



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

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

**Abril – 2014**





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

**Abril – 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

Eduardo do Nascimento Ribeiro

Guilherme Silva de Godoi

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

José Brito Trabuço

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

O mês de abril apresentou relativa melhoria no comportamento das aflúncias nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Todavia destaca-se que, em um histórico de 82 anos, essas aflúncias correspondem ao 2º pior valor para o mês de abril para o subsistema Nordeste e ao 19º pior para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

No mês foram verificados 14.823 MW médios de geração térmica programada pelo ONS considerando todas as razões de despacho, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios. Durante todo o mês de abril, a Usina Nuclear Angra I permaneceu desligada para recarregar o combustível.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de fevereiro apresentou a seguinte distribuição por subsistema: +2,5 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, -2,2 p.p. no Sul, +2,1 p.p. no Nordeste e +4,1 p.p. no Norte.

Na 142ª reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, ocorrida em 2 de abril, foi realizada avaliação das condições do atendimento eletroenergético ao SIN em 2014, tendo o Comitê deliberado que sejam realizadas medidas cabíveis no que diz respeito às restrições hidráulicas em todas as bacias com impacto no atendimento eletroenergético do SIN, de modo a garantir a governabilidade do Sistema Interligado Nacional, por meio da operação do parque hidráulico de forma adequada. No sentido de aumentar a disponibilidade do parque térmico, também deliberou que seja apresentado diagnóstico da geração térmica atual e providências para aproximá-la da capacidade instalada existente.

No dia 15 de abril de 2014 a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL aprovou o “Plano Diferenciado de Operação das Instalações e dos Centros de Operação do Sistema Interligado Nacional para o Suprimento de Energia Elétrica às Cidades-Sede da Copa do Mundo FIFA 2014”. O plano indica as ações e medidas a serem adotadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e agentes do setor com a finalidade de ampliar a segurança elétrica durante o evento.

A UHE Santo Antônio retomou sua geração no dia 25 de abril de 2014, antes interrompida devido à elevação do nível a jusante dessa usina, com perda de altura de queda d’água. No dia 27 de abril de 2014, o primeiro bipolo em corrente contínua voltou a operar.

No dia 30 de abril de 2014 a ANEEL realizou o Leilão de Energia nº 5/2014, denominado Leilão “A” de 2014, para atender à necessidade imediata de contratação de energia por parte das distribuidoras a partir de empreendimentos de geração existente, e terminou com a contratação de 2.046 MW médios de usinas hidrelétricas e termelétricas movidas a gás natural e biomassa. Para o produto por quantidade foram contratados 1.471 MW médios ao preço médio de R\$ 270,81 / MWh e por disponibilidade foram contratados 575 MW médios ao preço de R\$ 262 / MWh, gerando uma movimentação de R\$ 27,2 bilhões. Ao todo, 20 agentes venderam energia, sendo que a fonte hídrica predominou, com 15 hidrelétricas, seguida de quatro térmicas movidas a gás natural da Petrobras e uma biomassa. O prazo de suprimento de energia é de 1º de maio de 2014 a 31 de dezembro de 2019.

No mês de abril entraram em operação comercial 793,33 MW de geração, 251,0 km de linhas de transmissão e 250,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano totalizaram 2763,28 MW de novas usinas, 1505,5 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 2.651,0 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 abril 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 abril apresentou relativa melhoria no comportamento das aflúncias nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Em termos absolutos, a aflúncia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste em abril foi da mesma ordem da verificada no mês de março, sendo que, todavia, a média de longo termo – MLT do mês de março é cerca de 30% superior ao valor do mês de abril.

Na primeira quinzena do mês de abril houve chuva fraca a moderada nas bacias dos rios Uruguai, Jacuí, Iguaçu e Paranapanema, e chuva fraca nas bacias dos rios Tietê, Paraíba do Sul, Grande, Paranaíba e São Francisco. A bacia do rio Tocantins apresentou chuva fraca à moderada em pontos isolados.

A segunda quinzena foi marcada por anomalias negativas de precipitação na maior parte do território brasileiro, sendo as anomalias negativas mais intensas observadas no centro-norte do País. Por outro lado, em resposta as intensas chuvas ocorridas na primeira quinzena de abril, principalmente no centro-sul do País, no fechamento do mês, a maioria das bacias de interesse para a geração de energia elétrica no SIN apresentaram acumulados de chuvas próximos à normalidade para este mês, à exceção da Bacia do Iguaçu, Uruguai e Jacuí, nas quais, os volumes totais mensal de precipitação ficaram um pouco abaixo em relação à climatologia do mês.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 82 %MLT – 34.125 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (19º pior valor\*), 129 %MLT – 8.483 MW médios no Sul (19º melhor valor\*), 39 %MLT – 4.727 MW médios no Nordeste (2º pior valor\*) e 104 %MLT – 15.480 MW médios no Norte-Interligado (35º melhor valor\*).

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

### 2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

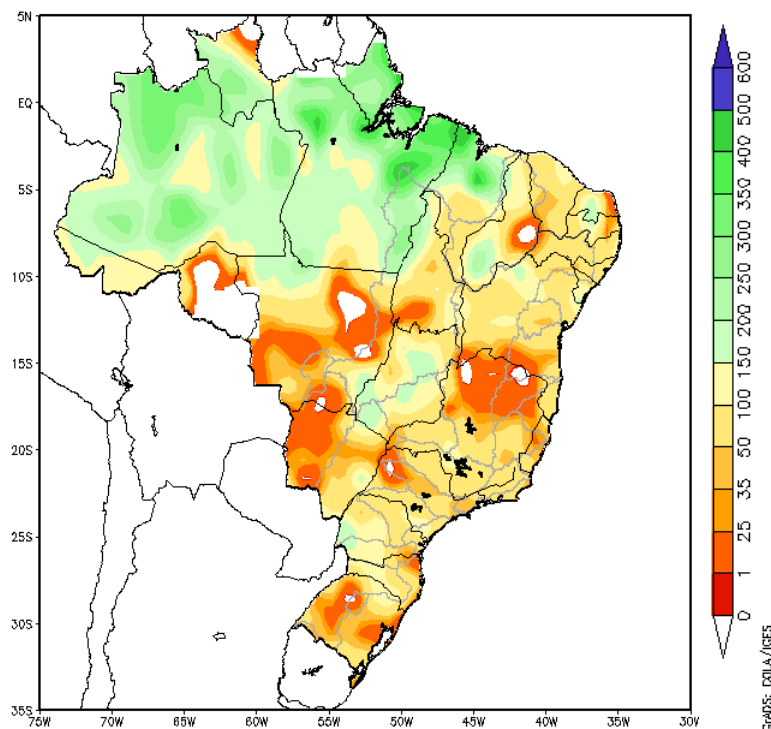


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/04/2014 a 30/04/2014 – Brasil.

Fonte: ONS





## 2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

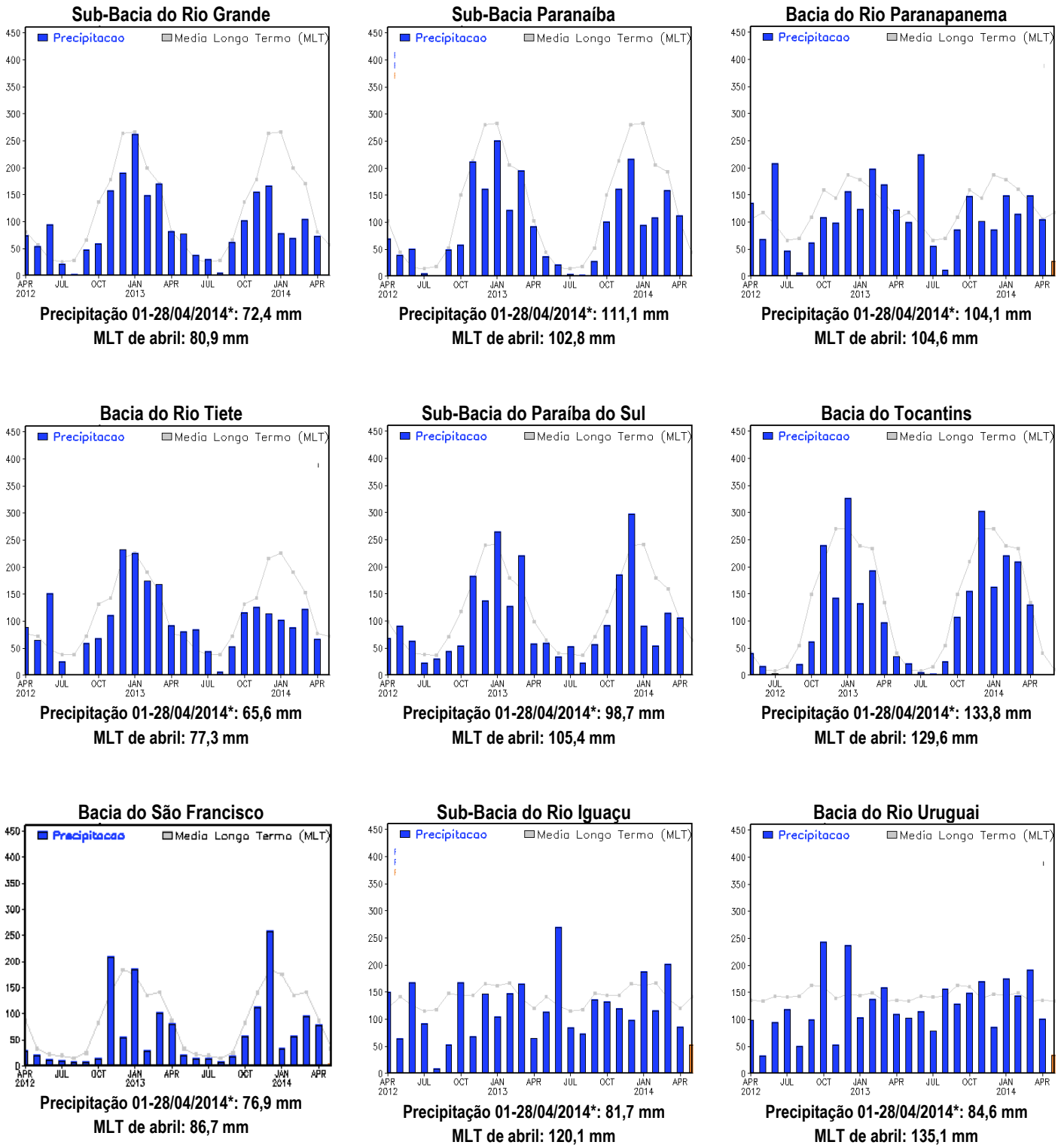


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/04 a 30/04/2014 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC



