



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Dezembro – 2013





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Dezembro – 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 de Monitoramento do Desempenho do Sistema Elétrico

Thiago Pereira Soares

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.....	3
2.1. Precipitação Acumulada – Brasil.....	3
2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias	4
2.3. Energia Natural Afluente Armazenável	5
2.4. Energia Armazenada	7
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	10
3.1. Principais Intercâmbios Verificados	10
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	11
4.1. Consumo de Energia Elétrica	11
4.2. Unidades Consumidoras.....	13
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.....	20
7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	20
7.4. Geração Eólica	21
7.5. Energia de Reserva	22
7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física	24
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	29
9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão	29
9.2. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	29
9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão	30



9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação	30
10.CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO.....	30
10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação.....	31
10.2. Despacho Térmico.....	31
11.ENCARGOS SETORIAIS	32
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 01/12/2013 a 30/12/2013 – Brasil.....	3
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/12/2013 a 29/12/2013 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.....	4
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	5
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.....	5
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.....	6
Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.....	6
Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	8
Figura 8. EAR: Subsistema Sul.....	8
Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.....	9
Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.....	9
Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MW médios).....	10
Figura 13. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	12
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.....	21
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.....	23
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).....	24
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.....	25
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.....	26
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.....	27
Figura 34. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	31
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.....	33
Figura 38. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	33
Figura 39. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	35
Figura 40. DEC do Brasil.....	36
Figura 41. FEC do Brasil.....	36



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	7
Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.	10
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	12
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.	12
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	13
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.....	20
Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	20
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.....	28
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW).	28
Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	29
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	29
Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	30
Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	30
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências em 2013.....	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

O mês de dezembro de 2013 foi caracterizado pela anomalia positiva de precipitação nas bacias hidrográficas dos rios São Francisco (incremental à UHE Sobradinho), Tocantins, Paraíba do Sul e Doce, devido à configuração da Zona de Convergência do Atlântico Sul – ZACS. As demais bacias de interesse do SIN apresentaram chuva abaixo da média. Como consequência, em comparação ao mês de novembro, houve melhoria das aflúências brutas a todos os subsistemas em relação à média de longo termo, com destaque para o subsistema Nordeste.

Em sua 137ª reunião, realizada em 4 de dezembro de 2013, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico homologou os procedimentos para a operação do SIN durante o Sorteio de Grupos para a Copa de 2014, cujos resultados foram bem sucedidos vista a ausência de perturbações no sistema elétrico no período.

No mês foram verificados 11.993 MW médios de geração térmica programada pelo ONS considerando todas as razões de despacho, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de novembro apresentou a seguinte distribuição por subsistema: +1,6 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, -15,3 p.p. no Sul, +11,6 p.p. no Nordeste e +12,9 p.p. no Norte-Interligado.

No dia 11 de dezembro de 2013 foi realizado o lançamento da “World Energy Outlook 2013”, publicação anual da Agência Internacional de Energia, cujo foco especial do ano foi o Brasil, caracterizado no documento como referência na expansão da oferta de energia elétrica por fontes renováveis, no modelo preconizado em leilões com contratos de longo prazo de fornecimento de energia e também por realizar avanços que tornarão o Brasil um dos países com maior produção de petróleo nas próximas décadas.

No dia 13 de dezembro de 2013 foi realizado o Leilão de Transmissão nº 13/2013, encerrando com três lotes arrematados e um vazio, com um deságio médio de 5,64%. O prazo das obras vai variar de 22 a 36 meses e as instalações serão construídas nos estados de Minas Gerais, Rondônia, Maranhão, Piauí, Tocantins e Ceará.

No mesmo dia foi realizado o Leilão de Energia A-5 para contratação de energia elétrica de novos empreendimentos de geração, com início de suprimento em maio de 2018. Venceram 5 térmicas à biomassa, 16 pequenas centrais hidrelétricas e 97 eólicas. O preço médio de venda foi R\$ 109,93 / MWh, que representa deságio de 8,67%, sendo R\$ 95,4 / MWh o preço médio dos empreendimentos hidráulicos, R\$ 133,75 / MWh para usinas térmicas e R\$ 119,03 / MWh para eólicas.

No dia 17 de dezembro de 2013 ocorreu o Leilão de Energia A-1 nº 12/2013 que contratou 2.571 MW médios de usinas hidrelétricas e termelétricas, a partir de empreendimentos de geração já existentes na modalidade por quantidade de energia, com prazos de 12, 18 e 36 meses e cujos preços negociados foram: R\$ 191,41 / MWh, R\$ 165,20 / MWh e R\$ 149,99 / MWh.

Também no dia 17 de dezembro de 2013 a ANEEL prorrogou para 2015 o início do período de testes do sistema de bandeiras tarifárias.

No dia 19 de dezembro de 2013 a ANEEL aprovou o Edital do Leilão nº 11/2013 que será realizado em fevereiro de 2014 e conectará a UHE Belo Monte à região Sudeste.

No dia 26 de dezembro de 2013 foi realizada reunião técnica no MME para avaliar os procedimentos de operação do sistema elétrico brasileiro durante as festividades de passagem do Ano Novo, que ocorreu sem problemas de atendimento de energia elétrica.

No dia 27 de dezembro de 2013 houve contratação de cerca de 120 MW em capacidade instalada de empreendimentos de geração solar pelo Governo de Pernambuco, com preço médio de R\$ 228,63 / MWh e deságio de 8,55% e cujos empreendimentos ainda devem ser outorgados pela ANEEL. Ressalta-se que no leilão A-3 realizado pela ANEEL em novembro de 2013 foi autorizada a participação de empreendimentos de geração solar, mas não houve vencedores devido à competição com as demais fontes de energia participantes do leilão. A atual capacidade instalada no Brasil é de cerca de 5 MW.



No mês de dezembro entraram em operação comercial 326,6 MW de geração, 69,0 km de linhas de transmissão e 1.022,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano totalizaram 6.532,7 MW de novas usinas, sendo que 5.888,7 MW entraram em operação comercial e 644,0 MW estão atestadas como aptas a entrar em operação comercial, 9.928,91 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 16.668,0 MVA de transformação na Rede Básica.

No ano de 2013 foi introduzido o mecanismo de aversão a risco CVaR – *Conditional Value at Risk* – nos programas computacionais de formação de preço e o Custo Marginal de Operação – CMO registrou a maior média anual do histórico avaliado desde 2003, cerca de 60% superior ao ano de 2012, cujo preço médio é o segundo maior desse período. Também houve recorde de produção em Itaipu no ano de 2013, cuja energia foi responsável por cerca de 16% do atendimento à carga do SIN no ano.

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

Na primeira quinzena do mês de dezembro de 2013 a atuação de áreas de instabilidade e a passagem de frentes frias ocasionaram chuva fraca à moderada nas principais bacias hidrográficas do SIN.

Na segunda quinzena, por outro lado, houve intensos eventos de precipitação em grande parte do centro-leste do Brasil, inclusive no semiárido nordestino, devido à atuação da Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS). Esse sistema meteorológico é caracterizado pela grande faixa de nebulosidade que se estende desde a Amazônia até a Região Sudeste do País, provocando consideráveis volumes de chuva nas áreas de atuação.

Como resultado, as Bacias do Tocantins, São Francisco, Paraíba do Sul e Doce apresentaram volume de chuva acima da normal climatológica no encerramento do mês. O destaque foi a Bacia Rio Doce, na qual foi observado aproximadamente o dobro do total de precipitação em relação à climatologia para o mês de dezembro.

Em comparação ao mês de novembro, houve melhoria das aflúências brutas a todos os subsistemas em relação à média de longo termo, com destaque para o subsistema Nordeste, cujo percentual de Energia Natural Afluente – ENA foi o melhor desde fevereiro de 2012, mas ainda equivalente a 83% da média. Em valores absolutos, apenas o subsistema Sul apresentou pequena redução.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 95 %MLT – 39.130 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (38º pior valor*), 88 %MLT – 6.511 MW médios no Sul (38º melhor valor*), 83 %MLT – 8.490 MW médios no Nordeste (28º pior valor*) e 97 %MLT – 5.563 MW médios no Norte-Interligado (35º melhor valor*).

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

2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

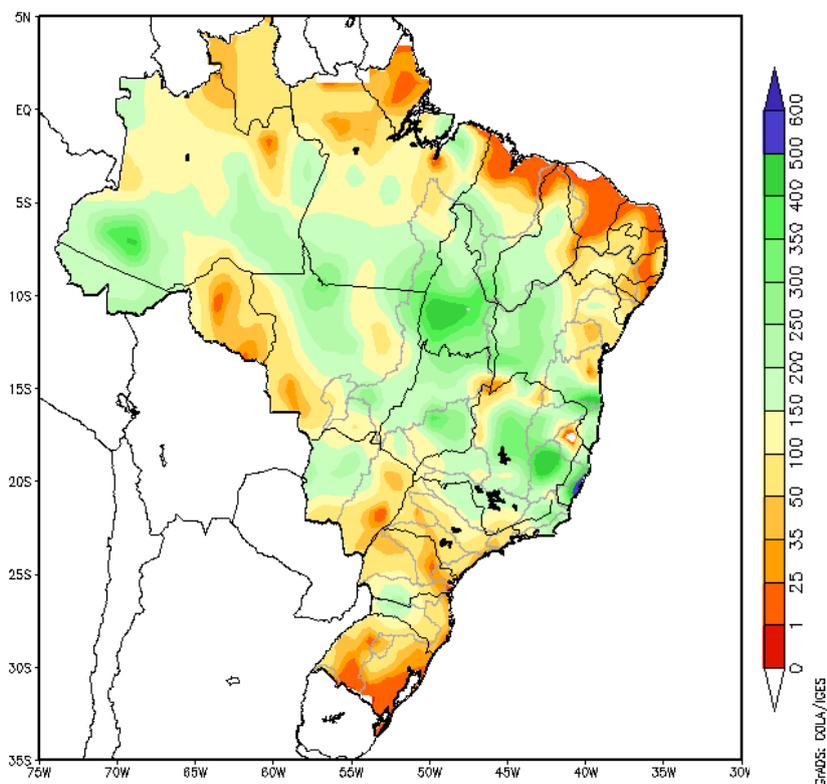


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/12/2013 a 30/12/2013 – Brasil.

Fonte: ONS



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

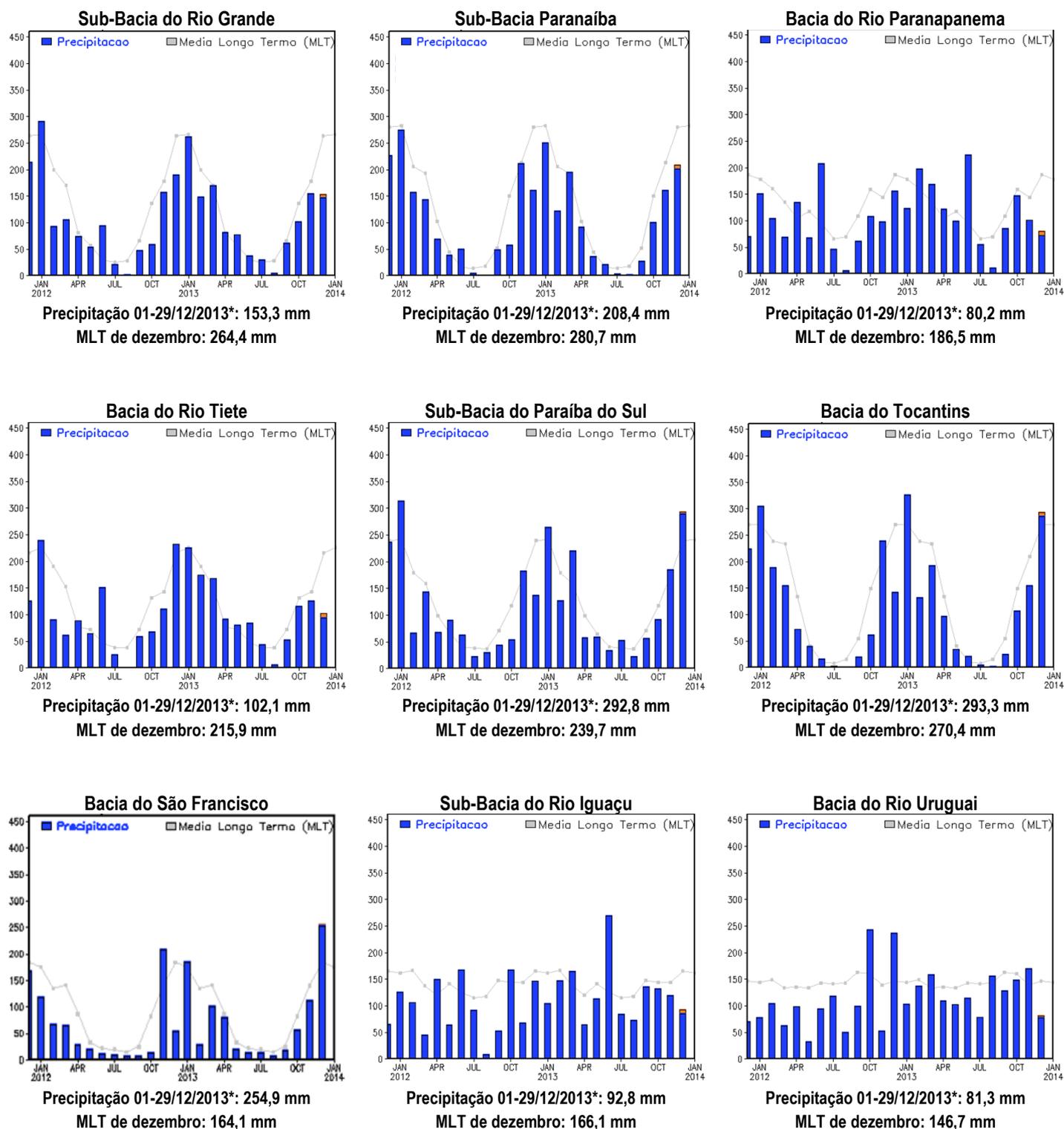


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/12/2013 a 29/12/2013 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

