



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

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

## Maio – 2015





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

**Maio – 2015**

Revisão 1 – 07/07/2015

## **Ministério de Minas e Energia**

### **Ministro**

Carlos Eduardo de Souza Braga

### **Secretário-Executivo**

Luiz Eduardo Barata Ferreira

### **Secretário de Energia Elétrica**

Ildo Wilson Grüdtner

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

Domingos Romeu Andreatta

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

Thiago Pereira Soares

### **Equipe Técnica**

André Grobério Lopes Perim

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Guilherme Silva de Godoi

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

José Brito Trabuco

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

70.065-900 – Brasília - DF

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

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



## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Precipitação Acumulada – Brasil.....	2
2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias .....	3
2.3. Energia Natural Afluente Armazenável .....	4
2.4. Energia Armazenada .....	6
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	9
3.1. Principais Intercâmbios Verificados .....	9
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	10
4.1. Consumo de Energia Elétrica .....	10
4.2. Unidades Consumidoras.....	12
4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil.....	12
4.4. Demandas Máximas .....	13
4.5. Demandas Máximas Mensais .....	13
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	15
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	16
7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA** .....	17
7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro .....	17
7.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	18
7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados .....	18
7.4. Geração Eólica .....	19
7.5. Energia de Reserva .....	20
7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física .....	22
8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO .....	25
8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração .....	25
8.2. Previsão da Expansão da Geração.....	26
9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO .....	27
9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão .....	27
9.2. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	27
9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão .....	28



9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação .....	28
10.CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO.....	29
10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação.....	29
10.2. Despacho Térmico.....	30
11.ENCARGOS SETORIAIS .....	30
12.DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	32
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro .....	32
12.2. Indicadores de Continuidade .....	33



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/05/2015 a 31/05/2015 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/05 a 30/05/2015 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.....	3
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	4
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.....	4
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.....	5
Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.....	5
Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	7
Figura 8. EAR: Subsistema Sul.....	7
Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.....	8
Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.....	8
Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).....	9
Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.....	13
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	13
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	14
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.....	14
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.....	15
Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.....	16
Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.....	17
Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.....	19
Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	19
Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.....	20
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.....	21
Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.....	21
Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).....	22
Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.....	22
Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.....	23
Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.....	23
Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.....	24
Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.....	24
Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.....	25
Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	29
Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.....	30
Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.....	31
Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.....	31
Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	31
Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	33
Figura 39. DEC do Brasil.....	34
Figura 40. FEC do Brasil.....	34



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	6
Tabela 2. Principais limites de intercâmbio. ....	9
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe. ....	11
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo. ....	11
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	12
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema. ....	13
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada** de geração de energia elétrica do Brasil. ....	15
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB. ....	16
Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	18
Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados. ....	18
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração. ....	26
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW). ....	26
Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão. ....	27
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão. ....	27
Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão. ....	28
Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação. ....	28
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências. ....	32
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências. ....	32
Tabela 19. Evolução do DEC em 2015. ....	33
Tabela 20. Evolução do FEC em 2015.....	33



## 1. INTRODUÇÃO

Em maio de 2015 os valores de aflúências brutas a todos os subsistemas foram inferiores à média de longo termo – MLT nos subsistemas Sul e Nordeste. No subsistema Nordeste, a aflúência foi a 16ª pior para o mês de maio do histórico de 83 anos. No mês, foram verificados 13.889 MW médios de geração térmica programada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de abril de 2015 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: +2,5 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, +3,9 p.p. no Sul, -0,5 p.p. no Nordeste e +1,4 p.p. no Norte.

No dia 13 de maio de 2015, foi realizada a 155ª reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, dentre outros assuntos, foi apresentado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE o resultado da revisão da projeção do consumo de energia elétrica para o período entre 2015 e 2019. Nesse sentido, foi destacado que, para o ano 2015, o consumo previsto para o SIN é de 65.179 MW médios, valor 3,1% inferior às projeções anteriores. Já em relação a 2019, há uma diferença de 5,2% entre o valor projetado anteriormente e o atual (74.208 MW médios).

Em função das baixas aflúências incrementais à UHE Sobradinho, no dia 21 de maio foi aumentada a defluência da UHE Três Marias para valor da ordem de 300 m³/s, em uma operação integrada da cascata e da bacia do Rio São Francisco, continuando a assegurar o atendimento aos usos múltiplos. No dia 27 de maio foram iniciados os testes de defluência de 1.000 m³/s nas UHEs Sobradinho e Xingó em período integral.

No dia 26 de maio de 2015, houve término do vertimento da UHE Tucuruí.

Entraram em operação comercial no mês 488,6 MW de capacidade instalada de geração, 204,5 km de linhas de transmissão 1.450,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano a expansão do sistema totalizou 2.463,5 MW de capacidade instalada de geração, 678,8 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 7.230,0 MVA de transformação na Rede Básica.

No mês de maio de 2015 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 136.776 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2014, houve expansão de 2.914 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.870 MW de fontes térmicas e de 2.918 MW de geração eólica.

No mês de abril de 2015, a geração hidráulica correspondeu a 70,3% do total gerado no país. A participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, aumentou 1,6 p.p. com destaque para as variações de +2,4 p.p. da geração a biomassa, +0,5 p.p. de geração nuclear e -1,2% p.p. de geração a petróleo.

Os fatores de capacidade médios da geração eólica das regiões Sul e Nordeste, no mês de abril de 2015, reduziram 2,6 p.p. e 3,4 p.p. frente ao mês anterior, atingindo, respectivamente, 21,1%, e 22,2%. No acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior, houve redução de 1,8 p.p. no fator de capacidade na região Sul, enquanto que na região Nordeste o fator de capacidade das usinas aumentou cerca de 3,0 p.p.

Com relação ao mercado consumidor, no acumulado dos últimos doze meses (maio de 2014 a abril de 2015), o consumo total, considerando as perdas, cresceu 1,0% em relação ao mesmo período anterior. Por sua vez, este consumo, em termos anuais, apresentou retração de 0,6% entre abril de 2015 e o mesmo mês de 2014. Nesse período, houve expansão de 3,0% na quantidade de unidades consumidoras residenciais.

\* As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 31 de maio de 2015, exceto quando indicado.

\*\* O Subsistema Sudeste/Centro-Oeste é composto pelos estados das Regiões Sudeste e Centro-Oeste, Acre e Rondônia.

O Subsistema Sul é composto pelos estados da Região Sul.

O Subsistema Nordeste é composto pelos estados da Região Nordeste, exceto o Maranhão.

O Subsistema Norte-Interligado é composto pelos estados do Pará, Tocantins e Maranhão.



## 2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

No mês de maio de 2015, a passagem regular de frentes frias pelas regiões Sul e Sudeste ocasionou valores significativos de precipitação nas bacias hidrográficas dessas regiões e anomalias positivas de precipitação nas bacias dos rios Tietê, Paranaíba, Grande e São Francisco. A bacia do rio Tocantins apresentou precipitação de fraca intensidade nos primeiros dez dias do mês de maio, e apenas pancadas de chuva no restante do mês, sendo observadas anomalias positivas de precipitação.

No fechamento do mês, as maiores anomalias negativas de precipitação se concentraram nas bacias hidrográficas da região Sul, com destaque para as bacias dos rios Iguaçu e Uruguai. Nas demais bacias de maior relevância para a geração de energia hidrelétrica no SIN, em geral, foram observados totais próximos à média climatológica.

As temperaturas mínimas do mês variaram entre normal e acima do normal para a época do ano em praticamente todo o país, atingindo desvios de até +4°C. As temperaturas máximas do mês de maio estiveram abaixo da média climatológica em grande parte do Brasil, atingindo desvios de até -4°C. Apenas na região Nordeste as temperaturas máximas estiveram acima da esperada.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 100 %MLT – 30.193 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (36º melhor valor\*), 79 %MLT – 6.763 MW médios no Sul (41º melhor valor\*), 60 %MLT – 4.388 MW médios no Nordeste (16º pior valor\*) e 110 %MLT – 11.548 MW médios no Norte-Interligado (25º melhor valor\*).

Ressalta-se que, apesar de ter ocorrido ENA bruta de 110 %MLT no subsistema Norte, foi armazenável apenas 80 %MLT.

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

### 2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

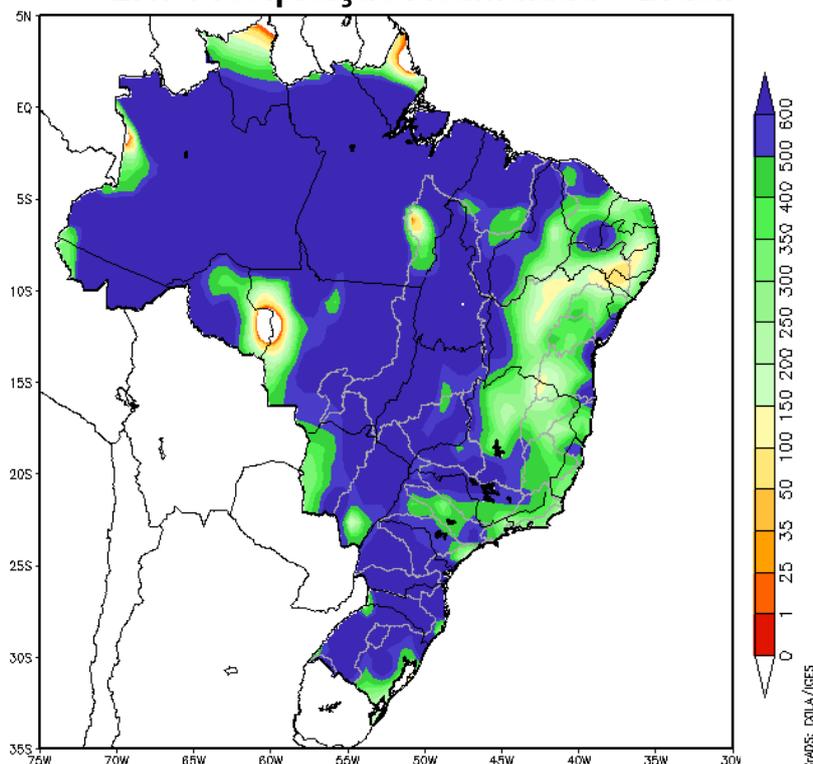


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/05/2015 a 31/05/2015 – Brasil.

Fonte: ONS



## 2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

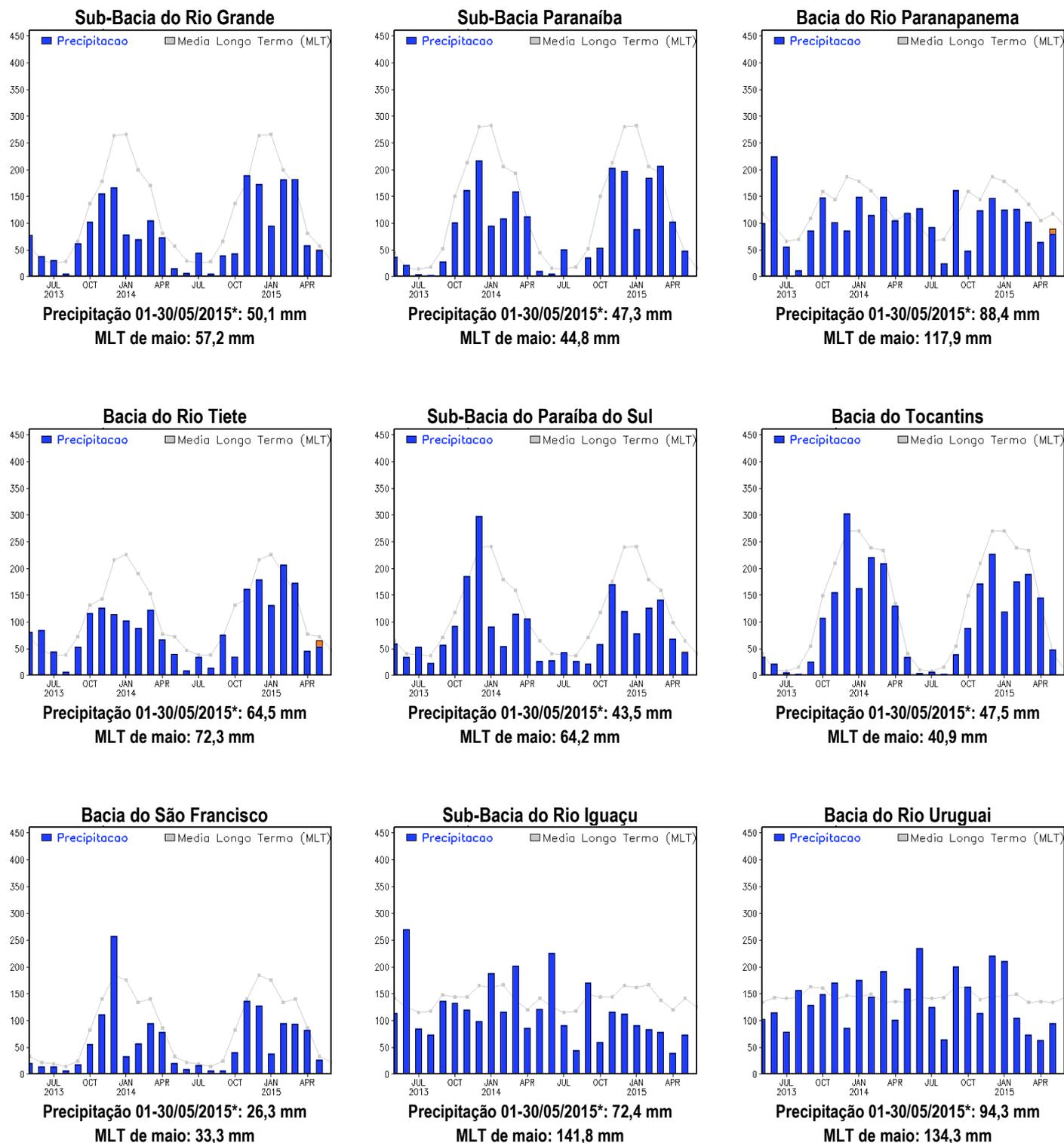


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/05 a 30/05/2015 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

