



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

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

## Janeiro – 2015





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

**Janeiro – 2015**

## **Ministério de Minas e Energia**

### **Ministro**

Carlos Eduardo de Souza Braga

### **Secretário-Executivo**

Márcio Pereira Zimmermann

### **Secretário de Energia Elétrica**

Ildo Wilson Grüdtner

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

Domingos Romeu Andreatta

### **Coordenação Geral de Monitoramento do Desempenho do Sistema Elétrico**

Thiago Pereira Soares

### **Equipe Técnica**

André Grobério Lopes Perim

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Guilherme Silva de Godoi

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

José Brito Trabuco

Esplanada dos Ministérios – Bloco “U” – 6º andar

70.065-900 – Brasília - DF

<http://www.mme.gov.br>

Boletim publicado em: [http://www.mme.gov.br/mme/menu/todas\\_publicacoes.html](http://www.mme.gov.br/mme/menu/todas_publicacoes.html)



## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Precipitação Acumulada – 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.....	16
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	17
7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA** .....	18
7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro .....	18
7.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	19
7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados .....	19
7.4. Geração Eólica .....	20
7.5. Energia de Reserva .....	21
7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física .....	23
8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO .....	26
8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração .....	26
8.2. Previsão da Expansão da Geração.....	27
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.....	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.....	29
10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação.....	30
10.2. Despacho Térmico.....	30
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
GLOSSÁRIO.....	35



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/11/2014 a 30/11/2014 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/11 a 29/11/2014* 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-Interligado.....	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.....	14
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	15
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.....	15
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.....	16
Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.....	17
Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.....	18
Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.....	20
Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	20
Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.....	21
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.....	22
Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.....	22
Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).....	23
Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.....	23
Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.....	24
Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.....	24
Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.....	25
Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.....	25
Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.....	26
Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	30
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.....	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. ....	16
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB. ....	17
Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	19
Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados. ....	19
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração. ....	27
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 SEB devido a ocorrências. ....	33
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências. ....	33
Tabela 19. Evolução do DEC em 2014. ....	34
Tabela 20. Evolução do FEC em 2014.....	34





## 1. INTRODUÇÃO

Seguindo tendência do mês anterior, em janeiro de 2015 observou-se um amplo predomínio de anomalias negativas de chuva sobre a maior parte do Brasil. Os valores de aflúências brutas a todos os subsistemas foram inferiores à média de longo termo - MLT, com exceção do Sul. Nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, as aflúências foram as piores para janeiro do histórico de 83 anos e o Norte registrou o oitavo pior valor. No mês, foram verificados 16.282 MW médios de geração térmica programada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS considerando todas as razões de despacho, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de dezembro de 2014 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: -2,6 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, +2,0 p.p. no Sul, -1,3 p.p. no Nordeste e +1,3 p.p. no Norte.

No dia 07 de janeiro de 2015, foi realizada a 151ª reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, os empreendedores dos lotes ‘A’ do leilão 001/2010, ‘J’ do leilão 004/2011 e ‘H’ do leilão 001/2013 apresentaram, por solicitação do Comitê, a situação das obras das linhas de transmissão e instalações associadas referentes, respectivamente, às LTs 500 kV Araraquara 2 – Taubaté, Taubaté – Nova Iguaçu e Tucuruí II – Itacaiúnas – Colinas. Visando reduzir os atrasos das obras de empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica, fundamentais para a expansão do Sistema Interligado Nacional e pleno atendimento da carga, foi proposta a criação de metas e planos de ação com essa finalidade.

Entraram em operação comercial no mês 429,3 MW de capacidade instalada de geração, 32,0 km de linhas de transmissão e 1.744,0 MVA de transformação na Rede Básica.

No mês de janeiro de 2015, a capacidade própria instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 134.008 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2014, houve expansão de 3.277 MW de geração de fontes hidráulicas, de 1.429 MW de fontes térmicas e de 2.729 MW de geração eólica.

No mês de dezembro de 2014, a geração hidráulica correspondeu a 67,9% do total gerado no Brasil, 0,5 p.p. acima ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica, que é tipicamente sazonal, teve variação de 0,2 p.p. entre um mês e outro (2,9% em novembro e 3,1% em dezembro de 2014). Além disso, a participação de usinas térmicas na produção de energia elétrica, em termos globais, foi reduzida em 0,7 p.p., com variações por combustível entre -0,5 p.p. (biomassa) e +0,4 p.p. (gás).

O fator de capacidade médio da geração eólica da região Sul, no mês de dezembro de 2014, diminuiu 1,3 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 23,9%. Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Nordeste reduziu 0,9 p.p. em relação a novembro de 2014, e alcançou 41,4%. No acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior, houve avanço de 3,7 p.p. no fator de capacidade na região Nordeste, enquanto que na região Sul o fator de capacidade das usinas reduziu cerca de 0,5 p.p.

Com relação ao mercado consumidor em 2014, o consumo total, no acumulado do ano, considerando as perdas, cresceu 2,6% em relação ao mesmo período anterior. Por sua vez, no mês de dezembro de 2014, foi verificado crescimento de 2,0% em relação a dezembro de 2013. Houve expansão de 3,1% na quantidade de unidades consumidoras residenciais de dezembro de 2014 em relação ao mesmo mês de 2013.

\* As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 31 de janeiro de 2015, 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-Interligado é composto pelos estados do Pará, Tocantins e Maranhão.



## 2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

O mês de janeiro foi caracterizado pela atuação de uma massa de ar quente e seca nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste nos primeiros 20 dias, associada a um sistema de alta pressão que impediu o avanço das frentes frias para essas regiões. Na região Sul, a atuação de áreas de instabilidade e a passagem de frentes frias ocasionaram anomalia positiva de precipitação nas bacias dos rios Jacuí, Uruguai e Iguazu nesse período. A partir do dia 21, as bacias dos rios Tietê, Grande, Paranaíba e São Francisco voltaram a apresentar precipitação devido à passagem de dois sistemas frontais que avançaram pela região Sudeste. Na bacia do rio Tocantins, permaneceram as pancadas de chuva.

Ao término do mês foram observados totais de precipitação significativamente abaixo da média climatológica em praticamente todas as bacias hidrográficas de interesse para geração de energia hidrelétrica do Brasil, com exceção das bacias dos rios Uruguai e Jacuí. Destaca-se que no mês de janeiro choveu apenas 25% do esperado para o mês na bacia do rio São Francisco, 30% na bacia do rio Paranaíba, 35% na bacia do rio Grande e 45% na bacia do rio Tocantins, aproximadamente.

As temperaturas mínimas do mês variaram entre normal e acima da normal em praticamente todo o país, com destaque para a região Sudeste e Sul, com anomalias positivas de até 3°C. As temperaturas máximas do mês de janeiro estiveram acima da média climatológica principalmente nas regiões Sudeste e Nordeste, com anomalias positivas de até 5°C.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 38 %MLT – 21.438 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (pior valor\*), 215 %MLT – 15.652 MW médios no Sul (6º melhor valor\*), 26 %MLT – 3.682 MW médios no Nordeste (pior valor\*) e 60 %MLT – 6.026 MW médios no Norte-Interligado (8º pior valor\*).

Ressalta-se que, apesar de ter ocorrido ENA bruta de 215 %MLT no subsistema Sul, foi armazenável apenas 185 %MLT.

\* considerando um histórico de aflúncias para o mês em 83 anos (1931 a 2013).

### 2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

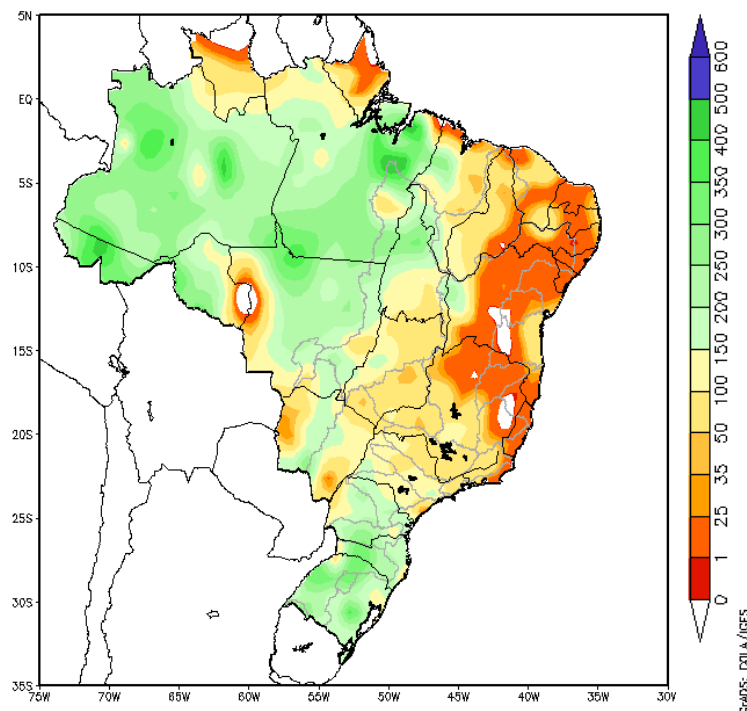


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/01/2015 a 30/01/2015 – Brasil.

Fonte: ONS





## 2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

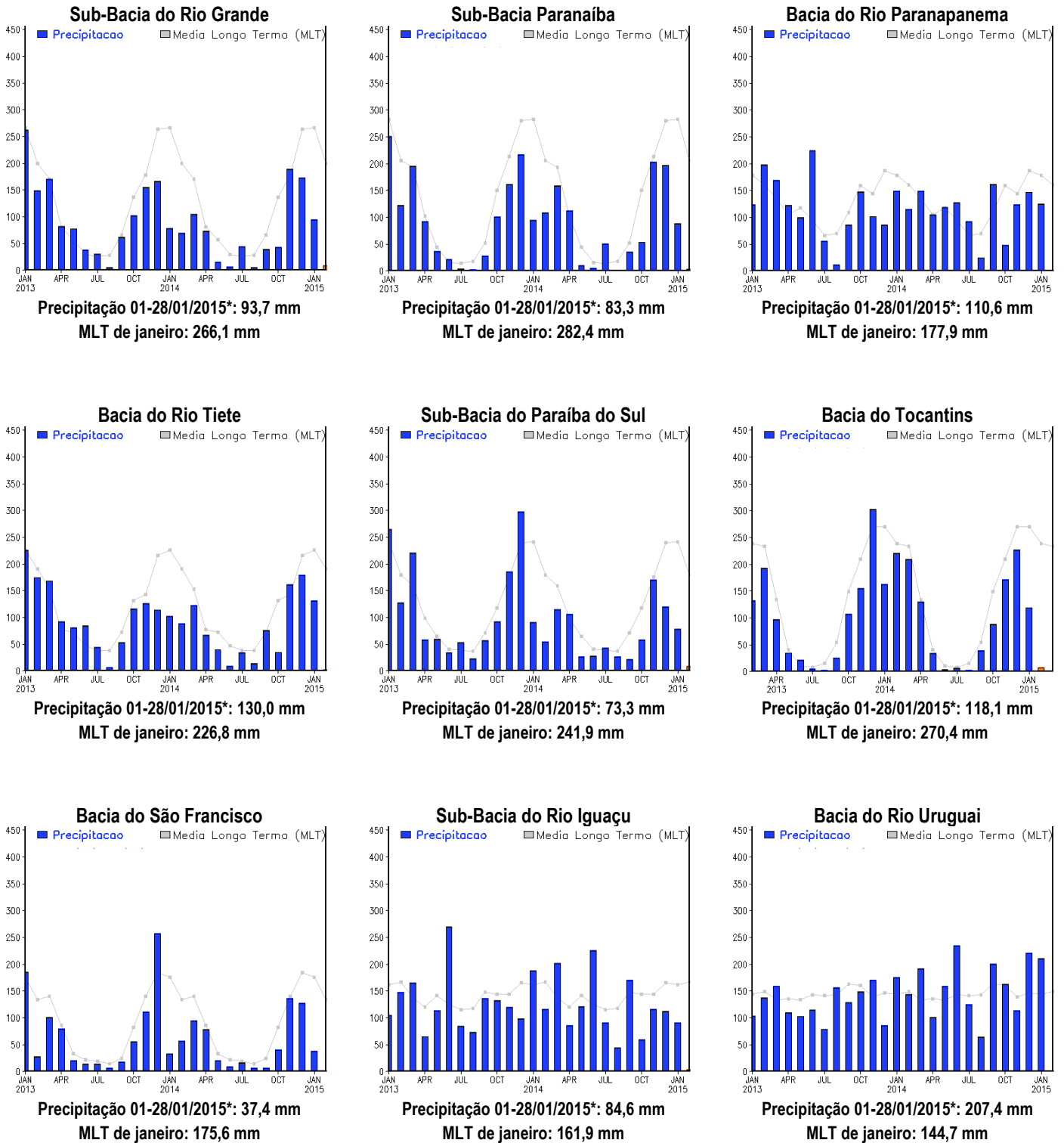


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/01 a 28/01/2015 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