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



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

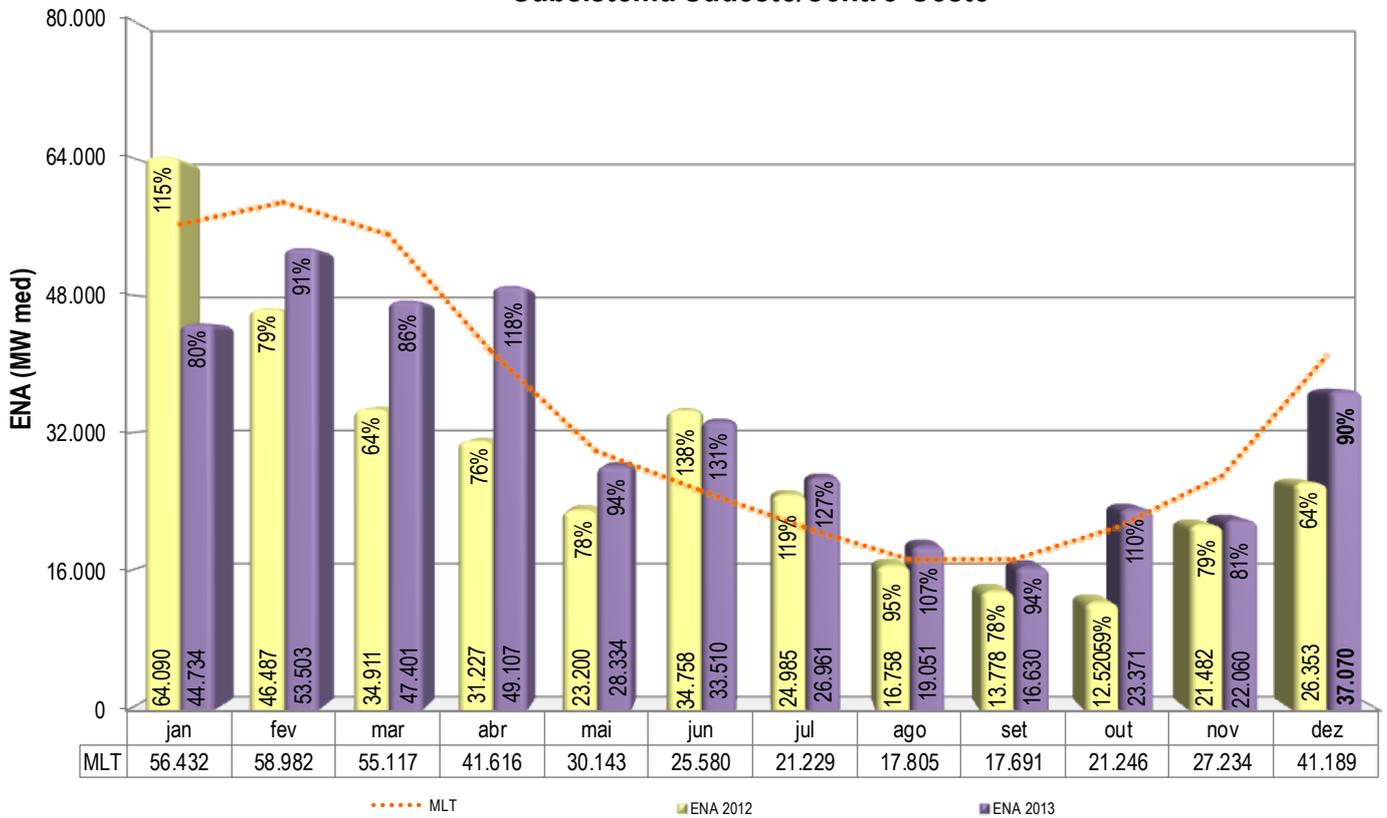


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

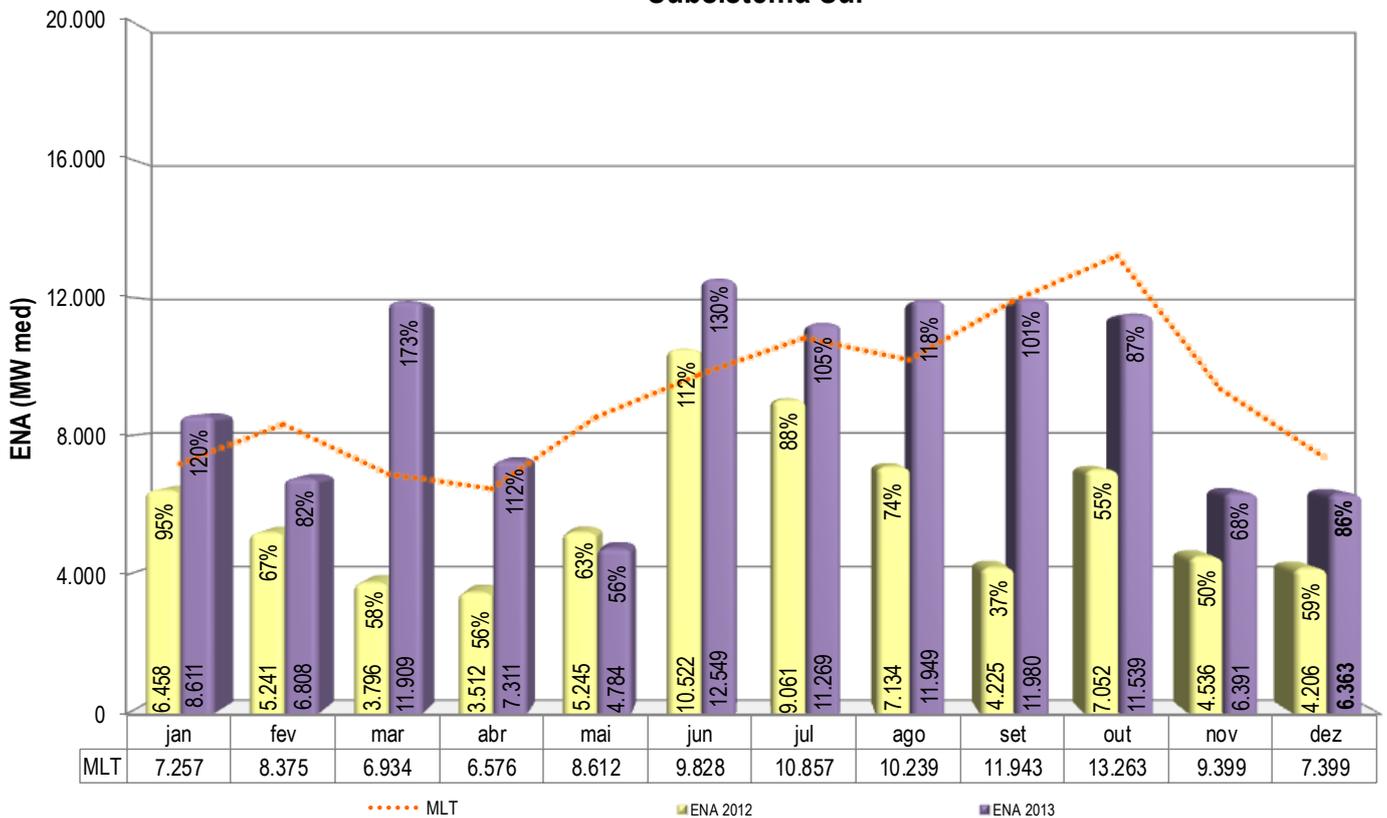


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



Subsistema Nordeste

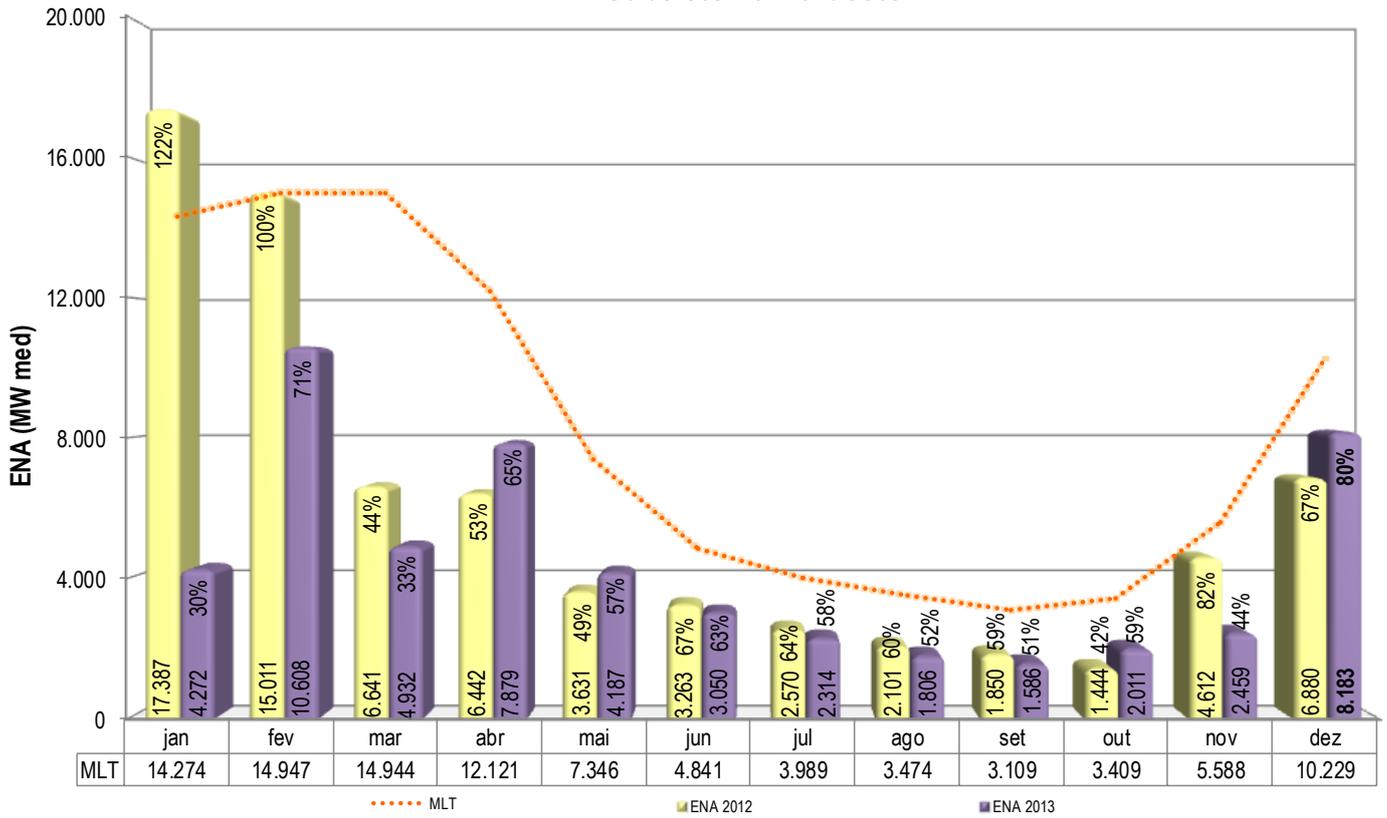


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

Subsistema Norte-Interligado

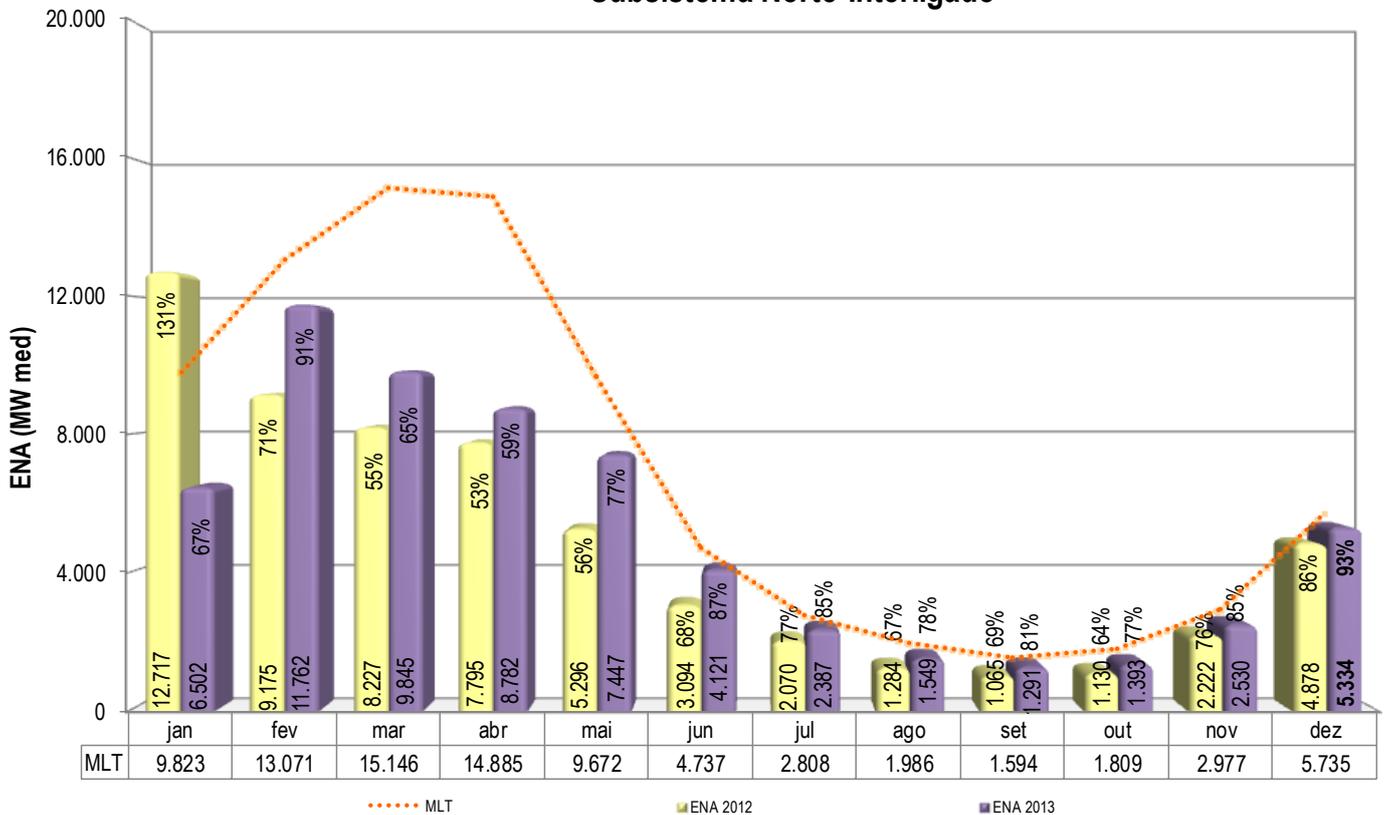


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



2.4. Energia Armazenada

Em dezembro de 2013 ocorreu replecionamento nos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas, com exceção do subsistema Sul, com contribuição de cerca de 11.037 MW médios de produção térmica no mês.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste houve um replecionamento de 1,6 p.p., atingindo 43,2 %EAR ao final do mês de dezembro. As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste.

Na Região Sul as disponibilidades energéticas de suas usinas foram exploradas em função das condições hidroenergéticas de suas bacias, prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, respeitando-se os limites elétricos vigentes. Como consequência houve um deplecionamento do reservatório equivalente em 15,3 p.p., atingindo 57,7 %EAR ao final do mês.

Verificou-se melhoria nas aflúncias ao subsistema Nordeste com replecionamento de 11,6 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 33,8 %EAR ao final do mês de dezembro, auxiliados pela produção no mês de cerca de 700 MW médios por restrição elétrica no subsistema.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 46,2 %EAR ao final do mês de dezembro, apresentando replecionamento de 12,9 p.p. A exploração da UHE Tucuruí visou o replecionamento de seu reservatório, de modo a possibilitar o retorno à operação das unidades geradoras remanescentes da fase 2 da usina.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações de energia armazenada em comparação ao final de novembro referem-se ao replecionamento de 21,0 p.p. na UHE Tucuruí (44,2% v.u.), de 12,0 p.p. na UHE Sobradinho (33,0% v.u.), de 8,4 p.p. na UHE Três Marias (29,7% v.u.) e de 5,3 p.p. na UHE Emborcação (37,9% v.u.). No período também houve deplecionamento de 16,7 p.p. na UHE Capivara (80,4% v.u.), referenciados aos respectivos volumes úteis máximos. Destaca-se a UHE Três Marias, cujo armazenamento encontra-se abaixo de 30% v.u. e cujas aflúncias fecharam o mês em 681 m³/s, pouco acima dos 500 m³/s correspondentes à vazão mínima da usina.

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	43,2	202.290	70,0
Sul	57,7	19.873	6,9
Nordeste	33,8	51.815	17,9
Norte	46,2	14.812	5,1
TOTAL		288.790	100,0

Fonte: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste*

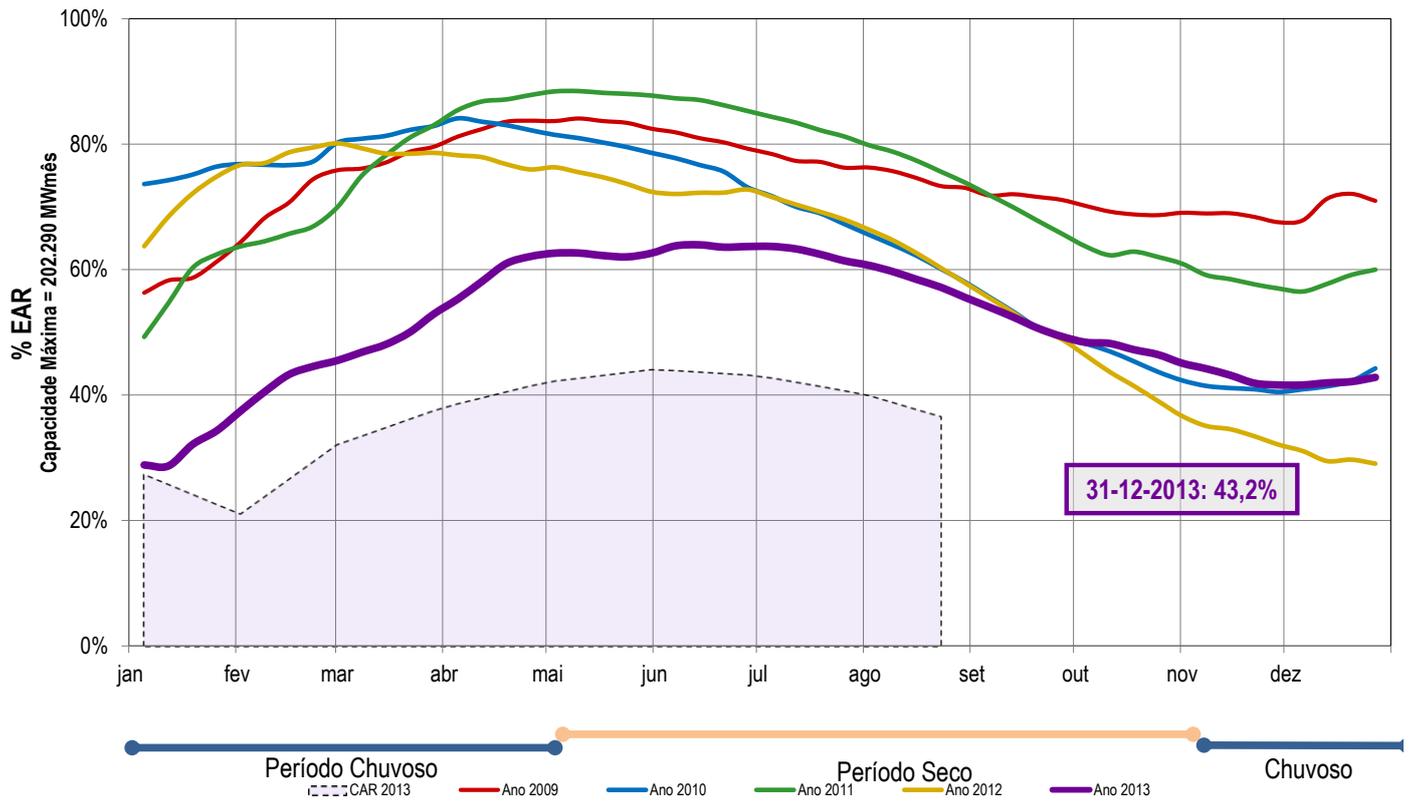


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul *

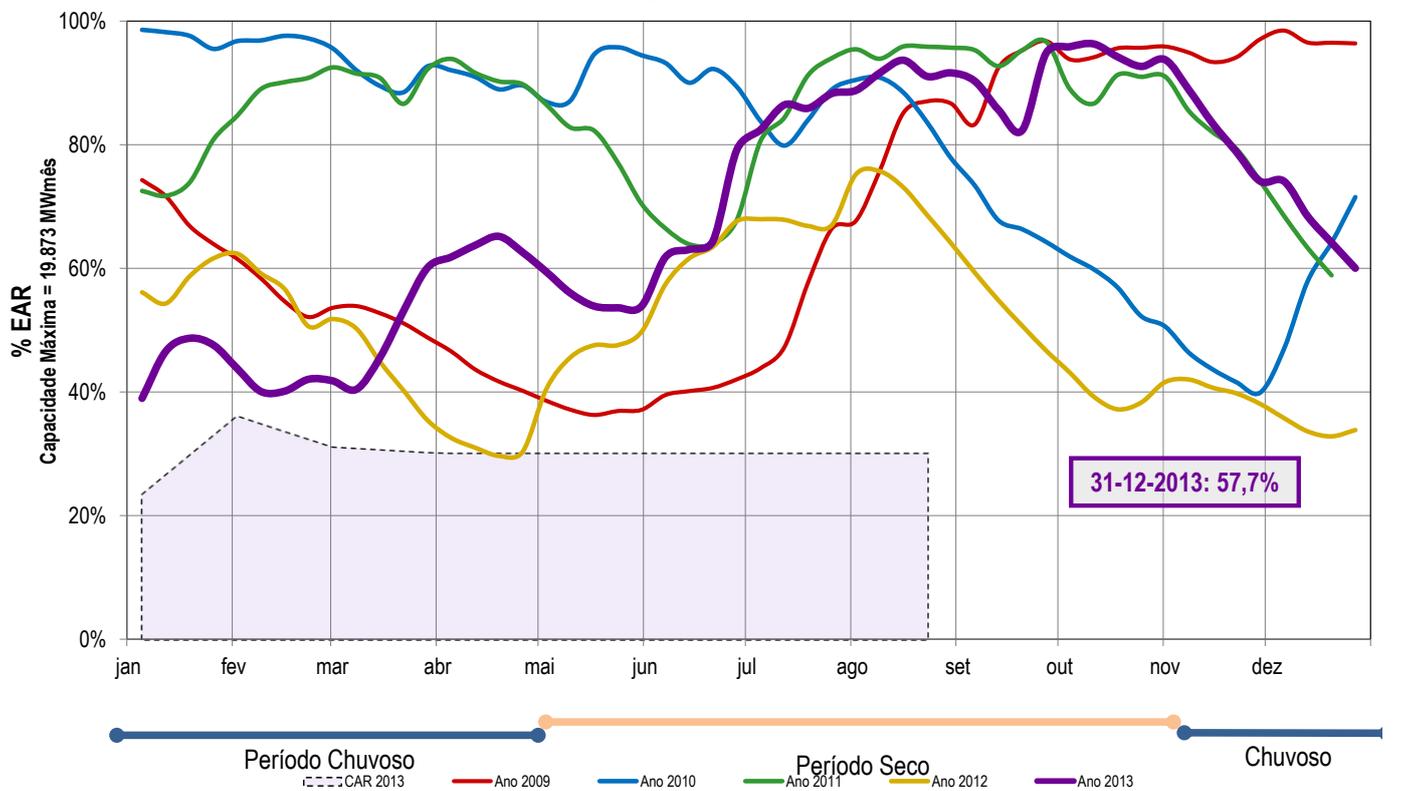


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte: ONS

* As disposições normativas atinentes à CAR foram revogadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 576, de 30 de agosto de 2013.

