



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Junho – 2015





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Junho – 2015

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Carlos Eduardo de Souza Braga

Secretário-Executivo

Luiz Eduardo Barata Ferreira

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE

Domingos Romeu Andreatta

Coordenação Geral de Monitoramento do Desempenho do Sistema Elétrico

Thiago Pereira Soares

Equipe Técnica

André Grobério Lopes Perim

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Guilherme Silva de Godoi

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

José Brito Trabuco

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

70.065-900 – Brasília - DF

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

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



SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Precipitação Acumulada – Brasil.....	2
2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias	3
2.3. Energia Natural Afluente Armazenável	4
2.4. Energia Armazenada	6
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	9
3.1. Principais Intercâmbios Verificados	9
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	10
4.1. Consumo de Energia Elétrica	10
4.2. Unidades Consumidoras.....	12
4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil.....	12
4.4. Demandas Máximas	13
4.5. Demandas Máximas Mensais	13
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	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. Precipitação (mm) acumulada de 01/05/2015 a 31/05/2015 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/05 a 30/05/2015 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.....	3
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	4
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.....	4
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.....	5
Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.....	5
Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	7
Figura 8. EAR: Subsistema Sul.....	7
Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.....	8
Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.....	8
Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).....	9
Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.....	13
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	13
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	14
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.....	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 2014.....	20
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.....	21
Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.....	21
Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).....	22
Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.....	22
Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.....	23
Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.....	23
Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.....	24
Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.....	24
Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.....	25
Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	29
Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.....	30
Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.....	31
Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.....	31
Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	31
Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	33
Figura 39. DEC do Brasil.....	34
Figura 40. FEC do Brasil.....	34



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	6
Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.	9
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	11
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.	11
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	12
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.	13
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada** de geração de energia elétrica do Brasil.	15
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	16
Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	18
Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	18
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.	25
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW).	26
Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	27
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	27
Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	28
Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	28
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	32
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.	32
Tabela 19. Evolução do DEC em 2015.	33
Tabela 20. Evolução do FEC em 2015.....	33



1. INTRODUÇÃO

Em junho de 2015 os valores de aflúncias brutas a todos os subsistemas foram inferiores à média de longo termo – MLT, com exceção do subsistema Sul. No subsistema Nordeste, a aflúncia foi a 2ª pior para o mês de junho do histórico de 83 anos. No mês, foram verificados 14.689 MW médios de geração térmica programada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de maio de 2015 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: +0,1 ponto percentual (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, +25,6 p.p. no Sul, -1,7 p.p. no Nordeste e -2,0 p.p. no Norte.

No dia 10 de junho de 2015, foi realizada a 156ª reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, dentre outros assuntos, foi apresentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL o trabalho que está sendo desenvolvido pela Agência referente à gestão das concessões de geração e transmissão de energia elétrica, com o objetivo de aperfeiçoar o processo de execução de leilões e gestão de outorgas. Além disso, o Grupo Eletrobras apresentou o estado atual das Instalações Compartilhadas de Geração – ICGs de sua responsabilidade. Conforme destacado, os empreendimentos relacionados às ICGs da Eletrobras totalizam 674 km de linhas de transmissão e 3.810 MVA de transformação em 11 subestações, correspondendo a um investimento de R\$ 826 milhões.

Em função das baixas aflúncias incrementais à UHE Sobradinho, foi implementado no final do mês de maio e ao longo do mês de junho, um cronograma de testes de redução das vazões no rio São Francisco, que culminaram com a prática de defluências das UHEs Sobradinho e Xingó em valores da ordem de 900 m³/s desde o dia 13 de junho de 2015.

Entraram em operação comercial no mês 551,523 MW de capacidade instalada de geração, 245,9 km de linhas de transmissão 1.770,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano a expansão do sistema totalizou 3.015,052 MW de capacidade instalada de geração, 924,7 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 9.000,0 MVA de transformação na Rede Básica.

No mês de junho de 2015 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 137.394 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2014, houve expansão de 3.088 MW de geração de fonte hidráulica, de 2.066 MW de fontes térmicas e de 3.077 MW de geração eólica.

No mês de maio de 2015, a geração hidráulica correspondeu a 68,6% do total gerado no país. A participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, aumentou 0,4 p.p. com destaque para as variações de +1,8 p.p. da geração a biomassa e -0,7% p.p. de geração nuclear, esta em função da saída programada da UTE Angra I para troca de combustível, a partir do dia 07 de maio. Destaca-se que, conforme Despacho ANEEL nº 1.365, de 05 de maio de 2015, a partir de maio/2015 o sistema Manaus passou a ser considerado plenamente interligado ao SIN.

Os fatores de capacidade médios da geração eólica das regiões Sul e Nordeste, no mês de maio de 2015, aumentaram 3,8 p.p. e 13,8 p.p. frente ao mês anterior, atingindo, respectivamente, 24,9%, e 36,0%. No acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior, houve redução de 1,4 p.p. no fator de capacidade na região Sul, enquanto que na região Nordeste o fator de capacidade das usinas aumentou cerca de 4,3 p.p.

Com relação ao mercado consumidor, no acumulado dos últimos doze meses (junho de 2014 a maio de 2015), o consumo total, considerando as perdas, cresceu 0,6% em relação ao mesmo período anterior. Por sua vez, este consumo, em termos anuais, apresentou retração de 2,6% entre maio de 2015 e o mesmo mês de 2014. Nesse período, houve expansão de 2,7% na quantidade de unidades consumidoras residenciais.

* As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 30 de junho de 2015, exceto quando indicado.

** O Subsistema Sudeste/Centro-Oeste é composto pelos estados das Regiões Sudeste e Centro-Oeste, Acre e Rondônia.

O Subsistema Sul é composto pelos estados da Região Sul.

O Subsistema Nordeste é composto pelos estados da Região Nordeste, exceto o Maranhão.

O Subsistema Norte-Interligado é composto pelos estados do Pará, Tocantins e Maranhão.



2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

No mês de junho a passagem regular de frentes frias pela região Sul do País ocasionou valores significativos de precipitação nas bacias hidrográficas dessa região e anomalias positivas de precipitação na bacia do rio Jacuí.

No fechamento do mês, foram observados totais pluviométricos abaixo da média climatológica em grande parte das bacias hidrográficas de maior relevância para a geração de energia hidrelétrica no SIN, principalmente nas bacias dos rios Paranapanema, Tietê, Grande, Iguaçu e Uruguai.

As temperaturas mínimas do mês variaram entre normal e acima do normal para a época do ano em praticamente todo o país, atingindo desvios de até +4°C. As temperaturas máximas do mês de maio estiveram em torno da média climatológica em grande parte do Brasil, com anomalias negativas de até -3°C em algumas áreas.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 90 %MLT – 22.973 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (31º pior valor*), 138 %MLT – 13.701 MW médios no Sul (21º melhor valor*), 53 %MLT – 2.557 MW médios no Nordeste (2º pior valor*) e 96 %MLT – 5.259 MW médios no Norte-Interligado (40º melhor valor*).

Ressalta-se que, apesar de ter ocorrido ENA bruta de 138 %MLT no subsistema Sul, foi armazenável apenas 129 %MLT. No subsistema Norte, foi armazenável 94 %MLT dos 96 %MLT de ENA bruta.

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

2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

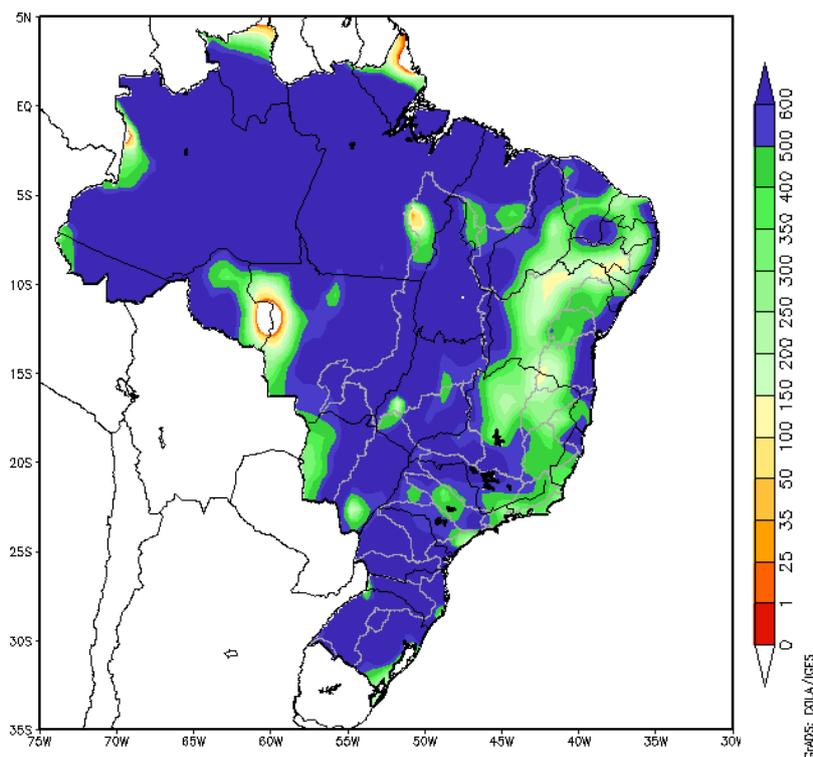


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/06/2015 a 30/06/2015 – Brasil.

Fonte: ONS



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

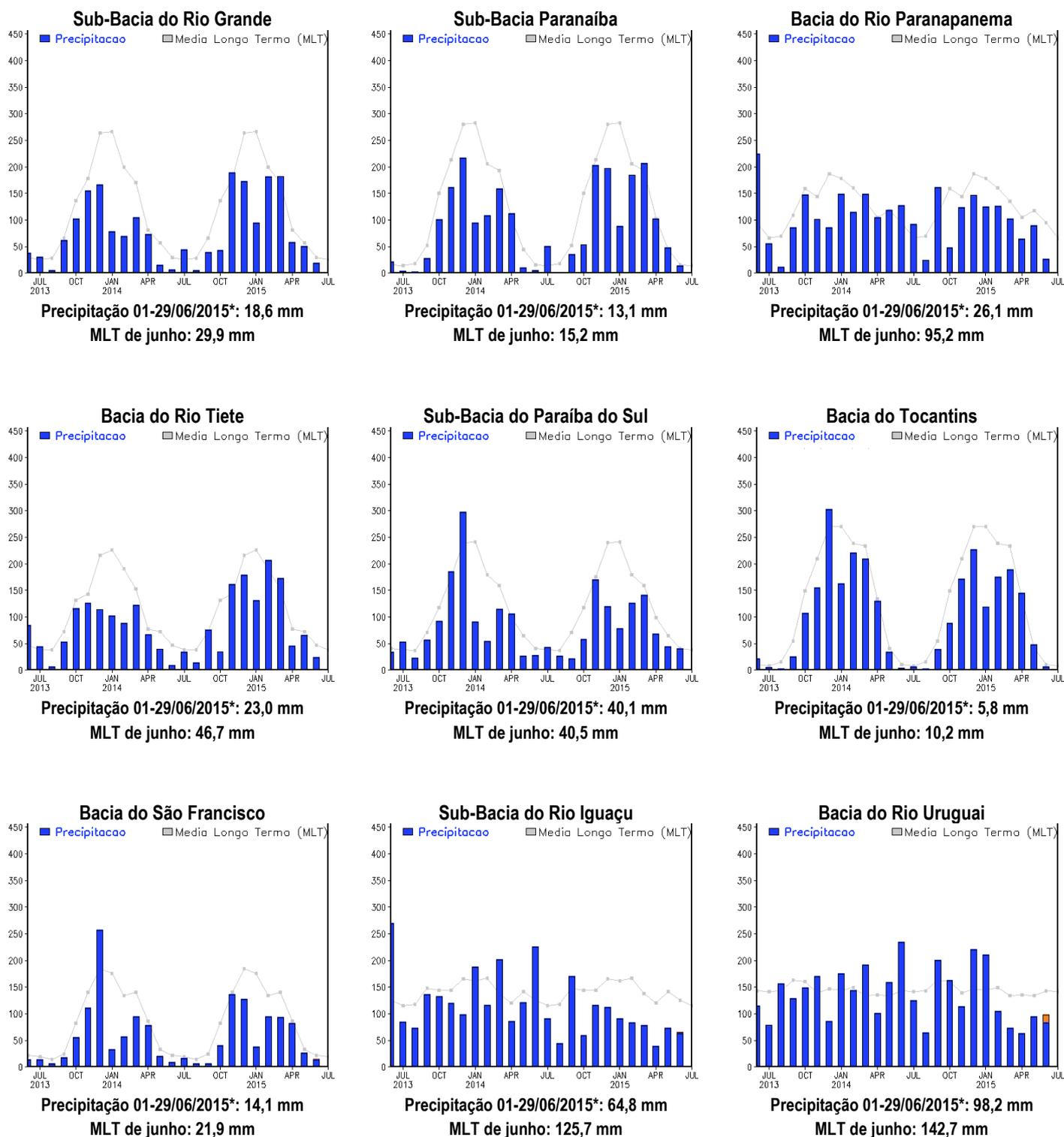


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/06 a 29/06/2015 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

