



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Dezembro – 2014





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Dezembro – 2014

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Eduardo Braga

Secretário-Executivo

Márcio Pereira Zimmermann

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE

Domingos Romeu Andreatta

Coordenação Geral de Monitoramento do Desempenho do Sistema Elétrico

Thiago Pereira Soares

Equipe Técnica

André Grobério Lopes Perim

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Guilherme Silva de Godoi

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

José Brito Trabuco

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

70.065-900 – Brasília - DF

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

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



SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Precipitação Acumulada – Brasil.....	2
2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias	3
2.3. Energia Natural Afluente Armazenável	4
2.4. Energia Armazenada	6
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	9
3.1. Principais Intercâmbios Verificados	9
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	10
4.1. Consumo de Energia Elétrica	10
4.2. Unidades Consumidoras.....	12
4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil.....	12
4.4. Demandas Máximas	13
4.5. Demandas Máximas Mensais	13
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	16
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	17
7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**	18
7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	18
7.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	19
7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	19
7.4. Geração Eólica	20
7.5. Energia de Reserva	21
7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física	23
8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO	26
8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	26
8.2. Previsão da Expansão da Geração.....	28
9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	28
9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão	28
9.2. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	29
9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão	30



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



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/11/2014 a 30/11/2014 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/11 a 29/11/2014* 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 2014.....	22
Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.....	22
Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).....	23
Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.....	23
Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.....	24
Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.....	24
Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.....	25
Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.....	25
Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.....	26
Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	31
Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.....	31
Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.....	32
Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.....	33
Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	33
Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	35
Figura 39. DEC do Brasil.....	36
Figura 40. FEC do Brasil.....	36



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	6
Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.	9
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	11
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.	11
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	12
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.	13
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada** de geração de energia elétrica do Brasil.	16
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	17
Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	19
Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	19
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.	27
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW).	28
Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	29
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	29
Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	30
Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	30
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	34
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.	34
Tabela 19. Evolução do DEC em 2014.	35
Tabela 20. Evolução do FEC em 2014.....	35



1. INTRODUÇÃO

Durante o mês de dezembro observou-se um amplo predomínio de anomalias negativas de chuva sobre a maior parte do Brasil, com algumas exceções. As anomalias negativas mais importantes se concentraram sobre o Sudeste e Norte do país. Os valores de aflúências brutas a todos os subsistemas foram inferiores à média de longo termo - MLT, com exceção do Sul. No mês, foram verificados 16.678 MW médios de geração térmica programada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS considerando todas as razões de despacho, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de novembro de 2014 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: +3,4 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, -8,3 p.p. no Sul, +4,7 p.p. no Nordeste e +5,3 p.p. no Norte.

No dia 03 de dezembro de 2014, foi realizada a 150ª reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, os empreendedores dos lotes A e B do leilão de transmissão 002/2012 (Teles Pires) e do lote único do leilão de transmissão 011/2013 (Belo Monte) apresentaram, por solicitação do Comitê, a situação das obras das linhas de transmissão e instalações associadas necessárias ao escoamento da energia das usinas do rio Teles Pires, e da UHE Belo Monte, respectivamente. Além disso, dentre outros assuntos, foi apresentado pela EPE um balanço dos resultados dos leilões de compra de energia de novos empreendimentos (A-3, A-5 e Energia de Reserva), realizados em 2014. Nesse sentido, foi destacada a quantidade de empreendimentos vencedores (135), a potência total contratada (7.207,2 MW) e o valor do investimento previsto (R\$26,1 bilhões).

Entraram em operação comercial no mês 1.020,6 MW de capacidade instalada de geração, 1037,6 km de linhas de transmissão e 2.813,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano a expansão do sistema totalizou 7.509,3 MW de capacidade instalada de geração, 8.876,5 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 15.672,0 MVA de transformação na Rede Básica.

No mês de dezembro de 2014, a capacidade própria instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 133.913 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2013, houve expansão de 3.714 MW de geração de fontes hidráulicas, de 1.288 MW de fontes térmicas e de 2.686 MW de geração eólica.

No mês de novembro de 2014, a geração hidráulica correspondeu a 67,4% do total gerado no Brasil, 0,4 p.p. acima ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica, que é tipicamente sazonal, também teve variação de 0,4 p.p. entre um mês e outro (3,3% em outubro e 2,9% em novembro de 2014). Além disso, a participação de usinas térmicas na produção de energia elétrica, em termos globais, se manteve no mesmo patamar, com variações por combustível entre -0,9 p.p. (biomassa) e +0,5 p.p. (gás).

O fator de capacidade médio da geração eólica da região Sul, no mês de novembro de 2014, diminuiu 8,9 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 25,2%. Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Nordeste reduziu 11,9 p.p. em relação a outubro de 2014, e alcançou 42,3%. No acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior, houve avanço de 3,4 p.p. no fator de capacidade na região Nordeste, enquanto que na região Sul o fator de capacidade das usinas manteve-se praticamente no mesmo patamar.

Com relação ao mercado consumidor, no acumulado dos últimos doze meses (dezembro de 2013 a novembro de 2014), o consumo total, considerando as perdas, cresceu 2,5% em relação ao mesmo período anterior. Por sua vez, no mês de novembro de 2014 foi verificado crescimento de 2,7% em relação a novembro de 2013. Houve expansão de 3,2% na quantidade de unidades consumidoras residenciais de novembro de 2014 em relação ao mesmo mês de 2013.

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

A primeira semana do mês de dezembro foi caracterizada por ocorrência de pancadas de chuva nas bacias dos rios Tocantins e Paranaíba. Nas semanas seguintes, a passagem regular de frentes frias pelas regiões Sul e Sudeste ocasionaram precipitação de intensidade fraca a moderada nas bacias hidrográficas dessas regiões. Na bacia do rio Tocantins permaneceram as pancadas de chuva.

Ao término do mês foram observados totais de precipitação abaixo da média climatológica em praticamente todas as bacias hidrográficas de interesse para geração de energia hidrelétrica do Brasil, com exceção das bacias dos rios Uruguai e Jacuí. Destaca-se que no mês de dezembro choveu apenas 50% do esperado para o mês na bacia do rio Paraíba do Sul, 65% na bacia do rio Grande e 70% nas bacias dos rios Paranaíba e São Francisco, aproximadamente.

As temperaturas mínimas do mês variaram entre normal e acima da normal em praticamente todo o país, com destaque para a região Sul e para o estado de São Paulo, com anomalias positivas de até 3°C. As temperaturas máximas do mês de dezembro estiveram em geral abaixo da média climatológica, com exceção do estado de São Paulo, onde as variações foram entre a média e acima da média.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 84 %MLT – 34.652 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (25º pior valor*), 106 %MLT – 7.834 MW médios no Sul (30º melhor valor*), 65 %MLT – 6.638 MW médios no Nordeste (16º pior valor*) e 81 %MLT – 4.753 MW médios no Norte-Interligado (32º pior valor*).

Ressalta-se que, apesar de ter ocorrido ENA bruta de 106 %MLT no subsistema Sul, foi armazenável apenas 96 %MLT.

* considerando um histórico de afluências para o mês em 83 anos (1931 a 2013).

2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

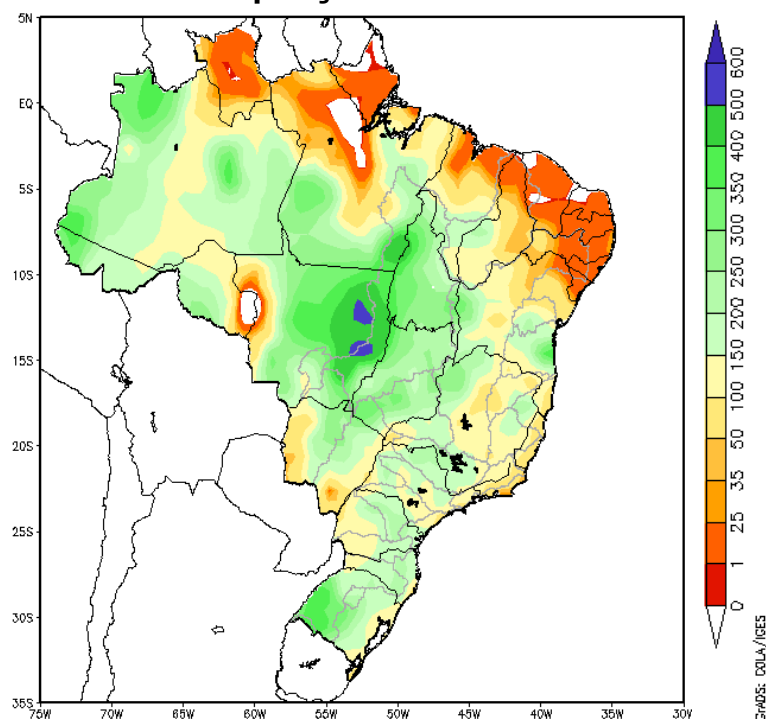


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/12/2014 a 31/12/2014 – Brasil.

Fonte: ONS



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

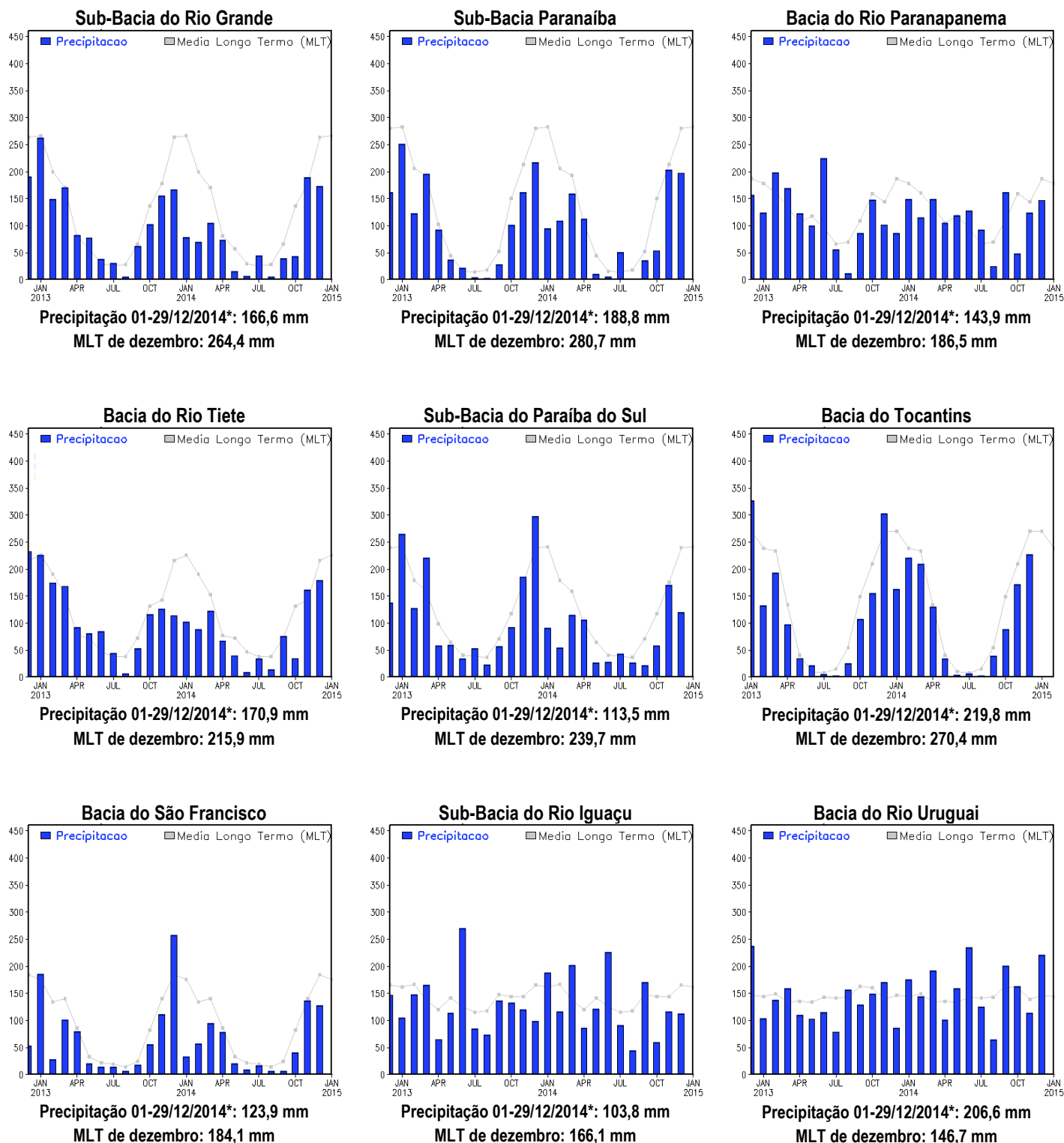


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/11 a 31/12/2014 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