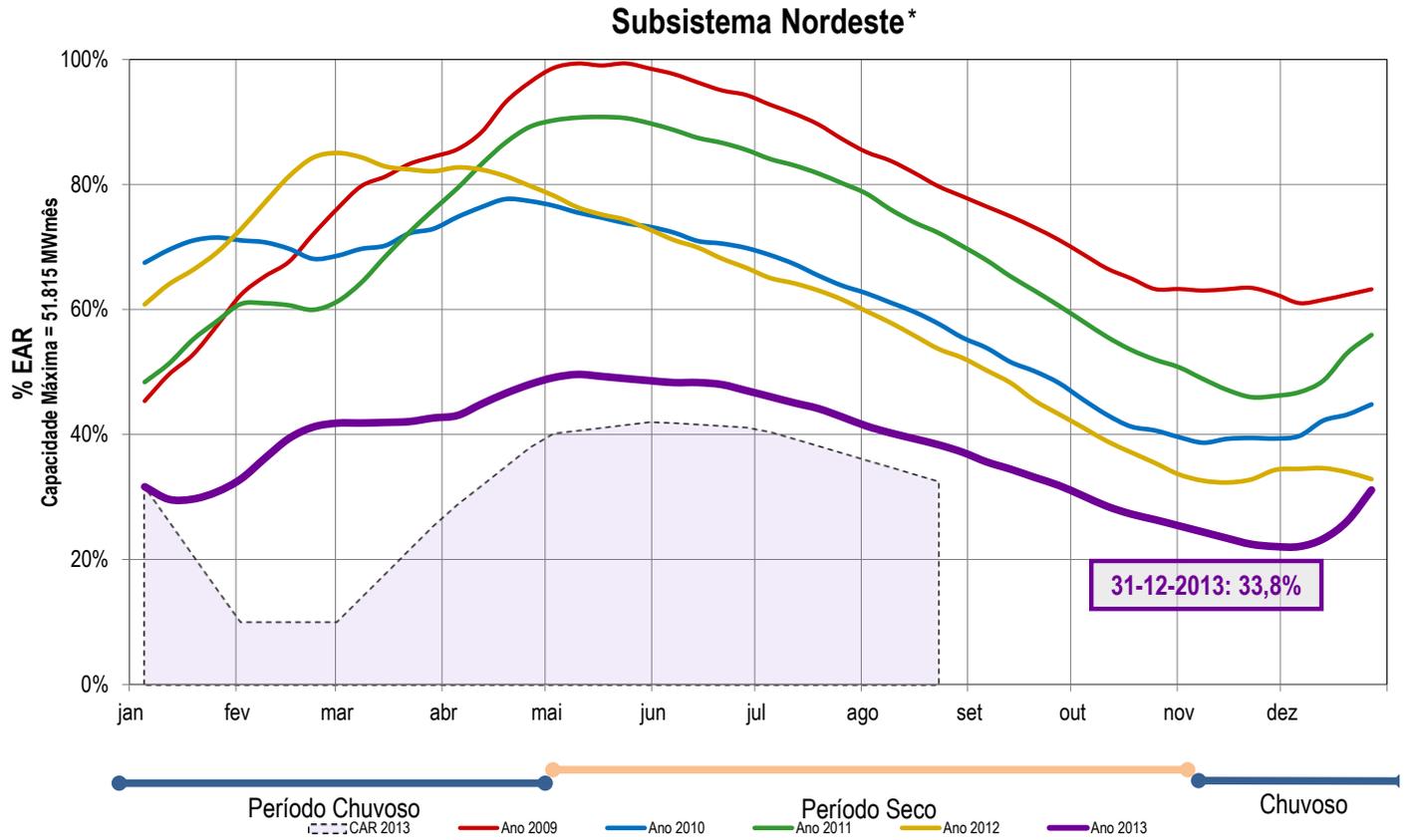


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

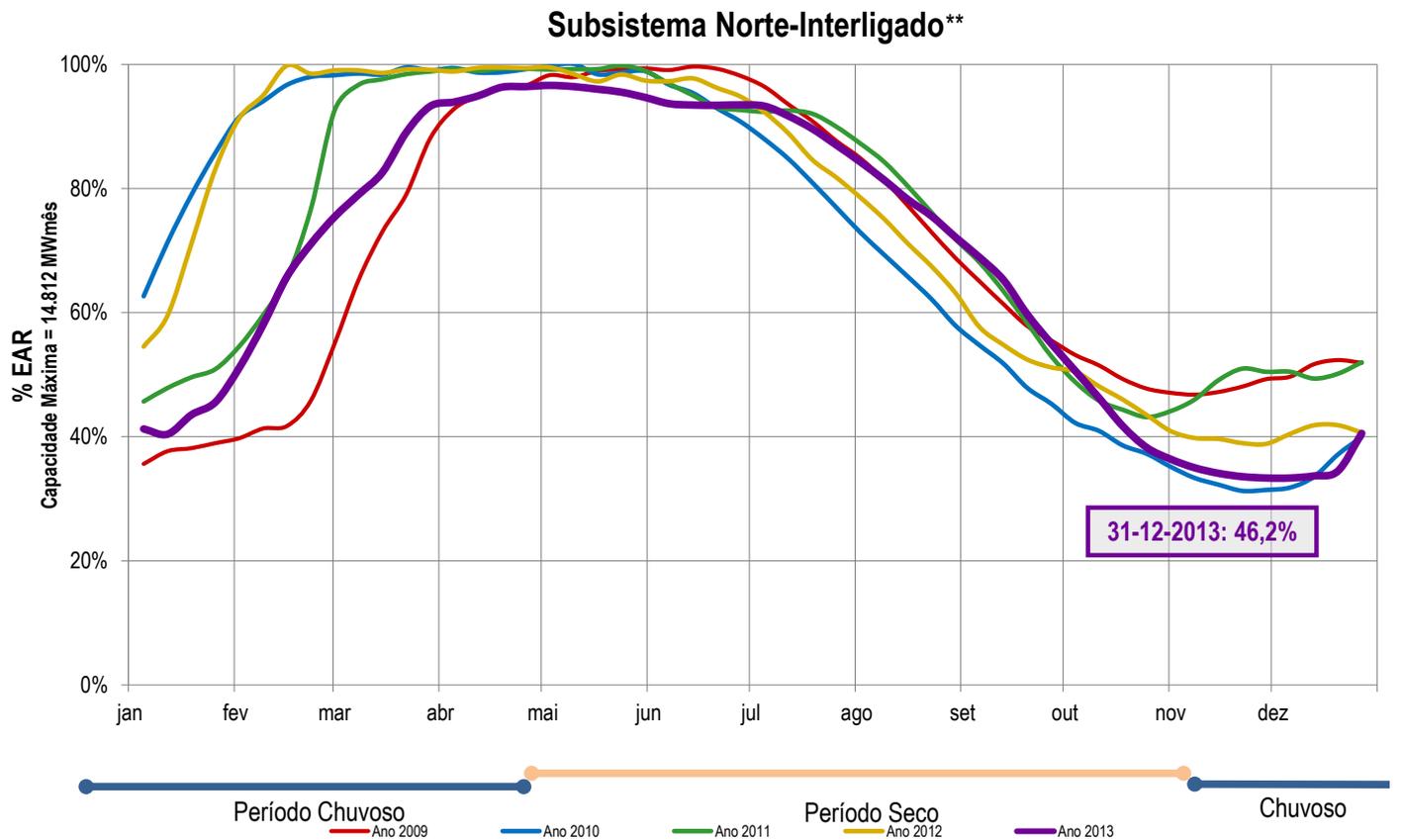


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

* As disposições normativas atinentes à CAR foram revogadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 576, de 30 de agosto de 2013.

** Para o subsistema Norte-Interligado não houve CAR no ano de 2013.

Fonte: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Em dezembro de 2013 verificou-se uma redução da exportação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste no sentido Norte-Interligado e Nordeste para 2.334 MW médios e uma inversão do fluxo para o subsistema Sul, que passou a ser importador de energia em 405 MW médios.

O subsistema Norte-Interligado passou a ser exportador de energia no mês de dezembro em um montante de 439 MW médios, frente à importação de 299 MW médios verificados no mês anterior, principalmente devido à melhoria das afluições à UHE Tucuruí e ao retorno à operação de unidades geradoras da fase 2.

Apesar de ter havido uma melhoria nas afluições ao subsistema Nordeste no mês de dezembro, em função de persistirem as condições hidroenergéticas abaixo da média e devido ao histórico de baixos volumes de precipitação ao longo do ano, houve continuidade do cenário importador, sendo verificado um total de 2.773 MW médios.

Em função da redução das afluições à região, o subsistema Sul importou 405 MW médios em dezembro, o que representa uma inversão no fluxo verificado no mês anterior, em que houve exportação de 1.560 MW médios.

Em dezembro o intercâmbio internacional médio de energia entre Brasil e Argentina foi nulo.



Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB**	200
②	EXPN	(Geração - demanda)
	REC�	(Carga do Norte - Geração de 5 UGs de Tucuruí)
③	EXPNE	4.000
	RNE	4.800
④	(FNS + FSENE)	5.100
	EXPSE	4.300
⑤	RSUL	7.600
	FSUL	5.740
⑥	INT _{Arg}	2.100
	INT _{Urug}	70

Fonte: ONS / Eletronorte

Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

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	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 novembro de 2013 o consumo de energia elétrica atingiu 47.779 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, representando aumento de 5,3% sobre o mesmo mês de 2012. De forma acumulada nos últimos 12 meses (Dez/12 a Nov/13), o incremento de consumo de energia verificado foi de 3,6% em relação a igual período anterior.

O consumo residencial em novembro de 2013 acumulou crescimento de 6,3% em 12 meses sobre o mesmo período anterior e avançou 4,2% em relação ao mesmo mês de 2012, quando já tinha havido crescimento de 10,0% no consumo sobre o mesmo mês de 2011. O aumento do consumo em novembro de 2013 foi influenciado pela expansão de 3,4% na base de consumidores, pela aquisição de novos eletrodomésticos, inclusive com incentivo de programas do governo federal, e pelo consequente aumento do consumo médio das residências. Na região Nordeste foi registrado crescimento expressivo, de aproximadamente 13%.

O consumo da classe comercial registrou crescimento de 5,8% no acumulado de 12 meses e apresentou aumento de 4,8% em relação a novembro de 2012, quando também já tinha havido elevado crescimento de 13,7% no consumo sobre o mesmo mês de 2011.

O consumo das indústrias aumentou 1,8% em relação a novembro de 2012 e, no acumulado de 12 meses, apresentou aumento de 0,1% quando comparado ao mesmo período anterior. Por sua vez, o consumo de energia da classe rural aumentou 6,5% em comparação ao mesmo mês em 2012 e acumula em 12 meses aumento de 5,2% 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		
	Nov/13 GWh	Evolução mensal (Nov/13/Out/13)	Evolução anual (Nov/13/Nov/12)	Dez/11-Nov/12 (GWh)	Dez/12-Nov/13 (GWh)	Evolução
Residencial	10.666	1,3%	4,2%	116.996	124.316	6,3%
Industrial	15.761	-0,3%	1,8%	183.918	184.079	0,1%
Comercial	7.391	4,4%	4,8%	78.653	83.217	5,8%
Rural	2.113	0,2%	6,5%	22.848	24.028	5,2%
Demais classes *	3.972	0,7%	2,1%	44.679	46.217	3,4%
Perdas	7.877	-19,7%	17,0%	95.499	100.433	5,2%
Total	47.779	-3,1%	5,3%	542.592	562.291	3,6%

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

Fonte: EPE

Consumo de Energia Elétrica em Nov/2013 Consumo de Energia Elétrica em 12 meses

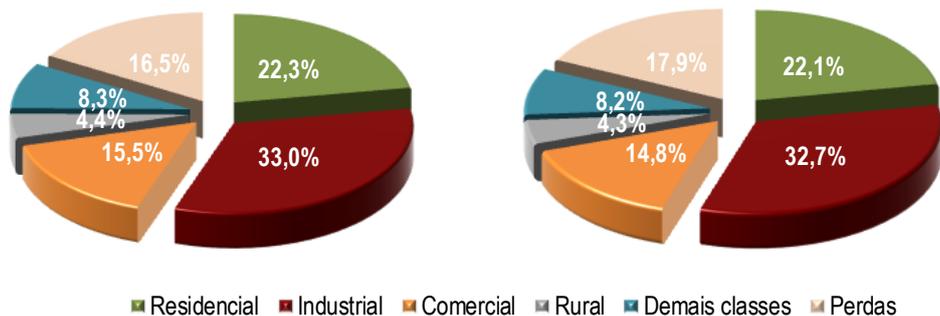


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até novembro de 2013.

Fonte: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Nov/13 kWh/NU	Evolução mensal (Nov/13/Out/13)	Evolução anual (Nov/13/Nov/12)	Dez/11-Nov/12 (kWh/NU)	Dez/12-Nov/13 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	168	0,9%	0,7%	158	163	2,7%
Consumo médio industrial	26.956	-0,5%	-0,5%	26.838	26.237	-2,2%
Consumo médio comercial	1.362	4,0%	1,7%	1.245	1.278	2,7%
Consumo médio rural	502	0,0%	4,5%	461	476	3,2%
Consumo médio demais classes*	5.468	0,0%	-0,9%	5.279	5.302	0,4%
Consumo médio total	535	0,7%	0,0%	516	516	0,0%

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

Fonte: EPE



4.2. Unidades Consumidoras

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

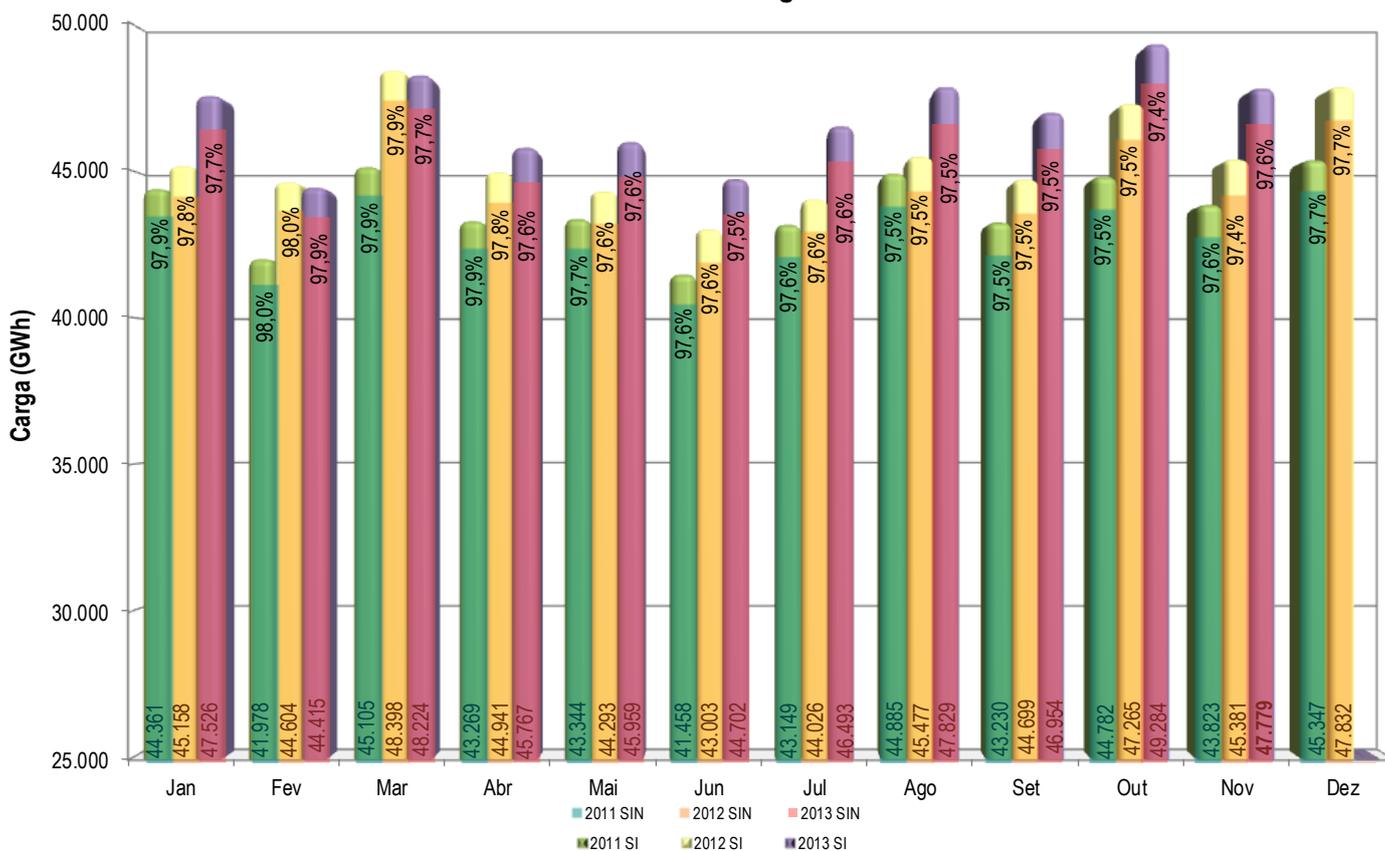
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Nov/12	Nov/13	
Residencial (NUCR)	61.552.079	63.662.196	3,4%
Industrial (NUCI)	571.079	584.678	2,4%
Comercial (NUCC)	5.266.557	5.427.165	3,0%
Rural (NUCR)	4.127.268	4.205.586	1,9%
Demais classes*	705.299	726.386	3,0%
Total (NUCT)	72.222.282	74.606.011	3,3%

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

Fonte: EPE

4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil *

Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até novembro 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 dia 04 de dezembro de 2013 houve recorde de demanda no subsistema Nordeste, superando em 42 MW a demanda máxima anterior ocorrida em 13 de março de 2013 e no SIN, superando em 1.444 MW o recorde ocorrido no dia anterior.

No dia 05 de dezembro de 2013 também houve recorde de demanda no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, superando em 392 MW o recorde anterior ocorrido em 18 de fevereiro de 2013.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N-Interligado	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	48.941 05/12/2013 - 14h43	15.176 04/12/2013 - 15h49	11.809 04/12/2013 - 15h40	6.103 10/12/2013 - 15h43	79.924 04/12/2013 - 15h25
Recorde (MW) (dia - hora)	48.941 05/12/2013 - 14h43	15.703 01/02/2013 - 14h47	11.809 04/12/2013 - 15h40	6.109 17/09/2013 - 15h35	79.924 04/12/2013 - 15h25

