



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Janeiro – 2013





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Janeiro – 2013

Revisão 1- 30/04/2013

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

Nuno Henrique Moura Nunes Brito

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>



SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Precipitação Acumulada	2
2.2. Energia Natural Afluente Armazenável	3
2.3. Energia Armazenada	5
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	8
3.1. Principais Intercâmbios Verificados	8
3.2. Intercâmbios Internacionais	9
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	10
4.1. Unidades Consumidoras.....	10
4.2. Consumo de Energia Elétrica	10
4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil.....	12
4.4. Demandas Máximas	12
4.5. Demandas Máximas Mensais	13
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	15
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	16
7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	17
7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	17
7.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	18
7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	18
7.4. Geração Eólica	19
7.5. Energia de Reserva	20
8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO	22
8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	22
8.2. Previsão da Expansão da Geração.....	23
9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	24
9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão	24
9.2. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	24
9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão	25



10.CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO.....	25
10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação.....	26
10.2. Despacho Térmico.....	26
11.ENCARGOS SETORIAIS	27
12.DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	29
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	30
12.2. Indicadores de Continuidade	31
GLOSSÁRIO.....	33



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/01/2013 a 31/01/2013 – Brasil.....	2
Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.	3
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.....	3
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.	4
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.	4
Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.	6
Figura 7. EAR: Subsistema Sul.....	6
Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.	7
Figura 9. EAR: Subsistema Norte-Interligado.	7
Figura 10. Principais intercâmbios de energia (MW médios).....	8
Figura 11. Intercâmbios internacionais de energia nos últimos 12 meses.	9
Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.....	13
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	13
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	14
Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.....	15
Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.	16
Figura 19. Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no SEB.....	17
Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.....	17
Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.....	19
Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.	20
Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Contratada e Verificada em 2011.....	21
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Contratada e Verificada em 2012.....	21
Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.....	22
Figura 26. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.	26
Figura 27. Evolução do CMO e do despacho térmico no mês.....	26
Figura 28. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.	27
Figura 29. Encargos Setoriais: Segurança Energética.	28
Figura 30. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.	28
Figura 31. Encargos Setoriais: Ultrapassagem da CAR.	29
Figura 32. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	30
Figura 33. DEC do Brasil.....	31
Figura 34. FEC do Brasil.....	32



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.	5
Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.	8
Tabela 3. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.	10
Tabela 4. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	11
Tabela 5. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.	11
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.	12
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil.	15
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	16
Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.	18
Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	18
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.	23
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW).	23
Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	24
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	24
Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	25
Tabela 16. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências em 2013.	30
Tabela 17. Evolução do número de ocorrências em 2013.	30
Tabela 18. Evolução do DEC em 2012.	31
Tabela 19. Evolução do FEC em 2012.	31



1. INTRODUÇÃO

O mês de janeiro de 2013 foi marcado por uma transição meteorológica, com melhorias das condições hidrológicas a partir de meados do mês, devido à atuação da Zona de Convergência de Umidade (ZCOU) e da Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS).

Em termos cumulativos no mês, todavia, foram verificadas anomalias negativas de precipitação na maioria das bacias das regiões Sul e Nordeste. As Energias Naturais Afluentes brutas permaneceram abaixo da média em todos os subsistemas, com exceção do Sul, que atingiu 125 %MLT. Nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, os valores de fechamento de mês atingiram 81 %MLT, 32 %MLT e 69 %MLT, respectivamente.

Por sua vez, com a elevação da temperatura, houve aumento de carga com consequente recorde de demanda no Nordeste, atingindo 11.080 MW, e no Sul, atingindo 15.276 MW.

Dadas as condições eletroenergéticas, foi mantido o despacho pleno de geração térmica para garantia do suprimento energético. Como consequência, o replecionamento verificado nos reservatórios equivalentes apresentou a seguinte distribuição por subsistema: 8,7 pontos percentuais no Sudeste/Centro-Oeste, 0,7 pontos percentuais no Nordeste, 7,3 pontos percentuais no Sul e 9,9 pontos percentuais no Norte-Interligado.

No mês também houve desligamento da UNE Angra I, com 657 MW, por indisponibilidade programada para recarga de combustível, com início em 04/01/2013, perdurando todo o restante do mês de janeiro, com previsão de retorno à operação em 06/03/2013.

Considerando a importância da UTE Uruguaiana para a garantia do atendimento aos critérios de segurança eletroenergética do SIN, e em especial para o atendimento ao Rio Grande do Sul, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE aprovou o despacho da usina, de forma excepcional e temporária, conforme Portaria MME nº 619, de 20/12/2012. Nesse sentido, a ANEEL autorizou o ONS celebrar Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST temporário para regular o uso do sistema de transmissão para escoamento da energia produzida pela usina, conforme Despacho nº 070, de 14/01/2013.

No primeiro mês do ano, entraram em operação comercial 698 MW de geração de novas usinas, 271 km de linhas de transmissão da Rede Básica e 833 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 janeiro 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

A primeira quinzena do mês de janeiro de 2013 foi marcada pela escassez de chuva em diversas áreas do Brasil, com anomalias negativas de precipitação em grande parte das regiões Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste, com destaque para as Bacias do São Francisco e Paranaíba.

Neste período, apesar dos volumes de chuva mais intensos nos estados de São Paulo e do Rio de Janeiro, os volumes de precipitação se mantiveram abaixo da média histórica nas Bacias Paraíba do Sul, Rio Grande e Tietê.

A segunda quinzena de janeiro foi marcada pela ocorrência de intensos eventos de precipitação em toda a área do centro-leste do Brasil, devido à atuação da Zona de Convergência de Umidade (ZCOU) e da Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS). Como consequência, houve um volume de chuva entre normal e acima da climatologia no encerramento do mês nas Bacias do Tocantins, São Francisco, Paraíba do Sul e Rio Grande.

Apesar da melhoria nas condições hidrometeorológicas no subsistema Sudeste/Centro-Oeste no mês de janeiro de 2013 em relação a dezembro de 2012, a ENA bruta continuou abaixo da média com 81% MLT – 45.294 MW médios, correspondendo ao 63º melhor valor de ENA para o mês em um histórico de 82 anos.

No mês de janeiro ocorreu uma melhoria das condições hidrológicas do subsistema Sul, sobretudo na primeira quinzena, quando a ENA bruta atingiu cerca de 190% MLT até o 10º dia do mês. Ao término do mês, foi verificada uma ENA bruta de 125 %MLT – 8.970 MW médios, correspondendo ao 22º melhor valor de ENA para o mês em um histórico de 82 anos. Todavia, em termos meteorológicos, verificou-se precipitação abaixo da média.

No subsistema Nordeste, verificou-se uma ENA bruta de 32% MLT – 4.556 MW médios em janeiro, correspondendo ao **pior valor de ENA bruta para o mês em um histórico de 82 anos**.

Para o subsistema Norte-Interligado, verificou-se uma ENA de 69% MLT – 6.696 MW médios (ENA bruta) no mês de janeiro, correspondendo ao 67º melhor valor para o mês em um histórico de 82 anos.

2.1. Precipitação Acumulada

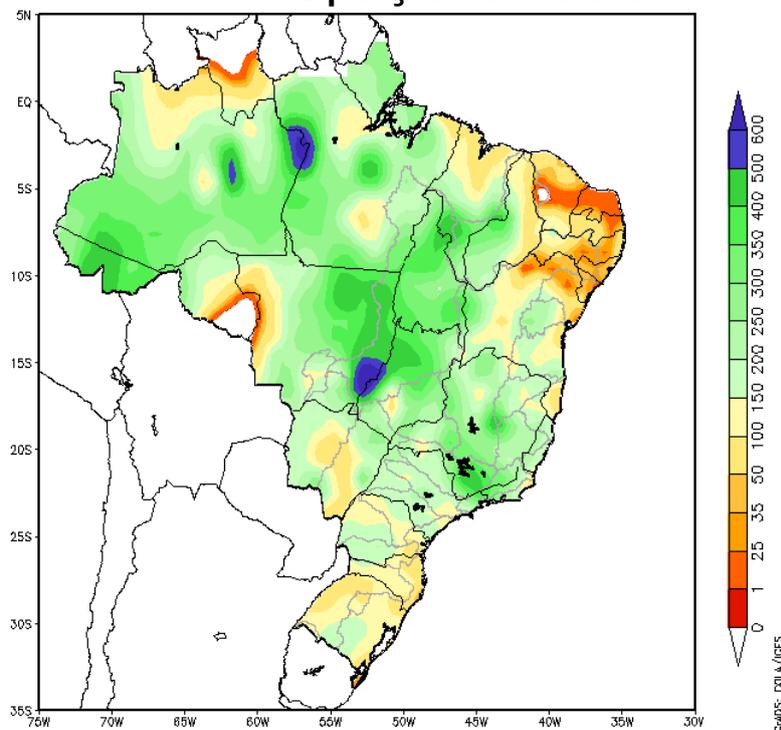


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/01/2013 a 31/01/2013 – Brasil.