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



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

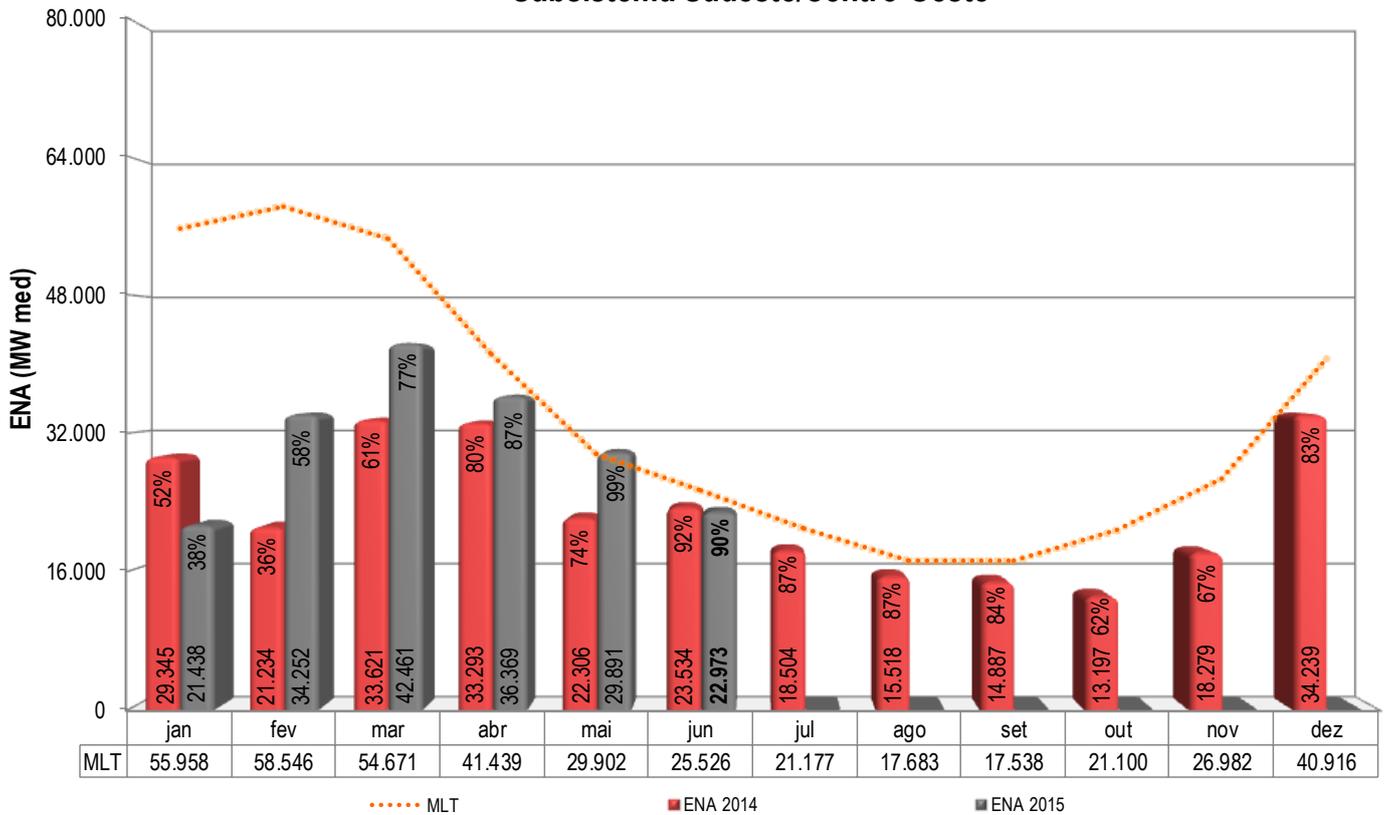


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Sul

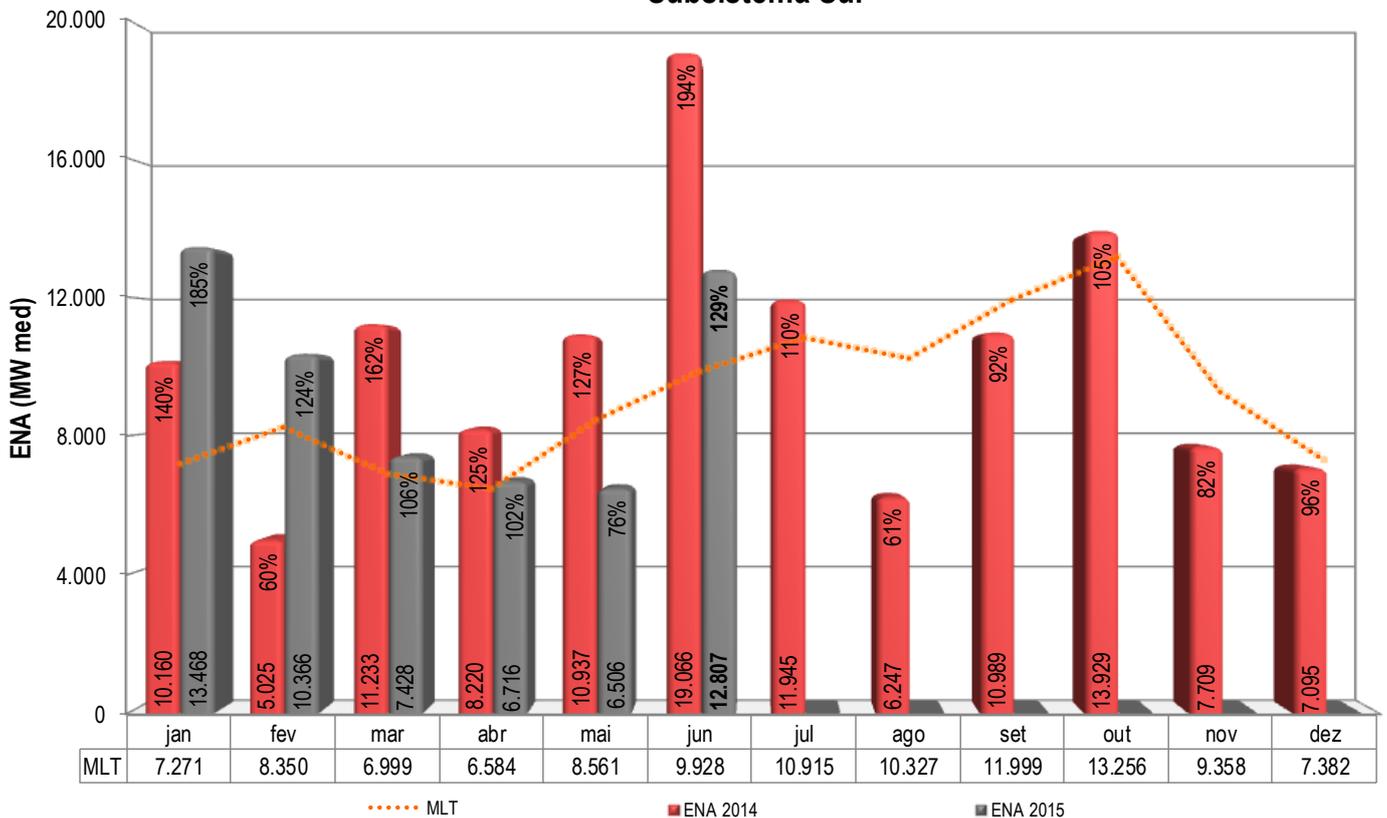


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

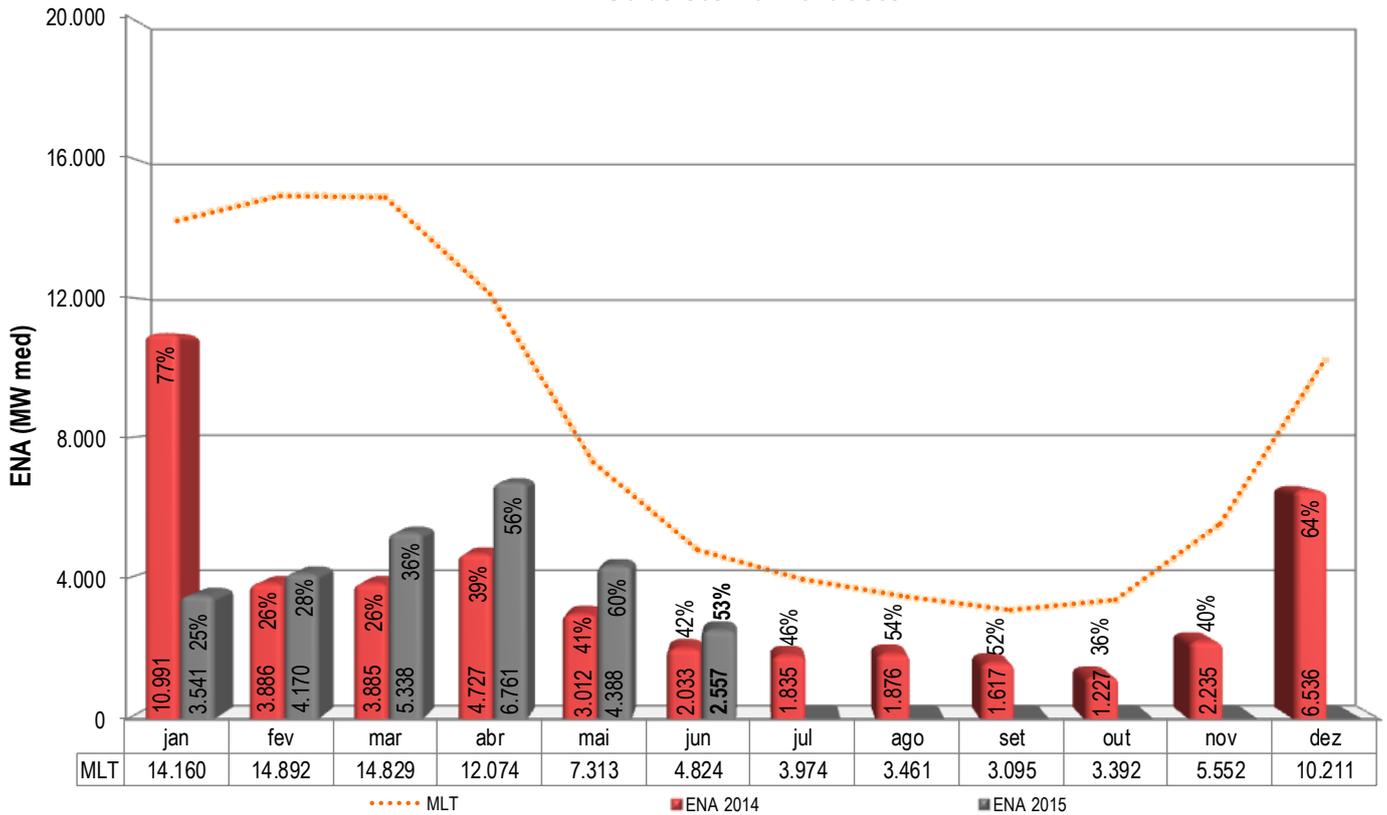


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Norte-Interligado

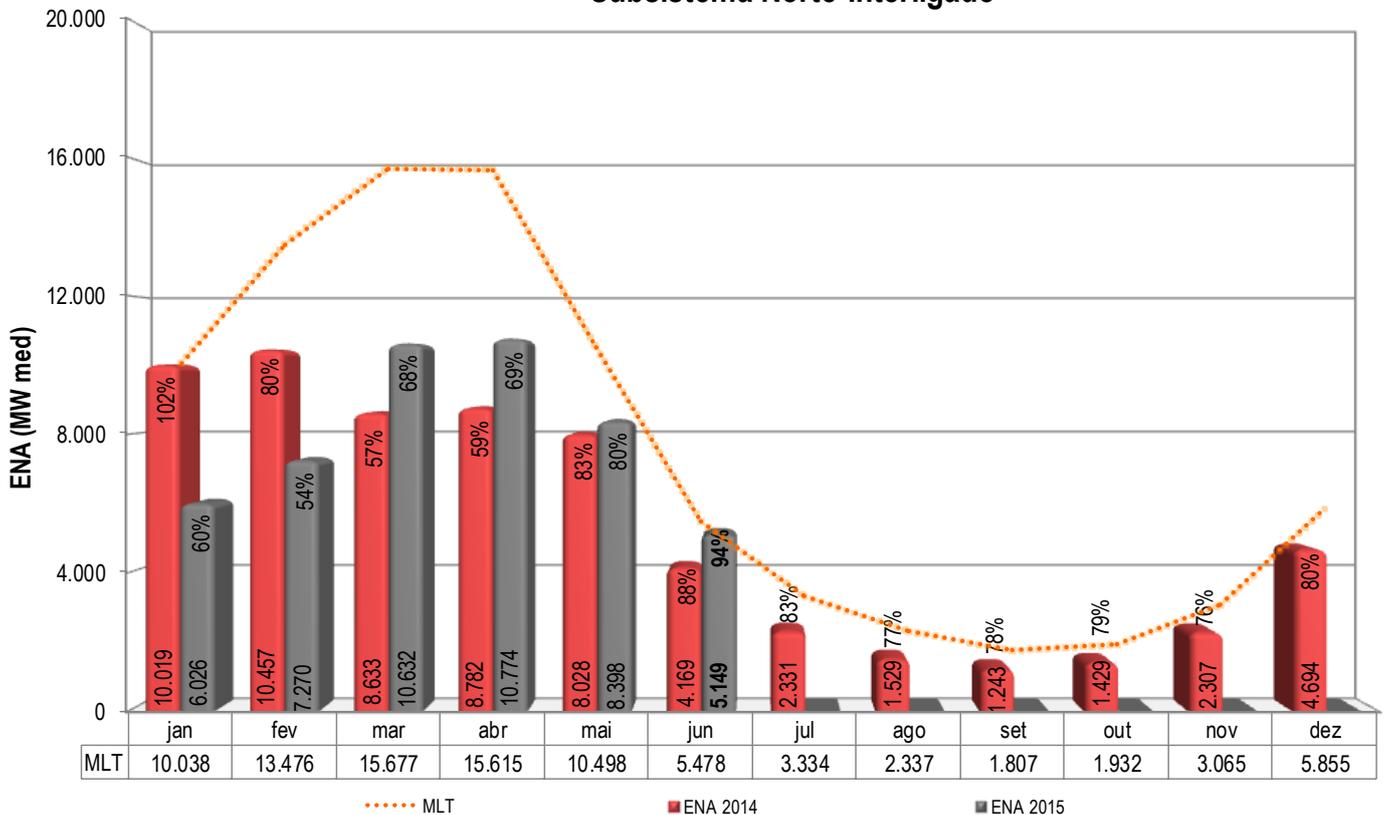


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



2.4. Energia Armazenada

No mês de junho de 2015 houve elevação no nível de armazenamento do reservatório equivalente do subsistema Sul, pequeno aumento no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e queda nos subsistemas Nordeste e Norte, mas ainda todos os subsistemas permanecem com níveis de armazenamento inferiores aos registrados na mesma época do ano de 2014. Neste mês, houve contribuição de aproximadamente 14.689 MWmédios de produção térmica, valor cerca de 800 MWmédios superior ao verificado no mês anterior.

Houve aumento de 0,1 p.p. no armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o mês de junho, atingindo 36,1 %EAR, valor 0,2 p.p. inferior ao verificado no final de junho de 2014 (36,3 %EAR), e 7,5 p.p. superiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (28,6 %EAR). As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, sendo que nos períodos de carga leve sua geração foi dimensionada para fechamento do balanço energético do SIN, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste.

Na região Sul, em função das condições hidroenergéticas, a geração das usinas hidrelétricas foi dimensionada visando à manutenção ou o replecionamento do nível de armazenamento de seus reservatórios, sendo suas disponibilidades energéticas exploradas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada. Nesse contexto, houve um replecionamento do reservatório equivalente em 25,6 p.p em comparação com maio de 2015, atingindo 63,7 %EAR ao final do mês, valor 31,1 p.p. inferior ao armazenamento do final do mês de junho de 2014 (94,8 %EAR).

No subsistema Nordeste houve deplecionamento de 1,7 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 25,3 %EAR ao final do mês de junho, valor 11,3 p.p. inferior ao verificado ao final de junho de 2014 (36,6 %EAR) e 0,7 p.p. superiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (24,6 %EAR). Foi mantida a geração hidráulica em valores mínimos, sendo a geração térmica e eólica locais e o recebimento de energia da ordem de 1.537 MWmédios responsáveis pelo fechamento do balanço energético do subsistema. A defluência da UHE Três Marias foi mantida com valor da ordem de 300 m³/s, em uma operação integrada da cascata e da bacia do Rio São Francisco, continuando a assegurar o atendimento aos usos múltiplos. No dia 6 de junho foram iniciados os testes de defluência de 950 m³/s em período integral nas UHEs Sobradinho e Xingó e no dia 13 de junho foram iniciados os testes de defluência de 900 m³/s em período integral nestas usinas, permanecendo com defluência desta ordem a partir desta data.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 80,5 %EAR ao final do mês de junho, apresentando deplecionamento de 2,0 p.p em comparação ao mês anterior, e 11,2 p.p. inferiores em relação ao armazenamento do final de junho de 2014 (91,7 %EAR). Em função da redução nas aflúncias à UHE Tucuruí, e visando a política de preservação dos armazenamentos nos reservatórios de cabeceira das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, a geração desta usina foi dimensionada para fechamento do balanço energético do SIN, respeitando-se a ordem de prioridade definida para a geração das usinas hidrelétricas do SIN.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, a variação percentual de energia armazenada mais relevante no mês de junho de 2015 refere-se ao replecionamento de 4,1 p.p. na UHE Itumbiara (atingindo 38,0% v.u.). Por sua vez, ao final do mês de junho, a UHE Ilha Solteira encontrava-se com armazenamento de cerca de 28,1% v.u., referenciado ao seu volume útil máximo, considerando operação individual, o que corresponde a um deplecionamento de 0,3 p.p. em relação ao armazenamento verificado em maio de 2015.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final do Mês (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR da Capacidade Total
Sudeste/Centro-Oeste	36,1	205.002	66,2
Sul	63,7	19.975	11,4
Nordeste	25,3	51.859	11,7
Norte	80,5	14.812	10,7
TOTAL		291.648	100,0

