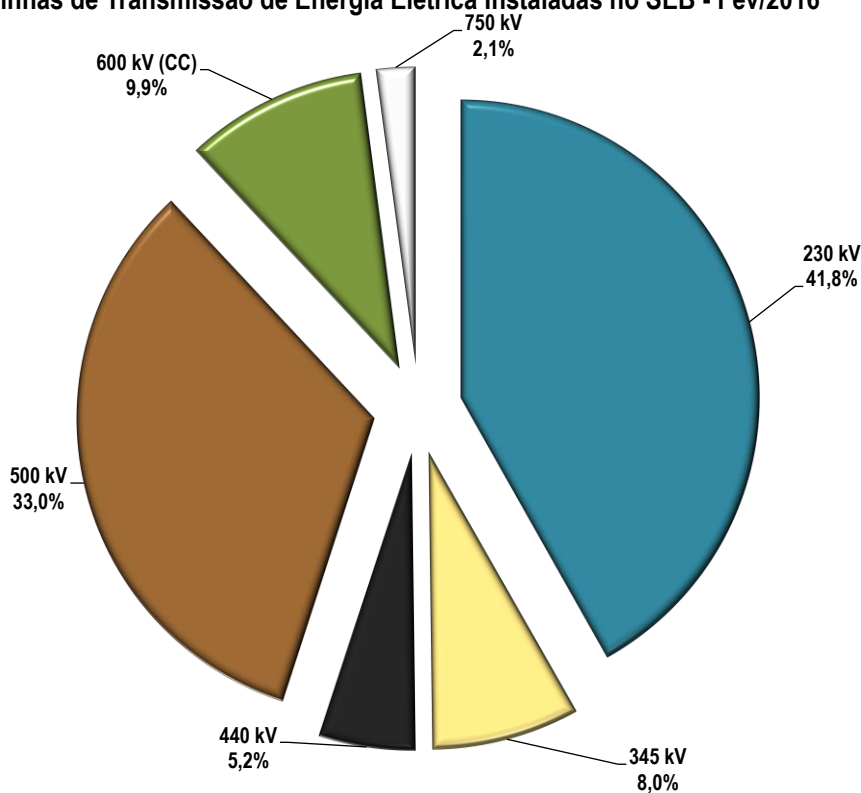


Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.

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 em 2015 atingiu 539.887 GWh. No mês de dezembro, a geração hidráulica correspondeu a 71,5% do total gerado no país, 2,0 p.p. superior ao verificado no mês anterior, e a participação da produção eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil aumentou 0,2 p.p. A participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, reduziu 2,2 p.p. entre novembro e dezembro de 2015, com destaque para as variações de -1,7 p.p. de geração a biomassa, cujo comportamento é sazonal, e -0,5 p.p. de geração a petróleo. Em comparação com 2014, houve redução de cerca de 2% na geração de energia no Sistema Elétrico Brasileiro, reflexo do comportamento da carga no ano.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Dez/2015

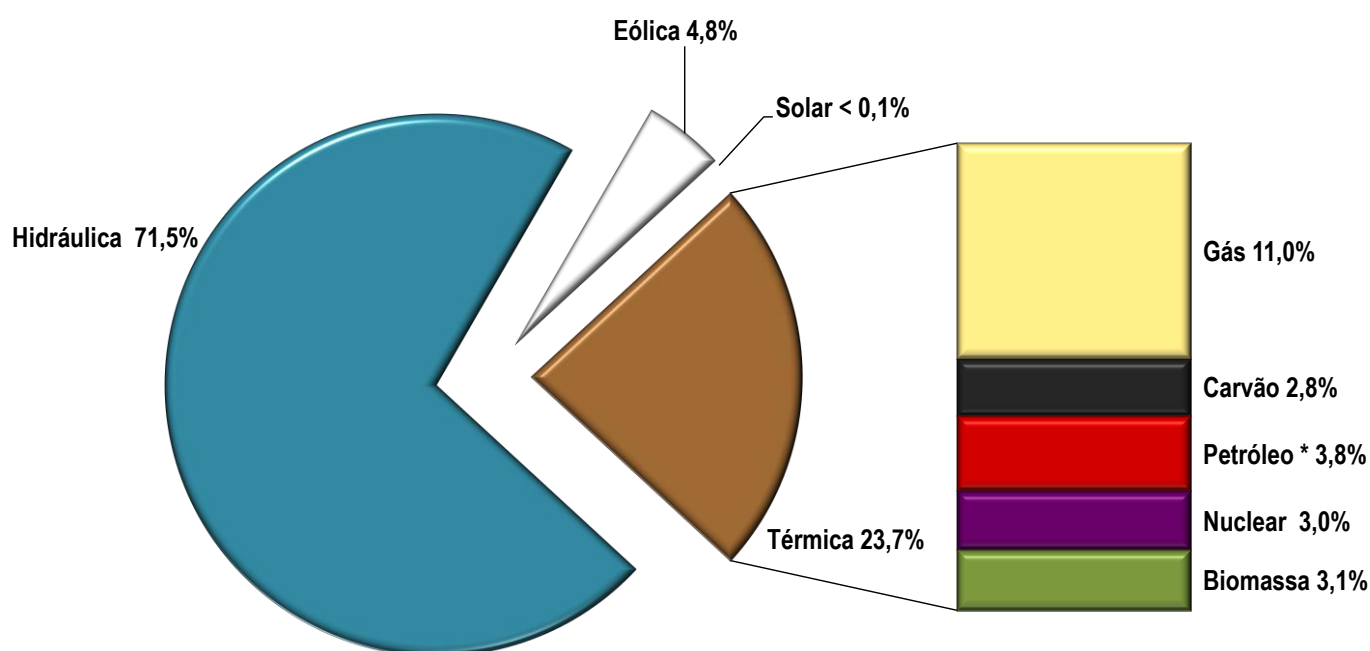


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até dezembro de 2015.

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. Os dados de produção de energia elétrica no SIN referentes à contabilização de janeiro/2016 não foram disponibilizados pela CCEE até o fechamento deste Boletim.



## 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		
	Dez/15 (GWh)	Evolução mensal (Dez/15 / Nov/15)	Evolução anual (Dez/15 / Dez/14)	Jan/14-Dez/14 (GWh)	Jan/15-Dez/15 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>32.833</b>	<b>5,5%</b>	<b>4,3%</b>	<b>386.329</b>	<b>374.537</b>	<b>-3,1%</b>
<b>Térmica</b>	<b>10.651</b>	<b>-6,4%</b>	<b>-15,2%</b>	<b>138.945</b>	<b>138.102</b>	<b>-0,6%</b>
Gás	5.030	0,2%	-11,4%	62.019	63.417	2,3%
Carvão	1.320	8,4%	-7,8%	15.330	15.781	2,9%
Petróleo *	1.524	-9,5%	-40,6%	26.486	22.622	-14,6%
Nuclear	1.368	4,6%	-0,7%	14.140	13.544	-4,2%
Biomassa	1.408	-34,4%	-6,5%	20.969	22.737	8,4%
<b>Eólica</b>	<b>2.203</b>	<b>7,2%</b>	<b>52,7%</b>	<b>11.946</b>	<b>21.267</b>	<b>78,0%</b>
<b>Solar</b>	<b>2,56</b>	<b>-2,9%</b>	<b>-</b>	<b>6,70</b>	<b>19,06</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>	<b>45.689</b>	<b>2,6%</b>	<b>0,5%</b>	<b>537.227</b>	<b>533.925</b>	<b>-0,6%</b>

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

\*\* Os valores de produção incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade. Dados contabilizados até dezembro de 2015.

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		
	Dez/15 (GWh)	Evolução mensal (Dez/15 / Nov/15)	Evolução anual (Dez/15 / Dez/14)	Jan/14-Dez/14 (GWh)	Jan/15-Dez/15 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>1</b>	<b>-40,6%</b>	<b>-99,3%</b>	<b>1.940</b>	<b>745</b>	<b>-61,6%</b>
<b>Térmica</b>	<b>246</b>	<b>6,0%</b>	<b>-73,1%</b>	<b>10.682</b>	<b>5.216</b>	<b>-51,2%</b>
Gás	5	-0,8%	-98,7%	4.636	1.655	-64,3%
Petróleo *	242	6,1%	-57,4%	6.046	3.561	-41,1%
<b>TOTAL</b>	<b>247</b>	<b>5,6%</b>	<b>-76,6%</b>	<b>12.622</b>	<b>5.962</b>	<b>-52,8%</b>

\* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até dezembro de 2015.

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 dezembro de 2015, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 0,7 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 40,5%. Esse resultado foi decorrente do aumento de 304,0 MW médios na geração verificada, associado à expansão de 662,0 MW de capacidade instalada da fonte na região. Em relação ao acumulado no ano, em 2015 houve avanço de 0,5 p.p. no fator de capacidade da região Nordeste em comparação ao desempenho de 2014.

O fator de capacidade das usinas do Sul, por sua vez, reduziu 6,0 p.p. em relação a novembro de 2015, e atingiu 29,9%, com total de geração verificada no mês de 525,2 MW médios. Em relação ao acumulado anual, em 2015 o fator de capacidade da região Sul aumentou cerca de 0,3 p.p., em comparação ao ano 2014.

