



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Agosto – 2014





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Agosto – 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.....	27
9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	27
9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão	27
9.2. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	28
9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão	29



9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação	29
10.CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO.....	29
10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação.....	30
10.2. Despacho Térmico.....	30
11.ENCARGOS SETORIAIS	31
12.DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	33
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	33
12.2. Indicadores de Continuidade	34
GLOSSÁRIO.....	36



LISTA DE FIGURAS

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



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	6
Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.	9
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	11
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.	11
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	12
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.	13
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada* de geração de energia elétrica do Brasil.....	16
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	17
Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	19
Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	19
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.	27
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW).	27
Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	28
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	28
Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	29
Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	29
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	33
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.	33
Tabela 19. Evolução do DEC em 2014.	34
Tabela 20. Evolução do FEC em 2014.....	34



1. INTRODUÇÃO

No mês de agosto os valores de aflúncias de todos os subsistemas foram inferiores à média de longo termo e o Nordeste atingiu o pior valor para o mês de agosto no histórico de 82 anos. O Sistema Interligado Nacional – SIN apresentou um desvio negativo de cerca de 7.500 MW médios de Energia Natural Afluenta – ENA no mês de agosto, com relação à média de longo termo.

No mês foram verificados 15.523 MW médios de geração térmica programada pelo ONS considerando todas as razões de despacho, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de junho apresentou a seguinte distribuição por subsistema: -4,1 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, -17,0 p.p. no Sul, -5,0 p.p. no Nordeste e -20,2 p.p. no Norte.

No dia 06 de agosto de 2014 foi realizada a 146ª reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Dentre os assuntos apresentados, foram relatados pelo ONS os resultados da segunda revisão quadrimestral da carga, realizada conjuntamente com a EPE, havendo redução da previsão de carga para o SIN em cerca de 1.500 MW med em cada ano para o quinquênio 2014-2018 em relação à primeira revisão.

Dado o entendimento da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL sobre a relevância do tema no que se refere ao Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, foi realizada reunião extraordinária da Agência no dia 08 de agosto de 2014, que autorizou o ONS a adotar os valores revisados da carga a partir da Revisão 2 do Programa Mensal da Operação – PMO de Agosto de 2014, correspondente à semana operativa de 09 a 15 de agosto.

No mês de agosto entraram em operação comercial 435,1 MW de geração, 411,0 km de linhas de transmissão e 1610,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano totalizaram 4.657,0 MW de novas usinas, 2.515,9 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 8.877,0 MVA de transformação na Rede Básica.

No mês de agosto de 2014 a capacidade própria instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 130.490 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2013, destaca-se a redução da participação da fonte hidráulica (de 68,6% para 67,0%) e o aumento da participação da fonte eólica (de 1,7% para 2,9%) e térmica (de 29,7% para 30,1%).

No mês de julho de 2014 a geração hidráulica correspondeu a 69,1% do total gerado no Brasil, 0,1 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica, que é tipicamente sazonal, avançou de 2,1% em junho de 2014 para 2,6% em julho de 2014 e verificou-se redução da participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica em relação ao mês anterior, de 28,7% para 28,3%, variação concentrada principalmente na produção nuclear, que passou de 3,0% para 1,9%, devido à parada para manutenção da UTE Angra II em meados do mês. Por sua vez, a geração a gás passou de 11,8% para 12,6%, a geração a petróleo passou de 5,1% para 5,6% e a geração a biomassa de 5,9% para 5,5%.

O fator de capacidade médio da geração eólica da região Nordeste no mês de julho de 2014 aumentou 7,9 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 42,7%. Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Sul aumentou 2,4 p.p. em relação a junho de 2014, e alcançou 33,9%. No acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior, houve avanço de 2,0 p.p. no fator de capacidade na região Nordeste e de 1,2 p.p. na região Sul.

Com relação ao mercado consumidor, no acumulado dos últimos doze meses com dados consolidados (agosto de 2013 a julho de 2014), o consumo total cresceu 4,4% em relação ao mesmo período anterior (julho de 2012 a junho de 2013). Com relação a julho de 2013, o consumo cresceu apenas 1,0%.

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

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

O Subsistema Sul é composto pelos estados da Região Sul.

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

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



2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

O mês de agosto foi caracterizado pelo baixo volume de precipitação em praticamente todo o território brasileiro. Houve rápida passagem semanal de frentes frias que ocasionaram apenas chuva fraca nas bacias hidrográficas da Região Sul e nas bacias dos rios Tietê, Grande e Paraíba do Sul, na região Sudeste.

Ao término do mês foram observados totais de precipitação abaixo da média climatológica na maioria das bacias hidrográficas de interesse para geração de energia hidrelétrica do Brasil, principalmente nas bacias da região Sul, que têm médias climatológicas para agosto mais elevadas.

As temperaturas mínimas do mês variaram entre normal e acima da normal em praticamente todo o país, com anomalias positivas da ordem de 1°C a 3°C em grande parte, e chegando até 5°C em algumas áreas. As temperaturas máximas do mês variaram entre normal e acima da normal principalmente na região Sul e em São Paulo, e nas demais regiões as temperaturas máximas estiveram próximas à média climatológica.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 88 %MLT – 15.697 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (27º pior valor*), 67 %MLT – 6.861 MW médios no Sul (35º pior valor*), 55 %MLT – 1.911 MW médios no Nordeste (pior valor*) e 78 %MLT – 1.549 MW médios no Norte-Interligado (16º pior valor*).

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

2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

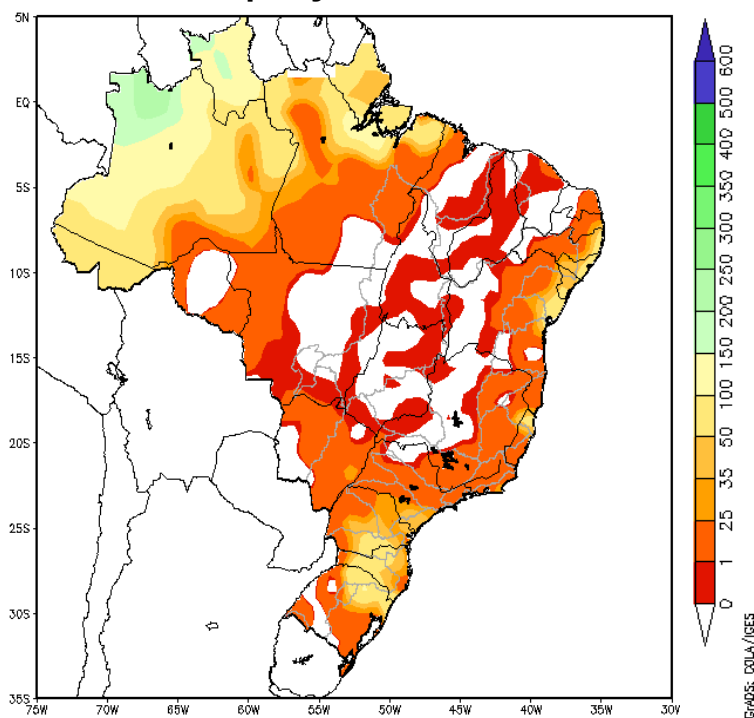


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/08/2014 a 29/08/2014 – Brasil.

Fonte: ONS



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

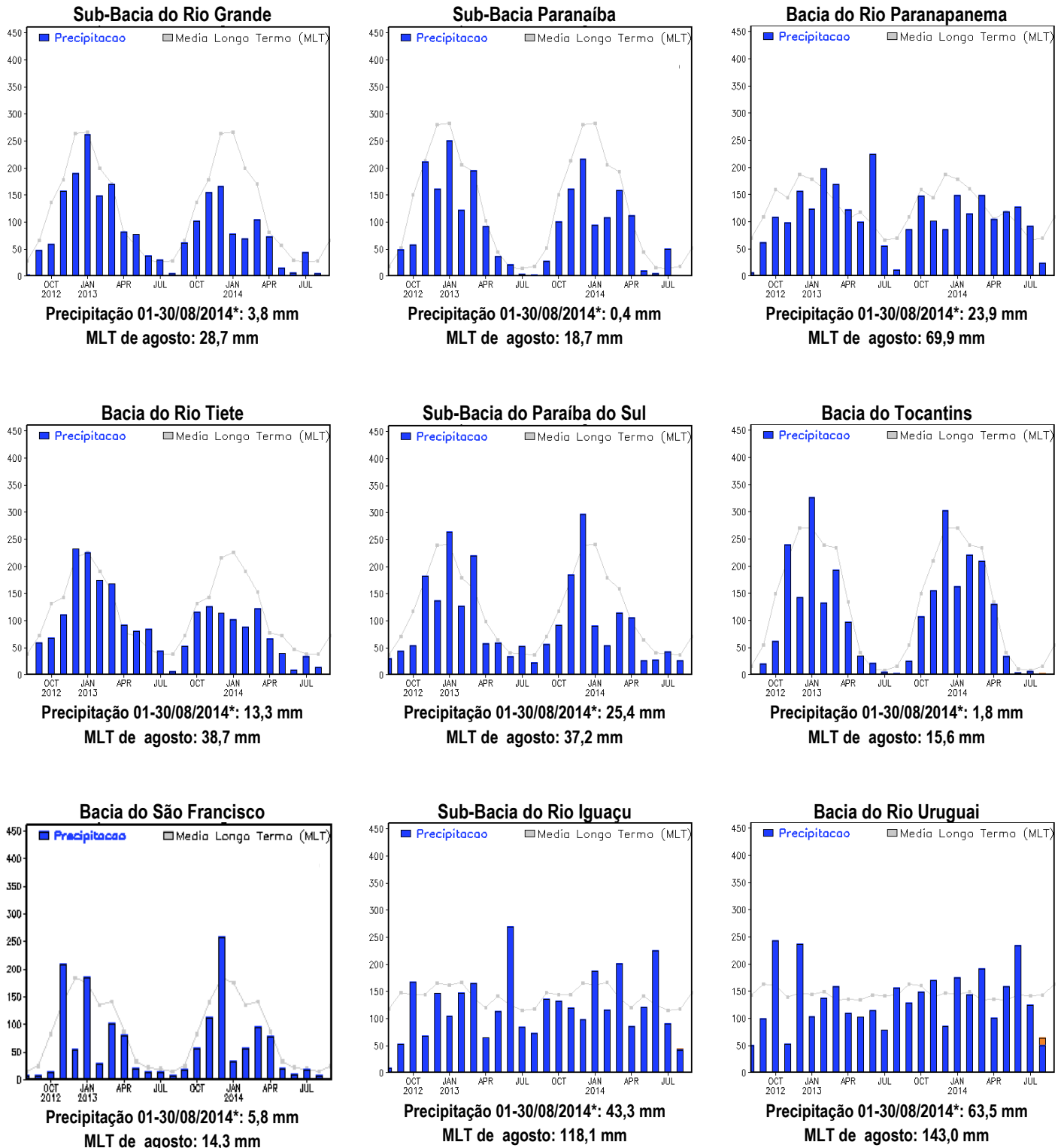


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/08 a 30/08/2014* nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