Fonte dos dados: ONS

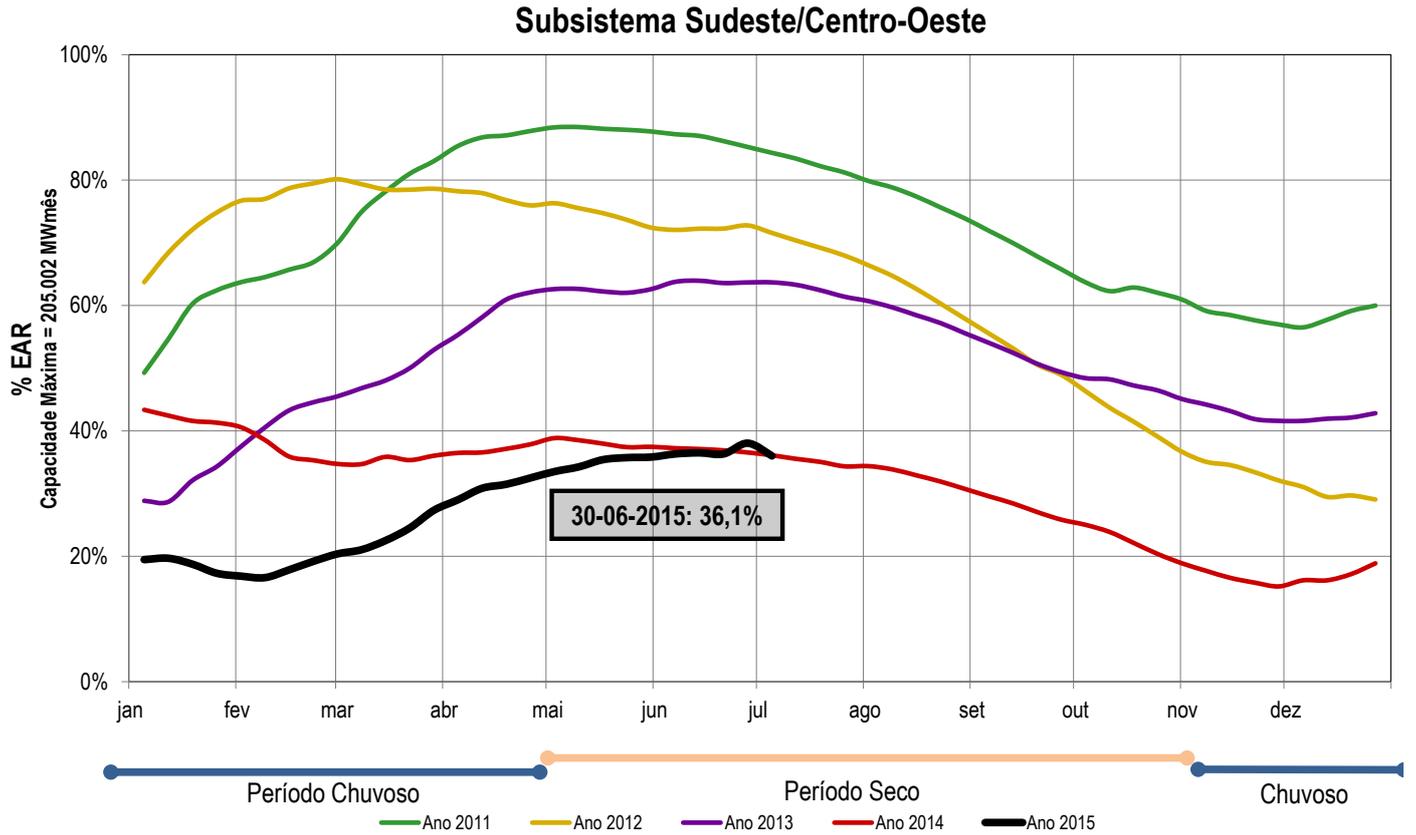


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

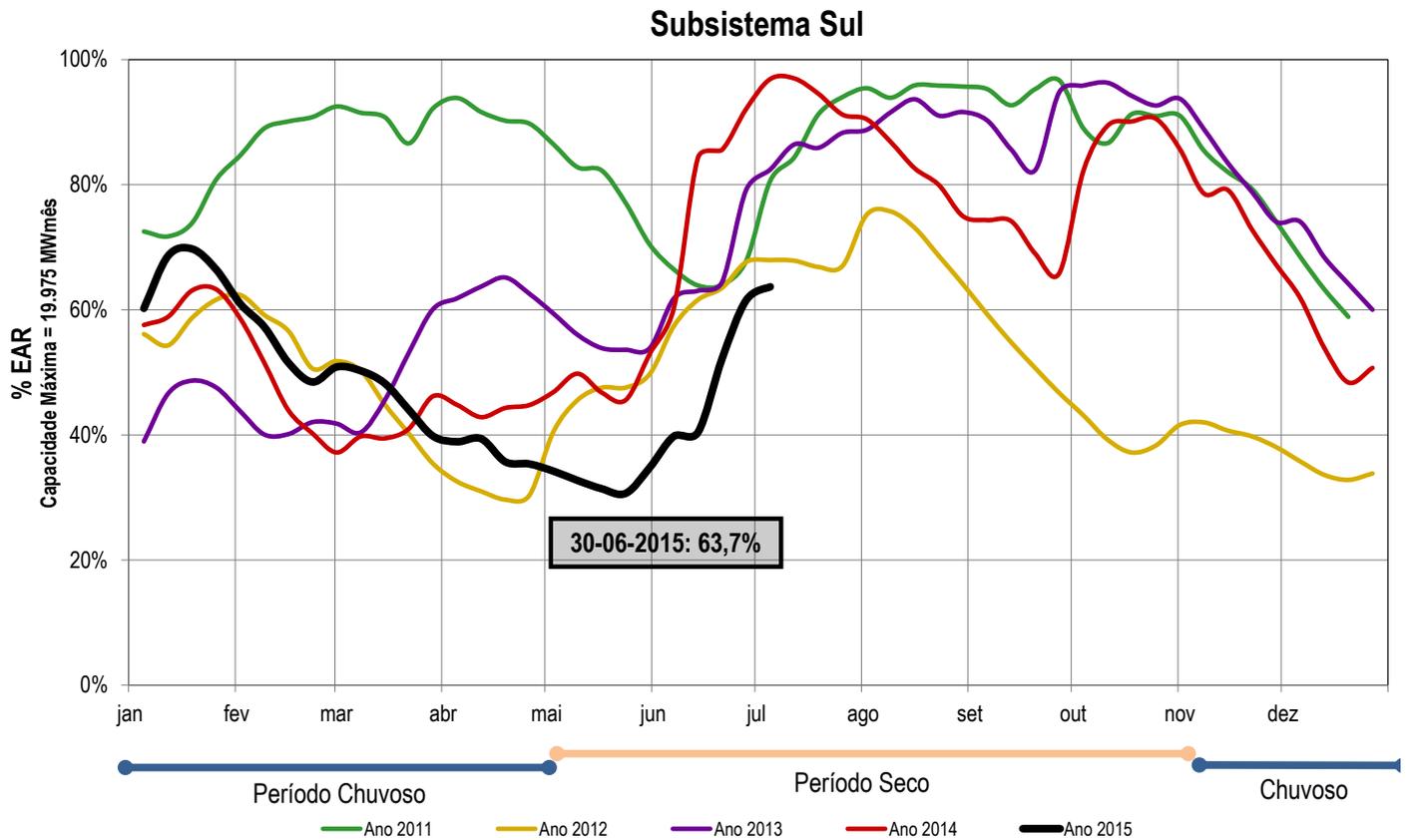


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

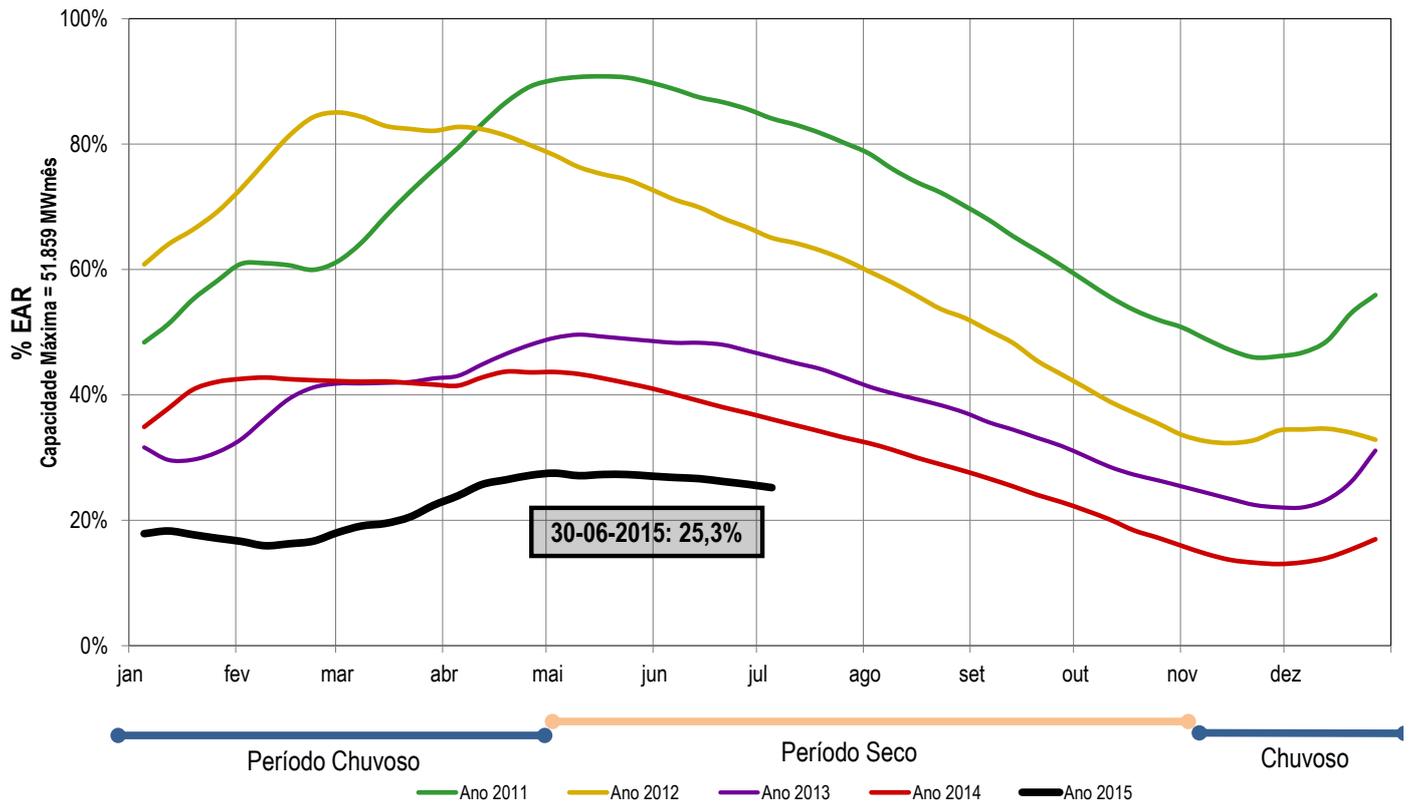


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Norte-Interligado

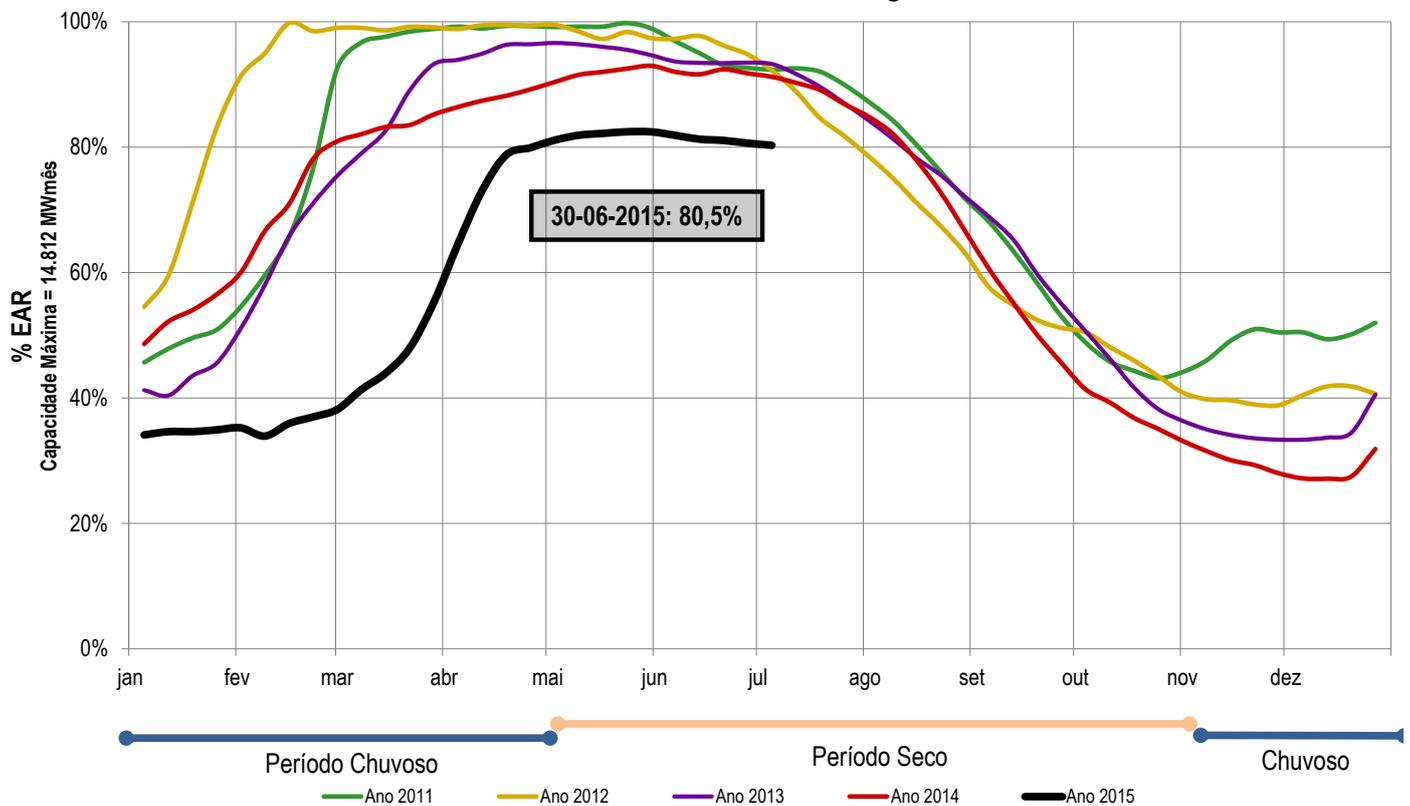


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Do subsistema Norte-Interligado, houve exportação de energia de cerca de 2.728 MWmédios no mês de junho para complementação do balanço energético dos demais subsistemas, valor inferior aos 4.570 MWmédios verificados no mês anterior. Na média mensal, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste recebeu excedentes do subsistema Norte em 1.191 MWmédios.

O subsistema Nordeste permaneceu receptor, diminuindo sua importação de 2.049 MWmédios em maio para 1.537 MWmédios em junho. Ressalta-se que a geração hidráulica no subsistema Nordeste continuou nos valores mínimos operativos para minimizar os desestocques e aumentar as taxas de replecionamento dos reservatórios da região.

O subsistema Sul importou 200 MWmédios no mês de junho, ante a importação de 2.057 MWmédios em maio.

No complexo do Rio Madeira, em junho, a UHE Jirau gerou cerca de 1.744 MWmédios e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 1.296 MWmédios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. No período foram escoados cerca de 2.752 MWmédios pelo primeiro bipolo em corrente contínua da LT 600 kVcc Coletora Porto Velho-Araraquara.

Além disso, a região metropolitana de Manaus importou cerca de 119 MWmédios do SIN no mês de maio pela interligação Tucuruí-Manaus.

A importação da Venezuela para suprimento ao estado de Roraima foi de 95 MWmédios, pouco inferior à verificada no mês anterior.

No mês de junho, houve exportação emergencial de energia para a Argentina no valor de 0,41 MWmédios.



Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB**	200
②	EXPN	4.550
	RECN	(Carga do Norte - Geração de 5 UGs de Tucuruí)
③	EXPNE	4.000
	RNE	4.300
④	(FNS + FSENE)	5.100
	EXPSE	4.300
⑤	RSUL	7.500
	FSUL	5.740
⑥	INT _{Arg}	2.100
	INT _{Urug}	70

Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte

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

** Valor contratual.



Legenda da seção 3.1.

FVB	Intercâmbio internacional com a Venezuela (atendimento a Roraima)	EXPSE	Exportação do Sudeste/Centro-Oeste
EXPN	Exportação do Norte-Interligado	RSUL	Recebimento pela região Sul
RECN	Importação do Norte-Interligado	FSUL	Exportação da região Sul
EXPNE	Exportação do Nordeste	INT _{Arg}	Intercâmbio internacional com a Argentina
RNE	Importação do Nordeste	INT _{Urug}	Intercâmbio internacional com o Uruguai
FNS	Fluxo da interligação Norte – Sul no sentido do Norte / Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste		
FSENE	Fluxo da interligação Sudeste/Centro-Oeste - Nordeste com recebimento pelo Sudeste/Centro-Oeste		

4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA*

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em maio de 2015, o consumo de energia elétrica atingiu 45.758 GWh, considerando autoprodução e acréscimo das perdas, registrando diminuição de 1,4% em comparação ao verificado no mês anterior e de 2,6% em relação ao consumo de maio de 2014.

No acumulado dos últimos 12 meses (junho de 2014 a maio de 2015), o consumo residencial registrou crescimento de 2,7% em relação ao mesmo período anterior. Já em comparação a maio de 2014, foi registrada retração de 2,5%. Em relação ao consumo comercial, foi registrado crescimento de 4,0% no acumulado de 12 meses e aumento de 0,5% em relação ao maio de 2014.

Contribuíram para esses resultados, dentre outros aspectos, a queda do poder aquisitivo das famílias e o aumento das tarifas de energia elétrica, aplicado a todas as distribuidoras. Somente nas regiões Sul e Sudeste, por exemplo, o impacto médio dos reajustes efetuados correspondeu a aumento de cerca de 40% das tarifas. Assim, o crescimento do consumo acumulado de energia da classe residencial é devido, em sua maioria, à expansão da base de consumidores, que aumentou 2,7% em maio de 2015 em relação ao mesmo mês do ano anterior.

Em relação ao consumo comercial, destaca-se que, nas regiões Centro-Oeste e Nordeste, foram registrados crescimentos, tendo havido expansão de 7,7% do consumo desta região. Este fato deveu-se principalmente à maturação de investimentos iniciados anteriormente, dentre os quais os *shopping centers*.

Seguindo tendência dos meses anteriores, o consumo industrial registrou retração de 4,2%, em relação a maio de 2014, tendo havido queda do consumo de energia por essa classe em todas as regiões do país. Nos setores metalúrgico, automotivo e químico houve recuo do consumo em 10,7%, 13,7%, e 4,8%, respectivamente. Já no setor de extrativo de minerais metálicos, houve expansão de 8,9% no consumo de energia, motivado pelo desempenho das exportações desse setor.

Por fim, o consumo de energia da classe rural aumentou 3,1% em comparação ao mesmo mês de 2014 e acumula em 12 meses crescimento de 6,7% em relação ao mesmo período anterior.

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



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

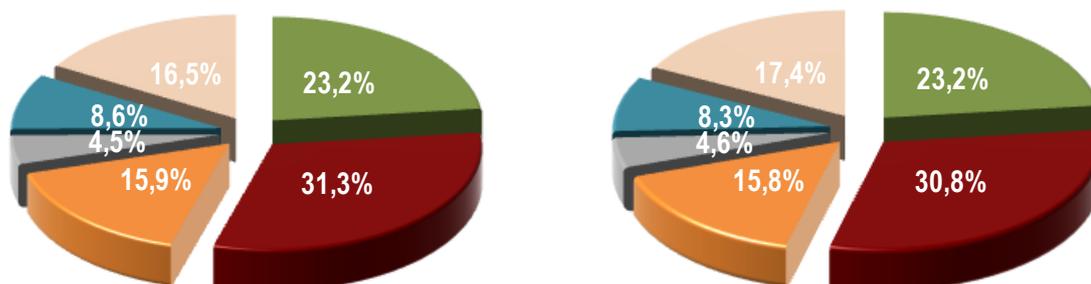
	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Mai/15 GWh	Evolução mensal (Mai/15/Abr/15)	Evolução anual (Mai/15/Mai/14)	Jun/13-Mai/14 (GWh)	Jun/14-Mai/15 (GWh)	Evolução
Residencial	10.610	-3,1%	-2,5%	129.231	132.702	2,7%
Industrial	14.320	-1,7%	-4,2%	184.141	176.436	-4,2%
Comercial	7.296	-7,9%	0,5%	86.732	90.227	4,0%
Rural	2.055	-2,1%	3,1%	24.448	26.076	6,7%
Demais classes*	3.915	-2,5%	-1,7%	47.379	47.567	0,4%
Perdas	7.562	10,3%	-4,7%	97.498	99.714	2,3%
Total	45.758	-1,4%	-2,6%	569.429	572.723	0,6%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até maio de 2015.

Fonte dos dados: EPE

Consumo de Energia Elétrica em Mai/2015

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 maio de 2015.

Fonte dos dados: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Mai/15 kWh/NU	Evolução mensal (Mai/15/Abr/15)	Evolução anual (Mai/15/Mai/14)	Jun/13-Mai/14 (kWh/NU)	Jun/14-Mai/15 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	159	-3,2%	-5,1%	163	166	1,9%
Consumo médio industrial	25.184	-1,2%	-1,5%	26.332	25.857	-1,8%
Consumo médio comercial	1.301	-7,7%	-1,4%	1.281	1.341	4,6%
Consumo médio rural	482	-1,6%	2,1%	465	509	9,4%
Consumo médio demais classes*	5.252	-1,5%	-3,4%	5.320	5.318	0,0%
Consumo médio total	491	-3,4%	-4,6%	516	507	-1,8%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até maio de 2015.

Fonte dos dados: EPE



4.2. Unidades Consumidoras

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

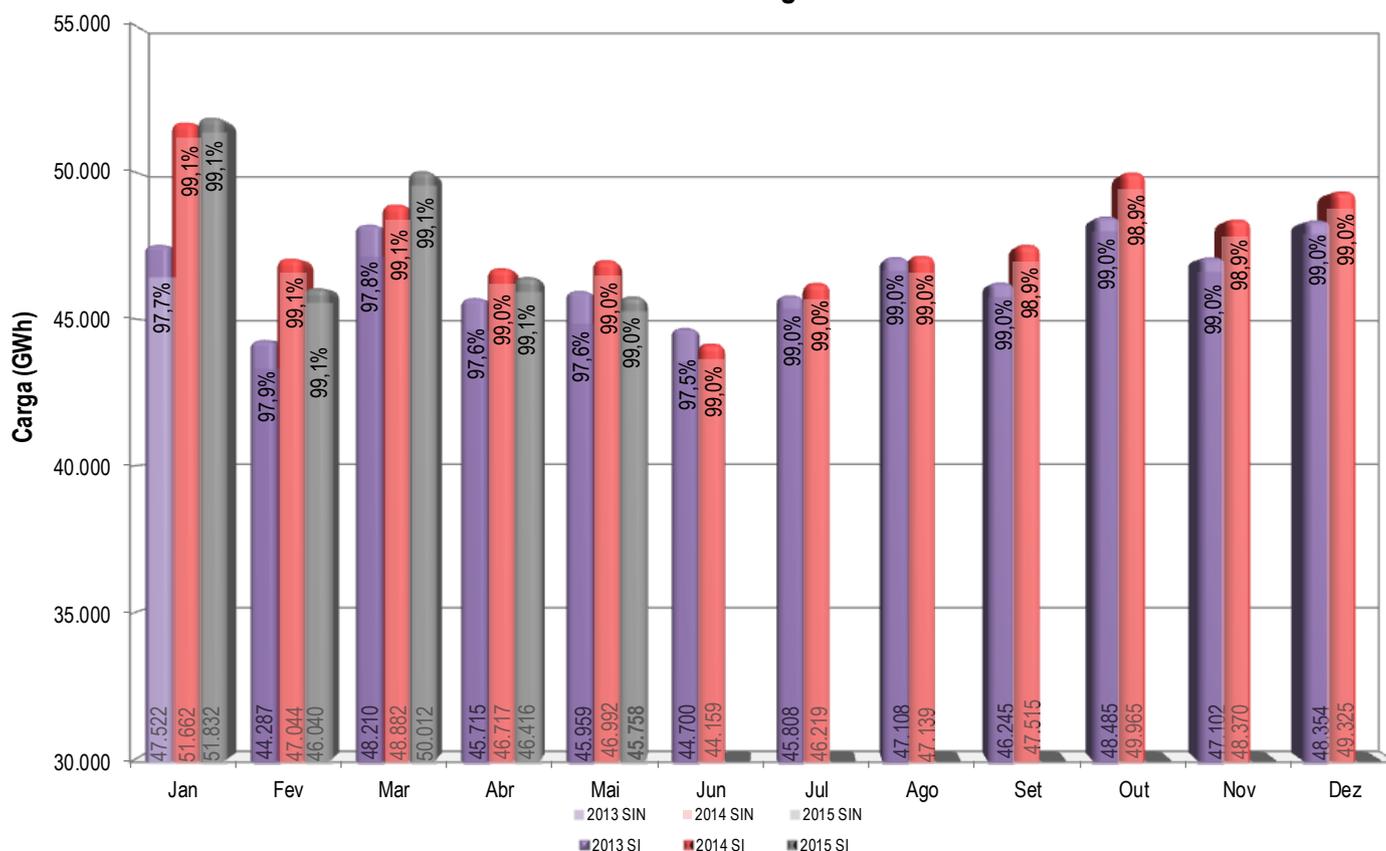
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Mai/14	Mai/15	
Residencial (NUCR)	64.807.485	66.589.307	2,7%
Industrial (NUCI)	584.337	568.633	-2,7%
Comercial (NUCC)	5.504.355	5.608.177	1,9%
Rural (NUCR)	4.227.092	4.266.750	0,9%
Demais classes*	732.994	745.426	1,7%
Total (NUCT)	75.856.263	77.778.293	2,5%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até maio de 2015.

Fonte dos dados: EPE

4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil *

Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até maio de 2015.

