



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

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Março – 2015





Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro

Março – 2015

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Carlos Eduardo de Souza Braga

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

André Grobério Lopes Perim

Bianca Maria Matos de Alencar Braga

Guilherme Silva de Godoi

Igor Souza Ribeiro

João Daniel de Andrade Cascalho

Jorge Portella Duarte

José Brito Trabuço

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

70.065-900 – Brasília - DF

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

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



SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS.....	2
2.1. Precipitação Acumulada – Brasil.....	2
2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias	3
2.3. Energia Natural Afluente Armazenável	4
2.4. Energia Armazenada	6
3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	9
3.1. Principais Intercâmbios Verificados	9
4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	10
4.1. Consumo de Energia Elétrica	10
4.2. Unidades Consumidoras.....	12
4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil.....	12
4.4. Demandas Máximas	13
4.5. Demandas Máximas Mensais	13
5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	16
6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	17
7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**	18
7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro	18
7.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.....	19
7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados	19
7.4. Geração Eólica	20
7.5. Energia de Reserva	21
7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física	23
8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO	26
8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração	26
8.2. Previsão da Expansão da Geração.....	27
9. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	28
9.1. Entrada em Operação de Novas Linhas de Transmissão	28
9.2. Entrada em Operação de Novos Equipamentos em Instalações de Transmissão.....	28
9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão	29



9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação	29
10.CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO.....	29
10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação.....	30
10.2. Despacho Térmico.....	30
11.ENCARGOS SETORIAIS	31
12.DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	33
12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro	33
12.2. Indicadores de Continuidade	34
GLOSSÁRIO.....	36



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/02/2015 a 27/02/2015 – Brasil.....	2
Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/02 a 25/02/2015 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.....	3
Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	4
Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.....	4
Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.....	5
Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.....	5
Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	7
Figura 8. EAR: Subsistema Sul.....	7
Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.....	8
Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.....	8
Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).....	9
Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.....	11
Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.....	13
Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	14
Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.....	14
Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.....	15
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.....	18
Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.....	20
Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.....	20
Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.....	21
Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.....	22
Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.....	22
Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).....	23
Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.....	23
Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.....	24
Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.....	24
Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.....	25
Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.....	25
Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.....	26
Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.....	30
Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.....	30
Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.....	31
Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.....	32
Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.....	32
Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.....	34
Figura 39. DEC do Brasil.....	35
Figura 40. FEC do Brasil.....	35



LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.....	6
Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.	9
Tabela 3. Consumo de energia elétrica no Brasil: estratificação por classe.	11
Tabela 4. Consumo médio de energia elétrica por classe de consumo.	11
Tabela 5. Unidades consumidoras no Brasil: estratificação por classe.....	12
Tabela 6. Demandas máximas no mês e recordes por subsistema.	13
Tabela 7. Matriz de capacidade instalada** de geração de energia elétrica do Brasil.	16
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.	17
Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.....	19
Tabela 10. Matriz de produção de energia elétrica nos sistemas isolados.	19
Tabela 11. Entrada em operação de novos empreendimentos de geração.	27
Tabela 12. Previsão da expansão da geração (MW).	27
Tabela 13. Entrada em operação de novas linhas de transmissão.	28
Tabela 14. Entrada em operação de novos transformadores em instalações de transmissão.	28
Tabela 15. Previsão da expansão de novas linhas de transmissão.	29
Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.	29
Tabela 17. Evolução da carga interrompida no SEB devido a ocorrências.	33
Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.	33
Tabela 19. Evolução do DEC em 2015.	34
Tabela 20. Evolução do FEC em 2015.....	34



1. INTRODUÇÃO

Em março de 2015 os valores de aflúências brutas a todos os subsistemas foram inferiores à média de longo termo - MLT, com exceção do Sul. No subsistema Nordeste, a aflúência foi a segunda pior para o mês de março do histórico de 83 anos. No mês, foram verificados 16.508 MW médios de geração térmica programada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

A variação da energia armazenada equivalente em relação ao final de fevereiro de 2015 apresentou a seguinte distribuição por subsistema: +7,9 pontos percentuais (p.p.) no Sudeste/Centro-Oeste, -11,8 p.p. no Sul, +5,2 p.p. no Nordeste e +22,8 p.p. no Norte.

No dia 04 de março de 2015, foi realizada a 153ª reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Na ocasião, dentre outros assuntos, o Comitê deliberou pela realização das ações necessárias à viabilização da importação de energia elétrica interruptível, de forma excepcional e temporária, da Argentina e do Uruguai. Como resultado, foram publicadas as Portarias MME nº 81 e 82, que regulamentam a importação de energia elétrica desses países por meio de ofertas semanais ao ONS.

No dia 16 de março de 2015, foi emitida retificação da Autorização Especial nº 01/2013 pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais – IBAMA, autorizando a reduzir, em caráter emergencial, e nos períodos de carga leve, a vazão do rio São Francisco a partir da UHE Sobradinho, Complexo Hidrelétrico Paulo Afonso e UHE Xingó para 1.000 m³/s.

No dia 23 de março de 2015, a Agência Nacional de Águas – ANA emitiu a Resolução nº 206/2015, que prorrogou até o dia 30 de abril de 2015 a redução da descarga mínima defluente instantânea nas UHEs Sobradinho e Xingó, de 1.300 m³/s para 1.100 m³/s. No período de carga leve, que compreende dias úteis e sábados entre 0h e 7h e durante todo o dia, nos domingos e feriados, a descarga mínima a jusante de Sobradinho e Xingó poderá ser reduzida para até 1.000 m³/s.

Entraram em operação comercial no mês 509,1 MW de capacidade instalada de geração, 332,0 km de linhas de transmissão e 1.850,0 MVA de transformação na Rede Básica. No ano a expansão do sistema totalizou 1.594,2 MW de capacidade instalada de geração, 464,0 km de linhas de transmissão de Rede Básica e 5.680,0 MVA de transformação na Rede Básica.

No mês de março de 2015 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 135.346 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2014, houve expansão de 2.936 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.304 MW de fontes térmicas e de 3.262 MW de geração eólica.

No mês de fevereiro de 2015, a geração hidráulica correspondeu a 72,1% do total gerado no país. A participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, aumentou 0,6 p.p. com destaque para as variações de +0,8 p.p. da geração a gás, +0,4 p.p. da geração a petróleo e -0,3 p.p. da geração nuclear.

O fator de capacidade médio da geração eólica da região Sul, no mês de fevereiro de 2015, diminuiu 1,6 p.p. frente ao mês anterior, atingindo 18,4%, e diminuiu 10,4 p.p. no Nordeste, alcançando 33,7%. No acumulado dos últimos doze meses, com relação ao mesmo período anterior, houve redução de 1,5 p.p. no fator de capacidade na região Sul, enquanto que na região Nordeste o fator de capacidade das usinas aumentou cerca de 3,8 p.p.

Com relação ao mercado consumidor, no acumulado dos últimos doze meses (março de 2014 a fevereiro de 2015), o consumo total, considerando as perdas, cresceu 1,2% em relação ao mesmo período anterior. Por sua vez, o consumo, em termos anuais, apresentou retração de 1,2% entre fevereiro de 2015 e o mesmo mês de 2014. Nesse período, houve expansão de 3,1% na quantidade de unidades consumidoras residenciais.

* As informações apresentadas neste Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro referem-se a dados consolidados até o dia 31 de março de 2015, exceto quando indicado.

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

O Subsistema Sul é composto pelos estados da Região Sul.

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

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



2. CONDIÇÕES HIDROMETEOROLÓGICAS

No mês de março, a passagem regular de frentes frias pelo litoral da região Sul e pela região Sudeste e a configuração da Zona de Convergência do Atlântico Sul – ZCAS sobre as regiões Sudeste e Centro-Oeste ocasionaram valores significativos de precipitação nas bacias hidrográficas dos rios Grande, Tietê e Paranaíba, onde foram observadas anomalias positivas de precipitação.

Destaca-se que no mês de março choveu cerca de 65% do esperado na bacias do rio São Francisco, cerca de 80% na bacia do rio Tocantins e cerca de 55% nas bacias dos rios Iguaçu e Uruguai.

As temperaturas mínimas do mês variaram em torno do valor esperado para a época do ano em praticamente todo o país. As temperaturas máximas do mês de março estiveram acima da média climatológica principalmente na região Nordeste e houve anomalias negativas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste do Brasil.

As ENAs brutas verificadas em cada subsistema foram: 78 %MLT – 43.012 MW médios no Sudeste/Centro-Oeste (20º pior valor*), 115 %MLT – 8.059 MW médios no Sul (29º melhor valor*), 36 %MLT – 5.338 MW médios no Nordeste (2º pior valor*) e 69 %MLT – 10.788 MW médios no Norte-Interligado (7º pior valor*).

Ressalta-se que, apesar de ter ocorrido ENA bruta de 115 %MLT no subsistema Sul, foi armazenável apenas 106 %MLT.

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

2.1. Precipitação Acumulada – Brasil

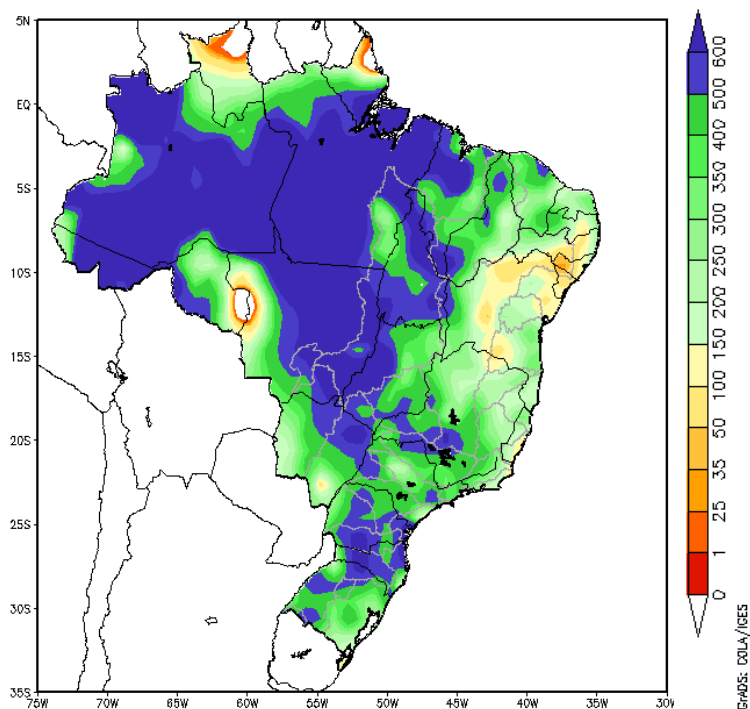


Figura 1. Precipitação (mm) acumulada de 01/03/2015 a 31/03/2015 – Brasil.

Fonte: ONS



2.2. Precipitação Acumulada – Principais Bacias

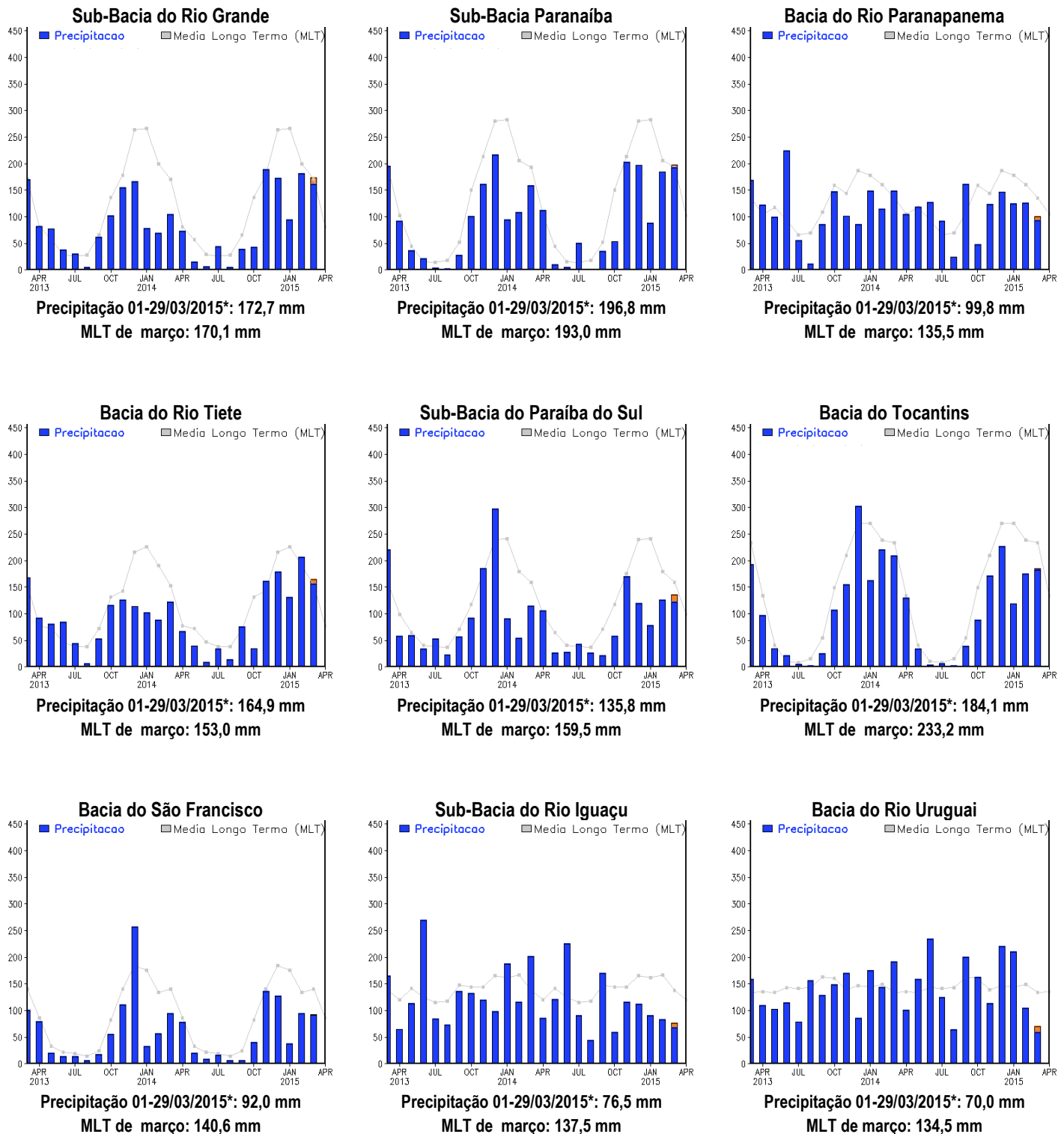


Figura 2. Precipitação (mm) acumulada de 01/03 a 29/03/2015 nas principais bacias, referenciadas à média histórica.

Fonte: CPTEC

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



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

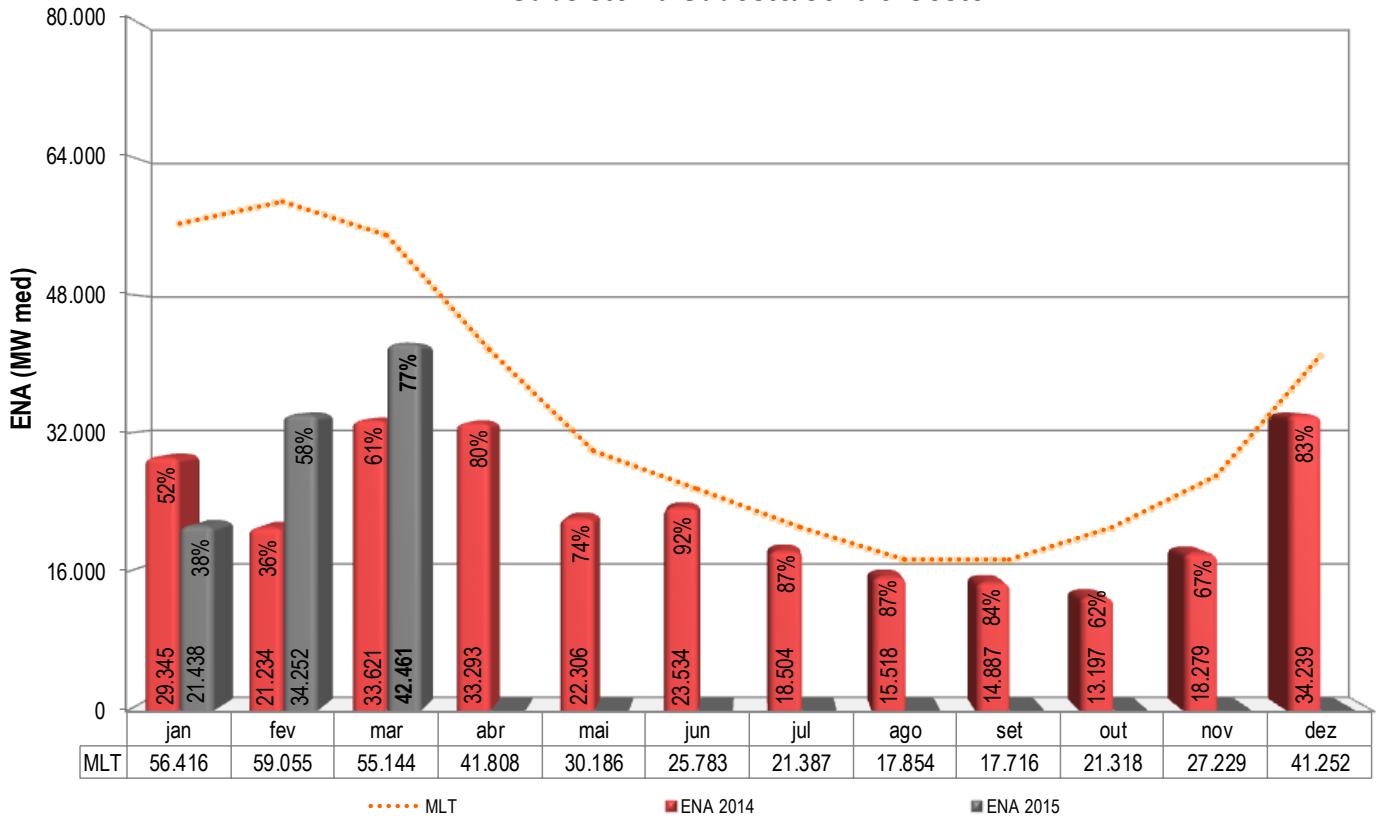


Figura 3. ENA Armazenável: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Sul