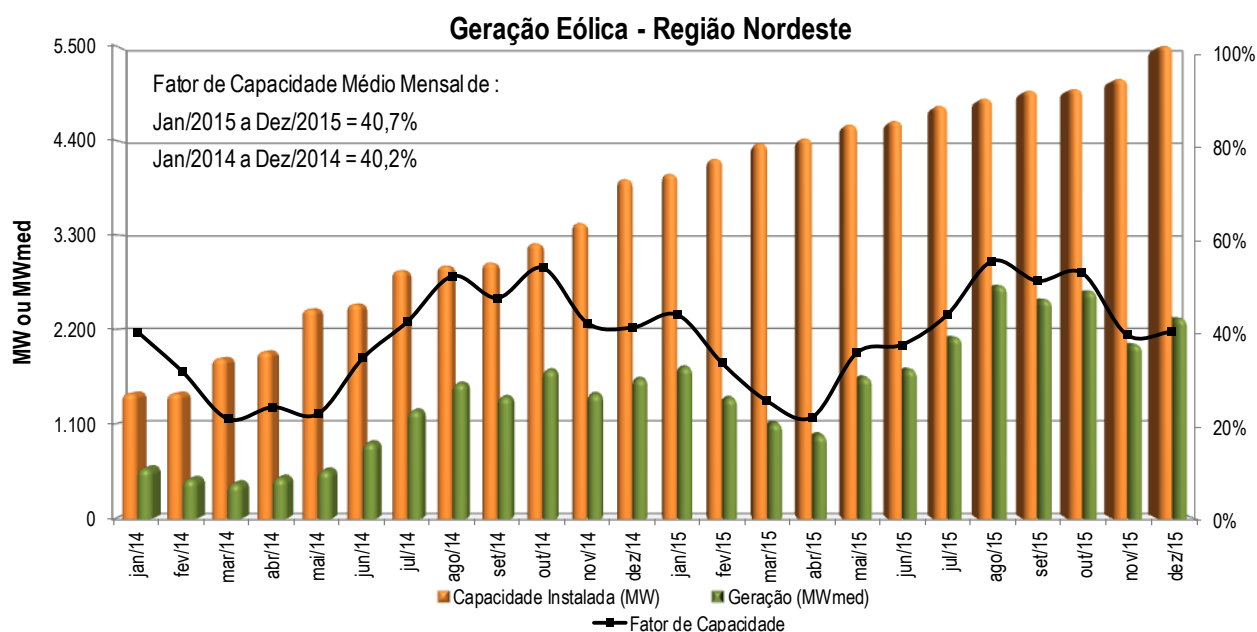


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até dezembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

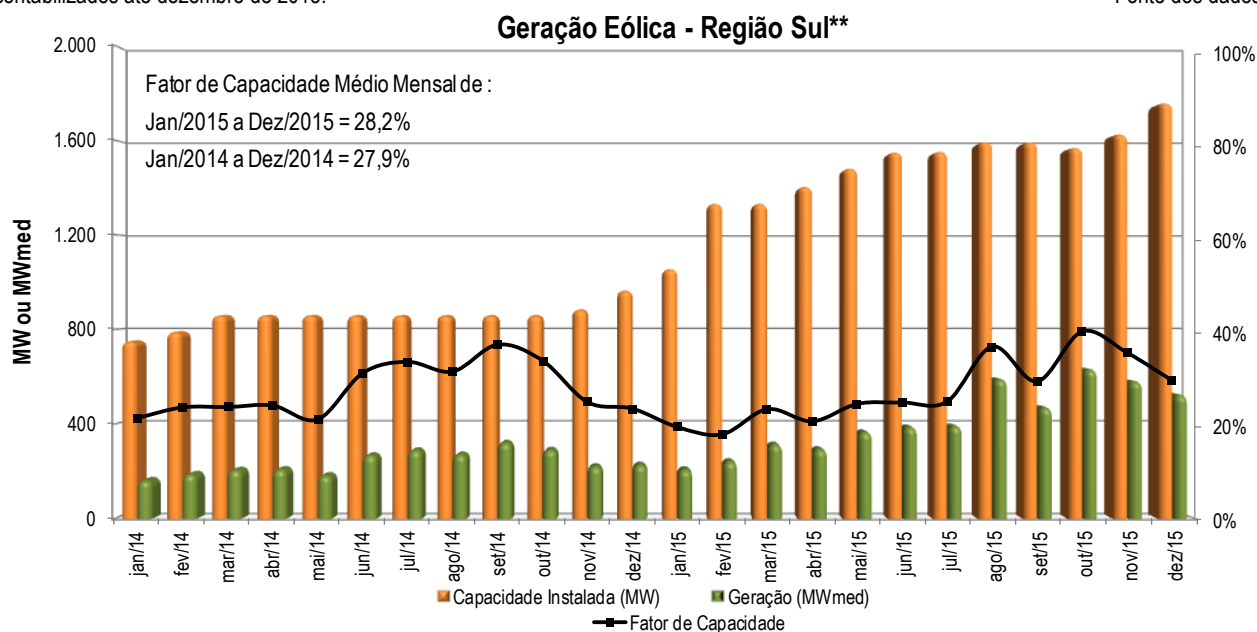


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até dezembro de 2015.

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.

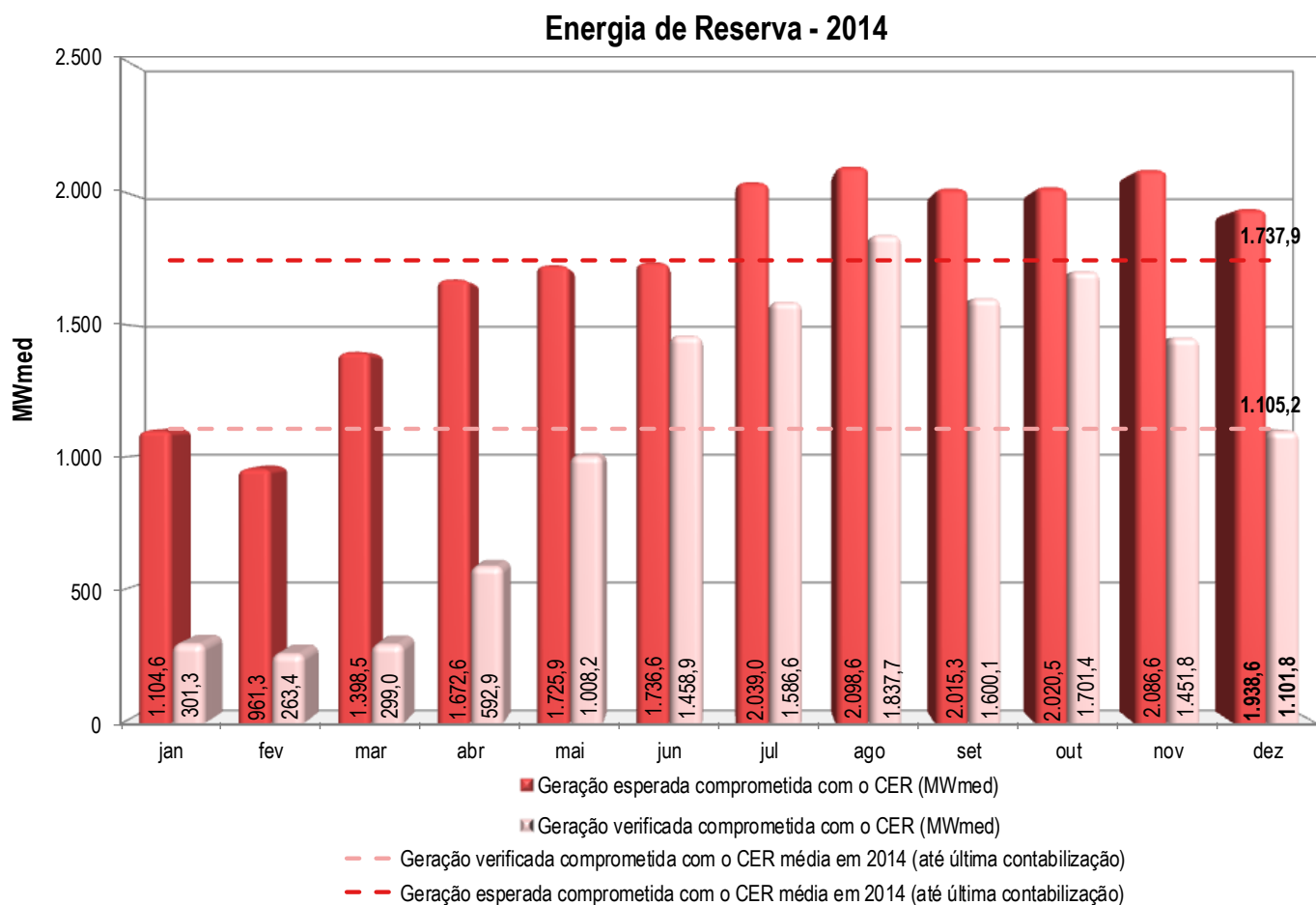


## 7.5. Energia de Reserva \*

A geração média esperada comprometida para o Contrato de Energia de Reserva - CER \*\* em dezembro de 2015, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos CER, totalizou 2.385,0 MWmédios, dos quais foram entregues 60,1%, ou 1.446,9 MWmédios. No acumulado do ano de 2015, a entrega para o CER foi de cerca de 73,1% do esperado, ou 1.513,8 MWmédios, e cujo restante poderá ser complementado até o término do período de apuração de cada usina ou dentro do período de contratação.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de dezembro de 2015 correspondeu a 66,0% da geração esperada desta fonte comprometida para o CER\*\* para o mês. A geração a biomassa verificada atingiu 47,9% do valor esperado comprometido para o CER desta fonte no mês.

No ano de 2014, foi entregue 63,6% da geração média esperada comprometida para o CER, ou 1.105,2 MWmédios, de um total esperado de 1.737,9 MWmédios.

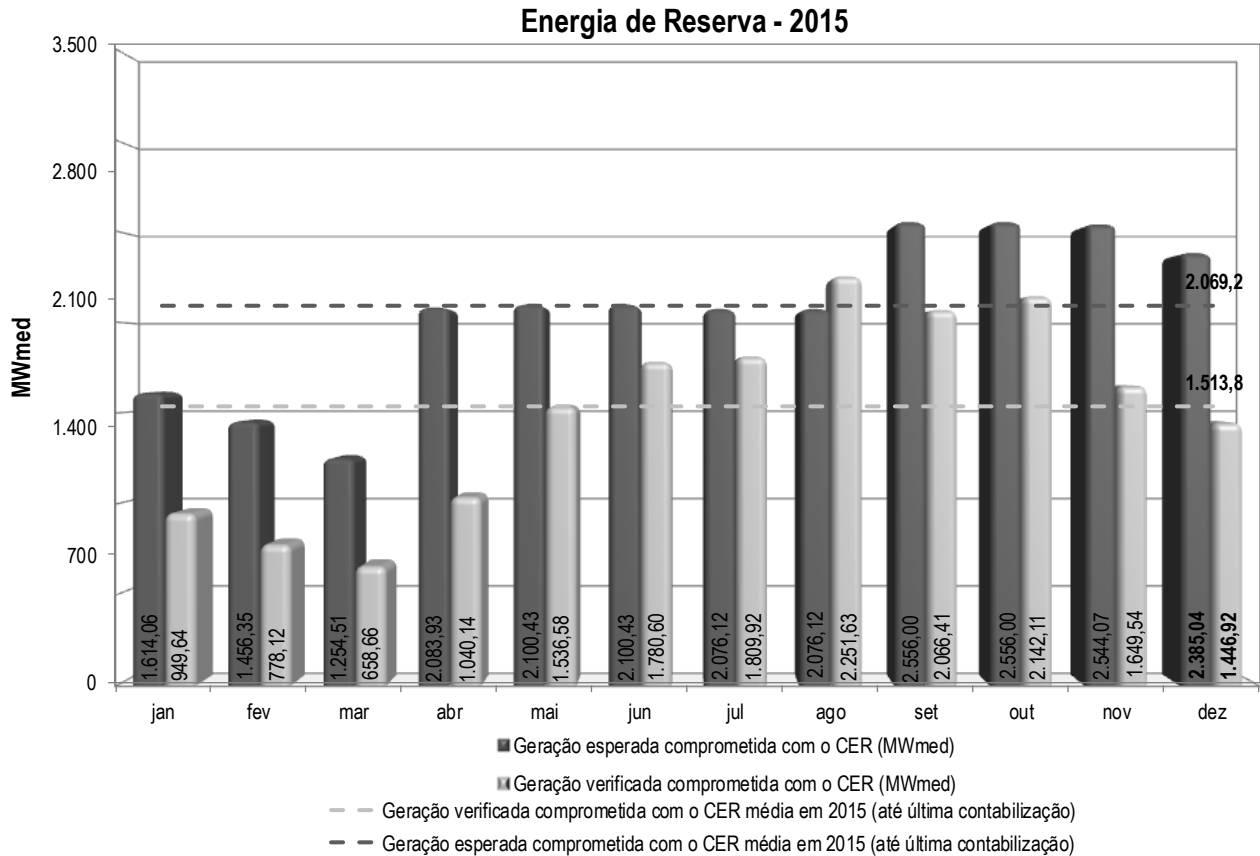


**Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.**

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 indireta o desempenho dos empreendedores na entrega de Energia de Reserva, de forma macro. 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.