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



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

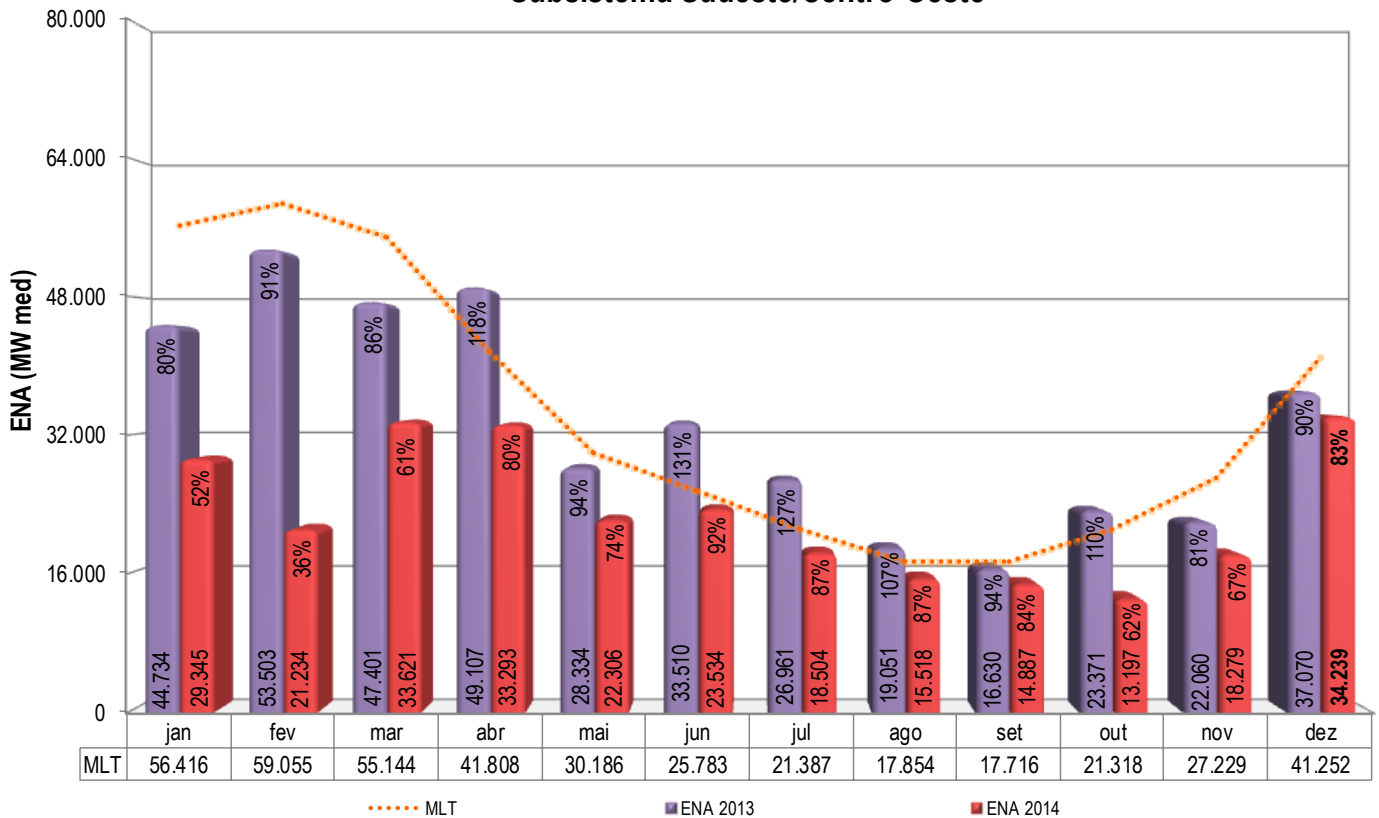


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

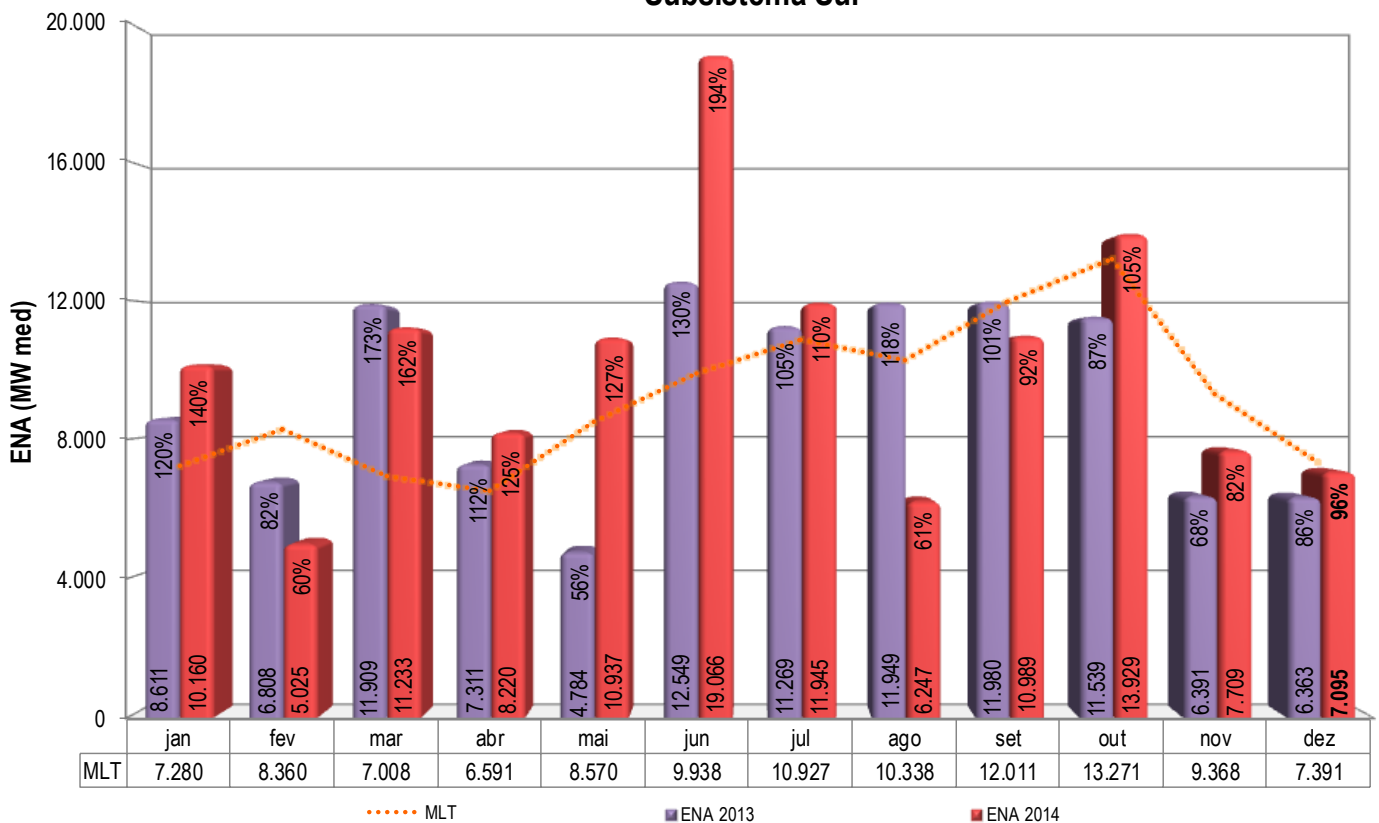


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



Subsistema Nordeste

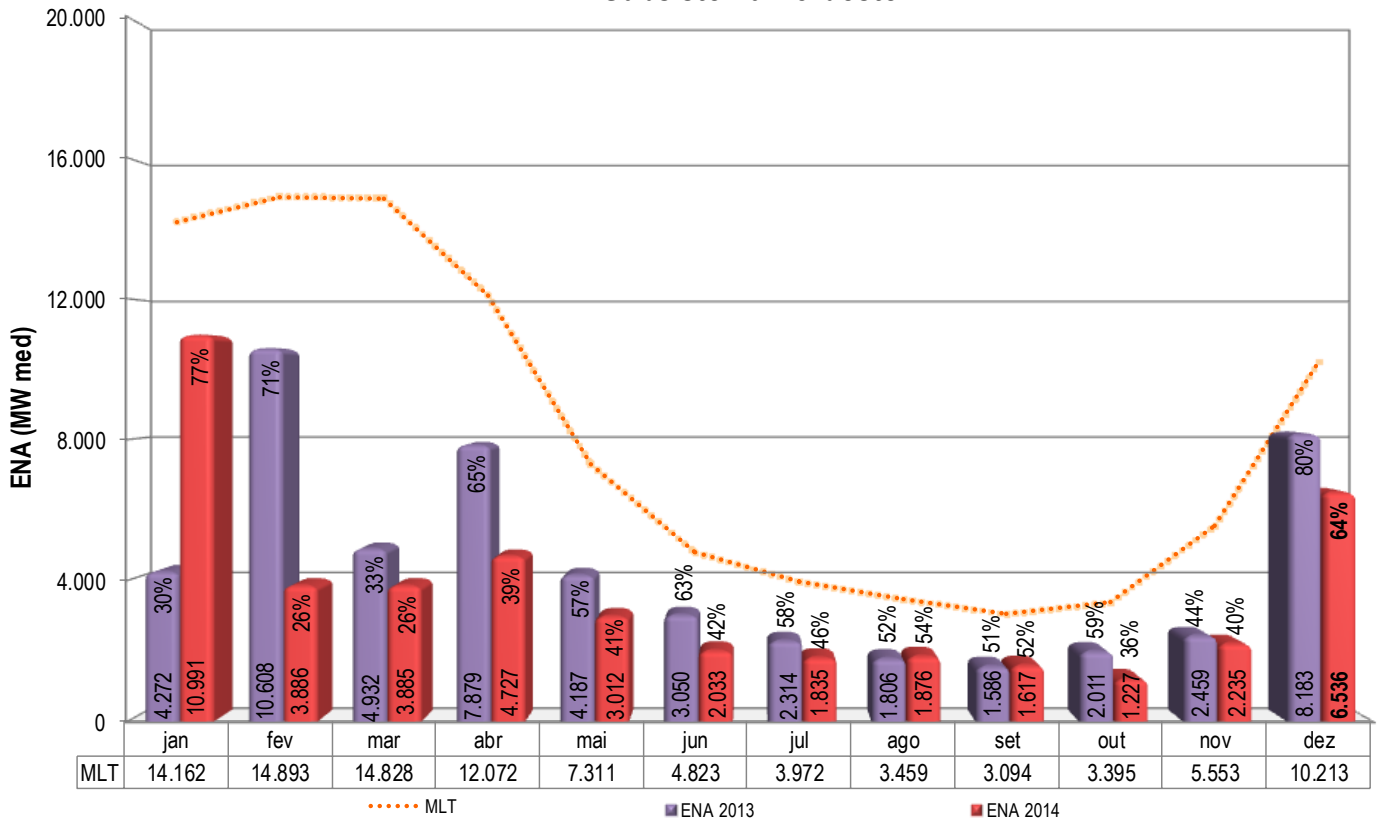


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

Subsistema Norte-Interligado

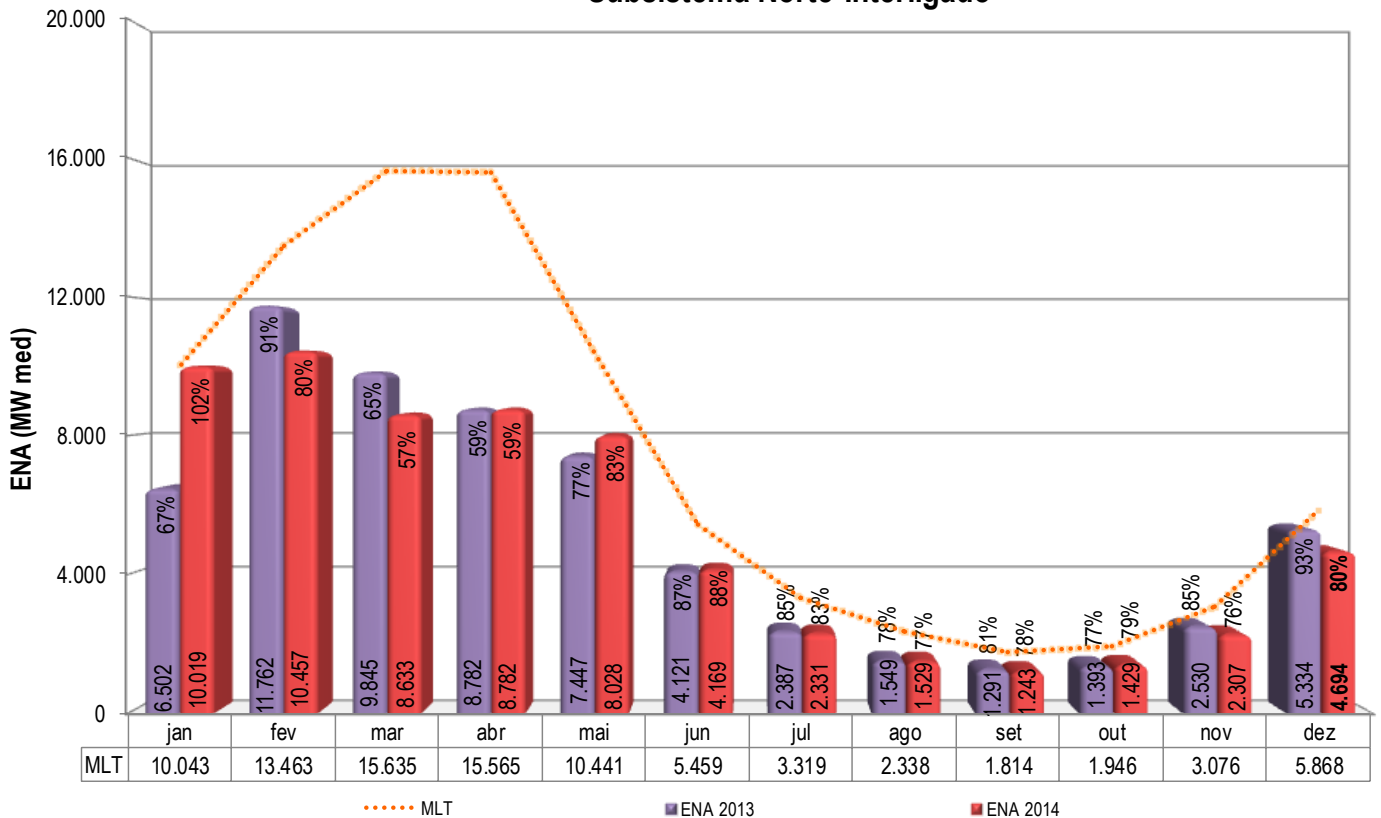


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



2.4. Energia Armazenada

Em dezembro de 2014 houve pequena elevação nos níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas, com exceção do Sul, onde houve redução. Houve contribuição de aproximadamente 16.678 MW médios de produção térmica no mês, valor cerca de 233 MW médios acima do verificado no mês anterior.

Durante o mês de dezembro, no subsistema Sudeste/Centro-Oeste houve um aumento do armazenamento equivalente em 3,4 p.p., atingindo 19,4 %EAR, valor 23,8 p.p. inferior ao verificado no final de dezembro de 2013 (43,2 %EAR), e 12,9 p.p. inferiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (32,3%EAR). As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram dimensionadas em função da evolução das condições eletroenergéticas de seu reservatório, sendo exploradas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, e minimizadas nos períodos de carga leve, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste.

As disponibilidades energéticas das usinas da região Sul inicialmente foram exploradas ao máximo em todos os períodos de carga, visando minimizar e/ou evitar a ocorrência de vertimentos para controle do nível de armazenamento de seus reservatórios, respeitando-se os limites elétricos vigentes, visando reduzir a utilização dos estoques armazenados nos reservatórios das demais regiões do SIN. Ao término do mês, a geração das usinas do Sul foram dimensionadas em função da evolução das condições hidroenergéticas da região. Nesse contexto, houve um deplecionamento do reservatório equivalente em 8,3 p.p em comparação com novembro de 2014, atingindo 57,4 %EAR ao final do mês, valor cerca de 0,3 p.p. inferior ao armazenamento do final do mês de dezembro de 2013 (57,7 %EAR).

No subsistema Nordeste houve replecionamento em 4,7 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 17,7 %EAR ao final do mês de dezembro, valor 16,1 p.p. inferior ao verificado ao final de dezembro de 2013 (33,8 %EAR), mas ainda 3,6 p.p. superiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (14,1 %EAR). Foi mantida a geração hidráulica em valores mínimos, sendo a geração térmica e eólica locais e o recebimento de energia da ordem de 339 MW médios responsáveis pelo fechamento do balanço energético do subsistema. Em função das condições de armazenamento desfavoráveis, a defluência mínima da UHE Três Marias foi mantida em 120 m³/s, mas a afluência apresentou melhoria, ficando em média em 460 m³/s.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 33,4 %EAR ao final do mês de dezembro, apresentando replecionamento em 5,3 p.p em comparação ao mês anterior, e cerca de 4,0 p.p. inferiores em relação ao armazenamento do final de dezembro de 2013 (37,4 %EAR). No mês, a geração da UHE Tucuruí inicialmente foi maximizada em todos os períodos de carga, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes nas interligações entre as regiões Norte, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações percentuais de energia armazenada em comparação ao final de novembro referem-se ao replecionamento de 9,2 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 27,6% v.u.), de 6,0 p.p. na UHE Três Marias (atingindo 10,2% v.u.) e de 4,7 p.p. na UHE Sobradinho (atingindo 20,5% v.u.). Por sua vez, ao final do mês de dezembro, UHE Ilha Solteira encontrava-se com armazenamento de cerca de 38,1% v.u., referenciado ao seu volume útil máximo, considerando operação individual, o que corresponde a um replecionamento de 6,3 p.p. em relação ao armazenamento verificado em novembro de 2014.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final do Mês (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% da Capacidade Total	% Armazenamento Atual Total
Sudeste/Centro-Oeste	19,4	205.002	70,3	60,9
Sul	57,4	19.873	6,8	17,5
Nordeste	17,7	51.859	17,8	14,1
Norte	33,4	14.812	5,1	7,6
TOTAL		291.546	100,0	100,0