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



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

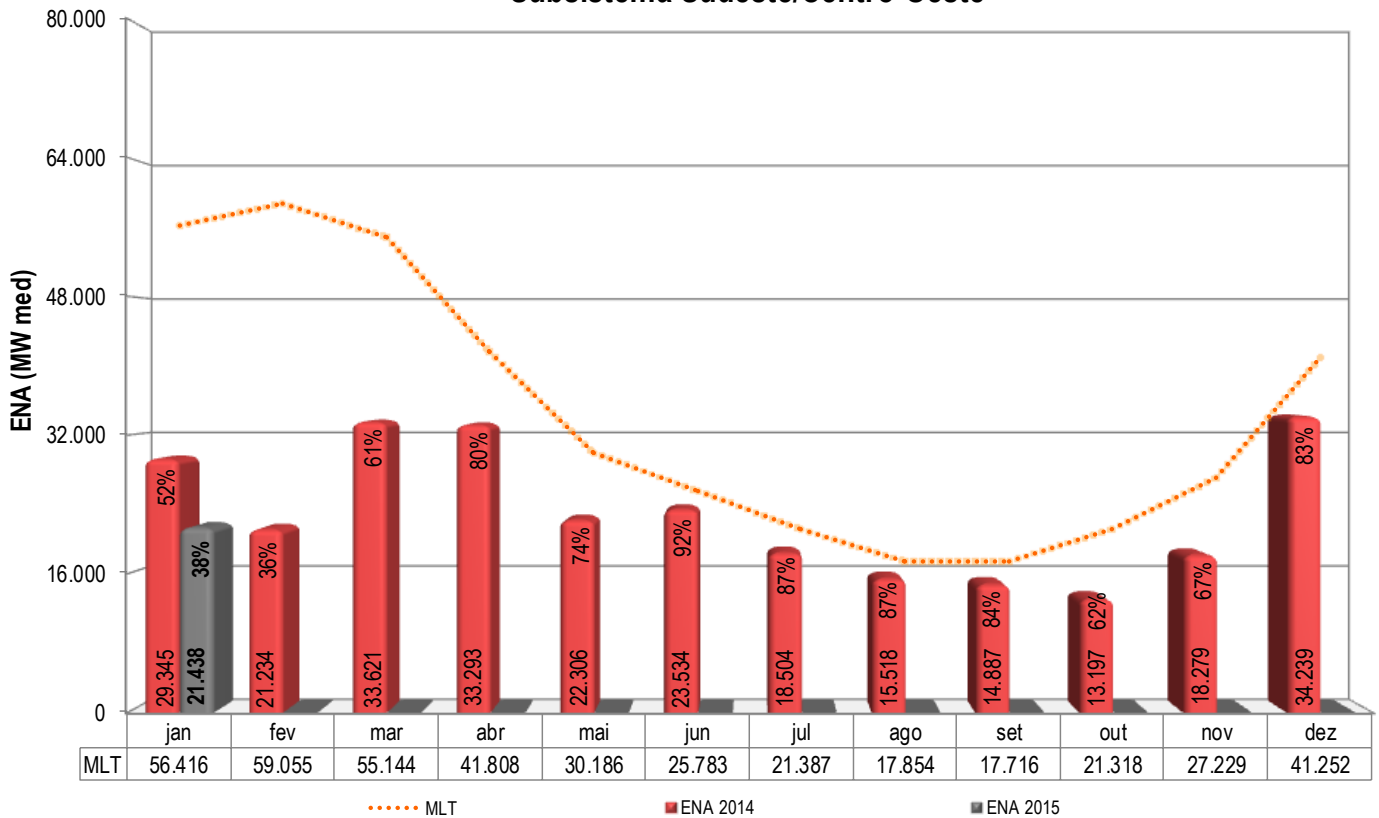


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Sul

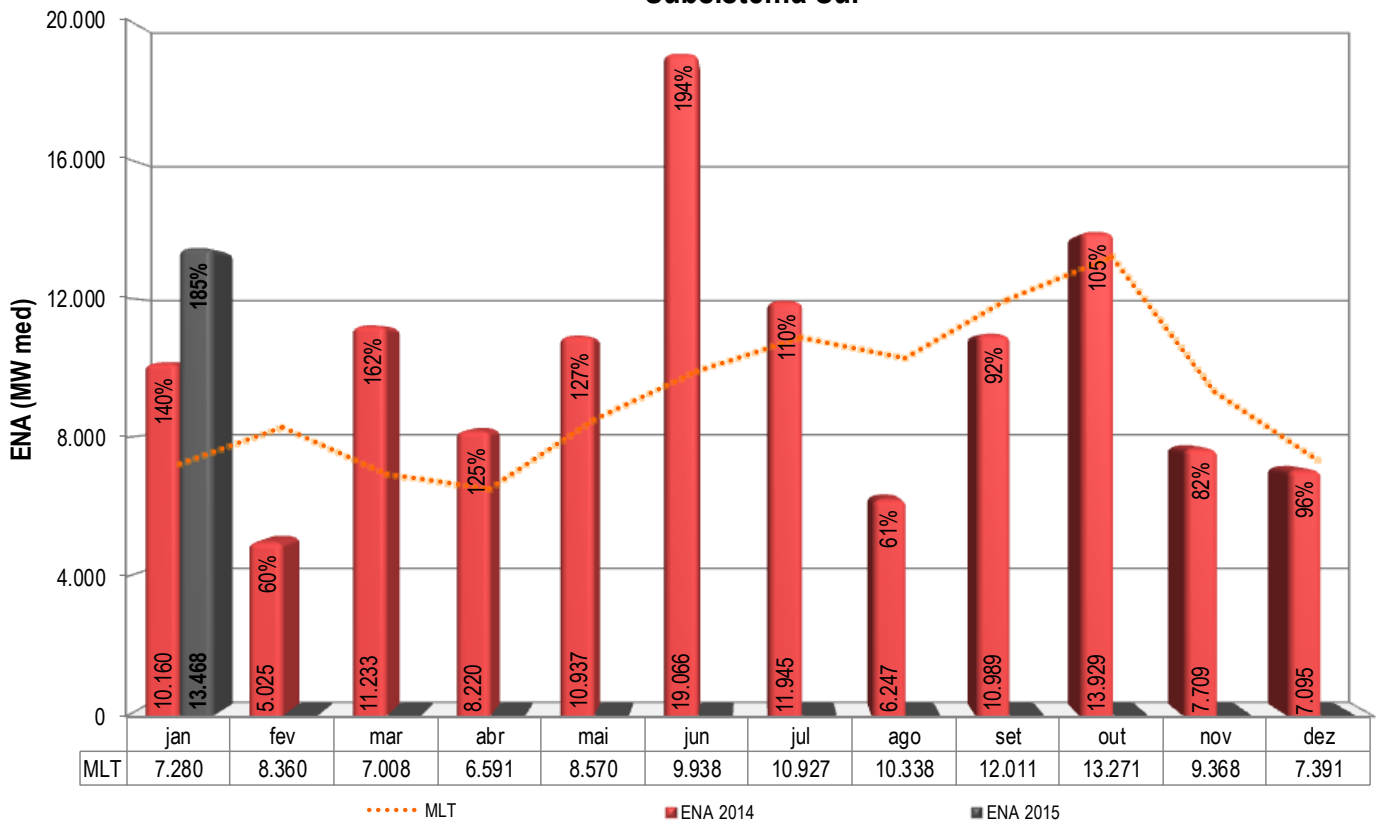


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

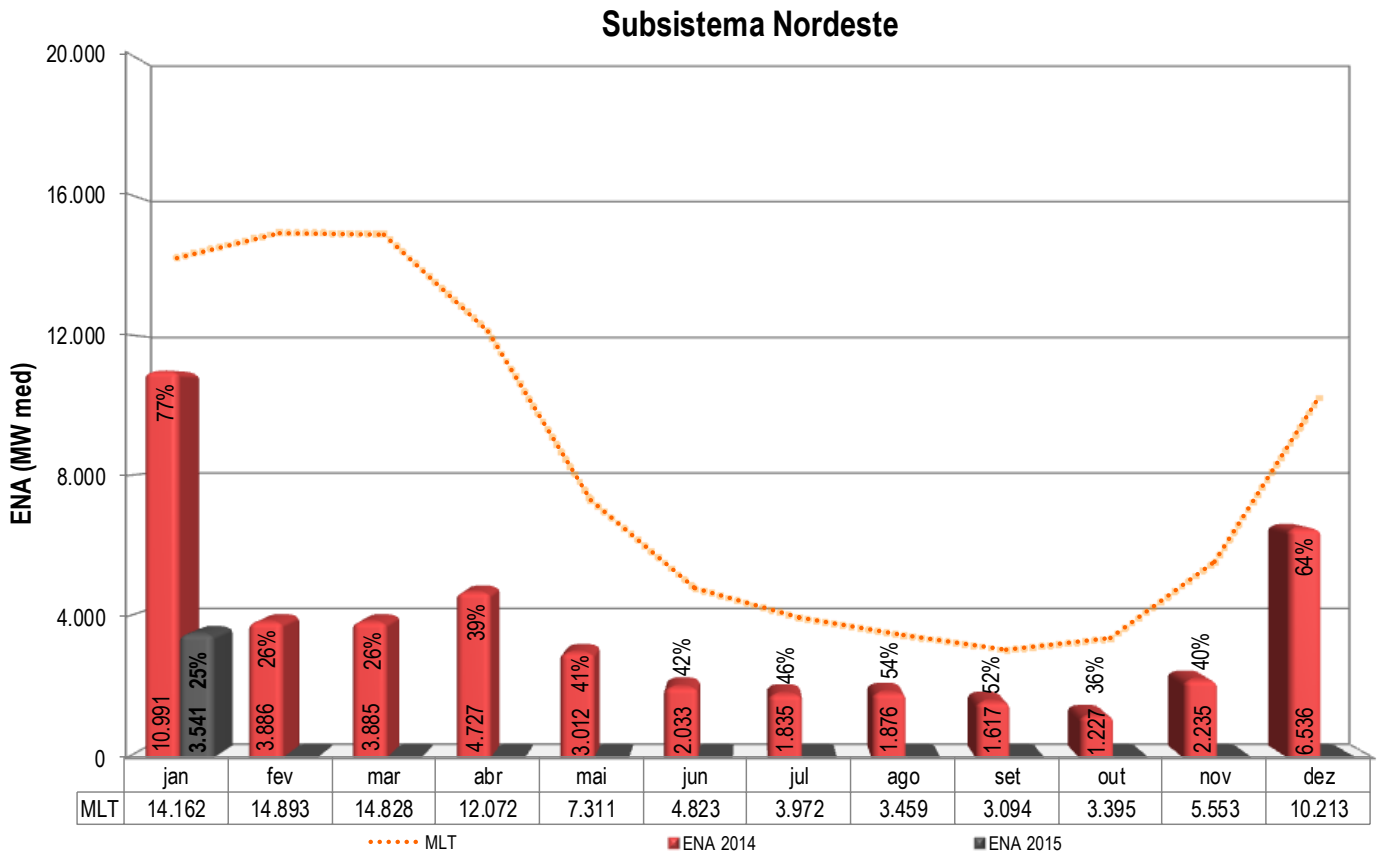


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

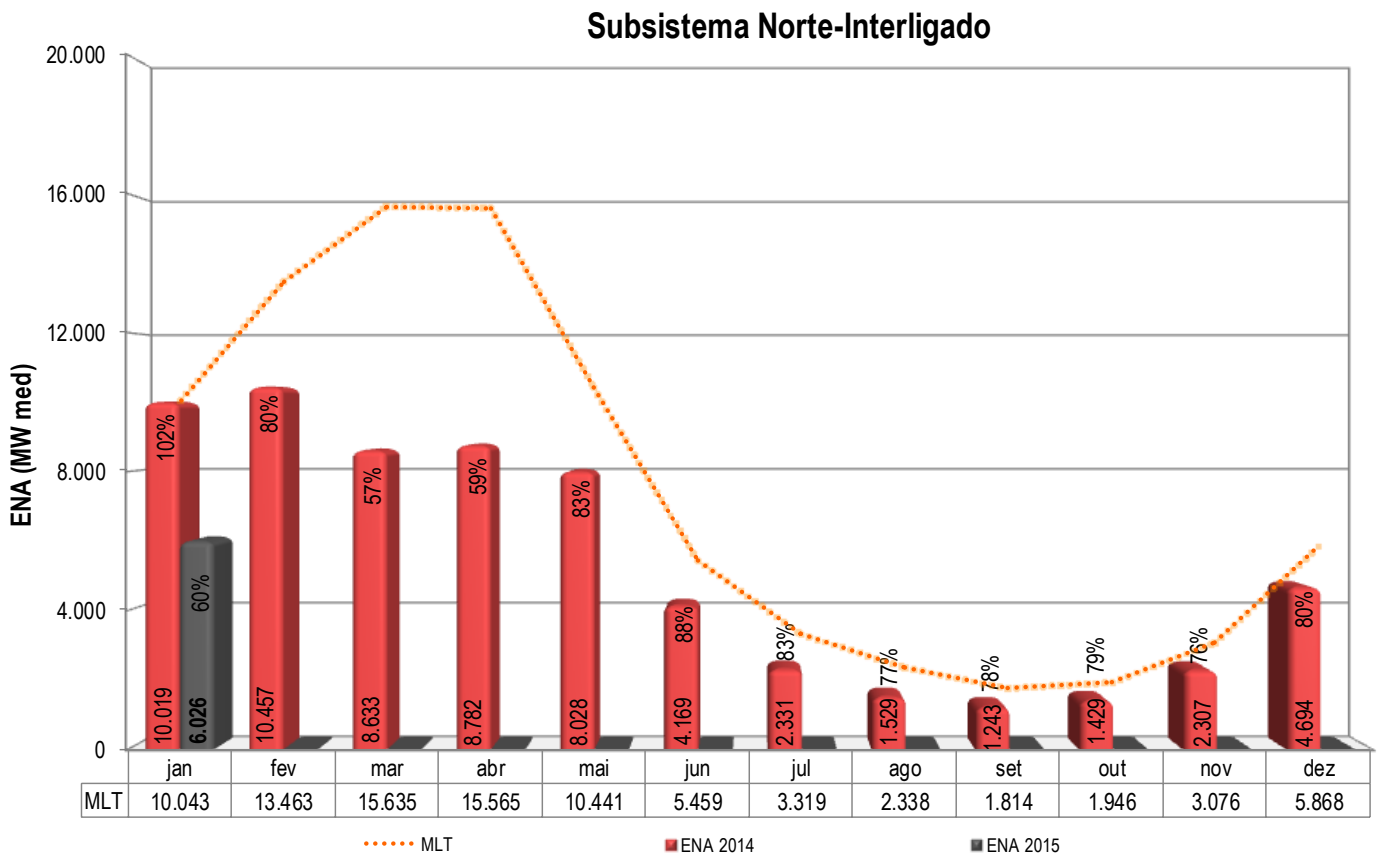


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



## 2.4. Energia Armazenada

Em janeiro de 2015 houve pequena elevação nos níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste e redução nos subsistemas Sul e Norte. Houve contribuição de aproximadamente 16.282 MWmédios de produção térmica no mês, valor cerca de 396 MWmédios abaixo do verificado no mês anterior.

Houve uma redução do armazenamento equivalente em 2,6 p.p. no subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o mês de janeiro, atingindo 16,8 %EAR, valor 23,5 p.p. inferior ao verificado no final de janeiro de 2014 (40,3 %EAR), e 14,6 p.p. inferiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (31,4%EAR). As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram dimensionadas em função da evolução das condições eletroenergéticas de seu reservatório, sendo exploradas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste.

Na região Sul, a geração das usinas foi maximizada em todos os períodos de carga durante a maior parte do mês, sendo seus excedentes energéticos transferidos para a região Sudeste/Centro-Oeste, respeitando-se os limites elétricos vigentes na interligação Sul - Sudeste/Centro-Oeste. Nesse contexto, houve um replecionamento do reservatório equivalente em 2,0 p.p em comparação com dezembro de 2014, atingindo 59,4 %EAR ao final do mês, valor cerca de 1,8 p.p. superior ao armazenamento do final do mês de janeiro de 2014 (57,6 %EAR).

No subsistema Nordeste houve deplecionamento em 1,3 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 16,4 %EAR ao final do mês de janeiro, valor 26,2 p.p. inferior ao verificado ao final de janeiro de 2014 (42,6 %EAR) e 25,0 p.p. inferiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (41,4 %EAR). Foi mantida a geração hidráulica em valores mínimos, sendo a geração térmica e eólica locais e o recebimento de energia da ordem de 881 MWmédios responsáveis pelo fechamento do balanço energético do subsistema. Em função das condições de armazenamento desfavoráveis e afluência média verificada de 145 m<sup>3</sup>/s, a defluência mínima da UHE Três Marias foi mantida em 120 m<sup>3</sup>/s. Em janeiro, foi verificada afluência média à UHE Sobradinho de 1.010 m<sup>3</sup>/s, iniciando em 1.800 m<sup>3</sup>/s ao longo do mês, com recessão e atingindo 490 m<sup>3</sup>/s ao término do mês.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 34,7 %EAR ao final do mês de janeiro, apresentando replecionamento em 1,3 p.p em comparação ao mês anterior, e cerca de 26,1 p.p. inferiores em relação ao armazenamento do final de janeiro de 2014 (60,8 %EAR). Em janeiro, a geração da UHE Tucuruí inicialmente foi maximizada em todos os períodos de carga, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes nas interligações entre as regiões Norte, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. A partir de meados do mês, a geração na UHE Tucuruí passou a ser dimensionada em função da evolução das condições hidroenergéticas de seu reservatório e do nível mínimo para operação das unidades geradoras da Fase 2, sendo suas disponibilidades energéticas exploradas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se as mesmas condições operativas do início do mês.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações percentuais de energia armazenada em comparação ao final de dezembro de 2014 referem-se ao replecionamento de 4,5 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 32,1% v.u.) e ao deplecionamento de 4,0 p.p. na UHE Furnas (atingindo 9,5% v.u.) e de 3,6 p.p. na UHE Emborcação (atingindo 12,9% v.u.). Por sua vez, ao final do mês de janeiro, UHE Ilha Solteira encontrava-se com armazenamento de cerca de 27,1% v.u., referenciado ao seu volume útil máximo, considerando operação individual, o que corresponde a um deplecionamento de 11,0 p.p. em relação ao armazenamento verificado em dezembro de 2014.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final do Mês (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% da Capacidade Total
Sudeste/Centro-Oeste	16,8	205.002	70,3
Sul	59,4	19.873	6,8
Nordeste	16,4	51.859	17,8
Norte	34,7	14.812	5,1
<b>TOTAL</b>		<b>291.546</b>	<b>100,0</b>