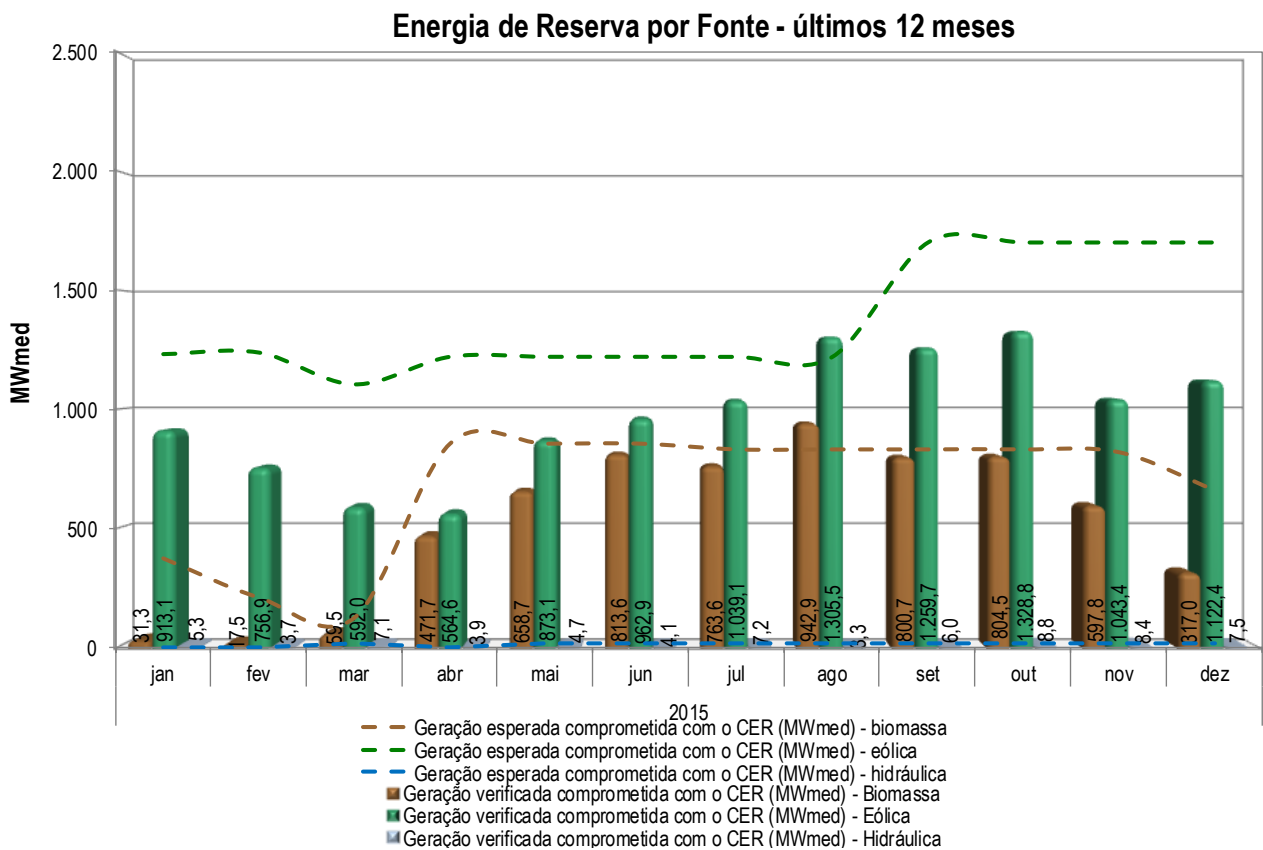
\*\* Definiu-se geração esperada comprometida com o CER, por mês, como a energia contratada a ser entregue distribuída uniformemente no período de entrega de cada usina.



**Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.**

Dados contabilizados até dezembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



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

Dados contabilizados até dezembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



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

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

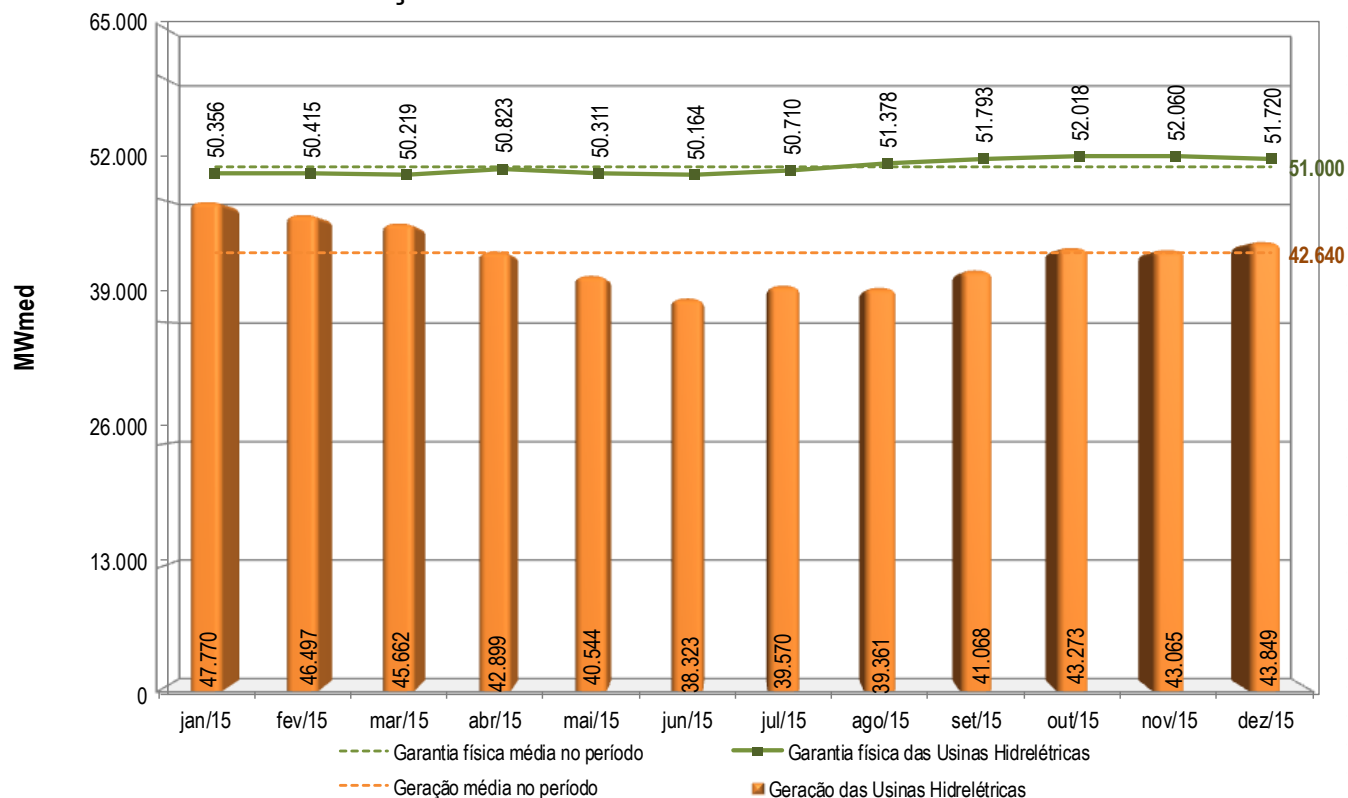


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até dezembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

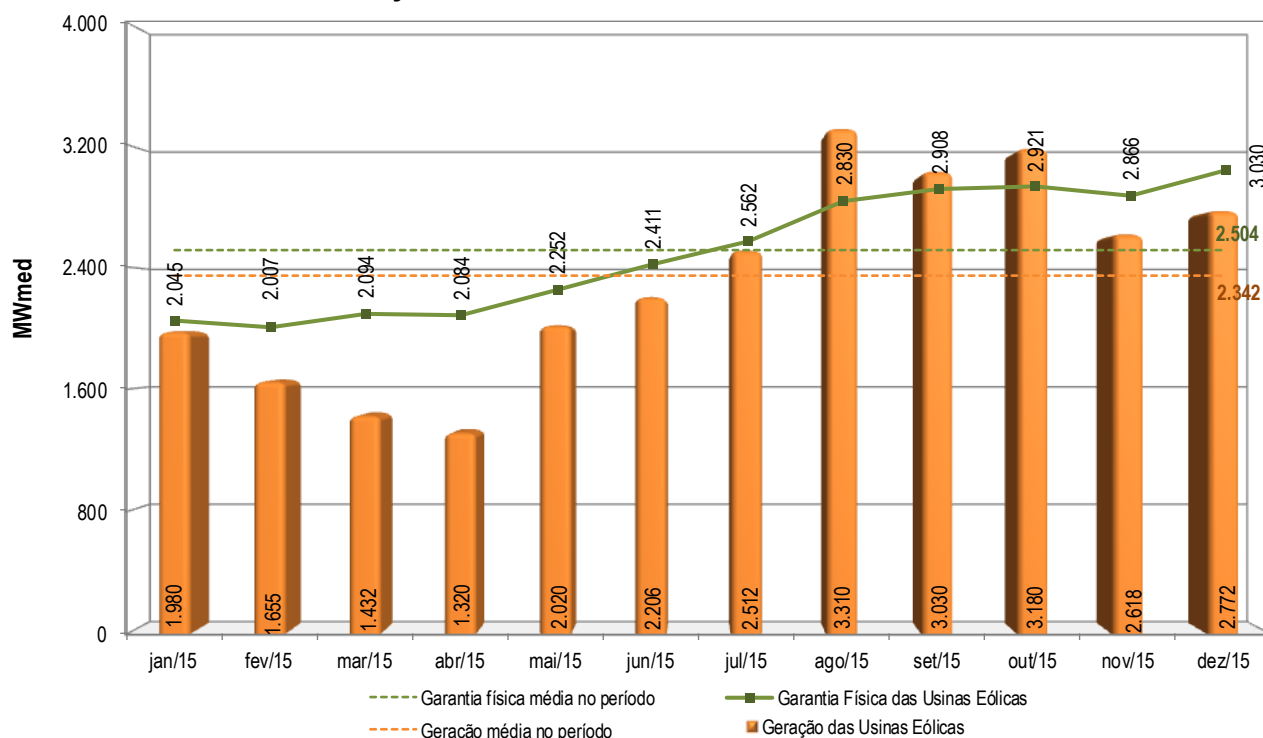


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até dezembro de 2015.

