



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Março – 2016





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Março – 2016

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Carlos Eduardo de Souza Braga

Secretário-Executivo

Luiz Eduardo Barata Ferreira

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE

Domingos Romeu Andreatta

Equipe Técnica

Guilherme Silva de Godoi (Coordenação)

André Grobério Lopes Perim

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

José Brito Trabuco



SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – 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.....	15
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO*	16
7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	17
7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	17
7.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	18
7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	18
7.4. Geração Eólica	19
7.5. Energia de Reserva	20
7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física	22
8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO	25
8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	25
8.2. Previsão da Expansão da Geração.....	26
9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	27
9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão	27
9.2. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	27
9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão	28



9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação	28
10.CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO.....	29
10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação.....	29
10.2. Despacho Térmico.....	30
11.ENCARGOS SETORIAIS	30
12.DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	32
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	32
12.2. Indicadores de Continuidade	33



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de março de 2016 – Brasil.	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/03 a 30/03/2016 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.	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.	13
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.	14
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.	14
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.	15
Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.	16
Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.	17
Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.	19
Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.	19
Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.	20
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2016.	21
Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.	21
Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).	22
Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.	22
Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.	23
Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.	23
Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.	24
Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.	24
Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.	25
Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.	29
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.	31
Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.	31
Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.	33
Figura 39. DEC do Brasil.	34
Figura 40. FEC do Brasil.	34



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.....	15
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	16
Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	18
Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	18
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.	26
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW).	26
Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	27
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	27
Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	28
Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	28
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SIN devido a ocorrências.	32
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.	32
Tabela 19. Evolução do DEC em 2016.	33
Tabela 20. Evolução do FEC em 2016.....	33



1. INTRODUÇÃO

No mês de março de 2016, os valores de afluências brutas foram superiores à média de longo termo – MLT no subsistema Sul e inferiores à média nos demais subsistemas. No mês, foram verificados 9.650 MW médios de geração térmica programada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, contribuindo para elevar os estoques dos reservatórios.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de fevereiro de 2016 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: +7,4 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, +2,5 p.p. no Sul, +2,9 p.p. no Nordeste e +15,3 p.p. no Norte. O armazenamento do subsistema Nordeste atingiu o valor de 34,7%EAR.

No dia 2 de março de 2016, foi realizada a 166ª reunião (ordinária) do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, dentre outros assuntos, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL realizou apresentação sobre a metodologia utilizada para a gestão dos contratos de empreendimentos de transmissão de energia elétrica. Conforme destacado, o objetivo é adotar procedimentos formais para avaliar a gestão dos concessionários na fase de implantação das obras, tanto sob aspectos técnicos quanto econômico-financeiros.

Além disso, na ocasião, o CMSE deliberou pela adoção do período de bloqueio para restrição de intervenções nas instalações estratégicas de suprimento de energia elétrica à cidade do Rio de Janeiro, sede dos Jogos Olímpicos e Paralímpicos 2016, e às cidades que sediarão os jogos de futebol, eventos que ocorrerão no país entre agosto e setembro de 2016.

No dia 23 de março de 2016, foi liberada para operação em teste a UG 1 (611,1 MW) da UHE Belo Monte, no município de Vitória do Xingu (PA), concedida à Norte Energia S.A., conforme Despacho ANEEL nº 706/2016.

No dia 30 de março de 2016, foram publicadas as Resoluções Autorizativas da ANEEL com a revogação das autorizações para a implantação de diversas usinas térmicas no município de Candeias, na Bahia, outorgadas a empresas do Grupo Bertin, referentes ao Leilão A-5 nº03/2008, e totalizando 1.059 MW de capacidade instalada.

Entraram em operação comercial no mês 351,32 MW de capacidade instalada de geração, 165,0 km de linhas de transmissão e 2.100 MVA de transformação na Rede Básica. Em 2016 a expansão do sistema totalizou 1.687,78 MW de capacidade instalada de geração, 455,1 km de linhas de transmissão de Rede Básica e conexões de usinas e 3.840 MVA de transformação na Rede Básica.

No mês de março de 2016 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 142.610 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2015, houve um acréscimo de 7.265 MW, sendo 2.735 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.704 MW de fontes térmicas, 2.818 MW de fonte eólica e 8 MW de fonte solar.

No mês de janeiro de 2016, a geração hidráulica correspondeu a 76,5% do total gerado no país, 5,0 p.p. superior ao verificado no mês anterior, e a participação da produção eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil reduziu 1,8 p.p. A participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, reduziu 3,2 p.p. entre dezembro de 2015 e janeiro de 2016, com destaque para as variações de -2,2 p.p. de geração a biomassa, cujo comportamento é sazonal, e -0,7 p.p. de geração a gás.

O fator de capacidade médio da geração eólica da região Nordeste reduziu 20,8 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 19,6%. Já na região Sul, houve aumento de 2,6 p.p. deste fator, atingindo 32,5%. No acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior, houve redução de 2,4 p.p. no fator de capacidade na região Nordeste, chegando a 38,2%, enquanto que na região Sul o fator de capacidade das usinas aumentou cerca de 1,6 p.p., atingindo 29,1%.

Com relação ao mercado consumidor, em fevereiro de 2016, o consumo de energia elétrica atingiu 45.589 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, valor 2,7% inferior ao verificado no mês anterior e representando redução de 1,0% em relação ao consumo de fevereiro de 2015. Além disso, foi verificada a expansão de 2,7% no número de unidades consumidoras residenciais em comparação ao mesmo mês do ano anterior.

As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 31 de março de 2016, 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 é composto pelos estados do Pará, Tocantins, Maranhão, Amazonas e Amapá.



2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

Durante o mês de março de 2016, a atuação de sistemas de baixa pressão nos estados das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, e o avanço de frentes frias, ocasionaram precipitação nas bacias hidrográficas dos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste, no Tocantins e em pontos isolados do São Francisco, com totais significativos nas bacias dos rios Jacuí, Uruguai, Iguçu e Grande, onde foram observadas anomalias positivas de chuva.

As temperaturas mínimas do mês de março estiveram um pouco acima do normal para a época do ano em praticamente todo o país, atingindo desvios de até +3°C em alguns locais. Apenas na região Sul, as temperaturas mínimas estiveram em torno da média climatológica. Por sua vez, as temperaturas máximas estiveram abaixo da média climatológica na região Sul (desvios de até -3°C) e acima da média climatológica na região Nordeste (desvios de até +5°C). Nas demais regiões, as temperaturas máximas estiveram em torno da média climatológica.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 99 %MLT – 64.145 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (43º pior valor*), 211 %MLT – 14.871 MW médios no Sul (4º melhor valor*), 32 %MLT – 4.704 MW médios no Nordeste (2º pior valor*) e 56 %MLT – 8.949 MW médios no Norte-Interligado (4º pior valor*).

Ressalta-se que foram armazenáveis 76 %MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 167 %MLT no Sul, 32 %MLT no Nordeste e 54 %MLT no Norte.

* considerando um histórico de aflúncias para o mês em 84 anos (1931 a 2014).

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

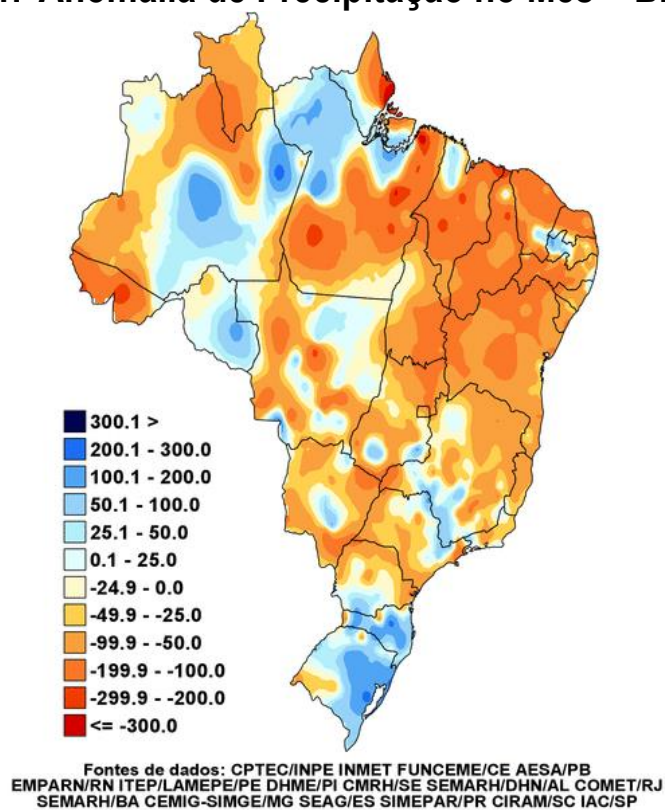


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de março de 2016 – Brasil.

Fonte: CPTEC/INPE



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

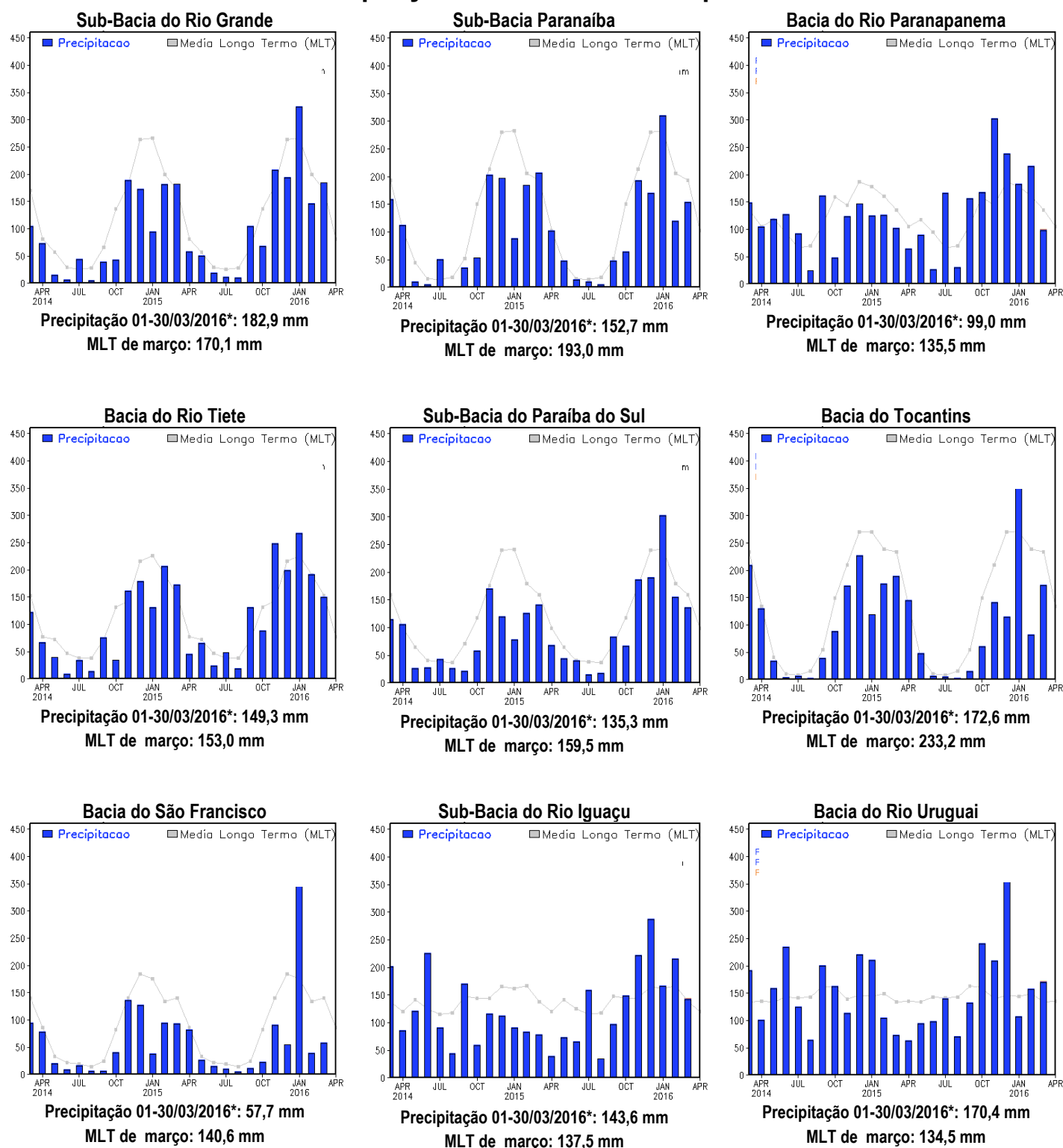


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/03 a 30/03/2016 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

