



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

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

## Junho – 2014





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

**Junho – 2014**

## **Ministério de Minas e Energia**

### **Ministro**

Edison Lobão

### **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/see/menu/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 .....	28
9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão .....	28
9.2. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	28
9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão .....	29



9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação .....	29
10.CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO.....	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.....	36



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/04/2014 a 30/04/2014 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/04 a 30/04/2014 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 (MW médios).....	9
Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.....	13
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	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 2013.....	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

No mês de junho os valores de afliências apresentaram significativa melhoria na região Sul, atingindo o 8º melhor valor para o mês de junho no histórico de 82 anos. Os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte atingiram o 36º pior, o pior e o 32º pior valores para o mês no mesmo histórico, respectivamente.

No mês foram verificados 14.472 MWh médios de geração térmica programada pelo 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 maio apresentou a seguinte distribuição por subsistema: -1,1 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, +39,9 p.p. no Sul, -4,2 p.p. no Nordeste e -1,3 p.p. no Norte.

Na 144ª reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, ocorrida em 11 de junho, visando aumentar a confiabilidade da operação do sistema elétrico brasileiro, foi homologada a adoção de período de restrição de intervenções para as instalações prioritárias de suprimento de energia elétrica nas cidades-sede do evento Copa do Mundo FIFA 2014, iniciado em 12 de junho de 2014, e compreendido a partir das 48 horas antes do início de cada jogo na respectiva cidade-sede e término 24 horas após os jogos. Além disso, concluiu-se que o país está preparado para a realização da Copa do Mundo, no aspecto energia elétrica, tanto do ponto de vista sistêmico, quando de distribuição, incluindo o atendimento aos estádios e aeroportos.

No dia 06 de junho a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL realizou o Leilão de Energia nº 3/2014 A-3, com início de suprimento previsto para ocorrer 1º/01/2017, para contratação de energia elétrica de novos empreendimentos de geração. O preço médio de venda da energia dos empreendimentos foi R\$ 126,18 / MWh, o que corresponde a um deságio médio de 1,37% ao preço inicial. No certame foi arrematada a ampliação da Usina Hidrelétrica Santo Antônio pelo preço de R\$ 121 / MWh, com contrato de 30 anos. No leilão também venderam energia, ao preço médio de R\$ 129,97 / MWh, 21 eólicas localizadas nos estados do Rio Grande do Sul, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Ceará, com contrato de 20 anos.

No dia 16 de junho foi assinado, no Ministério de Minas e Energia – MME, o contrato de concessão do lote único ofertado no Leilão de Transmissão Nº 11/2013, que conectará a Usina Hidrelétrica de Belo Monte à região Sudeste. O empreendimento, que contempla o elo de corrente contínua que conectará a Usina Hidrelétrica de Belo Monte à região Sudeste, abrange os estados do Pará, Minas Gerais, Tocantins e Goiás. As instalações devem entrar em operação no prazo de 44 a 46 meses da assinatura dos contratos, com a criação de 15.476 empregos diretos. Os investimentos previstos são da ordem de R\$ 5 bilhões.

No mês de junho entraram em operação comercial 268,3 MW de geração, 37,6 km de linhas de transmissão e 525,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano totalizaram 3476,5 MW de novas usinas, 1662,6 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 5.266,0 MVA de transformação na Rede Básica.

\* As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 30 de junho de 2014, exceto quanto 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 junho apresentou comportamento semelhante ao mês de maio, no que diz respeito à passagem de frentes frias, mantendo a frequência semanal e a passagem pelo litoral da região Sudeste.

A permanência de uma frente fria em Santa Catarina e Paraná por quatro dias consecutivos, na primeira semana do mês, ocasionou valores significativos de precipitação na bacia do rio Iguaçu e no trecho incremental à UHE Itaipu. A primeira quinzena de junho foi marcada por baixos valores de chuva em toda a área do Brasil Central, mas que condizem com o período de estiagem característico desta época do ano na região. Nas Bacias dos Rios Paranapanema e Iguaçu houve totais de precipitação superiores ao esperado para o total do mês de junho (em torno de 100 mm).

As temperaturas mínimas e máximas da quinzena variaram entre normal e acima da normal em todo o país, com anomalias positivas da ordem de 1°C a 3°C em grande parte, e chegando até 5°C em algumas áreas.

Ao término do mês foram observados totais de precipitação acima da média climatológica apenas nas bacias dos rios Iguaçu, Uruguai e Paranapanema, considerando as bacias com maior capacidade de armazenamento e geração de energia elétrica.

Destaca-se que as principais bacias das regiões Sudeste e Centro-Oeste, a citar as bacias dos Rios Grande, Paranaíba e Tietê, encontram-se com totais de precipitação significativamente abaixo da média, principalmente quando são considerados os volumes acumulados desde o último período úmido comparados às médias climatológicas.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 102 %MLT – 23.534 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (36º pior valor\*), 423 %MLT – 19.066 MW médios no Sul (8º melhor valor\*), 42 %MLT – 2.033 MW médios no Nordeste (pior valor\* e 20% abaixo do segundo pior\*) e 89 %MLT – 4.169 MW médios no Norte-Interligado (32º pior valor\*).

\* considerando um histórico de afluências para o mês em 82 anos (1931 a 2012).

### 2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

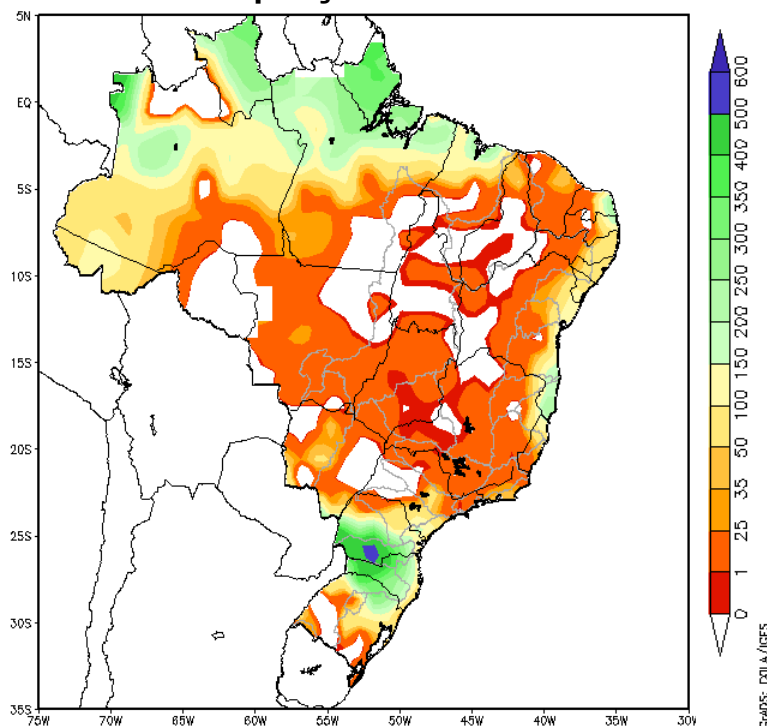


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/06/2014 a 30/06/2014 – Brasil.

Fonte: ONS





## 2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

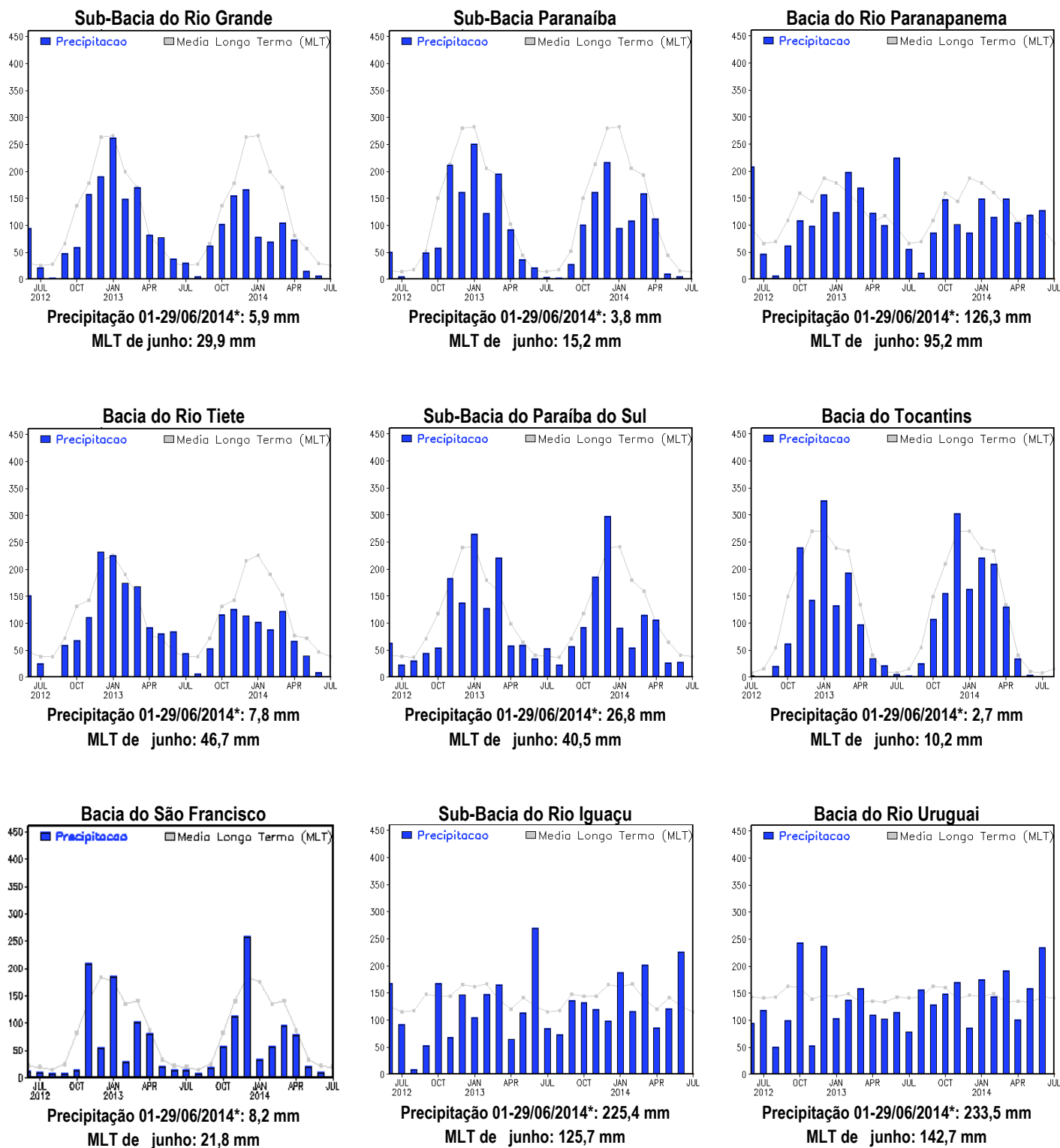


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/06 a 29/06/2014 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

