



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Maio – 2014





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Maio – 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

Eduardo do Nascimento Ribeiro

Guilherme Silva de Godoi

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

José Brito Trabuço

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

70.065-900 – Brasília - DF

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

Boletim publicado em: <http://www.mme.gov.br/see/menu/publicacoes.html>



SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Precipitação Acumulada – Brasil.....	2
2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias	3
2.3. Energia Natural Afluente Armazenável	4
2.4. Energia Armazenada	6
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	9
3.1. Principais Intercâmbios Verificados	9
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 (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 maio os valores de afluências foram descendentes nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, seguindo o comportamento esperado para esta época do ano, mas atingindo o 2º e o 12º pior valor do mês para as regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, respectivamente, em um histórico de 82 anos.

No mês foram verificados 15.369 MW médios de geração térmica programada pelo ONS considerando todas as razões de despacho, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios. A usina nuclear Angra I retornou à operação no dia 03 de maio, após parada para recarga de combustível.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de abril apresentou a seguinte distribuição por subsistema: -1,4 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, +11,0 p.p. no Sul, -2,8 p.p. no Nordeste e +2,8 p.p. no Norte.

Na 143ª reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, ocorrida em 7 de maio, foi apresentada avaliação dos riscos de desabastecimento, tendo-se concluído que os riscos de 2001 eram mais de seis vezes superiores ao de 2014 e que atualmente os riscos de déficit são inferiores ao critério estabelecido pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

No dia 06 de maio a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL aprovou o edital do Leilão de Energia nº 3/2014 (A-3), que será realizado no dia 06 de junho de 2014. O leilão visa contratar energia de fonte hidrelétrica, eólica e termelétrica a gás natural e biomassa. Os empreendimentos hidrelétricos serão contratados na modalidade quantidade pelo prazo de trinta anos e os demais, na modalidade disponibilidade, por vinte anos. O início de suprimento dos contratos será em 1º de janeiro de 2017. Os preços de referência para o leilão serão os seguintes: R\$ 148,00/MWh para o Produto Quantidade; R\$ 133,00/MWh para o Produto Disponibilidade e R\$ 121,00/MWh para a ampliação da Usina Hidrelétrica Santo Antônio.

No dia 09 de maio foi realizado o Leilão de Transmissão nº 01/2014, que obteve como resultado um deságio médio de 13,18%. O certame contou com 13 lotes, sendo que 5 deles (A, H, I, J e L) não tiveram propostas oferecidas. Os empreendimentos licitados vão demandar investimentos da ordem de R\$ 4,3 bilhões em 11 estados: Pará, Amazonas, São Paulo, Bahia, Ceará, Rio Grande do Norte, Minas Gerais, Mato Grosso, Piauí, Tocantins e Paraná. A previsão é de geração de 13.396 empregos diretos. O prazo de conclusão das obras será de 24 a 43 meses e os contratos de concessão são de 30 anos.

No dia 26 de maio a UHE Tucuruí parou o vertimento.

No mês de maio entraram em operação comercial 444,90 MW de geração, 119,5 km de linhas de transmissão e 2090,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano totalizaram 3208,2 MW de novas usinas, 1625,0 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 4.741,0 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 maio 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 maio é caracterizado por período climatológico de baixos índices pluviométricos sobre grande parte do Brasil. Na primeira quinzena do mês, foram verificadas anomalias negativas de precipitação na porção central do território brasileiro, principalmente sobre os estados de São Paulo, Minas Gerais e Goiás.

Na primeira quinzena do mês de maio houve atuação de áreas de instabilidade na região Sul, associada à passagem de frentes frias por essa região, com a ocorrência de chuva fraca isolada nas bacias dos rios Uruguai, Jacuí e Iguazu. A bacia do rio Tocantins apresentou chuva fraca em pontos isolados.

Na segunda quinzena, a passagem de frentes frias pela região Sul ocasionou precipitação, atingindo também a bacia do rio Paranapanema.

Ao término do mês foram observados totais de precipitação próximos à média climatológica apenas nas bacias dos rios Iguazu, Uruguai, Paranapanema e Tocantins, considerando as bacias com maior capacidade de armazenamento e geração de energia elétrica.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 76 %MLT – 22.909 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (12º pior valor*), 135 %MLT – 11.626 MW médios no Sul (26º melhor valor*), 41 %MLT – 3.012 MW médios no Nordeste (2º pior valor*) e 101 %MLT – 9.769 MW médios no Norte-Interligado (34º melhor valor*).

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

2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

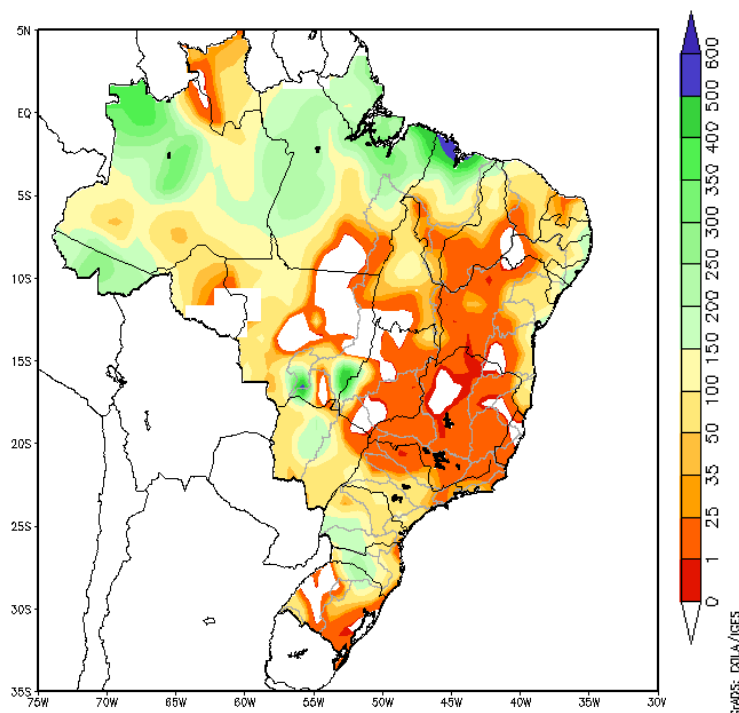


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/05/2014 a 30/05/2014 – Brasil.

Fonte: ONS



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

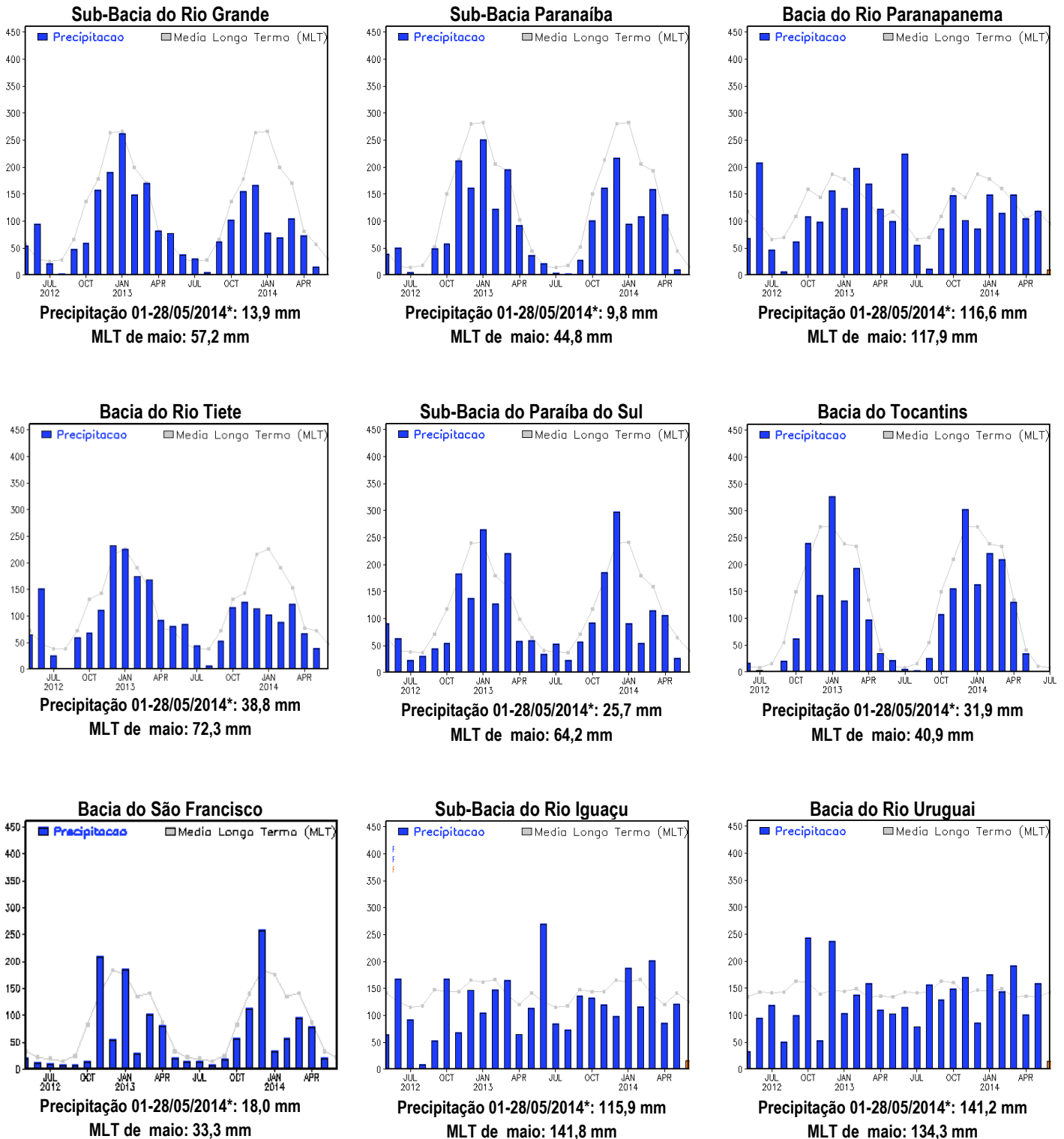


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/05 a 28/05/2014 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