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



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

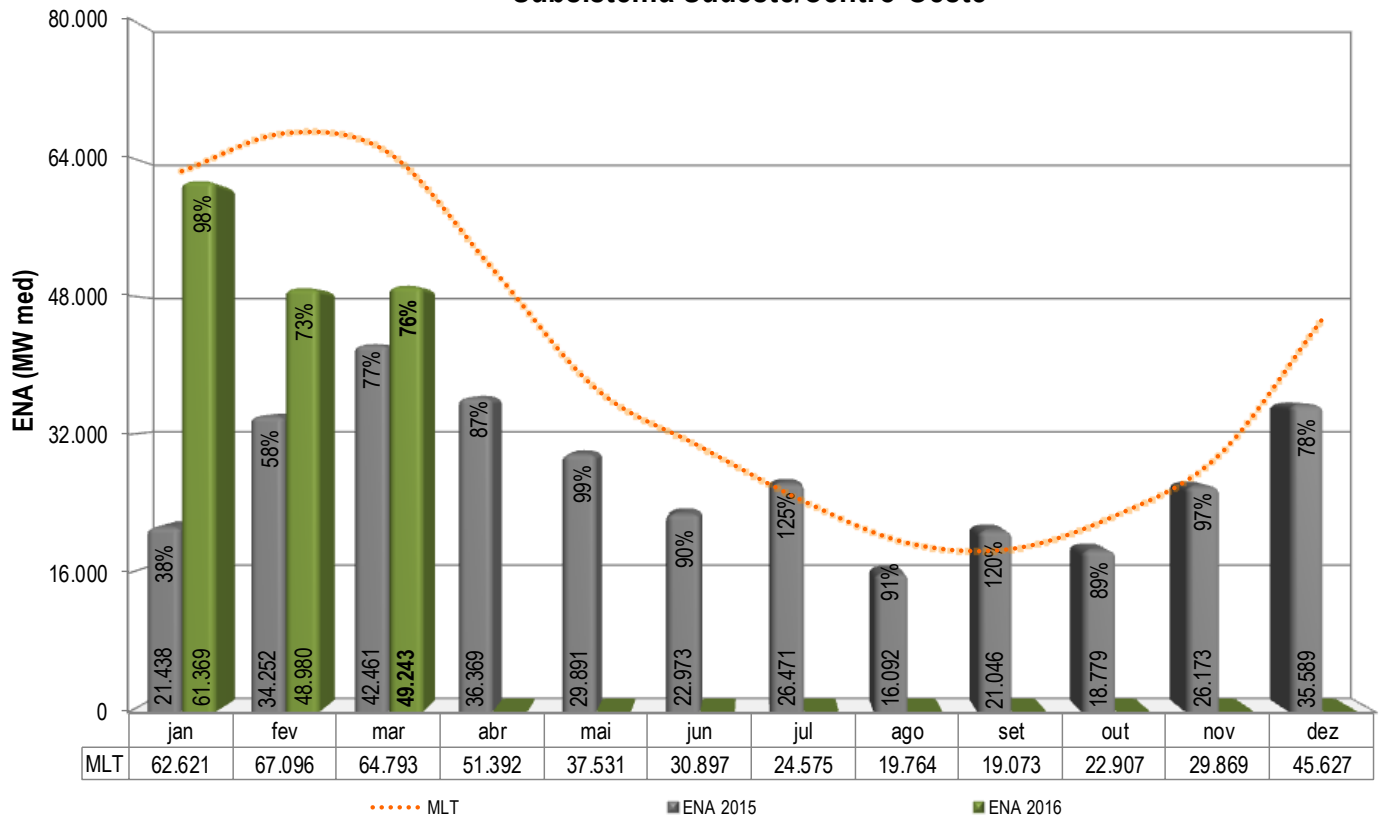


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Sul

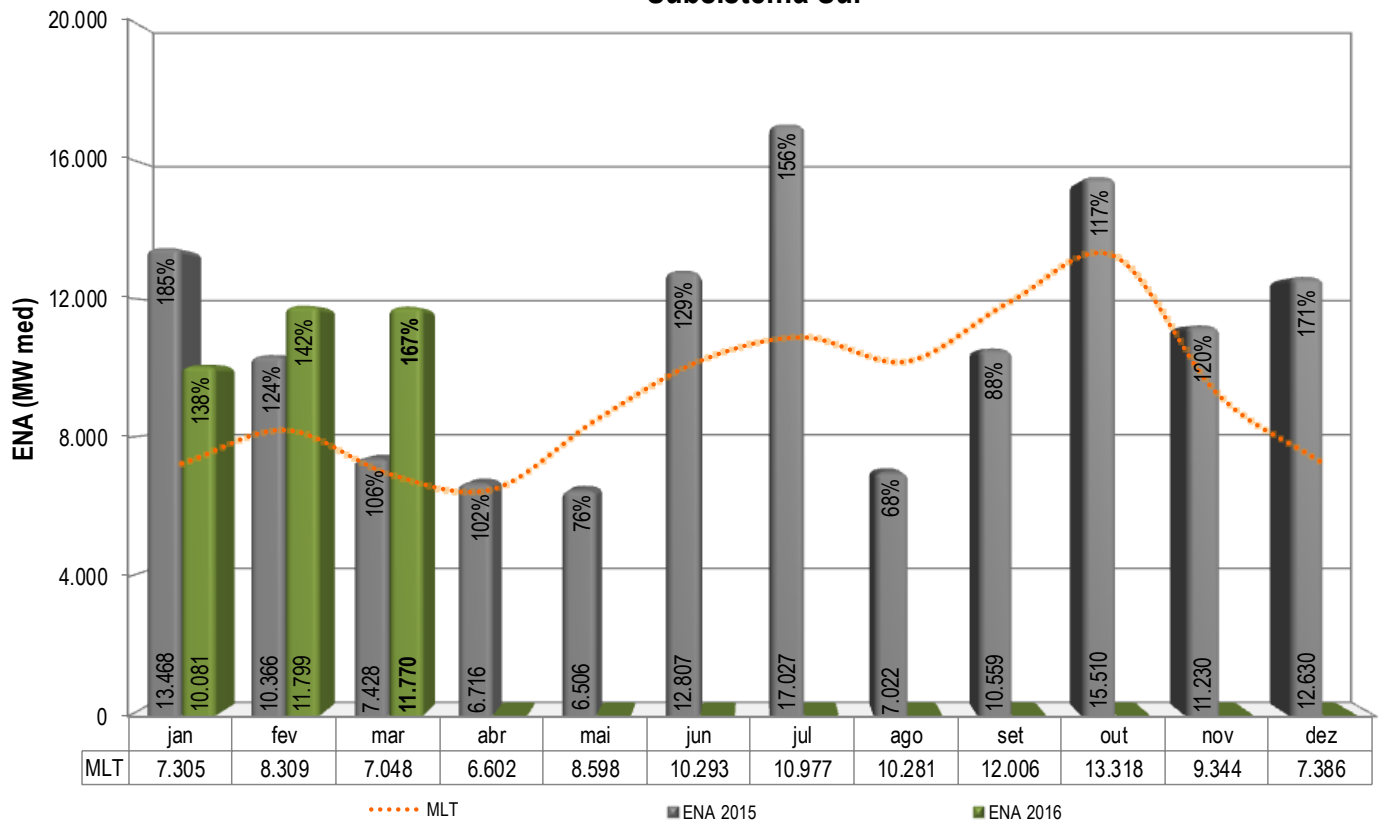


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

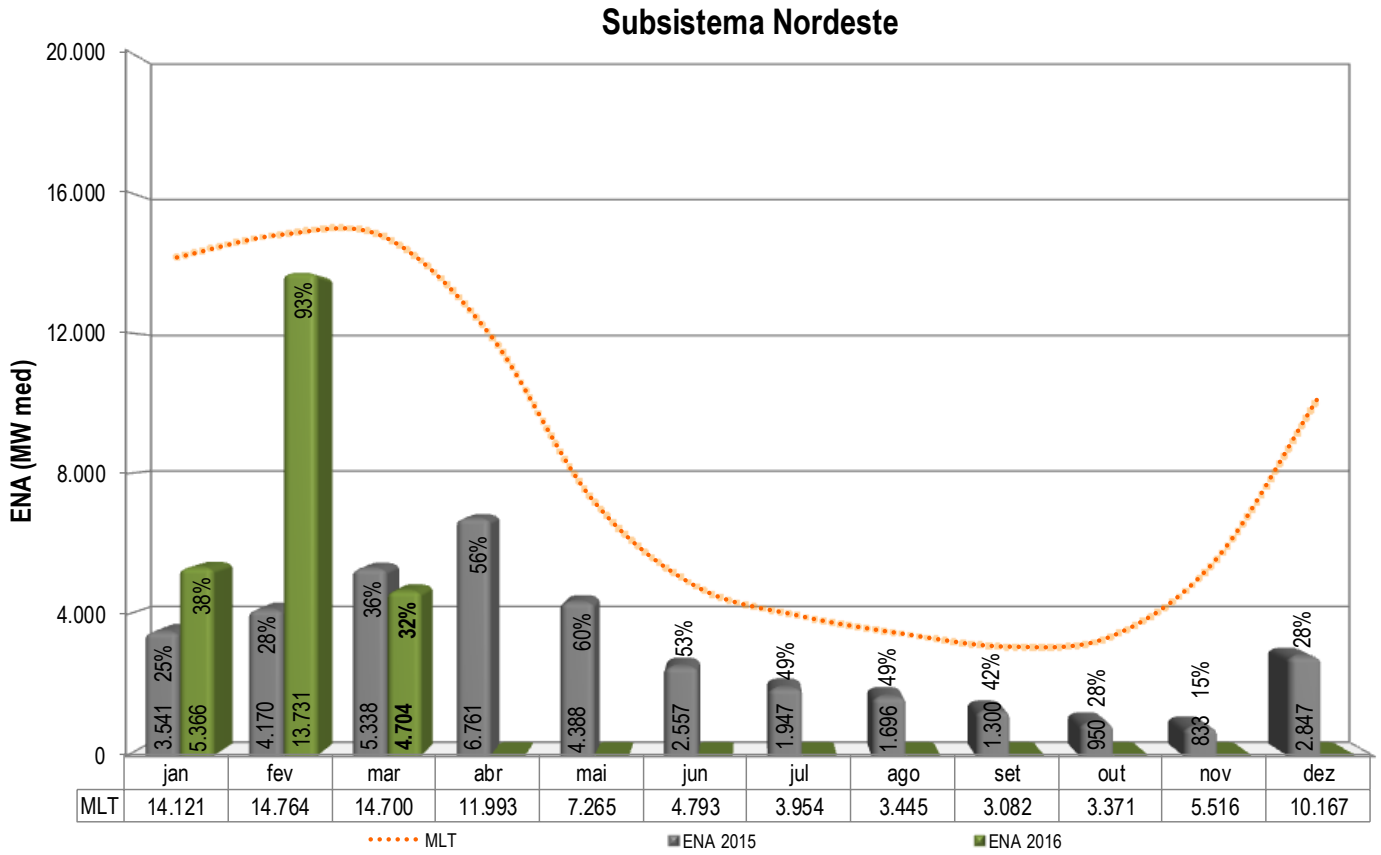


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

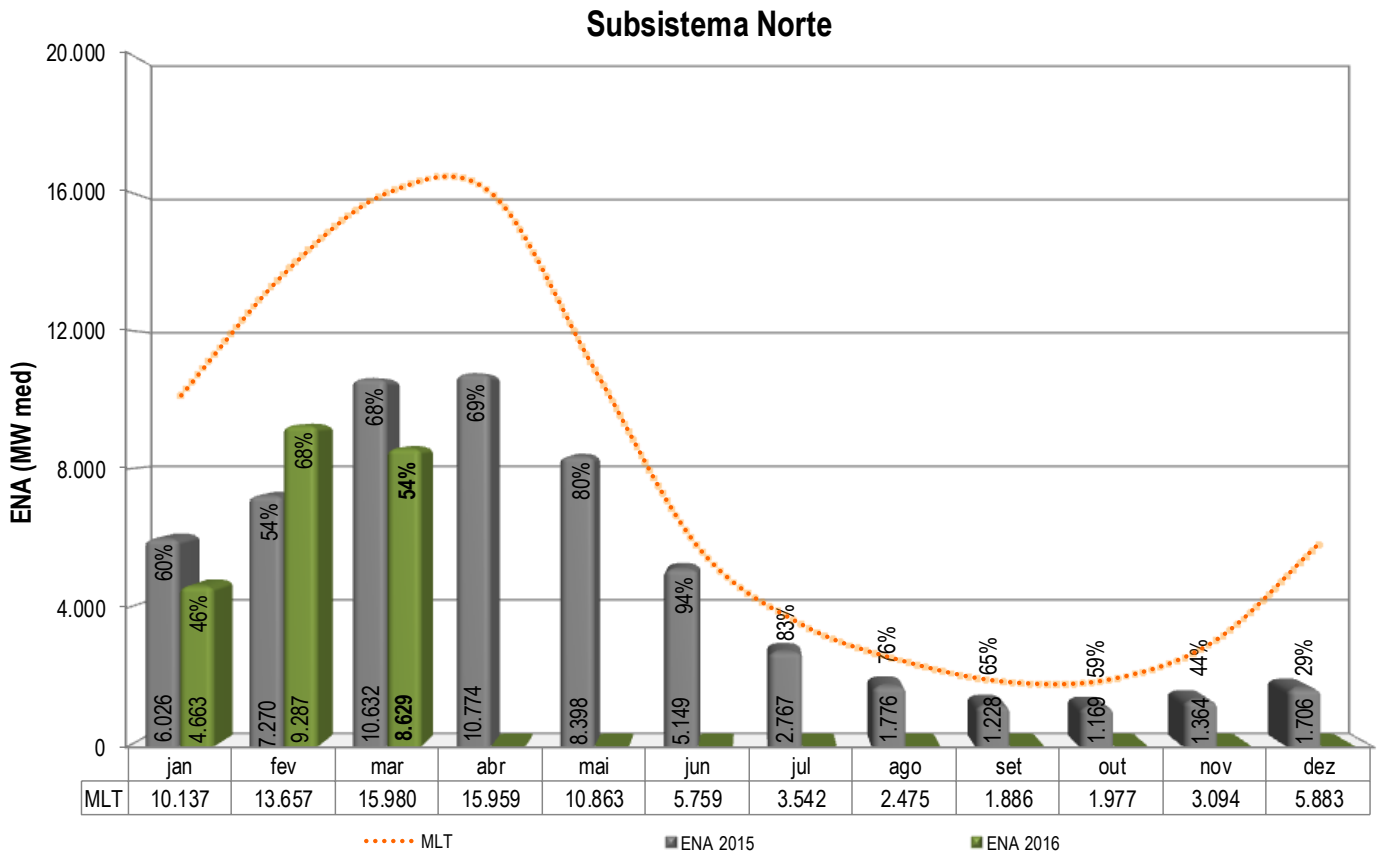


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.4. Energia Armazenada

No mês de março de 2016 houve aumento no nível de armazenamento do reservatório equivalente de todos os subsistemas. Neste mês, houve contribuição de aproximadamente 9.650 MWmédios de produção térmica, valor cerca de 1.600 MWmédios inferior ao verificado no mês anterior.

Houve elevação de 7,4 p.p. no armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o mês de março, atingindo 58,3 %EAR, valor 29,8 p.p. superior ao verificado no final de março de 2015 (28,5 %EAR), e 23,8 p.p. superiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (34,5 %EAR). As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas em todos os períodos de carga, em função das altas afluências e a fim de minimizar vertimentos para controle do nível de armazenamento de seu reservatório, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste (RSE).

Na região Sul, em função das condições hidroenergéticas, a geração das usinas hidrelétricas foi explorada em todos os períodos de carga, respeitando-se as restrições operativas das usinas e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste. No mês de março, houve um aumento do estoque de água neste reservatório equivalente de 2,5 p.p., atingindo 97,6 %EAR, valor 58,3 p.p. superior ao armazenamento do final do mês de março de 2015 (39,3%EAR).

No subsistema Nordeste houve replecionamento de 2,9 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 34,7 %EAR ao final do mês de março, valor 11,2 p.p. superior ao verificado ao final de março de 2015 (23,5 %EAR) e 2,5 p.p. inferior ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (37,2 %EAR). A coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco na região Nordeste foi efetuada visando a implementação da política de redução da defluência mínima, nas UHEs Sobradinho e Xingó, sendo o intercâmbio de energia e a geração térmica local responsáveis pelo fechamento do balanço energético da região Nordeste. No dia 17 de março, a defluência mínima da UHE Xingó foi reduzida para patamar da ordem de 800 m³/s, após permanecer em patamar de 900 m³/s desde o dia 26 de fevereiro, em função de ação judicial. No dia 17 de março, a defluência da UHE Três Marias também foi reduzida do patamar de 150 m³/s para 100 m³/s.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 58,4 %EAR ao final do mês de março, apresentando replecionamento de 15,3 p.p em comparação ao mês anterior e correspondendo a 3,5 p.p. inferiores ao armazenamento do final de março de 2015 (61,9 %EAR). A geração da UHE Tucuruí foi explorada prioritariamente nos períodos de carga média e pesada para fechamento do balanço energético do SIN, respeitando-se a ordem de prioridade definida para a geração das usinas hidrelétricas do SIN.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações percentuais de energia armazenada no mês de março de 2016 referem-se ao replecionamento de 23,8 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 80,6% v.u.); de 15,9 p.p. na UHE Itumbiara (atingindo 60,6%); e de 13,0 p.p. na UHE Furnas (atingindo 75,1% v.u.).

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final do Mês (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR da Capacidade Total
Sudeste/Centro-Oeste	58,3	202.862	71,9
Sul	97,6	19.958	11,8
Nordeste	34,7	51.809	10,9
Norte	58,4	15.041	5,3
TOTAL		289.670	100,0