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



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

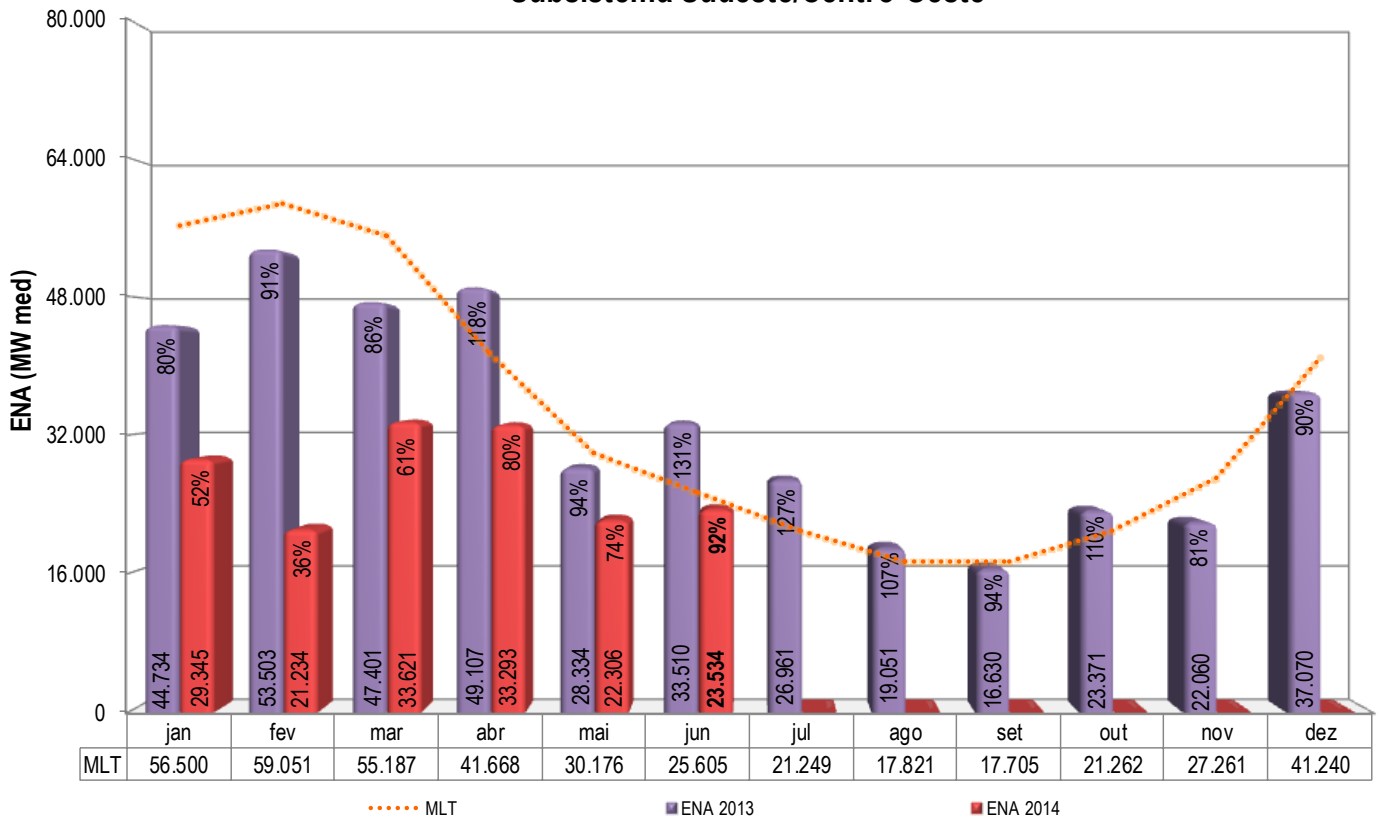


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Sul

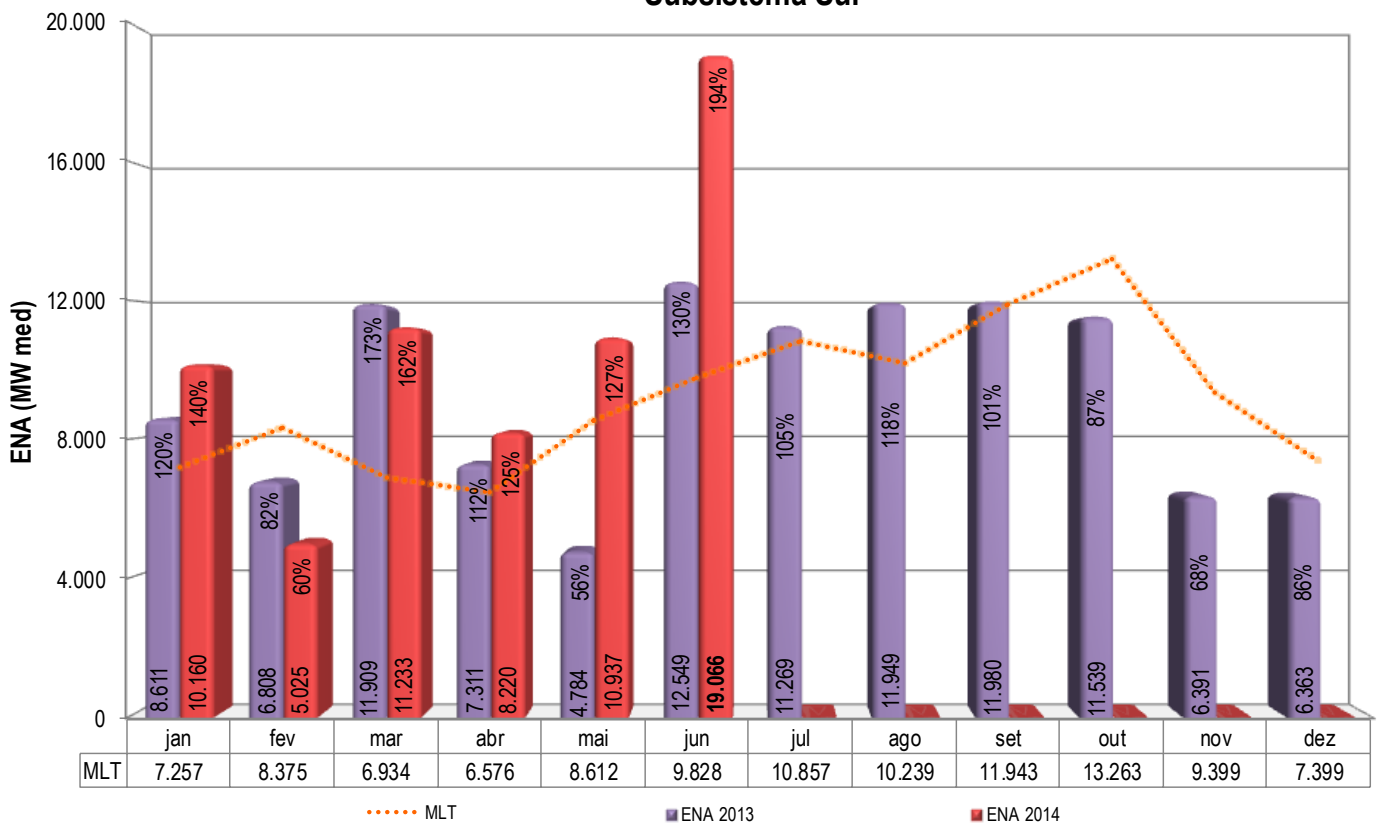


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



### Subsistema Nordeste

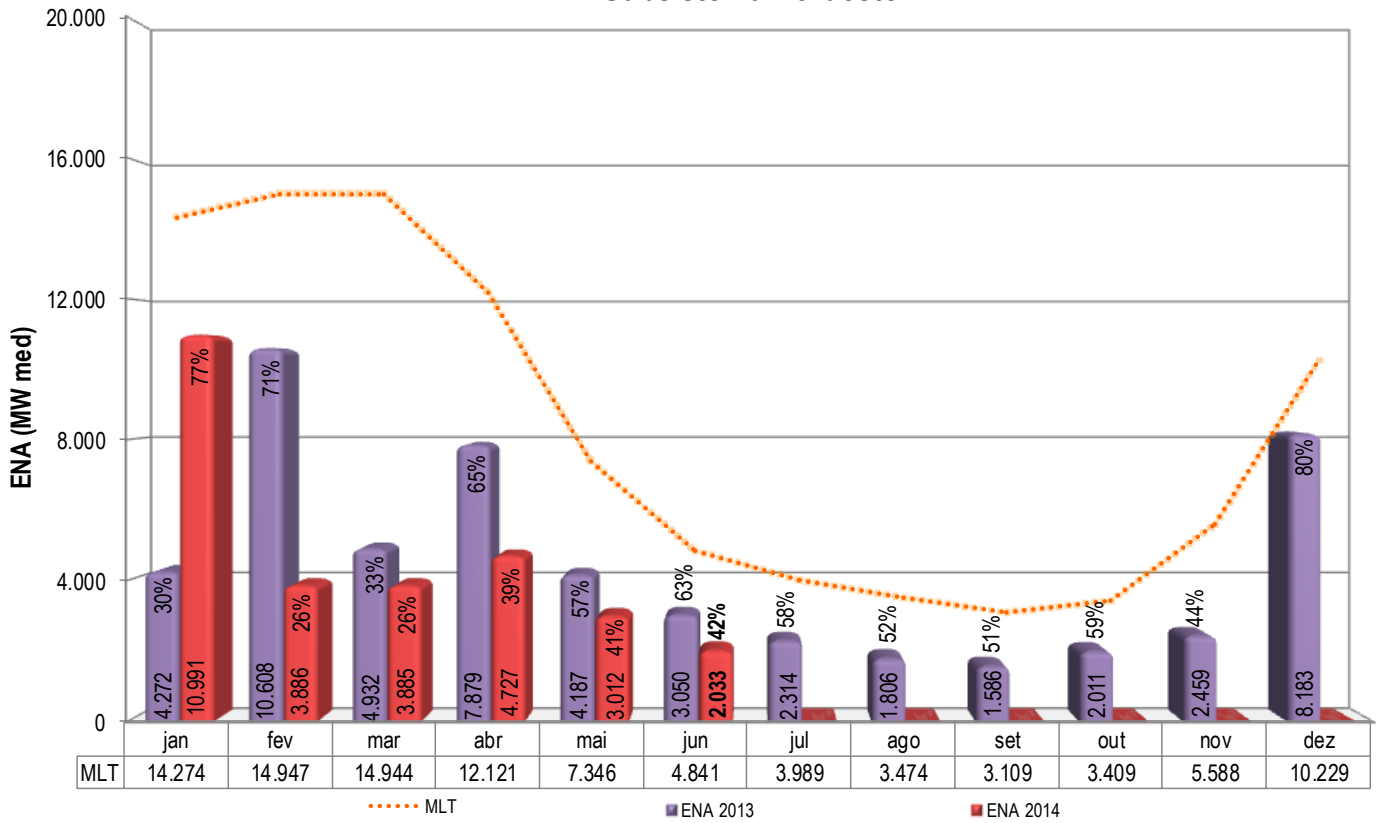


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

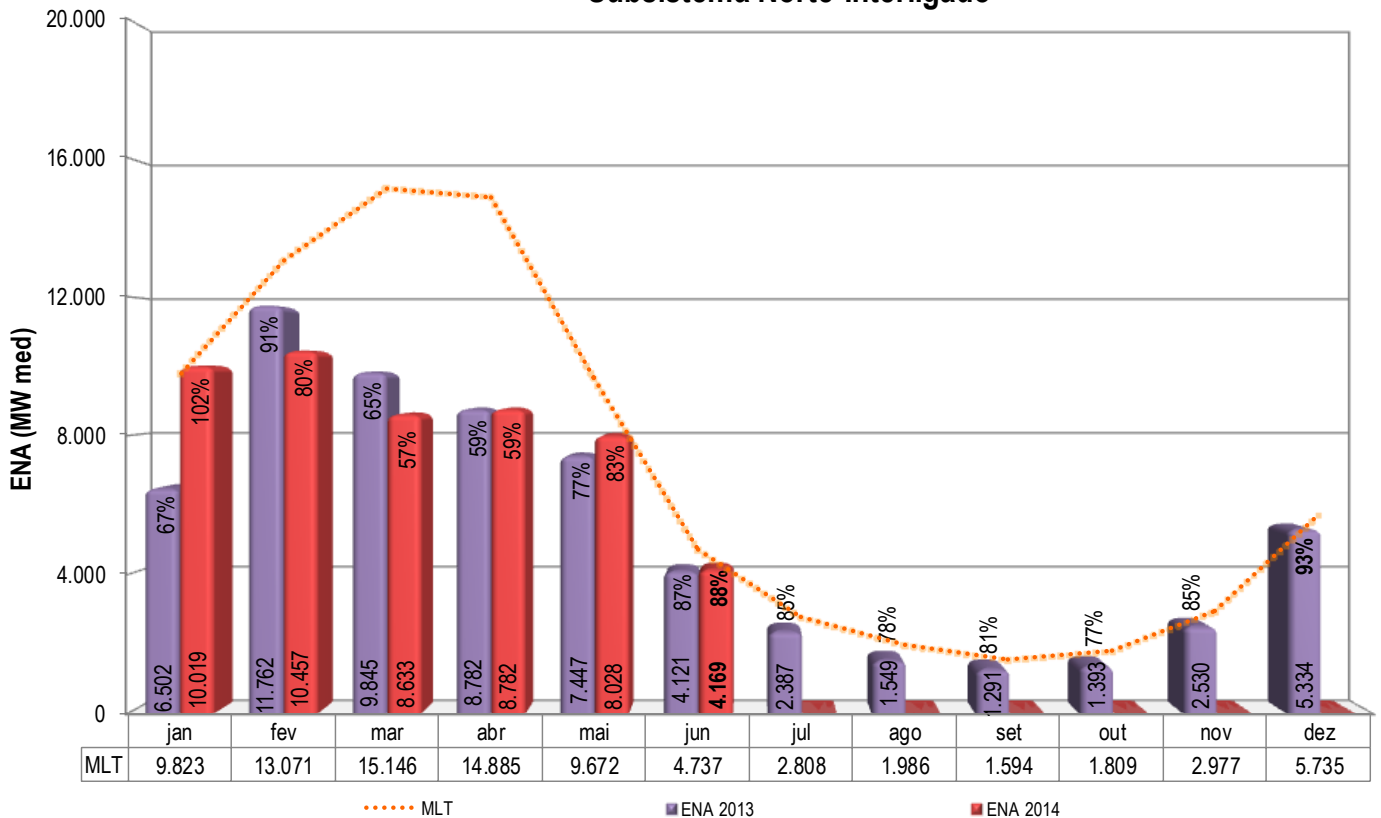


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



## 2.4. Energia Armazenada

Em junho de 2014 houve pequenas reduções nos níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas, com exceção do Sul, onde verificou-se replecionamento de 39,9 pontos percentuais. Houve contribuição de cerca de 14.472 MWmédios de produção térmica no mês, montante cerca de 6% superior ao verificado no mês anterior.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste houve um deplecionamento de 1,1 p.p., atingindo 36,3 %EAR ao final do mês de junho, valor inferior ao verificado ao final de junho de 2013 (63,8 %EAR), mas ainda superior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (28,6 %EAR). Em grande parte do mês de junho, as disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas em todos os períodos de carga, após explorados os excedentes energéticos da região Sul, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste.

Na maior parte do mês, com a melhoria significativa das aflúncias na Região Sul, as disponibilidades energéticas de suas usinas foram exploradas ao máximo em todos os períodos de carga, respeitando-se os limites elétricos vigentes, face à ocorrência de vertimentos para o controle do nível de armazenamento em muitas usinas. Nesse contexto, houve um replecionamento do reservatório de 39,9 p.p., atingindo 94,8 %EAR ao final do mês.

No subsistema Nordeste houve deplecionamento de 4,2 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 36,6 %EAR ao final do mês de junho, valor inferior ao verificado ao final de junho de 2013 (46,5 %EAR), mas ainda superior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (24,6 %EAR). Foi mantida a geração hidráulica em valores mínimos, sendo a geração térmica local e o recebimento de energia da ordem de 1.712 MWmédios responsáveis pelo fechamento do balanço energético do subsistema. Em função das condições hidroenergéticas desfavoráveis, a geração da UHE Três Marias foi dimensionada para uma defluência de 250 m<sup>3</sup>/s, visando minimizar a utilização dos estoques armazenados em seu reservatório.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 91,7 %EAR ao final do mês de junho, apresentando deplecionamento de 1,3 p.p. Na maior parte do mês, em função da redução da vazão afluyente e do término dos vertimentos, a geração da UHE Tucuruí foi dimensionada nos períodos de carga média e pesada para fechamento do balanço energético do SIN, sendo minimizada nos períodos de carga leve, de modo a manter o armazenamento máximo de seu reservatório, sem a ocorrência de vertimento para controle do seu nível de armazenamento. Os excedentes energéticos foram transferidos para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes nas interligações entre as regiões Norte, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Com relação à UHE Serra da Mesa, no mês de junho, sua defluência foi elevada para patamar da ordem de 600 m<sup>3</sup>/s.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações de energia armazenada em comparação ao final de maio referem-se ao replecionamento de 38,2 p.p. na UHE Capivara (atingindo 68,4% v.u.) e ao deplecionamento de 5,5 p.p. na UHE Sobradinho (atingindo 49,0% v.u.), de 4,6 p.p. na UHE Ilha Solteira (atingindo 0,0% v.u.) e de 3,1 p.p. na UHE Três Marias (atingindo 12,2% v.u.) referenciados aos respectivos volumes úteis máximos.

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	36,3	204.987	70,3
Sul	94,8	19.873	6,8
Nordeste	36,6	51.859	17,8
Norte	91,7	14.812	5,1
<b>TOTAL</b>		<b>291.531</b>	<b>100,0</b>

Fonte: ONS

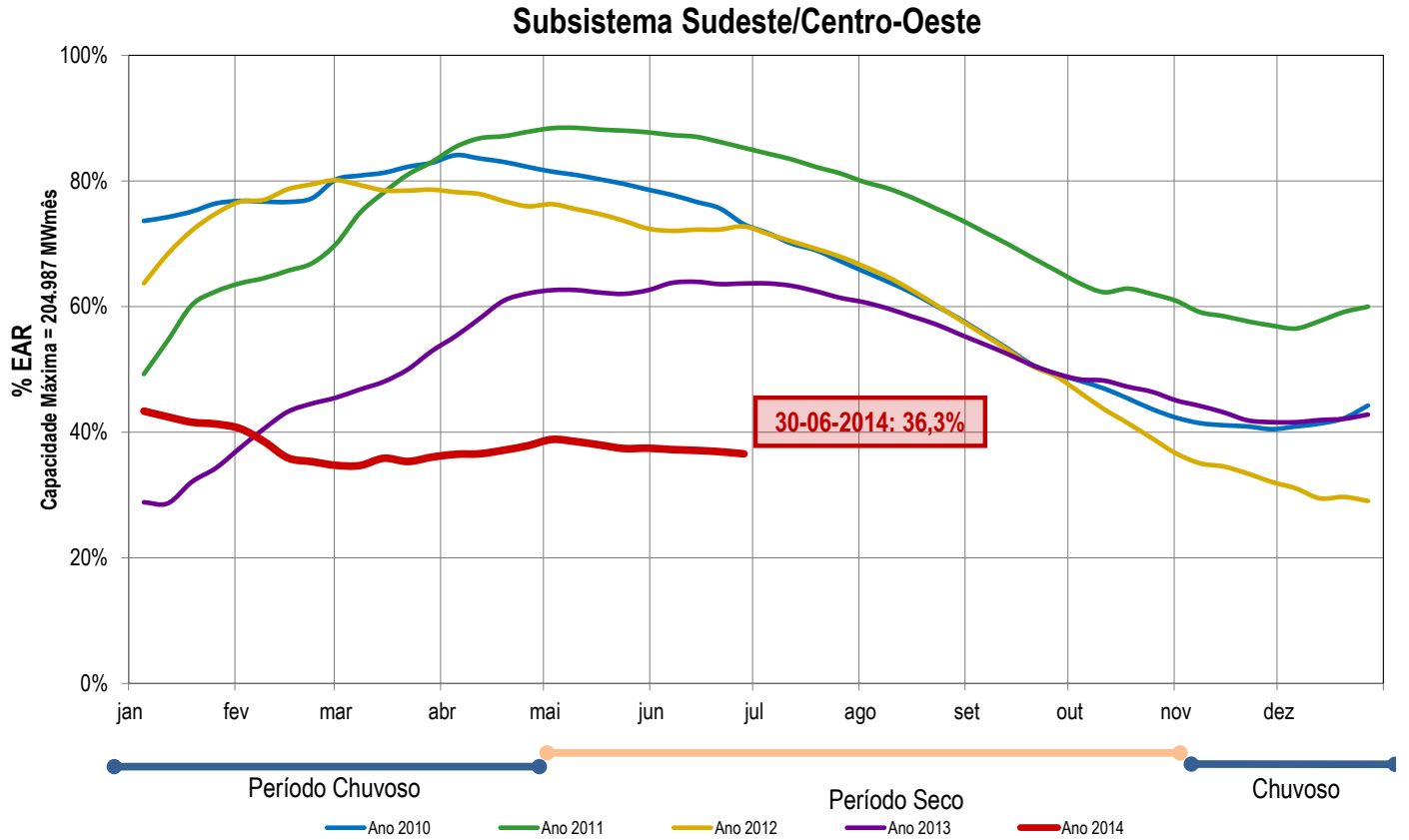


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

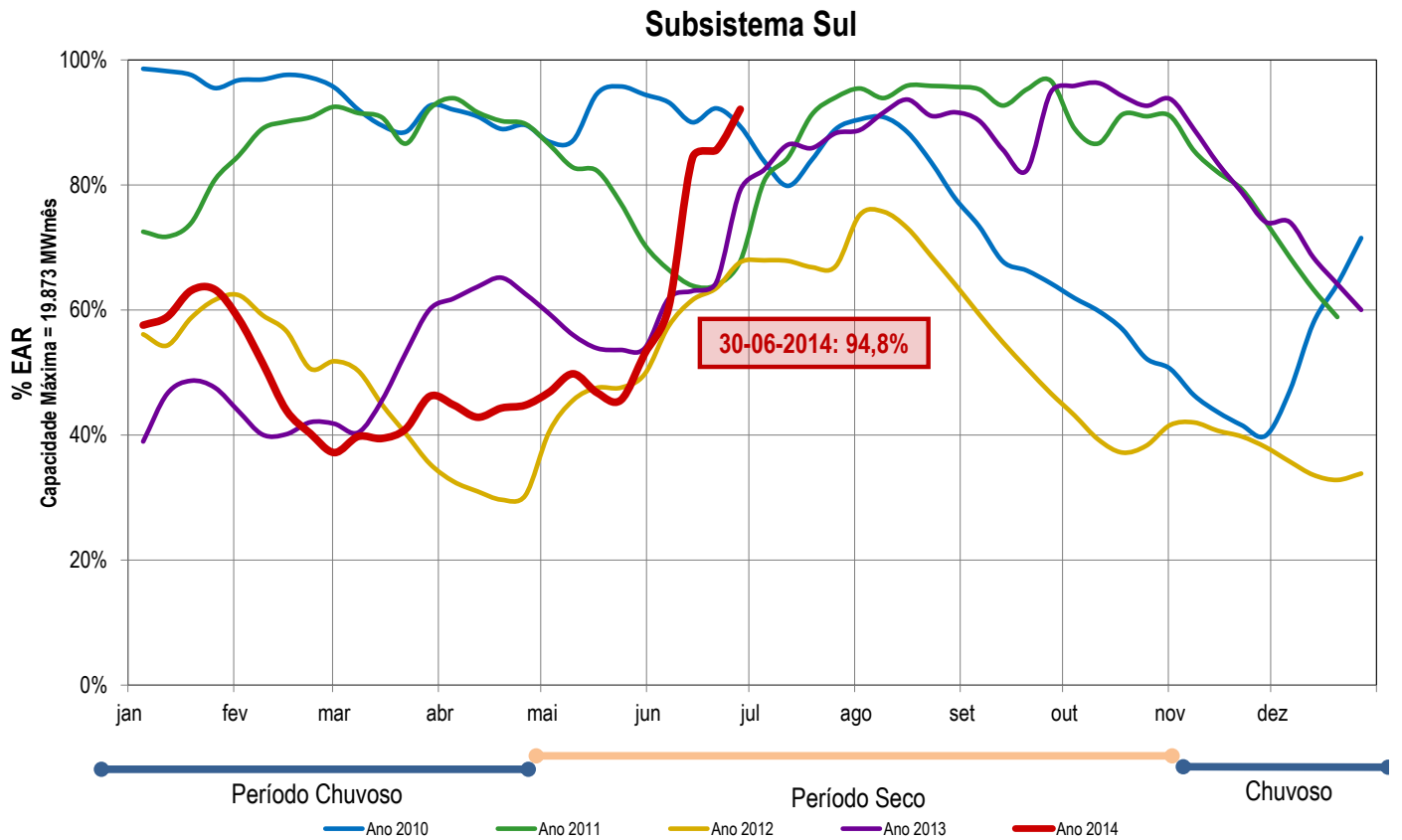


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



### Subsistema Nordeste

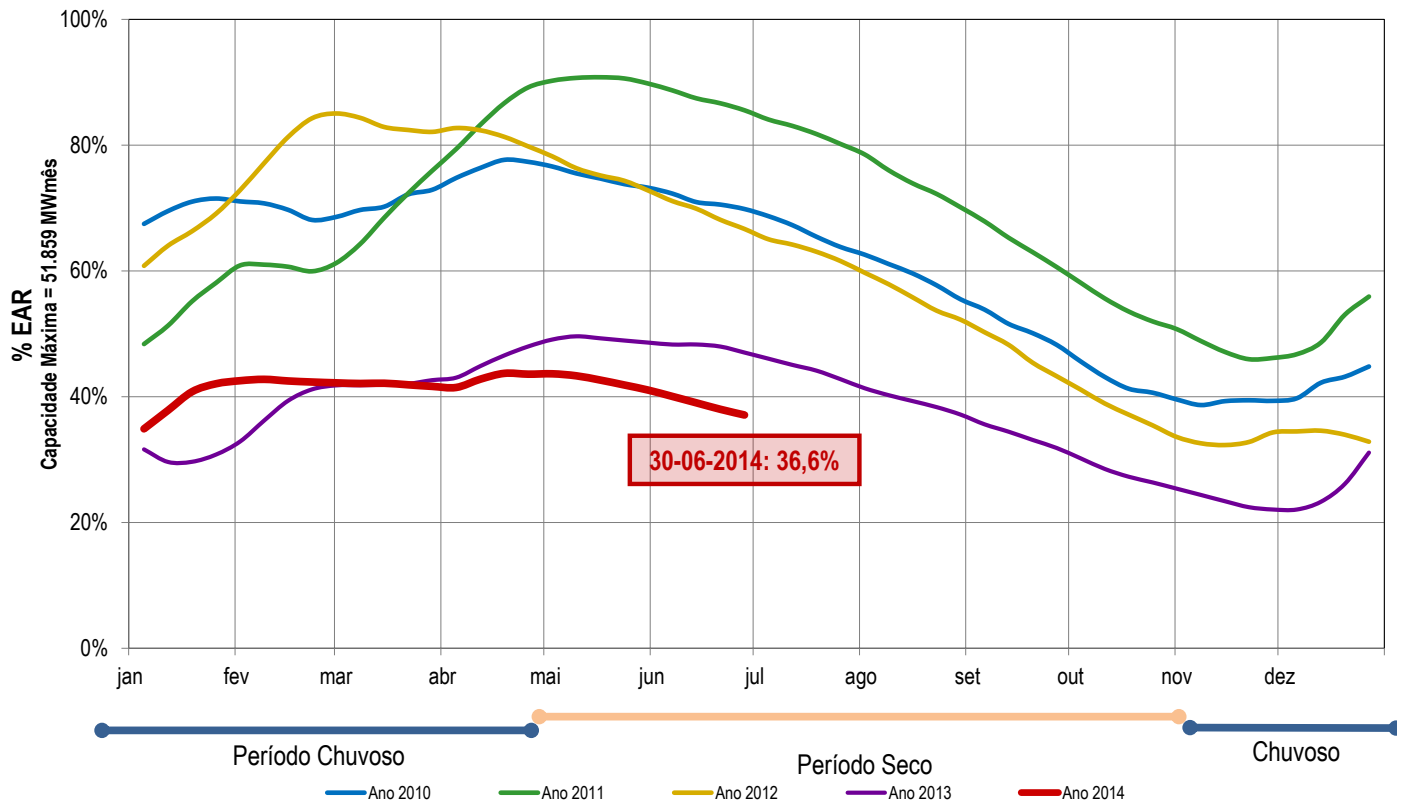


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

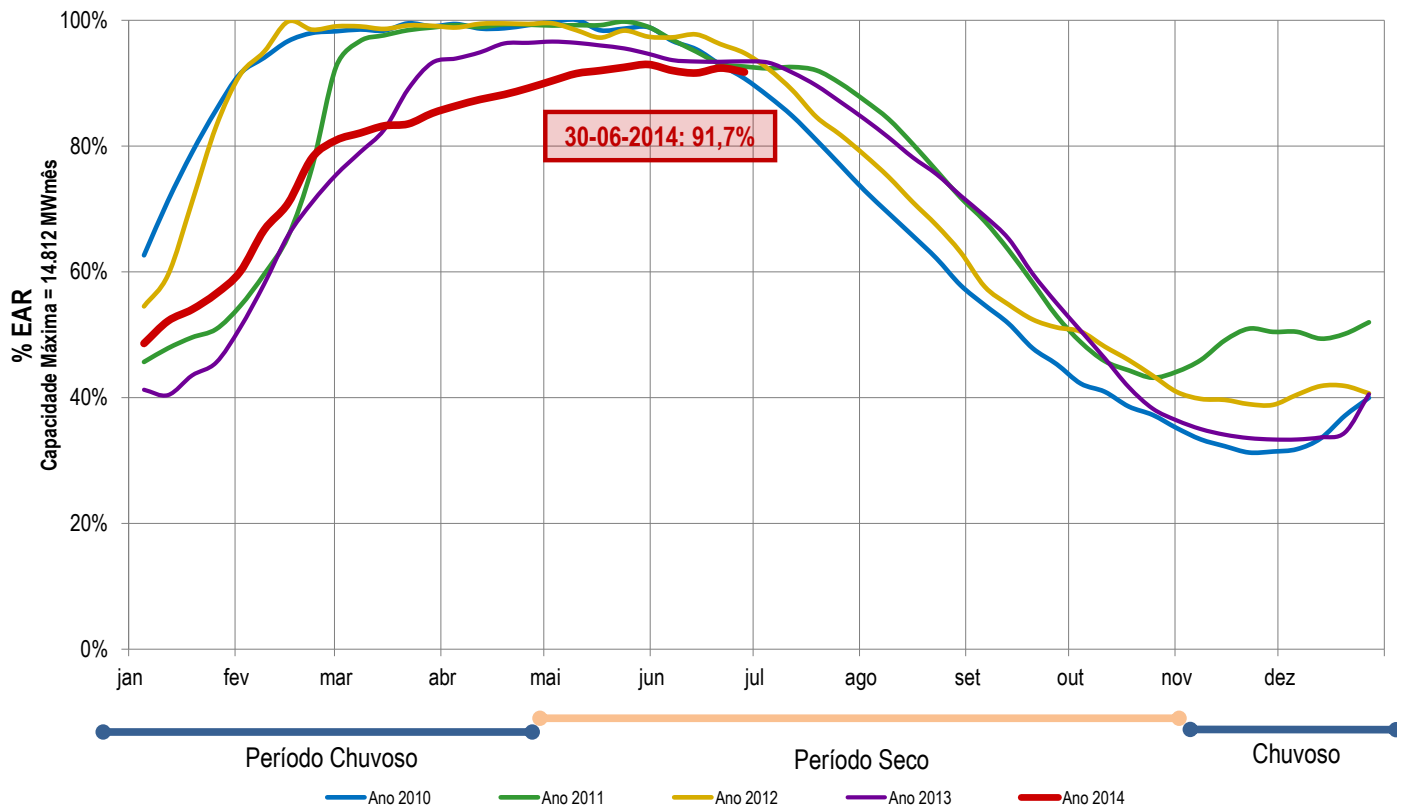


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em junho de 2014, em função das elevadas afluências ao subsistema Sul, houve exportação de energia desse subsistema de cerca de 3.043 MWmédios, bastante superior aos 441 MWmédios verificados no mês anterior. O valor máximo verificado em junho foi de 5.191 MWmédios no sábado, dia 14.

