



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

# Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

## Setembro – 2013





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

**Setembro– 2013**

**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**

Coordenação Geral de Monitoramento do Desempenho do Sistema Elétrico

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
3.2. Intercâmbios Internacionais .....	11
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	11
4.1. Consumo de Energia Elétrica .....	11
4.2. Unidades Consumidoras.....	13
4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil.....	13
4.4. Demandas Máximas .....	14
4.5. Demandas Máximas Mensais .....	14
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	17
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	18
7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	19
7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro .....	19
7.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	19
7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados .....	20
7.4. Geração Eólica .....	20
7.5. Energia de Reserva .....	21
7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física .....	24
8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO .....	27
8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração .....	27
8.2. Previsão da Expansão da Geração.....	28
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.....	29



9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão .....	30
9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação .....	30
10.CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO.....	30
10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação.....	31
10.2. Despacho Térmico.....	31
11.ENCARGOS SETORIAIS .....	32
12.DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	34
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro .....	34
12.2. Indicadores de Continuidade .....	35
GLOSSÁRIO.....	37



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/09/2013 a 30/09/2013 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/09/2013 a 29/09/2013 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).....	10
Figura 12. Intercâmbios internacionais de energia nos últimos 12 meses.....	11
Figura 13. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	12
Figura 14. Demandas máximas mensais: SIN.....	14
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	15
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	15
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	16
Figura 18. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.....	16
Figura 19. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.....	17
Figura 20. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.....	18
Figura 21. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.....	19
Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.....	20
Figura 23. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	21
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2012.....	22
Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.....	23
Figura 26. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.....	23
Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).....	24
Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.....	24
Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.....	25
Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.....	25
Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.....	26
Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.....	26
Figura 33. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.....	27
Figura 34. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	31
Figura 35. Evolução do CMO e do despacho térmico no mês.....	31
Figura 36. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.....	32
Figura 37. Encargos Setoriais: Segurança Energética.....	33
Figura 38. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	33
Figura 39. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	35
Figura 40. DEC do Brasil.....	36
Figura 41. FEC do Brasil.....	36



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	6
Tabela 2. Principais limites de intercâmbio. ....	10
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe. ....	12
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo. ....	12
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	13
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema. ....	14
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil. ....	17
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB. ....	18
Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	19
Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados. ....	20
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração. ....	28
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW). ....	28
Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão. ....	29
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão. ....	29
Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão. ....	30
Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.....	30
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências em 2013.....	34
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências em 2013. ....	34
Tabela 19. Evolução do DEC em 2013. ....	35
Tabela 20. Evolução do FEC em 2013.....	35



## 1. INTRODUÇÃO

No mês de setembro de 2013 as frentes frias atuaram de forma irregular e os totais de precipitação verificados foram inferiores aos volumes esperados, que já são pouco significativos nessa época do ano na maioria das bacias do SIN, principalmente na região central do País e semiárido brasileiro. Como consequência, no mês de setembro foi verificada redução das afluências, em valores absolutos, a todos os subsistemas em comparação ao mês de agosto.

Na primeira semana operativa do mês de setembro passou a ser adotado o mecanismo “Valor Condicionado ao Risco” – CVaR no Programa Mensal de Operação Eletroenergética – PMO, e o despacho contemplou apenas geração térmica por ordem de mérito, inflexibilidade e restrição elétrica e foram programadas por garantia de suprimento energético apenas as UTEs a GNL com despacho antecipado.

Por decisão do CMSE em sua 134ª reunião, realizada em 4 de setembro de 2013, devido à possibilidade de queimadas nos locais por onde passam as principais linhas que transportam energia para a Região Nordeste, reduziu-se a importação de energia por essa região para o limite de 2.700 MW, segundo critério de perda dupla (N-2), utilizando geração térmica adicional por restrição elétrica como medida de segurança. Inicialmente foi orientada a programação de cerca de 1.100 MW de geração térmica adicional na Região Nordeste, até que o ONS realizasse estudos visando novos limites de intercâmbio que atendam ao critério (N-2), e a partir do dia 14 de setembro 2013 o ONS passou a adotar o limite de 3.000 MW em todos os patamares de carga para o recebimento de energia pela Região Nordeste (RNE), com o mesmo critério de segurança de operação do sistema.

Nesse sentido a ANEEL decidiu pela abertura de audiência pública nº 103/2013 para colher subsídios e informações dos agentes para o aprimoramento do rateio dos encargos por Restrições de Operação capazes de influenciar outros subsistemas além dos dois pares (N-NE e S-SE/CO) previstos nas Regras de Comercialização.

No mês foram verificados 11.114 MW médios de geração térmica programada pelo ONS considerando todas as razões de despacho, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

Complementarmente à Portaria MME nº 258/2013, no dia 03 de setembro 2013 a ANEEL abriu a audiência pública nº 098/2013 visando determinar critérios técnicos para que os sistemas isolados possam ser considerados interligados e também as diretrizes comerciais e operacionais que devem ser seguidas durante o período de transição. A regra será válida inclusive para os sistemas de Manaus e Macapá.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de agosto apresentou a seguinte distribuição por subsistema: -6,4 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, +4,2 p.p. no Sul, -5,5 p.p. no Nordeste e -18,4 p.p. no Norte-Interligado.

No dia 09 de setembro de 2013 a Eletrobras Eletronuclear atingiu recorde histórico de capacidade de geração, totalizando 2.022 MW produzidos, sendo 647 MW pela UNE Angra 1 (capacidade de 640 MW), e 1.375 MW pela UNE Angra 2 (capacidade de 1.350 MW). O aumento da potência foi consequência da baixa temperatura da água do mar, o que aumenta a eficiência térmica dos sistemas das usinas nucleares.

No mês de setembro entraram em operação comercial 413,1 MW de geração, 668 km de linhas de transmissão e 803,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano totalizam 4.567,4 MW de novas usinas, 9.147,7 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 10.277,0 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 setembro de 2013, 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

No mês de setembro de 2013 as frentes frias atuaram de forma irregular, com observação de alguns eventos de precipitação extrema, concentrados em poucos dias nas bacias dos rios Jacuí, Uruguai e Iguaçu. Nas bacias do subsistema Sudeste/Centro-Oeste e na cabeceira dos rios São Francisco e Tocantins também ocorreu precipitação, principalmente na semana entre 21 e 27 de setembro, porém de forma mais isolada e com menor intensidade.

Os totais de precipitação verificados no mês nas principais Bacias apresentaram anomalias negativas em relação às condições típicas esperadas para esta época do ano, climatologicamente caracterizada pela ocorrência de volumes pouco expressivos de chuva na região central do País e semiárido brasileiro.

Os volumes acumulados mais próximos à média climatológica ocorreram nas Bacias do Rio Grande e do Iguaçu. Como consequência, no mês de setembro foi verificada redução das aflúências, em valores absolutos, a todos os subsistemas, em comparação ao mês de agosto. Apenas o Norte-Interligado apresentou uma energia natural afluyente referenciada à média de longo termo superior ao verificado no mês anterior.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 97 %MLT – 17.196 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (48º melhor valor\*), 144 %MLT – 17.080 MW médios no Sul (13º pior valor\*), 52 %MLT – 1.624 MW médios no Nordeste (2º pior valor\*) e 82 %MLT – 1.314 MW médios no Norte-Interligado (25º pior valor\*).

Com relação às temperaturas, as mínimas estiveram dentro da normal climatológica em grande parte do território nacional, a menos da Região Sul, onde foram observadas anomalias mais expressivas de até +4° C. Referente às temperaturas máximas, foram observados valores compatíveis ao padrão climatológico, com maiores desvios de até +5° C em algumas áreas pontuais do centro sul do País e de até -3° C no setor centro-leste do País.

\* considerando um histórico de aflúências para o mês em 82 anos.

### 2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

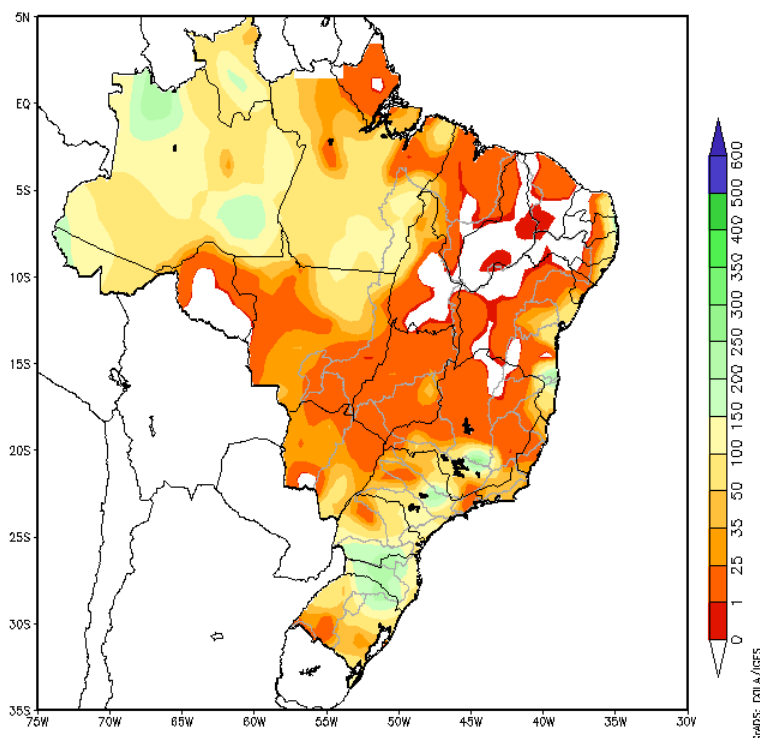


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/09/2013 a 30/09/2013 – Brasil.

Fonte: ONS





## 2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

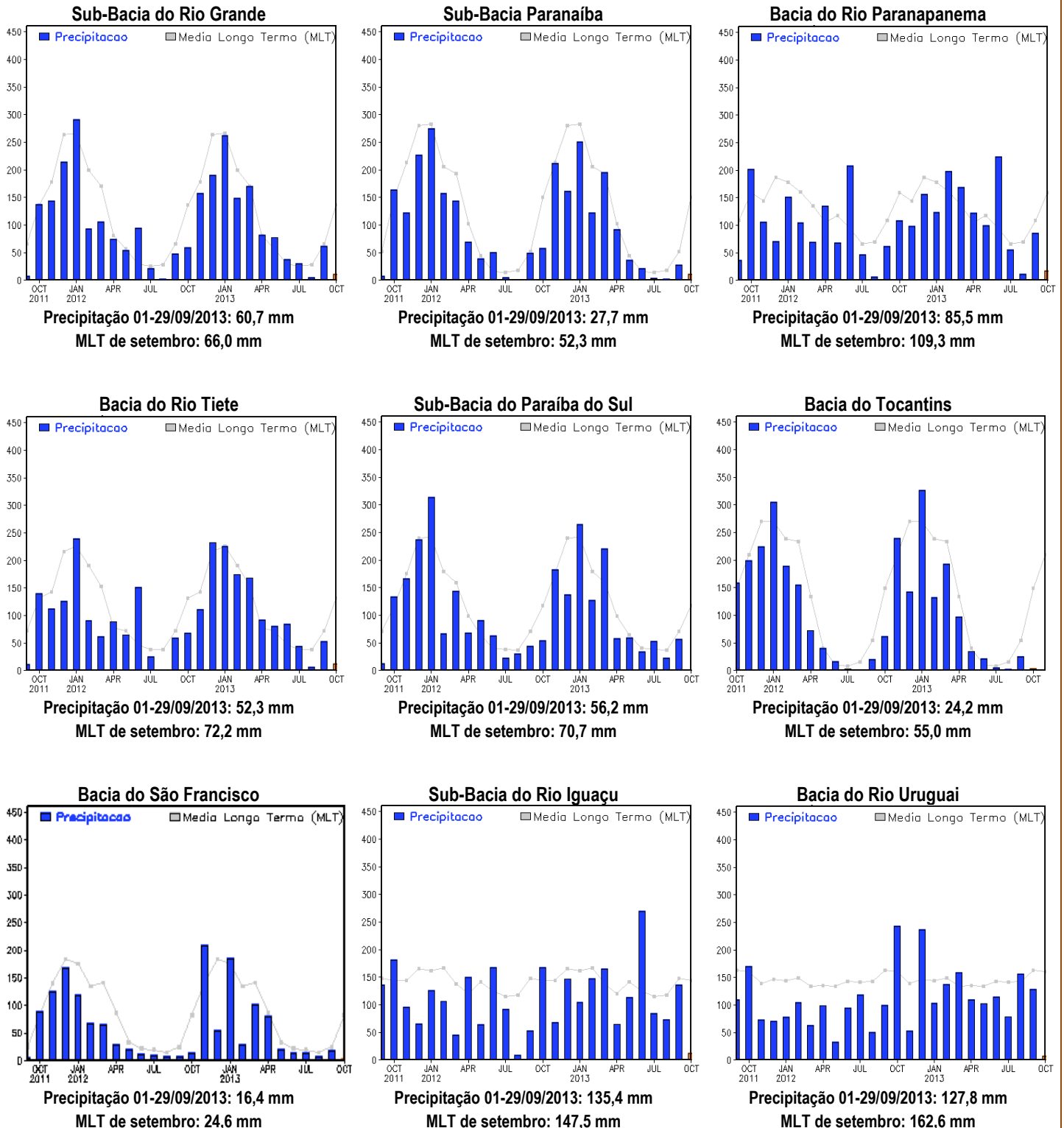


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/09/2013 a 29/09/2013 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC