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



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

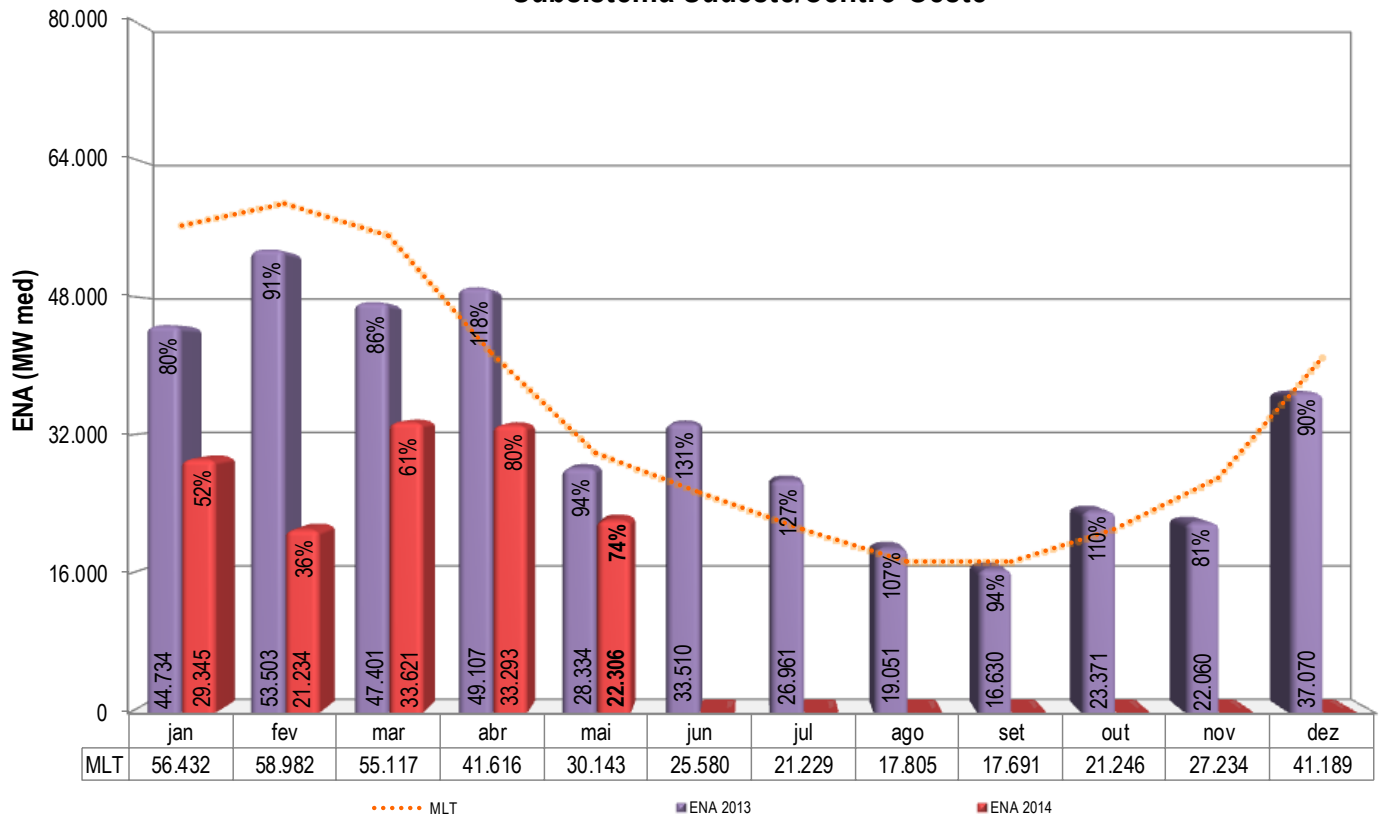


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

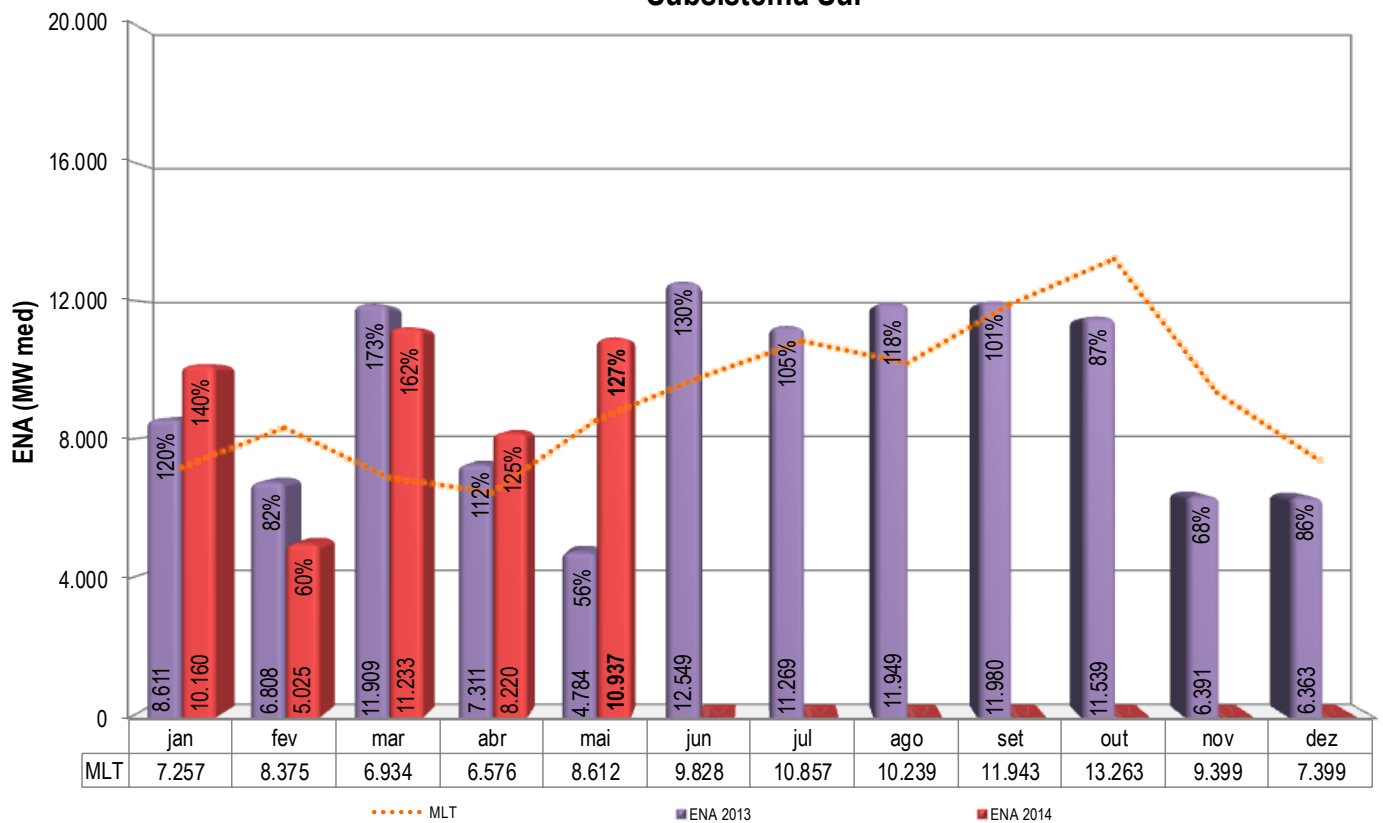


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



Subsistema Nordeste

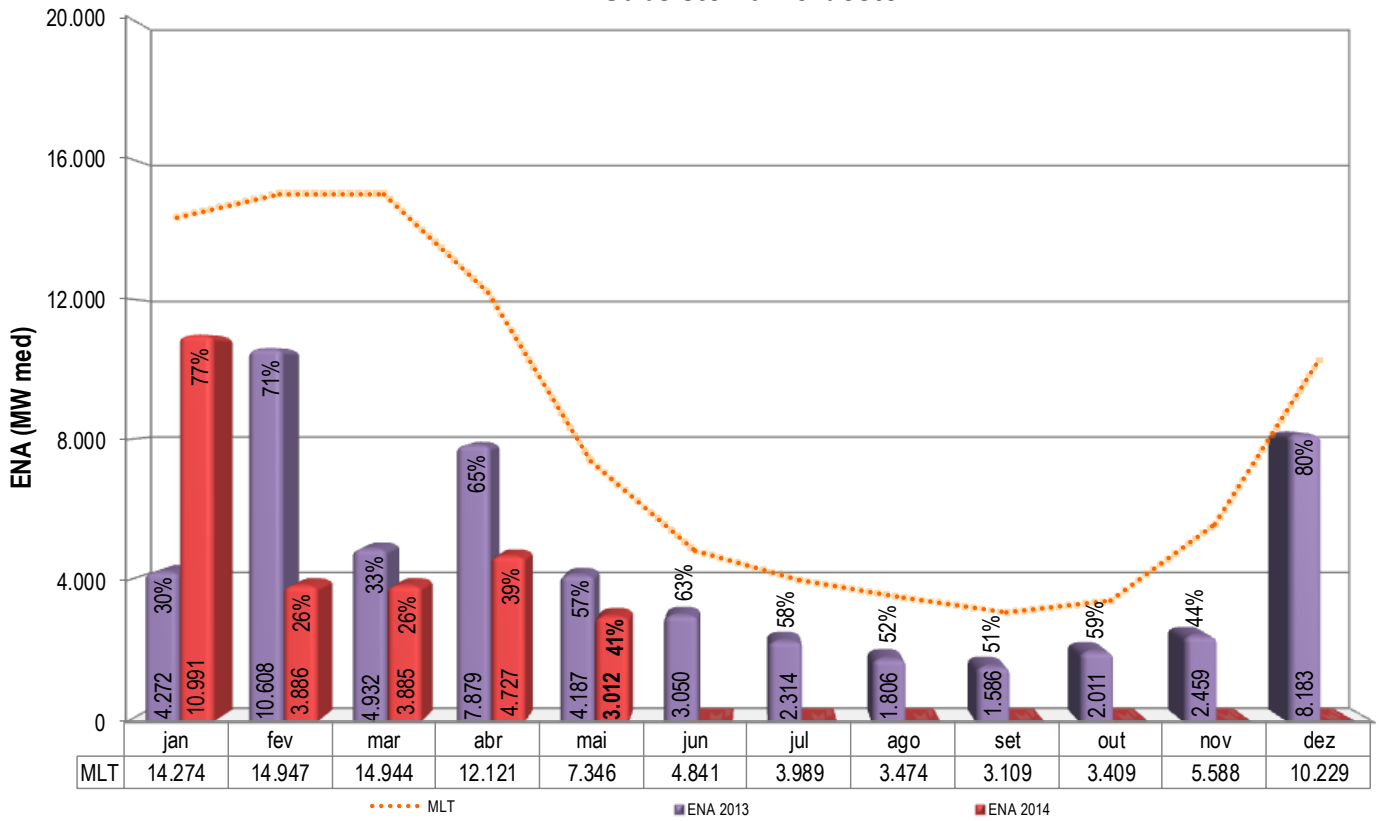


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

Subsistema Norte-Interligado

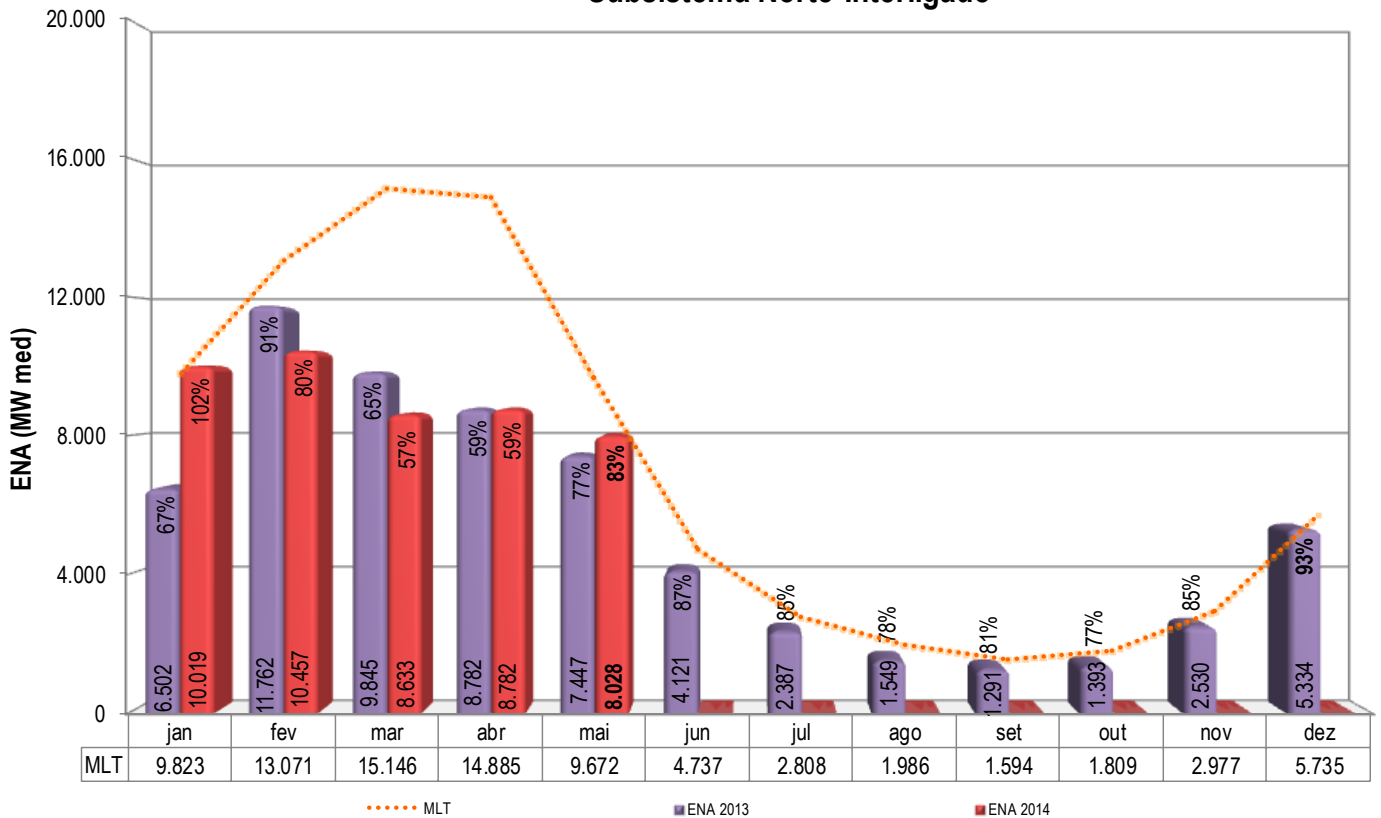


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



2.4. Energia Armazenada

Em maio de 2014 houve pequenas variações nos níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas, com exceção do Sul, que foi replecionado em 11 pontos percentuais. Houve contribuição de cerca de 15.369 MWmédios de produção térmica no mês, montante cerca de 4% superior ao verificado no mês anterior.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste houve um deplecionamento de 1,4 p.p., atingindo 37,4 %EAR ao final do mês de maio, valor inferior ao verificado ao final de maio de 2013 (62,9 %EAR), mas ainda superior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (29,7 %EAR). As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste.

Na Região Sul as disponibilidades energéticas de suas usinas foram exploradas ao máximo nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se os limites elétricos vigentes. Assim houve um replecionamento do reservatório de 11,0 p.p, atingindo 54,9 %EAR ao final do mês.

No subsistema Nordeste houve deplecionamento de 2,8 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 40,8 %EAR ao final do mês de maio, valor inferior ao verificado ao final de maio de 2013 (48,5 %EAR), mas ainda superior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (27,3 %EAR). Nesse mês foi mantida a geração hidráulica em valores mínimos, sendo a geração térmica local e o recebimento de energia da ordem de 2.131 MWmédios responsáveis pelo fechamento do balanço energético do subsistema. Em função das condições hidroenergéticas desfavoráveis, a geração da UHE Três Marias foi dimensionada para uma defluência de 250 m³/s, visando minimizar a utilização dos estoques armazenados em seu reservatório.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 93,0 %EAR ao final do mês de maio, apresentando replecionamento de 2,8 p.p. A geração da UHE Tucuruí foi explorada ao máximo de suas disponibilidades energéticas em todos os períodos de carga no início do mês e nos períodos de carga média e pesada no final do mês, sendo seus excedentes energéticos transferidos para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, respeitando-se as restrições operativas e os limites elétricos vigentes nas interligações entre as regiões Norte, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. A UHE Tucuruí parou o vertimento no dia 26 de maio e sua operação ao final do mês visou manter o armazenamento máximo de seu reservatório, sem a ocorrência de vertimentos, para controle do seu nível de armazenamento. Durante o mês de maio, a defluência da UHE Serra da Mesa foi mantida na ordem de 70 m³/s.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações de energia armazenada em comparação ao final de abril referem-se ao deplecionamento de 26,5 p.p. na UHE Ilha Solteira (4,6% v.u.) e ao replecionamento de 6,0 p.p. na UHE Itumbiara (41,1% v.u.) referenciados aos respectivos volumes úteis máximos.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final do Mês (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% da Capacidade Total
Sudeste/Centro-Oeste	37,4	204.987	70,3
Sul	54,9	19.873	6,8
Nordeste	40,8	51.859	17,8
Norte	93,0	14.812	5,1
TOTAL		291.531	100,0

Fonte: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

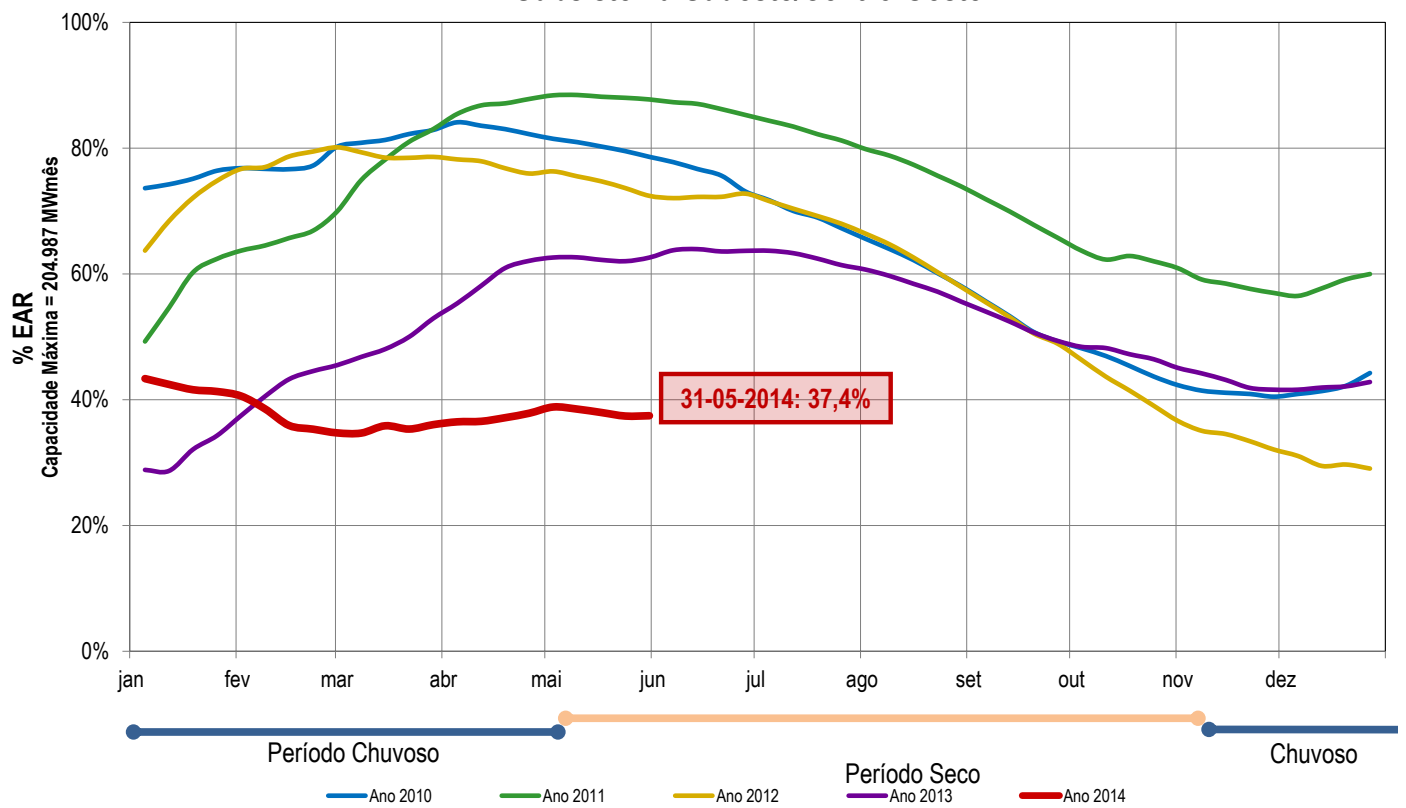


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

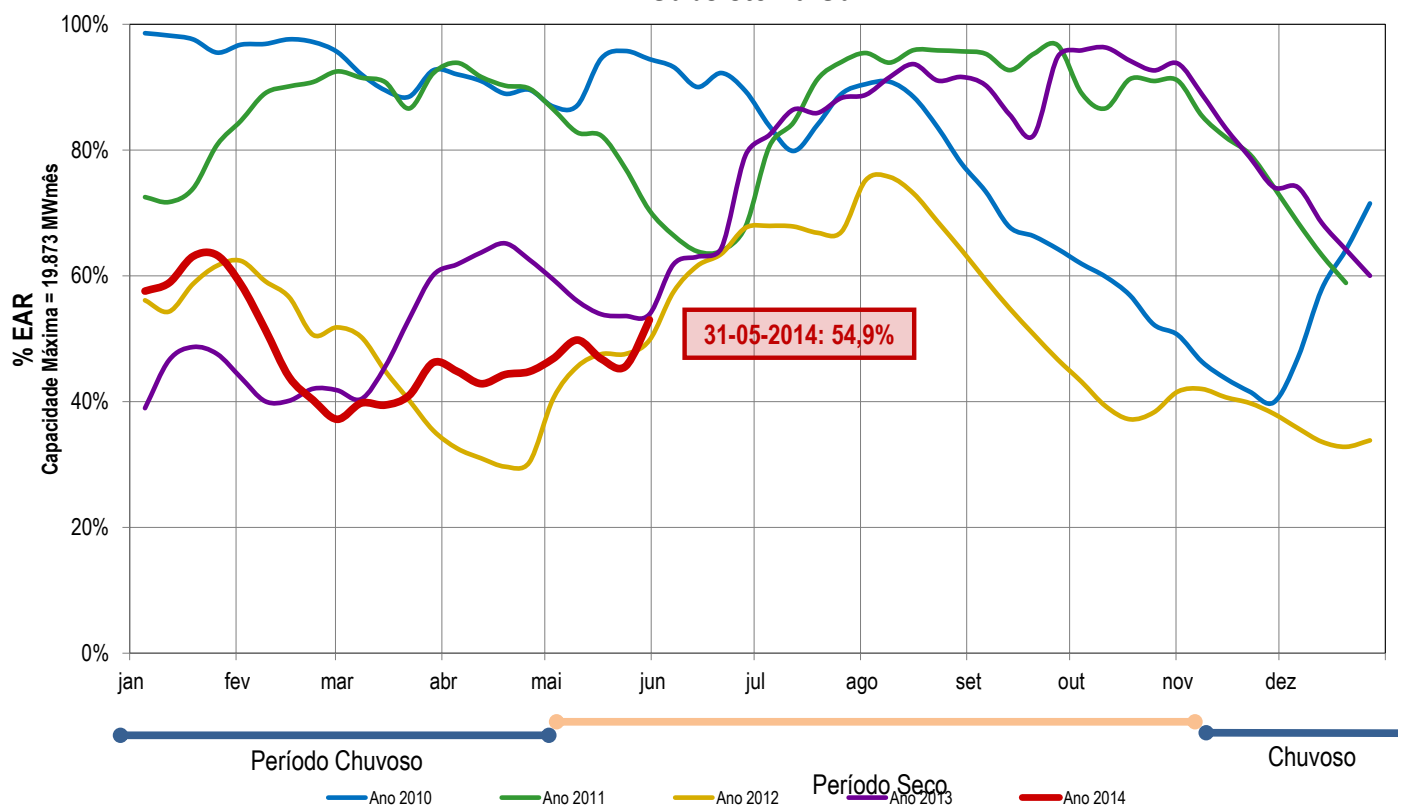


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



Subsistema Nordeste

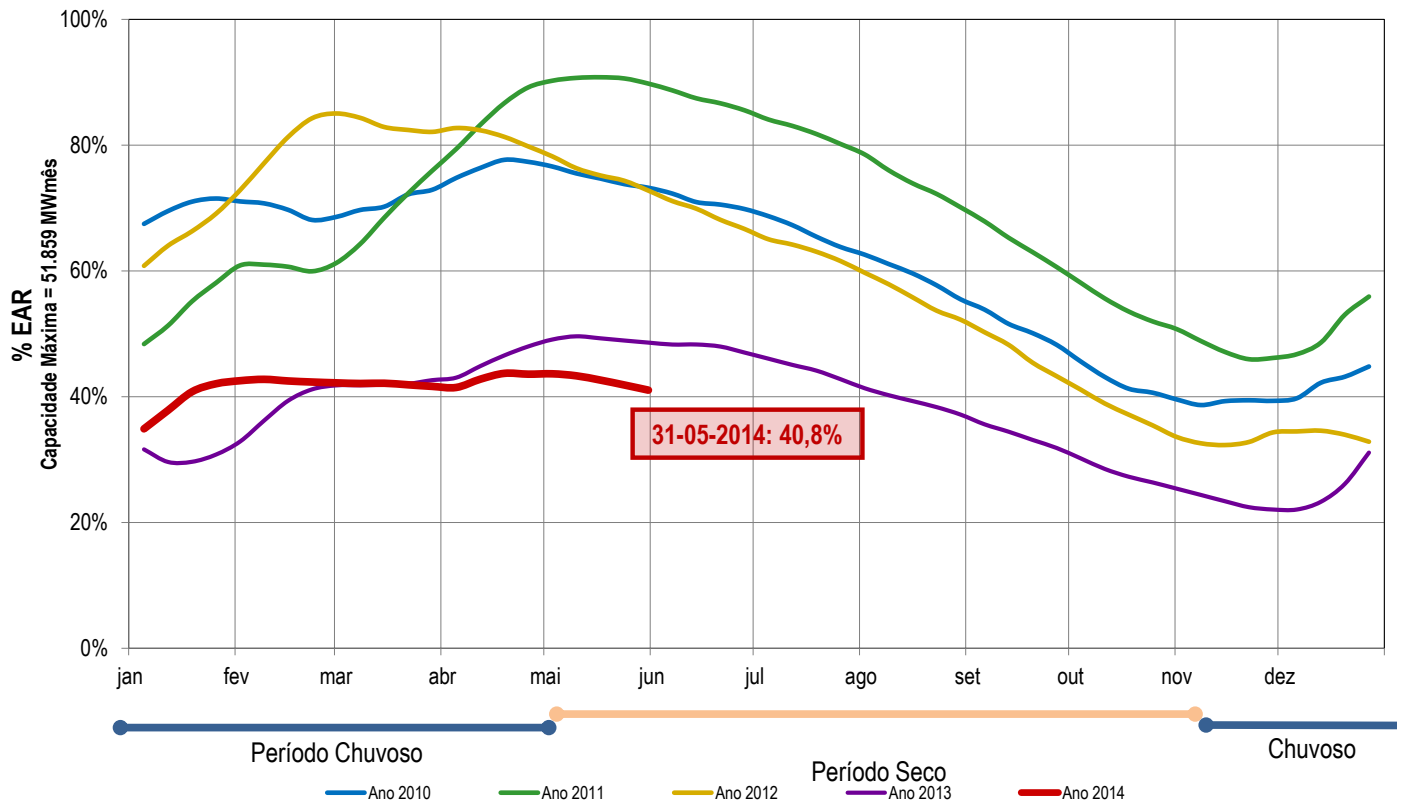


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

Subsistema Norte-Interligado

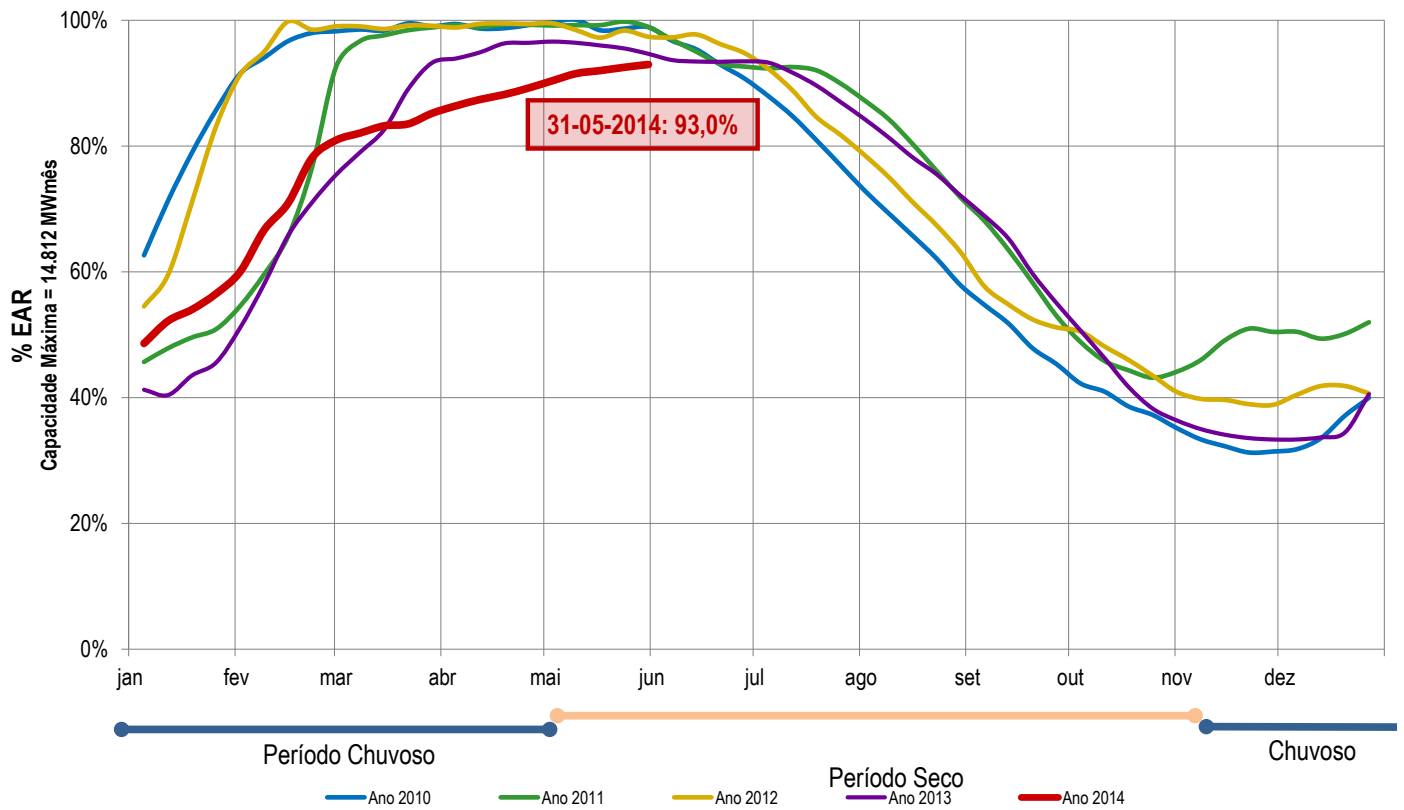


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em maio de 2014, em função das elevadas afluições ao subsistema Norte-Interligado, houve uma exportação de energia desse subsistema de cerca de 4.635 MWmédios, pouco inferior ao valor verificado no mês anterior. Nesse sentido, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste passou a ser importador de energia em 2.504 MWmédios, superior ao valor verificado em abril.

