



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Outubro – 2014





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Outubro – 2014

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Edison Lobão

Secretário-Executivo

Márcio Pereira Zimmermann

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE

Domingos Romeu Andreatta

Coordenação Geral de Monitoramento do Desempenho do Sistema Elétrico

Thiago Pereira Soares

Equipe Técnica

André Grobério Lopes Perim

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Guilherme Silva de Godoi

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

José Brito Trabuco

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

70.065-900 – Brasília - DF

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

Boletim publicado em: http://www.mme.gov.br/mme/menu/todas_publicacoes.html



SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Precipitação Acumulada – Brasil.....	2
2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias	3
2.3. Energia Natural Afluente Armazenável	4
2.4. Energia Armazenada	6
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	9
3.1. Principais Intercâmbios Verificados	9
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	10
4.1. Consumo de Energia Elétrica	10
4.2. Unidades Consumidoras.....	12
4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil.....	12
4.4. Demandas Máximas	13
4.5. Demandas Máximas Mensais	13
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	16
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	17
7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	18
7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	18
7.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	19
7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	19
7.4. Geração Eólica	20
7.5. Energia de Reserva	21
7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física	23
8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO	26
8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	26
8.2. Previsão da Expansão da Geração.....	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.....	34



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/04/2014 a 30/04/2014 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/04 a 30/04/2014 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.....	3
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	4
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.....	4
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.....	5
Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.....	5
Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	7
Figura 8. EAR: Subsistema Sul.....	7
Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.....	8
Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.....	8
Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MW médios).....	9
Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.....	13
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	14
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	15
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.....	15
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.....	16
Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.....	17
Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.....	18
Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.....	20
Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	20
Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.....	21
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.....	22
Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.....	22
Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).....	23
Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.....	23
Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.....	24
Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.....	24
Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.....	25
Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.....	25
Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.....	26
Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	31
Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.....	31
Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.....	32
Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.....	33
Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	33
Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	35
Figura 39. DEC do Brasil.....	36
Figura 40. FEC do Brasil.....	36



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	6
Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.	9
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	11
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.	11
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	12
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.	13
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada* de geração de energia elétrica do Brasil.....	16
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	17
Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	19
Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	19
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.	27
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW).	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.	34
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.	34
Tabela 19. Evolução do DEC em 2014.	35
Tabela 20. Evolução do FEC em 2014.....	35



1. INTRODUÇÃO

No mês de outubro, os valores de afluições a todos os subsistemas foram inferiores à média de longo termo - MLT, com exceção do Sul, e o Nordeste atingiu o pior valor para o mês de outubro no histórico de 82 anos. No mês, foram verificados 16.129 MW médios de geração térmica programada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS considerando todas as razões de despacho, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de setembro apresentou a seguinte distribuição por subsistema: -6,6 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, +9,0 p.p. no Sul, -6,2 p.p. no Nordeste e -9,8 p.p. no Norte.

No dia 08 de outubro de 2014, foi realizada a 148ª reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, foi destacado o sucesso da operação do SIN durante a realização das eleições 2014, bem como o início do horário de verão brasileiro 2014-2015, que vigorará entre os dias 19/10/2014 e 22/02/2015.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL colocou em audiência pública, no período de 16/10 a 10/11, a proposta de alteração nos limites do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD de energia elétrica para 2015, para os valores máximo e mínimo de R\$388,04/MWh e R\$30,26/MWh, respectivamente. Atualmente, os valores vigentes são R\$822,83/MWh e R\$15,62/MWh.

No dia 31 de outubro de 2014, foi realizado o 6º Leilão de Energia de Reserva, que resultou na contratação de 31 empreendimentos eólicos (769,1 MW) e 31 empreendimentos solares fotovoltaicos (889,6 MW), com contratação total de 535,3 MW médios. Destaca-se que essa foi a primeira vez que a fonte solar foi ofertada em leilões para atendimento ao SIN separadamente de outras fontes. O preço médio final negociado para a energia solar foi de R\$215,12/MWh, representando deságio de 17,9% em relação ao valor inicial, e o preço médio da energia eólica foi negociado a R\$142,34/MWh, deságio de 1,4%. O fornecimento de energia deverá ser realizado a partir de 2017.

Entraram em operação comercial no mês 865,013 MW de capacidade instalada de geração, 4.790,0 km de linhas de transmissão e 1.386,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano a expansão do sistema totalizou 6.003,8 MW de capacidade instalada de geração, 7.382,9 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 12.488,0 MVA de transformação na Rede Básica.

No mês de outubro de 2014, a capacidade própria instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 132.006 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2013, houve expansão de 2.714 MW de geração de fontes hidráulicas, de 2.289 MW de fontes térmicas e de 2.119 MW de geração eólica.

No mês de setembro de 2014, a geração hidráulica correspondeu a 68,0% do total gerado no Brasil, 1,9 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica, que é tipicamente sazonal, se manteve praticamente no mesmo patamar, variando 0,1 p.p. entre um mês e outro, e verificou-se redução da participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica em relação ao mês anterior, de 30,8% para 29,0%.

O fator de capacidade médio da geração eólica da região Sul, no mês de setembro de 2014, aumentou 5,8 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 37,6%. Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Nordeste diminuiu 4,7 p.p. em relação a agosto de 2014, e alcançou 47,7%. No acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior, houve avanço de 2,5 p.p. no fator de capacidade na região Sul e de 3,9 p.p. na região Nordeste.

Com relação ao mercado consumidor, no acumulado dos últimos doze meses (outubro de 2013 a setembro de 2014), o consumo total, considerando as perdas, cresceu 3,8% em relação ao mesmo período anterior. Por sua vez, em termos anuais, foi verificado crescimento de 3,2% em relação a setembro de 2013. Houve expansão de 3,5% na quantidade de unidades consumidoras residenciais de setembro de 2014 em relação ao mesmo mês de 2013.

* As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 31 de outubro de 2014, exceto quanto indicado.

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

O Subsistema Sul é composto pelos estados da Região Sul.

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

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



2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Ao longo do mês de outubro três frentes frias atuaram no Brasil, mas ficaram restritas à região Sul, ocasionando chuva fraca a moderada nas bacias dos rios Uruguai, Jacuí, Iguçu e Paranapanema. As bacias hidrográficas das regiões Centro-Oeste e Sudeste apresentaram chuva fraca devido à atuação de áreas de instabilidade.

Ao término do mês foram observados totais de precipitação abaixo da média climatológica em praticamente todas as bacias hidrográficas de interesse para geração de energia hidrelétrica do Brasil, com exceção da bacia do rio Uruguai.

As temperaturas mínimas do mês variaram entre normal e acima da normal em praticamente todo o país, com destaque para a região Sul, que teve anomalias positivas de até 4°C. As temperaturas máximas do mês de outubro estiveram acima da normal principalmente nos estados do Paraná, São Paulo e Minas Gerais, com anomalias positivas de até 5°C.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 63 %MLT – 13.410 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (7º pior valor*), 139 %MLT – 18.440 MW médios no Sul (21º melhor valor*), 36 %MLT – 1.227 MW médios no Nordeste (pior valor*) e 79 %MLT – 1.429 MW médios no Norte-Interligado (24º pior valor*).

Ressalta-se que, apesar de ter ocorrido ENA bruta de 139 %MLT no subsistema Sul, foi armazenável apenas 105 %MLT.

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

2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

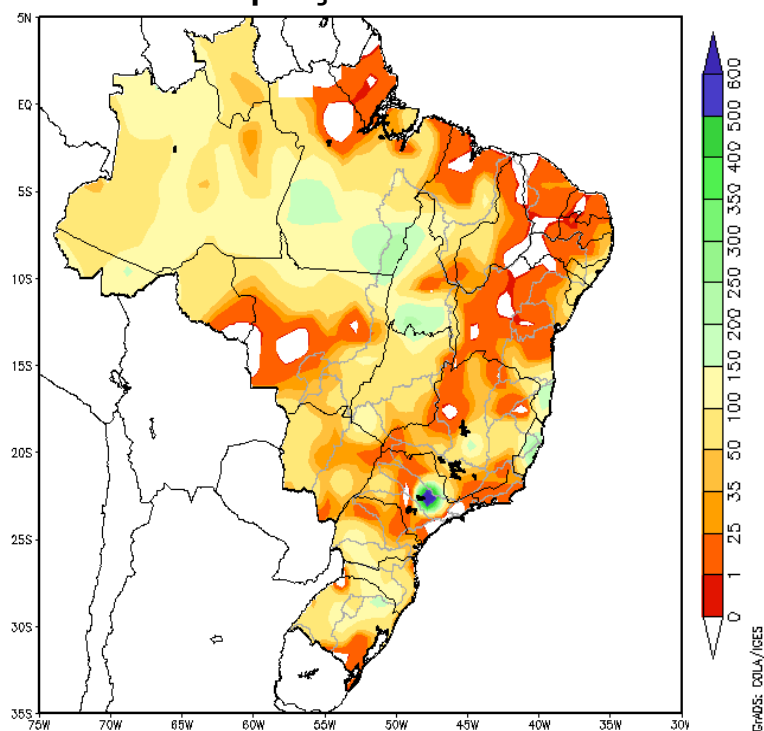


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/10/2014 a 31/10/2014 – Brasil.

Fonte: ONS



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

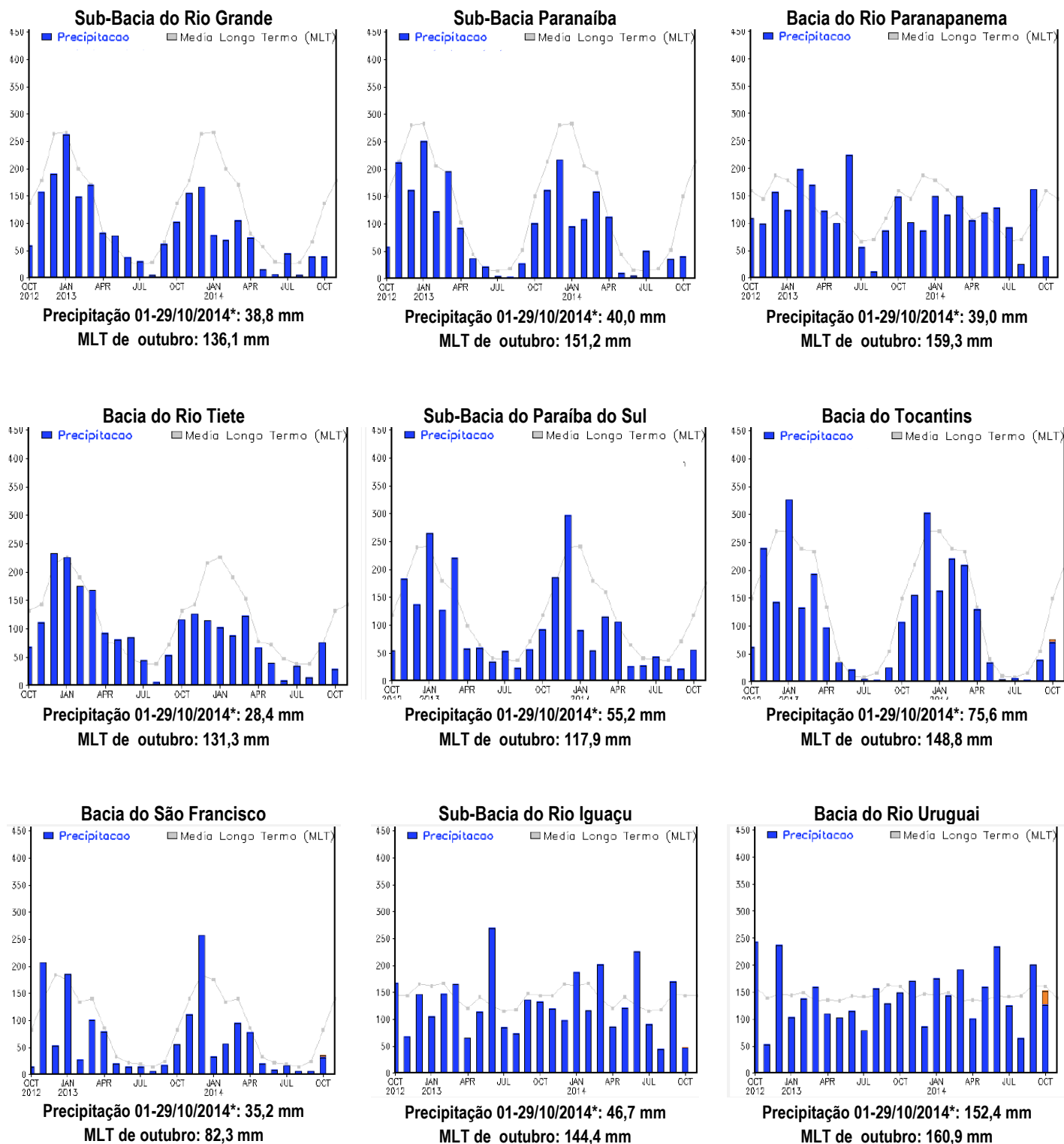


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/10 a 29/10/2014* nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

