



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Julho – 2014





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Julho – 2014

Revisão 1 – 09/09/2014

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	28
9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão	28
9.2. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	28
9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão	29



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



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/04/2014 a 30/04/2014 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/04 a 30/04/2014 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.....	3
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	4
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.....	4
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.....	5
Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.....	5
Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	7
Figura 8. EAR: Subsistema Sul.....	7
Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.....	8
Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.....	8
Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).....	9
Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.....	13
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	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.	29
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 julho os valores de aflúncias de todos os subsistemas foram inferiores à média de longo termo, com exceção do subsistema Sul, e com destaque para o subsistema Nordeste, que atingiu o pior valor para o mês de julho no histórico de 82 anos.

No mês foram verificados 14.446 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: -1,9 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, -4,3 p.p. no Sul, -4,3 p.p. no Nordeste e -6,8 p.p. no Norte.

No dia 10 de julho de 2014 foi realizada a 145ª reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Dentre os assuntos apresentados, foram destacados os ganhos em termos de armazenamentos em reservatórios de maior interesse do ponto de vista energético a partir da flexibilização das restrições operativas hidráulicas existentes, conforme deliberações do Comitê em reuniões anteriores. Nesse sentido, foram destacadas principalmente as ações envolvendo as UHEs Três Marias, Sobradinho, Ilha Solteira, Três Irmãos, Porto Primavera, Jupia, Serra da Mesa e Mascarenhas de Moraes.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL contabilizou em R\$ 1,1 bilhão a arrecadação de Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH para geração de energia elétrica a municípios, estados e União, incluindo royalties (compensação financeira devida pela Usina de Itaipu). Desse total, foram distribuídos R\$ 896,6 milhões a título de CFURH e R\$ 295,9 milhões em royalties. Municípios ficam com 45% da arrecadação, enquanto outros 45% vão para os estados. O dinheiro pode ser aplicado em programas de saúde, educação e segurança, mas não pode ser usado para abater dívidas, a não ser que o credor seja a União, nem para o pagamento de pessoal. Os outros 10% que cabem à União é dividido entre o Ministério de Meio Ambiente, Recursos Hídricos e Amazônia Legal (3%); o Ministério de Minas e Energia (3%) e para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (4%), administrado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia. O percentual de 0,75% é repassado ao MMA para a aplicação na implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos – PNRH, Lei 9.433/97, chamada de Lei das Águas, e do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos - SINGREH.

No mês de julho entraram em operação comercial 739,3 MW de geração, 443,4 km de linhas de transmissão e 1591,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano totalizaram 4.215,9 MW de novas usinas, 2.106,0 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 6.857,0 MVA de transformação na Rede Básica.

* As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 31 de julho 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

No mês de julho permaneceu a passagem frequente de frentes frias pela região Sul, algumas delas atingindo a região Sudeste. Ao término do mês foram observados totais de precipitação próximos ou acima da média climatológica na maioria das bacias hidrográficas de interesse para geração de energia hidrelétrica do Brasil, com exceção das bacias dos rios Uruguai e Iguazu, que tiveram totais inferiores à média.

Destaca-se, todavia, que as médias climatológicas de precipitação destas bacias para o mês de julho não produzem melhorias relevantes nas afluições às usinas e, portanto, não contribuem de forma relevante para o aumento da geração de energia hidrelétrica ou para o replecionamento dos reservatórios.

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 abaixo da normal em grande parte do país.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 88 %MLT – 18.717 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (29º melhor valor*), 151 %MLT – 16.397 MW médios no Sul (16º melhor valor*), 46 %MLT – 1.835 MW médios no Nordeste (pior valor* e 11% abaixo do segundo pior*) e 84 %MLT – 2.359 MW médios no Norte-Interligado (24º pior valor*).

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

2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

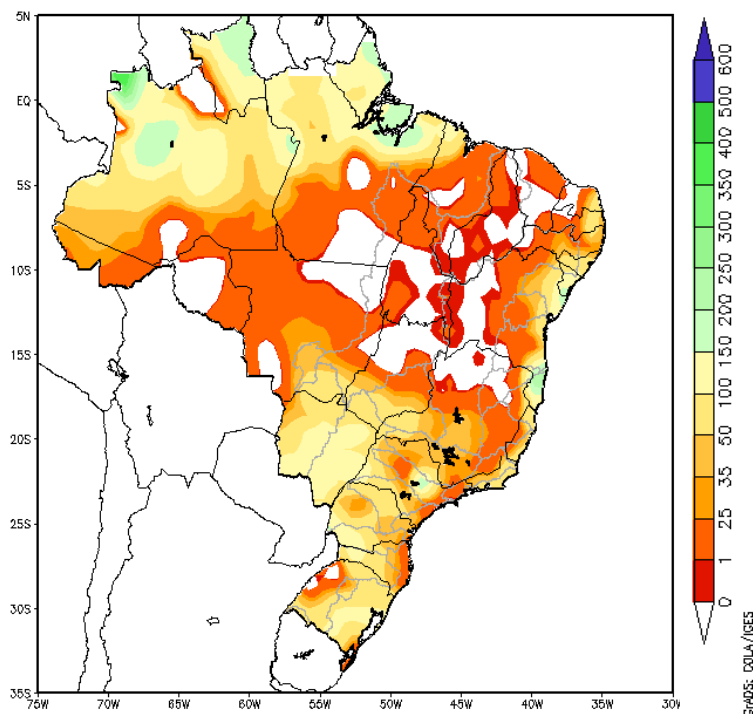


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/07/2014 a 31/07/2014 – Brasil.

Fonte: ONS



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

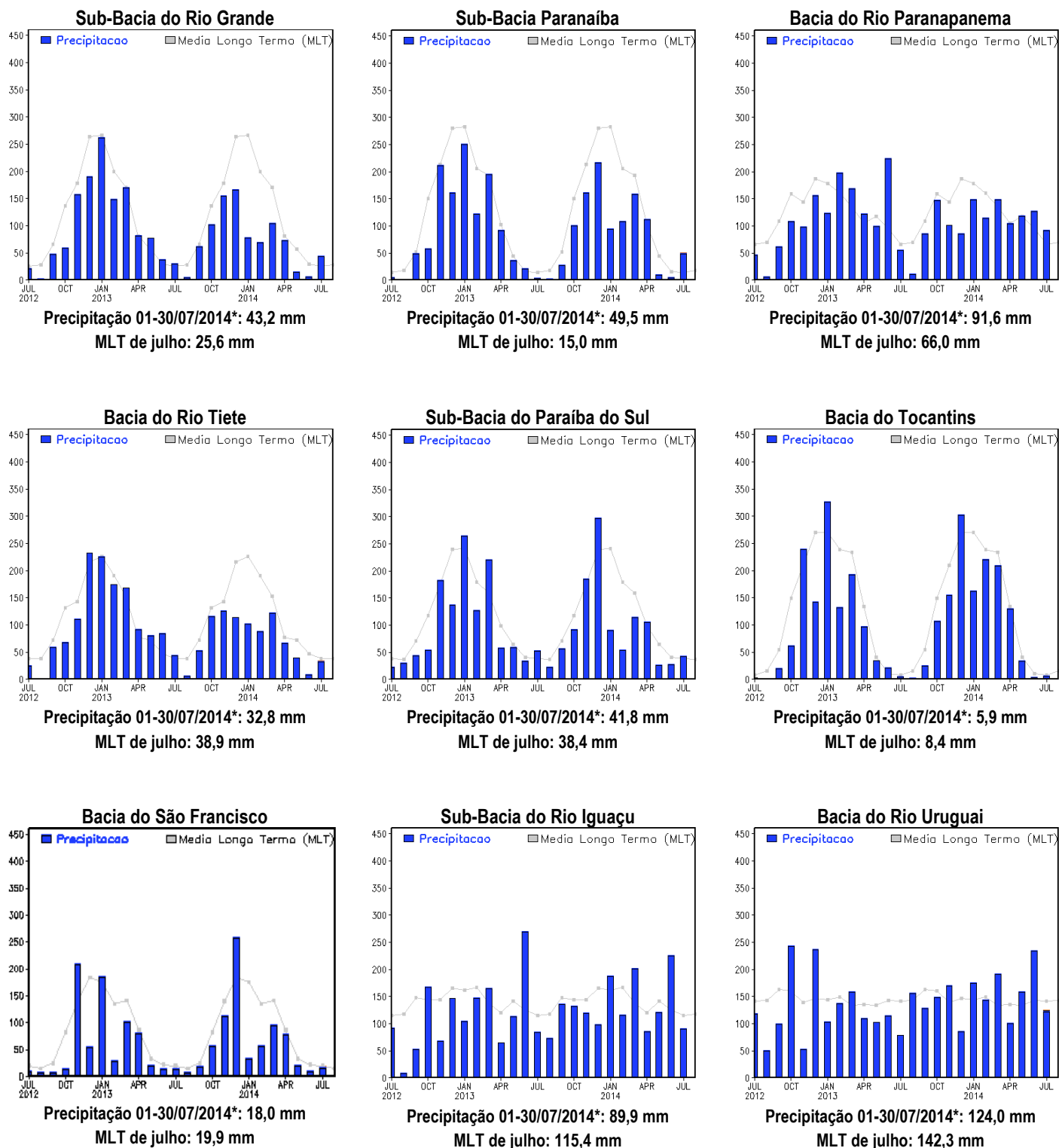


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/07 a 30/07/2014* nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

