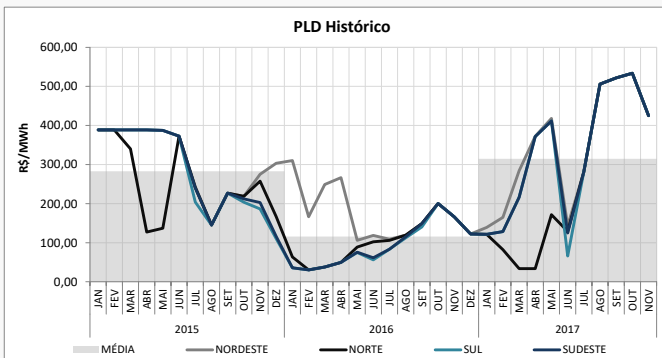
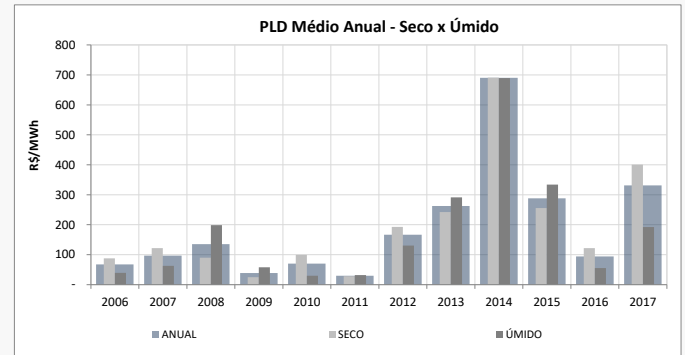
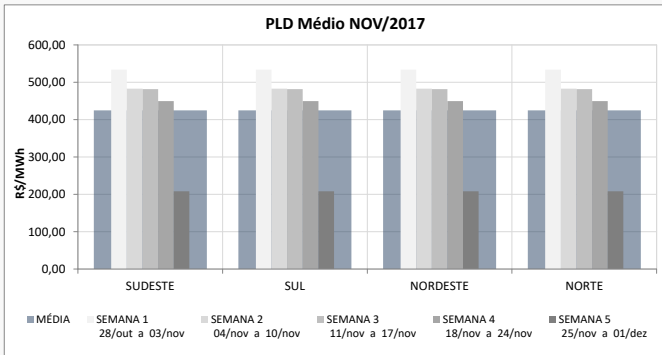