O subsistema Nordeste permaneceu importador em 2.131 MWmédios, valor inferior ao verificado no mês de abril.

O subsistema Sul teve seu cenário de intercâmbio de energia variável ao longo do mês, apresentando médias diárias tanto de exportação quanto de importação de energia. Na média do mês houve exportação do subsistema Sul em 441 MWmédios.

No complexo do Rio Madeira, a UHE Jirau gerou cerca de 413 MWmédios no mês de maio e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 614 MWmédios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. No período foram escoados cerca de 911 MWmédios pelo primeiro bipolo em corrente contínua, com média diária máxima de 1.059 MWmédios.

Além disso, a região metropolitana de Manaus recebeu cerca de 48 MWmédios do SIN no mês, através da interligação Tucuruí-Manaus.

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



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

Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

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 abril de 2014 o consumo de energia elétrica atingiu 47.402 GWh, considerando autoprodução e acréscimo das perdas, representando aumento de 4,8% no consumo acumulado nos últimos 12 meses (Mai/13 a Abr/14) em relação a igual período anterior. Considerando as perdas, o consumo verificado em abril de 2014 foi 3,6% superior ao registrado no mesmo mês do ano anterior, fato impulsionado pelos consumos residencial e comercial.

O consumo residencial em abril de 2014 acumulou crescimento de 7,1% em 12 meses sobre o mesmo período anterior e avançou 4,6% em relação ao mesmo mês de 2013. Em termos gerais, o crescimento do consumo é explicado pela continuada expansão da base de consumidores, que aumentou 3,5% até abril de 2014 na base anual, o que representa atendimento a mais de 2 milhões de novas unidades consumidoras.

O consumo da classe comercial registrou crescimento de 7,6% no acumulado de 12 meses e aumento de 7,2% em relação a abril de 2013, ainda influenciado pelo efeito da reclassificação de condomínios residenciais para a categoria comercial em São Paulo, pelo calendário de faturamento das distribuidoras e pela entrada de novas unidades comerciais, especialmente *shopping centers*, em conformidade com o observado no último ano.

O consumo das indústrias diminuiu 2,8% em relação a abril de 2013, desempenho impactado negativamente pela fraca atividade de alguns segmentos do setor de metalurgia, entre outros. Por fim, o consumo de energia da classe rural aumentou 7,2% em comparação ao mesmo mês em 2013, refletindo uso expressivo 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		
	Abr/14 GWh	Evolução mensal (Abr/14/Mar/14)	Evolução anual (Abr/14/Abr/13)	Mai/12-Abr/13 (GWh)	Mai/13-Abr/14 (GWh)	Evolução
Residencial	10.776	-4,4%	4,6%	119.996	128.510	7,1%
Industrial	15.154	0,2%	-2,8%	182.603	184.511	1,0%
Comercial	7.586	-2,0%	7,6%	80.691	86.508	7,2%
Rural	1.981	-9,2%	7,2%	23.411	24.708	5,5%
Demais classes*	3.976	0,8%	2,5%	45.262	46.946	3,7%
Perdas	7.930	-14,7%	11,2%	96.746	103.824	7,3%
Total	47.402	-4,3%	3,6%	548.710	575.007	4,8%

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

Fonte: EPE

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

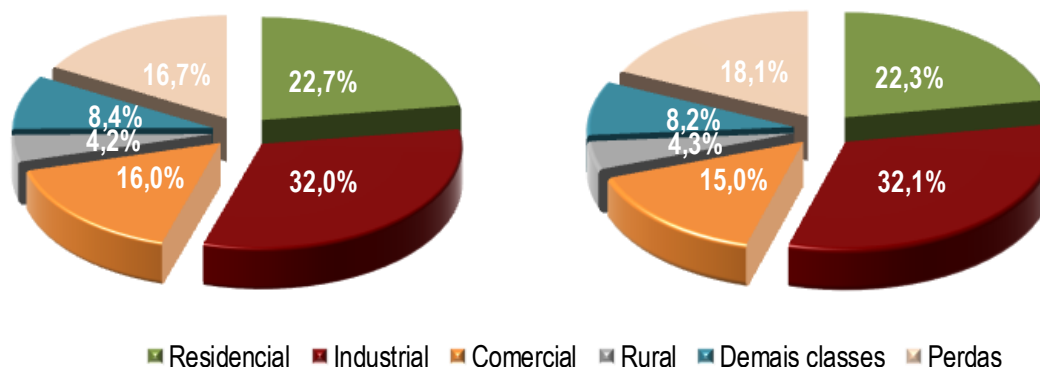


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até abril de 2014.

Fonte: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Abr/14 kWh/NU	Evolução mensal (Abr/14/Mar/14)	Evolução anual (Abr/14/Abr/13)	Mai/12-Abr/13 (kWh/NU)	Mai/13-Abr/14 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	167	-4,6%	1,1%	160	166	3,5%
Consumo médio industrial	25.961	0,3%	-3,9%	26.386	26.341	-0,2%
Consumo médio comercial	1.383	-2,2%	4,3%	1.267	1.314	3,8%
Consumo médio rural	469	-9,2%	5,5%	469	487	3,8%
Consumo médio demais classes*	5.434	0,7%	-0,4%	5.302	5.347	0,8%
Consumo médio total	522	-2,2%	-1,2%	515	519	0,8%

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

Fonte: EPE



4.2. Unidades Consumidoras

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

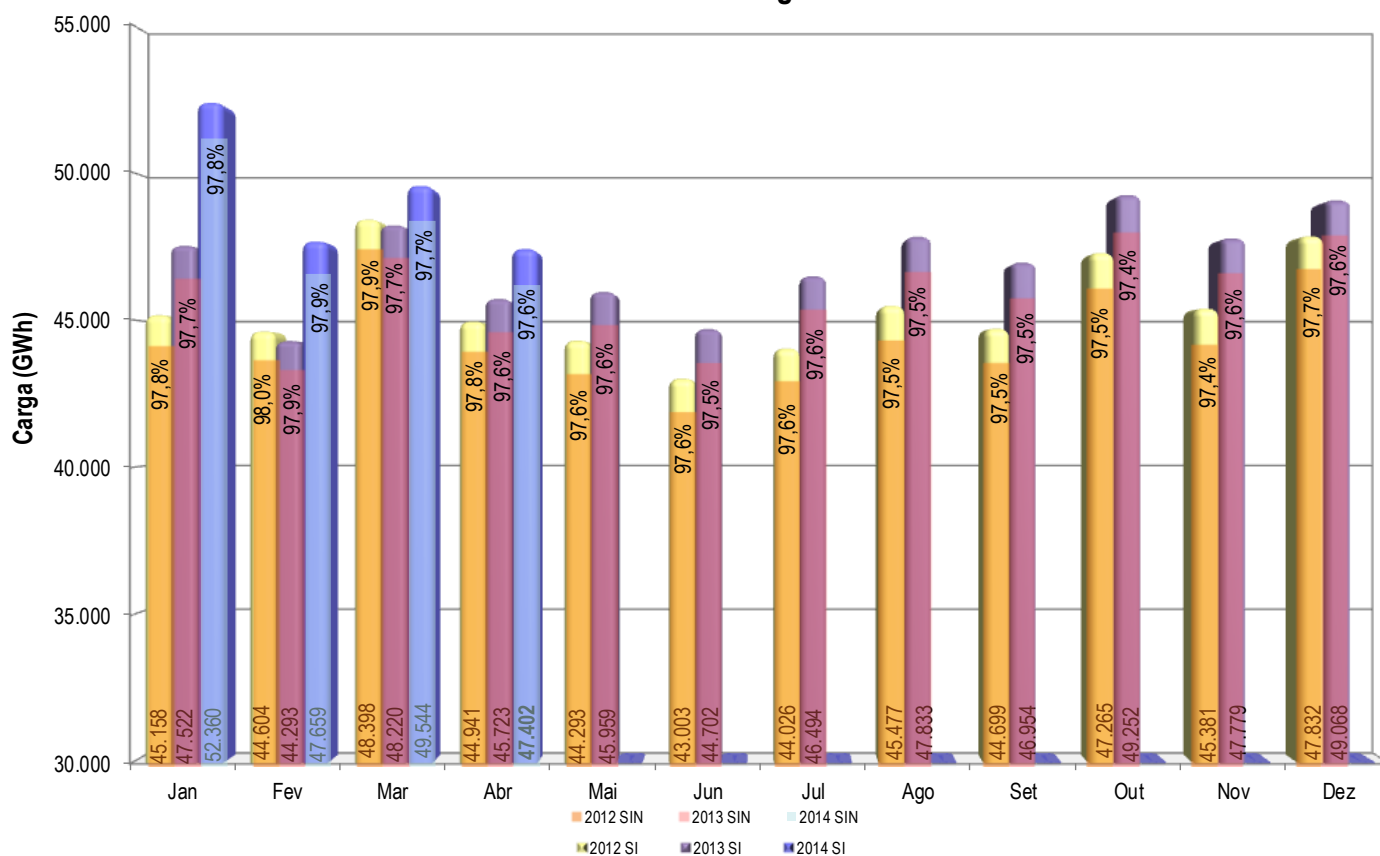
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Abr/13	Abr/14	
Residencial (NUCR)	62.412.957	64.621.839	3,5%
Industrial (NUCI)	576.740	583.725	1,2%
Comercial (NUCC)	5.307.481	5.485.448	3,4%
Rural (NUCR)	4.156.860	4.225.161	1,6%
Demais classes*	711.338	731.616	2,9%
Total (NUCT)	73.165.376	75.647.789	3,4%

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

Fonte: EPE

4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil *

Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até abril 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 maio 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)	45.575 22/05/2014 - 18h37	13.459 27/05/2014 - 18h20	11.499 10/05/2014 - 18h19	5.908 20/05/2014 - 14h43	74.676 21/05/2014 - 18h22
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