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

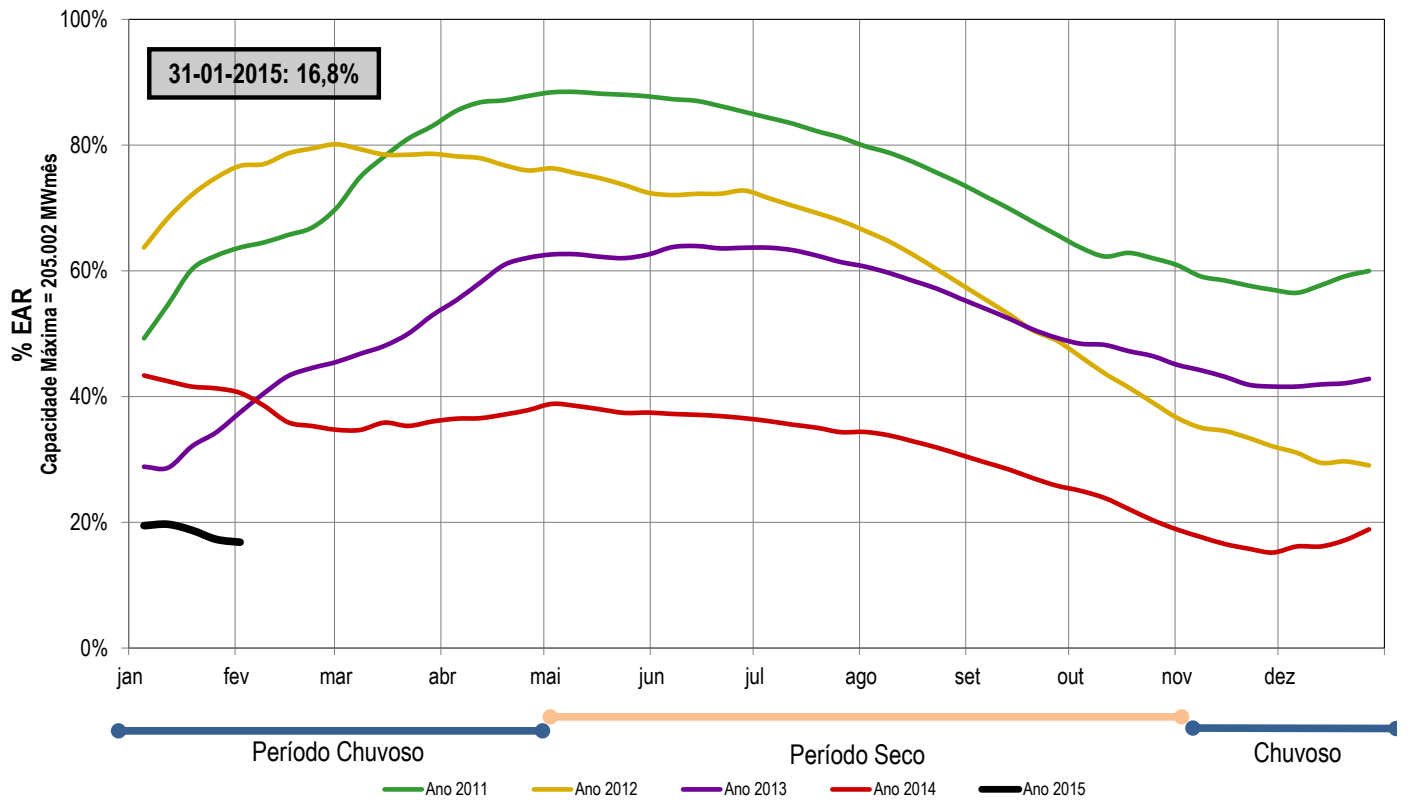


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Sul

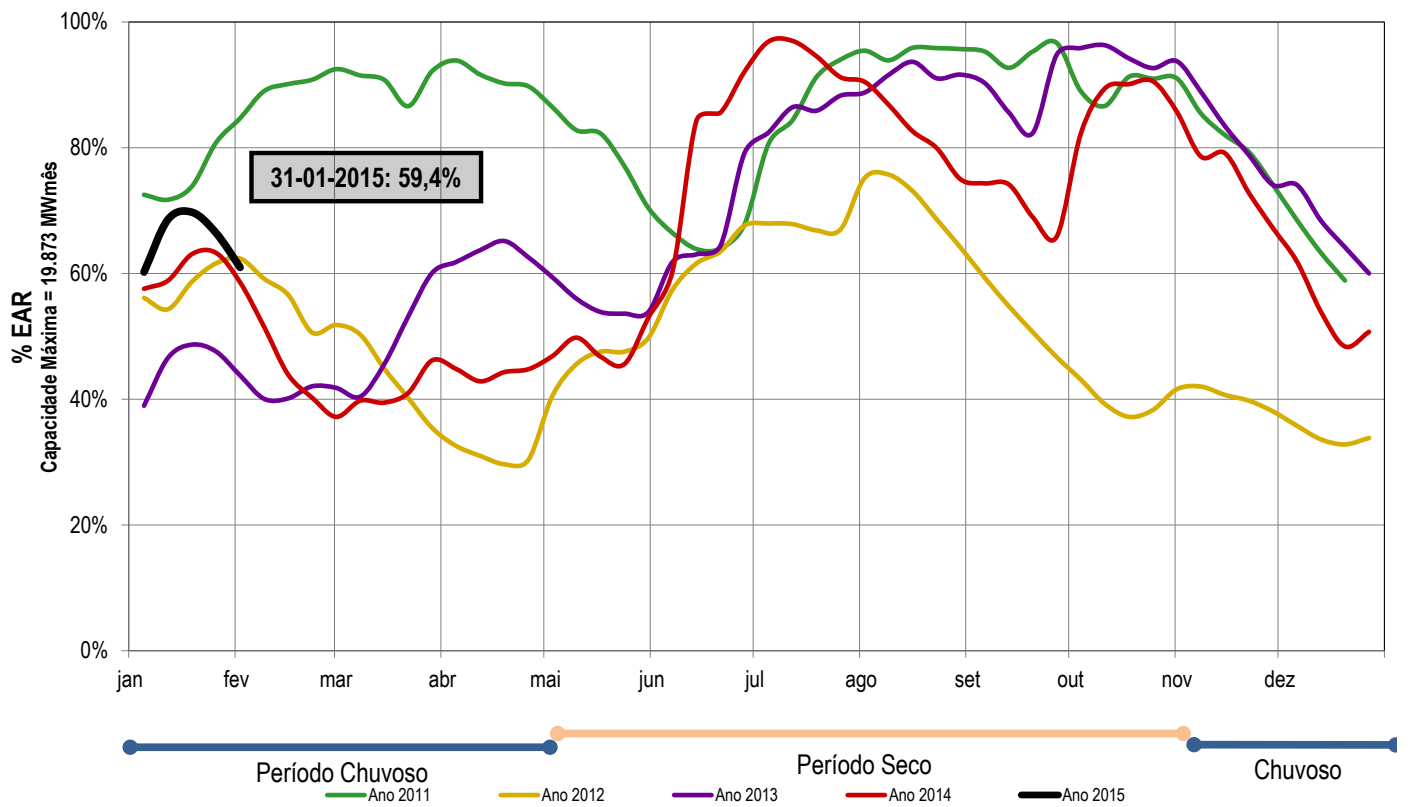


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Nordeste

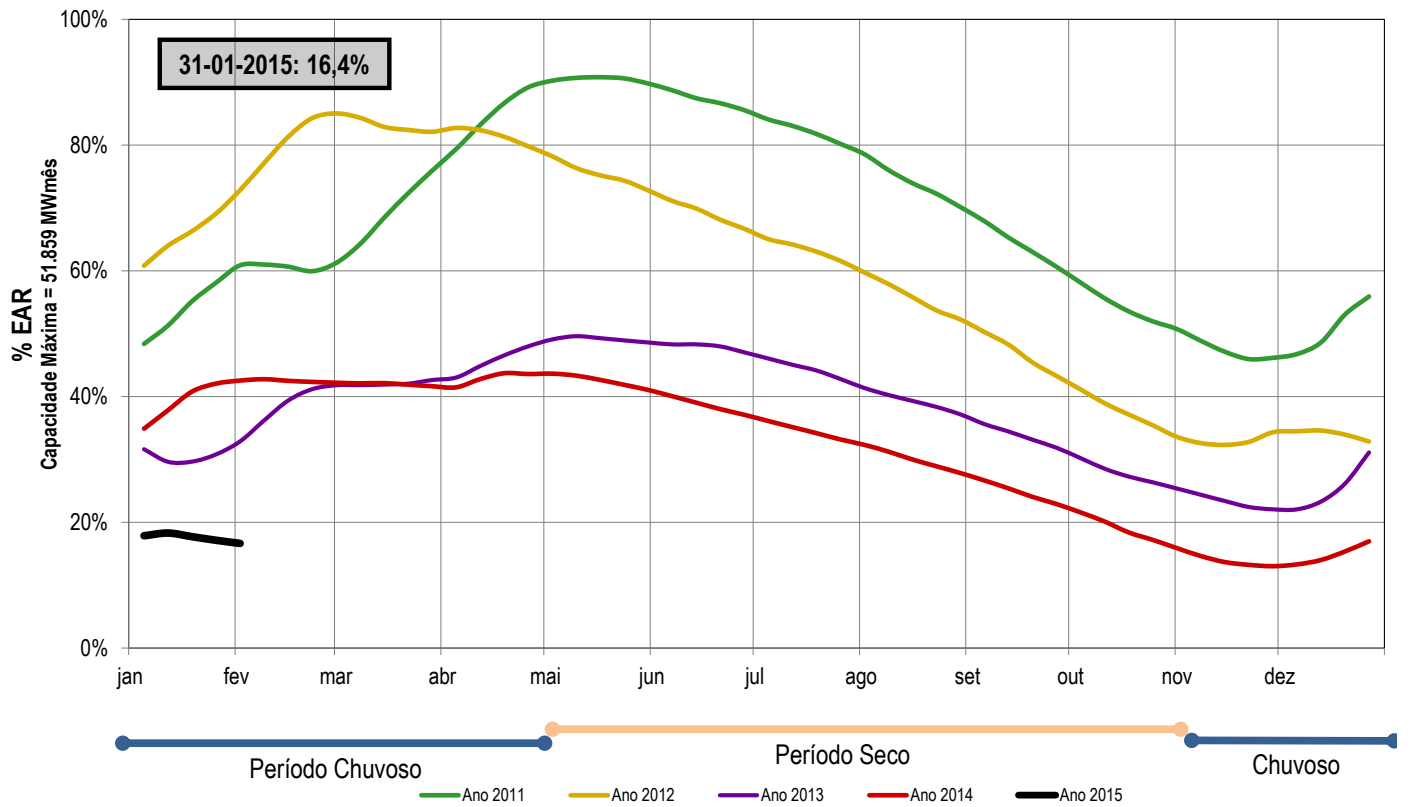


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

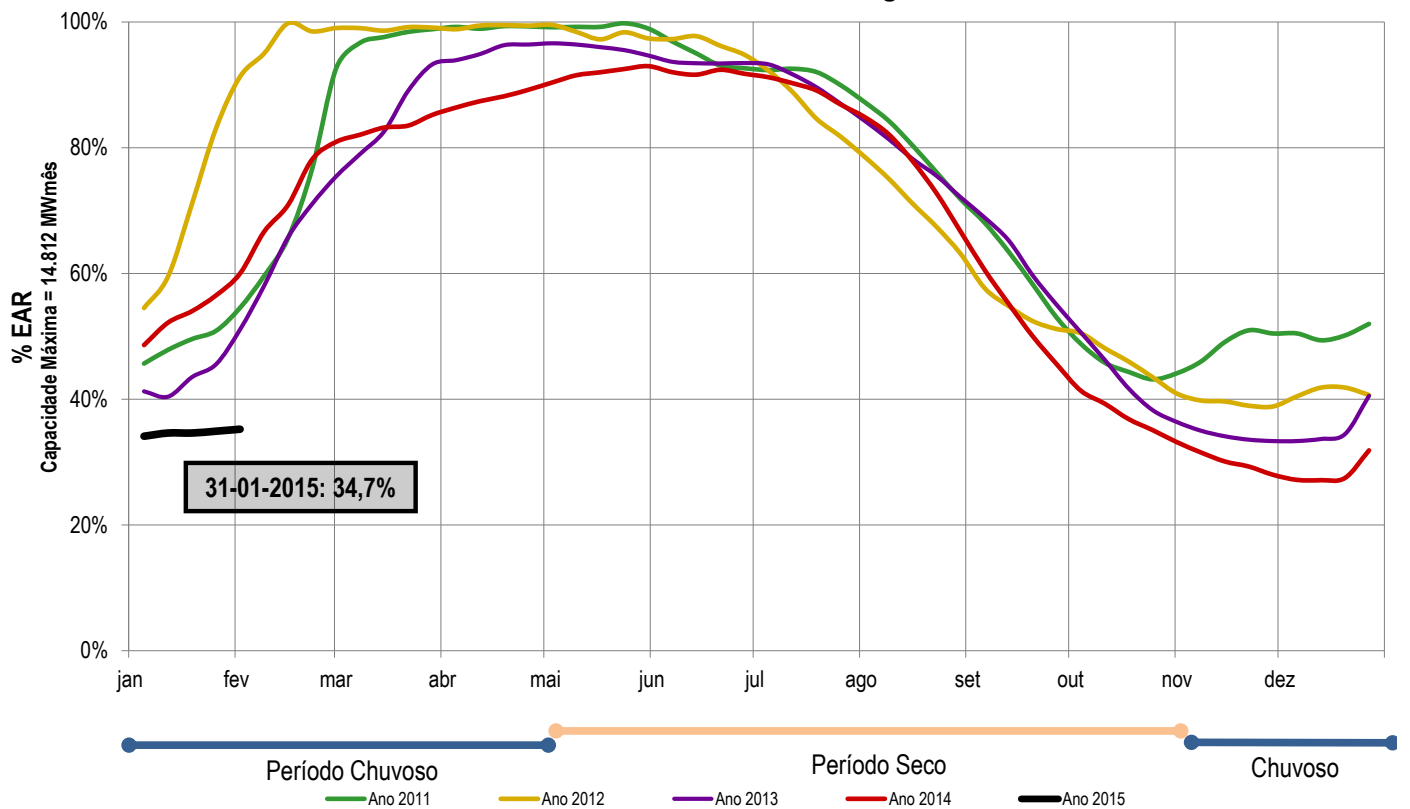


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS





### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Do subsistema Norte-Interligado, houve exportação de energia de cerca de 2.496 MWmédios para complementação do balanço energético dos demais subsistemas. Na média mensal, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste recebeu excedentes do subsistema Norte em 1.615 MWmédios.

O subsistema Nordeste também permaneceu receptor, aumentando sua importação de 339 MWmédios em dezembro para 881 MWmédios em janeiro. Ressalta-se que a geração hidráulica no subsistema Nordeste continuou nos valores mínimos operativos para minimizar os desestocques e possivelmente aumentar as taxas de replecionamento dos reservatórios da região.

No complexo do Rio Madeira, em dezembro, a UHE Jirau gerou cerca de 1.337 MWmédios e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 1.436 MWmédios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. No período foram escoados cerca de 2.568 MWmédios pelo primeiro bipolo em corrente contínua, com média diária máxima no mês de 3.020 MWmédios, no dia 17 de janeiro de 2015.

Além disso, a região metropolitana de Manaus importou cerca de 69 MWmédios do SIN no mês de janeiro, através da interligação Tucuruí-Manaus. No dia 30 de janeiro de 2015, foi registrado o maior valor diário de importação pela interligação Tucuruí-Manaus no mês, 204 MWmédios.

A importação da Venezuela para suprimento ao estado de Roraima foi de 98 MWmédios, da mesma ordem verificada no mês anterior.

No mês de janeiro, houve intercâmbio internacional emergencial com a Argentina no valor de 7 MWmédios.



Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB**	200
②	EXPN	4.550
	RECN	(Carga do Norte - Geração de 5 UGs de Tucuruí)
③	EXPNE	4.000
	RNE	4.200
④	(FNS + FSENE)	5.100
	EXPSE	4.300
⑤	RSUL	7.500
	FSUL	5.740
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 janeiro 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 dezembro de 2014, o consumo de energia elétrica atingiu 49.325 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, registrando crescimento de 2,0% em comparação ao verificado no mês anterior e ao consumo de dezembro de 2013. Desconsiderando as perdas, o crescimento anual registrado foi de 2,2%, sendo esta a menor taxa observada desde 2009, quando houve retração do consumo total em decorrência da crise econômica global instaurada no final de 2008. O resultado verificado para o ano 2014 foi impactado principalmente pela retração do consumo industrial, conforme descrito abaixo.

No ano 2014 (janeiro a dezembro), o consumo residencial registrou crescimento de 5,7% em relação ao acumulado no ano anterior e avançou 4,0% em dezembro de 2014 em comparação ao mesmo mês de 2013. Em termos do número de unidades consumidoras residenciais, houve crescimento de 3,1%. Em termos percentuais, a expansão mais expressiva desses consumidores foi na região Norte do país, onde estão sendo desenvolvidos programas pelas principais concessionárias de distribuição visando à regularização das ligações. Nessa região, o consumo residencial registrou crescimento de 11,5%, com destaque para o estado do Pará, onde o aumento foi de 15,8%.

Por sua vez, o consumo da classe comercial registrou crescimento de 7,3% no acumulado de 12 meses e 3,8% em relação a dezembro de 2013. Na região Sul, a expansão do consumo dessa classe em 8,8% foi resultado, dentre outros fatores, dos efeitos das temperaturas relativamente mais elevadas, e conseqüente utilização de aparelhos condicionadores de ar.

Seguindo tendência dos meses anteriores, o consumo industrial fechou o ano com retração de 5,5%, em relação a dezembro de 2013, sendo os segmentos metalúrgico e automobilístico os mais afetados. A indústria metalúrgica registrou queda de 21,1% no consumo, reflexo da diminuição de 13,4% na produção de laminados e de 1% em aço bruto. No setor automobilístico, por sua vez, houve recuo de 8,9% do consumo, acompanhando a queda verificada de 11,8% na produção de veículos. Dessa forma, com exceção do Sul, onde o consumo se manteve estável, o consumo industrial de energia elétrica recuou em todas as regiões: 3,5% no Norte, 5,7% no Nordeste, 7,5% no Sudeste e 6,1% no Centro-Oeste.

Por fim, o consumo de energia da classe rural aumentou 8,5% em comparação ao mesmo mês em 2013 e acumula em 12 meses crescimento de 10,1% em relação ao mesmo período anterior.

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



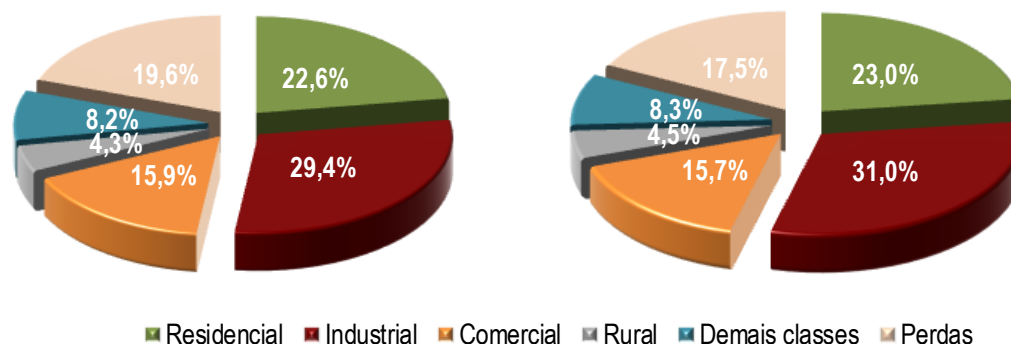
**Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.**

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Dez/14 GWh	Evolução mensal (Dez/14/Nov/14)	Evolução anual (Dez/14/Dez/13)	Jan/13-Dez/13 (GWh)	Jan/14-Dez/14 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	11.136	-2,1%	4,0%	124.896	132.049	5,7%
<b>Industrial</b>	14.483	-4,1%	-5,5%	184.684	178.055	-3,6%
<b>Comercial</b>	7.859	-1,2%	3,8%	83.704	89.819	7,3%
<b>Rural</b>	2.143	-5,0%	8,5%	23.455	25.825	10,1%
<b>Demais classes *</b>	4.051	-1,8%	1,8%	46.383	47.647	2,7%
<b>Perdas</b>	9.652	27,8%	9,7%	96.374	100.504	4,3%
<b>Total</b>	<b>49.325</b>	<b>2,0%</b>	<b>2,0%</b>	<b>559.496</b>	<b>573.899</b>	<b>2,6%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.  
Dados contabilizados até dezembro de 2014.

Fonte dos dados: EPE

**Consumo de Energia Elétrica em Dez/2014      Consumo de Energia Elétrica em 12 meses**



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

Dados contabilizados até dezembro de 2014.

Fonte dos dados: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Dez/14 kWh/NU	Evolução mensal (Dez/14/Nov/14)	Evolução anual (Dez/14/Dez/13)	Jan/13-Dez/13 (kWh/NU)	Jan/14-Dez/14 (kWh/NU)	Evolução
<b>Consumo médio residencial</b>	169	-2,3%	0,9%	163	167	2,5%
<b>Consumo médio industrial</b>	25.275	-3,0%	-3,6%	26.332	25.894	-1,7%
<b>Consumo médio comercial</b>	1.415	-1,4%	1,7%	1.281	1.347	5,2%
<b>Consumo médio rural</b>	501	-5,2%	6,6%	465	504	8,2%
<b>Consumo médio demais classes*</b>	5.446	-1,7%	-0,6%	5.320	5.338	0,3%
<b>Consumo médio total</b>	515	-3,0%	-2,6%	516	512	-0,7%

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras.  
Dados contabilizados até dezembro de 2014.

Fonte dos dados: EPE



## 4.2. Unidades Consumidoras

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

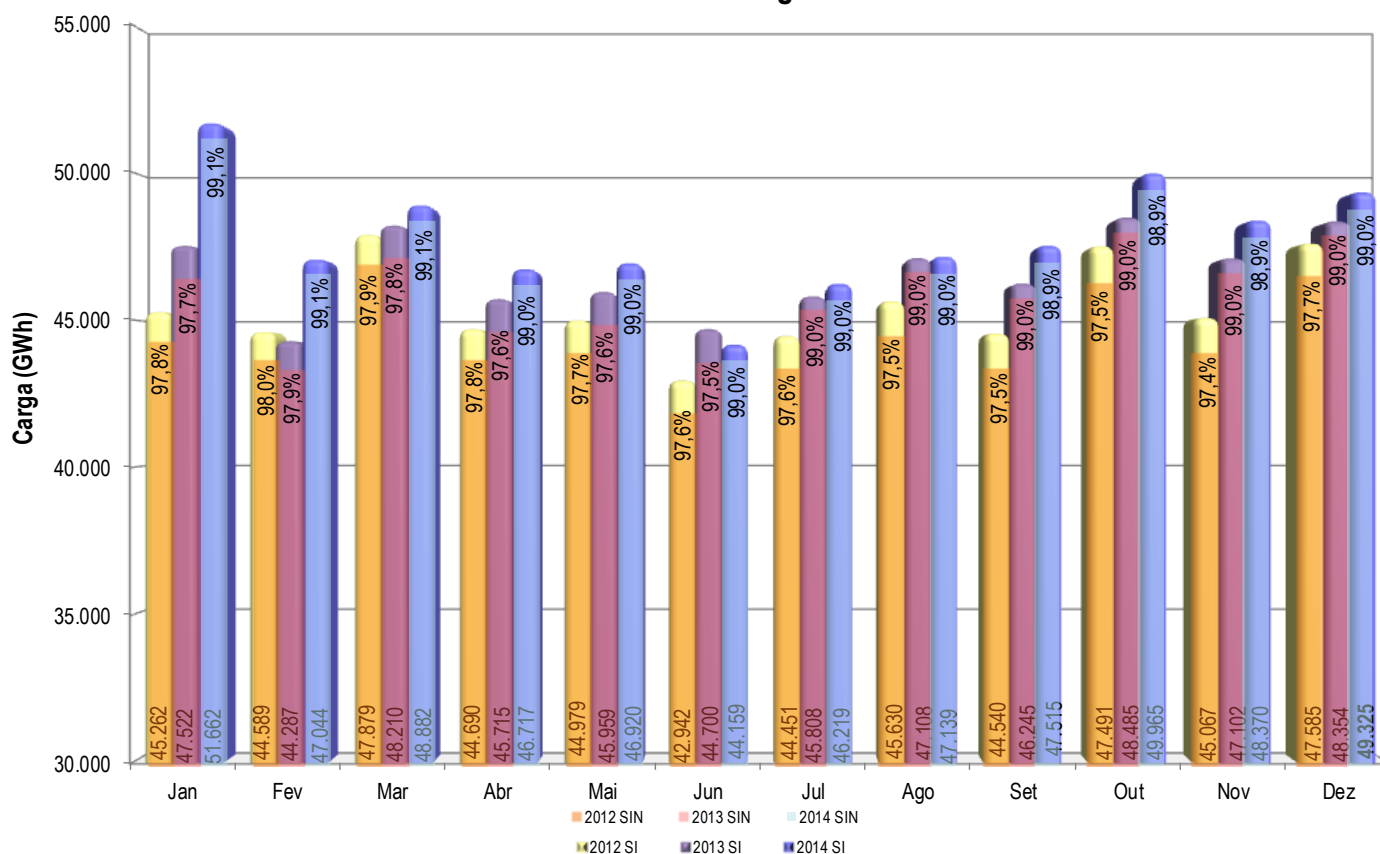
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Dez/13	Dez/14	
Residencial (NUCR)	63.862.330	65.863.112	3,1%
Industrial (NUCI)	584.468	573.018	-2,0%
Comercial (NUCC)	5.444.648	5.555.637	2,0%
Rural (NUCR)	4.200.019	4.273.173	1,7%
Demais classes*	726.606	743.876	2,4%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>74.818.071</b>	<b>77.008.816</b>	<b>2,9%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até dezembro de 2014.

Fonte dos dados: EPE

## 4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil \*

### Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até dezembro de 2014.

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

Devido à ocorrência de elevadas temperaturas no mês de janeiro de 2015 e à intensa utilização de equipamentos de climatização, houve uma série de superações de recordes de demandas máximas nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, registradas todas no período da tarde.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste ocorreram três superações de recorde, na seguinte sequência: no dia 13 com 51.295 MW, no dia 19 com 51.595 MW e no dia 21 com 51.894 MW, superando em 633 MW (1,2%) o recorde anterior ao mês.

No subsistema Nordeste ocorreram três superações de recorde, na seguinte sequência: no dia 13 com 11.950 MW, no dia 14 com 11.999 MW e no dia 19 com 12.166 MW, superando em 327 MW (2,8%) o recorde anterior ao mês.

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>51.894</b> 21/01/2015 - 14h32	<b>17.021</b> 13/01/2015 - 14h38	<b>12.166</b> 19/01/2015 - 15h34	<b>5.951</b> 30/01/2015 - 15h49	<b>85.391</b> 13/01/2015 - 15h38
<b>Recorde (MW)</b> (dia - hora)	<b>51.894</b> 21/01/2015 - 14h32	<b>17.971</b> 06/02/2014 - 14h29	<b>12.166</b> 19/01/2015 - 15h34	<b>6.185</b> 04/09/2014 - 14h39	<b>85.708</b> 05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