Do subsistema Norte-Interligado, houve exportação de energia de cerca de 1.627 MWmédios, inferior aos 4.635 MWmédios verificados no mês anterior, em função do término do vertimento na UHE Tucuruí e à redução a sua exploração.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste permaneceu importador de energia em 2.958 MWmédios, mesmo patamar verificado no mês anterior, considerando as contribuições do Norte-Interligado e do Sul.

O subsistema Nordeste também permaneceu importador em 1.712 MWmédios, valor inferior ao verificado no mês de maio. Ressalta-se que a geração hidráulica no subsistema Nordeste continua nos valores mínimos permitidos, para garantir os usos múltiplos da água na cascata do rio São Francisco.

No complexo do Rio Madeira, a UHE Jirau gerou cerca de 364 MWmédios no mês de junho e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 844 MWmédios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. No período foram escoados cerca de 1.035 MWmédios pelo primeiro bipolo em corrente contínua, com média diária máxima de 1.306 MWmédios.

Além disso, a região metropolitana de Manaus recebeu cerca de 46 MWmédios do SIN no mês de junho, através da interligação Tucuruí-Manaus. No dia 10 de junho de 2014, foi registrado o máximo valor diário de importação pela interligação Tucuruí-Manaus em 112 MWmédios.

No mês de junho, foi nulo o valor de intercâmbio internacional com a Argentina e o Uruguai.



Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

Fonte: ONS / Eletronorte

Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB**	200
②	EXPN	(Geração - demanda)
	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	7.600
	FSUL	5.740
⑥	INT <sub>Arg</sub>	2.100
	INT <sub>Urug</sub>	70

Fonte: ONS / Eletronorte

\* Os limites de intercâmbio apresentados referem-se à carga pesada, conforme revisão quadrimestral do PMO de maio de 2014.

\*\* 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 maio de 2014 o consumo de energia elétrica atingiu 47.620 GWh, considerando autoprodução e acréscimo das perdas, representando aumento de 3,6% em relação ao mesmo mês do ano anterior, fato impulsionado pelos consumos residencial e comercial, seguindo mesma tendência verificada em abril de 2014, e apesar de ter havido redução de 4,3% no consumo industrial. No acumulado dos últimos doze meses (Jun/13 a Mai/14), o consumo total cresceu 4,9% em relação ao mesmo período anterior (Jun/12 a Mai/13).

O consumo residencial em maio de 2014 acumulou crescimento de 7,0% em 12 meses sobre o mesmo período anterior e avançou 6,0% em relação ao mesmo mês de 2013. Esse desempenho foi resultante especialmente da expansão do consumo das famílias nas regiões Norte e Nordeste do país, com contribuições expressivas dos estados do Pará, Amazonas e Bahia.

O consumo da classe comercial registrou crescimento de 7,3% no acumulado de 12 meses e mesma taxa em relação a maio de 2013, ainda influenciado pelo efeito da reclassificação de condomínios residenciais para a categoria comercial em São Paulo, pela entrada de novas unidades comerciais, especialmente *shopping centers*, e pelo maior uso de aparelhos condicionadores de ar, em conformidade com o observado no último ano.

O consumo das indústrias recuou 4,3% em relação a maio de 2013, representando o menor valor apurado para o consumo dessa classe nos últimos anos, desempenho impactado pela redução da produção industrial em alguns setores, tais como a metalurgia, e pelo aumento da autoprodução, resultando na redução da demanda de energia à rede elétrica.

Por fim, o consumo de energia da classe rural aumentou 2,8% em comparação ao mesmo mês em 2013 e acumula em 12 meses crescimento de 5,7% em relação ao mesmo período anterior.

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





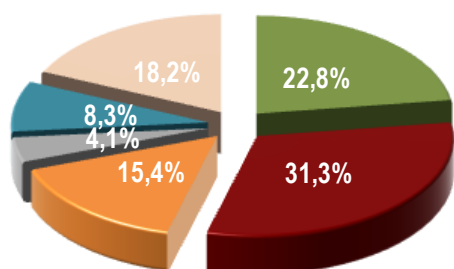
**Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.**

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Mai/14 GWh	Evolução mensal (Mai/14/Abr/14)	Evolução anual (Mai/14/Mai/13)	Jun/12-Mai/13 (GWh)	Jun/13-Mai/14 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	10.854	0,9%	6,0%	120.705	129.106	7,0%
<b>Industrial</b>	14.900	-1,6%	-4,3%	182.899	183.835	0,5%
<b>Comercial</b>	7.328	-3,2%	7,3%	81.107	86.991	7,3%
<b>Rural</b>	1.933	-2,1%	2,8%	23.422	24.768	5,7%
<b>Demais classes *</b>	3.930	-2,2%	2,0%	45.256	47.057	4,0%
<b>Perdas</b>	8.675	9,5%	14,1%	96.158	104.901	9,1%
<b>Total</b>	<b>47.620</b>	<b>0,5%</b>	<b>3,6%</b>	<b>549.547</b>	<b>576.658</b>	<b>4,9%</b>

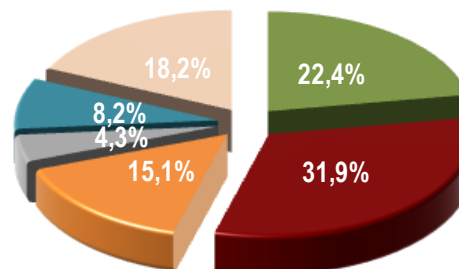
\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.  
Dados contabilizados até maio de 2014.

Fonte: EPE

**Consumo de Energia Elétrica em Mai/2014**



**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 maio de 2014.

Fonte: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Mai/14 kWh/NU	Evolução mensal (Mai/14/Abr/14)	Evolução anual (Mai/14/Mai/13)	Jun/12-Mai/13 (kWh/NU)	Jun/13-Mai/14 (kWh/NU)	Evolução
<b>Consumo médio residencial</b>	167	0,6%	2,4%	161	166	3,3%
<b>Consumo médio industrial</b>	25.500	-1,7%	-5,3%	26.375	26.218	-0,6%
<b>Consumo médio comercial</b>	1.332	-3,6%	3,7%	1.270	1.317	3,7%
<b>Consumo médio rural</b>	458	-2,1%	1,1%	470	489	3,9%
<b>Consumo médio demais classes *</b>	5.362	-2,4%	-0,7%	5.303	5.350	0,9%
<b>Consumo médio total</b>	<b>513</b>	<b>-1,6%</b>	<b>-1,8%</b>	<b>515</b>	<b>518</b>	<b>0,6%</b>

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

Fonte: EPE



## 4.2. Unidades Consumidoras

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

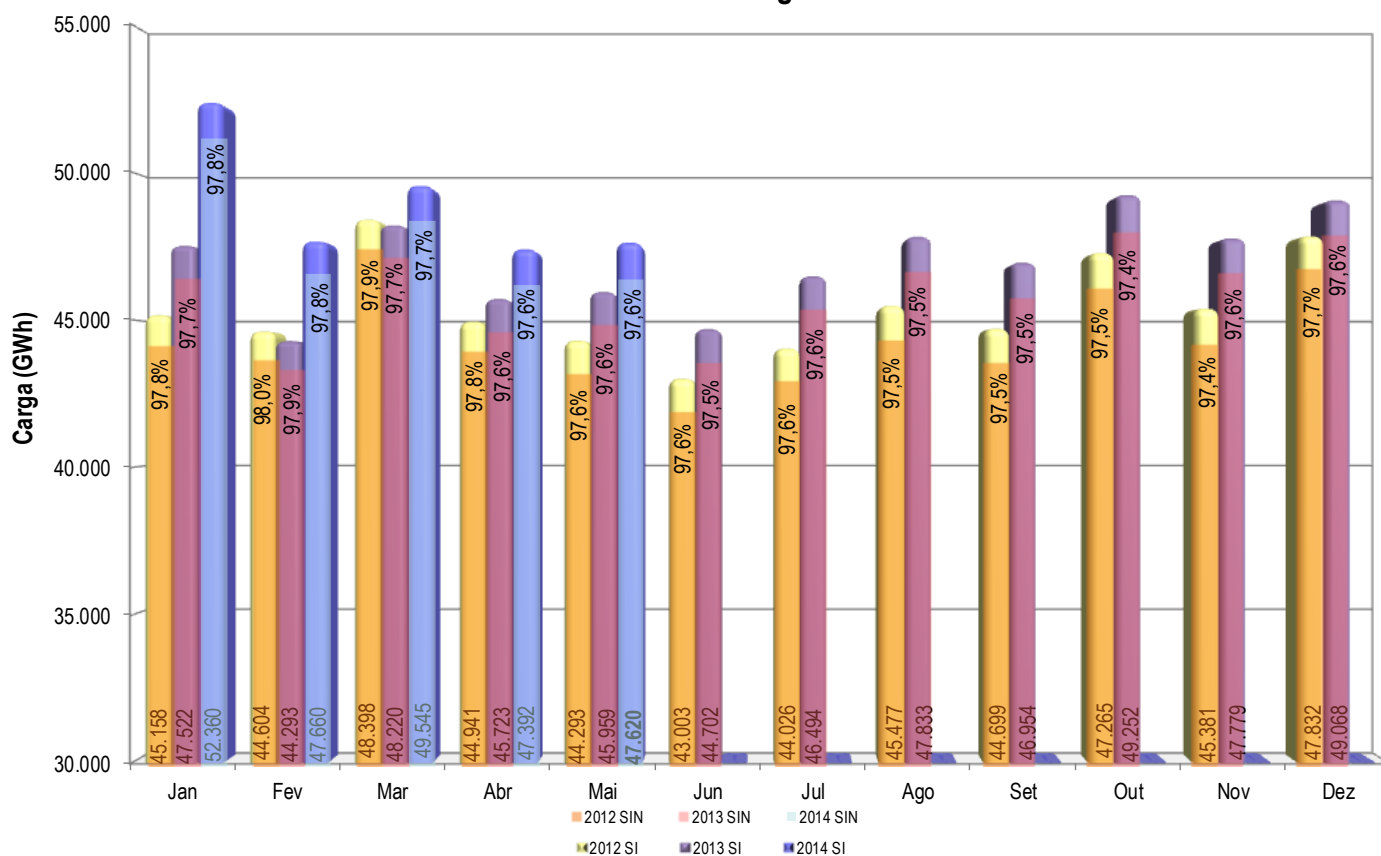
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Mai/13	Mai/14	
Residencial (NUCR)	62.593.654	64.808.709	3,5%
Industrial (NUCI)	577.894	584.317	1,1%
Comercial (NUCC)	5.318.502	5.503.813	3,5%
Rural (NUCR)	4.152.591	4.224.520	1,7%
Demais classes*	713.333	732.939	2,7%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>73.355.974</b>	<b>75.854.298</b>	<b>3,4%</b>

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

Fonte: EPE

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

### Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até maio de 2014.

Fonte: 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 junho de 2014 não houve recorde de demanda no SIN e em seus subsistemas.

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>44.911</b> 06/06/2014 - 18h19	<b>13.562</b> 05/06/2014 - 17h43	<b>11.043</b> 03/06/2014 - 17h54	<b>5.953</b> 02/06/2014 - 15h00	<b>74.330</b> 05/06/2014 - 18h19
<b>Recorde (MW)</b> (dia - hora)	<b>51.261</b> 06/02/2014 - 15h47	<b>17.971</b> 06/02/2014 - 14h29	<b>11.809</b> 04/12/2013 - 15h40	<b>6.109</b> 17/09/2013 - 15h35	<b>85.708</b> 05/02/2014 - 15h41