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



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

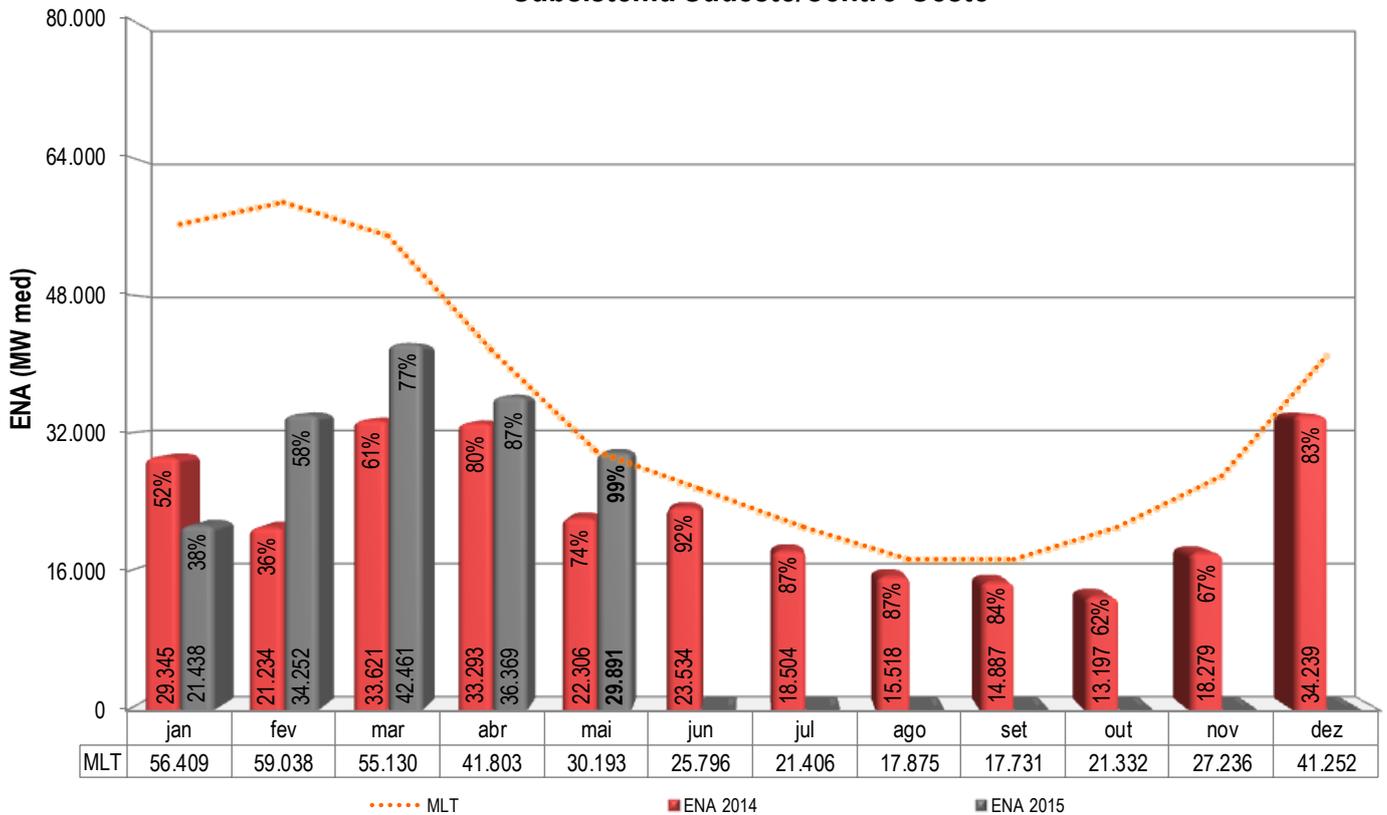


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Sul

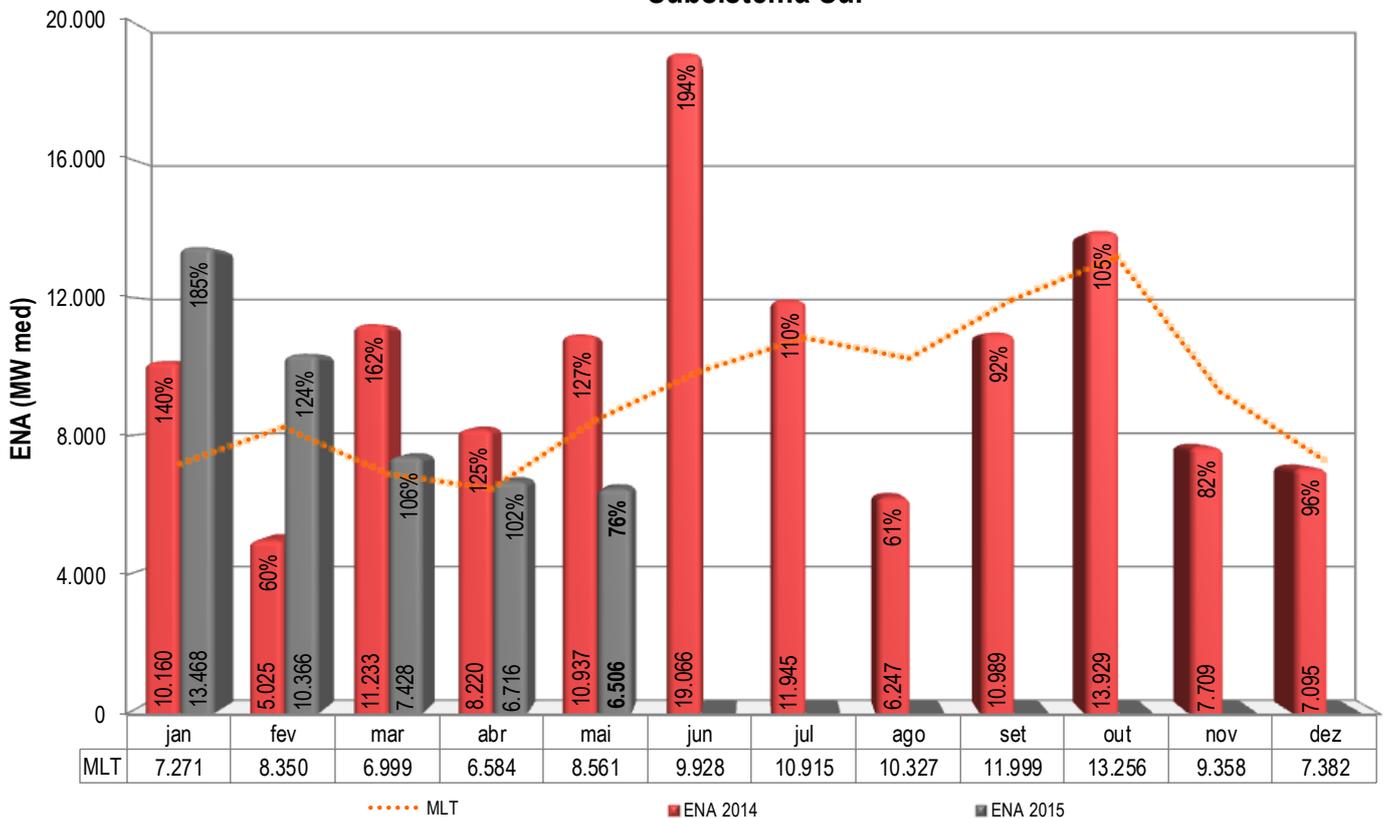


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Nordeste

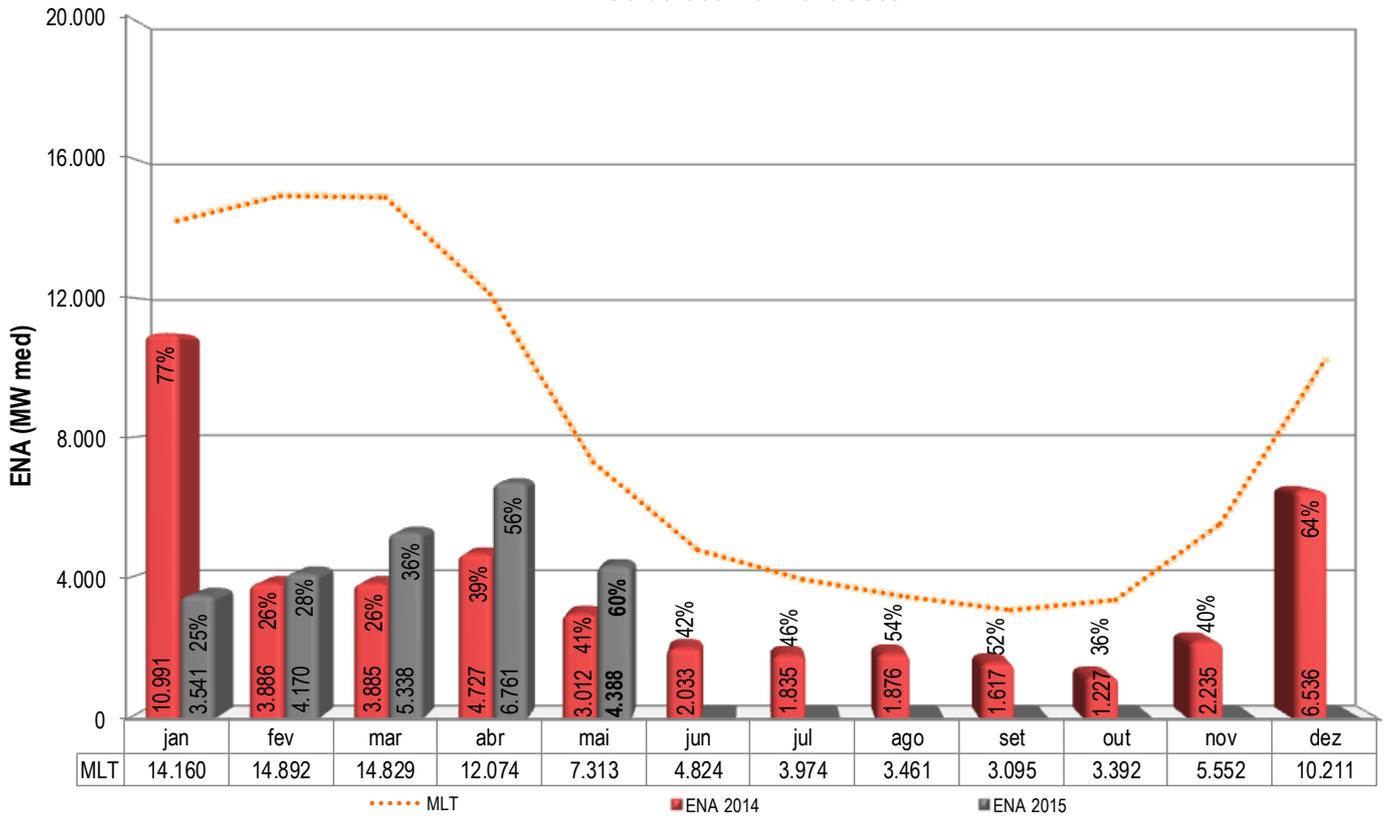


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

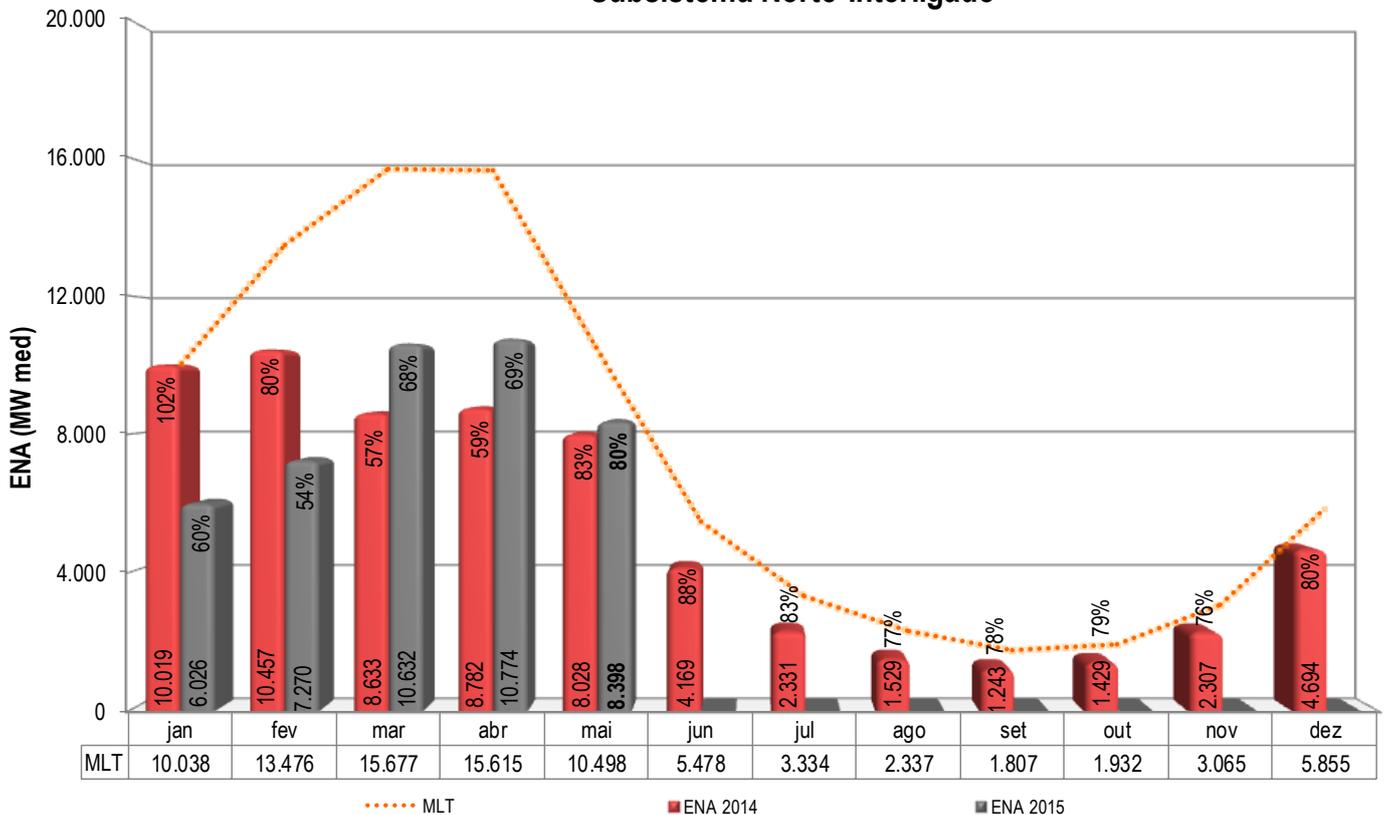


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



## 2.4. Energia Armazenada

No mês de maio de 2015 houve elevação nos níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas, com exceção do subsistema Nordeste, mas ainda todos os subsistemas permanecem com níveis de armazenamento inferiores aos registrados na mesma época do ano de 2014. Neste mês, houve contribuição de aproximadamente 13.889 MWmédios de produção térmica, valor cerca de 1.654 MWmédios inferior ao verificado no mês anterior.

Houve aumento do armazenamento equivalente em 2,5 p.p. no subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o mês de maio, atingindo 36,0 %EAR, valor 1,4 p.p. inferior ao verificado no final de maio de 2014 (37,4 %EAR), e 6,3 p.p. superiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (29,7 %EAR). As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, sendo que nos períodos de carga leve sua geração foi dimensionada para fechamento do balanço energético do SIN, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste.

Na região Sul, a geração das usinas foi explorada prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, sendo seus excedentes energéticos transferidos para a região Sudeste/Centro-Oeste, respeitando-se os limites elétricos vigentes na interligação Sul - Sudeste/Centro-Oeste. Nesse contexto, houve um replecionamento do reservatório equivalente em 3,9 p.p em comparação com abril de 2015, atingindo 38,1 %EAR ao final do mês, valor cerca de 16,8 p.p. inferior ao armazenamento do final do mês de maio de 2014 (54,9 %EAR).

No subsistema Nordeste houve deplecionamento de 0,5 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 27,0 %EAR ao final do mês de maio, valor 13,8 p.p. inferior ao verificado ao final de maio de 2014 (40,8 %EAR) e 0,3 p.p. inferiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (27,3 %EAR). Foi mantida a geração hidráulica em valores mínimos, sendo a geração térmica e eólica locais e o recebimento de energia da ordem de 2.049 MWmédios responsáveis pelo fechamento do balanço energético do subsistema. Em função das baixas afluências incrementais à UHE Sobradinho, no dia 21 de maio foi aumentada a defluência da UHE Três Marias para valor da ordem de 300 m<sup>3</sup>/s, em uma operação integrada da cascata e da bacia do Rio São Francisco, continuando a assegurar o atendimento aos usos múltiplos. No dia 27 de maio foram iniciados os testes de defluência de 1.000 m<sup>3</sup>/s nas UHEs Sobradinho e Xingó em período integral.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 82,5 %EAR ao final do mês de maio, apresentando replecionamento de 1,4 p.p em comparação ao mês anterior, e cerca de 10,5 p.p. inferiores em relação ao armazenamento do final de maio de 2014 (93,0 %EAR). A geração da UHE Tucuruí foi explorada em todos os períodos de carga, para controle de seu nível de armazenamento, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes nas interligações entre os subsistemas Norte, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, a variação percentual de energia armazenada mais relevante no mês de maio de 2015 refere-se ao replecionamento de 6,8 p.p. na UHE Itumbiara (atingindo 33,9% v.u.). Por sua vez, ao final do mês de maio, a UHE Ilha Solteira encontrava-se com armazenamento de cerca de 28,4% v.u., referenciado ao seu volume útil máximo, considerando operação individual, o que corresponde a um deplecionamento de 0,5 p.p. em relação ao armazenamento verificado em abril de 2015.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final do Mês (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR da Capacidade Total
Sudeste/Centro-Oeste	36,0	205.002	68,6
Sul	38,1	19.975	7,1
Nordeste	27,0	51.859	13,0
Norte	82,5	14.812	11,4
<b>TOTAL</b>		<b>291.648</b>	<b>100,0</b>