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

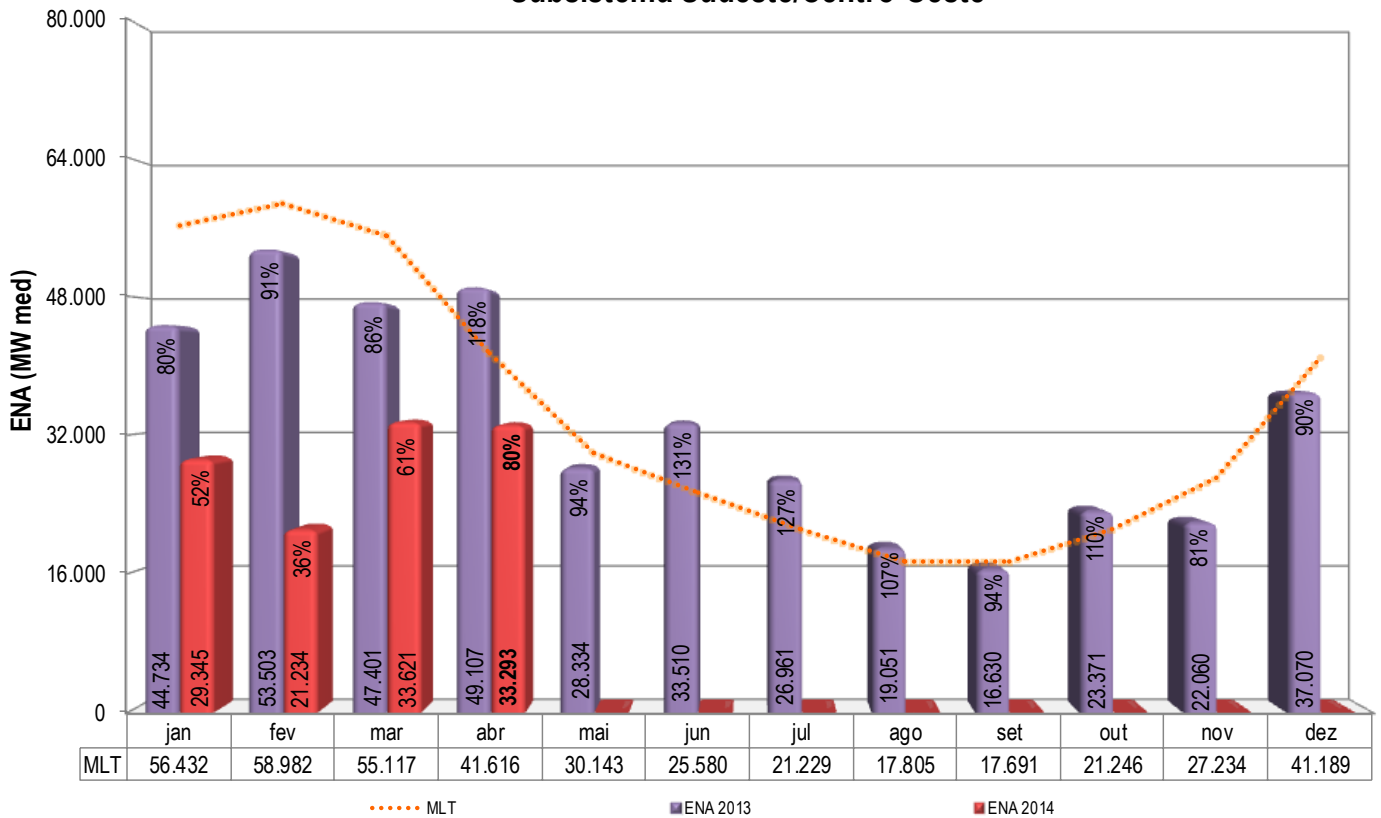


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Sul

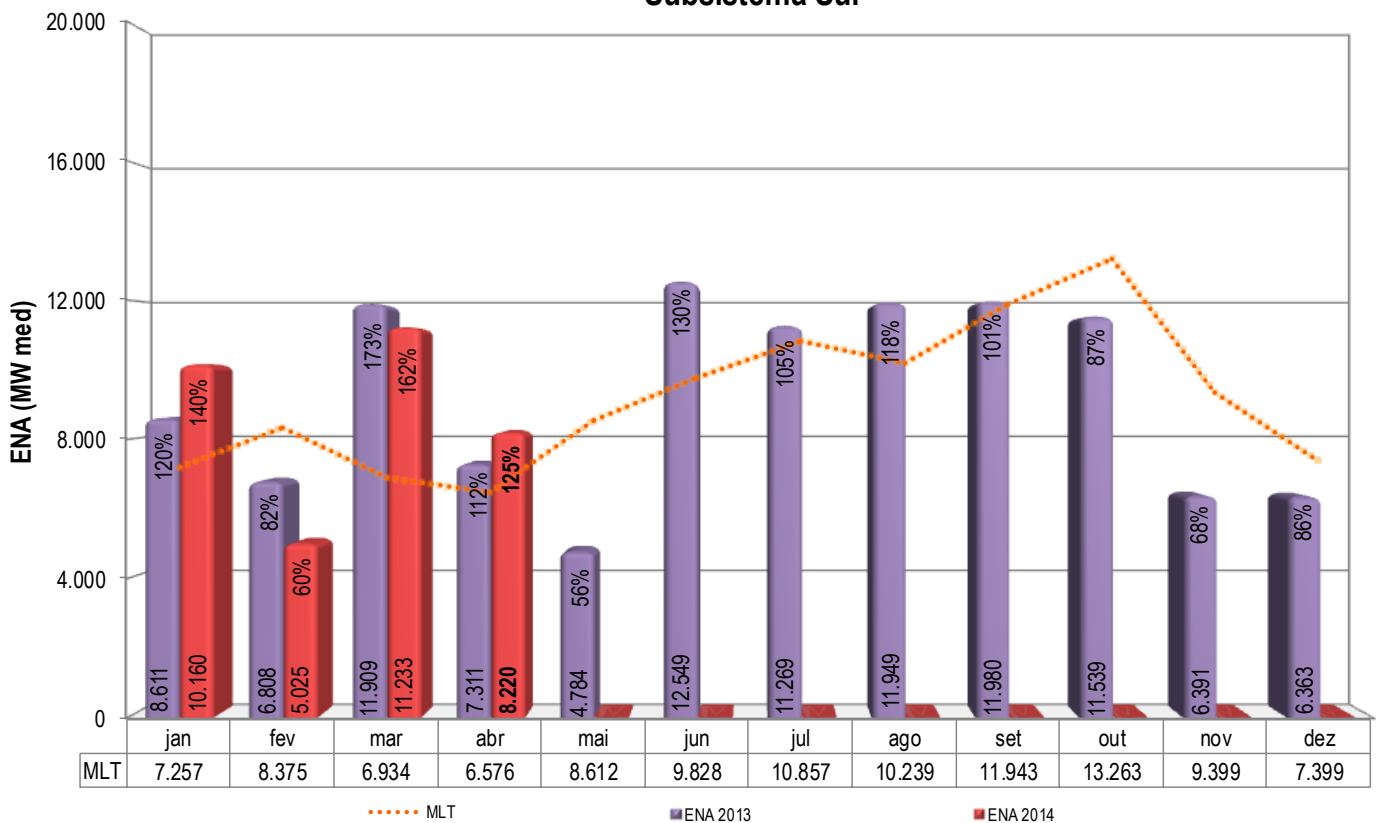


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



### Subsistema Nordeste

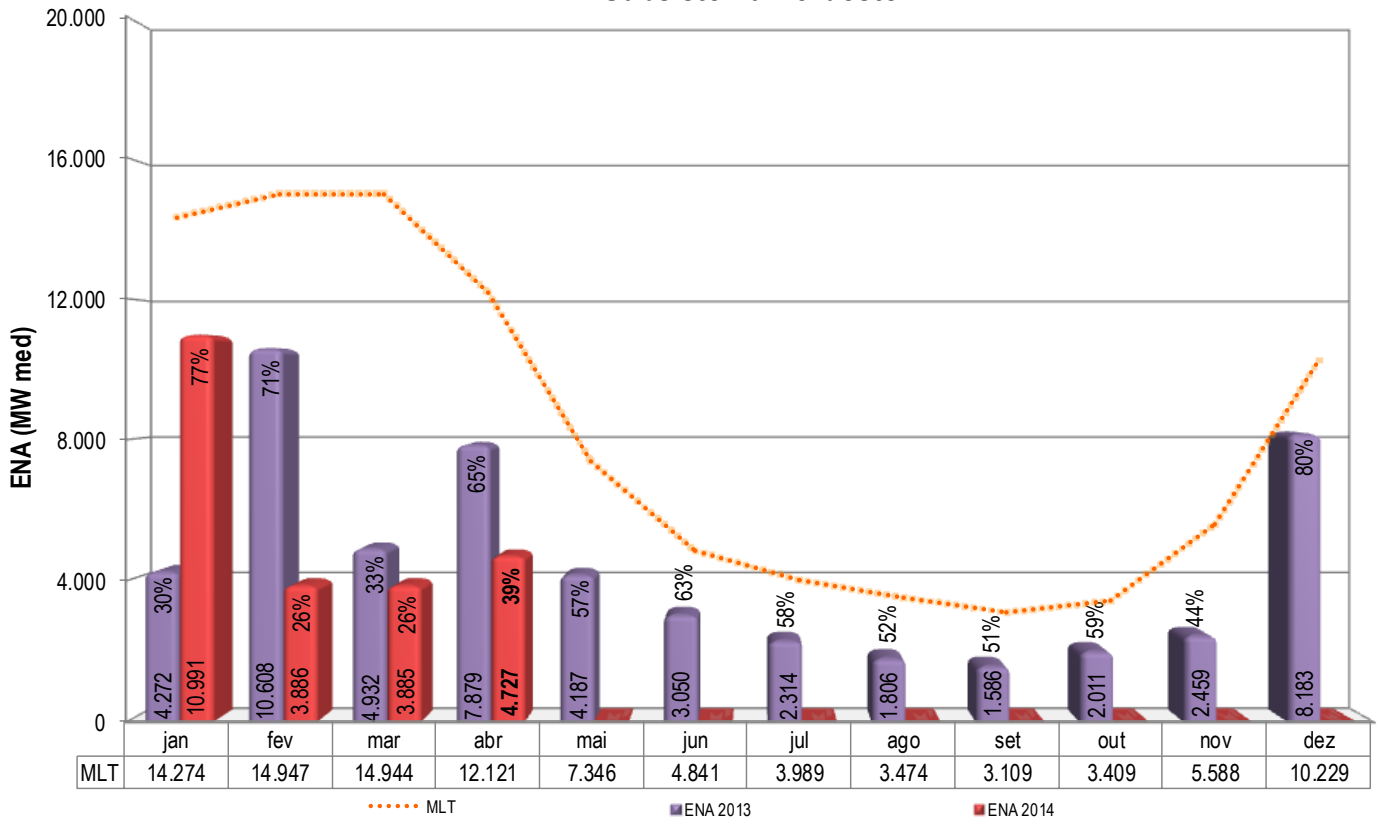


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

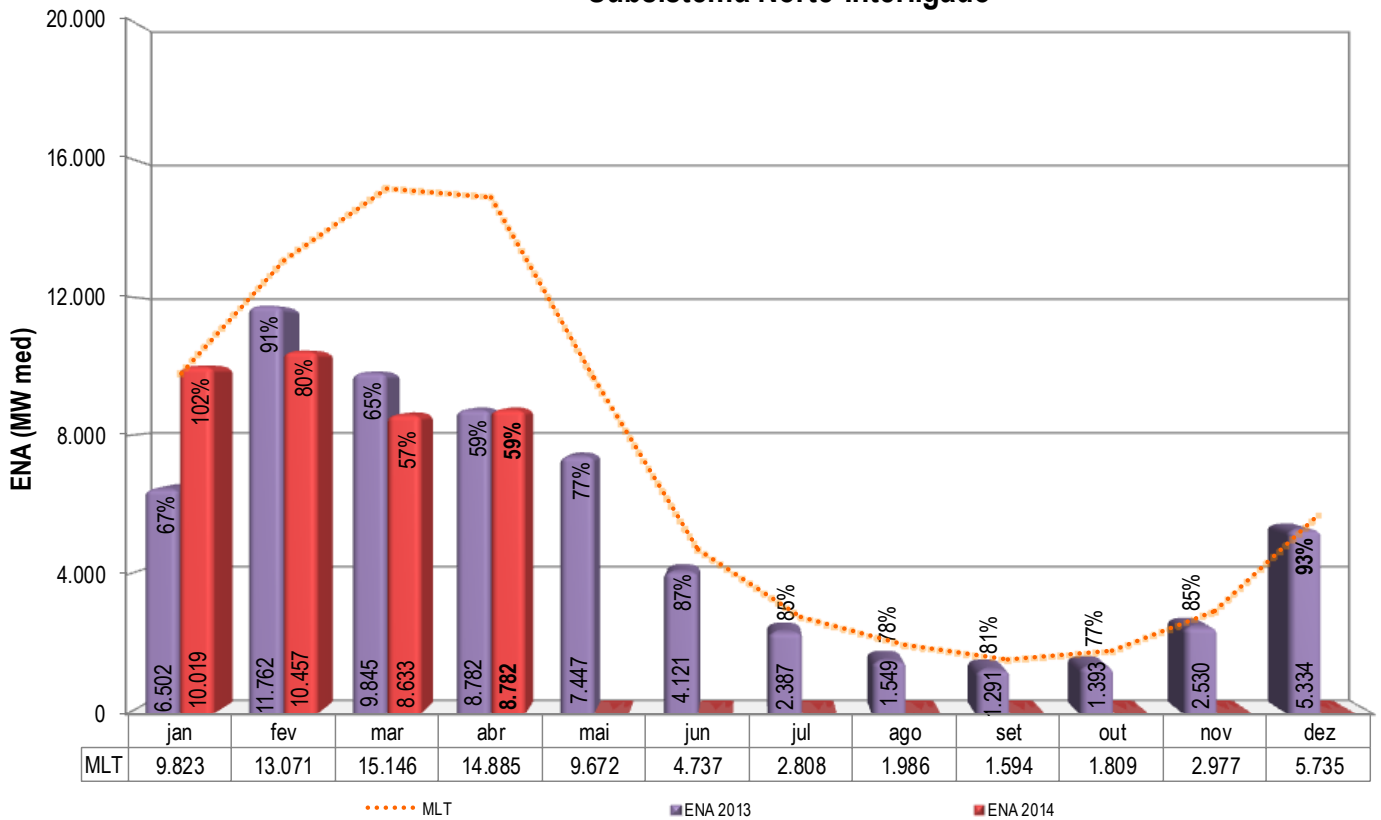


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



## 2.4. Energia Armazenada

Em abril de 2014 ocorreu replecionamento nos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas, com exceção do Sul. Houve contribuição de cerca de 14.823 MWmédios de produção térmica no mês, cerca de 5% inferior ao verificado no mês anterior.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste houve um replecionamento de 2,5 p.p., atingindo 38,8 %EAR ao final do mês de abril. As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste. A cota a montante da UHE Itaipu iniciou o mês na ordem de 217,8 m e atingiu 219,1 m ao término do mês. Com relação à UHE Serra da Mesa, a partir do dia 13 de abril de 2014 houve uma redução da vazão defluente, de cerca de 300 m<sup>3</sup>/s turbináveis para cerca de 70 m<sup>3</sup>/s vertidos, permanecendo assim até o término do mês, respaldados pela Resolução ANA nº 414/2014 e aprovação pelo IBAMA, de forma a minimizar vertimentos na UHE Tucuruí e para preservar os estoques armazenados em seu reservatório.

Na Região Sul as disponibilidades energéticas de suas usinas foram exploradas ao máximo nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se os limites elétricos vigentes. Assim houve um deplecionamento do reservatório de 2,2 p.p, atingindo 43,9 %EAR ao final do mês.

No subsistema Nordeste houve replecionamento de apenas 2,1 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 43,6 %EAR ao final do mês de abril, valor inferior ao verificado no mesmo período do ano de 2013, mas ainda superior ao armazenamento de 2001. Nesse mês foi mantida a geração hidráulica em valores mínimos, sendo o recebimento de energia da ordem de 2.456 MWmédios e a geração térmica local 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 90,2 %EAR ao final do mês de abril, apresentando replecionamento de 4,1 p.p. A geração da UHE Tucuruí foi explorada ao máximo de suas disponibilidades energéticas em todos os períodos de carga, sendo seus excedentes energéticos transferidos para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, respeitando-se as restrições operativas e os limites elétricos vigentes nas interligações entre as regiões Norte, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. A UHE Tucuruí permaneceu em seu armazenamento máximo durante o mês e apresentou vertimentos da ordem de 10.000 m<sup>3</sup>/s no final do mês.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações de energia armazenada em comparação ao final de março referem-se ao deplecionamento de 11,6 p.p. na UHE Ilha Solteira (31,0% v.u.) e ao replecionamento de 11,5 p.p. na UHE Itumbiara (35,2% v.u.) e de 5,1 p.p. na UHE Serra da Mesa (45,3% 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	38,8	204.987	70,3
Sul	43,9	19.873	6,8
Nordeste	43,6	51.859	17,8
Norte	90,2	14.812	5,1
<b>TOTAL</b>		<b>291.531</b>	<b>100,0</b>

Fonte: ONS

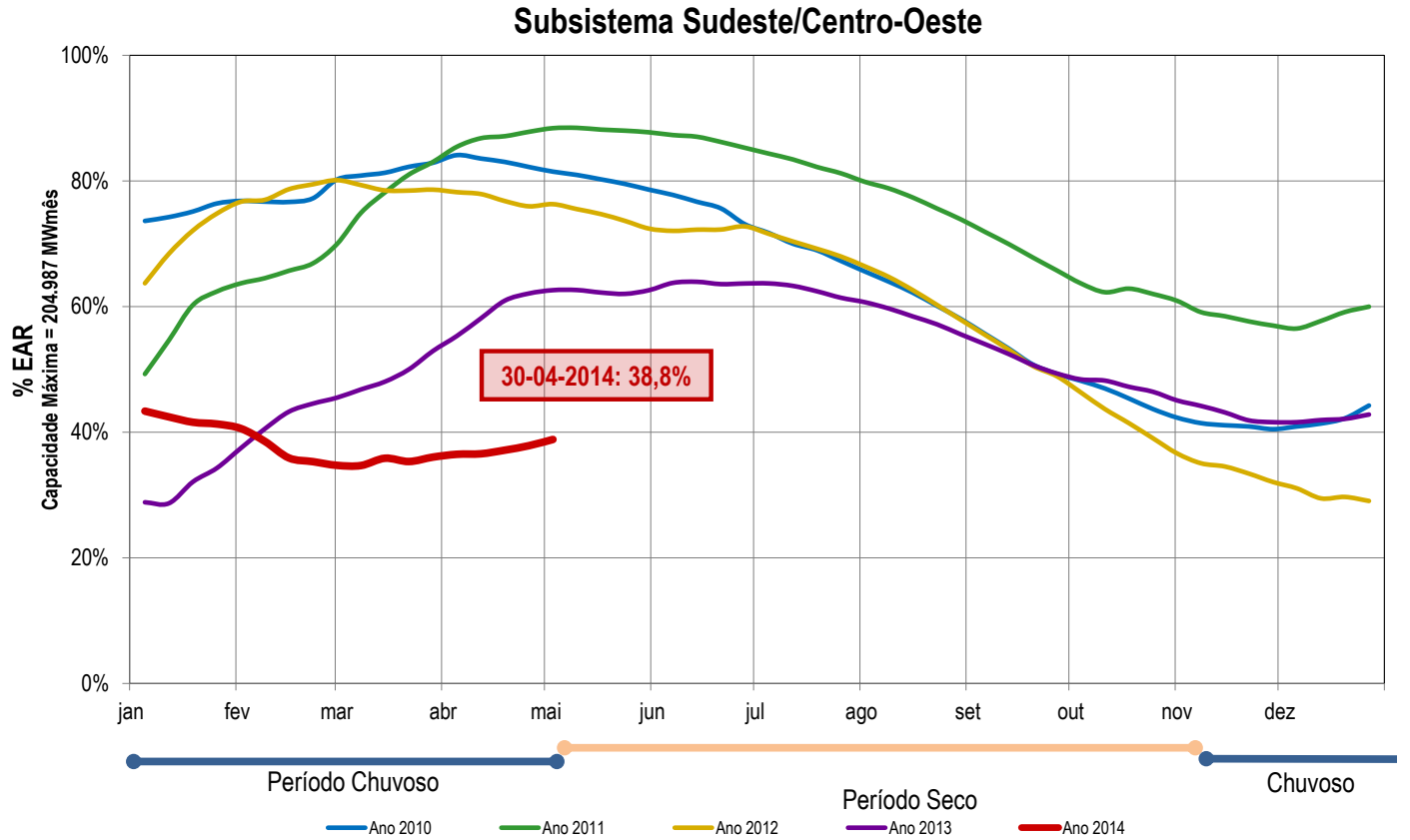


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

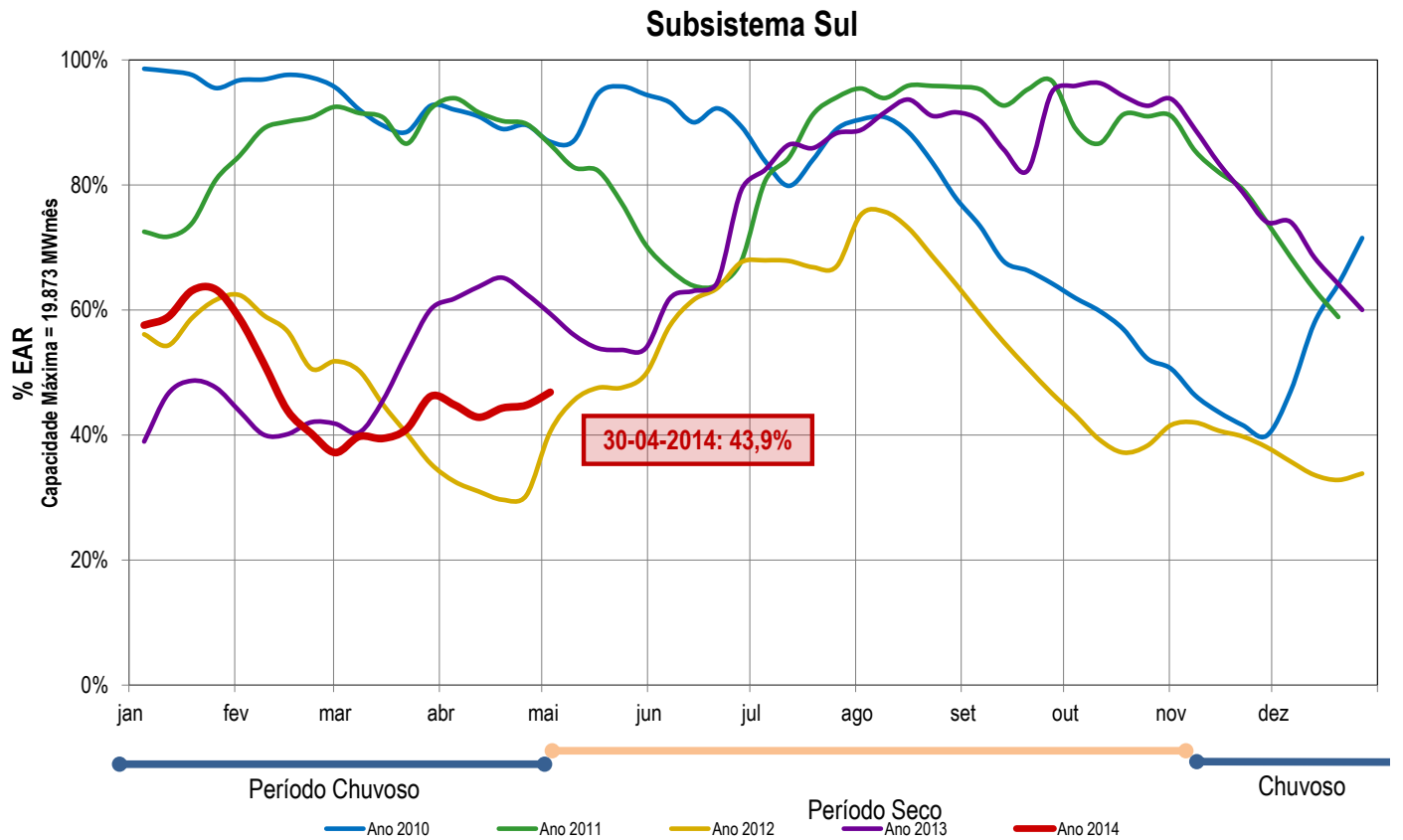


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



### Subsistema Nordeste

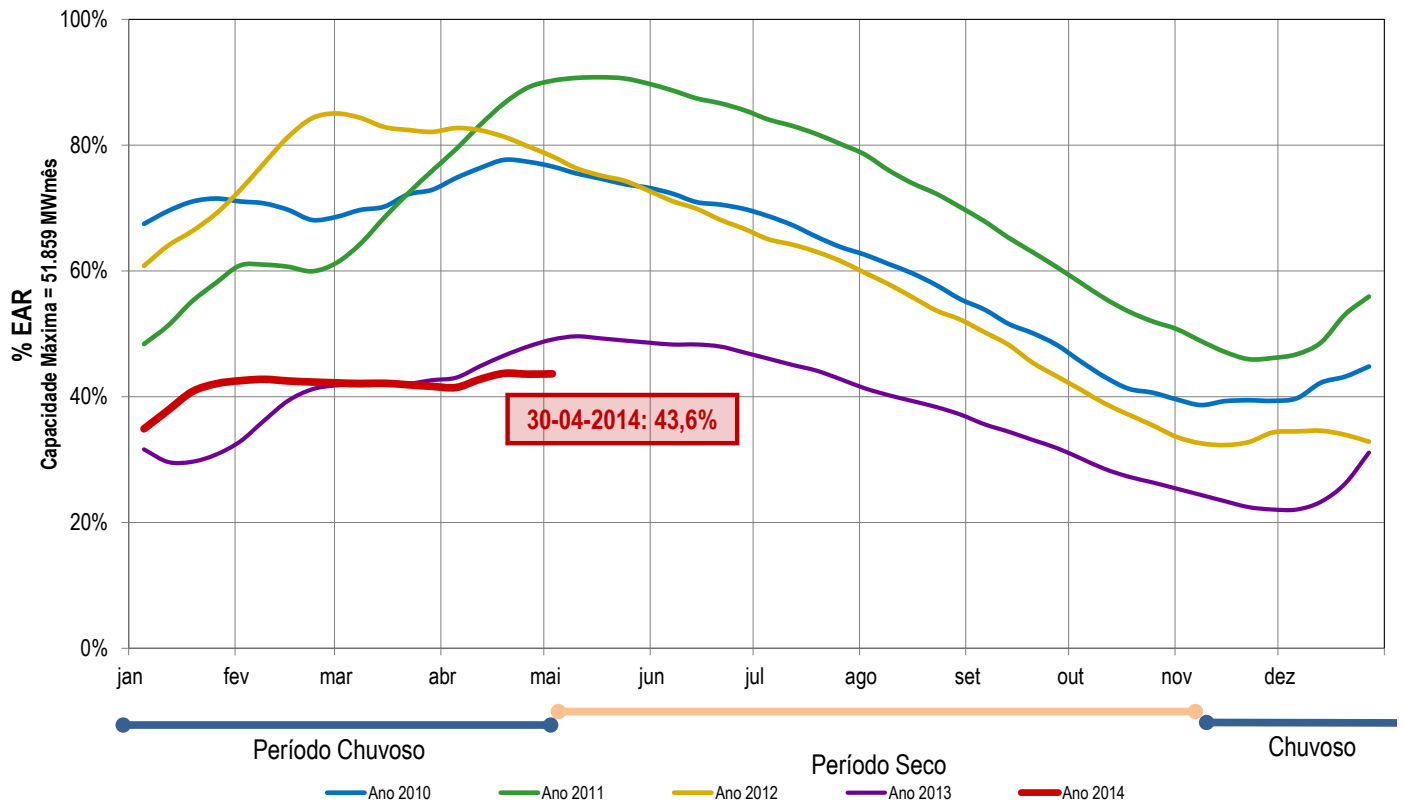


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

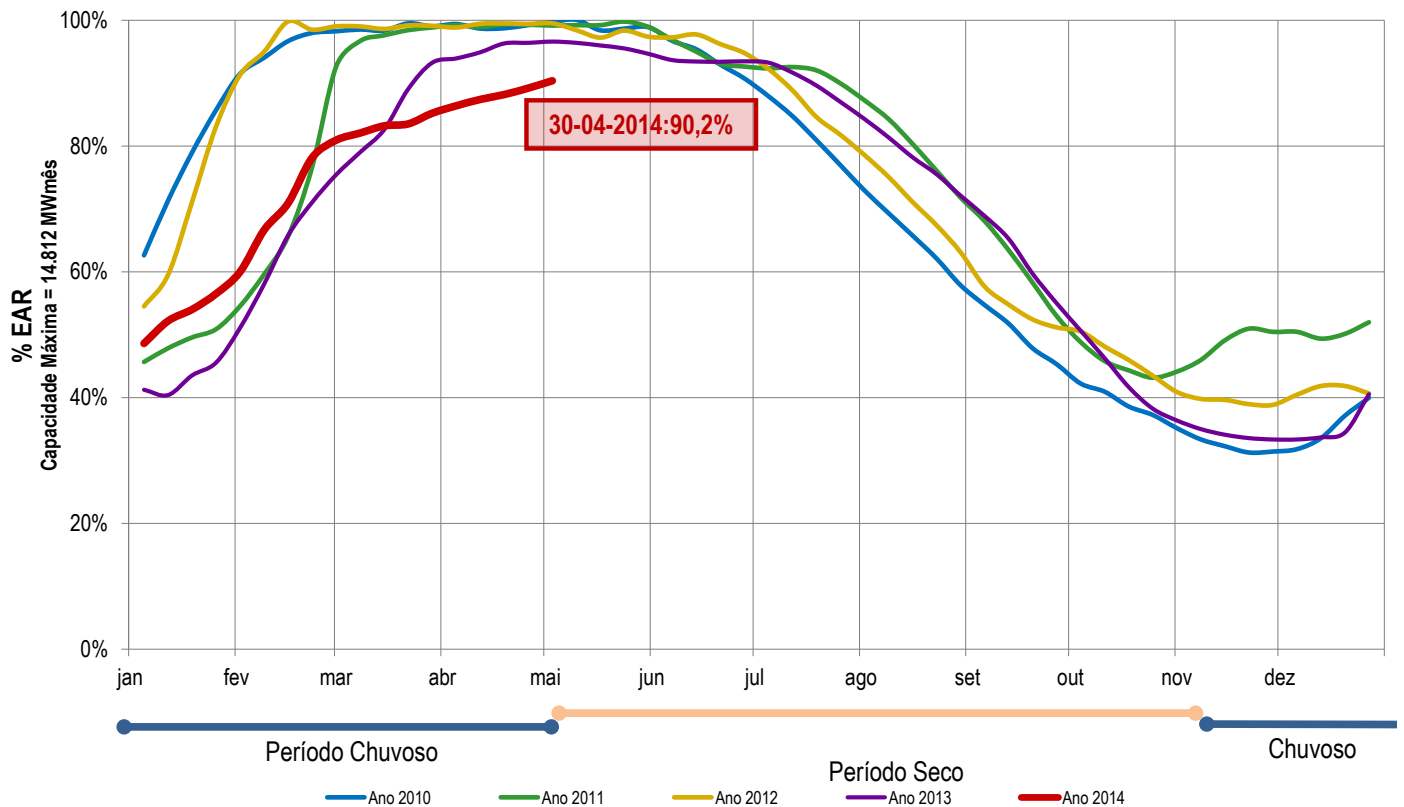


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em abril de 2014, em função das elevadas afluições ao subsistema Norte-Interligado, houve uma exportação de energia desse subsistema de cerca de 4.839 MWmédios, pouco superior ao valor verificado no mês anterior. Nesse sentido, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste passou a ser importador de energia em 2.383 MWmédios, também superior ao valor verificado em março.