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

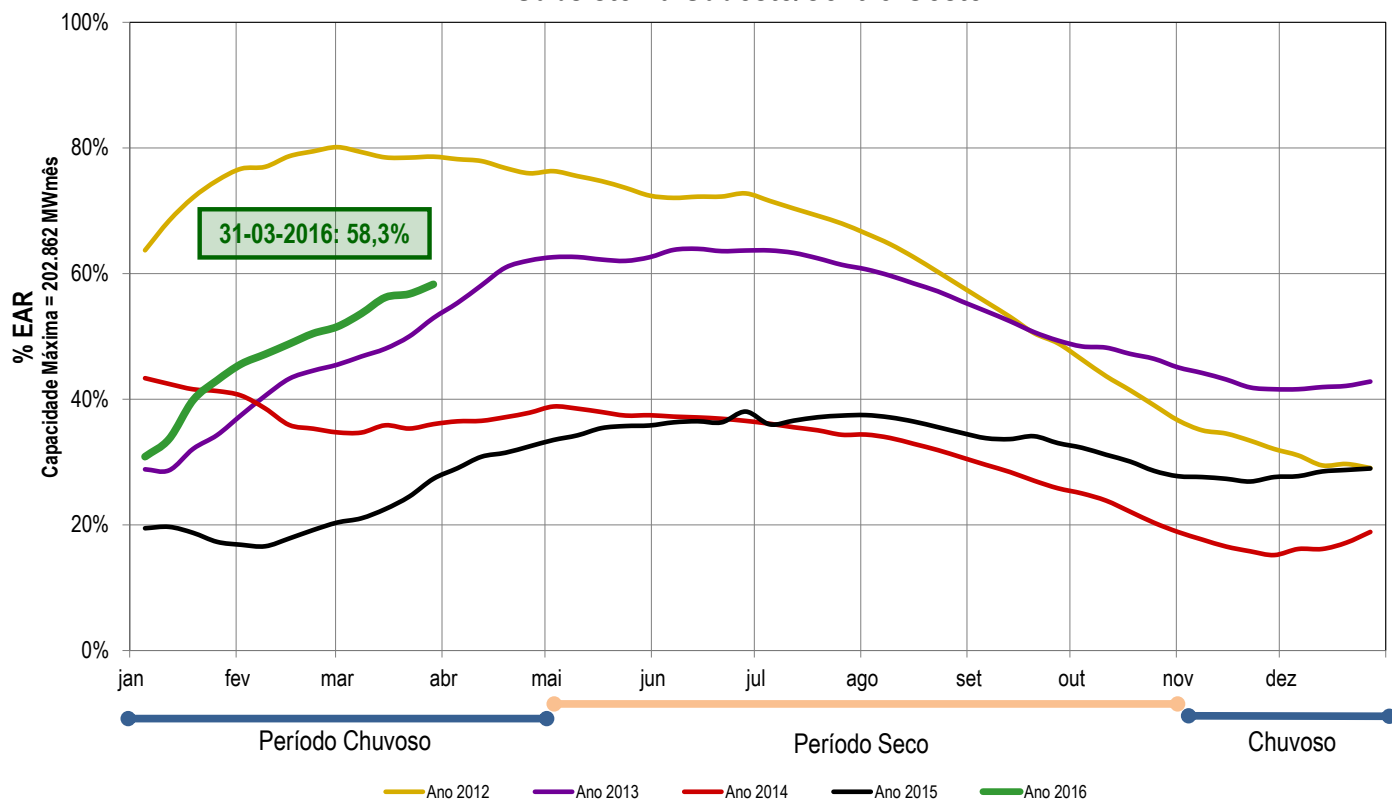


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Sul

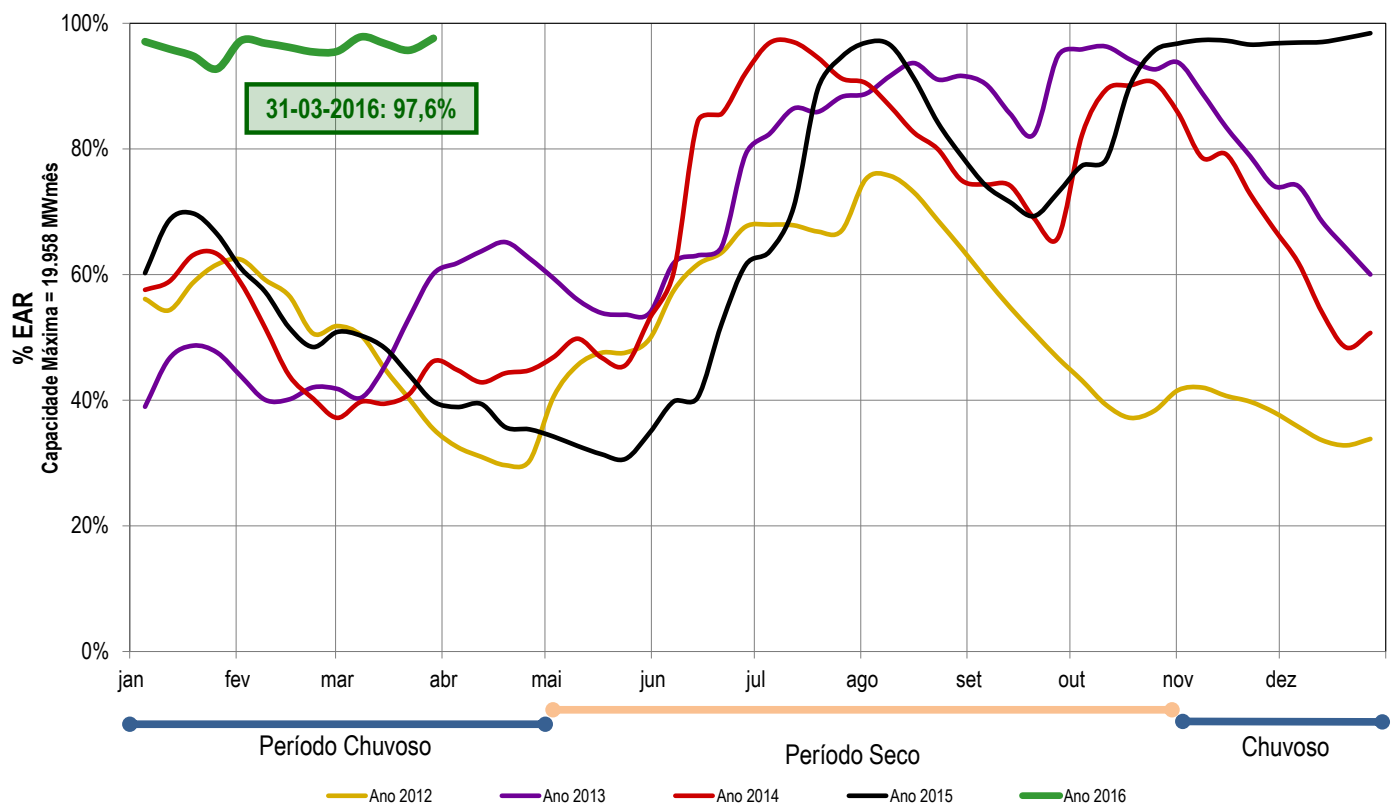


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

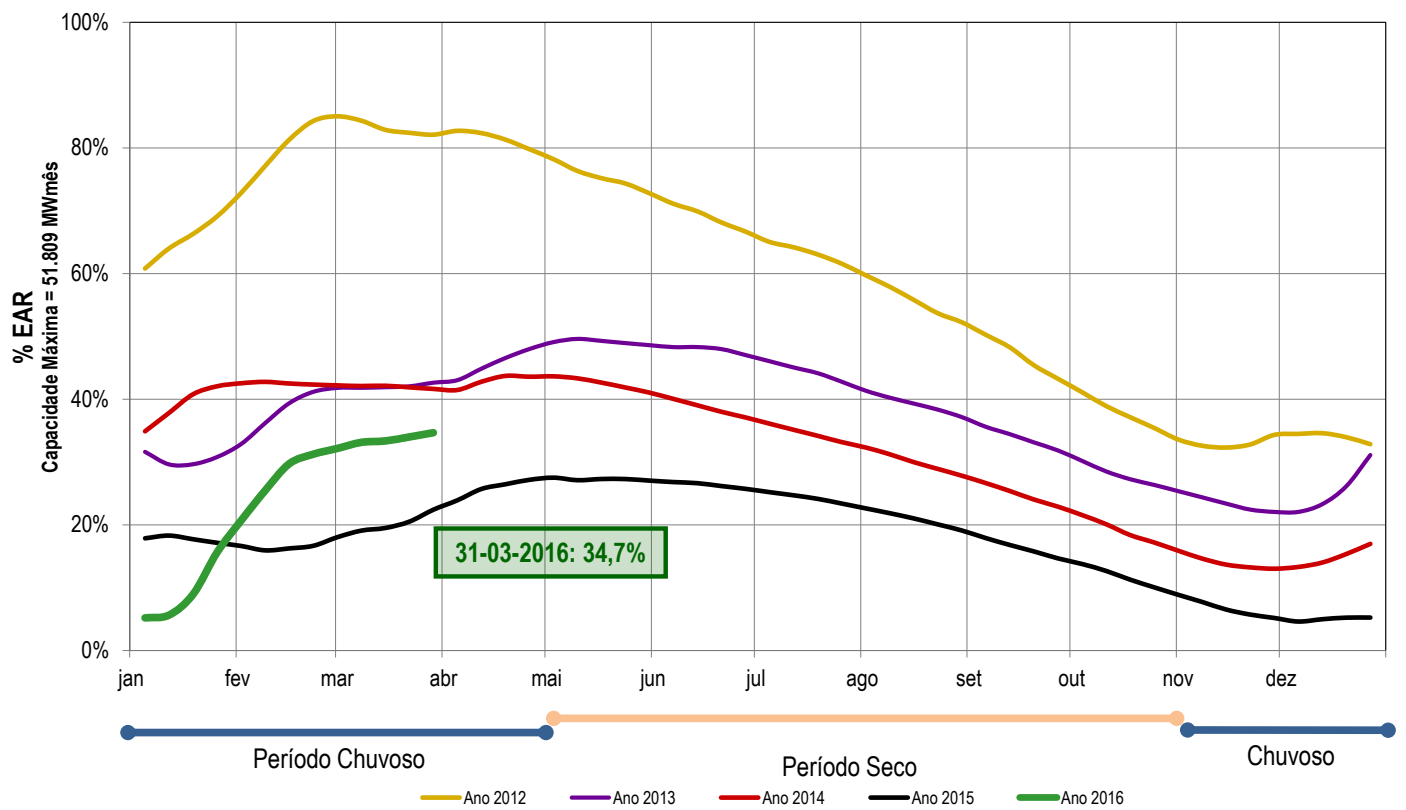


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Norte-Interligado

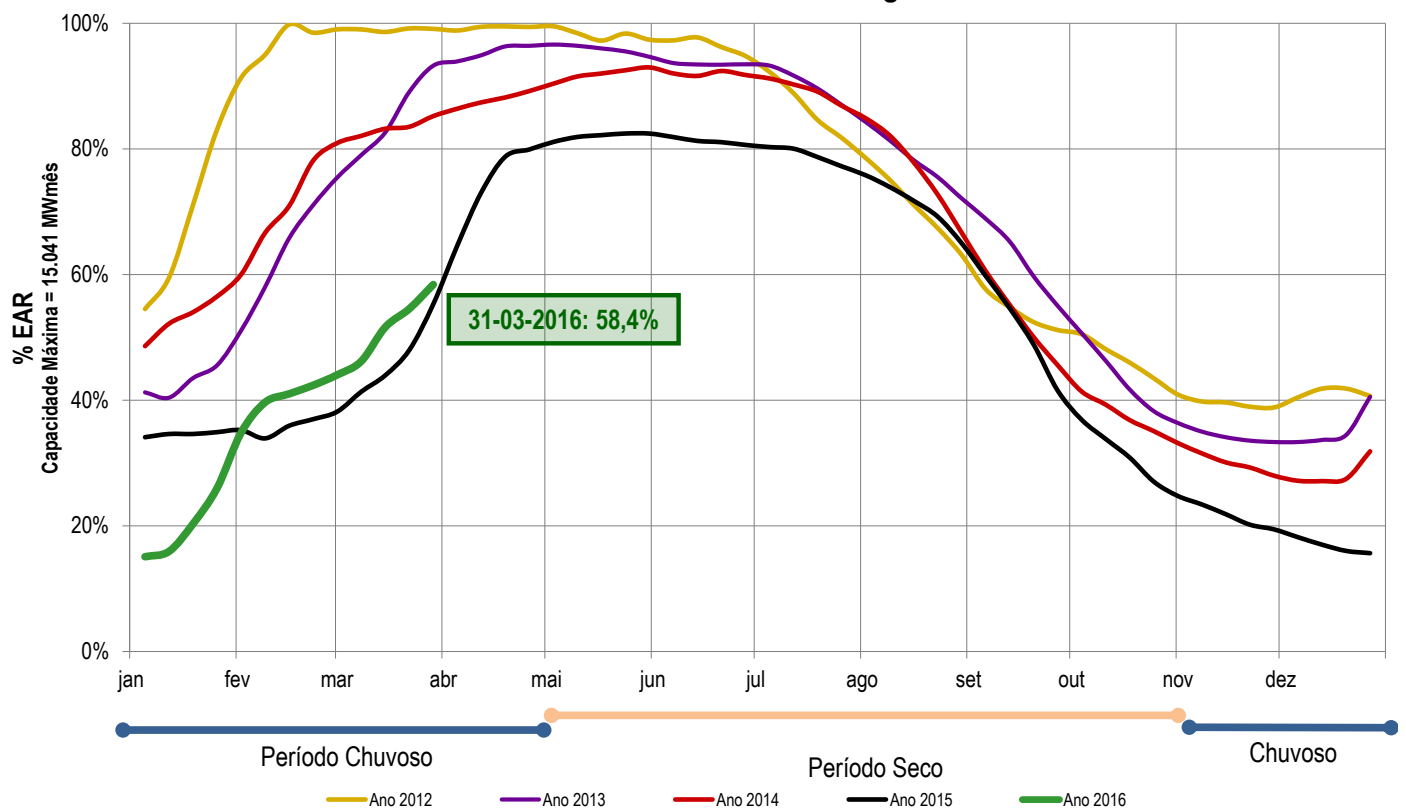


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS

3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

No mês de março, houve exportação de energia de 2.441 MWmédios do subsistema Norte-Interligado, mantendo o perfil exportador verificado no mês anterior.

O subsistema Nordeste permaneceu receptor em março em um total de 3.020 MWmédios, valor superior ao verificado no mês anterior.

O subsistema Sul exportou 2.134 MWmédios no mês de março, ante a exportação de 1.116 MWmédios em fevereiro.

No complexo do Rio Madeira, em março, a UHE Jirau gerou cerca de 1.590 MWmédios e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 1.450 MWmédios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. No período foram escoados cerca de 2.610 MWmédios pelo bipolo 1 em corrente contínua da LT 600 kVcc Coletora Porto Velho-Araraquara.

Além disso, a região metropolitana de Manaus importou cerca de 420 MWmédios do SIN no mês de março pela interligação Tucuruí-Manaus.

A importação da Venezuela para suprimento ao estado de Roraima foi de 127 MWmédios, valor da mesma ordem do verificado no mês anterior.

No mês de março, o Brasil importou cerca de 30 MWmédios de excedente de energia da Argentina, via conversora de Garabi, em caráter de devolução, e 7 MWmédios de energia do Uruguai, em função da realização de testes de comissionamento na interligação Candiota/Melo (Brasil – Uruguai) nos dias 10, 11, 15 e 16.



Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte

Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB**	200
②	EXPN	4.700
	REC�	(Carga do Norte - Geração de 5 UGs de Tucuruí)
③	EXPNE	4.000
	RNE	3.500
④	(FNS + FSENE)	5.100
	EXPSE	4.300
⑤	RSUL	7.800
	FSUL	6.300
⑥	INT _{Arg}	2.100
	INT _{Urug}	70

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte

* Os limites de intercâmbio apresentados referem-se à carga pesada, conforme revisão quadrimestral do PMO de dezembro de 2015.

** 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 fevereiro de 2016, o consumo de energia elétrica atingiu 45.589 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, valor 2,7% inferior ao verificado no mês anterior e representando redução de 1,0% em relação ao consumo de fevereiro de 2015.

No acumulado dos últimos 12 meses (março de 2015 a fevereiro de 2016), o consumo residencial registrou decréscimo de 2,0% em relação ao mesmo período anterior. Já em comparação a fevereiro de 2015, foi registrada retração de 3,2%. Em relação ao consumo comercial, foi registrada queda de 0,4% no acumulado de 12 meses e retração de 4,8% em relação a fevereiro de 2015.

Os resultados observados na baixa tensão refletem o momento adverso da economia brasileira, que se agrava desde 2014. Nesse sentido, o quadro de crédito restritivo, aliado à perspectiva de aumento do desemprego e retração da renda, tem contribuído para o comportamento cauteloso dos consumidores, fato evidenciado pela diminuição do consumo médio verificado: queda de 4,5% e 2,4% do consumo médio residencial e do consumo médio comercial dos últimos 12 meses, respectivamente, em comparação ao mesmo período do ano anterior.

Assim, relação à classe residencial, as regiões Sul (-4,0%) e Sudeste (-9,0%) apresentaram maior retração do que o observado para a média nacional, com destaque para o estado Rio de Janeiro (-10,5%), cuja queda foi a maior verificada nos domicílios do país. Já em relação ao consumo comercial, ressalta-se que, pela primeira vez desde 2004, houve retração do consumo do Nordeste (-1,7%) em relação ao consumo do mesmo mês do ano anterior, segundo dados da EPE. Além disso, foi registrada retração de -6,5% no consumo da região Sudeste, com destaque para Minas Gerais (-9,4%) e Rio de Janeiro (-9,2%).

Em relação ao consumo industrial, em fevereiro de 2016 foi registrado um crescimento de 6,6% em relação a janeiro de 2016 e retração de 7,2% em comparação a fevereiro de 2015. Já no acumulado dos últimos 12 meses, houve queda de 5,9% do consumo dessa classe em comparação ao mesmo período do ano anterior. Em relação ao consumo industrial por setor, foi verificado crescimento de 0,6% no ramo alimentício, com avanços principalmente nas regiões Sul (+1,6%) e Centro-Oeste (6,5%). O setor químico apresentou desempenho estável (+0,1%) em comparação a fevereiro de 2015, e os demais setores apresentaram quedas no consumo, com destaque para o setor extração de minerais metálicos (-19,4%) e para a indústria têxtil (-17,0%).

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



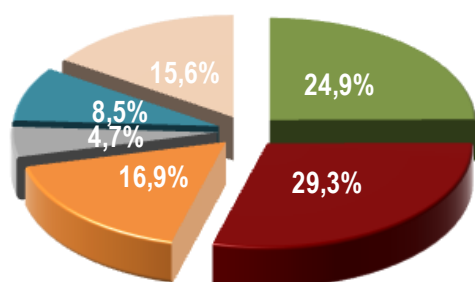
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Fev/16 GWh	Evolução mensal (Fev/16/Jan/16)	Evolução anual (Fev/16/Fev/15)	Mar/14-Fev/15 (GWh)	Mar/15-Fev/16 (GWh)	Evolução
Residencial	11.352	-4,0%	-3,2%	132.855	130.258	-2,0%
Industrial	13.375	6,6%	-7,2%	177.719	167.281	-5,9%
Comercial	7.719	-0,5%	-4,8%	90.046	89.703	-0,4%
Rural	2.151	0,5%	-9,6%	25.760	25.553	-0,8%
Demais classes *	3.898	-1,3%	-0,4%	47.689	47.460	-0,5%
Perdas	7.095	-18,1%	28,9%	99.009	99.612	0,6%
Total	45.589	-2,7%	-1,0%	573.079	559.867	-2,3%

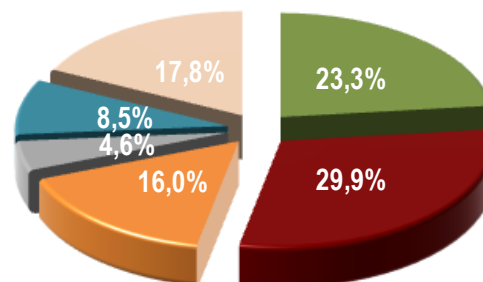
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até fevereiro de 2016.

Fonte dos dados: EPE

Consumo de Energia Elétrica em Fev/2016



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 fevereiro de 2016.

Fonte dos dados: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Fev/16 kWh/NU	Evolução mensal (Fev/16/Jan/16)	Evolução anual (Fev/16/Fev/15)	Mar/14-Fev/15 (kWh/NU)	Mar/15-Fev/16 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	167	-4,2%	-5,8%	167	159	-4,5%
Consumo médio industrial	24.346	6,6%	-3,1%	25.839	25.375	-1,8%
Consumo médio comercial	1.356	0,0%	-6,7%	1.346	1.314	-2,4%
Consumo médio rural	490	0,4%	-11,5%	500	485	-3,0%
Consumo médio demais classes *	5.122	-1,4%	-2,0%	5.311	5.198	-2,1%
Consumo médio total	484	0,5%	-7,4%	510	483	-5,3%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até fevereiro de 2016.

Fonte dos dados: EPE



4.2. Unidades Consumidoras

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

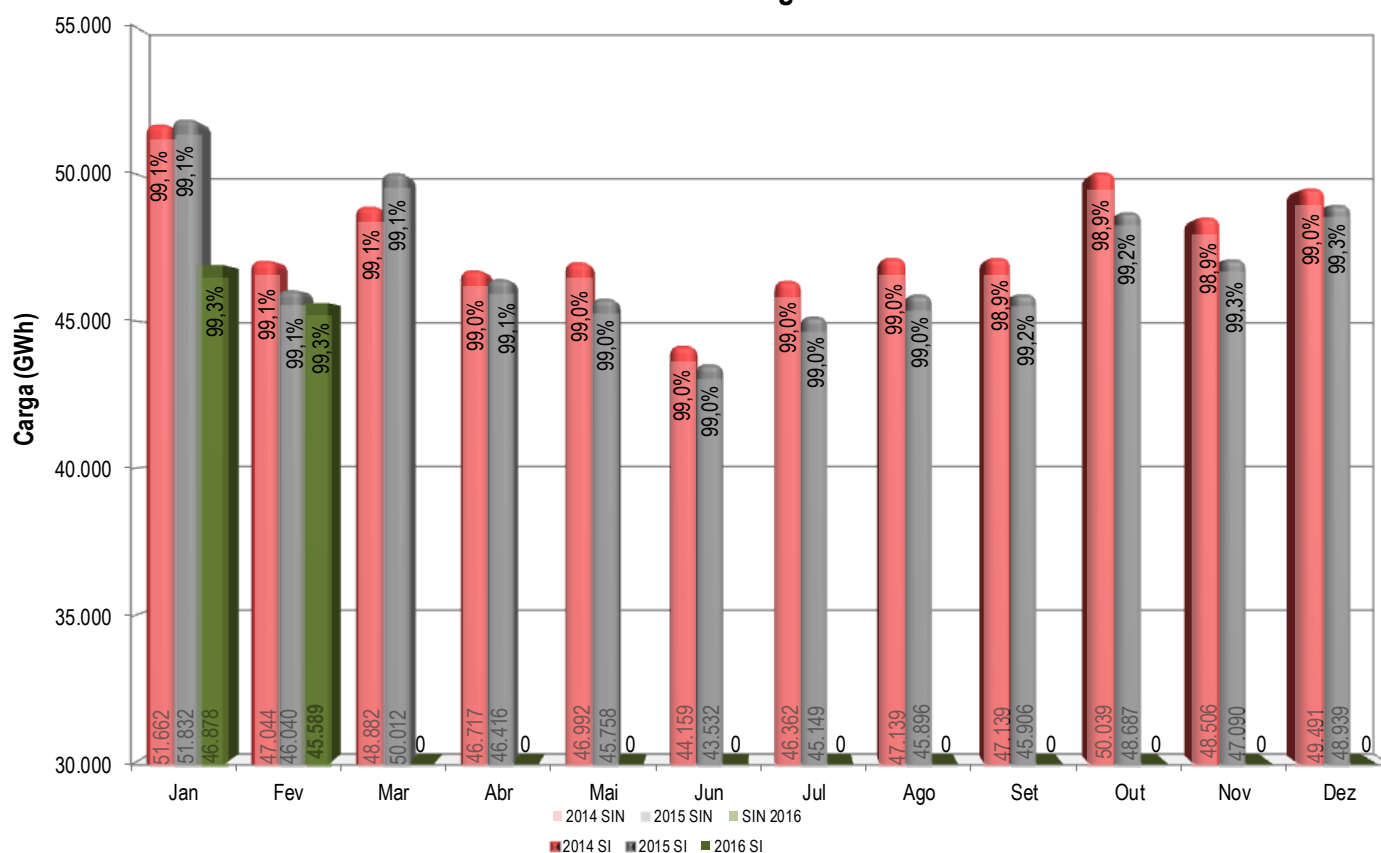
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Fev/15	Fev/16	
Residencial (NUCR)	66.285.011	68.074.749	2,7%
Industrial (NUCI)	573.125	549.372	-4,1%
Comercial (NUCC)	5.574.713	5.690.978	2,1%
Rural (NUCR)	4.291.179	4.386.177	2,2%
Demais classes *	748.267	760.903	1,7%
Total (NUCT)	77.472.295	79.462.179	2,6%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até fevereiro de 2016.

Fonte dos dados: EPE

4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil

Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até fevereiro de 2016.

Fonte dos dados: 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 março de 2016, não houve atingimento de recorde de demanda em nenhum subsistema nem no SIN. Os únicos subsistemas que apresentaram crescimento de demanda em relação ao mesmo mês do ano anterior foram o Nordeste e o Norte.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N-Interligado	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	47.868 22/03/2016 - 14h20	16.032 18/03/2016 - 14h18	12.386 21/03/2016 - 14h48	6.229 22/03/2016 - 21h12	80.064 08/03/2016 - 14h51
Recorde (MW) (dia - hora)	51.894 21/01/2015 - 14h32	17.971 06/02/2014 - 14h29	12.473 03/12/2015 - 15h29	6.492 21/10/2015 - 15h53	85.708 05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