Fonte: ONS



2.2. Energia Natural Afluente Armazenável

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

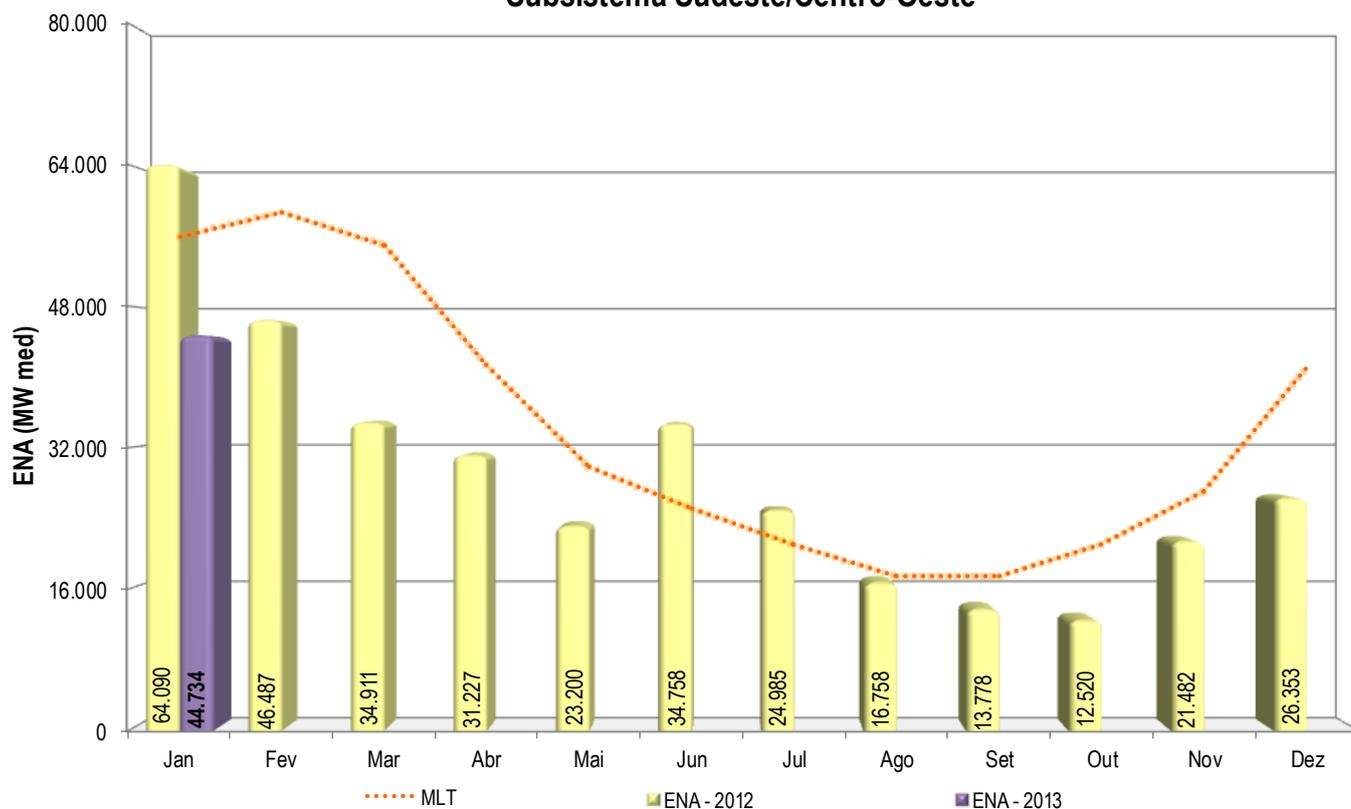


Figura 2. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

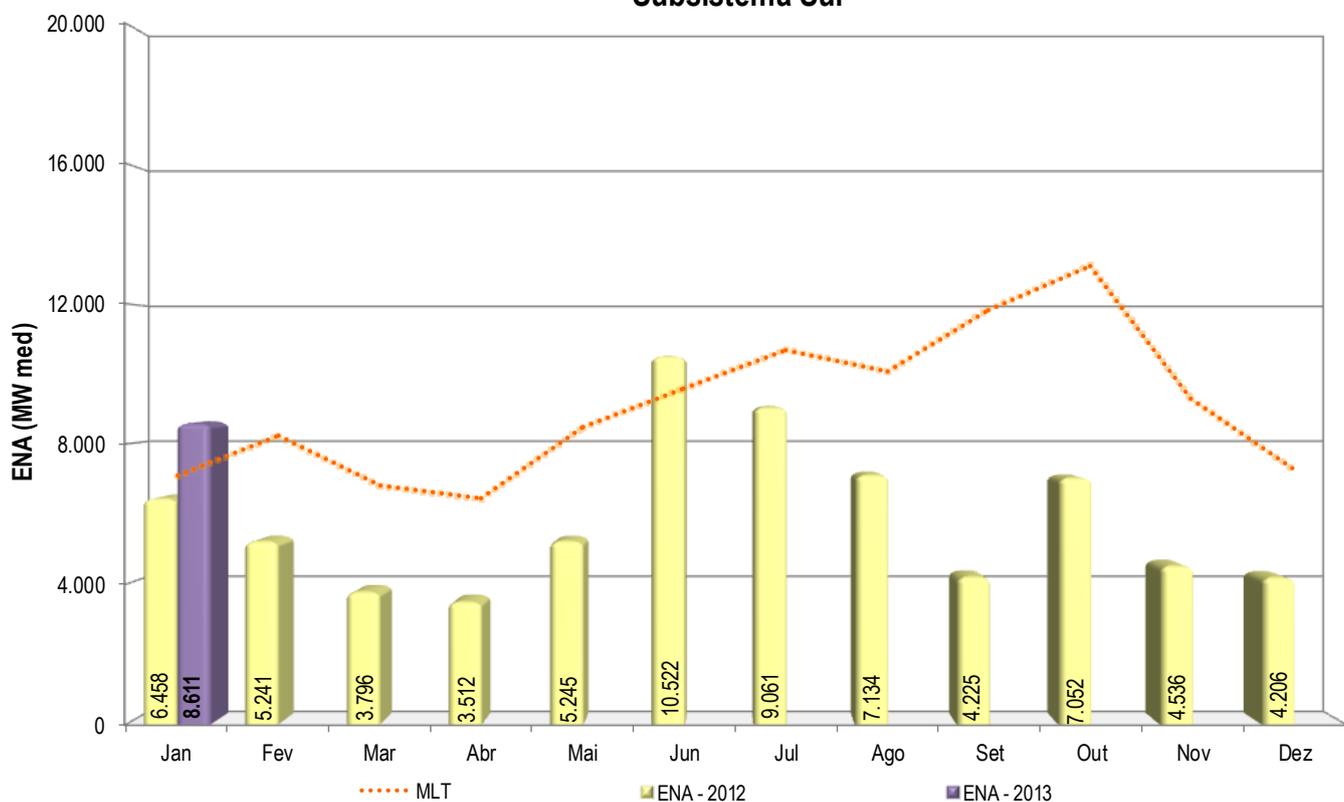


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte: ONS



Subsistema Nordeste

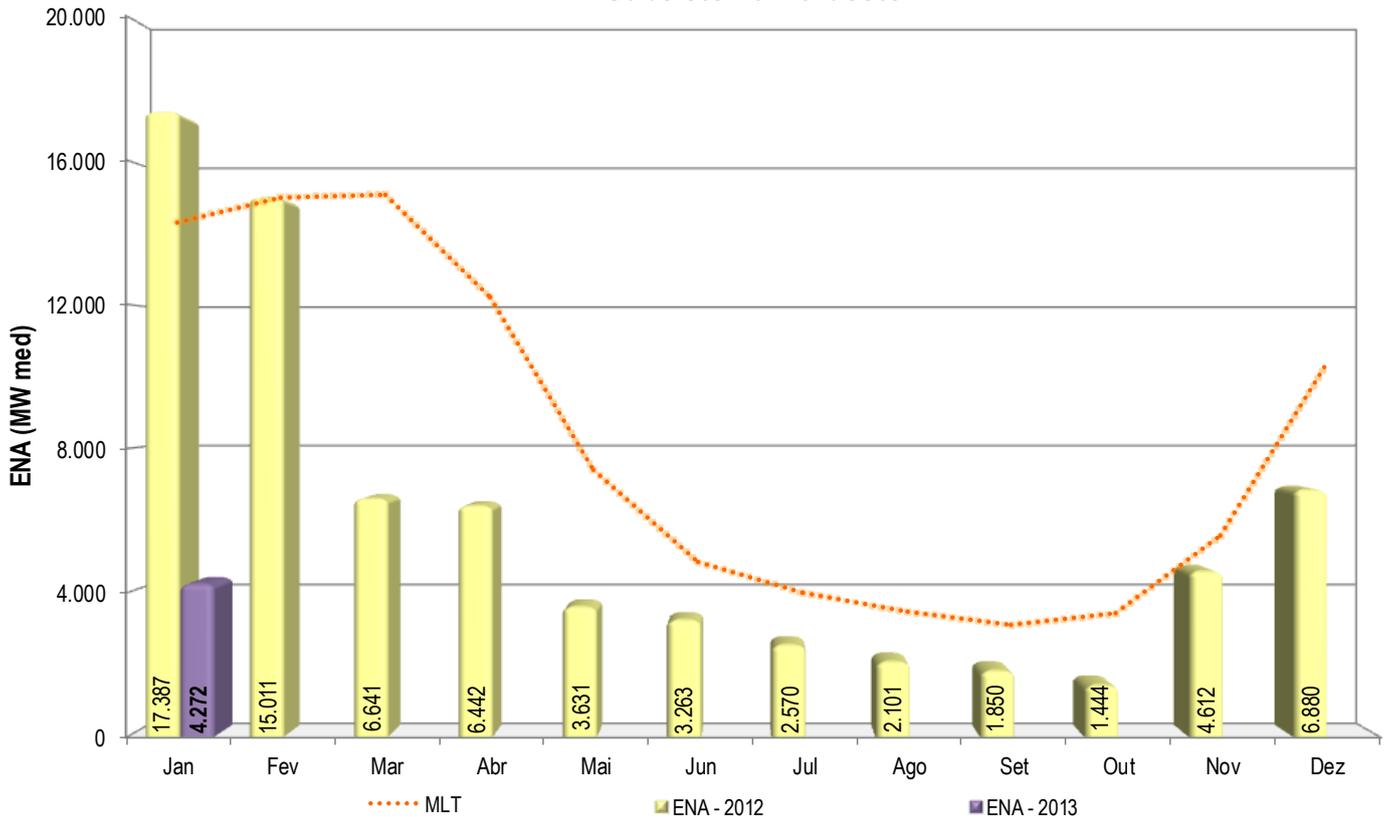


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

Subsistema Norte-Interligado

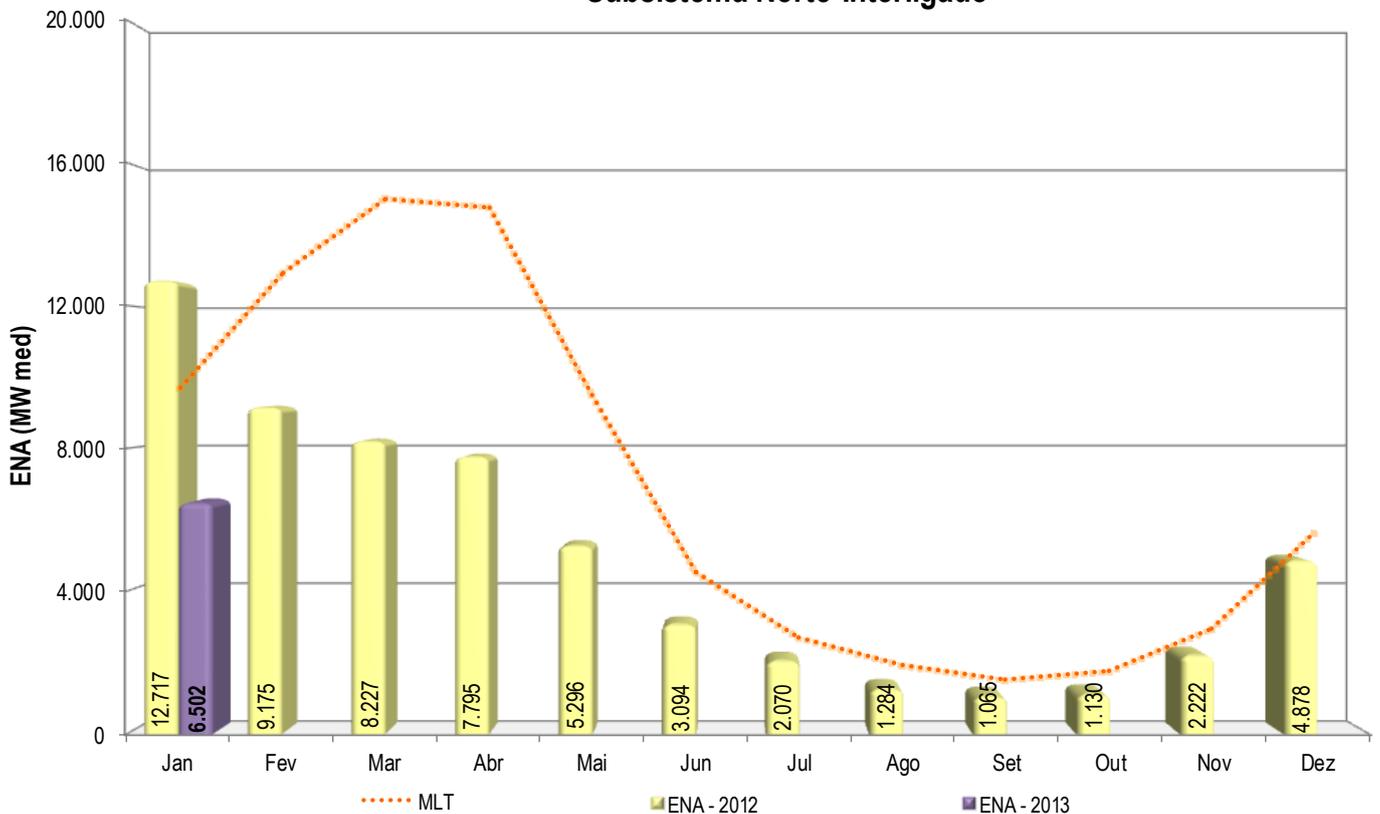


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS



2.3. Energia Armazenada

Durante o mês de janeiro de 2013 foi mantido o despacho pleno de geração térmica, inclusive a óleo combustível e a óleo diesel, para garantia do suprimento energético do SIN, favorecendo o replecionamento dos reservatórios das usinas hidráulicas. O valor verificado no mês foi de 13.028 MW médios.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste o armazenamento equivalente apresentou crescimento de 8,7 pontos percentuais no mês de janeiro, encerrando o mês com 37,5 %EAR. Na primeira quinzena as necessidades energéticas foram complementadas pelo subsistema Nordeste, e nos últimos quinze dias pela maximização da geração hidráulica no Norte-Interligado. A disponibilidade energética da UHE Itaipu foi explorada prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, respeitando as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul - Sudeste/Centro-Oeste.

O subsistema Nordeste manteve a geração na UHE Três Marias para atender a vazão mínima devido à restrição de uso múltiplo a jusante da usina, e consequente dimensionamento da geração na UHE Sobradinho, visando à coordenação hidráulica da cascata. Todavia, em função das piores condições hidrológicas do histórico e do aumento de carga em função das altas temperaturas, verificou-se replecionamento do reservatório equivalente de apenas 0,7 pontos percentuais, atingindo 32,9 %EAR ao final do mês de janeiro.

No subsistema Sul foi mantida a política de minimização da utilização dos seus estoques armazenados, com consequente elevação de 7,3 pontos percentuais no armazenamento equivalente da região, o qual atingiu 43,8 %EAR ao final de janeiro.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 51,1 %EAR ao final do mês de janeiro, elevando 9,9 pontos percentuais.

Em relação ao final de 2012, em janeiro houve replecionamento de 19,9 pontos percentuais (p.p.) no reservatório de Furnas (atingindo 32,2% do volume útil – v.u.), de 12,1 p.p. em Ilha Solteira (atingindo 57,9% v.u.) e de 11,3 p.p. em Tucuruí (atingindo 36,5% v.u.). No entanto, permaneceram baixos os volumes de armazenamento dos reservatórios de Itumbiara (22,1% v.u.), Sobradinho (26,0% v.u.) e Nova Ponte (27,8% v.u.), referenciados aos respectivos volumes úteis máximos.

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	37,5	201.717	70,1
Sul	43,8	19.873	6,9
Nordeste	32,9	51.859	18,0
Norte	51,1	14.267	5,0
TOTAL		287.716	100,0

Fonte: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

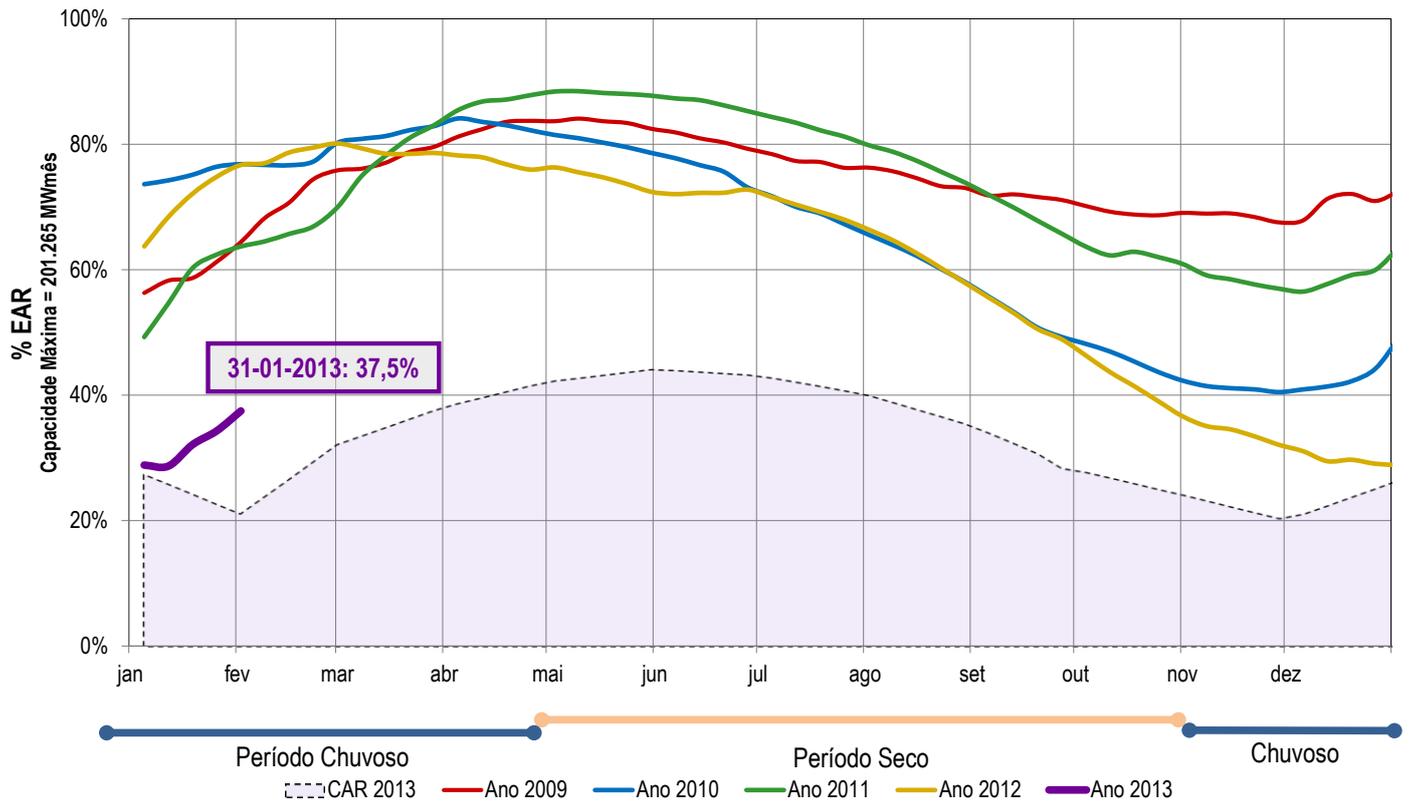


Figura 6. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

Subsistema Sul

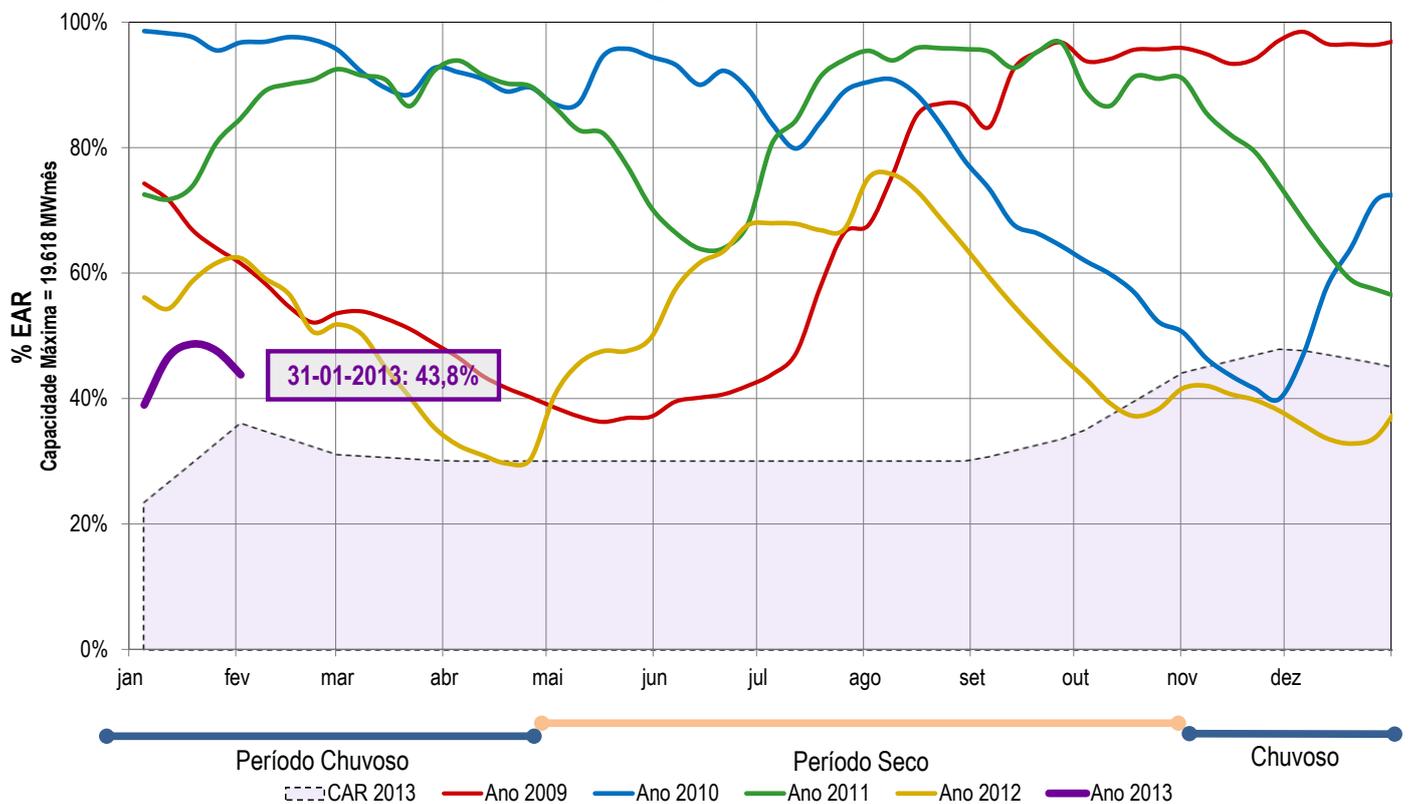


Figura 7. EAR: Subsistema Sul.