**Preço de Liquidação das Diferenças**

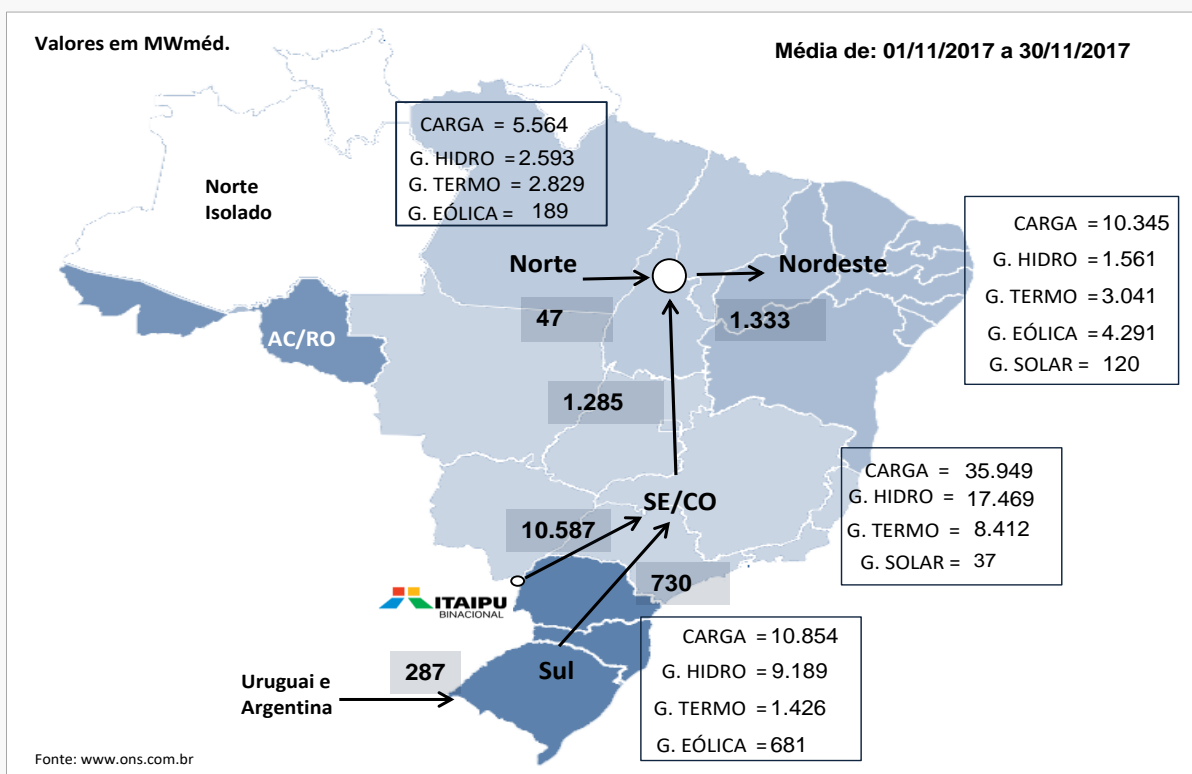


**Comentários:** O primeiro gráfico sobre PLD apresenta a evolução semanal do índice e ao fundo a média mensal de cada submercado. Em comparação ao mês anterior, as chuvas do mês de novembro fizeram com que houvesse redução do PLD de todos os submercados, sendo a redução do PLD dos submercados SE/CO e Sul de R\$ 108,65/MWh