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

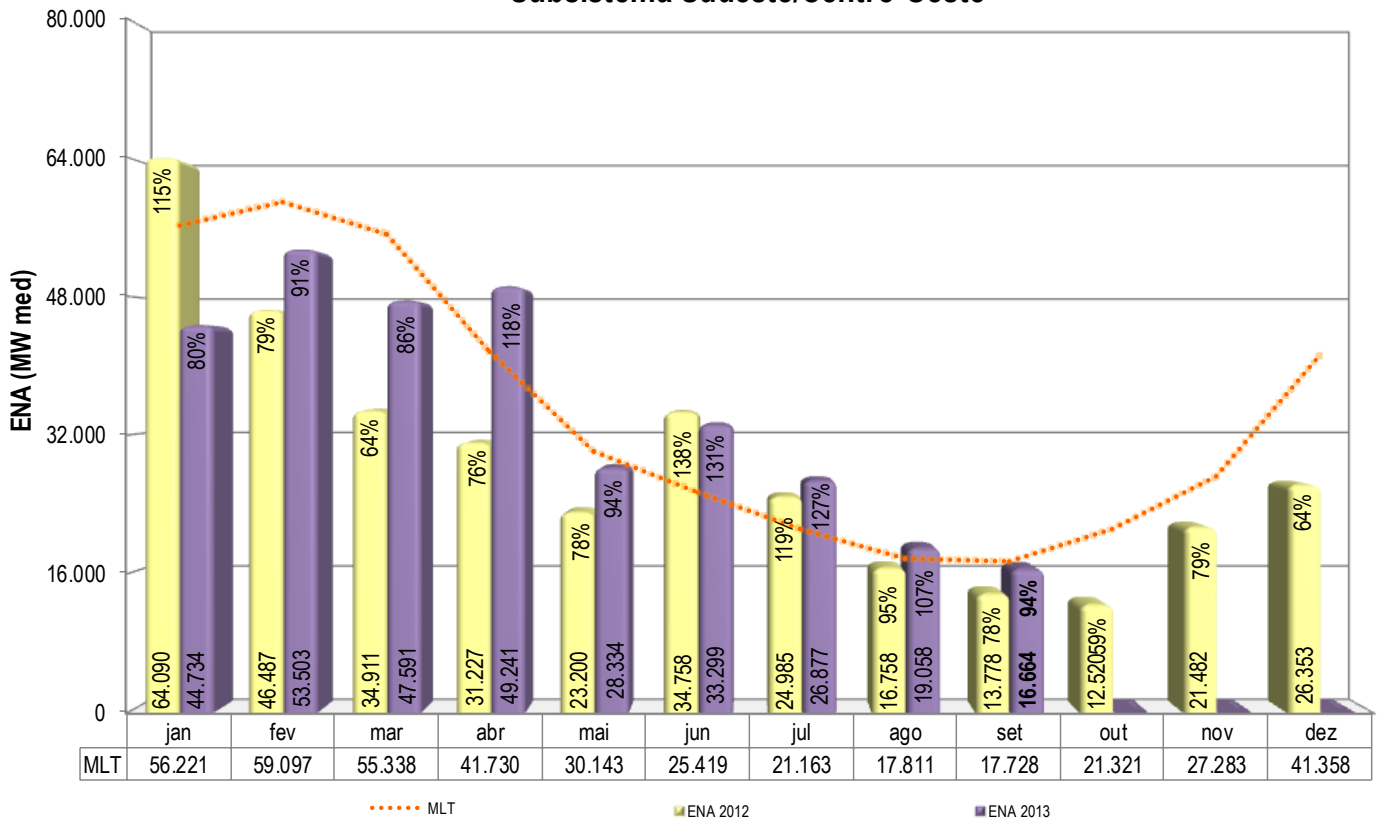


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Sul

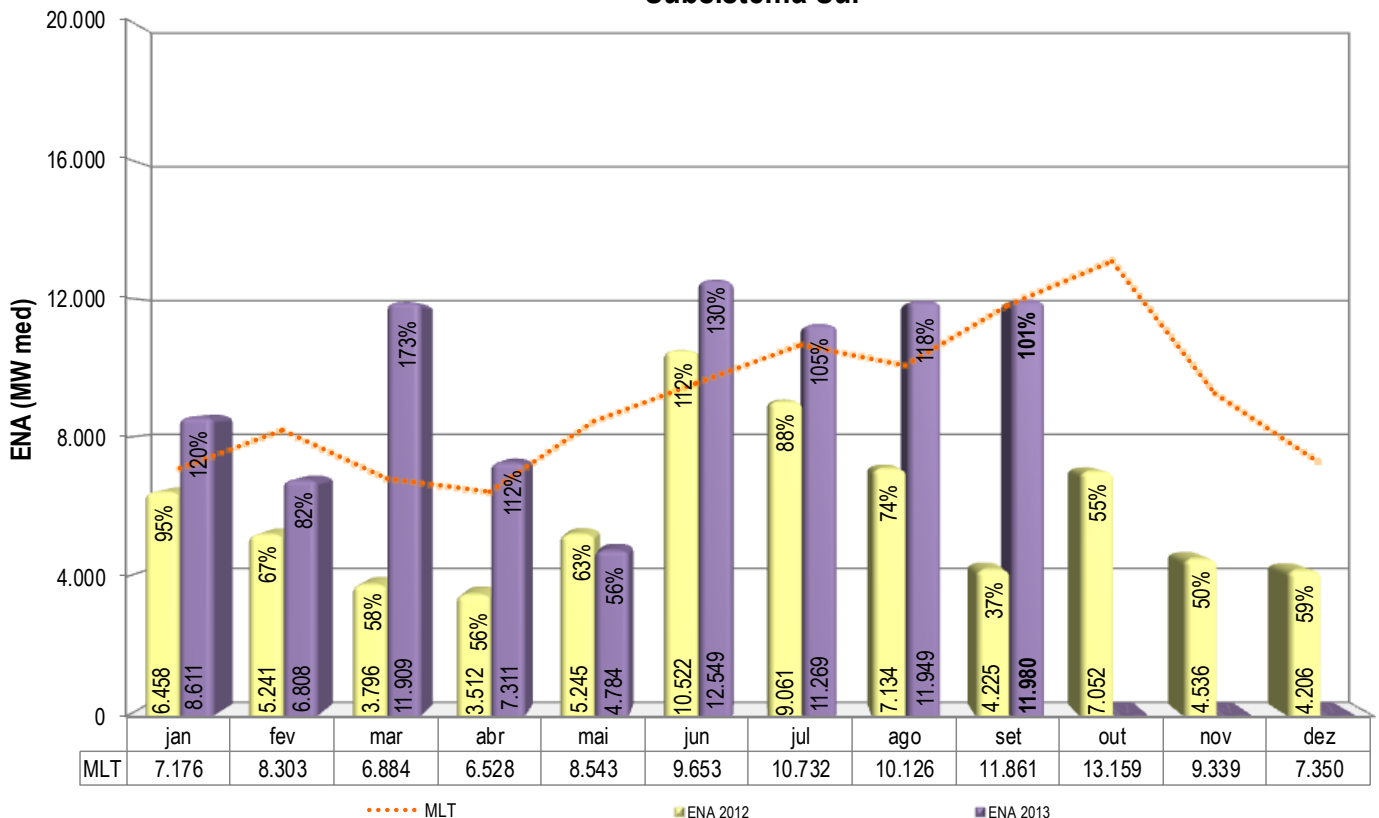


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



### Subsistema Nordeste

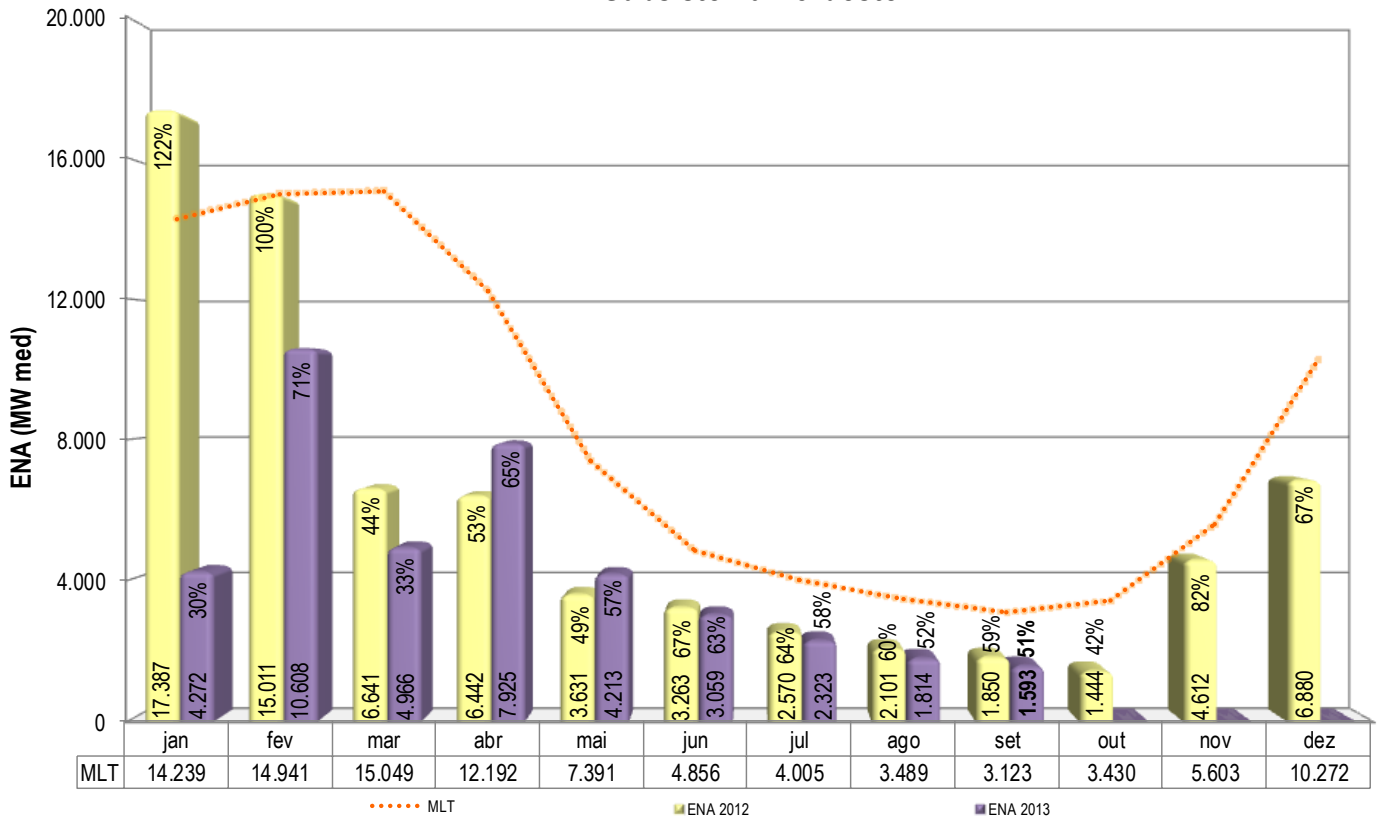


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

### Subsistema Norte-Interligado

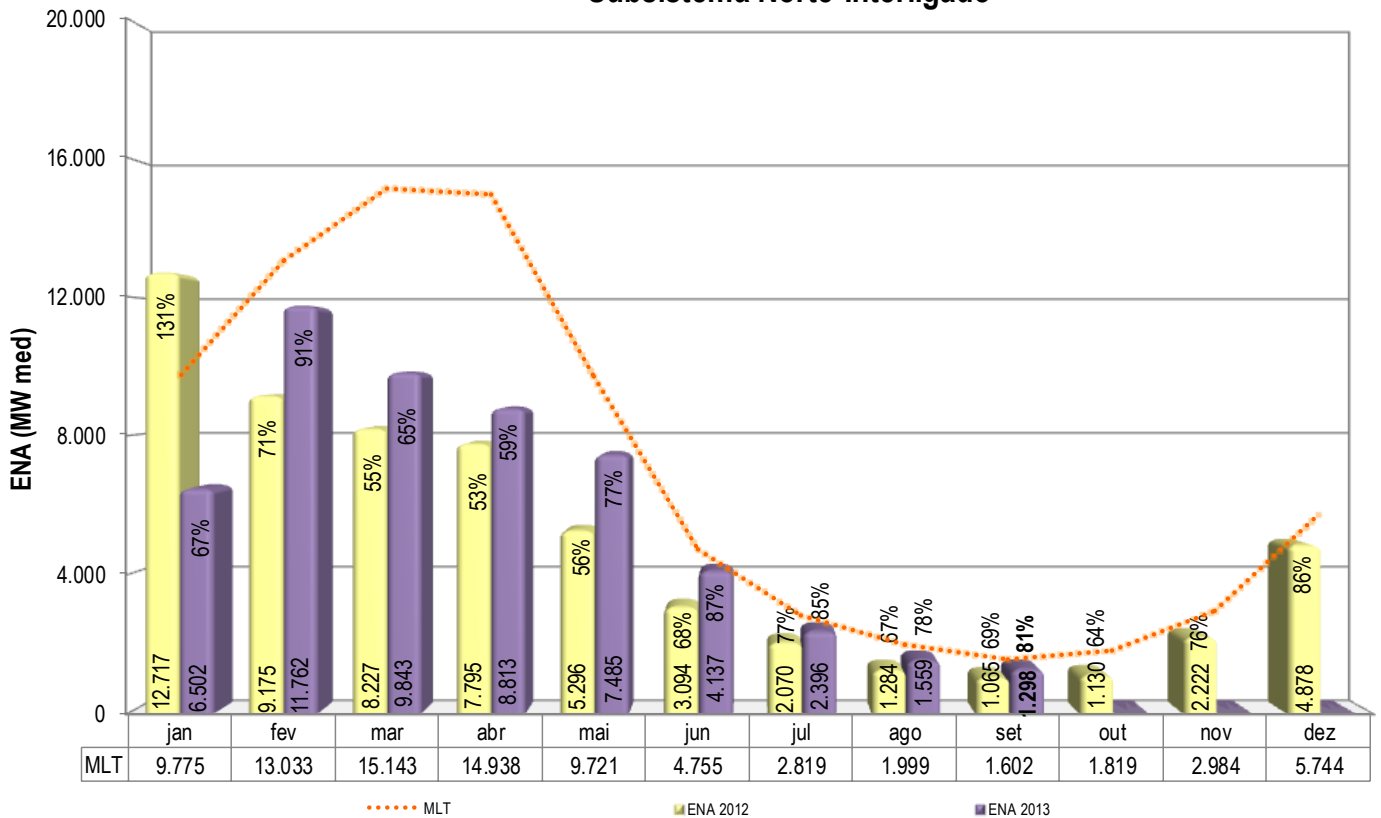


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



## 2.4. Energia Armazenada

A geração térmica despachada no mês de setembro de 2013 contribuiu para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios. Todavia, o aumento nos volumes de precipitação nas principais bacias do SIN foi insuficiente para elevar as afluições aos subsistemas.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste houve um deplecionamento de 6,4 p.p., atingindo 48,7 %EAR ao final do mês de setembro. A geração nas usinas da Bacia do Paranapanema foram maximizadas para evitar/minimizar a ocorrência de vertimentos.

Devido à permanência de elevadas afluições nas principais bacias da Região Sul, superiores à média climatológica, houve um replecionamento do reservatório equivalente do subsistema Sul em 4,2 p.p. em setembro, atingindo 95,7 %EAR ao final do mês.

No subsistema Nordeste a redução no intercâmbio de recebimento de energia a partir dos subsistemas Norte-Interligado e Sudeste/Centro-Oeste em relação ao verificado em agosto foi compensada pela geração térmica adicional por restrição elétrica na região Nordeste. Todavia em função de persistirem as condições hidroenergéticas bastante desfavoráveis na região e das restrições para que maiores intercâmbios fossem praticados, verificou-se deplecionamento de 5,5 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 30,9% EAR ao final do mês de setembro.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 52,8 %EAR ao final do mês de setembro, apresentando deplecionamento de 18,4 p.p. A geração da UHE Tucuruí foi utilizada para fechamento do balanço energético do SIN, sendo utilizada prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se os limites elétricos vigentes.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações de energia armazenada em comparação ao final de agosto referem-se ao deplecionamento da UHE Tucuruí de 24,6 p.p. (46,2% v.u.), de 21,1 p.p. em Ilha Solteira (57,1% v.u.) e de 9,3 p.p. em Itumbiara (48,6% v.u.). Encontram-se reduzidas as energias armazenadas, com menos de 40% v.u., nos reservatórios das UHEs Emborcação (36,6% v.u.), Nova Ponte (35,3% v.u.), Serra da Mesa (37,8% v.u.), Três Marias (30,2% v.u.) e Sobradinho (31,1% 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	48,7	201.817	70,0
Sul	95,7	19.873	6,9
Nordeste	30,9	14.812	5,1
Norte	52,8	51.859	18,0
<b>TOTAL</b>		<b>288.361</b>	<b>100,0</b>

Fonte: ONS

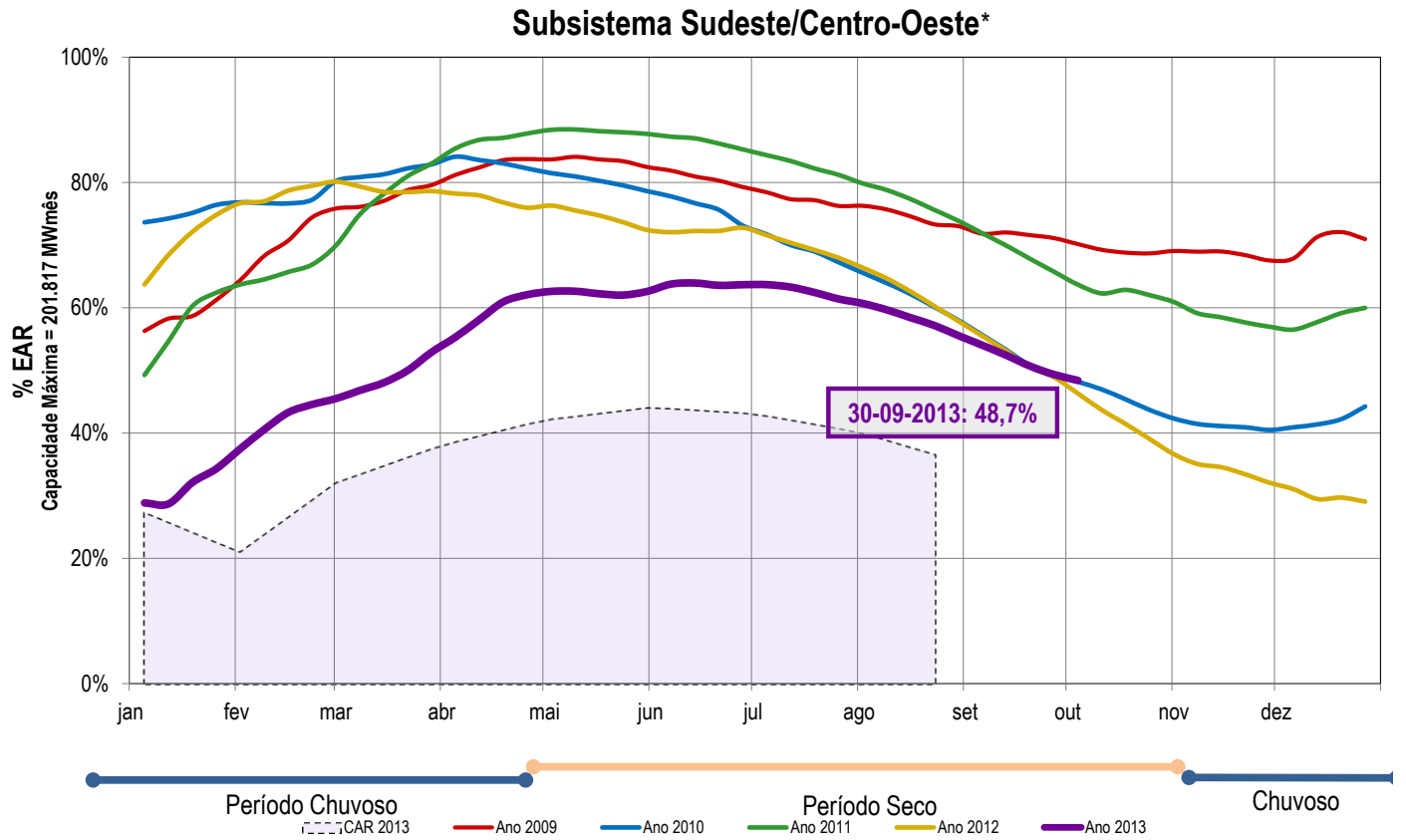


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

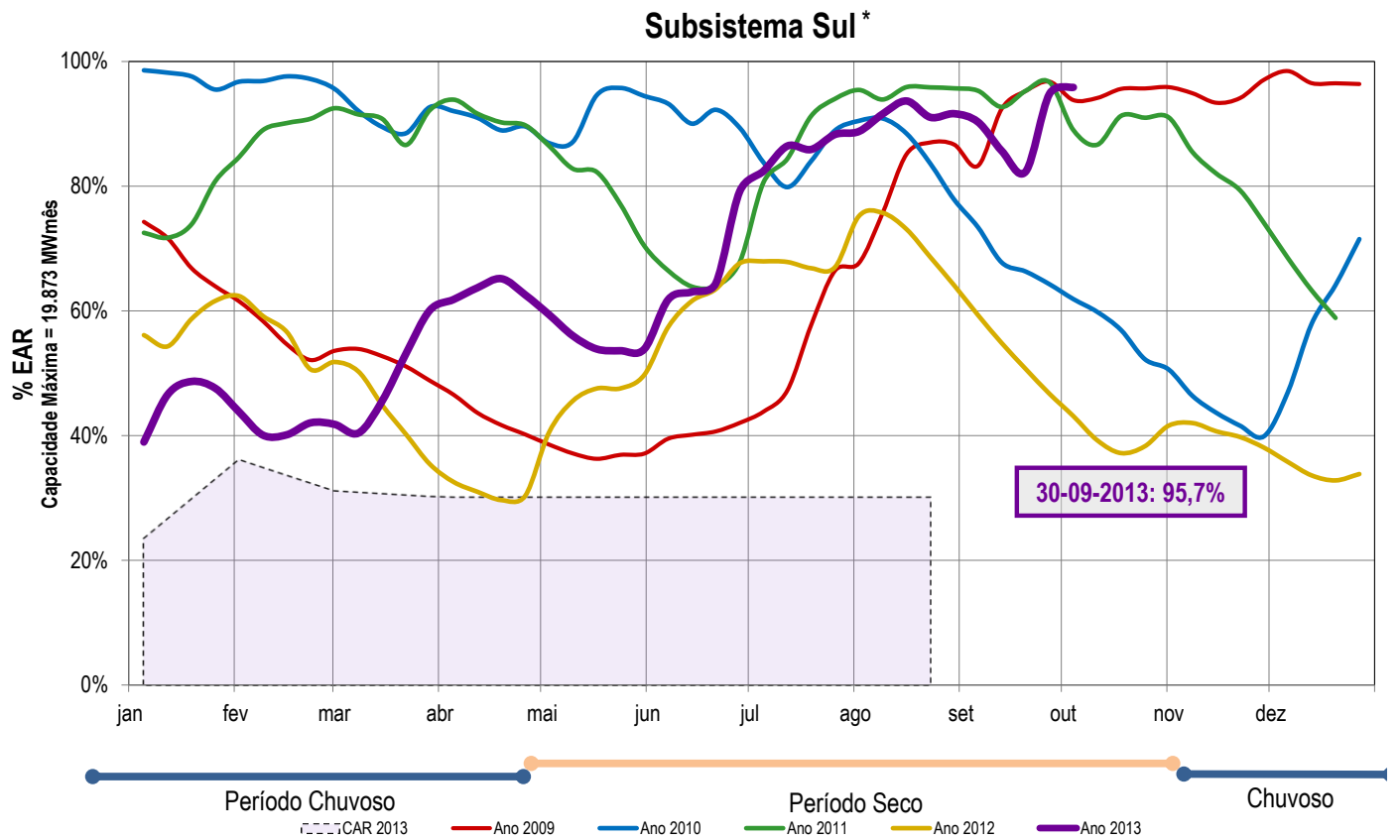


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte: ONS

\* As disposições normativas atinentes à CAR foram revogadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 576, de 30 de agosto de 2013.

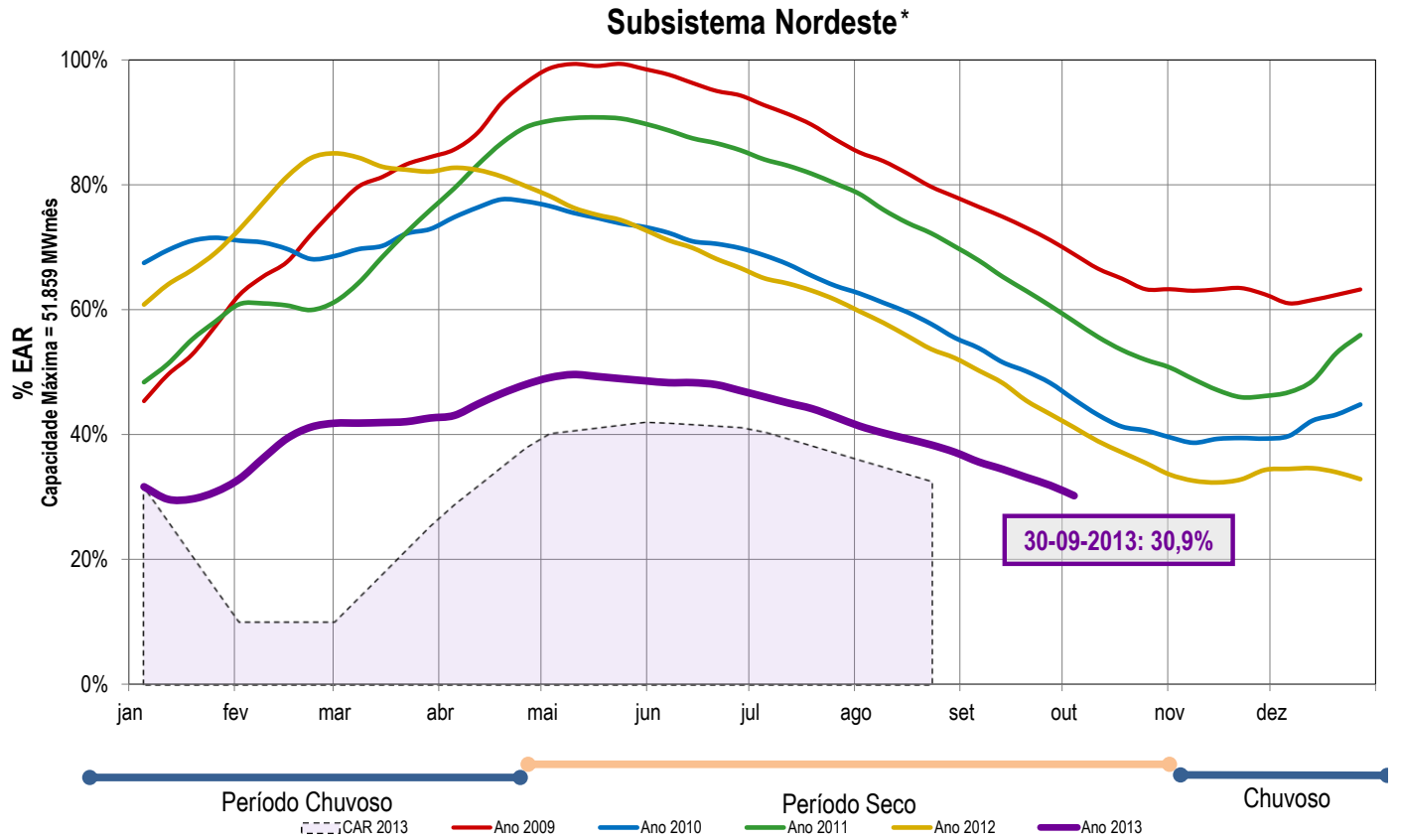


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

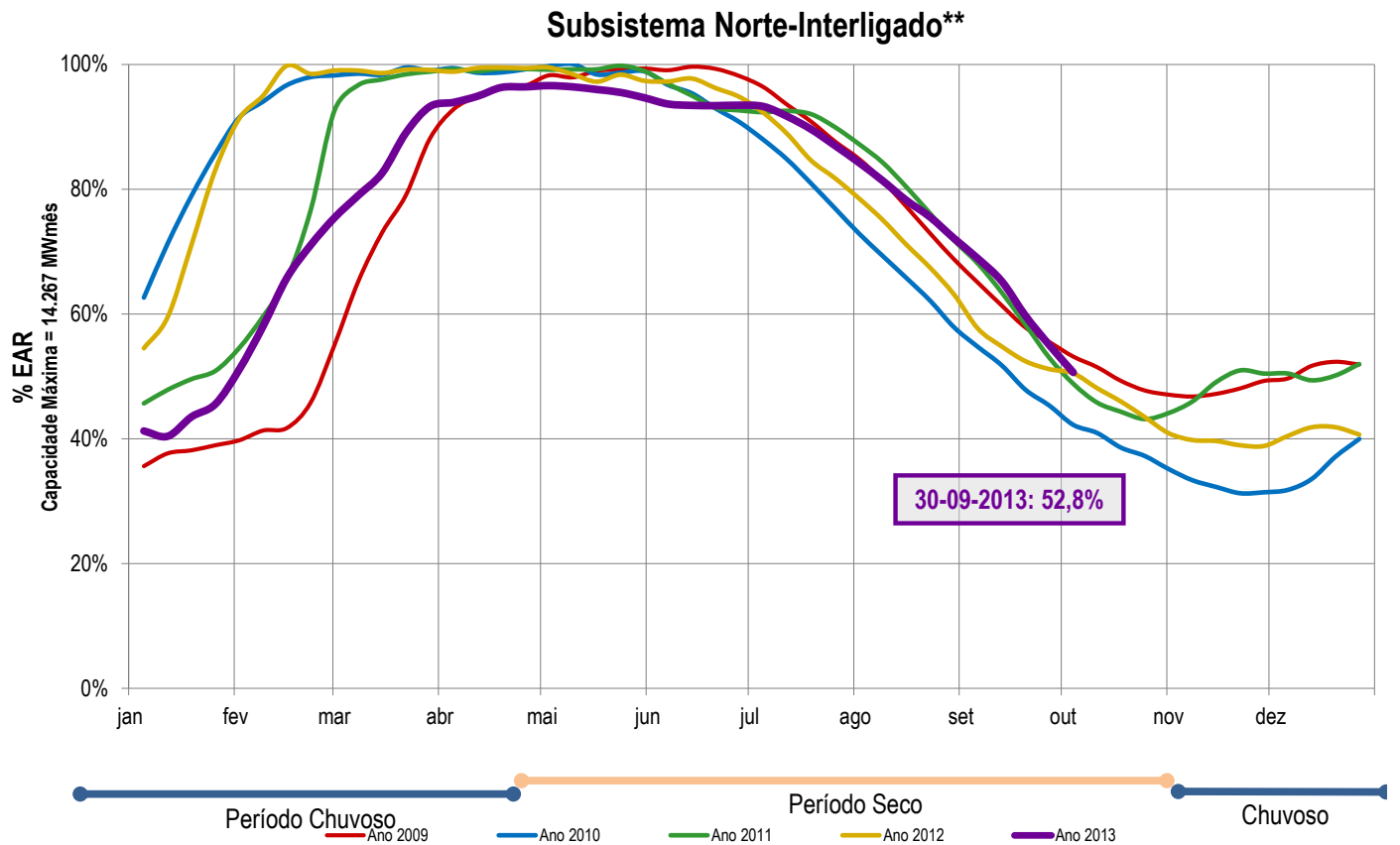


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

\* As disposições normativas atinentes à CAR foram revogadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 576, de 30 de agosto de 2013.