Fonte: ONS

## 4.5. Demandas Máximas Mensais

### Subsistema Interligado Nacional

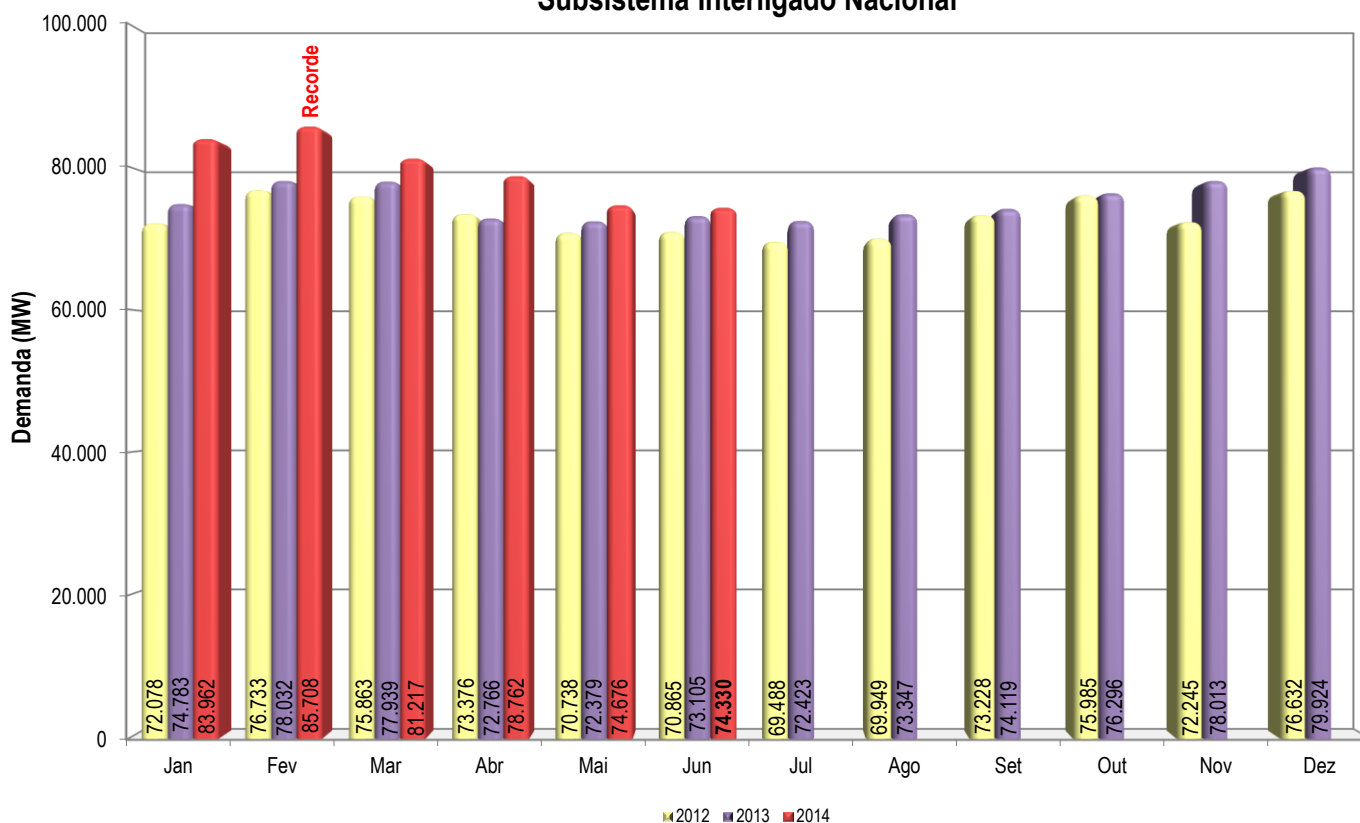


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte: ONS



### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

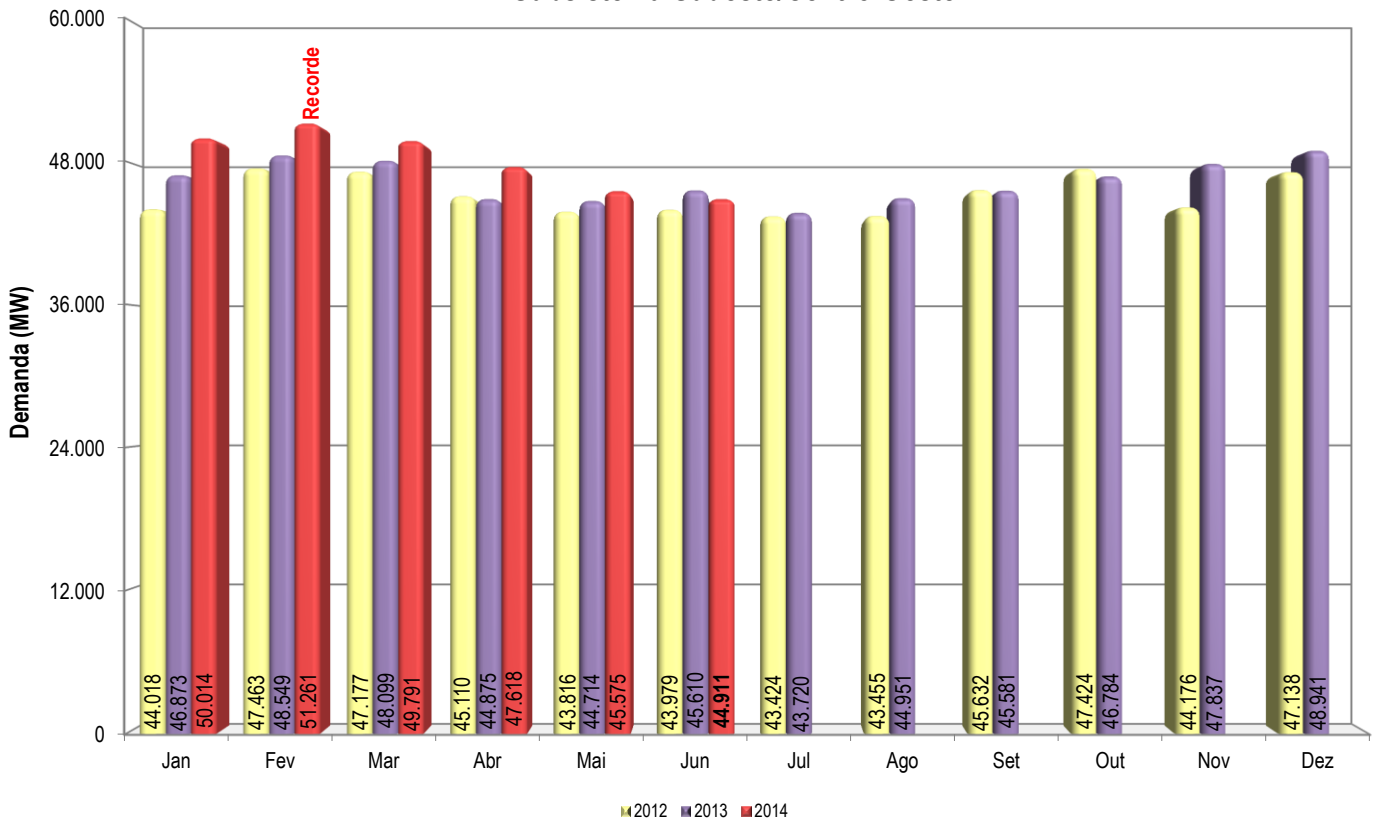


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Sul

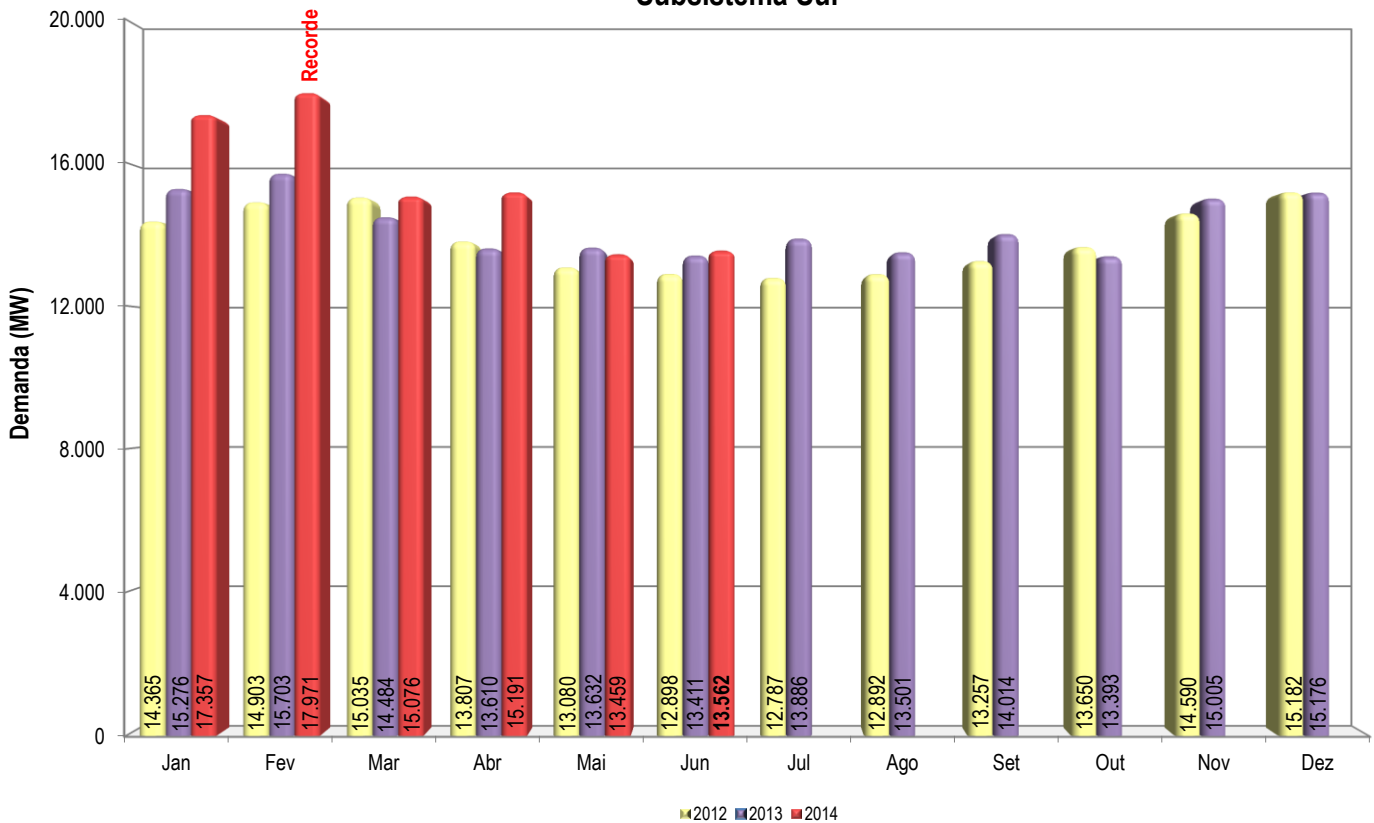


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte: ONS

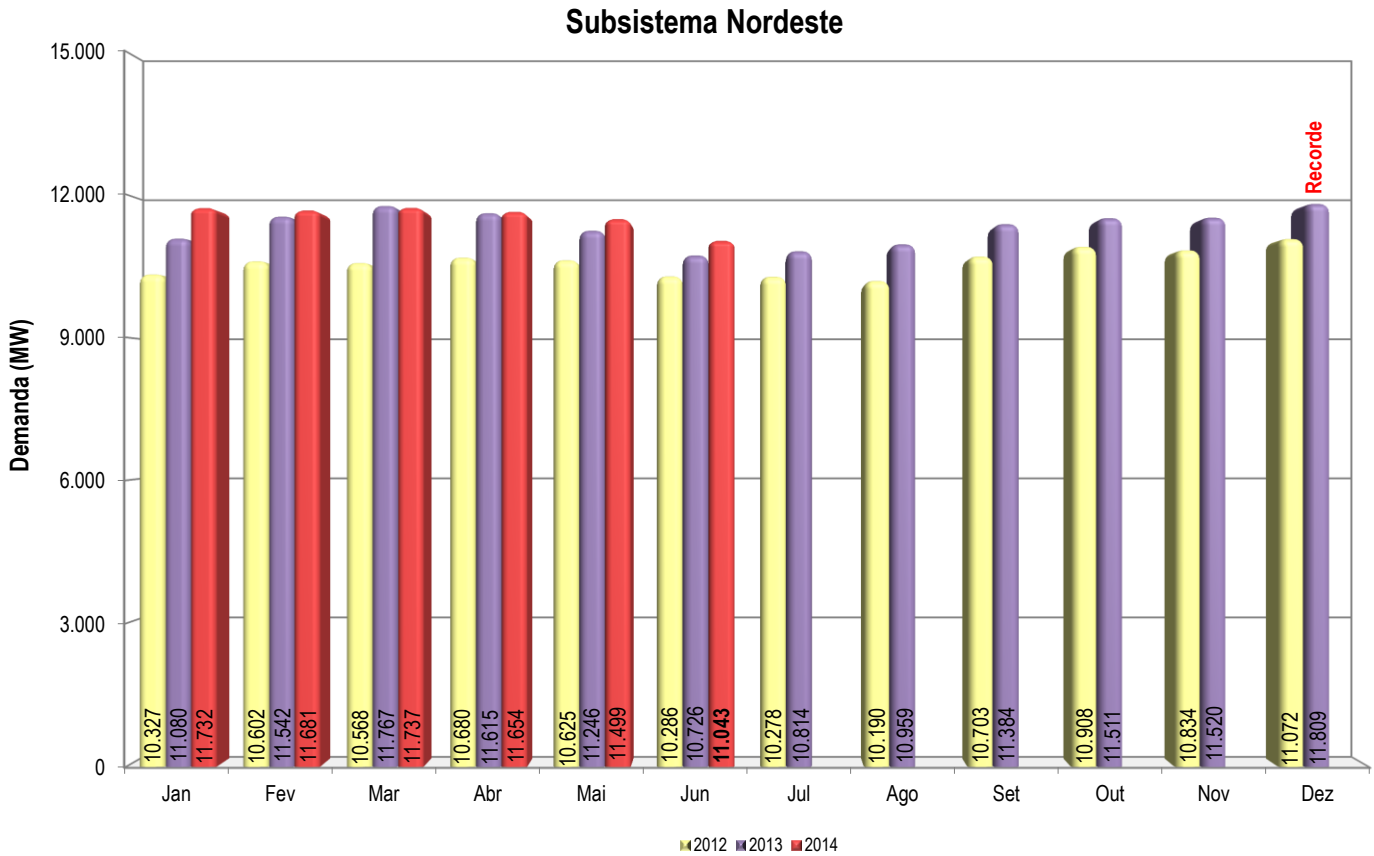


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

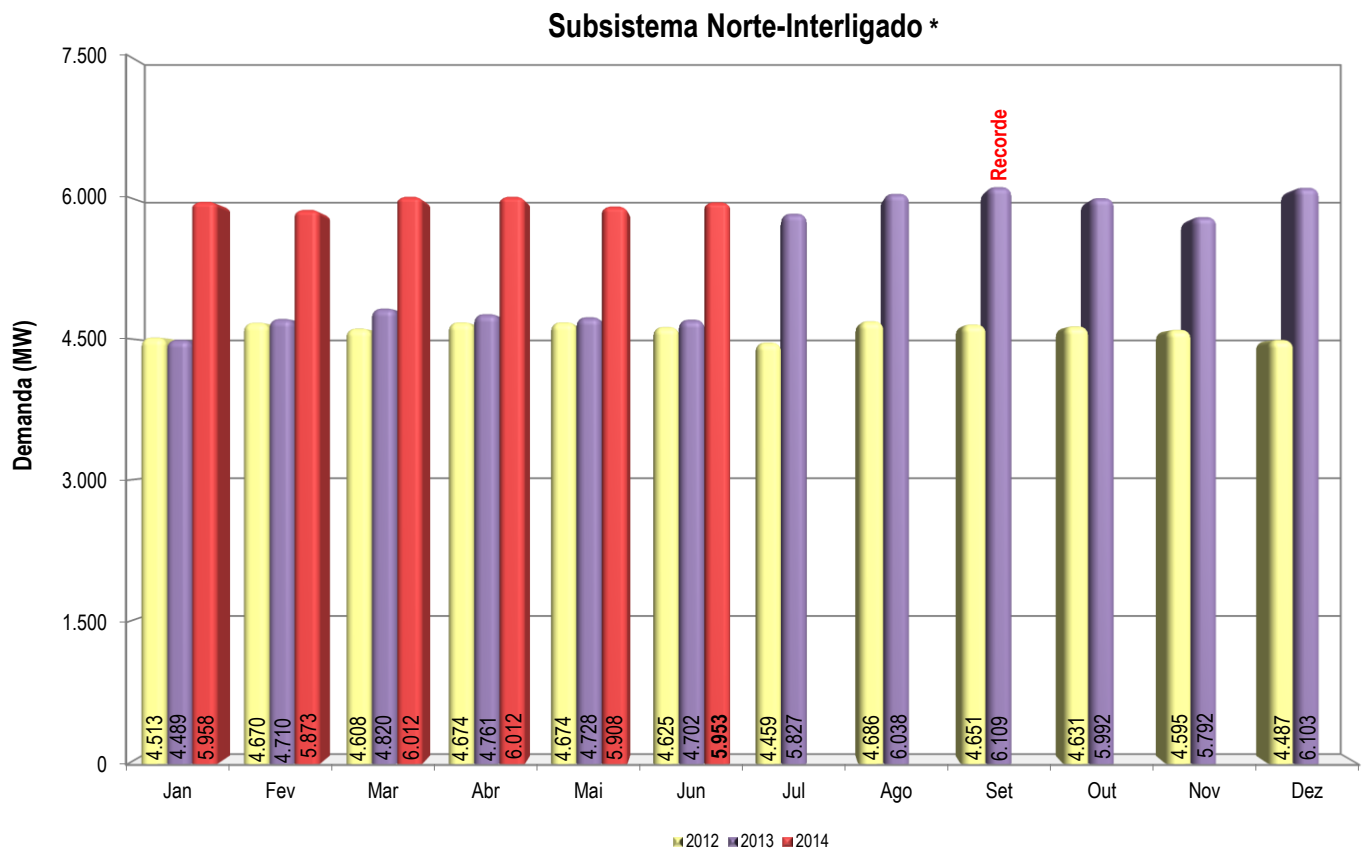


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: 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 junho de 2014 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 129.162 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2013, destaca-se a redução da participação da fonte hidráulica (de 68,6% para 67,5%) e o aumento da participação da fonte eólica (de 1,7% para 2,4%) e térmica (de 29,7% para 30,1%), em especial, biomassa (de 8,7% para 9,0%) e carvão (de 2,4% para 2,6%).

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

Fonte	Jun/13	Jun/14			Evolução da Capacidade Instalada (Jun/14 / Jun/13)
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>84.904</b>	<b>1.111</b>	<b>87.123</b>	<b>67,5%</b>	<b>2,6%</b>
<b>Térmica</b>	<b>36.847</b>	<b>1.855</b>	<b>38.923</b>	<b>30,1%</b>	<b>5,6%</b>
Gás	13.620	156	14.281	11,1%	4,9%
Carvão	3.024	13	3.389	2,6%	12,1%
Petróleo	7.459	1.204	7.656	5,9%	2,6%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,5%	0,0%
Biomassa	10.753	480	11.607	9,0%	7,9%
<b>Eólica</b>	<b>2.093</b>	<b>151</b>	<b>3.106</b>	<b>2,4%</b>	<b>48,4%</b>
<b>Solar Fotovoltaica</b>	<b>3</b>	<b>129</b>	<b>10</b>	<b>&lt;0,01%</b>	<b>279,7%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>123.846</b>	<b>3.246</b>	<b>129.162</b>	<b>100,0%</b>	<b>4,3%</b>

\* Além dos montantes apresentados, existe uma importação contratada de 5.650 MW com o Paraguai e de 200 MW com a Venezuela.

\*\* Os valores de capacidade instalada referem-se à capacidade instalada fiscalizada pela ANEEL.

Fonte: ANEEL (BIG 27/06/2014)

Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Jun/2014

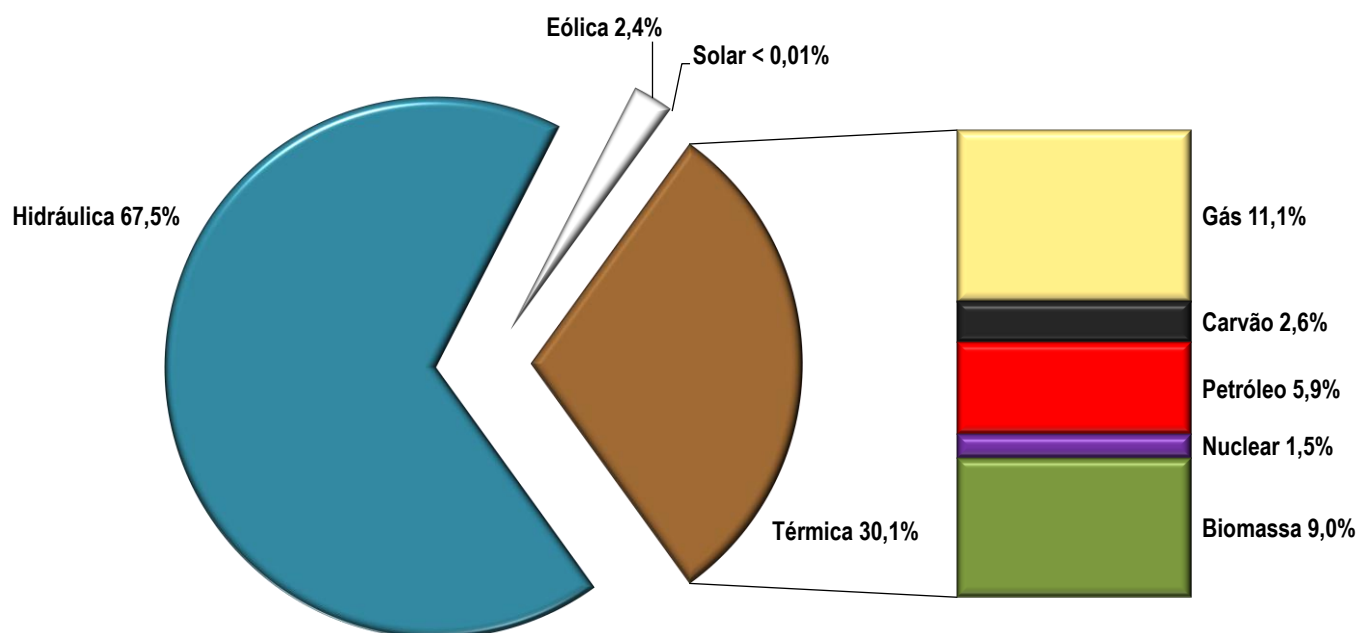


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte: ANEEL (BIG 27/06/2014)



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

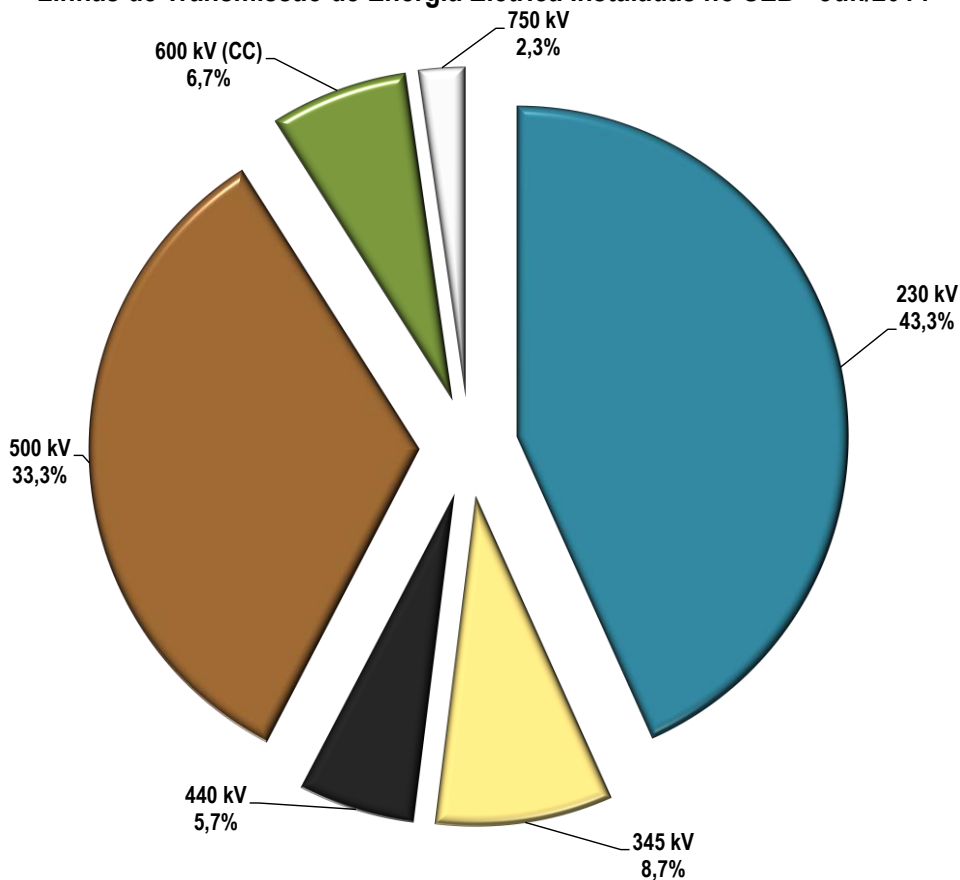
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	51.316	43,3%
345 kV	10.273	8,7%
440 kV	6.728	5,7%
500 kV	39.521	33,3%
600 kV (CC)	7.992	6,7%
750 kV	2.683	2,3%
<b>Total SEB</b>	<b>118.513</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: 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 - Jun/2014



Fonte: MME/ANEEL/ONS

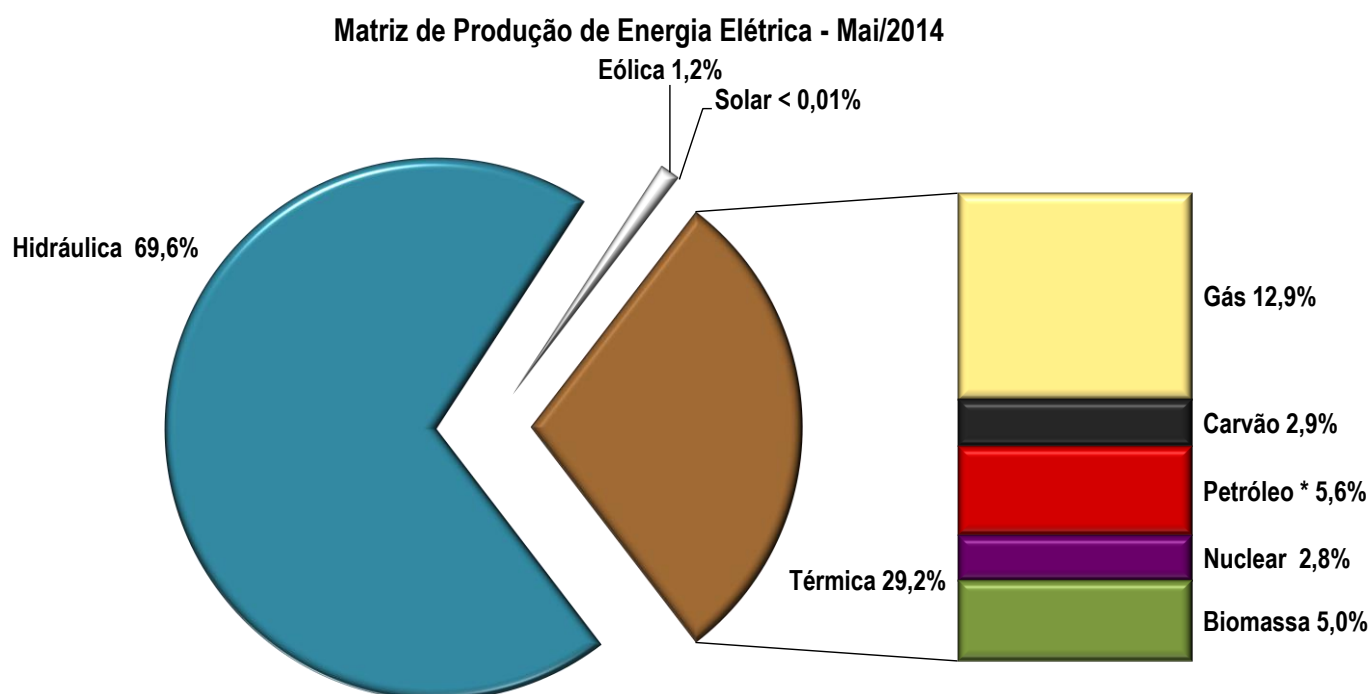
Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.