e no Nordeste e Norte de R\$ 108,64, diferença de apenas 1 centavo. O PLD do mês de novembro fechou em R\$ 425,17 no SE/CO e Sul e R\$ 425,18 no Nordeste e Norte.

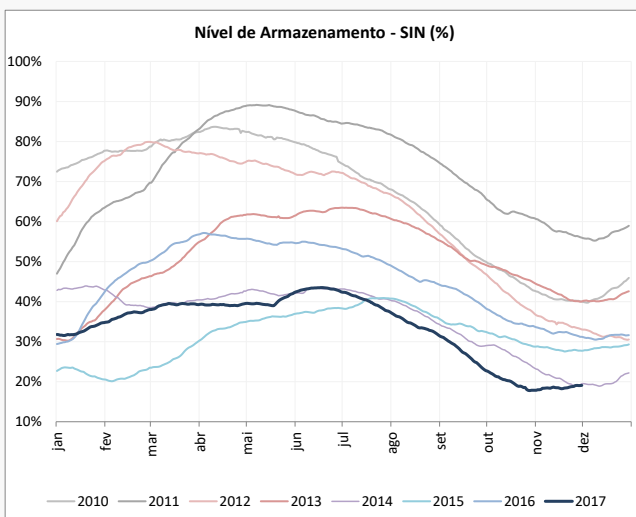
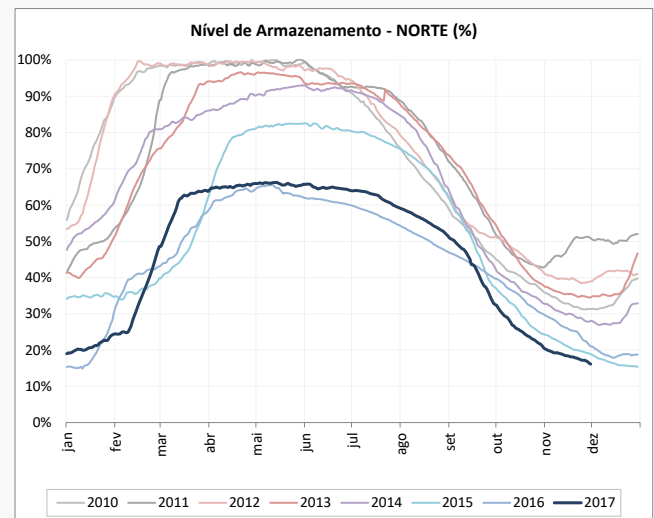
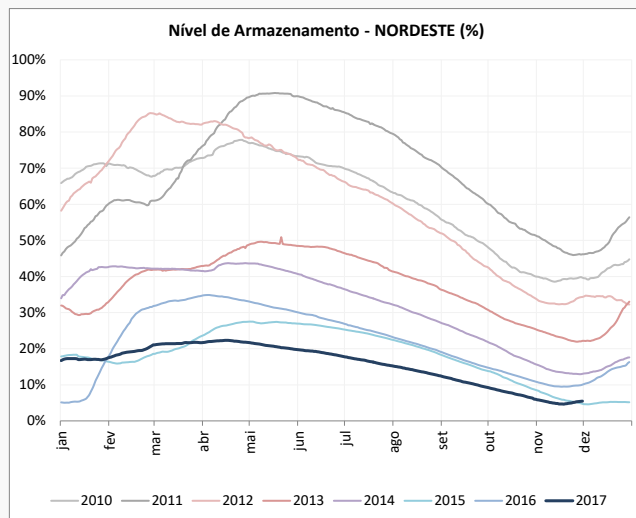
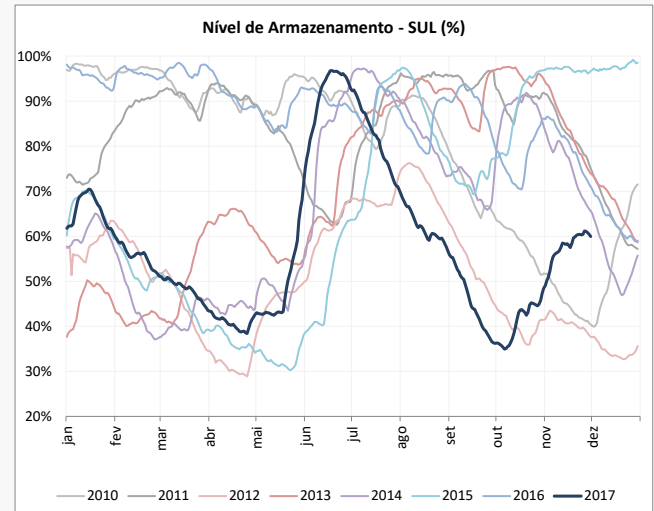
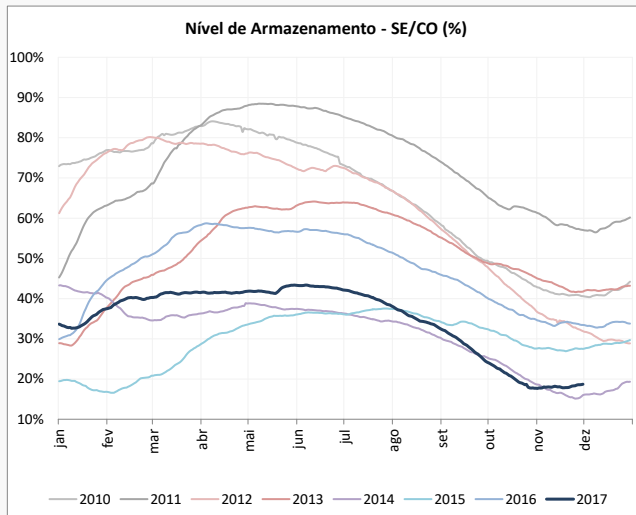
**Última atualização:** 30/11/2017