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 junho de 2015, não houve recorde de demanda no SIN e em seus subsistemas.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N-Interligado	SIN
Máxima no mês (MW)	43.144	13.350	11.390	6.023	72.300
(dia - hora)	11/06/2015 - 18h35	11/06/2015 - 11h14	16/06/2015 - 14h32	16/06/2015 - 14h56	11/06/2015 - 18h38
Recorde (MW)	51.894	17.971	12.266	6.185	85.708
(dia - hora)	21/01/2015 - 14h32	06/02/2014 - 14h29	07/04/2015 - 14h17	04/09/2014 - 14h39	05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

4.5. Demandas Máximas Mensais

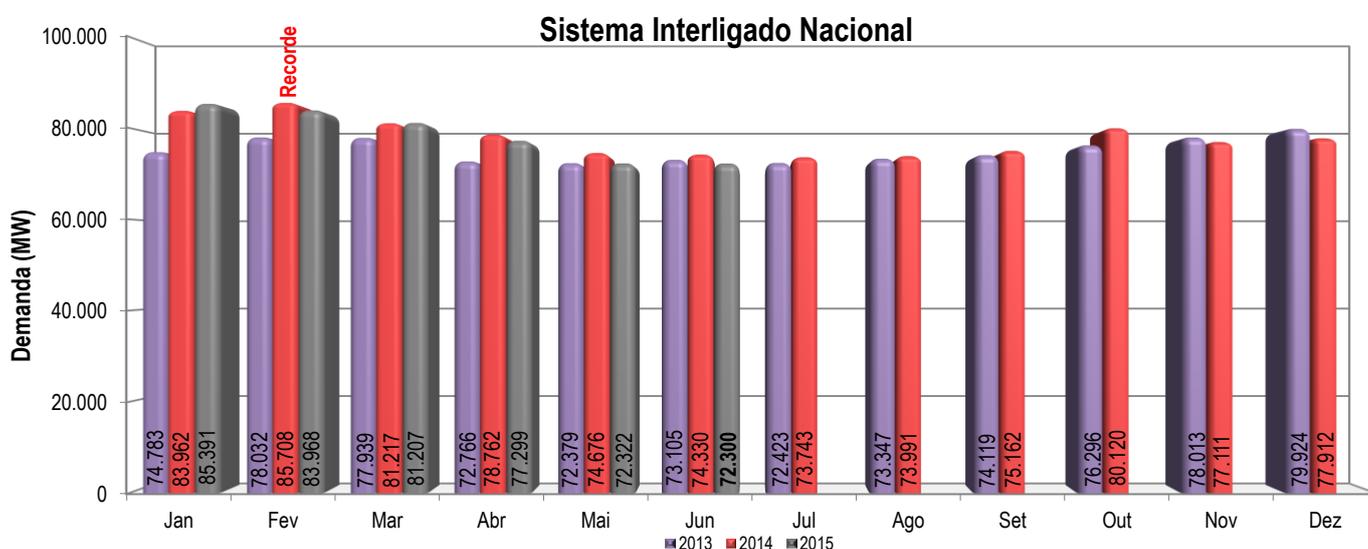


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS

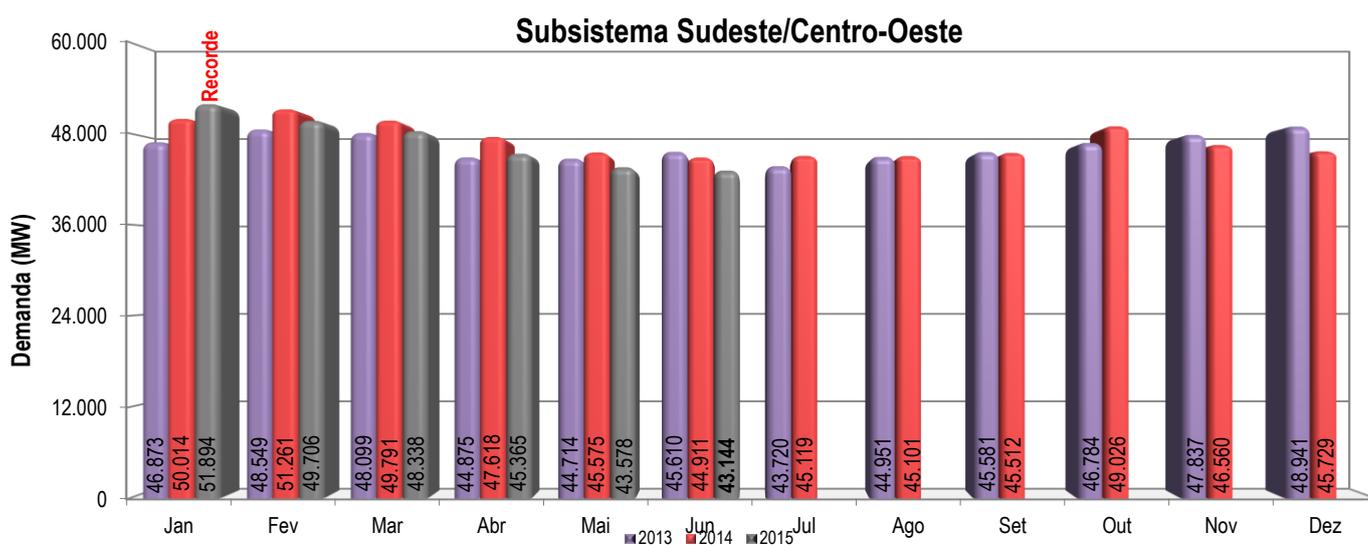


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

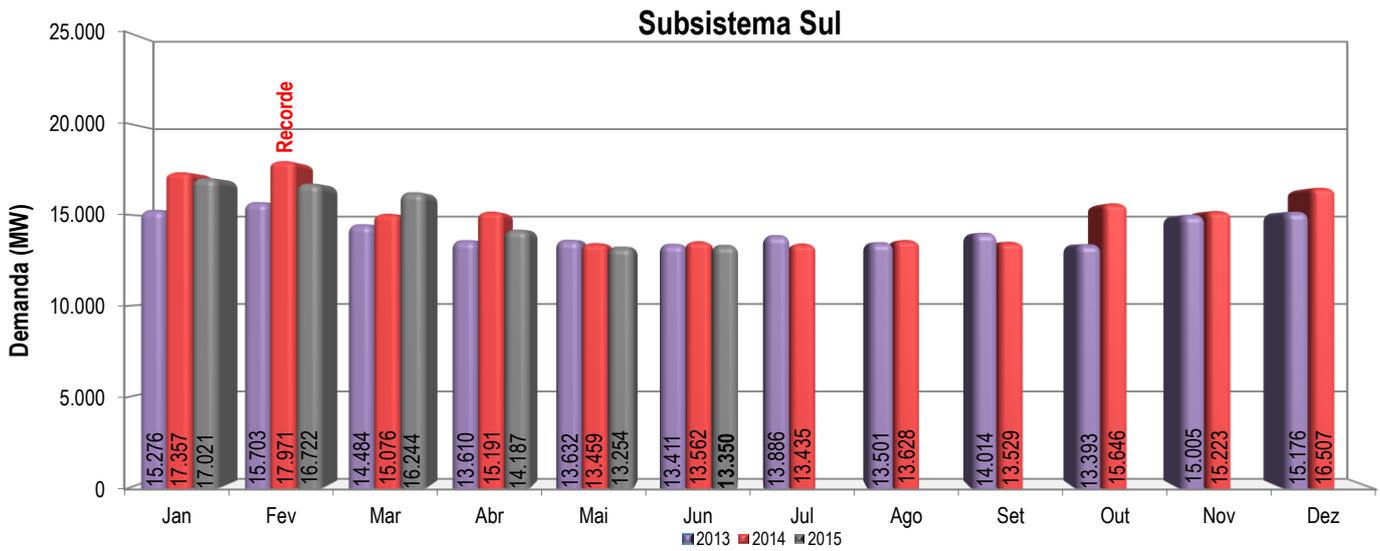


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

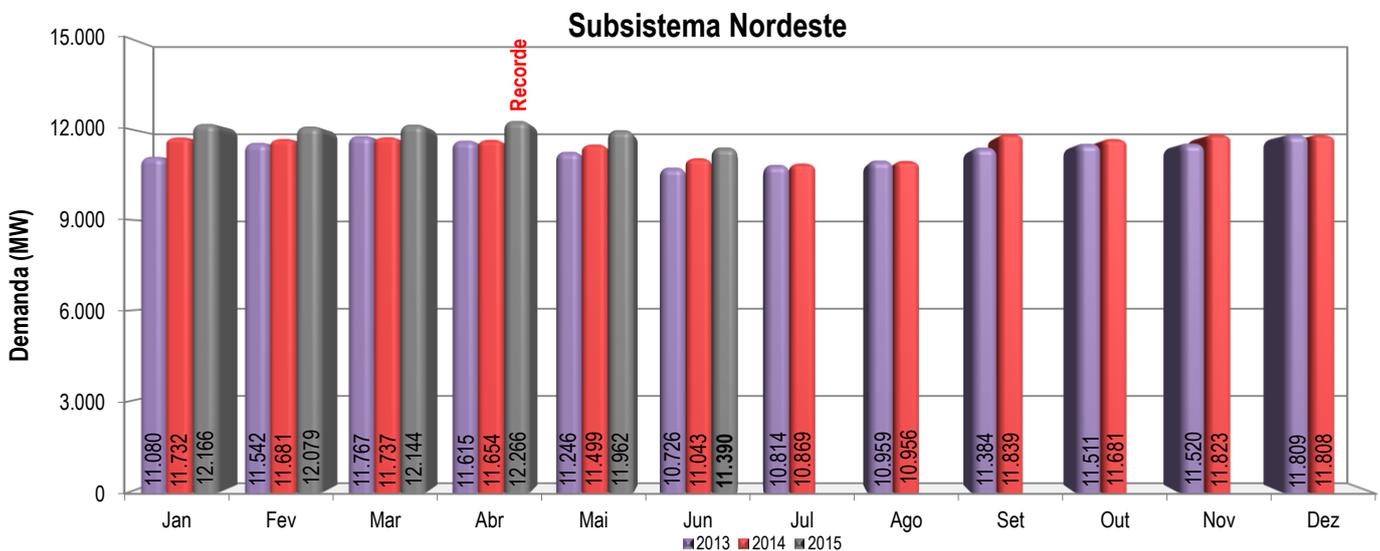


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

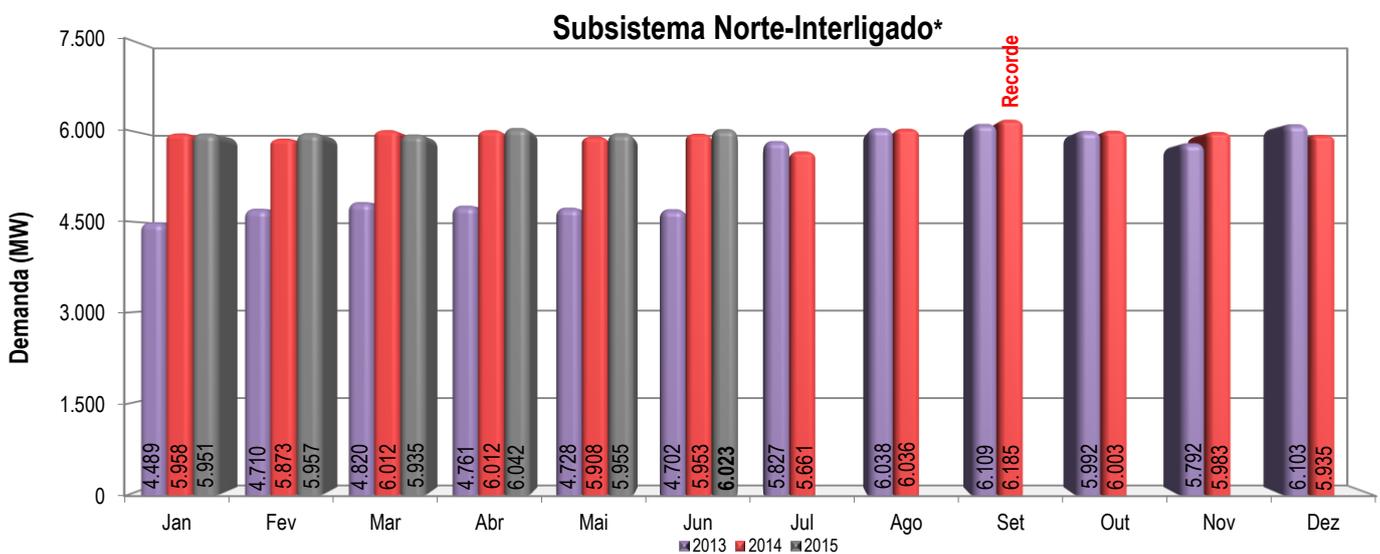


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado*.

Fonte dos dados: ONS

* A elevação do patamar de demanda registrada em julho de 2013 deve-se à interligação do sistema elétrico de Manaus ao SIN em configuração provisória.



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de junho de 2015 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 137.394 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2014, houve expansão de 3.088 MW de geração de fonte hidráulica, de 2.066 MW de fontes térmicas e de 3.077 MW de geração eólica, considerando os Ambientes de Contratação Regulada e Livre (ACR e ACL).

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

Fonte	Jun/2014	Jun/2015			Evolução da Capacidade Instalada Jun/2015 - Jun/2014
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	87.123	1.176	90.211	65,7%	3,5%
Térmica	38.923	2.629	40.989	29,8%	5,3%
Gás Natural	14.281	138	12.898	9,4%	-9,7%
Biomassa	11.607	507	12.677	9,2%	9,2%
Petróleo*	7.656	1.959	9.810	7,1%	28,1%
Carvão	3.389	23	3.614	2,6%	6,6%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,5%	0,0%
Eólica	3.106	258	6.183	4,5%	99,1%
Solar	10	23	11	0,01%	13,0%
Capacidade Total - Brasil	129.162	4.086	137.394	100,0%	6,4%

* Inclui outras fontes fósseis (0,147 MW).

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

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 01/07/2015)

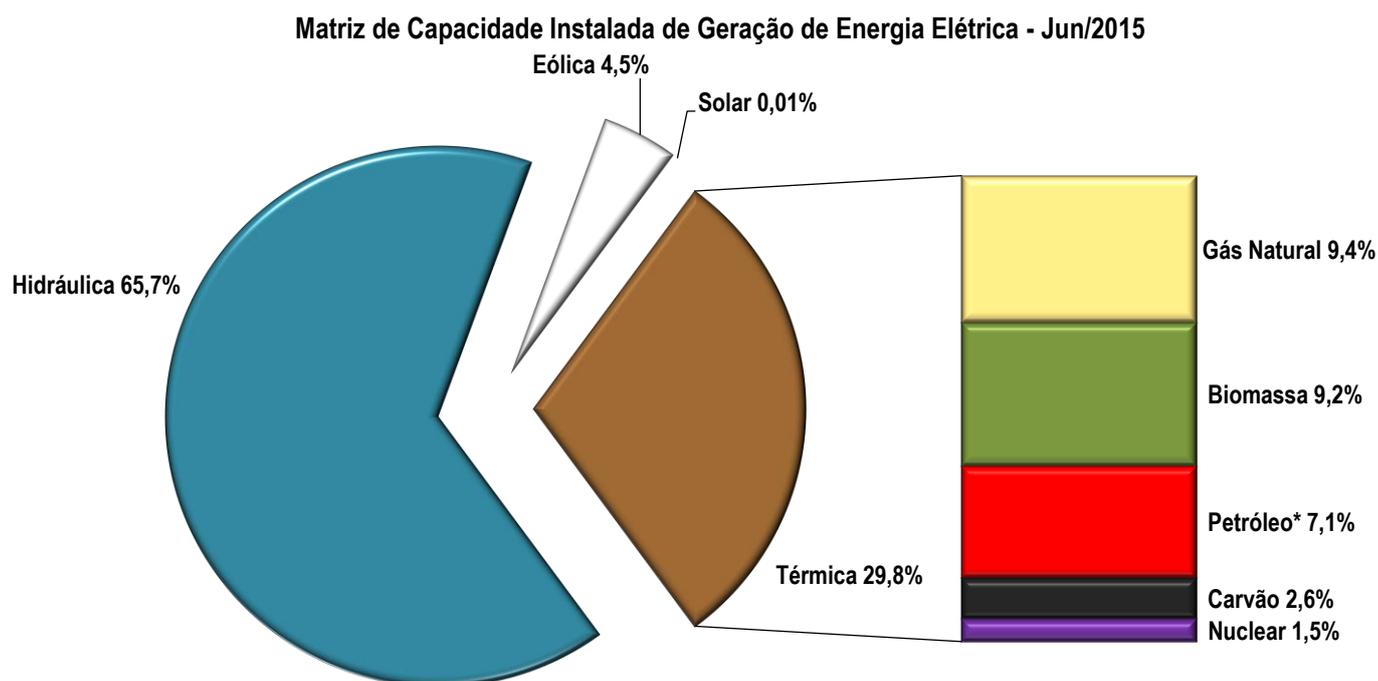


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 01/07/2015)



6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

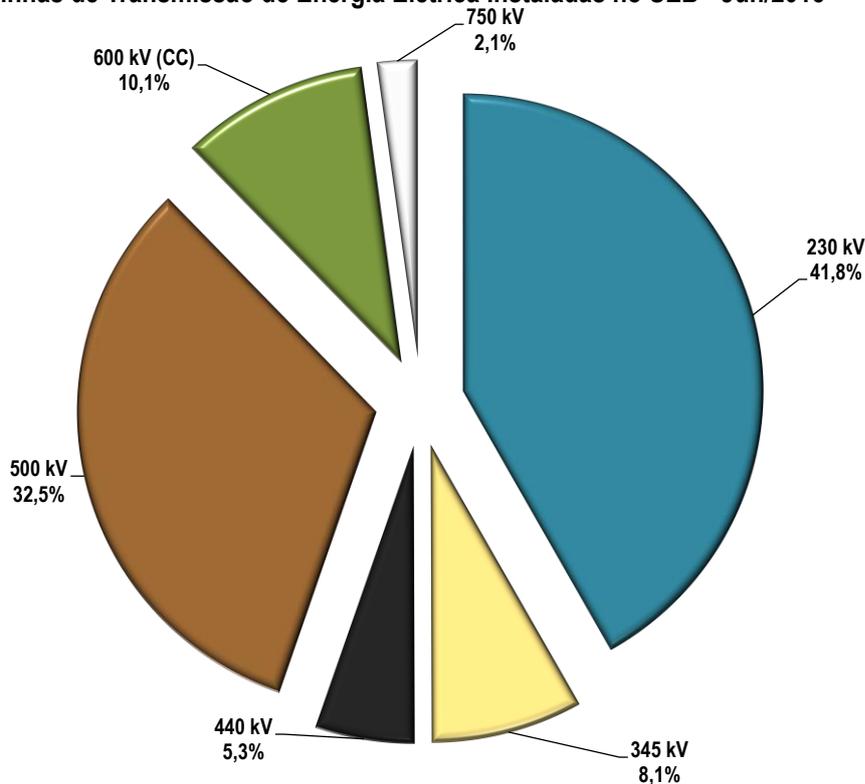
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	52.954	41,8%
345 kV	10.303	8,1%
440 kV	6.741	5,3%
500 kV	41.155	32,5%
600 kV (CC)	12.816	10,1%
750 kV	2.683	2,1%
Total SEB	126.652	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 - Jun/2015



Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS

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



7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

A produção acumulada de energia elétrica no Brasil no período de junho de 2014 a maio de 2015 atingiu 546.586 GWh. No mês de maio de 2015, a geração hidráulica correspondeu a 68,6% do total gerado no país, 1,7 p.p. inferior ao verificado no mês anterior, e a participação da produção eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil aumentou 1,3 p.p. Por outro lado, a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, aumentou 0,4 p.p. com destaque para as variações de +1,8 p.p. da geração a biomassa e -0,7 p.p. de geração nuclear. Destaca-se que a redução observada da geração nuclear deveu-se à indisponibilidade da UTE Angra I para troca de combustível a partir do dia 07 de maio.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Mai/2015

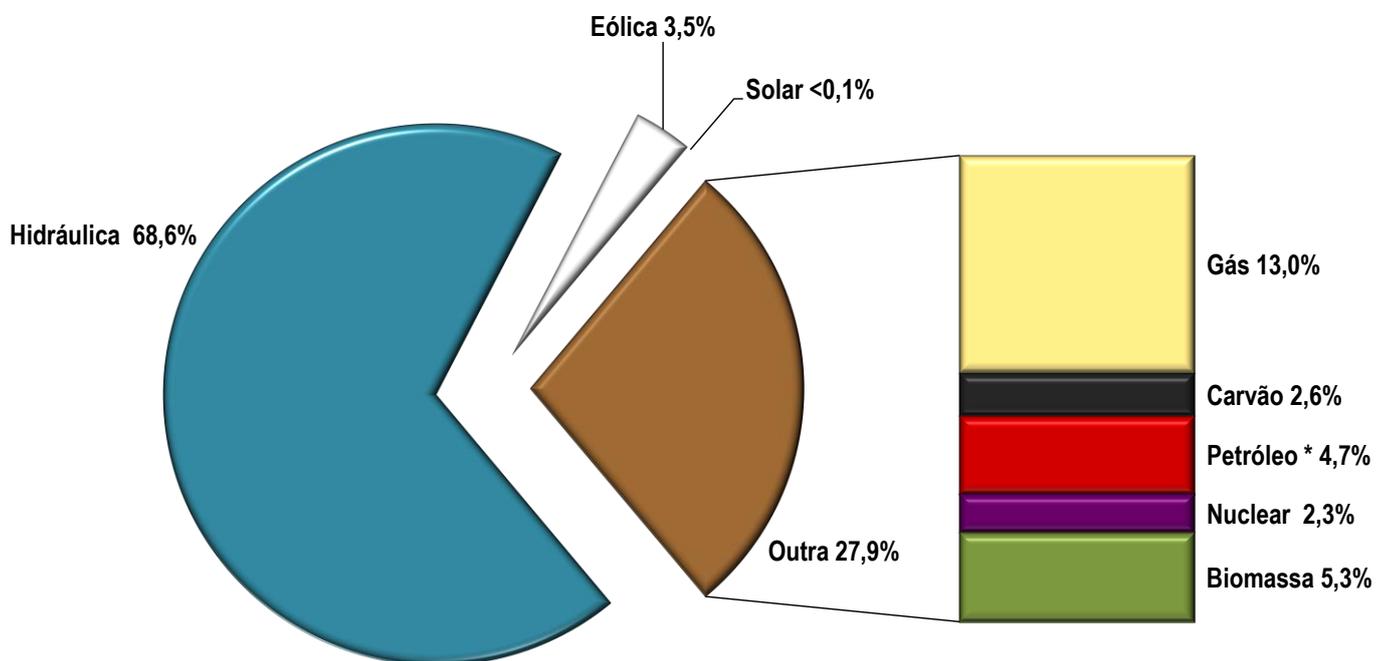


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até maio de 2015.

