



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro Setembro – 2016





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Setembro – 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 setembro de 2016 – Brasil.	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/09 a 24/09/2016 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 setembro de 2016, os valores de afluições brutas foram inferiores à média de longo termo – MLT em todos os subsistemas, com destaque para a ocorrência dos piores valores do histórico para o mês nos subsistemas Nordeste e Norte. Neste mês, houve contribuição de 10.900 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 setembro de 2016 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: -5,9 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, -10,3 p.p. no Sul, -4,4 p.p. no Nordeste e -7,3 p.p. no Norte. Ressalta-se que são valores superiores aos verificados em cada subsistema no mesmo período do ano anterior.

No dia 1º de setembro de 2016, foi realizada a 172ª reunião (ordinária) do CMSE, quando, dentre outros assuntos, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE apresentou a segunda revisão quadrimestral da carga do SIN, com expectativa de crescimento do consumo total de eletricidade da ordem de 4,0% a.a. no horizonte 2016-2020.

Além disso, na ocasião, o MME apresentou o andamento das discussões com ANEEL, EPE, CCEE e ONS sobre encargos setoriais e eficiência do mercado, abrangendo: (i) atividades do Grupo de Trabalho “Governança dos Modelos Computacionais”, no âmbito da CPAMP; (ii) tratativas sobre ações de desjudicialização envolvendo a revisão da Portaria nº 455/2012 e da Resolução CNPE nº 3/2013; (iii) questões relativas à expansão do mercado livre.

Em 1º de setembro de 2016, a interligação entre o Brasil e o Uruguai, via conversora de frequência de Melo, foi utilizada pela primeira vez para exportação de energia em caráter emergencial, por solicitação do país vizinho, desde sua entrada em operação comercial.

Entraram em operação comercial no mês 409,28 MW de capacidade instalada de geração, 1.046,0 km de linhas de transmissão e 700 MVA de transformação na Rede Básica. Em 2016 a expansão do sistema totalizou 7.350,5 MW de capacidade instalada de geração, 4.072,4 km de linhas de transmissão de Rede Básica e conexões de usinas e 9.147,0 MVA de transformação na Rede Básica.

Em relação à expansão da capacidade instalada de geração de energia elétrica no mês de setembro, destaca-se a conclusão da motorização das usinas do Rio Madeira, conforme seus respectivos projetos iniciais, restando apenas as unidades geradoras correspondentes às ampliações.

No mês de setembro de 2016 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 148.171 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2015, houve um acréscimo de 9.207 MW, sendo 5.379 MW de geração de fonte hidráulica, de 949 MW de fontes térmicas, 2.877 MW de fonte eólica e 2 MW de fonte solar.

No mês de agosto de 2016, a geração hidráulica correspondeu a 70,5% do total gerado no país, 2,2 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 se manteve no mesmo patamar. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, aumentou 2,2 p.p. entre julho e agosto de 2016, com destaque para as variações de +1,6 p.p. de geração a gás, +0,6 p.p. de geração nuclear e +0,5 p.p. de geração a petróleo.

Em agosto, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste aumentou 1,9 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 51,9%. Na região Sul, houve redução de 4,6 p.p. deste fator, atingindo 28,2%. 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 40,2%, e na região Sul o fator de capacidade médio das usinas eólicas aumentou 4,6 p.p., atingindo 30,7%.

Com relação ao mercado consumidor, em agosto de 2016, o consumo de energia elétrica atingiu 47.651 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, valor 0,3% inferior ao verificado no mesmo mês do ano anterior. Além disso, foi verificada expansão de 3,4% no número de unidades consumidoras residenciais nos últimos 12 meses.

As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 30 de setembro 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 setembro de 2016, houve precipitação abaixo da média climatológica em todas as principais bacias hidrográficas brasileiras do ponto de vista de armazenamento e de geração de energia elétrica. A primeira quinzena do mês foi caracterizada pela ocorrência de precipitação nas bacias hidrográficas do subsistema Sul, no Paranapanema e na calha principal do Paraná devido ao avanço de frentes frias pela região Sul e à atuação de um sistema de baixa pressão nos Estados de Santa Catarina e do Paraná.

As Energias Naturais Afluentes – ENA brutas verificadas em setembro para cada subsistema foram: 94 %MLT – 18.258 MWmédios no Sudeste/Centro-Oeste (39º melhor valor*), 74%MLT – 8.884 MWmédios no Sul (40º pior valor*), 33 %MLT – 1.017 MWmédios no Nordeste (pior valor*) e 54 %MLT – 1.053 MWmédios no Norte-Interligado (pior valor*).

Ressalta-se que foram armazenáveis 91 %MLT no Sudeste/Centro-Oeste, 67 %MLT no Sul, 32 %MLT no Nordeste e 53 %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

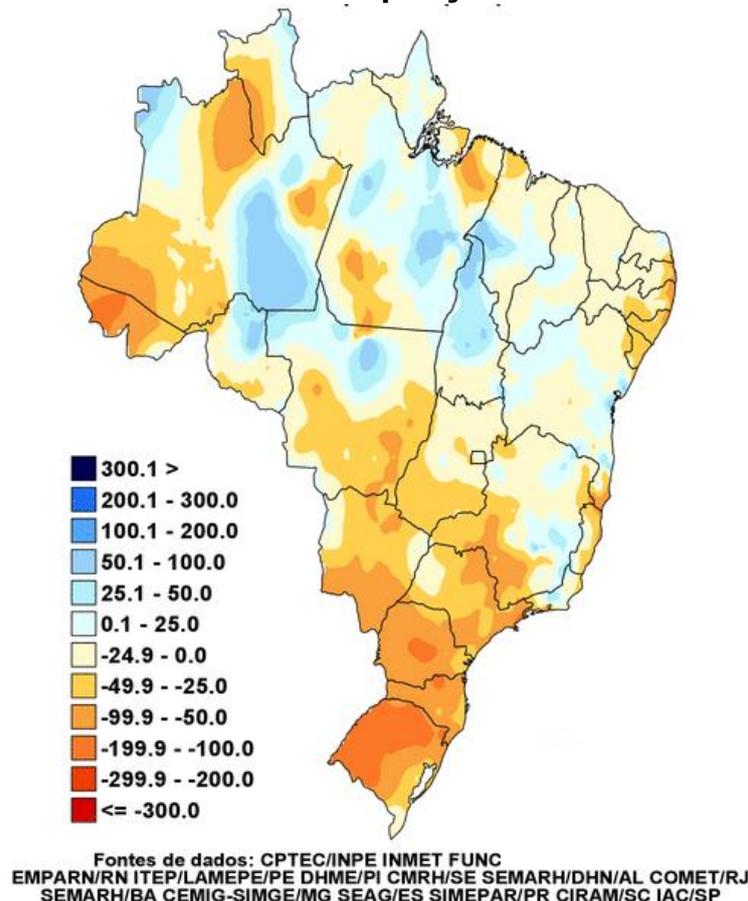


Figura 1. Anomalia de precipitação (mm) no mês de setembro de 2016 – Brasil.

Fonte: CPTEC/INPE



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

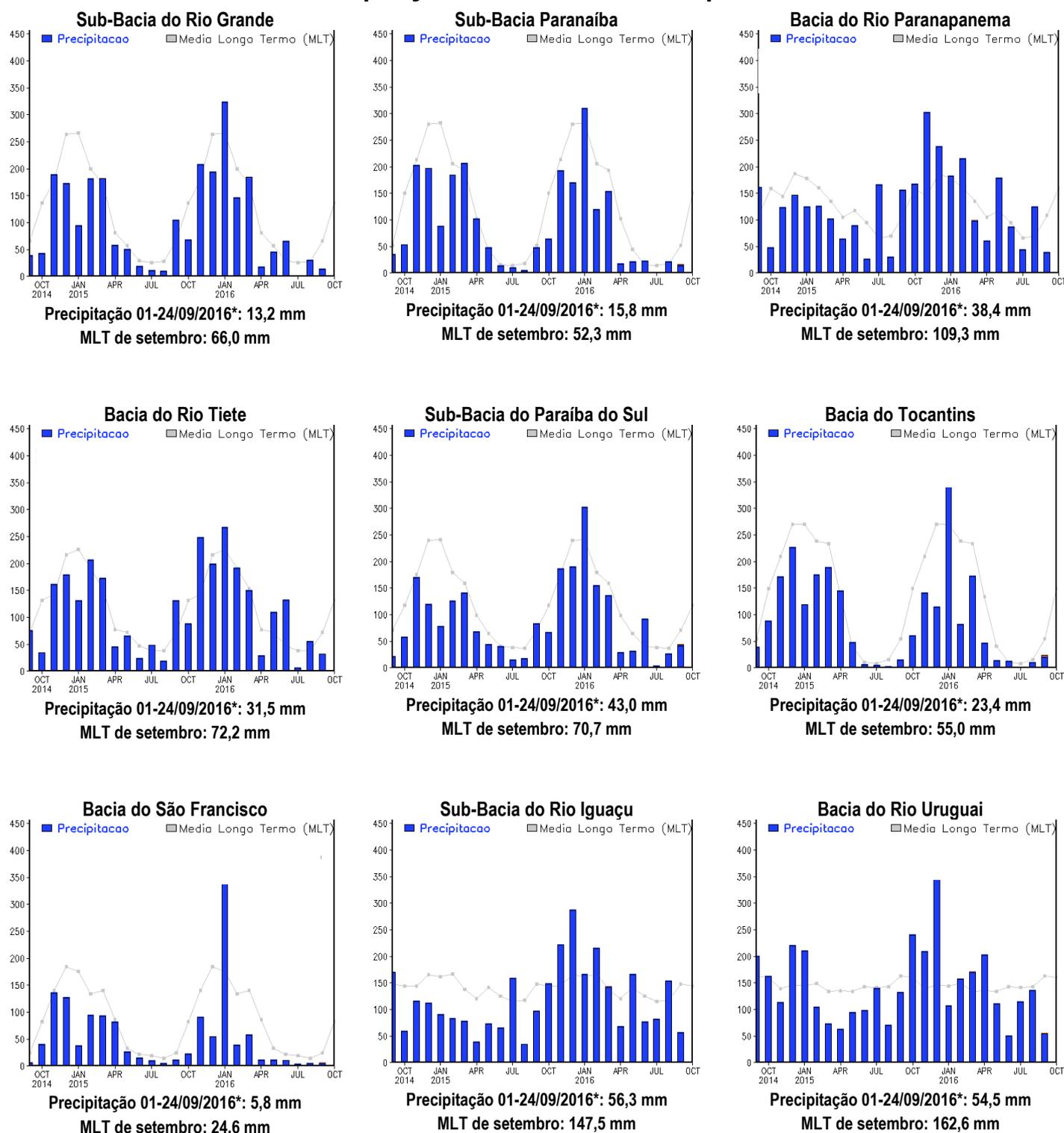


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/09 a 24/09/2016 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