**Fonte dos dados:** www.ccee.org.br

**Intercâmbio de Energia entre Submercados**



**Reservatórios**



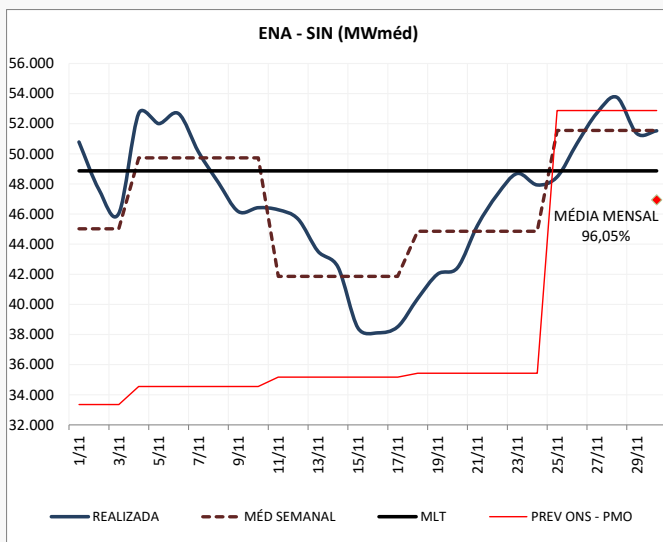
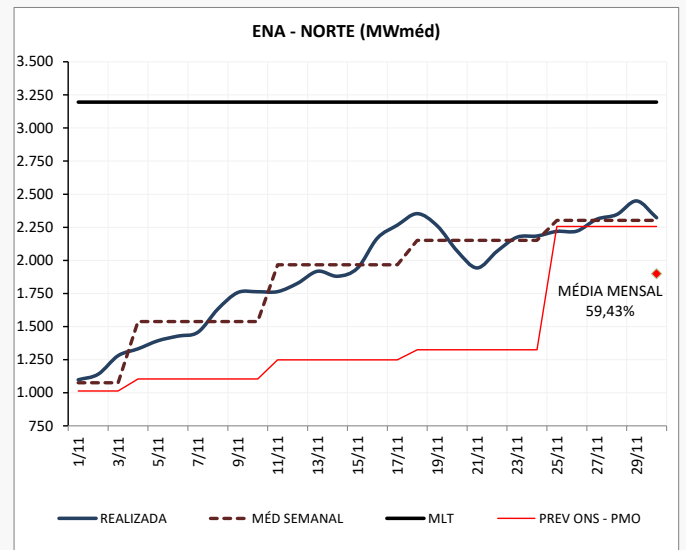
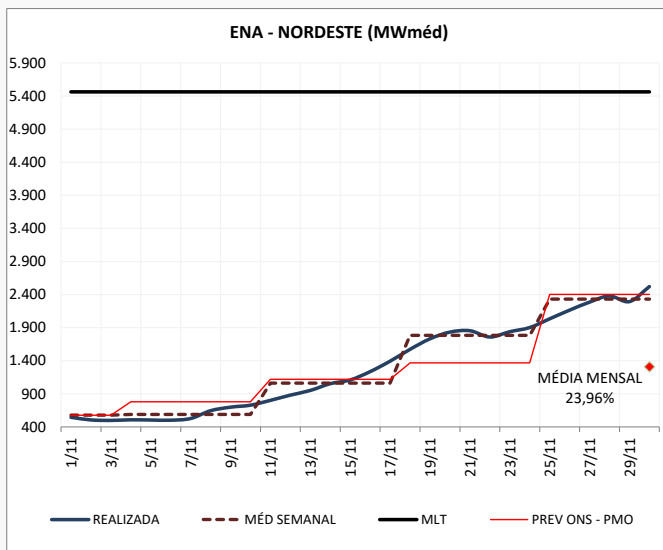
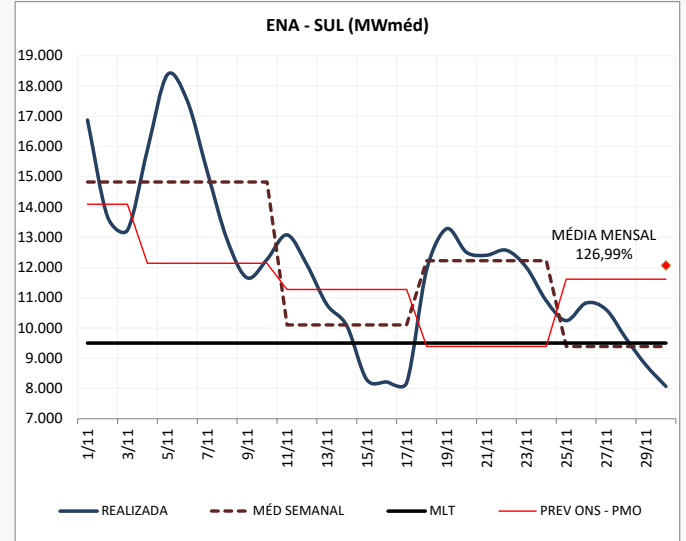
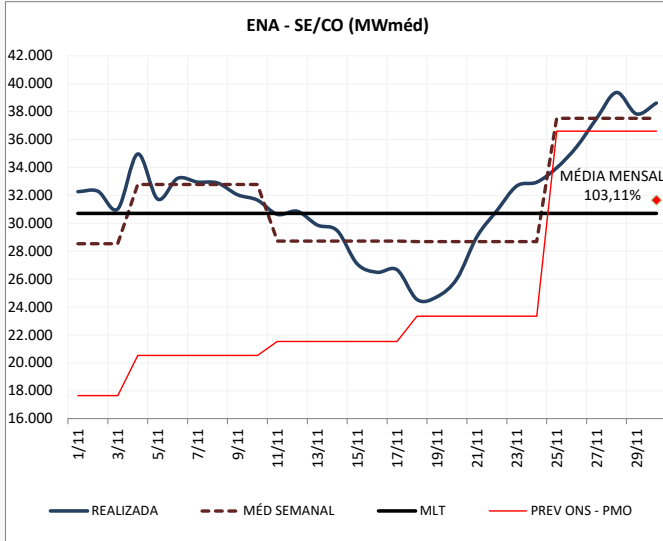
ARMAZENAMENTO [%]					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
<b>VERIFICADO EM 2017</b>	18,69%	59,97%	5,50%	16,14%	<b>19,06%</b>
<b>VERIFICADO EM 2016</b>	33,43%	71,00%	10,05%	21,04%	<b>31,19%</b>
<b>DIFERENÇA (2017-2016)</b>	-14,7%	-11,0%	-4,5%	-4,9%	<b>-12,1%</b>

**Comentários:** O nível de armazenamento nos subsistemas indica a quantidade de água nas bacias hidrográficas com possível aproveitamento energético. Houve aumento dos níveis de armazenamento nos submercados SE/CO e Sul em relação ao mês de outubro. A melhora das condições meteorológicas, fizeram com que houvesse aumento de 1,02% no SE/CO e 11,56% no Sul de seus armazenamentos, já no Nordeste e Norte houve redução de 0,5% e 4,48% respectivamente em relação ao mês anterior. Pode-se observar que o nível de armazenamento do SIN está próximo ao ano de 2014.

