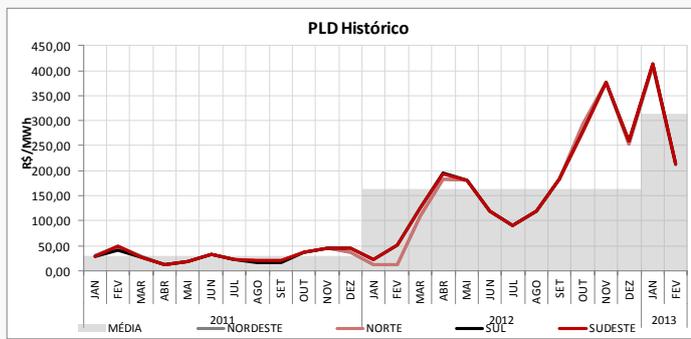
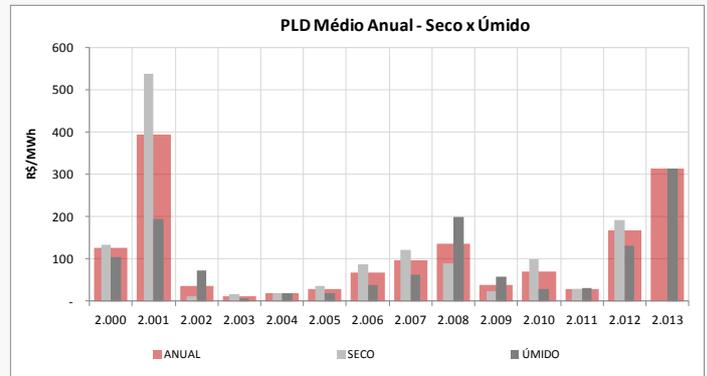
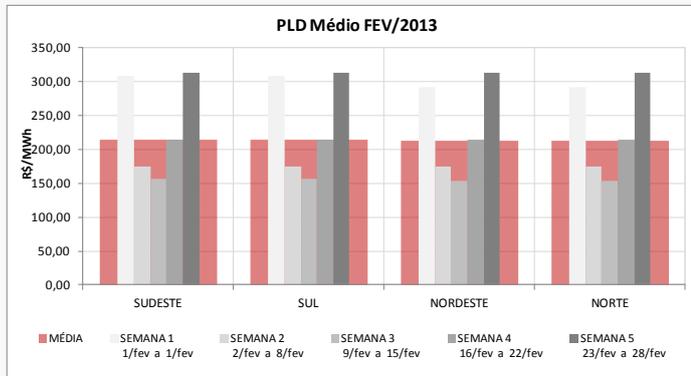