Fonte: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

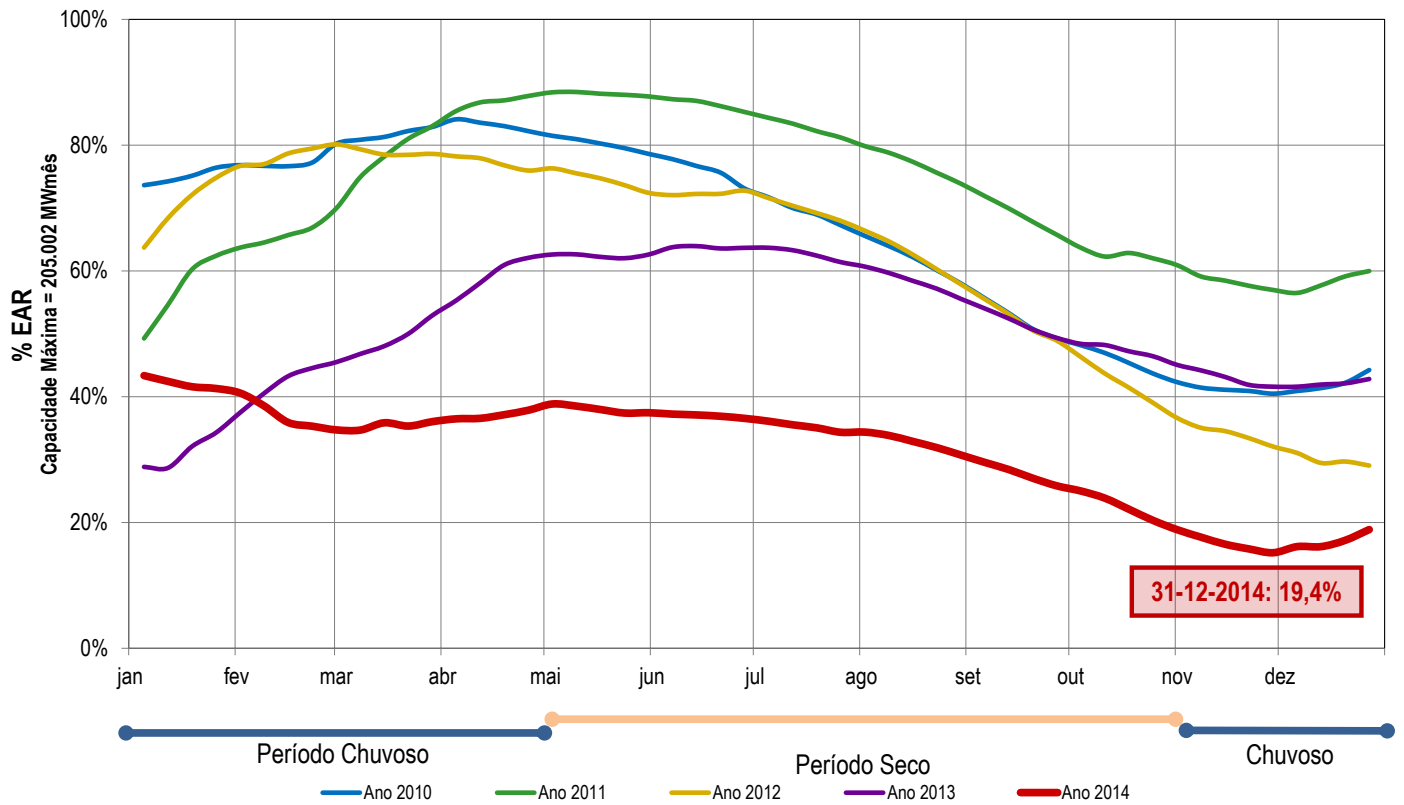


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

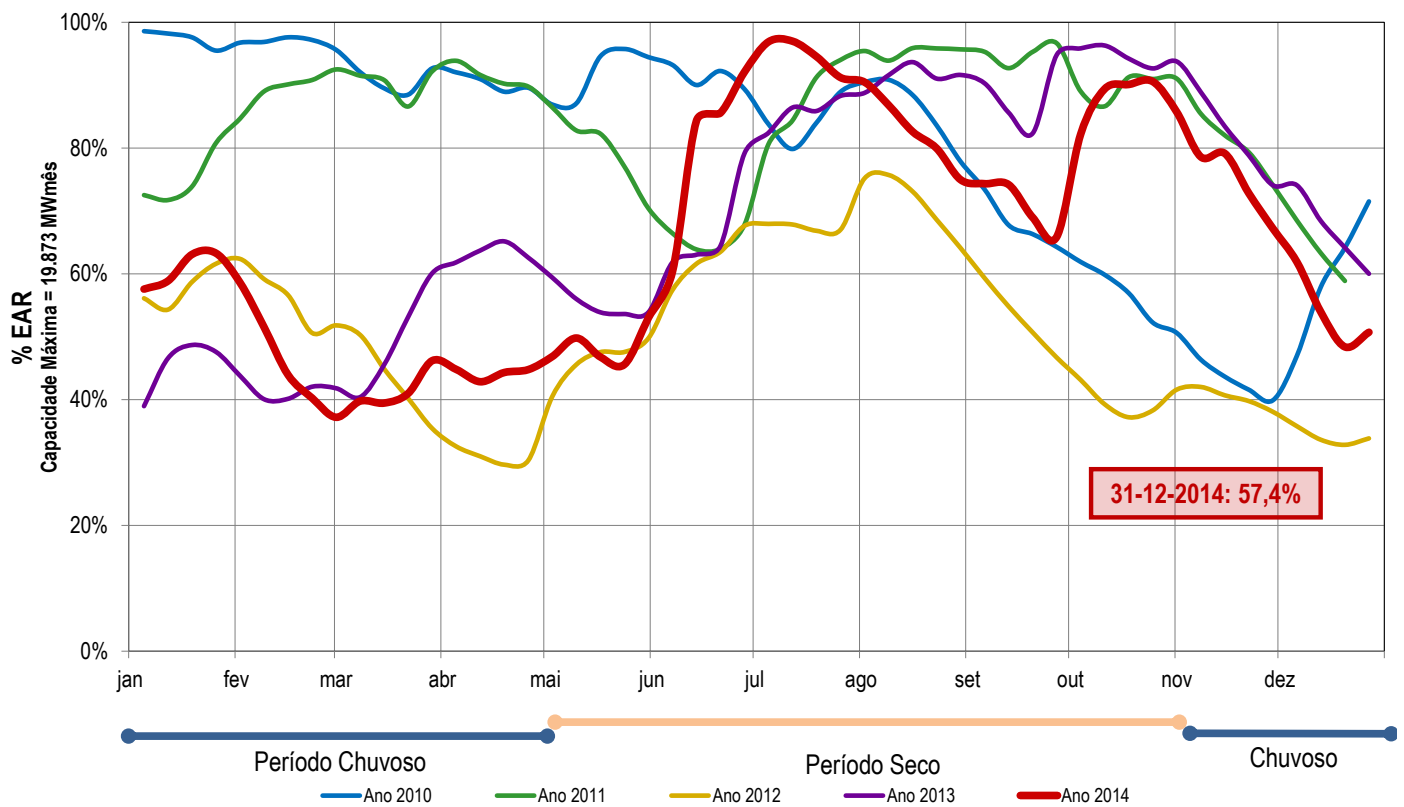


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



Subsistema Nordeste

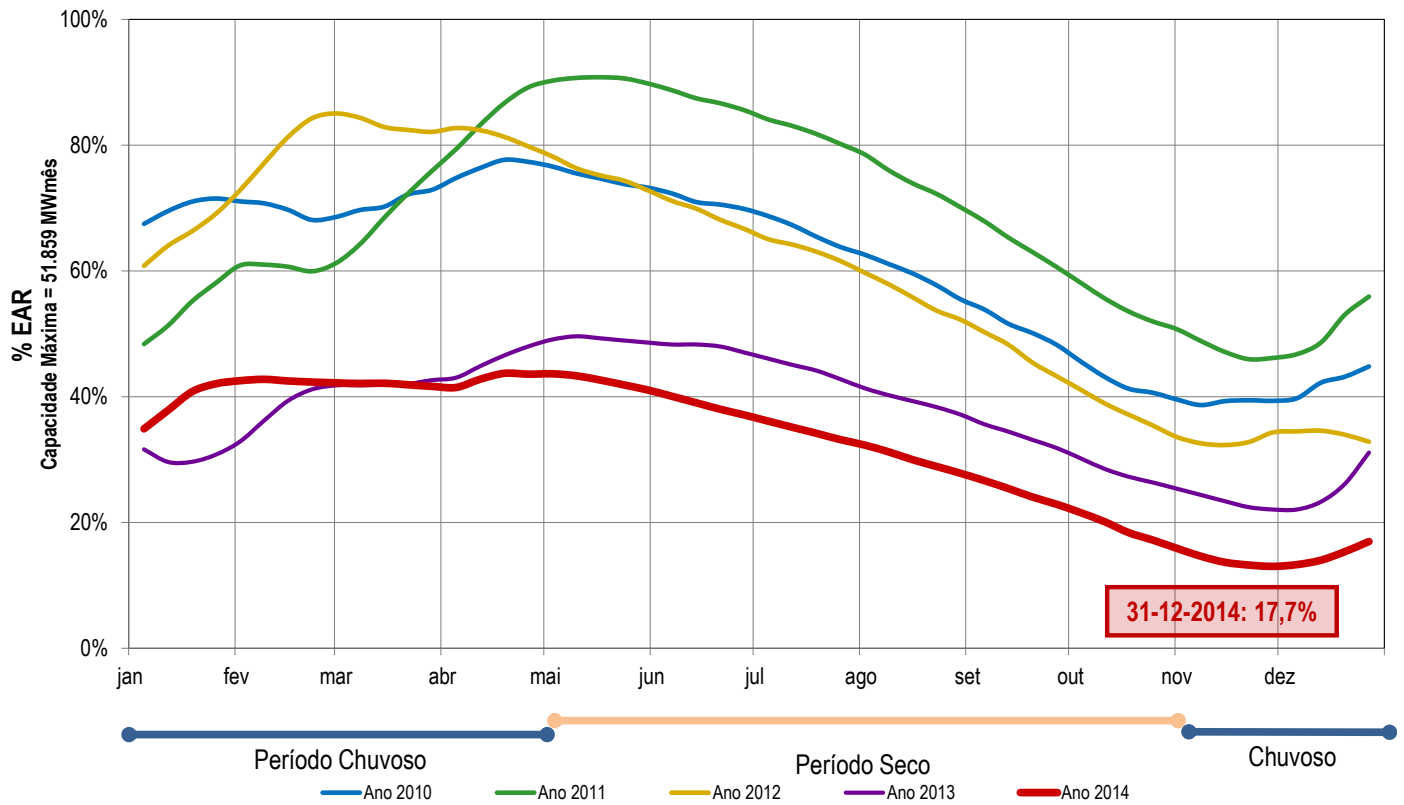


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

Subsistema Norte-Interligado

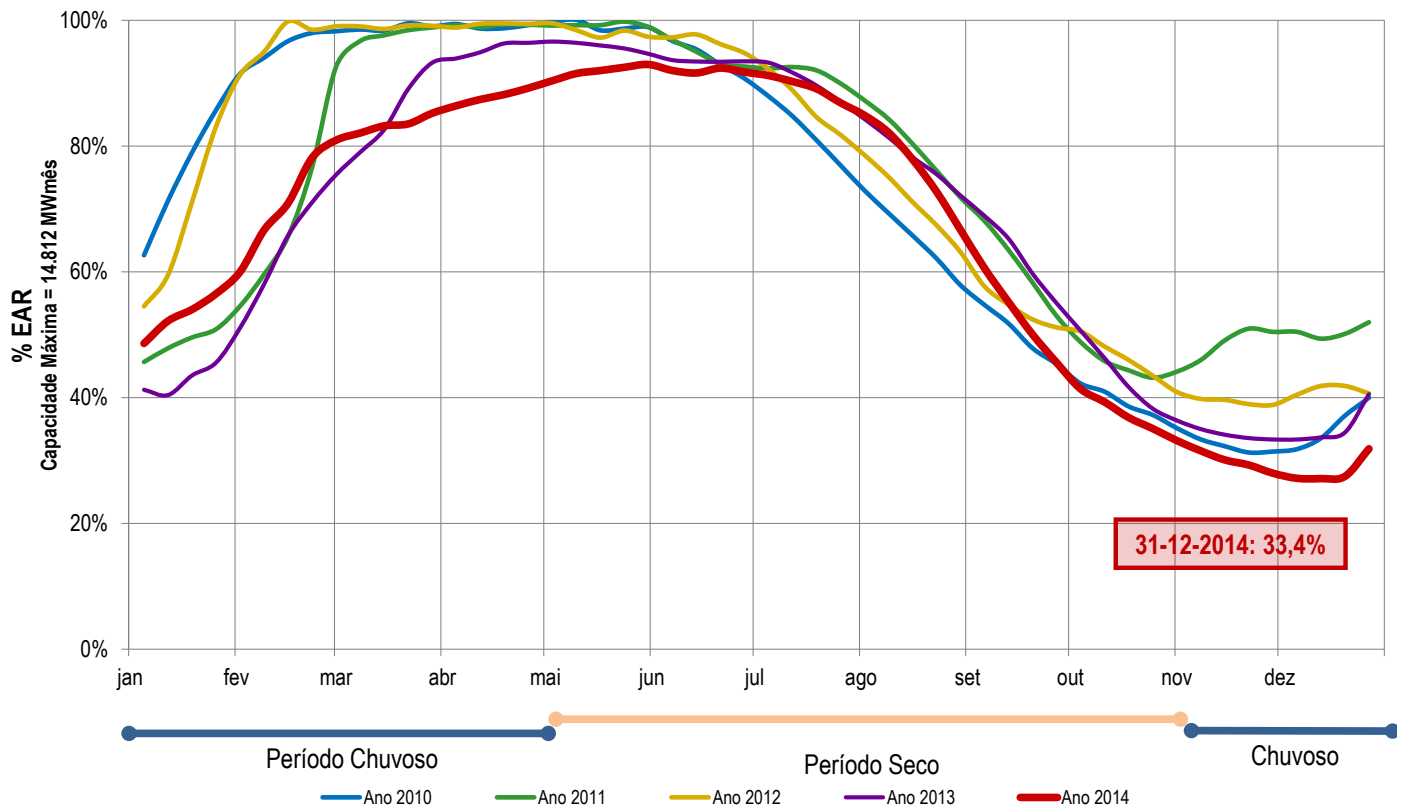


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Do subsistema Norte-Interligado, houve exportação de energia de cerca de 911 MWmédios, devido às necessidades de complementação do balanço energético dos demais subsistemas. Na média mensal, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste recebeu excedentes do subsistema Norte em 572 MWmédios.

O subsistema Nordeste também permaneceu receptor, reduzindo sua importação de 724 MWmédios em novembro para 339 MWmédios em dezembro. Ressalta-se que a geração hidráulica no subsistema Nordeste continuou nos valores mínimos operativos, para minimizar as taxas de deplecionamento dos reservatórios da região.

No complexo do Rio Madeira, em dezembro a UHE Jirau gerou cerca de 1.110 MWmédios e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 1.850 MWmédios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. No período foram escoados cerca de 2.695 MWmédios pelo primeiro bipolo em corrente contínua, com média diária máxima no mês de 3.071 MWmédios, no dia 21 de dezembro de 2014, máximo valor do histórico desde a sua entrada em operação.

Além disso, a região metropolitana de Manaus importou cerca de 131 MWmédios do SIN no mês de dezembro, através da interligação Tucuruí-Manaus. No dia 1 de dezembro de 2014, foi registrado o maior valor diário de importação pela interligação Tucuruí-Manaus no mês, 258 MWmédios.

A importação da Venezuela para suprimento ao estado de Roraima foi de 98 MWmédios, ligeiramente inferior ao verificado no mês anterior, no valor de 102 MWmédios.

No mês de dezembro, 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	7.500
	FSUL	5.740
⑥	INT _{Arg}	2.100
	INT _{Urug}	70

Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

Fonte: ONS / Eletronorte

Fonte: ONS / Eletronorte

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

** Valor contratual.



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 novembro de 2014, o consumo de energia elétrica atingiu 48.381 GWh, considerando autoprodução e acréscimo das perdas, registrando decréscimo de 3,2% em comparação ao verificado no mês anterior e aumento de 2,7% em comparação com o consumo de novembro de 2013.

No acumulado dos últimos 12 meses (dezembro de 2013 a novembro de 2014), o consumo residencial registrou crescimento de 5,9% em relação ao mesmo período anterior e avançou 6,2% em novembro de 2014 em comparação ao mesmo mês de 2013. Em termos do número de unidades consumidoras, houve crescimento de 3,2%, valor próximo à média verificada entre os anos 2005 a 2013. Destaca-se o crescimento da base de consumidores especialmente na região Norte do país, onde estão sendo desenvolvidos programas pelas principais concessionárias de distribuição visando à regularização das ligações.

Por sua vez, o consumo da classe comercial registrou crescimento de 7,6% no acumulado de 12 meses e 7,8% em relação a novembro de 2013. Essa expansão verificada é atribuída, dentre outros fatores, à maior demanda para climatização de ambientes, tanto no pequeno comércio quanto nos segmentos de maior porte. No mês, o maior aumento do consumo foi verificado na região Sul (+11,8%), seguido das regiões Nordeste e Centro-Oeste (8,0%).

Seguindo tendência dos meses anteriores, o consumo industrial registrou nova retração de 4,5%, em relação a novembro de 2013, sendo os segmentos metalúrgico e automobilístico os mais afetados. A indústria metalúrgica tem registrado continuamente queda na sua produção, reflexo dos baixos preços dos seus produtos no mercado internacional. Dessa forma, no setor elétrico, esse cenário é percebido com a queda do consumo desse setor, com destaque para a redução de 44% no consumo industrial no Maranhão. No setor automobilístico, por sua vez, houve recuo de 9,6% do consumo, acompanhando a queda verificada na produção de veículos.

Por fim, o consumo de energia da classe rural aumentou 10,9% em comparação ao mesmo mês em 2013 e acumula em 12 meses crescimento de 9,7% em relação ao mesmo período anterior, refletindo o uso expressivo da irrigação.

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



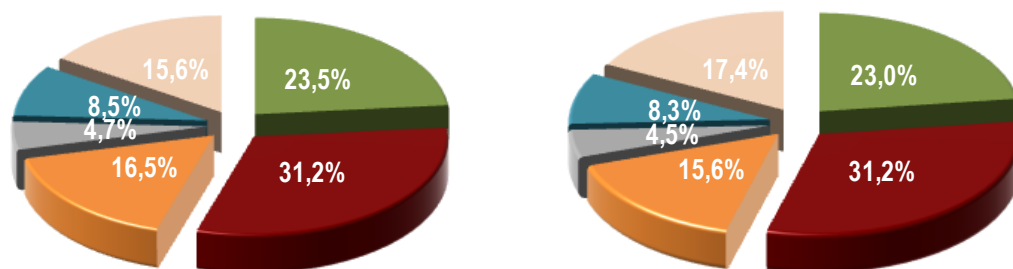
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Nov/14 GWh	Evolução mensal (Nov/14/Out/14)	Evolução anual (Nov/14/Nov/13)	Dez/12-Nov/13 (GWh)	Dez/13-Nov/14 (GWh)	Evolução
Residencial	11.372	2,5%	6,2%	124.324	131.618	5,9%
Industrial	15.102	1,5%	-4,5%	184.201	178.904	-2,9%
Comercial	7.959	4,6%	7,8%	83.211	89.532	7,6%
Rural	2.257	-2,9%	10,9%	23.387	25.658	9,7%
Demais classes *	4.127	0,1%	3,7%	46.207	47.577	3,0%
Perdas	7.563	-23,9%	5,3%	97.396	99.666	2,3%
Total	48.381	-3,2%	2,7%	558.726	572.956	2,5%

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

Fonte: EPE

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



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

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

Dados contabilizados até novembro de 2014.

Fonte: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Nov/14 kWh/NU	Evolução mensal (Nov/14/Out/14)	Evolução anual (Nov/14/Nov/13)	Dez/12-Nov/13 (kWh/NU)	Dez/13-Nov/14 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	173	2,4%	2,8%	163	167	2,5%
Consumo médio industrial	26.050	1,9%	-3,7%	26.263	25.716	-2,1%
Consumo médio comercial	1.434	4,7%	5,5%	1.278	1.345	5,2%
Consumo médio rural	529	-2,8%	9,3%	463	501	8,2%
Consumo médio demais classes*	5.540	-0,1%	1,1%	5.302	5.321	0,4%
Consumo médio total	531	1,8%	-0,8%	515	513	-0,4%

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

Fonte: EPE



4.2. Unidades Consumidoras

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

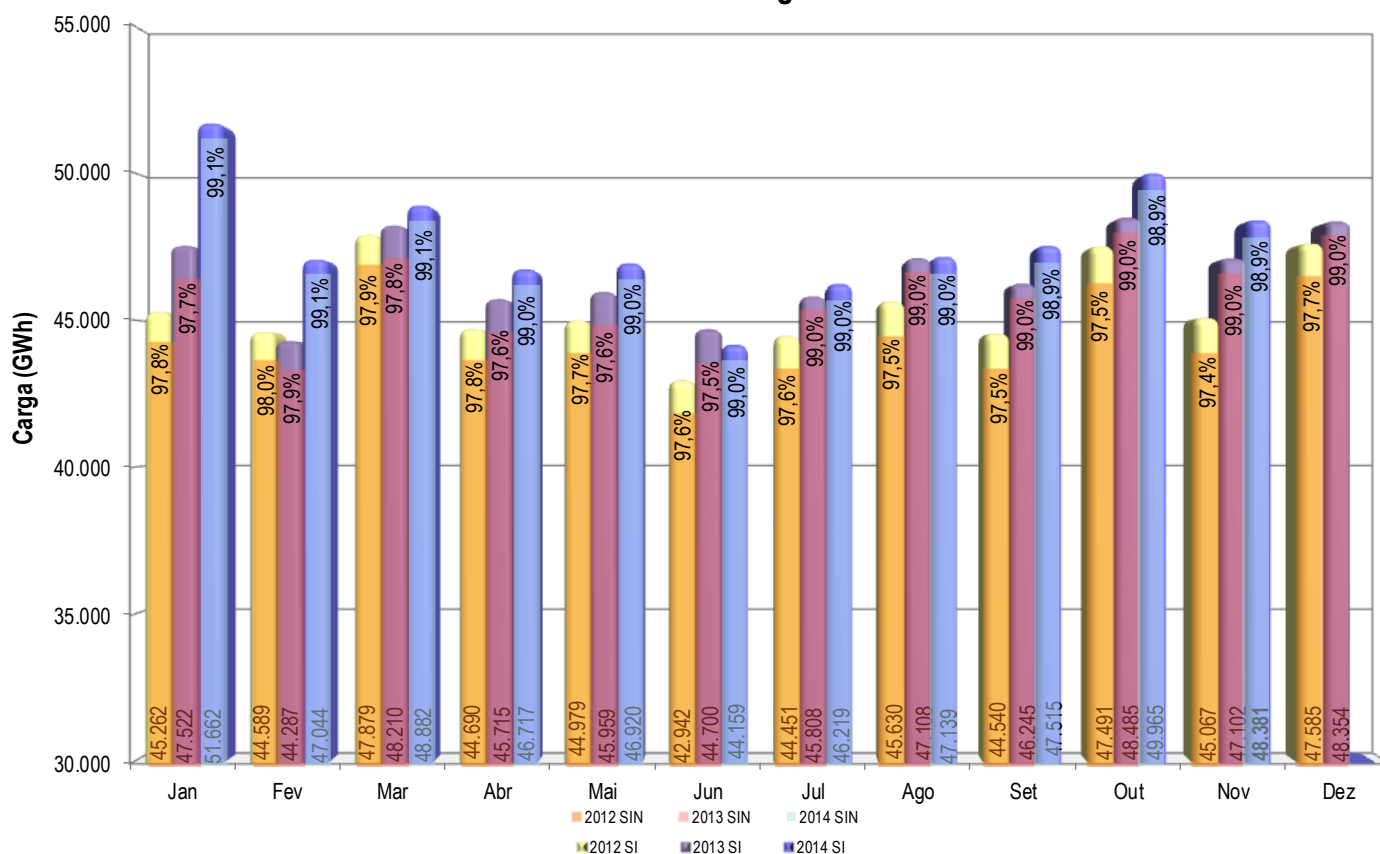
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Nov/13	Nov/14	
Residencial (NUCR)	63.665.591	65.732.099	3,2%
Industrial (NUCI)	584.478	579.742	-0,8%
Comercial (NUCC)	5.427.419	5.548.642	2,2%
Rural (NUCR)	4.205.884	4.263.964	1,4%
Demais classes*	726.235	745.063	2,6%
Total (NUCT)	74.609.607	76.869.510	3,0%

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

Fonte: EPE

4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil *

Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até novembro 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 dezembro 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)	45.729 03/12/2014 - 15h51	16.507 08/12/2014 - 14h21	11.808 05/12/2014 - 15h17	5.935 03/12/2014 - 16h53	77.912 09/12/2014 - 14h44
Recorde (MW) (dia - hora)	51.261 06/02/2014 - 15h47	17.971 06/02/2014 - 14h29	11.839 04/09/2014 - 14h23	6.185 04/09/2014 - 14h39	85.708 05/02/2014 - 15h41

