



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro Outubro – 2016





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Outubro– 2016

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Fernando Coelho Filho

Secretário-Executivo

Paulo Pedrosa

Secretário de Energia Elétrica

Fábio Lopes Alves

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico

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 outubro de 2016 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/10 a 29/10/2016 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. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	11
Tabela 3. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.	11
Tabela 4. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	12
Tabela 5. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.....	13
Tabela 6. Matriz de capacidade instalada*** de geração de energia elétrica do Brasil.....	15
Tabela 7. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	16
Tabela 8. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	18
Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	18
Tabela 10. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.	26
Tabela 11. Previsão da expansão da geração (MW).	26
Tabela 12. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	27
Tabela 13. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	27
Tabela 14. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	28
Tabela 15. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	28
Tabela 16. Evolução da carga interrompida no SIN devido a ocorrências.	32
Tabela 17. Evolução do número de ocorrências.	32
Tabela 18. Evolução do DEC em 2016.	33
Tabela 19. Evolução do FEC em 2016.....	33



1. INTRODUÇÃO

No mês de outubro de 2016, os valores de afluições brutas foram inferiores à média de longo termo – MLT em todos os subsistemas, com destaque para a ocorrência do pior e do segundo pior valores do histórico para o mês nos subsistemas Nordeste e Norte, respectivamente. Neste mês, houve contribuição de 11.200 MW médios de produção térmica, considerando as usinas programadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

A variação da energia armazenada equivalente no mês de outubro de 2016 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: -5,3 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, +6,2 p.p. no Sul, -3,9 p.p. no Nordeste e -10,0 p.p. no Norte.

No mês de outubro foram abertas duas Consultas Públicas do MME, uma para tratar do mercado livre de energia elétrica e outra da governança dos modelos computacionais.

Entraram em operação comercial no mês 394,68 MW de capacidade instalada de geração, 65,0 km de linhas de transmissão e 100 MVA de capacidade de transformação na Rede Básica. Em 2016, a expansão do sistema totalizou 7.745,16 MW de capacidade instalada de geração, 4.137,4 km de linhas de transmissão de Rede Básica e conexões de usinas e 9.247,0 MVA de transformação na Rede Básica.

No mês de outubro de 2016 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 148.555 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2015, houve um acréscimo de 9.283 MW, sendo 5.215 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.087 MW de fontes térmicas, 2.980 MW de fonte eólica e 2 MW de fonte solar.

A produção acumulada de energia elétrica no Brasil no período de outubro de 2015 a setembro de 2016 atingiu 541.306 GWh. No mês de setembro de 2016, a geração hidráulica correspondeu a 69,1% do total gerado no país, 1,4 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil nesse período alcançou 8,0%. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica se manteve estável, comparando-se o mês de agosto com setembro de 2016.

Em setembro, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste aumentou 1,7 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 53,6%. Na região Sul, houve aumento de 7,9 p.p. deste fator, atingindo 36,1%. No acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior, o fator de capacidade médio na região Nordeste aumentou 0,2 p.p., atingindo 40,8%, e na região Sul o fator de capacidade médio das usinas eólicas aumentou 5,4 p.p., atingindo 31,2%.

Com relação ao mercado consumidor, em setembro de 2016, o consumo de energia elétrica atingiu 46.187 GWh, considerando autoprodução e acréscimo das perdas, valor 2,8% inferior ao verificado no mesmo mês do ano anterior. Destaca-se que houve crescimento de 4,6% do consumo residencial neste período.

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

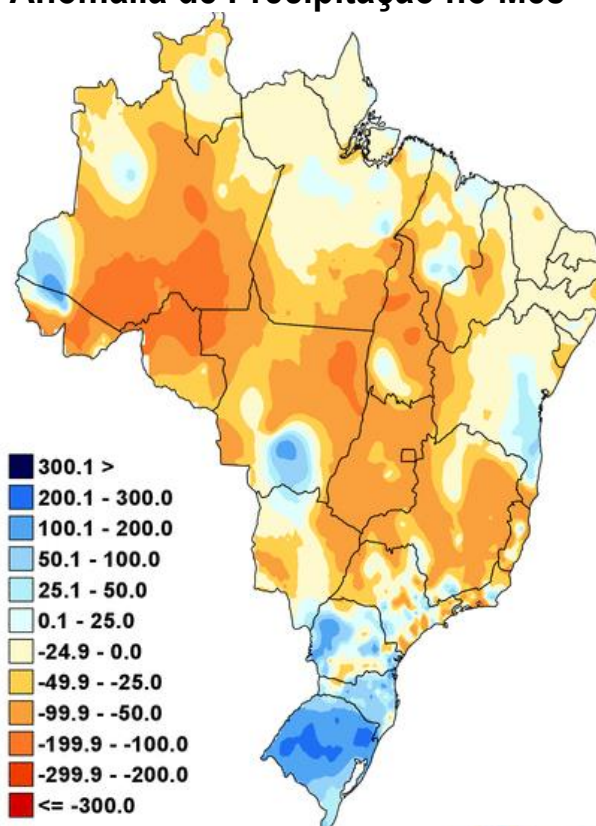
No mês de outubro de 2016, a atuação de sistemas de baixa pressão no Paraguai e na região Sul do Brasil, associada ao avanço de frentes frias, ocasionou totais elevados de precipitação nas bacias hidrográficas da região Sul nas segunda, terceira e quarta semanas. Assim, as bacias dos rios Jacuí e Uruguai, e o trecho incremental a UHE Itaipu apresentaram anomalias positivas de chuva nesse mês. O avanço de uma massa de ar frio na última semana de outubro ocasionou queda acentuada da temperatura nas regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, no Acre e em Rondônia.

As Energias Naturais Afluentes – ENA brutas verificadas em outubro para cada subsistema foram: 85 %MLT – 19.845 MWmédios no Sudeste/Centro-Oeste (33º pior valor*), 94 %MLT – 12.519 MWmédios no Sul (38º melhor valor*), 38 %MLT – 1.281 MWmédios no Nordeste (pior valor*) e 53 %MLT – 1.068 MWmédios no Norte (2º pior valor*).

Ressalta-se que foram armazenáveis 83 %MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 80 %MLT no Sul, 37 %MLT no Nordeste e 52 %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



Fontes de dados: CPTEC/INPE INMET FUNCEME/CE AESA/PB
EMPARN/RN ITEP/LAMEPE/PE DHME/PI CMRH/SE SEMARH/DHN/AL COMET/RJ
SEMARH/BA CEMIG-SIMGE/MG SEAG/ES SIMEPAR/PR CIRAM/SC IAC/SP

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

Fonte: CPTEC/INPE



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

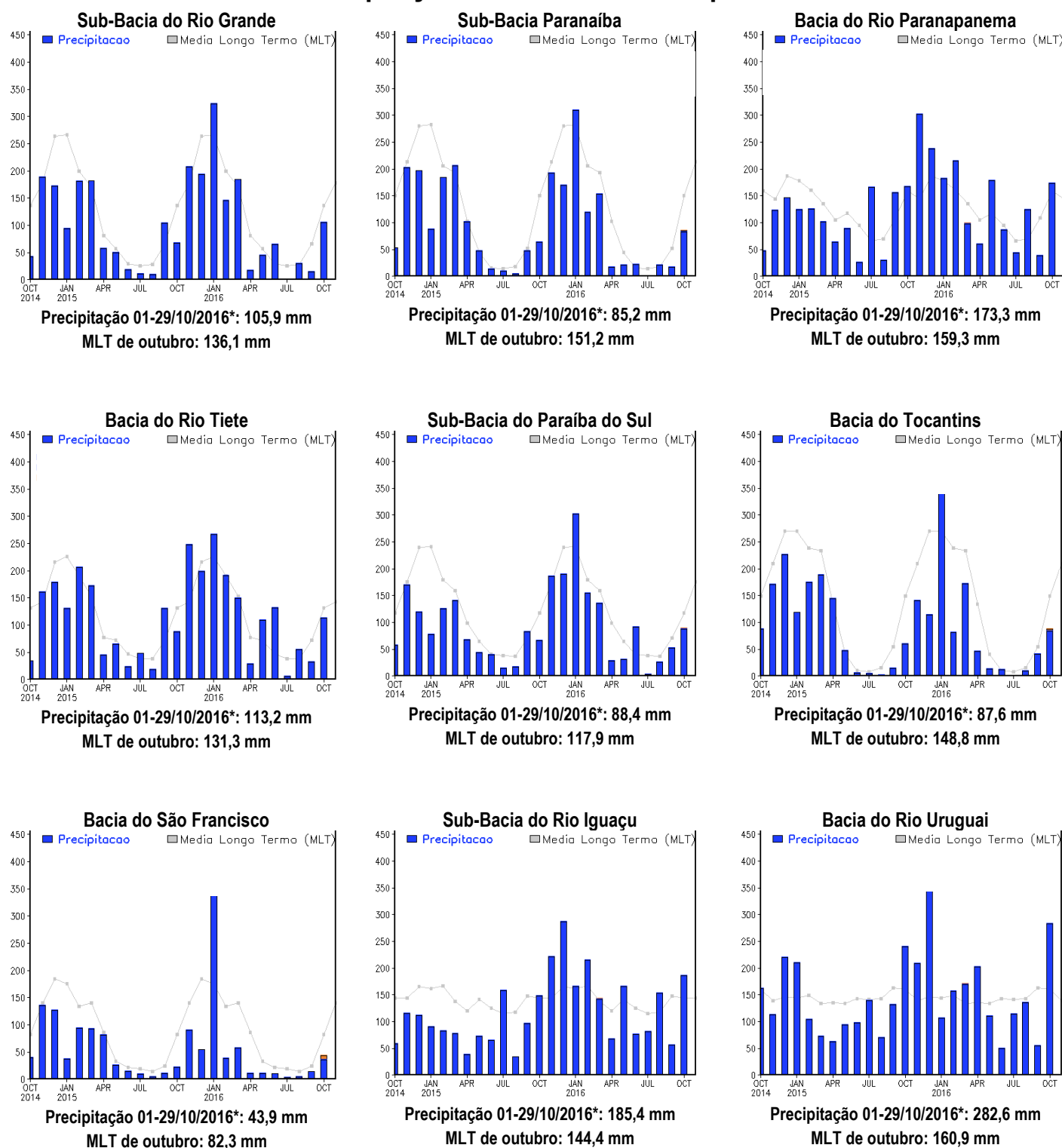


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/10 a 29/10/2016 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

* A data refere-se ao último dado acumulado do mês de referência registrado pela equipe elaboradora deste Boletim.