Fonte: ONS

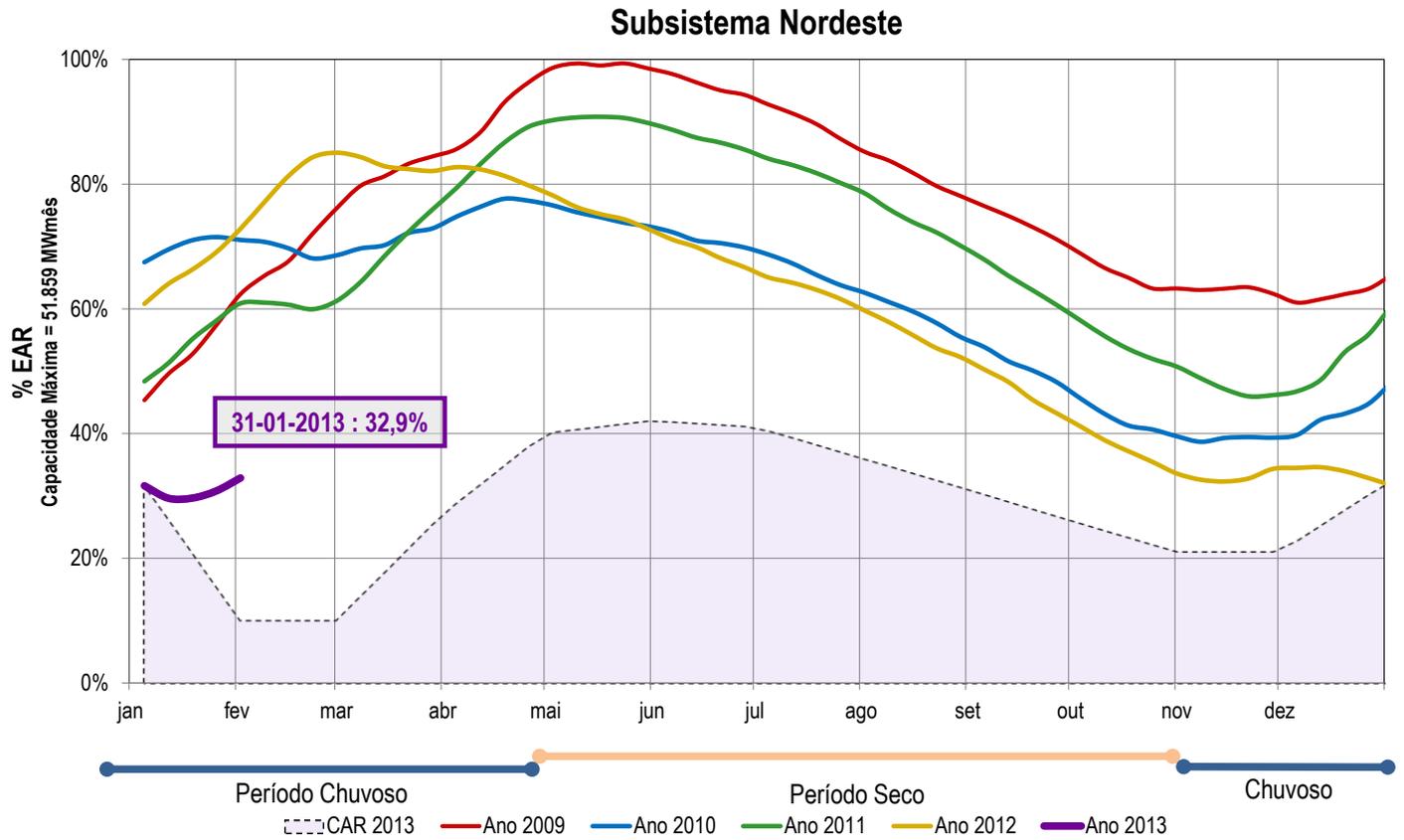


Figura 8. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

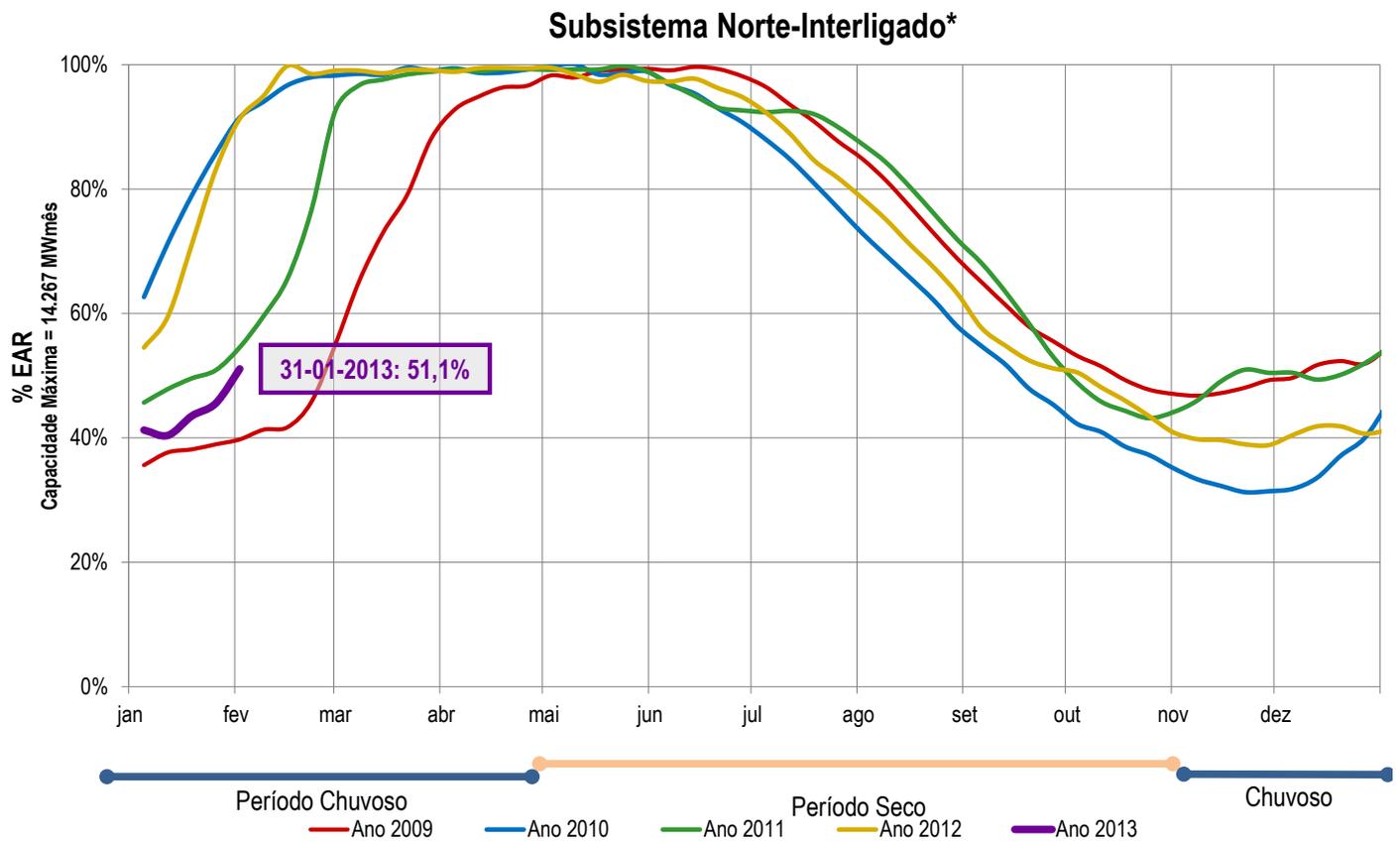


Figura 9. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

* Para o subsistema Norte-Interligado não existe CAR.

Fonte: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Com o aumento das afluições da UHE Tucuruí e o retorno à operação das unidades geradoras remanescentes da fase 2 da usina, a exportação do subsistema Norte-Interligado foi aumentada para 1.469 MW médios durante o mês de janeiro de 2013, frente a 515 MW médios verificados no mês anterior, complementando as necessidades energéticas dos demais subsistemas do SIN, e atingindo 2.680 MW médios na última quinzena do mês.

A exportação da região Acre-Rondônia também foi superior, sendo verificados 68 MW médios no mês de janeiro, frente aos 28 MW médios verificados no mês anterior.

Diante das condições hidrometeorológicas bastante desfavoráveis, o subsistema Nordeste recebeu energia em um montante de 362 MW médios, atingindo 1.337 MW médios na última quinzena do mês, e invertendo o fluxo verificado em dezembro e na primeira quinzena do mês que apontava para a priorização do replecionamento dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste.

O intercâmbio de energia do subsistema Sudeste/Centro-Oeste para o Sul foi reduzido significativamente no mês de janeiro, sendo verificados 1.725 MW médios, ante os 4.181 MW médios verificados em dezembro de 2012.

Em janeiro não houve intercâmbio internacional de energia elétrica para o Uruguai e Argentina.



Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB	200**
②	EXPN	3.800
	RECN	carga do Norte menos 5 UGs da UHE Tucuruí
③	FNE ^a	3.300
	FNE ^b	3.360
④	FSENE ^a	1.000
	FSENE ^b	600
⑤	FNS	4.100
	FMCCO	4.000
⑥	FACRO	100
	RACRO	180
⑦	RSUL	7.600
	FSUL	5.740
⑧	INT _{Arg}	2.100
	INT _{Urug}	70

Fonte: ONS / Eletronorte

Figura 10. Principais intercâmbios de energia (MW médios).

Fonte: ONS / Eletronorte

* para os fluxos entre subsistemas, são considerados os maiores limites de intercâmbio entre os patamares de carga e os cenários energéticos, utilizados na base de dados do Newave.

** valor contratual



Legenda da seção 3.1.

FVB	Intercâmbio internacional com a Venezuela (atendimento a Roraima)	FNS	Fluxo da interligação Norte – Sul no sentido do Norte / Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste
EXPN	Exportação Norte-Interligado	FMCCO	Fluxo da interligação Norte – Sul no sentido do Sudeste/Centro-Oeste para o Norte / Nordeste
RECN	Importação Norte-Interligado	FACRO	Exportação da região Acre/Rondônia
FNE ^a	Fluxo na interligação Norte-Nordeste com recebimento pelo Norte	RACRO	Importação da região Acre/Rondônia
FNE ^b	Fluxo na interligação Norte-Nordeste com recebimento pelo Nordeste	RSUL	Recebimento pela região Sul
FSENE ^a	Fluxo da interligação Sudeste/Centro-Oeste - Nordeste com recebimento pelo Nordeste	FSUL	Exportação da região Sul
FSENE ^b	Fluxo da interligação Sudeste/Centro-Oeste - Nordeste com recebimento pelo Sudeste/Centro-Oeste	INT _{Arg}	Intercâmbio internacional com a Argentina
		INT _{Urug}	Intercâmbio internacional com o Uruguai*

3.2. Intercâmbios Internacionais

Não houve intercâmbio internacional de energia entre Brasil e Argentina ou Uruguai contabilizado no mês de janeiro de 2013.

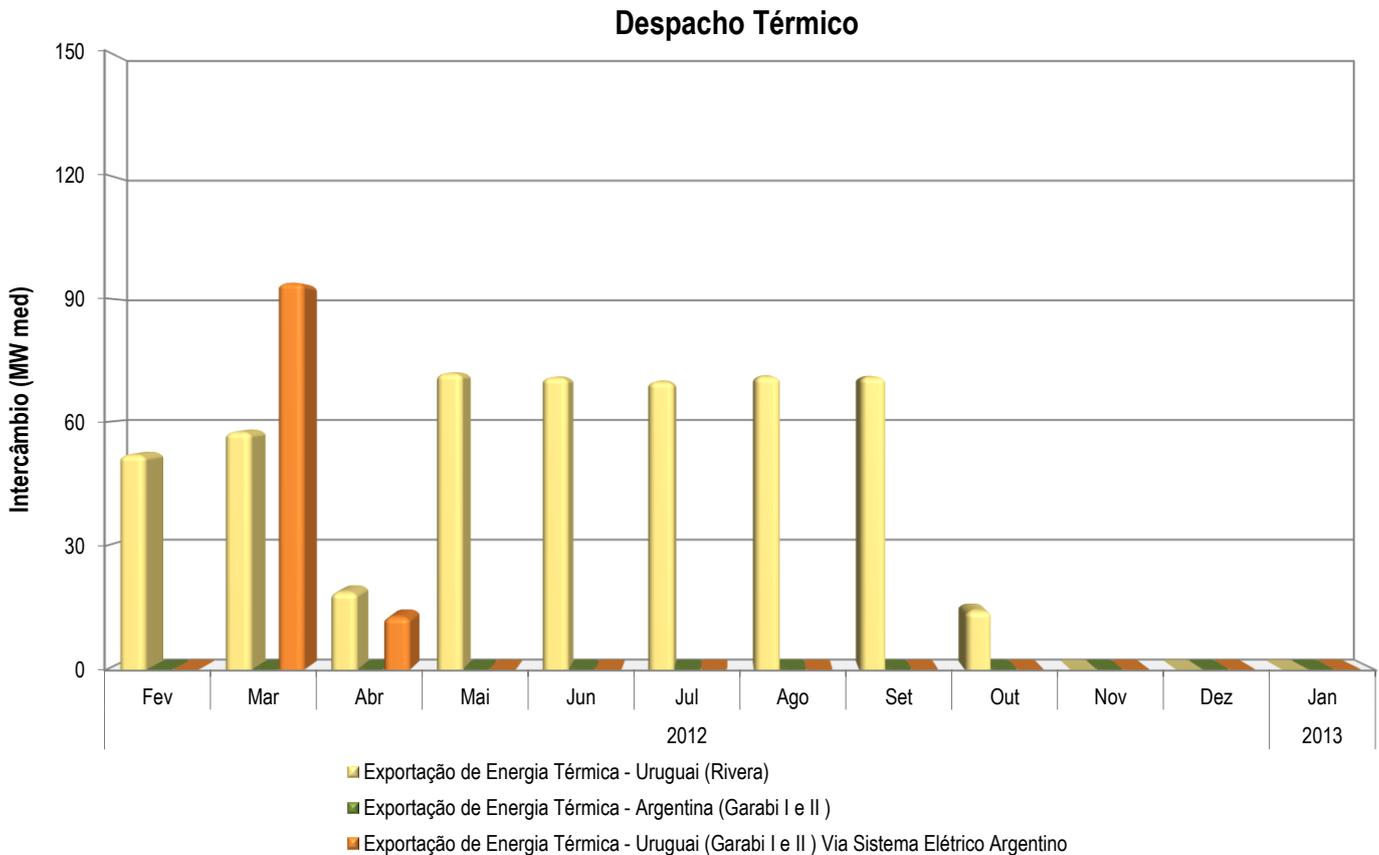


Figura 11. Intercâmbios internacionais de energia nos últimos 12 meses.

Fonte: ONS



4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Unidades Consumidoras

Tabela 3. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.

Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	dez/11	dez/12	
Residencial (NUCR)	59.907.083	61.696.777	3,0%
Demais classes	10.415.857	10.683.839	2,6%
Total (NUCT)	70.322.940	72.380.616	2,9%

Dados contabilizados até dezembro de 2012.

Fonte: EPE

4.2. Consumo de Energia Elétrica

O consumo de energia elétrica na rede, desconsiderando autoprodução e acréscido das perdas, fechou o ano em 544.684 GWh, com expansão acumulada de 3,8% referenciada ao mesmo período do ano passado (Jan/2011 a Dez/2011).

O crescimento de consumo em 2012 foi liderado pelas classes comercial, com 7,9% de crescimento, residencial, com crescimento de 5,0% e “outros”, associado principalmente ao aumento do uso de energia elétrica para fins de irrigação, com crescimento de 7,5%. No mesmo período, houve um aumento de 2,9% no número de unidades consumidoras, atingindo 72,4 milhões, influenciado principalmente pelo crescimento de 3,0% no número de residências, por sua vez relacionado ao dinamismo do mercado imobiliário e às iniciativas de extensão do serviço de eletricidade.

O consumo de eletricidade da indústria permaneceu inalterado frente ao registrado no ano anterior e o eventual aumento do intercâmbio de energia entre os subsistemas para otimização das condições de suprimento elétrico e energético pode explicar o crescimento do índice de perdas totais, que incluem perdas técnicas e comerciais.

Portanto, de forma acumulada no ano, a expansão está relacionada a razões estruturais, como expansão na área de comércio e serviços, com destaque para o varejo e turismo. Por outro lado, o aumento de 5,4% no consumo médio mensal de todas as classes frente a dezembro de 2011, deve-se também ao efeito conjuntural devido ao aumento de temperatura neste último mês do ano, em particular no Sudeste – área que concentra mais da metade do consumo residencial do país – onde as temperaturas máximas estiveram, em diversos locais, até 5° C acima da média histórica do período.



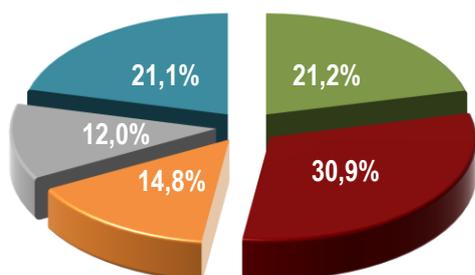
Tabela 4. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Dez/11 (GWh)	Dez/12 (GWh)	Evolução	Jan/11-Dez/11 (GWh)	Jan/12-Dez/12 (GWh)	Evolução
Residencial	9.483	10.136	6,9%	111.970	117.567	5,0%
Industrial	15.282	14.789	-3,2%	183.576	183.488	0,0%
Comercial	6.498	7.094	9,2%	73.481	79.286	7,9%
Rural	5.480	5.718	4,3%	64.006	67.952	6,2%
Outros						
Perdas	8.603	10.065	17,0%	91.698	96.391	5,1%
Total	45.346	47.802	5,4%	524.731	544.684	3,8%

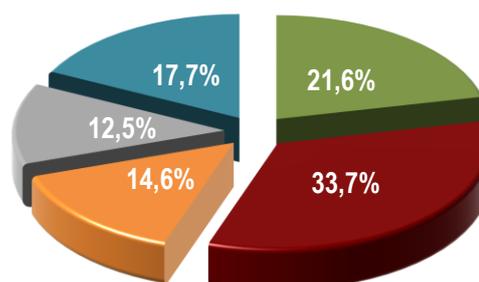
Dados contabilizados até dezembro de 2012.

Fonte: EPE

Consumo de Energia Elétrica em Dez/12



Consumo de Energia Elétrica em 12 meses



■ Residencial ■ Industrial ■ Comercial ■ Outros ■ Perdas

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

Dados contabilizados até dezembro de 2012.

Fonte: EPE

Tabela 5. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.

	Valor Mensal			Acumulado 12 meses		
	Dez/11 (kWh/NU)	Dez/12 (kWh/NU)	Evolução	Jan/11-Dez/11 (kWh/NU)	Jan/12-Dez/12 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	156	159	1,8%	155	157	1,9%
Consumo médio total	602	606	1,6%	600	606	3,0%

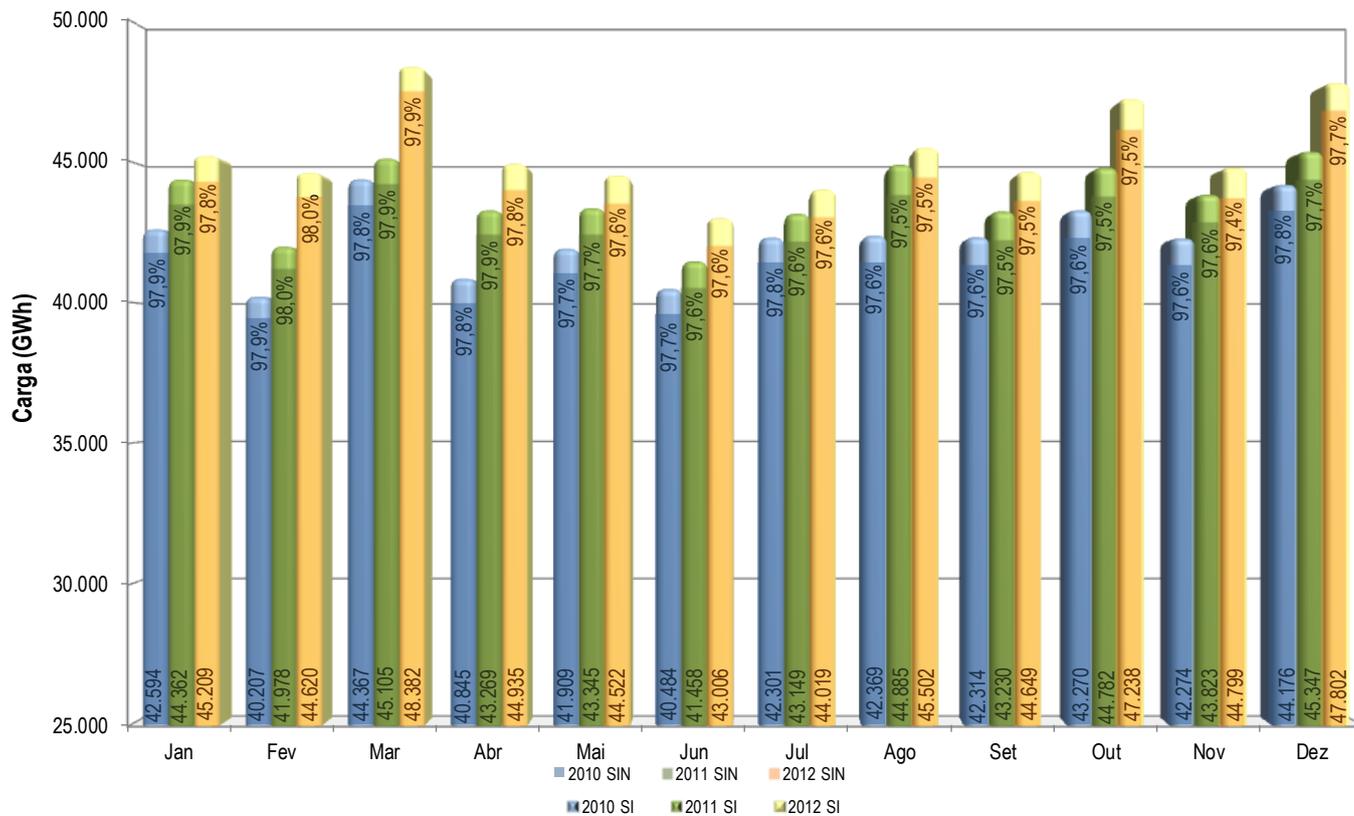
Dados contabilizados até dezembro de 2012.

Fonte: EPE



4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil *

Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até dezembro de 2012.