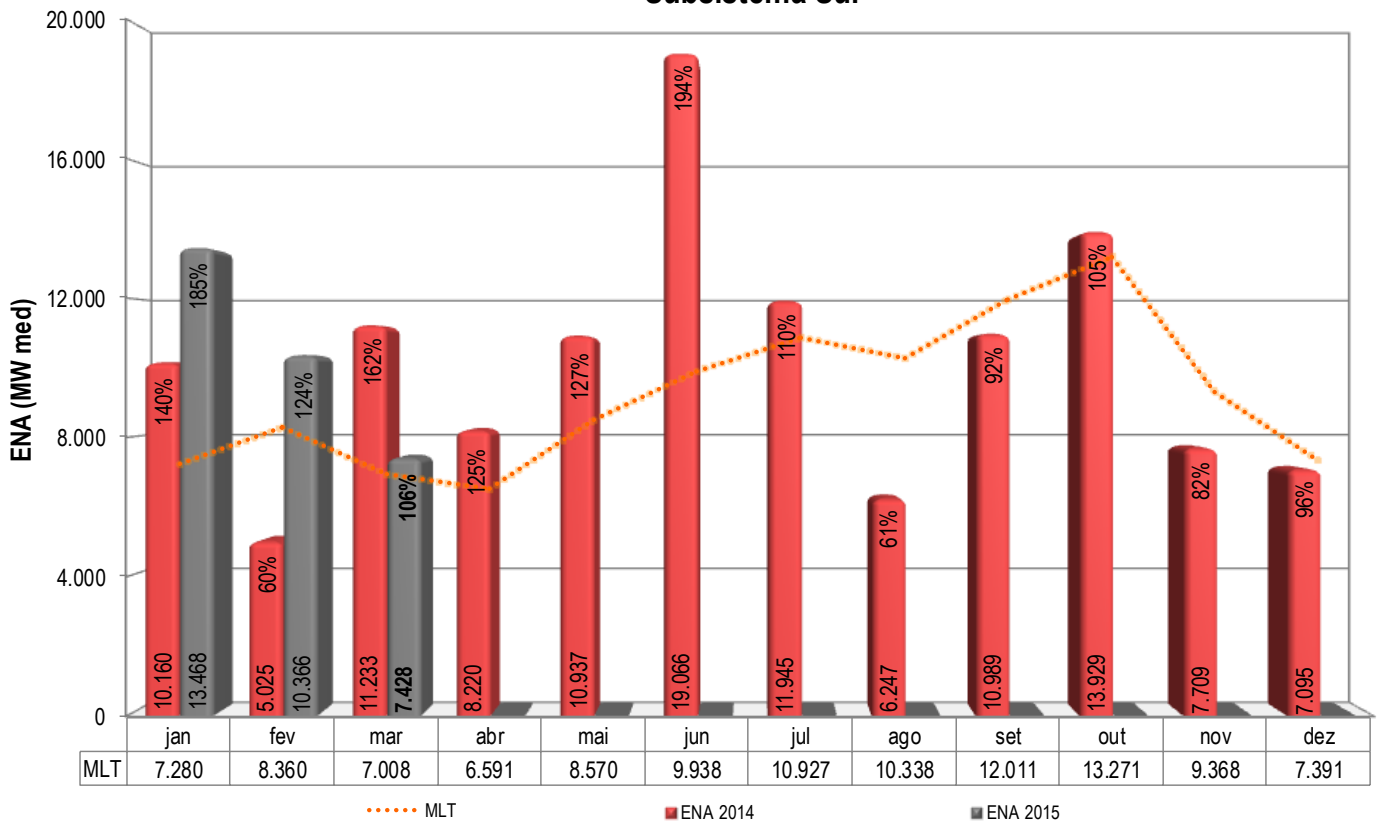


Figura 4. ENA Armazenável: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

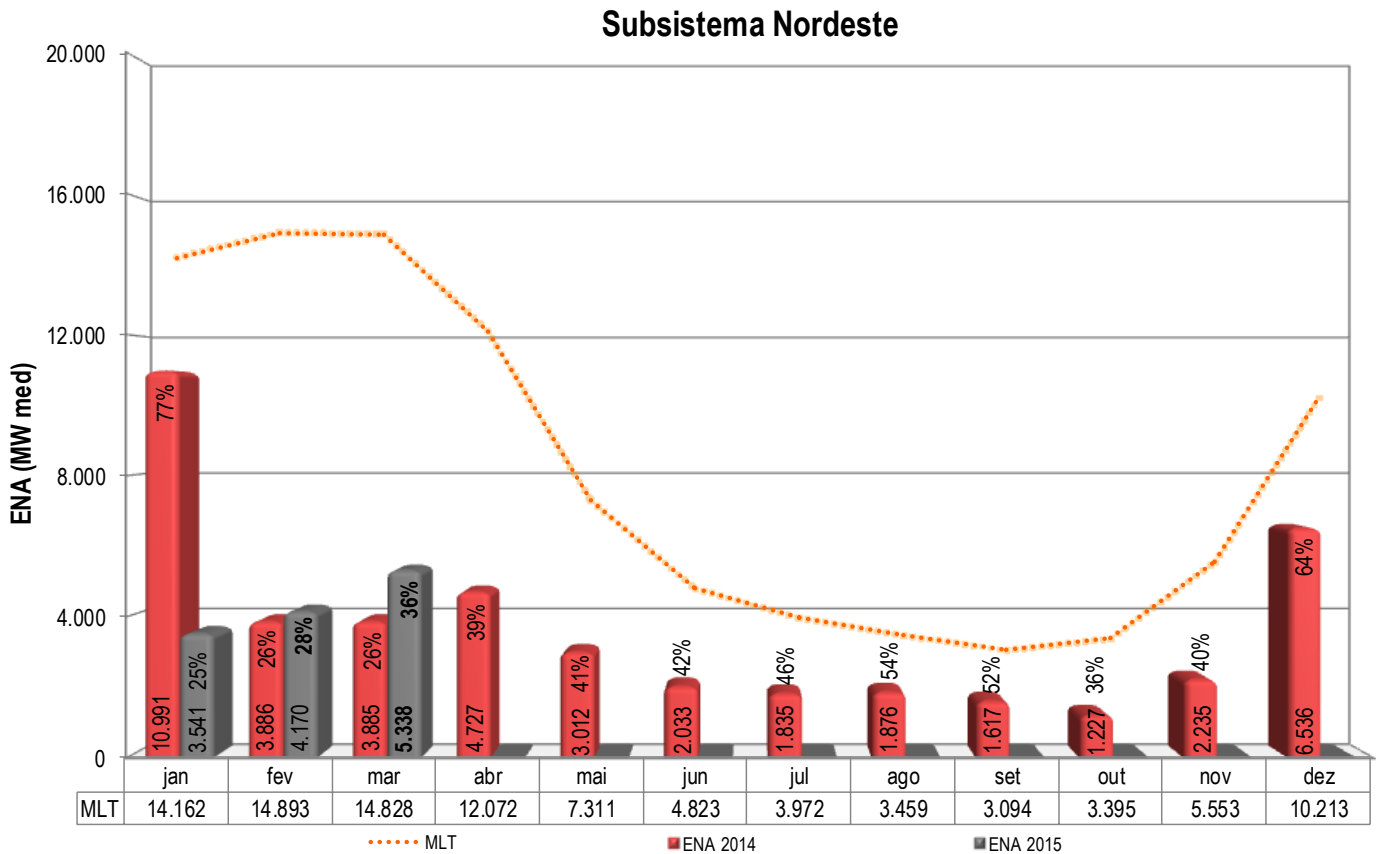


Figura 5. ENA Armazenável: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

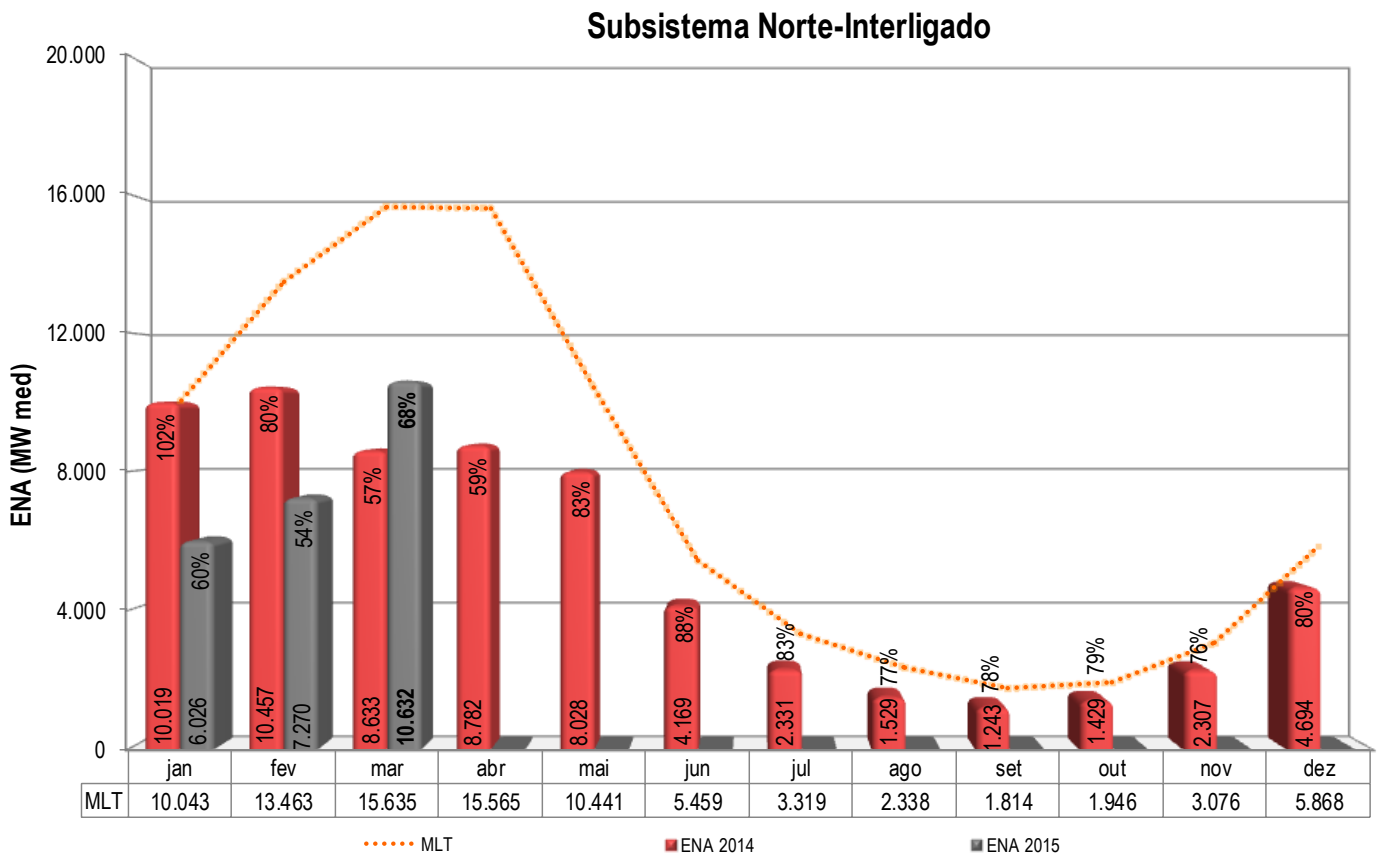


Figura 6. ENA Armazenável: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



2.4. Energia Armazenada

Em março de 2015 houve elevação nos níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes de todos os subsistemas, com exceção do subsistema Sul. Houve contribuição de aproximadamente 16.508 MWmédios de produção térmica no mês, valor cerca de 90 MWmédios superior ao verificado no mês anterior.

Houve aumento do armazenamento equivalente em 7,9 p.p. no subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o mês de março, atingindo 28,5 %EAR, valor 7,8 p.p. inferior ao verificado no final de março de 2014 (36,3 %EAR), e 6,0 p.p. inferiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (34,5 %EAR). As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu foram exploradas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, sendo que nos períodos de carga leve sua geração foi dimensionada para fechamento do balanço energético do SIN, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes na interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste.

Na região Sul, a geração das usinas foi explorada em todos os períodos de carga, sendo seus excedentes energéticos transferidos para a região Sudeste/Centro-Oeste, respeitando-se os limites elétricos vigentes na interligação Sul - Sudeste/Centro-Oeste. Nesse contexto, houve um deplecionamento do reservatório equivalente em 11,8 p.p em comparação com fevereiro de 2015, atingindo 39,3 %EAR ao final do mês, valor cerca de 6,8 p.p. inferior ao armazenamento do final do mês de março de 2014 (46,1 %EAR).

No subsistema Nordeste houve replecionamento de 5,2 p.p. no reservatório equivalente, atingindo 23,5 %EAR ao final do mês de março, valor 18,0 p.p. inferior ao verificado ao final de março de 2014 (41,5 %EAR) e 13,7 p.p. inferiores ao armazenamento no mesmo mês de 2001 (37,2 %EAR). Foi mantida a geração hidráulica em valores mínimos, sendo a geração térmica e eólica locais e o recebimento de energia da ordem de 1.448 MWmédios responsáveis pelo fechamento do balanço energético do subsistema. Em função do aumento das vazões incrementais à jusante da UHE Três Marias, foi possível manter sua vazão defluente mínima em valores da ordem de 80 m³/s, continuando a assegurar o atendimento aos usos múltiplos.

O armazenamento equivalente do subsistema Norte-Interligado atingiu 61,9 %EAR ao final do mês de março, apresentando replecionamento de 22,8 p.p em comparação ao mês anterior, e cerca de 24,2 p.p. inferiores em relação ao armazenamento do final de março de 2014 (86,1 %EAR). A geração da UHE Tucuruí foi explorada em todos os períodos de carga, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes nas interligações entre os subsistemas Norte, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

Com relação aos principais reservatórios do SIN, as maiores variações percentuais de energia armazenada em comparação ao final de fevereiro de 2015 referem-se ao replecionamento de 35,6 p.p. na UHE Tucuruí (atingindo 72,9% v.u.), de 13,2 p.p. na UHE Três Marias (atingindo 30,9% v.u.) e de 8,8 p.p. na UHE Furnas (atingindo 21,6% v.u.). Por sua vez, ao final do mês de março, a UHE Ilha Solteira encontrava-se com armazenamento de cerca de 31,2% v.u., referenciado ao seu volume útil máximo, considerando operação individual, o que corresponde a um replecionamento de 1,9 p.p. em relação ao armazenamento verificado em fevereiro de 2015.

Tabela 1. Energia Armazenada nos Subsistemas do SIN.

Subsistema	Energia Armazenada no Final do Mês (% EAR)	Capacidade Máxima (MWmês)	% EAR da Capacidade Total
Sudeste/Centro-Oeste	28,5	205.002	66,7
Sul	39,3	19.873	8,9
Nordeste	23,5	51.859	13,9
Norte	61,9	14.812	10,5
TOTAL		291.546	100,0

Fonte dos dados: ONS

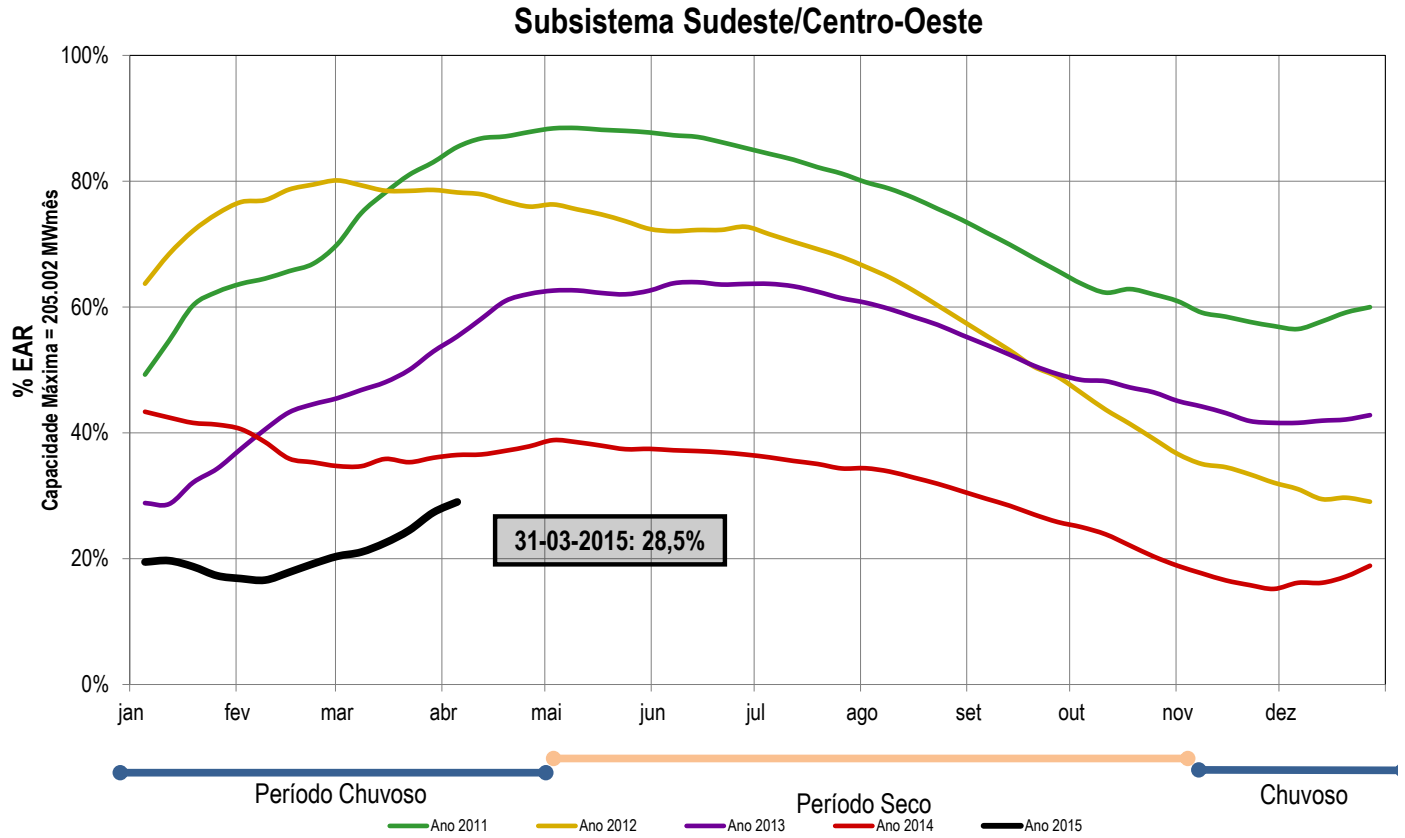


Figura 7. EAR: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

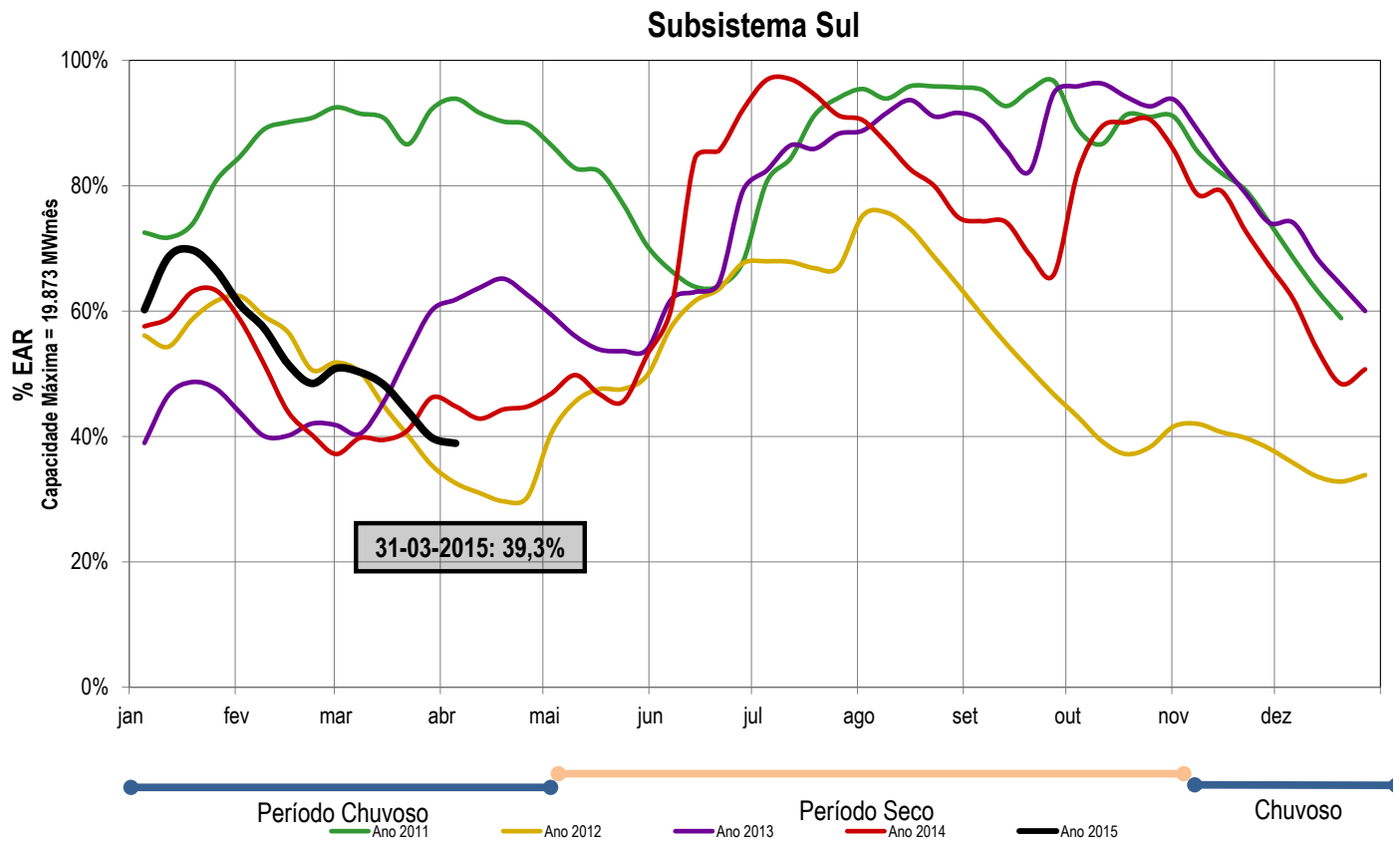


Figura 8. EAR: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Nordeste

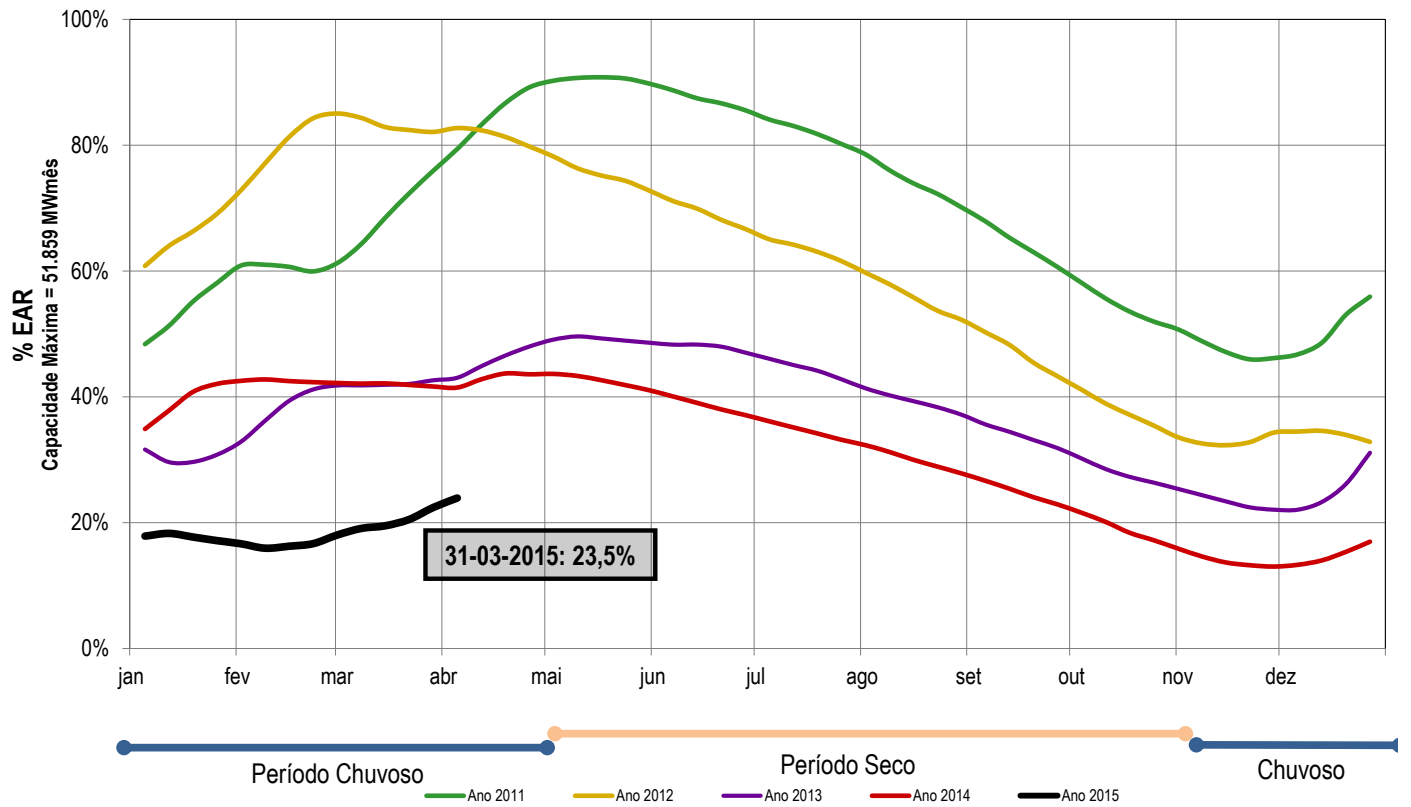


Figura 9. EAR: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Norte-Interligado

