



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Agosto – 2013





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Agosto– 2013

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Edison Lobão

Secretário-Executivo

Márcio Pereira Zimmermann

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Diretor do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE

Domingos Romeu Andreatta

Coordenação Geral do Boletim Mensal

Guilherme Silva de Godoi

Equipe Técnica

Coordenação Geral de Monitoramento do Desempenho do Sistema Elétrico

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/see/menu/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
3.2. Intercâmbios Internacionais	10
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	11
4.1. Consumo de Energia Elétrica	11
4.2. Unidades Consumidoras.....	12
4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil.....	13
4.4. Demandas Máximas	14
4.5. Demandas Máximas Mensais	14
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	17
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	18
7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	19
7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	19
7.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	19
7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	20
7.4. Geração Eólica	20
7.5. Energia de Reserva	21
7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física	23
8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO	27
8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	27
8.2. Previsão da Expansão da Geração.....	28
9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	28
9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão	28
9.2. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	29



9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão	29
9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação	29
10.CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO.....	30
10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação.....	30
10.2. Despacho Térmico.....	31
11.ENCARGOS SETORIAIS	31
12.DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	34
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	34
12.2. Indicadores de Continuidade	35
GLOSSÁRIO.....	37



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/07/2013 a 31/07/2013 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/07/2013 a 30/07/2013 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. Intercâmbios internacionais de energia nos últimos 12 meses.	10
Figura 13. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	11
Figura 14. Demandas máximas mensais: SIN.	14
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	15
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.	15
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	16
Figura 18. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.....	16
Figura 19. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.	17
Figura 20. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.....	18
Figura 21. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.	19
Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.	20
Figura 23. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.	21
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2012.	22
Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.	22
Figura 26. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.....	23
Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH). .	23
Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.	24
Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.	24
Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.	25
Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.	25
Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.	26
Figura 33. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.....	26
Figura 34. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.	30
Figura 35. Evolução do CMO e do despacho térmico no mês.	31
Figura 36. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.	32
Figura 37. Encargos Setoriais: Segurança Energética.	32
Figura 38. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.	33
Figura 39. Encargos Setoriais: Ultrapassagem da CAR.	33
Figura 40. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	35
Figura 41. DEC do Brasil.	36
Figura 42. FEC do Brasil.....	36



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.	12
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.	12
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.	14
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.	17
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	18
Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.	19
Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	20
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.	27
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW).	28
Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	28
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	29
Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	29
Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	29
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências em 2013.¹	34
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências em 2013.	34
Tabela 19. Evolução do DEC em 2013.	35
Tabela 20. Evolução do FEC em 2013.	35



1. INTRODUÇÃO

No mês de agosto de 2013 os totais de precipitação verificados foram inferiores aos baixos volumes esperados para essa época do ano na maioria das bacias do SIN, principalmente na região central do País e semiárido brasileiro. As maiores anomalias negativas de chuva foram verificadas nas Bacias do Rio Grande, Paranapanema, Tietê, Tocantins e Iguaçu. Em consequência, houve redução das aflúncias a todos os subsistemas, com exceção do subsistema Sul, em comparação ao mês de julho. As condições hidrometeorológicas permaneceram desfavoráveis no Nordeste.

Foi mantido o despacho de geração térmica do grupo GT1A para garantia do suprimento energético no SIN até o dia 30/08/2013, inclusive, quando passou a ser adotado o Valor Condicionado ao Risco – CVaR no Programa Mensal de Operação Eletroenergética – PMO, e o despacho contemplou apenas geração térmica por ordem de mérito, inflexibilidade e restrição elétrica e foram programadas por garantia de suprimento energético apenas as UTEs a GNL com despacho antecipado.

No mês foram verificados 11.018 MW médios de geração térmica programada pelo ONS por inflexibilidade, restrição elétrica, ordem de mérito e garantia de suprimento energético, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de julho apresentou a seguinte distribuição por subsistema: -5,7 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, +2,7 p.p. no Sul, -5,0 p.p. no Nordeste e -13,6 p.p. no Norte-Interligado.

No dia 02/08/2013 o MME publicou a Portaria nº 258 condicionando a interligação dos Sistemas Isolados ao SIN à efetiva operação comercial das instalações necessárias à interligação plena dos Sistemas, inclusive as instalações no âmbito da distribuição, com atendimento de condições técnicas equivalentes às do SIN, conforme regulação da ANEEL. O sistema em processo de interligação permanecerá sob as regras dos Sistemas Isolados.

No dia 30/08/2013 foi publicada a Resolução Normativa ANEEL nº 576 que revoga todas as disposições normativas atinentes a Curva de Aversão a Risco de Racionamento – CAR e a Procedimentos Operativos de Curto Prazo - POCP. No mesmo dia aprovou, através do Despacho nº 2.978, o uso das versões dos programas computacionais Newave e Decomp que adotam o Valor Condicionado ao Risco – CVaR. O Newave também passou a utilizar a restrição de vazão mínima no cálculo da política operativa.

No mês de agosto entraram em operação comercial 231,4 MW de geração, 4.750 km de linhas de transmissão e 1.800,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano totalizam 4.154,3 MW de novas usinas, 8.479,7 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 9.474,0 MVA de transformação na Rede Básica.

* As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 31 de agosto de 2013, exceto quanto 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

O mês de agosto de 2013 foi marcado por anomalias negativas de precipitação nas principais Bacias em relação às condições típicas esperadas para esta época do ano, climatologicamente caracterizada pela ocorrência de baixos acumulados de chuva na região central do País e semiárido brasileiro. Em algumas áreas dessa região não foi sequer registrada a ocorrência de chuva na primeira quinzena. Na segunda quinzena houve um maior volume de chuva em parte da Região Sul do Brasil ocasionado pela passagem de uma frente fria, mas permaneceu o predomínio de condições de estiagem em grande parte do Brasil Central.

Foram verificadas maiores anomalias negativas de chuva nas Bacias do Rio Grande, Paranapanema, Tietê, Tocantins e Iguaçu. Os totais de precipitação mais próximos à média climatológica ocorreram nas Bacias do Uruguai e do Jacuí.

Como consequência, no mês de agosto foi verificada redução das afluições a todos os subsistemas em comparação ao mês de julho, com exceção do Sul.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 109 %MLT – 19.414 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (25º melhor valor*), 178 %MLT – 18.024 MW médios no Sul (11º melhor valor*), 53 %MLT – 1.849 MW médios no Nordeste (pior valor*) e 80 %MLT – 1.599 MW médios no Norte-Interligado (21º pior valor*).

Com relação às temperaturas, na primeira quinzena do mês, nas Regiões Centro-Oeste e Sudeste, foram registradas anomalias positivas de temperatura máxima e anomalias negativas de temperatura mínima. Sobre grande parte dos Estados do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina as mínimas e as máximas estiveram abaixo da normal climatológica, de maneira semelhante ao ocorrido na segunda quinzena de julho. Nas Regiões Norte e Nordeste as anomalias de temperatura máxima e mínima ficaram entre normal a pouco acima da média climatológica, permanecendo esse comportamento na segunda quinzena. Devido à incursão de uma massa de ar polar nas últimas semanas de agosto, o centrossul apresentou valores de temperatura mínima até 4°C abaixo da normalidade.

* considerando um histórico de afluições para o mês em 82 anos.

2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

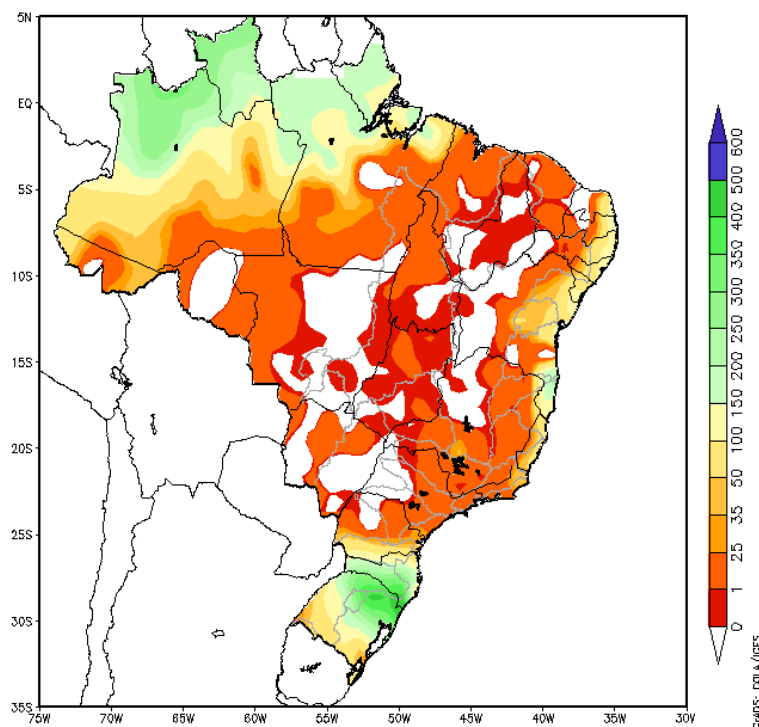


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/08/2013 a 30/08/2013 – Brasil.

Fonte: ONS



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

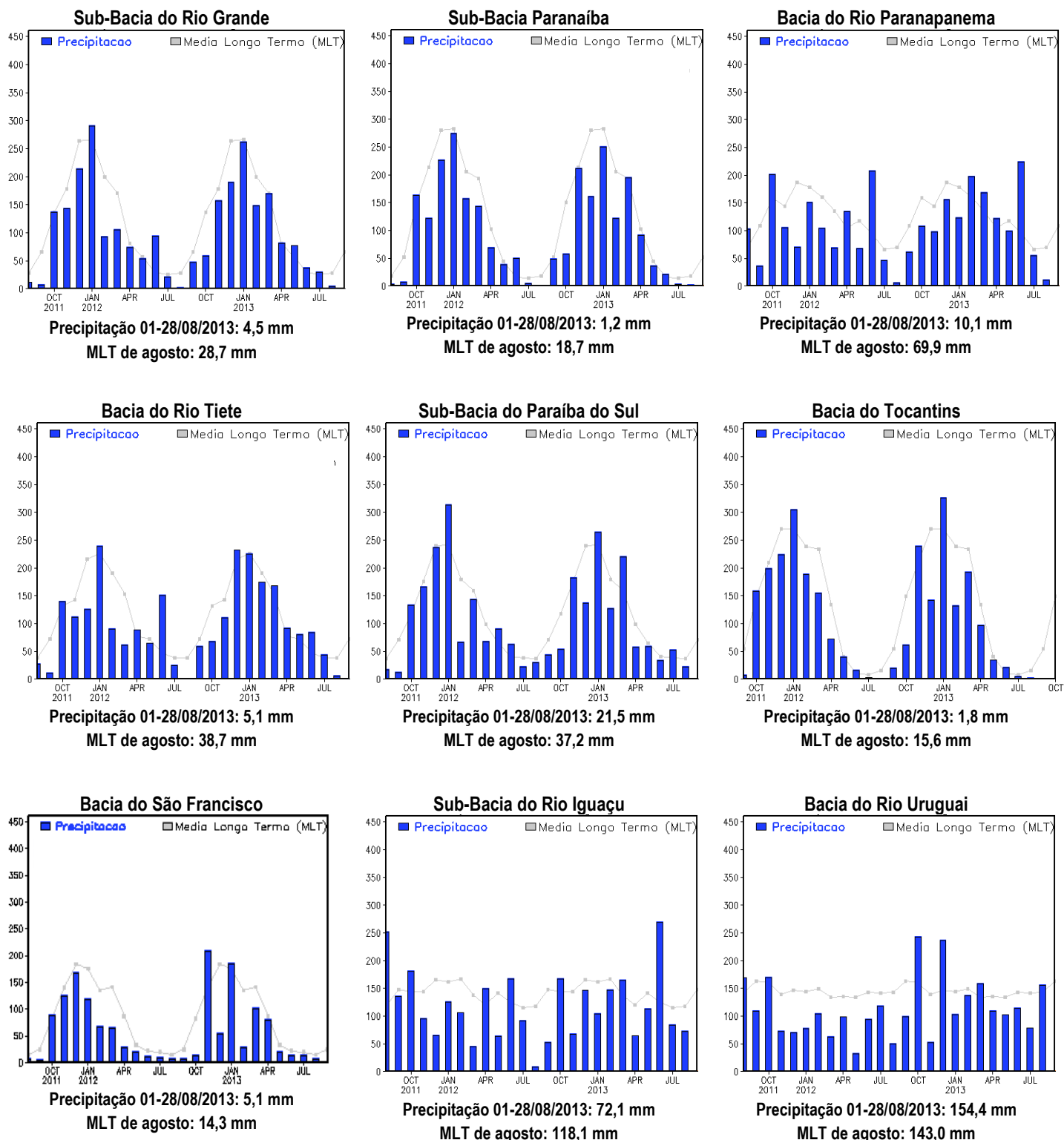


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/08/2013 a 28/08/2013 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC



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

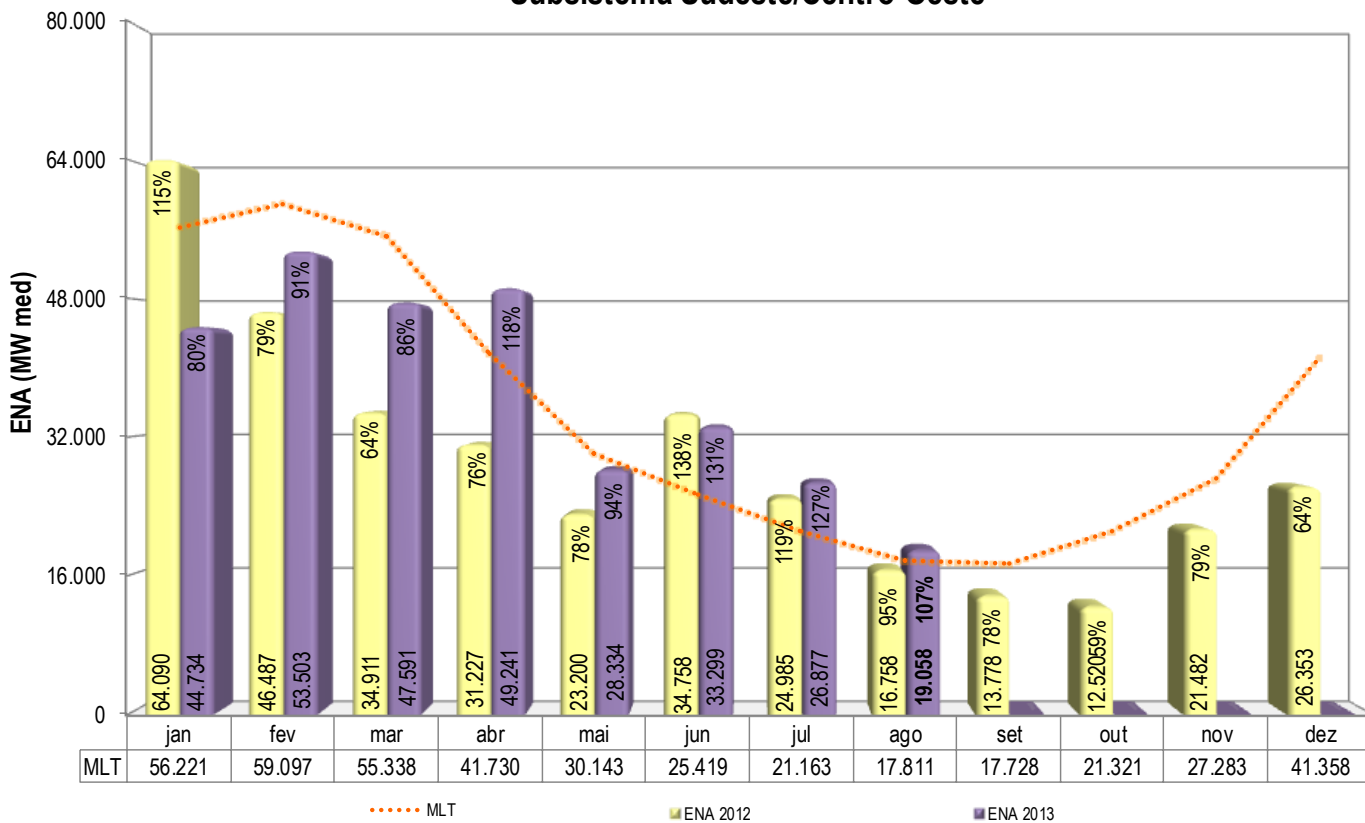


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

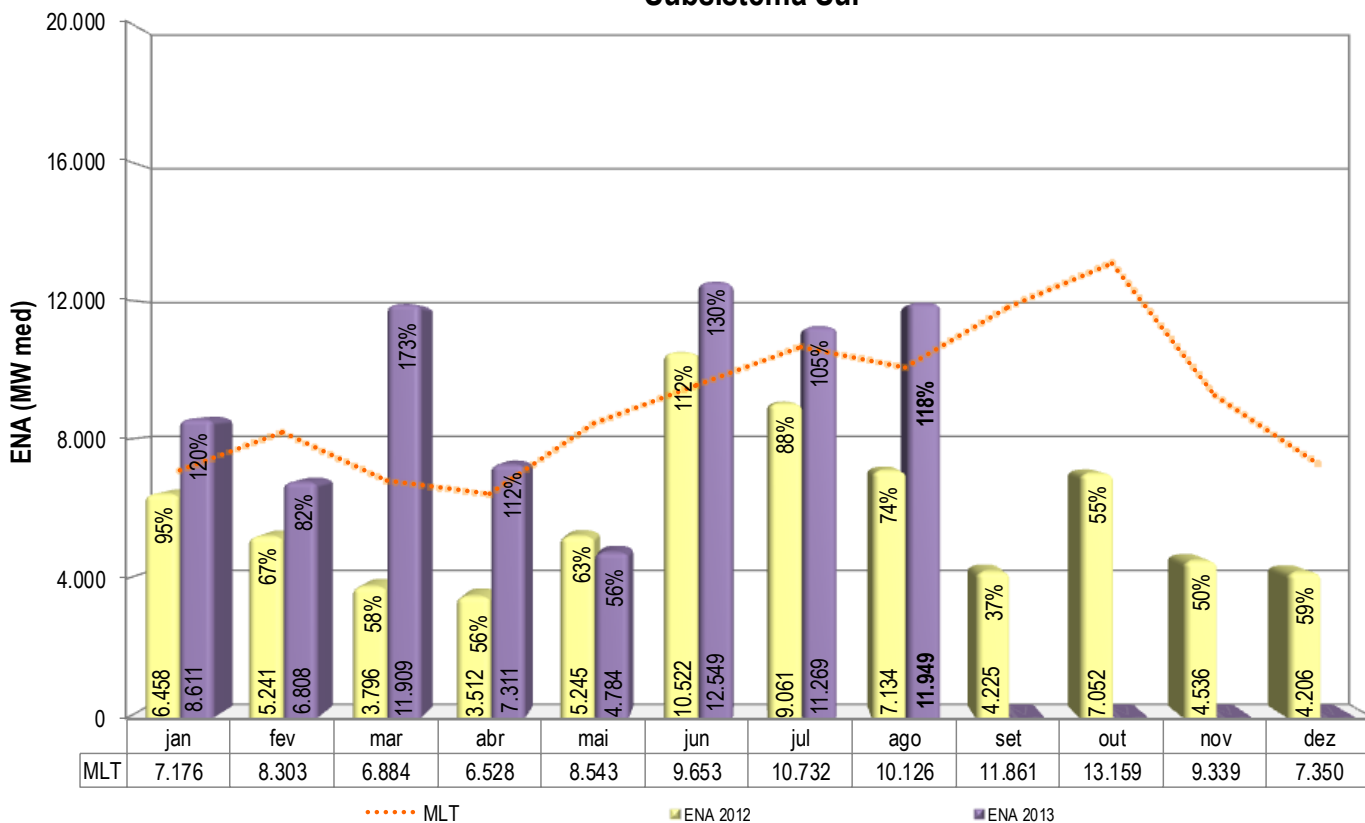


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



Subsistema Nordeste

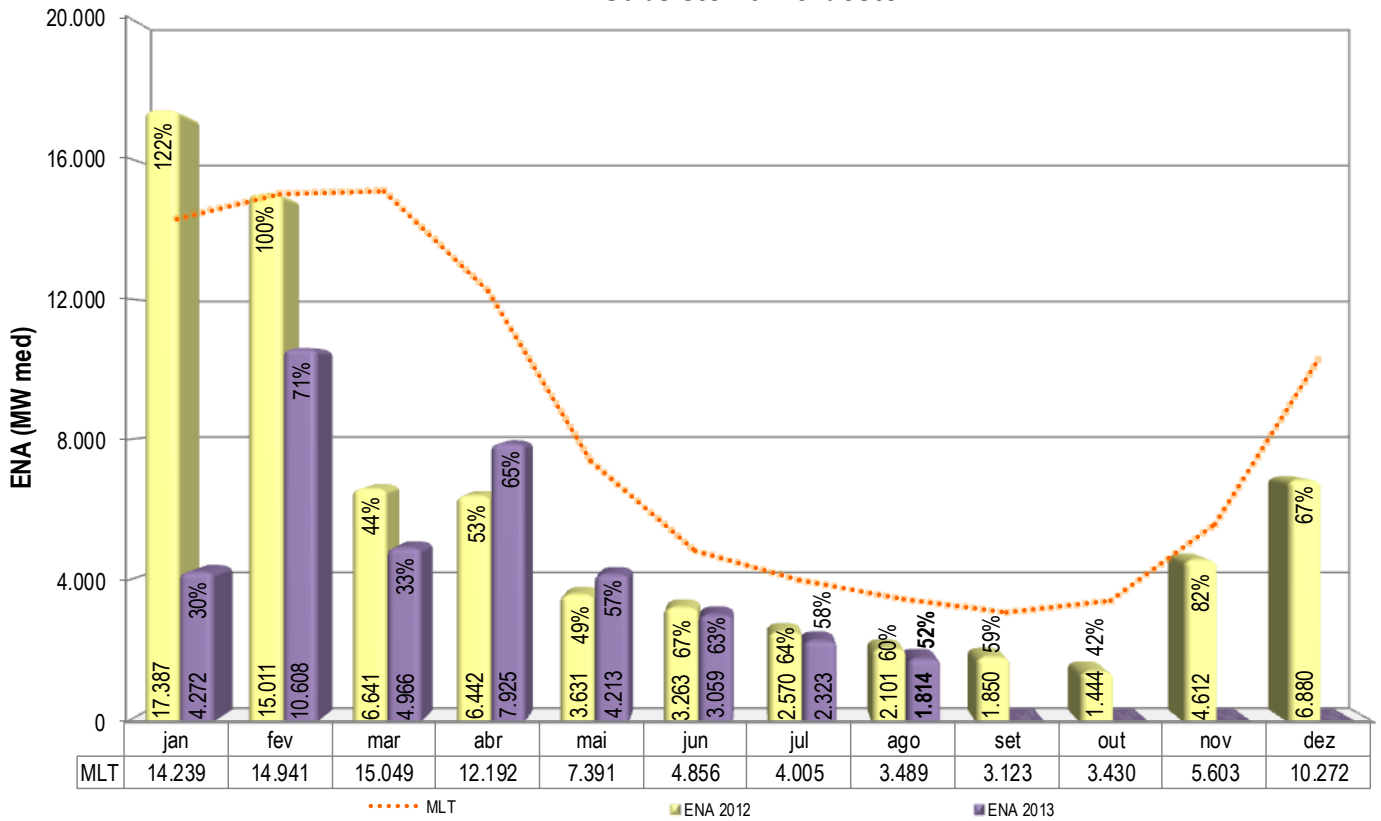


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

Subsistema Norte-Interligado

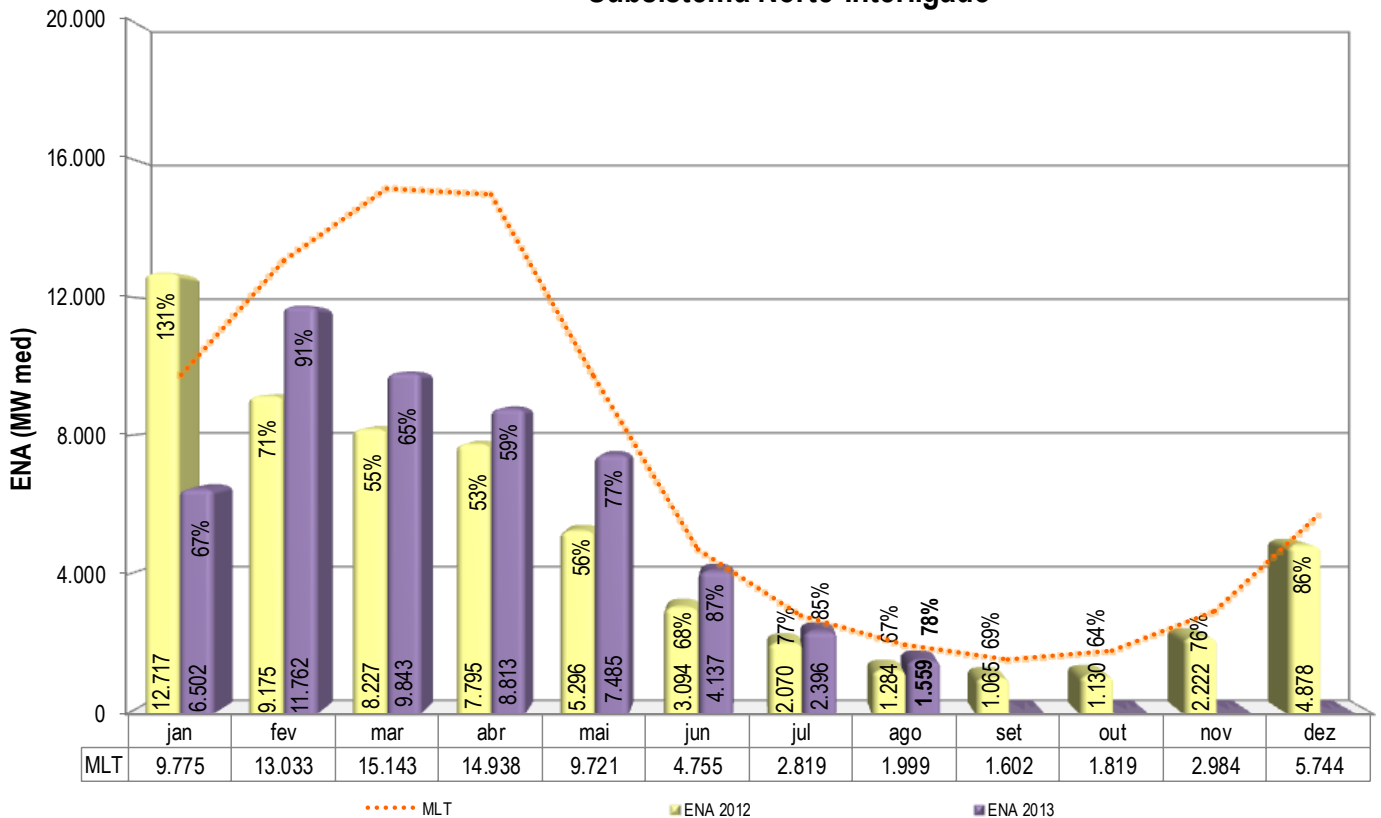


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



2.4. Energia Armazenada

Foi mantido o despacho de geração térmica do grupo GT1A para garantia do suprimento energético no SIN até o dia 30/08/2013, inclusive, quando passou a ser adotado o CVaR no Programa Mensal de Operação Eletroenergética – PMO, e o despacho contemplou apenas geração térmica por ordem de mérito, inflexibilidade e restrição elétrica.

A geração térmica despachada no mês de agosto de 2013, incluindo a parcela por garantia de segurança energética, contribuiu para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios. Todavia, como consequência da redução nos volumes de precipitação nas principais bacias do SIN, houve diminuição das aflúências a todos os subsistemas.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste houve um deplecionamento de 5,7 pontos percentuais (p.p.), atingindo 55,1 %EAR ao final do mês de agosto, explicado em parte pelas contribuições energéticas ao subsistema Nordeste. Os vertimentos não turbináveis nas usinas das Bacias do Paranapanema, Tietê e na UHE Itaipu foram reduzidos ao longo do mês com a redução dos volumes de chuva e com a otimização energética.

Devido à permanência de elevadas aflúências nas principais bacias da Região Sul, superiores à média climatológica, houve um replecionamento do reservatório equivalente do subsistema Sul em 2,7 p.p. em agosto, atingindo 91,5 %EAR ao final do mês. Os vertimentos não turbináveis nas usinas da Bacia do Iguaçu foram reduzidos ao longo do mês com a redução dos volumes de chuva e com a otimização energética.

No subsistema Nordeste verificou-se deplecionamento de 5,0 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 36,4% EAR ao final do mês de agosto, apesar das significativas contribuições energéticas a partir dos subsistemas Norte-Interligado e Sudeste/Centro-Oeste para fechamento do balanço energético.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 71,2 %EAR ao final do mês de agosto, apresentando deplecionamento de 13,6 p.p. A geração da UHE Tucuruí foi utilizada para fechamento do balanço energético do SIN, sendo utilizada prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se os limites elétricos vigentes.

Quando necessário, a geração térmica despachada por segurança energética foi reduzida, de modo a minimizar a ocorrência de vertimento em usinas das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul para controle do nível de armazenamento de seus reservatórios.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações de energia armazenada em comparação ao final de julho referem-se ao deplecionamento da UHE Tucuruí de 17,9 p.p. (70,8% v.u.) e em torno de 7,0 p.p. nas UHEs Itumbiara (57,9% v.u.), Furnas (60,1% v.u.), Ilha Solteira (78,2% v.u.) e Três Marias (36,5% v.u.). Encontram-se reduzidas as energias armazenadas, com menos de 50% v.u., nos reservatórios das UHEs Nova Ponte (38,5% v.u.), Emborcação (41,0% v.u.), Serra da Mesa (42,7% v.u.), Três Marias (36,5% v.u.) e Sobradinho (36,6% v.u.), referenciados aos respectivos volumes úteis máximos.

Destaca-se que no dia 30/08/2013 foi publicada a Resolução Normativa ANEEL nº 576, que revoga todas as disposições normativas atinentes à CAR, inclusive a Resolução Autorizativa ANEEL nº 3.787/2012 que autorizada a utilização da CAR das Regiões Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, atualizada para o período de janeiro de 2013 a dezembro de 2014.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final do Mês (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% da Capacidade Total
Sudeste/Centro-Oeste	55,1	201.817	70,0
Sul	91,5	19.873	6,9
Nordeste	36,4	51.859	18,0
Norte	71,2	14.812	5,1
TOTAL		288.361	100,0

Fonte: ONS

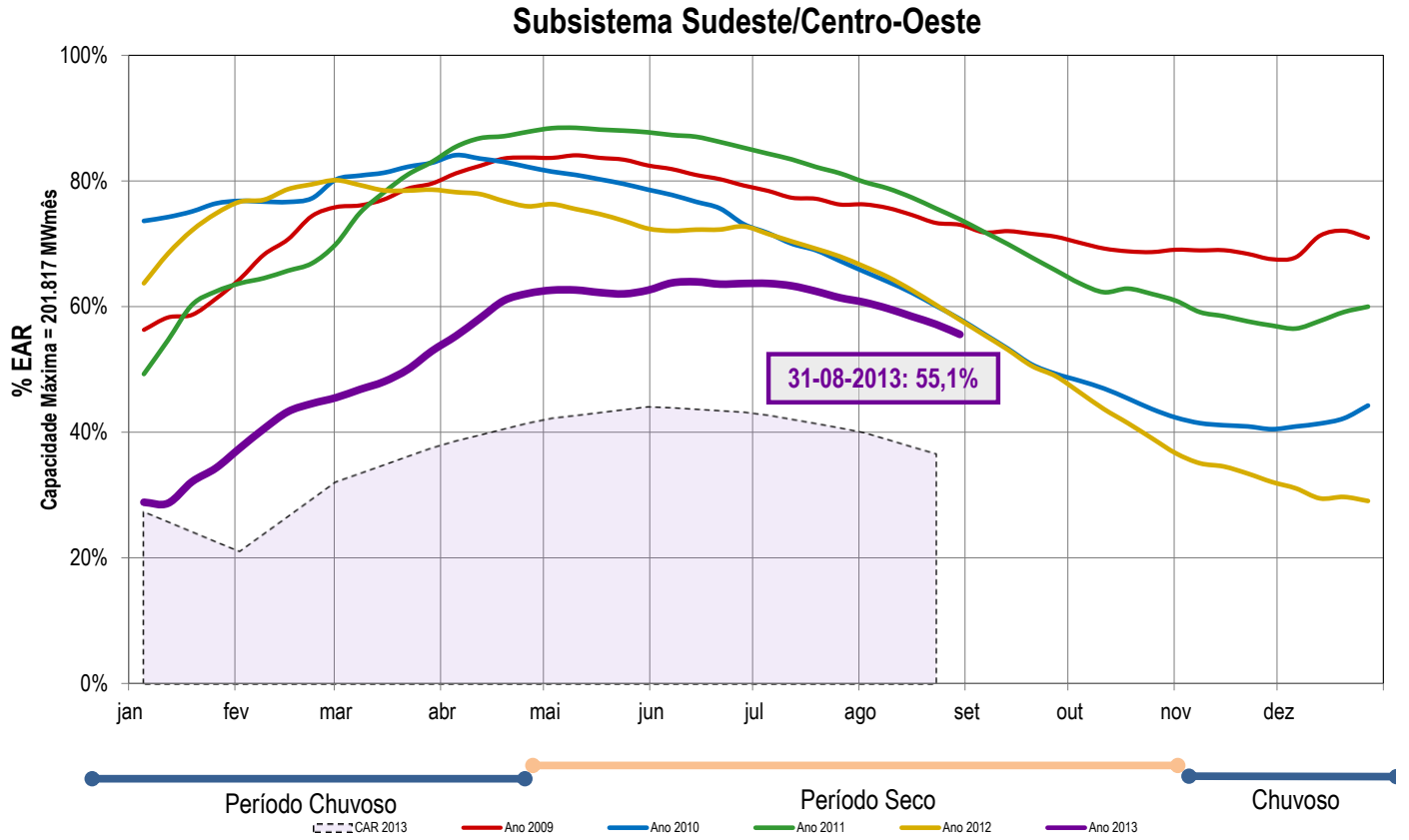


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

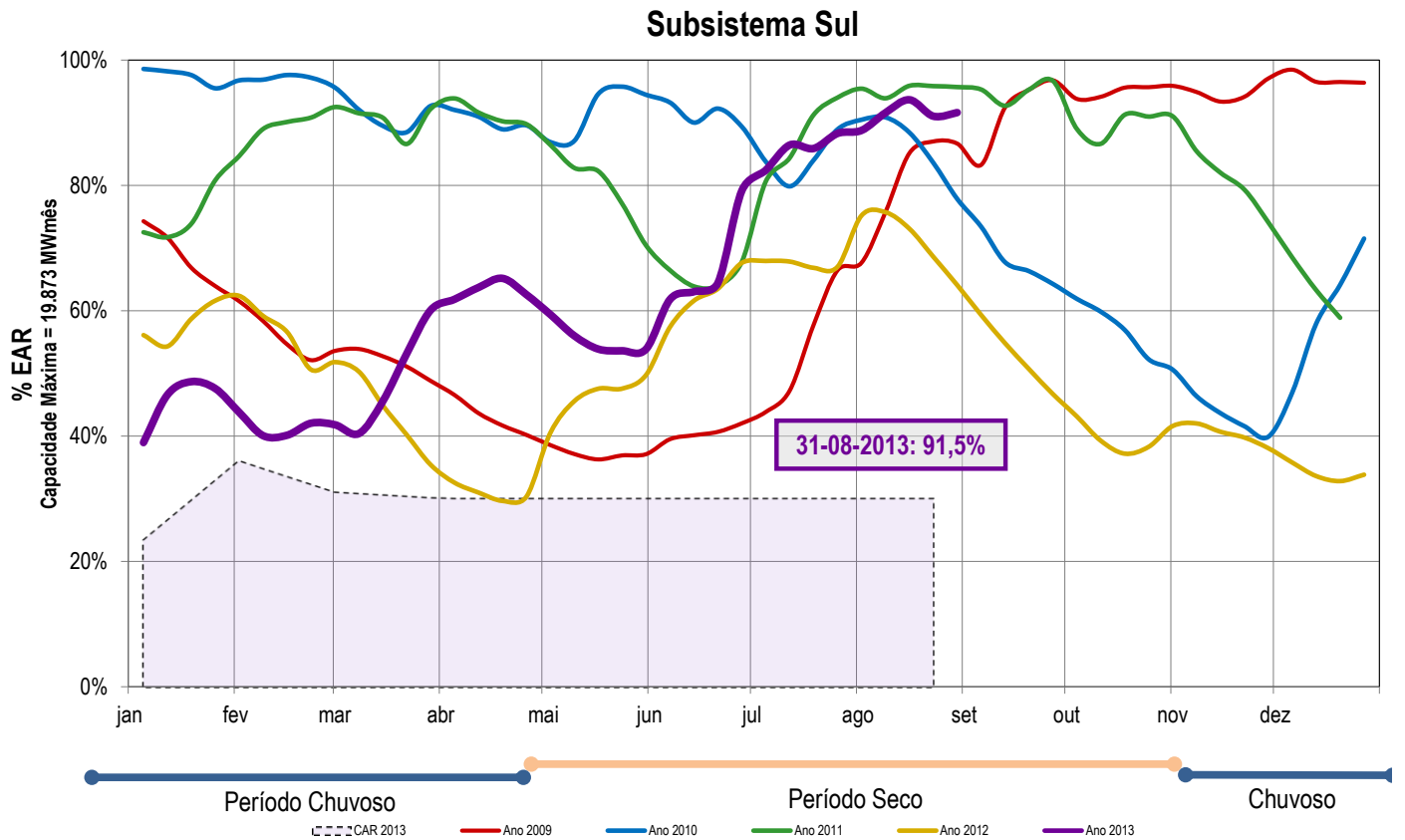


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte: ONS

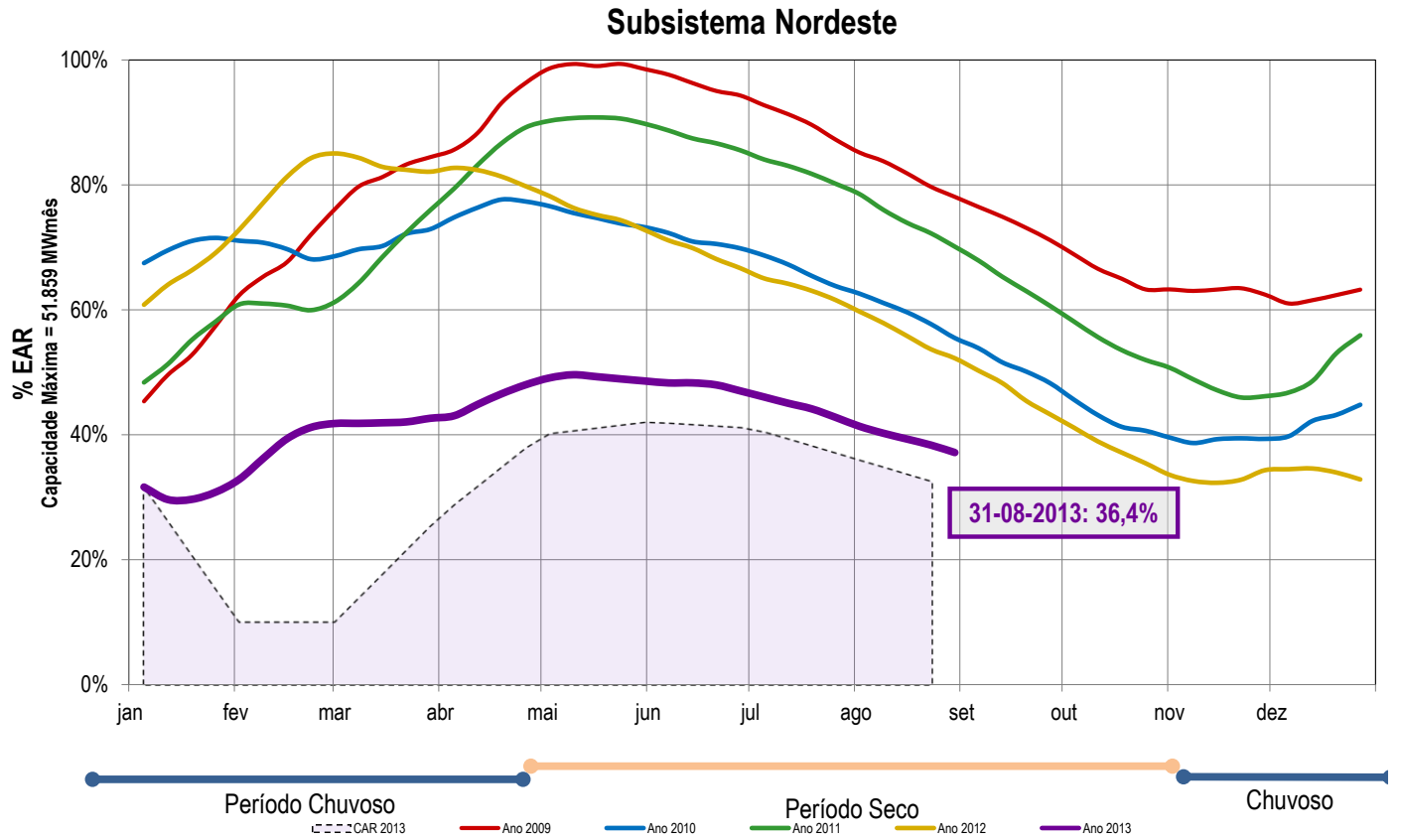


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

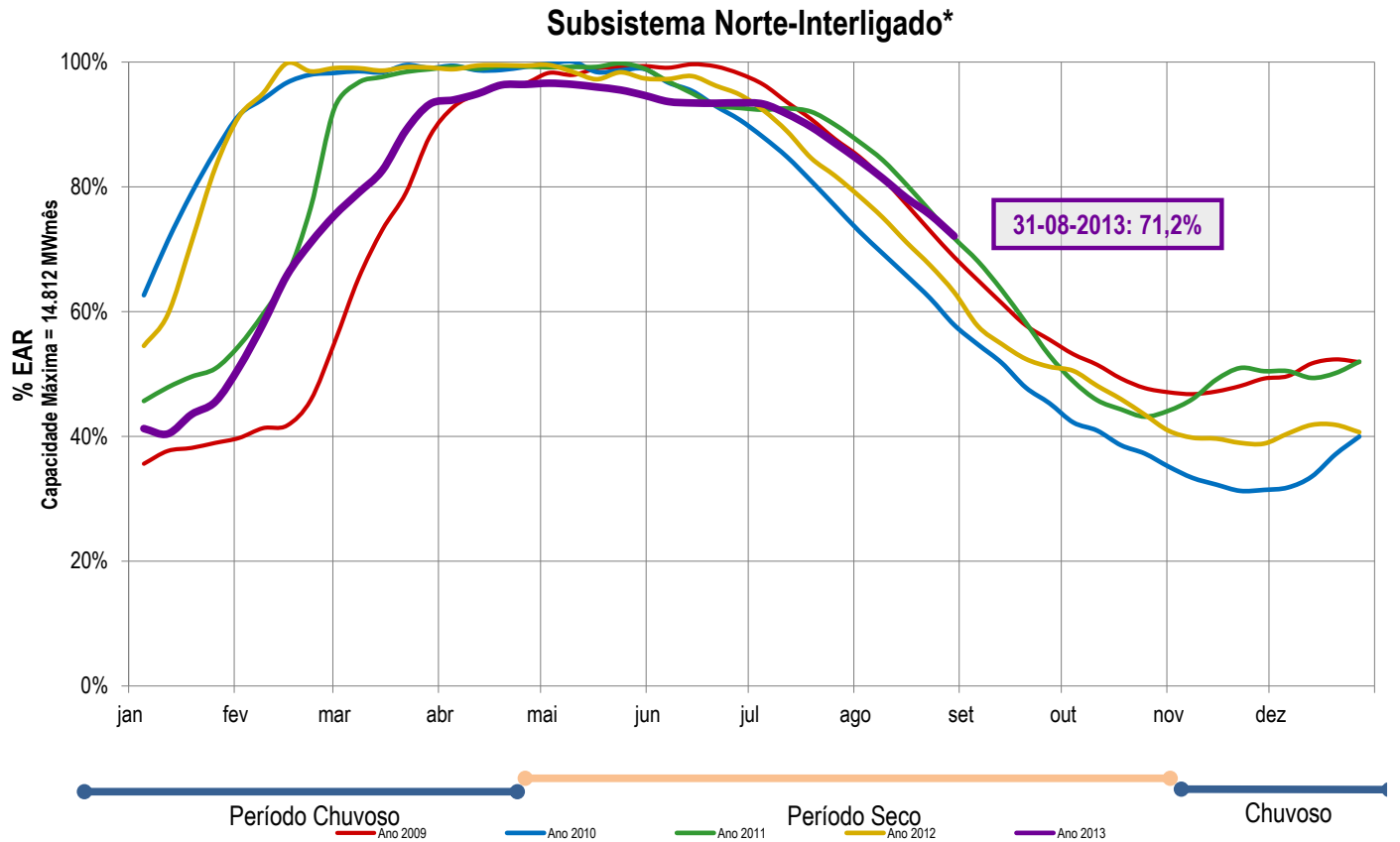


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS

* Para o subsistema Norte-Interligado não existe CAR.