## 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 junho de 2013 a maio de 2014 atingiu 542.893 GWh. No mês de maio de 2014 a geração hidráulica correspondeu a 69,6% do total gerado no Brasil, 4,0 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. Além disso, foi observado aumento da participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica em relação ao mês anterior, tendo aumentado a produção a biomassa em 2,3 p.p., a produção a gás em 1,0 p.p. e a produção nas usinas nucleares em 0,8 p.p., devido ao retorno de Angra I no dia 03 de maio, após parada para recarga de combustível.



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

Dados contabilizados até maio de 2014.

Fonte: 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		
	Mai/14 (GWh)	Evolução mensal (Mai/14 / Abr/14)	Evolução anual (Mai/14 / Mai/13)	Jun/12-Mai/13 (GWh)	Jun/13-Mai/14 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>31.302</b>	<b>-4,9%</b>	<b>-4,8%</b>	<b>413.276</b>	<b>411.562</b>	<b>-0,4%</b>
<b>Térmica</b>	<b>12.478</b>	<b>17,2%</b>	<b>20,4%</b>	<b>98.537</b>	<b>116.601</b>	<b>18,3%</b>
Gás	5.642	9,5%	9,5%	47.143	52.730	11,9%
Carvão	1.324	2,1%	33,7%	8.761	14.556	66,1%
Petróleo *	1.962	-6,2%	6,9%	14.316	16.133	12,7%
Nuclear	1.280	42,2%	154,0%	13.937	14.965	7,4%
Biomassa	2.270	88,2%	21,0%	14.380	18.218	26,7%
<b>Eólica</b>	<b>549</b>	<b>4,6%</b>	<b>41,5%</b>	<b>5.540</b>	<b>7.130</b>	<b>28,7%</b>
<b>Solar Fotovoltaica</b>	<b>0,31</b>	<b>-1,2%</b>	<b>-</b>	<b>1,12</b>	<b>2,11</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>	<b>44.329</b>	<b>0,6%</b>	<b>1,6%</b>	<b>517.354</b>	<b>535.296</b>	<b>3,5%</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 maio de 2014.

Fonte: CCEE

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

No acumulado de junho de 2013 a maio de 2014, com relação a junho de 2012 a maio de 2013, houve uma redução de cerca de 31,4% na produção hidráulica e de 39,2% na produção térmica dos sistemas isolados.

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Mai/14 (GWh)	Evolução mensal (Mai/14 / Abr/14)	Evolução anual (Mai/14 / Mai/13)	Jun/12-Mai/13 (GWh)	Jun/13-Mai/14 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>138</b>	<b>-7,7%</b>	<b>-18,9%</b>	<b>1.661</b>	<b>1.140</b>	<b>-31,4%</b>
<b>Térmica</b>	<b>725</b>	<b>10,4%</b>	<b>-17,0%</b>	<b>10.617</b>	<b>6.457</b>	<b>-39,2%</b>
Gás	181	4,5%	-45,6%	3.665	2.383	-35,0%
Petróleo *	544	12,5%	0,6%	6.952	4.075	-41,4%
<b>TOTAL</b>	<b>864</b>	<b>7,0%</b>	<b>-17,3%</b>	<b>12.277</b>	<b>7.597</b>	<b>-38,1%</b>

\* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicombustíveis.

\*\* O sistema Manaus foi eletricamente interligado, porém não está totalmente integrado ao SIN.  
Dados contabilizados até maio de 2014.

Fonte: Eletrobras



## 7.4. Geração Eólica \*

O fator de capacidade médio da região Nordeste no mês de maio de 2014 reduziu 1,5 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 22,8%, e como consequência a geração eólica na região aumentou apenas 83,7 MW médios no mês, apesar do aumento de 495,3 MW em capacidade instalada, atingindo 2.471,9 MW. Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Sul reduziu 3,0 pontos percentuais, e atingindo 21,5%. A geração eólica do submercado Nordeste em maio de 2014 foi 65% superior a maio de 2013 e no submercado Sul foi 9% superior.

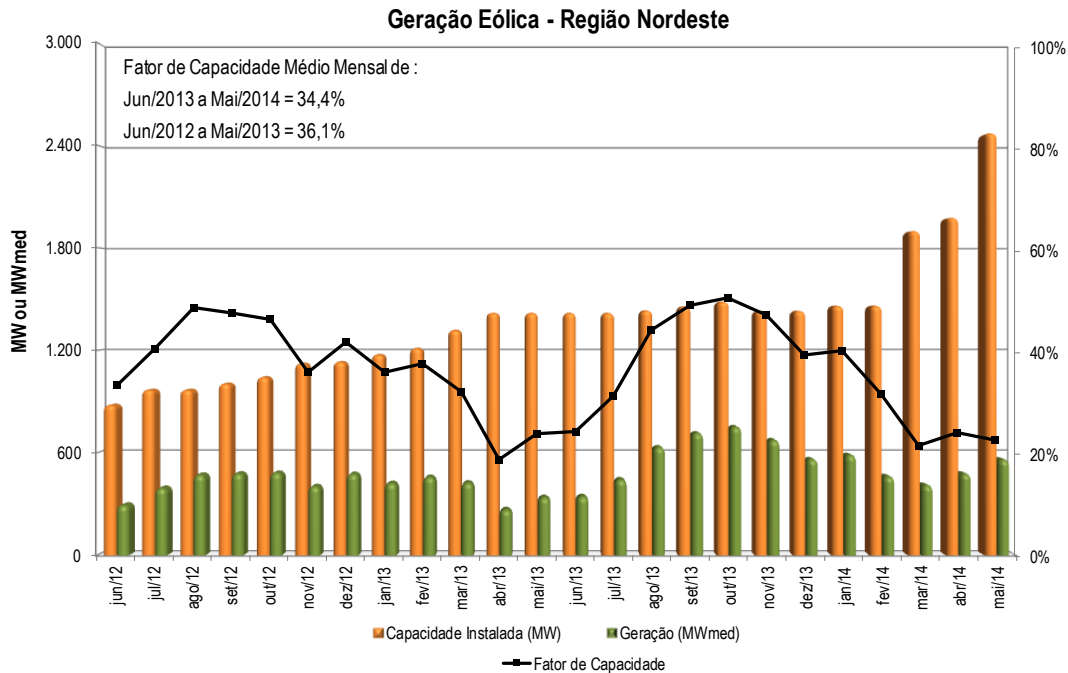


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até maio de 2014.

Fonte: CCEE

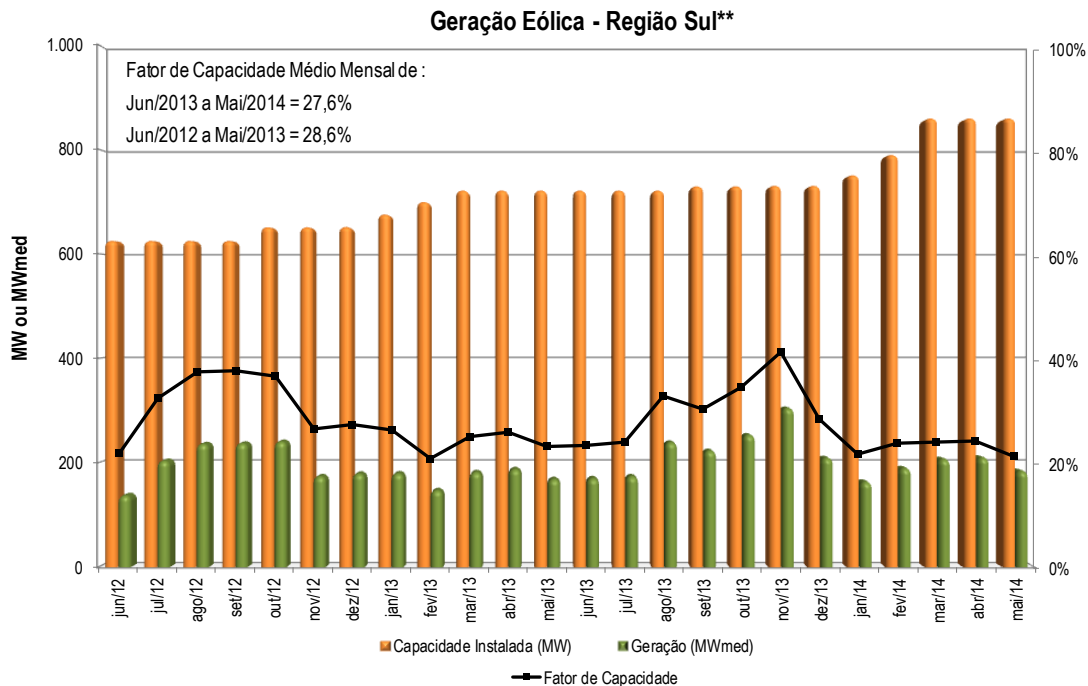


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até maio de 2014.

Fonte: 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.

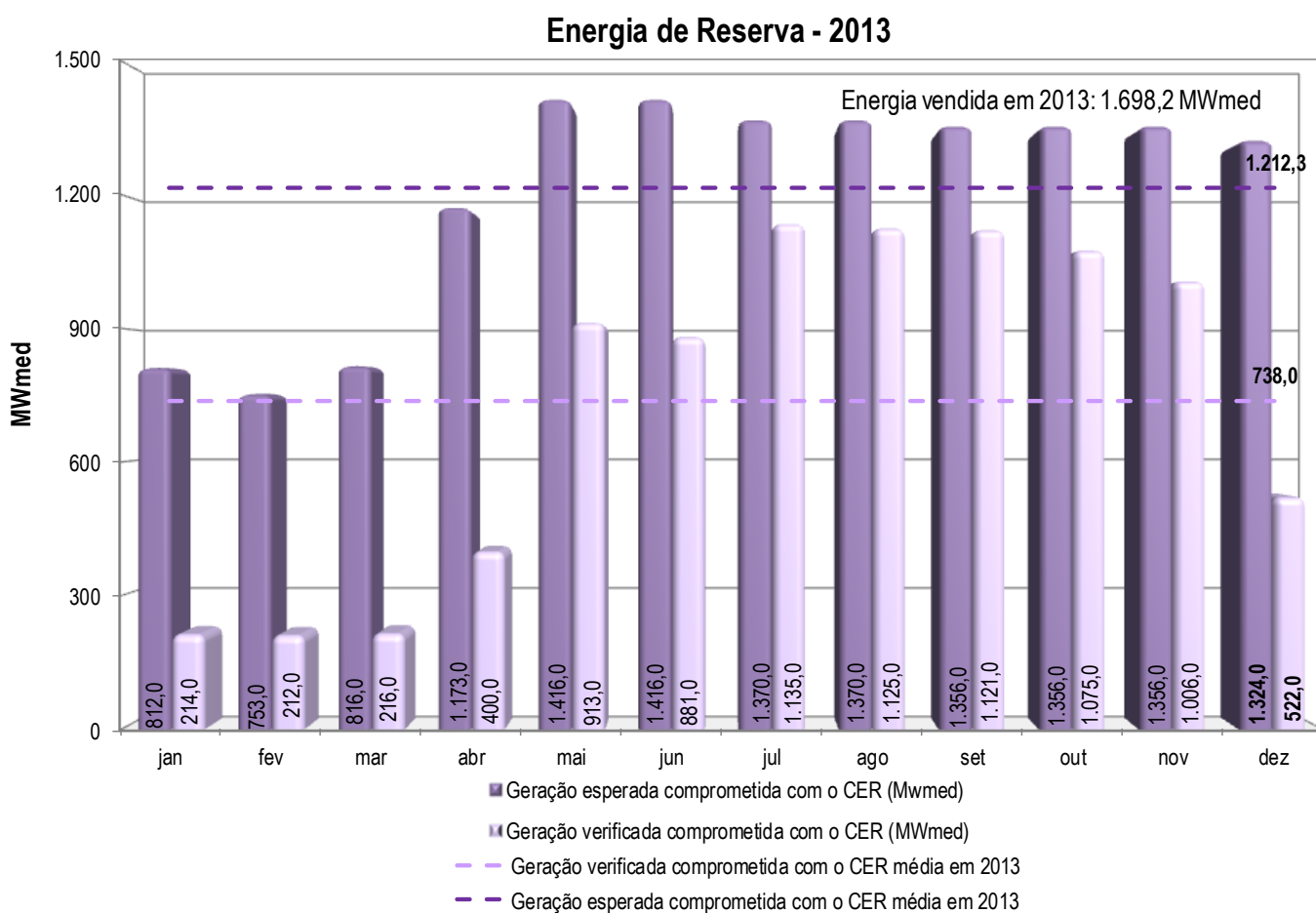
\*\* Incluída a UEE Gargaú, com 28 MW, situada na Região Sudeste.



## 7.5. Energia de Reserva \*

A geração média esperada comprometida para o CER\*\* em maio de 2014, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos Contratos de Energia de Reserva, totalizou 1.725,9 MW médios, dos quais foram entregues 58,4%, ou 1.008,2 MW médios, e cujo restante poderá ser complementado até o término do período de apuração de cada usina ou dentro período de contratação. No acumulado do ano, tem sido verificada entrega de cerca de 36,0%.

No ano de 2013, foi destinada ao CER 60,9 %, ou 738,0 MWmédios, da geração esperada\*\* de 1.212,3 MWmédios.

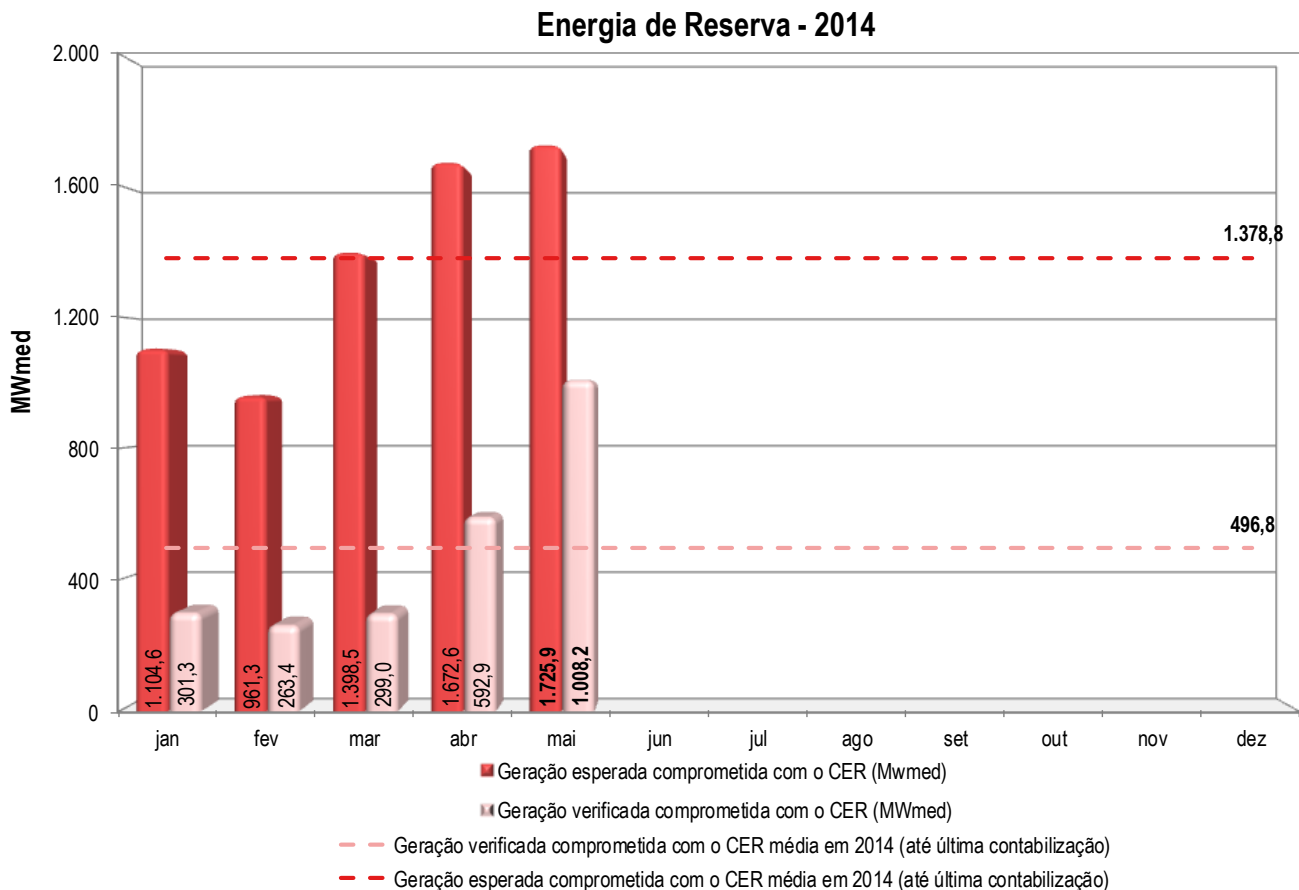


**Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.**

Fonte: 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.