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



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

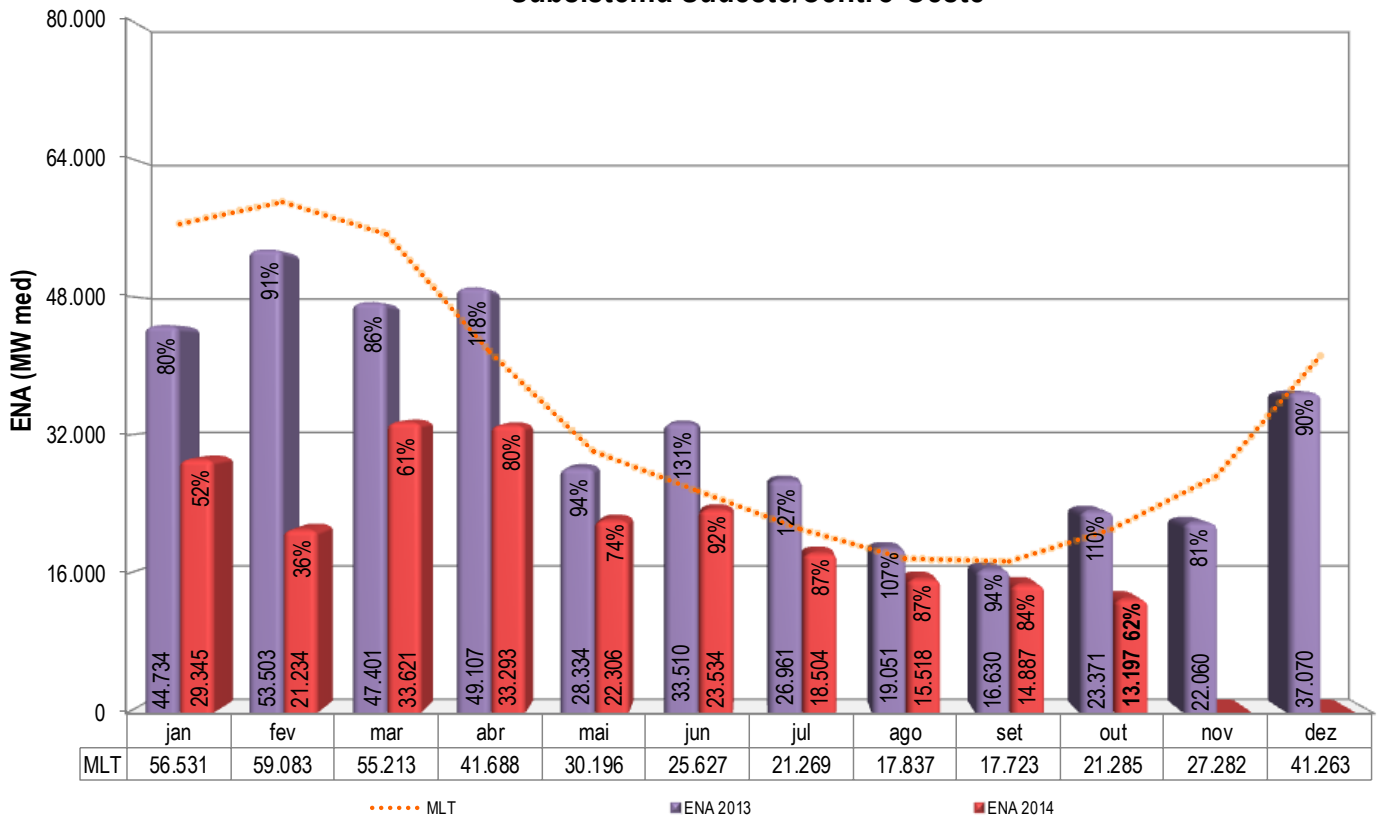


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul



Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



Subsistema Nordeste

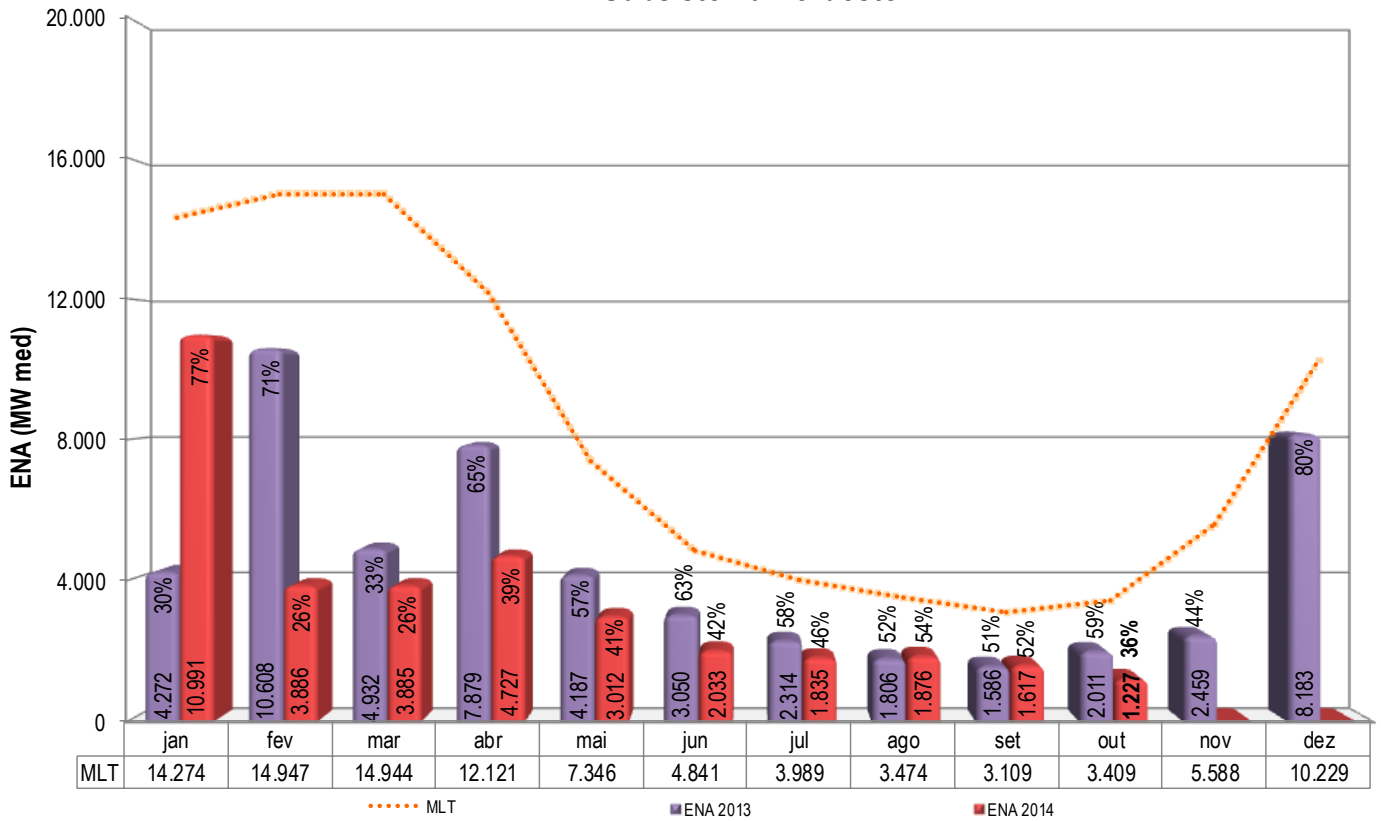


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

Subsistema Norte-Interligado

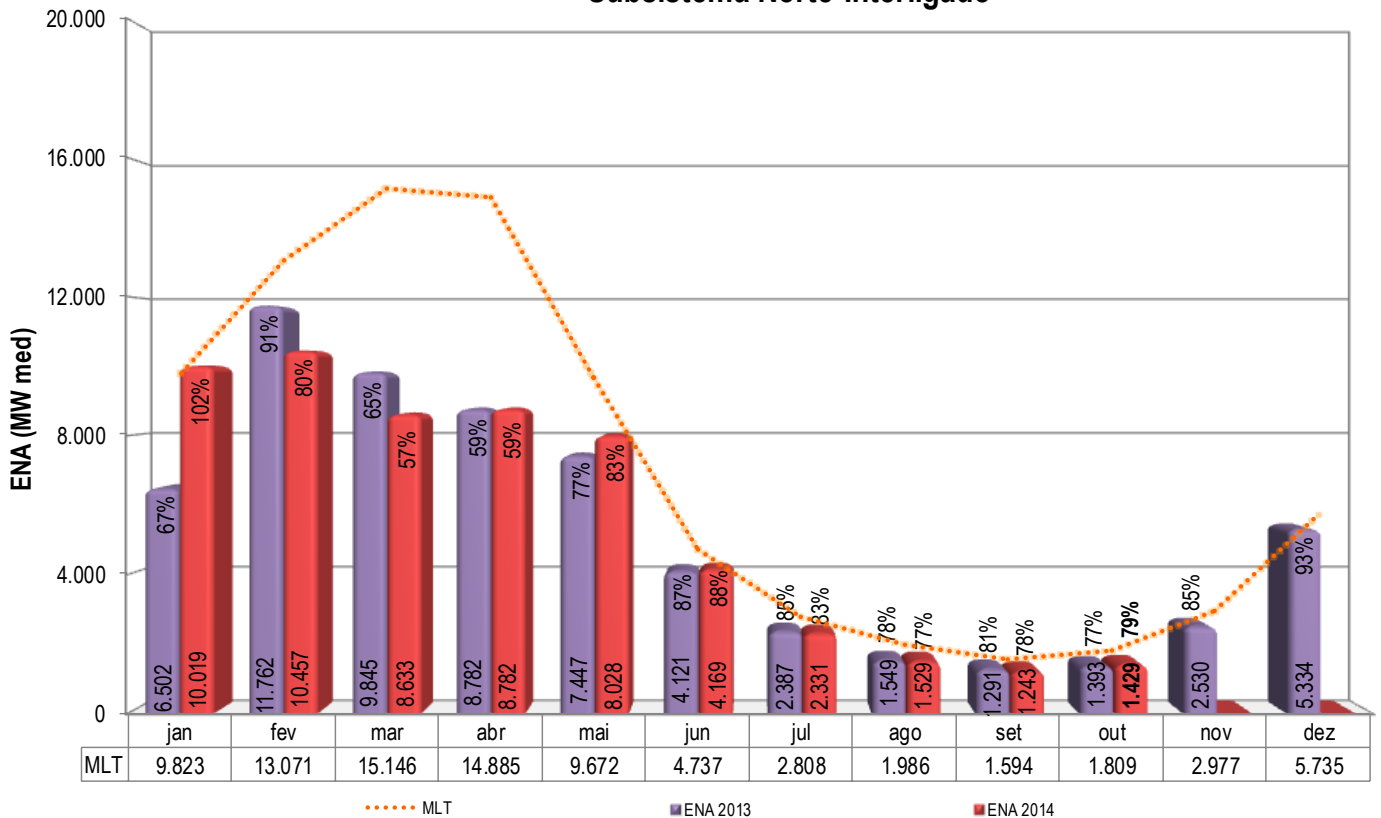


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



2.4. Energia Armazenada

Em outubro de 2014 houve reduções nos níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas, com exceção do subsistema Sul. Houve contribuição de aproximadamente 16.129 MWmédios de produção térmica no mês, valor cerca de 770 MWmédios acima do verificado no mês anterior.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste houve um deplecionamento do armazenamento equivalente em 6,6 p.p., atingindo 18,7 %EAR ao final do mês de outubro, valor 26,4 p.p. inferior ao verificado ao final de outubro de 2013 (45,1 %EAR), e 2,6 p.p. inferior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (21,3 %EAR). No mês de outubro, as disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram dimensionadas em função da evolução das condições eletroenergéticas de seu reservatório, sendo exploradas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste.

As disponibilidades energéticas das usinas da região Sul foram exploradas ao máximo em todos os períodos de carga, visando minimizar e/ou evitar a ocorrência de vertimentos para controle do nível de armazenamento de seus reservatórios, respeitando-se os limites elétricos vigentes, visando reduzir a utilização dos estoques armazenados nos reservatórios das demais regiões do SIN. Nesse contexto, houve um replecionamento do reservatório em 9,0 p.p em comparação com setembro de 2014, atingindo 84,5 %EAR ao final do mês, valor cerca de 9,3 p.p. inferior ao armazenamento do final do mês de outubro de 2013 (93,8 %EAR).

No subsistema Nordeste houve deplecionamento em 6,2 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 15,7 %EAR ao final do mês de outubro, valor 9,7 p.p. inferior ao verificado ao final de outubro de 2013 (25,4 %EAR), mas ainda 7,2 p.p. superiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (8,5 %EAR). Foi mantida a geração hidráulica em valores mínimos, sendo a geração térmica e eólica local e o recebimento de energia da ordem de 504 MWmédios responsáveis pelo fechamento do balanço energético do subsistema. Em função das condições de afluência e armazenamento desfavoráveis, a defluência mínima da UHE Três Marias foi novamente reduzida em outubro, chegando a 140 m³/s.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 32,9 %EAR ao final do mês de outubro, apresentando deplecionamento em 9,8 p.p em comparação ao mês anterior, e cerca de 3,5 p.p. inferiores em relação ao armazenamento do final de outubro de 2013 (36,4 %EAR). A geração da UHE Tucuruí foi dimensionada nos períodos de carga média e pesada para fechamento do balanço energético do SIN, após exploradas as disponibilidades energéticas das regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste, sendo minimizada nos períodos de carga leve, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes nas interligações entre as regiões Norte, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações percentuais de energia armazenada em comparação ao final de setembro referem-se ao deplecionamento de 12,2 p.p. na UHE Capivara (atingindo 52,6% v.u.), de 11,4% na UHE Tucuruí (atingindo 22,6% v.u.), de 8,8% na UHE Sobradinho (atingindo 21,1% v.u.), de 8,7% na UHE Furnas (atingindo 13,3% v.u.) e de 8,1% na UHE Emborcação (atingindo 20,4% v.u.). Ressalta-se que ao término de outubro de 2014, a UHE Três Marias encontrava-se com nível de armazenamento de apenas 2,3% v.u. e a UHE Camargos com 0,43% v.u. Por sua vez, a UHE Ilha Solteira encontrava-se com armazenamento de cerca de 33,1% v.u., referenciado ao sua volume útil máximo considerando operação individual, o que corresponde a manutenção do armazenamento de setembro de 2014.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final do Mês (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% da Capacidade Total
Sudeste/Centro-Oeste	18,7	205.003	70,3
Sul	84,5	19.873	6,8
Nordeste	15,7	51.859	17,8
Norte	32,9	14.812	5,1
TOTAL		291.547	100,0

Fonte: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

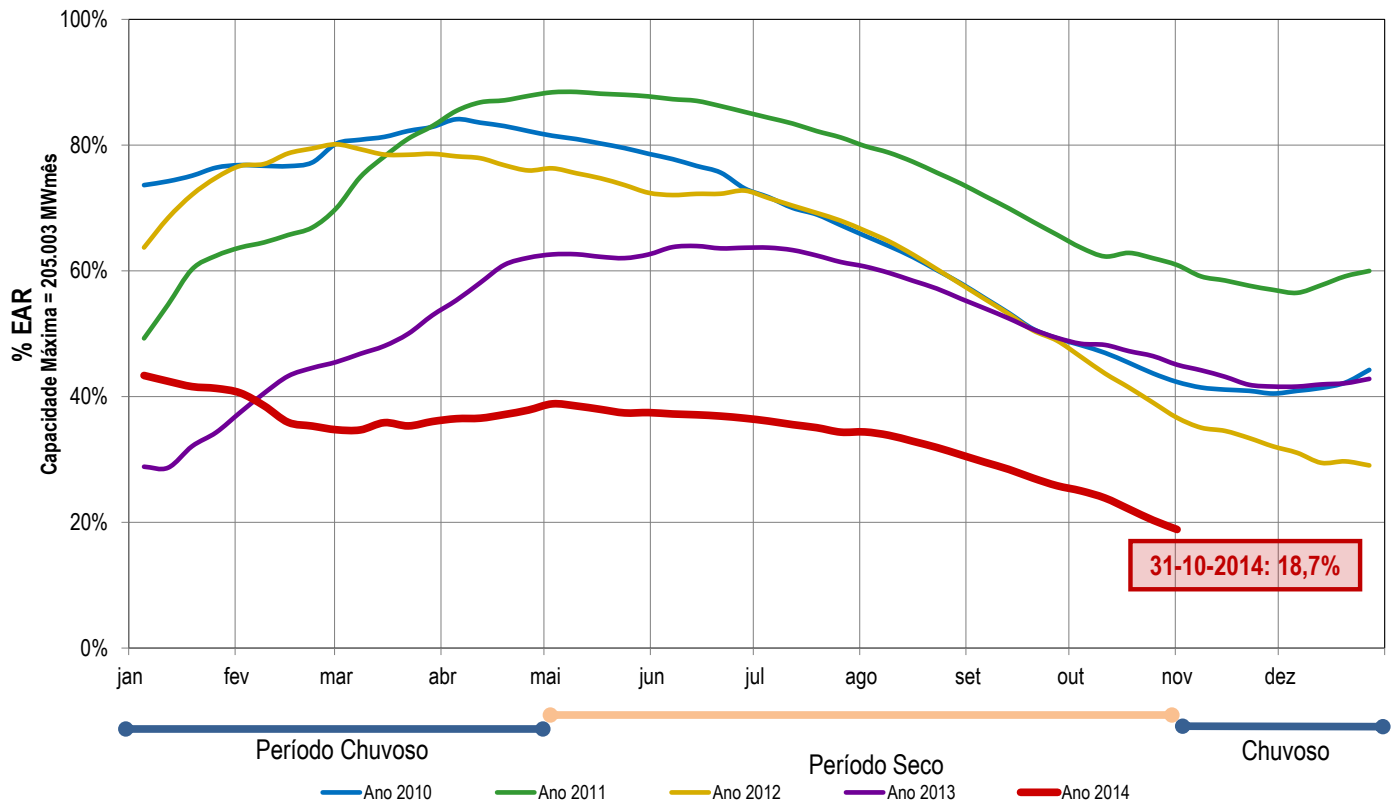


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

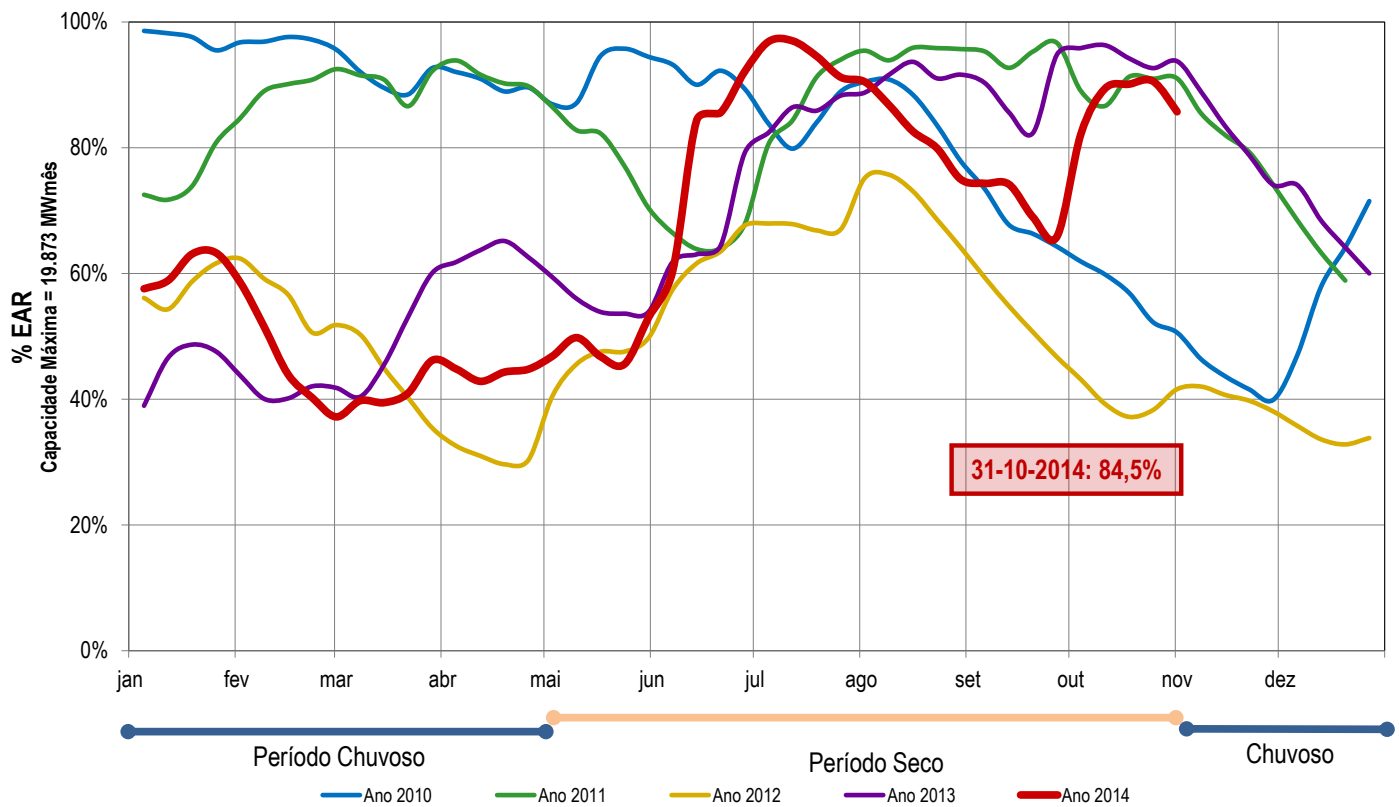


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



Subsistema Nordeste

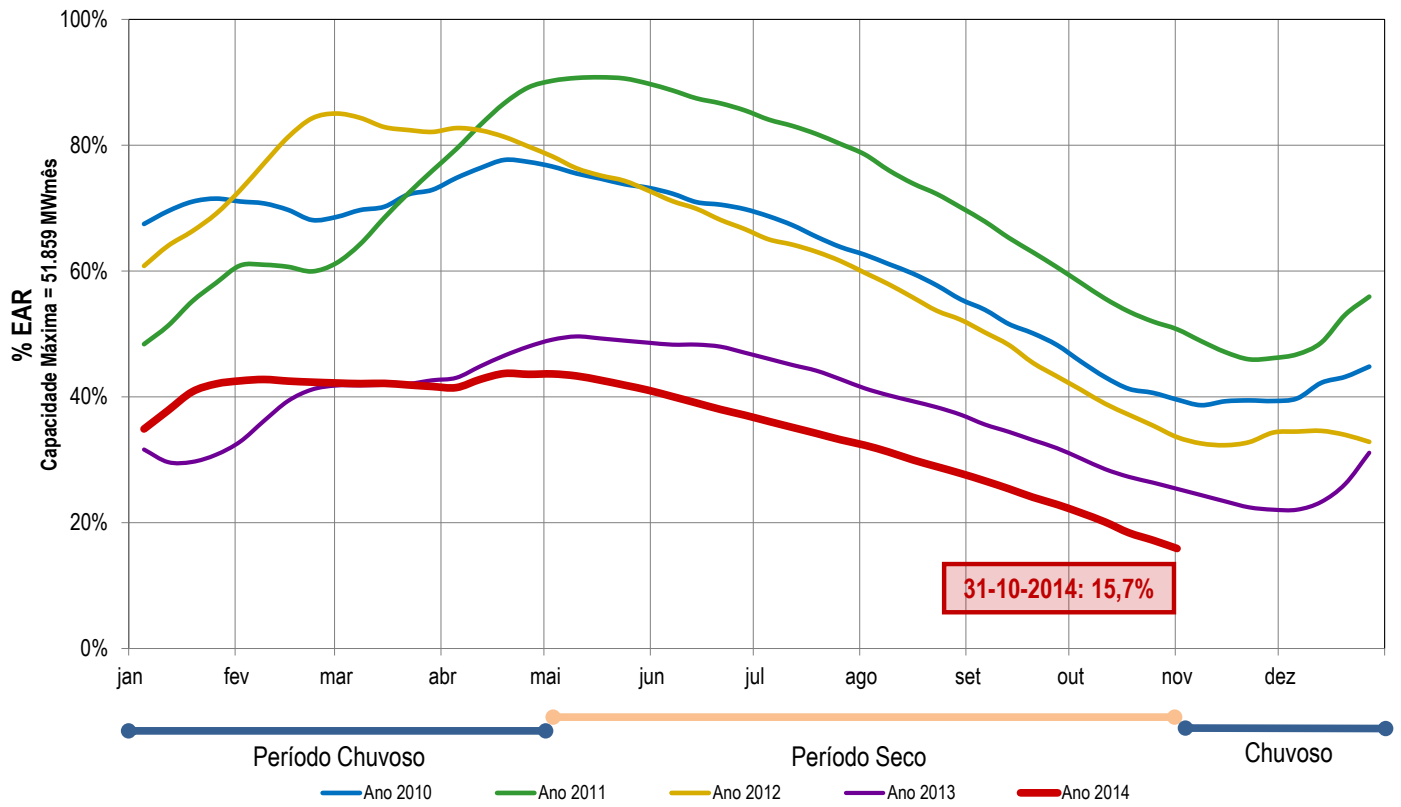


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

Subsistema Norte-Interligado

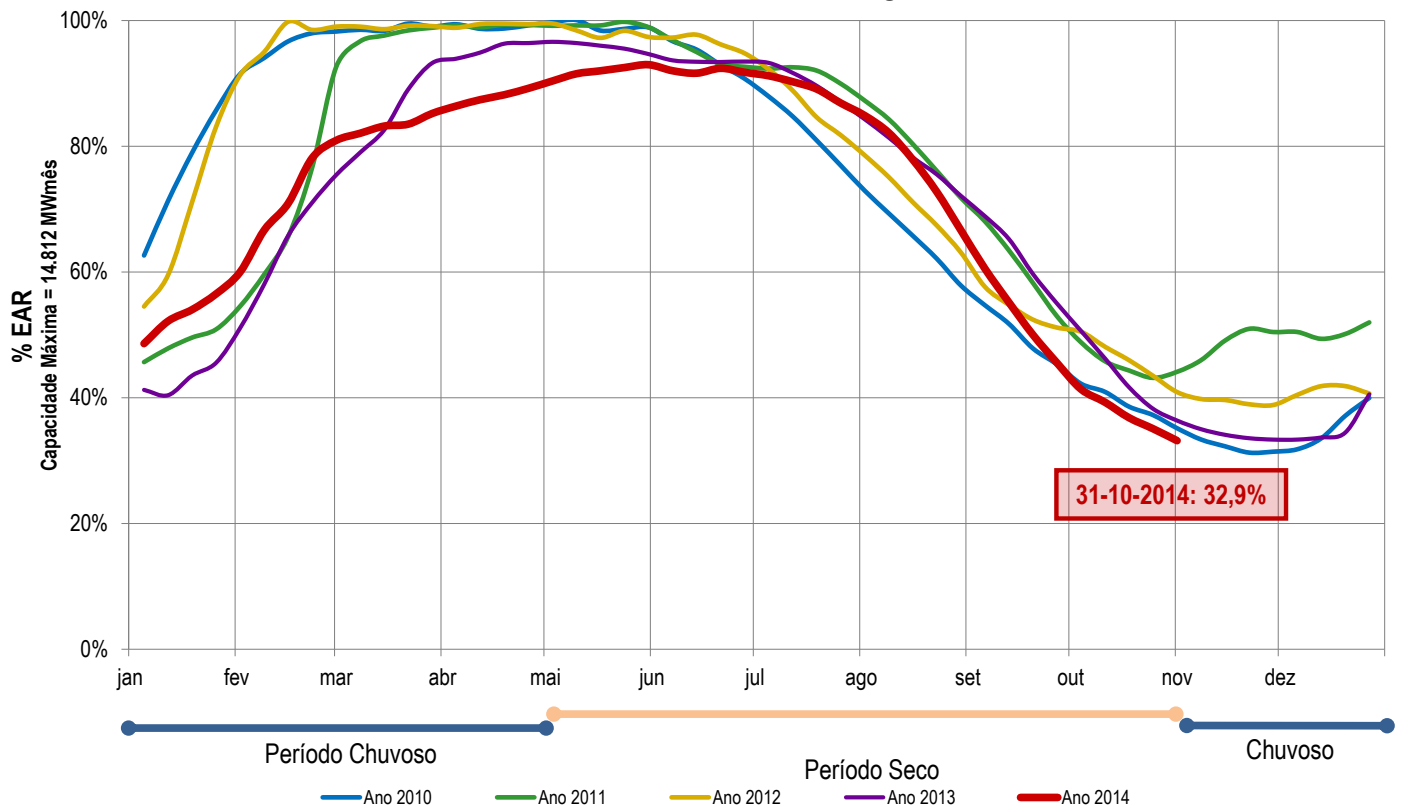


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em função das disponibilidades de estoque armazenado e das aflúncias no subsistema Sul, houve exportação de energia desse subsistema de cerca de 2.830 MWmédios, mantendo o patamar verificado no mês anterior.