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

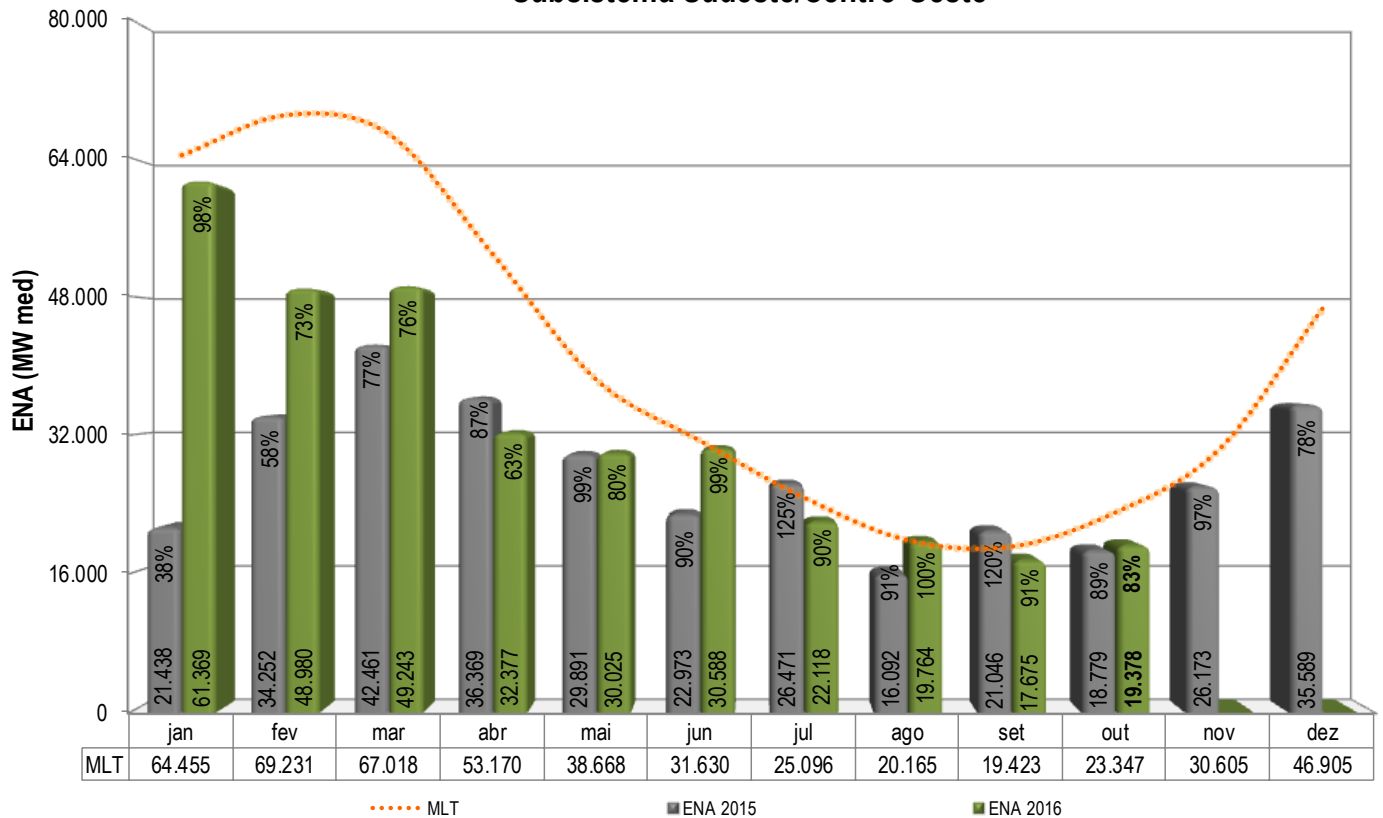


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Sul

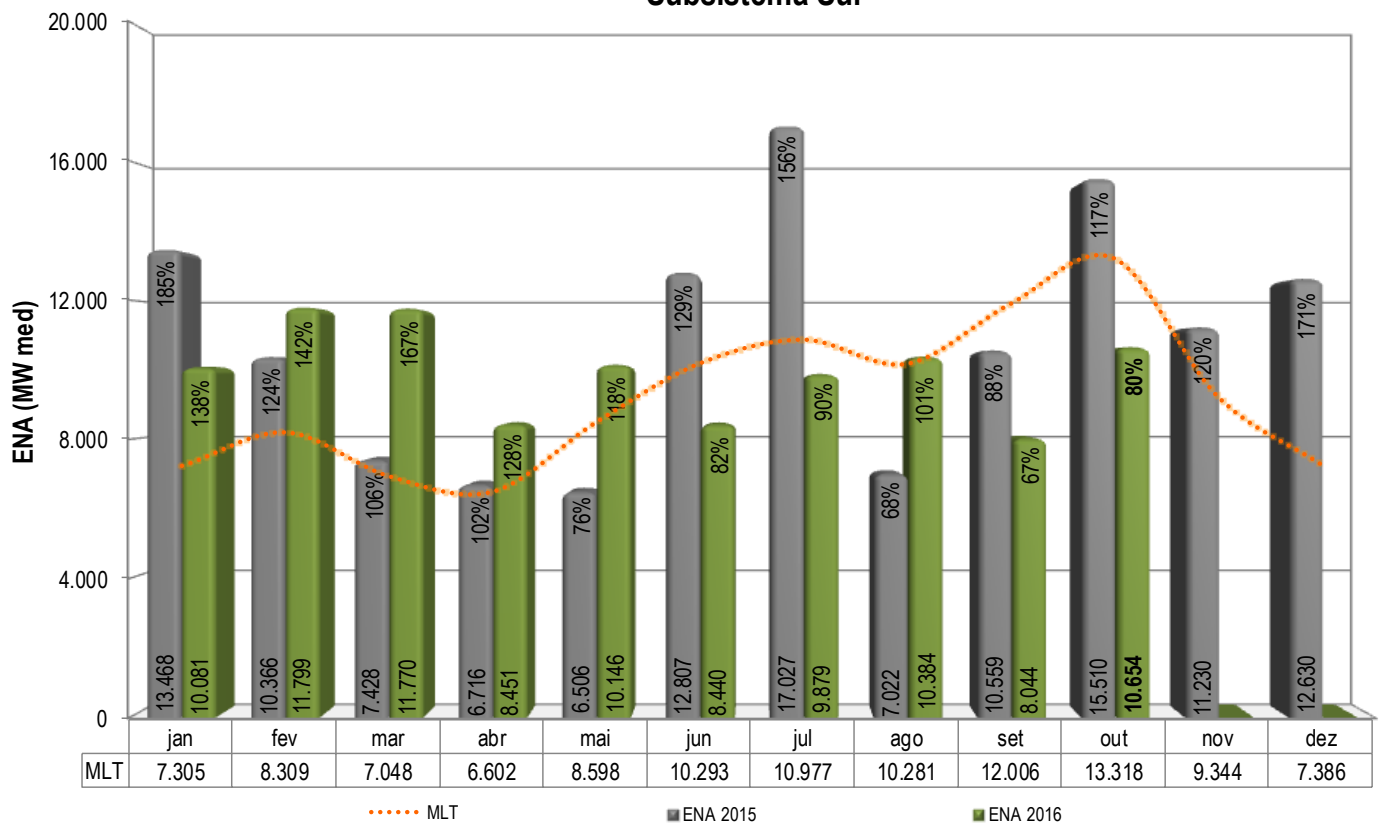


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

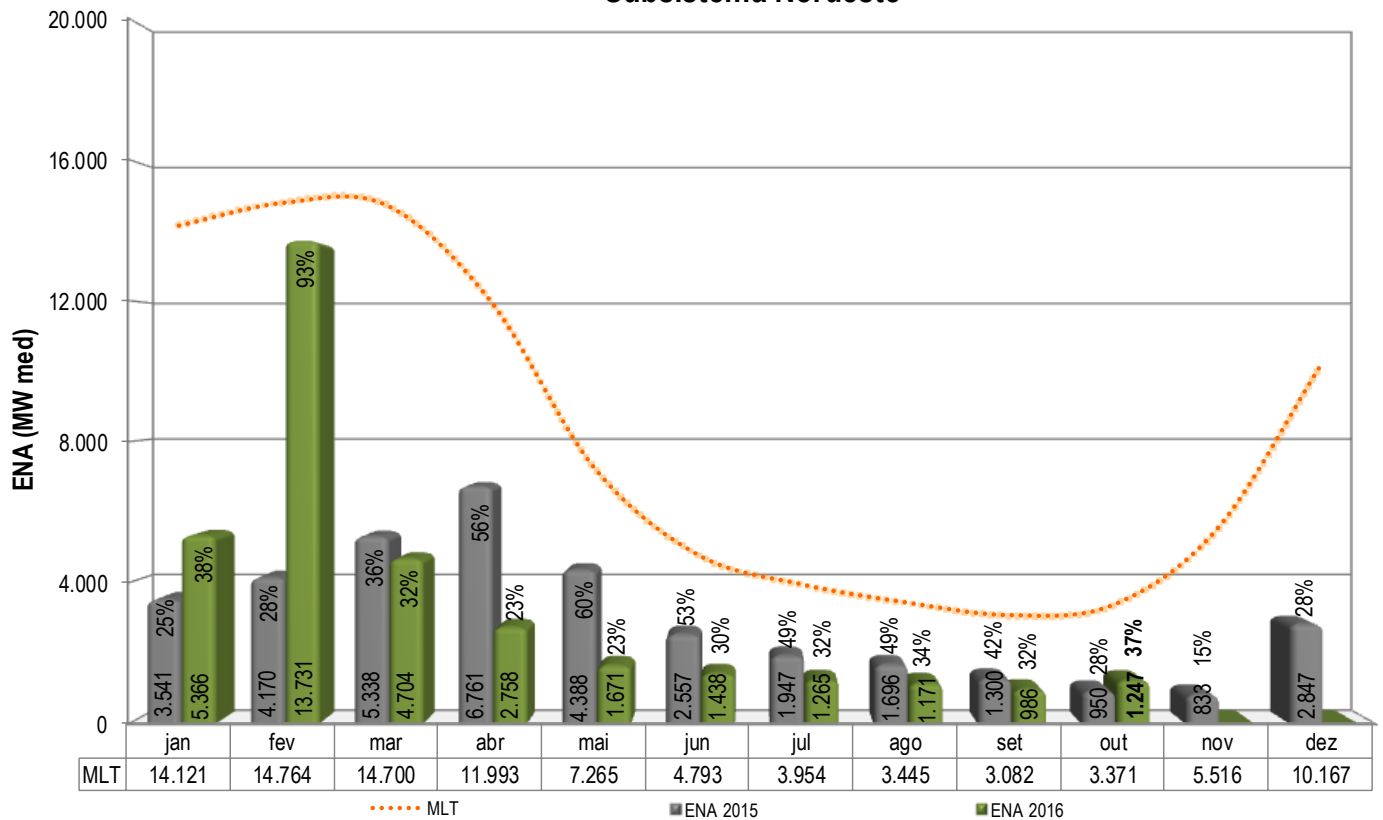


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Norte

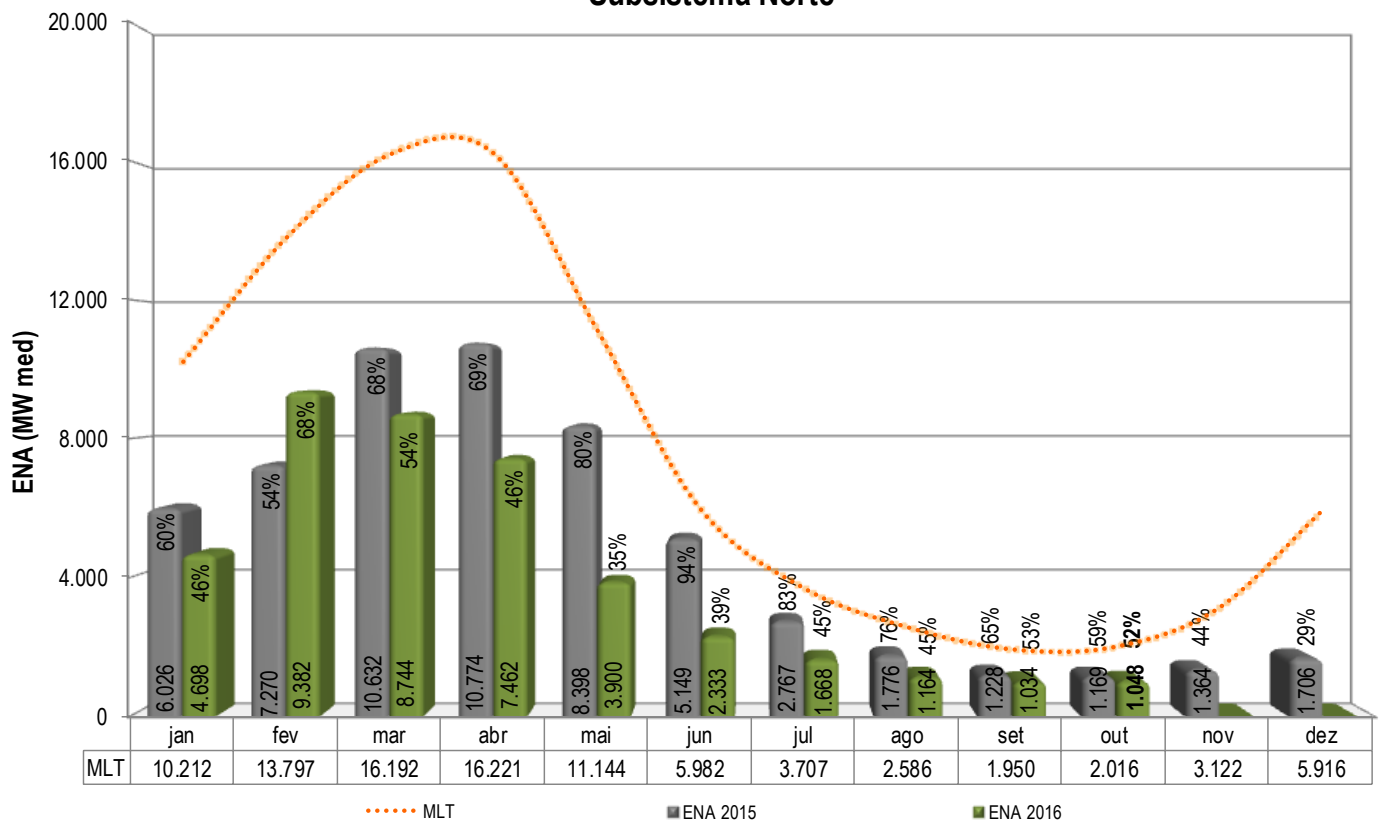


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.4. Energia Armazenada

No mês de outubro de 2016 houve redução nos níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas, com exceção do subsistema Sul. Houve redução de 5,3 p.p. no armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, atingindo 34,8 %EAR, valor 7,2 p.p. superior ao verificado no final de outubro de 2015 (27,6 %EAR), e 13,5 p.p. superiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (21,3 %EAR). As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste (RSE) e no elo em corrente contínua.

Na região Sul, em função das condições hidroenergéticas favoráveis, a geração das usinas hidrelétricas foi explorada em todos os períodos de carga, sendo seus excedentes energéticos transferidos para a região Sudeste/Centro-Oeste, respeitando-se as restrições operativas das usinas e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste. Ao final do mês de outubro, em relação ao mês de setembro, houve aumento do armazenamento equivalente em 6,2 p.p., atingindo 86,1 %EAR, valor 10,8 p.p. inferior ao armazenamento do final do mês de outubro de 2015 (96,9 %EAR).

No subsistema Nordeste houve deplecionamento de 3,9 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 10,9 %EAR ao final do mês de outubro, valor 2,3 p.p. superior ao verificado ao final de outubro de 2015 (8,6 %EAR) e 2,4 p.p. superiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (8,5 %EAR). A coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco na região Nordeste foi efetuada visando à implementação da política visando a segurança hídrica com redução da defluência mínima, nas UHEs Sobradinho e Xingó, sendo o intercâmbio de energia e as gerações eólicas e térmicas locais 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 outubro. A defluência da UHE Três Marias foi elevada do patamar de 430 m³/s para 480 m³/s no dia 1º de outubro, permanecendo assim até o final do mês.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte atingiu 29,8 %EAR ao final do mês de outubro, apresentando deplecionamento de 10,0 p.p. em comparação ao mês anterior e correspondendo a 5,4 p.p. superiores ao armazenamento do final de outubro de 2015 (24,4 %EAR). A geração da UHE Tucuruí foi minimizada em todos os períodos de carga, em função das condições hidroenergéticas, e com vistas à preservação do seu estoque armazenado.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações percentuais de energia armazenada no mês de outubro de 2016 referem-se ao deplecionamento de 21,8 p.p. na UHE Ilha Solteira (atingindo 58,8 % v.u.); de 16,4 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 49,4 %v.u.); de 14,3 p.p. na UHE Capivara (atingindo 84,5 %v.u.) e de 9,1 p.p. na UHE Itumbiara (atingindo 26,2 %v.u.).

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final do Mês (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR do Total Armazenado
Sudeste/Centro-Oeste	34,8	202.859	72,1
Sul	86,1	19.958	17,6
Nordeste	10,9	51.809	5,8
Norte	29,8	15.041	4,6
TOTAL		289.667	100,0