**Última atualização:** 30/11/2017

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

**Energia Natural Afluente**



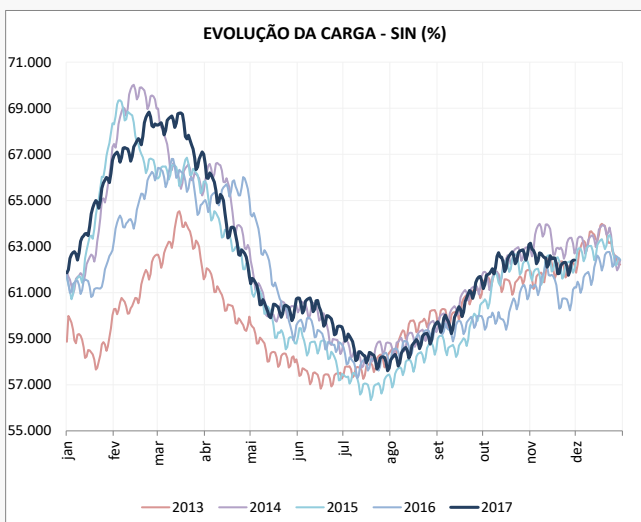
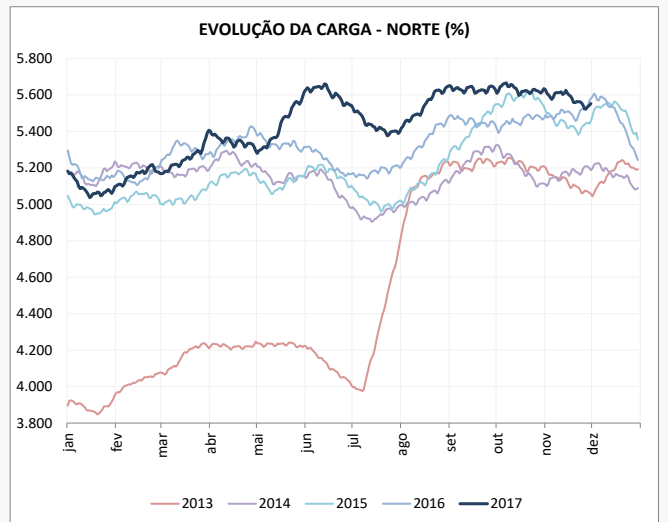
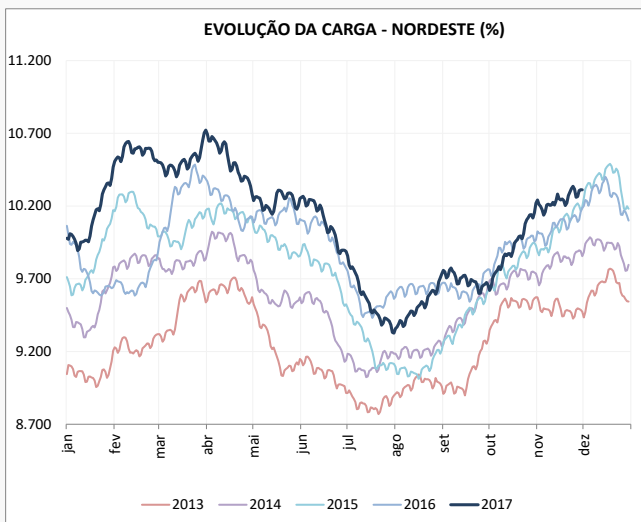
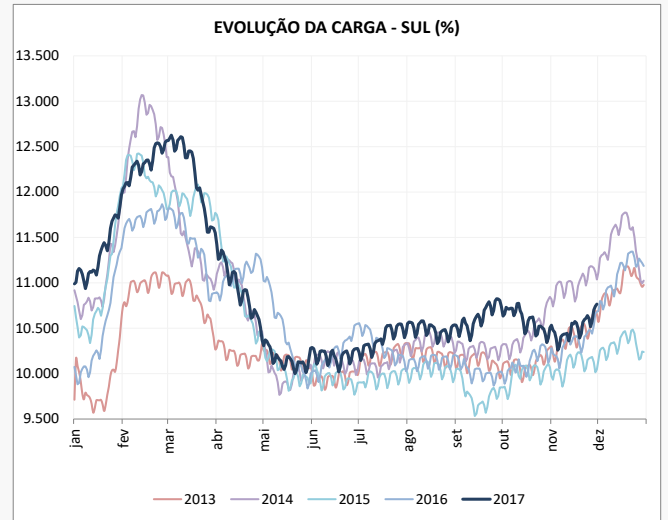
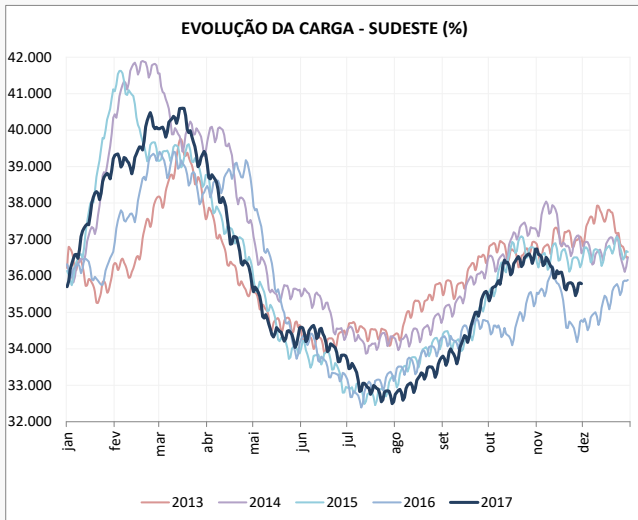
ENERGIA NATURAL AFLUENTE - ENA					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
<b>MÉDIA DO MÊS (MWm)</b>	31.659	12.070	1.309	1.899	<b>46.938</b>
<b>MLT (MWm)</b>	30.704	9.505	5.464	3.195	<b>48.869</b>
<b>MÉDIA DO MÊS (%)</b>	103,11%	126,99%	23,96%	59,43%	<b>96,05%</b>