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 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Mai/15 (GWh)	Evolução mensal (Mai/15 / Abr/15)	Evolução anual (Mai/15 / Mai/14)	Jun/13-Mai/14 (GWh)	Jun/14-Mai/15 (GWh)	Evolução
Hidráulica	30.279	-2,3%	-3,3%	411.562	375.801	-8,7%
Térmica	11.812	3,3%	-5,3%	116.601	143.253	22,9%
Gás	5.528	1,1%	-2,0%	52.730	64.551	22,4%
Carvão	1.151	-9,7%	-13,1%	14.556	15.421	5,9%
Petróleo *	1.752	-3,4%	-10,7%	16.133	27.472	70,3%
Nuclear	1.029	-22,5%	-19,6%	14.965	14.037	-6,2%
Biomassa	2.353	51,6%	3,7%	18.218	21.772	19,5%
Eólica	1.536	57,1%	179,8%	7.130	15.484	117,2%
Solar	0,84	-15,2%	-	2,13	10,46	-
TOTAL	43.628	0,5%	-1,6%	535.296	534.549	-0,1%

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

** Os valores de produção incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade.
Dados contabilizados até maio de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

No acumulado de junho de 2014 a maio de 2015, com relação aos 12 meses anteriores, a produção térmica a gás nos sistemas isolados aumentou em cerca de 7,4%, tendo havido redução na geração por usinas a petróleo. Além disso, destaca-se que, conforme Despacho ANEEL nº 1.365, de 05 de maio de 2015, a partir de maio/2015 o sistema Manaus passou a ser considerado plenamente interligado ao SIN.

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Mai/15 (GWh)	Evolução mensal (Mai/15 / Abr/15)	Evolução anual (Mai/15 / Mai/14)	Jun/13-Mai/14 (GWh)	Jun/14-Mai/15 (GWh)	Evolução
Hidráulica	120	-22,0%	-13,2%	1.862	1.927	3,5%
Térmica	546	-29,4%	-39,7%	10.819	10.110	-6,6%
Gás	233	-42,6%	-34,3%	4.278	4.593	7,4%
Petróleo *	313	-14,9%	-43,2%	6.541	5.516	-15,7%
TOTAL	667	-28,2%	-36,2%	12.681	12.037	-5,1%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicombustíveis.
Dados contabilizados até maio de 2015.

Fonte dos dados: Eletrobras



7.4. Geração Eólica *

No mês de maio de 2015, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 13,8 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 36,0%. Esse resultado foi decorrente do aumento de 670 MW médios da geração verificada, associado à expansão de 162 MW de capacidade instalada da fonte na região. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses (junho de 2014 a maio de 2015), houve avanço de 4,3 p.p. no fator de capacidade da região Nordeste em comparação ao mesmo período anterior.

O fator de capacidade das usinas do Sul também aumentou 3,8 p.p. em relação a abril de 2015, e atingiu 24,9%, com total de geração verificada no mês de 368 MW médios. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses, o fator de capacidade da região Sul reduziu cerca de 1,4 p.p., em comparação ao mesmo período anterior.

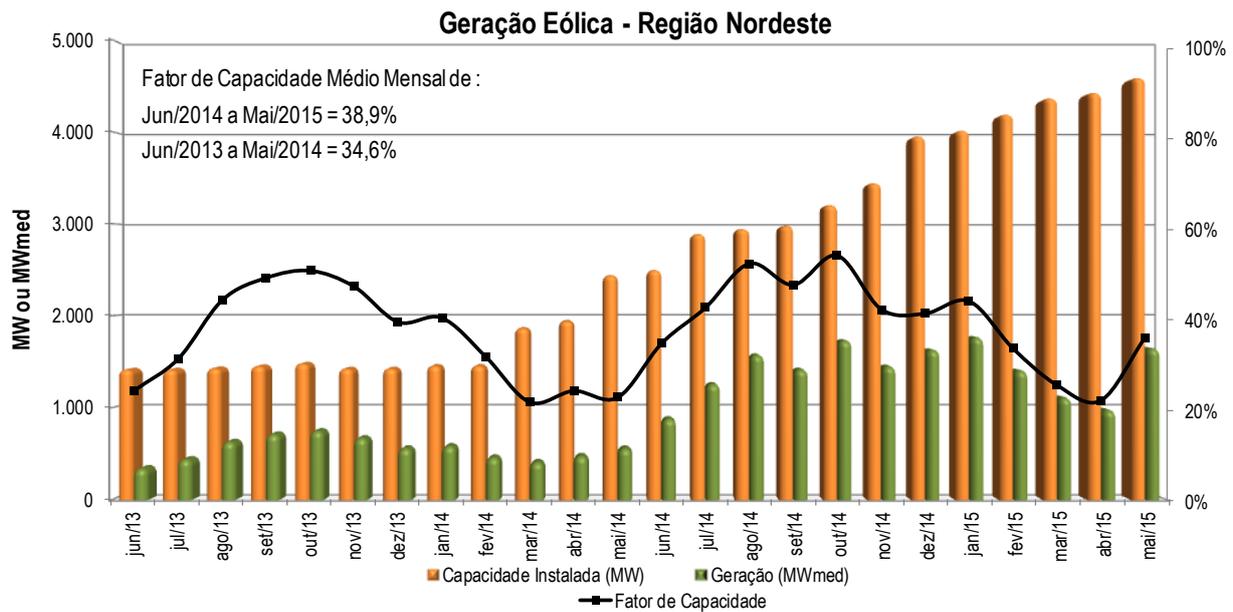


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até maio de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

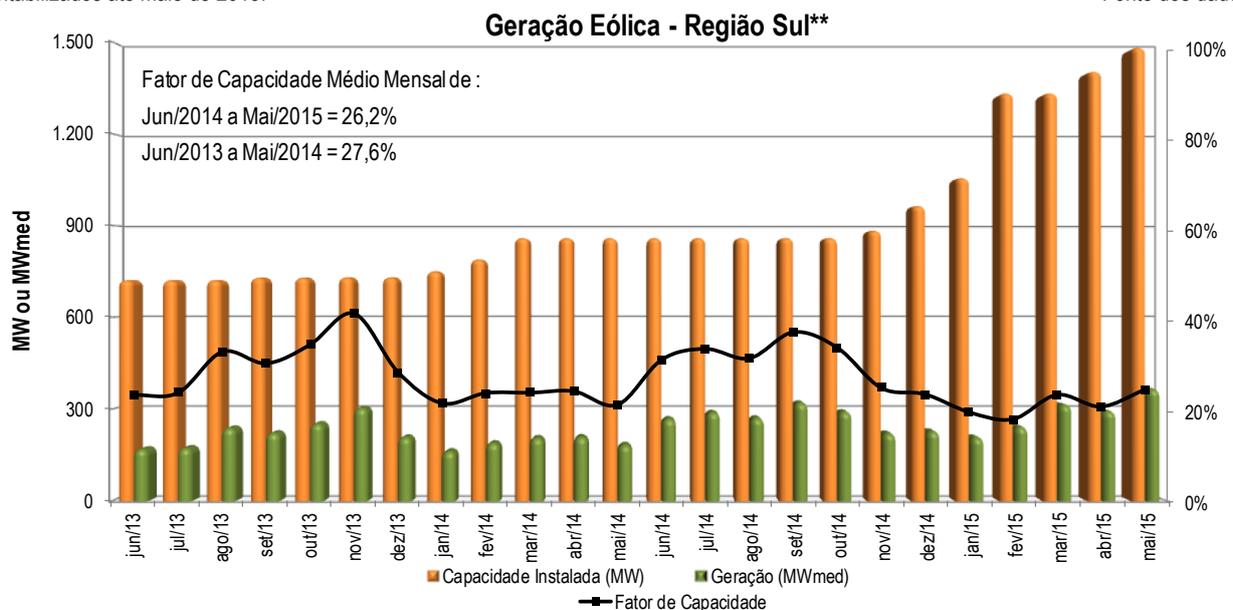


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até maio de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

* Os valores de geração verificada apresentados não incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade. No mês de novembro/2013, o decréscimo observado na capacidade instalada das usinas eólicas no Nordeste é explicado por ajustes realizados de forma a se considerar, nesse montante, somente usinas em operação comercial.

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



7.5. Energia de Reserva *

A geração média esperada comprometida para o Contrato de Energia de Reserva - CER ** em maio de 2015, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos CER, totalizou 1.254,5 MWmédios, dos quais foram entregues 106%, ou 1.329,5 MWmédios, e cujo restante poderá ser complementado até o término do período de apuração de cada usina ou dentro do período de contratação. No acumulado do ano, a entrega para o CER foi de cerca de 67,8% do esperado, ou 947,1 MWmédios.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de maio de 2015 correspondeu a 74,3% da geração esperada desta fonte comprometida para o CER ** para o mês. A geração a biomassa verificada atingiu 381,7% do valor esperado comprometido para o CER desta fonte.

No ano de 2014, foi entregue 63,6% da geração média esperada comprometida para o CER, ou 1.105,2 MWmédios, de um total esperado de 1.737,9 MWmédios.

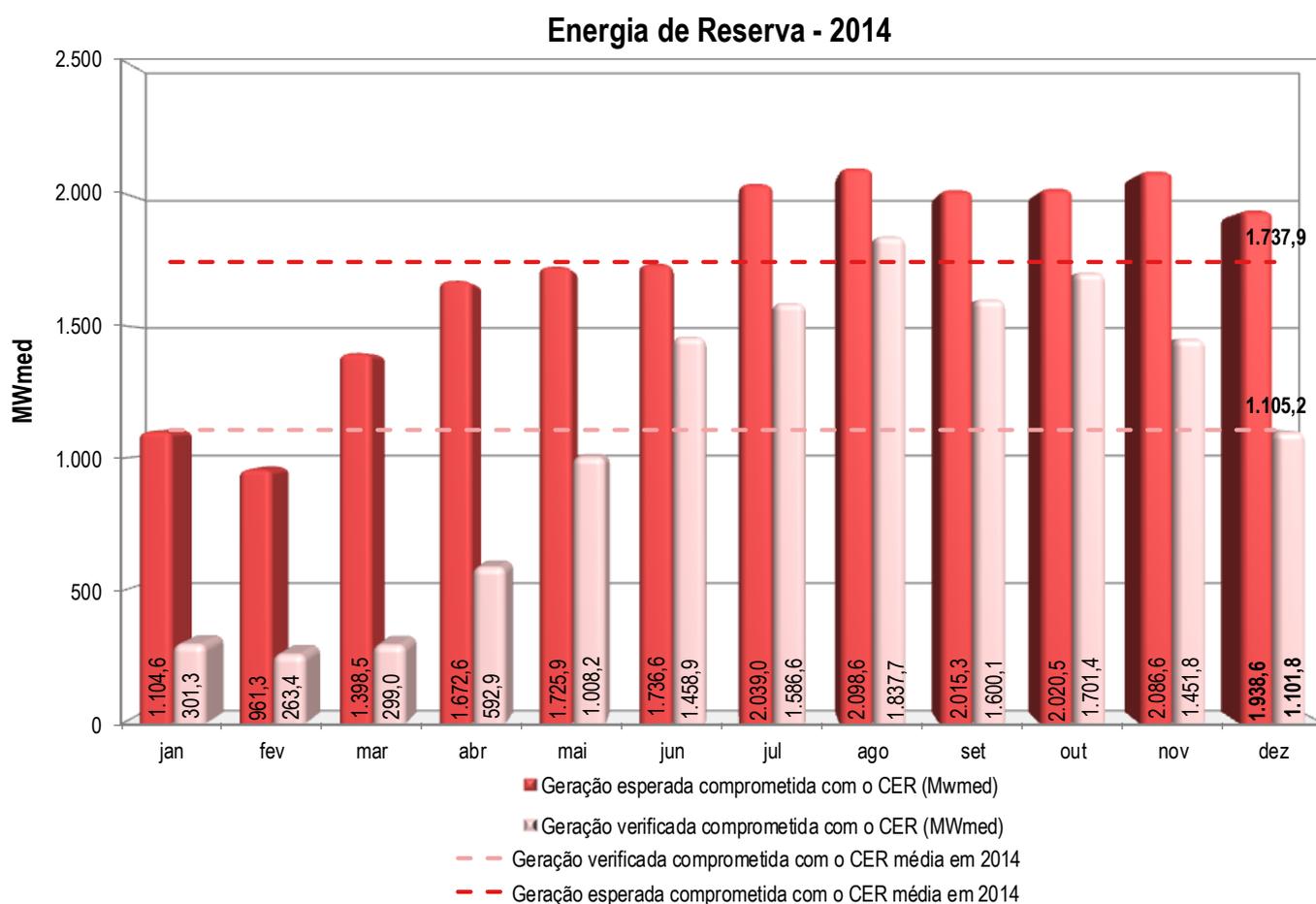


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.

Fonte dos dados: CCEE

* Dados sujeitos a alteração pela CCEE. A geração mensal abaixo do valor esperado não necessariamente implica infração ao contrato, visto que pode ser complementada dentro do período de apuração de cada usina e, além disso, existem mecanismos de regulação e controle particulares à Energia de Reserva que permitem compensações fora da janela de apuração. Esse acompanhamento é relevante para avaliar de forma indireta o desempenho dos empreendedores na entrega de Energia de Reserva de forma macro.

** 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.

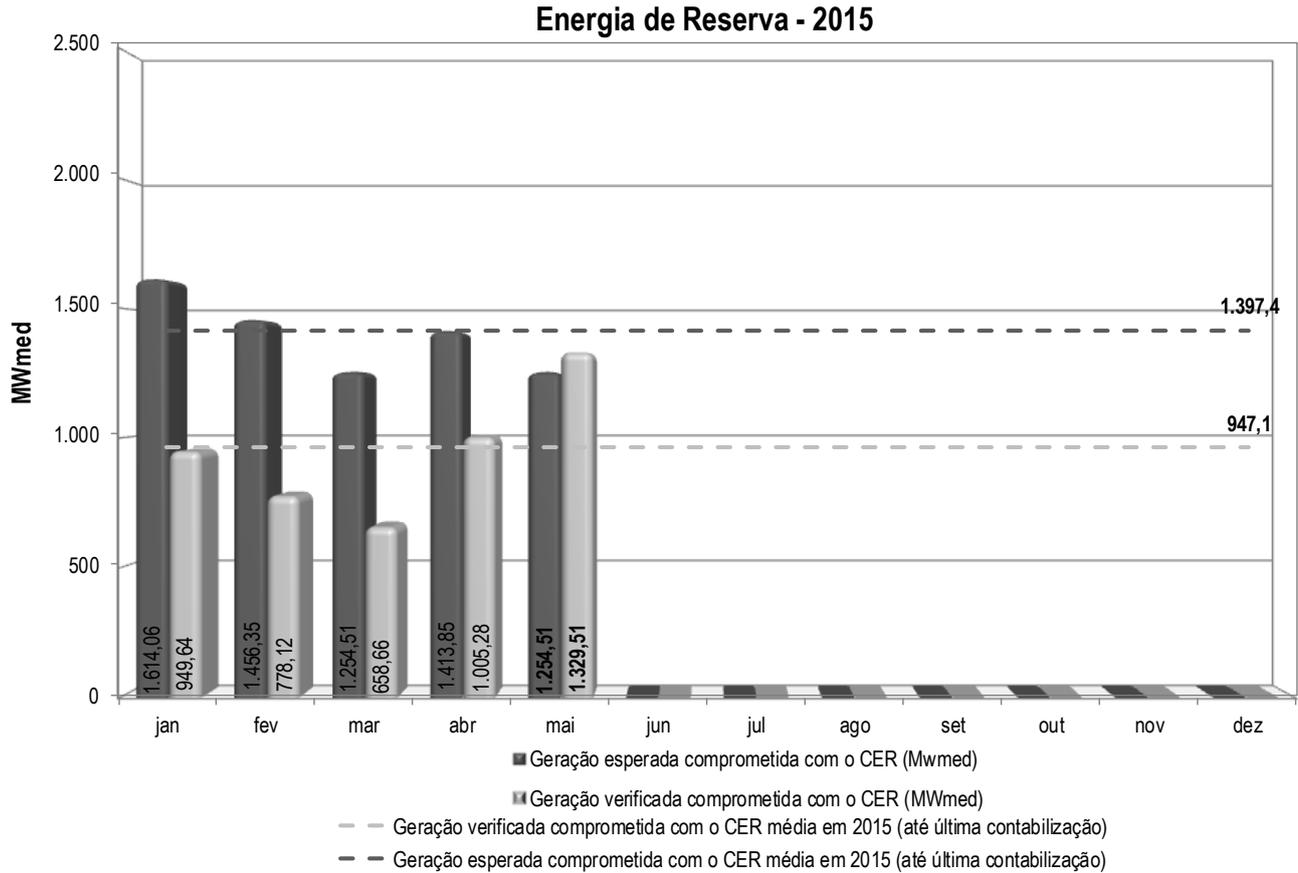


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.