Fonte dos dados: ONS

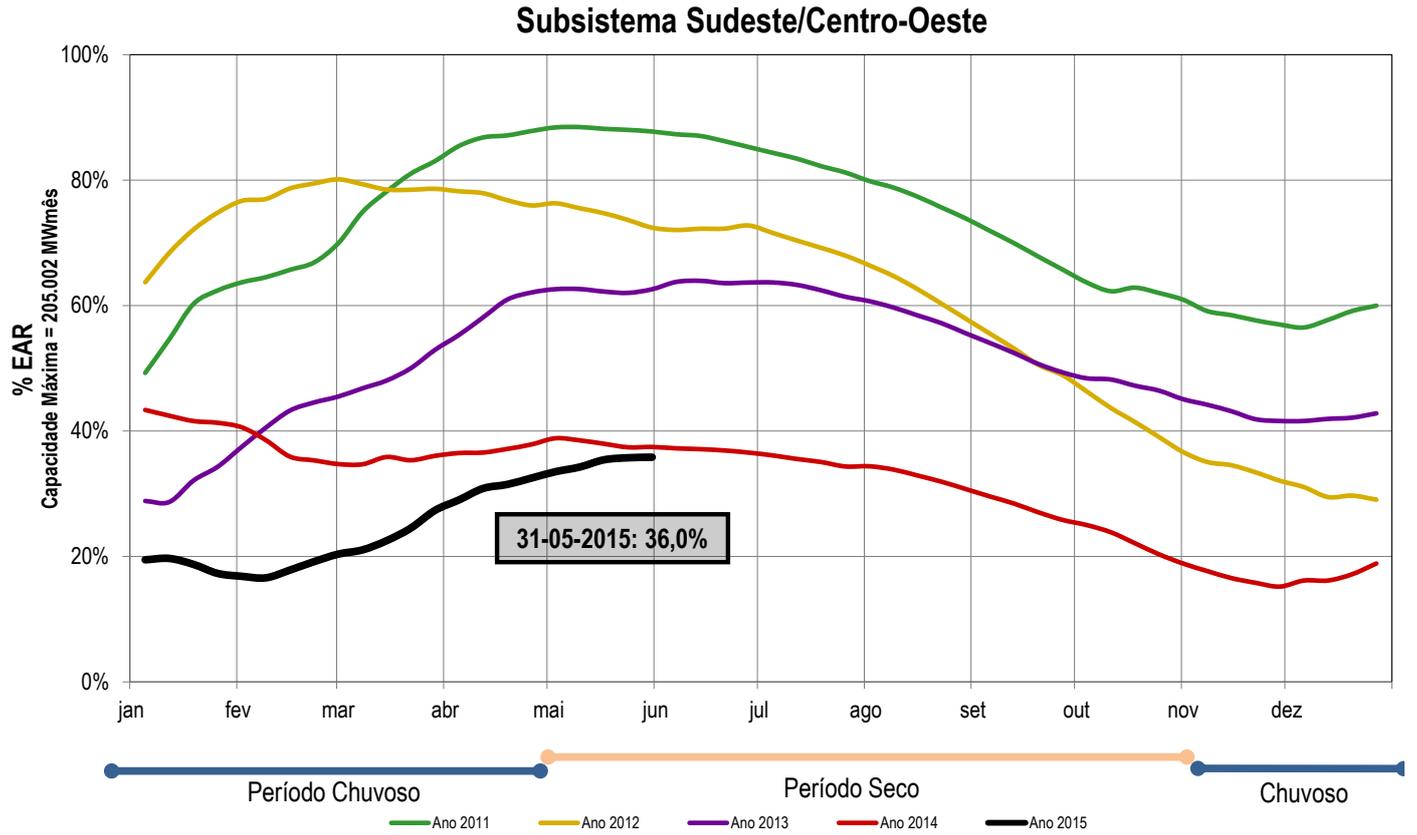


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

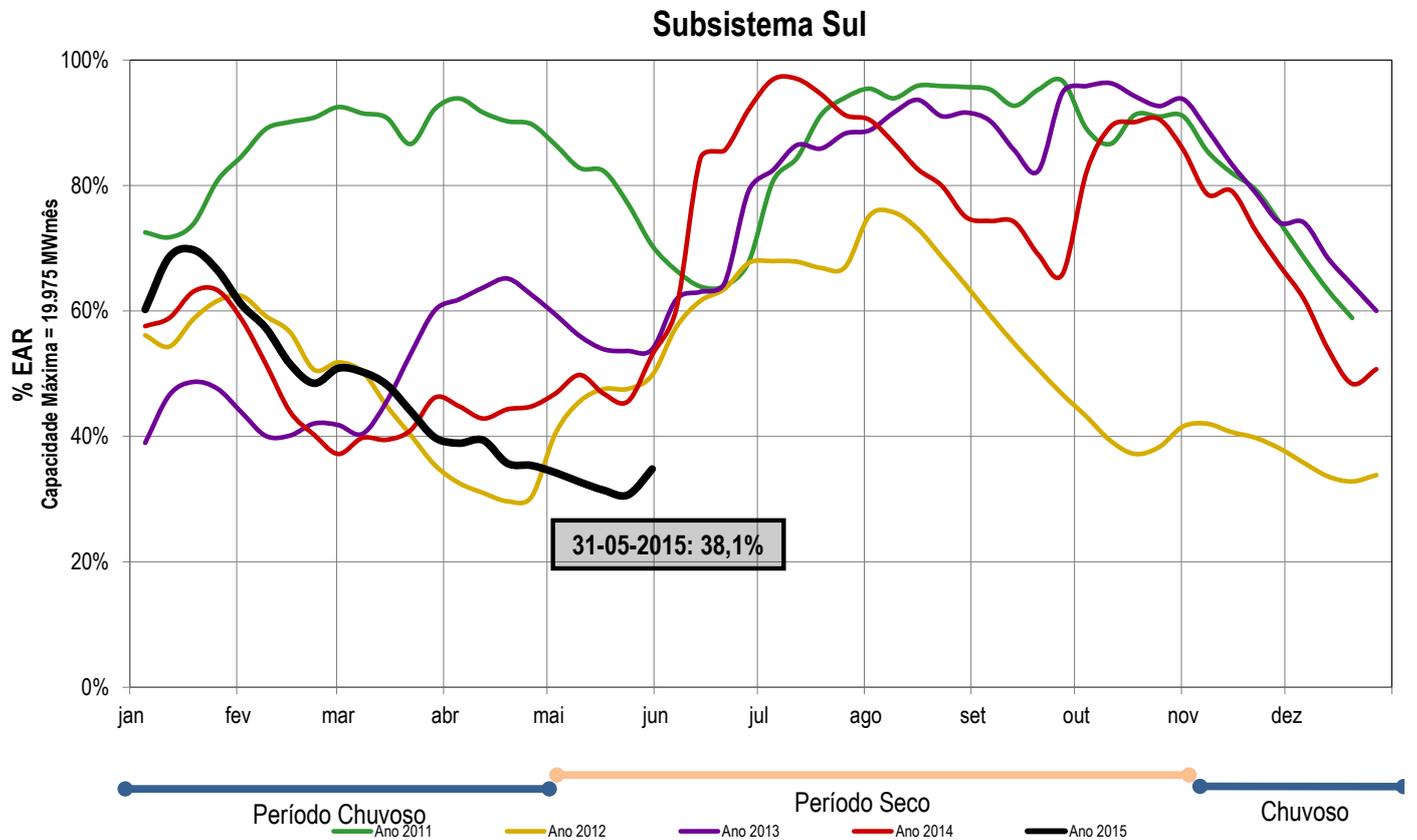


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



### Subsistema Nordeste

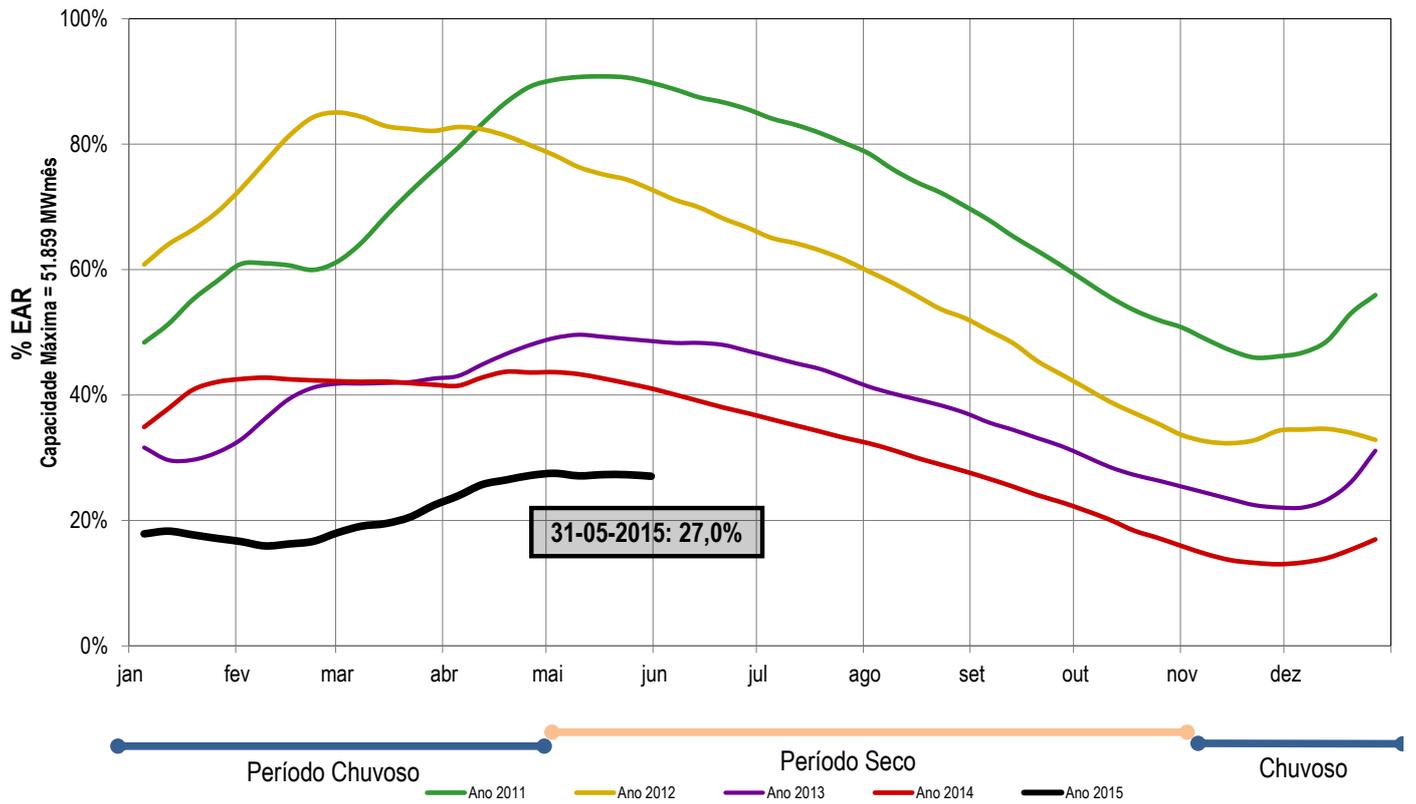


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

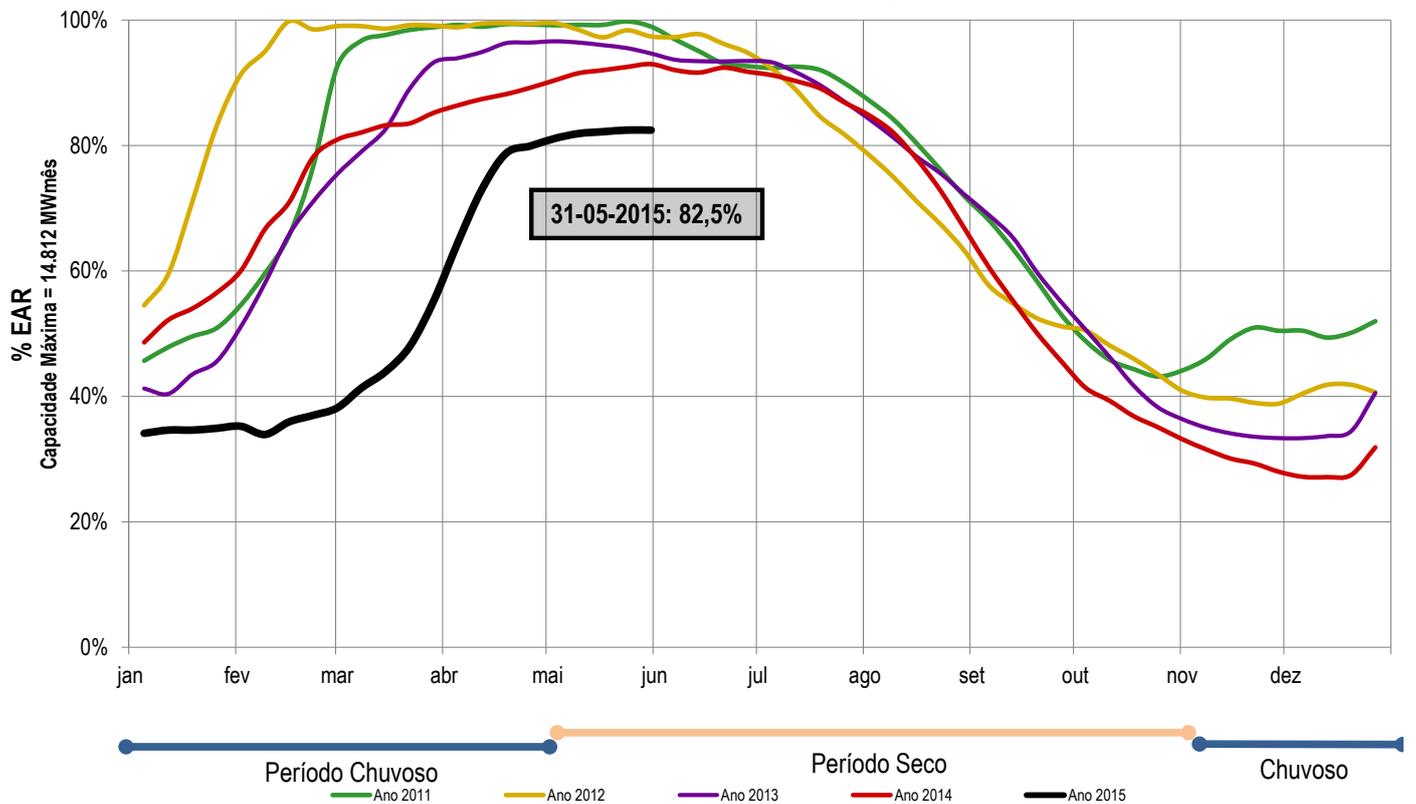


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



### 3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Do subsistema Norte-Interligado, houve exportação de energia de cerca de 4.570 MWmédios no mês de maio para complementação do balanço energético dos demais subsistemas, valor inferior aos 4.923 MWmédios verificados no mês anterior. Na média mensal, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste recebeu excedentes do subsistema Norte em 2.521 MWmédios.

O subsistema Nordeste permaneceu receptor, diminuindo sua importação de 2.451 MWmédios em abril para 2.049 MWmédios em maio. Ressalta-se que a geração hidráulica no subsistema Nordeste continuou nos valores mínimos operativos para minimizar os desestoques e aumentar as taxas de replecionamento dos reservatórios da região.

O subsistema Sul importou 2.057 MWmédios no mês de maio, ante a importação de 639 MWmédios em abril.

No complexo do Rio Madeira, em maio, a UHE Jirau gerou cerca de 1.660 MWmédios e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 1.089 MWmédios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. No período foram escoados cerca de 2.623 MWmédios pelo primeiro bipolo em corrente contínua da LT 600 kVcc Coletora Porto Velho-Araraquara.

Além disso, a região metropolitana de Manaus importou cerca de 93 MWmédios do SIN no mês de maio pela interligação Tucuruí-Manaus.

A importação da Venezuela para suprimento ao estado de Roraima foi de 96 MWmédios, pouco inferior à verificada no mês anterior.

No mês de maio, não houve intercâmbio internacional com a Argentina e com o Uruguai.



Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB**	200
②	EXPN	4.550
	RECN	(Carga do Norte - Geração de 5 UGs de Tucuruí)
③	EXPNE	4.000
	RNE	4.300
④	(FNS + FSENE)	5.100
	EXPSE	4.300
⑤	RSUL	7.500
	FSUL	5.740
⑥	INT <sub>Arg</sub>	2.100
	INT <sub>Urug</sub>	70

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte

Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte

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

\*\* Valor contratual.



**Legenda da seção 3.1.**

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

## 4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA\*

### 4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em abril de 2015, o consumo de energia elétrica atingiu 46.416 GWh, considerando autoprodução e acréscimo das perdas, registrando diminuição de 7,2% em comparação ao verificado no mês anterior e de 0,6% em relação ao consumo de abril de 2014.

No acumulado dos últimos 12 meses (maio de 2014 a abril de 2015), o consumo residencial registrou crescimento de 3,3% em relação ao mesmo período anterior. Já em comparação a abril de 2014, foi registrado aumento de 1,8%. Em relação ao consumo comercial, foi registrado crescimento de 4,7% no acumulado de 12 meses e aumento de 4,6% em relação ao abril de 2014.

Contribuíram para esses resultados, dentre outros aspectos, a diferença no ciclo de faturamento das concessionárias de distribuição e a piora nos condicionantes econômicos relacionados ao consumo das famílias, como emprego, renda disponível e acesso ao crédito. Em relação ao setor de comércios e serviços, pesquisas revelam a baixa intenção de investimentos nesse mercado no curto prazo, sinalizando sua estagnação ou retração.

Além disso, conforme análise da EPE, em consonância com o apresentado no mês anterior, ainda não são visíveis eventuais efeitos do aumento das tarifas, embora as taxas de crescimento na baixa tensão já se mostrem menores. Nesse sentido, o quadro econômico recessivo é o principal fator inibidor do aumento do consumo de energia.

Seguindo tendência dos meses anteriores, o consumo industrial registrou retração de 3,8%, em relação a abril de 2014, tendo havido queda do consumo de energia por essa classe em todas as regiões do país. Nos setores metalúrgico, automotivo e químico houve recuo do consumo em 14,4%, 8,2%, e 5,6%, respectivamente. Já no setor de extrativo de minerais metálicos, houve expansão de 11,4% no consumo de energia, motivado pelo desempenho das exportações desse setor.

Por fim, o consumo de energia da classe rural aumentou 9,0% em comparação ao mesmo mês de 2014 e acumula em 12 meses crescimento de 7,9% 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		
	Abr/15 GWh	Evolução mensal (Abr/15/Mar/15)	Evolução anual (Abr/15/Abr/14)	Mai/13-Abr/14 (GWh)	Mai/14-Abr/15 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	10.954	-1,6%	1,8%	128.505	132.701	3,3%
<b>Industrial</b>	14.568	-0,4%	-3,8%	184.533	175.732	-4,8%
<b>Comercial</b>	7.924	0,4%	4,6%	86.508	90.553	4,7%
<b>Rural</b>	2.099	-3,1%	9,0%	24.292	26.204	7,9%
<b>Demais classes*</b>	4.014	1,4%	-0,3%	47.046	47.556	1,1%
<b>Perdas</b>	6.857	-33,0%	-5,9%	97.183	101.140	4,1%
<b>Total</b>	<b>46.416</b>	<b>-7,2%</b>	<b>-0,6%</b>	<b>568.066</b>	<b>573.885</b>	<b>1,0%</b>

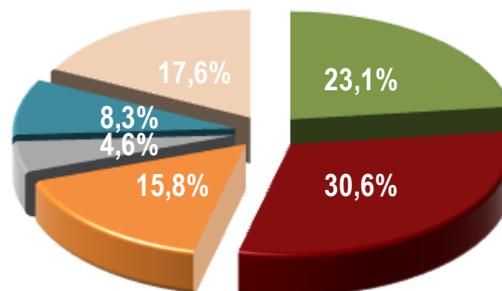
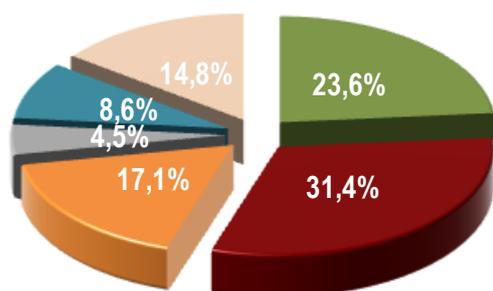
\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras.

Dados contabilizados até abril de 2015.

Fonte dos dados: EPE

**Consumo de Energia Elétrica em Abr/2015**

**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 abril de 2015.

Fonte dos dados: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Abr/15 kWh/NU	Evolução mensal (Abr/15/Mar/15)	Evolução anual (Abr/15/Abr/14)	Mai/13-Abr/14 (kWh/NU)	Mai/14-Abr/15 (kWh/NU)	Evolução
<b>Consumo médio residencial</b>	165	-1,8%	-1,2%	163	166	1,9%
<b>Consumo médio industrial</b>	25.486	-0,4%	-1,8%	26.332	25.619	-2,7%
<b>Consumo médio comercial</b>	1.409	-0,2%	2,0%	1.281	1.342	4,7%
<b>Consumo médio rural</b>	489	-3,3%	7,3%	465	509	9,4%
<b>Consumo médio demais classes*</b>	5.330	0,6%	-3,2%	5.320	5.262	-1,1%
<b>Consumo médio total</b>	<b>508</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-2,4%</b>	<b>516</b>	<b>506</b>	<b>-1,8%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras.

Dados contabilizados até abril de 2015.

Fonte dos dados: EPE



## 4.2. Unidades Consumidoras

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

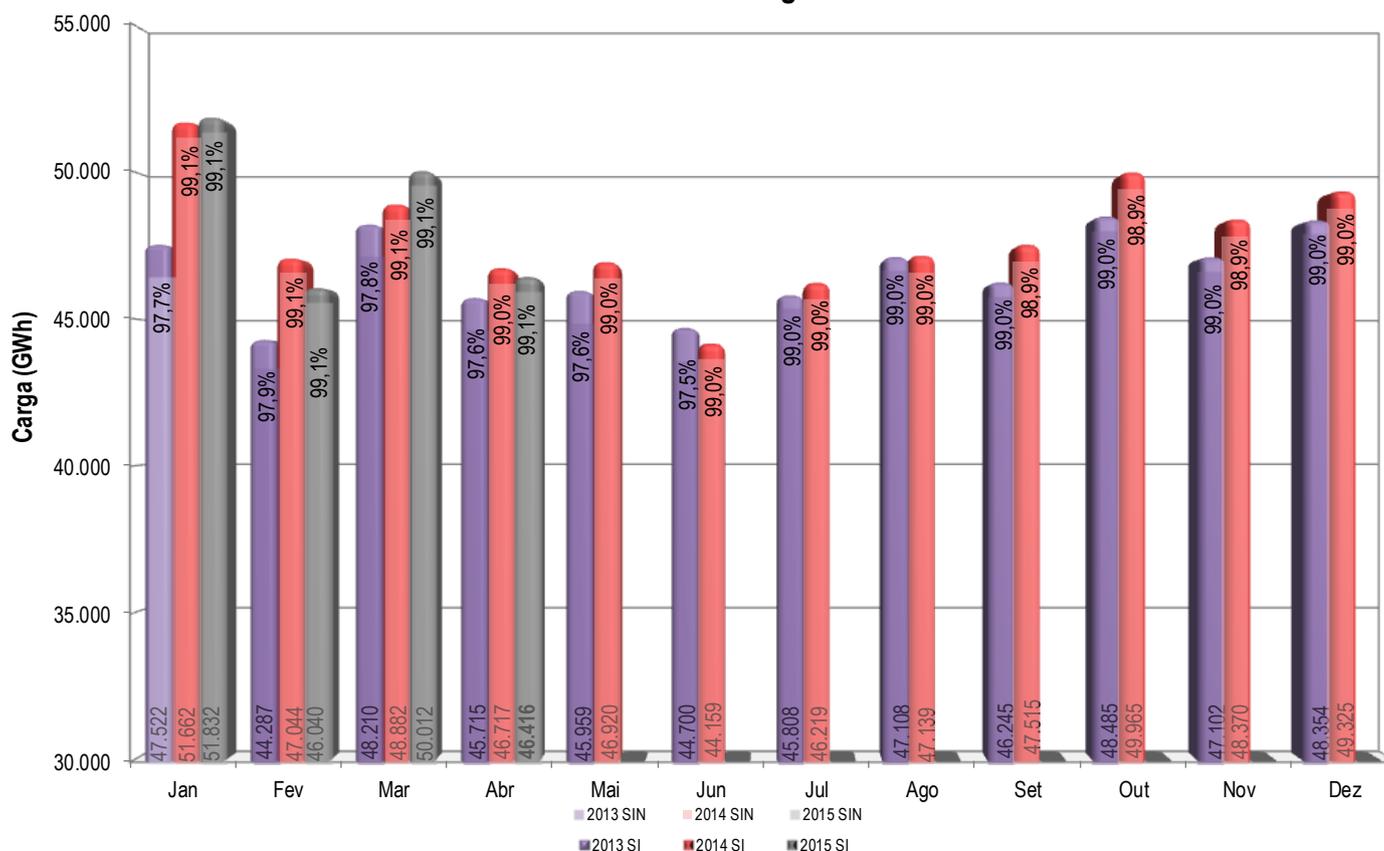
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Abr/14	Abr/15	
Residencial (NUCR)	64.621.820	66.559.209	3,0%
Industrial (NUCI)	583.748	571.616	-2,1%
Comercial (NUCC)	5.485.268	5.624.759	2,5%
Rural (NUCR)	4.224.246	4.289.587	1,5%
Demais classes*	731.622	753.150	2,9%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>75.646.704</b>	<b>77.798.321</b>	<b>2,8%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até abril de 2015.

Fonte dos dados: EPE

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

### Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até abril de 2015.

Fonte dos dados: EPE

\* Os valores apresentados referem-se ao consumo total de energia elétrica no Brasil e os percentuais referentes à parcela do SIN.