**Comentários:** A Energia Natural Afluente representa a chuva que recompõe os volumes dos reservatórios para a produção da eletricidade. Em novembro a ENA registrada no SIN apresentou a 44ª melhor ENA dos últimos 87 anos do histórico, com um resultado muito próximo da média histórica. Os submercados NE e Norte apresentaram resultados abaixo da MLT, onde o NE ficou com a 2ª posição da pior ENA do histórico e o Norte com a 9ª pior, já o SE/CO e Sul apresentaram bons desempenhos, o SE/CO com a 31ª e o Sul com a 21ª melhor ENA dos últimos 87 anos.

Última atualização: 30/11/2017

Fonte dos dados: [www.ons.com.br](http://www.ons.com.br)

**Carga**



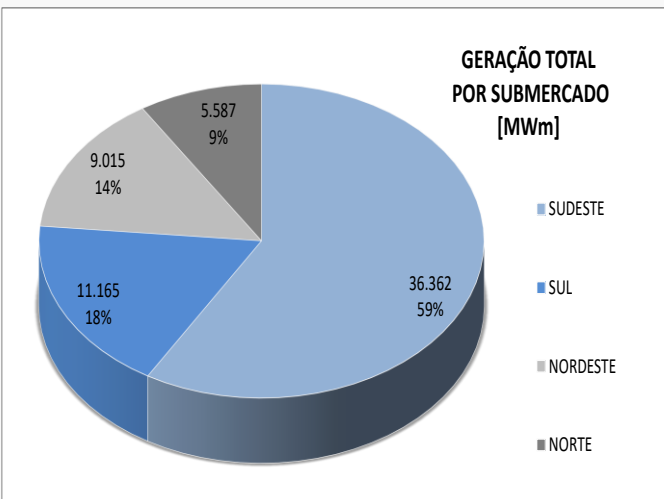
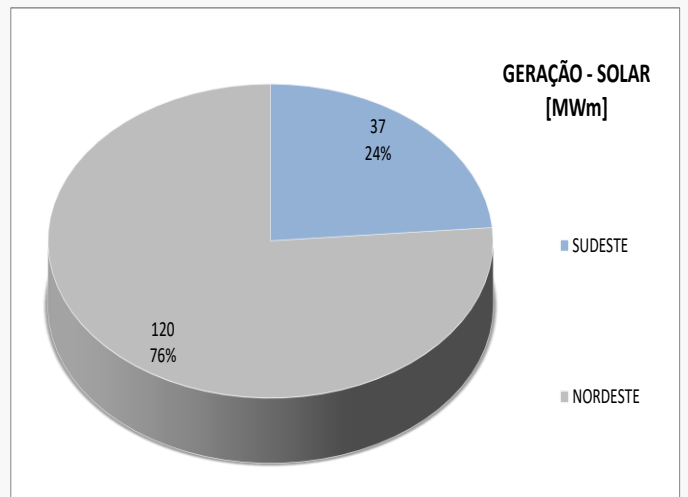
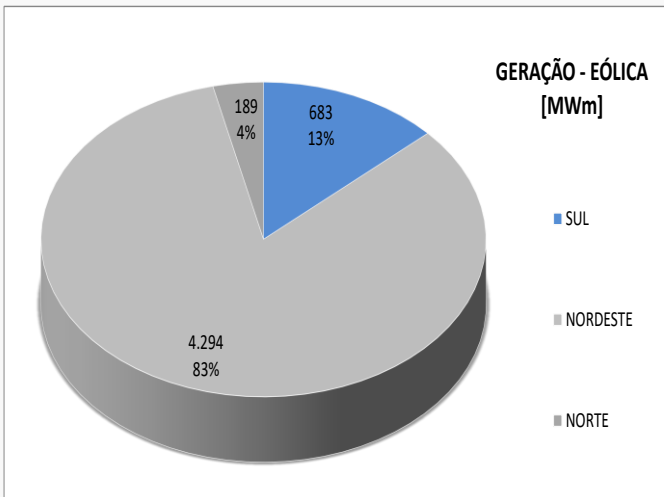
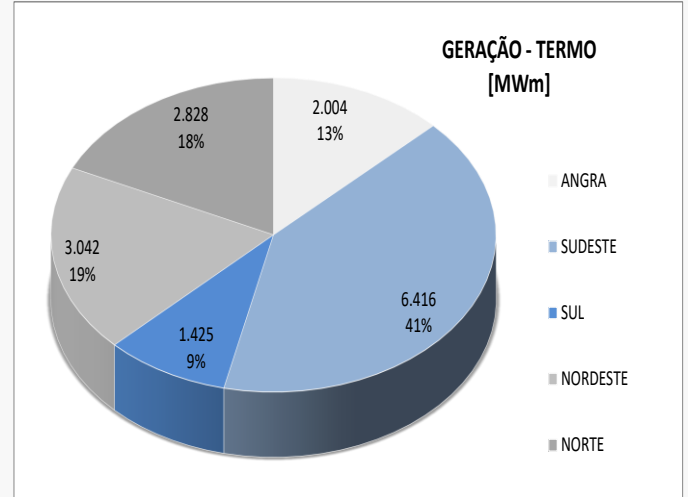
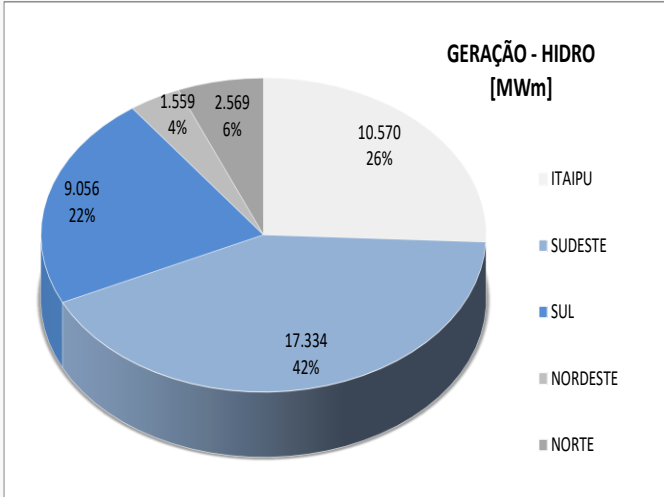
EVOLUÇÃO DA CARGA [MWméd]					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
VERIFICADA EM NOV/2017	35.784	10.766	10.311	5.552	<b>62.412</b>
VERIFICADA EM OUT/2017	36.474	10.393	10.153	5.620	<b>62.640</b>
VERIFICADA EM NOV/2016	34.788	10.682	10.185	5.581	<b>61.237</b>
DESVIO NOV/2017 - OUT/2017	-1,89%	3,59%	1,55%	-1,22%	<b>-0,36%</b>
DESVIO NOV/2017 - NOV/2016	2,86%	0,78%	1,23%	-0,52%	<b>1,92%</b>

