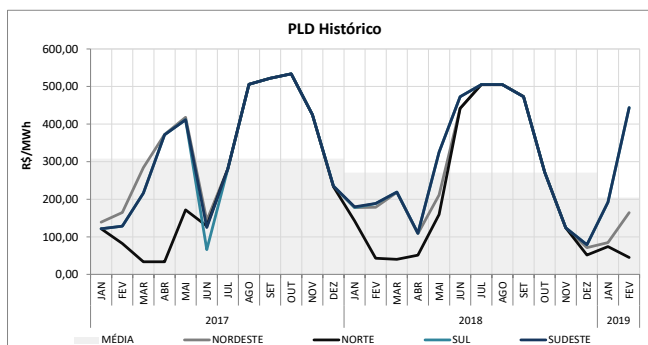
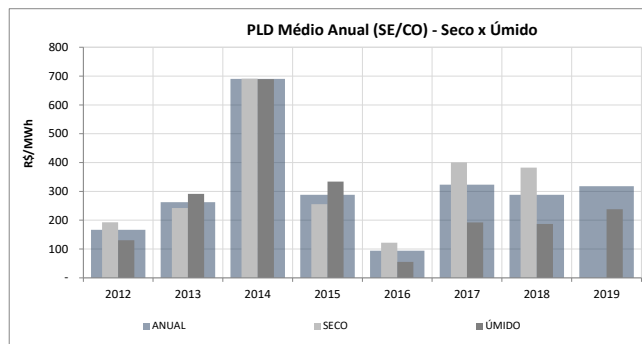
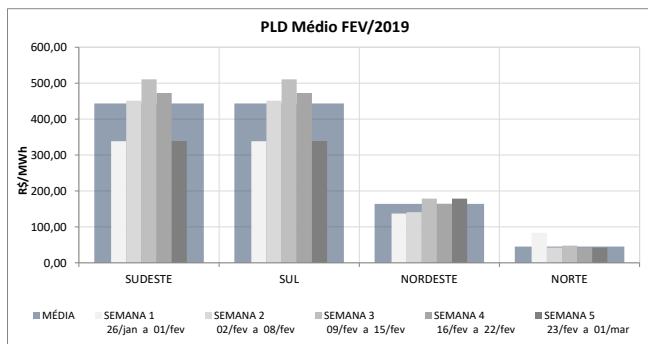