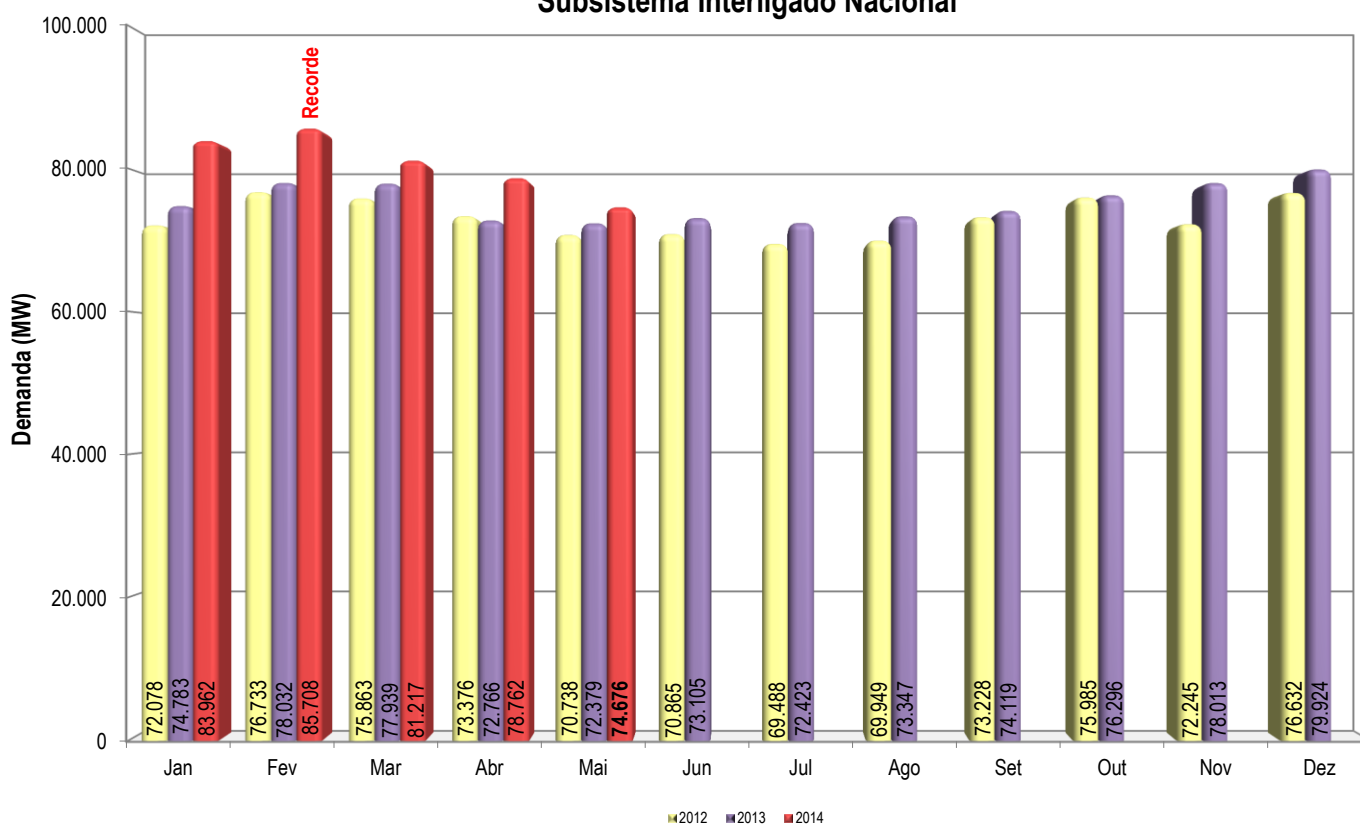


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte: ONS

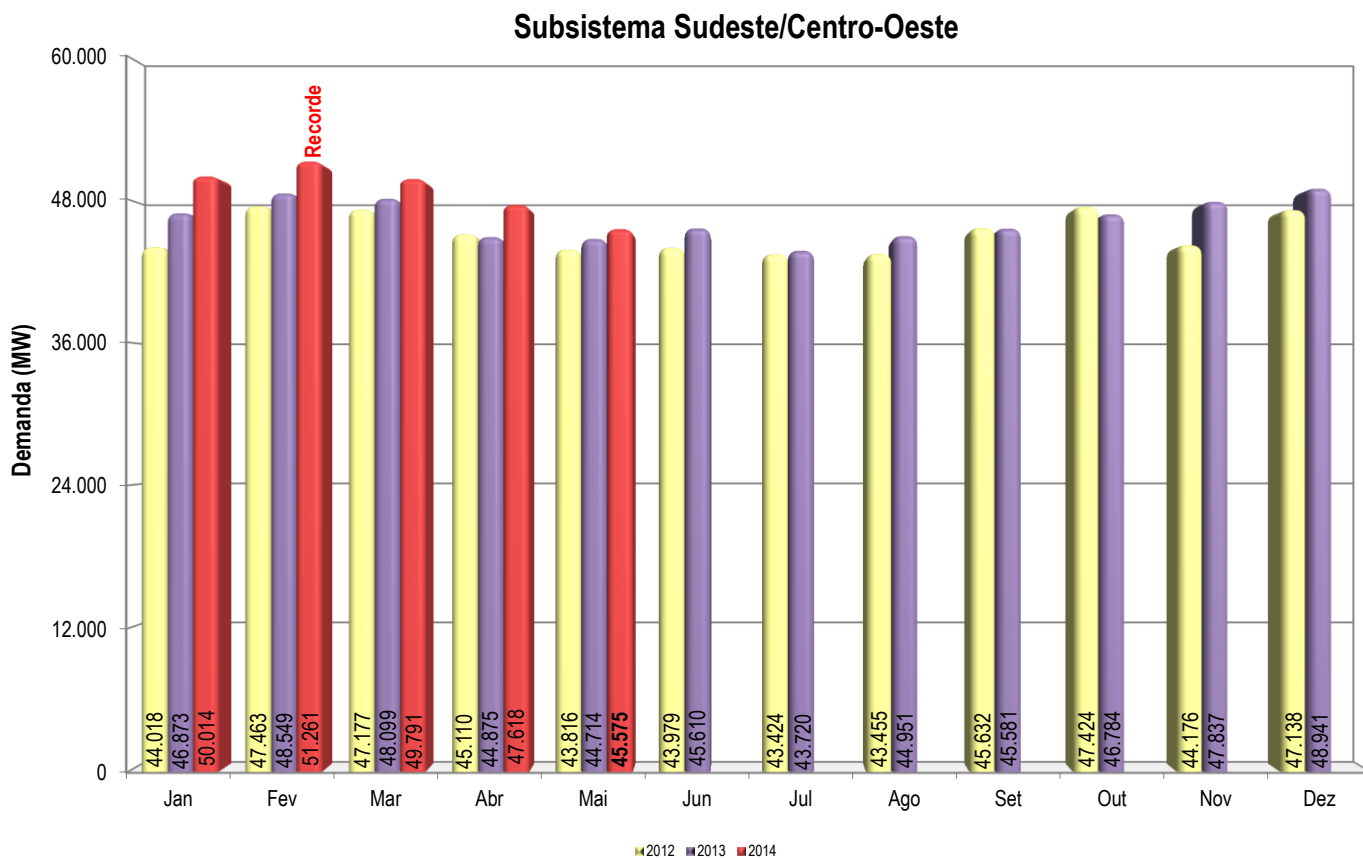


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

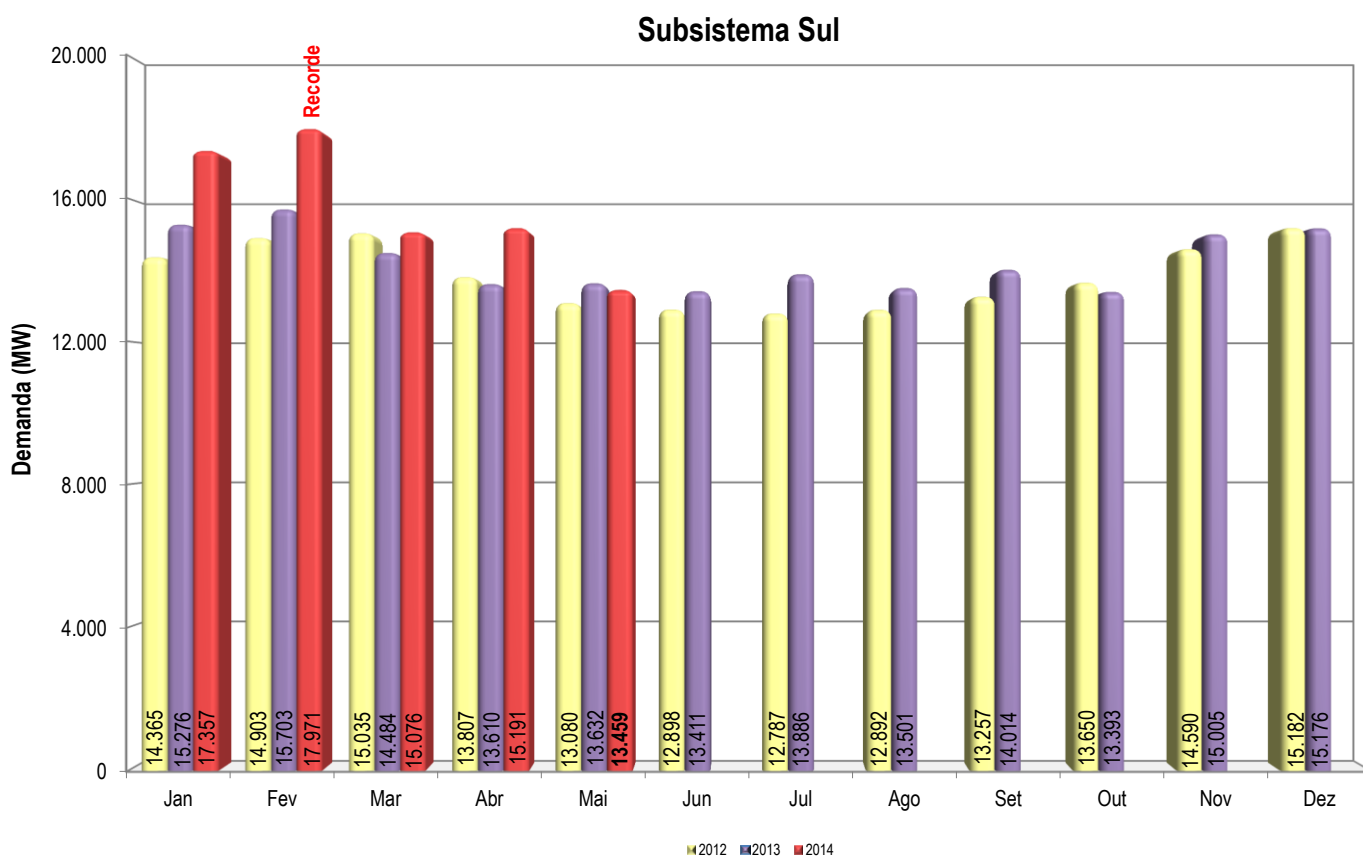


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte: ONS

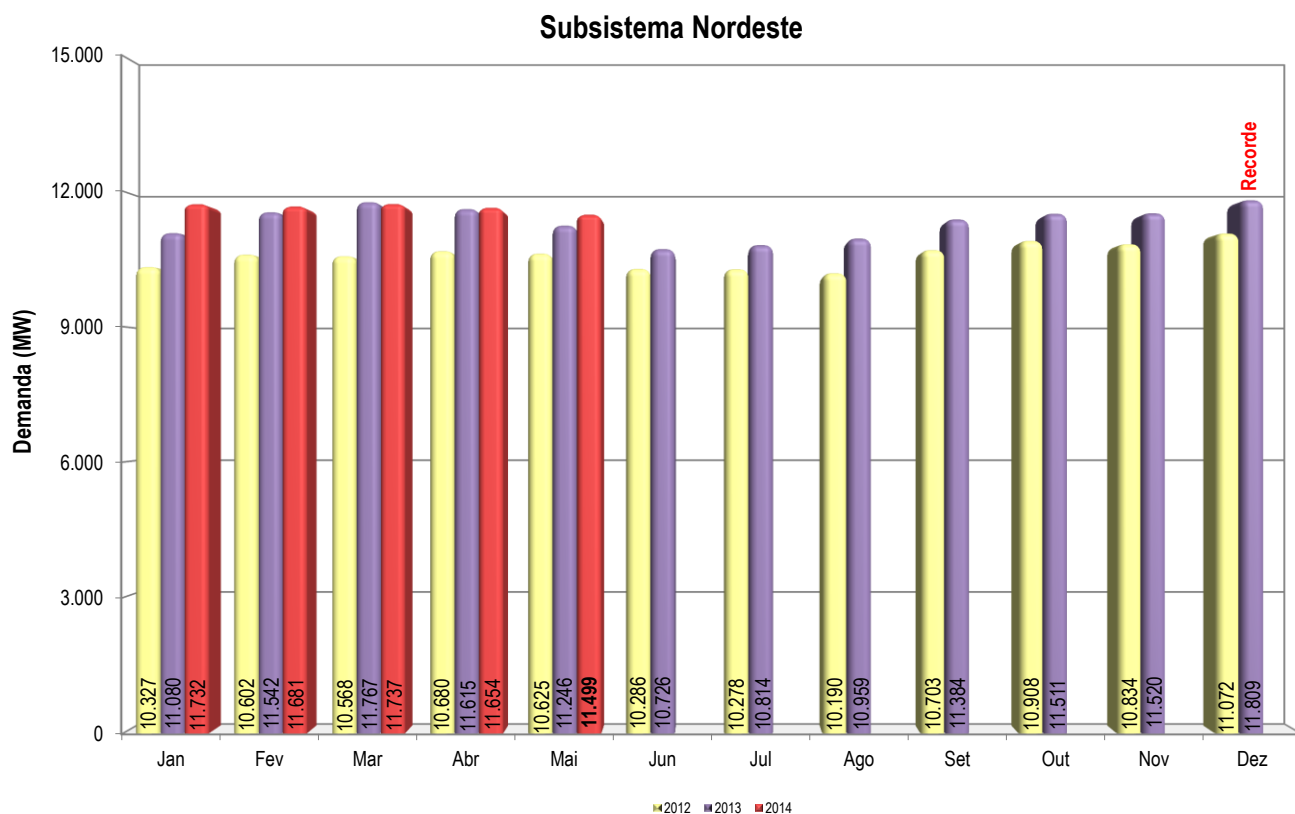


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

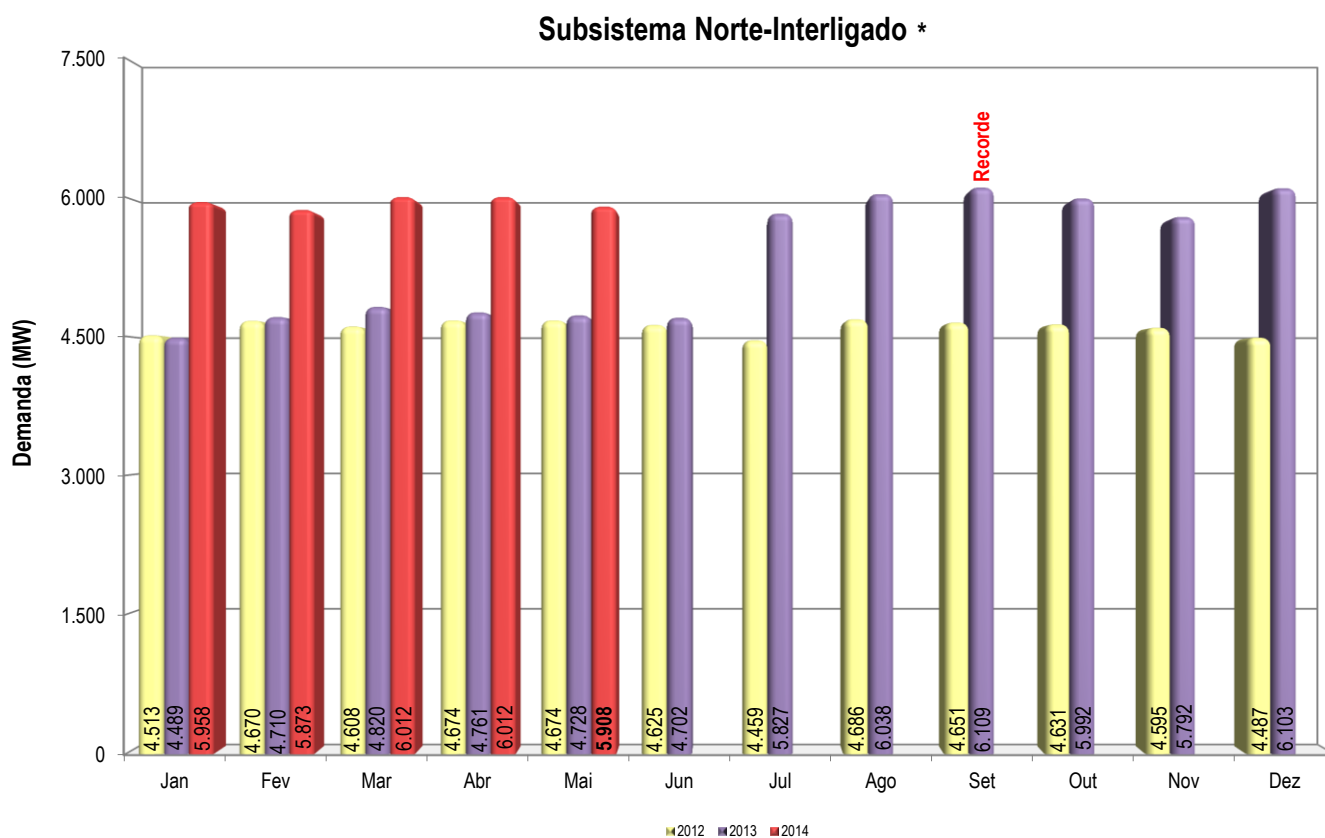


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS

* A variação dos patamares de demanda registrada em julho/2013 deve-se à interligação do sistema elétrico de Manaus ao SIN, ocorrida a partir de então, em configuração provisória.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de maio de 2014 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 129.068 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2013, destaca-se a redução da participação da fonte hidráulica (de 68,5% para 67,5%) e o aumento da participação da fonte eólica (de 1,7% para 2,4%) e térmica (de 29,8% para 30,1%), em especial, biomassa (de 8,6% para 9,0%) e carvão (de 2,4% para 2,6%).

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

Fonte	Mai/13	Mai/14			Evolução da Capacidade Instalada (Mai/14 / Mai/13)
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Disponível (sem importação contratada)	
Hidráulica	84.801	1.109	87.069	67,5%	2,7%
Térmica	37.007	1.839	38.883	30,1%	5,1%
Gás	13.854	157	14.286	11,1%	3,1%
Carvão	3.024	13	3.389	2,6%	12,1%
Petróleo	7.451	1.186	7.642	5,9%	2,6%
Nuclear	2.007	2	1.990	1,5%	-0,8%
Biomassa	10.671	481	11.576	9,0%	8,5%
Eólica	2.075	147	3.106	2,4%	49,7%
Solar Fotovoltaica	8	108	9	<0,01%	22,8%
Capacidade Total - Brasil	123.890	3.203	129.068	100,0%	4,2%

* 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 30/05/2014)

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

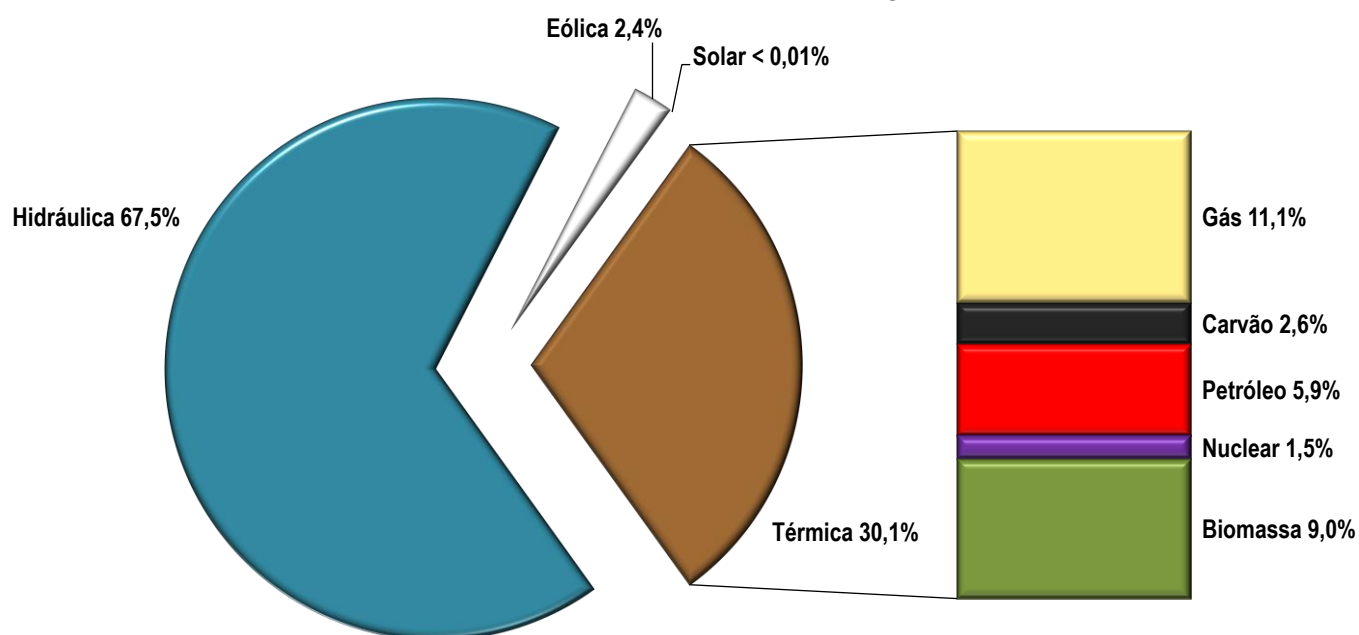


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte: ANEEL (BIG 30/05/2014)



6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

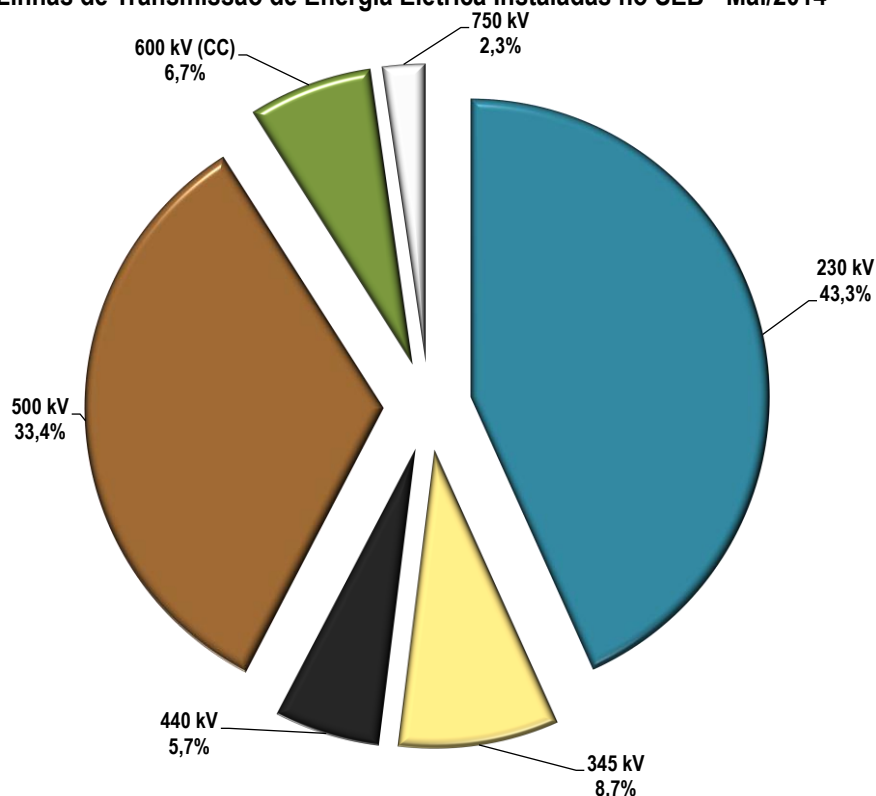
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	51.279	43,3%
345 kV	10.272	8,7%
440 kV	6.728	5,7%
500 kV	39.521	33,4%
600 kV (CC)	7.992	6,7%
750 kV	2.683	2,3%
Total SEB	118.476	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 - Mai/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 mai/13 a abr/14 atingiu 543.134 GWh. No mês de abril de 2014 a geração hidráulica correspondeu a 73,6% do total gerado no Brasil, 1,0 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. Além disso, foi observado aumento da participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, tendo a geração por biomassa aumentado em 1,7 p.p. em relação ao mês anterior.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Abr/2014

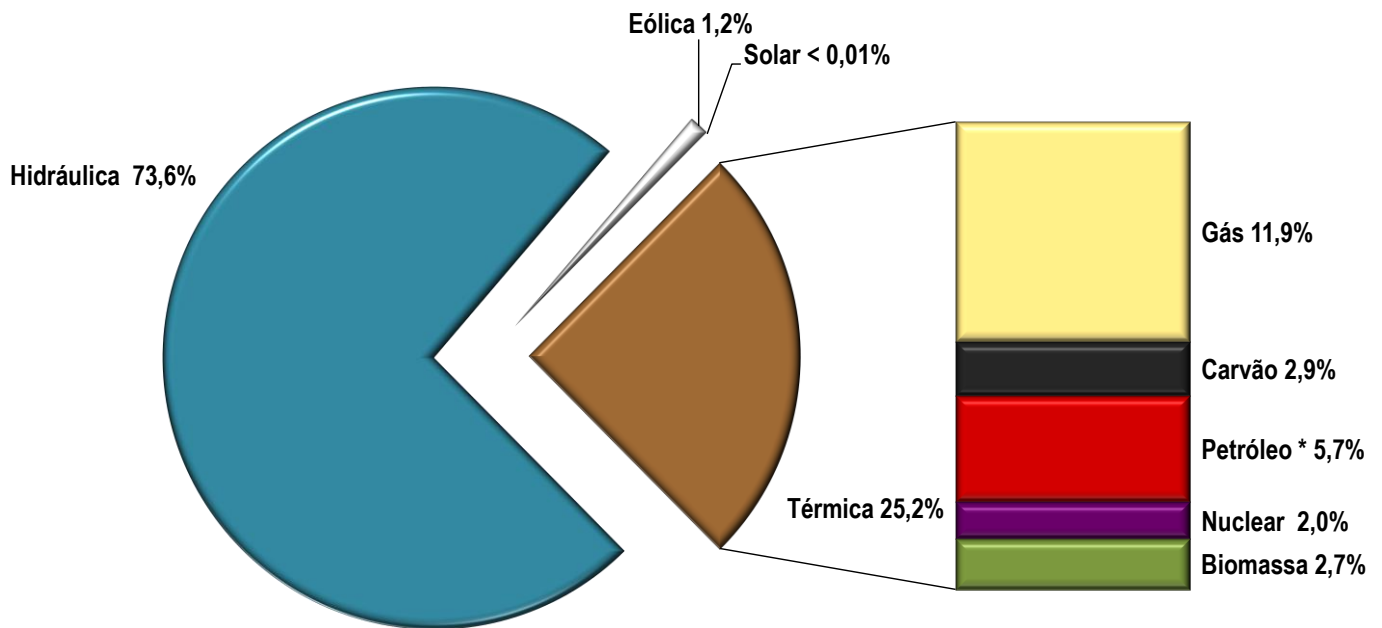


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até abril 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		
	Abr/14 (GWh)	Evolução mensal (Abr/14 / Mar/14)	Evolução anual (Abr/14 / Abr/13)	Mai/12-Abr/13 (GWh)	Mai/13-Abr/14 (GWh)	Evolução
Hidráulica	32.916	-6,4%	-4,0%	416.675	413.153	-0,8%
Térmica	10.655	-2,5%	24,5%	94.423	114.465	21,2%
Gás	5.153	-7,8%	25,1%	44.981	52.233	16,1%
Carvão	1.297	-13,3%	57,0%	8.245	14.222	72,5%
Petróleo *	2.092	1,9%	30,9%	12.735	16.006	25,7%
Nuclear	900	-31,0%	-16,5%	14.833	14.189	-4,3%
Biomassa	1.212	151,5%	29,3%	13.629	17.815	30,7%
Eólica	527	14,0%	51,9%	5.490	6.873	25,2%
Solar Fotovoltaica	0,31	-11,9%	-	1,17	1,89	-
TOTAL	44.098	-5,2%	2,1%	516.589	534.492	3,5%

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

** Os valores de produção incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade. Dados contabilizados até abril de 2014.