Do subsistema Norte-Interligado, houve importação de energia de cerca de 109 MWmédios, revertendo o fluxo verificado em setembro, devido a menor geração hidráulica de energia na região. O subsistema Sudeste/Centro-Oeste enviou excedentes para o subsistema Norte e Nordeste em 613 MWmédios.

O subsistema Nordeste também permaneceu importador em 504 MWmédios, valor inferior aos 858 MWmédios verificado no mês de setembro. Ressalta-se que a geração hidráulica no subsistema Nordeste continuou nos valores mínimos operativos, para minimizar as taxas de deplecionamento dos reservatórios da região.

No complexo do Rio Madeira, em outubro a UHE Jirau gerou cerca de 438 MWmédios e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 854 MWmédios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. No período foram escoados cerca de 1.102 MWmédios pelo primeiro bipolo em corrente contínua, com média diária máxima no mês de 1.319 MWmédios, no dia 22 de outubro de 2014.

Além disso, a região metropolitana de Manaus importou cerca de 127 MWmédios do SIN no mês de outubro, através da interligação Tucuruí-Manaus. No dia 8 de outubro de 2014, foi registrado o maior valor diário de importação pela interligação Tucuruí-Manaus no mês, 219 MWmédios.

A importação da Venezuela para suprimento ao estado de Roraima foi de 111 MWmédios, ligeiramente superior ao verificado no mês anterior, no valor de 108 MWmédios.

No mês de outubro, houve intercâmbio internacional pela Interligação Uruguaiana para testes na conversora, mas com média mensal nula.



Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB**	200
②	EXPN	(Geração - demanda)
	RECN	(Carga do Norte - Geração de 5 UGs de Tucuruí)
③	EXPNE	4.000
	RNE	4.200
④	(FNS + FSENE)	5.100
	EXPSE	4.300
⑤	RSUL	7.500
	FSUL	5.740
⑥	INT _{Arg}	2.100
	INT _{Urug}	70

Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

Fonte: ONS / Eletronorte

Fonte: ONS / Eletronorte

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

** Valor contratual. No mês de outubro, foi praticado intercâmbio de 111 MWmédios.

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 _{Arg}	Intercâmbio internacional com a Argentina
RNE	Importação do Nordeste	INT _{Urug}	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 setembro de 2014, o consumo de energia elétrica atingiu 48.296 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, mantendo-se praticamente no mesmo patamar do verificado no mês anterior, e representando aumento de 3,2% em comparação com o consumo de setembro de 2013.

No acumulado dos últimos 12 meses (outubro de 2013 a setembro de 2014), o consumo residencial registrou crescimento de 5,9% em relação ao mesmo período anterior e avançou 2,9% em setembro de 2014 em comparação ao mesmo mês de 2013. Segundo informações da EPE, na região Sudeste, que concentra metade do consumo residencial do país, houve queda de 0,3%. Já a região Norte, que é a menor em termos regionais, foi a que mais contribuiu para o aumento do consumo da classe registrado em setembro, com 115 GWh dos 295 GWh adicionados ao consumo (39%), com destaque para os crescimentos verificados no Pará (23%) e no Amazonas (16%).

Por sua vez, o consumo da classe comercial registrou crescimento de 7,3% no acumulado de 12 meses e 6,1% em relação a setembro de 2013. Entre as regiões do país, apenas no Sudeste (+3,9%) o aumento do consumo ficou abaixo da taxa nacional, influenciado, dentre outros fatores, pelo ciclo de faturamento das concessionárias que atuam nos estados. Nas regiões Sul e Norte, foram registrados crescimentos de 7% e 11,7%, respectivamente.

Seguindo tendência dos meses anteriores, o consumo industrial registrou nova retração de 4,7%, em relação a setembro de 2013, sendo os segmentos metalúrgico, químico e automobilístico os mais afetados. Em relação ao consumo da indústria metalúrgica, destaca-se a queda de 59% no Maranhão, 29,7% em Minas Gerais e 22,6% em São Paulo. No ramo automobilístico, houve queda de 10% do consumo em São Paulo, 14% em Minas Gerais e 12% no Rio Grande do Sul, dentre outros. Já na indústria química houve queda do consumo em estados como Rio de Janeiro e São Paulo, e expansão em alguns estados do Nordeste.

Por fim, o consumo de energia da classe rural aumentou 6,8% em comparação ao mesmo mês em 2013 e acumula em 12 meses crescimento de 5,4% 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		
	Set/14 GWh	Evolução mensal (Set/14/Ago/14)	Evolução anual (Set/14/Set/13)	Out/12-Set/13 (GWh)	Out/13-Set/14 (GWh)	Evolução
Residencial	10.545	0,2%	2,9%	123.097	130.398	5,9%
Industrial	14.868	-1,3%	-4,7%	183.632	180.534	-1,7%
Comercial	7.172	2,5%	6,1%	82.401	88.419	7,3%
Rural	2.243	5,7%	6,8%	23.831	25.125	5,4%
Demais classes *	3.969	2,9%	3,9%	45.498	47.275	3,9%
Perdas	9.498	1,8%	14,8%	98.894	106.936	8,1%
Total	48.296	0,8%	3,2%	557.353	578.687	3,8%

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

Fonte: EPE

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

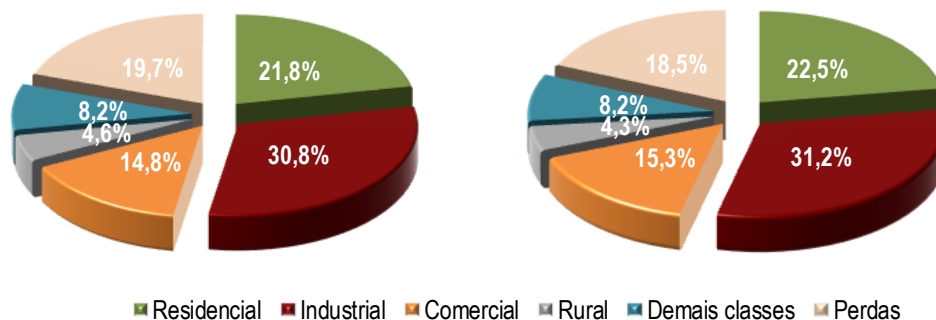


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até setembro de 2014.

Fonte: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Set/14 kWh/NU	Evolução mensal (Set/14/Ago/14)	Evolução anual (Set/14/Set/13)	Out/12-Set/13 (kWh/NU)	Out/13-Set/14 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	161	-0,2%	-1,1%	162	166	2,3%
Consumo médio industrial	25.491	-1,4%	-4,6%	26.269	25.793	-1,8%
Consumo médio comercial	1.292	0,5%	2,7%	1.275	1.328	4,2%
Consumo médio rural	526	5,2%	5,0%	474	491	3,6%
Consumo médio demais classes*	5.354	2,5%	1,7%	5.135	5.314	3,5%
Consumo médio total	506	0,1%	-2,9%	515	513	-0,5%

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

Fonte: EPE



4.2. Unidades Consumidoras

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

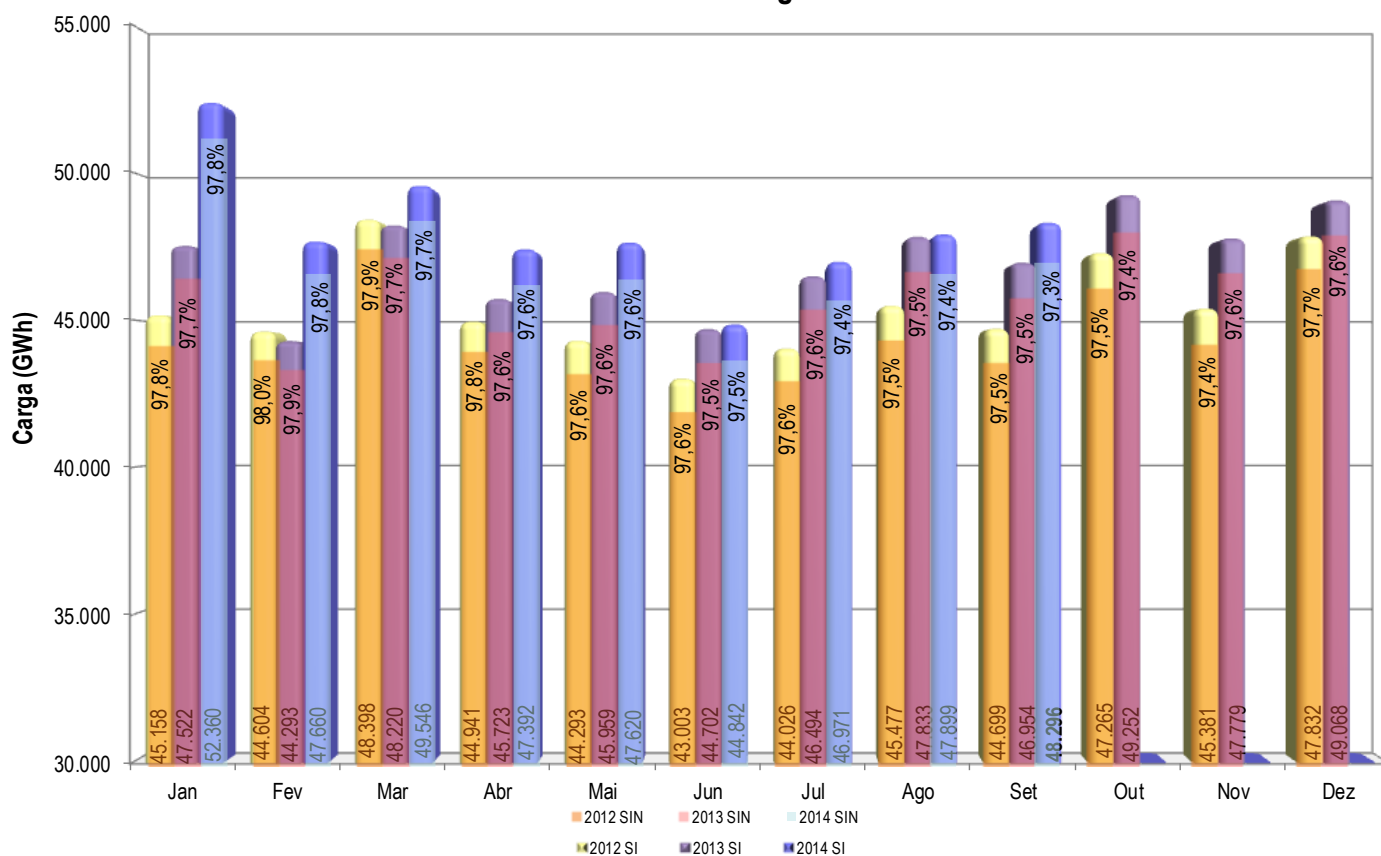
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Set/13	Set/14	
Residencial (NUCR)	63.291.378	65.479.631	3,5%
Industrial (NUCI)	582.408	583.282	0,2%
Comercial (NUCC)	5.385.293	5.549.096	3,0%
Rural (NUCR)	4.188.845	4.263.585	1,8%
Demais classes*	746.638	741.331	-0,7%
Total (NUCT)	74.194.562	76.616.925	3,3%

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

Fonte: EPE

4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil *

Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até setembro de 2014.

Fonte: EPE

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



4.4. Demandas Máximas

No mês de outubro de 2014, não houve recorde de demanda no SIN e em seus subsistemas.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N-Interligado	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	49.026 17/10/2014 - 14h20	15.646 29/10/2014 - 14h50	11.681 17/10/2014 - 14h33	6.003 30/10/2014 - 15h45	80.120 17/10/2014 - 14h21
Recorde (MW) (dia - hora)	51.261 06/02/2014 - 15h47	17.971 06/02/2014 - 14h29	11.839 04/09/2014 - 14h23	6.185 04/09/2014 - 14h39	85.708 05/02/2014 - 15h41