\*\* Para o subsistema Norte-Interligado não houve CAR no ano de 2013.

Fonte: ONS



### **3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA**

#### **3.1. Principais Intercâmbios Verificados**

Em setembro de 2013 verificou-se um aumento da exportação de energia do subsistema Norte-Interligado, totalizando 471 MW médios frente aos 147 MW médios verificados no mês anterior. Esse aumento deve-se ao maior envio de energia para o subsistema Nordeste, tendo em vista que houve uma redução do intercâmbio de energia da região Sudeste/Centro-Oeste para a região Nordeste, ocasionada pela adoção do critério de segurança contra perdas duplas de circuitos (N-2), devido às maiores possibilidades de queimadas na região dessas linhas de transmissão nesse período.

Houve exportação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste de 1.982 MW médios no sentido Norte-Interligado e Nordeste, valor 33,7% inferior ao verificado no mês anterior (2.991 MW médios). Particularmente com relação à região Acre / Rondônia, houve exportação de um montante de 54 MW médios, também inferior ao verificado no mês anterior.

Em função de persistirem as condições hidroenergéticas bastante desfavoráveis no subsistema Nordeste, houve continuidade do cenário importador, sendo verificado um total de 2.453 MW médios, inferior aos 3.138 MW médios verificados no mês anterior. Essa redução deve-se à decisão do CMSE de reduzir a importação de energia por essa região para limites que variaram entre 2.700 e 3.000 MW ao longo do mês, segundo critério de perda dupla (N-2), utilizando a geração térmica adicional por restrição elétrica como medida de segurança.

O subsistema Sul exportou 2.945 MW médios em setembro, da mesma ordem verificada em agosto, em função das condições hidroenergéticas favoráveis na região.

Em setembro o intercâmbio internacional médio de energia entre Brasil e Argentina foi nulo, tendo havido somente exportação e importação em caráter emergencial. Não houve intercâmbio entre Brasil e Uruguai.



Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB**	200
②	EXPN	Geração menos demanda
	RECN	Carga do Norte menos 5 UGs da UHE Tucuruí
③	EXPNE	3.400
	RNE	4.200
④	(FNS + FSENE)	5.100
	EXPSE	4.200
⑤	FACRO	200
	RACRO	180
⑥	RSUL	7.600
	FSUL	5.740
⑦	INT <sub>Arg</sub>	2.100
	INT <sub>Urug</sub>	70

Fonte: ONS / Eletronorte

Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MW médios).

Fonte: ONS / Eletronorte

\* Os limites de intercâmbio apresentados referem-se à carga pesada, conforme revisão quadrimestral do PMO de maio de 2013.

\*\* Valor contratual.

**Legenda da seção 3.1.**

FVB Intercâmbio internacional com a Venezuela (atendimento a Roraima)

EXPN Exportação do Norte-Interligado

RECN Importação do Norte-Interligado

EXPNE Exportação do Nordeste

RNE Importação do Nordeste

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

EXPSE Exportação do Sudeste/Centro-Oeste

FACRO Exportação da região Acre/Rondônia

RACRO Importação da região Acre/Rondônia

RSUL Recebimento pela região Sul

FSUL Exportação da região Sul

INT<sub>Arg</sub> Intercâmbio internacional com a Argentina

INT<sub>Urug</sub> Intercâmbio internacional com o Uruguai





## 3.2. Intercâmbios Internacionais

No mês de setembro houve o envio emergencial de energia do Brasil para a Argentina através da conversora de frequência Uruguaiana, havendo posterior devolução de energia ao Brasil. Os montantes de energia exportados e importados foram inferiores a 1 MW médio.

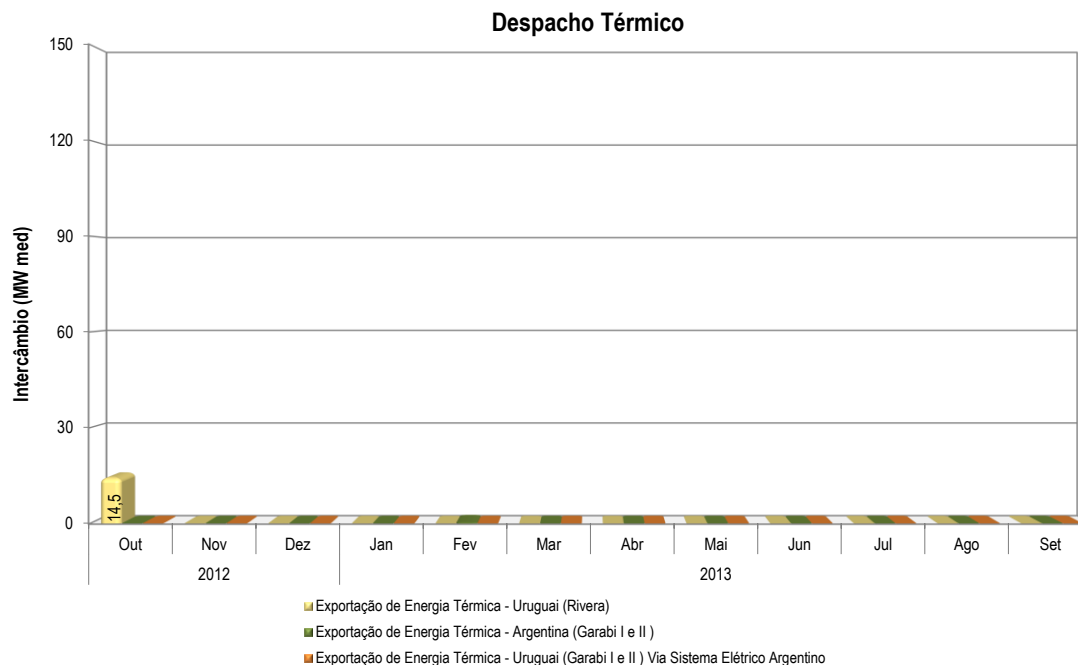


Figura 12. Intercâmbios internacionais de energia nos últimos 12 meses.

Fonte: ONS

## 4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

### 4.1. Consumo de Energia Elétrica \*\*

Em agosto de 2013 o consumo de energia elétrica atingiu 47.833 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, representando aumento de 5,2% sobre o mesmo mês de 2012. De forma acumulada nos últimos 12 meses (Set/12 a Ago/13), o incremento de consumo de energia verificado foi de 3,4% em relação a igual período anterior.

O consumo residencial em agosto avançou 7,0% em relação ao mesmo mês de 2012, impulsionado principalmente pelos valores verificados nas regiões Nordeste e Sul, cujos crescimentos registrados foram acima da média nacional. Na região Sul foram verificadas temperaturas médias mais baixas do que as registradas em 2012, o que incentivou o uso mais intenso de aparelhos elétricos de climatização. Já na região Nordeste, conforme dados do IBGE, houve crescimento na venda de eletrodomésticos, especialmente nos estados da Bahia e Pernambuco. A classe residencial acumula crescimento de 6,2% em 12 meses sobre o mesmo período anterior, influenciado pela ligação de 2.121.081 novos consumidores, que representa uma expansão de 3,5% em relação a agosto de 2012.

O consumo da classe comercial apresentou aumento de 4,7% em relação a agosto de 2012, registrando de forma acumulada em 12 meses crescimento de 6,7%.

O consumo das indústrias cresceu 1,6% em relação a agosto de 2012 e, no acumulado de 12 meses, apresentou queda de 0,4% quando comparado ao mesmo período anterior. Por sua vez, o consumo de energia da classe rural aumentou 6,8% em comparação ao mesmo mês em 2012 e acumula em 12 meses aumento de 6,1% em relação ao mesmo período anterior.

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



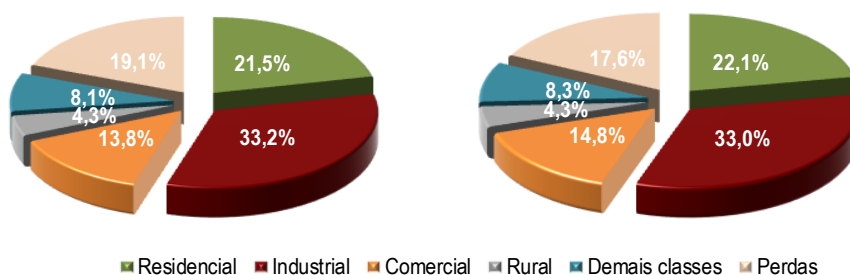
**Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.**

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Ago/13 GWh	Evolução mensal (Ago/13/Jul/13)	Evolução anual (Ago/13/Ago/12)	Set/11-Ago/12 (GWh)	Set/12-Ago/13 (GWh)	Evolução
<b>Residencial</b>	10.291	2,6%	7,0%	115.412	122.594	6,2%
<b>Industrial</b>	15.883	2,4%	1,6%	184.198	183.552	-0,4%
<b>Comercial</b>	6.597	2,1%	4,7%	76.977	82.121	6,7%
<b>Rural</b>	2.056	6,4%	6,8%	22.398	23.754	6,1%
<b>Demais classes *</b>	3.860	0,8%	4,5%	44.086	45.887	4,1%
<b>Perdas</b>	9.147	4,7%	10,2%	94.011	97.498	3,7%
<b>Total</b>	<b>47.833</b>	<b>2,9%</b>	<b>5,2%</b>	<b>537.082</b>	<b>555.406</b>	<b>3,4%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até agosto de 2013.

Fonte: EPE

**Consumo de Energia Elétrica em Ago/2013      Consumo de Energia Elétrica em 12 meses**



**Figura 13. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.**

Dados contabilizados até agosto de 2013.

Fonte: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Ago/13 kWh/NU	Evolução mensal (Ago/13/Jul/13)	Evolução anual (Ago/13/Ago/12)	Set/11-Ago/12 (kWh/NU)	Set/12-Ago/13 (kWh/NU)	Evolução
<b>Consumo médio residencial</b>	163	2,3%	3,4%	158	162	2,7%
<b>Consumo médio industrial</b>	27.325	2,2%	-1,0%	27.094	26.315	-2,9%
<b>Consumo médio comercial</b>	1.232	2,0%	2,5%	1.223	1.278	4,5%
<b>Consumo médio rural</b>	493	6,4%	5,6%	452	474	4,9%
<b>Consumo médio demais classes *</b>	5.378	0,7%	2,0%	5.241	5.327	1,6%
<b>Consumo médio total</b>	<b>523</b>	<b>2,2%</b>	<b>0,8%</b>	<b>515</b>	<b>516</b>	<b>0,1%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até agosto de 2013.

Fonte: EPE



## 4.2. Unidades Consumidoras

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

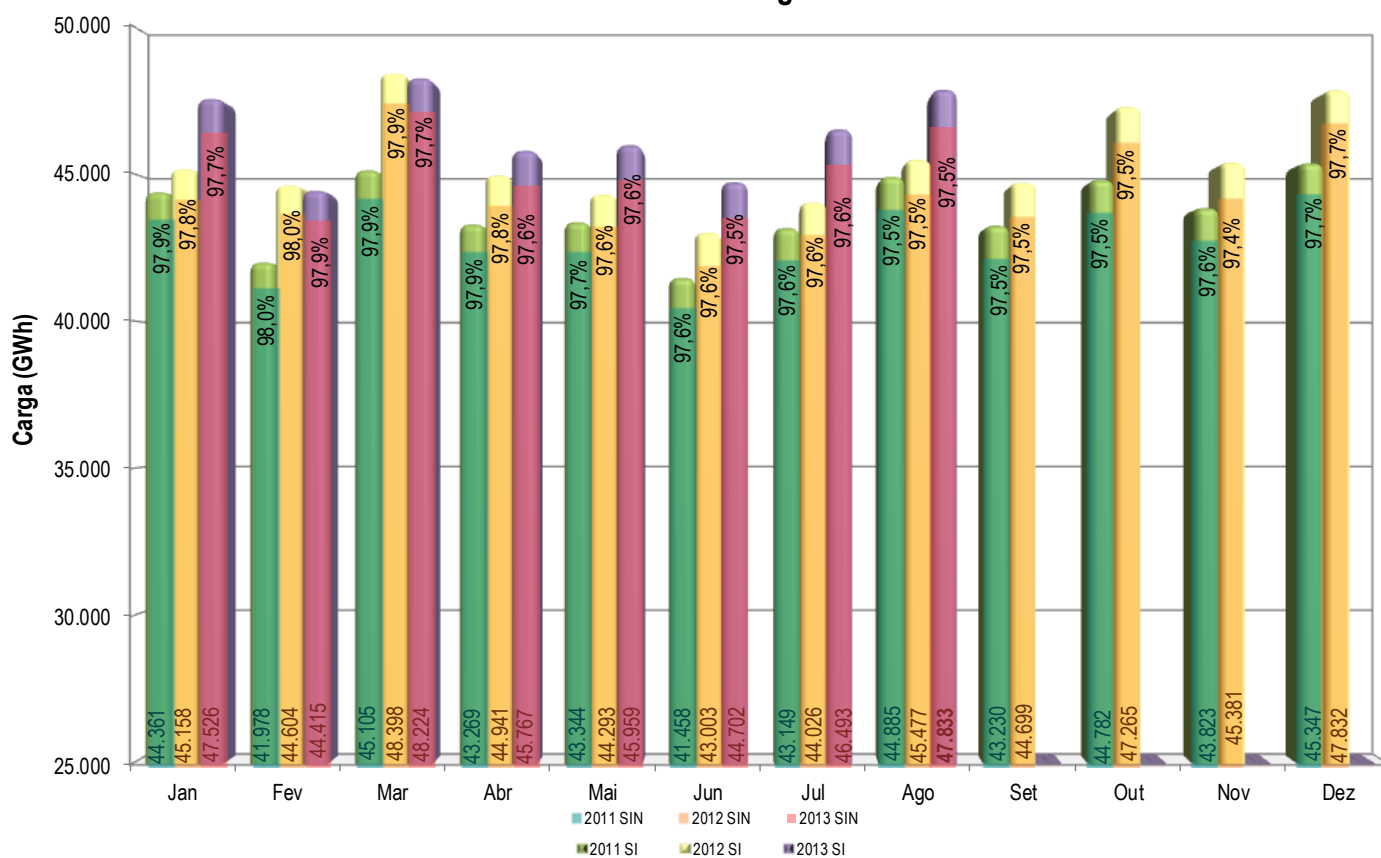
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Ago/12	Ago/13	
<b>Residencial (NUCR)</b>	61.010.843	63.131.924	3,5%
<b>Industrial (NUCI)</b>	566.533	581.257	2,6%
<b>Comercial (NUCC)</b>	5.243.995	5.353.944	2,1%
<b>Rural (NUCR)</b>	4.126.874	4.171.814	1,1%
<b>Demais classes *</b>	701.017	717.856	2,4%
<b>Total (NUCT)</b>	<b>71.649.262</b>	<b>73.956.795</b>	<b>3,2%</b>

\* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até agosto de 2013.

Fonte: EPE

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

### Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até agosto de 2013.

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 setembro de 2013 houve recorde de demanda no subsistema Norte-Interligado, cuja demanda máxima atingiu 6.109 MW às 15h35 do dia 17 de setembro 2013 considerando a região de Manaus interligada em configuração provisória desde julho de 2013.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N-Interligado	SIN
<b>Máxima no mês (MW)</b>	<b>45.581</b>	<b>14.014</b>	<b>11.384</b>	<b>6.109</b>	<b>74.119</b>
(dia - hora)	16/09/2013 - 18h39	13/09/2013 - 14h36	25/09/2013 - 14h51	17/09/2013 - 15h35	18/09/2013 - 18h46
<b>Recorde (MW)</b>	<b>48.549</b>	<b>15.703</b>	<b>11.767</b>	<b>6.109</b>	<b>78.032</b>
(dia - hora)	18/02/2013 - 14h36	01/02/2013 - 14h47	13/03/2013 - 14h37	17/09/2013 - 15h35	18/02/2013 - 14h36