4.5. Demandas Máximas Mensais

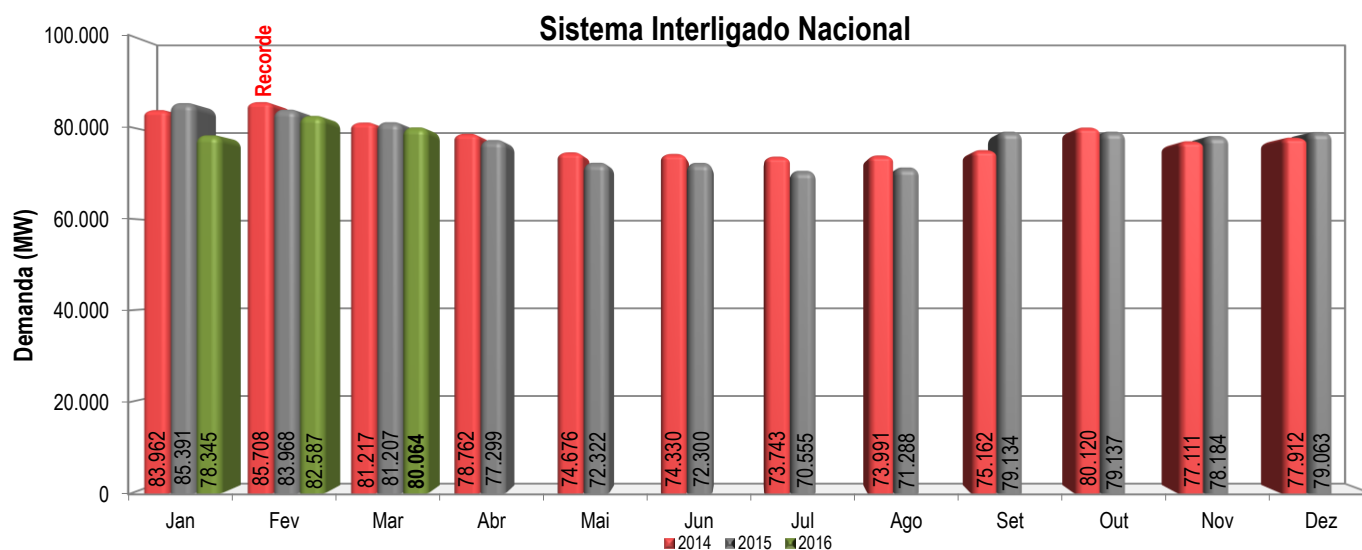


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS

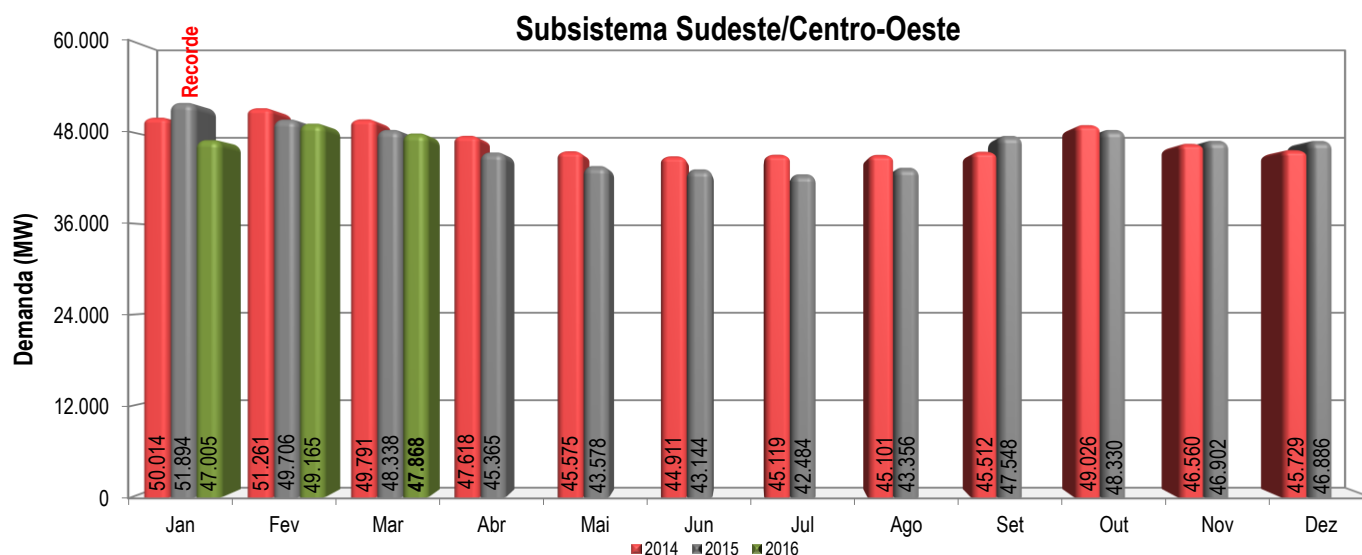


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

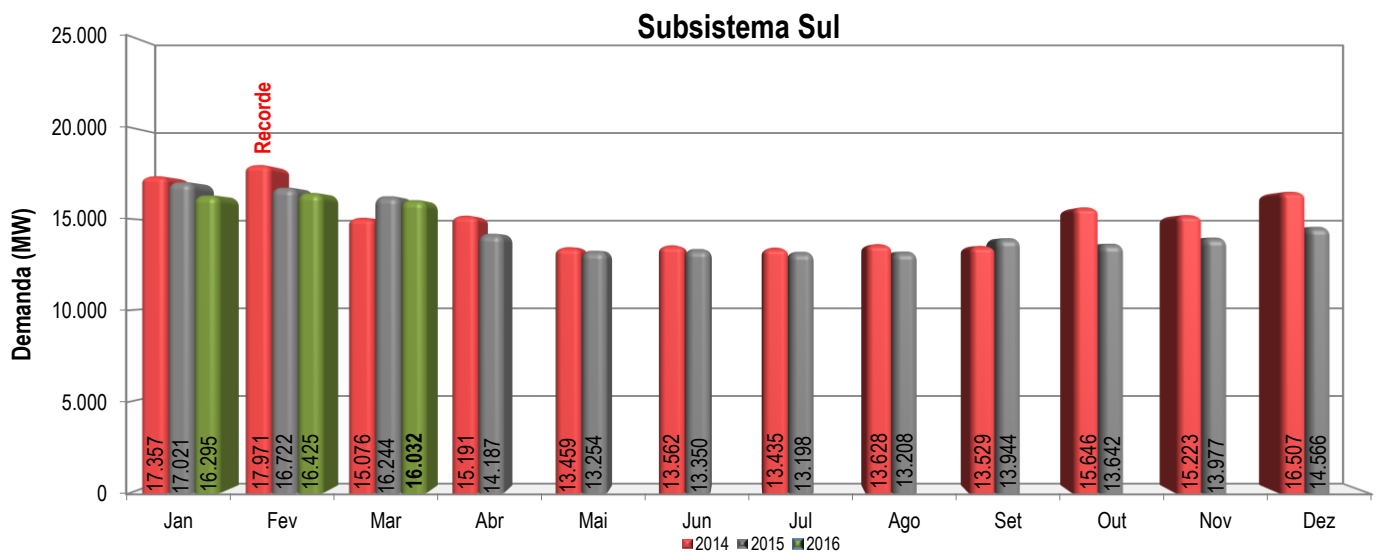


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

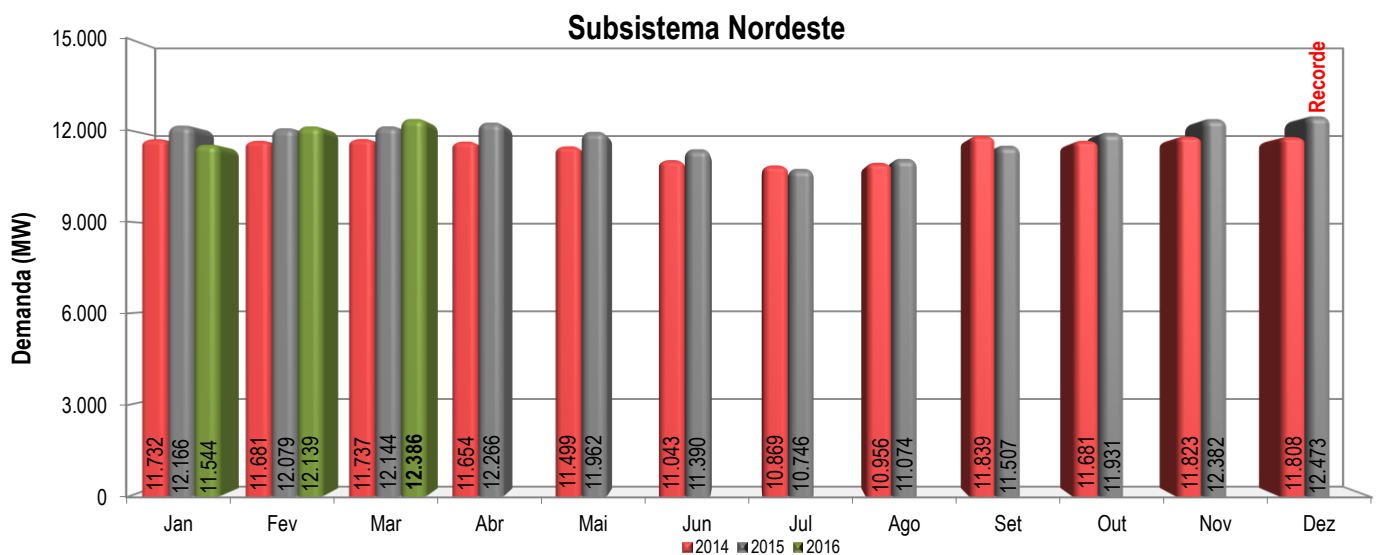


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

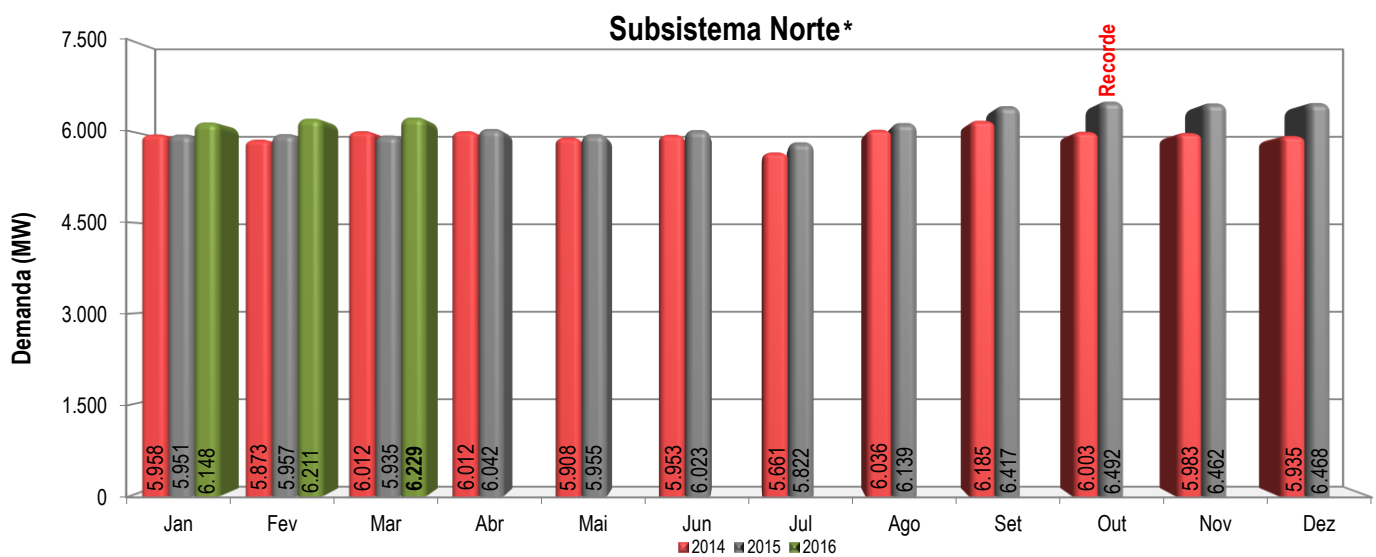


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS

* O aumento da demanda registrada em agosto de 2015 no subsistema Norte deve-se à interligação do sistema elétrico do Amapá ao SIN (Despacho ANEEL nº 2.411/2015).



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de março de 2016 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 142.610 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2015, houve um acréscimo de 7.265 MW, sendo 2.735 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.704 MW de fontes térmicas*, 2.818 MW de fonte eólica e 8 MW de fonte solar, 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	Mar/2015	Mar/2016			Evolução da Capacidade Instalada Mar/2016 - Mar/2015
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	89.632	1.231	92.366	64,8%	3,1%
Térmica	39.996	2.940	41.700	29,2%	4,3%
Gás Natural	12.886	151	12.439	8,7%	-3,5%
Biomassa	12.382	524	13.346	9,4%	7,8%
Petróleo **	9.124	2.210	10.160	7,1%	11,4%
Carvão	3.614	22	3.612	2,5%	-0,1%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,4%	0,0%
Outros	0	31	153	0,1%	-
Eólica	5.703	350	8.521	6,0%	49,4%
Solar	15	39	23	0,0%	51,1%
Capacidade Total - Brasil	135.346	4.560	142.610	100,0%	5,4%

*A partir de julho de 2015, 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 são térmicas com combustíveis desconhecidos e que por isso, são incluídas como "Outros".

** Inclui outras fontes fósseis (147 MW).

*** Os valores de capacidade instalada referem-se à capacidade instalada fiscalizada apresentada pela ANEEL no Banco de Informações de Geração - BIG, que passou por reequadramento de fontes em setembro de 2014 e exclusão dos montantes referentes a micro e minigeração distribuída, regidos pela Resolução Normativa nº 482/2012, em junho de 2015. Além dos montantes apresentados, existe uma importação contratada de 5.650 MW com o Paraguai e de 200 MW com a Venezuela.

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 01/04/2016 e SFG)

Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Mar/2016

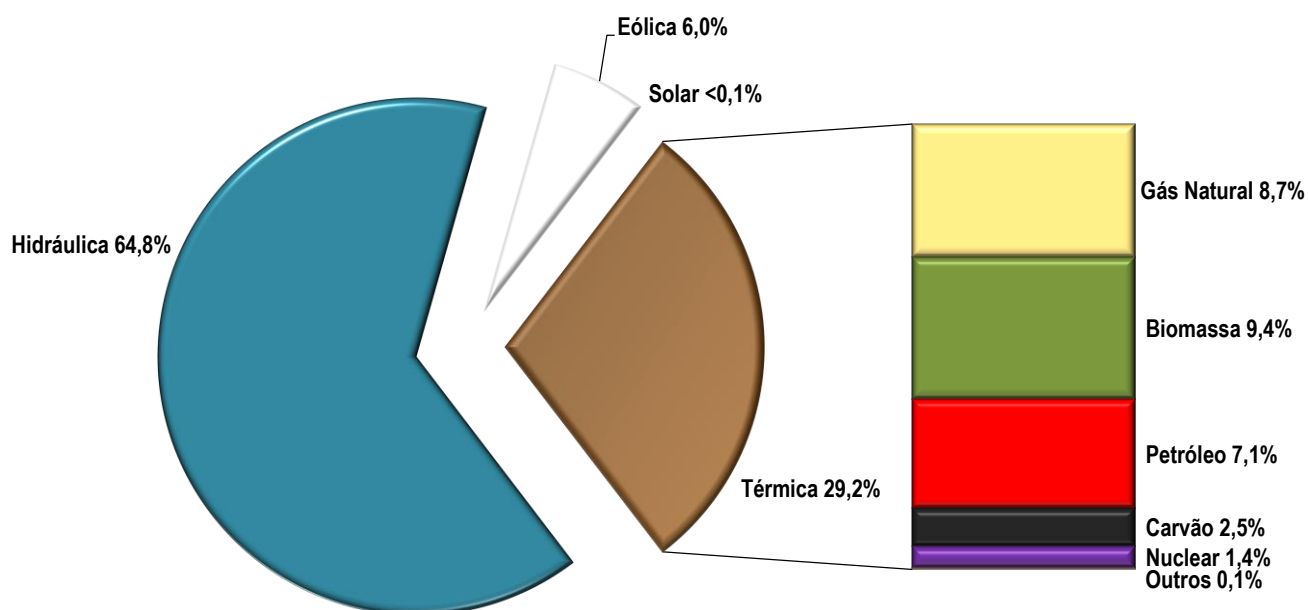


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 01/04/2016 e SFG)



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	54.375	41,9%
345 kV	10.303	7,9%
440 kV	6.733	5,2%
500 kV	42.802	33,0%
600 kV (CC)	12.816	9,9%
750 kV	2.683	2,1%
Total SEB	129.713	100,0%

Fonte dos dados: 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 - Mar/2016

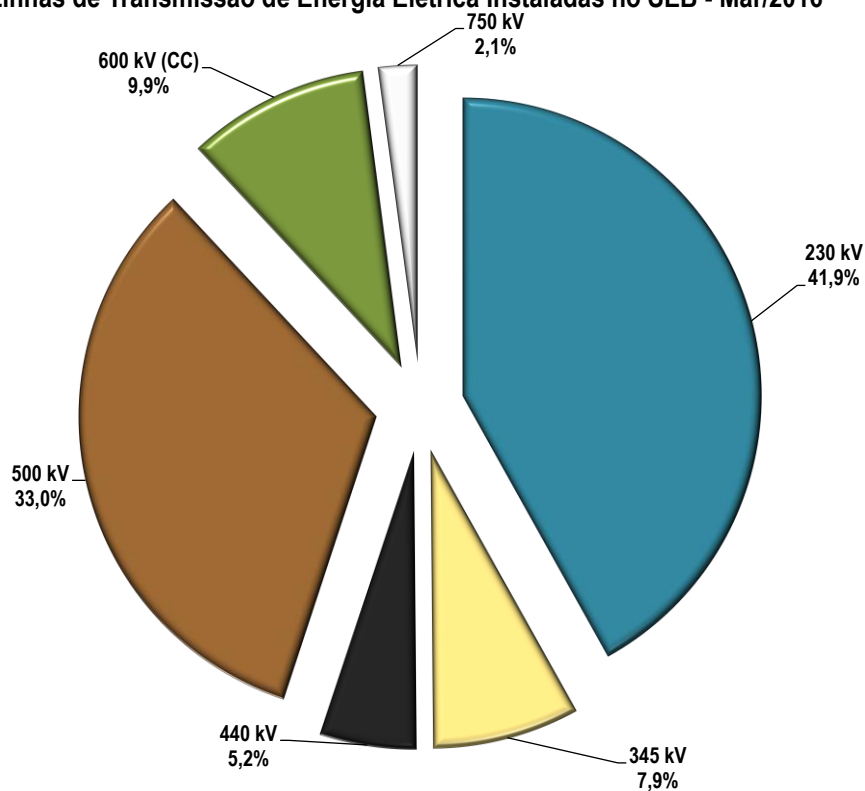


Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.

Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS



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 fevereiro de 2015 a janeiro de 2016 atingiu 535.982 GWh. No mês de janeiro de 2016, a geração hidráulica correspondeu a 76,5% do total gerado no país, 5,0 p.p. superior ao verificado no mês anterior, e a participação da produção eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil reduziu 1,8 p.p., impactada, dentre outros fatores, pelo cenário de chuvas verificado na região. A participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, reduziu 3,2 p.p. entre dezembro de 2015 e janeiro de 2016, com destaque para as variações de -2,2 p.p. de geração a biomassa, cujo comportamento é sazonal, e -0,7 p.p. de geração a gás.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Janeiro/2016

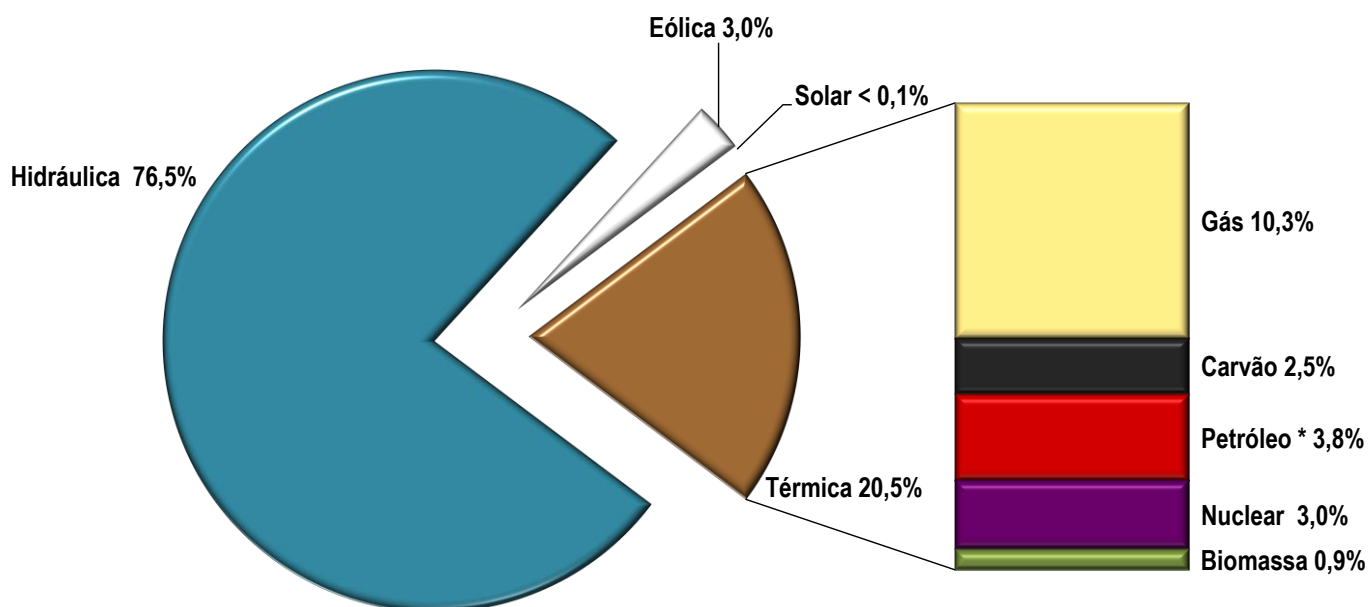


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até janeiro de 2016.

Fonte dos dados: 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. Os dados de produção de energia elétrica no SIN referentes à contabilização de fevereiro/2016 não foram disponibilizados pela CCEE até o fechamento deste Boletim.