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

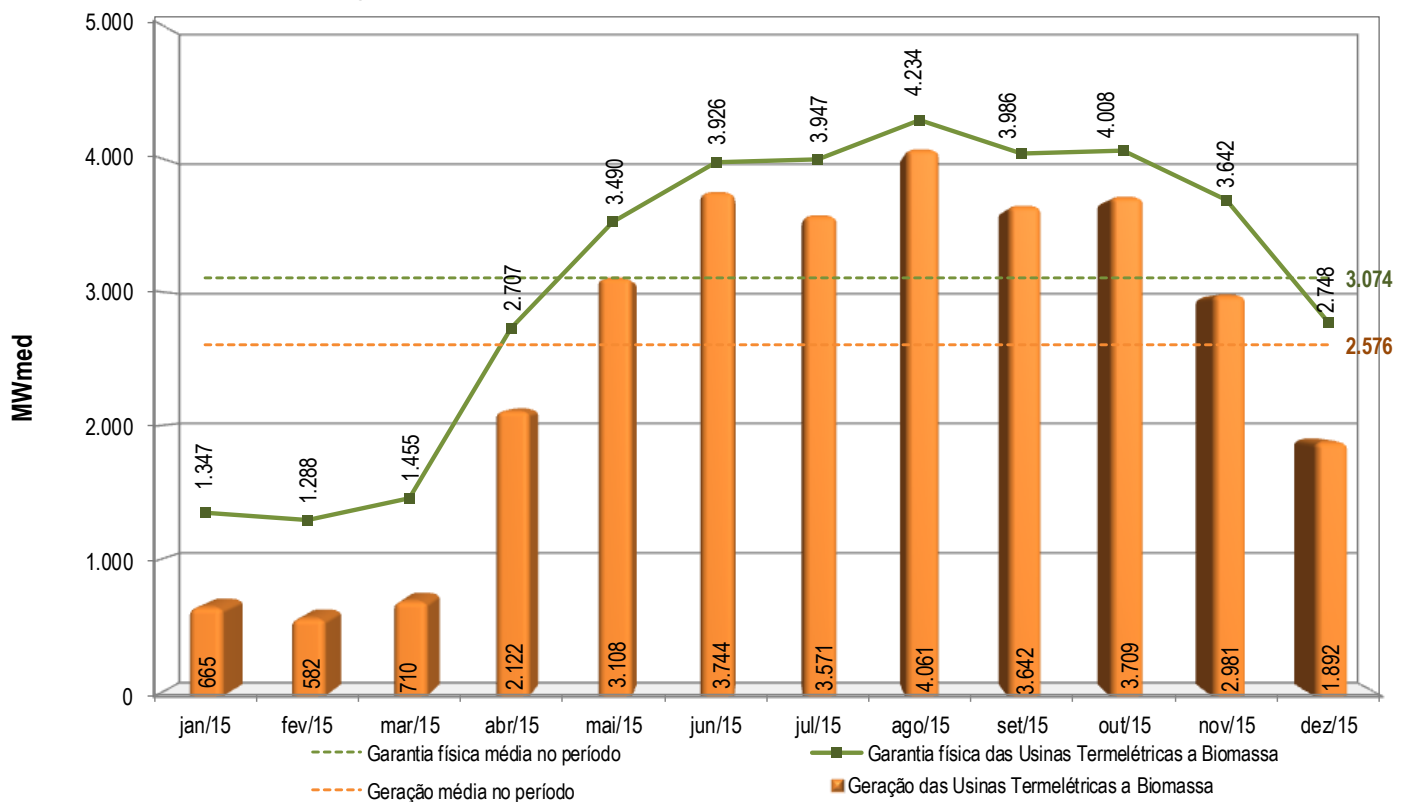


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até dezembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

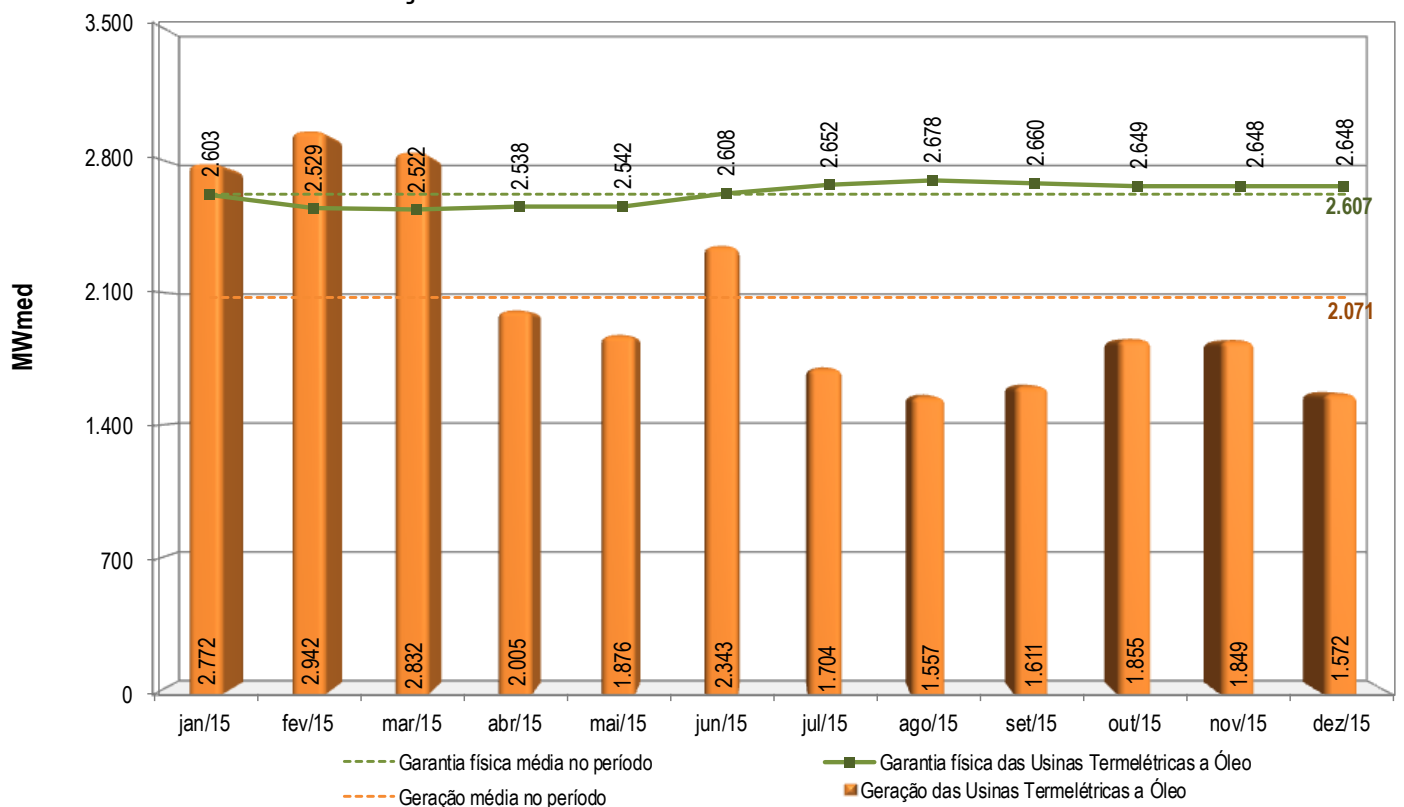


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

\* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até dezembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



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

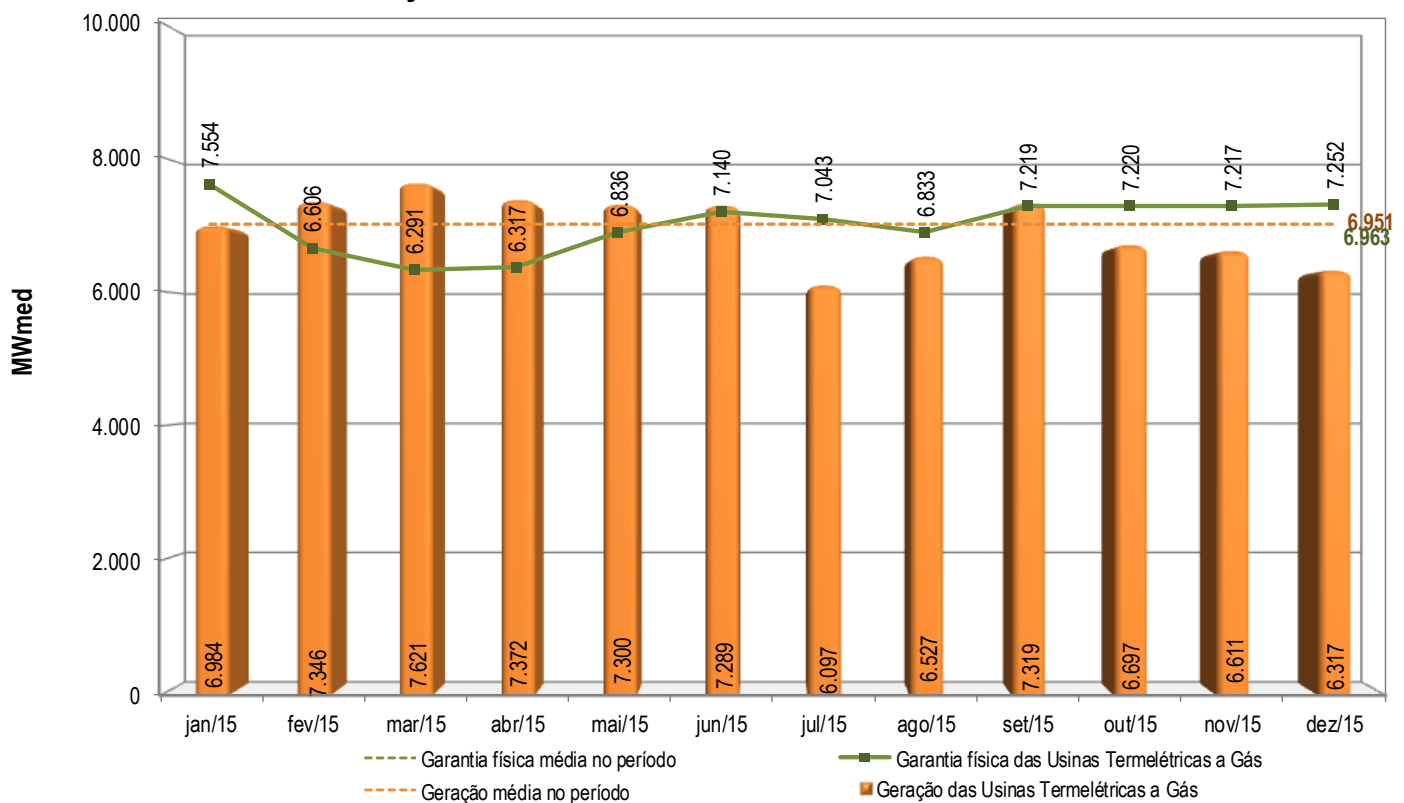


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até dezembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