## 4.4. Demandas Máximas

No mês de maio de 2015, 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>43.578</b> 27/05/2015 - 18h37	<b>13.254</b> 22/05/2015 - 18h20	<b>11.962</b> 08/05/2015 - 14h50	<b>5.955</b> 13/05/2015 - 15h06	<b>72.322</b> 27/05/2015 - 18h38
<b>Recorde (MW)</b> (dia - hora)	<b>51.894</b> 21/01/2015 - 14h32	<b>17.971</b> 06/02/2014 - 14h29	<b>12.266</b> 07/04/2015 - 14h17	<b>6.185</b> 04/09/2014 - 14h39	<b>85.708</b> 05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

## 4.5. Demandas Máximas Mensais

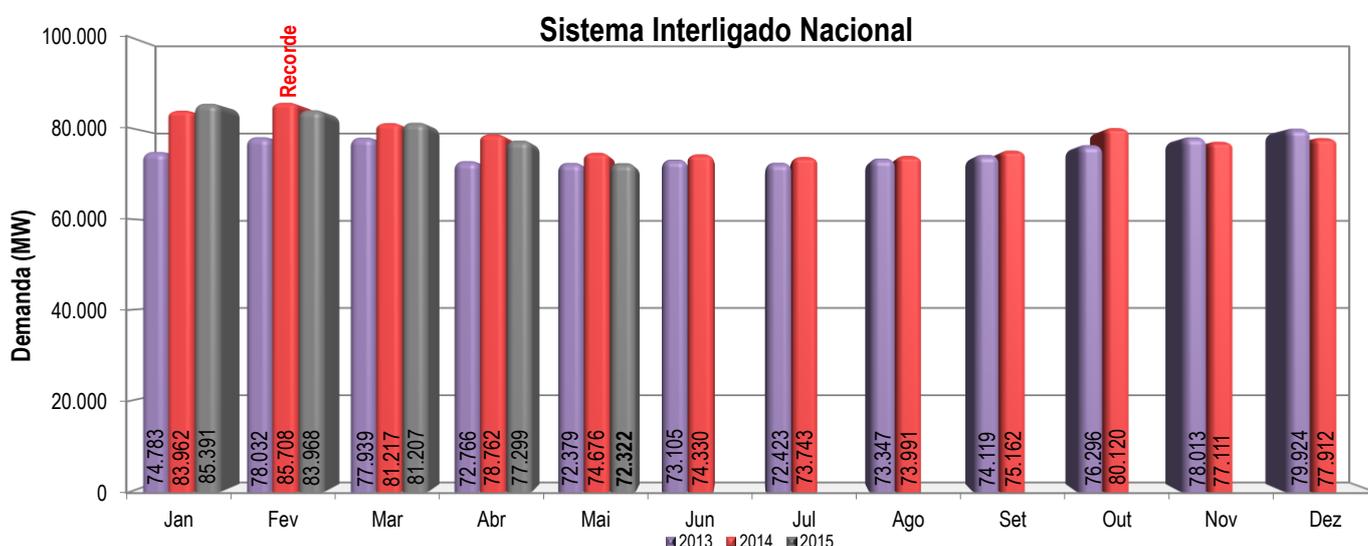


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS

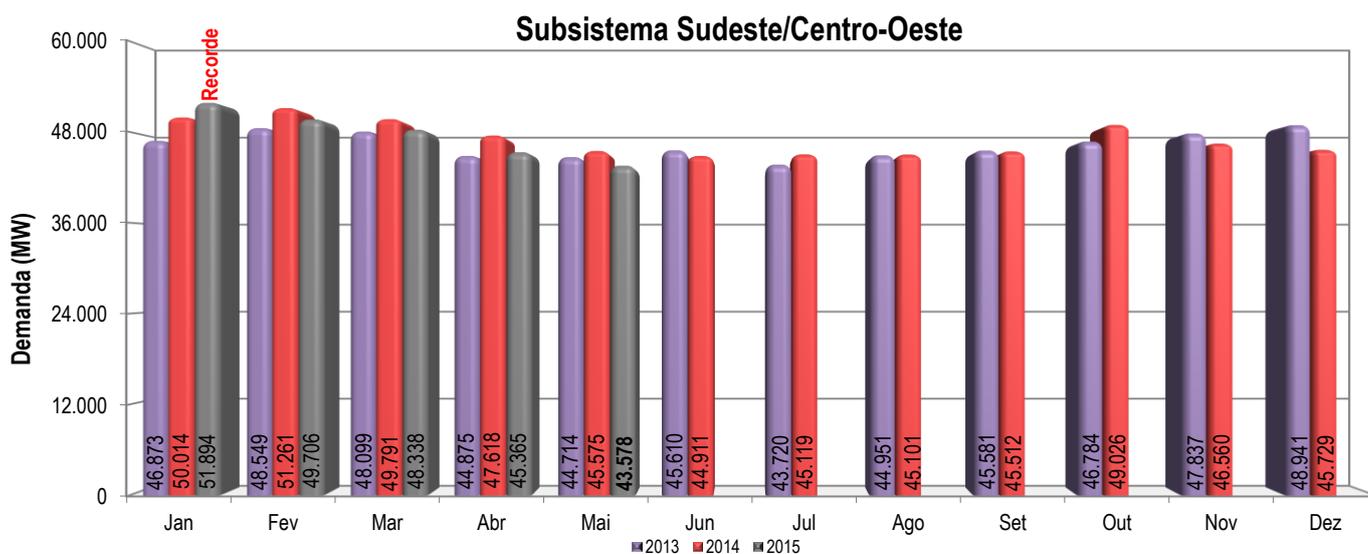


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

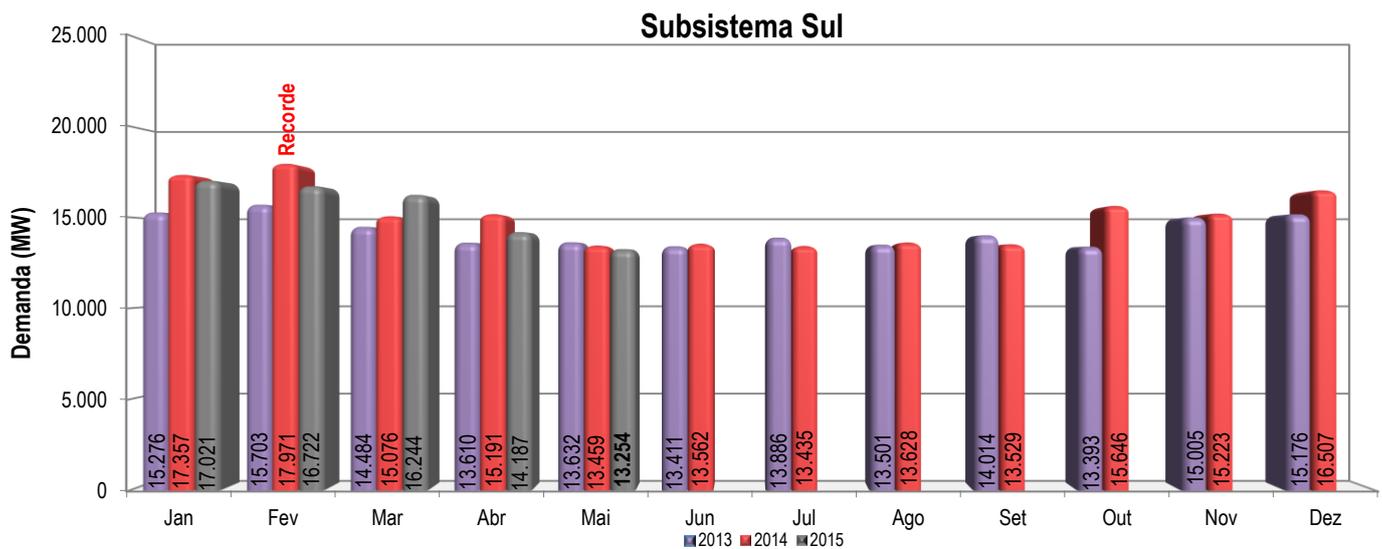


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

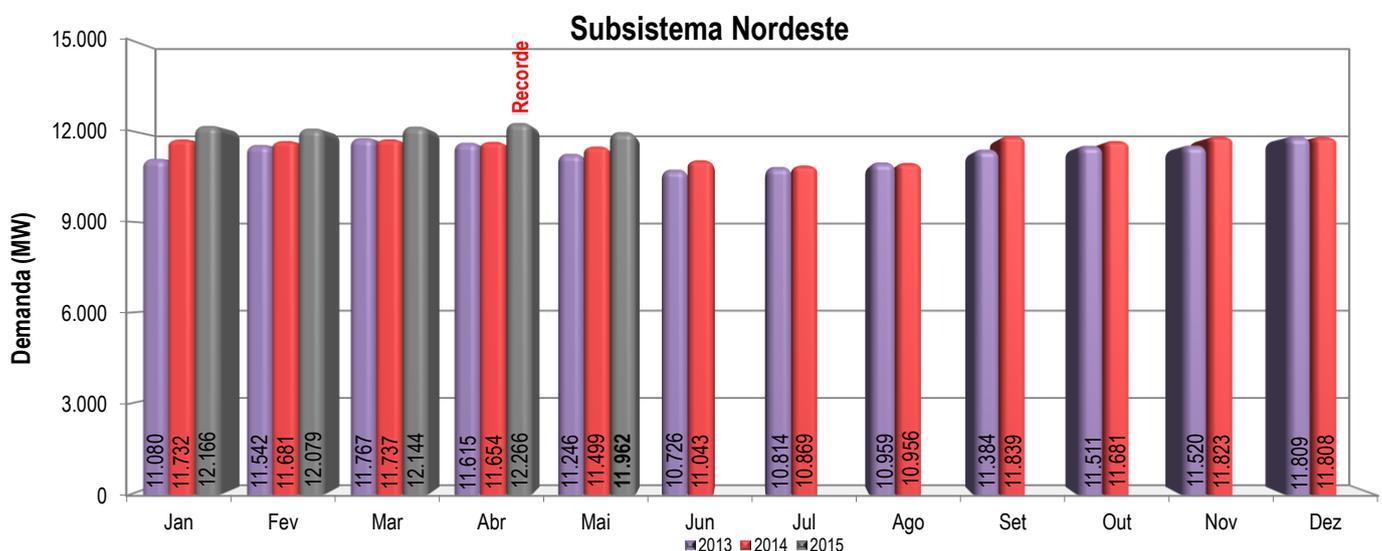


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

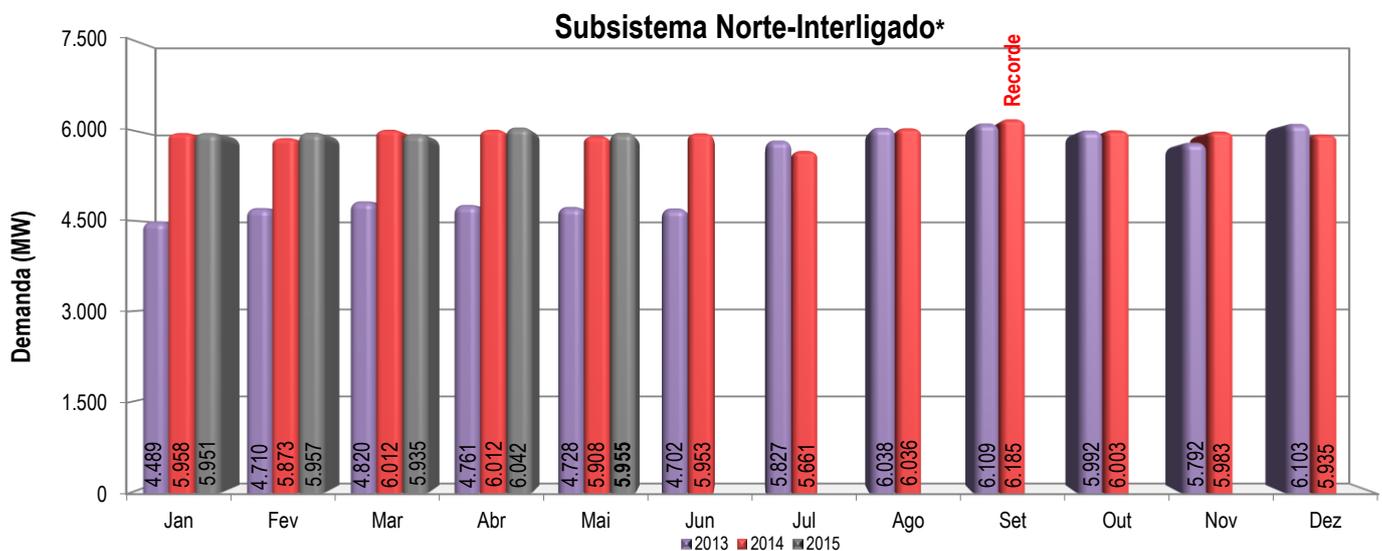


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado\*.

Fonte dos dados: ONS

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



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

No mês de maio de 2015 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 136.776 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2014, houve expansão de 2.914 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.870 MW de fontes térmicas e de 2.918 MW de geração eólica, considerando os Ambientes de Contratação Regulada e Livre (ACR e ACL).

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

Fonte	Mai/14	Mai/15			Evolução da Capacidade Instalada (Mai/15 / Mai/14)
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
<b>Hidráulica</b>	<b>87.069</b>	<b>1.174</b>	<b>89.983</b>	<b>65,8%</b>	<b>3,3%</b>
<b>Térmica</b>	<b>38.883</b>	<b>2.604</b>	<b>40.753</b>	<b>29,8%</b>	<b>4,8%</b>
Gás Natural	14.286	138	12.898	9,4%	-9,7%
Biomassa	11.576	507	12.492	9,1%	7,9%
Petróleo *	7.642	1.934	9.759	7,1%	27,7%
Carvão	3.389	23	3.614	2,6%	6,6%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,5%	0,0%
<b>Eólica</b>	<b>3.106</b>	<b>272</b>	<b>6.025</b>	<b>4,4%</b>	<b>94,0%</b>
<b>Solar</b>	<b>9</b>	<b>317</b>	<b>15</b>	<b>0,01%</b>	<b>62,3%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>129.068</b>	<b>4.367</b>	<b>136.776</b>	<b>100,0%</b>	<b>6,0%</b>

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

\*\* Os valores de capacidade instalada referem-se à capacidade instalada fiscalizada pela ANEEL, que passou por reenquadramento de fontes em setembro de 2014. Além dos montantes apresentados, existe uma importação contratada de 5.650 MW com o Paraguai e de 200 MW com a Venezuela.

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 01/06/2015)

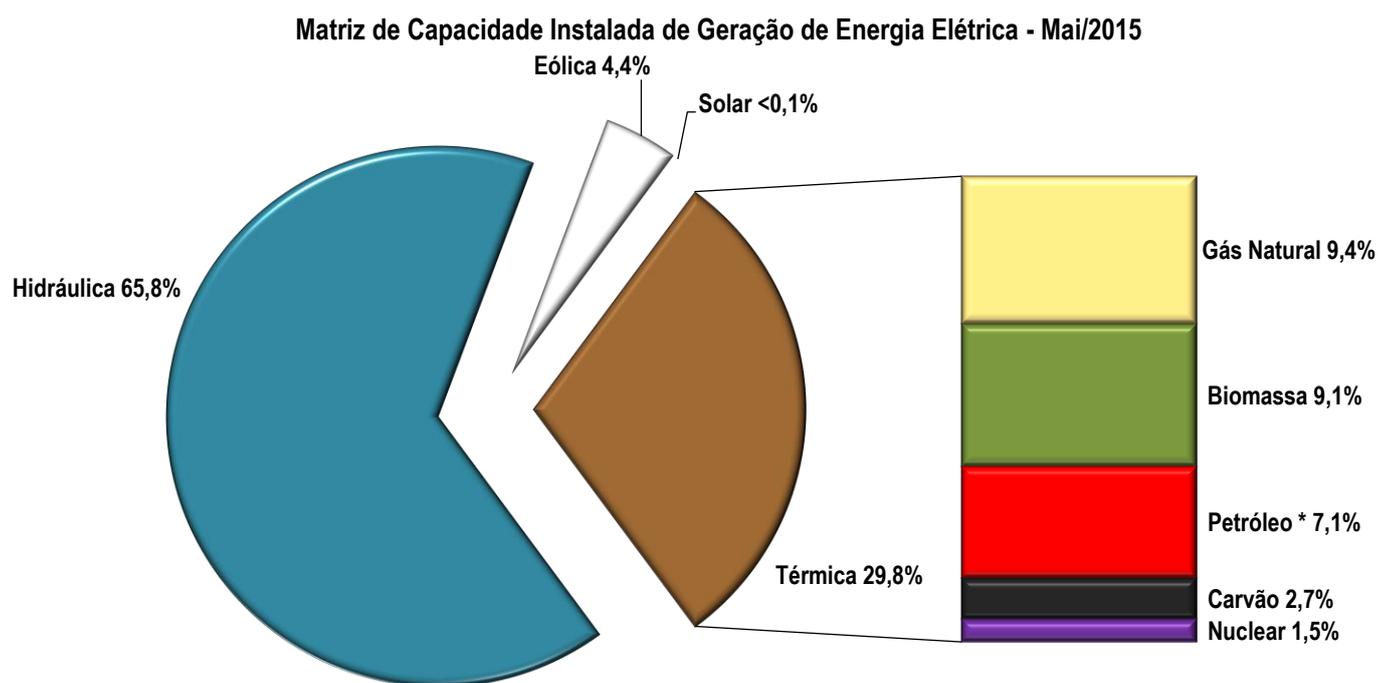


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 01/06/2015)



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

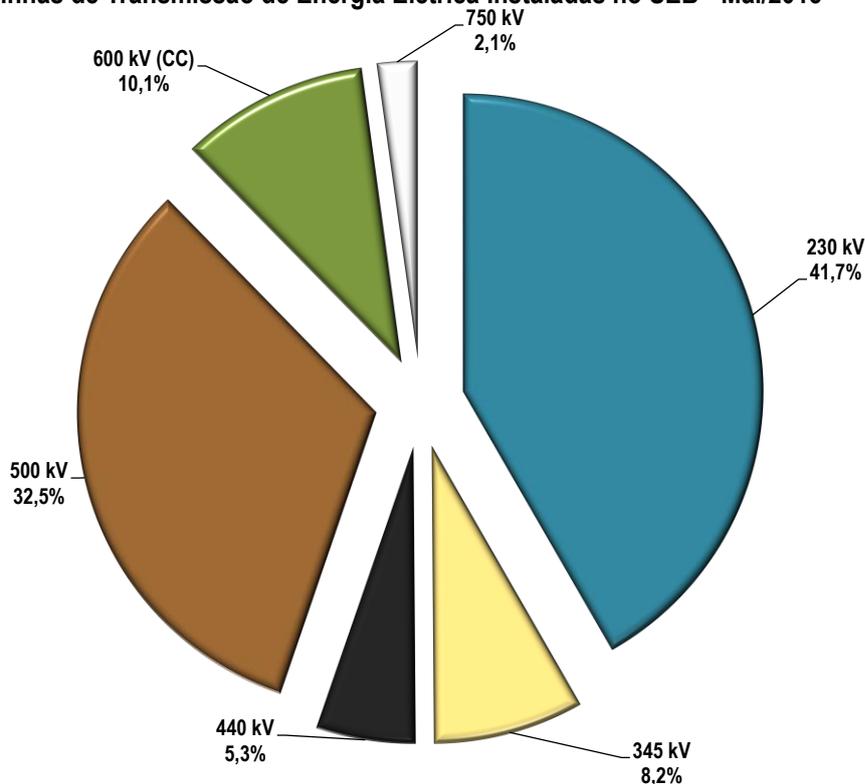
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	52.750	41,7%
345 kV	10.303	8,2%
440 kV	6.728	5,3%
500 kV	41.126	32,5%
600 kV (CC)	12.816	10,1%
750 kV	2.683	2,1%
<b>Total SEB</b>	<b>126.406</b>	<b>100,0%</b>

Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS

\* Considera as linhas de transmissão em operação da Rede Básica, conexões de usinas, interligações internacionais e 190,0 km instalados no sistema de Roraima.

Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Instaladas no SEB - Mai/2015



Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS

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



## 7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA\*\*

### 7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

A produção acumulada de energia elétrica no Brasil no período de maio de 2014 a abril de 2015 atingiu 547.665 GWh. No mês de abril de 2015, a geração hidráulica correspondeu a 70,3% do total gerado no país, 1,5 p.p. inferior ao verificado no mês anterior, e a participação da produção eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil reduziu 0,1 p.p. Por outro lado, a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, aumentou 1,6 p.p. com destaque para as variações de +2,4 p.p. da geração a biomassa, +0,5 p.p. de geração nuclear e -1,2% p.p. de geração a petróleo.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Abr/2015

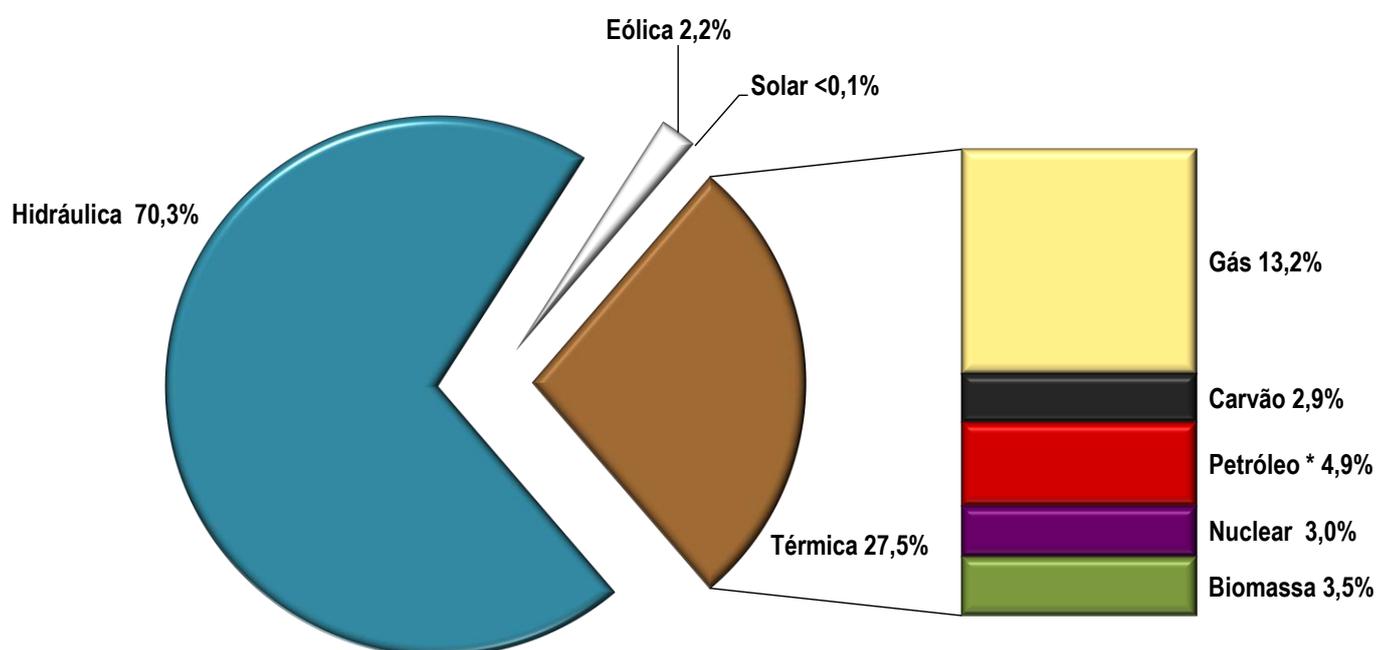


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até abril de 2015.