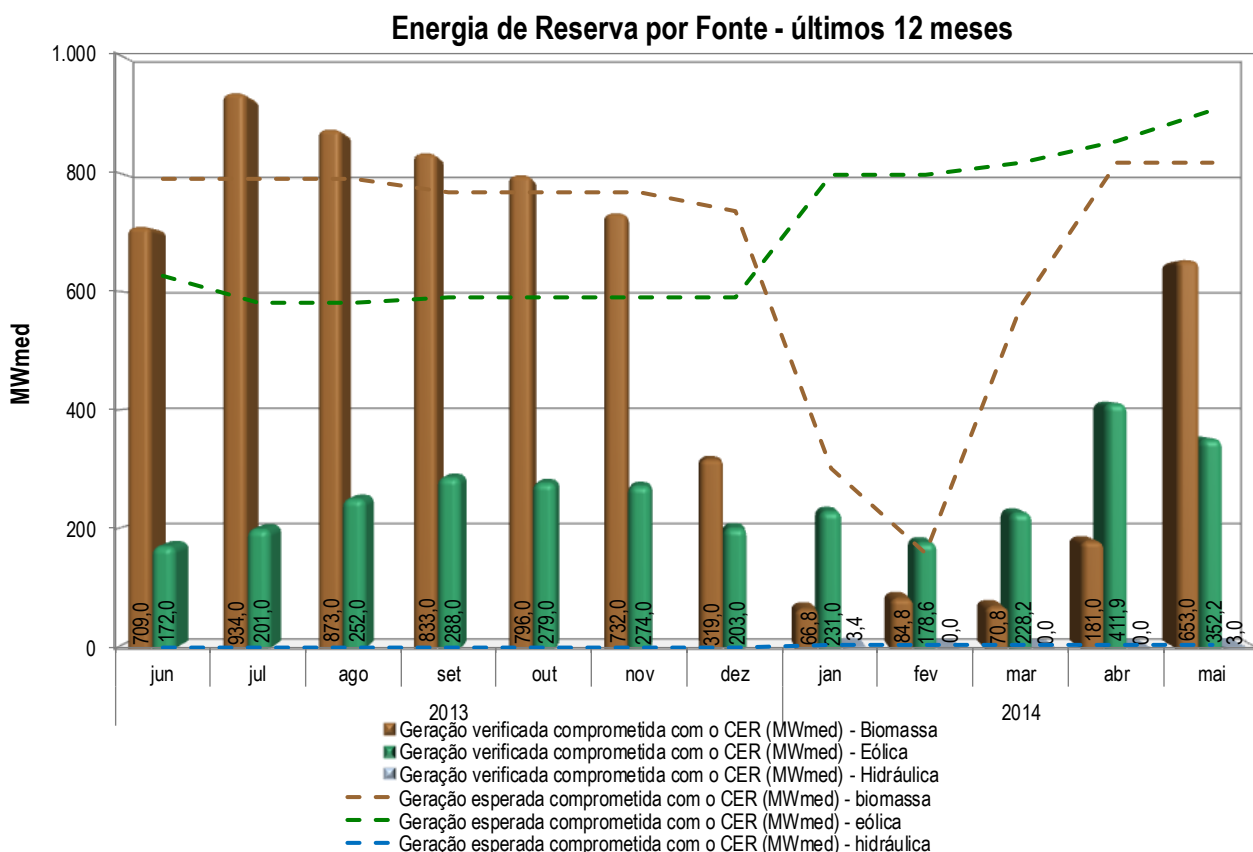
\*\* Definiu-se geração esperada comprometida com o CER, por mês, como a energia contratada a ser entregue distribuída uniformemente no período de entrega de cada usina.



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

Dados contabilizados até maio de 2014.

Fonte: CCEE



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

Dados contabilizados até maio de 2014.

Fonte: CCEE



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

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

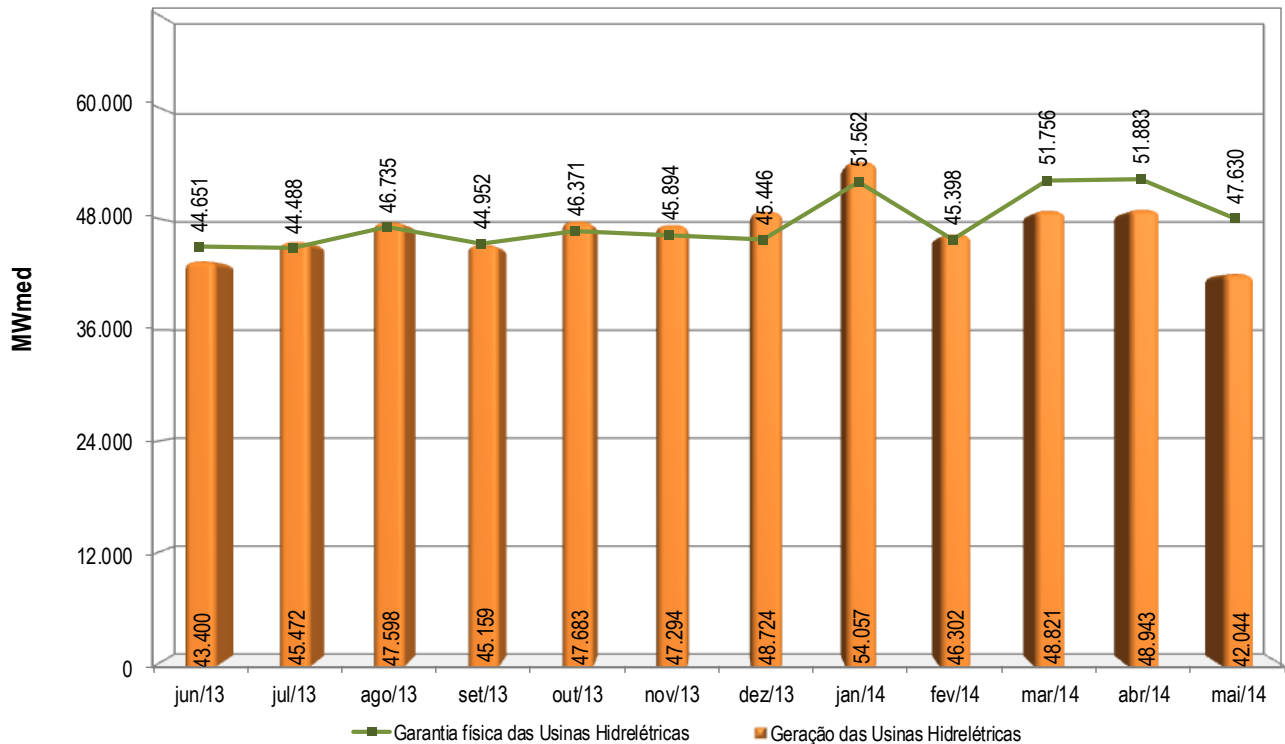


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até maio de 2014.

Fonte: CCEE

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

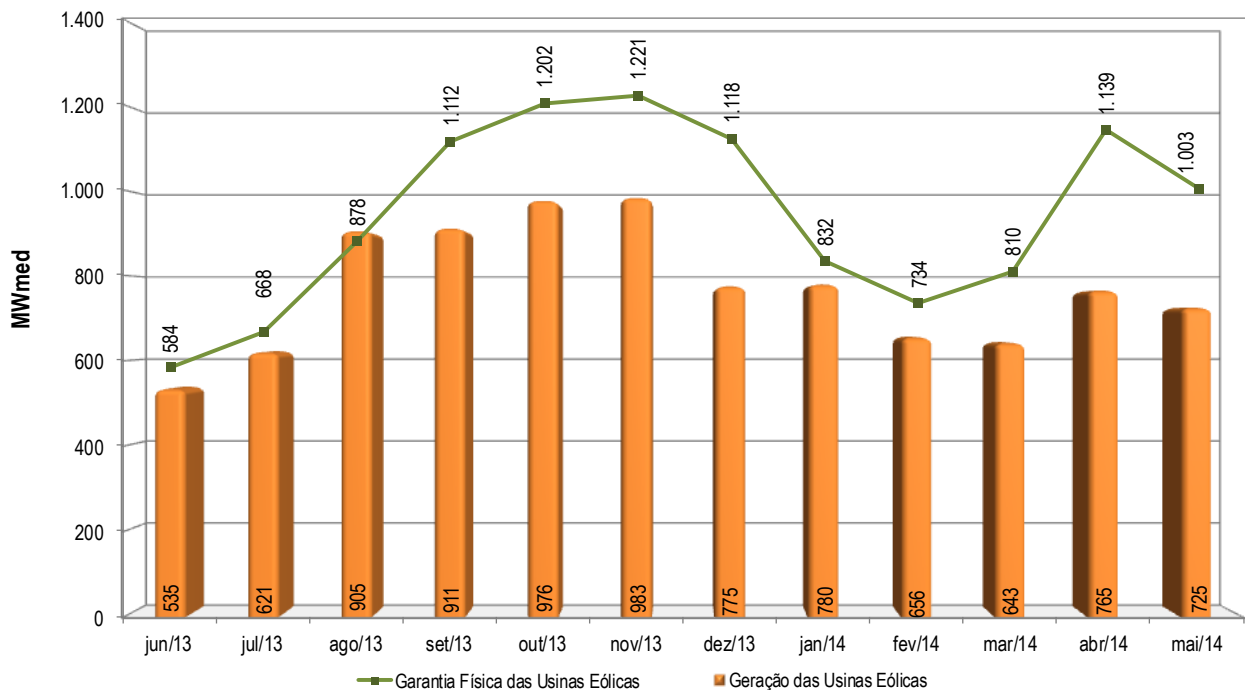


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até maio de 2014.

Fonte: 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

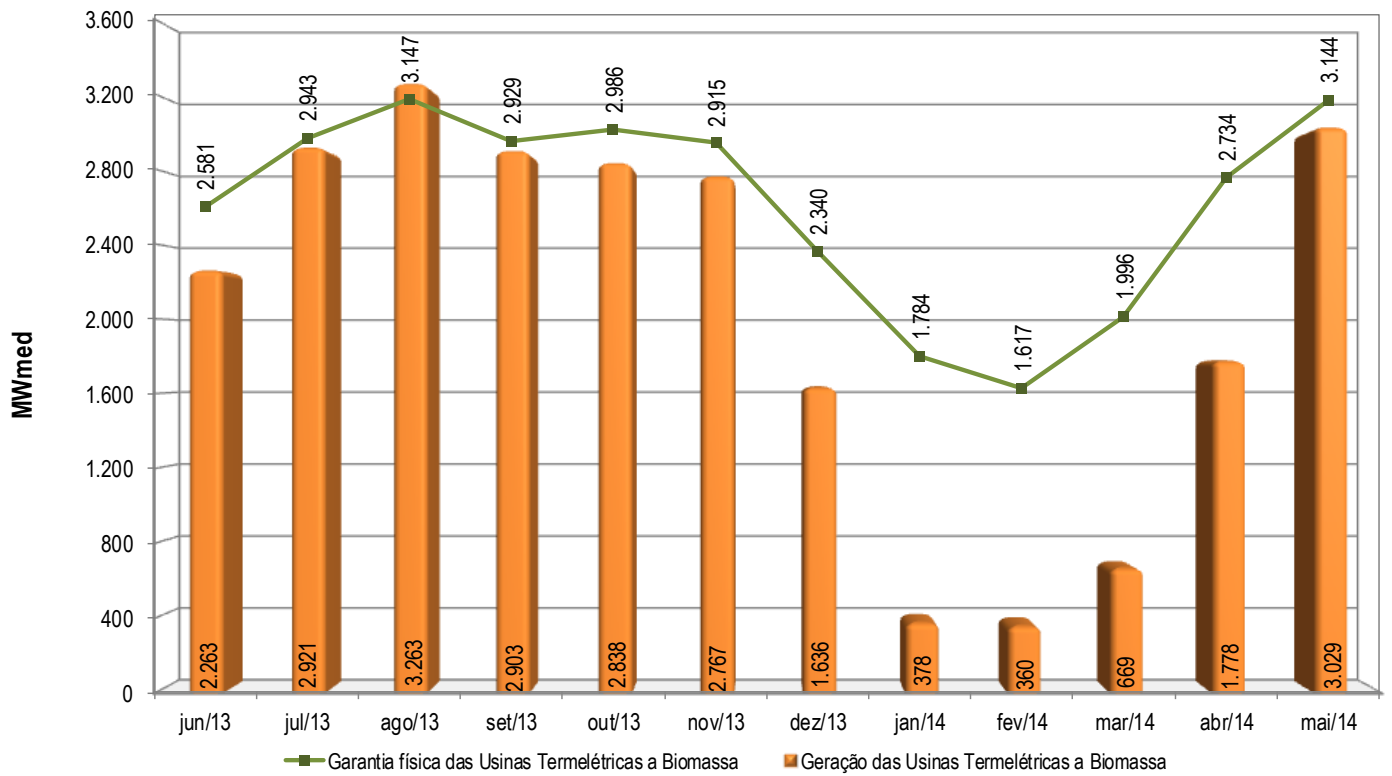


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até maio de 2014.

Fonte: CCEE

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

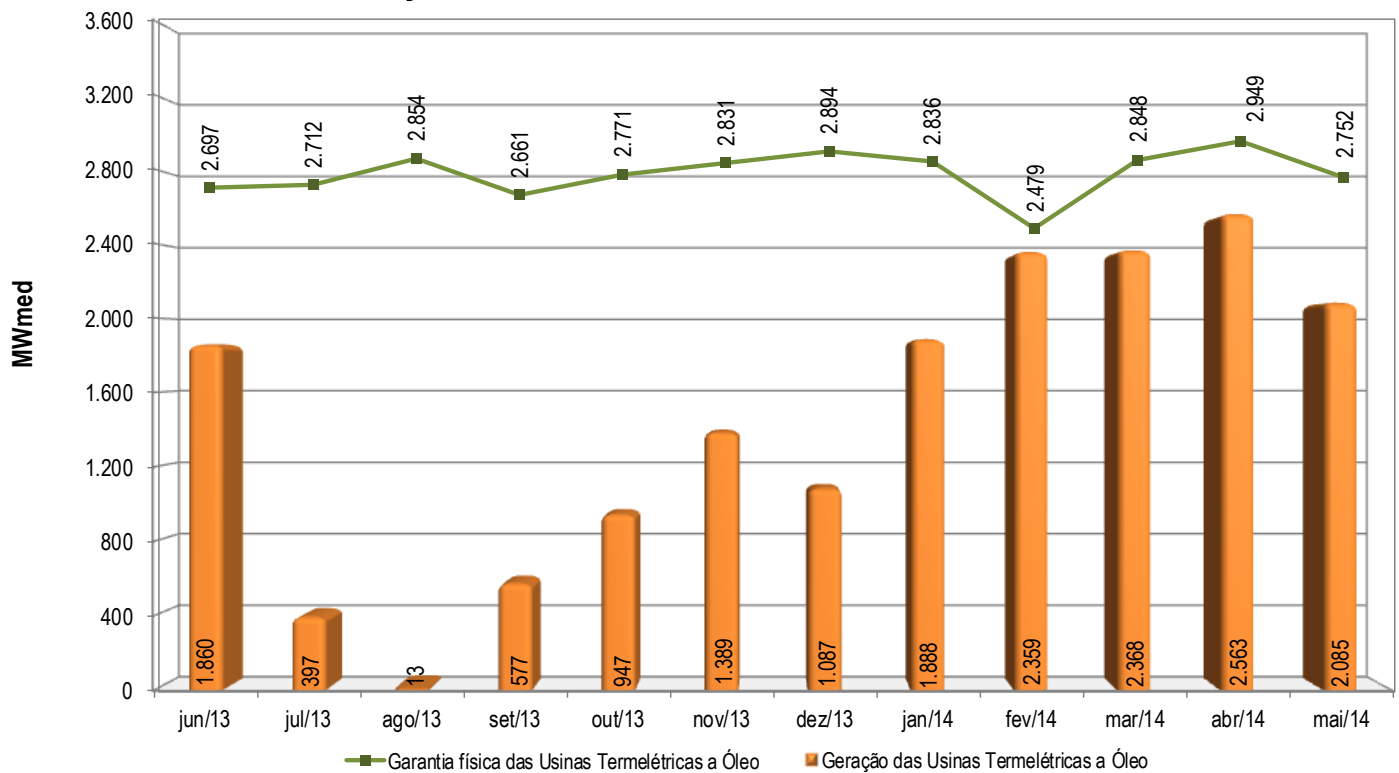


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

\* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até maio de 2014.

Fonte: CCEE



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

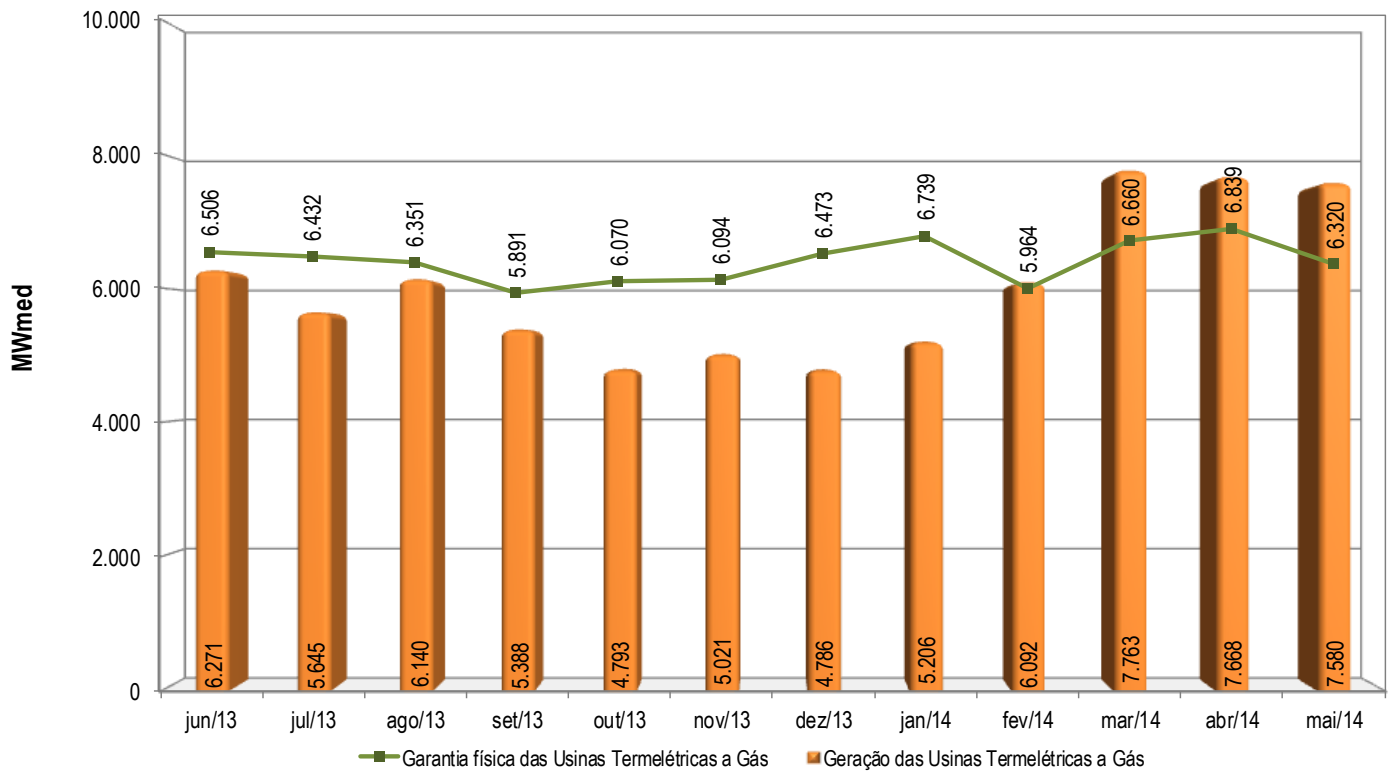


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até maio de 2014.

Fonte: CCEE

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

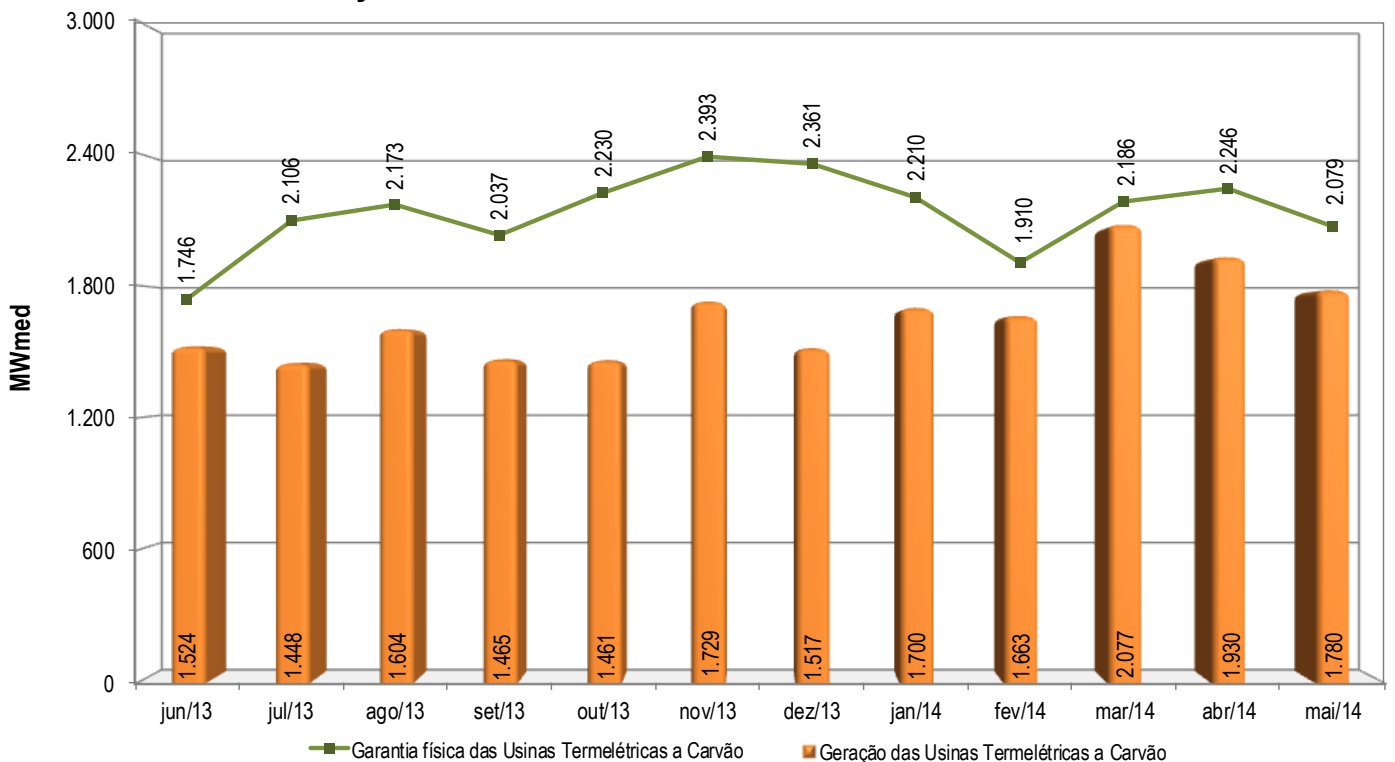


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até maio de 2014.