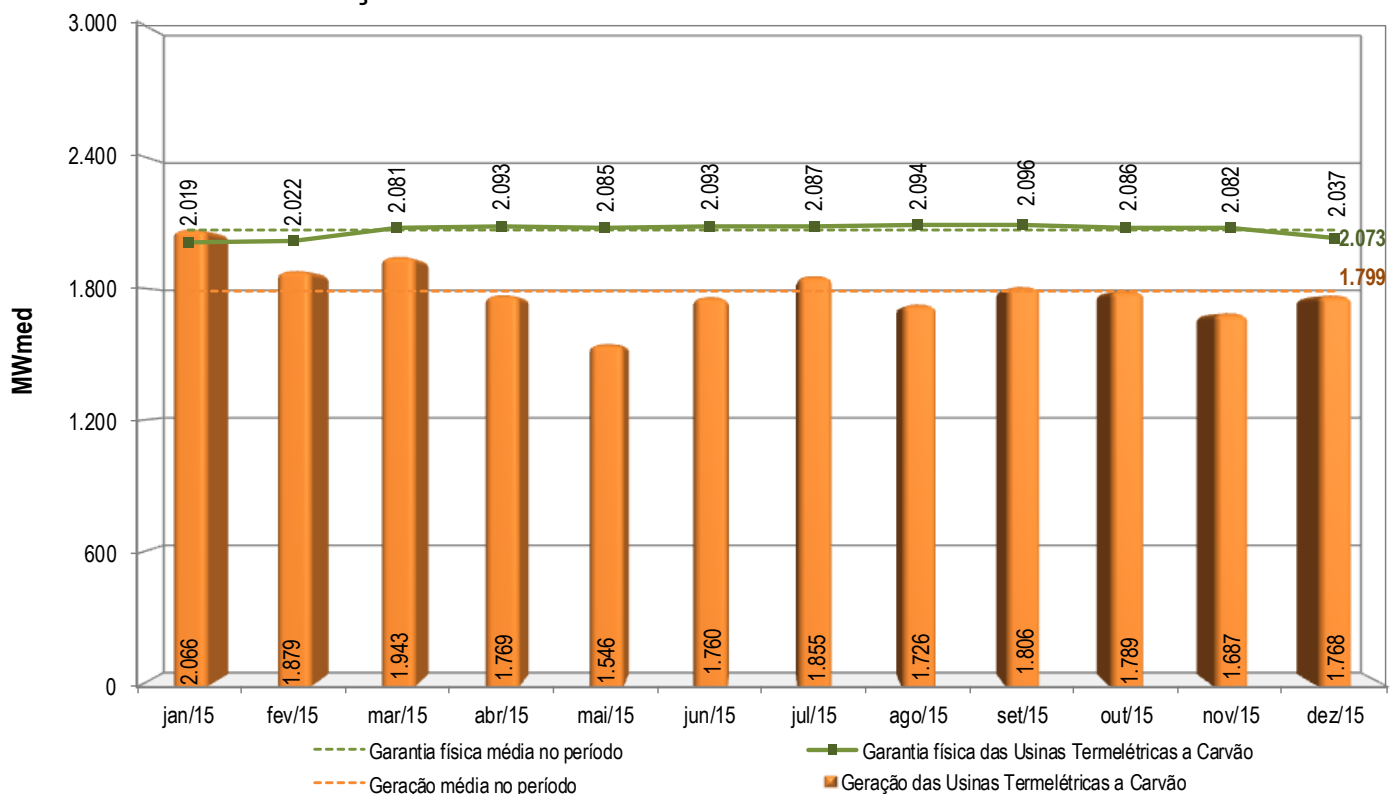


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até dezembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

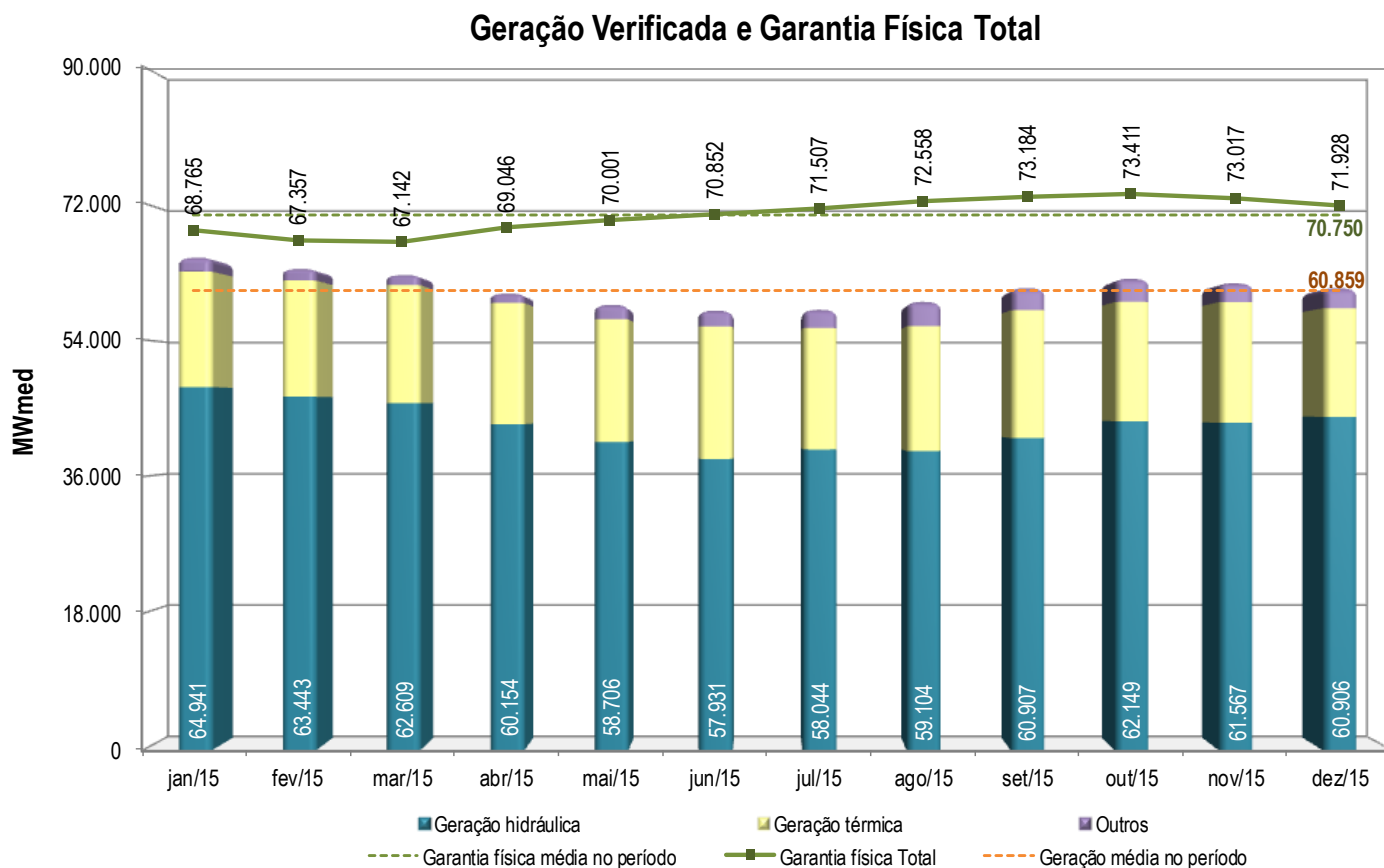


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até dezembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

## 8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO\*

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

No mês de fevereiro foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 357,35 MW de geração:

- CGH Altoé - UGs: 1 e 2, total de 0,744 MW, em Rondônia. CEG: CGH.PH.RO.000080-9.01;
- PCH Altoé II - UG: 1, de 1,1 MW, em Rondônia. CEG: PCH.PH.RO.000081-7.01;
- PCH Primavera - UG: 5, de 5,561 MW, em Rondônia. CEG: PCH.PH.RO.028840-3.01;
- PCH Rio do Sapo - UGs: 1 e 2, total de 5,76 MW, no Mato Grosso. CEG: PCH.PH.MT.030408-5.01;
- UEE Angical - UGs: 1 a 7, total de 12,95 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.030732-7.01;
- UEE Caititu - UGs: 1 a 12, total de 22,2 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.030739-4.01;
- UEE Capão do Inglês - UG: 4, de 2 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: EOL.CV.RS.031510-9.01;
- UEE Coqueirinho - UGs: 1 a 16, total de 29,6 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.030738-6.01;
- UEE Corrupião - UGs: 1 a 15, total de 27,75 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.030752-1.01;
- UEE Galpões - UG: 4, de 2 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: EOL.CV.RS.031477-3.01;
- UEE Inhambu - UGs: 1 a 17, total de 31,45 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.030751-3.01;
- UEE Itarema II - UGs: 2 a 7, total de 18 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.031483-8.01;
- UEE Parque Eólico Lanchinha - UGs: 1 a 14, total de 28 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030860-9.01;
- UEE Parque Eólico Pelado - UGs: 1 a 10, total de 20 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030856-0.01;
- UEE Tamanduá Mirim - UGs: 1 a 16, total de 29,6 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.030753-0.01;
- UEE Teiú - UGs: 1 a 9, total de 16,65 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.030731-9.01;
- UEE Ventos de Santo Augusto IV - UGs: 1 a 17, total de 28,9 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031603-2.01;
- UEE Verace 35 - UG: 6, de 1,79 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: EOL.CV.RS.031539-7.01;
- UHE Santo Antônio - UG: 40, total de 73,29 MW, em Rondônia. CEG: UHE.PH.RO.029707-0.01.



