



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro Julho – 2015





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Julho – 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 Trabuço



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.	26
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW).	26
Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	27
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	27
Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	28
Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	28
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no 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 julho de 2015 os valores de aflúncias brutas foram superiores à média de longo termo – MLT nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, alcançando as marcas de terceiro e segundo melhor valor para o mês de julho, respectivamente, considerando o histórico de 83 anos. Por outro lado, no subsistema Nordeste, a aflúncia foi a pior para o mês de julho do histórico, e no subsistema Norte foi a 20ª pior aflúncia. No mês, foram verificados 13.280 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 junho de 2015 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: +1,3 ponto percentual (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, +33,1 p.p. no Sul, -2,8 p.p. no Nordeste e -4,9 p.p. no Norte. Destaca-se que os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul passaram a ter, em julho, níveis de armazenamento superiores aos registrados na mesma época do ano de 2014.

No dia 08 de julho de 2015, foi realizada a 157ª reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, dentre outros assuntos, o MME apresentou o andamento dos trabalhos do GT de Avaliação da Segurança das Instalações da Rede Básica do SIN, tendo sido destacado que a implantação das ações propostas pelo Grupo resultará no aumento da segurança elétrica e da confiabilidade do fornecimento de energia no país.

No dia 17 de julho de 2015, foi realizado o Leilão 007/2015 para a concessão do serviço de transmissão de energia elétrica referente ao escoamento da energia da Usina Hidrelétrica Belo Monte (2º bipolo). A empresa *State Grid* foi a vencedora do certame, tendo oferecido R\$ 988 milhões, o que representou deságio de 19% em relação à remuneração máxima anual permitida. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabeleceu prazo de 50 meses para a conclusão do empreendimento, o que implica no início de sua operação a partir de dezembro de 2019.

Entraram em operação comercial no mês 651,35 MW de capacidade instalada de geração e 200 MVA de transformação na Rede Básica. No ano a expansão do sistema totalizou 3.599,323 MW de capacidade instalada de geração, 924,7 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 9.200,0 MVA de transformação na Rede Básica.

No mês de julho de 2015, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 138.362 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2014, houve expansão de 2.956 MW de geração de fonte hidráulica, de 2.240 MW de fontes térmicas e de 2.676 MW de geração eólica.

No mês de junho de 2015, a geração hidráulica correspondeu a 65,9% do total gerado no país. A participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, aumentou 2,4 p.p. com destaque para as variações de +1,2 p.p. de geração a biomassa, +0,9 de geração a petróleo e -0,1 p.p. de geração nuclear, esta em função da saída programada da UTE Angra I para troca de combustível, tendo a usina permanecido indisponível durante todo o mês.

Os fatores de capacidade médios da geração eólica das regiões Nordeste e Sul, no mês de junho de 2015, aumentaram 1,7 p.p. e 0,3 p.p. frente ao mês anterior, atingindo, respectivamente, 37,7%, e 25,2%. No acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior, houve aumento de 3,6 p.p. no fator de capacidade global das usinas eólicas da região Nordeste, enquanto que as da região Sul registraram recuo de 2,5 p.p. No dia 20 de julho de 2015, foi atingido recorde de produção eólica no SIN, com 2.989 MW médios no dia, segundo dados do ONS.

Com relação ao mercado consumidor, no acumulado dos últimos doze meses (julho de 2014 a junho de 2015), o consumo total, considerando as perdas, cresceu 0,5% em relação ao mesmo período anterior. Por sua vez, este consumo, em termos anuais, apresentou retração de 1,8% entre junho de 2015 e o mesmo mês de 2014. Nesse período, houve expansão de 3,0% 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 31 de julho 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 julho 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.

No fechamento do mês, foram observados totais pluviométricos acima da média climatológica nas bacias hidrográficas dos rios Paranapanema, Tietê e Iguçu.

As temperaturas mínimas do mês estiveram 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 variaram em torno da média climatológica em grande parte do Brasil, com anomalias negativas de até -3°C em algumas áreas concentradas principalmente na Região Sul.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 134 %MLT – 28.377 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (3º melhor valor*), 259 %MLT – 28.270 MW médios no Sul (2º melhor valor*), 50 %MLT – 1.987 MW médios no Nordeste (pior valor*) e 84 %MLT – 2.801 MW médios no Norte-Interligado (20º melhor valor*).

Ressalta-se que, apesar de ter ocorrido ENA bruta de 259 %MLT no subsistema Sul, foi armazenável apenas 156 %MLT. No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, foi armazenável 125 %MLT dos 134 %MLT de ENA bruta. Nos subsistemas Nordeste e Norte, foram armazenáveis 49 %MLT dos 50 %MLT de ENA bruta e 83 %MLT de 84 %MLT de ENA bruta, respectivamente.

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

2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

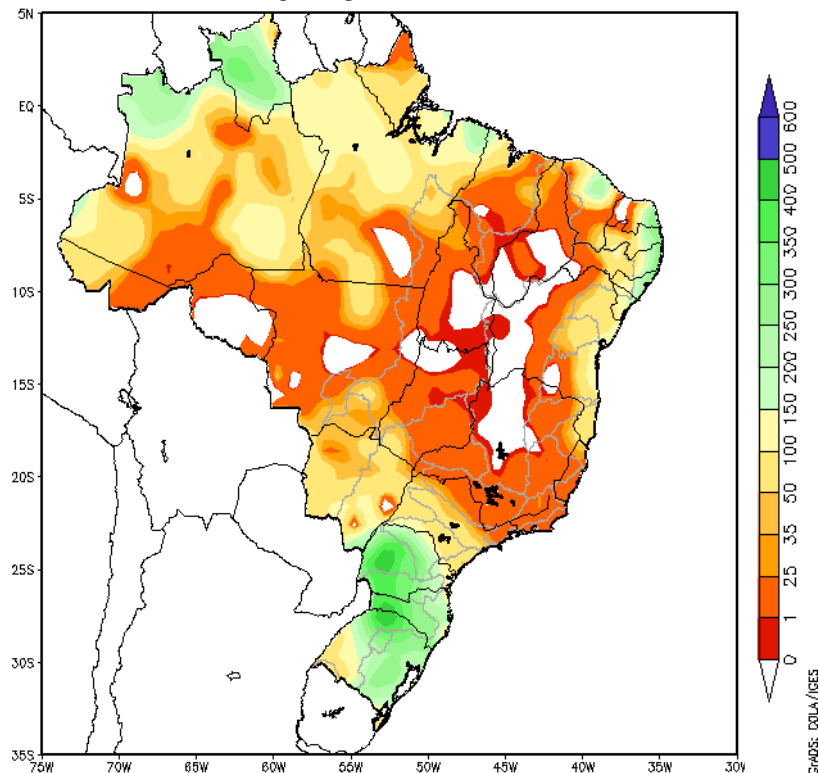


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/07/2015 a 31/07/2015 – Brasil.

Fonte: ONS



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

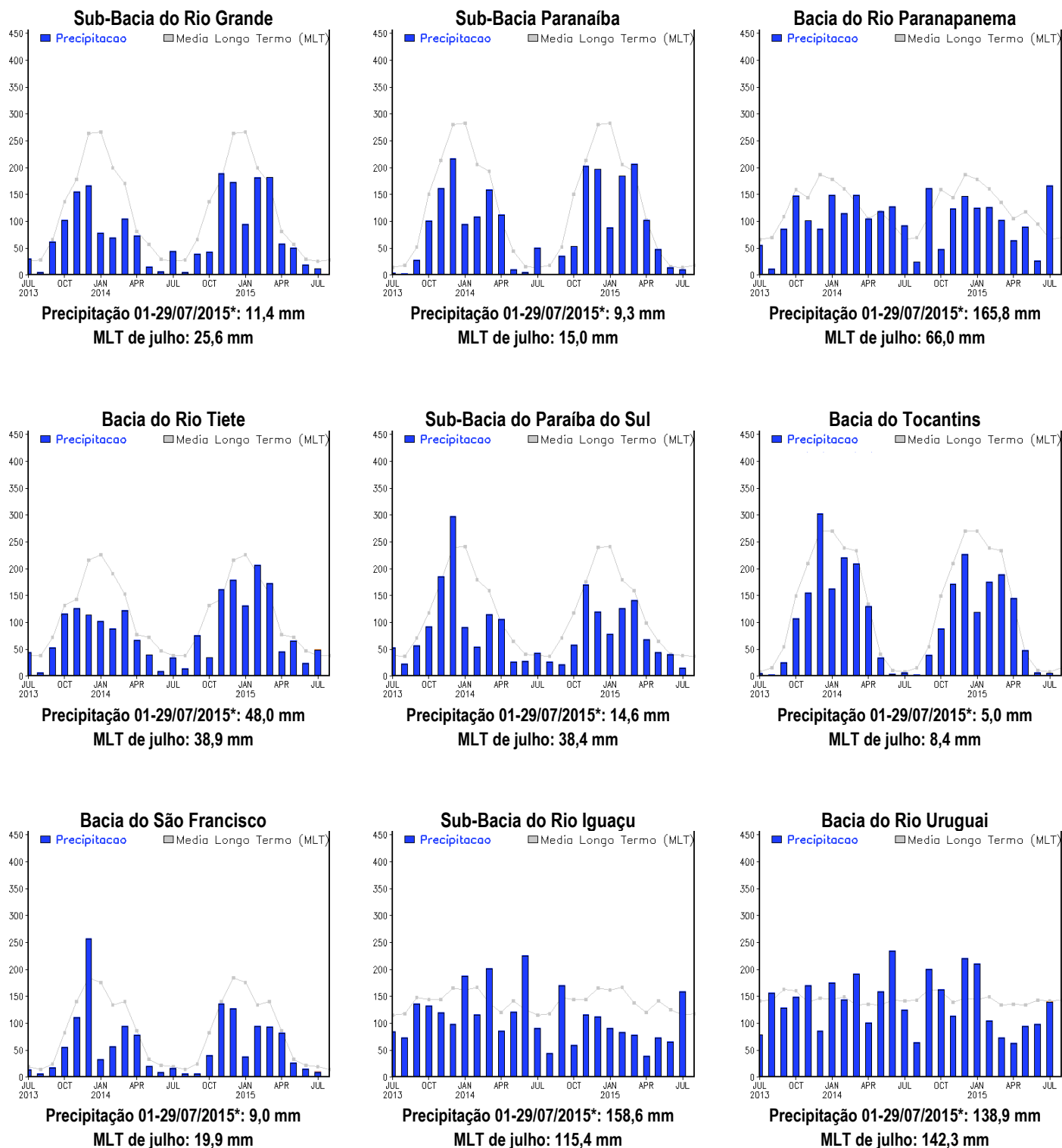


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/07 a 29/07/2015 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