**Comentários:** Em comparação ao mês anterior os submercado SE/CO e Norte apresentaram redução de carga, nos demais houve aumento de carga. O aumento de carga no Sul foi de 3,59%, e no Nordeste de 1,55%, já no SE/CO e Sul a redução observada foi de 1,89% e 1,22% respectivamente. Em comparação ao mesmo período de 2016, observa-se redução da carga apenas no submercado Norte de 0,52%. O SIN registrou um acréscimo de 1,92%, mostrando que há uma leve retomada da economia.

Última atualização: 30/11/2017

Fonte dos dados: www.ons.com.br

**Geração**



GERAÇÃO POR FONTE [MWméd]						
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN	%
HIDRO	27.904	9.056	1.559	2.569	<b>41.089</b>	<b>66,1%</b>
TERMO	8.421	1.425	3.042	2.828	<b>15.716</b>	<b>25,3%</b>
EÓLICA	-	683	4.294	189	<b>5.166</b>	<b>8,3%</b>
SOLAR	37	-	120	-	<b>157</b>	<b>0,3%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>36.362</b>	<b>11.165</b>	<b>9.015</b>	<b>5.587</b>	<b>62.128</b>	<b>100,0%</b>

**Comentários:** A geração hídrica de novembro representou 66,1%, aumento de 3,1% em relação ao mês anterior. Houve redução de 1,5% de geração térmica em comparação ao mês de outubro. A geração eólica vem contribuindo para que o Nordeste possa armazenar um pouco da água nos seus reservatórios, no mês de novembro houve uma redução de 1,7% em relação ao mês anterior. Houve contribuição de geração de energia solar para o SIN de 0,3%.