Fonte: ONS

4.5. Demandas Máximas Mensais

Subsistema Interligado Nacional

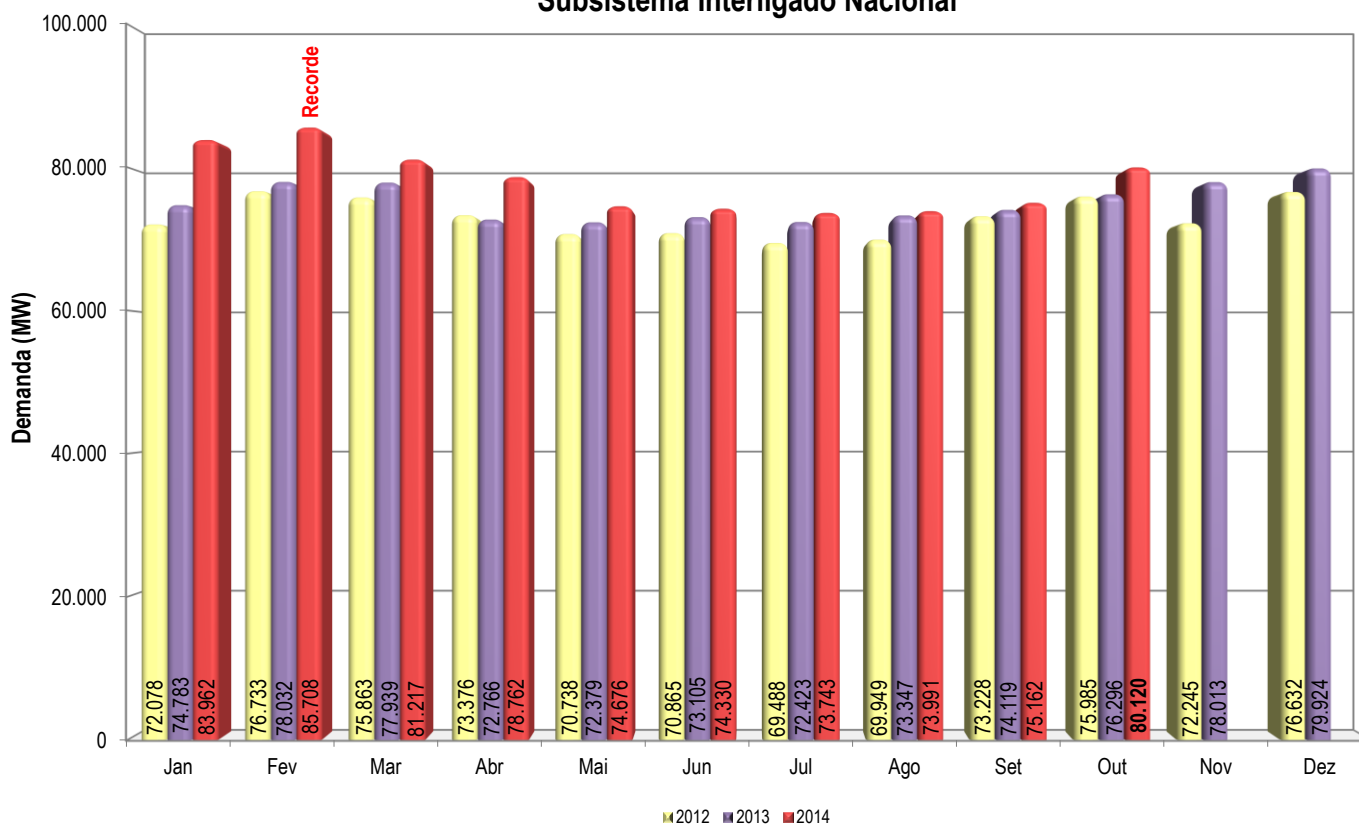


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte: ONS

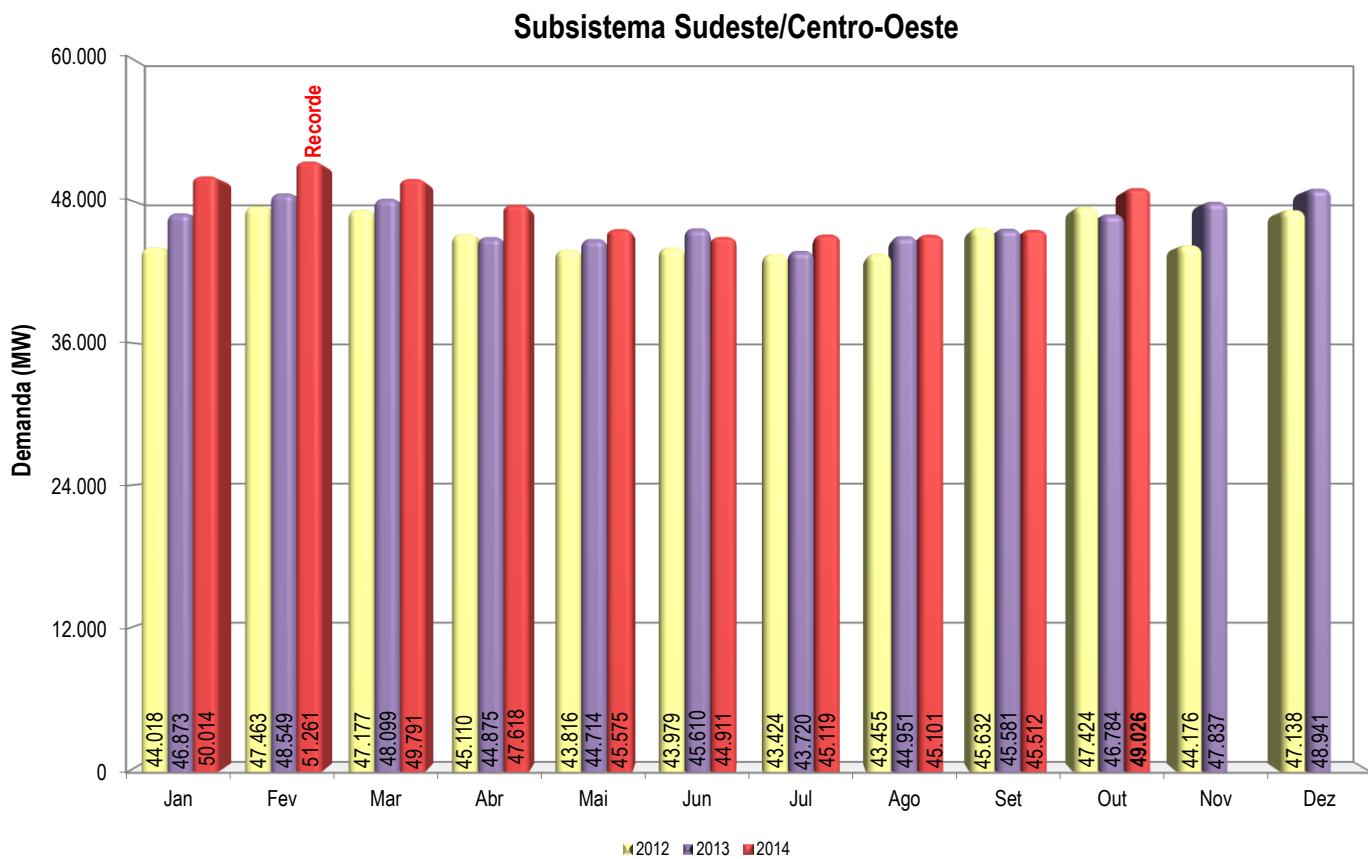


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

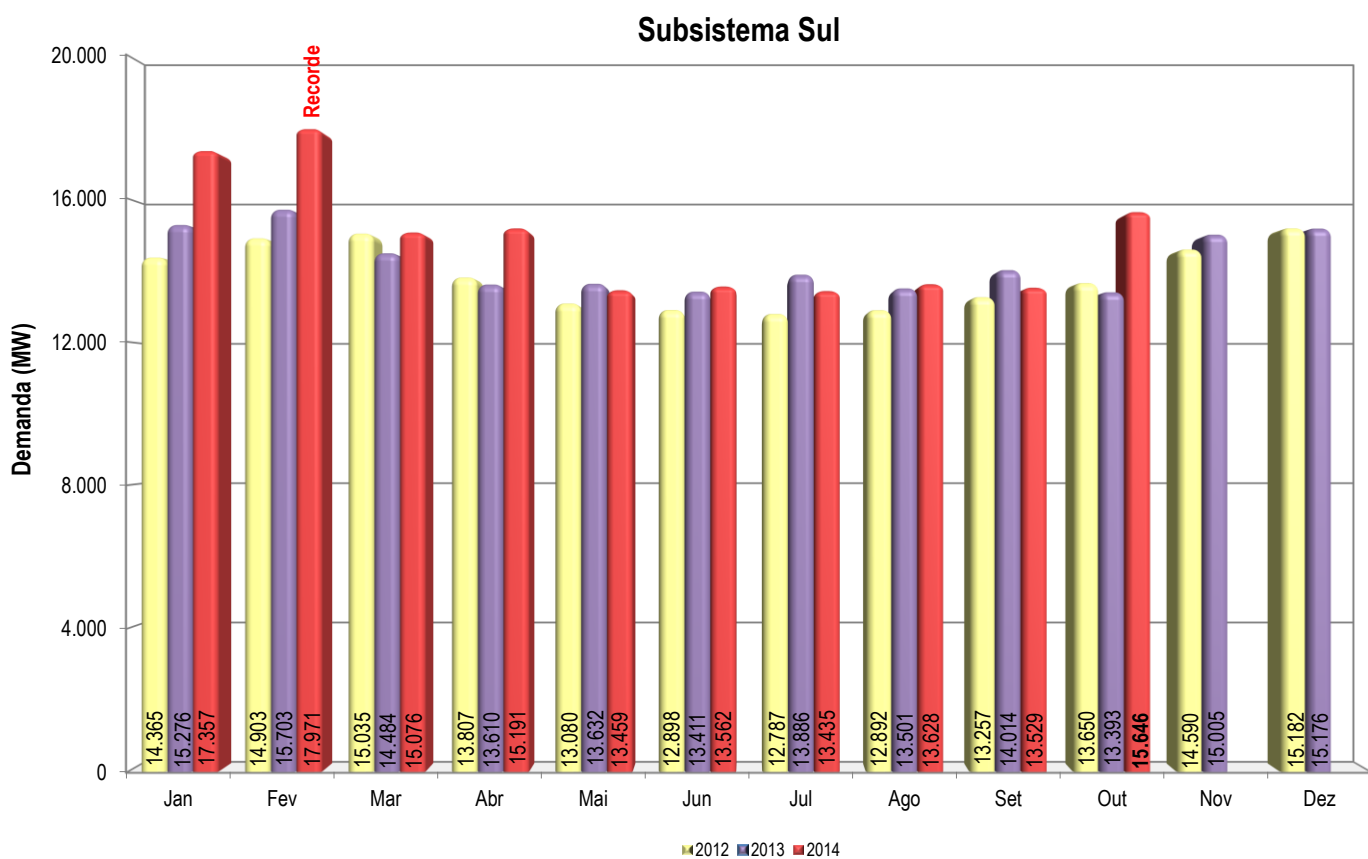


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



Subsistema Nordeste

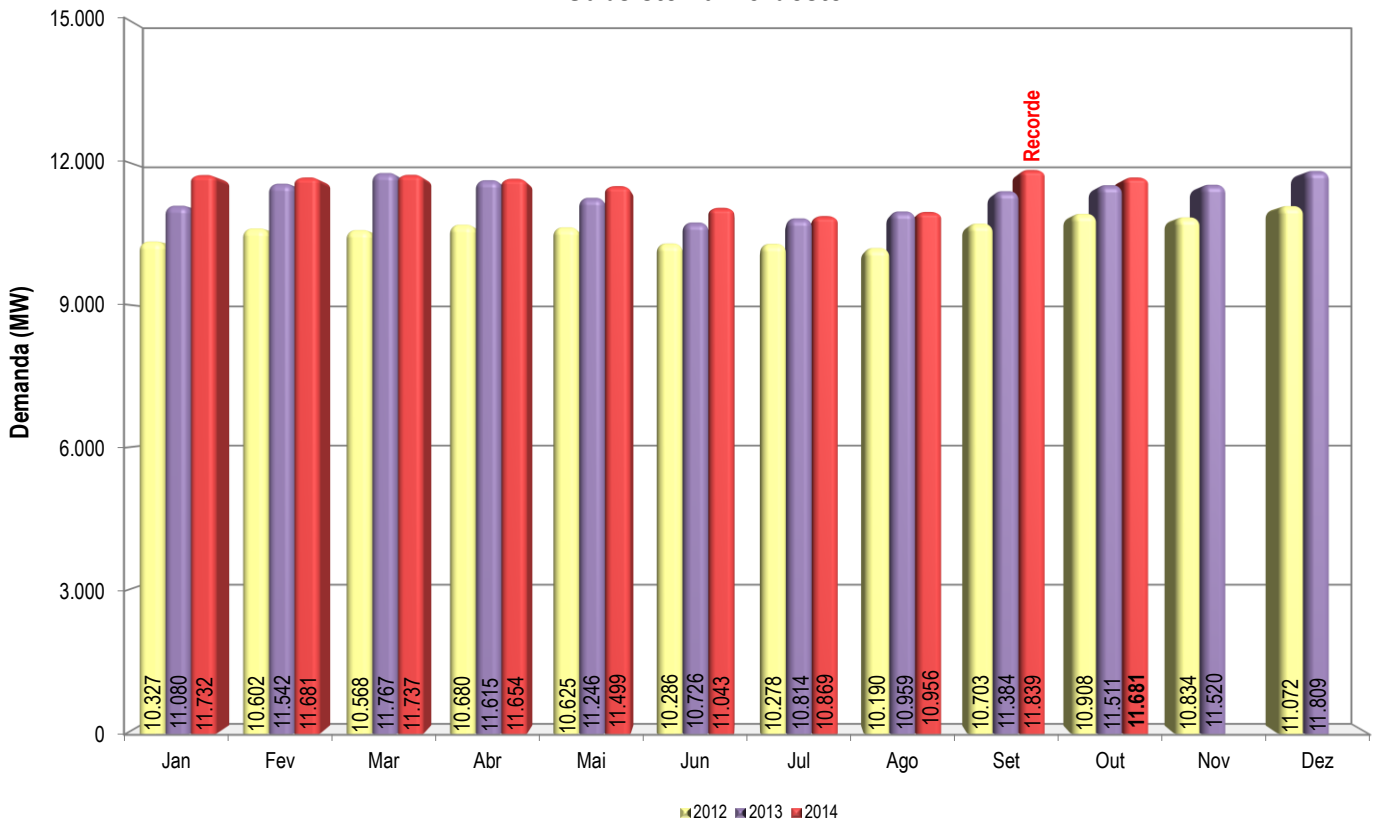


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

Subsistema Norte-Interligado *

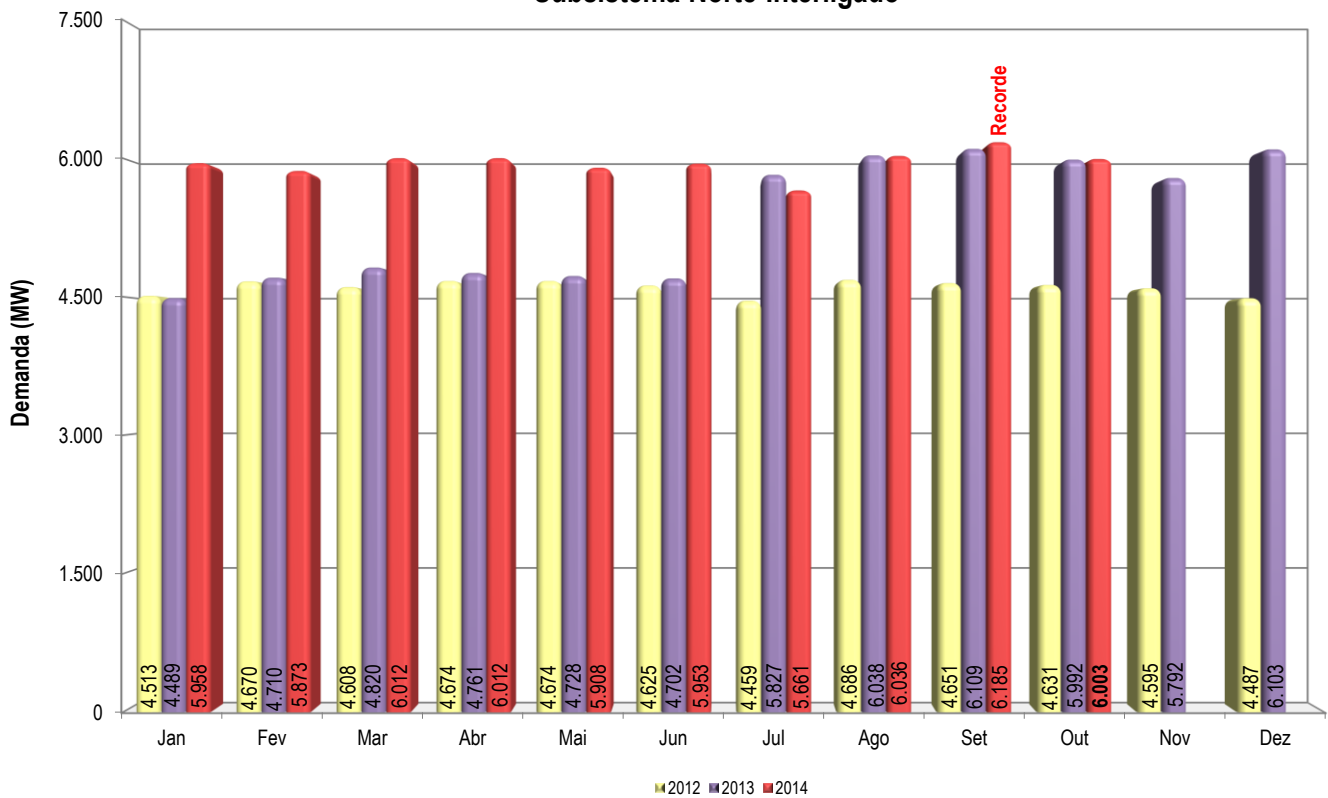


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS

* 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 outubro de 2014 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 132.006 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2013, houve expansão de 2.714 MW de geração de fonte hidráulica, de 2.289 MW de fontes térmicas e de 2.119 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	Out/13	Out/14			Evolução da Capacidade Instalada (Out/14 / Out/13)
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	85.557	1.145	88.271	66,9%	3,2%
Térmica	37.204	1.875	39.493	29,9%	6,2%
Gás Natural	13.620	122	12.590	9,5%	-7,6%
Biomassa	11.111	497	12.239	9,3%	10,2%
Petróleo *	7.459	1.232	9.081	6,9%	21,7%
Carvão	3.024	22	3.593	2,7%	18,8%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,5%	0,0%
Eólica	2.109	196	4.228	3,2%	100,4%
Solar Fotovoltaica	3	238	15	0,01%	452,1%
Capacidade Total - Brasil	124.873	3.454	132.006	100,0%	5,7%

* 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: ANEEL (BIG 31/10/2014)

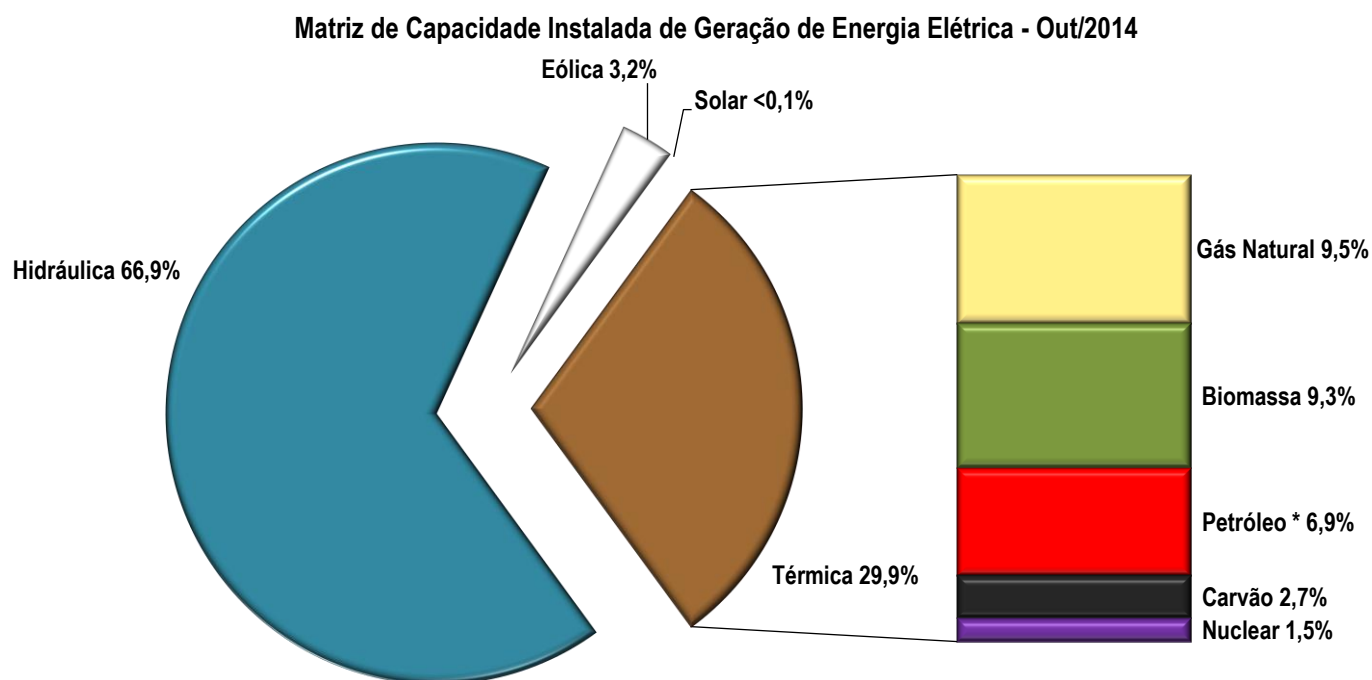


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte: ANEEL (BIG 31/10/2014)



6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

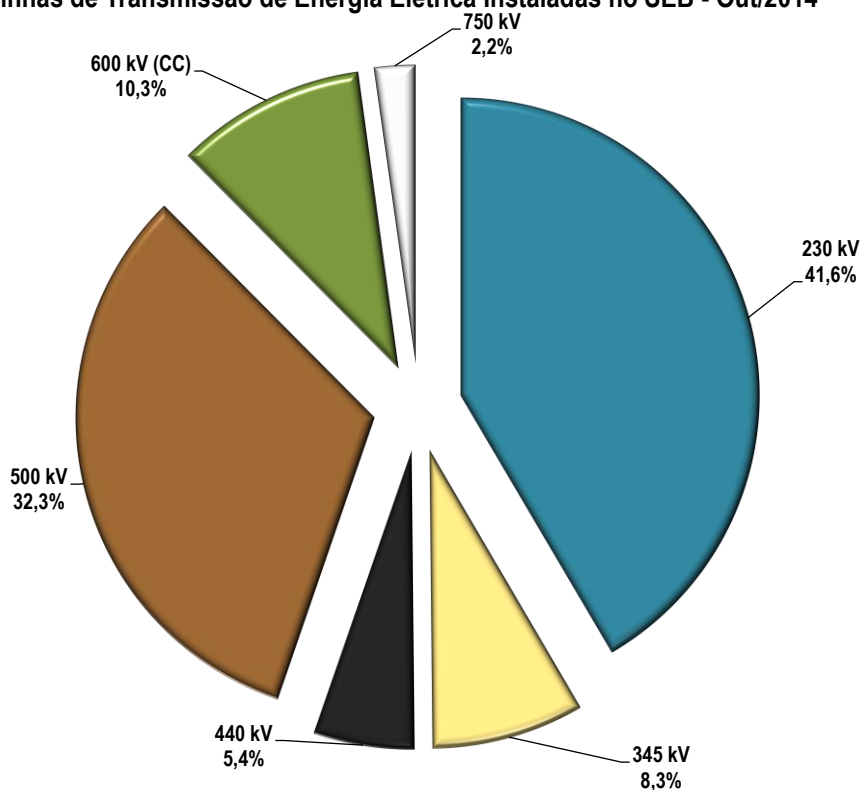
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	51.628	41,6%
345 kV	10.293	8,3%
440 kV	6.728	5,4%
500 kV	40.145	32,3%
600 kV (CC)	12.756	10,3%
750 kV	2.683	2,2%
Total SEB	124.234	100,0%

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 - Out/2014



Fonte: MME/ANEEL/ONS

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



7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

A produção acumulada de energia elétrica no Brasil no período de outubro de 2013 a setembro de 2014 atingiu 548.124 GWh. No mês de setembro de 2014, a geração hidráulica correspondeu a 68,0% do total gerado no Brasil, 1,9 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica, que é tipicamente sazonal, se manteve praticamente no mesmo patamar, variando sua participação em 0,1 p.p. entre um mês e outro (3,1% em agosto e 3,0% em setembro de 2014). Além disso, verificou-se redução da participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica em relação ao mês anterior, de 30,8% para 29,0%. A geração a gás, por exemplo, passou de 13,7% para 11,3%, e a geração a biomassa passou de 6,2% para 5,4%. A geração nuclear aumentou de 1,3% para 3,0% em função do retorno da UTE Angra II no final do mês de agosto, após parada da usina para manutenção.

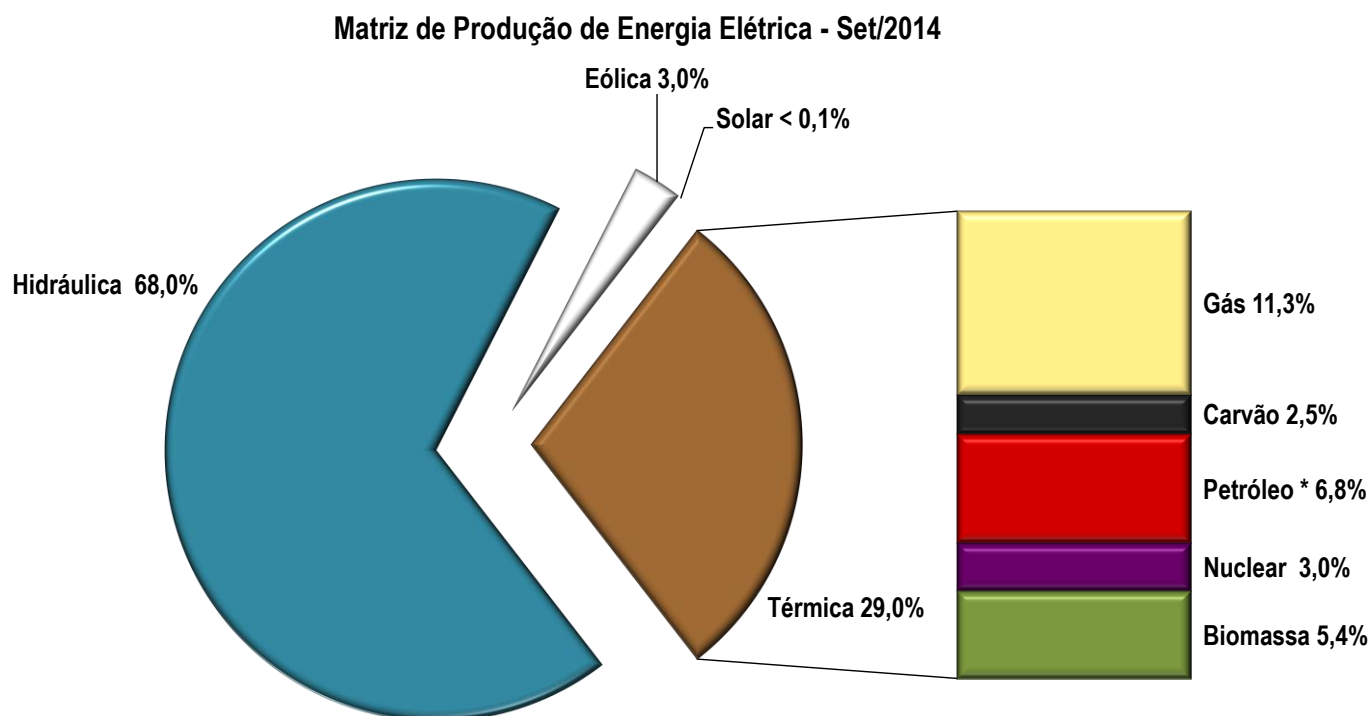


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até setembro de 2014.