Fonte: ONS

## 4.5. Demandas Máximas Mensais

### Sistema Interligado Nacional

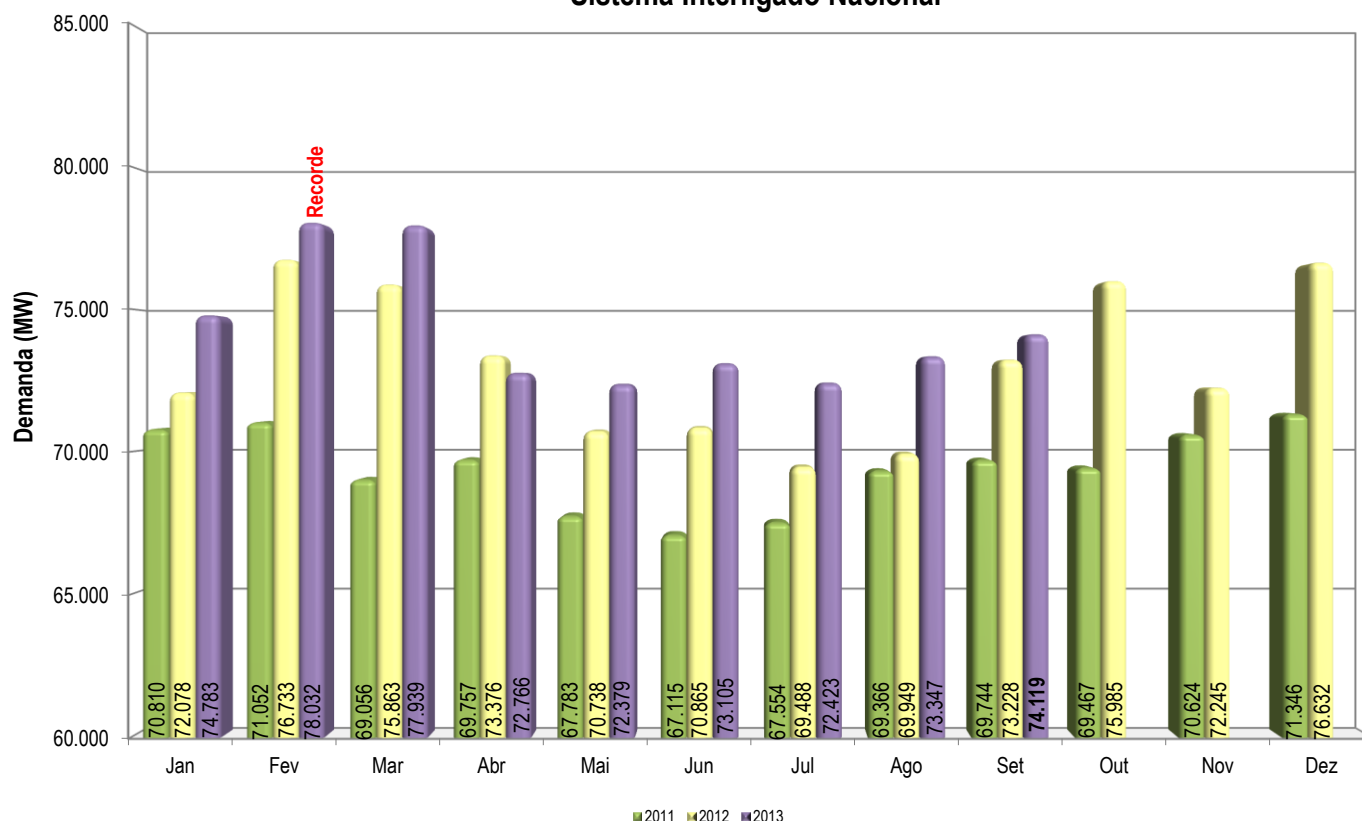


Figura 14. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte: ONS

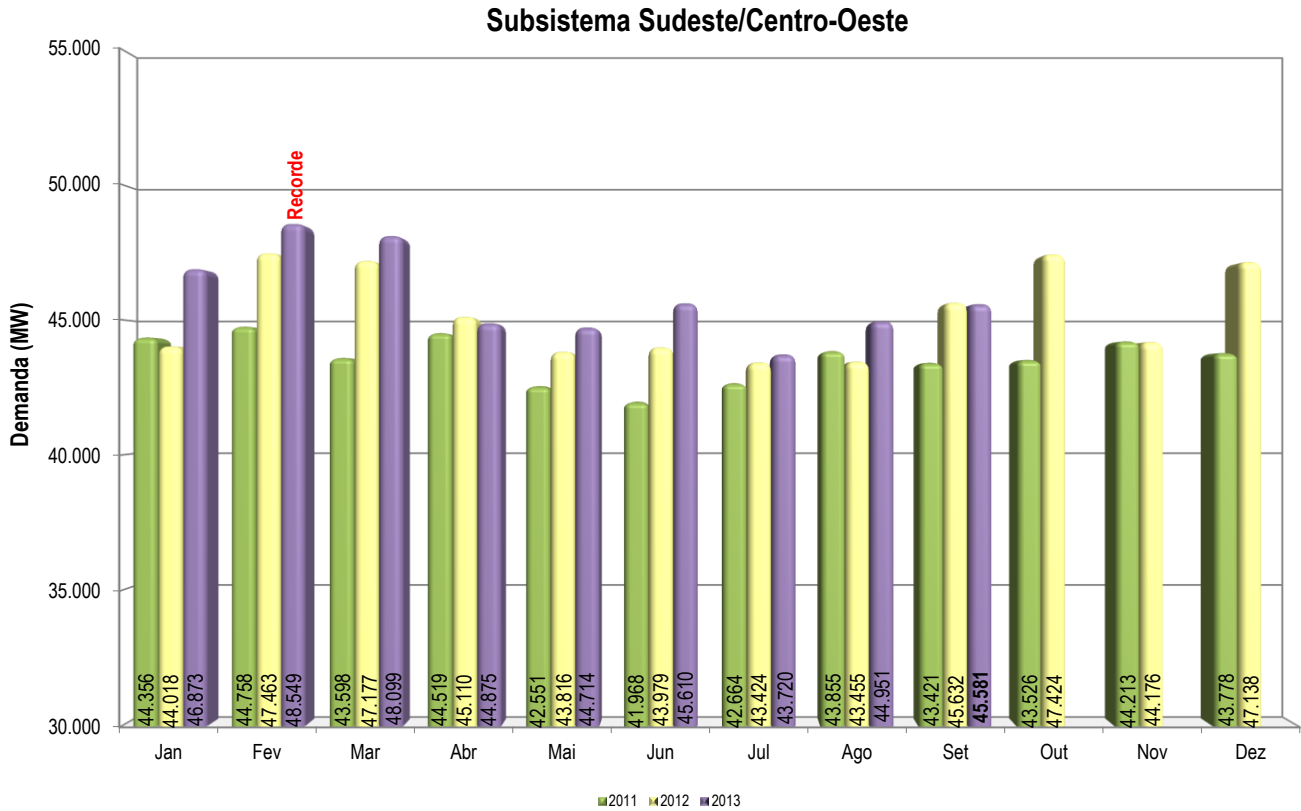


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

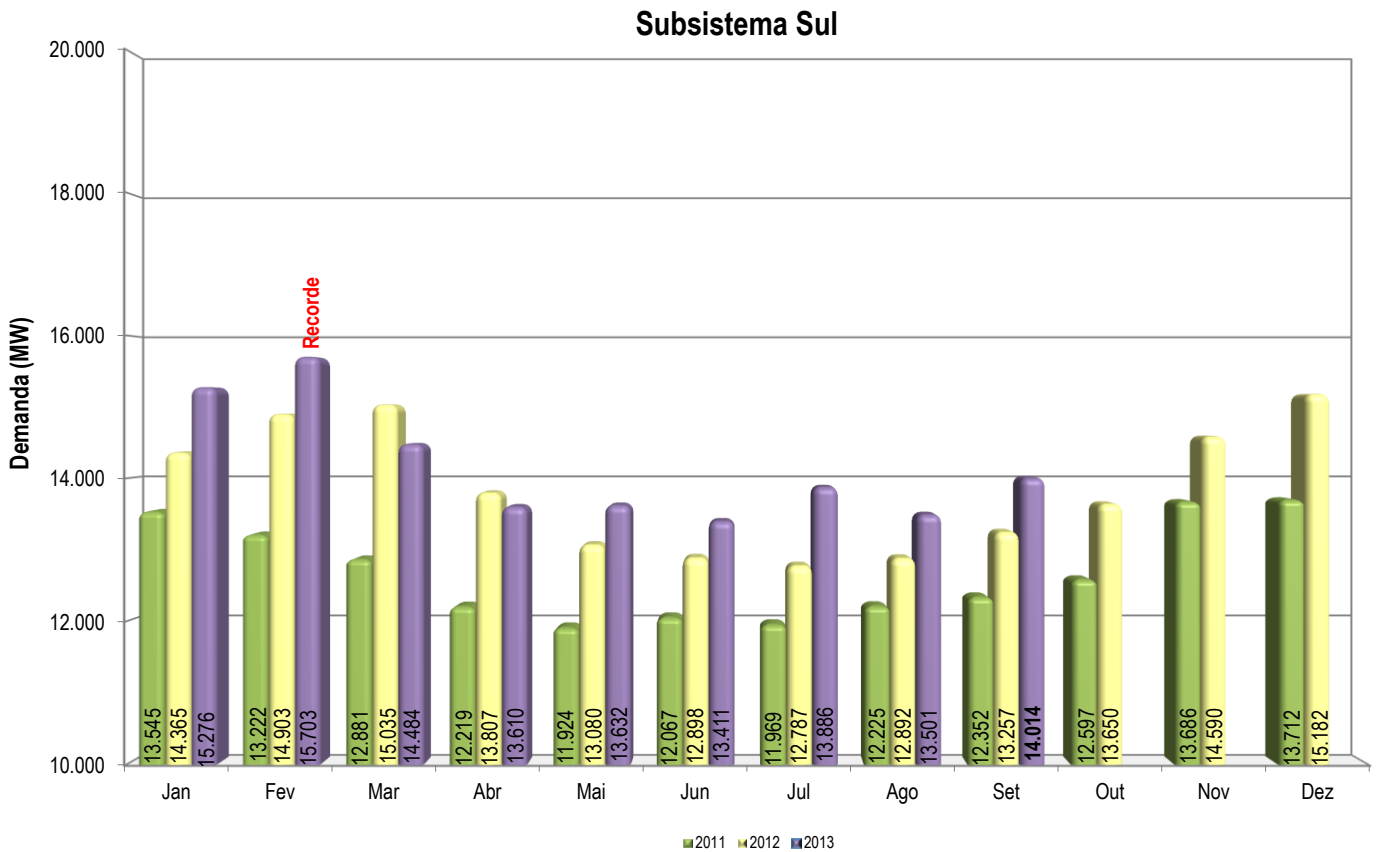


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte: ONS

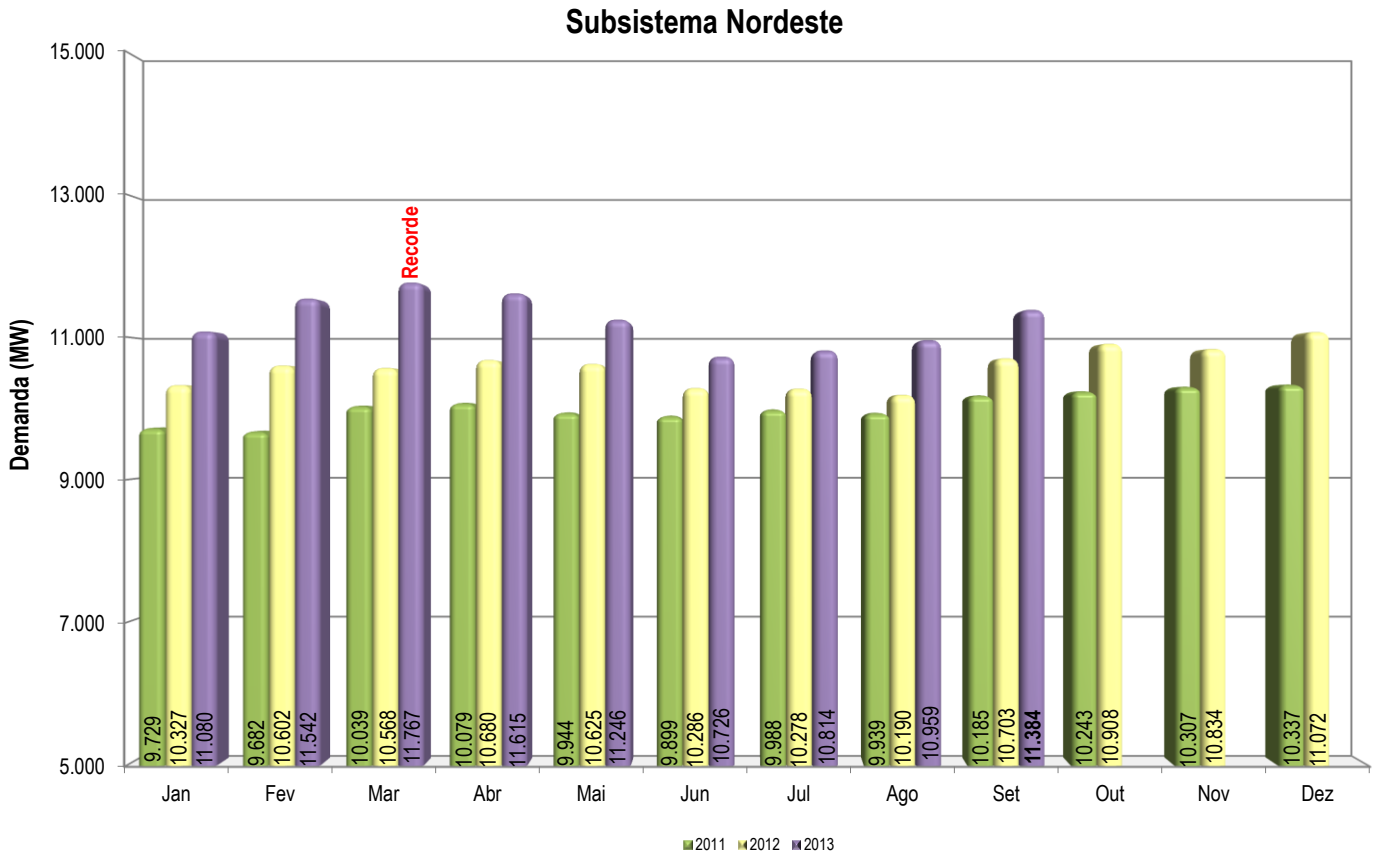


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

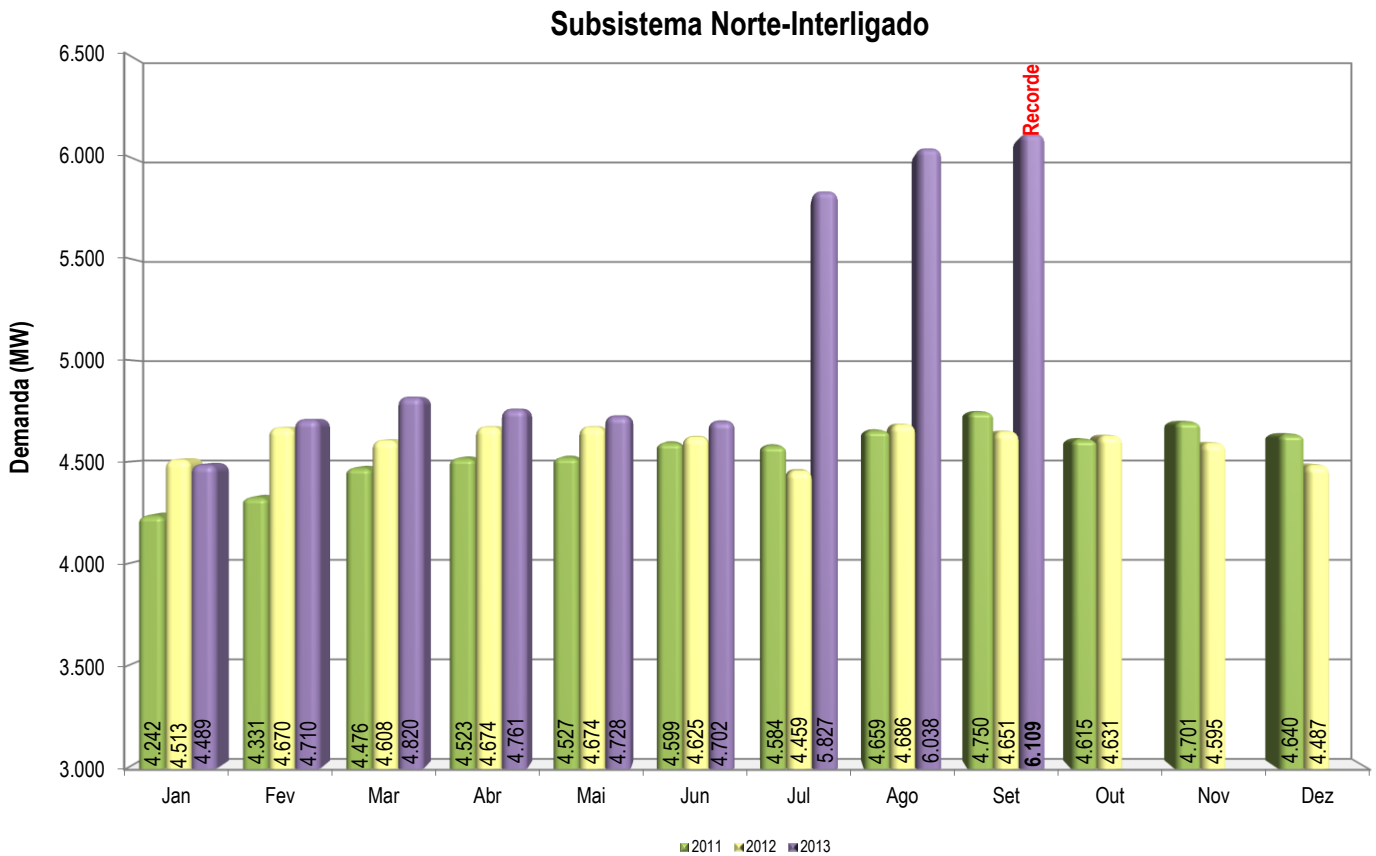


Figura 18. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



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

No mês de setembro de 2013 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 124.873 MW. Destaca-se o crescimento percentual nos últimos 12 meses da fonte eólica (+21,4%) e térmica a carvão (+47,2%) na matriz e a redução da participação percentual referente às fontes hidráulicas para abaixo de 70% desde julho de 2012.

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

Fonte	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Disponível (sem importação contratada)
<b>Hidráulica</b>	<b>1.077</b>	<b>85.557</b>	<b>68,5%</b>
<b>Térmica</b>	<b>1.753</b>	<b>37.204</b>	<b>29,8%</b>
Gás	149	13.620	10,9%
Carvão	12	3.024	2,4%
Petróleo	1.119	7.459	6,0%
Nuclear	2	1.990	1,6%
Biomassa	471	11.111	8,9%
<b>Eólica</b>	<b>97</b>	<b>2.109</b>	<b>1,7%</b>
<b>Solar Fotovoltaica</b>	<b>32</b>	<b>3</b>	<b>0,0%</b>
<b>Capacidade Total - Brasil</b>	<b>2.959</b>	<b>124.873</b>	<b>100,0%</b>

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

Fonte: ANEEL (BIG 30/09/2013)

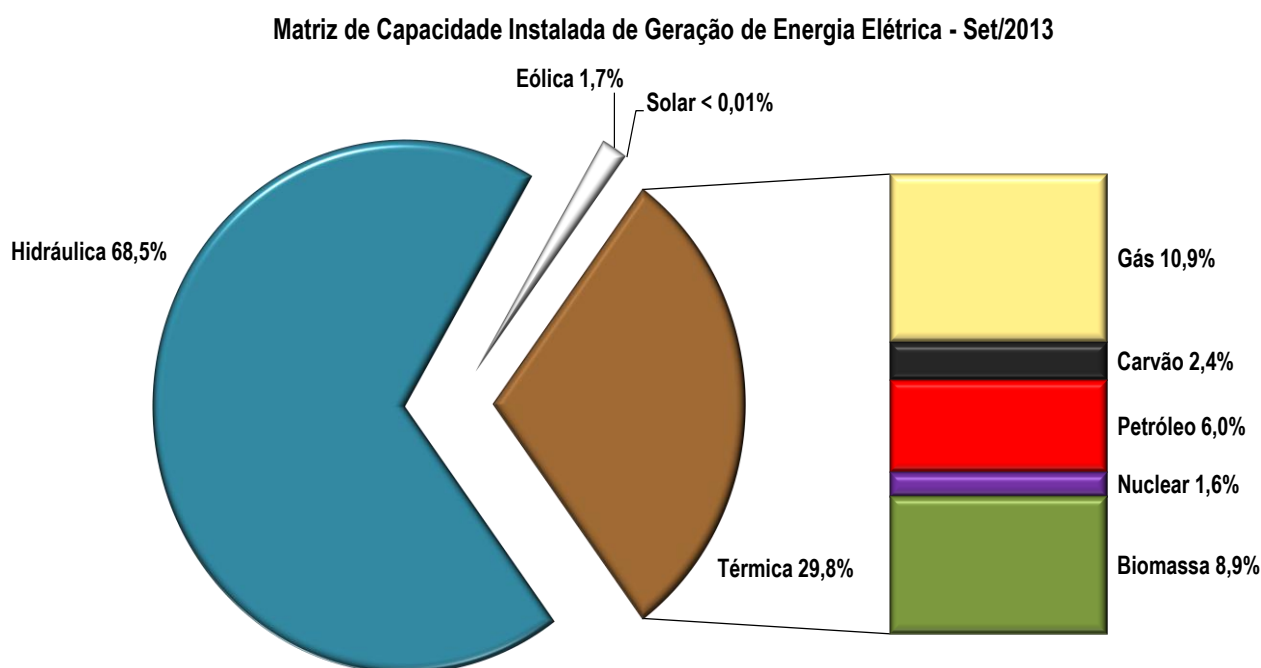


Figura 19. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte: ANEEL (BIG 30/09/2013)



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

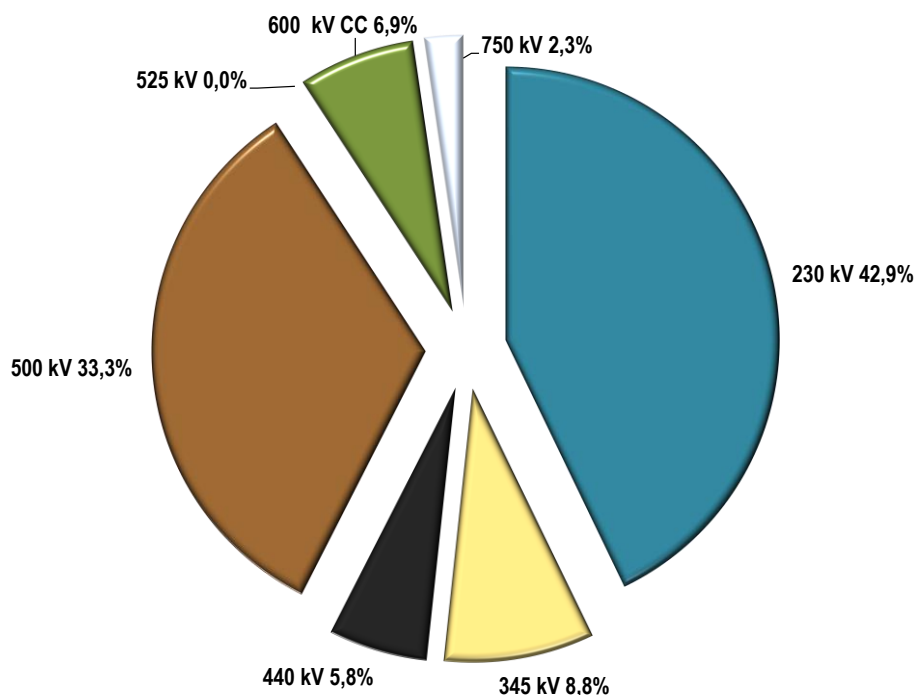
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230	49.704	42,9%
345	10.229	8,8%
440	6.728	5,8%
500	38.646	33,3%
525	0	0,0%
600 (CC)	7.974	6,9%
750	2.683	2,3%
<b>Total SEB</b>	<b>115.964</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 - Set/2013



Fonte: MME/ANEEL/ONS

Figura 20. 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 set/12 a ago/13 atingiu 533.293 GWh. No mês de agosto de 2013 a geração hidráulica correspondeu a 75,8% do total gerado no Brasil, 0,7 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. Houve poucas variações de participação da produção de energia elétrica em relação ao mês de agosto, sendo os maiores destaques a redução da produção de energia elétrica a partir de geração térmica a óleo (-0,3 p.p.) e o aumento da produção eólica (+0,4 p.p.) e a biomassa (+0,3 p.p.). Com relação à produção de energia elétrica através de petróleo, verificou-se uma redução de 38,5% no SIN em agosto em relação ao mês anterior devido à programação do grupo GT1B até início do mês de julho e do desligamento da UTE Termonorte II no mês de agosto.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Ago/2013

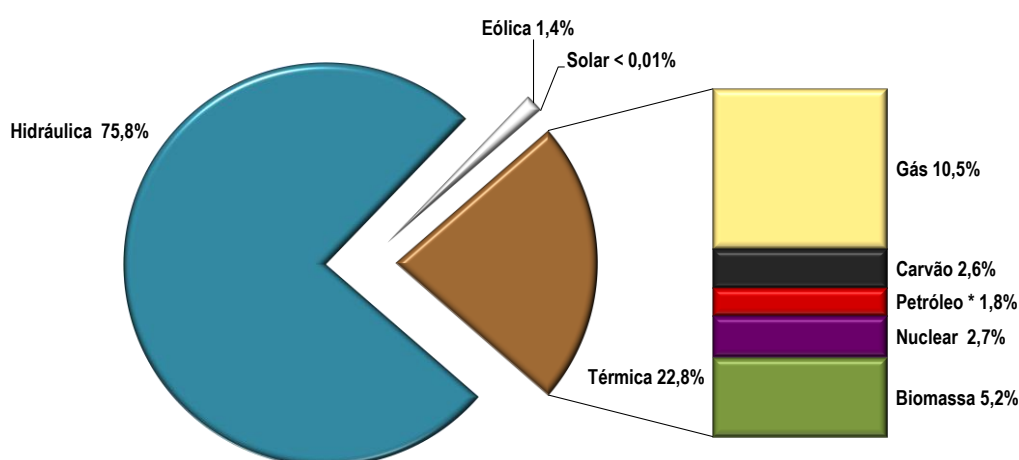


Figura 21. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até agosto de 2013.