## 4.5. Demandas Máximas Mensais

### Sistema Interligado Nacional

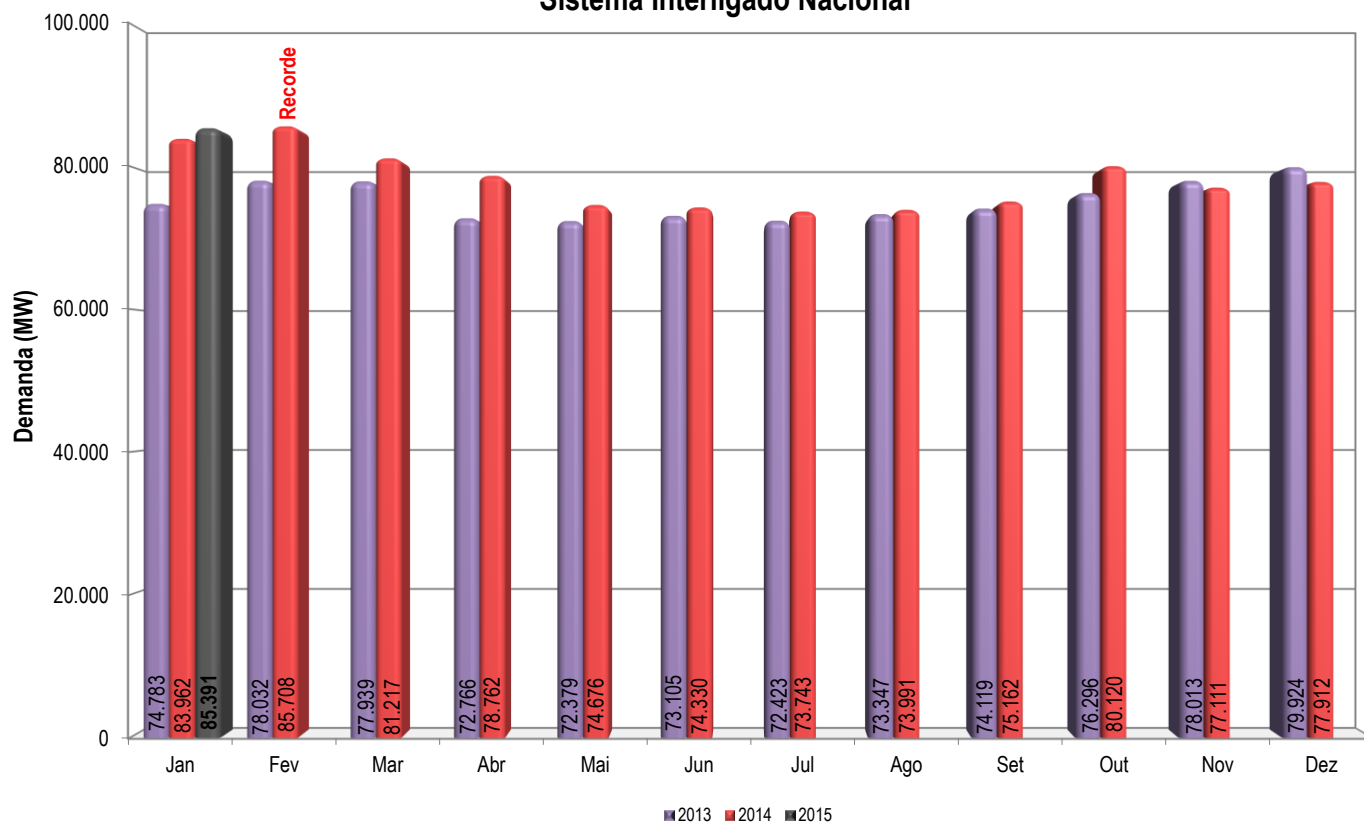


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS

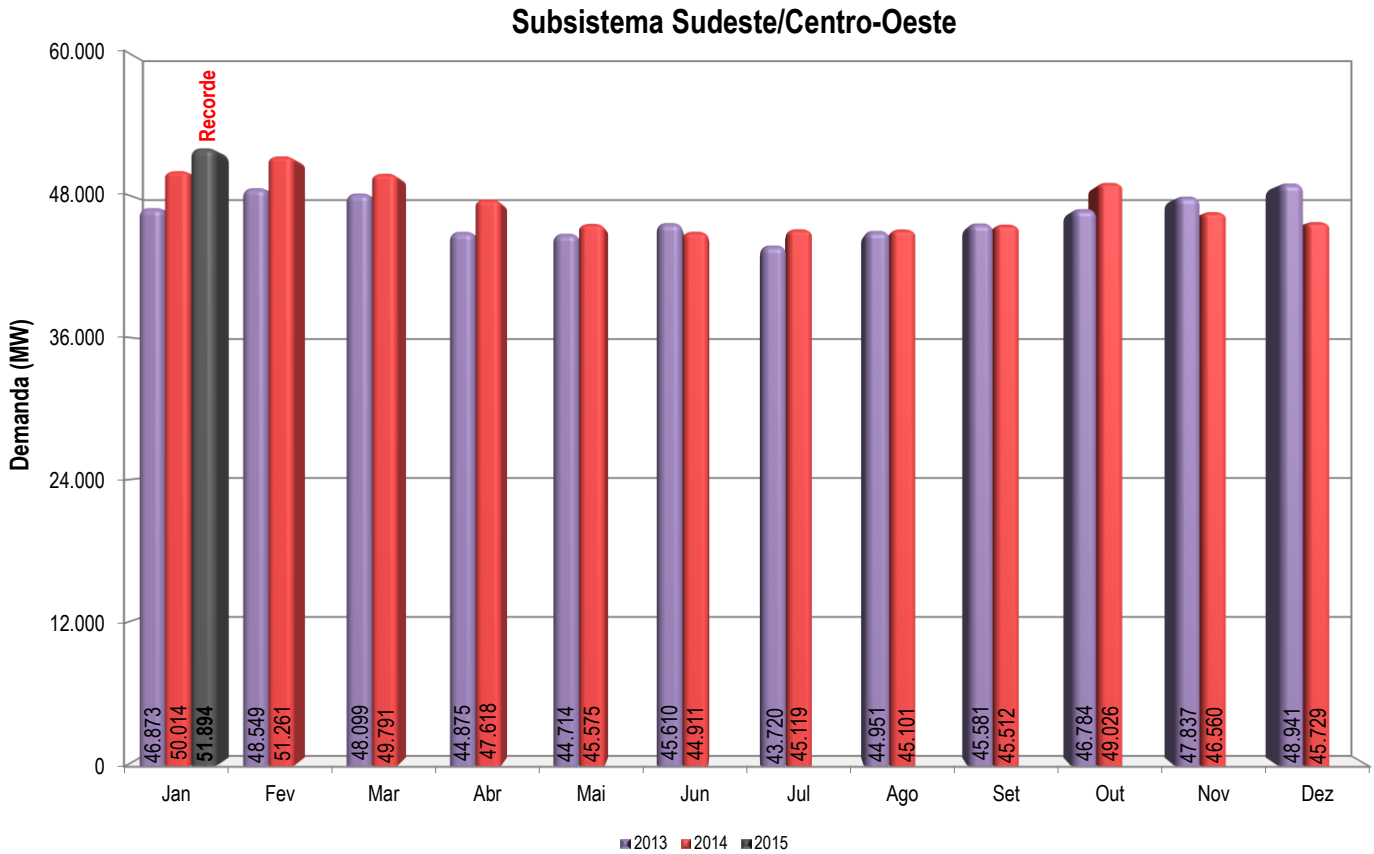


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

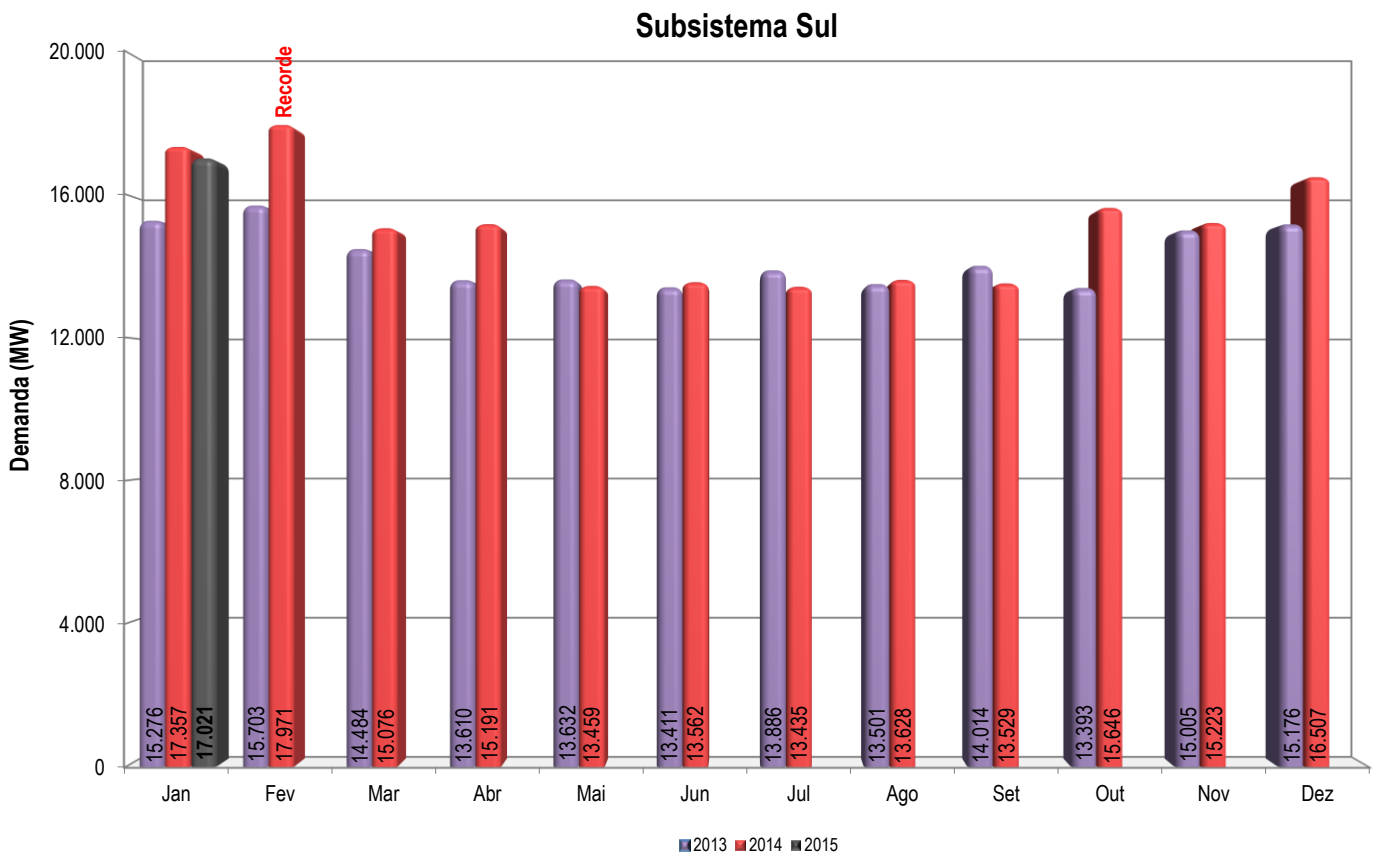


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



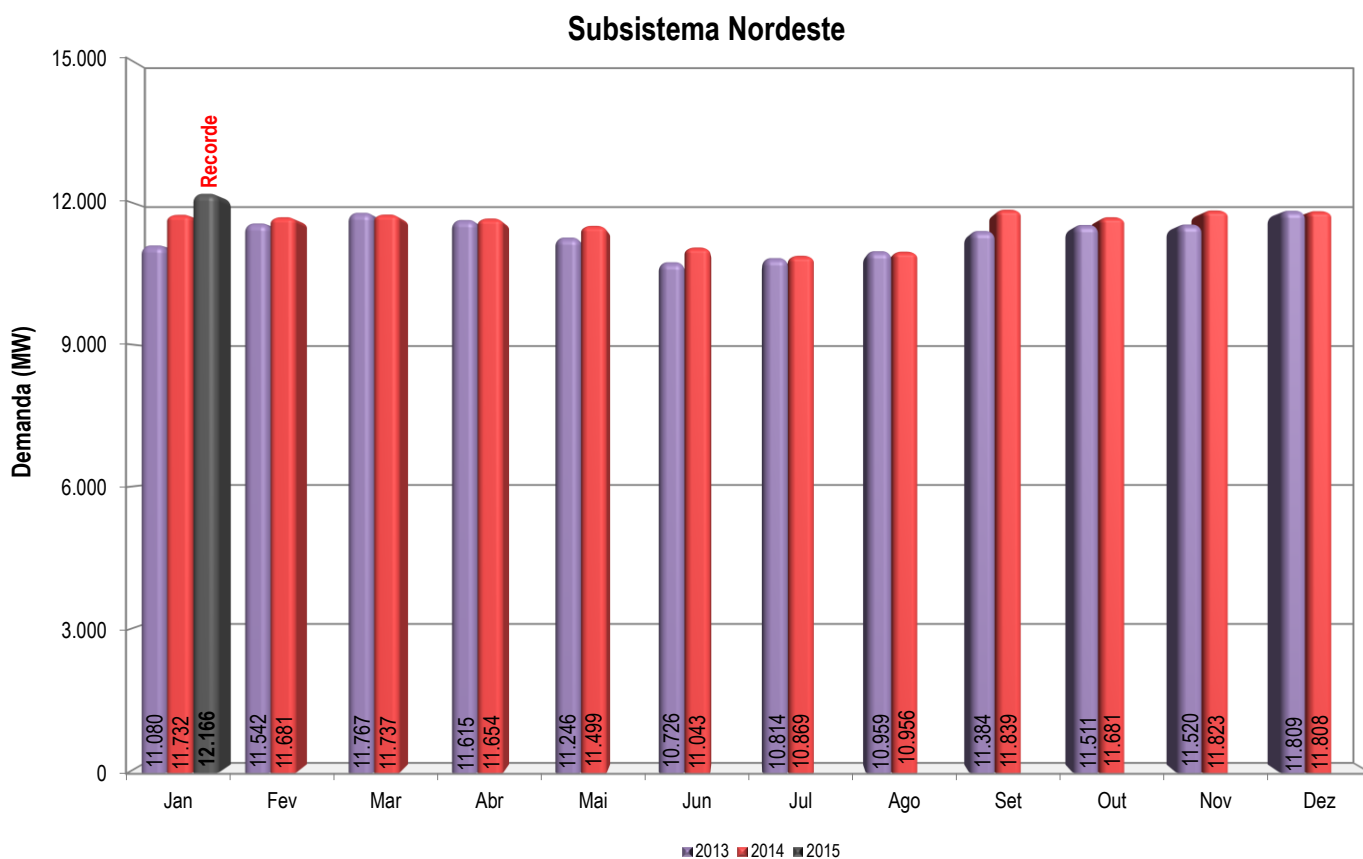


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

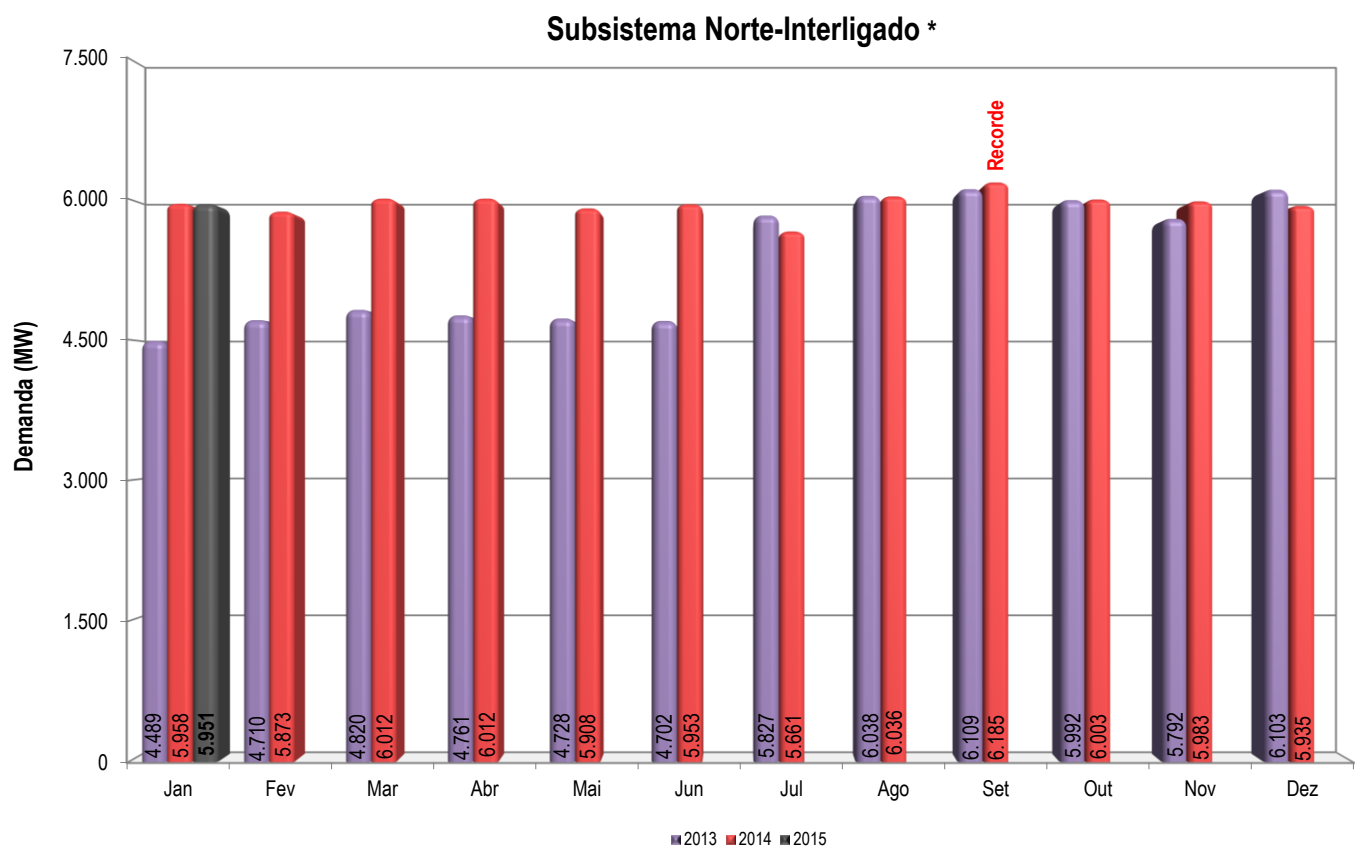


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS

\* A elevação do patamar de demanda registrada em julho de 2013 deve-se à interligação do sistema elétrico de Manaus ao SIN em configuração provisória.



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

No mês de janeiro de 2015 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 134.008 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2014, houve expansão de 3.277 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.429 MW de fontes térmicas e de 2.729 MW de geração eólica, 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	Jan/14	Jan/15			Evolução da Capacidade Instalada (Jan/15 / Jan/14)
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>85.950</b>	<b>1.158</b>	<b>89.227</b>	<b>66,6%</b>	<b>3,8%</b>
<b>Térmica</b>	<b>38.357</b>	<b>1.891</b>	<b>39.786</b>	<b>29,7%</b>	<b>3,7%</b>
Gás Natural	13.896	122	12.776	9,5%	-8,1%
Biomassa	11.410	504	12.341	9,2%	8,2%
Petróleo *	7.672	1.241	9.085	6,8%	18,4%
Carvão	3.389	22	3.593	2,7%	6,0%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,5%	0,0%
<b>Eólica</b>	<b>2.252</b>	<b>232</b>	<b>4.981</b>	<b>3,7%</b>	<b>121,2%</b>
<b>Solar Fotovoltaica</b>	<b>5</b>	<b>317</b>	<b>15</b>	<b>0,01%</b>	<b>206,9%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>126.563</b>	<b>3.598</b>	<b>134.008</b>	<b>100,0%</b>	<b>5,9%</b>

\* Inclui outras fontes fósseis (0,149 MW).

\*\* Os valores de capacidade instalada referem-se à capacidade instalada fiscalizada pela ANEEL, que passou por reenquadramento de fontes em setembro de 2014. 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 30/01/2015)

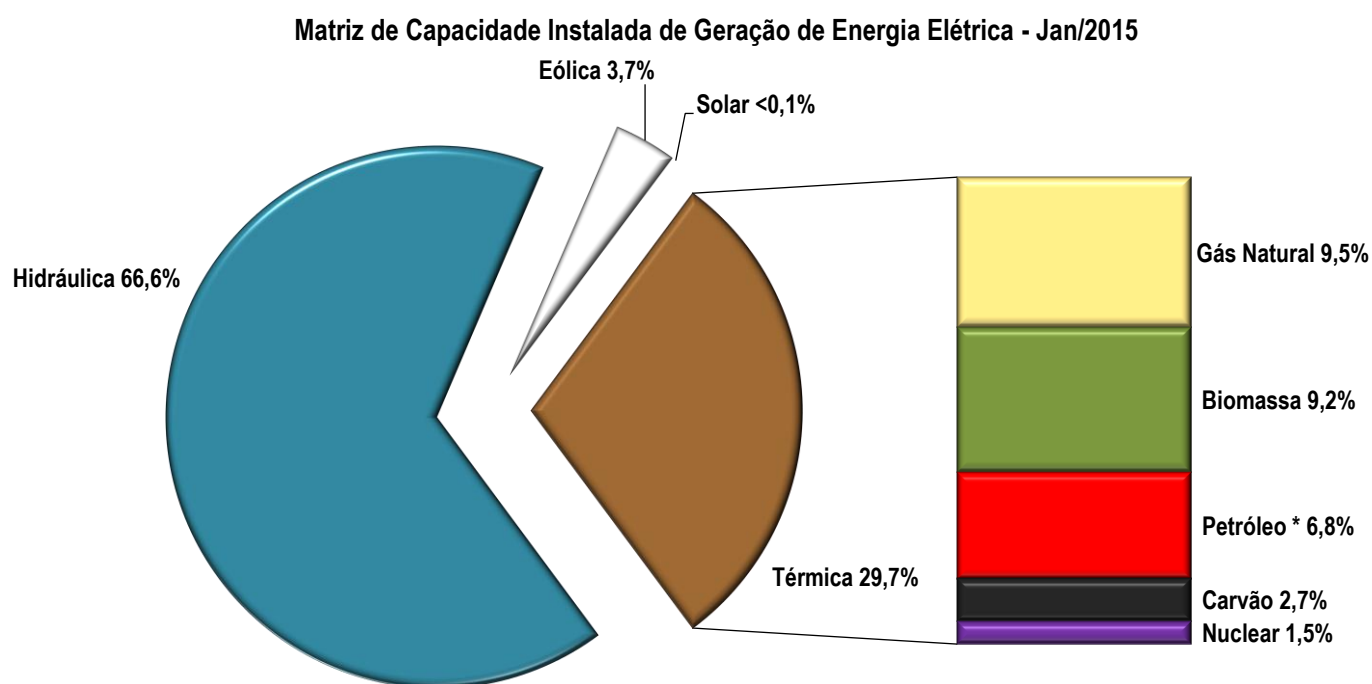


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 30/01/2015)



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

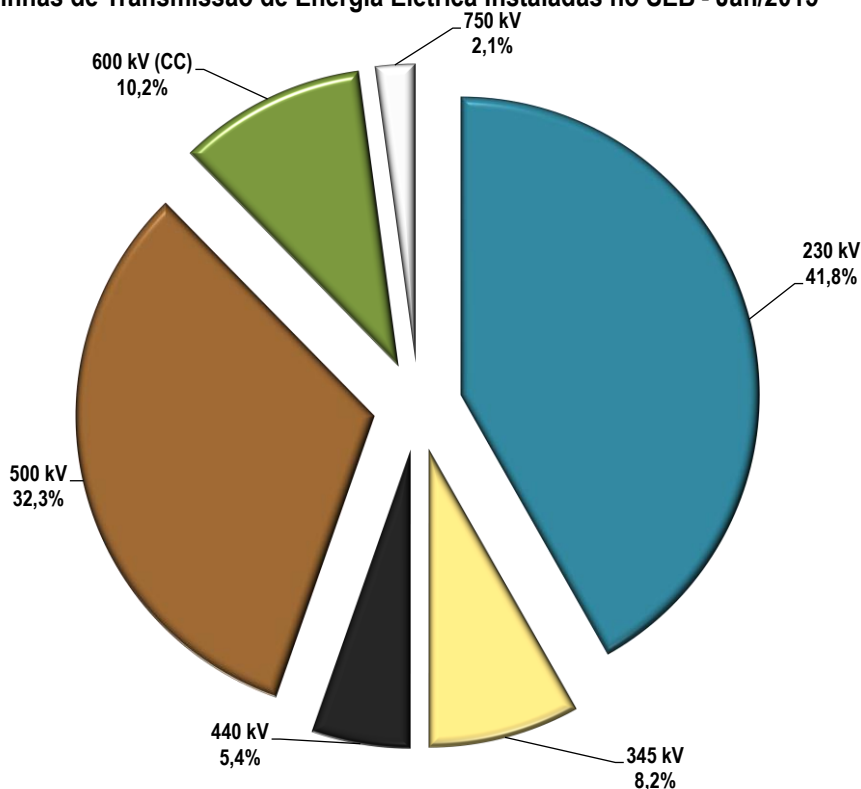
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	52.580	41,8%
345 kV	10.303	8,2%
440 kV	6.728	5,4%
500 kV	40.649	32,3%
600 kV (CC)	12.816	10,2%
750 kV	2.683	2,1%
<b>Total SEB</b>	<b>125.759</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 - Jan/2015



Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS

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



## 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 janeiro de 2014 a dezembro de 2014 atingiu 549.847 GWh. No mês de dezembro de 2014, a geração hidráulica correspondeu a 67,9% do total gerado no país, 0,5 p.p. superior ao verificado no mês anterior. Neste período, a produção eólica, que é sazonal, teve sua participação aumentada em 0,2 p.p. Além disso, a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, foi reduzida em 0,7 p.p., com destaque para as variações de +0,4 p.p. na geração térmica a gás e de -1,5 p.p. para usinas térmicas a biomassa.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Dez/2014

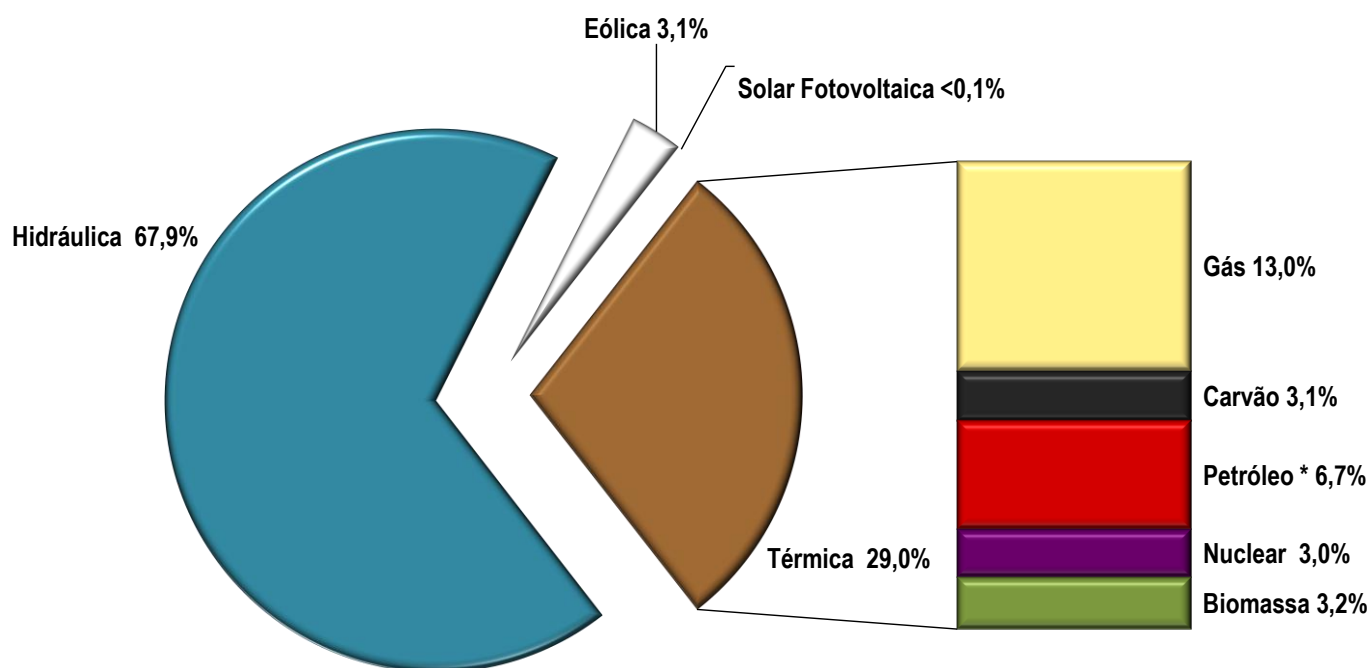


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até dezembro de 2014.