Dados contabilizados até maio de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

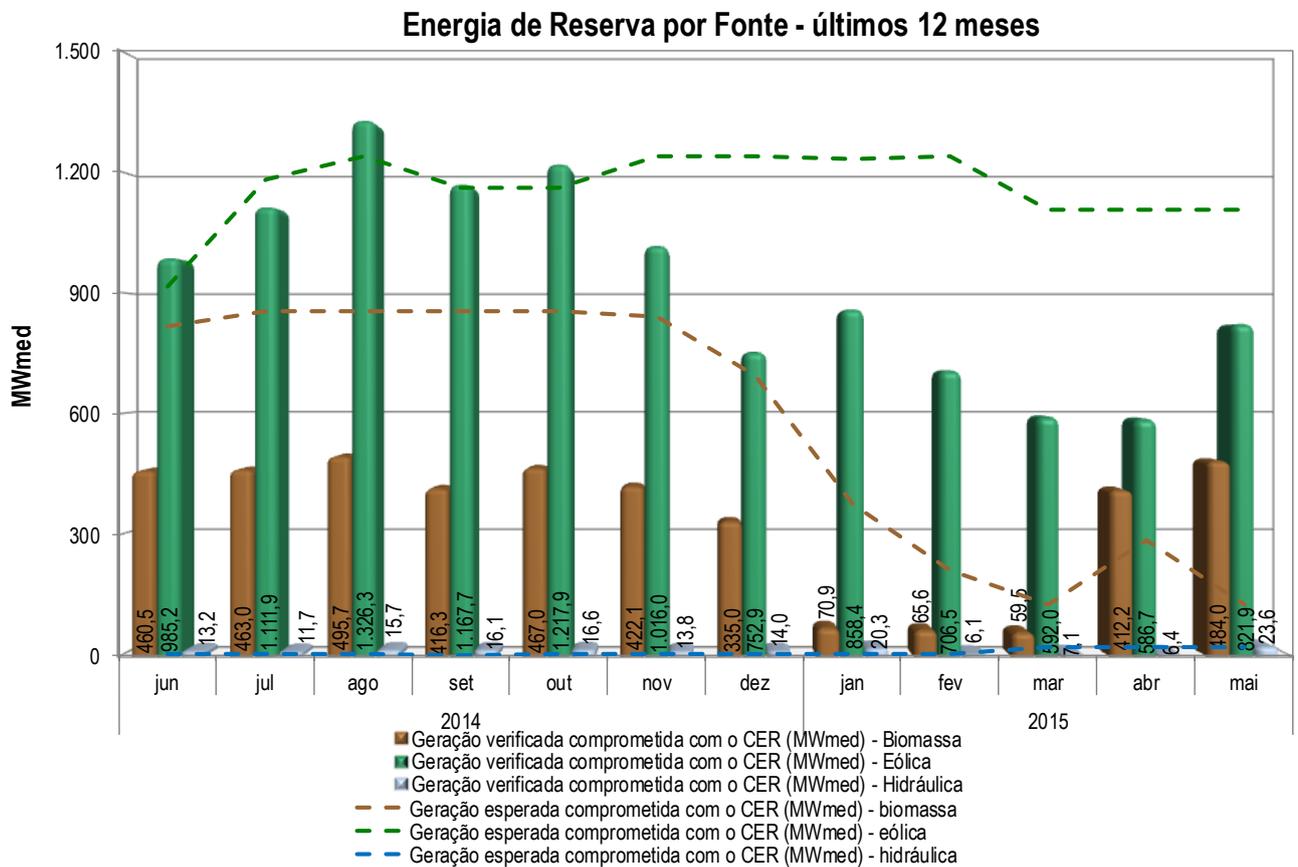


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até maio de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

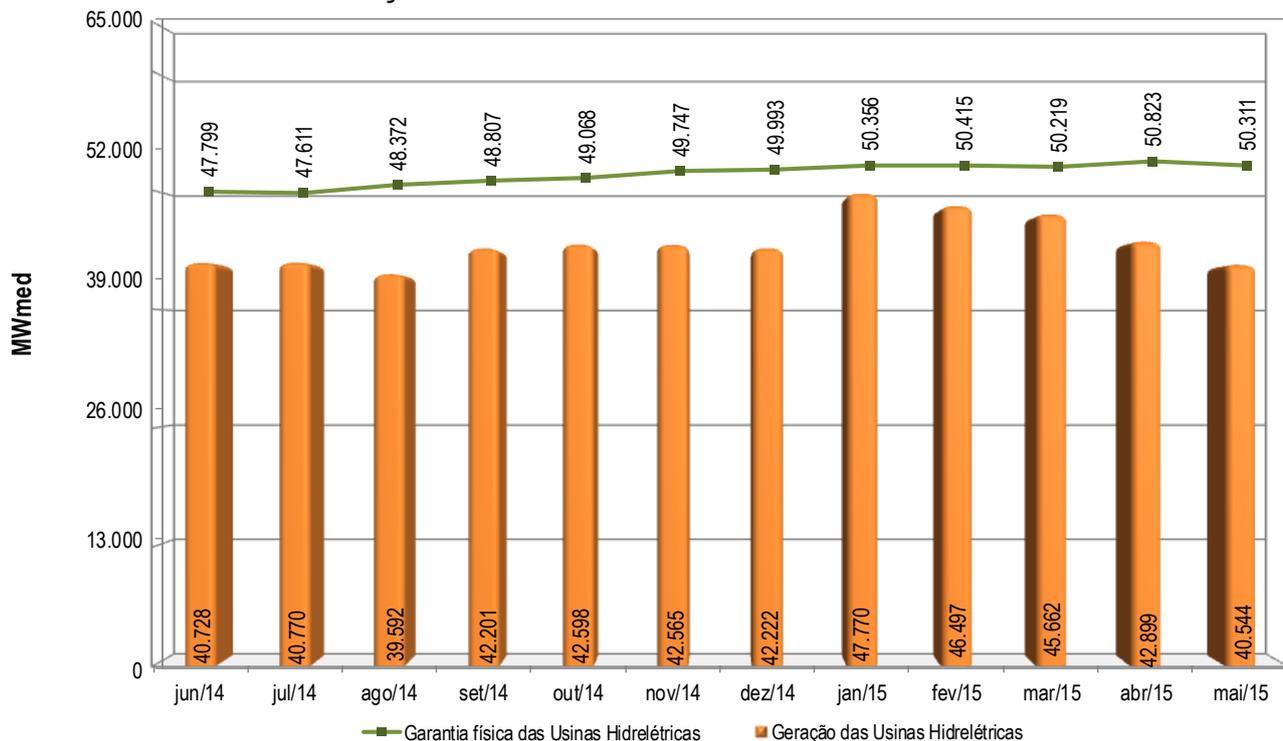


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até maio de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas **

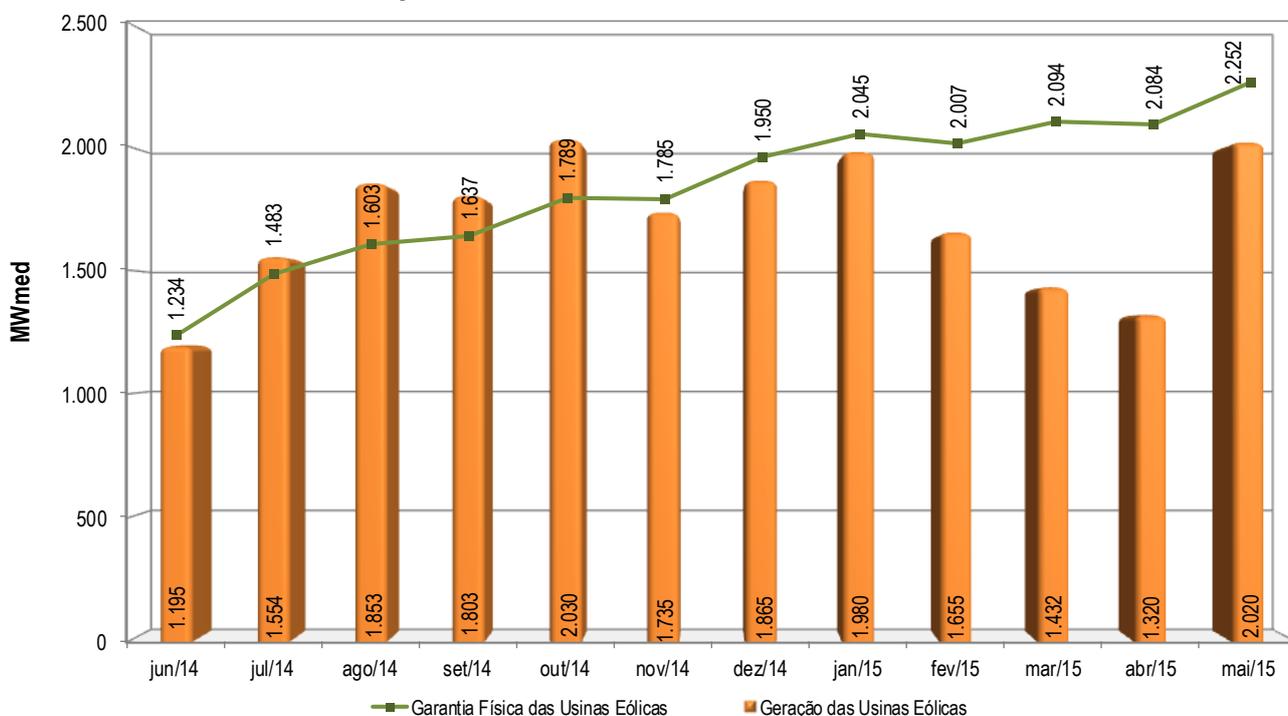


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até maio de 2015.

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

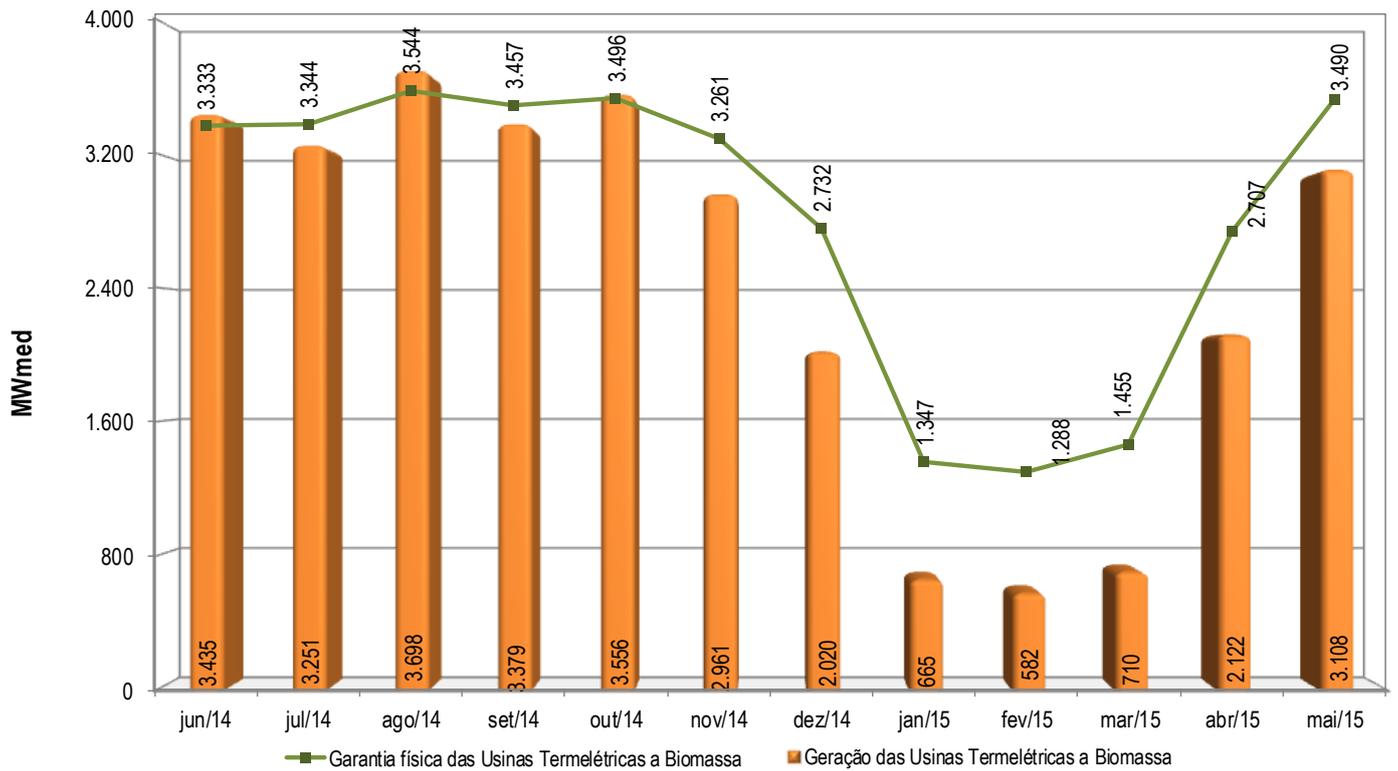


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até maio de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo *

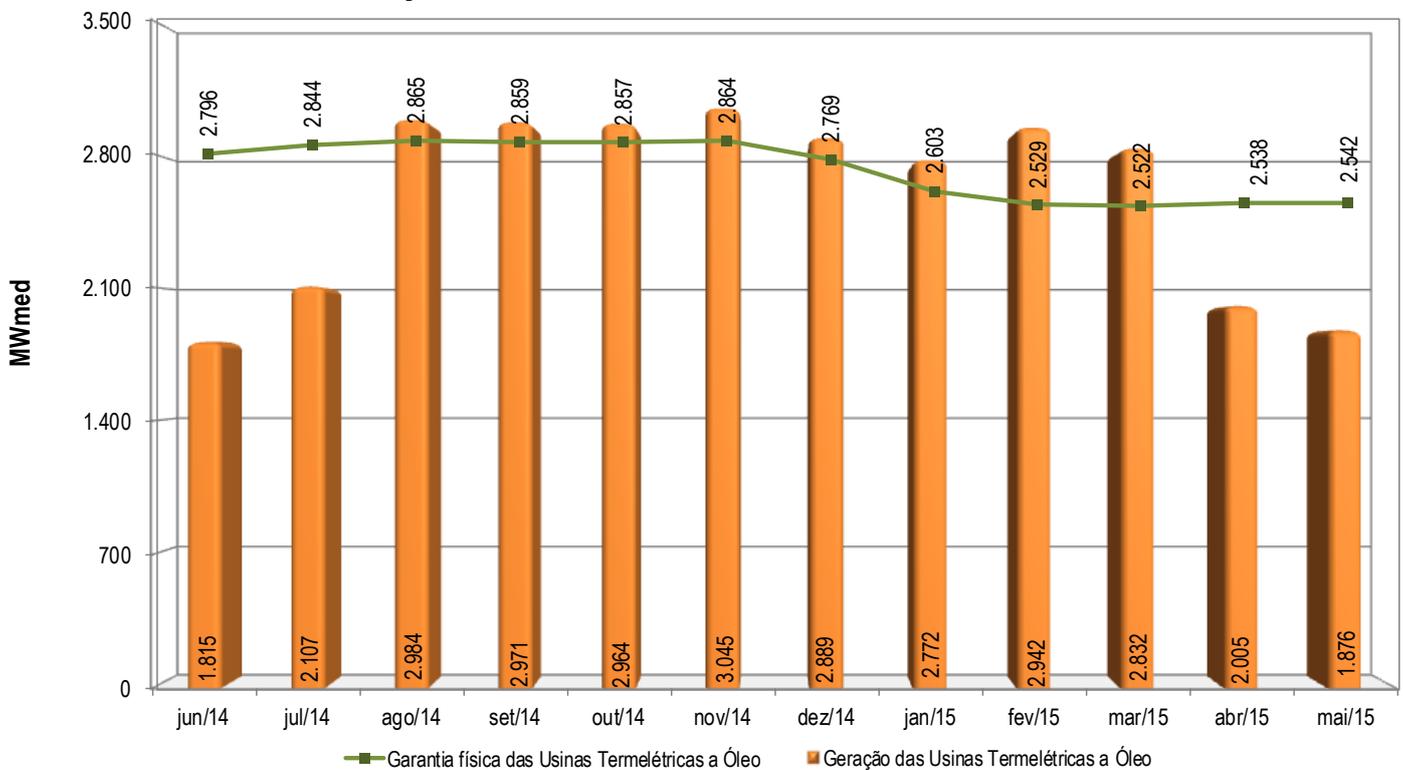


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até maio de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

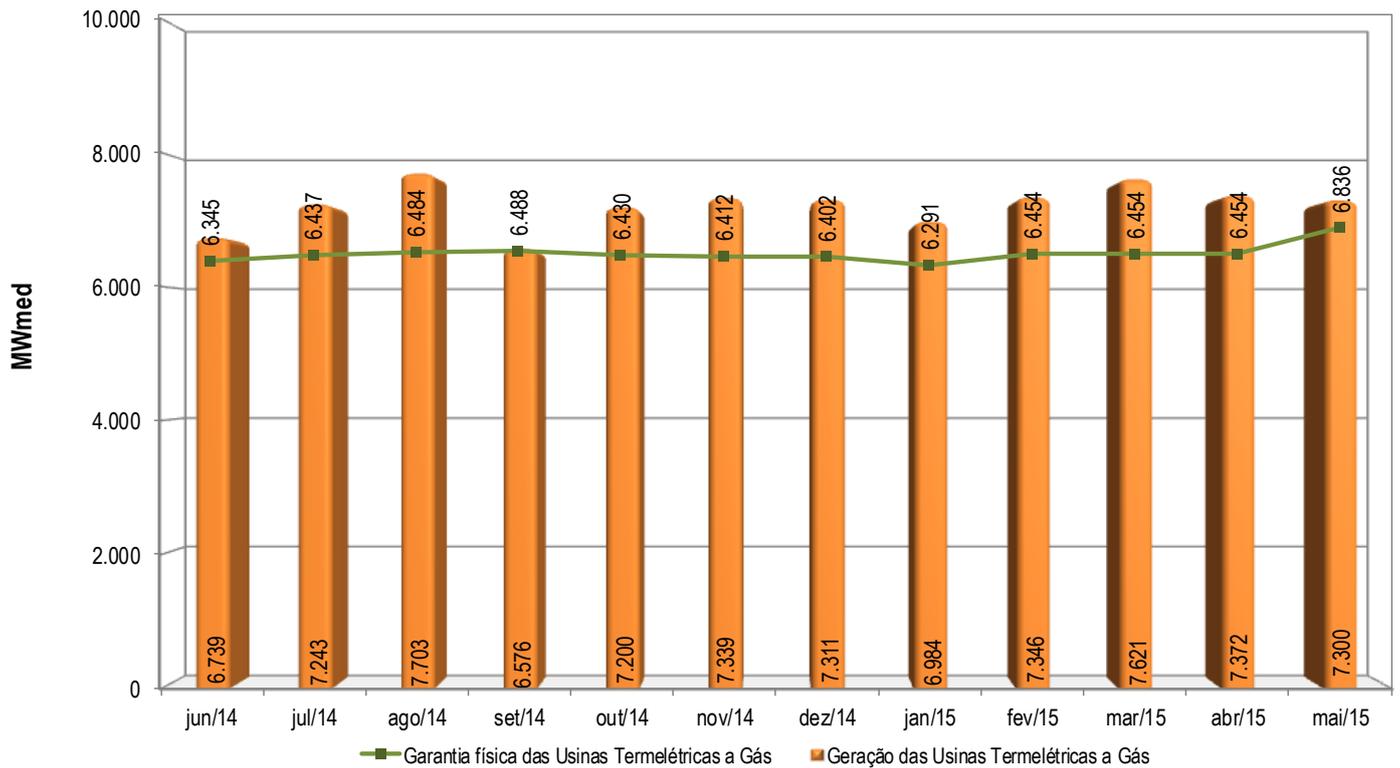


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até maio de 2015 com ajuste.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

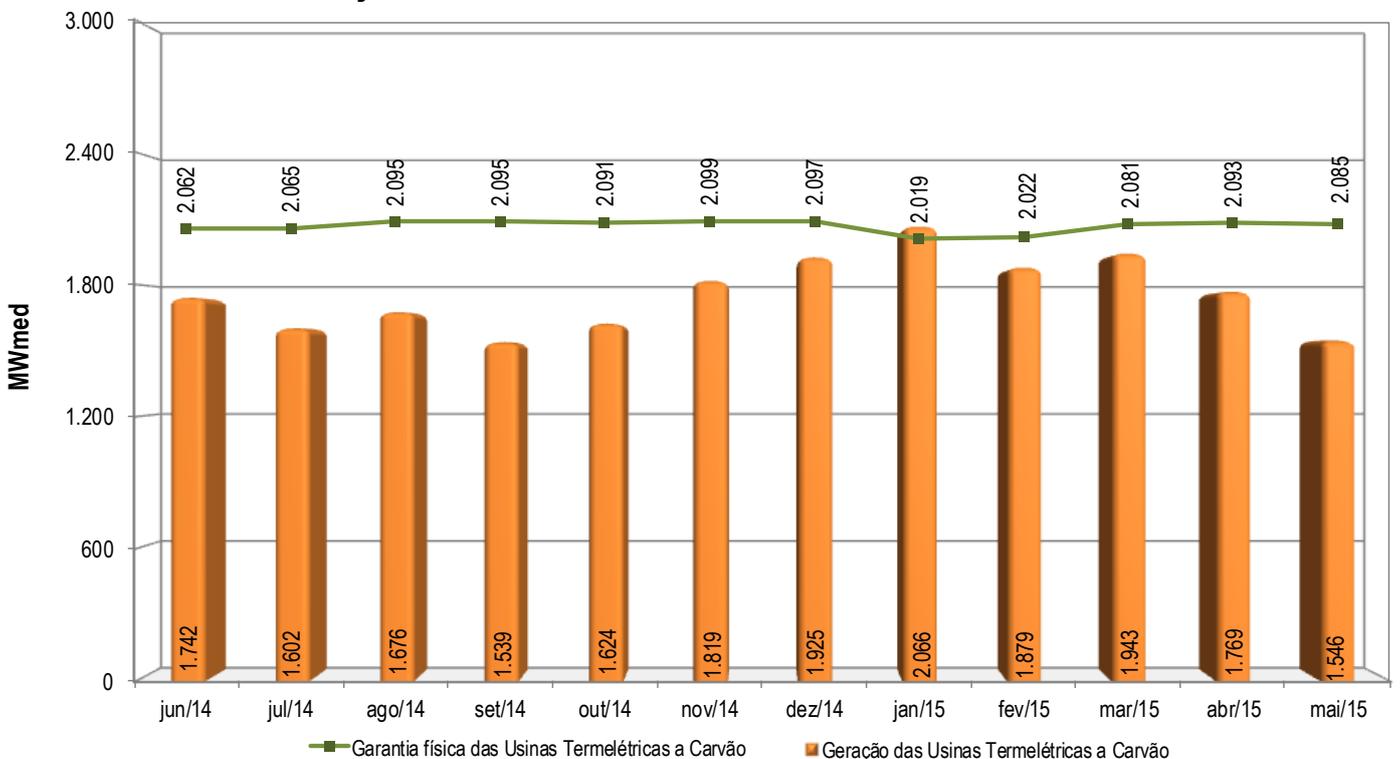


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até maio de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