O subsistema Nordeste permaneceu importador em 2.456 MWmédios, valor superior ao verificado no mês de março.

O subsistema Sul teve seu cenário de intercâmbio de energia variável ao longo do mês, apresentando médias diárias tanto de exportação quanto de importação de energia. Na média do mês houve exportação do subsistema Sul em 55 MWmédios.

No complexo do Rio Madeira, a UHE Jirau gerou cerca de 257 MWmédios no mês de abril e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 48 MWmédios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. A UHE Santo Antônio retomou sua geração no dia 25 de abril de 2014, antes interrompida devido à elevação do nível a jusante dessa usina, com perda de altura de queda d'água. No dia 27 de abril de 2014, o primeiro bipolo em corrente contínua voltou a operar.

Além disso, a região metropolitana de Manaus recebeu cerca de 37 MWmédios do SIN no mês, através da interligação Tucuruí-Manaus.

No mês de abril, houve apenas intercâmbio internacional de energia para realização de testes de transferência entre Brasil para a Argentina por meio da conversora de frequência Uruguaiana, nos dias 07, 08 e 17. Na média mensal, o valor de intercâmbio internacional foi nulo.



Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB**	200
②	EXPN	(Geração - demanda)
	REC�	(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

Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

Fonte: ONS / Eletronorte

\* Os limites de intercâmbio apresentados referem-se à carga pesada, conforme revisão quadrimestral do PMO de janeiro 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 março de 2014 o consumo de energia elétrica atingiu 49.544 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, representando aumento de 4,7% no consumo acumulado nos últimos 12 meses (Mar/13 a Fev/14) em relação a igual período anterior. Considerando as perdas, o consumo verificado em março de 2014 foi 2,7% superior ao registrado no mesmo mês do ano anterior, fato impulsionado pelos consumos residencial e comercial.

O consumo residencial em março de 2014 acumulou crescimento de 7,1% em 12 meses sobre o mesmo período anterior e avançou 8,8% em relação ao mesmo mês de 2013. Seguindo o comportamento verificado em janeiro e fevereiro de 2014, nas regiões Sudeste e Sul do país, foi registrado aumento expressivo do consumo de energia elétrica dessa classe motivado pelo forte calor e consequente intensificação do uso de aparelhos condicionadores de ar. O verão de 2014 foi considerado como um dos mais quentes da série de medições meteorológicas do INMET. Cidades como Rio de Janeiro, São Paulo e Porto Alegre, por exemplo, apresentaram seguidamente recordes de calor em janeiro e fevereiro.

O consumo da classe comercial, da mesma maneira, foi impactado pelas condições climáticas caracterizadas por elevadas temperaturas, tendo registrado crescimento de 6,9% no acumulado de 12 meses e aumento de 8,2% em relação a março de 2013. No entanto, nota-se, no período em questão, correspondência entre o crescimento mais moderado do consumo de energia e da atividade relacionada ao varejo.

O consumo das indústrias diminuiu 0,3% em relação a março de 2013, desempenho ainda impactado negativamente pela fraca atividade de alguns segmentos do setor de metalurgia, entre outros. Por fim, o consumo de energia da classe rural aumentou 8,3% em comparação ao mesmo mês em 2013, refletindo uso expressivo da irrigação.

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





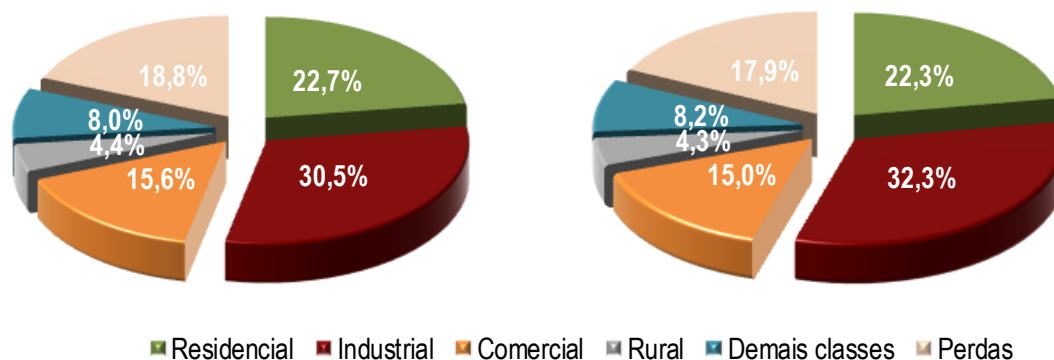
**Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.**

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Mar/14 GWh	Evolução mensal (Mar/14/Fev/14)	Evolução anual (Mar/14/Mar/13)	Abr/12-Mar/13 (GWh)	Abr/13-Mar/14 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	11.269	-4,9%	8,8%	119.594	128.026	7,1%
<b>Industrial</b>	15.118	0,8%	-0,3%	182.574	184.901	1,3%
<b>Comercial</b>	7.739	-5,4%	8,2%	80.485	86.015	6,9%
<b>Rural</b>	2.181	-8,3%	8,3%	23.433	24.789	5,8%
<b>Demais classes</b>	3.944	-1,4%	3,5%	45.189	46.951	3,9%
<b>Perdas *</b>	9.293	48,6%	-4,7%	96.308	102.636	6,6%
<b>Total</b>	<b>49.544</b>	<b>4,0%</b>	<b>2,7%</b>	<b>547.583</b>	<b>573.318</b>	<b>4,7%</b>

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

Fonte: EPE

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



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

Dados contabilizados até março de 2014.

Fonte: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Mar/14 kWh/NU	Evolução mensal (Mar/14/Fev/14)	Evolução anual (Mar/14/Mar/13)	Abr/12-Mar/13 (kWh/NU)	Abr/13-Mar/14 (kWh/NU)	Evolução
<b>Consumo médio residencial</b>	175	-5,1%	5,1%	160	166	3,4%
<b>Consumo médio industrial</b>	25.876	1,0%	-1,7%	26.420	26.373	-0,2%
<b>Consumo médio comercial</b>	1.414	-5,4%	4,7%	1.266	1.309	3,4%
<b>Consumo médio rural</b>	516	-8,4%	6,4%	470	489	3,9%
<b>Consumo médio demais classes*</b>	5.395	-1,6%	0,7%	5.297	5.351	1,0%
<b>Consumo médio total</b>	533	-3,0%	1,2%	515	520	0,9%

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

Fonte: EPE



## 4.2. Unidades Consumidoras

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

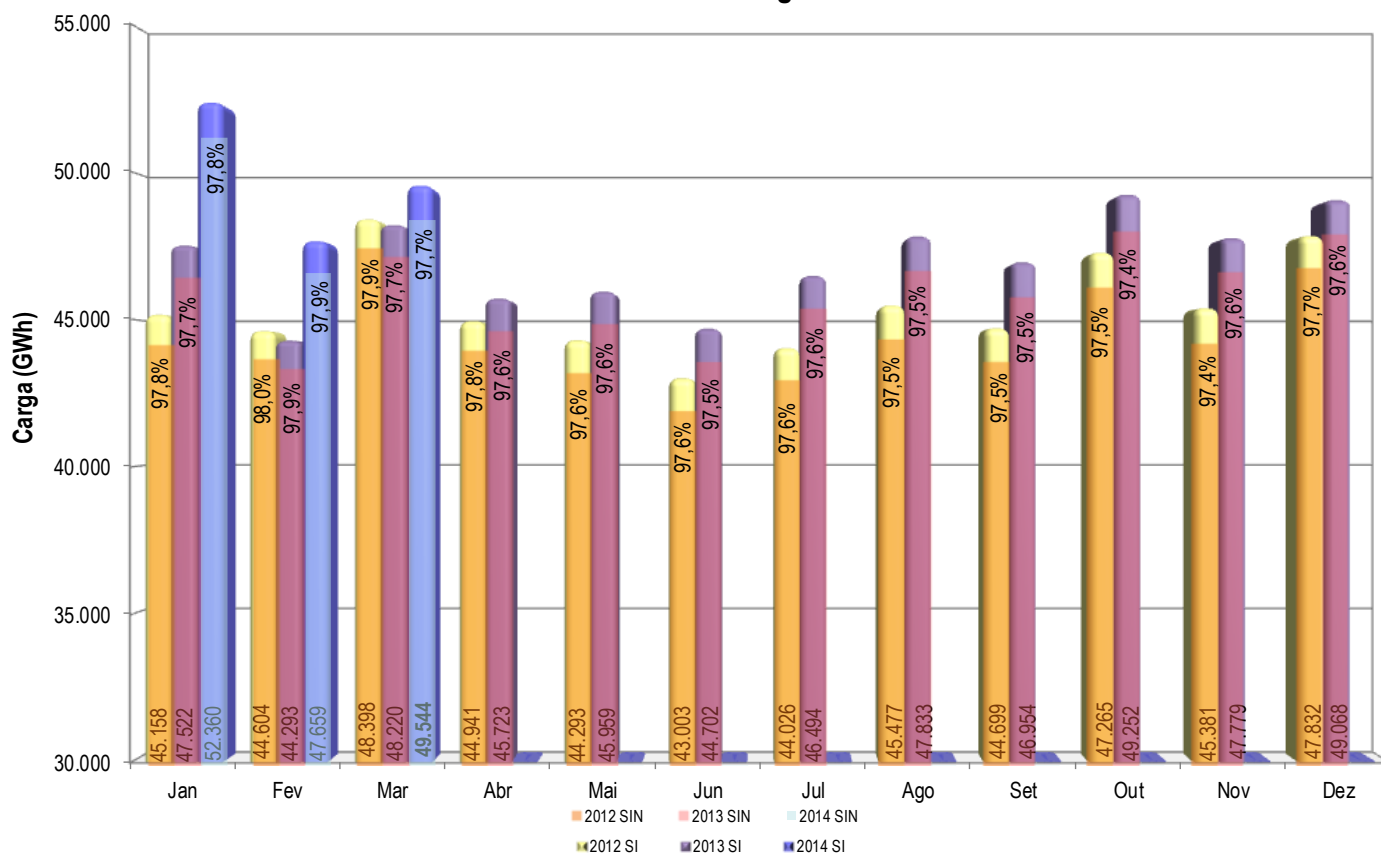
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Mar/13	Mar/14	
Residencial (NUCR)	62.278.255	64.448.759	3,5%
Industrial (NUCI)	575.873	584.255	1,5%
Comercial (NUCC)	5.298.241	5.474.511	3,3%
Rural (NUCR)	4.150.875	4.224.800	1,8%
Demais classes*	710.962	731.125	2,8%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>73.014.206</b>	<b>75.463.450</b>	<b>3,4%</b>

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

Fonte: EPE

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

### Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até março 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 abril 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>47.618</b> 09/04/2014 - 14h51	<b>15.191</b> 08/04/2014 - 15h07	<b>11.654</b> 25/04/2014 - 14h15	<b>6.012</b> 07/04/2014 - 14h43	<b>78.762</b> 08/04/2014 - 14h54
<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

