



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Abril – 2016





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Abril – 2016

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Fernando Coelho Filho

Secretário-Executivo (Adjunto)

Edvaldo Luís Risso

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 abril de 2016 – Brasil.	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/04 a 27/04/2016 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 (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.....	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 abril de 2016, os valores de aflúncias brutas foram inferiores à média de longo termo – MLT em todos os subsistemas, com exceção do subsistema Sul. No mês, foram verificados 10.300 MW médios de geração térmica programada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de março de 2016 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: -0,7 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, -8,9 p.p. no Sul, -1,6 p.p. no Nordeste e +5,9 p.p. no Norte.

No dia 6 de abril de 2016, foi realizada a 167ª 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 o gerenciamento das causas de desligamentos acidentais por atuações indevidas/incorrectas dos sistemas de proteção e por falha humana. Além disso, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE apresentou o balanço do mercado 2015 e perspectivas para 2016, tendo destacado a expectativa de decréscimo de 0,4% do consumo no país para o ano corrente. Já no horizonte 2016-2020, é esperado crescimento a taxas médias anuais de 4,0% em todo o Brasil.

No dia 13 de abril de 2016, foi realizado o Leilão de Transmissão ANEEL nº 13/2015, no qual foram arrematados 14 dos 24 lotes ofertados, com deságio médio de 2,96%. Os empreendimentos arrematados totalizam cerca de 3,3 mil km de linhas de transmissão e 6.700 MVA de capacidade de transformação.

Nos dias 20 e 28 de abril, foram liberadas para operação comercial as primeiras unidades geradoras da UHE Belo Monte, sendo elas: UG1 (611 MW), do sítio Belo Monte, e UG1 (39 MW), do sítio Pimental.

Ainda no dia 28 de abril, foi realizado o 23º Leilão de Energia Nova (A-5), cujos projetos contratados totalizaram 201,8 MW médios de garantia física. O preço médio final foi de R\$ 198,59 / MWh, representando deságio de 8,65% em relação aos preços-teto estabelecidos, e o início do fornecimento de energia será a partir de 1º de janeiro de 2021.

Entraram em operação comercial no mês 1.077,43 MW de capacidade instalada de geração, 15,0 km de linhas de transmissão e 1.000 MVA de transformação na Rede Básica. Em 2016 a expansão do sistema totalizou 2.758,96 MW de capacidade instalada de geração, 507,1 km de linhas de transmissão de Rede Básica e conexões de usinas e 5.190 MVA de transformação na Rede Básica.

No mês de abril de 2016 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 142.913 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2015, houve um acréscimo de 6.958 MW, sendo 2.629 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.501 MW de fontes térmicas, 2.820 MW de fonte eólica e 8 MW de fonte solar.

No mês de fevereiro de 2016, a geração hidráulica correspondeu a 78,7% do total gerado no país, 2,2 p.p. superior ao verificado no mês anterior, e a participação da produção eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil aumentou 1,1 p.p. A participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, reduziu 3,3 p.p. entre janeiro e fevereiro de 2016, com destaque para as variações de -2,0 p.p. de geração a gás e -1,0 p.p. de geração a petróleo.

Em fevereiro, o fator de capacidade médio da geração eólica da região Nordeste aumentou 13,0 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 32,7%. Já na região Sul, houve redução de 8,6 p.p. deste fator, atingindo 24,0%. No acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior, houve redução de 2,2 p.p. no fator de capacidade na região Nordeste, chegando a 38,0%, e na região Sul o fator de capacidade das usinas aumentou 2,7 p.p., atingindo 29,3%.

Com relação ao mercado consumidor, em março de 2016, o consumo de energia elétrica atingiu 51.973 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, valor 3,9% superior ao verificado no mesmo mês do ano anterior. Além disso, foi verificada a expansão anual de 2,5% no número de unidades consumidoras residenciais.

As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 30 de abril 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

A atuação de um sistema de alta pressão nas regiões Sudeste e Centro-Oeste e no estado do Paraná durante as três primeiras semanas do mês de abril ocasionou condição de céu claro e de ausência de precipitação, acarretando em anomalia negativa de chuva nas bacias hidrográficas dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte e no Iguaçu. Já as bacias dos rios Jacuí e Uruguai apresentaram chuva acima da média no mês de abril devido ao avanço de frentes frias pelo Rio Grande do Sul.

As temperaturas mínimas do mês de abril estiveram, em geral, acima do normal para a época do ano em praticamente todo o país, atingindo desvios de até +3°C em alguns locais, principalmente na região Sul. As temperaturas máximas também estiveram acima da média climatológica, com desvios de até +5°C nas regiões Sudeste e Nordeste.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 72 %MLT – 37.002 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (6º pior valor*), 146 %MLT – 9.639 MW médios no Sul (15º melhor valor*), 23 %MLT – 2.758 MW médios no Nordeste (pior valor*) e 50 %MLT – 7.980 MW médios no Norte-Interligado (pior valor*).

Ressalta-se que foram armazenáveis 63 %MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 128 %MLT no Sul, 23 %MLT no Nordeste e 46 %MLT no Norte.

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

2.1. Anomalia de Precipitação no Mês – Brasil

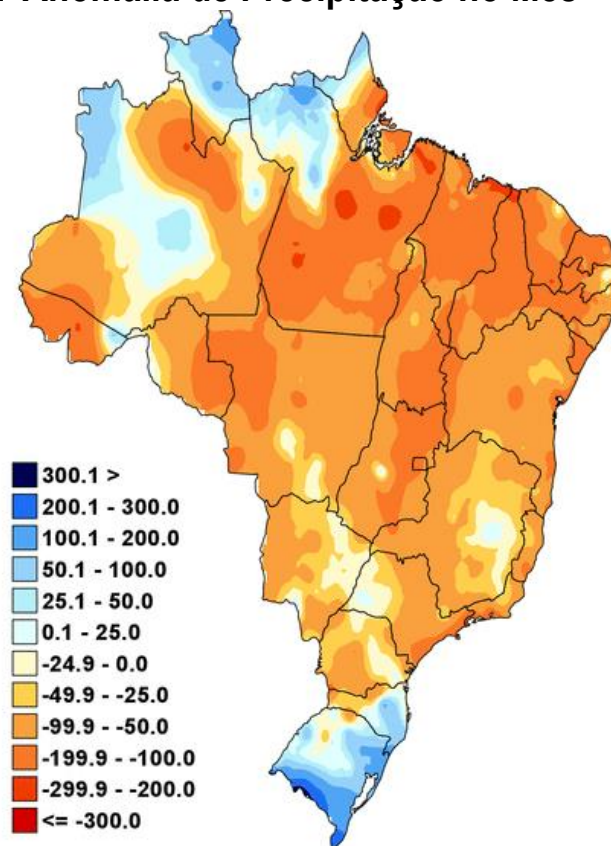


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de abril de 2016 – Brasil.

Fonte: CPTEC/INPE



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

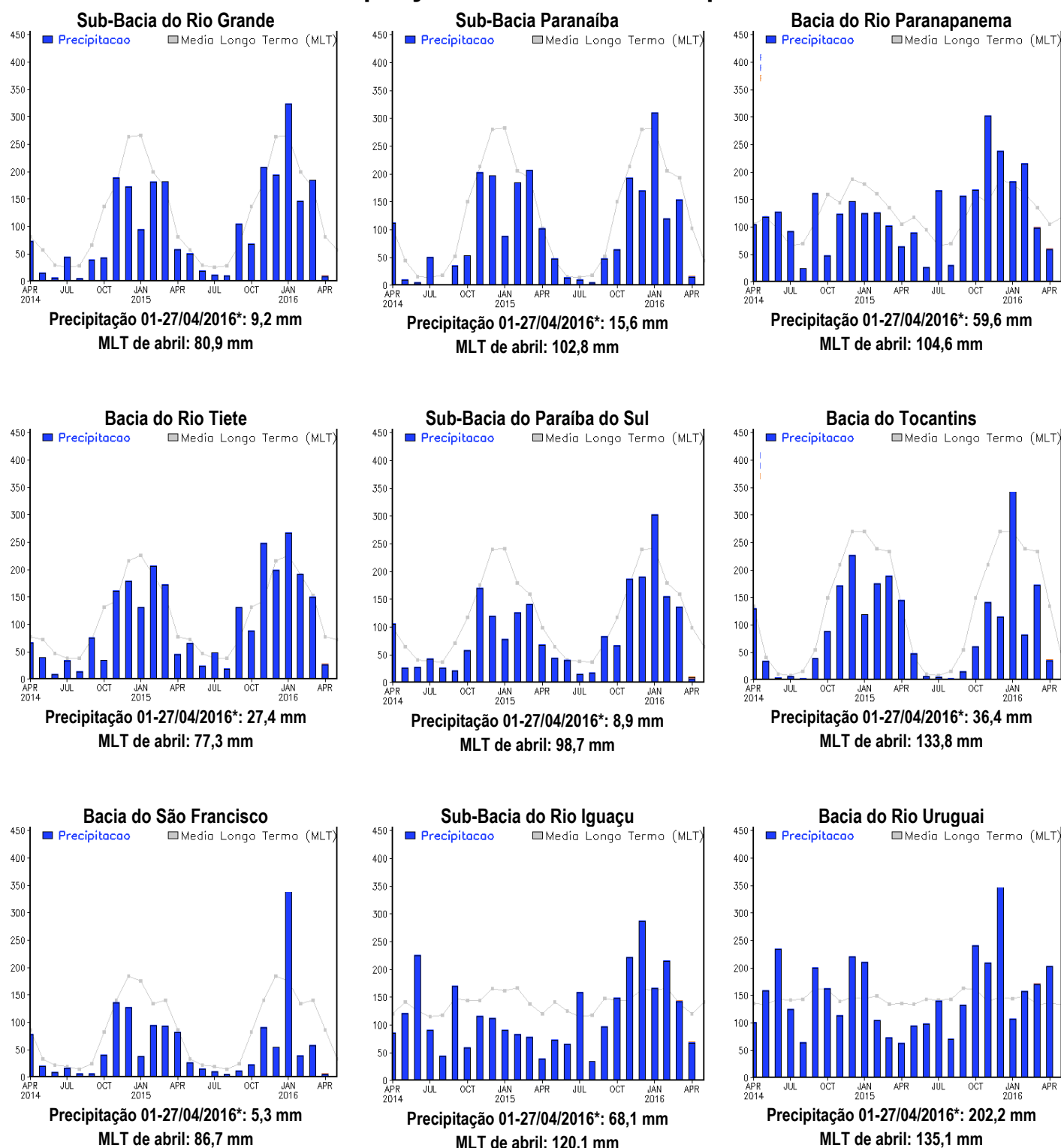


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/04 a 27/04/2016 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