Fonte dos dados: CCEE e Eletrobras

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

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



## 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		
	Abr/15 (GWh)	Evolução mensal (Abr/15 / Mar/15)	Evolução anual (Abr/15 / Abr/14)	Mai/13-Abr/14 (GWh)	Mai/14-Abr/15 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>31.001</b>	<b>-8,9%</b>	<b>-5,8%</b>	<b>413.150</b>	<b>376.824</b>	<b>-8,8%</b>
<b>Térmica</b>	<b>11.432</b>	<b>-0,7%</b>	<b>7,4%</b>	<b>114.484</b>	<b>143.919</b>	<b>25,7%</b>
Gás	5.466	-6,2%	6,1%	52.243	64.665	23,8%
Carvão	1.274	-11,9%	-1,8%	14.222	15.595	9,7%
Petróleo *	1.813	-27,2%	-13,3%	16.006	27.682	72,9%
Nuclear	1.327	9,7%	47,5%	14.189	14.288	0,7%
Biomassa	1.552	185,5%	28,7%	17.825	21.689	21,7%
<b>Eólica</b>	<b>978</b>	<b>-11,3%</b>	<b>86,3%</b>	<b>6.969</b>	<b>14.497</b>	<b>108,0%</b>
<b>Solar</b>	<b>0,99</b>	<b>-3,5%</b>	<b>-</b>	<b>1,89</b>	<b>9,94</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>	<b>43.411</b>	<b>-6,9%</b>	<b>-1,5%</b>	<b>534.605</b>	<b>535.250</b>	<b>0,1%</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 abril de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

No acumulado de maio de 2014 a abril de 2015, com relação aos 12 meses anteriores, a produção térmica a gás nos sistemas isolados aumentou em cerca de 10,8%, tendo havido redução na geração por usinas a petróleo.

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Abr/15 (GWh)	Evolução mensal (Abr/15 / Mar/15)	Evolução anual (Abr/15 / Abr/14)	Mai/13-Abr/14 (GWh)	Mai/14-Abr/15 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>154</b>	<b>0,1%</b>	<b>2,8%</b>	<b>1.894</b>	<b>1.946</b>	<b>2,7%</b>
<b>Térmica</b>	<b>774</b>	<b>-5,8%</b>	<b>-10,9%</b>	<b>10.786</b>	<b>10.470</b>	<b>-2,9%</b>
Gás	406	-3,4%	8,8%	4.256	4.715	10,8%
Petróleo *	368	-8,2%	-25,8%	6.529	5.755	-11,9%
<b>TOTAL</b>	<b>928</b>	<b>-4,8%</b>	<b>-8,9%</b>	<b>12.680</b>	<b>12.415</b>	<b>-2,1%</b>

\* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicombustíveis.

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

Fonte dos dados: Eletrobras



## 7.4. Geração Eólica \*

No mês de abril de 2015, o fator de capacidade médio da região Nordeste reduziu 3,4 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 22,2%. Esse resultado foi decorrente da redução de 135 MW médios da geração verificada, associado à expansão de 59 MW de capacidade instalada da fonte na região. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses (maio de 2014 a abril de 2015), houve avanço de 3,0 p.p. no fator de capacidade da região Nordeste em comparação ao mesmo período anterior.

O fator de capacidade das usinas do Sul também reduziu 2,6 p.p. em relação a março de 2015, e atingiu 21,1%, com total de geração verificada no mês de 296 MW médios. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses, o fator de capacidade da região Sul reduziu cerca de 1,8 p.p., em comparação ao mesmo período anterior.

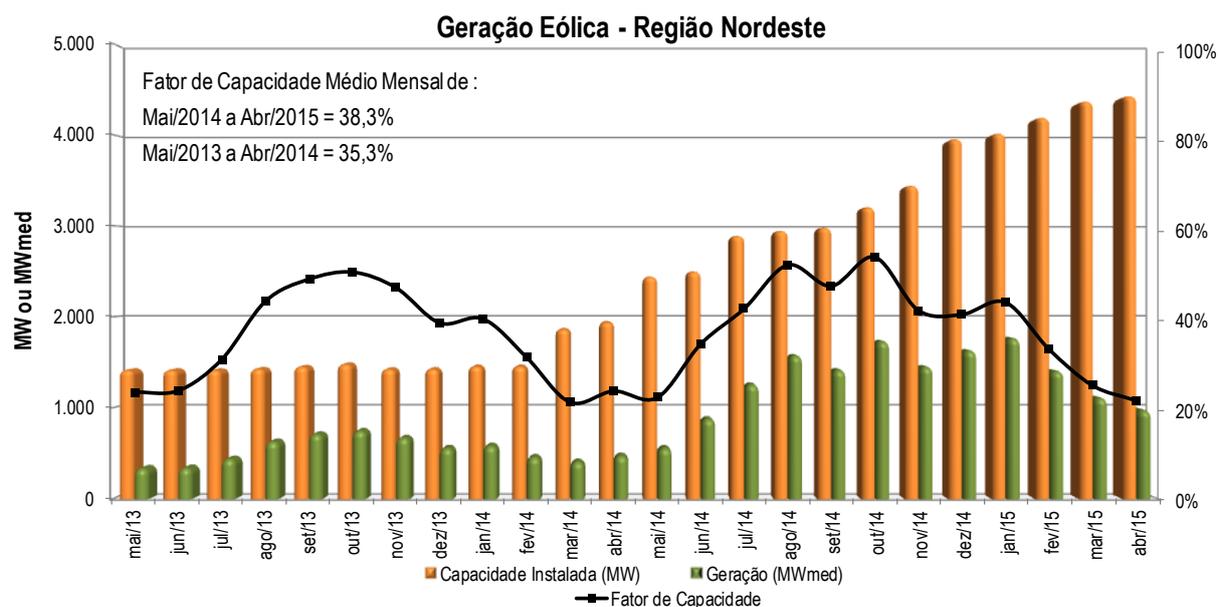


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até abril de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

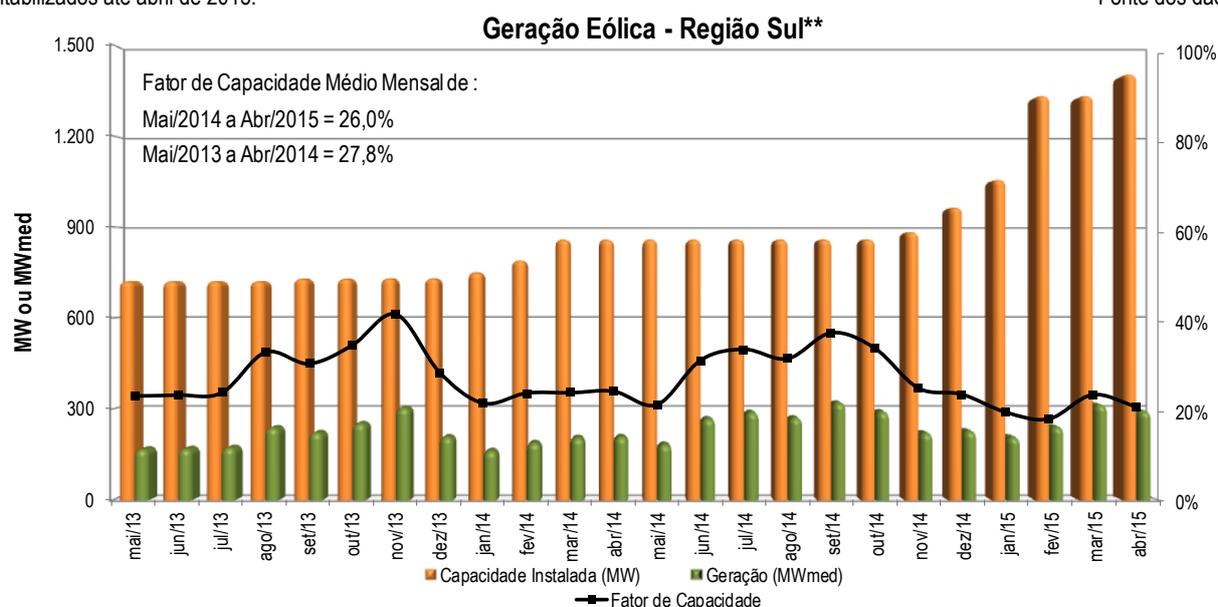


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até abril de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

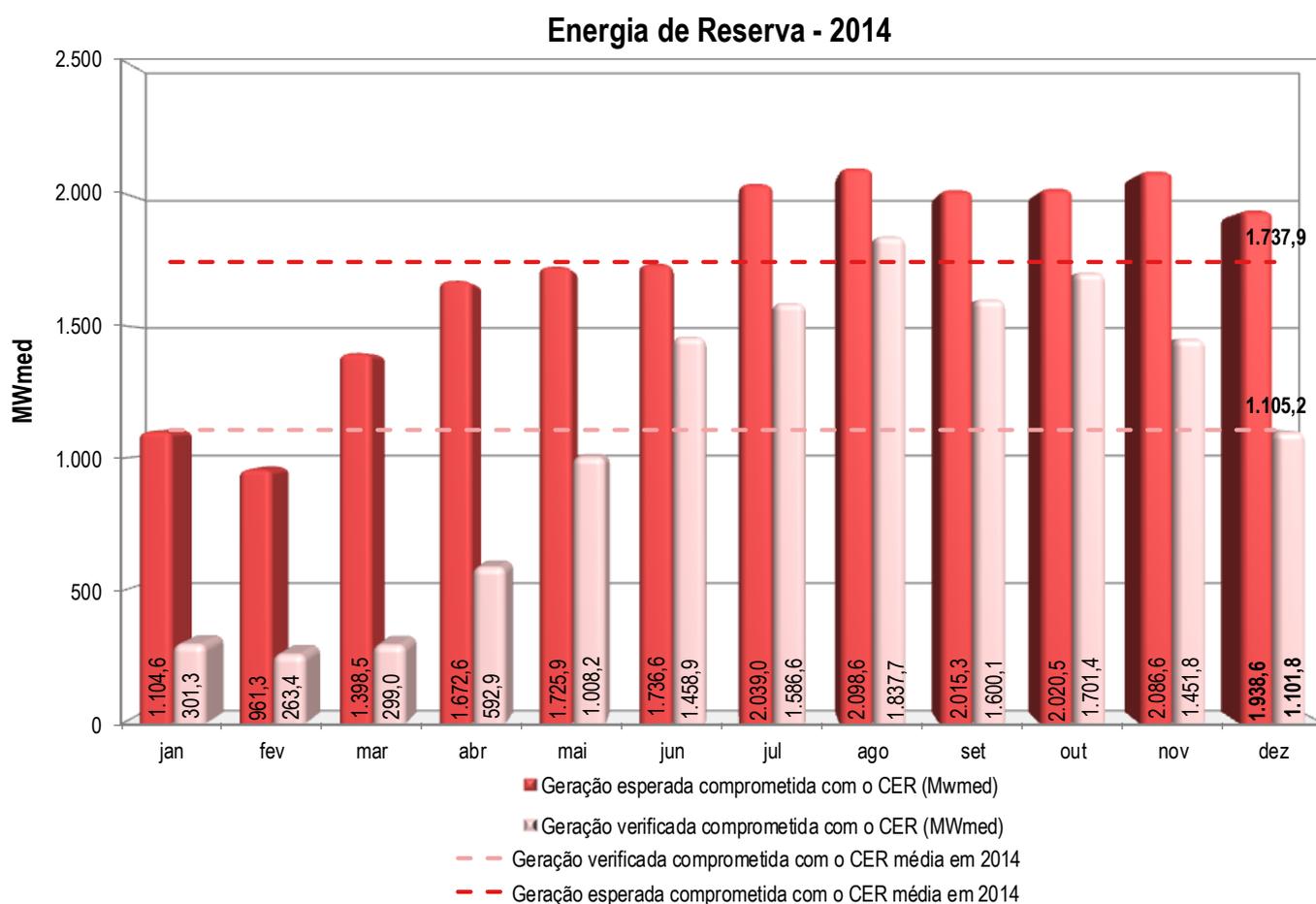


## 7.5. Energia de Reserva \*

A geração média esperada comprometida para o Contrato de Energia de Reserva - CER \*\* em abril de 2015, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos CER, totalizou 1.413,8 MWmédios, dos quais foram entregues 71,1%, ou 1.005,3 MWmédios, e cujo restante poderá ser complementado até o término do período de apuração de cada usina ou dentro do período de contratação. No acumulado do ano, a entrega para o CER foi de cerca de 59,2% do esperado, ou 848,4 MWmédios.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de abril de 2015 correspondeu a 53,0% da geração esperada desta fonte comprometida para o CER \*\* para o mês. A geração a biomassa verificada atingiu 144,1% do valor esperado comprometido para o CER desta fonte.

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

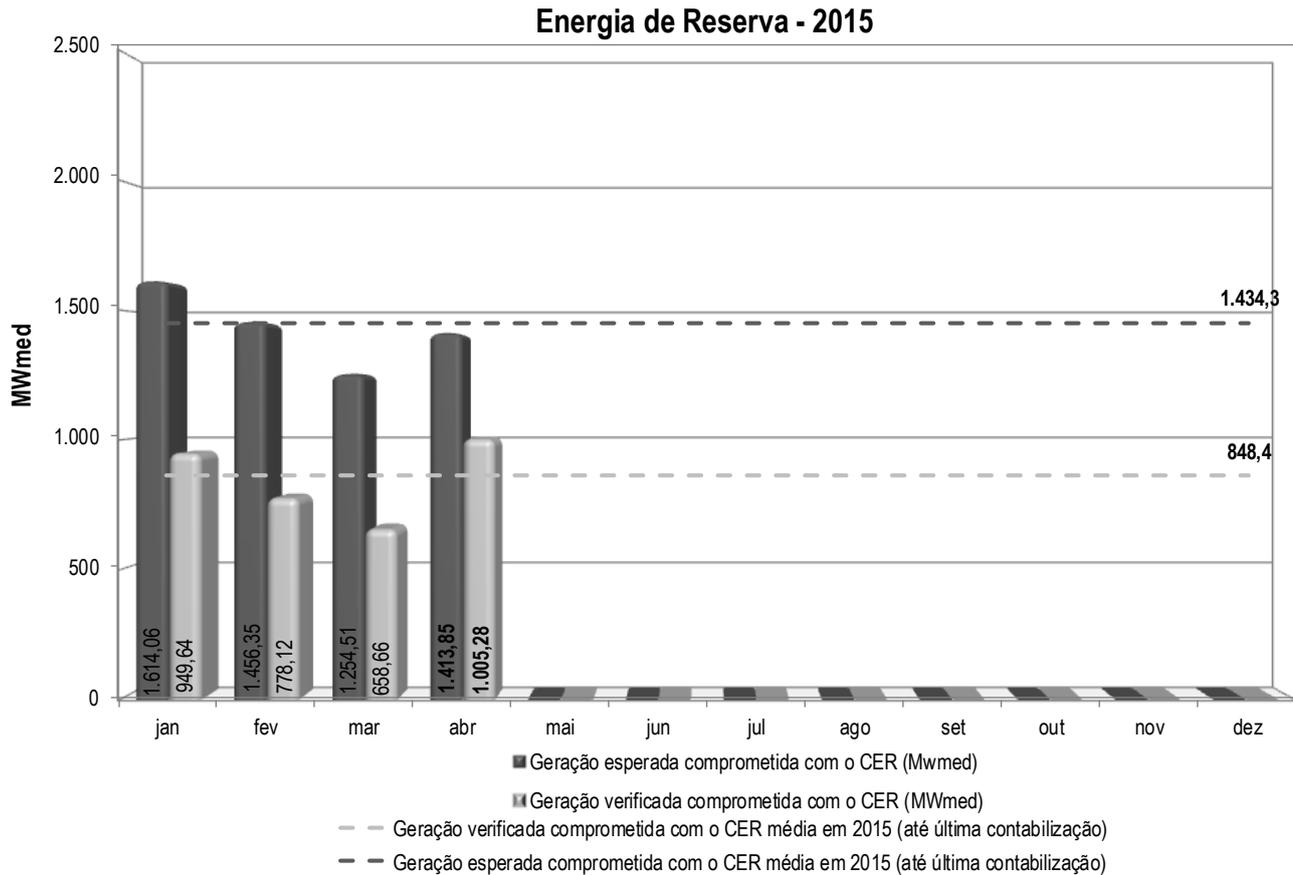


**Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.**

Fonte dos dados: CCEE

\* Dados sujeitos a alteração pela CCEE. A geração mensal abaixo do valor esperado não necessariamente implica infração ao contrato, visto que pode ser complementada dentro do período de apuração de cada usina e, além disso, existem mecanismos de regulação e controle particulares à Energia de Reserva que permitem compensações fora da janela de apuração. Esse acompanhamento é relevante para avaliar de forma indireta o desempenho dos empreendedores na entrega de Energia de Reserva de forma macro.

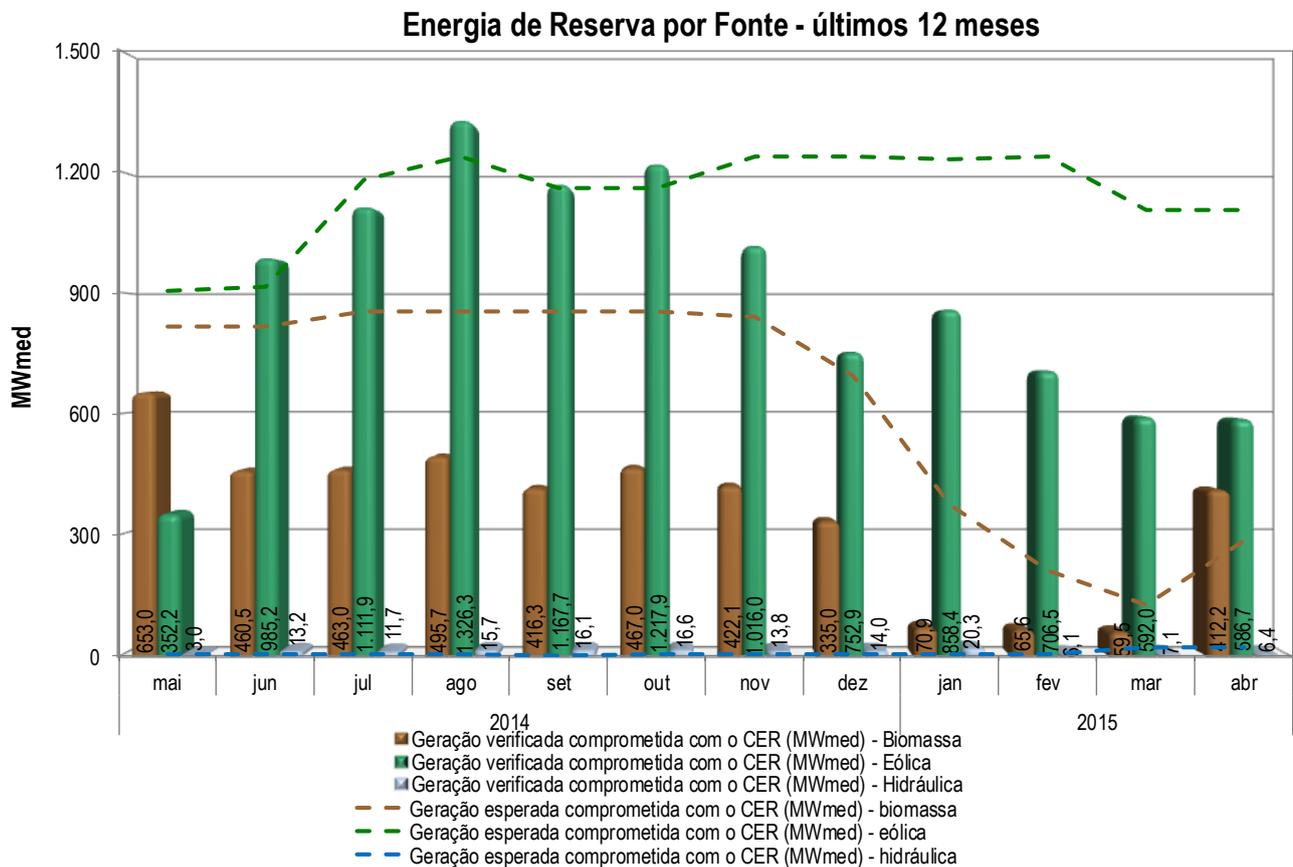
\*\* Definiu-se geração esperada comprometida com o CER, por mês, como a energia contratada a ser entregue distribuída uniformemente no período de entrega de cada usina.