Fonte: ONS

4.5. Demandas Máximas Mensais

Sistema Interligado Nacional

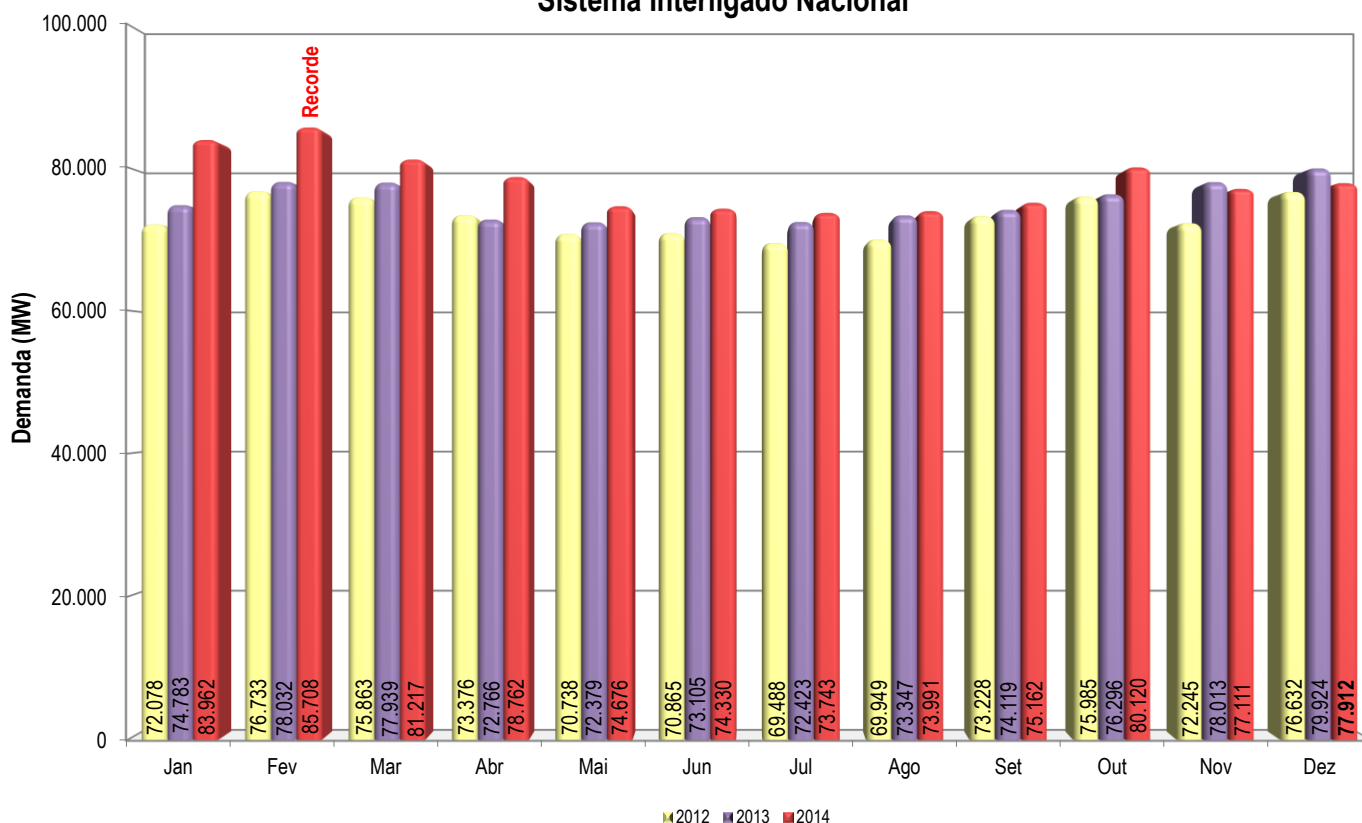


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte: ONS

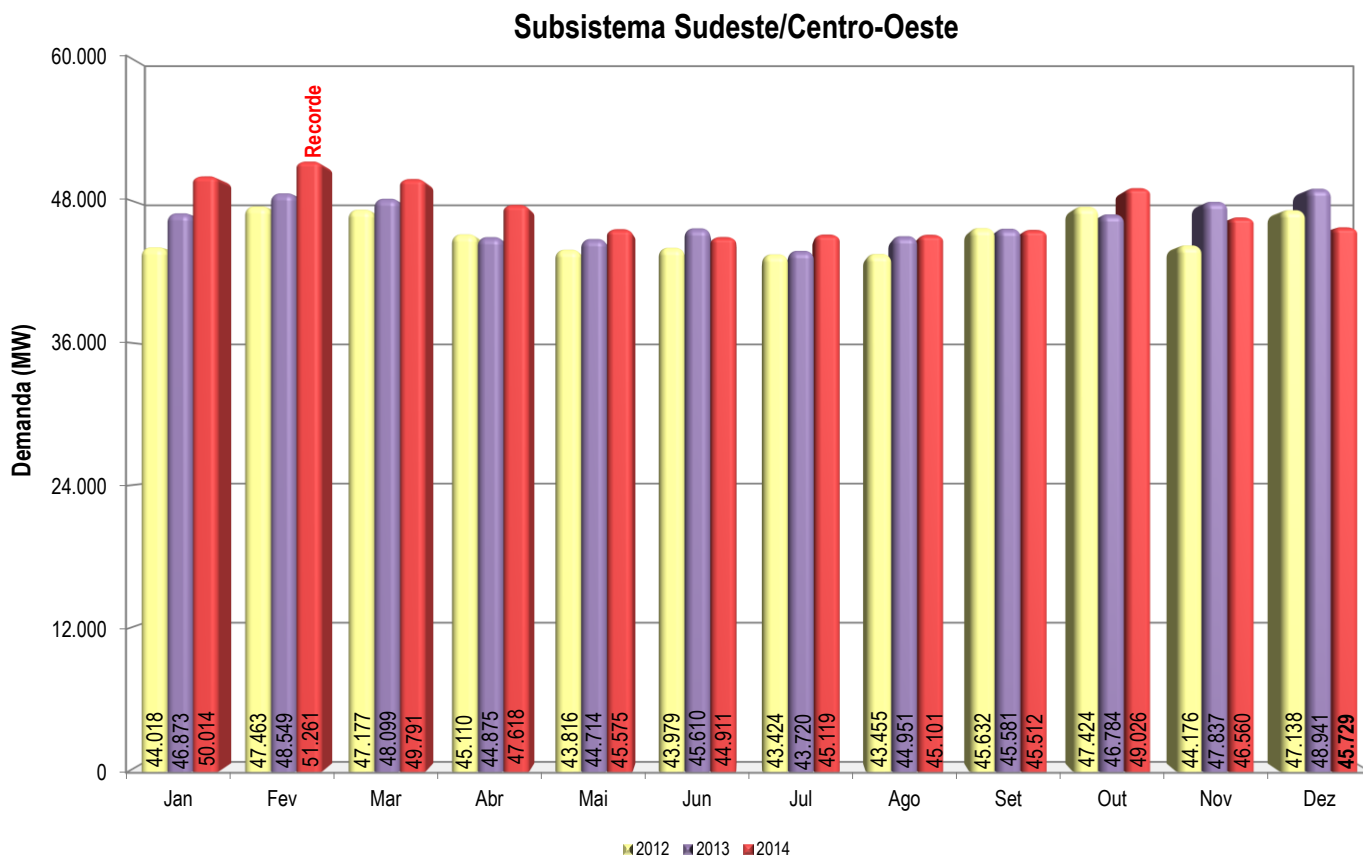


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

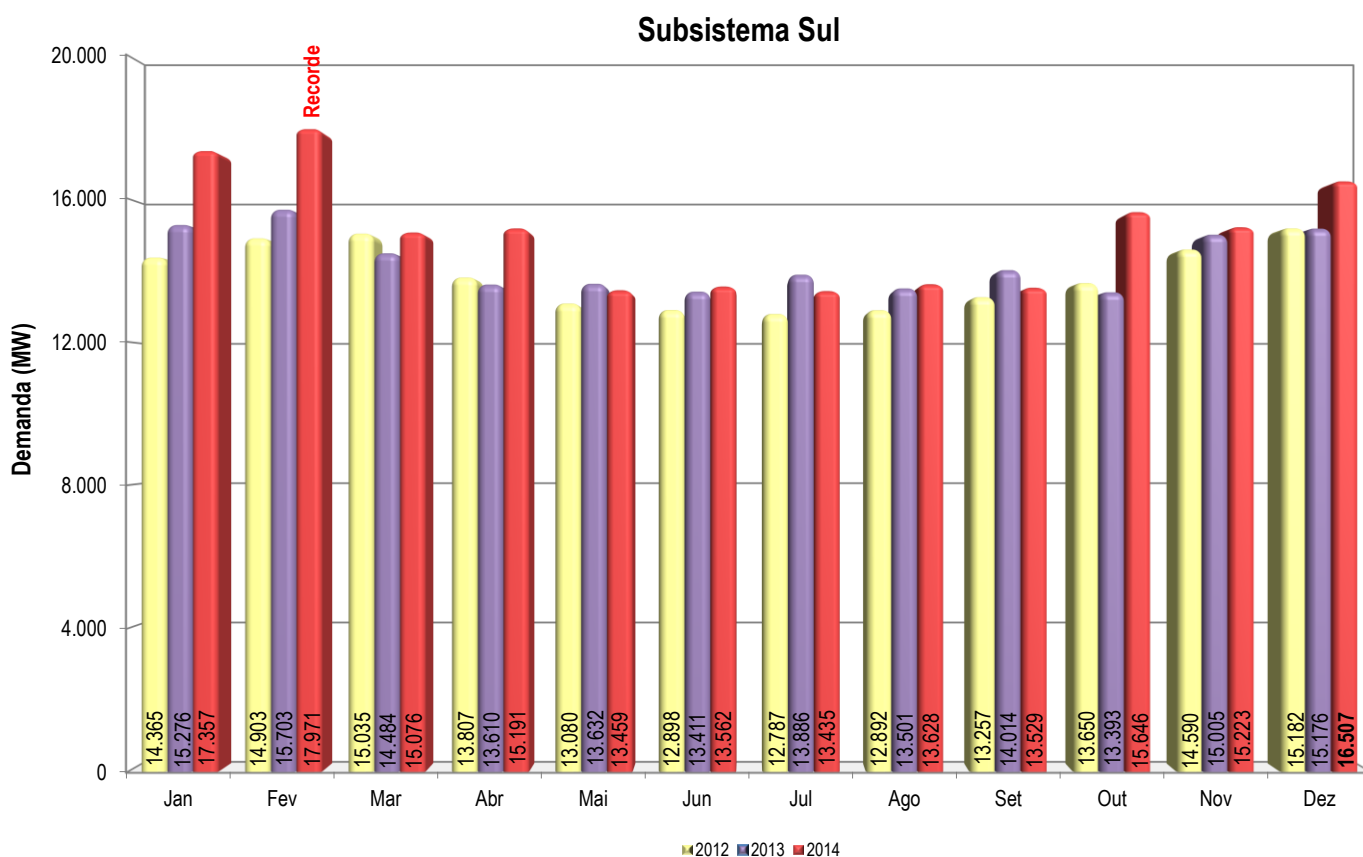


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte: ONS

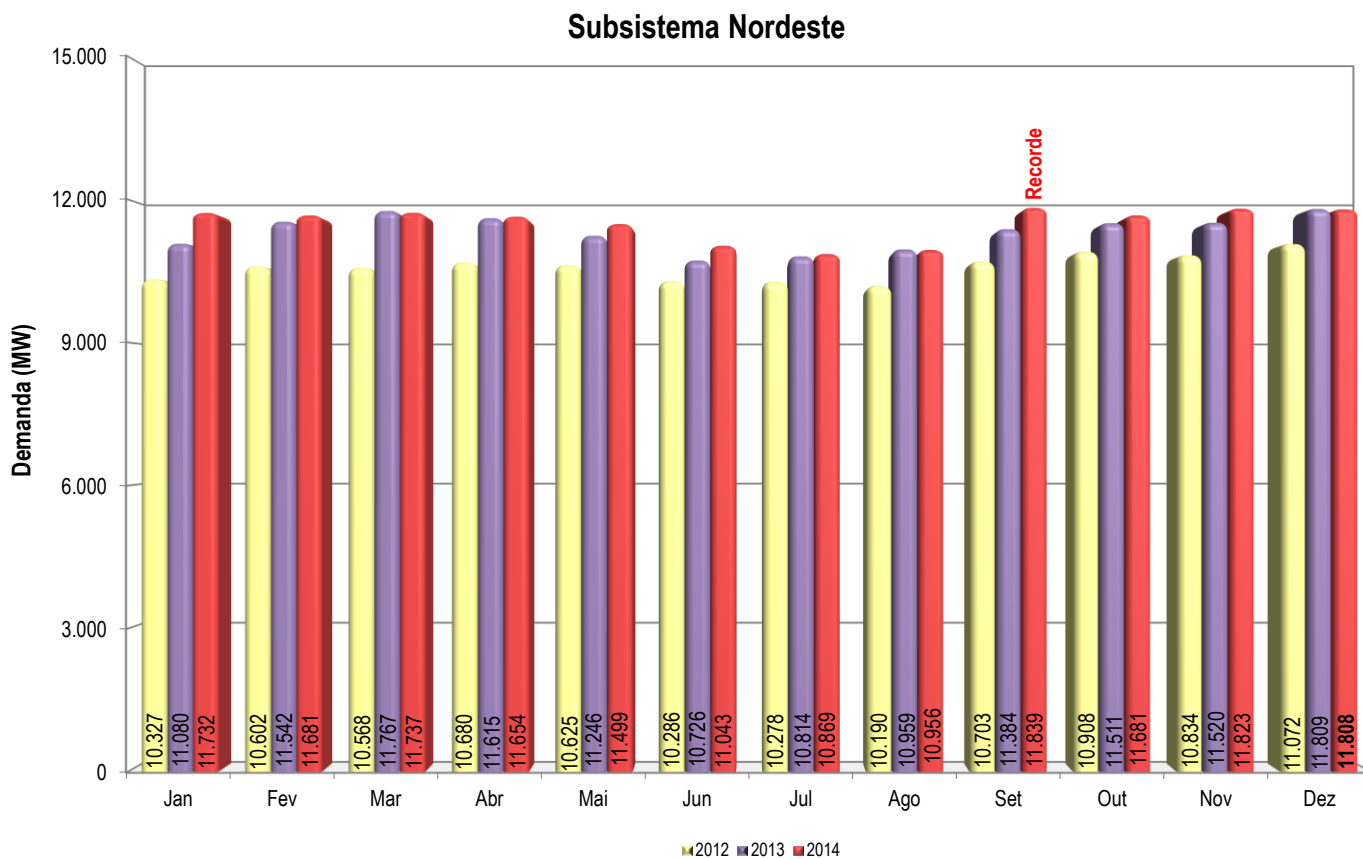


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

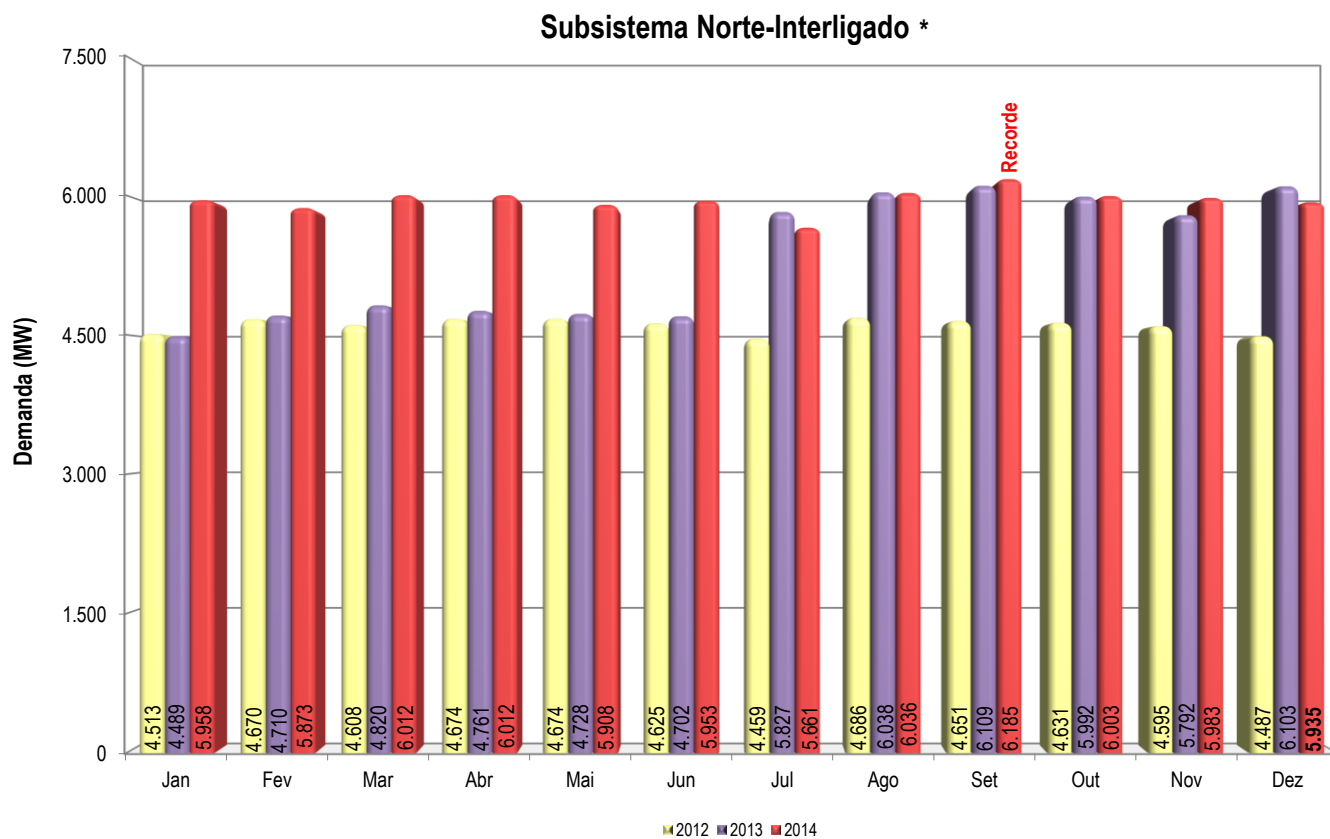


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS

* A 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 dezembro de 2014 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 133.913 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2013, houve expansão de 3.174 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.288 MW de fontes térmicas e de 2.686 MW de geração eólica, considerando os Ambientes de Contratação Regulada e Livre (ACR e ACL).

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

Fonte	Dez/13	Dez/14			Evolução da Capacidade Instalada (Dez/14 / Dez/13)
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	86.019	1.186	89.193	66,6%	3,7%
Térmica	38.529	1.937	39.817	29,7%	3,3%
Gás Natural	13.888	122	12.590	9,4%	-9,3%
Biomassa	11.472	510	12.392	9,3%	8,0%
Petróleo *	7.676	1.248	9.096	6,8%	18,5%
Carvão	3.389	22	3.593	2,7%	6,0%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,5%	0,0%
Outros***	114	33	155	0,1%	36,3%
Eólica	2.202	228	4.888	3,6%	122,0%
Solar Fotovoltaica	5	311	15	0,01%	201,8%
Capacidade Total - Brasil	126.755	3.662	133.913	100,0%	5,6%

* Inclui outras fontes fósseis (0,149 MW).

** Os valores de capacidade instalada referem-se à capacidade instalada fiscalizada pela ANEEL, que passou por reenquadramento de fontes em setembro de 2014. Além dos montantes apresentados, existe uma importação contratada de 5.650 MW com o Paraguai e de 200 MW com a Venezuela.

*** Especificamente no mês de dezembro, quando é feita consolidação das informações entre o MME e a ANEEL, na matriz de capacidade instalada são incluídas as usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL, mas que não estão em conformidade com a SCG/ANEEL e que, por isso, não são apresentadas no BIG/ANEEL. Algumas delas não tem fontes conhecidas e são incluídas como "Outros".

Fonte: ANEEL (BIG 03/01/2015)

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

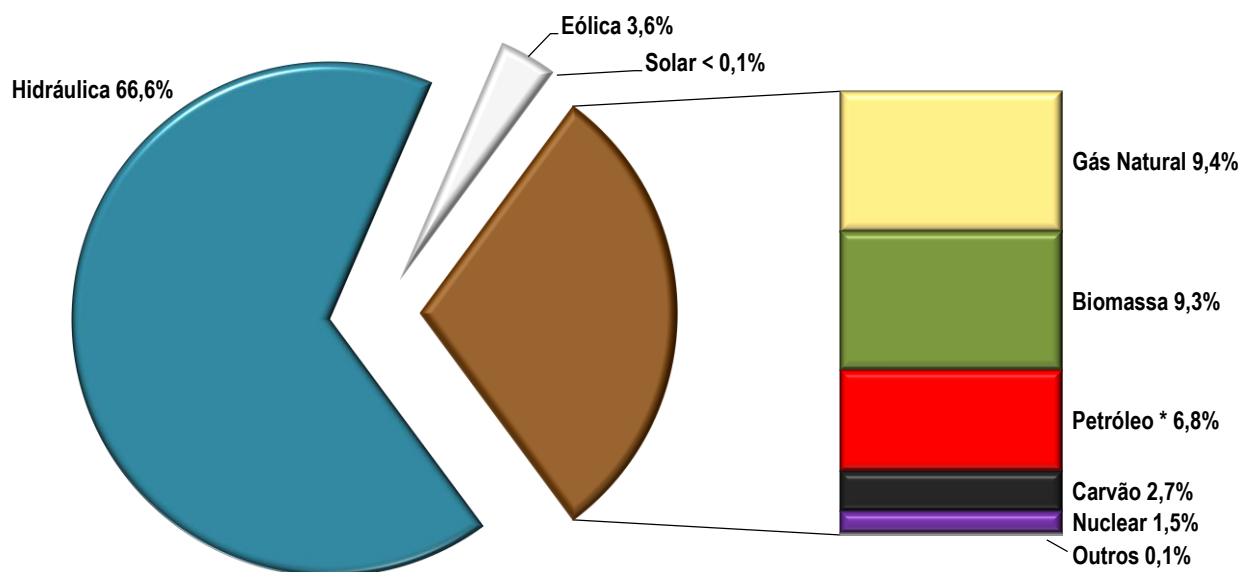


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte: ANEEL (BIG 03/01/2015)



6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

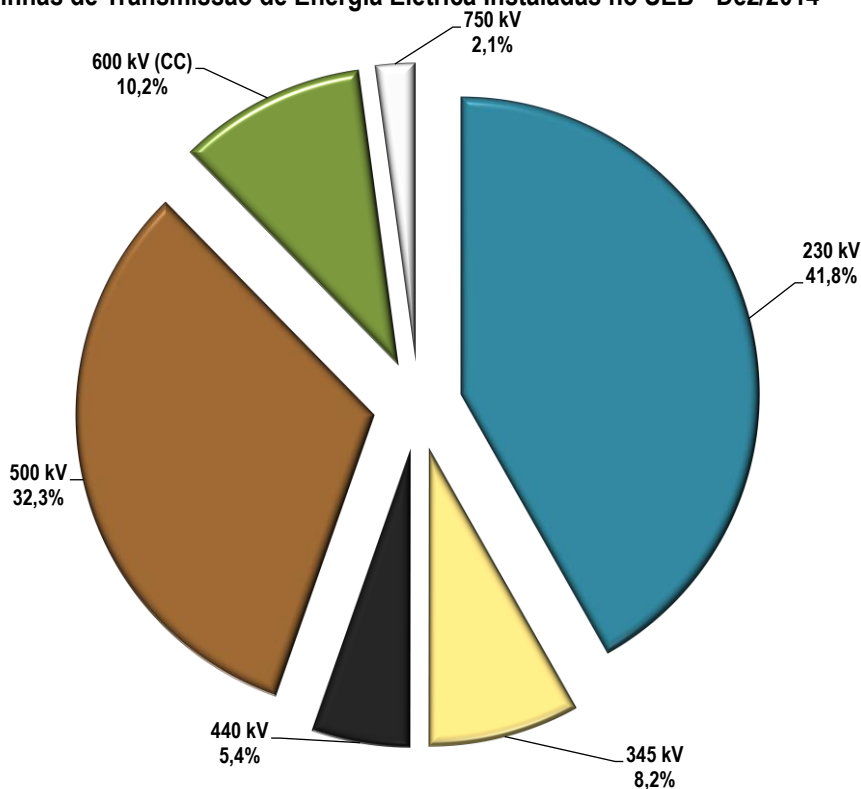
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	52.580	41,8%
345 kV	10.303	8,2%
440 kV	6.728	5,4%
500 kV	40.617	32,3%
600 kV (CC)	12.816	10,2%
750 kV	2.683	2,1%
Total SEB	125.727	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 - Dez/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 dezembro de 2013 a novembro de 2014 atingiu 549.587 GWh. No mês de novembro de 2014, a geração hidráulica correspondeu a 67,4% do total gerado no país, 0,4 p.p. superior ao verificado no mês anterior. A participação da geração eólica, que é tipicamente sazonal, teve variação de 0,4 p.p. entre um mês e outro (3,3% em outubro e 2,9% em novembro de 2014). Além disso, a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, se manteve no mesmo patamar, com variação por combustível de +0,5 p.p. para usinas a gás, +0,4 p.p. para usinas a carvão, 0,1 p.p. para petróleo, -0,1 p.p. para nucleares e -0,9 p.p. para usinas térmicas a biomassa.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Nov/2014

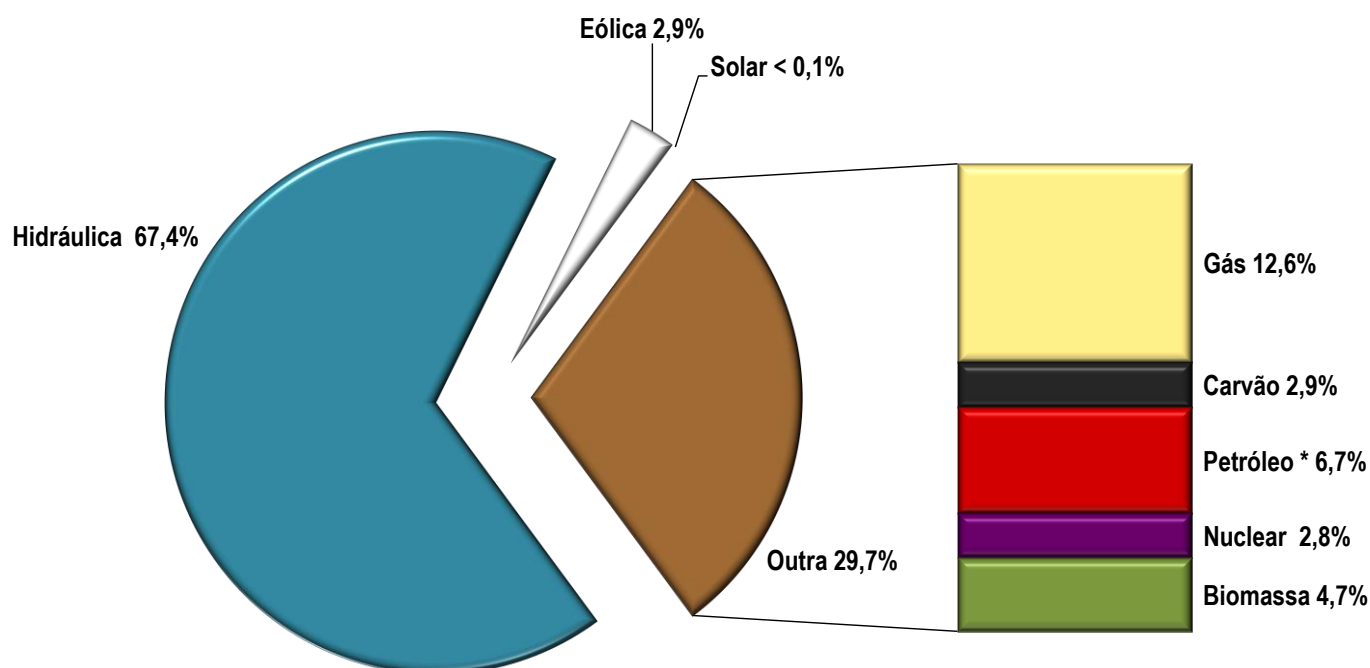


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até novembro de 2014.