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

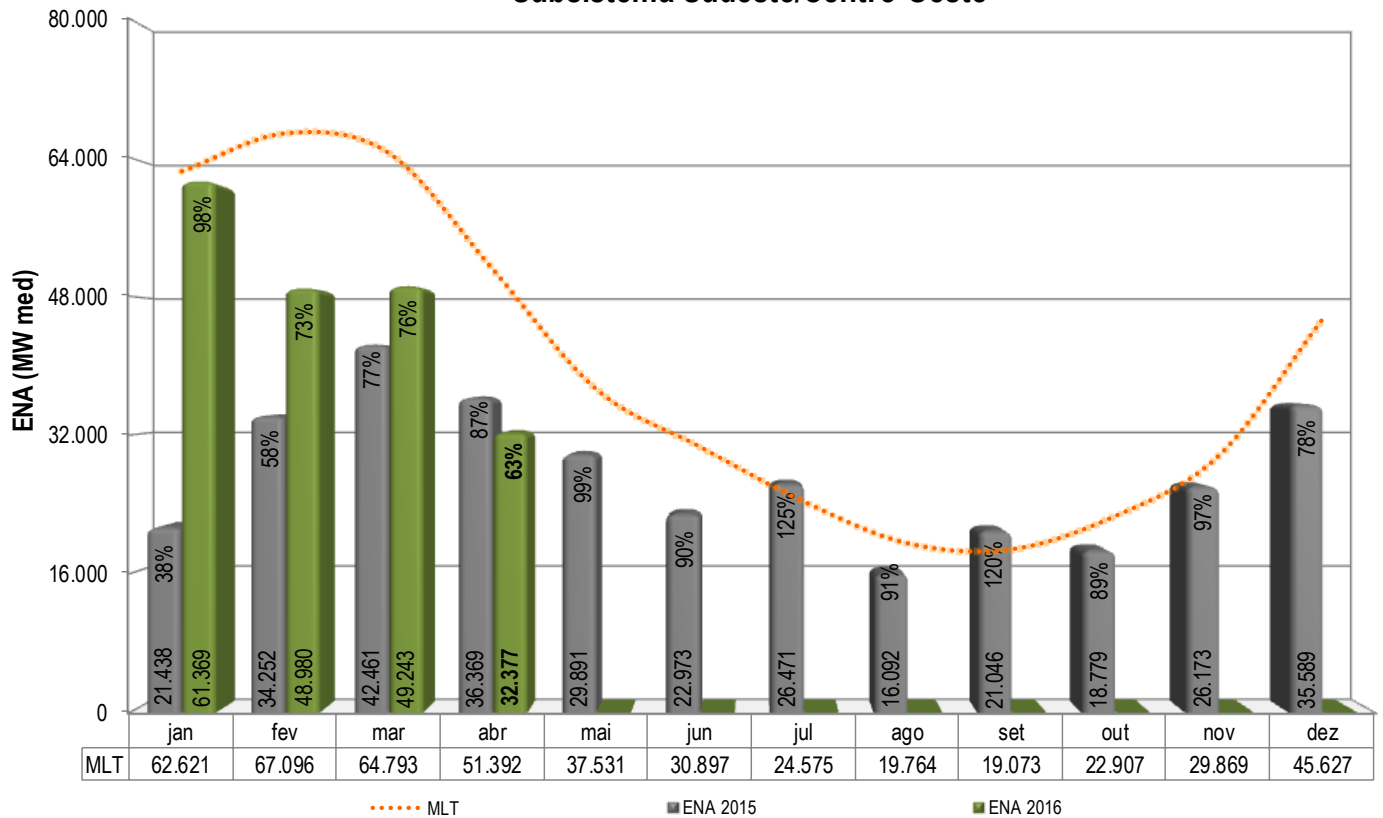


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Sul

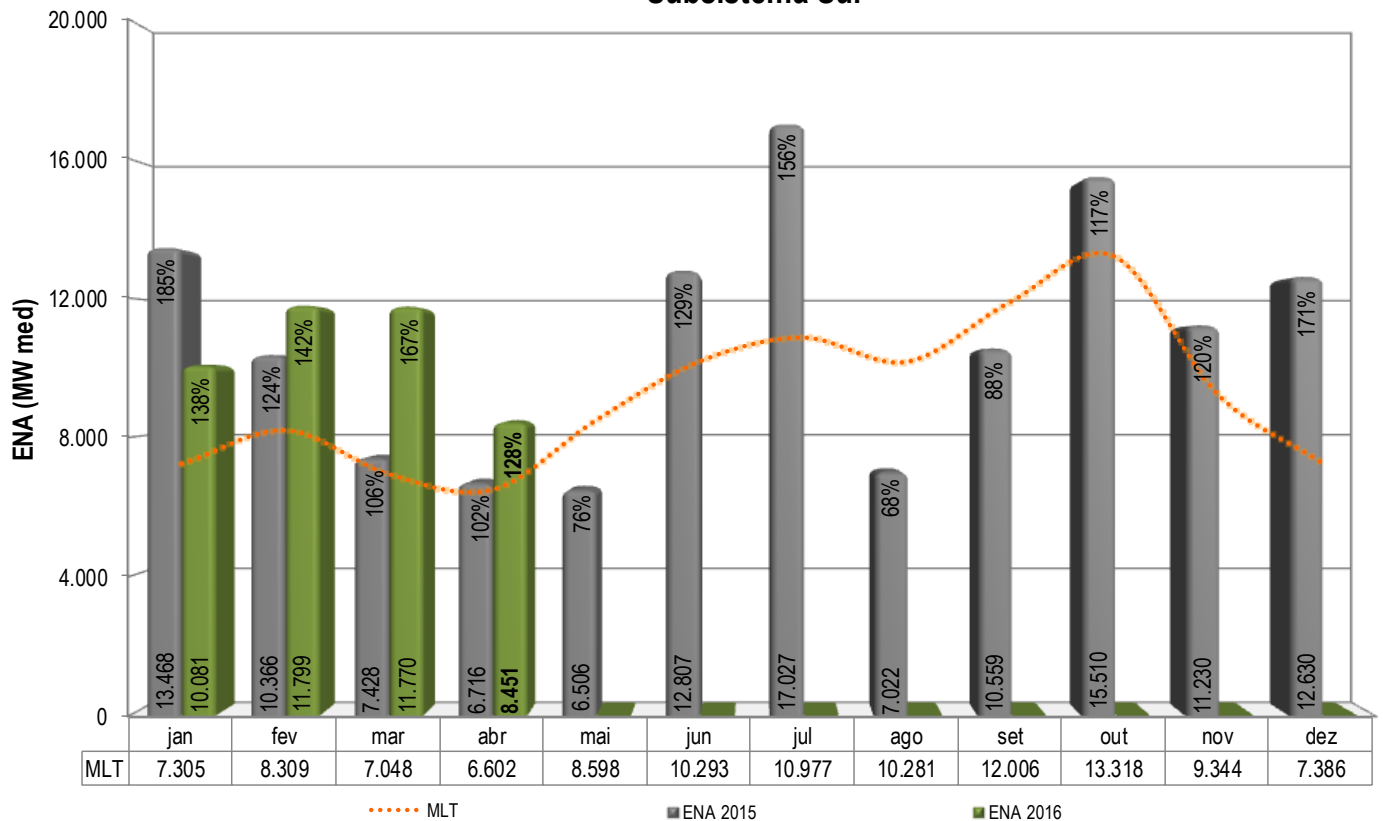


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

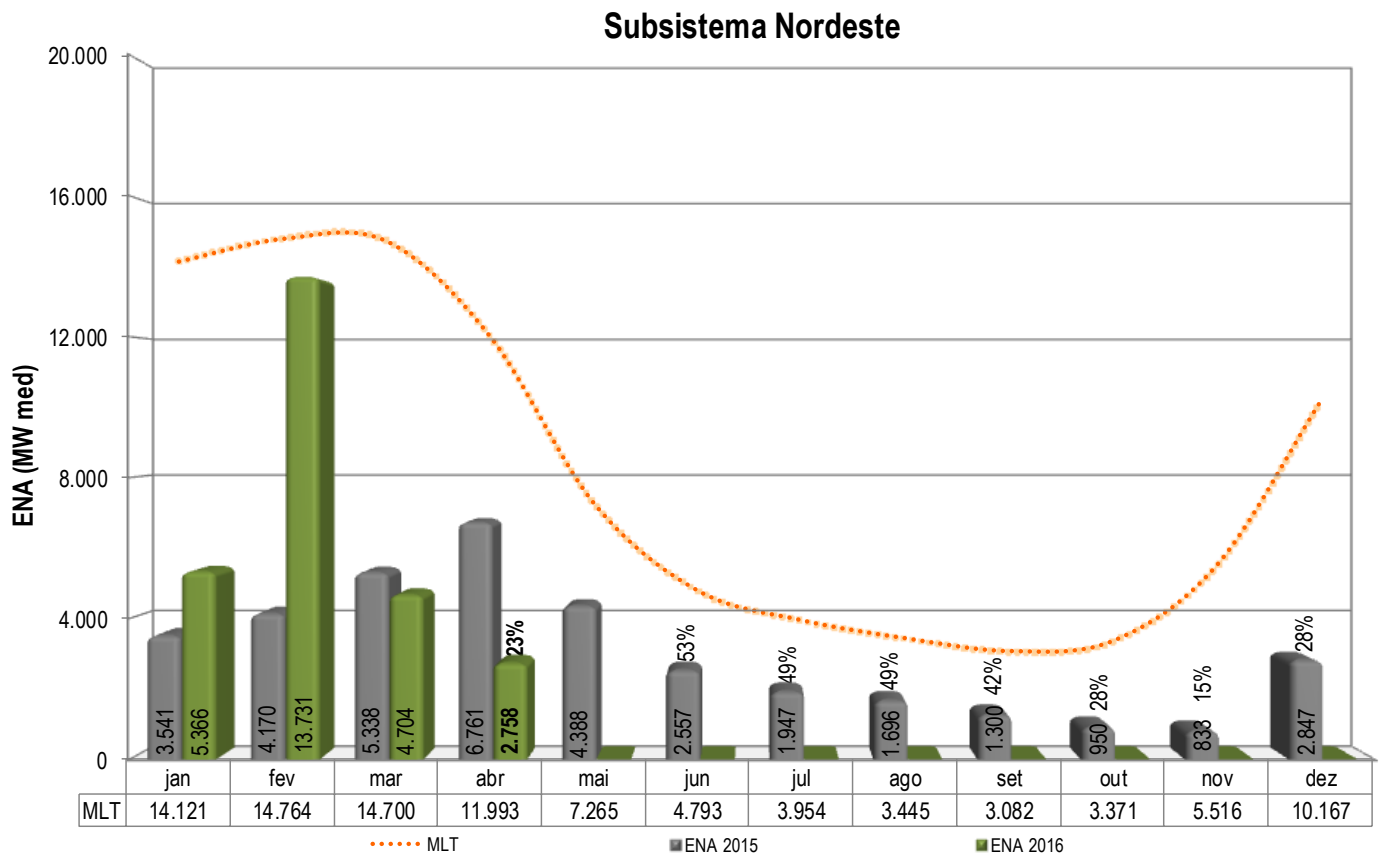


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

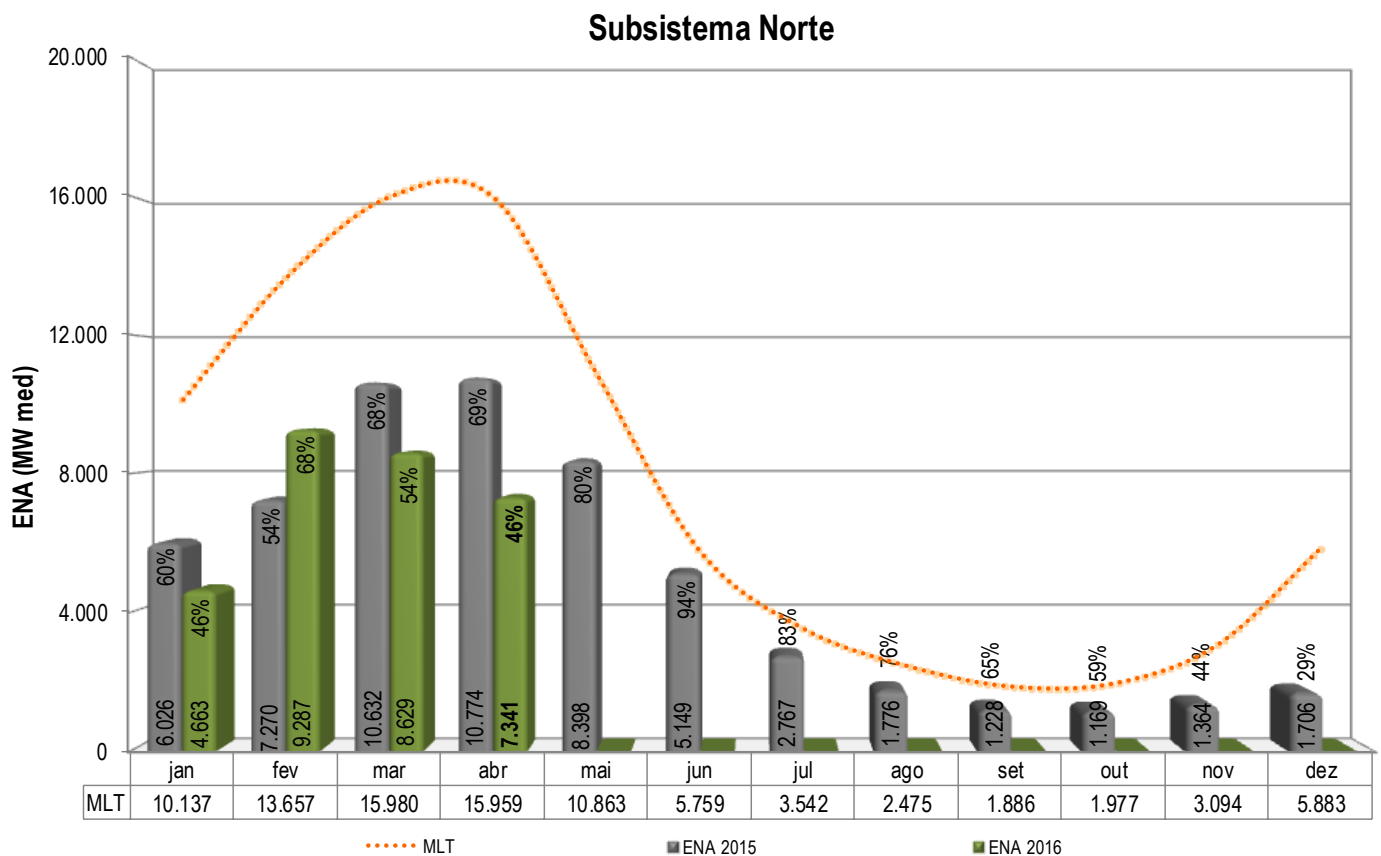


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.4. Energia Armazenada

No mês de abril de 2016 houve redução no nível de armazenamento do reservatório equivalente de todos os subsistemas, com exceção do subsistema Norte. Neste mês, houve contribuição de aproximadamente 10.300 MWmédios de produção térmica, valor cerca de 700 MWmédios superior ao verificado no mês anterior.

Houve redução de 0,7 p.p. no armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o mês de abril, atingindo 57,6 %EAR, valor 24,1 p.p. superior ao verificado no final de abril de 2015 (33,5 %EAR), e 25,4 p.p. superiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (32,2 %EAR). As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas em todos os períodos de carga, em função das altas afluições 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 abril, houve uma redução do estoque de água neste reservatório equivalente de 8,9 p.p., atingindo 88,7 %EAR, valor 54,5 p.p. superior ao armazenamento do final do mês de abril de 2015 (34,2%EAR).

No subsistema Nordeste houve deplecionamento de 1,6 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 33,1 %EAR ao final do mês de abril, valor 5,6 p.p. superior ao verificado ao final de abril de 2015 (27,5 %EAR) e igual ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (33,1 %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. A defluência mínima da UHE Sobradinho permaneceu em patamar da ordem de 800 m³/s ao longo do mês de abril. A defluência da UHE Três Marias também foi elevada do patamar de 100 m³/s para 150 m³/s no dia 5 de abril, e para patamar de 215 m³/s no dia 30 de abril.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 64,3 %EAR ao final do mês de abril, apresentando replecionamento de 5,9 p.p em comparação ao mês anterior e correspondendo a 16,8 p.p. inferiores ao armazenamento do final de abril de 2015 (81,1 %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 abril de 2016 referem-se ao replecionamento de 10,0 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 90,6% v.u.); de ao deplecionamento de 6,2 p.p. na UHE Ilha Solteira (atingindo 85,8%).

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	57,6	202.862	72,4
Sul	88,7	19.958	11,0
Nordeste	33,1	51.809	10,6
Norte	64,3	15.041	6,0
TOTAL		289.670	100,0