Preço de Liquidação das Diferenças

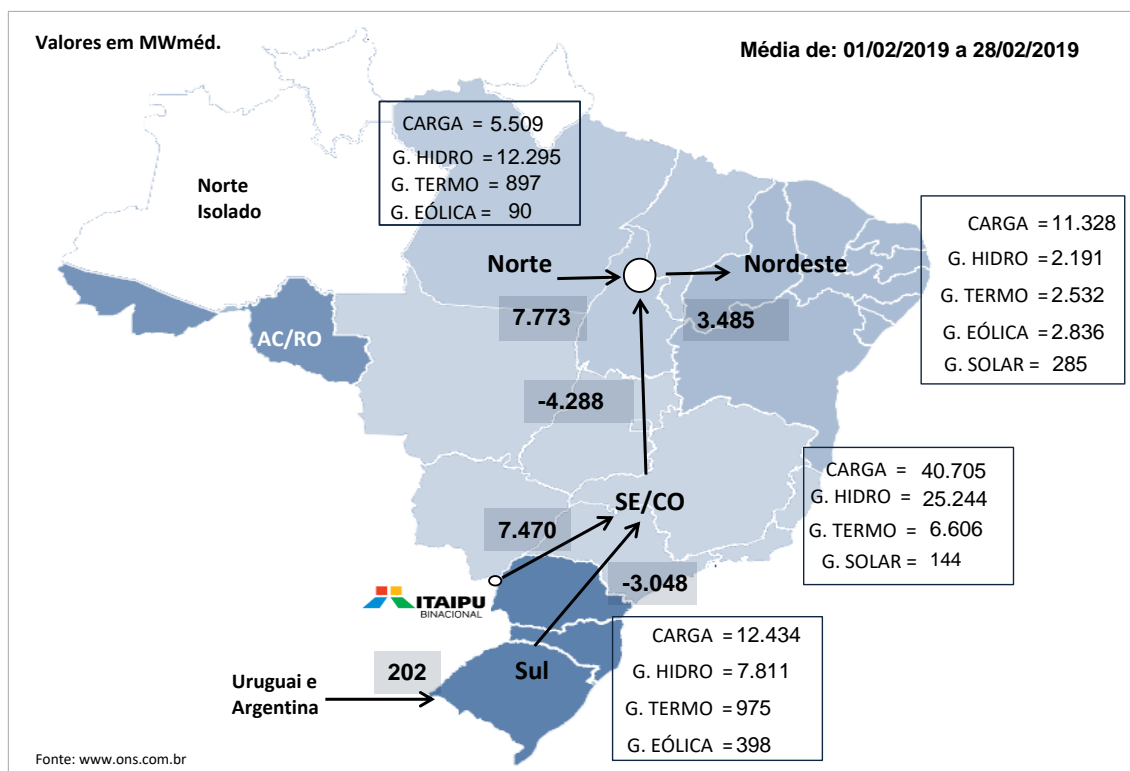


Comentários: O primeiro gráfico sobre Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) apresenta a evolução semanal do índice e ao fundo a média mensal de cada submercado. O período úmido de 2019 continua com baixos volumes de chuvas na maior parte do país, o que é atípico para essa época do ano, isso fez com que o PLD de praticamente todos os submercados sofresse um aumento em relação ao mês de janeiro. Em relação ao