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



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

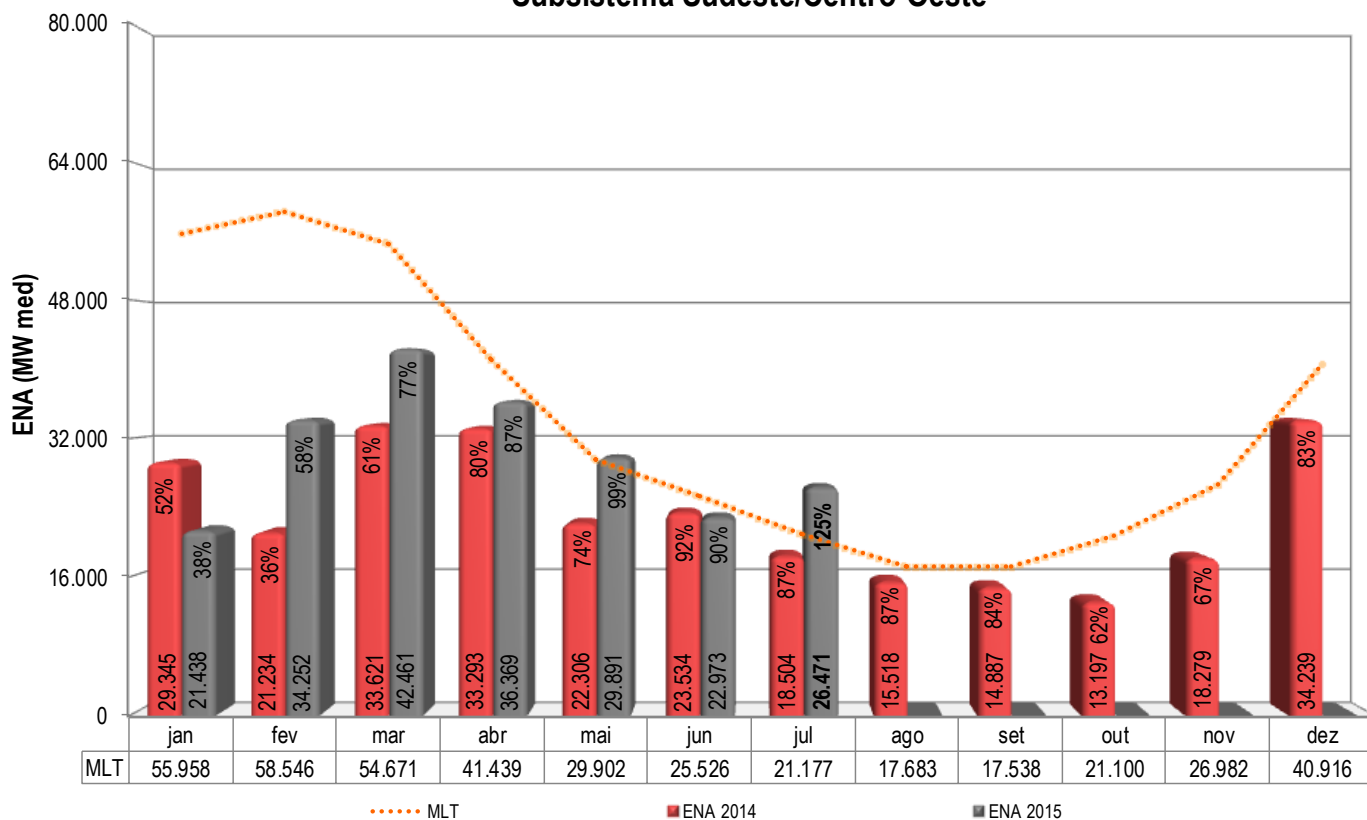


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Sul

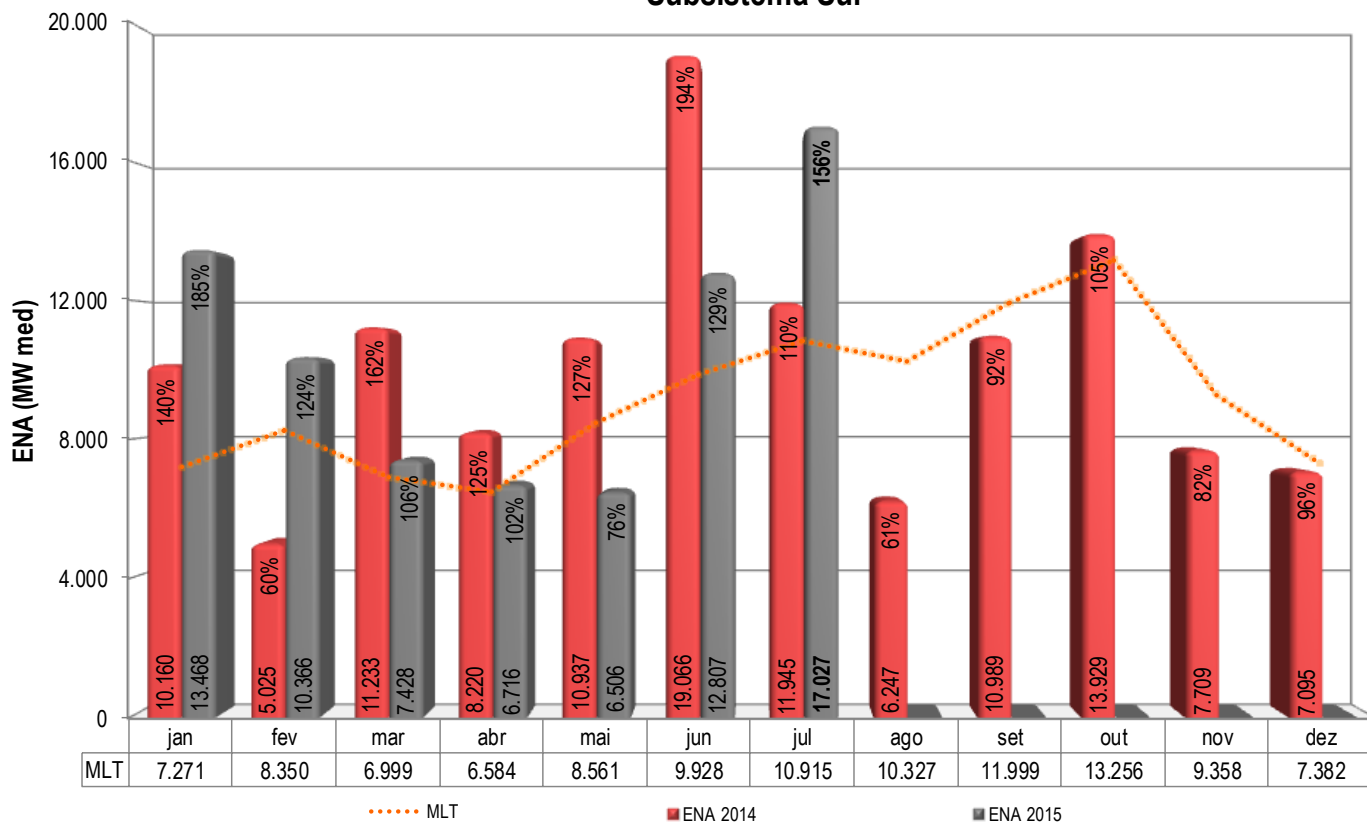


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

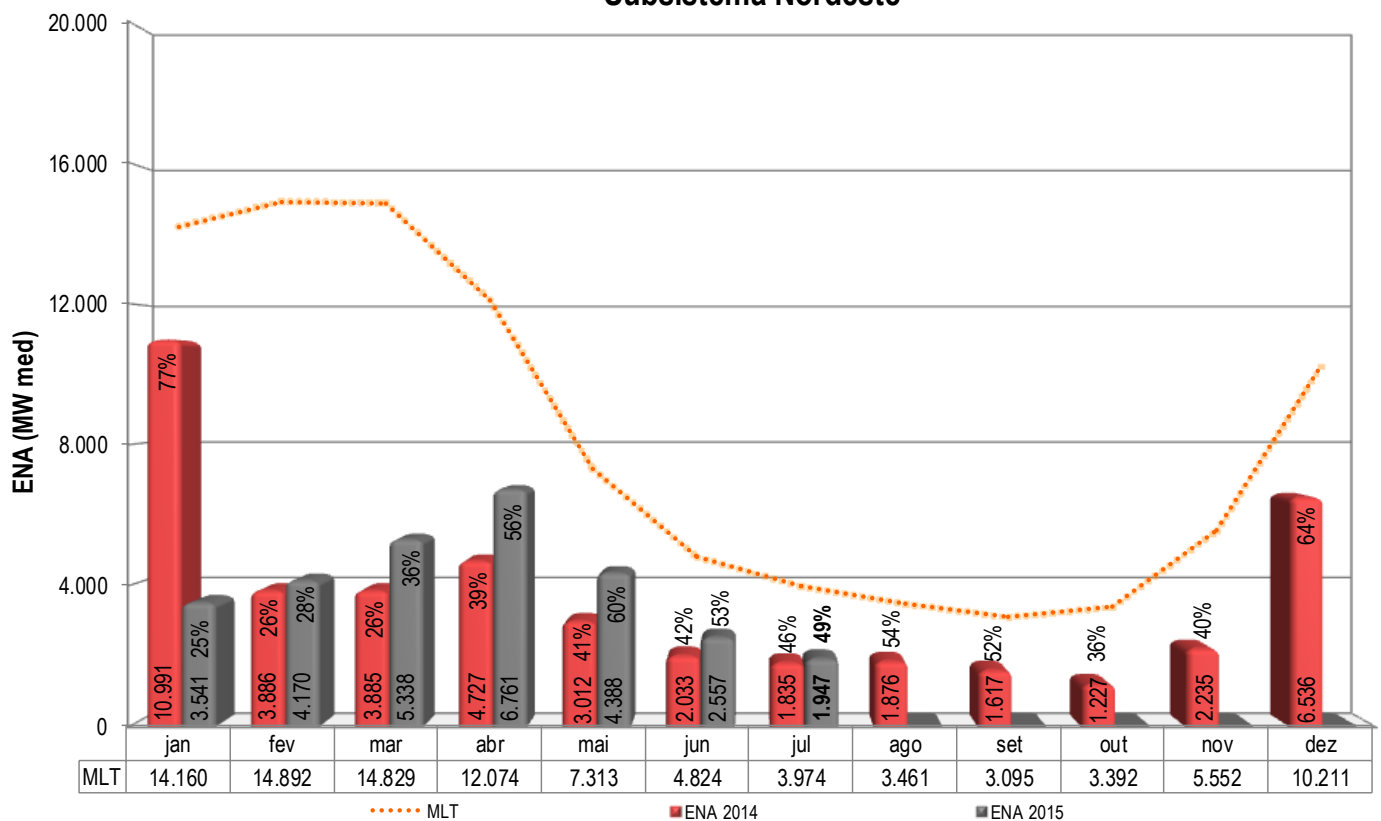


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Norte-Interligado

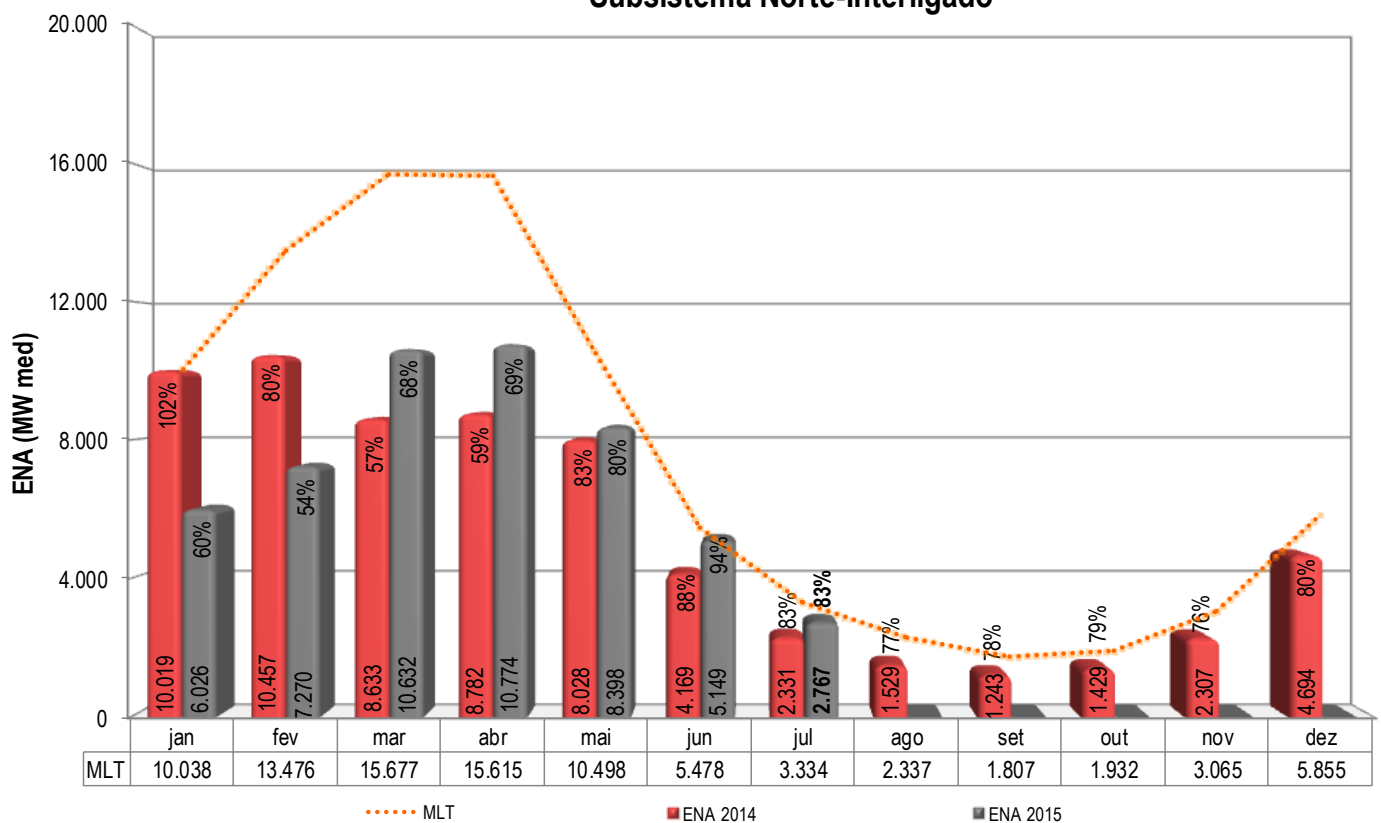


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



2.4. Energia Armazenada

No mês de julho de 2015 houve elevação no nível de armazenamento do reservatório equivalente dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul e queda nos subsistemas Nordeste e Norte. Destaca-se que os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul passaram a ter, em julho, níveis de armazenamento superiores aos registrados na mesma época do ano de 2014. Neste mês, houve contribuição de aproximadamente 13.280 MWmédios de produção térmica, valor cerca de 1.400 MWmédios inferior ao verificado no mês anterior.

Houve aumento de 1,3 p.p. no armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o mês de julho, atingindo 37,4 %EAR, valor 3,0 p.p. inferior ao verificado no final de julho de 2014 (34,4 %EAR), e 10,6 p.p. superiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (26,8 %EAR). As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas em todos os períodos de carga, 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 explorada em todos os períodos de carga de modo a minimizar e/ou evitar a ocorrência de vertimentos para controle do nível de armazenamento de seus reservatórios, respeitando-se as restrições operativas das usinas e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste. Nesse contexto, houve um replecionamento do reservatório equivalente em 33,1 p.p em comparação com junho de 2015, atingindo 96,8 %EAR ao final do mês, valor 6,3 p.p. superior ao armazenamento do final do mês de julho de 2014 (90,5 %EAR).

No subsistema Nordeste houve deplecionamento de 2,8 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 22,5 %EAR ao final do mês de julho, valor 9,8 p.p. inferior ao verificado ao final de julho de 2014 (32,3 %EAR) e 1,6 p.p. superiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (20,9 %EAR). Foi mantida a geração hidráulica em valores mínimos, sendo a geração térmica e eólica locais e o recebimento de energia da ordem de 1.511 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. A defluência das UHEs Sobradinho e Xingó permaneceu no patamar de 900 m³/s ao longo deste mês.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 75,6 %EAR ao final do mês de julho, apresentando deplecionamento de 4,9 p.p em comparação ao mês anterior, e 9,3 p.p. inferiores em relação ao armazenamento do final de julho de 2014 (84,9 %EAR). A geração da UHE Tucuruí 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 julho de 2015 refere-se ao replecionamento de 65,2 p.p. na UHE Capivara (atingindo 98,5% v.u.). Por sua vez, ao final do mês de julho, a UHE Ilha Solteira encontrava-se com armazenamento de cerca de 26,3% v.u., referenciado ao seu volume útil máximo, considerando operação individual, o que corresponde a um deplecionamento de 1,8 p.p. em relação ao armazenamento verificado em junho 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	37,4	205.224	64,5
Sul	96,8	19.975	16,3
Nordeste	22,5	51.859	9,8
Norte	75,6	14.812	9,4
TOTAL		291.870	100,0