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

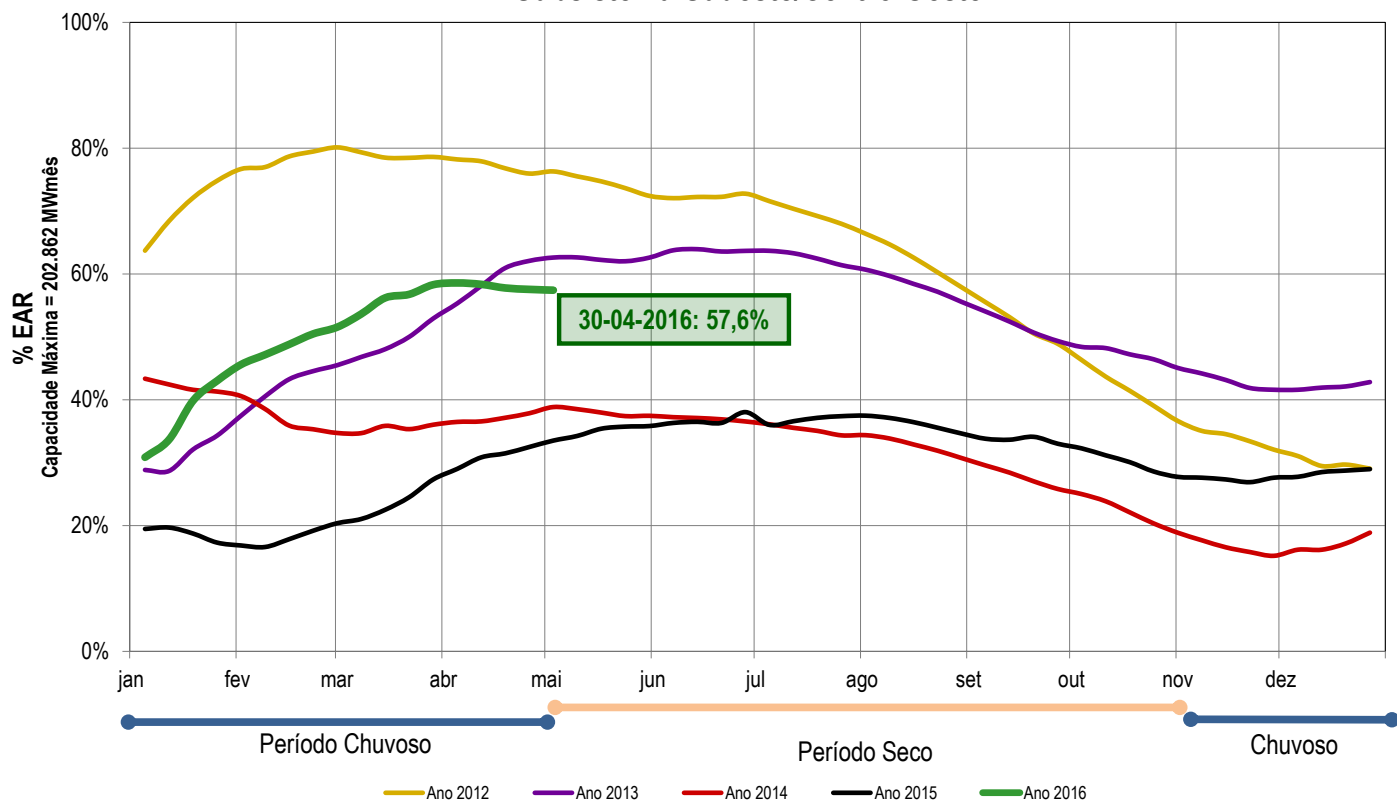


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Sul

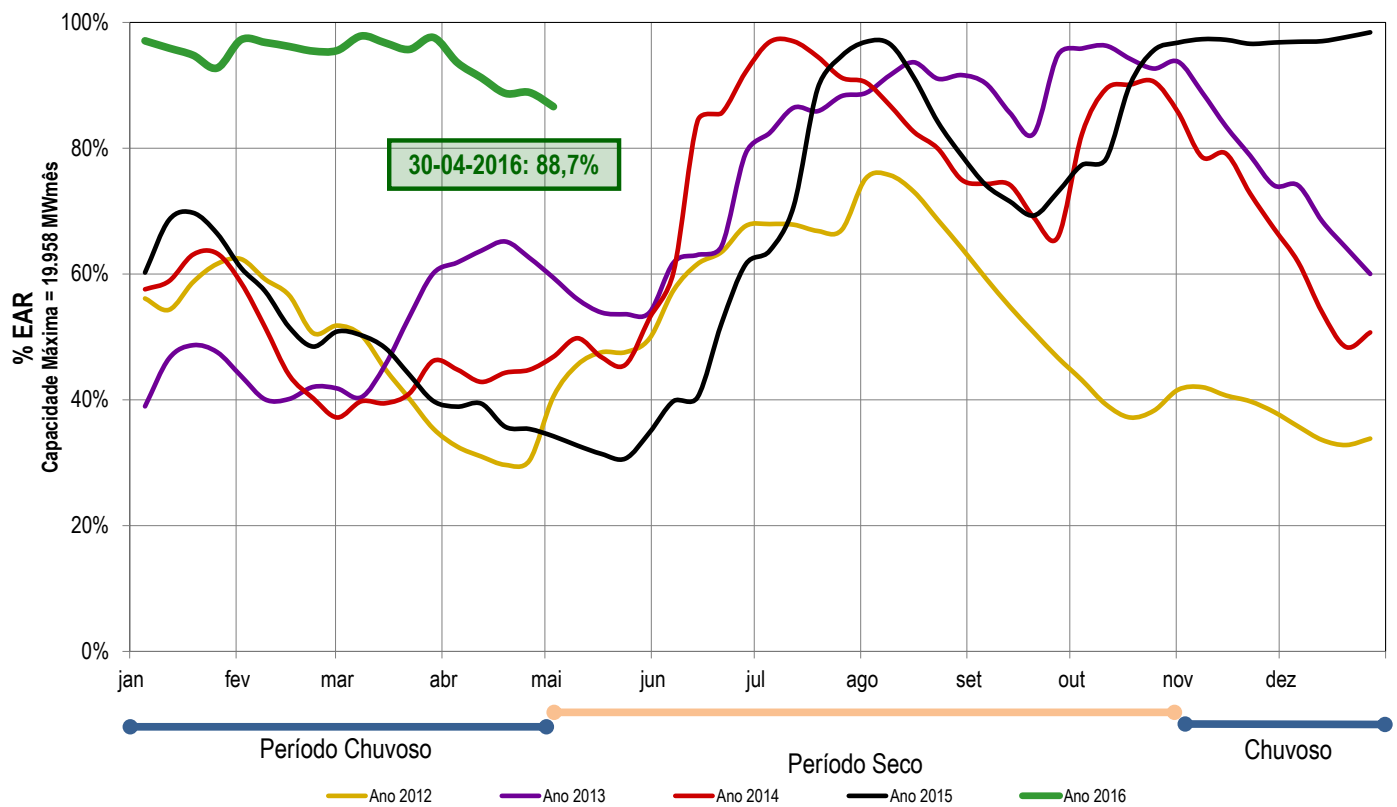


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

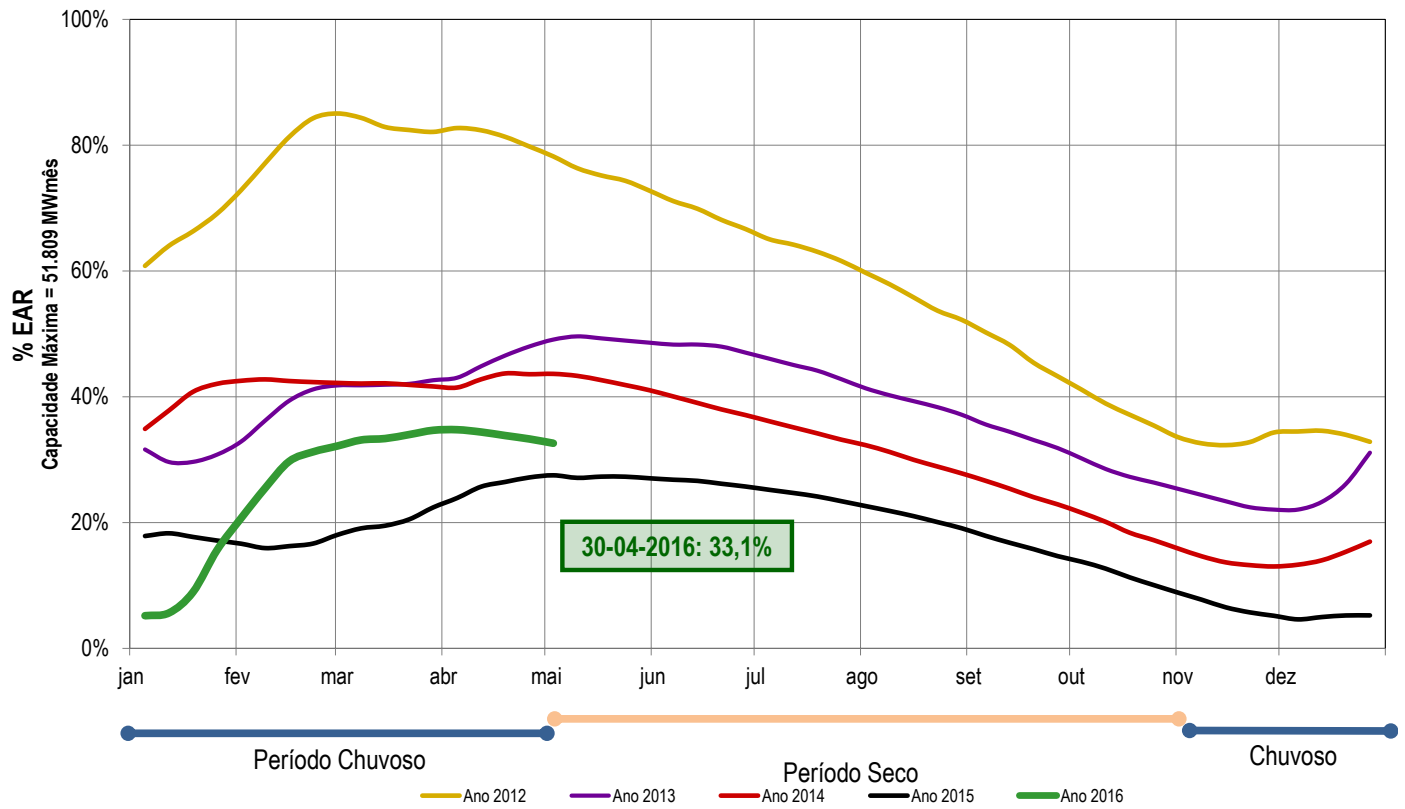


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Norte-Interligado

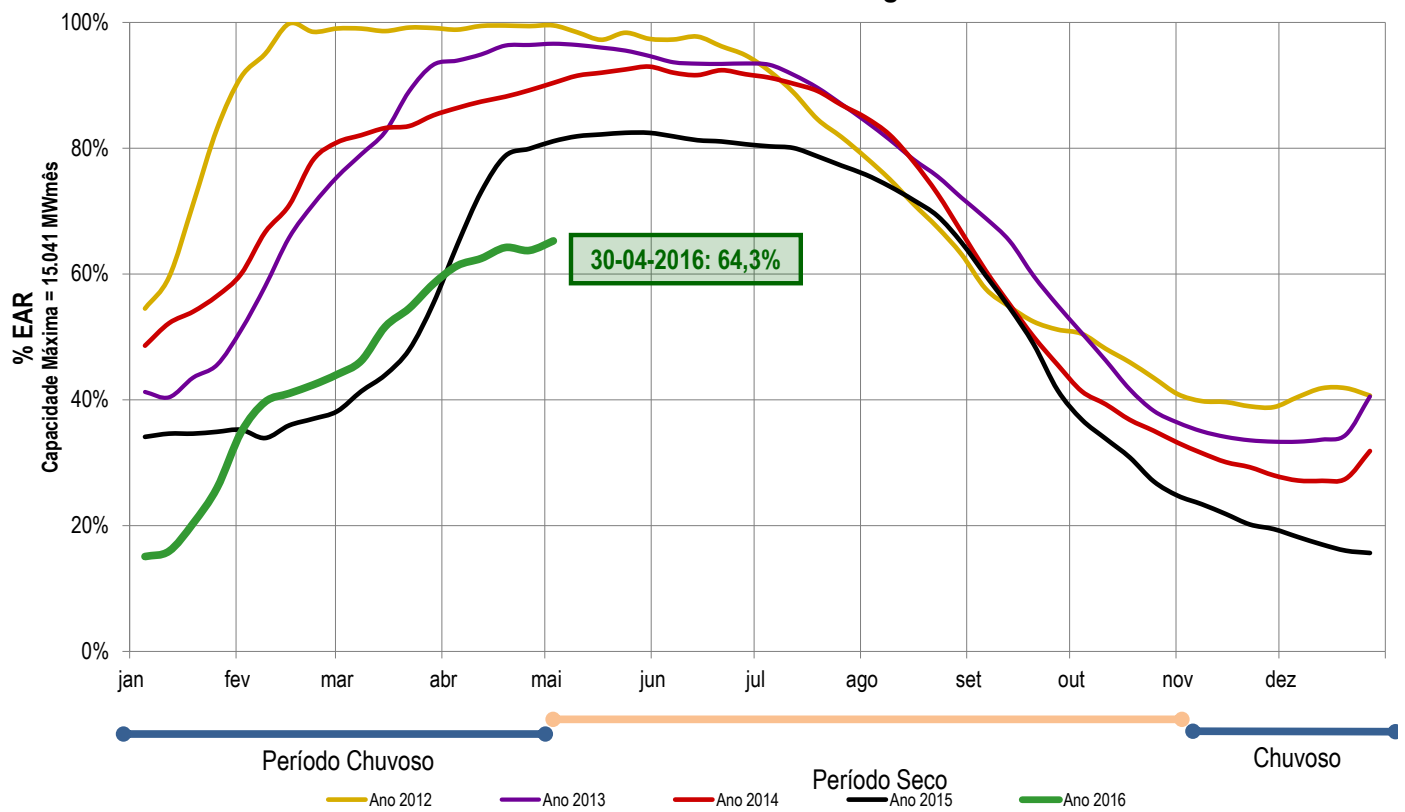


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

No mês de abril, houve exportação de energia de 3.511 MWmédios do subsistema Norte-Interligado, mantendo o perfil exportador verificado no mês anterior.

O subsistema Nordeste permaneceu receptor em abril em um total de 1.978 MWmédios, valor inferior ao verificado no mês anterior.

O subsistema Sul exportou 1.063 MWmédios no mês de abril, ante a exportação de 2.134 MWmédios em março.

No complexo do Rio Madeira, em abril, a UHE Jirau gerou cerca de 1.640 MWmédios e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 1.610 MWmédios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. No período foram escoados cerca de 2.830 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 380 MWmédios do SIN no mês de abril pela interligação Tucuruí-Manaus.

A importação da Venezuela para suprimento ao estado de Roraima foi de 122 MWmédios, valor inferior ao verificado no mês anterior.

No mês de abril, o Brasil recebeu cerca de 66 MWmédios de energia da Argentina (conversoras de Garabi), em caráter de devolução, e do Uruguai (interligação de Melo), em função da realização de testes de comissionamento.



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	5.600
	RECN	(Carga do Norte - Geração de 5 UGs de Tucuruí)
③	EXPNE	4.000
	RNE	4.300
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 abril de 2016.

** 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 março de 2016, o consumo de energia elétrica atingiu 51.973 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, valor 5,7% superior ao verificado no mês anterior e representando aumento de 3,9% em relação ao consumo de março de 2015.

No acumulado dos últimos 12 meses (abril de 2015 a março de 2016), o consumo residencial registrou decréscimo de 1,7% em relação ao mesmo período anterior. Já em comparação a março de 2015, foi registrado aumento de 1,7%. Em relação ao consumo comercial, foi registrada queda de 0,6% no acumulado de 12 meses e retração de 1,1% em relação a março de 2015.

Apesar da permanência do cenário adverso da economia brasileira, que se agrava desde 2014, o consumo residencial registrou no mês aumento em relação ao ano anterior, especialmente em função das altas temperaturas verificadas, que, em muitos estados, superaram à média histórica. Aliado a este fator, o clima seco agravou a sensação de desconforto, contribuindo para o aumento da utilização de aparelhos climatizadores. Assim, nas regiões Centro-Oeste e Nordeste, por exemplo, foram verificados crescimentos de 6,5% e 4,8% do consumo dessa classe, respectivamente. Já o consumo na região Sudeste apresentou retração de 0,5%, comportamento influenciado, dentre outros fatores, pelo menor ciclo de faturamento das distribuidoras.

Já em relação à classe comercial, foi mantido o comportamento de queda verificado nos meses anteriores em função dos efeitos da fraca atividade econômica e deterioração do mercado de trabalho, para os quais não há perspectiva de melhora no curto prazo. Nesse sentido, a região Sudeste apresentou queda de 3,3% em relação ao consumo da classe no mesmo mês do ano anterior, resultando principalmente influenciado por São Paulo (-3,7%). Já no Sul, houve redução de 2,7%, com destaque para o Rio Grande do Sul (-5,0%) e Paraná (-3,4%). Em Santa Catarina, foi registrado crescimento de 1,7%, resultado influenciado principalmente pelas altas temperaturas verificadas. Já no Centro-Oeste e no Nordeste, foram registrados crescimentos de 4,4% e 4,3%, respectivamente.

Por fim, em relação ao consumo industrial, em março de 2016 foi registrado um crescimento de 2,8% em relação a fevereiro de 2016 e retração de 6,1% em comparação a março de 2015. Já no acumulado dos últimos 12 meses, houve queda de 6,2% do consumo dessa classe em comparação ao mesmo período do ano anterior. Em relação ao consumo industrial por setor, foi verificado crescimento de 5,0% no ramo de papel e celulose e 3,2% do ramo alimentício. Os demais setores apresentaram quedas no consumo, com destaque para o setor extração de minerais metálicos (-17,1%) e para a indústria têxtil (-14,8%). Destaca-se que o aumento verificado do consumo de energia elétrica do setor de papel e celulose foi influenciado, dentre outros fatores, pelo acréscimo de produção em função das exportações e também pelo maior consumo de energia oriundo da rede, em função da menor autoprodução de eletricidade em algumas unidades industriais.

* 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		
	Mar/16 GWh	Evolução mensal (Mar/16/Fev/16)	Evolução anual (Mar/16/Mar/15)	Abr/14-Mar/15 (GWh)	Abr/15-Mar/16 (GWh)	Evolução
Residencial	11.315	-0,3%	1,7%	132.697	130.442	-1,7%
Industrial	13.746	2,8%	-6,1%	177.287	166.379	-6,2%
Comercial	7.810	1,2%	-1,1%	90.195	89.620	-0,6%
Rural	2.201	2,3%	3,4%	25.753	25.626	-0,5%
Demais classes*	4.091	5,0%	3,4%	47.624	47.593	-0,1%
Perdas	12.811	20,0%	24,9%	100.655	108.419	7,7%
Total	51.973	5,7%	3,9%	574.213	568.079	-1,1%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até março de 2016. Os dados de perda informados pela EPE, que correspondem à diferença entre a carga global e o consumo verificado por classe, foram atualizados para os meses de janeiro a março de 2016.

Fonte dos dados: EPE

Consumo de Energia Elétrica em Mar/2016 Consumo de Energia Elétrica em 12 meses

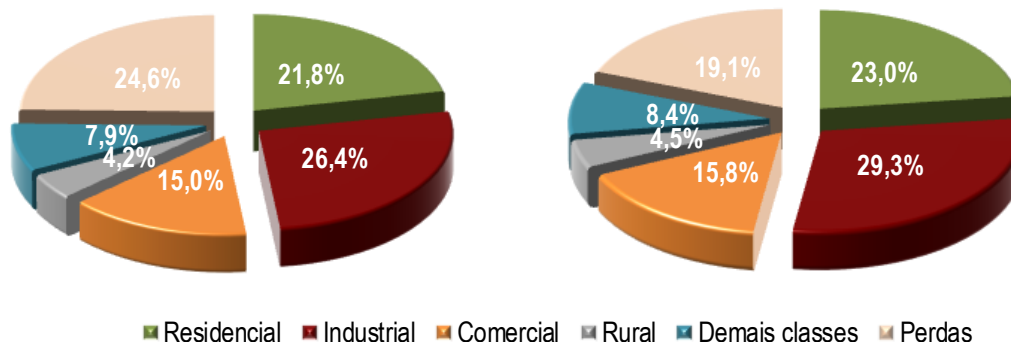


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até março de 2016.

Fonte dos dados: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Mar/16 kWh/NU	Evolução mensal (Mar/16/Fev/16)	Evolução anual (Mar/16/Mar/15)	Abr/14-Mar/15 (kWh/NU)	Abr/15-Mar/16 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	166	-0,4%	-0,8%	166	160	-4,1%
Consumo médio industrial	25.187	3,5%	-1,5%	25.827	25.405	-1,6%
Consumo médio comercial	1.382	1,9%	-2,1%	1.345	1.322	-1,7%
Consumo médio rural	502	2,4%	1,0%	501	487	-2,8%
Consumo médio demais classes*	5.390	5,2%	1,8%	5.311	5.225	-1,6%
Consumo médio total	493	1,8%	-3,7%	508	482	-5,1%

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

Fonte dos dados: EPE



4.2. Unidades Consumidoras

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

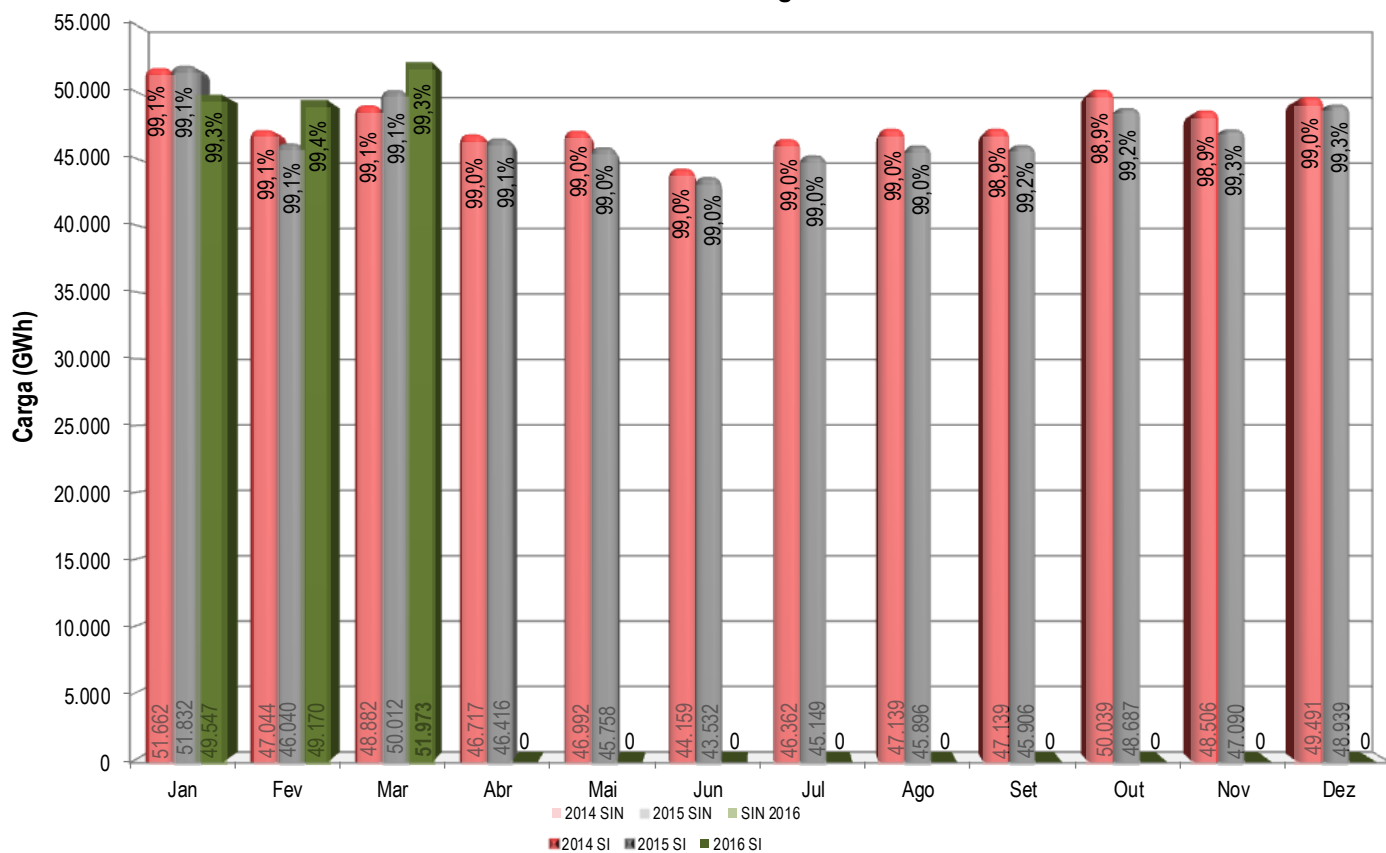
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Mar/15	Mar/16	
Residencial (NUCR)	66.441.431	68.103.757	2,5%
Industrial (NUCI)	571.973	545.750	-4,6%
Comercial (NUCC)	5.589.576	5.650.819	1,1%
Rural (NUCR)	4.280.783	4.382.969	2,4%
Demais classes *	747.250	759.008	1,6%
Total (NUCT)	77.631.013	79.442.303	2,3%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até março 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 março 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. Os dados de perda informados pela EPE, que correspondem à diferença entre a carga global e o consumo verificado por classe, foram atualizados para os meses de janeiro a março de 2016.