Fonte: CCEE

7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

No acumulado de maio de 2013 a abril de 2014, com relação a maio de 2012 a abril de 2013, houve uma redução de cerca de 19,8% na produção hidráulica e de 30,8% na produção térmica dos sistemas isolados.

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Abr/14 (GWh)	Evolução mensal (Abr/14 / Mar/14)	Evolução anual (Abr/14 / Abr/13)	Mai/12-Abr/13 (GWh)	Mai/13-Abr/14 (GWh)	Evolução
Hidráulica	150	-13,1%	-10,2%	1.635	1.311	-19,8%
Térmica	657	3,0%	-23,6%	10.593	7.331	-30,8%
Gás	174	-3,4%	-45,9%	3.606	2.716	-24,7%
Petróleo *	483	5,6%	-10,4%	6.987	4.615	-33,9%
TOTAL	807	-0,4%	-21,4%	12.227	8.642	-29,3%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicombustíveis.

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

Fonte: Eletrobras



7.4. Geração Eólica *

O fator de capacidade médio da região Nordeste no mês de março de 2014 aumentou 2,5 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 24,3%. Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Sul permaneceu praticamente estável no mesmo período, aumentando apenas 0,3 pontos percentuais, e atingindo 24,5%. A geração eólica do submercado Nordeste em abril de 2014 foi 78% superior a abril de 2013 e no submercado Sul foi 12% superior.

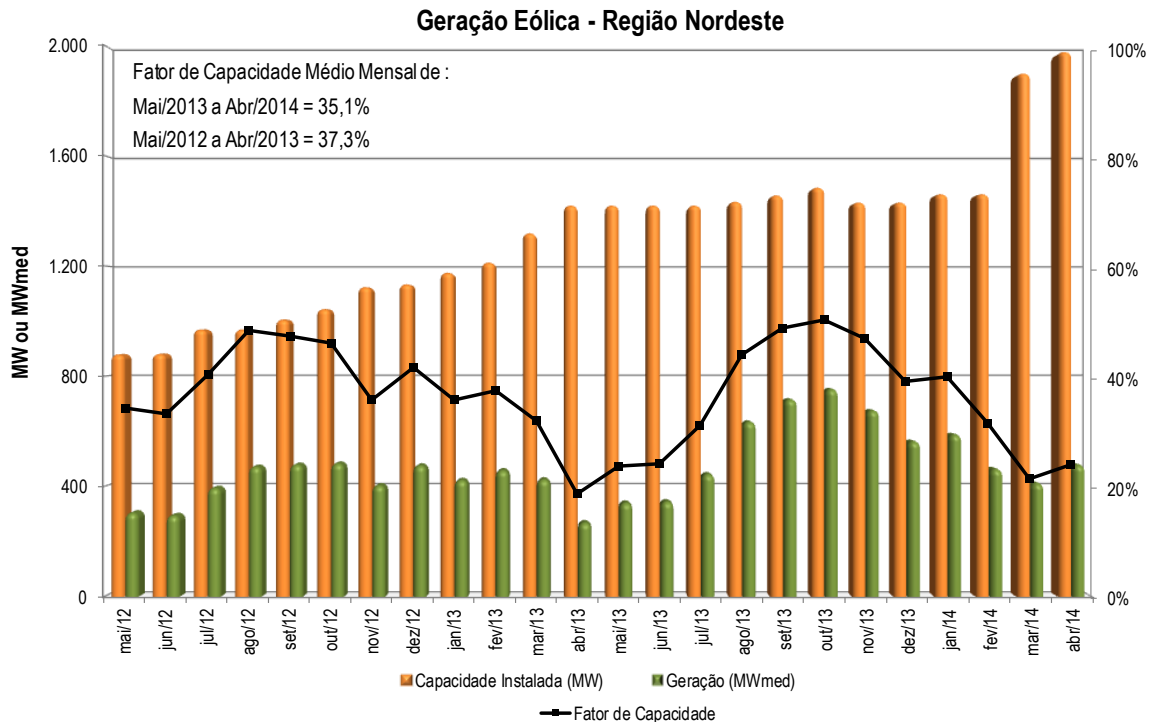


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até abril de 2014.

Fonte: CCEE

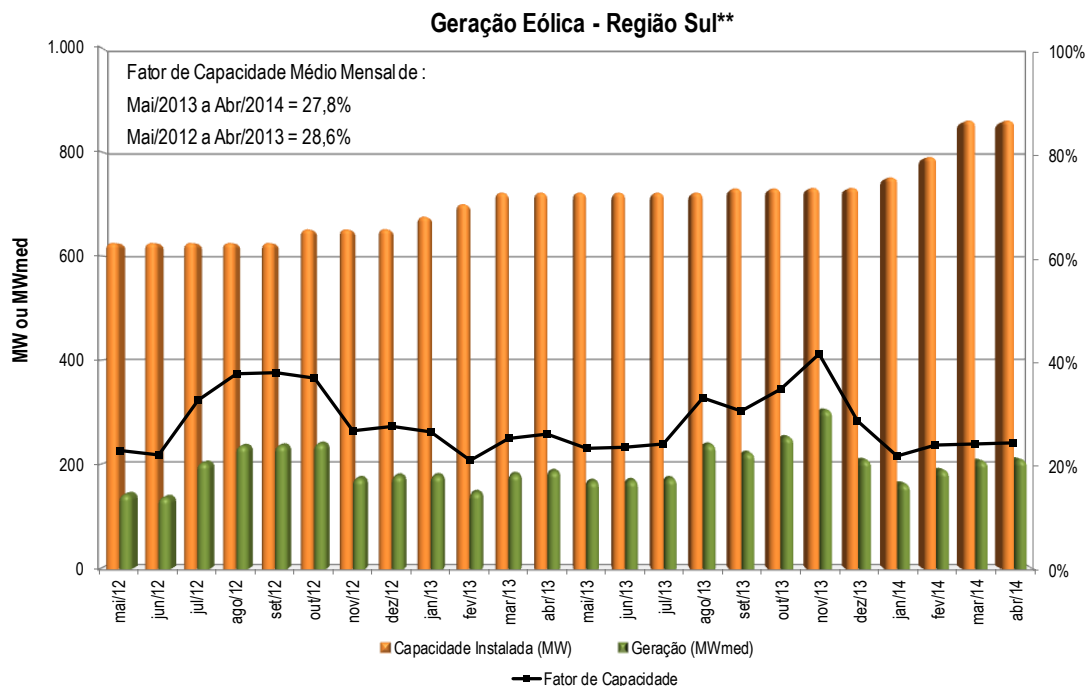


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até abril 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 abril de 2014, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos Contratos de Energia de Reserva, totalizou 1.672,6 MW médios, dos quais foram entregues 35,4%, ou 592,9 MW médios, e cujo restante poderá ser complementado até o término do período de apuração de cada usina ou dentro período de contratação. No acumulado do ano, tem sido verificada entrega de cerca de 28,3%.

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

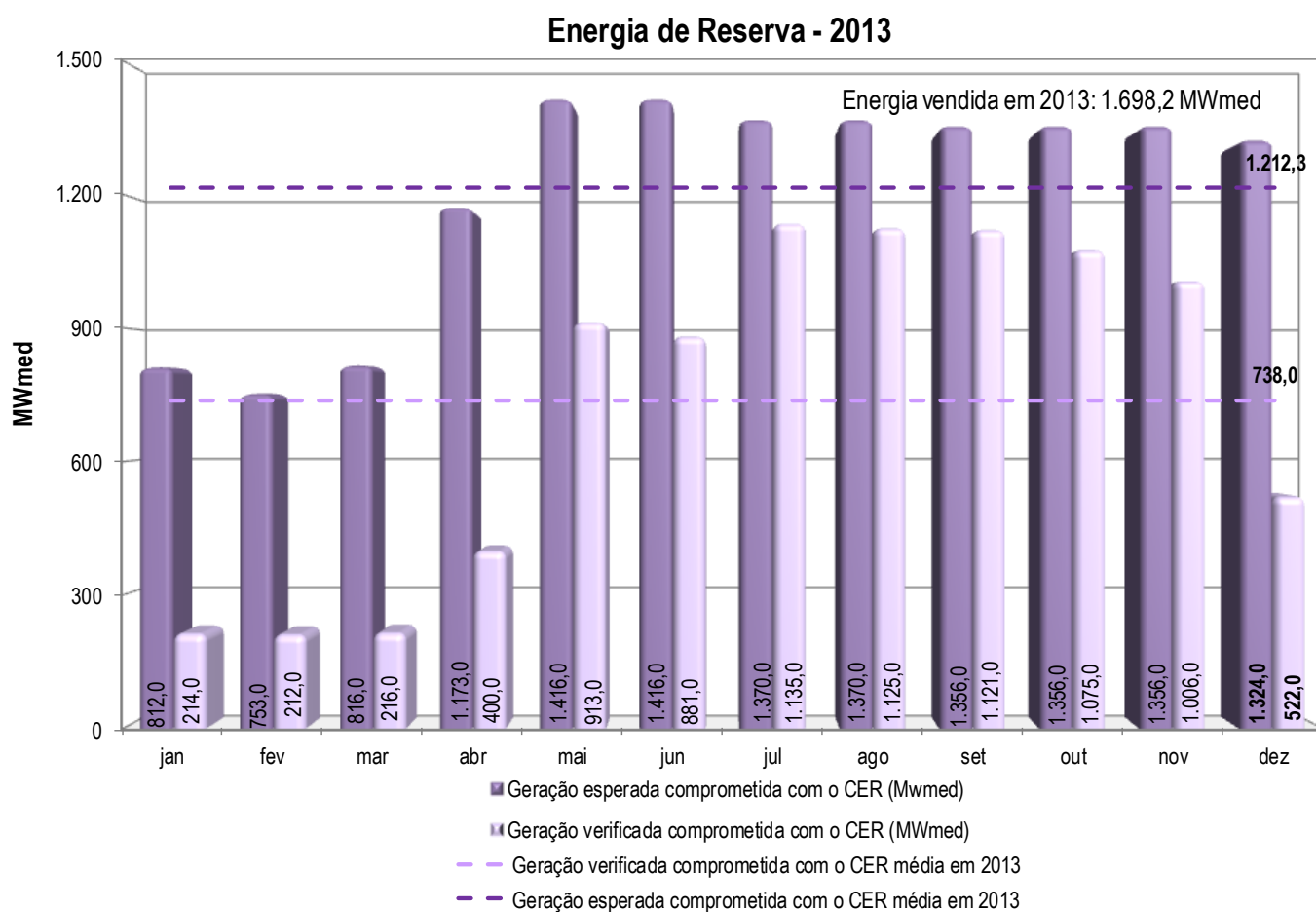


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.

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

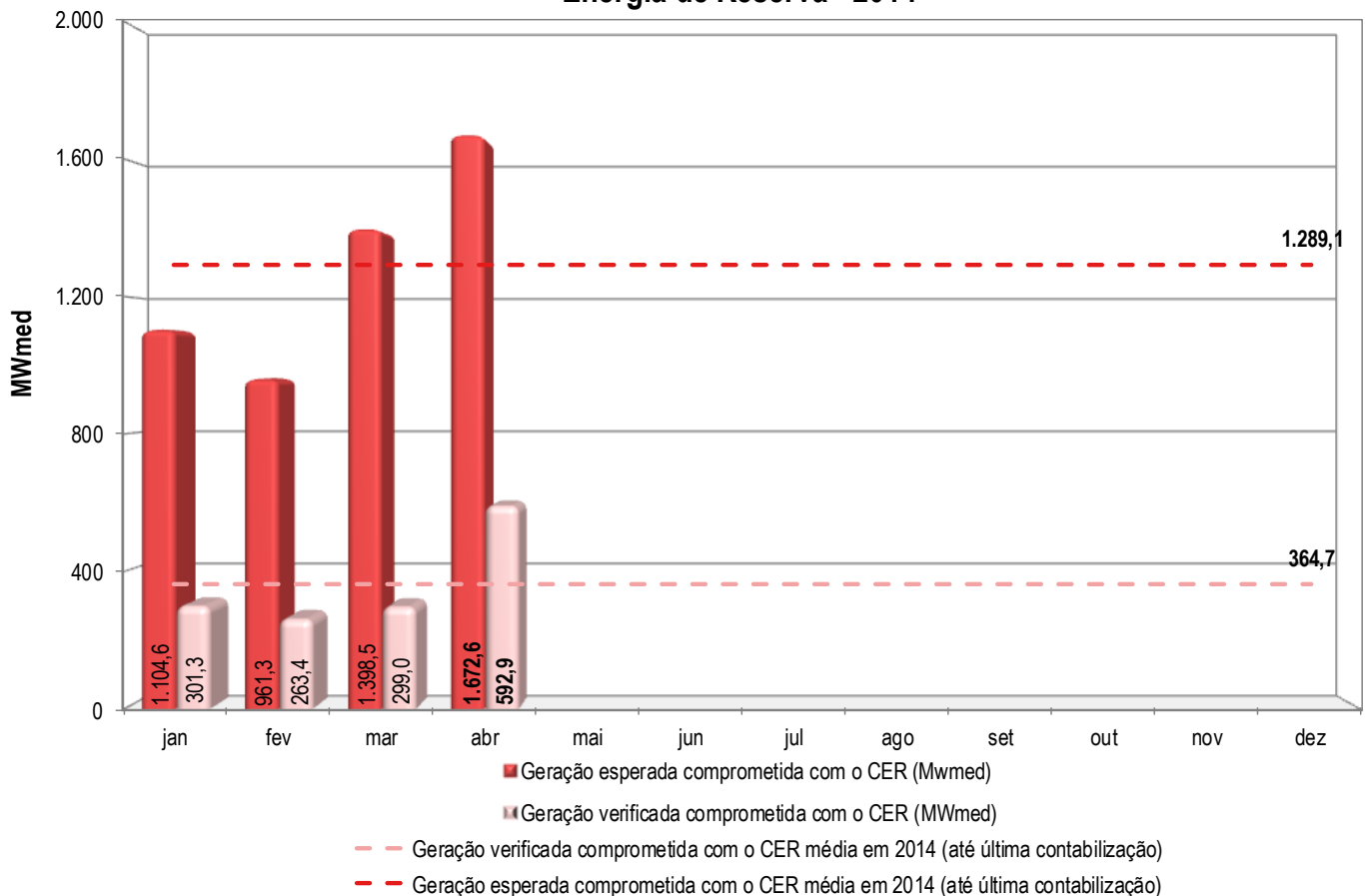


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.

Dados contabilizados até abril de 2014.

Fonte: CCEE

Energia de Reserva por Fonte - últimos 12 meses

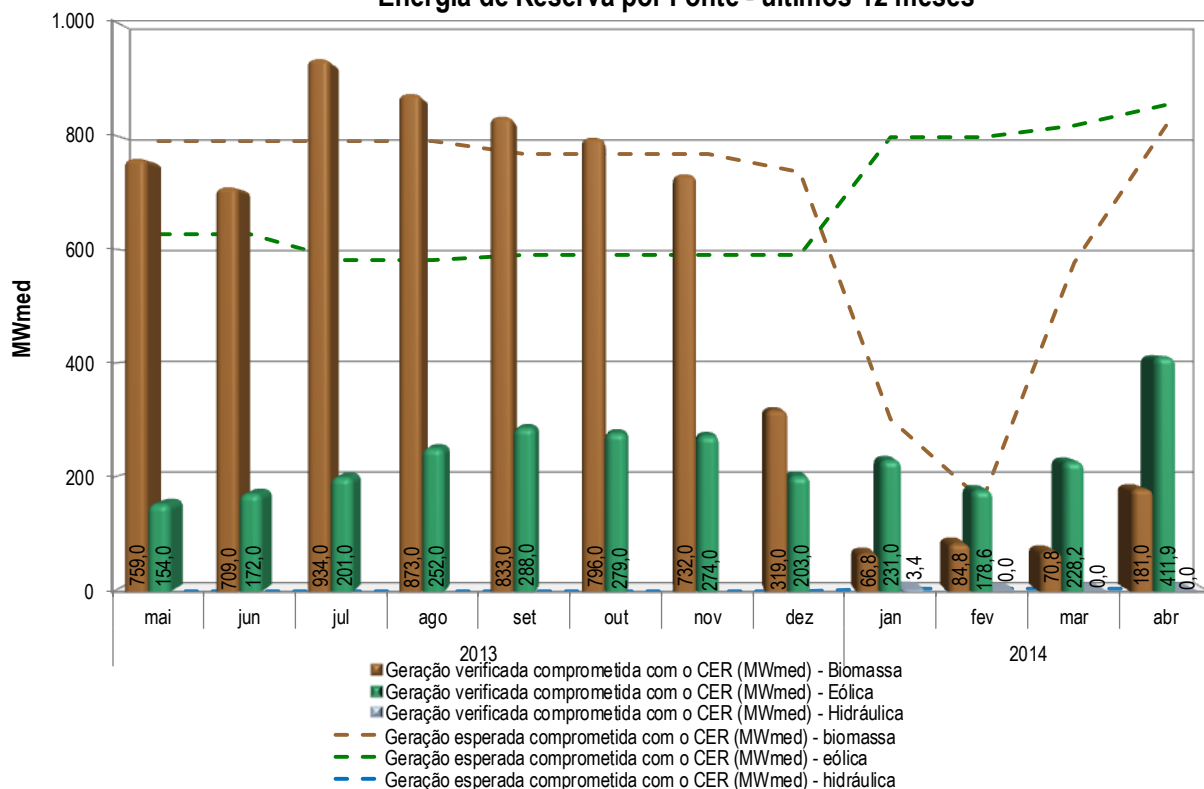


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até abril de 2014.