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



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

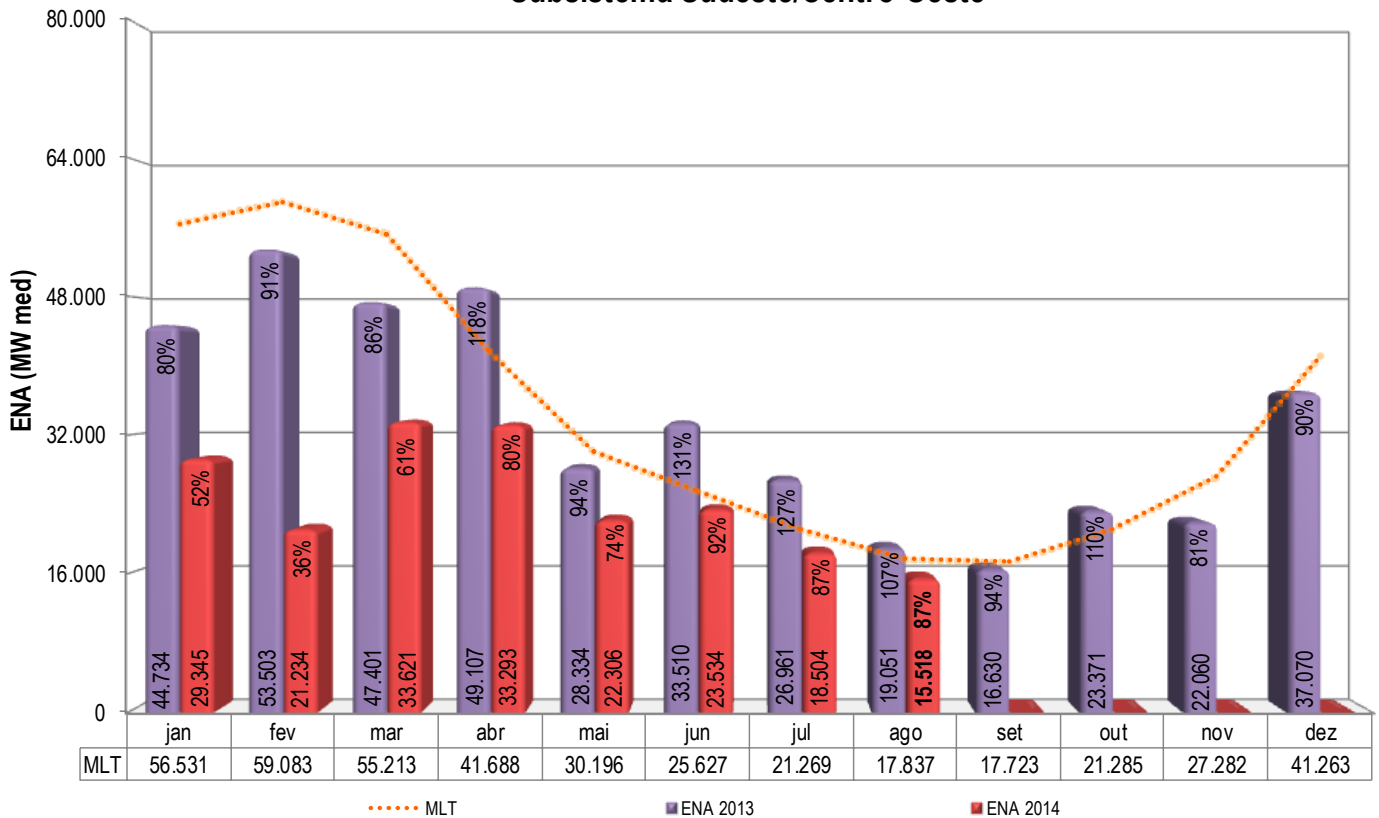


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

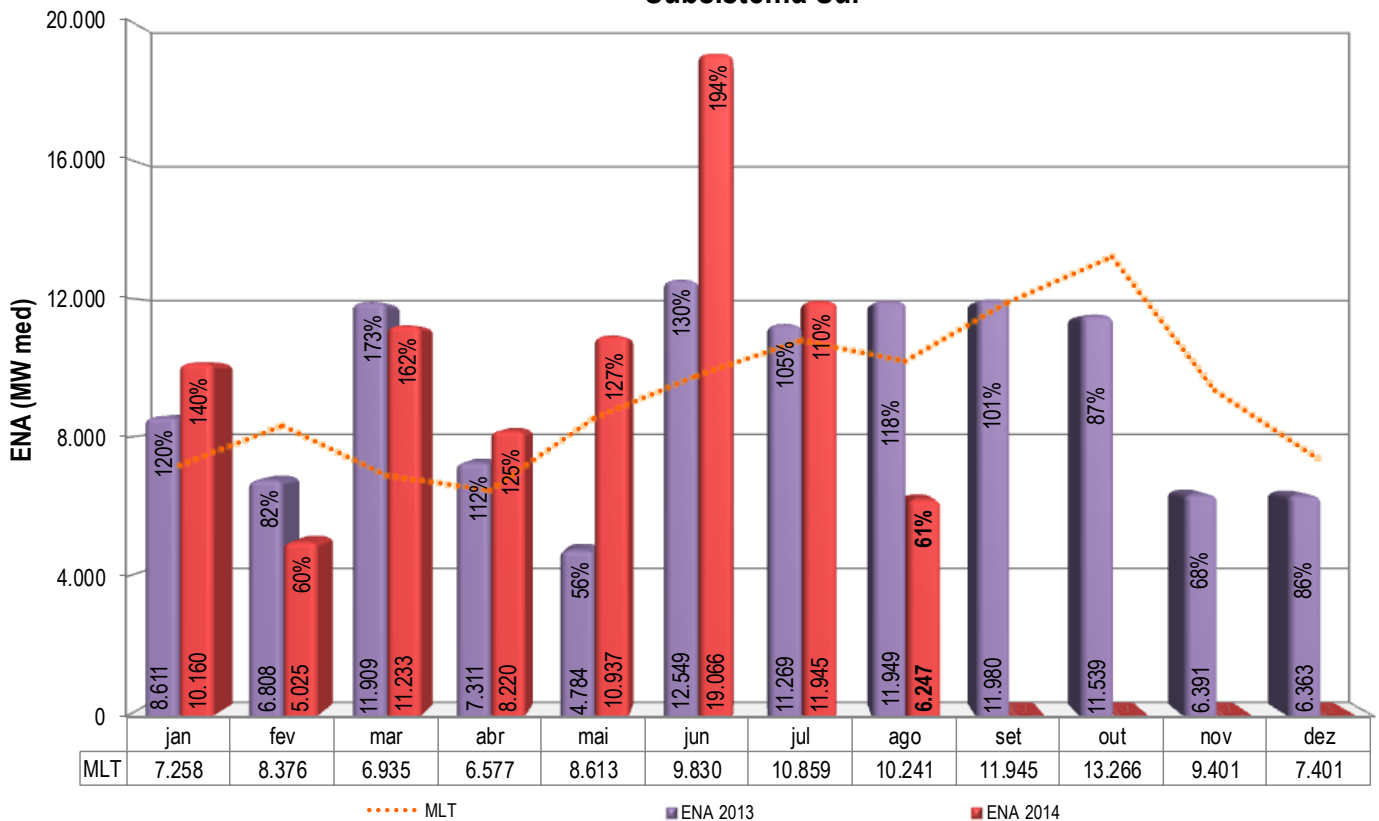


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



Subsistema Nordeste

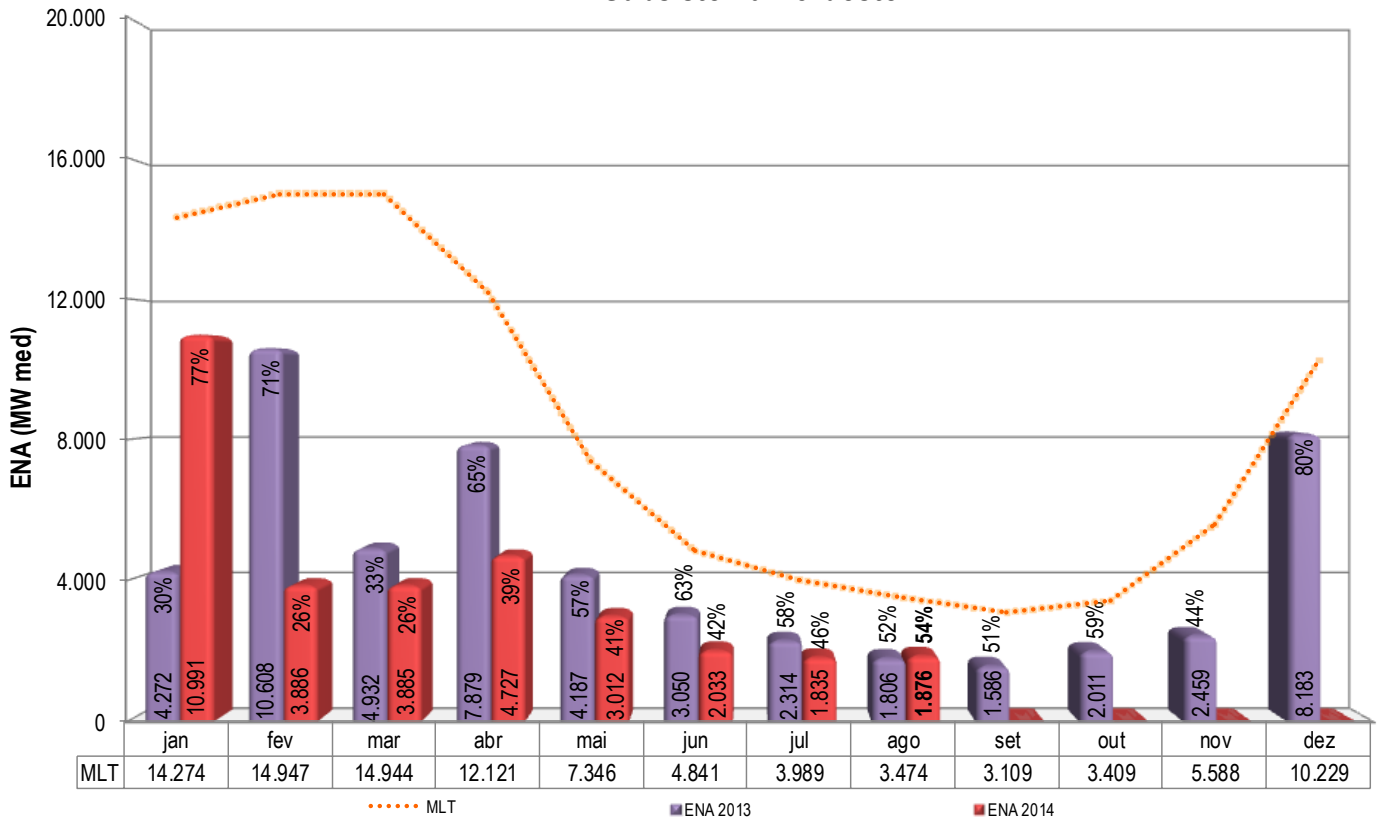


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

Subsistema Norte-Interligado

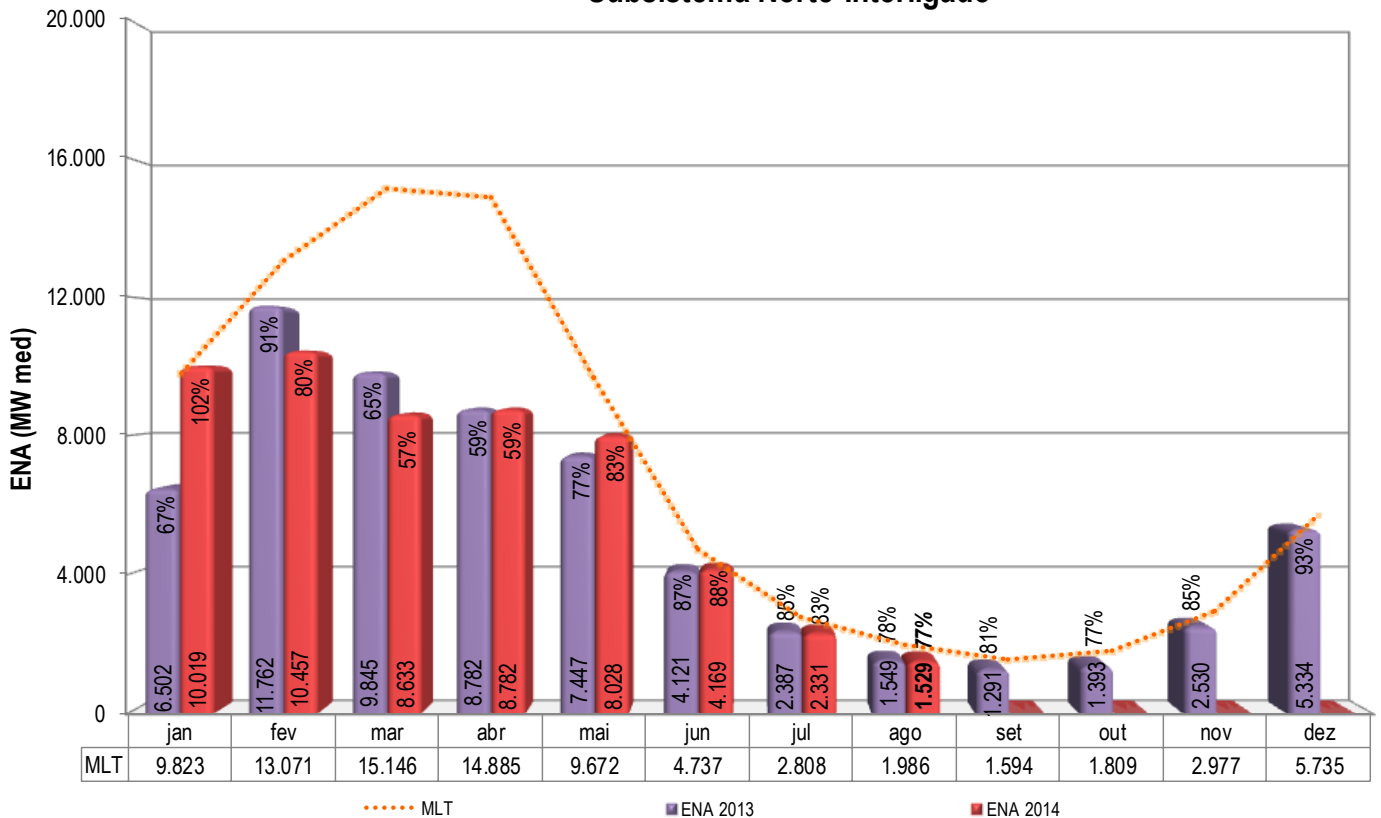


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



2.4. Energia Armazenada

Em julho de 2014 houve reduções nos níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas. Houve contribuição de cerca de 15.523 MWmédios de produção térmica no mês, cerca de 1.000 MWmédios acima da verificada no mês anterior.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste houve um deplecionamento de 4,1 p.p., atingindo 30,3 %EAR ao final do mês de agosto, valor 24,8 pontos percentuais – p.p. inferior ao verificado ao final de agosto de 2013 (55,1 %EAR), mas ainda 6,9 p.p. superior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (23,4 %EAR). No mês de agosto, 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.

No início do mês, as disponibilidades energéticas das usinas da região Sul foram exploradas prioritariamente, e muitas vezes ao máximo, nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se os limites elétricos vigentes, visando reduzir a utilização dos estoques armazenados nos reservatórios das demais regiões do SIN. Nesse contexto, houve um deplecionamento do reservatório de 17,0 p.p., atingindo 73,5 %EAR ao final do mês, valor cerca de 18,0 p.p. inferior ao armazenamento do final do mês de agosto de 2013.

No subsistema Nordeste houve deplecionamento de 5,0 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 27,3 %EAR ao final do mês de agosto, valor 9,1 p.p. inferior ao verificado ao final de agosto de 2013 (36,4 %EAR), mas ainda 10,4 p.p. superior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (16,9 %EAR). Foi mantida a geração hidráulica em valores mínimos, sendo a geração térmica e eólica local e o recebimento de energia da ordem de 304 MWmédios responsáveis pelo fechamento do balanço energético do subsistema. Em função das condições hidroenergéticas desfavoráveis, foi implementada uma nova redução de vazão defluente na UHE Três Marias a partir do dia 03 de agosto, para o valor de 190 m³/s, e para 170 m³/s a partir do dia 20 de agosto, valores suficientes para atender a captação de água do Projeto Jaíba.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 64,7 %EAR ao final do mês de agosto, apresentando deplecionamento de 20,2 p.p. e cerca de 6,5 p.p. inferiores em relação ao armazenamento do final de agosto de 2013. Na início do mês, a geração da UHE Tucuruí foi dimensionada nos períodos de carga média e pesada para fechamento do balanço energético do SIN, sendo minimizada nos períodos de carga leve, 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 julho referem-se ao deplecionamento de 26,8 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 64,9% v.u.), de 12,6 p.p. na UHE Capivara (atingindo 66,9% v.u.), de 10,4 p.p. na UHE Itumbiara (atingindo 23,2% v.u.) e de 6,9 p.p. na UHE Sobradinho (atingindo 36,7% v.u.) referenciados aos respectivos volumes úteis máximos. Ressalta-se que a UHE Três Marias encontra-se com nível de armazenamento de apenas 7,3% v.u. Por sua vez, a UHE Ilha Solteira encontra-se com armazenamento de cerca de 40,0% v.u., referenciado ao sua volume útil máximo considerando operação individual, o que corresponde a um deplecionamento de cerca de 7,3 p.p. em agosto.

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	30,3	205.003	70,3
Sul	73,5	19.873	6,8
Nordeste	27,3	51.859	17,8
Norte	64,7	14.812	5,1
TOTAL		291.547	100,0

Fonte: ONS

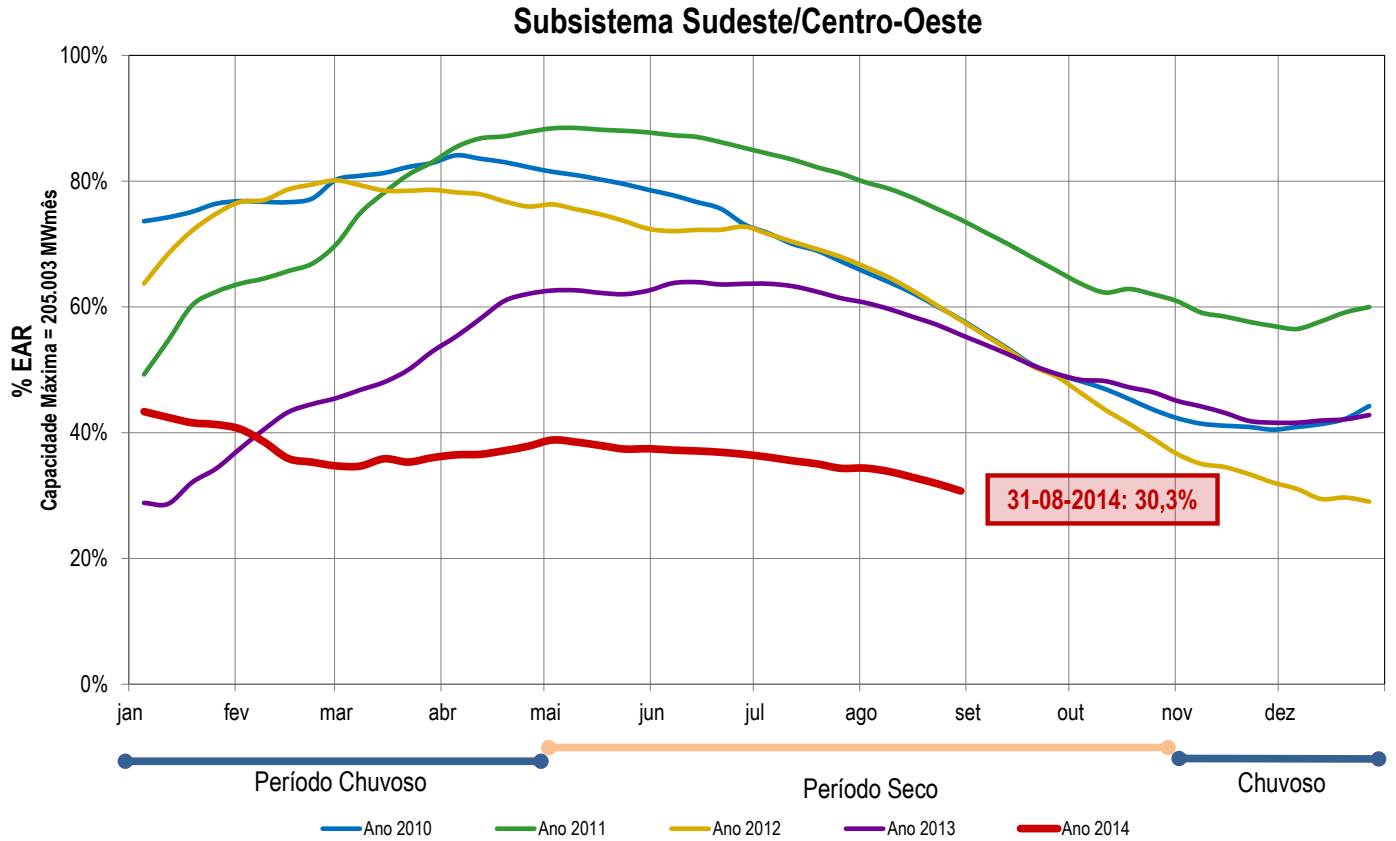


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

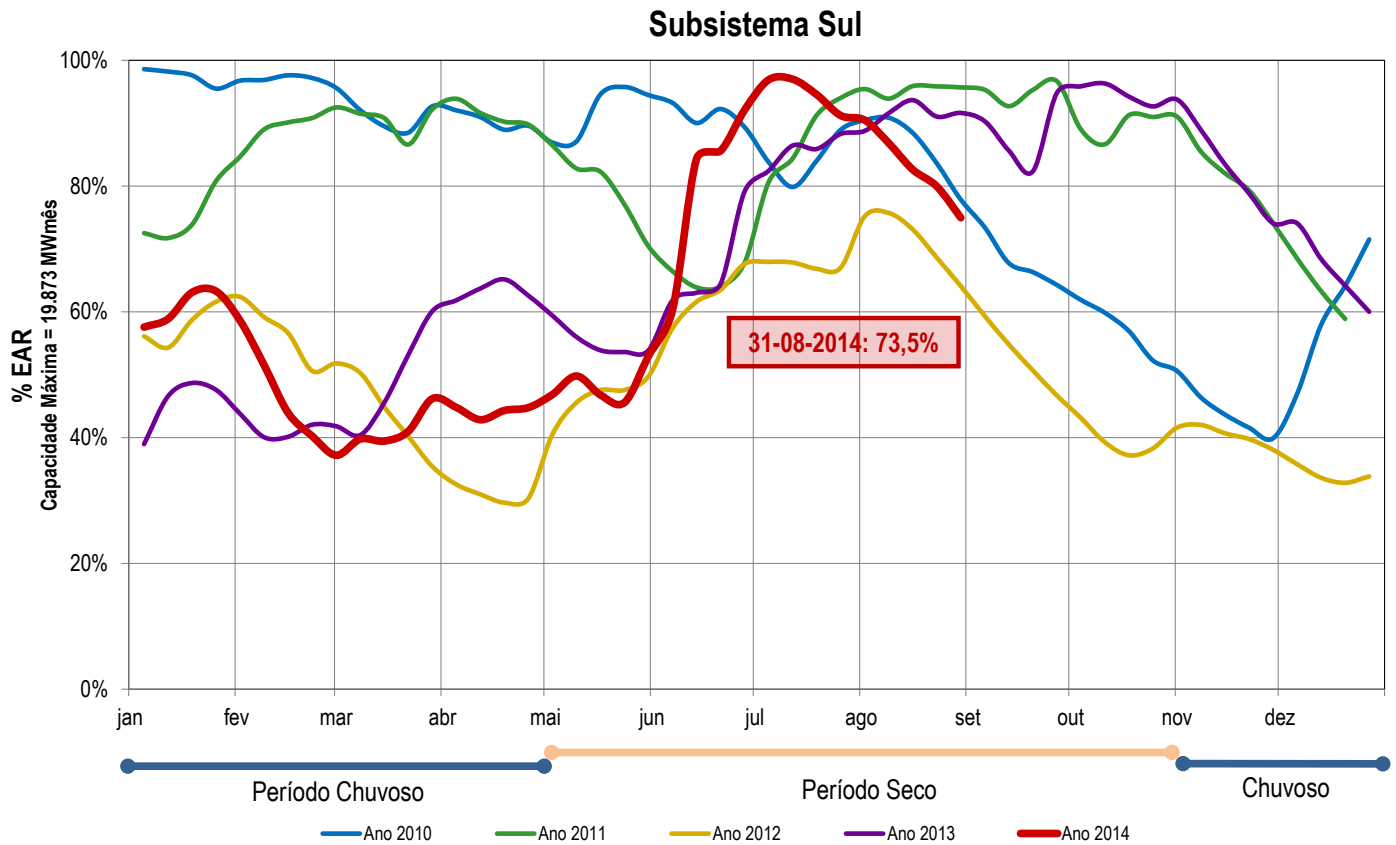


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



Subsistema Nordeste

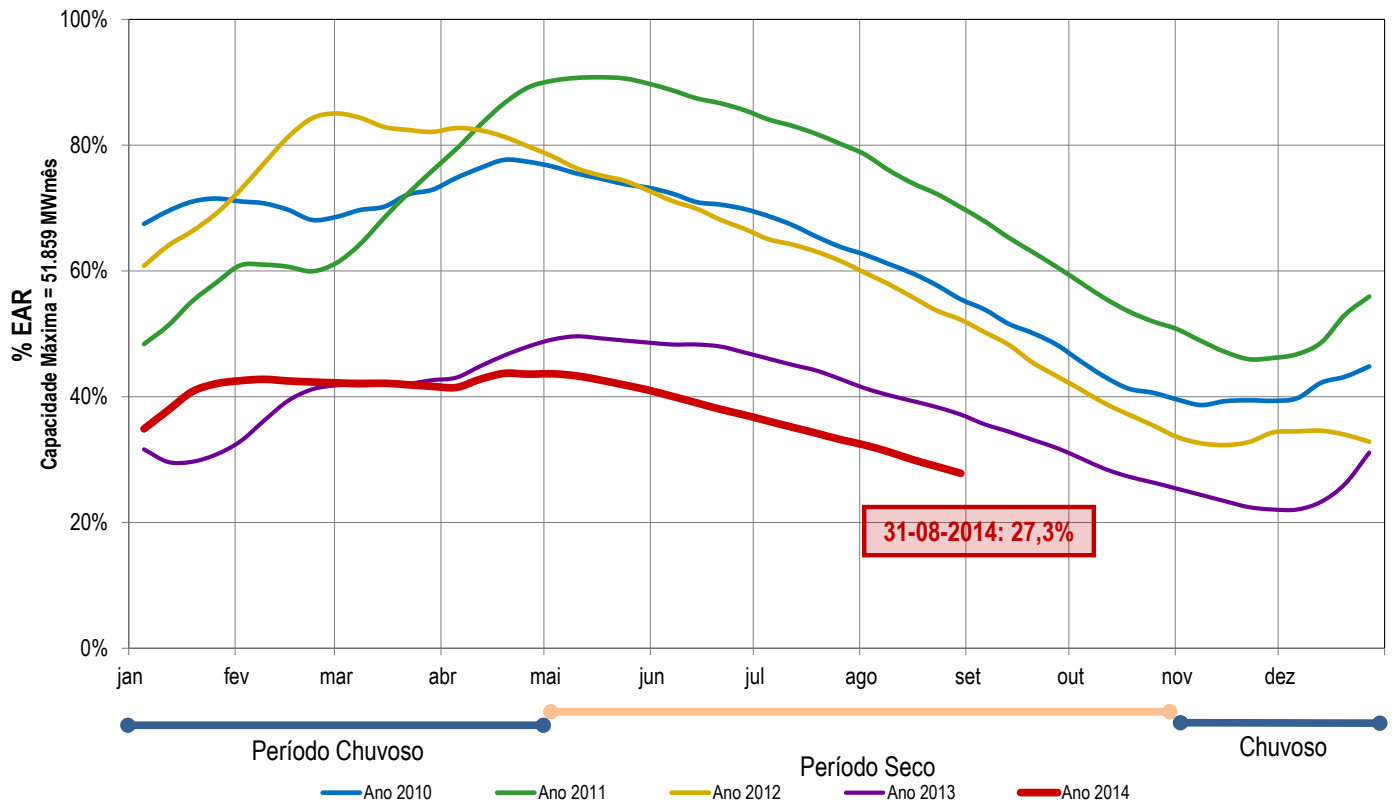


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

Subsistema Norte-Interligado

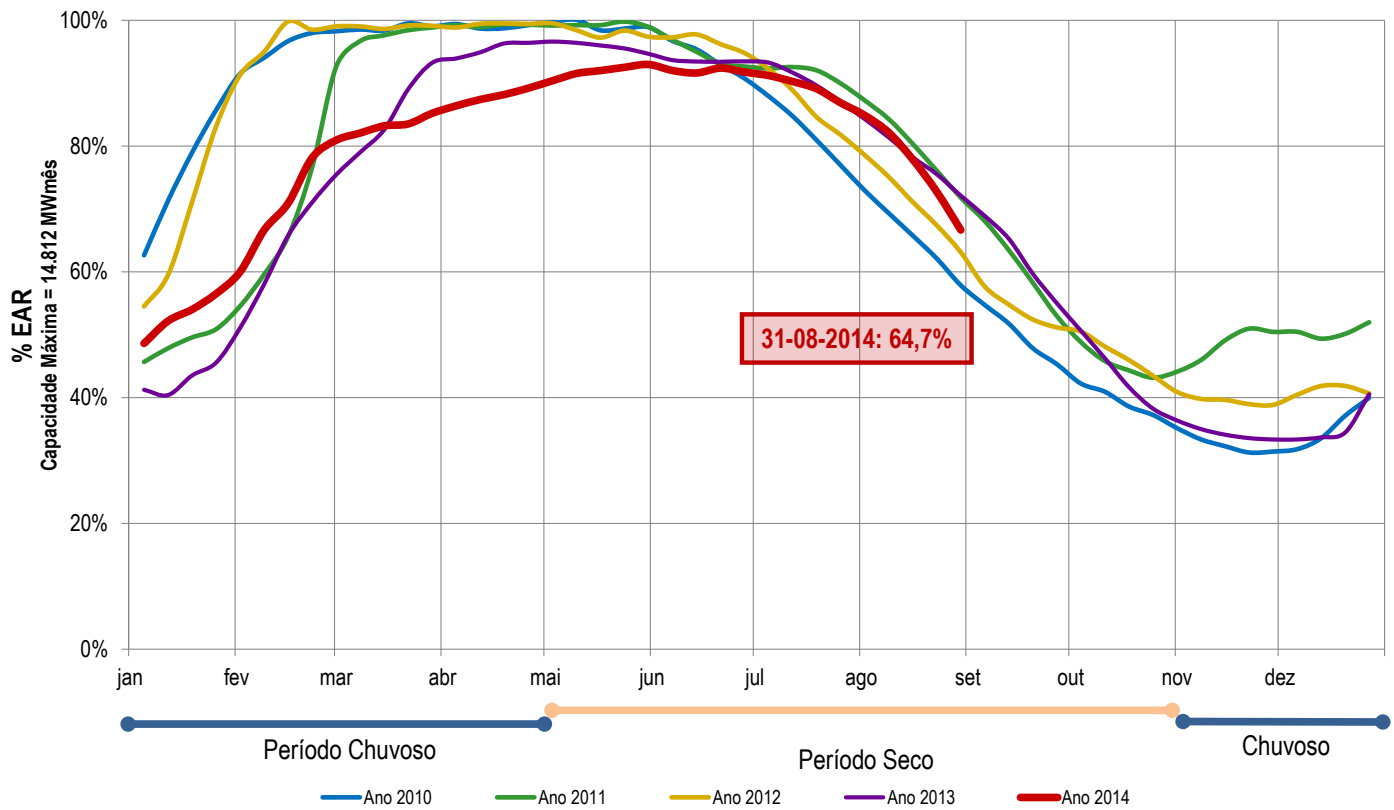


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em agosto de 2014, os intercâmbios entre subsistemas foram em geral inferiores aos verificados no mês anterior, com exceção do Norte-Interligado, que em função da maior necessidade de exploração dos recursos energéticos hidráulicos, exportou montante superior a julho.