Fonte dos dados: CCEE e Eletrobras

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

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



## 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/14 (GWh)	Evolução mensal (Dez/14 / Nov/14)	Evolução anual (Dez/14 / Dez/13)	Jan/13-Dez/13 (GWh)	Jan/14-Dez/14 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>31.481</b>	<b>2,6%</b>	<b>-13,2%</b>	<b>408.963</b>	<b>386.329</b>	<b>-5,5%</b>
<b>Térmica</b>	<b>12.560</b>	<b>-1,1%</b>	<b>50,5%</b>	<b>110.096</b>	<b>138.945</b>	<b>26,2%</b>
Gás	5.680	5,4%	59,1%	51.523	62.019	20,4%
Carvão	1.433	9,4%	26,9%	12.407	15.330	23,6%
Petróleo *	2.564	-0,6%	128,5%	15.592	26.486	69,9%
Nuclear	1.378	6,7%	5,4%	13.461	14.140	5,0%
Biomassa	1.506	-29,5%	23,7%	17.112	20.969	22,5%
<b>Eólica</b>	<b>1.442</b>	<b>11,1%</b>	<b>127,9%</b>	<b>6.465</b>	<b>11.946</b>	<b>84,8%</b>
<b>Solar Fotovoltaica</b>	<b>0,42</b>	<b>-0,3%</b>	<b>-</b>	<b>1,39</b>	<b>3,98</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>	<b>45.483</b>	<b>1,8%</b>	<b>0,6%</b>	<b>525.525</b>	<b>537.225</b>	<b>2,2%</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 dezembro de 2014.

Fonte dos dados: CCEE

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

No acumulado de janeiro de 2014 a dezembro de 2014, com relação aos 12 meses anteriores, a produção térmica global nos sistemas isolados se manteve praticamente no mesmo patamar, com redução de 10,3% na geração a base de petróleo e aumento de 17,6% na geração a gás.

Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Dez/14 (GWh)	Evolução mensal (Dez/14 / Nov/14)	Evolução anual (Dez/14 / Dez/13)	Jan/13-Dez/13 (GWh)	Jan/14-Dez/14 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>142</b>	<b>-6,3%</b>	<b>-3,1%</b>	<b>1.912</b>	<b>1.940</b>	<b>1,5%</b>
<b>Térmica</b>	<b>916</b>	<b>0,8%</b>	<b>-0,5%</b>	<b>10.682</b>	<b>10.682</b>	<b>0,0%</b>
Gás	349	-10,3%	0,2%	3.942	4.636	17,6%
Petróleo *	567	9,1%	-1,0%	6.740	6.046	-10,3%
<b>TOTAL</b>	<b>1.058</b>	<b>-0,2%</b>	<b>-0,9%</b>	<b>12.594</b>	<b>12.622</b>	<b>0,2%</b>

\* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicompostíveis.

\*\*\* Está incluída a produção de energia elétrica do Sistema Manaus, que está interligado ao SIN desde julho de 2013, mas em configuração provisória.

Dados contabilizados até dezembro de 2014.

Fonte dos dados: Eletrobras.



## 7.4. Geração Eólica \*

No mês de dezembro de 2014, o fator de capacidade médio da região Nordeste reduziu 0,9 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 41,4%. Esse resultado foi decorrente do acréscimo de 178 MW médios da geração verificada, associado à expansão de 510 MW de capacidade instalada da fonte na região. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses (janeiro/2014 a dezembro/2014), houve avanço de 3,7 p.p. no fator de capacidade da região Nordeste em comparação ao mesmo período anterior.

Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Sul diminuiu 1,3 p.p. em relação a novembro de 2014, e atingiu 23,9%, com total de geração verificada no mês de 230,0 MW médios. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses, o fator de capacidade da região Sul reduziu cerca de 0,5 p.p., em comparação ao mesmo período anterior.

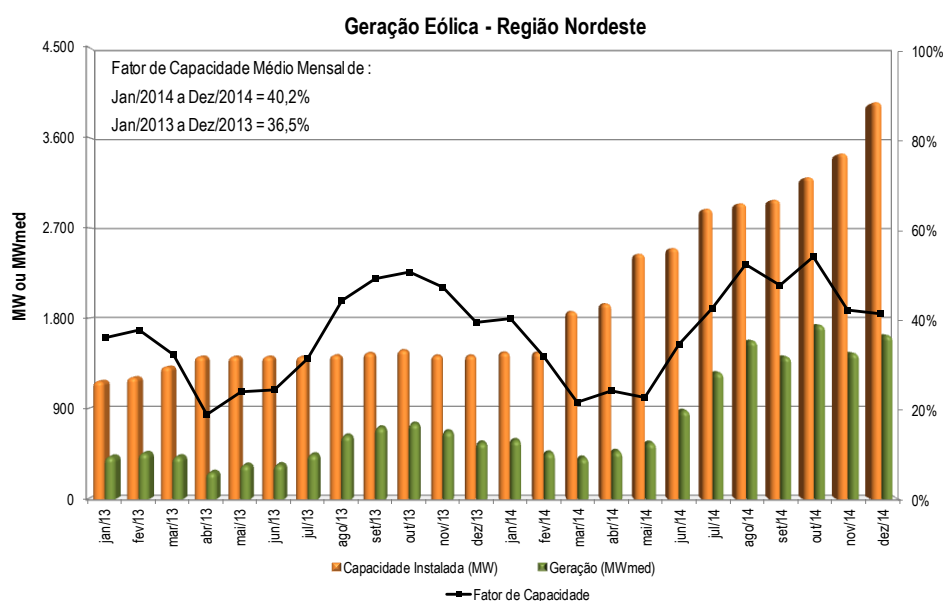


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até dezembro de 2014.

Fonte dos dados: CCEE

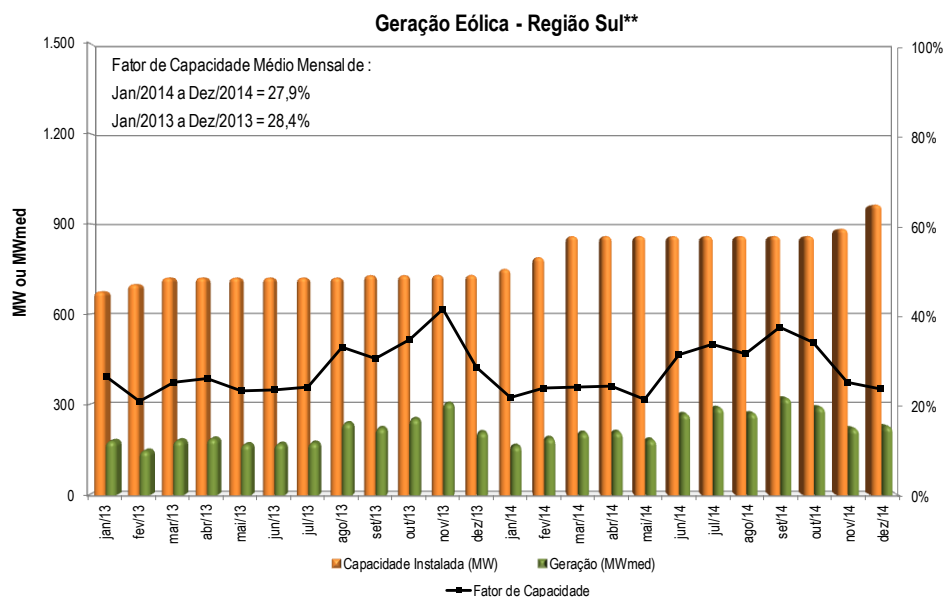


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até dezembro de 2014.

Fonte dos dados: CCEE

\* Os valores de geração verificada apresentados não incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade a partir de jul/12. No mês de novembro/2013, o decréscimo observado na capacidade instalada das usinas eólicas no Nordeste é explicado por ajustes realizados de forma a se considerar, nesse montante, somente usinas em operação comercial.

\*\* Incluída a UEE Gargaú, com 28 MW, situada na Região Sudeste.





## 7.5. Energia de Reserva \*

A geração média esperada comprometida para o Contratos de Energia de Reserva - CER \*\* em dezembro de 2014, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos CER, totalizou 1.938,6 MWmédios, dos quais foram entregues 56,8%, ou 1.101,8 MWmédios, e cujo restante poderá ser complementado até o término do período de apuração de cada usina ou dentro período de contratação.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de dezembro de 2014 correspondeu a 60,7% da geração esperada comprometida para o CER \*\* para o mês. A geração a biomassa verificada atingiu apenas 48,3% do valor esperado comprometido para o CER \*\*.

No acumulado do ano de 2014, considerando todas as fontes de energia, foi verificada entrega de cerca de 63,6% do valor esperado comprometida para o CER \*\*.

No ano de 2013, foi entregue 60,9 % da geração média esperada comprometida para o CER, ou 738,0 MWmédios, de um total esperado de 1.212,3 MWmédios.

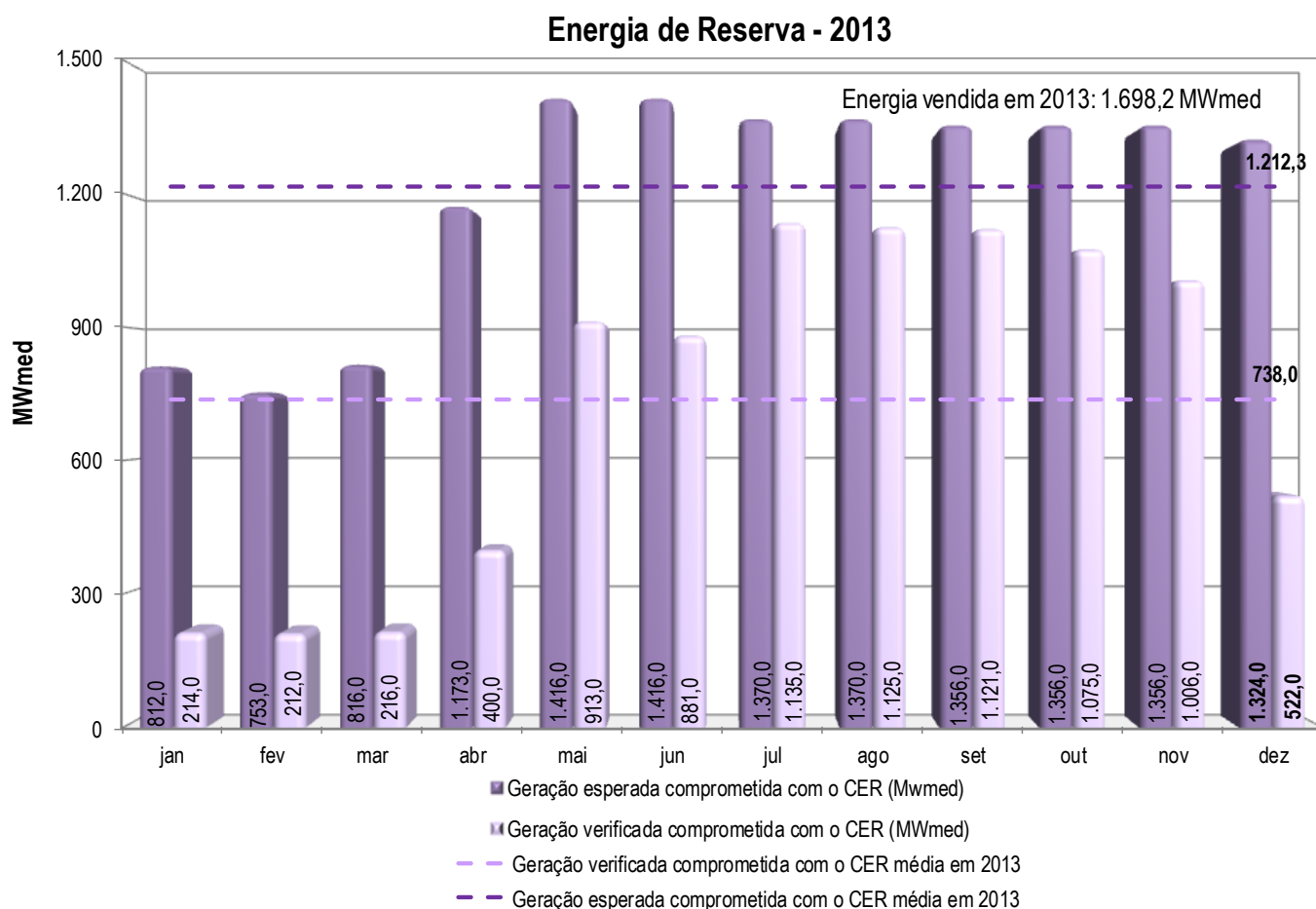


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.

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.

\*\* 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.



### Energia de Reserva - 2014

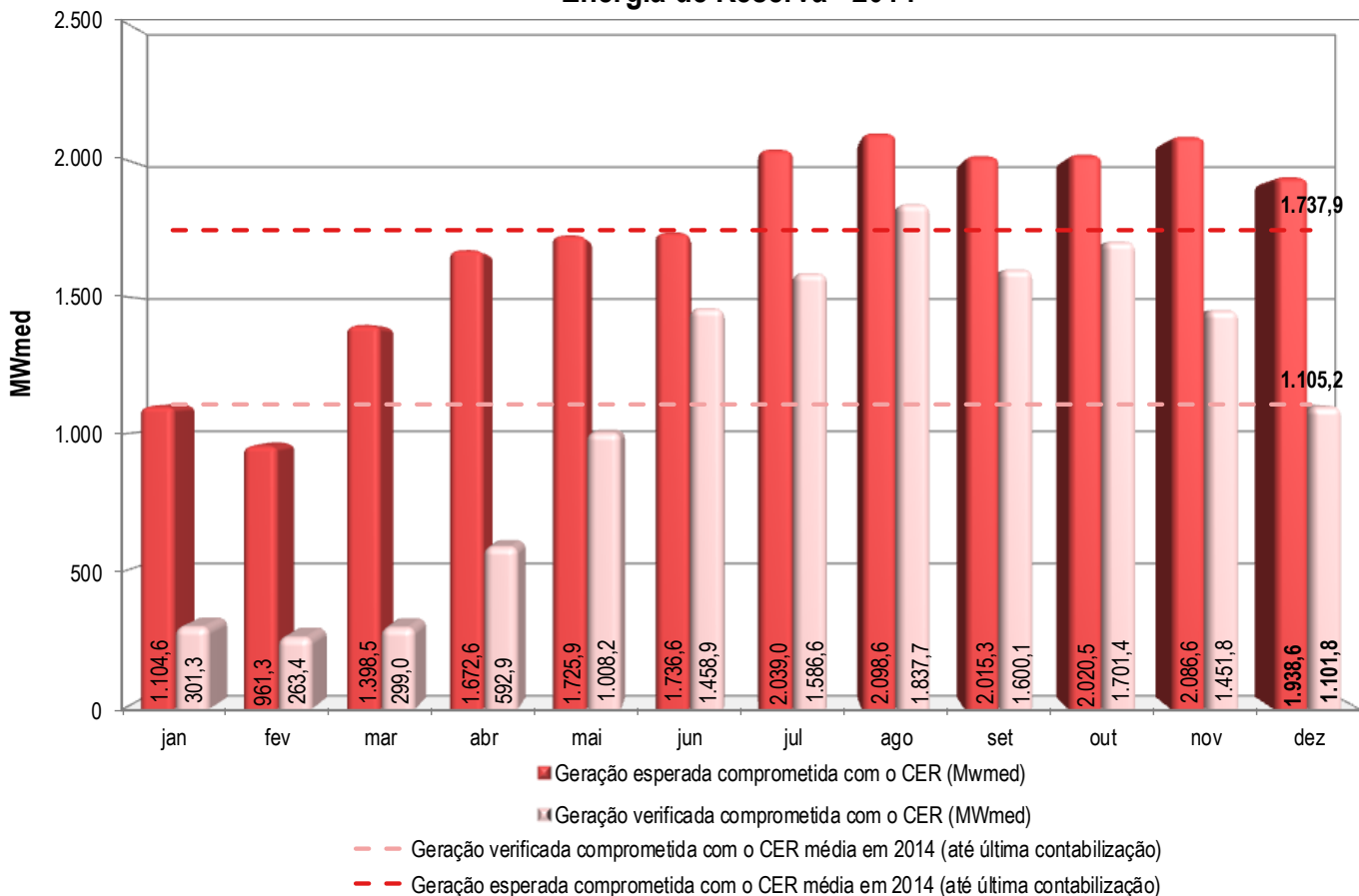


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.

Dados contabilizados até dezembro de 2014.

Fonte dos dados: CCEE

### Energia de Reserva por Fonte - últimos 12 meses

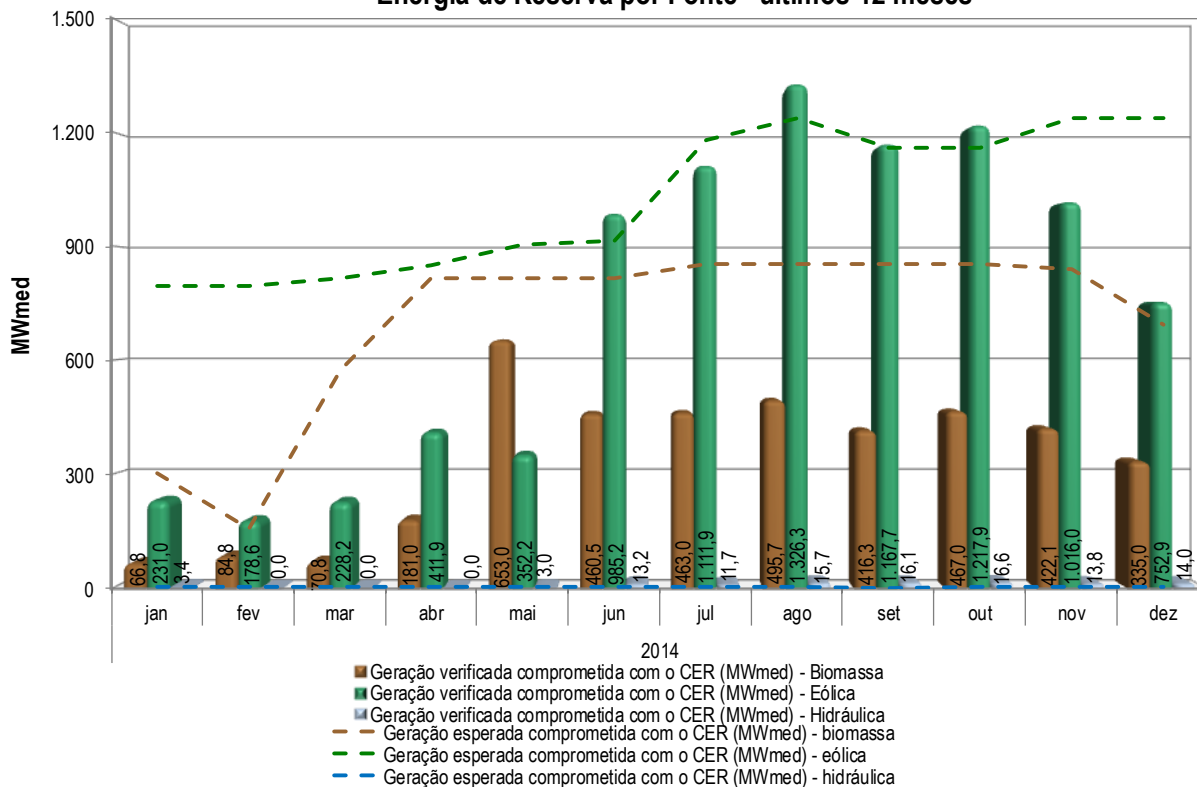


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até dezembro de 2014.