Fonte: CCEE



7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

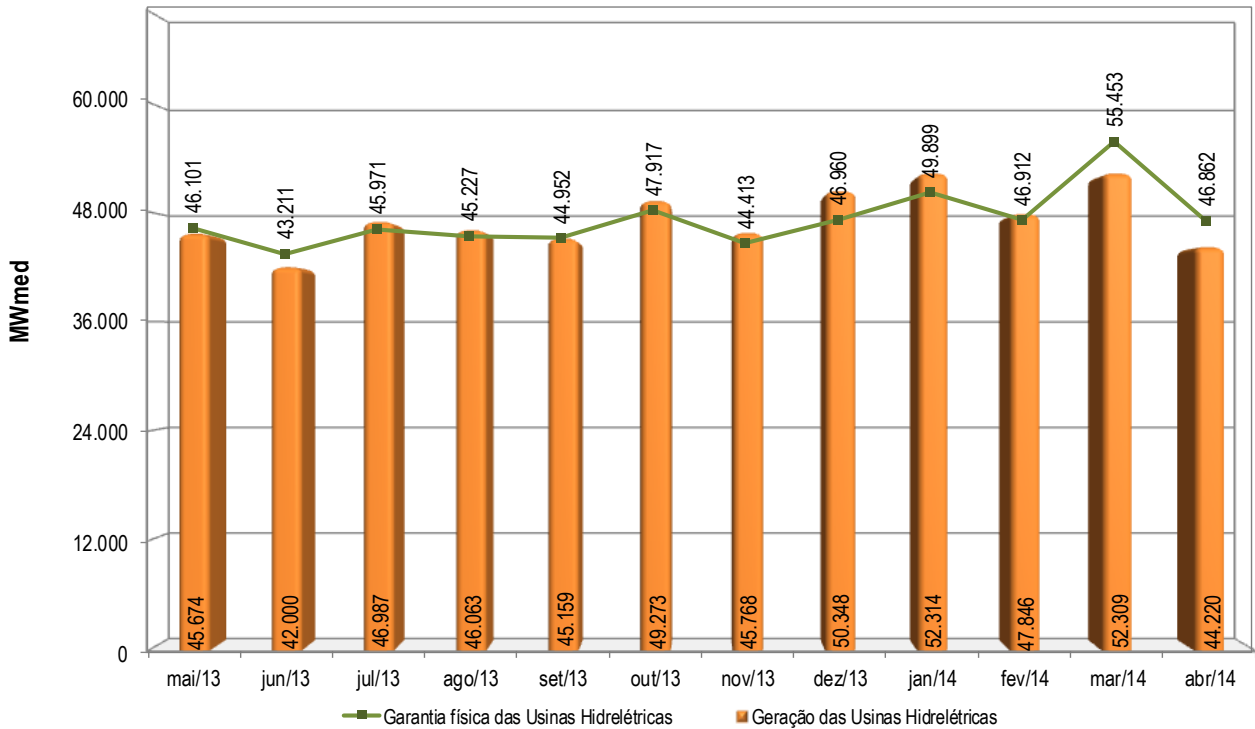


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até abril de 2014.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas**

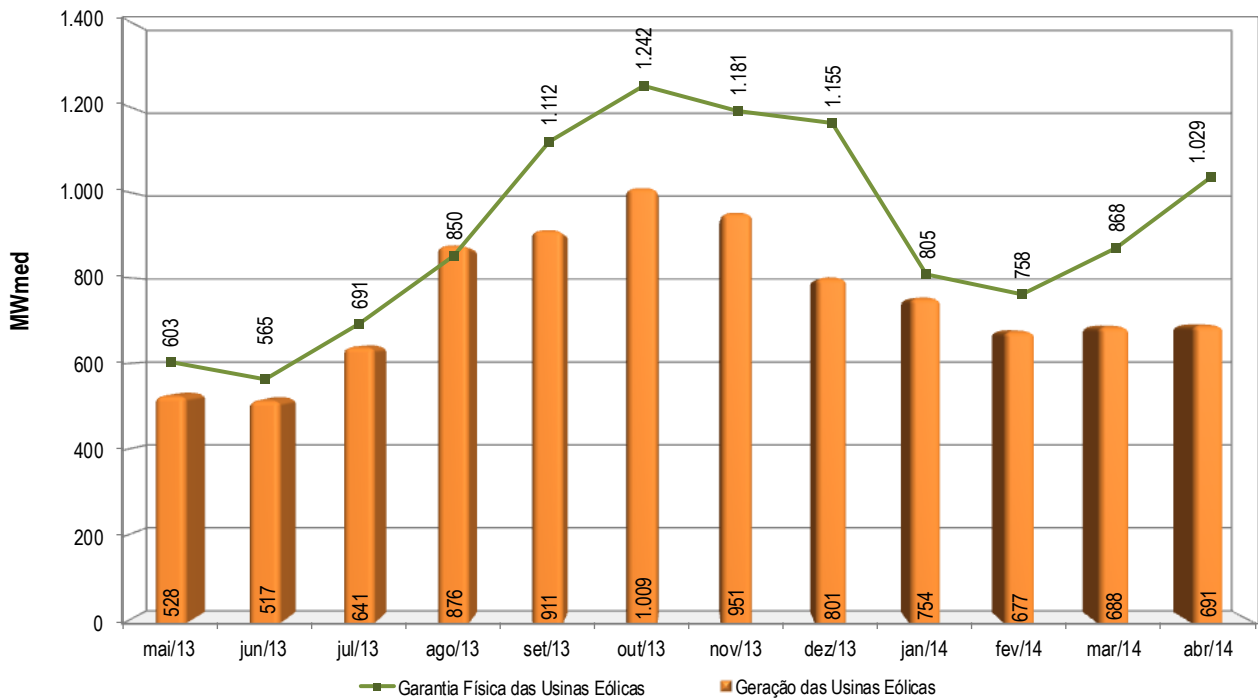


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até abril 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

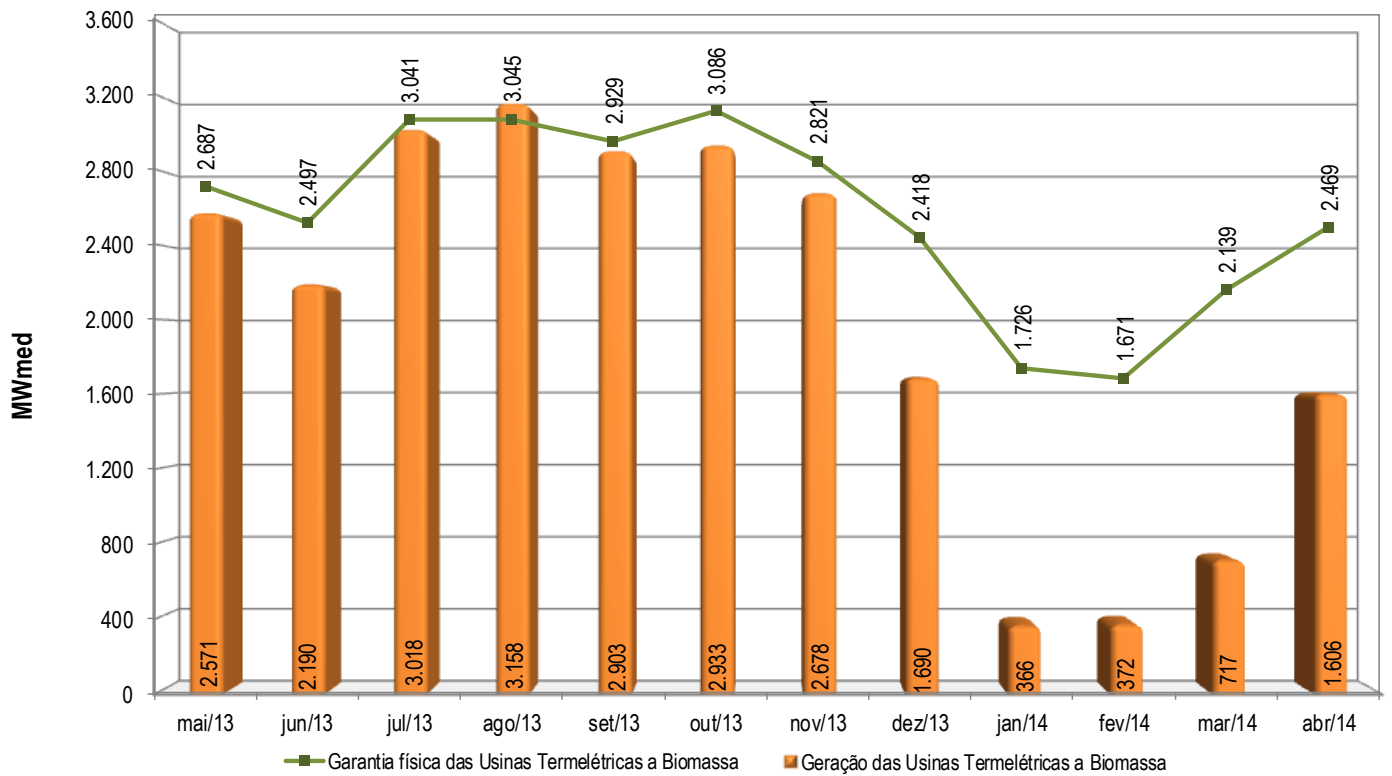


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até abril de 2014.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo*

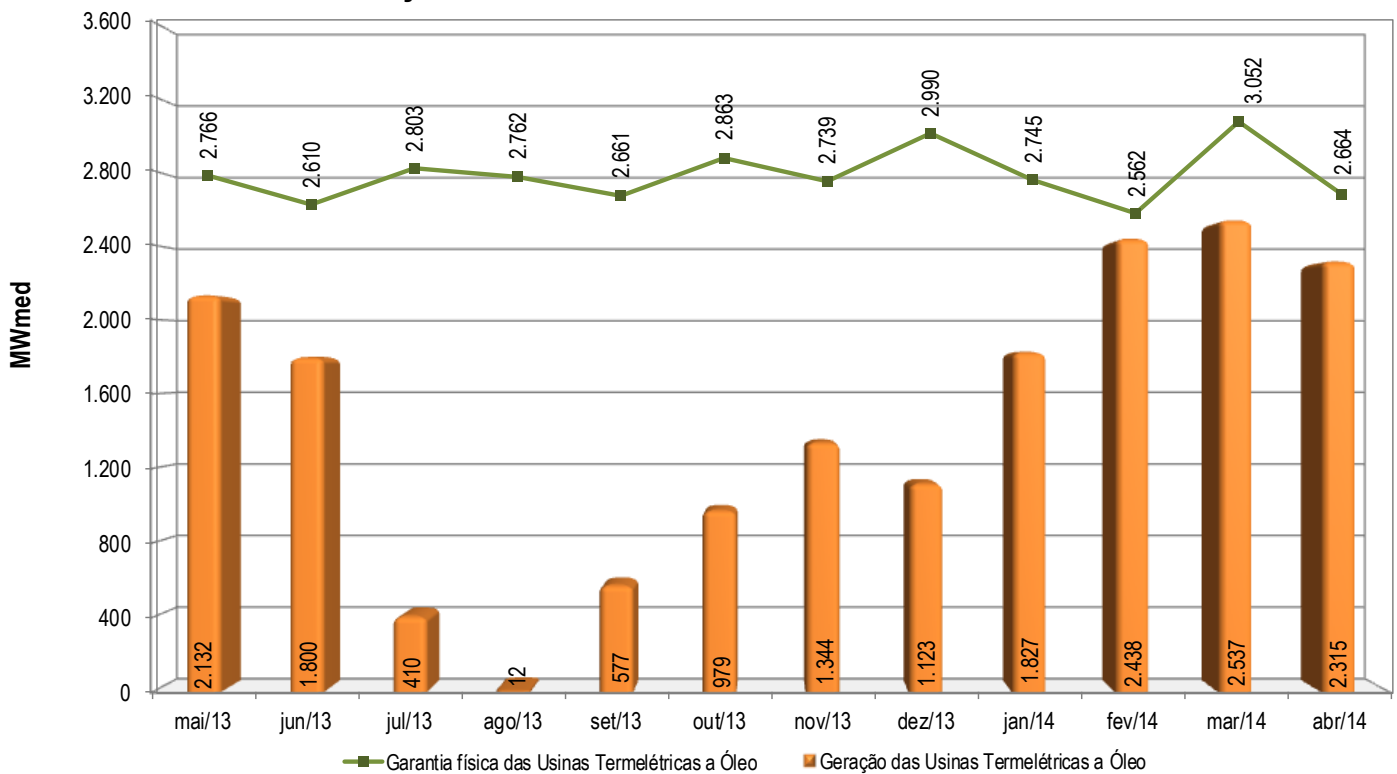


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até abril de 2014.

Fonte: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

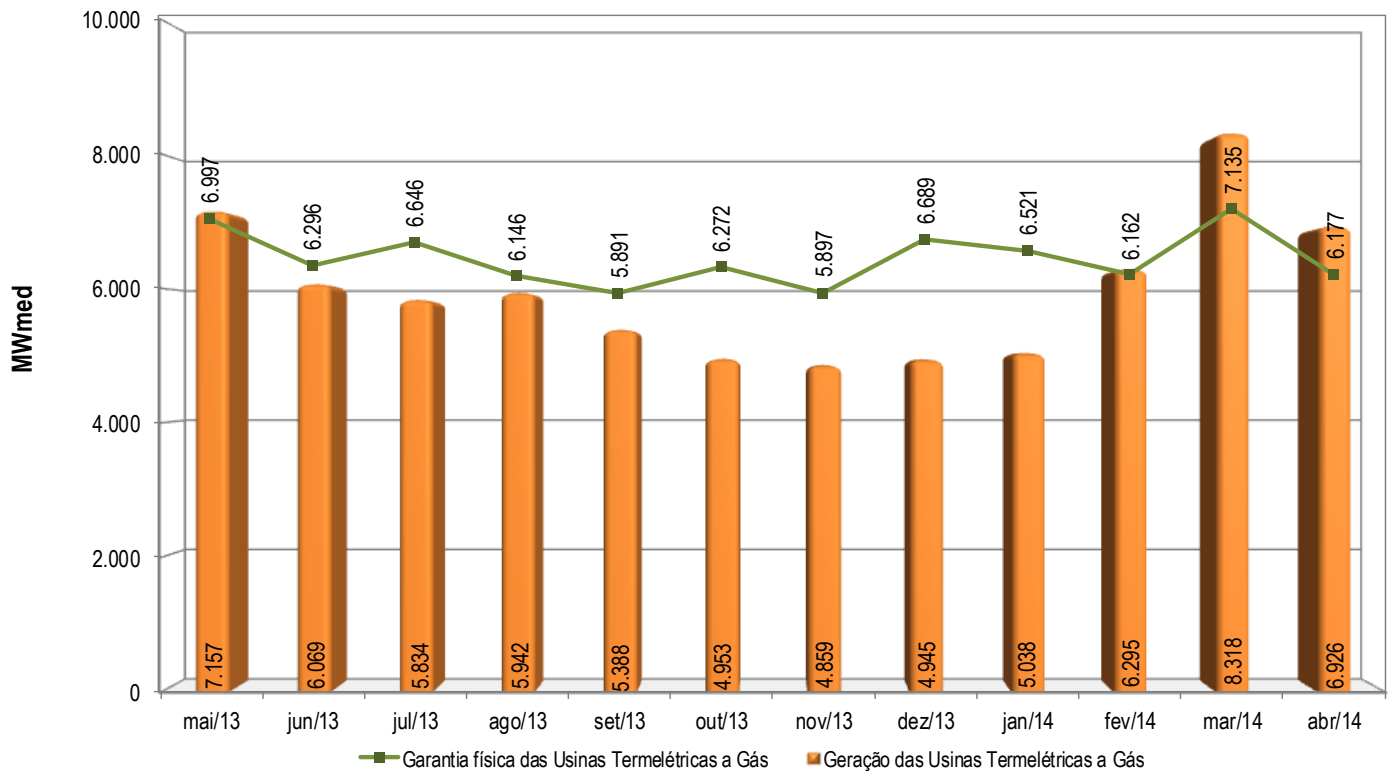


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até abril de 2014.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

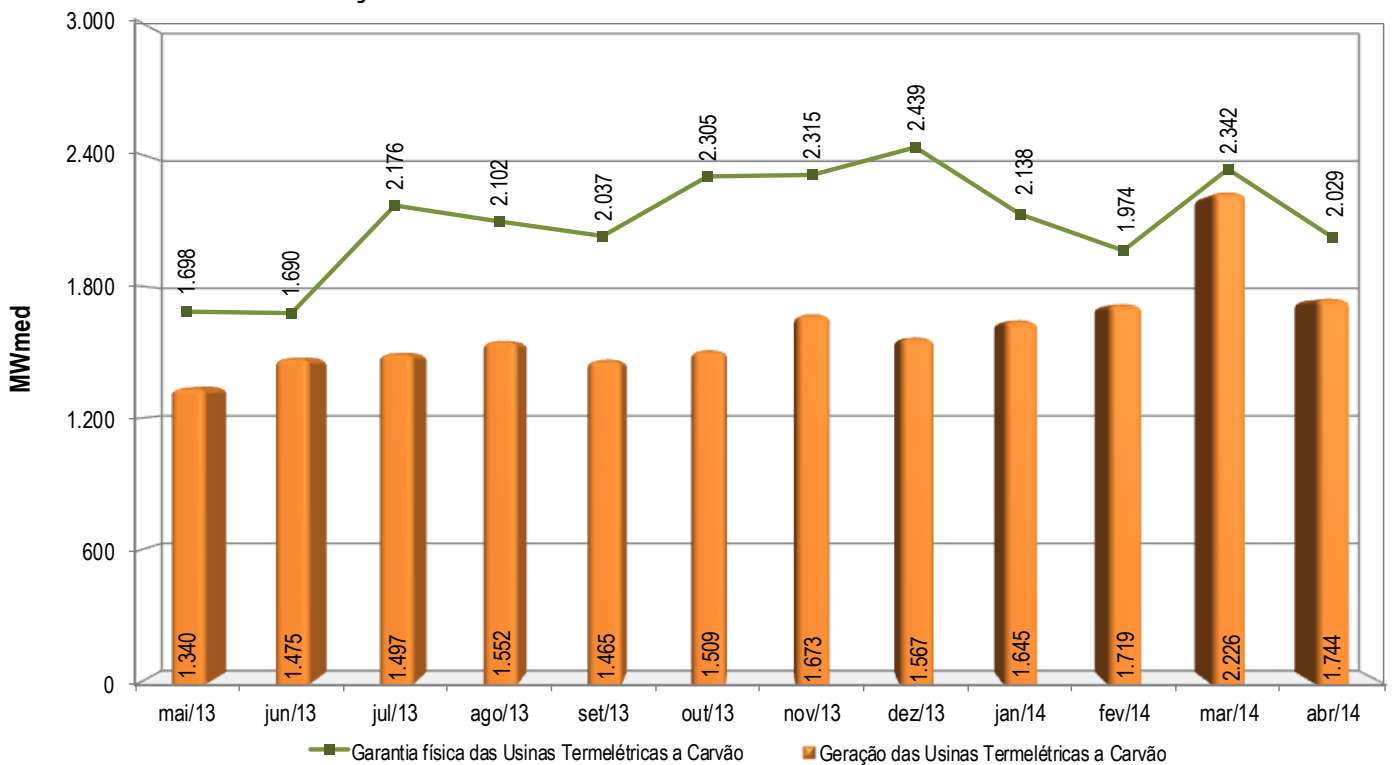


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até abril de 2014.