## Preço de Liquidação das Diferenças

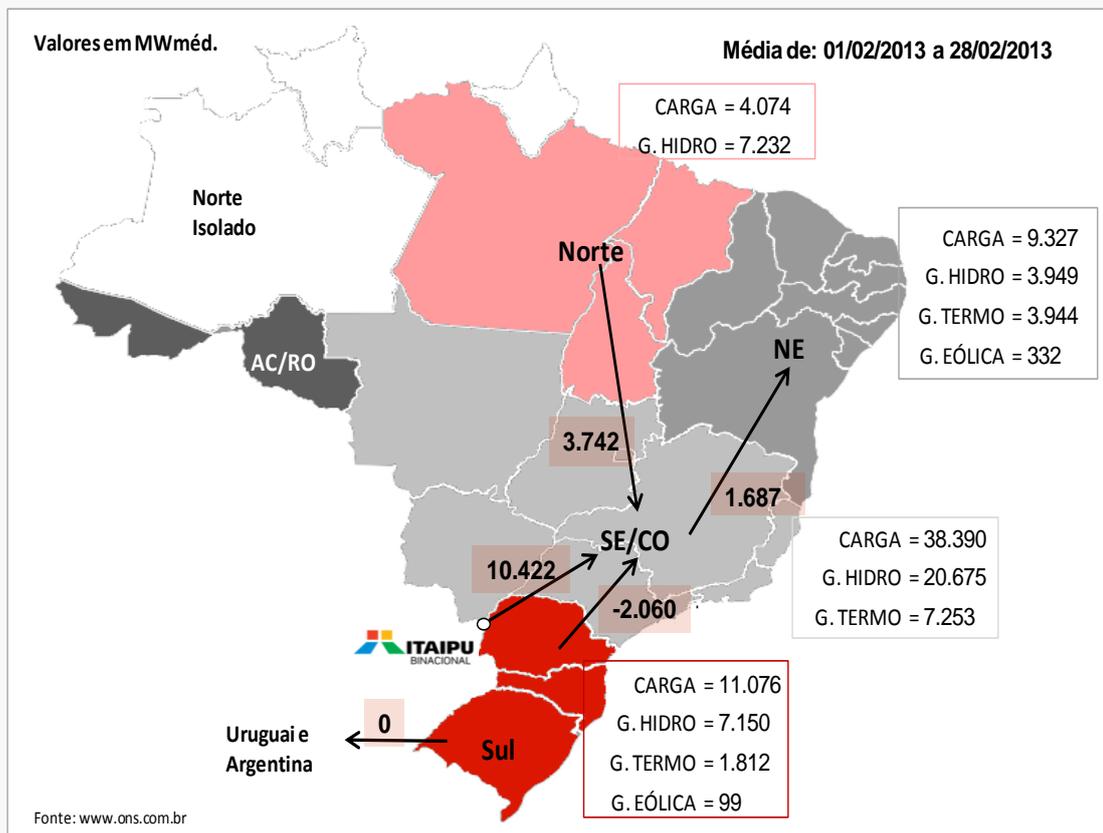


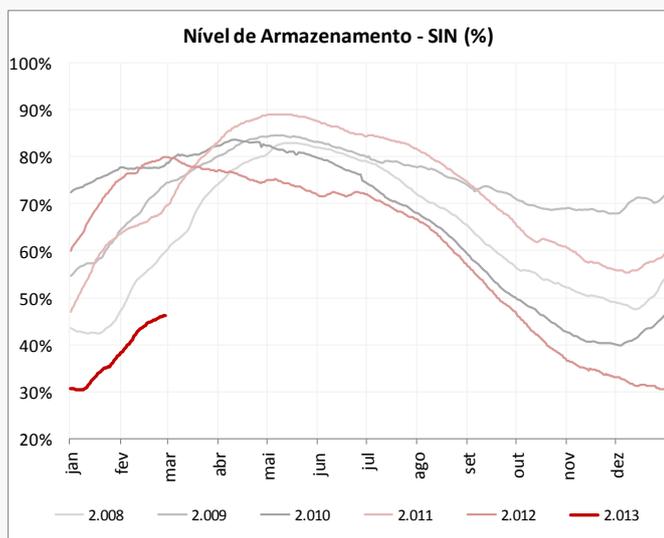
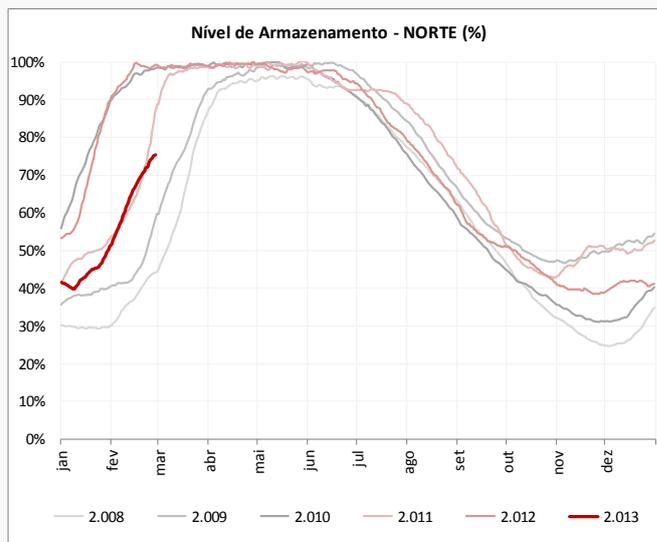
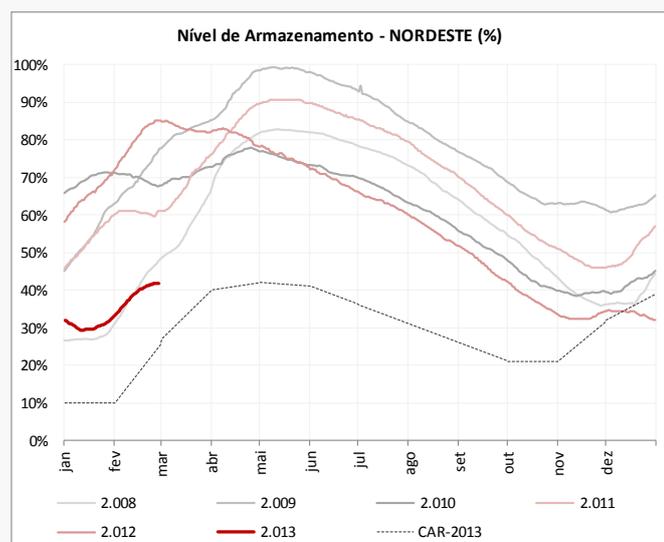
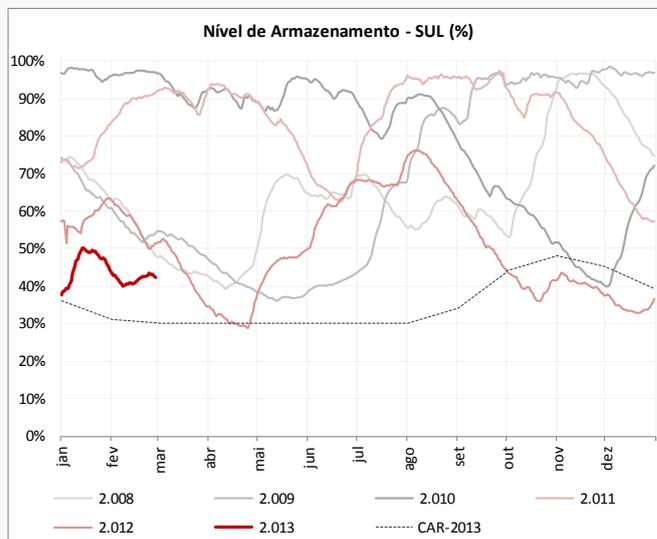
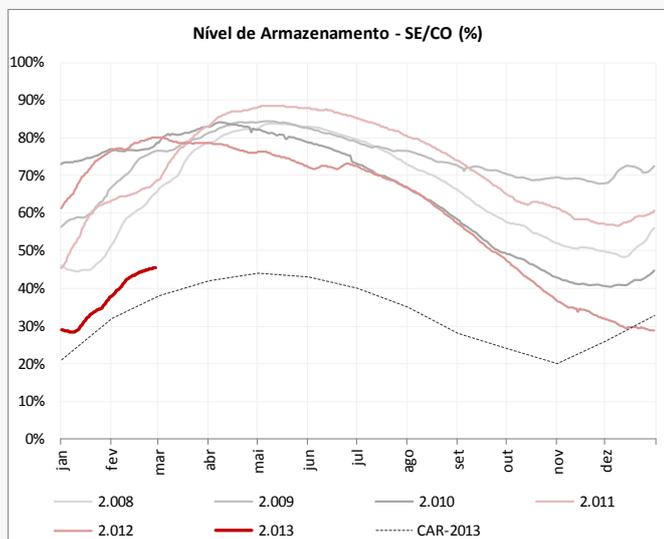
**Comentários:** O primeiro gráfico sobre PLD apresenta a evolução semanal do índice e ao fundo a média mensal de cada submercado. Como resposta à relação entre vazão e formação de preço, pode ser observado um aumento no preço a partir da segunda quinzena, quando o volume de chuvas reduziu consideravelmente. Apesar de uma queda em relação ao mês anterior, o PLD ainda é muito alto, principalmente ao se considerar que comumente neste período, em outros anos, o preço era o menor valor permitido pela ANEEL.