Fonte: ONS

4.5. Demandas Máximas Mensais

Sistema Interligado Nacional

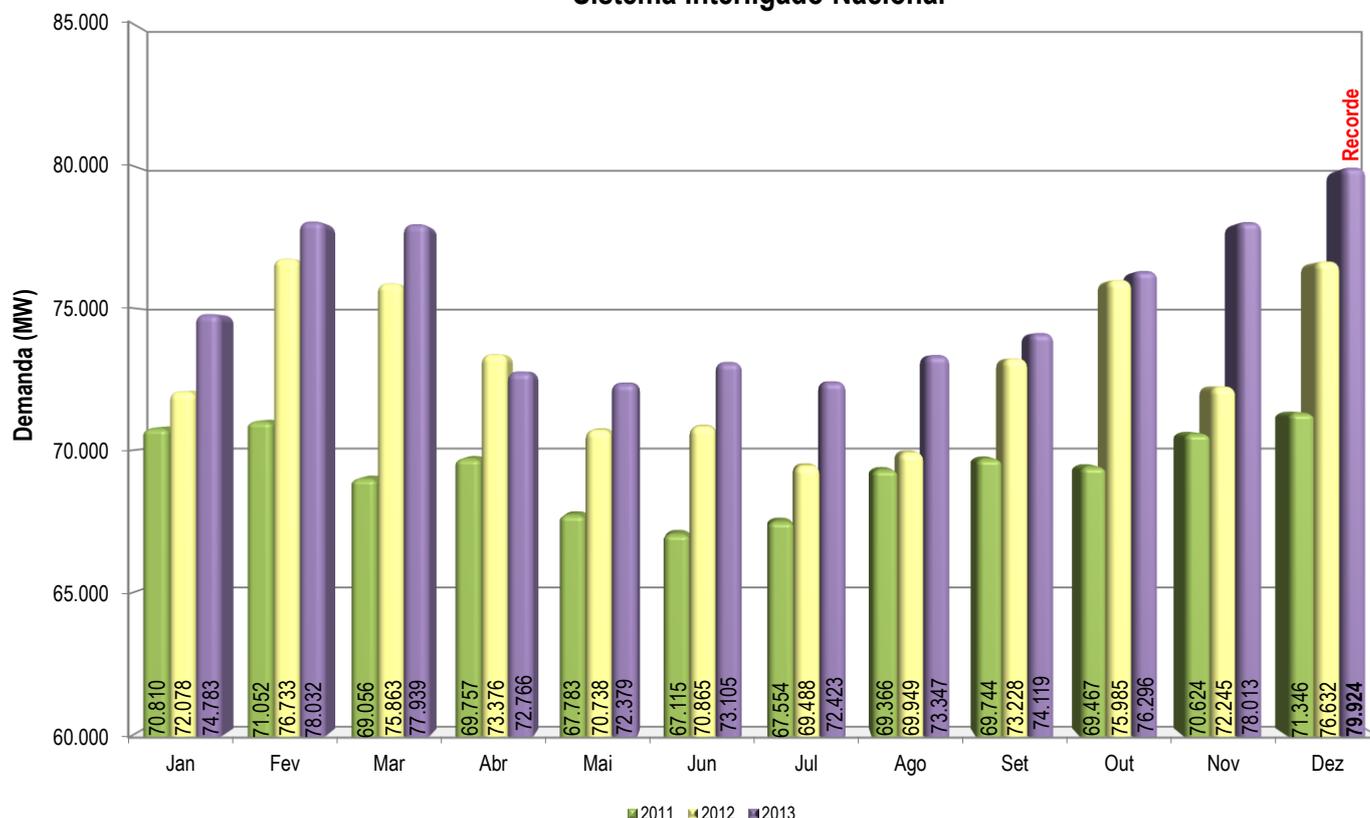


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

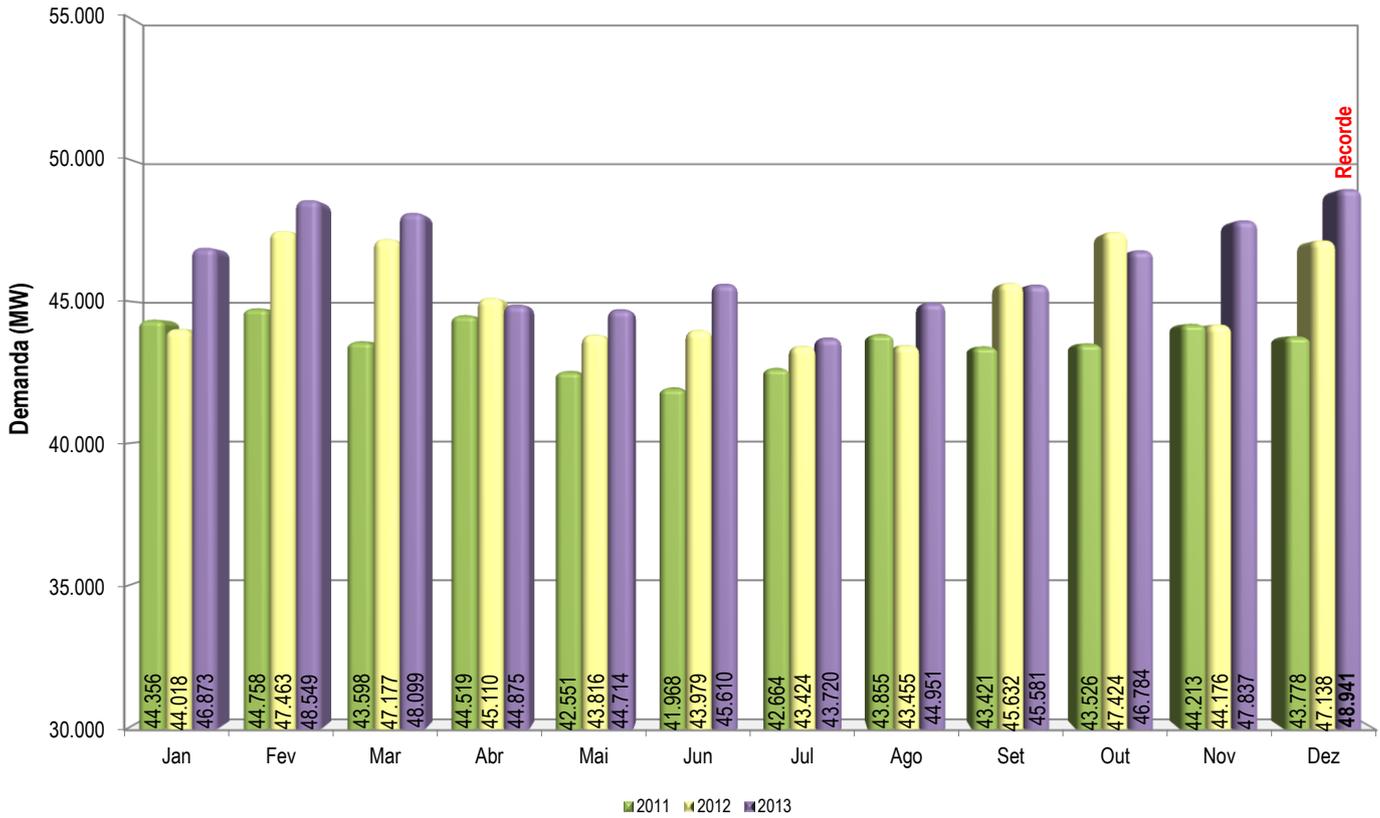


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

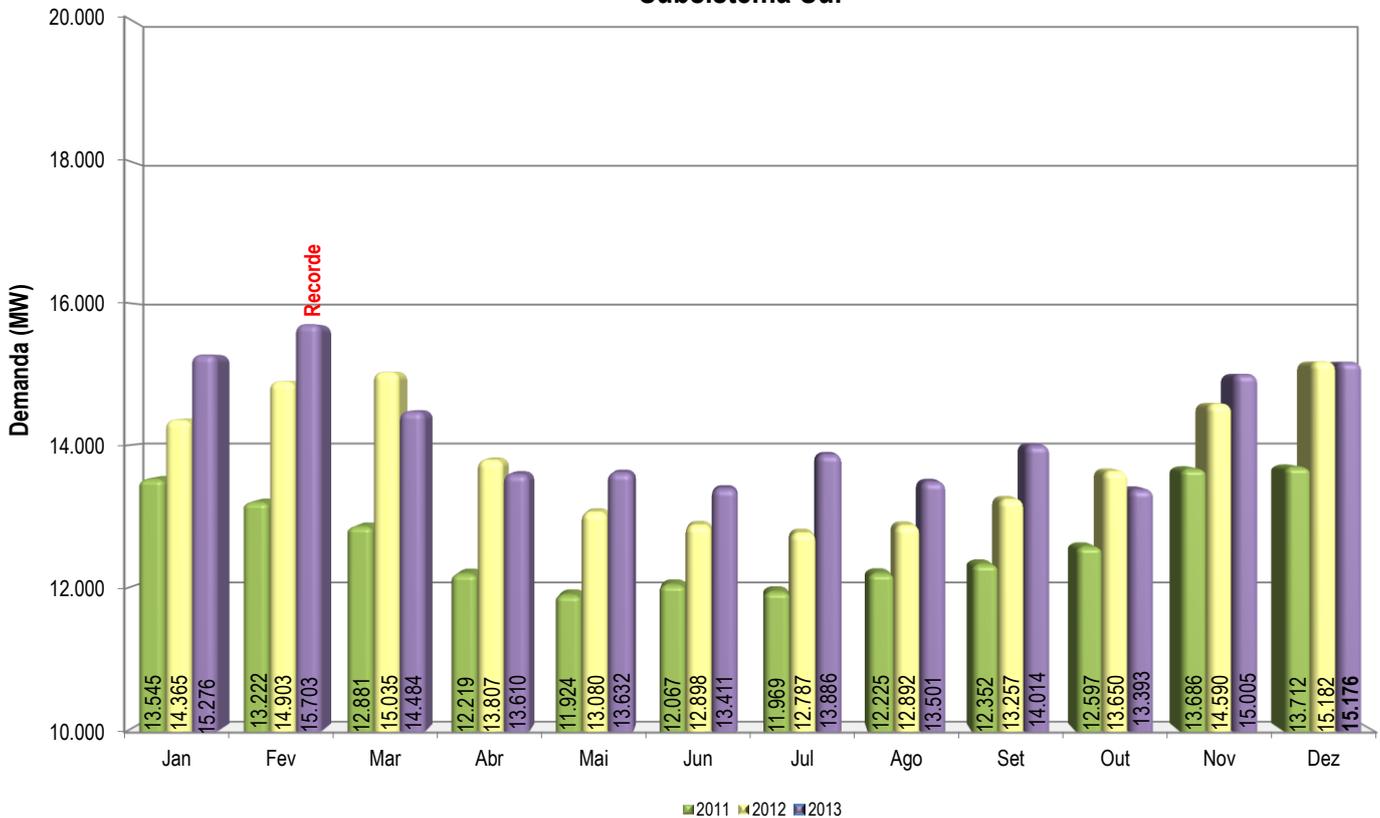


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte: ONS

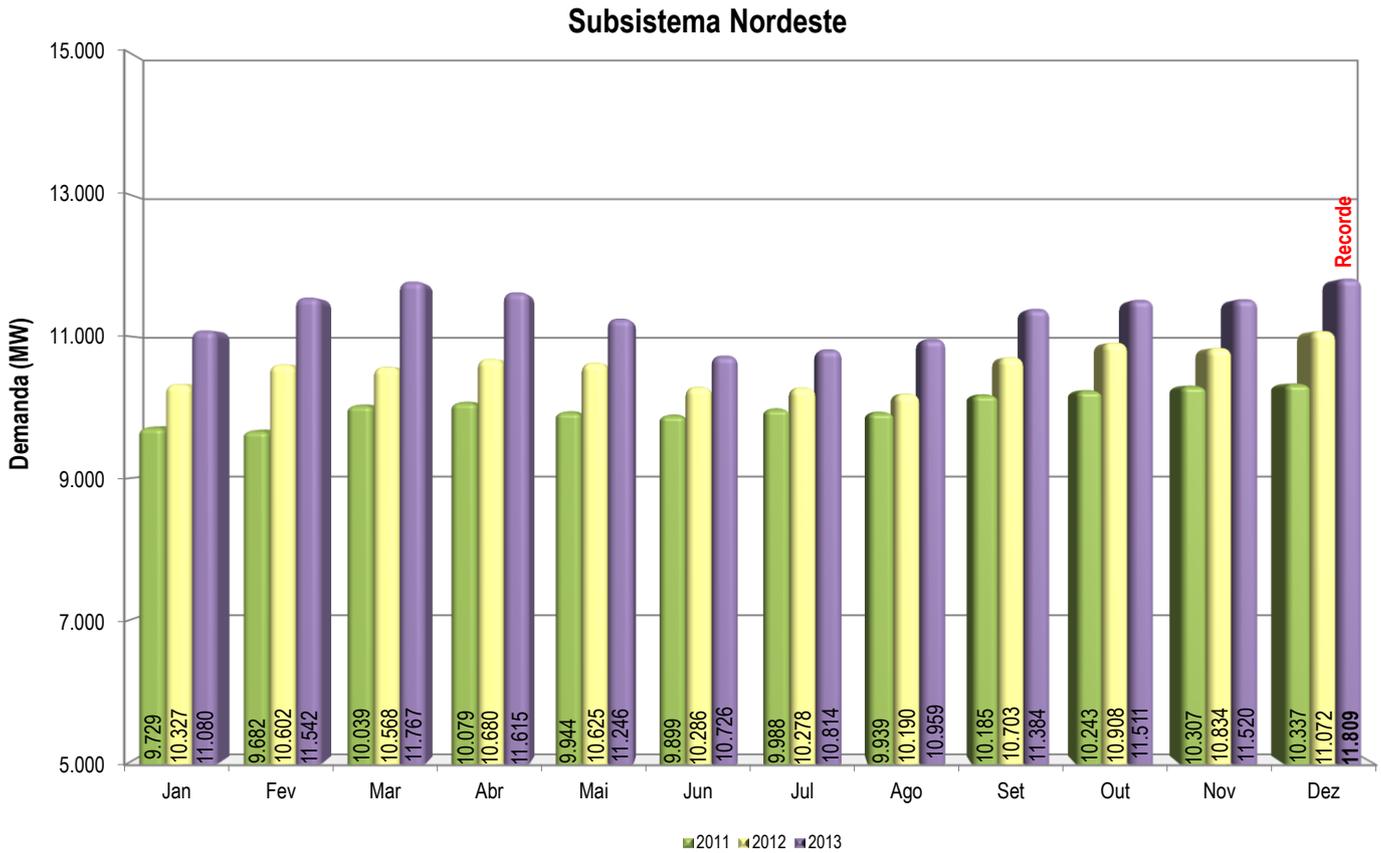


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

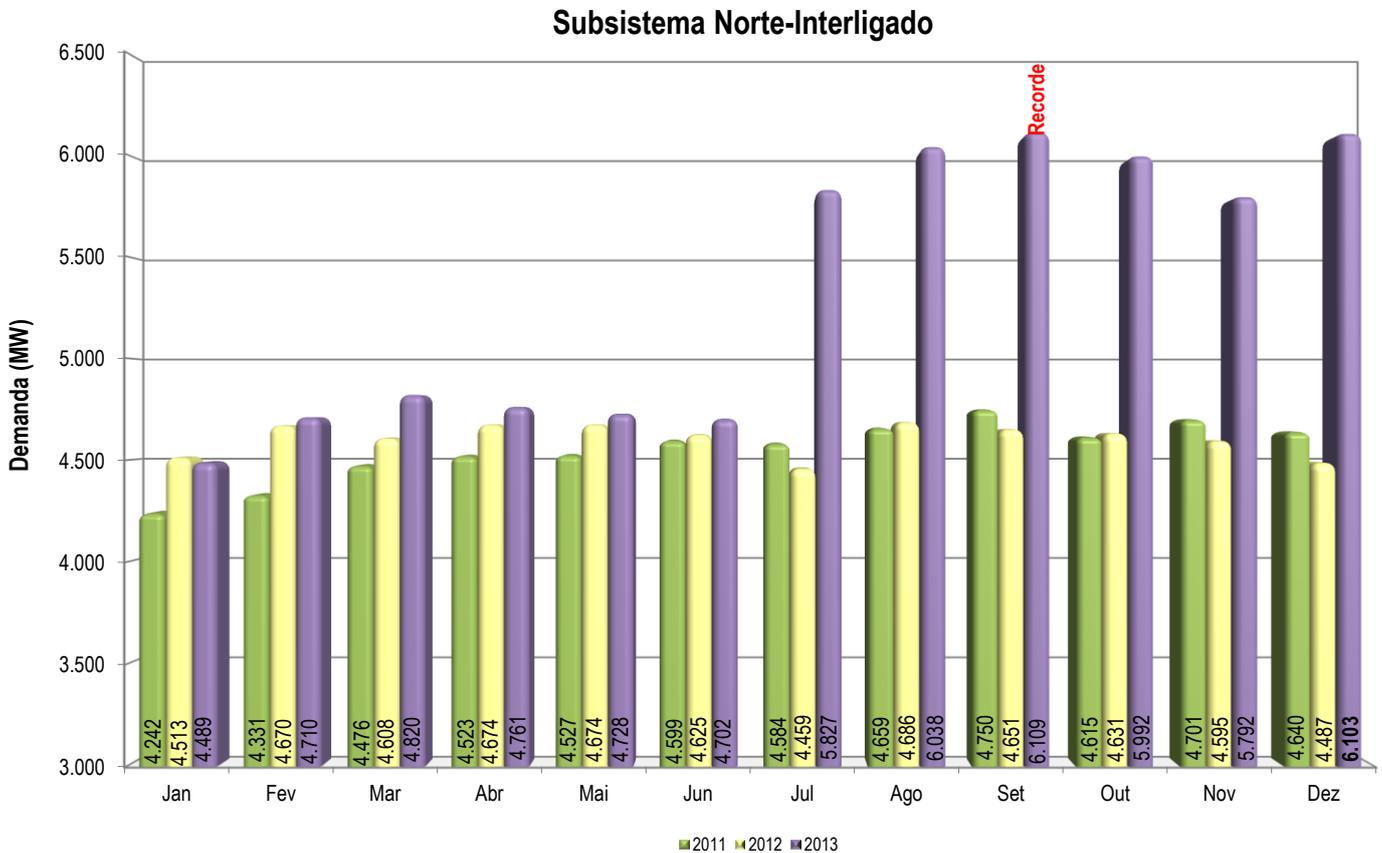


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de dezembro de 2013 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 126.755 MW. Destaca-se o crescimento percentual no ano de 2013 da fonte eólica (+16,7%) e térmica (+10,8%) na matriz.

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

Fonte	Dez/12	Dez/13			Evolução da Capacidade Instalada (Dez/13 / Dez/12)
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Disponível (sem importação contratada)	
Hidráulica	84.294	1.119	86.019	67,9%	2,0%
Térmica	34.916	1.825	38.529	30,4%	10,3%
Gás	-	154	13.888	11,0%	-
Carvão	-	13	3.389	2,7%	-
Petróleo	-	1.145	7.676	6,1%	-
Nuclear	-	2	1.990	1,6%	-
Biomassa	-	482	11.472	9,1%	-
Outros**	-	29	114	0,1%	-
Eólica	1.886	108	2.202	1,7%	16,7%
Solar Fotovoltaica***	8	45	5	<0,1%	-34,4%
Capacidade Total - Brasil	121.104	3.097	126.755	100,0%	4,7%

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

** Usinas térmicas sem informação de combustível

*** Os valores de capacidade instalada referem-se à capacidade instalada fiscalizada pela ANEEL.

Fonte: ANEEL/MME

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

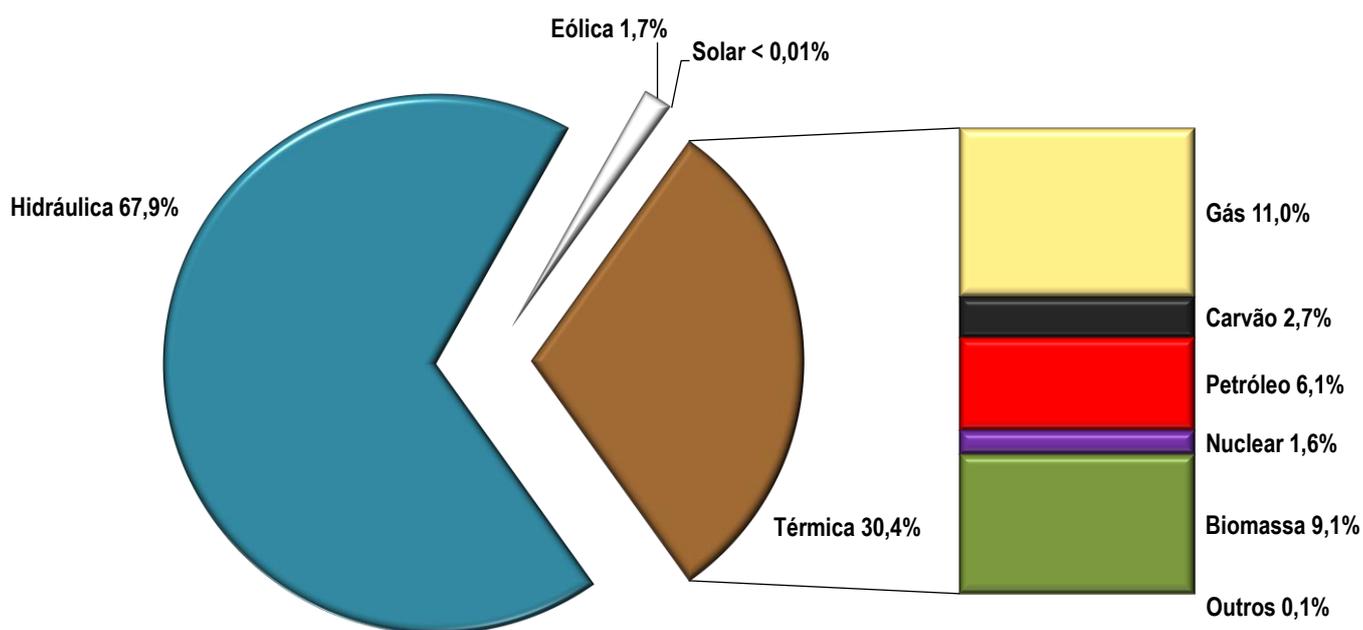


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte: ANEEL/MME



6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

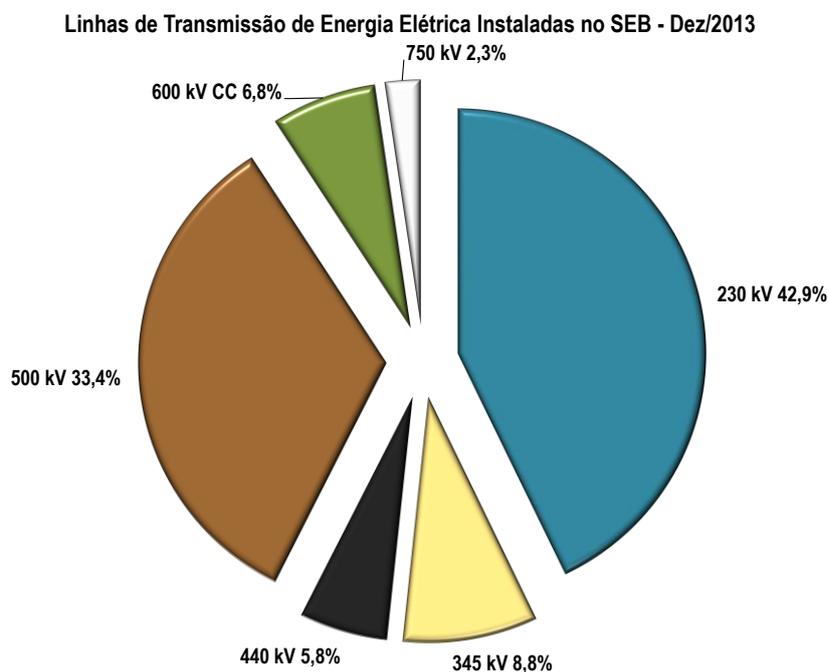
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230	50.087	42,9%
345	10.272	8,8%
440	6.728	5,8%
500	39.083	33,4%
600 (CC)	7.992	6,8%
750	2.683	2,3%
Total SEB	116.846	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.

** Os valores realizados de expansão da transmissão no ano de 2013 foram consolidados em reunião envolvendo a Secretaria de Energia Elétrica do MME e o ONS, em janeiro de 2013.