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 janeiro de 2013 houve recorde de demanda em dois subsistemas do SIN. No Sul, foi registrado, às 15h25 do dia 31/01/2013, com um valor de 15.276 MW, superando em 94 MW o recorde anterior ocorrido em 10/12/2012. No Nordeste, foi registrado, às 15h21 do dia 30/01/2013, com um valor de 11.080 MW, superando em 8 MW o recorde anterior, ocorrido em 12/12/2012.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N-Interligado	SIN
Máxima no mês (MW)	46.873	15.276	11.080	4.489	74.783
(dia - hora)	08/01/2013 - 14h32	31/01/2013 - 15h25	30/01/2013 - 15h21	21/01/2013 - 15h06	08/01/2013 - 15h31
Recorde (MW)	47.463	15.276	11.080	4.750	76.733
(dia - hora)	29/02/2012 - 15h49	31/01/2013 - 15h25	30/01/2013 - 15h21	22/09/2011 - 14h43	08/02/2012 - 14h45

Fonte: ONS



4.5. Demandas Máximas Mensais

Sistema Interligado Nacional

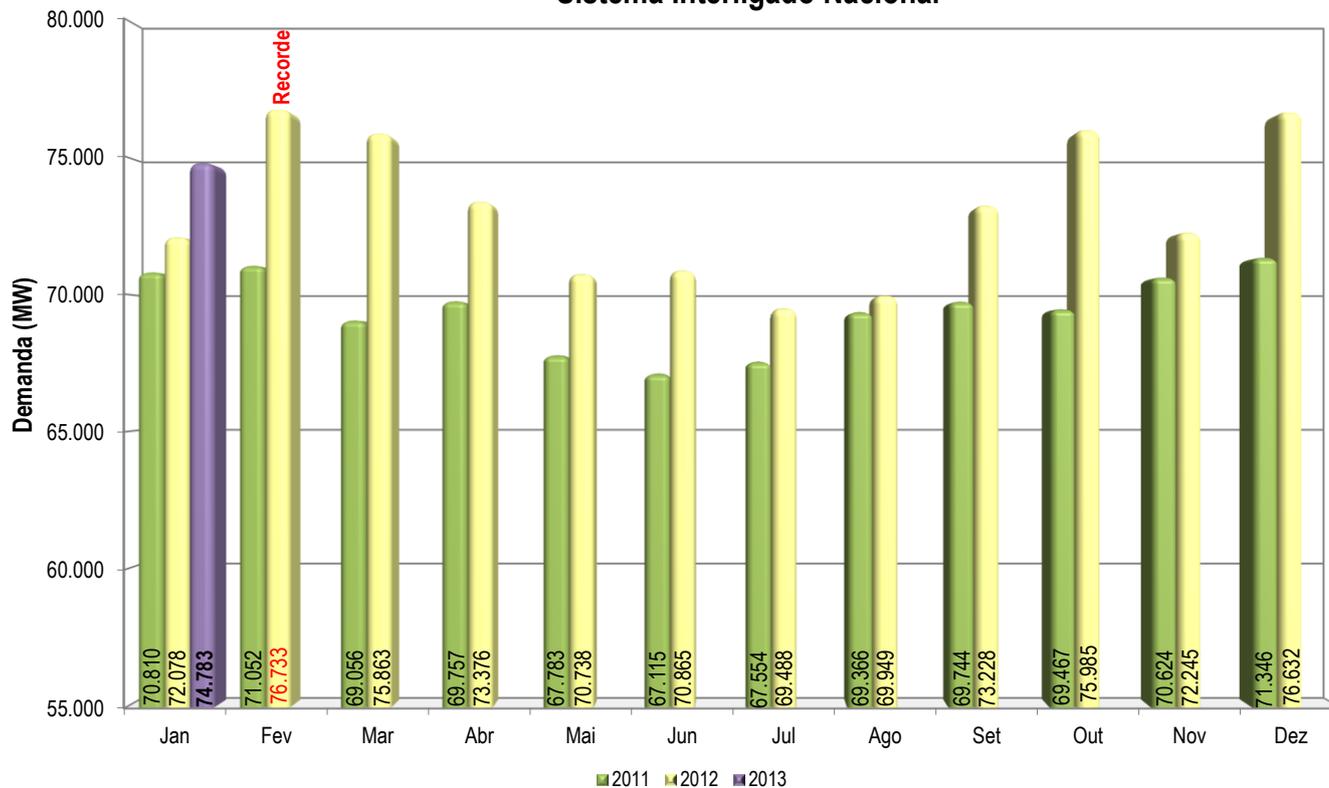


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte: ONS

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

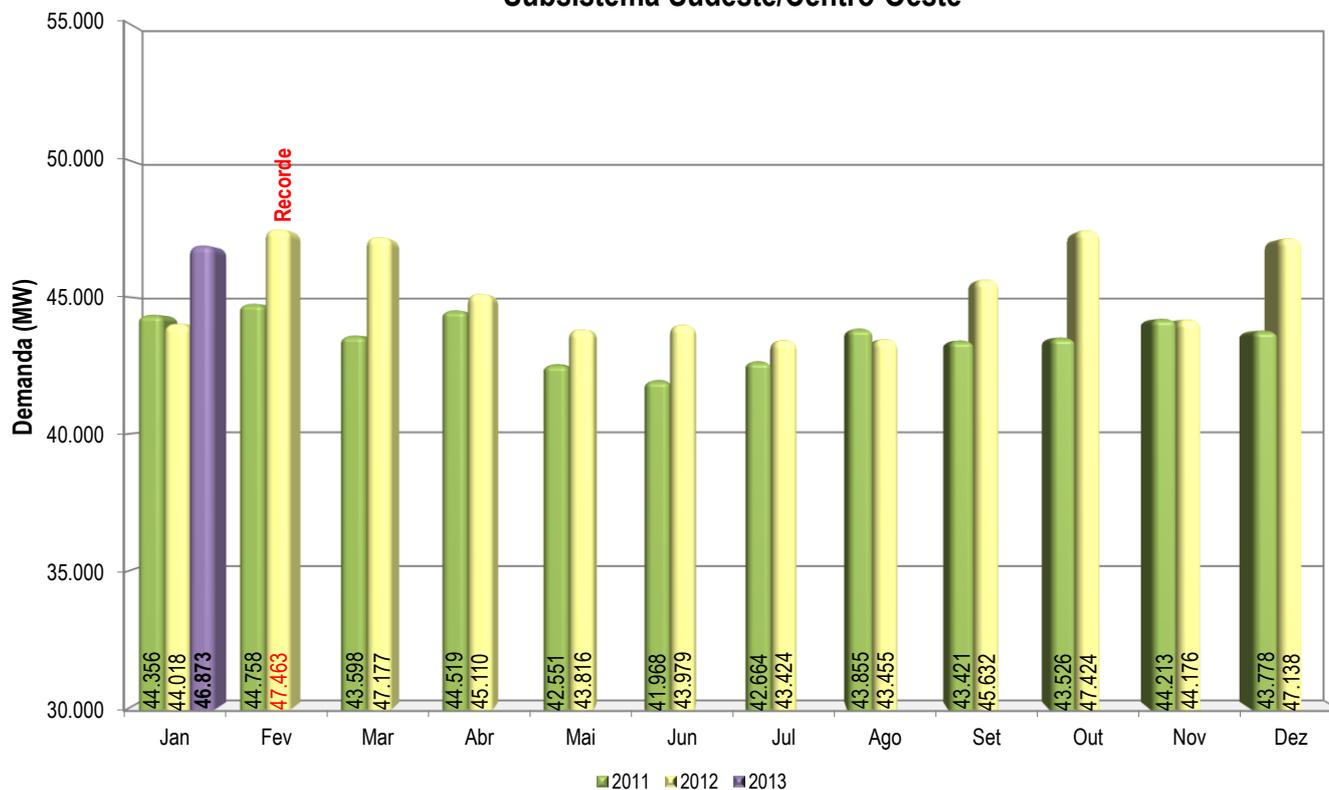


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte: ONS

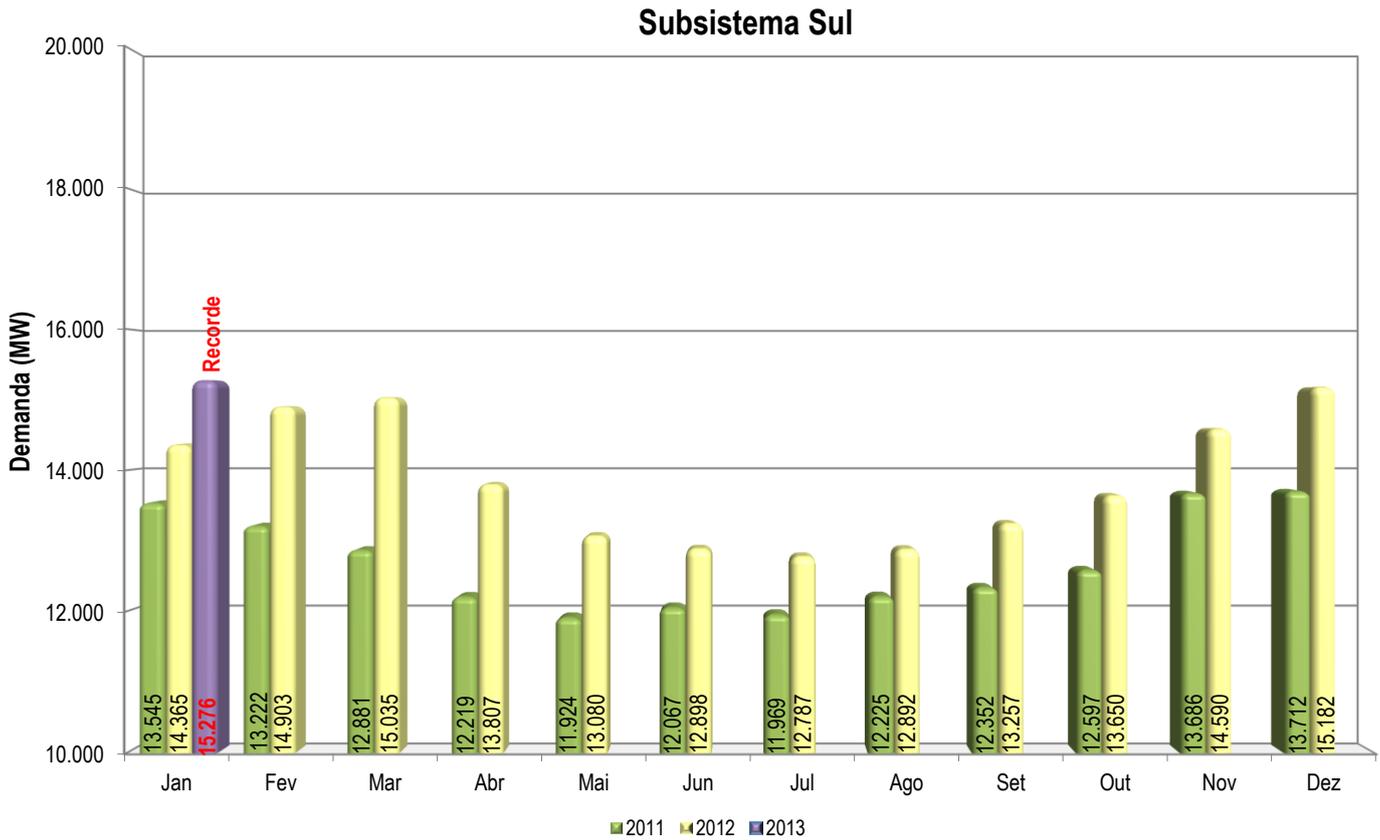


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte: ONS

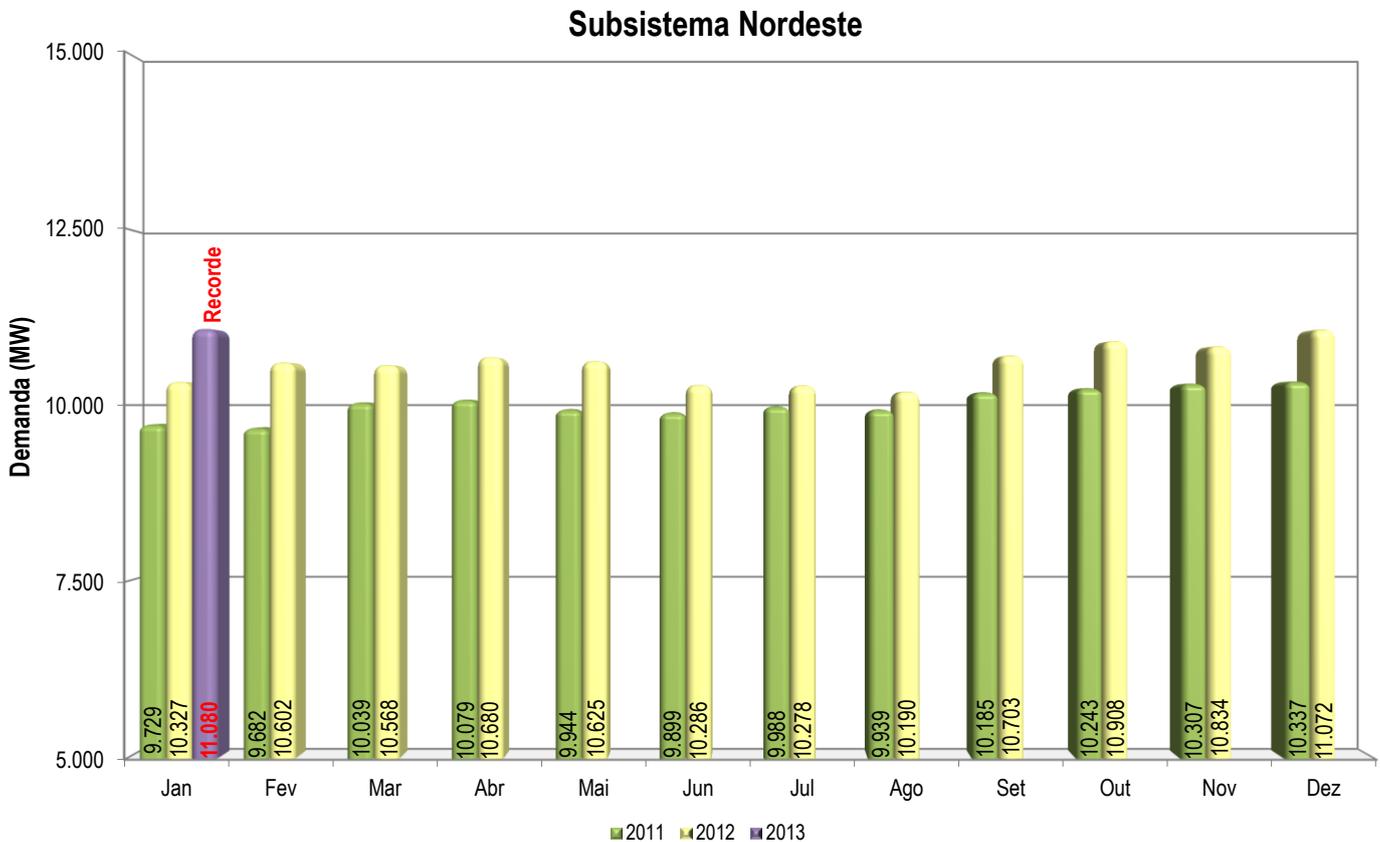


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte: ONS

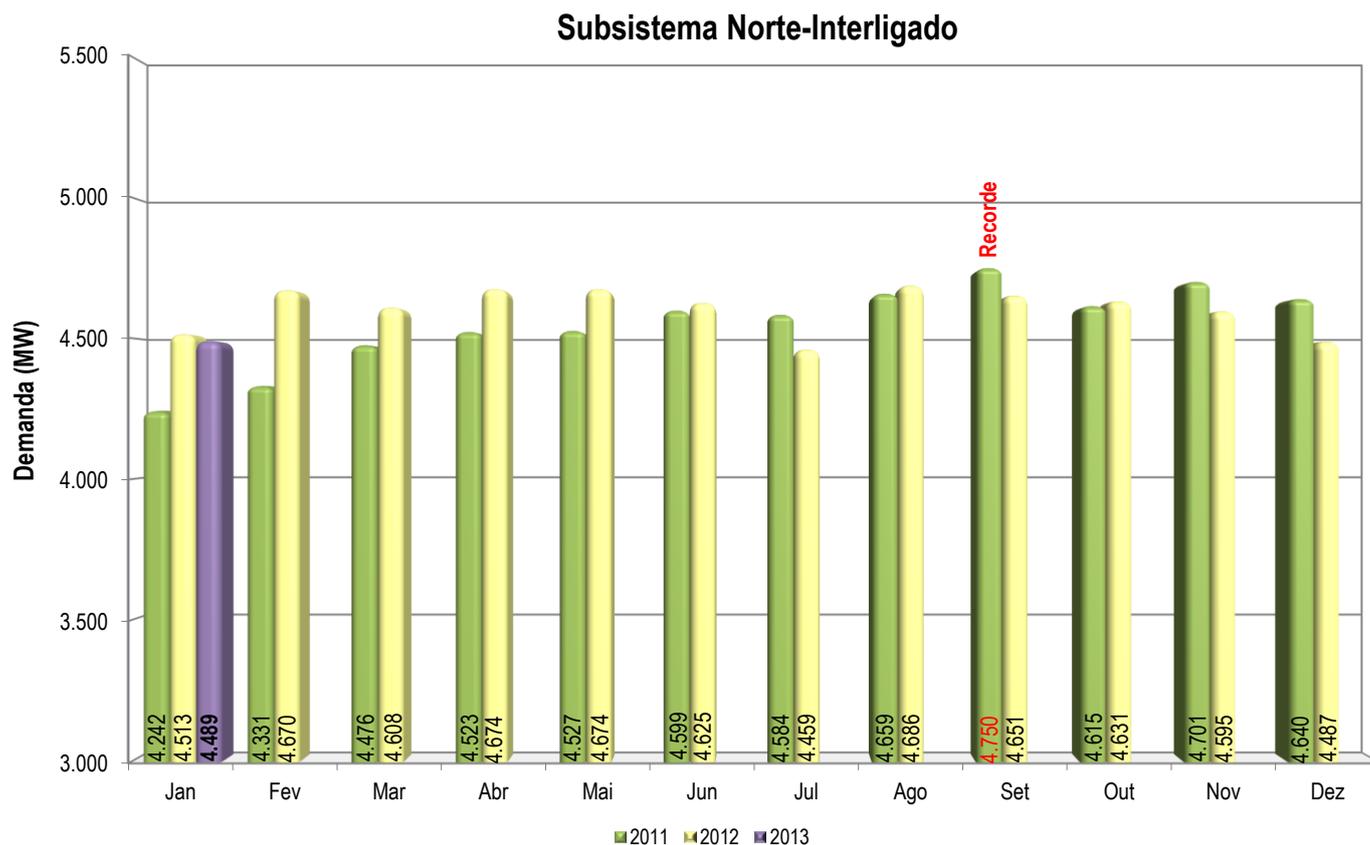


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte: ONS

5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de janeiro de 2013 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 121.226 MW. Destaca-se que desde julho de 2012 o percentual referente às fontes hidráulicas tem sido inferior a 70%.