Fonte: 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		
	Set/14 (GWh)	Evolução mensal (Set/14 / Ago/14)	Evolução anual (Set/14 / Set/13)	Out/12-Set/13 (GWh)	Out/13-Set/14 (GWh)	Evolução
Hidráulica	30.446	3,1%	-9,4%	403.607	398.223	-1,3%
Térmica	12.180	-6,1%	34,4%	112.060	127.444	13,7%
Gás	4.747	-17,2%	18,4%	55.212	56.321	2,0%
Carvão	1.108	-11,2%	1,6%	10.801	14.873	37,7%
Petróleo *	2.538	-3,7%	378,9%	16.307	22.182	36,0%
Nuclear	1.344	130,3%	7,4%	13.464	14.064	4,5%
Biomassa	2.443	-11,7%	12,1%	16.276	20.005	22,9%
Eólica	1.336	-3,7%	95,9%	5.891	9.746	65,4%
Solar Fotovoltaica	0,42	7,8%	-	0,98	3,09	-
TOTAL	43.962	0,2%	1,4%	521.559	535.416	2,7%

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

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

Dados contabilizados até setembro de 2014.

Fonte: CCEE

7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

No acumulado de outubro de 2013 a setembro de 2014, com relação a outubro de 2012 a setembro de 2013, houve um aumento de aproximadamente 1,0% na produção térmica e de 9,2% na produção hidráulica. Em relação ao mesmo mês do ano anterior, a geração por essas fontes registrou decréscimo de 2,5% e aumento de 10,8%, respectivamente.

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Set/14 (GWh)	Evolução mensal (Set/14 / Ago/14)	Evolução anual (Set/14 / Set/13)	Out/12-Set/13 (GWh)	Out/13-Set/14 (GWh)	Evolução
Hidráulica	186	-13,5%	10,8%	1.797	1.962	9,2%
Térmica	897	3,2%	-2,5%	10.640	10.745	1,0%
Gás	386	-5,5%	16,5%	3.882	4.541	17,0%
Petróleo *	512	10,9%	-13,2%	6.759	6.204	-8,2%
TOTAL	1.084	-0,1%	-0,5%	12.438	12.708	2,2%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicompostíveis.

** O sistema Manaus foi eletricamente interligado, porém não está totalmente integrado ao SIN.

Dados contabilizados até setembro de 2014.

Fonte: Eletrobras



7.4. Geração Eólica *

O fator de capacidade médio da região Nordeste, no mês de setembro de 2014, diminuiu 4,7 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 47,7%. Esse resultado foi decorrente do decréscimo de 158 MW médios da geração verificada, associado à expansão de 35,7 MW de capacidade instalada da fonte na região. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses (outubro/2013 a setembro/2014), houve avanço de 3,9 p.p. no fator de capacidade da região Nordeste em comparação ao mesmo período anterior.

Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Sul aumentou 5,8 p.p. em relação a agosto de 2014, e alcançou 37,6%, com total de geração verificada no mês de 323,1 MW médios. Houve avanço de 2,5 p.p. no fator de capacidade da região Sul no acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior.

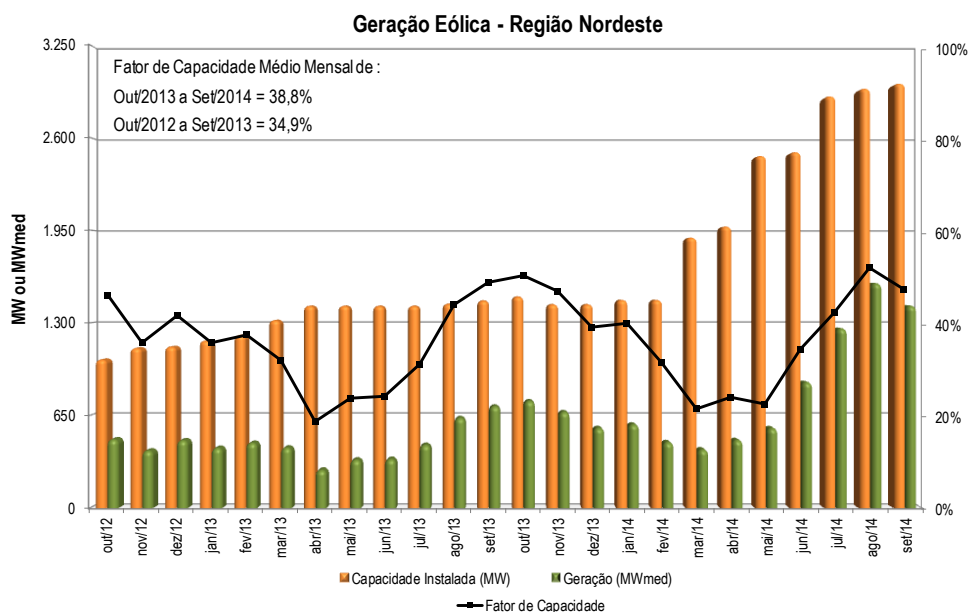


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até setembro de 2014.

Fonte: CCEE

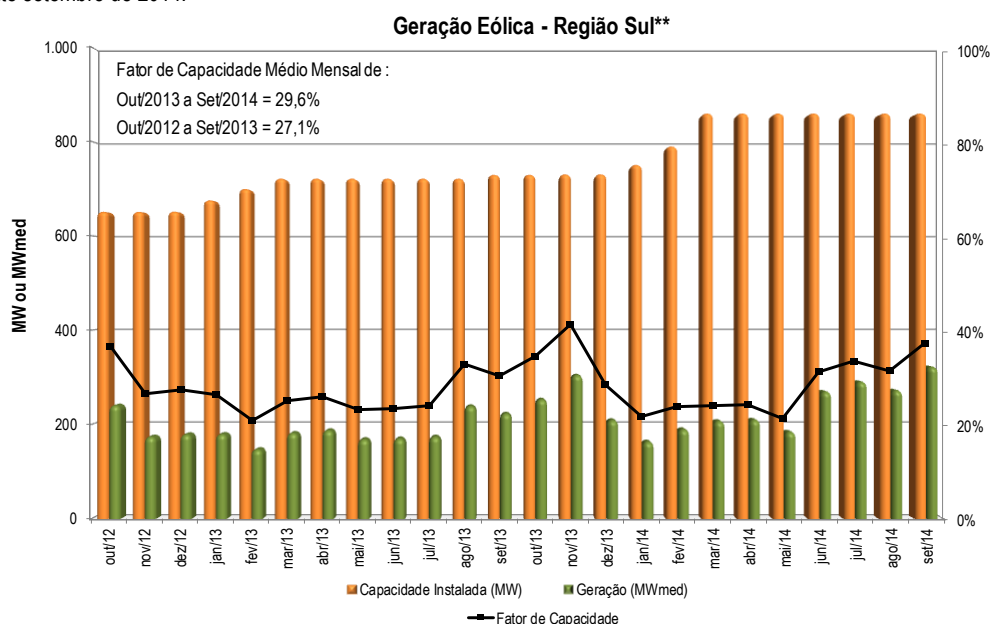


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até setembro de 2014.

Fonte: CCEE

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

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



7.5. Energia de Reserva *

A geração média esperada comprometida para o CER ** em setembro de 2014, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos Contratos de Energia de Reserva, totalizou 2.015,3 MW médios, dos quais foram entregues 79,4%, ou 1.600,1 MW médios, e cujo restante poderá ser complementado até o término do período de apuração de cada usina ou dentro período de contratação.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de setembro de 2014 foi 0,5% superior à esperada comprometida para o CER ** para o mês. Por outro lado, a geração a biomassa verificada atingiu 48,8% do valor esperado comprometido para o CER **.

No acumulado do ano até o mês de setembro, considerando todas as fontes de energia, foi verificada entrega de cerca de 60,8% do valor esperado comprometida para o CER **.

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

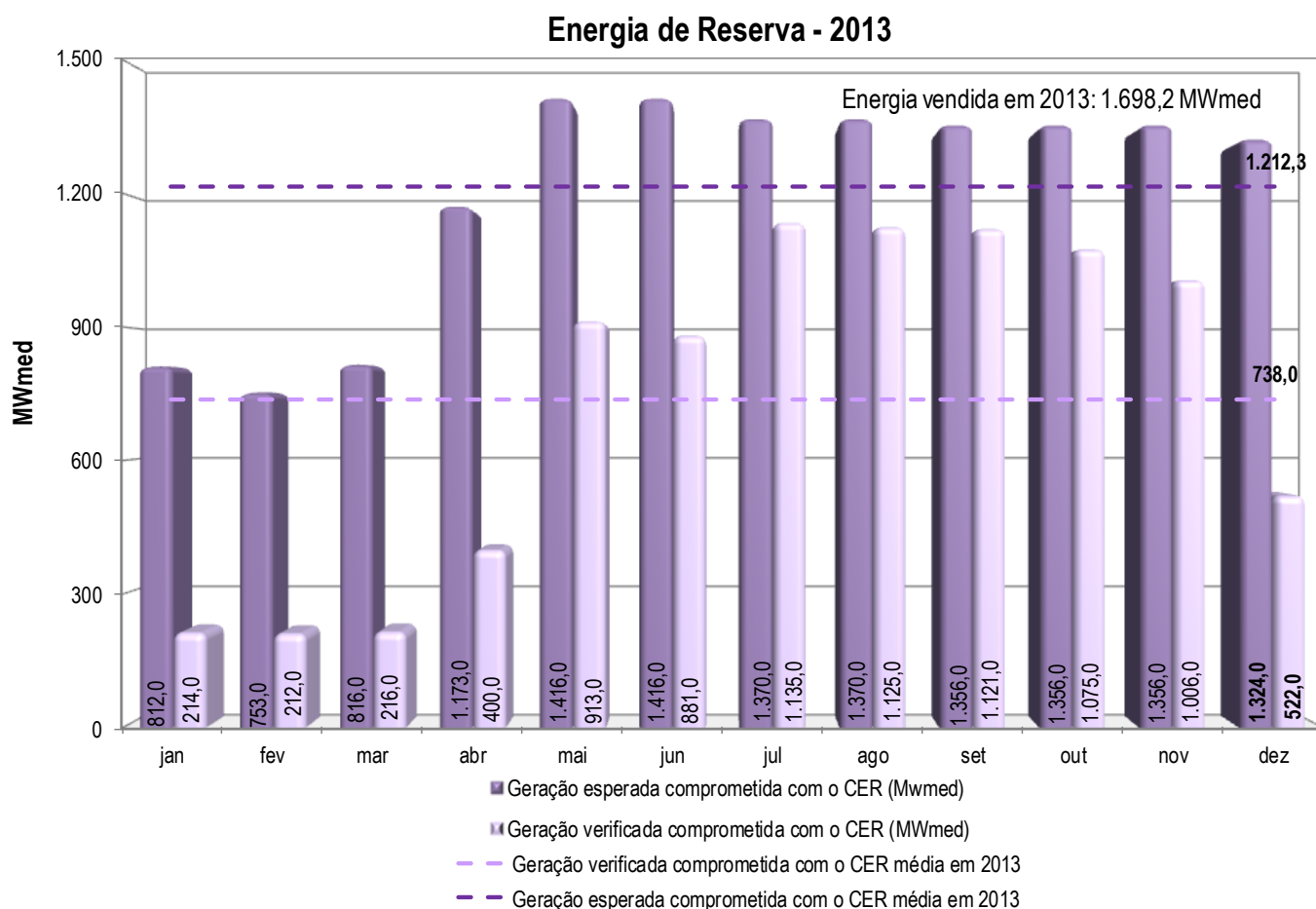


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.

Fonte: CCEE

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

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



Energia de Reserva - 2014

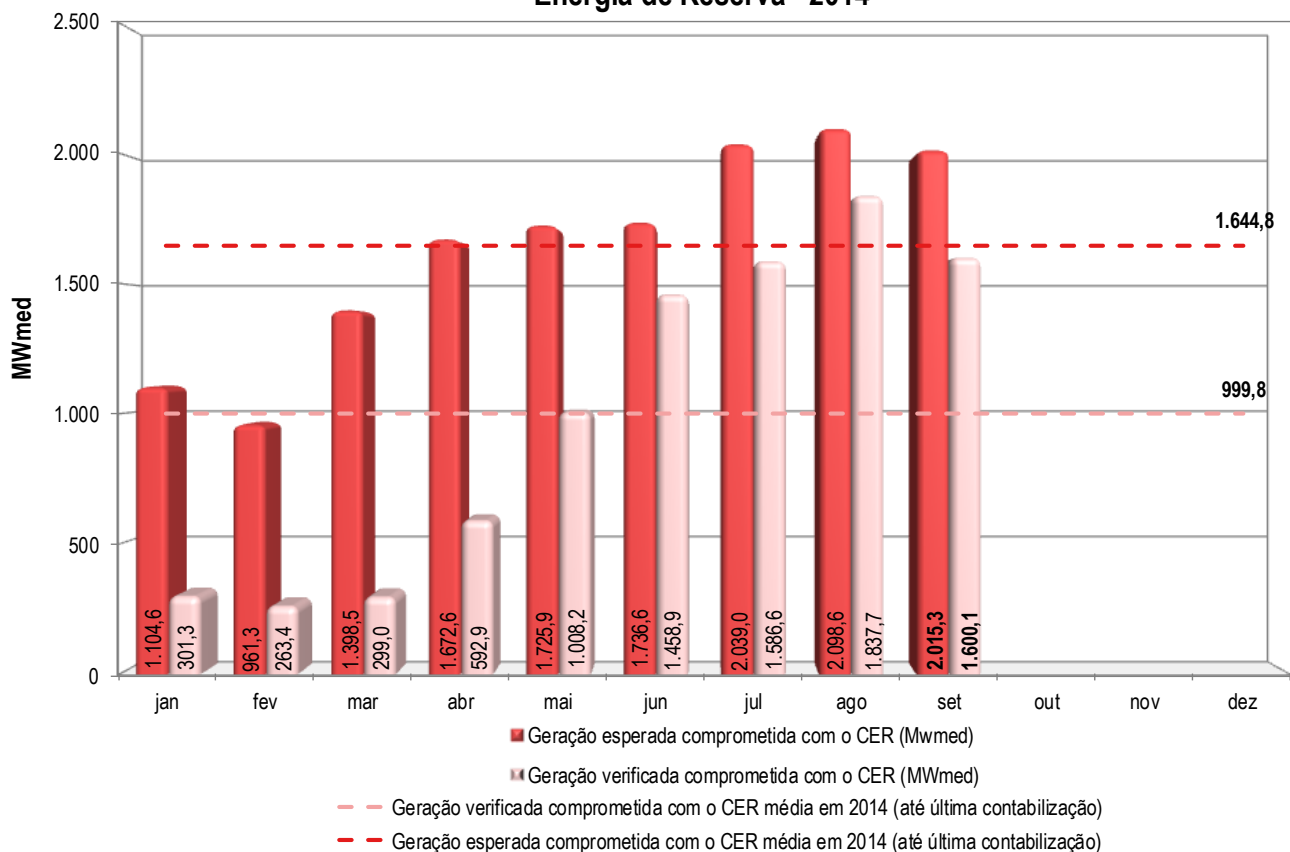


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.

Dados contabilizados até setembro de 2014.

Fonte: CCEE

Energia de Reserva por Fonte - últimos 12 meses

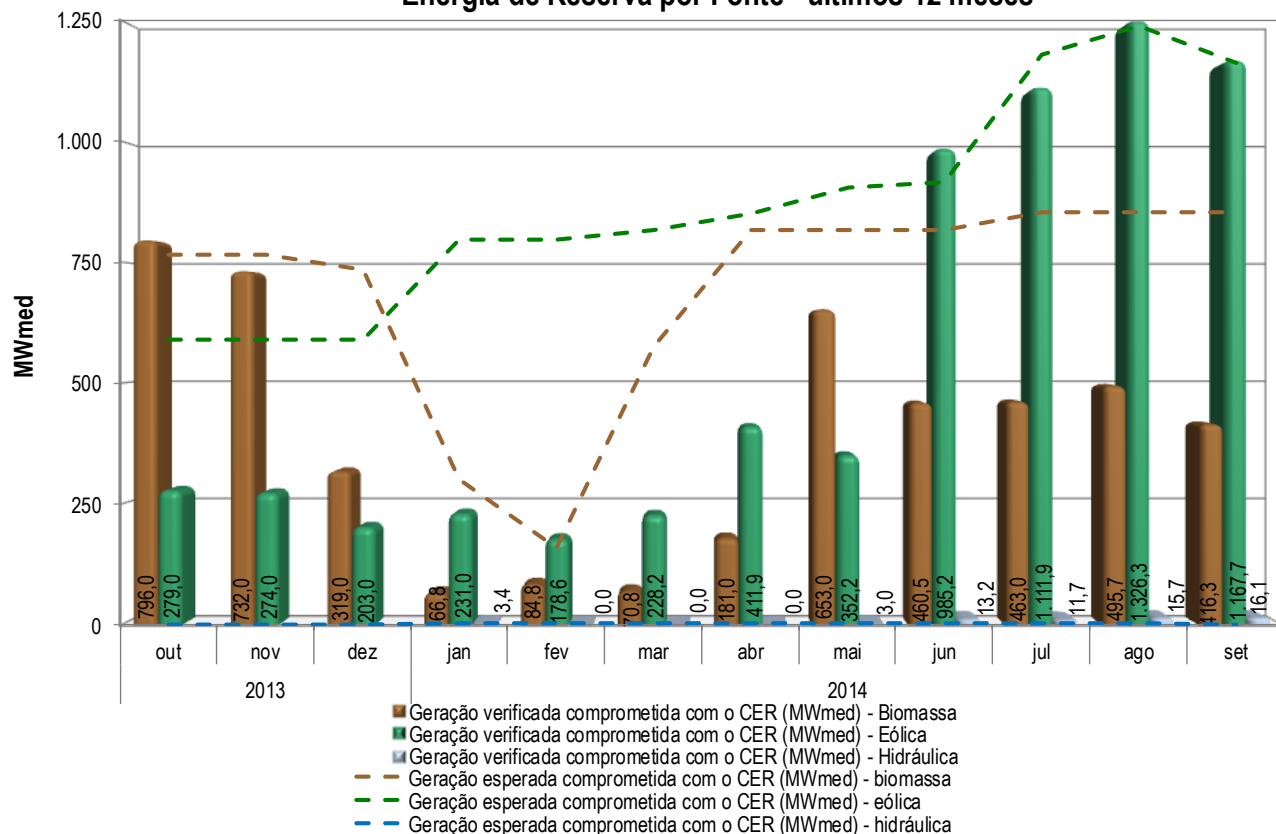


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até setembro de 2014.