Fonte: 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 dez/12 a nov/13 atingiu 537.413 GWh. No mês de novembro de 2013 a geração hidráulica correspondeu a 75,3% do total gerado no Brasil, 1,3 p.p. inferior ao verificado no mês anterior. Além disso, foi observado aumento da participação de usinas térmicas para todos os tipos de combustível, a menos da biomassa, que registrou diminuição de 0,2 p.p. em sua participação. No SIN, o aumento da produção por fontes térmicas decorre, dentre outros motivos, do aumento do valor do CMO em comparação ao mês de outubro de 2013, resultando em maior indicação de despacho das usinas por ordem de mérito, e da geração por restrição elétrica no Nordeste, incluindo restrições locais para intervenção em equipamentos.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Nov/2013

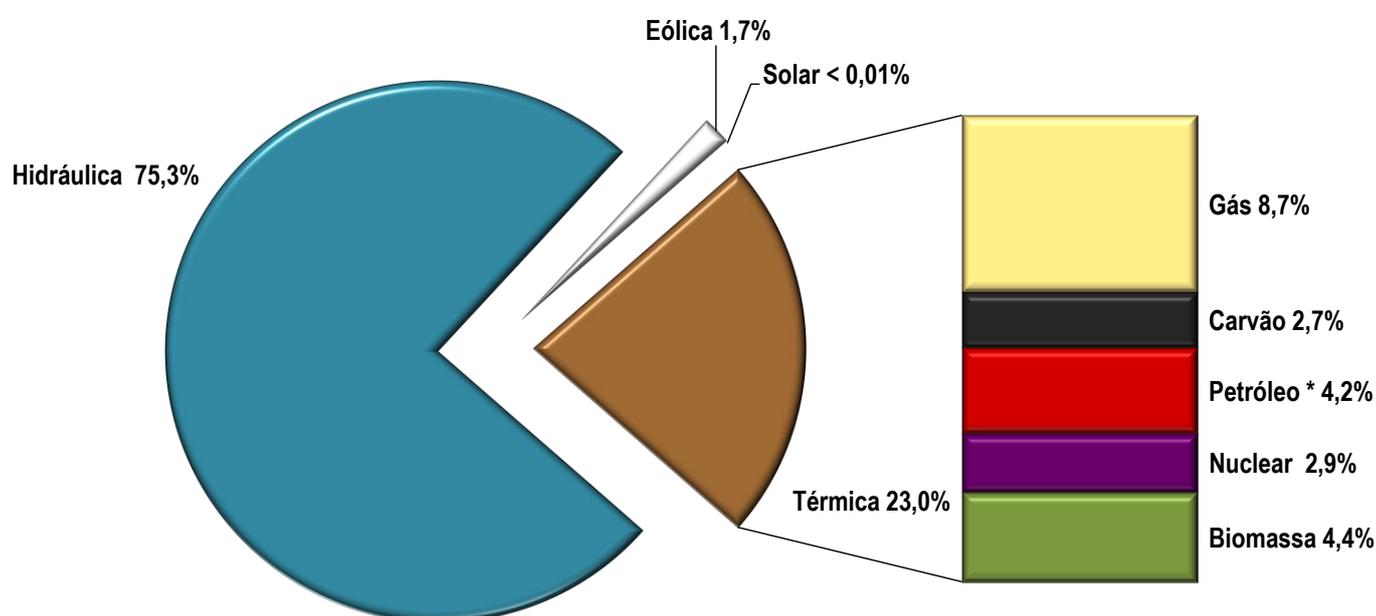


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até novembro de 2013.

Fonte: CCEE e Eletrobras

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



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		
	Nov/13 (GWh)	Evolução mensal (Nov/13 / Out/13)	Evolução anual (Nov/13 / Nov/12)	Dez/11-Nov/12 (GWh)	Dez/12-Nov/13 (GWh)	Evolução
Hidráulica	34.053	-4,0%	8,1%	442.543	407.101	-8,0%
Térmica	9.529	4,5%	-9,0%	68.343	111.460	63,1%
Gás	3.615	1,4%	-26,3%	29.860	52.809	76,9%
Carvão	1.245	11,2%	92,8%	6.646	11.866	78,5%
Petróleo *	1.351	39,0%	-30,4%	4.352	16.489	278,9%
Nuclear	1.321	-2,1%	-0,5%	15.134	13.437	-11,2%
Biomassa	1.997	-5,5%	20,4%	12.351	16.859	36,5%
Eólica	763	4,1%	67,0%	4.773	6.357	33,2%
Solar Fotovoltaica	0,13	-1,2%	-	0,98	1,24	-
TOTAL	44.345	-2,2%	4,5%	515.660	524.919	1,8%

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

** Os valores de produção incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade.
Dados contabilizados até novembro 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		
	Nov/13 (GWh)	Evolução mensal (Nov/13 / Out/13)	Evolução anual (Nov/13 / Nov/12)	Dez/11-Nov/12 (GWh)	Dez/12-Nov/13 (GWh)	Evolução
Hidráulica	156	-13,3%	29,9%	1.580	1.877	18,8%
Térmica	900	-11,1%	-4,2%	10.321	10.617	2,9%
Gás	345	-2,6%	3,9%	3.329	3.921	17,8%
Petróleo *	555	-15,7%	-8,6%	6.992	6.696	-4,2%
TOTAL	1.055	-11,4%	-0,4%	11.901	12.494	5,0%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicompostíveis.
Dados contabilizados até novembro de 2013.

Fonte: Eletrobras



7.4. Geração Eólica *

Com relação às usinas eólicas do Nordeste, o fator de capacidade do mês de novembro de 2013 diminuiu 3,5 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 47,4%. Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Sul aumentou 6,9 p.p. no mesmo período, atingindo 41,7%, segundo maior valor no histórico de 2 anos.

* Os valores de geração verificada apresentados não incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade a partir de jul/12.

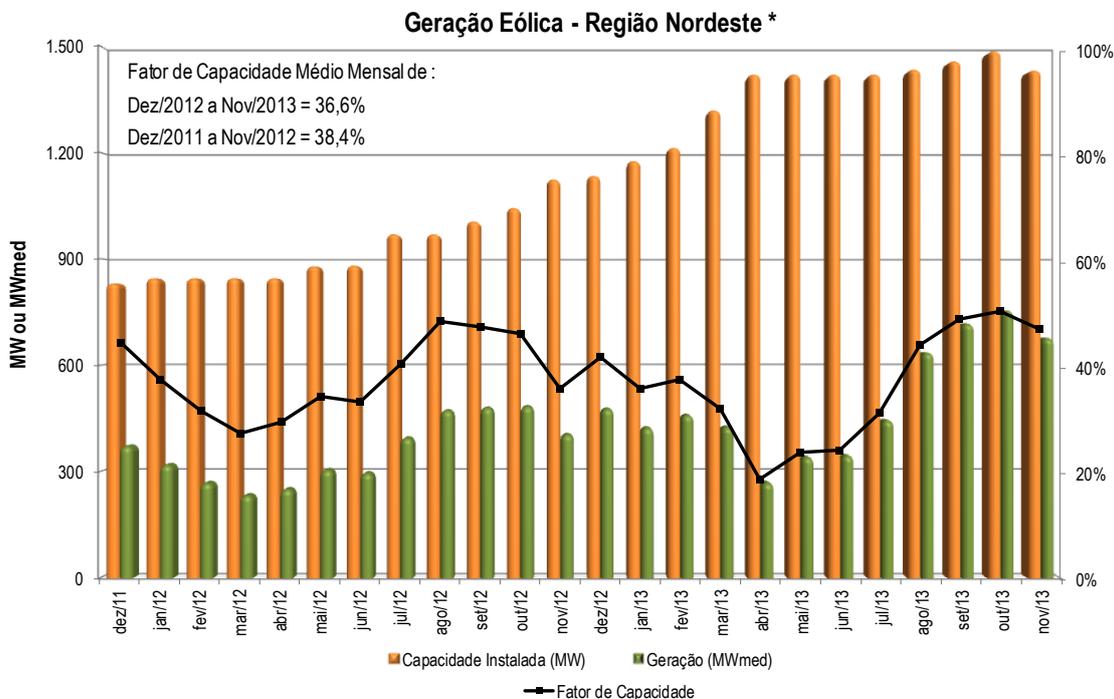


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até novembro de 2013.

Fonte: CCEE

* 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.

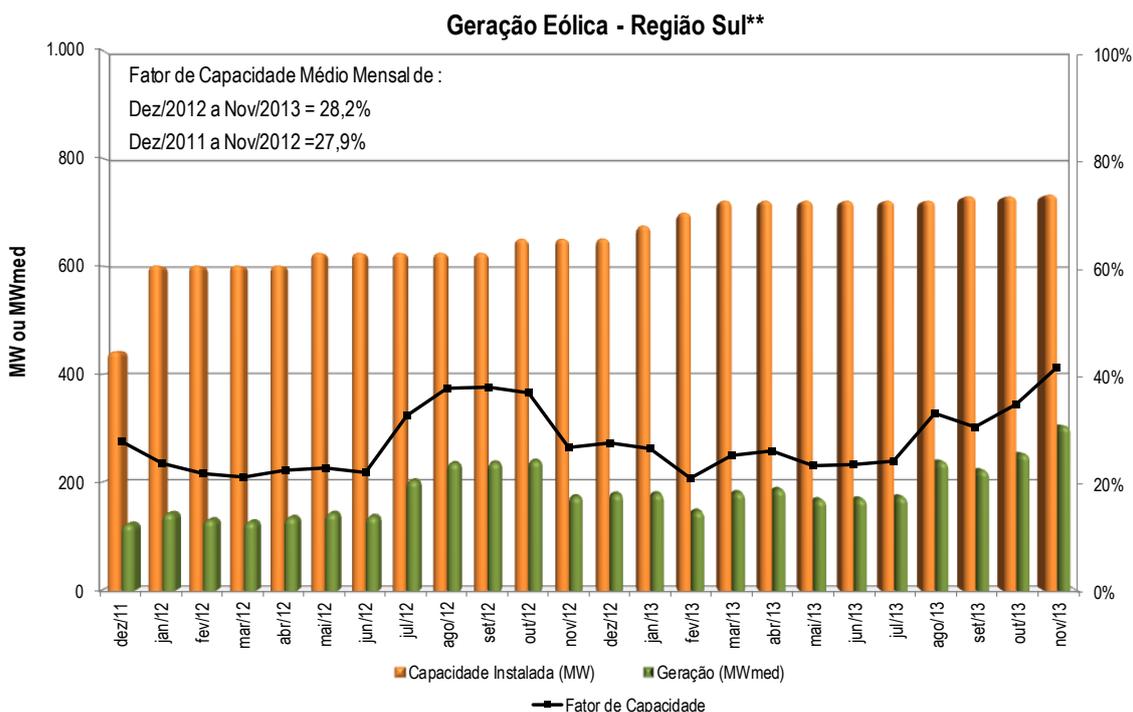


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

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

Dados contabilizados até novembro 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 novembro de 2013, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos Contratos de Energia de Reserva, totalizou 1.202 MW médios, dos quais foram entregues 63,1%, ou 758,1 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 novembro de 2013 a entrega correspondeu a 74,2% da energia esperada.

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.

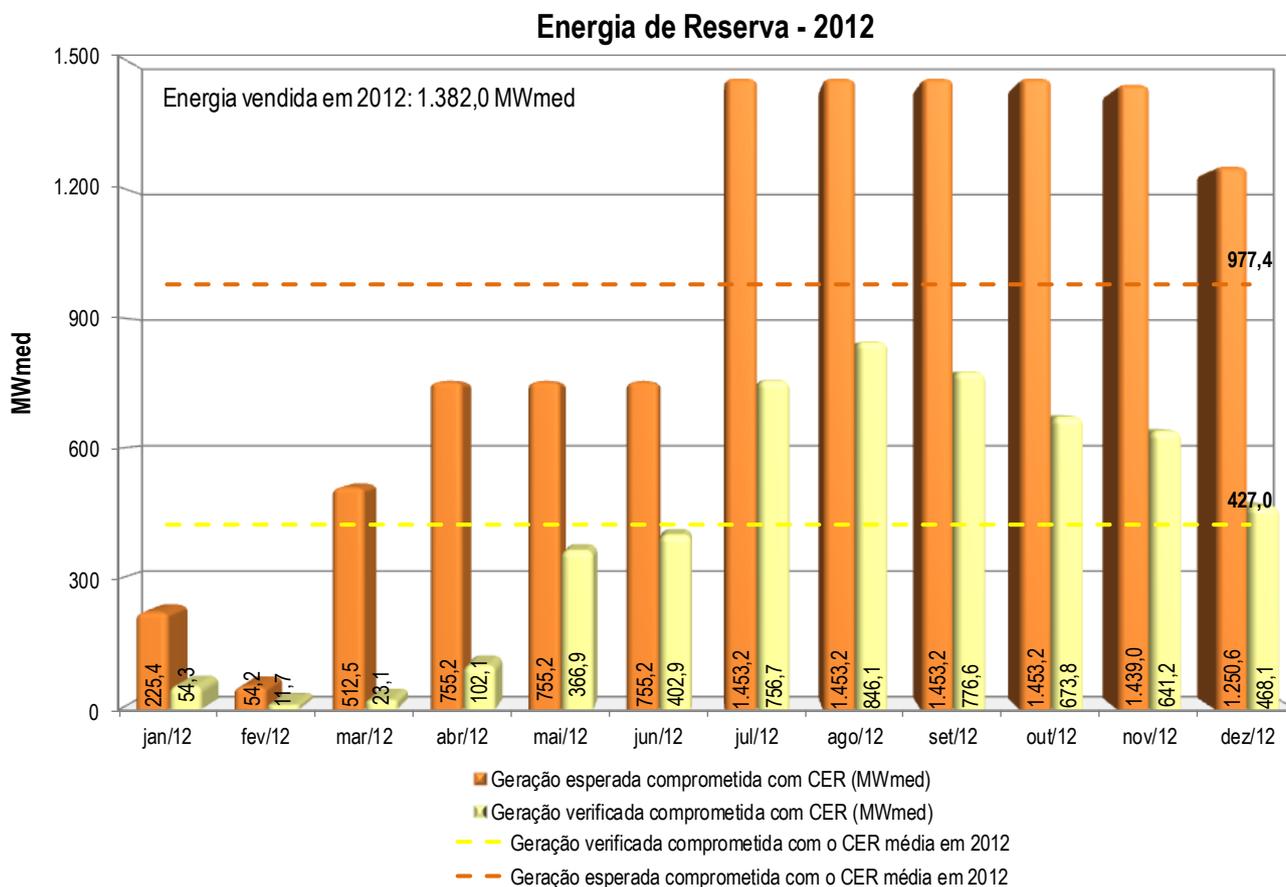


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2012.

Fonte: 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 *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.

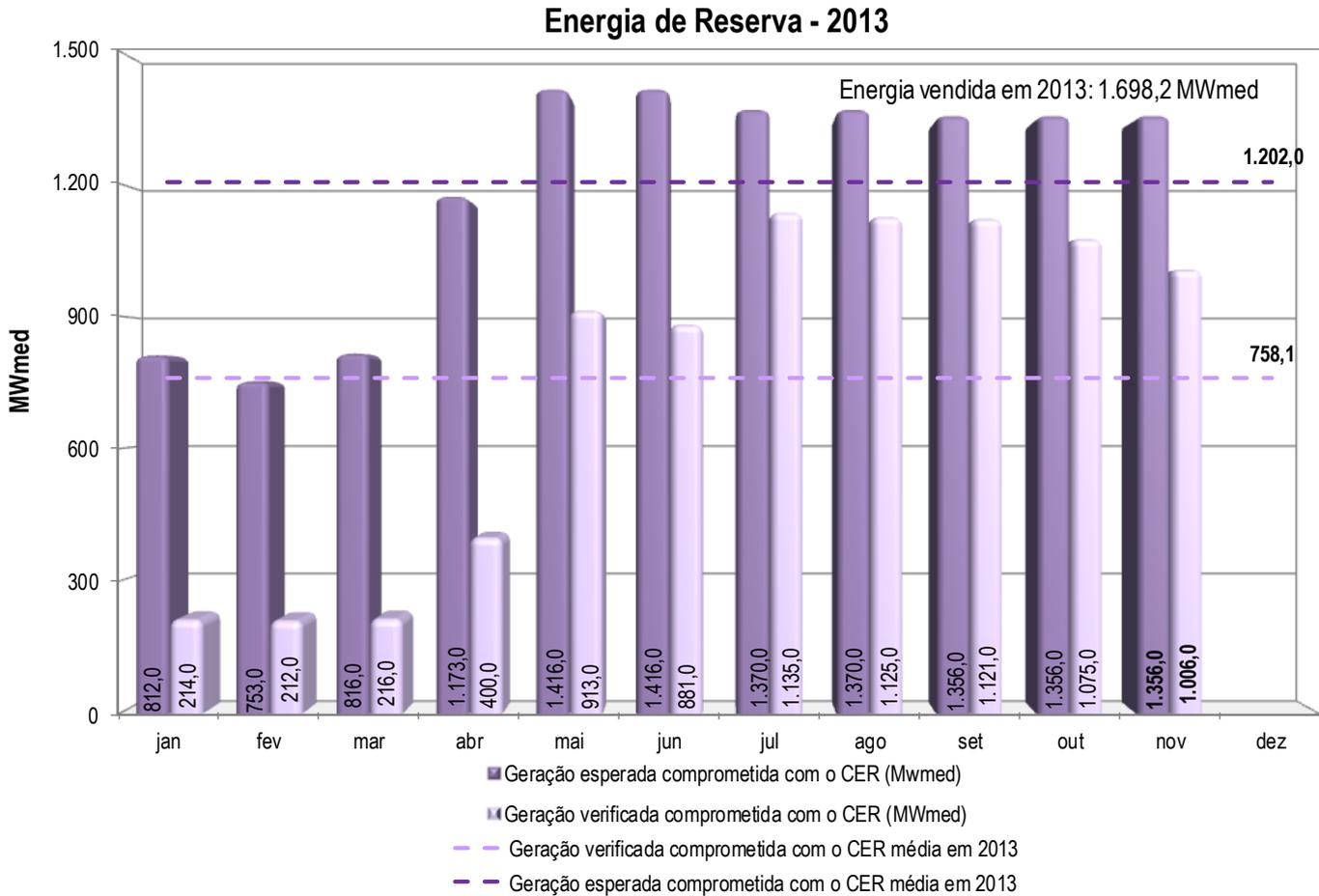


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2013.

Dados contabilizados até novembro de 2013.

Fonte: CCEE

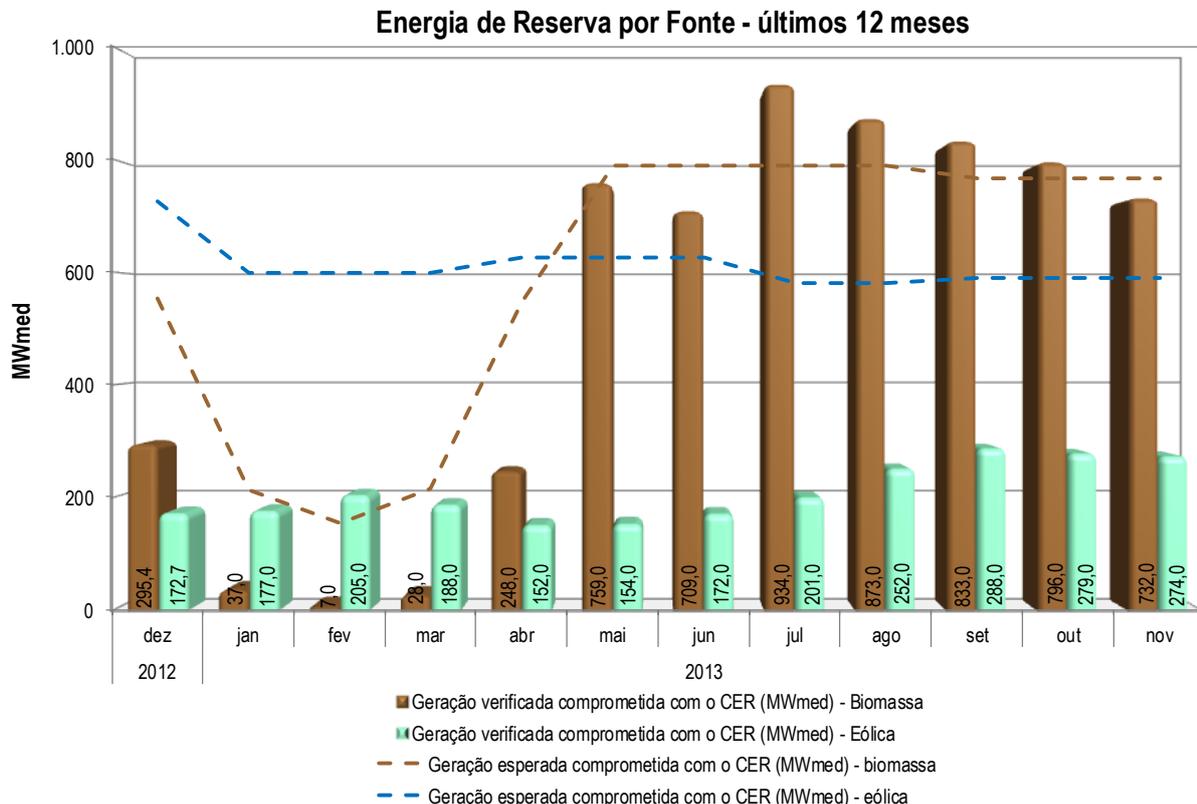


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até novembro de 2013.