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em agosto de 2013 a exportação do subsistema Norte-Interligado foi reduzida para 147 MW médios, em virtude da redução das afluições à UHE Tucuruí, frente aos 577 MW médios verificados no mês anterior.

Houve exportação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste de 2.991 MW médios no sentido Norte-Interligado e Nordeste. Particularmente com relação à região Acre / Rondônia, esta exportou de um montante de 70 MW médios.

Em função de persistirem as condições hidroenergéticas bastante desfavoráveis no subsistema Nordeste, houve continuidade do cenário importador, sendo verificado um total de 3.138 MW médios no mês e atingindo valores diários acima de 3.800 MW médios para fechamento do balanço energético, com minimização da geração hidráulica na cascata do Rio São Francisco.

O subsistema Sul exportou 2.843 MW médios em agosto, montante significativamente superior aos 760 MW médios em julho, em função das condições hidroenergéticas favoráveis na região.

Em agosto o intercâmbio internacional médio de energia entre Brasil e Argentina foi praticamente nulo, tendo havido somente exportação e importação em caráter emergencial. Não houve intercâmbio entre Brasil e Uruguai.



Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MW médios).

Fonte: ONS / Eletronorte

Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB**	200
②	EXPN	Geração menos demanda
	RECN	Carga do Norte menos 5 UGs da UHE Tucuruí
③	EXPNE	3.400
	RNE	4.200
④	(FNS + FSENE)	5.100
	EXPSE	4.200
⑤	FACRO	200
	RACRO	180
⑥	RSUL	7.600
	FSUL	5.740
⑦	INT _{Arg}	2.100
	INT _{Urug}	70

Fonte: ONS / Eletronorte

* Os limites de intercâmbio apresentados referem-se à carga pesada, conforme revisão quadrimestral do PMO de maio de 2013.

** 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	FACRO	Exportação da região Acre/Rondônia
RECN	Importação do Norte-Interligado	RACRO	Importação da região Acre/Rondônia
EXPNE	Exportação do Nordeste	RSUL	Recebimento pela região Sul
RNE	Importação do Nordeste	FSUL	Exportação da região Sul
FNS	Fluxo da interligação Norte – Sul no sentido do Norte / Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste	INT _{Arg}	Intercâmbio internacional com a Argentina
FSENE	Fluxo da interligação Sudeste/Centro-Oeste - Nordeste com recebimento pelo Sudeste/Centro-Oeste	INT _{Urug}	Intercâmbio internacional com o Uruguai

3.2. Intercâmbios Internacionais

No mês de agosto houve o envio emergencial de energia do Brasil para a Argentina através da conversora de frequência Uruguaiana, havendo posterior devolução de energia ao Brasil. Os montantes de energia exportados e importados foram inferiores a 1 MW médio.

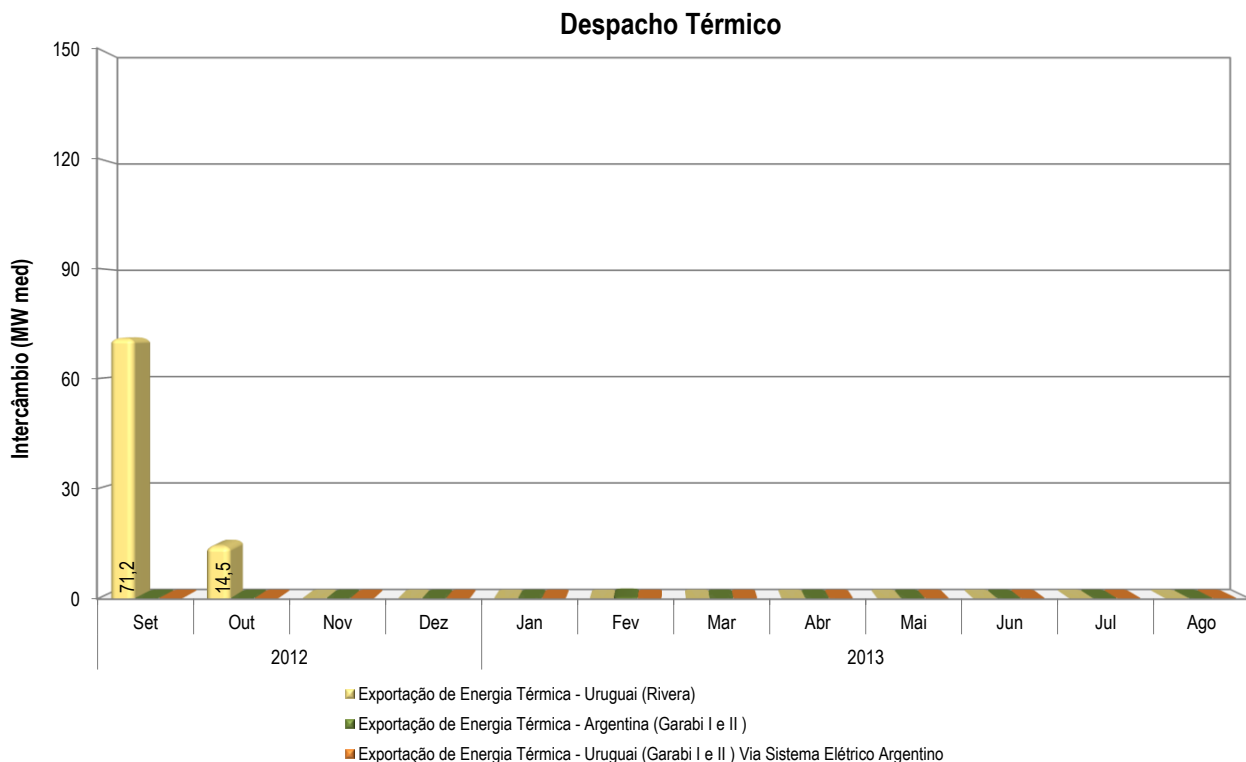


Figura 12. Intercâmbios internacionais de energia nos últimos 12 meses.

Fonte: ONS



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Consumo de Energia Elétrica **

Em julho de 2013 o consumo de energia elétrica atingiu 46.494 GWh, considerando autoprodução e acréscido das perdas, representando aumento de 5,6% sobre o mesmo mês de 2012. De forma acumulada nos últimos 12 meses (Ago/12 a Jul/13), o incremento de consumo de energia verificado foi de 3,1% em relação a igual período anterior.

O consumo residencial em julho avançou 8,2% em relação ao mesmo mês de 2012, impulsionado principalmente pelos valores verificados nas regiões Nordeste e Centro-Oeste, cujos crescimentos registrados foram acima da média nacional. A classe residencial acumula crescimento de 6,0% em 12 meses sobre o mesmo período anterior, influenciado pela ligação de 2.207.344 novos consumidores, que representa uma expansão de 3,6% em relação a julho de 2012, e pelo aumento de 2,3% do consumo médio por residência acumulado em 12 meses.

O consumo da classe comercial apresentou aumento de 7,1% em relação a julho de 2012, maior crescimento registrado após janeiro de 2013. De forma acumulada em 12 meses o consumo registra alta de 6,9%.

O consumo das indústrias cresceu 1,9% em relação a julho de 2012 e, no acumulado de 12 meses, apresentou queda de 0,6% quando comparado ao mesmo período anterior. Por sua vez, o consumo de energia da classe rural aumentou 6,6% em comparação ao mesmo mês em 2012 e acumula em 12 meses aumento de 5,9% em relação ao mesmo período anterior.

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

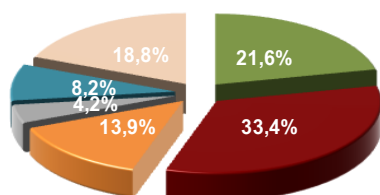
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Jul/13 GWh	Evolução mensal (Jul/13/Jun/13)	Evolução anual (Jul/13/Jul/12)	Ago/11-Jul/12 (GWh)	Ago/12-Jul/13 (GWh)	Evolução
Residencial	10.032	-0,7%	8,2%	114.992	121.925	6,0%
Industrial	15.507	1,2%	1,9%	184.419	183.301	-0,6%
Comercial	6.460	-2,1%	7,1%	76.553	81.827	6,9%
Rural	1.932	4,3%	6,6%	22.308	23.624	5,9%
Demais classes *	3.829	1,1%	7,0%	43.959	45.722	4,0%
Perdas	8.733	24,1%	7,7%	94.260	96.804	2,7%
Total	46.494	4,0%	5,6%	536.491	553.203	3,1%

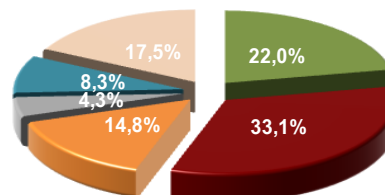
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: EPE

Consumo de Energia Elétrica em Jul/2013



Consumo de Energia Elétrica em 12 meses



■ Residencial ■ Industrial ■ Comercial ■ Rural ■ Demais classes ■ Perdas

Figura 13. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: EPE



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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Jul/13 kWh/NU	Evolução mensal (Jul/13/Jun/13)	Evolução anual (Jul/13/Jul/12)	Ago/11-Jul/12 (kWh/NU)	Ago/12-Jul/13 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	159	-1,0%	4,4%	158	161	2,3%
Consumo médio industrial	26.731	1,0%	-0,9%	27.234	26.331	-3,3%
Consumo médio comercial	1.208	-2,4%	4,4%	1.224	1.275	4,2%
Consumo médio rural	463	3,6%	5,3%	451	472	4,6%
Consumo médio demais classes*	5.342	1,1%	4,3%	5.244	5.316	1,4%
Consumo médio total	512	-0,1%	1,7%	516	515	-0,2%

* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: EPE

4.2. Unidades Consumidoras

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

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Jul/12	Jul/13	
Residencial (NUCR)	60.756.114	62.963.458	3,6%
Industrial (NUCI)	564.301	580.122	2,8%
Comercial (NUCC)	5.213.601	5.346.909	2,6%
Rural (NUCR)	4.119.385	4.172.391	1,3%
Demais classes *	698.513	716.744	2,6%
Total (NUCT)	71.351.914	73.779.624	3,4%

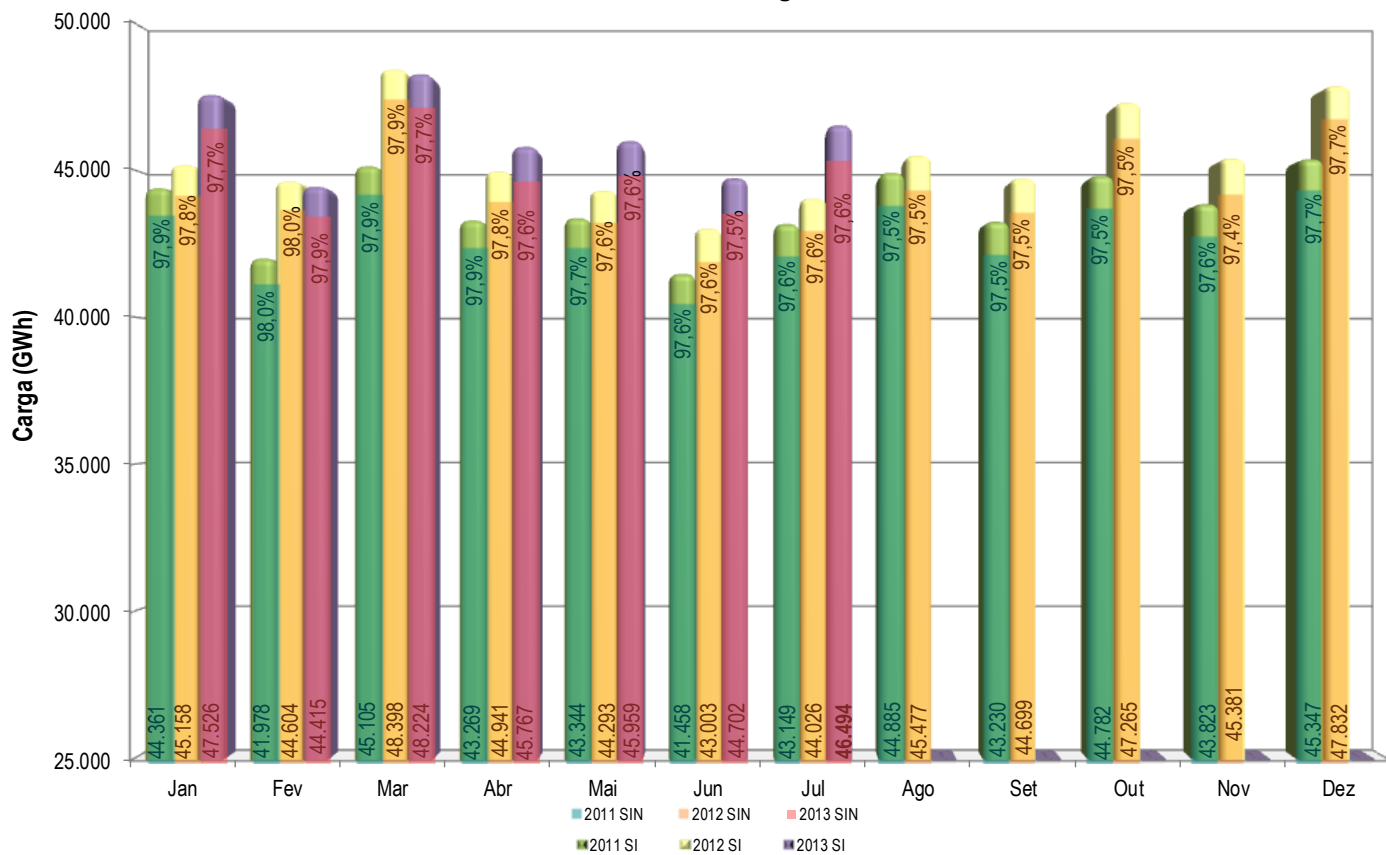
* Em Demais Classes estão consideradas Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo próprio das distribuidoras. Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: EPE



4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil *

Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: 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 agosto de 2013 houve recorde de demanda no subsistema Norte-Interligado, cuja demanda máxima atingiu 6.038 MW às 21h49 do dia 15/08/2013. Esse fato deve-se à inclusão das cargas do sistema elétrico de Manaus ao subsistema Norte-Interligado após a conclusão da LT Tucuruí-Manaus, ocorrida em 09/07/2013, que opera em configuração provisória.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N-Interligado	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	44.951 09/08/2013 - 18h26	13.501 27/08/2013 - 18h49	10.959 28/08/2013 - 14h37	6.038 15/08/2013 - 21h49	73.347 13/08/2013 - 18h31
Recorde (MW) (dia - hora)	48.549 18/02/2013 - 14h36	15.703 01/02/2013 - 14h47	11.767 13/03/2013 - 14h37	6.038 15/08/2013 - 21h49	78.032 18/02/2013 - 14h36