Fonte: CCEE



7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

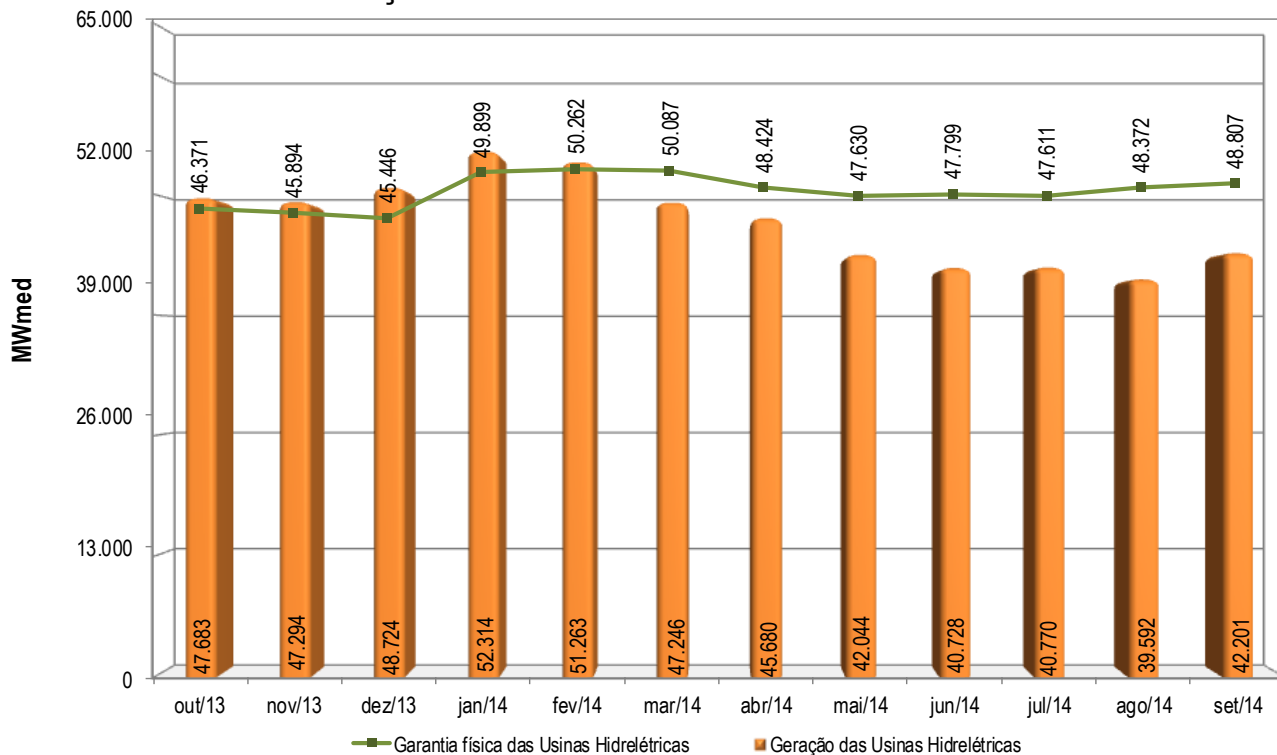


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até setembro de 2014.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas*

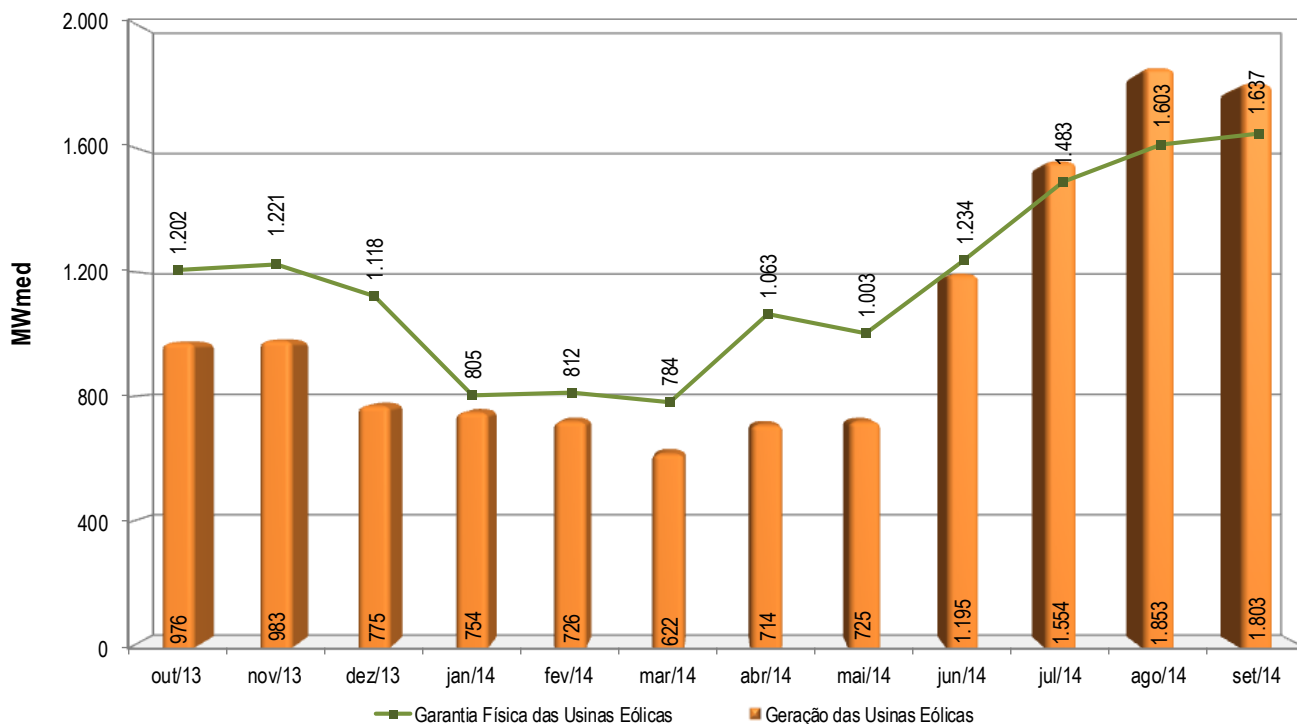


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até setembro de 2014.

Fonte: CCEE

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

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



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Biomassa

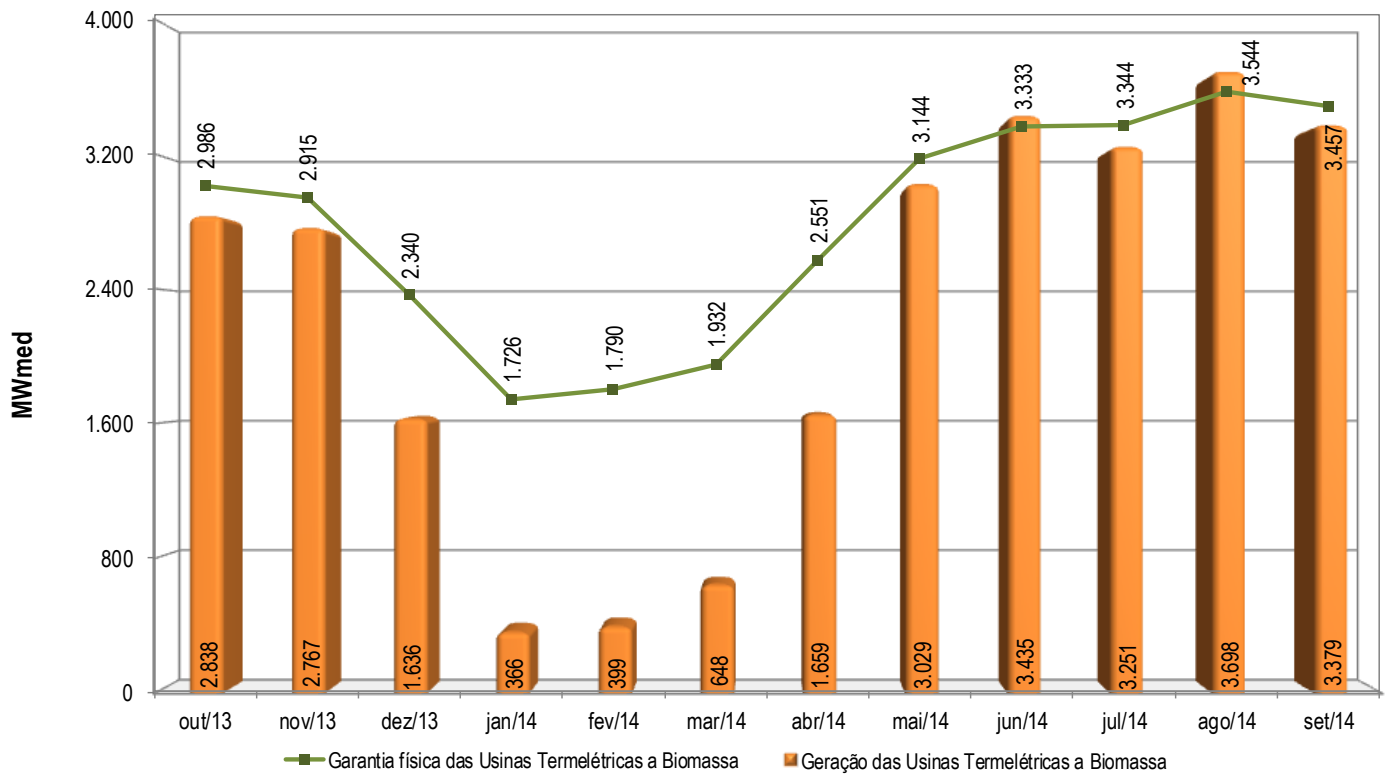


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até setembro de 2014.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo*

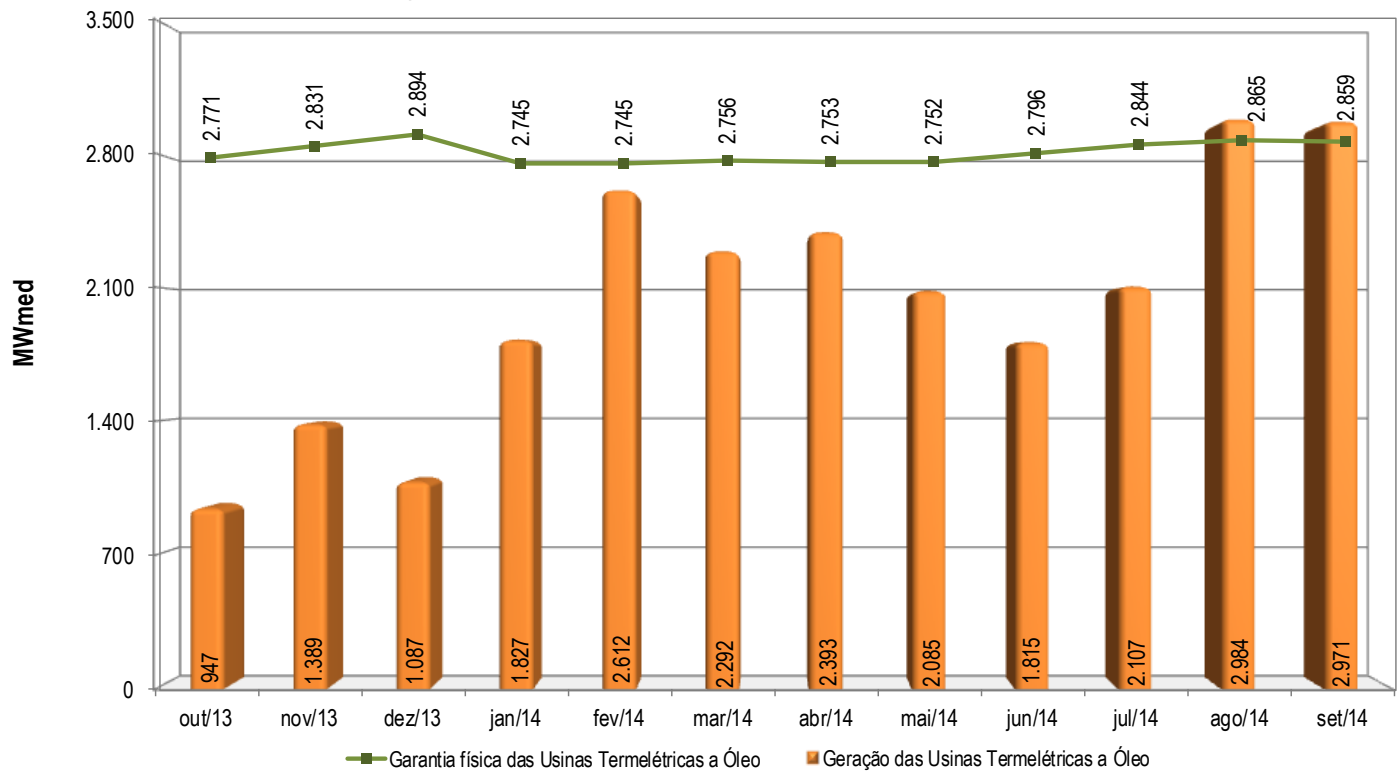


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até setembro de 2014.

Fonte: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

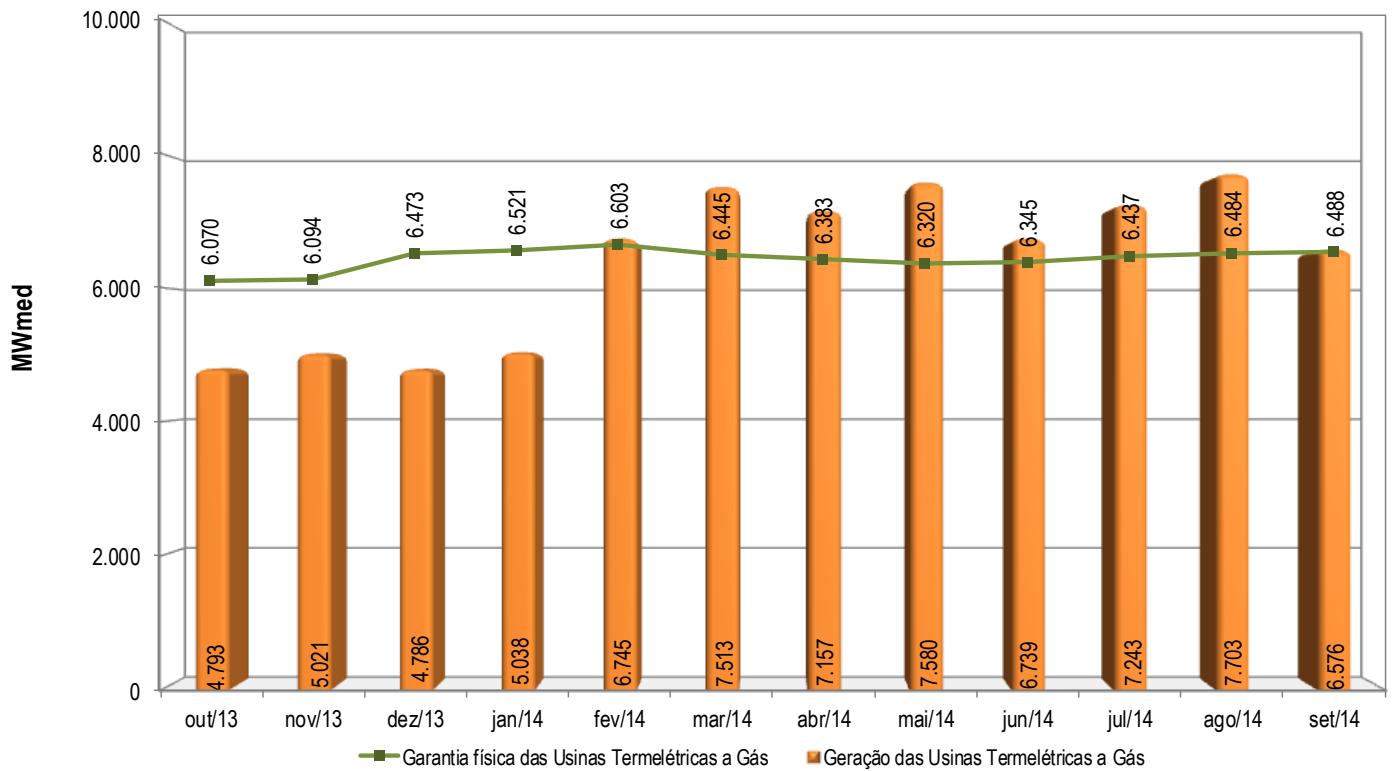


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até setembro de 2014.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

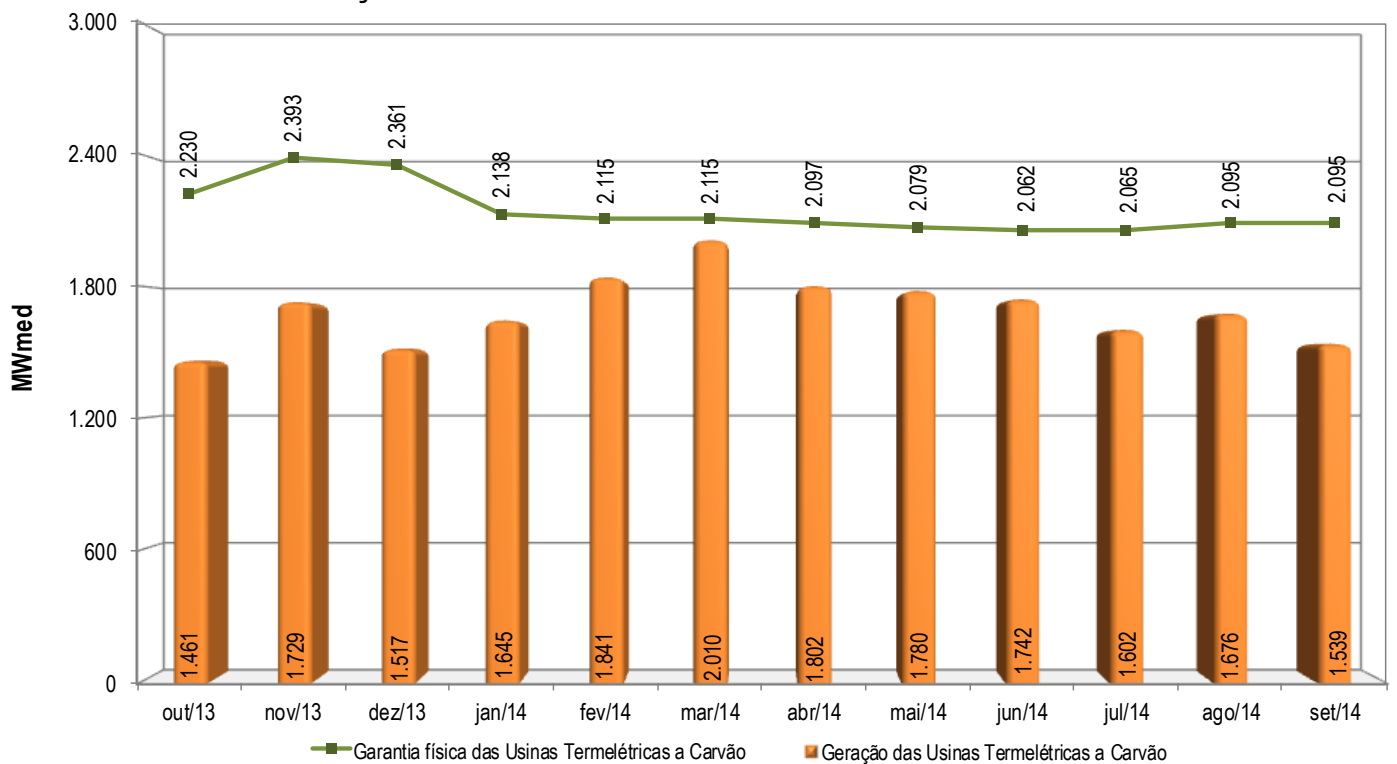


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até setembro de 2014.

Fonte: CCEE

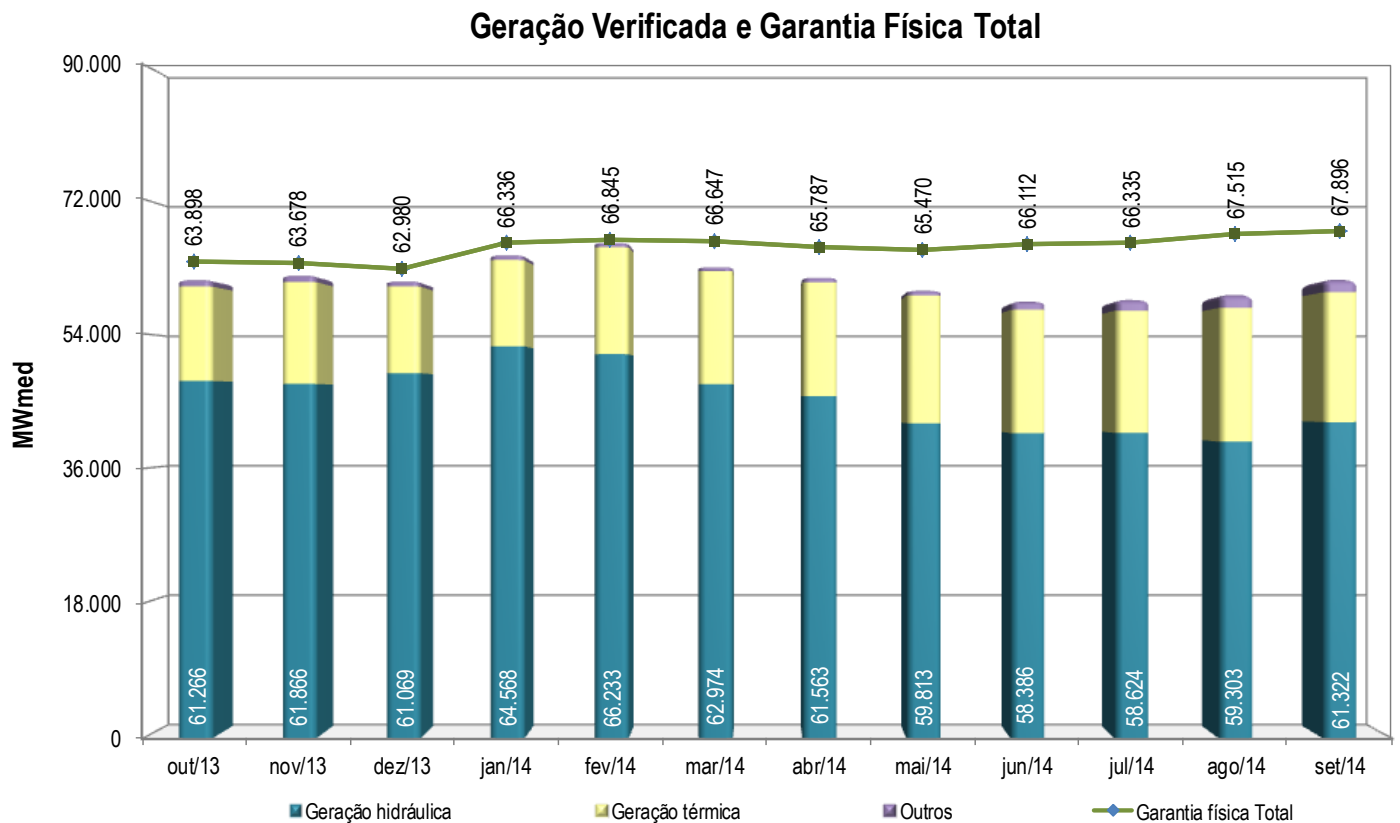


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até setembro de 2014.