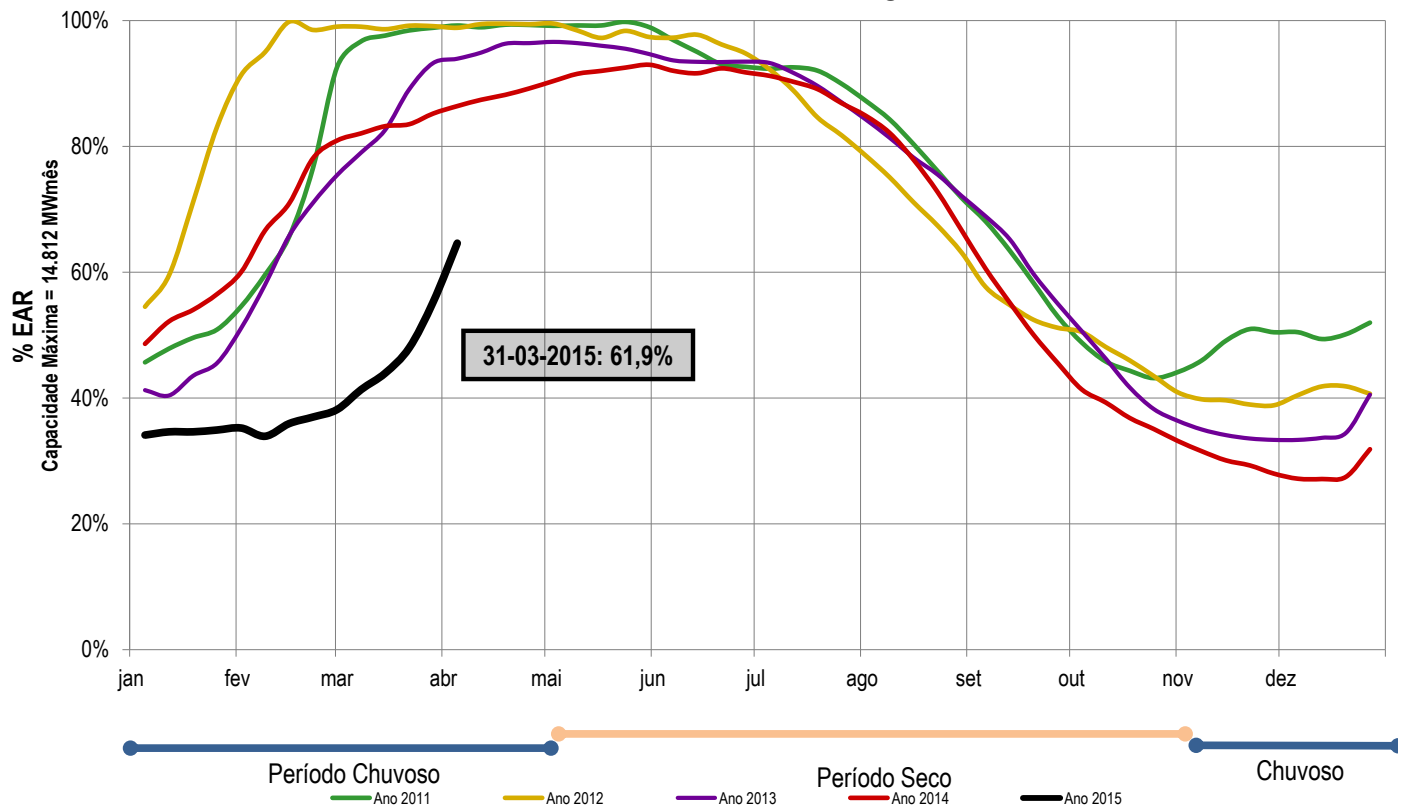


Figura 10. EAR: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS



3. INTERCÂMBIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Principais Intercâmbios Verificados

Do subsistema Norte-Interligado, houve exportação de energia de cerca de 4.097 MWmédios para complementação do balanço energético dos demais subsistemas, valor superior aos 3.315 MWmédios verificados no mês anterior. Na média mensal, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste recebeu excedentes do subsistema Norte em 2.649 MWmédios.

O subsistema Nordeste permaneceu receptor, aumentando sua importação de 1.208 MWmédios em fevereiro para 1.448 MWmédios em março. Ressalta-se que a geração hidráulica no subsistema Nordeste continuou nos valores mínimos operativos para minimizar os desestocques e possivelmente aumentar as taxas de replecionamento dos reservatórios da região.

O subsistema Sul exportou 424 MWmédios no mês de março.

No complexo do Rio Madeira, em janeiro, a UHE Jirau gerou cerca de 1.296 MWmédios e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 939 MWmédios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. No período foram escoados cerca de 2.140 MWmédios pelo primeiro bipolo em corrente contínua.

Além disso, a região metropolitana de Manaus importou cerca de 83 MWmédios do SIN no mês de março, através da interligação Tucuruí-Manaus.

A importação da Venezuela para suprimento ao estado de Roraima foi de 100 MWmédios, da mesma ordem verificada no mês anterior.

No mês de março, houve intercâmbio internacional com a Argentina no valor de 4 MWmédios.



Tabela 2. Principais limites de intercâmbio.

Item	Fluxo	Limite de Intercâmbio* (MW)
①	FVB**	200
②	EXPN	4.550
	REC�	(Carga do Norte - Geração de 5 UGs de Tucuruí)
③	EXPNE	4.000
	RNE	4.200
④	(FNS + FSENE)	5.100
	EXPSE	4.300
⑤	RSUL	7.500
	FSUL	5.740
⑥	INT _{Arg}	2.100
	INT _{Urug}	70

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte

Figura 11. Principais intercâmbios de energia (MWmédios).

Fonte dos dados: ONS / Eletronorte

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

** Valor contratual.



Legenda da seção 3.1.

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

4. MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA*

4.1. Consumo de Energia Elétrica

Em fevereiro de 2015, o consumo de energia elétrica atingiu 46.040 GWh, considerando autoprodução e acrescido das perdas, registrando decréscimo de 11,2% em comparação ao verificado no mês anterior e de 2,1% em relação ao consumo de fevereiro de 2014.

No acumulado dos últimos 12 meses (março de 2014 a fevereiro de 2015), o consumo residencial registrou crescimento de 4,3% em relação ao mesmo período anterior. Já em comparação a fevereiro de 2014, foi registrada retração de 0,9%. Em relação ao consumo comercial, foi registrado crescimento de 5,5% no acumulado de 12 meses e decréscimo de 1,0% em relação ao fevereiro de 2014.

Contribuíram para esses resultados, dentre outros aspectos, o alto consumo registrado em fevereiro de 2014 em decorrência das elevadas temperaturas e o maior número de dias úteis naquele mês em função das festividades de carnaval terem sido realizadas em março, contrariamente ao ocorrido em 2015.

Além disso, destaca-se que, apesar de ter havido diminuição do consumo de energia na baixa tensão em todos os estados das regiões Sudeste e Sul, foram registradas expansões de 5,8%, 6,2% e 4,9% no consumo das regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, respectivamente, taxas que ainda podem ser consideradas altas. Assim, conforme análise da EPE, o comportamento verificado em fevereiro de 2015 ainda não deve ser atribuído ao recente aumento das tarifas de energia elétrica. Este fator deverá ser refletido no consumo dos próximos meses, aliado aos recentes reajustes e revisões tarifárias das concessionárias de distribuição.

Seguindo tendência dos meses anteriores, o consumo industrial registrou retração de 4,6%, em relação a fevereiro de 2014, tendo havido queda do consumo de energia por essa classe em todas as regiões do país. Nos setores metalúrgico, automotivo, químico e têxtil houve recuo do consumo em 17%, 10%, 1,4% e 8%, respectivamente. Já no setor de extrativo de minerais metálicos, houve expansão de 23,6% no consumo de energia, motivado pelo aumento da extração de minérios metálicos para exportação, dentre outros fatores.

Por fim, o consumo de energia da classe rural aumentou 3,5% em comparação ao mesmo mês de 2014 e acumula em 12 meses crescimento de 8,3% 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		
	Fev/15 GWh	Evolução mensal (Fev/15/Jan/15)	Evolução anual (Fev/15/Fev/14)	Mar/13-Fev/14 (GWh)	Mar/14-Fev/15 (GWh)	Evolução
Residencial	11.748	-6,0%	-0,9%	127.133	132.663	4,3%
Industrial	14.298	3,4%	-4,6%	185.020	176.680	-4,5%
Comercial	8.110	0,8%	-1,0%	85.393	90.051	5,5%
Rural	2.419	4,1%	3,5%	24.006	25.997	8,3%
Demais classes *	3.914	-1,2%	-2,3%	46.796	47.556	1,6%
Perdas	5.552	-50,3%	-1,9%	98.045	100.118	2,1%
Total	46.040	-11,2%	-2,1%	566.393	573.065	1,2%

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

Fonte dos dados: EPE

Consumo de Energia Elétrica em Fev/2015 Consumo de Energia Elétrica em 12 meses

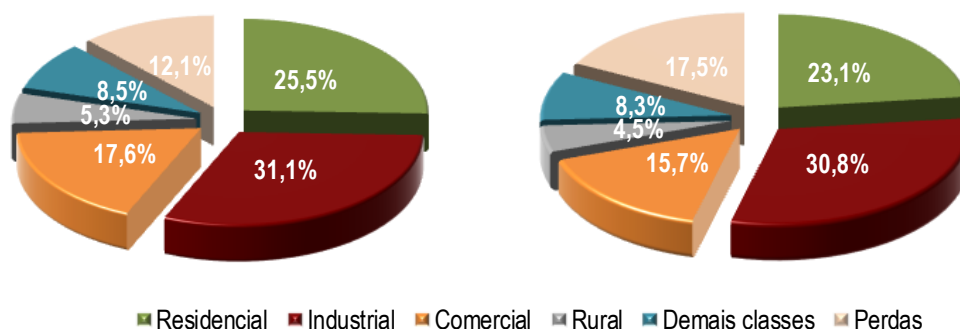


Figura 12. Consumo de energia elétrica no mês e acumulado em 12 meses.

Dados contabilizados até fevereiro de 2015.

Fonte dos dados: EPE

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

	Valor Mensal			Consumo médio em 12 meses		
	Fev/15 kWh/NU	Evolução mensal (Fev/15/Jan/15)	Evolução anual (Fev/15/Fev/14)	Mar/13-Fev/14 (kWh/NU)	Mar/14-Fev/15 (kWh/NU)	Evolução
Consumo médio residencial	177	-6,2%	-3,9%	165	167	1,2%
Consumo médio industrial	24.946	3,4%	-2,5%	26.332	25.689	-2,4%
Consumo médio comercial	1.455	0,7%	-3,0%	1.302	1.346	3,4%
Consumo médio rural	564	4,0%	1,7%	474	505	6,5%
Consumo médio demais classes *	5.231	-1,6%	-4,7%	5.344	5.296	-0,9%
Consumo médio total	523	-0,6%	-4,9%	518	509	-1,9%

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

Fonte dos dados: EPE



4.2. Unidades Consumidoras

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

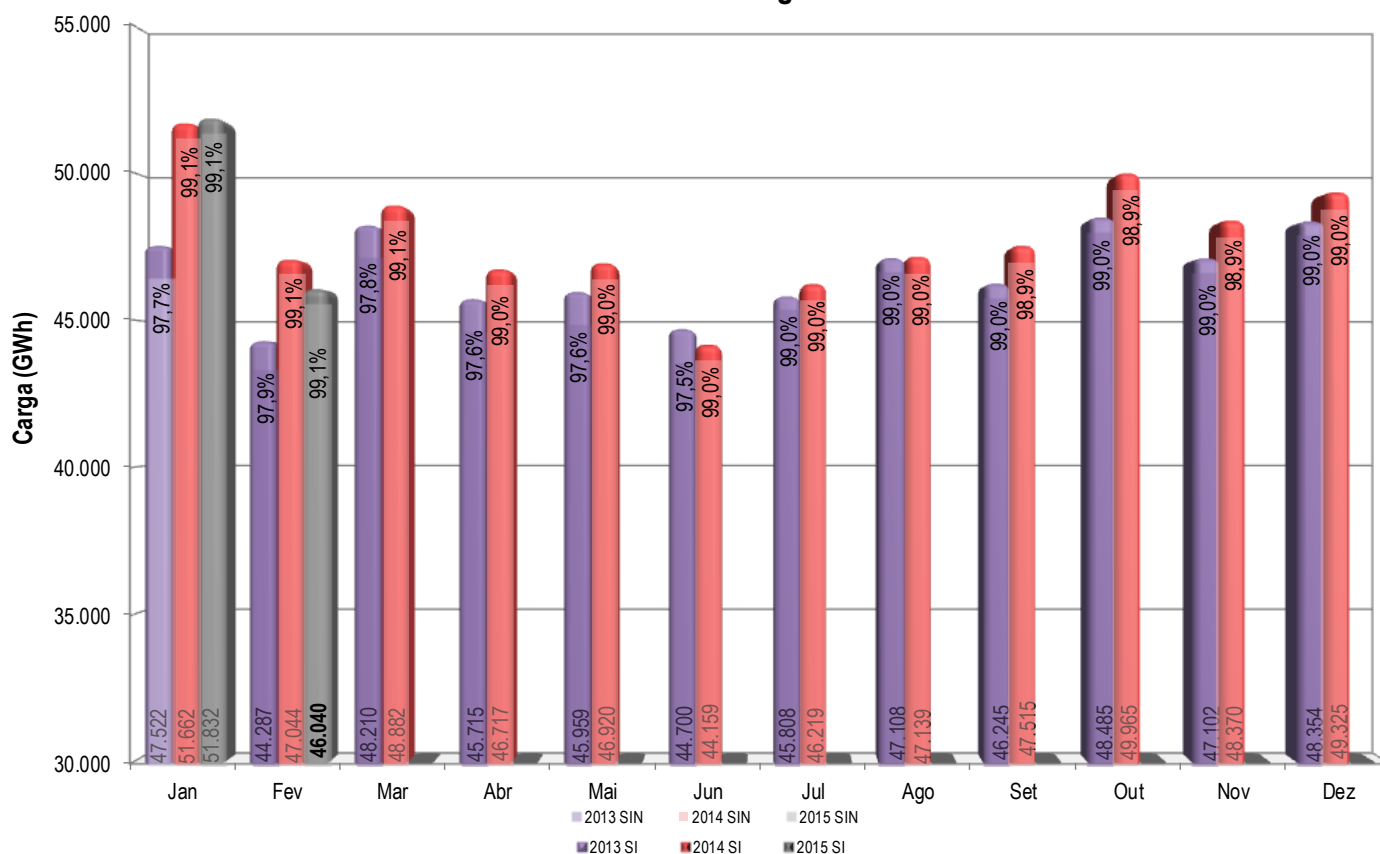
Número de Unidades Consumidoras	Período		Evolução
	Fev/14	Fev/15	
Residencial (NUCR)	64.279.516	66.283.660	3,1%
Industrial (NUCI)	585.543	573.140	-2,1%
Comercial (NUCC)	5.465.712	5.574.966	2,0%
Rural (NUCR)	4.217.884	4.290.677	1,7%
Demais classes*	729.780	748.300	2,5%
Total (NUCT)	75.278.435	77.470.743	2,9%

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

Fonte dos dados: EPE

4.3. Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil *

Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil



Dados contabilizados até fevereiro de 2015.

Fonte dos dados: EPE

* Os valores apresentados referem-se ao consumo total de energia elétrica no Brasil e os percentuais referentes à parcela do SIN.



4.4. Demandas Máximas

No mês de março de 2015, não houve recorde de demanda no SIN e em seus subsistemas.

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

Subsistema	SE/CO	S	NE	N-Interligado	SIN
Máxima no mês (MW) (dia - hora)	48.338 05/03/2015 - 15h35	16.244 03/03/2015 - 14h46	12.144 16/03/2015 - 14h32	5.935 12/03/2015 - 15h18	81.207 05/03/2015 - 14h40
Recorde (MW) (dia - hora)	51.894 21/01/2015 - 14h32	17.971 06/02/2014 - 14h29	12.166 19/01/2015 - 15h34	6.185 04/09/2014 - 14h39	85.708 05/02/2014 - 15h41

Fonte dos dados: ONS

4.5. Demandas Máximas Mensais

Sistema Interligado Nacional

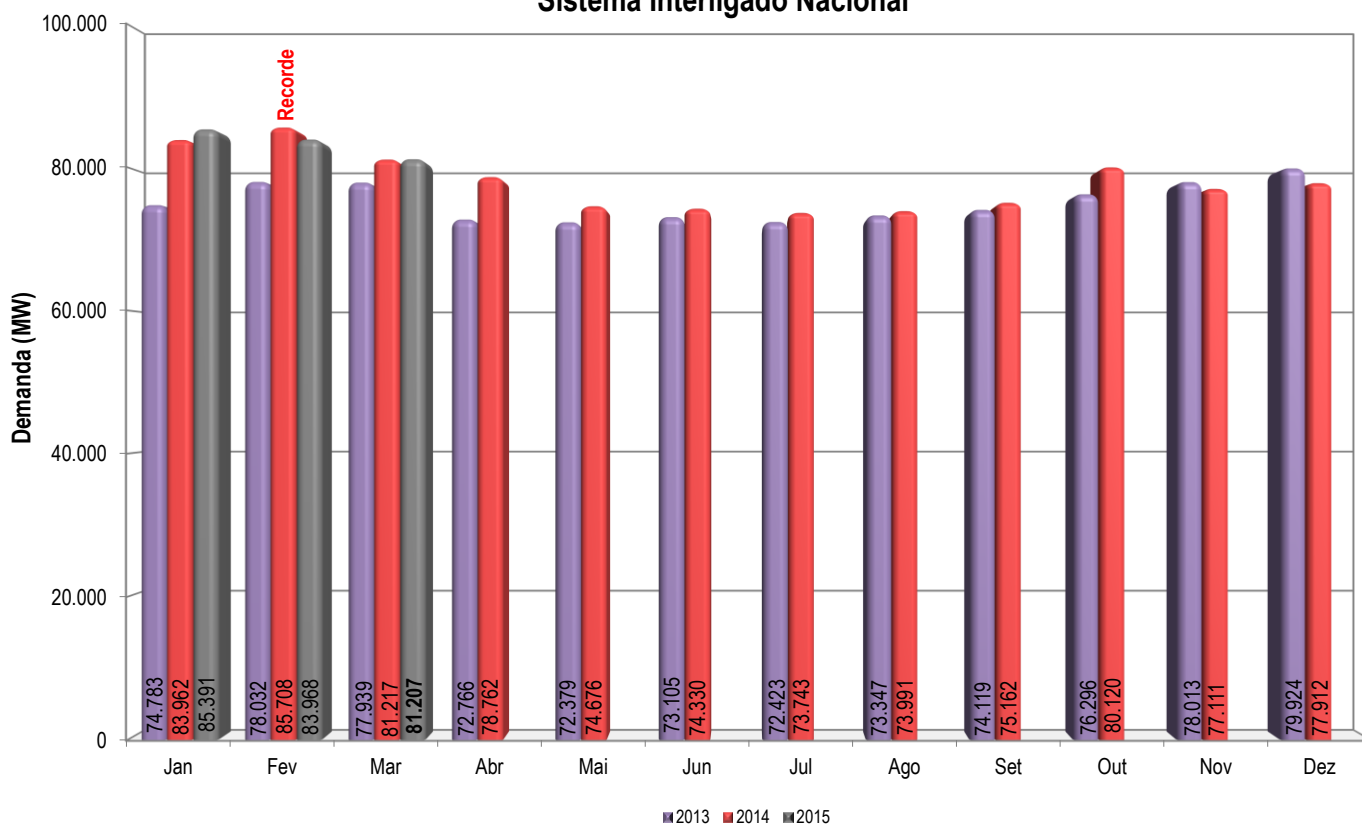


Figura 13. Demandas máximas mensais: SIN.