Fonte: CCEE e Eletrobras

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

### 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		
	Ago/13 (GWh)	Evolução mensal (Ago/13 / Jul/13)	Evolução anual (Ago/13 / Ago/12)	Set/11-Ago/12 (GWh)	Set/12-Ago/13 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>34.279</b>	<b>1,3%</b>	<b>-7,2%</b>	<b>454.163</b>	<b>403.647</b>	<b>-11,1%</b>
<b>Térmica</b>	<b>9.419</b>	<b>3,2%</b>	<b>64,4%</b>	<b>54.419</b>	<b>111.491</b>	<b>104,9%</b>
Gás	4.421	5,3%	176,6%	20.362	55.089	170,6%
Carvão	1.155	1,7%	66,0%	6.050	10.419	72,2%
Petróleo *	251	-38,5%	26,5%	2.714	16.646	513,4%
Nuclear	1.234	2,7%	-9,3%	14.682	13.513	-8,0%
Biomassa	2.358	8,3%	25,7%	10.611	15.825	49,1%
<b>Eólica</b>	<b>654</b>	<b>41,6%</b>	<b>23,2%</b>	<b>4.301</b>	<b>5.753</b>	<b>33,8%</b>
<b>Solar Fotovoltaica</b>	<b>0,13</b>	<b>18,8%</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>1,41</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>	<b>44.352</b>	<b>2,1%</b>	<b>2,7%</b>	<b>512.884</b>	<b>520.894</b>	<b>1,6%</b>

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

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

Dados contabilizados até agosto de 2013.

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		
	Ago/13 (GWh)	Evolução mensal (Ago/13 / Jul/13)	Evolução anual (Ago/13 / Ago/12)	Set/11-Ago/12 (GWh)	Set/12-Ago/13 (GWh)	Evolução
<b>Hidráulica</b>	<b>164</b>	<b>11,5%</b>	<b>29,8%</b>	<b>1.661</b>	<b>1.754</b>	<b>5,6%</b>
<b>Térmica</b>	<b>923</b>	<b>2,6%</b>	<b>-3,5%</b>	<b>10.029</b>	<b>10.645</b>	<b>6,1%</b>
Gás	341	-2,8%	22,2%	3.135	3.854	23,0%
Petróleo *	582	6,1%	-14,0%	6.895	6.791	-1,5%
<b>TOTAL</b>	<b>1.087</b>	<b>3,9%</b>	<b>0,4%</b>	<b>11.690</b>	<b>12.399</b>	<b>6,1%</b>

\* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicombustíveis.  
Dados contabilizados até agosto de 2013.

Fonte: Eletrobras

### 7.4. Geração Eólica \*

Com relação às usinas eólicas do Nordeste, o fator de capacidade médio dos últimos 12 meses diminuiu 3,7 p.p. frente ao mesmo período anterior, atingindo 35,2%. Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Sul permaneceu praticamente no mesmo patamar, com diminuição de 0,1 p.p. no mesmo período.

\* Os valores de geração verificada apresentados não incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade a partir de jul/12.

#### Geração Eólica - Região Nordeste

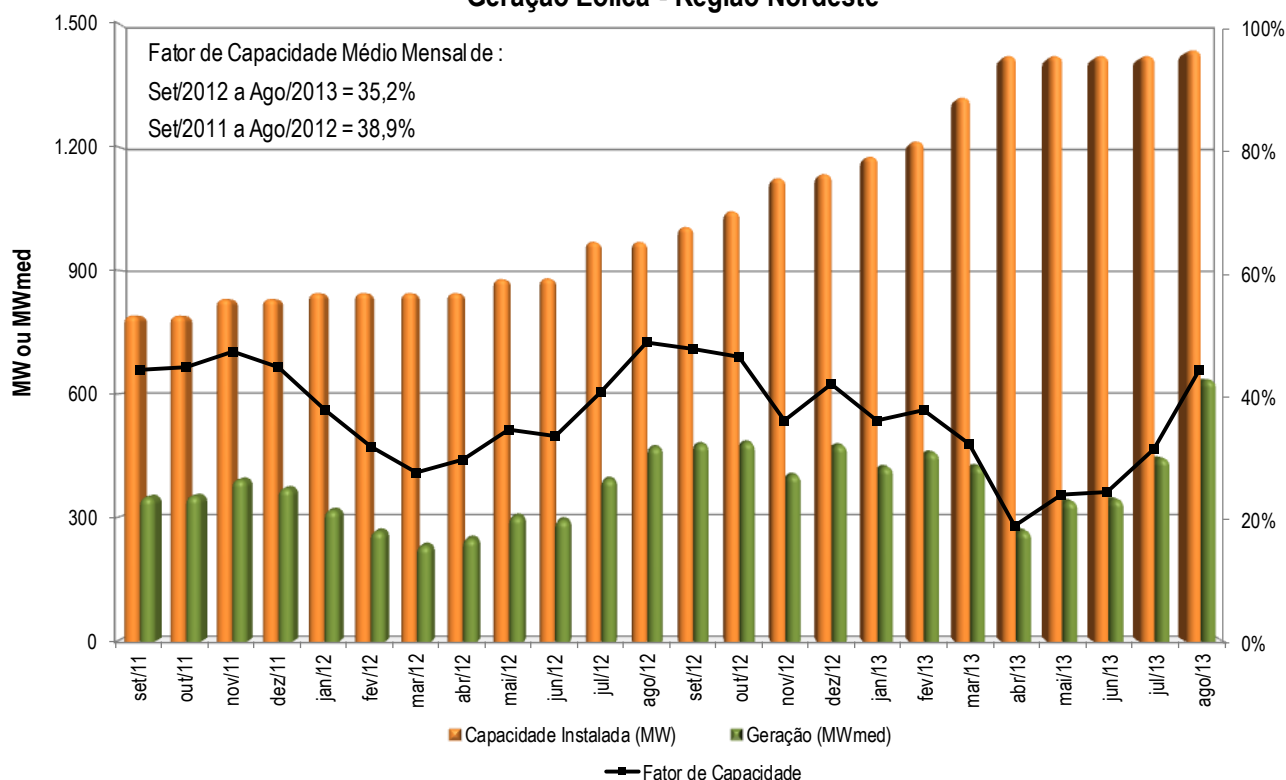


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até agosto de 2013.

Fonte: CCEE

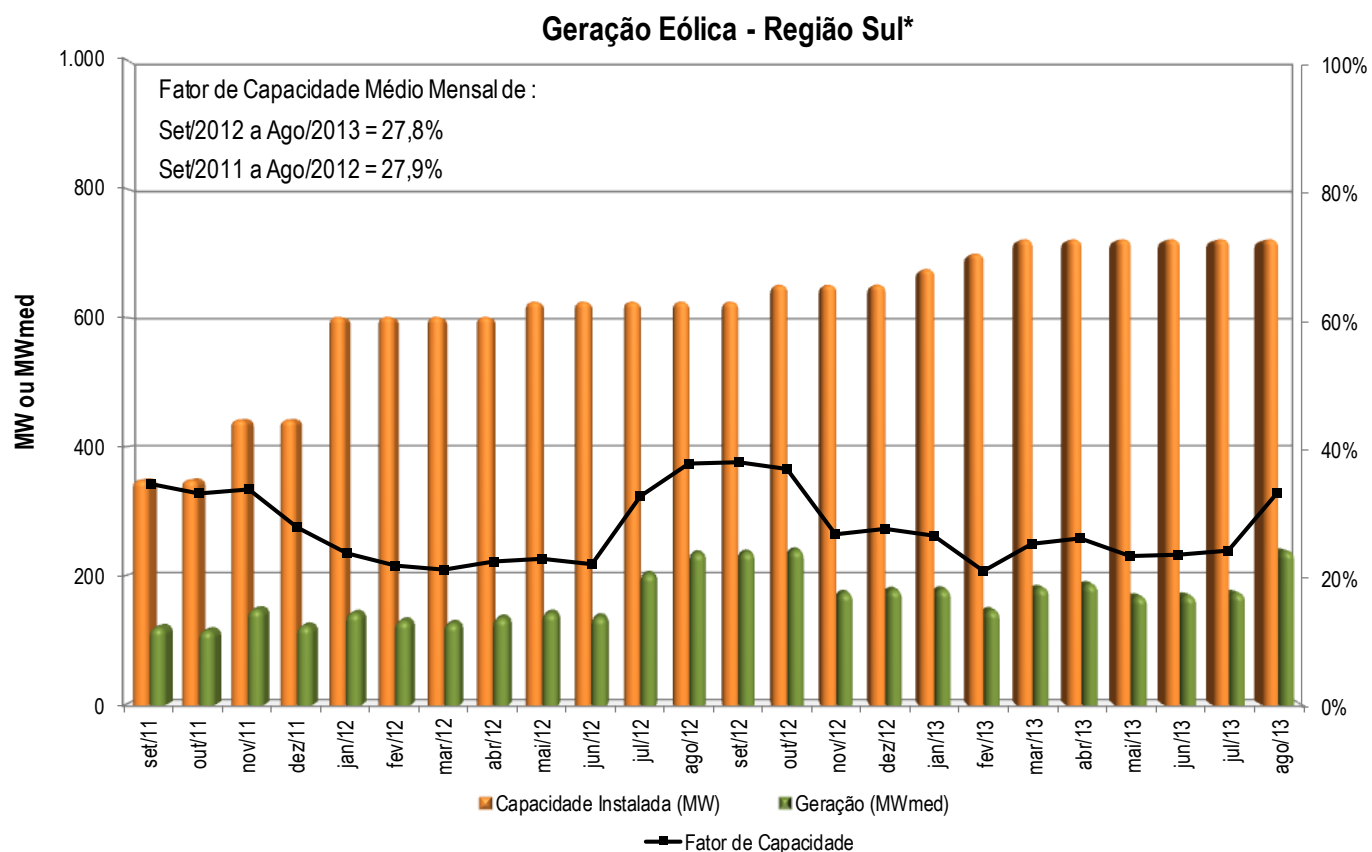


Figura 23. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

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

Dados contabilizados até agosto de 2013.

Fonte: CCEE

## 7.5. Energia de Reserva \*

O montante de energia de reserva vendida no ano de 2013\*\* é de 1.698,2 MW médios, como resultado dos seguintes produtos: Produto 2009-ER15 (35 MWmed), Produto 2010-ER15 (495 MWmed), Produto 2012-EOL20 (753 MWmed), Produto 2011-BIO15 (74,8 MWmed), Produto 2012-BIO15 (30,2 MWmed), Produto 2013-BIO15 (33,4 MWmed), Produto 2013-EOL20 (255,1 MWmed) e Produto 2013-PCH30 (21,7 MWmed).

A geração média esperada comprometida para o CER\*\*\* entre janeiro e julho de 2013, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos Contratos de Energia de Reserva, totalizou 1.144,3 MW médios, dos quais foram entregues 56,1%, ou 642,2 MW médios, e cujo restante poderá ser complementado até o término do período de apuração de cada usina ou dentro período de contratação. No mês de agosto a entrega correspondeu a 82,1% da energia esperada.

No ano de 2012, era esperada a geração\*\*\*\* de 977,4 MW médios, constituído por usinas a biomassa e eólicas (a partir de julho de 2012), e dos quais foi destinada ao CER 43,7 % da energia contratada, ou 427,0 MW médios.



### Energia de Reserva - 2012

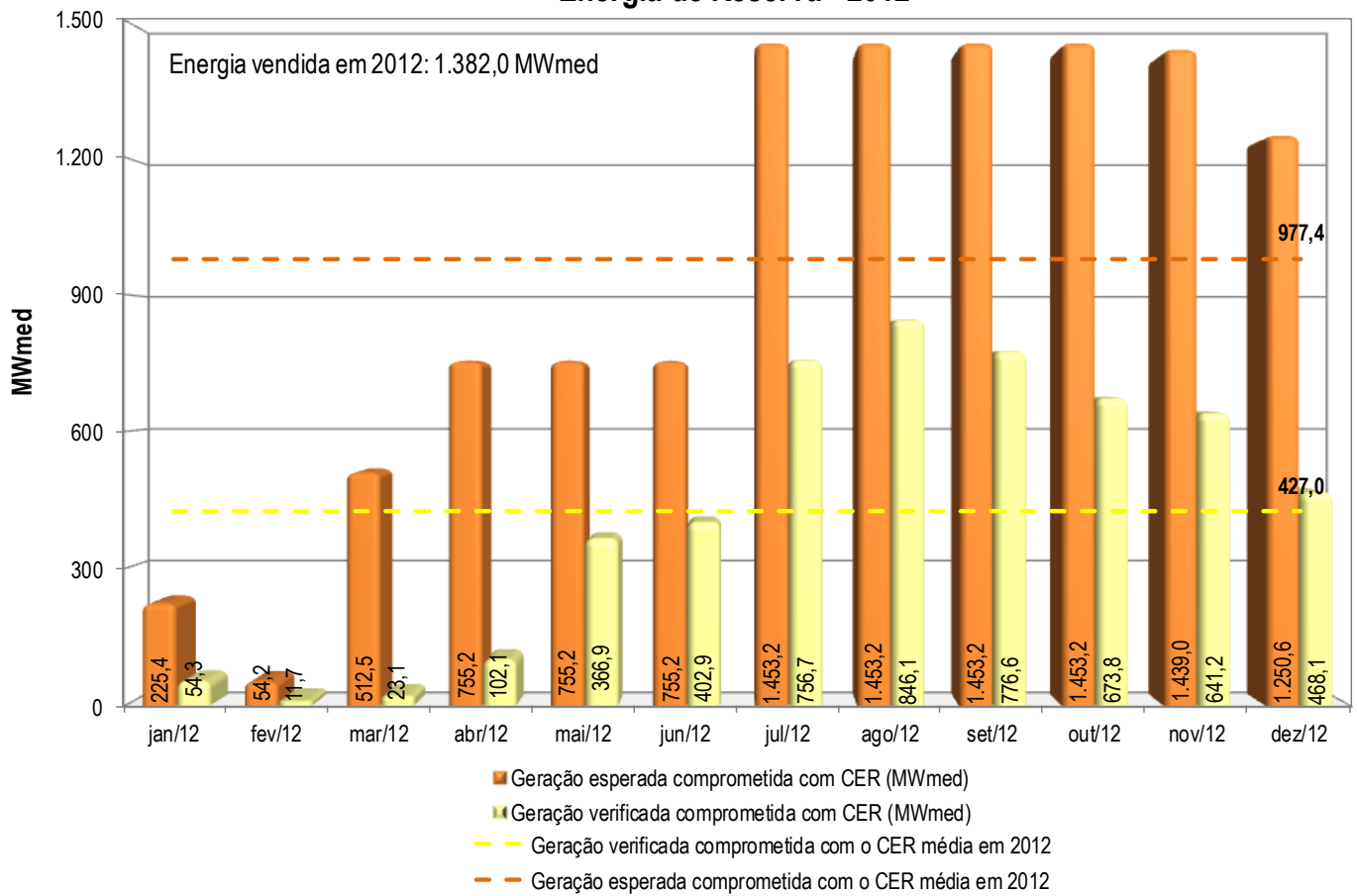


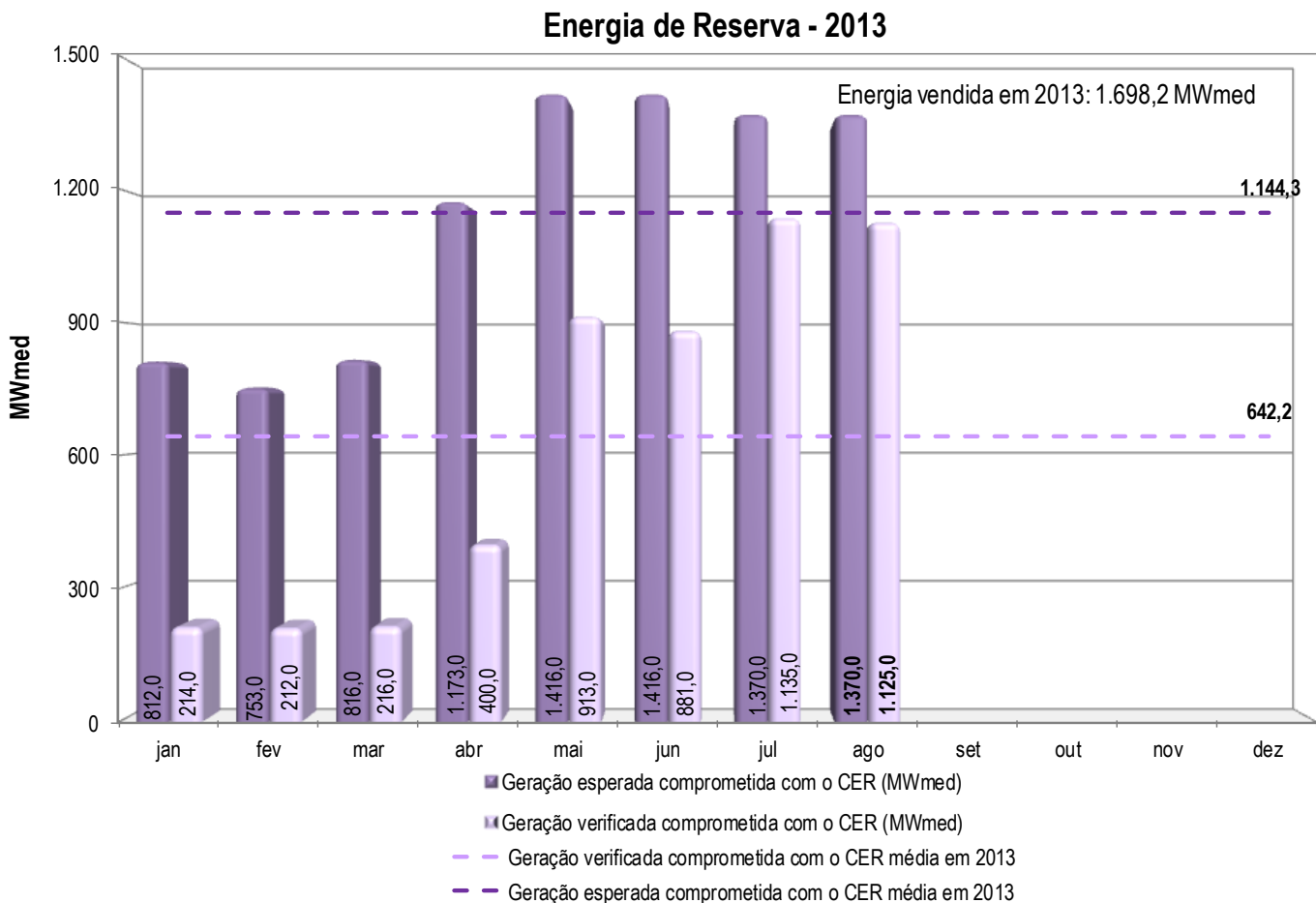
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2012.

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 *energia vendida no ano civil* como a soma dos montantes de cada usina, em MW médios, respectivos a cada produto vendido nos Leilões de Reserva com entrada em vigência até o final do ano civil.

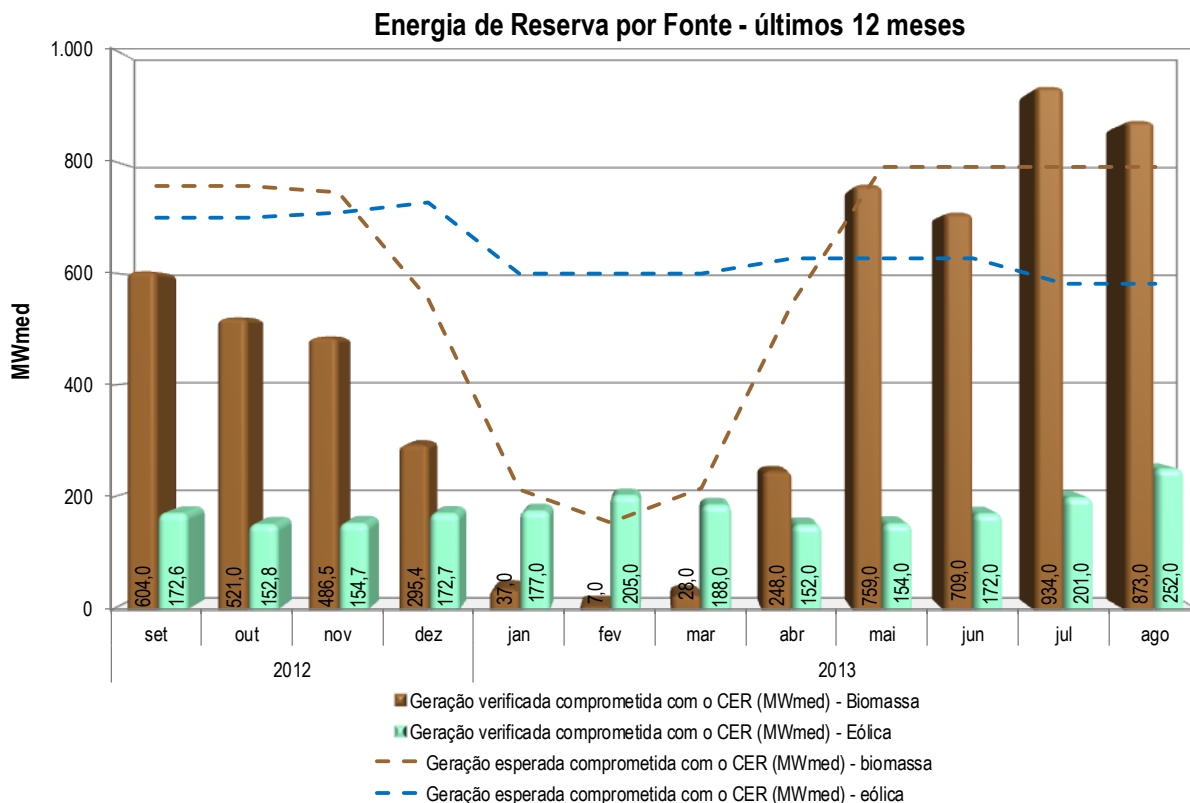
\*\*\* Definiu-se geração esperada comprometida com o CER, por mês, como a energia contratada a ser entregue distribuída uniformemente no período de entrega de cada usina.



**Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.**

Dados contabilizados até agosto de 2013.

Fonte: CCEE



**Figura 26. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.**

Dados contabilizados até agosto de 2013.

Fonte: CCEE



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

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

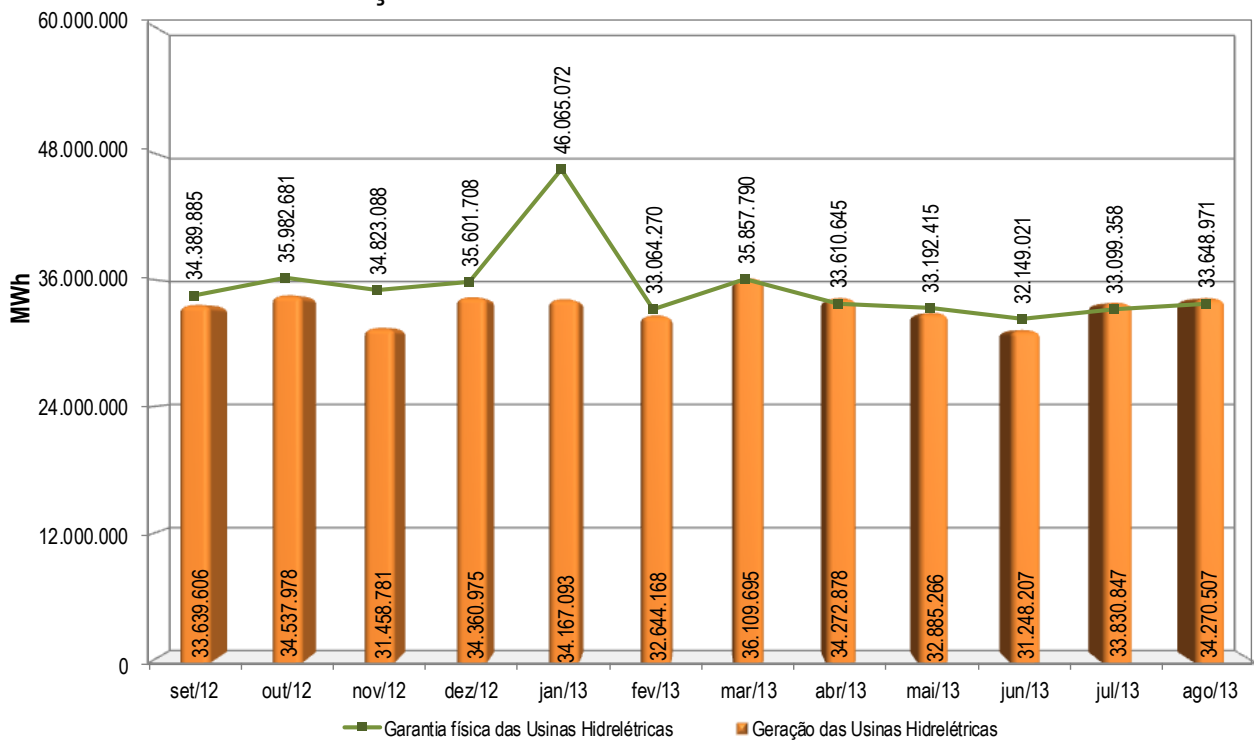


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até agosto de 2013.

Fonte: CCEE

### Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas

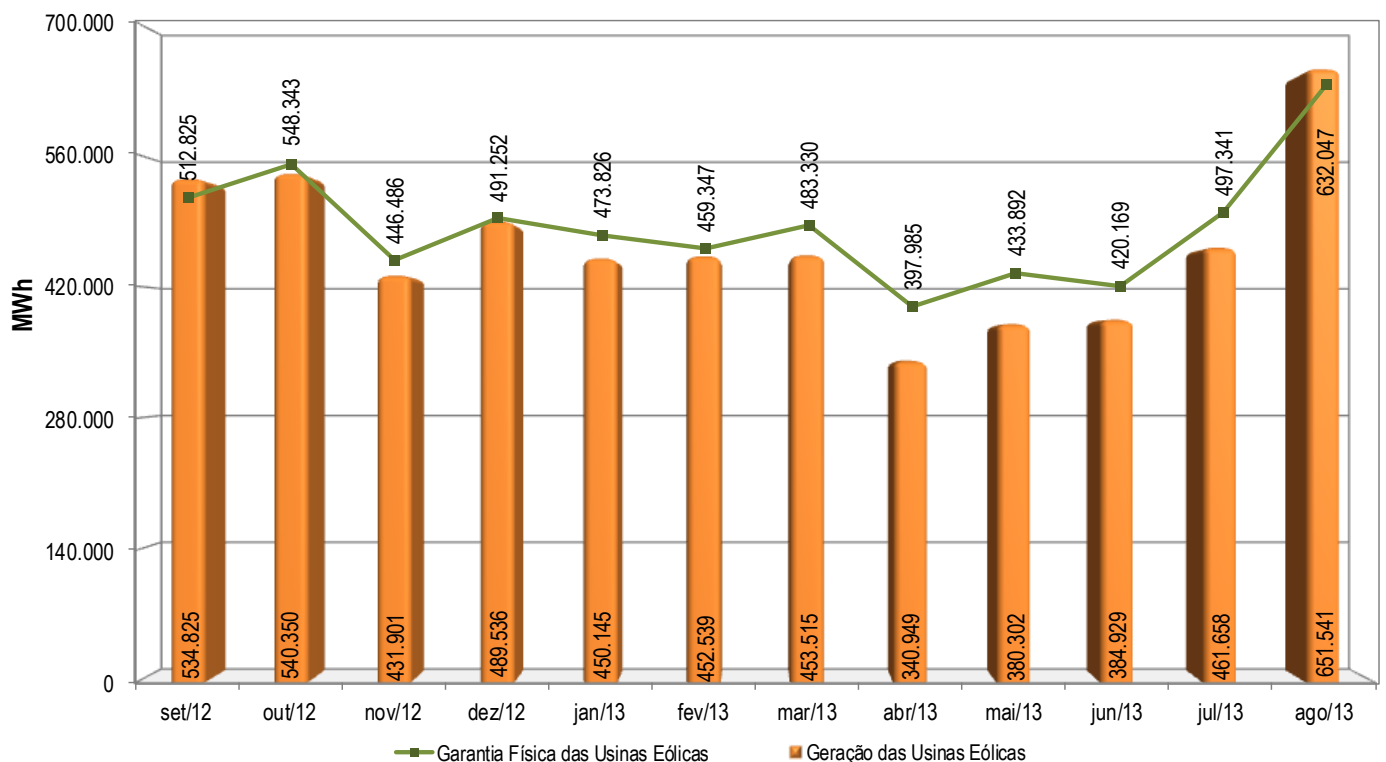


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até agosto de 2013.

Fonte: CCEE



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

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

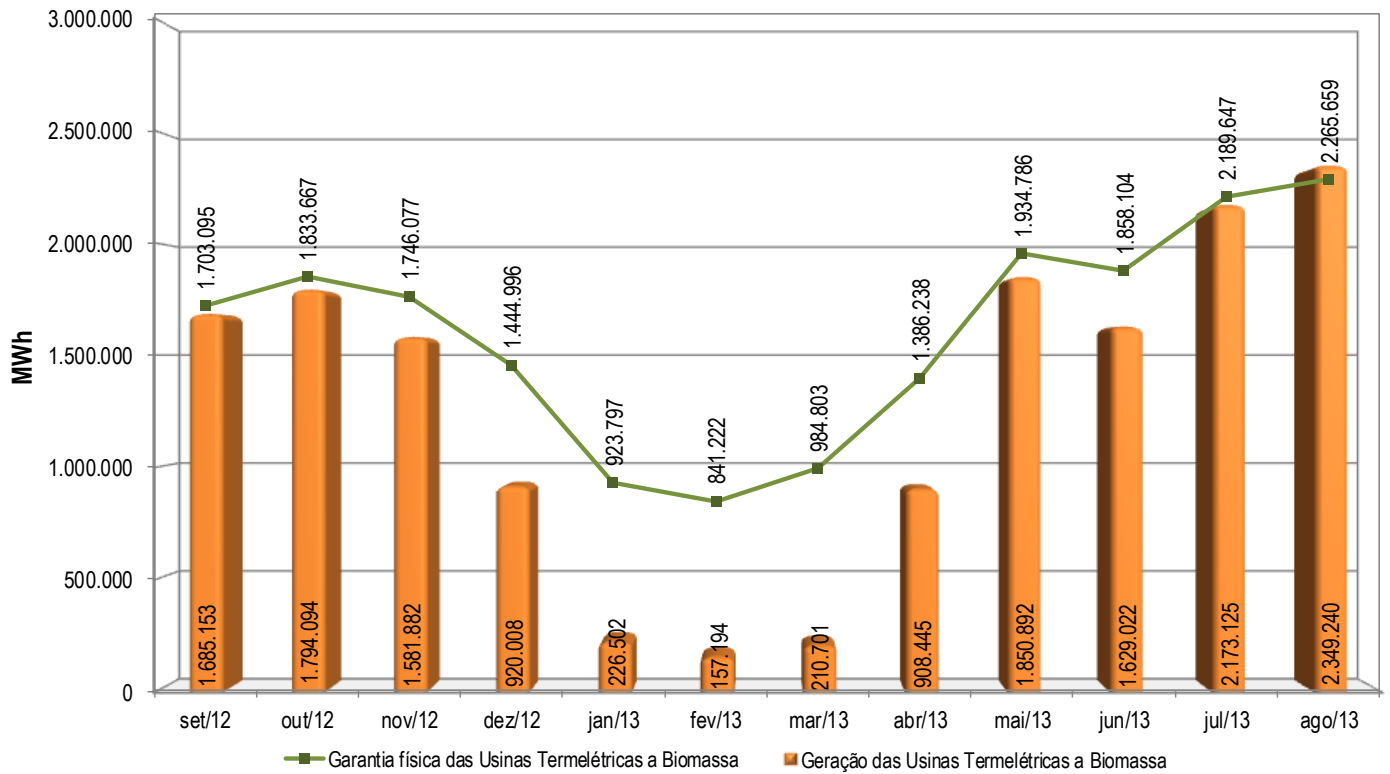


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até agosto de 2013.

Fonte: CCEE

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

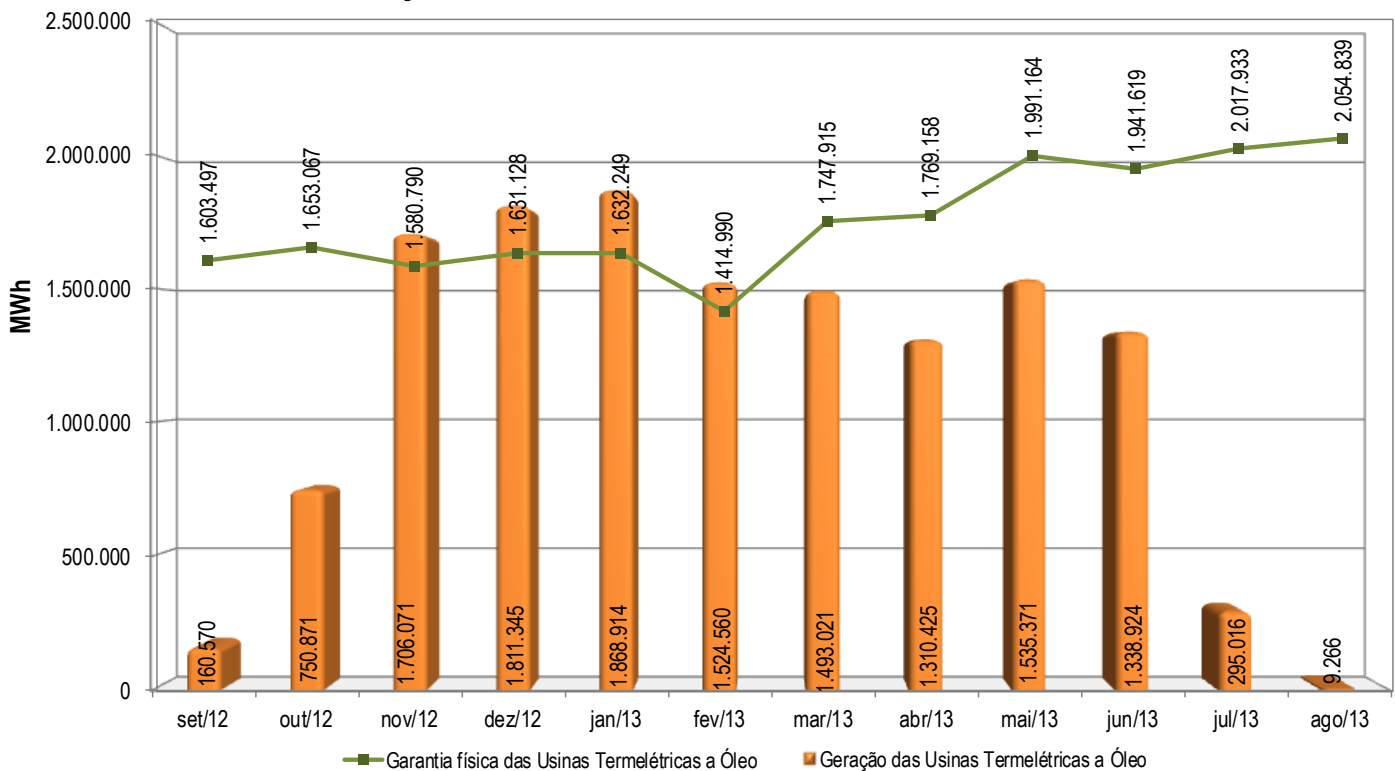


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

\* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até agosto de 2013.

Fonte: CCEE



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

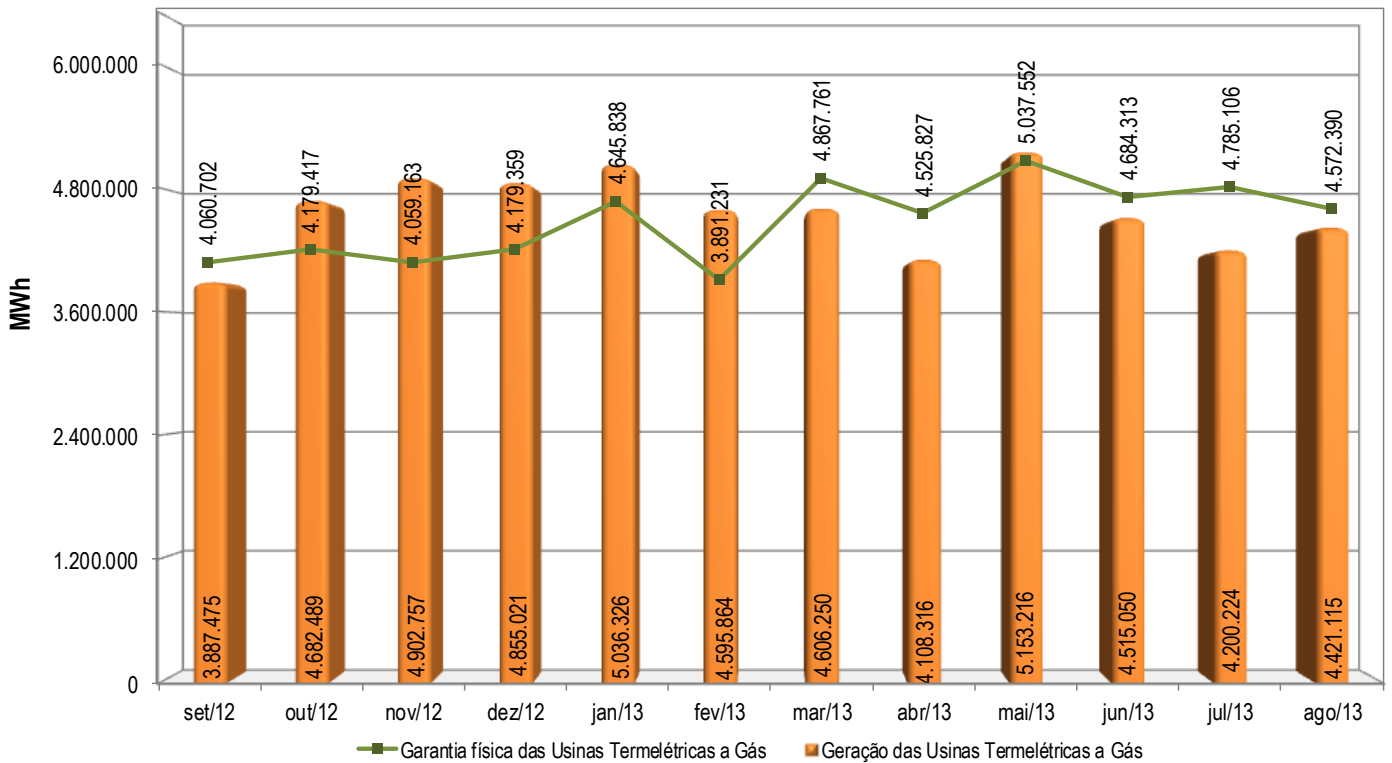


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até agosto de 2013.

Fonte: CCEE

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

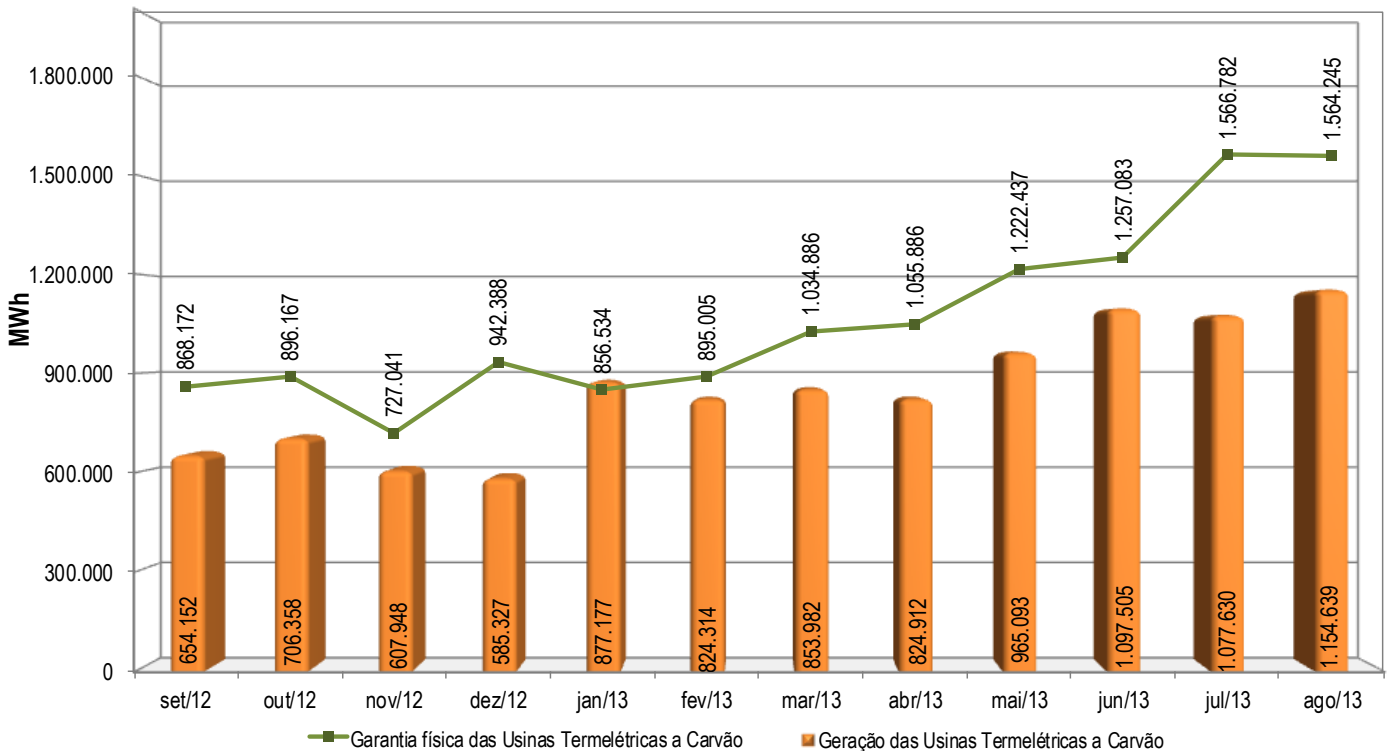


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até agosto de 2013.