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

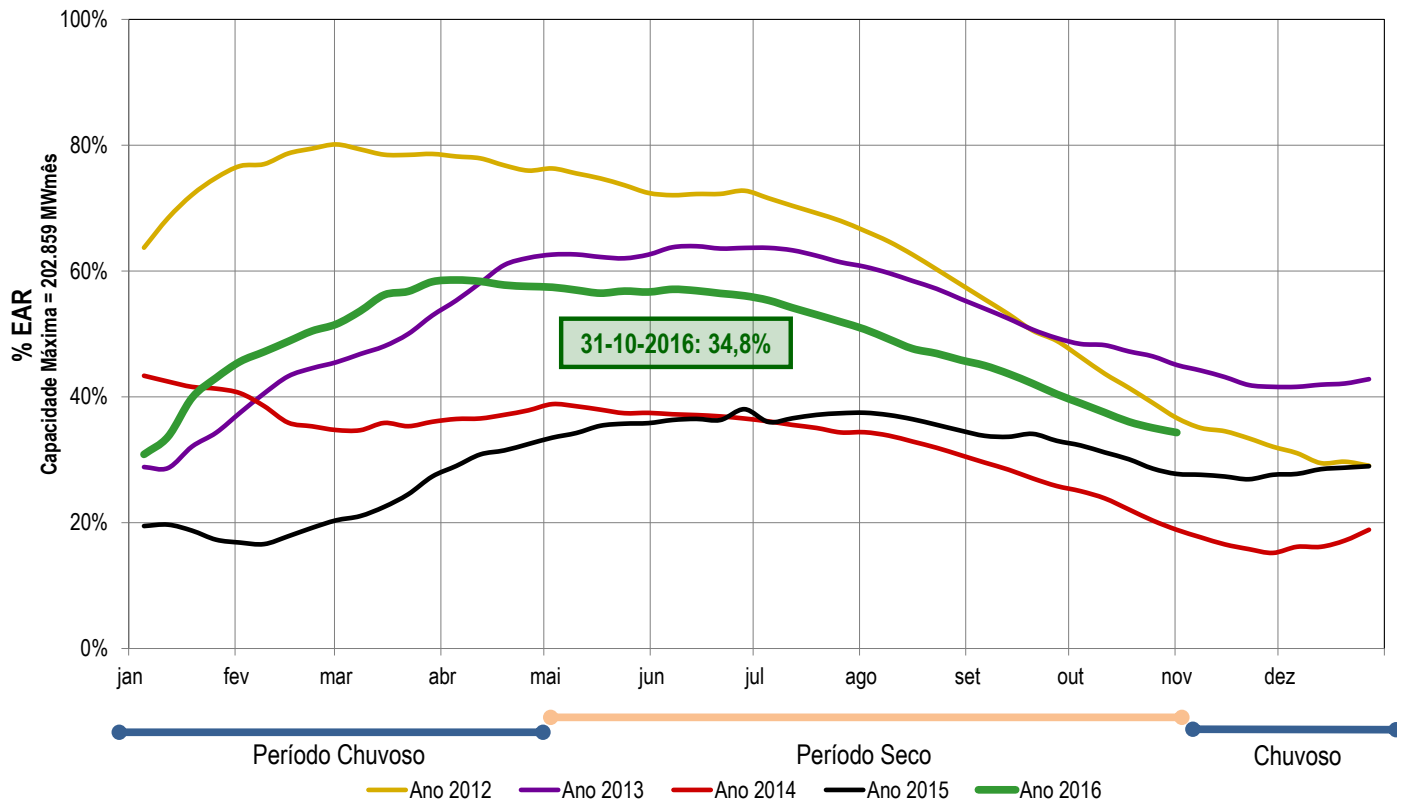


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Sul

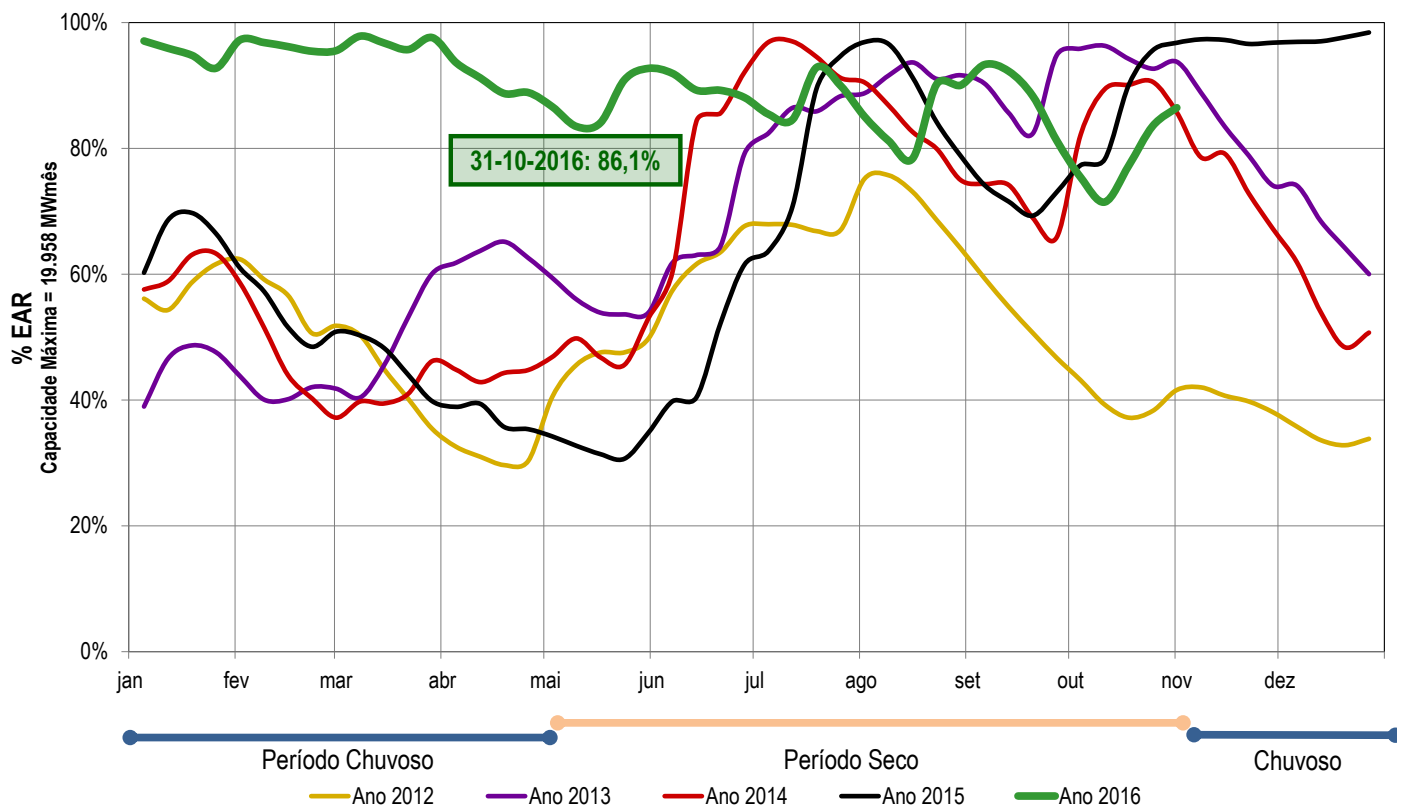


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

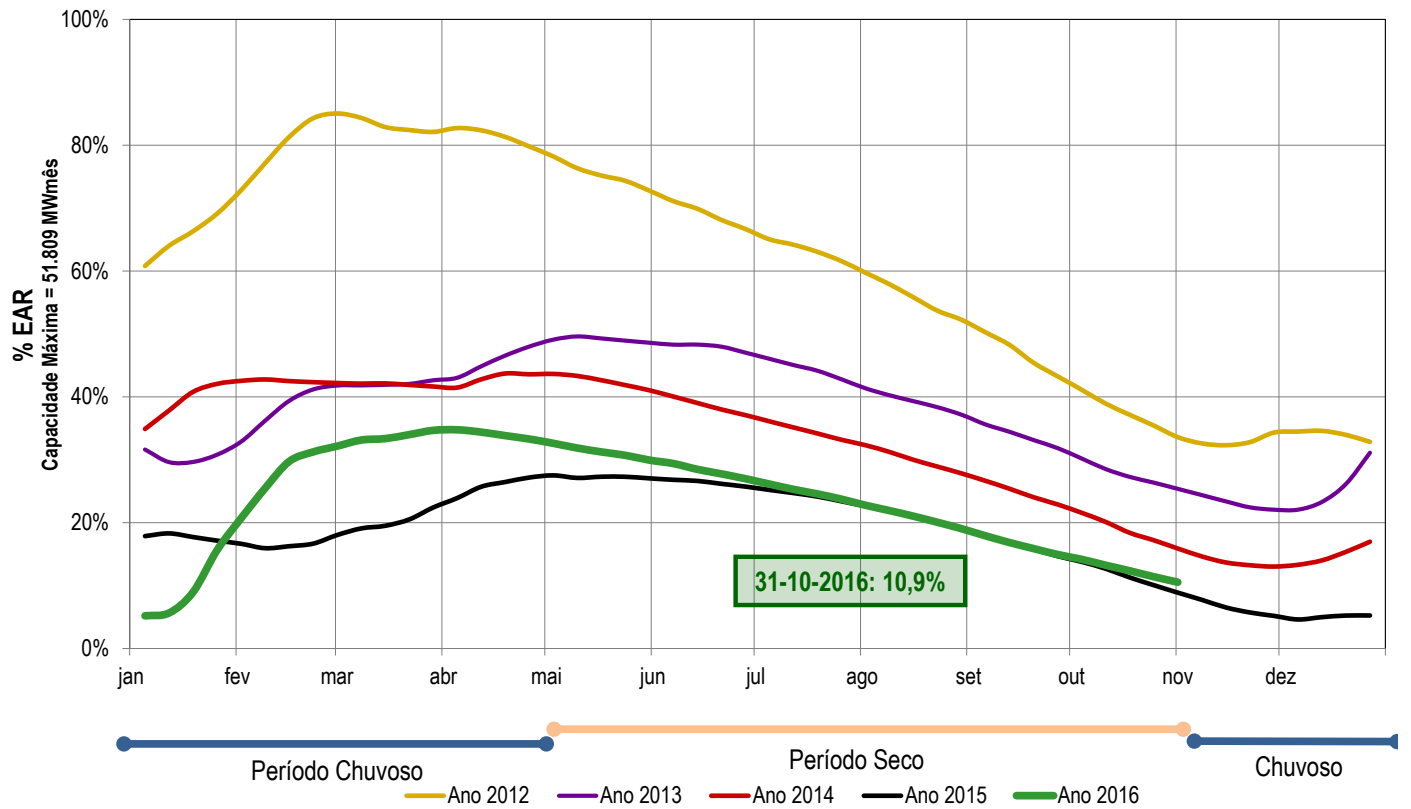


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Norte-Interligado

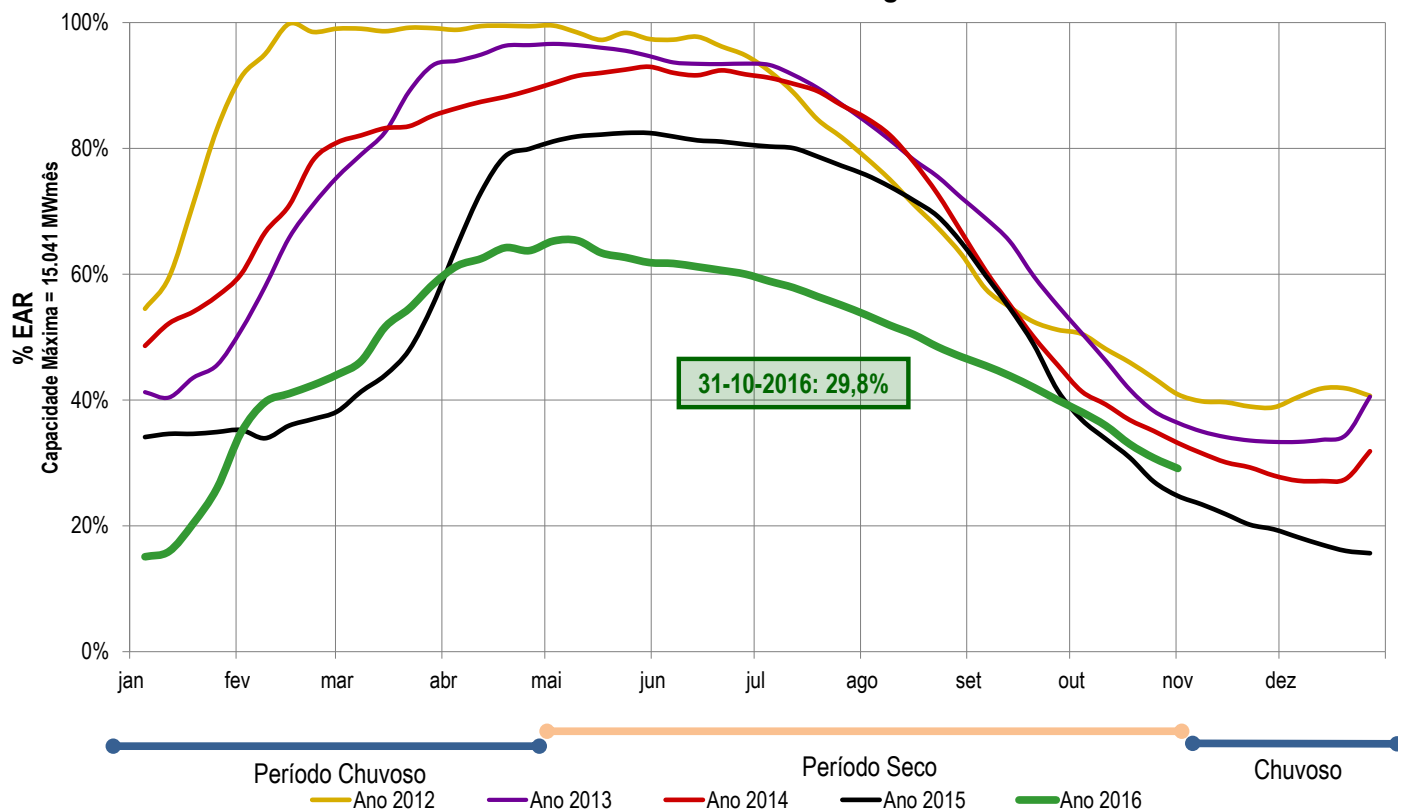


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS

3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

No mês de outubro de 2016 foi mantido o perfil importador do subsistema Norte, recebendo de 846 MWmédios durante o mês, conforme verificado desde o mês de agosto.

O subsistema Nordeste permaneceu receptor em outubro em um total de 1.050 MWmédios, valor superior aos 969 MWmédios verificados no mês anterior.

O subsistema Sul exportou 1.805 MWmédios no mês de outubro, ante a exportação de 2.271 MWmédios em setembro.

A importação de energia da Venezuela para suprimento ao Estado de Roraima foi de 129 MWmédios, valor pouco superior ao verificado no mês anterior (125 MWmédios).

Em outubro de 2016, houve devolução de energia emergencial da Argentina para o Brasil, via Conversoras de Frequência Garabi I e II, totalizando 276 MWmédios no mês. Houve também, no dia 19 de outubro, realização de testes na interligação entre o Brasil e o Uruguai, via conversora de frequência de Melo, no sentido do Brasil para o Uruguai, totalizando 152,3 MWh no dia, o que representa 0,2 MWmédios no mês.



Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA *

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em setembro de 2016, o consumo de energia elétrica atingiu 46.187 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, valor 3,1% inferior ao mês anterior e representando decréscimo de 2,8% em relação ao consumo de setembro de 2015.

No acumulado dos últimos 12 meses (outubro de 2015 a setembro de 2016), o consumo residencial registrou evolução de +1,0% em relação ao mesmo período anterior. Considerando o mês de setembro de 2016, foi verificado crescimento de 4,6% em relação a setembro de 2015.

Conforme análise da EPE, esse desempenho do consumo da classe residencial se deve, dentre outros fatores, ao maior uso do estoque já disponível de eletrodomésticos nas residências, e também na expansão da base de consumidores residenciais, que cresceu aproximadamente 2,6% em relação a setembro de 2015.

Em relação à classe comercial, conforme observado nos meses anteriores, prevaleceu em seu comportamento o efeito da baixa atividade do setor, resultando na queda de 1,0% no consumo em comparação a setembro de 2015. Em termos de submercado, o comportamento observado dessa classe em comparação a 2015 foi de crescimento no Norte (+4,6%) e no Nordeste (+2,4%) e queda no Sudeste (-0,7%), Sul (-5,4%) e Centro-Oeste (-4,5%).

Em relação ao consumo industrial de eletricidade, ele se manteve estável entre setembro de 2016 e 2015 (-0,1%). Em relação aos segmentos industriais que mais consomem energia elétrica, destaca-se que sete dentre as dez atividades mais consumidoras apresentaram aumento ou estabilidade em seus consumos em termos anuais, com destaque para: metalúrgico (+12,0%), papel e celulose (+5,2%) e têxtil (+4,5%).

O consumo de energia no Ambiente de Contratação Livre – ACL (consumidores livres) em setembro foi de aproximadamente 10,9 TWh, o que representa expansão de 13,3% em comparação com setembro de 2015.

Por fim, destaca-se que o número de unidades consumidoras totais – NUCT cresceu 2,5% comparando setembro de 2016 com o mesmo mês no ano anterior, atingindo 80,3 milhões de unidades.

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



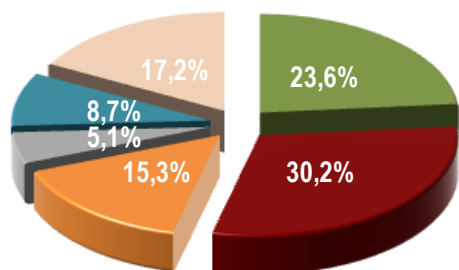
Tabela 2. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Set/16 GWh	Evolução mensal (Set/16/Ago/16)	Evolução anual (Set/16/Set/15)	Out/14-Set/15 (GWh)	Out/15-Set/16 (GWh)	Evolução
Residencial	10.898	4,3%	4,6%	131.394	132.768	1,0%
Industrial	13.942	-1,1%	-0,1%	172.474	164.113	-4,8%
Comercial	7.063	4,1%	-1,0%	90.678	89.319	-1,5%
Rural	2.341	1,9%	6,5%	25.780	26.660	3,4%
Demais classes*	4.015	1,9%	0,1%	48.143	48.302	0,3%
Perdas	7.928	-21,3%	-19,2%	117.880	122.635	4,0%
Total	46.187	-3,1%	-2,8%	586.349	583.796	-0,4%

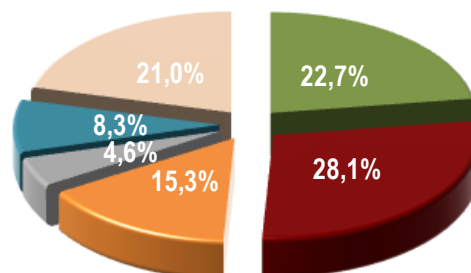
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até setembro de 2016.

Fonte dos dados: EPE

Consumo de Energia Elétrica em Set/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 setembro de 2016.

Fonte dos dados: EPE

Tabela 3. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Set/16 kWh/NU	Evolução mensal (Set/16/Ago/16)	Evolução anual (Set/16/Set/15)	Out/14-Set/15 (kWh/NU)	Out/15-Set/16 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	158	4,2%	1,9%	163	161	-1,6%
Consumo médio industrial	25.827	-0,8%	2,9%	25.855	25.335	-2,0%
Consumo médio comercial	1.237	4,0%	-2,7%	1.346	1.303	-3,2%
Consumo médio rural	530	1,7%	4,9%	493	503	1,9%
Consumo médio demais classes*	5.290	3,2%	-0,6%	5.328	5.304	-0,5%
Consumo médio total	476	1,7%	-1,0%	498	478	-3,9%

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

Fonte dos dados: EPE



4.2. Unidades Consumidoras

Tabela 4. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.

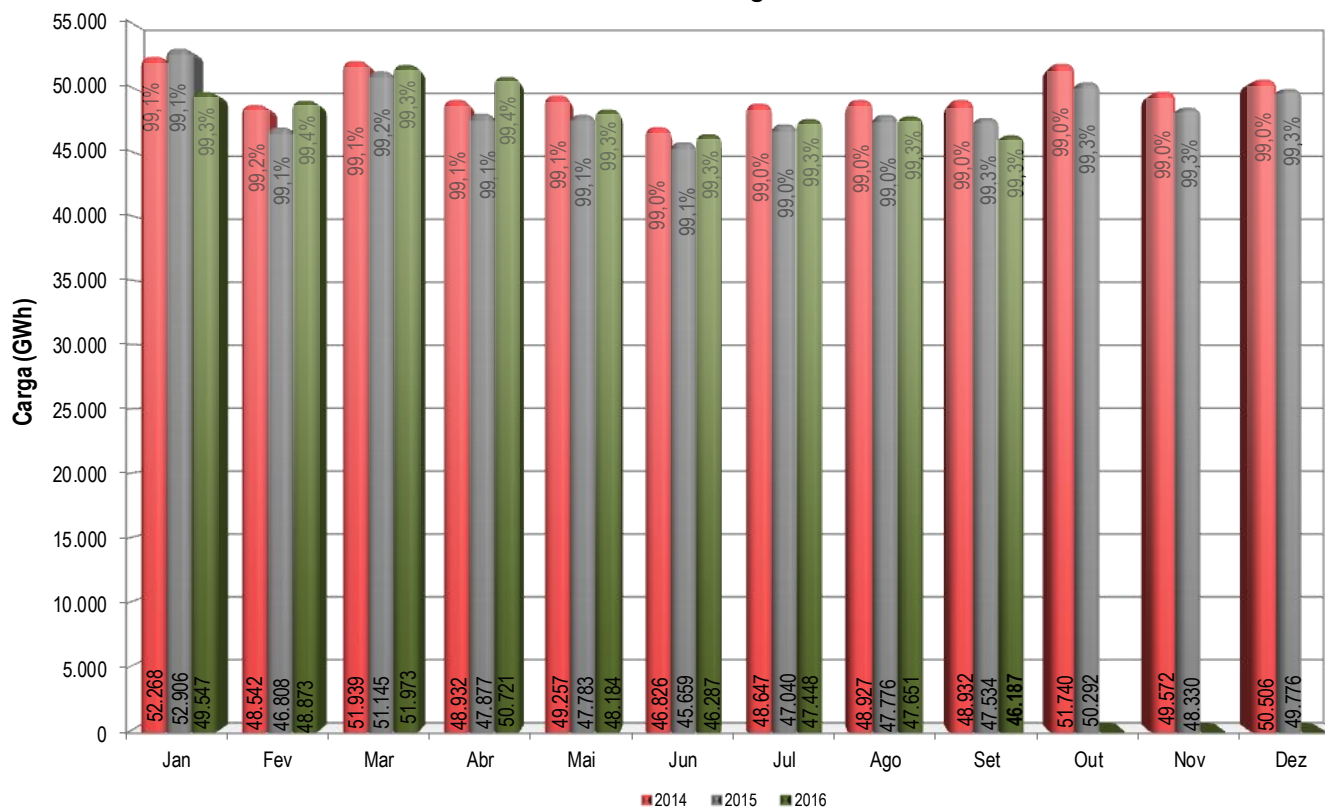
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Set/15	Set/16	
Residencial (NUCR)	67.138.045	68.913.851	2,6%
Industrial (NUCI)	555.896	539.817	-2,9%
Comercial (NUCC)	5.612.203	5.710.891	1,8%
Rural (NUCR)	4.354.077	4.419.252	1,5%
Demais classes *	752.980	758.904	0,8%
Total (NUCT)	78.413.201	80.342.715	2,5%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até setembro 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 setembro 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 outubro de 2016, não houve atingimento de recorde de demanda máxima nos subsistemas e nem no SIN. Todavia, foram verificados valores superiores ao mês anterior, com exceção do ocorrido no subsistema Norte, em função de este ter registrado recorde no mês de setembro.

Tabela 5. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	47.859 19/10/2016 - 14h42	13.925 24/10/2016 - 14h36	12.242 20/10/2016 - 15h26	6.468 17/10/2016 - 15h25	79.775 19/10/2016 - 15h28
Recorde (MW) (dia - hora)	51.894 21/01/2015 - 14h32	17.971 06/02/2014 - 14h29	12.473 03/12/2015 - 15h29	6.503 01/09/2016 - 14h48	85.708 05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