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

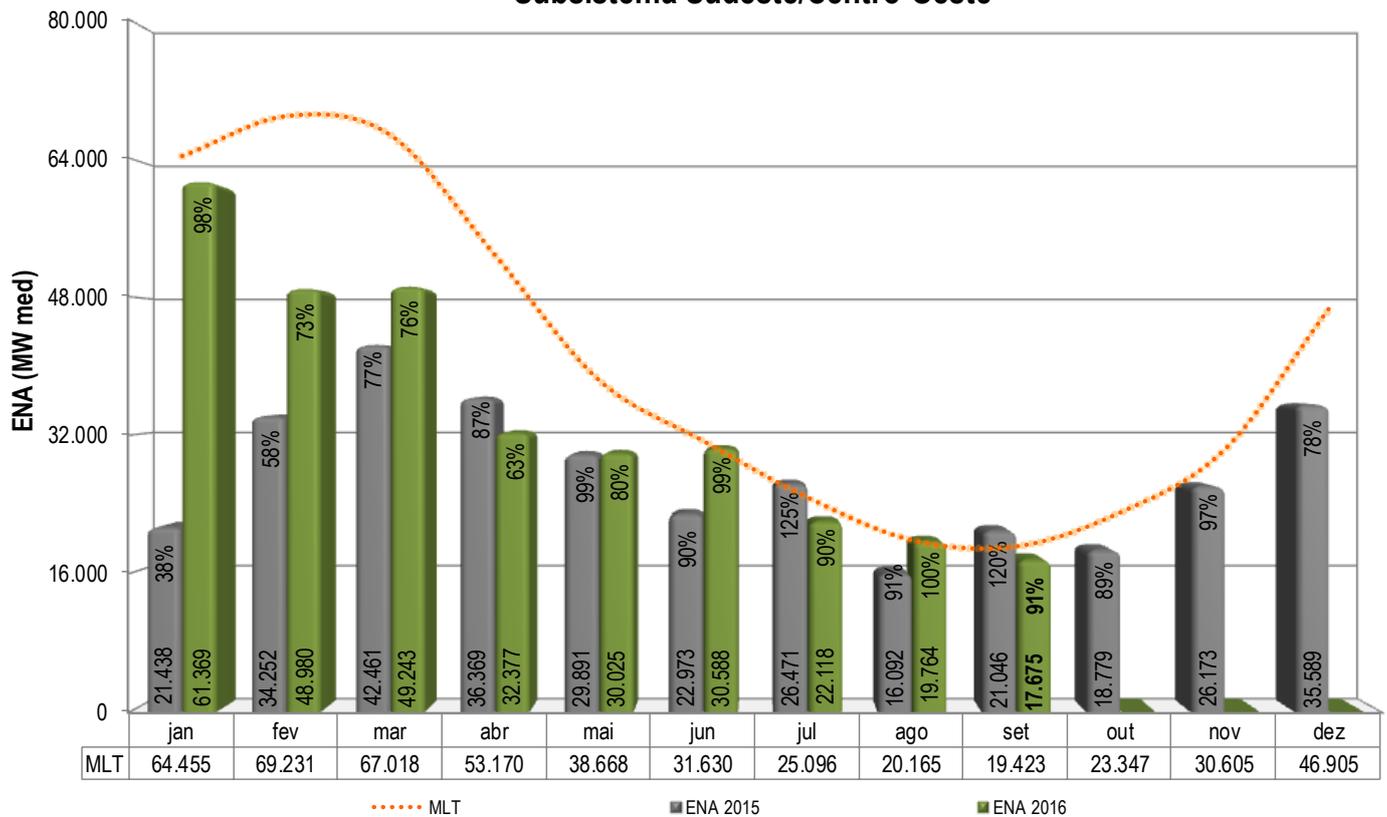


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Sul

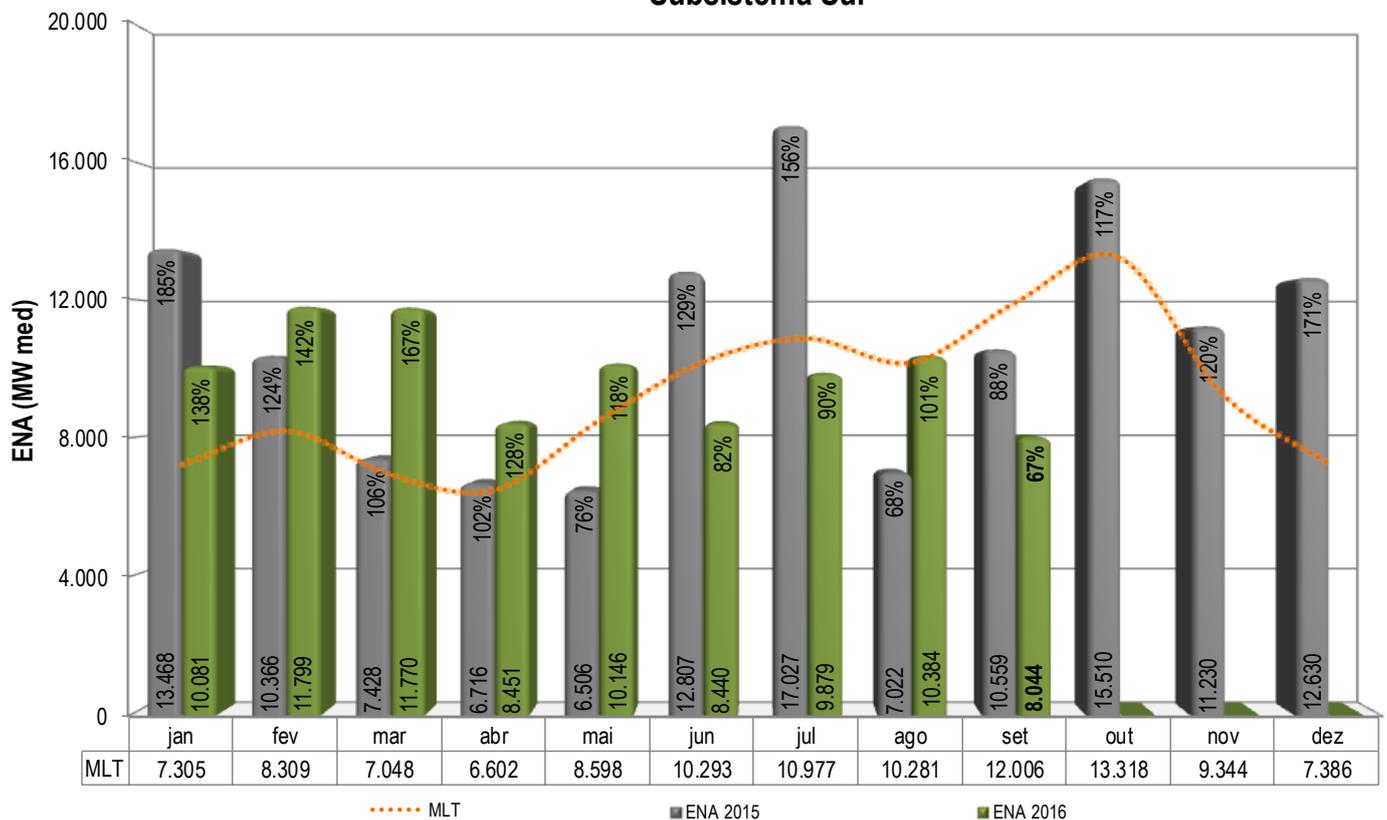


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

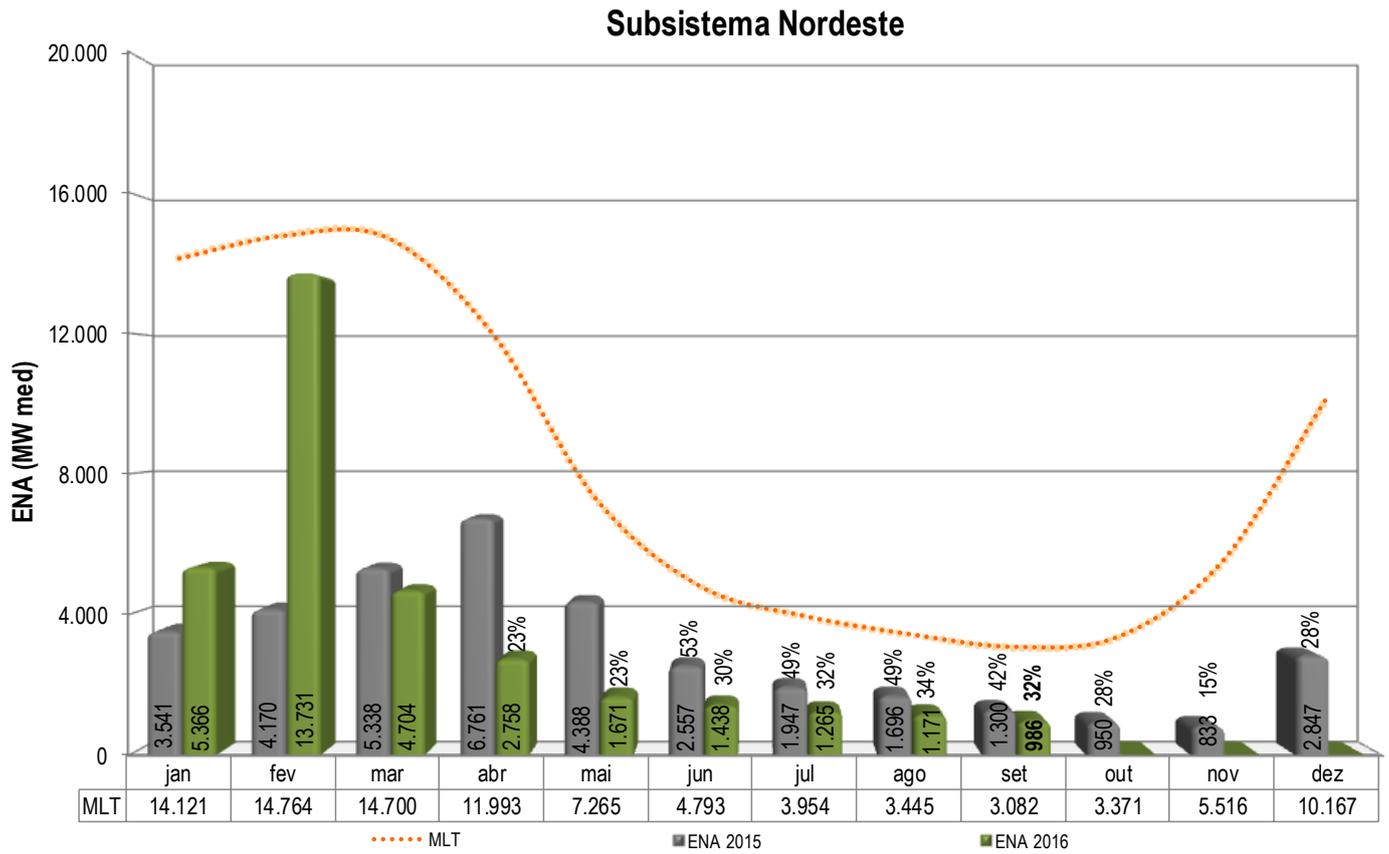


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

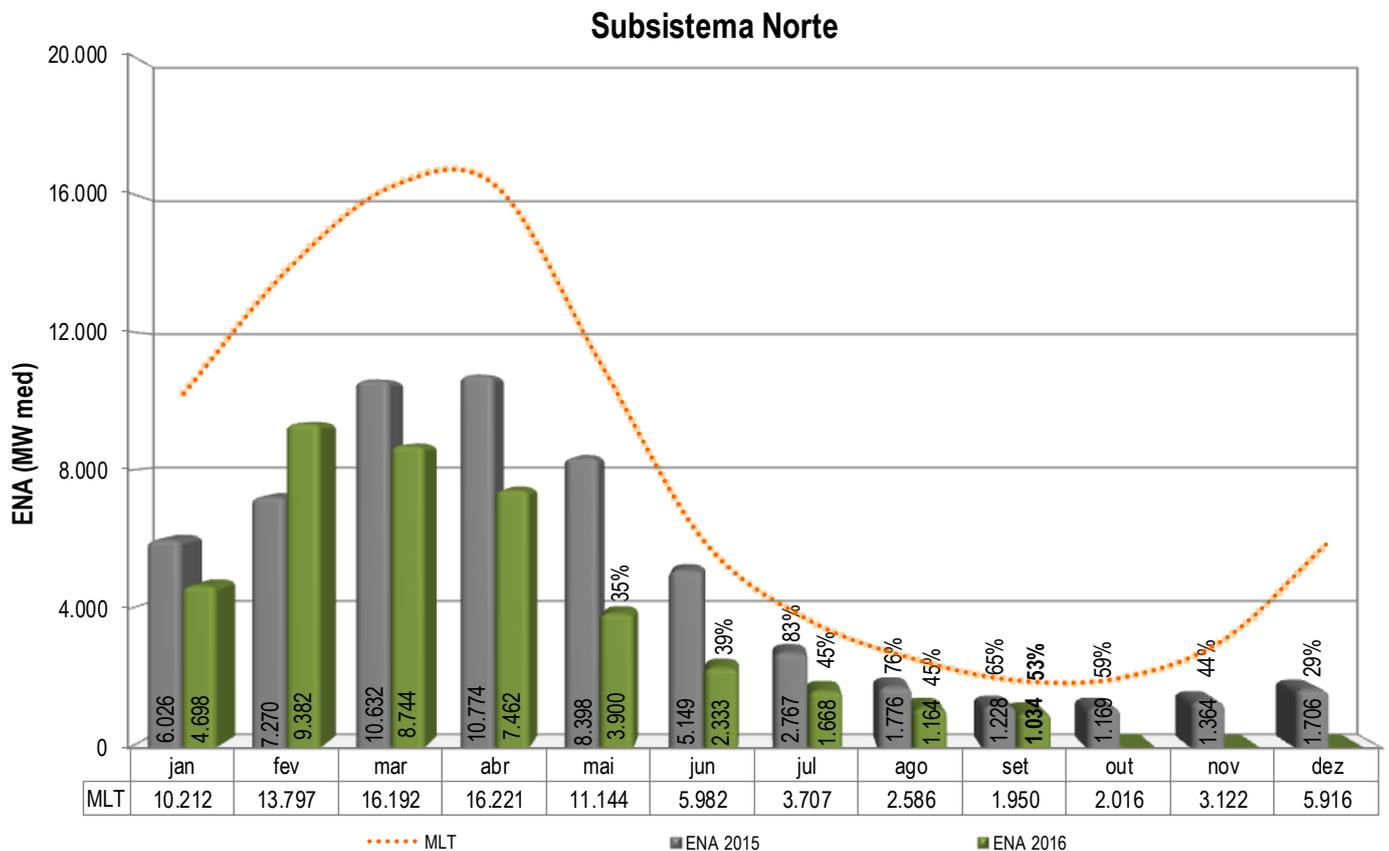


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte.

Fonte dos dados: ONS



2.4. Energia Armazenada

No mês de setembro de 2016 houve redução nos níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas, mas foram superiores aos verificados em cada subsistema no mesmo período do ano anterior. Neste mês, houve contribuição de aproximadamente 10.900 MWmédios de produção térmica, valor cerca de 800 MWmédios superior em relação ao verificado no mês anterior.

Houve redução de 5,9 p.p. no armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o mês de setembro, atingindo 40,1 %EAR, valor 7,7 p.p. superior ao verificado no final de setembro de 2015 (32,4 %EAR), e 19,5 p.p. superiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (20,6 %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 setembro, em relação ao mês de agosto, houve redução do armazenamento equivalente em 10,3 p.p., atingindo 79,9 %EAR, valor 2,5 p.p. superior ao armazenamento do final do mês de setembro de 2015 (77,4 %EAR).

No subsistema Nordeste houve deplecionamento de 4,4 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 14,8 %EAR ao final do mês de setembro, valor 0,9 p.p. superior ao verificado ao final de setembro de 2015 (13,9 %EAR) e 2,3 p.p. superiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (12,5 %EAR). A coordenação hidráulica das usinas da bacia do rio São Francisco na região Nordeste foi efetuada visando à implementação da política de 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 setembro. A defluência da UHE Três Marias foi elevada do patamar de 380 m³/s para 430 m³/s no dia 1º de setembro, permanecendo assim até o final do mês.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte atingiu 39,8 %EAR ao final do mês de setembro, apresentando deplecionamento de 7,3 p.p. em comparação ao mês anterior e correspondendo a 2,5 p.p. superiores ao armazenamento do final de setembro de 2015 (37,3 %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. A defluência da UHE Serra da Mesa permaneceu em patamar da ordem de 600 m³/s, sendo reduzida para cerca de 400 m³/s ao término do mês.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações percentuais de energia armazenada no mês de setembro de 2016 referem-se ao deplecionamento de 9,1 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 65,8 % v.u.); de 7,8 p.p. na UHE Itumbiara (atingindo 35,3 %v.u.) e de 7,3 p.p. na UHE Furnas (atingindo 57,9 %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	40,1	202.859	73,3
Sul	79,9	19.958	14,4
Nordeste	14,8	51.809	6,9
Norte	39,8	15.041	5,4
TOTAL		289.667	100,0