Fonte: ONS

4.5. Demandas Máximas Mensais

Sistema Interligado Nacional

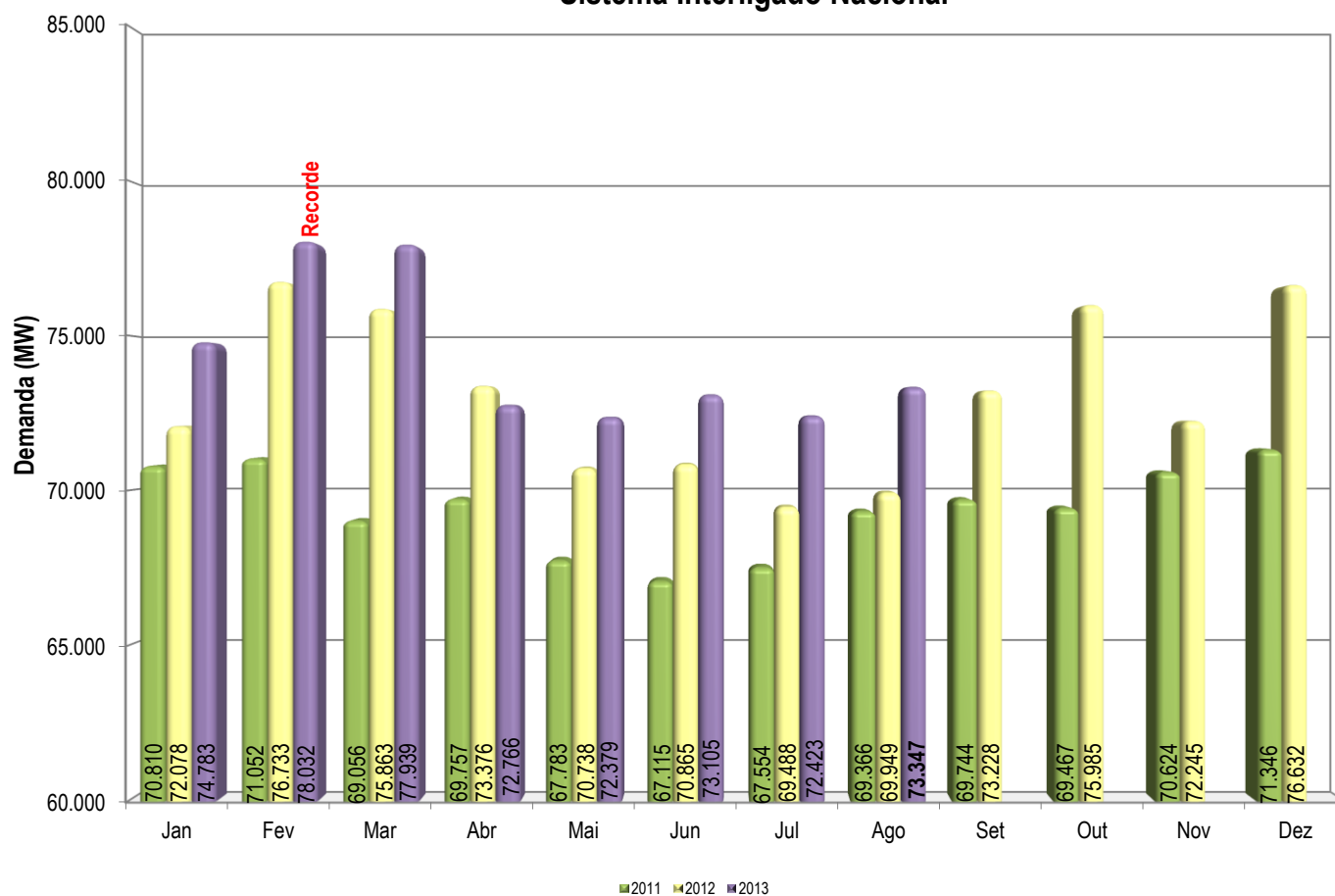


Figura 14. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte: ONS

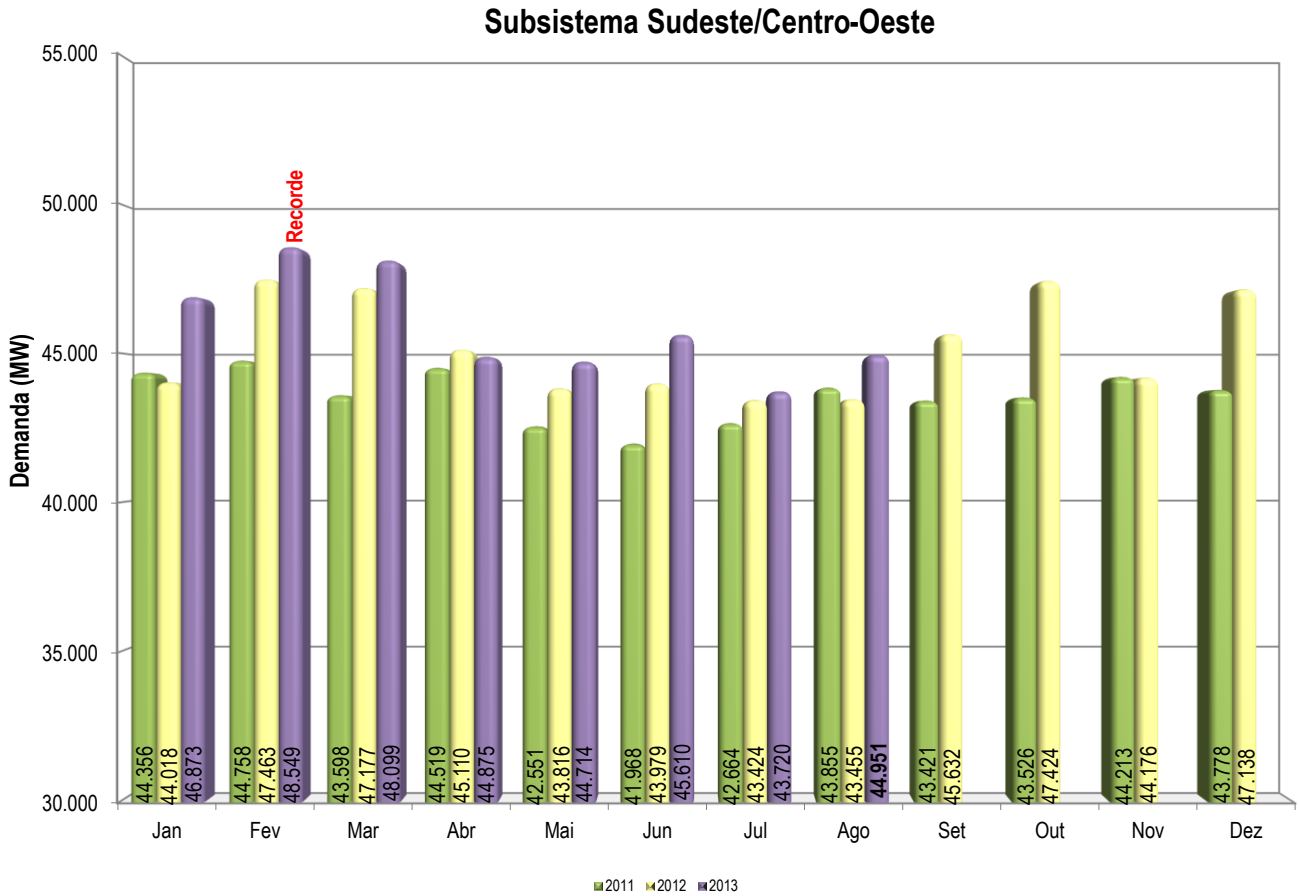


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

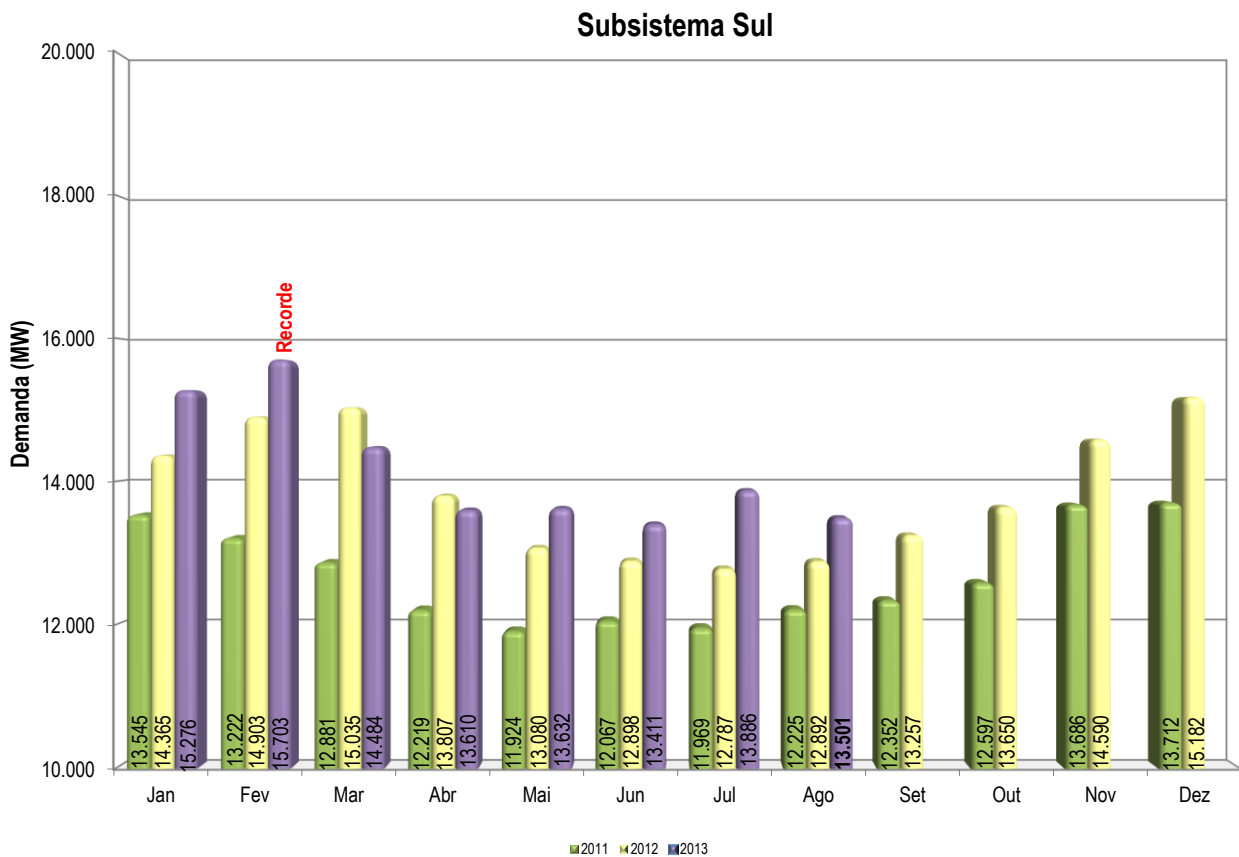


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.



Fonte: ONS

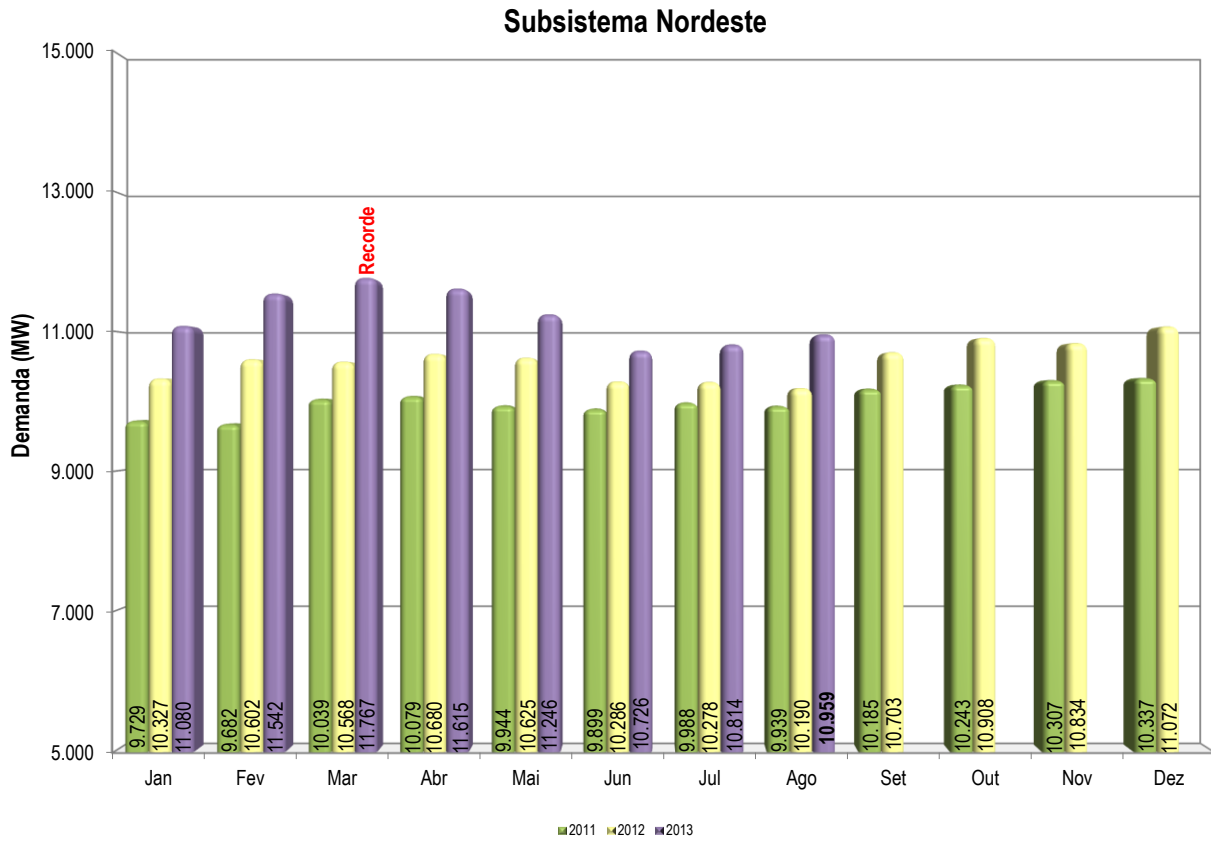


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

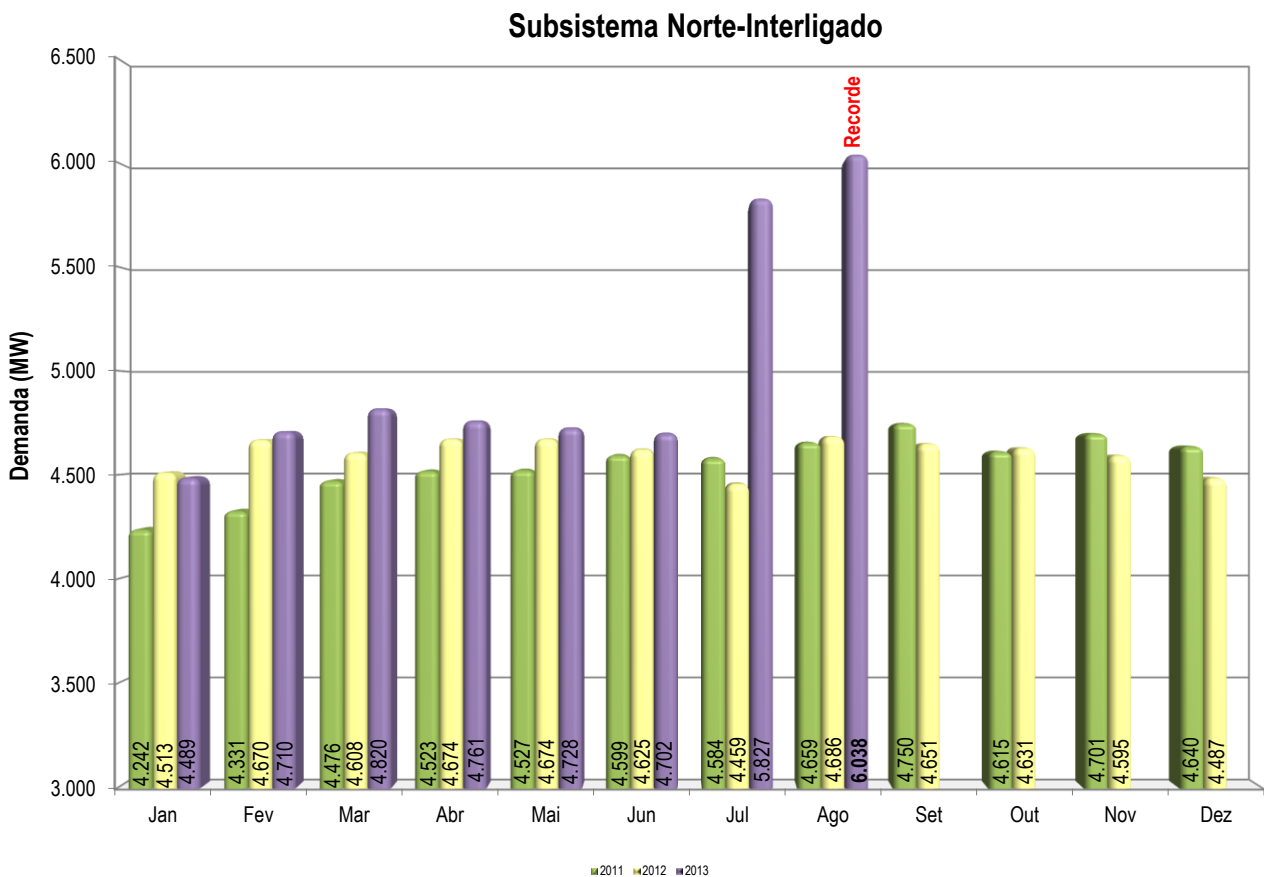


Figura 18. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de julho de 2013 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 124.493 MW. Destaca-se o crescimento percentual nos últimos 12 meses da fonte eólica (+21,9%) e térmica a carvão (+49,1%) na matriz e a redução da participação percentual referente às fontes hidráulicas para abaixo de 70% desde julho de 2012.

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

Fonte	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Disponível (sem importação contratada)
Hidráulica	1.073	85.399	68,6%
Térmica	1.746	36.982	29,7%
Gás	149	13.620	10,9%
Carvão	12	3.024	2,4%
Petróleo	1.115	7.475	6,0%
Nuclear	2	1.990	1,6%
Biomassa	468	10.873	8,8%
Eólica	96	2.109	1,7%
Solar Fotovoltaica	21	3	0,0%
Capacidade Total - Brasil	2.936	124.493	100,0%

* Além dos montantes apresentados, existe uma importação contratada de 5.650 MW com o Paraguai e de 200 MW com a Venezuela.

Fonte: ANEEL (BIG 31/08/2013)

Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica - Ago/2013

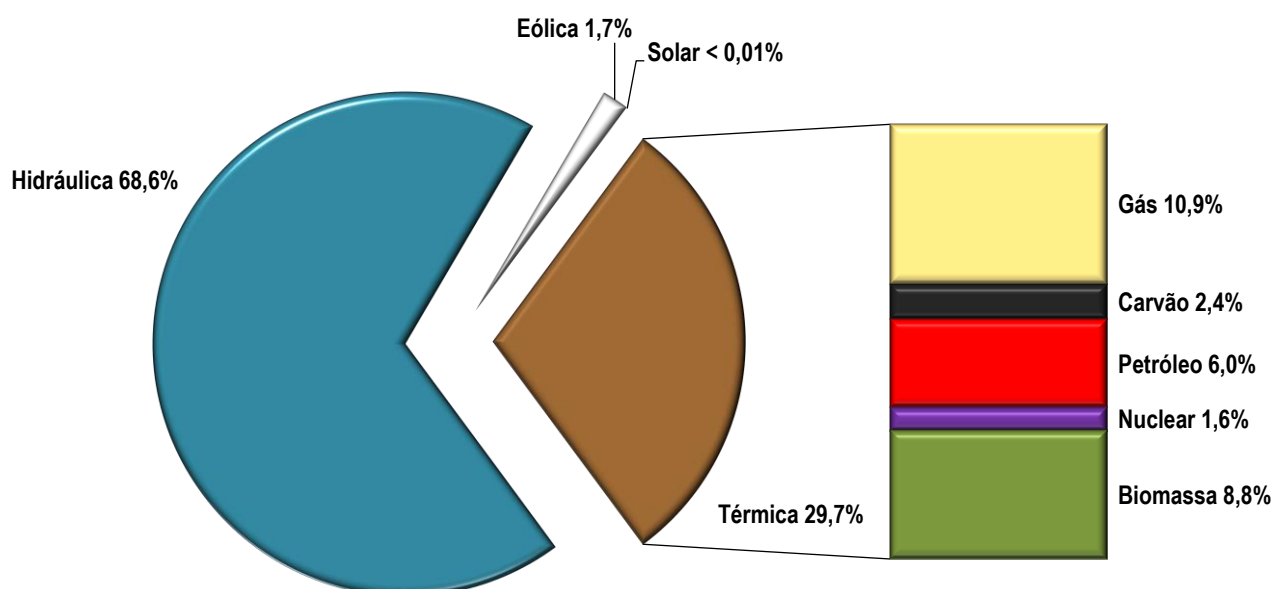


Figura 19. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte: ANEEL (BIG 31/08/2013)



6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

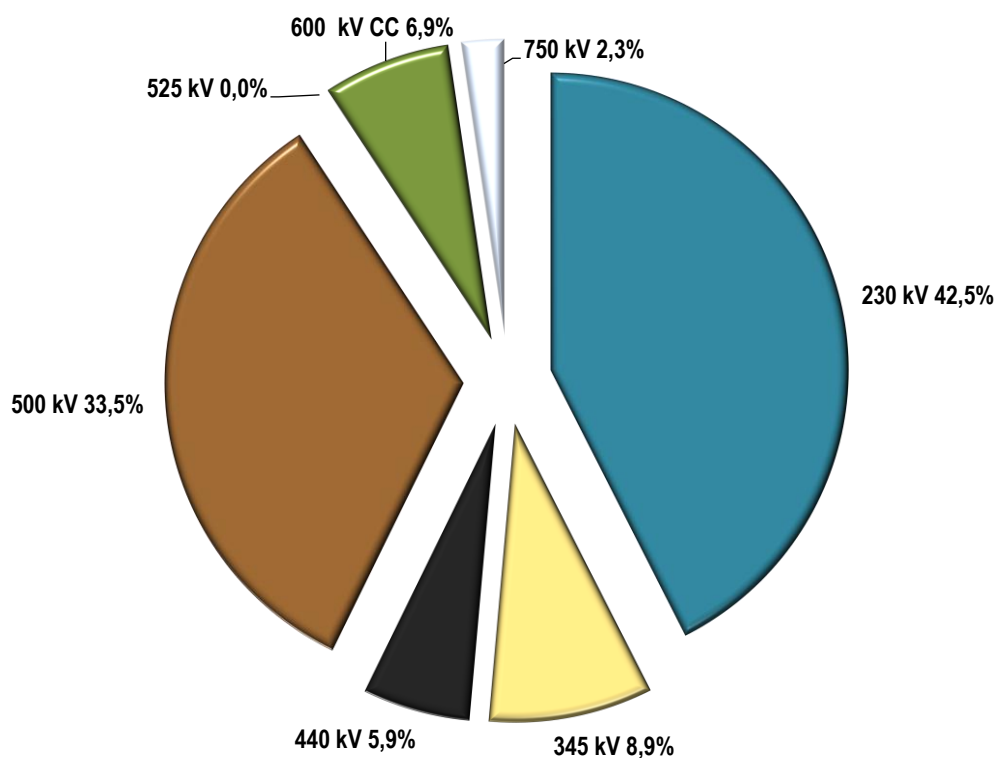
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230	49.036	42,5%
345	10.229	8,9%
440	6.728	5,9%
500	38.646	33,5%
525	0	0,0%
600 (CC)	7.974	6,9%
750	2.683	2,3%
Total SEB	115.296	100,0%

Fonte: 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 - Ago/2013



Fonte: MME/ANEEL/ONS

Figura 20. 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 ago/12 a jul/13 atingiu 540.772 GWh. No mês de julho de 2013 a geração hidráulica correspondeu a 76,5% do total gerado no Brasil, 2,9 p.p. superiores ao verificado no mês anterior. Os maiores destaques do mês de julho em relação a junho foram a redução da produção de energia elétrica a partir de geração térmica a óleo (-3,0 p.p.), devido ao desligado do grupo GT1B nesse período, e o aumento da produção hidráulica (+2,9 p.p.) e a biomassa (+1,1 p.p.).

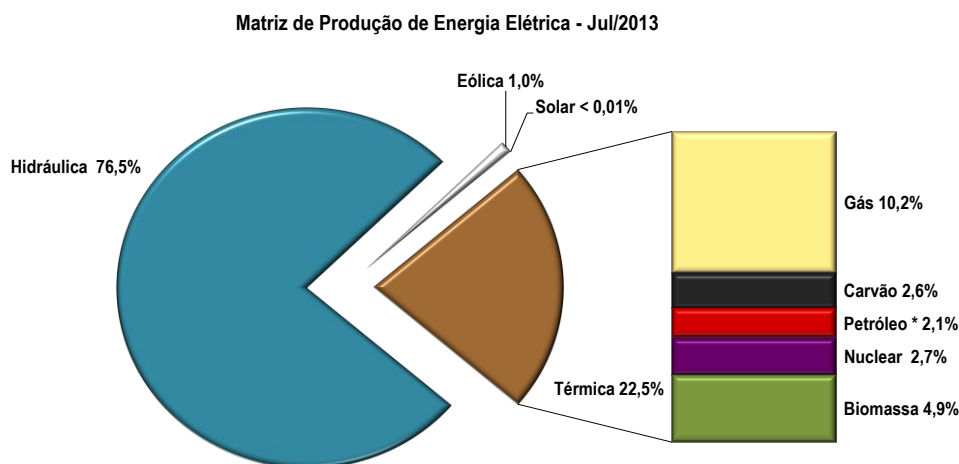


Figura 21. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: CCEE e Eletrobras

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

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		
	Jul/13 (GWh)	Evolução mensal (Jul/13 / Jun/13)	Evolução anual (Jul/13 / Jul/12)	Ago/11-Jul/12 (GWh)	Ago/12-Jul/13 (GWh)	Evolução
Hidráulica	33.844	8,9%	-8,1%	455.589	405.808	-10,9%
Térmica	9.123	-10,0%	71,8%	53.042	107.801	103,2%
Gás	4.200	-7,0%	198,3%	19.949	52.266	162,0%
Carvão	1.135	2,8%	93,3%	5.571	9.960	78,8%
Petróleo *	408	-75,0%	121,3%	2.827	16.594	486,9%
Nuclear	1.202	-3,6%	-14,0%	14.470	13.639	-5,7%
Biomassa	2.177	32,6%	25,6%	10.224	15.342	50,1%
Eólica	462	19,0%	4,2%	4.098	5.630	37,4%
Solar Fotovoltaica	0,11	32,0%	-	1	1,45	-
TOTAL	43.429	4,4%	2,0%	512.730	519.241	1,3%

* 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. Valores de geração atualizados pela CCEE em setembro/2013.

Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: CCEE



7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados

A produção de energia elétrica por térmicas a gás natural nos Sistemas Isolados iniciou-se em março de 2010 em planta piloto do Sistema Manaus. A partir de outubro de 2010 foram iniciadas as conversões das primeiras unidades geradoras para gás natural e atualmente encontram-se em operação comercial os PIEs Tambaqui, Jaraqui, Manauara, Cristiano Rocha e Gera e as UTEs Mauá e Aparecida, da Amazonas Energia.