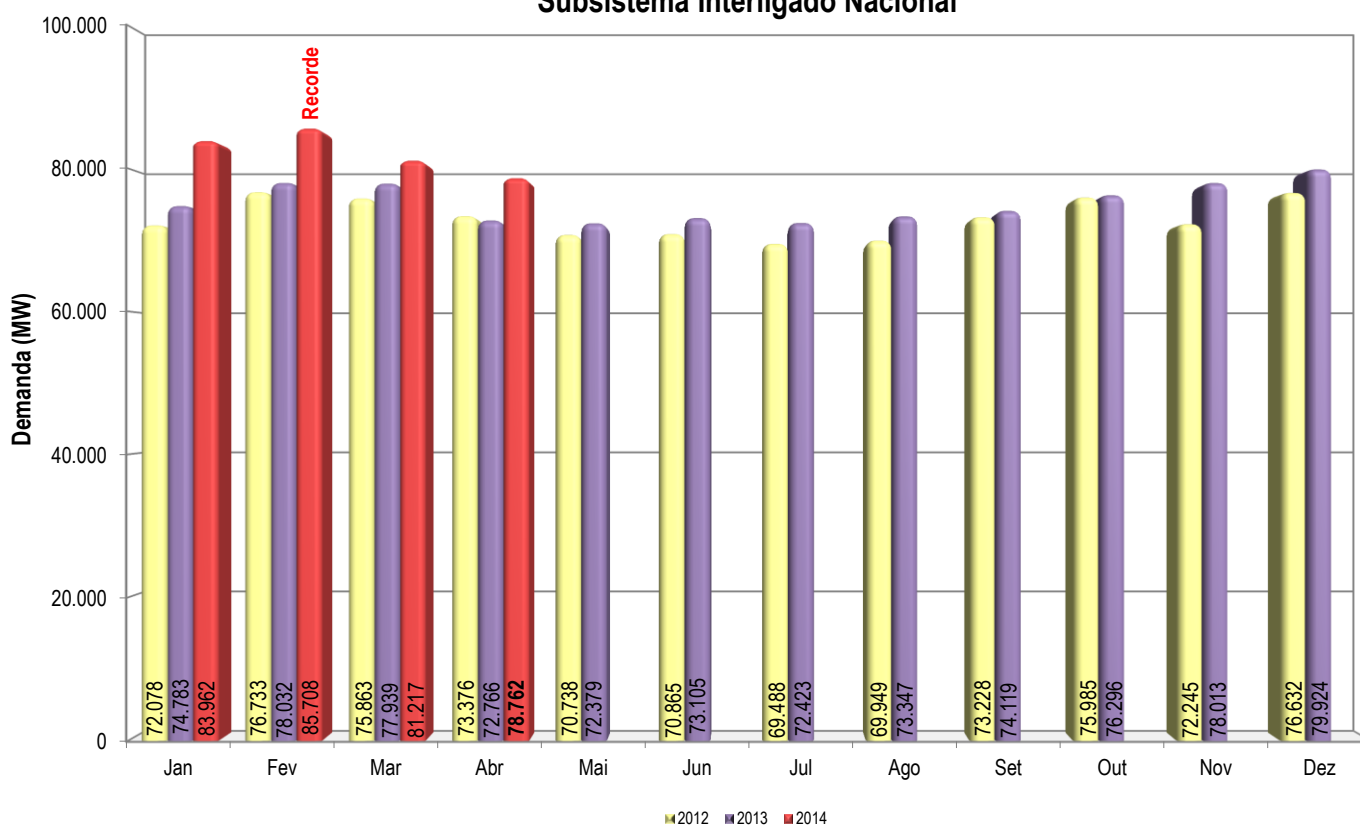


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte: ONS

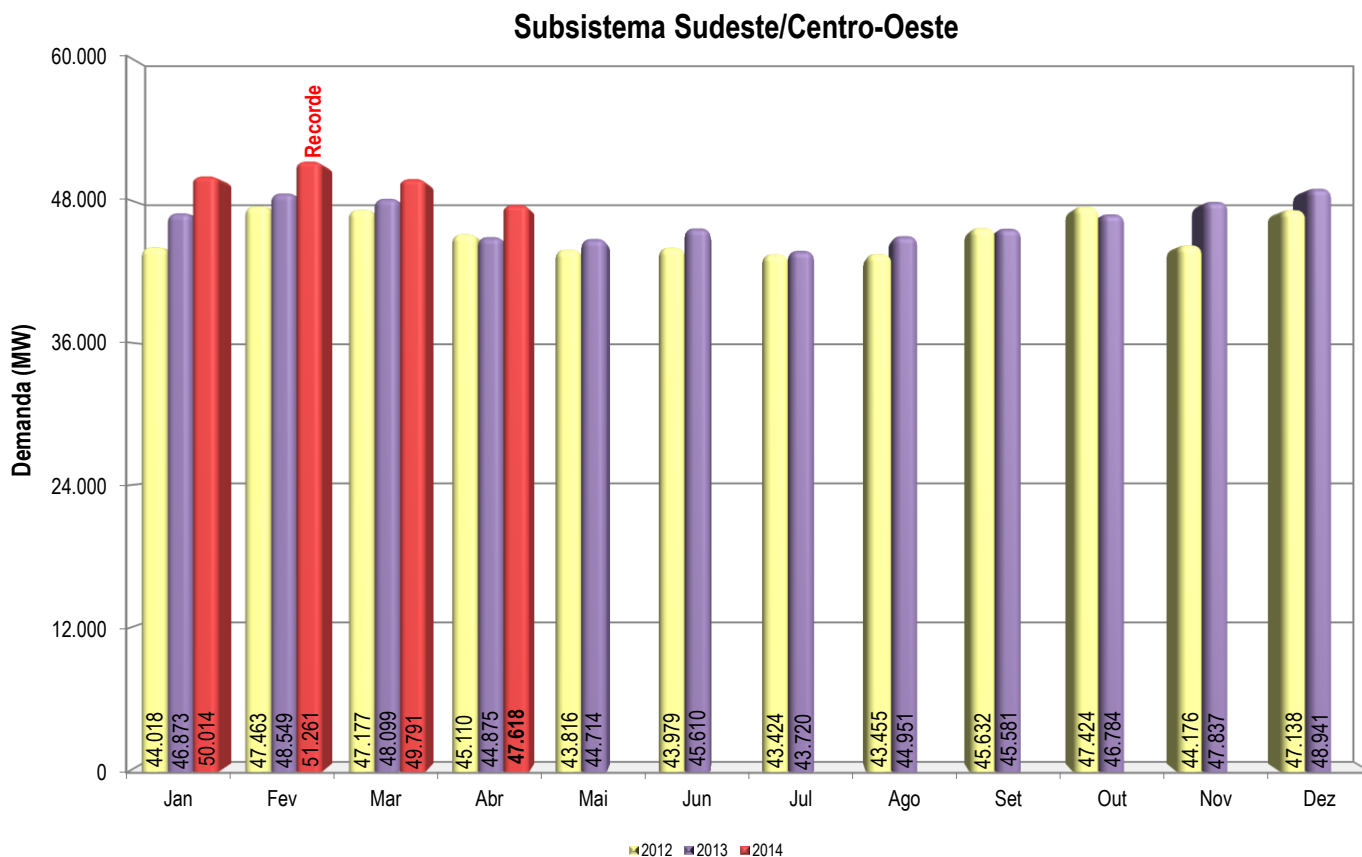


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

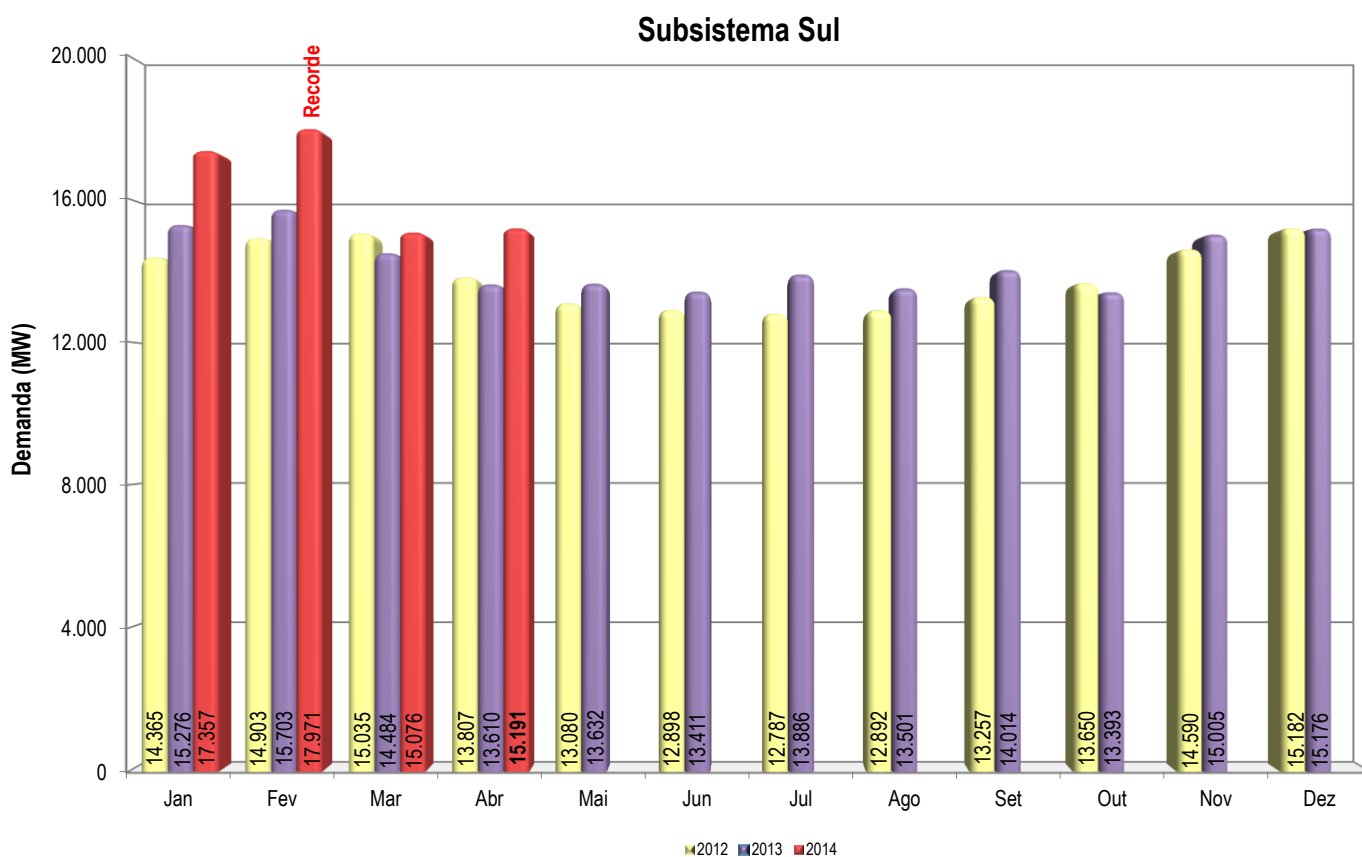


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



### Subsistema Nordeste

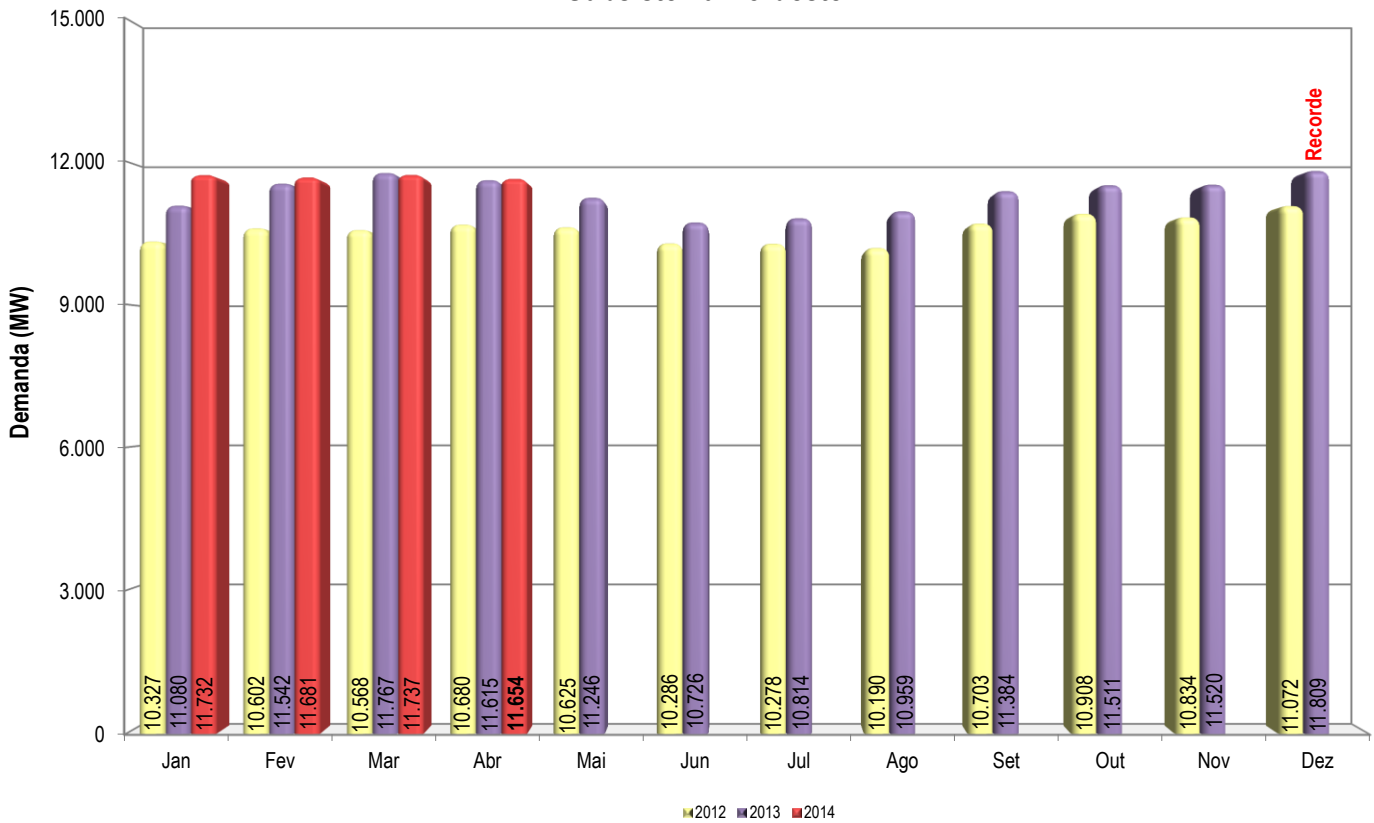


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

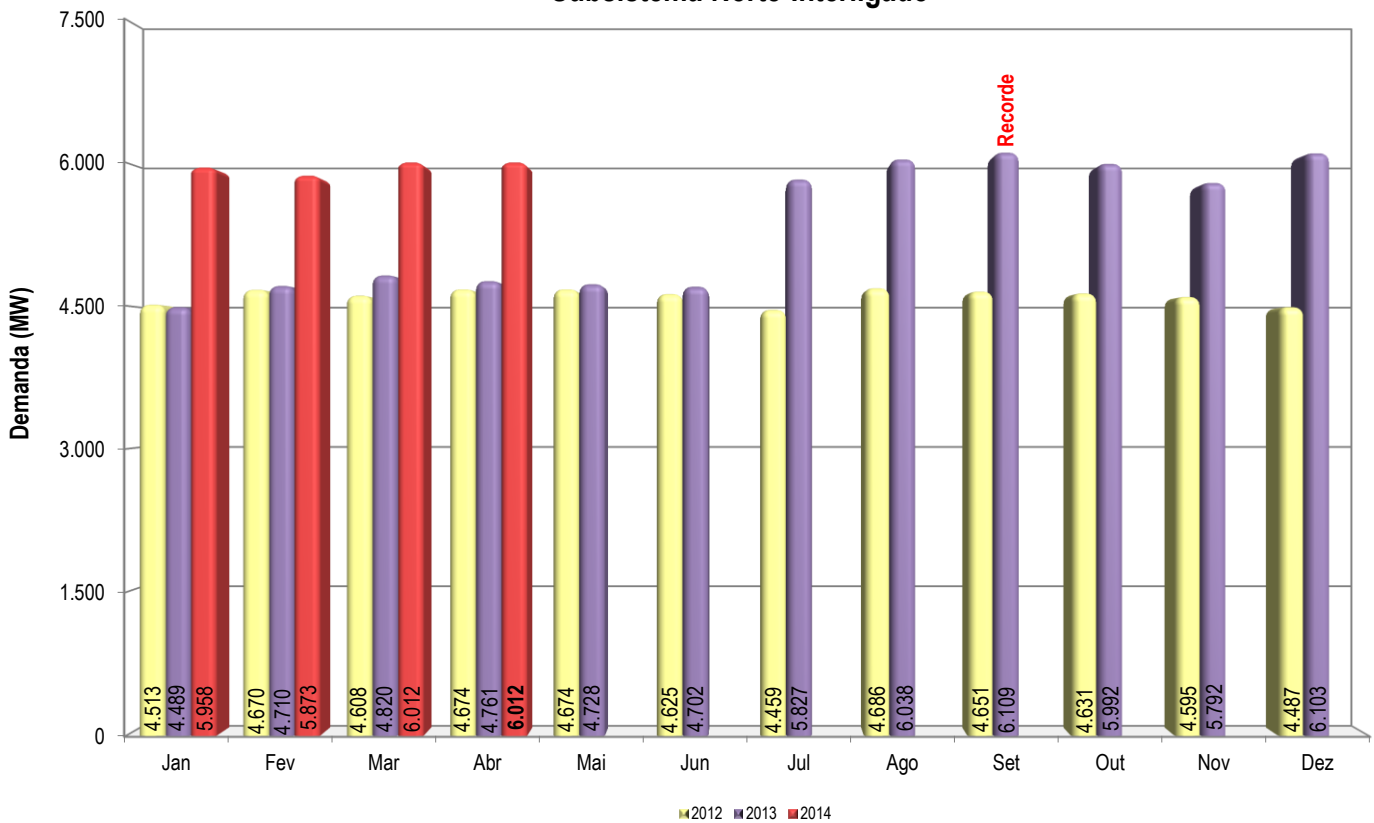


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



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

No mês de abril de 2014 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 128.281 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2013, destaca-se o crescimento percentual da fonte eólica (+40,7%) e térmica (+7,0%), em especial, carvão (+27,2%) na matriz.

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

Fonte	Abr/13	Abr/14			Evolução da Capacidade Instalada (Abr/14 / Abr/13)
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Disponível (sem importação contratada)	
<b>Hidráulica</b>	<b>84.690</b>	<b>1.107</b>	<b>86.698</b>	<b>67,6%</b>	<b>2,4%</b>
<b>Térmica</b>	<b>36.173</b>	<b>1.804</b>	<b>38.697</b>	<b>30,2%</b>	<b>7,0%</b>
Gás	13.516	157	14.282	11,1%	5,7%
Carvão	2.664	13	3.389	2,6%	27,2%
Petróleo	7.717	1.154	7.612	5,9%	-1,4%
Nuclear	2.007	2	1.990	1,6%	-0,8%
Biomassa	10.269	478	11.424	8,9%	11,2%
<b>Eólica</b>	<b>2.045</b>	<b>135</b>	<b>2.877</b>	<b>2,2%</b>	<b>40,7%</b>
<b>Solar Fotovoltaica</b>	<b>8</b>	<b>101</b>	<b>9</b>	<b>&lt;0,01%</b>	<b>23,5%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>122.916</b>	<b>3.147</b>	<b>128.281</b>	<b>100,0%</b>	<b>4,4%</b>

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

\*\* A redução do montante de capacidade instalada das usinas nucleares observado em Abr/14 em comparação à Abr/13 deve-se à alteração da potência outorgada da usina Angra I de 657 MW para 640 MW, conforme Resolução Autorizativa 3.334/2012 da ANEEL. Em Abr/13, ainda constava no BIG/ANEEL, documento utilizado como referência para essa seção, o valor de 657 MW para a potência fiscalizada dessa usina, resultando, assim, na diferença observada de 17 MW em termos anuais.

Fonte: ANEEL (BIG 30/04/2014)

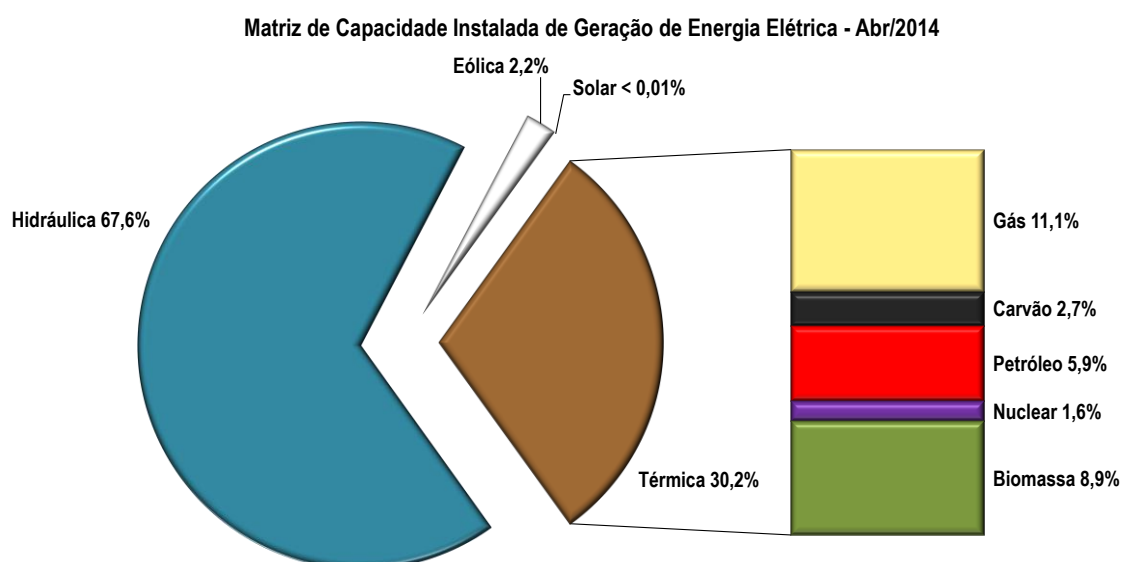


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte: ANEEL (BIG 30/04/2014)



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

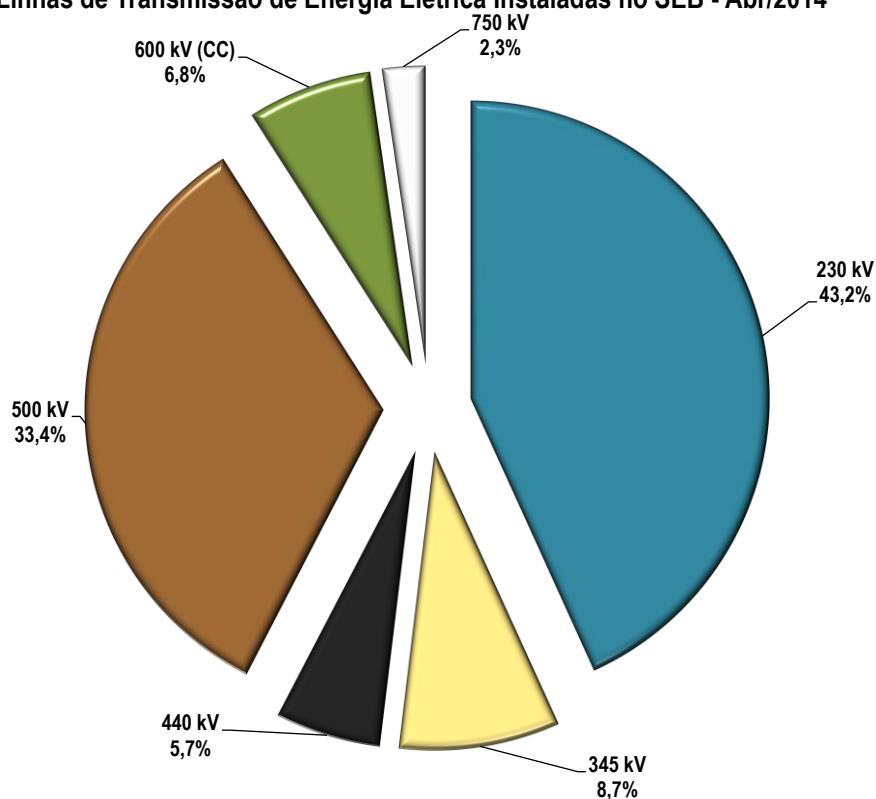
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	51.160	43,2%
345 kV	10.272	8,7%
440 kV	6.728	5,7%
500 kV	39.521	33,4%
600 kV (CC)	7.992	6,8%
750 kV	2.683	2,3%
<b>Total SEB</b>	<b>118.356</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 - Abr/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 abr/13 a mar/14 atingiu 533.576 GWh. No mês de março de 2014 a geração hidráulica correspondeu a 74,6% do total gerado no Brasil, 1,9 p.p. inferiores ao verificado no mês anterior. Além disso, foi observado aumento da participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, tendo a geração por biomassa aumentada em 72 p.p. em relação ao mês anterior. Em contrapartida, houve a redução de 16,3 p.p na geração de energia elétrica por fontes eólicas em março de 2014.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Mar/2014

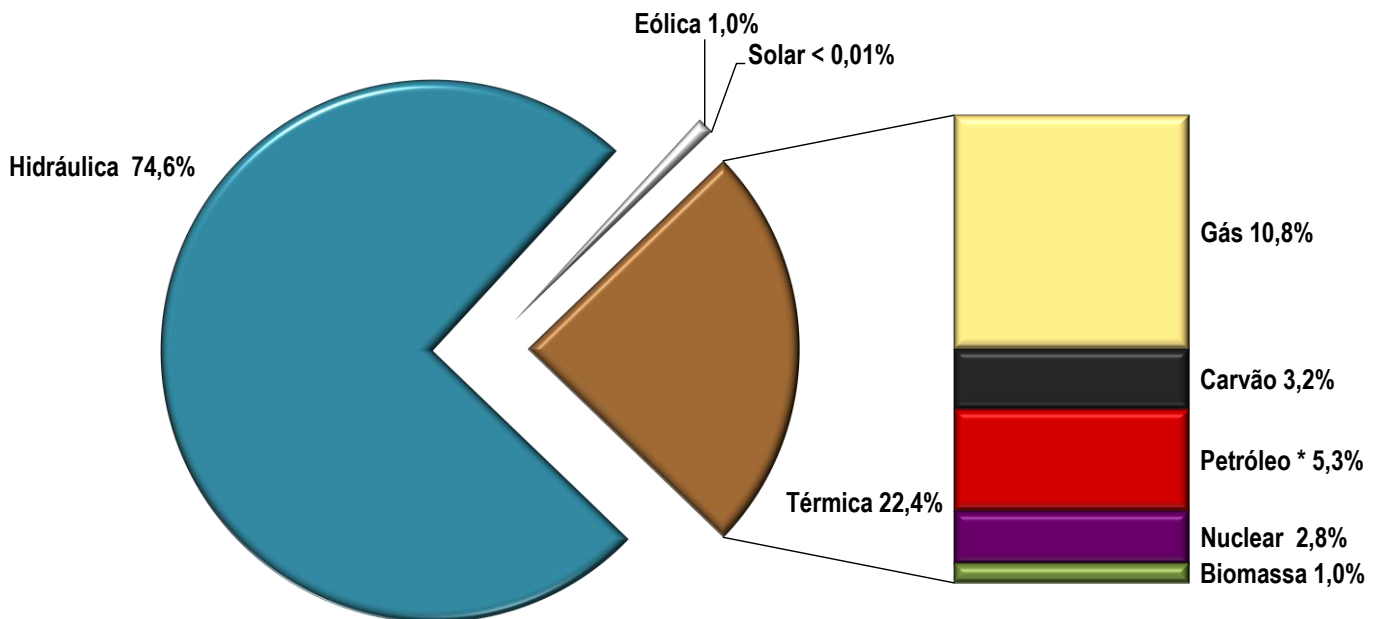


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até março 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		
	Mar/14 (GWh)	Evolução mensal (Mar/14 / Fev/14)	Evolução anual (Mar/14 / Mar/13)	Abr/12-Mar/13 (GWh)	Abr/13-Mar/14 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>35.151</b>	<b>2,0%</b>	<b>-2,8%</b>	<b>419.319</b>	<b>414.513</b>	<b>-1,1%</b>
<b>Térmica</b>	<b>10.924</b>	<b>15,0%</b>	<b>26,2%</b>	<b>91.390</b>	<b>112.369</b>	<b>23,0%</b>
Gás	5.590	19,3%	21,3%	43.913	51.198	16,6%
Carvão	1.496	20,9%	75,1%	7.884	13.751	74,4%
Petróleo *	2.053	-0,8%	14,9%	11.447	15.512	35,5%
Nuclear	1.303	6,7%	10,0%	15.090	14.367	-4,8%
Biomassa	482	72,0%	116,5%	13.057	17.540	34,3%
<b>Eólica</b>	<b>463</b>	<b>-16,3%</b>	<b>-1,6%</b>	<b>5.425</b>	<b>6.692</b>	<b>23,4%</b>
<b>Solar Fotovoltaica</b>	<b>0,35</b>	<b>154,9%</b>	<b>-</b>	<b>1,19</b>	<b>1,69</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>	<b>46.538</b>	<b>4,5%</b>	<b>2,8%</b>	<b>516.136</b>	<b>533.576</b>	<b>3,4%</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 março de 2014.