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

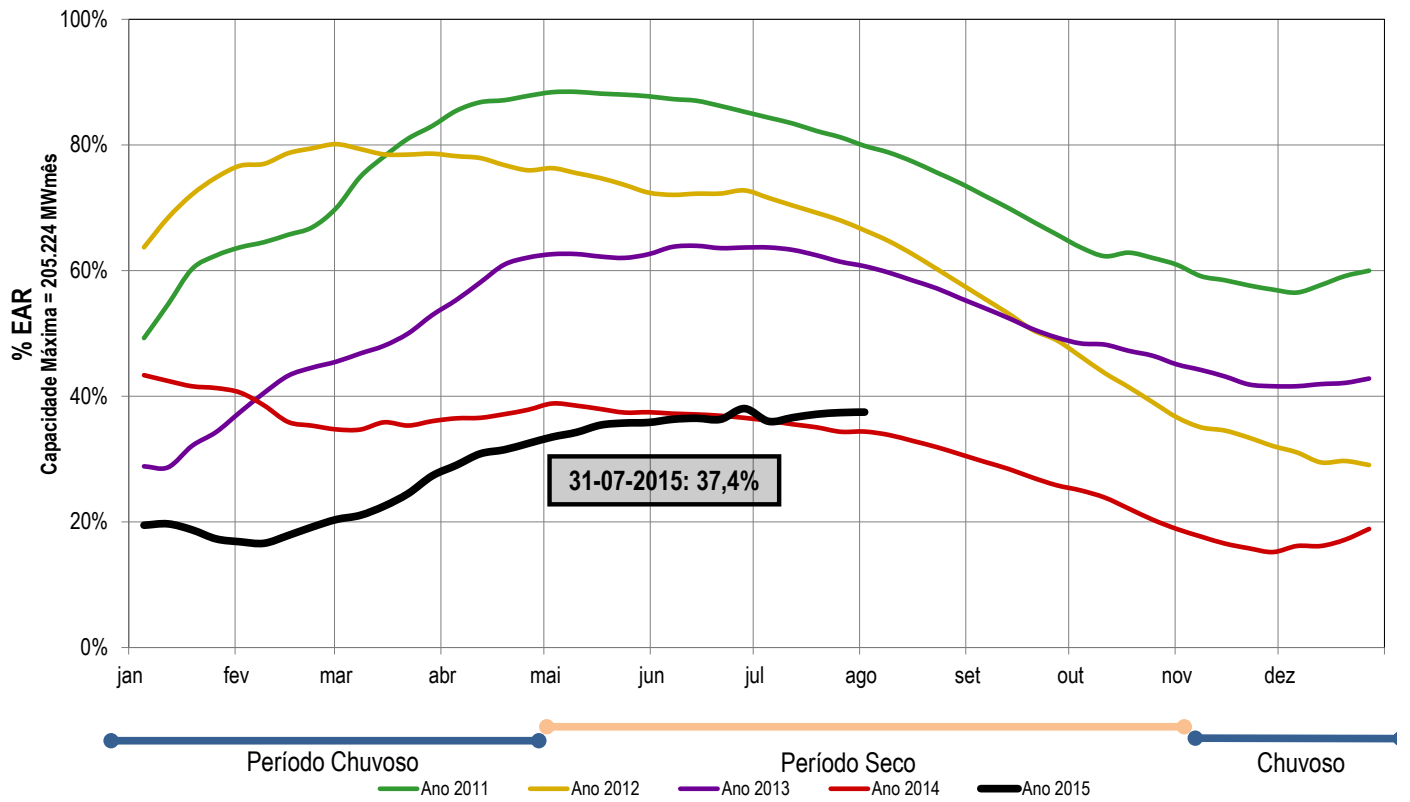


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Sul

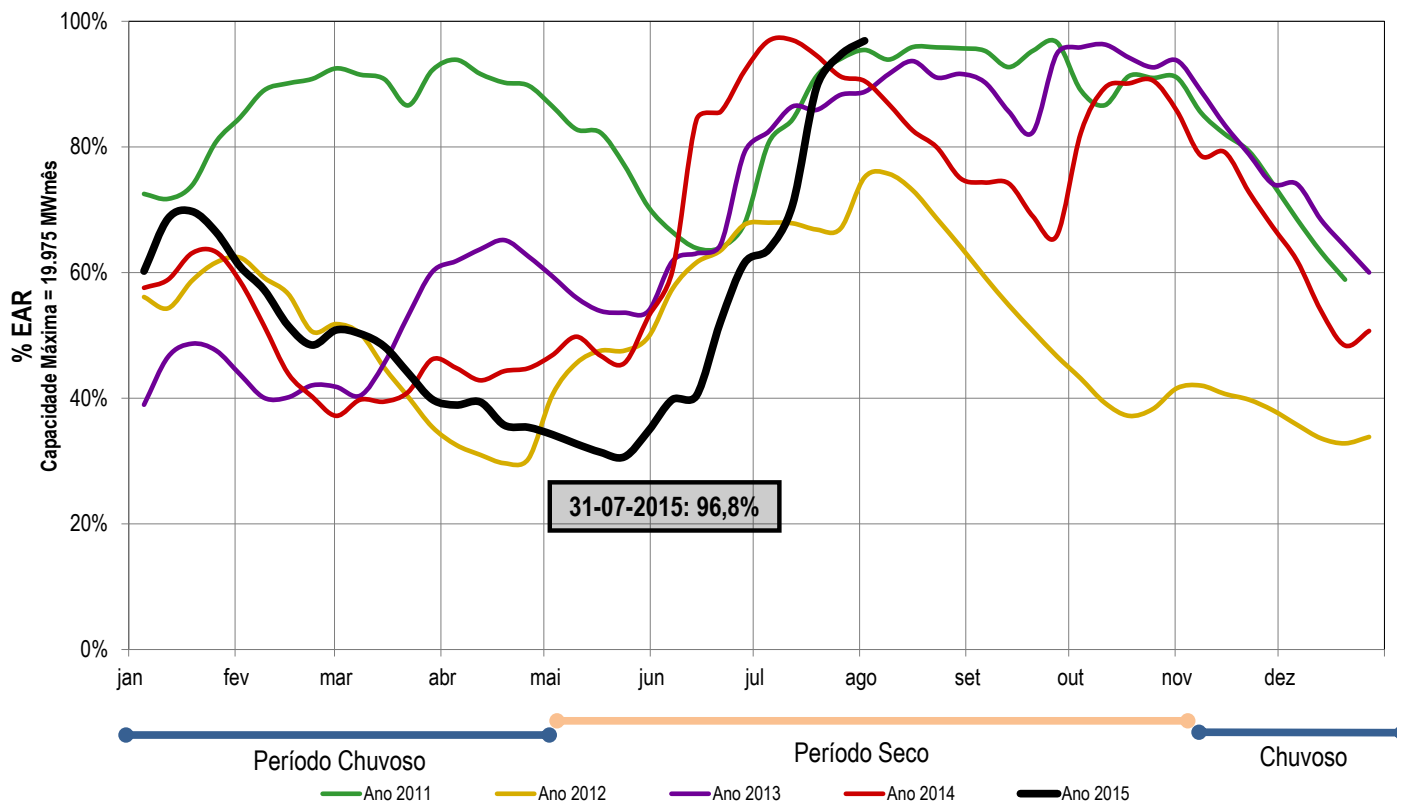


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

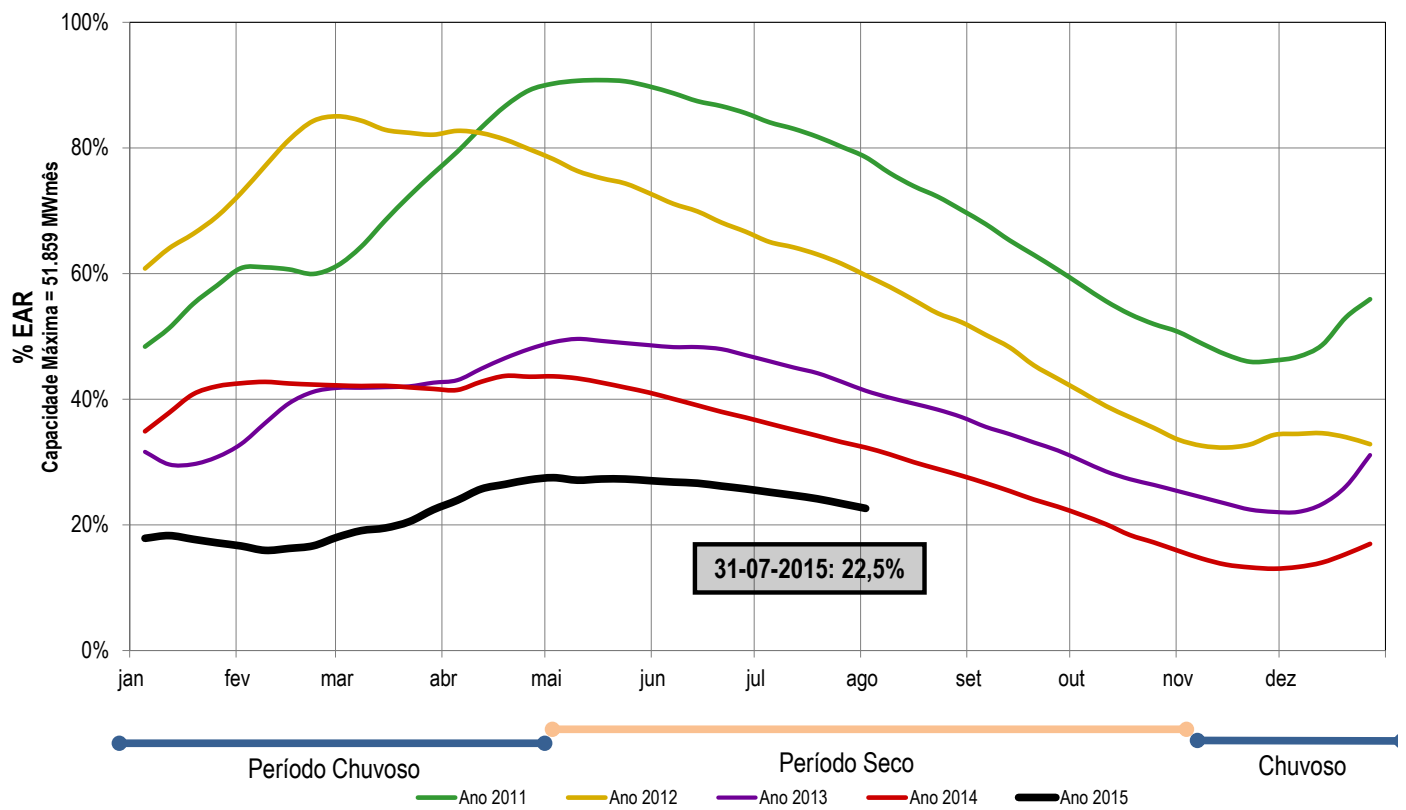


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Norte-Interligado

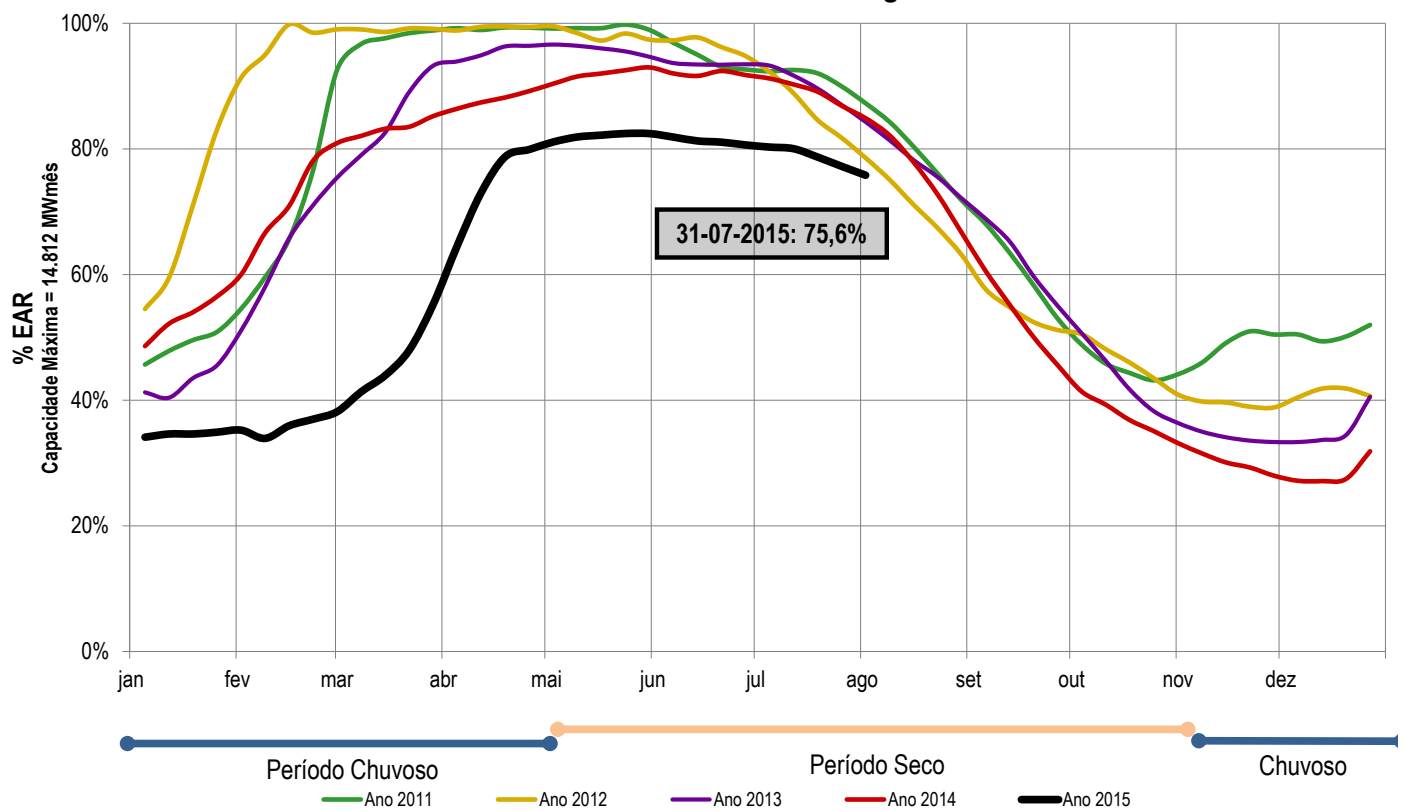


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS

3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Do subsistema Norte-Interligado, houve exportação de energia de 560 MWmédios no mês de julho para complementação do balanço energético dos demais subsistemas, valor inferior aos 2.728 MWmédios verificados no mês anterior.

O subsistema Nordeste permaneceu receptor em julho, em um total de 1.511 MWmédios, valor da mesma ordem verificada no mês anterior, e dos quais houve contribuição do subsistema Sudeste/Centro-Oeste em 951 MWmédios. 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 exportou 2.460 MWmédios no mês de julho, ante a importação de 200 MWmédios em junho.

No complexo do Rio Madeira, em junho, a UHE Jirau gerou cerca de 1.515 MWmédios e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 1.509 MWmédios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. No período foram escoados cerca de 2.718 MWmédios pelo primeiro bipolo em corrente contínua da LT 600 kVcc Coletora Porto Velho-Araraquara.

Além disso, a região metropolitana de Manaus importou 243 MWmédios do SIN no mês de julho pela interligação Tucuruí-Manaus.

A importação da Venezuela para suprimento ao estado de Roraima foi de 98 MWmédios, superior à verificada no mês anterior.

No mês de julho, houve exportação emergencial de energia para a Argentina no valor de 182 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 junho de 2015, o consumo de energia elétrica atingiu 43.532 GWh, considerando autoprodução e acréscimo das perdas, registrando diminuição de 4,9% em comparação ao verificado no mês anterior e de 1,8% em relação ao consumo de junho de 2014.

No acumulado dos últimos 12 meses (julho de 2014 a junho de 2015), o consumo residencial registrou crescimento de 2,3% em relação ao mesmo período anterior. Já em comparação a junho de 2014, foi registrada retração de 1,1%. Em relação ao consumo comercial, foi registrado crescimento 3,8% no acumulado de 12 meses e aumento de 1,5% em relação ao junho de 2014.

Contribuíram para esses resultados, dentre outros aspectos, a deterioração do poder aquisitivo das famílias e o aumento das tarifas de energia elétrica, por meio dos reajustes ordinários, extraordinários e da bandeira tarifária. Além disso, no mês de junho de 2015, foram observadas temperaturas mais amenas do que as registradas no mesmo mês de 2014, contribuindo para a redução do consumo elétrico em aparelhos de climatização.

Em relação ao consumo comercial, destaca-se que, em junho, foi registrado crescimento de 5,4% na região Nordeste, 4,1% no Sul e 2,1% no Centro-Oeste, em relação ao mesmo mês do ano anterior.

Seguindo tendência verificada desde 2014, o consumo industrial registrou retração de 3,7%, em relação a junho de 2014, tendo havido queda do consumo de energia por essa classe em todas as regiões do país, com exceção do Norte. Nos setores metalúrgico, automotivo e químico houve recuo do consumo em 10,9%, 11,17%, e 2,7%, respectivamente. Já no setor de extrativo de minerais metálicos, houve expansão de 11,6% no consumo de energia, motivado pelo desempenho das exportações desse setor. Outro ramo que não apresentou retração no mês foi o alimentício (+1,7%), especialmente devido ao aumento do abate e fabricação de carnes em São Paulo e em Santa Catarina e pela fabricação de derivados de cacau e laticínios na Bahia.

Por fim, o consumo de energia da classe rural registrou retração de 1,0% em comparação ao mesmo mês de 2014 e acumula em 12 meses crescimento de 5,7% 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		
	Jun/15 GWh	Evolução mensal (Jun/15/Mai/15)	Evolução anual (Jun/15/Jun/14)	Jul/13-Jun/14 (GWh)	Jul/14-Jun/15 (GWh)	Evolução
Residencial	10.212	-3,8%	-1,1%	129.461	132.495	2,3%
Industrial	14.138	-1,3%	-3,7%	183.499	175.891	-4,1%
Comercial	6.962	-4,6%	1,5%	87.288	90.623	3,8%
Rural	2.012	-2,1%	-1,0%	24.658	26.052	5,7%
Demais classes*	3.846	-1,7%	0,5%	47.414	47.589	0,4%
Perdas	6.362	-15,9%	-3,4%	97.007	99.445	2,5%
Total	43.532	-4,9%	-1,8%	569.327	572.096	0,5%

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

Fonte dos dados: EPE

Consumo de Energia Elétrica em Jun/2015 **Consumo de Energia Elétrica em 12 meses**

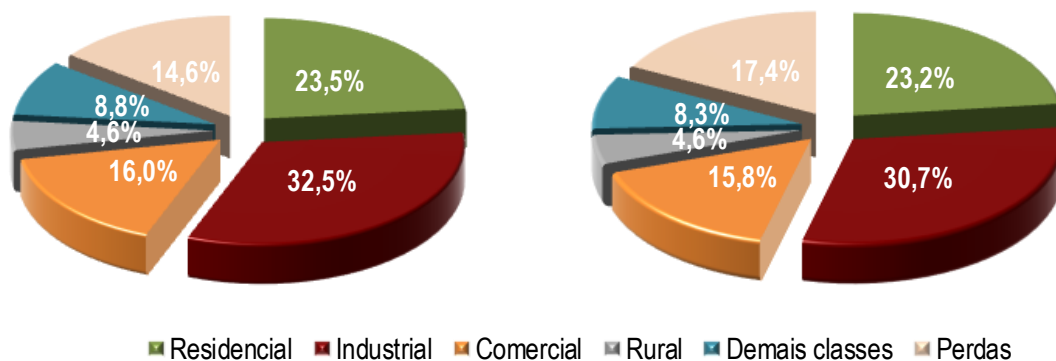


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até junho de 2015.

Fonte dos dados: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Jun/15 kWh/NU	Evolução mensal (Jun/15/Mai/15)	Evolução anual (Jun/15/Jun/14)	Jul/13-Jun/14 (kWh/NU)	Jul/14-Jun/15 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	153	-4,2%	-3,7%	163	165	1,3%
Consumo médio industrial	25.114	-0,3%	0,8%	26.332	26.037	-1,1%
Consumo médio comercial	1.232	-5,3%	-0,9%	1.281	1.337	4,4%
Consumo médio rural	466	-3,2%	-2,8%	465	503	8,1%
Consumo médio demais classes*	5.139	-2,1%	-0,9%	5.320	5.299	-0,4%
Consumo médio total	476	-3,1%	-3,8%	516	504	-2,3%

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

Fonte dos dados: EPE



4.2. Unidades Consumidoras

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

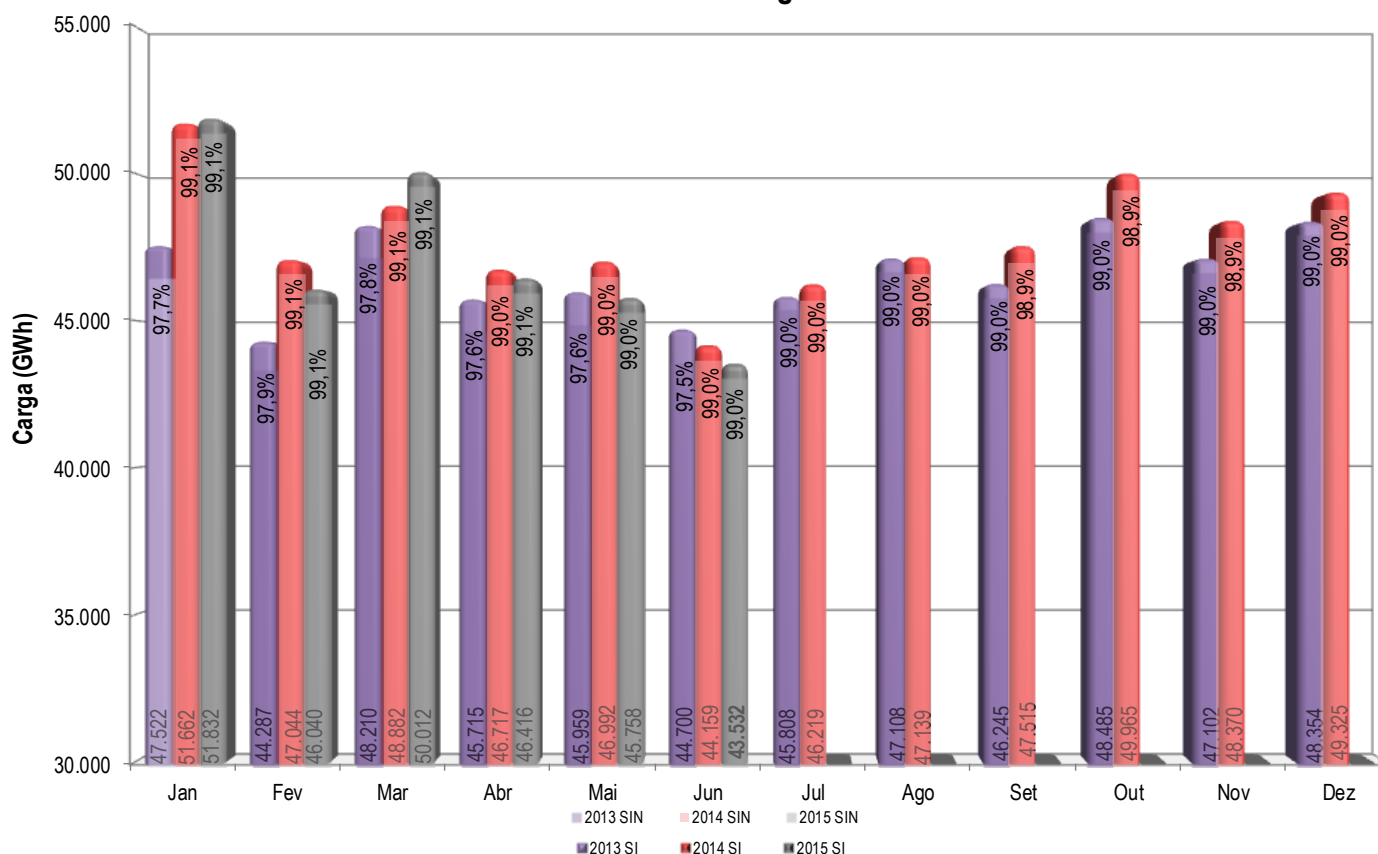
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Jun/14	Jun/15	
Residencial (NUCR)	64.936.060	66.869.624	3,0%
Industrial (NUCI)	584.365	562.963	-3,7%
Comercial (NUCC)	5.518.270	5.648.712	2,4%
Rural (NUCR)	4.238.743	4.316.642	1,8%
Demais classes*	737.064	748.417	1,5%
Total (NUCT)	76.014.502	78.146.358	2,8%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até junho 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 junho 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 julho 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) (dia - hora)	42.484 29/07/2015 - 18h45	13.198 07/07/2015 - 17h52	10.746 11/07/2015 - 18h36	5.822 30/07/2015 - 14h51	70.555 15/07/2015 - 18h44
Recorde (MW) (dia - hora)	51.894 21/01/2015 - 14h32	17.971 06/02/2014 - 14h29	12.266 07/04/2015 - 14h17	6.185 04/09/2014 - 14h39	85.708 05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