Fonte: CCEE e Eletrobras

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

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



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

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Nov/14 (GWh)	Evolução mensal (Nov/14 / Out/14)	Evolução anual (Nov/14 / Nov/13)	Dez/12-Nov/13 (GWh)	Dez/13-Nov/14 (GWh)	Evolução
Hidráulica	30.681	-3,3%	-9,9%	407.101	391.104	-3,9%
Térmica	12.704	-4,0%	33,3%	111.460	134.729	20,9%
Gás	5.387	0,1%	49,0%	52.809	59.909	13,4%
Carvão	1.310	8,4%	5,2%	11.866	15.026	26,6%
Petróleo *	2.580	-1,0%	91,0%	16.489	25.044	51,9%
Nuclear	1.291	-6,6%	-2,2%	13.437	14.069	4,7%
Biomassa	2.136	-19,4%	7,0%	16.859	20.681	22,7%
Eólica	1.299	-18,3%	70,1%	6.357	11.137	75,2%
Solar Fotovoltaica	0,42	-10,0%	-	1,24	3,71	-
TOTAL	44.684	-4,0%	0,8%	524.919	536.974	2,3%

* 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 novembro de 2014.

Fonte: CCEE

7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados ***

No acumulado de dezembro de 2013 a novembro de 2014, com relação a dezembro de 2012 a novembro de 2013, a produção térmica se manteve praticamente no mesmo patamar e houve aumento de 3,6% na produção hidráulica. Em relação ao mesmo mês do ano anterior, a geração por essas fontes registrou decréscimos de 1,1% e 2,6%, respectivamente.

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Nov/14 (GWh)	Evolução mensal (Nov/14 / Out/14)	Evolução anual (Nov/14 / Nov/13)	Dez/12-Nov/13 (GWh)	Dez/13-Nov/14 (GWh)	Evolução
Hidráulica	152	-8,5%	-2,6%	1.877	1.945	3,6%
Térmica	889	-5,9%	-1,1%	10.617	10.668	0,5%
Gás	389	-3,8%	12,7%	3.921	4.635	18,2%
Petróleo *	501	-7,5%	-9,8%	6.696	6.033	-9,9%
TOTAL	1.041	-6,3%	-1,4%	12.494	12.613	0,9%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicombustíveis.

*** Está incluída a produção de energia elétrica do Sistema Manaus, que está interligado ao SIN desde julho de 2013, mas em configuração provisória.

Dados contabilizados até novembro de 2014.

Fonte: Eletrobras.



7.4. Geração Eólica *

No mês de novembro de 2014, o fator de capacidade médio da região Nordeste reduziu 11,9 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 42,3%. Esse resultado foi decorrente do decréscimo de 280 MW médios da geração verificada, associado à expansão de 237 MW de capacidade instalada da fonte na região. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses (dezembro/2013 a novembro/2014), houve avanço de 3,4 p.p. no fator de capacidade da região Nordeste em comparação ao mesmo período anterior.

Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Sul diminuiu 8,9 p.p. em relação a outubro de 2014, e atingiu 25,2%, com total de geração verificada no mês de 223,1 MW médios, valor cerca de 25% inferior ao verificado no mês anterior. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses, o fator de capacidade da região Sul se manteve praticamente no mesmo patamar, em comparação ao mesmo período anterior.

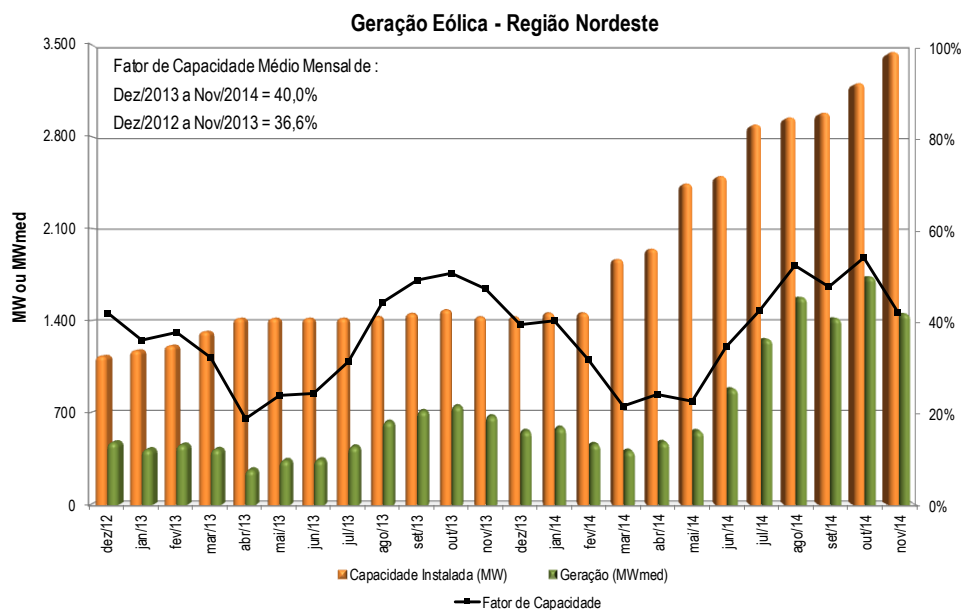


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até novembro de 2014.

Fonte: CCEE

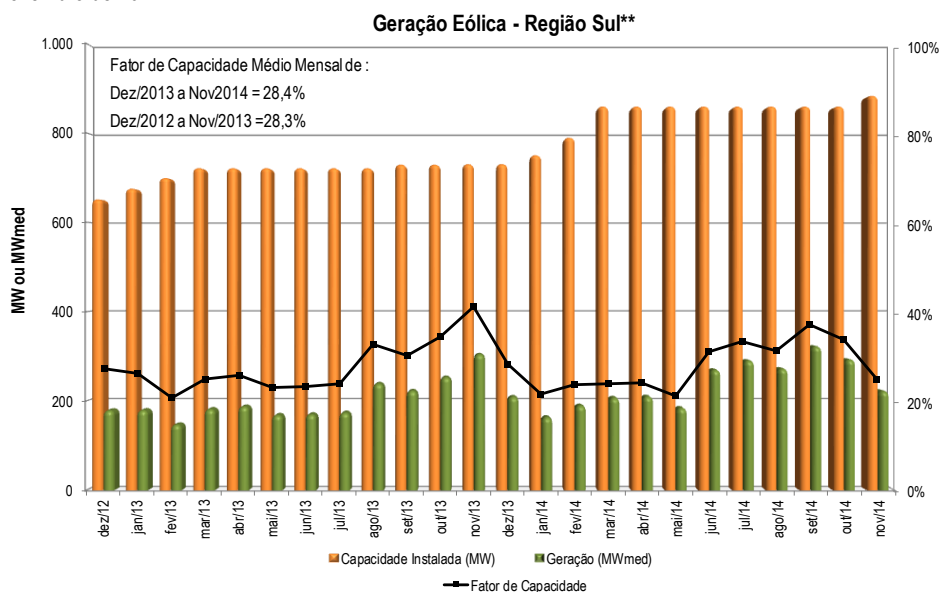


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até novembro 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 novembro de 2014, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos Contratos de Energia de Reserva, totalizou 2.086,6 MW médios, dos quais foram entregues 69,6%, ou 1.451,8 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 novembro de 2014 correspondeu a 82,0% da geração esperada comprometida para o CER ** para o mês. Por outro lado, a geração a biomassa verificada atingiu apenas 50,1% do valor esperado comprometido para o CER **.

No acumulado do ano até o mês de novembro, considerando todas as fontes de energia, foi verificada entrega de cerca de 64,3% do valor esperado comprometida para o CER **.

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

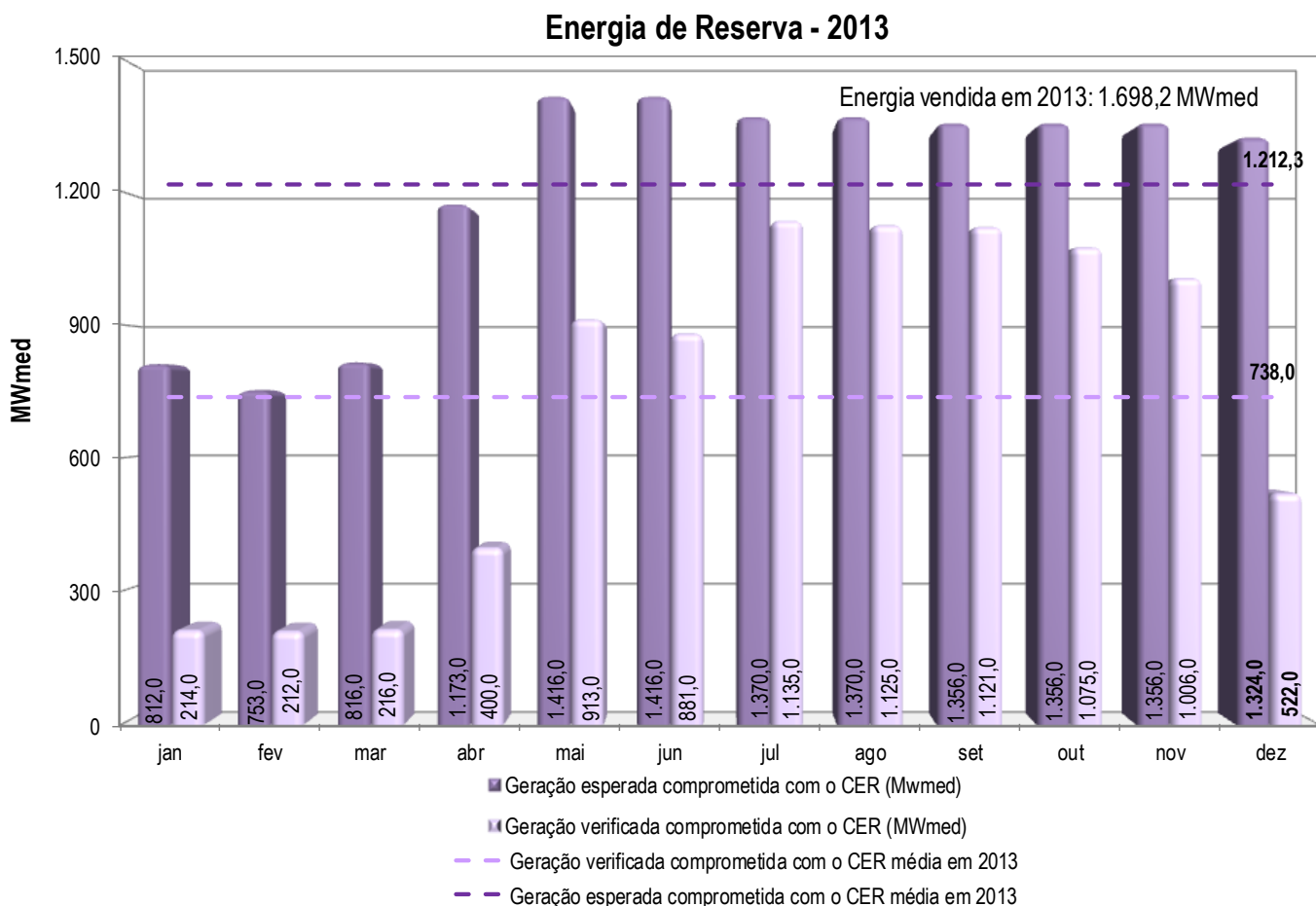


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.

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.

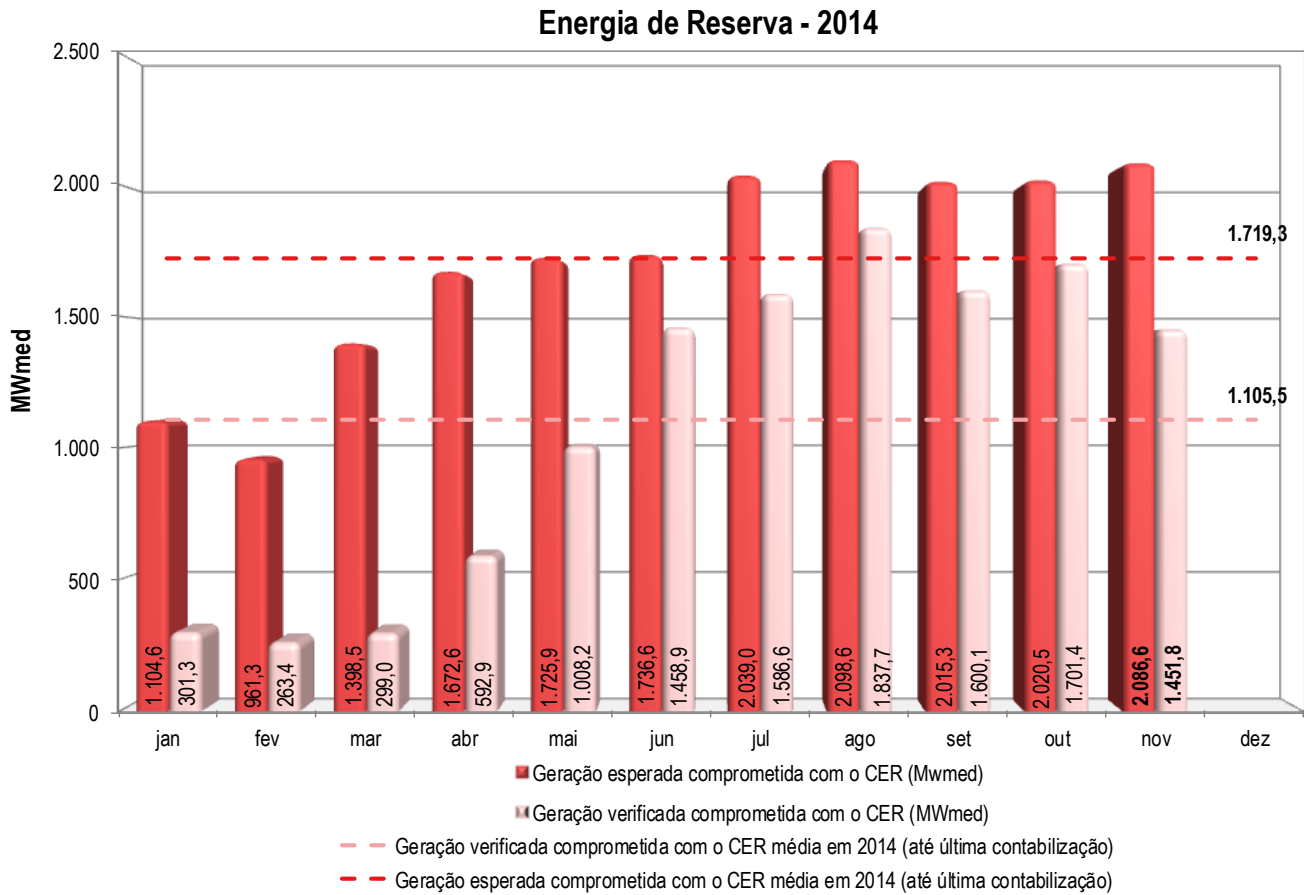


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.

Dados contabilizados até novembro de 2014.

Fonte: CCEE

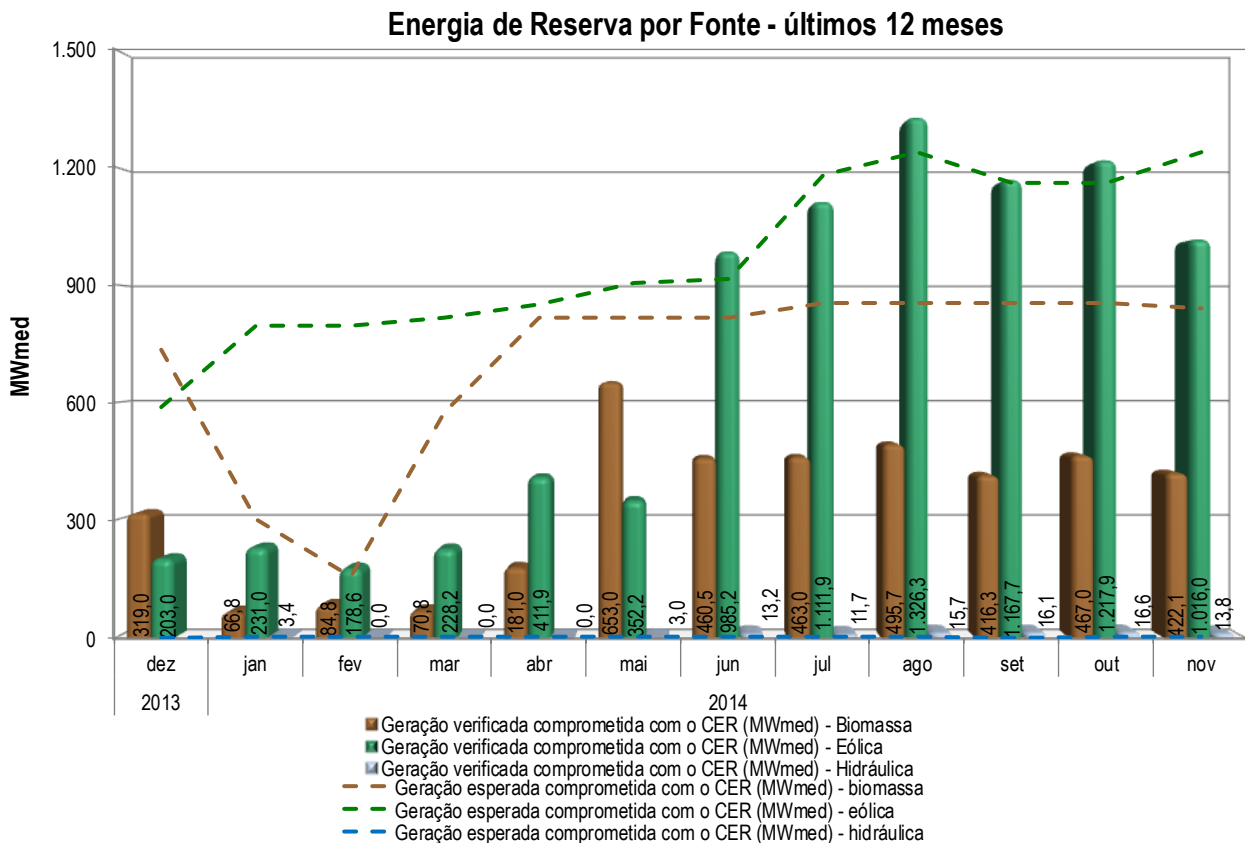


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até novembro de 2014.