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		
	Jan/16 (GWh)	Evolução mensal (Jan/16 / Dez/15)	Evolução anual (Jan/16 / Jan/15)	Fev/14-Jan/15 (GWh)	Fev/15-Jan/16 (GWh)	Evolução
Hidráulica	34.805	6,0%	-2,2%	383.004	373.742	-2,4%
Térmica	9.093	-14,6%	-19,1%	141.887	135.959	-4,2%
Gás	4.702	-6,5%	-13,4%	63.700	62.689	-1,6%
Carvão	1.115	-15,5%	-27,5%	15.643	15.359	-1,8%
Petróleo *	1.490	-2,2%	-38,9%	27.234	21.674	-20,4%
Nuclear	1.371	0,2%	2,7%	14.124	13.581	-3,8%
Biomassa	416	-70,5%	-16,2%	21.185	22.656	6,9%
Eólica	1.344	-39,0%	-12,4%	12.854	21.077	64,0%
Solar	2,24	-12,3%	-	7,73	20,10	160,0%
TOTAL	45.245	-1,0%	-6,5%	537.752	530.797	-1,3%

* 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 janeiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

A geração hidráulica e térmica a gás dos sistemas isolados ficou bastante reduzida em função da interligação plena do sistema elétrico do Amapá e de Manaus ao SIN, em 2015.

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Jan/16 (GWh)	Evolução mensal (Jan/16 / Dez/15)	Evolução anual (Jan/16 / Jan/15)	Fev/14-Jan/15 (GWh)	Fev/15-Jan/16 (GWh)	Evolução
Hidráulica	1	-6,6%	-99,3%	1.934	602	-68,9%
Térmica	238	-3,3%	-72,7%	10.650	4.584	-57,0%
Gás	5	2,9%	-98,9%	4.649	1.246	-73,2%
Petróleo *	233	-3,5%	-48,9%	6.001	3.338	-44,4%
TOTAL	239	-3,4%	-76,5%	12.585	5.186	-58,8%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até janeiro de 2016.

A partir de maio de 2015, as usinas do sistema Manaus (capital) passaram a ser contabilizadas pela CCEE e agregadas ao montante gerado no SIN. A integração ao SIN do sistema Amapá ocorreu em agosto de 2015, quando as informações de geração passaram a ser contabilizadas na CCEE.

Fonte dos dados: Eletrobras



7.4. Geração Eólica *

No mês de janeiro de 2016, o fator de capacidade médio da região Nordeste reduziu 20,9 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 19,6%. Esse resultado foi decorrente da redução de 1.105,6 MWmédios na geração verificada, associado à expansão de 508,2 MW de capacidade instalada da fonte na região. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, também houve redução de 2,4 p.p. no fator de capacidade da região Nordeste em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores.

O fator de capacidade das usinas do Sul, por sua vez, aumentou 2,6 p.p. em relação a dezembro de 2015, e atingiu 32,5%, com total de geração verificada no mês de 574,6 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 1,6 p.p. no fator de capacidade da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores.

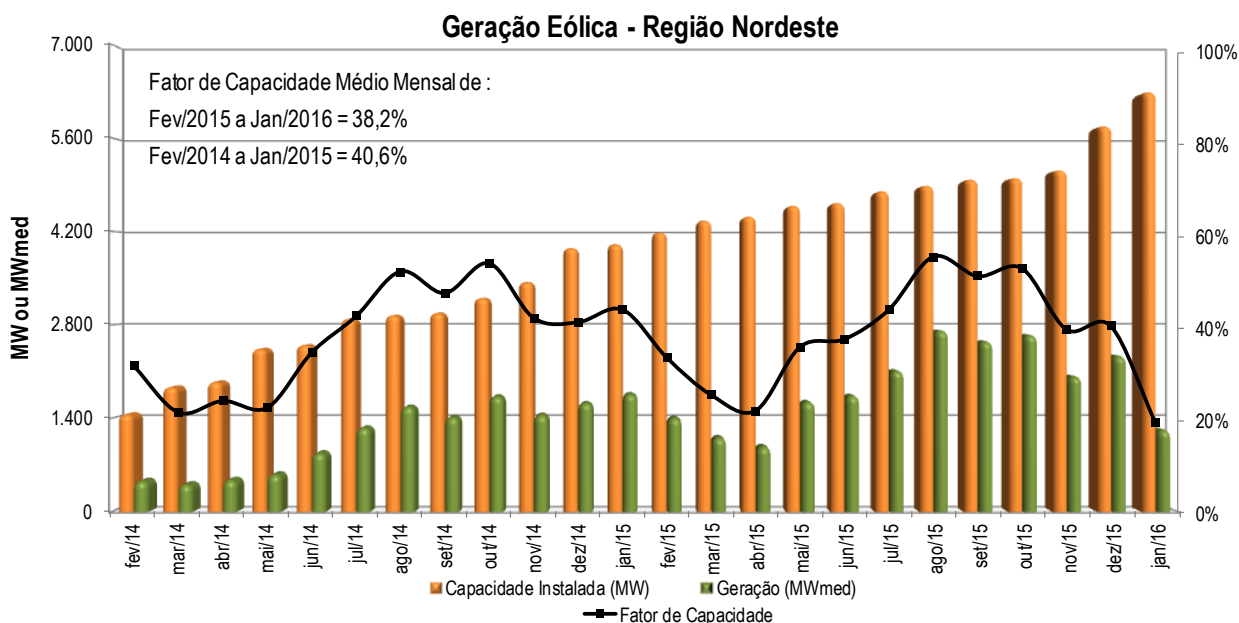


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até janeiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

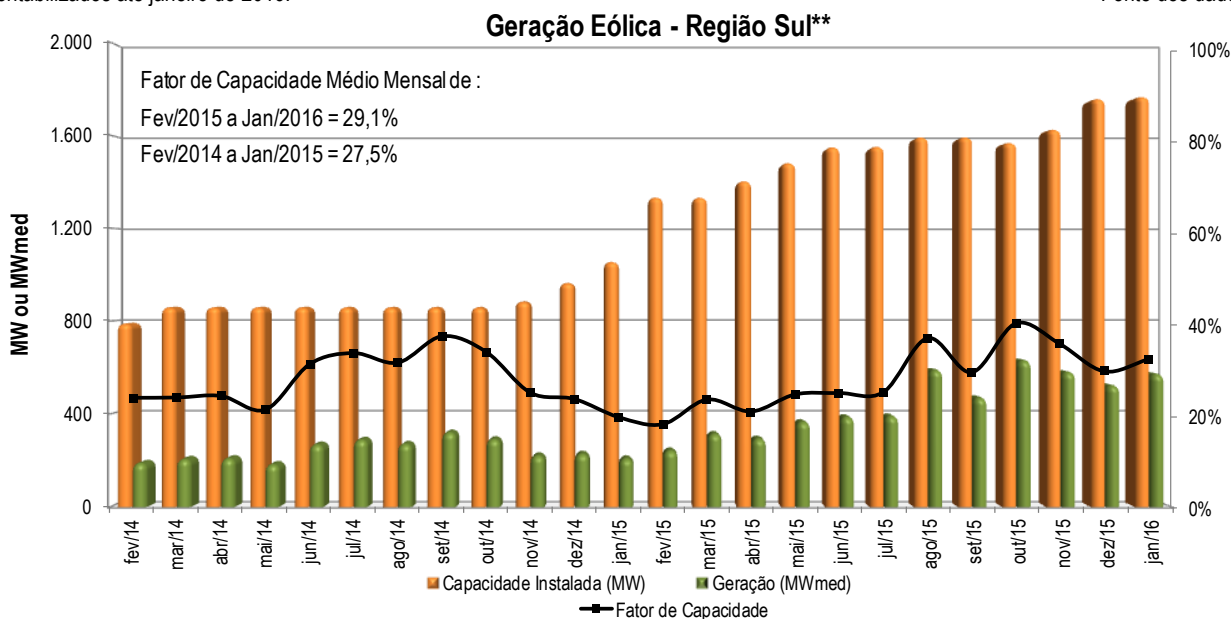


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até janeiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

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

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



7.5. Energia de Reserva *

A geração média esperada comprometida para o Contrato de Energia de Reserva - CER ** em janeiro de 2016, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos CER, totalizou 2.061,5 MWmédios, dos quais foram entregues 34,9%, ou 720,1 MWmédios.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de janeiro de 2016 correspondeu a 39,4% da geração esperada desta fonte comprometida para o CER** para o mês. A geração a biomassa verificada atingiu 11,8% do valor esperado comprometido para o CER desta fonte no mês.

No ano de 2015, foram entregues 73,2% da geração média esperada comprometida para o CER, ou 1.513,8 MWmédios, de um total esperado de 2.069,2 MWmédios.

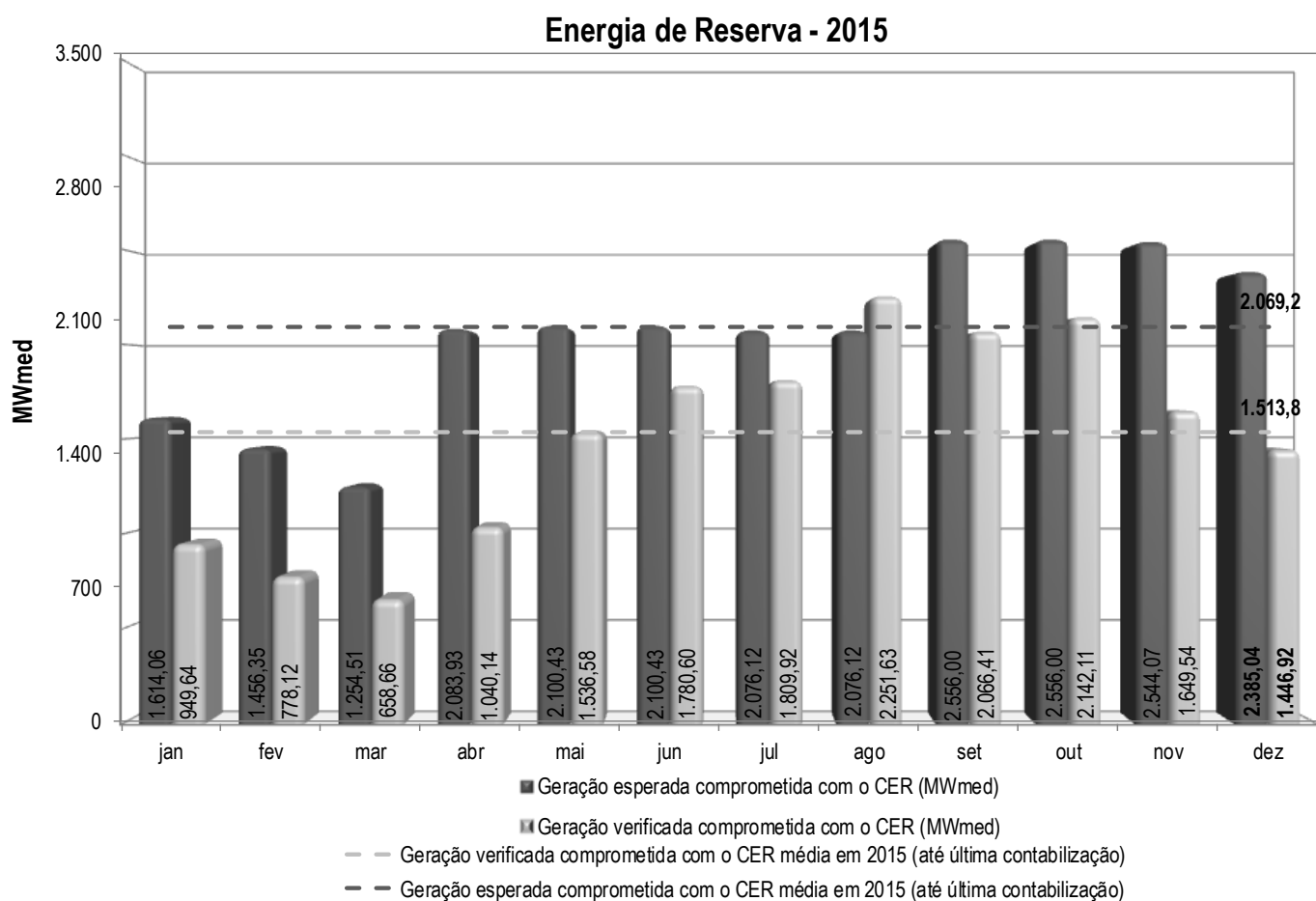


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.

Fonte dos dados: 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. Além disso, destaca-se que neste Boletim são considerados os dados de energia de reserva (geração esperada e verificada) apenas para usinas que geraram dentro dos períodos de apuração de seus contratos.

** 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.

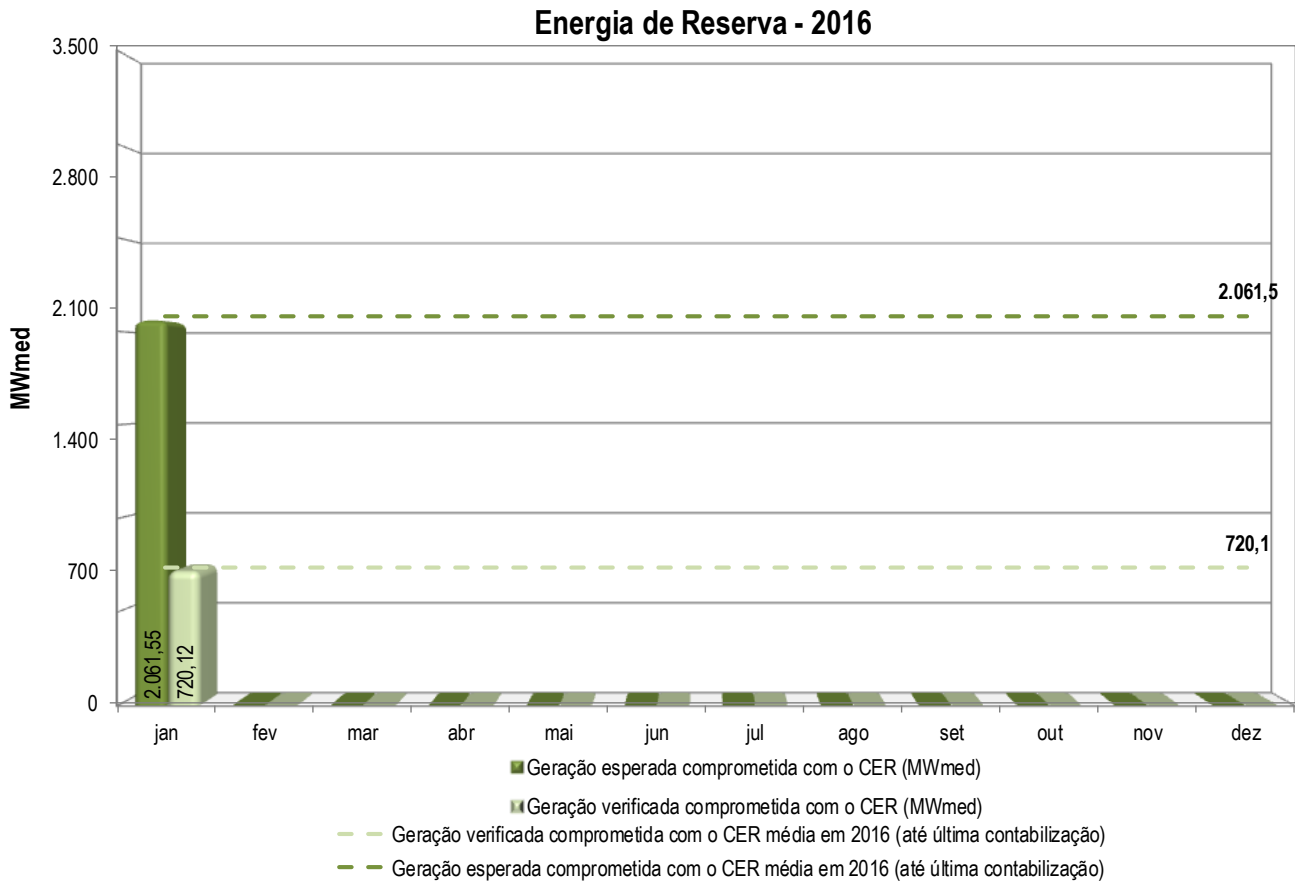


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2016.

Dados contabilizados até janeiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

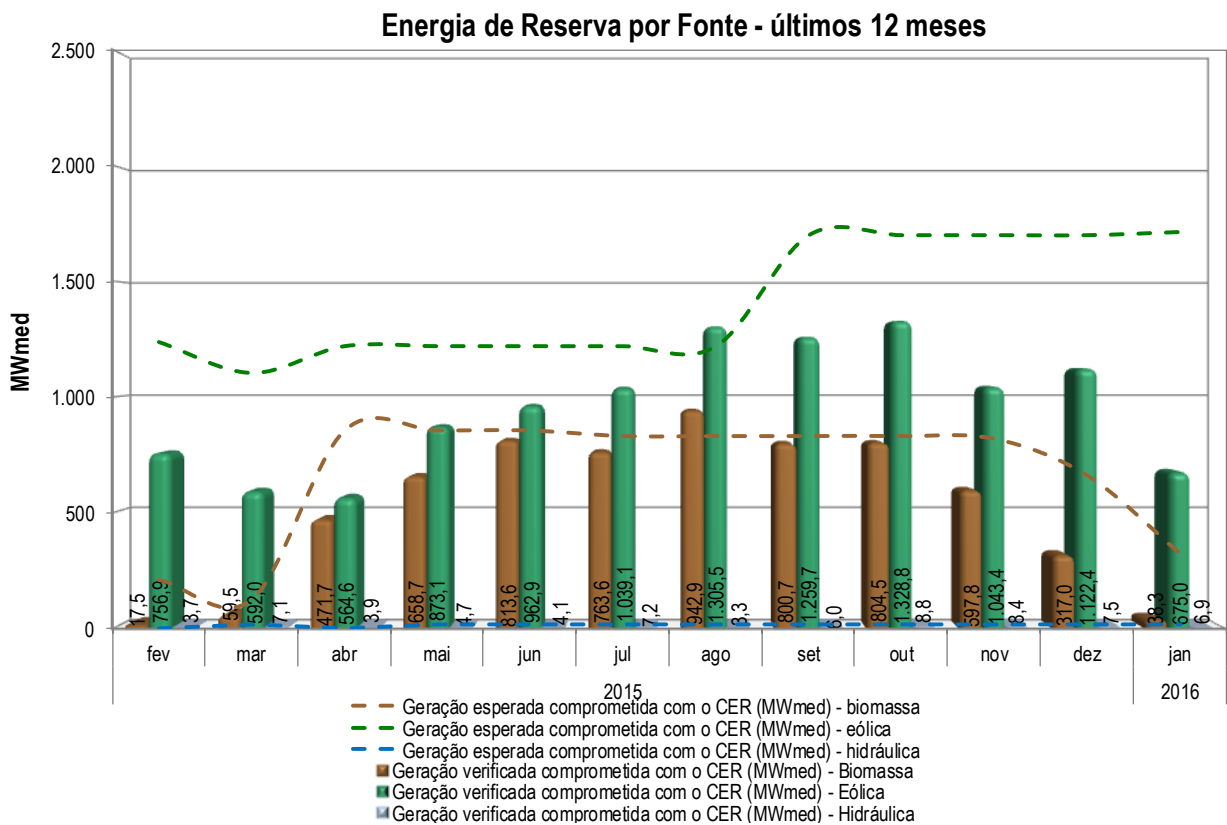


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até janeiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