4.5. Demandas Máximas Mensais

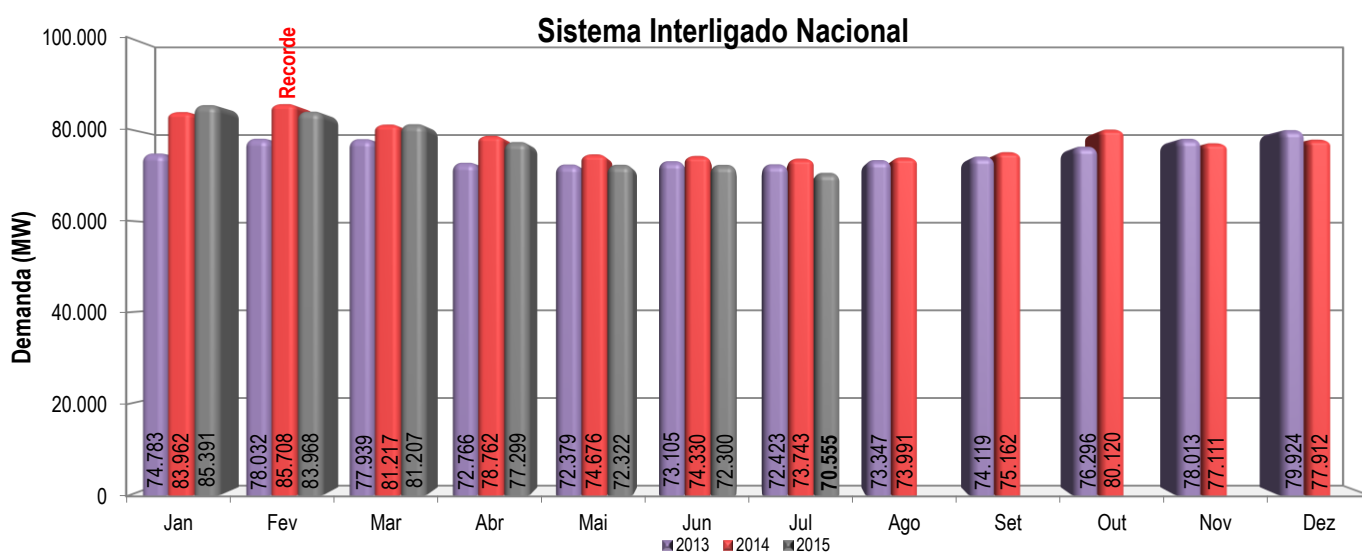


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS

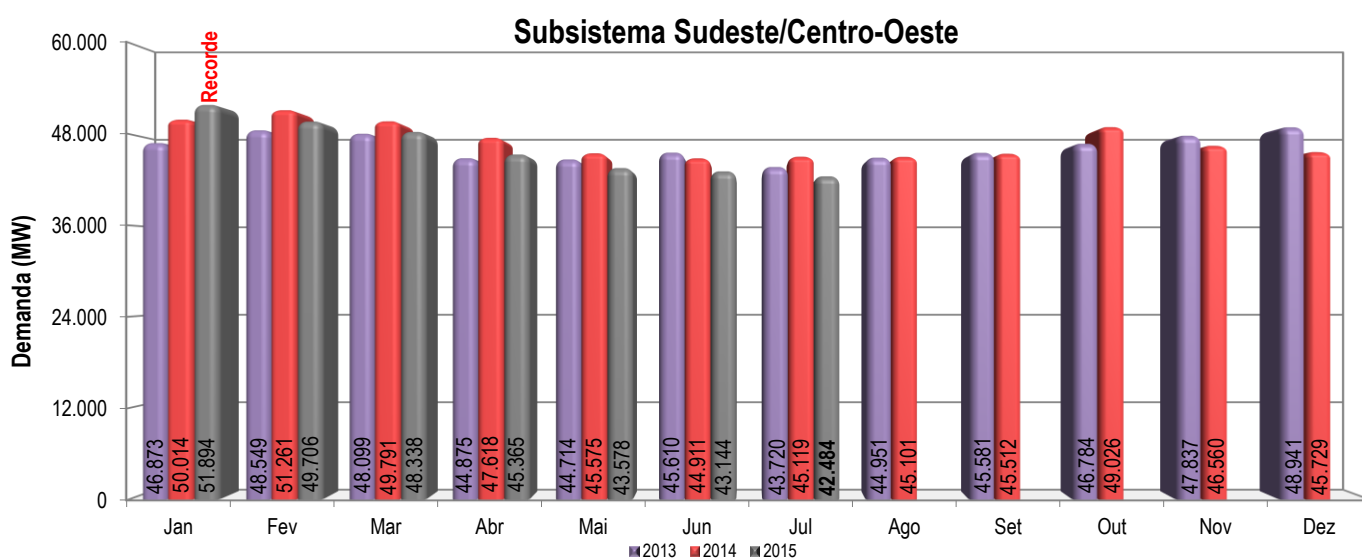


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

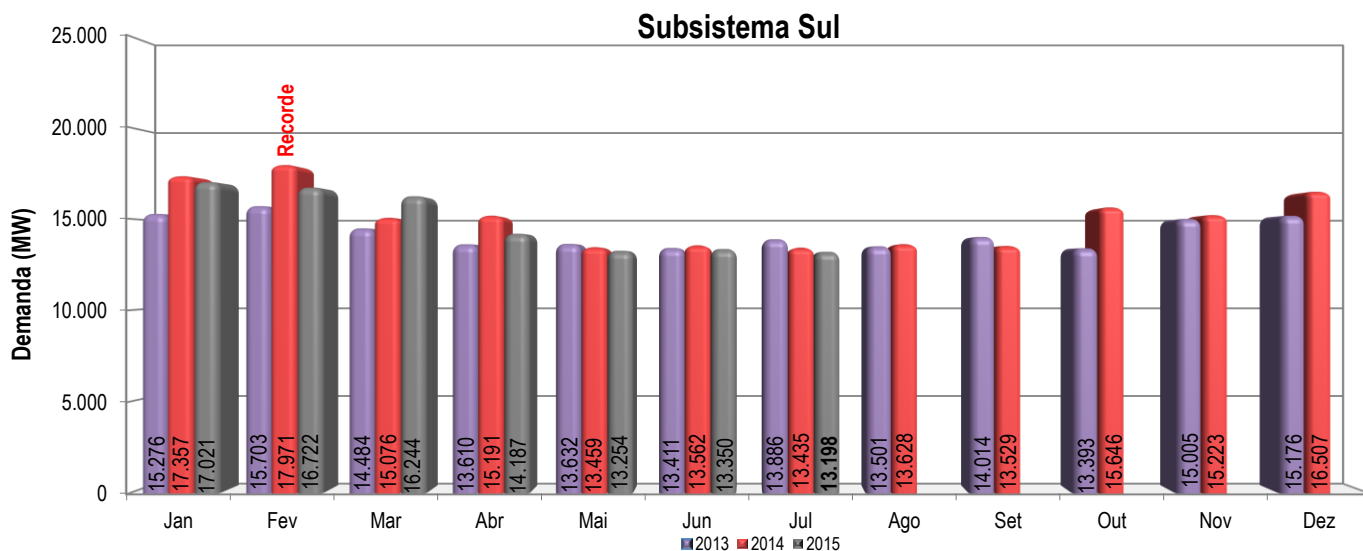


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

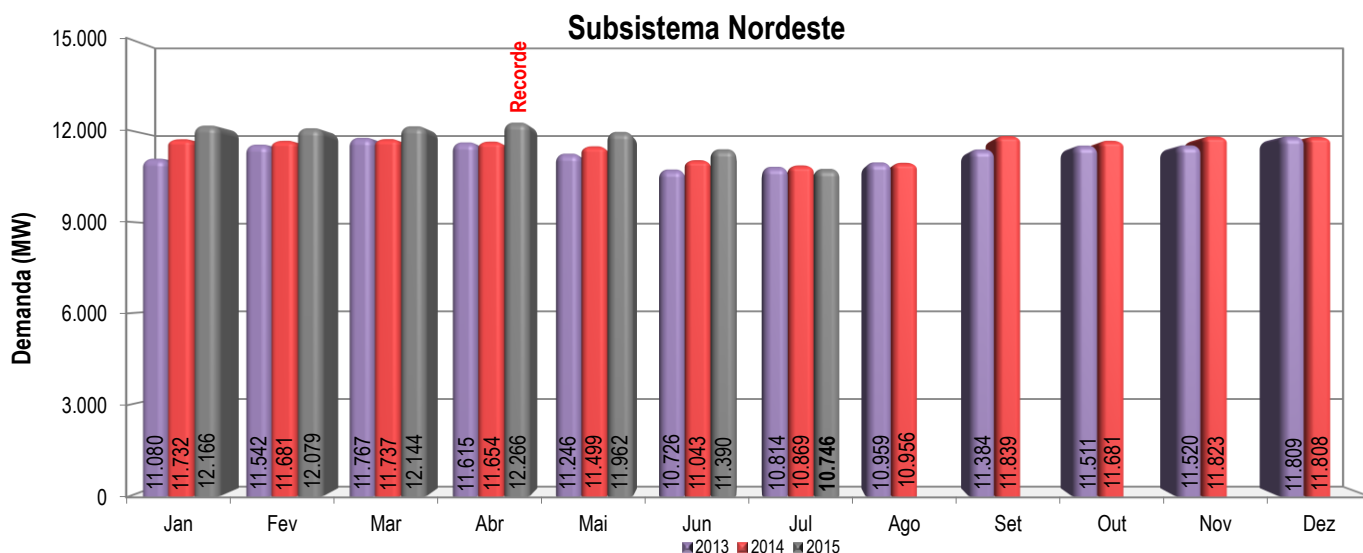


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

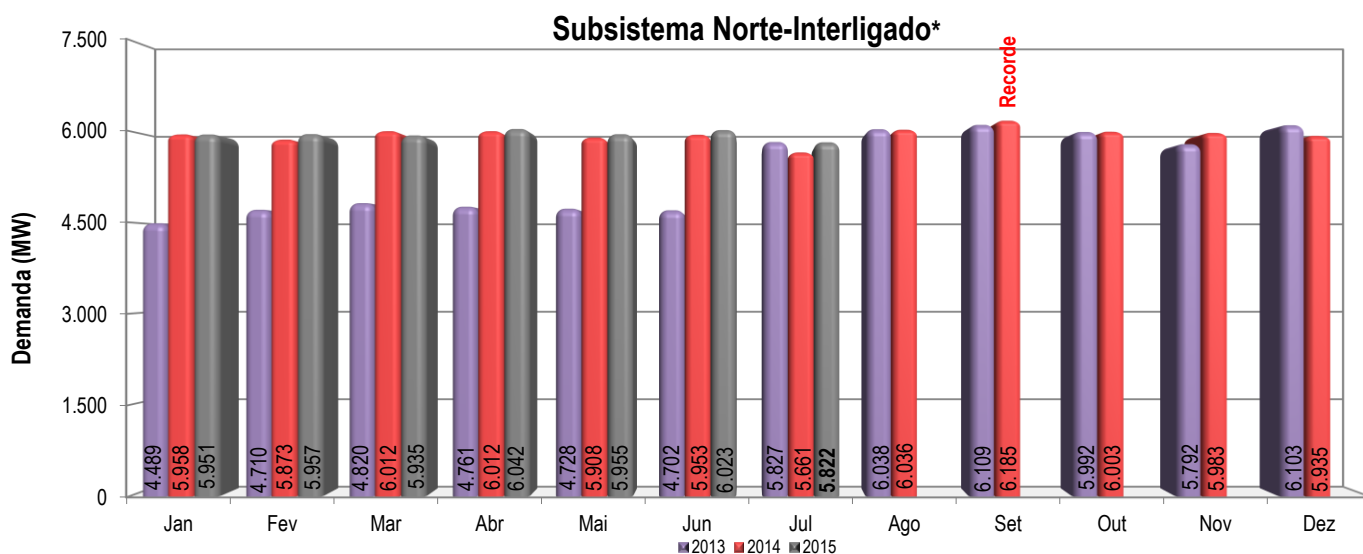


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado*.

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 julho de 2015 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 138.362 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2014, houve expansão de 2.956 MW de geração de fonte hidráulica, de 2.240 MW de fontes térmicas e de 2.676 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	Jul/14	Jul/15			Evolução da Capacidade Instalada (Jul/15 / Jul/14)
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	87.392	1.197	90.348	65,3%	3,4%
Térmica	39.334	2.765	41.574	30,0%	5,7%
Gás Natural	14.303	139	12.893	9,3%	-9,9%
Biomassa	11.992	509	12.889	9,3%	7,5%
Petróleo *	7.660	2.038	9.998	7,2%	30,5%
Carvão	3.389	23	3.614	2,6%	6,6%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,5%	0,0%
Outros **	-	54	190	0,1%	-
Eólica	3.752	264	6.428	4,7%	71,3%
Solar	11	24	11	0,01%	2,1%
Capacidade Total - Brasil	130.489	4.250	138.362	100,0%	6,0%

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

** Neste mês, 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".

*** 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 03/08/2015)

Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Jul/2015

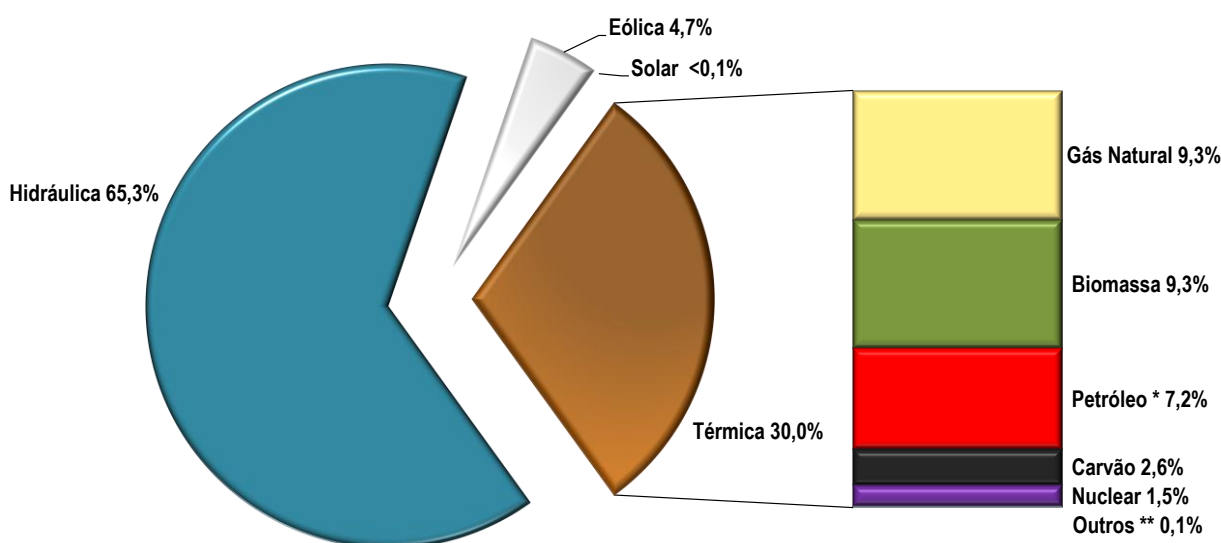


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 03/08/2015)



6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

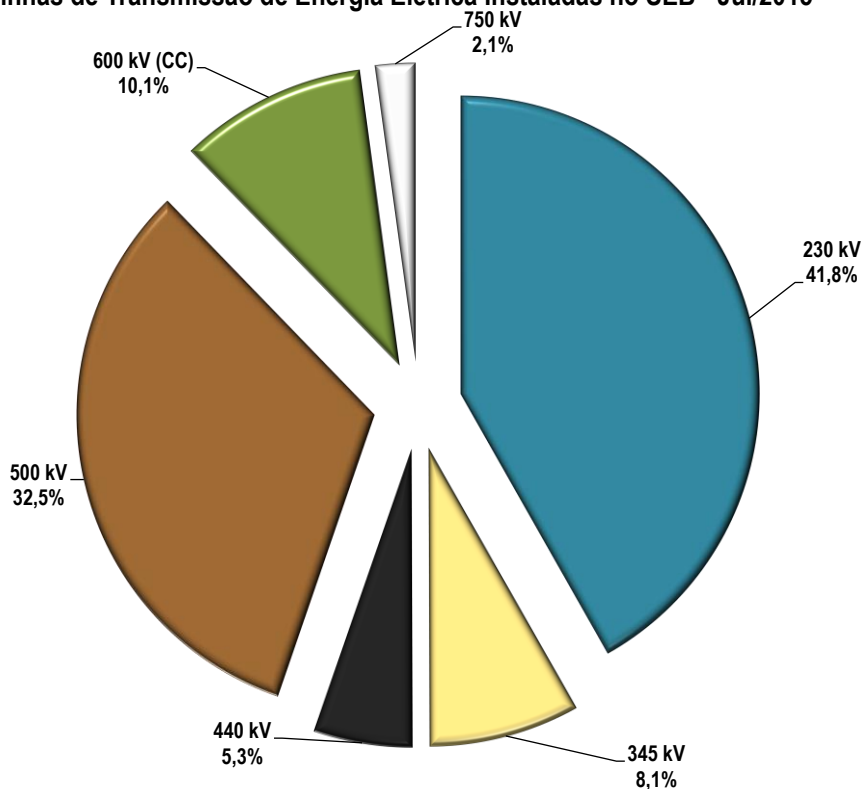
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

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 - Jul/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 julho de 2014 a junho de 2015 atingiu 545.468 GWh. No mês de junho de 2015, a geração hidráulica correspondeu a 65,9% do total gerado no país, 2,9 p.p. inferior ao verificado no mês anterior, e a participação da produção eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil aumentou 0,3 p.p. Por outro lado, a participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, aumentou 2,4 p.p. com destaque para as variações de +1,2 p.p. de geração a biomassa, +0,9 de geração a petróleo e -0,1 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, com término em 05 de julho de 2015.

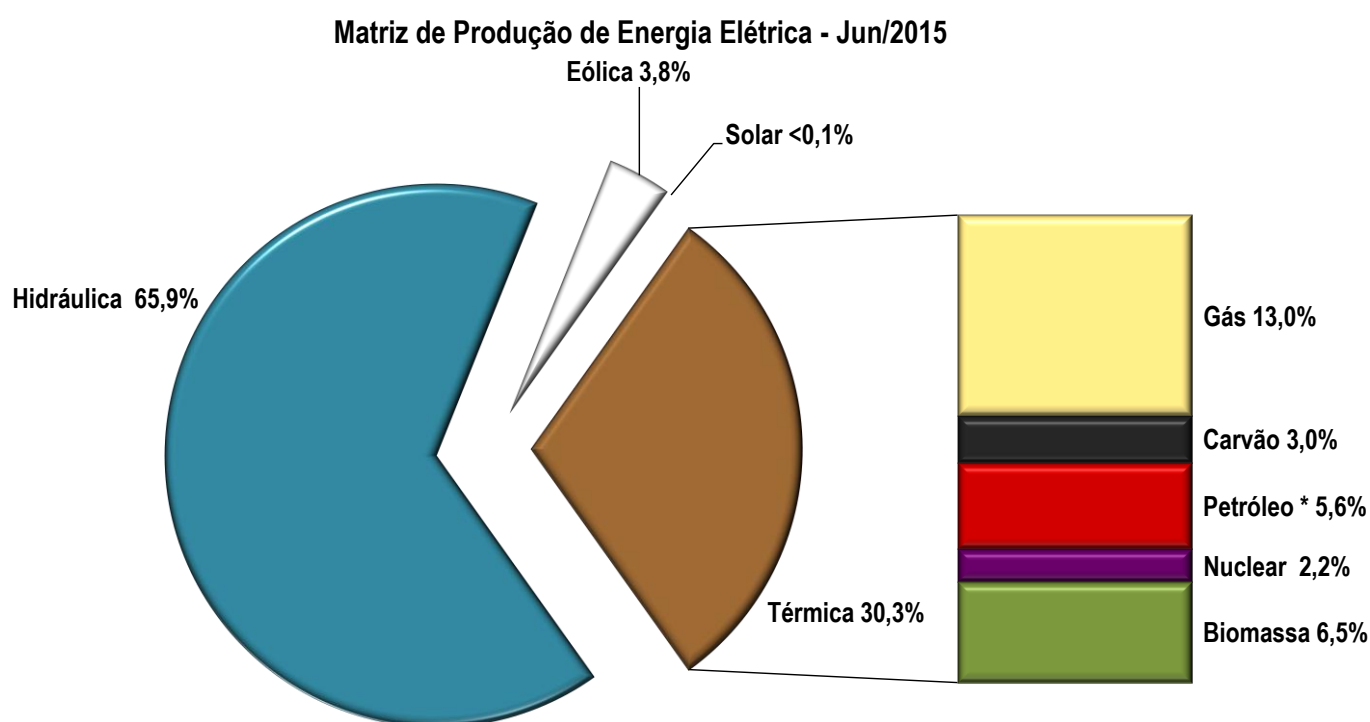


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até junho de 2015.

Fonte dos dados: CCEE e Eletrobras

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

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



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		
	Jun/15 (GWh)	Evolução mensal (Jun/15 / Mai/15)	Evolução anual (Jun/15 / Jun/14)	Jul/13-Jun/14 (GWh)	Jul/14-Jun/15 (GWh)	Evolução
Hidráulica	27.709	-8,5%	-5,5%	409.609	374.180	-8,6%
Térmica	12.501	5,8%	7,8%	118.057	144.159	22,1%
Gás	5.477	-0,9%	12,6%	53.079	65.163	22,8%
Carvão	1.267	10,1%	1,1%	14.706	15.434	5,0%
Petróleo *	2.108	20,3%	23,5%	16.208	27.873	72,0%
Nuclear	907	-11,9%	-28,4%	14.984	13.677	-8,7%
Biomassa	2.743	16,6%	9,5%	19.080	22.011	15,4%
Eólica	1.602	4,3%	76,9%	7.647	16.180	111,6%
Solar	0,82	-2,5%	-	2,55	10,78	-
TOTAL	41.813	-4,2%	0,0%	535.316	534.531	-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 junho de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

Entre julho de 2014 e junho de 2015, em relação aos 12 meses anteriores, houve redução da geração por fontes hidráulicas e térmicas nos Sistemas Isolados. Este fato deve-se principalmente à consideração da interligação plena de Manaus ao SIN a partir de maio de 2015, conforme Despacho ANEEL nº 1.365, de 05 de maio de 2015.