Em função das disponibilidades de estoque armazenado no subsistema Sul, houve exportação de energia desse subsistema de cerca de 1.557 MWmédios, mas esse valor é cerca de metade do verificado no mês anterior.

Do subsistema Norte-Interligado, houve exportação de energia de cerca de 1.491 MWmédios, superior ao dobro do valor verificado em julho.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste permaneceu importador de energia em 1.187 MWmédios, considerando as contribuições do Norte-Interligado e do Sul, bastante inferior aos 2.808 MWmédios verificados no mês anterior.

O subsistema Nordeste também permaneceu importador em 304 MWmédios, valor bastante inferior aos 1.225 MWmédios verificado no mês de julho. Ressalta-se que a geração hidráulica no subsistema Nordeste continua nos valores mínimos operativos, para garantir os usos múltiplos prioritários da água na cascata do rio São Francisco.

No complexo do Rio Madeira, em agosto a UHE Jirau gerou cerca de 485 MWmédios e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 1.428 MWmédios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. No período foram escoados cerca de 1.530 MWmédios pelo primeiro bipolo em corrente contínua, com média diária máxima de 1.796 MWmédios, no dia 17 de agosto de 2014.

Além disso, a região metropolitana de Manaus exportou cerca de 119 MWmédios do SIN no mês de agosto, através da interligação Tucuruí-Manaus. No dia 30 de agosto de 2014, foi registrado o máximo valor diário de exportação pela interligação Tucuruí-Manaus em 243 MWmédios.

No mês de agosto, houve intercâmbio internacional emergencial pela Interligação Uruguaiana, com valor de exportação pouco superior à importação, 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	7.600
	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 maio de 2014.

** Valor contratual.



Legenda da seção 3.1.

FVB	Intercâmbio internacional com a Venezuela (atendimento a Roraima)	EXPSE	Exportação do Sudeste/Centro-Oeste
EXPN	Exportação do Norte-Interligado	RSUL	Recebimento pela região Sul
RECN	Importação do Norte-Interligado	FSUL	Exportação da região Sul
EXPNE	Exportação do Nordeste	INT _{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 julho de 2014 o consumo de energia elétrica atingiu 46.965 GWh, considerando autoprodução e acréscimo das perdas, patamar 1,0% superior ao verificado no mesmo mês do ano anterior, e representando aumento de 4,7% em comparação com o consumo de junho de 2014.

O consumo residencial em julho de 2014 acumulou crescimento de 6,5% em 12 meses sobre o mesmo período anterior e avançou 5,8% em relação ao mesmo mês de 2013. Por sua vez, o consumo da classe comercial registrou crescimento de 7,1% no acumulado de 12 meses e 5,9% em relação a junho de 2013. Esses valores, em termos percentuais, foram influenciados especialmente pelo ciclo de faturamento das distribuidoras que, de forma geral, abrangeu um número maior de dias do que no ano anterior, e também ao evento Copa do Mundo 2014, que contribuiu para moderar o crescimento dessas classes.

Seguindo tendência dos meses anteriores, o consumo industrial registrou nova retração, no valor de 6,9%, em relação a julho de 2013 e decréscimo de 1,0% em comparação com junho de 2014, refletindo o desaquecimento da produção industrial em diversos setores, tais como metalurgia, automotivo e químico. O maior impacto da redução generalizada da atividade industrial foi percebido na região Sudeste, onde foi registrada diminuição superior a 10% do consumo dessa classe.

Por fim, o consumo de energia da classe rural aumentou 9,8% em comparação ao mesmo mês em 2013 e acumula em 12 meses crescimento de 7,1% em relação ao mesmo período anterior, refletindo o intenso uso da irrigação.

Destaca-se que, conforme divulgação da EPE, a apuração do consumo de energia elétrica para o primeiro semestre de 2014, aliada ao novo cenário econômico previsto para os próximos meses, ensejou a revisão da previsão da demanda para 2014. A nova previsão é, em termos percentuais, 0,8% inferior à anterior, principalmente devido à redução de 2,2% nos valores projetados para o crescimento do consumo de energia pela classe industrial.

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



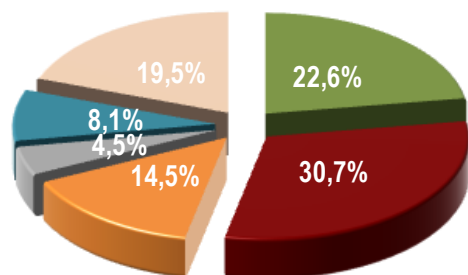
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Jul/14 GWh	Evolução mensal (Jul/14/Jun/14)	Evolução anual (Jul/14/Jul/13)	Ago/12-Jul/13 (GWh)	Ago/13-Jul/14 (GWh)	Evolução
Residencial	10.605	2,8%	5,8%	121.938	129.916	6,5%
Industrial	14.421	-1,0%	-6,9%	183.321	182.021	-0,7%
Comercial	6.831	-0,6%	5,9%	87.648	87.648	7,1%
Rural	2.117	1,7%	9,8%	25.305	25.305	7,1%
Demais classes *	3.819	-0,1%	-0,2%	47.084	47.084	3,3%
Perdas	9.171	27,8%	5,0%	105.298	105.298	8,8%
Total	46.965	4,7%	1,0%	553.105	577.272	4,4%

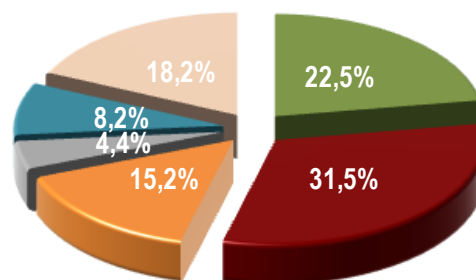
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até julho de 2014.

Fonte: EPE

Consumo de Energia Elétrica em Jul/2014



Consumo de Energia Elétrica em 12 meses



■ Residencial ■ Industrial ■ Comercial ■ Rural ■ Demais classes ■ Perdas

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

Dados contabilizados até julho de 2014.

Fonte: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Jul/14 kWh/NU	Evolução mensal (Jul/14/Jun/14)	Evolução anual (Jul/14/Jul/13)	Ago/12-Jul/13 (kWh/NU)	Ago/13-Jul/14 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	163	2,5%	2,2%	161	166	3,0%
Consumo médio industrial	24.717	-1,0%	-7,5%	26.339	25.999	-1,3%
Consumo médio comercial	1.238	-0,6%	2,4%	1.275	1.323	3,8%
Consumo médio rural	499	1,6%	7,8%	472	497	5,3%
Consumo médio demais classes*	5.173	17,3%	-3,1%	5.316	5.315	0,0%
Consumo médio total	496	0,3%	-3,1%	516	516	0,1%

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

Fonte: EPE



4.2. Unidades Consumidoras

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

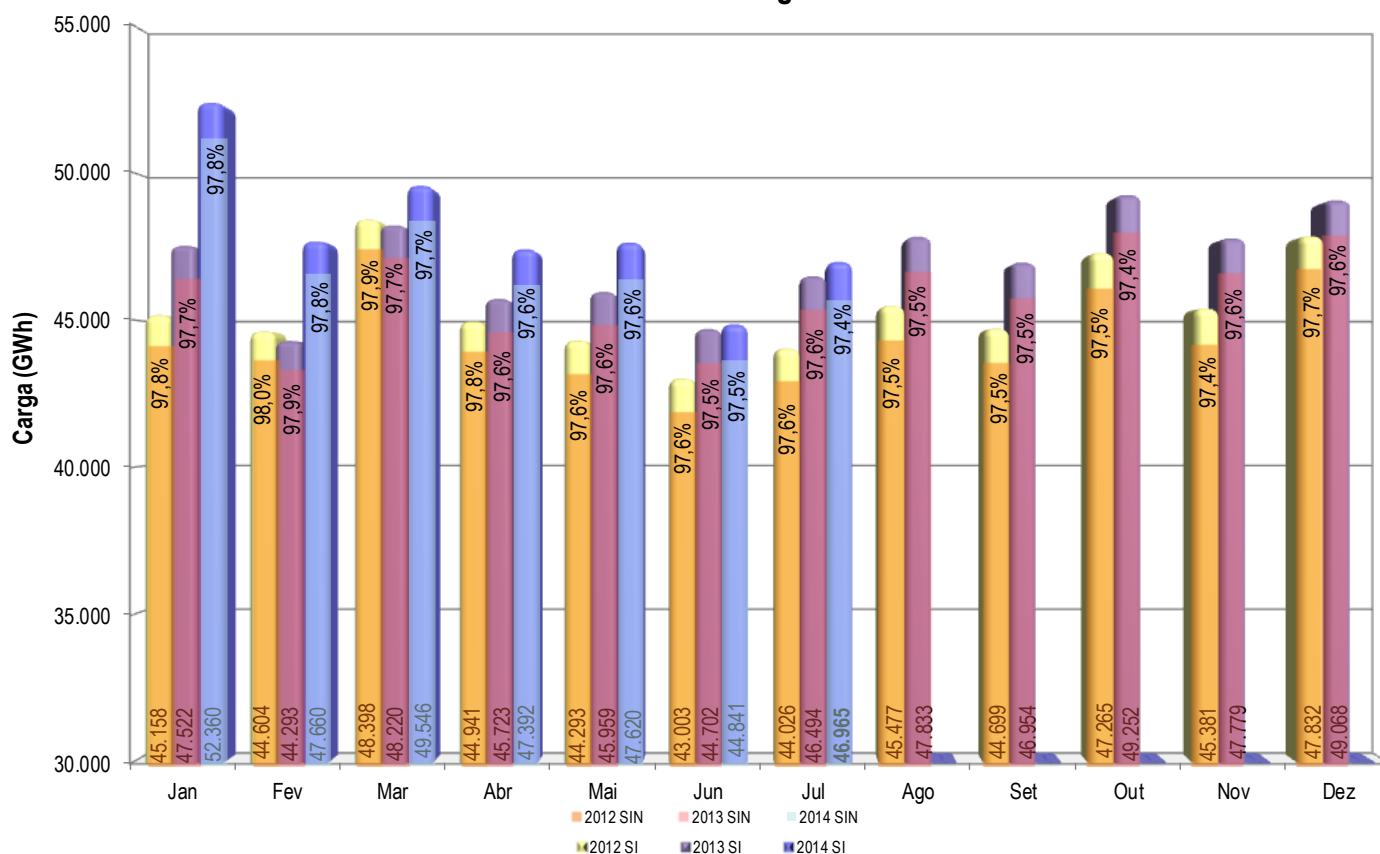
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Jul/13	Jul/14	
Residencial (NUCR)	62.963.539	65.124.323	3,4%
Industrial (NUCI)	580.123	583.419	0,6%
Comercial (NUCC)	5.346.921	5.519.579	3,2%
Rural (NUCR)	4.172.397	4.243.581	1,7%
Demais classes*	716.740	738.251	3,0%
Total (NUCT)	73.779.720	76.209.153	3,3%

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

Fonte: EPE

4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil *

Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até julho 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 agosto 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)	45.101 26/08/2014 - 18h36	13.628 14/08/2014 - 18h54	10.956 30/08/2014 - 18h33	6.036 29/08/2014 - 14h48	73.991 12/08/2014 - 18h42
Recorde (MW) (dia - hora)	51.261 06/02/2014 - 15h47	17.971 06/02/2014 - 14h29	11.809 04/12/2013 - 15h40	6.109 17/09/2013 - 15h35	85.708 05/02/2014 - 15h41