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

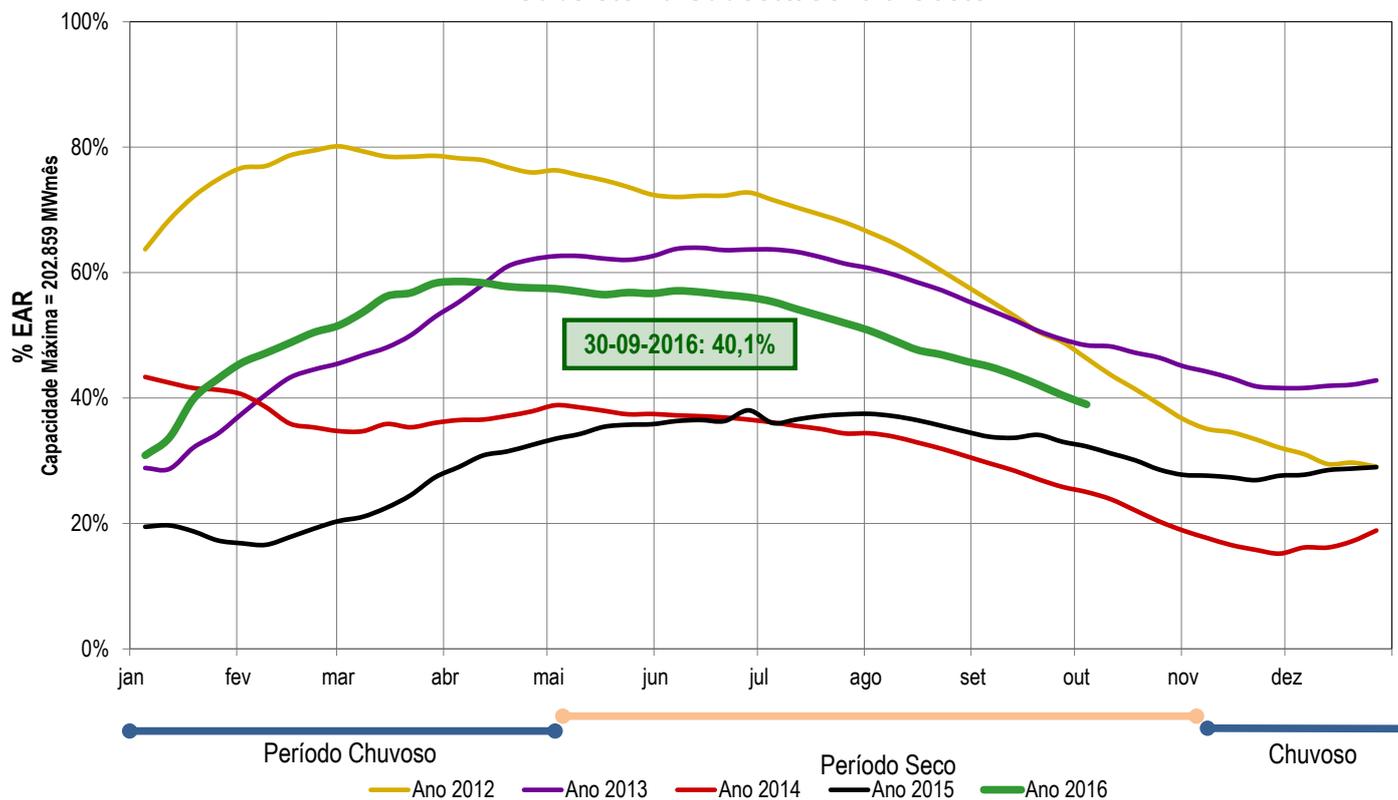


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Sul

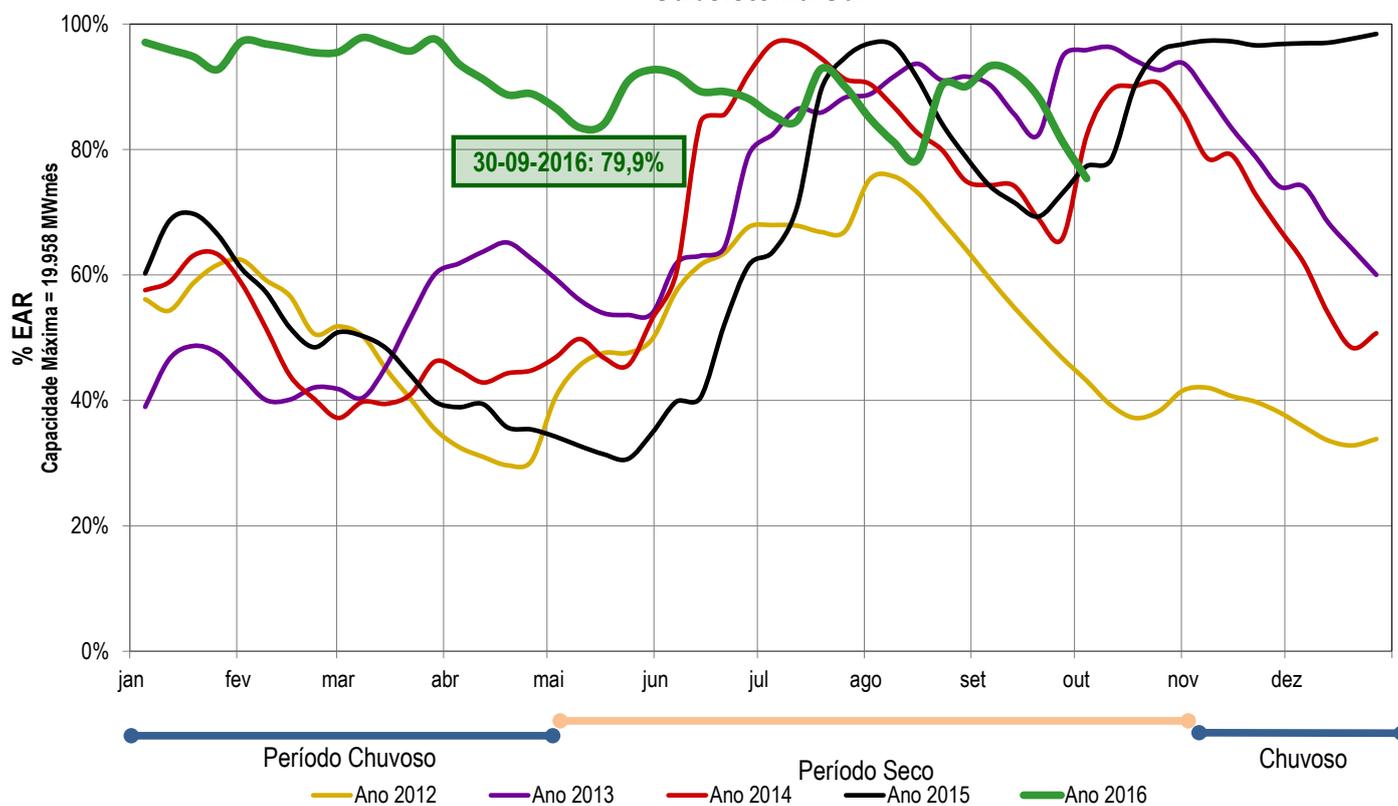


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

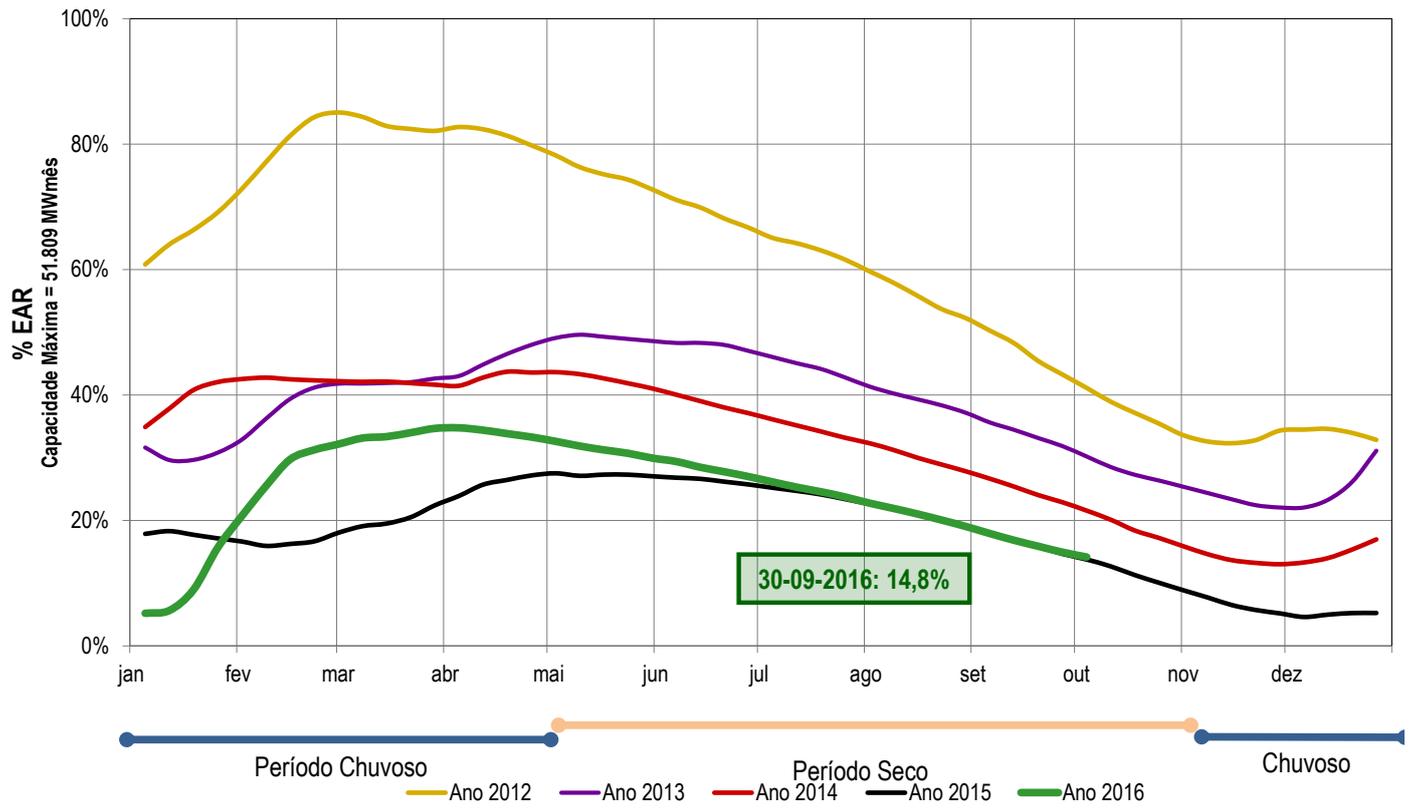


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Norte-Interligado

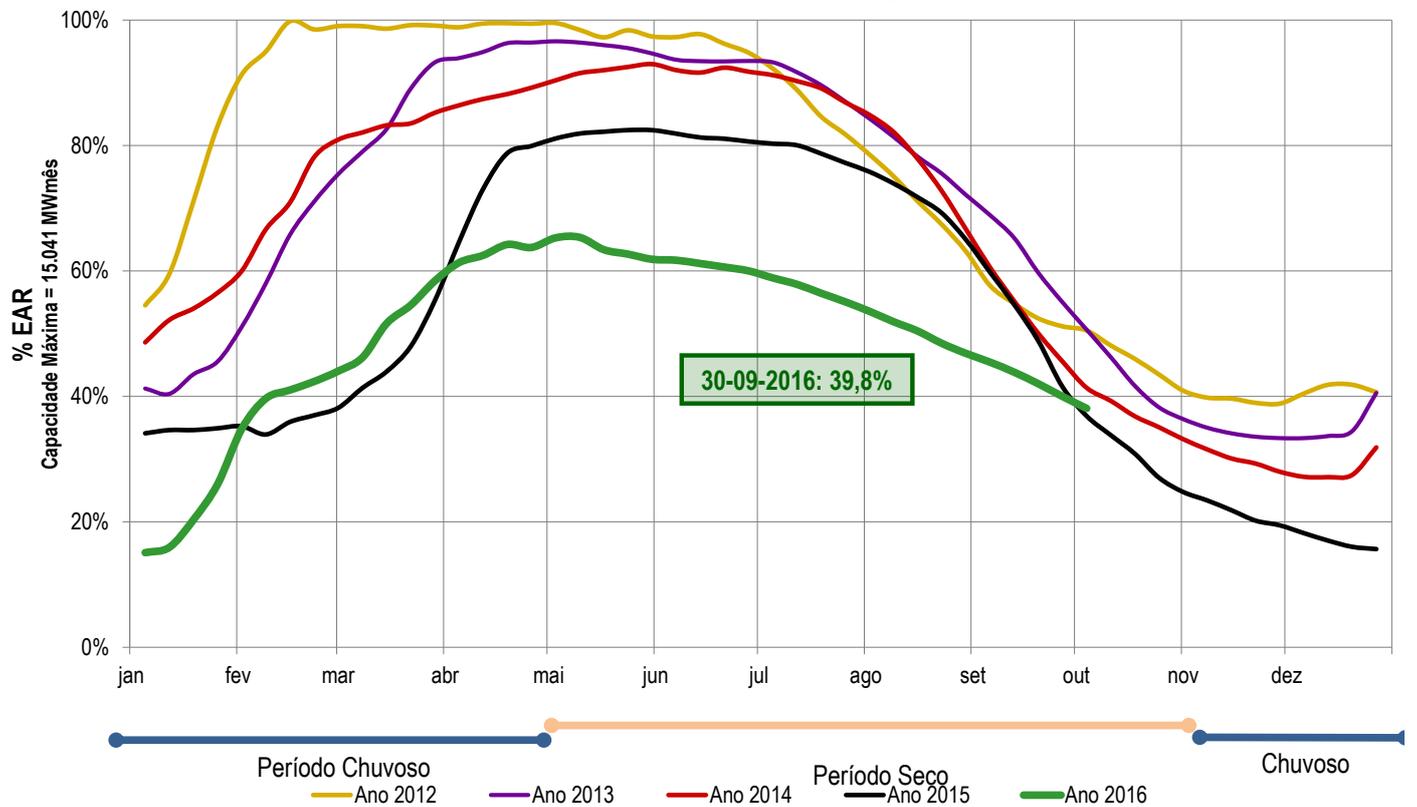


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS

3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

No mês de setembro, foi mantido o perfil importador do subsistema Norte, verificado desde o mês anterior, com importação de 1.275 MWmédios.

O subsistema Nordeste permaneceu receptor em setembro em um total de 969 MWmédios, valor inferior aos 1.417 MWmédios verificados no mês anterior.

O subsistema Sul exportou 2.271 MWmédios no mês de setembro, ante a exportação de 1.743 MWmédios em agosto.

A importação de energia da Venezuela para suprimento ao Estado de Roraima foi de 125 MWmédios, valor pouco superior ao verificado no mês anterior (122 MWmédios).

Em 1º de setembro de 2016, a interligação entre o Brasil e o Uruguai, via conversora de frequência de Melo, foi utilizada pela primeira vez para exportação de energia em caráter emergencial, por solicitação do país vizinho, desde sua entrada em operação comercial. No totalizado do mês, esta operação contabilizou uma exportação do Brasil de aproximadamente 1 MWmédio de energia para o Uruguai.



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 agosto de 2016, o consumo de energia elétrica atingiu 47.651 GWh, considerando autoprodução e acréscimo das perdas, valor 0,4% superior ao verificado no mês anterior e representando decréscimo de 0,3% em relação ao consumo de agosto de 2015.

No acumulado dos últimos 12 meses (setembro de 2015 a agosto de 2016), o consumo residencial registrou evolução de +0,6% em relação ao mesmo período anterior. Já em comparação a agosto de 2015, foi verificado crescimento de 1,5%.

Conforme análise da EPE, esse desempenho do consumo da classe residencial no país pode ser decorrente da mudança de comportamento das famílias brasileiras. Assim, para reduzir despesas, a população acaba passando mais tempo em casa, o que poderia deslocar parte do consumo da classe comercial para a classe residencial. Portanto, o comportamento estaria menos atrelado à aquisição de novos equipamentos domésticos e mais ao aumento do estoque existente.

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 3,7% no seu consumo em comparação a agosto de 2015. Ressalta-se que houve queda no consumo em todos os estados do Sul (-7,3%), Sudeste (-5,5%), e Centro-Oeste (-2,9%).

Em relação ao consumo industrial de eletricidade, houve queda de -0,9% entre agosto de 2016 e 2015. Em termos regionais, destaca-se que o crescimento do consumo dessa classe somente no Centro-Oeste (+5,6%), resultado impactado principalmente pelo estado de Goiás (+14,5%). Sul, Sudeste, Nordeste e Norte, por sua vez, registraram retrações de -0,2%, -0,7%, -4,4% e -1,5% respectivamente. Além disso, no mês, três dentre os dez segmentos industriais que mais consomem energia elétrica apresentaram aumento em seus consumos em termos anuais: metalúrgico (+10,6%), têxtil (+2,8%) e químico (+2,7%).

Por fim, destaca-se que o consumo de energia no Ambiente de Contratação Livre – ACL (consumidores livres) em agosto foi de aproximadamente 10,8 TWh, o que representa expansão de 10,7% em comparação com agosto de 2015.

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

Os dados históricos de 2014 e 2015 foram atualizados e encaminhados pela EPE ao MME em setembro de 2016, em consonância com a atualização realizada pelo ONS da Carga Global do SIN. Este trabalho foi fruto de ação conjunta entre EPE, ONS e CCEE, que resultou também na realização do Workshop "Previsão e Acompanhamento da Carga do SIN" em agosto de 2016.



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

	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
Residencial	10.447	0,6%	1,5%	131.550	132.289	0,6%
Industrial	14.101	1,7%	-0,9%	173.492	164.128	-5,4%
Comercial	6.788	1,2%	-3,7%	90.731	89.390	-1,5%
Rural	2.192	-0,5%	3,2%	25.764	26.411	2,5%
Demais classes*	3.940	2,2%	-2,0%	48.111	48.296	0,4%
Perdas	10.184	-2,5%	1,3%	118.099	124.634	5,5%
Total	47.651	0,4%	-0,3%	587.747	585.147	-0,4%

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

Fonte dos dados: EPE

Consumo de Energia Elétrica em Ago/2016 **Consumo de Energia Elétrica em 12 meses**

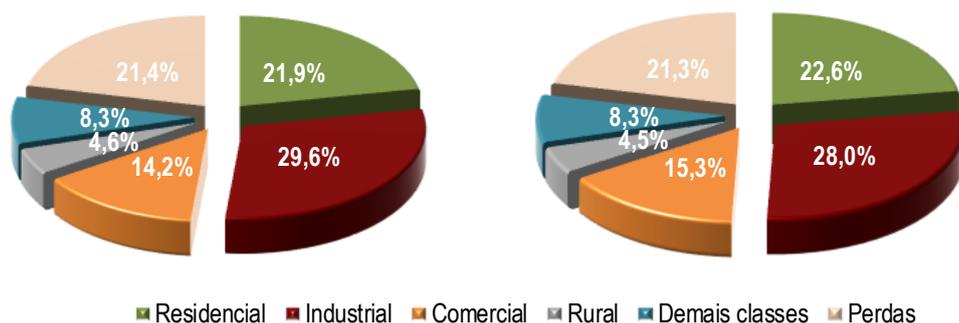


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até agosto de 2016.

Fonte dos dados: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Ago/16 kWh/NU	Evolução mensal (Ago/16/Jul/16)	Evolução anual (Ago/16/Ago/15)	Set/14-Ago/15 (kWh/NU)	Set/15-Ago/16 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	152	0,5%	-1,8%	165	160	-2,7%
Consumo médio industrial	26.046	1,9%	1,7%	26.019	25.263	-2,9%
Consumo médio comercial	1.190	1,2%	-4,8%	1.340	1.306	-2,6%
Consumo médio rural	497	-0,7%	1,3%	496	499	0,6%
Consumo médio demais classes*	5.128	2,2%	-4,0%	5.327	5.238	-1,7%
Consumo médio total	467	1,1%	-3,6%	503	478	-4,9%

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

Fonte dos dados: EPE



4.2. Unidades Consumidoras

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

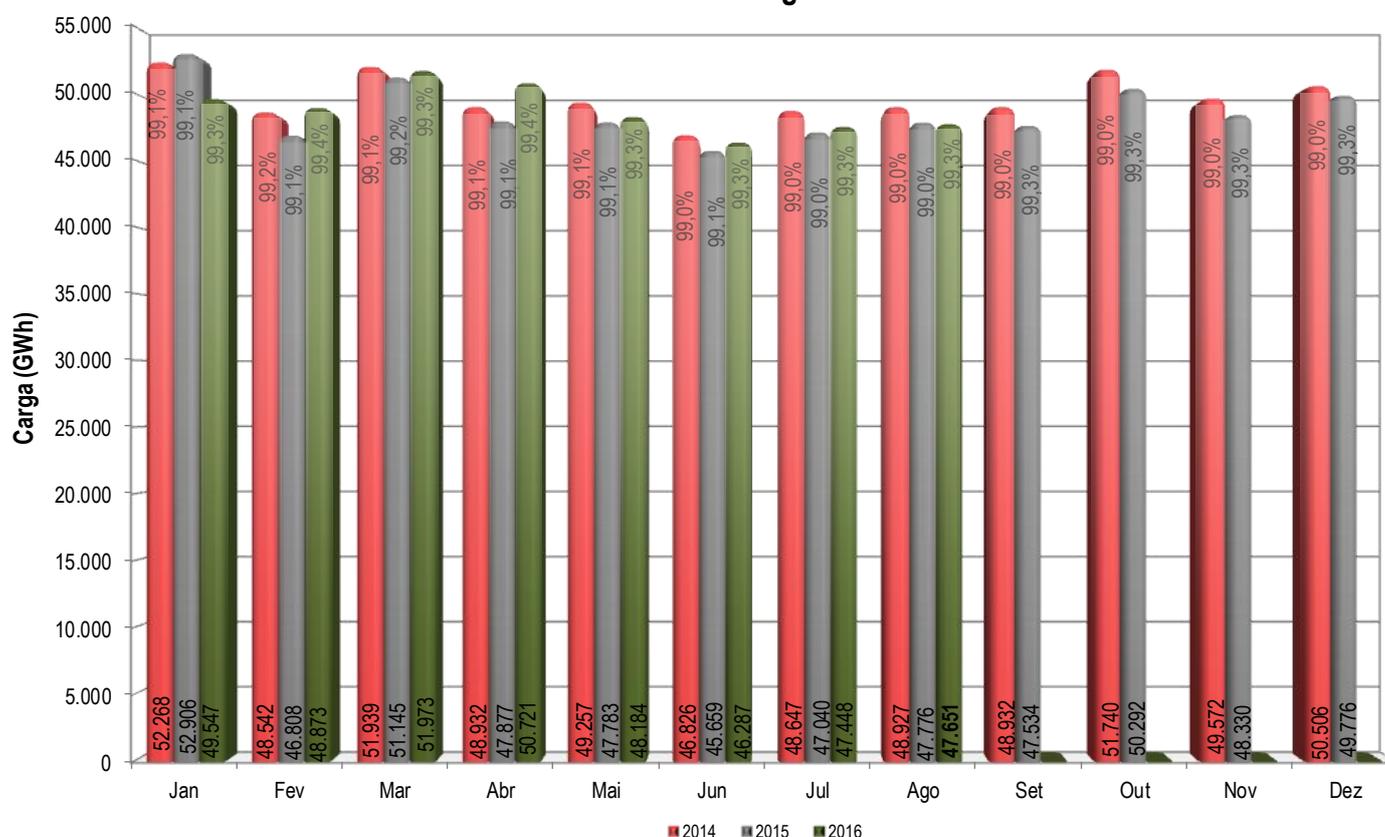
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Ago/15	Ago/16	
Residencial (NUCR)	66.596.220	68.829.049	3,4%
Industrial (NUCI)	555.664	541.392	-2,6%
Comercial (NUCC)	5.640.552	5.705.251	1,1%
Rural (NUCR)	4.330.212	4.410.845	1,9%
Demais classes*	752.589	768.357	2,1%
Total (NUCT)	77.875.237	80.254.894	3,1%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até agosto 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 agosto 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 setembro de 2016, foi registrado recorde de demanda máxima no subsistema Norte, atingindo máximo de 6.503 MW às 14h48 do dia 1º de setembro. Dessa forma, foi superado em 11 MW o recorde anterior, registrado no dia 21 de outubro de 2015.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	44.236 14/09/2016 - 15h15	13.272 29/09/2016 - 11h17	12.134 21/09/2016 - 14h16	6.503 01/09/2016 - 14h48	73.461 13/09/2016 - 14h49
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