Ultima atualização: 28/02/2013

Fonte dos dados: www.ccee.org.br

## Intercâmbio de Energia entre Submercados



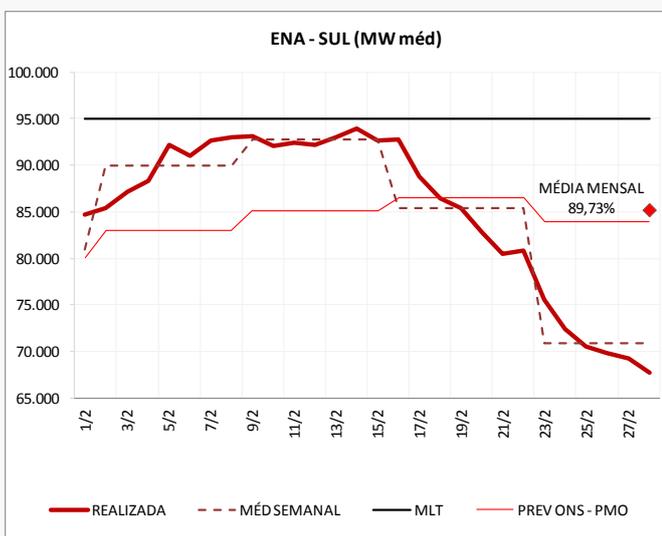
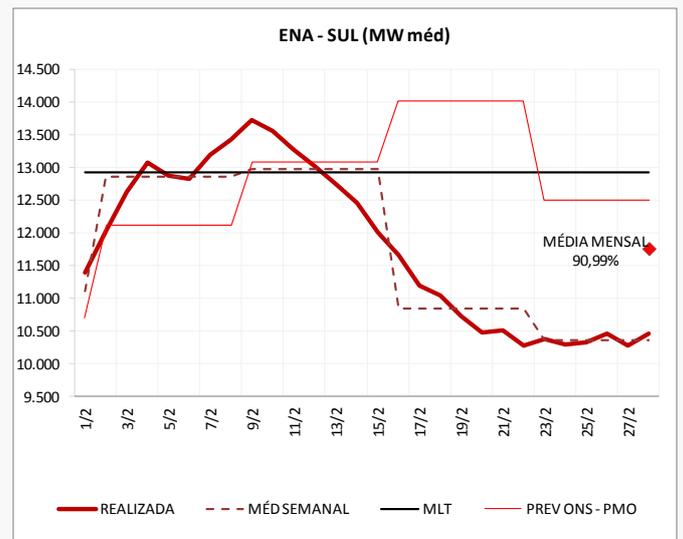
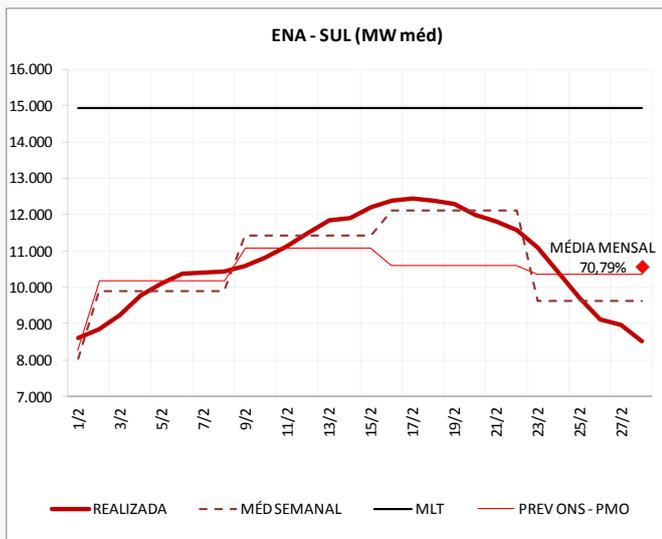
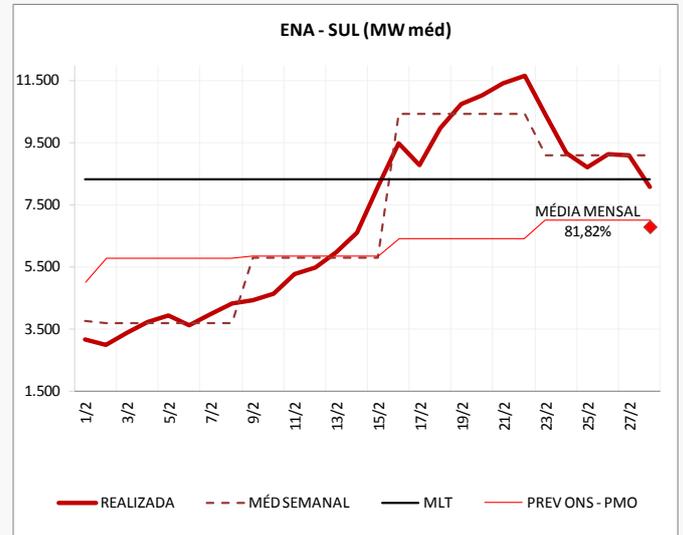
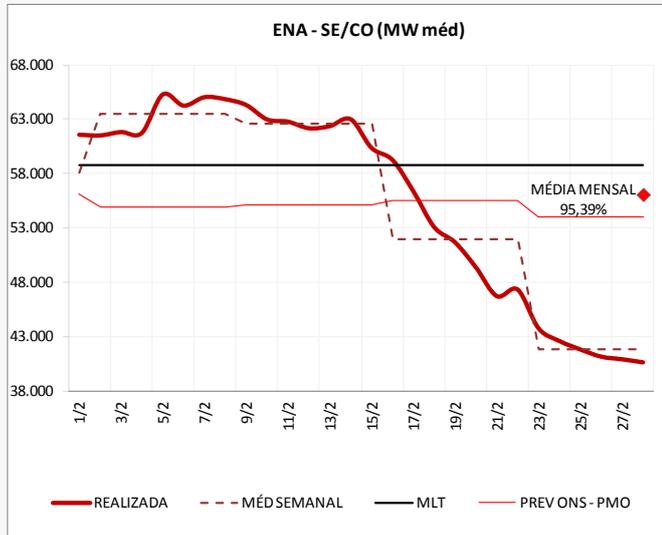
**Reservatórios**