Última atualização: 30/11/2017

Fonte dos dados: www.ons.com.br

## Considerações

Os agentes do setor elétrico estão com grandes expectativas para resolver a crise provocada pela disputa judicial em relação ao risco hidrológico, medido pelo GSF, que já deixou um buraco de R\$ 4,66 bilhões na liquidação financeira do mercado de curto prazo. O problema que é crescente pode ser solucionado pela publicação de uma Medida Provisória, que já foi enviada pelo Ministério de Minas e Energia para a Casa Civil do Palácio do Planalto. A preocupação dos agentes é devido ao risco financeiro, onde os recursos não pagos deixam de chegar ao caixa das empresas para honrarem seus compromissos. Para o diretor-geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Luiz Eduardo Barata, o problema no GSF afeta também a operação, devido a paralisação de algumas usinas que não conseguirão recursos para pagarem o combustível.

Foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) as condições para a implantação do programa piloto de Resposta da Demanda de consumidores industriais, que vai servir de avaliação para a adoção permanente do mecanismo no Brasil. O programa que terá 18 meses de duração vai permitir que grandes consumidores façam ofertas de redução do consumo ao Operador Nacional do Sistema Elétrico em troca do pagamento de determinado valor, que pode ser superior ao contratado originalmente. A remuneração pela redução de carga vai considerar o preço dado por cada participante e o PLD vigente em cada hora do produto. O diretor-geral da Aneel, Romeu Rufino, afirmou que o sistema elétrico vai decidir se é mais adequado pagar para você deixar de consumir do que acionar outros recursos de geração. O estímulo à diminuição do consumo deve aumentar a confiabilidade do sistema elétrico e contribuir para a modicidade tarifária, ao evitar o uso de recursos mais caros pelo ONS. O foco do programa, segundo a Aneel, é a implantação de um mecanismo que considere a operação do sistema elétrico com alta participação de fontes renováveis intermitentes como a eólica ou em um cenário de escassez hídrica. Ele não deve influenciar a formação do preço de curto prazo e será usado apenas como recurso alternativo ao despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito.

O presidente da Empresa de Pesquisa Energética, Luiz Augusto Barroso, durante evento disse que a definição de um possível modelo de separação entre lastro e energia já foram lançadas. O ponto crucial desse novo modelo é a separação entre o mundo físico (o megawatt produzido) e o financeiro (capacidade de garantir a entrega da energia), na prática, essa mudança vai facilitar a abertura do mercado, explicou Barroso. Embora energia e lastro sejam produtos distintos, eles são vendidos no Brasil em um único contrato, o que contamina preços e dificulta a introdução de produtos financeiros novos, logo a separação em contratos diferentes vai gerar o encargo de lastro, que não representa um custo a mais, segundo Barroso, porque já é pago no modelo atual.

A metodologia de implantação da tarifa horária deverá estar disponível no 1º quadrimestre de 2018, segundo o diretor-geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Luiz Eduardo Barata. A nova modelagem em base horária, que está sendo desenvolvida pela Cpamp, vai ser aplicada a partir de janeiro de 2019. A tarifa com intervalo horário é um dos pontos incluídos na Consulta Pública 33, que discute aperfeiçoamentos no modelo comercial do setor elétrico. A consulta também prevê a divulgação dos códigos-fonte e dos algoritmos usados nos modelos computacionais de formação de preço, planejamento e operação.

O início do pagamento de um empréstimo no valor de R\$ 2,8 bilhões, contraído junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social para a construção da usina nuclear de Angra 3, pode comprometer a continuidade operacional das outras duas unidades em funcionamento. O alerta foi dado pelo presidente da Eletronuclear, Leonam dos Santos Guimarães, que espera por uma solução emergencial da parte do governo federal. Além dos R\$ 2,8 bilhões juntos ao BNDES, as dívidas da Eletronuclear relativas ao projeto de Angra 3 somam R\$ 2,9 bilhões com a Caixa Econômica Federal e aproximadamente R\$ 50 milhões com empresas fornecedoras de materiais e serviços. Apenas o recurso tomado com o BNDES já exige pagamentos regulares por parte da operadora das centrais nucleares – algo que, de tão custoso, deixa a companhia com patrimônio líquido negativo desde que começou a ser realizado.