Fonte: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO*

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

No mês de outubro de 2014 foram concluídos e incorporados ao SIN 865,013 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica, conforme descrito a seguir:

- UHE Jirau , 3 máquinas (unidades 6,8 e 33), com 225,0 MW, em Rondônia;
- UTE Bioflex Caeté, 1 máquina (unidade 1), com 30,7 MW, em Minas Gerais;
- UTE Suzano Mucuri, 2 máquinas (unidades 4 e 5), com 122,080 MW, na Bahia;
- UTE Erb Candeias, 1 máquina (unidade 1), com 16,790 MW, na Bahia;
- UTE Tropical Bioenergia, 1 máquina (unidade 1), com 40,0 MW, no Goiás;
- CGH Santa Barbara, 2 máquinas, (unidades 1 e 2), com 1,0 MW, em Minas Gerais;
- CGH Energia Maia, 3 máquinas, (unidades 1,2 e 3), com 0,600 MW, em Mato Grosso do Sul;
- CGH Samburá, 2 máquinas, (unidades 1 e 3), com 0,693 MW, em Minas Gerais;
- CGH Floresta, 2 máquinas, (unidades 1 e 2), com 0,950 MW, em Minas Gerais;
- CGH Posse, 2 máquinas, (unidades 1 e 2), com 0,950 MW, em Minas Gerais;
- CGH Treze de Maio, 1 máquina, (unidades 2), com 0,550 MW, em Minas Gerais;
- UEE Joana, 6 máquinas, (unidades 7 a 12), com 14,10 MW, na Bahia;
- UEE Caetité 1, 15 máquinas, (unidades 1 a 15), com 30,0 MW, na Bahia;
- UEE Cerro Chato VI, 2 máquinas, (unidades 6 a 7), com 4,0 MW, no Rio Grande do Sul;
- UEE Caetité 3, 15 máquinas, (unidades 1 a 15), com 30,0 MW, na Bahia;
- UEE Caetité 2, 15 máquinas, (unidades 1 a 15), com 30,0 MW, na Bahia;



- UEE Emiliana, 6 máquinas, (unidades 7 a 12), com 14,10 MW, na Bahia;
- UEE Ventos do Nordeste, 14 máquinas, (unidades 1 a 14), com 23,520 MW, na Bahia;
- UEE Da Prata, 13 máquinas, (unidades 1 a 13), com 21,840 MW, na Bahia;
- UEE Dos Araças, 19 máquinas, (unidades 1 a 19), com 31,860 MW, na Bahia;
- UEE Morrão, 18 máquinas, (unidades 1 a 18), com 30,240 MW, na Bahia;
- UEE Tanque, 18 máquinas, (unidades 1 a 18), com 30,0 MW, na Bahia;
- UEE Seraima, 18 máquinas, (unidades 1 a 18), com 30,240 MW, na Bahia;
- UEE Verace IV, 15 máquinas, (unidades 1 a 15), com 30,0 MW, no Rio Grande do Sul;
- UEE Emiliana, 6 máquinas, (unidades 1 a 6), com 14,10 MW, na Bahia;
- UEE Modelo II, 11 máquinas, (unidades 1 a 11), com 25,850 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE Modelo I, 13 máquinas, (unidades 1 a 13), com 30,550 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE Faísa V, 13 máquinas, (unidades 1 a 13), com 27,300 MW, no Ceará.
- UEE Cerro Chato IV, 4 máquinas, (unidades 1 a 3 e 5), com 8,0 MW, no Rio Grande do Sul.

* 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 Out/2014 (MW)	Acumulado em 2014 (MW)
Hidráulica	229,7	2.542,7
Térmica	209,6	1.322,8
Gás	0,0	362,2
Petróleo	0,0	27,4
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	3,5
Biomassa	209,6	929,7
Eólica	425,7	2.133,9
Solar Fotovoltaica	0,0	4,4
TOTAL	865,0	6.003,8

Fonte: MME / ANEEL / NOS



8.2. Previsão da Expansão da Geração *

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

Fonte	Previsão 2014	Previsão 2015	Previsão 2016
Hidráulica	322,5	4.265,5	5.937,4
Térmica	274,0	572,3	481,8
Gás	274,0	375,0	376,8
Petróleo	0,0	0,0	0,0
Nuclear	0,0	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0	0,0
Biomassa	0,0	197,3	105,0
Eólica	651,1	5.646,0	1.157,4
Solar Fotovoltaica	0,0	0,0	0,0
TOTAL	1.247,6	10.483,8	7.576,6

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

* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos vencedores dos leilões do ACR, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 22/10/2014, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS, CCEE e EPE.

9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão *

No mês de outubro de 2014 foram concluídos e incorporados ao SIN 4.790,0 km de linhas de transmissão:

- LT 230 kV Ceará Mirim II / Extremoz II (C1), com 26 km de extensão, da ETN, no estado do Rio Grande do Norte.
- LT 600 kV Coletora Porto Velho / Araraquara 2 C2, com 2 x 2.382 km de extensão, da NORTEBRASIL, no estado de Rondônia e São Paulo.



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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Out/14 (km)	Acumulado em 2014 (km)
230	26,0	1.535,9
345	0,0	21,0
440	0,0	0,0
500	0,0	1.062,0
600 (CC)	4.764,0	4.764,0
750	0,0	0,0
TOTAL	4.790,0	7.382,9

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:

- TR1 500/230 kV – 336 MVA na SE Xingu (LXTE), no Pará.
- TR2 500/345 kV – 1.050 MVA na SE Pirapora 2 (SPTE), em Minas Gerais

* 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 Out/14 (MVA)	Acumulado em 2014 (MVA)
TOTAL	1.386,0	12.488,0

Fonte: MME / ANEEL / ONS

Foram incorporados ao SIN, na Rede Básica, os seguintes equipamentos de compensação de potência reativa:

- Reator de Linha (RT2) (500 kV – 150 MVar) na SE Ceará Mirim 2 (ETN), no Rio Grande do Norte.
- Compensador Estático (CE1) (300/-200 Mvar – 300 MVar) na SE Silves (MANAUS TRANSMISSORA), no Amazonas.
- Reator de Linha (500 kV – 225 MVar) na SE Açailândia (IMTE), no Maranhão.



9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2014	Previsão 2015	Previsão 2016
230	1.511,0	4.134,0	2.783,0
345	29,0	92,0	14,0
440	152,0	0,0	643,0
500	1.687,0	6.533,0	9.909,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
TOTAL	3.379,0	10.759,0	13.349,0

Fonte: MME / ANEEL / ONS / EPE

9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação *

Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2014	Previsão 2015	Previsão 2016
TOTAL	9.223,0	21.266,0	11.088,0

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 20/10/2014, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.

10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de outubro, foi verificado um total de 16.129 MW médios de geração térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

Os Custos Marginais de Operação – CMOs de outubro oscilaram ao longo do mês, devido principalmente à atualização da previsão de vazões nas revisões do Programa Mensal de Operação – PMO, tendo havido descolamento do valor no subsistema Sul na segunda semana operativa. Nesse período, na região Sul, o aumento na ENA prevista resultou na ocorrência de excedentes energéticos e vertimentos turbináveis no patamar de carga leve.

O máximo valor de CMO do mês atingiu R\$ 890,12 / MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, na última semana operativa, equalizado em todos os subsistemas do SIN. Por sua vez, o valor mínimo foi de R\$ 429,10 / MWh na região Sul, na segunda semana operativa, quando houve o descolamento acima mencionado do CMO. Destaca-se que, em outubro, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD foi igual ao valor máximo de R\$ 822,23, estabelecido pela ANEEL, em todos os subsistemas e em todos os patamares de carga, a partir da quarta semana operativa.



10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

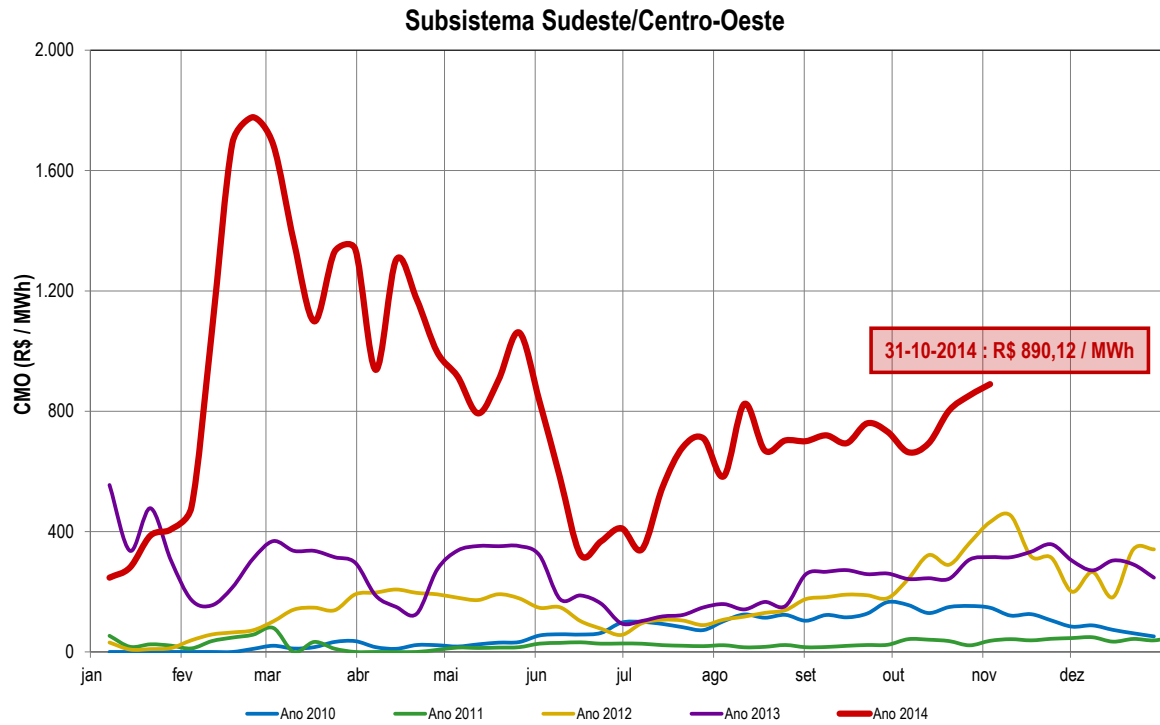


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

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

10.2. Despacho Térmico

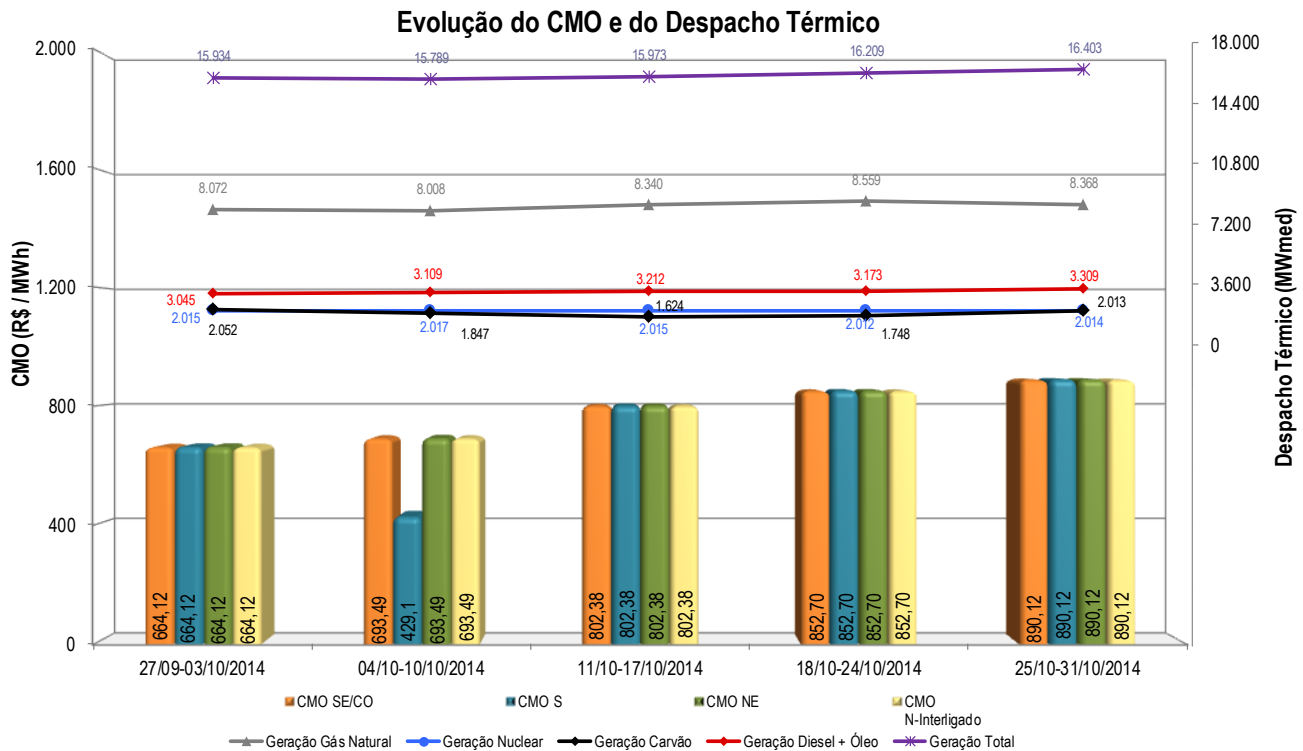


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte: ONS



11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em setembro de 2014 foi de R\$ 170,7 milhões, montante próximo ao dispendido no mês anterior (R\$ 172,6 milhões). O valor do mês de setembro de 2014 é composto por R\$ 22,4 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 5,9 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\$ 142,4 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.

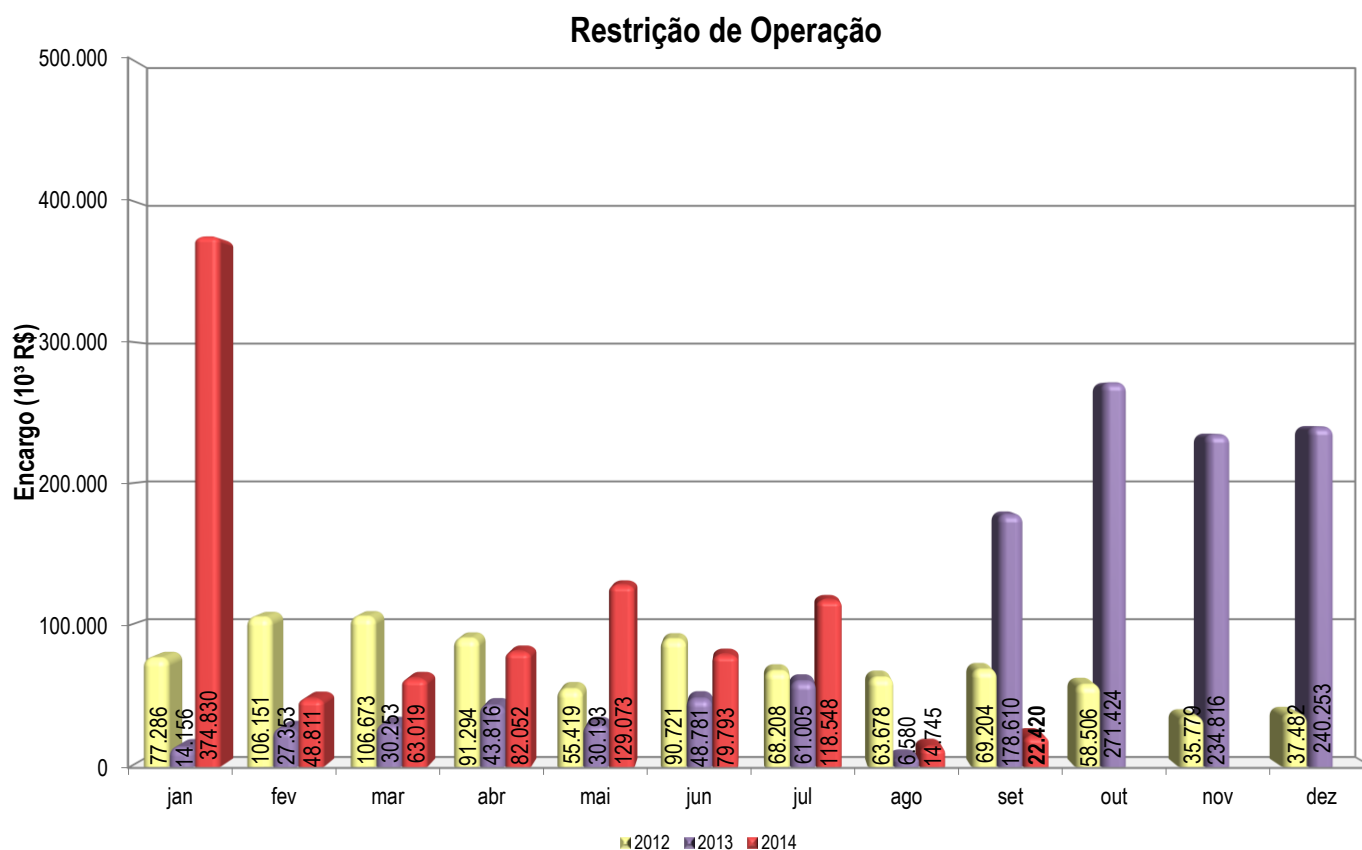


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até setembro de 2014.

Fonte: CCEE



Segurança Energética

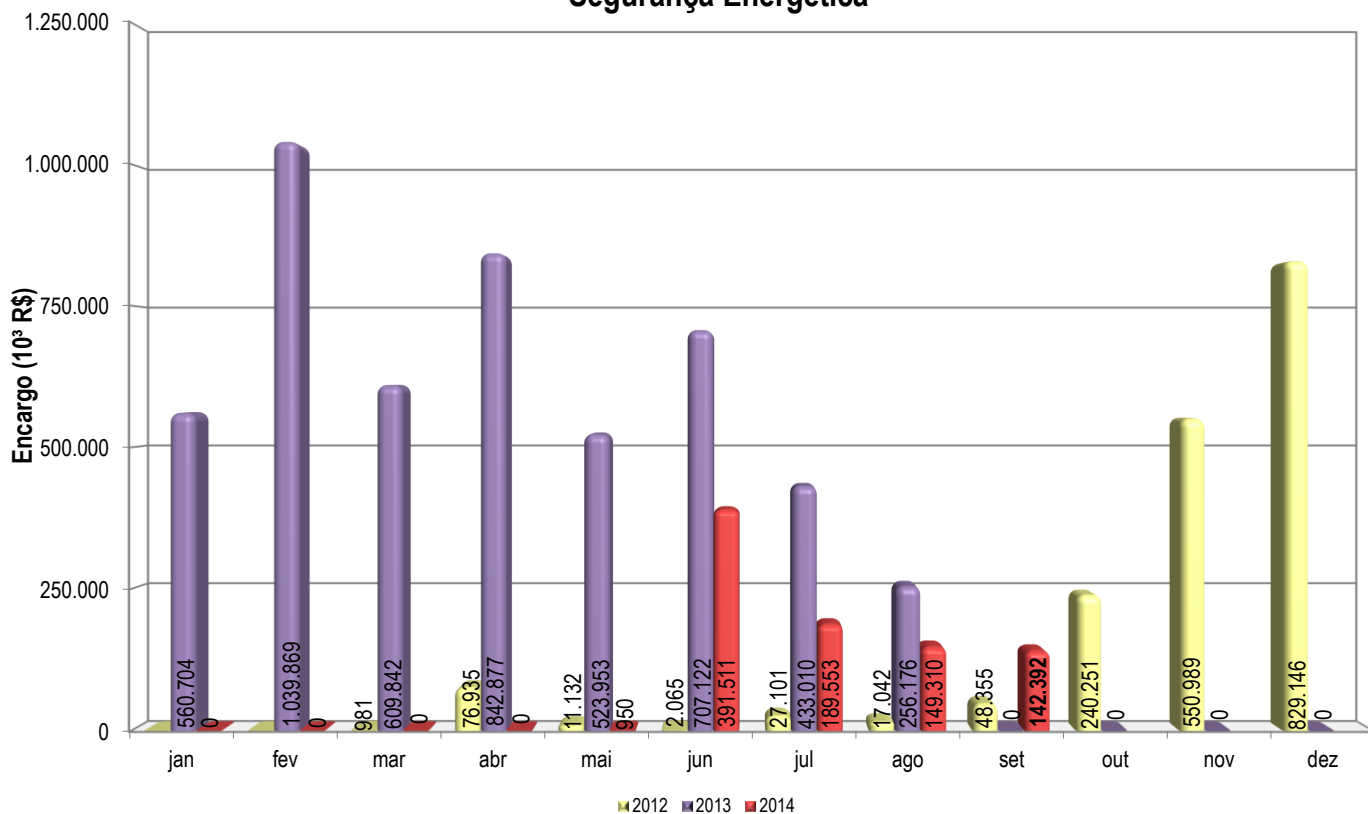


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até setembro de 2014.