Fonte dos dados: CCEE



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

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

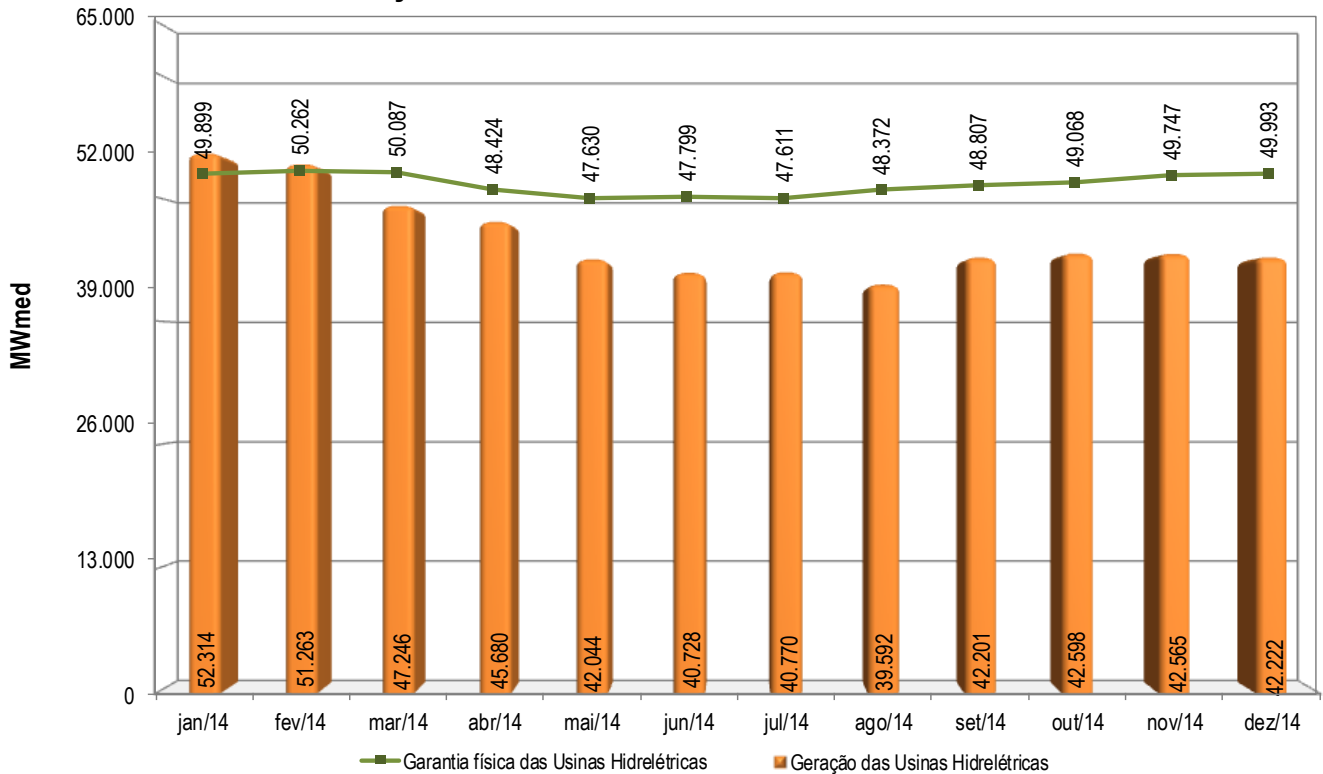


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até dezembro de 2014.

Fonte dos dados: CCEE

### Geração Verificada e Garantia Física \*\*

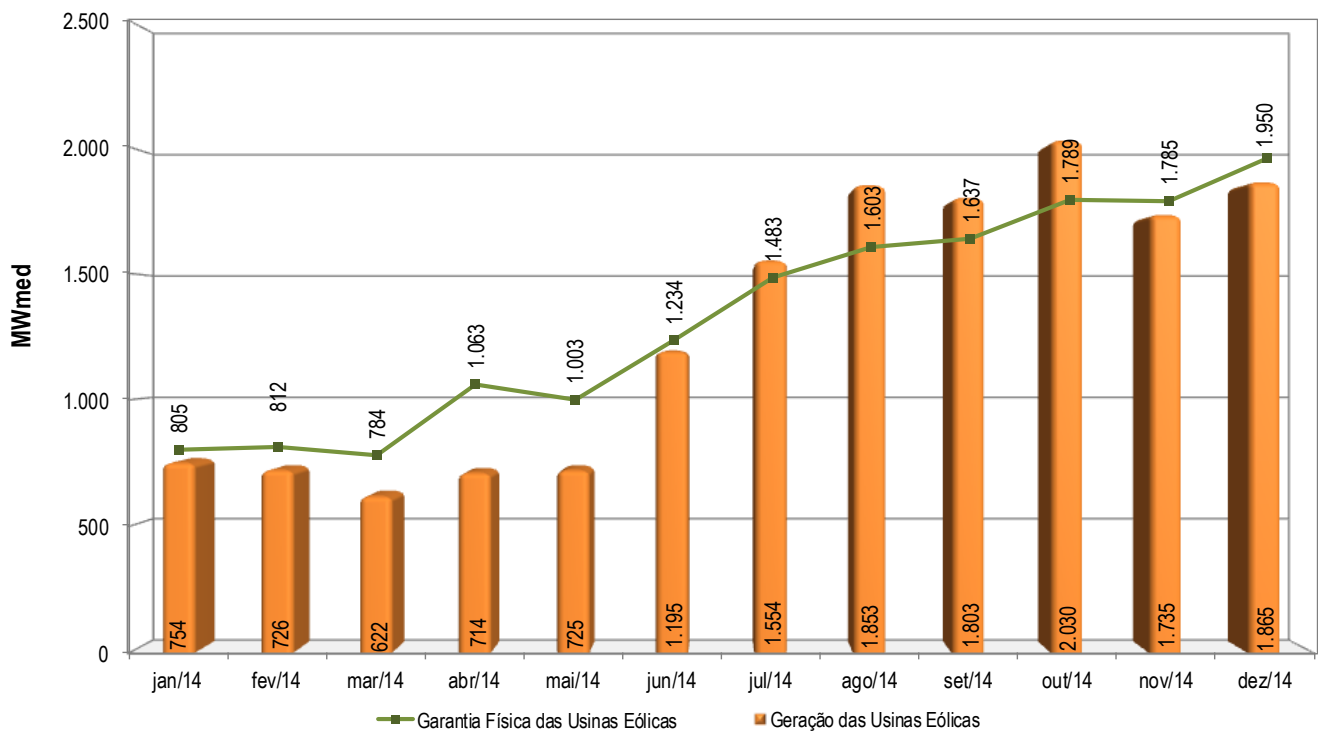


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até dezembro de 2014.

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

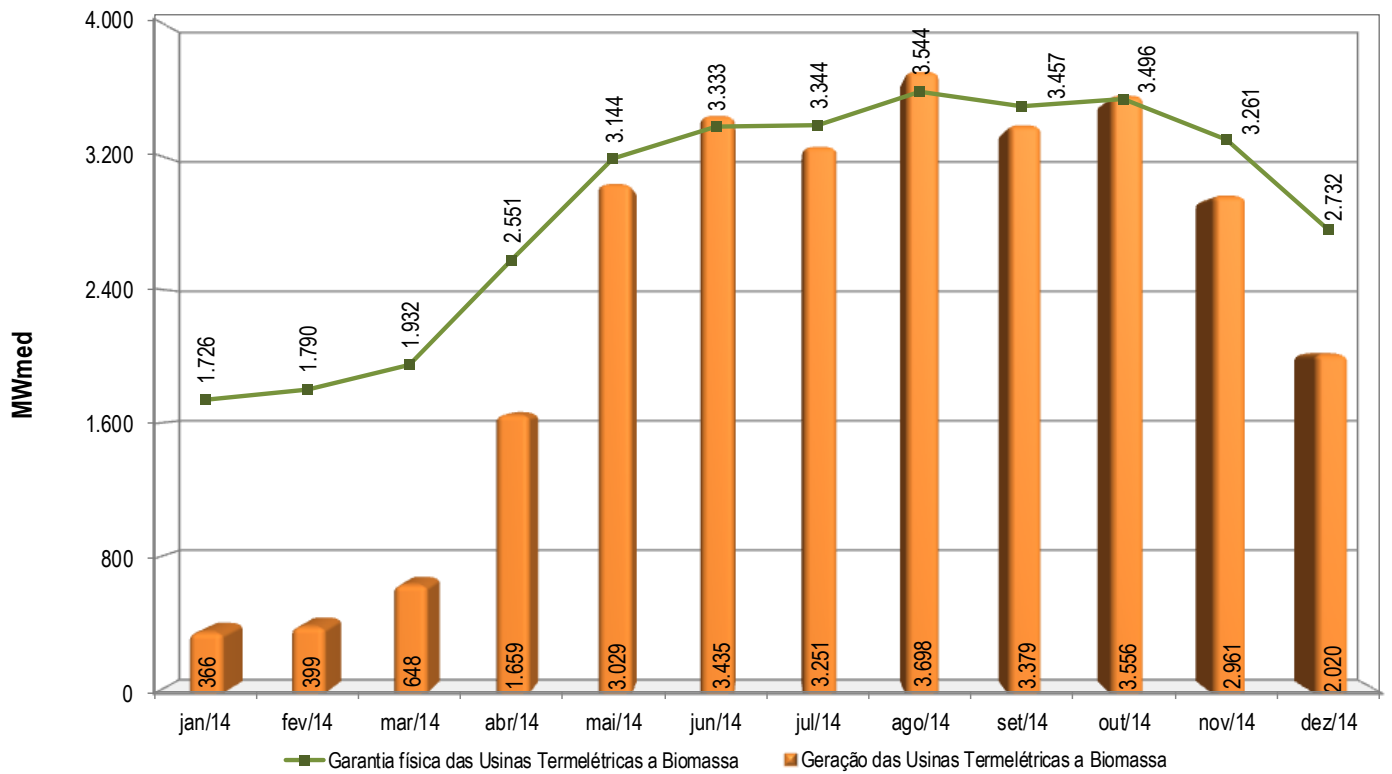


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até dezembro de 2014.

Fonte dos dados: CCEE

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

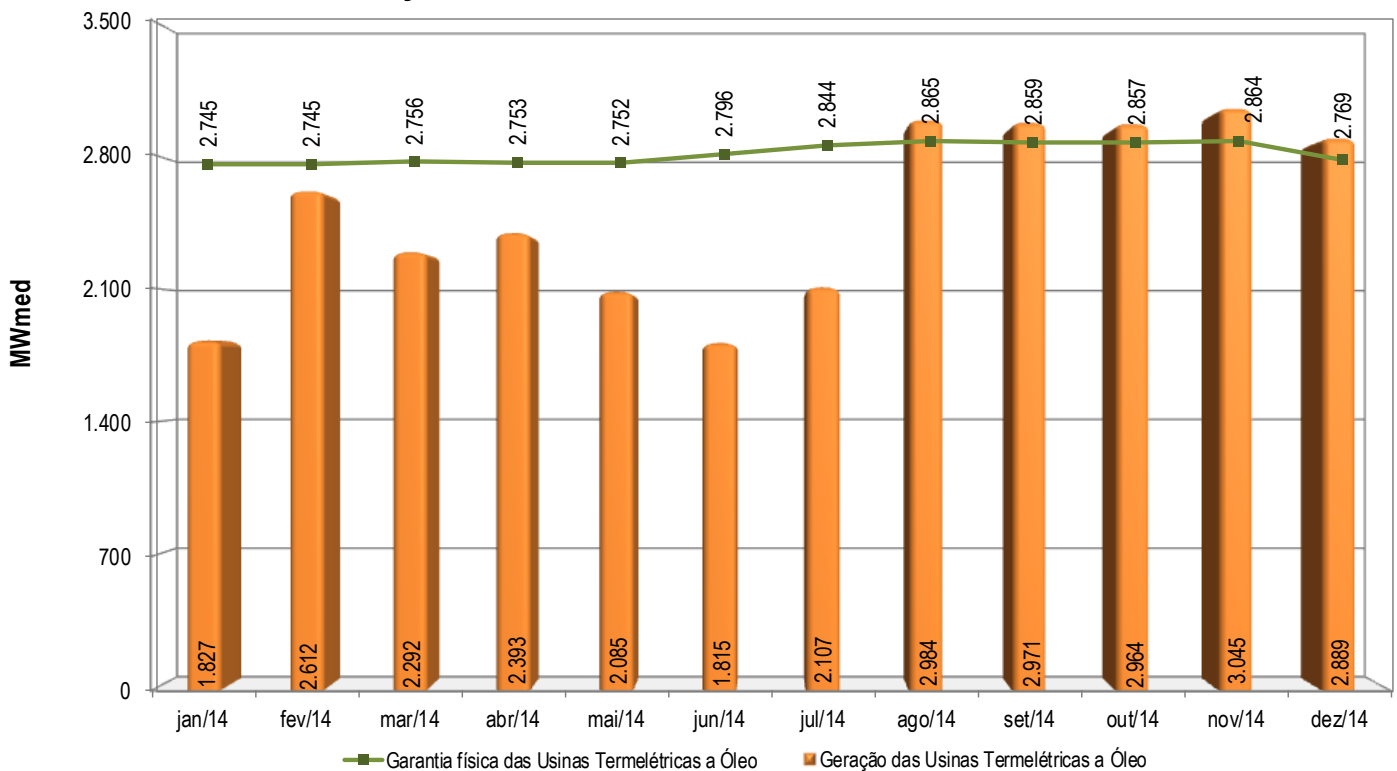


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

\* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até dezembro de 2014.

Fonte dos dados: CCEE



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

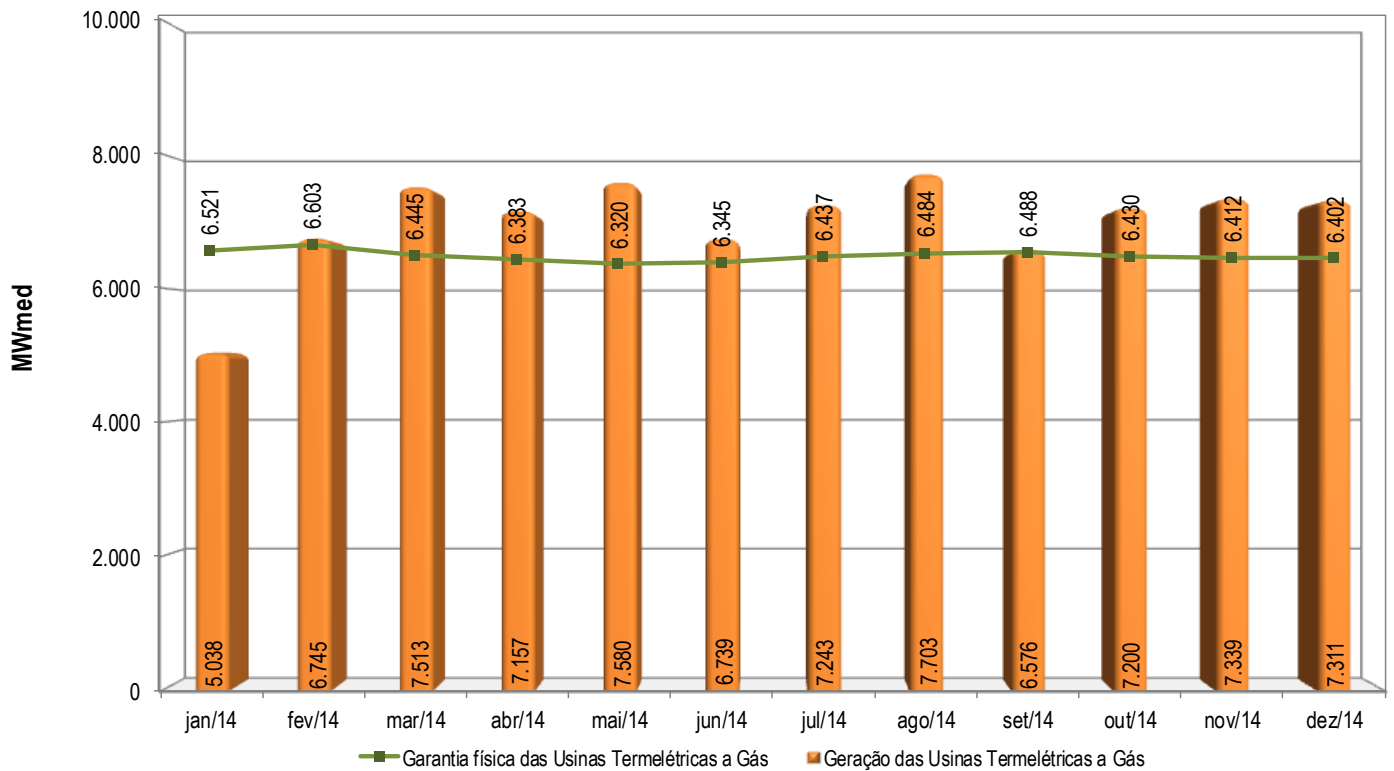


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até dezembro de 2014.

Fonte dos dados: CCEE

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

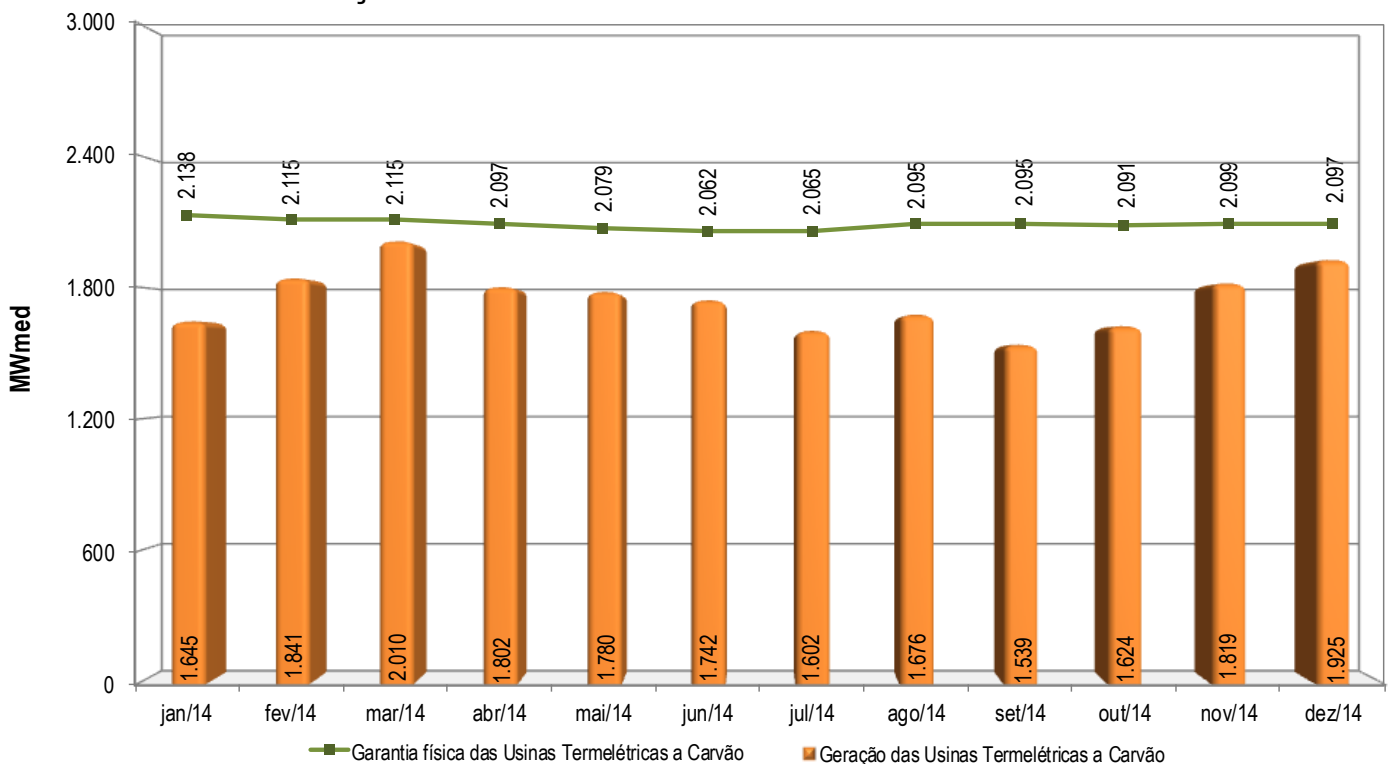


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até dezembro de 2014.