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

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

Fonte	Realizado em Fev/2016 (MW)	Acumulado em 2016 (MW)
<b>Eólica</b>	270,890	788,080
<b>Hidráulica</b>	86,455	530,375
PCH + CGH	13,165	14,205
UHE	73,290	516,170
<b>Solar</b>	0,000	0,000
Fotovoltaica	0,000	0,000
<b>Térmica</b>	0,000	18,000
Biomassa	0,000	18,000
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	0,000
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000
Petróleo	0,000	0,000
<b>TOTAL</b>	<b>357,345</b>	<b>1.336,455</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

## 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>	1.643,470	2.546,500	3.655,654
<b>Hidráulica</b>	4.986,838	4.770,140	5.041,810
PCH + CGH	66,218	329,830	198,290
UHE	4.920,620	4.440,310	4.843,520
<b>Solar</b>	10,000	1.143,552	929,340
Fotovoltaica	10,000	1.143,552	929,340
<b>Térmica</b>	1.067,900	441,973	457,998
Biomassa	170,000	202,300	457,998
Carvão	0,000	0,000	0,000
Gás Natural	897,900	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>7.708,208</b>	<b>8.902,165</b>	<b>10.084,802</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 atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 18/02/2016, 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 fevereiro, houve expansão de 289,0 km em linhas de transmissão do SIN:

- LT 230 kV Sobral III / Acaraú II, com 97 km de extensão, da CHESF, no Ceará;
- LT 230 kV Garanhuns II / Angelim C4, com 12 km de extensão, da IEGaranhuns, em Pernambuco;
- LT 500 kV Bom Despacho 3 / Ouro Preto 2, com 180 km de extensão, de FURNAS, em Minas Gerais.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Fev/16 (km)	Acumulado em 2016 (km)
230	109,0	110,1
345	0,0	0,0
440	0,0	0,0
500	180,0	180,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>289,0</b>	<b>290,1</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 \*

Foram incorporados ao SIN 5 novos transformadores, num total de 1.250,0 MVA:

- TR3 230/69 kV – 150 MVA, na SE Miramar (Eletronorte), no Pará;
- TR3 230/69 kV – 150 MVA, na SE Santa Rita II (CHESF), na Paraíba;
- TR4 230/138 kV – 100 MVA, na SE Rondonópolis (Eletronorte), no Mato Grosso;
- TR2 500/230 kV – 450 MVA, na SE Tucuruí (Eletronorte), no Pará;
- TR2 440/88 kV – 400 MVA, na SE Salto (IEJAPI), em São Paulo.

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

	Realizado em Fev/16 (MVA)	Acumulado em 2016 (MVA)
<b>TOTAL</b>	<b>1.250,0</b>	<b>1.740,0</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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

Em fevereiro, não foram incorporados ao SIN equipamentos de compensação de potência reativa.



### 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	147,1	98,0	0,0
230	3.876,5	1.720,5	947,4
345	106,0	60,0	0,0
440	455,0	161,0	0,0
500	5.923,0	8.204,0	3.476,0
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>10.507,6</b>	<b>10.243,5</b>	<b>8.607,4</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>17.794,0</b>	<b>15.972,0</b>	<b>6.639,0</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 17/02/2016, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.



## 10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de fevereiro de 2016, houve contribuição de aproximadamente 11.210 MWmédios de produção térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, valor cerca de 1.350 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 seus limites de escoamento.

O valor máximo de CMO em fevereiro, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, foi registrado entre os dias 20 e 26 no subsistema Nordeste, no valor de R\$ 243,95 / MWh. Já o valor mínimo, no valor de R\$ 0,08 / MWh, foi atingido na segunda semana operativa, entre os dias 06 e 12, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte. Destaca-se que, em função da melhoria do cenário hidrológico verificado, que resultou no aumento das afluições e consequente replecionamento dos reservatórios equivalentes do SIN, o CMO se manteve ao longo do mês em valores mais próximos a R\$ 0,00 / MWh em todos subsistemas, com exceção do Nordeste.

Além disso, em fevereiro, 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. Ressalta-se que nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte, o PLD se manteve ao longo do mês, até o dia 26, em seu valor mínimo estabelecido pela Agência para o ano, sendo este igual a R\$ 30,25 / MWh.

A geração térmica por garantia de suprimento energético verificada em fevereiro atingiu valor da ordem de 4.700 MWmédios, ante aos 4.648 MWmédios verificados no mês anterior. Já a geração térmica por restrição elétrica atingiu cerca de 860 MWmédios em dezembro, ante aos cerca de 376 MWmédios em janeiro.

### 10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

#### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste\*

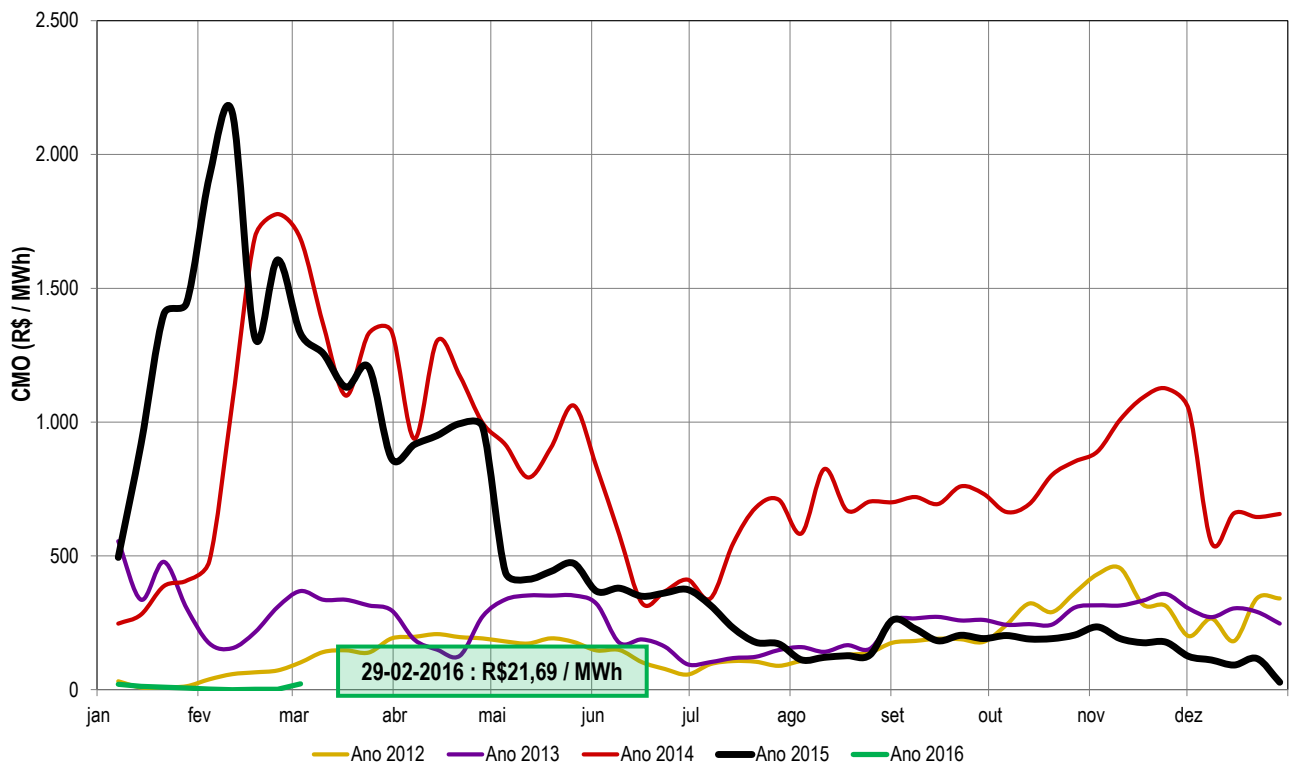


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

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

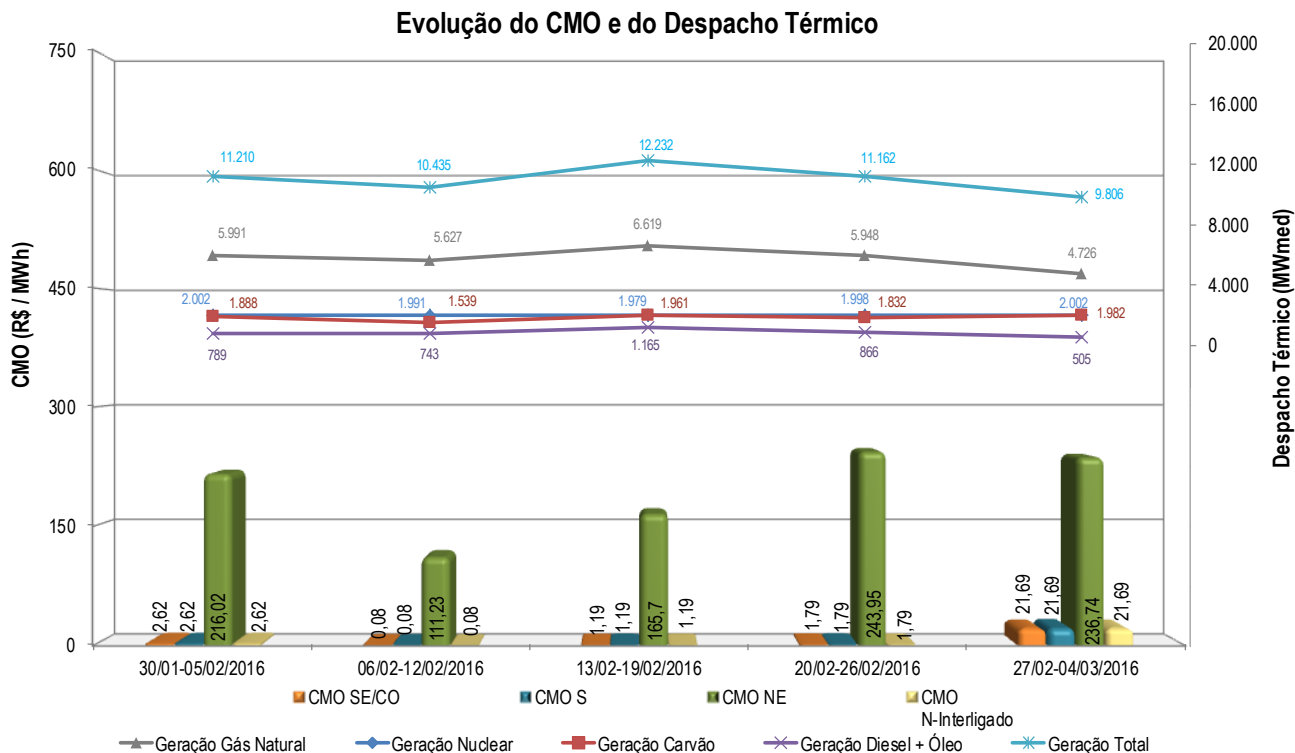


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

## 11. ENCARGOS SETORIAIS\*

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em dezembro de 2015 foi de R\$ 713,2 milhões, montante 12,9% superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 631,5 milhões). O valor do mês de dezembro de 2015 é composto por R\$ 171,6 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\$ 8,4 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\$ 533,2 milhões referentes aos encargos por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica para garantia do suprimento energético, determinado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE. Destaca-se que este encargo correspondeu à aproximadamente 75% do total do ESS de dezembro de 2015.