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



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

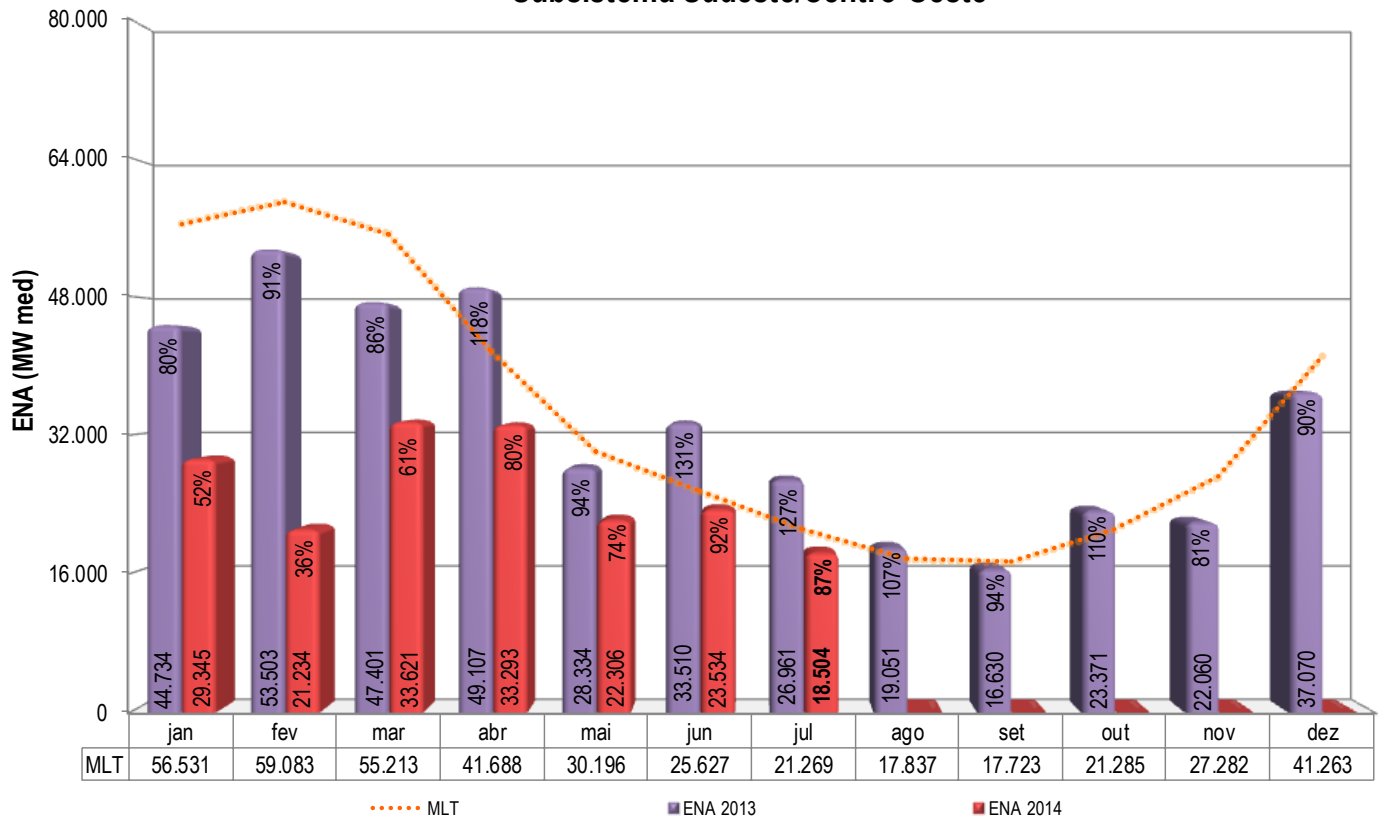


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

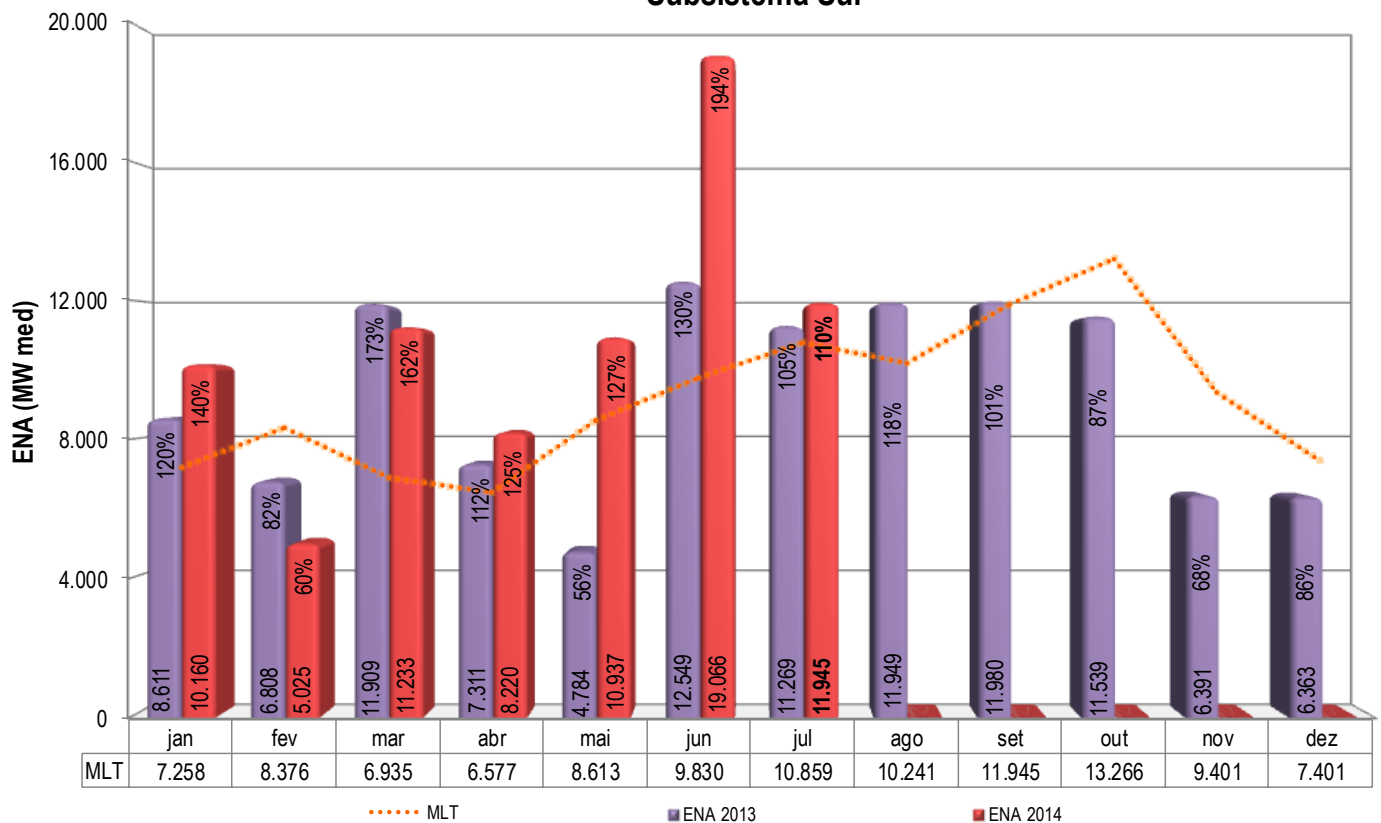


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



Subsistema Nordeste

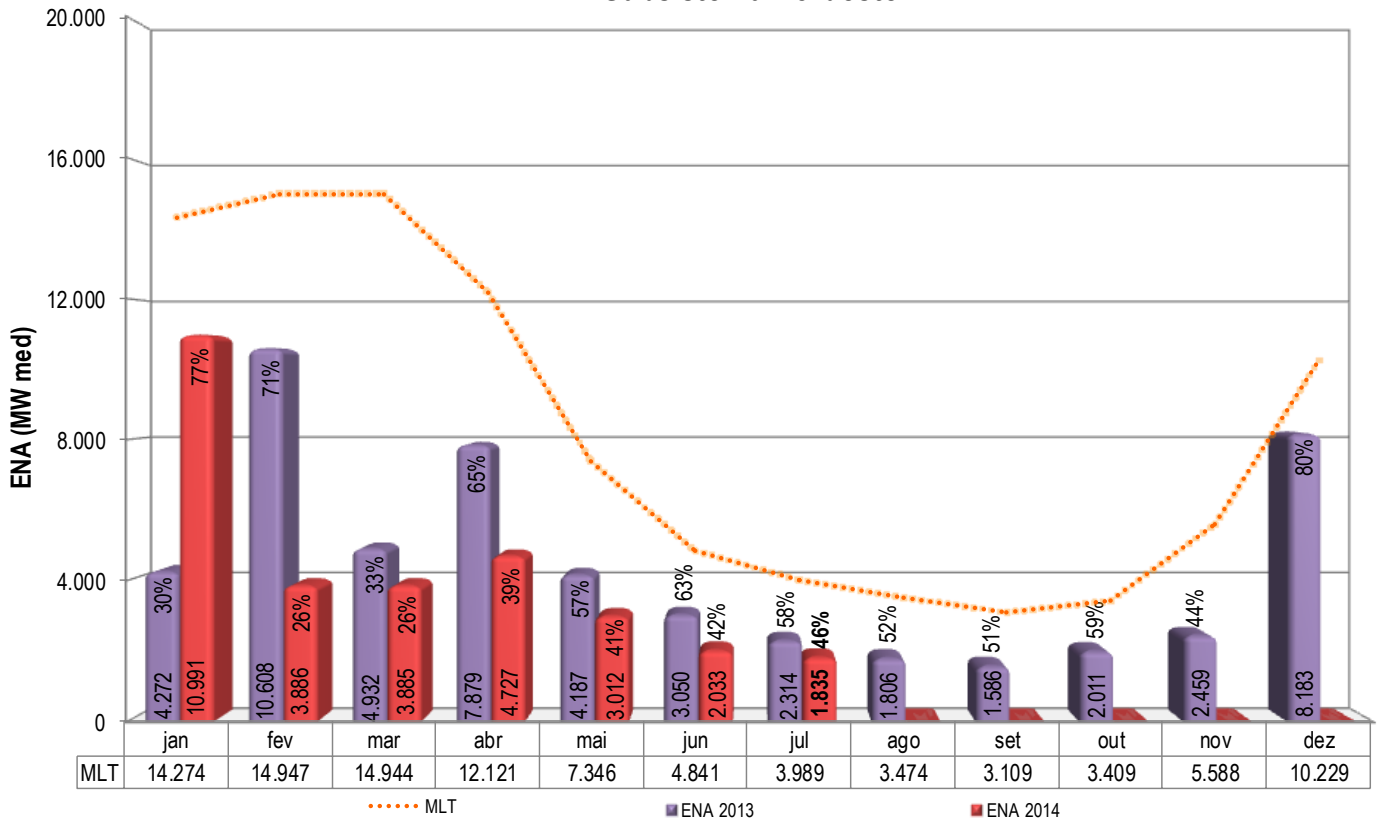


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

Subsistema Norte-Interligado

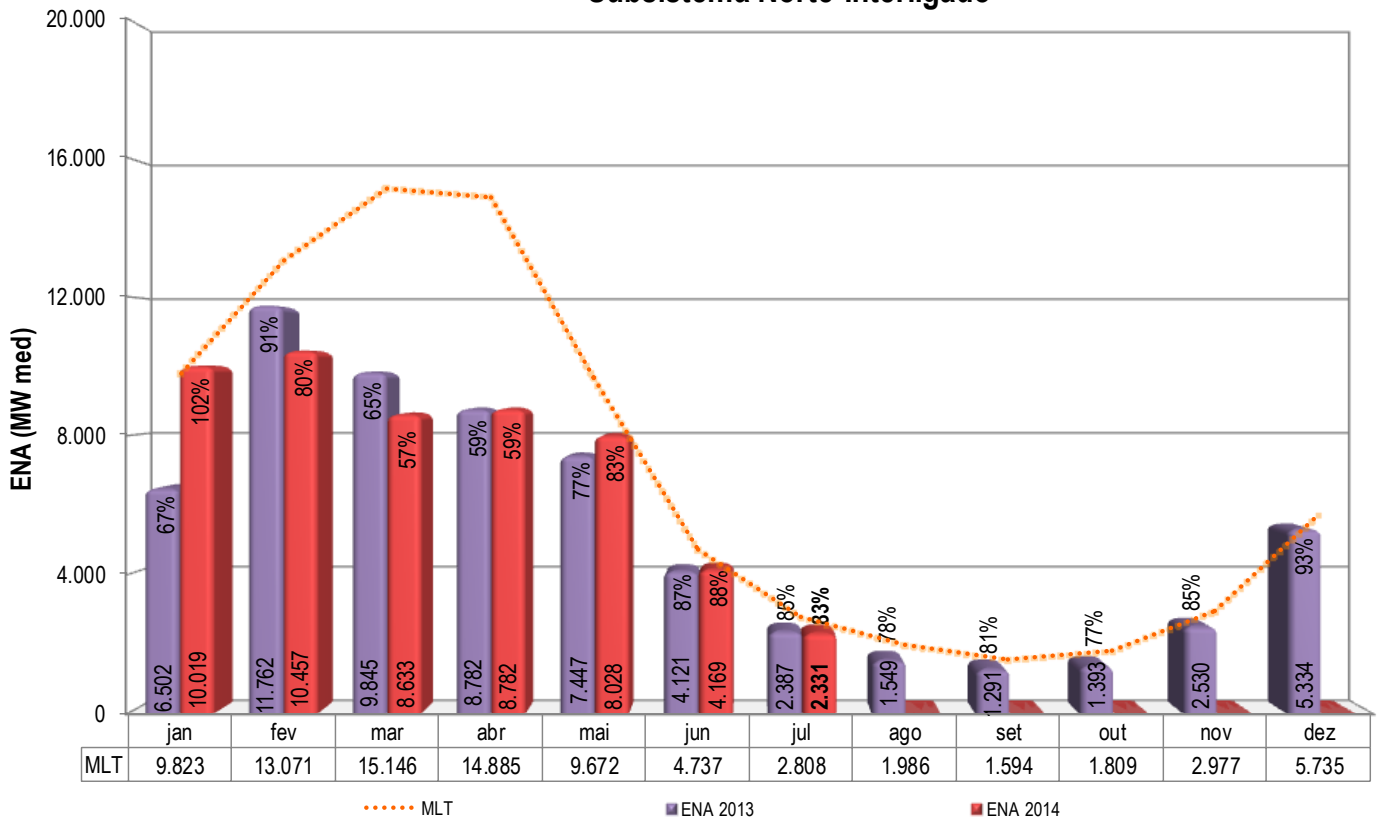


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

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 14.446 MWmédios de produção térmica no mês, da mesma ordem verificada no mês anterior.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste houve um deplecionamento de 1,9 p.p., atingindo 34,4 %EAR ao final do mês de julho, valor 26,4 pontos percentuais – p.p. inferior ao verificado ao final de julho de 2013 (60,8 %EAR), mas ainda 7,6 p.p. superior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (26,8 %EAR). Em grande parte do mês de julho, as disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, após explorados os excedentes energéticos da região Sul, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste.

Na maior parte do mês, as disponibilidades energéticas das usinas da região Sul foram exploradas ao máximo em todos os períodos de carga, respeitando-se os limites elétricos vigentes, face à ocorrência de vertimentos para o controle do nível de armazenamento em muitas usinas. Nesse contexto, houve um deplecionamento do reservatório de 4,3 p.p., atingindo 90,5 %EAR ao final do mês.

No subsistema Nordeste houve deplecionamento de 4,3 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 32,3 %EAR ao final do mês de julho, valor 9,1 p.p. inferior ao verificado ao final de julho de 2013 (41,4 %EAR), mas ainda 11,4 p.p. superior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (20,9 %EAR). Foi mantida a geração hidráulica em valores mínimos, sendo a geração térmica local e o recebimento de energia da ordem de 1.225 MWmédios responsáveis pelo fechamento do balanço energético do subsistema. Em função das condições hidroenergéticas desfavoráveis, a geração da UHE Três Marias foi dimensionada visando minimizar a utilização dos estoques armazenados em seu reservatório, sendo inicialmente praticada defluência da ordem de 250 m³/s, passando por uma redução na defluência para ordem de 200 m³/s que, pelo monitoramento das consequências, causou problemas na captação para irrigação no denominado Projeto Jaíba, o que levou à retomada ao patamar de 220 m³/s a partir de meados do mês.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 84,9 %EAR ao final do mês de julho, apresentando deplecionamento de 6,8 p.p. Na maior parte do mês, em função da redução da vazão afluyente e do término dos vertimentos, 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 de energia armazenada em comparação ao final de junho referem-se ao replecionamento de 11,1 p.p. na UHE Capivara (atingindo 79,4% v.u.) e ao deplecionamento de 9,8 p.p. na UHE Itumbiara (atingindo 33,6% v.u.), de 7,2 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 91,7% v.u.) e de 5,4 p.p. na UHE Sobradinho (atingindo 43,6% v.u.) referenciados aos respectivos volumes úteis máximos. Ressalta-se que a UHE Três Marias encontra-se com nível de armazenamento de apenas 9,5% v.u. Por sua vez, a UHE Ilha Solteira encontra-se com armazenamento de cerca de 47,3% 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 julho.

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	34,4	205.003	70,3
Sul	90,5	19.873	6,8
Nordeste	32,3	51.859	17,8
Norte	84,9	14.812	5,1
TOTAL		291.547	100,0

Fonte: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

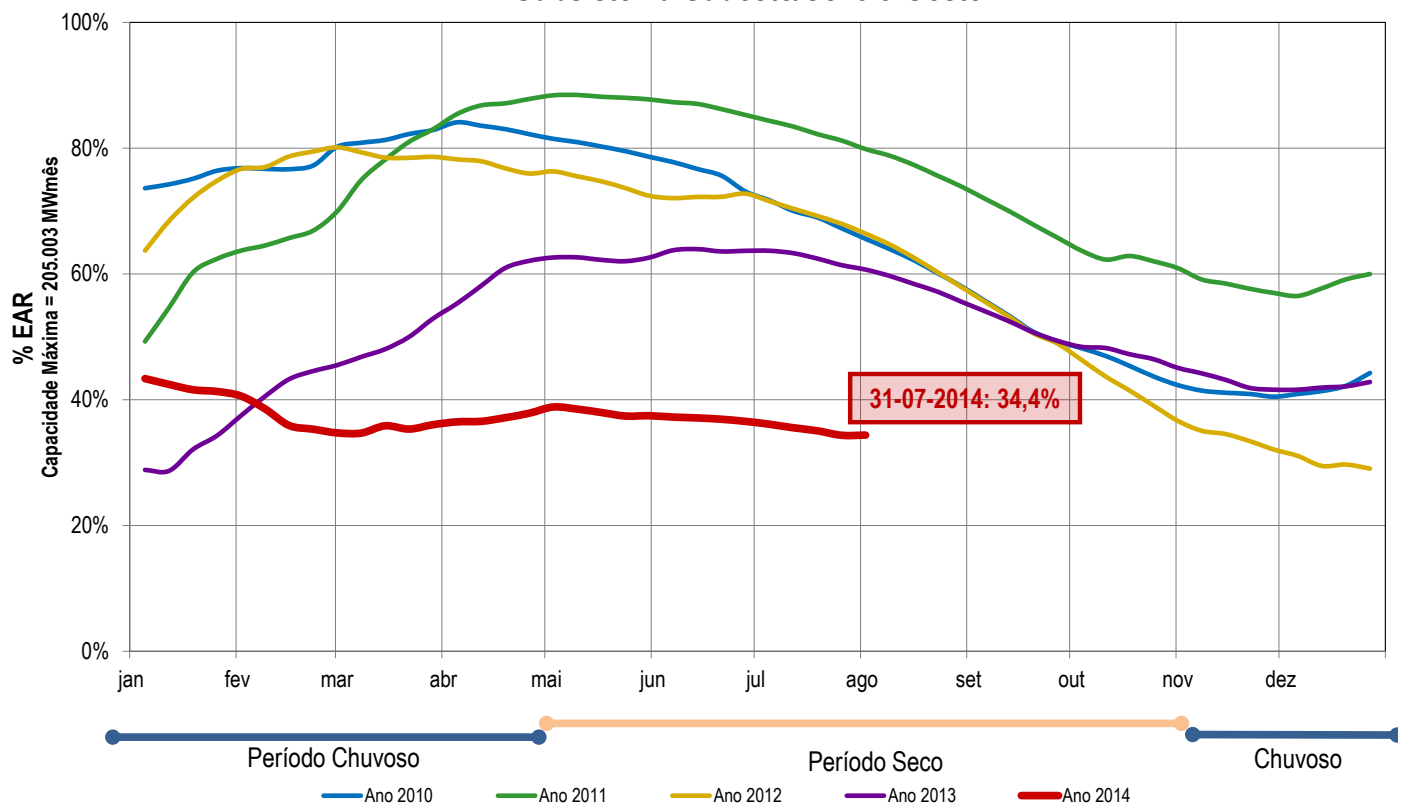


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

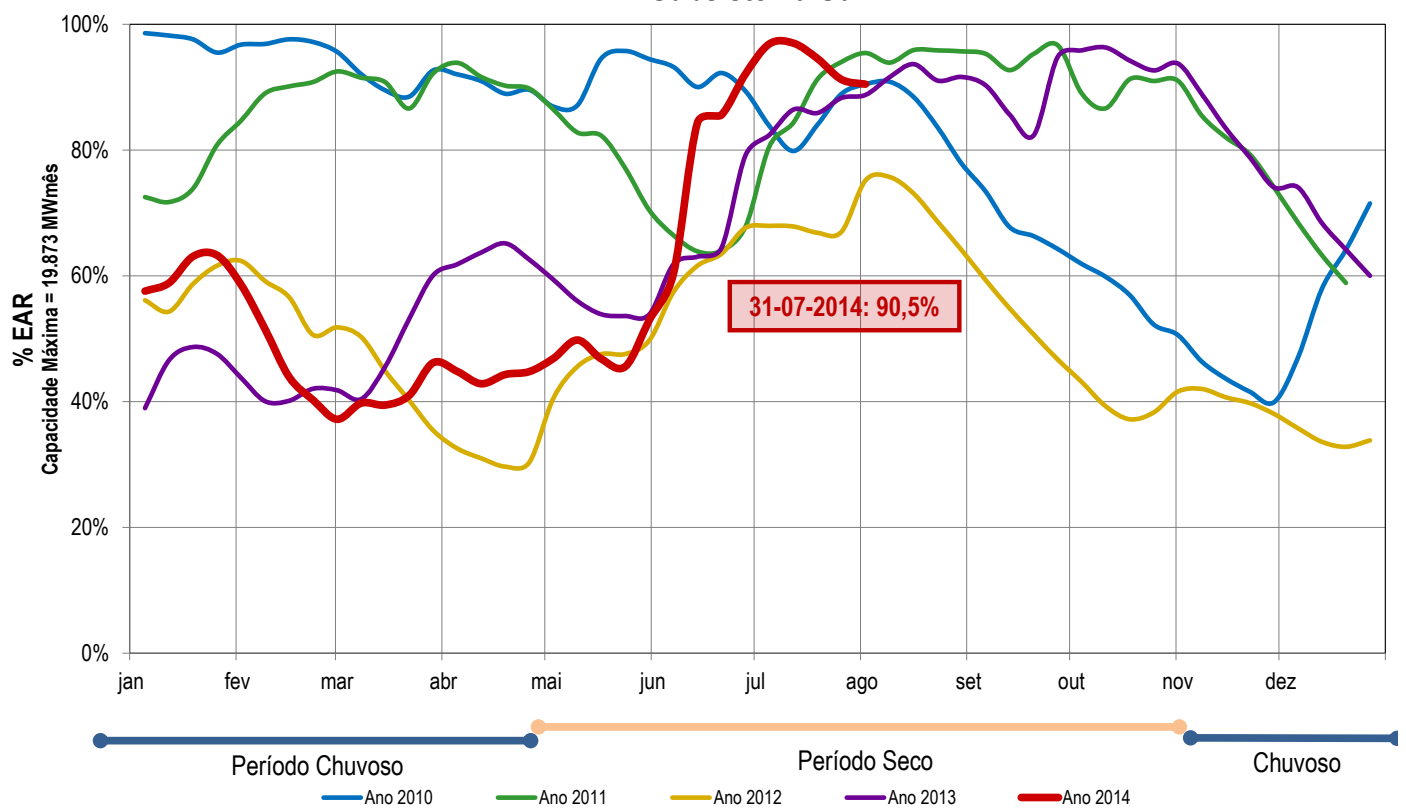


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



Subsistema Nordeste

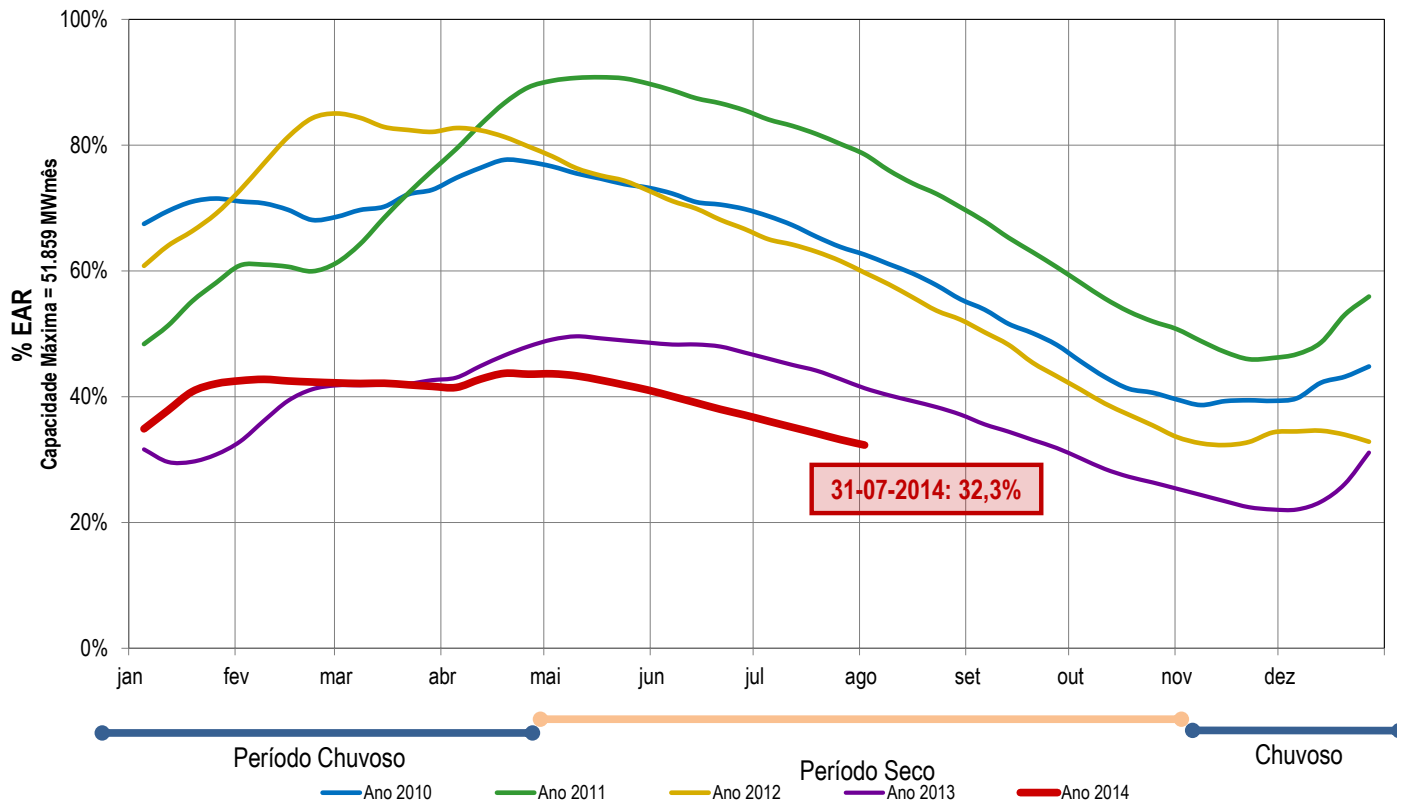


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

Subsistema Norte-Interligado

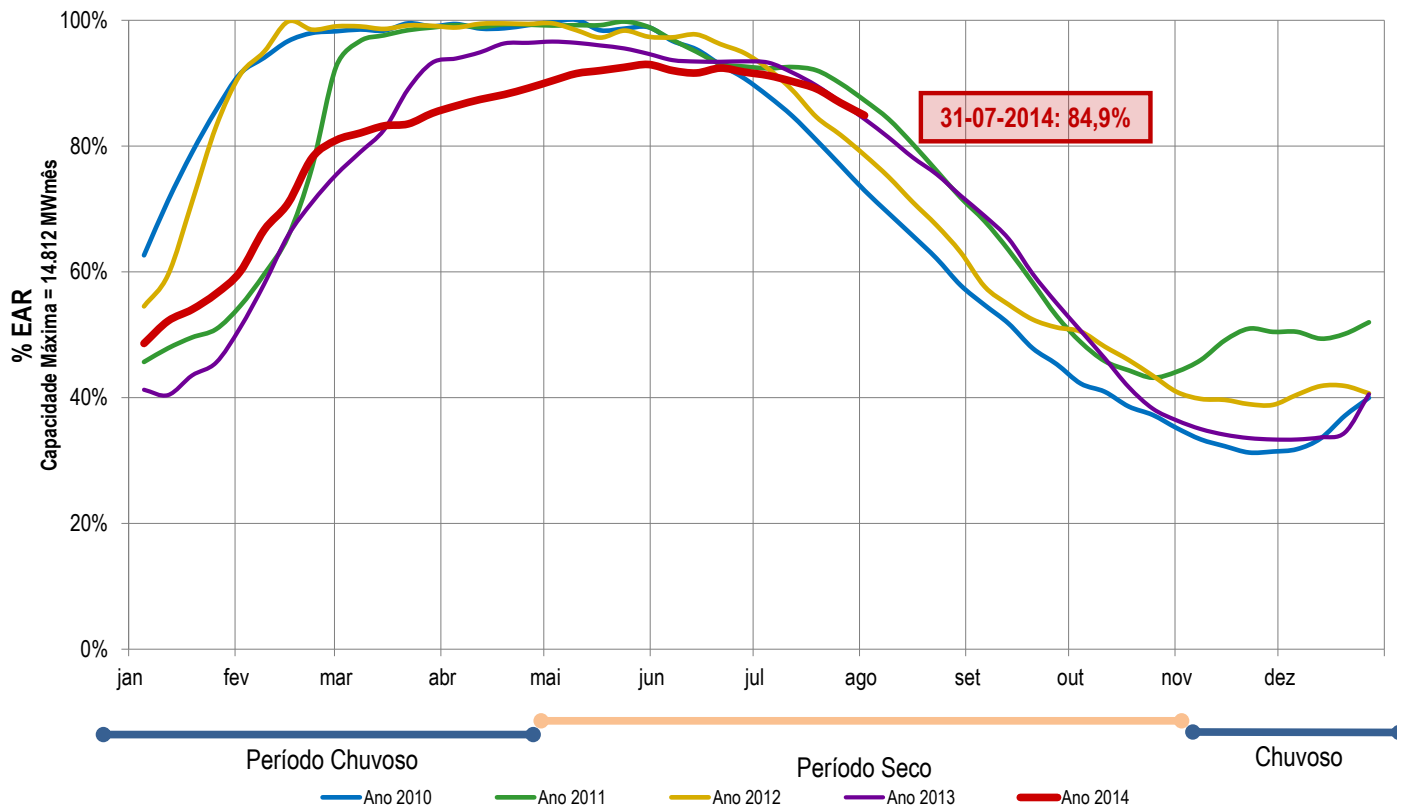


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em julho de 2014, em função das disponibilidades energéticas do subsistema Sul, houve exportação de energia desse subsistema de cerca de 3.240 MWmédios, pouco superior aos 3.043 MWmédios verificados no mês anterior.