Fonte: CCEE



7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

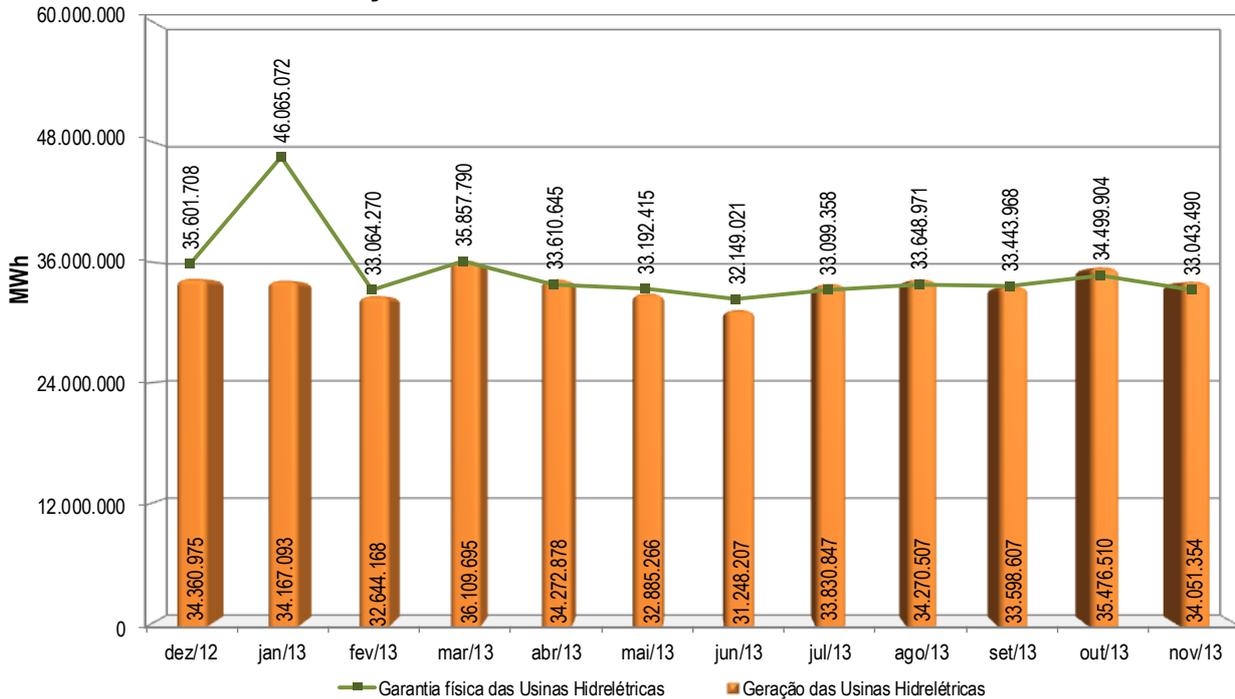


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até novembro de 2013.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas **

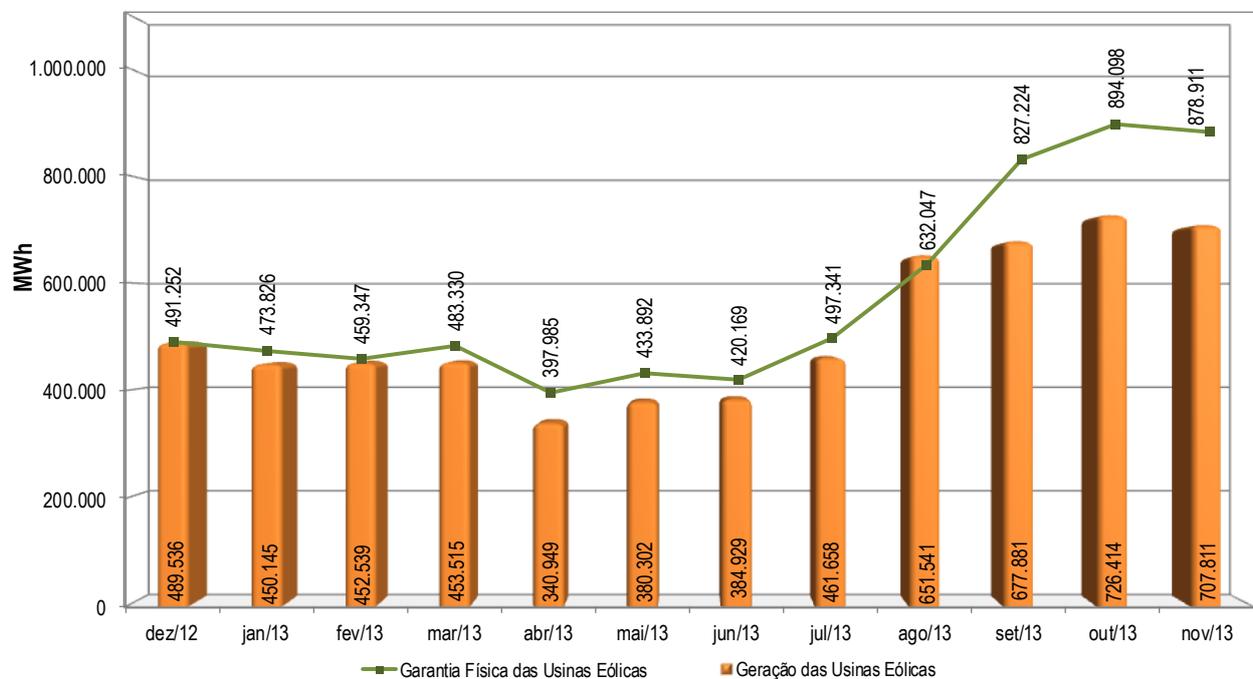


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até novembro de 2013.

Fonte: CCEE

* Os valores de geração verificada apresentados não incluem geração em teste e estão referenciados ao centro de gravidade.

** O aumento do valor da garantia física do mês de setembro em relação aos anteriores deve-se principalmente à inclusão das garantias físicas das usinas eólicas atestadas pela ANEEL aptas a entrarem em operação comercial, mas que não podem contribuir com geração devido a atrasos nas obras de transmissão associadas.



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Biomassa

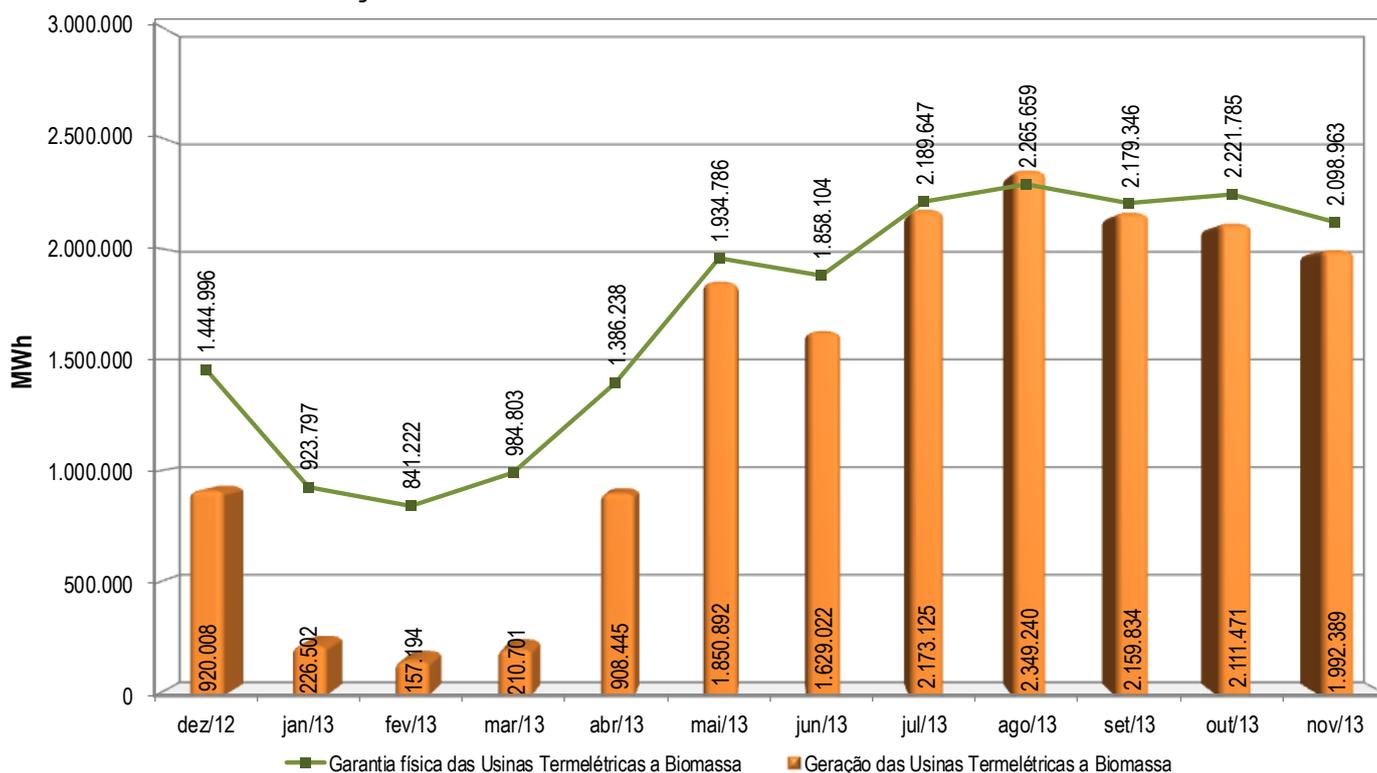


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até novembro de 2013.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo *

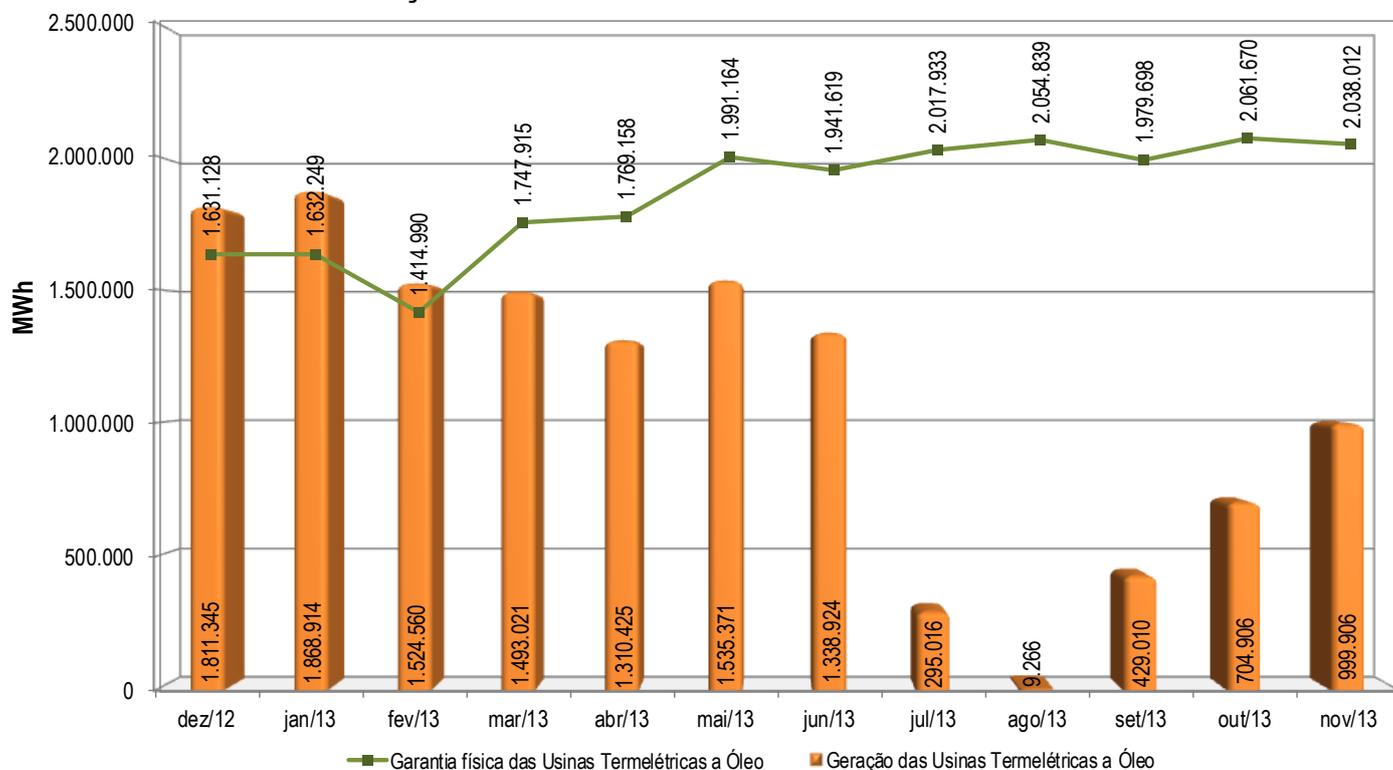


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até novembro de 2013.

Fonte: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

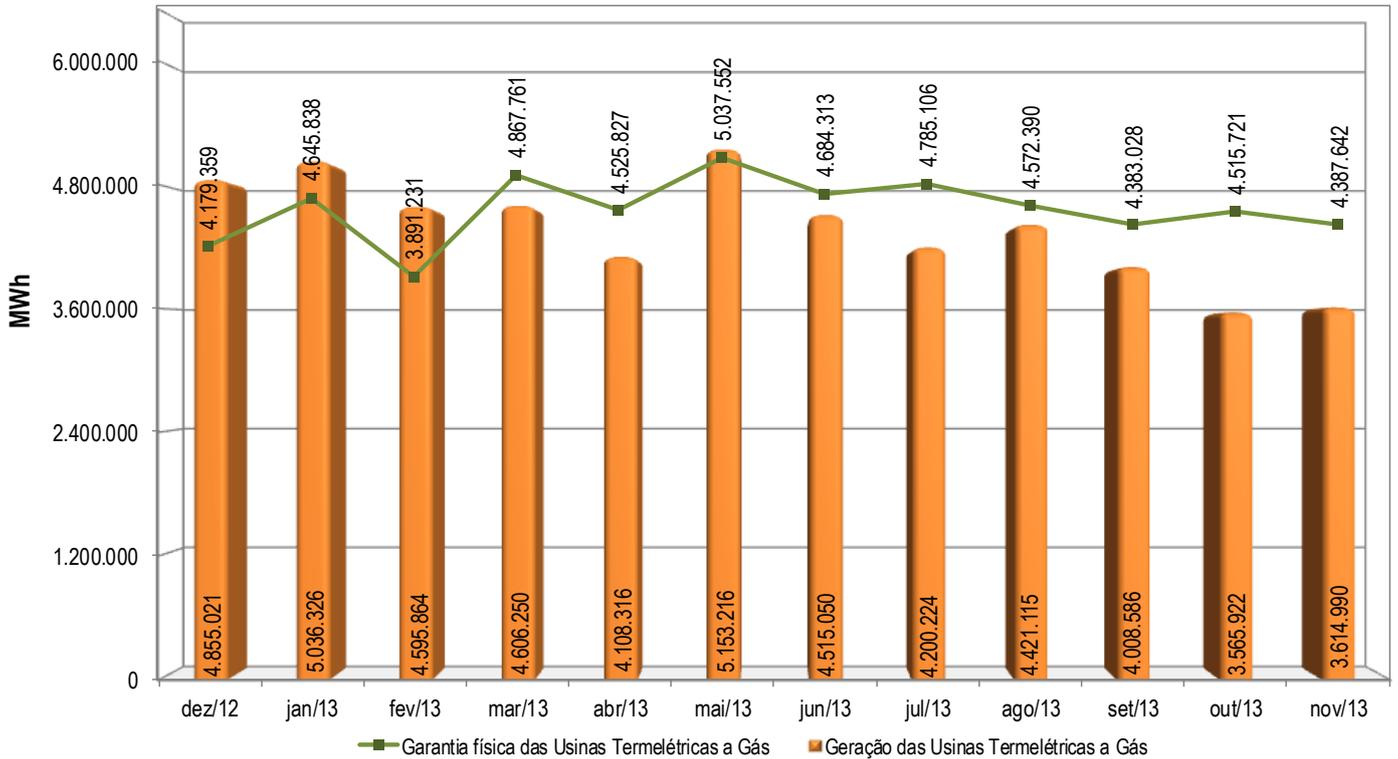


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até novembro de 2013.

Fonte: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

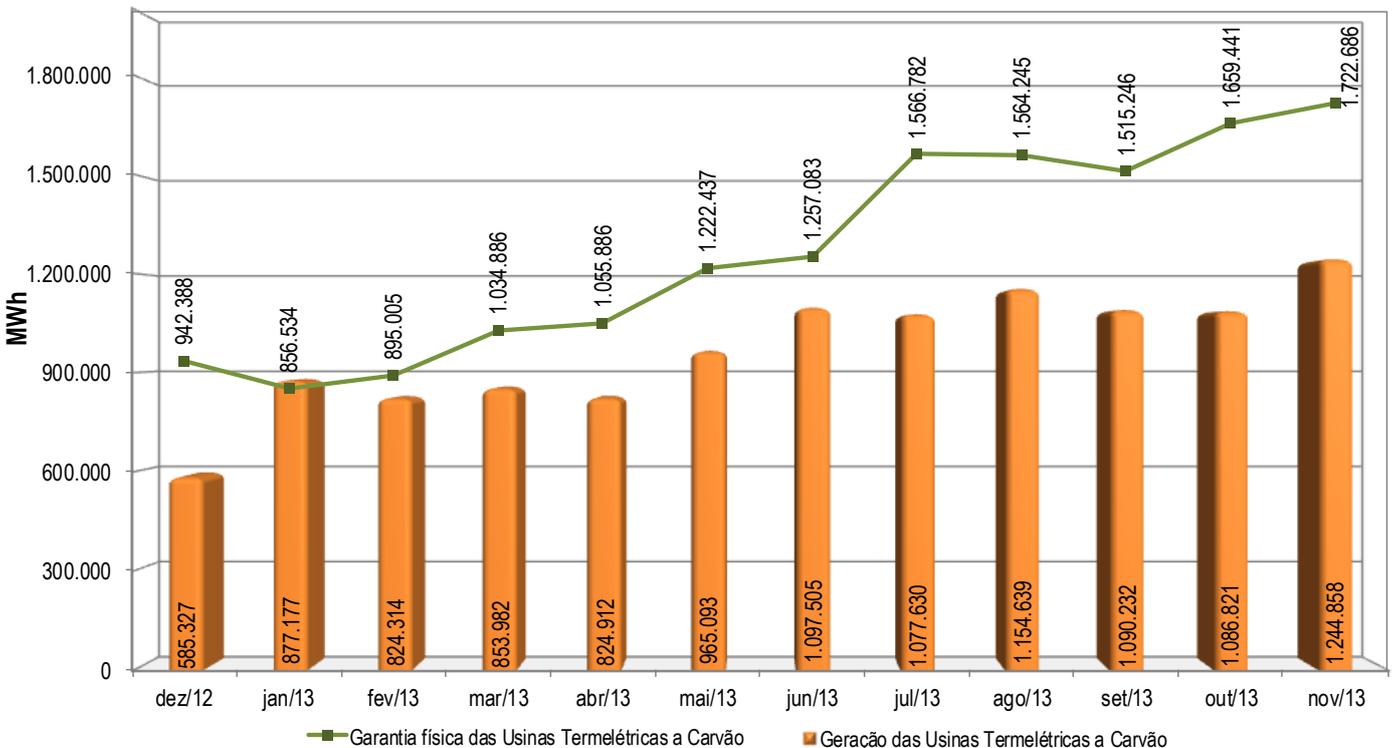


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até novembro de 2013.