Fonte: ONS

4.5. Demandas Máximas Mensais

Subsistema Interligado Nacional

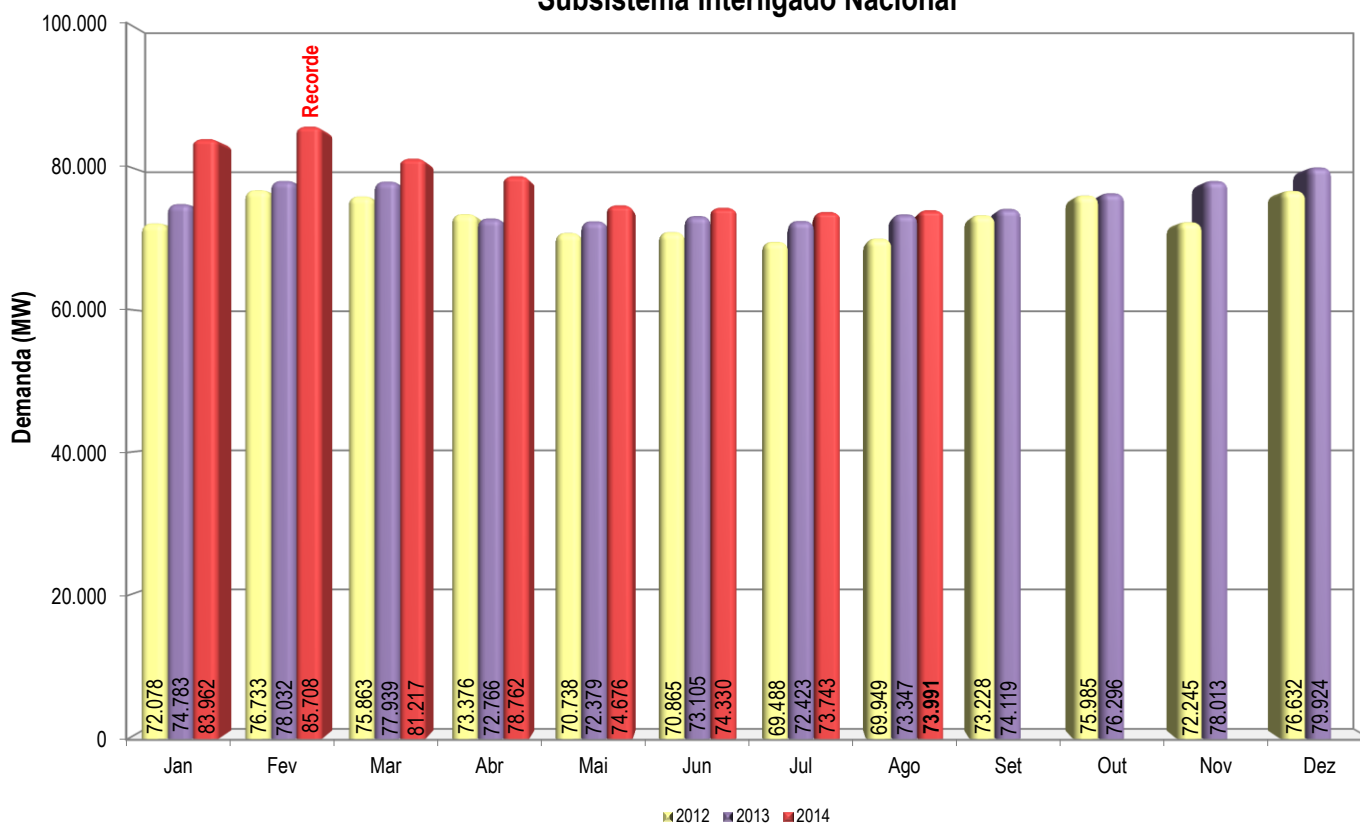


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

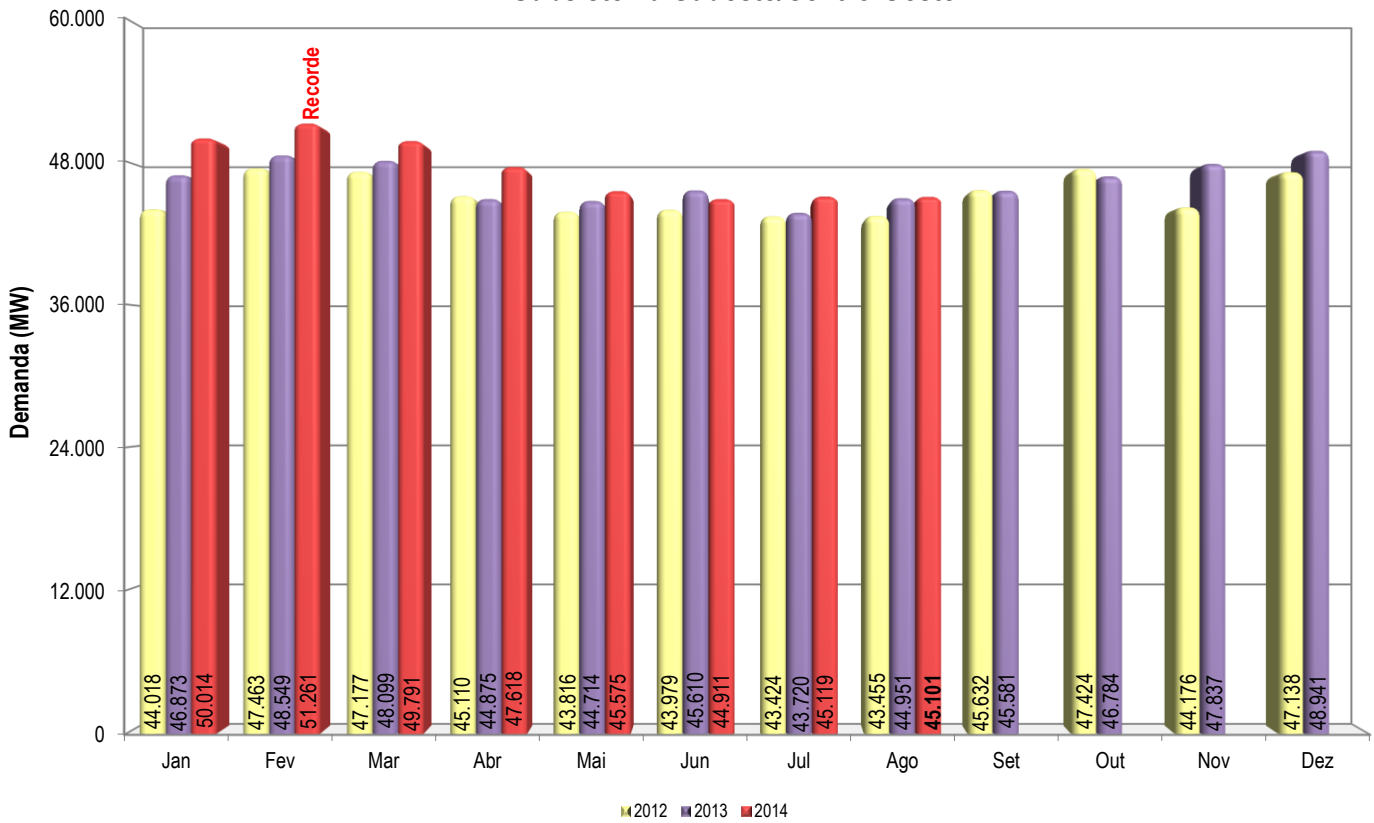


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

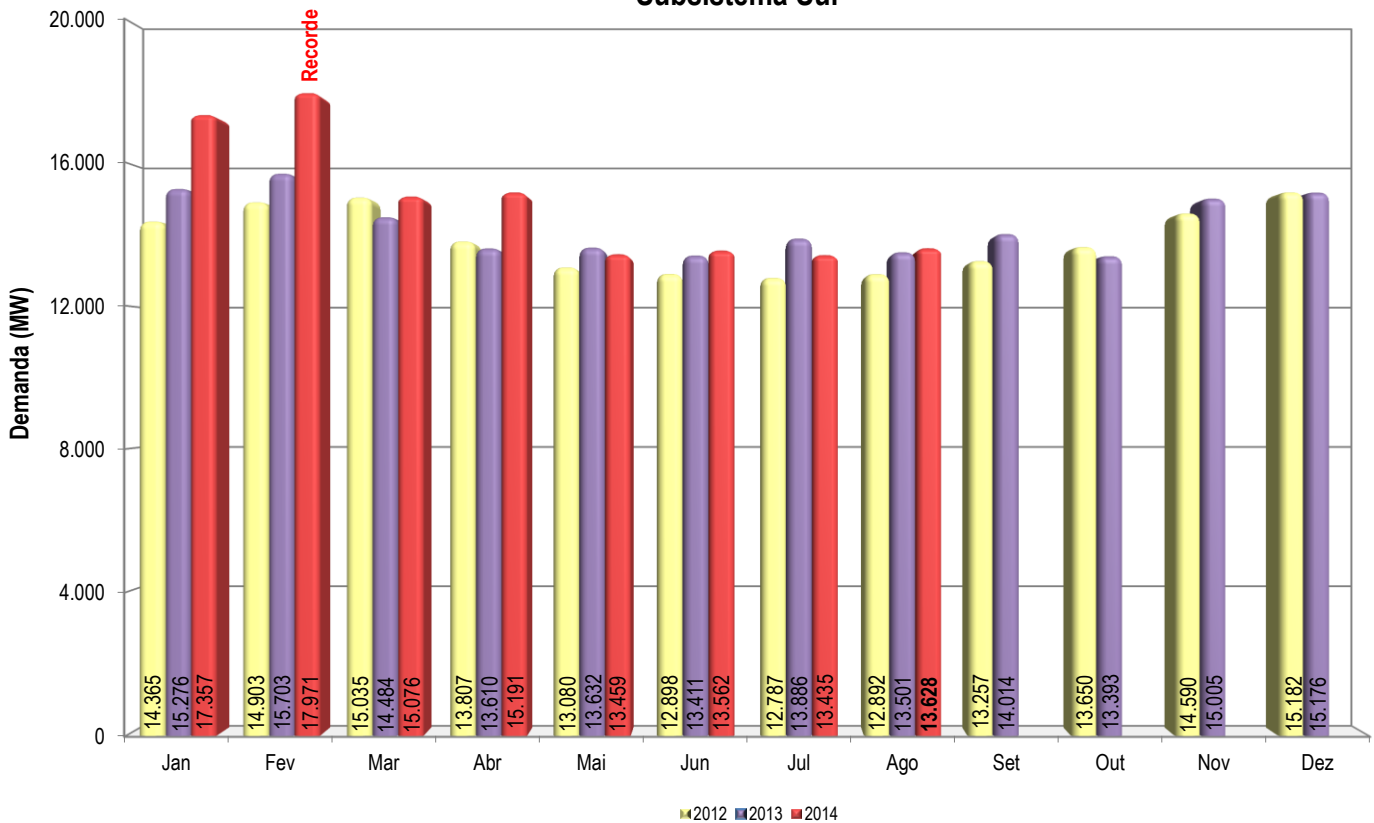


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte: ONS

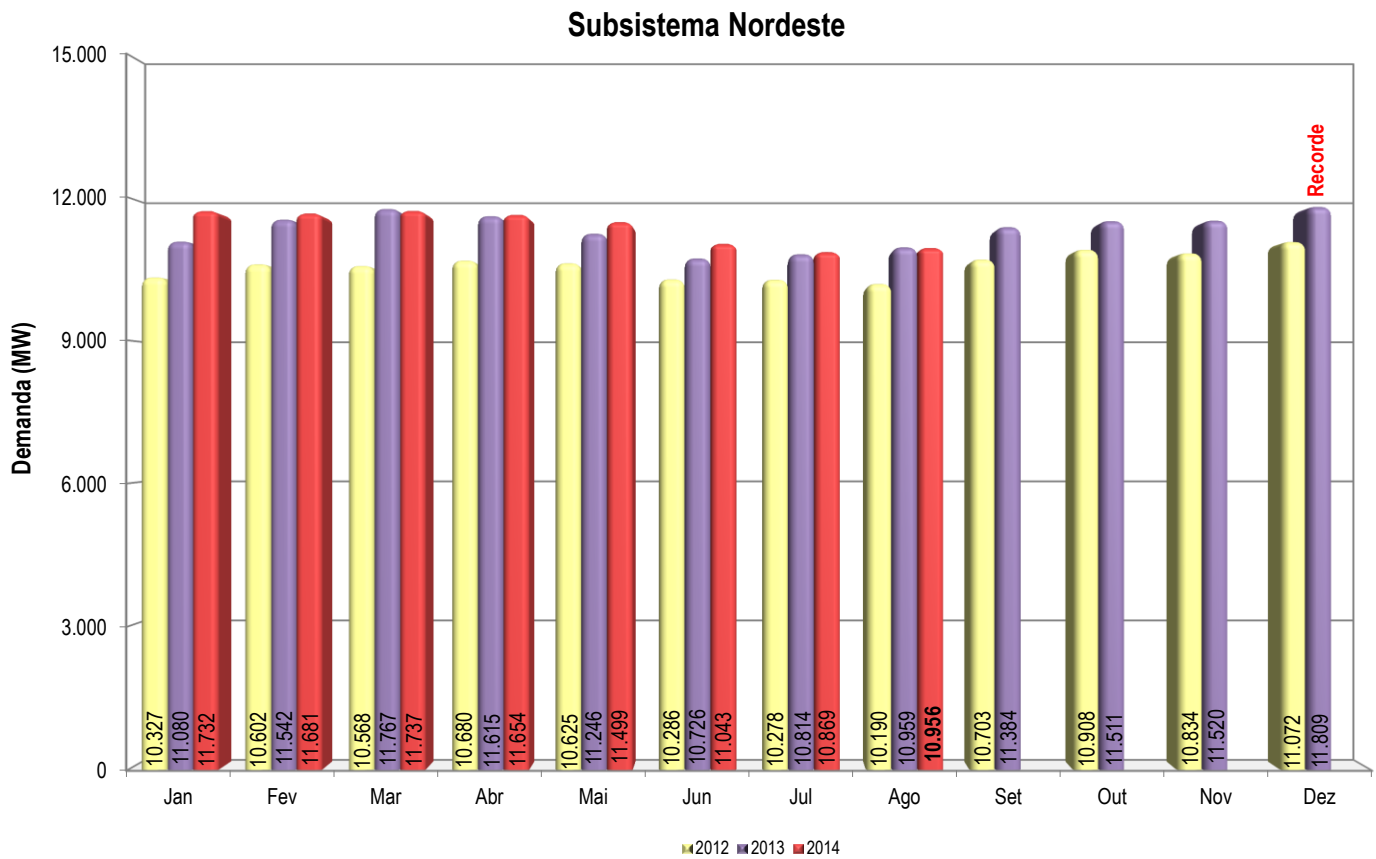


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

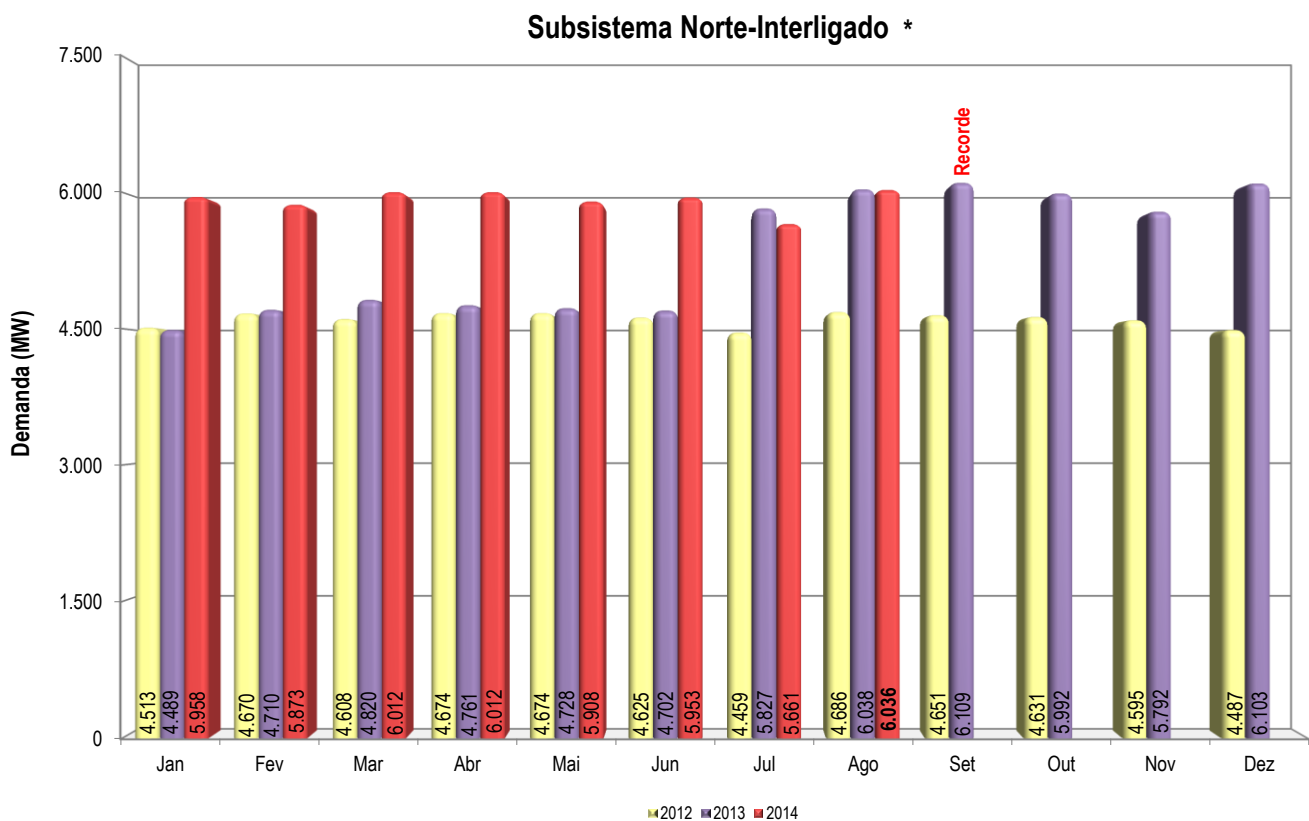


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS

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



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de agosto de 2014 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 130.851 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2013, destaca-se a redução da participação da fonte hidráulica (de 68,6% para 67,0%) e o aumento da participação da fonte eólica (de 1,7% para 2,9%) e térmica (de 29,7% para 30,1%).

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

Fonte	Ago/13	Ago/14			Evolução da Capacidade Instalada (Ago/14 / Ago/13)
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	85.399	1.135	87.622	67,0%	2,6%
Térmica	36.982	1.867	39.408	30,1%	6,6%
Gás	13.620	157	14.303	10,9%	5,0%
Carvão	3.024	13	3.389	2,6%	12,1%
Petróleo	7.475	1.209	7.669	5,9%	2,6%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,5%	0,0%
Biomassa	10.873	486	12.056	9,2%	10,9%
Eólica	2.109	179	3.809	2,9%	80,6%
Solar Fotovoltaica	3	164	12	<0,01%	361,6%
Capacidade Total - Brasil	124.493	3.345	130.851	100,0%	5,1%

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

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

Fonte: ANEEL (BIG 29/08/2014)

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

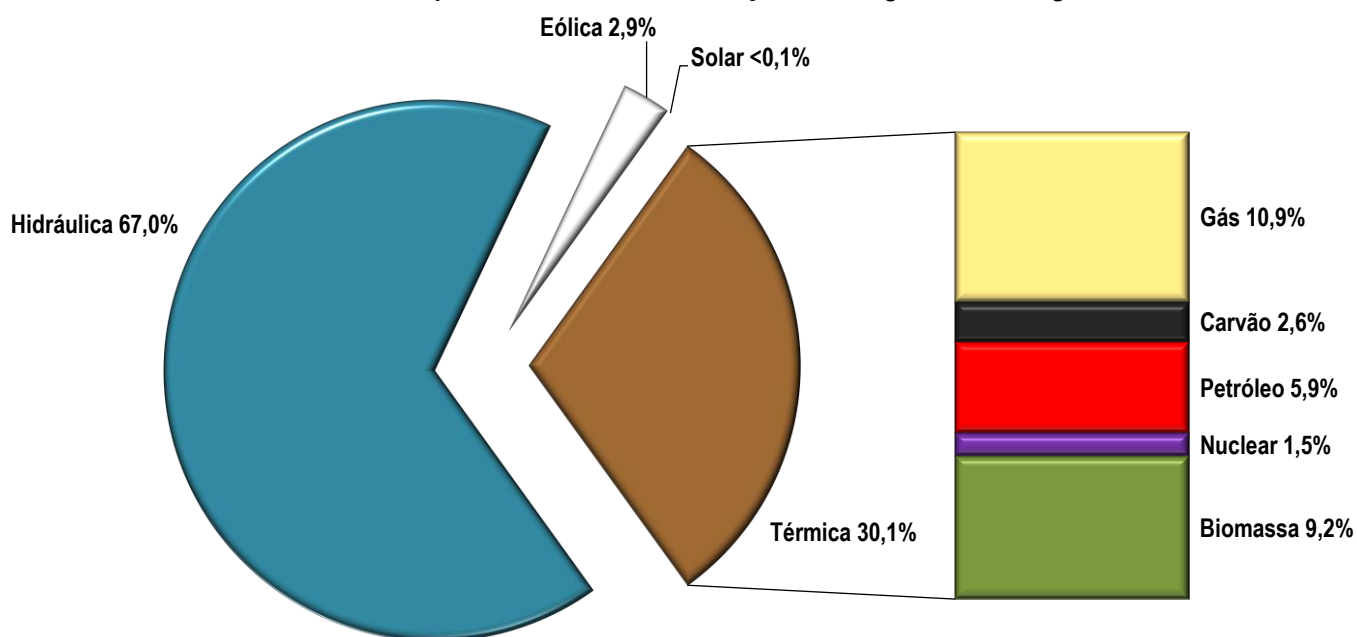


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte: ANEEL (BIG 29/08/2014)



6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

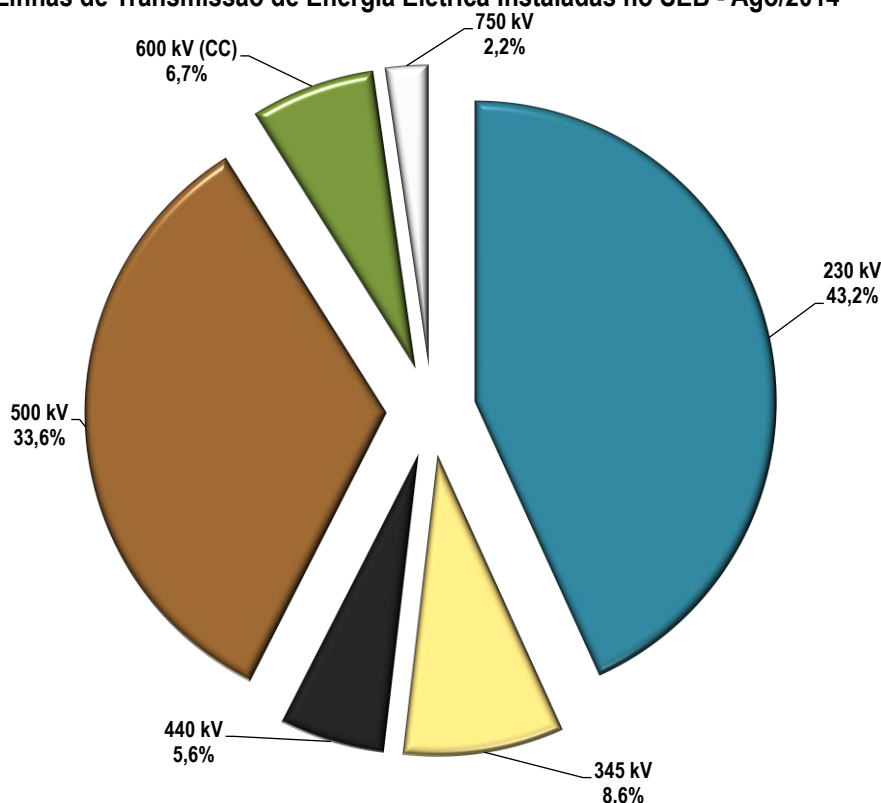
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	51.589	43,2%
345 kV	10.293	8,6%
440 kV	6.728	5,6%
500 kV	40.081	33,6%
600 kV (CC)	7.992	6,7%
750 kV	2.683	2,2%
Total SEB	119.367	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 - Ago/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 agosto de 2013 a julho de 2014 atingiu 540.760 GWh. No mês de julho de 2014 a geração hidráulica correspondeu a 69,1% do total gerado no Brasil, 0,1 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica, que é tipicamente sazonal, avançou de 2,1% em junho de 2014 para 2,6% em julho de 2014 e verificou-se redução da participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica em relação ao mês anterior, de 28,7% para 28,3%, variação concentrada principalmente na produção nuclear, que passou de 3,0% para 1,9%, devido à parada para manutenção da UTE Angra II em meados do mês. Por sua vez, a geração a gás passou de 11,8% para 12,6%, a geração a petróleo passou de 5,1% para 5,6% e a geração a biomassa de 5,9% para 5,5%.