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Jun/15 (GWh)	Evolução mensal (Jun/15 / Mai/15)	Evolução anual (Jun/15 / Jun/14)	Jul/13-Jun/14 (GWh)	Jul/14-Jun/15 (GWh)	Evolução
Hidráulica	51	-0,1%	-62,8%	1.818	1.772	-2,5%
Térmica	252	10,2%	-71,3%	10.817	9.164	-15,3%
Gás	4	-8,9%	-99,0%	4.358	3.975	-8,8%
Petróleo *	248	10,5%	-49,0%	6.459	5.189	-19,7%
TOTAL	303	8,3%	-70,2%	12.635	10.937	-13,4%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até junho de 2015.

A partir de maio de 2015, a geração da UHE Balbina e das UTEs Jaraqui, Ponta Negra, Manauara, Cristiano Rocha, Tambaqui, Aparecida, Mauá Blocos 1, 3, 4 e 5, Electron, Iranduba, Flores e São José passaram a ser contabilizadas pela CCEE e agregadas ao montante gerado no SIN.

Fonte dos dados: Eletrobras



7.4. Geração Eólica *

No mês de junho de 2015, o fator de capacidade médio da região Nordeste aumentou 1,7 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 37,7%. Esse resultado foi decorrente do aumento de 93 MW médios da geração verificada, associado à expansão de 42 MW de capacidade instalada da fonte na região. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses (julho de 2014 a junho de 2015), houve avanço de 3,6 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 0,3 p.p. em relação a maio de 2015, e atingiu 25,2%, com total de geração verificada no mês de 390 MW médios. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses, o fator de capacidade da região Sul reduziu cerca de 2,5 p.p., em comparação ao mesmo período anterior.

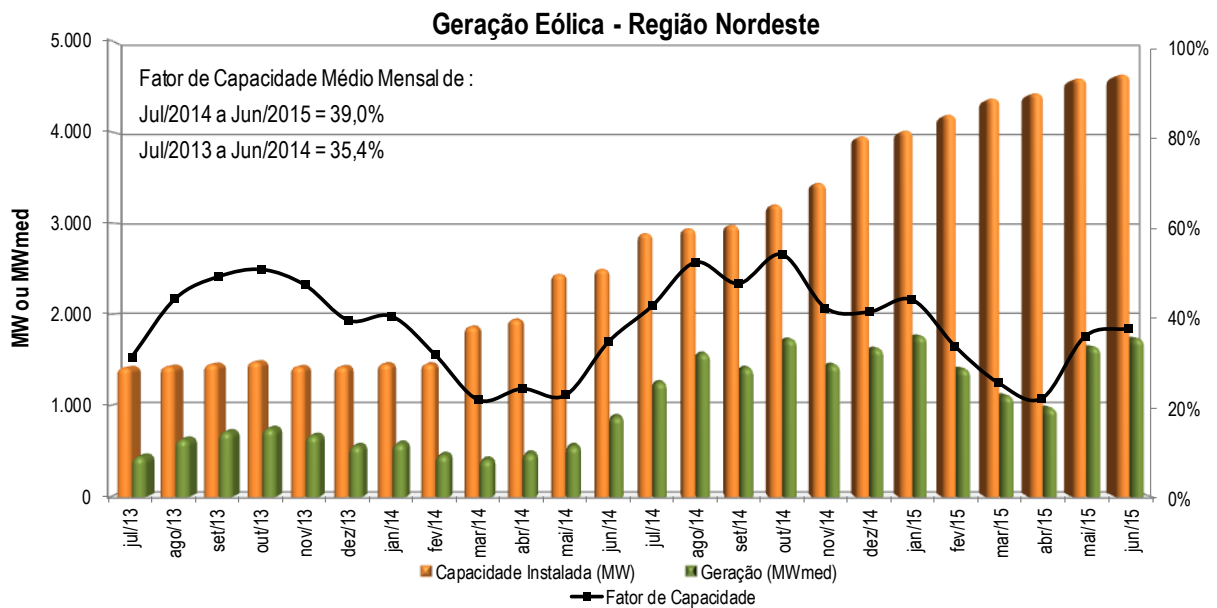


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até junho de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

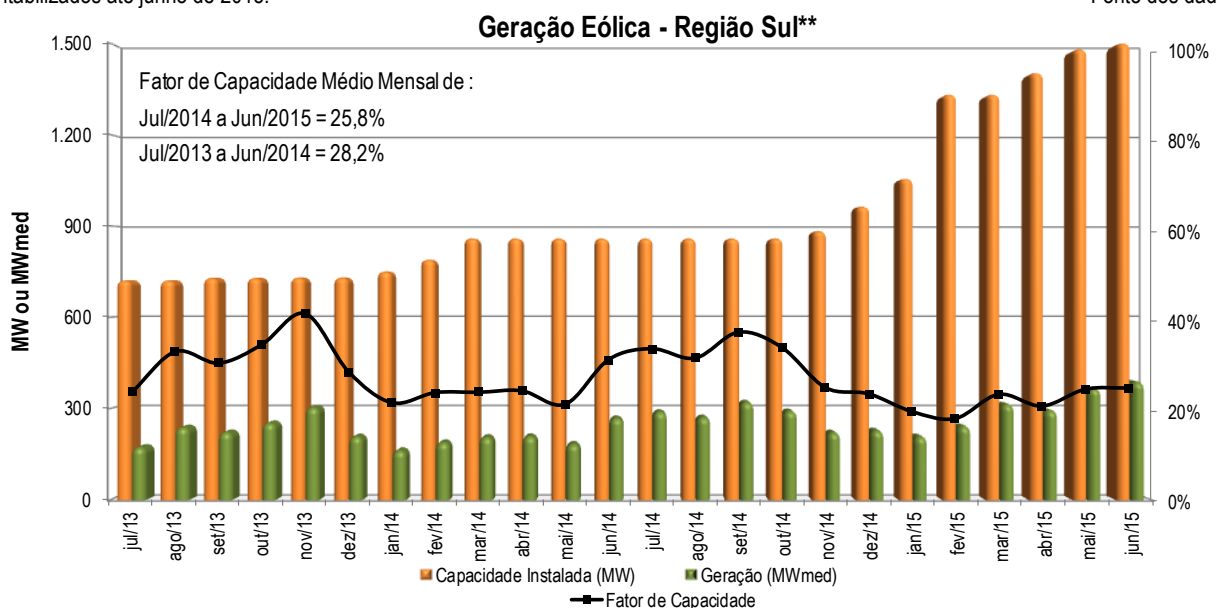


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até junho 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 junho de 2015, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos CER, totalizou 2.100,4 MWmédios, dos quais foram entregues 85%, ou 1.780,6 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 63,6% do esperado, ou 1.126,5 MWmédios.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de junho de 2015 correspondeu a 78,8% da geração esperada desta fonte comprometida para o CER ** para o mês. A geração a biomassa verificada atingiu 94,9% 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.

Os dados referentes à energia de reserva foram revisados neste Boletim em função de correções nas datas de apuração e montantes contratados.

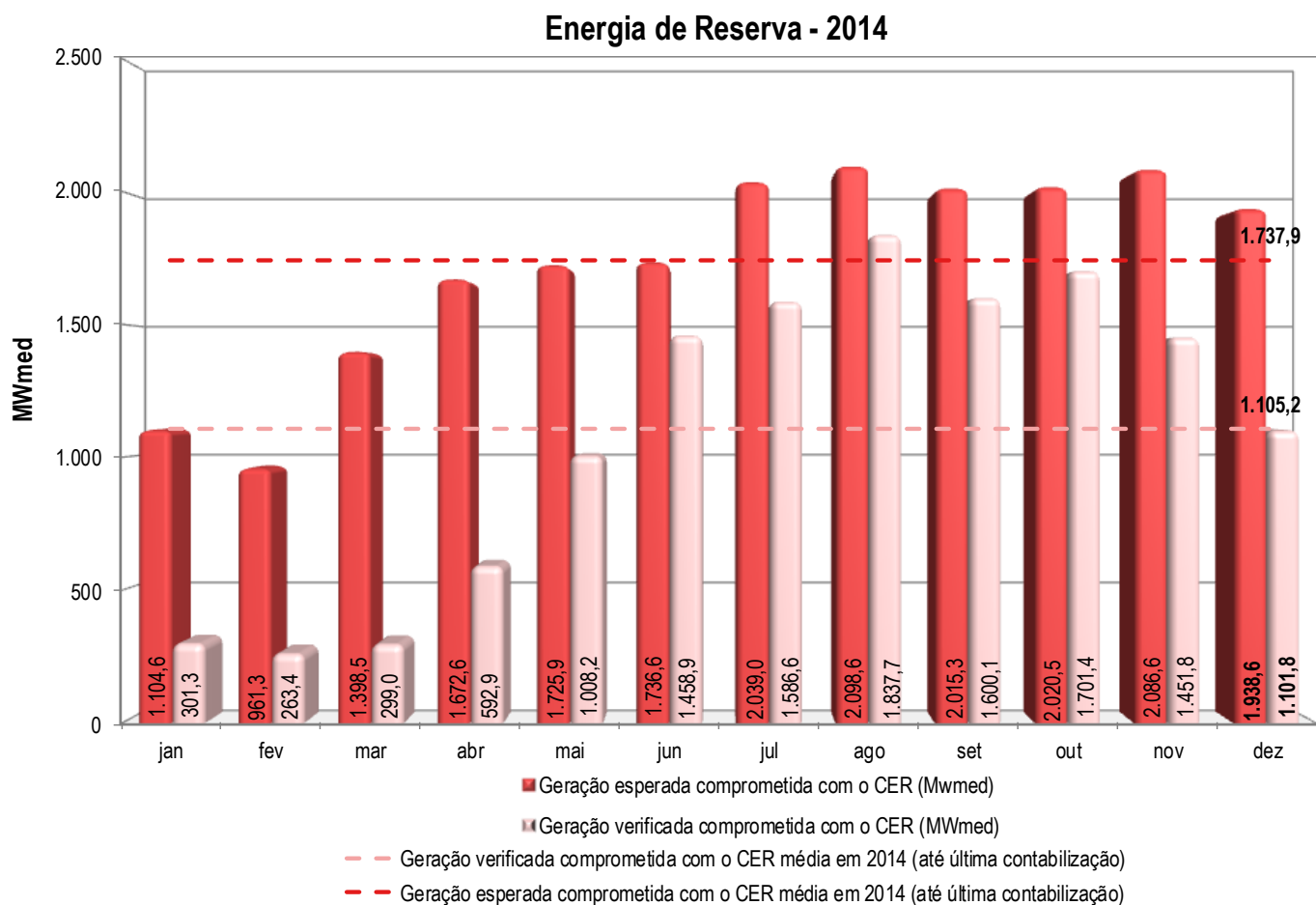


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.

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.

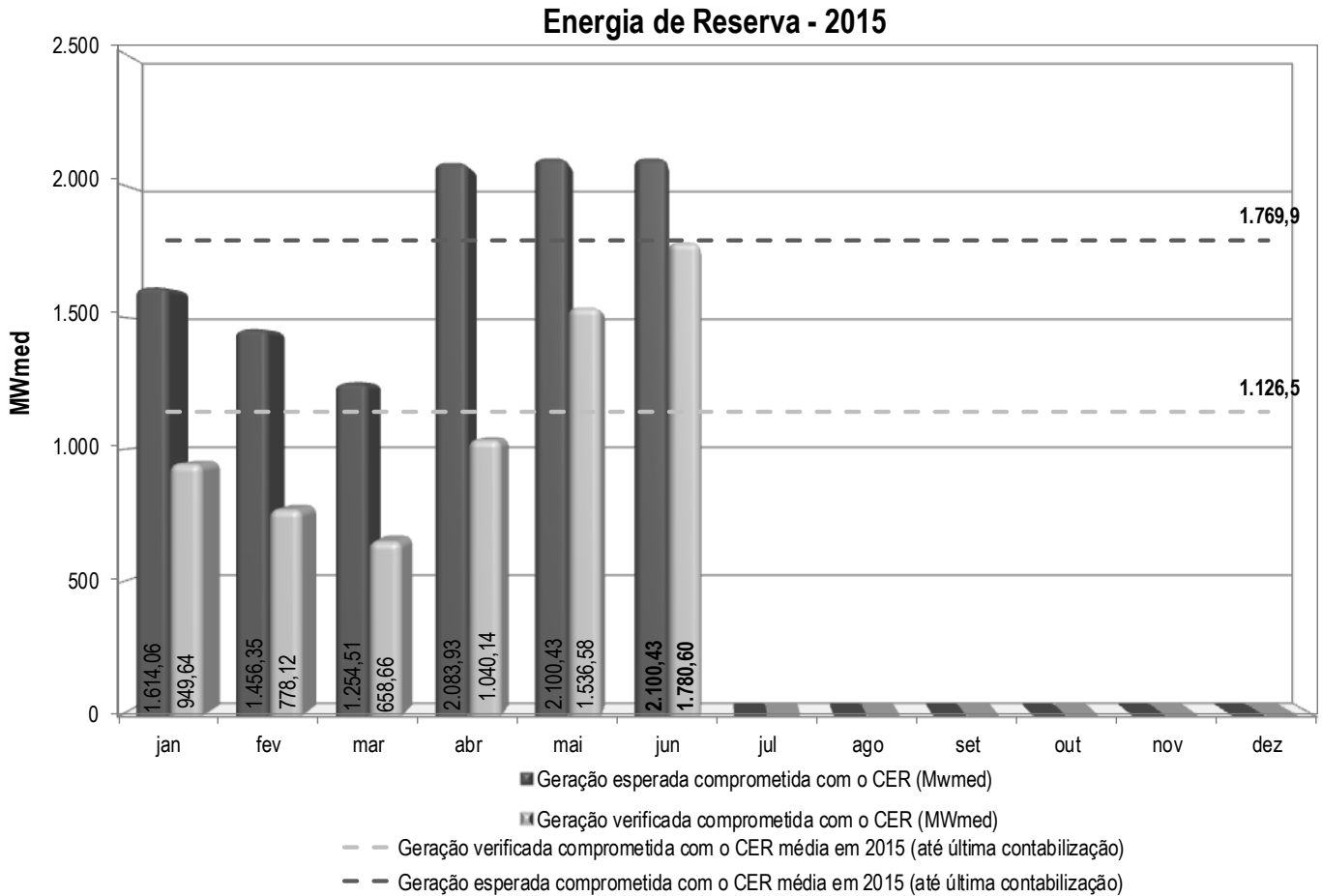


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.

Dados contabilizados até junho de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

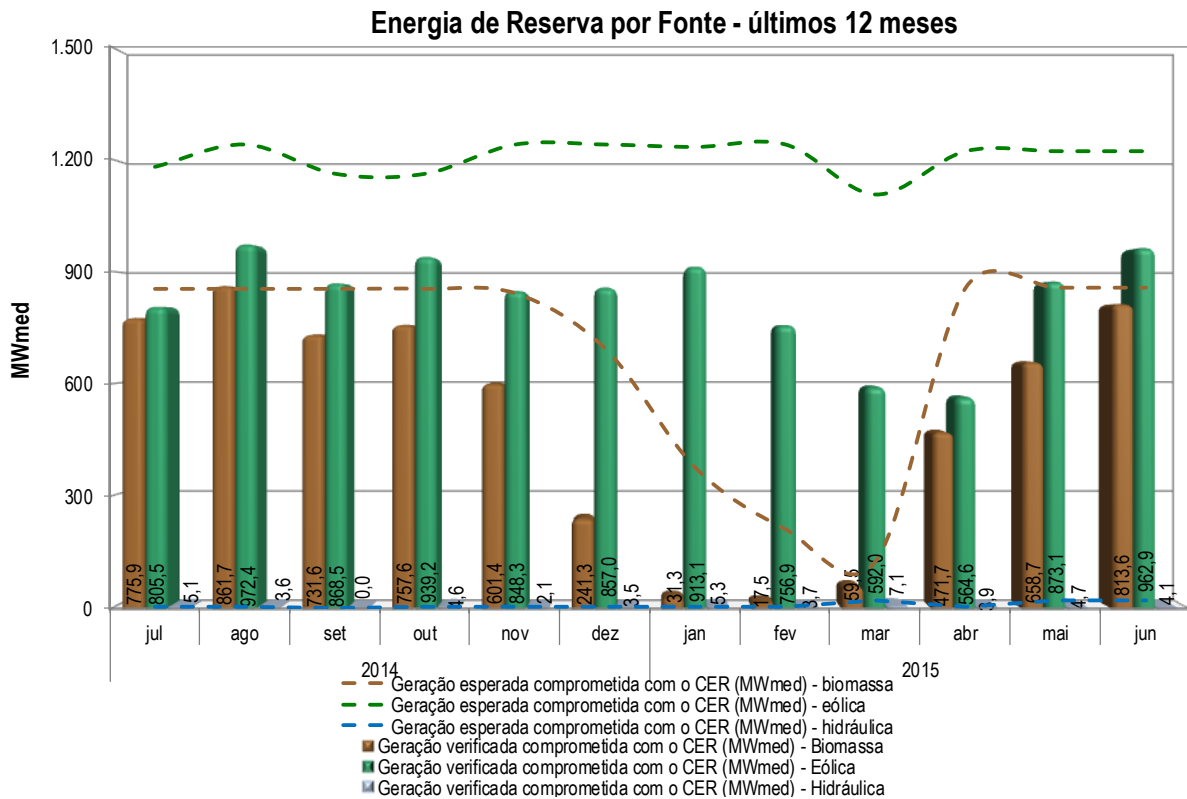


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até junho de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