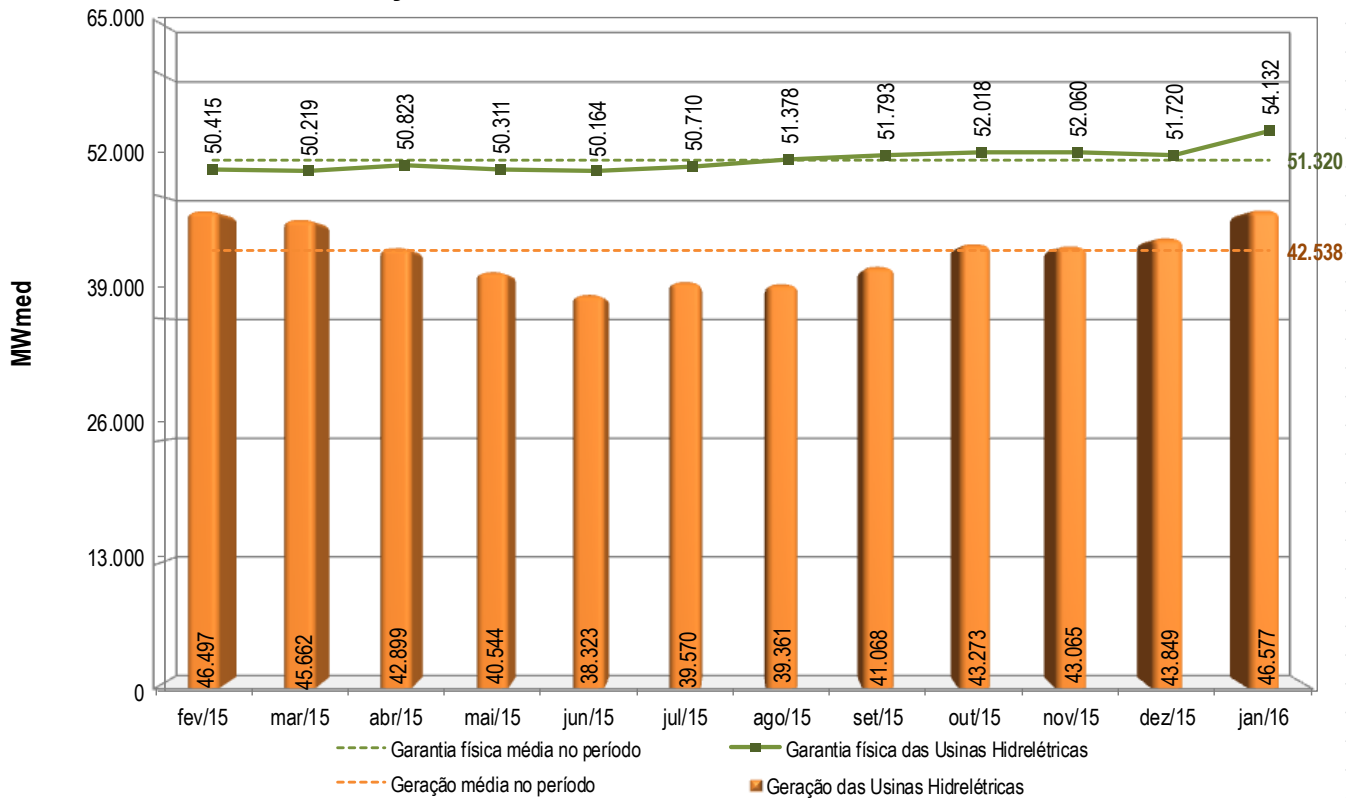


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até janeiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas **

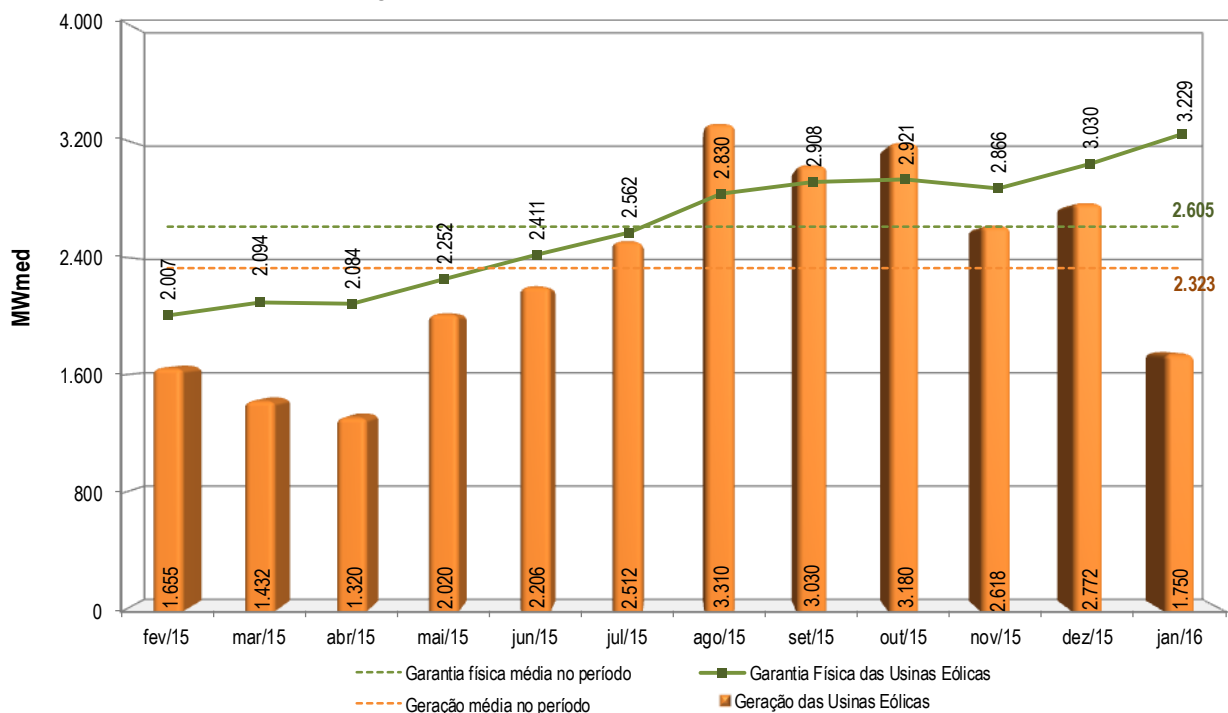


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até janeiro de 2016.

Fonte dos dados: 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

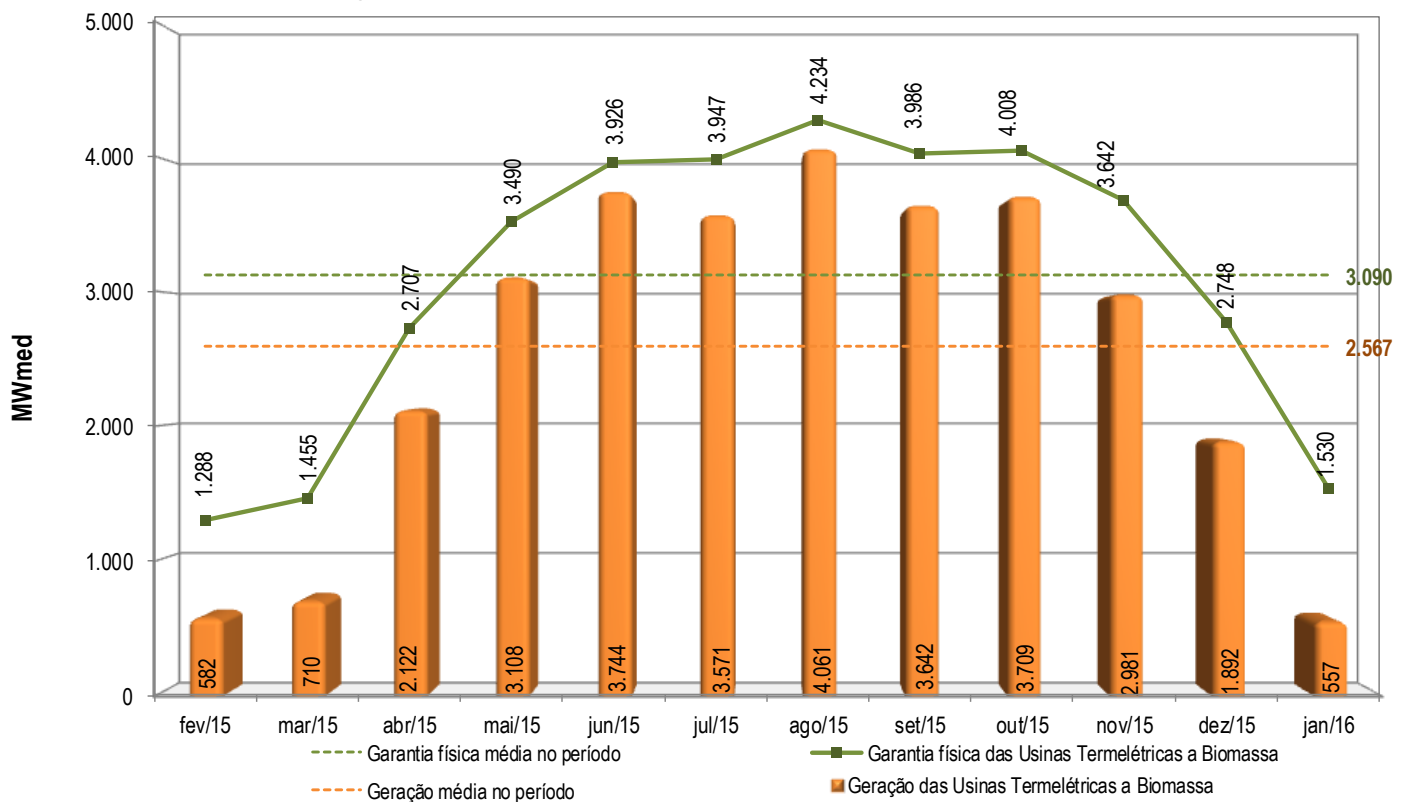


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até janeiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo *

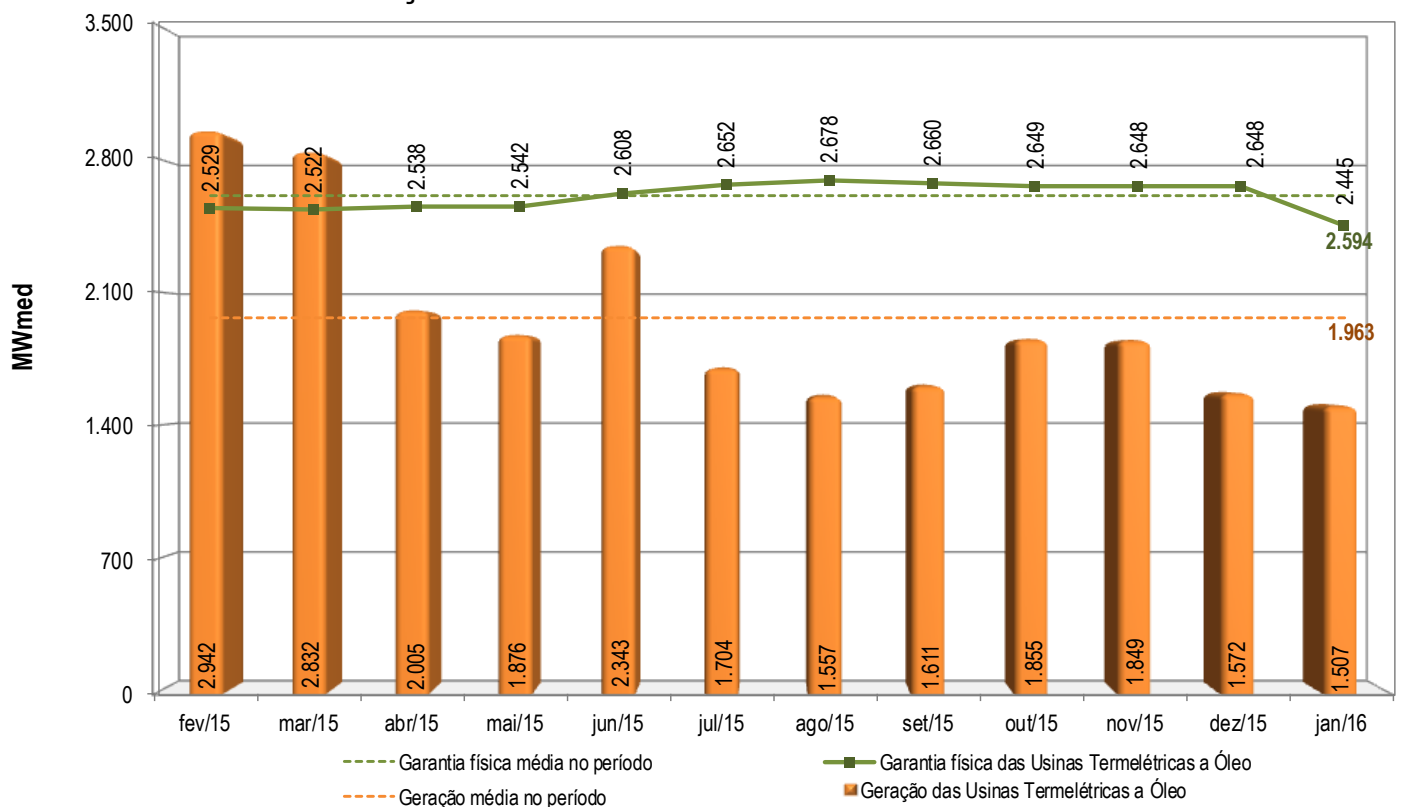


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até janeiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

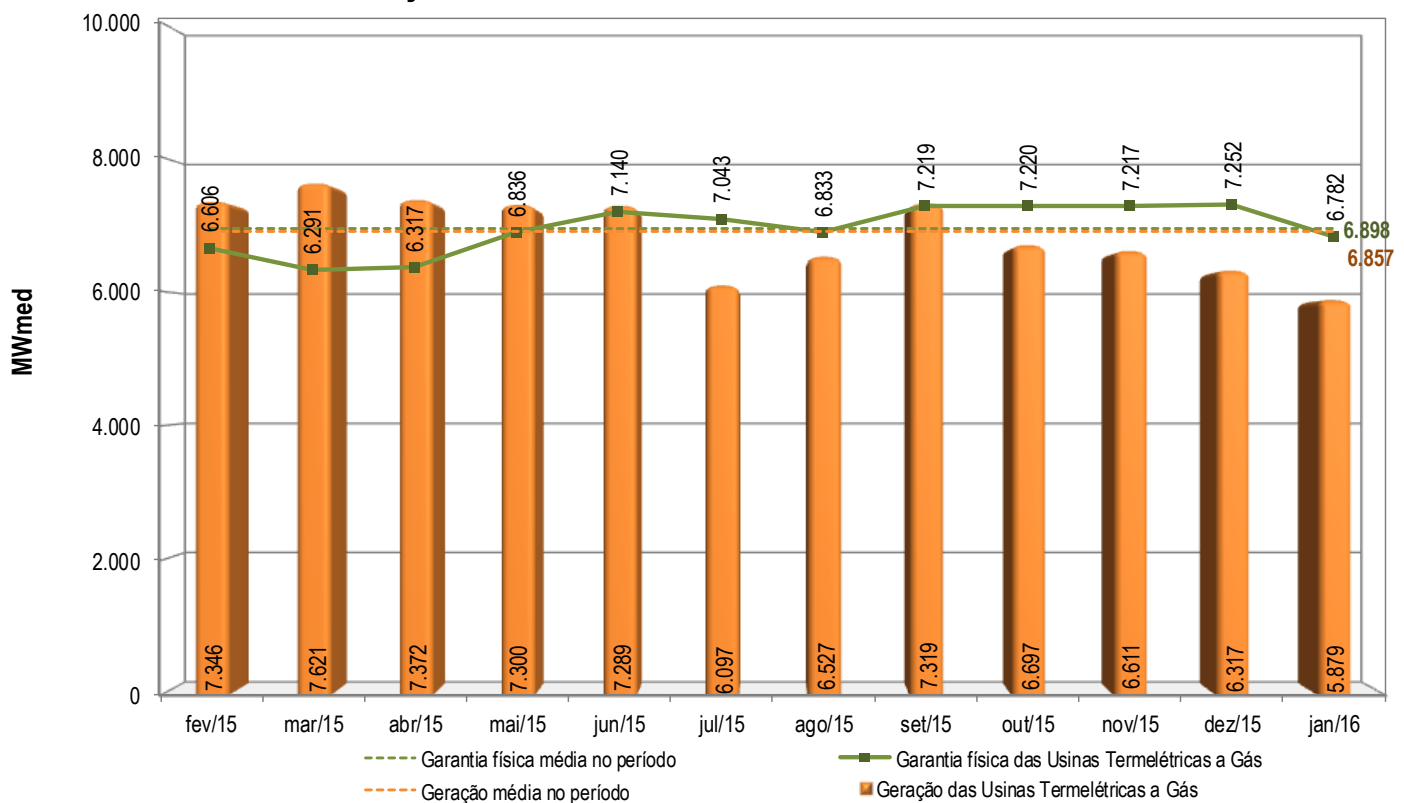


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até janeiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

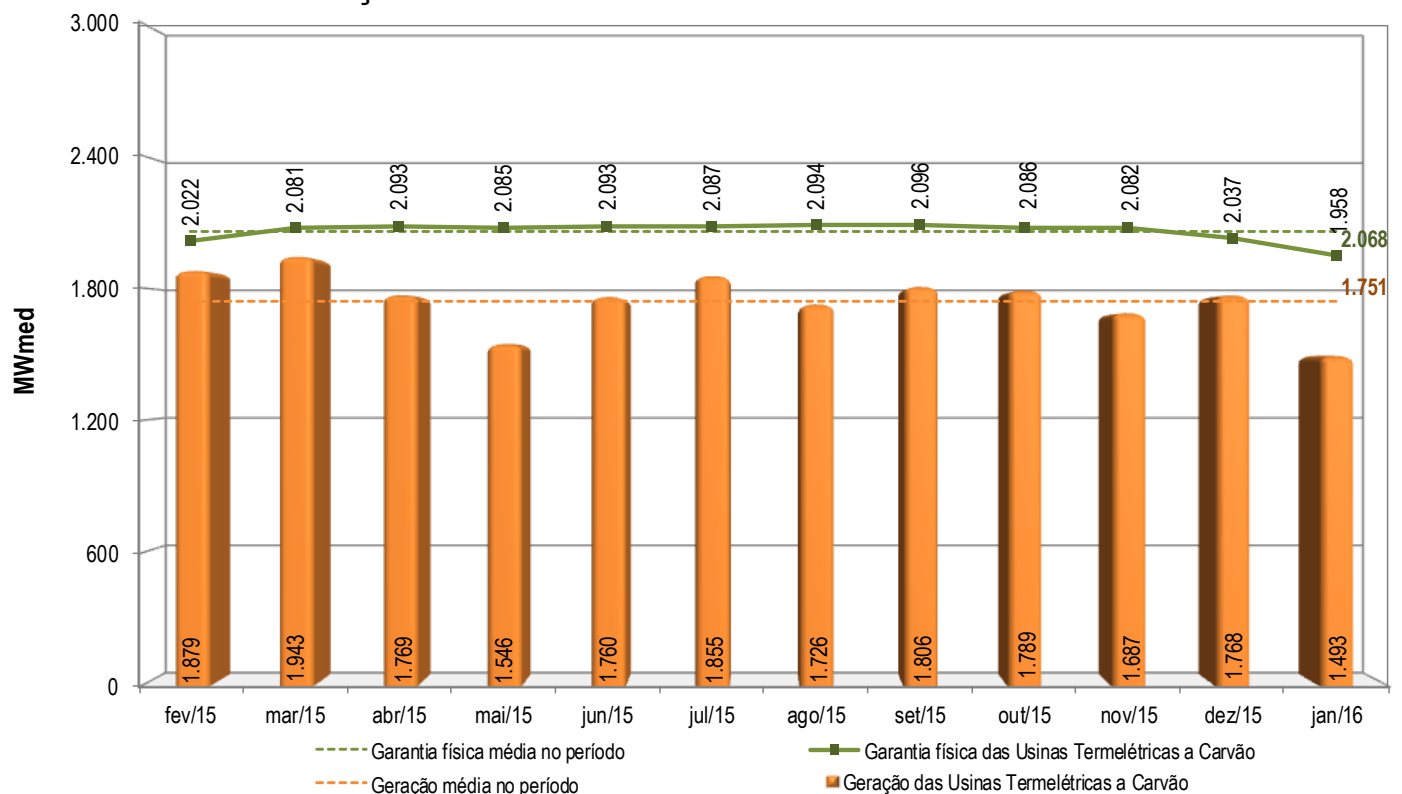


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até janeiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