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

Dados contabilizados até abril de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



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

Dados contabilizados até abril de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



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

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

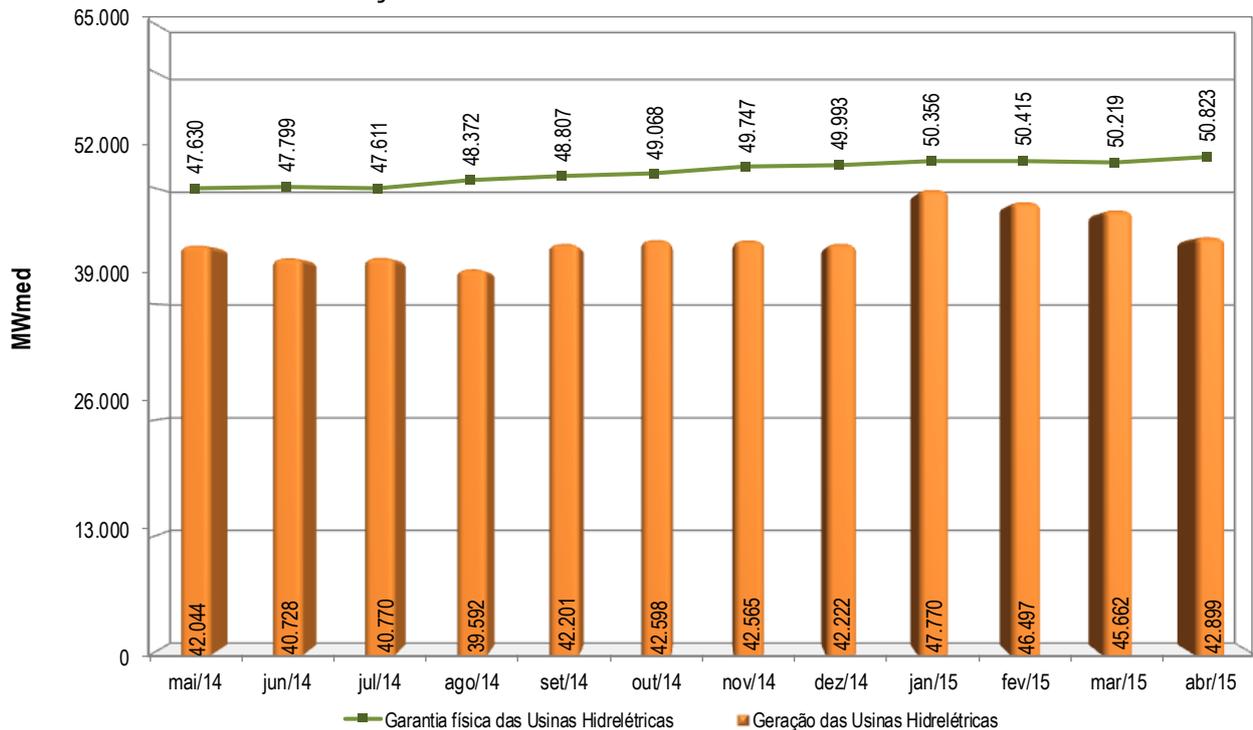


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até abril de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

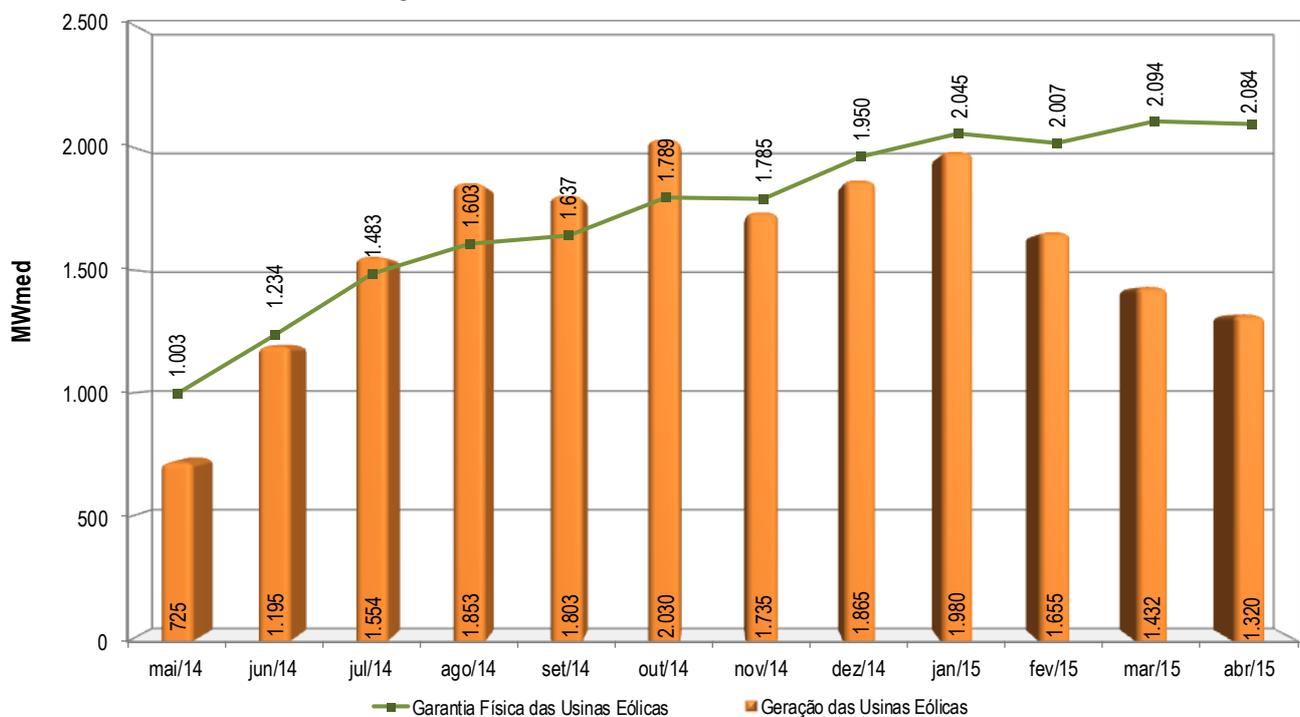


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até abril de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

\*\* A garantia física inclui os valores das usinas eólicas atestadas pela ANEEL aptas a entrarem em operação comercial, mas que não podem contribuir com geração devido a atrasos nas obras de transmissão associadas.



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

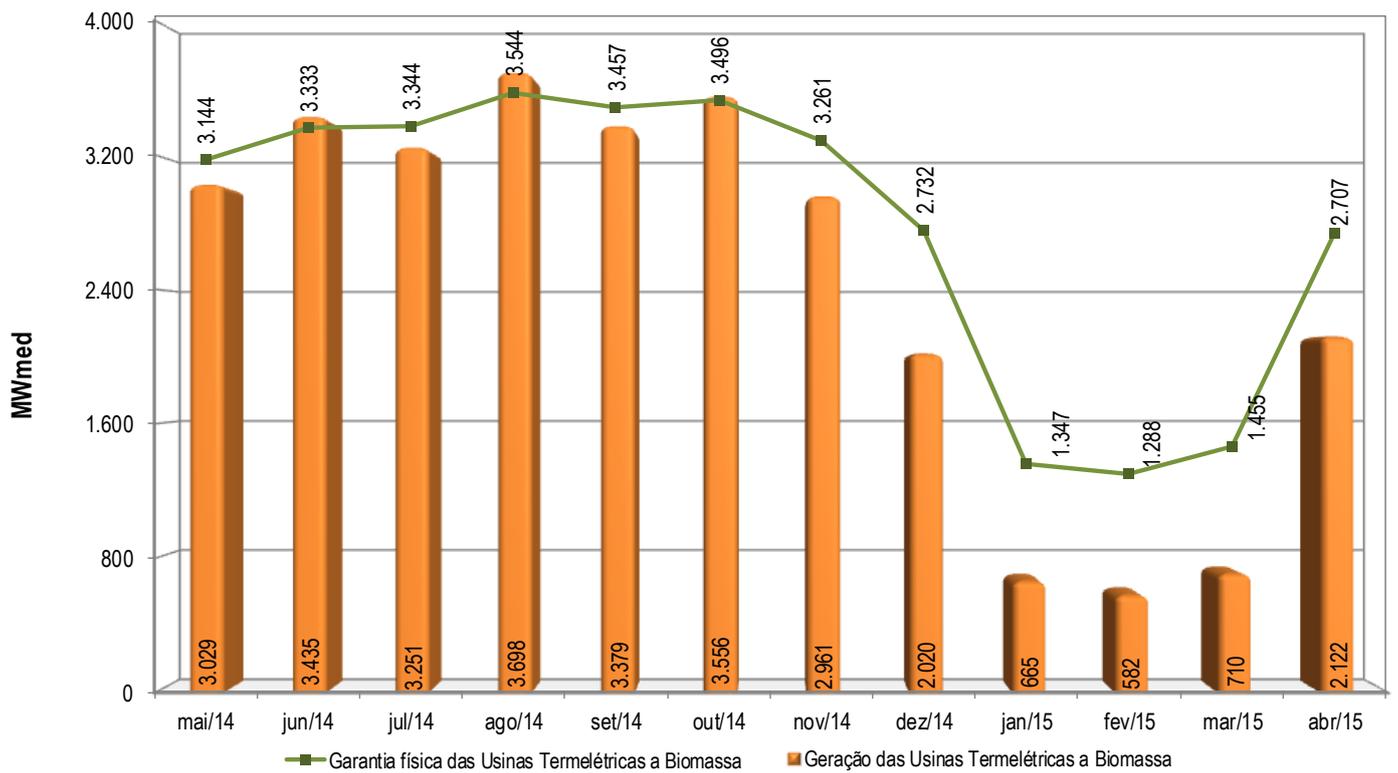


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até abril de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

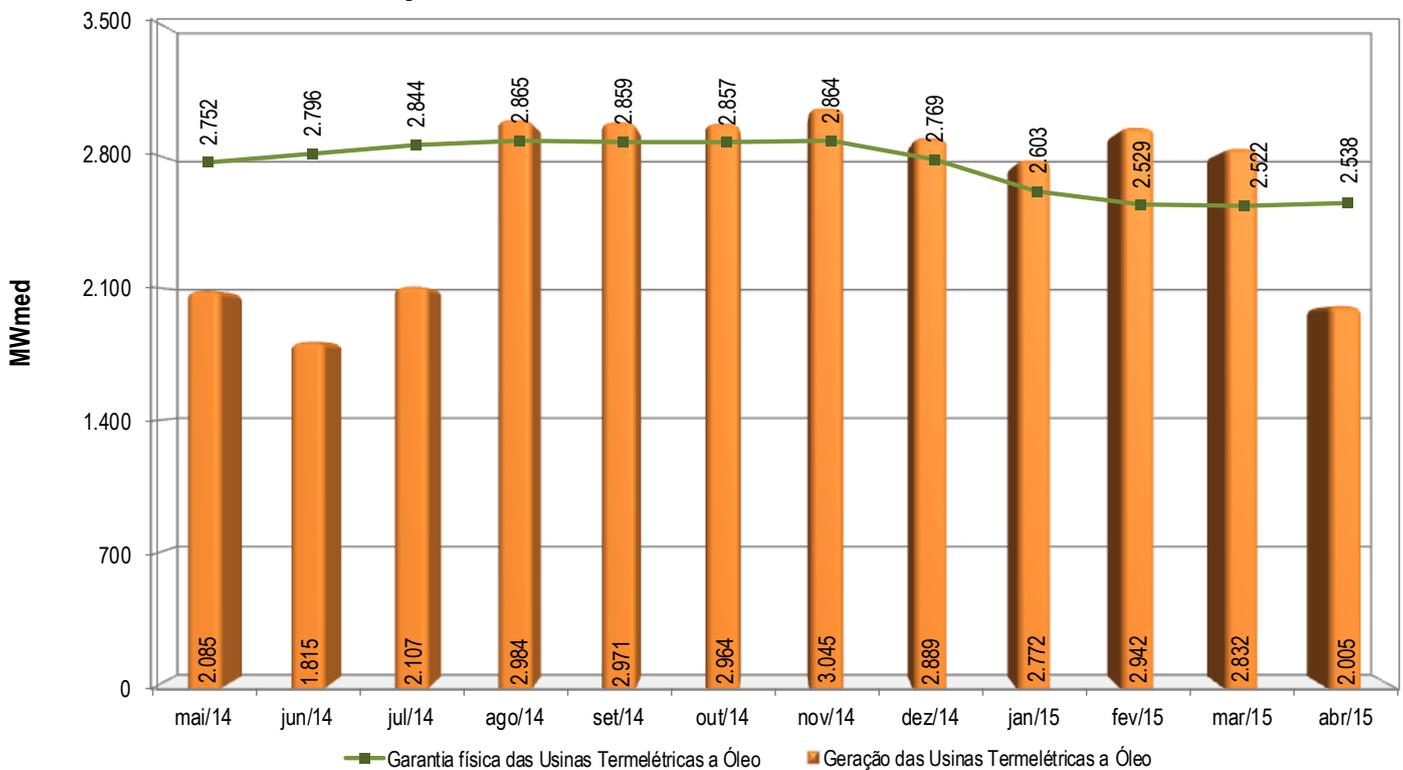


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

\* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até abril de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



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

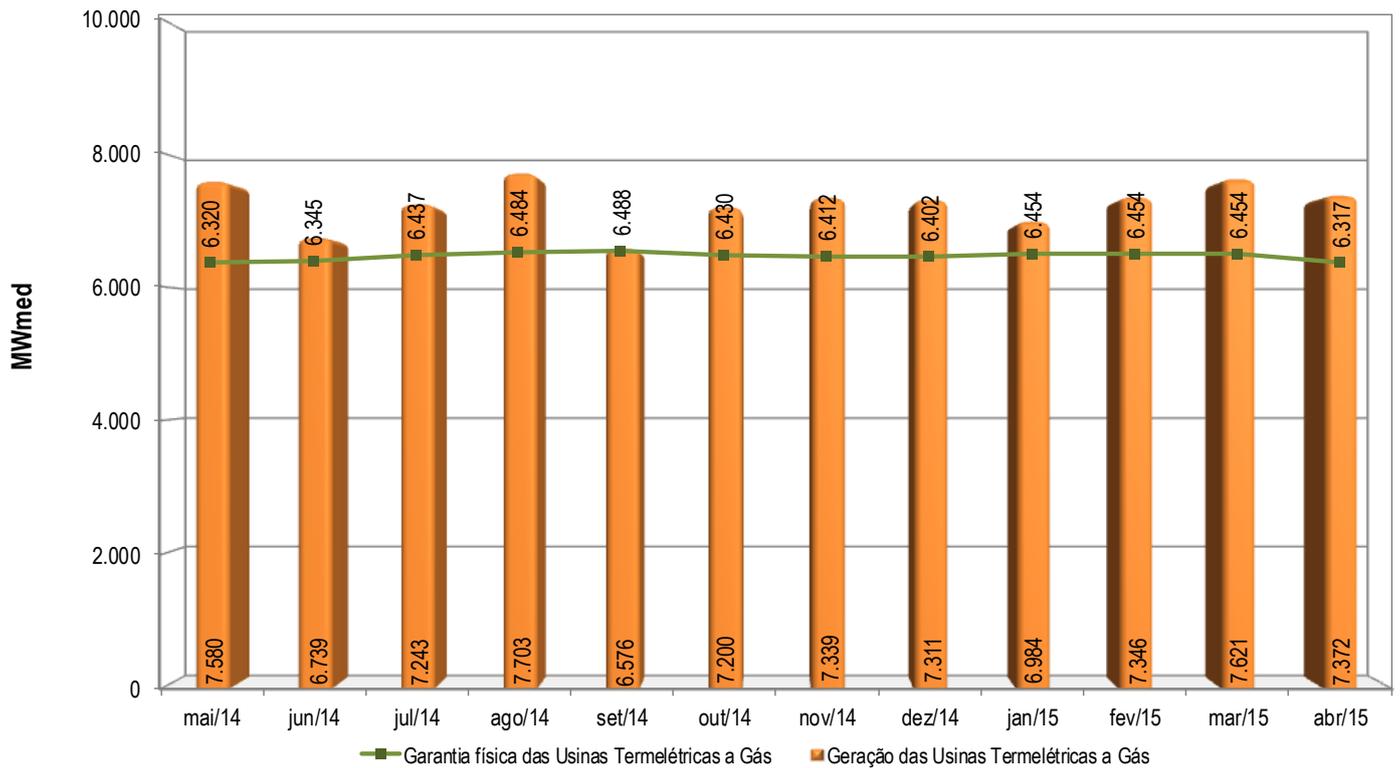


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até abril de 2015 com ajuste.