4.5. Demandas Máximas Mensais

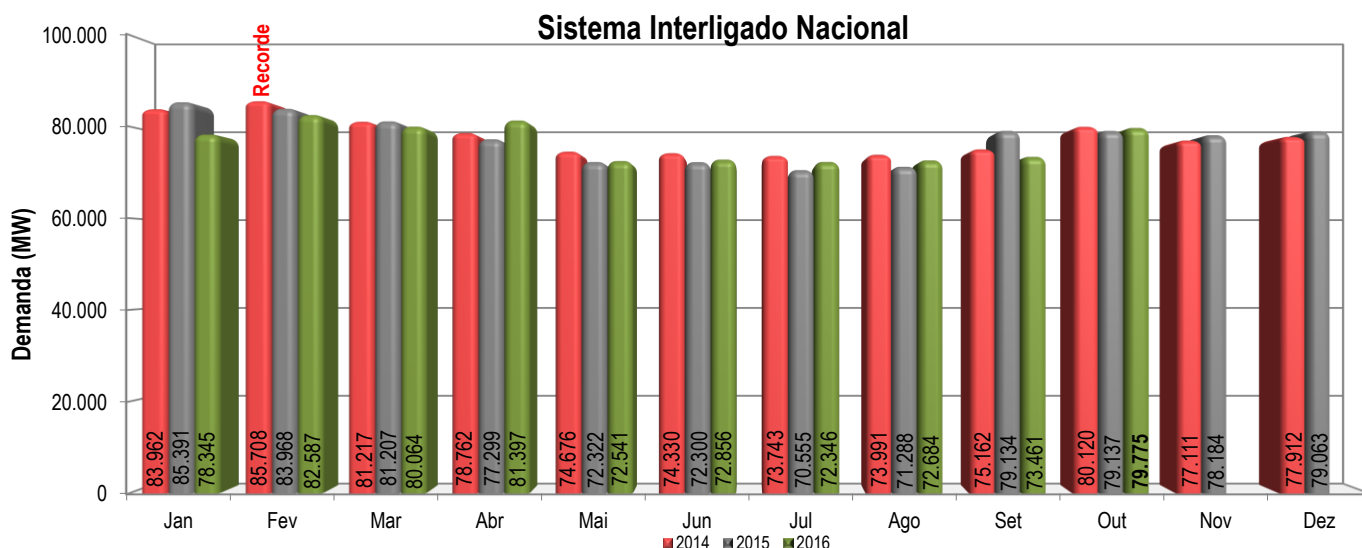


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS

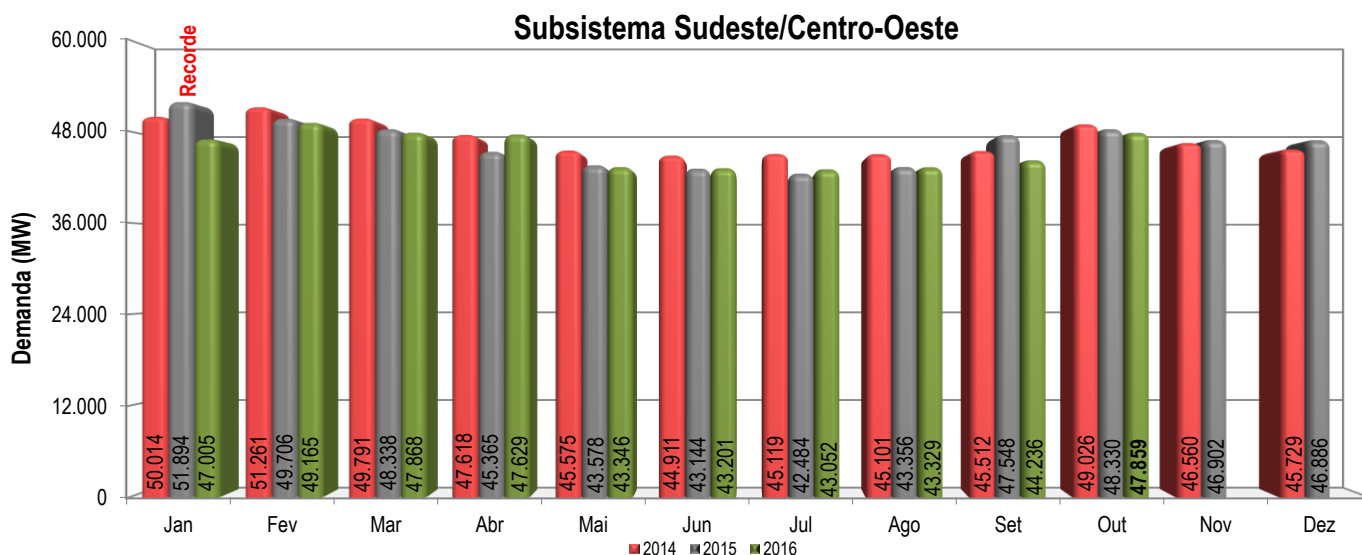


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

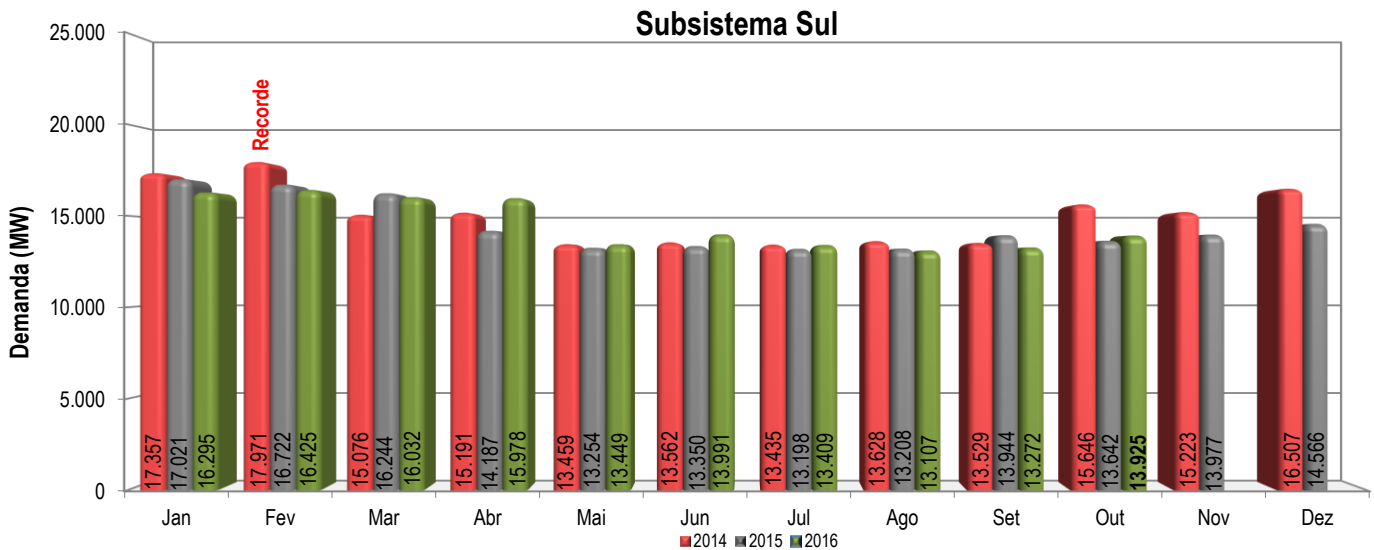


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

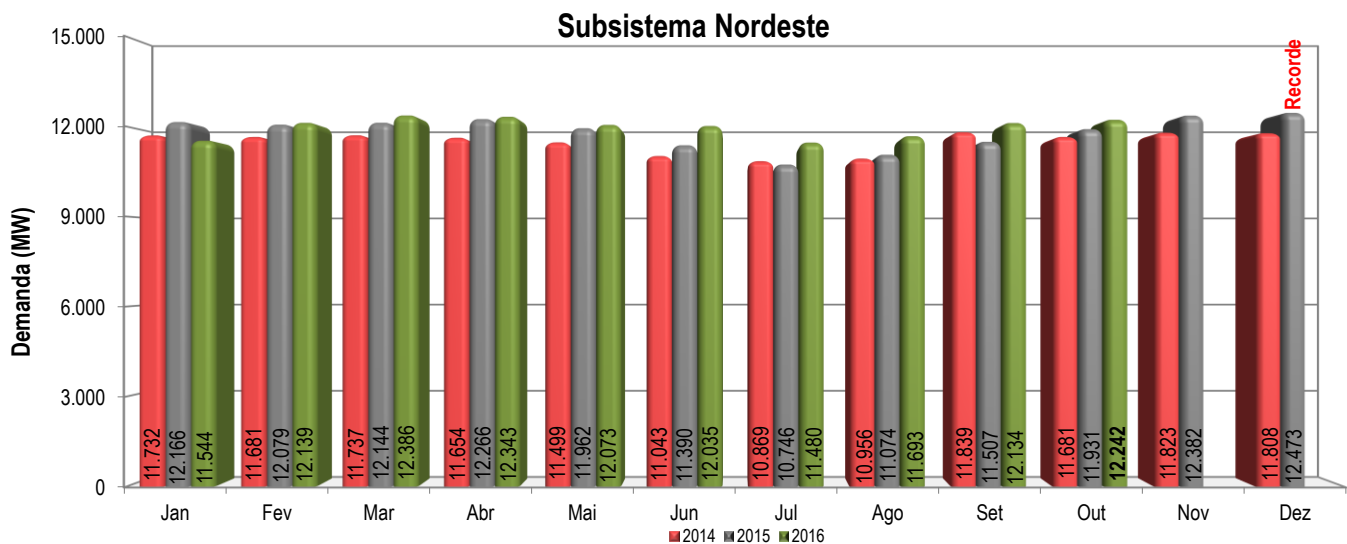


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

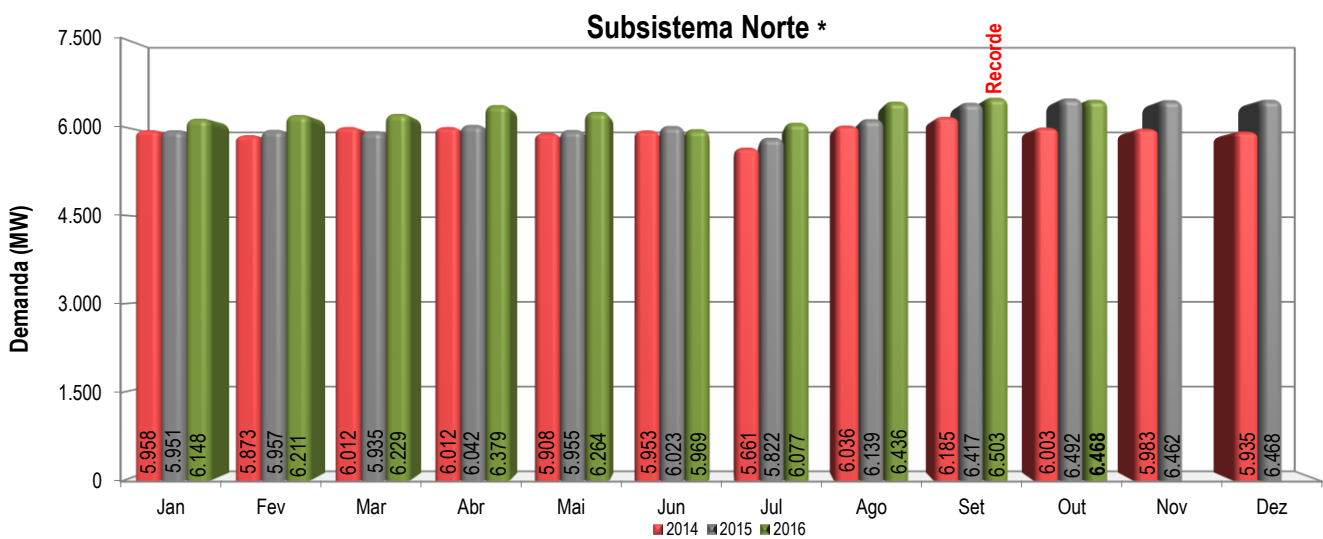


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

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 outubro de 2016 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 148.555 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2015, houve um acréscimo de 9.283 MW, sendo 5.215 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.086 MW de fontes térmicas, 2.980 MW de fonte eólica e 2 MW de fonte solar, considerando os Ambientes de Contratação Regulada e Livre (ACR e ACL).

Tabela 6. Matriz de capacidade instalada*** de geração de energia elétrica do Brasil.

Fonte	Out/2015	Out/2016			Evolução da Capacidade Instalada Out/2016 - Out/2015
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	90.620	1.247	95.835	64,5%	5,8%
Térmica	41.951	2.971	43.038	29,0%	2,6%
Gás Natural	12.917	152	12.998	8,8%	0,6%
Biomassa	13.172	533	14.031	9,5%	6,5%
Petróleo*	10.105	2.231	10.256	6,9%	1,5%
Carvão	3.614	23	3.613	2,4%	0,0%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,3%	0,0%
Outros**	153	30	150	0,1%	-1,8%
Eólica	6.680	395	9.660	6,5%	44,6%
Solar	21	43	23	0,0%	8,4%
Capacidade Total - Brasil	139.272	4.656	148.555	100,0%	6,7%

* Inclui outras fontes fósseis (147 MW).

** Usinas térmicas com combustíveis desconhecidos e que, por isso, são incluídas como "Outros".

*** 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, adicionados aos montantes das usinas fiscalizadas pela SFG/ANEEL. 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 01/11/2016 e SFG)

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

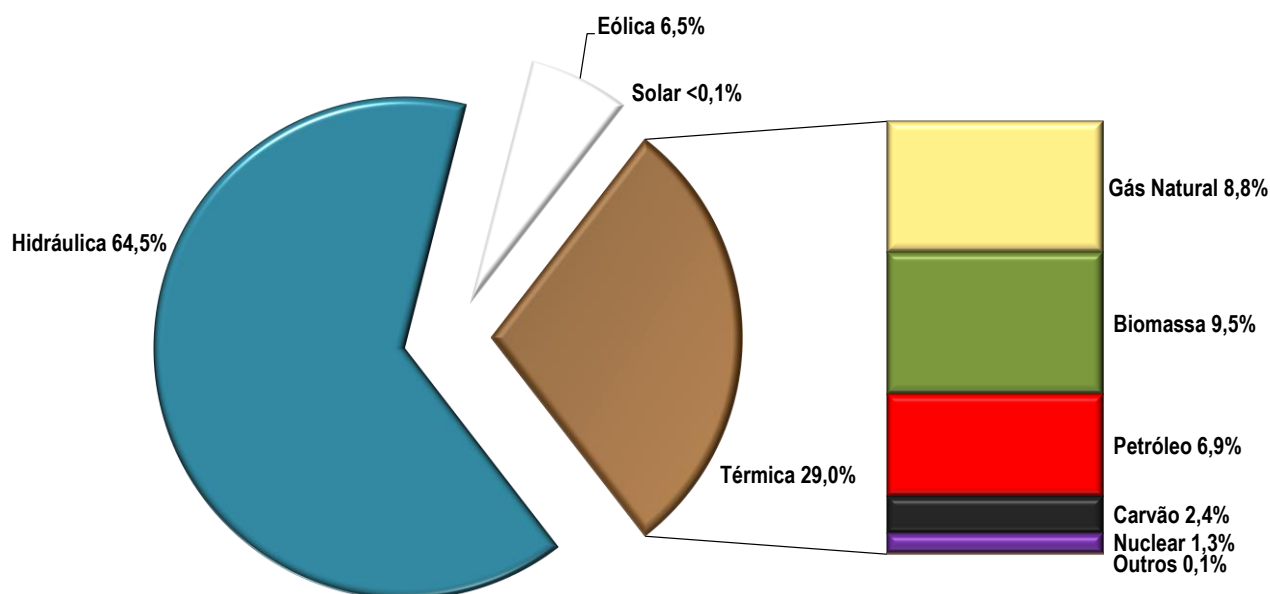


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 01/11/2016 e SFG)



6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO*

Tabela 7. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	55.022	41,3%
345 kV	10.317	7,7%
440 kV	6.748	5,1%
500 kV	45.809	34,3%
600 kV (CC)	12.816	9,6%
750 kV	2.683	2,0%
Total SEB	133.395	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 - Out/2016

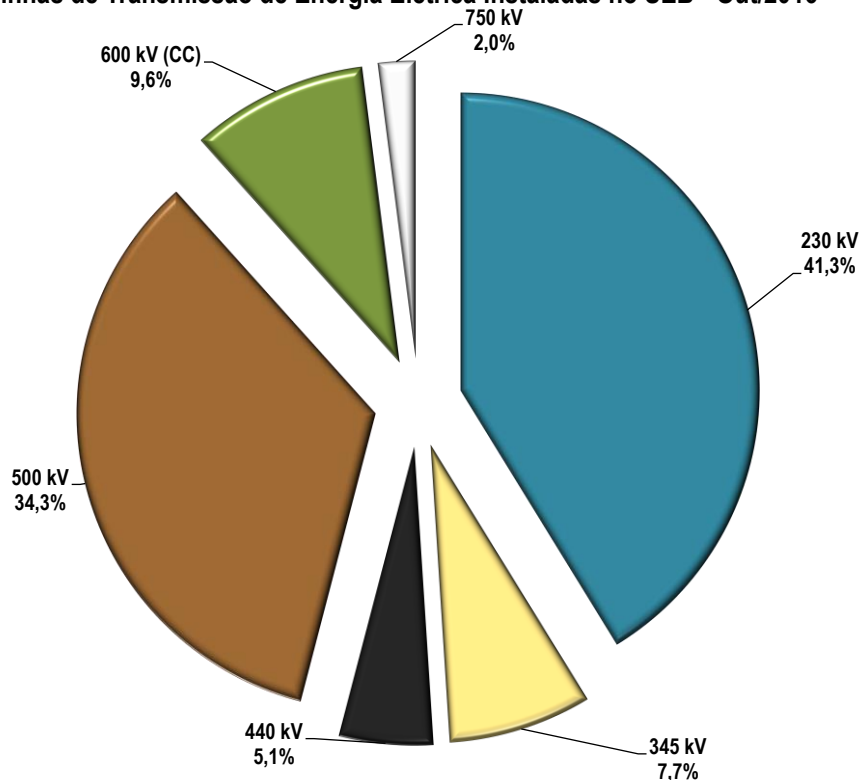


Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.

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 outubro de 2015 a setembro de 2016 atingiu 541.306 GWh. No mês de setembro de 2016, a geração hidráulica correspondeu a 69,1% do total gerado no país, 1,4 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. A participação da geração por fonte eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil nesse período alcançou 8,0%. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica se manteve estável, comparando-se o mês de agosto com setembro de 2016.

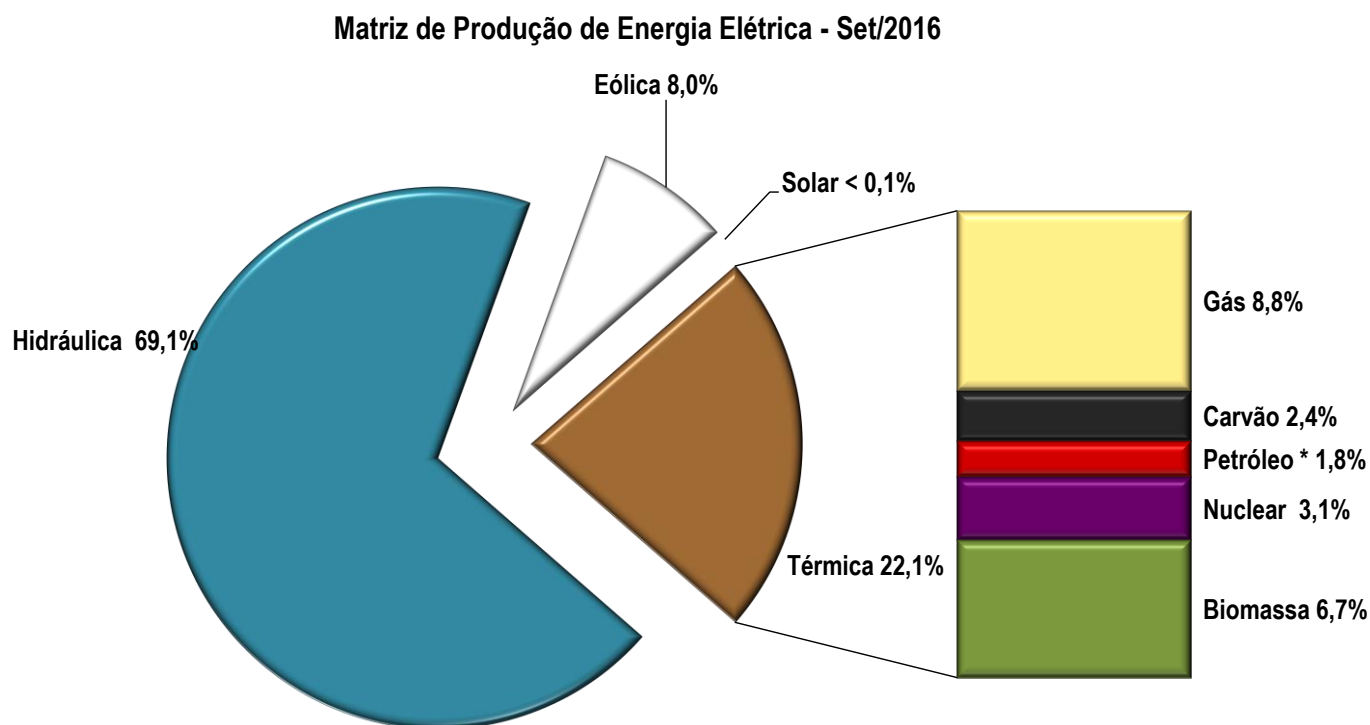


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até setembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE e Eletrobras

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

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



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

Tabela 8. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Set/16 (GWh)	Evolução mensal (Set/16 / Ago/16)	Evolução anual (Set/16 / Set/15)	Out/14-Set/15 (GWh)	Out/15-Set/16 (GWh)	Evolução
Hidráulica	29.887	-5,3%	1,0%	372.239	398.276	7,0%
Térmica	9.879	2,1%	-17,8%	142.893	111.187	-22,2%
Gás	3.819	6,8%	-30,8%	64.489	45.849	-28,9%
Carvão	1.046	-6,7%	-19,7%	15.854	14.584	-8,0%
Petróleo *	765	12,2%	-50,3%	25.398	12.288	-51,6%
Nuclear	1.338	-2,0%	28,2%	14.448	14.754	2,1%
Biomassa	2.912	-0,5%	11,0%	22.703	23.712	4,4%
Eólica	3.476	4,9%	58,2%	18.878	29.214	54,8%
Solar	2,78	10,7%	-	13,96	29,14	108,8%
TOTAL	43.246	-3,0%	-1,3%	534.023	538.706	0,9%

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

** Os valores de produção incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade.

Dados contabilizados até setembro 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 9. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Ago/16 (GWh)	Evolução mensal (Ago/16 / Jul/16)	Evolução anual (Ago/16 / Ago/15)	Set/14-Ago/15 (GWh)	Set/15-Ago/16 (GWh)	Evolução
Hidráulica	1	15,4%	29,6%	1.387	13	-99,1%
Térmica	247	6,4%	2,2%	7.893	2.841	-64,0%
Gás	5	5,7%	6,2%	3.163	56	-98,2%
Petróleo *	242	6,4%	2,1%	4.730	2.785	-41,1%
TOTAL	248	6,4%	2,3%	9.280	2.853	-69,3%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicomcombustíveis.