Do subsistema Norte-Interligado, houve exportação de energia de cerca de 793 MWmédios, inferior aos 1.627 MWmédios verificados no mês anterior.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste permaneceu importador de energia em 2.808 MWmédios, considerando as contribuições do Norte-Interligado e do Sul, pouco inferior aos 2.958 MWmédios verificados no mês anterior.

O subsistema Nordeste também permaneceu importador em 1.225 MWmédios, valor inferior aos 1.712 MWmédios verificado no mês de junho. 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, a UHE Jirau gerou cerca de 525 MWmédios no mês de julho e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 1.193 MWmédios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. No período foram escoados cerca de 1.485 MWmédios pelo primeiro bipolo em corrente contínua, com média diária máxima de 1.571 MWmédios, no dia 17 de julho de 2014.

Além disso, a região metropolitana de Manaus exportou cerca de 29 MWmédios do SIN no mês de julho, através da interligação Tucuruí-Manaus. No dia 25 de julho de 2014, foi registrado o máximo valor diário de exportação pela interligação Tucuruí-Manaus em 75 MWmédios.

No mês de julho, foi nulo o valor de intercâmbio internacional com a Argentina e o Uruguai.



Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

Fonte: ONS / Eletronorte

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

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 junho de 2014 o consumo de energia elétrica atingiu 44.841 GWh, considerando autoprodução e acréscimo das perdas, patamar semelhante ao verificado no mesmo mês do ano anterior e 5,8% inferior ao consumo de maio de 2014. A retração do consumo verificada entre os meses de maio e junho 2014 é explicada, dentre outros motivos, pela ocorrência de temperaturas mais amenas e início do inverno, comportamento semelhante ao observado nos anos anteriores. No acumulado dos últimos doze meses (Jul/13 a Jun/14), o consumo total cresceu 4,7% em relação ao mesmo período anterior (Jul/12 a Jun/13).

O consumo residencial em junho de 2014 acumulou crescimento de 6,7% em 12 meses sobre o mesmo período anterior e avançou 2,0% em relação ao mesmo mês de 2013. Por sua vez, o consumo da classe comercial registrou crescimento de 7,2% no acumulado de 12 meses e 4,2% em relação a junho de 2013. Em termos percentuais, esses foram os menores crescimentos das classes registrados no ano, e refletem ciclos de faturamento reduzidos, especialmente na região Sudeste do país. Destaca-se que os efeitos da realização da Copa do Mundo 2014 no país ainda não foram plenamente captados pelo mercado de junho, já que este se refere em grande parte ao consumo medido entre 15 de maio e 15 de junho e o evento foi iniciado em 12 de junho de 2014.

Seguindo tendência dos meses anteriores, o consumo industrial registrou retração de 4,9% em relação a junho de 2013 e decréscimo de 2,2% em comparação com maio de 2014, refletindo o desaquecimento da produção industrial, especialmente no setor de metalurgia. No Maranhão, por exemplo, houve redução de 56,1% do consumo industrial em grande parte devido à retração da produção de alumínio.

Por fim, o consumo de energia da classe rural aumentou 12,4% em comparação ao mesmo mês em 2013 e acumula em 12 meses crescimento de 6,9% em relação ao mesmo período anterior, refletindo o aumento do uso da irrigação.

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



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

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Jun/14 GWh	Evolução mensal (Jun/14/Mai/14)	Evolução anual (Jun/14/Jun/13)	Jul/12-Jun/13 (GWh)	Jul/13-Jun/14 (GWh)	Evolução
Residencial	10.317	-5,0%	2,2%	121.191	129.332	6,7%
Industrial	14.568	-2,2%	-4,9%	183.056	183.084	0,0%
Comercial	6.873	-6,2%	4,2%	81.419	87.270	7,2%
Rural	2.083	1,6%	12,4%	23.503	25.116	6,9%
Demais classes *	3.822	-2,7%	1,0%	45.336	47.092	3,9%
Perdas	7.178	-16,1%	2,0%	96.606	104.907	8,6%
Total	44.841	-5,8%	0,3%	551.112	576.800	4,7%

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

Fonte: EPE

Consumo de Energia Elétrica em Jun/2014 Consumo de Energia Elétrica em 12 meses

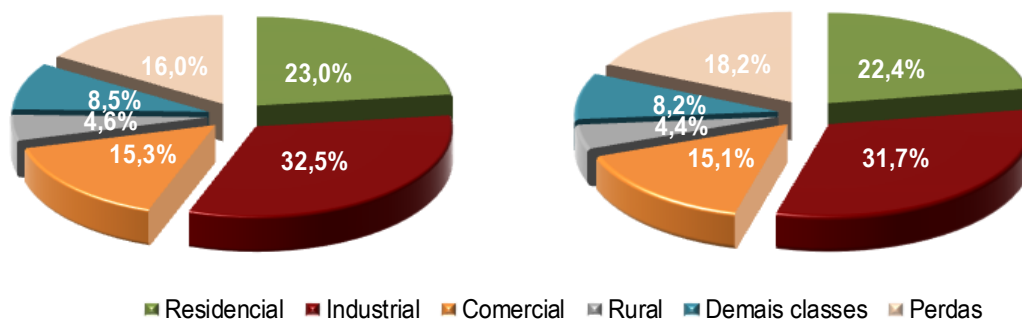


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até junho de 2014.

Fonte: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Jun/14 kWh/NU	Evolução mensal (Jun/14/Mai/14)	Evolução anual (Jun/14/Jun/13)	Jul/12-Jun/13 (kWh/NU)	Jul/13-Jun/14 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	159	-5,1%	-1,3%	161	166	3,2%
Consumo médio industrial	24.970	-2,1%	-5,6%	26.339	26.151	-0,7%
Consumo médio comercial	1.246	-6,4%	0,6%	1.273	1.318	3,5%
Consumo médio rural	491	1,3%	9,9%	472	494	4,5%
Consumo médio demais classes*	4.409	-17,8%	-16,8%	5.301	4.527	-14,6%
Consumo médio total	495	-3,9%	-3,4%	515	516	0,3%

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

Fonte: EPE



4.2. Unidades Consumidoras

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

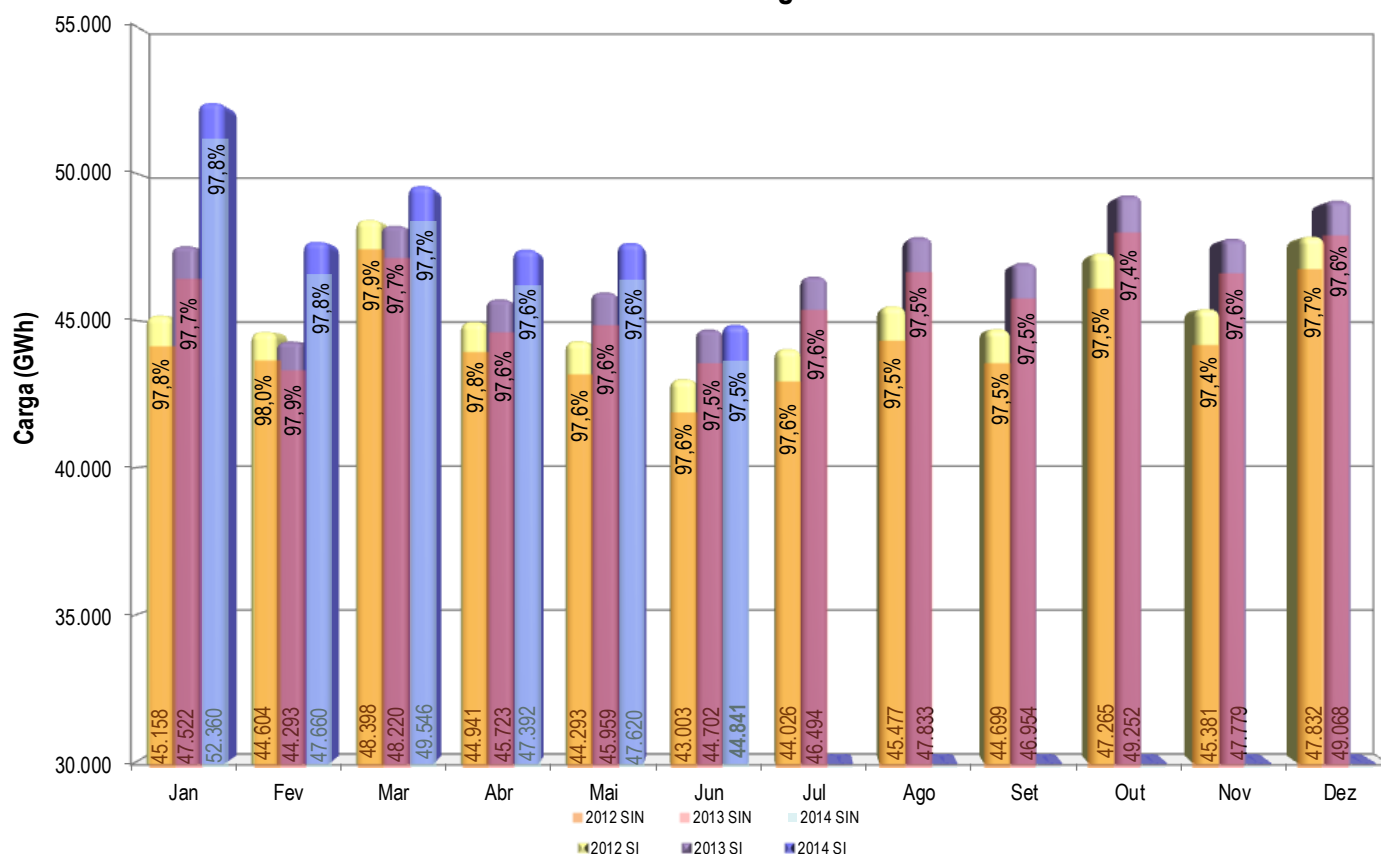
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Jun/13	Jun/14	
Residencial (NUCR)	62.781.459	64.932.580	3,4%
Industrial (NUCI)	579.191	583.419	0,7%
Comercial (NUCC)	5.328.677	5.517.919	3,6%
Rural (NUCR)	4.145.324	4.239.786	2,3%
Demais classes*	714.880	866.950	21,3%
Total (NUCT)	73.549.531	76.140.654	3,5%

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

Fonte: EPE

4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil *

Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até junho 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 julho 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)	45.119 03/07/2014 - 18h39	13.435 30/07/2014 - 18h38	10.869 19/07/2014 - 18h32	5.661 30/07/2014 - 15h31	73.743 03/07/2014 - 18h39
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