4.4. Demandas Máximas

No mês de abril de 2016, não houve atingimento de recorde de demanda em nenhum subsistema nem no SIN. Todavia, houve um aumento de demanda máxima de 5,3% no SIN em relação ao ano anterior, principalmente devido à ocorrência de temperaturas elevadas, superando inclusive o valor verificado no ano de 2014.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N-Interligado	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	47.629 20/04/2016 - 14h28	15.978 19/04/2016 - 14h38	12.343 28/04/2016 - 14h45	6.379 05/04/2016 - 14h54	81.397 07/04/2016 - 14h35
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

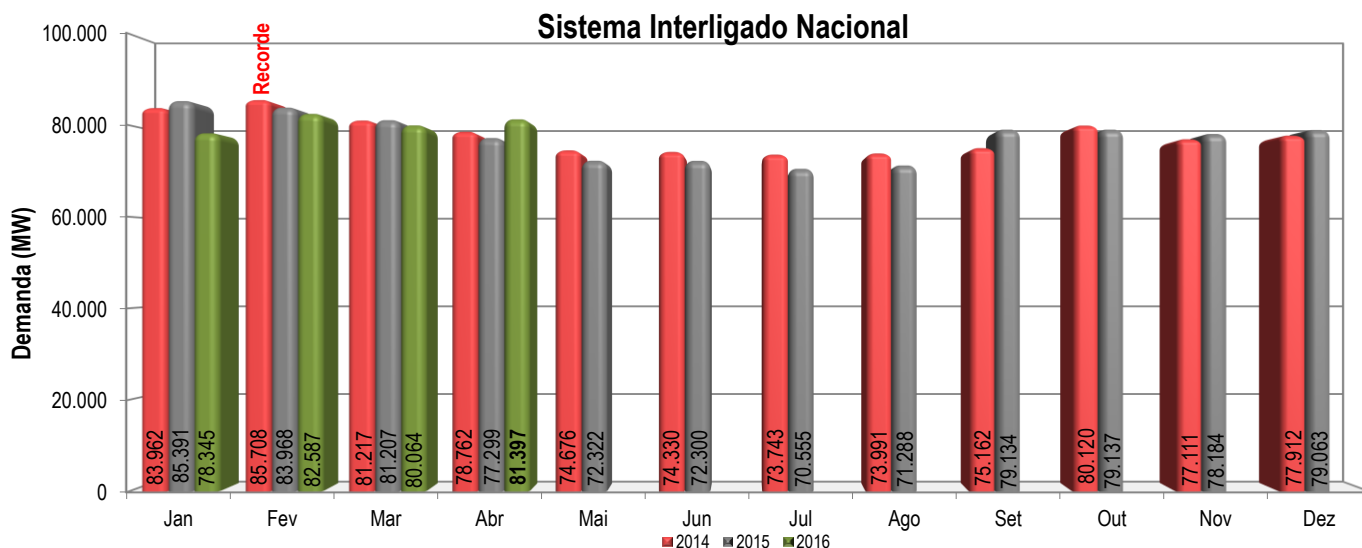


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS

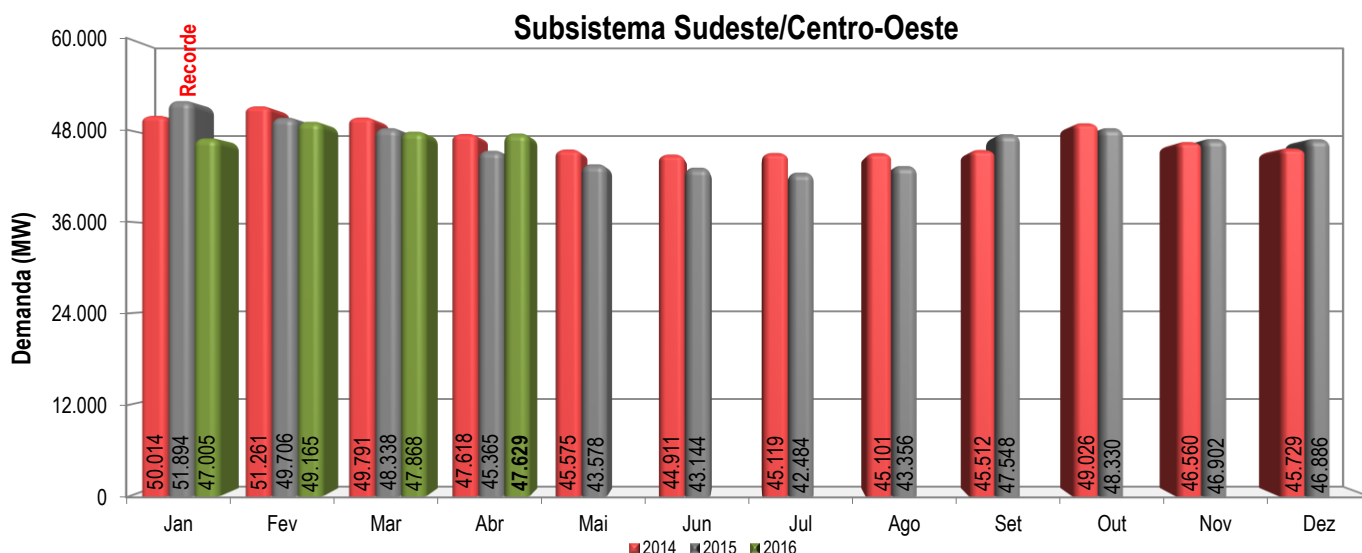


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

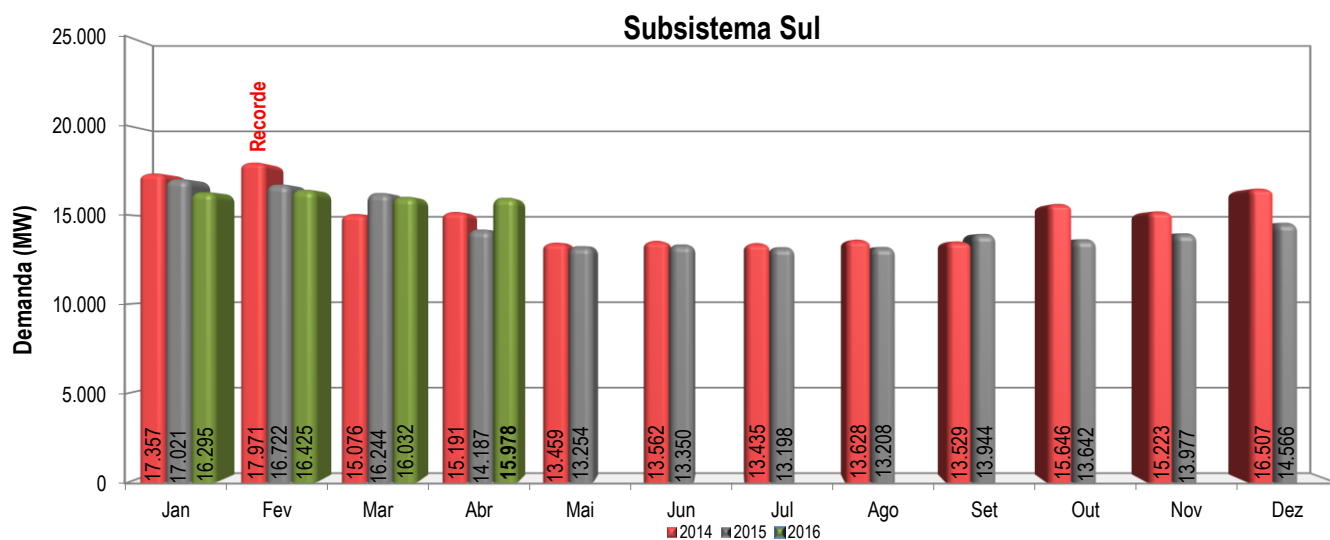


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

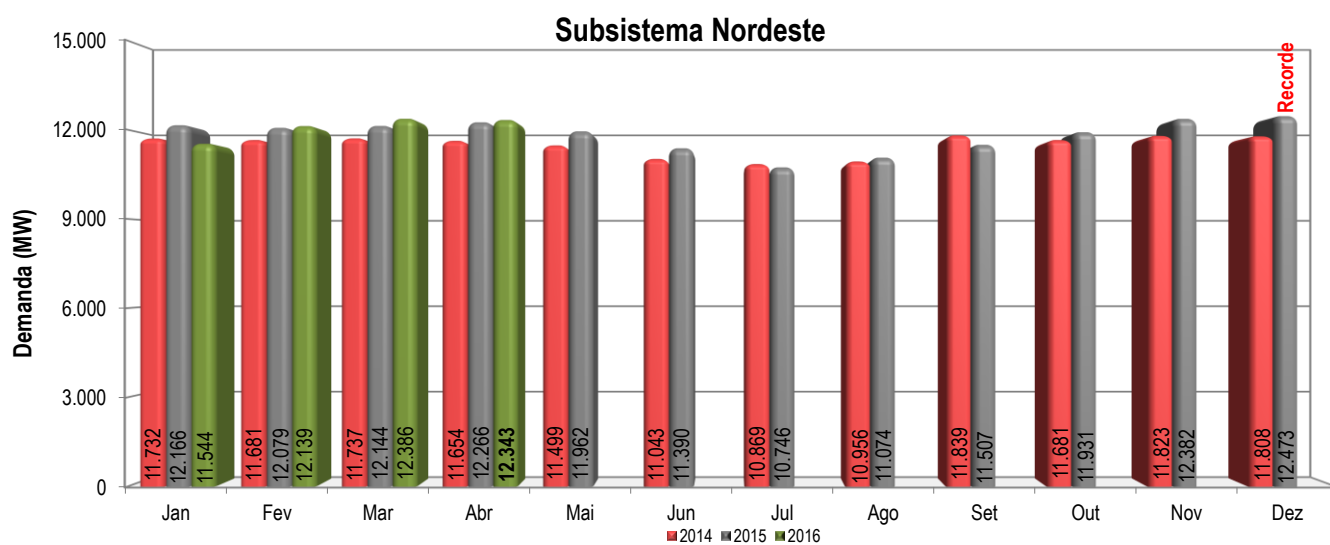


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

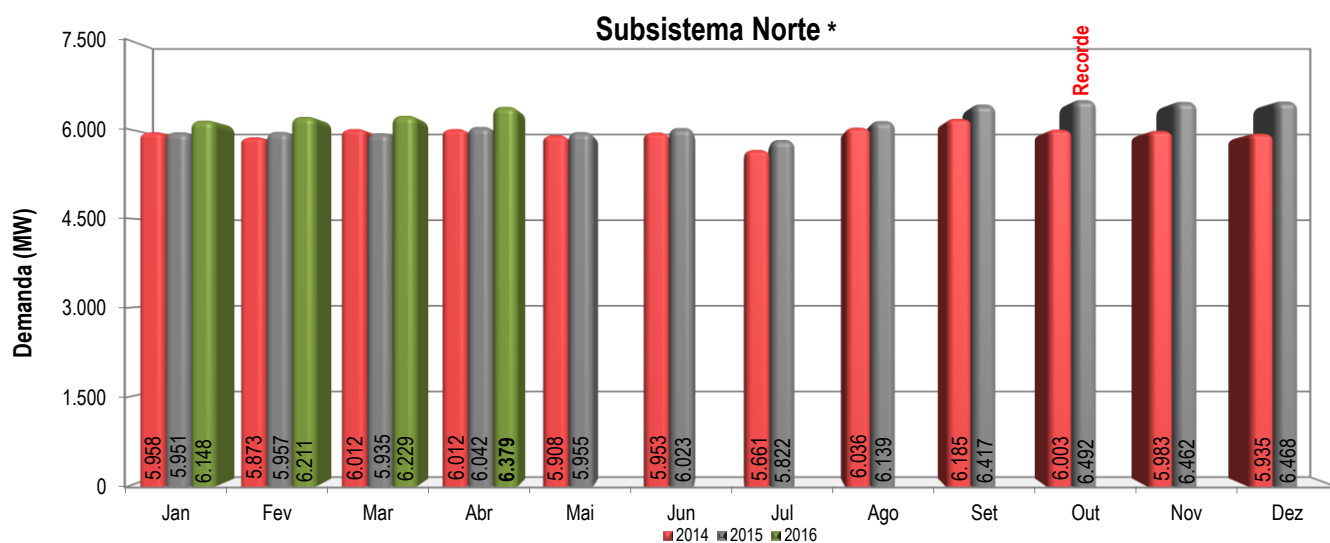


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS

* O aumento da demanda registrada a partir de 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 abril de 2016 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 142.913 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2015, houve um acréscimo de 6.958 MW, sendo 2.629 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.501 MW de fontes térmicas*, 2.820 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	Abr/2015	Abr/2016			Evolução da Capacidade Instalada Abr/2016 - Abr/2015
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	89.811	1.233	92.440	64,7%	2,9%
Térmica	40.296	2.944	41.797	29,2%	3,7%
Gás Natural	12.891	152	12.440	8,7%	-3,5%
Biomassa	12.417	524	13.418	9,4%	8,1%
Petróleo**	9.384	2.213	10.184	7,1%	8,5%
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	5.833	356	8.653	6,1%	48,4%
Solar	15	40	23	0,0%	51,2%
Capacidade Total - Brasil	135.955	4.573	142.913	100,0%	5,1%

*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 reenquadramento 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 02/05/2016 e SFG)

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

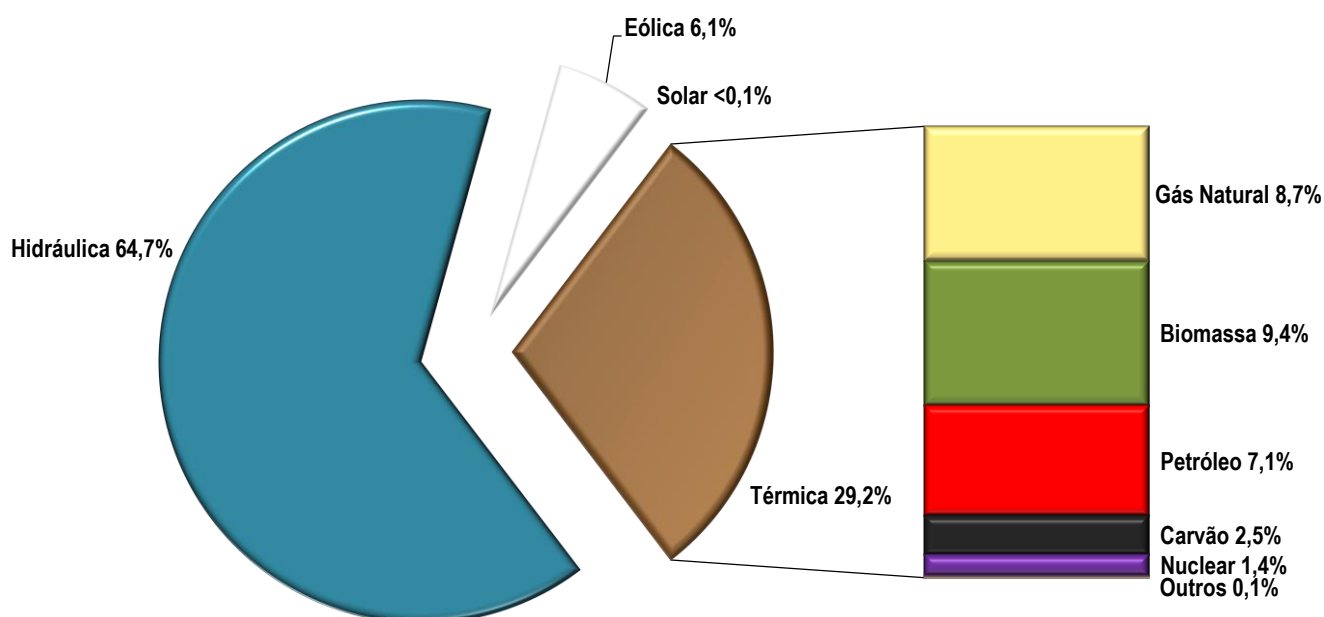


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 02/05/2016 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	54.412	41,9%
345 kV	10.303	7,9%
440 kV	6.748	5,2%
500 kV	42.802	33,0%
600 kV (CC)	12.816	9,9%
750 kV	2.683	2,1%
Total SEB	129.765	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. Neste mês foi acrescentado 37 km referente à LT 230 kV Assis - Paraguaçu Paulista c2 que entrou em operação em janeiro.

Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Instaladas no SEB - Abr/2016

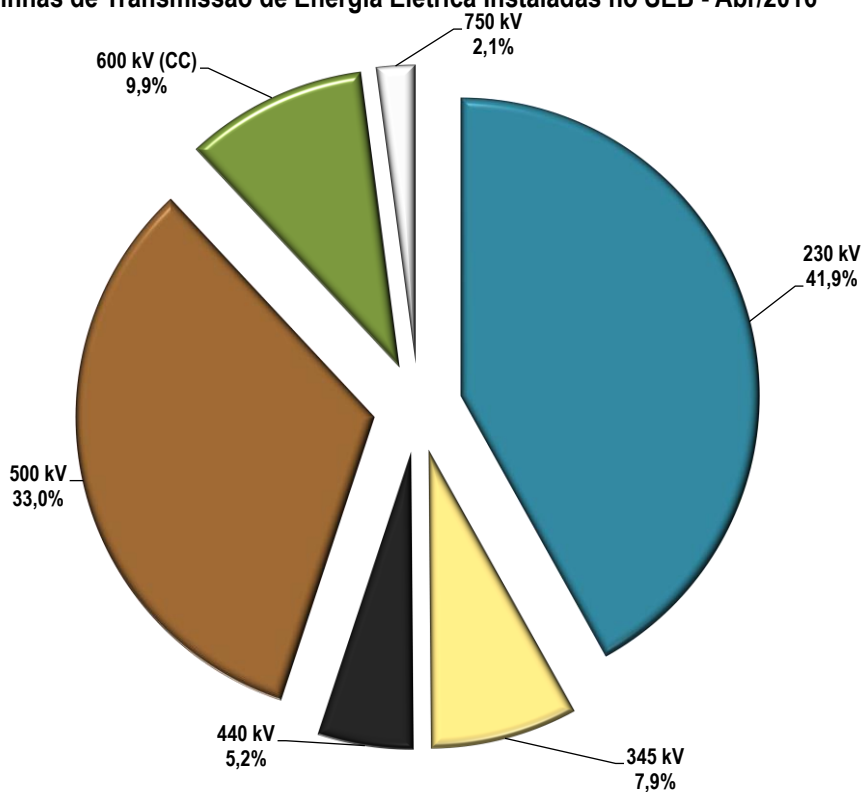


Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.

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 março de 2015 a fevereiro de 2016 atingiu 537.690 GWh. No mês de fevereiro de 2016, a geração hidráulica correspondeu a 78,7% do total gerado no país, 2,2 p.p. superior ao verificado no mês anterior, e a participação da produção eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil aumentou 1,1 p.p.. A participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, reduziu 3,3 p.p. entre janeiro e fevereiro de 2016, com destaque para as variações de -2,0 p.p. de geração a gás e -1,0 p.p. de geração a petróleo.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Fevereiro/2016

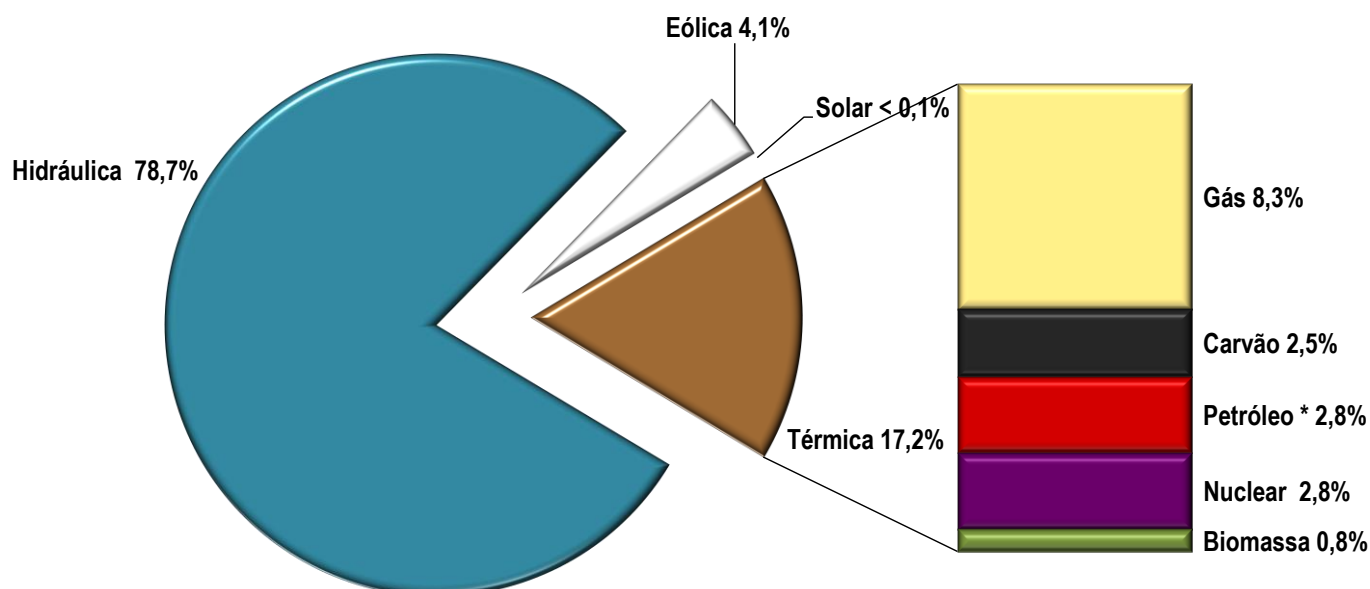


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até fevereiro 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		
	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
Hidráulica	35.694	2,6%	13,9%	379.868	378.107	-0,5%
Térmica	7.565	-16,8%	-25,7%	142.571	133.342	-6,5%
Gás	3.752	-20,2%	-26,6%	64.127	61.327	-4,4%
Carvão	1.120	0,4%	-11,3%	15.668	15.216	-2,9%
Petróleo *	1.049	-29,6%	-55,5%	27.523	20.364	-26,0%
Nuclear	1.279	-6,7%	21,5%	13.955	13.807	-1,1%
Biomassa	366	-12,1%	-7,0%	21.297	22.629	6,3%
Eólica	1.849	37,5%	53,7%	13.504	21.723	60,9%
Solar	2,51	12,0%	-	8,59	21,62	151,8%
TOTAL	45.110	-0,3%	5,6%	535.952	533.193	-0,5%

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

** Os valores de produção incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade. Dados contabilizados até fevereiro 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		
	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
Hidráulica	1	6,5%	-99,2%	1.960	467	-76,2%
Térmica	222	-6,5%	-71,4%	10.598	4.029	-62,0%
Gás	4	-8,1%	-98,9%	4.658	871	-81,3%
Petróleo *	218	-6,5%	-45,1%	5.940	3.159	-46,8%
TOTAL	223	-6,5%	-75,5%	12.558	4.496	-64,2%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até fevereiro 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 fevereiro de 2016, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 13,0 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 32,7%, com total de 2.085,3 MWmédios de geração verificada no mês. Todavia, em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve redução de 2,2 p.p. no fator de capacidade da região Nordeste em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 38,0%.