Dados contabilizados até agosto de 2016, pois até o fechamento deste boletim não estavam disponíveis os dados do mês de setembro 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 setembro de 2016, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste aumentou 1,7 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 53,6%, com total de 4.145,8 MWmédios de geração verificada no mês. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 0,2 p.p. no fator de capacidade médio da região Nordeste em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 40,8%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, por sua vez, aumentou 7,9 p.p. em relação a agosto de 2016, e atingiu 36,1%, com total de geração verificada no mês de 644,7 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 5,4 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 31,2%.

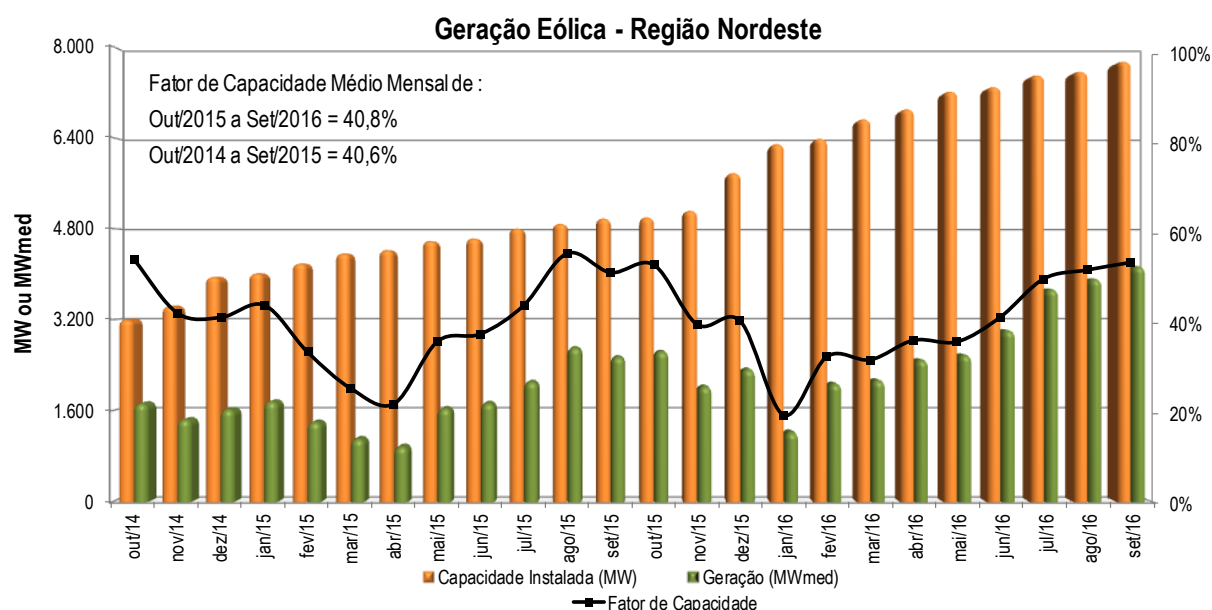


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até setembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

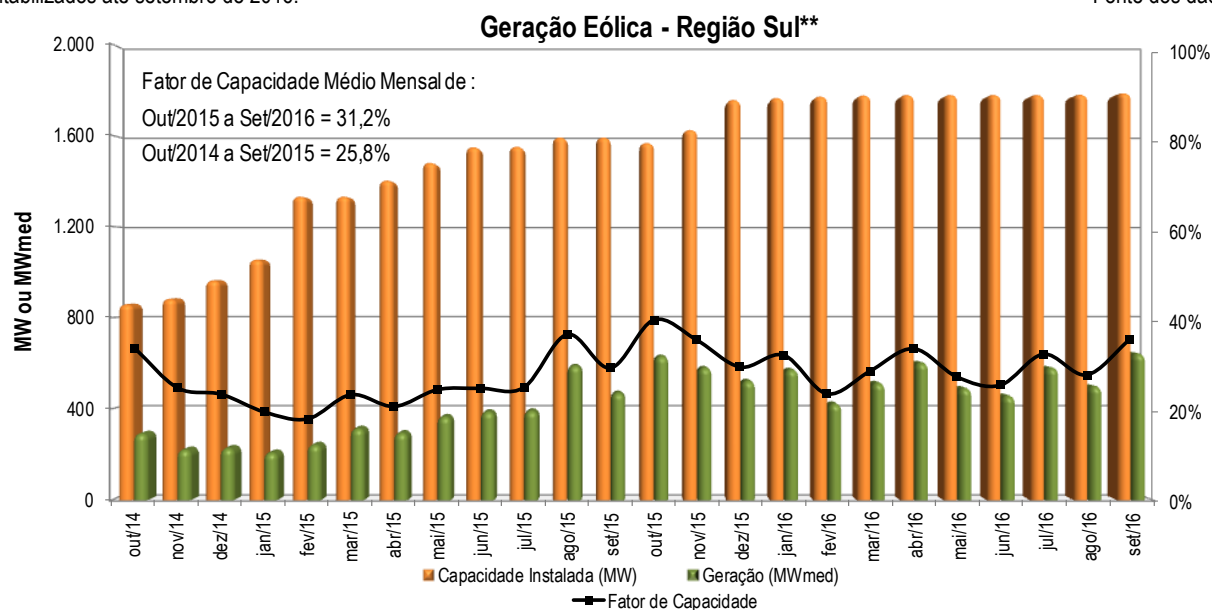


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até setembro 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 setembro de 2016, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos CER, totalizou 2.764,8 MWmédios, dos quais foram entregues 2.721,4 MWmédios.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de setembro de 2016 correspondeu a 93,8% da geração esperada desta fonte comprometida para o CER** para o mês. A geração a biomassa verificada atingiu 110,5% 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.

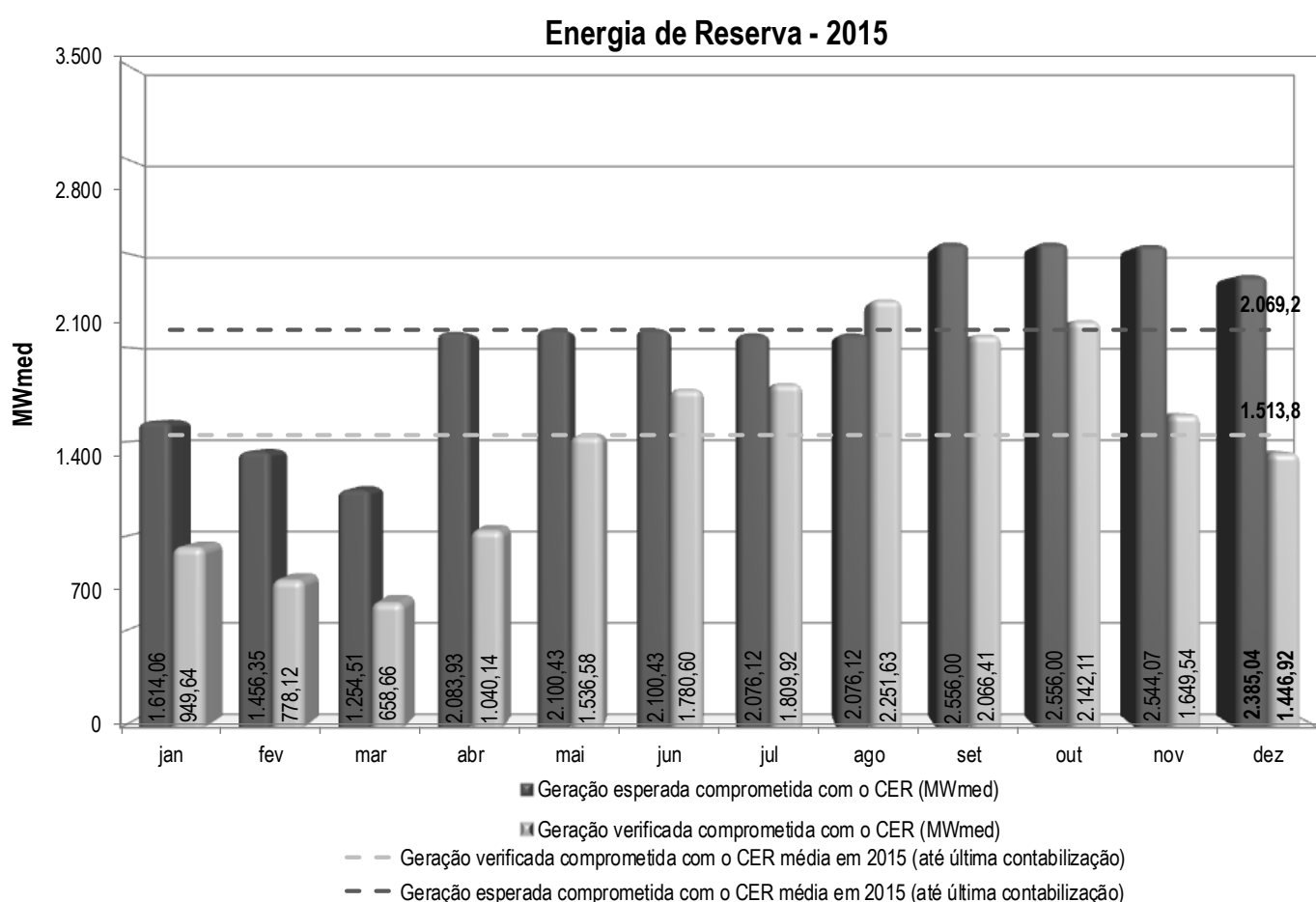


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.

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 global o desempenho dos empreendedores na entrega de Energia de Reserva. 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.

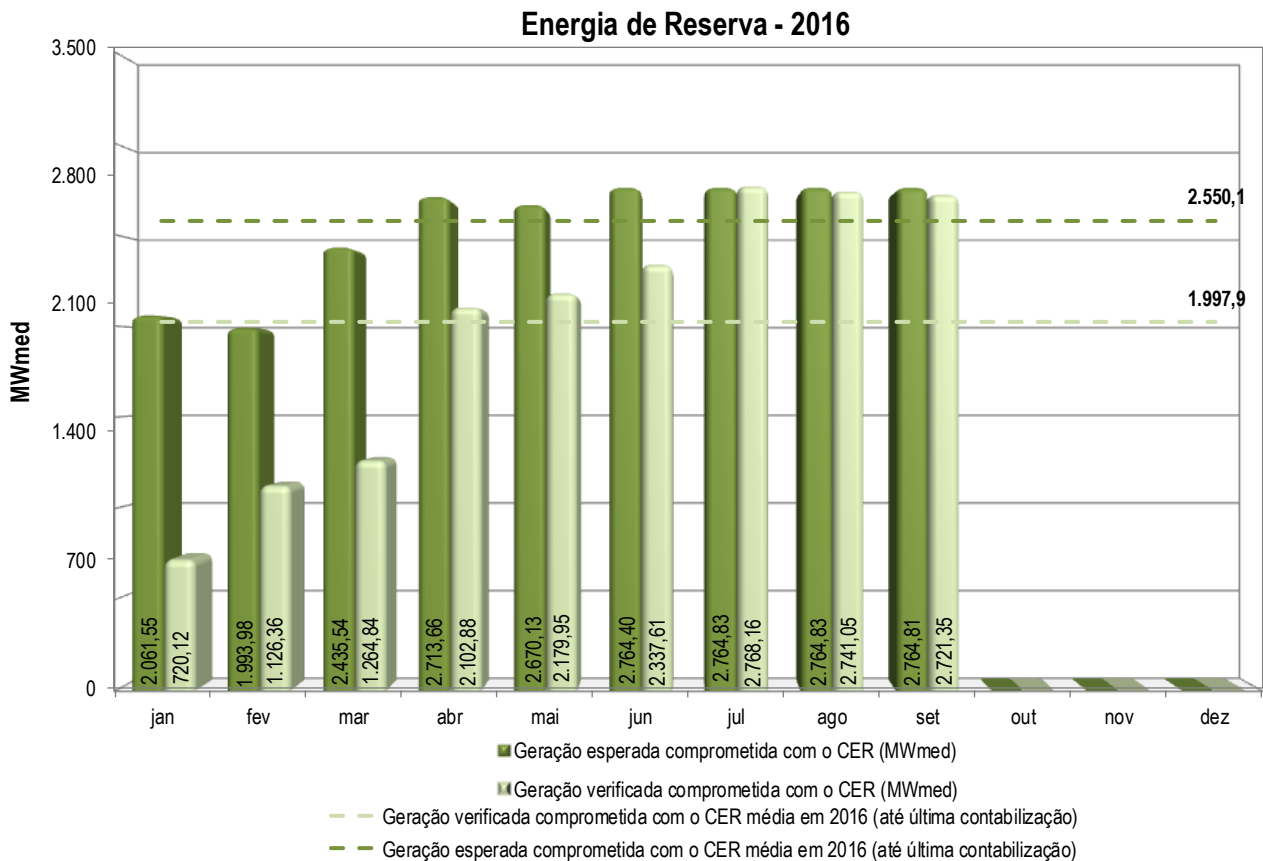


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2016.

Dados contabilizados até setembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

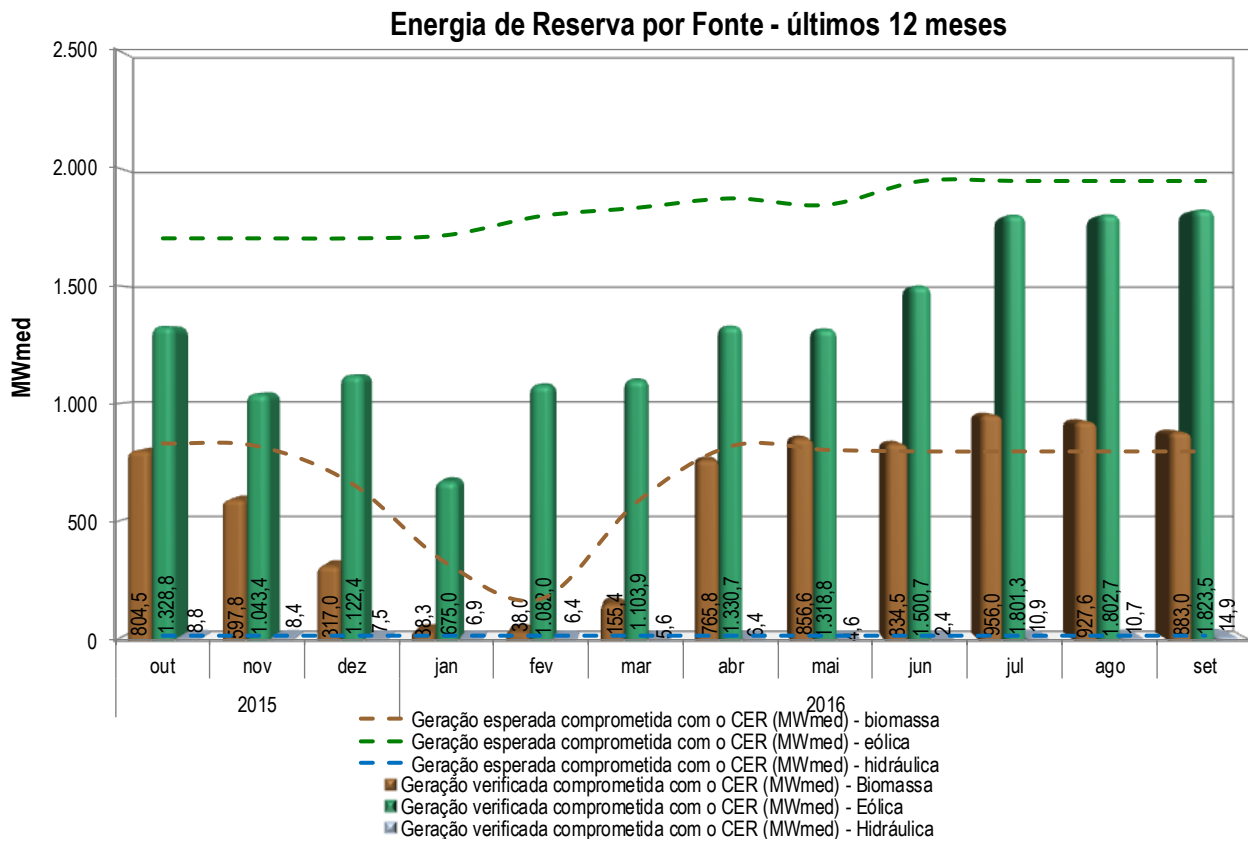


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até setembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

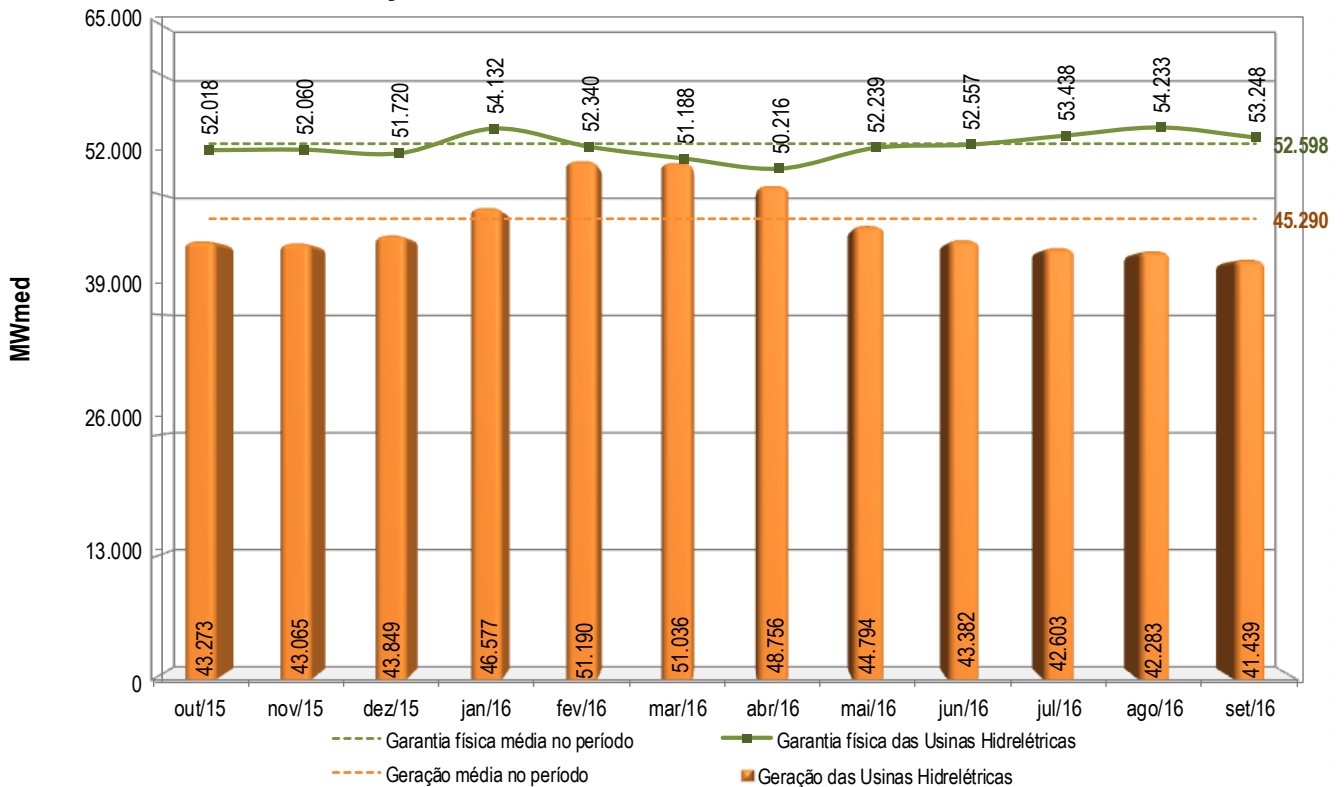


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até setembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas **

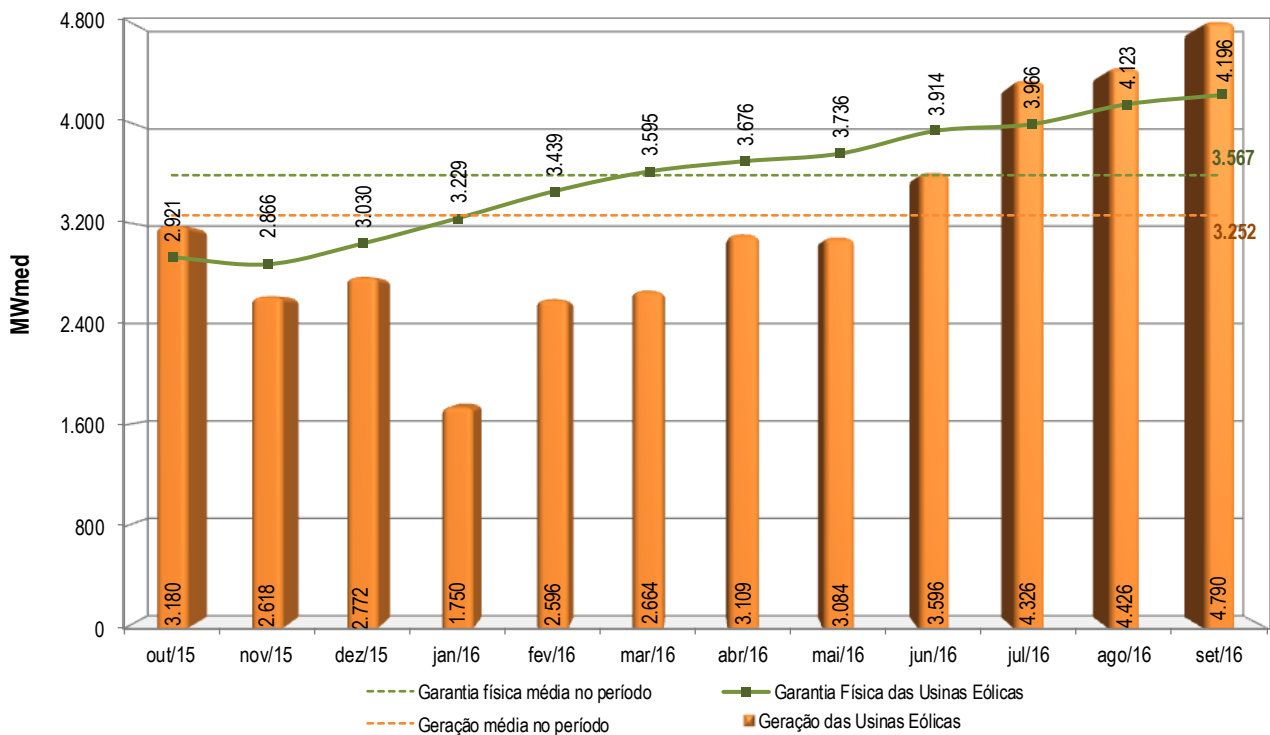


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até setembro 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

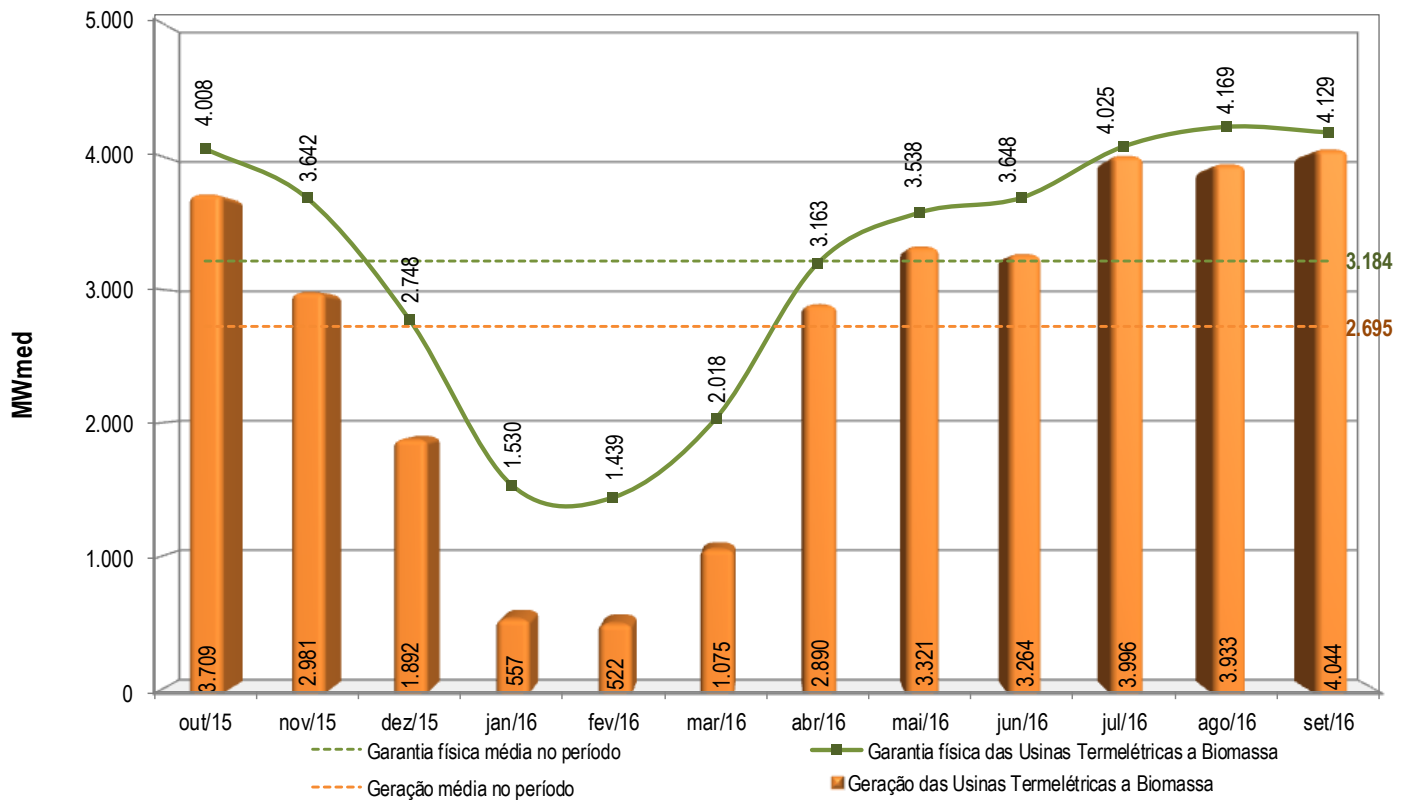


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até setembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo *

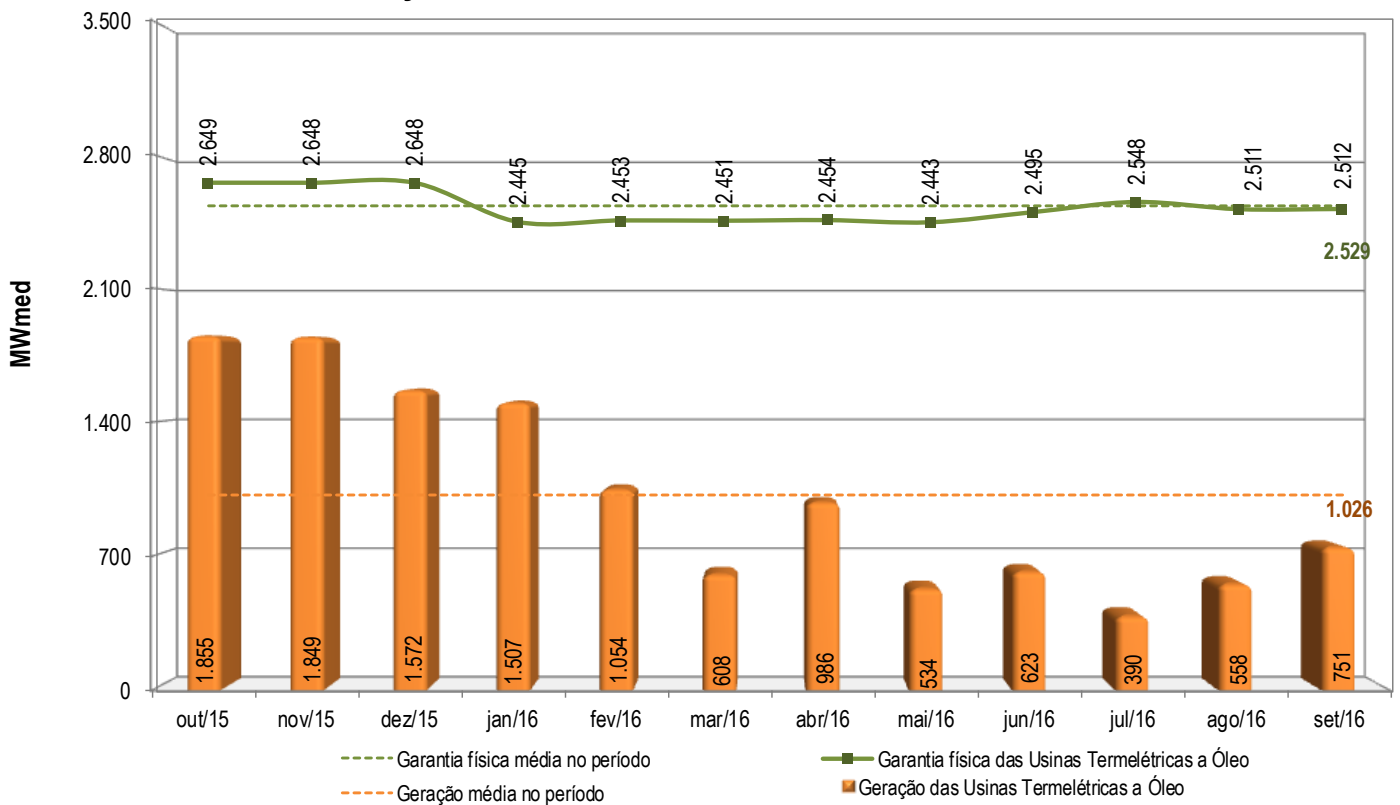


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até setembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

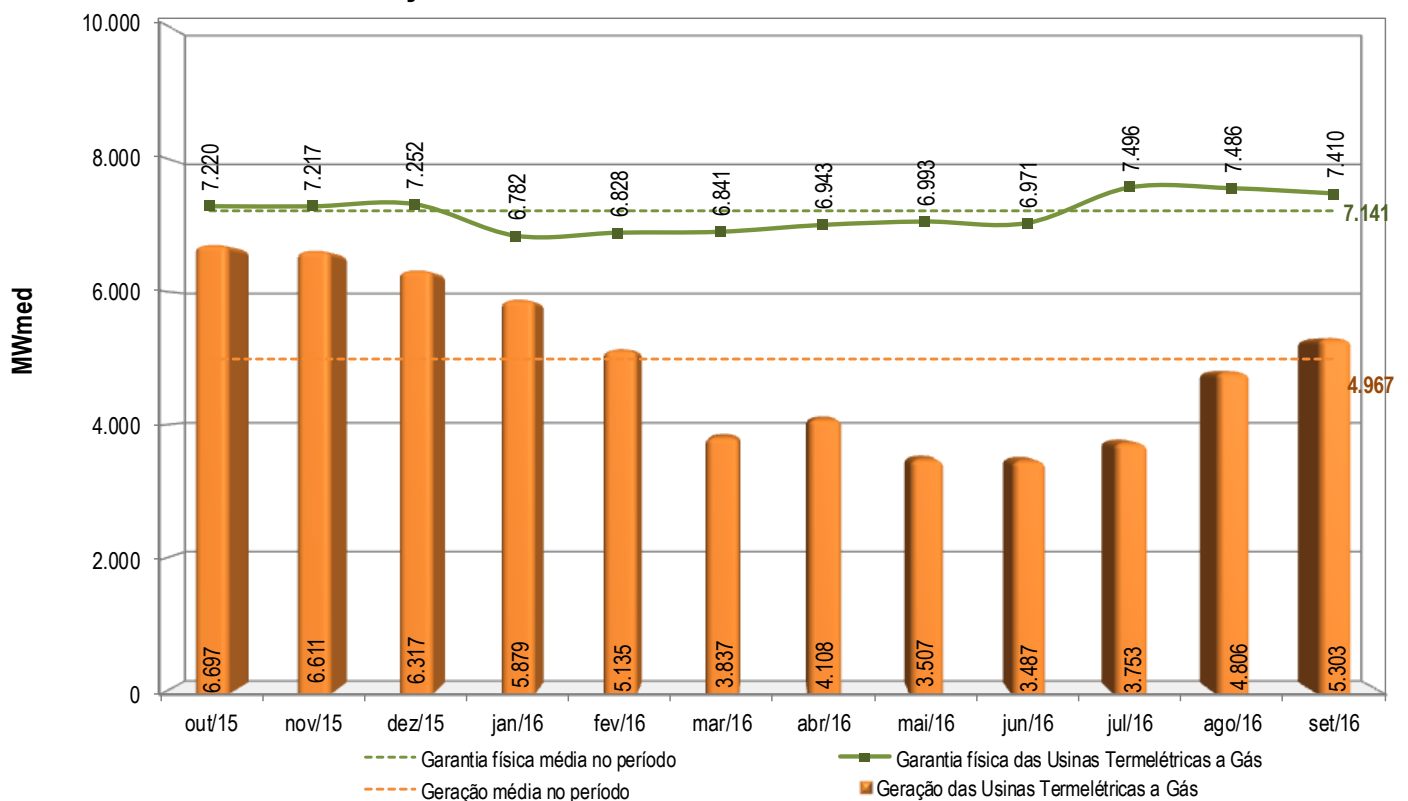


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até setembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

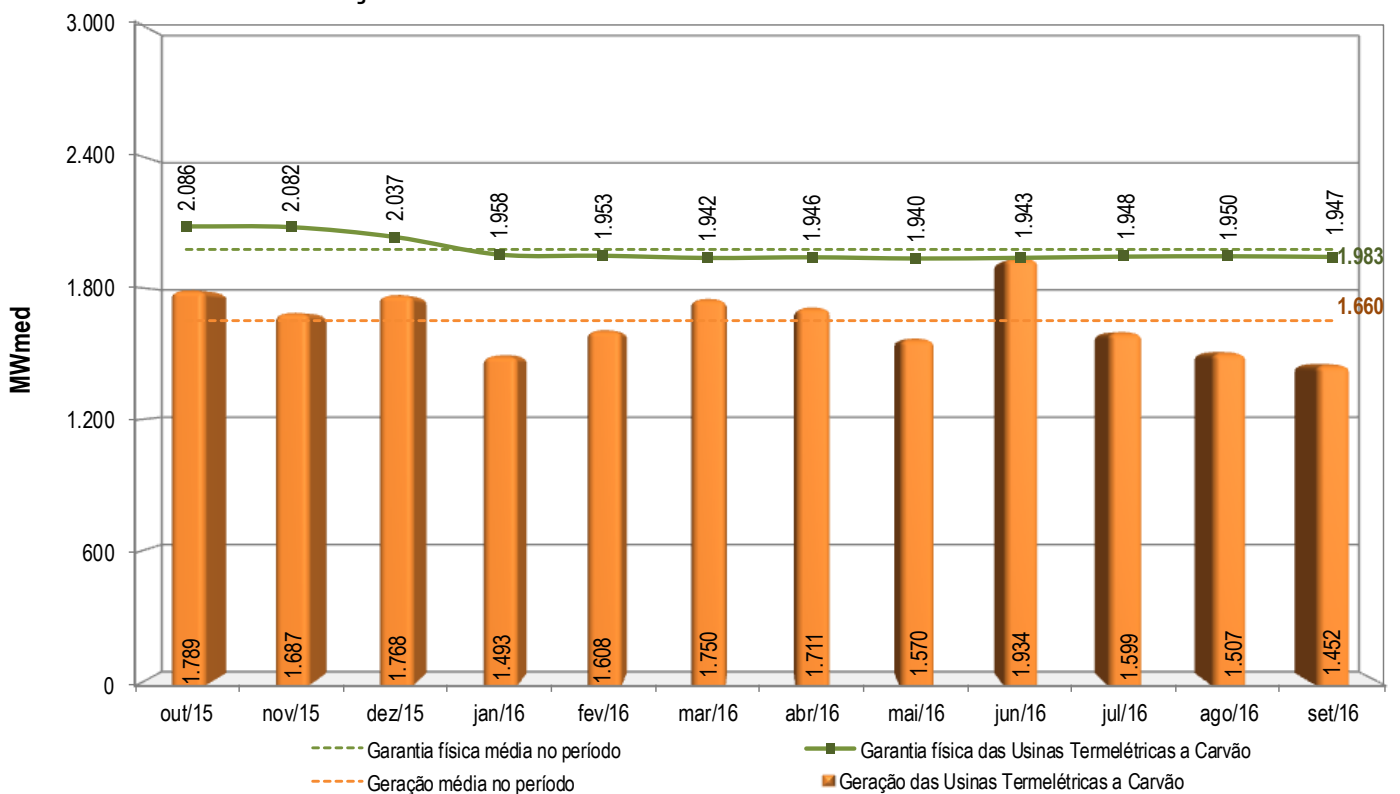


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até setembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