Fonte: CCEE



7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

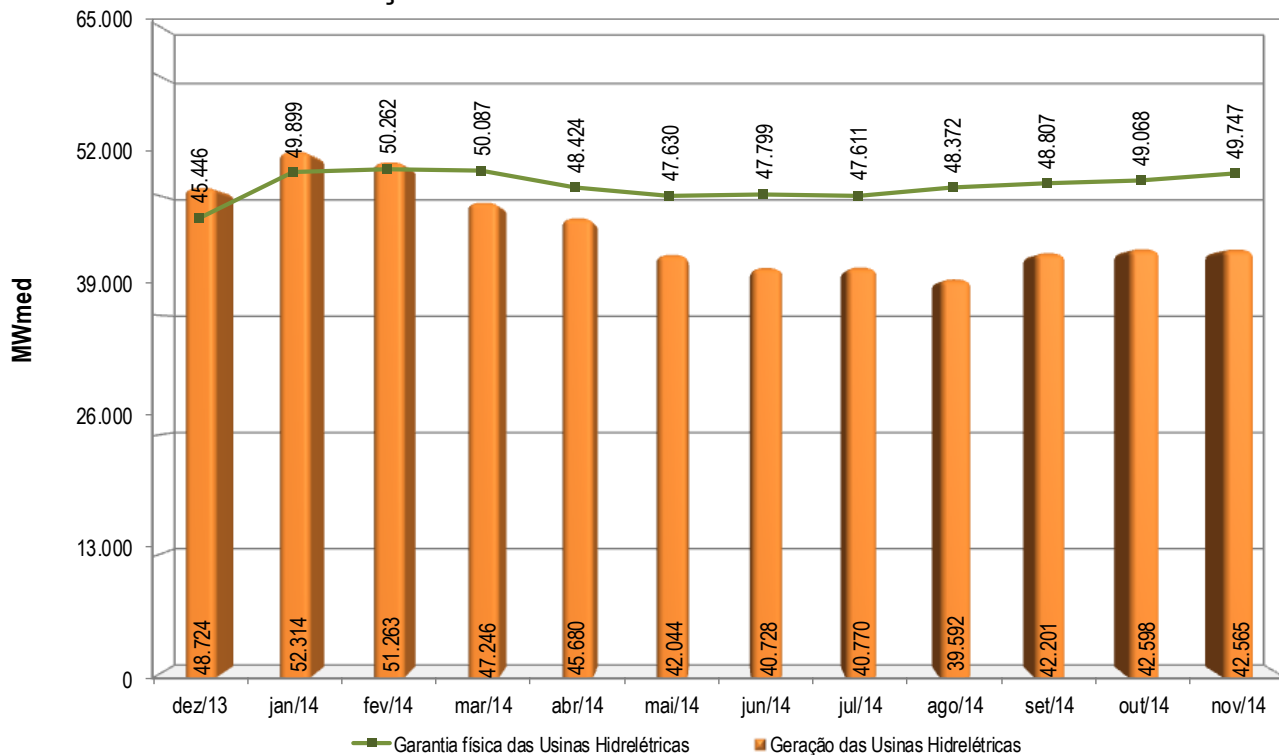


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até novembro de 2014.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física **

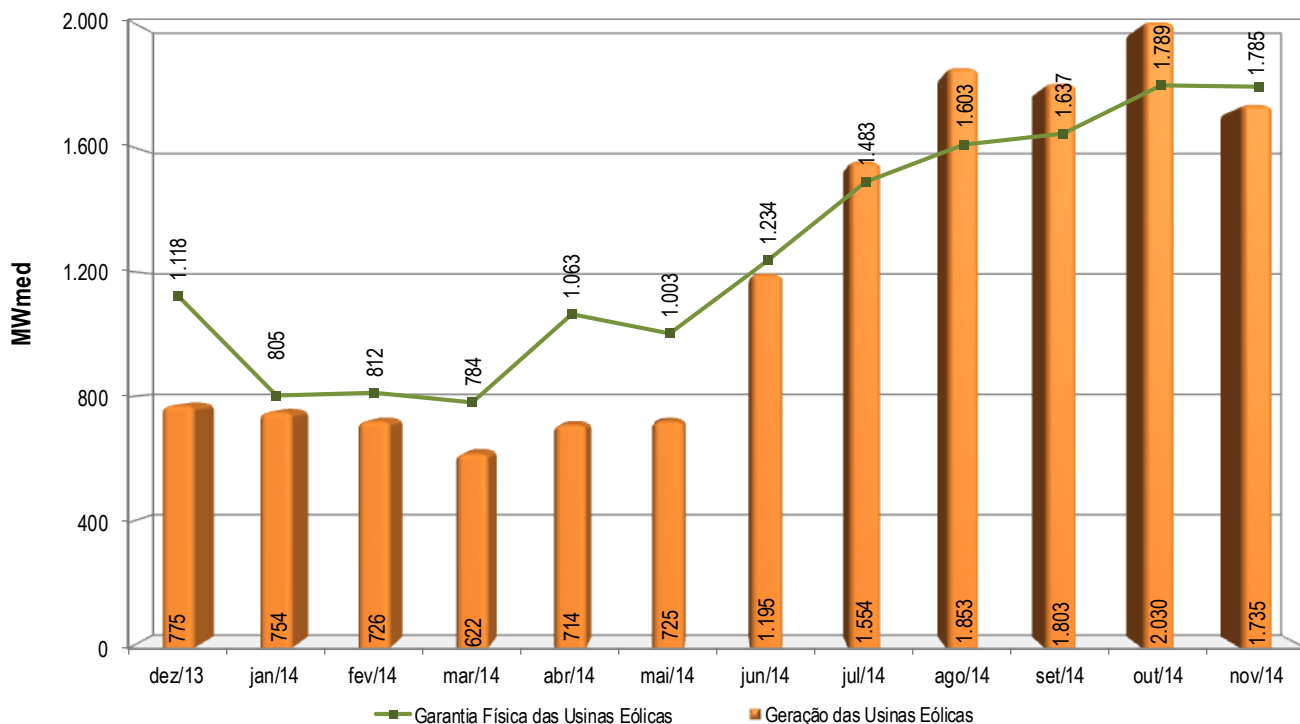


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até novembro 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

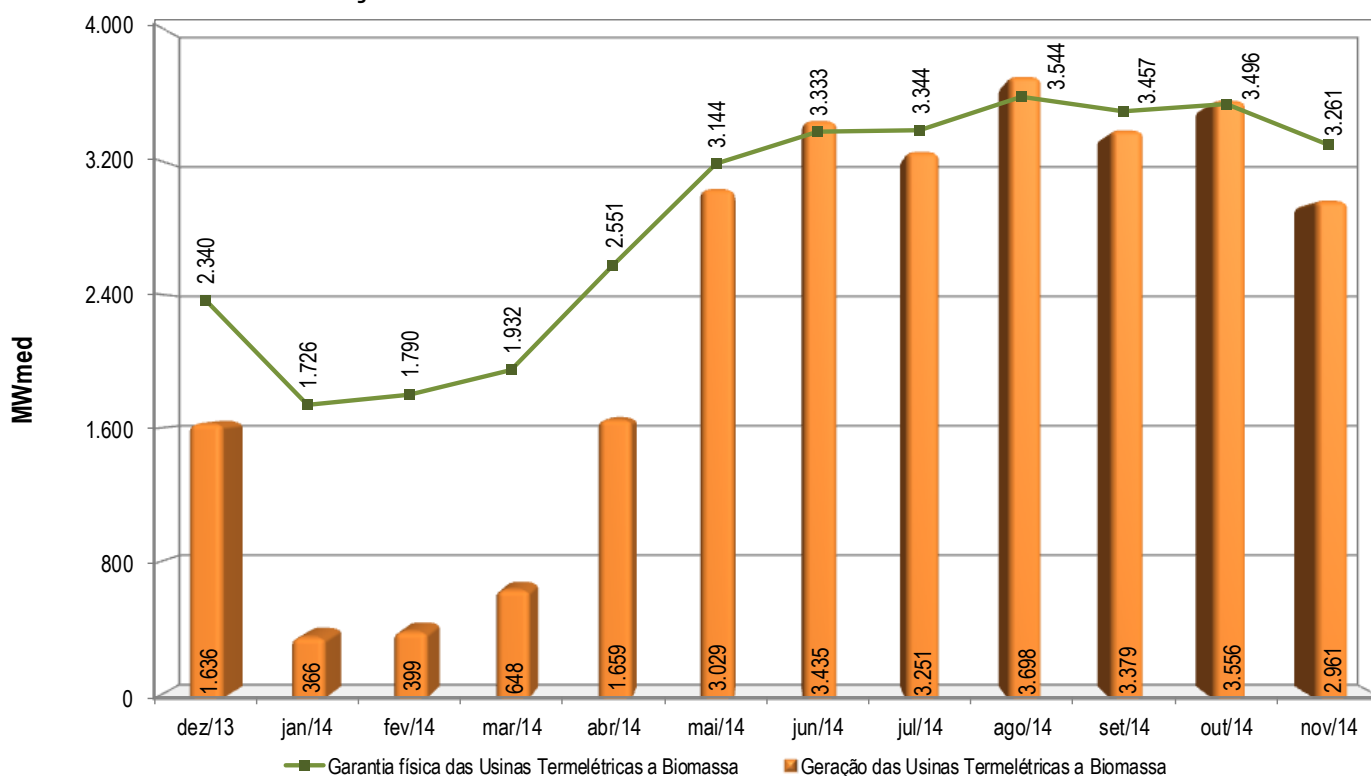


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até novembro de 2014.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo *

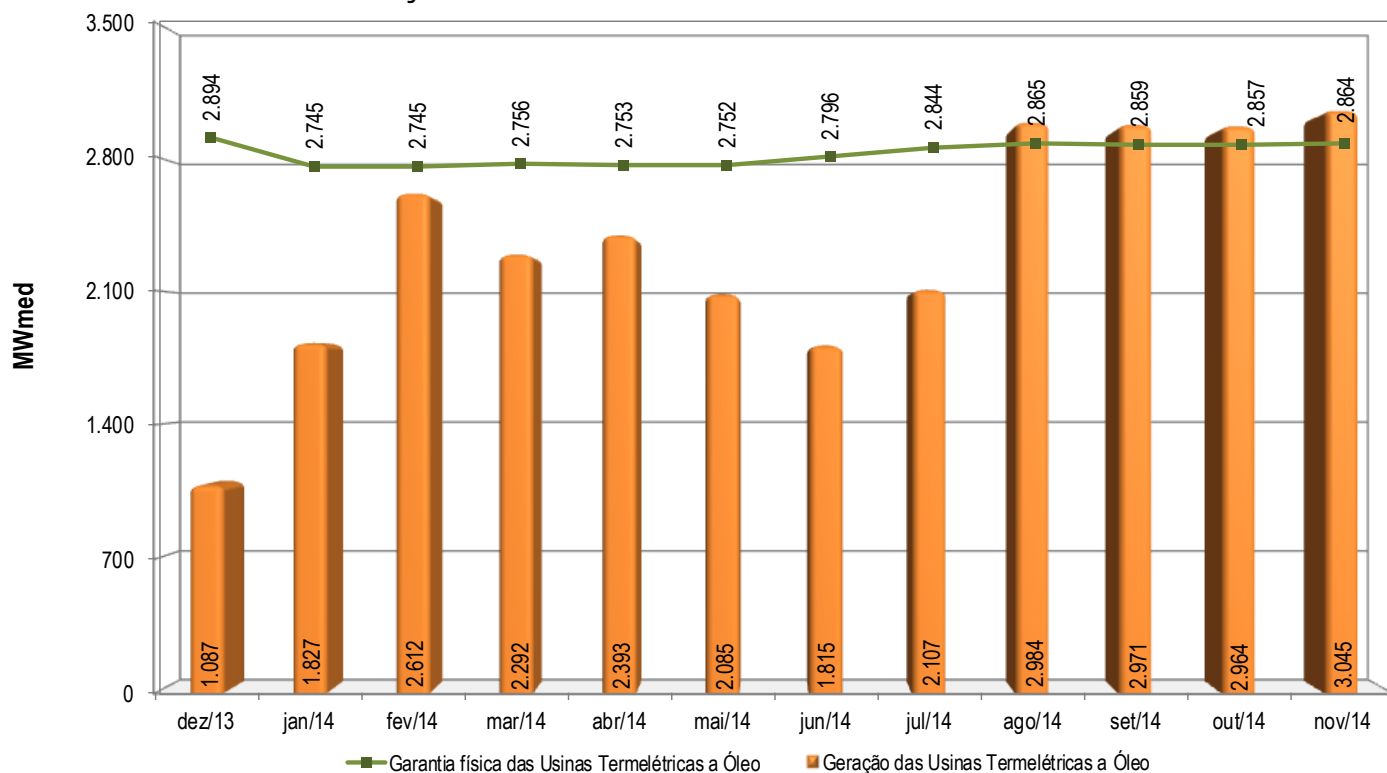


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até novembro de 2014.

Fonte: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

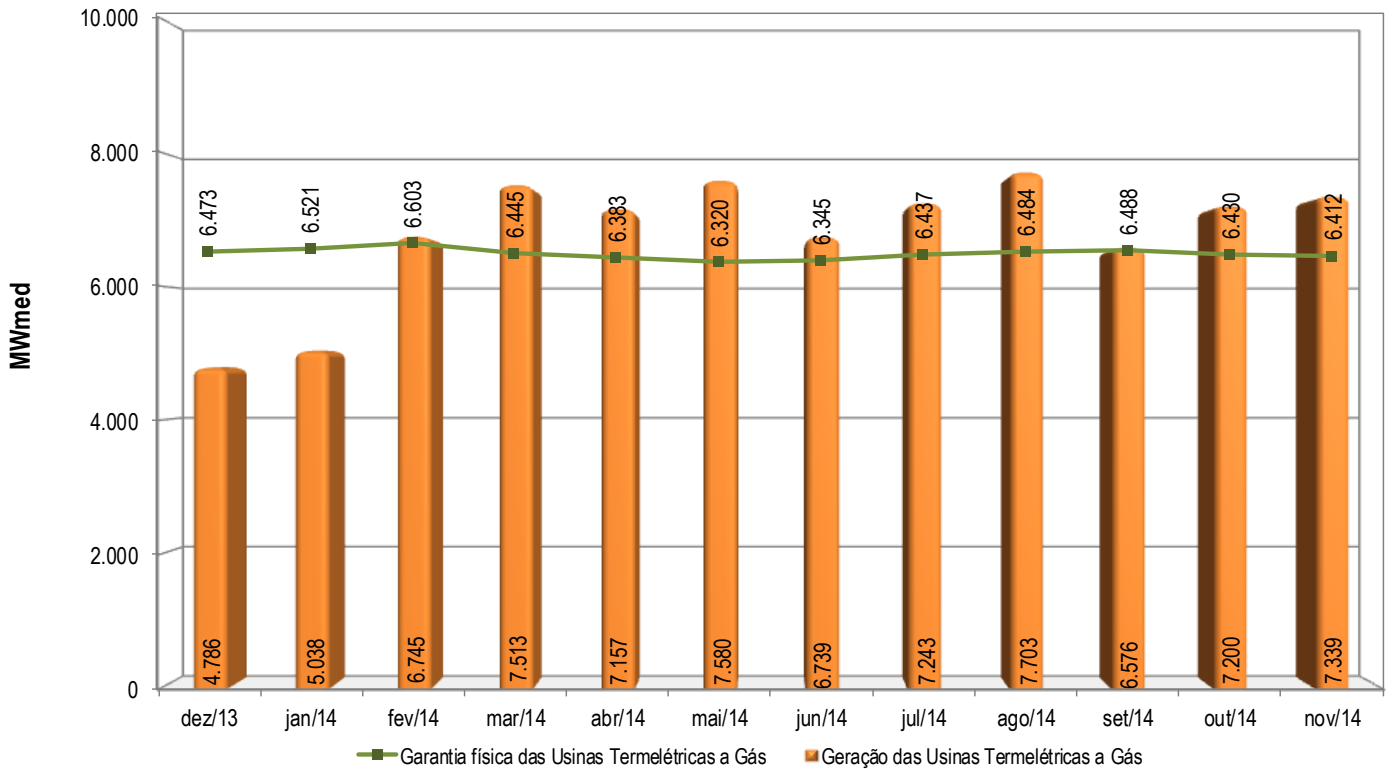


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até novembro de 2014.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

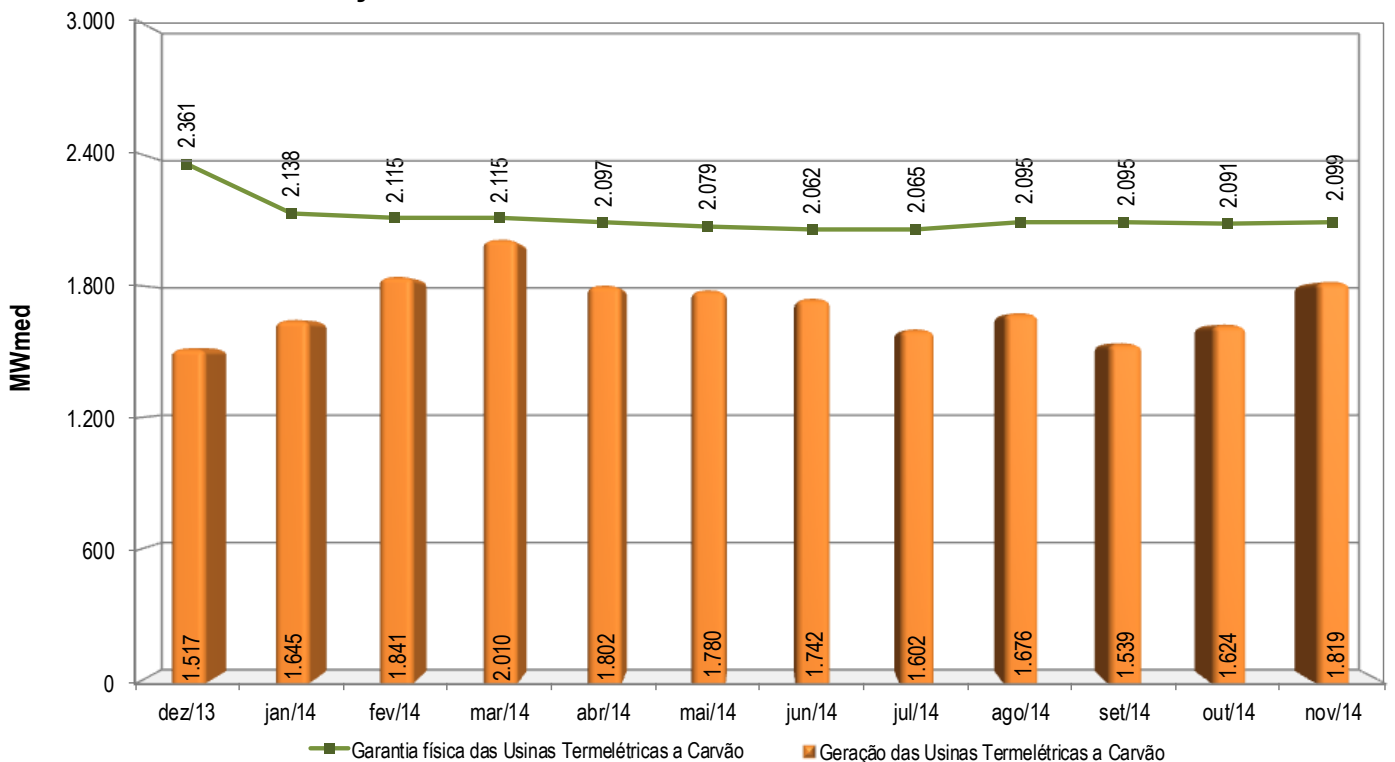


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até novembro de 2014.

Fonte: CCEE

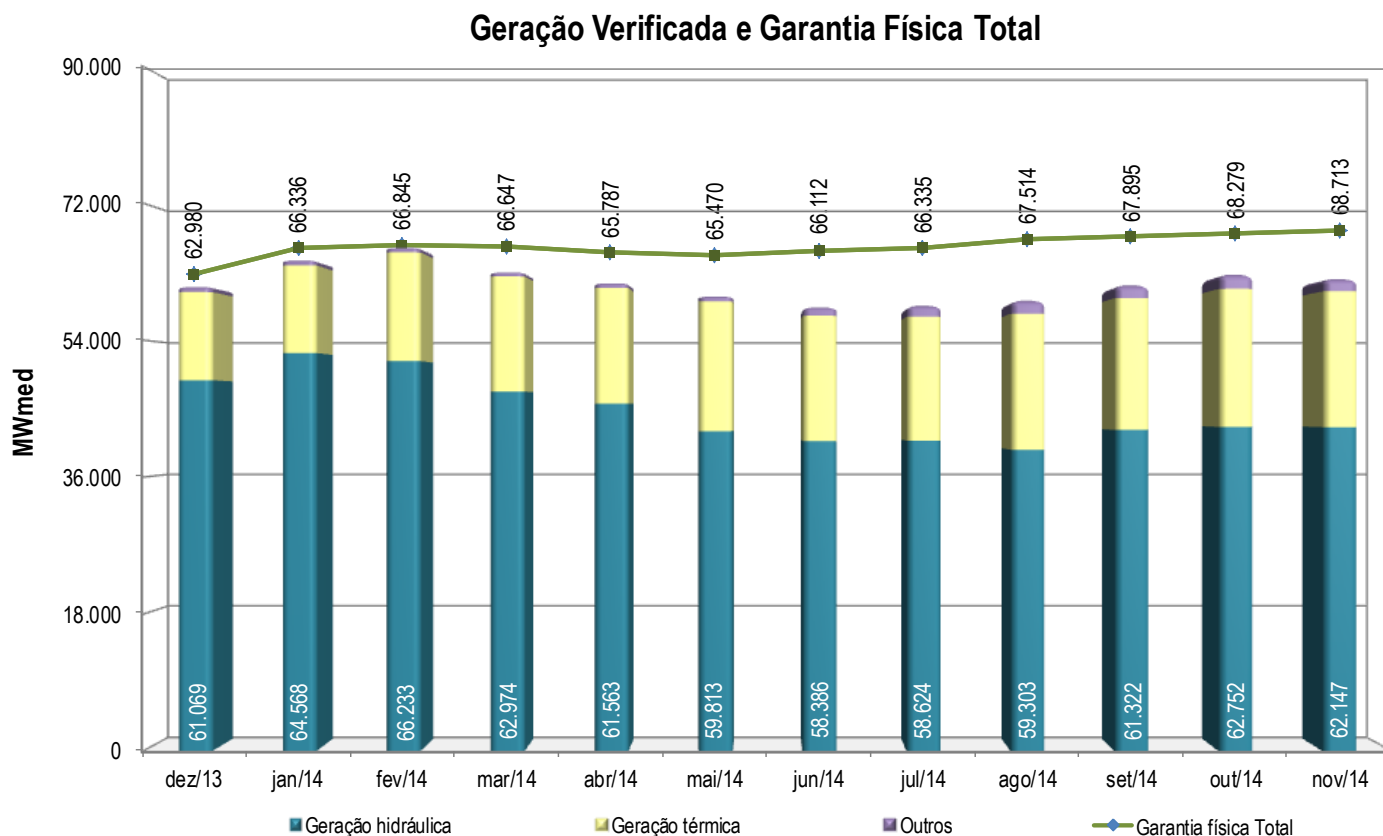


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até novembro de 2014.