Fonte: CCEE

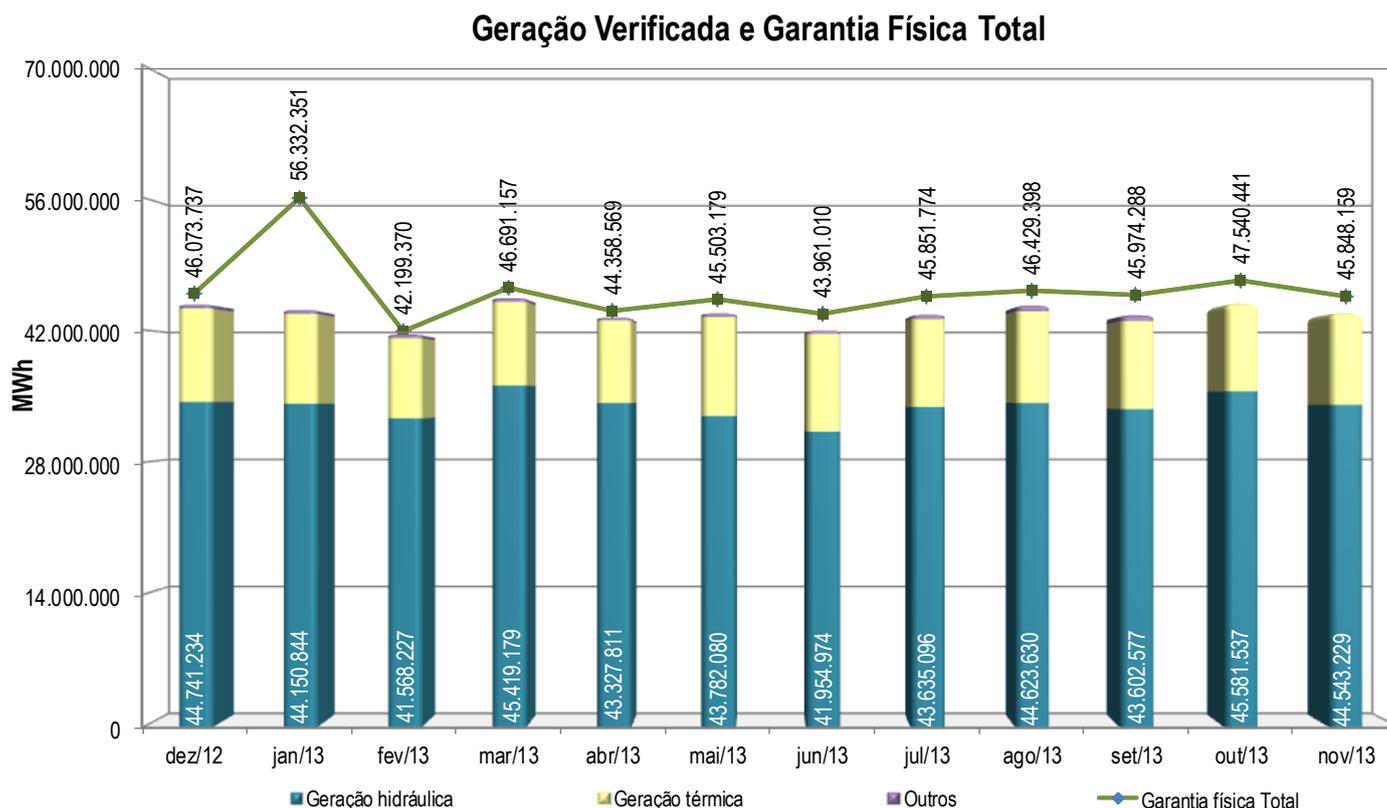


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até novembro de 2013.

Fonte: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO*

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

No mês de dezembro de 2013 foram concluídos e incorporados ao SIN 326,6 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica, conforme descrito a seguir:

- UHE Garibaldi, 1 máquina (unidade 3), com 63,0 MW, em Santa Catarina;
- PCH Santa Rosa, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 6,5 MW, em Minas Gerais;
- UTE Pernambuco III, 23 máquinas (unidades 1 a 23), total de 200,8 MW, em Pernambuco;
- UTE Parnaíba IV, 3 máquinas (unidades 1 e 3), total de 56,3 MW, no Maranhão.

* 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 Dez/2013 (MW)	Acumulado em 2013 (MW)
Hidráulica	69,5	1.533,0
Térmica	257,1	4.042,4
Gás	56,3	941,9
Petróleo	200,8	583,9
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	1.085,3
Biomassa	0,0	1.431,3
Eólica	0,0	313,2
Solar Fotovoltaica	0,0	0,0
TOTAL	326,6	5.888,7**

Fonte: MME / ANEEL / ONS

** Os valores realizados de expansão da geração no ano de 2013 foram consolidados em reunião envolvendo a Secretaria de Energia Elétrica do MME e a ANEEL, em janeiro de 2013.

8.2. Previsão da Expansão da Geração *

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

Fonte	Previsão 2014	Previsão 2015
Hidráulica	3.913,7	3.678,6
Térmica	1.678,6	248,0
Gás	1.492,2	208,0
Petróleo	7,4	0,0
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0
Biomassa	179,0	40,0
Eólica	3.513,7	4.756,7
Solar Fotovoltaica	0,0	0,0
TOTAL	9.106,0	8.683,3

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 18/12/2013, 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 dezembro de 2013 foram concluídos e incorporados ao SIN 69,0 km de linhas de transmissão:

- LT 230 kV Trindade / Carajás C1, com 29,0 km, da Empresa Goiás, em Goiás.
- LT 230 kV Seccionamento Aquiraz II (Banabuiú / Fortaleza) C2, com 40,0 km, da Empresa TDG, no Ceará.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Dez/13 (km)	Acumulado em 2013 (km)
230	69,0	1.715,56
345	0,0	48,40
440	0,0	0,00
500	0,0	3.397,95
600 (CC)	0,0	4.768,0
750	0,0	0,00
TOTAL	69,0	9.928,91 **

Fonte: MME / ANEEL / ONS

** Os valores realizados de expansão da transmissão no ano de 2013 foram consolidados em reunião envolvendo a Secretaria de Energia Elétrica do MME, ONS e ANEEL, em janeiro de 2013.

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

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

- 1º transformador 500/230 kV – 672 MVA na SE Nova Santa Rita (ELETROSUL), no Rio Grande do Sul;
- 8º transformador 230/69 kV – 50 MVA na SE São João do Piauí (CHESF), no Piauí;
- 3º transformador 230/138 kV – 150 MVA na SE Londrina (COPEL), no Paraná;
- 1º transformador 230/69 kV – 150 MVA na SE Aquiraz II (TDG), no Ceará;

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

Transformação (MVA)	Realizado em Dez/13 (MVA)	Acumulado em 2013 (MVA)
TOTAL	1.022,0	16.668,0**

Fonte: MME / ANEEL / ONS

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

** Os valores realizados de expansão da transmissão no ano de 2013 foram consolidados em reunião envolvendo a Secretaria de Energia Elétrica do MME, ONS e ANEEL, em janeiro de 2013.



9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2014	Previsão 2015	Previsão 2016
230	4.441,0	2.156,0	75,0
345	97,0	46,0	0,0
440	152,0	0,0	0,0
500	3.627,0	4.390,0	9.334,0
600 (CC)	2.382,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
TOTAL	10.699,0	6.592,0	9.409,0

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 2014	Previsão 2015	Previsão 2016
TOTAL	27.868,0	9.870,0	1.700,0

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 17/12/2013, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.

10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de dezembro foi verificado um total de 11.037 MW médios de geração térmica despachada pelo ONS, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios. Desse total, cerca de 1.148 MW médios foram programados por restrição elétrica, dos quais aproximadamente 700 MW médios no subsistema Nordeste e que incluem restrições locais para intervenção em equipamentos.

Os CMOs atingiram valor máximo de R\$ 303,94 / MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, e chegaram ao dia 31 de dezembro ao valor de R\$ 247,01 / MWh, menor valor do mês e referente à primeira semana operativa do mês de 2014, utilizando deck com a inclusão do ano de 2018 na expansão da geração. O parâmetro de maior impacto das revisões foi a previsão de vazões.

No mês não houve descolamento do CMO em nenhum subsistema. Todavia, houve descolamento do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD do submercado Nordeste em carga leve na semana operativa de 07/12 a 13/12, devido ao atingimento do limite de recebimento de energia pelo submercado, ao serem retiradas da simulação as restrições intrasubmercado.



10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

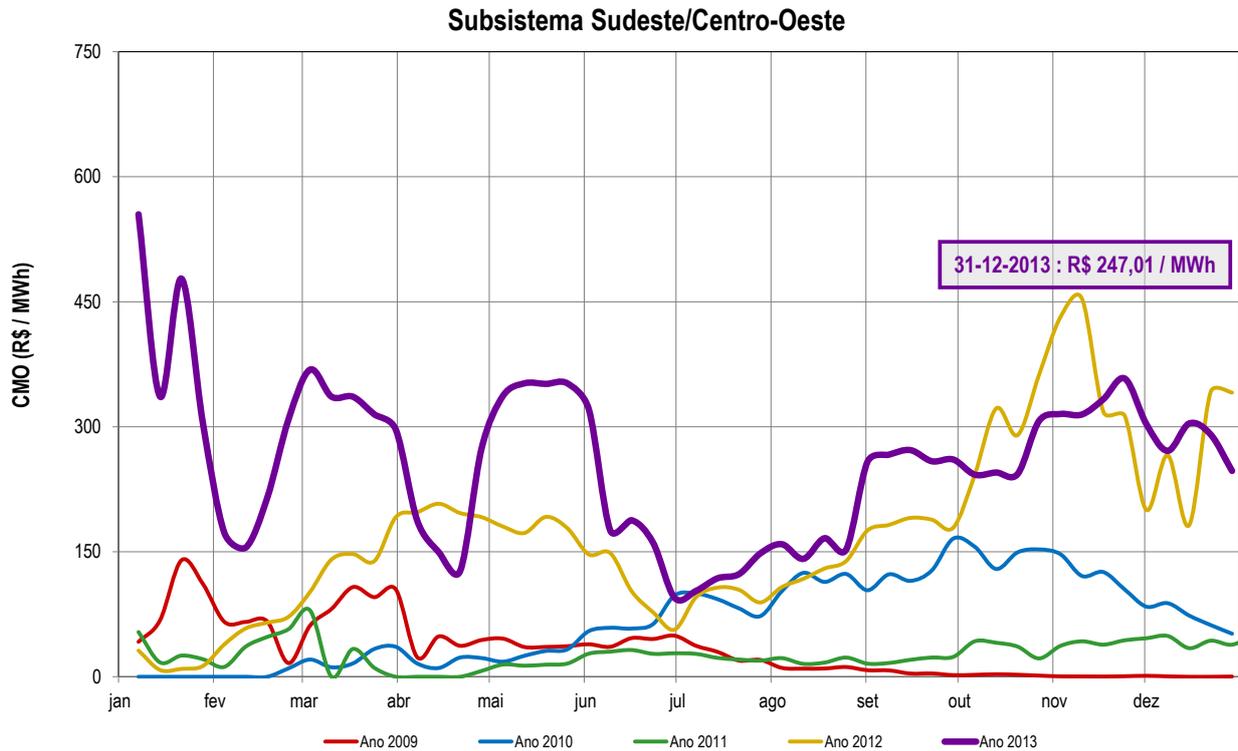


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

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

Evolução do CMO e do Despacho Térmico

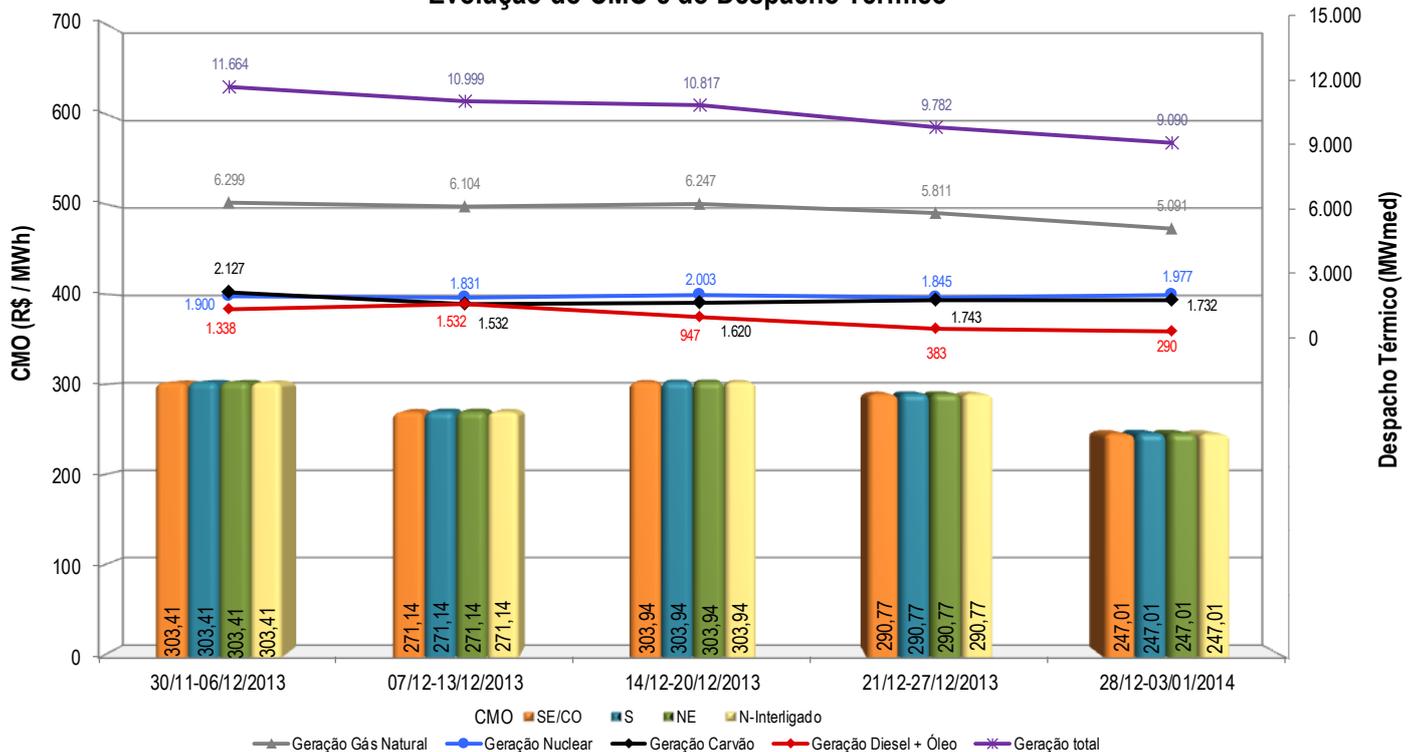


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico no mês.

Fonte: ONS



11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em novembro de 2013 foi de R\$ 239,0 milhões, valor cerca de 12% inferior ao mês anterior, composto pelos encargos: Restrição de Operação (R\$ 234,8 milhões), que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN; e Serviços Ancilares (R\$ 4,2 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.

Ressalta-se que não houve pagamento de encargos por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica devido à geração complementar para garantia do suprimento energético.

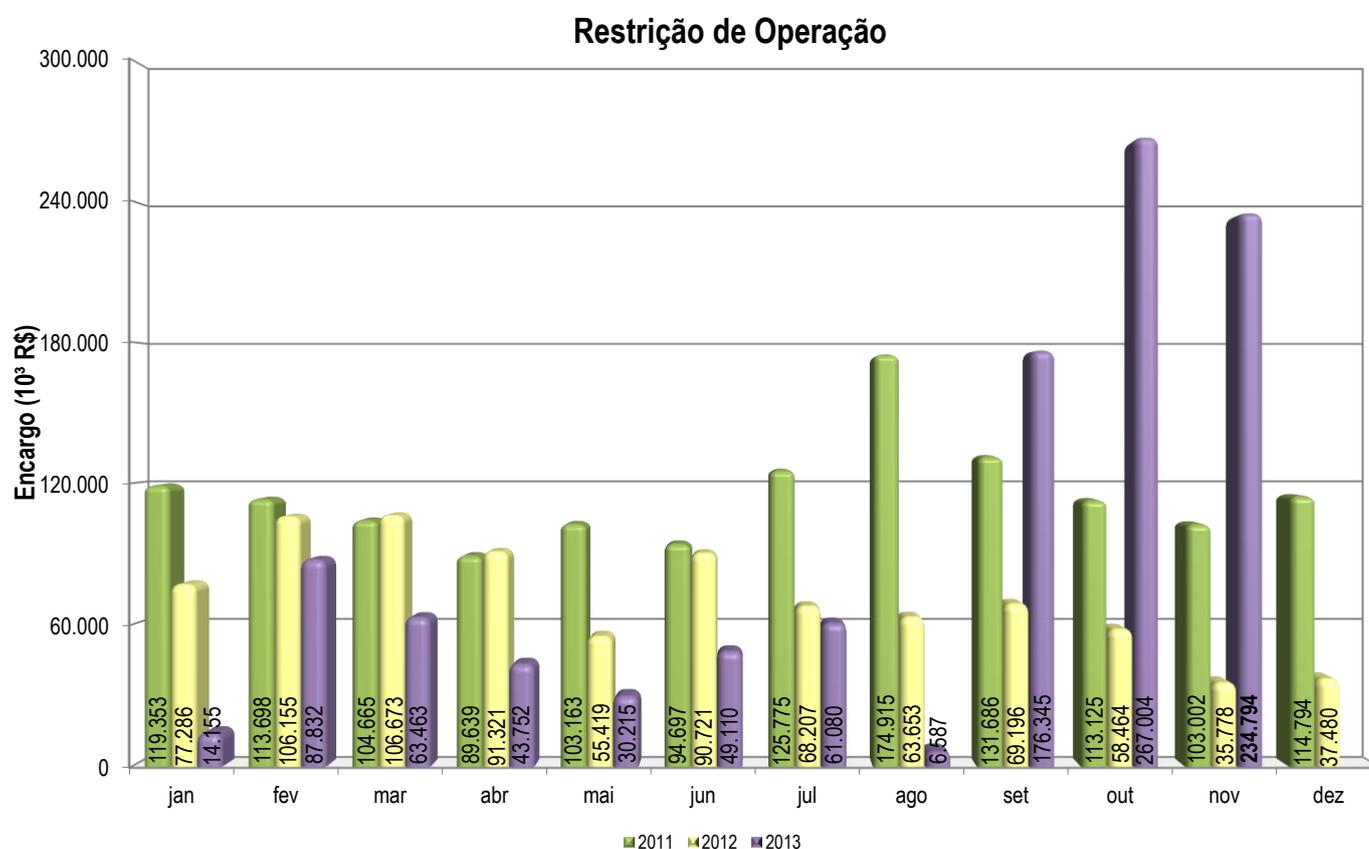


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados até novembro de 2013.