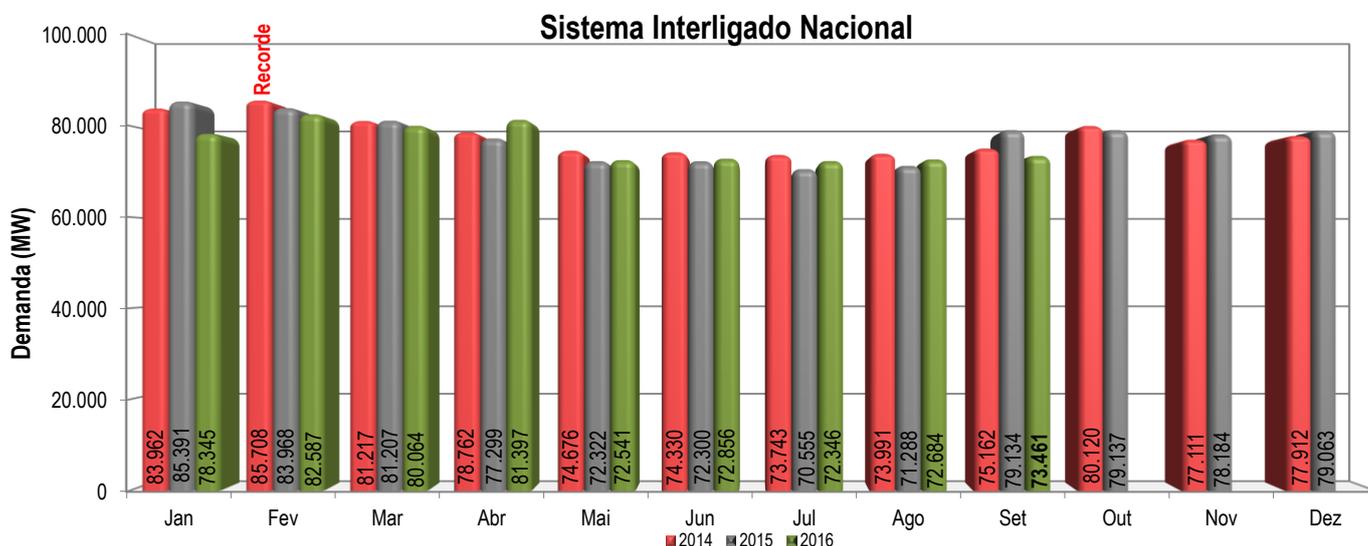


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS

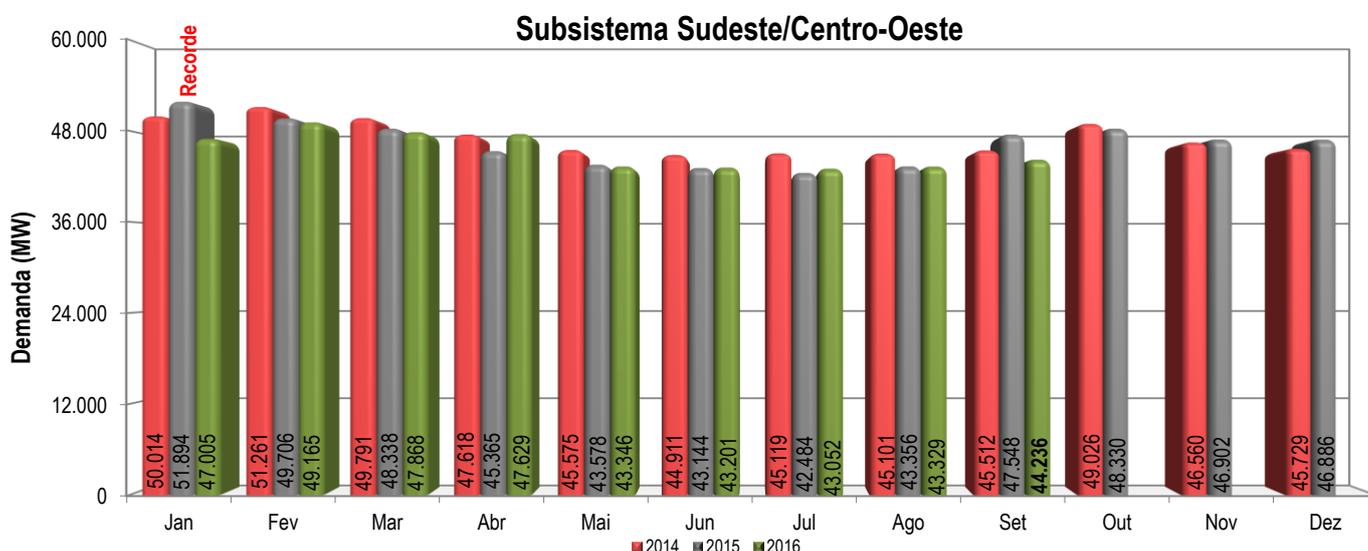


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

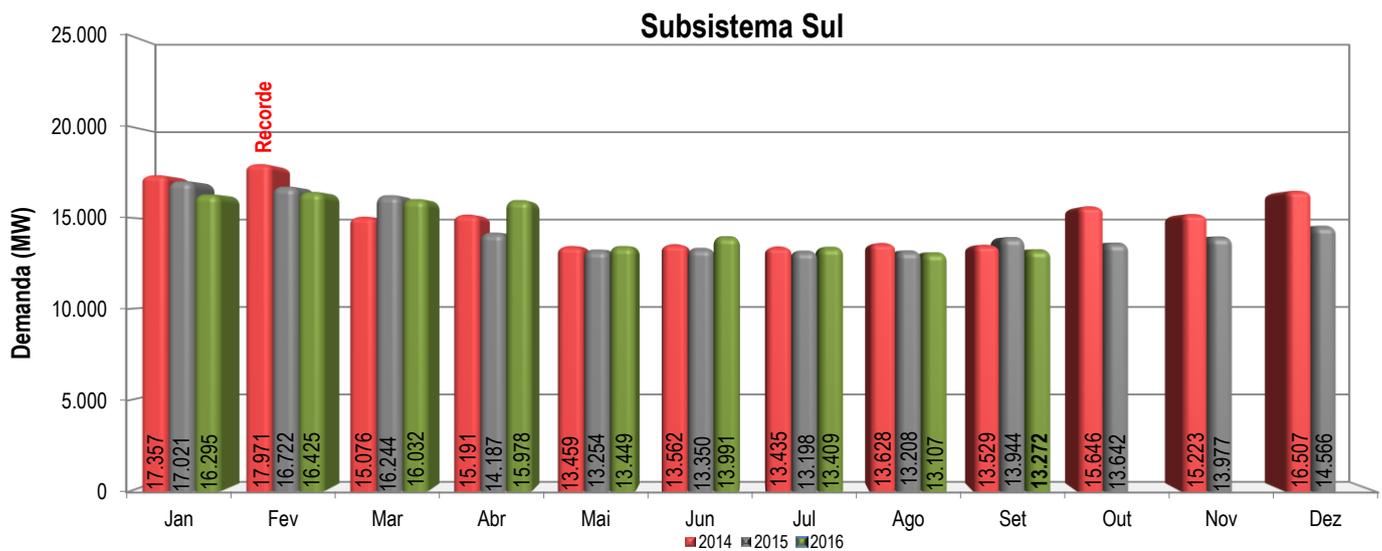


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

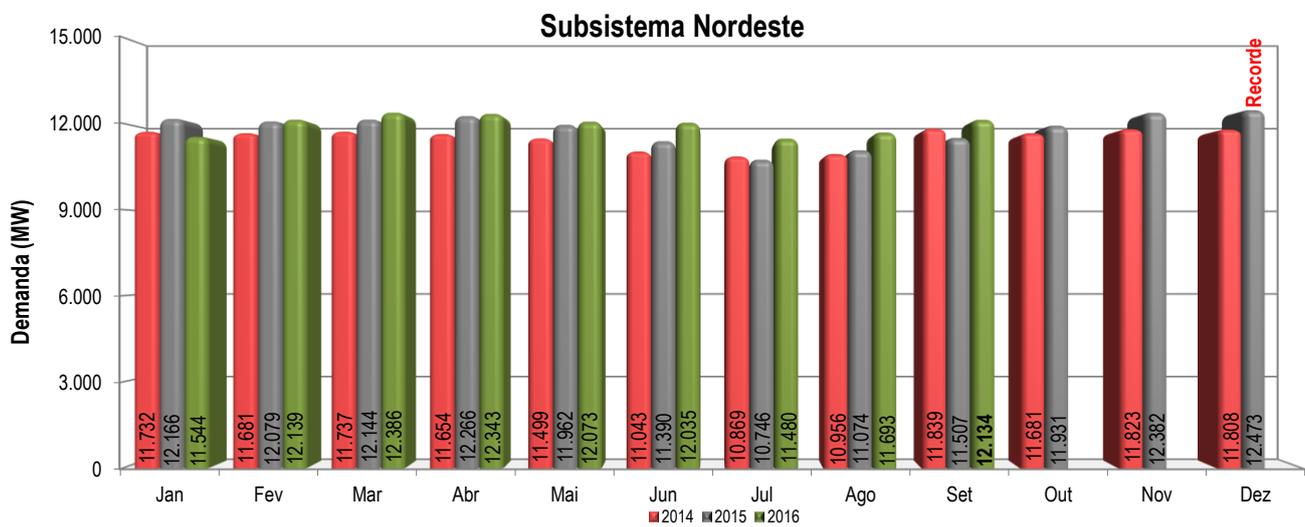


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

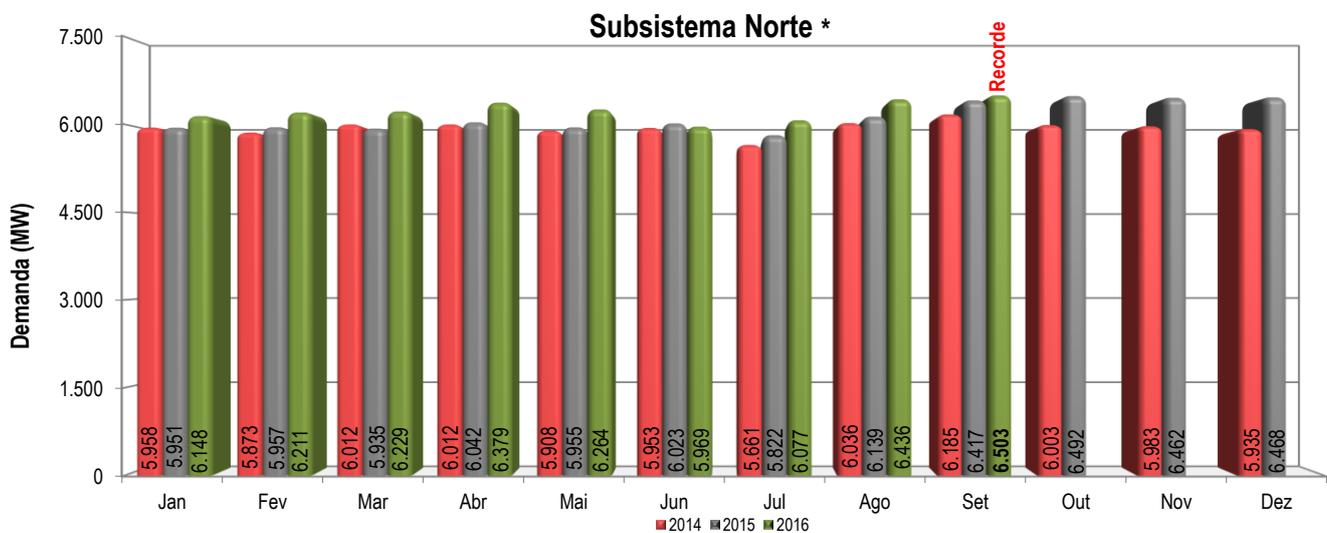


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte.

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 setembro de 2016 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 148.171 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2015, houve um acréscimo de 9.207 MW, sendo 5.379 MW de geração de fonte hidráulica, de 949 MW de fontes térmicas*, 2.877 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	Set/2015	Set/2016		Evolução da Capacidade Instalada Set/2016 - Set/2015	
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)		% Capacidade Instalada
Hidráulica	90.440	1.250	95.819	64,7%	5,9%
Térmica	41.873	2.966	42.822	28,9%	2,3%
Gás Natural	12.915	152	13.018	8,8%	0,8%
Biomassa	13.149	532	13.845	9,4%	5,3%
Petróleo**	10.052	2.227	10.205	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	6.629	389	9.507	6,4%	43,4%
Solar	21	43	23	0,0%	8,3%
Capacidade Total - Brasil	138.964	4.648	148.171	100,0%	6,6%

*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, 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 30/09/2016 e SFG)

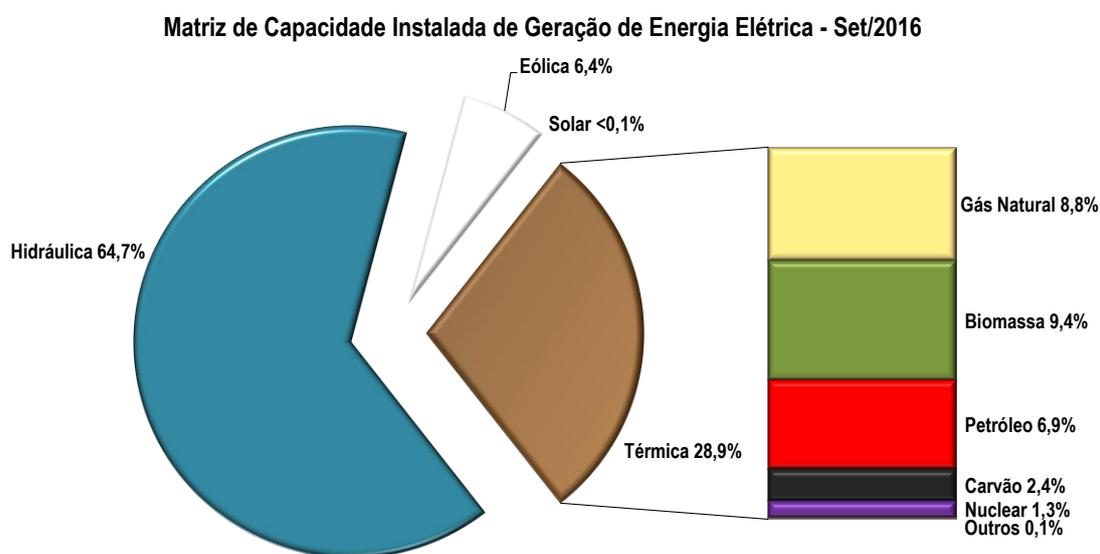


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 30/09/2016 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	54.957	41,2%
345 kV	10.317	7,7%
440 kV	6.748	5,1%
500 kV	45.809	34,4%
600 kV (CC)	12.816	9,6%
750 kV	2.683	2,0%
Total SEB	133.330	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 - Set/2016

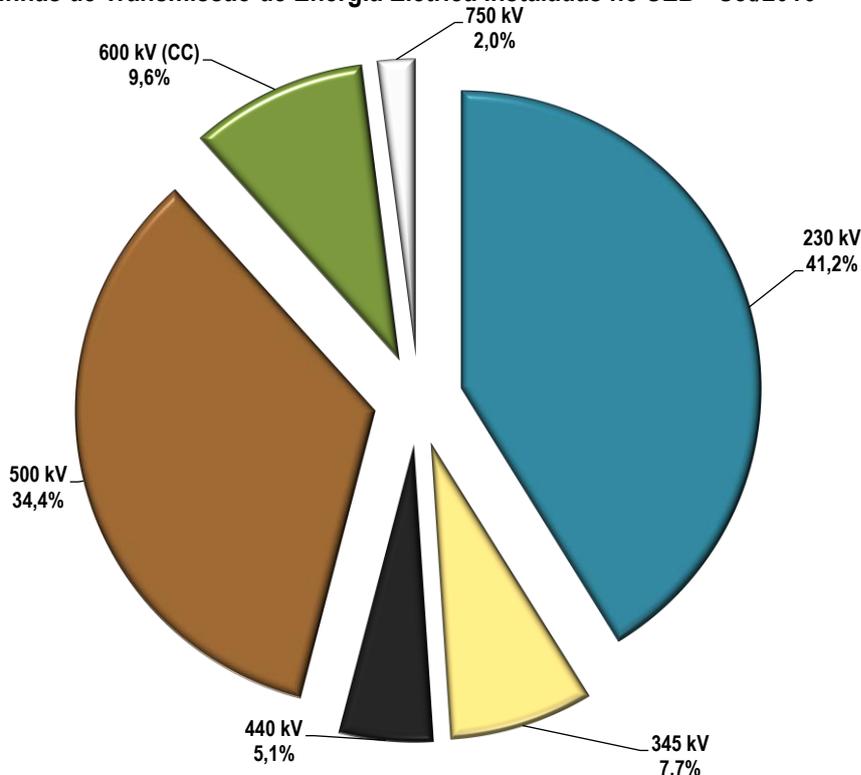


Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.

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 setembro de 2015 a agosto de 2016 atingiu 542.126 GWh. No mês de agosto de 2016, a geração hidráulica correspondeu a 70,5% do total gerado no país, 2,2 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 se manteve no mesmo patamar. Já a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, aumentou 2,2 p.p. entre julho e agosto de 2016, com destaque para as variações de +1,6 p.p. de geração a gás, +0,6 p.p. de geração nuclear e +0,5 p.p. de geração a petróleo. Ressalta-se que o aumento da geração nuclear entre os meses de julho e agosto de 2016 é reflexo da parada da UTE Angra I para manutenção programada e reabastecimento de combustível, realizada entre os dias 18 de junho e 20 de julho.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Ago/2016

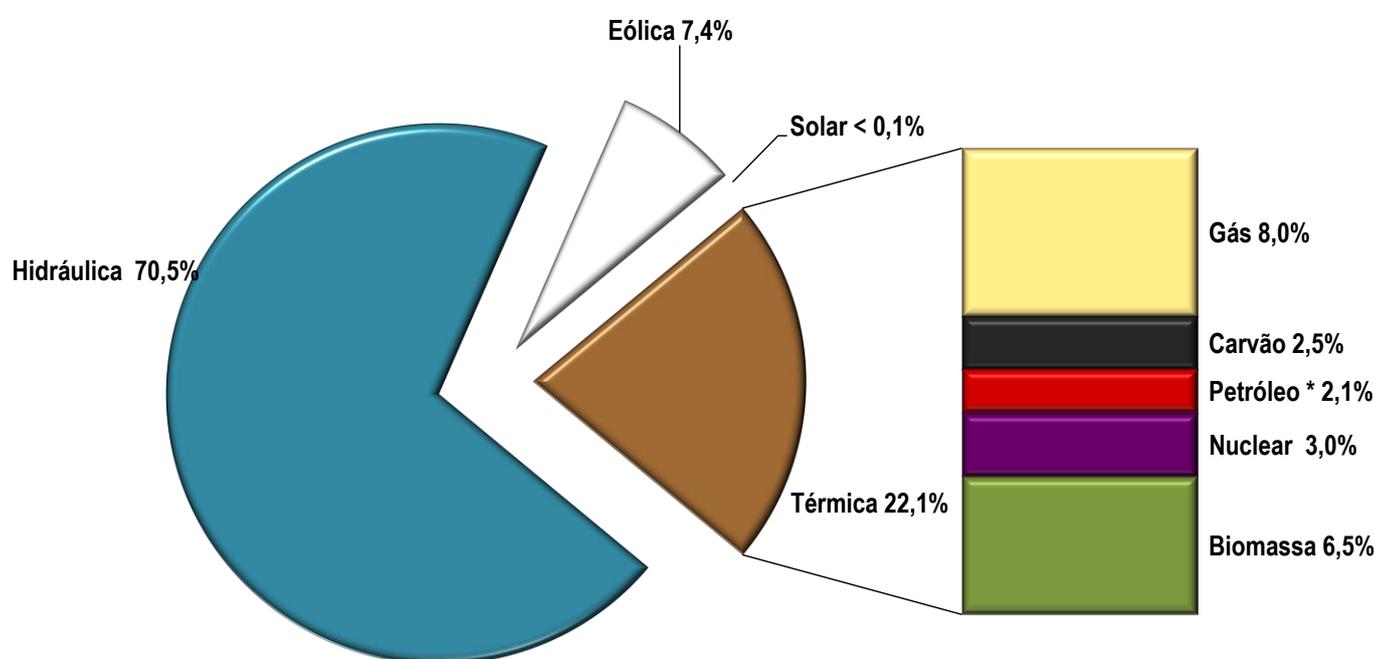


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até agosto 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		
	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	31.575	-1,1%	7,7%	373.091	397.982	6,7%
Térmica	9.672	13,6%	-19,9%	143.052	113.329	-20,8%
Gás	3.576	28,0%	-29,2%	63.723	47.545	-25,4%
Carvão	1.121	-5,8%	-12,7%	15.660	14.840	-5,2%
Petróleo *	681	43,6%	-53,3%	26.398	13.061	-50,5%
Nuclear	1.366	29,7%	9,4%	14.749	14.459	-2,0%
Biomassa	2.928	-2,6%	-3,3%	22.523	23.422	4,0%
Eólica	3.315	2,0%	32,4%	18.017	27.934	55,0%
Solar	2,52	13,7%	-	12,57	28,55	127,1%
TOTAL	44.564	2,0%	1,5%	534.172	539.273	1,0%

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

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

Dados contabilizados até agosto 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 agosto de 2016, o fator de capacidade médio das usinas eólicas da região Nordeste aumentou 1,9 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 51,9%, com total de 3.924,7 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 40,2%.