Fonte: CCEE

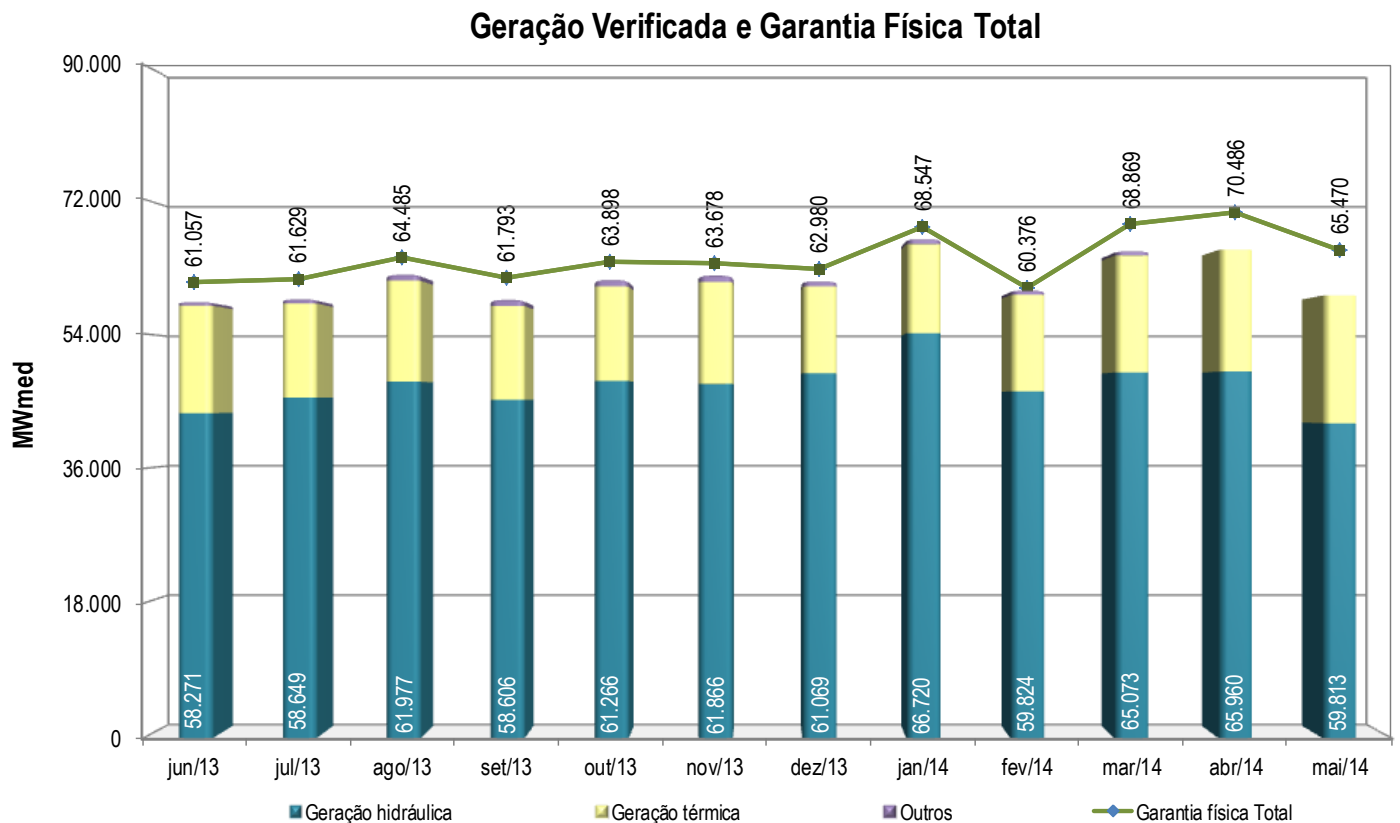


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até maio de 2014.

Fonte: CCEE

## 8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO \*

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

No mês de junho de 2014 foram concluídos e incorporados ao SIN 268,31 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica, conforme descrito a seguir:

- UHE Jirau, 1 máquina (unidade 4), com 75,00 MW, em Rondônia;
- PCH Rodinha, 2 máquinas (unidades 1 e 3), total de 9,60 MW, em Santa Catarina;
- PCH Santa Cruz do Monte Negro, 3 máquinas (unidades 1 a 3), total de 17,01 MW, em Rondônia;
- UTE Amandina, 1 máquina (unidade 1), com 40,00 MW, no Mato Grosso do Sul;
- UTE Bambuí, 1 máquina (unidade 2), com 30,00 MW, em Minas Gerais;
- UTE Rio Vermelho, 1 máquina (unidade 1), com 40,00 MW, em São Paulo;
- UEE Taíba Águia, 11 máquinas (unidades 1 a 11), total de 23,10 MW, no Ceará;
- UEE Taíba Andorinha, 7 máquinas (unidades 1 a 7), total de 14,70 MW, no Ceará;
- UEE Colônia, 9 máquinas (unidades 1 a 9), total de 18,90 MW, no Ceará.

\* 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 Mai/2014 (MW)	Acumulado em 2014 (MW)
<b>Hidráulica</b>	101,6	1.436,3
<b>Térmica</b>	110,0	817,3
Gás	0,0	357,1
Petróleo	0,0	7,4
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0
Biomassa	110,0	452,8
<b>Eólica</b>	56,7	1.220,8
<b>Solar Fotovoltaica</b>	0,0	2,1
<b>TOTAL</b>	<b>268,3</b>	<b>3.476,5</b>

Fonte: 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>	1.764,5	4.523,9	4.914,8
<b>Térmica</b>	970,9	613,0	50,0
Gás	792,8	583,0	0,0
Petróleo	0,0	0,0	0,0
Nuclear	0,0	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0	0,0
Biomassa	178,1	30,0	50,0
<b>Eólica</b>	1.434,2	5.715,0	486,3
<b>Solar Fotovoltaica</b>	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>4.169,6</b>	<b>10.851,9</b>	<b>5.451,1</b>

Fonte: 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 17/06/2014, 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 junho de 2014 foram concluídos e incorporados ao SIN 37,6 km de linhas de transmissão:

- Seccionamento da LT 345 kV Sete Lagoas 4 ( Neves 1 / Três Marias) C1, com 1,0 km, da SLTE, em Minas Gerais.
- LT 230 kV Uberaba / Umbará C2, com 36,6 km, da COPEL-GT, no Paraná.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jun/14 (km)	Acumulado em 2014 (km)
230	36,6	1.223,6
345	1,0	1,0
440	0,0	0,0
500	0,0	438,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>37,6</b>	<b>1.662,6</b>

Fonte: MME / ANEEL / ONS

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

Foram incorporados ao SIN, na Rede Básica, os seguintes transformadores:

- 1º transformador 345/138 kV – 375 MVA na SE Sete Lagoas 4 (SLTE), em Minas Gerais.
- 2º transformador 230/69 kV – 150 MVA na SE Igaporã (CHESF), na Bahia.

Foram incorporados ao SIN os seguintes equipamentos de compensação de potência reativa:

- Reator de Linha (RT4) (230kV – 20,0 MVar) na SE Ji-Paraná (ELETRONORTE), em Rondônia;
- Banco de Capacitor (BC1) (230kV – 50,0 MVar) na SE Igaporã II (CHESF), na Bahia;

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

	Realizado em Jun/14 (MVA)	Acumulado em 2014 (MVA)
<b>TOTAL</b>	<b>525,0</b>	<b>5.266,0</b>

Fonte: MME / ANEEL / ONS

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



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

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2014	Previsão 2015	Previsão 2016
230	1.594,0	4.028,0	2.087,0
345	49,0	92,0	14,0
440	152,0	0,0	449,0
500	2.304,0	6.638,0	9.512,0
600 (CC)	2.382,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>6.481,0</b>	<b>10.758,0</b>	<b>12.062,0</b>

Fonte: 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 2014	Previsão 2015	Previsão 2016
<b>TOTAL</b>	<b>15.124,0</b>	<b>20.141,0</b>	<b>8.197,0</b>

Fonte: 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 24/06/2014, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.

## 10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de junho foi verificado um total de 14.472 MW médios de geração térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

O Custo Marginal de Operação – CMO manteve-se em patamares inferiores aos verificados em maio durante todo o mês, com perfil em geral decrescente, sendo influenciado principalmente pela previsão de vazões, pela atualização das disponibilidades das usinas hidráulicas e térmicas e pelos níveis de armazenamento de partida dos reservatórios nas revisões do Programa Mensal de Operação – PMO.

O máximo valor do mês foi R\$ 578,98 / MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, na primeira semana operativa do mês, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Destaca-se que no mês de maio o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD foi inferior ao valor máximo de R\$ 822,83, estabelecido pela ANEEL, em, todos os subsistemas e em todos os patamares de carga.

O maior descolamento do PLDs ocorreu no subsistema Sul em relação aos demais na segunda, na terceira e na quarta semanas operativas, devido ao atingimento dos limites de exportação deste subsistema. Também houve descolamento na primeira semana operativa do mês de julho, que engloba os últimos dias do mês de junho, em referência.



## 10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

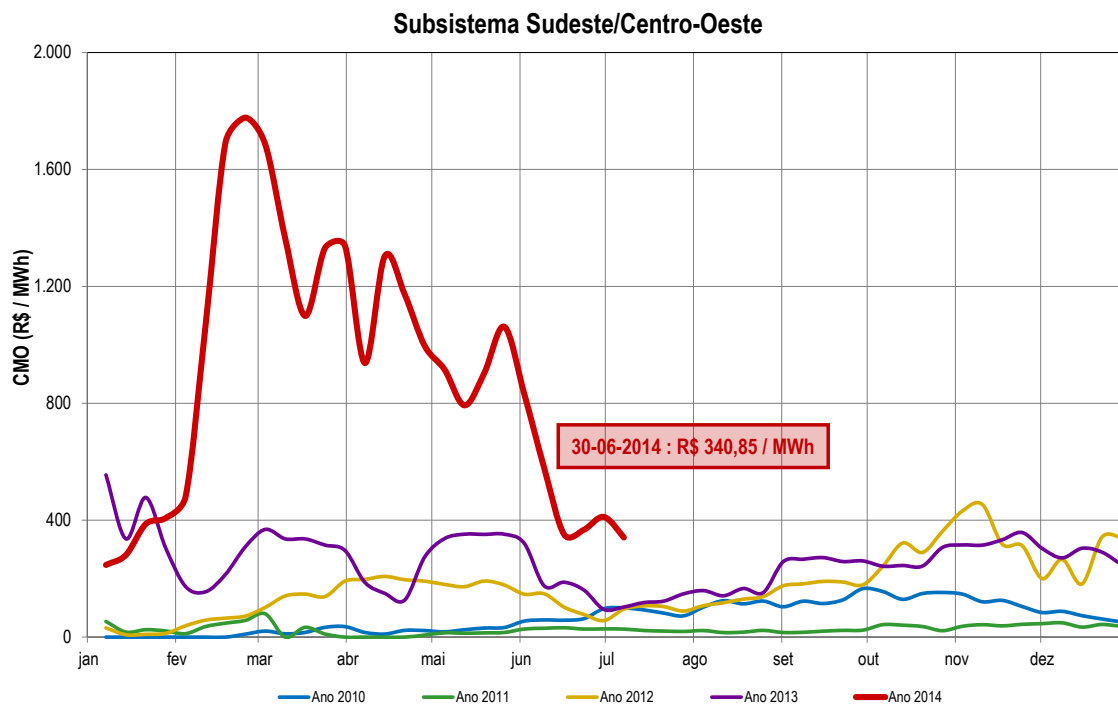


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: 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

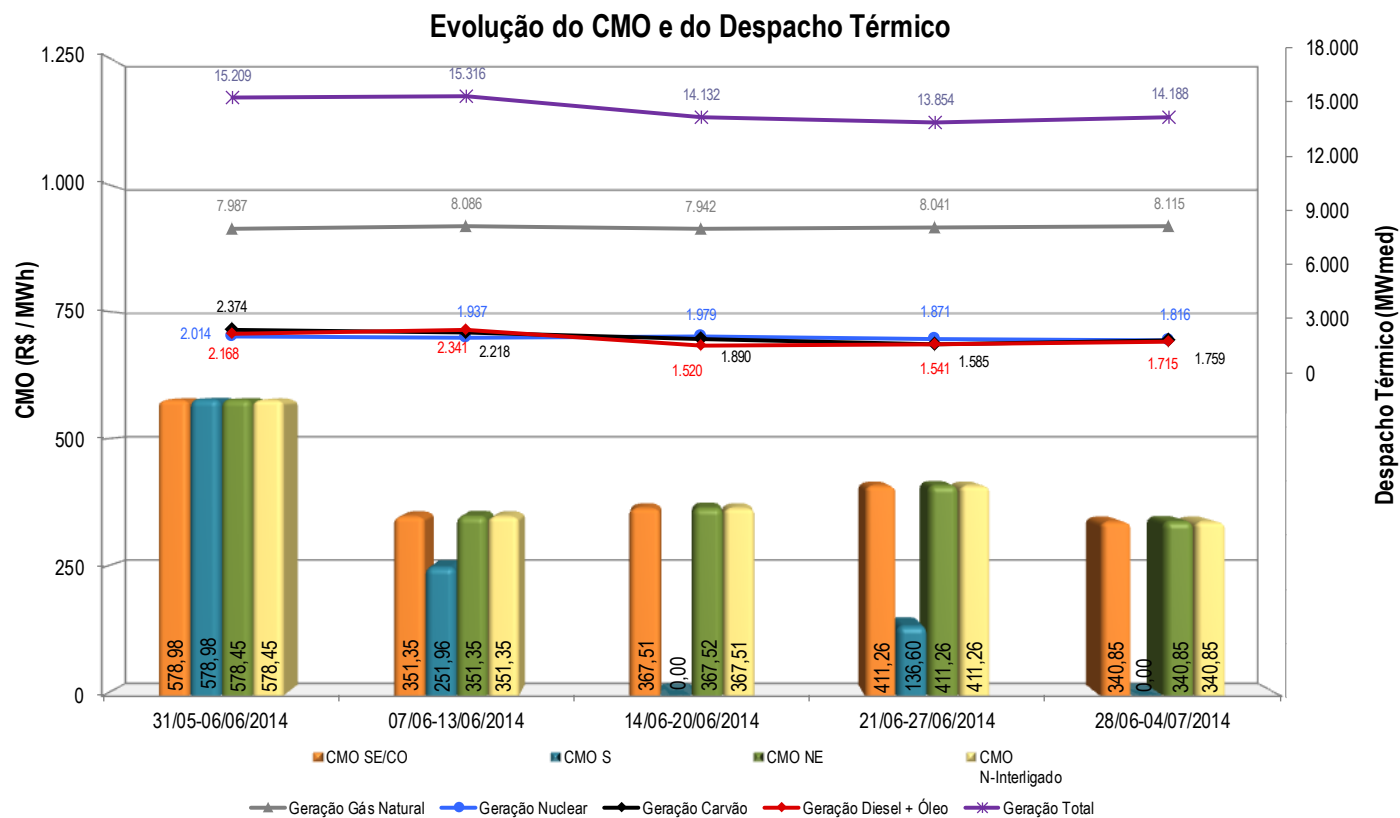


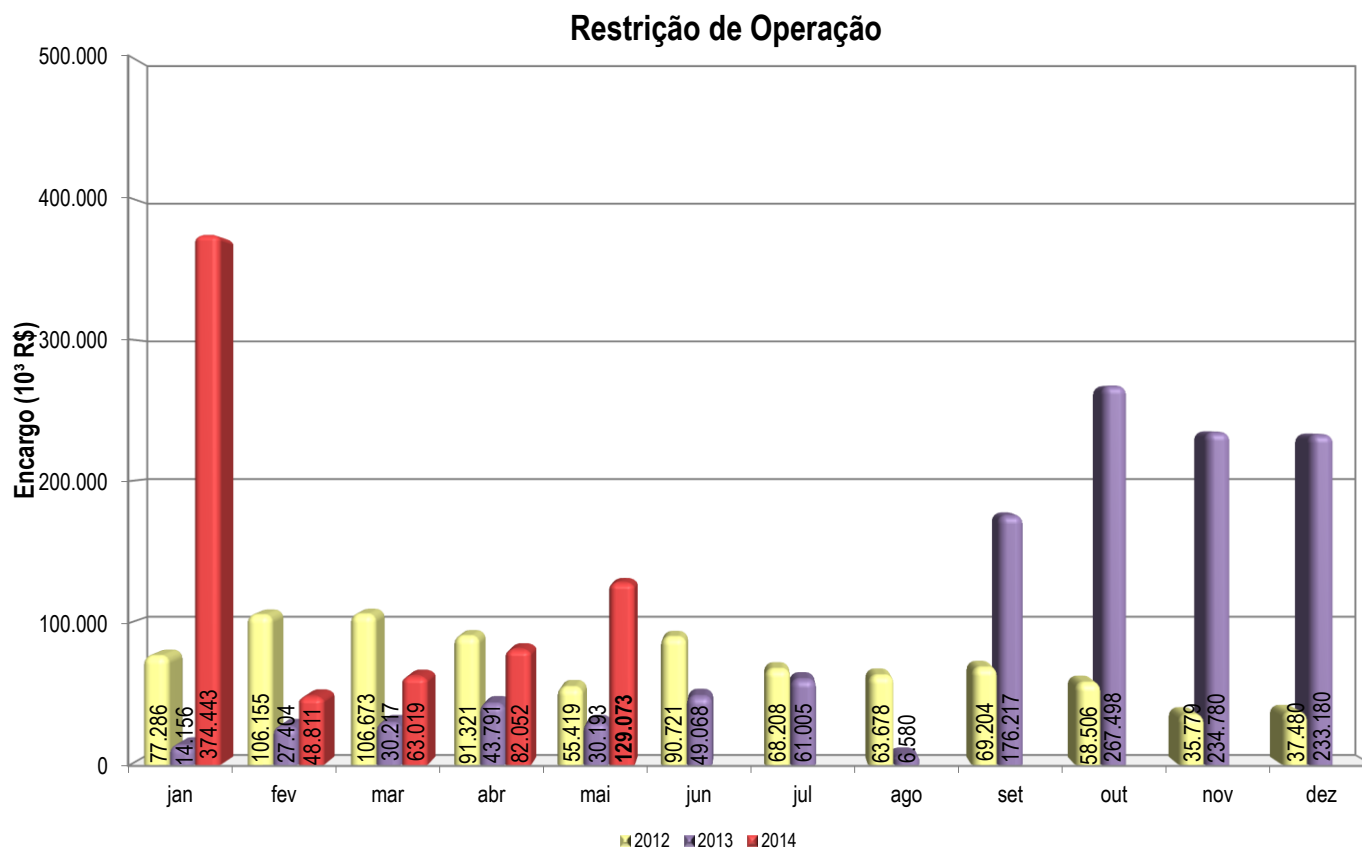
Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte: ONS



## 11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em maio de 2014 foi de R\$ 139,6 milhões, valor 56% superior aos R\$ 89,4 milhões dispendidos no mês anterior. O valor do mês de maio de 2014 é composto por R\$ 129,0 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 9,6 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\$ 1,0 milhão 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 maio de 2014.