| ARMAZENAMENTO [%]     |        |        |        |        |               |
|-----------------------|--------|--------|--------|--------|---------------|
| SUBMERCADO            | SE/CO  | S      | NE     | N      | SIN           |
| VERIFICADO EM 2013    | 45,41% | 42,79% | 41,86% | 75,03% | <b>46,06%</b> |
| VERIFICADO EM 2012    | 80,14% | 51,00% | 85,24% | 98,92% | <b>79,88%</b> |
| DIFERENÇA (2013-2012) | -34,7% | -8,2%  | -43,4% | -23,9% | <b>-33,8%</b> |

**Comentários:** O nível de armazenamento nos subsistemas indica a quantidade de água nas bacias hidrográficas com possível aproveitamento energético. Ao longo do mês foi sentida uma leve recuperação no nível de armazenamento global do SIN, no entanto um menor volume de chuvas a partir da segunda quinzena refletiu numa diminuição da taxa de evolução, como pode ser observado nos gráficos. Mesmo com este desempenho, todos os subsistemas ainda apresentam valores abaixo do que seria esperado para o período, conforme observado na tabela, na diferença entre 2013-2012.

**Última atualização:** 28/02/2013

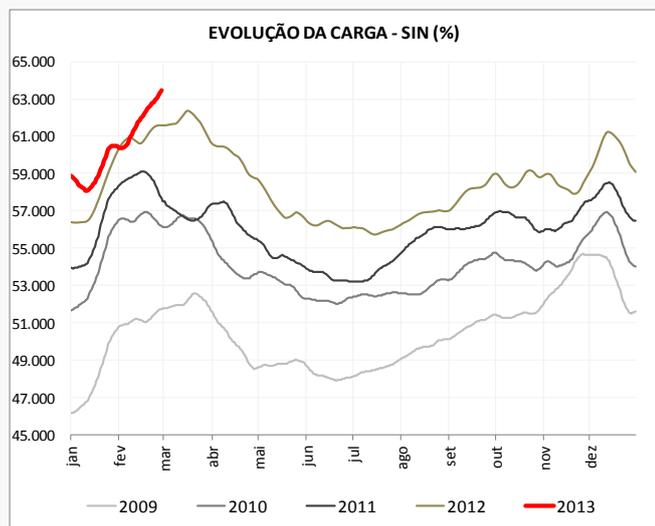
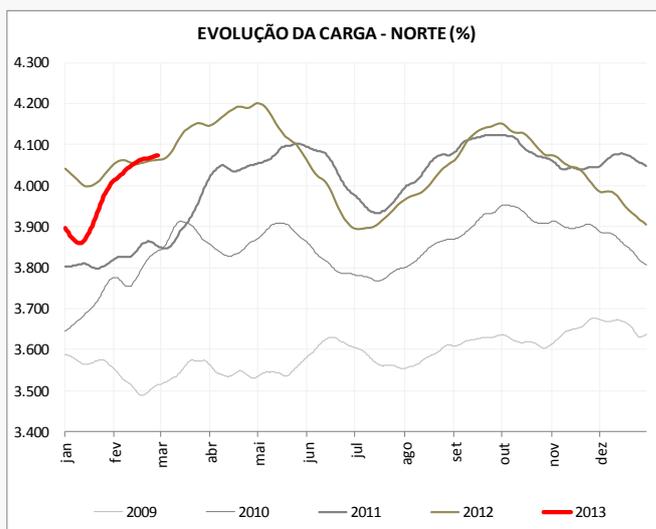