O fator de capacidade médio das usinas eólicas do Sul, por sua vez, diminuiu 4,6 p.p. em relação a julho de 2016, e atingiu 28,2%, com total de geração verificada no mês de 501,2 MWmédios. Em relação ao acumulado nos últimos 12 meses, houve aumento de 4,6 p.p. no fator de capacidade médio da região Sul em comparação ao desempenho dos 12 meses anteriores, atingindo 30,7%.

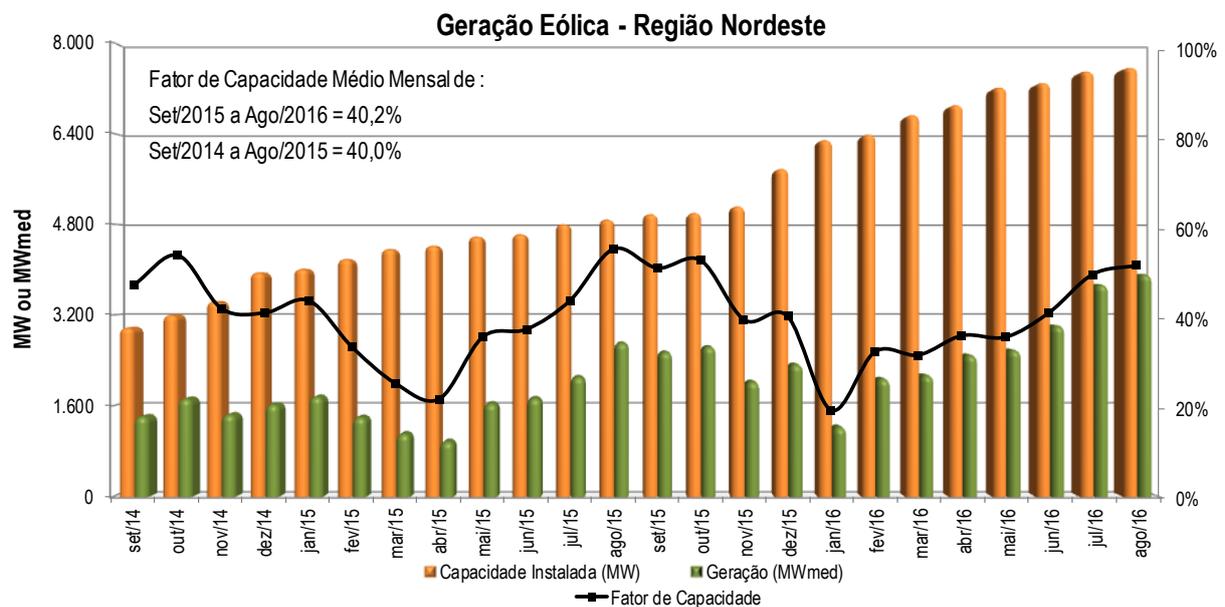


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até agosto de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

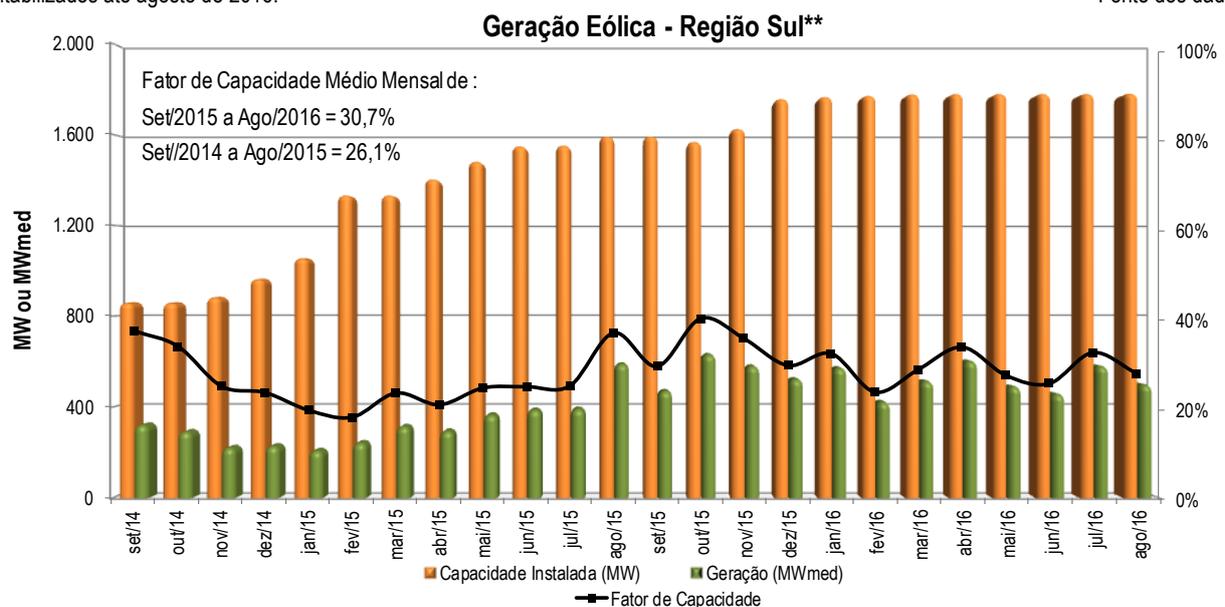


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até agosto 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 agosto de 2016, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos CER, totalizou 2.764,8 MWmédios, dos quais foram entregues 2.741,05 MWmédios.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de agosto de 2016 correspondeu a 92,7% da geração esperada desta fonte comprometida para o CER** para o mês. A geração a biomassa verificada atingiu 116,1% 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.

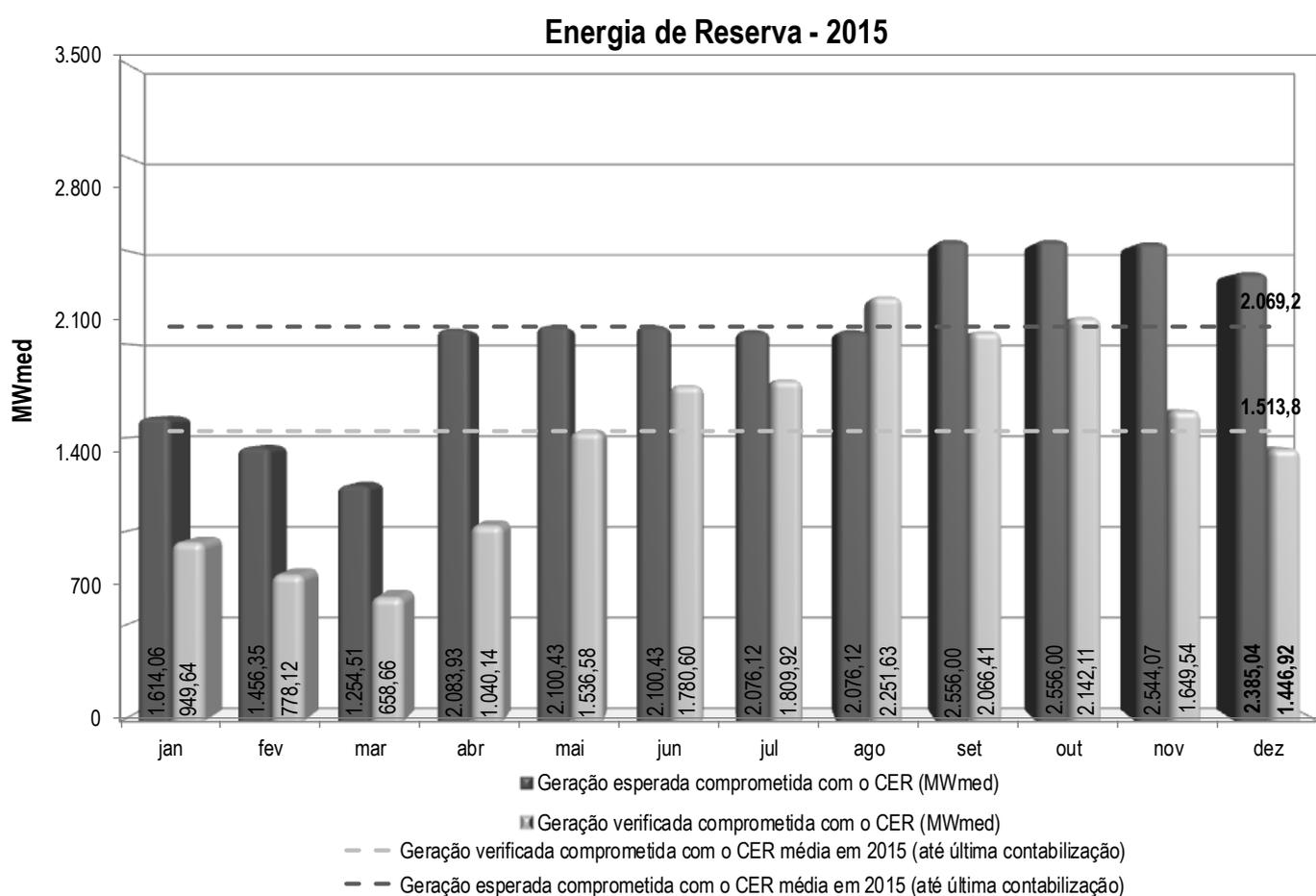


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.

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.

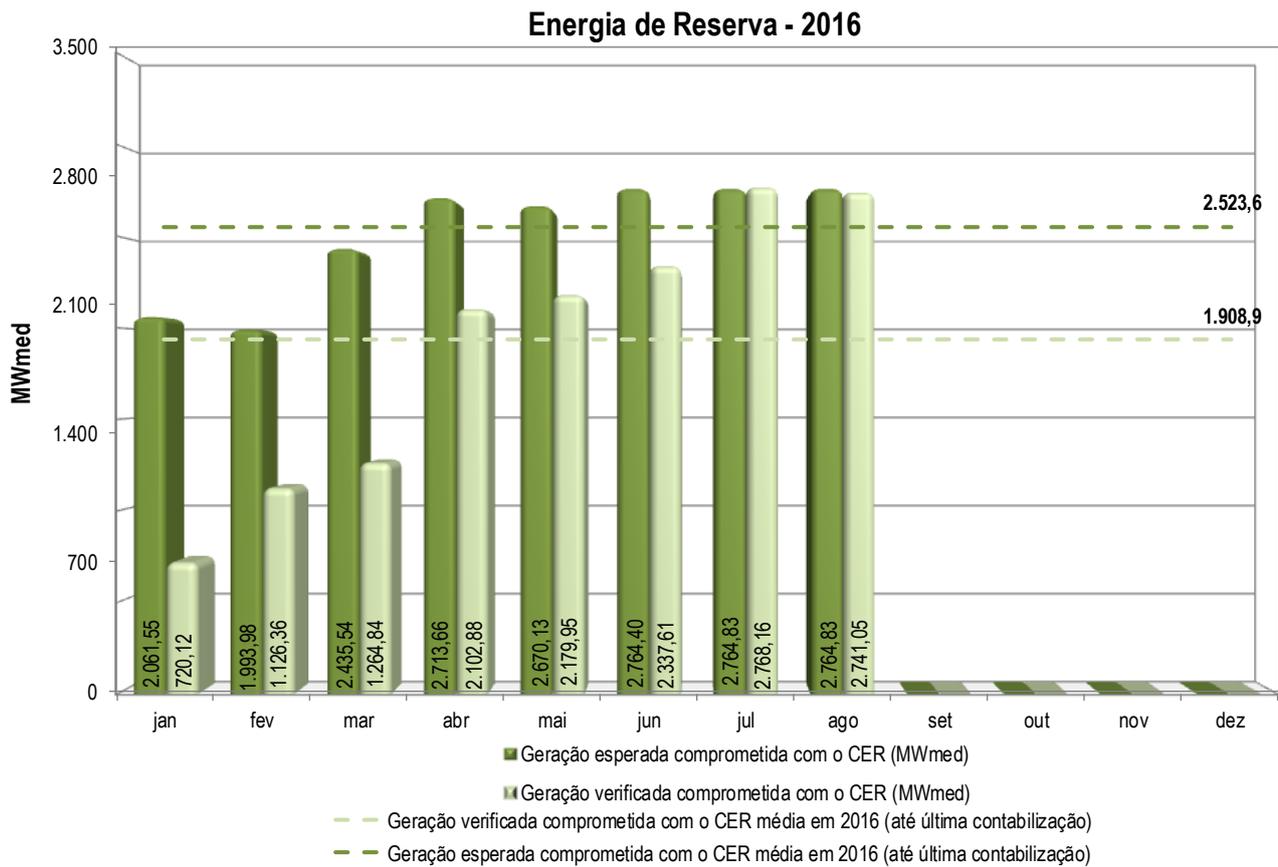


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2016.

Dados contabilizados até agosto de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

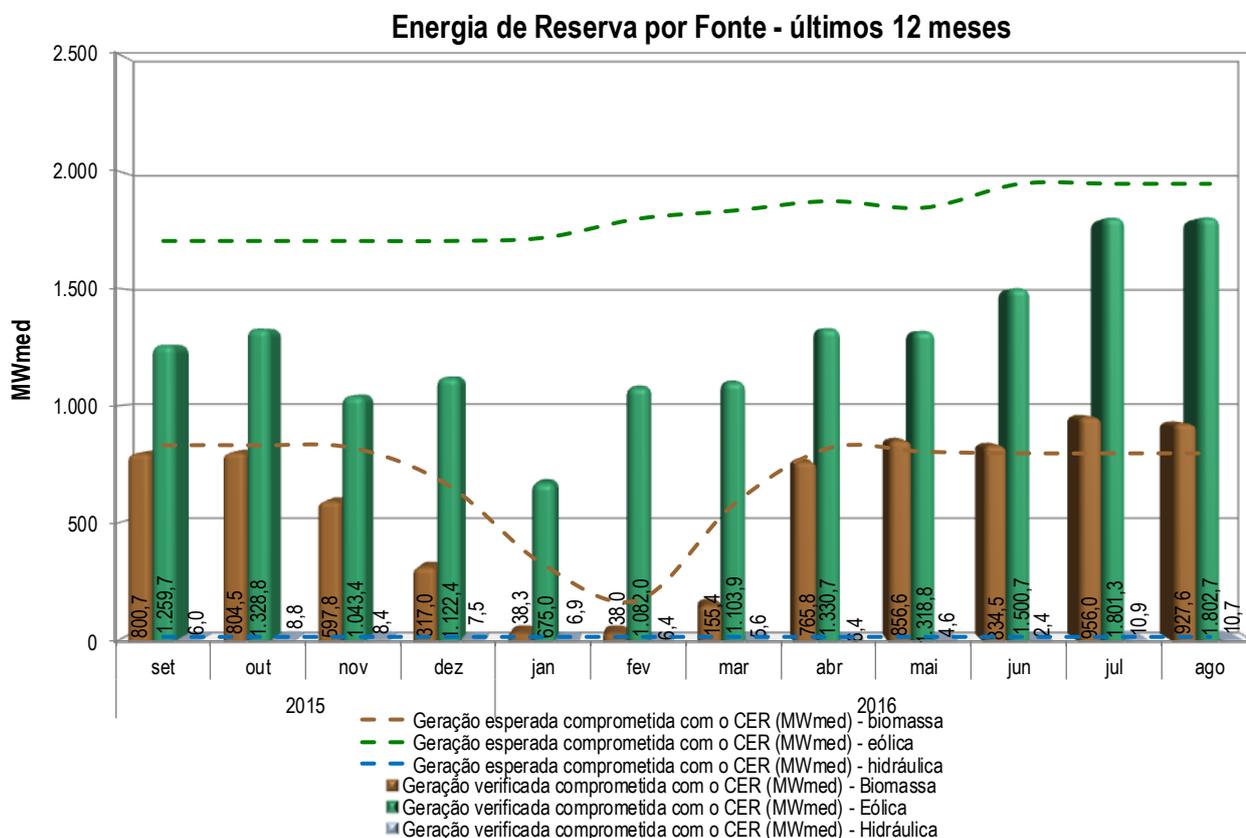


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até agosto de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

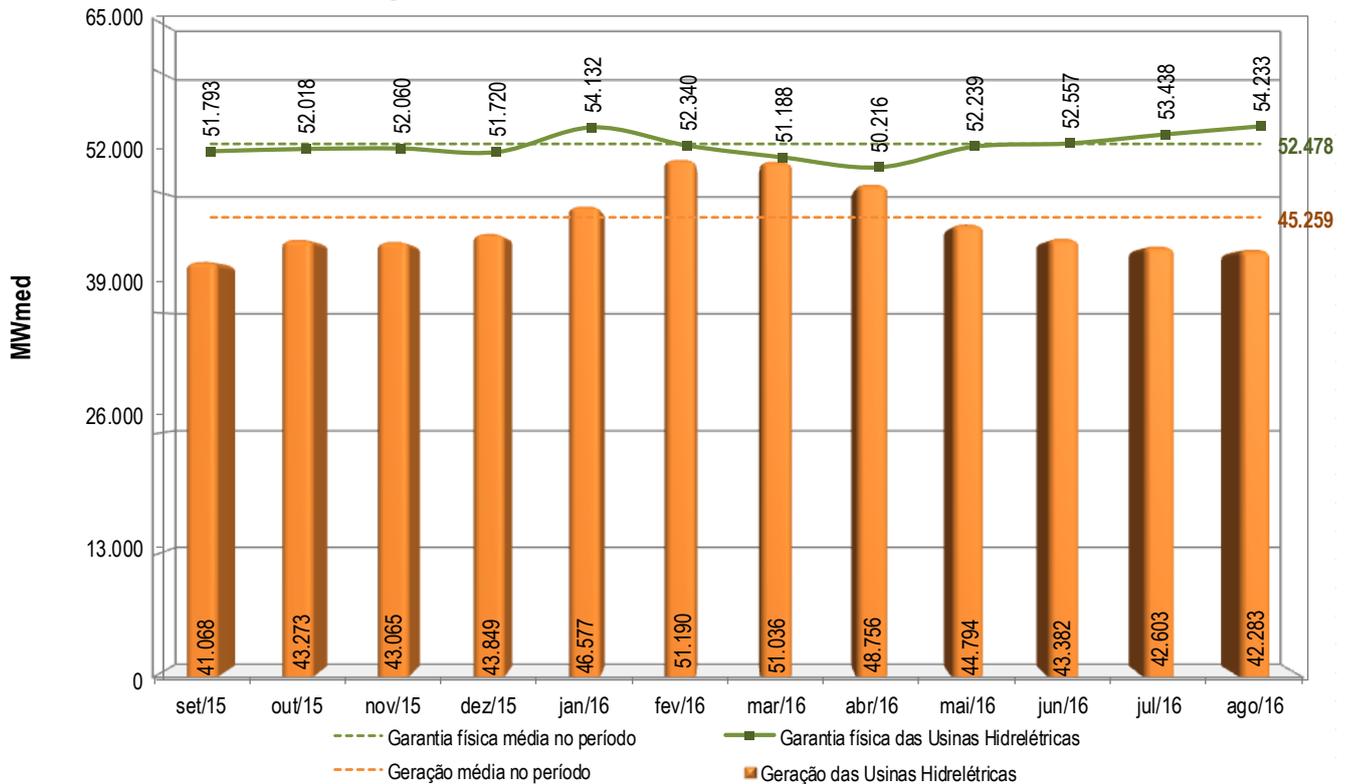


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até agosto de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas **

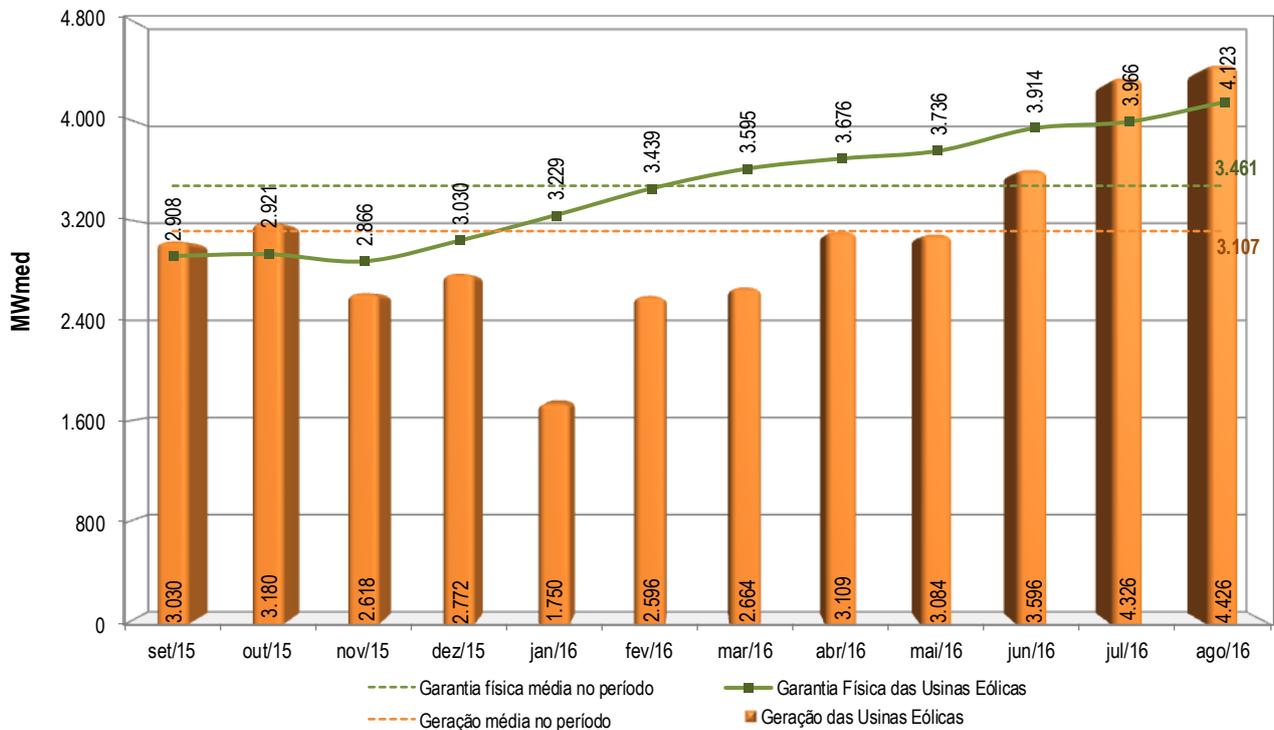


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até agosto 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

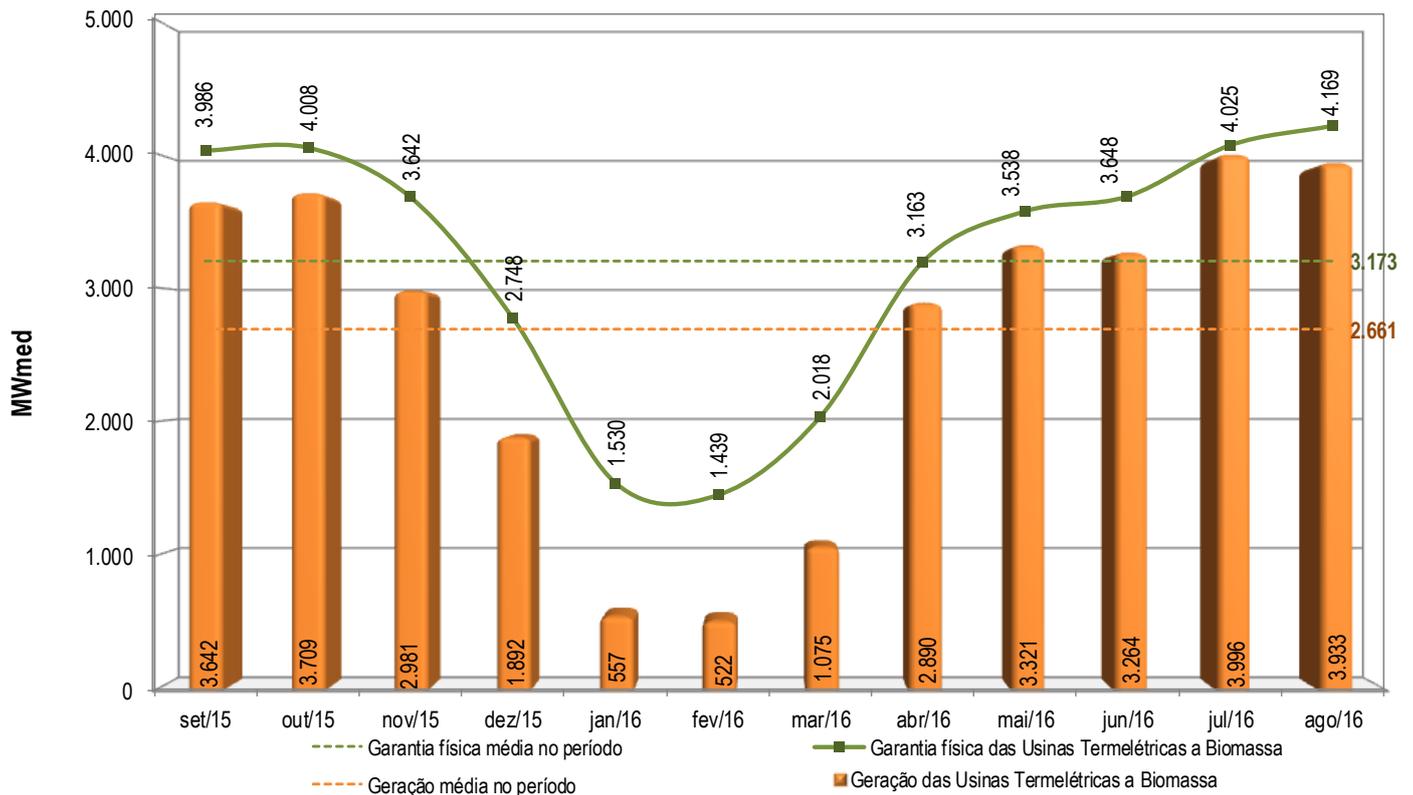


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até agosto de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo*

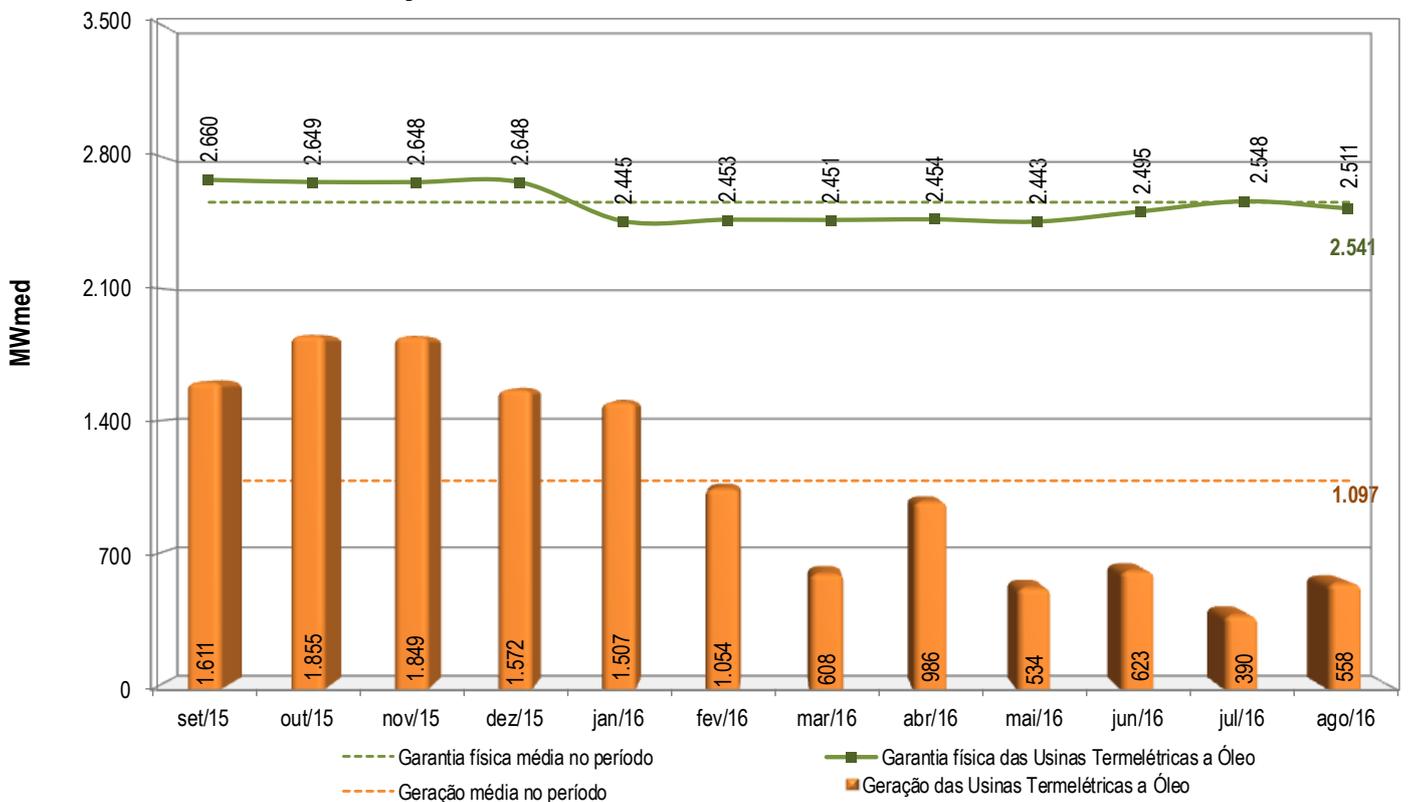


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até agosto de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

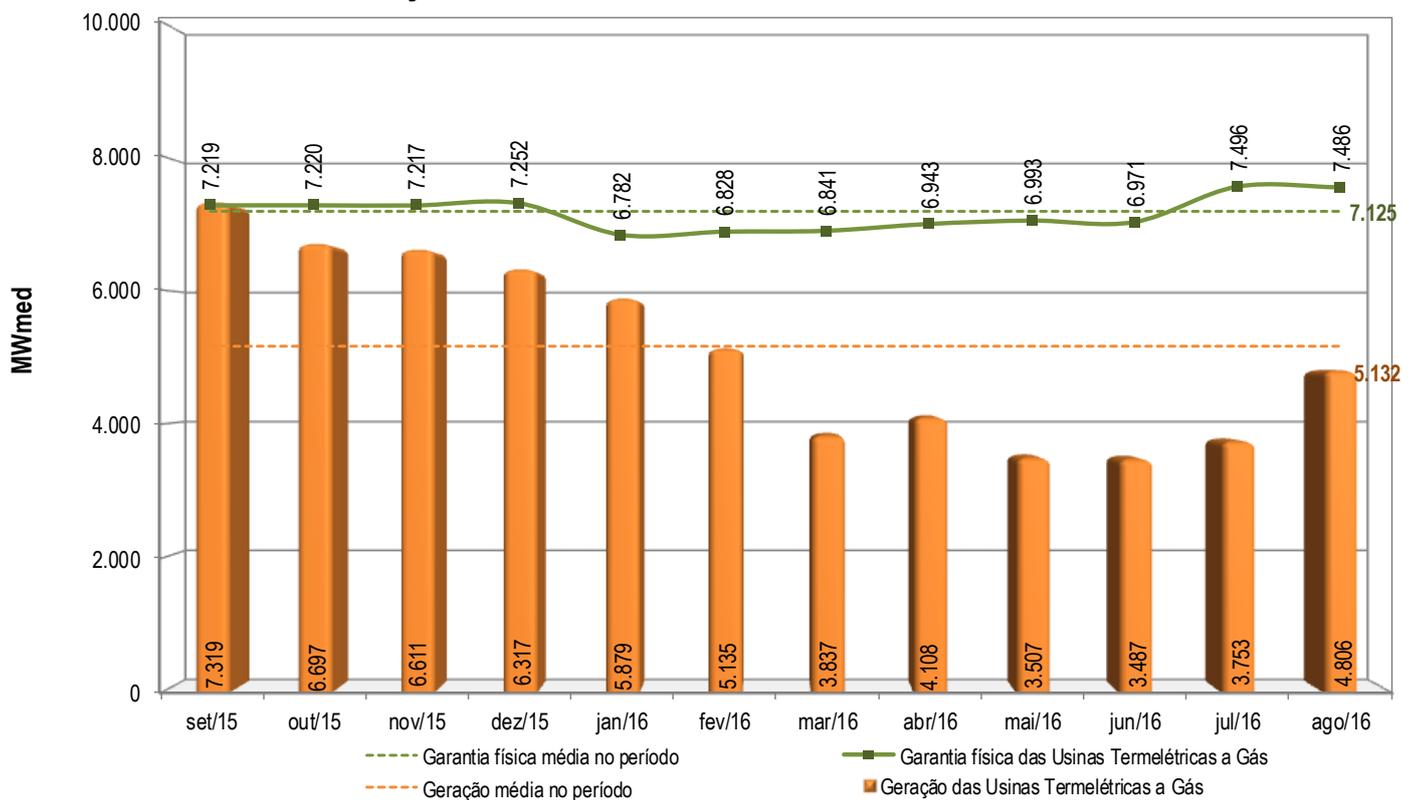


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até agosto de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

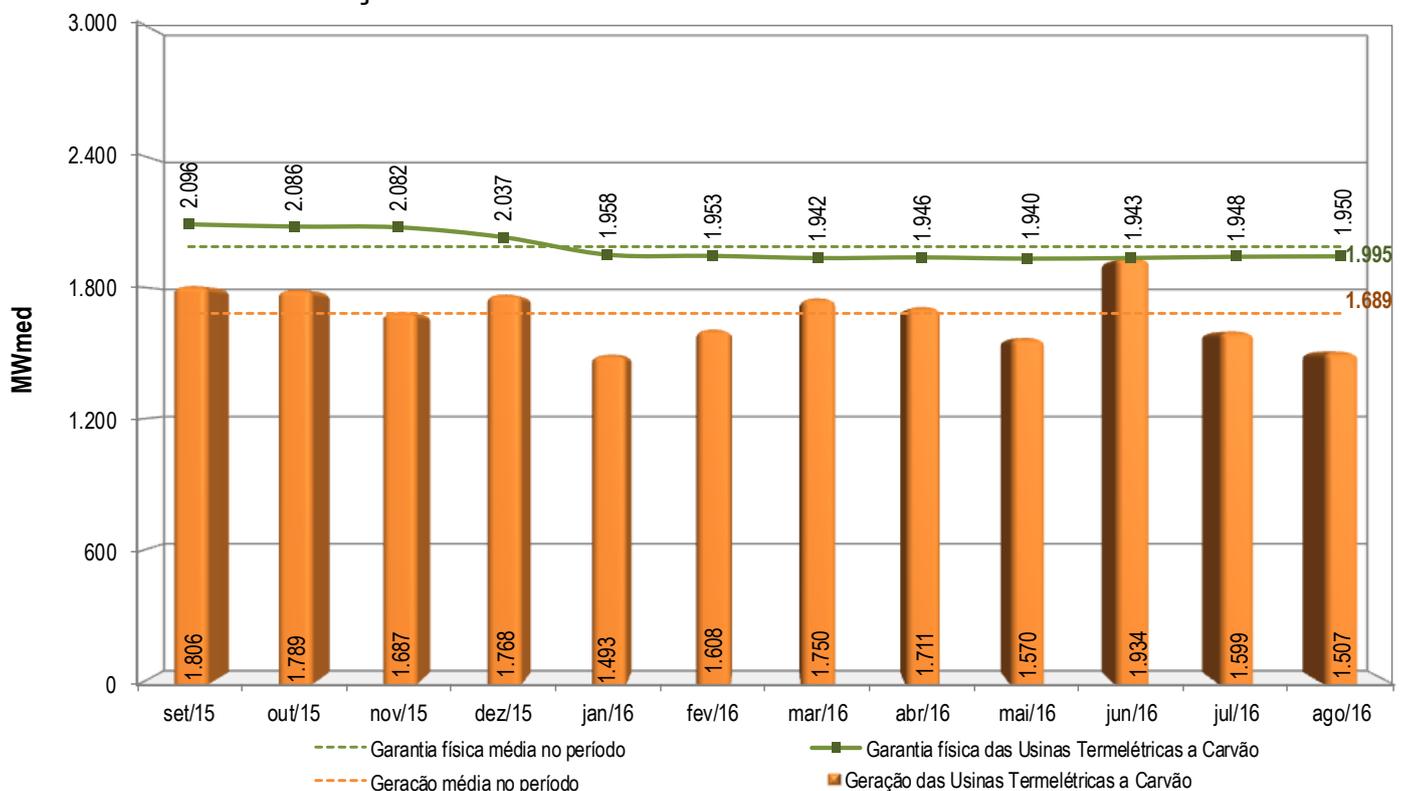


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até agosto de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