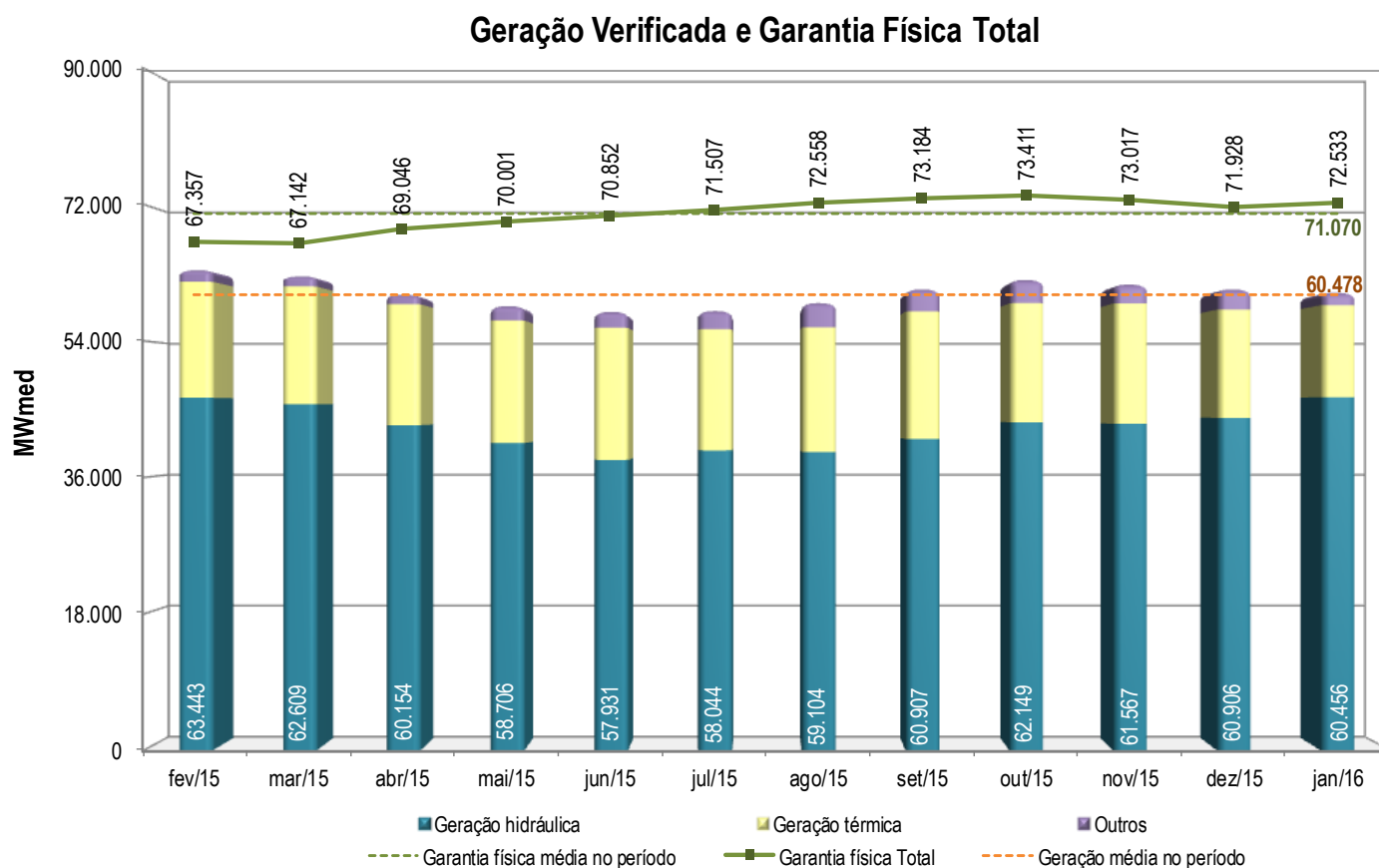


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até janeiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO*

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

No mês de março foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 351,32 MW de geração:

- UHE Jirau - UG: 42, de 75 MW, em Rondônia. CEG: UHE.PH.RO.029736-4.01;
- UHE Passo de Ajuricaba - UGs: 1 e 2, total de 3,2 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: UHE.PH.RS.001997-6.02;
- CGH Frederico João Cerutti S.A. - UGs: 1 e 2, total de 1,2 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: CGH.PH.RS.029037-8.01;
- PCH Agudo - UGs: 1 a 3, total de 3,9 MW, em Santa Catarina. CEG: PCH.PH.SC.031040-9.01;
- PCH Cazusa Ferreira - UGs: 1 e 2, total de 4,55 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: PCH.PH.RS.000735-8.01;
- PCH Santa Carolina - UG: 2, de 5,25 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: PCH.PH.RS.030723-8.01;
- UEE Banda de Couro - UGs: 1 a 14, total de 32,9 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031607-5.01;
- UEE Baraúnas II - UGs: 1 a 11, total de 25,85 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031667-9.01;
- UEE Itarema II - UG: 1, de 3 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.031483-8.01;
- UEE Serra de Santana I - UGs: 1 a 10, total de 20 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030625-8.01;
- UEE Serra de Santana II - UGs: 1 a 15, total de 30 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030609-6.01;
- UEE Serra de Santana III - UGs: 1 a 15, total de 30 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.030615-0.01;
- UEE Ventos de Santa Joana III - UGs: 1 a 16, total de 29,6 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031580-0.01;
- UEE Verace 34 - UGs: 4, 7 e 8, total de 5,37 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: EOL.CV.RS.031601-6.01;
- UTE Brotas II - UG: 1, de 35 MW, em São Paulo. CEG: UTE.AI.SP.034649-7.01;
- UTE Conselvan - UG: 1, de 1,5 MW, no Mato Grosso. CEG: UTE.FL.MT.030928-1.01;
- UTE Porto das Águas - UG: 3, de 45 MW, em Goiás. CEG: UTE.AI.GO.029999-5.01.

* 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 Mar/2016 (MW)	Acumulado em 2016 (MW)
Eólica	176,720	964,800
Hidráulica	93,100	623,475
PCH + CGH	14,900	29,105
UHE	78,200	594,370
Solar	0,000	0,000
Fotovoltaica	0,000	0,000
Térmica	81,500	99,500
Biomassa	81,500	99,500
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	0,000
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000
Petróleo	0,000	0,000
TOTAL	351,320	1.687,775

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

8.2. Previsão da Expansão da Geração *

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

Fonte	Previsão ACR 2016 (MW)	Previsão ACR 2017 (MW)	Previsão ACR 2018 (MW)
Eólica	1.588,670	2.542,500	3.722,954
Hidráulica	4.986,838	4.770,140	5.041,810
PCH + CGH	66,218	329,830	198,290
UHE	4.920,620	4.440,310	4.843,520
Solar	0,000	1.153,552	929,340
Fotovoltaica	0,000	1.153,552	929,340
Térmica	1.067,900	441,973	457,998
Biomassa	170,000	202,300	457,998
Carvão	897,900	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	239,673	0,000
Nuclear	0,000	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000	0,000
Petróleo	0,000	0,000	0,000
TOTAL	7.643,408	8.908,165	10.152,102

Fonte dos dados: 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 17/03/2016, 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 março, houve expansão de 165,0 km em linhas de transmissão do SIN:

- LT 230 kV Ariquemes – Ji Paraná C3, com 165 km de extensão, da LVTE, em Rondônia.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Mar/16 (km)	Acumulado em 2016 (km)
230	165,0	275,1
345	0,0	0,0
440	0,0	0,0
500	0,0	180,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
TOTAL	165,0	455,1

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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

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

No mês de março, foram incorporados ao SIN 4 novos transformadores, num total de 2.100,0 MVA:

- TR7 500/345 kV – 1050 MVA, na SE Samambaia (Furnas), no Distrito Federal;
- TR3 e TR4, 500/138 kV – 450 MVA cada, na SE João Câmara III (ETN), no Rio Grande do Norte;
- TR2 230/138 kV – 150 MVA, na SE Várzea Grande (ETVG), no Mato Grosso.

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

	Realizado em Mar/16 (MVA)	Acumulado em 2016 (MVA)
TOTAL	2.100,0	3.840,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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

Também no mês de março, foram incorporados ao SIN dois equipamentos de compensação de potência reativa:

- Reator 230 kV – 20 Mvar, na SE Ji Paraná (LVTE), em Rondônia;
- Reator 500 kV – 150 Mvar, na SE João Câmara III (ETN), no Rio Grande do Norte.



9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2016	Previsão 2017	Previsão 2018
138	221,3	0,0	0,0
230	2.367,5	1.730,2	1.296,0
345	14,0	43,4	0,0
440	20,0	0,0	0,0
500	6.588,3	2.238,0	3.372,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800	0,0	0,0	4.184,0
TOTAL	9.211,1	4.011,6	8.852,0

Fonte dos dados: 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 2016	Previsão 2017	Previsão 2018
TOTAL	18.873,0	16.607,0	16.589,0

Fonte dos dados: 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 18/03/2016, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE. Além disso, os dados de previsão da expansão também foram atualizados em relação ao mês anterior em função de consolidação das informações constantes no SIGET/ANEEL.



10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de março de 2016, houve contribuição de aproximadamente 9.650 MWmédios de produção térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, valor cerca de 1.560 MWmédios inferior ao verificado no mês anterior.

Os Custos Marginais de Operação – CMOs oscilaram devido às atualizações nos parâmetros de simulação do PMO, tendo havido descolamento dos valores entre os subsistemas, ao longo do mês, em função do atingimento dos limites de intercâmbio entre eles.

O valor máximo de CMO em março, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, foi registrado nos últimos dias do mês no subsistema Nordeste, no valor de R\$ 276,94 / MWh. Já o valor mínimo, no valor de R\$ 15,02 / MWh, foi atingido entre os dias 19 e 25 de março nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte. Destaca-se que, em função da melhoria do cenário hidrológico verificado, que resultou no aumento das afluições e consequente replecionamento dos reservatórios equivalentes do SIN, o CMO se manteve durante a maior parte do mês em valores inferiores a R\$ 30,00 / MWh em todos subsistemas, com exceção do Nordeste.

Além disso, em março, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD manteve-se em valores inferiores a R\$ 422,56 / MWh, em todos os subsistemas para todos os patamares de carga, sendo este o seu valor máximo para 2016, conforme estabelecido pela ANEEL.

A geração térmica por garantia de suprimento energético verificada em março atingiu valor da ordem de 2.293 MWmédios, ante aos 4.700 MWmédios verificados no mês anterior. Já a geração térmica por restrição elétrica atingiu cerca de 811 MWmédios em março, ante aos cerca de 860 MWmédios em fevereiro de 2016.

Em relação ao assunto, ressalta-se que, em atendimento à deliberação da 165ª reunião (extraordinária) do CMSE, realizada em 25 de fevereiro de 2016, a partir do dia 1º de março foram desligadas diversas usinas térmicas com CVU superior a R\$250/MWh despachadas por garantia de suprimento energético (GE).

10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste*

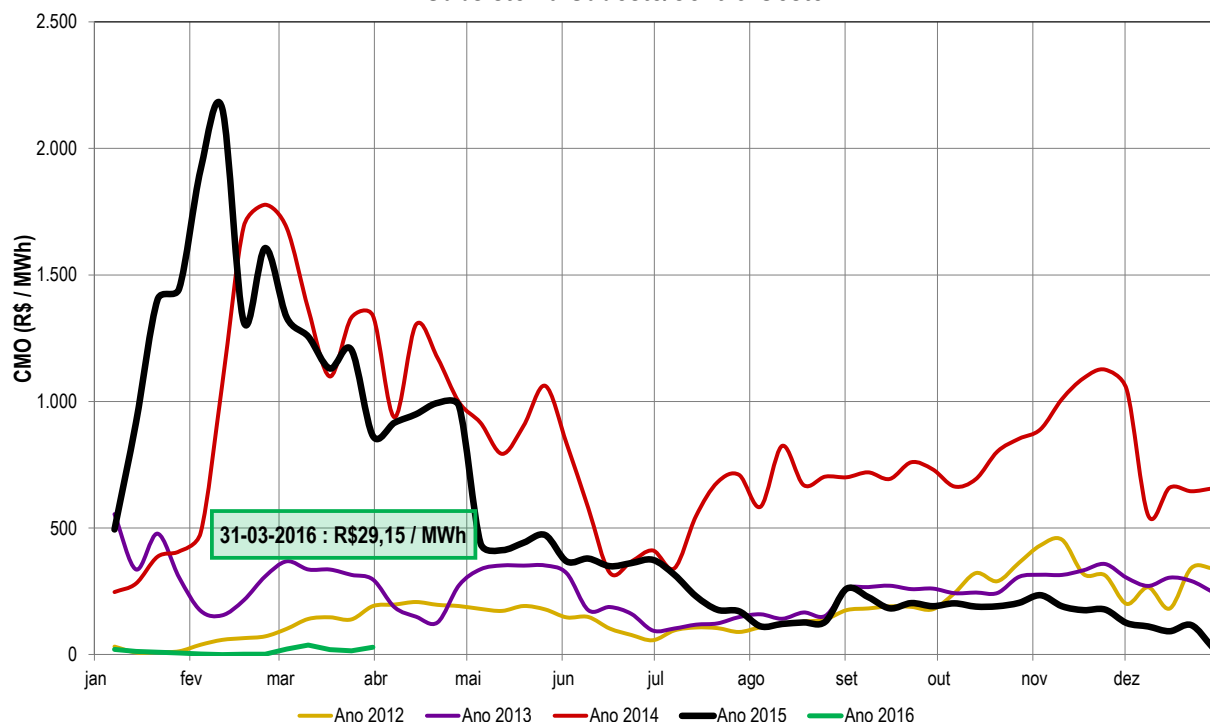


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

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



10.2. Despacho Térmico

Evolução do CMO e do Despacho Térmico

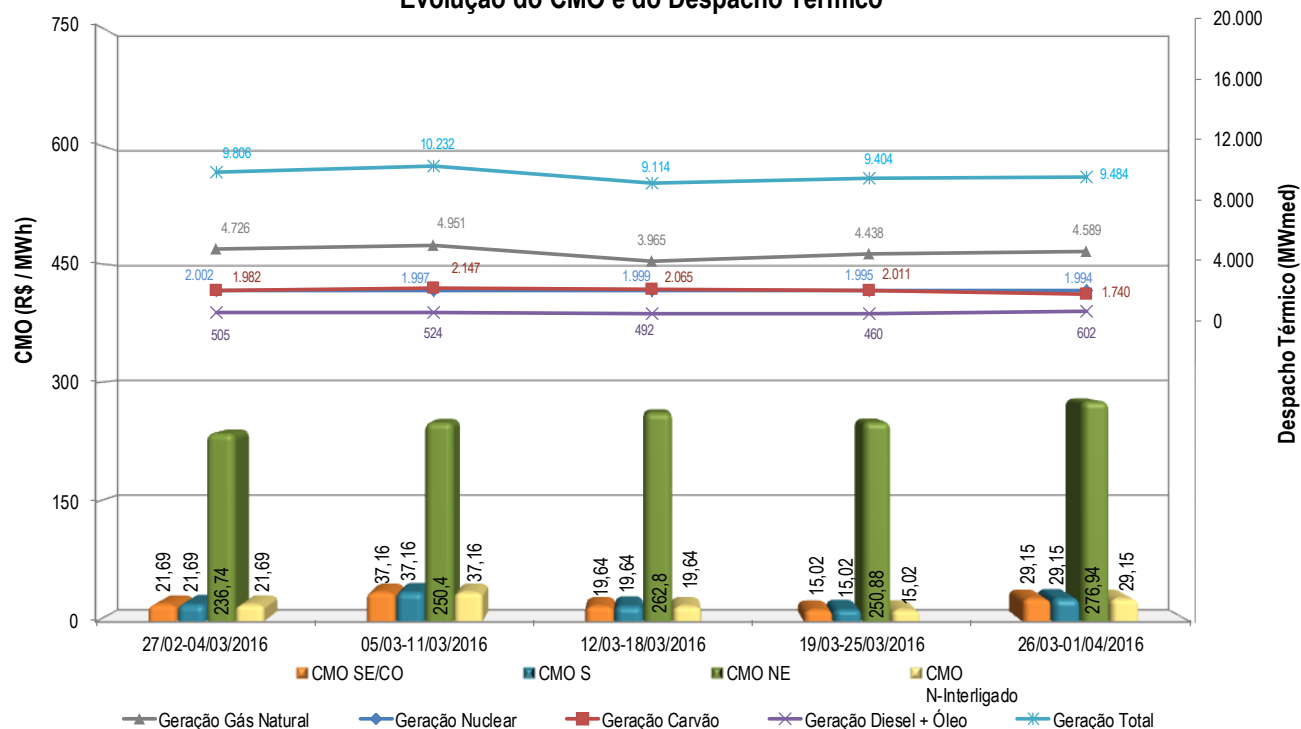


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

11. ENCARGOS SETORIAIS*

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em janeiro de 2016 foi de R\$ 787,3 milhões, montante 10,4% superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 713,2 milhões). O valor do mês de janeiro de 2016 é composto por R\$ 160,3 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN e ao ressarcimento das usinas despachadas com CVU maior que o PLD e menor que o CMO; por R\$ 11,5 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\$ 615,5 milhões referentes aos encargos por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica para garantia do suprimento energético, determinado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE. Destaca-se que este encargo correspondeu à aproximadamente 78% do total do ESS de janeiro de 2016.

*Os dados de encargos referentes à contabilização de fevereiro/2016 não foram disponibilizados pela CCEE até o fechamento deste Boletim.