Fonte: CCEE

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

A produção de energia elétrica por térmicas a gás natural nos Sistemas Isolados iniciou-se em março de 2010 em planta piloto do Sistema Manaus. A partir de outubro de 2010 foram iniciadas as conversões das primeiras unidades geradoras para gás natural e atualmente encontram-se em operação comercial os PIEs Tambaqui, Jaraqui, Manauara, Cristiano Rocha e Gera e as UTEs Mauá e Aparecida, da Amazonas Energia.

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Mar/14 (GWh)	Evolução mensal (Mar/14 / Fev/14)	Evolução anual (Mar/14 / Mar/13)	Abr/12-Mar/13 (GWh)	Abr/13-Mar/14 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>173</b>	<b>56,5%</b>	<b>6,2%</b>	<b>1.593</b>	<b>1.478</b>	<b>-7,2%</b>
<b>Térmica</b>	<b>638</b>	<b>1,4%</b>	<b>-24,8%</b>	<b>10.534</b>	<b>8.191</b>	<b>-22,2%</b>
Gás	180	5,8%	-42,9%	3.562	3.037	-14,7%
Petróleo *	458	-0,2%	-14,1%	6.972	5.154	-26,1%
<b>TOTAL</b>	<b>810</b>	<b>9,6%</b>	<b>-19,8%</b>	<b>12.127</b>	<b>9.669</b>	<b>-20,3%</b>

\* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicompostíveis.

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

Fonte: Eletrobras



## 7.4. Geração Eólica \*

Nota-se expressivo aumento da capacidade instalada das eólicas no Nordeste no mês de março. Todavia, o fator de capacidade médio da região no mês de março de 2014 diminuiu 21,8 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 21,8%. Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Sul permaneceu praticamente estável no mesmo período, atingindo 24,2%.

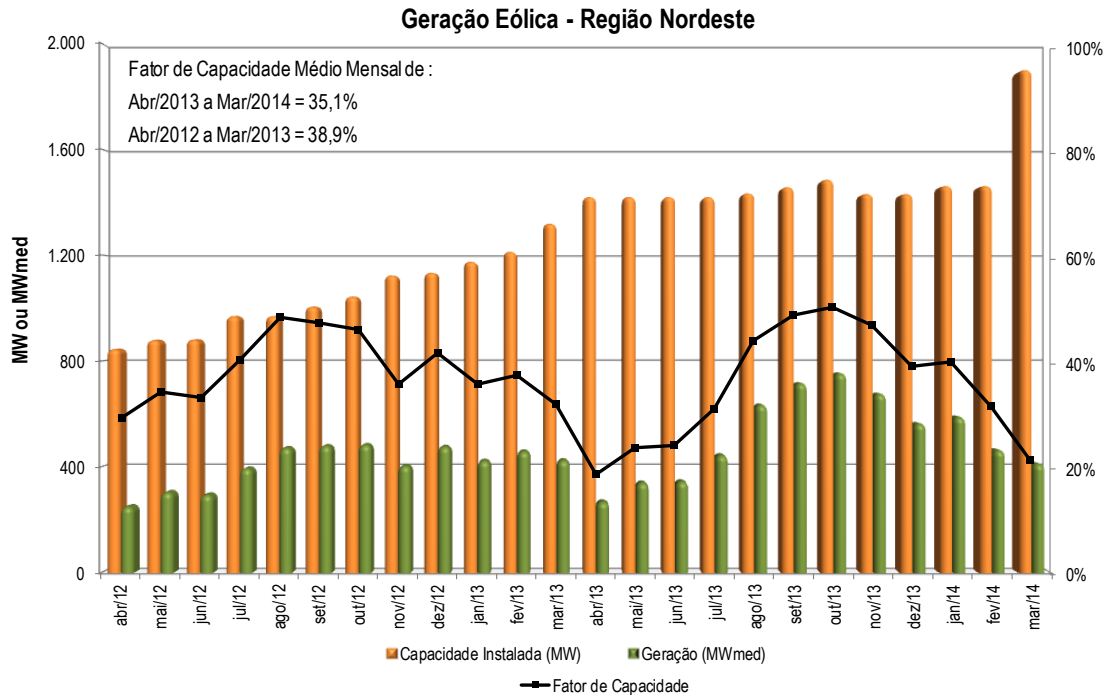


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até março de 2014.

Fonte: CCEE

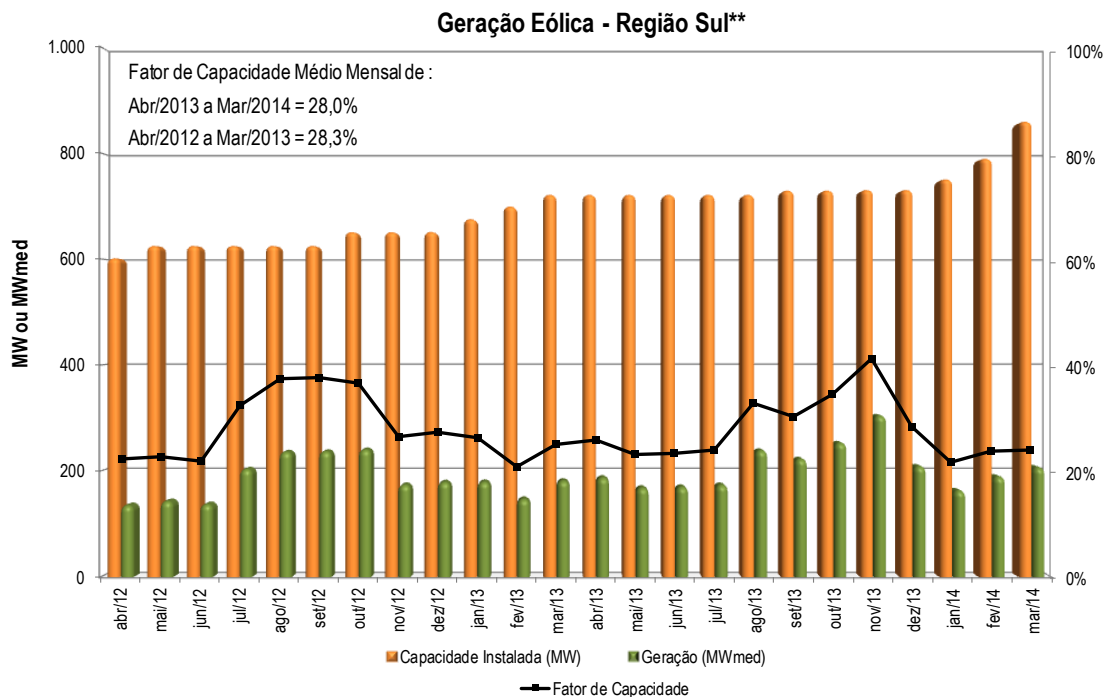


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até março 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.

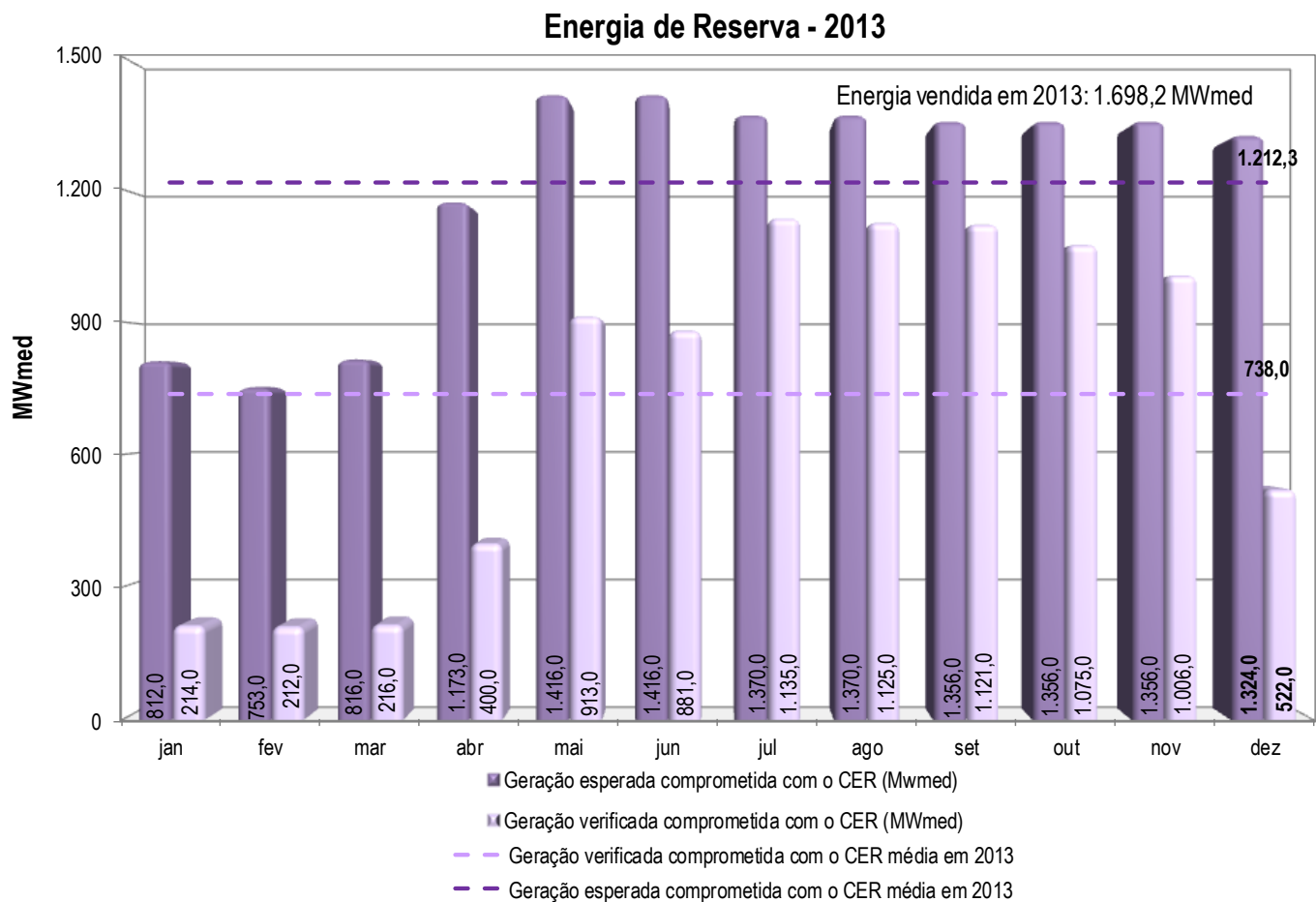
\*\* Incluída a UEE Gargaú, com 28 MW, situada na Região Sudeste.



## 7.5. Energia de Reserva \*

A geração média esperada comprometida para o CER\*\* em março de 2014, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos Contratos de Energia de Reserva, totalizou 1.398,5 MW médios, dos quais foram entregues 21,3%, ou 299,0 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 24,9%.

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



**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.



### Energia de Reserva - 2014

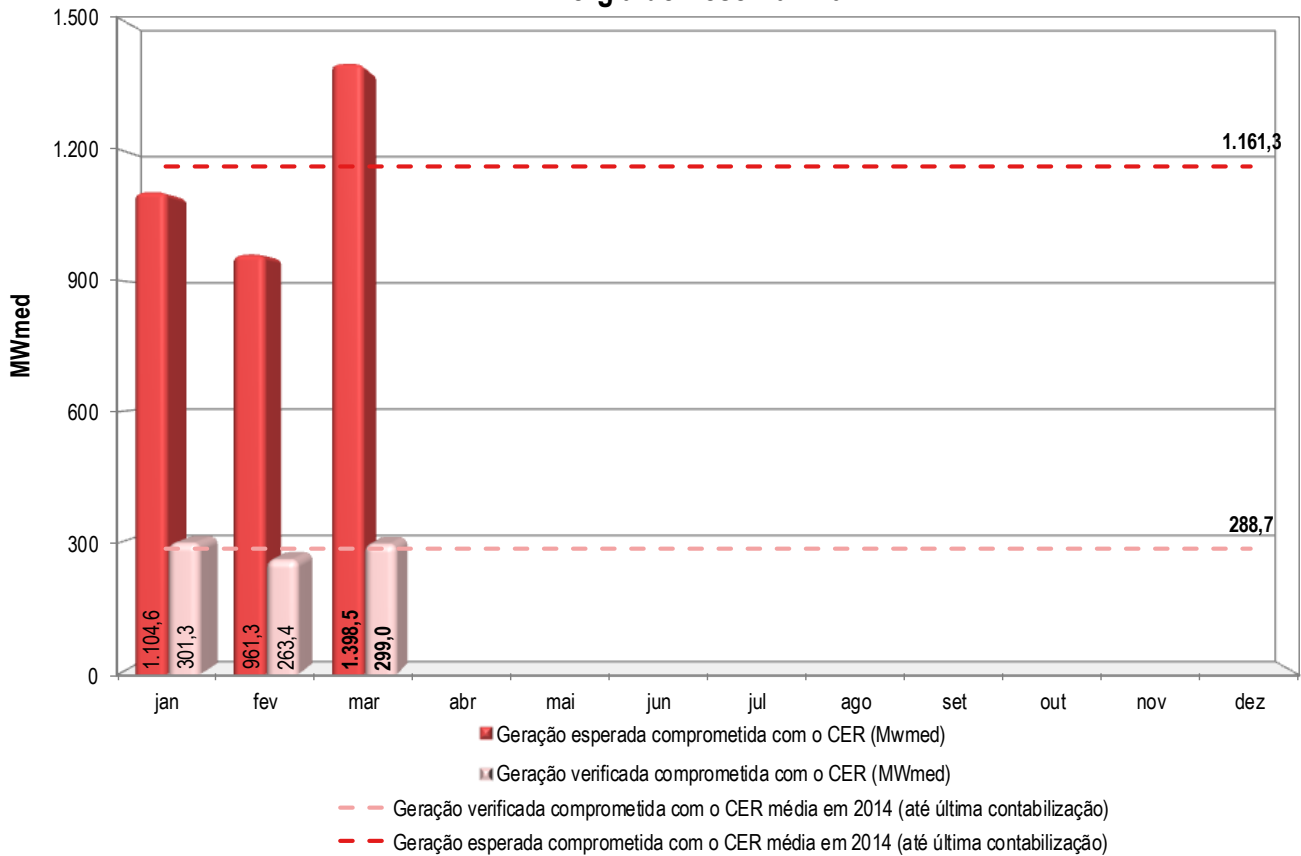


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.

Dados contabilizados até março de 2014.

Fonte: CCEE

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

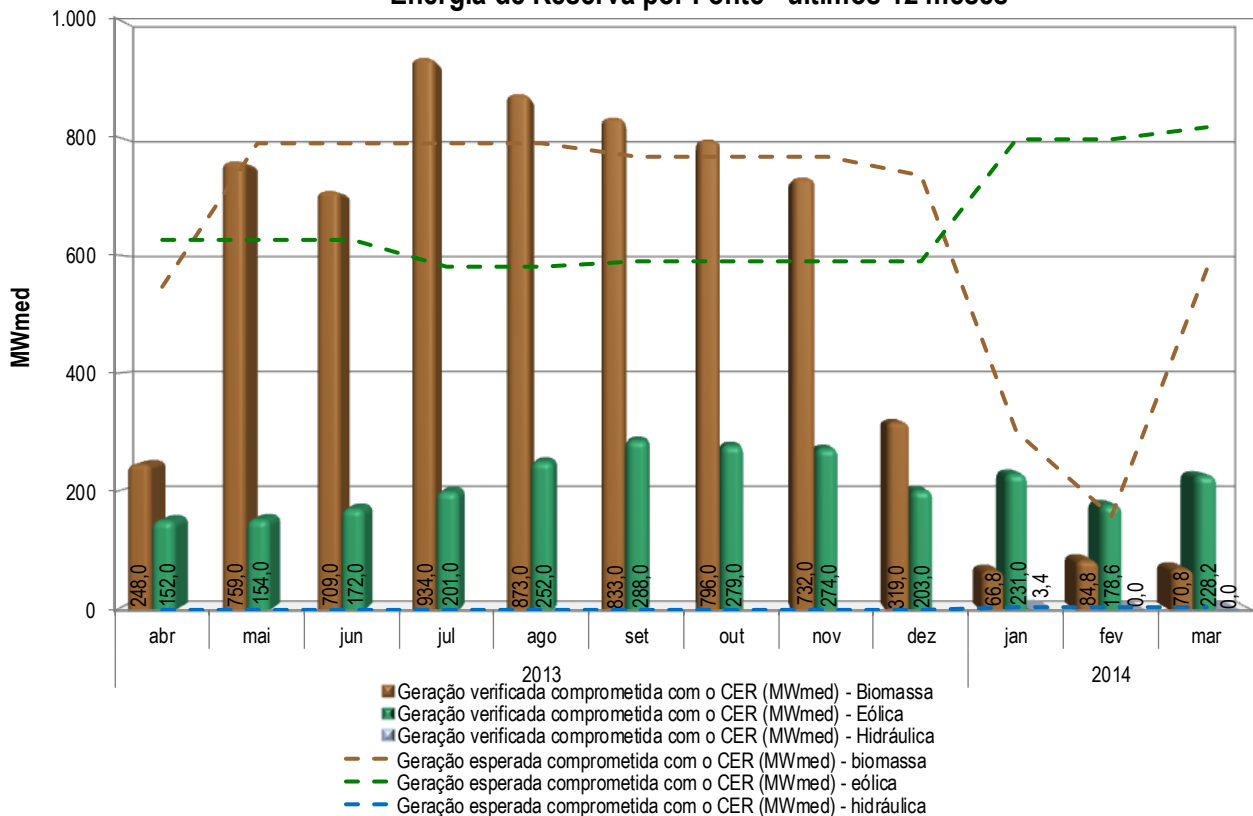


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até março de 2014.