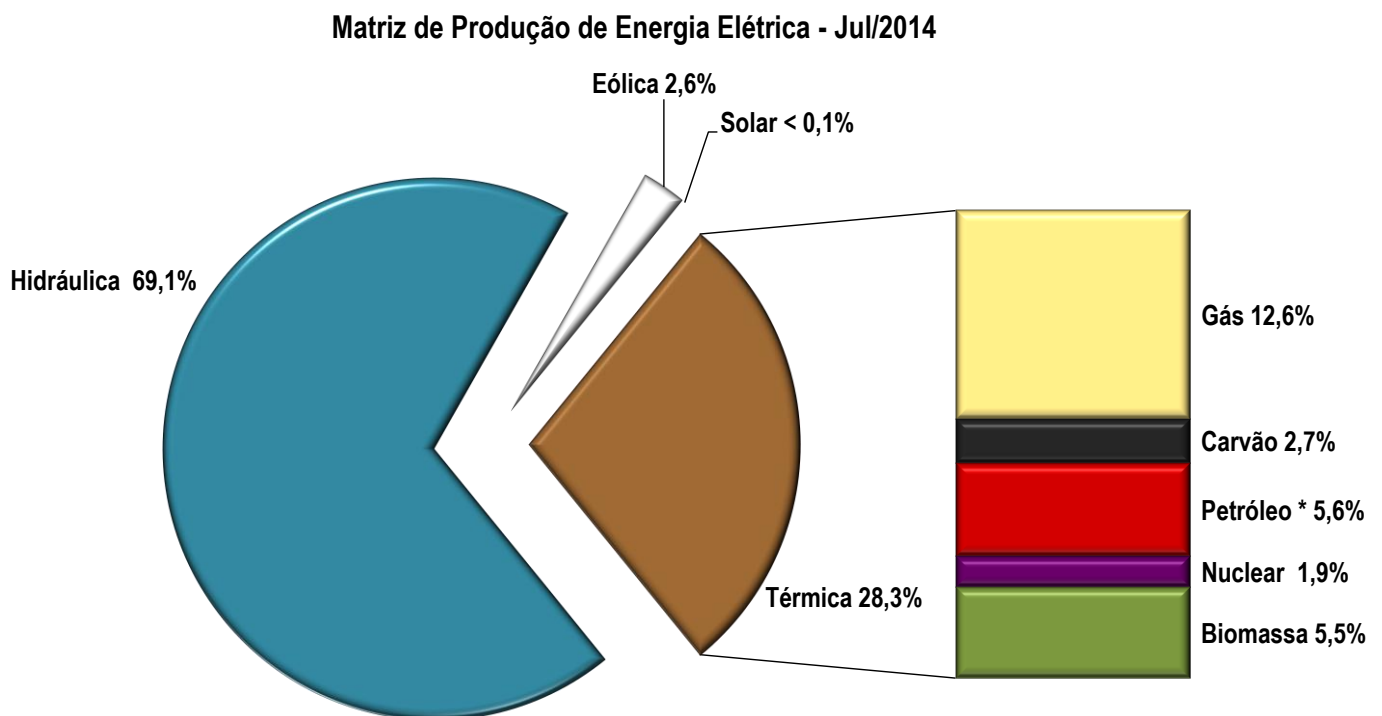


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até julho de 2014.

Fonte: CCEE e Eletrobras

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

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



7.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional **

Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Jul/14 (GWh)	Evolução mensal (Jul/14 / Jun/14)	Evolução anual (Jul/14 / Jul/13)	Ago/12-Jul/13 (GWh)	Ago/13-Jul/14 (GWh)	Evolução
Hidráulica	30.367	3,5%	-10,3%	406.307	406.131	0,0%
Térmica	11.844	2,1%	29,8%	107.078	120.779	12,8%
Gás	5.392	10,8%	28,4%	52.266	54.271	3,8%
Carvão	1.192	-4,9%	5,0%	9.906	14.762	49,0%
Petróleo *	1.990	16,6%	388,0%	15.925	17.791	11,7%
Nuclear	839	-33,7%	-30,2%	13.639	14.621	7,2%
Biomassa	2.431	-2,9%	11,7%	15.342	19.333	26,0%
Eólica	1.173	29,6%	153,9%	5.630	8.358	48,4%
Solar Fotovoltaica	0,31	1,7%	-	1,05	2,53	-
TOTAL	43.384	3,7%	-0,1%	519.016	535.271	3,1%

* 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 julho de 2014.

Fonte: CCEE

7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

No acumulado de agosto de 2013 a julho de 2014, com relação a agosto de 2012 a julho de 2013, houve uma redução de cerca de 56,2% na produção térmica e de cerca de 52,6% na produção hidráulica, apesar de ter havido um aumento de 50,8% na produção hidráulica frente ao mês anterior.

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Jul/14 (GWh)	Evolução mensal (Jul/14 / Jun/14)	Evolução anual (Jul/14 / Jul/13)	Ago/12-Jul/13 (GWh)	Ago/13-Jul/14 (GWh)	Evolução
Hidráulica	221	62,4%	50,8%	1.716	813	-52,6%
Térmica	671	2,6%	-25,4%	10.678	4.676	-56,2%
Gás	179	1,7%	-48,9%	3.792	1.719	-54,7%
Petróleo *	492	3,0%	-10,3%	6.886	2.957	-57,1%
TOTAL	893	12,9%	-14,7%	12.395	5.490	-55,7%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicombustíveis.

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

Fonte: Eletrobras



7.4. Geração Eólica *

O fator de capacidade médio da região Nordeste no mês de julho de 2014 aumentou 7,9 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 42,7%, devido às condições favoráveis do vento que proporcionaram o incremento de 377,2 MW médios da geração eólica verificada, mas no período também houve expansão de 411,7 MW na capacidade instalada da fonte na região. No acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior, houve avanço de 2,0 p.p. no fator de capacidade da região Nordeste.

Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Sul aumentou 2,4 p.p. em relação a junho de 2014, e alcançou 33,9%, com total verificado no mês de 291,4 MW médios. Houve avanço de 1,2 p.p. no fator de capacidade da região Sul no acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior.

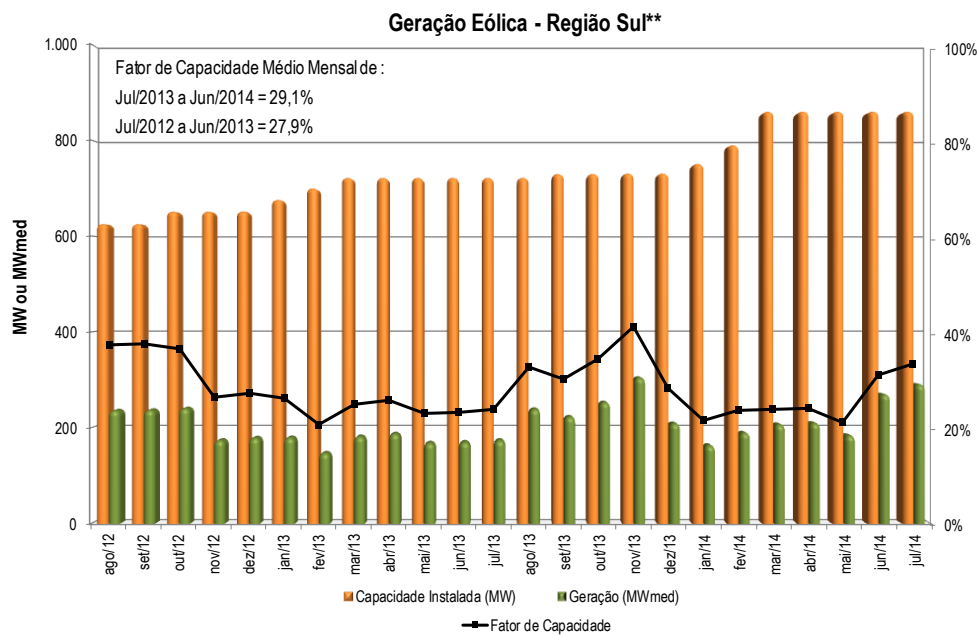


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até julho de 2014.

Fonte: CCEE

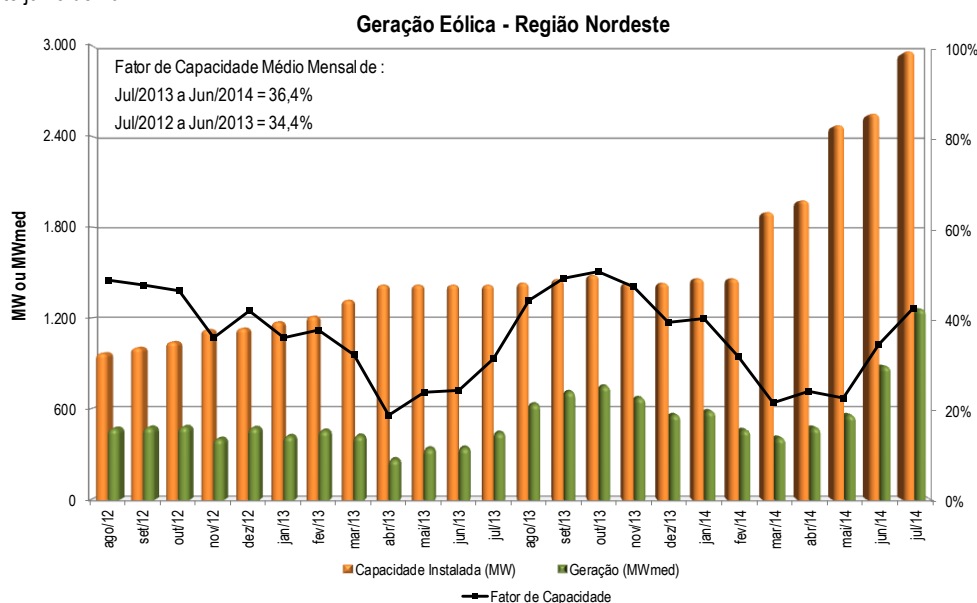


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até julho 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 julho de 2014, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos Contratos de Energia de Reserva, totalizou 2.039,0 MW médios, dos quais foram entregues 77,3%, ou 1.586,6 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 julho de 2014 alcançou 94,2% da geração esperada comprometida para o CER ** para o mês. Por outro lado, a geração a biomassa verificada atingiu apenas 54,2% do valor esperado comprometido para o CER **.

No acumulado do ano até o mês de julho, considerando todas as fontes de energia, foi verificada entrega de cerca de 51,9% 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.

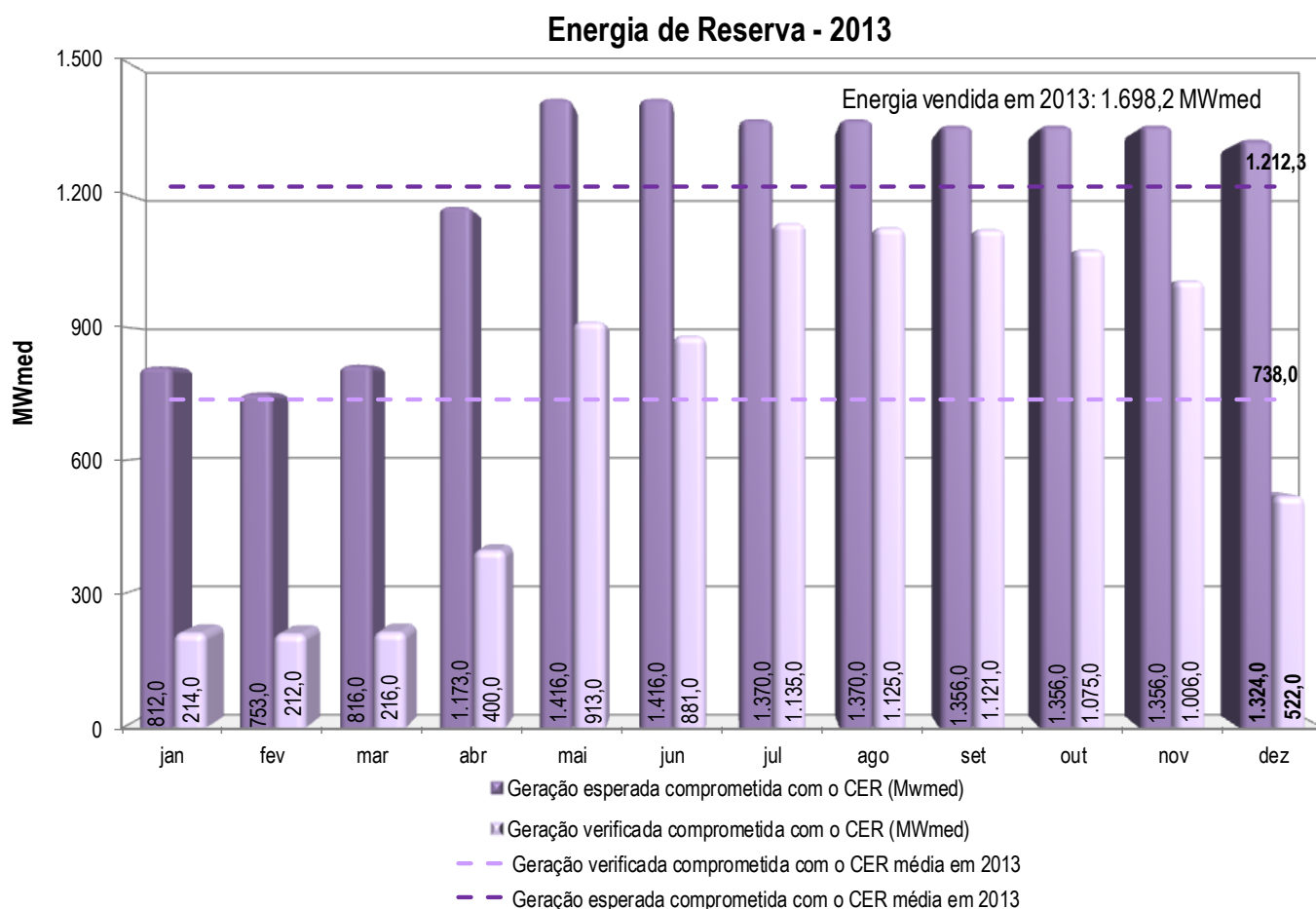


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.

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.

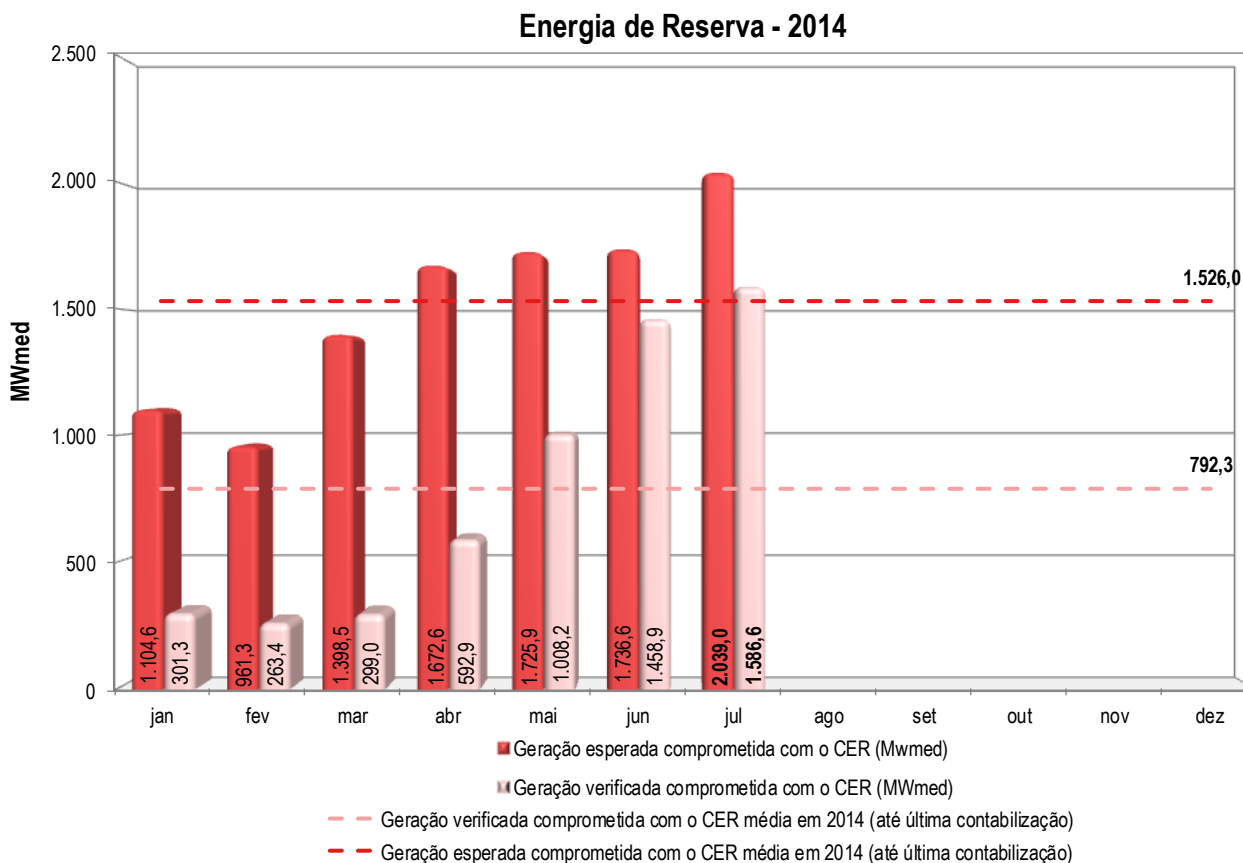


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.

Dados contabilizados até julho de 2014.

Fonte: CCEE

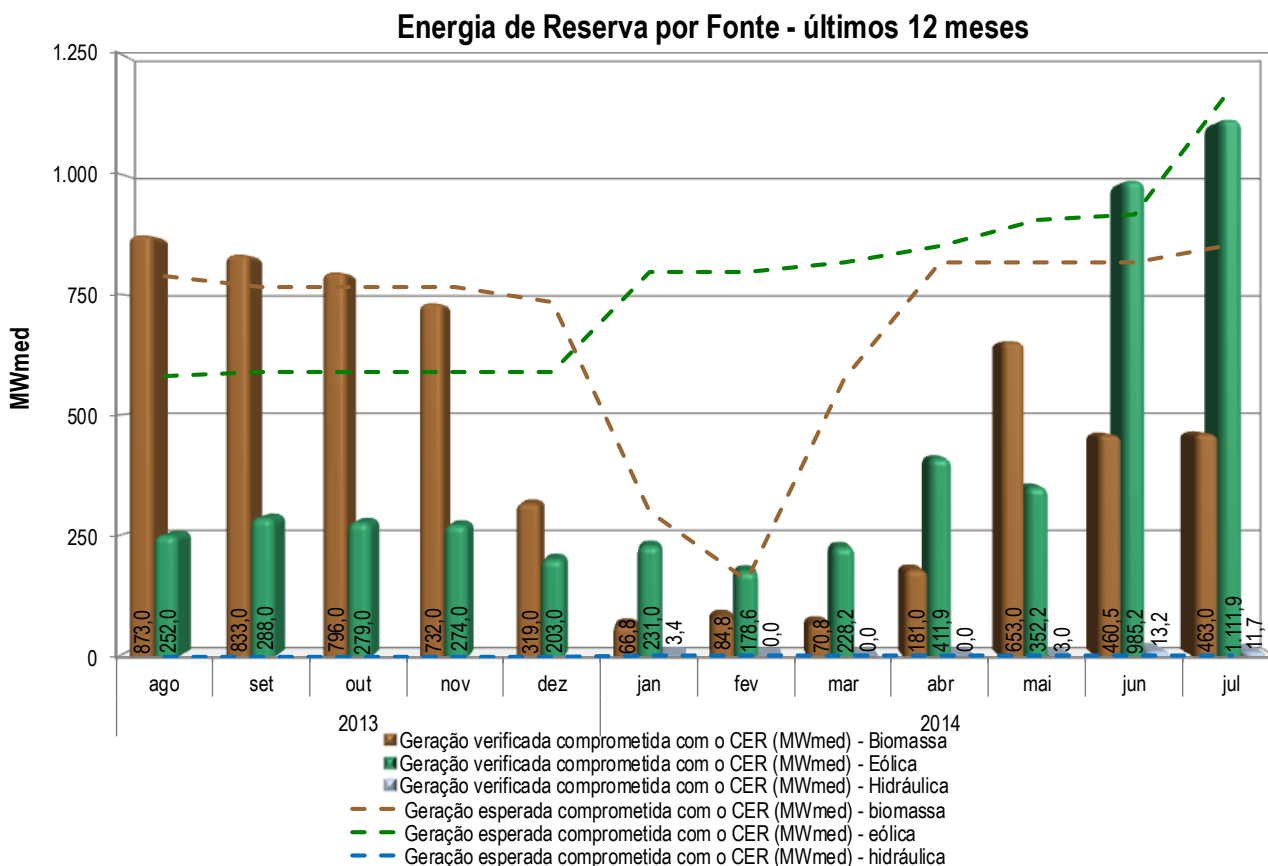


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até julho de 2014.