Fonte: CCEE



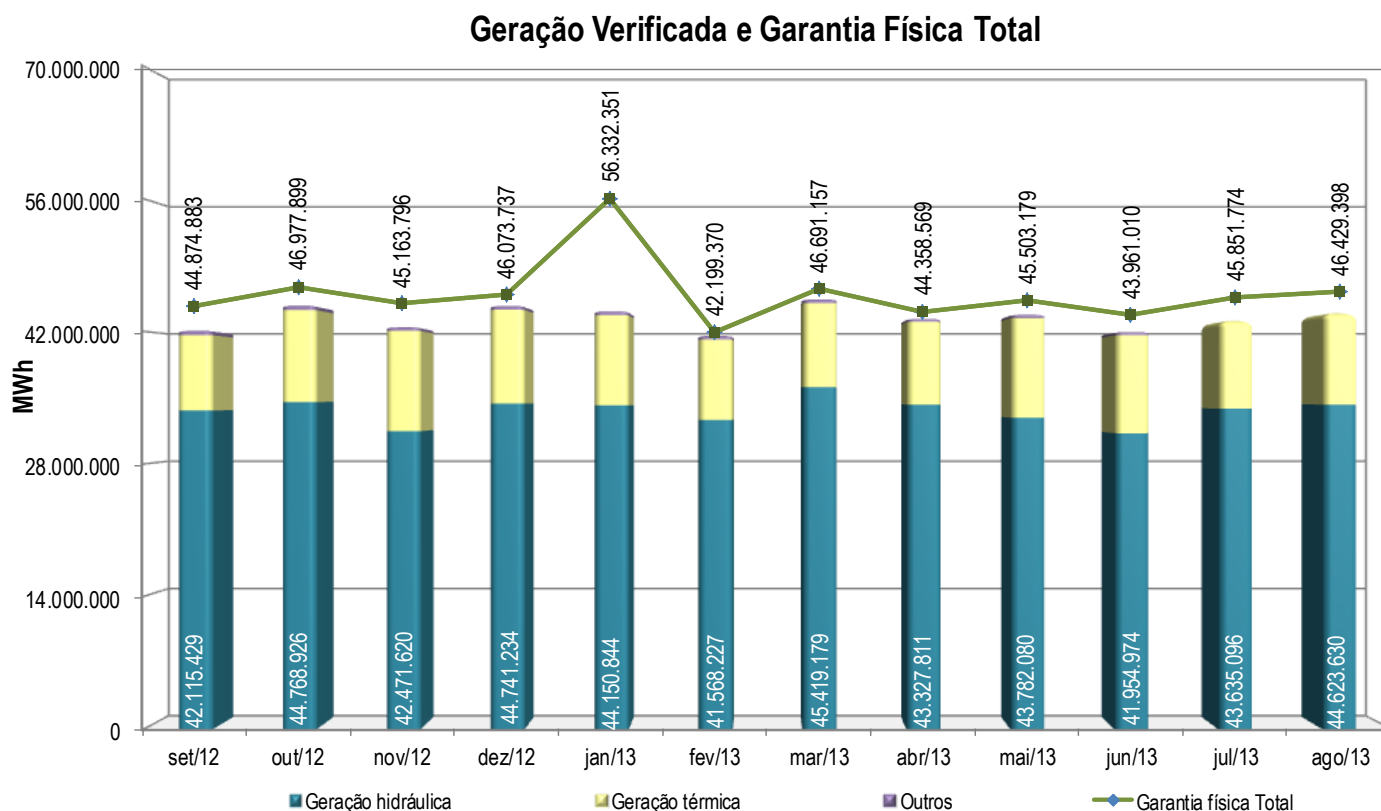


Figura 33. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até agosto de 2013.

Fonte: CCEE

## 8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO\*

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

No mês de setembro de 2013 foram concluídos e incorporados ao SIN 413,1 MW de geração, conforme descrito a seguir:

- UHE Jirau, 1 máquina (unidade 29), com 75,0 MW, em Rondônia;
- UHE Garibaldi, 1 máquina (unidade 1), com 63,0MW, em Santa Catarina;
- UTE Eldorado, 1 máquina (unidade 1), com 113,0 MW, em Mato Grosso do Sul;
- UTE Pedro Afonso, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 80,0 MW, no Tocantins;
- UTE Pioneiros II, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 35,0 MW, em São Paulo;
- PCH Mucuri, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 19,1 MW, em Minas Gerais;
- UEE Arizona I, 14 máquinas (unidades 1 a 14), total de 28,0 MW, no Rio Grande do Norte.

\* Nesta seção estão incluídos todos os empreendimentos de geração 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 Ago/2013 (MW)	Acumulado em 2013 (MW)
<b>Hidráulica</b>	157,1	1.371,0
<b>Térmica</b>	228,0	2.947,7
Gás	0,0	675,2
Petróleo	0,0	383,1
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	720,3
Biomassa	228,0	1.169,0
<b>Eólica</b>	28,0	248,8
<b>Solar Fotovoltaica</b>	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>413,1</b>	<b>4.567,4</b>

Fonte: MME / ANEEL / ONS

## 8.2. Previsão da Expansão da Geração \*

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

Fonte	Previsão 2013	Previsão 2014	Previsão 2015
<b>Hidráulica</b>	1.524,5	3.640,4	3.877,0
<b>Térmica</b>	1.094,7	1.236,5	240,8
Gás	504,5	1.156,5	200,8
Petróleo	208,2	0,0	0,0
Nuclear	0,0	0,0	0,0
Carvão Mineral	365,0	0,0	0,0
Biomassa	17,0	80,0	40,0
<b>Eólica</b>	673,6	3.152,6	3.574,0
<b>Solar Fotovoltaica</b>	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>3.292,8</b>	<b>8.029,5</b>	<b>7.691,8</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 Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 18/09/2013, 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 setembro de 2013 foram concluídos e incorporados ao Sistema Interligado Nacional – SIN 668,0 km de linhas de transmissão:

- LT 230 kV Integradora / Xinguara 2 C1, com 78 km, da Empresa ATLÂNTICO, em Mato Grosso do Sul.
- LT 230 kV Anastácio / Corumbá 2 C1 e C2, total de 590 km, da Empresa LTC, em Mato Grosso do Sul.



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

Tensão (kV)	Realizado em Set/13 (km)	Acumulado em 2013 (km)
230	668,0	1.432,7
345	0,0	5,0
440	0,0	0,0
500	0,0	2.960,0
525	0,0	0,0
600 (CC)	0,0	4.750,0
750	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>668,0</b>	<b>9.147,7</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:

- 2º transformador 230/138 kV – 55 MVA na SE Rio Branco I (ELETRONORTE), no Acre;
- 2º transformador 230/69 kV – 83 MVA na SE Alegrete 2 (CEEE-GT), no Rio Grande do Sul;
- 3º transformador 230/13,8 kV – 50 MVA na SE Goiânia Leste (CELG -GT), em Goiás;
- 3º transformador 230/138 kV – 100 MVA na SE Sinop (ELETRONORTE), em Mato Grosso;
- 1º e 2º transformadores 230/138 kV, total de 200 MVA na SE Corumbá 2 (LTC), em Mato Grosso do Sul;
- 5º transformador 230/69 kV – 165 MVA na SE Quinta (CEEE-GT), no Rio Grande do Sul;
- 1º transformador 230/138 kV – 150 MVA na SE Xinguara 2 (ATLANTICO), no Pará.

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

- Banco de Capacitor (BC4) 230kV – 50 MVAr, na SE Itabira 2 (CEMIG-GT), em Minas Gerais;
- Compensador Estático (CE1) 230kV – 50 MVAr, na SE Anastácio (LTC), em Mato Grosso do Sul;
- 3 Reatores de Barra (RT1, RT2, RT3) 230kV, total de 55 MVAr, na SE Corumbá 2 (LTC), em Mato Grosso do Sul;
- 2 Reatores de Linha (RT1 e RT2) 230kV, total de 40 MVAr, na SE Corumbá 2 (LTC), em Mato Grosso do Sul.

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

Transformação (MVA)	Realizado em Set/13 (MVA)	Acumulado em 2013 (MVA)
<b>TOTAL</b>	<b>803,0</b>	<b>10.277,0</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.

Tensão (kV)	Previsão 2013	Previsão 2014	Previsão 2015
230	1.603,0	5.064,0	677,0
345	79,0	121,0	0,0
440	0,0	152,0	0,0
500	1.073,0	2.749,0	4.088,0
525	0,0	1.665,0	0,0
600 (CC)	0,0	2.375,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL *</b>	<b>2.755,0</b>	<b>12.126,0</b>	<b>4.765,0</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 2013	Previsão 2014	Previsão 2015
<b>TOTAL</b>	<b>14.367,0</b>	<b>28.309,0</b>	<b>8.916,0</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 20/09/2013, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.

## 10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

Na primeira semana operativa de setembro passou a ser adotado o mecanismo “Valor Condicionado ao Risco” – CVaR no Programa Mensal de Operação Eletroenergética – PMO, e ao longo do mês o despacho contemplou apenas geração térmica por ordem de mérito, inflexibilidade e restrição elétrica e foram programadas por garantia de suprimento energético apenas as UTEs a GNL com despacho antecipado.

No mês foi verificado um total de 11.114 MW médios de geração térmica despachada pelo ONS, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios. Desse total, cerca de 1.416 MW médios foram programados por restrição elétrica, dos quais aproximadamente 803 MW médios no subsistema Nordeste e que incluem restrições locais para intervenção em equipamentos.

Com a utilização do mecanismo de aversão a risco CVaR os CMOs variaram entre R\$ 171,42 / MWh, menor valor do mês, ocorrido no subsistema Sul, e R\$ 272,00 / MWh, ocorrido em todos os subsistemas, considerando o valor médio de todos os patamares de carga. Destaca-se o descolamento do CMO do subsistema Sul nas semanas operativas de 31/08 a 06/09, de 07/09 a 13/09 e de 28/09 a 04/10, em função do atingimento dos limites de transmissão sendo mais acentuado nesse último período, quando o Sul descolou R\$ 89,28 / MWh dos demais subsistemas. Na semana operativa de 21/09 a 27/09 verificou-se descolamento do CMO dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (R\$ 258,61 / MWh), Sul (R\$ 244,36 / MWh) e Norte-Nordeste (R\$ 263,79 / MWh).



## 10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

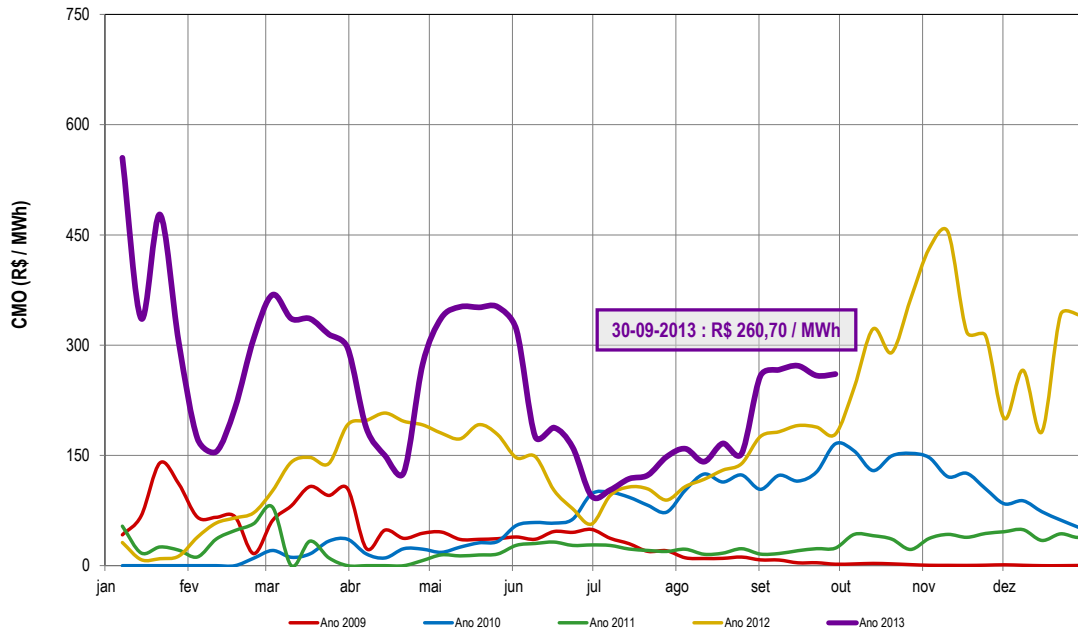


Figura 34. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

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

Evolução do CMO e do Despacho Térmico

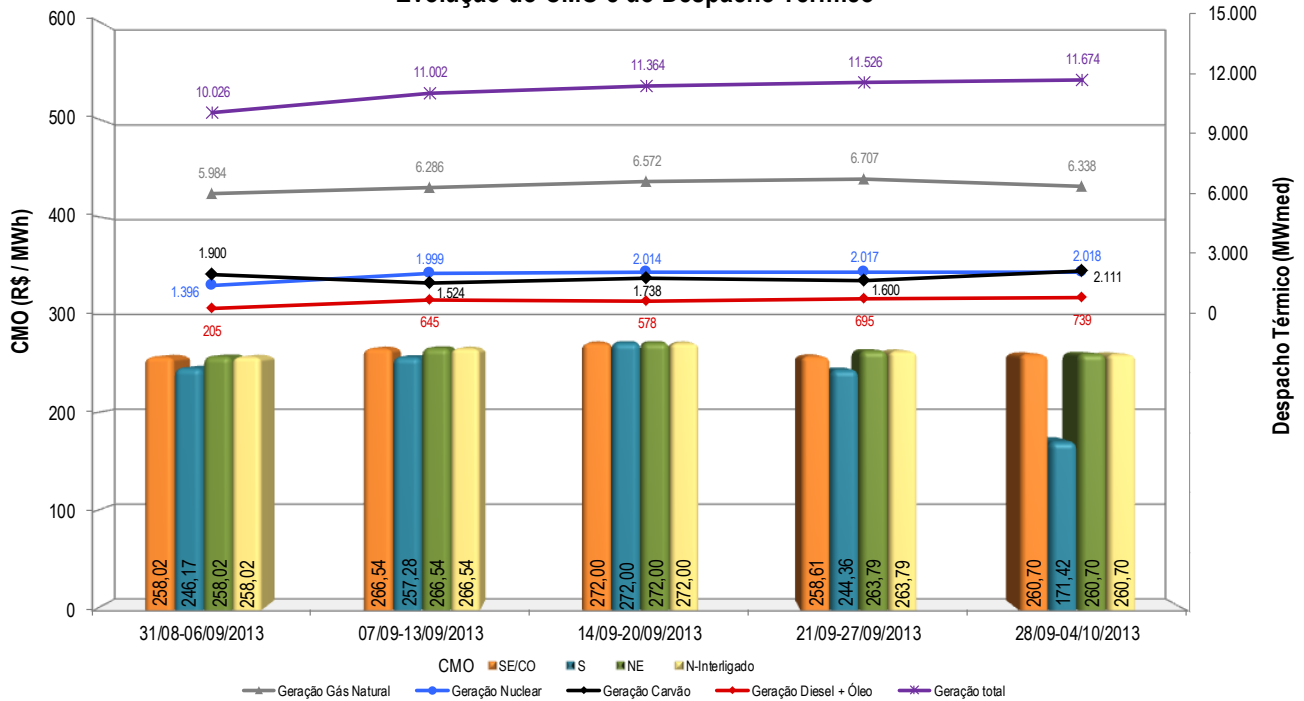


Figura 35. Evolução do CMO e do despacho térmico no mês.

Fonte: ONS



## 11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em agosto de 2013 foi de R\$ 262,3 milhões, 47,2% inferior ao mês anterior, composto pelos encargos: Restrição de Operação (R\$ 6,6 milhões), que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; Segurança Energética (R\$ 251,5 milhões), que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica devido à geração complementar para garantia do suprimento energético; e Serviços Ancilares (R\$ 4,2 milhões), 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 parcela expressiva do ESS deve-se à garantia de Segurança Energética, que representou 95,9% de todo o ESS no referido mês e foi inferior ao verificado no mês anterior principalmente em função da elevação do CMO no mês de agosto.

Destaca-se que a Resolução Normativa ANEEL nº 576/2013 revoga todas as disposições normativas atinentes à CAR, inclusive “o despacho fora da ordem de mérito por ultrapassagem da CAR”.

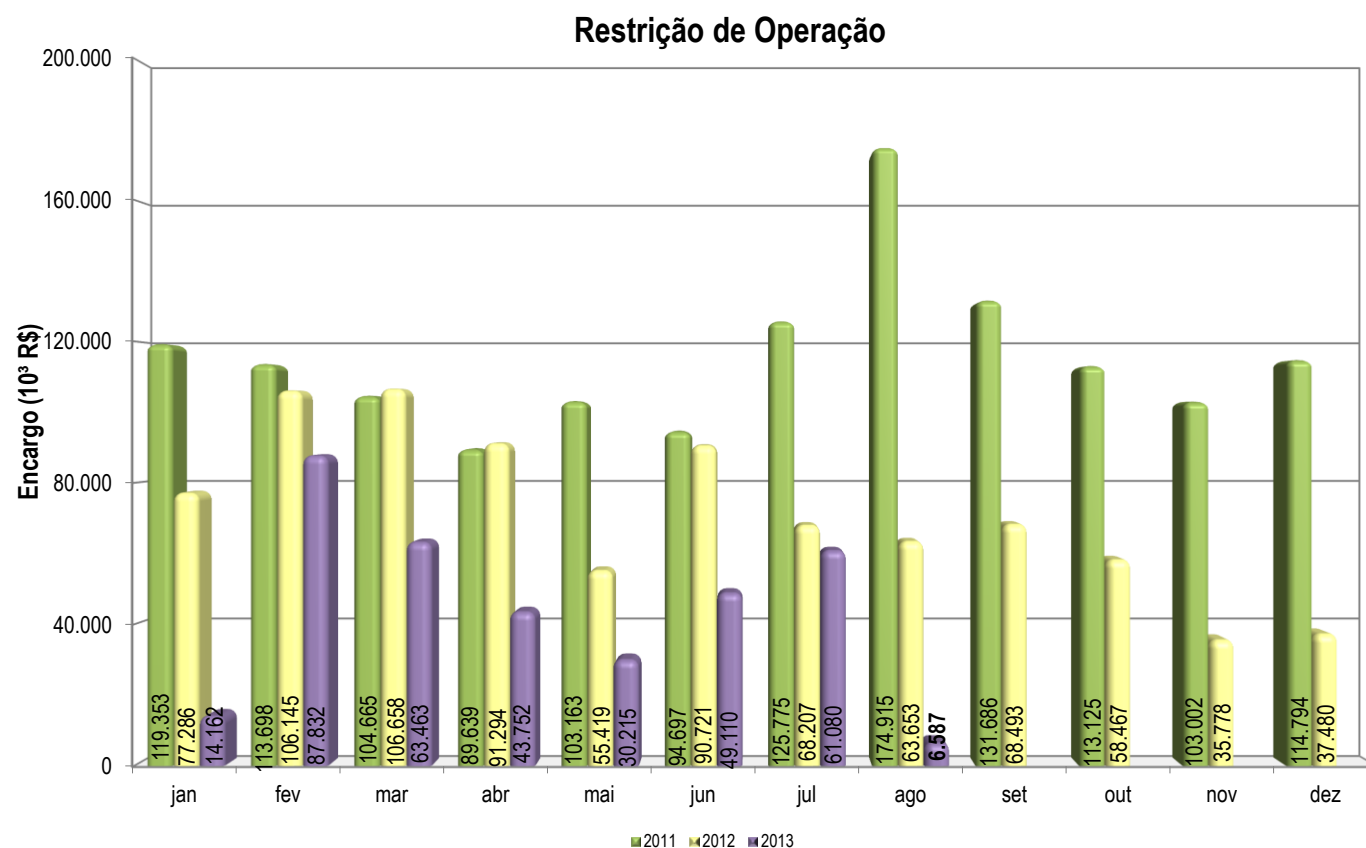


Figura 36. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados até agosto de 2013.

Fonte: CCEE

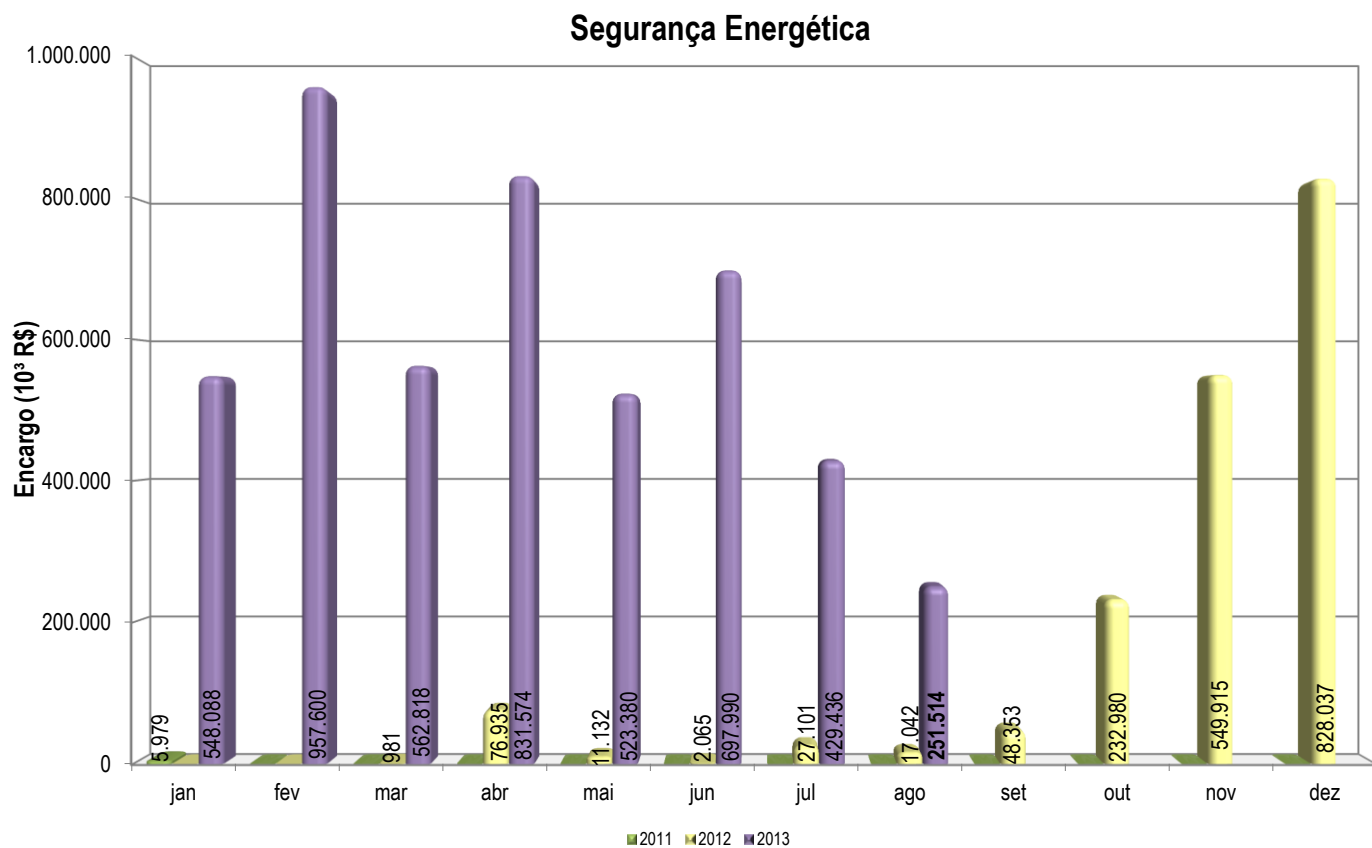


Figura 37. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados até agosto de 2013.