Fonte: CCEE



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

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

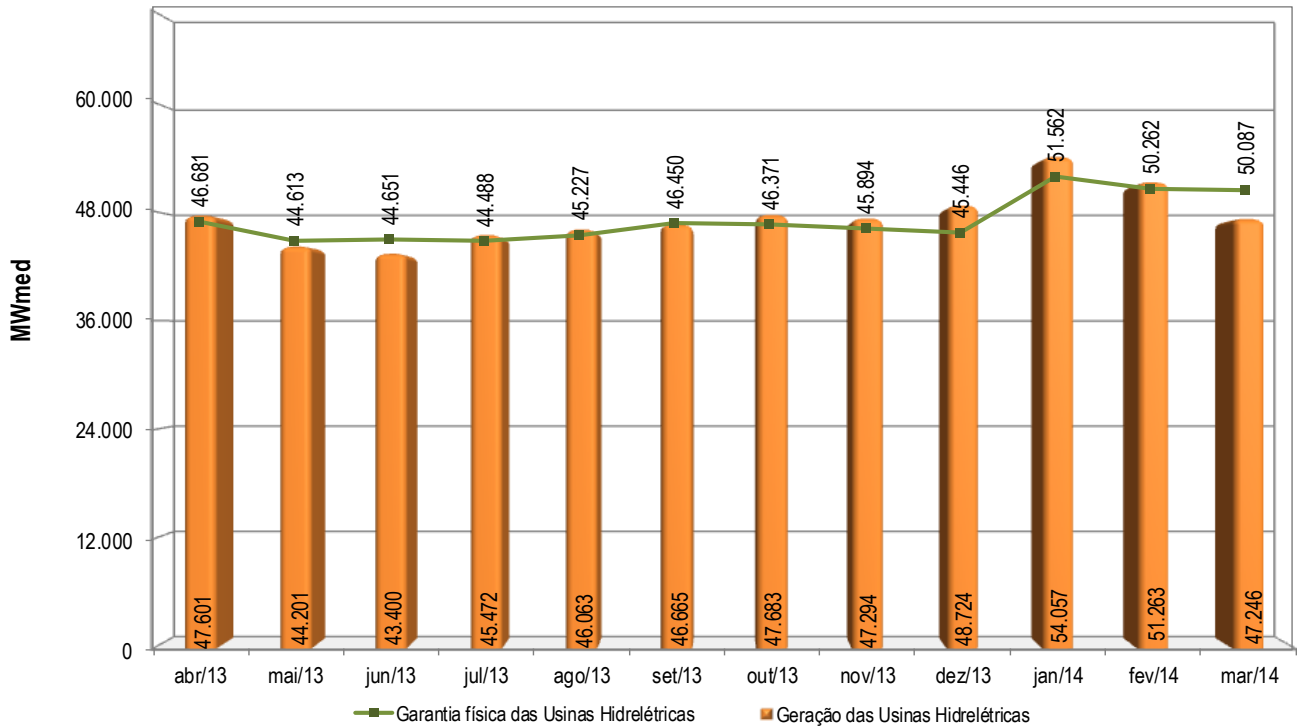


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até março de 2014.

Fonte: CCEE

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

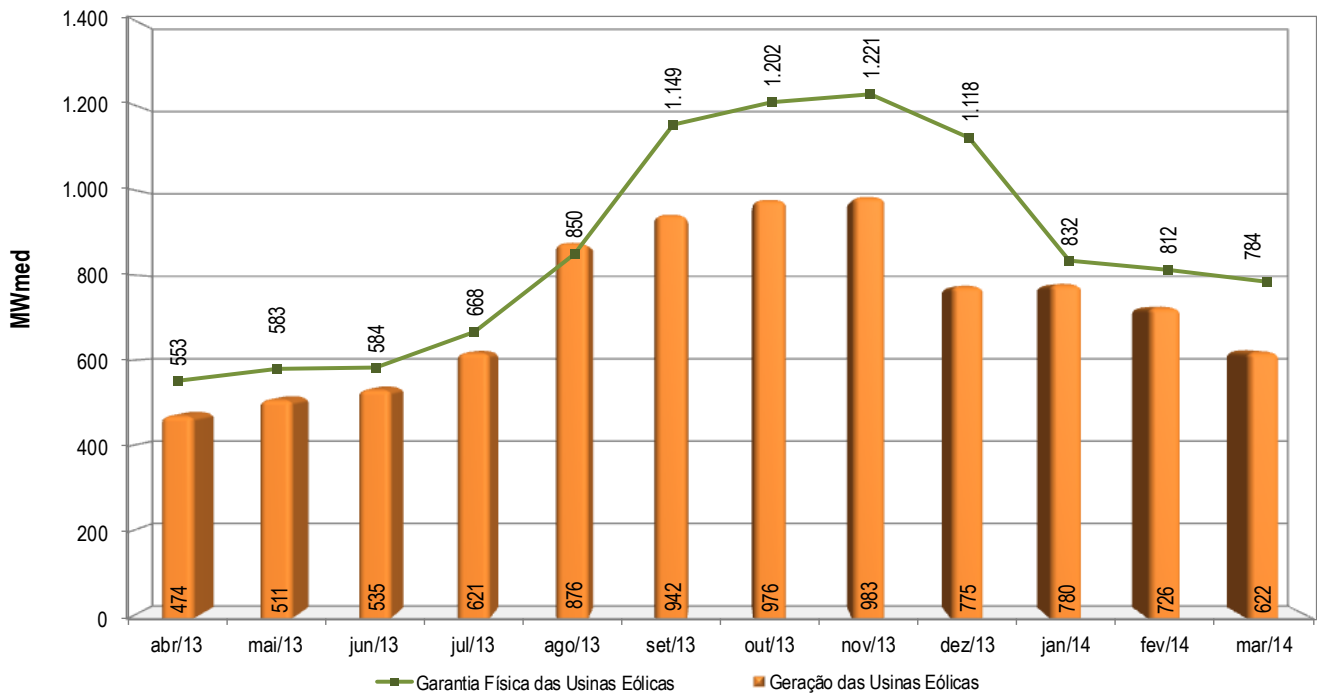


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até março de 2014.

Fonte: CCEE

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

\*\* O aumento do valor da garantia física do mês de setembro em relação aos anteriores deve-se principalmente à inclusão das garantias físicas 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

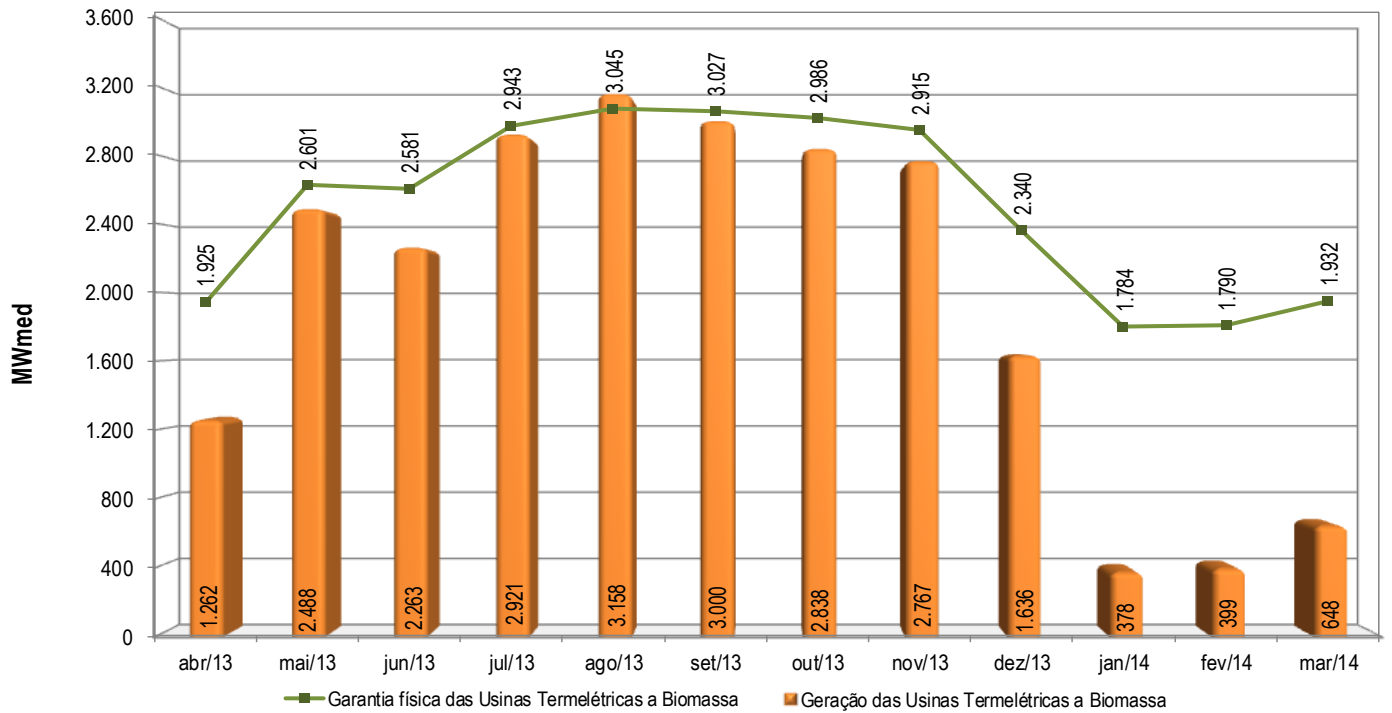


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até março de 2014.

Fonte: CCEE

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

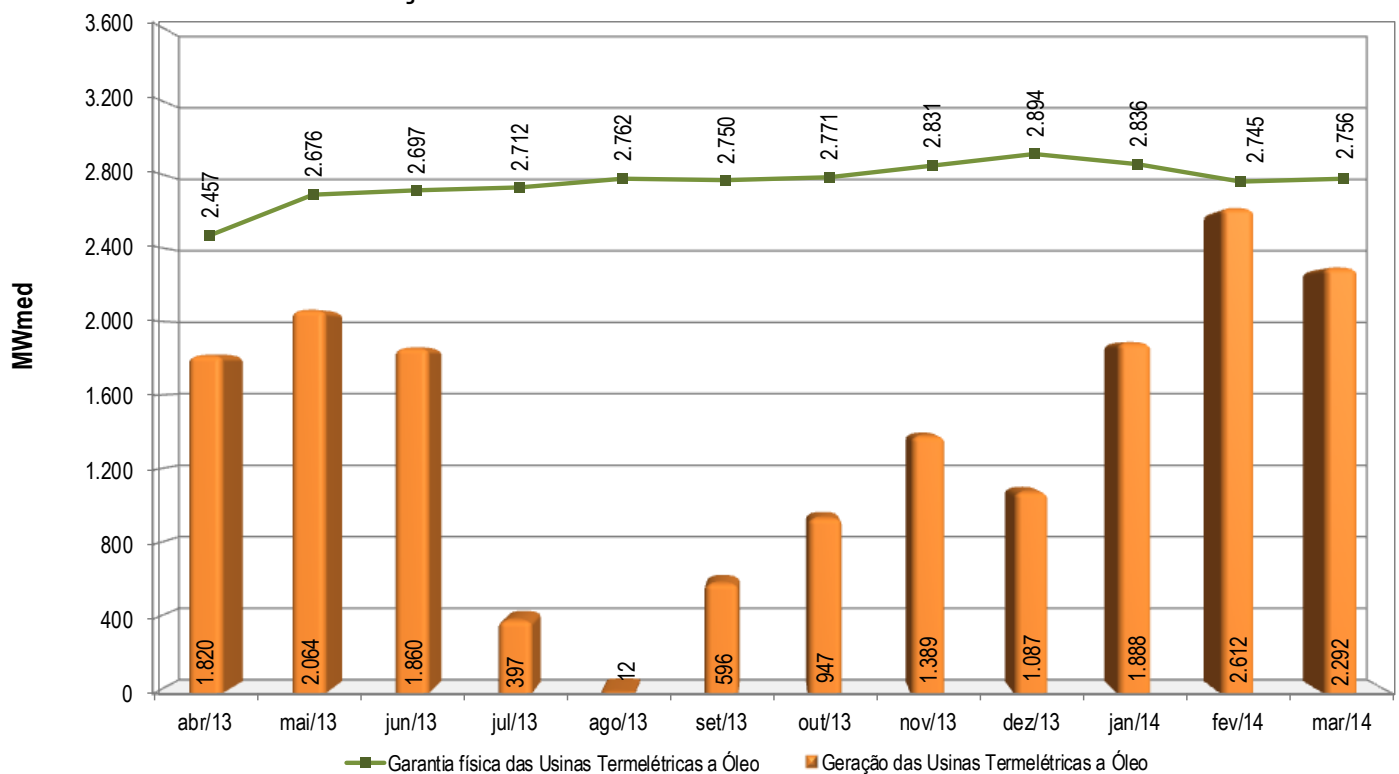


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

\* Não inclui usinas bicomcombustíveis.

Dados contabilizados até março de 2014.

Fonte: CCEE



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

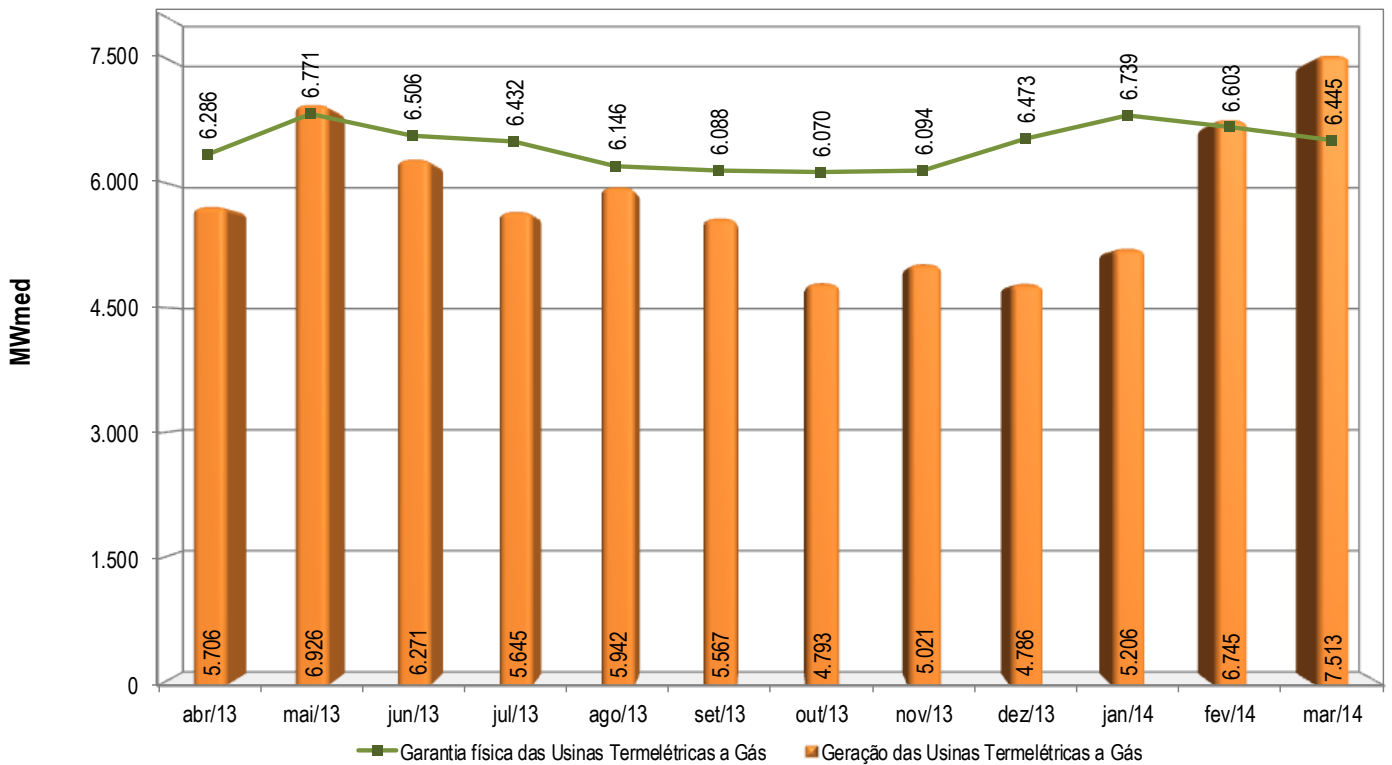


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até março de 2014.

Fonte: CCEE

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

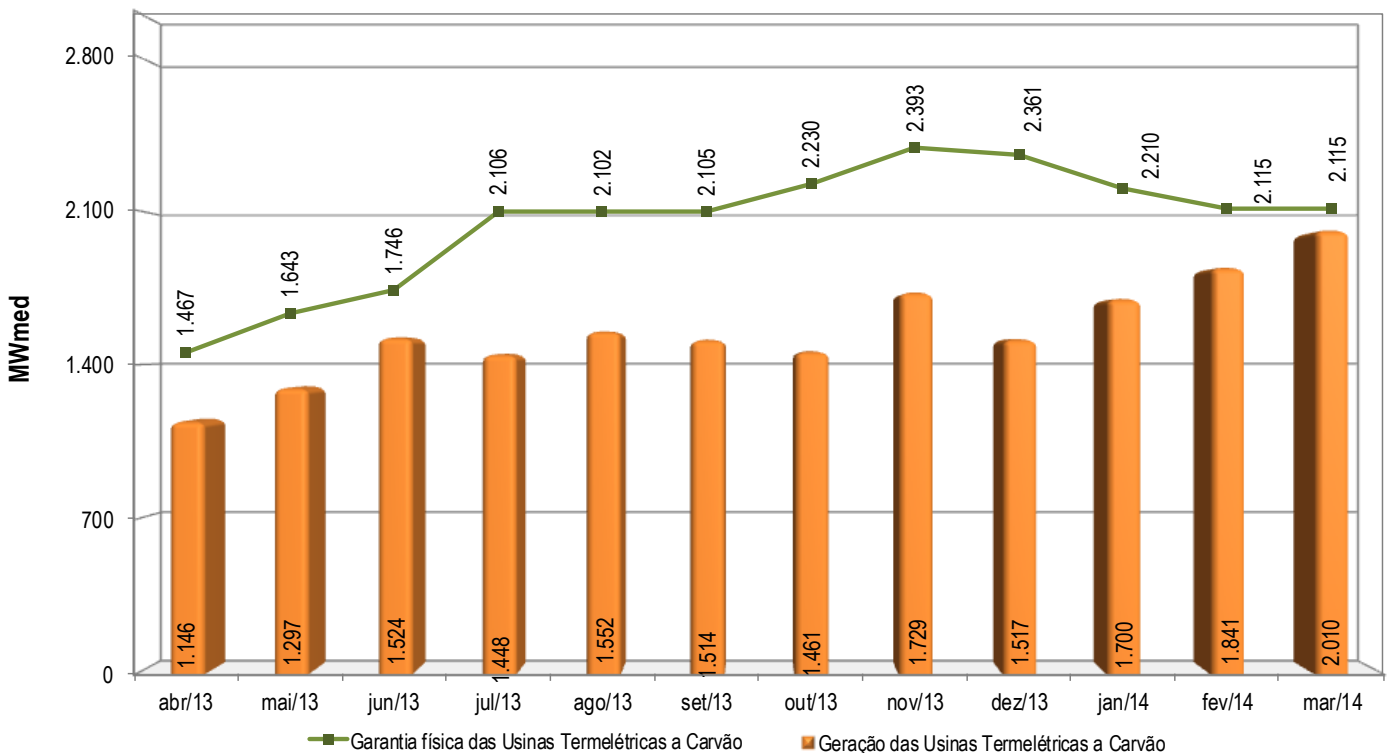


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até março de 2014.