O fator de capacidade das usinas do Sul, por sua vez, reduziu 8,6 p.p. em relação a janeiro de 2016, e atingiu 24,0%, com total de geração verificada no mês de 424,3 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 2,7 p.p. no fator de capacidade da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 29,3%.

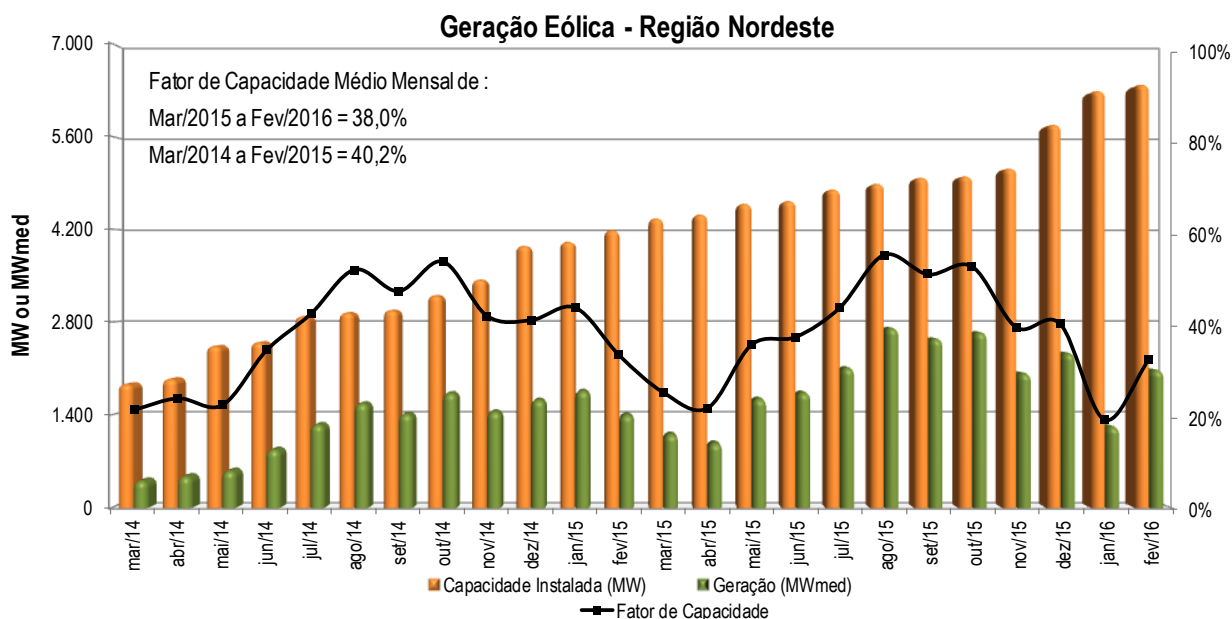


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até fevereiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

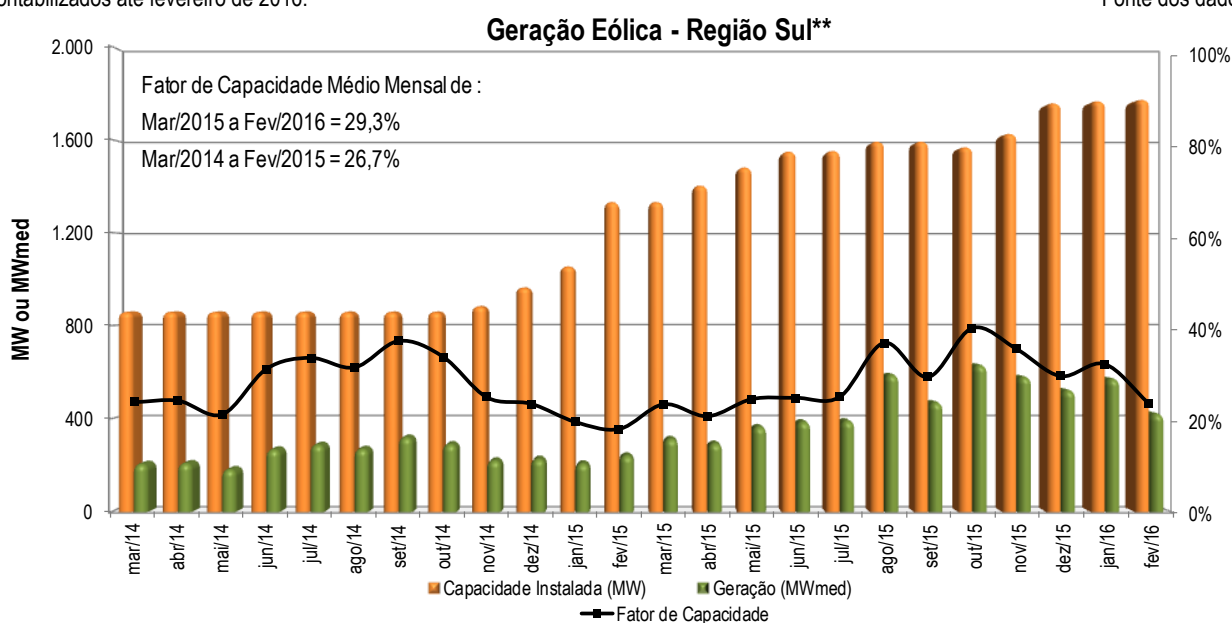


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até fevereiro 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 fevereiro de 2016, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos CER, totalizou 1.994,0 MWmédios, dos quais foram entregues 56,5%, ou 1.126,4 MWmédios.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de fevereiro de 2016 correspondeu a 60,3% da geração esperada desta fonte comprometida para o CER** para o mês. A geração a biomassa verificada atingiu 21,5% 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.

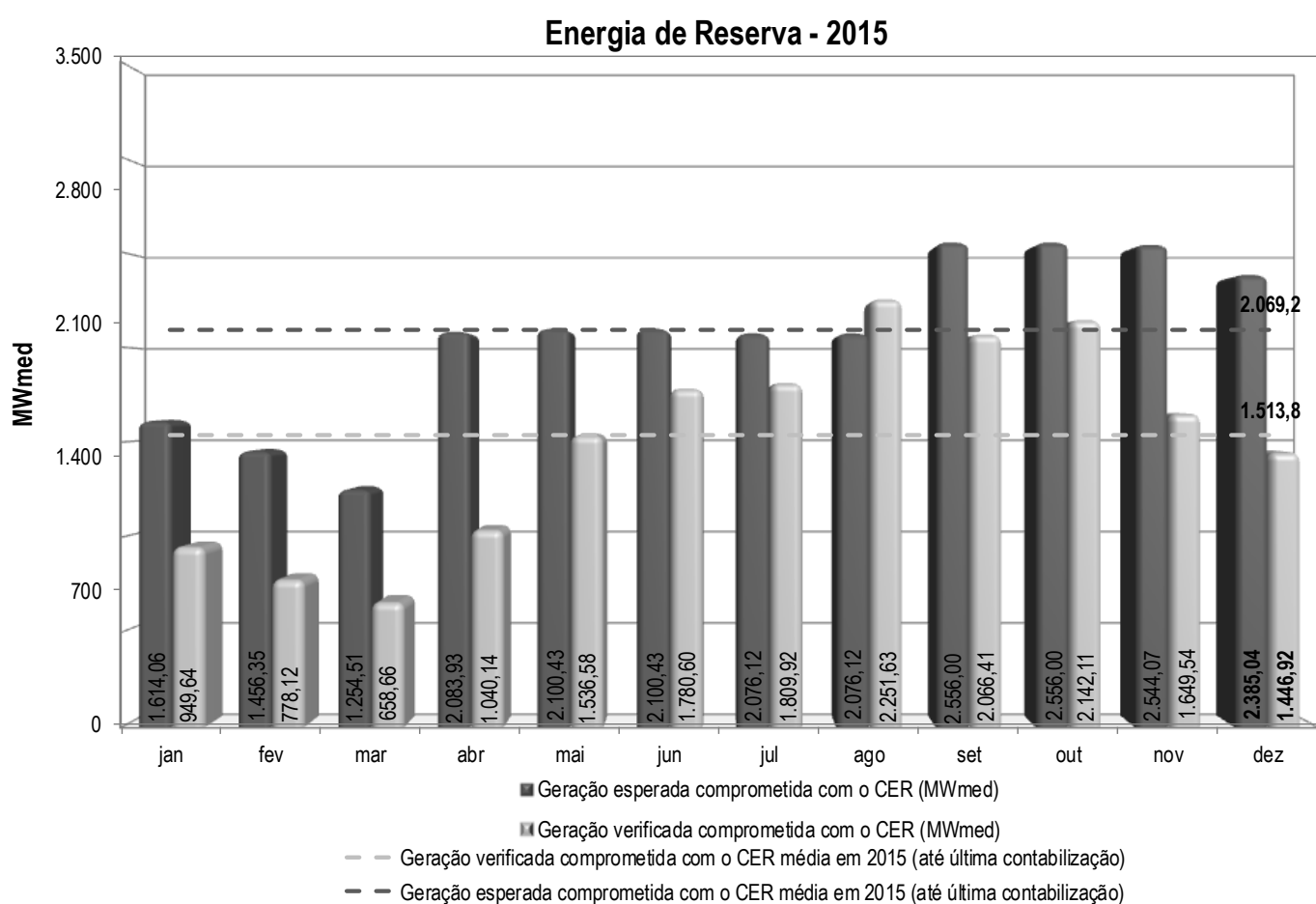


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.

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.

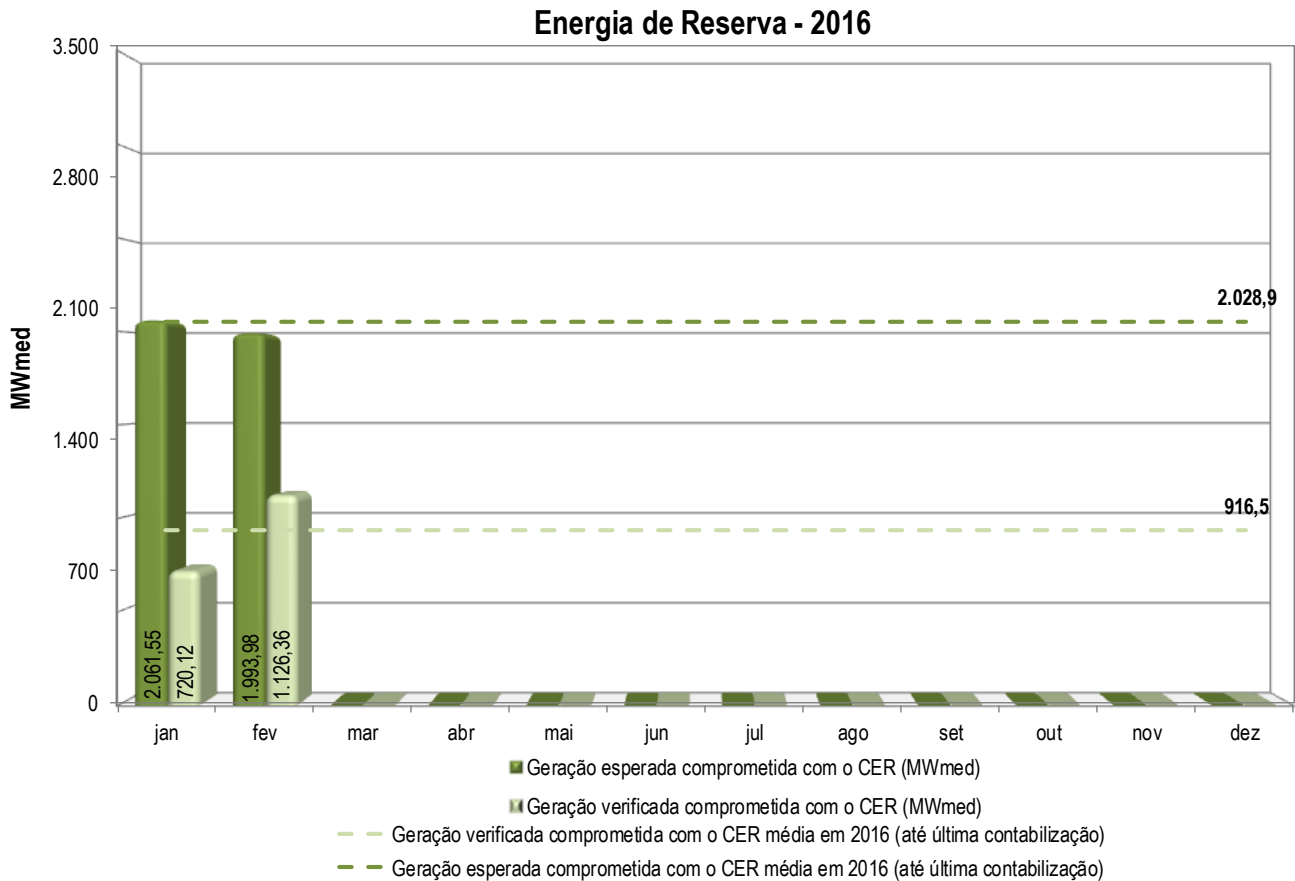


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2016.

Dados contabilizados até fevereiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

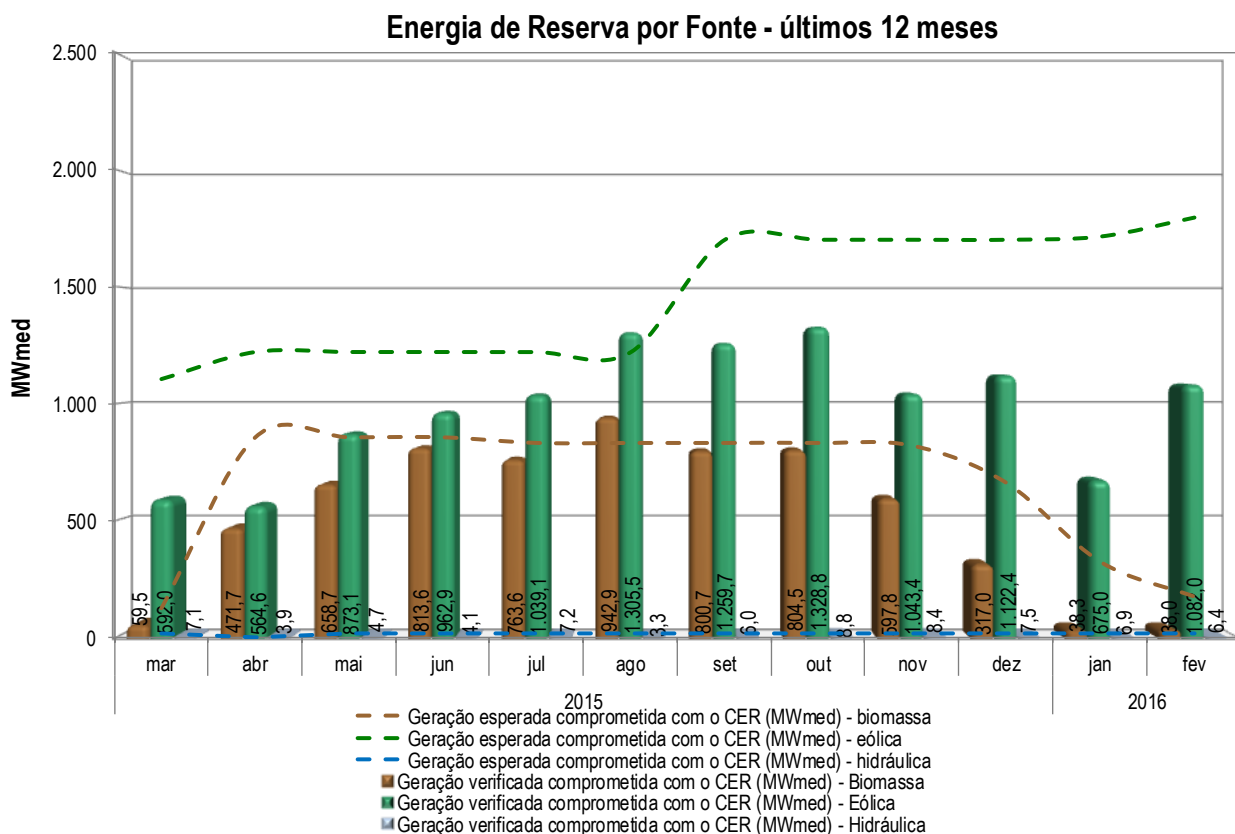


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até fevereiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