Fonte: CCEE

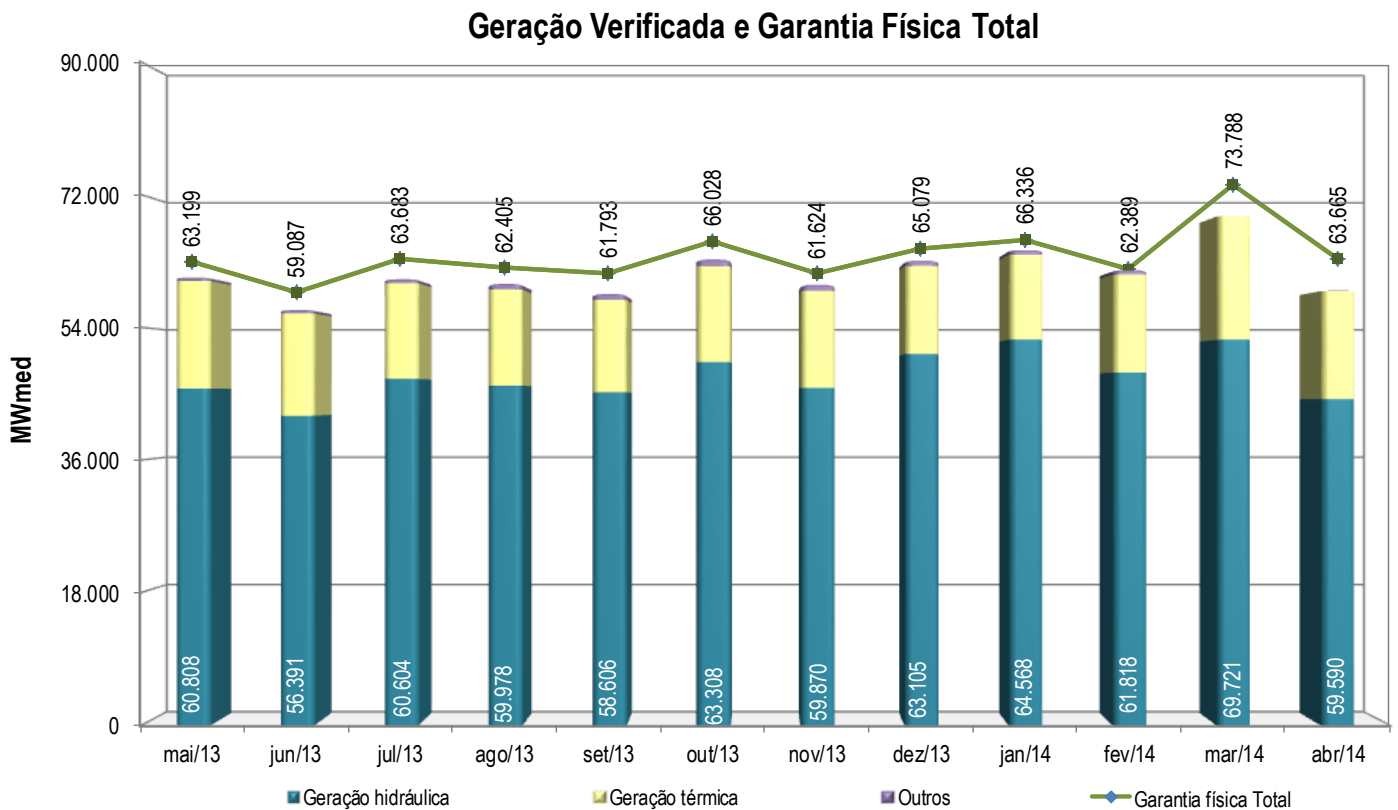


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até abril de 2014.

Fonte: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO*

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

No mês de maio de 2014 foram concluídos e incorporados ao SIN 444,94 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica, conforme descrito a seguir:

- UHE Batalha, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 52,50 MW, em Minas Gerais;
- PCH Abranjo I, 3 máquinas (unidades 1,2 e 3), total de 4,860 MW, no Rio Grande do Sul;
- CGH Rio Vermelho, 1 máquina (unidade 1), com 0,396 MW, em Santa Catarina;
- CGH Dalba, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 1,0 MW, no Paraná;
- UTE Suzano Maranhão, 1 máquina (unidade 2), com 127,420 MW, no Maranhão;
- UTE Itajaí Biogás, 1 máquina (unidade 1), com 1,065 MW, em Santa Catarina;
- UTE Guarani Tanabi, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 38,0 MW, em São Paulo;
- UTE Furlan Avaré, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 30,0 MW, em São Paulo;
- UEE Rei do Ventos 1, 33 máquinas (unidades 1 a 5, 7, 9 a 35), total de 55,11 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE Rei dos Ventos 3, 36 máquinas (unidades 1 a 36), total de 60,120 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE Miassaba 3, 44 máquinas (unidades 1 a 44), total de 68,470 MW, no Rio Grande do Norte;
- UEE Cerro Chato V, 3 máquinas (unidades 2, 5 e 6), total de 6,0 MW, no Rio Grande do Sul.

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



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

Fonte	Realizado em Mai/2014 (MW)	Acumulado em 2014 (MW)
Hidráulica	58,8	1.334,7
Térmica	196,5	707,3
Gás	1,1	357,1
Petróleo	0,0	7,4
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0
Biomassa	195,4	342,8
Eólica	189,7	1.164,1
Solar Fotovoltaica	0,0	2,1
TOTAL	444,9	3.208,2

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	1.764,5	4.524,0	4.914,8
Térmica	970,9	613,0	50,0
Gás	792,8	583,0	0,0
Petróleo	0,0	0,0	0,0
Nuclear	0,0	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0	0,0
Biomassa	178,1	30,0	50,0
Eólica	1.434,2	5.915,8	281,9
Solar Fotovoltaica	0,0	0,0	0,0
TOTAL	4.169,6	11.052,8	5.246,7

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 19/05/2014, 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 maio de 2014 foram concluídos e incorporados ao SIN 119,5 km de linhas de transmissão:

- LT 230 kV Mussuré II/ Norfil C1, com 2,0 km, da TAESA, na Paraíba.
- LT 230 kV Goianinha / Norfil III C1, com 2,0 km, da TAESA, em Pernambuco e Paraíba.
- LT 230 kV Camaçari II / Pituáçu C1 para a SE Camaçari IV (remanejamento), com 0,5 km, da CHESF, na Bahia.
- LT 230 KV Igaporã / Bom Jesus da Lapa II C1, com 115 km, da CHESF, na Bahia.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Mai/14 (km)	Acumulado em 2014 (km)
230	119,5	1.187,00
345	0,0	0,00
440	0,0	0,00
500	0,0	438,00
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,00
TOTAL	119,5	1.625,00

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 230/138 kV – 100 MVA na SE Paraíso (CHESF), no Rio Grande do Norte.
- 3º transformador 500/138 kV – 400 MVA na SE Itatiba (TRANSENERGIA), em São Paulo.
- 1º transformador 230/88 kV – 90 MVA na SE Mogi (CTEEP), em São Paulo.
- 3º transformador 500/230 kV – 600 MVA na SE Sapeaçu (TAESA), na Bahia;
- 1º transformador 230/69 kV – 150 MVA na SE Igaporã (CHESF), na Bahia.
- 2º transformador 230/69 kV – 150 MVA na SE Igaporã (CHESF), na Bahia.
- 4º transformador 500/230 kV – 600 MVA na SE São Luis II (ELETRONORTE), no Maranhão.

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

- Compensador Estático 250/-150 (CE1) (230kV – 250MVar) na SE Sapeaçu (TAESA), na Bahia;
- Compensador Estático 160/-150 (CE1) (230kV – 160MVar) na SE Macapá (MACAPÁ TRANSMISSORA), no Amapá;
- Reator de Barra (RT1) (230kV – 22,1 MVar) na SE Mossoró II (CHESF), no Rio Grande do Norte;

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

	Realizado em Mai/14 (MVA)	Acumulado em 2014 (MVA)
TOTAL	2.090,0	4.741,0

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	1.914,0	4.001,0	1.754,0
345	49,0	92,0	14,0
440	152,0	0,0	449,0
500	2.505,0	6.481,0	9.468,0
600 (CC)	2.382,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
TOTAL	7.002,0	10.574,0	11.685,0

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	16.874,0	18.871,0	8.056,0

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 19/05/2014, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.

10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de maio foi verificado um total de 15.369 MW médios de geração térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

O Custo Marginal de Operação – CMO manteve-se elevado durante o mês, mas inferior aos valores verificados no mês anterior, principalmente nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, sendo a previsão de vazões o parâmetro de maior impacto das revisões do Programa Mensal de Operação – PMO. No Norte, o CMO equalizou com o Nordeste a partir da última semana operativa.

O valor máximo do mês foi R\$ 1.062,04 / MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, na quarta semana operativa do mês. Destaca-se que no mês de maio o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD foi inferior ao valor máximo de R\$ 822,83, estabelecido pela ANEEL, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, na segunda semana operativa, em todos os patamares de carga, e na quinta semana operativa, no patamar de carga leve; no subsistema Nordeste na primeira e na segunda semana operativa, em todos os patamares de carga, e na terceira e na quinta semanas operativas no patamar de carga leve; e no subsistema Norte em todas as semanas operativas, mas apenas no patamar de carga leve na última semana operativa.

Os maiores descolamentos do CMOs ocorreram do subsistema Norte em relação aos demais na terceira e na quarta semanas operativas, devido ao atingimento dos limites de exportação do subsistema Norte.



10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

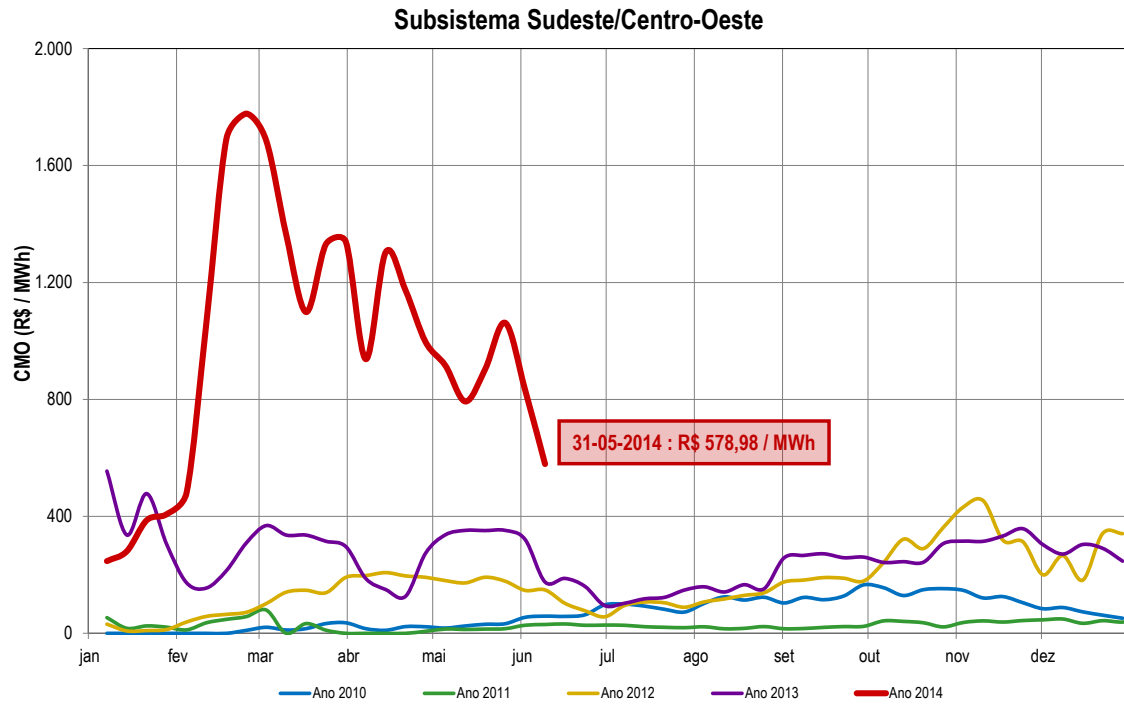


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

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

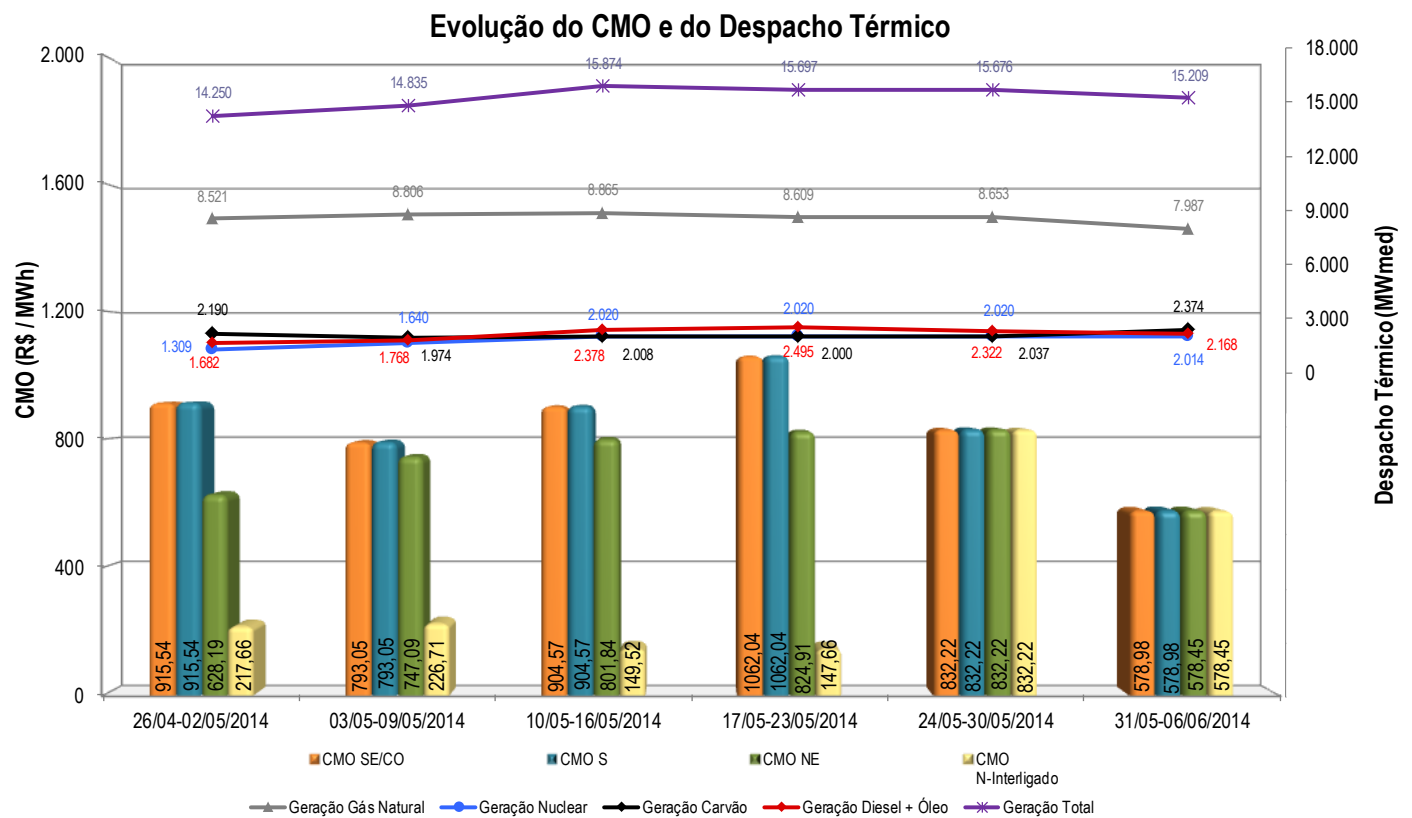


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte: ONS



11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em abril de 2014 foi de R\$ 89,4 milhões, valor 26% superior aos R\$ 70,8 milhões dispendidos no mês anterior. O valor de abril de 2014 é composto por R\$ 82,1 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; e por R\$ 7,3 milhões referentes ao encargo Serviços Ancilares, que está relacionado à remuneração pela prestação de serviços ao sistema como fornecimento de energia reativa por unidades geradoras solicitadas a operar como compensador síncrono, Controle Automático de Geração – CAG, autorrestabelecimento (*black-start*) e Sistemas Especiais de Proteção – SEP.

Ressalta-se que não houve pagamento de encargos por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica devido à geração complementar para garantia do suprimento energético.

A manutenção dos patamares do encargo Restrição de Operação em valores baixos está relacionado à permanência dos CMOs em valores elevados, superiores aos Custos Variáveis Unitários – CVUs das usinas termelétricas, na maioria delas.

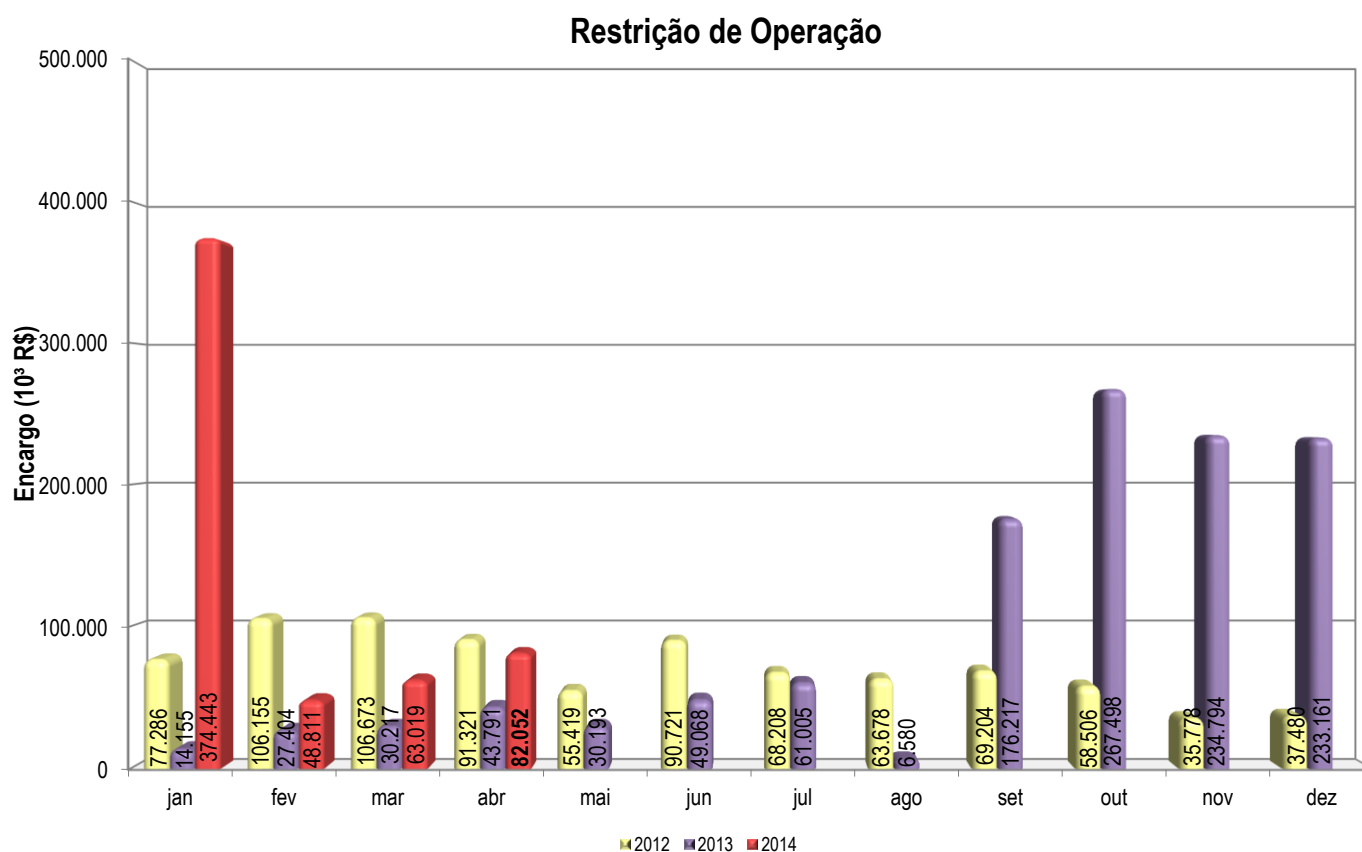


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até abril de 2014.