\*Os dados de encargos referentes à contabilização de janeiro/2015 não foram disponibilizados pela CCEE até o fechamento deste Boletim.

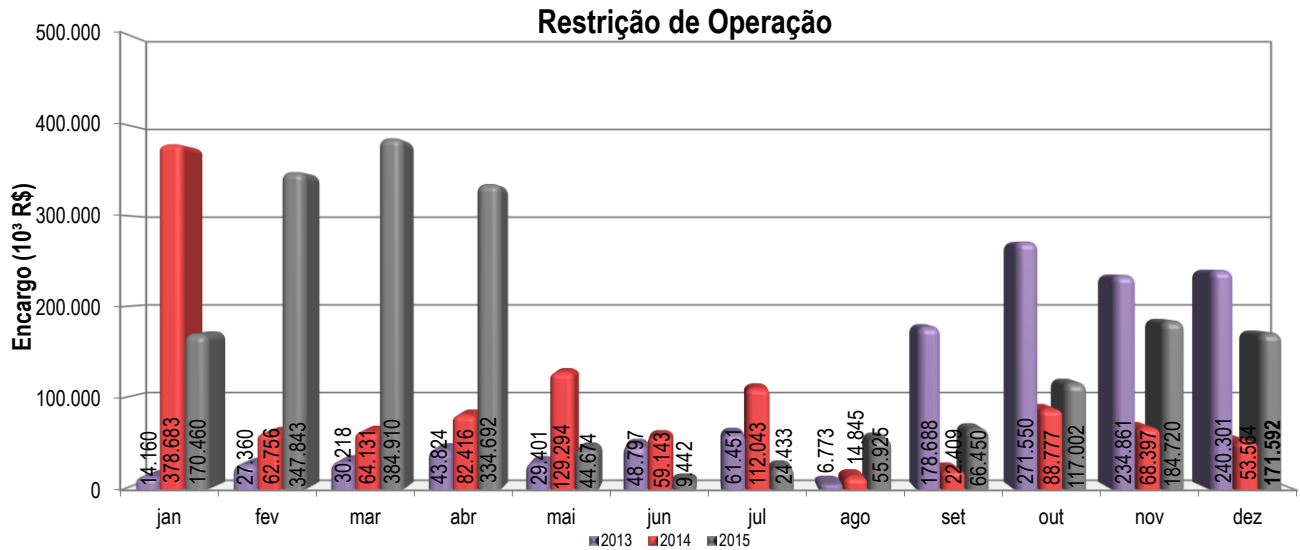


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até dezembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

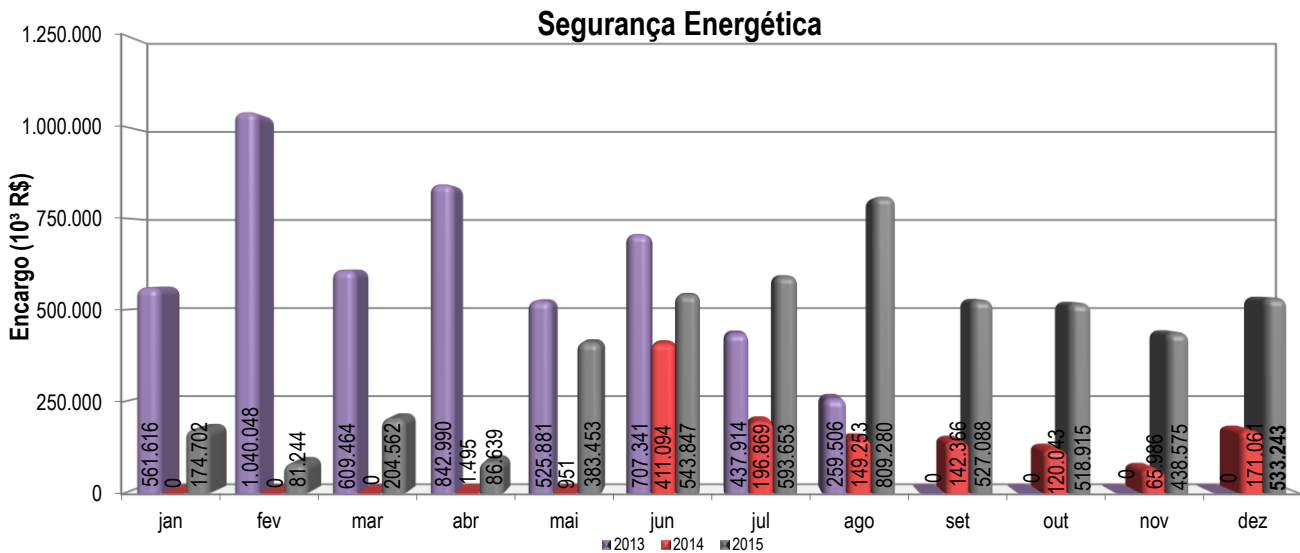


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até dezembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

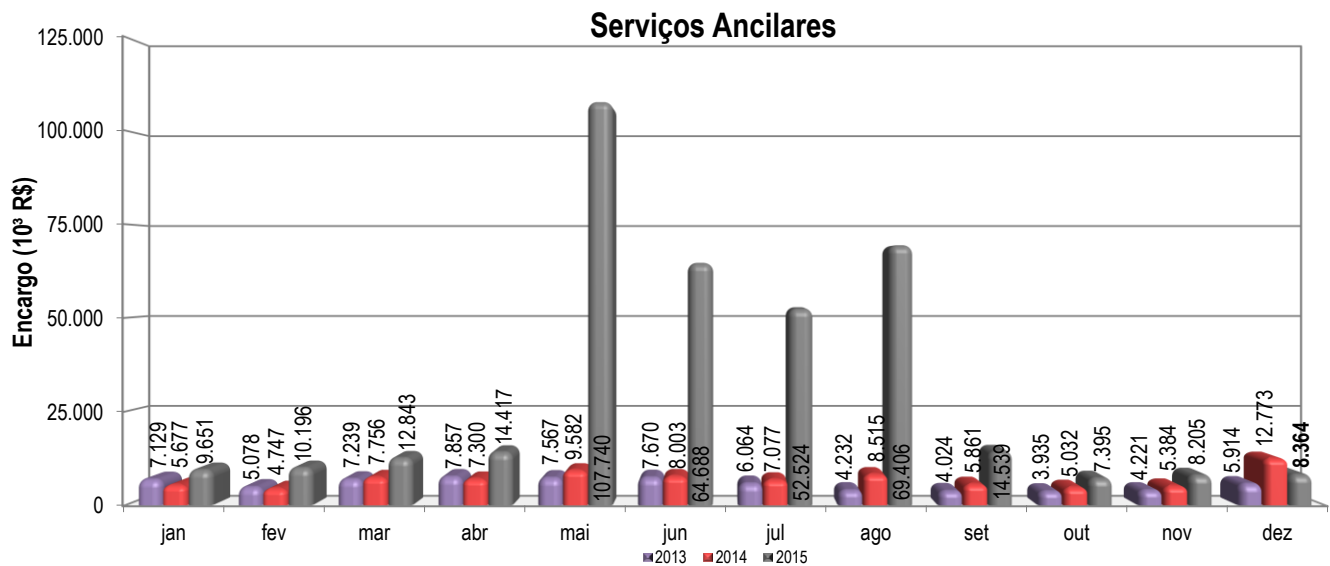


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até dezembro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



## 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de fevereiro de 2016, a quantidade de ocorrências e o montante de carga interrompida foram superiores ao mesmo mês de 2015. Destacam-se algumas ocorrências relevantes:

- **Dia 16 de fevereiro, às 10h16min:** Ilhamento das subestações Sinop e Sorriso, ambas da Eletronorte, e do sistema de conexão da UHE Teles Pires. Houve interrupção de **198 MW** de cargas, sendo 183 MW da Energisa Mato Grosso, no Mato Grosso, e 15 MW da Celpa, no Pará. Causa: Oscilação de potência após desligamento das LT 230 kV Nova Mutum – Nobres C1 (Eletronorte) e C2 (ETEM), por atuação incorreta das proteções, após desligamento da LT 230 kV Lucas do Rio Verde – Sorriso (Eletronorte), provocado por curto-circuito devido a vegetação sob a linha;
- **Dia 24 de fevereiro, às 5h22min:** Atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC após ilhamento do sistema Acre/Rondônia e perda de geração nas usinas Samuel (Eletronorte) e Santo Antônio (Santo Antônio Energia). Houve interrupção de **258 MW** de cargas, sendo 190 MW da Eletrobras Distribuição Rondônia, em Rondônia, e 68 MW da Eletrobras Distribuição Acre, no Acre. Causa: Perda de sincronismo do Acre/Rondônia com o SIN após atuação incorreta da proteção diferencial do conversor no polo 4 do Bipolo 2 (IE Madeira) do sistema de transmissão do complexo do Madeira, que está em teste, devido a envio de sinal espúrio.

Também houve duas ocorrências com interrupção total das cargas do sistema Boa Vista, em Roraima, conforme descrição a seguir.

- **Dia 25 de fevereiro, às 11h42min:** Desligamento automático do setor de 69 kV da SE Boa Vista 230 / 69 kV (Eletronorte). Houve interrupção de **127 MW** da Eletrobras Distribuição Roraima. Causa: Atuação acidental durante serviços de revitalização no sistema de proteção do barramento de 69 kV;
- **Dia 29 de fevereiro, às 11h59min:** Desligamento da LT 230 kV Santa Elena – Boa Vista (Corpoelec e Eletronorte), acarretando perda da interligação Brasil - Venezuela. Houve interrupção de **140 MW** da Eletrobras Distribuição Roraima. Causa: Queimada fora da faixa de servidão da linha.