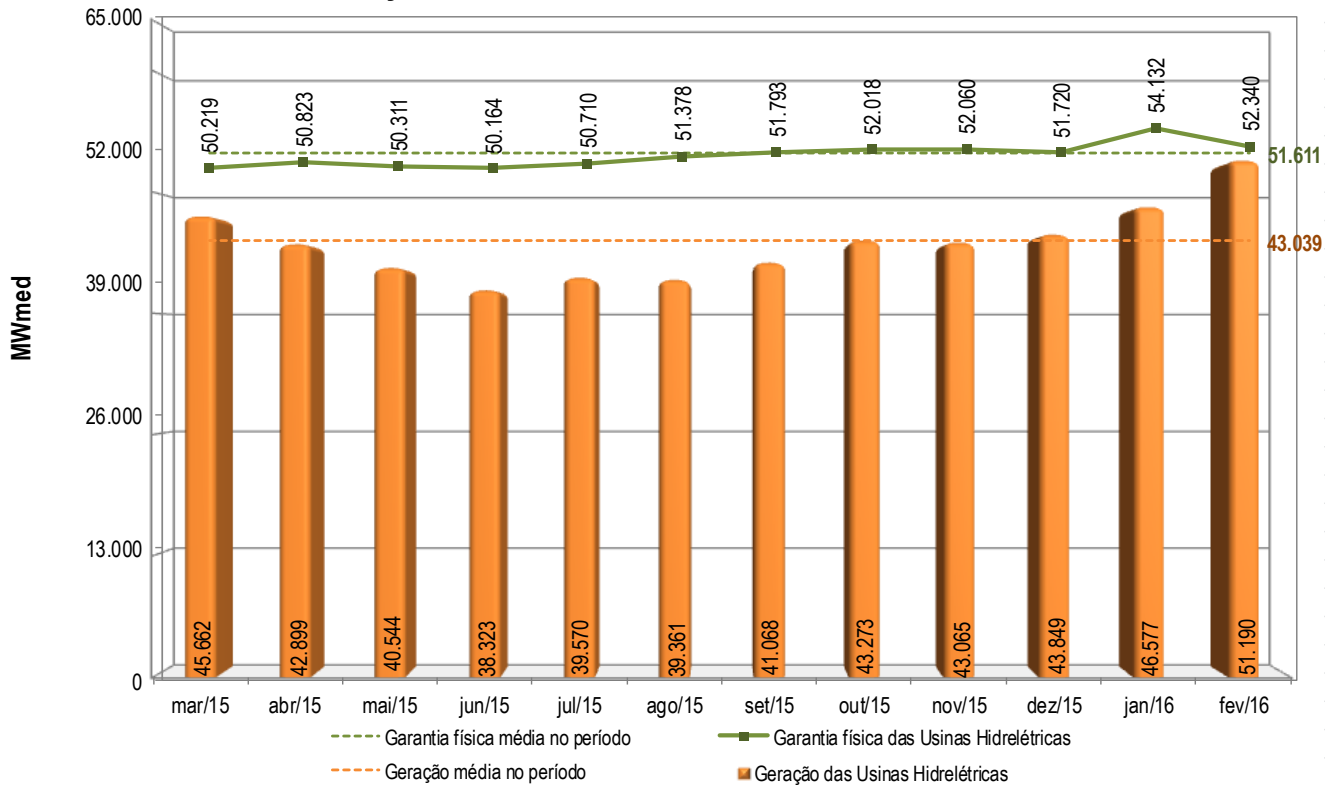


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até fevereiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas **

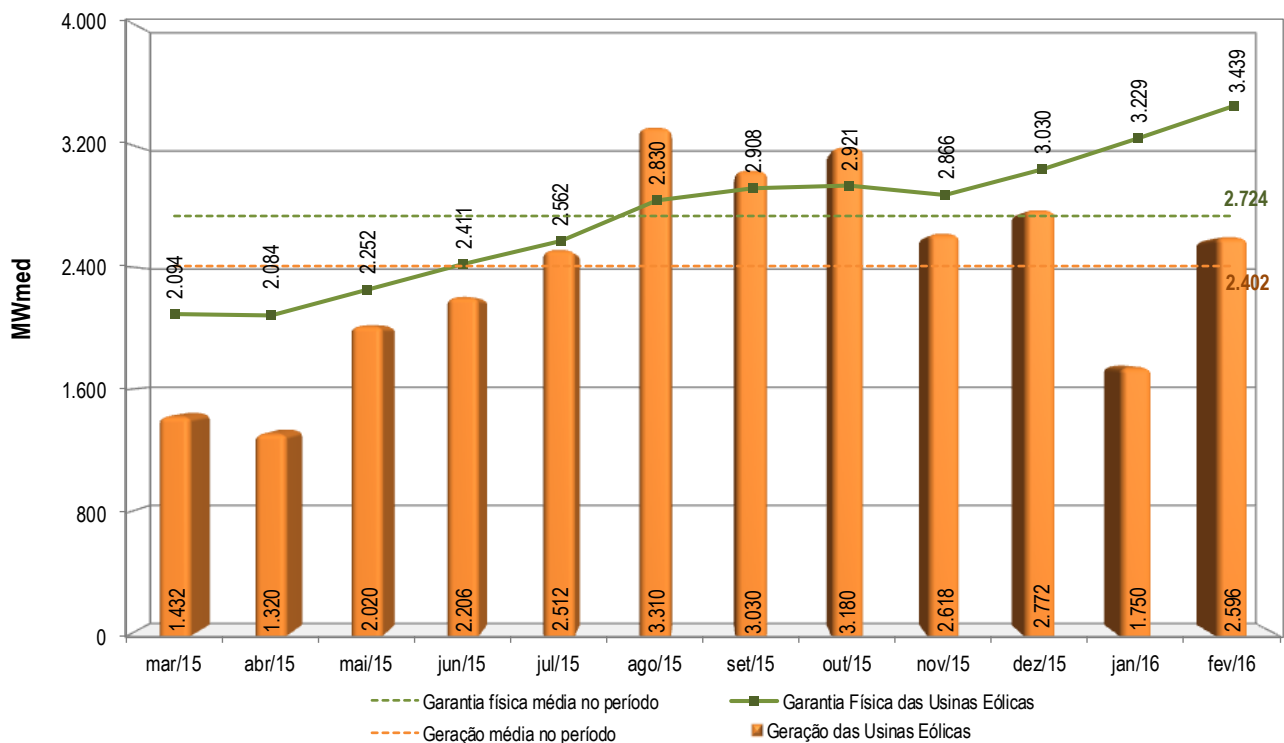


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até fevereiro 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

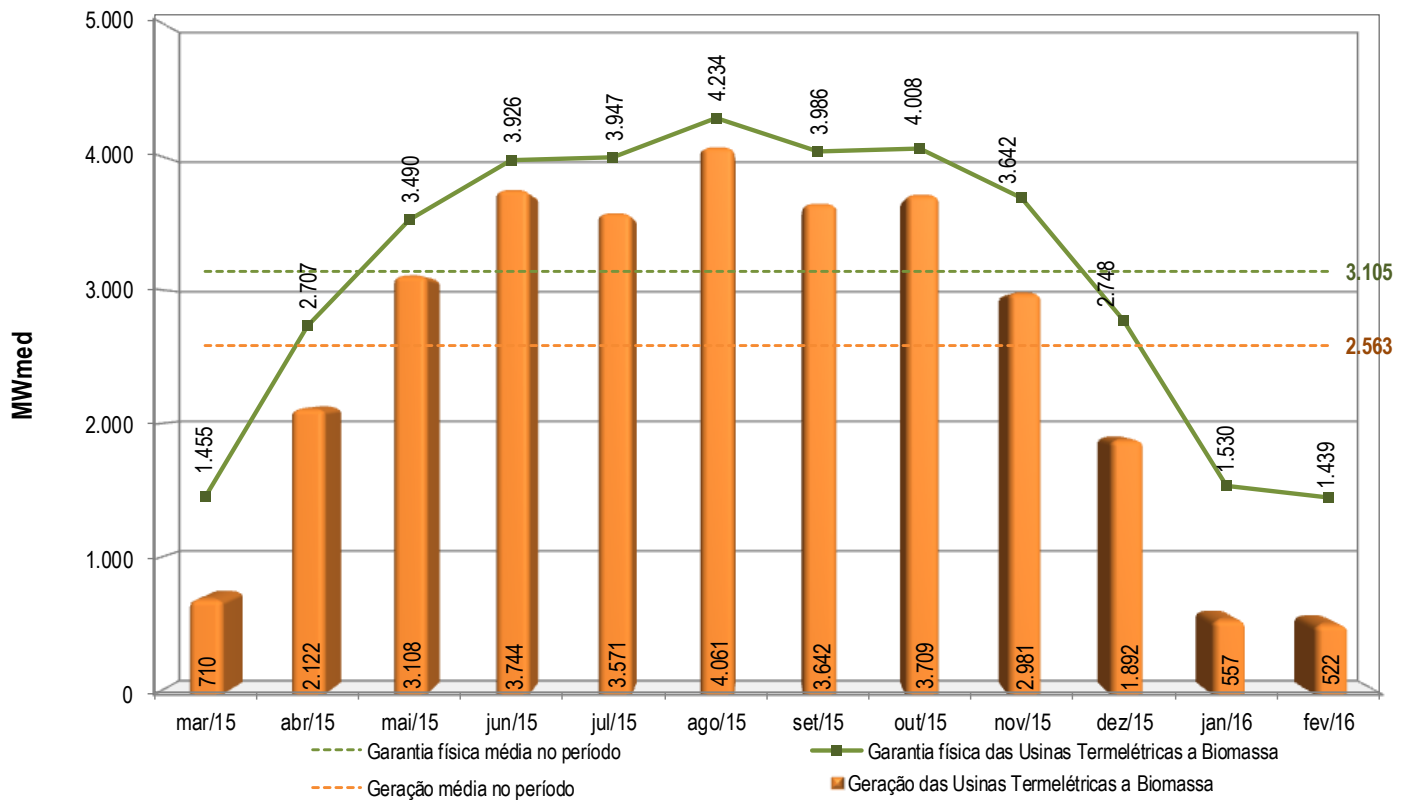


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até fevereiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo *

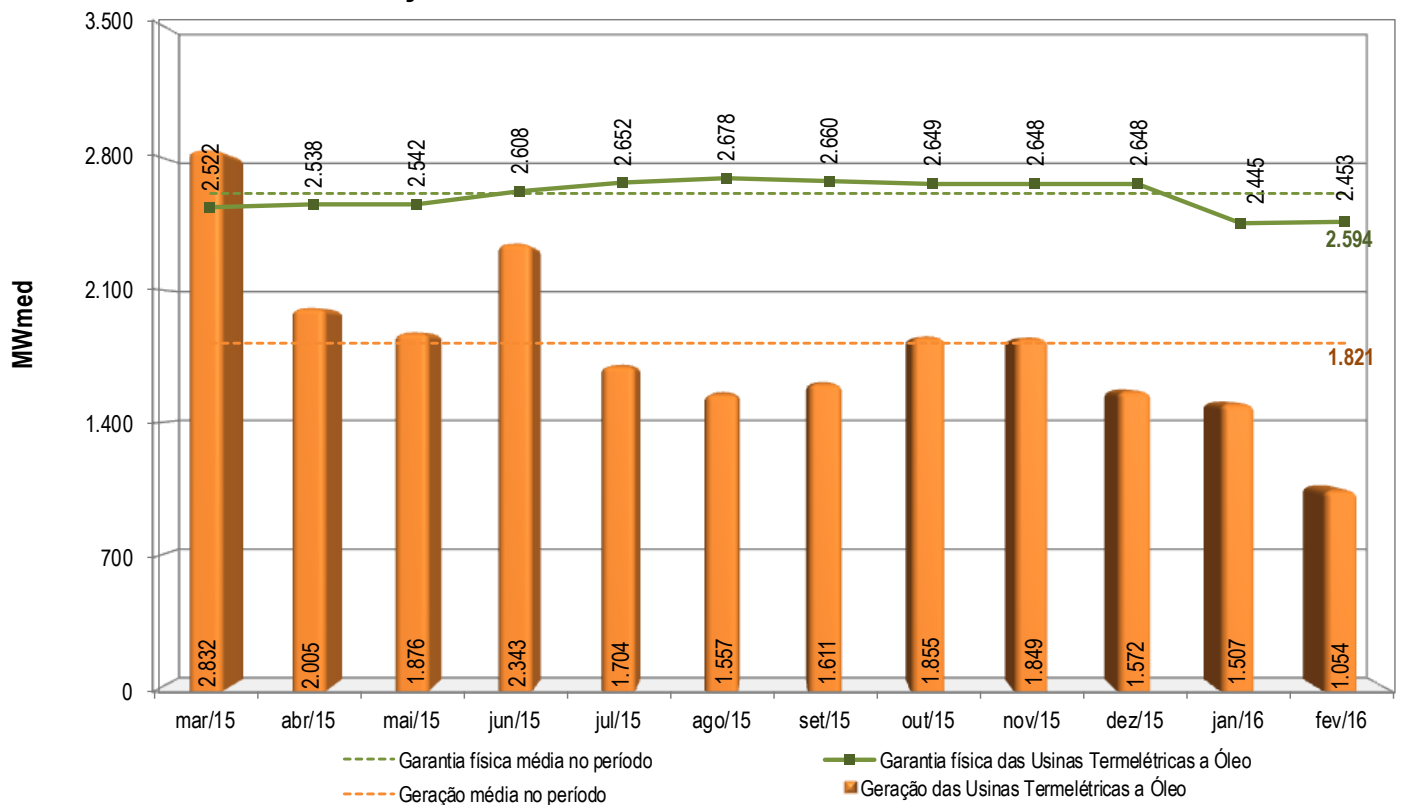


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até fevereiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

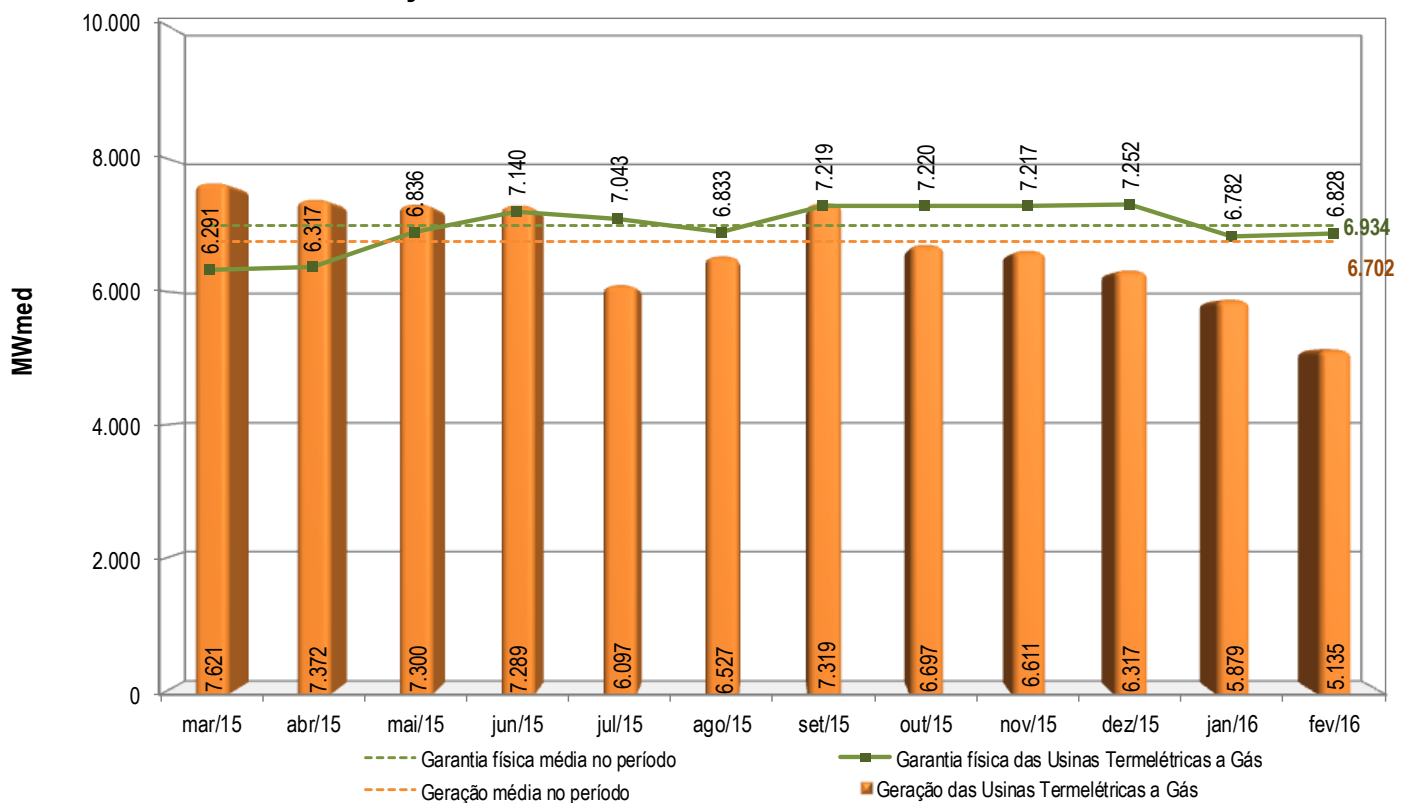


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até fevereiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

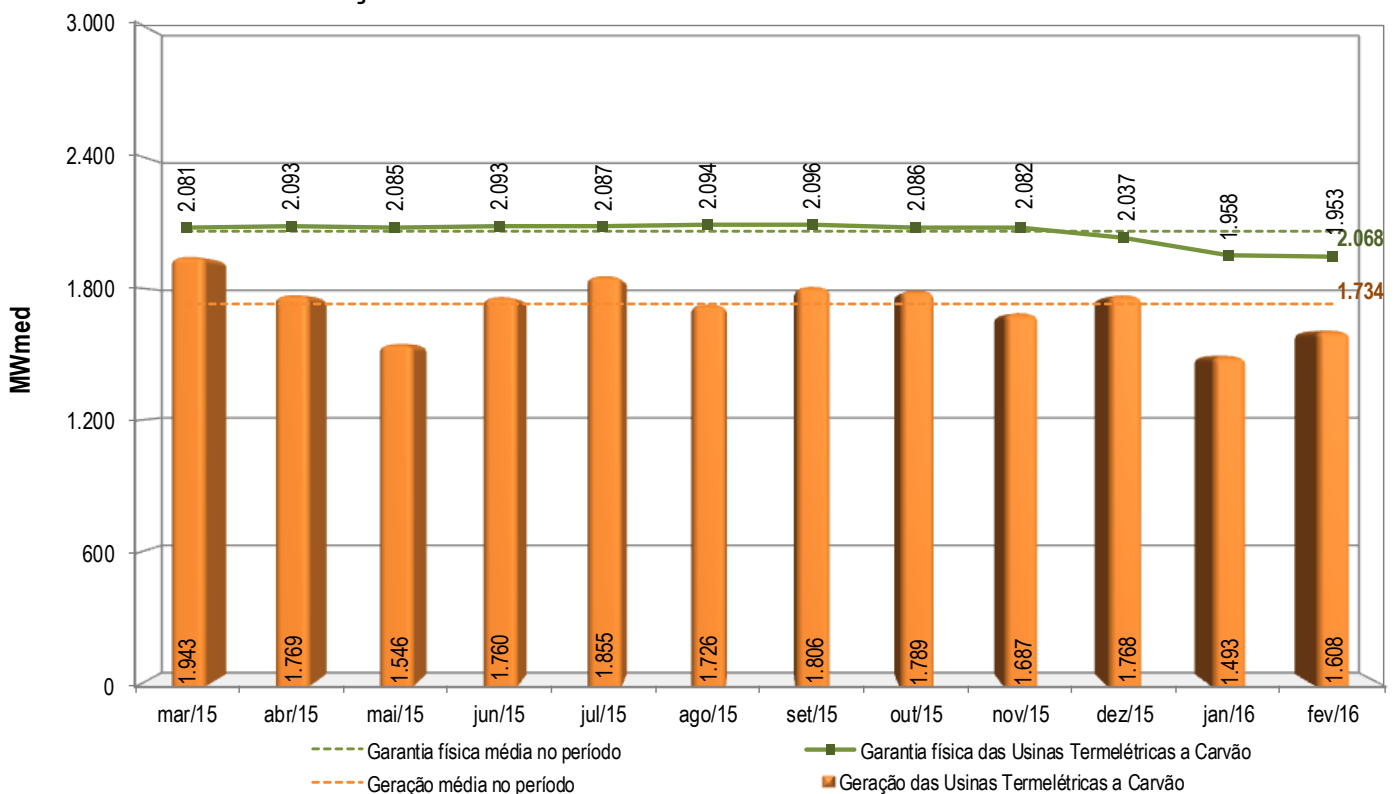


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até fevereiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