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

Fonte	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)
Hidráulica	1040	84.402
Térmica	1619	34.928
Gás	145	13.177
Carvão	11	2.304
Petróleo	1.011	7.324
Nuclear	2	2.007
Biomassa	450	10.116
Eólica	86	1.889
Solar Fotovoltaica	11	8
Capacidade Total - Brasil	2756	121.226

* Além dos montantes apresentados, existe uma importação contratada de 5.850 MW com o Paraguai e a Venezuela.

Fonte: ANEEL (BIG 31/01/2013)

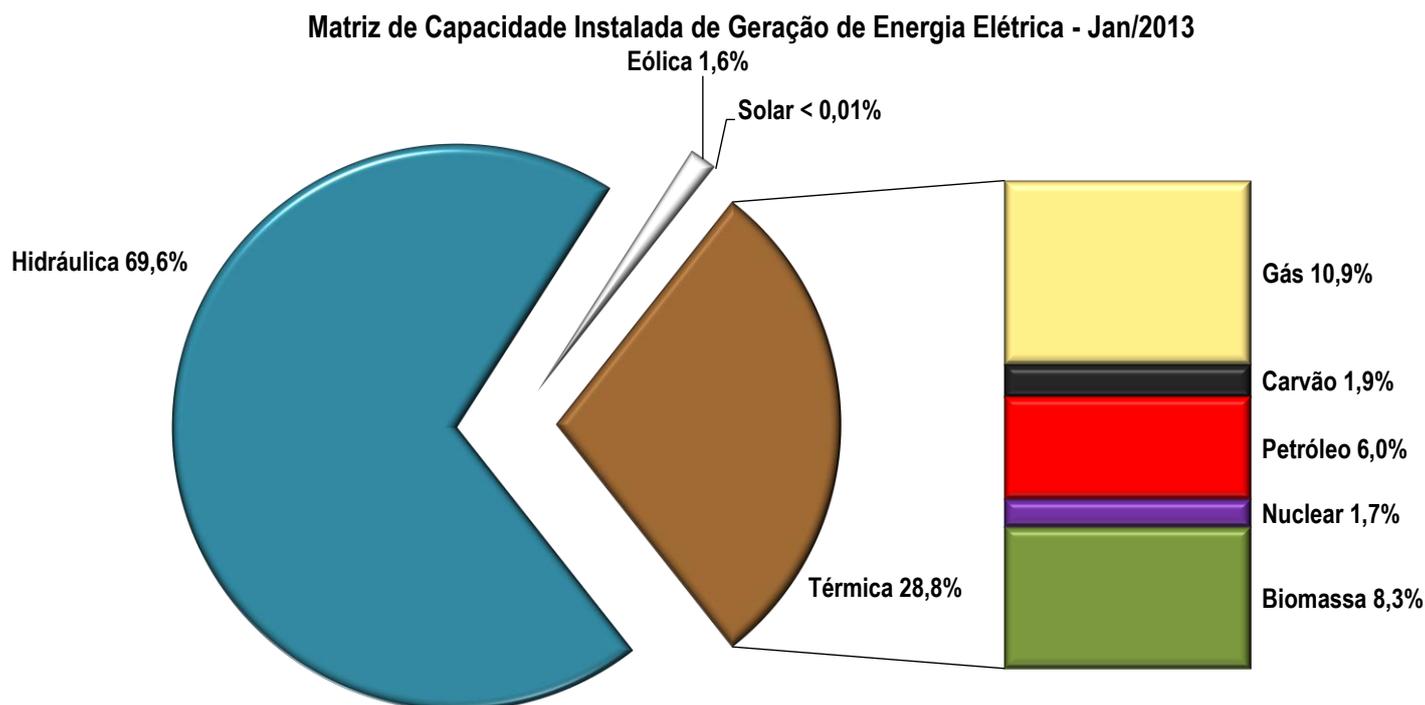


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte: ANEEL (BIG 31/01/2013)

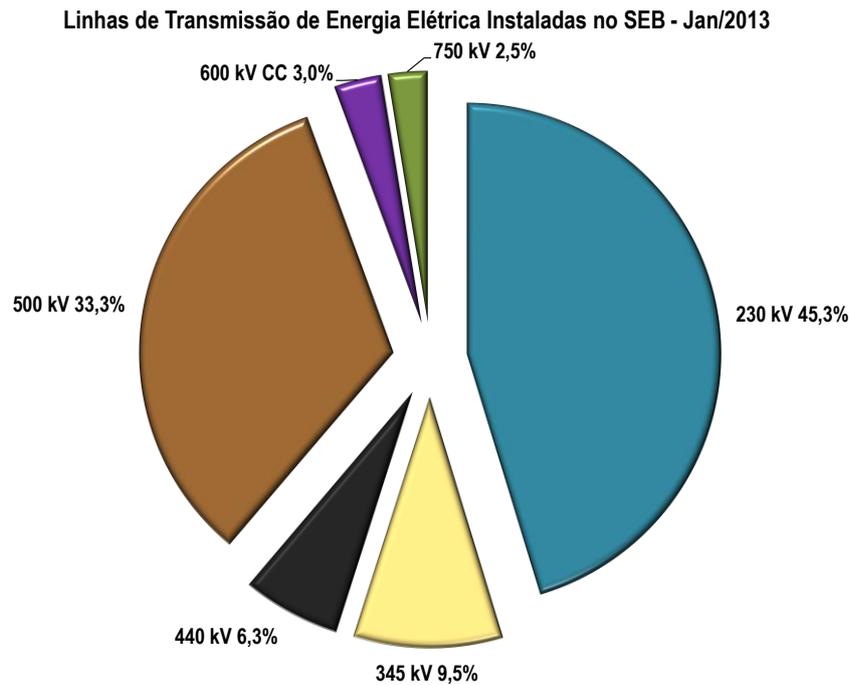
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

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

Tensão (kV)	Linhas Instaladas (km) *	% Total
230	48.542	45,3%
345	10.224	9,5%
440	6.728	6,3%
500	35.686	33,3%
600 (CC)	3.224	3,0%
750	2.683	2,5%
Total SEB	107.088	100,0%

Fonte: MME/ANEEL/ONS

* considera as linhas de transmissão em operação da Rede Básica, conexões de usinas, interligações internacionais e 550,6 km instalados nos sistemas isolados.



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

No ano de 2012 a produção de energia elétrica no Brasil atingiu 521.482 GWh. Destaca-se que desde setembro de 2012, o percentual referente à geração mensal das fontes hidráulicas tem sido inferior a 80%, devido às condições hidrológicas desfavoráveis.

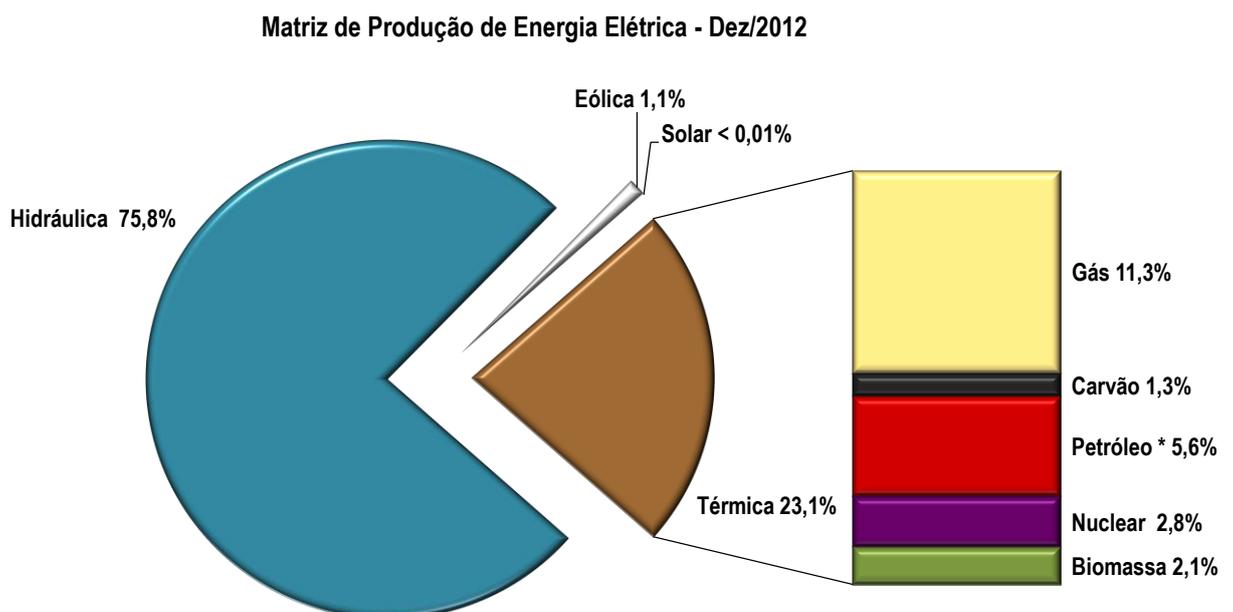


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até dezembro de 2012.

Fonte: CCEE e Eletrobras

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



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		
	Dez/11 (GWh)	Dez/12 (GWh)	Evolução	Jan/11-Dez/11 (GWh)	Jan/12-Dez/12 (GWh)	Evolução
Hidráulica	38.647	35.049	-9,3%	452.226	441.283	-2,4%
Térmica	3.981	9.846	147,3%	45.948	75.251	63,8%
Gás	1.417	4.919	247,2%	13.539	33.520	147,6%
Carvão	547	599	9,6%	4.109	6.776	64,9%
Petróleo *	278	2.051	636,9%	2.749	6.817	148,0%
Nuclear	1.395	1.311	-6,0%	14.795	15.162	2,5%
Biomassa	345	966	180,3%	10.756	12.976	20,6%
Eólica	380	531	39,8%	2.701	4.946	83,1%
Solar Fotovoltaica	0	0,12	-	0	1,38	-
TOTAL	43.008	45.427	5,6%	500.875	521.482	4,1%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas a óleo diesel, a óleo combustível e as usinas bicompostíveis.
Dados contabilizados até dezembro de 2012.

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 entraram em operação unidades geradoras convertidas para gás natural nos PIE Tambaqui, Jaraqui, Manauara e Gera e nas UTE Mauá e Aparecida, da Amazonas Energia.

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Dez/11 (GWh)	Dez/12 (GWh)	Evolução	Jan/11-Dez/11 (GWh)	Jan/12-Dez/12 (GWh)	Evolução
Hidráulica	123	112	-9,0%	1.999	1.569	-21,5%
Térmica	860	856	-0,5%	9.372	10.317	10,1%
Gás	255	327	28,3%	2.295	3.401	48,2%
Petróleo *	605	529	-12,6%	7.077	6.916	-2,3%
TOTAL	983	968	-1,6%	11.371	11.886	4,5%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicompostíveis.
Dados contabilizados até dezembro de 2012.

Fonte: Eletrobras



7.4. Geração Eólica *

Houve aumento do fator de capacidade das usinas eólicas do Nordeste de 37,3% em novembro para 41,6% em dezembro de 2012, quando avaliadas sob a forma de bloco de energia gerada em relação à capacidade instalada total. No mesmo período, as usinas do Sul apresentaram pequeno decréscimo, de 27,8% em novembro para 27,2% em dezembro.

Para o ano de 2012, o fator de capacidade médio foi de 38,2% para as usinas da região Nordeste e de 28,0% para as usinas da região Sul. Para o ano de 2011, esses valores atingiram 27,8% para as usinas da região Nordeste e de 27,9% para as usinas da região Sul.

Nota-se elevação significativa de 10,4 pontos percentuais no fator de capacidade médio das usinas da região Nordeste.

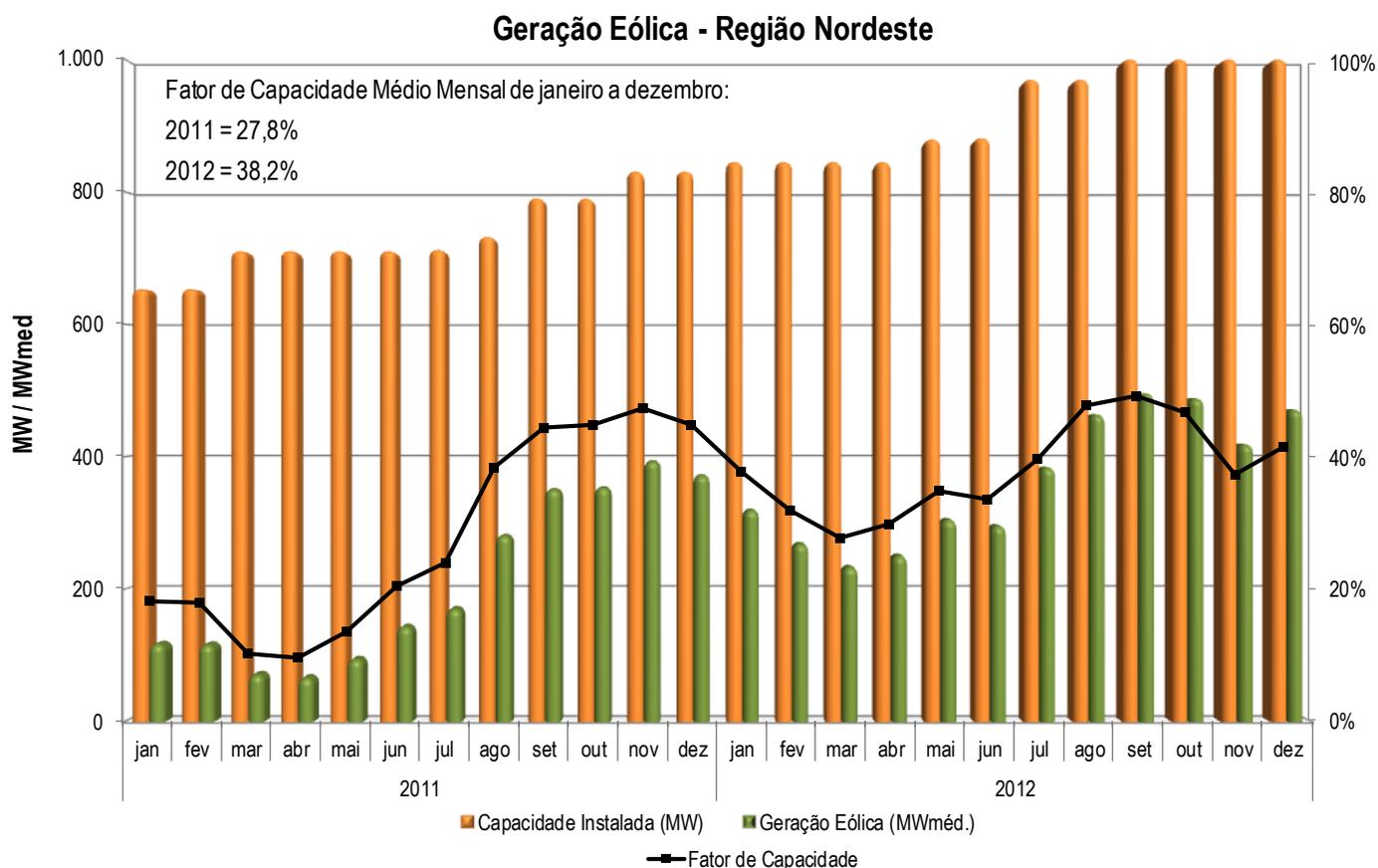


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até dezembro de 2012.

Fonte: CCEE

* Nesta seção são consideradas todas as usinas eólicas em operação comercial cadastradas na CCEE, com exceção das unidades que geraram em teste, parcialmente, durante o mês.



Geração Eólica - Região Sul*

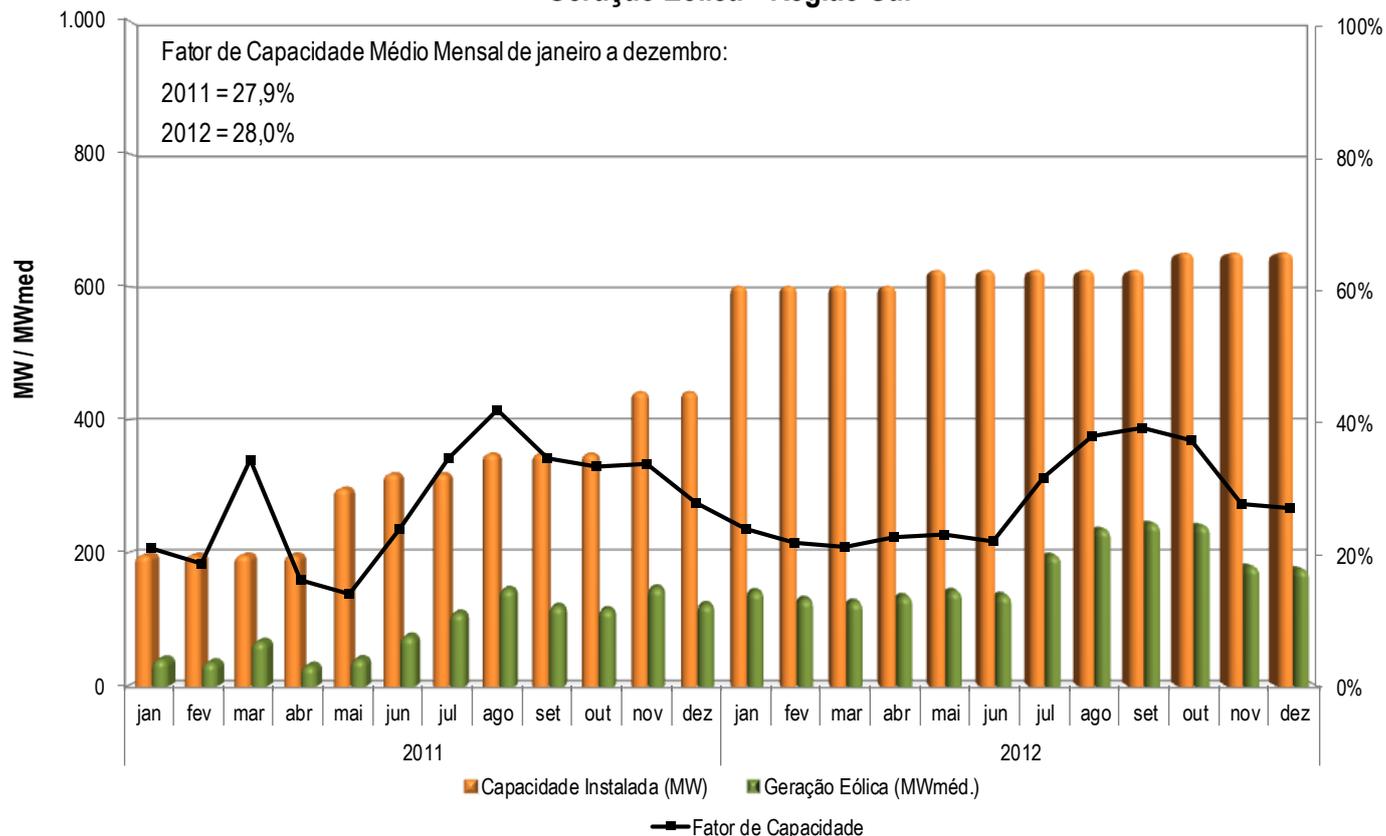


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

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

Dados contabilizados até dezembro de 2012.