Fonte dos dados: CCEE

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

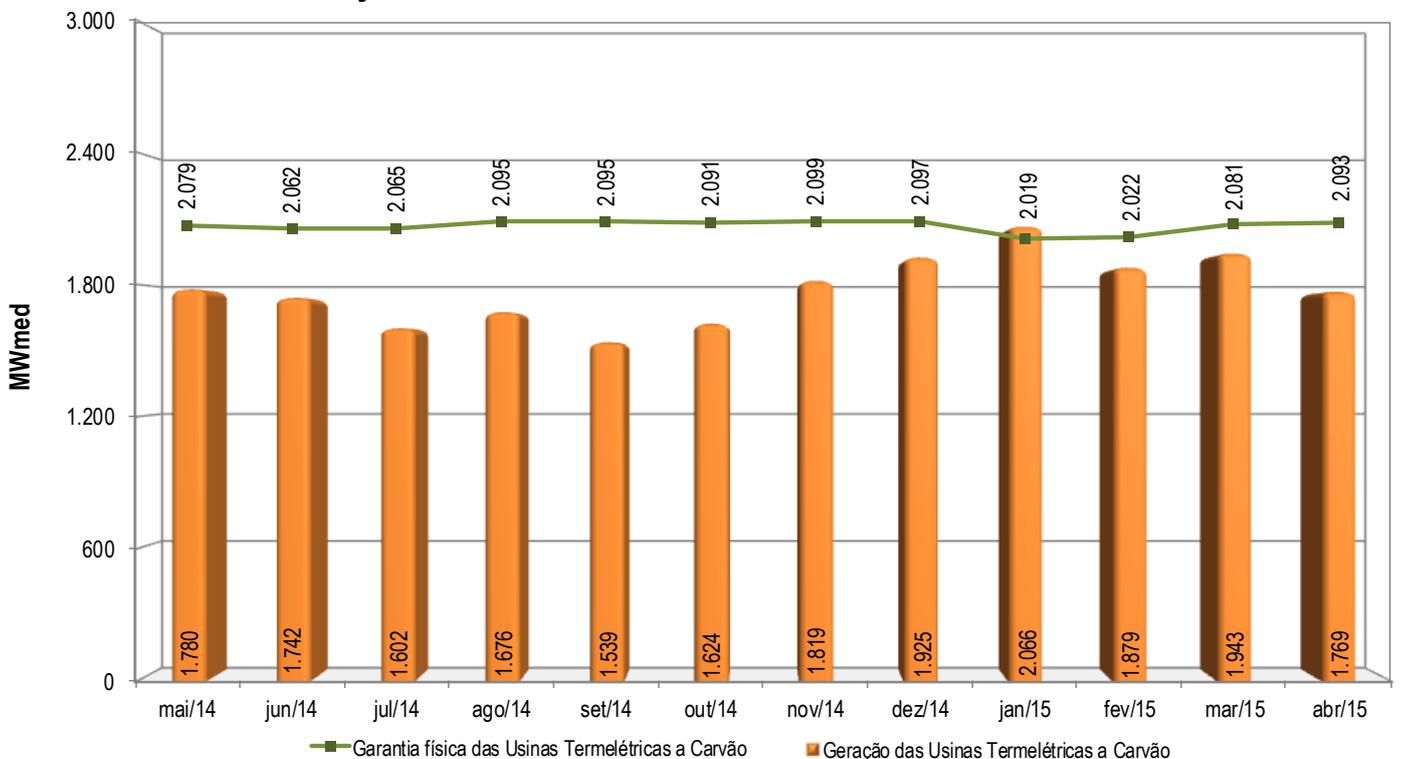


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até abril de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

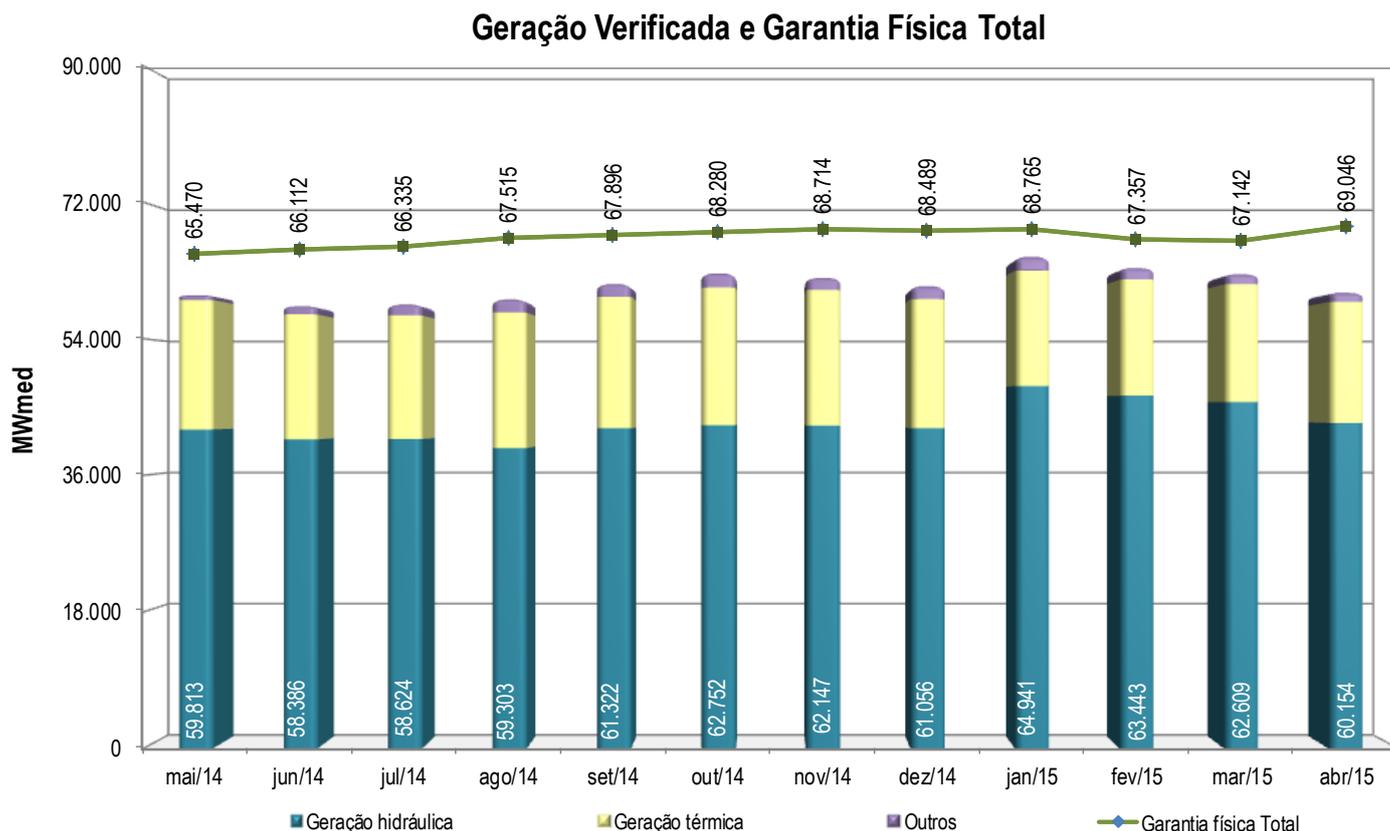


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até abril de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

## 8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO\*

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

No mês de maio de 2015, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro – SEB 488,57 MW de geração:

Usina	Unidades Geradoras	Capacidade Instalada	Estado	CEG
UHE Jirau	UG26 e UG 27	150,0 MW	RO	UHE.PH.RO.029736-4.01
PCH Tamboril	UG1 a UG3	22,0 MW	GO	PCH.PH.GO.029648-1.01
PCH Castaman III	UG1	1,48 MW	RO	PCH.PH.RO.028099-2.01
UTE Vista Alegre I	UG2	30,0 MW	MS	UTE.AI.MS.029994-4.01
UTE Vista Alegre II	UG 1	30,0 MW	MS	UTE.AI.MS.031702-0.01
UTE Ferrari	UG 5	15,0 MW	SP	UTE.AI.SP.028058-5.01
UEE Santa Helena	UG1 a UG11	29,7 MW	RN	EOL.CV.RN.030834-0.01
UEE Tubarão P&D	UG1	2,09 MW	RN	EOL.CV.SC.032016-1.01
UEE Ventos de Santo Uriel	UG1 a UG6	16,2 MW	RN	EOL.CV.RN.030828-5.01
UEE Chui V	UG1 a UG15	30,0 MW	RS	EOL.CV.RS.030760-2.01
UEE Minuano II	UG1 a UG12	24,0 MW	RS	EOL.CV.RS.030791-2.01
UEE Minuano I	UG1 a UG11	22,0 MW	RS	EOL.CV.RS.030844-7.01
UEE Riachão II	UG1 a UG10	27,0 MW	RN	EOL.CV.RN.030.871-4.01
UEE Riachão IV	UG1 a UG11	29,7 MW	RN	EOL.CV.RN.030.874-9.01
UEE Riachão VI	UG1 a UG11	29,7 MW	RN	EOL.CV.RN.030.872-2.01
UEE Riachão VII	UG1 a UG11	29,7 MW	RN	EOL.CV.RN.030.873-0.01

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



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

Fonte	Realizado em Mai/2015 (MW)	Acumulado em 2015 (MW)
<b>Hidráulica</b>	173,5	828,9
<b>Térmica</b>	75,0	483,7
Gás	0,0	295,0
Petróleo	0,0	12,7
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0
Biomassa	75,0	176,0
<b>Eólica</b>	240,1	1.151,0
<b>Solar Fotovoltaica</b>	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>488,6</b>	<b>2.463,5</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

## 8.2. Previsão da Expansão da Geração \*

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

Fonte	Previsão 2015**	Previsão 2016	Previsão 2017
<b>Hidráulica</b>	2.833,9	5.790,9	4.856,8
<b>Térmica</b>	172,4	268,8	1.247,4
Gás	0,0	168,8	729,1
Petróleo	0,0	0,0	0,0
Nuclear	0,0	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0	0,0
Biomassa	172,4	100,0	518,3
<b>Eólica</b>	1.914,3	3.445,4	2.100,6
<b>Solar Fotovoltaica</b>	0,0	10,0	879,9
<b>TOTAL</b>	<b>4.920,6</b>	<b>9.515,1</b>	<b>9.084,7</b>

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

\* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos vencedores dos leilões do ACR, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 20/05/2015, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS, CCEE e EPE.

\*\* Os dados de previsão para o ano corrente (2015) são atualizados mensalmente considerando a entrada em operação dos empreendimentos no ano ('Acumulado em 2015', da tabela 11) e eventuais postergações para os anos posteriores, conforme datas de tendência.



## 9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

### 9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão \*

No mês de maio de 2015, foram incorporadas as seguintes LT ao Sistema Interligado Nacional – SIN, em um total de 204,5 km:

- LT 230 kV Campina Grande III / Campina Grande II, com 8,5 km de extensão, da ETN, no estado da Paraíba.
- LT 500 kV Ceará Mirim II / Campina Grande III C1, com 196,0 km de extensão, da ETN, no estado da Paraíba e Rio Grande do Norte.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Mai/15 (km)	Acumulado em 2015 (km)
230	8,5	169,8
345	0,0	0,0
440	0,0	0,0
500	196,0	509,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>204,5</b>	<b>678,8</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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

Foram incorporados 5 novos transformadores ao SIN, em um total de 1.450 MVA:

- TR1 e TR2 500/230 kV – 600 MVA cada, na SE Campina Grande III (ETN), na Paraíba;
- TR2 230/69 kV – 100 MVA, na SE Governador Mangabeira (CHESF), na Bahia;
- TR3 230/138 kV – 50 MVA, na SE Foz do Chapecó (ELETROSUL), no Rio Grande do Sul;
- TR3 230/69 kV – 100 MVA na SE Suape III (CHESF), em Pernambuco.

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

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

	Realizado em Mai/15 (MVA)	Acumulado em 2015 (MVA)
<b>TOTAL</b>	<b>1.450,0</b>	<b>7.230,0</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

Também no mês de maio foi incorporado ao SIN um equipamento de compensação de potência reativa:

- Compensador Estático (230 kV – 150/-120 Mvar) na SE Boa Vista (TRANSNORTE), em Roraima.



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

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2015	Previsão 2016	Previsão 2017
230	3.546,0	4.206,0	2.046,0
345	0,0	106,0	60,0
440	152,0	643,0	161,0
500	5.522,0	8.881,0	5.071,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>9.220,0</b>	<b>13.836,0</b>	<b>7.338,0</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

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

Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2015	Previsão 2016	Previsão 2017
<b>TOTAL</b>	<b>12.111,0</b>	<b>17.850,0</b>	<b>9.170,0</b>

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

\* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos outorgados pela ANEEL, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, do dia 20/05/2015, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.



## 10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de maio de 2015, houve contribuição de aproximadamente 13.889 MWmédios de produção térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, valor cerca de 1.654 MWmédios inferior ao verificado no mês anterior. A geração das usinas térmicas do SIN despachadas por garantia energética e por ordem de mérito foi dimensionada de forma a possibilitar a alocação de excedentes energéticos das UHEs Tucuruí, Estreito e Lajeado na curva de carga, respeitando-se os limites elétricos vigentes.

Na elaboração do Programa Mensal de Operação – PMO de maio de 2015, os Custos Marginais de Operação – CMOs dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste reduziram significativamente, passando de R\$ 981,29 / MWh para R\$ 438,97 / MWh. Esse comportamento deveu-se principalmente à atualização das previsão de vazões e à atualização dos parâmetros utilizados na construção da Função de Custo Futuro – FCF do modelo Newave para este PMO. Nesse sentido, foi observado um forte impacto nesse parâmetro em decorrência da melhoria das afluências observadas em abril e da nova previsão para maio, que servem como base para elaboração dos cenários e referências da FCF, além dos impactos resultantes da redução da carga.

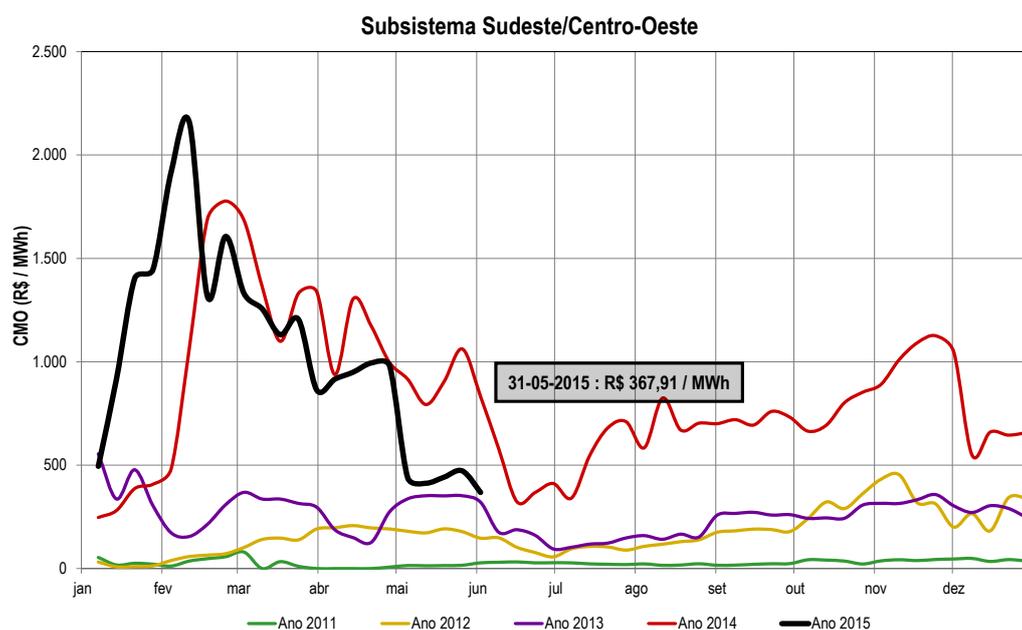
Ao longo do mês, os CMOs oscilaram devido às atualizações nos parâmetros de simulação do PMO, tendo havido descolamento dos valores entre os subsistemas até o dia 29 de maio.

O máximo valor de CMO de maio foi registrado no primeiro dia do mês e atingiu R\$ 981,29 / MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste. Por sua vez, o valor mínimo foi de R\$ 92,96 / MWh no subsistema Norte, na segunda semana operativa do mês.

Destaca-se que, até o dia 29 de maio, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD manteve-se em R\$ 388,48 / MWh nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste para todos os patamares de carga, sendo este o seu valor máximo para 2015, conforme estabelecido pela ANEEL.

Além disso, os valores de geração térmica por garantia de suprimento energético verificados em maio (1.544 MWmédios) aumentaram significativamente em comparação com abril de 2015 (375 MWmédios) em função principalmente da redução dos CMOs.

### 10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação



Fonte dos dados: ONS

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



## 10.2. Despacho Térmico

### Evolução do CMO e do Despacho Térmico

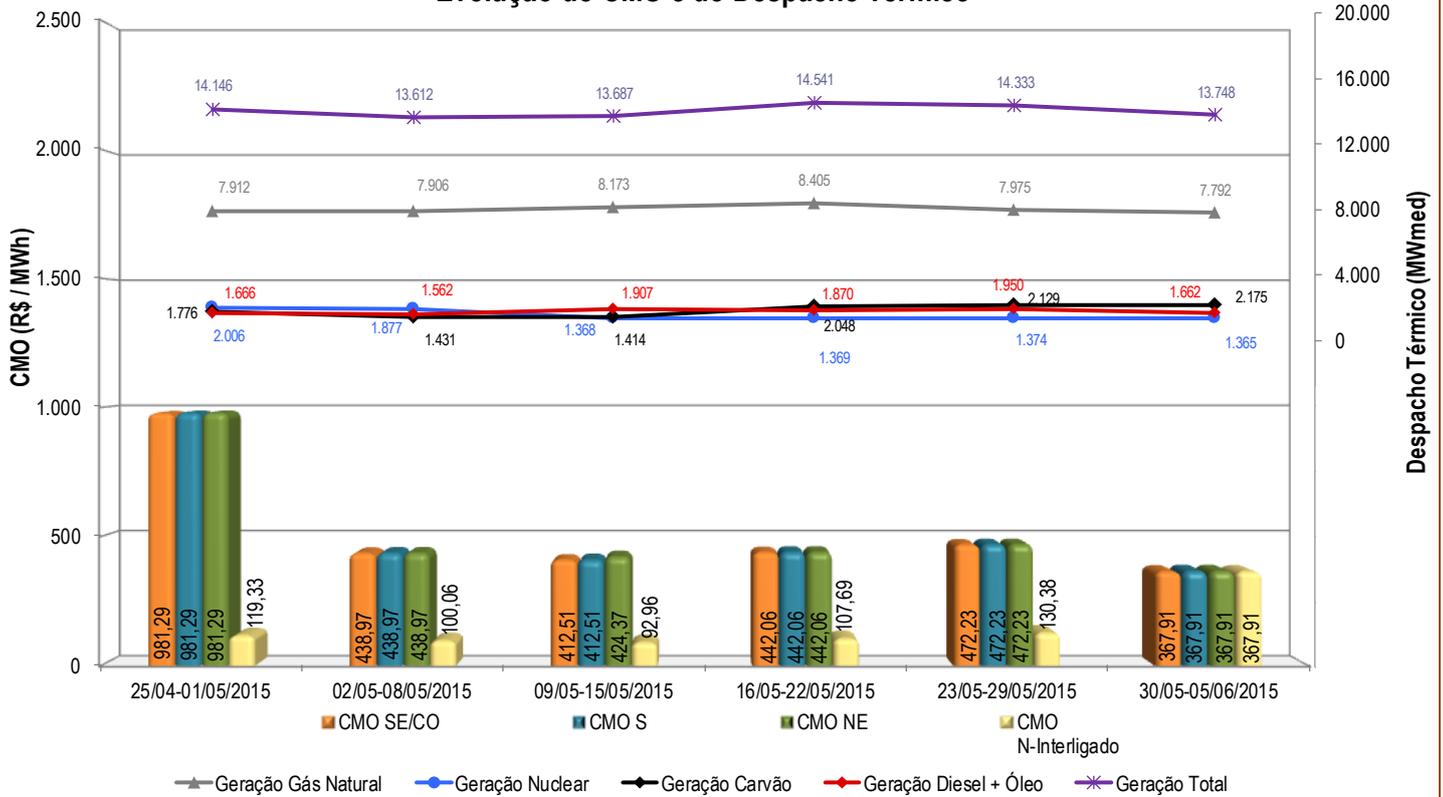


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

## 11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em abril de 2015 foi de R\$ 428,3 milhões, montante 26% inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 581,4 milhões). O valor do mês de abril de 2015 é composto por R\$ 327,3 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN e ao ressarcimento das usinas despachadas com CVU maior que o PLD e menor que o CMO; por R\$ 14,3 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\$ 86,7 milhões referentes aos encargos por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica devido à geração complementar para garantia do suprimento energético.