Fonte: CCEE

Serviços Ancilares

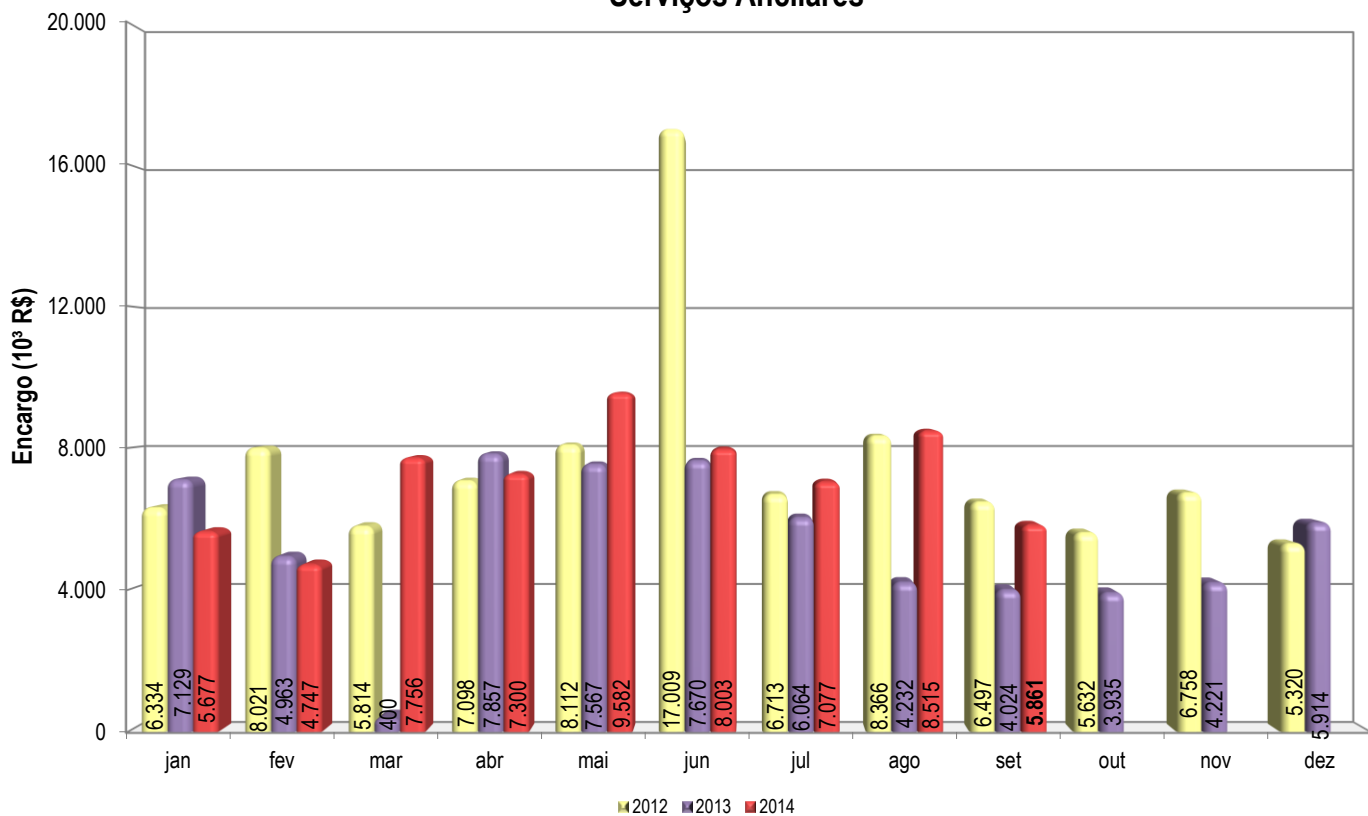


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até setembro de 2014.

Fonte: CCEE



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de outubro de 2014 a quantidade de ocorrências e o montante de carga interrompida foram inferiores aos valores verificados no mesmo mês de 2013. A seguir destacam-se as ocorrências de maior impacto:

- **Dia 02 de outubro, às 09h51min:** Desligamento da região AC/RO devido à perda de sincronismo entre a região e o SIN após bloqueio do bipolo e do Back-to-back e desligamento das UHEs Jirau e Santo Antônio. Houve interrupção de **477 MW** de cargas, sendo **98 MW** da ELETROACRE, no estado do Acre e **379 MW** da CERON, no estado de Rondônia. Causa: Bloqueio do bipolo após atuação indevida do sistema de proteção da SE Araraquara 2 provocada por provável mistura AC e DC, seguida de bloqueio do Back-to-Back devido a atuação incorreta do sistema de controle do Madeira.
- **Dia 10 de outubro, às 13h25min:** Desligamento automático dos TF-1 e TF-3 230/69 kV da SE Utinga (Eletronorte), após defeito no setor de 69 kV da SE Utinga da distribuidora Celpa. Houve interrupção de **152 MW** de cargas da CELPA, no estado do Pará. Causa: Defeito em chave seccionadora na SE Utinga 69 kV - Celpa.
- **Dia 14 de outubro, às 11h16min:** Desligamento automático da LT 138 kV Rio Verde/Rio Claro (Furnas), seguido de desligamento, por sobrecarga, de linhas e transformadores da região de Rio Verde, no estado de Goiás. Houve interrupção de **132 MW** de cargas da Celg, afetando as cidades de Rio Verde e Jataí, no estado de Goiás. Causa: Queimada sob a LT 138 kV Rio Verde/Rio Claro (Furnas).

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

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

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2014	2013
SIN**	0	6.795	0	0	0	0	0	0	0	0			6.795	0
S	637	238	168	0	0	0	0	0	0	0			1.043	1.397
SE/CO	2.281	1.439	1.344	941	242	0	255	243	745	486			7.976	4.873
NE	252	877	196	0	586	0	170	428	160	105			2.774	12.970
N-Int***	318	376	0	104	0	1.264	315	615	414	759			4.165	3.933
Isolados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	1.737
TOTAL	3.488	9.725	1.708	1.045	828	1.264	740	1.286	1.319	1.350	0	0	22.753	24.909

Fonte: ONS, Eletronorte

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2014	2013
SIN**	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0			1	0
S	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0			5	6
SE/CO	8	3	3	4	1	0	1	2	2	3			27	22
NE	2	2	1	0	3	0	1	2	1	1			13	21
N-Int***	2	1	0	1	0	6	1	3	2	3			19	14
Isolados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	8
TOTAL	15	8	5	5	4	6	3	7	5	7	0	0	65	71

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

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

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

Fonte: ONS, Eletronorte

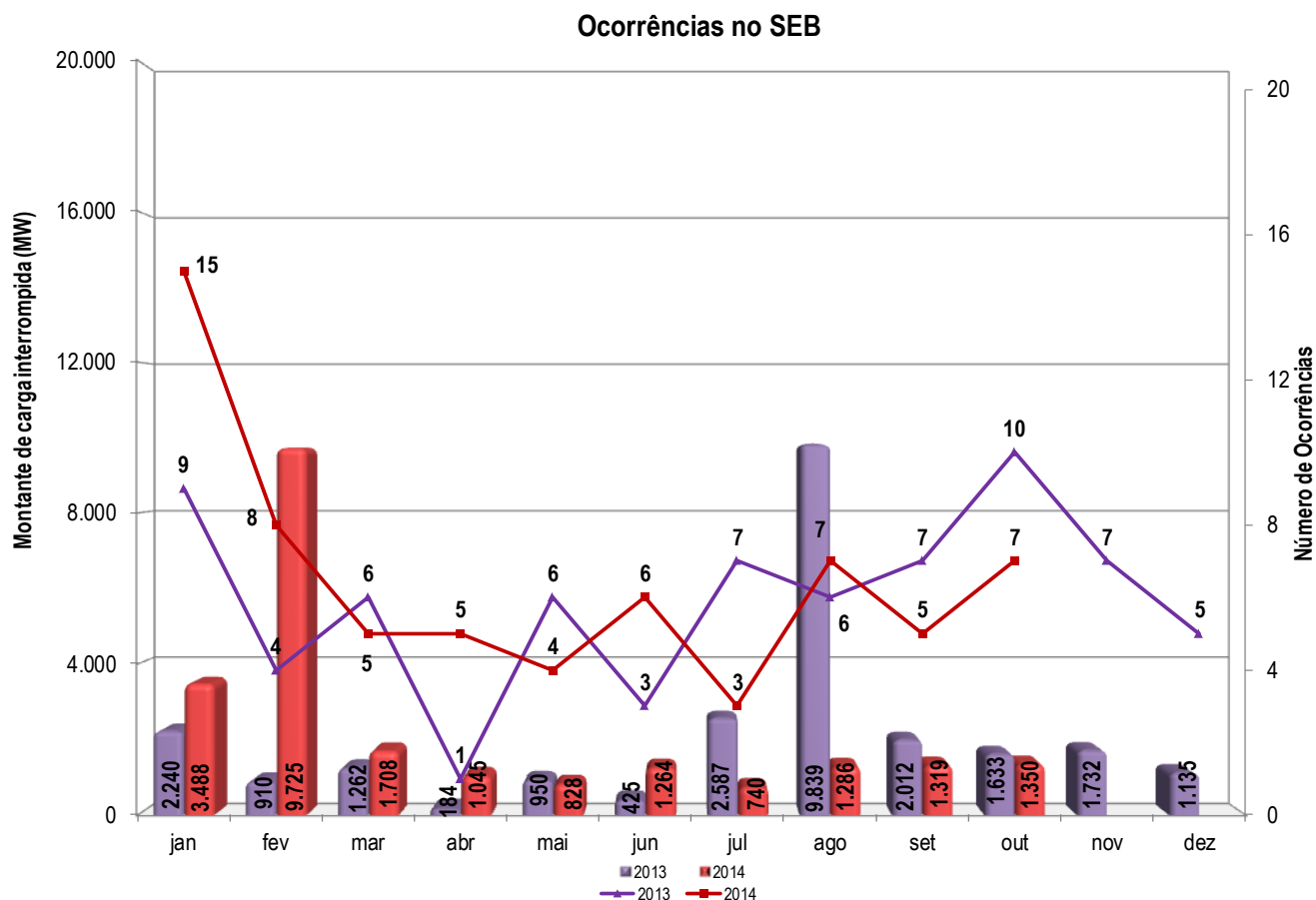


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte: ONS e Eletronorte

12.2. Indicadores de Continuidade *

No mês de setembro de 2014 o DEC da região Centro - Oeste ultrapassou o limite do ano de 2014.

Tabela 19. Evolução do DEC em 2014.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2014														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,94	1,69	1,63	1,47	1,23	1,07	1,17	1,16	1,41				12,75	14,47
S	2,14	1,94	1,29	1,12	1,06	1,06	1,07	1,19	1,43				12,27	13,36
SE	1,28	1,08	0,91	0,70	0,63	0,56	0,67	0,70	0,81				7,33	9,74
CO	3,65	2,48	3,06	2,37	1,56	1,10	1,48	1,52	2,92				20,11	17,37
NE	1,79	1,73	1,99	2,14	1,79	1,34	1,52	1,41	1,56				15,26	16,94
N	4,42	4,54	4,55	4,05	3,35	3,71	3,37	3,09	3,36				34,57	37,81

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

Fonte: ANEEL

Tabela 20. Evolução do FEC em 2014.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2014														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,05	0,92	0,89	0,81	0,72	0,64	0,68	0,69	0,81				7,21	11,73
S	1,33	1,13	0,86	0,69	0,72	0,68	0,69	0,78	0,85				7,72	11,17
SE	0,67	0,55	0,49	0,38	0,36	0,32	0,38	0,39	0,45				3,97	7,85
CO	1,95	1,64	1,94	1,73	1,34	0,84	1,09	1,19	2,17				13,87	15,53
NE	0,87	0,85	0,92	0,98	0,83	0,65	0,66	0,67	0,76				7,18	12,06
N	2,67	2,53	2,52	2,51	2,20	2,65	2,44	2,25	2,11				21,94	35,48

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

Fonte: ANEEL

*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

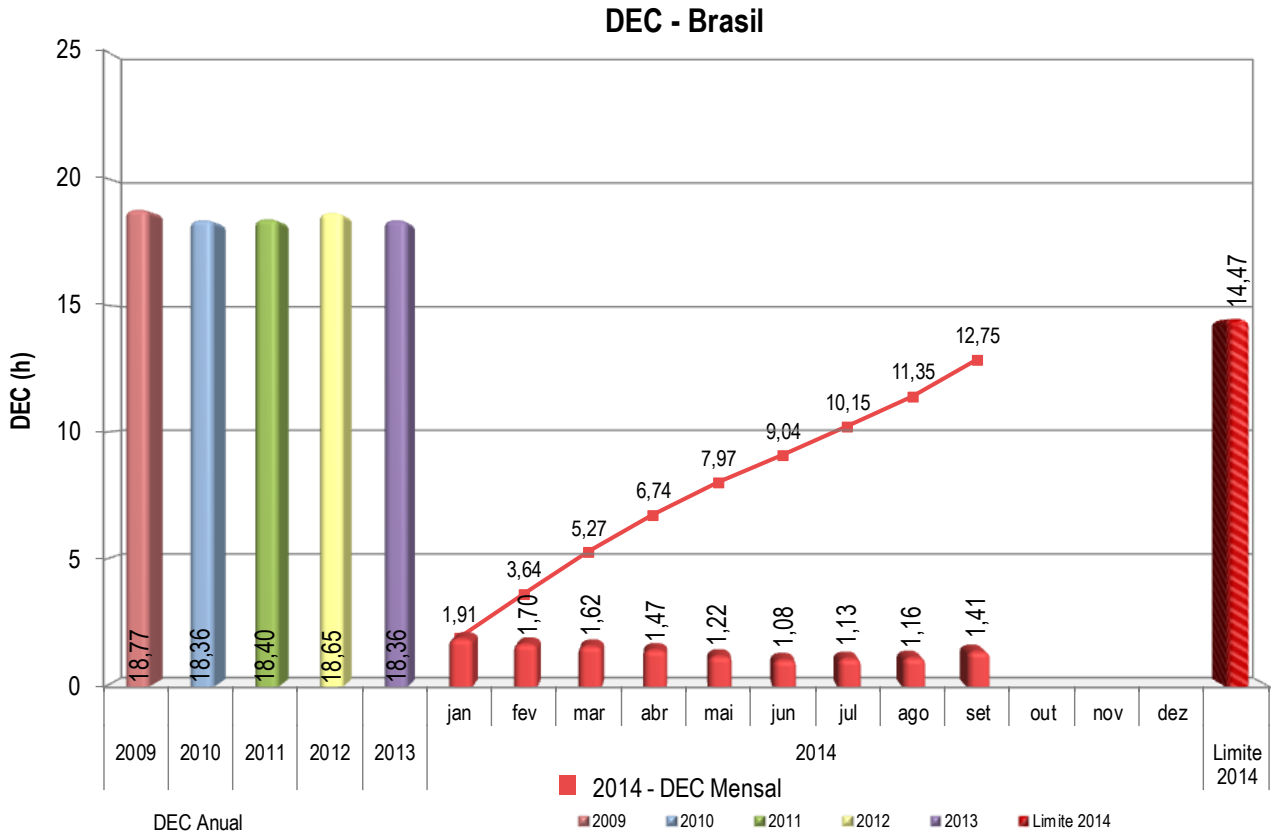


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte: ANEEL

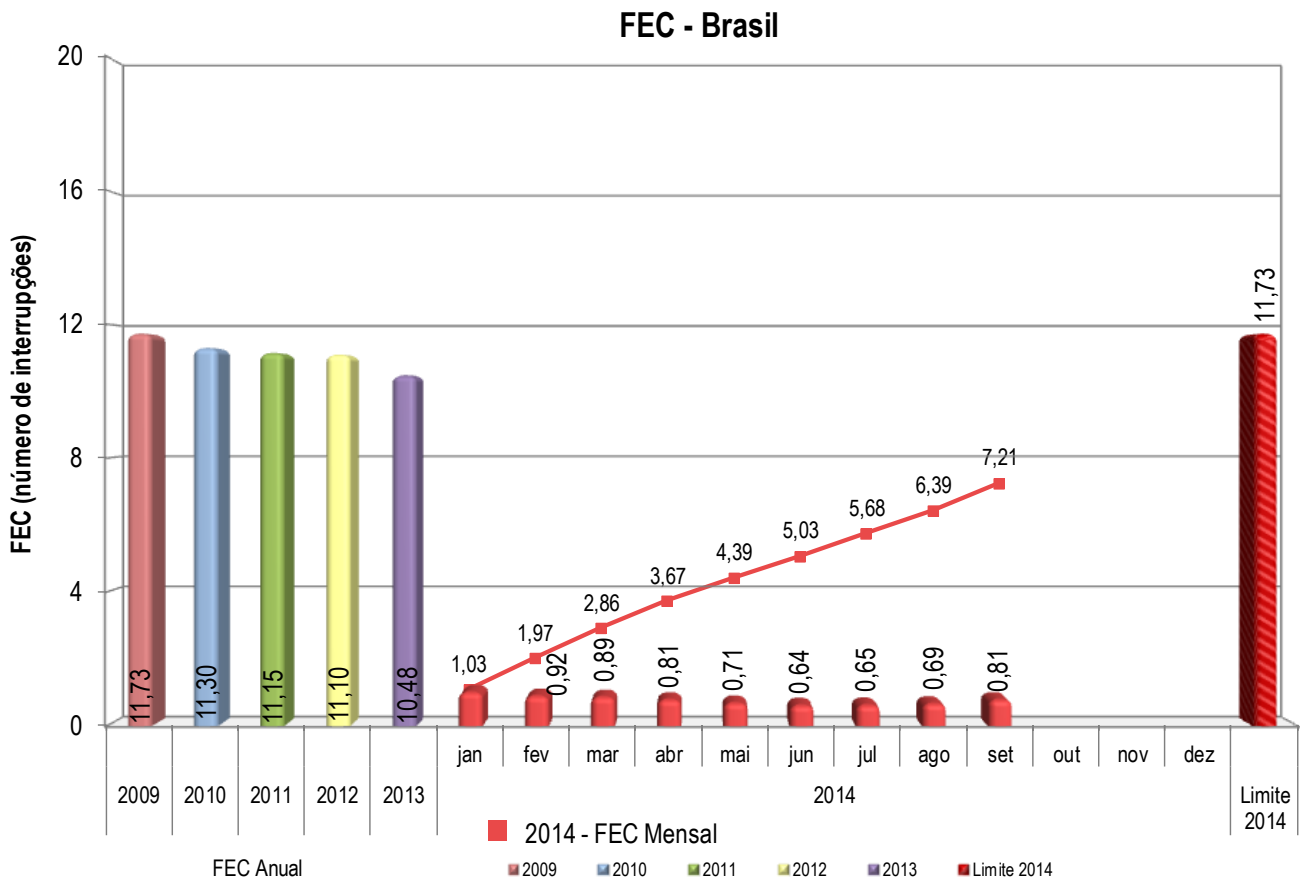


Figura 40. FEC do Brasil.

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

Fonte: ANEEL



GLOSSÁRIO

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