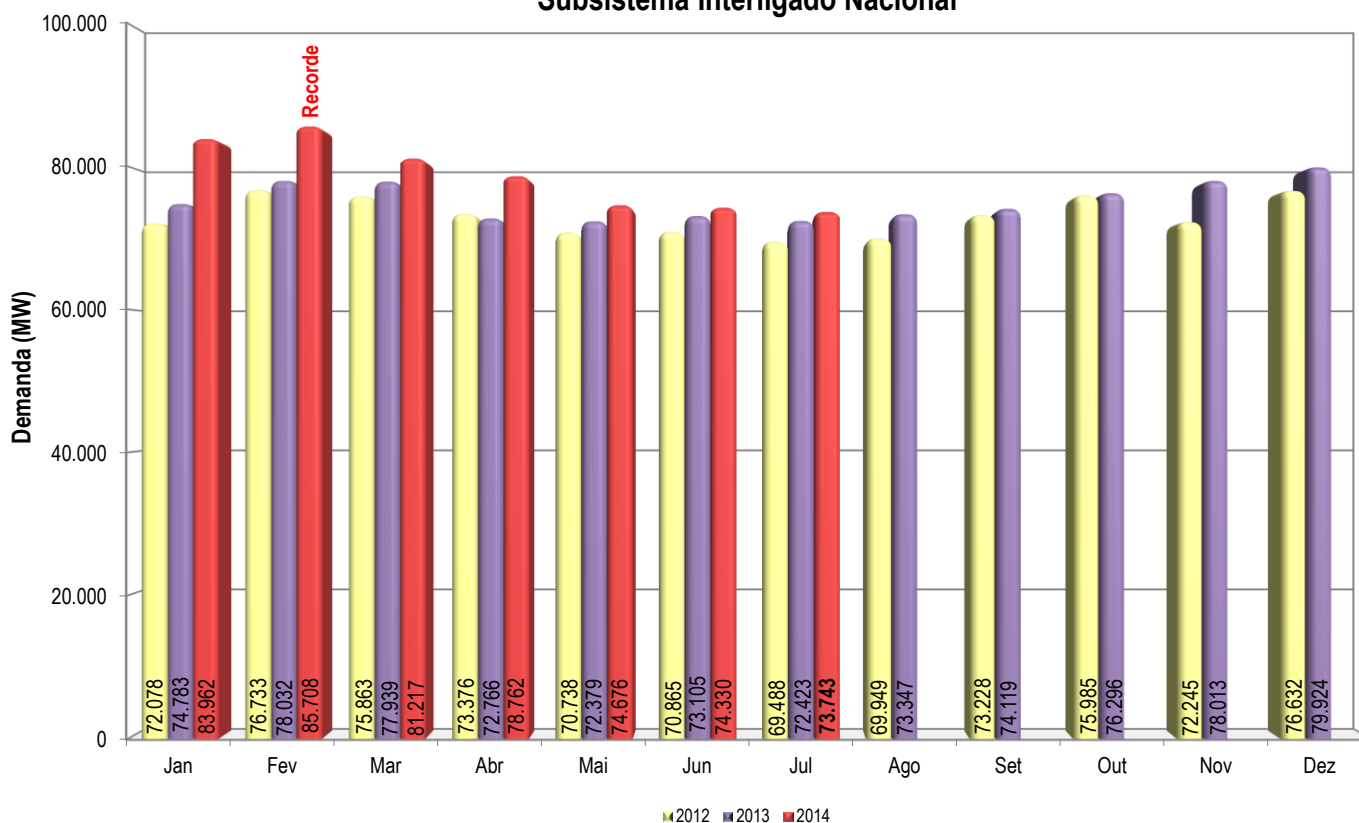


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

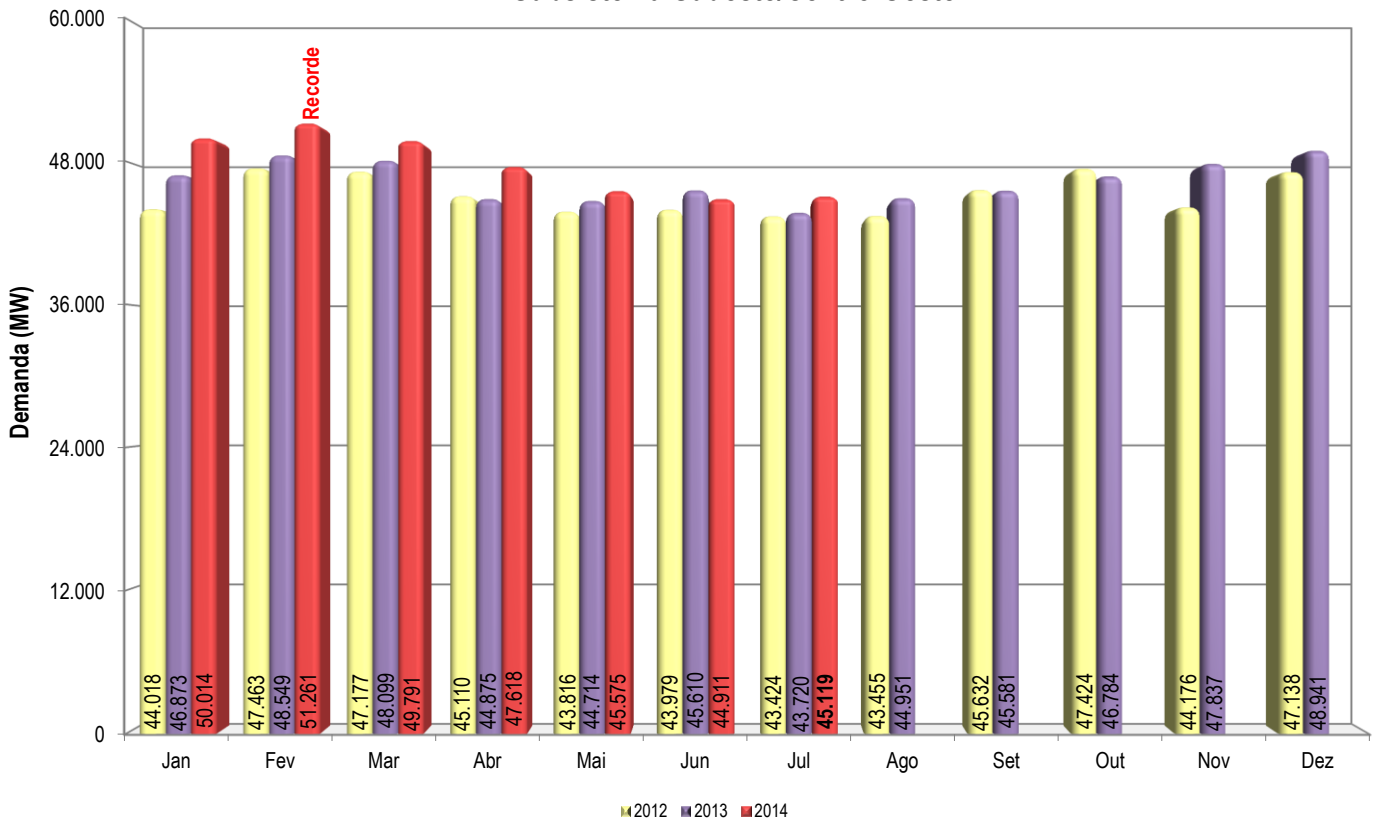


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

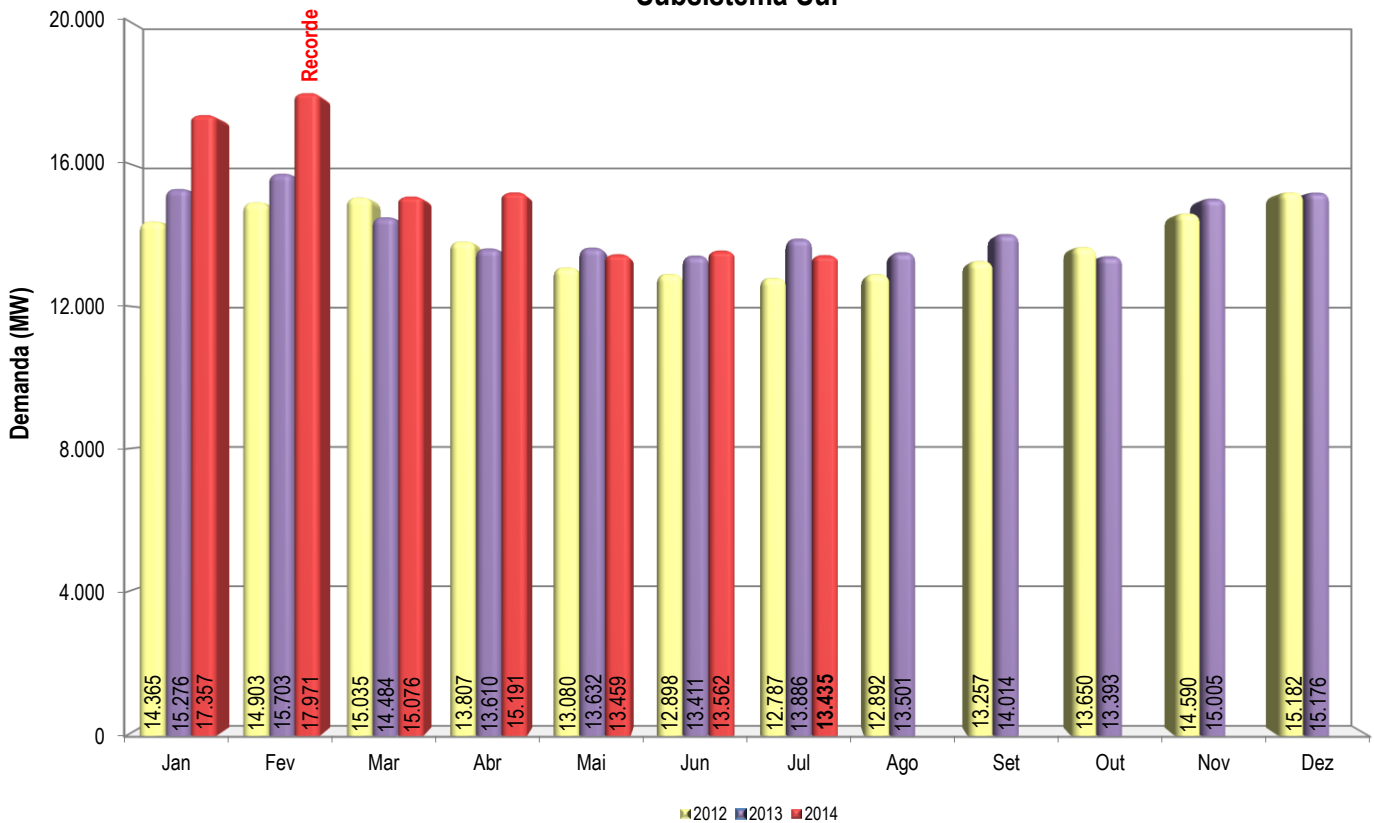


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



Subsistema Nordeste

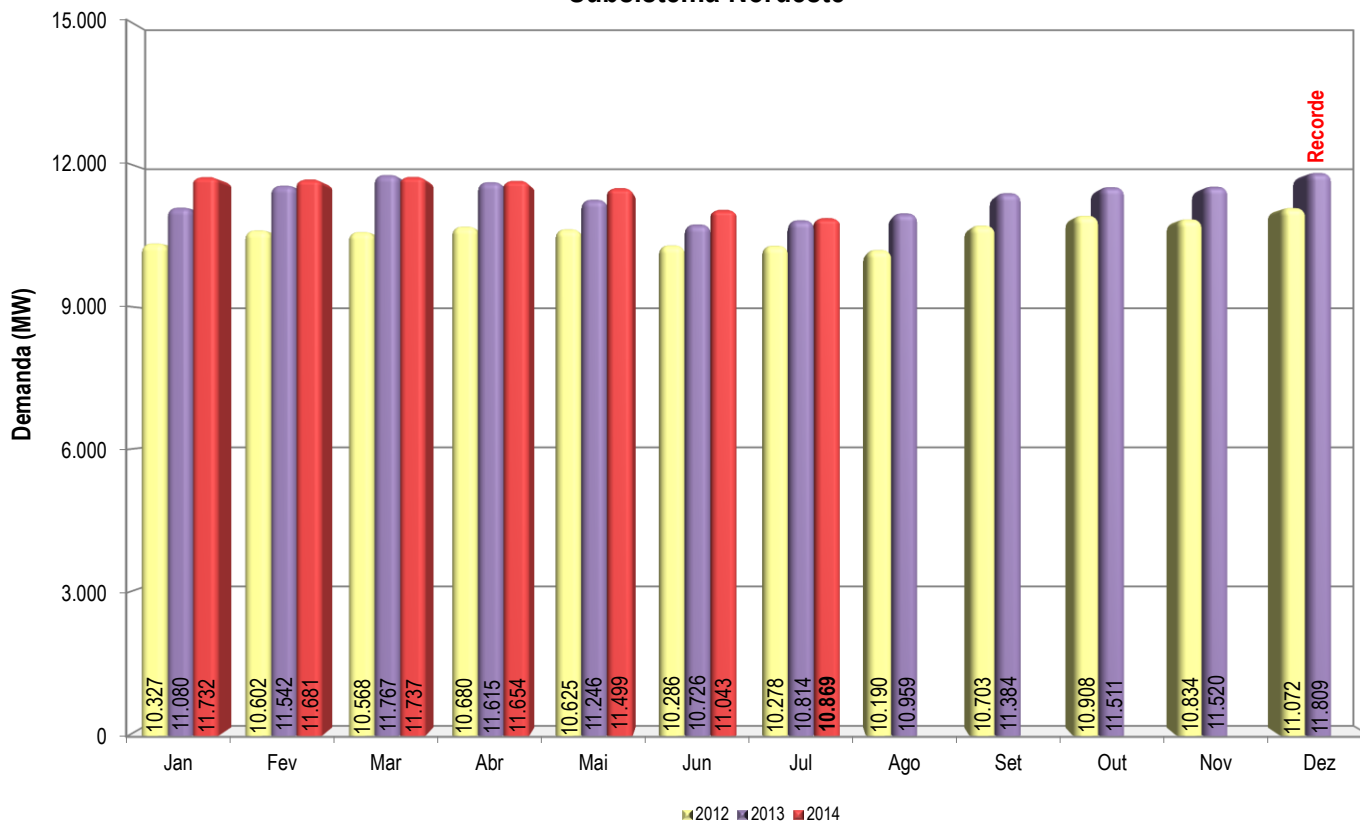


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

Subsistema Norte-Interligado *

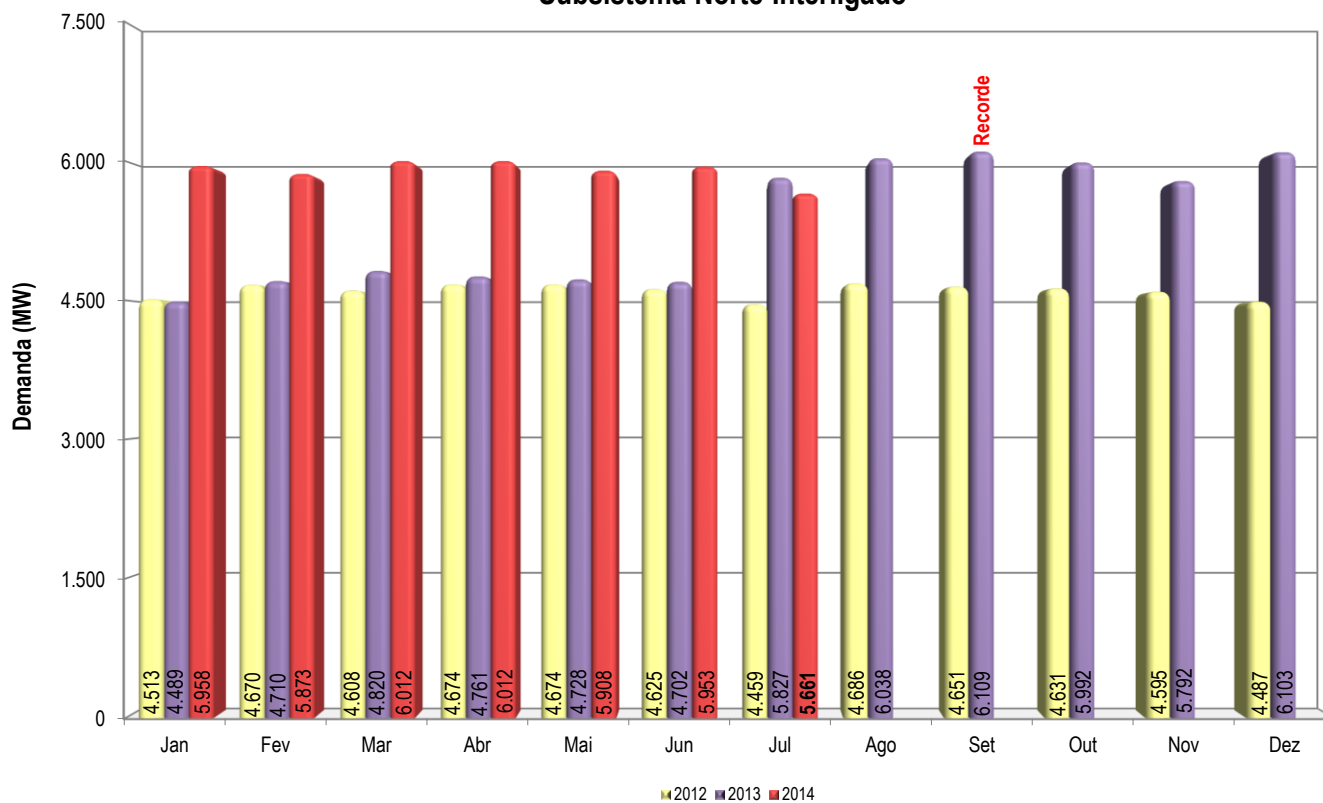


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

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 julho de 2014 a capacidade 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%).

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

Fonte	Jul/13	Jul/14			Evolução da Capacidade Instalada (Jun/14 / Jun/13)
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	85.368	1.127	87.392	67,0%	2,4%
Térmica	36.906	1.862	39.334	30,1%	6,6%
Gás	13.620	157	14.303	11,0%	5,0%
Carvão	3.024	13	3.389	2,6%	12,1%
Petróleo	7.464	1.206	7.660	5,9%	2,6%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,5%	0,0%
Biomassa	10.808	484	11.992	9,2%	11,0%
Eólica	2.109	177	3.752	2,9%	77,9%
Solar Fotovoltaica	3	164	11	<0,1%	331,3%
Capacidade Total - Brasil	124.386	3.330	130.490	100,0%	4,9%

* 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 31/07/2014)

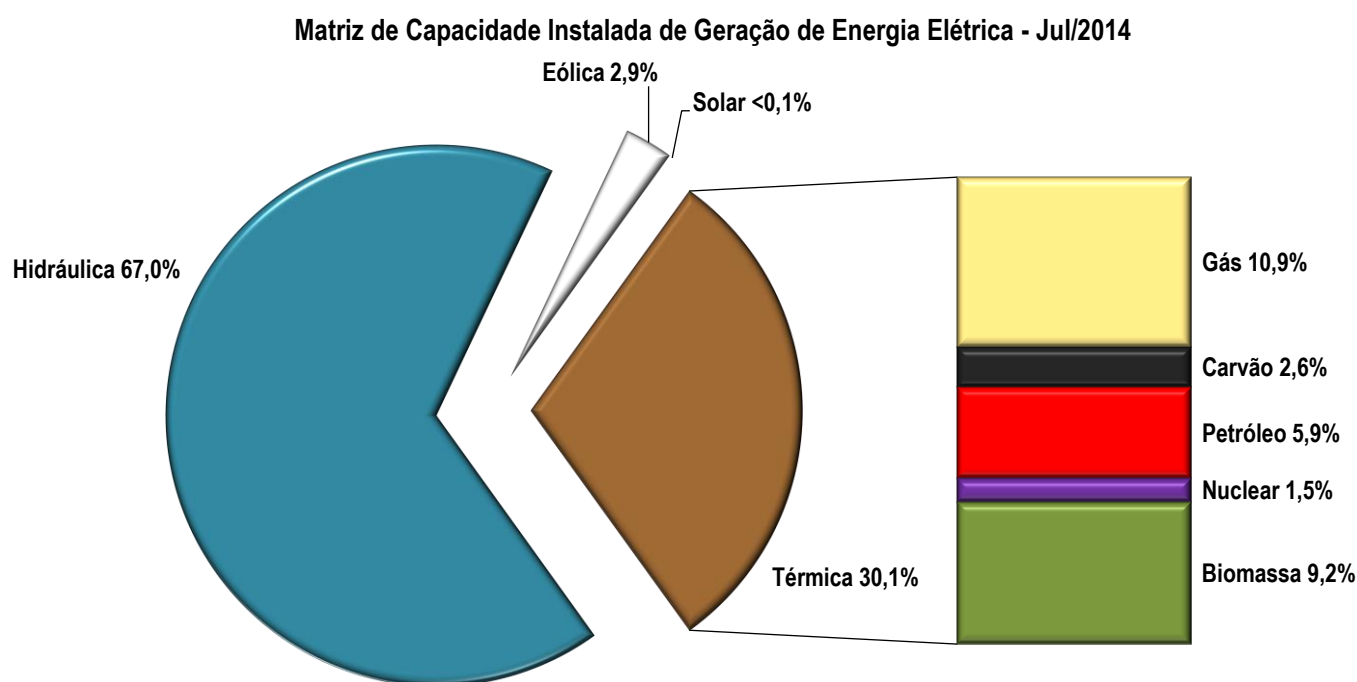


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte: ANEEL (BIG 31/07/2014)



6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

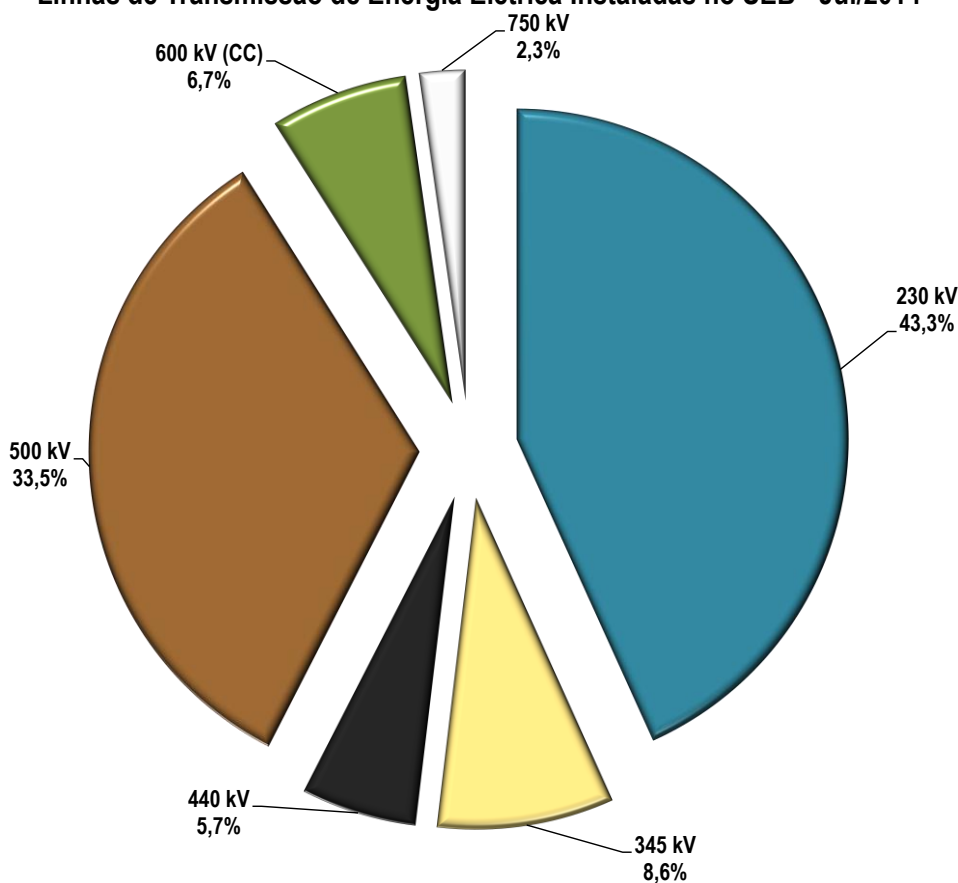
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	51.454	43,3%
345 kV	10.273	8,6%
440 kV	6.728	5,7%
500 kV	39.826	33,5%
600 kV (CC)	7.992	6,7%
750 kV	2.683	2,3%
Total SEB	118.957	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 - Jul/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 julho de 2013 a junho de 2014 atingiu 541.851 GWh. No mês de junho de 2014 a geração hidráulica correspondeu a 69,2% do total gerado no Brasil, 0,4 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. Com o aumento da participação da geração eólica de 1,2% em maio de 2014 para 2,1% em junho de 2014, verificou-se redução da participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica em relação ao mês anterior, de 29,2% para 28,7%, concentrada principalmente na produção a gás, que passou de 12,9% para 11,8%.

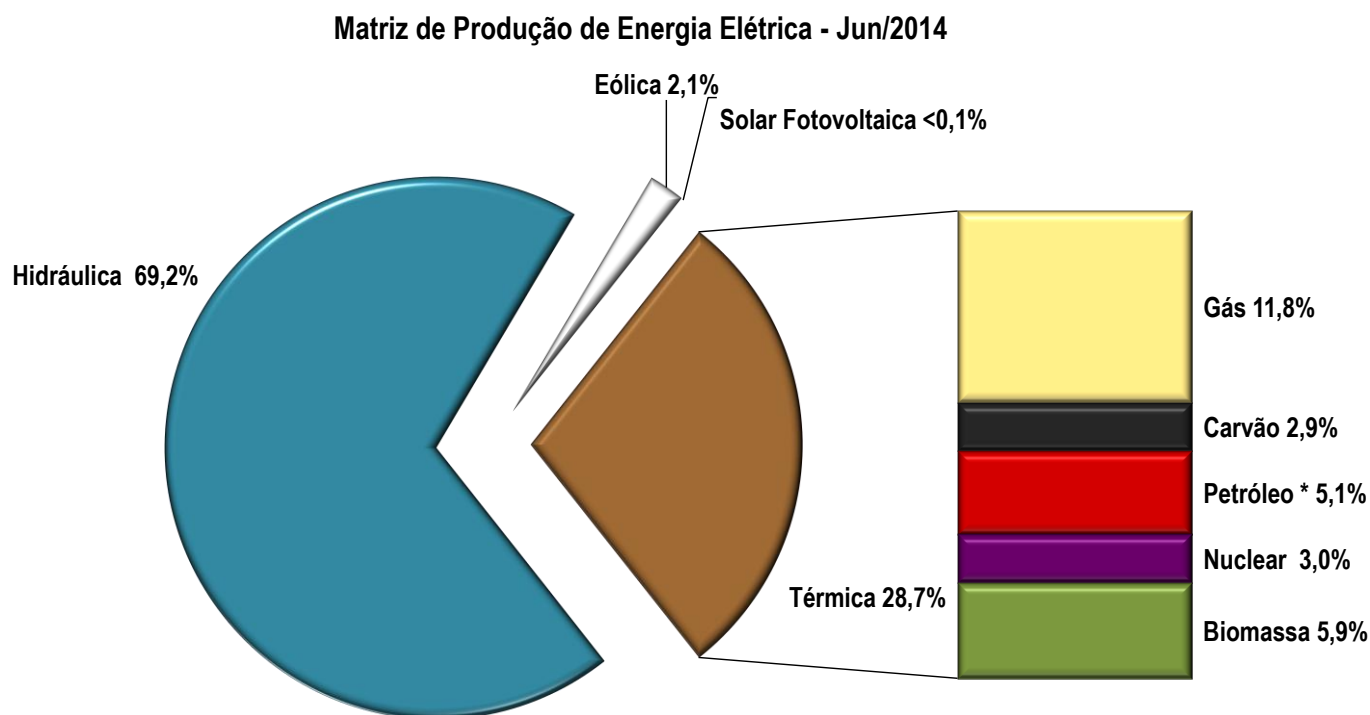


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até junho 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		
	Jun/14 (GWh)	Evolução mensal (Jun/14 / Mai/14)	Evolução anual (Jun/14 / Jun/13)	Jul/12-Jun/13 (GWh)	Jul/13-Jun/14 (GWh)	Evolução
Hidráulica	29.330	-6,3%	-6,2%	409.302	409.609	0,1%
Térmica	11.595	-7,1%	14,4%	103.265	118.057	14,3%
Gás	4.865	-13,8%	7,7%	49.474	53.079	7,3%
Carvão	1.254	-5,3%	13,6%	9.358	14.706	57,1%
Petróleo *	1.706	-13,0%	4,6%	15.701	16.208	3,2%
Nuclear	1.266	-1,1%	1,6%	13.835	14.984	8,3%
Biomassa	2.504	10,3%	52,5%	14.897	19.080	28,1%
Eólica	905	64,9%	133,3%	5.612	7.647	36,3%
Solar Fotovoltaica	0,30	-1,6%	-	1,09	2,33	-
TOTAL	41.830	-5,6%	0,0%	518.180	535.315	3,3%

* 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 junho de 2014.