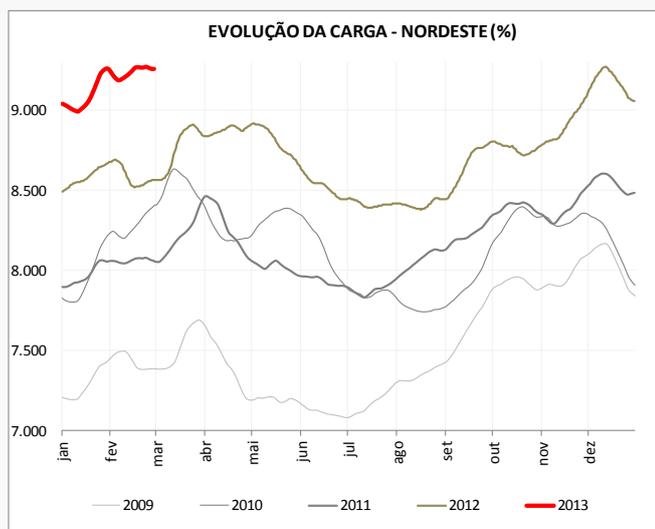
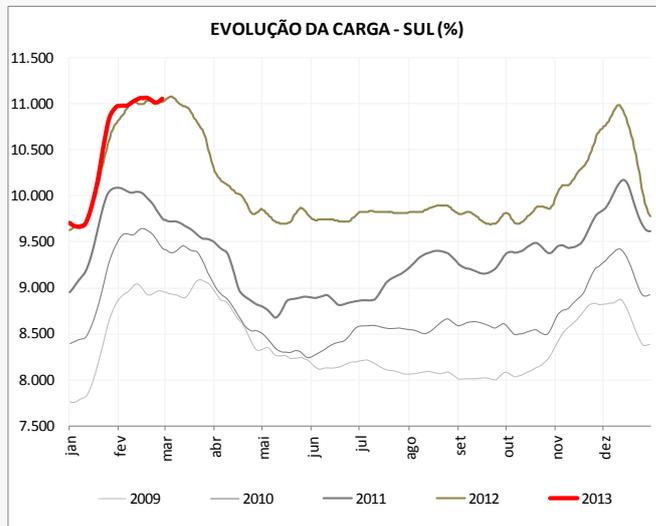
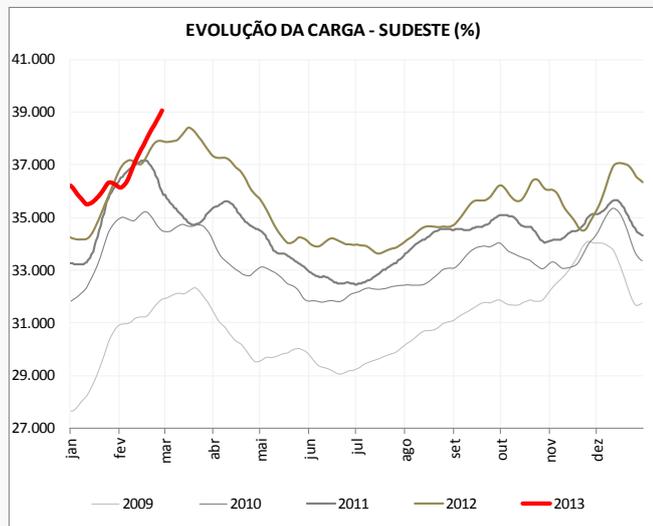
**Fonte dos dados:** www.ons.com.br

**Energia Natural Afluente**


| ENERGIA NATURAL AFLUENTE - ENA |        |        |        |        |               |
|--------------------------------|--------|--------|--------|--------|---------------|
| SUBMERCADO                     | SE/CO  | S      | NE     | N      | SIN           |
| MÉDIA DO MÊS (MWmed)           | 56.615 | 6.749  | 10.648 | 11.806 | <b>85.818</b> |
| MLT (MWmed)                    | 58.795 | 8.303  | 14.941 | 12.925 | <b>94.963</b> |
| MÉDIA DO MÊS (%)               | 96,29% | 81,29% | 71,27% | 91,34% | <b>90,37%</b> |

**Comentários:** A Energia Natural Afluente representa a chuva que recompõe os volumes dos reservatórios para a produção da eletricidade. Um alto volume de chuvas ocorridas no fim do mês de janeiro e início deste levou a valores mais elevados de ENA, ultrapassando a média histórica para o período, que é a mais alta dentre os 12 meses do ano, porém esse valor decaiu ao longo do mês, acarretando também na elevação dos preços.