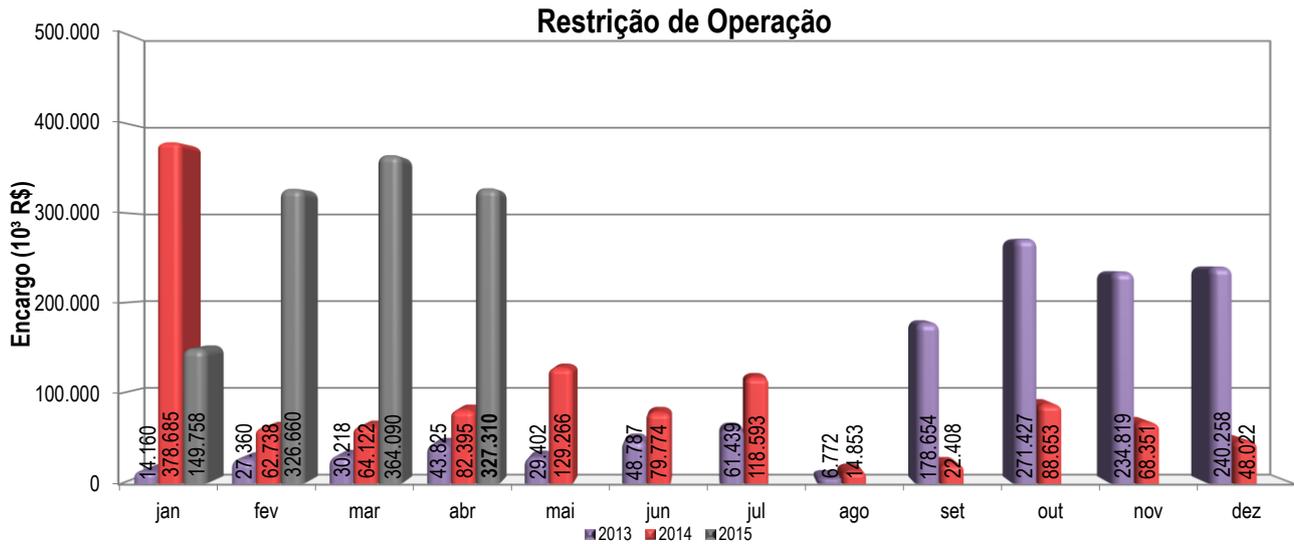


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até abril de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

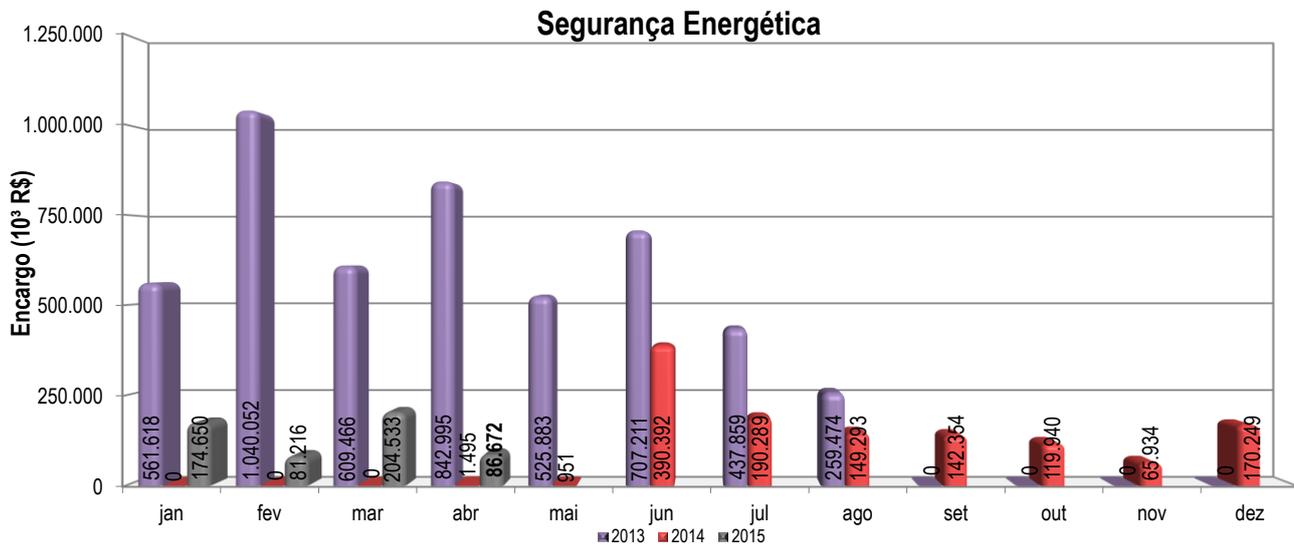


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até abril de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

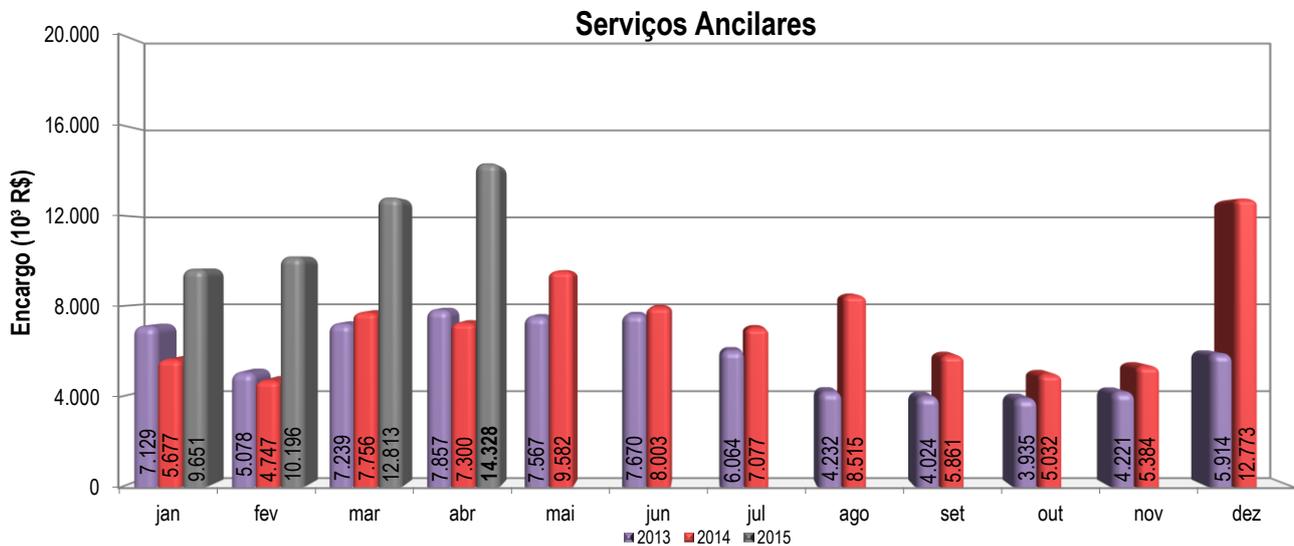


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até abril de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



## 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de maio de 2015 a quantidade de ocorrências e o montante de carga interrompida foram superiores ao verificado no mesmo mês de 2014. A seguir destacam-se algumas ocorrências relevantes:

- **Dia 01 de maio, às 11h10min:** Desligamento do setor de 230 kV da subestação 500 / 230 kV Milagres (CHESF) e da subestação 230 / 69 kV Coremas (CHESF) por configuração. Houve interrupção de **189 MW** de cargas, sendo 95 MW da Coelce, no Ceará, e 94 MW da Energisa Paraíba, na Paraíba. Causa: Atuação indevida da proteção contra falha de disjuntor associado à LT 230 kV Milagres - Icó.
- **Dia 14 de maio, às 20h10min:** Desligamento de parte dos sistemas de 230 kV dos Estados do Mato Grosso e de Rondônia. Houve interrupção de **1.034 MW** de cargas, sendo 14 MW da CELPA, no Pará, 160 MW da CERON, em Rondônia, 22 MW da Eletroacre, no Acre e 838 MW da Energisa Mato Grosso, no Mato Grosso. Causa: Perda de sincronismo entre os sistemas de 230 kV dos Estados do Mato Grosso e de Rondônia e as demais regiões do SIN, devido a retardo na abertura do terminal da LT 138 kV Coxipó – Barro Duro c2 na SE Barro Duro, após curto-circuito provocado por explosão de transformador de potencial da linha na SE Coxipó.
- **Dia 21 de maio, às 14h48min:** Desligamento da LT 230 kV Tucuruí – Xingu – Altamira (Eletronorte) e das subestações Transamazônica e Rurópolis (ambas da Eletronorte), por configuração. Houve interrupção de **188 MW** de cargas da CELPA na região do Tramo Oeste, no estado do Pará. Causa: Atuação acidental da proteção da linha durante serviços de modernização do sistema de proteção do reator da LT.

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

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

Carga Interrompida no SEB (MW)														2015	2014
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2015	2014	
SIN**	4.453	0	0	0	1.034								5.487	6.795	
S	128	0	0	181	0								309	1.201	
SE/CO	1.555	465	756	255	140								3.171	8.923	
NE	0	0	1.608	0	189								1.797	3.405	
N-Int***	0	0	222	1.047	429								1.698	6.119	
Isolados	0	0	0	0	0								0	0	
<b>TOTAL</b>	<b>6.136</b>	<b>465</b>	<b>2.586</b>	<b>1.483</b>	<b>1.792</b>	<b>0</b>	<b>12.462</b>	<b>26.443</b>							

Fonte dos dados: ONS, Eletronorte

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														2015	2014
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2015	2014	
SIN**	1	0	0	0	1								2	1	
S	1	0	0	1	0								2	6	
SE/CO	5	2	2	1	1								11	29	
NE	0	0	5	0	1								6	15	
N-Int***	0	0	1	4	3								8	27	
Isolados	0	0	0	0	0								0	0	
<b>TOTAL</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>29</b>	<b>78</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 dos dados: ONS, Eletronorte

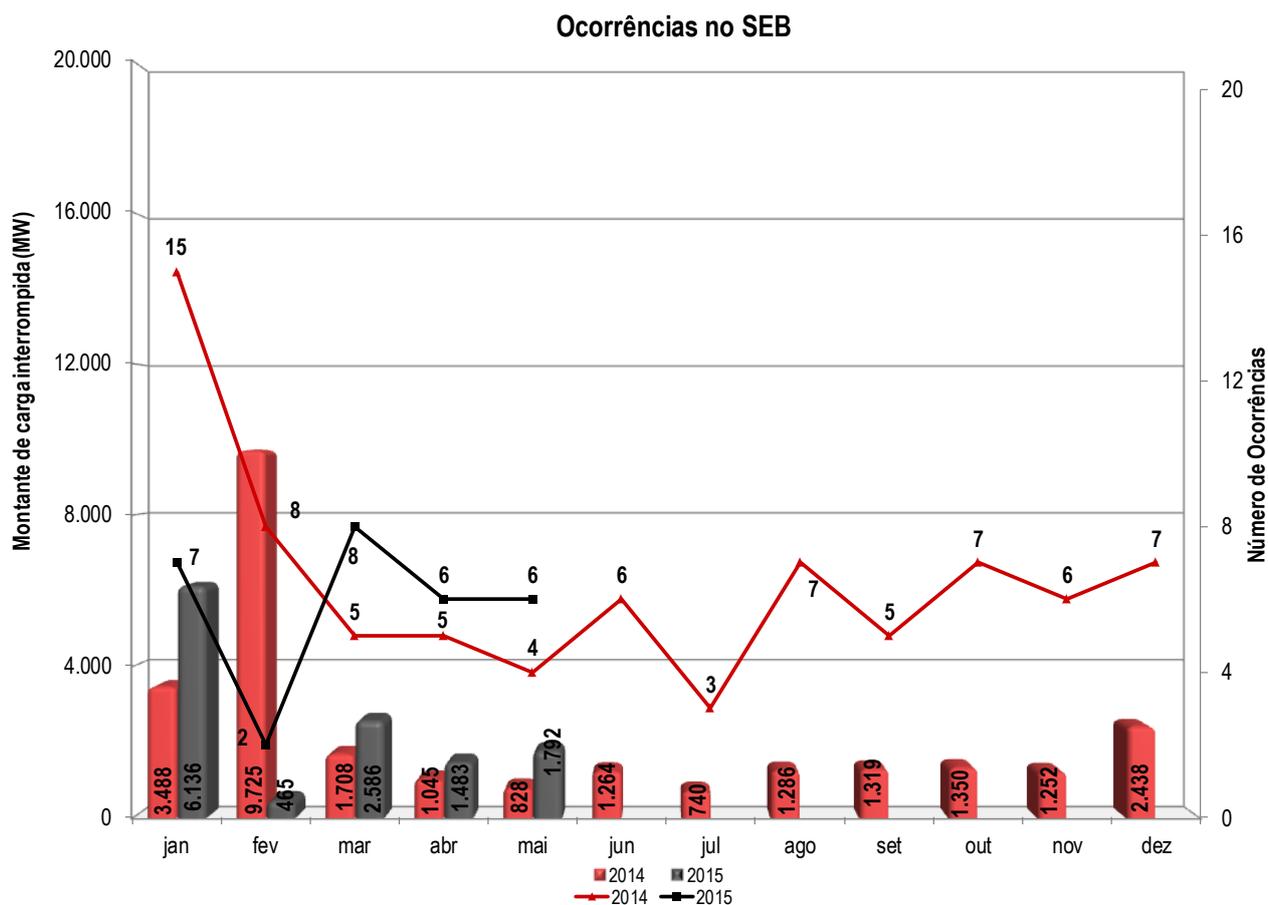


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS e Eletronorte

## 12.2. Indicadores de Continuidade \*

Tabela 19. Evolução do DEC em 2015.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2015														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,91	1,73	1,65	1,31									6,61	16,63
S	2,09	1,28	0,99	0,80									5,15	13,89
SE	1,36	1,18	0,95	0,71									4,20	12,59
CO	3,97	2,80	2,94	2,32									12,02	16,69
NE	1,73	2,20	2,37	1,85									8,15	34,68
N	3,77	3,60	3,93	3,81									15,10	9,50

Dados contabilizados até abril de 2015 e sujeitos a alteração pela ANEEL

Fonte dos dados: ANEEL

Tabela 20. Evolução do FEC em 2015.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2015														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,98	0,85	0,88	0,70									3,41	14,55
S	1,20	0,84	0,70	0,55									3,30	10,99
SE	0,67	0,52	0,48	0,36									2,03	10,29
CO	2,18	1,66	1,75	1,55									7,14	11,51
NE	0,78	0,89	1,10	0,83									3,60	32,30
N	2,12	2,09	2,31	2,05									8,58	7,49

Dados contabilizados até abril de 2015 e sujeitos a alteração pela ANEEL

Fonte dos dados: ANEEL

\*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

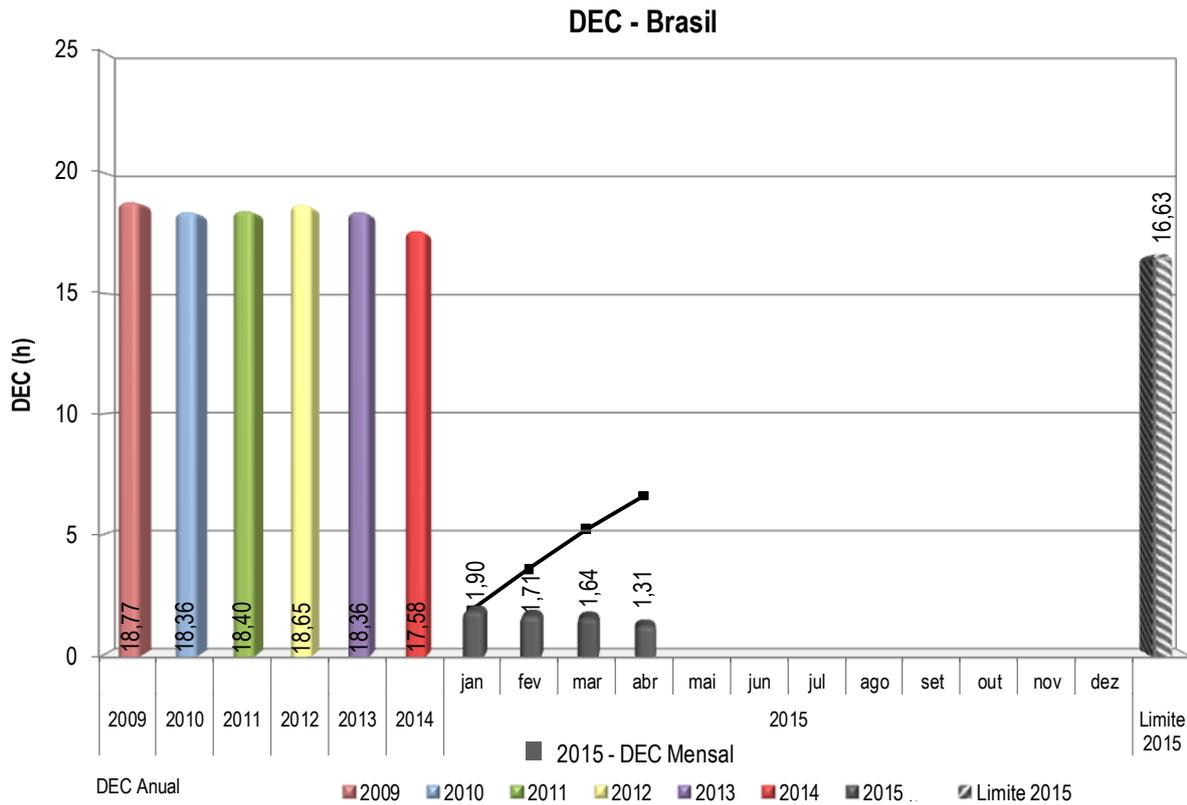


Figura 39. DEC do Brasil.

Dados contabilizados até abril de 2015 e sujeitos a alteração pela ANEEL

Fonte dos dados: ANEEL

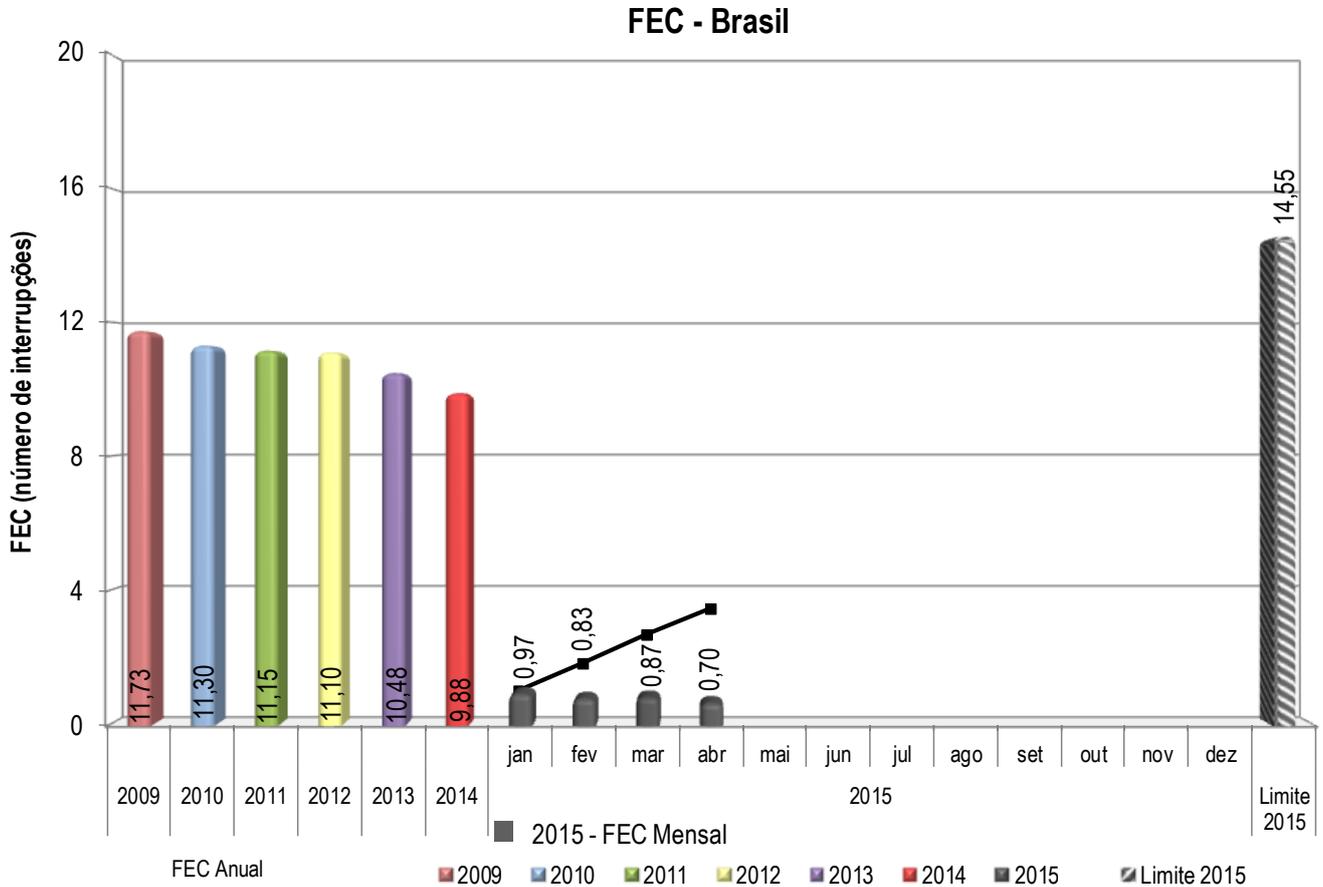


Figura 40. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até abril de 2015 e sujeitos a alteração pela ANEEL

Fonte dos dados: ANEEL



## GLOSSÁRIO

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