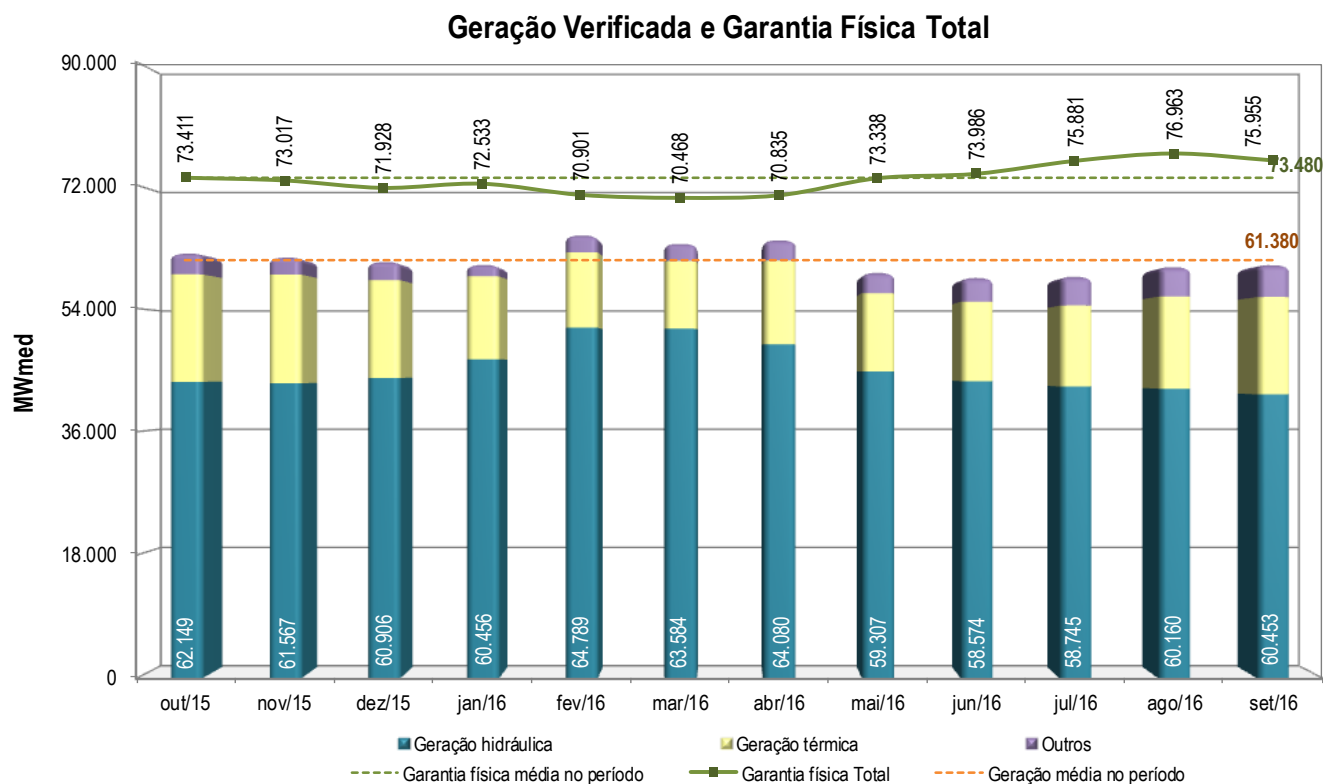


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até setembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO*

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

Em outubro de 2016 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 394,68 MW de geração:

- PCH da Fazenda, UG 2 de 13,5 MW, no Mato Grosso. CEG: PCH.PH.MT.029734-8.01;
- PCH Tigre, UGs 1 e 2, total de 9 MW, no Paraná. CEG: PCH.PH.PR.029222-2.01;
- CGH Wiggers, UG 1, de 0,6 MW, em Santa Catarina. CEG: CGH.PH.SC.029384-9.01;
- UEE Malhadinha 1, UGs 1 a 11, total de 23,1 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.030841-2.01;
- UEE Vento Formoso, UGs 1 a 15, total de 25,35 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.030595-2.01;
- UEE Ventos do Morro do Chapéu, UGs 1 a 15, total de 25,35 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.030582-0.01;
- UEE Vila Pará III - UGs: 1 a 8, total de 24 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031765-9.01;
- UEE Santa Mônica I, UGs 1 a 7, total de 18,9 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.032013-7.01;
- UEE Testa Branca I, UGs 1 a 3, total de 6,6 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031666-0.01;
- UEE Ventos de Sto Dimas, UGs 1 a 12 e 14, total de 25,2 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031372-6.01;
- UTE Porto das Águas, UG 4, de 45 MW, em Goiás. CEG: UTE.AI.GO.029999-5.01;
- UTE Buritys, UGs 1 a 18, total de 18 MW, em Rondônia. CEG: UTE.PE.RO.032286-5.01;
- UTE Cujubim, UGs 1 a 12, total de 12 MW, em Rondônia. CEG: UTE.PE.RO.032290-3.01;
- UTE Izidolândia, UGs 1 e 2, total de 0,88 MW, em Rondônia. CEG: UTE.PE.RO.032299-7.01;
- UTE Machadinho, UGs 1 a 15, total de 15 MW, em Rondônia. CEG: UTE.PE.RO.032291-1.01;
- UTE São José do Pinheiro, UG 4, de 10 MW, em Sergipe. CEG: UTE.AI.SE.029685-6.01;
- UEE Ventos de São Benedito, UGs 1 e 7, total de 4,2 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031373-4.01;
- UTE CSP, UGs 1 e 2, total de 118 MW, no Ceará. CEG: UTE.FL.CE.031241-0.01.

* 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 10. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.

Fonte	Realizado em Out/2016 (MW)	Acumulado em 2016 (MW)
Eólica	152,700	2.115,110
Hidráulica	23,100	4.144,179
PCH + CGH	23,100	167,499
UHE	0,000	3.976,680
Solar	0,000	0,000
Fotovoltaica	0,000	0,000
Térmica	218,880	1.485,867
Biomassa	173,000	793,547
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	518,800
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	18,000
Petróleo	45,880	155,520
TOTAL	394,680	7.745,156

Fonte dos dados: MME / SEE

8.2. Previsão da Expansão da Geração *

Tabela 11. Previsão da expansão da geração (MW).

Fonte	Previsão ACR 2016 (MW)	Previsão ACR 2017 (MW)	Previsão ACR 2018 (MW)
Eólica	48,900	2.533,200	3.167,650
Hidráulica	816,230	4.449,164	5.030,296
PCH + CGH	23,690	229,736	176,972
UHE	792,540	4.219,428	4.853,324
Solar	0,000	1.007,070	959,472
Fotovoltaica	0,000	1.007,070	959,472
Térmica	55,000	628,750	0,000
Biomassa	55,000	38,000	0,000
Carvão	0,000	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	590,750	0,000
Nuclear	0,000	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000	0,000
Petróleo	0,000	0,000	0,000
TOTAL	920,130	8.618,184	9.157,418

Fonte dos dados: MME / SEE

* 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 acordadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 20/10/2016, 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 outubro de 2016 houve expansão de 65,0 km em linhas de transmissão no SIN:

- LT 230 kV Ceará Mirim II / João Câmara II C-2, com 65 km de extensão, da empresa Esperanza, no estado do Rio Grande do Norte.

Tabela 12. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Out/16 (km)	Acumulado em 2016 (km)
230	65,0	921,4
345	0,0	14,0
440	0,0	15,0
500	0,0	3.187,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
TOTAL	65,0	4.137,4

Fonte dos dados: MME / SEE

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

No mês de outubro de 2016, foi incorporado ao SIN um novo transformador:

- TR2 230/69 kV – 100 MVA, na SE Arapiraca III (Chesf), em Alagoas.

Tabela 13. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.

	Realizado em Out/16 (MVA)	Acumulado em 2016 (MVA)
TOTAL	100,0	9.247,0

Fonte dos dados: MME / SEE

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

No mês, não foram incorporados ao SIN equipamentos de compensação de potência reativa.



9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

Tabela 14. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2016	Previsão 2017	Previsão 2018
138	10,0	0,0	55,5
230	246,7	1.701,2	1.036,5
345	0,0	15,4	22,0
440	20,0	0,0	0,0
500	900,5	2.425,3	2.172,4
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800	0,0	0,0	4.184,0
TOTAL	1.177,2	4.141,9	7.470,4

Fonte dos dados: MME / SEE

9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação *

Tabela 15. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2016	Previsão 2017	Previsão 2018
TOTAL	3.802,0	18.701,0	25.190,0

Fonte dos dados: MME / SEE

* 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 19/10/2016, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.



10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de outubro de 2016 houve geração de aproximadamente 11.200 MW médios em usinas térmicas, considerando as usinas programadas pelo ONS, valor cerca de 300 MW 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 outubro, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, foi registrado na última semana operativa em todos os subsistemas, a menos do Sudeste/Centro-Oeste, no valor de R\$ 221,91 / MWh. Já o valor mínimo, igual a R\$ 152,72 / MWh, foi atingido entre os dias 22 e 28 de outubro em todos os subsistemas. Além disso, destaca-se que 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 (GE) verificada em outubro de 2016 atingiu valor da ordem de 1.180 MW médios, ante os 1.020 MW médios verificados no mês anterior. Já a geração térmica por restrição elétrica atingiu cerca de 570 MW médios em outubro, ante aos cerca de 1.230 MW médios verificados em setembro de 2016.

Sobre este tema, ressalta-se que permanece vigente a deliberação da 169ª reunião (ordinária) do CMSE, realizada em 1º de junho de 2016, que possibilitou o despacho por GE em montantes definidos em função da produção eólica na região Nordeste e da evolução do armazenamento do reservatório da UHE Tucuruí.

Além disso, em relação à geração por restrição elétrica, destaca-se que, nos meses de agosto e setembro de 2016, foi indicado o despacho de usinas térmicas visando à segurança elétrica em áreas onde ocorreram eventos dos Jogos Olímpicos e Paraolímpicos, conforme as “Diretrizes para a Programação e Operação do SIN durante os Jogos Olímpicos e Paraolímpicos Rio 2016”, trabalho elaborado pelo ONS. Assim, em função do término destes eventos, dentre outros motivos, foi verificada em outubro redução considerável na geração de usinas térmicas por esta razão de despacho em comparação aos meses anteriores.

10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

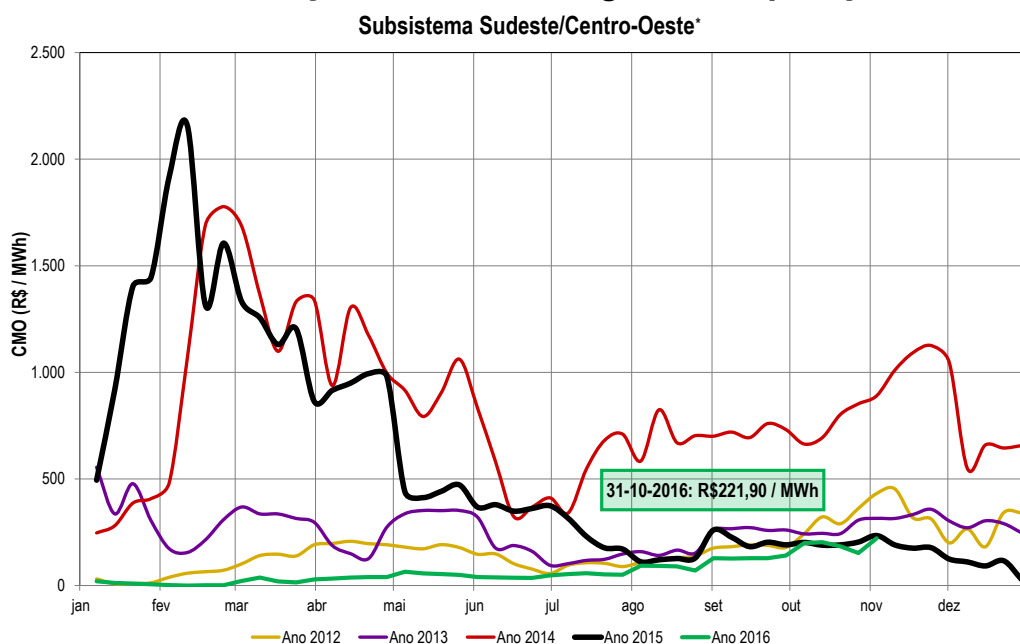


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

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

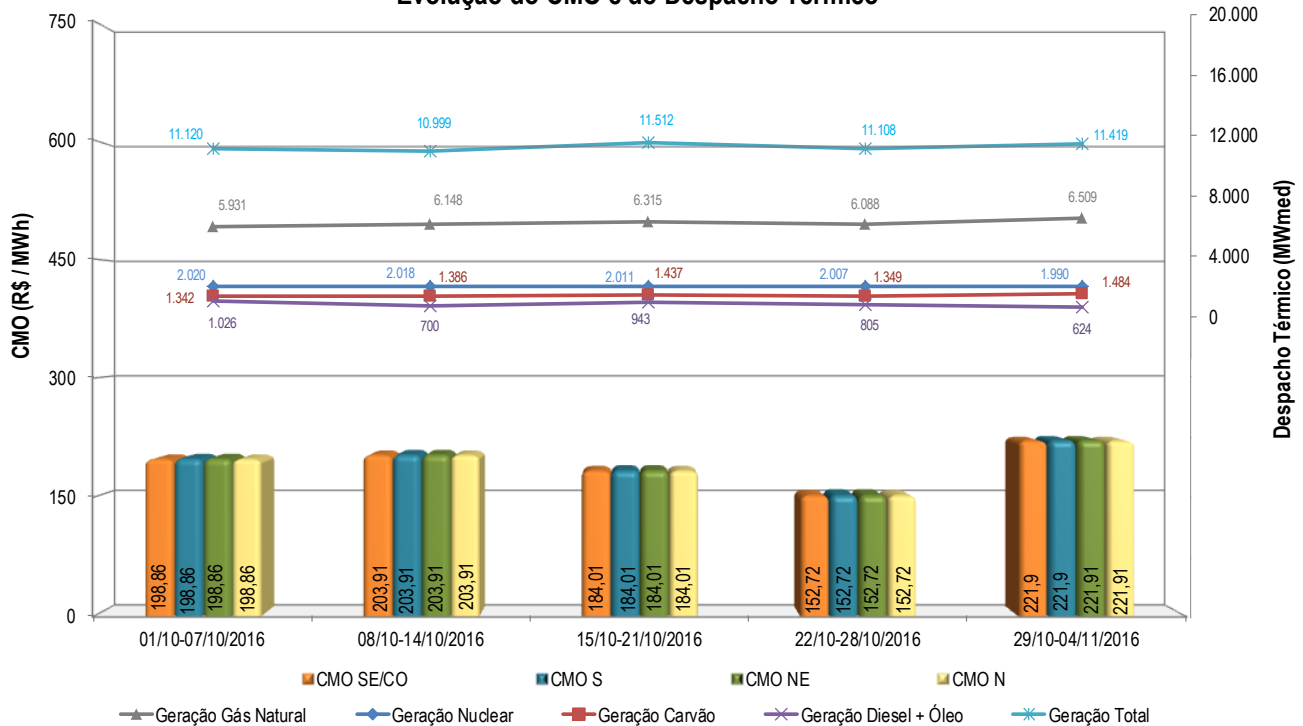


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

11. ENCARGOS SETORIAIS*

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em setembro de 2016 foi de R\$ 286,3 milhões, montante inferior ao dispendido no mês anterior (R\$ 334,1 milhões). O valor do mês de setembro de 2016 é composto por R\$ 139,9 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\$ 15,8 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 cerca de R\$ 130,6 milhões referentes aos encargos por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica para garantia do suprimento energético, autorizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE.

Atualmente, o encargo Segurança Energética está relacionado principalmente ao atingimento do limite de transmissão de Recebimento pelo Nordeste e conseqüente necessidade de aumento de geração interna ao subsistema para fechamento do balanço energético, estando a geração hidráulica limitada para garantia da segurança hídrica. Também está associado à geração térmica complementar para controle do deplecionamento da UHE Tucuruí.

Destaca-se também que, em setembro, durante o período de realização dos Jogos Olímpicos Rio 2016, foi mantido o despacho térmico por razões elétricas de usinas visando à segurança elétrica em áreas onde o evento ocorreu, conforme as “Diretrizes para a Programação e Operação do SIN durante os Jogos Olímpicos e Paraolímpicos Rio 2016”, do ONS, e a exemplo do realizado para os Jogos Olímpicos.