Fonte: CCEE

7.5. Energia de Reserva **

Em 2012, houve o início do período de apuração a partir de julho de um montante significativo de usinas eólicas (2º LER, de dezembro de 2009), cuja energia é contratada por quadriênios para mitigar as incertezas relacionadas à produção de energia proveniente desta fonte, além das usinas a biomassa com contratos vigentes (1º LER, de agosto de 2008, e parcela referente à 2ª fase do 3º LER, de agosto de 2010). Desta forma, a geração esperada comprometida com o CER*** no ano civil encerrou em 977,4 MW médios, dos quais foram entregues 43,7%, ou 427,0 MW médios, e cujo restante poderá ser complementado até o término do período de apuração de cada usina ou dentro período de contratação.

No ano de 2011, foi contratada a geração de 450,1 MW médios comprometida com o Contrato de Energia de Reserva (CER), constituído apenas por usinas a biomassa, e dos quais foi destinada ao CER 50,4 % da energia contratada, ou 227,0 MW médios.

** Em consolidação.

*** Definiu-se *geração esperada comprometida com o CER* como o montante de energia, em MW médio, esperada para o contrato de energia de reserva, por mês, considerando o contrato por usina para o produto vigente, com entrega distribuída uniformemente no período de entrega.

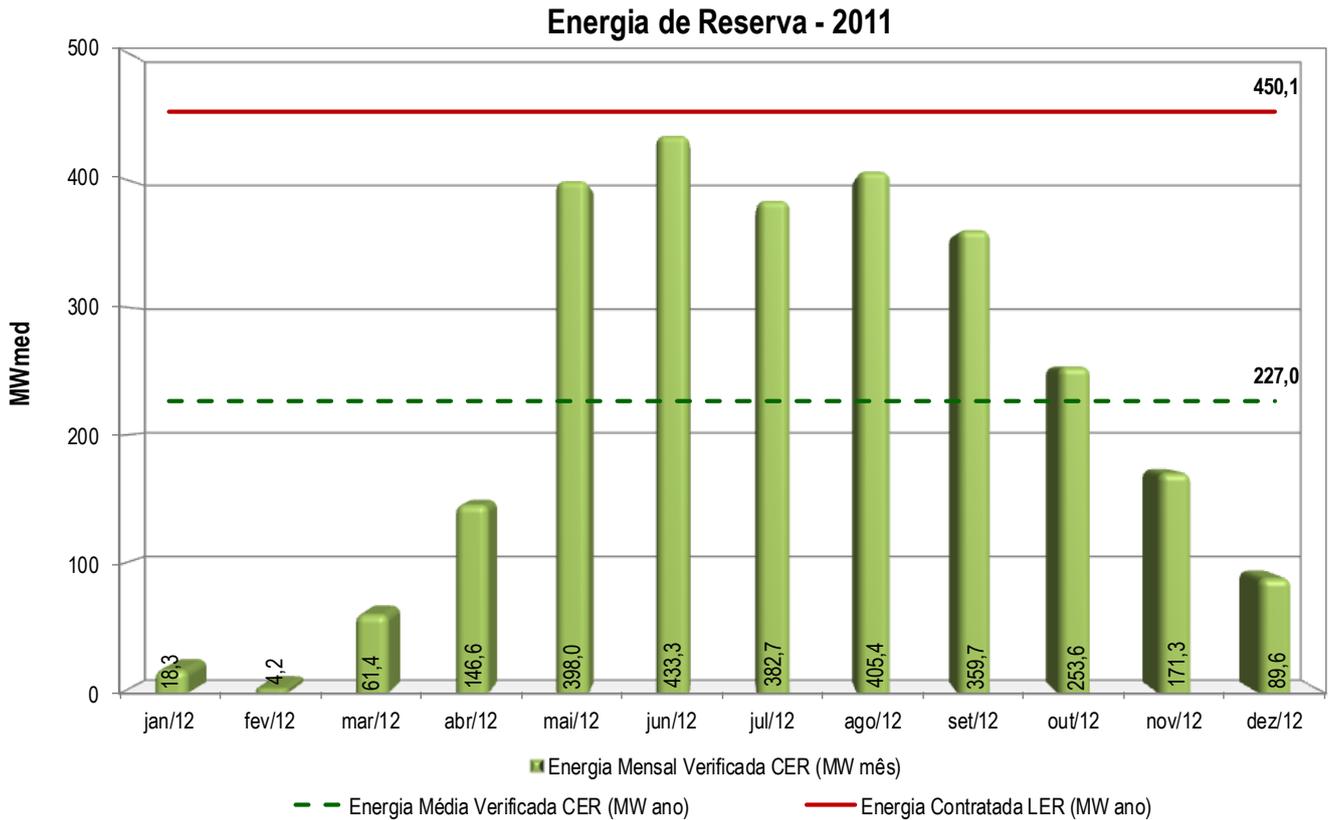


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Contratada e Verificada em 2011.

Fonte: CCEE

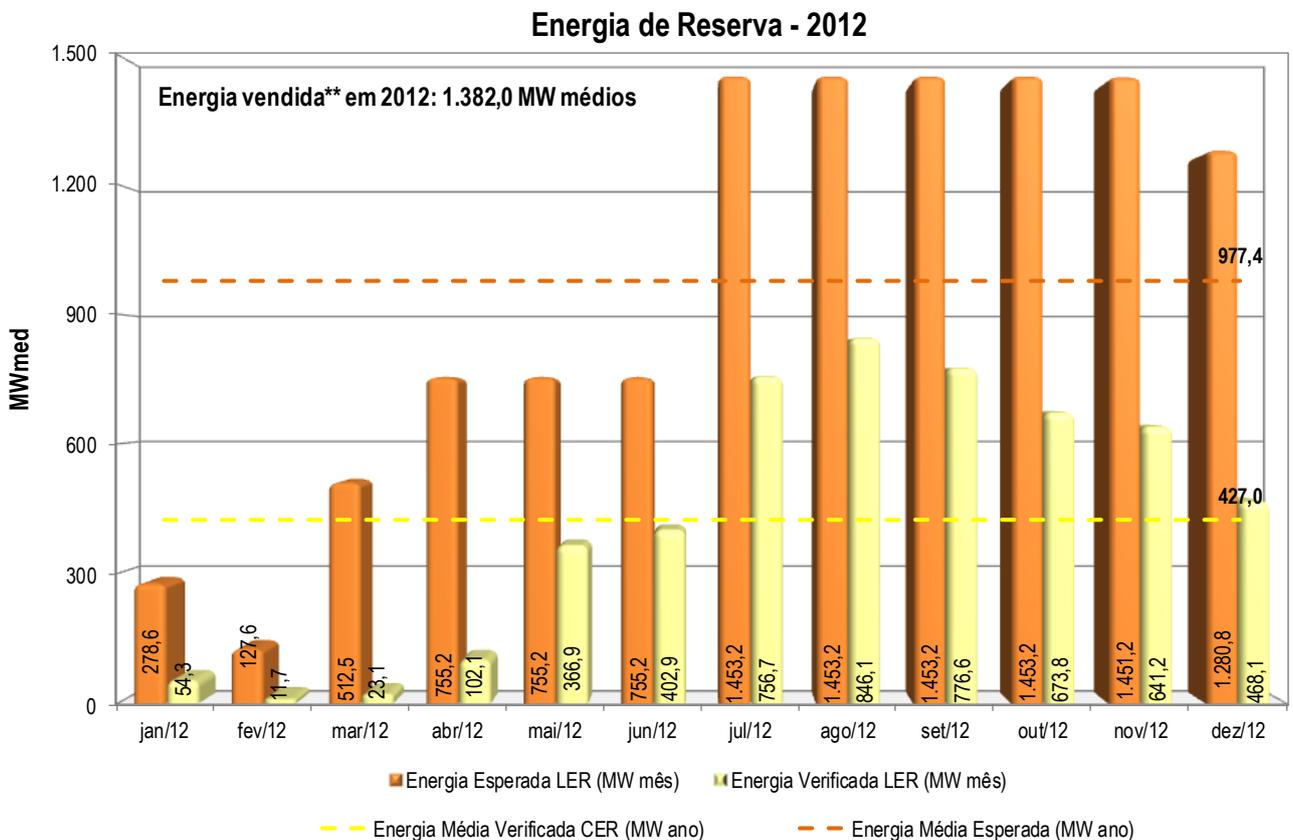


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Contratada e Verificada em 2012.

* Dados contabilizados até dezembro de 2012.

** 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.

Fonte: CCEE



Energia de Reserva por Fonte - últimos 12 meses

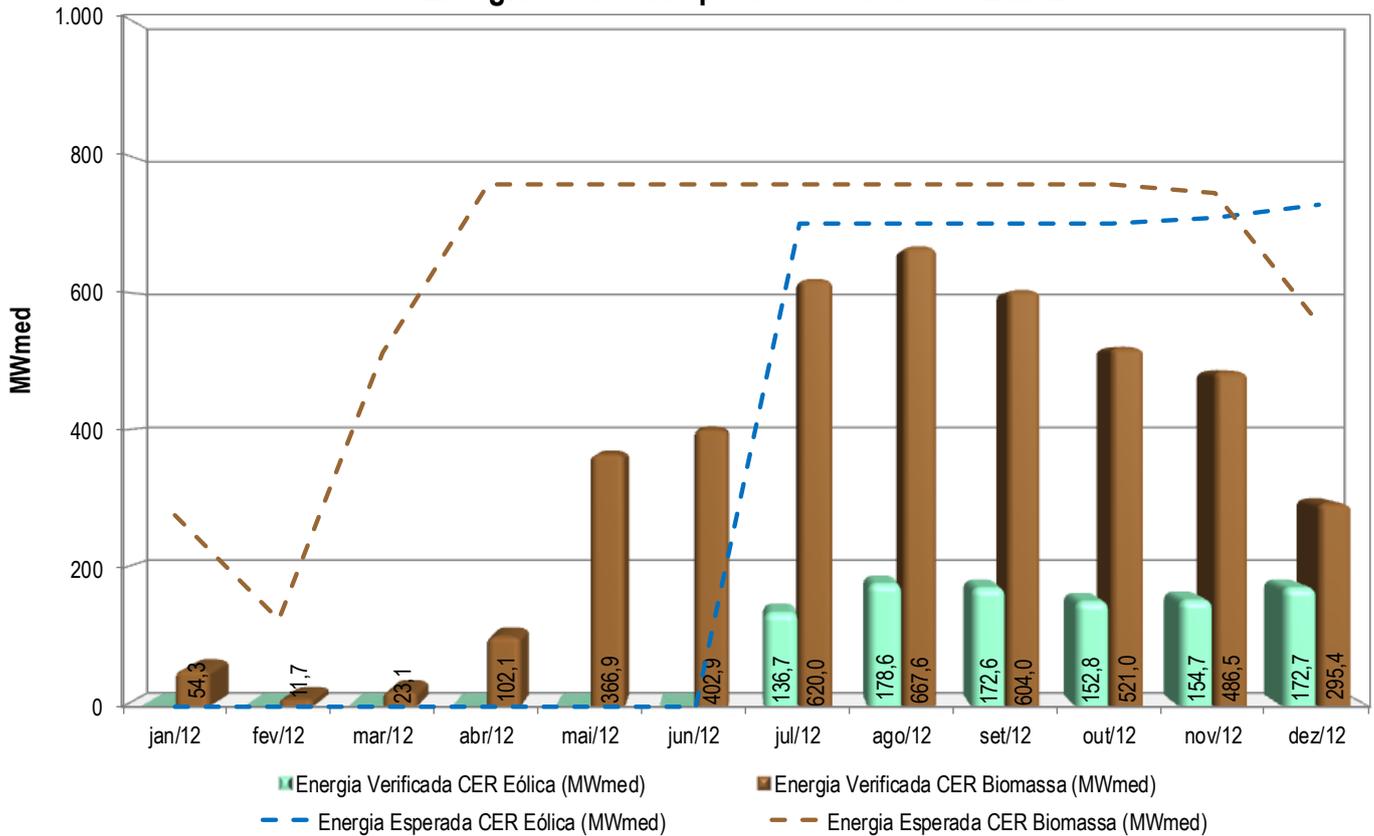


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

* Dados contabilizados até dezembro de 2012.

Fonte: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

Nesta seção estão incluídos todos os empreendimentos de geração cuja entrada em operação comercial foi autorizada por meio de despacho da ANEEL. O MME, por meio da SEE/DMSE, monitora os empreendimentos de geração vencedores dos leilões do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), os incluídos no PAC e demais usinas hidrelétricas outorgadas. Além de outras ações de monitoramento, são realizadas pelo MME reuniões mensais de avaliação dos cronogramas dos empreendimentos de geração, com a participação da ANEEL, do ONS, da EPE e da CCEE.

No mês de janeiro de 2013 foram concluídos e incorporados ao SIN 697,6 MW de geração, descritas a seguir:

- UHE Mauá, 2 máquinas (unidades 4 e 5), total de 11,1 MW, no Paraná;
- UHE Santo Antônio, 1 máquina (unidade 11), com 69,6 MW, em Rondônia;
- UTE Guarani Cruz Alta, 1 máquina (unidade 5), com 25,0 MW, em São Paulo;
- UTE Paulicéia, 1 máquina (unidade 1), com 33,7 MW, em São Paulo;
- UTE Cachoeira Dourada, 1 máquina (unidade 1), com 40,0 MW, em Goiás;
- UTE Unidade de Bioenergia Morro Vermelho, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 72,7 MW, em Goiás;
- UTE Unidade de Bioenergia Água Emendada, 2 máquinas (unidades 1 e 2), total de 79,8 MW, em Goiás;
- UTE Suape II, 14 máquinas (unidades 1 a 4, 6 a 12, 14 a 16), total de 314,0 MW, em Pernambuco;
- UTE Chapadão Agroenergia, 1 máquina (unidade 1), com 44,0 MW, em São Paulo;



- PCH Varginha Jelu, 1 máquina (unidade 2), com 1,0 MW, em Santa Catarina;
- PCH Zé Tunin, 1 máquina (unidade 2), com 4,0 MW, em Minas Gerais;
- PCH RS-155, 1 máquina (unidade 3), com 2,7 MW, no Rio Grande do Sul.

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

Fonte	Realizado em Jan/2013 (MW)	Acumulado em 2013 (MW)
Hidráulica	88,3	88,3
Térmica	609,3	609,3
Gás	0,0	0,0
Petróleo	314,0	314,0
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0
Biomassa	295,3	295,3
Eólica	0,0	0,0
Solar Fotovoltaica	0,0	0,0
TOTAL	697,6	697,6

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	3.312,9	3.176,0	3.672,0
Térmica	2.690,5	792,5	240,8
Gás	1.098,9	693,5	0,0
Petróleo	1,9	0,0	200,8
Nuclear	0,0	0,0	0,0
Carvão Mineral	1.080,2	0,0	0,0
Biomassa	509,5	99,0	40,0
Eólica	1.670,0	2.739,6	1.708,0
Solar Fotovoltaica	0,0	0,0	0,0
TOTAL	7.673,4	6.708,1	5.620,8

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



9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão

O MME, por meio da SEE/DMSE, monitora os empreendimentos de transmissão autorizados e leiloados pela ANEEL. Além de outras ações de monitoramento, são realizadas pelo MME reuniões mensais de avaliação dos cronogramas desses empreendimentos, com a participação da ANEEL, do ONS e da EPE.

No mês de janeiro de 2013 foram concluídas e incorporadas ao Sistema Interligado Nacional – SIN 271 km de linhas de transmissão na Rede Básica, descritas a seguir:

- LT 230 kV Ji Paraná / Pimenta Bueno C2, com 118 km, da Jauru Transmissora de Energia, em Rondônia.
- LT 230 kV Samuel / Ariquemes, com 153 km, da Jauru Transmissora de Energia, em Rondônia.

Essas linhas fazem parte do reforço do sistema de 230 kV de interligação entre os estados de Rondônia e Mato Grosso, que objetiva aumentar a capacidade, confiabilidade e qualidade do suprimento às cargas da região Acre – Rondônia.

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

Tensão (kV)	Realizado em Jan/2013 (km)	Acumulado em 2013 (km)
230	271,0	271,0
345	0,0	0,0
440	0,0	0,0
500	0,0	0,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
TOTAL	271,0	271,0

Fonte: MME / ANEEL / ONS

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

Foi incorporado ao SIN um novo transformador na Rede Básica:

- 3º transformador 230/69 kV – 33 MVA na SE Marabá (Eletronorte), no Pará.

Foram incorporados ao SIN os seguintes equipamentos da estação conversora de Porto Velho:

- 2ª bloco da estação conversora CC / CC / CA *Back-to-Back* (PVTE), 500/230 kV – 800 MVA e equipamentos associados na SE Estação Conversora Porto Velho em Rondônia. Esses equipamentos fazem parte do sistema de escoamento da geração proveniente das usinas do Rio Madeira para a região do Acre-Rondônia.

Foram incorporados ao SIN os seguintes equipamentos de compensação de potência reativa:

- Banco de Capacitor 230 kV, de 50 Mvar, da Copel – GT, na SE Jaguariaíva, no Paraná.

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

Realizado em Jan/2013 (MVA)	Acumulado em 2013 (MVA)
833,0	833,0

Fonte: MME / ANEEL / ONS



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	1.930,0	4.278,2	233,2
345	3,0	139,9	0,0
440	0,0	0,0	0,0
500	2.966,0	2.678,0	3.317,0
600 (CC)	2.375,0	3.409,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
TOTAL	7.274,0	10.505,1	3.550,2

* referentes aos empreendimentos outorgados

Fonte: MME / ANEEL / ONS / EPE

10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de janeiro houve a entrada em vigor das Curvas de Aversão ao Risco (CAR) dos Subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, atualizadas para o período compreendido entre janeiro de 2013 e dezembro de 2014. Para a CAR do Subsistema Sul, passou a ser adotado valor de armazenamento mínimo de 30%, adequando-o à prática operativa.