Fonte: CCEE



7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

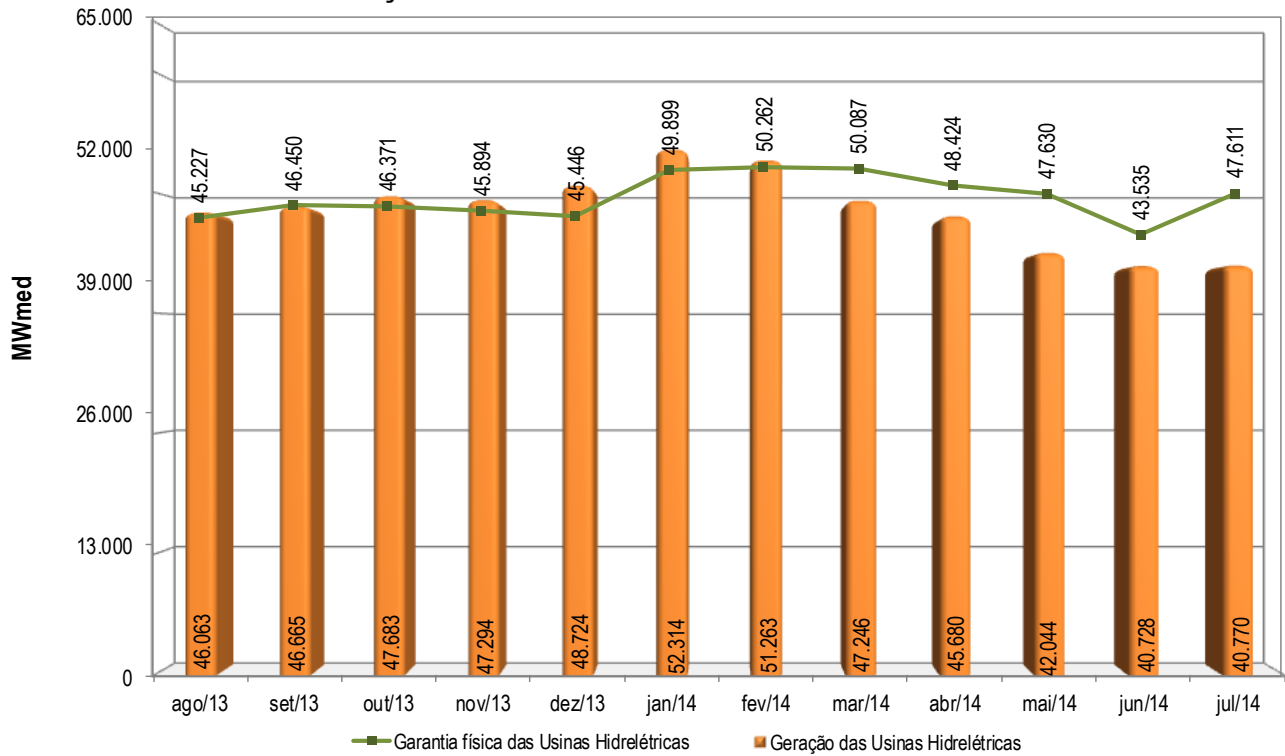


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até julho de 2014.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas**

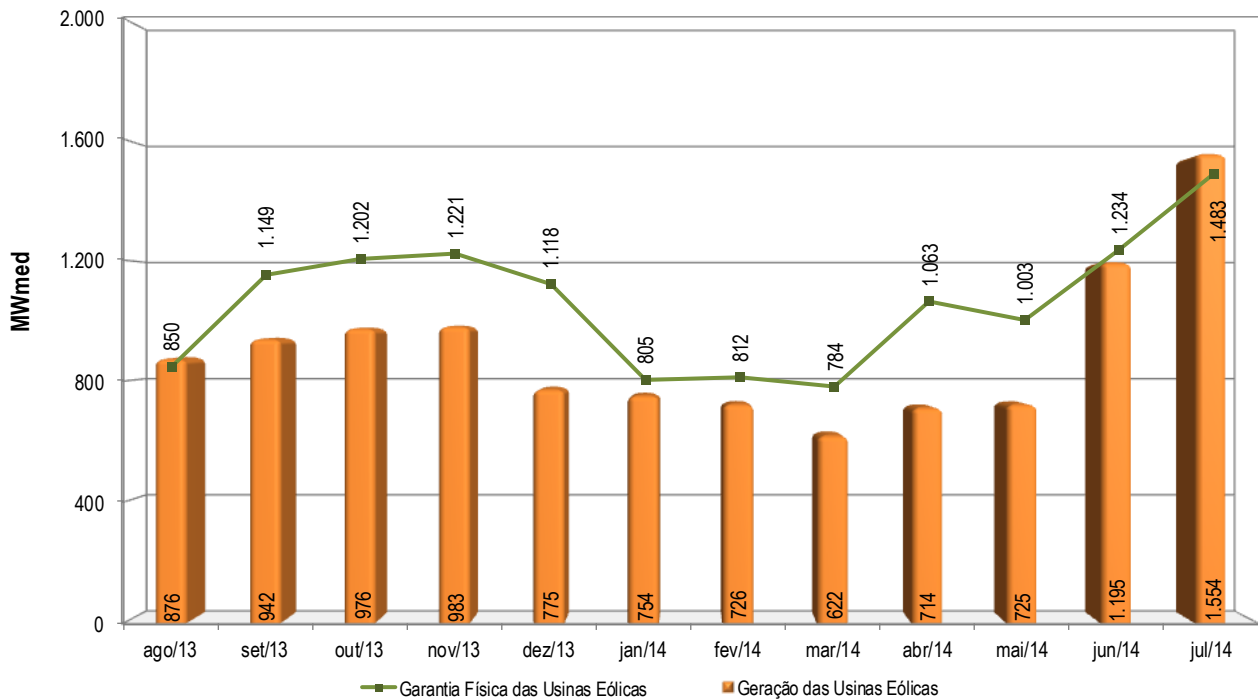


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até julho 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

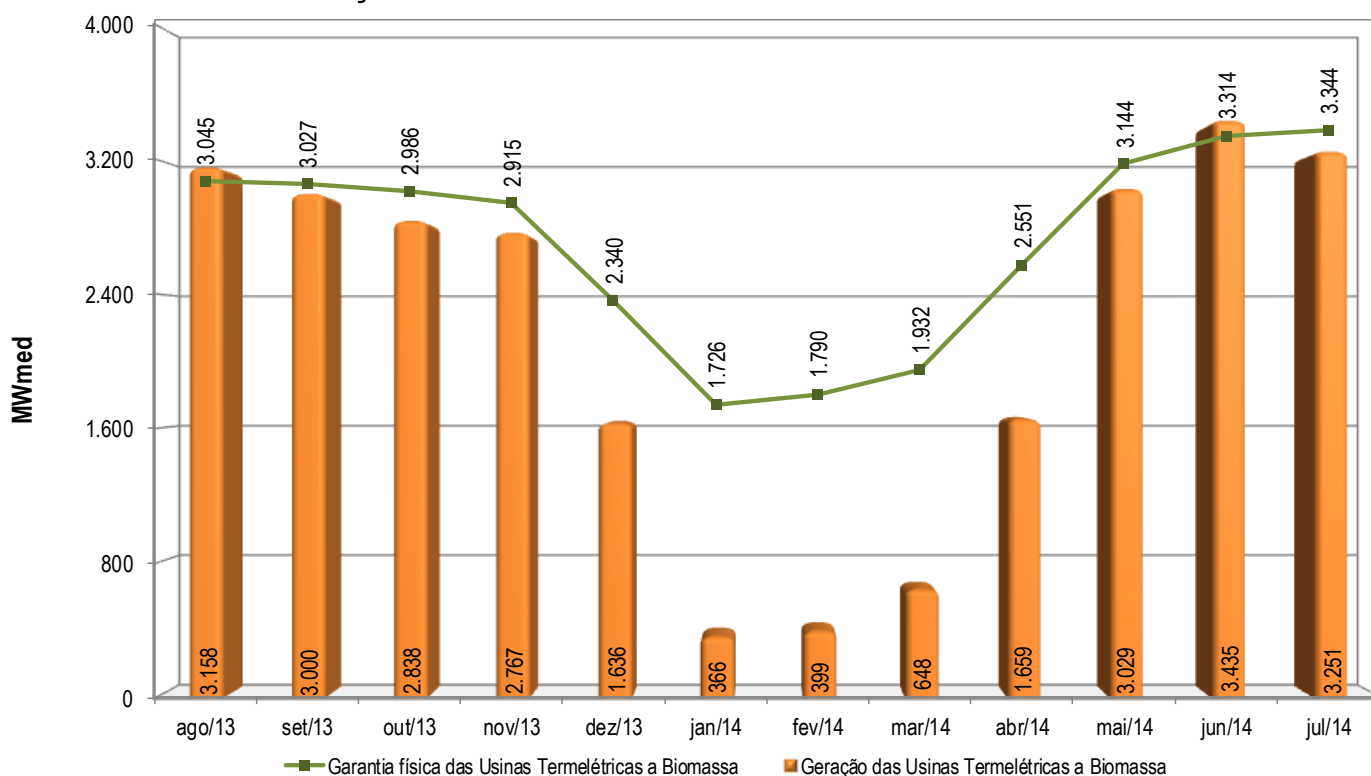


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até julho de 2014.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo *

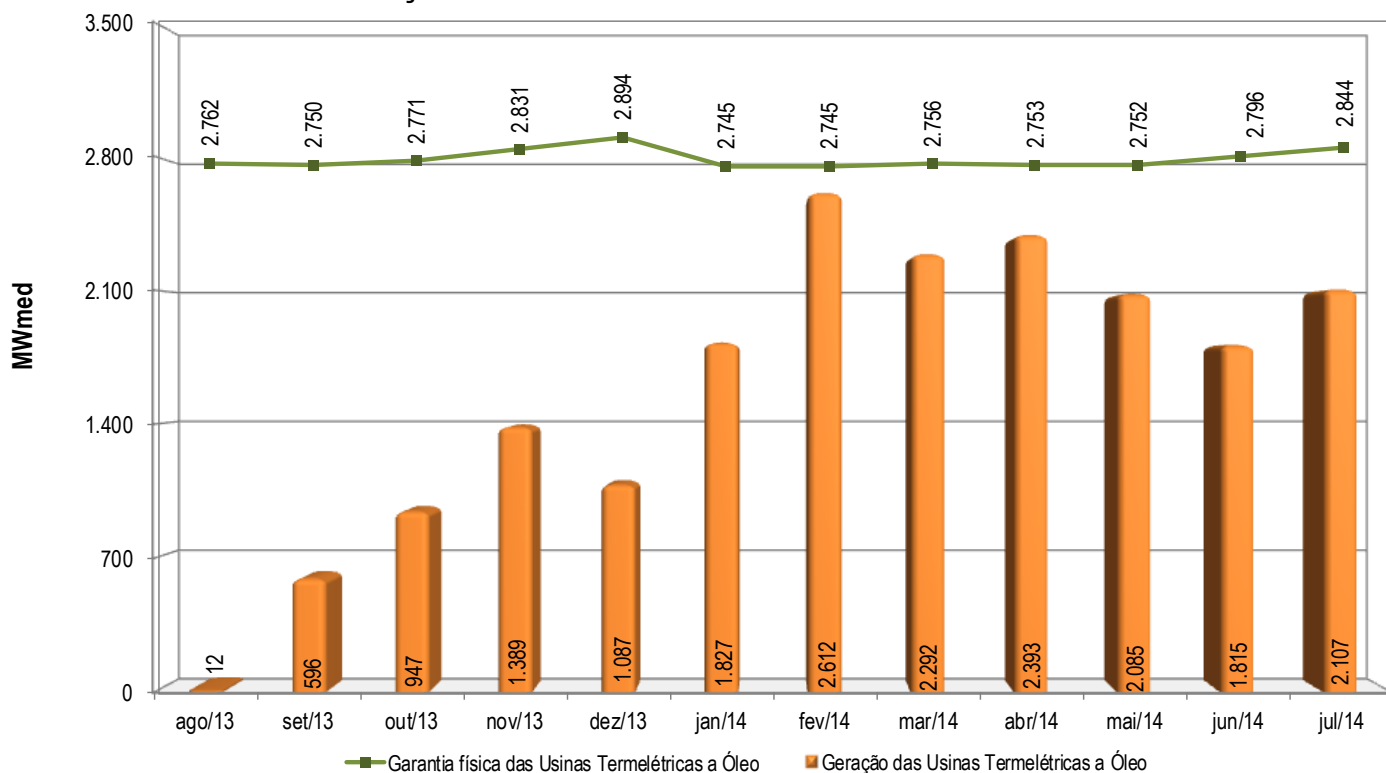


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até julho de 2014.

Fonte: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

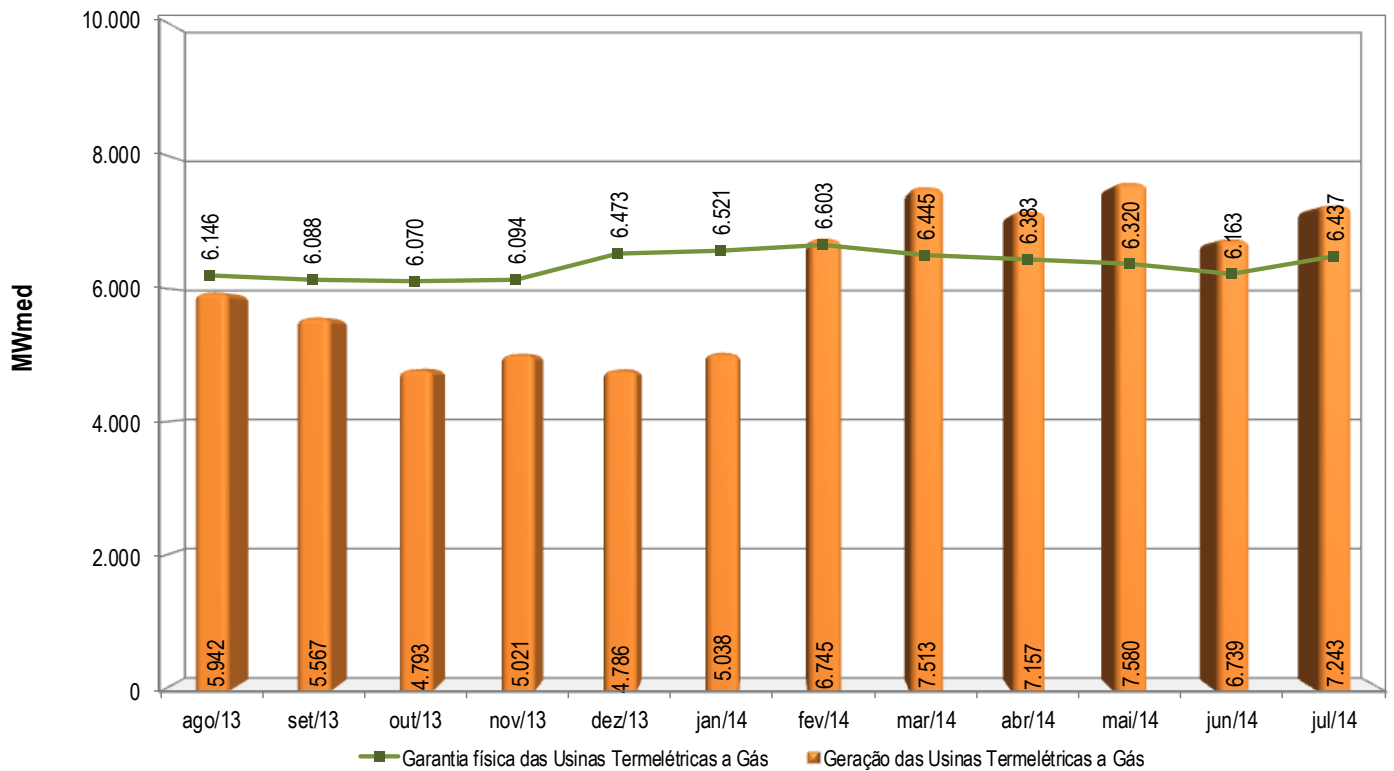


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até julho de 2014.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

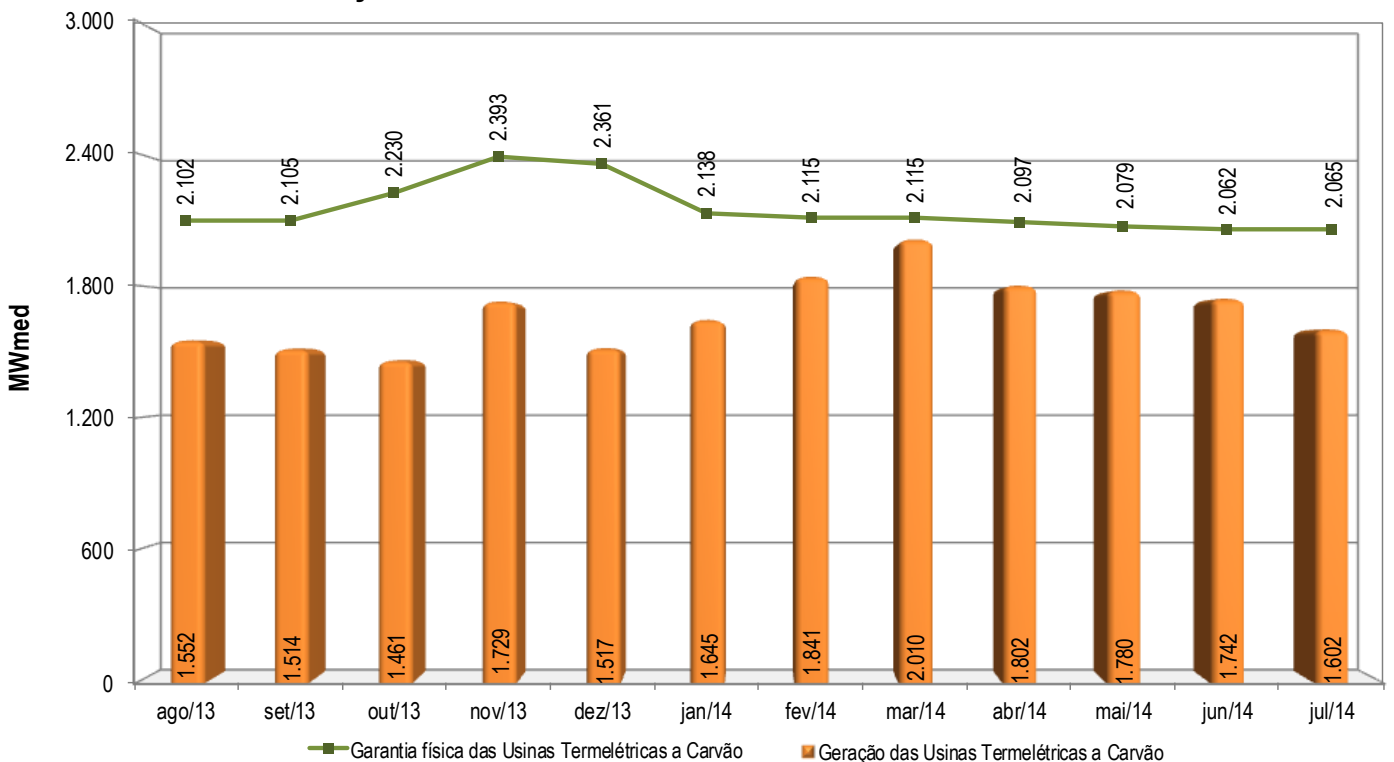


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até julho de 2014.