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Jul/13 (GWh)	Evolução mensal (Jul/13 / Jun/13)	Evolução anual (Jul/13 / Jul/12)	Ago/11-Jul/12 (GWh)	Ago/12-Jul/13 (GWh)	Evolução
Hidráulica	147	-18,6%	13,9%	1.699	1.716	1,0%
Térmica	900	2,1%	2,9%	9.963	10.678	7,2%
Gás	351	12,3%	27,7%	3.123	3.792	21,4%
Petróleo *	549	-3,5%	-8,5%	6.840	6.886	0,7%
TOTAL	1.046	-1,4%	4,3%	11.662	12.395	6,3%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicombustíveis.
Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: Eletrobras

7.4. Geração Eólica *

Com relação às usinas eólicas do Nordeste, o fator de capacidade médio dos últimos 12 meses diminuiu 2,0 p.p. frente ao mesmo período anterior, atingindo 36,0%. Comparativamente, as usinas do Sul apresentaram evolução de 0,2 p.p. no fator de capacidade no mesmo período.

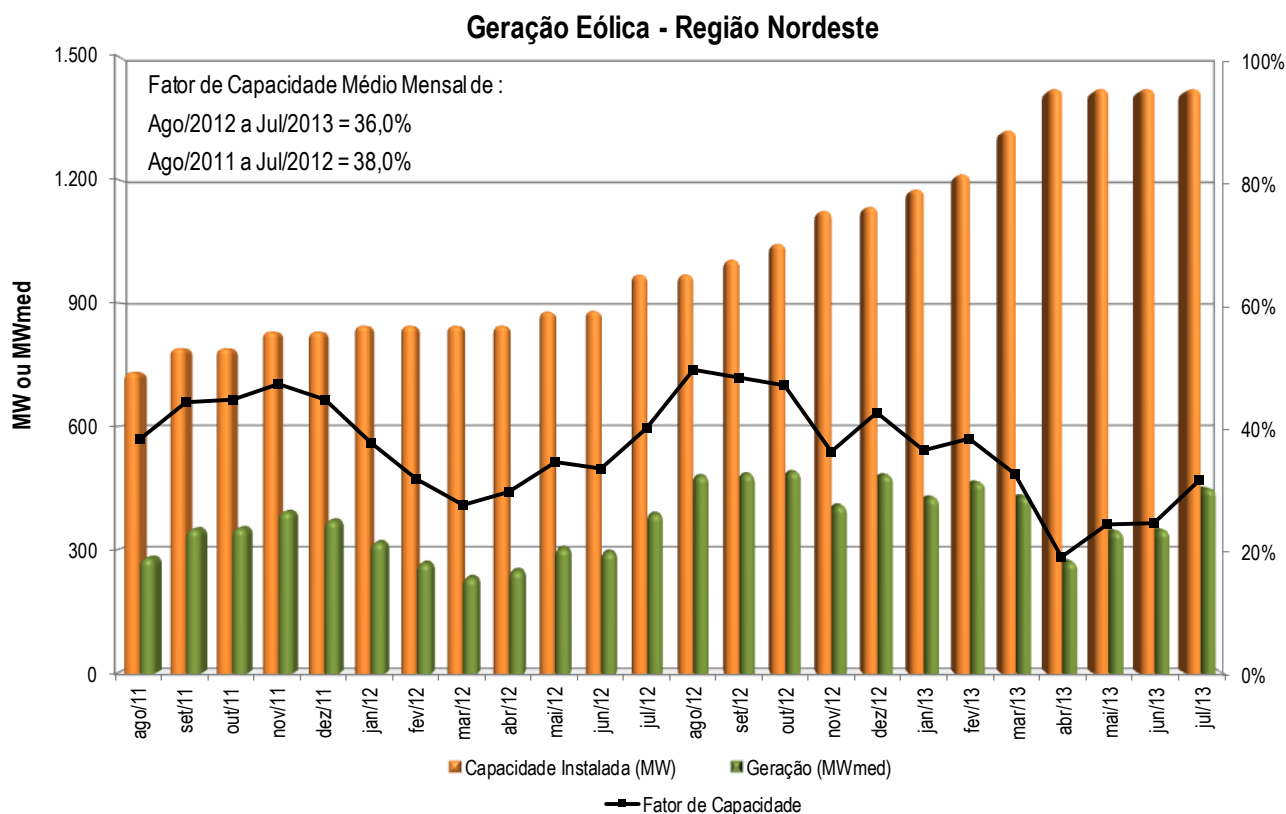


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: CCEE

* Os valores de geração verificada apresentados não incluem geração em teste e estão referenciados ao ponto de conexão das usinas.

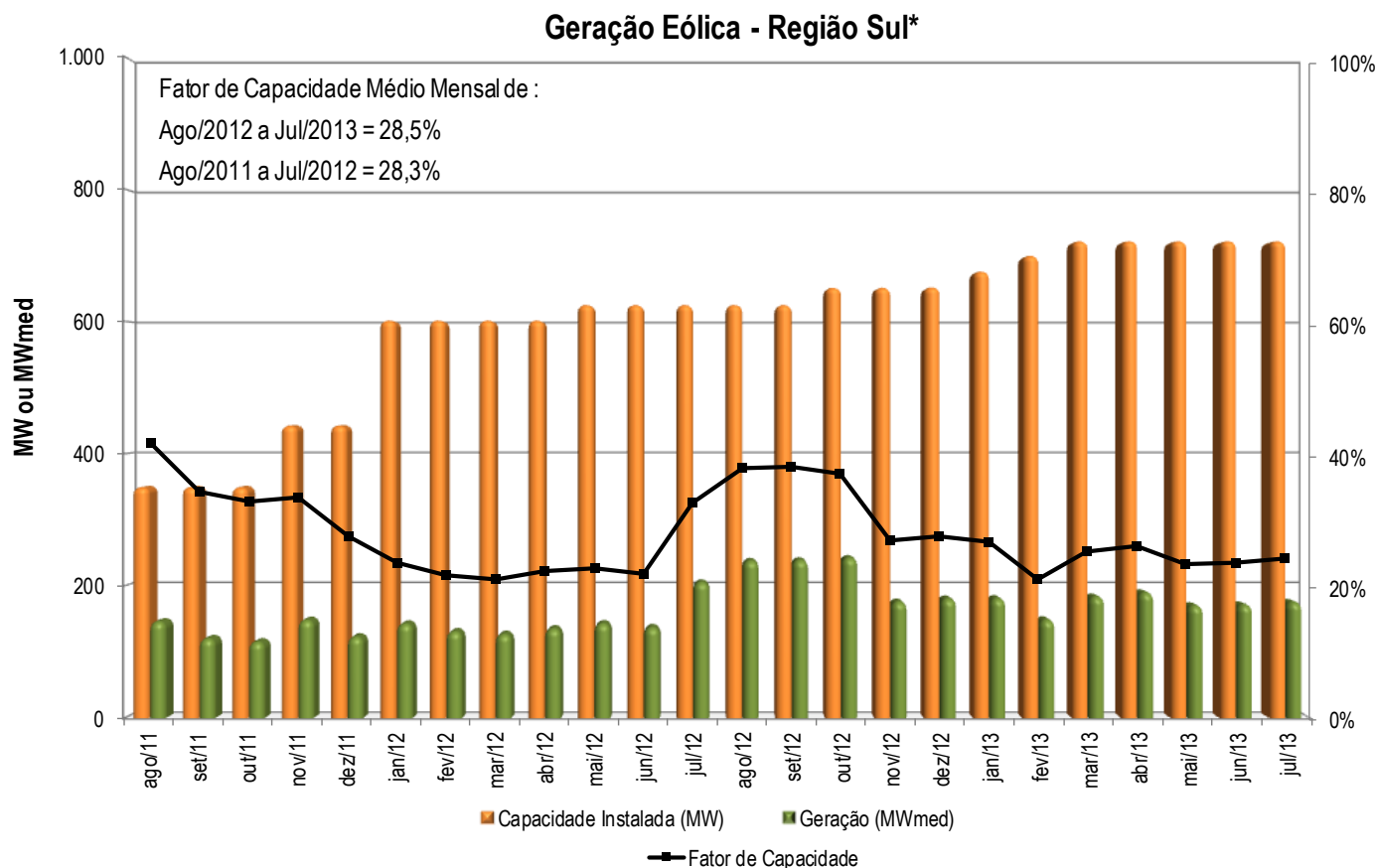


Figura 23. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

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

Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: CCEE

7.5. Energia de Reserva**

O montante de energia de reserva vendida no ano de 2013*** é de 1.698,2 MW médios, como resultado dos seguintes produtos: Produto 2009-ER15 (35 MWmed), Produto 2010-ER15 (495 MWmed), Produto 2012-EOL20 (753 MWmed), Produto 2011-BIO15 (74,8 MWmed), Produto 2012-BIO15 (30,2 MWmed), Produto 2013-BIO15 (33,4 MWmed), Produto 2013-EOL20 (255,1 MWmed) e Produto 2013-PCH30 (21,7 MWmed).

A geração média esperada comprometida para o CER**** entre janeiro e julho de 2013, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos Contratos de Energia de Reserva, totalizou 1.111,3 MW médios, dos quais foram entregues 48,7%, ou 541,5 MW médios, e cujo restante poderá ser complementado até o término do período de apuração de cada usina ou dentro período de contratação. No mês de julho a entrega correspondeu a 77,8% da energia esperada.

Ressalta-se que para o mês de julho foram desconsideradas as energias esperadas das usinas eólicas que tiveram início do período de suprimento alterado pela ANEEL, a fim de concatená-los com a entrada em operação comercial das instalações de transmissão associadas.

No ano de 2012, era esperada a geração**** de 977,4 MW médios, constituído por usinas a biomassa e eólicas (a partir de julho de 2012), e dos quais foi destinada ao CER 43,7 % da energia contratada, ou 427,0 MW médios.

** 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 *energia vendida no ano civil* como a soma dos montantes de cada usina, em MW médios, respectivos a cada produto vendido nos Leilões de Reserva com entrada em vigência até o final do ano civil.

**** 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.

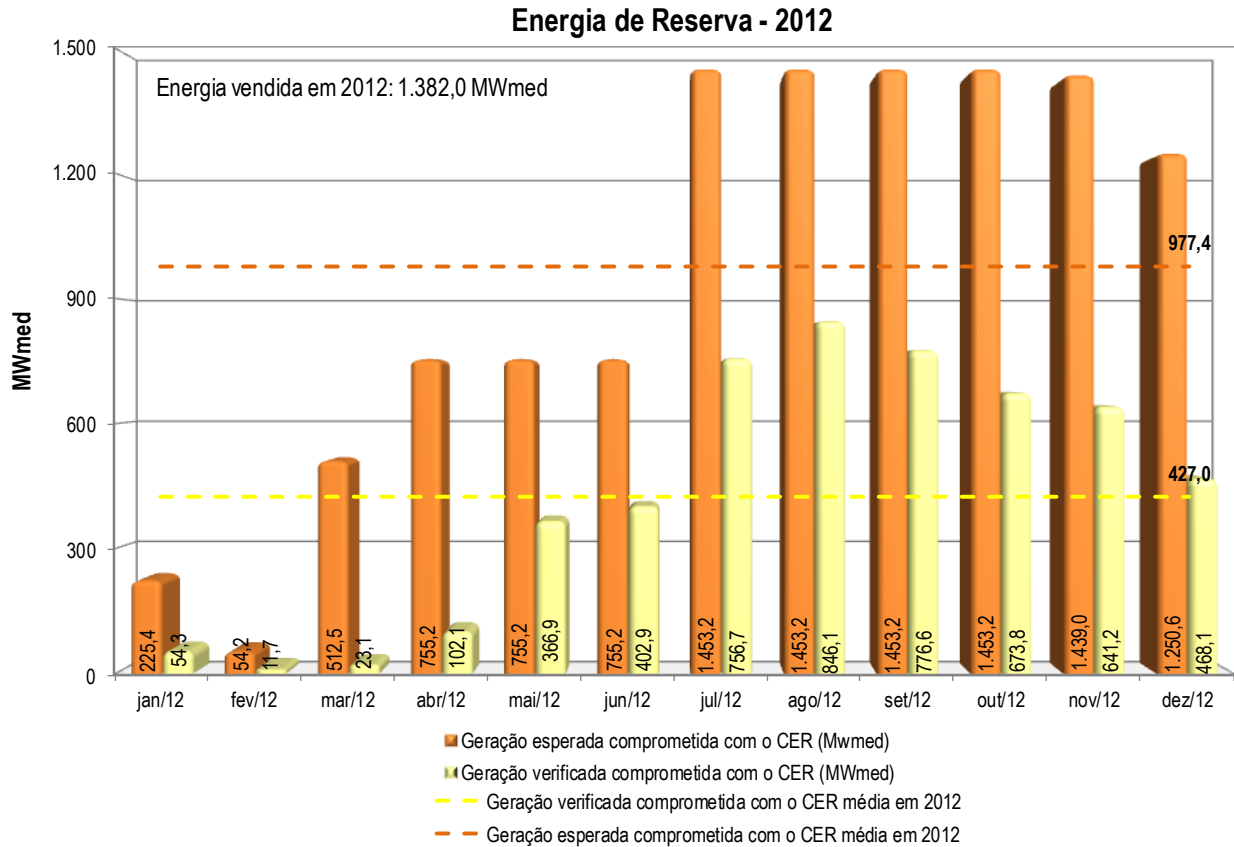


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2012.

Fonte: CCEE

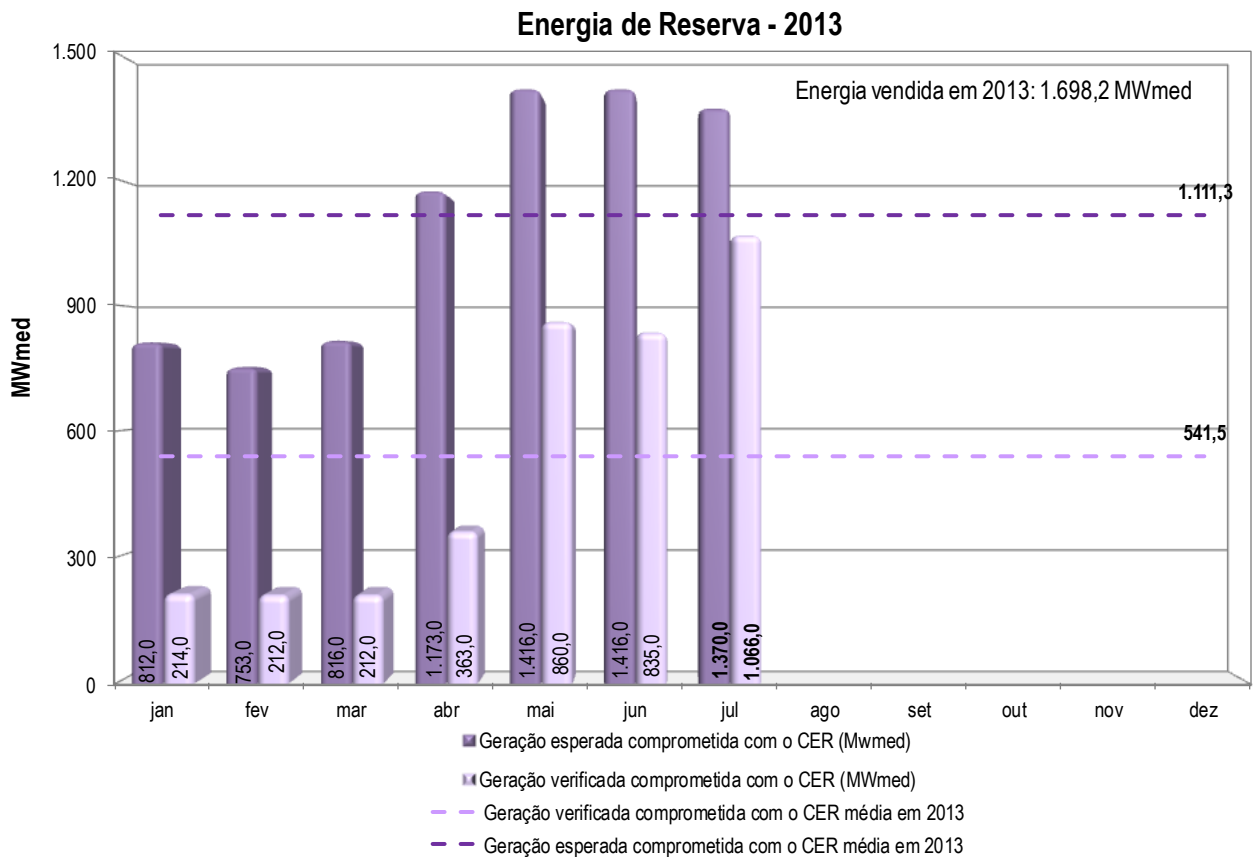


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.

Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: CCEE

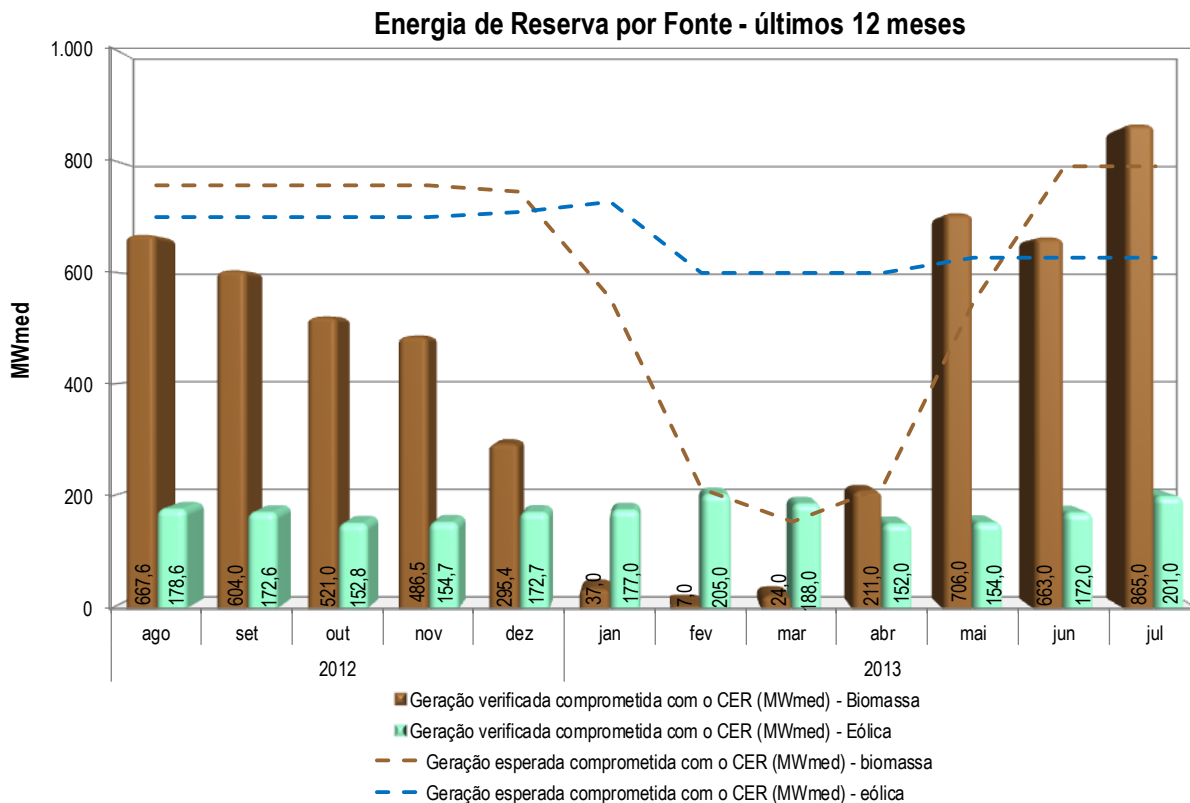


Figura 26. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: CCEE

7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

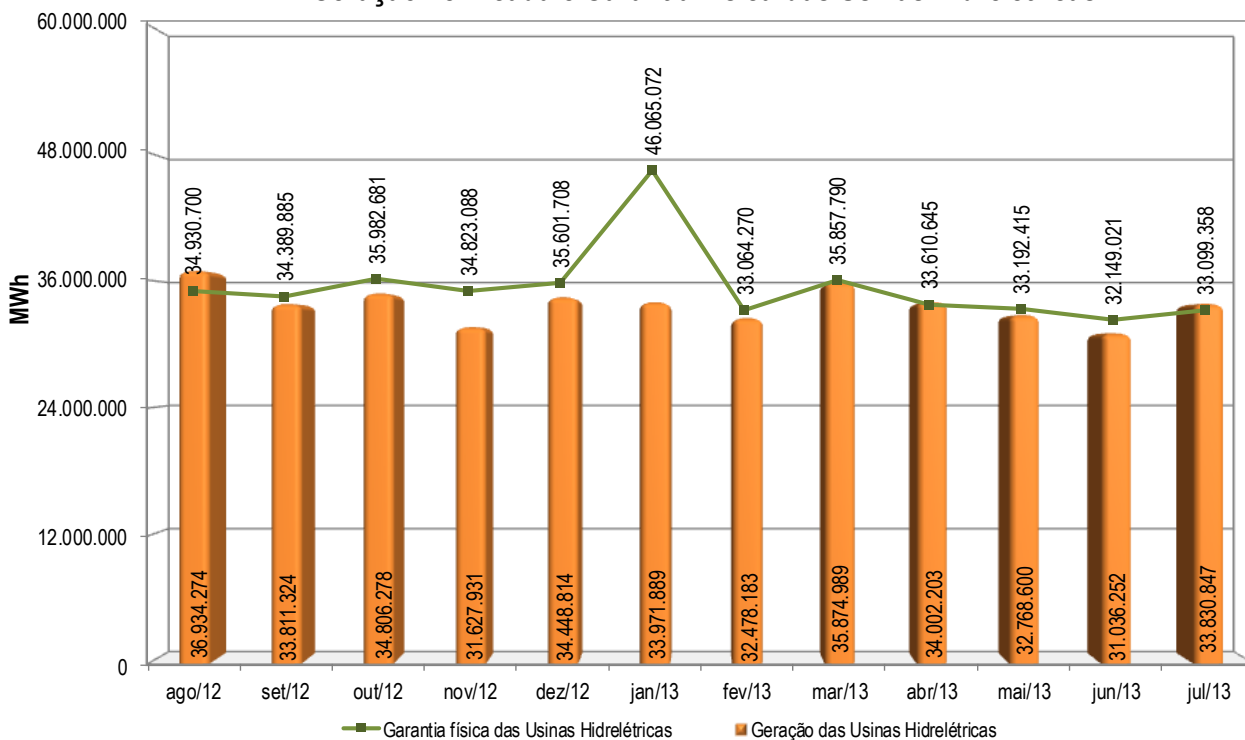


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: CCEE

* Os valores de geração verificada apresentados não incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade. Valores de geração atualizados pela CCEE em setembro/2013.