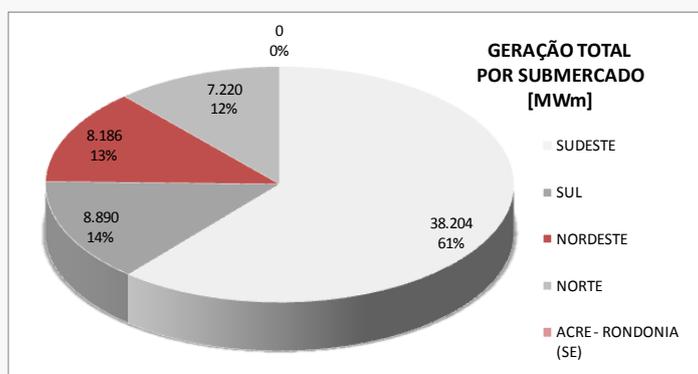
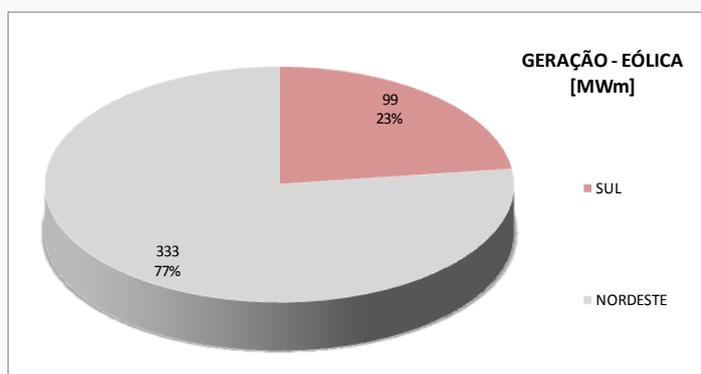
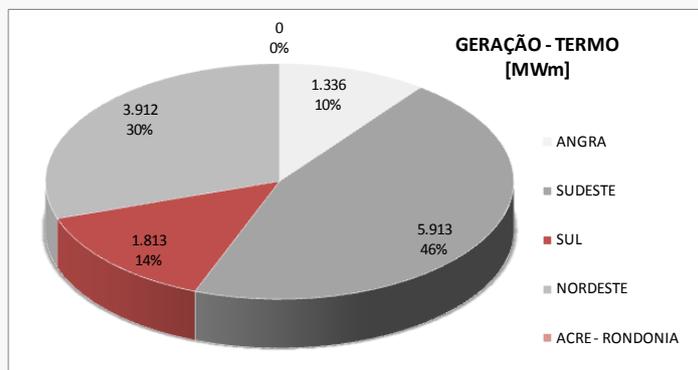
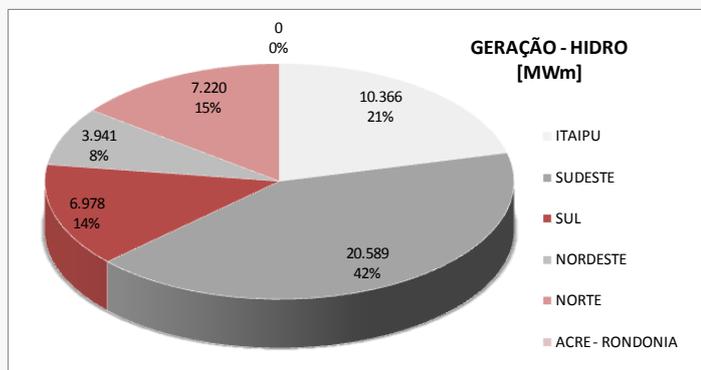
Última atualização: 28/02/2013  
 Fonte dos dados: www.ons.com.br

**Carga**


| EVOLUÇÃO DA CARGA [MWméd]         |        |        |       |       |               |
|-----------------------------------|--------|--------|-------|-------|---------------|
| SUBMERCADO                        | SE/CO  | S      | NE    | N     | SIN           |
| <b>VERIFICADA EM FEV/2013</b>     | 38.073 | 10.981 | 9.266 | 4.060 | <b>62.379</b> |
| <b>VERIFICADA EM JAN/2013</b>     | 35.868 | 10.236 | 9.080 | 3.908 | <b>59.093</b> |
| <b>VERIFICADA EM FEV/2012</b>     | 37.384 | 11.043 | 8.496 | 4.051 | <b>60.974</b> |
| <b>DESVIO FEV/2013 - JAN/2013</b> | 6,15%  | 7,27%  | 2,04% | 3,88% | <b>5,56%</b>  |
| <b>DESVIO FEV/2013 - FEV/2012</b> | 1,84%  | -0,56% | 9,07% | 0,22% | <b>2,31%</b>  |

**Comentários:** O mês de fevereiro foi histórico em termos de carga, já que durante o período houve sete quebras de recordes de demanda instantânea, conforme o boletim especial de carga emitido pelo ONS, ocasionados principalmente por altas temperaturas nas principais capitais. Em termos de atividade industrial pôde ser observado que a região Nordeste é a que apresenta melhor desempenho, visto a evolução em relação ao mesmo período de 2012.