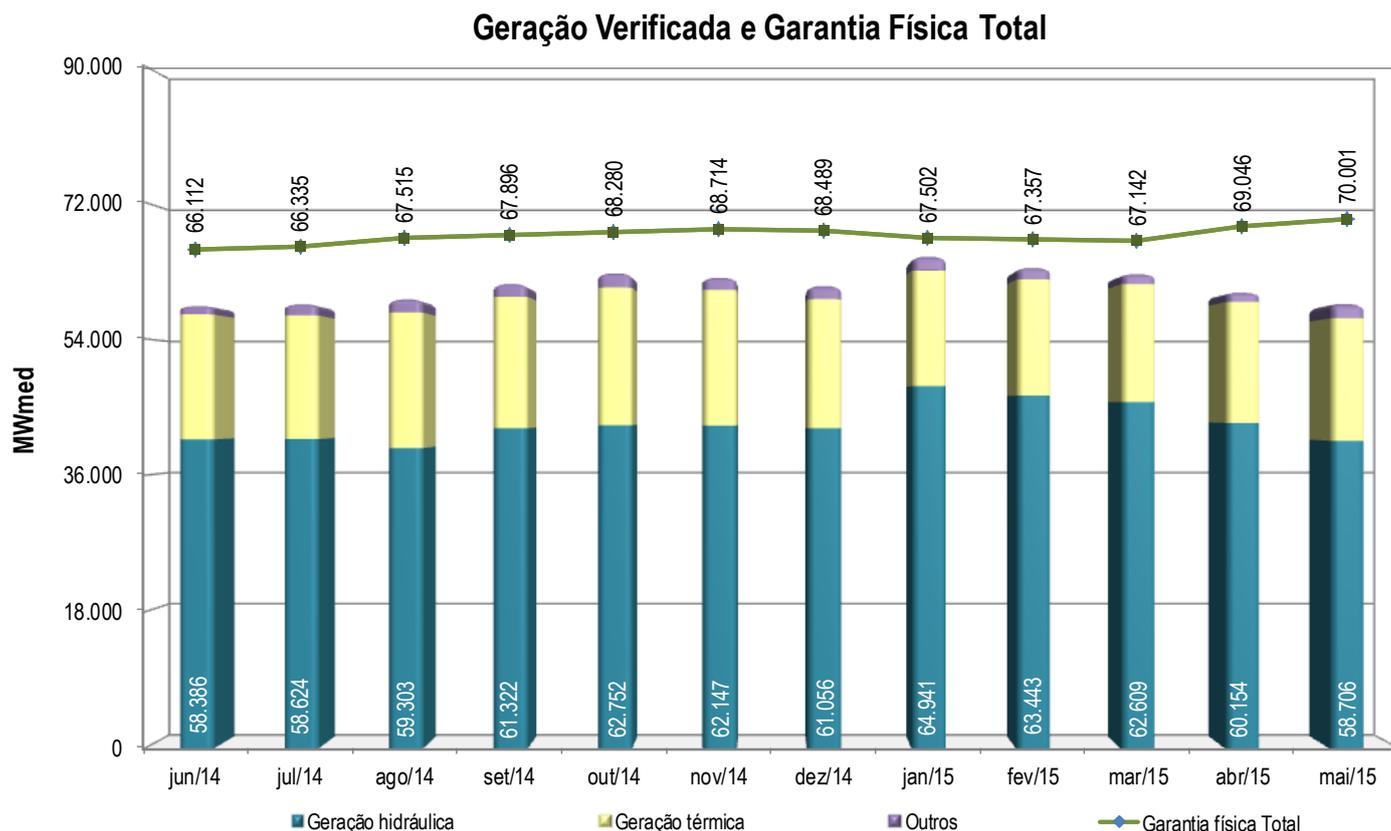


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até maio de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO*

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

No mês de maio de 2015, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro – SEB 551,523 MW de geração:

Usina	Unidades Geradoras	Capacidade Instalada	Estado	CEG
UHE Jirau	UG23 a UG 25	225,0 MW	RO	UHE.PH.RO.029736-4.01
UTE USI BIO	UG1	35,0 MW	PR	UTE.AI.PR.031968-6.01
UTE Distrito – Bloco Soenergy	UG 1 a UG13	21,320 MW	RR	UTE.PE.RR.031983-0.01
UTE CMPC	UG 5	100,547 MW	RS	UTE.FL.RS.030666-5.01
UTE Biotérmica Recreio	UG1 a UG6	8,556 MW	RS	UTE.RU.RS.030541-3.01
UTE Santa Vitória	UG1	41,40 MW	MG	UTE.AI.MG.031268-1.01
UTE Itaú Centro Empresarial Torre E6	UG1 a UG4	10,0 MW	SP	UTE.PE.SP.031872-8.01
UEE Chuí IV	UG1 a UG11	22,0 MW	RS	EOL.CV.RS.030754-8.01
UEE Coqueiros	UG11 a UG18	12,0 MW	CE	EOL.CV.CE.030282-1.01
UEE Riachão I	UG1 a UG11	29,7 MW	RN	EOL.CV.RN.030870-6.01
UEE Chuí I	UG1 a UG12	24,0 MW	RS	EOL.CV.RS.030767-0.01
UEE Chuí II	UG1 a UG11	22,0 MW	RN	EOL.CV.RS.030790-4.01

* Nesta seção estão incluídos todos os empreendimentos de geração (ACR e ACL) cuja entrada em operação comercial foi autorizada por meio de despacho da ANEEL.

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



Fonte	Realizado em Jun/2015 (MW)	Acumulado em 2015 (MW)
Eólica	109,700	1.260,659
Hidráulica	225,000	1.053,850
PCH + CGH	0,000	69,850
UHE	225,000	984,000
Solar	0,000	0,000
Fotovoltaica	0,000	0,000
Térmica	216,823	700,543
Biomassa	185,503	361,503
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	295,000
Nuclear	0,000	0,000
Petróleo	31,320	44,040
TOTAL	551,523	3.015,052

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

8.2. Previsão da Expansão da Geração *

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

Fonte	Previsão ACR 2015 (MW)	Previsão ACR 2016 (MW)	Previsão ACR 2017 (MW)
Eólica	1.759,500	3.380,900	2.189,800
Hidráulica	2.533,900	5.790,850	4.856,830
PCH + CGH	41,130	136,750	320,650
UHE	2.492,770	5.654,100	4.536,180
Solar	0,000	10,000	879,900
Fotovoltaica	0,000	10,000	879,900
Térmica	157,400	268,800	1.247,400
Biomassa	157,400	100,000	518,300
Carvão	0,000	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	168,800	729,100
Nuclear	0,000	0,000	0,000
Petróleo	0,000	0,000	0,000
TOTAL	4.450,800 **	9.450,550	9.173,930

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE / CCEE / Eletrobras

* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos vencedores dos leilões do ACR, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 17/06/2015, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS, CCEE e EPE.

** Os dados de previsão para o ano corrente (2015) são atualizados mensalmente considerando a entrada em operação dos empreendimentos no ano ('Acumulado em 2015', da tabela 11) e eventuais postergações para os anos posteriores, conforme datas de tendência.



9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão *

No mês de junho de 2015, foram incorporadas as seguintes LT ao Sistema Interligado Nacional – SIN, em um total de 245,9 km:

- LT 525 kV Curitiba / Curitiba Leste, com 28,9 km de extensão, da MARUMBI, no estado do Paraná;
- LT 230 kV Londrina ESU / Figueira C2, com 88,0 km de extensão, da COPEL-GT, no estado do Paraná;
- LT 230 kV Seccionamento (SE Curitiba Leste) D.S.J. Pinhais / Santa Monica C1, com 35,3 km de extensão, da MARUMBI, no estado do Paraná;
- LT 230 kV Seccionamento (SE Curitiba Leste) D.S.J. Posto Fiscal / Uberaba C1, com 80,7 km de extensão, da MARUMBI, no estado do Paraná;
- LT 440 kV Seccionamento (SE Piracicaba) Araraquara / Santa Barbara C1, com 13,0 km de extensão, da CPFL TRANSMISSÃO, no estado de São Paulo;

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Jun/15 (km)	Acumulado em 2015 (km)
230	204,0	373,8
345	0,0	0,0
440	13,0	13,0
500	28,9	537,9
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
TOTAL	245,9	924,7

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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

Foram incorporados 4 novos transformadores ao SIN, em um total de 1.770 MVA:

- TR4 500/230 kV – 300 MVA, na SE Teresina II (CHESF), no Piauí.
- TR1 525/230 kV – 672 MVA, na SE Curitiba Leste (MARUMBI), no Paraná.
- TR1 e TR2 440/138 kV – 399 MVA cada, na SE Piracicaba (CPFL TRANSMISSÃO), em São Paulo.

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

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

	Realizado em Jun/15 (MVA)	Acumulado em 2015 (MVA)
TOTAL	1.770,0	9.000,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

No mês de Junho não foi incorporado ao SIN nenhum equipamento de compensação de potência reativa.



9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2015	Previsão 2016	Previsão 2017
230	2.605,0	4.651,0	1.951,0
345	0,0	106,0	60,0
440	0,0	643,0	161,0
500	5.494,0	8.776,0	5.176,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
TOTAL	8.099,0	14.176,0	7.348,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação *

Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2015	Previsão 2016	Previsão 2017
TOTAL	9.743,0	19.354,0	11.372,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos outorgados pela ANEEL, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, do dia 19/06/2015, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.



10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de junho de 2015, houve contribuição de aproximadamente 14.689 MW médios de produção térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, valor cerca de 800 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 o subsistema Nordeste e os demais na última semana do mês.

O máximo valor de CMO de junho foi registrado na segunda semana do mês e atingiu R\$ 379,34 / MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, em todos os subsistemas. Por sua vez, o valor mínimo foi de R\$ 349,18 / MWh, em todos os subsistemas, na terceira semana operativa do mês.

Destaca-se que, durante todo o período, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD manteve-se em valores iguais ou inferiores a R\$ 388,48 / MWh, em todos os subsistemas para todos os patamares de carga, sendo este o seu valor máximo para 2015, conforme estabelecido pela ANEEL.

Além disso, os valores de geração térmica por garantia de suprimento energético verificados em junho (4.086 MW médios) aumentaram significativamente em comparação com maio de 2015 (1.544 MW médios) em função principalmente da redução dos CMOs.

10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

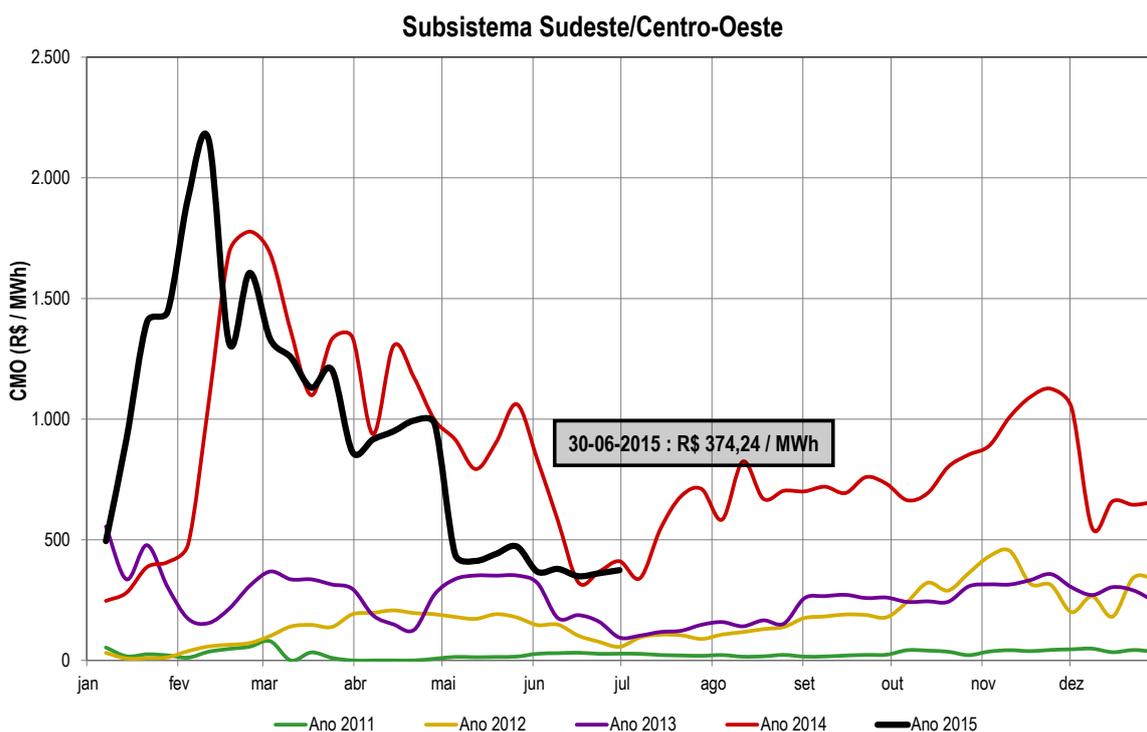


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

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



10.2. Despacho Térmico

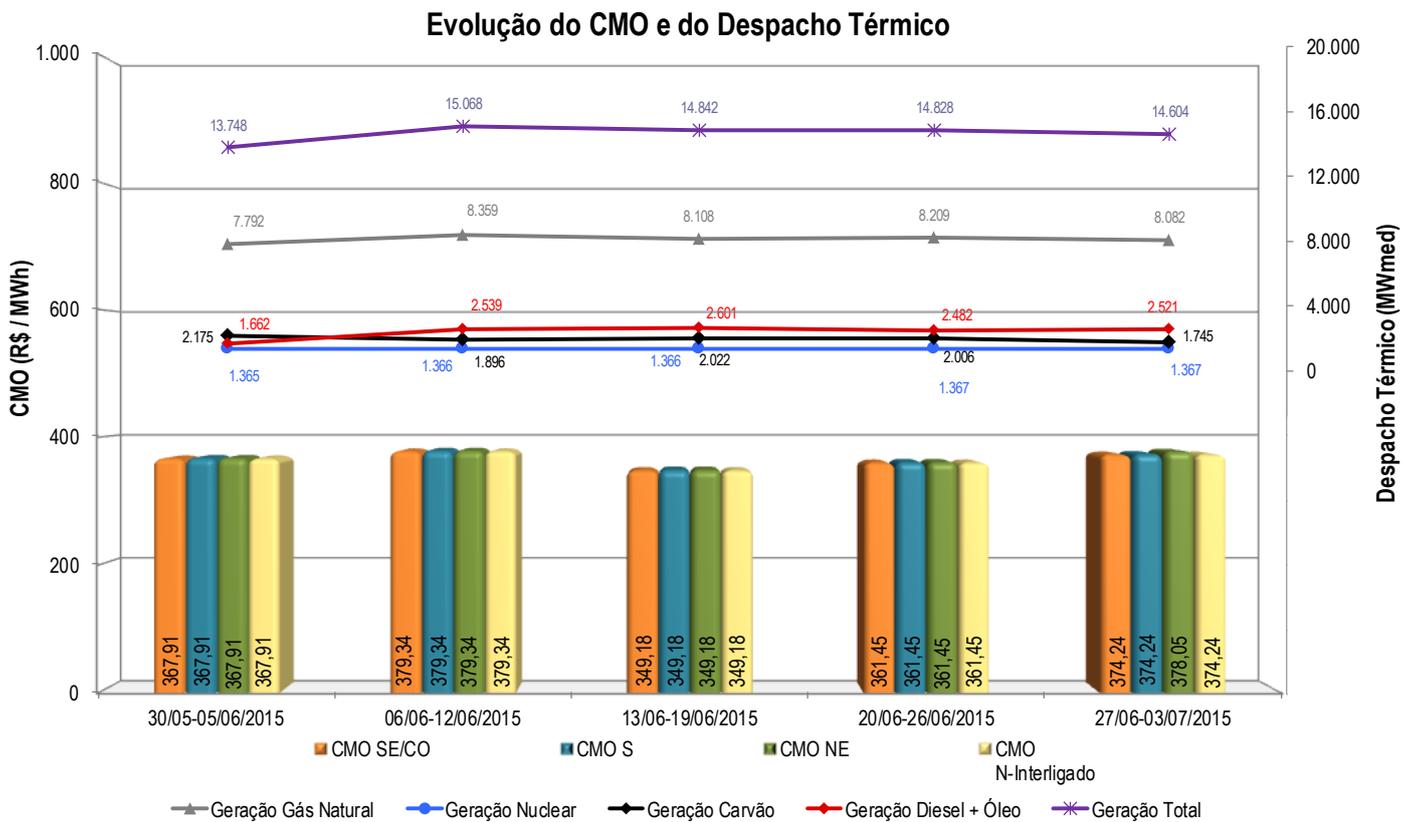


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em maio de 2015 foi de R\$ 535,9 milhões, montante 25% superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 428,3 milhões). O valor do mês de maio de 2015 é composto por R\$ 44,7 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\$ 107,7 milhões referentes ao encargo Serviços Ancilares, que está relacionado à remuneração pela prestação de serviços ao sistema como fornecimento de energia reativa por unidades geradoras solicitadas a operar como compensador síncrono, Controle Automático de Geração – CAG, autorrestabelecimento (*black-start*) e Sistemas Especiais de Proteção – SEP; e por R\$ 383,5 milhões referentes aos encargos por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica devido à geração complementar para garantia do suprimento energético.

Destaca-se que o montante referente ao encargo de Serviços Ancilares foi impactado financeiramente pelo Despacho ANEEL nº 1.928/2015, que determinou que, provisoriamente, o ressarcimento dos custos de geração das usinas da Amazonas Distribuidora de Energia seja pago dessa maneira.