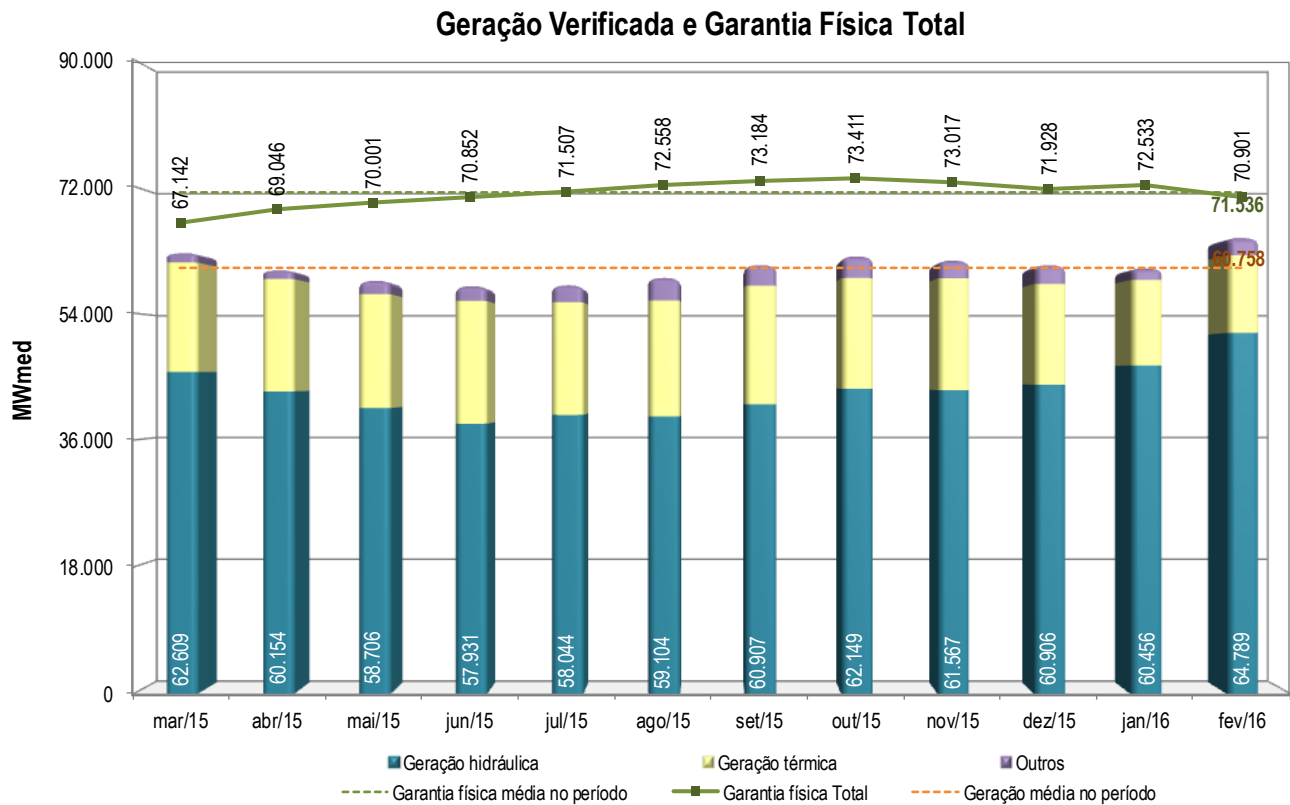


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até fevereiro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO*

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

No mês de abril foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 1.077,43 MW de geração:

- UEE Assuruá II - UGs: 1 a 15, total de 30 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031343-2.01 ;
- UEE Assuruá V - UGs: 1 a 10, total de 20 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031341-6.01 ;
- UEE Assuruá VII - UGs: 1 a 9, total de 18 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031356-4.01 ;
- UEE Damascena - UGs: 1 a 15, total de 30 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031338-6.01 ;
- UEE Itarema I - UGs: 1 a 9, total de 27 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.031485-4.01 ;
- UEE Itarema II - UGs: 8 e 9, total de 6 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.031483-8.01 ;
- UEE Itarema III - UGs: 1 a 5, total de 15 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.031484-6.01 ;
- UEE Ventos De Guarás I - UGs: 1 a 7, total de 30 MW, na Bahia. CEG: EOL.CV.BA.031563-0.01 ;
- UEE Verace 35 - UG: 7, de 1,79 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: EOL.CV.RS.031539-7.01 ;
- UHE Belo Monte - UGs: 1 – Sítio Pimental., total de 38,85 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.030354-2.01 ;
- UHE Belo Monte - UG: 1, de 611,11 MW, no Pará. CEG: UHE.PH.PA.030354-2.01 ;
- UHE Santo Antônio - UGs: 39, total de 73,29 MW, em Rondônia. CEG: UHE.PH.RO.029707-0.01 ;
- UHE Santo Antônio - UGs: 41, total de 73,29 MW, em Rondônia. CEG: UHE.PH.RO.029707-0.01 ;
- UTE Araguaia - UGs: 1 a 22, total de 23,1 MW, no Mato Grosso. CEG: UTE.PE.MT.035090-7.01 ;
- UTE Delta - UG: 3, de 70 MW, em Minas Gerais. CEG: UTE.AI.MG.028219-7.01 ;
- UTE Destilaria Melhoramentos - UG: 3, de 10 MW, no Paraná. CEG: UTE.AI.PR.028074-7.01 ;

* Nesta seção estão incluídos todos os empreendimentos de geração cuja entrada em operação comercial foi autorizada por meio de Despacho da ANEEL, para os ambientes de contratação regulada (ACR) e livre (ACL).



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

Fonte	Realizado em Abr/2016 (MW)	Acumulado em 2016 (MW)
Eólica	177,790	1.142,590
Hidráulica	796,540	1.413,771
PCH + CGH	0,000	20,301
UHE	796,540	1.393,470
Solar	0,000	0,000
Fotovoltaica	0,000	0,000
Térmica	103,100	202,600
Biomassa	80,000	179,500
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	0,000
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000
Petróleo	23,100	23,100
TOTAL	1.077,430	2.758,961

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

** Foram revisados os valores de expansão da geração acumulada de 2016, em função de identificação de regularizações de usinas.

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	1.370,520	2.199,800	3.816,954
Hidráulica	3.740,218	4.904,060	5.194,440
PCH + CGH	65,218	296,030	217,590
UHE	3.675,000	4.608,030	4.976,850
Solar	0,000	1.053,802	929,340
Fotovoltaica	0,000	1.053,802	929,340
Térmica	997,900	386,973	512,998
Biomassa	100,000	147,300	512,998
Carvão	0,000	0,000	0,000
Gás Natural	897,900	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	6.108,638	8.544,635	10.453,732

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 20/04/2016, 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 abril, houve expansão de 15,0 km em linhas de transmissão do SIN:

- Seccionamento da LT 440 kV Araras / Santo Ângelo na SE Replan, com 15 km de extensão, da CTEEP, no Estado de São Paulo.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Abr/16 (km)	Acumulado em 2016 (km)
230	0,0	312,1
345	0,0	0,0
440	15,0	15,0
500	0,0	180,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
TOTAL	15,0	507,1

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

** O MME, por meio da SEE/DMSE, monitora os empreendimentos de transmissão autorizados e leiloados pela ANEEL. Neste mês foi acrescentado 37 km referente à LT 230 kV Assis - Paraguaçu Paulista C2 que entrou em operação em janeiro/2016.

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

No mês de abril, foram incorporados ao SIN 4 novos transformadores, num total de 1.000,0 MVA:

- TR3 500/230 kV – 600 MVA, na Milagres (Chesf), na Bahia;
- TR1 230/69 kV – 150 MVA, na SE Mirueira II (Chesf), em Pernambuco;
- TR8 230/138 kV – 150 MVA, na SE Biguaçu (Eletrosul), em Santa Catarina;
- TR2 230/69 kV – 100 MVA, na SE Polo (Chesf), na Bahia.

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

	Realizado em Abr/16 (MVA)	Acumulado em 2016 (MVA)
TOTAL	1.000,0	5.190,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

* O MME, por meio da SEE/DMSE, monitora os empreendimentos de transmissão autorizados e leiloados pela ANEEL. Neste mês foram acrescentados 350 MVA que entraram em operação em janeiro/2016 referentes aos TR 01 e 02 de 230 / 69 kV - 150 MVA cada, da SE Miramar, e ao TR05 230 / 69 kV - 50 MVA, da SE São Borja 2.



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	149,3	0,0	0,0
230	1.873,5	1.751,0	1.395,7
345	14,0	43,4	0,0
440	20,0	0,0	0,0
500	6.154,8	2.491,5	3.409,4
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800	0,0	0,0	4.184,0
TOTAL	8.211,6	4.285,9	8.989,1

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	14.239,5	19.325,9	18.819,0

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 19/04/2016, 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 abril de 2016, houve contribuição de aproximadamente 10.300 MWh médios de produção térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, valor cerca de 650 MWh médios superior 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 abril, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, foi registrado entre os dias 2 e 8 no subsistema Nordeste, no valor de R\$ 291,16 / MWh. Já o valor mínimo, igual a R\$ 29,15 / MWh, foi atingido no primeiro dia do mês nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte. Destaca-se que a redução significativa do CMO do Nordeste verificada a partir do dia 30 de abril foi decorrente principalmente da atualização no PMO de maio da metodologia utilizada para a estimativa dos montantes das usinas não simuladas individualmente, conforme proposta apresentada pelo ONS e acolhida pela ANEEL, que correspondeu ao aprimoramento da Resolução ANEEL nº 440/2011, que dispõe sobre o tema.

Além disso, em abril, 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 abril atingiu valor da ordem de 2.480 MWh médios, ante aos 2.293 MWh médios verificados no mês anterior. Já a geração térmica por restrição elétrica atingiu cerca de 490 MWh médios em abril, ante aos cerca de 810 MWh médios verificados em março 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 abril, foram desligadas diversas usinas térmicas com CVU superior a R\$211/MWh despachadas por garantia de suprimento energético (GE).

10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste*

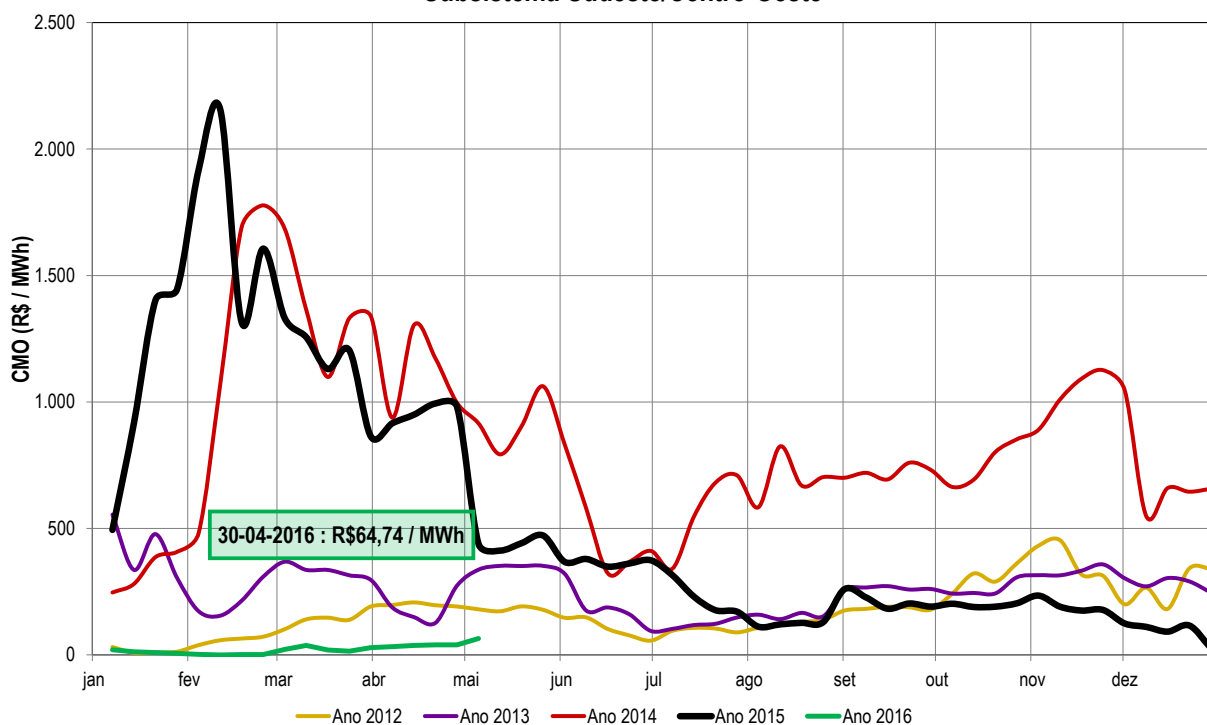


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

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

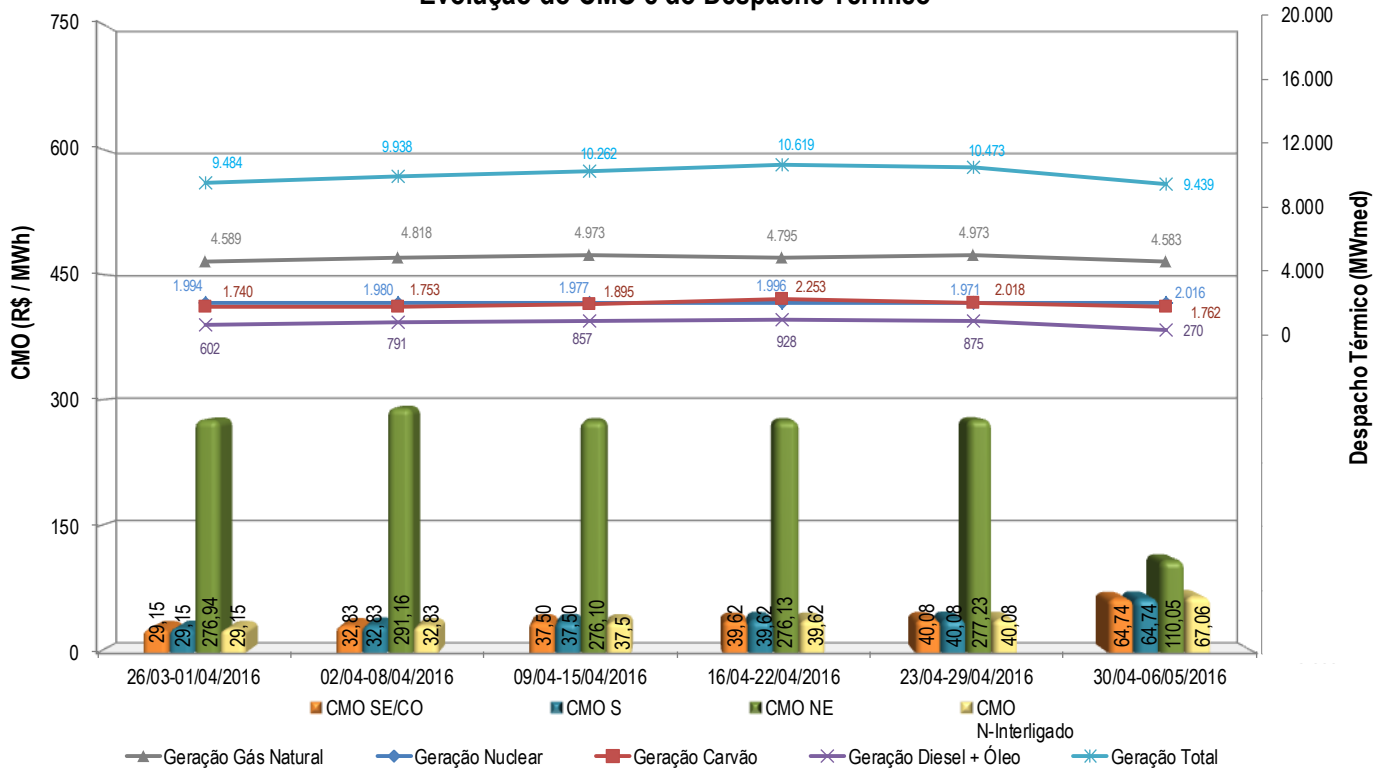


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

11. ENCARGOS SETORIAIS*

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em fevereiro de 2016 foi de R\$ 682,3 milhões, montante 13,3% inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 787,3 milhões). O valor do mês de fevereiro de 2016 é composto por R\$ 180,8 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\$ 10,7 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\$ 490,8 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 a 72% do total do ESS de fevereiro de 2016.

No mês de março, o ESS foi de R\$ 310,4 milhões, o que corresponde a 45,5% do verificado no mês anterior. Este valor foi composto da seguinte forma: R\$ 163,3 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação; R\$ 6,0 milhões referentes ao encargo Serviços Ancilares; e R\$ 141,2 milhões referentes ao encargo de Segurança Energética. O encargo de Segurança Energética correspondeu a 45% do total do ESS de março de 2016.