Fonte: CCEE

7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

No acumulado de julho de 2013 a junho de 2014, com relação a julho de 2012 a junho de 2013, houve uma redução de cerca de 43,5% na produção hidráulica e de 47,7% na produção térmica dos sistemas isolados.

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Jun/14 (GWh)	Evolução mensal (Jun/14 / Mai/14)	Evolução anual (Jun/14 / Jun/13)	Jul/12-Jun/13 (GWh)	Jul/13-Jun/14 (GWh)	Evolução
Hidráulica	136	-1,7%	-24,4%	1.698	960	-43,5%
Térmica	654	-9,8%	-25,8%	10.653	5.576	-47,7%
Gás	176	-2,8%	-43,6%	3.716	2.070	-44,3%
Petróleo *	478	-12,1%	-16,0%	6.937	3.506	-49,5%
TOTAL	790	-8,5%	-25,5%	12.351	6.536	-47,1%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicombustíveis.

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

Fonte: Eletrobras



7.4. Geração Eólica *

O fator de capacidade médio da região Nordeste no mês de junho de 2014 aumentou 12,0 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 34,8%, e como consequência a geração eólica na região aumentou 321,8 MW médios, atingindo total de 885,9 MW médios no mês. Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Sul aumentou 10,0 pontos percentuais, e alcançou 31,5%, com total verificado no mês de 270,6 MW médios. A geração eólica do submercado Nordeste em junho de 2014 foi 155,7% superior a junho de 2013 e no submercado Sul foi 79,4% superior.

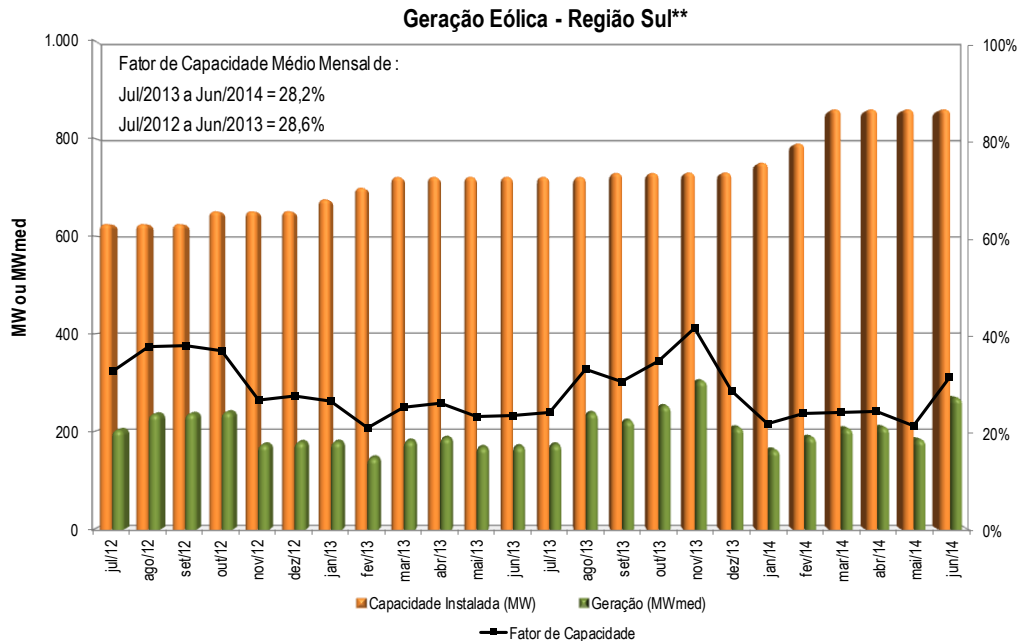


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até junho de 2014.

Fonte: CCEE

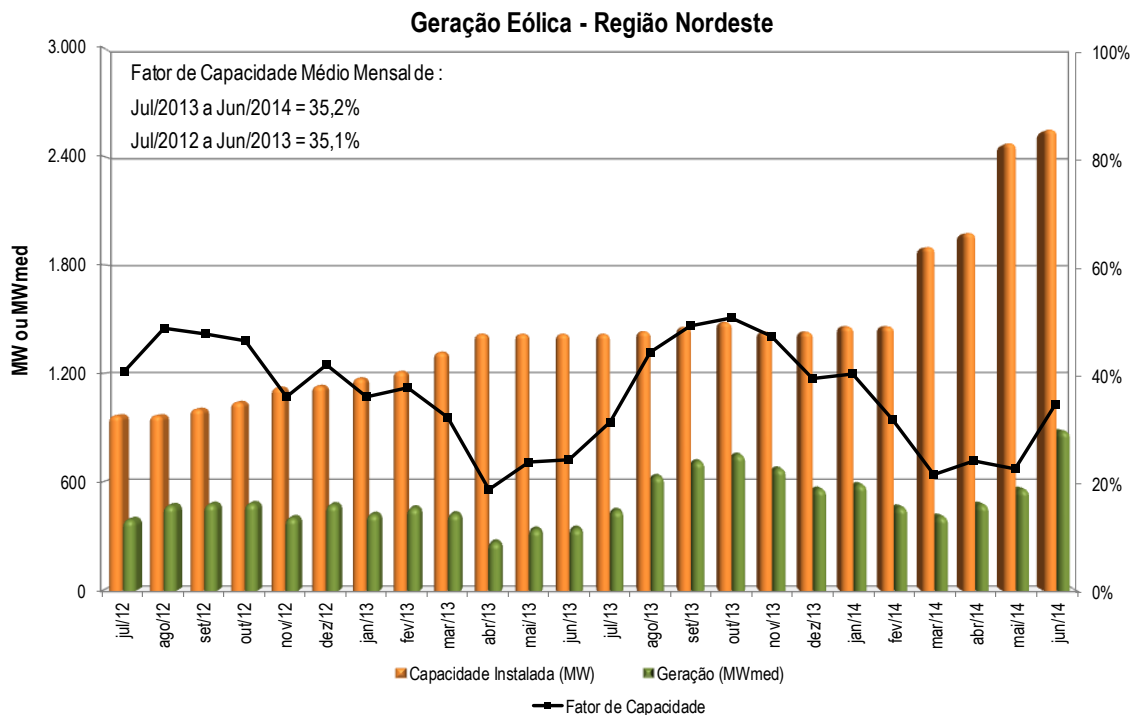


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até junho 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 junho de 2014, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos Contratos de Energia de Reserva, totalizou 1.736,6 MW médios, dos quais foram entregues 84,0%, ou 1.458,9 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 junho de 2014 alcançou valor superior à geração esperada** para o mês em cerca de 7,5%. Por outro lado, a geração a biomassa verificada atingiu apenas 56,5% do valor esperado**.

No acumulado do ano, considerando todas as fontes de energia, tem sido verificada entrega de cerca de 45,6% do valor esperado**.

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

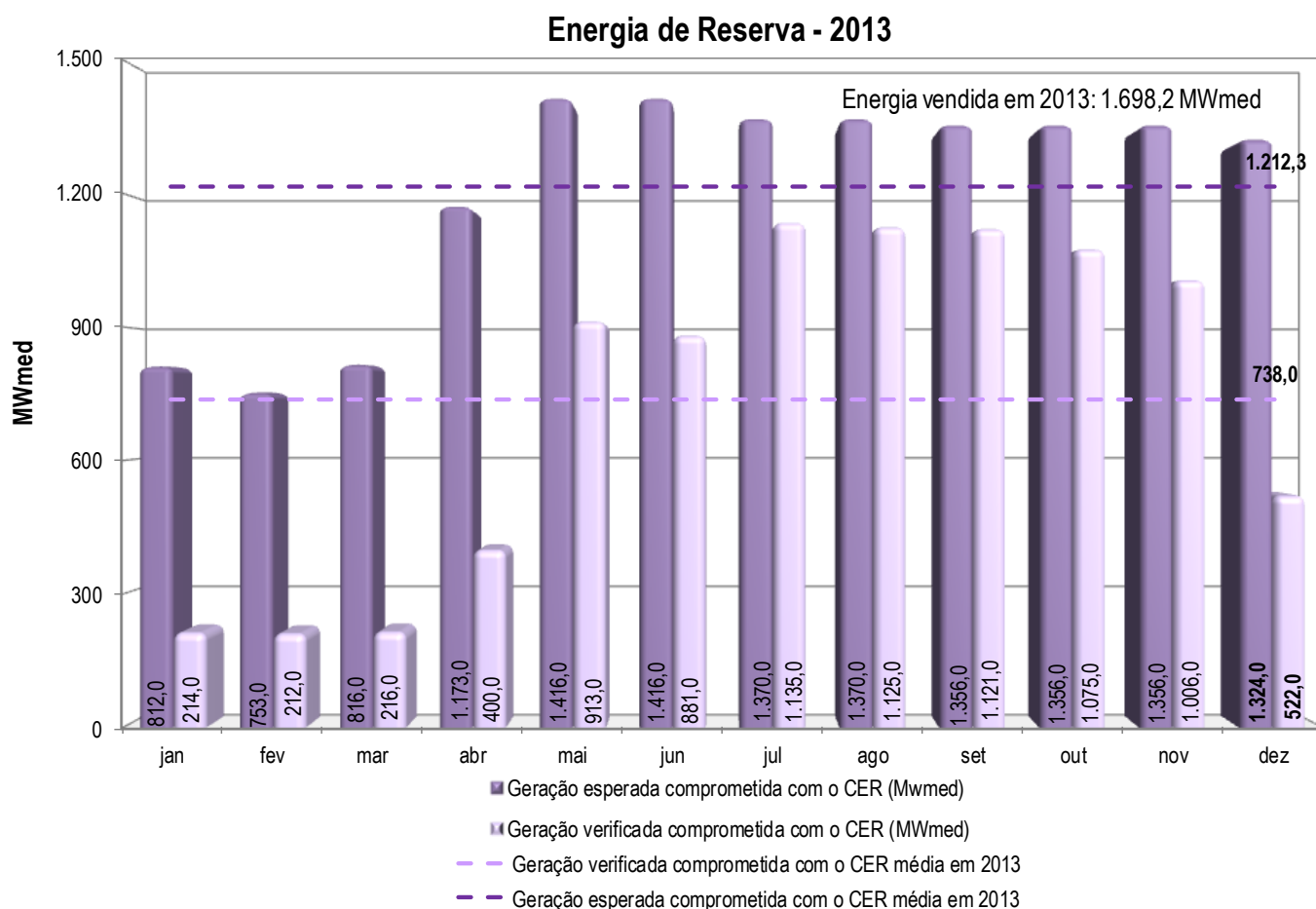


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.

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

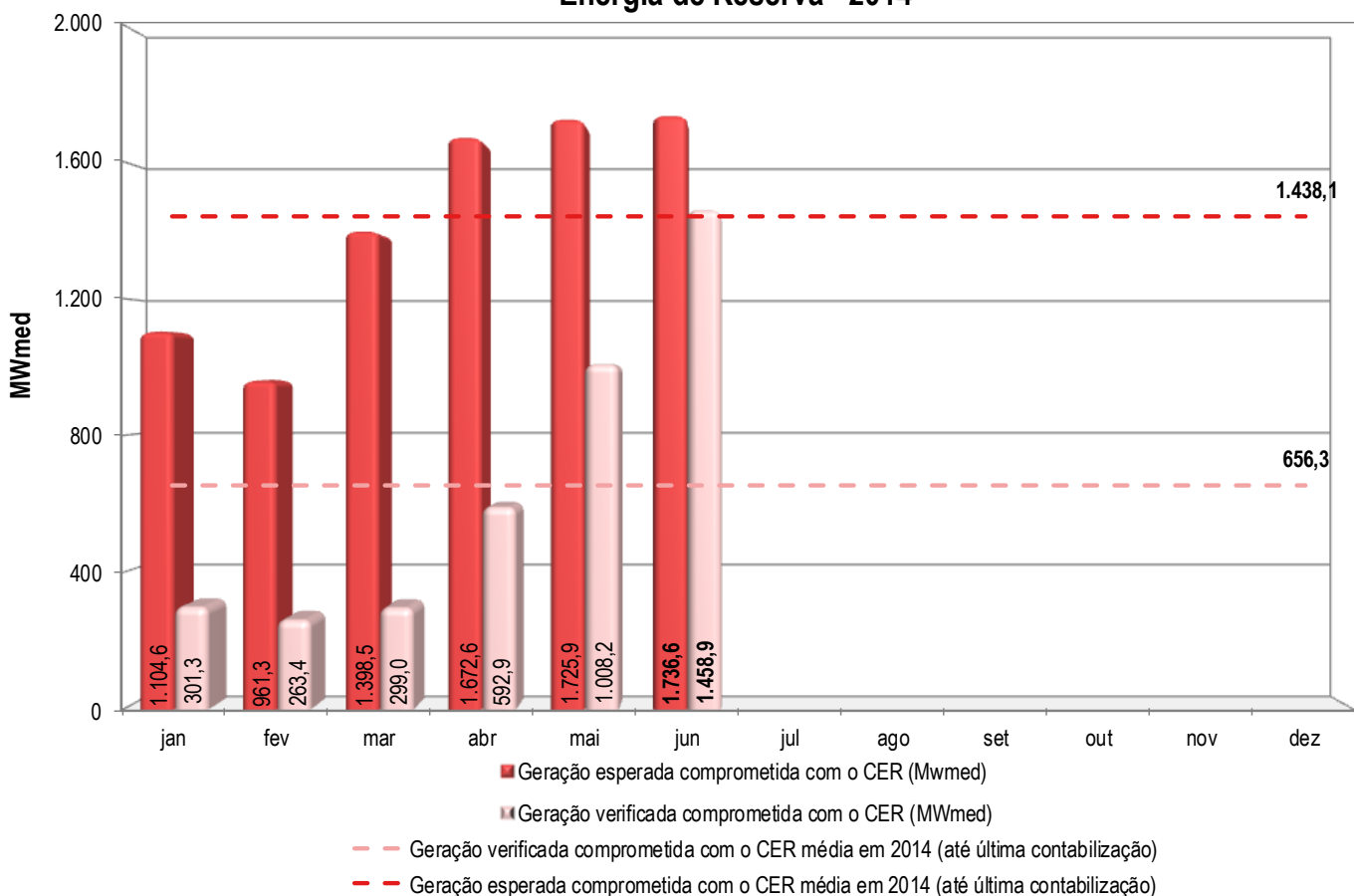


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.

Dados contabilizados até junho de 2014.

Fonte: CCEE

Energia de Reserva por Fonte - últimos 12 meses

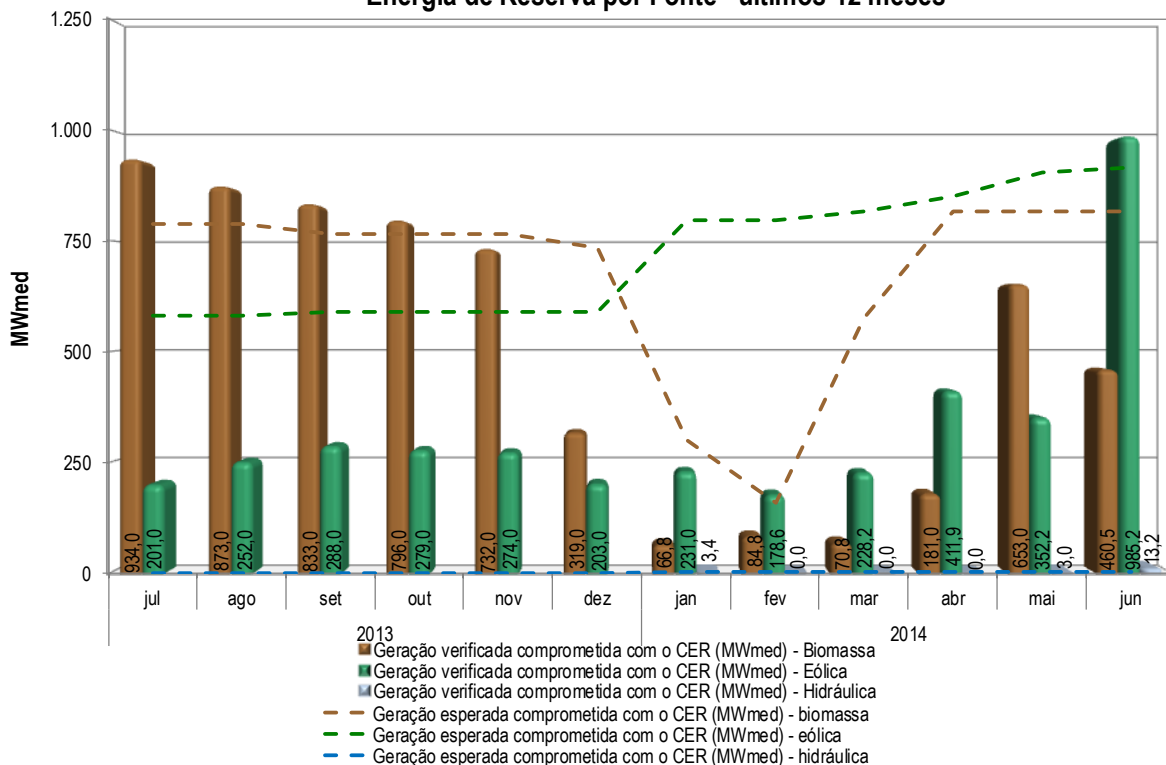


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até junho de 2014.