Fonte dos dados: CCEE

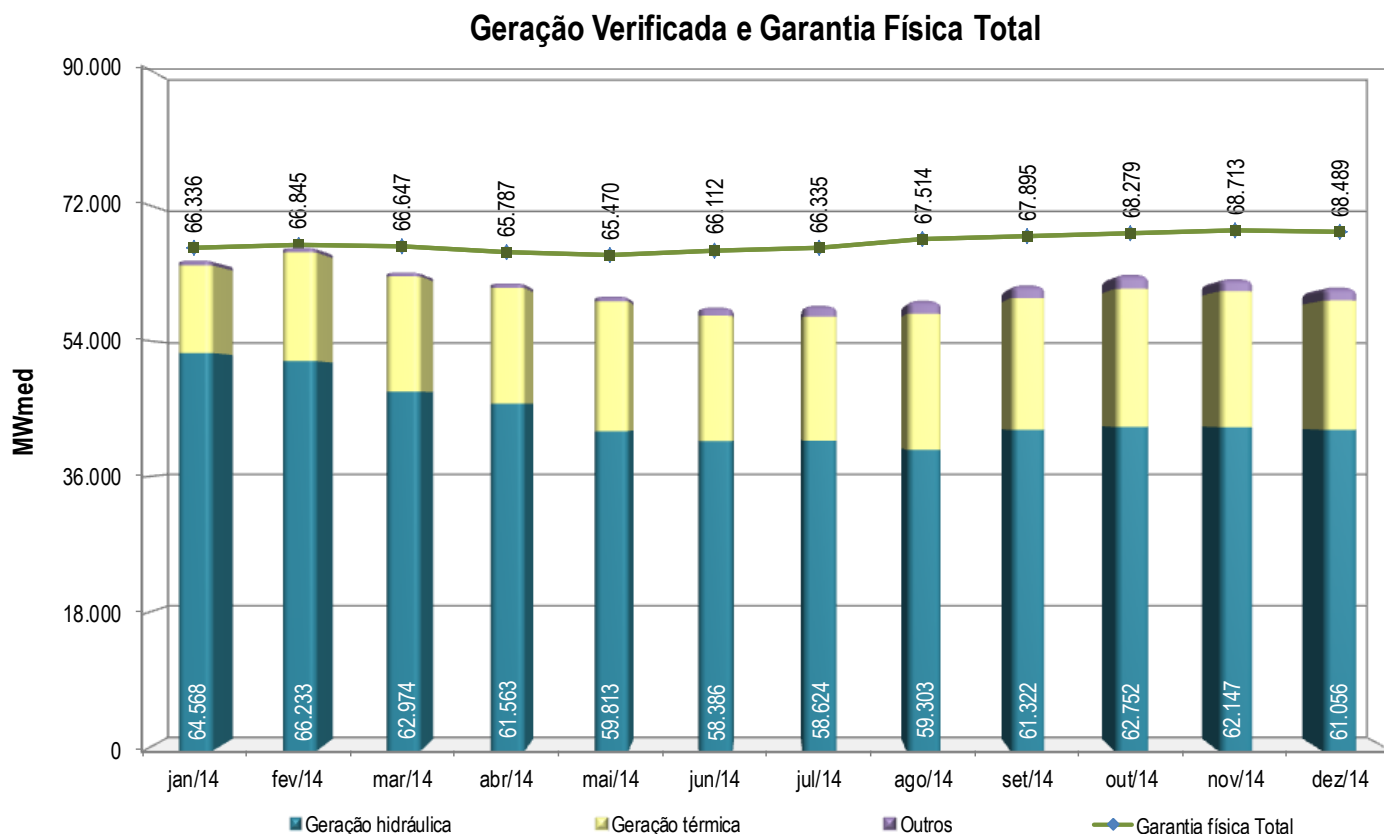


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até dezembro de 2014.

Fonte dos dados: CCEE

## 8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO\*

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

No mês de janeiro de 2015, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro – SEB 429,33 MW de geração:

Usina	Unidades Geradoras	Capacidade Instalada	Estado	CEG
UEE Eurus II	UG1 a UG15	30,0 MW	RN	EOL.CV.RN.030499-9.01
UEE Renascença V	UG1 a UG15	30,0 MW	RN	EOL.CV.RN.030497-2.01
UEE Santo Antônio de Pádua	UG 6	2,0 MW	CE	EOL.CV.CE.030916-8.01
UHE Jirau	UG 9	75,0 MW	RO	UHE.PH.RO.029736-4.01
PCH Jamari	UG 1 e 2	13,332 MW	RO	PCH.PH.RO.029435-7.01
UTE Baixada Fluminense	UG 3	186,0 MW	RJ	UTE.GN.RJ.030769-6.01
UEE Reb Cassino I	UG1 a UG11	22,0 MW	RS	EOL.CV.RS.030469-7.01
UEE Reb Cassino II	UG1 a UG10	20,0 MW	RS	EOL.CV.RS.030477-8.01
UEE Reb Cassino III	UG1 a UG11	22,0 MW	RS	EOL.CV.RS.030468-9.01
UEE Corredor de Sernandes III	UG1 a UG10	27,0 MW	RS	EOL.CV.RS.030819-6.01
PCH Inhapim	UG 3	2,0 MW	MG	PCH.PH.MG.028987-6.01

\* 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 Jan/2015 (MW)	Acumulado em 2015 (MW)
<b>Hidráulica</b>	90,3	90,3
<b>Térmica</b>	186,0	186,0
Gás	186,0	186,0
Petróleo	0,0	0,0
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0
Biomassa	0,0	0,0
<b>Eólica</b>	153,0	153,0
<b>Solar Fotovoltaica</b>	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>429,3</b>	<b>429,3</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

## 8.2. Previsão da Expansão da Geração \*

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

Fonte	Previsão 2014	Previsão 2015	Previsão 2016
<b>Hidráulica</b>	3.722,0	5.603,8	4.525,7
<b>Térmica</b>	643,1	480,5	868,3
Gás	467,1	380,5	350,0
Petróleo	0,0	0,0	0,0
Nuclear	0,0	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0	0,0
Biomassa	176,0	100,0	518,3
<b>Eólica</b>	3.025,4	3.267,0	952,1
<b>Solar Fotovoltaica</b>	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>7.390,5</b>	<b>9.351,3</b>	<b>6.346,1</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 09/01/2015, 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 janeiro de 2015, foram incorporadas as seguintes LTs ao Sistema Interligado Nacional – SIN, em um total de 32,0 km:

- LT 525 kV Seccionamento (SE Abdon Batista) Campos Novos / Biguaçu, com 8 km de extensão, da ETSE, no estado de Santa Catarina.



- LT 525 kV Seccionamento (SE Santo Ângelo) Garabi 2 / Itá, com 24 km de extensão, da CIEN, no estado do Rio Grande do Sul.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jan/15 (km)	Acumulado em 2015 (km)
230	0,0	0,0
345	0,0	0,0
440	0,0	0,0
500	32,0	32,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>32,0</b>	<b>32,0</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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

Foram incorporados 2 novos transformadores ao SIN, em um total de 1.744 MVA:

- TR1 e TR2 500/230 kV – 1.344 MVA , na SE Abdon Batista (ETSE), em Santa Catarina.
- TR4 500/230 kV – 400 MVA na SE Trindade (GOIÁS), em Goiás.

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

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

	Realizado em Jan/15 (MVA)	Acumulado em 2015 (MVA)
<b>TOTAL</b>	<b>1.744,0</b>	<b>1.744,0</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

No mês de janeiro não foi incorporado ao SIN nenhum equipamento 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 2015	Previsão 2016	Previsão 2016
230	5.192,0	3.174,0	1.583,0
345	46,0	60,0	0,0
440	152,0	643,0	0,0
500	5.238,0	11.092,0	1.409,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>10.628,0</b>	<b>14.969,0</b>	<b>2.992,0</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 2015	Previsão 2016	Previsão 2017
<b>TOTAL</b>	<b>21.196,0</b>	<b>16.499,0</b>	<b>1.315,0</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 26/01/2015, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.

## 10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de janeiro de 2015, foi verificado um total de 16.282 MW médios de geração térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

Os Custos Marginais de Operação – CMOs do submercado Sudeste/Centro-Oeste foram crescentes ao longo do mês de janeiro, devido principalmente à atualização da previsão de vazões nas revisões do Programa Mensal de Operação – PMO, tendo havido descolamento dos valores entre os subsistemas.

O máximo valor de CMO de janeiro foi registrado no último dia do mês e atingiu R\$ 1.916,92 / MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Por sua vez, o valor mínimo foi de R\$ 494,4 / MWh em todos os subsistemas, na segunda semana do mês.

Destaca-se que a aplicação da metodologia vigente resultou no atingimento de CMOs superiores ao 1º patamar de déficit, de R\$1.420,34 / MWh, determinado pela Resolução Homologatória nº 1.837 da ANEEL, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul a partir do dia 17/01. Além disso, durante todo o mês, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD manteve-se em R\$ 388,48 / MWh em todos os subsistemas para todos os patamares de carga, sendo este o seu valor máximo para 2015, conforme estabelecido pela ANEEL.

Com a elevação do CMO, os valores de geração térmica por garantia de suprimento energético, em janeiro de 2015 (512 MW médios), foram reduzidos pela metade, em comparação com dezembro de 2014 (1.063 MW médios).



## 10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

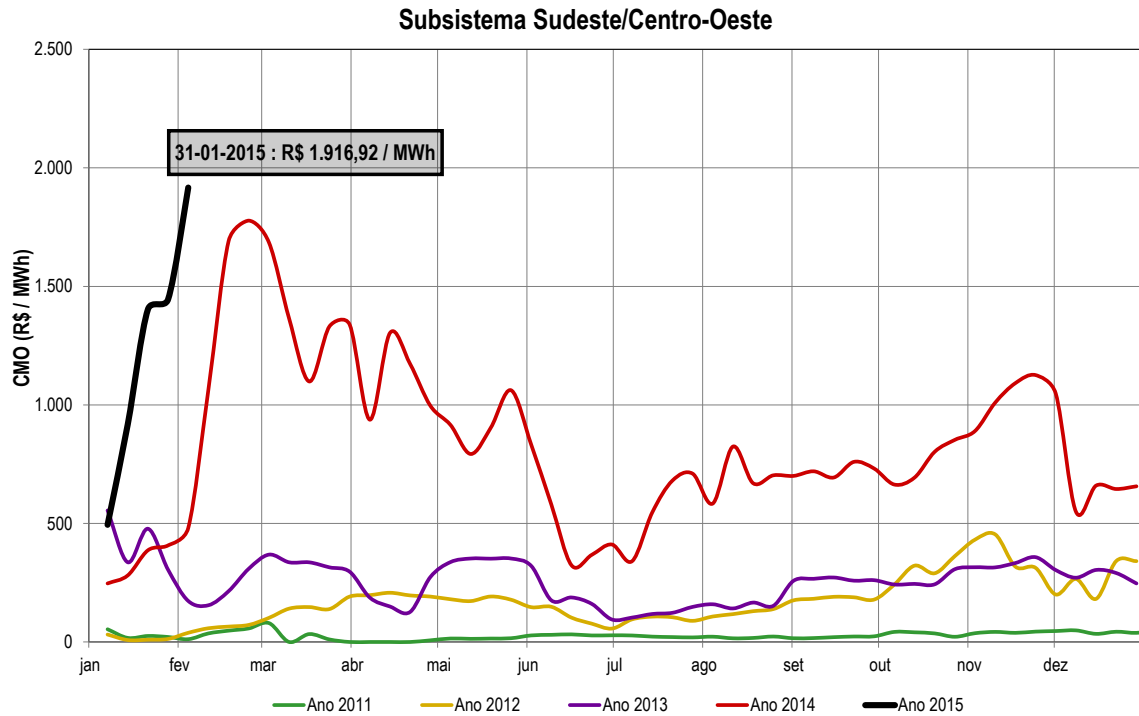


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

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

## 10.2. Despacho Térmico

### Evolução do CMO e do Despacho Térmico

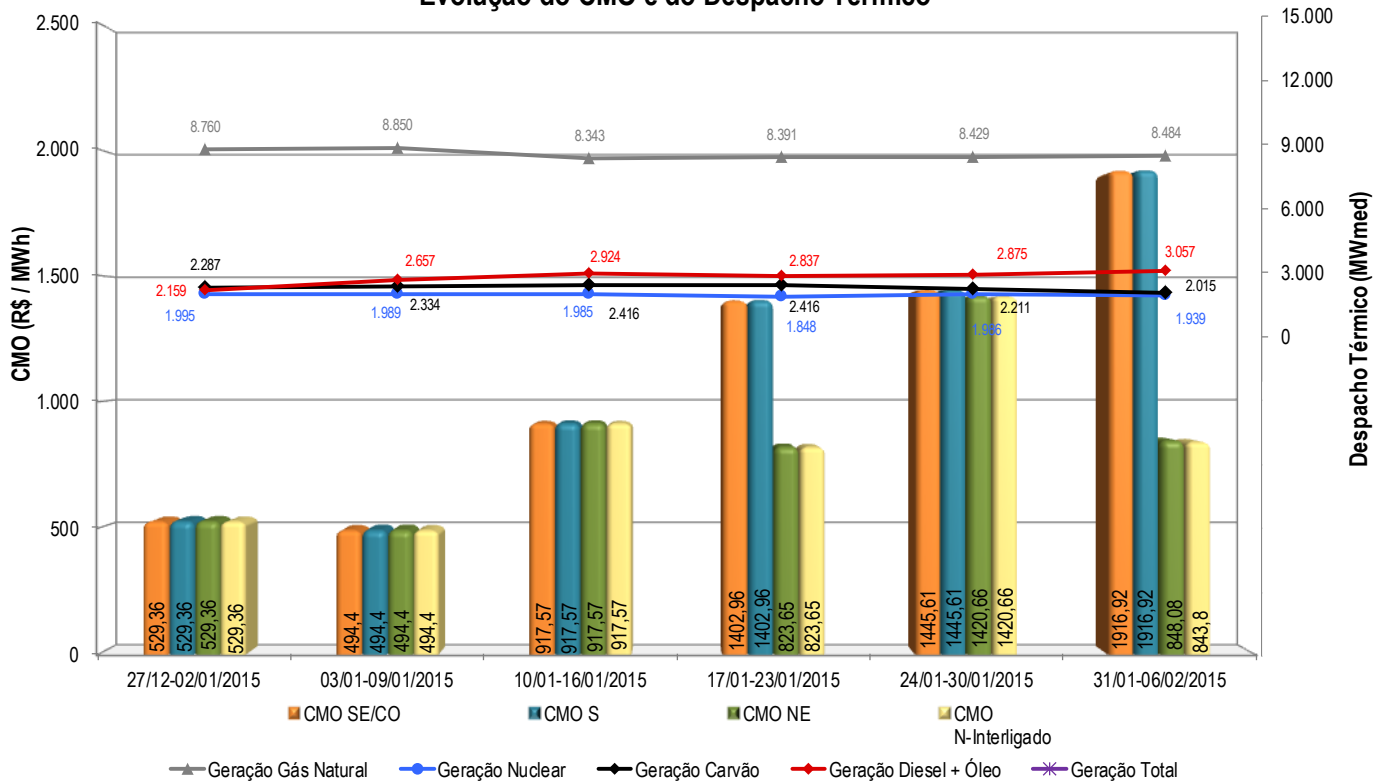


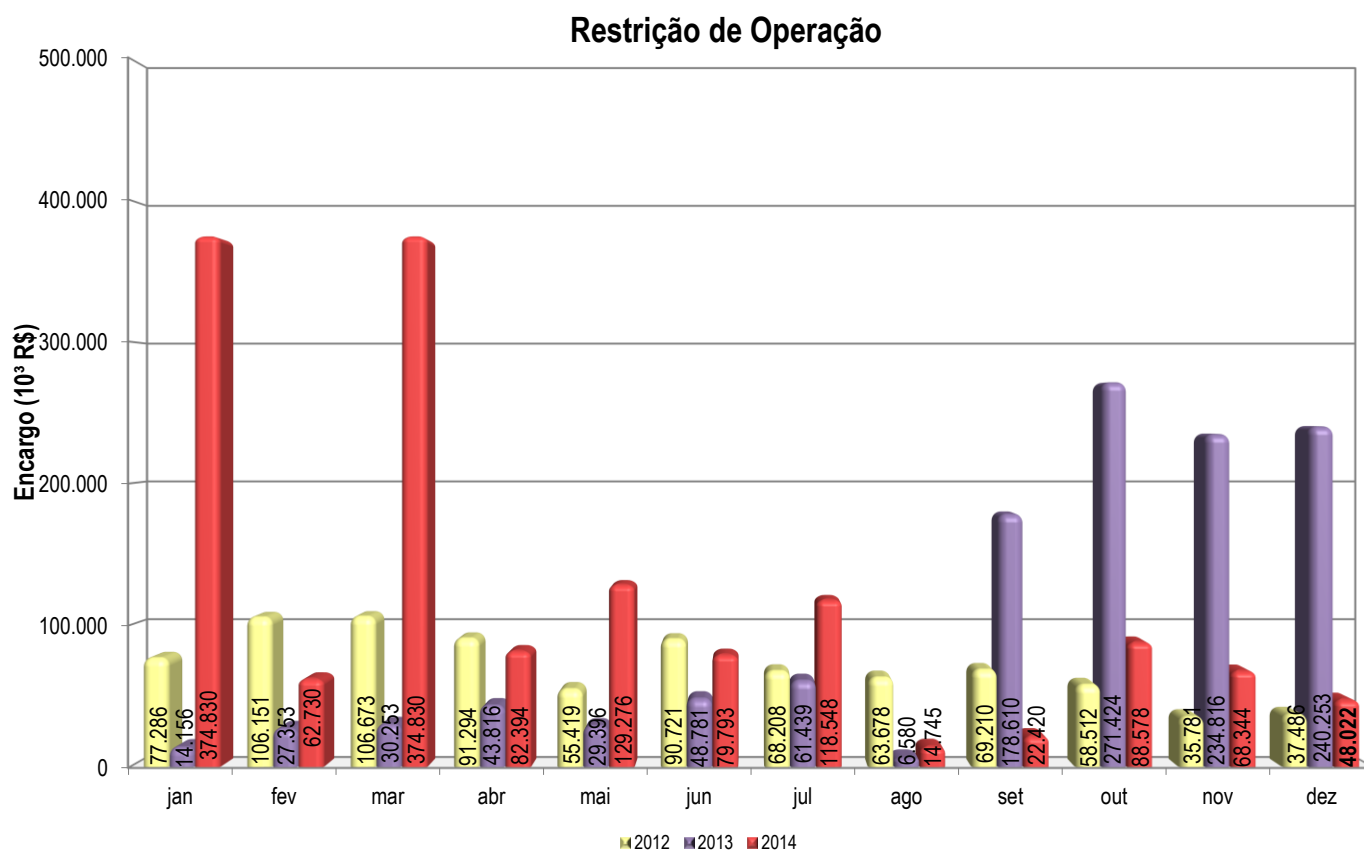
Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS



## 11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em dezembro de 2014 foi de R\$ 231,0 milhões, montante 65% superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 139,6 milhões). O valor do mês de dezembro de 2014 é composto por R\$ 48,0 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 12,8 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\$ 170,2 milhões referentes aos encargos por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica devido à geração complementar para garantia do suprimento energético.



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

Dados contabilizados / recontabilizados até dezembro de 2014.

Fonte dos dados: CCEE



### Segurança Energética

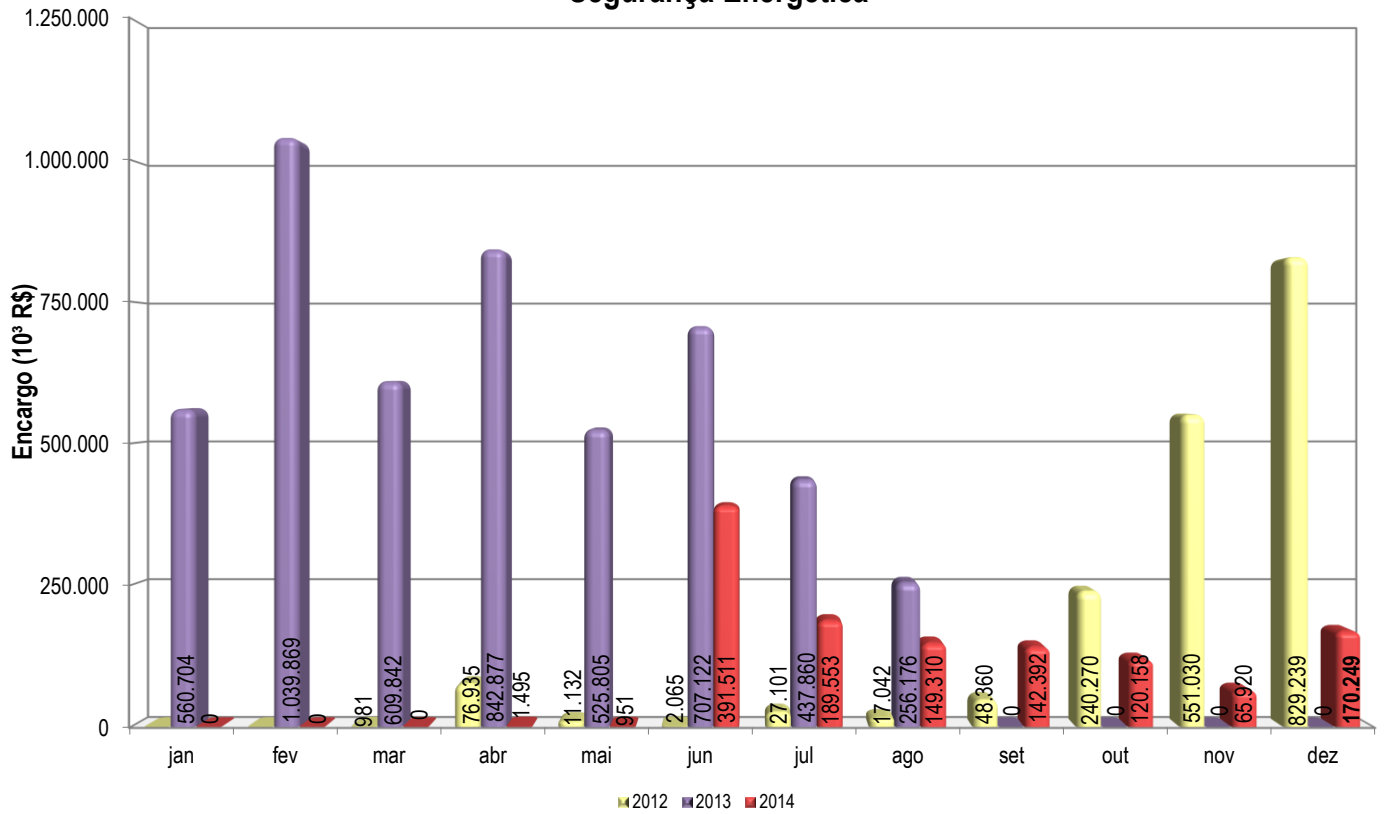


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até dezembro de 2014.