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

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

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2016	2015
SIN**	0	0											0	5.487
S	606	0											606	1.916
SE/CO	677	722											1.399	7.066
NE	506	0											506	4.688
N-Int	1.695	258											1.953	7.911
<b>TOTAL</b>	<b>3.484</b>	<b>980</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4.464</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											0	2
S	1	0											1	9
SE/CO	3	4											7	24
NE	1	0											1	14
N-Int	1	1											2	32
<b>TOTAL</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11</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

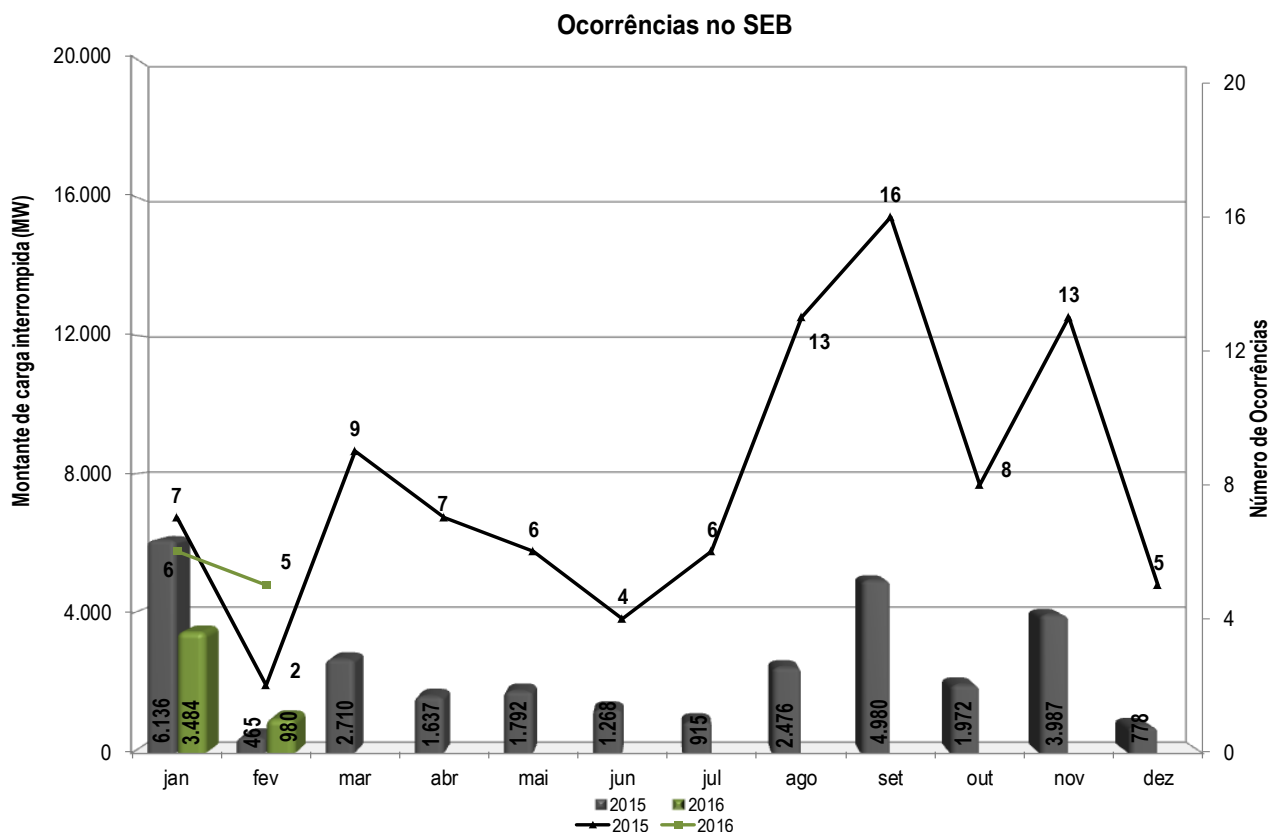


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

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	1,77												1,77	13,71
S	1,31												1,31	11,78
SE	1,31												1,31	9,97
CO	2,40												2,40	15,94
NE	2,27												2,27	15,74
N	3,34												3,34	34,73

Dados contabilizados até janeiro 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	0,85												0,85	10,41
S	0,84												0,84	9,51
SE	0,61												0,61	7,72
CO	1,43												1,43	13,41
NE	0,81												0,81	10,55
N	2,19												2,19	30,52

Dados contabilizados até janeiro 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.

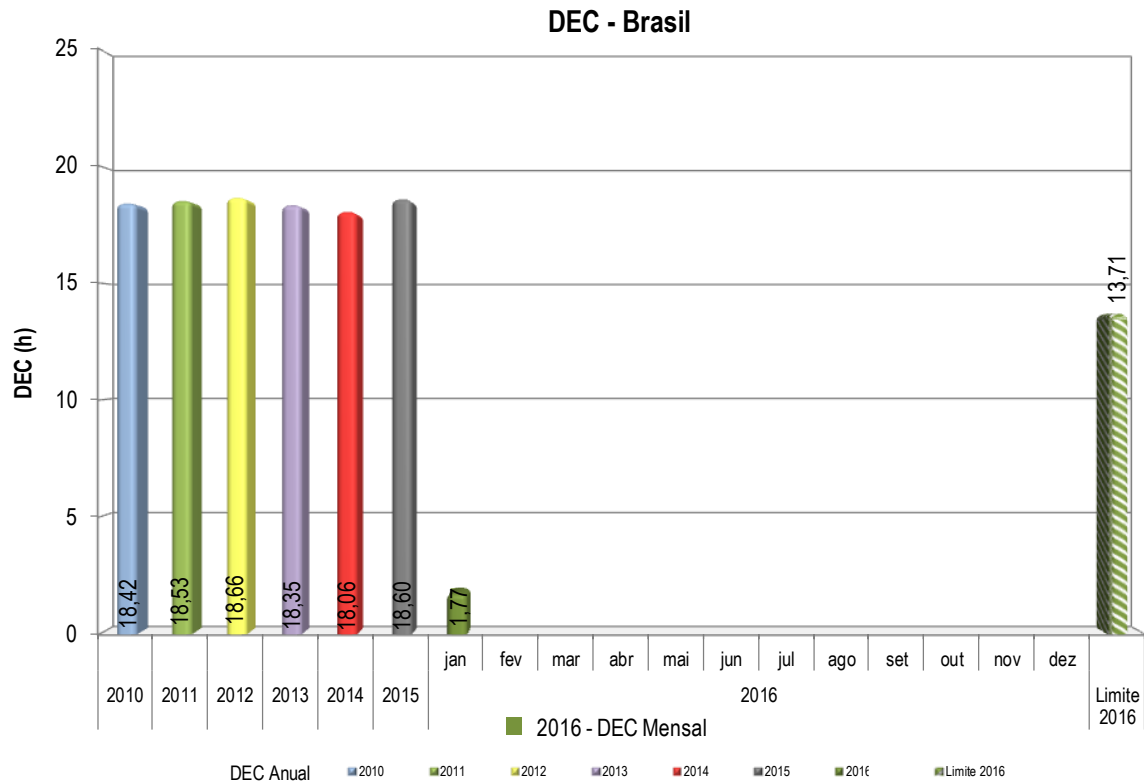


Figura 39. DEC do Brasil.

Dados contabilizados até janeiro de 2016 e sujeitos a alteração pela ANEEL. Os valores anuais de 2010 a 2015 foram revisados após consolidação com ANEEL.  
Fonte dos dados: ANEEL

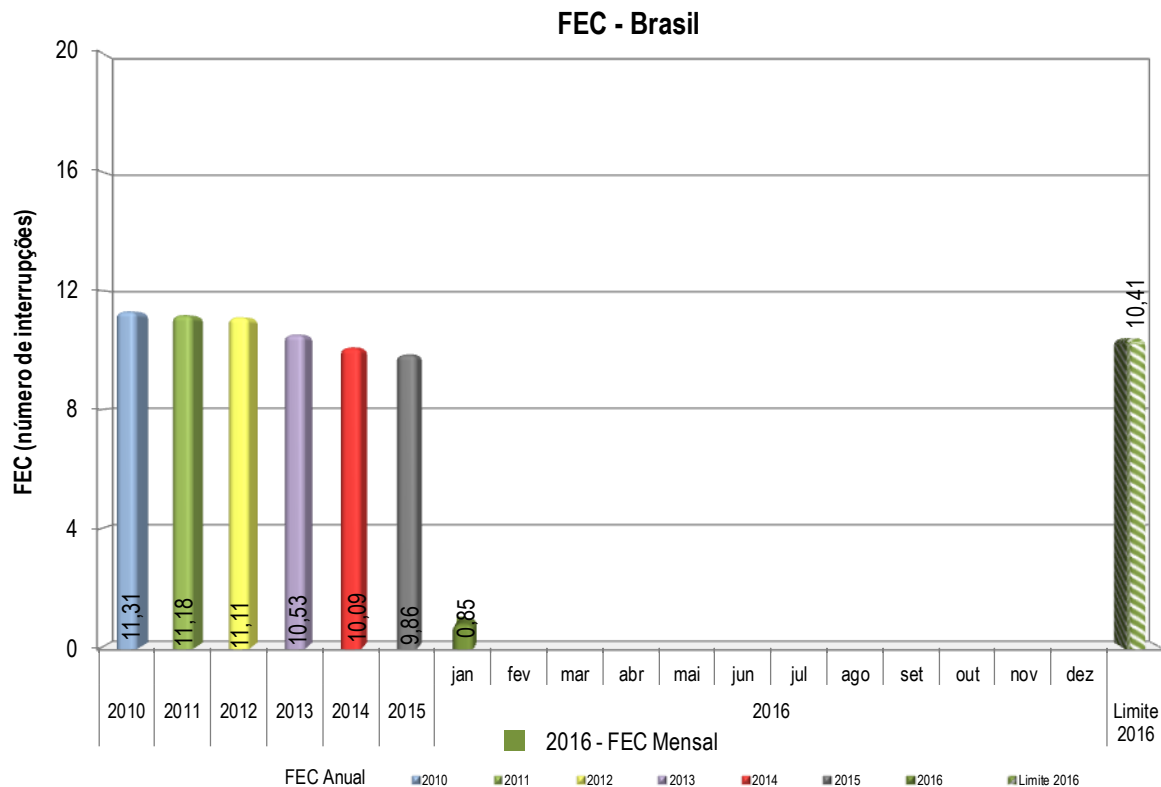


Figura 40. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até janeiro de 2016 e sujeitos a alteração pela ANEEL. Os valores anuais de 2010 a 2015 foram revisados após consolidação com 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	