Fonte: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO*

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

No mês de Dezembro foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro – SEB 1.020,629 MW de geração:

- UEE Costa Branca - UG1 a UG 09 – total de 20,7MW / João Câmara (RN)
- UEE Eurus I - UG1 a UG19 – total de 30,0 MW / Parazinho (RN)
- UEE Eurus III - UG1 a UG 19 – total de 30,0 MW / Parazinho (RN)
- UEE Pedra Preta - UG1 a UG 09 – total de 20,7 MW / Pedra Preta (RN)
- UEE Campos dos Ventos II - UG1 a UG 15 – total de 30,0 MW / João Câmara (RN)
- UEE Juremas - UG1 a UG 07 – total de 16,1 MW / João Câmara (RN)
- UHE Jirau - UG 35 e 36 – total de 150,0 MW / Porto Velho (RO)
- UEE Carcará II – UG 1,2,4,5,7,8 e10 – total de 21,0 MW / Areia Branca (RN)
- UEE Asa Branca IV - UG1 a UG 20 – total de 32,0 MW / Parazinho (RN)
- UEE Asa Branca V - UG1 a UG 20 – total de 32,0 MW / Parazinho (RN)
- UEE Asa Branca VI - UG1 a UG 20 – total de 32,0 MW / Parazinho (RN)
- UEE Asa Branca VII - UG1 a UG 20 – total de 32,0 MW / Parazinho (RN)
- UEE Asa Branca VIII - UG1 a UG 20 – total de 32,0 MW / Parazinho (RN)
- UEE Xangri-lá - UG1 a UG 09 – total de 27,675 MW / Xangri-lá (RS)
- UEE Macacos - UG1 a UG 09 – total de 20,70 MW / João Camara (RN)
- UEE Faísa V - UG 14 - 2,10 MW / Trairi (CE)



- UTE Rio Vermelho 2 - UG1 - 40,0 MW / Junqueirópolis (SP)
- UEE Parque Eólico dos Índios 2 - UG1 a UG 13 – total de 29,90 MW / Osório(RS)
- UEE Parque Eólico dos Índios 3 - UG1 a UG 10 – total de 23,0 MW / Osório (RS)
- UHE Ferreira Gomes - UG 2 - 84,0 MW / Ferreira Gomes (AP)
- PCH Inhapim - UG 1 e 2 – total de 4,0 MW / Inhapim (MT)
- UHE Santo Antônio Jari - UG 3 - 123,33 MW / Mazagão/AP e Almeirim (PA).
- UHE Santo Antônio Jari - UG 4 - 3,4 MW / Laranjal do Jari (AP) e Almeirim (PA)
- UEE Carcará II - UG 3,6 e 9 – total de 9,0 MW / Areia Branca (RN)
- UEE Renascença I - UG1 a UG 15 – total de 30,0 MW / Parazinho e João Câmara (RN).
- UEE Renascença II - UG1 a UG 15 – total de 30,0 MW / Parazinho e João Câmara (RN).
- UEE Renascença III - UG1 a UG 15 – total de 30,0 MW / Parazinho e João Câmara (RN).
- UEE Renascença IV - UG1 a UG 15 – total de 30,0 MW / Parazinho e João Câmara (RN).
- UEE Ventos de São Miguel - UG1 a UG 15 – total de 30,0 MW / Parazinho (RN)
- PCH Pirapora - UG1 e UG2 – total de 25,024 MW / Pirapora do Bom Jesus e Santana do Parnaíba (SP)

* 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 Dez/2014 (MW)	Acumulado em 2014 (MW)
Hidráulica	389,8	3.314,5
Térmica	40,0	1.411,0
Gás	0,0	361,1
Petróleo	0,0	27,4
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0
Biomassa	40,0	1.022,5
Eólica	590,9	2.783,8
Solar Fotovoltaica	0,0	0,0
TOTAL	1.020,6	7.509,3

Fonte: MME / ANEEL / ONS

* Em reunião realizada na Aneel em 09/01/2015 foi consolidado o valor de 7.509,32 MW de expansão de geração no ano de 2014. Foram retiradas da expansão da geração aquelas usinas consideradas "Registros". Os valores da expansão da geração foram revistos e atualizados. Assim, ocorreram alguns ajustes de potência em alguns meses de acordo com as retiradas e inclusão acima citada.



8.2. Previsão da Expansão da Geração *

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

Fonte	Previsão 2015	Previsão 2016	Previsão 2017
Hidráulica	3.962,0	5.603,8	4.525,6
Térmica	880,4	480,5	817,0
Gás	653,1	380,5	350,0
Petróleo	0,0	0,0	0,0
Nuclear	0,0	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0	0,0
Biomassa	227,3	100,0	467,0
Eólica	3.249,5	3.188,8	952,1
Solar Fotovoltaica	0,0	0,0	889,7
TOTAL	8.091,9	9.273,1	7.184,4

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 09/01/2015, 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 dezembro de 2014 foram incorporadas as seguintes LTs ao Sistema Interligado Nacional – SIN, totalizando 1.037,6 km:

- LT 500 kV Açailândia / Miranda II C1 (Maranhense), no Maranhão, com 364,81 km;
- LT 230 kV Seccionamento (SE Camaquã 3) Guaíba 2 / Pelotas 3 (Sul Brasileira), no Rio Grande do Sul, com 1,35 km.
- LT 230 kV Camaquã 3 / Nova Santa Rita C1 (Sul Brasileira), no Rio Grande do Sul, com 126 km.
- LT 230 Seccionamento (SE Povo Novo) Camaquã 3 / Quinta C1, no Rio Grande do Sul, com 169,5 km.
- LT 500 kV Marmeleiro / Santa Vitória do Palmar C1 (TLSE), no Rio Grande do Sul, com 52 km.
- LT 500 kV Povo Novo / Marmeleiro C1 (TLSE), no Rio Grande do Sul, com 154 km.
- LT 345 kV Itapeti / Nordeste (Furnas), São Paulo, com 29 km.
- LT 230 Kv Seccionamento (SE Abdon Batista) Lages / Barra Grande C1 e C2, em Santa Catarina, com 66,82 km.
- LT 230 kV Carcará II / Mossoró II C1 (Carcará II), no Rio Grande do Norte, com 52,1 km.
- LT 230 kV Seccionamento (SE Bom Nome) Paulo Afonso III / Tacaratu C1, (CHESF), na Bahia, com 22 km.



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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Dez/14 (km)	Acumulado em 2014 (km)
230	437,8	2.488,4
345	29,0	30,9
440	0,0	0,0
500	570,8	1.533,3
600 (CC)	0,0	4.824,0
750	0,0	0,0
TOTAL	1.037,6**	8.876,5**

** Em reunião realizada na Aneel em 12/01/2015 foi consolidado o valor de 8.876,5 km de expansão de linhas de transmissão no ano de 2014. Os valores da expansão da transmissão mensais foram revistos e atualizados.

Fonte: MME / ANEEL / ONS

9.2. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão *

Foram incorporados 8 novos transformadores ao SIN, em um total de 2.813 MVA:

- TR1 e TR2 230/69 kV – 83 MVA cada, na SE Camaquã (Sul Brasileira), no Rio Grande do Sul.
- TR2 230/138 kV – 100 MVA na SE Paraíso (CHESF), no Rio Grande do Norte.
- TR1 500/138 kV – 900 MVA na SE Zona Oeste (Furnas), no Rio de Janeiro.
- TR6 500/230 kV – 300 MVA na SE Sobradinho (CHESF), na Bahia.
- TR6 500/230 kV – 600 MVA na SE Milagres (CHESF), no Ceará.
- TR1 525/230 kV – 672 MVA na SE Povo Novo (TLSE), no Rio Grande do Sul.
- TR1 525/138 kV – 75 MVA na SE Santa Vitória do Palmar (TLSE), no Rio Grande do Sul.

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

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

	Realizado em Dez/14 (MVA)	Acumulado em 2014 (MVA)
TOTAL	2.813,0	15.672,0**

Fonte: MME / ANEEL / ONS

** Em reunião realizada na Aneel em 12/01/2015 foi consolidado o valor de 8.876,5 km de expansão de linhas de transmissão no ano de 2014. Os valores da expansão da transmissão mensais foram revistos e atualizados.

Foi incorporado ao SIN, na Rede Básica, o seguinte equipamento de compensação de potência reativa:

- Banco de Capacitor (230 kV – 50 Mvar) na SE Guaíra (COPEL-GT), no Paraná.



9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2015	Previsão 2016	Previsão 2016
230	4.916,0	1.808,0	832,0
345	46,0	46,0	60,0
440	152,0	194,0	161,0
500	5.877,0	11.250,0	2.601,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
TOTAL	10.991,0	13.298,0	3.654,0

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 2015	Previsão 2016	Previsão 2017
TOTAL	22.714,0	12.310,0	7.650,0

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 12/01/2015, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.

10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de dezembro de 2014, foi verificado um total de 16.678 MWmédios 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 dezembro oscilaram ao longo do mês, devido principalmente à atualização da previsão de vazões nas revisões do Programa Mensal de Operação – PMO, não tendo havido descolamento dos valores entre os subsistemas.

O máximo valor de CMO do mês atingiu R\$ 659,76 / MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, na terceira semana operativa. Por sua vez, o valor mínimo foi de R\$ 529,36 / MWh em todos os subsistemas, na última semana do mês. Destaca-se que, em comparação a novembro de 2014, houve redução de mais de 40% do CMO máximo registrado no mês. Apesar disso, o despacho térmico verificado em dezembro foi superior em cerca de 230 MWmédios ao praticado no mês anterior, resultado da elevação em mais de três vezes da geração adicional por garantia de suprimento energético em decorrência das condições hidrometeorológicas desfavoráveis.

Em dezembro, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD manteve-se abaixo do valor máximo de R\$ 822,23, estabelecido pela ANEEL, em todos os subsistemas e em todos os patamares de carga.



10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

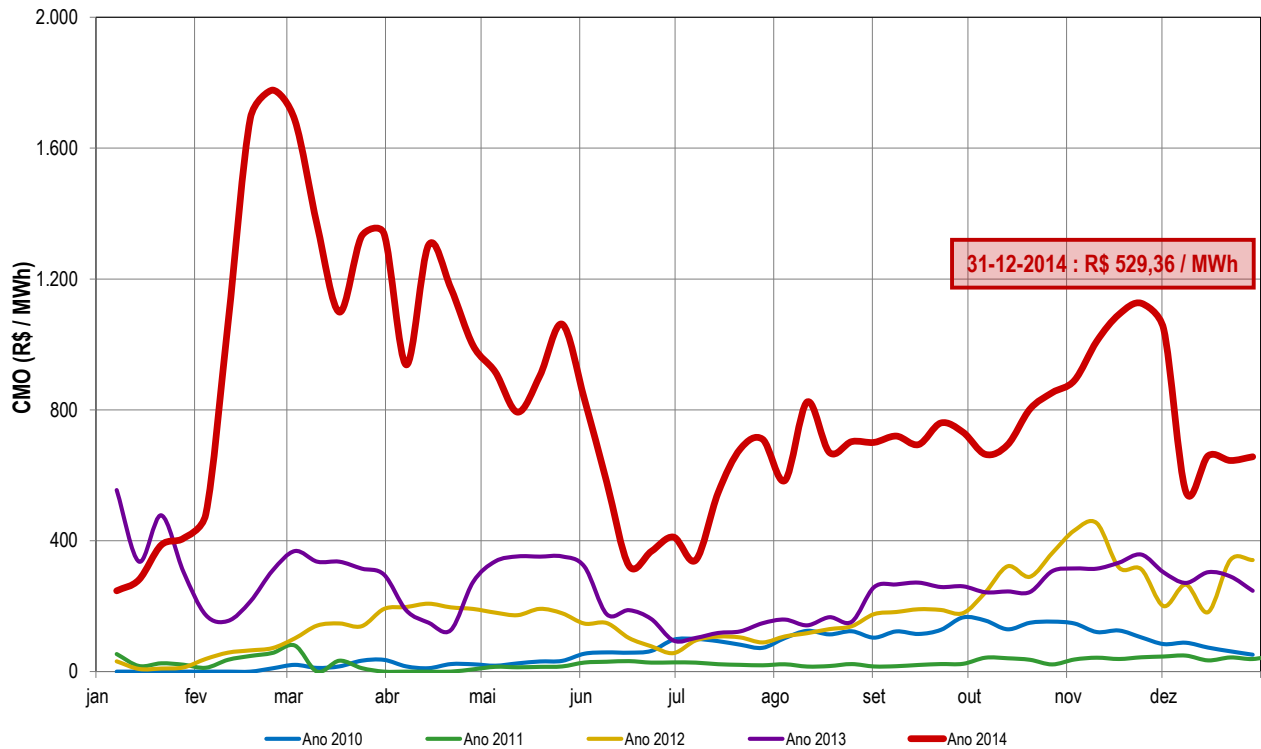


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

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

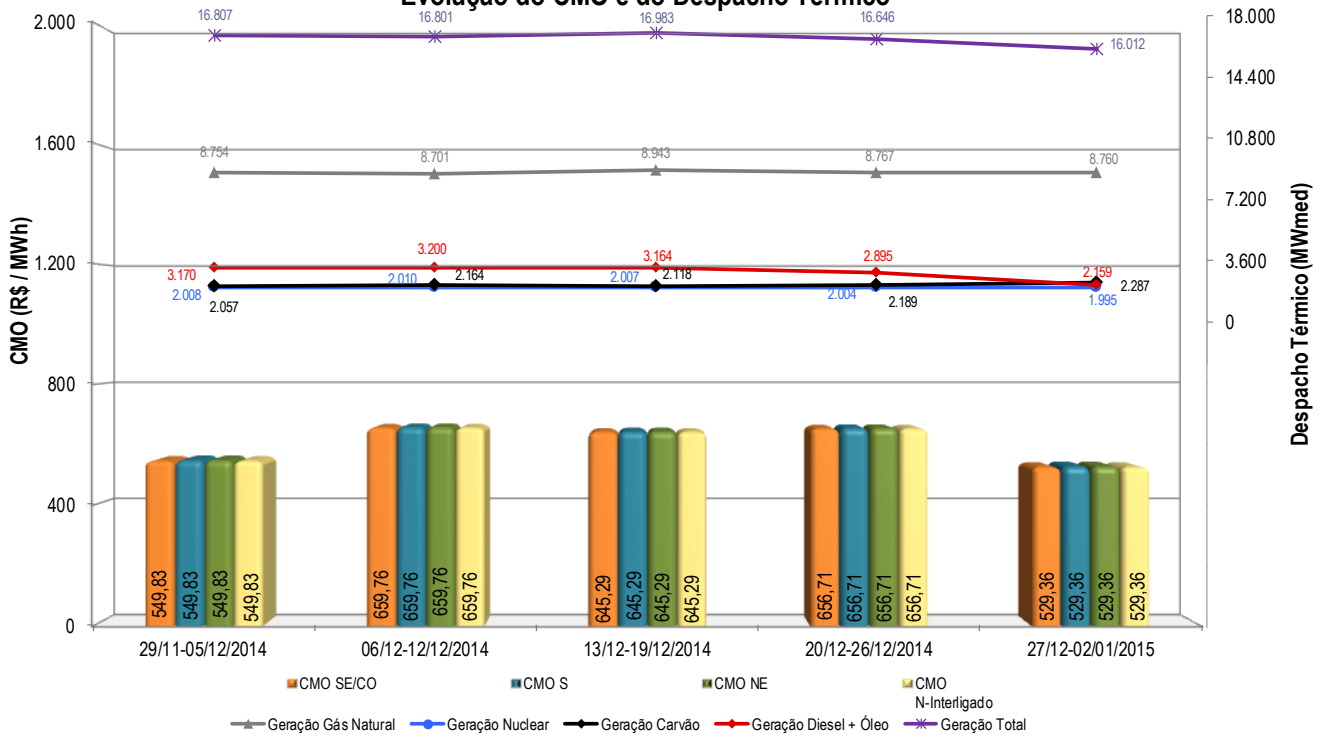


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte: ONS



11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em novembro de 2014 foi de R\$ 139,6 milhões, montante 35% inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 213,8 milhões). O valor do mês de novembro de 2014 é composto por R\$ 68,3 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; por R\$ 5,4 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\$ 65,9 milhões referentes aos encargos por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica devido à geração complementar para garantia do suprimento energético.

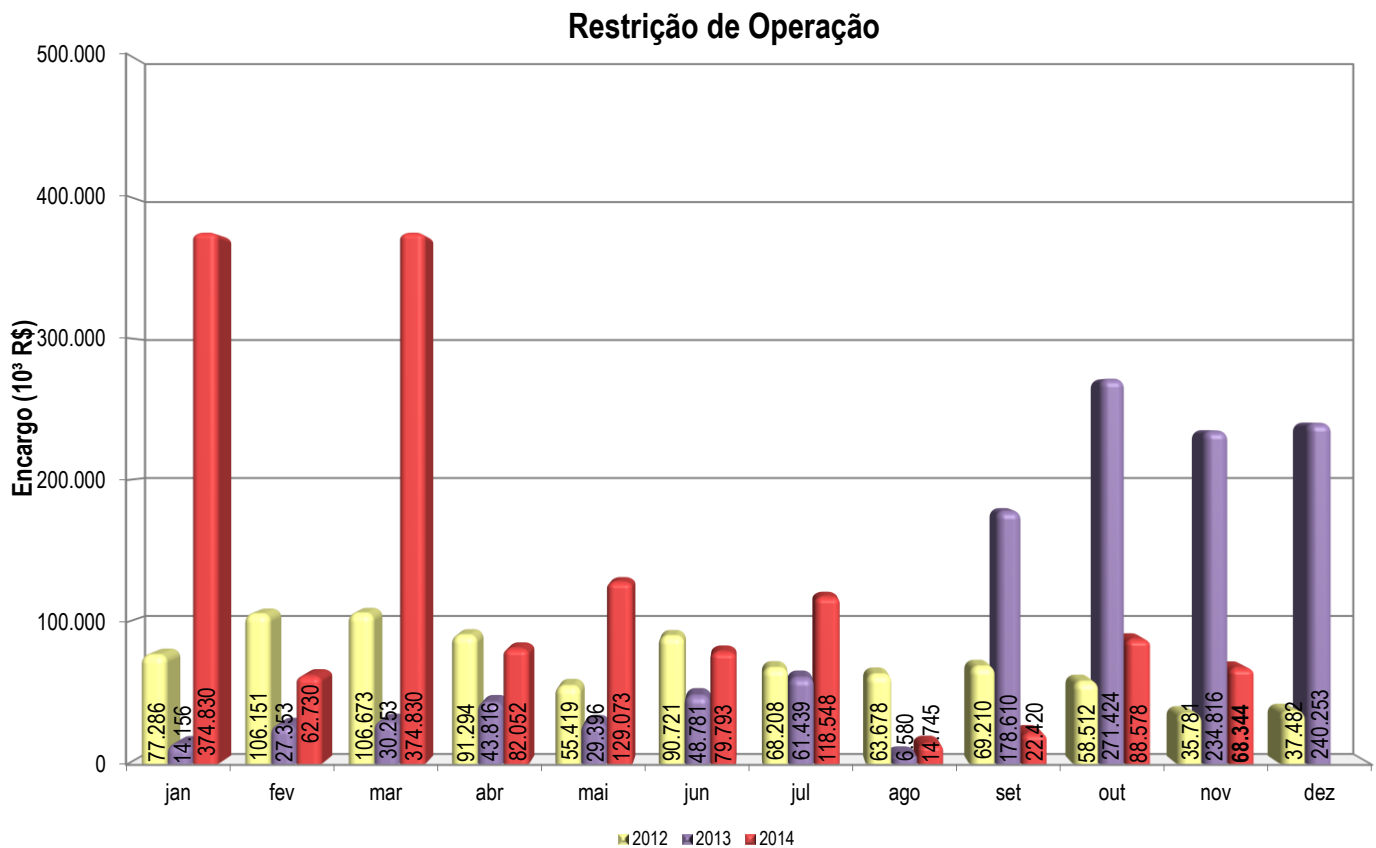


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até novembro de 2014.