Fonte dos dados: CCEE

### Serviços Ancilares

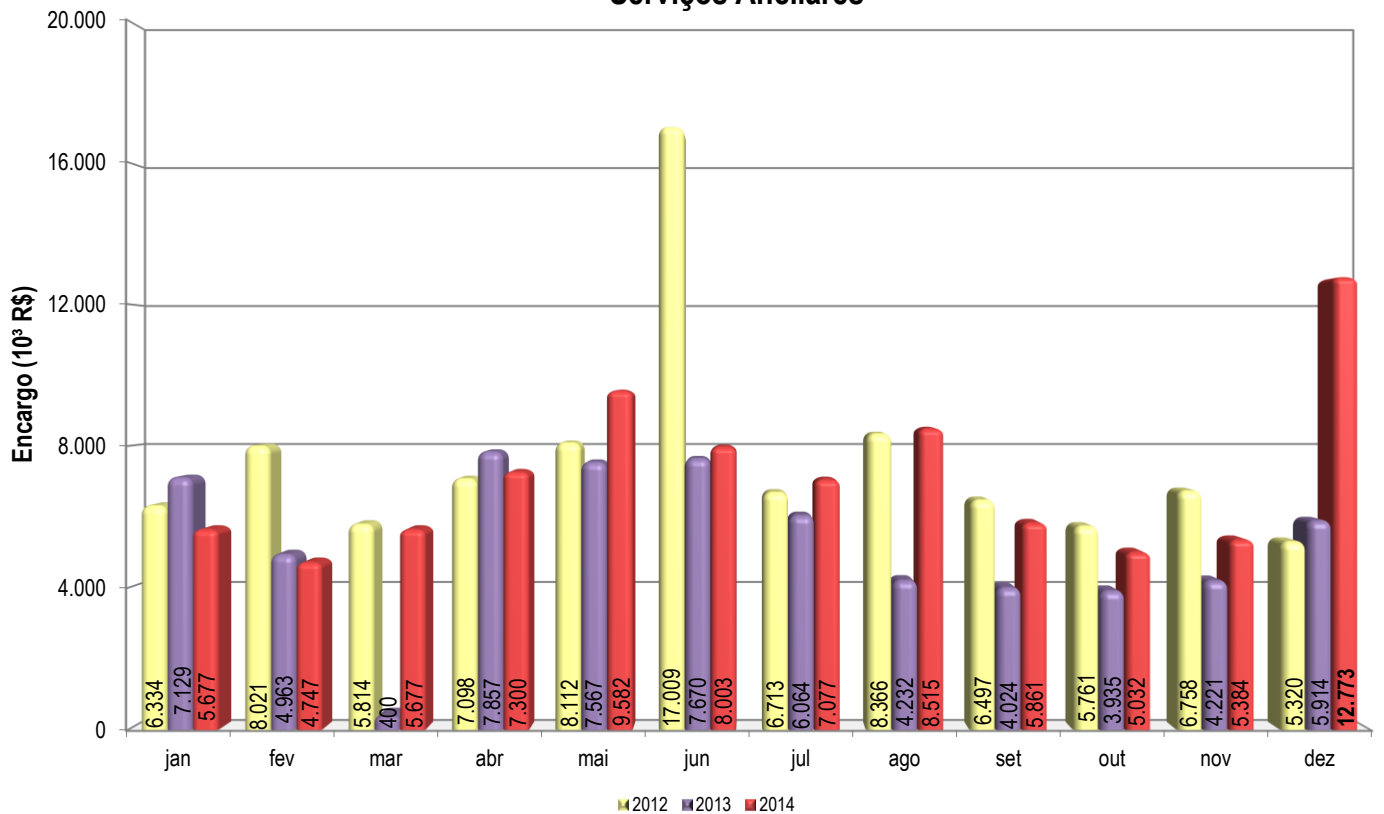


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até dezembro de 2014.

Fonte dos dados: CCEE



## 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de janeiro de 2015 a quantidade de ocorrências foi inferior ao verificado no mesmo mês de 2014, porém o montante de carga interrompida foi superior. A seguir destacam-se algumas ocorrências relevantes:

- **Dia 19 de janeiro, às 14h48min:** Desligamento manual de cargas no SIN após déficit de geração para suprimento da demanda. Houve interrupção de aproximadamente **4.453 MW** de cargas do SIN. Causa: Perda de geração em algumas usinas do SIN, a partir do valor de frequência de 59,4 Hz, e restrição no fluxo na interligação Norte/Sudeste, em função de manutenção do banco de capacitores da LT 500 kV Gurupi – Miracema C1 e limitações sistêmicas para suportar perda dupla no sistema 765 kV de Itaipu.
- **Dia 23 de janeiro, às 20h00min:** Desligamento da LT 138 kV São José – Rio da Cidade, devido à falha em cadeia de isoladores, seguido de desligamento incorreto das LT 138 kV Rio da Cidade – Integração e LT 138 kV São José – Ilha dos Pombos. Houve também desligamento de linhas e unidades geradoras na região, por sobrecarga. Houve interrupção de **942 MW** de cargas, sendo 487 MW da Ampla, 391 MW da Light, no estado do Rio de Janeiro, e 64 MW da Energisa em Minas Gerais. Causa: Recusa de atuação da proteção no terminal de Rio da Cidade da LT 138 kV São José – Rio da Cidade.
- **Dia 31 de janeiro, às 21h51min:** Desligamento automático da barra de 230 kV da SE Ipatinga 1 e da LT 230 kV Ipatinga 1 - Mesquita C1. Houve interrupção de **157 MW** de cargas da CEMIG em Minas Gerais. Causa: Explosão do TC da fase Azul associado ao terminal de Ipatinga da LT 230 kV Ipatinga 1 - Mesquita C1.

### 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	2015	2014
SIN**	4.453												4.453	6.795
S	128												128	1.201
SE/CO	1.555												1.555	8.923
NE	0												0	3.405
N-Int***	0												0	6.119
Isolados	0												0	0
<b>TOTAL</b>	<b>6.136</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>0</b>	<b>6.136</b>	<b>26.443</b>

Fonte dos dados: ONS, Eletronorte

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2015	2014
SIN**	1												1	1
S	1												1	6
SE/CO	5												5	29
NE	0												0	15
N-Int***	0												0	27
Isolados	0												0	0
<b>TOTAL</b>	<b>7</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>0</b>	<b>7</b>	<b>78</b>

\* Critério para seleção das interrupções: corte de carga  $\geq 100$  MW por tempo  $\geq 10$  minutos

Fonte dos dados: ONS, Eletronorte

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

\*\*\* O Sistema Manaus se encontra interligado ao SIN em configuração provisória.



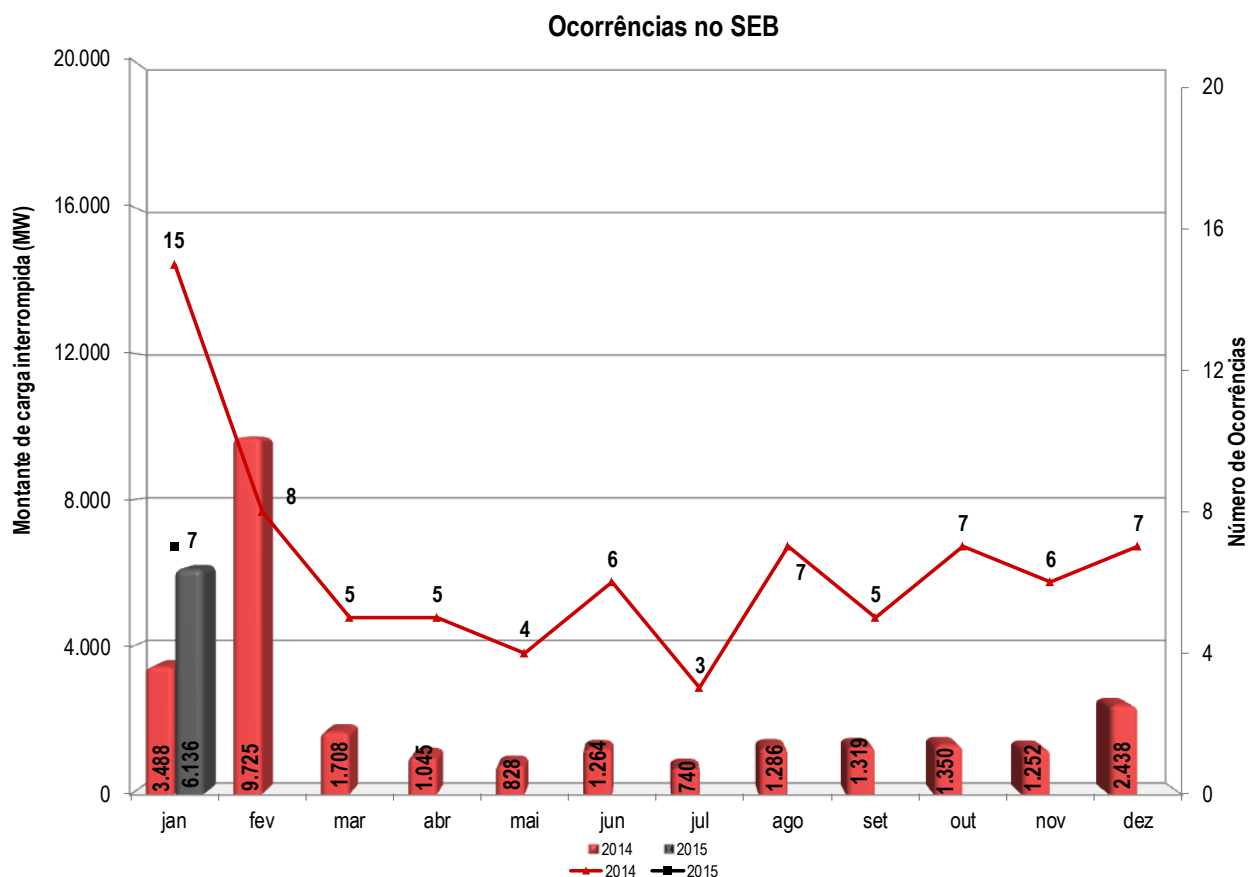


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS e Eletronorte

## 12.2. Indicadores de Continuidade \*

Em 2014, o DEC de todas as regiões do Brasil ultrapassou o limite para o ano. Apenas o FEC da região Centro-Oeste ultrapassou o limite para o ano de 2014.

Tabela 19. Evolução do DEC em 2014.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2014														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,94	1,69	1,63	1,47	1,23	1,07	1,17	1,15	1,41	1,54	1,56	1,72	17,58	14,67
S	2,14	1,94	1,29	1,12	1,06	1,06	1,07	1,19	1,43	1,44	1,40	2,06	17,19	13,36
SE	1,28	1,08	0,91	0,70	0,63	0,56	0,67	0,70	0,81	0,94	0,90	1,11	10,30	9,75
CO	3,65	2,48	3,06	2,37	1,56	1,10	1,48	1,52	2,92	3,31	2,92	2,80	29,17	17,37
NE	1,79	1,73	1,99	2,14	1,79	1,34	1,52	1,41	1,56	1,58	1,85	1,80	20,48	17,73
N	4,42	4,54	4,55	4,05	3,29	3,64	3,37	3,07	3,36	4,00	4,12	3,90	46,40	37,83

Dados contabilizados até dezembro de 2014 e sujeitos a alteração pela ANEEL – dados da Amazonas Energia não atualizados Fonte dos dados: ANEEL

Tabela 20. Evolução do FEC em 2014.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2014														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,05	0,92	0,89	0,81	0,72	0,64	0,68	0,69	0,81	0,92	0,84	0,91	9,88	11,86
S	1,33	1,13	0,86	0,69	0,72	0,68	0,69	0,78	0,85	0,87	0,91	1,12	10,63	11,17
SE	0,67	0,55	0,49	0,38	0,36	0,32	0,38	0,39	0,45	0,52	0,48	0,56	5,53	7,85
CO	1,95	1,64	1,94	1,73	1,34	0,84	1,09	1,19	2,17	2,59	1,83	1,81	20,12	15,53
NE	0,87	0,85	0,92	0,98	0,83	0,65	0,66	0,67	0,76	0,77	0,80	0,81	9,56	12,55
N	2,67	2,53	2,52	2,51	2,17	2,61	2,44	2,24	2,11	2,61	2,36	2,46	29,29	35,49

Dados contabilizados até dezembro de 2014 e sujeitos a alteração pela ANEEL – dados da Amazonas Energia não atualizados 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.

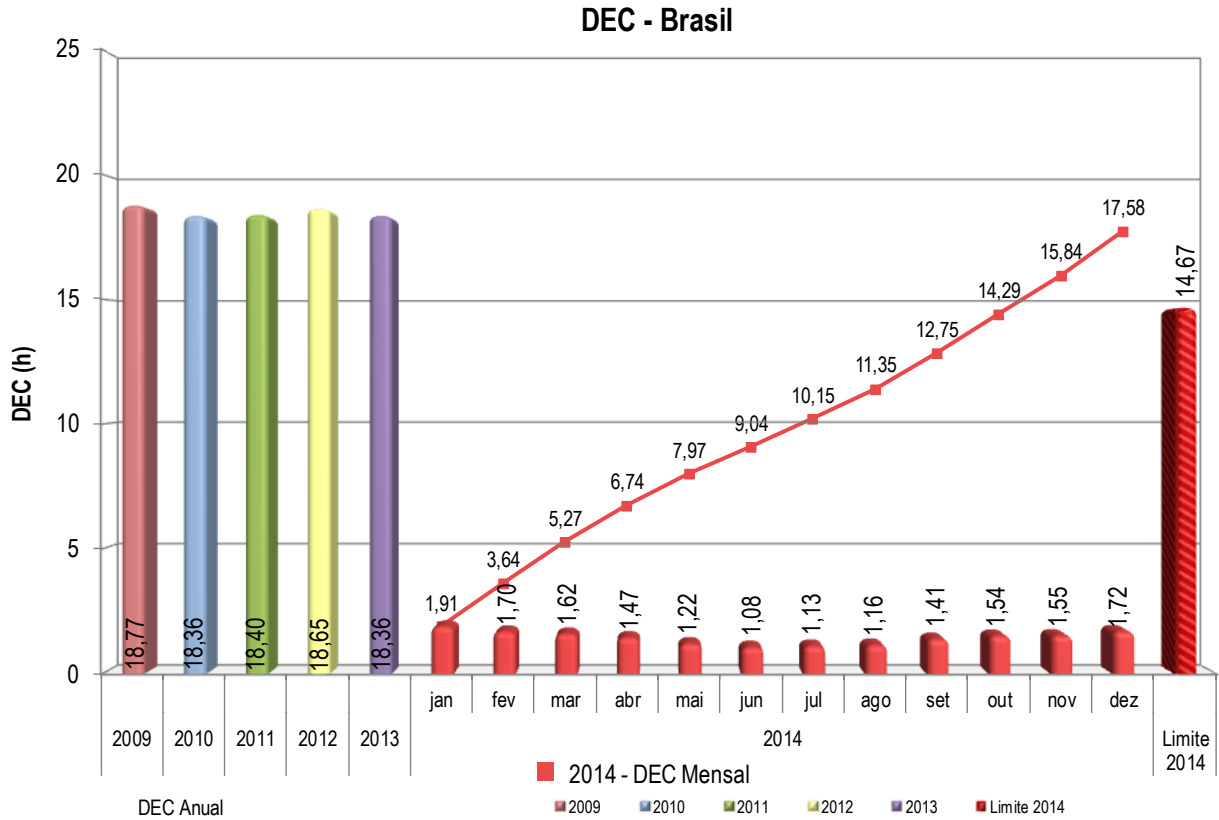


Figura 39. DEC do Brasil.

Dados contabilizados até dezembro de 2014 e sujeitos a alteração pela ANEEL – dados da Amazonas Energia não atualizados. Fonte dos dados: ANEEL

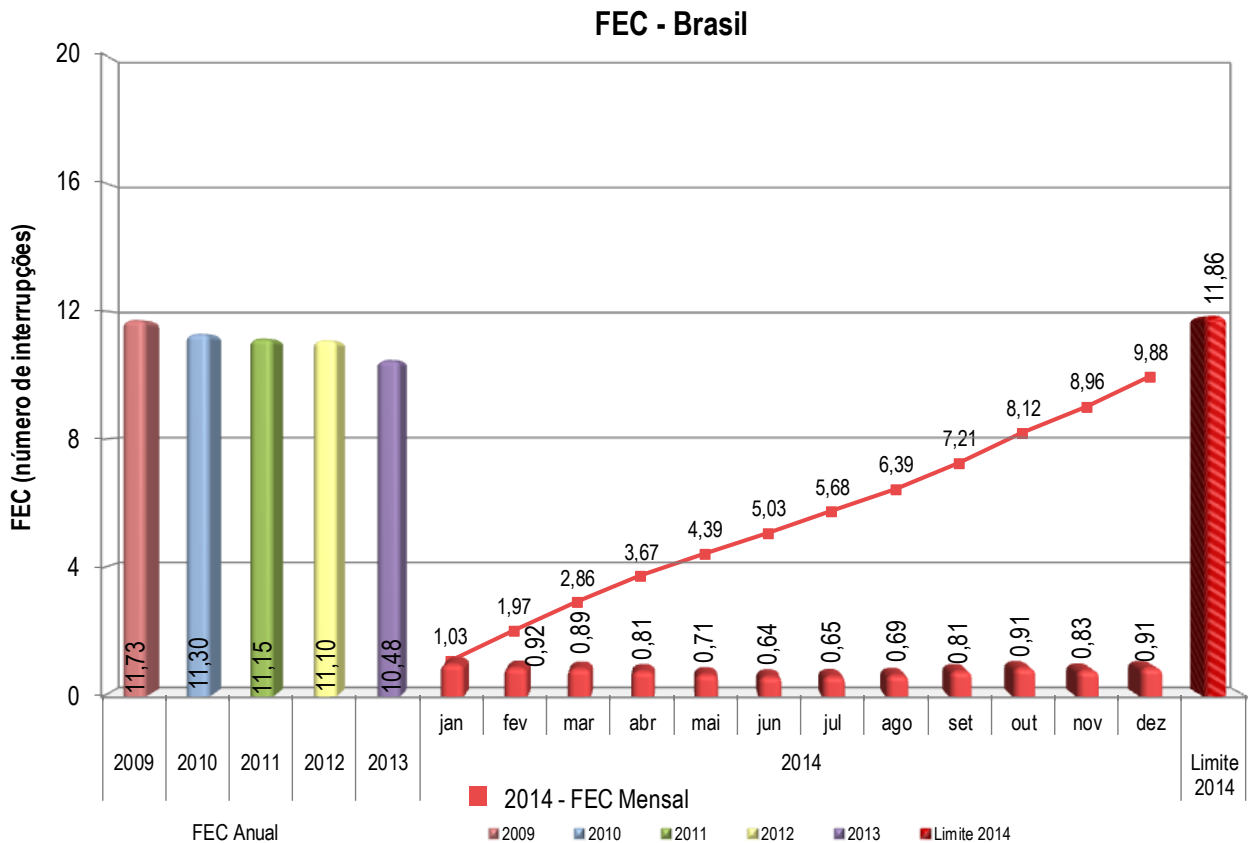


Figura 40. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até dezembro de 2014 e sujeitos a alteração pela ANEEL – dados da Amazonas Energia não atualizados. Fonte dos dados: ANEEL



## GLOSSÁRIO

<b>ANEEL</b> - Agência Nacional de Energia Elétrica	<b>Mvar</b> - Megavolt-ampère-reativo
<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>Proinfra</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	