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas

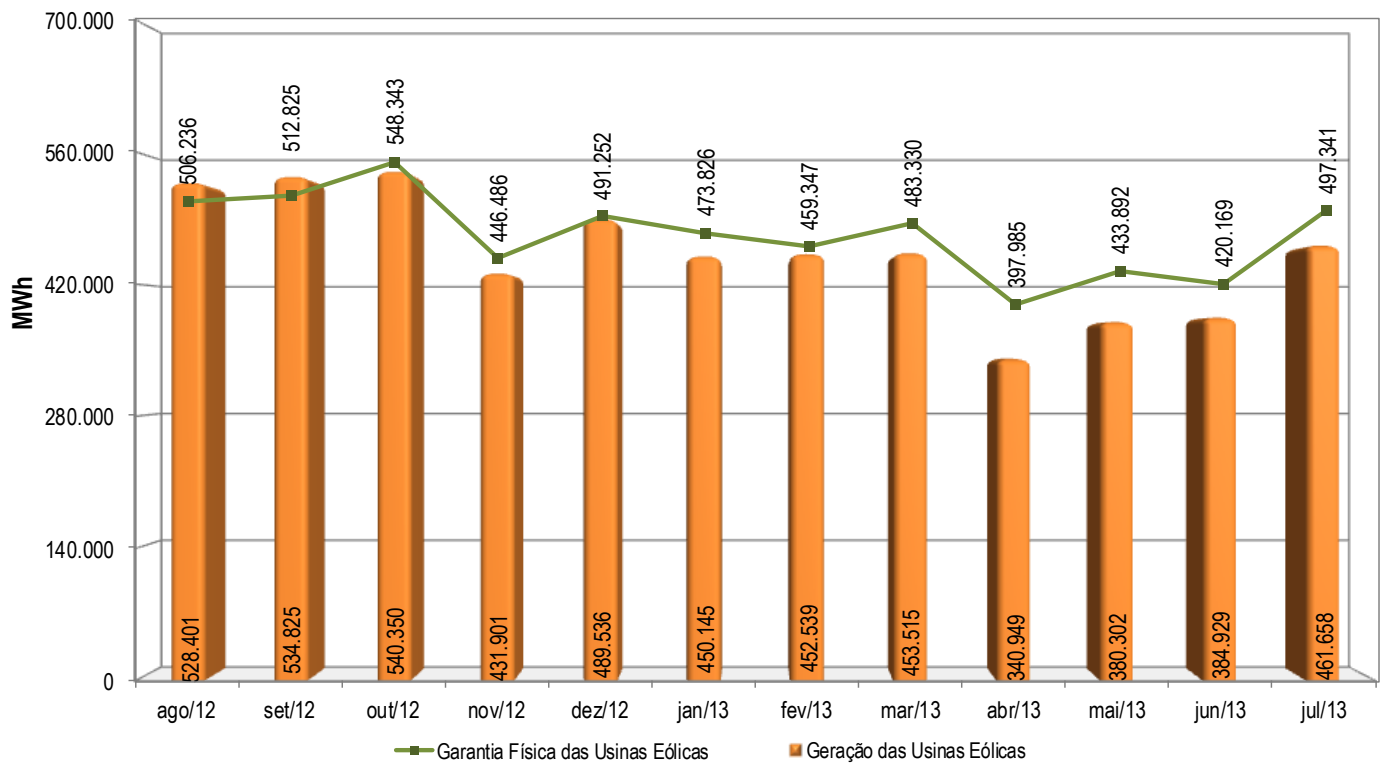


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Biomassa

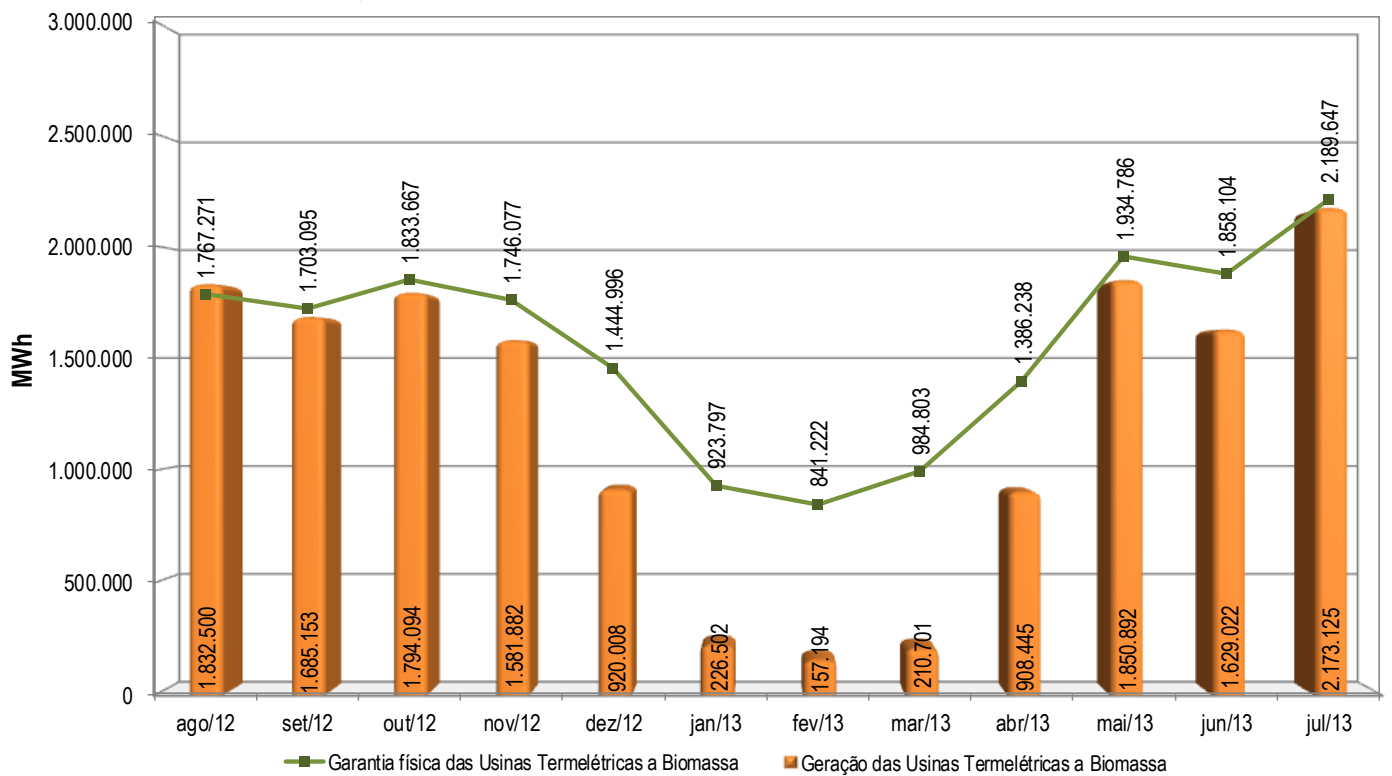


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo

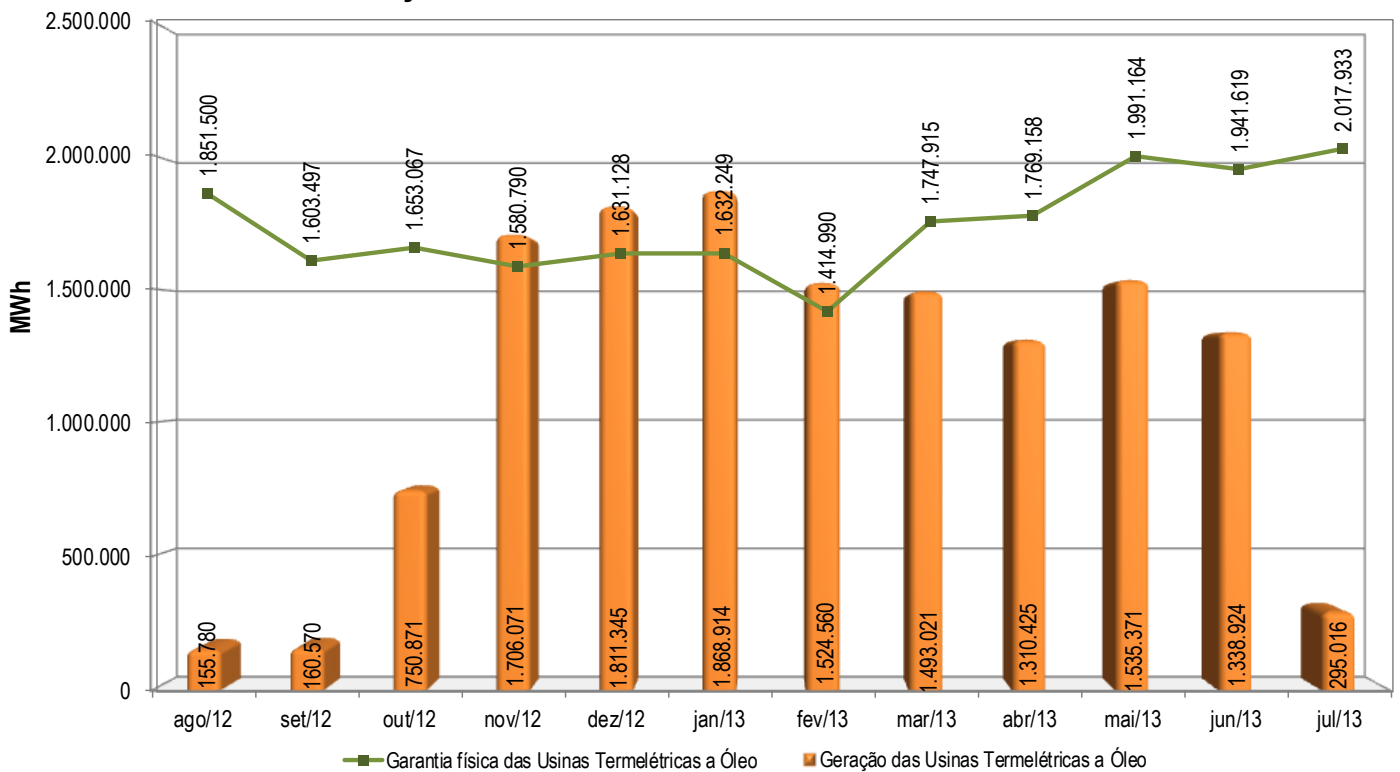


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

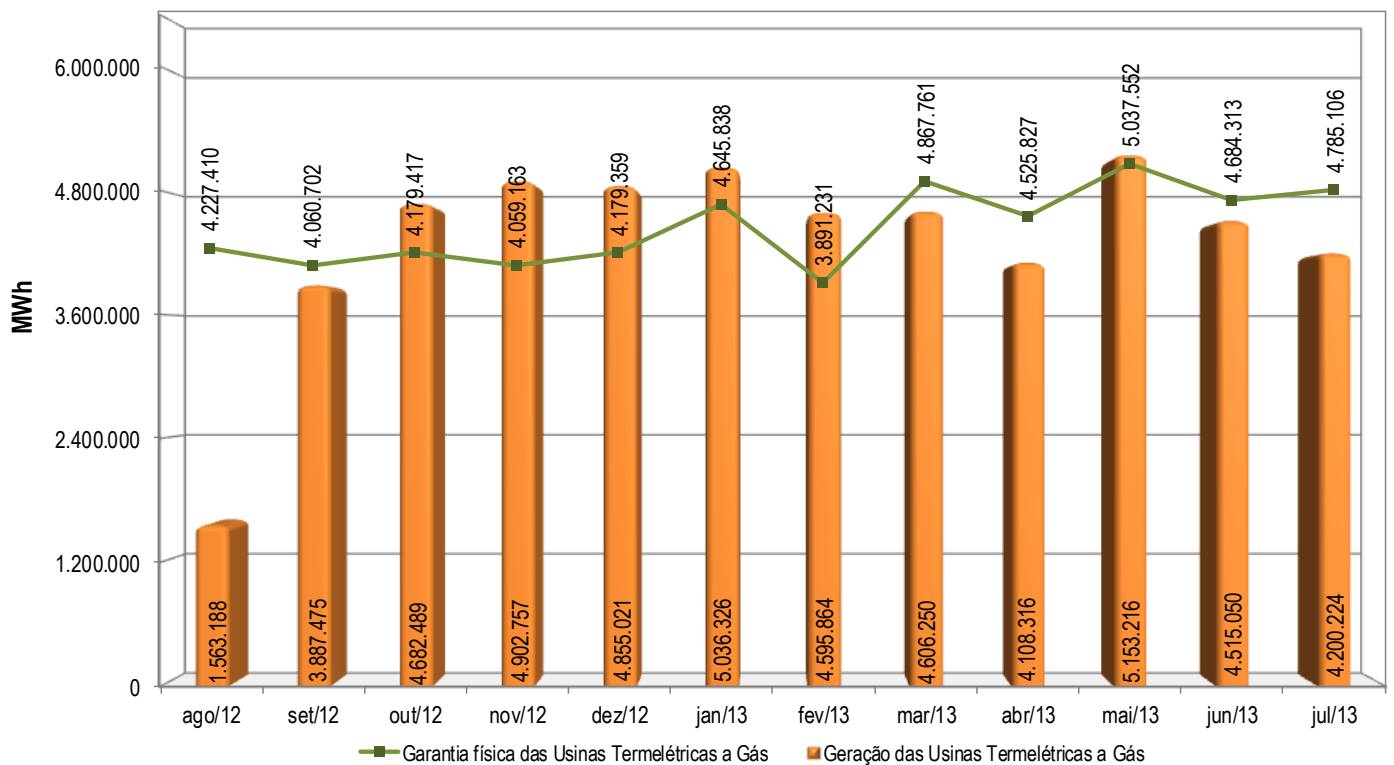


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

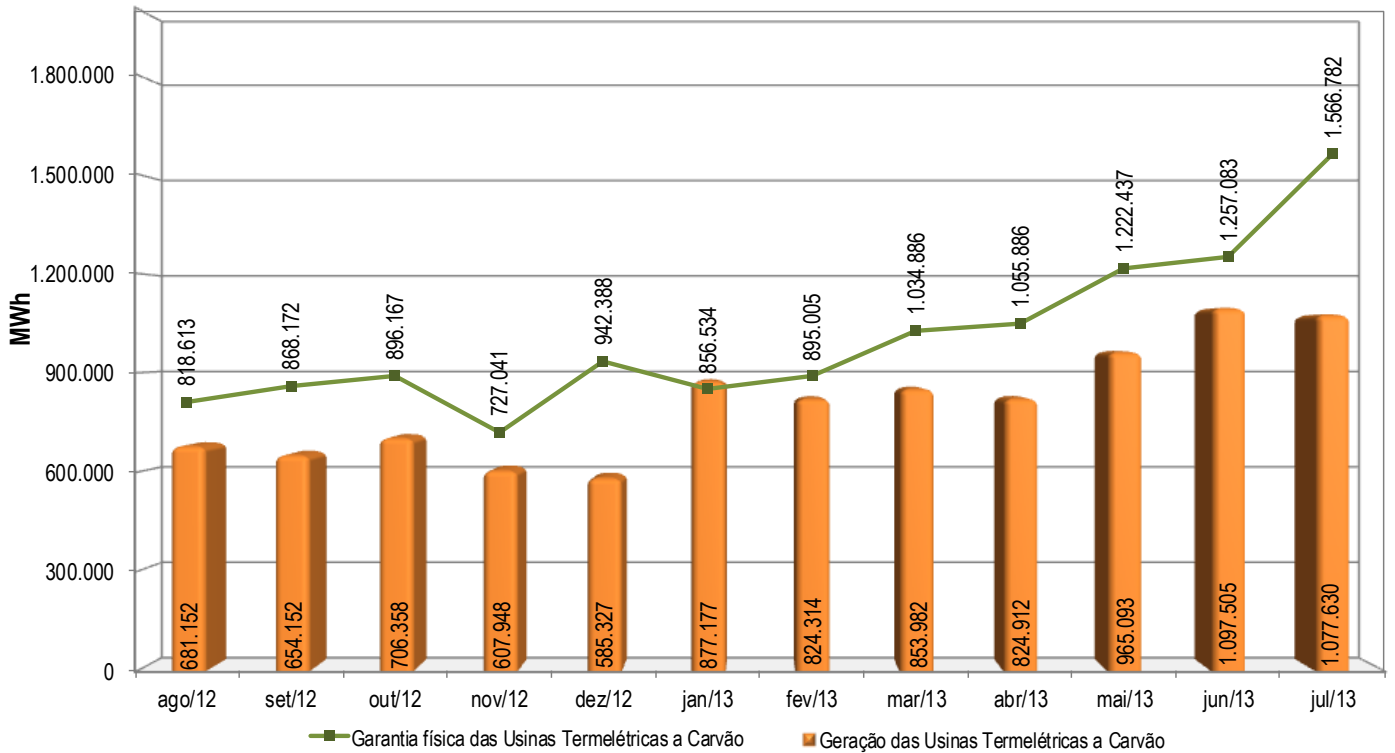


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física Total

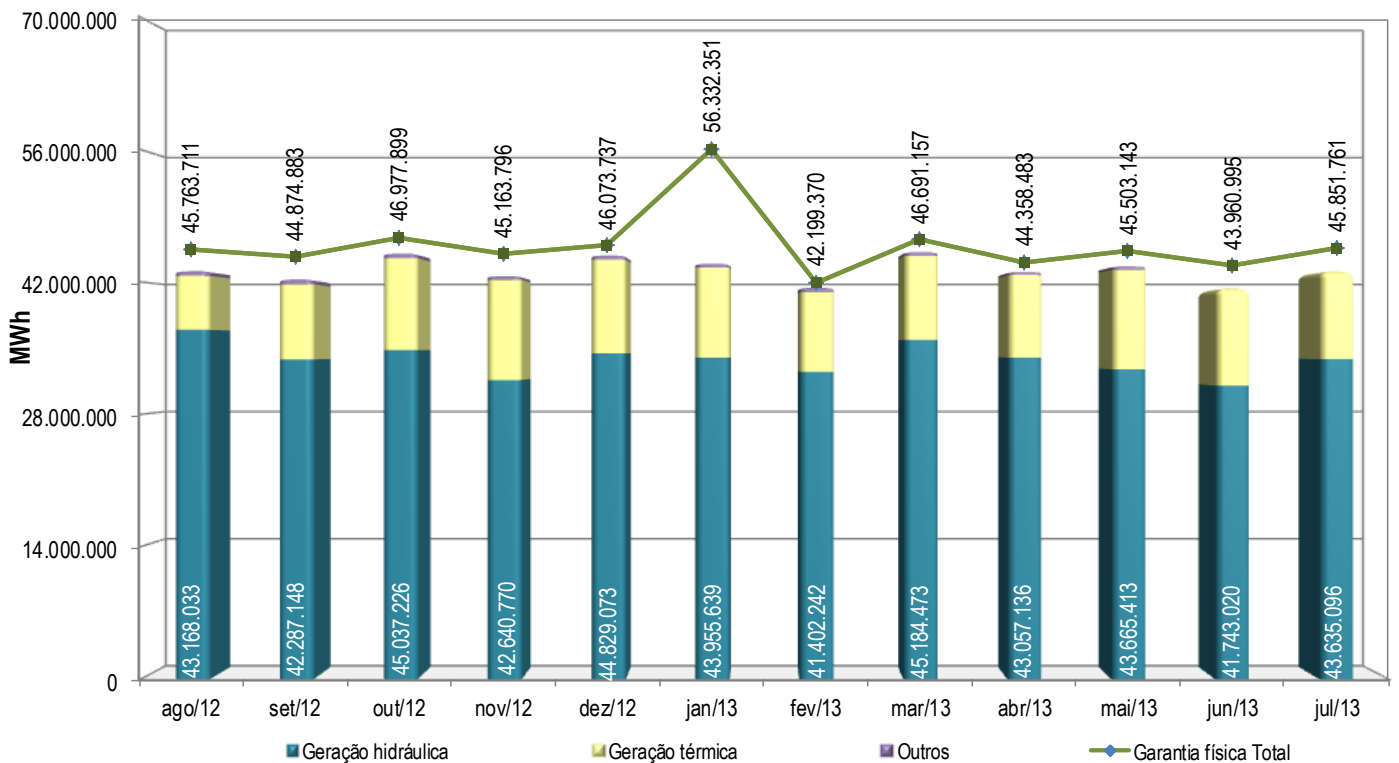


Figura 33. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: CCEE



8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO *

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

No mês de agosto de 2013 foram concluídos e incorporados ao SIN 231,4 MW de geração, conforme descrito a seguir:

- UHE Santo Antônio, 2 máquinas (unidades 15 e 17), total de 146,6 MW, em Rondônia;
- UTE Vale do Rosário, 1 máquina (unidade 8), com 4,0 MW, em São Paulo;
- UTE Bio Coopcana, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 50,0 MW, no Paraná;
- PCH João Borges, 1 máquina (unidade 3), com 6,3 MW, em Santa Catarina;
- PCH Maracanã, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 10,5 MW, no Mato Grosso;
- PCH Itaguaçu, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 14,0 MW, no Paraná.

* Nesta seção estão incluídos todos os empreendimentos de geração 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 Ago/2013 (MW)	Acumulado em 2013 (MW)
Hidráulica	177,4	1.213,9
Térmica	54,0	2.719,7
Gás	0,0	675,2
Petróleo	0,0	383,1
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	720,3
Biomassa	54,0	941,0
Eólica	0,0	220,8
Solar Fotovoltaica	0,0	0,0
TOTAL	231,4	4.154,3

Fonte: MME / ANEEL / ONS



8.2. Previsão da Expansão da Geração *

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

Fonte	Previsão 2013	Previsão 2014	Previsão 2015
Hidráulica	1.827,9	3.629,5	3.513,0
Térmica	1.209,7	1.236,5	240,8
Gás	504,5	1.156,5	200,8
Petróleo	208,2	0,0	0,0
Nuclear	0,0	0,0	0,0
Carvão Mineral	365,0	0,0	0,0
Biomassa	132,0	80,0	40,0
Eólica	885,5	2.965,4	2.062,8
Solar Fotovoltaica	0,0	0,0	0,0
TOTAL	3.923,1	7.831,4	5.816,6

Fonte: 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 Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 21/08/2013, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS, CCEE e EPE.