mês anterior houve aumento de R\$ 251,57/MWh no SE/CO e Sul, R\$ 79,48/MWh no Nordeste e redução de R\$ 28,91/MWh no Norte. O PLD do mês de fevereiro fechou em R\$ 443,66/MWh no submercado SE/CO, R\$ 443,67/MWh no Sul, R\$ 164,24/MWh Nordeste e R\$ 45,28/MWh no Norte.

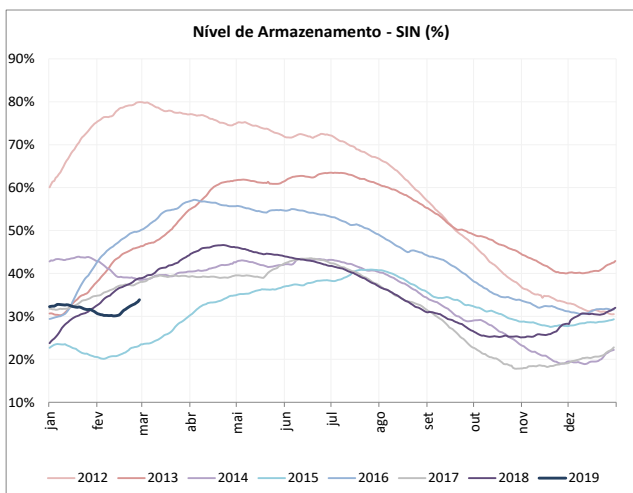
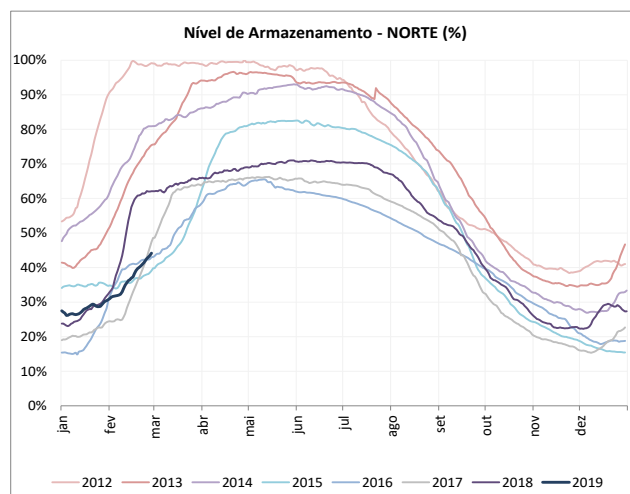
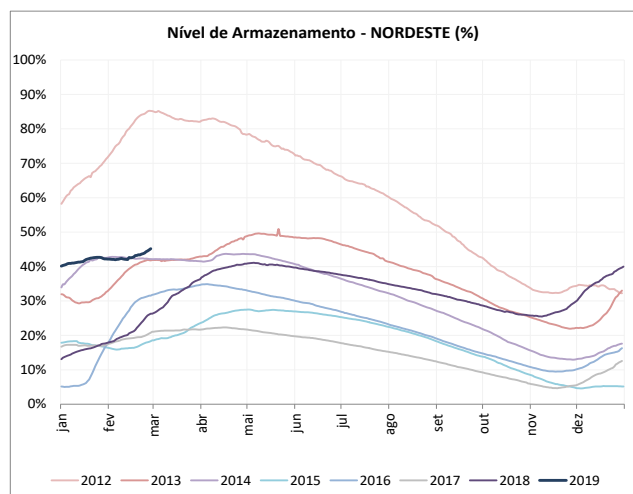
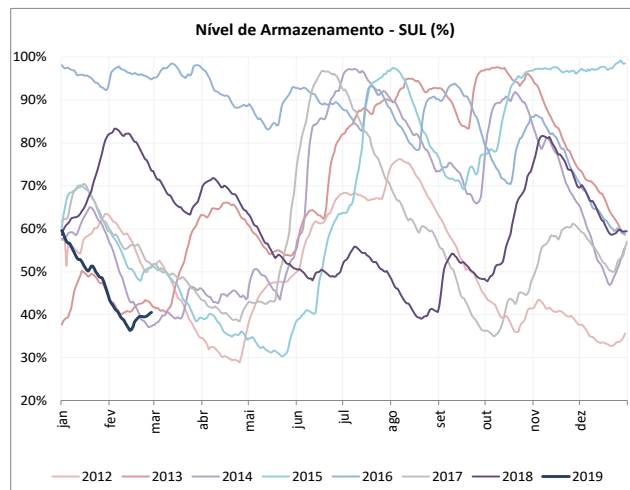
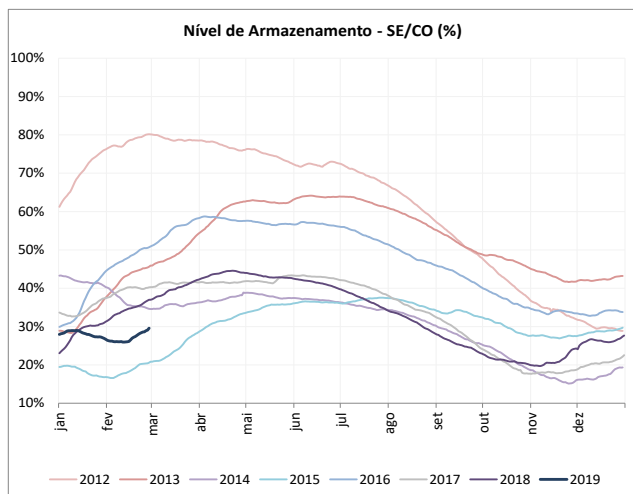
Última atualização: 28/02/2019