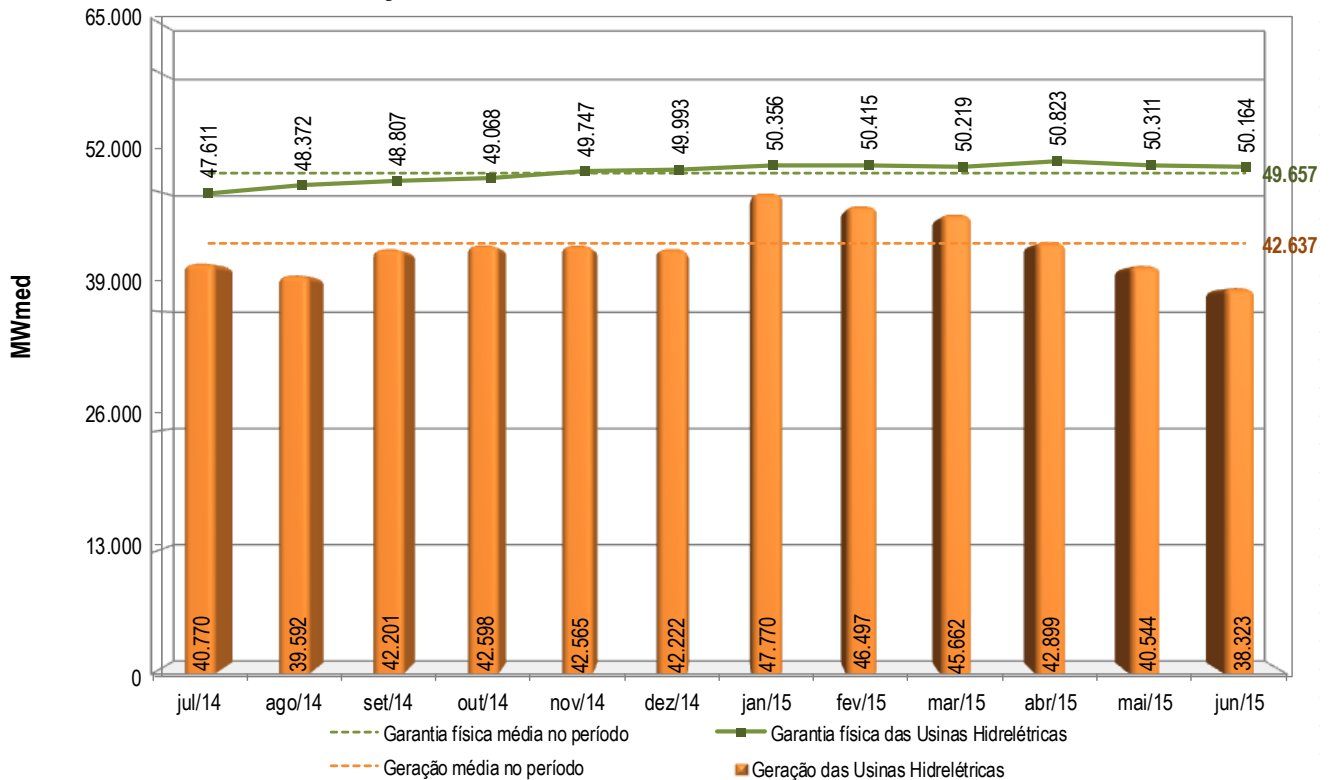


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até junho de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas **

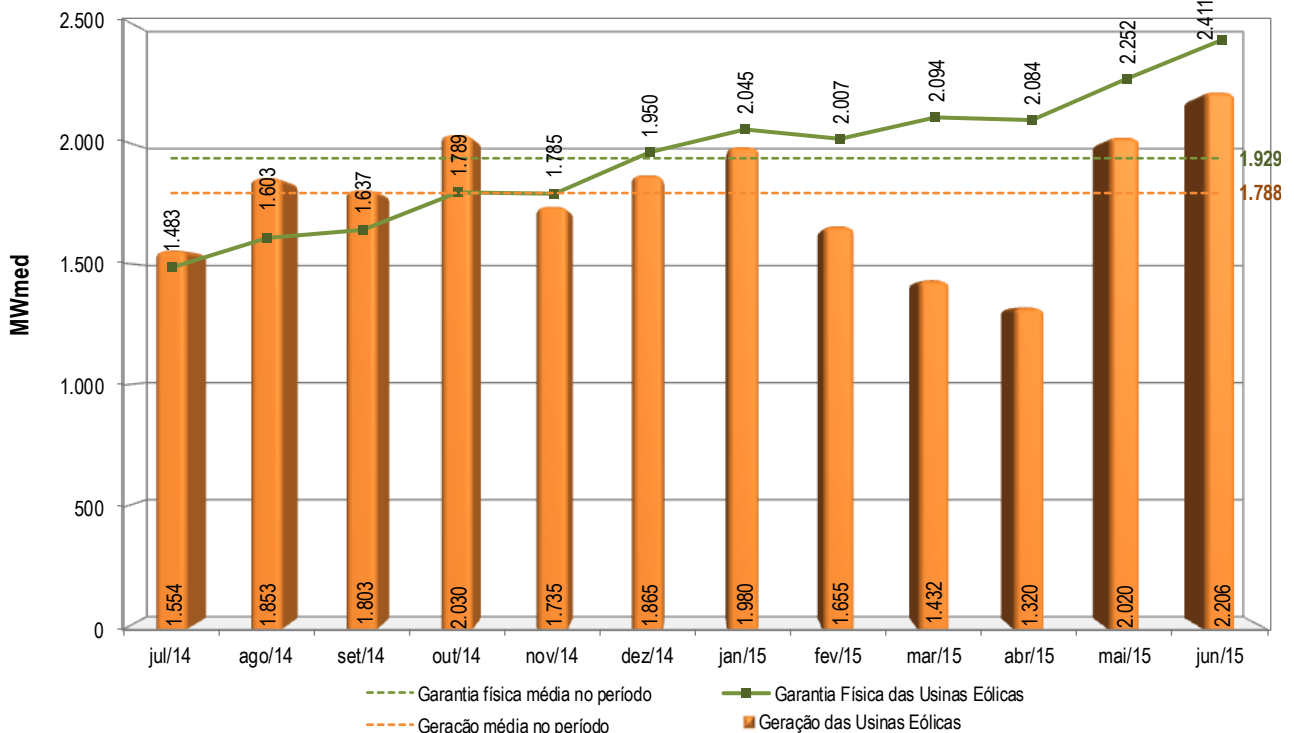


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até junho 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.

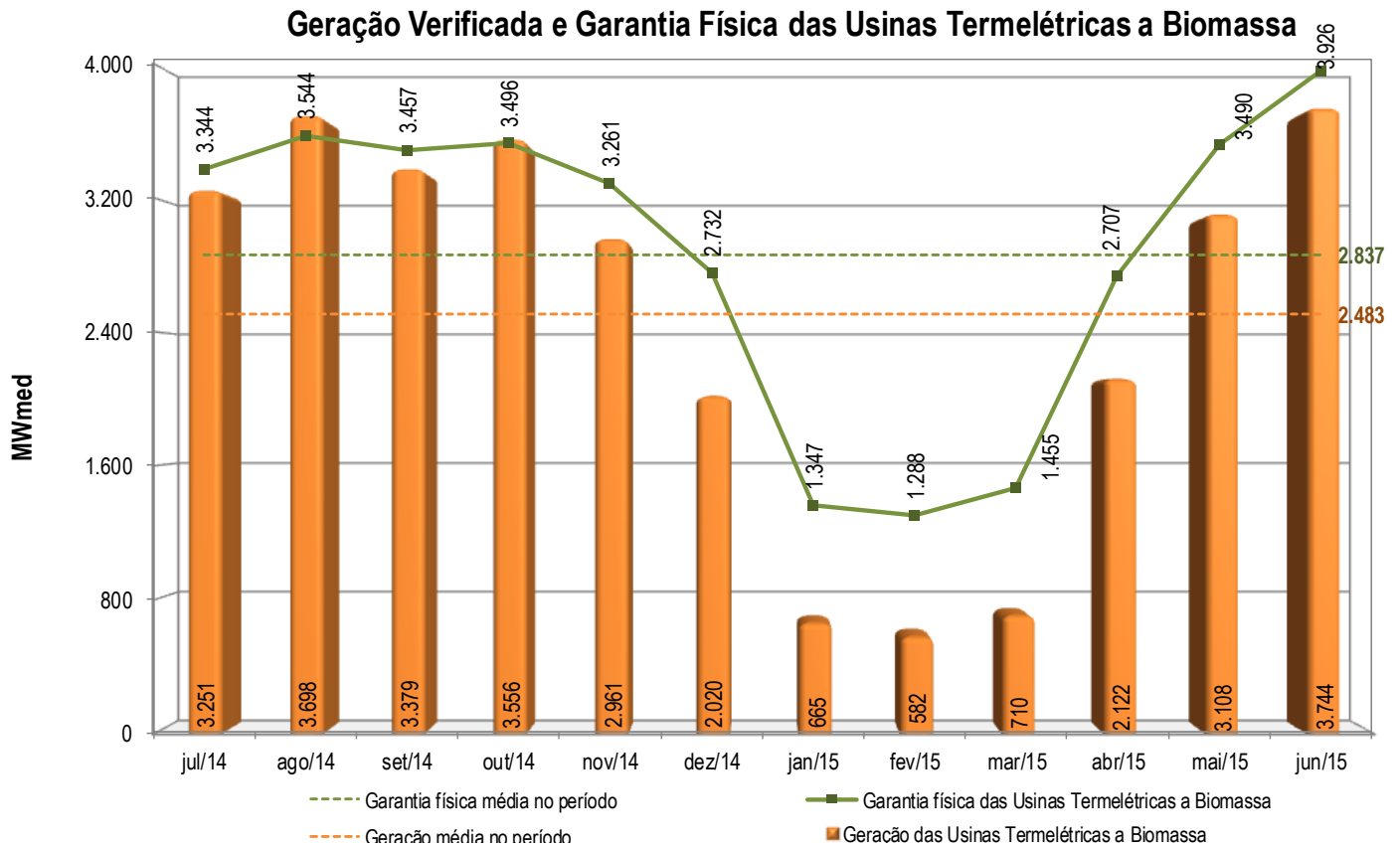


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até junho de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

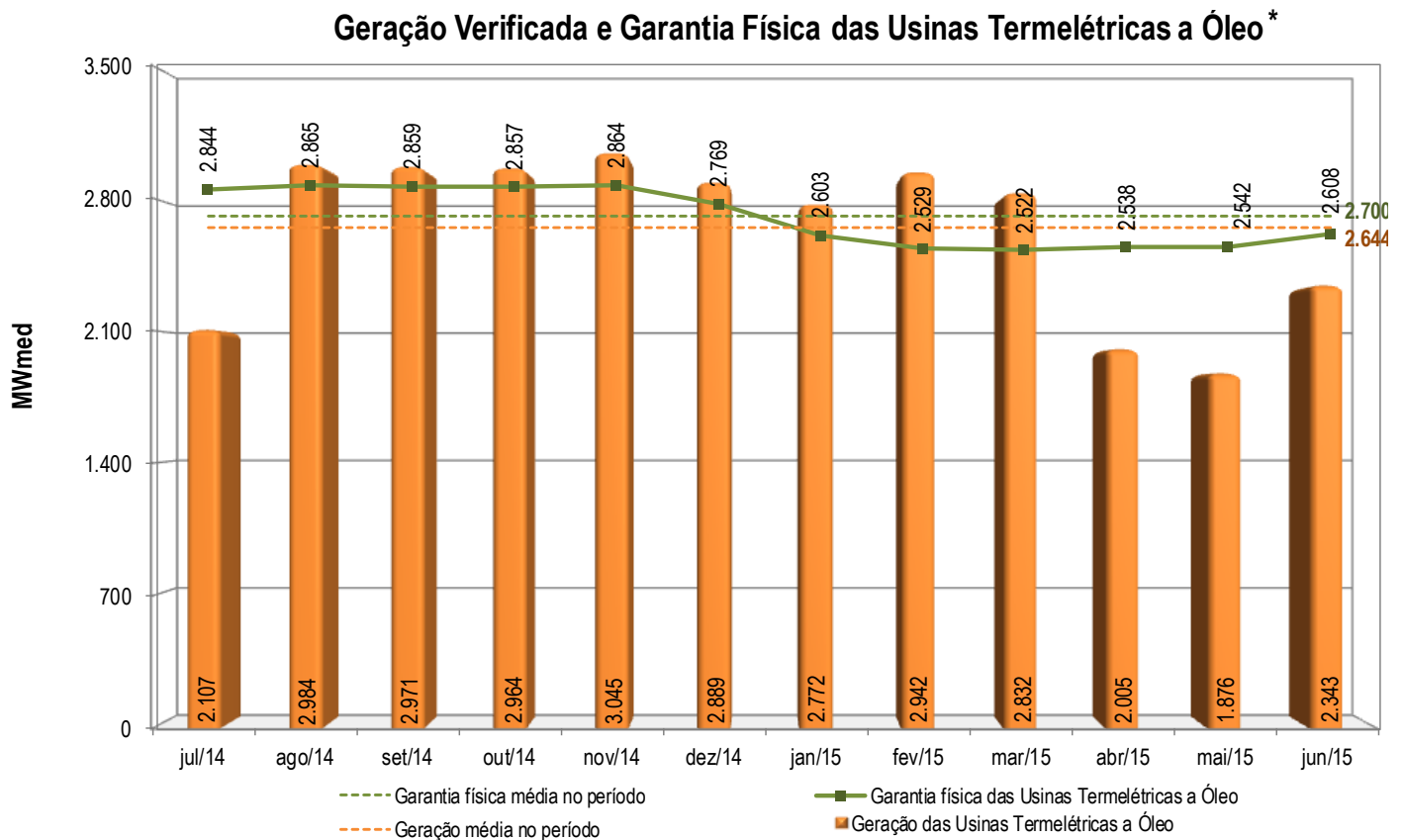


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até junho de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

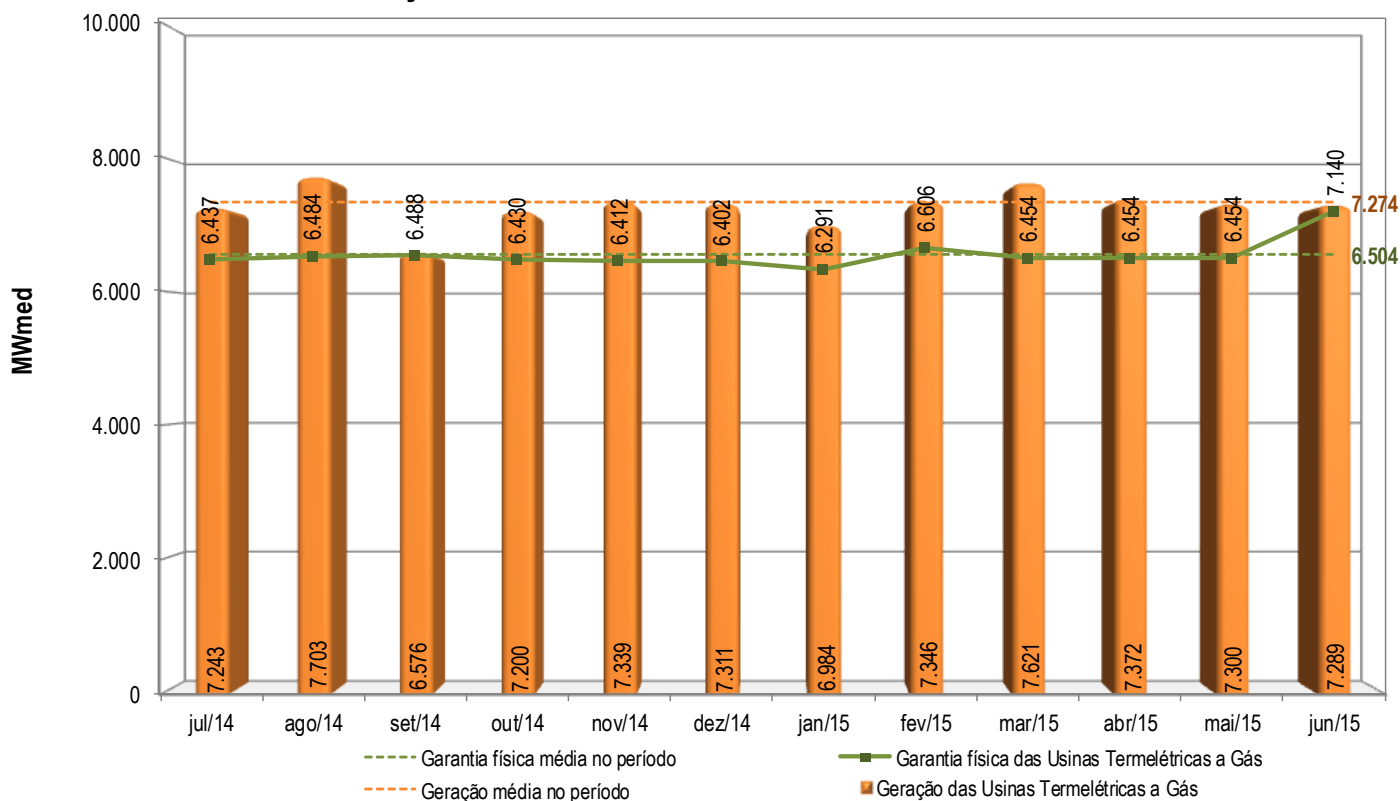


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até junho de 2015 com ajuste.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

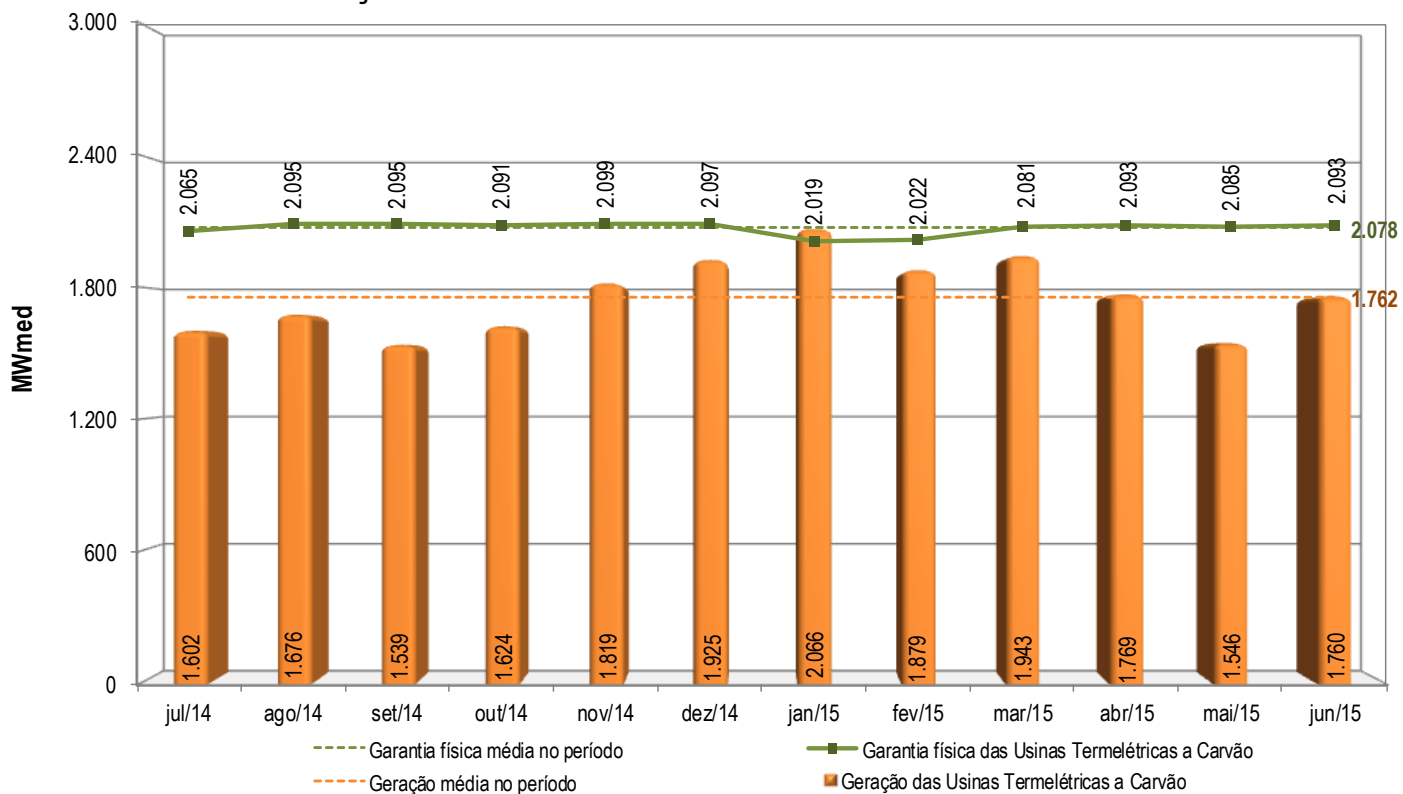


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até junho de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