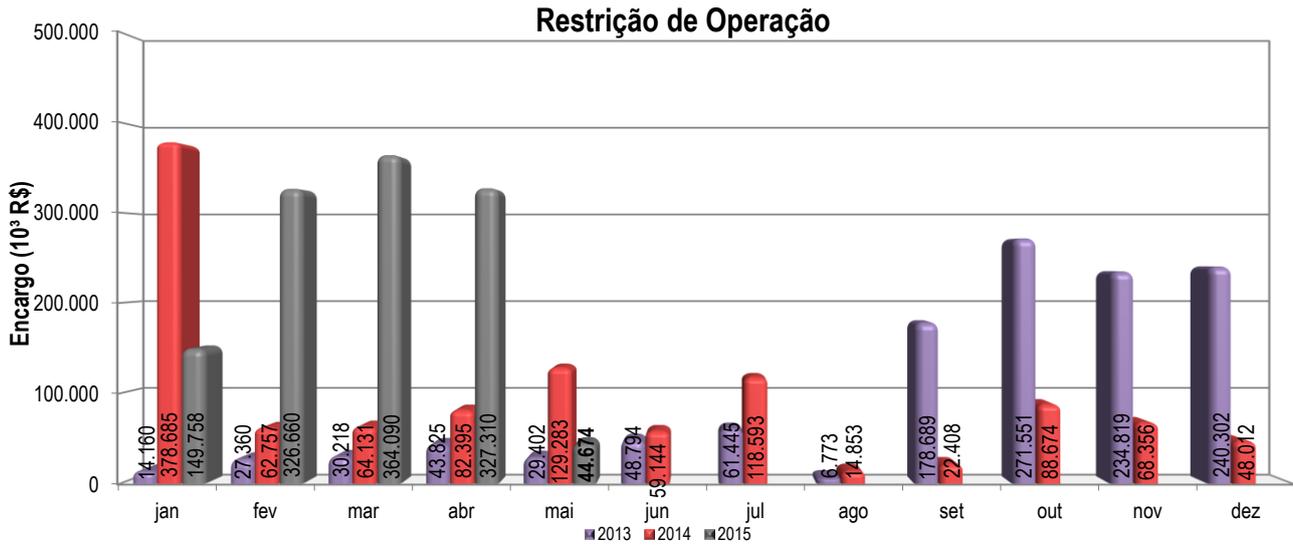


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até maio de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

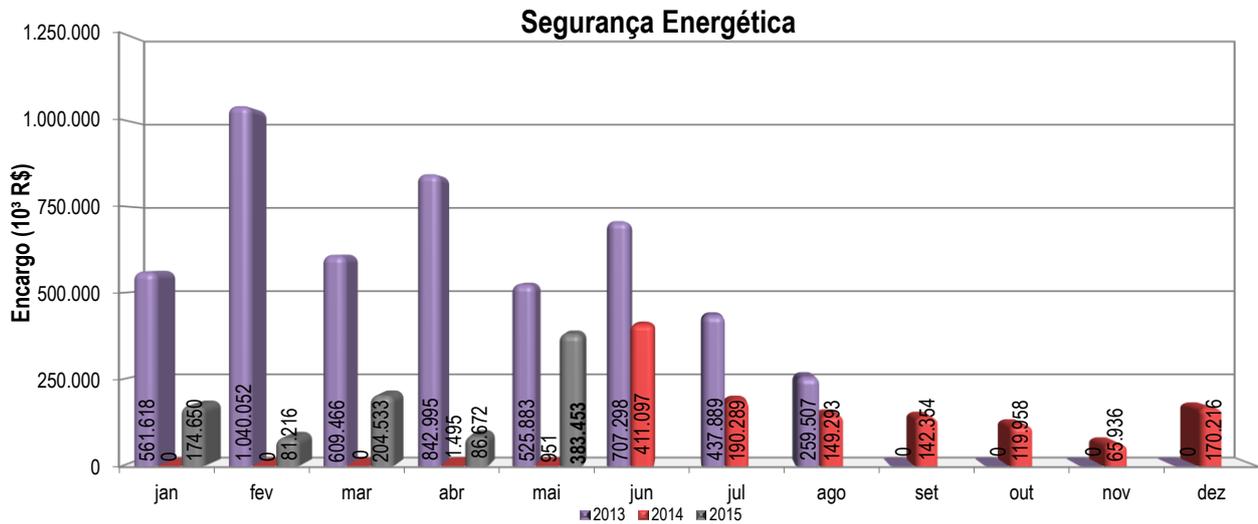


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até maio de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

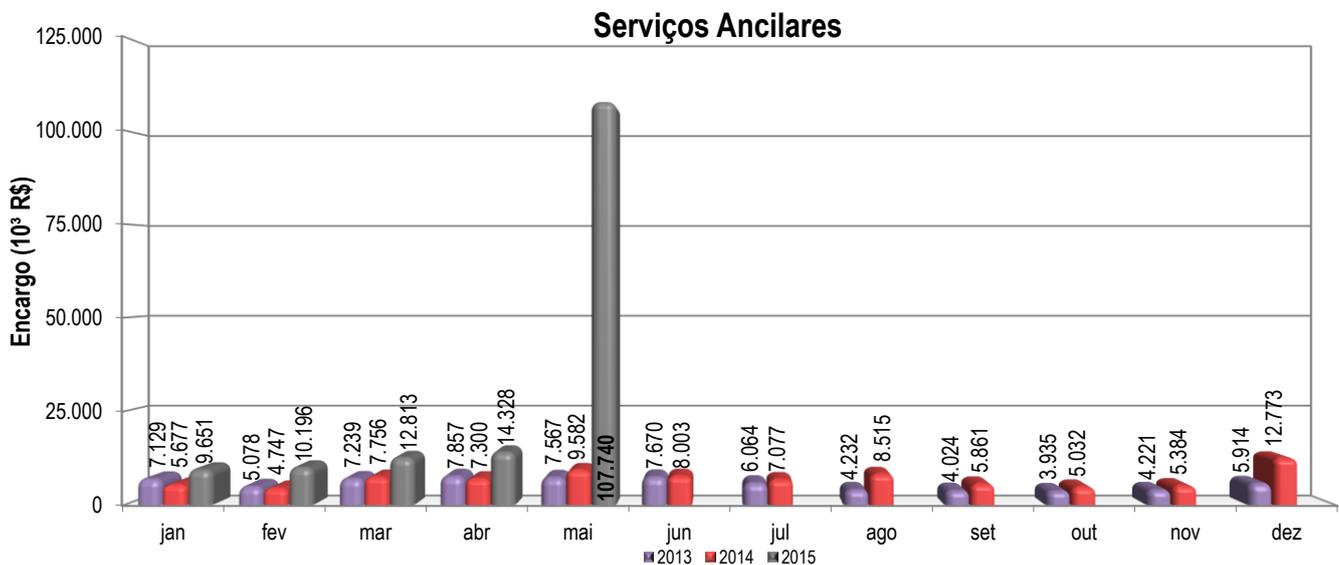


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até maio de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de junho de 2015 a quantidade de ocorrências foi superior ao verificado no mesmo mês de 2014, e o montante de carga interrompida foi similar ao mesmo mês de 2014. A seguir destacam-se algumas ocorrências relevantes:

- **Dia 01 de junho, às 14h26min:** Desligamentos automáticos das LTs 230 kV Jurupari/Laranjal C1 e C2 e da LT 500 kV Jurupari/Oriximiná C2, abrindo a interligação de Macapá ao SIN. Houve interrupção de **120 MW** de cargas da CEA, no Amapá. Causa: Houve intermitência de sinalização de disjuntores para as unidades de proteção principal das LTs 230 kV da SE Jurupari, com abertura dos disjuntores sem atuação de proteção dos relés digitais, em consequência de uma instabilidade que ocorreu no sistema 1 de corrente contínua da instalação.
- **Dia 10 de junho, às 17h08min:** Desligamento do setor de 230 kV da subestação Fortaleza II e das subestações Delmiro Gouveia e Pici II. Houve também o desligamento de usinas térmicas e eólicas da região. Houve interrupção de **934 MW** de cargas da COELCE no estado do Ceará. Causa: Descarga elétrica, em cadeia de isoladores no setor de 230 kV, seguido de falha do sistema de proteção da SE Fortaleza II.
- **Dia 17 de junho, às 09h09min:** Desligamentos automáticos dos autotransformadores AT-1 e AT-2, ambos de 230/138/13,8 kV – 83 MVA da SE Pelotas 3, dos lados de 138 kV, e dos circuitos de 138 kV da SE Pelotas 3. Houve interrupção de **109,2 MW** de cargas da CEEE-D no estado do Rio Grande do Sul. Causa: Atuação acidental do esquema de falha de disjuntor de 138 kV por defeito no relé eletrônico de temperatura do transformador TR-3, de 138/13,8 kV – 25 MVA da SE Pelotas 3.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

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

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2015	2014
SIN**	4.453	0	0	0	1.034	0							5.487	6.795
S	128	0	0	181	0	109							418	1.201
SE/CO	1.555	465	756	255	140	105							3.276	8.923
NE	0	0	1.608	0	189	934							2.731	3.405
N-Int***	0	0	222	1.047	429	120							1.818	6.119
Isolados	0	0	0	0	0	0							0	0
TOTAL	6.136	465	2.586	1.483	1.792	1.268	0	0	0	0	0	0	13.730	26.443

Fonte dos dados: ONS, Eletronorte

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2015	2014
SIN**	1	0	0	0	1	0							2	1
S	1	0	0	1	0	1							3	6
SE/CO	5	2	2	1	1	1							12	29
NE	0	0	5	0	1	1							7	15
N-Int***	0	0	1	4	3	1							9	27
Isolados	0	0	0	0	0	0							0	0
TOTAL	7	2	8	6	6	4	0	0	0	0	0	0	33	78

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

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

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

Fonte dos dados: ONS, Eletronorte



Ocorrências no SEB

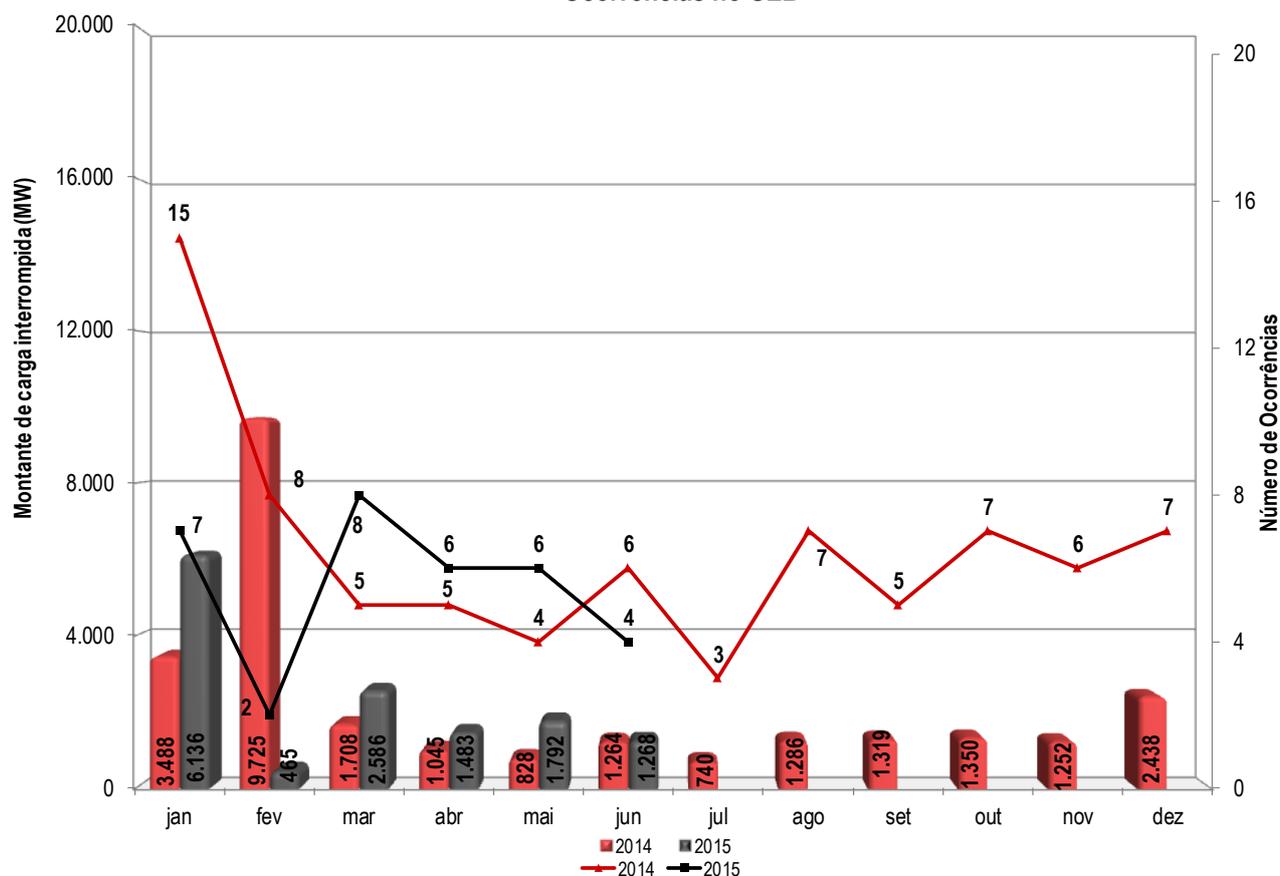


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS e Eletronorte

12.2. Indicadores de Continuidade *

Tabela 19. Evolução do DEC em 2015.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2015														Acum. Ano **	Limite Ano
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
Brasil	1,95	1,73	1,65	1,31	1,16								7,80	13,89	
S	2,09	1,28	0,99	0,80	0,97								6,12	12,59	
SE	1,36	1,18	0,95	0,71	0,69								4,90	9,50	
CO	3,80	2,80	2,94	2,32	1,70								13,54	16,63	
NE	1,73	2,20	2,37	1,85	1,54								9,68	16,69	
N	4,54	3,60	3,89	3,75	2,99								18,86	34,67	

Dados contabilizados até maio de 2015 e sujeitos a alteração pela ANEEL

Fonte dos dados: ANEEL

Tabela 20. Evolução do FEC em 2015.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2015														Acum. Ano **	Limite Ano
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
Brasil	1,01	0,85	0,88	0,70	0,64								4,07	10,99	
S	1,20	0,84	0,70	0,55	0,63								3,93	10,29	
SE	0,67	0,52	0,48	0,36	0,37								2,40	7,49	
CO	2,18	1,66	1,75	1,55	1,20								8,34	14,55	
NE	0,78	0,89	1,10	0,83	0,72								4,32	11,52	
N	2,46	2,09	2,29	2,06	1,75								10,70	32,29	

Dados contabilizados até maio de 2015 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.

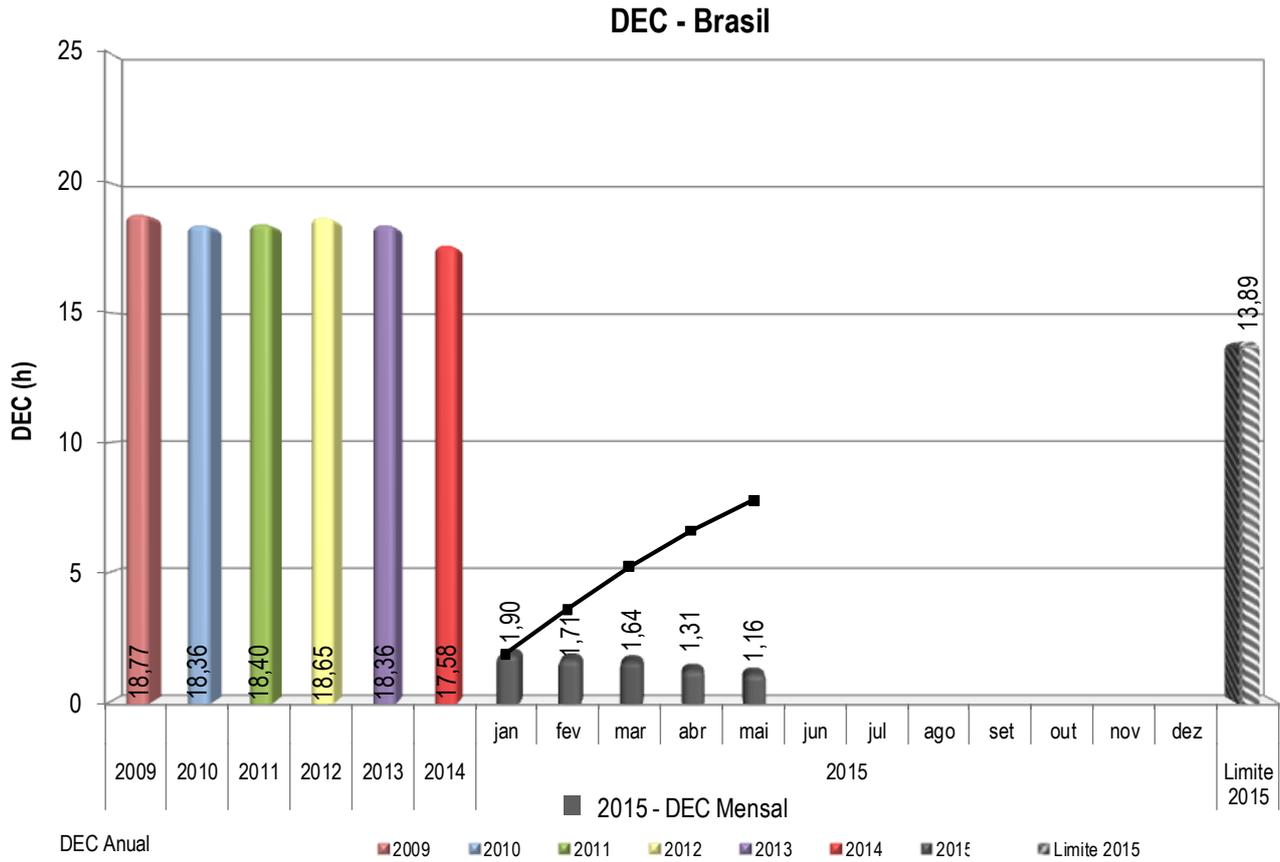


Figura 39. DEC do Brasil.

Dados contabilizados até maio de 2015 e sujeitos a alteração pela ANEEL

Fonte dos dados: ANEEL

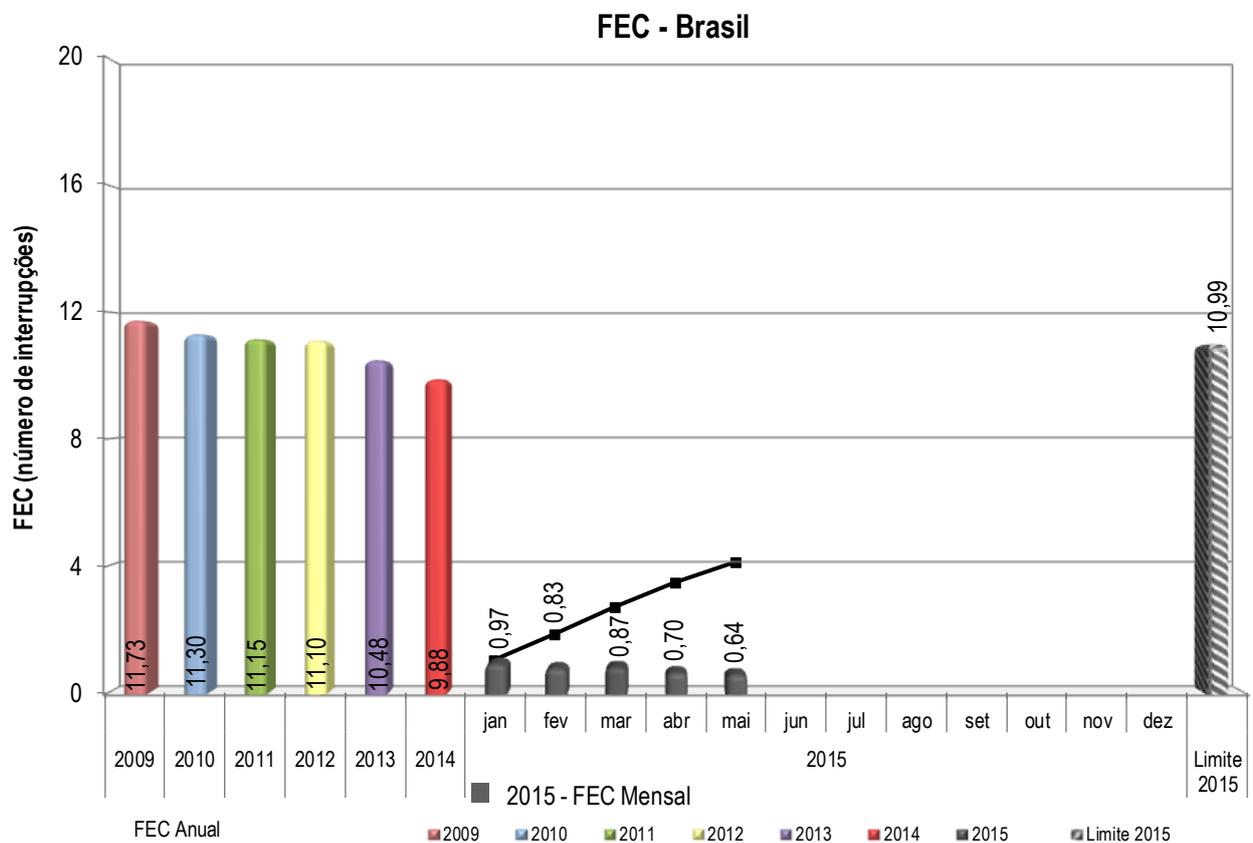


Figura 40. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até maio de 2015 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	