Com o cenário hidrológico desfavorável, os CMO variaram entre R\$ 289,67 e R\$ 554,95 / MWh, considerando valor médio de todos os patamares de carga, encerrando o mês no valor de R\$ 304,56 / MWh, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, e de R\$ 289,67 / MWh, nos subsistemas Norte e Nordeste. Foi mantido o despacho pleno de geração térmica para garantia do suprimento energético, que correspondeu a 13.028 MW médios no SIN, mas com significativas variações do CMO ao longo do mês, cujos maiores impactos ocorreram em função dos estudos de atualização das previsões de aflúncias e dos níveis de partida dos reservatórios.

Nas semanas operativas de 05/01 a 11/01/2013 e de 26/01 a 01/02/2013, os CMO dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste - Sul e Norte - Nordeste não foram equalizados em função do atingimento dos limites de transmissão entre subsistemas.



10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

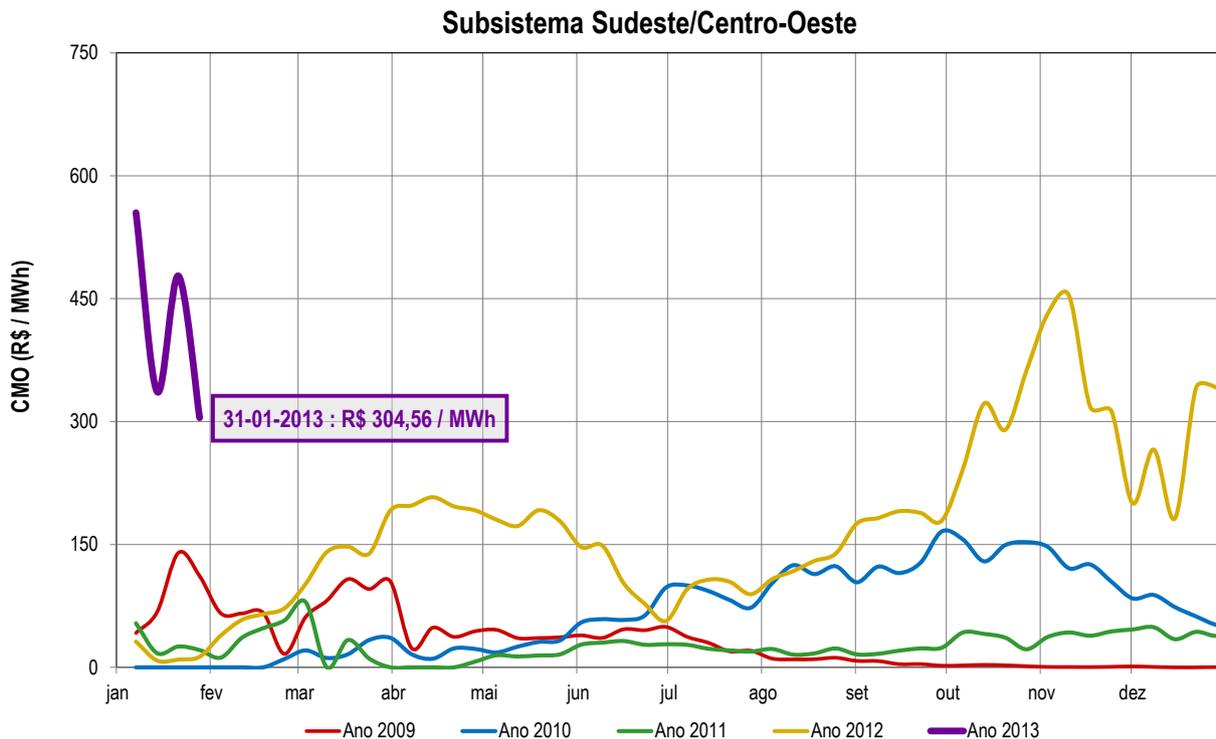


Figura 26. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

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

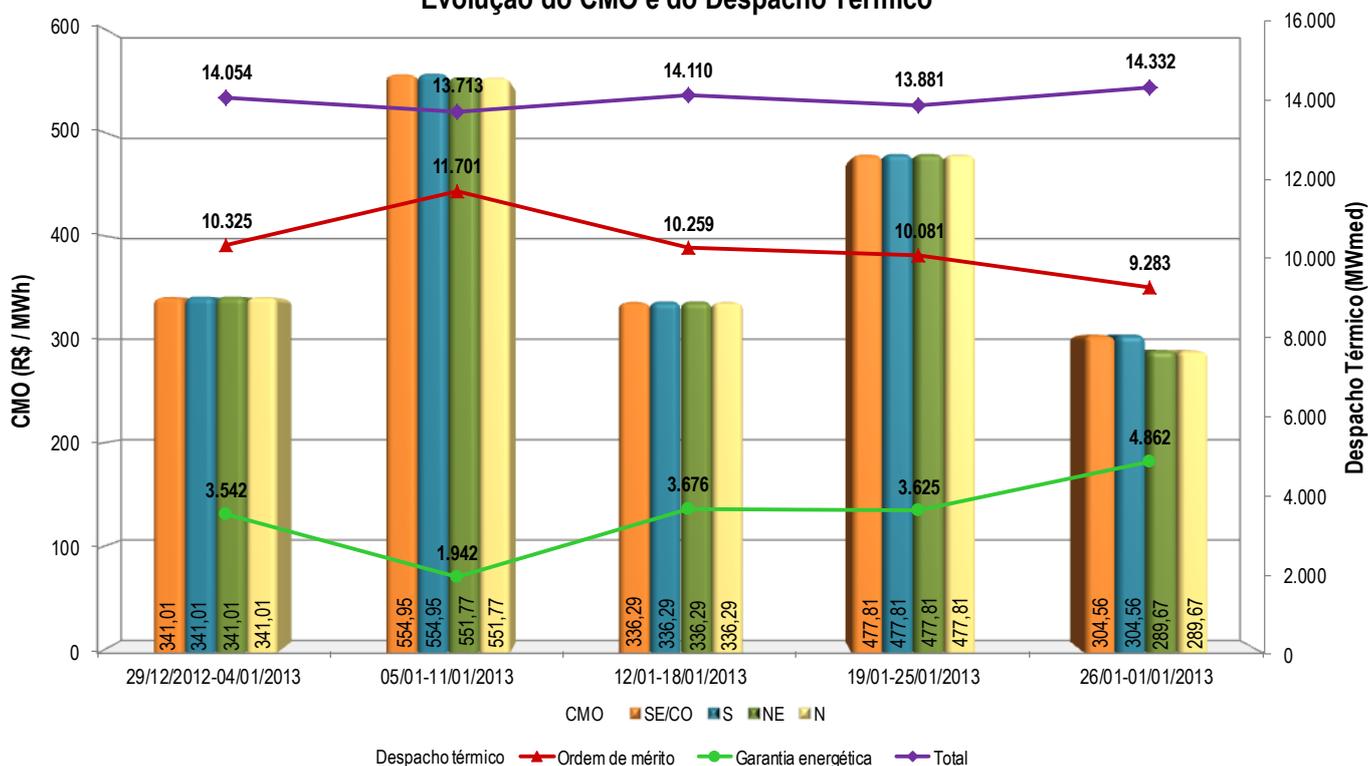


Figura 27. Evolução do CMO e do despacho térmico no mês.

* 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 dezembro de 2012 foi de R\$ 950,6 milhões, composto pelos encargos: Restrição de Operação (R\$ 37,1 milhões), que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN, destacando-se a geração das UTE Termonorte II e Rio Acre para aumento de confiabilidade no atendimento às cargas dos estados de Rondônia e Acre; Segurança Energética (R\$ 813,6 milhões), que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica devido à geração complementar para garantia do suprimento energético; Serviços Ancilares (R\$ 3,6 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); e encargo por ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco (CAR) (R\$ 96,2 milhões), que está relacionado ao despacho de geração térmica devido à Ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco.

Ressalta-se que parcela expressiva do ESS deve-se à garantia de Segurança Energética (85,6%), haja vista o despacho complementar de todo o parque térmico. Destaca-se também a parcela de encargos relativa à Ultrapassagem da CAR, que não ocorria desde fevereiro de 2008.

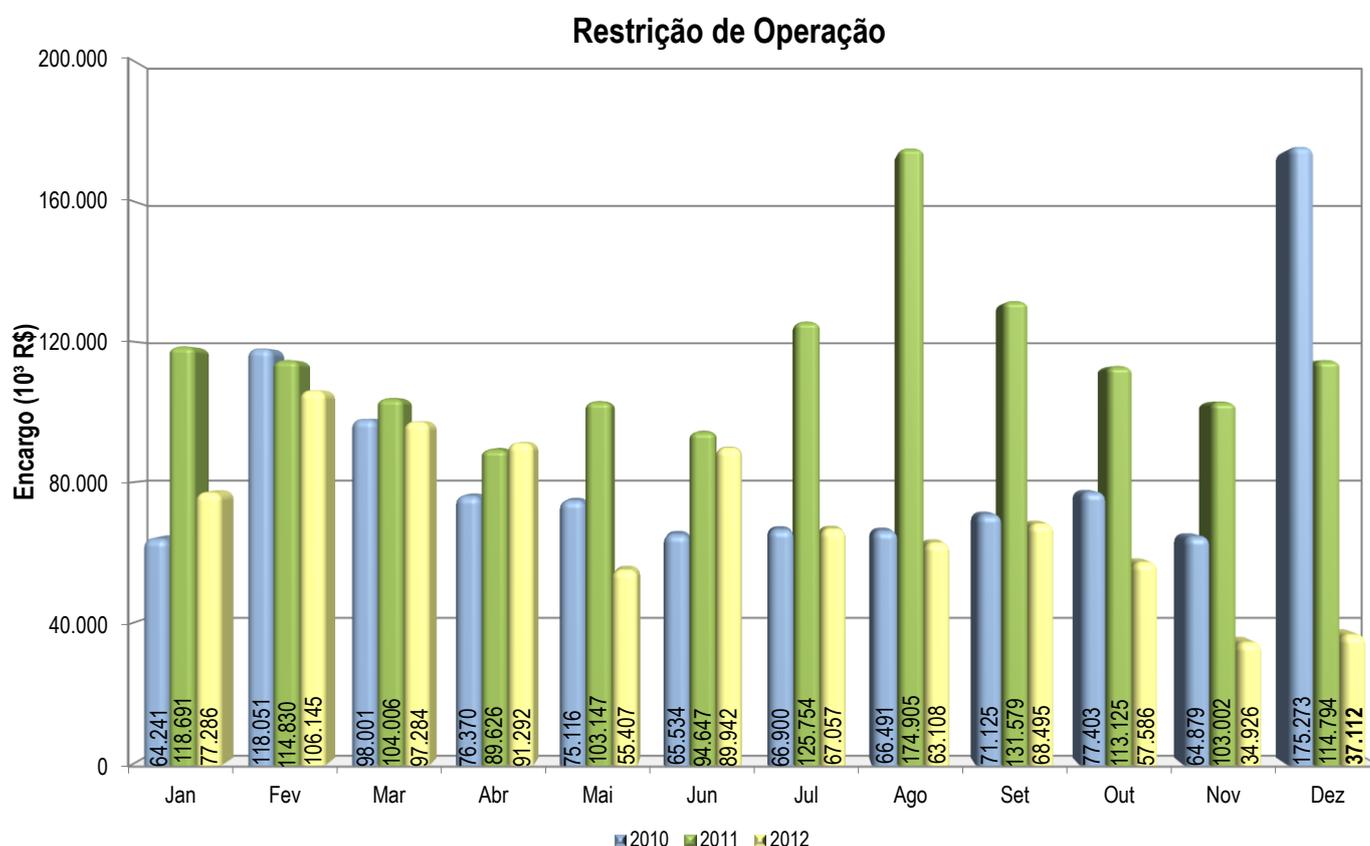


Figura 28. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados até dezembro de 2012.

Fonte: CCEE



Segurança Energética

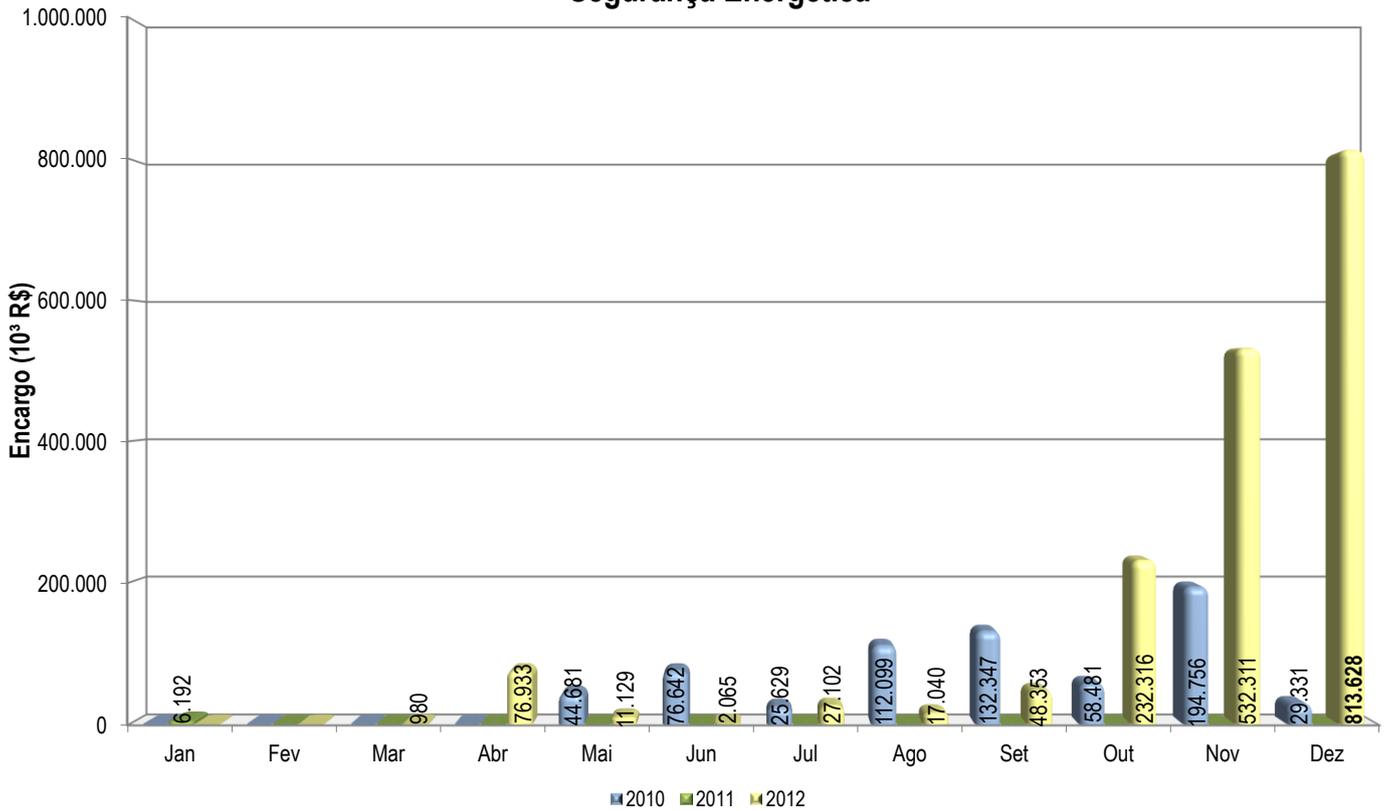


Figura 29. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados até dezembro de 2012.

Fonte: CCEE

Serviços Ancilares

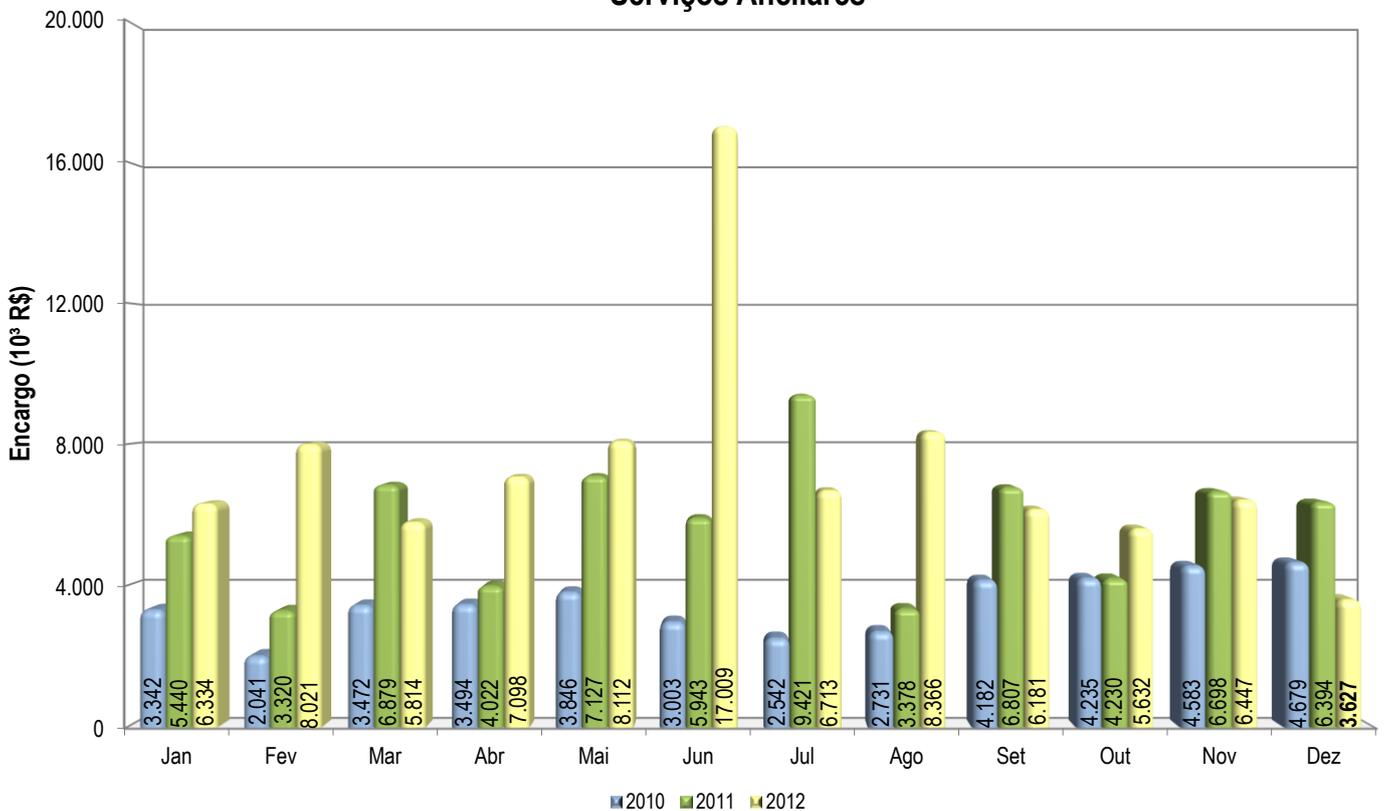


Figura 30. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados até dezembro de 2012.