Fonte: CCEE



7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

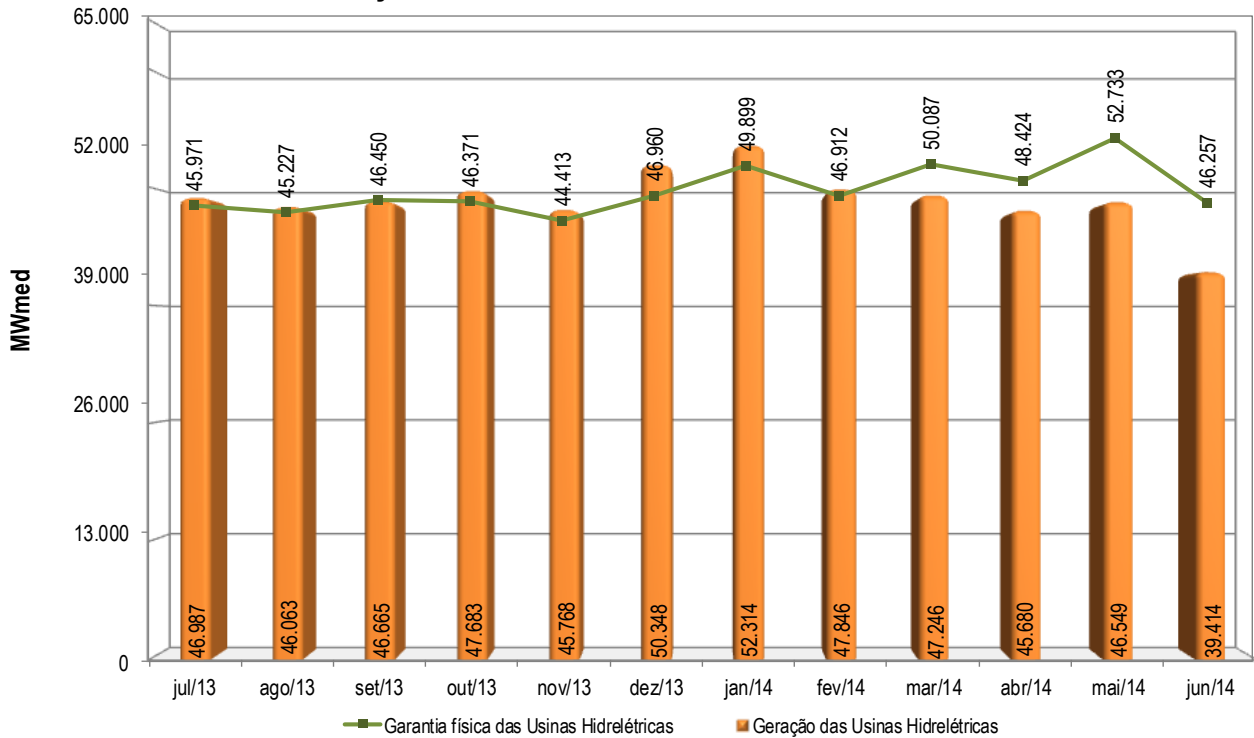


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até junho de 2014.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas**

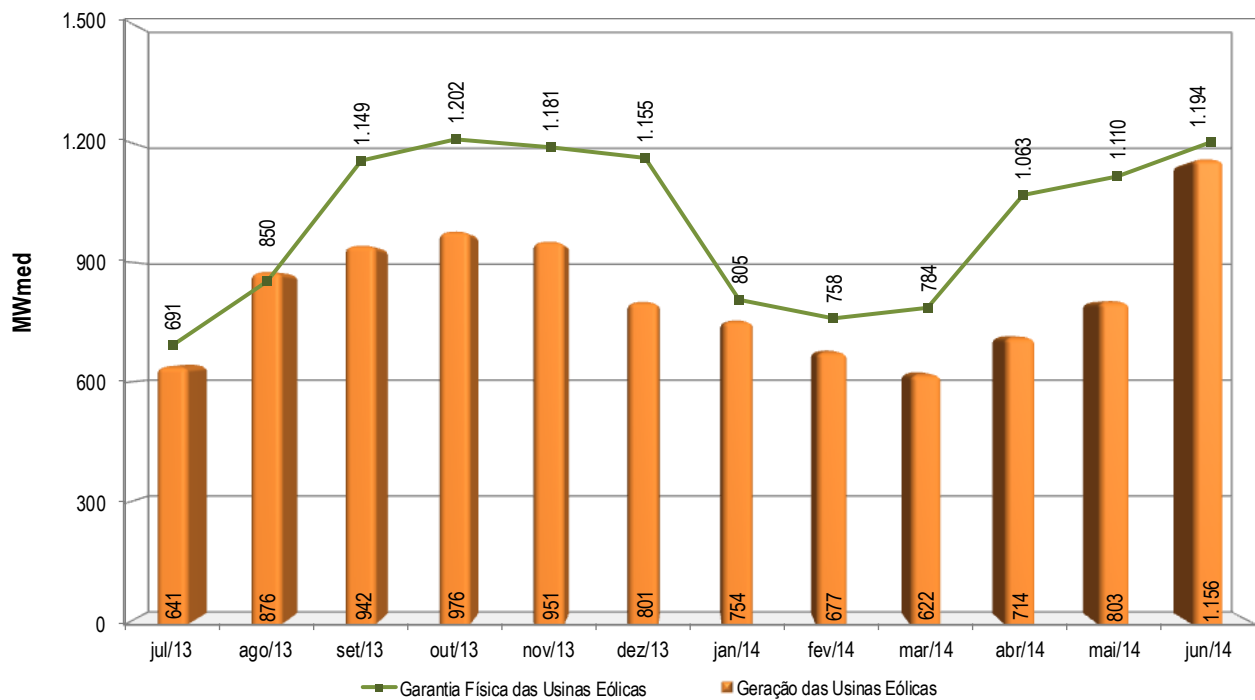


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até junho 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

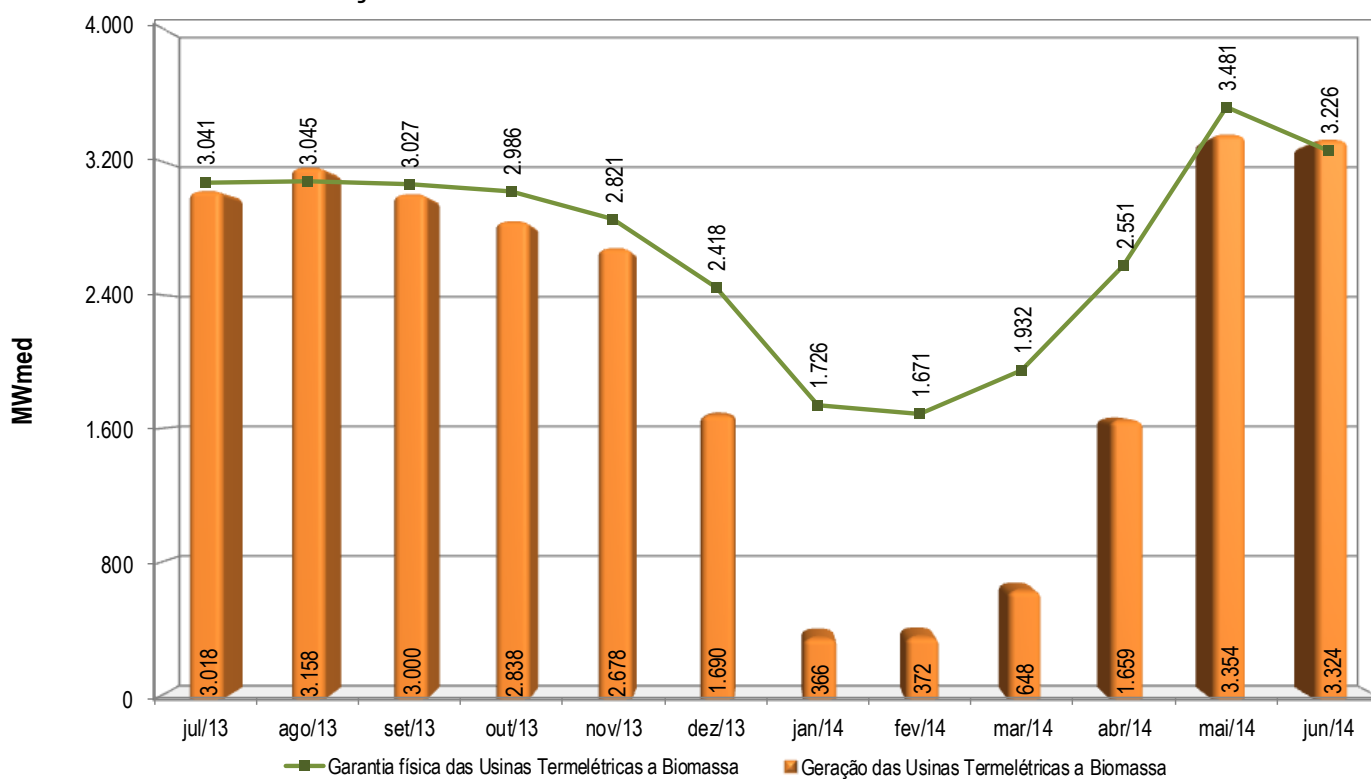


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até junho de 2014.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo*

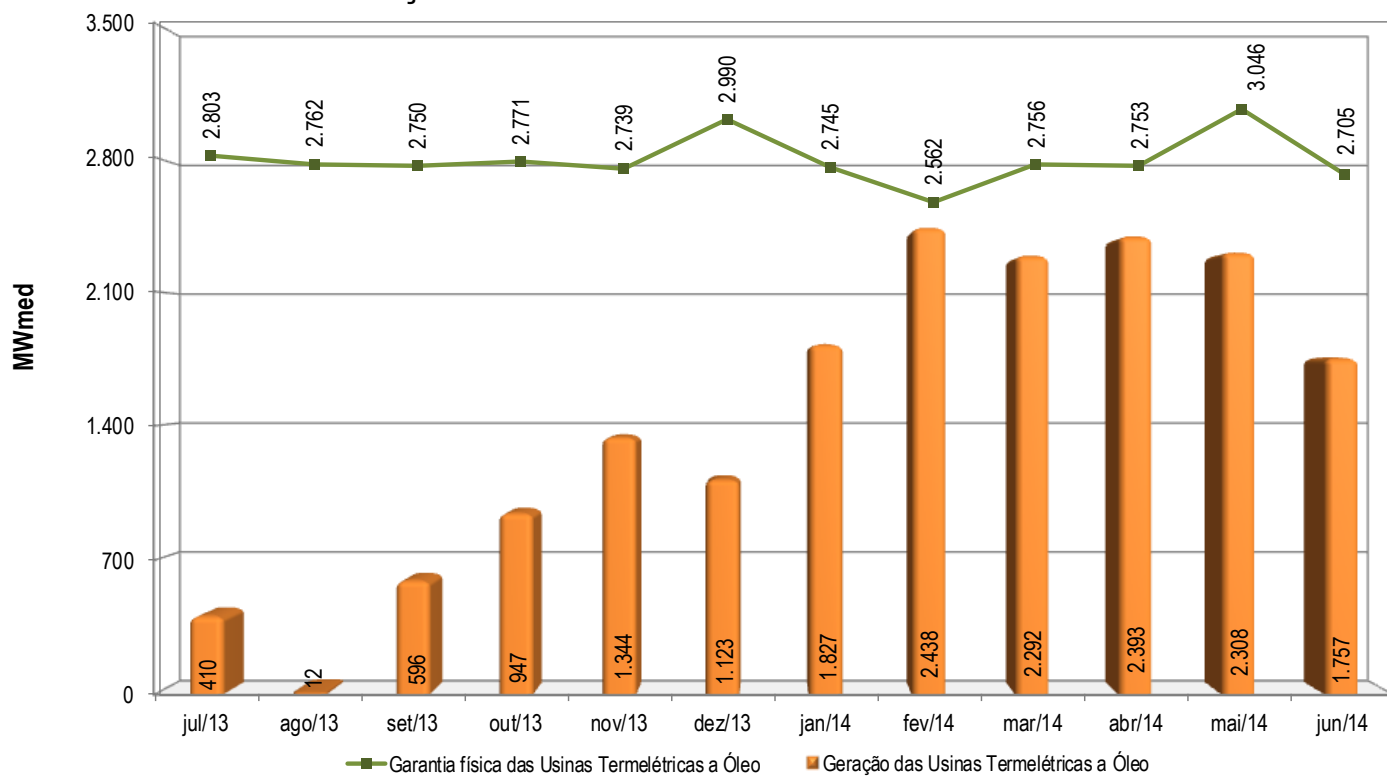


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

* Não inclui usinas bicombustíveis.
Dados contabilizados até junho de 2014.

Fonte: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

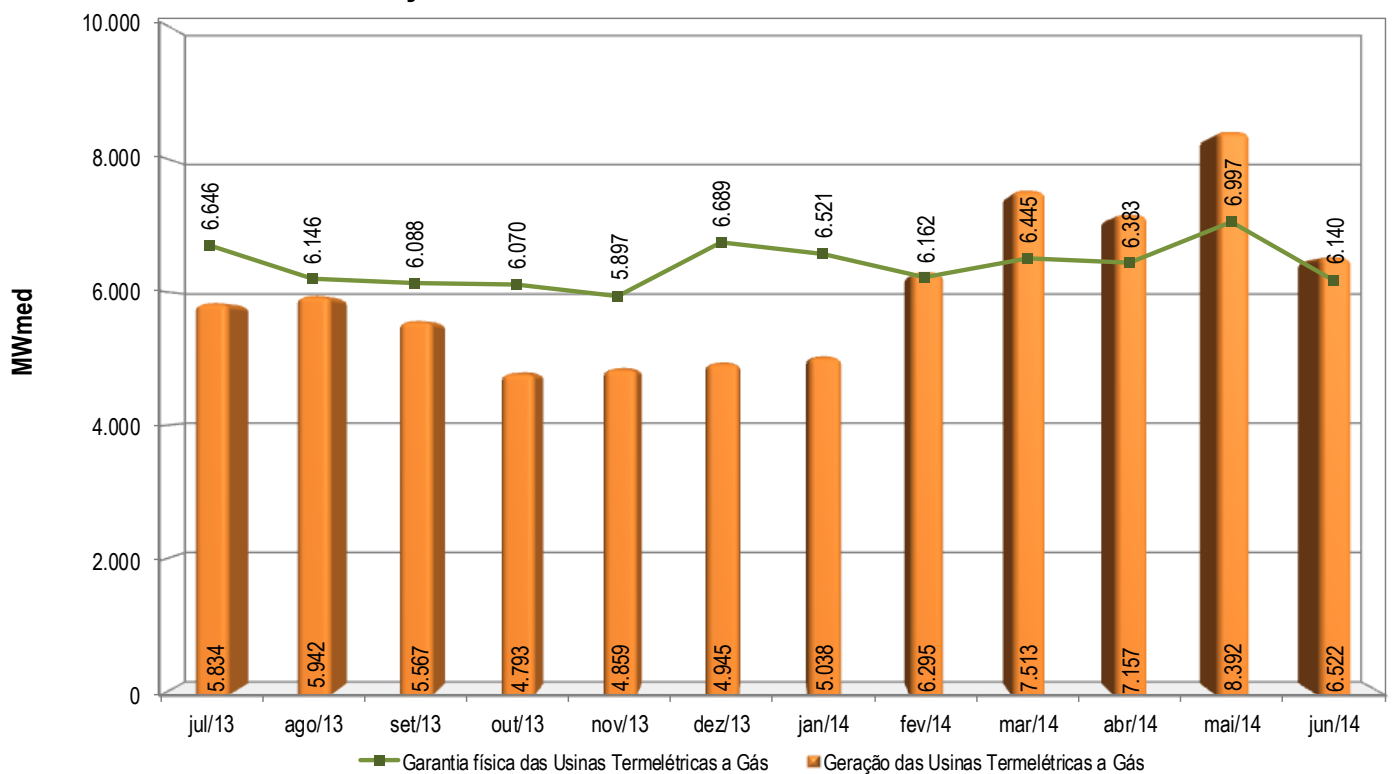


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até junho de 2014.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

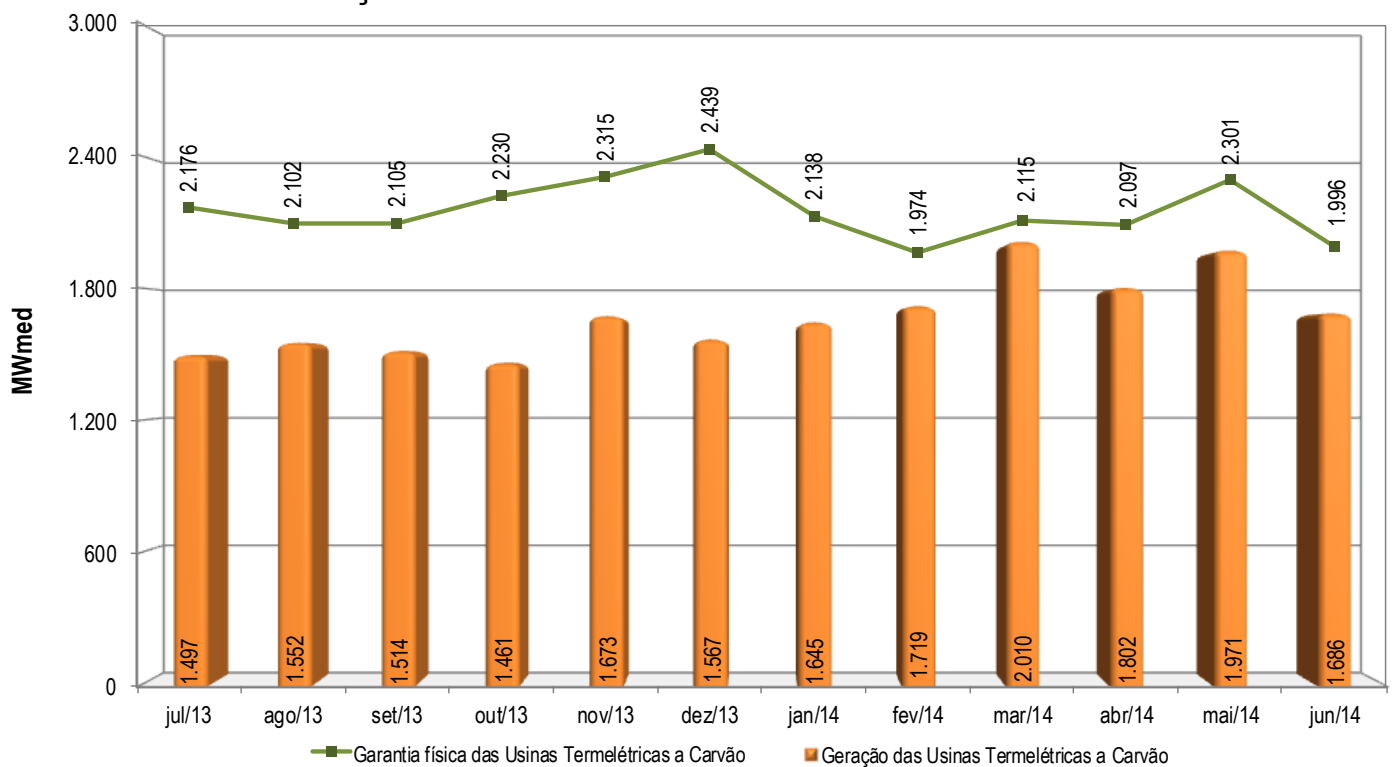


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até junho de 2014.

Fonte: CCEE

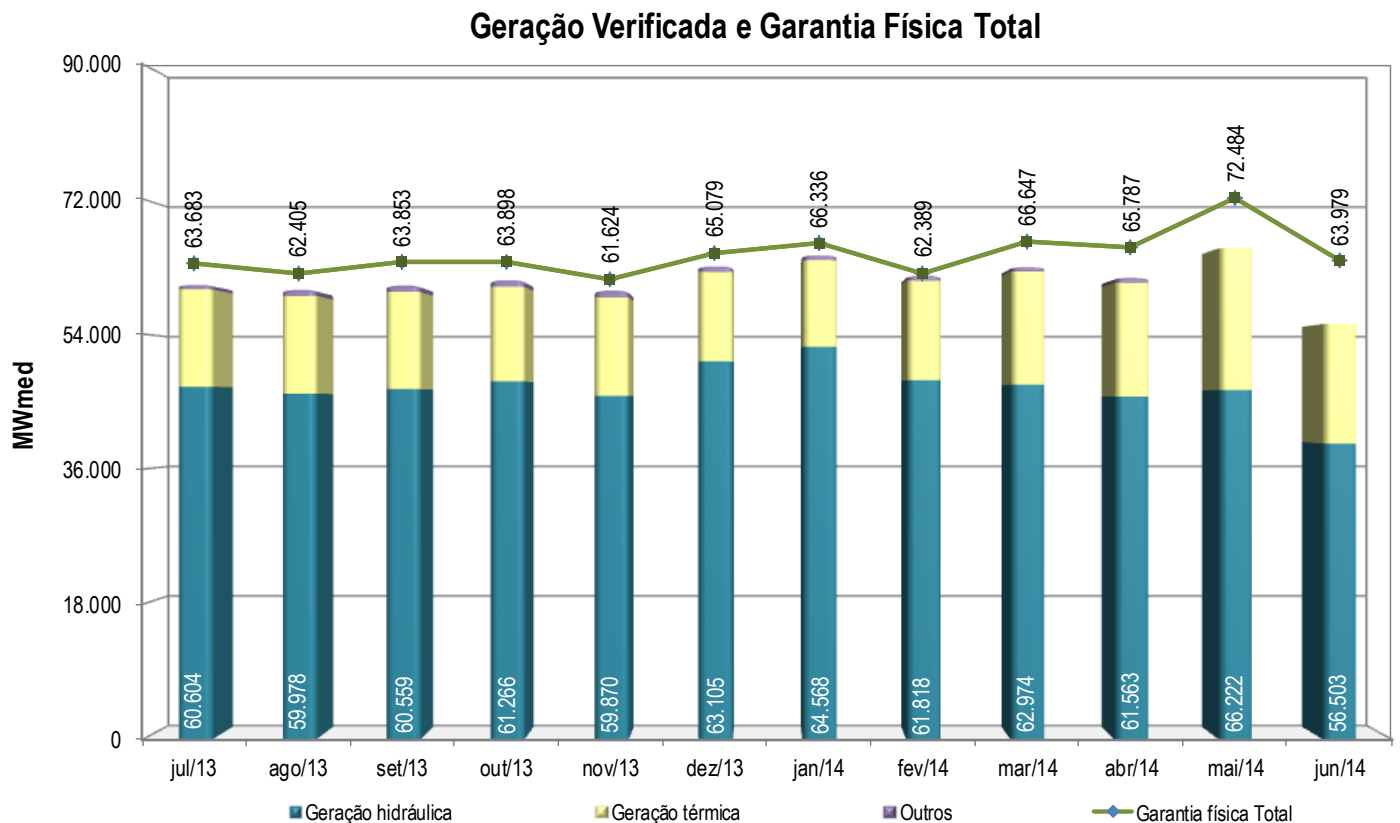


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até junho de 2014.