Fonte dos dados: ONS



Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

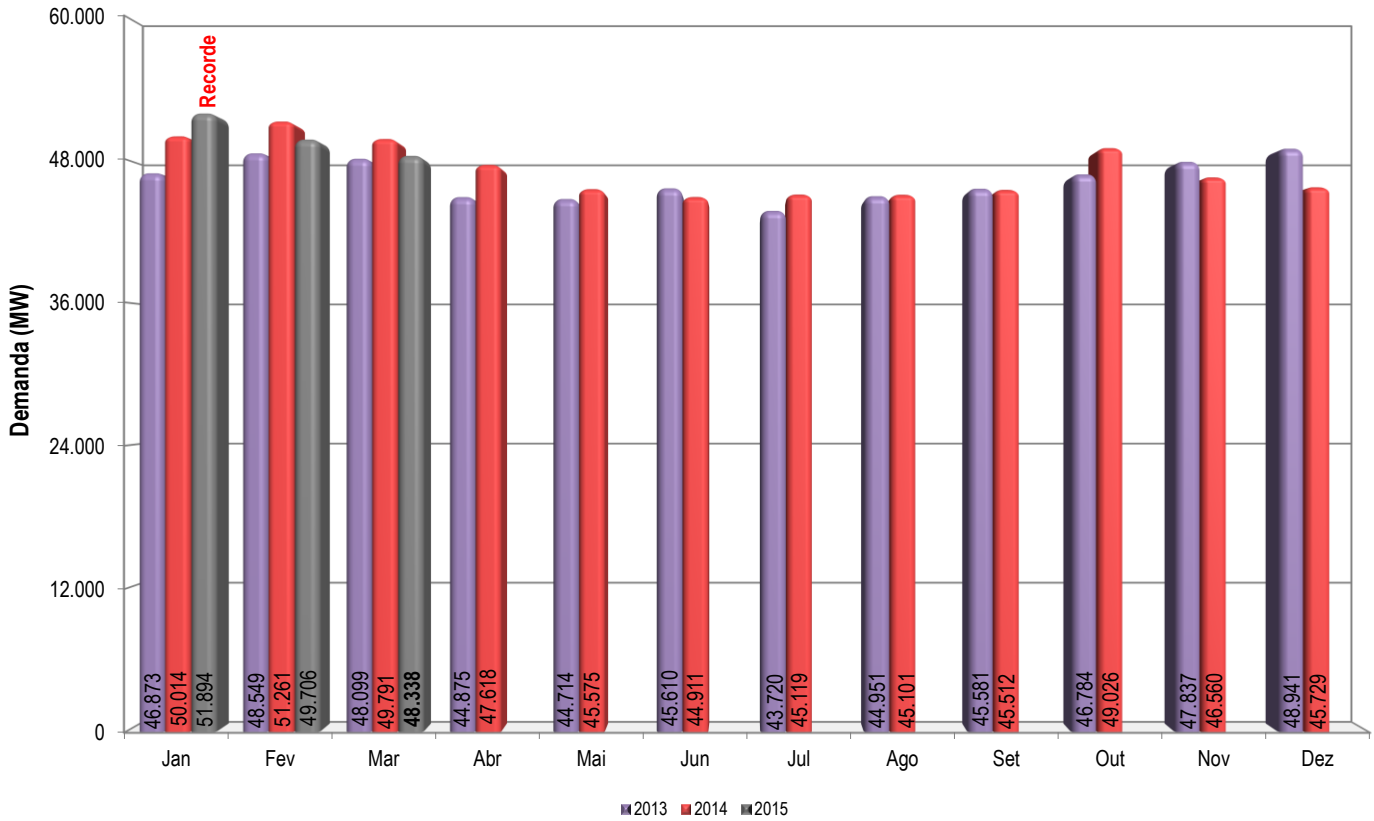


Figura 14. Demandas máximas mensais: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

Subsistema Sul

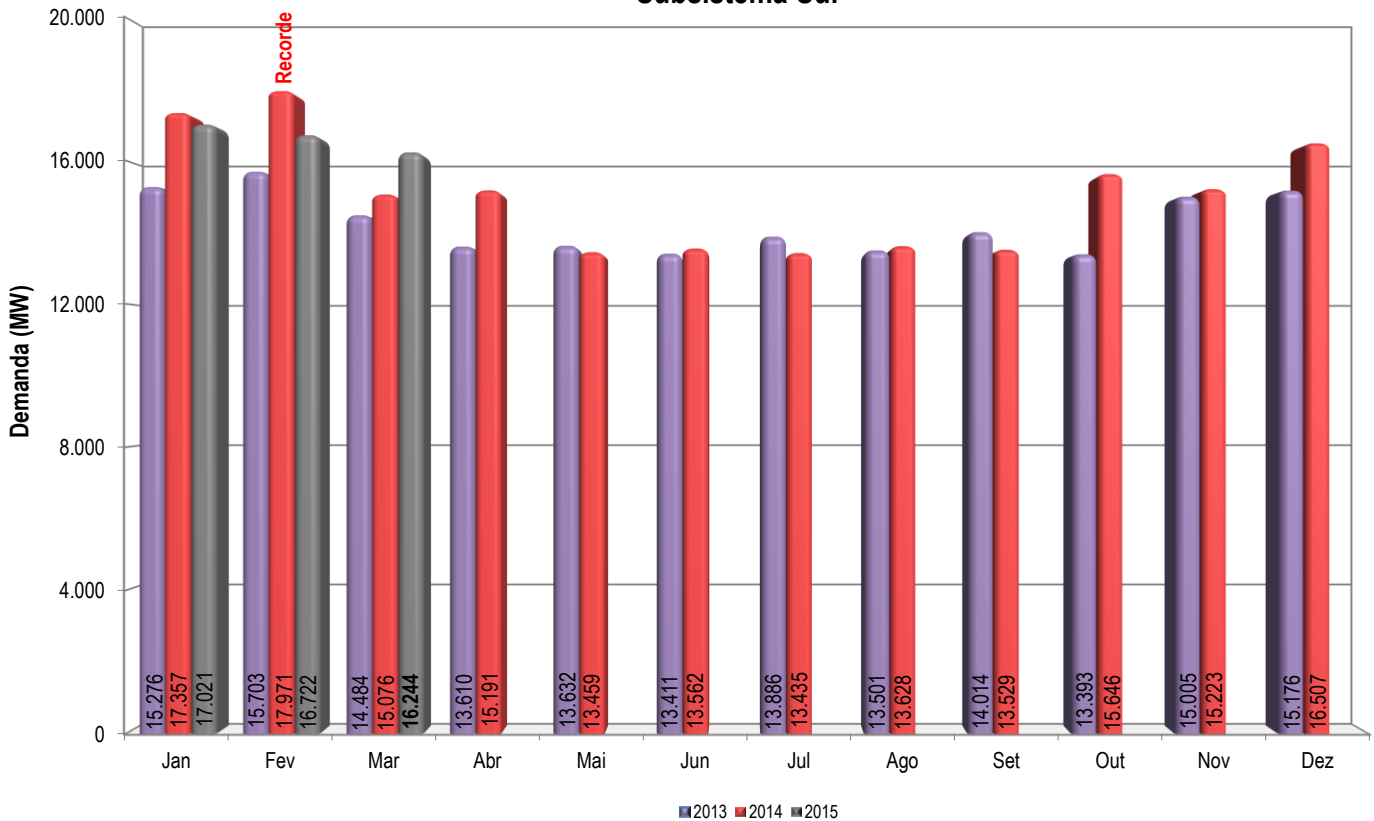


Figura 15. Demandas máximas mensais: Subsistema Sul.

Fonte dos dados: ONS

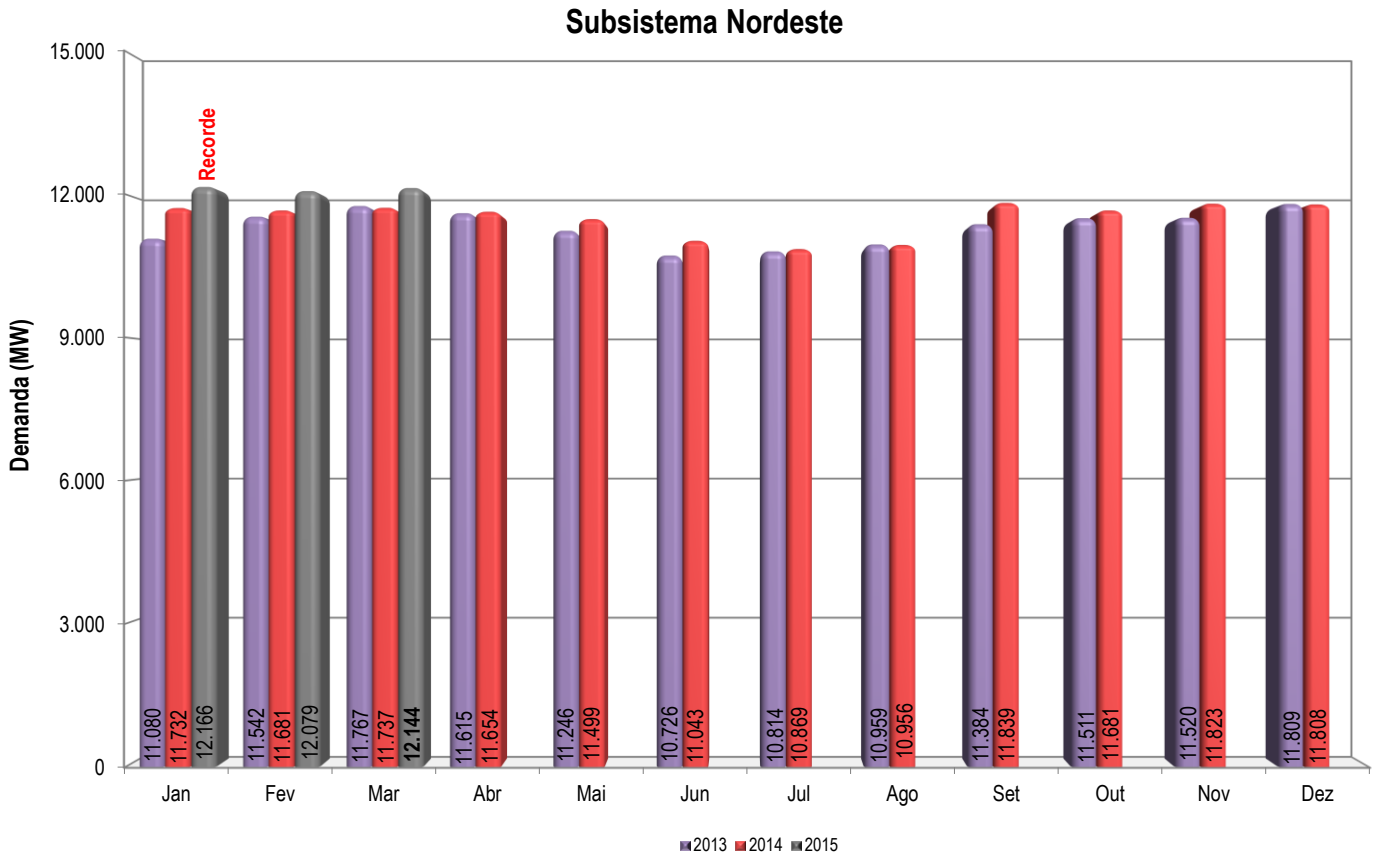


Figura 16. Demandas máximas mensais: Subsistema Nordeste.

Fonte dos dados: ONS

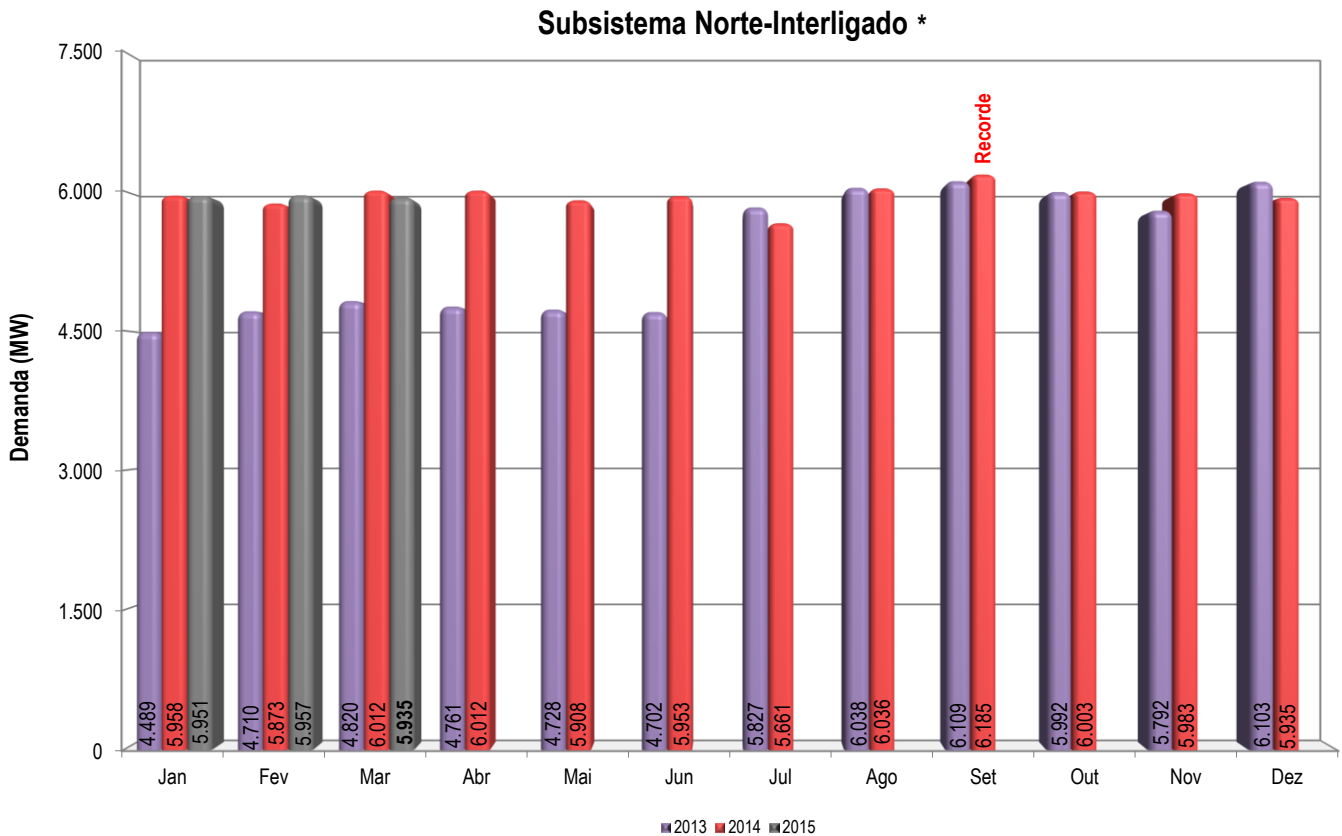


Figura 17. Demandas máximas mensais: Subsistema Norte-Interligado.

Fonte dos dados: ONS

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



5. CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No mês de março de 2015 a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 135.346 MW. Em comparação com o mesmo mês em 2014, houve expansão de 2.936 MW de geração de fonte hidráulica, de 1.304 MW de fontes térmicas e de 3.262 MW de geração eólica, considerando os Ambientes de Contratação Regulada e Livre (ACR e ACL).

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

Fonte	Mar/14	Mar/15			Evolução da Capacidade Instalada (Mar/15 / Mar/14)
	Capacidade Instalada (MW)	Nº Usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidráulica	86.696	1.164	89.632	66,2%	3,4%
Térmica	38.692	1.948	39.996	29,6%	3,4%
Gás Natural	14.282	132	12.886	9,5%	-9,8%
Biomassa	11.419	504	12.382	9,2%	8,4%
Petróleo *	7.611	1.287	9.124	6,7%	19,9%
Carvão	3.389	23	3.614	2,7%	6,6%
Nuclear	1.990	2	1.990	1,5%	0,0%
Eólica	2.441	260	5.703	4,2%	133,6%
Solar	6	317	15	0,01%	153,0%
Capacidade Total - Brasil	127.835	3.689	135.346	100,0%	5,9%

* Inclui outras fontes fósseis (0,149 MW).

** Os valores de capacidade instalada referem-se à capacidade instalada fiscalizada pela ANEEL, que passou por reenquadramento de fontes em setembro de 2014. Além dos montantes apresentados, existe uma importação contratada de 5.650 MW com o Paraguai e de 200 MW com a Venezuela.

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 01/04/2015)

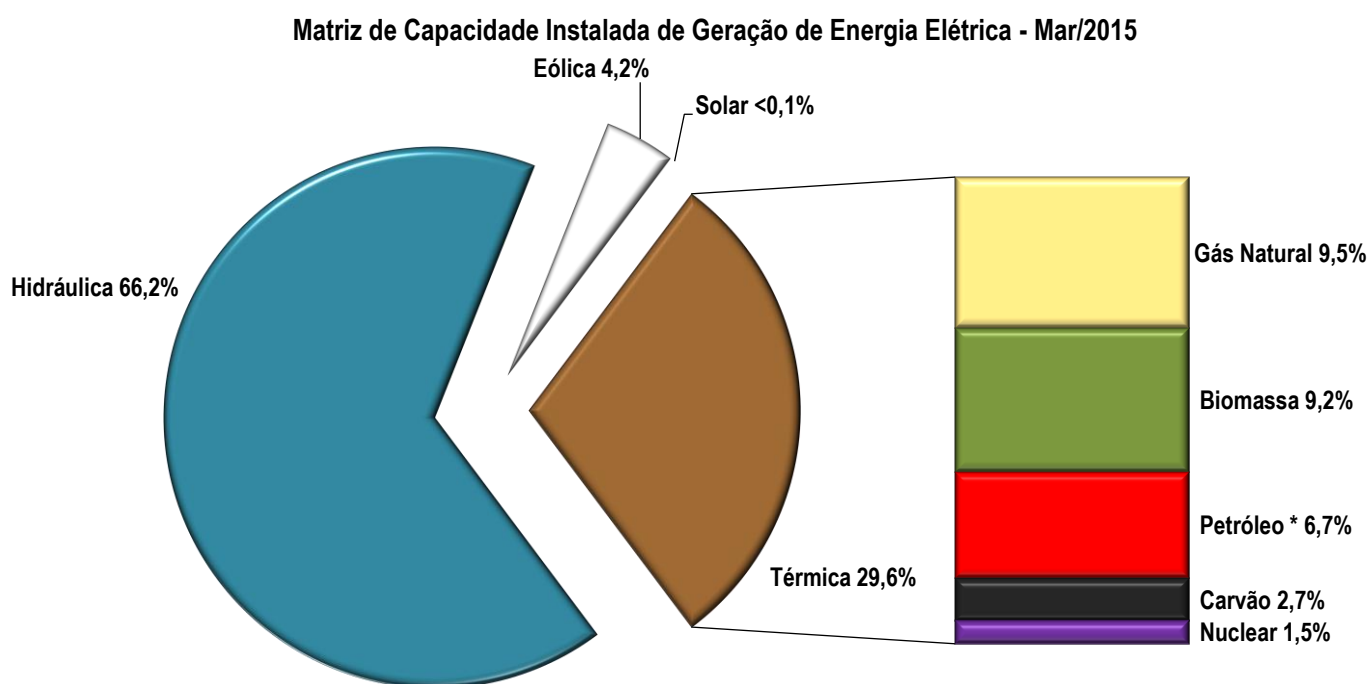


Figura 18. Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada.

Fonte dos dados: ANEEL (BIG 01/04/2015)



6. LINHAS DE TRANSMISSÃO INSTALADAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

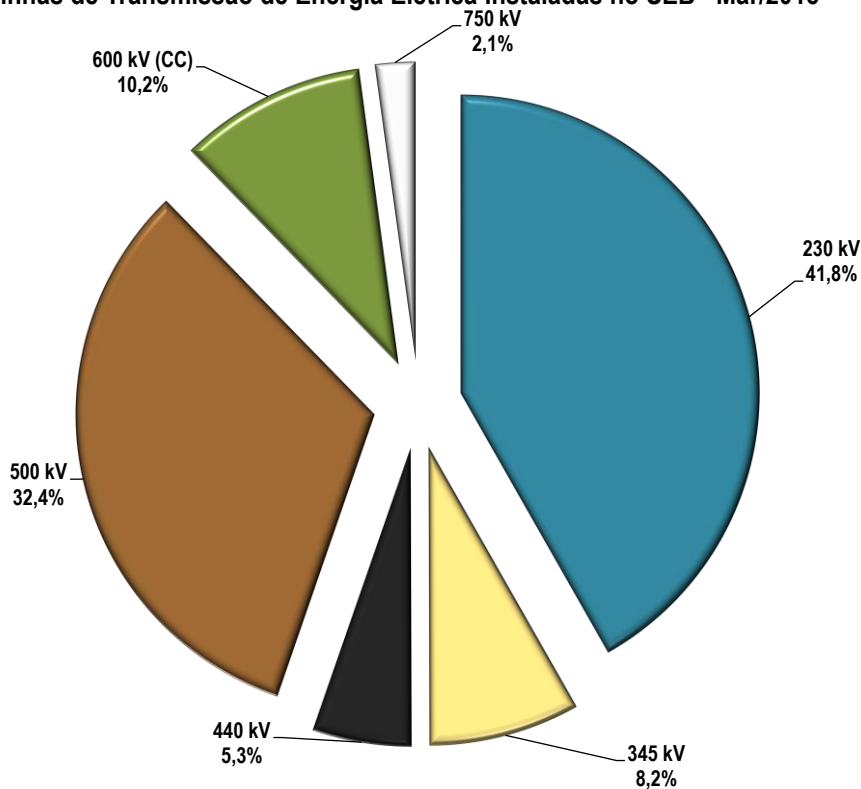
Tabela 8. Linhas de transmissão de energia elétrica no SEB.

Classe de Tensão (kV)	Linhas de Transmissão Instaladas (km)*	% Total
230 kV	52.731	41,8%
345 kV	10.303	8,2%
440 kV	6.728	5,3%
500 kV	40.930	32,4%
600 kV (CC)	12.816	10,2%
750 kV	2.683	2,1%
Total SEB	126.191	100,0%

Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS

* Considera as linhas de transmissão em operação da Rede Básica, conexões de usinas, interligações internacionais e 190,0 km instalados no sistema de Roraima.

Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Instaladas no SEB - Mar/2015



Fonte dos dados: MME/ANEEL/ONS

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



7. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

7.1. Matriz de Produção de Energia no Sistema Elétrico Brasileiro

A produção acumulada de energia elétrica no Brasil no período de março de 2014 a fevereiro de 2015 atingiu 548.505 GWh. No mês de fevereiro de 2015, a geração hidráulica correspondeu a 72,1% do total gerado no país, 0,3 p.p. inferior ao verificado no mês anterior, mesma redução registrada para a participação da produção eólica na matriz de produção de energia elétrica do Brasil. Por outro lado, participação de usinas térmicas na matriz de produção de energia elétrica, em termos globais, aumentou 0,6 p.p. com destaque para as variações de +0,8 p.p. da geração a gás, +0,4 p.p. da geração a petróleo e -0,3 p.p. da geração nuclear.

Matriz de Produção de Energia Elétrica - Fev/2015

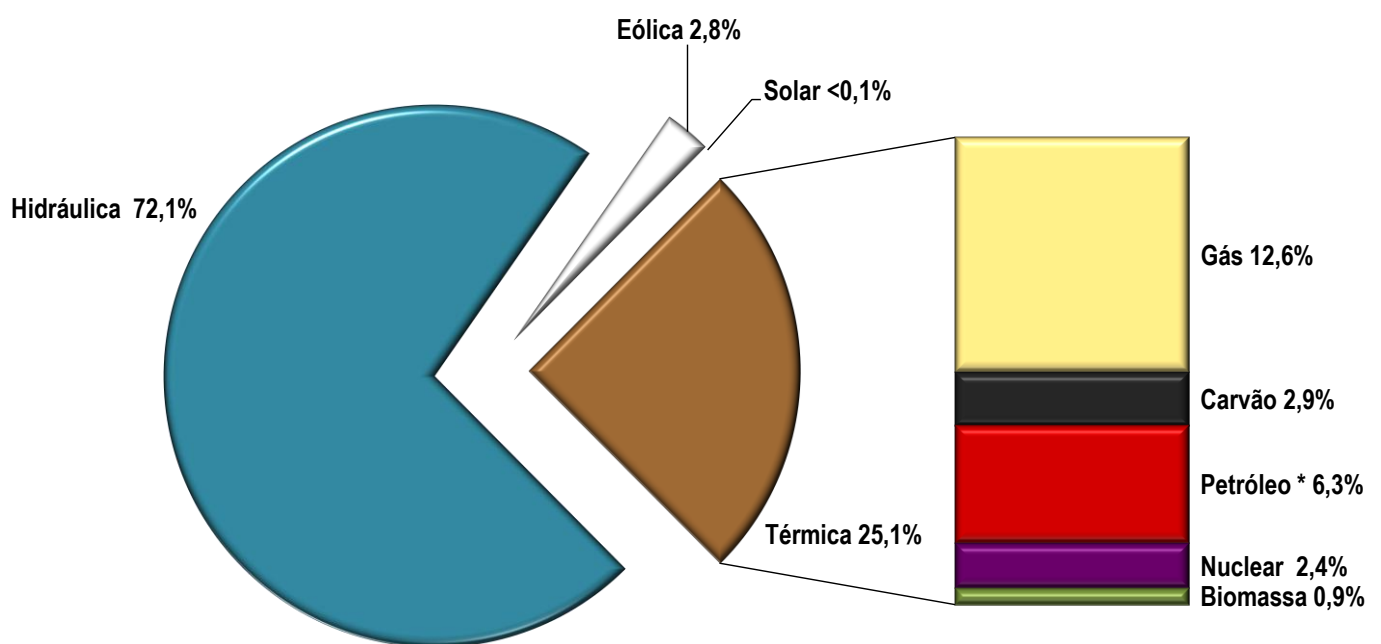


Figura 20. Matriz de produção de energia elétrica no Brasil.

Dados contabilizados até fevereiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE e Eletrobras

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

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



7.2. Matriz de Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional **

Tabela 9. Matriz de produção de energia elétrica no SIN.

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Fev/15 (GWh)	Evolução mensal (Fev/15 / Jan/15)	Evolução anual (Fev/15 / Fev/14)	Mar/13-Fev/14 (GWh)	Mar/14-Fev/15 (GWh)	Evolução
Hidráulica	31.328	-12,0%	-9,1%	415.521	379.868	-8,6%
Térmica	10.181	-9,4%	7,2%	110.100	142.571	29,5%
Gás	5.114	-5,8%	9,1%	50.215	64.127	27,7%
Carvão	1.263	-17,9%	2,0%	13.109	15.668	19,5%
Petróleo *	2.359	-3,2%	13,9%	15.246	27.523	80,5%
Nuclear	1.052	-21,1%	-13,9%	14.249	13.955	-2,1%
Biomassa	393	-20,8%	40,3%	17.281	21.297	23,2%
Eólica	1.203	-21,6%	117,8%	6.700	13.504	101,6%
Solar	0,99	-17,0%	-	1,45	8,59	-
TOTAL	42.714	-11,7%	-4,0%	532.322	535.952	0,7%

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

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

Fonte dos dados: CCEE

7.3. Matriz de Produção de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados **

No acumulado de março de 2014 a fevereiro de 2015, com relação aos 12 meses anteriores, a produção térmica global a gás nos sistemas isolados aumentou em cerca de 13,0%.

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

Fonte	Valor mensal			Acumulado 12 meses		
	Fev/15 (GWh)	Evolução mensal (Fev/15 / Jan/15)	Evolução anual (Fev/15 / Fev/14)	Mar/13-Fev/14 (GWh)	Mar/14-Fev/15 (GWh)	Evolução
Hidráulica	136	-5,9%	23,3%	1.901	1.960	3,1%
Térmica	775	-10,5%	-6,5%	10.770	10.593	-1,6%
Gás	380	-8,0%	2,5%	4.123	4.658	13,0%
Petróleo *	396	-12,8%	-13,8%	6.647	5.935	-10,7%
TOTAL	911	-9,9%	-3,0%	12.671	12.553	-0,9%

* Em Petróleo estão consideradas as usinas bicombustíveis.

** Está incluída a produção de energia elétrica do Sistema Manaus, que está interligado ao SIN desde julho de 2013, mas em configuração provisória.

***Até a emissão deste Boletim, não foram disponibilizados pela Eletrobras os dados de geração da Eletrobras Distribuição Roraima (geração térmica 'petróleo') dos meses de janeiro e fevereiro de 2015.

Dados contabilizados até fevereiro de 2015.

Fonte dos dados: Eletrobras.



7.4. Geração Eólica *

No mês de fevereiro de 2015, o fator de capacidade médio da região Nordeste reduziu 10,4 p.p. com relação ao mês anterior, atingindo 33,7%. Esse resultado foi decorrente da redução de 360 MW médios da geração verificada, associado à expansão de 174 MW de capacidade instalada da fonte na região. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses (março de 2014 a fevereiro de 2015), houve avanço de 3,8 p.p. no fator de capacidade da região Nordeste em comparação ao mesmo período anterior.

Por sua vez, o fator de capacidade das usinas do Sul diminuiu 1,6 p.p. em relação a janeiro de 2015, e atingiu 18,4%, com total de geração verificada no mês de 244 MW médios e expansão no mês de 277 MW. Em relação ao acumulado dos últimos doze meses, o fator de capacidade da região Sul reduziu cerca de 1,5 p.p., em comparação ao mesmo período anterior.

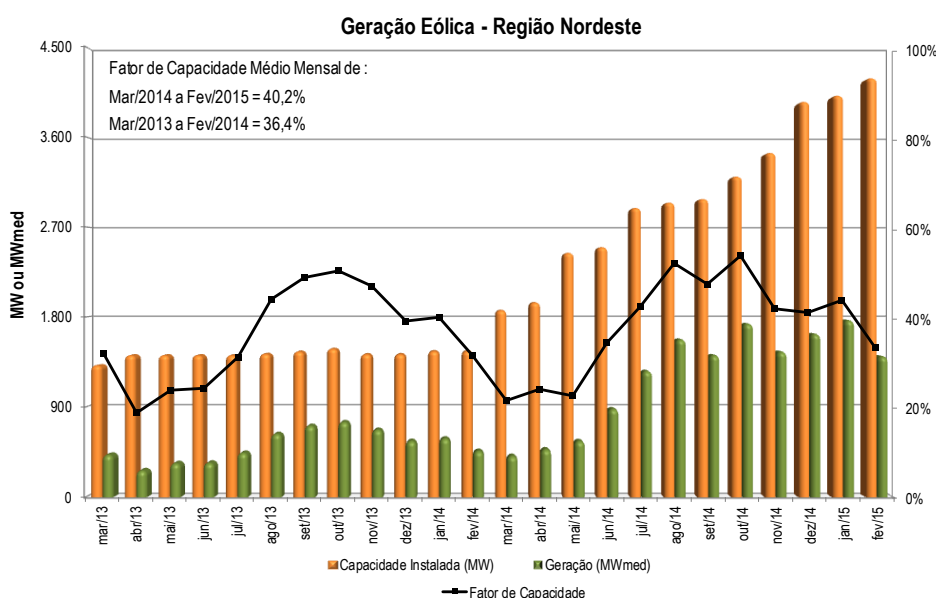


Figura 21. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Nordeste.

Dados contabilizados até fevereiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

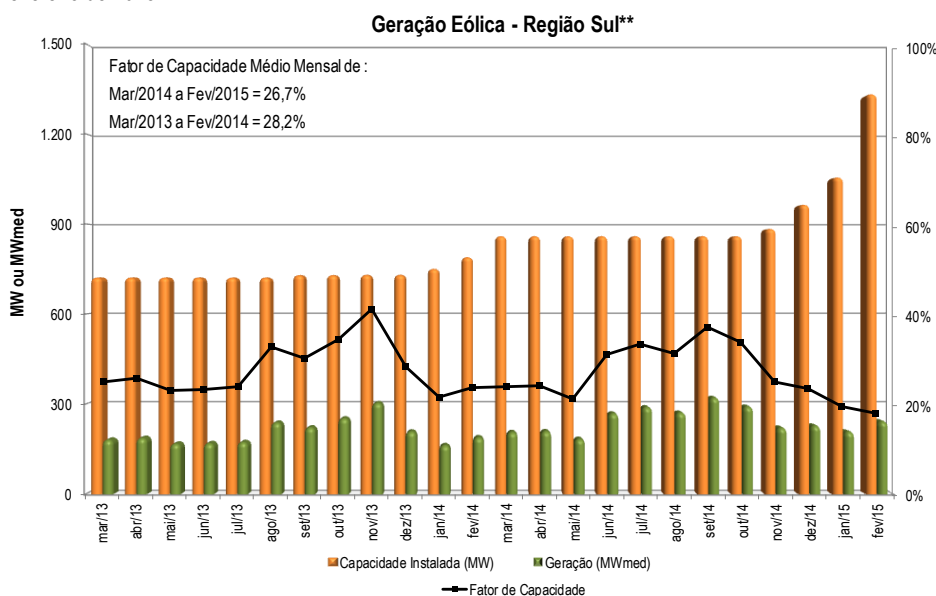


Figura 22. Capacidade Instalada e Geração das Usinas Eólicas do Sul.

Dados contabilizados até fevereiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

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



7.5. Energia de Reserva *

A geração média esperada comprometida para o Contrato de Energia de Reserva - CER ** em fevereiro de 2015, considerando a sazonalização da entrega e as particularidades referentes aos CER, totalizou 1.456,35 MWmédios, dos quais foram entregues 53,4%, ou 778,12 MWmédios, e cujo restante poderá ser complementado até o término do período de apuração de cada usina ou dentro do período de contratação. No acumulado do ano, a entrega para o CER foi de cerca de 56,4% do esperado, ou 868,2 MWmédios.

A geração eólica verificada referente aos Contratos de Energia de Reserva no mês de fevereiro de 2015 correspondeu a 57,0% da geração esperada comprometida para o CER ** para o mês. A geração a biomassa verificada atingiu apenas 31,0% do valor esperado comprometido para o CER.

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

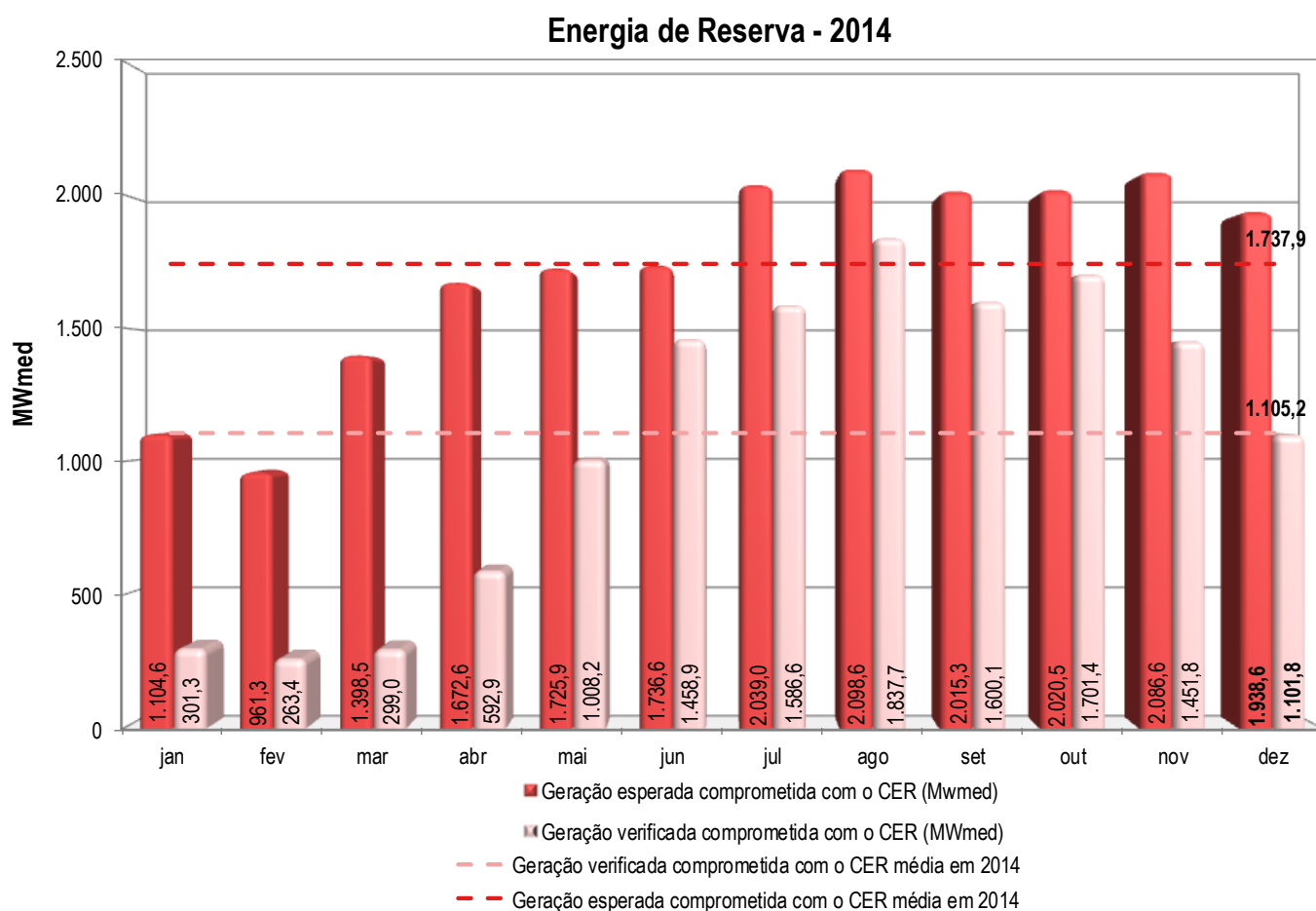


Figura 23. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2014.

Fonte dos dados: CCEE

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

** Definiu-se geração esperada comprometida com o CER, por mês, como a energia contratada a ser entregue distribuída uniformemente no período de entrega de cada usina.



Energia de Reserva - 2015

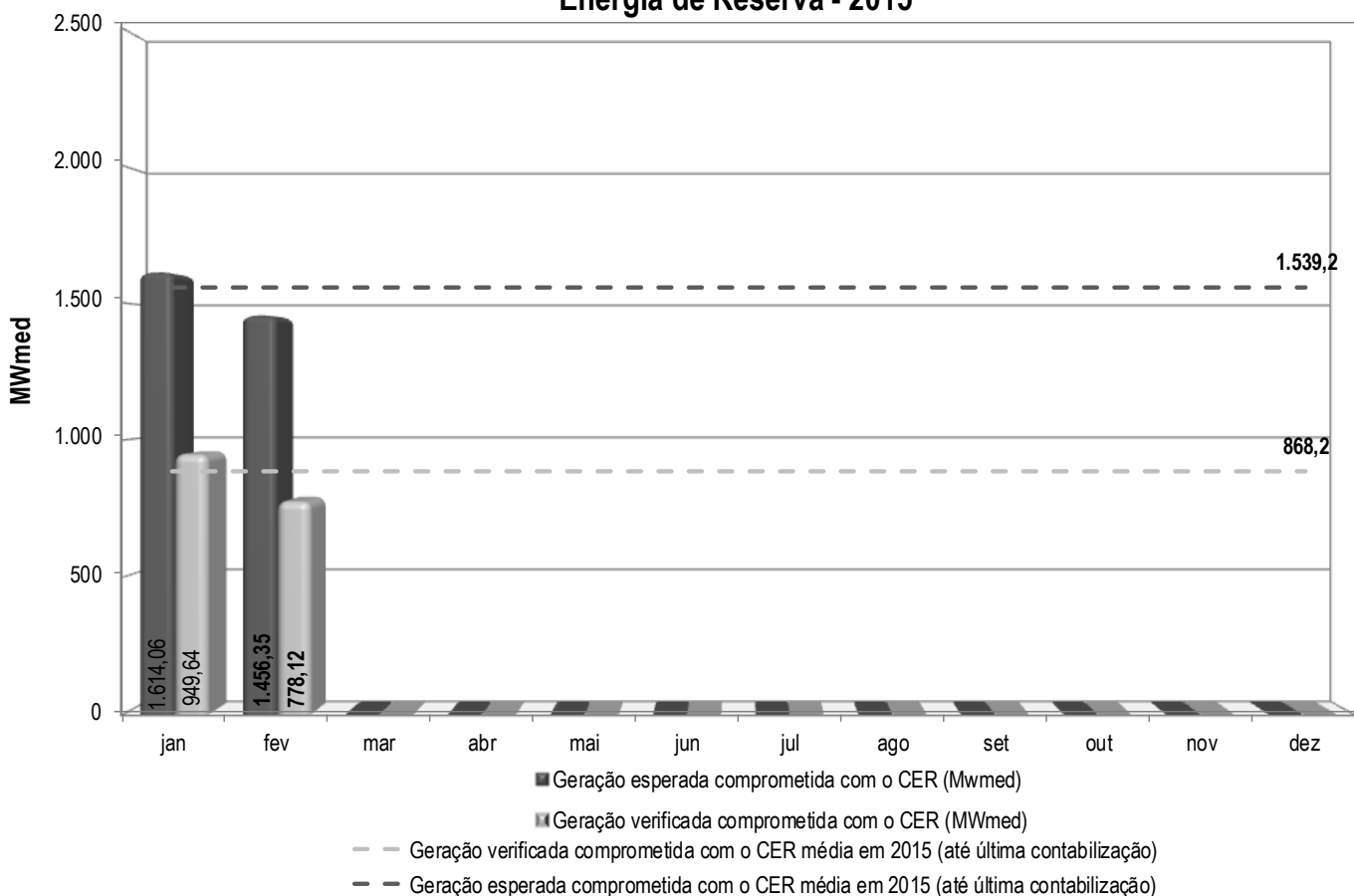


Figura 24. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada em 2015.

Dados contabilizados até fevereiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

Energia de Reserva por Fonte - últimos 12 meses

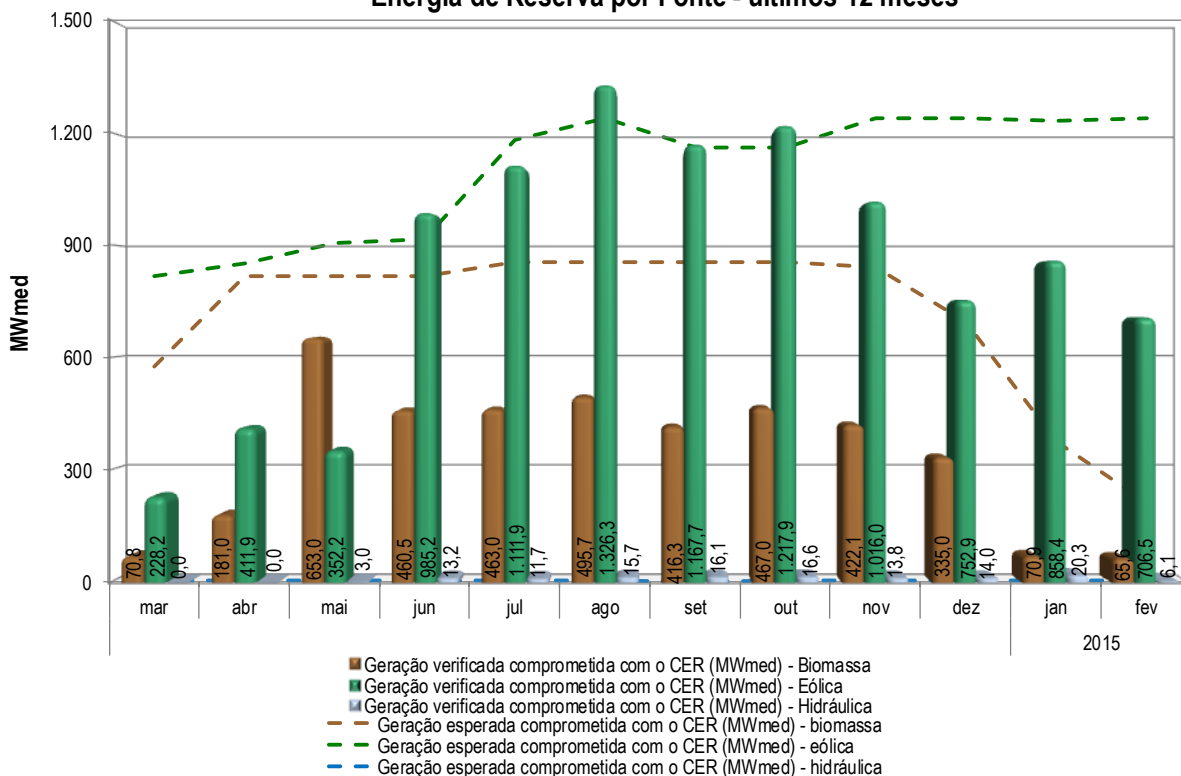


Figura 25. Acompanhamento da Energia de Reserva Esperada e Verificada nos últimos 12 meses, por fonte.