Fonte: CCEE



Segurança Energética

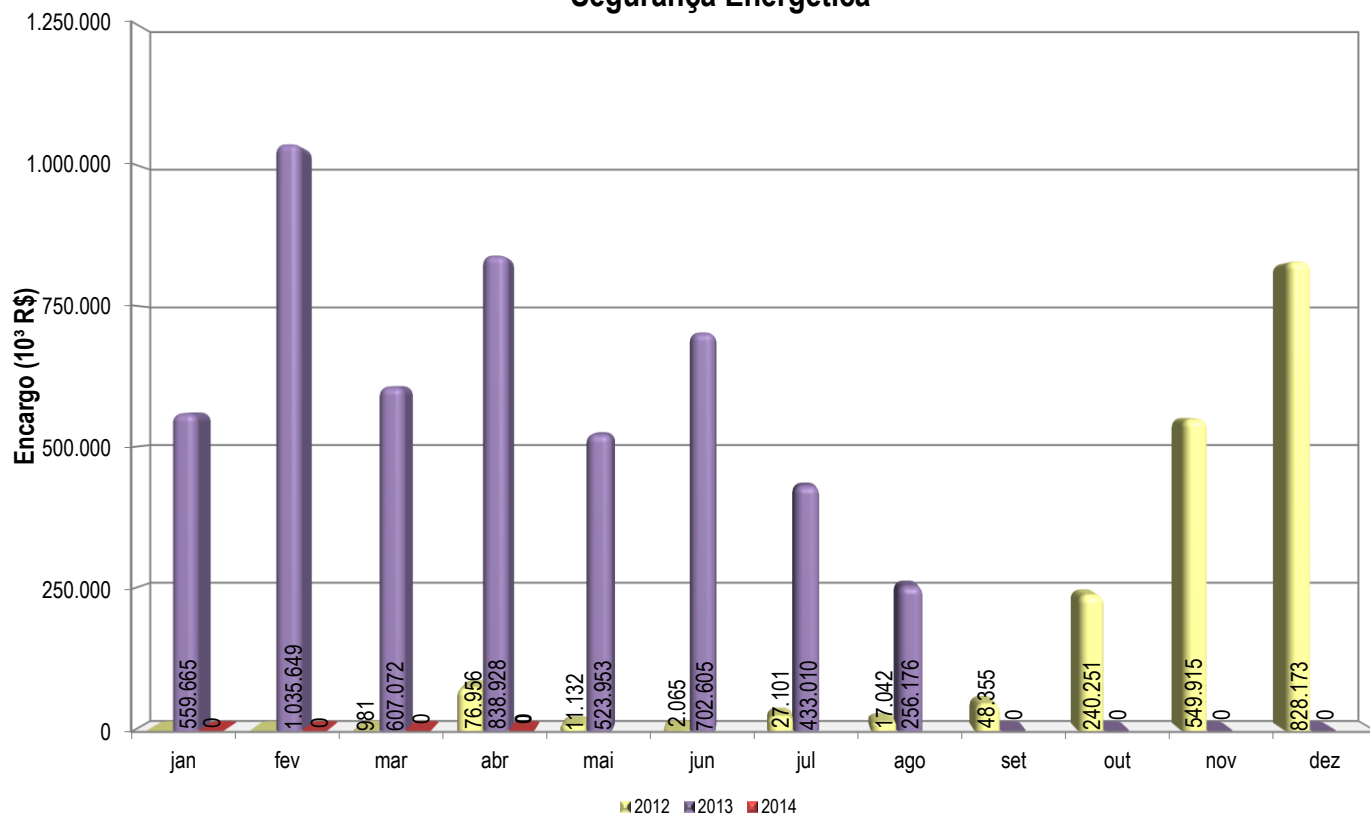


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até abril de 2014.

Fonte: CCEE

Serviços Ancilares

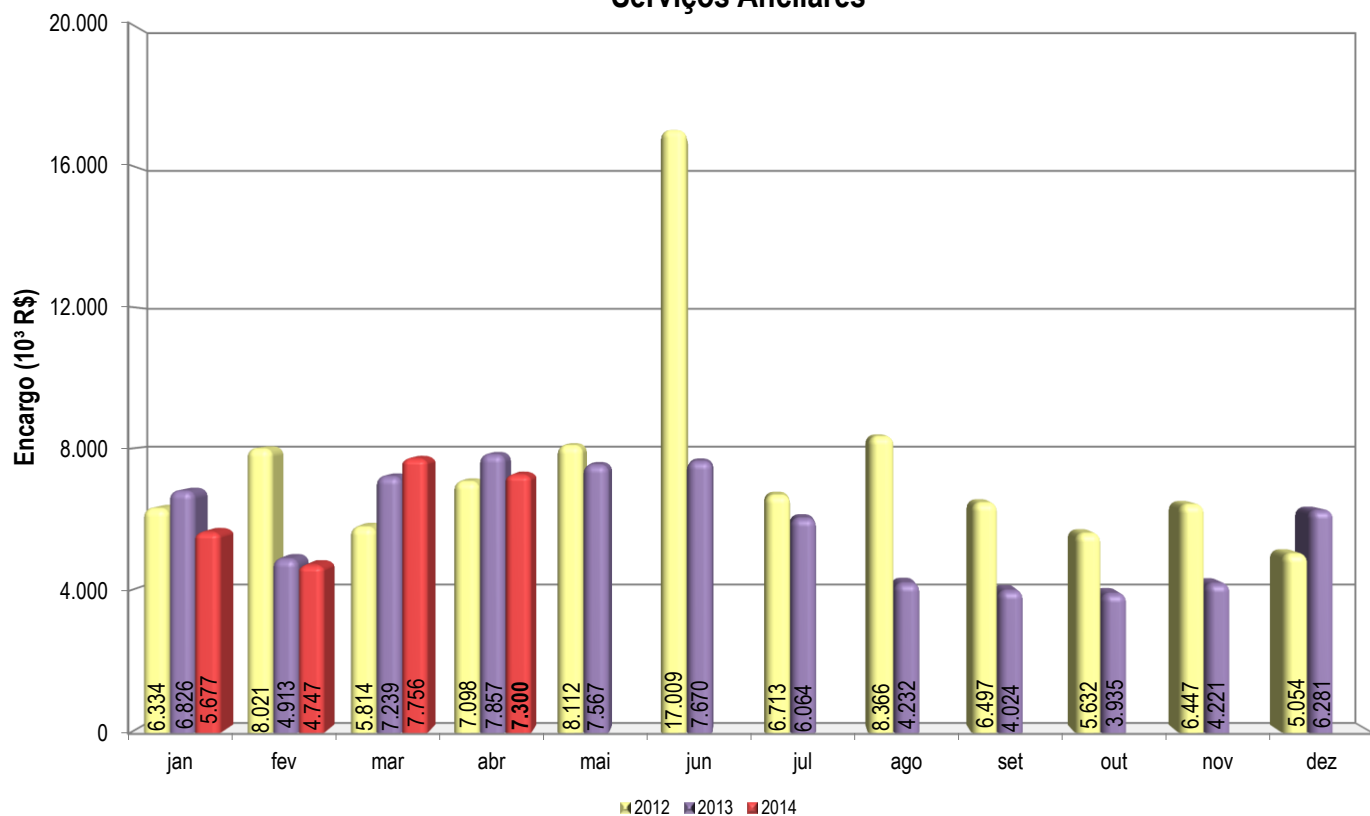


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até abril de 2014.

Fonte: CCEE



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de maio de 2014 o número de ocorrências e o montante de carga interrompida foram inferiores ao valor verificado no mesmo período de 2013. A seguir destacam-se as ocorrências de maior impacto:

- **Dia 06 de maio, às 20h01min:** Desligamento automático dos autotransformadores T3, T4 e T5 de 345/138-13,8kV, da SE Montes Claros. Houve interrupção de **242 MW** de carga da CEMIG no estado de Minas Gerais. Causa: Atuação das proteções de retaguarda dos transformadores, durante teste de energização da LT 138 kV Montes Claros 2 - Rima Capitão Enéas pelo disjuntor de transferência, por atuação incorreta da proteção.
- **Dia 12 de maio, às 18h53min:** Desligamento automático dos disjuntores de 69 kV conectados ao barramento 02BP e dos Transformadores TR1, TR2 e TR3 230/69 kV da SE Joairam, após a ocorrência de um curto circuito interno na rede da distribuidora CELPE. Houve interrupção de **141 MW** de cargas da CELPE no estado de Pernambuco. Causa: Atuação incorreta da proteção associada ao transformador de aterramento 02A2 da SE Joairam, resultando no desarme de todos os disjuntores de 69kV e do disjuntor de 230 kV 14T3, provocado por erro de concepção na lógica.
- **Dia 20 de maio, às 16h56min:** Desligamento automático do barramento de 69 kV da SE Juazeiro da Bahia II, com consequente desligamento das LTs 230 kV Sobradinho - Juazeiro da Bahia II C1 e C2, Senhor do Bonfim - Juazeiro da Bahia II e Irecê - Brotas de Macaúbas. Houve interrupção de **328 MW** de cargas, sendo **260 MW** da COELBA no estado da Bahia e **68 MW** da CELPE no estado de Pernambuco. Causa: Abertura em carga da chave seccionadora da SE 69 kV Juazeiro da Bahia II, devido à ação humana errônea, seguida de atuação incorreta da proteção das LTs 230 kV Sobradinho - Juazeiro de Bahia II C1 e C2.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

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

Carga Interrompida no SEB (MW)														2014	2013
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2014	2013	
SIN**	0	6.795	0	0	0								6.795	0	
S	637	238	168	0	0								1.043	1.397	
SE/CO	2.281	1.439	1.344	941	242								6.247	4.873	
NE	252	877	196	0	586								1.911	12.970	
N-Int***	318	376	0	104	0								798	3.933	
Isolados	0	0	0	0	0								0	1.737	
TOTAL	3.488	9.725	1.708	1.045	828	0	0	0	0	0	0	0	16.794	24.909	

Fonte: ONS, Eletronorte

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														2014	2013
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2014	2013	
SIN**	0	1	0	0	0								1	0	
S	3	1	1	0	0								5	6	
SE/CO	8	3	3	4	1								19	22	
NE	2	2	1	0	3								8	21	
N-Int***	2	1	0	1	0								4	14	
Isolados	0	0	0	0	0								0	8	
TOTAL	15	8	5	5	4	0	0	0	0	0	0	0	37	71	

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

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

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

Fonte: ONS, Eletronorte

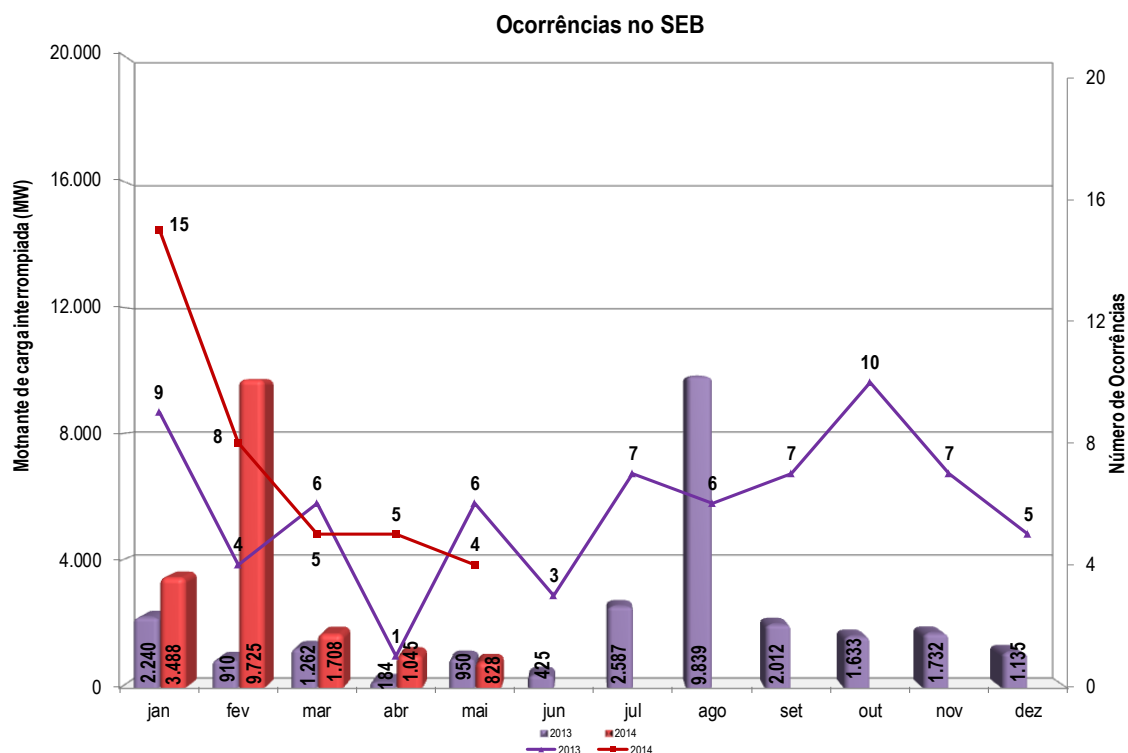


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte: ONS e Eletronorte

12.2. Indicadores de Continuidade *

Em relação aos indicadores de continuidade, vale ressaltar que no mês de março foi redefinido o limite de 14,53 para o DEC e de 11,77 para o FEC, menores que o do mês anterior.

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									6,74	14,53
S	2,14	1,94	1,29	1,14									6,49	13,36
SE	1,28	1,10	0,91	0,70									3,99	9,74
CO	3,65	2,48	3,06	2,49									11,76	17,18
NE	1,79	1,73	1,99	2,14									7,64	16,97
N	4,42	4,54	4,55	4,05									17,56	38,62

Dados contabilizados até abril 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									3,67	11,77
S	1,33	1,13	0,86	0,70									4,02	11,17
SE	0,67	0,55	0,49	0,38									2,08	7,85
CO	1,95	1,64	1,94	1,84									7,36	15,10
NE	0,87	0,85	0,92	0,98									3,61	12,08
N	2,67	2,54	2,52	2,51									10,26	36,35

Dados contabilizados até abril 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.

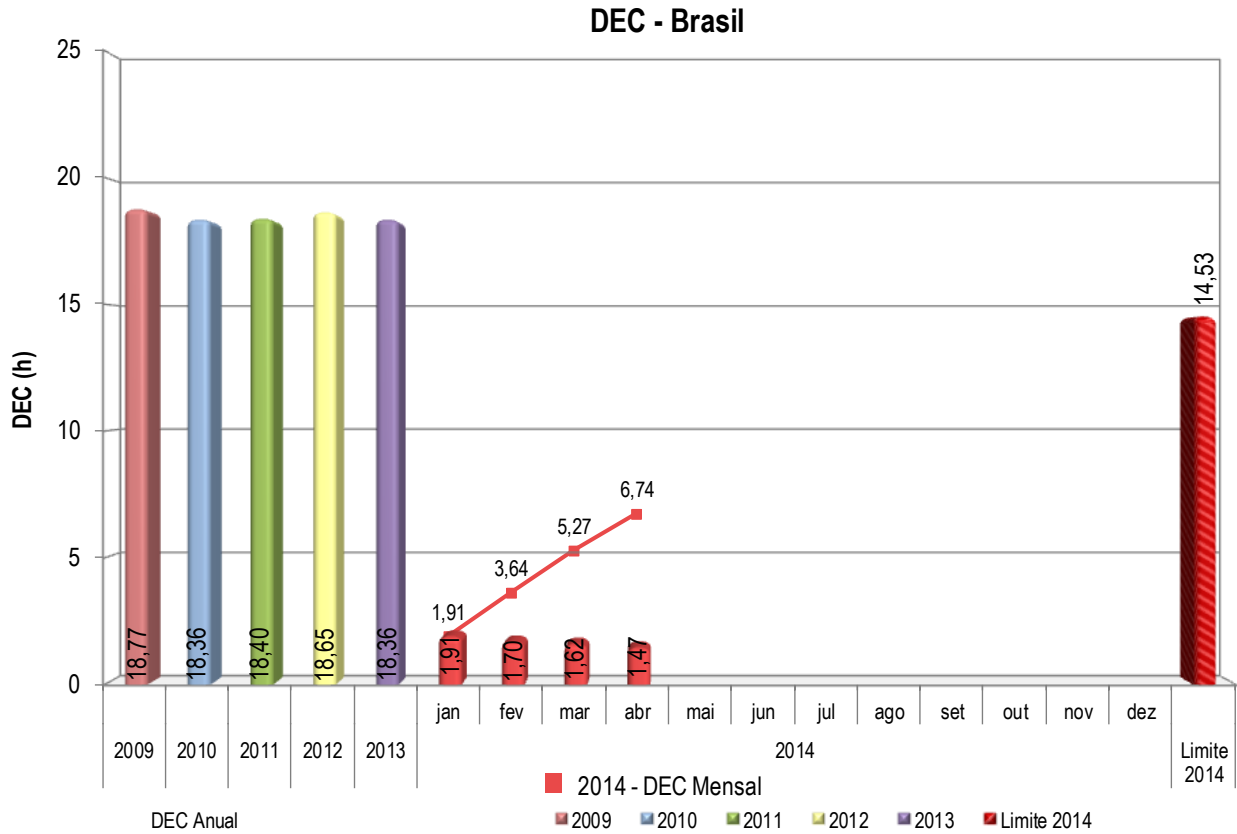


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte: ANEEL

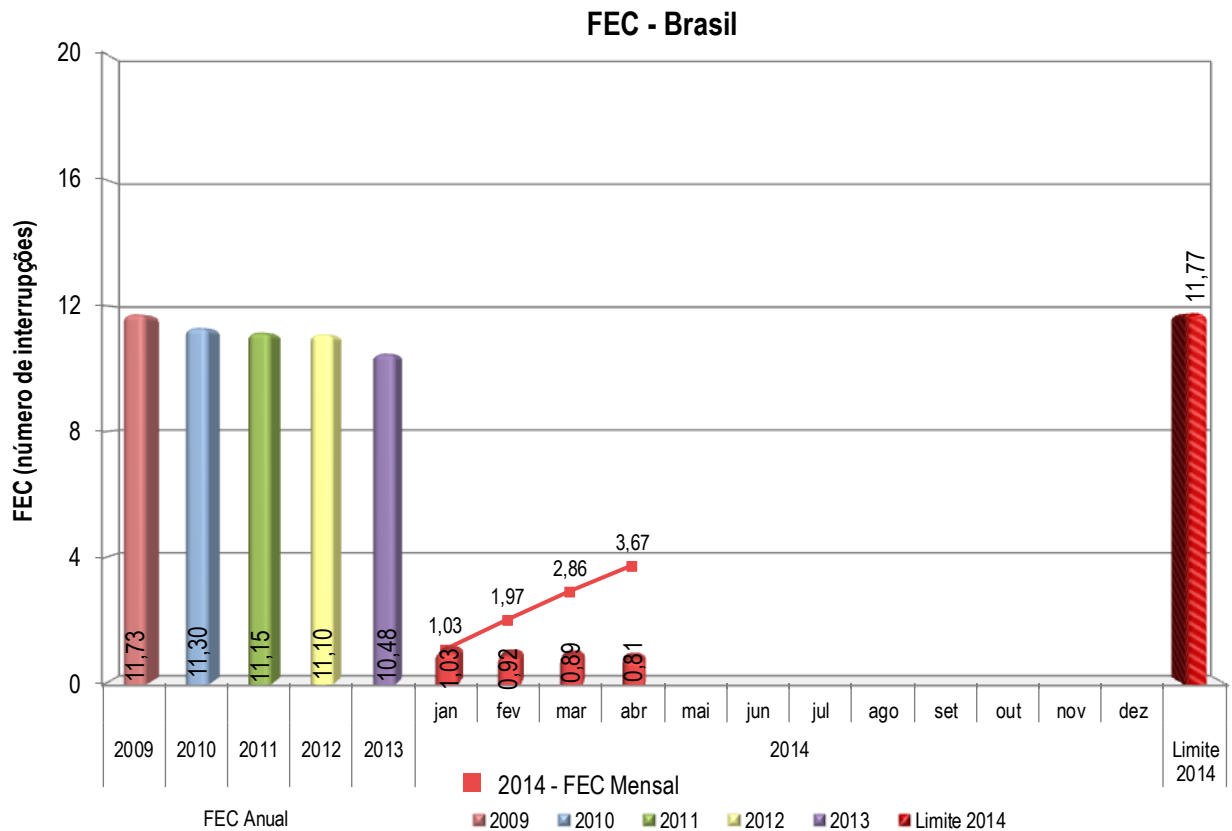


Figura 40. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até abril 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