Fonte: CCEE



Segurança Energética

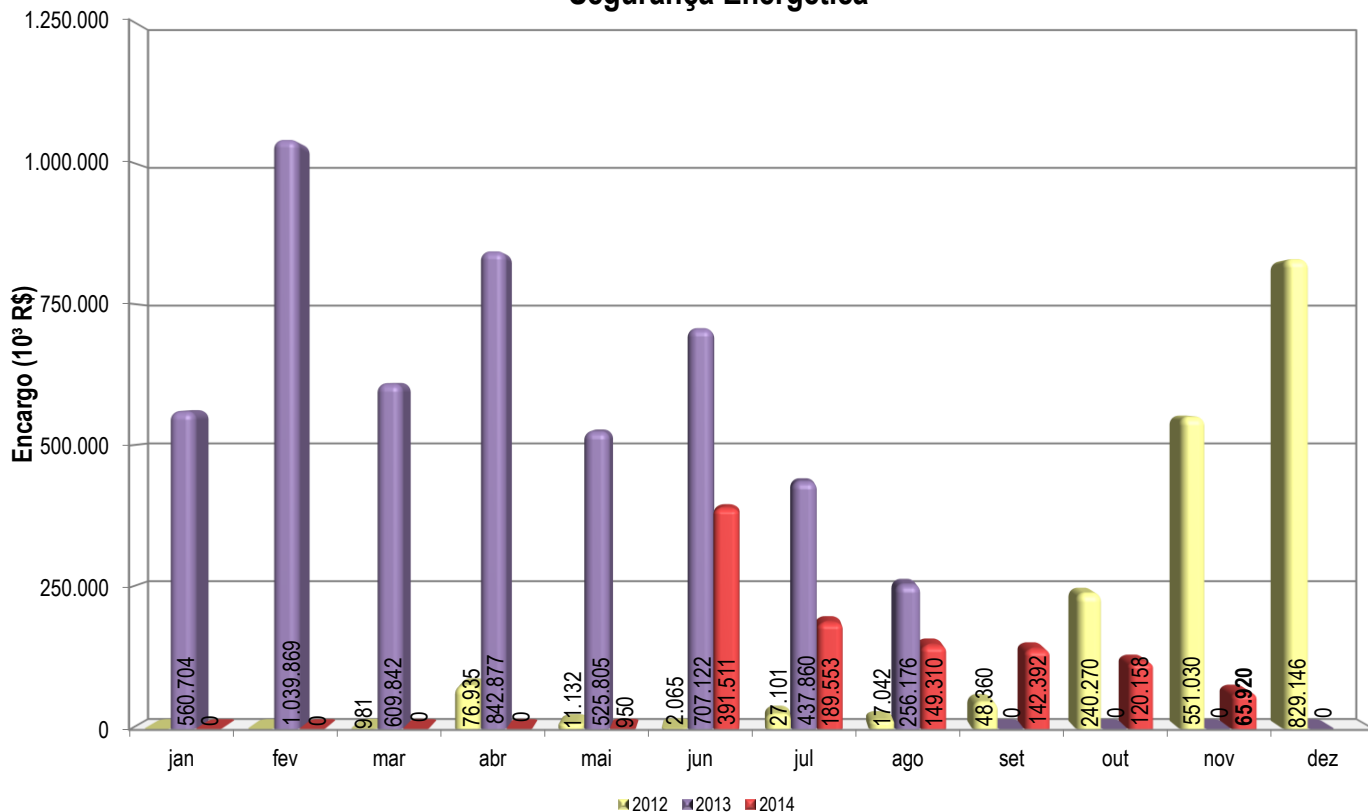


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até novembro de 2014.

Fonte: CCEE

Serviços Ancilares

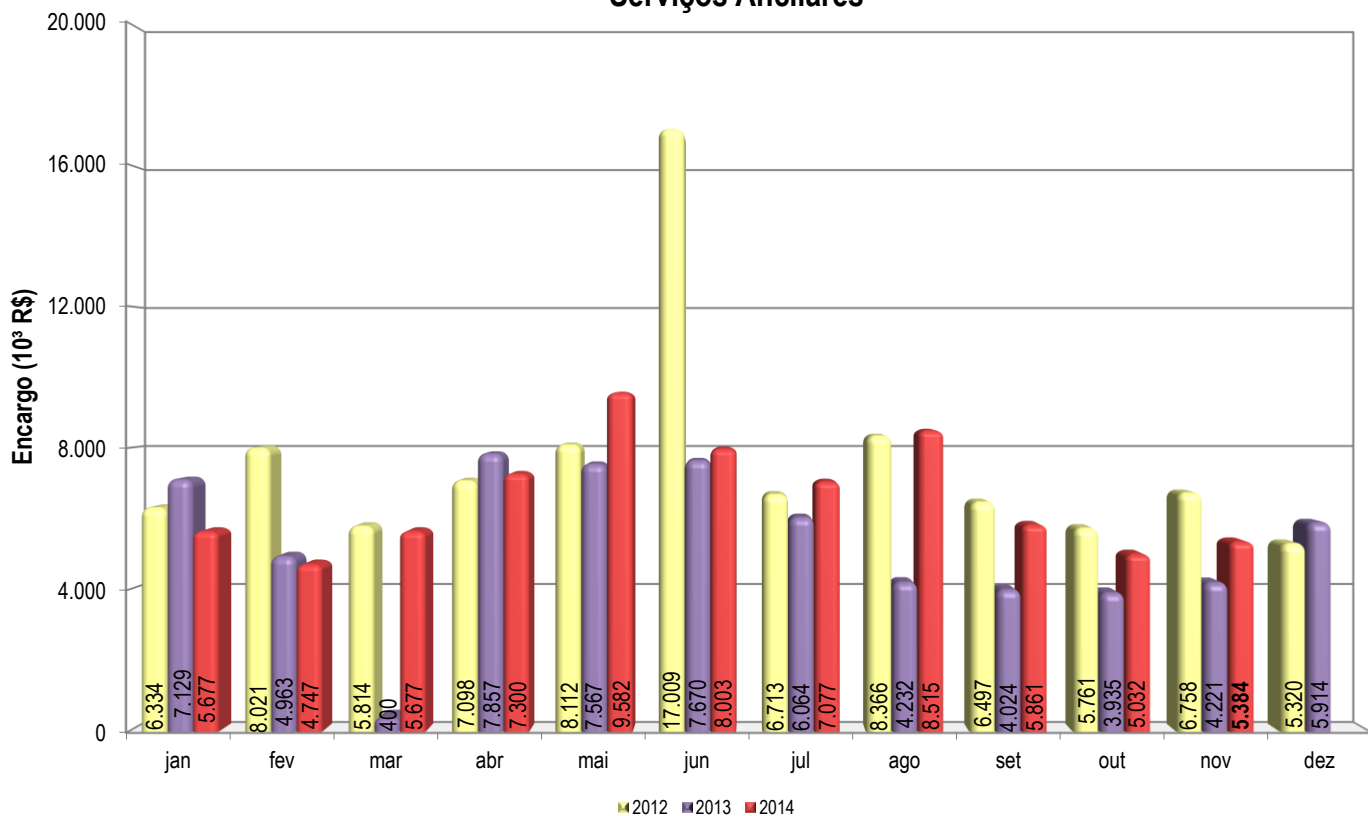


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até novembro de 2014.

Fonte: CCEE



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de dezembro de 2014 a quantidade de ocorrências e o montante de carga interrompida foram superiores aos valores verificados no mesmo mês de 2013. No ano de 2014, a quantidade de ocorrências e o montante de carga interrompida foram superiores ao verificado em 2013, com destaque aos meses de Janeiro, Fevereiro e Dezembro. A seguir destacam-se algumas ocorrências relevantes:

- **Dia 10 de dezembro, às 05h55min:** Desligamento automático da LT 138 kV Adrianópolis-Cepel C2, seguido do desligamento de todos os disjuntores do setor de 138 kV da SE, causando sobrecarga em vários setores do sistema da AMPLA. Houve interrupção de **539 MW** de cargas da AMPLA, no estado do Rio de Janeiro. Causa: Atuação incorreta da proteção diferencial de barras de 138 kV da SE Adrianópolis.
- **Dia 10 de dezembro, às 13h10min:** Desligamento da interligação LT 500 kV Tucuruí – Manaus, de linhas de 230 kV da área, além de várias unidades geradoras de Cristiano Rocha, Manauara e Tambaqui, durante tentativa de restabelecimento da LT 230 kV Lechuga – Manaus. Houve interrupção de **412 MW** de cargas da Amazonas Energia, em Manaus, no estado do Amazonas. Causa: Fechamento da interligação, durante o restabelecimento, fora das condições de sincronismo.
- **Dia 17 de dezembro, às 23h58min:** Desligamento do setor de 69 kV da SE Joairam, dos circuitos 230 kV Joairam/Bongi C1, C2 e C3, com conseqüente desligamento total da SE Bongi, e de usinas térmicas da região, após defeitos internos aos alimentadores de 69 kV Joairam/Celpe e posteriormente nas LT 230 kV Joairam/Recife II C1 e Joairam/Bongi C1, provocados por prováveis descargas atmosféricas. Houve interrupção de **508 MW** de cargas da CELPE no estado de Pernambuco. Causa: Queda do circuito da LT 230 kV Joairam/ Bongi C1, sobre a SE Joairam, por rompimento do cabo após curto circuito, devido a falha de proteção na SE Bongi.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

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

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2014	2013
SIN**	0	6.795	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.795	0
S	637	238	168	0	0	0	0	0	0	0	0	158	1.201	1.397
SE/CO	2.281	1.439	1.344	941	242	0	255	243	745	486	0	947	8.923	4.873
NE	252	877	196	0	586	0	170	428	160	105	123	508	3.405	12.970
N-Int***	318	376	0	104	0	1.264	315	615	414	759	1129	825	6.119	3.933
Isolados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.737
TOTAL	3.488	9.725	1.708	1.045	828	1.264	740	1.286	1.319	1.350	1.252	2.438	26.443	24.909

Fonte: ONS, Eletronorte

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2014	2013
SIN**	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
S	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	6	6
SE/CO	8	3	3	4	1	0	1	2	2	3	0	2	29	22
NE	2	2	1	0	3	0	1	2	1	1	1	1	15	21
N-Int***	2	1	0	1	0	6	1	3	2	3	5	3	27	14
Isolados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8
TOTAL	15	8	5	5	4	6	3	7	5	7	6	7	78	71

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

Fonte: ONS, Eletronorte

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

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

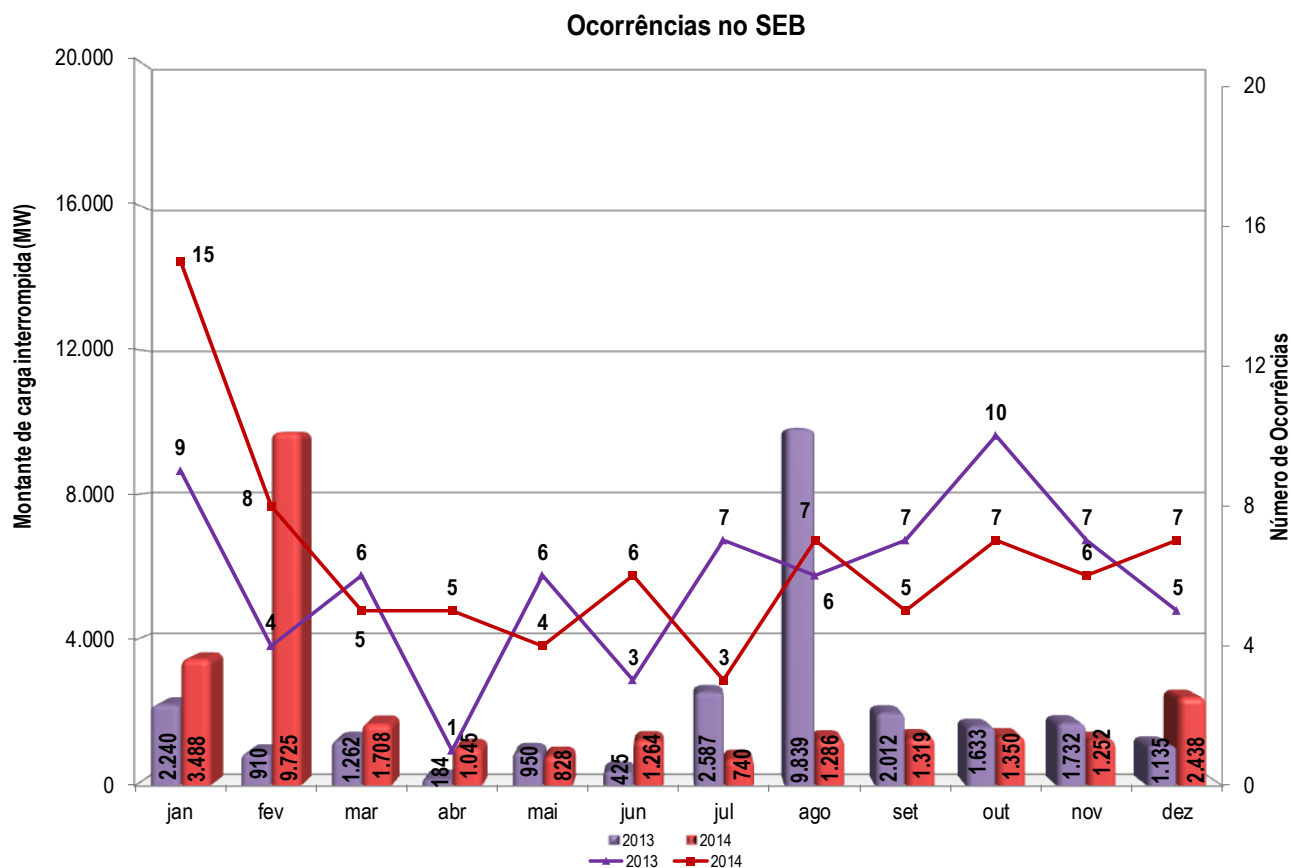


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte: ONS e Eletronorte

12.2. Indicadores de Continuidade *

No mês de novembro de 2014, o DEC Brasil ultrapassou o limite no ano de 2014.

Tabela 19. Evolução do DEC em 2014.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2014														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,94	1,69	1,63	1,47	1,23	1,07	1,17	1,15	1,41	1,54	1,55		15,84	14,47
S	2,14	1,94	1,29	1,12	1,06	1,06	1,07	1,19	1,43	1,44	1,40		15,12	13,36
SE	1,28	1,08	0,91	0,70	0,63	0,56	0,67	0,70	0,81	0,94	0,90		9,18	9,74
CO	3,65	2,48	3,06	2,37	1,56	1,10	1,48	1,52	2,92	3,31	2,92		26,36	17,37
NE	1,79	1,73	1,99	2,14	1,79	1,34	1,52	1,41	1,56	1,58	1,82		18,64	16,93
N	4,42	4,54	4,55	4,05	3,35	3,71	3,37	3,07	3,36	4,00	4,12		42,65	37,82

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

Fonte: ANEEL

Tabela 20. Evolução do FEC em 2014.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2014														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,05	0,92	0,89	0,81	0,72	0,64	0,68	0,69	0,81	0,92	0,83		8,96	11,73
S	1,33	1,13	0,86	0,69	0,72	0,68	0,69	0,78	0,85	0,87	0,91		9,51	11,17
SE	0,67	0,55	0,49	0,38	0,36	0,32	0,38	0,39	0,45	0,52	0,48		4,97	7,85
CO	1,95	1,64	1,94	1,73	1,34	0,84	1,09	1,19	2,17	2,59	1,83		18,31	15,53
NE	0,87	0,85	0,92	0,98	0,83	0,65	0,66	0,67	0,76	0,77	0,75		8,71	12,05
N	2,67	2,53	2,52	2,51	2,20	2,65	2,44	2,24	2,11	2,61	2,36		26,91	35,49

Dados contabilizados até novembro 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.

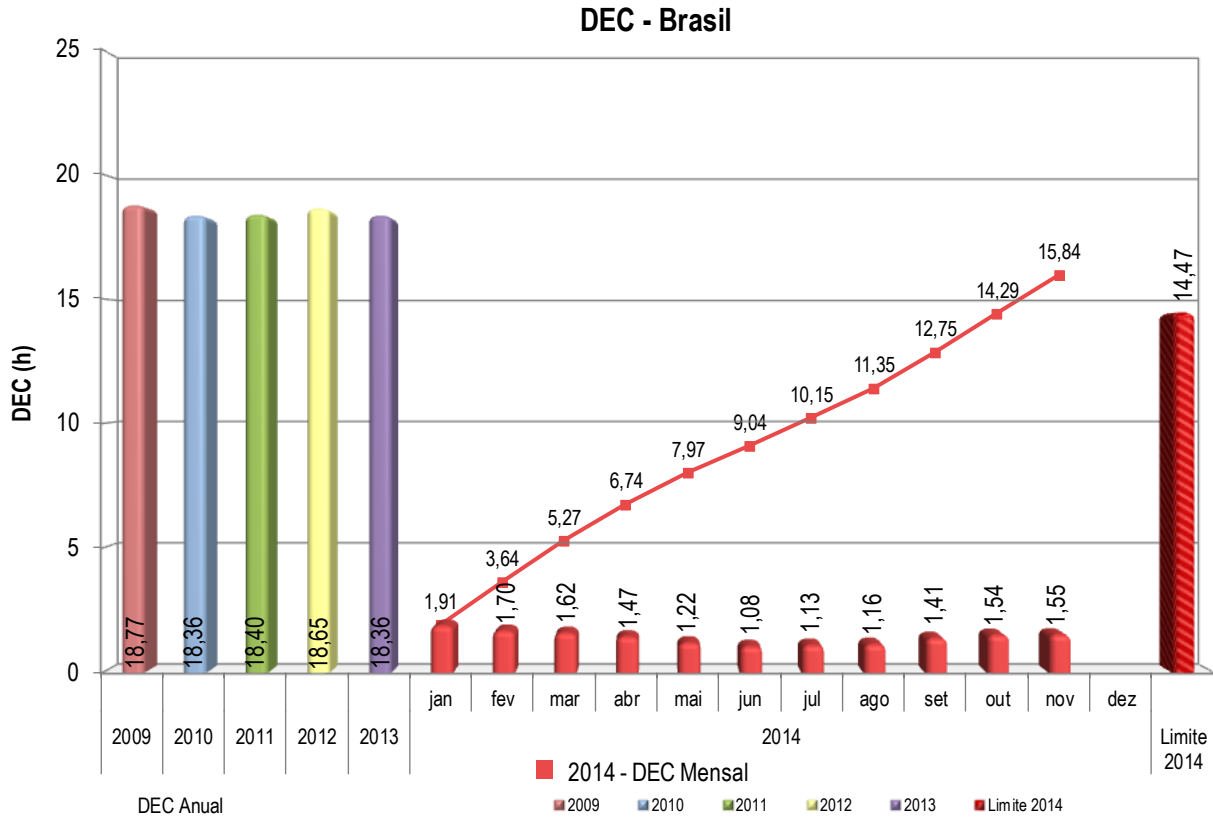


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte:
ANEEL

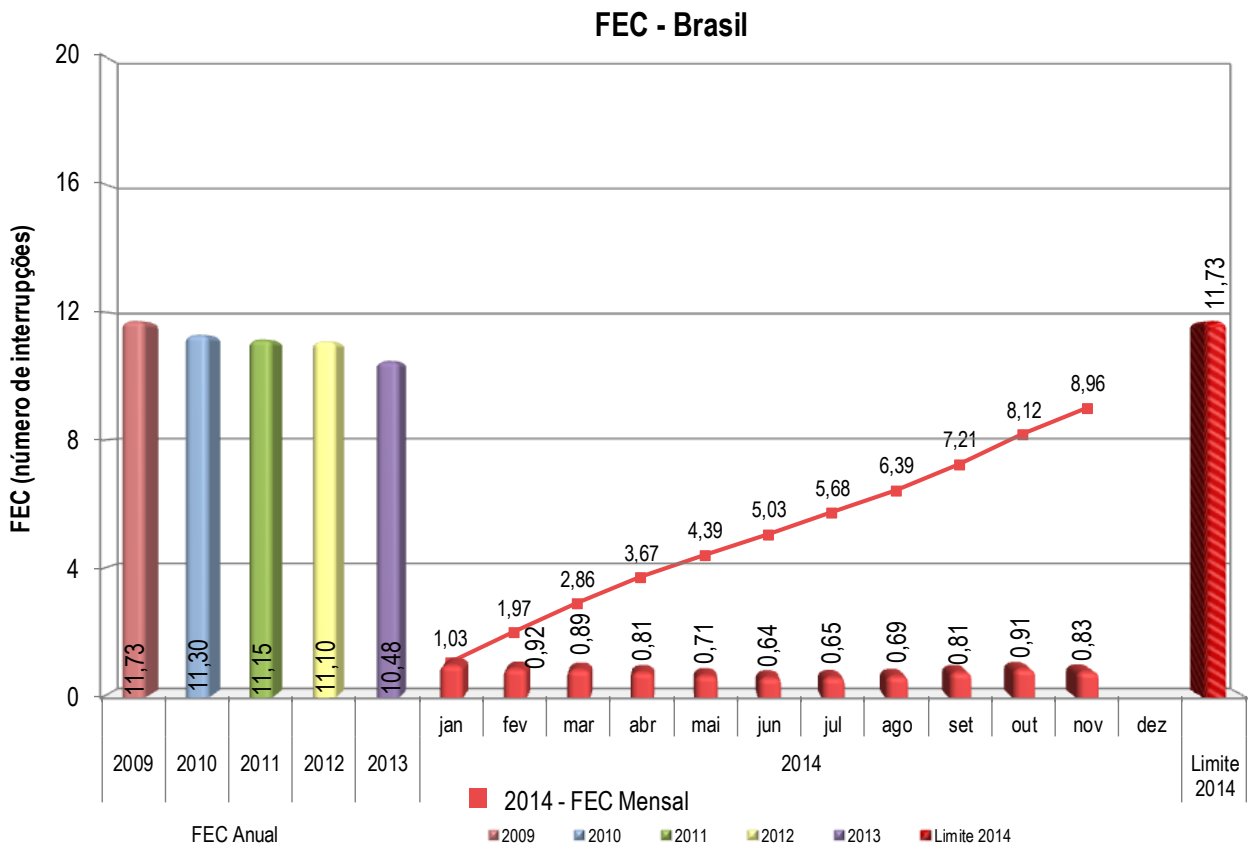


Figura 40. FEC do Brasil.

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

Fonte:
ANEEL



GLOSSÁRIO

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