Dados contabilizados até fevereiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



7.6. Comparativo de Geração Verificada e Garantia Física *

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Hidrelétricas

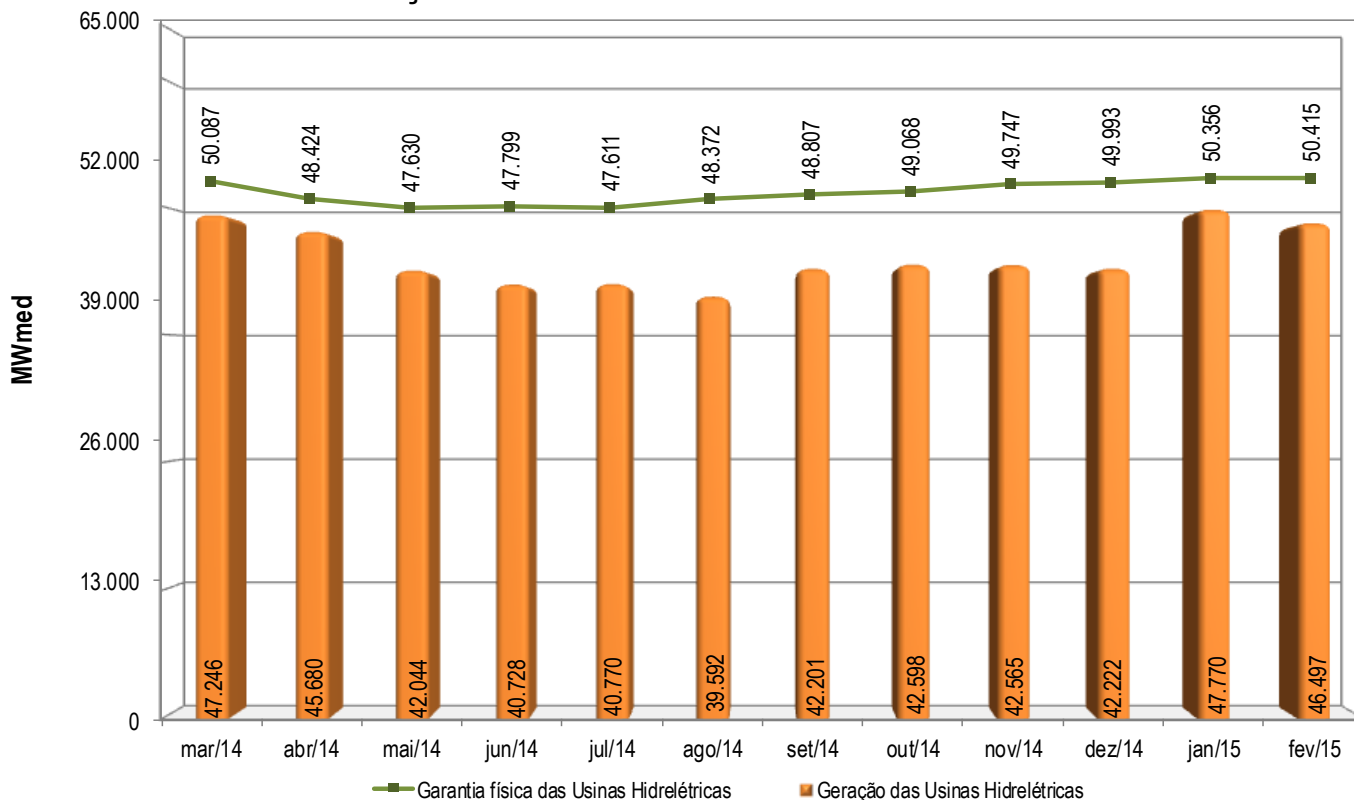


Figura 26. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH).

Dados contabilizados até fevereiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Eólicas **

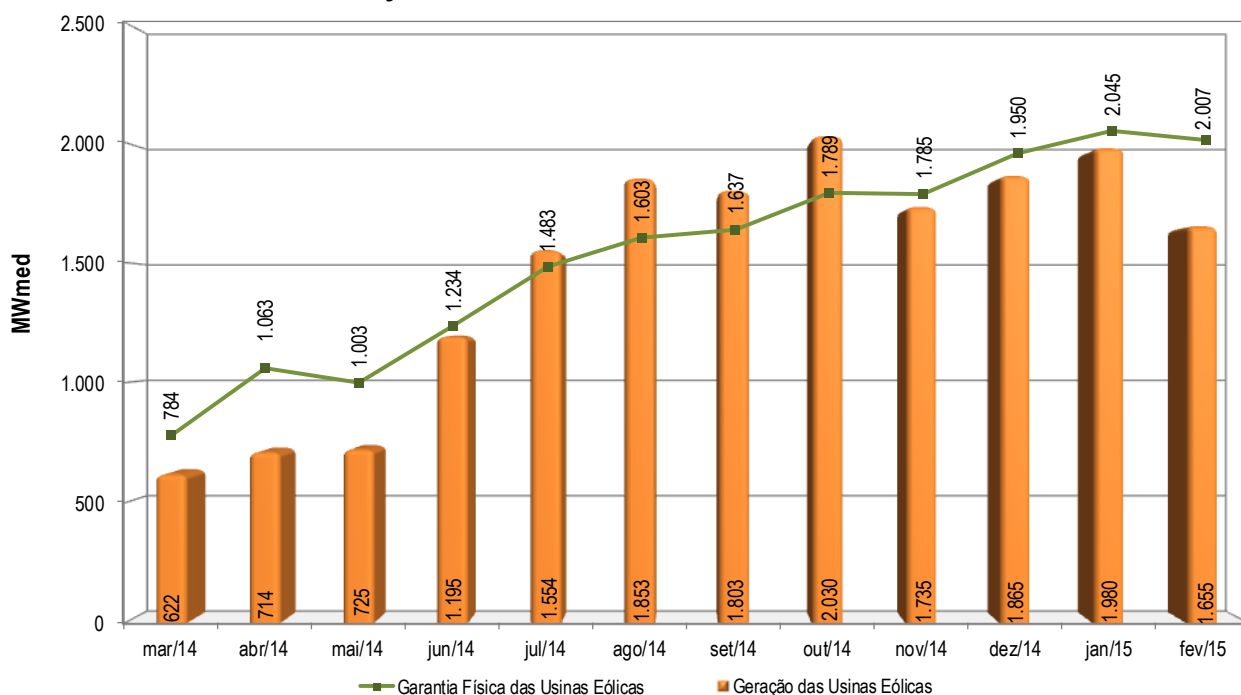


Figura 27. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas eólicas.

Dados contabilizados até fevereiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

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

** A garantia física inclui os valores das usinas eólicas atestadas pela ANEEL aptas a entrarem em operação comercial, mas que não podem contribuir com geração devido a atrasos nas obras de transmissão associadas.



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Biomassa

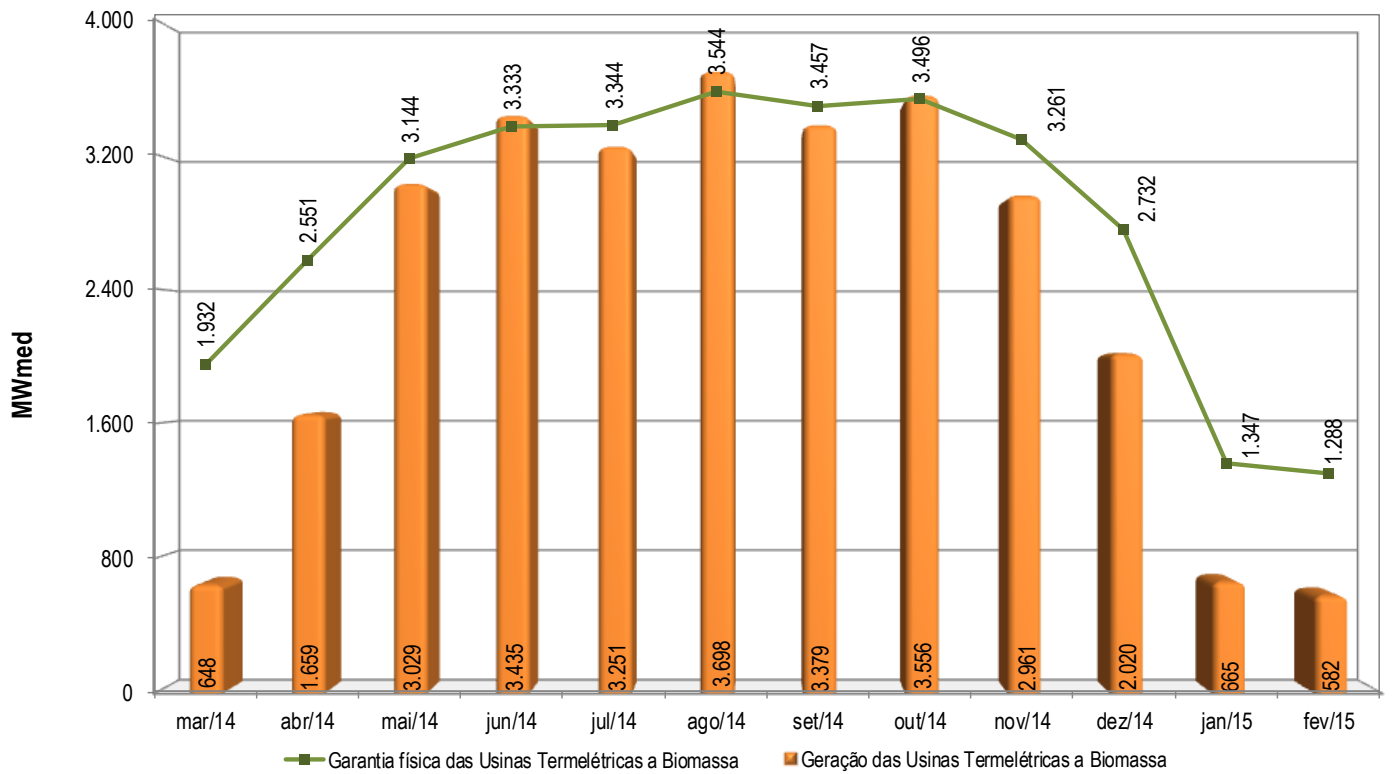


Figura 28. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas térmicas a biomassa.

Dados contabilizados até fevereiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Óleo*

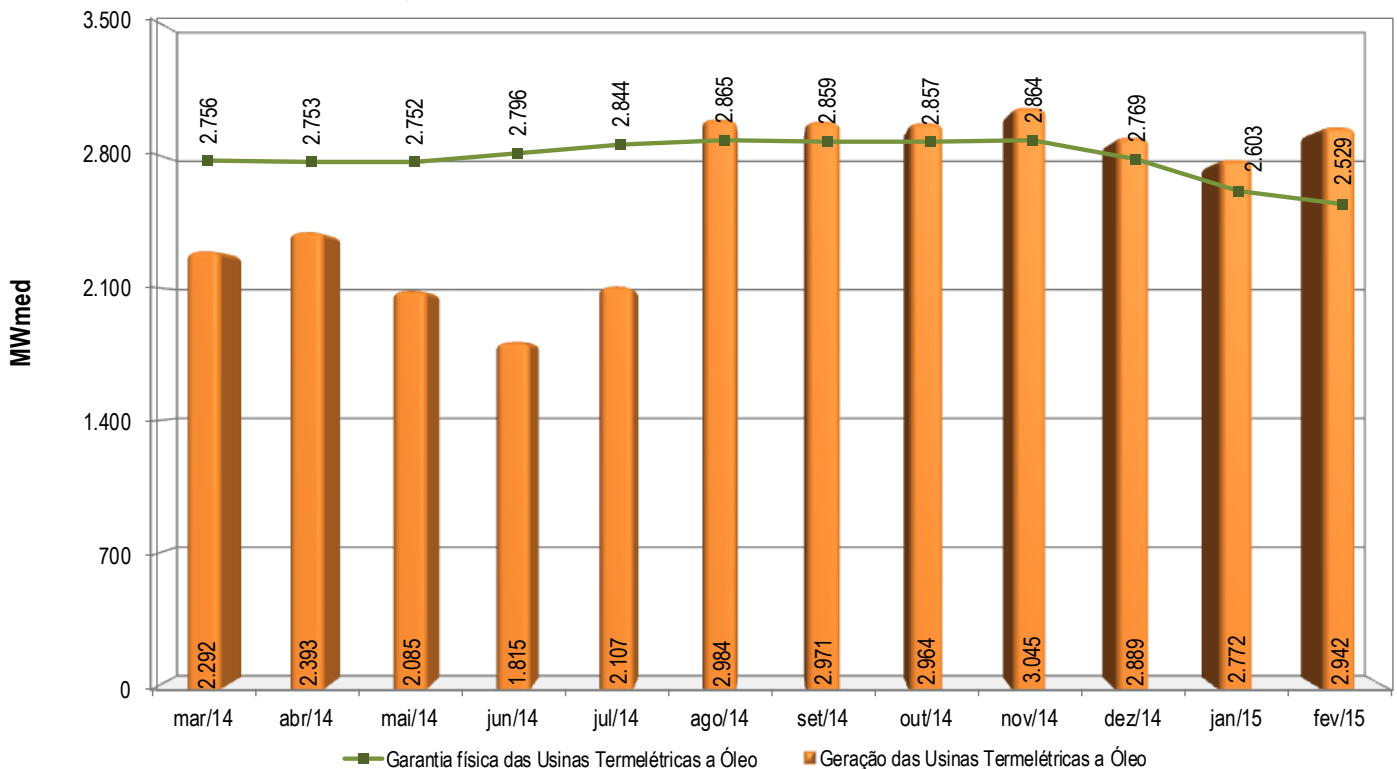


Figura 29. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a óleo.

* Não inclui usinas bicombustíveis.

Dados contabilizados até fevereiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Gás

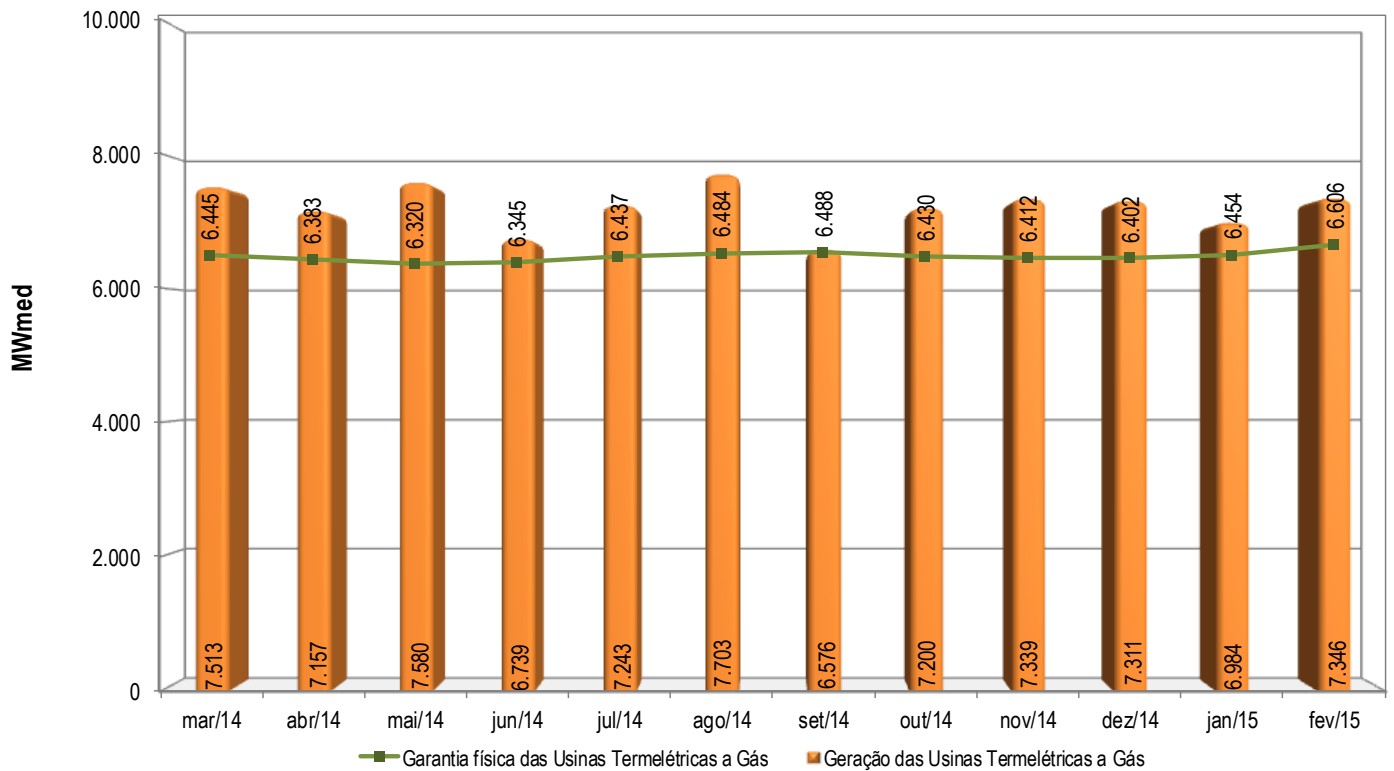


Figura 30. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a gás.

Dados contabilizados até fevereiro de 2015 com ajuste.

Fonte dos dados: CCEE

Geração Verificada e Garantia Física das Usinas Termelétricas a Carvão

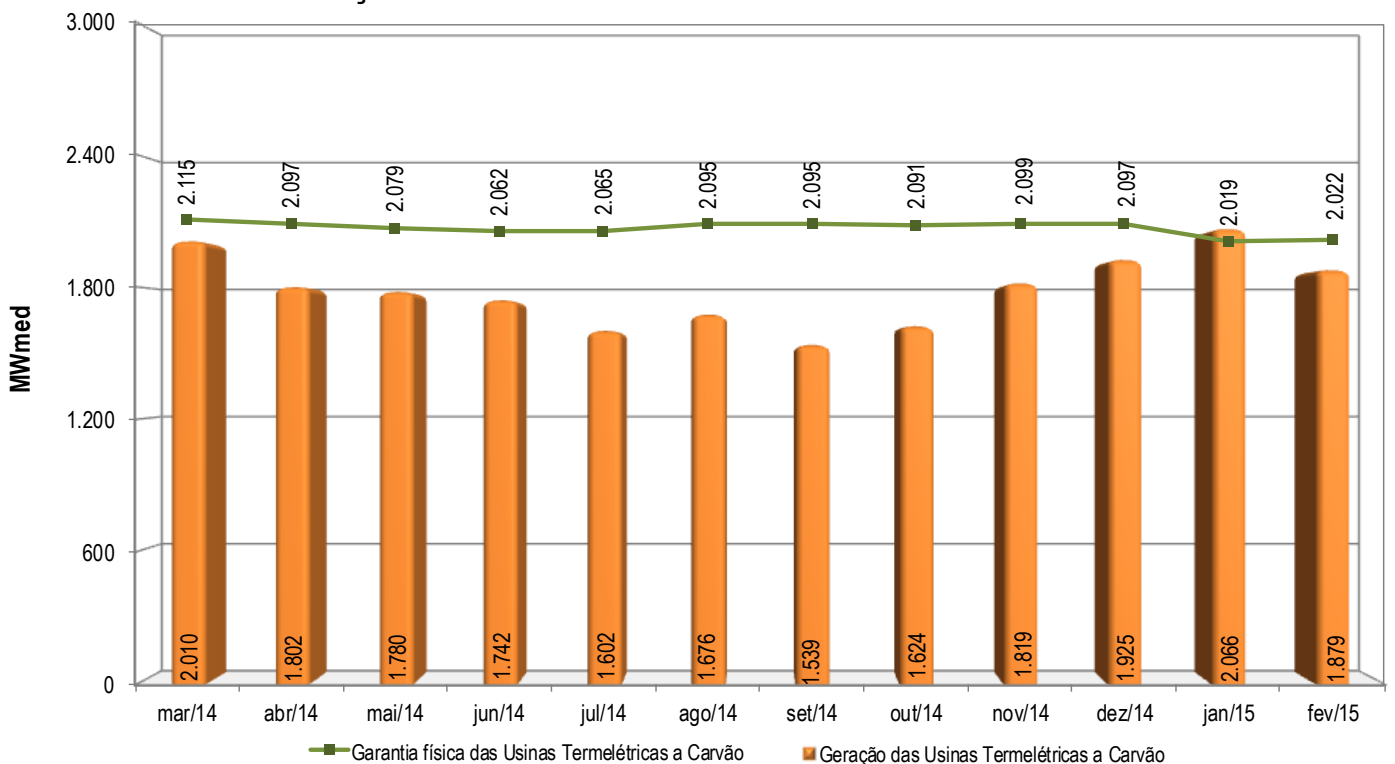


Figura 31. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas termelétricas a carvão.