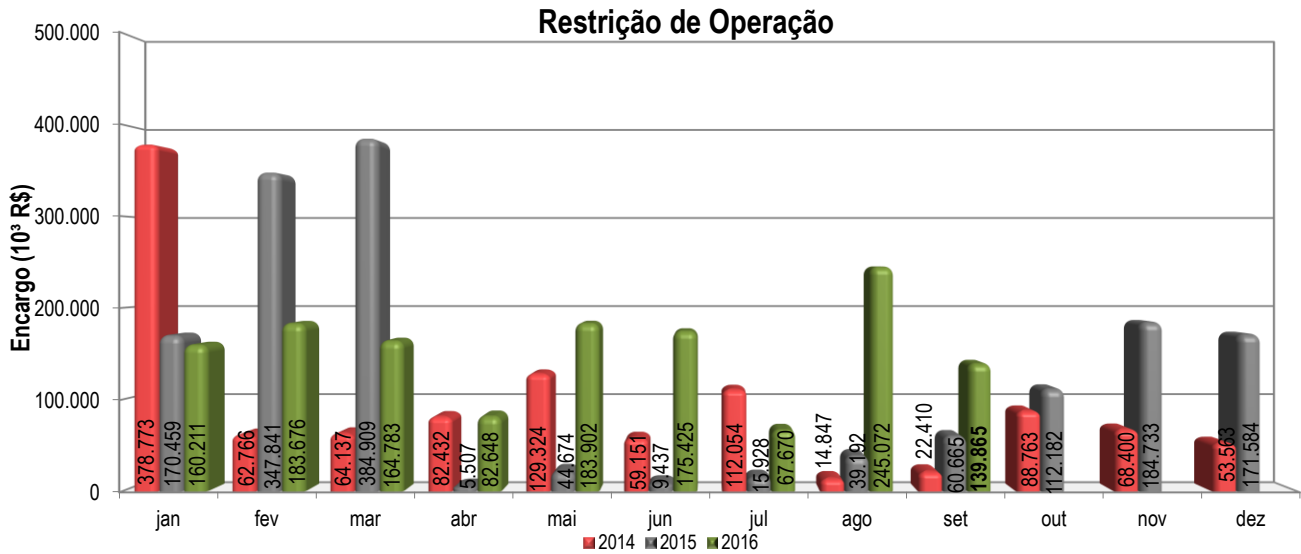


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até setembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

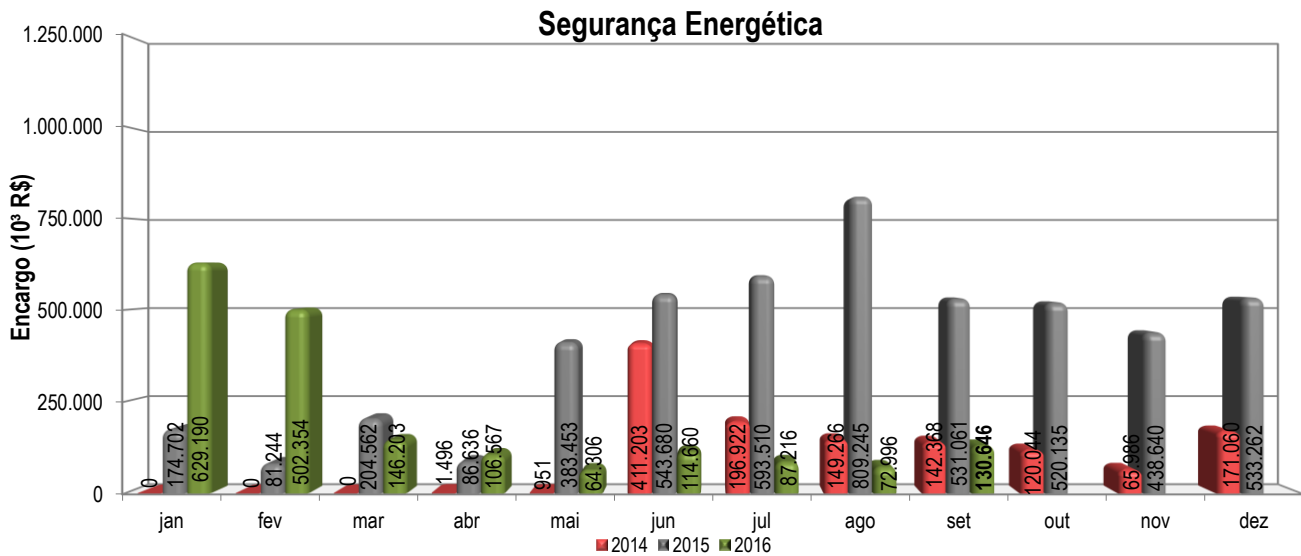


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até setembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

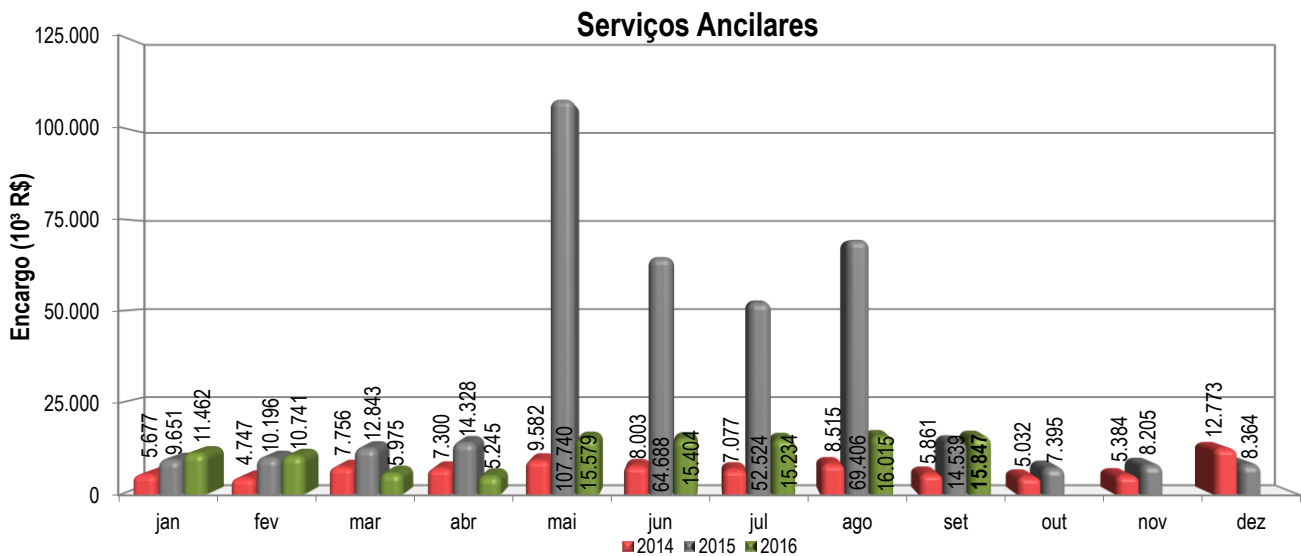


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até setembro de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de outubro de 2016, o número de ocorrências no SIN foi pouco superior ao verificado no mesmo período de 2015. No entanto, o montante de carga interrompida foi bastante superior ao montante observado em outubro de 2015. Seguem as principais informações das ocorrências verificadas:

- **Dia 16 de outubro, às 19h51min:** Desligamento do Bipolo de Corrente Contínua Foz do Iguaçu – Ibiúna (Furnas), ocasionando a desconexão da UHE Itaipu 50 Hz do SIN, que gerava montante de 6.827 MW de geração. Houve atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC com interrupção de **3.331 MW** de carga no SIN. Causa: Atuação acidental da proteção de sobrevelocidade do Compensador Síncrono CS2, ocasionando bloqueio dos conversores;
- **Dia 23 de outubro, às 15h28min:** Desligamento das LT 500 kV Lechuga – Silves C1 e C2, ocasionando abertura da interligação de Manaus com o SIN, associado a desligamento de unidades geradoras na região de Manaus. Houve interrupção total das cargas da Eletrobras Distribuição Amazonas, em Manaus, em montante de **844 MW**. Causa: Desligamento das linhas devido a descargas atmosféricas.

Também houve três ocorrências com interrupção total das cargas do sistema Boa Vista, em Roraima, referente aos dias 09/10/2016, às 01h59min, 18/10/2016, às 15h36min e 31/10/2016, às 20h37min, todos com origem na interligação Brasil – Venezuela, na LT 230 kV Las Claritas – Santa Elena (Corpoelec).

Os índices DEC e FEC mensais para o Brasil apresentaram redução entre agosto e setembro de 2016.

Fonte dos dados: ONS / EDRR / Eletronorte / ANEEL

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

Tabela 16. 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	0	0	0	3.113	0	3.331			9.510	5.487
S	606	0	0	0	0	0	0	0	0	210			816	1.916
SE/CO	677	722	1.070	210	0	1.297	0	2.815	323	1.099			8.213	7.066
NE	506	0	0	304	0	529	357	0	193	107			1.996	4.688
N-Int	1.695	258	590	477	408	706	498	168	149	1.608			6.557	7.911
TOTAL	3.484	980	4.726	991	408	2.532	855	6.096	665	6.355	0	0	27.092	27.068

Fonte dos dados: ONS.

Tabela 17. 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	0	0	0	1	0	1			3	2
S	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1			2	9
SE/CO	3	4	4	1	0	3	0	4	1	3			23	24
NE	1	0	0	1	0	2	1	0	1	1			7	14
N-Int	1	1	2	2	1	3	3	1	1	3			18	32
TOTAL	6	5	7	4	1	8	4	6	3	9	0	0	53	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

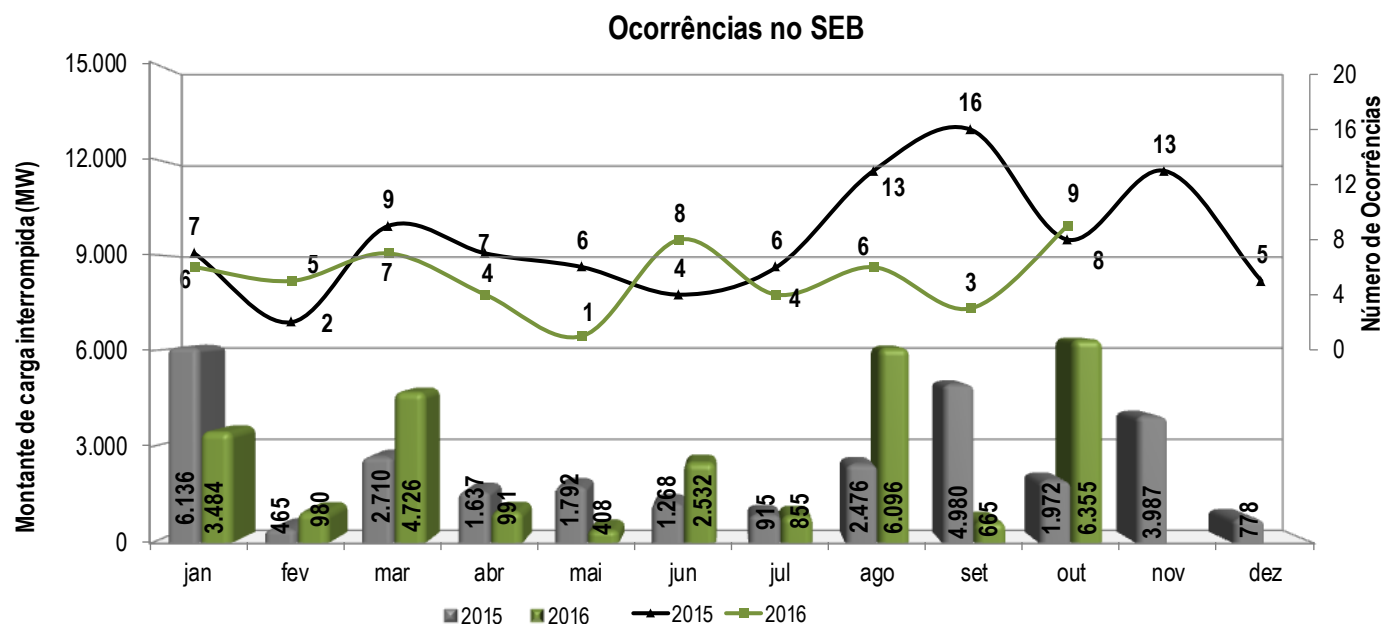


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS

12.2. Indicadores de Continuidade *

Tabela 18. 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	1,44	1,19	1,07	1,05	0,98	1,15	1,07				11,38	13,30
S	1,31	1,42	1,21	1,30	0,91	0,78	0,86	1,01	0,86				9,65	11,79
SE	1,31	1,51	1,09	0,74	0,80	0,76	0,70	0,94	0,76				8,61	9,32
CO	2,38	2,32	1,82	1,34	1,13	0,97	0,94	1,51	1,57				13,97	15,92
NE	2,28	1,45	1,41	1,39	1,25	1,21	1,11	1,08	1,08				12,25	15,75
N	3,32	3,41	4,19	3,23	2,65	3,22	2,73	2,88	3,19				28,81	32,33

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

Fonte dos dados: ANEEL

Tabela 19. 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	0,84	0,79	0,69	0,62	0,62	0,62	0,70	0,65				6,39	10,31
S	0,84	0,89	0,73	0,78	0,57	0,52	0,58	0,64	0,54				6,09	9,51
SE	0,61	0,67	0,57	0,42	0,43	0,40	0,39	0,57	0,43				4,51	7,26
CO	1,43	1,47	1,16	1,02	0,77	0,84	0,80	1,03	1,06				9,58	13,40
NE	0,82	0,62	0,70	0,68	0,64	0,67	0,61	0,56	0,61				5,90	10,57
N	2,22	2,14	2,51	2,09	1,79	1,96	2,08	1,93	2,23				18,93	29,60

Dados contabilizados até setembro 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.

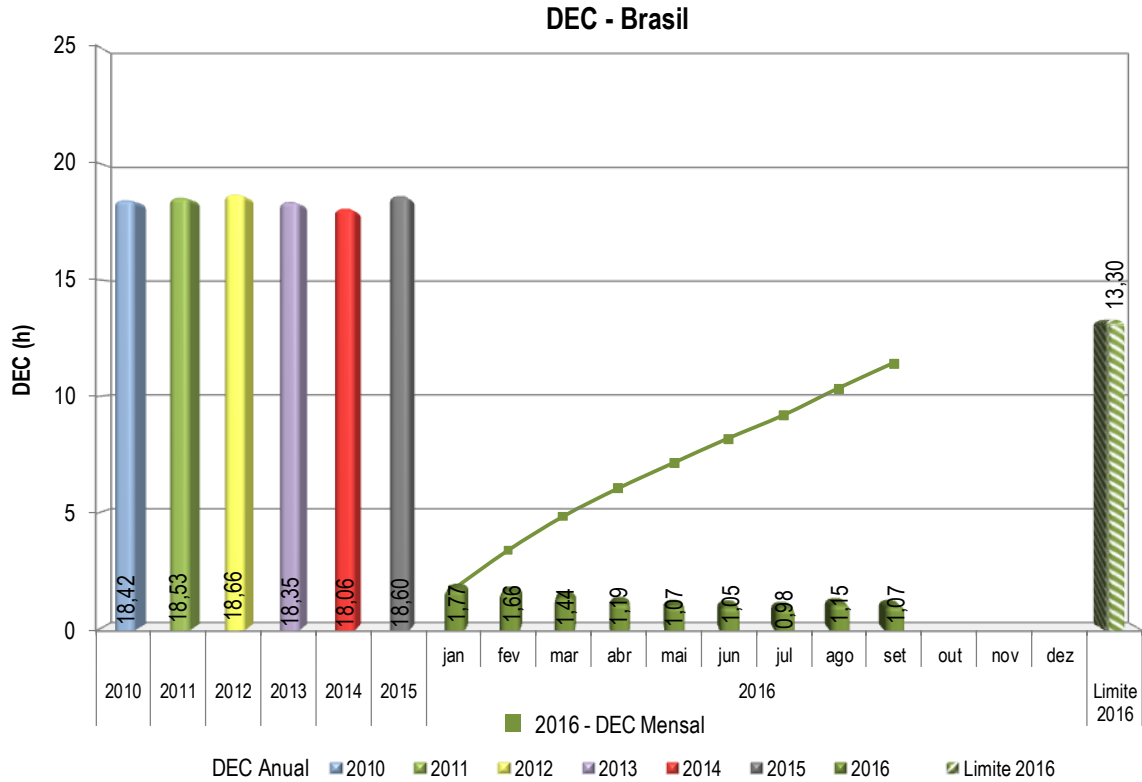


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte dos dados: ANEEL

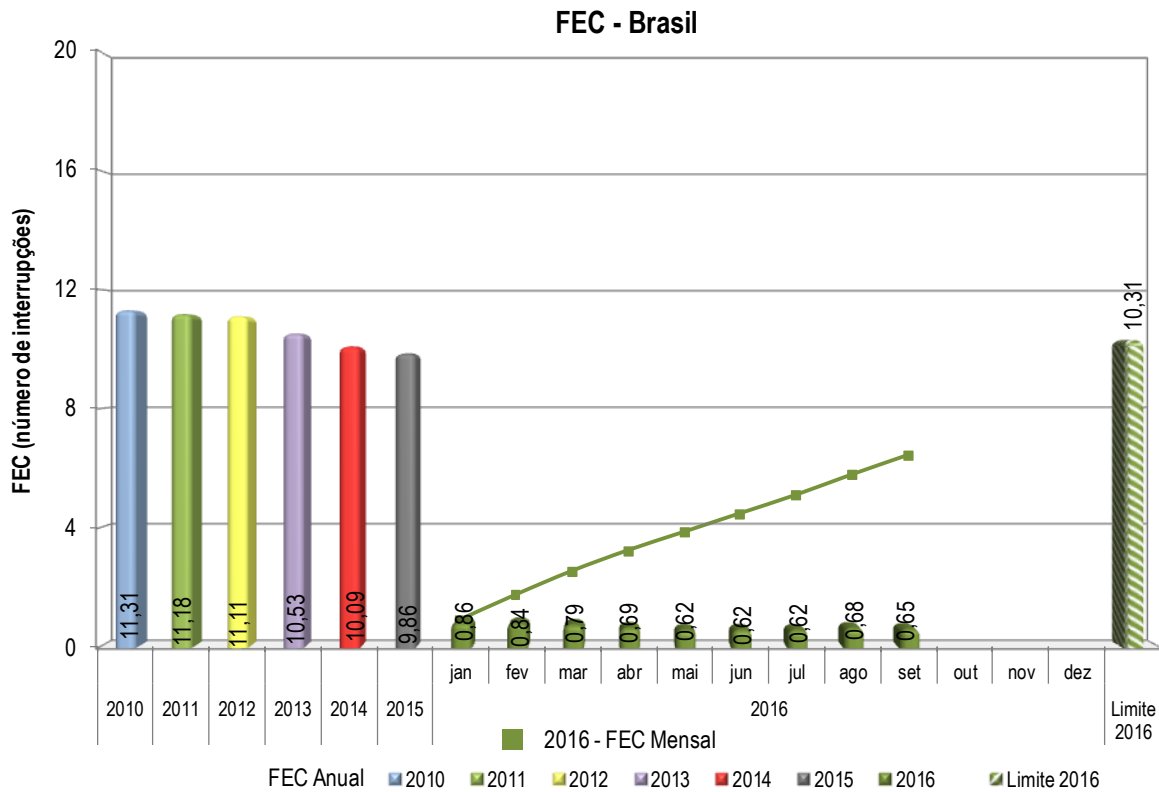


Figura 40. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até setembro 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	ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
CO - Centro-Oeste	PCH - Pequena Central Hidrelétrica
CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão	PIE - Produtor Independente de Energia
CVaR – <i>Conditional Value at Risk</i>	Proinfa - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	S - Sul
DMSE - Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico	SE - Sudeste
EAR – Energia Armazenada	SEB - Sistema Elétrico Brasileiro
ENA - Energia Natural Afluente Energético	SEE - Secretaria de Energia Elétrica
EPE - Empresa de Pesquisa Energética	SEP – Sistemas Especiais de Proteção
ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga	SI - Sistemas Isolados
ESS - Encargo de Serviço de Sistema	SIN - Sistema Interligado Nacional
FC - Fator de Carga	SPE - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	UEE - Usina Eólica
GNL - Gás Natural Liquefeito	UHE - Usina Hidrelétrica
GTON - Grupo Técnico Operacional da Região Norte	UNE - Usina Nuclear
GW - Gigawatt (10^9 W)	UTE - Usina Termelétrica
GWh – Gigawatt-hora (10^9 Wh)	VU - Volume Útil
h - Hora	ZCAS – Zona de Convergência do Atlântico Sul
Hz - Hertz	ZCOU – Zona de Convergência de Umidade
km - Quilômetro	
kV – Quilovolt (10^3 V)	
MLT - Média de Longo Termo	
MME - Ministério Minas e Energia	