Fonte: CCEE

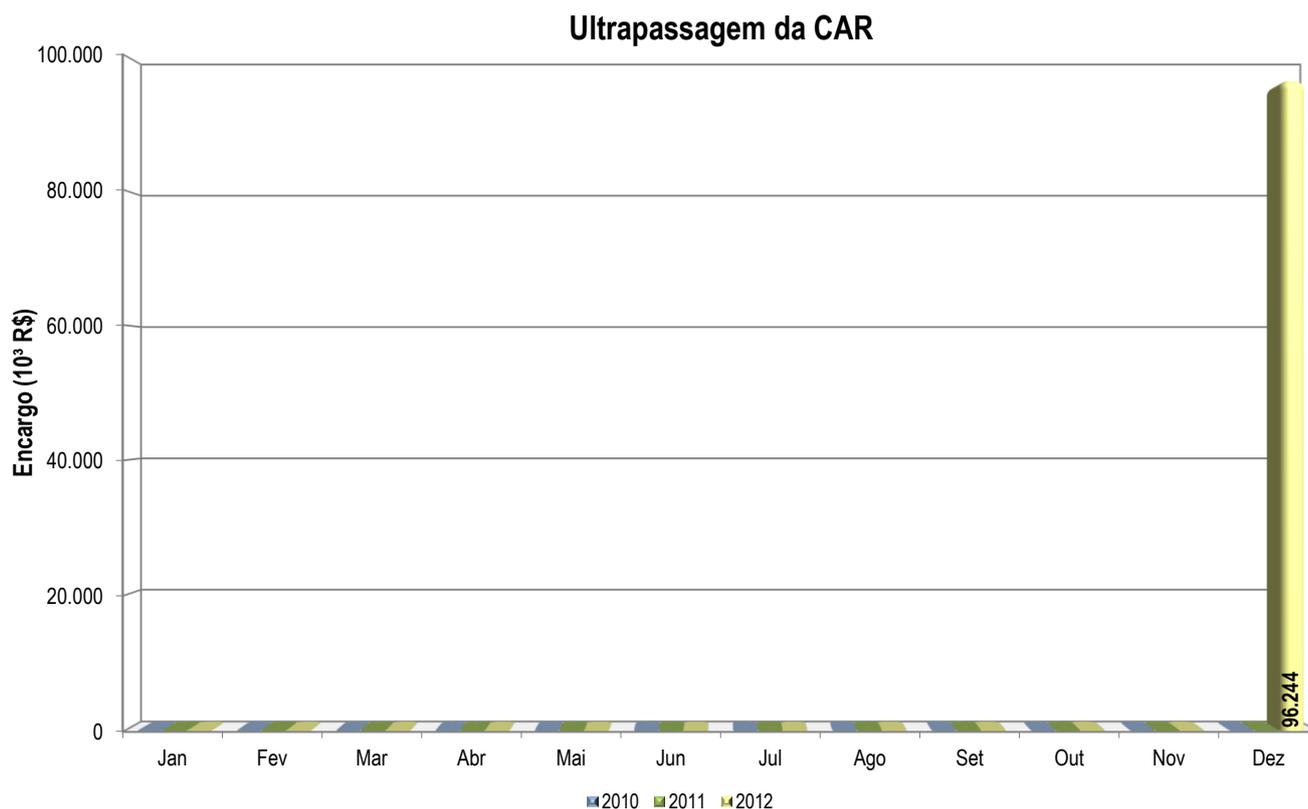


Figura 31. Encargos Setoriais: Ultrapassagem da CAR.

Dados contabilizados até dezembro de 2012.

Fonte: CCEE

12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de janeiro de 2013 tanto o número de ocorrências quanto o montante de carga interrompida foram inferiores aos valores verificados no mesmo período de 2012.

Das nove ocorrências verificadas no SEB, três foram nos sistema isolados, sendo duas na região de Manaus, com 629 MW de carga interrompida e uma no Amapá, interrompendo 187 MW de carga.

A seguir destacamos algumas ocorrências relevantes:

- **Dia 02/01, às 13h59*:** Desligamento de usinas e linhas de 69 kV do sistema Manaus (Eletrobras Amazonas Energia). Houve interrupção de **468 MW** de cargas no estado do Amazonas. Causa: Desligamento de unidades geradoras durante oscilação no sistema elétrico da região após desligamento das linhas 69 kV Mauá – Distrito C1 e C2.
- **Dia 21/01, às 11h19:** Desligamento automático do setor de 138 kV da subestação Carapina (ESCELSA). Houve interrupção de **261 MW** de carga da ESCELSA, no estado do Espírito Santo. Causa: Desligamento do barramento de 138 kV após quebra de isolador de chave isoladora da linha 138 kV Carapina - Pitanga 4 devido a rompimento da haste para-raios do pórtico da LT.
- **Dia 25/01, às 10h00:** Desligamento automático do setor de 69 kV da SE Delmiro Gouveia (CHESF). Houve interrupção de **317 MW** de cargas da Coelce, no estado do Ceará. Causa: Desligamento do barramento de 69 kV devido a trip acidental do transformador de aterramento durante serviços no sistema de proteção do banco de capacitores de 69 kV conectado ao barramento.

* Horário oficial de Brasília - DF



12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

Tabela 16. 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											
S	0											
SE/CO	861											
NE	563											
N-Int	0											
Isolados	816											
TOTAL	2.240	0										

Fonte: ONS, Eletronorte e Amazonas Energia

Tabela 17. 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											
S	0											
SE/CO	4											
NE	2											
N-Int	0											
Isolados	3											
TOTAL	9	0										

* 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

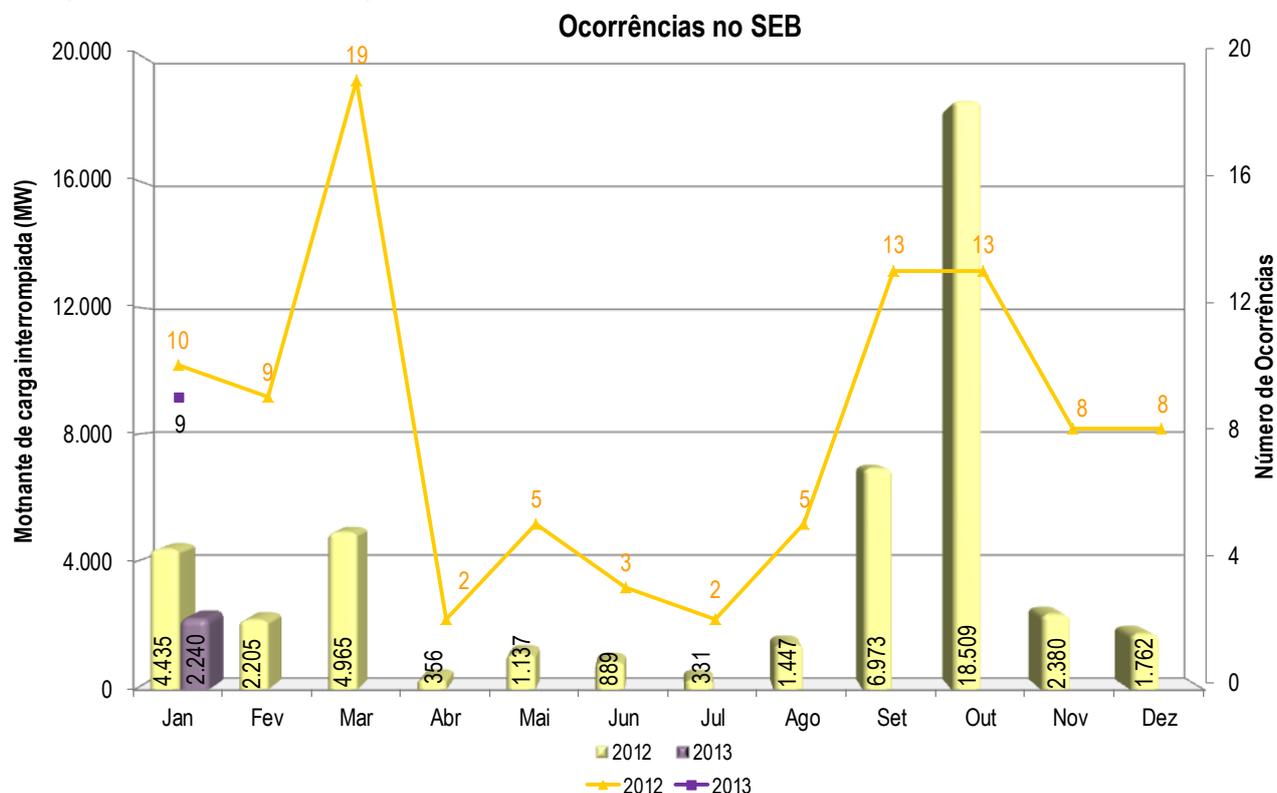


Figura 32. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte: ONS



12.2. Indicadores de Continuidade

Tabela 18. Evolução do DEC em 2012.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2012														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual	Limite
Brasil	1,85	1,77	1,78	1,40	1,25	1,28	1,26	1,18	1,46	1,72	1,70	2,01	18,65	15,87
S	1,32	1,59	1,09	1,04	0,82	0,91	1,01	0,87	1,09	1,40	1,04	1,80	13,97	14,66
SE	1,39	0,95	1,08	0,84	0,66	0,79	0,80	0,70	0,93	1,12	0,97	1,44	11,67	10,27
CO	2,20	2,77	2,41	2,01	1,56	1,50	1,25	1,46	2,75	3,22	3,41	4,28	28,91	18,84
NE	1,80	1,97	1,89	1,33	1,40	1,26	1,32	1,36	1,24	1,63	1,87	1,46	18,54	19,90
N	6,75	6,71	8,11	6,52	6,10	6,09	5,52	4,58	5,96	5,71	6,06	6,40	74,39	41,83

Dados contabilizados até dezembro de 2012 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte: ANEEL

Tabela 19. Evolução do FEC em 2012.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2012														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual	Limite
Brasil	1,07	0,99	1,02	0,85	0,75	0,79	0,79	0,77	0,91	1,06	0,96	1,12	11,10	13,18
S	0,94	1,05	0,81	0,78	0,62	0,62	0,70	0,62	0,77	0,90	0,77	1,18	9,76	12,55
SE	0,71	0,53	0,60	0,47	0,37	0,45	0,46	0,42	0,50	0,63	0,53	0,74	6,41	8,44
CO	1,71	2,01	1,63	1,58	1,01	1,22	1,04	1,30	2,05	2,46	2,10	2,48	20,63	17,35
NE	0,99	0,93	0,97	0,78	0,80	0,72	0,73	0,75	0,69	0,94	0,90	0,81	10,01	14,70
N	3,88	3,50	4,49	3,61	3,64	3,82	3,71	3,37	4,03	3,63	3,66	3,59	44,90	40,69

Dados contabilizados até dezembro de 2012 e sujeitos a alteração pela ANEEL.

Fonte: ANEEL

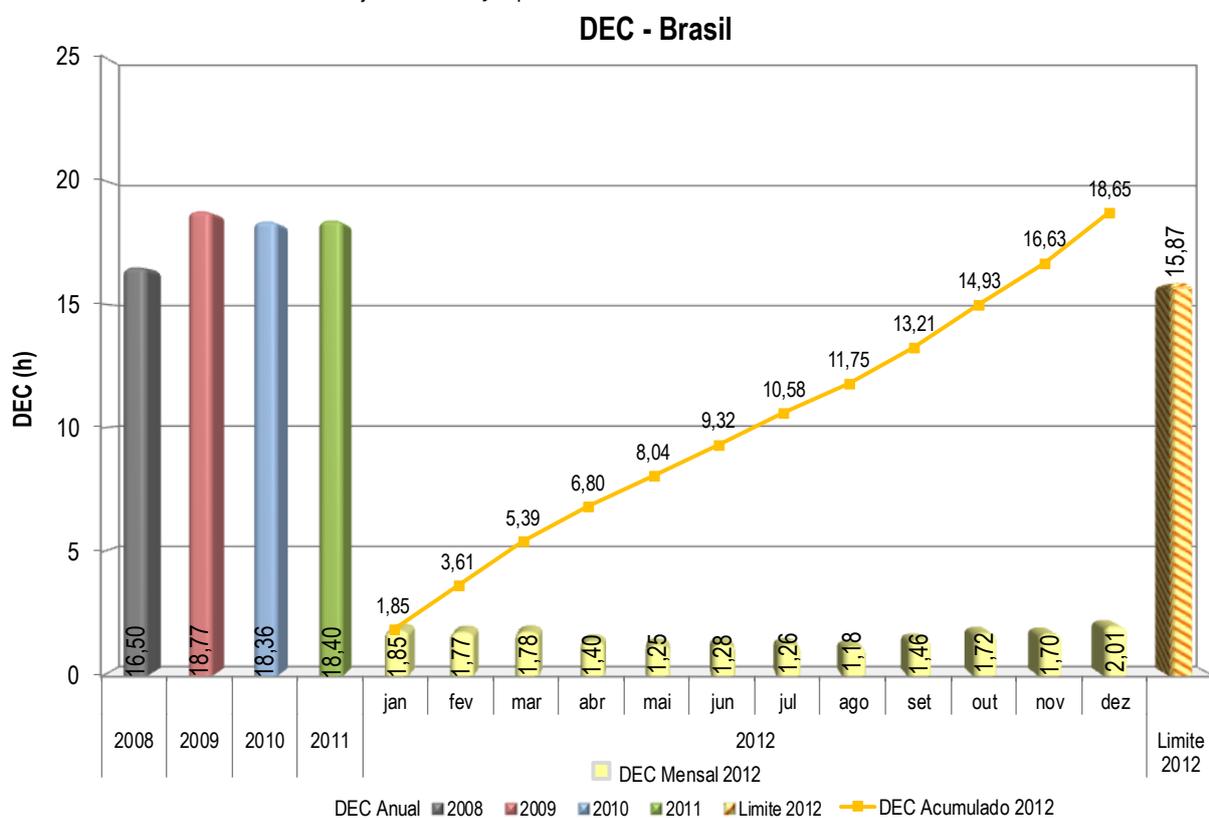


Figura 33. DEC do Brasil.

*Nos valores de DEC acumulado são ajustadas as variações mensais do número de unidades consumidoras.

Dados contabilizados até dezembro de 2012.

Fonte: ANEEL

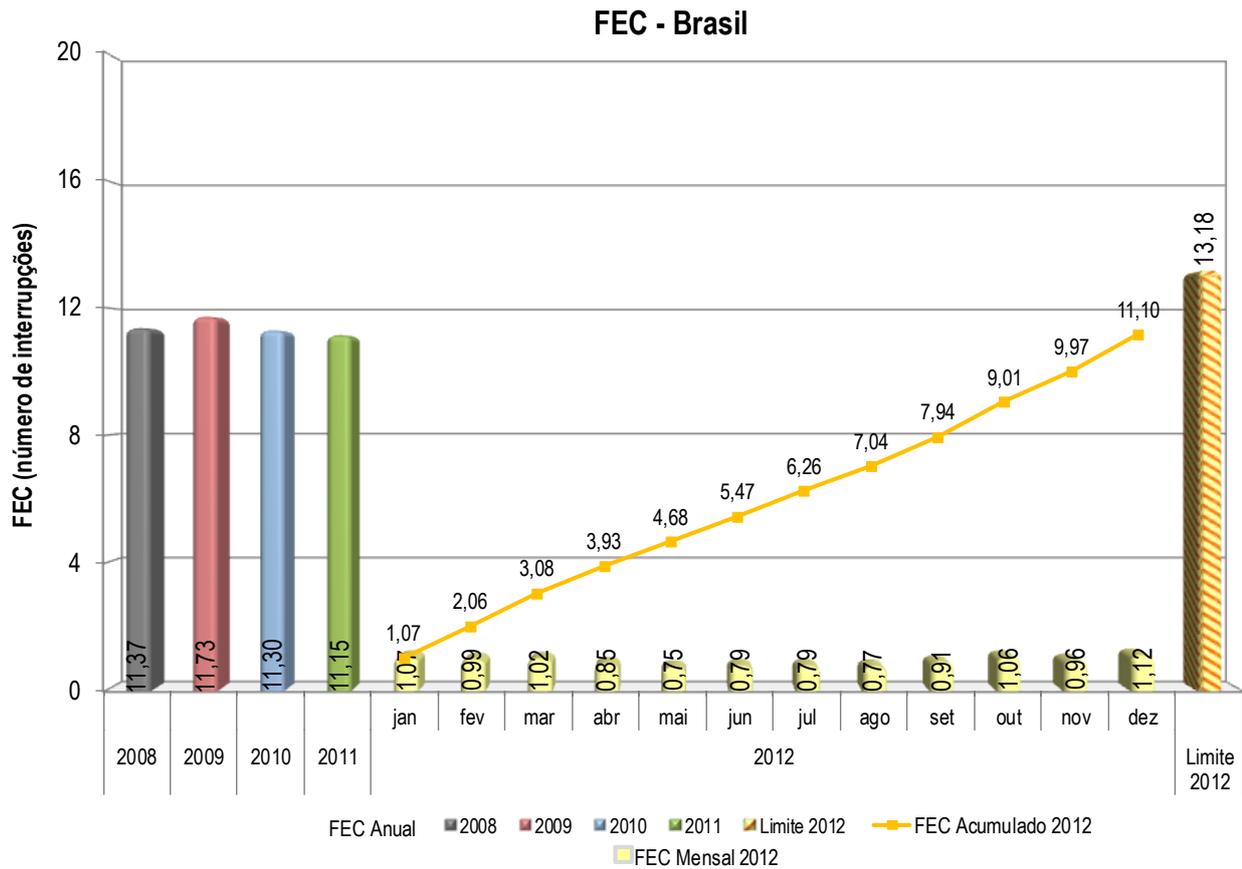


Figura 34. FEC do Brasil.

*Nos valores de FEC acumulada são ajustadas as variações mensais do número de unidades consumidoras.
Dados contabilizados até dezembro de 2012.

Fonte: ANEEL



GLOSSÁRIO

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica	Mvar - Megavolt-ampère Reativo
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