Dados contabilizados até fevereiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

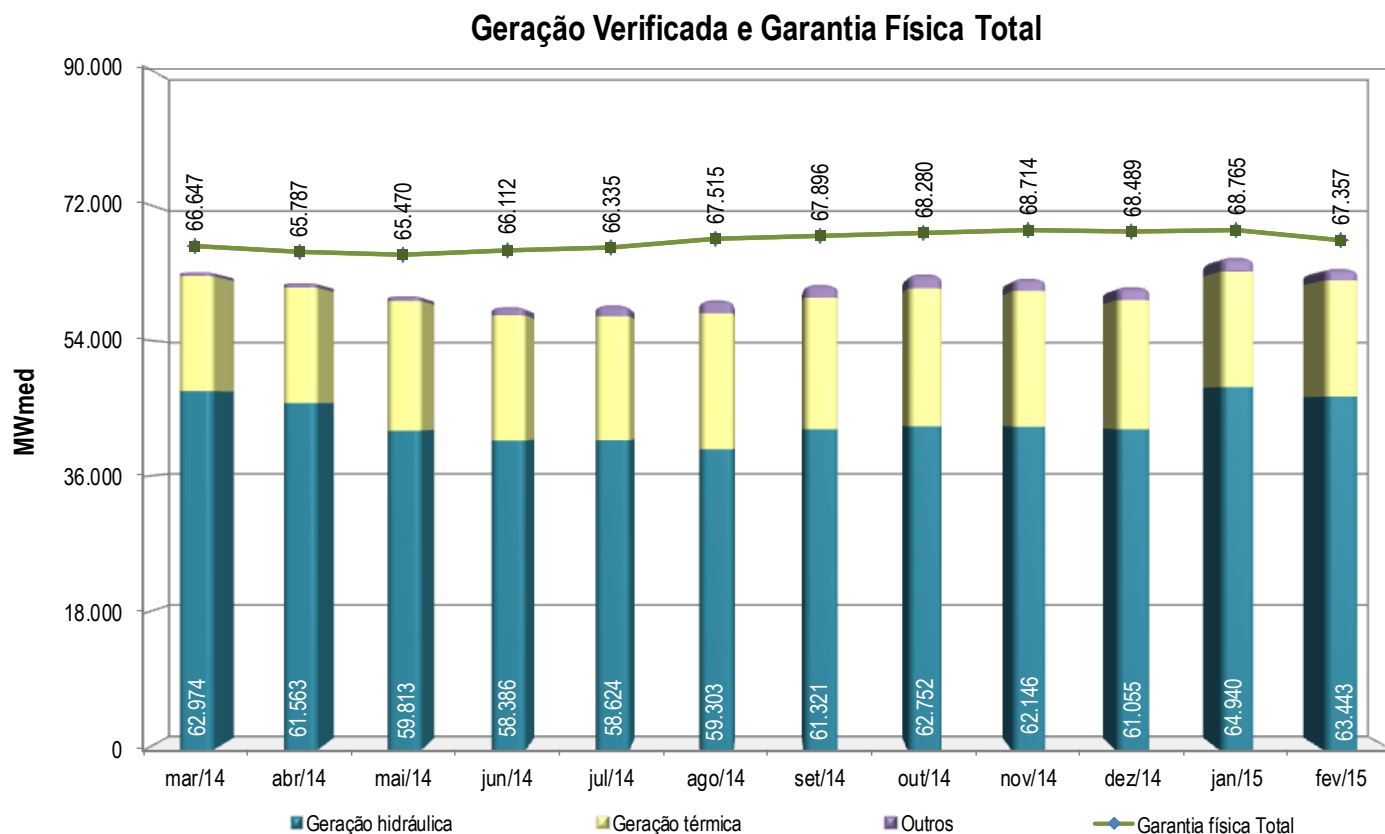


Figura 32. Acompanhamento da geração verificada e da garantia física das usinas do SIN.

Dados contabilizados até fevereiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

8. EXPANSÃO DA GERAÇÃO*

8.1. Entrada em Operação de Novos Empreendimentos de Geração

No mês de março de 2015, foram concluídos e incorporados ao Sistema Elétrico Brasileiro – SEB 509,1 MW de geração:

Usina	Unidades Geradoras	Capacidade Instalada	Estado	CEG
UHE Jirau	UG12, 13 e UG28	225,0 MW	RO	UHE.PH.RO.029736-4.01
PCH Canaã	UG1 a UG 3	17,0 MW	RO	PCH.PH.RO.029436-5.01
PCH Castaman I	UG1	1,5 MW	RO	PCH.PH.RO.027963-3.01
UTE Sepé Tiaraju	UG 2	88,0 MW	RS	UTE.GN.RS.028038-0.01
UEE Ametista	UG 1 a UG 17	28,56 MW	BA	EOL.CV.BA.030779-3.01
UEE Dourados	UG 1 a UG 17	28,56 MW	BA	EOL.CV.BA.030778-5.01
UEE Maron	UG1 a UG18	30,24 MW	BA	EOL.CV.BA.030768-8.01
UEE Pilões	UG1 a UG18	30,24 MW	BA	EOL.CV.BA.030776-9.01
UEE Terral	UG1 a UG10	30,0 MW	RN	EOL.CV.RN.030898-6.01
UEE Carcará I	UG1 a UG10	30,0 MW	RN	EOL.CV.RN.030832-3.01

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



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

Fonte	Realizado em Mar/2015 (MW)	Acumulado em 2015 (MW)
Hidráulica	243,5	483,8
Térmica	88,0	329,0
Gás	88,0	295,0
Petróleo	0,0	0,0
Nuclear	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0
Biomassa	0,0	34,0
Eólica	177,6	781,4
Solar Fotovoltaica	0,0	0,0
TOTAL	509,1	1.594,2

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

8.2. Previsão da Expansão da Geração *

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

Fonte	Previsão 2015	Previsão 2016	Previsão 2017
Hidráulica	3.246,6	5.654,0	4.573,9
Térmica	176,0	268,8	1.247,4
Gás	0,0	168,8	729,1
Petróleo	0,0	0,0	0,0
Nuclear	0,0	0,0	0,0
Carvão Mineral	0,0	0,0	0,0
Biomassa	176,0	100,0	518,3
Eólica	2.316,9	3.320,1	1.991,4
Solar Fotovoltaica	0,0	0,0	889,7
TOTAL	5.739,5	9.242,9	8.702,4

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

* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos vencedores dos leilões do ACR, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, do dia 18/03/2015, 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 março de 2015, foram incorporadas as seguintes LTs ao Sistema Interligado Nacional – SIN, em um total de 332,0 km:

- LT 525 kV Nova Santa Rita / Povo Novo, com 281 km de extensão, da TSLE, no estado do Rio Grande do Sul.
- LT 230 kV Seccionamento (SE Gaspar 2) Biguaçu / Blumenau C1, com 3 km de extensão, da ETSE, no estado de Santa Catarina.
- LT 230 kV Jorge Teixeira / Lechuga C3, com 30 km de extensão, da ELETRONORTE, no estado do Amazonas.
- LT 230 kV Foz do Chopim / Salto Osório C2, com 10 km de extensão, da COPEL GT, no estado do Paraná.
- LT 230 kV Campina Grande III / Campina Grande II C1, com 8 km de extensão, da ETN, no estado da Paraíba.

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

Classe de Tensão (kV)	Realizado em Mar/15 (km)	Acumulado em 2015 (km)
230	51,0	151,0
345	0,0	0,0
440	0,0	0,0
500	281,0	313,0
600 (CC)	0,0	0,0
750	0,0	0,0
TOTAL	332,0	464,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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

Foram incorporados 9 novos transformadores ao SIN, em um total de 1.850 MVA:

- TR1, TR2 e TR3 230/138 kV – 150 MVA cada, na SE Lechuga (ELETRONORTE), no Amazonas.
- TR2 230/138 kV – 225 MVA, na SE Araçuaí 2 (TRANSIRAPÉ), em Minas Gerais.
- TR5 345/230 kV – 225 MVA, na SE Irapé (TRANSIRAPÉ), em Minas Gerais.
- TR1, TR2 e TR3 230/138 kV – 150 MVA cada, na SE Gaspar 2 (ETSE), em Santa Catarina.
- ATR2 345/230 kV – 500 MVA, na SE Itapeti (CTEEP), em São Paulo.

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

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

	Realizado em Mar/15 (MVA)	Acumulado em 2015 (MVA)
TOTAL	1.850,0	5.680,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS

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



9.3. Previsão da Expansão de Linhas de Transmissão *

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

Classe de Tensão (kV)	Previsão 2015	Previsão 2016	Previsão 2017
230	3.938,0	3.948,0	1.637,0
345	0,0	106,0	0,0
440	152,0	643,0	161,0
500	5.929,0	9.424,0	3.975,0
600 (CC)	0,0	0,0	0,0
750	0,0	0,0	0,0
TOTAL	10.019,0	14.121,0	5.773,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

9.4. Previsão da Expansão da Capacidade de Transformação *

Tabela 16. Previsão da expansão da capacidade de transformação.

Transformação (MVA)	Previsão 2015	Previsão 2016	Previsão 2017
TOTAL	16.157,0	16.273,0	5.790,0

Fonte dos dados: MME / ANEEL / ONS / EPE

* Nesta seção estão incluídos os empreendimentos monitorados pelo MME, por meio da SEE/DMSE, que correspondem aos outorgados pela ANEEL, com a entrada em operação conforme datas de tendência atualizadas na reunião do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, do dia 23/03/2015, coordenada pela SEE/DMSE, com participação da ANEEL, ONS e EPE.

10. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E DESPACHO TÉRMICO

No mês de março de 2015, foi verificado um total de 16.508 MW médios de geração térmica, considerando as usinas programadas pelo ONS, contribuindo para minimizar a redução dos estoques dos reservatórios.

Os Custos Marginais de Operação – CMOs oscilaram ao longo do mês de março, devido principalmente à atualização da previsão de vazões e dos armazenamentos iniciais previstos para os reservatórios nas revisões do Programa Mensal de Operação – PMO, tendo havido descolamento dos valores entre os subsistemas.

O máximo valor de CMO de março foi registrado na primeira semana operativa do mês e atingiu R\$ 1.331,34 / MWh, considerando o valor médio de todos os patamares de carga, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Por sua vez, o valor mínimo foi de R\$ 55,54 / MWh no subsistema Norte, nos últimos dias do mês.

Destaca-se que, durante todo o mês, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD manteve-se em R\$ 388,48 / MWh nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste para todos os patamares de carga, sendo este o seu valor máximo para 2015, conforme estabelecido pela ANEEL.

Além disso, com a redução do CMO, os valores de geração térmica por garantia de suprimento energético verificados em março (579 MW médios) aumentaram em comparação com fevereiro de 2015 (195 MW médios).



10.1. Evolução do Custo Marginal de Operação

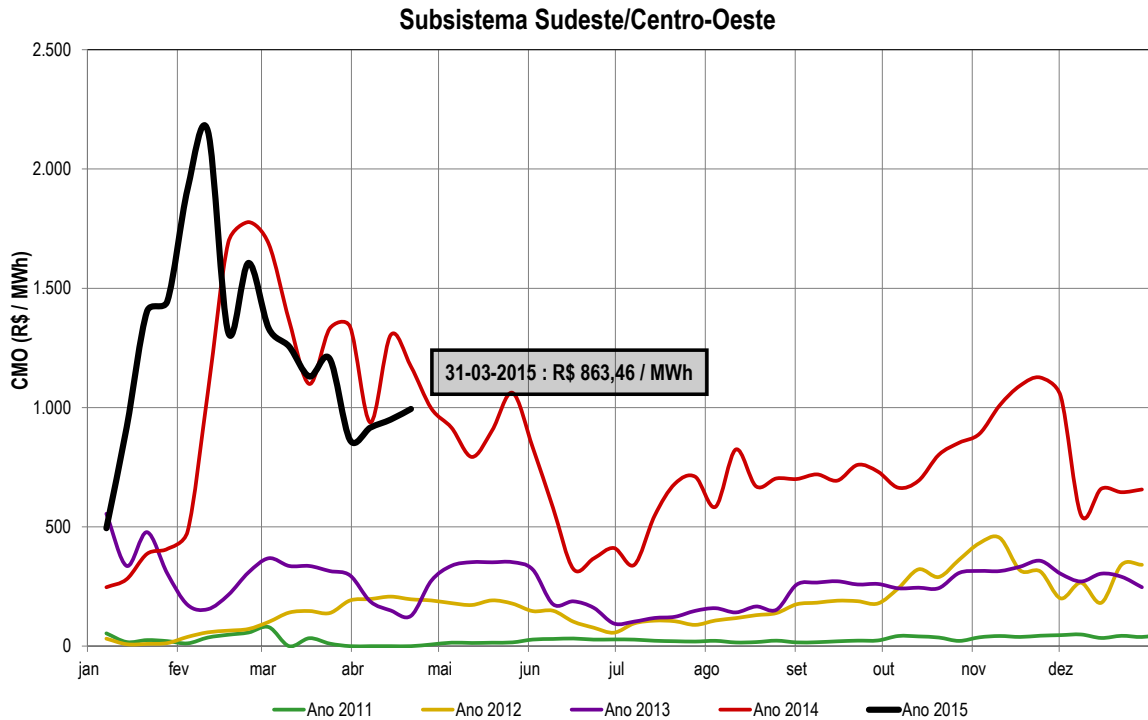


Figura 33. CMO: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Fonte dos dados: ONS

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

10.2. Despacho Térmico

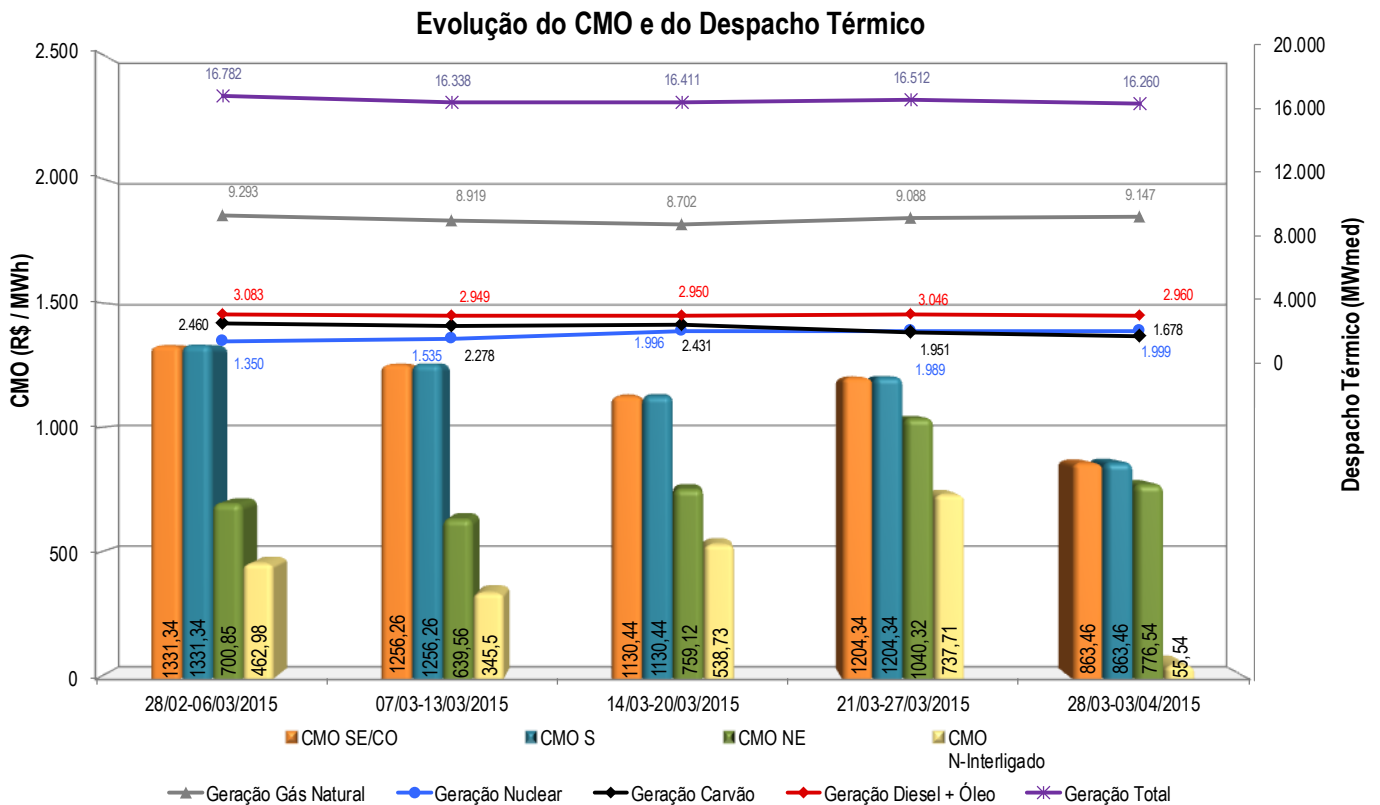


Figura 34. Evolução do CMO e do despacho térmico verificado no mês.

Fonte dos dados: ONS



11. ENCARGOS SETORIAIS

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS verificado em fevereiro de 2015 foi de R\$ 418,1 milhões, montante 25% superior ao dispendido no mês anterior (R\$ 334,0 milhões). O valor do mês de fevereiro de 2015 é composto por R\$ 326,7 milhões referentes ao encargo Restrição de Operação, que está relacionado principalmente ao despacho por Razões Elétricas das usinas térmicas do SIN e ao ressarcimento das usinas despachadas com CVU maior que o PLD e menor que o CMO; por R\$ 10,2 milhões referentes ao encargo Serviços Ancilares, que está relacionado à remuneração pela prestação de serviços ao sistema como fornecimento de energia reativa por unidades geradoras solicitadas a operar como compensador síncrono, Controle Automático de Geração – CAG, autorrestabelecimento (*black-start*) e Sistemas Especiais de Proteção – SEP; e por R\$ 81,2 milhões referentes aos encargos por Segurança Energética, que está relacionado ao despacho adicional de geração térmica devido à geração complementar para garantia do suprimento energético.

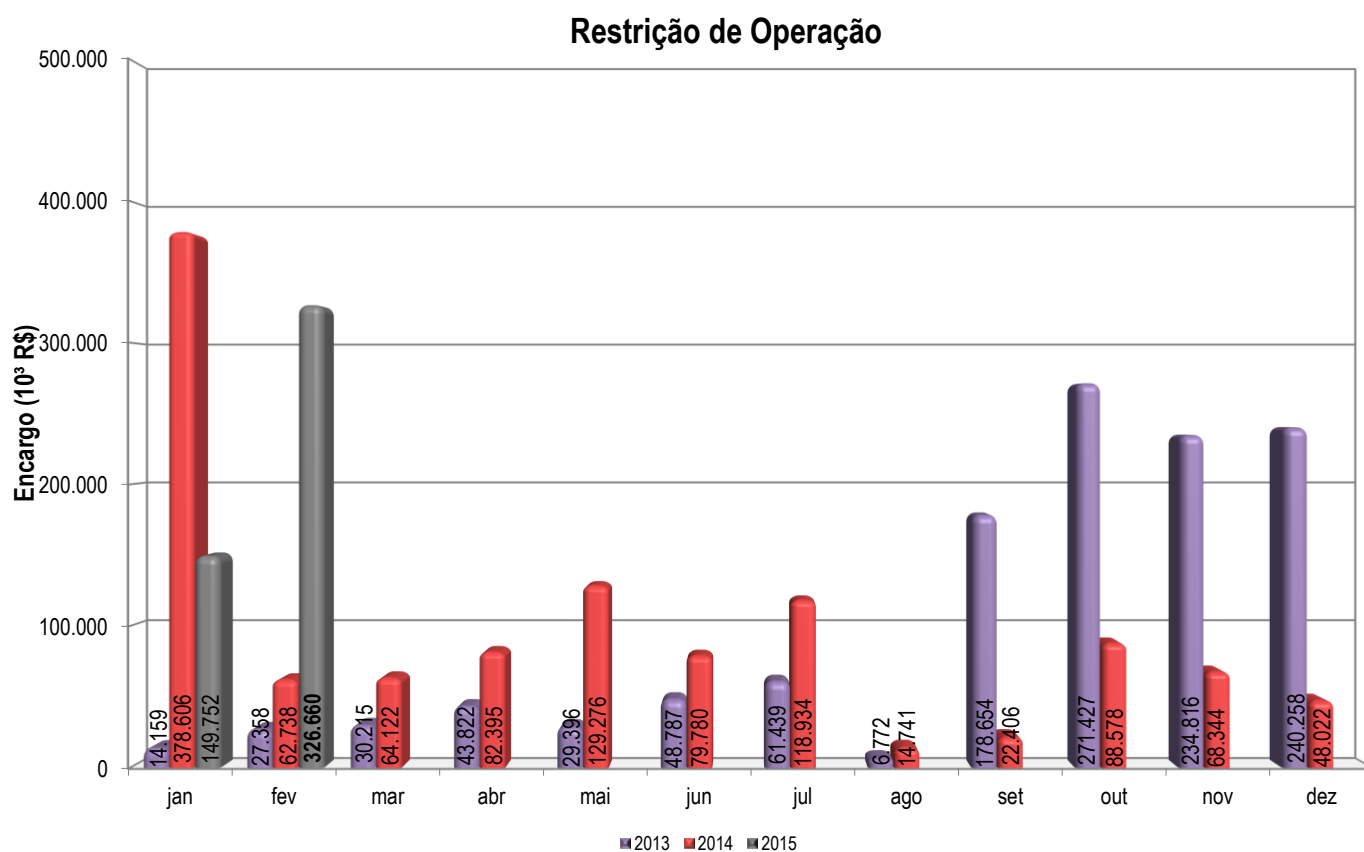


Figura 35. Encargos Setoriais: Restrição de Operação.