Fonte: CCEE

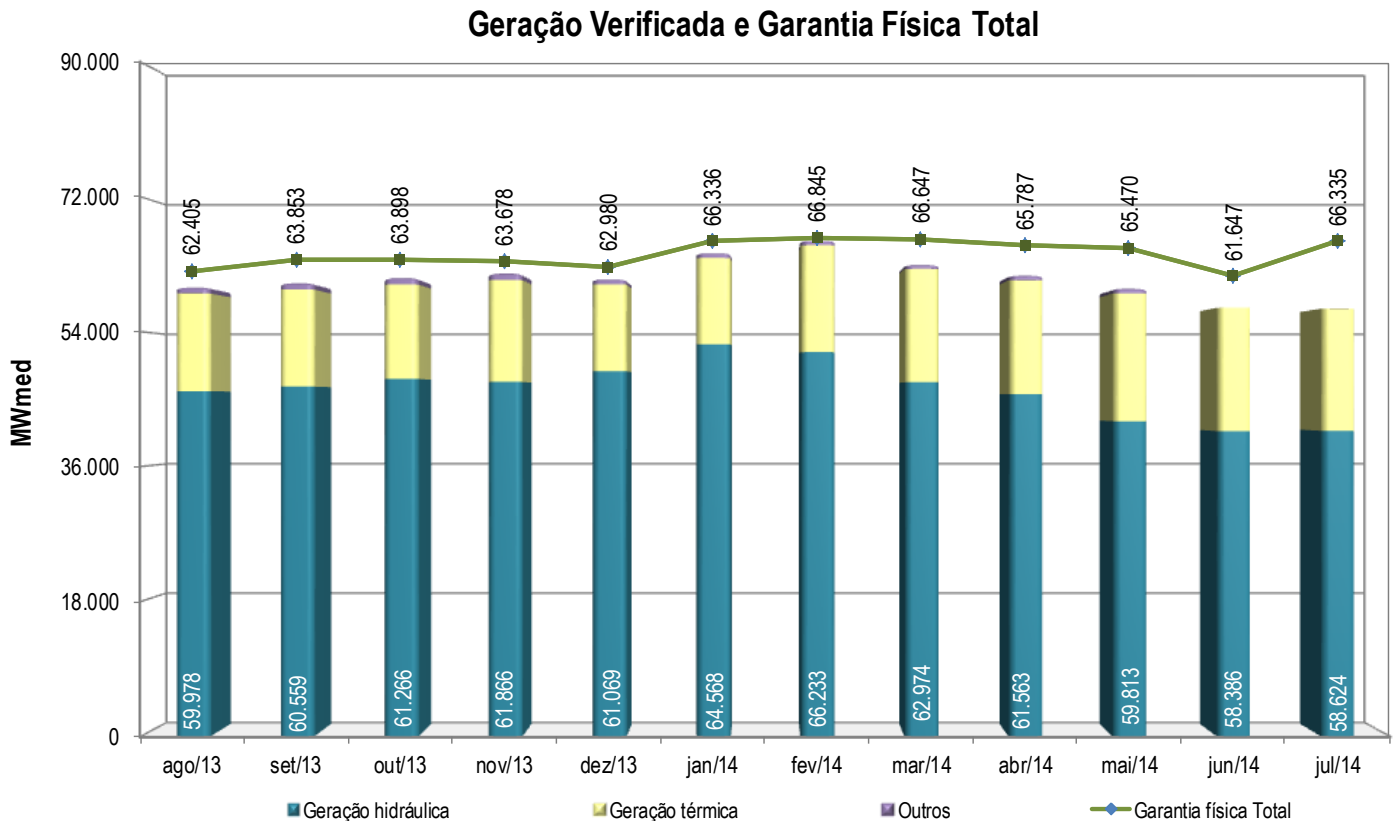


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até julho de 2014.

Fonte: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO *

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

No mês de agosto de 2014 foram concluídos e incorporados ao SIN 435,1 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica, conforme descrito a seguir:

- UHE Santo Antônio, 4 máquinas (unidades 28 a 31), total de 289,46 MW, em Rondônia;
- PCH São Jorge, 3 máquinas (unidades 1 a 3), total de 8,70 MW, em Santa Catarina;
- PCH Karl Kuhlemann, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 2,016 MW, em Santa Catarina;
- UTE Santarém, 9 máquinas (unidades 1 a 9), total de 14,76 MW, no Pará;
- UTE Cerradão, 1 máquina (unidade 2), com 29,00 MW, em Minas Gerais;
- UTE Iaco Agrícola, 1 máquina (unidade 1), com 30,00 MW, no Mato Grosso do Sul;
- UTE Guataparã, 3 máquinas (unidades 1 a 3), total de 4,27 MW, em São Paulo;
- UEE Ilha Grande, 11 máquinas, (unidades 1 a 11), total de 29,70 MW, no Ceará;
- UEE Boca do Córrego, 9 máquinas, (unidades 1 a 9), total de 24,30 MW, no Ceará;
- CGH Treze de Maio, 1 máquina, (unidade 1), com 0,30 MW, em Santa Catarina;
- CGH CAA-YARI, 2 máquinas, (unidades 1 e 2), total de 1,0 MW, em Santa Catarina;
- CGH Samburá, 1 máquina, (unidade 2), com 0,22 MW, em Minas Gerais;
- UFV Nova Aurora, com 0,307 MW, em Santa Catarina;
- UFV Alto dos Rodrigues, com 1,10 MW, no Rio Grande do Norte.

* 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 Ago/2014 (MW)	Acumulado em 2014 (MW)
Hidráulica	301,7	1.967,6
Térmica	78,0	1.013,4
Gás	0,0	357,1
Petróleo	0,0	27,4
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0
Biomassa	78,0	628,9
Eólica	54,0	1.672,5
Solar Fotovoltaica	1,4	3,5
TOTAL	435,1	4.657,0*

* O dado de expansão da geração de maio de 2014 foi atualizado para 450,94 MW.

Fonte: MME / ANEEL / ONS

8.2. Previsão da Expansão da Geração *

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

Fonte	Previsão 2014	Previsão 2015	Previsão 2016
Hidráulica	1.101,7	4.139,6	5.877,4
Térmica	372,1	572,3	313,0
Gás	274,0	375,0	208,0
Petróleo	0,0	0,0	0,0
Nuclear	0,0	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0	0,0
Biomassa	98,1	197,3	105,0
Eólica	838,1	5.753,8	1.152,5
Solar Fotovoltaica	0,0	0,0	0,0
TOTAL	2.311,9	10.465,7	7.342,9

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 20/08/2014, 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 agosto de 2014 foram concluídos e incorporados ao SIN 411,0 km de linhas de transmissão:

- LT 500 kV Mesquita/ Viana 2 (C1), com 248 km de extensão, da MGE, no estado de Minas Gerais e Espírito Santo.



- LT 345 kV Viana 2/ Viana (C1), com 10 km de extensão, da MGE, no estado de Espírito Santo.
- LT 345 kV Viana 2/ Viana (C2), com 10 km de extensão, da MGE, no estado de Espírito Santo.
- LT 230 kV Cascavel Norte/ Umuarama Sul (C1), com 143,0 km de extensão, da COSTA OESTE, no estado do Paraná.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Ago/14 (km)	Acumulado em 2014 (km)
230	143,0	1.496,9
345	20,0	21,0
440	0,0	0,0
500	248,0	998,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
TOTAL	411,0	2.515,9*

* Os dados de expansão da transmissão de janeiro, fevereiro, março, abril, maio, junho, julho de 2014 foram atualizados para os respectivos valores (em km): 776,0; 301,4; 172,0; 255,0; 119,5; 37,6; 443,4.

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:

- TR3 230/69 kV – 60 MVA na Ji Paraná (ELETRONORTE), em Rondônia.
- TR10 345/230 kV – 225 MVA na SE Brasília Sul (FURNAS), no Distrito Federal.
- TR2 230/138 kV – 225 MVA na SE Carajás (CELG GERTRAN), em Goiás.
- TR1 230/138 kV – 100 MVA na SE Sidrolândia 2 (Brilhante II), em Mato Grosso do Sul.
- TR2 230/138 kV – 100 MVA na SE Sidrolândia 2 (Brilhante II), em Mato Grosso do Sul.
- TR1 500/345 kV – 900 MVA na SE Viana 2 (MGE), em Espírito Santo.

* 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 Ago/14 (MVA)	Acumulado em 2014 (MVA)
TOTAL	1.610,0	8.877,0

* Os dados de expansão da transmissão de janeiro, fevereiro, março, abril, maio, junho, julho de 2014 foram atualizados para os respectivos valores (em MVA): 800,0; 793,0; 808,0; 810,0; 1940,0; 525,0; 1591,0.

Fonte: MME / ANEEL / ONS



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	1.143,0	3.856,0	2.149,0
345	33,0	92,0	14,0
440	155,0	0,0	643,0
500	1.890,0	6.533,0	9.617,0
600 (CC)	2.382,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
TOTAL	5.603,0	10.481,0	12.423,0

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	11.948,0	20.904,0	9.000,0

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 19/08/2014, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.

10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de agosto foi verificado um total de 15.523 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 agosto oscilaram ao longo do mês, devido principalmente à atualização dos parâmetros previsão de vazões e carga nas revisões do Programa Mensal de Operação – PMO. Ressalta-se que a ANEEL autorizou a incorporação da segunda revisão quadrimestral de carga ainda na revisão 2 do PMO. Dentre os fatores que levaram a reduzir os valores da carga de energia no período de 2014 a 2018, destaca-se a atualização das premissas macroeconômicas, resultando em uma alteração do crescimento do PIB, relativamente à primeira revisão quadrimestral de carga, de 4,4% a.a. para 3,5% a.a.

O máximo valor de CMO do mês atingiu R\$ 832,49 / MWh, no patamar de carga pesada em todos os subsistemas, na segunda semana operativa do mês.

Não houve descolamento do PLDs no mês de agosto.



10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

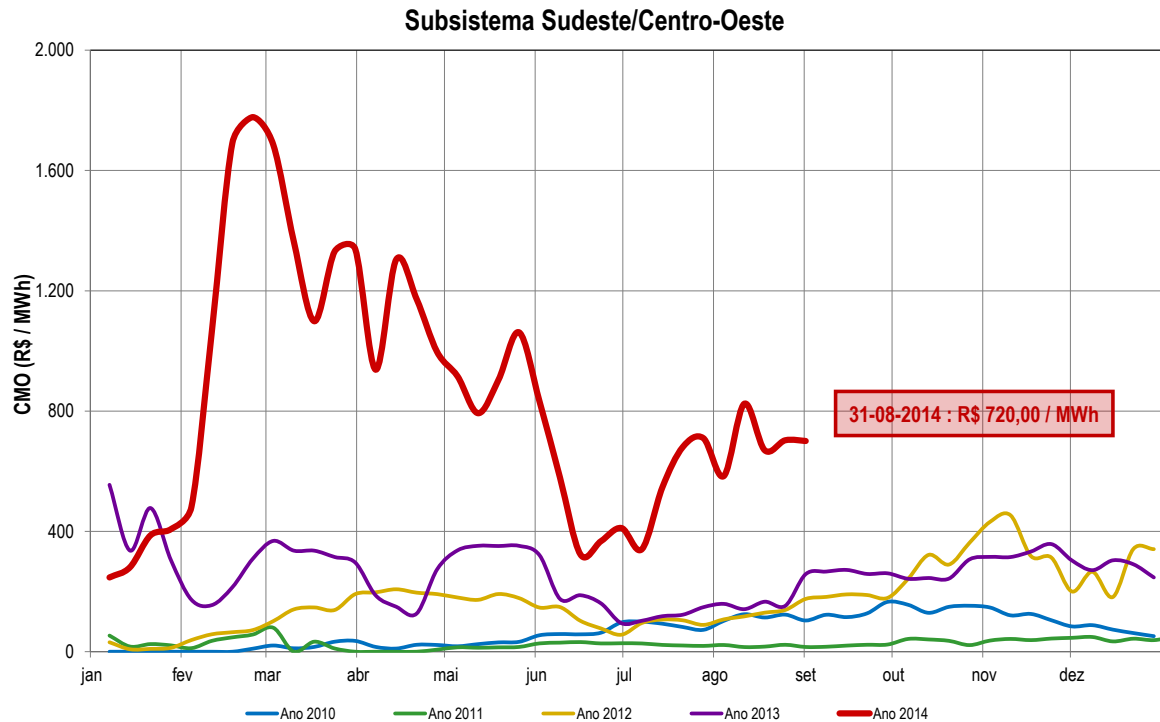


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

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

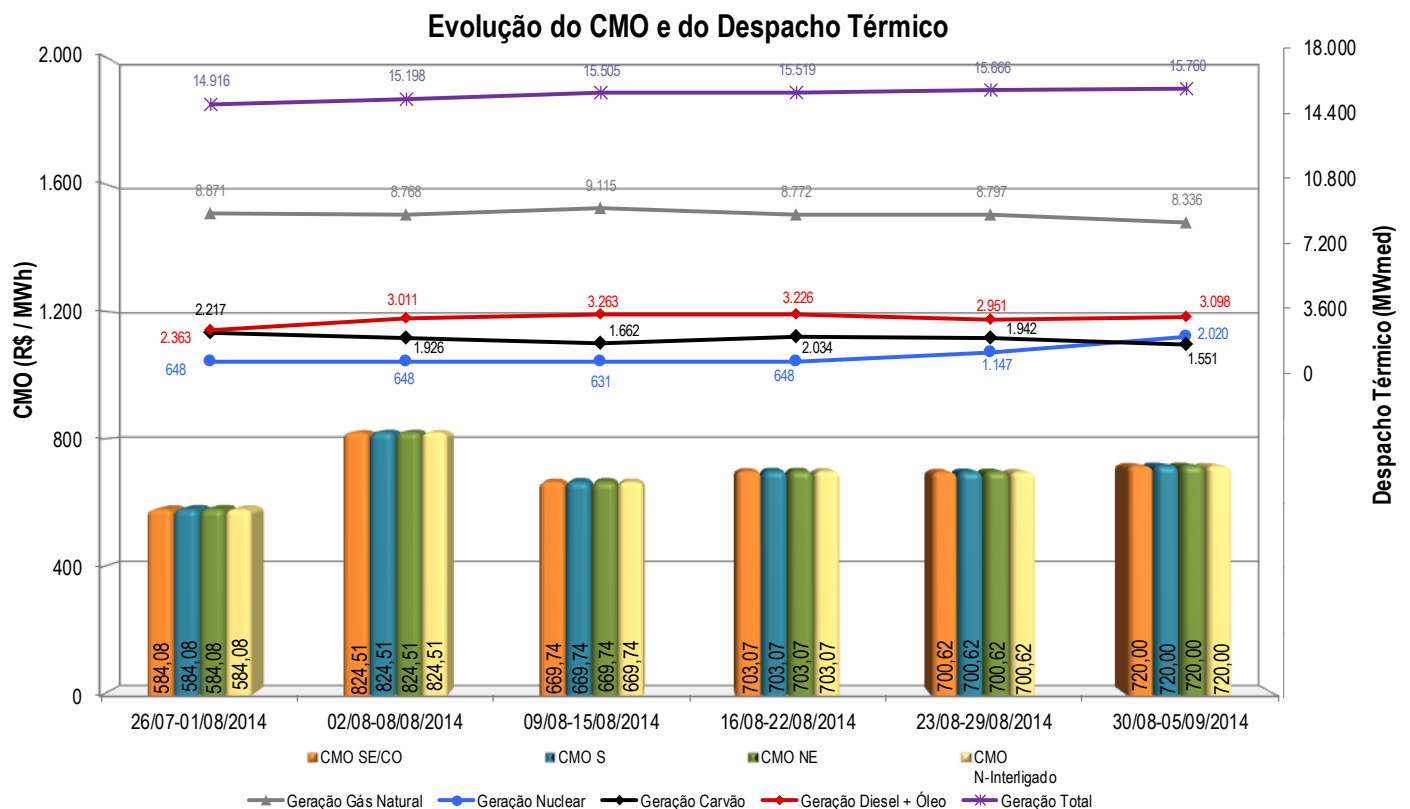


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte: ONS



11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em julho de 2014 foi de R\$ 315,2 milhões, valor cerca de 34% inferior aos R\$ 479,3 milhões dispendidos no mês anterior. O valor do mês de julho de 2014 é composto por R\$ 118,5 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 7,1 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\$ 189,6 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.

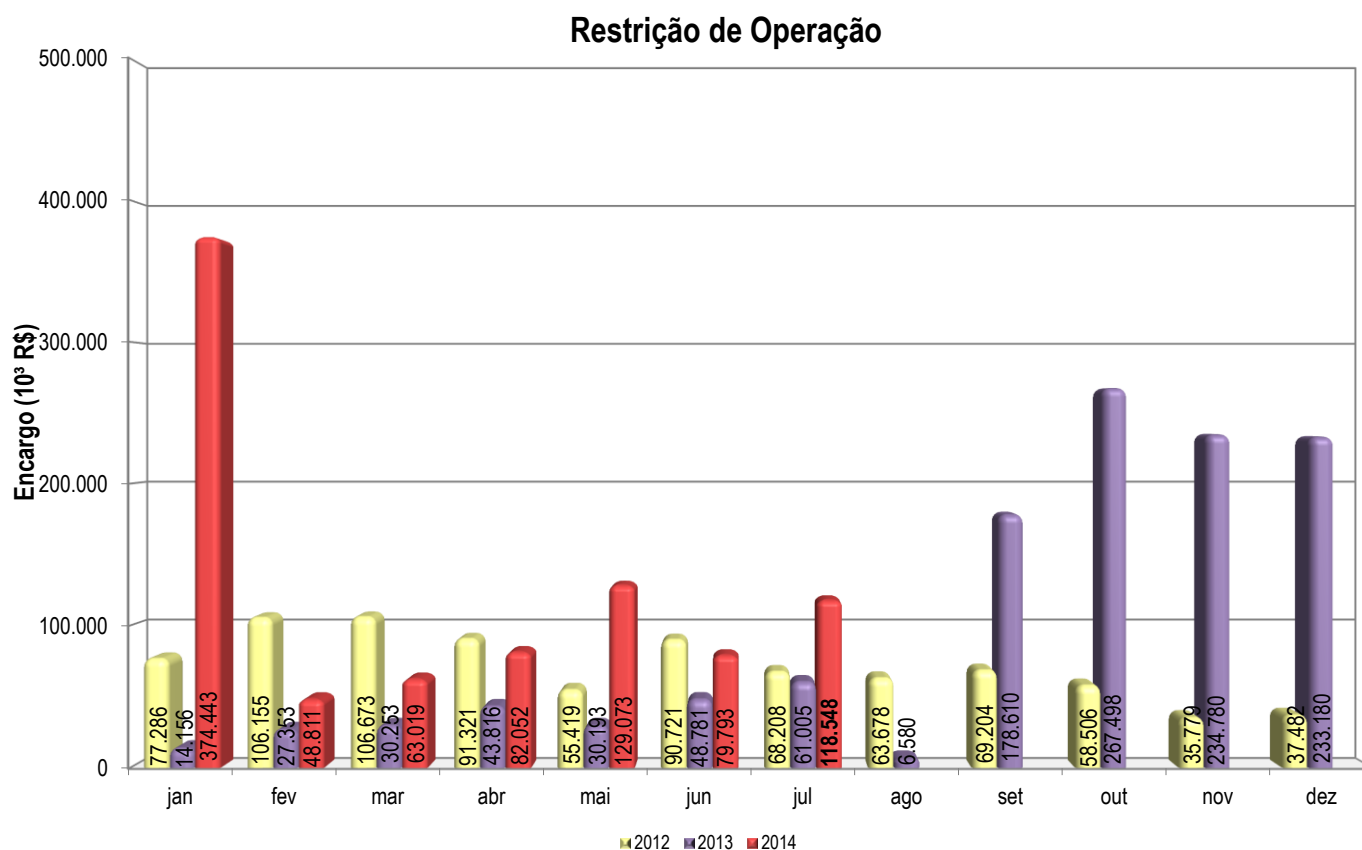


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2014.