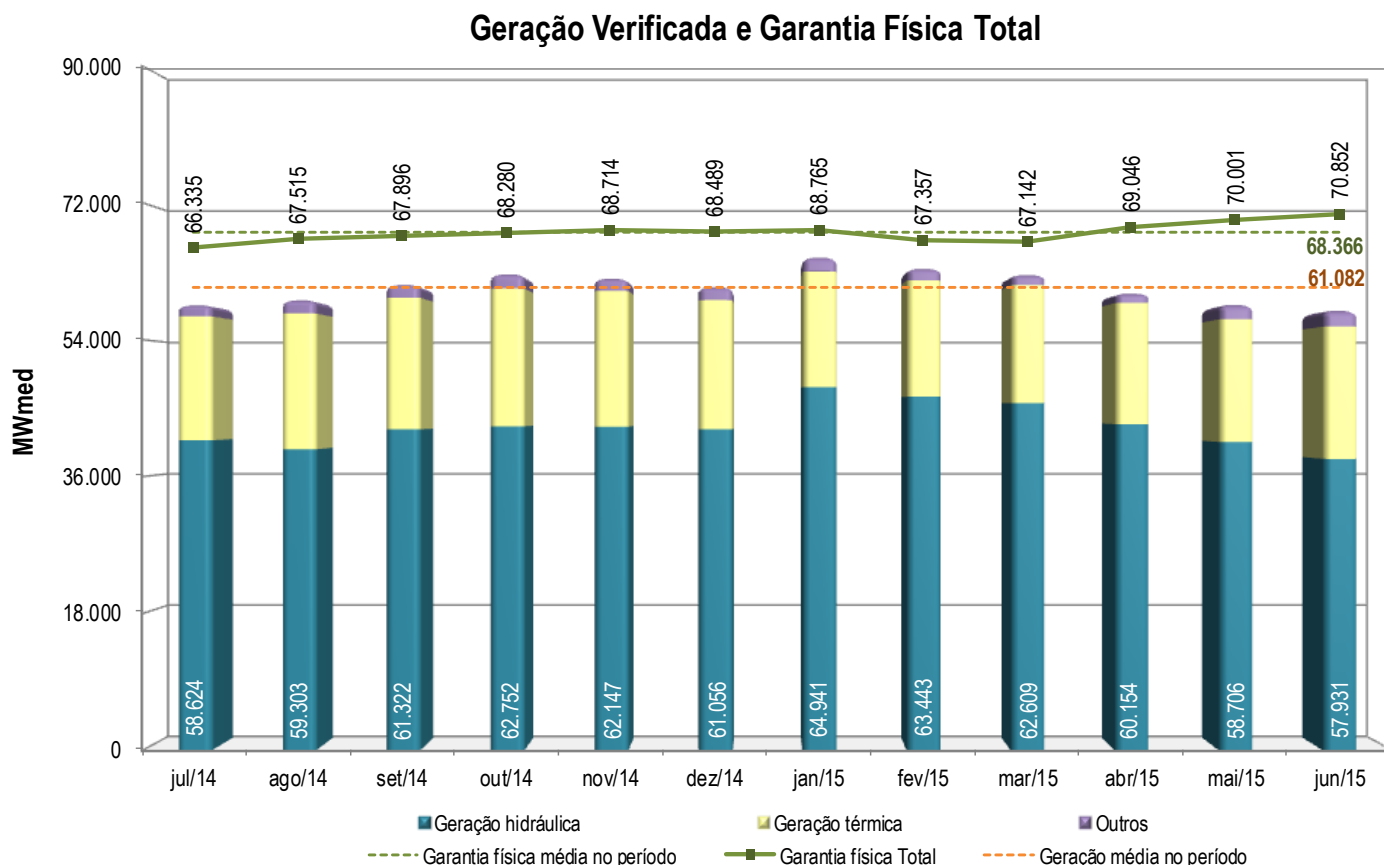


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até junho de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO *

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

No mês de julho de 2015, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro – SEB 651,352 MW de geração:

Usina	Unidades Geradoras	Capacidade Instalada	Estado	CEG
UEE Corredor do Senandes II	UG5	2,7 MW	RS	EOL.CV.RS.030.842-0.01
UTE Moema	UG5 e UG6	65,0 MW	SP	UTE.AI.SP.027886-6.01
UEE Ventos de Santa Joana X	UG1 a UG16	29,6 MW	PI	EOL.CV.PI.031393-9.01
UEE Ventos de Santa Joana XII	UG1 a UG17	28,9 MW	PI	EOL.CV.PI.031414-5.01
UEE Ventos de Santa Joana XIII	UG1 a UG16	29,6 MW	PI	EOL.CV.PI.031394-7.01
UEE Ventos de Santa Joana XI	UG1 a UG16	29,6 MW	PI	EOL.CV.PI.031388-2.01
UEE Ventos de Santa Joana XV	UG1 a UG17	28,9 MW	PI	EOL.CV.PI.031416-1.01
UEE Ventos de Santa Joana XVI	UG1 a UG17	28,9 MW	PI	EOL.CV.PI.031392-0.01
UTE Santarém	UG10 e UG11 a UG15	7,79 MW	PA	UTE.PE.PA.031616-4.02
PCH Moinho	UG1 e UG2	3,7 MW	PR	PCH.PH.PR.030836-6.01
UTE Novo Paraíso	UG1 a UG8 e UG11	13,12 MW	RR	UTE.PE.RR.031984-8.01
UTE Guarani Tanabi 2	UG 1	34,0 MW	SP	UTE.AI.SP.031445-5.01
PCH Tamboril	UG 4	7,332 MW	GO	PCH.PH.GO.029648-1.01
PCH Helena Kuhlemann	UG1 e UG2 SC	2,050 MW	SC	PCH.PH.SC.030387-9.01
UTE CMPC	UG1 a UG3	57,96 MW	RS	UTE.FL.RS.030666-5.01
UTE Amandina	UG2 e UG3	80,0 MW	MS	UTE.AI.MS.030115-9.01
UTE Monte Cristo	UG 12 e UG27	97,2 MW	RR	UTE.PE.RR.031982-1.01
UTE Da Mata	UG 2	30,0 MW	SP	UTE.AI.SP.029774-7.01
UHE Jirau	UG 22	75,0 MW	RO	UHE.PH.RO.029736-4.01

* 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 Jul/2015 (MW)	Acumulado em 2015 (MW)
Eólica	178,200	1.436,760
Hidráulica	88,082	1.138,952
PCH + CGH	13,082	79,952
UHE	75,000	1.059,000
Solar	0,000	0,000
Fotovoltaica	0,000	0,000
Térmica	385,070	1.023,613
Biomassa	266,960	566,463
Carvão	0,000	0,000
Gás Natural	0,000	295,000
Nuclear	0,000	0,000
Petróleo	118,110	162,150
Outros	0,000	0,000
TOTAL	651,352	3.599,325

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

Obs.: 9 usinas com potência total de 74,13MW foram retiradas do rol de empreendimentos que compunham a expansão da geração, pois as mesmas foram identificadas como "registro" e não são contabilizadas na expansão.

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	1.636,100	3.100,200	1.985,400
Hidráulica	2.492,770	5.801,650	4.879,830
PCH + CGH	14,000	133,550	343,650
UHE	2.478,770	5.668,100	4.536,180
Solar	0,000	10,000	879,700
Fotovoltaica	0,000	10,000	879,700
Térmica	116,000	268,800	1.213,400
Biomassa	116,000	100,000	484,300
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	4.244,870	9.180,650	8.958,330

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 22/07/2015, 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 julho não foi incorporada nenhuma linha de transmissão ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

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

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

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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

Foram incorporados 2 novos transformadores ao SIN, num total de 200 MVA:

- TR3 230/138 kV – 100 MVA , na SE Porto Franco (ELETRONORTE), no Maranhão.
- TR3 230/138 kV – 100 MVA , na SE Rurópolis (ELETRONORTE), no Pará.

* 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 Jul/15 (MVA)	Acumulado em 2015 (MVA)
TOTAL	200,0	9.200,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

No mês de Julho 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	1.558,5	3.204,3	989,8
345	0,0	60,4	36,0
440	0,0	214,0	1,8
500	5.225,0	8.091,0	5.176,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
TOTAL	6.783,5	11.569,7	6.203,6

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	8.389,0	19.040,0	10.980,0

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 21/07/2015, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.



10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de julho de 2015, houve contribuição de aproximadamente 13.280 MWmédios de produção térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, valor cerca de 1.400 MWmédios inferior ao verificado no mês anterior.

Os Custos Marginais de Operação – CMOs oscilaram devido às atualizações nos parâmetros de simulação do PMO, tendo havido descolamento entre os valores dos subsistemas a partir da terceira semana do mês.

O máximo valor de CMO de julho foi registrado na última semana do mês e atingiu R\$ 379,26 / MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, no subsistema Nordeste. Por sua vez, o valor mínimo foi de R\$ 78,68/ MWh, no subsistema Sul, entre os dias 18 e 24 de julho.

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 julho (3.544 MWmédios) reduziram em comparação com junho de 2015 (4.086 MWmédios) em função principalmente do comportamento do CMOs e da carga no mês.

10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

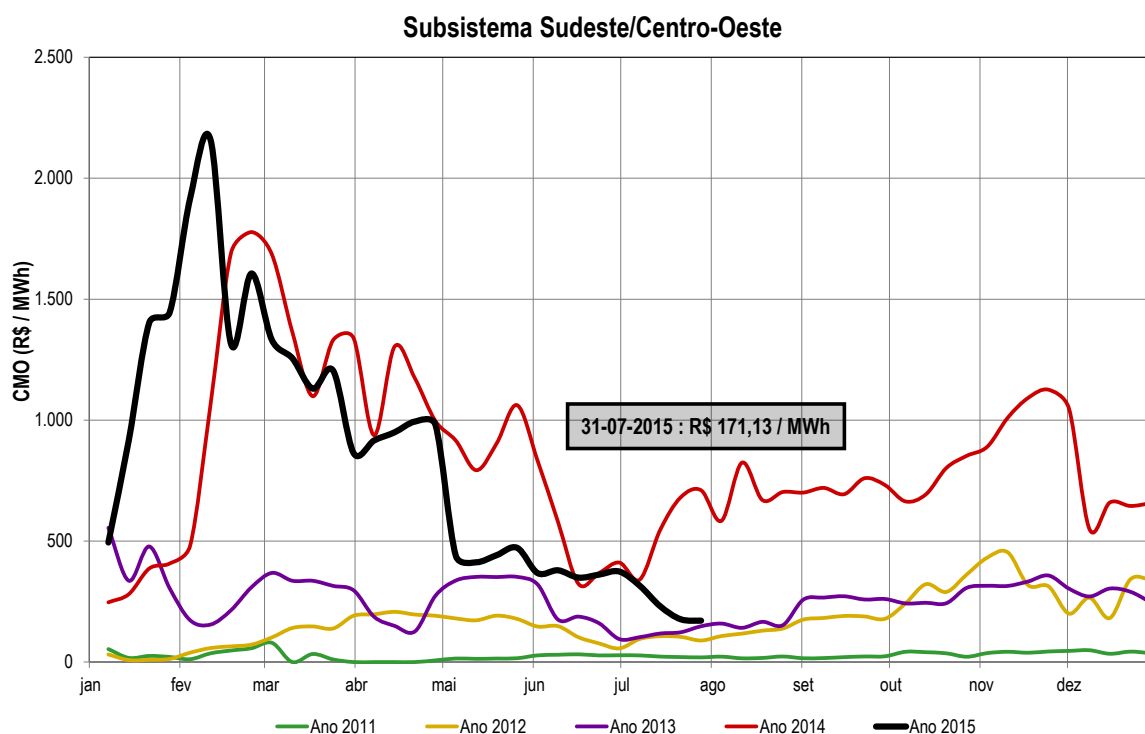


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

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

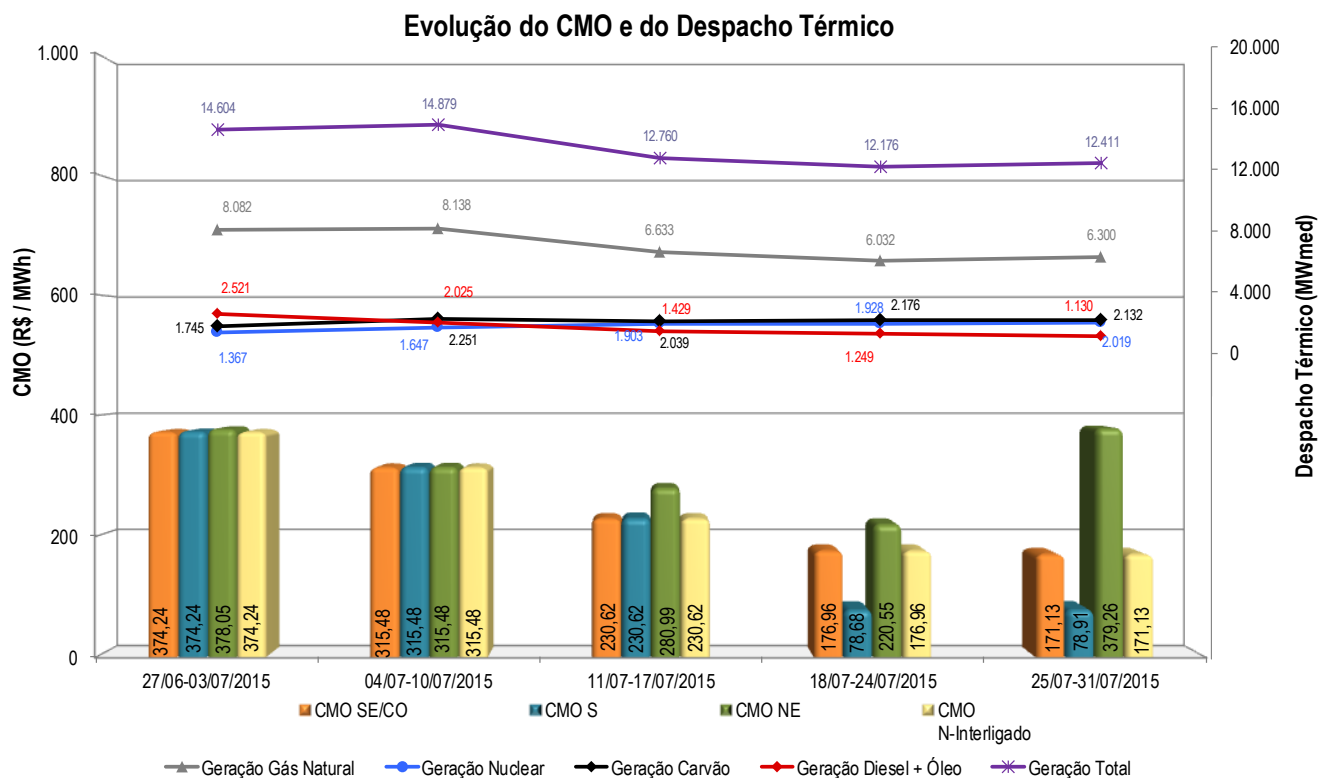


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS

11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em junho de 2015 foi de R\$ 617,3 milhões, montante 15% superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 535,9 milhões). O valor do mês de junho de 2015 é composto por R\$ 9,4 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\$ 64,7 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\$ 543,2 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 pelo Despacho ANEEL nº 1.928/2015, que alocou, provisoriamente nesta rubrica, o ressarcimento à Amazonas Distribuidora de Energia dos custos de geração das usinas termelétricas localizadas na região de Manaus.