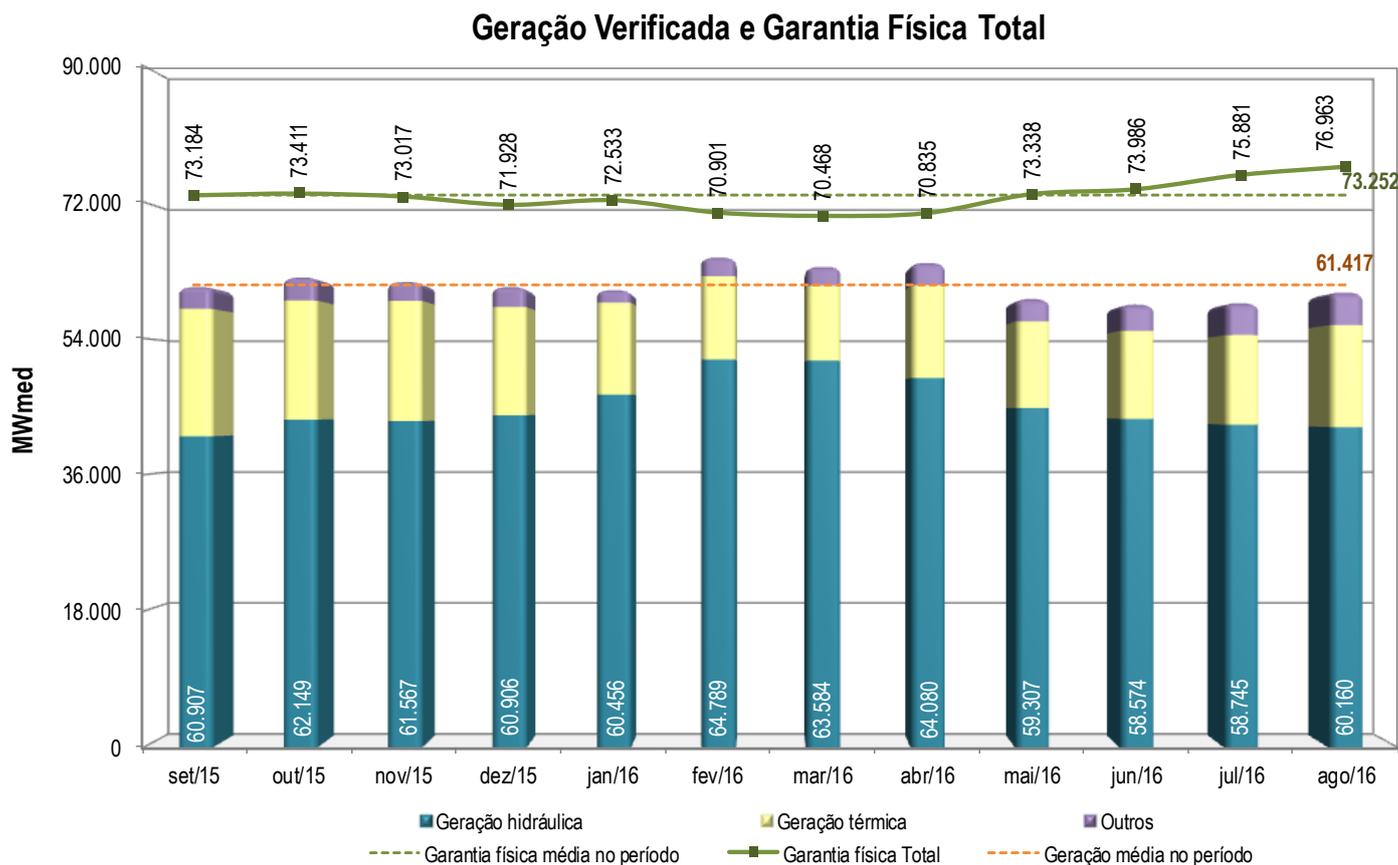


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até agosto de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO*

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

Em setembro de 2016 foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro 409,28 MW de geração:

- UHE Jirau - UGs: 44 e 45, total de 150 MW, em Rondônia. CEG: UHE.PH.RO.029736-4.01;
- UHE Salto Apiacás - UGs: 1 a 3, total de 45 MW, no Mato Grosso. CEG: UHE.PH.MT.031401-3.01;
- UHE Salto Curucaca - UGs: 4 e 5, total de 29,7 MW, no Paraná. CEG: UHE.PH.PR.028994-9.01;
- PCH da Fazenda - UG: 1, de 13,5 MW, no Mato Grosso. CEG: PCH.PH.MT.029734-8.01;
- CGH Pedra Lavada - UGs: 1 a 2, total de 1 MW, no Rio de Janeiro. CEG: CGH.PH.RJ.032035-8.01;
- CGH Passo do Cervo - UG: 1, de 0,75 MW, no Rio Grande do Sul. CEG: CGH.PH.RS.035444-9.01;
- UEE Ventos de Tianguá - UGs: 1 a 15, total de 25,35 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.030585-5.01;
- UEE Ventos de Tianguá Norte - UGs: 1 a 16, total de 27,04 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.030584-7.01;
- UEE Ventos do Parazinho - UGs: 1 a 16, total de 27,04 MW, no Ceará. CEG: EOL.CV.CE.030596-0.01;
- UEE Vila Pará I - UGs: 1 a 9, total de 27 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031759-4.01;
- UEE Vila Pará II - UGs: 1 a 8, total de 24 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031757-8.01;
- UEE Testa Branca I - UGs: 4 a 10, total de 15,4 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.031666-0.01;
- UEE Testa Branca III - UGs: 1 a 4, total de 8,8 MW, no Piauí. CEG: EOL.CV.PI.033479-0.01;
- UEE São Domingos - UGs: 1, 2, 3, 10 e 11, total de 10,5 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.032215-6.01;
- UEE Ventos de São Benedito - UGs: 2 e 3, total de 4,2 MW, no Rio Grande do Norte. CEG: EOL.CV.RN.031373-4.01.

* 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 Set/2016 (MW)	Acumulado em 2016 (MW)
Eólica	169,330	1.962,410
Hidráulica	239,950	4.121,079
PCH + CGH	15,250	144,399
UHE	224,700	3.976,680
Solar	0,000	0,000
Fotovoltaica	0,000	0,000
Térmica	0,000	1.266,987
Biomassa	0,000	620,547
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	518,800
Nuclear	0,000	0,000
Outros	0,000	18,000
Petróleo	0,000	109,640
TOTAL	409,280	7.350,476

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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	253,400	2.524,600	3.177,950
Hidráulica	1.262,920	4.661,726	5.151,595
PCH + CGH	29,190	226,628	181,541
UHE	1.233,730	4.435,098	4.970,054
Solar	0,000	1.019,670	949,472
Fotovoltaica	0,000	1.019,670	949,472
Térmica	100,000	656,773	360,998
Biomassa	100,000	38,000	360,998
Carvão	0,000	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	618,773	0,000
Nuclear	0,000	0,000	0,000
Outros	0,000	0,000	0,000
Petróleo	0,000	0,000	0,000
TOTAL	1.616,320	8.862,768	9.640,015

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 acordadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 21/09/2016, 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 setembro de 2016 houve expansão de 1.046,0 km em linhas de transmissão no SIN:

- LT 500 kV Ribeirãozinho / Rio Verde Norte C-3, com 250 km de extensão, da TP Sul Guaraciaba, em Goiás e Mato Grosso;
- LT 500 kV Rio Verde Norte / Marimbondo II C-1 e C-2, com 350 km de extensão cada, da TP Sul Guaraciaba, em Minas Gerais e Goiás;
- LT 230 KV Juazeiro III / Juazeiro II C1, com 1 km de extensão, da Odoya, na Bahia;
- Seccionamento da LT 230 KV Piripiri / Sobral II na SE Ibiapina II, com 22 km de extensão, da Chesf, no Ceará.
- LT 230 KV Itapaci / Barro Alto C2, com 69 km de extensão, da Lago Azul, em Goiás;
- Seccionamento da LT 230 KV Blumenau / Palhoça na SE Gaspar, com 4 km de extensão, da Eletrobras Eletrosul, em Santa Catarina.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Set/16 (km)	Acumulado em 2016 (km)
230	96,0	856,4
345	0,0	14,0
440	0,0	15,0
500	950,0	3.187,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
TOTAL	1.046,0	4.072,4

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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

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

No mês de setembro de 2016 foram incorporados ao SIN 4 novos transformadores, num total de 700,0 MVA:

- TR1 500/230 kV – 300 MVA, na SE Juazeiro III (Odoya), na Bahia;
- TR8 345/138 kV – 225 MVA, na SE Samambaia (Furnas), no Distrito Federal;
- TR1 230/69 kV – 100 MVA, na SE Ibiapina (Chesf), no Ceará;
- TR2 230/138 kV – 75 MVA, na SE Lajeado Grande (Eletrosul), no Rio Grande do Sul.

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

	Realizado em Set/16 (MVA)	Acumulado em 2016 (MVA)
TOTAL	700,0	9.147,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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



Também no mês de setembro, foram incorporados ao SIN quatro equipamentos de compensação de potência reativa:

- Reator 500 kV – 136 Mvar, na SE Rio Verde Norte (Guaraciaba), em Goiás;
- Reator 230 kV – 20 Mvar, na SE Rio Branco I (Eletronorte), no Acre;
- 2 Reatores 230kV – 40 Mvar cada, na SE Irapé (Transirapé), em Minas Gerais.

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	66,0	0,0	0,0
230	279,7	1.778,2	1.036,2
345	0,0	21,4	22,0
440	20,0	0,0	0,0
500	1.568,8	2.608,3	1.286,4
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
800	0,0	0,0	4.184,0
TOTAL	1.934,5	4.407,9	6.528,6

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

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	5.045,0	20.250,6	22.507,3

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 20/09/2016, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.



10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de setembro de 2016 houve contribuição de aproximadamente 10.900 MWmédios de produção térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, valor cerca de 800 MWmédios 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 setembro, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, foi registrado a partir do dia 24 nos subsistemas Nordeste e Norte, no valor de R\$ 167,93 / MWh. Já o valor mínimo, igual a R\$ 104,86 / MWh, foi atingido entre os dias 3 e 9 de setembro no Sul. 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 setembro de 2016 atingiu valor da ordem de 1.020 MWmédios, ante os 1.400 MWmédios verificados no mês anterior. Já a geração térmica por restrição elétrica atingiu cerca de 1.230 MWmédios em setembro, ante aos cerca de 1.660 MWmédios verificados em agosto 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, em setembro, foi indicado o despacho de usinas térmicas visando à segurança elétrica em áreas onde ocorreram eventos dos Jogos Paraolímpicos, conforme as “Diretrizes para a Programação e Operação do SIN durante os Jogos Olímpicos e Paraolímpicos Rio 2016”, trabalho elaborado pelo ONS.

10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste*

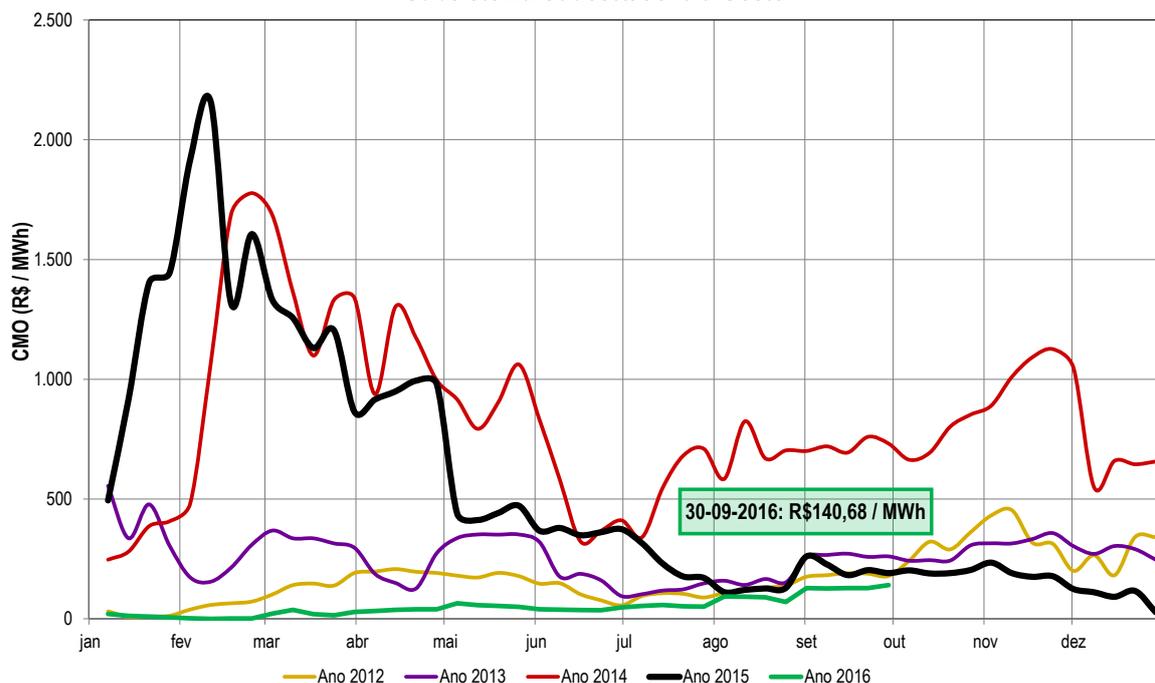


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

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

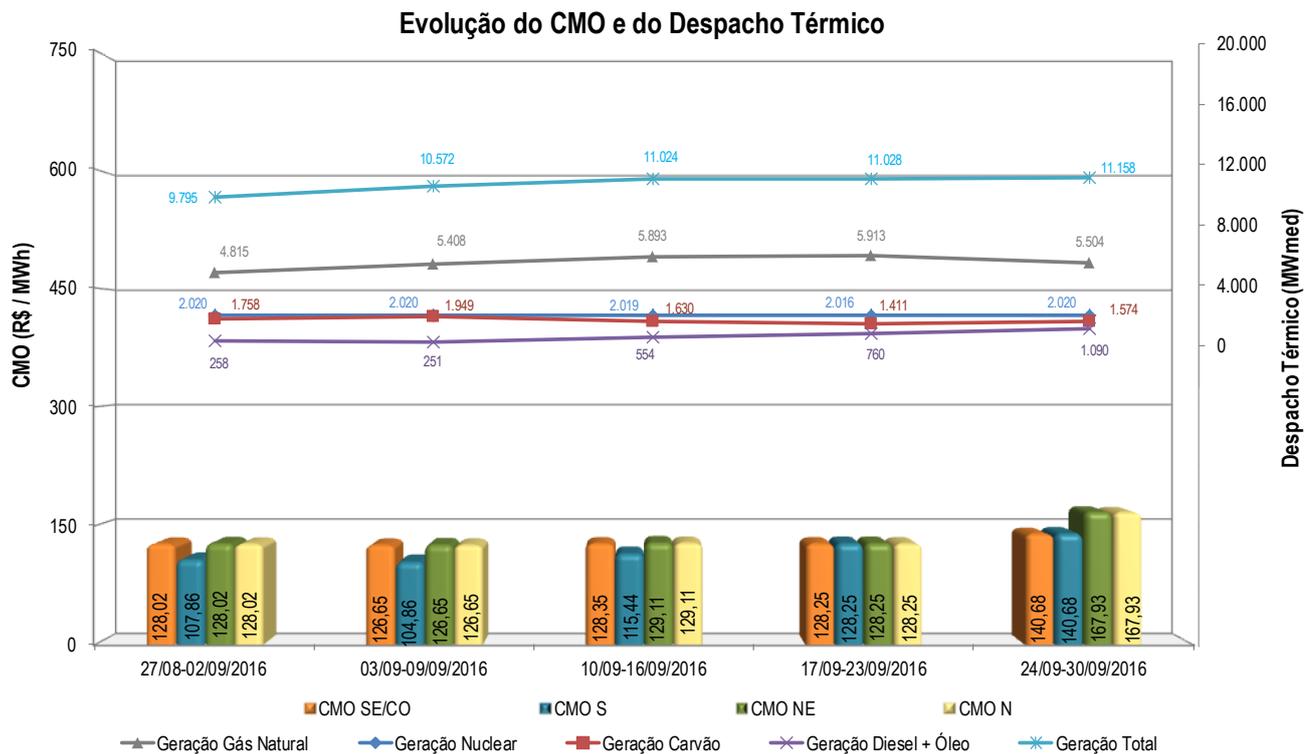


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

11. ENCARGOS SETORIAIS*

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em agosto de 2016 foi de R\$ 334,1 milhões, montante aproximadamente duas vezes superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 170,1 milhões). O valor do mês de agosto de 2016 é composto por R\$ 245,1 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\$ 16,0 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\$ 73,0 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 agosto, o grande aumento verificado no encargo Restrição de Operação em comparação ao mês anterior foi decorrente, dentre outros fatores, do acionamento durante o mês de usinas térmicas por razões elétricas visando à segurança elétrica em áreas onde ocorreram eventos dos Jogos Olímpicos Rio 2016, conforme as “Diretrizes para a Programação e Operação do SIN durante os Jogos Olímpicos e Paraolímpicos Rio 2016”, do ONS.