Fonte: CCEE



Segurança Energética

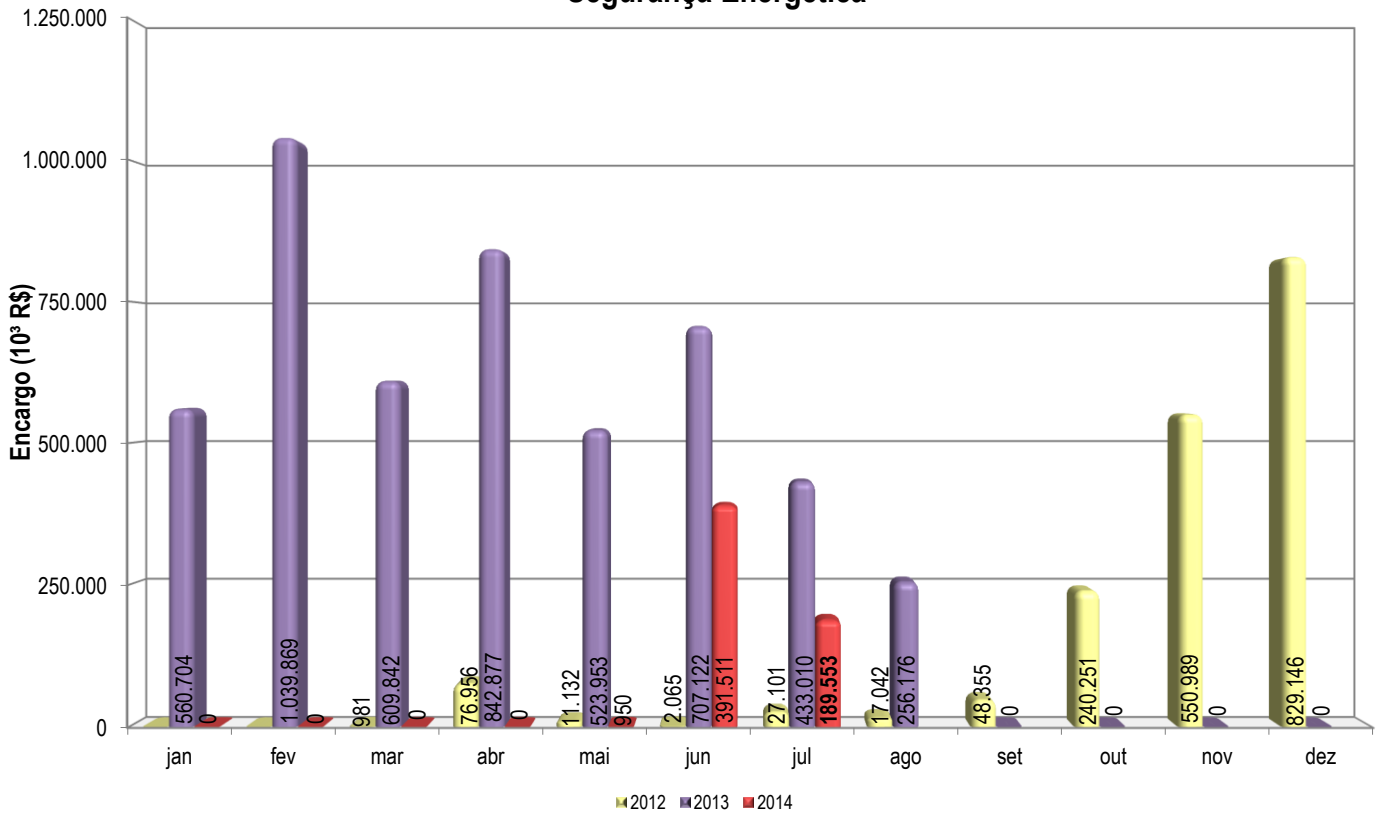


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2014.

Fonte: CCEE

Serviços Ancilares

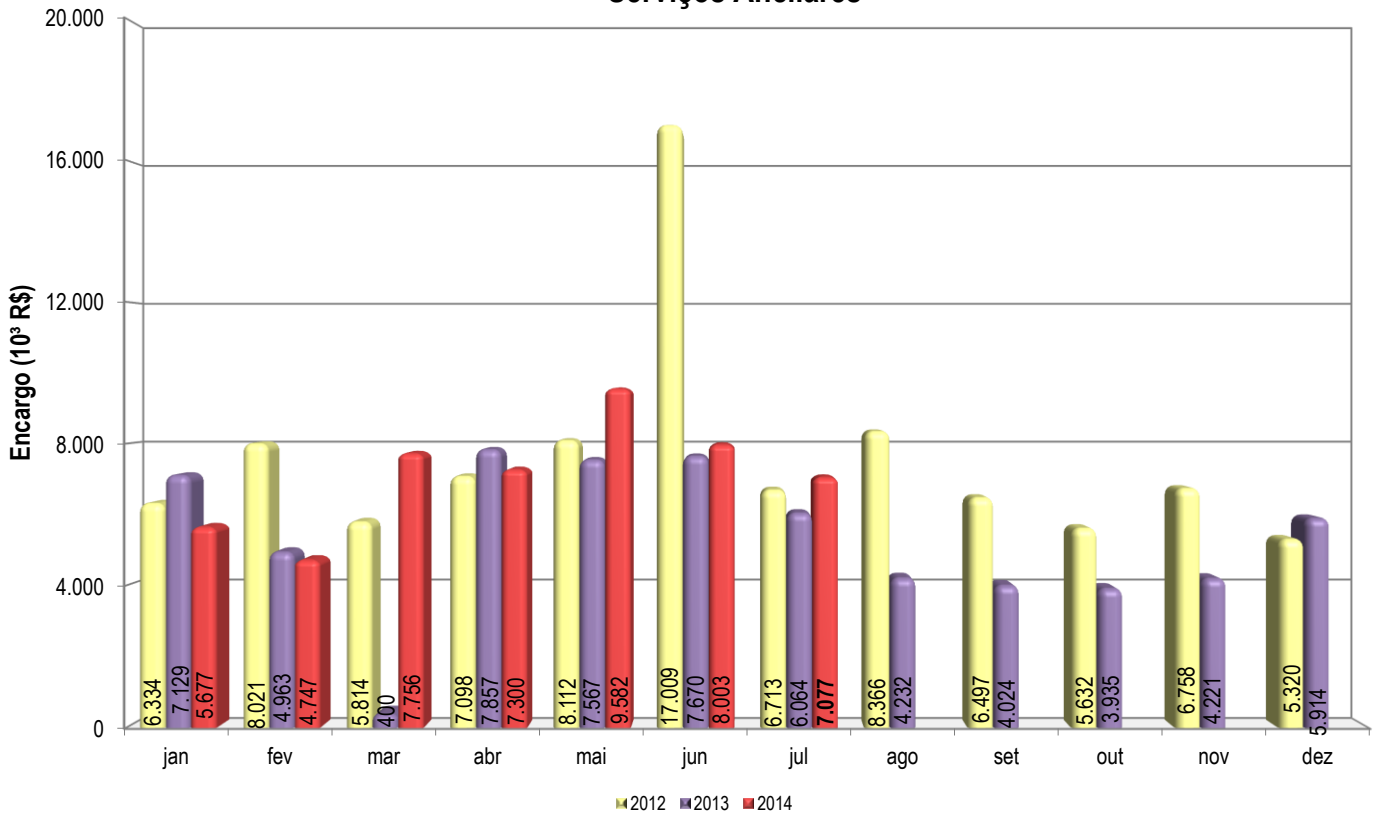


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2014.

Fonte: CCEE



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de agosto de 2014 a quantidade de ocorrências foi superior à verificada no mesmo mês de 2013, porém com montante de carga interrompida inferior. A seguir destacam-se as ocorrências de maior impacto:

- **Dia 10 de agosto, às 14h16min:** Desligamento geral da SE Delmiro Gouveia (CHESF), após desligamento da LT 230 kV Fortaleza II/Delmiro Gouveia C2 (CHESF). Houve interrupção de **198 MW** de carga da COELCE no estado do Ceará. Causa: Explosão do transformador de corrente de 230 kV da fase A da LT 230 kV Fortaleza II/Delmiro Gouveia C2, no terminal da SE Delmiro Gouveia.
- **Dia 19 de agosto, às 22h53min:** Desligamentos automáticos dos transformadores de 230/69 kV da SE Pici II (CHESF). Houve interrupção de **230 MW** de cargas da COELCE no estado do Ceará. Causa: Atuação da proteção de falha de disjuntor, provocada por retardo na abertura do disjuntor 69 kV 12L7 de Pici II, após queda de haste de para-raios sobre o barramento da SE 69 kV Presidente Kennedy (COELCE).
- **Dia 21 de agosto, às 08h27min:** Desligamento automático do transformador 500/69/13,8 kV da SE Tucuruí (Eletronorte), com consequente desligamento por configuração do autotransformador 500/230 kV e desenergização do Tramo Oeste, da SE Tucuruí, da SE Tucuruí Vila. Houve interrupção de **218 MW** de cargas da CELPA e 63 MW do consumidor industrial Dow Corning no estado do Pará. Causa: Curto circuito localizado no barramento de 69kV da SE Tucuruí, provocado por ninho de pássaros.

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					6.795	0
S	637	238	168	0	0	0	0	0					1.043	1.397
SE/CO	2.281	1.439	1.344	941	242	0	255	243					6.745	4.873
NE	252	877	196	0	586	0	170	428					2.509	12.970
N-Int***	318	376	0	104	0	1.264	315	615					2.992	3.933
Isolados	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	0	0	0	0	20.084	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					1	0
S	3	1	1	0	0	0	0	0					5	6
SE/CO	8	3	3	4	1	0	1	2					22	22
NE	2	2	1	0	3	0	1	2					11	21
N-Int***	2	1	0	1	0	6	1	3					14	14
Isolados	0	0	0	0	0	0	0	0					0	8
TOTAL	15	8	5	5	4	6	3	7	0	0	0	0	53	71

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

Fonte: ONS, Eletronorte

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

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

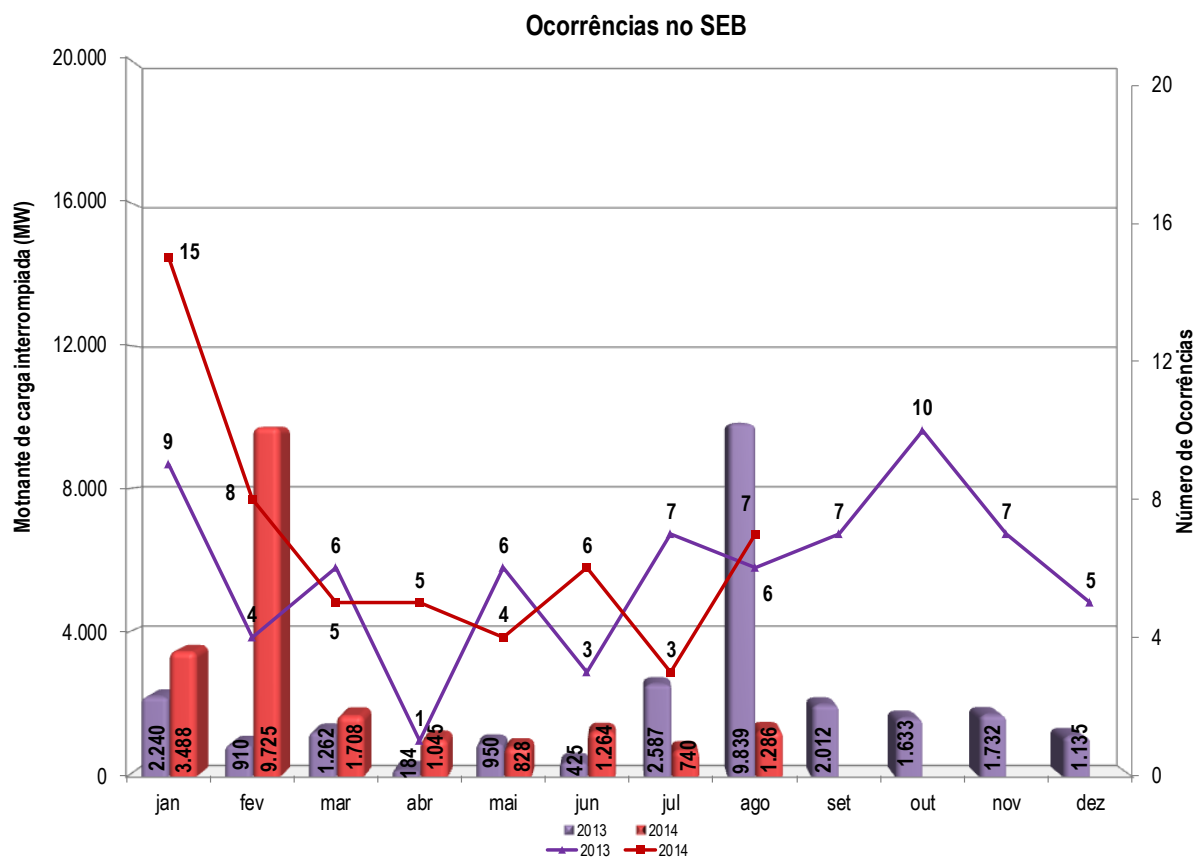


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte: ONS e Eletronorte

12.2. Indicadores de Continuidade *

Tabela 19. Evolução do DEC em 2014.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2014														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,94	1,69	1,63	1,47	1,23	1,07	1,13						10,15	14,49
S	2,14	1,94	1,29	1,12	1,06	1,06	1,07						9,66	13,36
SE	1,28	1,08	0,91	0,70	0,63	0,56	0,67						5,83	9,74
CO	3,65	2,48	3,06	2,37	1,56	1,10	1,48						15,67	17,37
NE	1,79	1,73	1,99	2,14	1,79	1,34	1,52						12,28	16,96
N	4,42	4,54	4,55	4,05	3,35	3,71	2,77						27,55	37,99

Dados contabilizados até julho 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	0,65						5,68	11,75
S	1,33	1,13	0,86	0,69	0,72	0,68	0,69						6,10	11,17
SE	0,67	0,55	0,49	0,38	0,36	0,32	0,38						3,13	7,85
CO	1,95	1,64	1,94	1,73	1,34	0,84	1,09						10,51	15,53
NE	0,87	0,85	0,92	0,98	0,83	0,65	0,66						5,75	12,07
N	2,67	2,53	2,52	2,51	2,20	2,65	2,07						17,22	35,67

Dados contabilizados até julho 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.

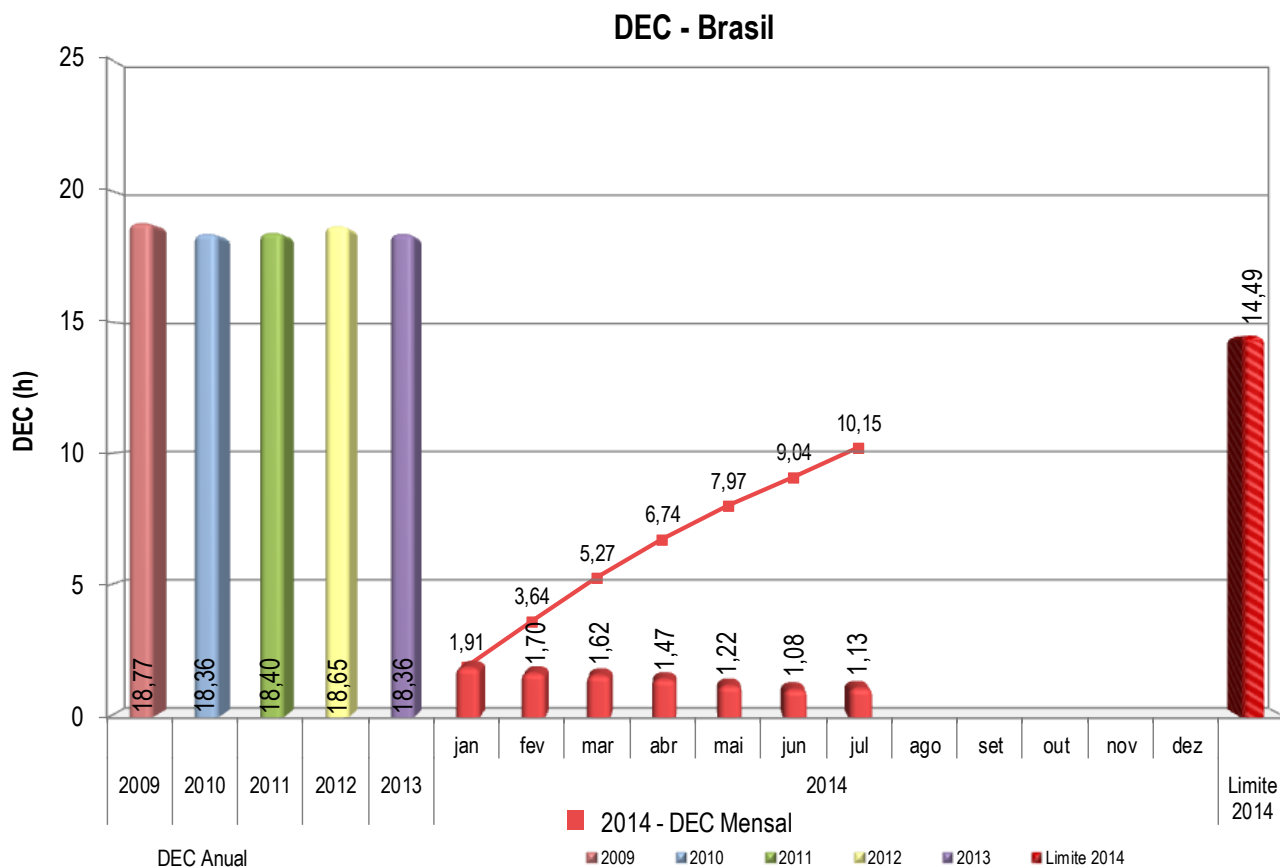


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte: ANEEL

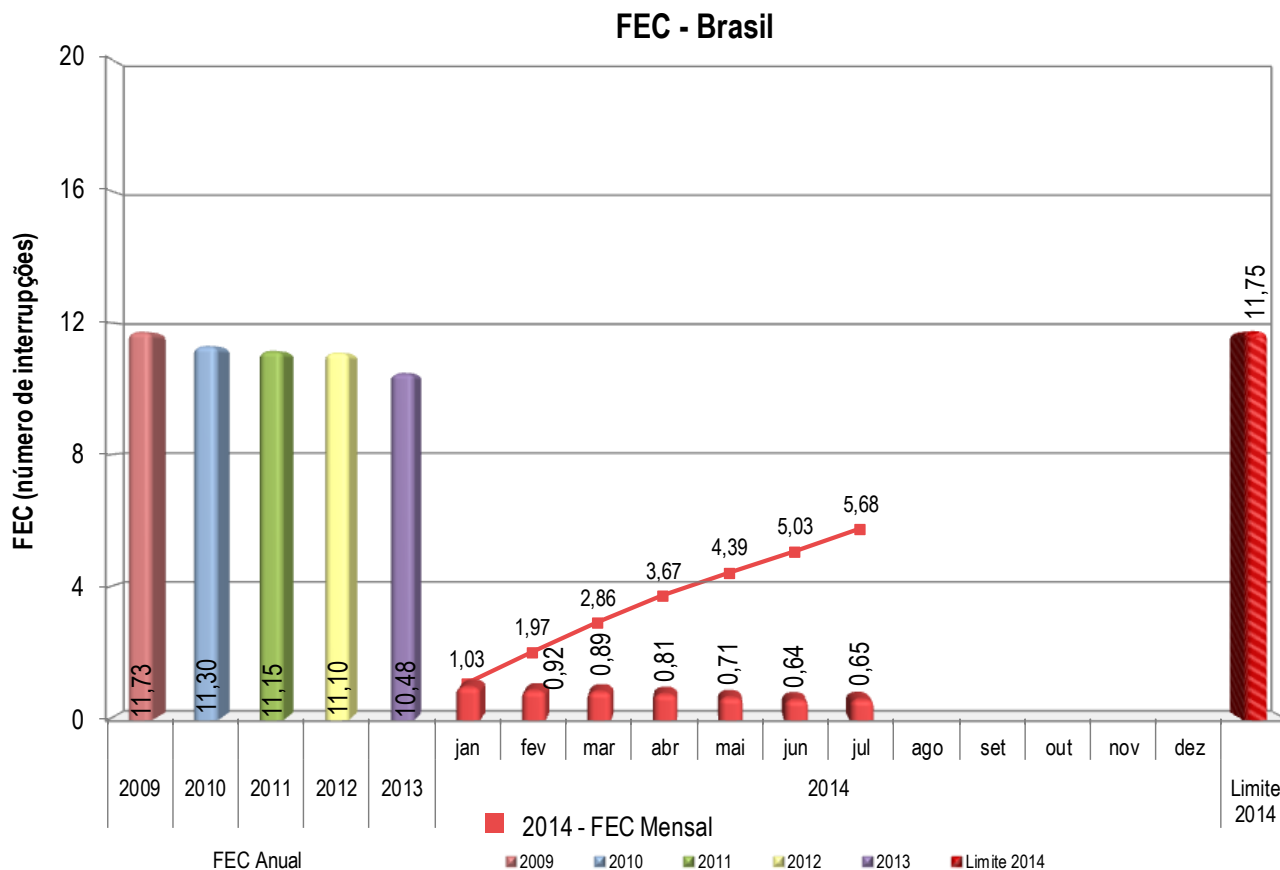


Figura 40. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até julho 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