Fonte: CCEE



### Segurança Energética

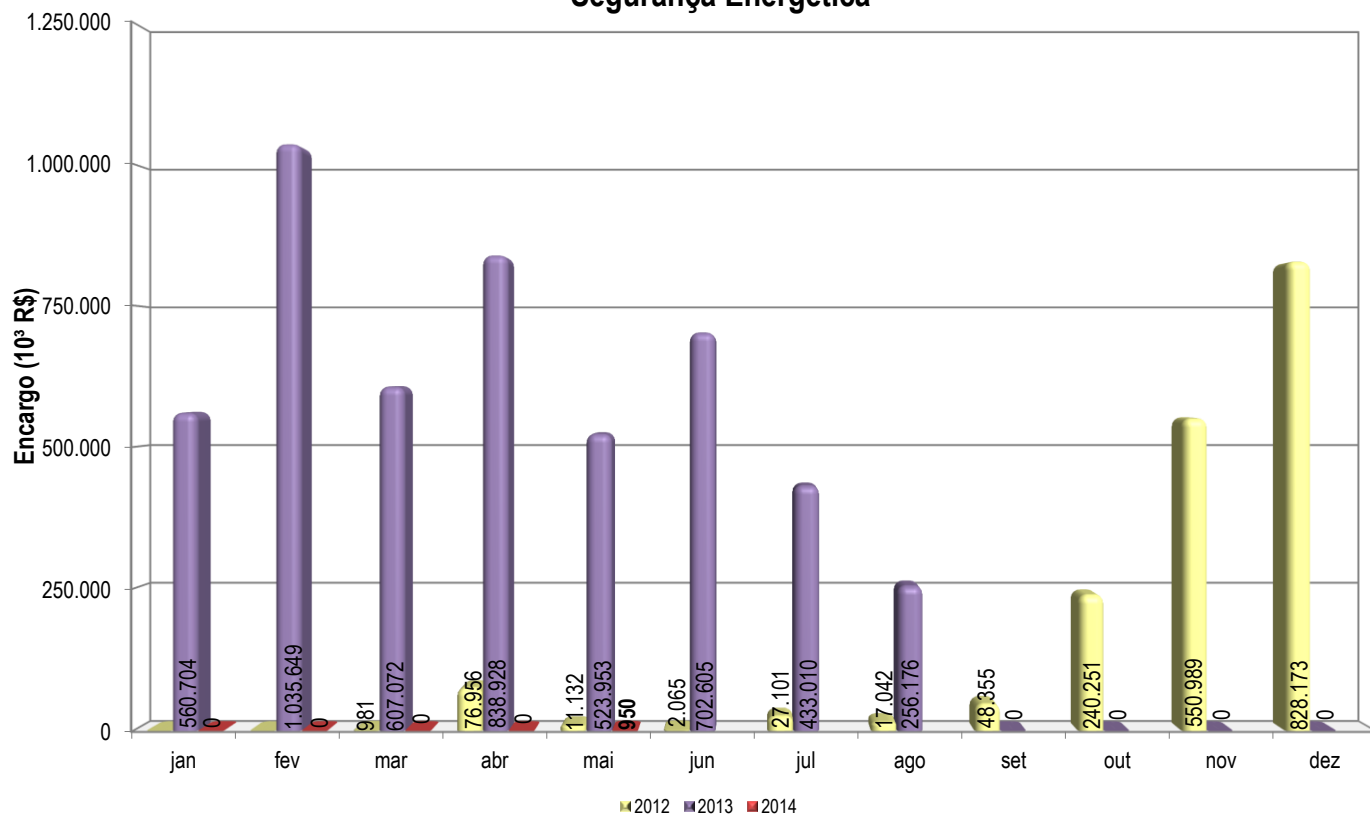


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até maio de 2014.

Fonte: CCEE

### Serviços Ancilares

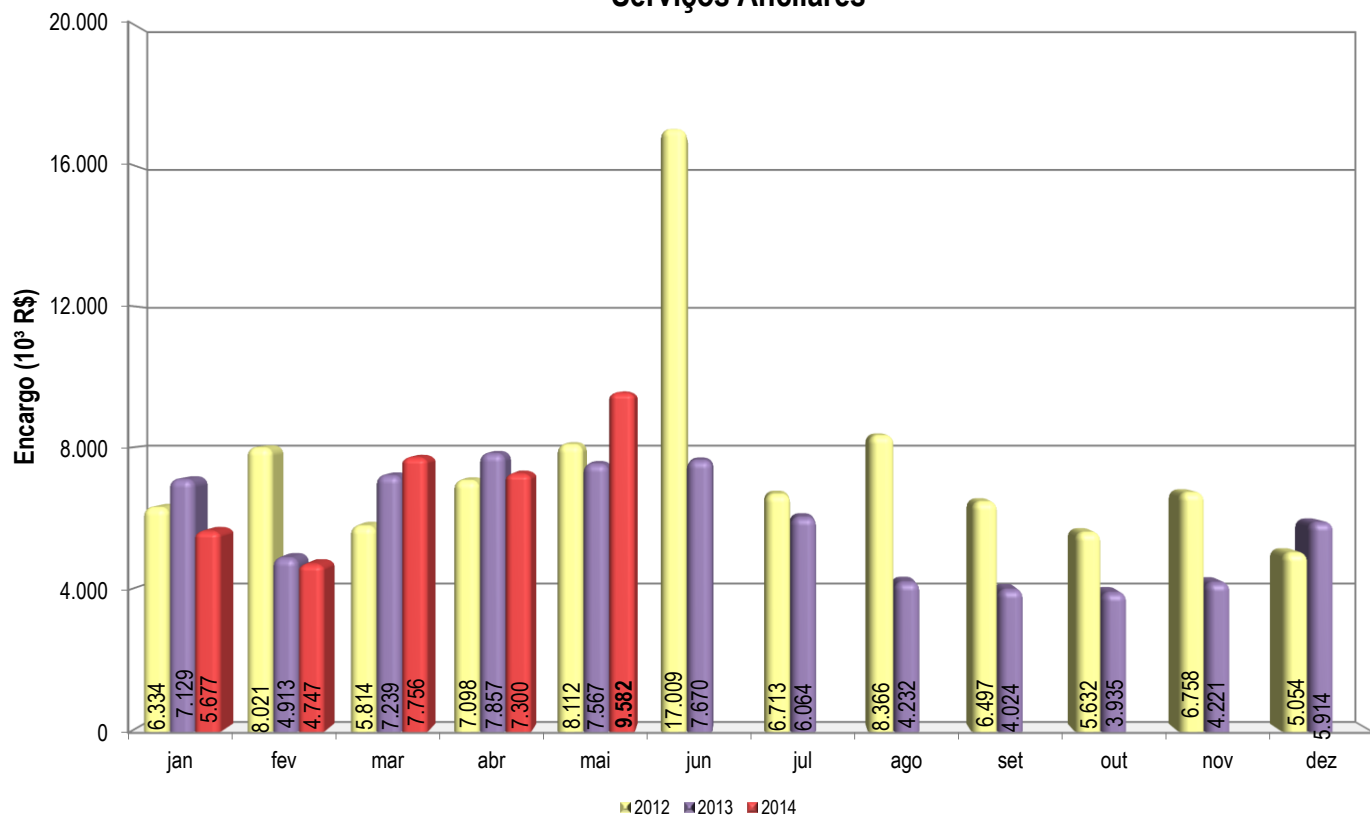


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até abril de 2014.

Fonte: CCEE



## 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de junho de 2014 o número de ocorrências e o montante de carga interrompida foram superiores aos valores verificados no mesmo período de 2013. A seguir destacam-se as ocorrências de maior impacto:

- **Dia 02 de junho, às 22h36min:** Desligamento automático das subestações Distrito Dois e Cachoeirinha e da UTE Tambaqui. Houve interrupção de **161 MW** de carga da Eletrobrás Amazonas Energia, no estado do Amazonas. Causa: Desligamento da SE Distrito Dois como proteção de retaguarda, devido a não abertura do disjuntor de 69 kV da LT Tambaqui – Distrito Dois, no terminal de Tambaqui, após curto-circuito na linha, associado a provável descoordenação de proteção na SE Cachoeirinha.
- **Dia 13 de junho, às 14h40min:** Desligamento automático dos setores de 69 kV e 13,8 kV da SE Teresina. Houve interrupção de **163 MW** de cargas da Eletrobrás Distribuição Piauí, no estado de Piauí. Causa: Atuação indevida do Sistema Especial de Proteção - SEP de sobrecarregamento dos TR 230 / 69 kV 03, 04, 05, 06 e 07 da SE Teresina após curto-circuito no lado de 13,8 kV do TR 01 230 / 13,8 kV da subestação.
- **Dia 18 de junho, às 13h37min:** Desligamento automático das linhas de 230 kV Guamá – Utinga c1 e c2. Houve interrupção de **450 MW** de cargas da CELPA, no estado do Pará. Causa: Atuação acidental da lógica de teleproteção das LT no terminal de Utinga.

### 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	2014	2013
SIN**	0	6.795	0	0	0	0							6.795	0
S	637	238	168	0	0	0							1.043	1.397
SE/CO	2.281	1.439	1.344	941	242	0							6.247	4.873
NE	252	877	196	0	586	0							1.911	12.970
N-Int***	318	376	0	104	0	1.264							2.062	3.933
Isolados	0	0	0	0	0	0							0	1.737
<b>TOTAL</b>	<b>3.488</b>	<b>9.725</b>	<b>1.708</b>	<b>1.045</b>	<b>828</b>	<b>1.264</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>18.058</b>	<b>24.909</b>

Fonte: 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	2014	2013
SIN**	0	1	0	0	0	0							1	0
S	3	1	1	0	0	0							5	6
SE/CO	8	3	3	4	1	0							19	22
NE	2	2	1	0	3	0							8	21
N-Int***	2	1	0	1	0	6							10	14
Isolados	0	0	0	0	0	0							0	8
<b>TOTAL</b>	<b>15</b>	<b>8</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>43</b>	<b>71</b>

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

Fonte: ONS, Eletronorte

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

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

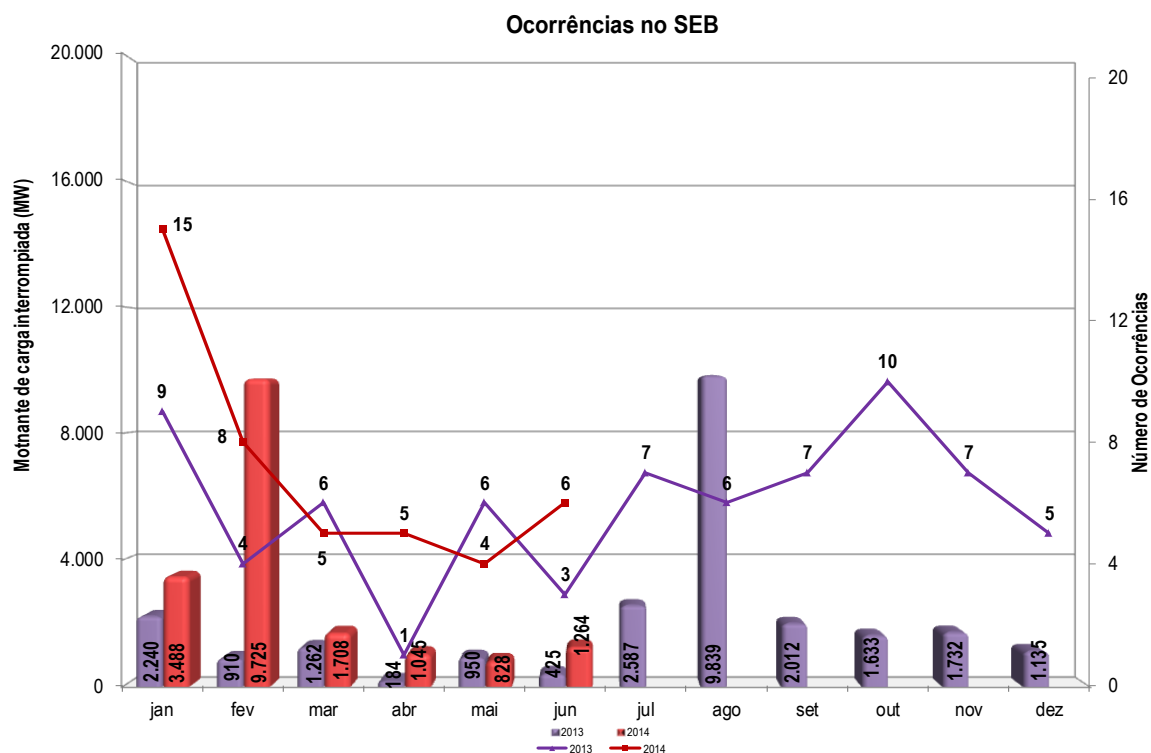


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte: ONS e Eletronorte

## 12.2. Indicadores de Continuidade \*

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	1,70	1,63	1,47	1,22								7,97	14,49
S	2,14	1,94	1,29	1,14	1,00								7,56	13,36
SE	1,28	1,10	0,91	0,70	0,63								4,62	9,74
CO	3,65	2,48	3,06	2,37	1,56								13,11	17,17
NE	1,79	1,73	1,99	2,14	1,80								9,44	16,97
N	4,42	4,54	4,55	4,05	3,35								20,96	38,26

Dados contabilizados até maio de 2014 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte: 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	0,71								4,39	11,74
S	1,33	1,13	0,86	0,70	0,63								4,69	11,17
SE	0,67	0,55	0,49	0,38	0,36								2,44	7,85
CO	1,95	1,64	1,94	1,73	1,34								8,59	15,10
NE	0,87	0,85	0,92	0,98	0,84								4,45	12,08
N	2,67	2,54	2,52	2,51	2,20								12,47	35,96

Dados contabilizados até maio de 2014 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte: ANEEL

\*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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



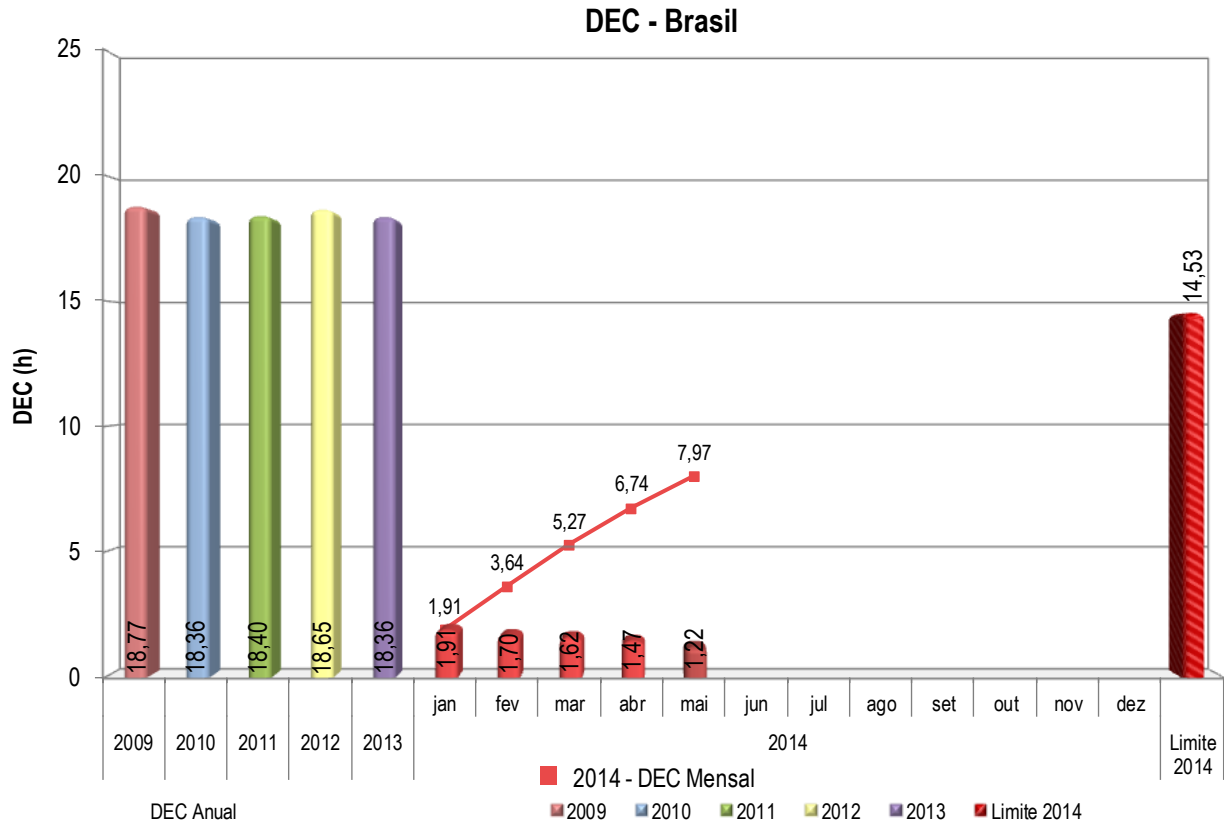


Figura 39. DEC do Brasil.

Dados contabilizados até maio de 2014 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte: ANEEL

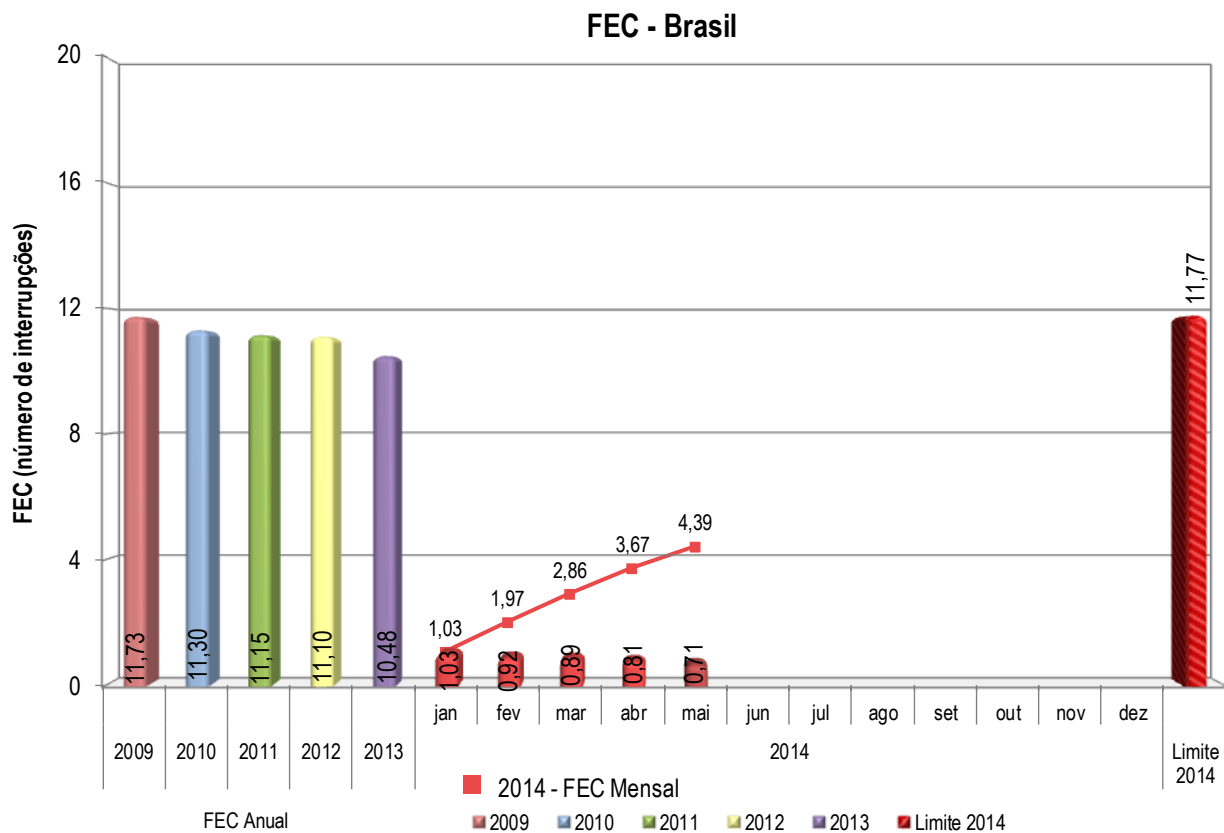


Figura 40. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até maio de 2014 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

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