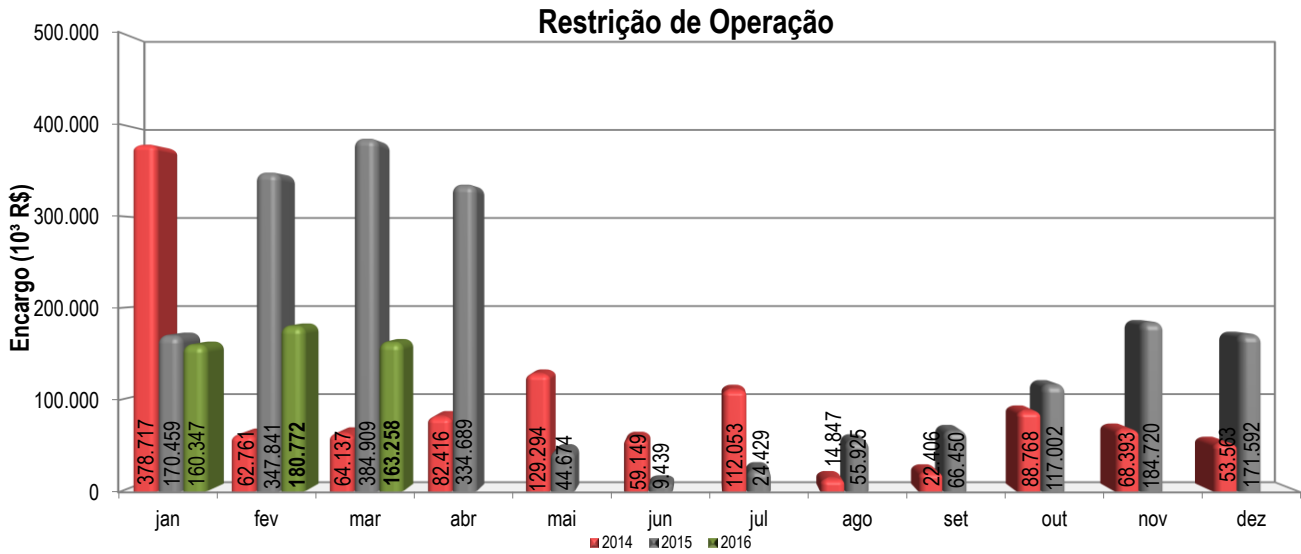


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até março de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

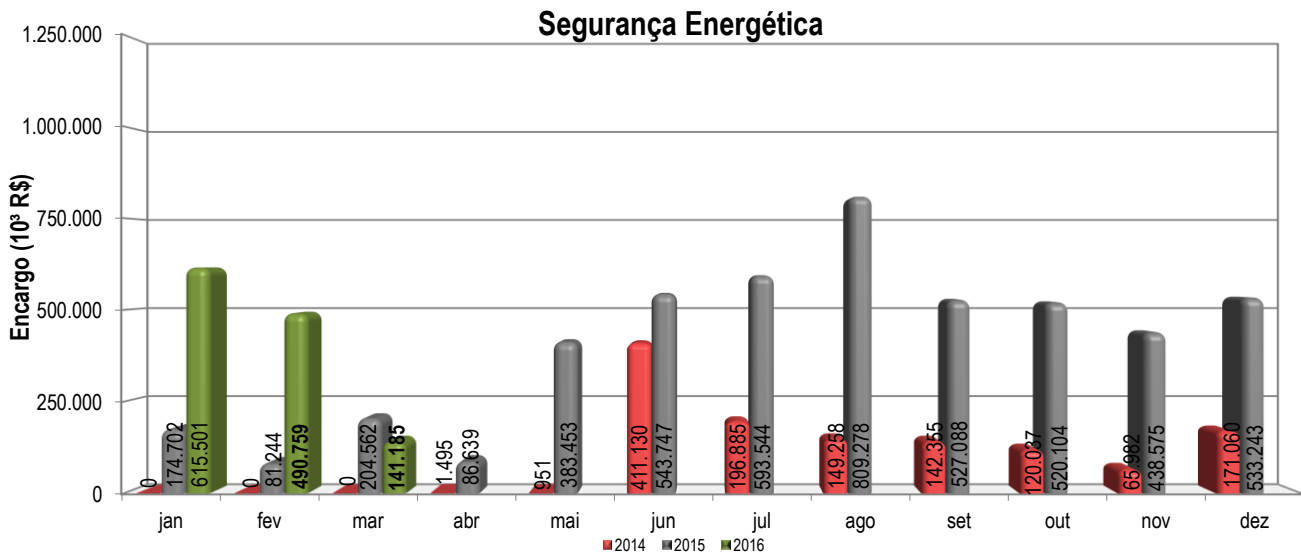


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até março de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

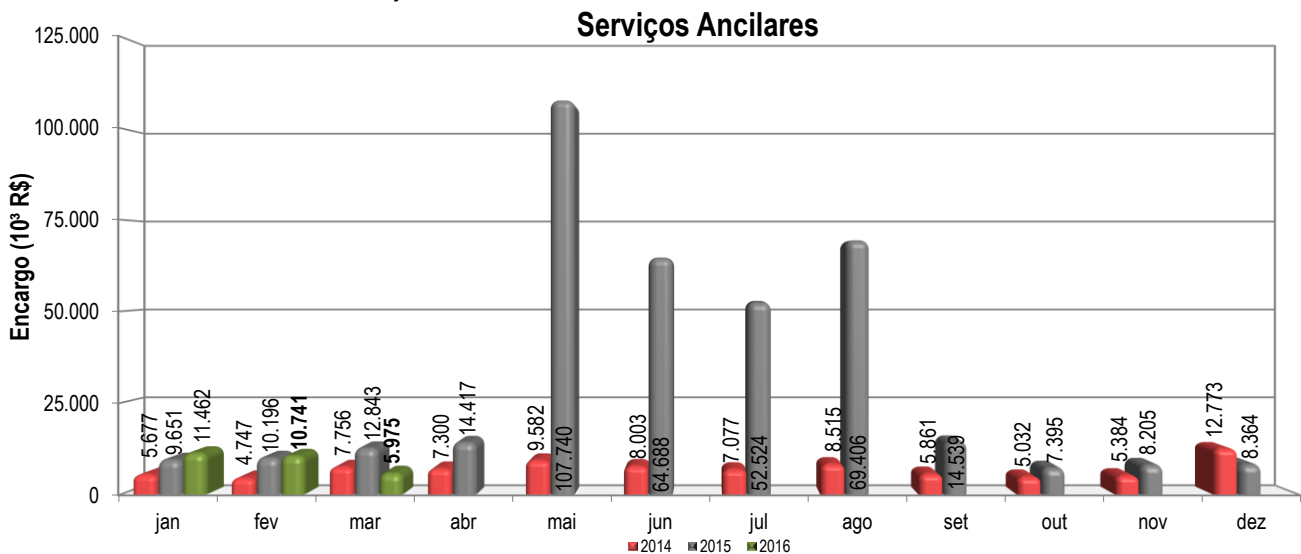


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até março de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de abril de 2016, tanto a quantidade de ocorrências quanto o montante foram inferiores ao mesmo mês de 2015. Destacam-se algumas ocorrências relevantes:

- **Dia 10 de abril, às 14h03min:** Desligamento automático da SE Porto Velho (Eletronorte) e das subestações Abunã (Eletronorte) e Rio Branco (Eletronorte), por configuração. Houve interrupção de **290 MW** de cargas, sendo 171 MW da Eletrobras Distribuição Rondônia, em Rondônia, e **119 MW** da Eletrobras Distribuição Acre, no Acre. Causa: Atuação acidental da proteção diferencial de barras da SE Porto Velho durante manobras na LT 230 kV Coletora Porto Velho - Porto Velho C1;
- **Dia 24 de abril, às 16h38min:** Desligamento automático da subestação 230 kV Funil (Chesf), desenergizando as subestações Itapebi (Chesf) e Eunápolis (Chesf), por configuração, e da UHE Itapebi (Neoenergia) com rejeição de 99 MW de geração. Houve interrupção de **304 MW** de cargas da Coelba, na Bahia. Causa: Atuação acidental da proteção contra falha do disjuntor do terminal de Funil da LT 230 kV Funil - Sapeaçu, coincidente com a intervenção;

Também houve uma ocorrência com interrupção total das cargas do sistema Boa Vista, em Roraima:

- **Dia 17 de abril, às 04h12min:** Desligamento automático da SE 230/69 kV Boa Vista (Eletronorte) e do Compensador Estático - CE da SE Boa Vista (Transnorte). Houve interrupção total das cargas de Boa Vista, em montante de **151 MW**. Causa: Desligamento dos transformadores da SE Boa Vista devido a afundamento de tensão após desligamento do CE ocasionado por atuação indevida da proteção do filtro de 5º harmônico após desligamento automático da LT 440 kV Macágua – Las Claritas (Corpoelec) por causa a ser identificada.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

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

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2016	2015
SIN**	0	0	3.066	0									3.066	5.487
S	606	0	0	0									606	1.916
SE/CO	677	722	1.070	210									2.679	7.066
NE	506	0	0	304									810	4.688
N-Int	1.695	258	590	477									3.020	7.911
TOTAL	3.484	980	4.726	991	0	0	0	0	0	0	0	0	10.181	27.068

Fonte dos dados: ONS.

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2016	2015
SIN**	0	0	1	0									1	2
S	1	0	0	0									1	9
SE/CO	3	4	4	1									12	24
NE	1	0	0	1									2	14
N-Int	1	1	2	2									6	32
TOTAL	6	5	7	4	0	0	0	0	0	0	0	0	22	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

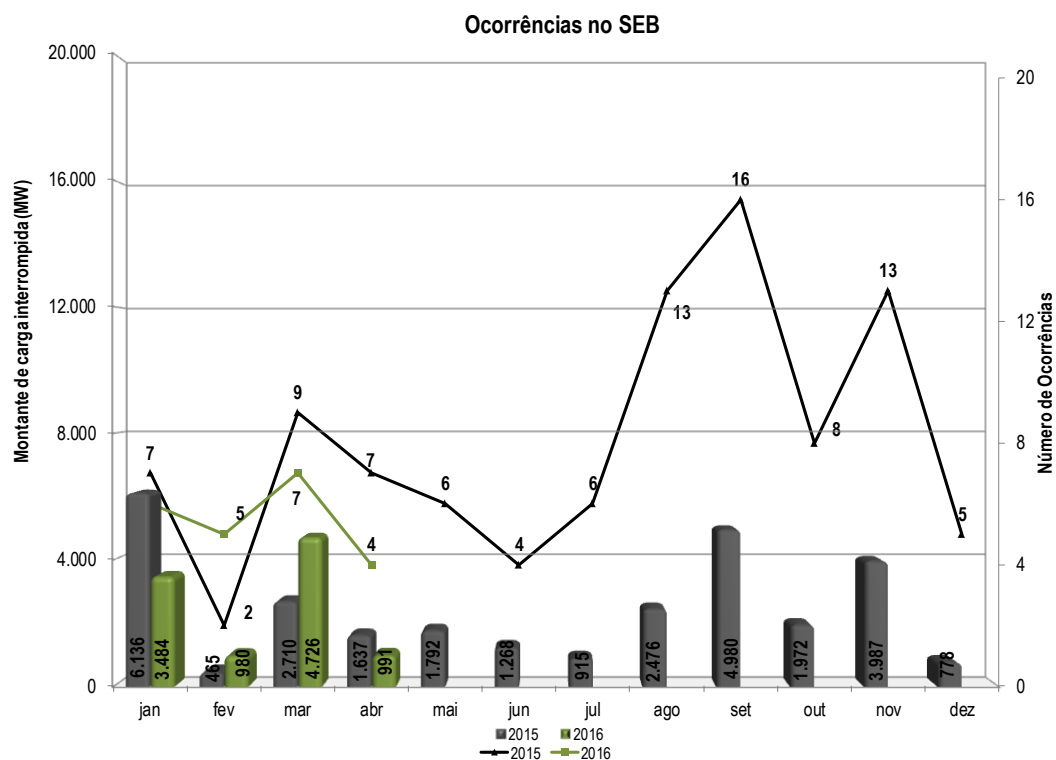


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

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	1,43										4,86	13,29
S	1,31	1,42	1,21										3,94	11,79
SE	1,31	1,51	1,09										3,91	9,31
CO	2,40	2,32	1,82										6,54	15,94
NE	2,27	1,45	1,41										5,12	15,75
N	3,36	3,48	4,05										10,88	32,32

Dados contabilizados até março 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	0,78										2,49	10,31
S	0,84	0,89	0,73										2,46	9,51
SE	0,61	0,67	0,57										1,85	7,25
CO	1,43	1,47	1,16										4,06	13,41
NE	0,81	0,62	0,70										2,12	10,57
N	2,20	2,17	2,42										6,79	29,58

Dados contabilizados até março 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.

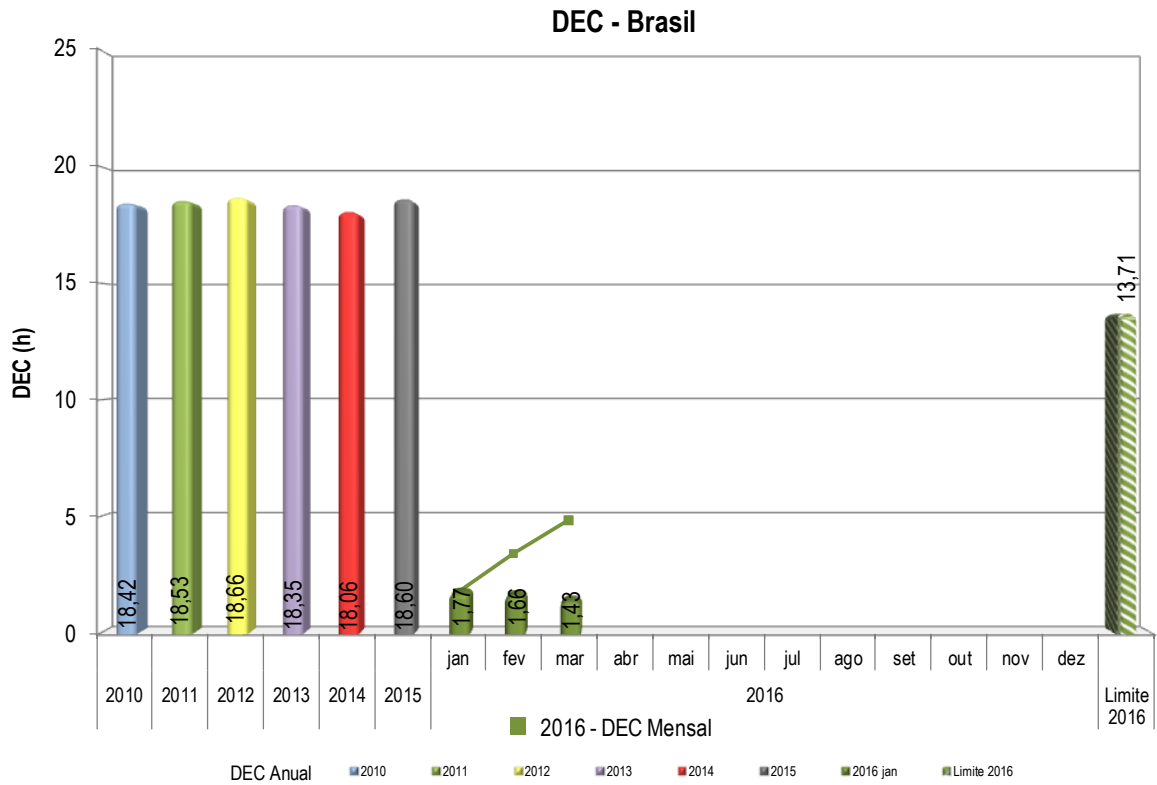


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte dos dados: ANEEL

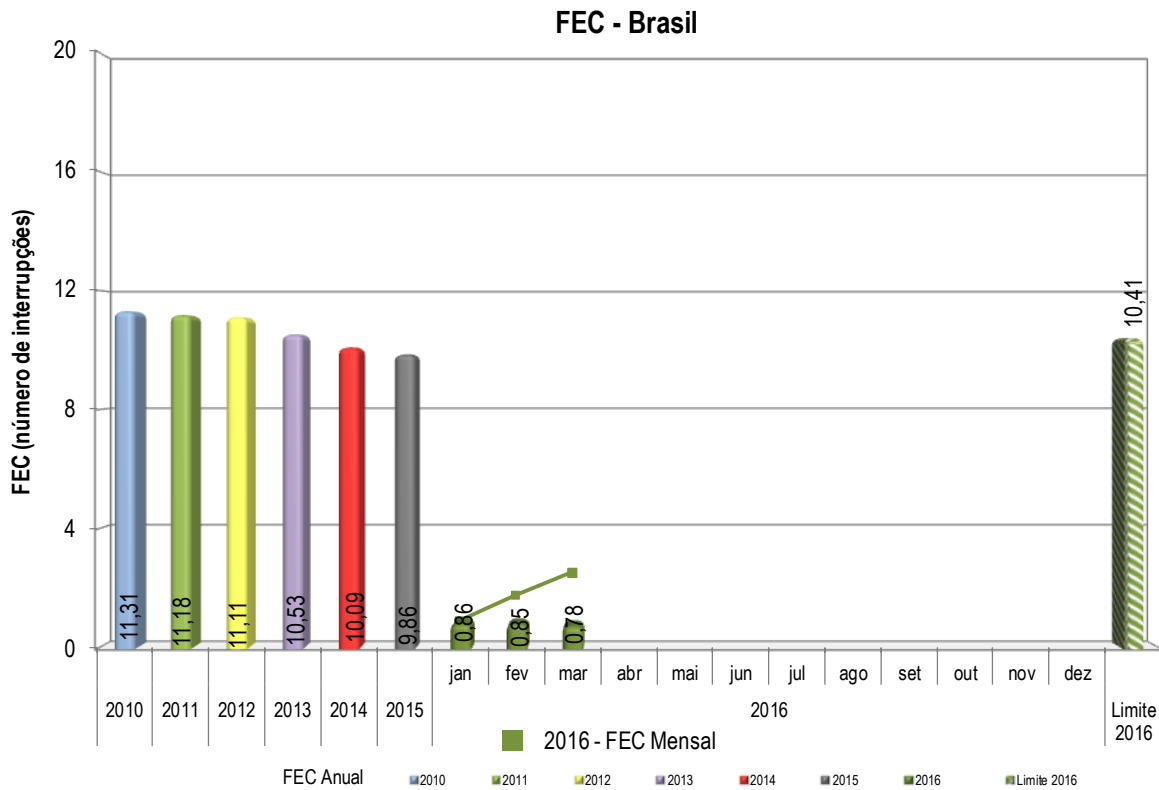


Figura 40. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até março 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	