Dados contabilizados / recontabilizados até fevereiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



Segurança Energética

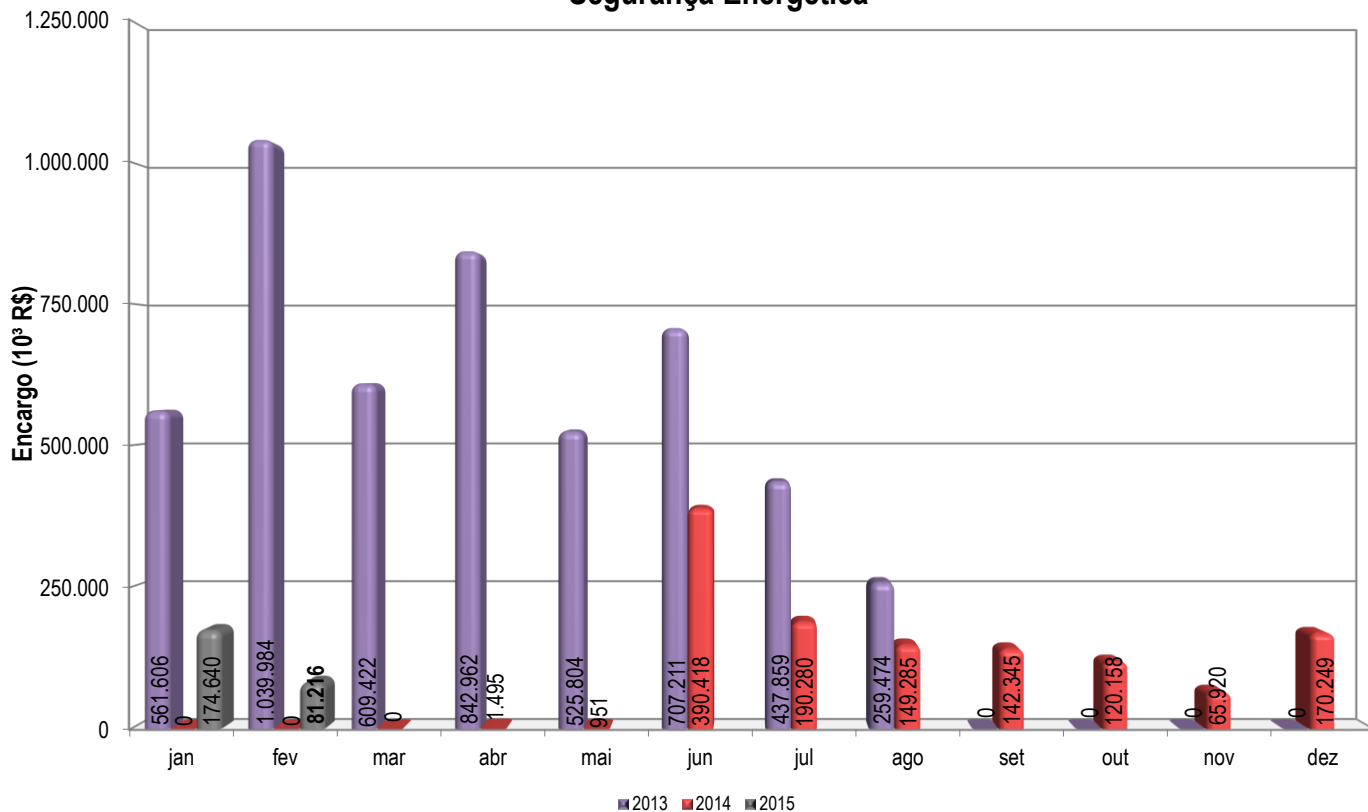


Figura 36. Encargos Setoriais: Segurança Energética.

Dados contabilizados / recontabilizados até fevereiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE

Serviços Ancilares

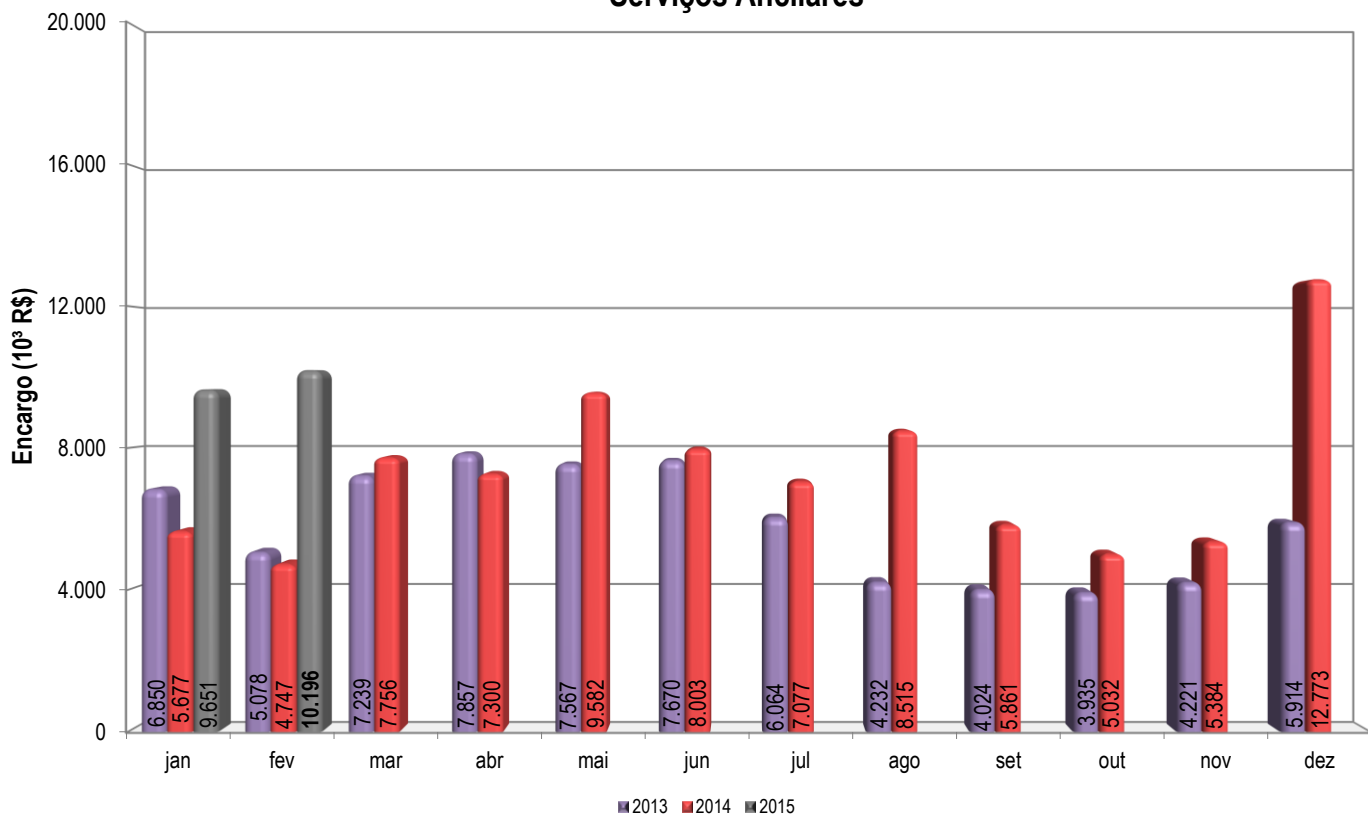


Figura 37. Encargos Setoriais: Serviços Ancilares.

Dados contabilizados / recontabilizados até fevereiro de 2015.

Fonte dos dados: CCEE



12. DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

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

- **Dia 06 de março, às 09h18min:** Desligamento do barramento 230 kV 04B2 da SE Fortaleza II (CHESF) e de linhas e transformadores associados. Nas vizinhanças, ocorreram ainda desligamentos automáticos de unidades geradoras das UTE Fortaleza II, Porto Pecém II, Maracanaú I, Termoceará e Juazeiro. Houve interrupção de **237 MW** de cargas da COELCE no estado do Ceará. Causa: Manobra na chave seccionadora 230 kV, quando esta se encontrava ainda com aterramento temporário instalado, durante realização de intervenção programada.
- **Dia 07 de março, às 07h19min:** Desligamento do setor de 230 kV da SE Fortaleza (CHESF) e das linhas e transformadores associados. Houve também desligamentos em outras subestações da área, provocando a perda do suprimento em 500 kV e 230 kV de parte da área norte da região Nordeste. Houve interrupção de **852 MW** de cargas da COELCE no estado do Ceará. Causa: Ruptura do isolamento na coluna rotativa, lado da articulação, da referida chave seccionadora.
- **Dia 13 de março, às 15h01min:** Desligamento automático da LT 138 kV Adrianópolis – Alcântara C2 (AMPLA), por descarga atmosférica, e de outras linhas e subestações da área. Houve interrupção de **626 MW** de cargas da AMPLA no estado do Rio de Janeiro. Causa: Não abertura do disjuntor do terminal da SE Alcântara da LT 138 kV Adrianópolis – Alcântara C2, por não transferências das funções de proteção durante intervenção.

12.1. Ocorrências no Sistema Elétrico Brasileiro *

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

Carga Interrompida no SEB (MW)														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2015	2014
SIN**	4.453	0	0										4.453	6.795
S	128	0	0										128	1.201
SE/CO	1.555	465	756										2.776	8.923
NE	0	0	1.608										1.608	3.405
N-Int***	0	0	222										222	6.119
Isolados	0	0	0										0	0
TOTAL	6.136	465	2.586	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.187	26.443

Fonte dos dados: ONS, Eletronorte

Tabela 18. Evolução do número de ocorrências.

Número de Ocorrências														
Subsistema	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2015	2014
SIN**	1	0	0										1	1
S	1	0	0										1	6
SE/CO	5	2	2										9	29
NE	0	0	5										5	15
N-Int***	0	0	1										1	27
Isolados	0	0	0										0	0
TOTAL	7	2	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	78

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

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

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

Fonte dos dados: ONS, Eletronorte

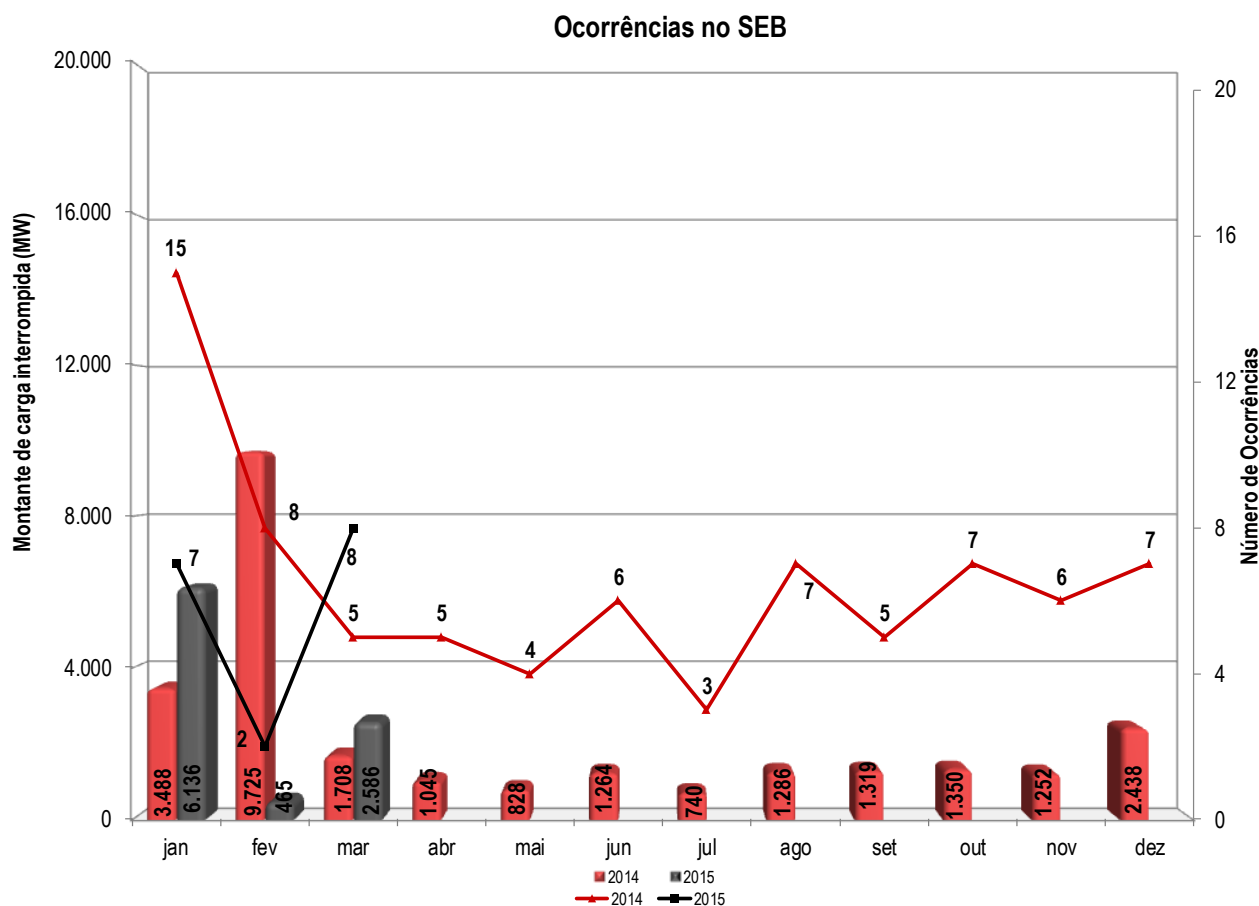


Figura 38. Ocorrências no SIN: montante de carga interrompida e número de ocorrências.

Fonte dos dados: ONS e Eletronorte

12.2. Indicadores de Continuidade *

Tabela 19. Evolução do DEC em 2015.

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (h) - DEC - 2015														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	1,90	1,71											3,61	16,64
S	2,09	1,28											3,37	13,45
SE	1,36	1,18											2,55	12,59
CO	3,97	2,80											6,77	16,68
NE	1,73	2,20											3,93	28,66
N	3,63	3,49											7,12	9,50

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

Fonte dos dados: ANEEL

Tabela 20. Evolução do FEC em 2015.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (nº de interrupções) - FEC - 2015														
Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Acum. Ano **	Limite Ano
Brasil	0,97	0,83											1,81	14,55
S	1,20	0,84											2,04	10,56
SE	0,67	0,52											1,19	10,29
CO	2,18	1,66											3,84	11,51
NE	0,78	0,89											1,68	26,49
N	2,00	1,96											3,96	7,49

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

Fonte dos dados: ANEEL

*Conforme Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

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

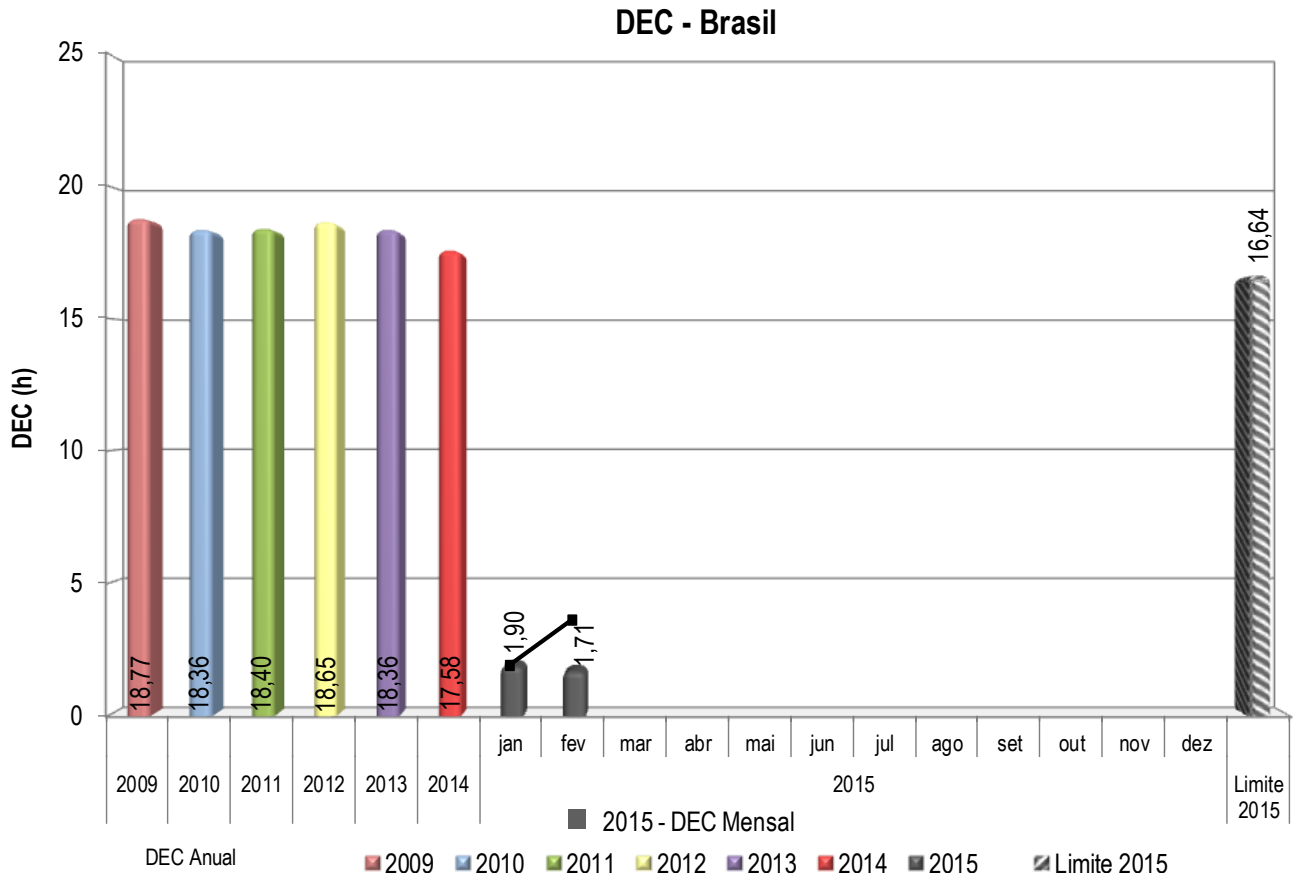


Figura 39. DEC do Brasil.

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

Fonte dos dados: ANEEL

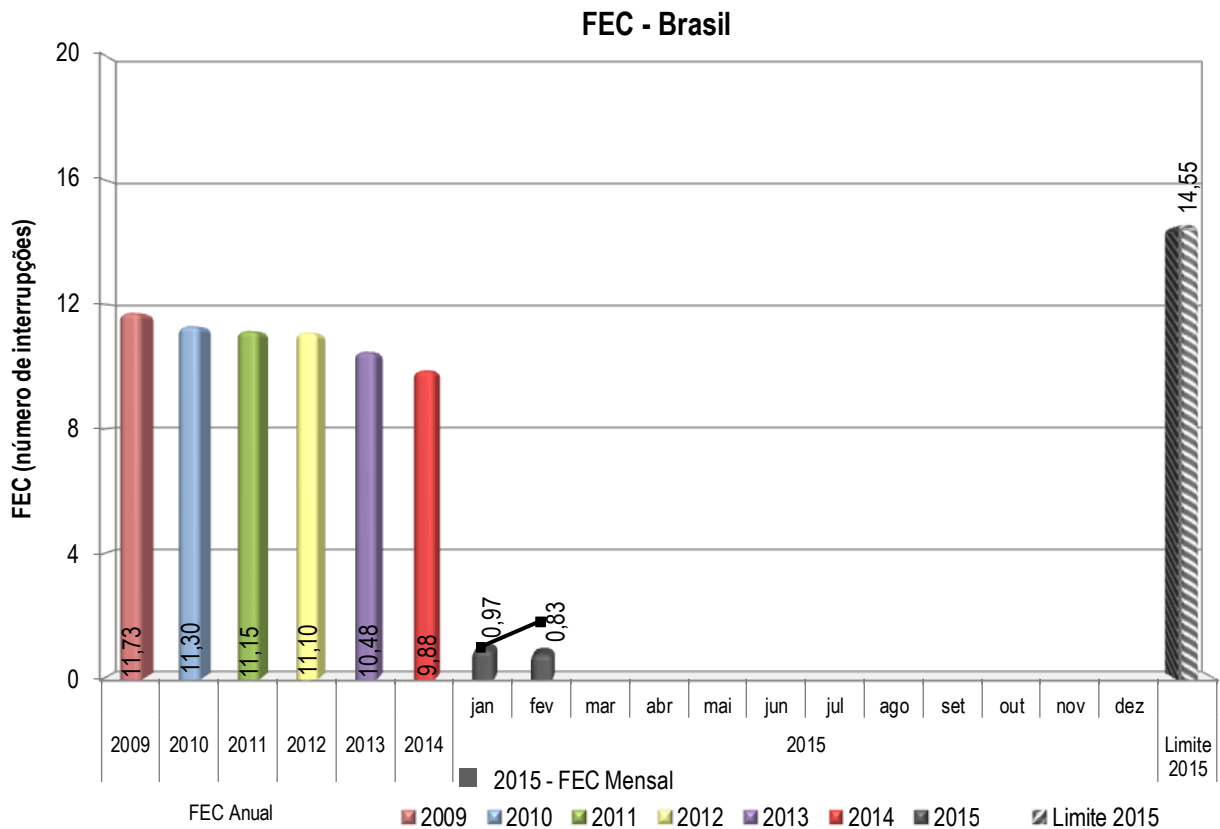


Figura 40. FEC do Brasil.

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

Fonte dos dados: ANEEL



GLOSSÁRIO

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