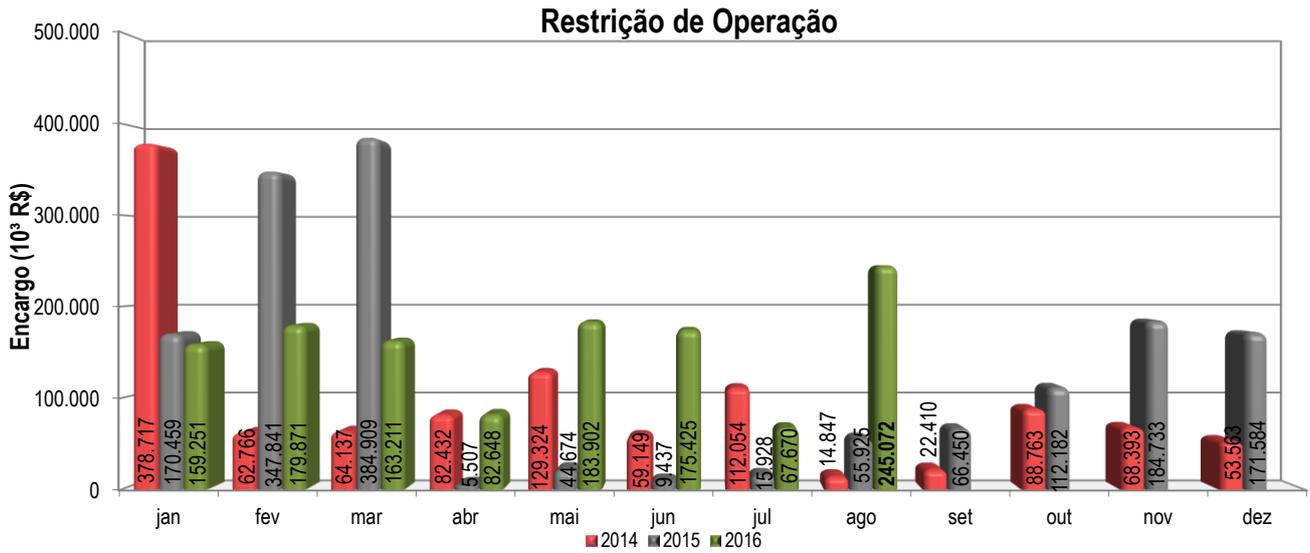


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

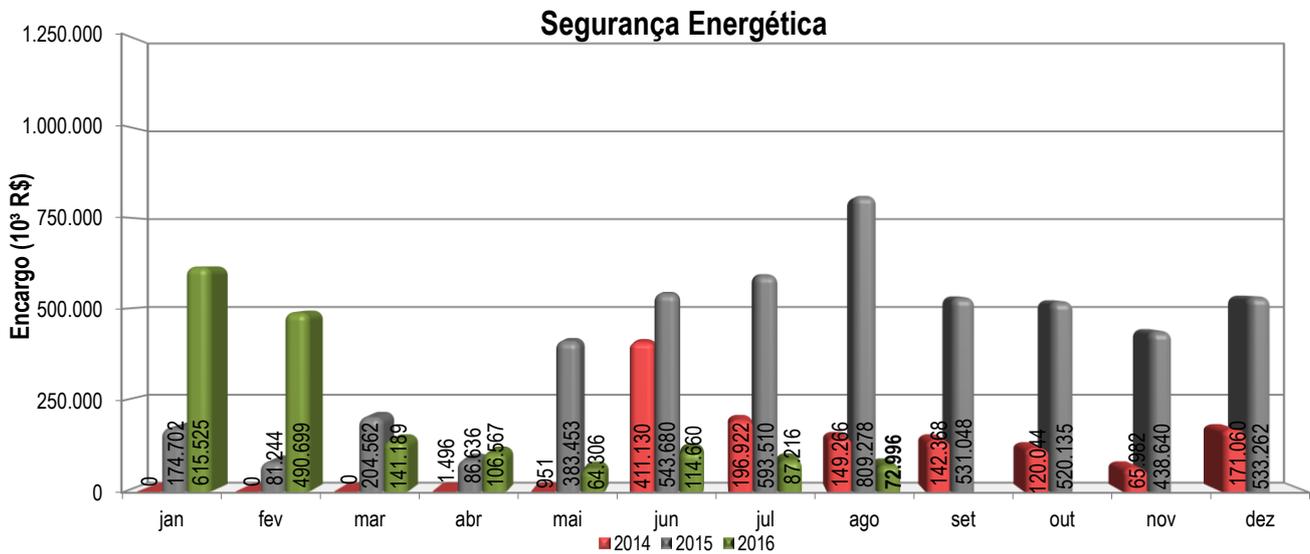


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2016.

Fonte dos dados: CCEE

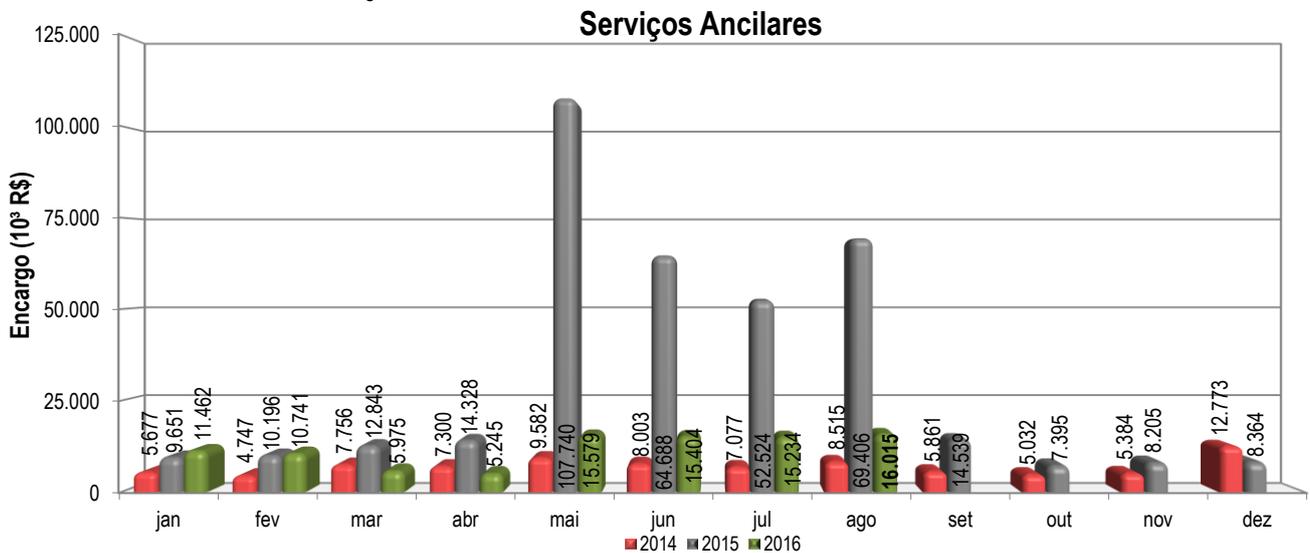


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até agosto de 2016.

Fonte dos dados: CCEE



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de setembro de 2016, o número de ocorrências no SIN foi bastante reduzido em comparação com o mesmo período de 2015. O montante de carga interrompida também ficou inferior ao montante observado em setembro de 2015. Seguem as principais informações das ocorrências verificadas:

- **Dia 13 de setembro, às 15h51min:** A perturbação teve início com a incidência de um curto-circuito na LT 600 kV do polo 2 do Elo CC do Madeira, **provocado por queimada a 1.948 km da SE Coletora Porto Velho**, eliminado por atuação de sua proteção e o posterior bloqueio do polo resultante da reincidência da falta, que aconteceu durante as 2 tentativas de restabelecimento automático. Em seguida, após 13s, se estabeleceu um novo curto-circuito, agora na LT do polo 1, devido à mesma queimada, que provocou atuação da proteção desta linha e com o respectivo restabelecimento automático bem-sucedido, e 3s depois ocorreu nova falta, também com restabelecimento bem-sucedido. Houve a separação do sistema Acre/Rondônia com o SIN com a atuação dos esquemas de corte de carga interrompendo **323 MW**, sendo **163 MW** no Acre e **160 MW** em Rondônia.
- **Dia 30 de setembro, às 18h51min:** A perturbação consistiu no desligamento automático da LT 230 kV Tucuruí / Xingu / Altamira, coincidente com um curto circuito externo, localizado na LT 230 kV Altamira / Pimental. Houve interrupção de **149 MW** de cargas, da CELPA no Pará. Causa: Atuação acidental das proteções Principal e Alternada diferenciais da LT 230 kV Tucuruí / Xingu / Altamira, para a falta externa à linha de transmissão.

Também houve duas ocorrências com interrupção total das cargas do sistema Boa Vista, em Roraima, sendo uma delas no dia 13/09/2016 às 15h25min e a outra no dia 29/09/2016 às 15h40min, com interrupção de **160 MW** e **168 MW** respectivamente, com origem na interligação Brasil-Venezuela.

Os índices DEC e FEC mensais para o Brasil apresentaram aumento entre julho e agosto de 2016, contrariando tendência que vinha sendo observada de decréscimo ao longo do ano.

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				6.179	5.487
S	606	0	0	0	0	0	0	0	0				606	1.916
SE/CO	677	722	1.070	210	0	1.297	0	2.815	323				7.114	7.066
NE	506	0	0	304	0	529	357	0	193				1.889	4.688
N-Int	1.695	258	590	477	408	706	498	168	149				4.949	7.911
TOTAL	3.484	980	4.726	991	408	2.532	855	6.096	665	0	0	0	20.737	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				2	2
S	1	0	0	0	0	0	0	0	0				1	9
SE/CO	3	4	4	1	0	3	0	4	1				20	24
NE	1	0	0	1	0	2	1	0	1				6	14
N-Int	1	1	2	2	1	3	3	1	1				15	32
TOTAL	6	5	7	4	1	8	4	6	3	0	0	0	44	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

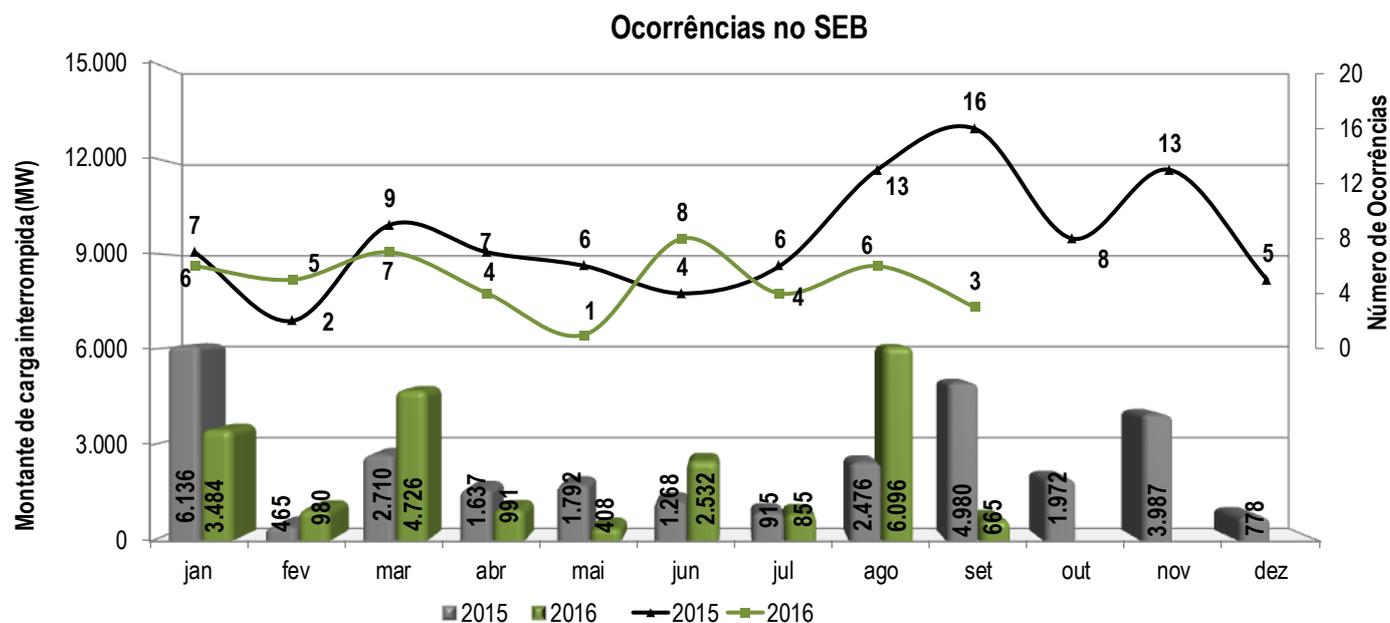


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS

12.2. Indicadores de Continuidade *

Tabela 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					10,30	13,30
S	1,31	1,42	1,21	1,30	0,91	0,78	0,86	1,01					8,80	11,79
SE	1,31	1,51	1,09	0,74	0,80	0,76	0,70	0,93					7,84	9,32
CO	2,38	2,32	1,82	1,34	1,13	0,97	0,94	1,51					12,40	15,92
NE	2,28	1,45	1,41	1,39	1,25	1,21	1,11	1,08					11,17	15,75
N	3,32	3,41	4,19	3,23	2,65	3,22	2,73	2,90					25,65	32,33

Dados contabilizados até agosto 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	0,68					5,73	10,31
S	0,84	0,89	0,73	0,78	0,57	0,52	0,58	0,64					5,55	9,51
SE	0,61	0,67	0,57	0,42	0,43	0,40	0,39	0,55					4,06	7,26
CO	1,43	1,47	1,16	1,02	0,77	0,84	0,80	1,03					8,52	13,40
NE	0,82	0,62	0,70	0,68	0,64	0,67	0,61	0,56					5,29	10,57
N	2,22	2,14	2,51	2,09	1,79	1,96	2,08	1,91					16,68	29,60

Dados contabilizados até agosto 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.

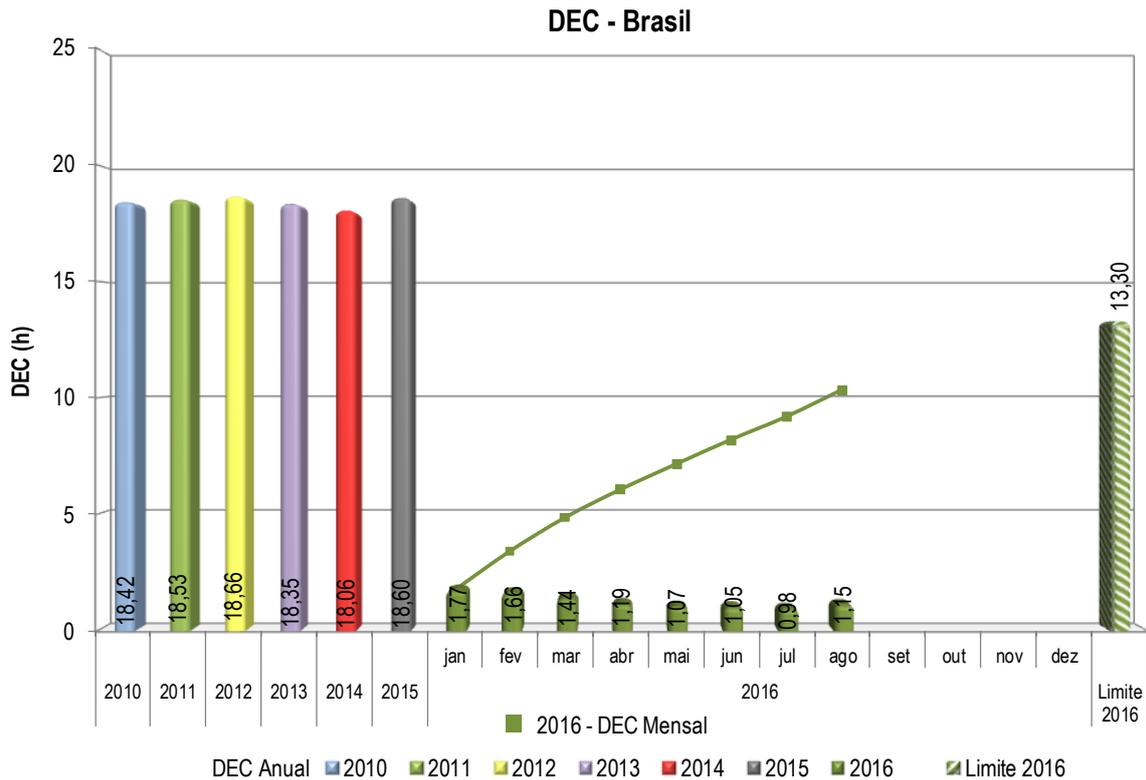


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte dos dados: ANEEL

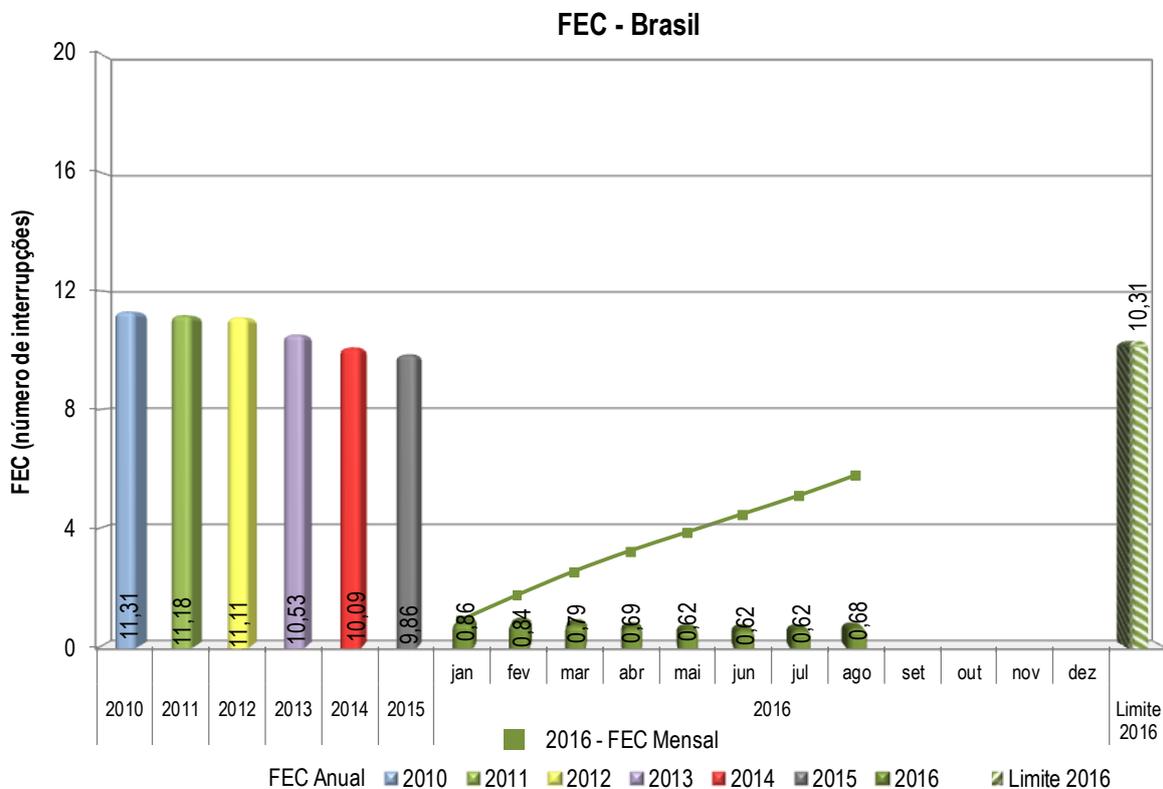


Figura 40. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até agosto 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	