Fonte: CCEE



### Geração Verificada e Garantia Física Total

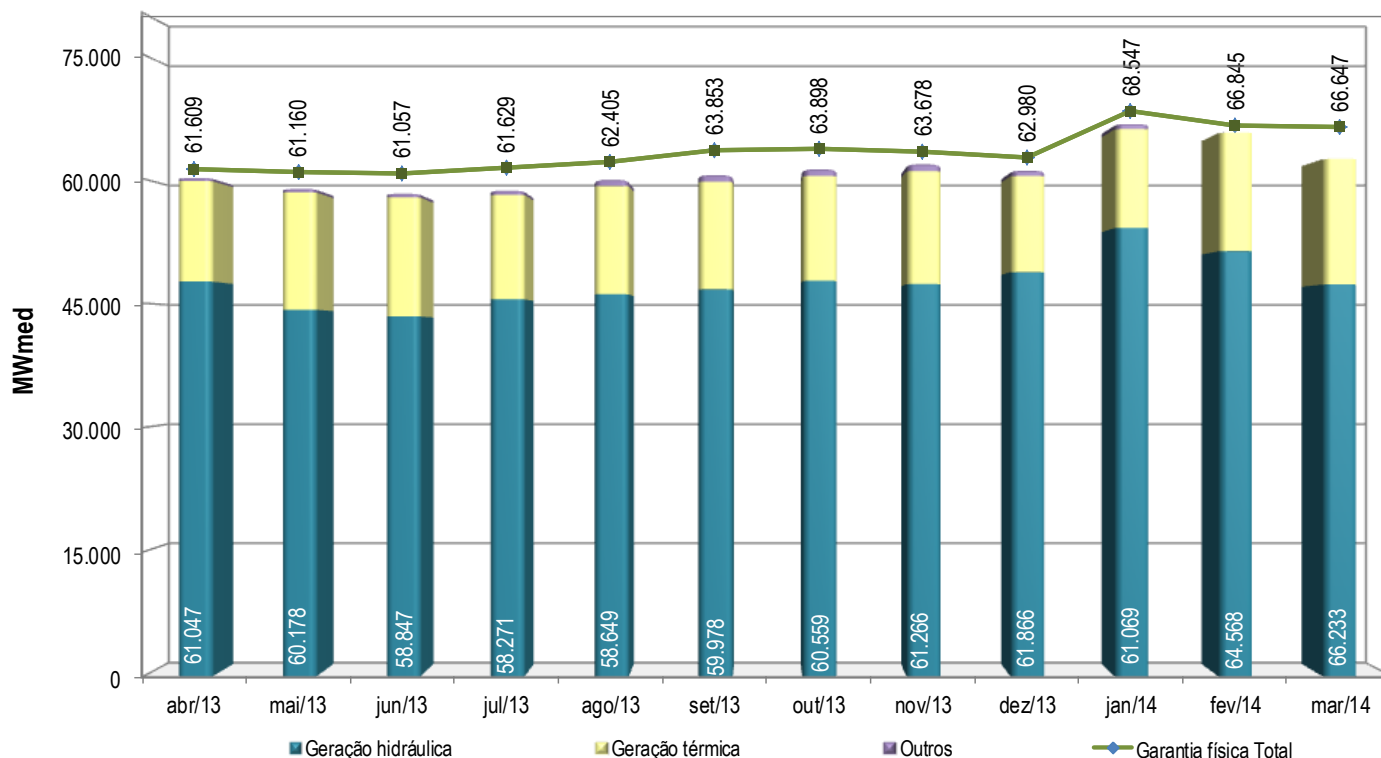


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até março de 2014.

Fonte: CCEE

## 8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO\*

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

No mês de abril de 2014 foram concluídos e incorporados ao SIN 793,33 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica, conforme descrito a seguir:

- UHE Jirau, 2 máquinas (unidades 3 e 31), total de 150,0 MW, em Rondônia;
- UHE Santo Antônio, 3 máquinas (unidades 18,19 e 20), total de 219,87 MW, em Rondônia;
- CGH Pedacinho do céu, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 0,6 MW, em Minas Gerais;
- CGH Anjos, 1 máquina (unidade 1), com 0,831 MW, em Minas Gerais;
- CGH Simonésia, 1 máquina (unidade 1), com 1,0 MW, em Minas Gerais;
- UTE Suzano Maranhão, 1 máquina (unidade 1), com 127,420 MW, no Maranhão;
- UTE Iacanga, 1 máquina (unidade 3), com 20,0 MW, em São Paulo;
- UTE RJR, 1 máquina (unidade 1), com 4,010 MW, no Rio de Janeiro;
- UEE União dos Ventos 1, 14 máquinas (unidades 1 a 14), total de 22,4 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE União dos Ventos 2, 14 máquinas (unidades 1 a 14), total de 22,4 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE União dos Ventos 3, 14 máquinas (unidades 1 a 14), total de 22,4 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE União dos Ventos 4, 7 máquinas (unidades 1 a 7), total de 11,2 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE União dos Ventos 5, 14 máquinas (unidades 1 a 14), total de 24,0 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE União dos Ventos 6, 8 máquinas (unidades 1 a 8), total de 12,8 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE União dos Ventos 7, 9 máquinas (unidades 1 a 9), total de 14,4 MW, no Rio Grande do Norte;





- UEE União dos Ventos 8, 9 máquinas (unidades 1 a 9), total de 14,4 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE União dos Ventos 9, 7 máquinas (unidades 1 a 7), total de 11,2 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE União dos Ventos 10, 9 máquinas (unidades 1 a 9), total de 14,4 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE Buriú, 20 máquinas (unidades 1 a 20), total de 30,0 MW, no Ceará;
- UEE Santa Clara II, 7 máquinas (unidades 1 a 7), total de 14,0 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE Santa Clara IV, 14 máquinas (unidades 1 a 6 e 10 a 15), total de 28,0 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE Santa Clara V, 14 máquinas (unidades 1 a 13 e 15), total de 28,0 MW, no Rio Grande do Norte.

\* Nesta seção estão incluídos todos os empreendimentos de geração (ACR+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 Abr/2014 (MW)	Acumulado em 2014 (MW)
<b>Hidráulica</b>	372,3	1.275,9
<b>Térmica</b>	151,4	510,9
Gás	4,0	356,0
Petróleo	0,0	7,4
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0
Biomassa	147,4	147,4
<b>Eólica</b>	269,6	974,4
<b>Solar Fotovoltaica</b>	0,0	2,1

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>	1.811,3	4.529,6	4.914,8
<b>Térmica</b>	1.034,8	583,0	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	242,0	0,0	50,0
<b>Eólica</b>	2.438,2	5.102,5	281,9
<b>Solar Fotovoltaica</b>	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>5.284,3</b>	<b>10.215,1</b>	<b>5.246,7</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 16/04/2014, 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 Abril de 2014 foram concluídos e incorporados ao SIN 251,0 km de linhas de transmissão:

- LT 500 kV Fortaleza II / Pecem II C-2, com 187,0 km, da TDG, no Ceará.
- LT 500 kV Pecem II / Sobral III C-2, com 64,0 km, da TDG, no Ceará.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Abr/14 (km)	Acumulado em 2014 (km)
230	0,0	1.067,50
345	0,0	0,00
440	0,0	0,00
500	251,0	438,00
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>251,0</b>	<b>1.505,50</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:

- 5º transformador 230/13,8 kV – 50 MVA na SE Porto Alegre 10 (CEEE-GT), no Rio Grande do Sul;
- 2º e 3º transformadores 230/69 kV – total de 200 MVA na SE Acaraú II (CHESF), no Ceará;

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

- Compensador Estático 150/-75 (CE1) (230kV – 150MVar) na SE Extremoz II (CHESF), no Rio Grande do Norte;
- Reator de Linha (RT1) (230kV – 22,1 MVar) na SE Acaraú II (CHESF), no Ceará;
- Banco de Capacitor (BC1) (230kV – 55 MVar) na SE Santa Maria (ELETRONORTE), no Pará;
- Banco de Capacitor (BC2) (230kV – 55 MVar) na SE Santa Maria (ELETRONORTE), no Pará;

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

	Realizado em Abr/14 (MVA)	Acumulado em 2014 (MVA)
<b>TOTAL</b>	<b>250,0</b>	<b>2.651,0</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	3.082,0	3.382,0	1.490,0
345	51,0	92,0	14,0
440	152,0	0,0	449,0
500	2.505,0	6.481,0	9.468,0
600 (CC)	2.382,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>8.172,0</b>	<b>9.955,0</b>	<b>11.421,0</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>22.552,0</b>	<b>17.065,0</b>	<b>7.312,0</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 25/04/2014, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.

## 10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de abril foi verificado um total de 14.823 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 elevado durante o mês, seguindo comportamento verificado no mês anterior, principalmente nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, sendo a previsão de vazões o parâmetro de maior impacto das revisões do Programa Mensal de Operação – PMO. O valor máximo do mês foi R\$ 1.303,77 / MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, na segunda semana operativa do mês. Destaca-se que durante todo o mês de abril o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD atingiu o seu valor máximo de R\$ 822,83, estabelecido pela ANEEL, para todos os patamares de carga nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Nos subsistemas Nordeste e Norte-Interligado, o PLD manteve-se em valor máximo para todos os patamares de carga na primeira semana operativa do mês e nos patamares de carga pesada e média na segunda semana operativa.

Ocorreu descolamento do CMOs entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste / Sul e Norte / Nordeste em todas as semanas operativas do mês, com exceção da primeira. A partir da terceira semana operativa do mês, houve também deslocamento dos CMOs dos subsistemas Norte e Nordeste, devido ao atingimento dos limites de intercâmbio entre subsistemas.



## 10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

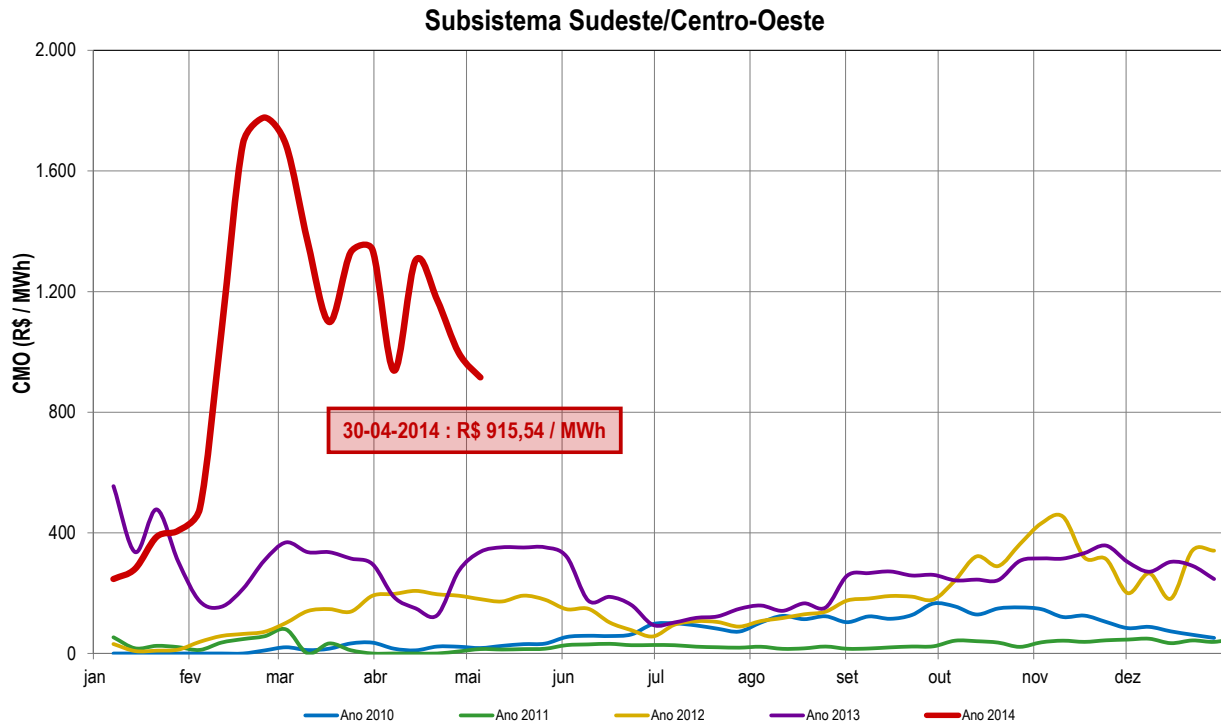


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

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

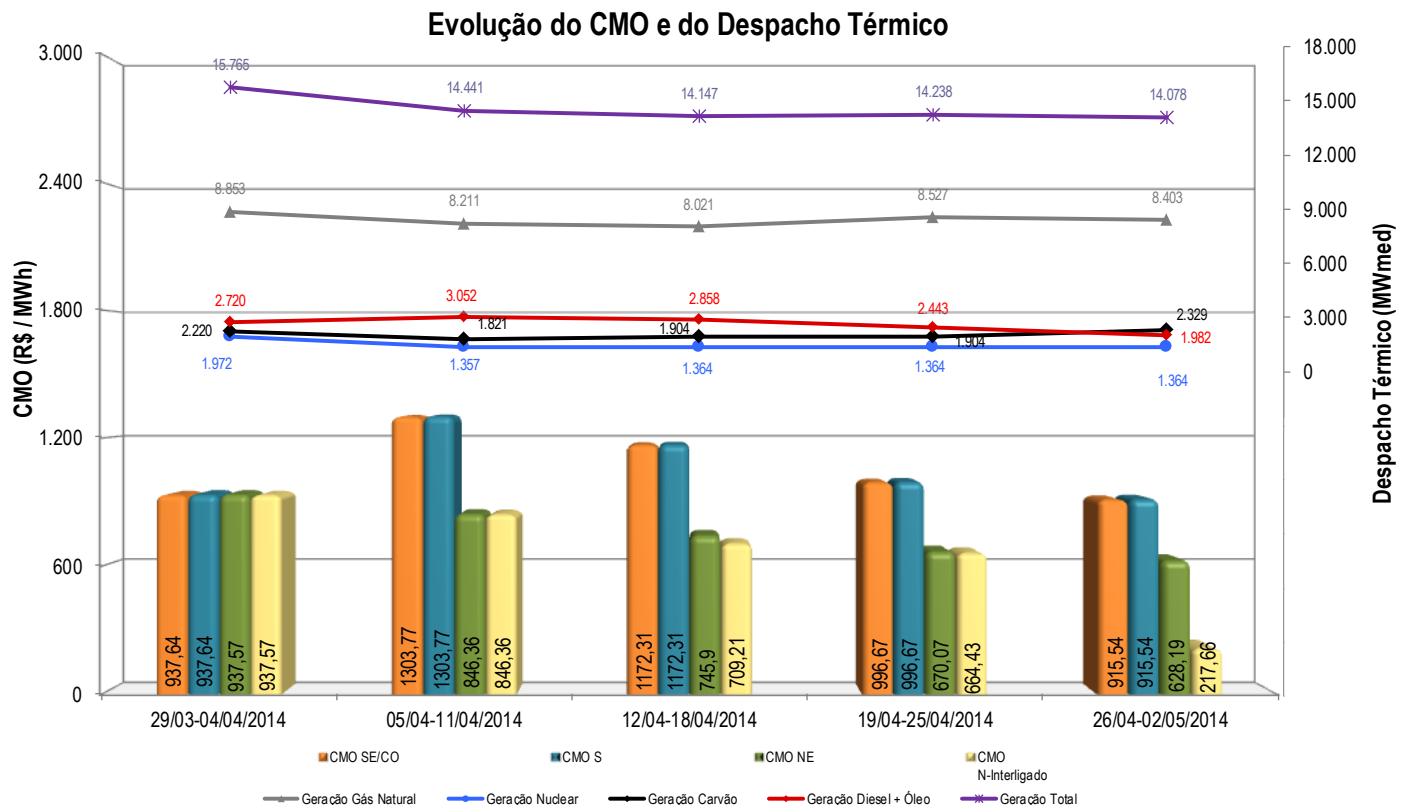


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte: ONS

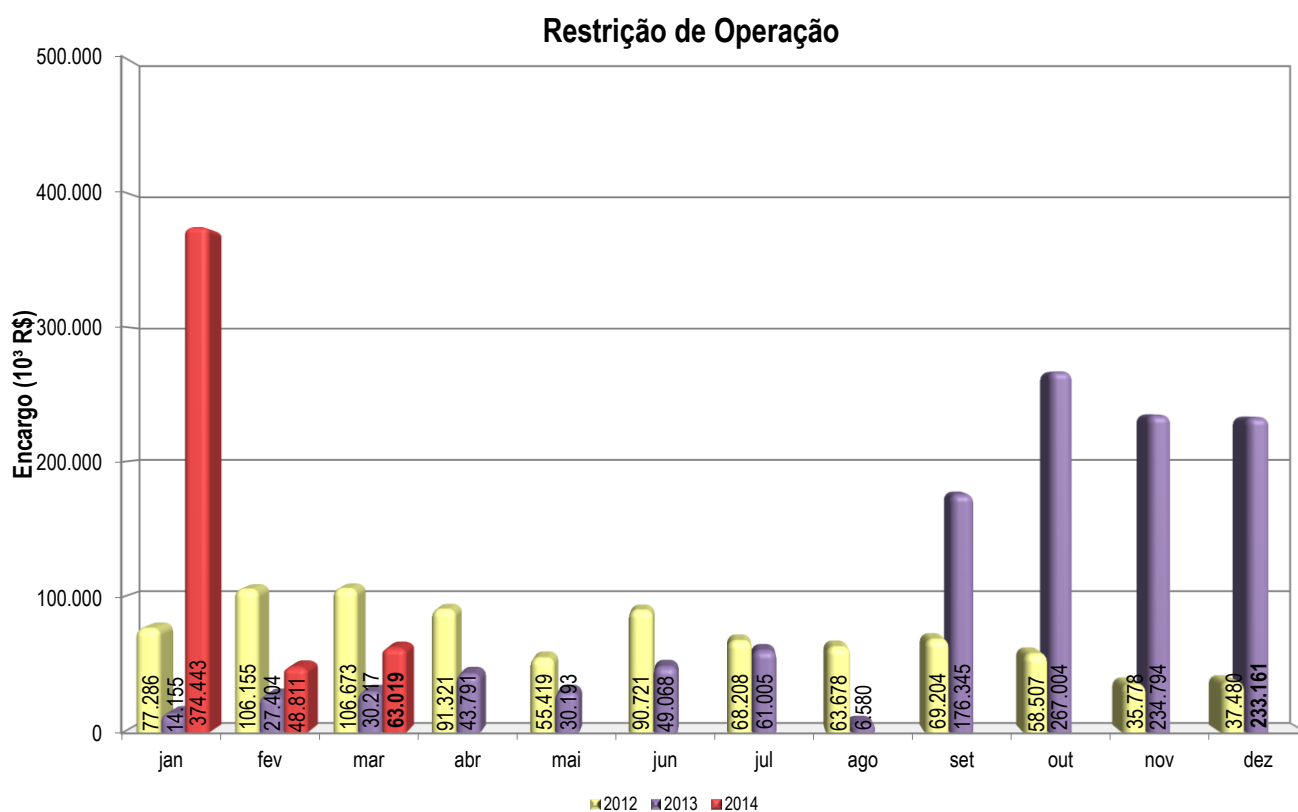


## 11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em março de 2014 foi de R\$ 70,8 milhões, valor 32% superior aos R\$ 53,5 milhões dispendidos no mês anterior. O valor de março de 2014 é composto por R\$ 63,0 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; e por R\$ 7,8 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.

Ressalta-se que não houve pagamento de encargos por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica devido à geração complementar para garantia do suprimento energético.

A manutenção dos patamares do encargo Restrição de Operação em valores baixos está relacionado à permanência dos CMOs em valores elevados, superiores aos Custos Variáveis Unitários – CVUs das usinas termelétricas, na maioria delas.



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

Dados contabilizados / recontabilizados até março de 2014.