Fonte: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO *

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

No mês de julho de 2014 foram concluídos e incorporados ao SIN 739,325 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica, conforme descrito a seguir:

- UHE Santo Antônio, 1 máquina (unidade 27), com 73,290 MW, em Rondônia;
- UHE Jirau, 2 máquinas (unidades 32 e 5), total de 150,00 MW, em Rondônia;
- PCH Santa Helena, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 5,335 MW, em Minas Gerais;
- UTE Bioenergética Aroeira, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 16,00 MW, em Minas Gerais;
- UTE Tropical Bioenergia, 1 máquina (unidade 2), com 40,00 MW, em Goiás;
- UTE Refinaria Presidente Getúlio Vargas, 1 máquina (unidade 1), com 20,00 MW, no Paraná;
- UTE UFL 11, 1 máquina (unidade 1), com 42,00 MW, no Paraná;
- CGH Rio do Mato, 1 máquina (unidade 1), com 1,0 MW, em Santa Catarina;
- UEE Porto das Barcas, 10 máquinas (unidades 1 a 10), total de 20,00 MW, no Piauí;
- UEE Delta do Parnaíba, 15 máquinas (unidades 1 a 15), total de 30,00 MW, no Piauí;
- UEE Alvorada, 15 máquinas (unidades 1 a 15), total de 8,00 MW, na Bahia;
- UEE Candiba, 6 máquinas (unidades 1 a 6), total de 9,60 MW, na Bahia;
- UEE Guanambi, 13 máquinas (unidades 1 a 13), total de 20,80 MW, na Bahia;
- UEE Guirapa, 18 máquinas (unidades 1 a 18), total de 28,80 MW, na Bahia;
- UEE Igaporã, 19 máquinas (unidades 1 a 19), total de 30,40 MW, na Bahia;
- UEE Ilhéus, 7 máquinas (unidades 1 a 7), total de 11,20 MW, na Bahia;



- UEE Licínio de Almeida, 15 máquinas (unidades 1 a 15), total de 24,00 MW, na Bahia;
- UEE Nossa Senhora da Conceição, 18 máquinas (unidades 1 a 18), total de 28,80 MW, na Bahia;
- UEE Pajeu do Vento, 16 máquinas (unidades 1 a 16), total de 25,60 MW, na Bahia;
- UEE Pindaí, 15 máquinas (unidades 1 a 15), total de 24,00 MW, na Bahia;
- UEE Planaltina, 17 máquinas (unidades 1 a 17), total de 27,20 MW, na Bahia;
- UEE Porto Seguro, 4 máquinas (unidades 1 a 4), total de 6,40 MW, na Bahia;
- UEE Rio Verde, 19 máquinas (unidades 1 a 19), total de 30,40 MW, na Bahia;
- UEE Serra do Salto, 12 máquinas, (unidades 1 a 12), total de 19,20 MW, na Bahia;
- UEE Porto Salgado, 10 máquinas (unidades 1 a 10), total de 20,00 MW, no Piauí;
- UEE Faísa II, 13 máquinas (unidades 1 a 13), total de 27,30 MW, no Ceará.

* 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 Jul/2014 (MW)	Acumulado em 2014 (MW)
Hidráulica	229,6	1.665,9
Térmica	118,0	935,3
Gás	0,0	357,1
Petróleo	20,0	27,4
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0
Biomassa	98,0	550,8
Eólica	391,7	1.612,5
Solar Fotovoltaica	0,0	2,1
TOTAL	739,3	4.215,9

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	1.462,2	4.135,1	5.765,4
Térmica	890,9	405,0	258,0
Gás	792,8	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	30,0	50,0
Eólica	1.077,1	5.645,0	137,3
Solar Fotovoltaica	0,0	0,0	0,0
TOTAL	3.430,2	10.185,1	6.160,7

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

* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos vencedores dos leilões do ACR, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 16/07/2014, 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 julho de 2014 foram concluídos e incorporados ao SIN 443,4 km de linhas de transmissão:

- Seccionamento LT 230 kV Botucatu/Toyota na SE Cerquilha III, com 2 km de extensão, da COPEL-GT, no estado de São Paulo.
- Seccionamento LT 230 kV Campo Comprido/Umbará na SE Santa Quitéria, com 1,4 km de extensão, da CAIUÁ, no estado do Paraná.
- LT 230 kV Umuarama Sul / Guaíra (C1), com 105 km de extensão, da CAIUÁ, no estado do Paraná.
- LT 230 kV Cascavel do Oeste / Cascavel Norte (C1), com 30 km de extensão, da CAIUÁ, no estado do Paraná.
- LT 525 kV Itá / Nova Santa Rita (C2), com 305 km de extensão, da TSBE, no estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jul/14 (km)	Acumulado em 2014 (km)
230	138,4	1.362,0
345	0,0	1,0
440	0,0	0,0
500	305,0	743,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
TOTAL	443,4	2.106,0

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:

- 1º transformador 500/69/13,8 kV – 66 MVA na SE Conselheiro Pena (CEMIG), em Minas Gerais;
- 1º transformador 500/138 kV – 225 MVA na SE Luziânia (LNT), em Goiás;
- 1º transformador 230/138 kV – 150 MVA na SE Santa Quitéria (CAIUÁ), no Paraná;
- 2º transformador 230/138 kV – 150 MVA na SE Santa Quitéria (CAIUÁ), no Paraná;
- 1º transformador 230/13,8 kV – 50 MVA na SE Santa Quitéria (CAIUÁ), no Paraná;
- 2º transformador 230/13,8 kV – 50 MVA na SE Santa Quitéria (CAIUÁ), no Paraná;
- 1º transformador 230/138 kV – 150 MVA na SE Umuarama Sul (COSTA OESTE), no Paraná;
- 2º transformador 230/138 kV – 150 MVA na SE Umuarama Sul (COSTA OESTE), no Paraná;
- 1º transformador 230/138 kV – 150 MVA na SE Cerquilha III (COPEL-GT), em São Paulo;
- 2º transformador 230/138 kV – 150 MVA na SE Cerquilha III (COPEL-GT), em São Paulo;
- 1º transformador 230/138 kV – 150 MVA na SE Cascavel Norte (CAIUÁ), no Paraná;
- 2º transformador 230/138 kV – 150 MVA na SE Cascavel Norte (CAIUÁ), no Paraná.

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

- Reator de Linha RT3 525 kV – 150 MVar na SE Nova Santa Rita (TSBE), no Rio Grande do Sul;



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

	Realizado em Jul/14 (MVA)	Acumulado em 2014 (MVA)
TOTAL	1.591,0	6.857,0

Fonte: MME / ANEEL / ONS

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

9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2014	Previsão 2015	Previsão 2016
230	1.272,0	4.230,0	2.030,0
345	49,0	92,0	14,0
440	152,0	0,0	449,0
500	1.999,0	6.533,0	9.617,0
600 (CC)	2.382,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
TOTAL	5.854,0	10.855,0	12.110,0

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	13.349,0	21.214,0	7.897,0

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 21/07/2014, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.

10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de julho foi verificado um total de 14.446 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 julho mostraram-se crescentes ao longo do mês, à exceção dos últimos dias, quando se configurou a primeira semana operativa do mês de agosto. Os principais parâmetros de influência do CMO no mês de julho foram a previsão de vazões e os níveis de armazenamento de partida dos reservatórios nas revisões do Programa Mensal de Operação – PMO.

O máximo valor do mês foi R\$ 710,16 / MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, na quarta semana operativa do mês, equalizado em todos os subsistemas do SIN. Destaca-se que no mês de julho o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD foi inferior ao valor máximo de R\$ 822,83, estabelecido pela ANEEL, em todos os subsistemas e em todos os patamares de carga.

O maior descolamento do PLDs ocorreu no subsistema Sul em relação aos demais, na primeira e na segunda semanas operativas, devido ao atingimento dos limites de exportação deste subsistema.



10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

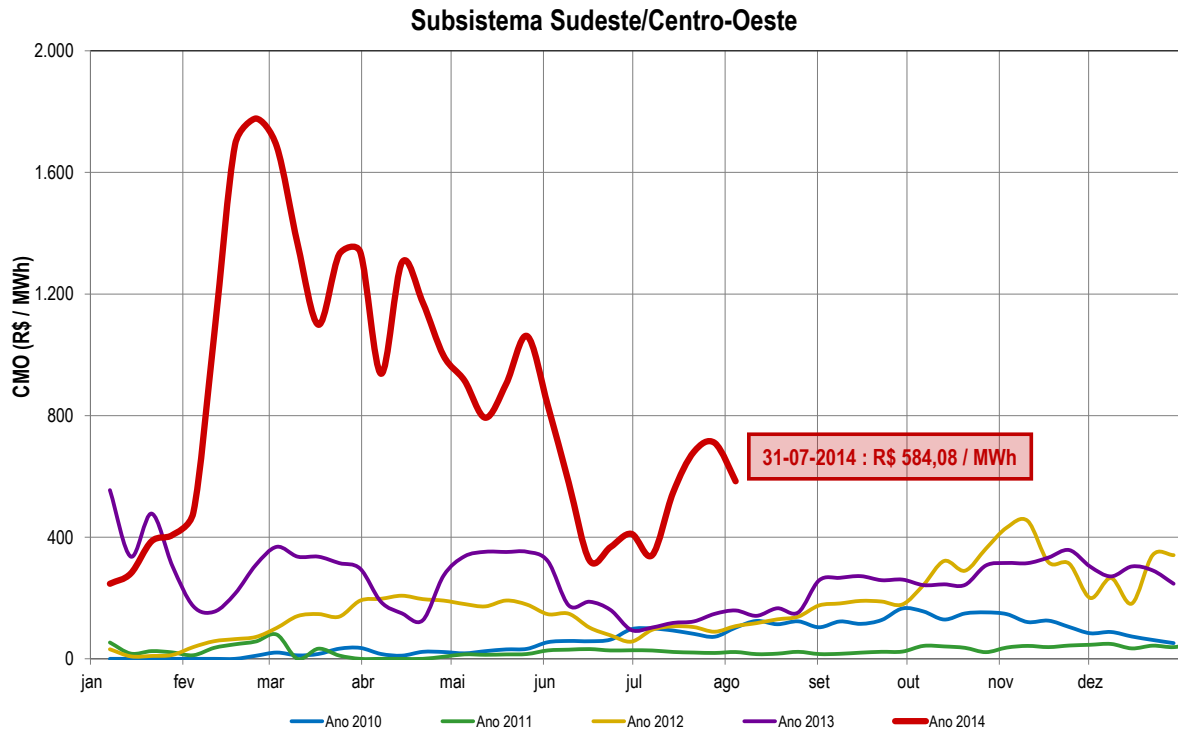


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

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

Evolução do CMO e do Despacho Térmico

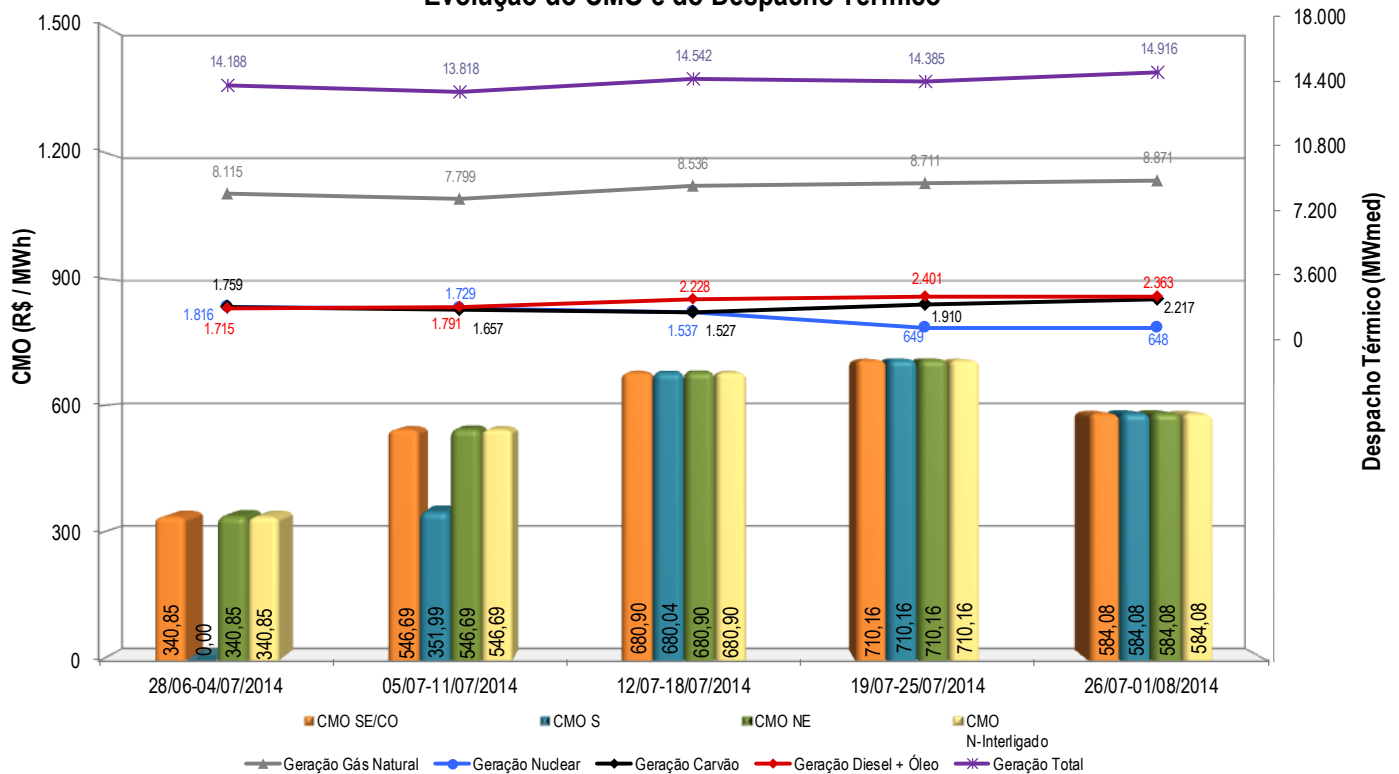


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte: ONS



11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em junho de 2014 foi de R\$ 479,3 milhões, valor 243% superior aos R\$ 139,6 milhões dispendidos no mês anterior. O valor do mês de junho de 2014 é composto por R\$ 79,8 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 8,0 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\$ 391,5 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, e que atingiu valor da mesma ordem verificada nos meses anteriores à adoção do mecanismo “Valor Condicionado ao Risco” – CVaR no Programa Mensal de Operação Eletroenergética – PMO.

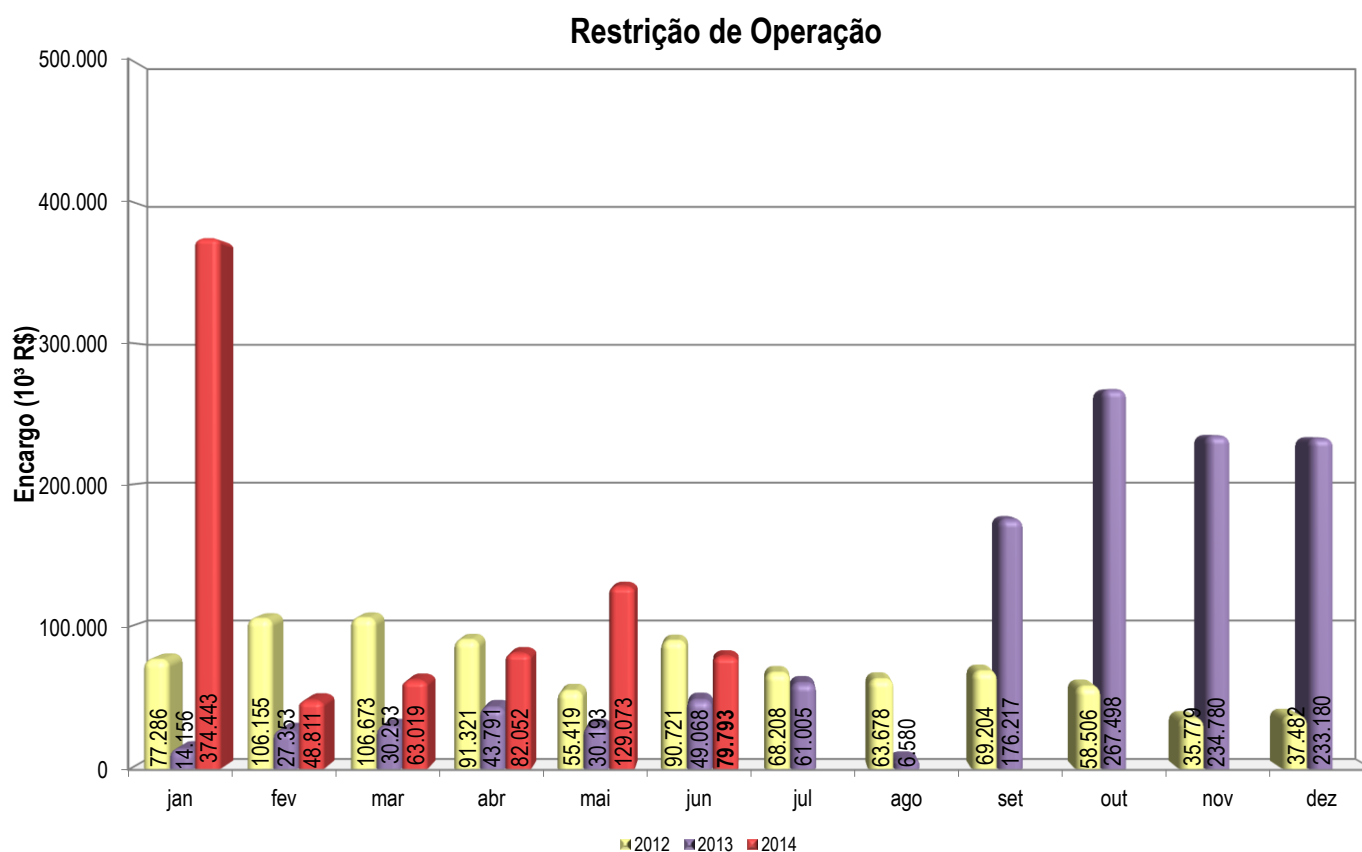


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até junho de 2014.