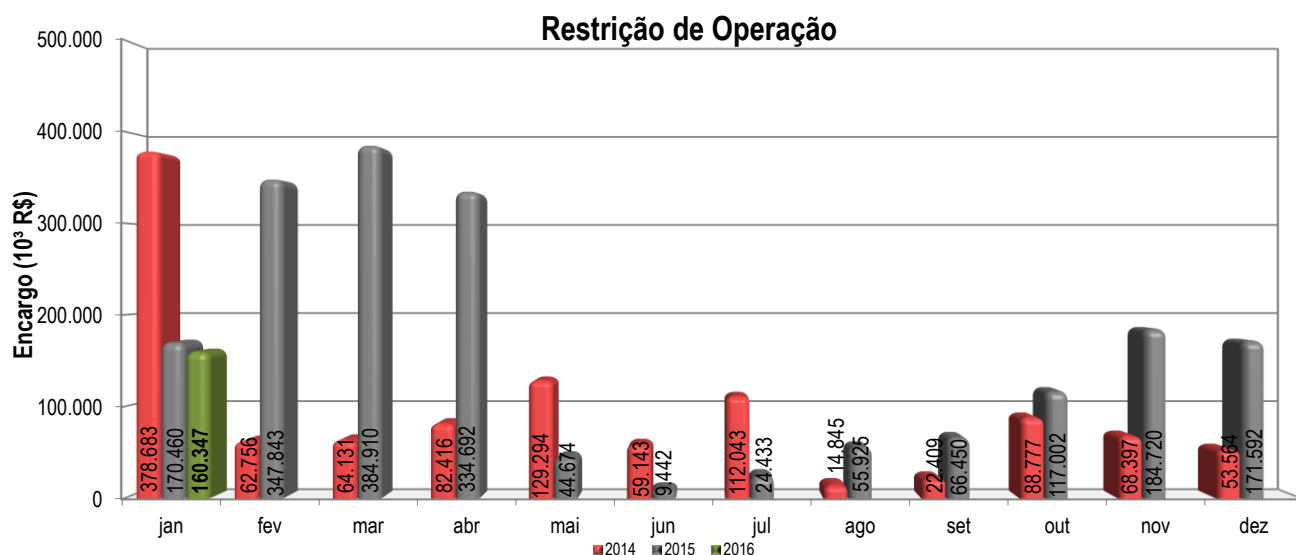


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até janeiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

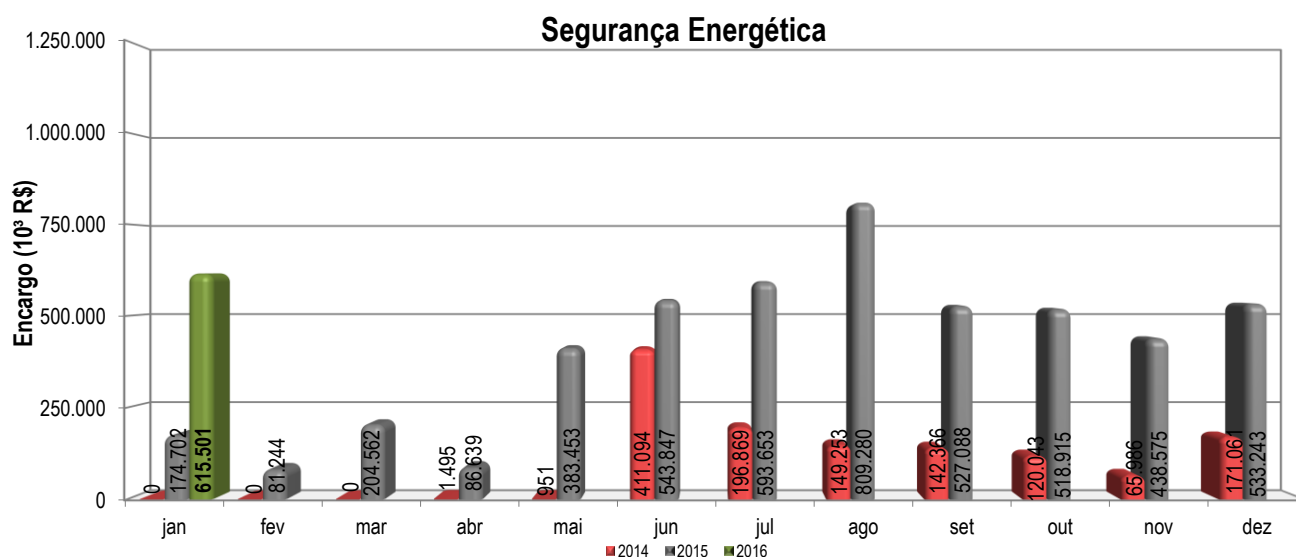


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até janeiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

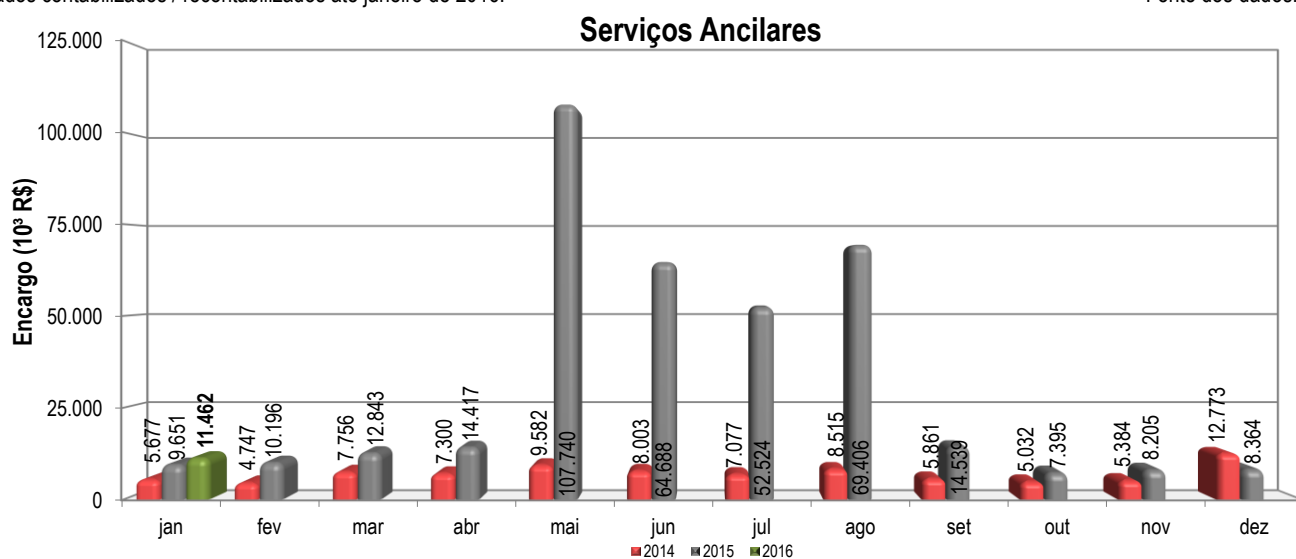


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até janeiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de março de 2016, a quantidade de ocorrências foi inferior ao mesmo mês de 2015, no entanto o montante de carga interrompida foi superior. Destacam-se algumas ocorrências relevantes:

- **Dia 02 de março, às 08h15min:** Atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC após desligamento da UHE Tucuruí (Eletronorte) e de linhas e equipamentos conectados ao setor de 500 kV da SE Tucuruí (Eletronorte). Houve interrupção de **3.066 MW** de cargas no SIN. Causa: Abertura de linhas como proteção de retaguarda após curto-circuito no terminal da LT 500 kV Vila do Conde – Tucuruí c3 (VCTE), na SE Tucuruí, provocado por explosão de transformador de corrente, seguido de desligamento de linhas de 500 kV provocado por oscilação de potência e sobretensão após eliminação do defeito no setor de 500 kV da SE Tucuruí;
- **Dia 08 de março, às 23h48min:** Atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC após ilhamento dos sistemas Amapá e Manaus. Houve interrupção de **478 MW** de cargas, sendo 397 MW da Eletrobras Distribuição Amazonas, no Amazonas, e 81 MW da CEA, no Amapá. Causa: Desligamento automático das LT 500 kV Xingu - Jurupari c1 e c2 (Linhas de Xingu Transmissora de Energia – LXTE) provocados por descargas atmosféricas;
- **Dia 20 de março, às 15h07min:** Desligamento automático do setor de 88 kV da SE Nordeste (CTEEP). Houve interrupção de **352 MW** de cargas em São Paulo, sendo 214 MW da EDP Bandeirante e 138 MW da AES Eletropaulo. Causa: Desligamento do barramento devido a curto-circuito provocado por balão no terminal de 88 kV do TR2 345/88 kV.

Também houve cinco ocorrências com interrupção total das cargas do sistema Boa Vista, em Roraima, sendo que quatro foram devido a desligamento da interligação entre Brasil e Venezuela com origem no sistema da Venezuela.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

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

Carga Interrompida no SEB (MW)														2016	2015
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2016	2015	
SIN**	0	0	3.066										3.066	5.487	
S	606	0	0										606	1.916	
SE/CO	677	722	1.070										2.469	7.066	
NE	506	0	0										506	4.688	
N-Int	1.695	258	590										2.543	7.911	
TOTAL	3.484	980	4.726	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.190	27.068	

Fonte dos dados: ONS.

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														2016	2015
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2016	2015	
SIN**	0	0	1										1	2	
S	1	0	0										1	9	
SE/CO	3	4	4										11	24	
NE	1	0	0										1	14	
N-Int	1	1	2										4	32	
TOTAL	6	5	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	81	

* Critério para seleção das interrupções: corte de carga ≥ 100 MW por tempo ≥ 10 minutos. Os dados dos sistemas isolados estão em consolidação e os desligamentos citados serão incluídos posteriormente, no respectivo boletim do mês de fechamento.

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

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte

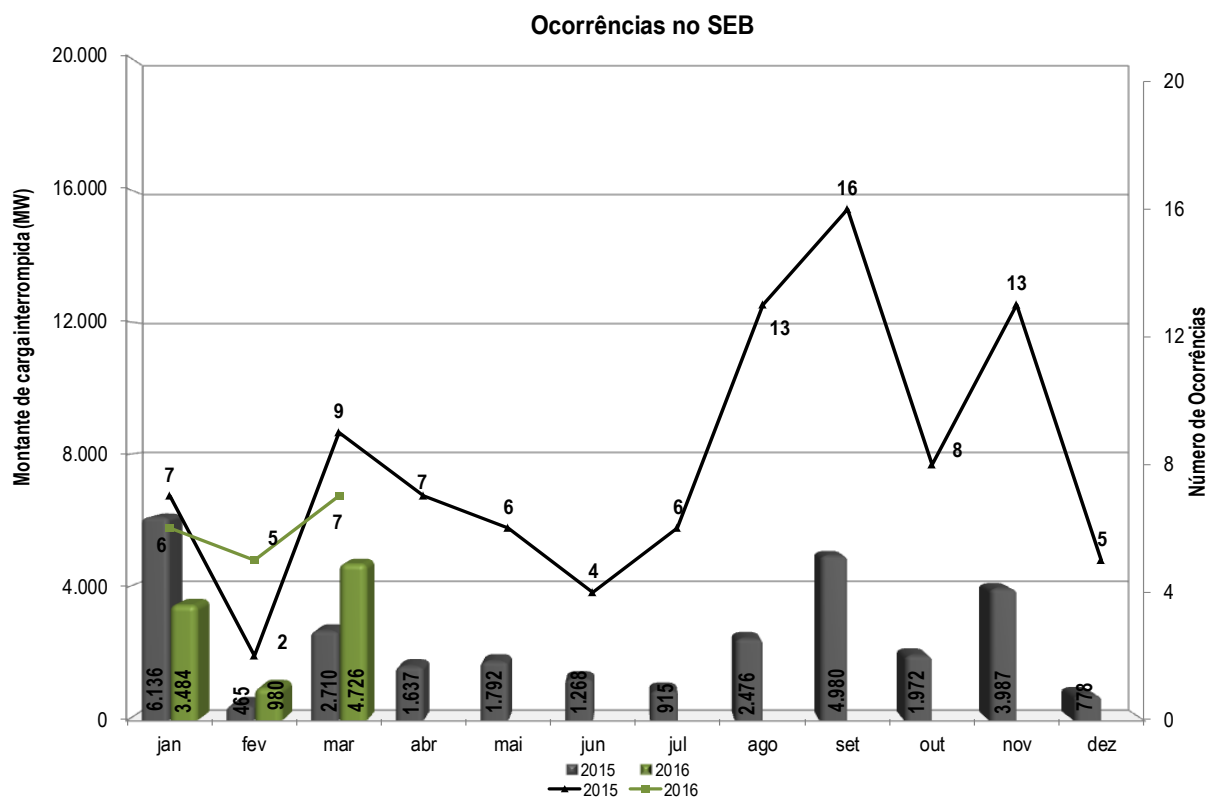


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS

12.2. Indicadores de Continuidade *

Tabela 19. Evolução do DEC em 2016.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2016														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,77	1,66											3,43	13,29
S	1,31	1,42											2,73	11,79
SE	1,31	1,51											2,82	9,31
CO	2,40	2,32											4,72	15,94
NE	2,27	1,45											3,72	15,75
N	3,36	3,48											6,84	32,32

Dados contabilizados até fevereiro de 2016 e sujeitos a alteração pela ANEEL

Fonte dos dados: ANEEL

Tabela 20. Evolução do FEC em 2016.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2016														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,86	0,85											1,70	10,31
S	0,84	0,89											1,73	9,51
SE	0,61	0,67											1,28	7,25
CO	1,43	1,47											2,91	13,41
NE	0,81	0,62											1,42	10,57
N	2,20	2,17											4,37	29,58

Dados contabilizados até fevereiro de 2016 e sujeitos a alteração pela ANEEL

Fonte dos dados: ANEEL

*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

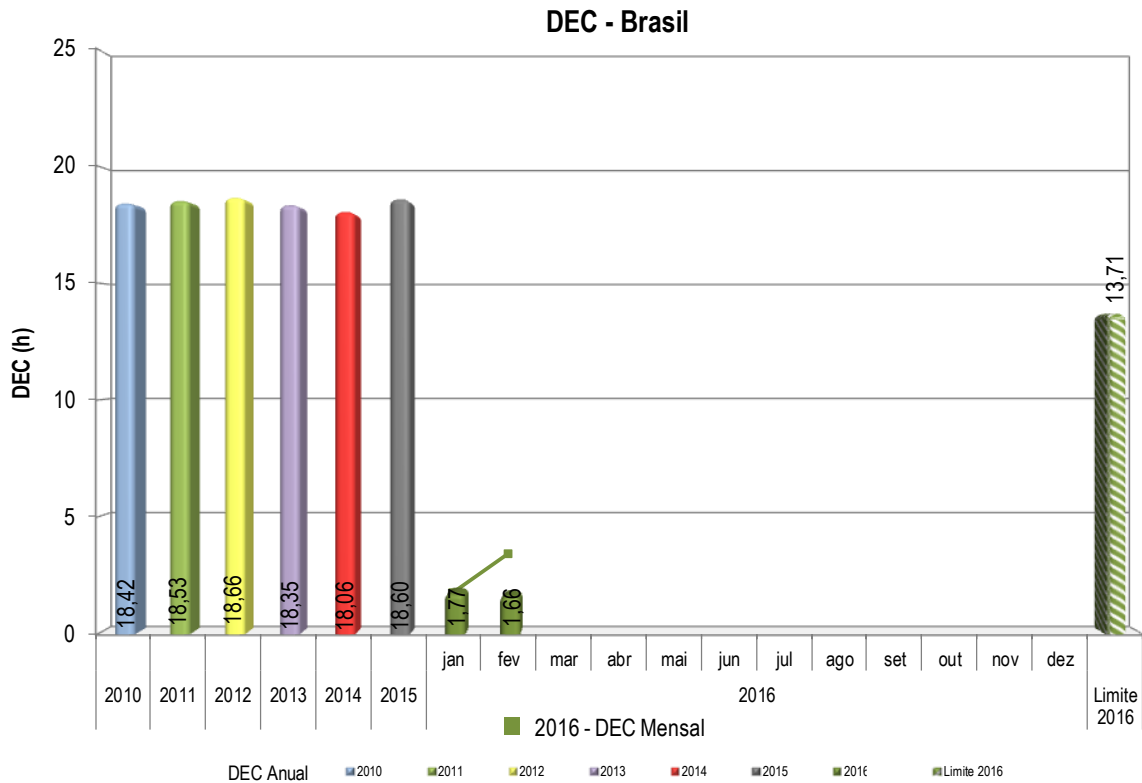


Figura 39. DEC do Brasil.

Dados contabilizados até fevereiro de 2016 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte dos dados: ANEEL

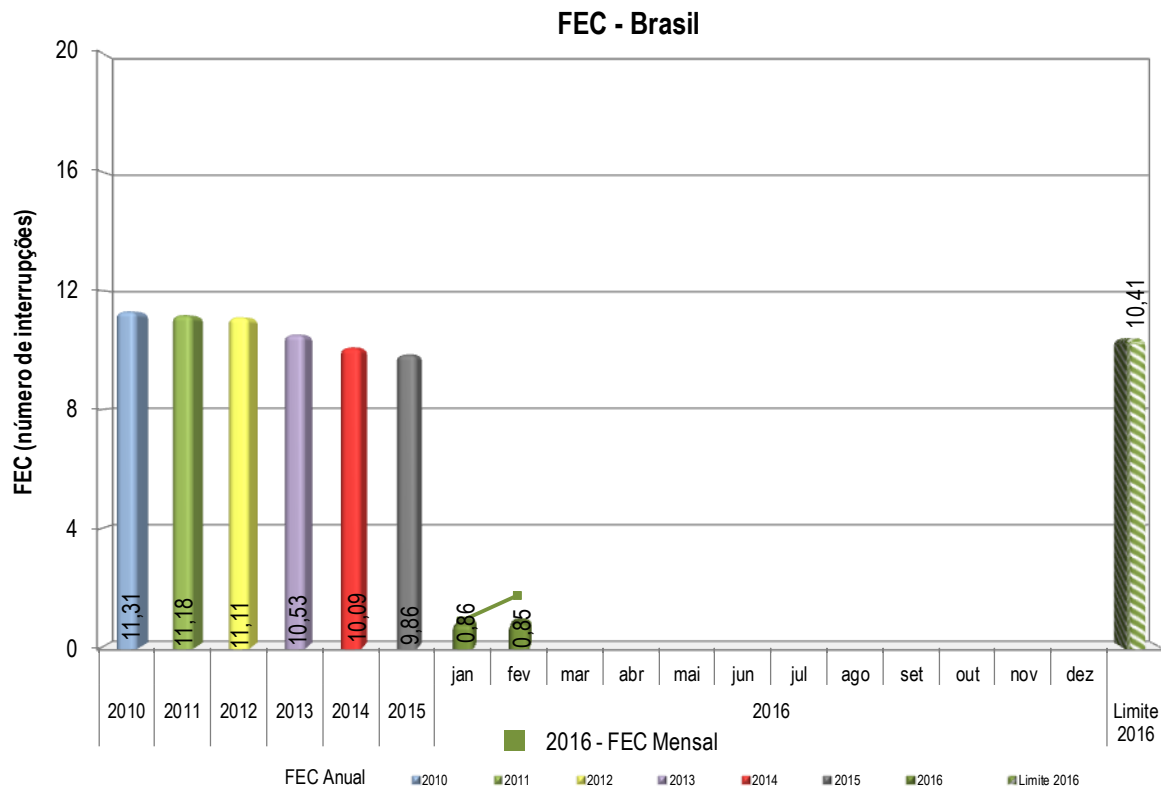


Figura 40. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até fevereiro de 2016 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte dos dados: 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)
CC - Corrente Contínua	MWmês – Megawatt-mês (10^6 Wmês)
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	N - Norte
CEG – Código Único de Empreendimentos de Geração	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	OC1A – Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre
CO - Centro-Oeste	OCTE – Óleo Leve para Turbina Elétrica
CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão	ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
CVaR – <i>Conditional Value at Risk</i>	OPGE – Óleo Combustível para Geração Elétrica
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	PCH - Pequena Central Hidrelétrica
DMSE - Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico	PIE - Produtor Independente de Energia
EAR – Energia Armazenada	Proinfa - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
ENA - Energia Natural Afluente Energético	S - Sul
EPE - Empresa de Pesquisa Energética	SE - Sudeste
ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga	SEB - Sistema Elétrico Brasileiro
ESS - Encargo de Serviço de Sistema	SEE - Secretaria de Energia Elétrica
FC - Fator de Carga	SEP – Sistemas Especiais de Proteção
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	SI - Sistemas Isolados
GNL - Gás Natural Liquefeito	SIN - Sistema Interligado Nacional
GTON - Grupo Técnico Operacional da Região Norte	SPE - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
GW - Gigawatt (10^9 W)	UEE - Usina Eólica
GWh – Gigawatt-hora (10^9 Wh)	UHE - Usina Hidrelétrica
h - Hora	UNE - Usina Nuclear
Hz - Hertz	UTE - Usina Termelétrica
km - Quilômetro	VU - Volume Útil
kV – Quilovolt (10^3 V)	ZCAS – Zona de Convergência do Atlântico Sul
MLT - Média de Longo Termo	ZCOU – Zona de Convergência de Umidade
MME - Ministério Minas e Energia	