Fonte: CCEE

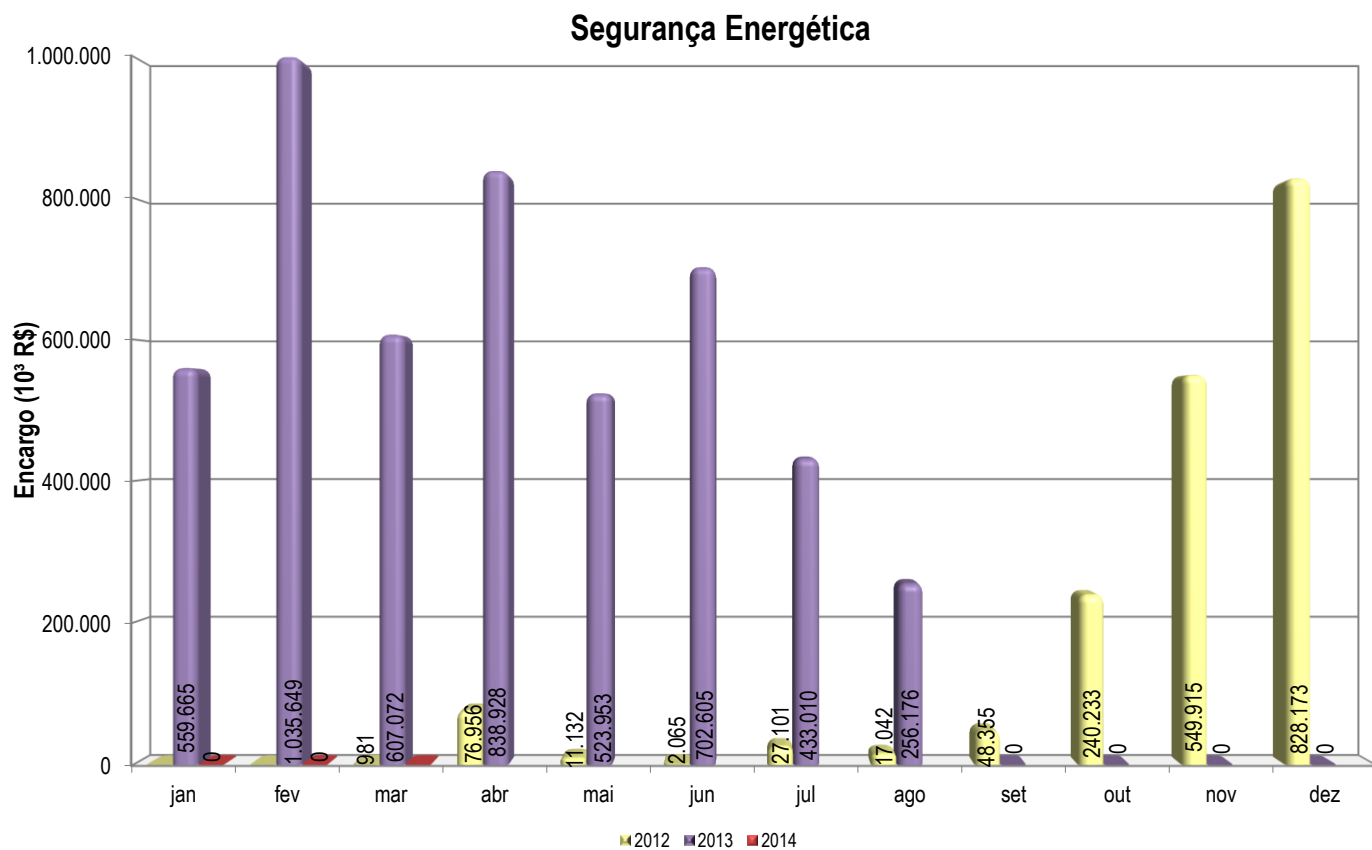


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até março de 2014.

Fonte: CCEE

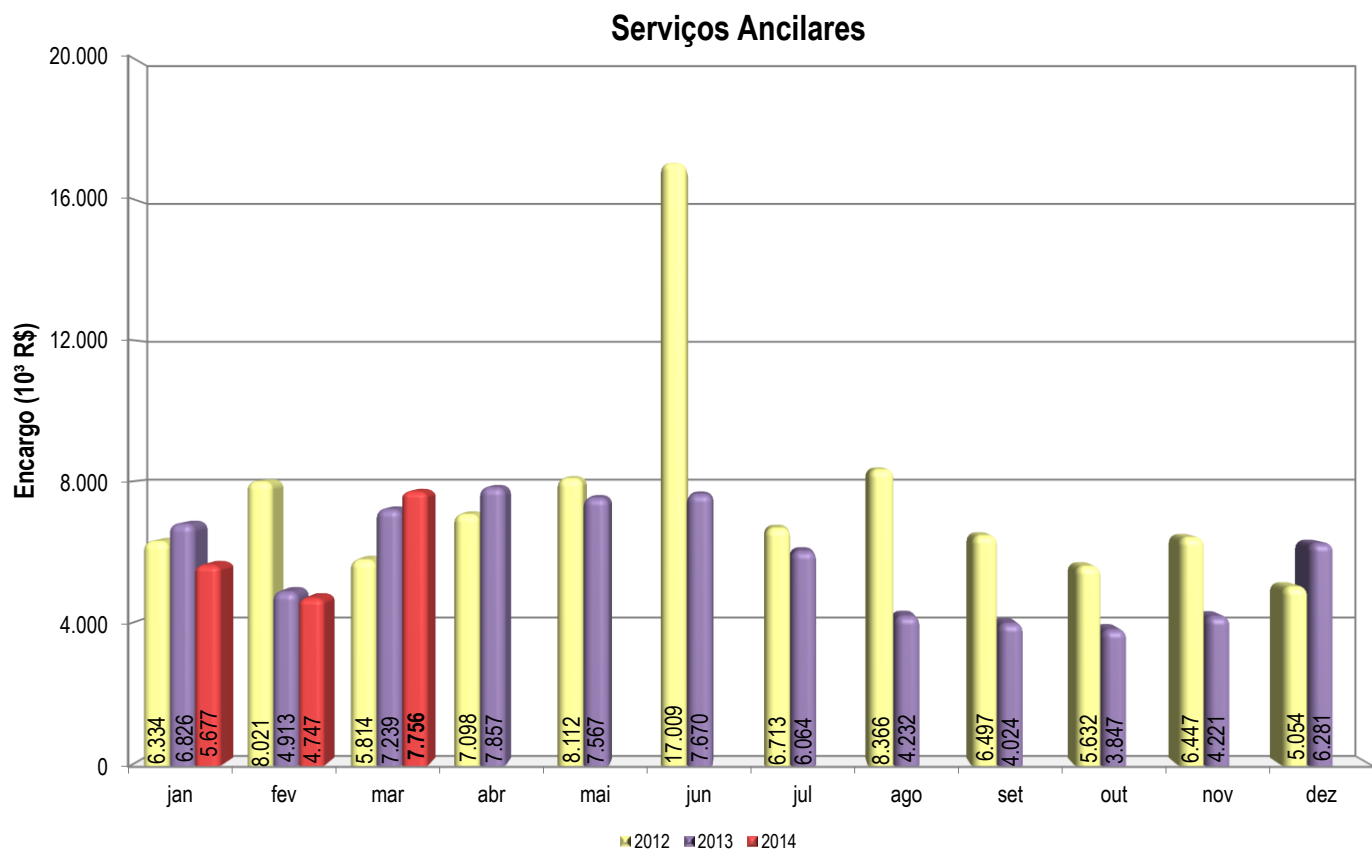


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até março de 2014.

Fonte: CCEE



## 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de abril de 2014 o número de ocorrências e o montante de carga interrompida foram superiores ao valor verificado no mesmo período de 2013. A seguir destacam-se as ocorrências de maior impacto:

- **Dia 01 de abril, às 16h53min:** Desligamento automático da barra de 138 kV e dos Autotransformadores AT1, AT2 e AT3, 230/138 kV da SE Xavantes, após curto circuito na LT 138 kV Xavantes - Inhumas C1. Houve interrupção de **325 MW** de carga da CELG no Estado de Goiás. Causa: Recusa de abertura do disjuntor da referida LT na SE Xavantes.
- **Dia 03 de abril, às 15h13min:** Desligamento automático dos transformadores 345/138kV da SE Várzea da Palma 1 e dos transformadores 345/138 kV da SE Pirapora 2, após a ocorrência de uma falha monofásica no sistema da CEMIG. Houve interrupção de **216 MW** de cargas, sendo **200 MW** de consumidores especiais e **16 MW** da CEMIG no Estado de Minas Gerais. Causa: Tombamento de uma estrutura da LT 138 kV Pirapora 1 - Várzea da Palma 1 e queda do cabo para-raios sobre os cabos da LT. Durante restabelecimento, houve falha no disjuntor no terminal da SE Várzea da Palma 1.
- **Dia 12 de abril, às 12h52min:** Desligamento automático da barra de 138 kV e dos Autotransformadores AT1, AT2 e AT3, 230/138 kV da SE Xavantes, após curto circuito na LT 138 kV Xavantes - Inhumas C1. Houve interrupção de **290 MW** de carga da CELG no Estado de Goiás. Causa: Recusa de abertura do Disjuntor da referida LT na SE Xavantes. Esta ocorrência foi caracterizada como uma repetição da ocorrida no dia 01 de abril de 2014.

### 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									6.795	0
S	637	238	168	0									1.043	1.397
SE/CO	2.281	1.439	1.344	941									6.005	4.873
NE	252	877	196	0									1.325	12.970
N-Int***	318	376	0	104									798	3.933
Isolados	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>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>15.966</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									1	0
S	3	1	1	0									5	6
SE/CO	8	3	3	4									18	22
NE	2	2	1	0									5	21
N-Int***	2	1	0	1									4	14
Isolados	0	0	0	0									0	8
<b>TOTAL</b>	<b>15</b>	<b>8</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>33</b>	<b>71</b>

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

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

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

Fonte: ONS, Eletronorte

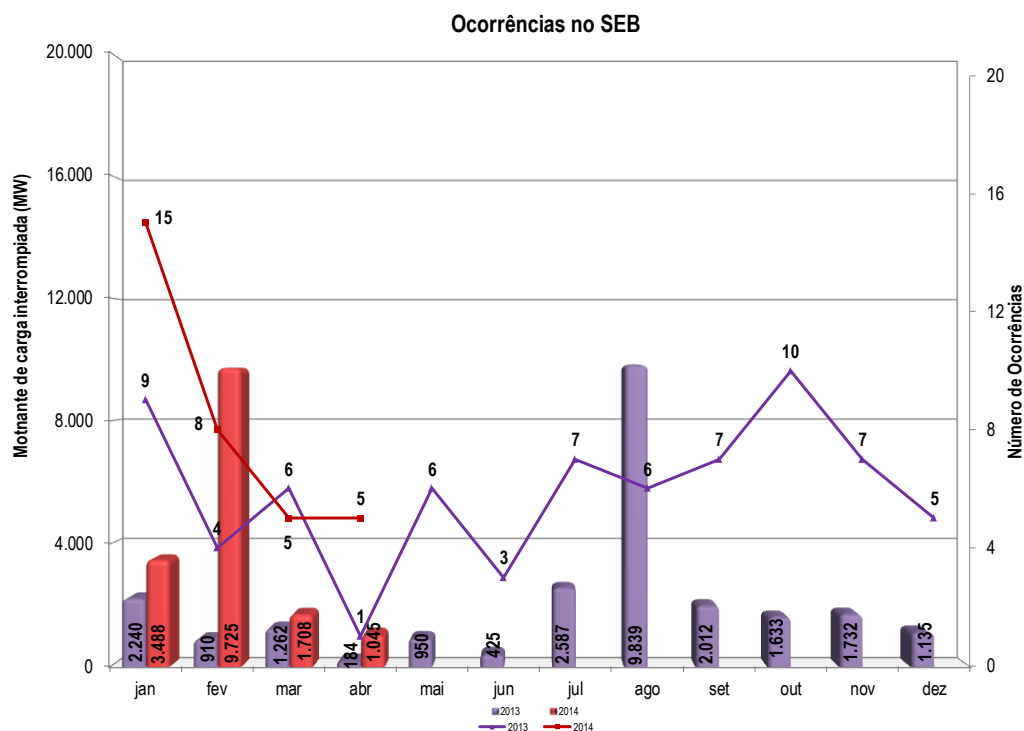


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte: ONS e Eletronorte

## 12.2. Indicadores de Continuidade \*

Em relação aos indicadores de continuidade, vale ressaltar que no mês de março foi redefinido o limite de 14,58 para o DEC, menor que o do mês anterior, e de 11,83 para o FEC. Mantendo o mesmo patamar de valores mensais do primeiro trimestre do ano, o DEC Brasil ao final de 2014 será superior ao limite atual.

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	1,62										5,27	14,58
S	2,14	1,94	1,29										5,36	13,36
SE	1,28	1,10	0,91										3,29	9,73
CO	3,65	2,48	3,06										9,19	17,18
NE	1,79	1,73	1,99										5,51	16,97
N	4,42	4,54	4,54										13,50	39,19

Dados contabilizados até março 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										2,86	11,83
S	1,33	1,13	0,86										3,32	11,17
SE	0,67	0,55	0,49										1,70	7,85
CO	1,95	1,64	1,94										5,52	15,10
NE	0,87	0,85	0,92										2,64	12,08
N	2,67	2,54	2,52										7,74	36,97

Dados contabilizados até março 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.



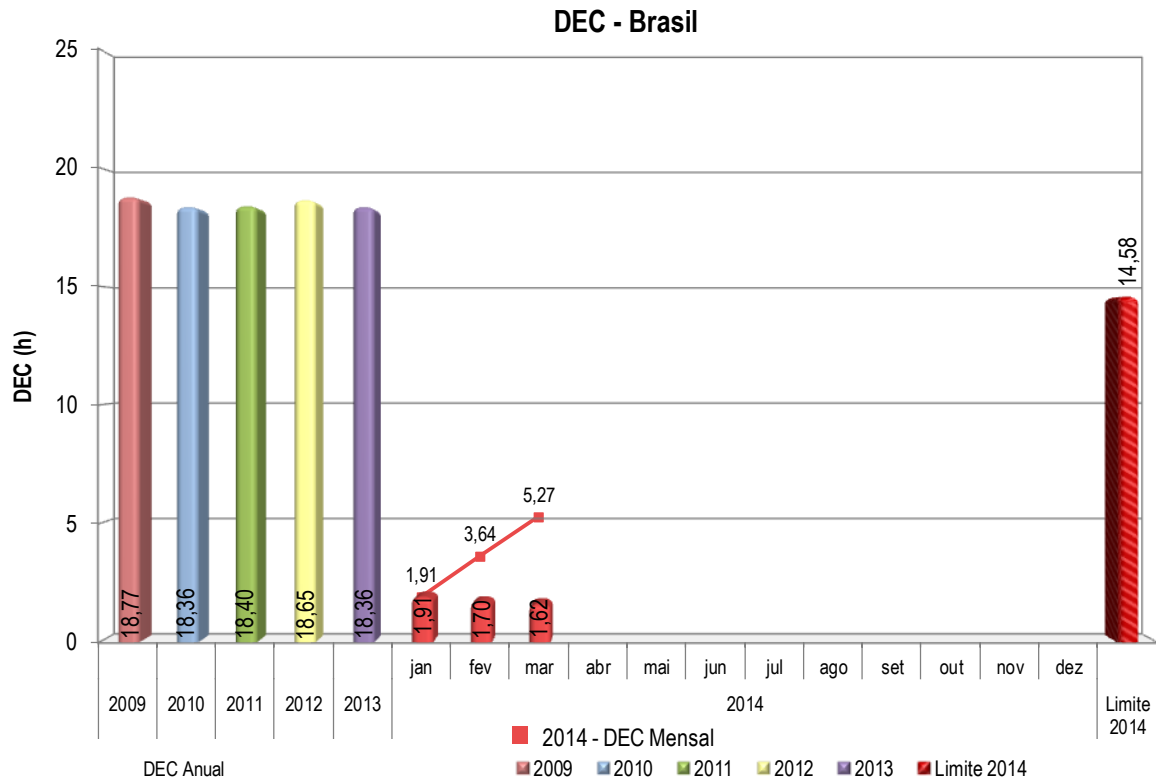


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte: ANEEL

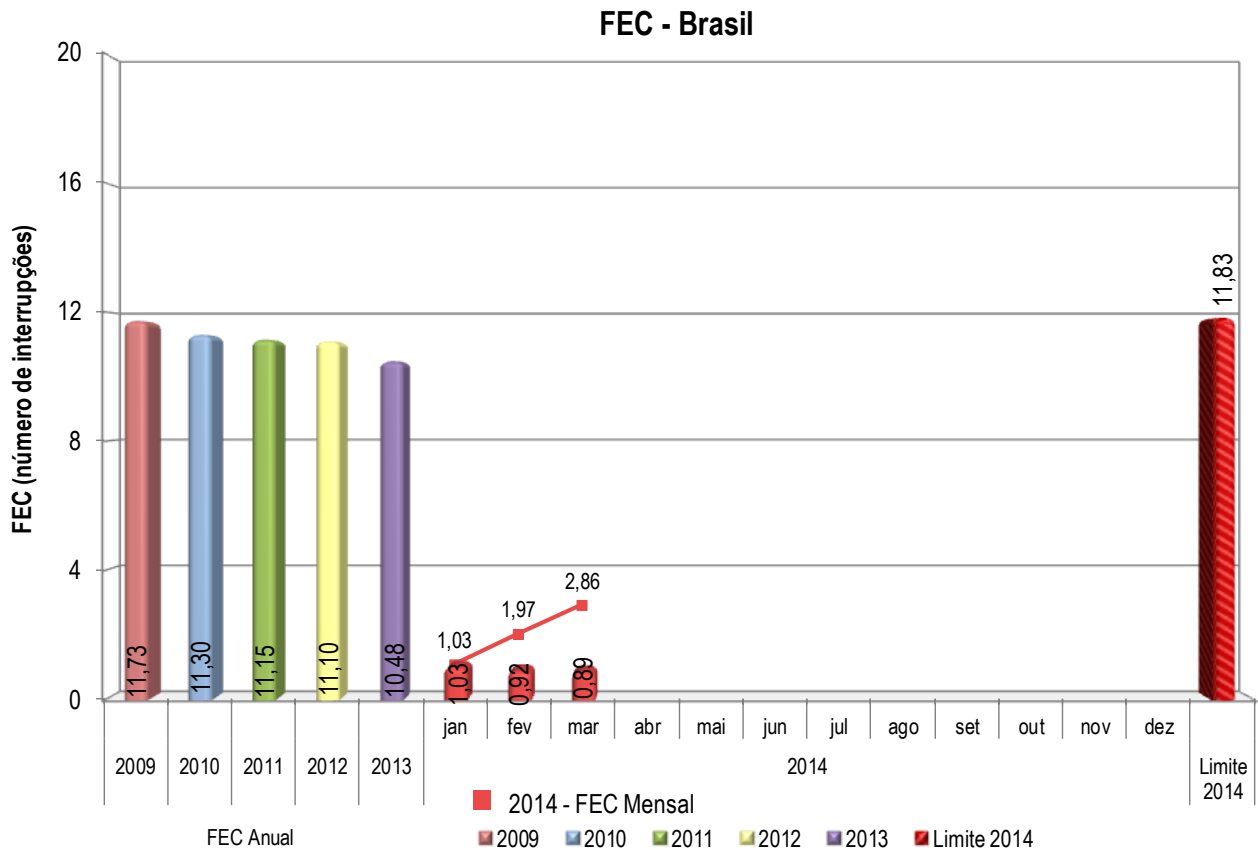


Figura 40. FEC do Brasil.

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

Fonte: ANEEL



## GLOSSÁRIO

<b>ABRADEE</b> – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica	<b>Mvar</b> - Megavolt-ampère-reactivo
<b>ANEEL</b> - Agência Nacional de Energia Elétrica	<b>MW</b> - Megawatt ( $10^6$ W)
<b>BIG</b> – Banco de Informações de Geração	<b>MWh</b> – Megawatt-hora ( $10^6$ Wh)
<b>CAG</b> – Controle Automático de Geração	<b>MWmês</b> – Megawatt-mês ( $10^6$ Wmês)
<b>CVaR</b> – Conditional Value at Risk	<b>N</b> - Norte
<b>CC</b> - Corrente Contínua	<b>NE</b> - Nordeste
<b>CCEE</b> - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	<b>NUCR</b> - Número de Unidades Consumidoras Residenciais
<b>CER</b> - Contrato de Energia de Reserva	<b>NUCT</b> - Número de Unidades Consumidoras Totais
<b>CGH</b> – Central Geradora Hidrelétrica	<b>OCTE</b> – Óleo Leve para Turbina Elétrica
<b>CMO</b> – Custo Marginal de Operação	<b>ONS</b> - Operador Nacional do Sistema Elétrico
<b>CO</b> - Centro-Oeste	<b>OC1A</b> – Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre
<b>CUST</b> – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão	<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>POCP</b> – Procedimentos Operativos de Curto Prazo
<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