Fonte: CCEE



Segurança Energética

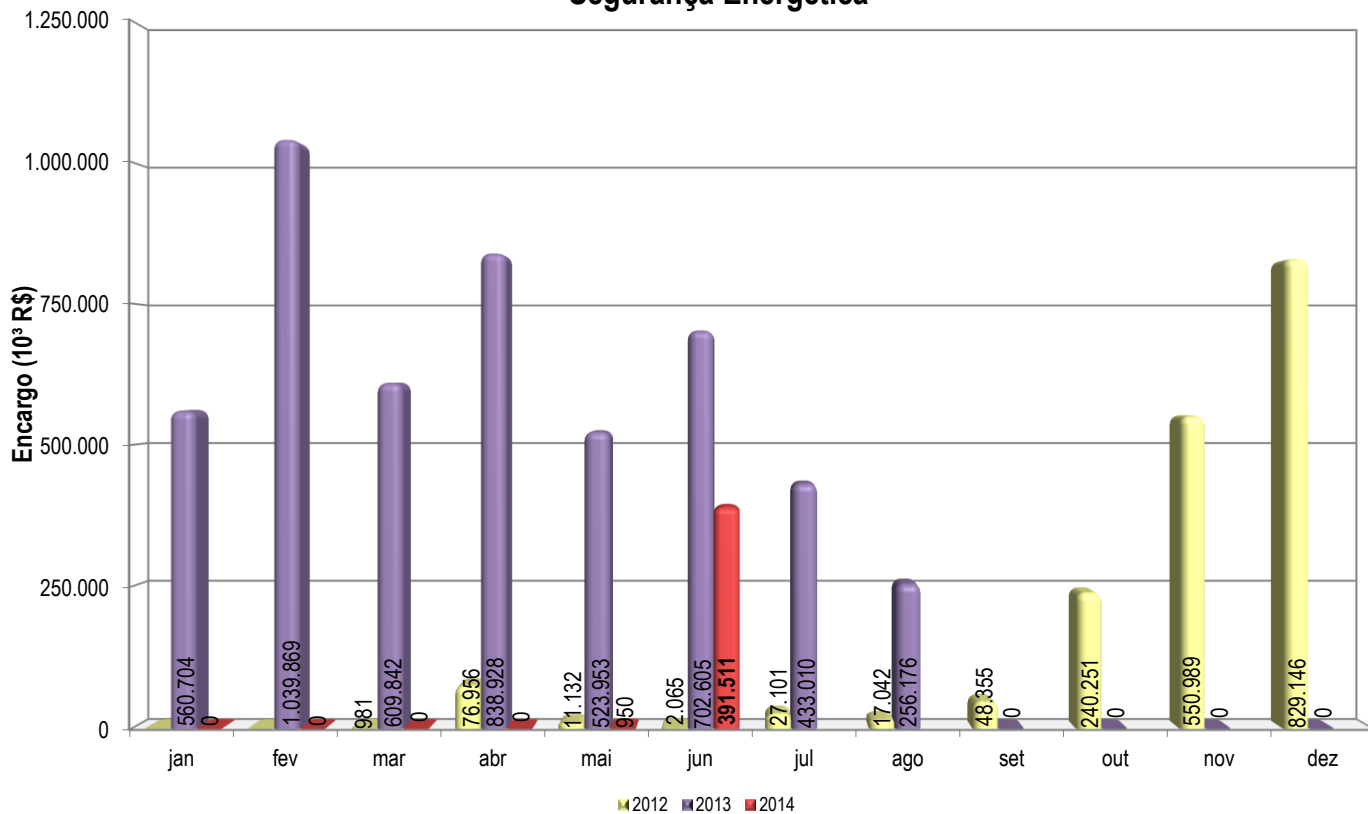


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até junho de 2014.

Fonte: CCEE

Serviços Ancilares

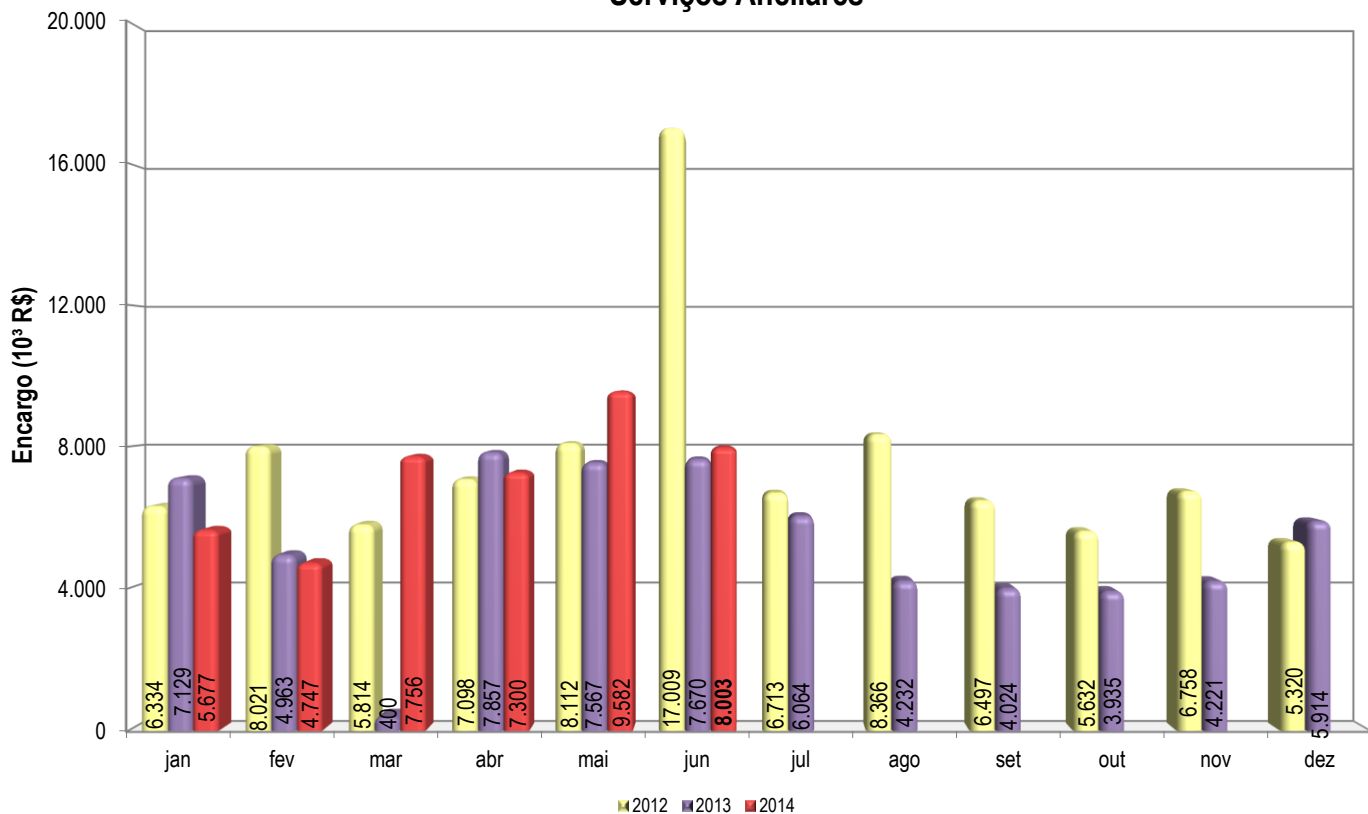


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até junho de 2014.

Fonte: CCEE



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

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

- **Dia 26 de julho, às 18h09min:** Desligamento automático do setor de 69 kV da SE Pirapama II (Chesf), após curto circuito no alimentador de 69 kV Pirapama II - Pontezinha, provocado por rompimento de cabo. Houve interrupção de aproximadamente **170 MW** de cargas da CELPE no estado de Pernambuco. Causa: Explosão do disjuntor de 69 kV 12J9 com um curto circuito envolvendo o barramento de 69 kV dessa subestação.
- **Dia 27 de julho, às 07h46min:** Desligamento automático da SE Lechuga 500/230 kV e do trecho 500 kV Oriximiná/Silves/Lechuga, desinterligando a área Amazonas do restante do SIN. Houve interrupção de aproximadamente **315 MW** de cargas da Amazonas Energia no estado do Amazonas. Causa: Abertura, em carga, de chave seccionadora da barra 2 da LT 230 kV Lechuga - Manaus C1, durante intervenção.
- **Dia 30 de julho, às 22h13min:** Desligamento automático dos transformadores AT1, AT2 230/69 kV, no lado de baixa, da SE Barro Alto, após falta no sistema de 69 kV da CELG. Houve interrupção de aproximadamente **255 MW** de cargas da CELG no estado do Goiás. Causa: Recusa da atuação do sistema de proteção na LI 69 kV Barro Alto – Goianésia.

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						6.795	0
S	637	238	168	0	0	0	0						1.043	1.397
SE/CO	2.281	1.439	1.344	941	242	0	255						6.502	4.873
NE	252	877	196	0	586	0	170						2.081	12.970
N-Int***	318	376	0	104	0	1.264	315						2.377	3.933
Isolados	0	0	0	0	0	0	0						0	1.737
TOTAL	3.488	9.725	1.708	1.045	828	1.264	740	0	0	0	0	0	18.798	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						1	0
S	3	1	1	0	0	0	0						5	6
SE/CO	8	3	3	4	1	0	1						20	22
NE	2	2	1	0	3	0	1						9	21
N-Int***	2	1	0	1	0	6	1						11	14
Isolados	0	0	0	0	0	0	0						0	8
TOTAL	15	8	5	5	4	6	3	0	0	0	0	0	46	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.



Ocorrências no SEB

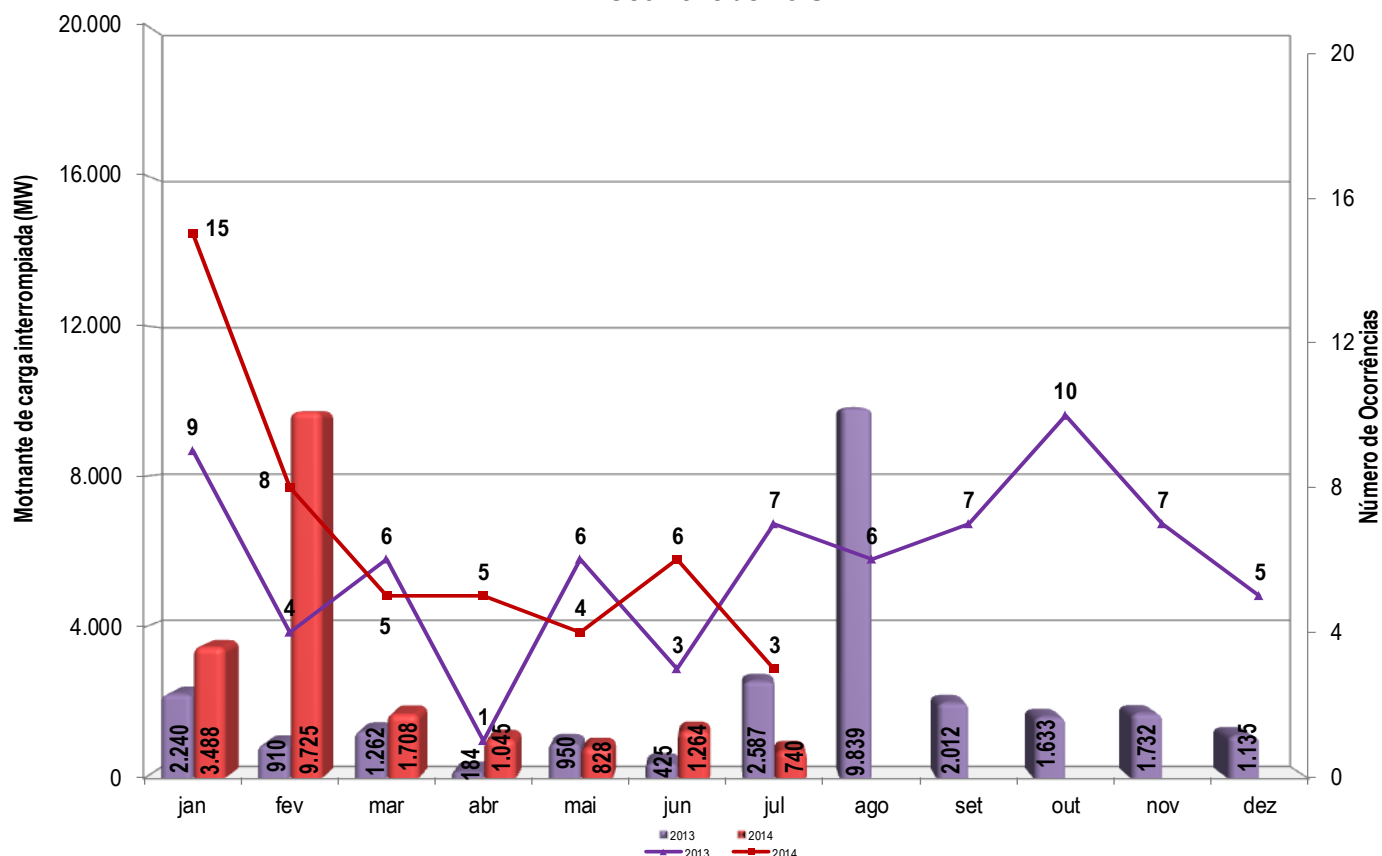


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

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	1,70	1,63	1,47	1,23	1,08							9,04	14,49
S	2,14	1,94	1,29	1,12	1,06	1,06							8,59	13,36
SE	1,28	1,10	0,91	0,70	0,63	0,56							5,18	9,74
CO	3,65	2,48	3,06	2,37	1,56	1,21							14,51	17,38
NE	1,79	1,73	1,99	2,14	1,80	1,34							10,78	16,97
N	4,42	4,54	4,55	4,05	3,35	3,71							24,67	37,99

Dados contabilizados até junho 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							5,03	11,75
S	1,33	1,13	0,86	0,69	0,72	0,68							5,40	11,17
SE	0,67	0,55	0,49	0,38	0,36	0,32							2,75	7,85
CO	1,95	1,64	1,94	1,73	1,34	0,90							9,60	15,53
NE	0,87	0,85	0,92	0,98	0,84	0,65							5,09	12,08
N	2,67	2,53	2,52	2,51	2,20	2,65							15,11	35,68

Dados contabilizados até junho 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.

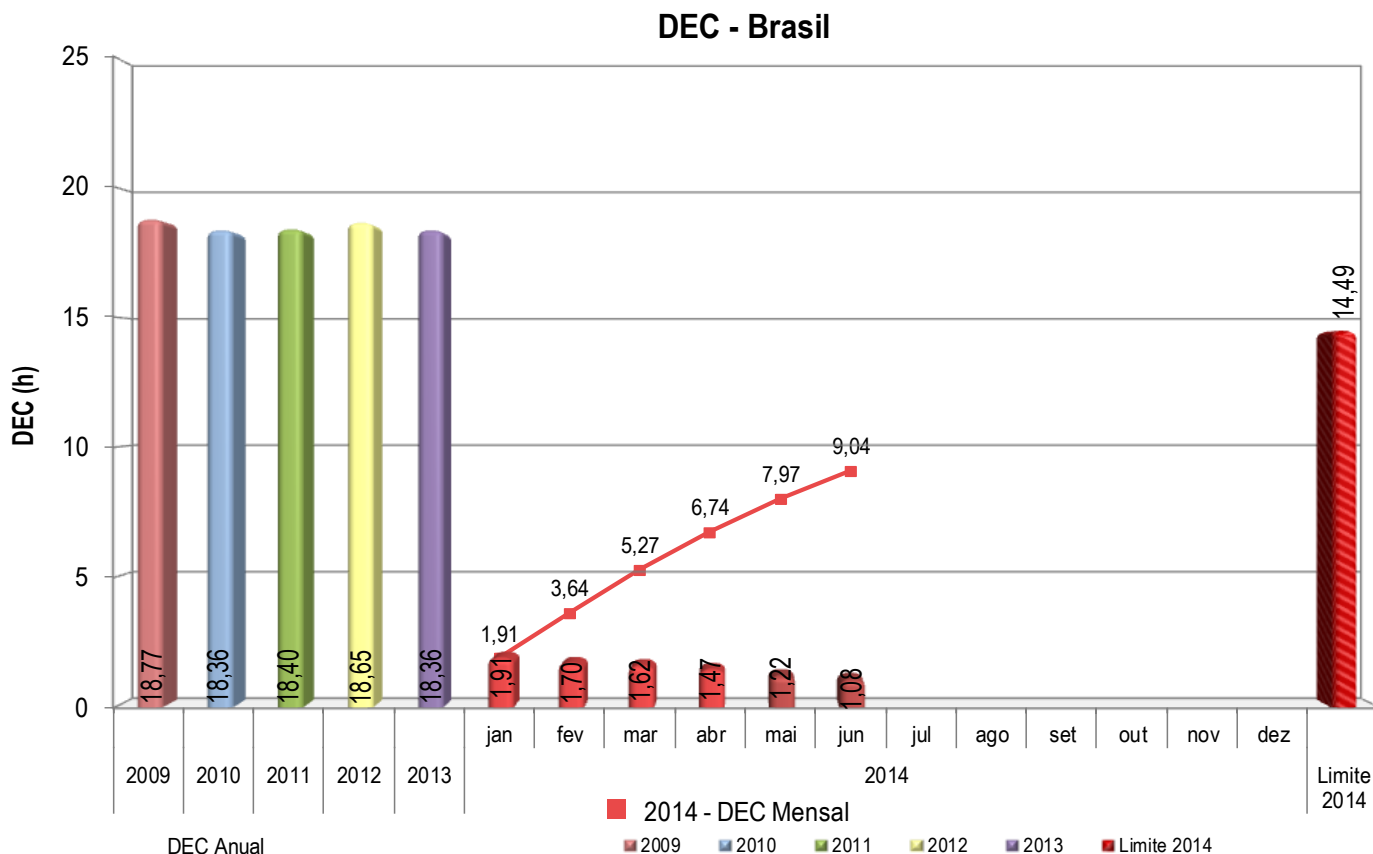


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte: ANEEL

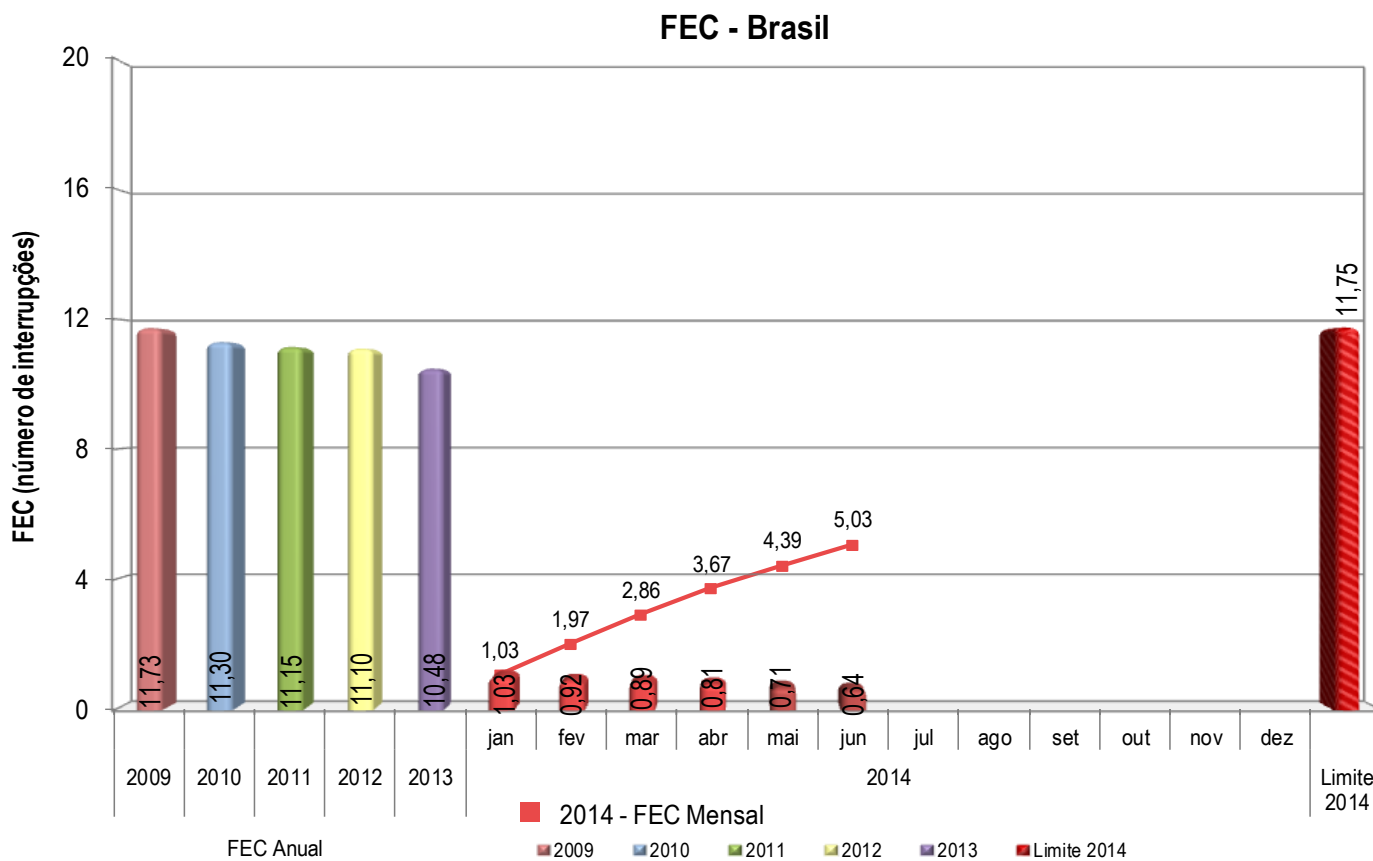


Figura 40. FEC do Brasil.

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

Fonte: ANEEL



GLOSSÁRIO

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica	Mvar - Megavolt-ampère-reactivo
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