Última atualização: 28/02/2013  
 Fonte dos dados: www.ons.com.br

**Geração**


| GERAÇÃO POR FONTE [MWméd] |               |              |              |              |               |               |
|---------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| SUBMERCADO                | SE/CO         | S            | NE           | N            | SIN           | %             |
| HIDRO                     | 30.916        | 6.895        | 3.930        | 7.208        | <b>48.950</b> | <b>78,5%</b>  |
| TERMO                     | 7.261         | 1.820        | 3.917        | -            | <b>12.998</b> | <b>20,8%</b>  |
| EÓLICA                    | -             | 101          | 331          | -            | <b>432</b>    | <b>0,7%</b>   |
| <b>TOTAL</b>              | <b>38.178</b> | <b>8.816</b> | <b>8.178</b> | <b>7.208</b> | <b>62.379</b> | <b>100,0%</b> |

**Comentários:** Os gráficos acima apresentam o comportamento da geração média no mês de fevereiro de 2013. Os números de geração se mantiveram praticamente o mesmo em relação ao mês de janeiro, um aumento na necessidade de geração, da ordem de aproximadamente 2000MW médios foi suplantando por um maior despacho térmico.

Última atualização: 28/02/2013  
Fonte dos dados: www.ons.com.br

**Considerações**

Foi observado durante o mês de fevereiro um começo da recuperação nos níveis dos reservatórios das hidrelétricas, mas devido à necessidade de segurança quanto ao fornecimento energético, boa parte da energia para suprir a carga do SIN vem de usinas termoeletricas, movidas a gás, diesel ou carvão. Esta energia é mais cara que a hidrelétrica e através de encargos, as distribuidoras já estão arcando com este custo. No entanto, elas só poderão cobrar de seus consumidores em revisões tarifárias futuras, o que pode comprometer seriamente a curto prazo o caixa dessas empresas. A médio prazo, o desconto na conta de energia anunciado pela presidência no final do ano passado, pode também sofrer impactos desta modalidade de geração. A ANEEL avalia realizar esse repasse para conta de consumidores mensalmente a partir de 2014, podendo ser antecipado para esse ano em regime de avaliação.

Comprovando que o sistema elétrico passa por uma transição de sistema hidráulico para sistema hidrotérmico a EPE considera aumentar a licitação de novas usinas termoeletricas a gás natural em 1500 MW até 2017, também há a proposição de novos projetos de usinas nucleares conforme expectativas para o novo PNE (Plano Nacional de Energia) a ser lançado esse ano. O último já previa a necessidade de quatro novas usinas dessa fonte. Para a expansão dessa fonte existe a discussão de se firmar parceria com o setor privado, para tanto seria necessário alterar a constituição, que confere monopólio a esse tipo de fonte para a estatal Eletrobras Eletronuclear.

Outro ponto a ser avaliado em relação a necessidade de planejamento mais diversificado é em relação a um novo impulso para a energia eólica, segmento ainda pouco explorado, cuja participação na matriz energética nacional atualmente é de 2%, mas há expectativas de se alcançar 5% em 2015 e 10% em 2020. Os preços desse tipo de fonte já estão competitivos conforme resultados dos leilões promovidos pelo governo e acontecendo um correto acompanhamento do sistema de transmissão para inserção da energia dos parques eólicos na rede os investimentos para expansão tendem a se mostrar cada vez maiores.

Conforme divulgado pelo ONS, o horário de verão 2012/2013 resultou em uma redução da demanda no horário de ponta da ordem de 1858 MW no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, 610 MW no subsistema Sul e 9 MW no subsistema Norte, esta redução representa 4,5% da demanda máxima dos três subsistemas. Conforme o comunicado. Com a redução de demanda do horário de verão, o custo evitado de investimento para a construção de térmicas a gás natural para atendimento à ponta é da ordem de R\$3,5 bilhões.