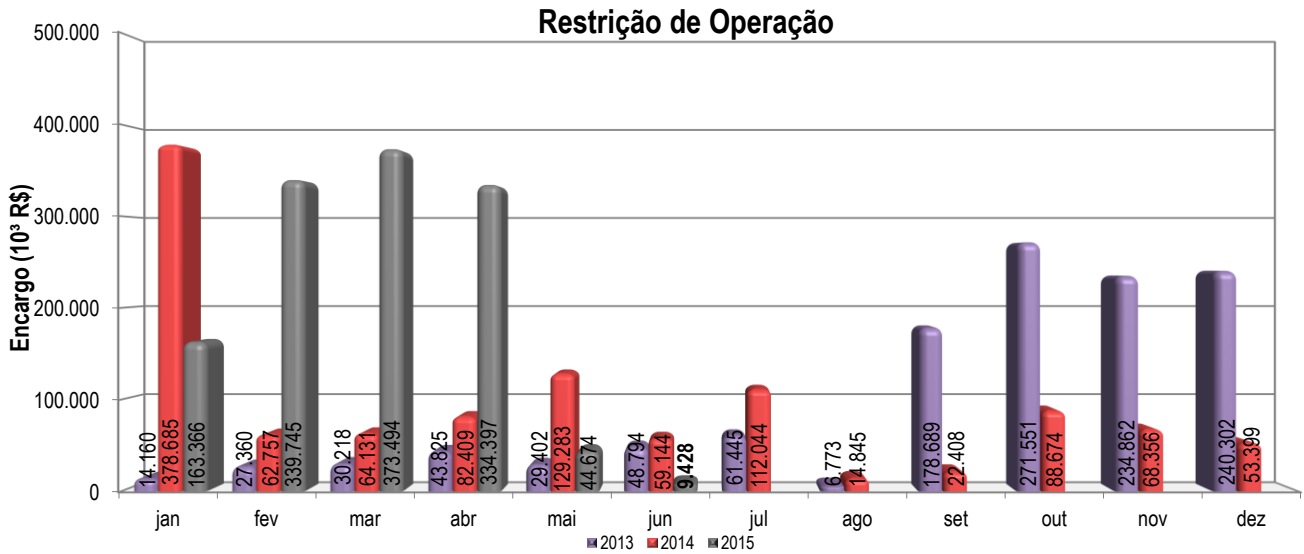


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até junho de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

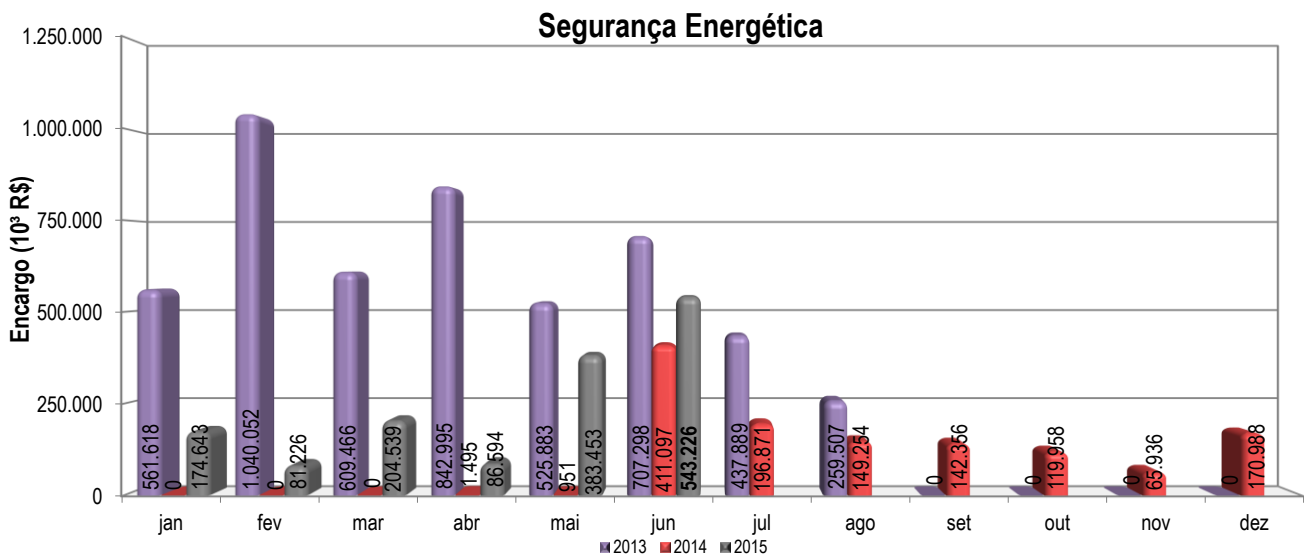


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até junho de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

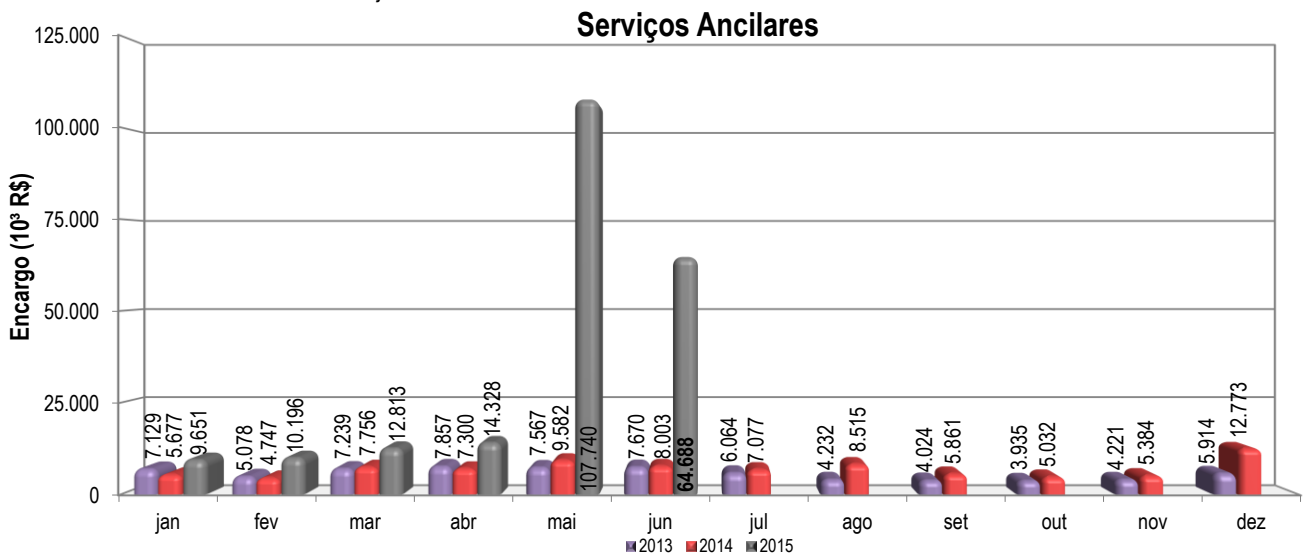


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até junho de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de julho de 2015 a quantidade de ocorrências e o montante de carga interrompida foram superiores ao verificado no mesmo mês de 2014. A seguir destacam-se algumas ocorrências relevantes:

- **Dia 01 de julho, às 08h56min:** Desligamento automático do barramento de 138 kV da SE Scharlau. Houve interrupção de, aproximadamente, **209 MW** de cargas da AES Sul no estado do Rio Grande do Sul. Causa: Atuação acidental do esquema de falha de disjuntor, provocado por falha em relé auxiliar.
- **Dia 01 de julho, às 12h40min:** Desligamento, novamente, do barramento de 138 kV da SE Scharlau. Houve interrupção de, aproximadamente, **154 MW** de cargas da AES Sul no estado do Rio Grande do Sul. Causa: Atuação acidental do esquema de falha de disjuntor, provocado por falha em relé auxiliar.
- **Dia 30 de julho, às 14h54min:** Desligamento automático da LT 230 kV Porto Velho - Abunã C2. Durante a perturbação a LT 230 kV Porto Velho - Abunã C1 estava desligada. Houve interrupção de **175 MW**, sendo **40 MW** de cargas da CERON no estado de Rondônia e **135 MW** da ELETROACRE no estado do Acre. Causa: Bloqueio do sistema de proteção da LT 230 kV Porto Velho - Abunã C2, devido a falha de telecomunicação entre os terminais.

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	0						5.487	6.795
S	128	0	0	181	0	109	483						901	1.201
SE/CO	1.555	465	756	255	140	105	0						3.276	8.923
NE	0	0	1.608	0	189	934	0						2.731	3.405
N-Int***	0	0	222	1.047	429	120	301						2.119	6.119
Isolados	0	0	0	0	0	0	0						0	0
TOTAL	6.136	465	2.586	1.483	1.792	1.268	784	0	0	0	0	0	14.514	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	0						2	1
S	1	0	0	1	0	1	3						6	6
SE/CO	5	2	2	1	1	1	0						12	29
NE	0	0	5	0	1	1	0						7	15
N-Int***	0	0	1	4	3	1	2						11	27
Isolados	0	0	0	0	0	0	0						0	0
TOTAL	7	2	8	6	6	4	5	0	0	0	0	0	38	78

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

Fonte dos dados: ONS, Eletronorte

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

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

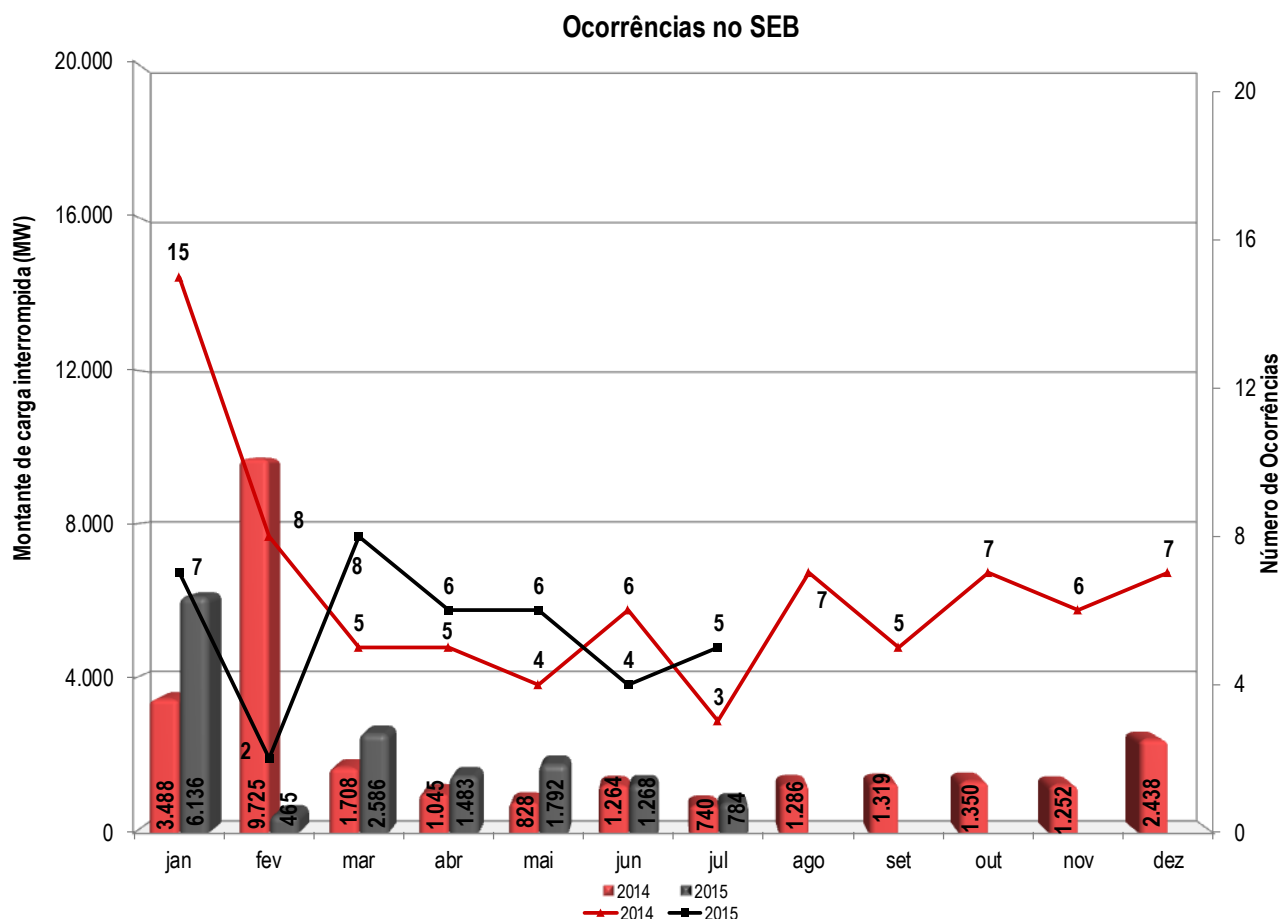


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

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														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,95	1,73	1,65	1,31	1,16	1,06							8,89	13,89
S	2,09	1,28	0,99	0,80	0,97	0,86							6,97	12,59
SE	1,36	1,18	0,95	0,71	0,69	0,64							5,59	9,50
CO	3,80	2,80	2,94	2,32	1,70	1,22							14,74	16,63
NE	1,73	2,20	2,37	1,85	1,54	1,45							11,13	16,69
N	4,54	3,60	3,89	3,75	2,99	2,45							21,44	34,68

Dados contabilizados até junho 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														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,01	0,85	0,88	0,70	0,64	0,60							4,69	10,99
S	1,20	0,84	0,70	0,55	0,63	0,59							4,52	10,29
SE	0,67	0,52	0,48	0,36	0,37	0,36							2,78	7,49
CO	2,18	1,66	1,75	1,55	1,20	0,90							9,24	14,54
NE	0,78	0,89	1,10	0,83	0,72	0,69							5,01	11,51
N	2,46	2,09	2,29	2,06	1,75	1,45							12,22	32,29

Dados contabilizados até junho 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.

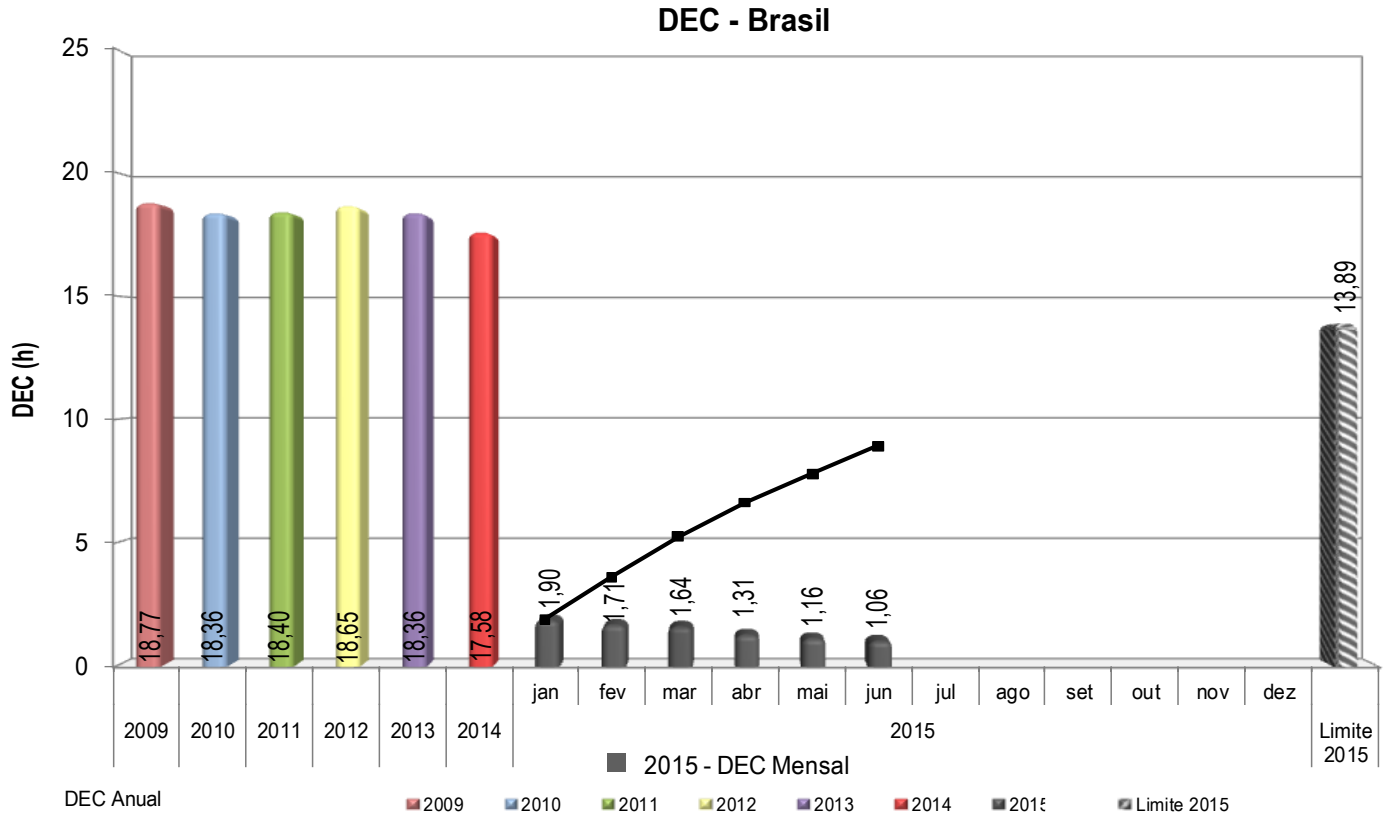


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte dos dados: ANEEL

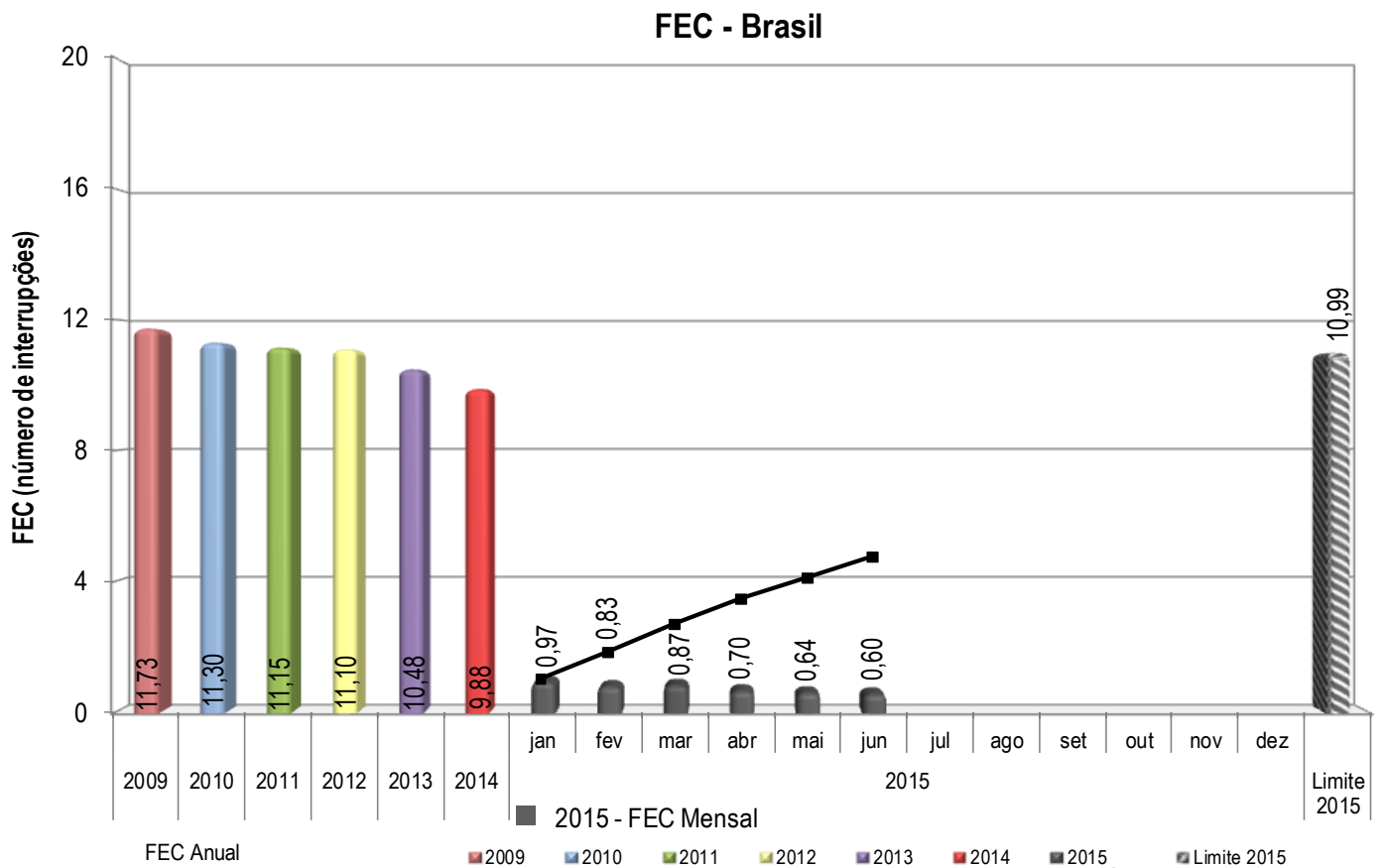


Figura 40. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até junho 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	