9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão *

No mês de agosto de 2013 foram concluídos e incorporados ao Sistema Interligado Nacional – SIN 4.750,0 km de linhas de transmissão:

- LT 600 kV Coletora Porto Velho / Araraquara 2 C1, com total de 2 x 2.375,0 km**, da Empresa IE MADEIRA, em Rondônia, Mato Grosso e São Paulo.

** De acordo com reunião realizada em 23/09/2009, entre MME, ANEEL e ONS, quando foi tratado o assunto “Indicadores (quantitativos) do Sistema de Transmissão Nacional”, uniformizando critérios, foi adotada para a linha acima citada a mesma metodologia de contabilização da Interligação de Itaipu em corrente contínua, passando a considerar cada pólo um circuito.

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

Tensão (kV)	Realizado em Ago/13 (km)	Acumulado em 2013 (km)
230	0,0	764,7
345	0,0	5,0
440	0,0	0,0
500	0,0	2.960,0
525	0,0	0,0
600 (CC)	4.750,0	4.750,0
750	0,0	0,0
TOTAL	4.750,0	8.479,7

Fonte: MME / ANEEL / ONS



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

Foram incorporados ao SIN, na Rede Básica, os seguintes transformadores:

- 1º transformador 500/138 kV – 150 MVA na SE Oriximiná (MACAPÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA), no Pará;
- 3º e 4º transformadores 345/88 kV – 400 MVA cada, na SE Itapeti (IE PINHEIROS), em São Paulo;
- 3º transformador 525/230 kV – 600 MVA, na SE Cascavel Oeste (COPEL GT), no Paraná;
- 1º e 2º transformadores 345/138 kV – 75 MVA cada, na SE Corumbá (CALDAS NOVAS), em Goiás;
- 2º transformador 230/138 kV – 100 MVA, na SE Carajás (ATLÂNTICO), no Pará;

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

Transformação (MVA)	Realizado em Ago/13 (MVA)	Acumulado em 2013 (MVA)
TOTAL	1.800,0	9.474,0

Fonte: MME / ANEEL / ONS

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

9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

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

Tensão (kV)	Previsão 2013	Previsão 2014	Previsão 2015
230	2.820,0	4.775,0	773,0
345	79,0	121,0	0,0
440	0,0	152,0	0,0
500	1.129,0	2.569,0	4.088,0
525	0,0	1.665,0	0,0
600 (CC)	0,0	2.375,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
TOTAL*	4.028,0	11.657,0	4.861,0

Fonte: 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 2013	Previsão 2014	Previsão 2015
TOTAL	14.297,0	28.969,0	7.367,0

Fonte: 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 19/08/2013, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.



10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

Foi mantido o despacho de geração térmica do grupo GT1A para garantia do suprimento energético no SIN até o dia 30/08/2013, inclusive, quando passou a ser adotado o Valor Condicionado ao Risco – CVaR no Programa Mensal de Operação Eletroenergética – PMO, e o despacho contemplou apenas geração térmica por ordem de mérito, inflexibilidade e restrição elétrica, tendo sido programadas por garantia de suprimento energético apenas as UTEs a GNL com despacho antecipado.

Nesse contexto, foi verificada geração térmica de 11.018 MW médios ao longo do mês, considerando inflexibilidade, restrição elétrica, ordem de mérito e garantia de suprimento energético, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

Os CMOs variaram entre R\$ 87,98 / MWh, menor valor do mês, ocorrido no subsistema Sul, e R\$ 258,02 / MWh, ocorrido em todos os subsistemas com exceção do Sul, considerando o valor médio de todos os patamares de carga. O maior valor foi verificado no encerramento do mês, devido à utilização das versões 18 do modelo Newave e 19 do modelo Decomp para elaboração do PMO, com a incorporação do mecanismo de aversão a risco CVaR, em atendimento ao Despacho ANEEL nº 2.978, de 27/08/2013. Destaca-se o descolamento do CMO no subsistema Sul a partir do dia 10/08/2013 em função do atingimento dos limites de transmissão.

10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

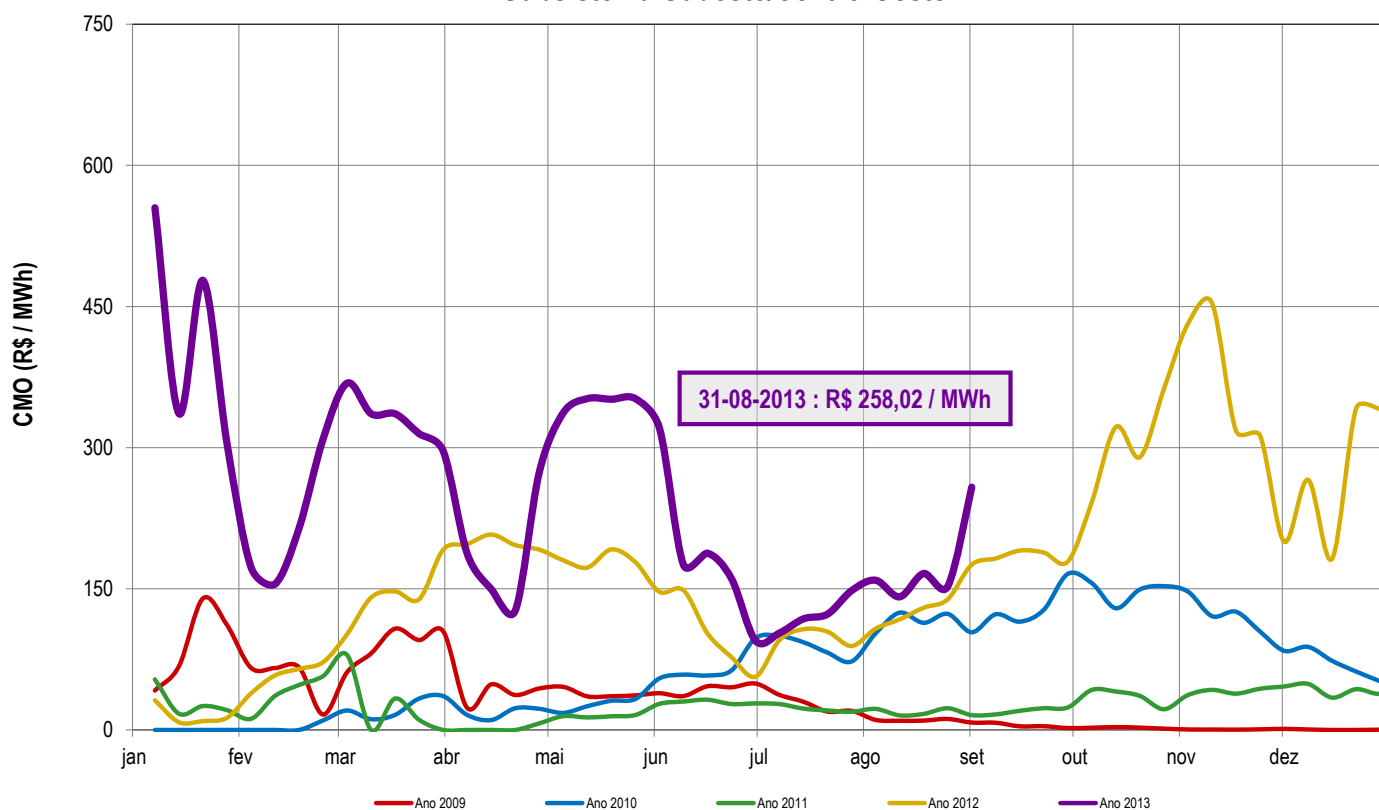


Figura 34. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: 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 *

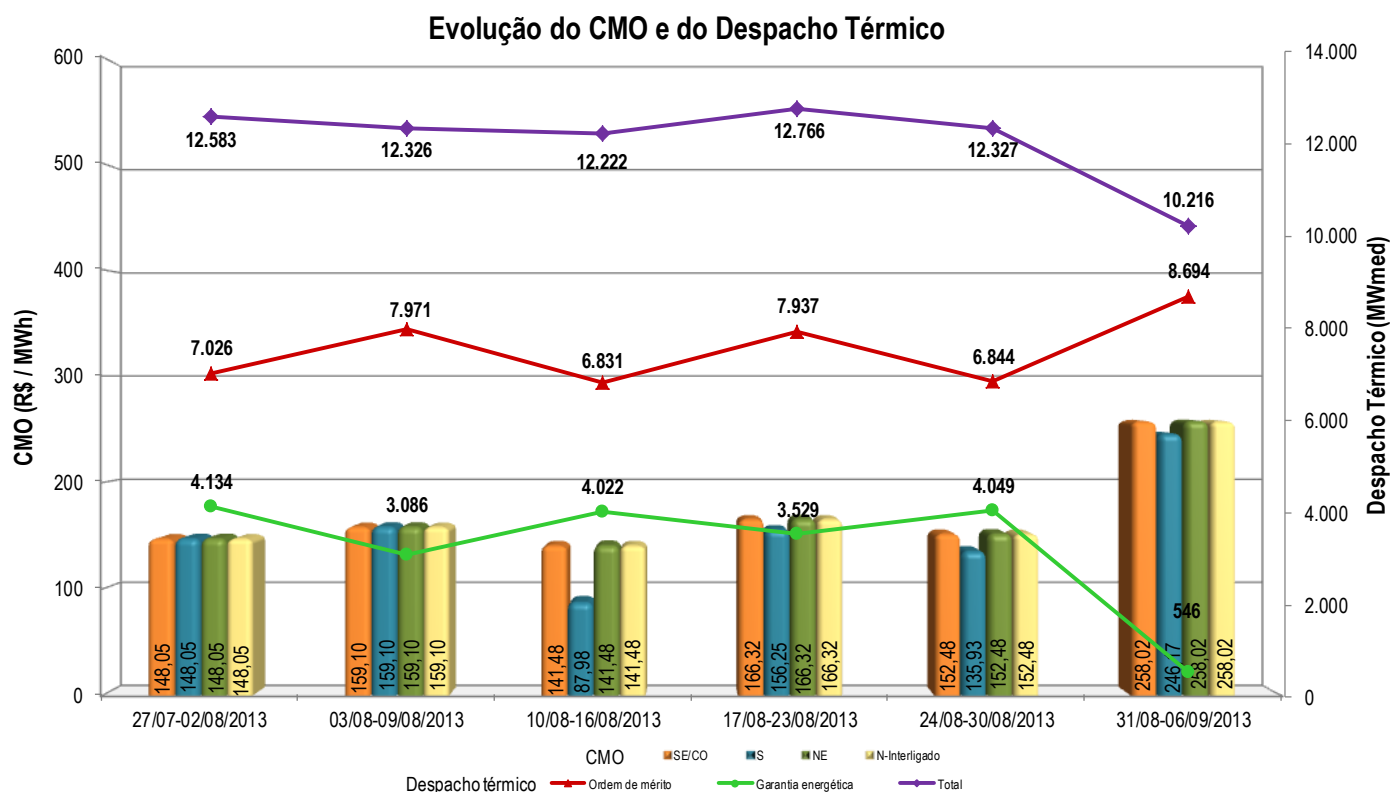


Figura 35. Evolução do CMO e do despacho térmico no mês.

* Os valores de despacho térmico referem-se à previsão do ONS em cada revisão do PMO.

Fonte: ONS

11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em julho de 2013 foi de R\$ 496,58 milhões, 34,2% inferior ao mês anterior, composto pelos encargos: Restrição de Operação (R\$ 61,08 milhões), que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN, destacando-se a geração das UTEs Termonorte II e Mário Lago, que corresponderam respectivamente a 74,5% e 20,3% do total desse encargo; Segurança Energética (R\$ 429,44 milhões), que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica devido à geração complementar para garantia do suprimento energético; e Serviços Ancilares (R\$ 6,06 milhões), 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. No mês de julho não houve o pagamento de encargo por ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco.

Ressalta-se que parcela expressiva do ESS deve-se à garantia de Segurança Energética, que representou 86,5% de todo o ESS no referido mês e foi inferior ao verificado no mês anterior principalmente devido ao desligamento das usinas térmicas do grupo GT1B a partir do dia 04/07/2013, aprovado na 131ª Reunião do CMSE.

Destaca-se que no dia 30/08/2013 foi publicada a Resolução Normativa ANEEL nº 576, que revoga todas as disposições normativas atinentes à CAR, inclusive “o despacho fora da ordem de mérito por ultrapassagem da CAR”.