Fonte: CCEE



Segurança Energética

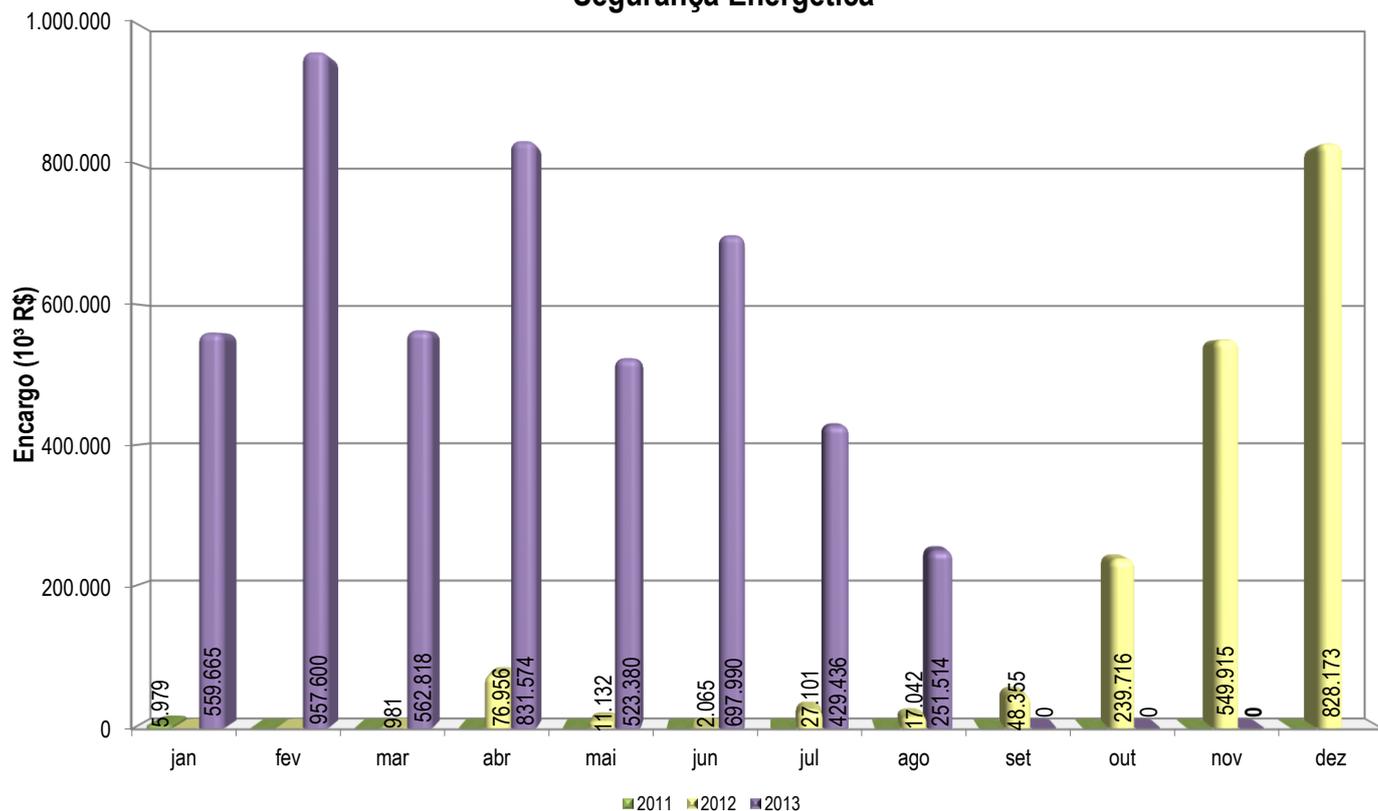


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados até novembro de 2013.

Fonte: CCEE

Serviços Ancilares

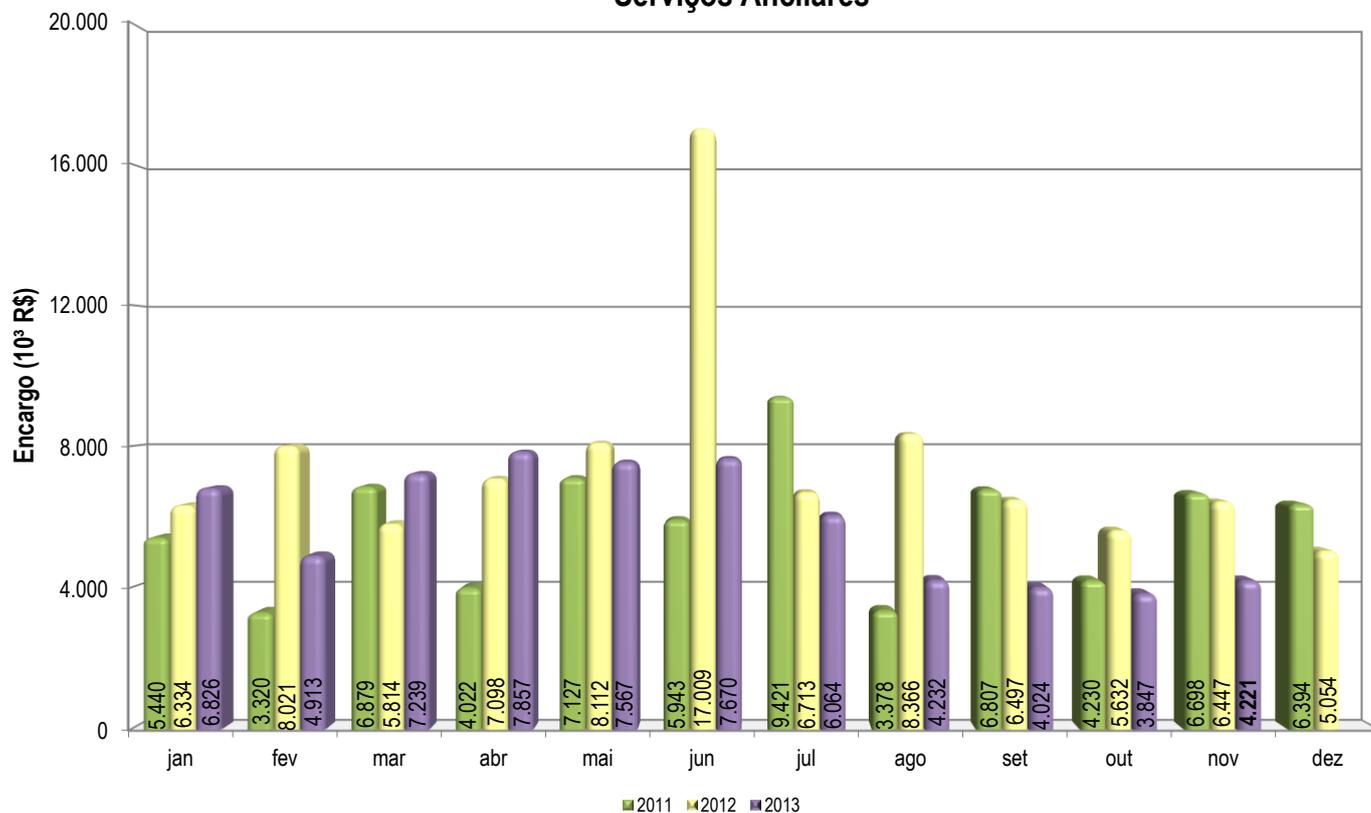


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados até novembro de 2013.

Fonte: CCEE



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de dezembro de 2013 o número de ocorrências e o montante de carga interrompida foram inferiores aos valores verificados no mesmo período de 2012. Em relação aos indicadores de continuidade, vale ressaltar que em novembro de 2013 o DEC acumulado do Brasil atingiu o limite definido para o ano. A seguir destacam-se as ocorrências de maior impacto:

- **Dia 11 de dezembro, às 17h24min:** Desligamentos sucessivos de linhas e unidades geradoras da região de Manaus, com origem na tentativa de reestabelecimento das LTs 500 kV Jurupari – Xingu C1 e C2 (LXTE), e da Barra de 500 kV da SE Xingu (LXTE). Houve interrupção inicial de **138 MW** evoluindo para **206 MW** de cargas da Eletrobras Amazonas Energia, no estado do Amazonas. Causa: Desligamento inicial causado por aterramento deixado acidentalmente na LT 500 kV Jurupari / Xingu C1, após conclusão de serviços, associado a atuações acidentais do sistema de proteção de unidades geradoras e equipamentos da região;
- **Dia 26 de dezembro, às 13h16min:** Desligamento automático de linhas de 230 kV da região Sul e Oeste do Rio Grande do Sul e da unidade geradora 3 da UTE Presidente Médici (CGTEE). Houve interrupção de **553 MW** de cargas, sendo **403 MW** da CEEE-D, e de **150 MW** da AES Sul, no estado do Rio Grande do Sul. Causa: Vegetação alta na região sob as LTs e descoordenação da proteção da LT 230 kV Santa Cruz 1 – Charqueadas (CEEE-GT);
- **Dia 26 de dezembro, às 15h18min:** Desligamento automático dos equipamentos associadas ao barramento de 230 kV da SE Santa Rosa 1. Houve interrupção de **110 MW** de cargas da RGE, no estado do Rio Grande do Sul. Causa: Explosão do transformador de corrente do módulo de manobra de 230 kV do transformador TR-1.

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	0	0	0	0
S	0	0	0	0	0	0	394	224	0	0	0	779
SE/CO	861	432	130	0	243	0	611	411	624	764	797	0
NE	563	341	174	0	213	213	152	8.710	588	725	935	356
N-Int***	0	138	443	0	272	212	1.430	494	800	144	0	0
Isolados	816	0	515	184	222	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	2.240	910	1.262	184	950	425	2.587	9.839	2.012	1.633	1.732	1.135

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	0	0	0	0
S	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	3
SE/CO	4	2	1	0	2	0	2	1	2	4	4	0
NE	2	1	1	0	1	2	1	2	3	5	3	0
N-Int***	0	1	2	0	1	1	3	1	2	1	0	2
Isolados	3	0	2	1	2	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	9	4	6	1	6	3	7	6	7	10	7	5

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

Fonte: ONS, Eletronorte e Amazonas Energia

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

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

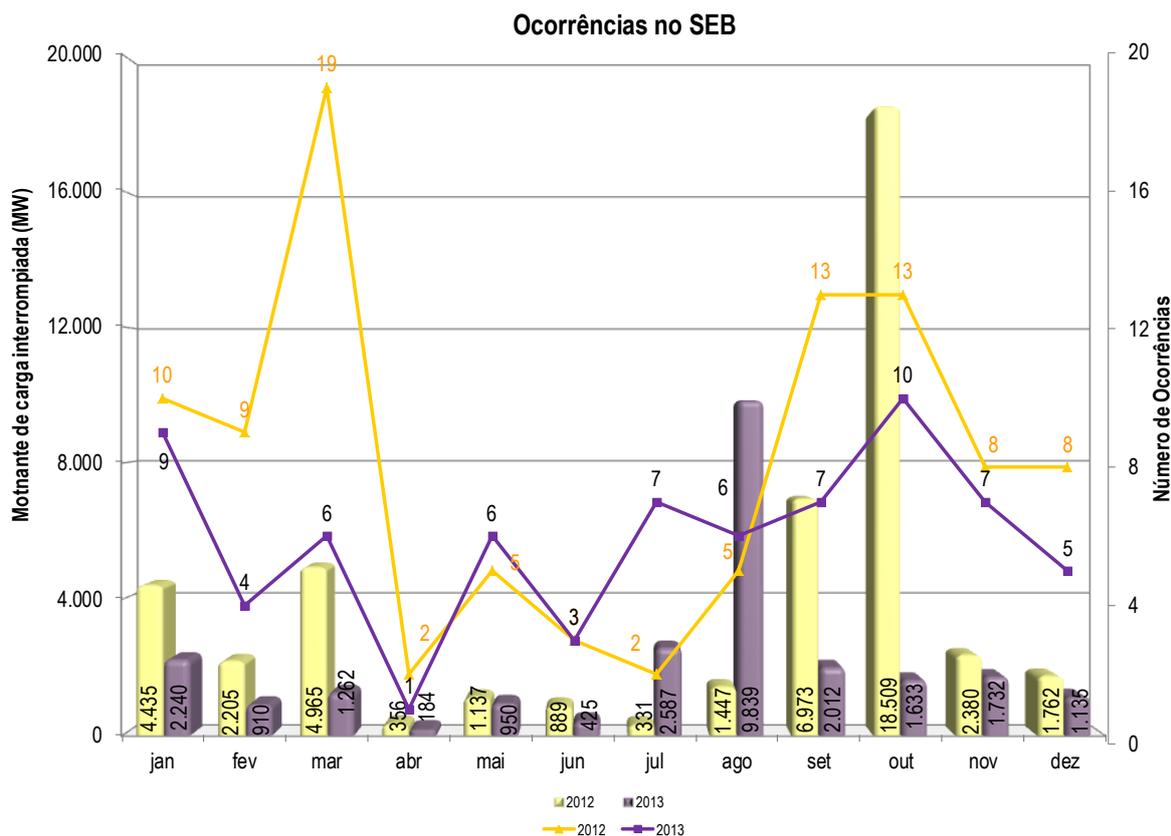


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte: 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													Acum. Ano **	Limite Ano
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Brasil	1,93	1,67	1,72	1,49	1,32	1,22	1,35	1,23	1,41	1,54	1,66		16,53	15,18
S	1,31	1,36	1,09	1,04	1,04	1,03	1,26	1,22	1,20	1,20	1,57		13,33	14,07
SE	1,43	1,10	1,19	0,69	0,82	0,68	0,84	0,68	0,81	0,87	0,91		10,03	9,98
CO	3,10	2,69	2,68	2,04	1,53	1,47	1,46	1,47	2,95	3,65	3,63		26,26	18,06
NE	2,08	1,61	1,61	1,95	1,46	1,42	1,44	1,47	1,43	1,60	1,55		17,62	18,53
N	5,19	5,78	6,71	5,41	5,06	4,68	4,97	4,20	4,44	5,08	6,18		57,68	39,86

Dados contabilizados até novembro 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													Acum. Ano **	Limite Ano
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Brasil	1,05	0,95	0,98	0,86	0,76	0,74	0,77	0,77	0,86	0,90	0,89		9,53	12,47
S	0,85	0,94	0,76	0,67	0,70	0,66	0,75	0,78	0,81	0,80	0,98		8,71	11,95
SE	0,72	0,59	0,58	0,38	0,44	0,41	0,49	0,42	0,48	0,48	0,51		5,51	8,17
CO	2,00	1,87	2,12	1,49	1,19	1,14	1,16	1,43	1,93	2,50	2,18		18,81	16,37
NE	0,99	0,82	0,89	0,94	0,72	0,72	0,69	0,77	0,77	0,81	0,78		8,91	13,31
N	3,24	3,12	3,65	3,38	3,06	3,04	2,78	2,65	2,94	3,05	2,71		33,60	38,45

Dados contabilizados até novembro 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.

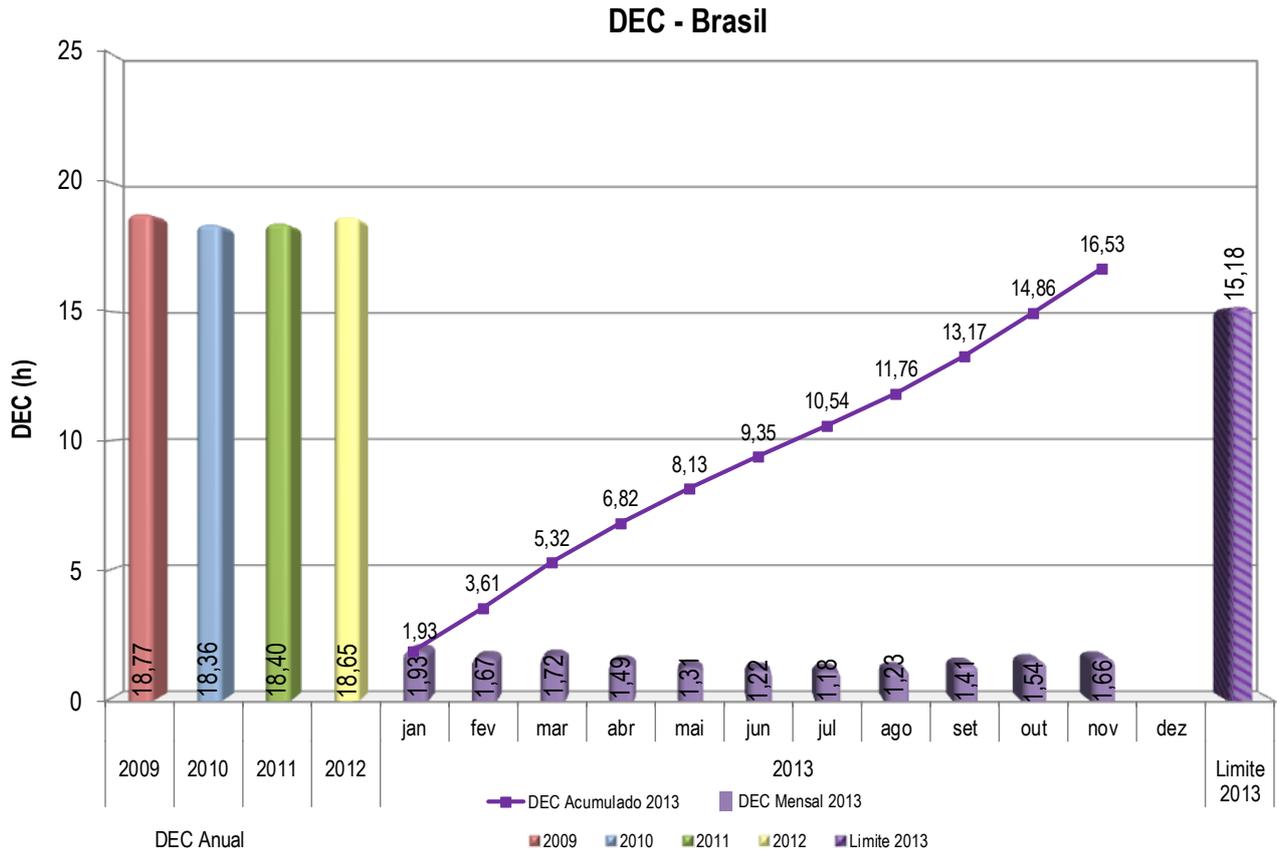


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte: ANEEL

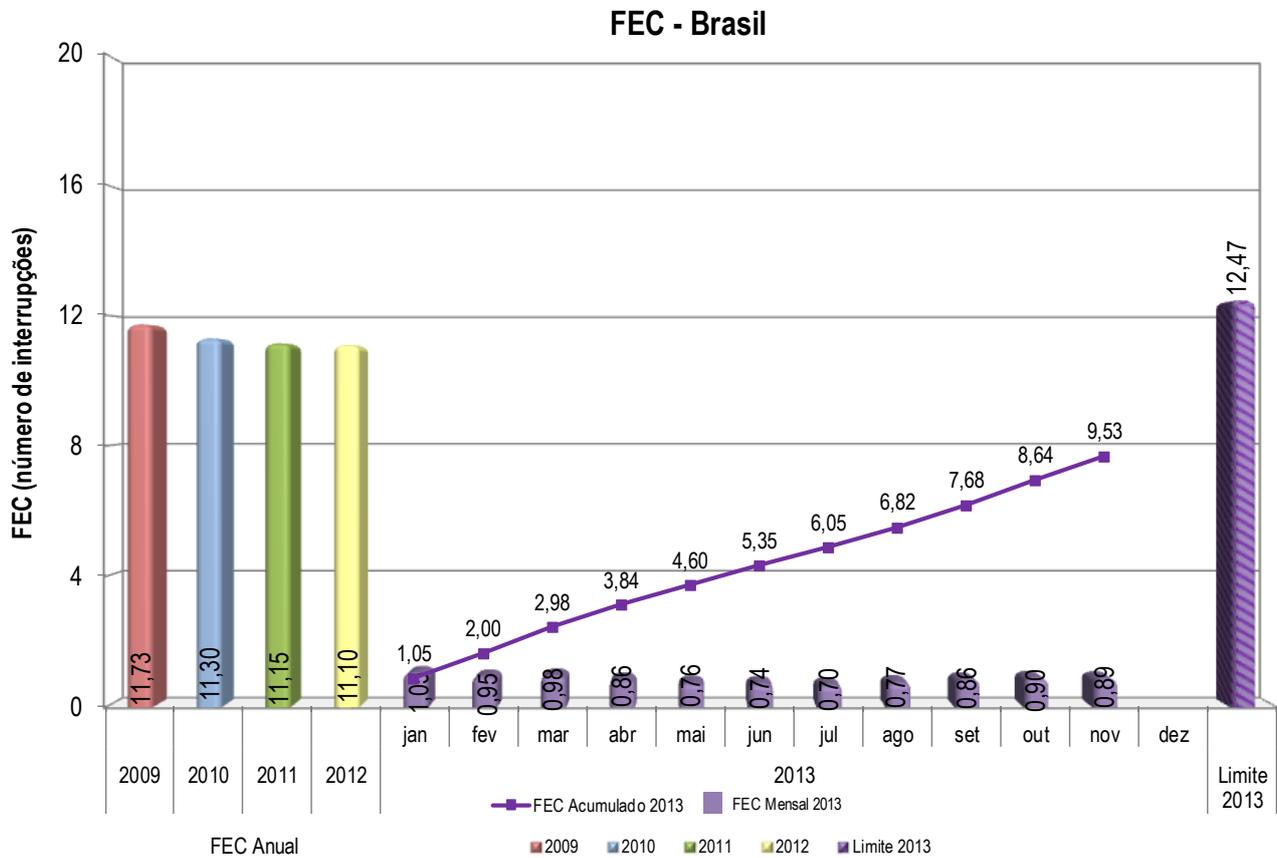


Figura 40. FEC do Brasil.

Dados contabilizados até novembro 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)
CVaR – Conditional Value at Risk	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