Fonte: CCEE

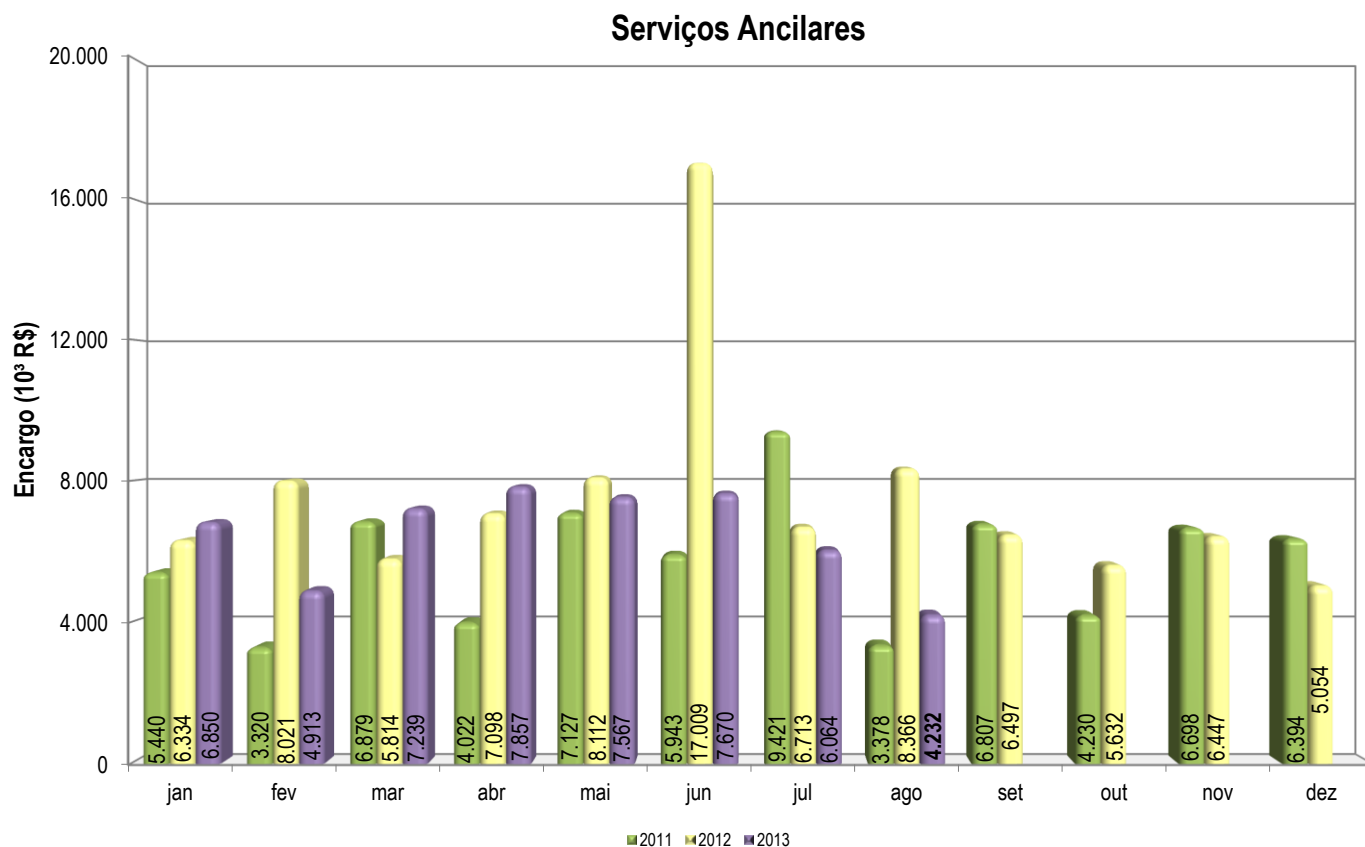


Figura 38. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados até agosto de 2013.

Fonte: CCEE



## 12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de setembro de 2013 o número de ocorrências e o montante de carga interrompida foram inferiores aos valores verificados no mesmo período de 2012. A seguir destacam-se as ocorrências de maior impacto:

- **Dia 09/09, às 11h44:** Desligamento acidental de parte dos disjuntores conectados ao barramento 02BP de 69 kV e dos transformadores 230/69 kV TR1, TR2 e TR3 da SE Natal II (Chesf) no lado de 69 kV. Houve interrupção de **229 MW** de carga da Cosern na região metropolitana de Natal, no Rio Grande do Norte. Causa: Atuação acidental da proteção de falha do disjuntor 69 kV 12J6, durante testes nos transformadores de corrente do alimentador de 69 kV Igapó 02J6.
- **Dia 16/09, às 13h16:** Desligamento acidental da Barra 4B de 88 kV da SE Nordeste (CTEEP). Houve interrupção de **540 MW** de cargas da EDP Bandeirante, no estado de São Paulo. Causa: Atuação da proteção de falha do disjuntor DJ 52-17, após atuação da proteção de sobrecorrente de neutro, durante serviços de manutenção deste disjuntor.
- **Dia 30/09, às 14h41:** Desligamento das LT 500 kV Silves/Lechuga C1 e C2 (Manaus Transmissora de Energia) e usinas da região de Manaus. Durante tentativa de energização da LT 500 kV Silves/Lechuga C2, ocorreu nova interrupção de carga. Houve interrupção de **670 MW** de cargas na região metropolitana de Manaus. Causa: Falha no sincronismo dos sistemas de 500 kV com Manaus no momento do paralelismo. O ONS, MME, ANEEL e agentes envolvidos estão providenciando o relatório de análise da ocorrência.

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

Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências em 2013.

Carga Interrompida no SEB (MW)												
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SIN**	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
S	0	0	0	0	0	0	394	224	0			
SE/CO	861	432	130	0	243	0	611	411	624			
NE	563	341	174	0	213	213	152	8.710	588			
N-Int***	0	138	443	0	272	212	1.430	494	800			
Isolados	816	0	515	184	222	0	0	0	0			
<b>TOTAL</b>	<b>2.240</b>	<b>910</b>	<b>1.262</b>	<b>184</b>	<b>950</b>	<b>425</b>	<b>2.587</b>	<b>9.839</b>	<b>2.012</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Fonte: ONS, Eletronorte e Amazonas Energia

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências em 2013.

Número de Ocorrências												
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SIN**	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
S	0	0	0	0	0	0	1	2	0			
SE/CO	4	2	1	0	2	0	2	1	2			
NE	2	1	1	0	1	2	1	2	3			
N-Int***	0	1	2	0	1	1	3	1	2			
Isolados	3	0	2	1	2	0	0	0	0			
<b>TOTAL</b>	<b>9</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</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 e Amazonas Energia



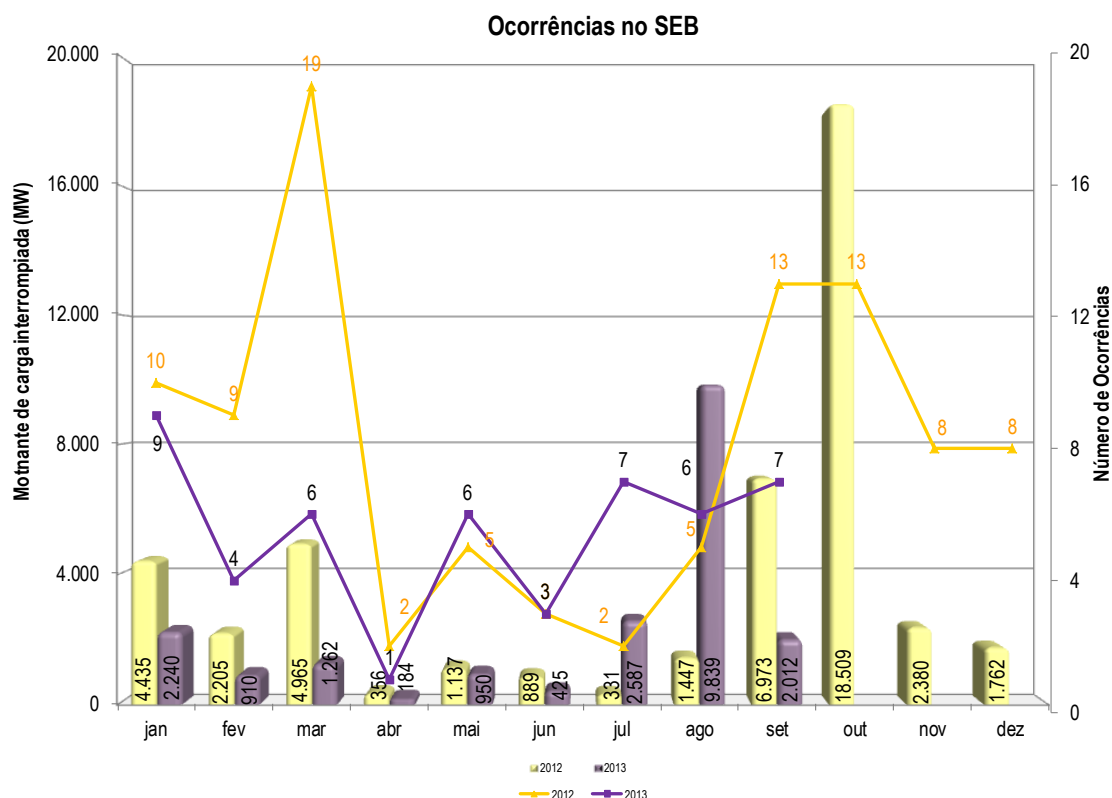


Figura 39. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte: ONS, Eletronorte e Amazonas Energia

## 12.2. Indicadores de Continuidade \*

Tabela 19. Evolução do DEC em 2013.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2013														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,93	1,67	1,72	1,49	1,32	1,22	1,18	1,23					11,76	15,17
S	1,31	1,36	1,09	1,04	1,04	1,03	1,26	1,22					9,35	14,07
SE	1,43	1,10	1,19	0,69	0,82	0,68	0,84	0,68					7,45	9,97
CO	3,10	2,69	2,68	2,04	1,53	1,47	1,46	1,47					16,39	17,95
NE	2,08	1,61	1,61	1,95	1,46	1,42	1,44	1,47					13,03	18,51
N	5,19	5,78	6,71	5,41	5,06	4,68	3,04	4,24					41,04	39,82

Dados contabilizados até agosto de 2013 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte: ANEEL

Tabela 20. Evolução do FEC em 2013.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2013														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,05	0,95	0,98	0,86	0,76	0,74	0,70	0,77					6,82	12,46
S	0,85	0,94	0,76	0,67	0,70	0,66	0,75	0,78					6,11	11,95
SE	0,72	0,59	0,58	0,38	0,44	0,41	0,49	0,42					4,05	8,17
CO	2,00	1,87	2,12	1,49	1,19	1,14	1,16	1,43					12,39	16,28
NE	0,99	0,82	0,89	0,94	0,72	0,72	0,69	0,77					6,55	13,30
N	3,24	3,12	3,65	3,38	3,06	3,04	2,49	2,67					24,93	38,42

Dados contabilizados até agosto de 2013 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.

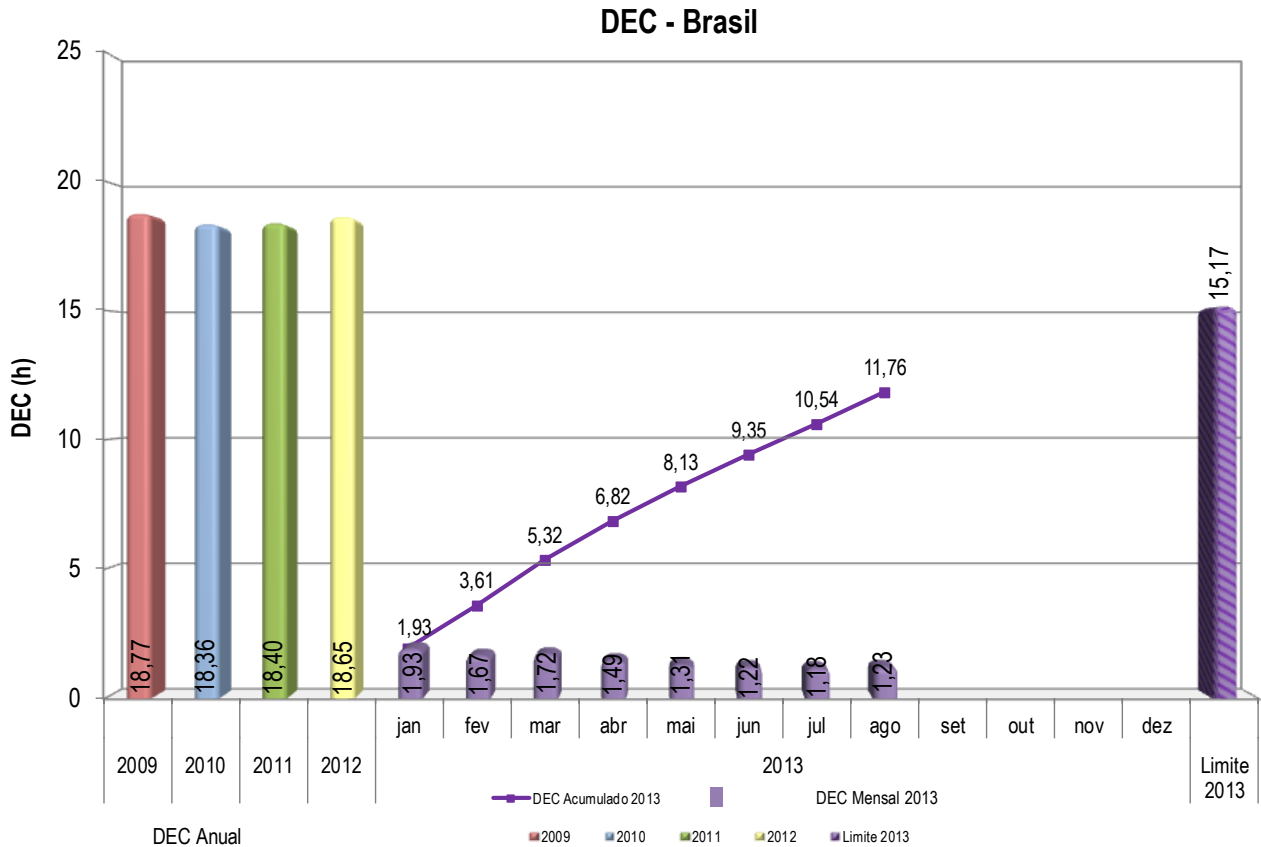


Figura 40. DEC do Brasil.

Dados contabilizados até agosto de 2013 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte: ANEEL

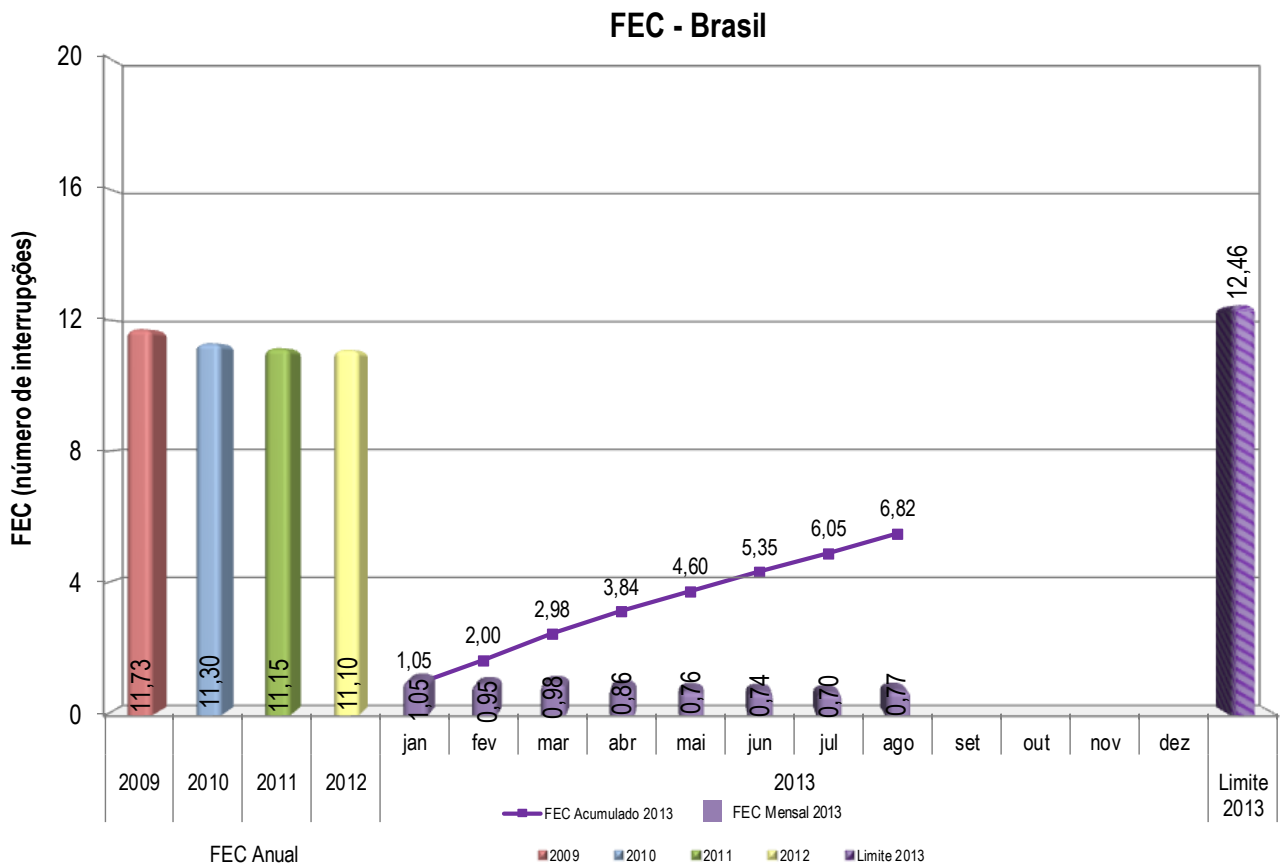


Figura 41. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até agosto de 2013 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>CAR</b> – Curva de Aversão ao Risco	<b>N</b> - Norte
<b>CVaR</b> – Conditional Value at Risk	<b>NE</b> - Nordeste
<b>CC</b> - Corrente Contínua	<b>NUCR</b> - Número de Unidades Consumidoras Residenciais
<b>CCEE</b> - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	<b>NUCT</b> - Número de Unidades Consumidoras Totais
<b>CER</b> - Contrato de Energia de Reserva	<b>OCTE</b> – Óleo Leve para Turbina Elétrica
<b>CGH</b> – Central Geradora Hidrelétrica	<b>ONS</b> - Operador Nacional do Sistema Elétrico
<b>CMO</b> – Custo Marginal de Operação	<b>OC1A</b> – Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre
<b>CO</b> - Centro-Oeste	<b>OPGE</b> – Óleo Combustível para Geração Elétrica
<b>CUST</b> – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão	<b>PCH</b> - Pequena Central Hidrelétrica
<b>DEC</b> – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	<b>PIE</b> - Produtor Independente de Energia
<b>DMSE</b> - Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico	<b>POCP</b> – Procedimentos Operativos de Curto Prazo
<b>EAR</b> – Energia Armazenada	<b>Proinfra</b> - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
<b>ENA</b> - Energia Natural Afluente Energético	<b>S</b> - Sul
<b>EPE</b> - Empresa de Pesquisa Energética	<b>SE</b> - Sudeste
<b>ERAC</b> - Esquema Regional de Alívio de Carga	<b>SEB</b> - Sistema Elétrico Brasileiro
<b>ESS</b> - Encargo de Serviço de Sistema	<b>SEE</b> - Secretaria de Energia Elétrica
<b>FC</b> - Fator de Carga	<b>SEP</b> – Sistemas Especiais de Proteção
<b>FEC</b> – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	<b>SI</b> - Sistemas Isolados
<b>GNL</b> - Gás Natural Liquefeito	<b>SIN</b> - Sistema Interligado Nacional
<b>GTON</b> - Grupo Técnico Operacional da Região Norte	<b>SPE</b> - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
<b>GW</b> - Gigawatt ( $10^9$ W)	<b>UEE</b> - Usina Eólica
<b>GWh</b> – Gigawatt-hora ( $10^9$ Wh)	<b>UHE</b> - Usina Hidrelétrica
<b>h</b> - Hora	<b>UNE</b> - Usina Nuclear
<b>Hz</b> - Hertz	<b>UTE</b> - Usina Termelétrica
<b>km</b> - Quilômetro	<b>VU</b> - Volume Útil
<b>kV</b> – Quilovolt ( $10^3$ V)	<b>ZCAS</b> – Zona de Convergência do Atlântico Sul
<b>MLT</b> - Média de Longo Termo	<b>ZCOU</b> – Zona de Convergência de Umidade
<b>MME</b> - Ministério Minas e Energia	