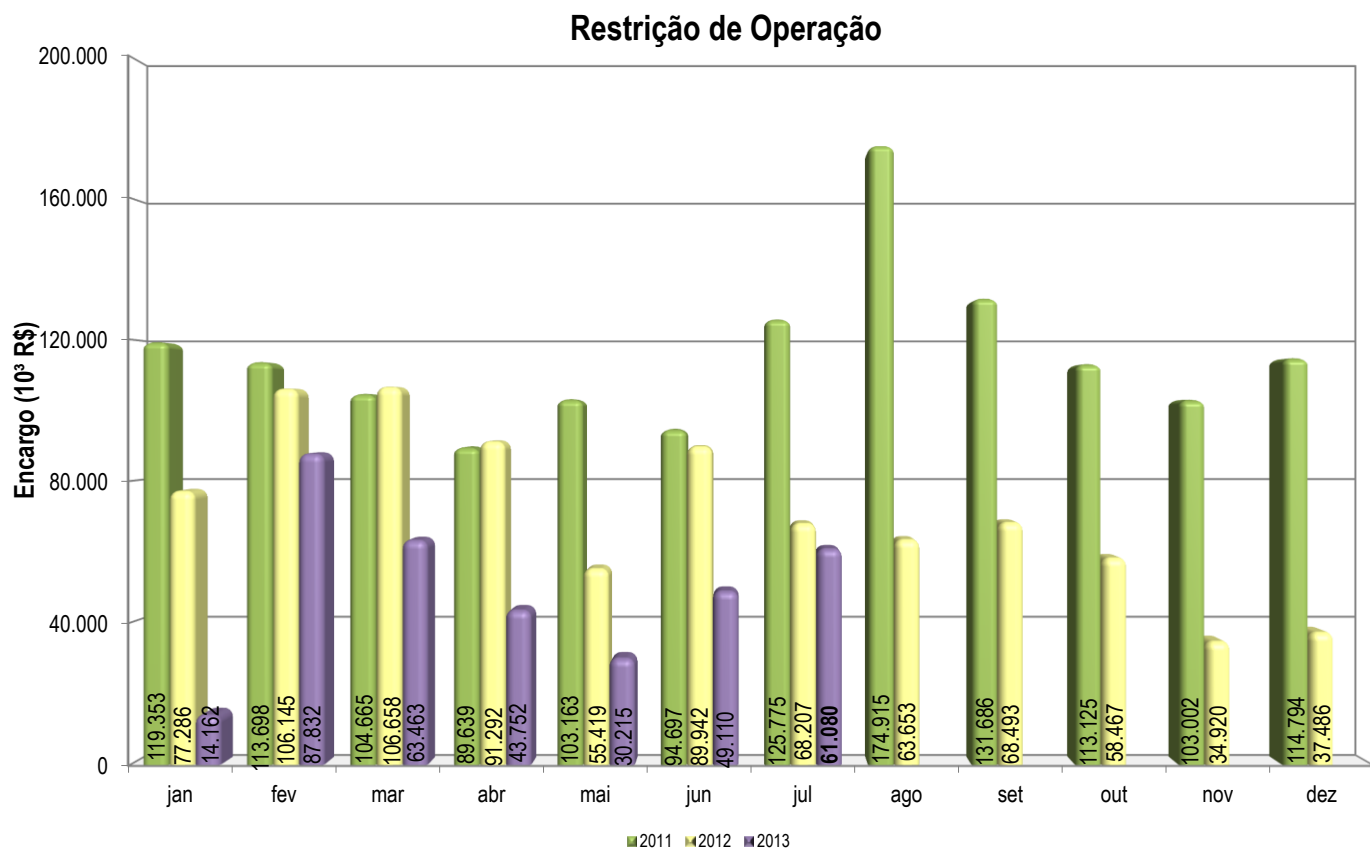


Figura 36. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: CCEE

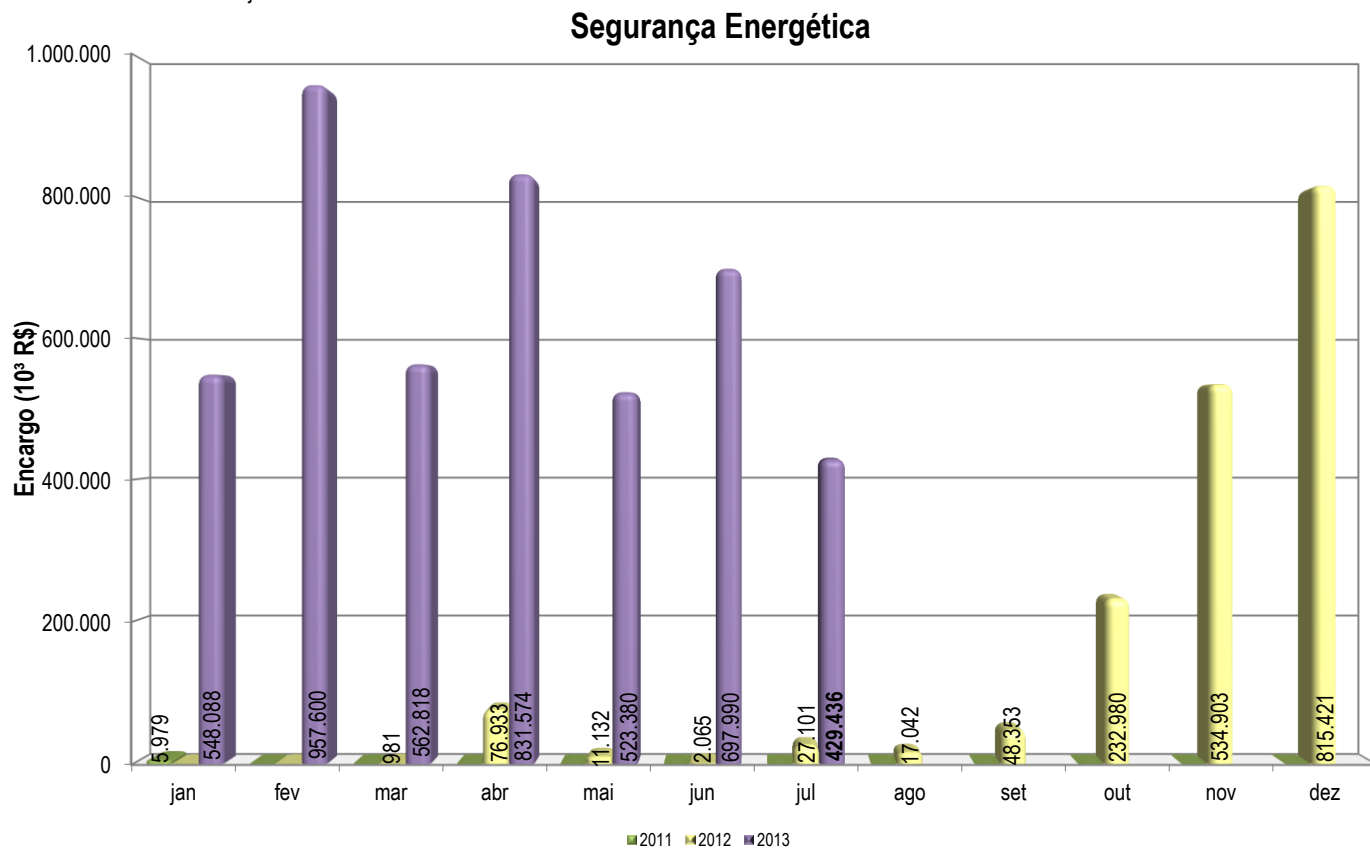


Figura 37. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: CCEE

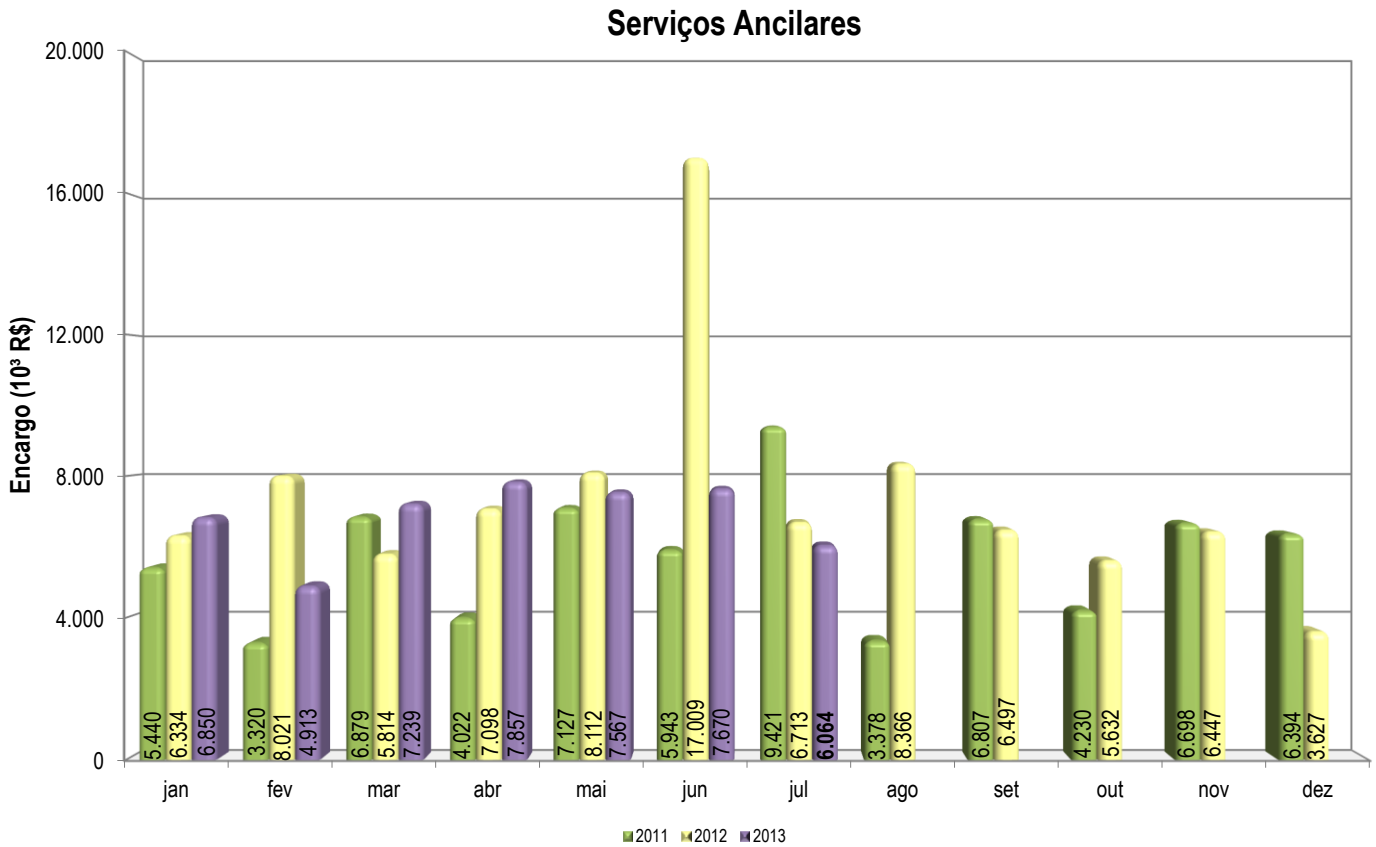


Figura 38. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: CCEE

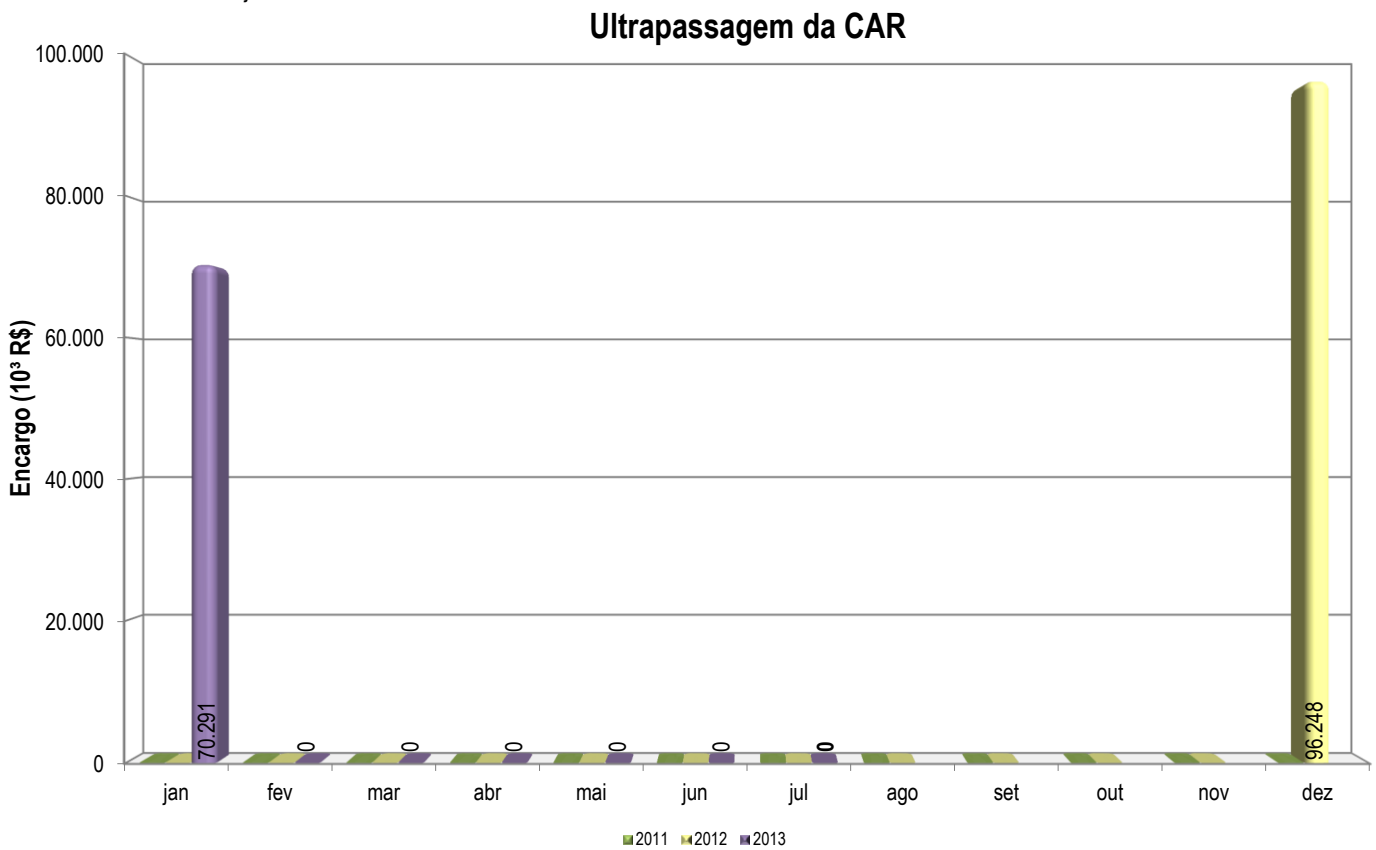


Figura 39. Encargos Setoriais: Ultrapassagem da CAR.

Dados contabilizados até julho de 2013.

Fonte: CCEE



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de agosto de 2013 o número de ocorrências e o montante de carga interrompida foram superiores aos valores verificados no mesmo período de 2012. A seguir destacam-se as ocorrências de maior impacto:

- **Dia 20/08, às 13h45:** Desligamento do transformador 230/69 kV da SE Manaus (Eletrobras Amazonas Energia) pela atuação da proteção de retaguarda, após desligamento da LT 69 kV Manaus / Distrito I, por queda de árvore sobre a linha. Houve interrupção de **494 MW** de cargas na região metropolitana de Manaus. Causa: Falha no sistema de proteção da LT 69 kV Manaus / Distrito I.
- **Dia 22/08, às 19h36:** Desligamento do setor de 138 kV da SE Volta Redonda, pela atuação acidental do sistema de proteção associado ao disjuntor da LI Cachoeira - Volta Redonda Circuito 2, e das LTs 138 kV Saudade - Funil circuitos 1 e 2, por sobrecarga. Houve interrupção de **411 MW** de cargas da Light, no estado do Rio de Janeiro. Causa: Atuação acidental decorrente da presença de limalha no contato do relé auxiliar de partida da Proteção de Falha de Disjuntor.
- **Dia 28/08, às 15h08:** Desligamento das LTs 500 kV Ribeiro Gonçalves/São João do Piauí C2, da IENNE e Ribeiro Gonçalves/São João do Piauí C1, da TAESA, configurando uma contingência dupla, que conduziu à perda de sincronismo e conseqüente separação do submercado Nordeste do restante do SIN. Houve interrupção de **8.609 MW** de cargas na região Nordeste. Causa: Queimada na faixa de servidão das LTs.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências em 2013.

Carga Interrompida no SEB (MW)												
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SIN**	0	0	0	0	0	0	0	0				
S	0	0	0	0	0	0	394	224				
SE/CO	861	432	130	0	243	0	611	411				
NE	563	341	174	0	213	213	152	8.710				
N-Int***	0	138	443	0	272	212	1.430	494				
Isolados	816	0	515	184	222	0	0	0				
TOTAL	2.240	910	1.262	184	950	425	2.587	9.839	0	0	0	0

Fonte: ONS, Eletronorte e Amazonas Energia

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências em 2013.

Número de Ocorrências												
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SIN**	0	0	0	0	0	0	0	0				
S	0	0	0	0	0	0	1	2				
SE/CO	4	2	1	0	2	0	2	1				
NE	2	1	1	0	1	2	1	2				
N-Int***	0	1	2	0	1	1	3	1				
Isolados	3	0	2	1	2	0	0	0				
TOTAL	9	4	6	1	6	3	7	6	0	0	0	0

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

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

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

Fonte: ONS, Eletronorte e Amazonas Energia

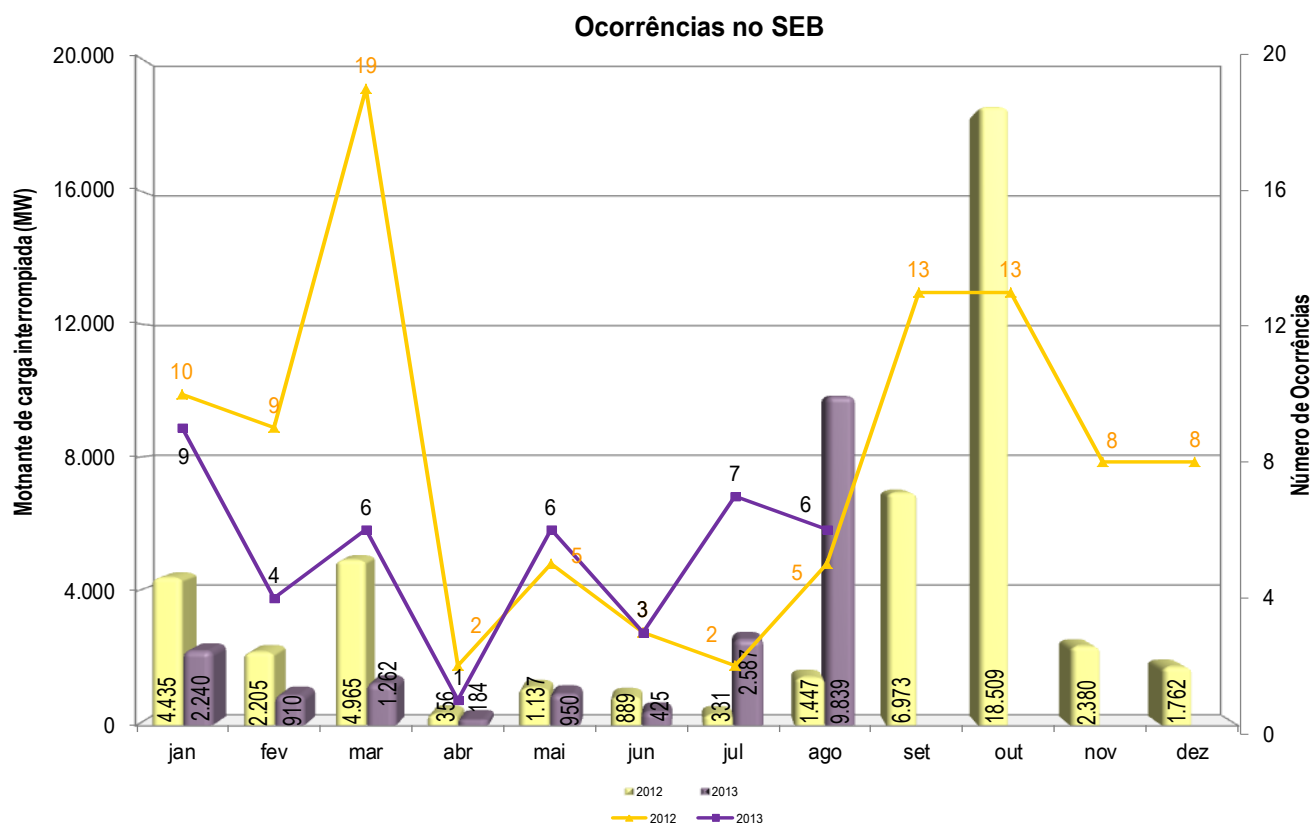


Figura 40. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte: ONS, Eletronorte e Amazonas Energia

12.2. Indicadores de Continuidade *

Tabela 19. Evolução do DEC em 2013.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2013														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,93	1,67	1,72	1,49	1,32	1,22	1,18						10,54	15,16
S	1,31	1,36	1,09	1,04	1,04	1,03	1,27						8,14	14,07
SE	1,43	1,10	1,19	0,69	0,82	0,68	0,84						6,78	9,97
CO	3,10	2,69	2,68	2,04	1,53	1,47	1,46						14,93	17,95
NE	2,08	1,61	1,61	1,95	1,46	1,42	1,44						11,56	18,50
N	5,19	5,78	6,71	5,41	5,01	4,68	3,13						36,97	39,78

Dados contabilizados até julho de 2013 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte: ANEEL

Tabela 20. Evolução do FEC em 2013.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2013														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,05	0,95	0,98	0,86	0,76	0,74	0,70						6,05	12,46
S	0,85	0,94	0,76	0,67	0,70	0,66	0,75						5,34	11,95
SE	0,72	0,59	0,58	0,38	0,44	0,41	0,49						3,63	8,17
CO	2,00	1,87	2,12	1,49	1,19	1,14	1,16						10,96	16,28
NE	0,99	0,82	0,89	0,94	0,72	0,72	0,69						5,78	13,30
N	3,25	3,12	3,70	3,38	3,03	3,04	2,56						22,34	38,38

Dados contabilizados até julho de 2013 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte: ANEEL

*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

**Nos valores de DEC e FEC acumulados são ajustadas as variações mensais do número de unidades consumidoras.

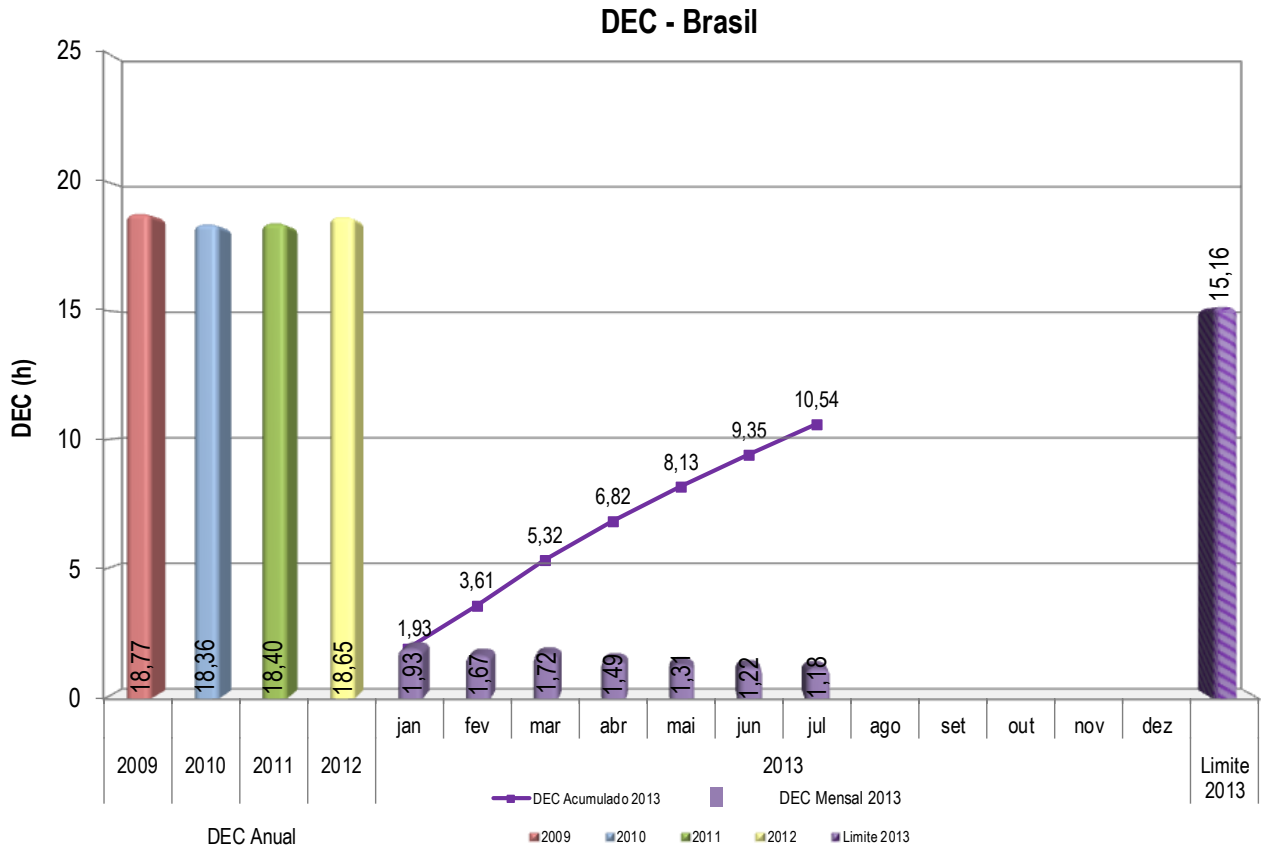


Figura 41. DEC do Brasil.

Dados contabilizados até julho de 2013 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte: ANEEL

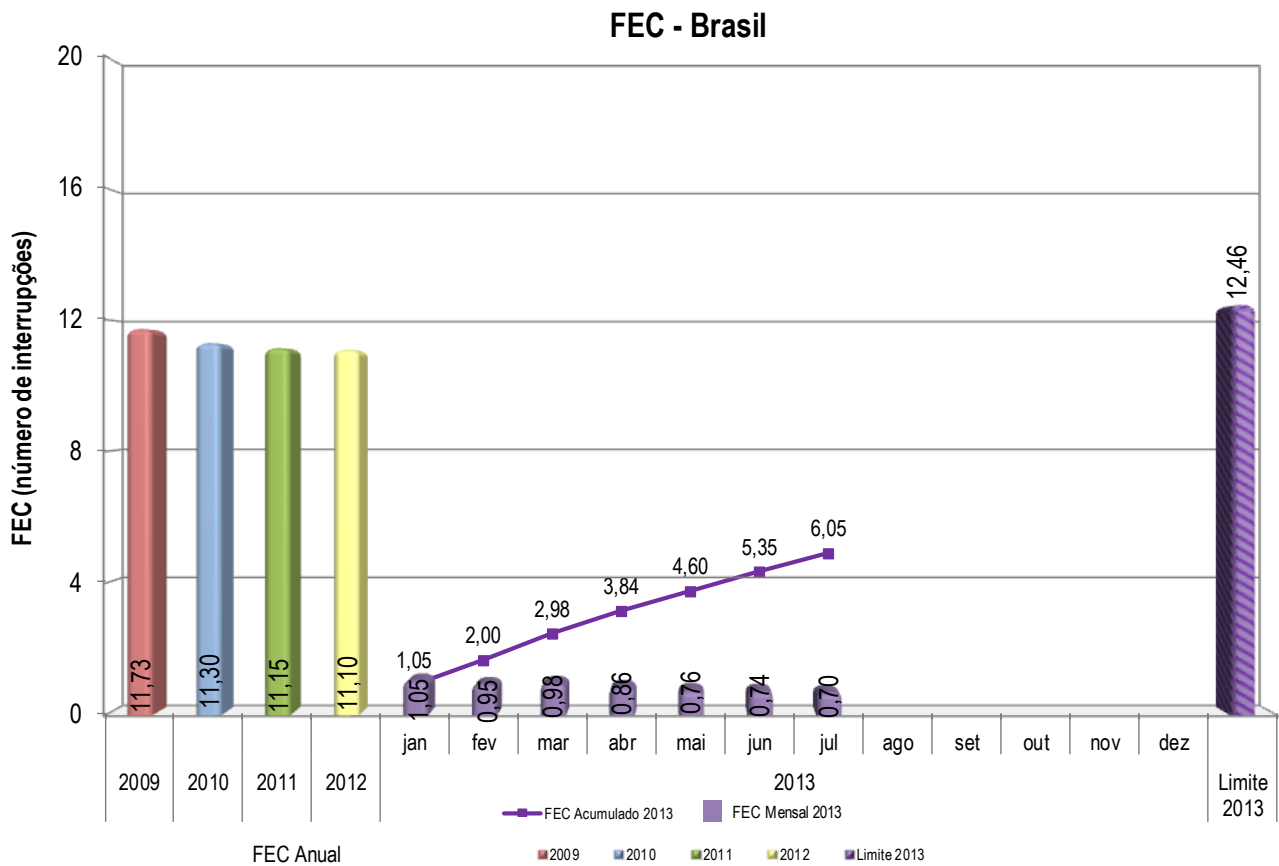


Figura 42. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até julho de 2013 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte: ANEEL



GLOSSÁRIO

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica	Mvar - Megavolt-ampère-reactivo
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica	MW - Megawatt (10^6 W)
BIG – Banco de Informações de Geração	MWh – Megawatt-hora (10^6 Wh)
CAG – Controle Automático de Geração	MWmês – Megawatt-mês (10^6 Wmês)
CAR – Curva de Aversão ao Risco	N - Norte
CC - Corrente Contínua	NE - Nordeste
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	NUCR - Número de Unidades Consumidoras Residenciais
CER - Contrato de Energia de Reserva	NUCT - Número de Unidades Consumidoras Totais
CGH – Central Geradora Hidrelétrica	OCTE – Óleo Leve para Turbina Elétrica
CMO – Custo Marginal de Operação	ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
CO - Centro-Oeste	OC1A – Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre
CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão	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	POCP – Procedimentos Operativos de Curto Prazo
ENA - Energia Natural Afluente Energético	Proinfra - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
EPE - Empresa de Pesquisa Energética	S - Sul
ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga	SE - Sudeste
ESS - Encargo de Serviço de Sistema	SEB - Sistema Elétrico Brasileiro
FC - Fator de Carga	SEE - Secretaria de Energia Elétrica
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	SEP – Sistemas Especiais de Proteção
GNL - Gás Natural Liquefeito	SI - Sistemas Isolados
GTON - Grupo Técnico Operacional da Região Norte	SIN - Sistema Interligado Nacional
GW - Gigawatt (10^9 W)	SPE - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
GWh – Gigawatt-hora (10^9 Wh)	UEE - Usina Eólica
h - Hora	UHE - Usina Hidrelétrica
Hz - Hertz	UNE - Usina Nuclear
km - Quilômetro	UTE - Usina Termelétrica
kV – Quilovolt (10^3 V)	VU - Volume Útil
MLT - Média de Longo Termo	ZCAS – Zona de Convergência do Atlântico Sul
MME - Ministério Minas e Energia	ZCOU – Zona de Convergência de Umidade