Fonte dos dados: www.ccee.org.br

Intercâmbio de Energia entre Submercados



Reservatórios



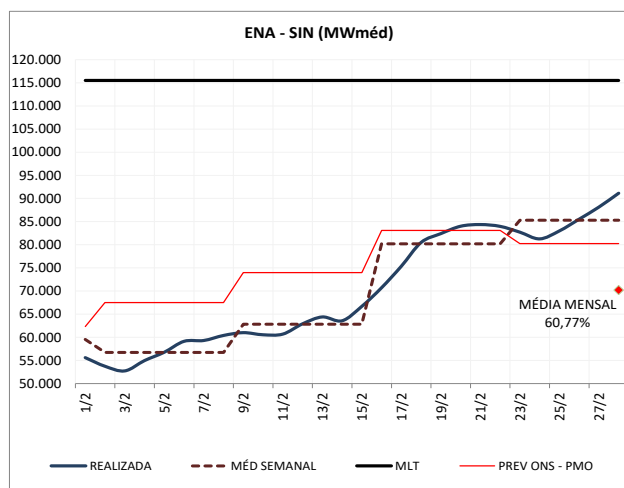
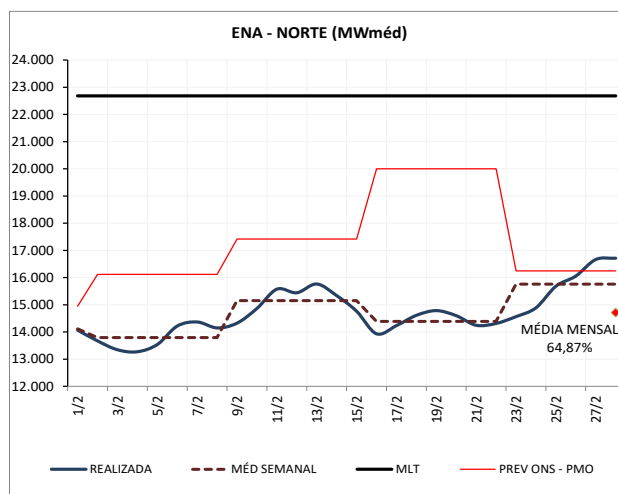
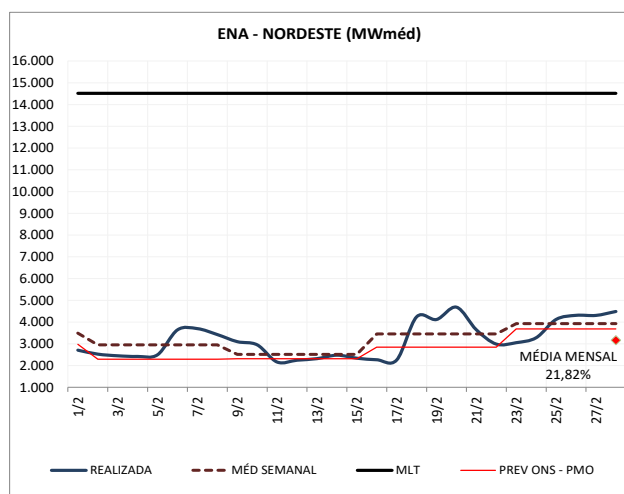
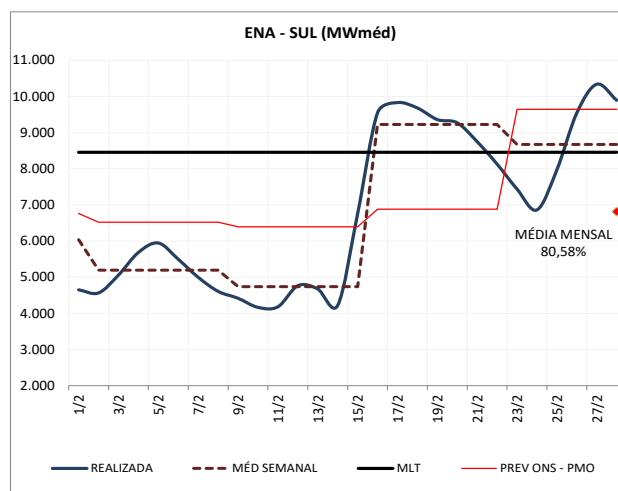
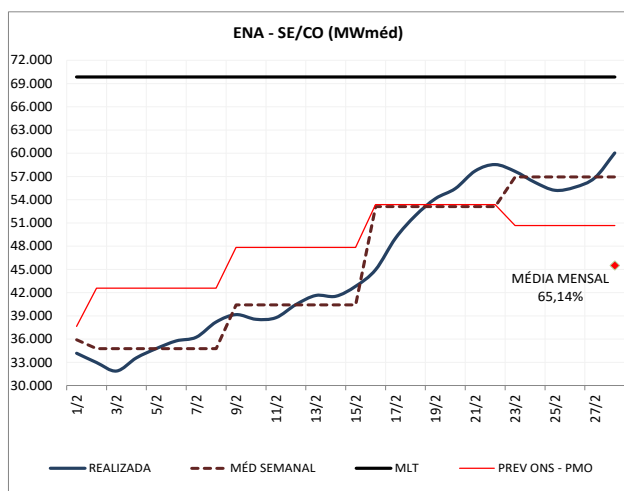
ARMAZENAMENTO [%]					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
VERIFICADO EM 2019	29,58%	40,54%	45,19%	44,16%	33,88%
VERIFICADO EM 2018	36,98%	73,49%	26,31%	62,09%	38,91%
DIFERENÇA (2019-18)	-7,4%	-33,0%	18,9%	-17,9%	-5,0%

Comentários: O nível de armazenamento nos subsistemas indica a quantidade de água nas bacias hidrográficas com possível aproveitamento energético. Observa-se que os níveis dos reservatórios continuam bem reduzidos, onde o SIN está superior apenas ao ano de 2015. Em relação ao mês anterior, houve aumento de 2,95% no SE/CO, 3,01% no Nordeste e 13,45% no Norte, já no Sul houve redução de 3,97%. Em relação ao mesmo período do ano anterior, observa-se no SIN um decréscimo de 5,0%.

Última atualização: 28/02/2019

Fonte dos dados: www.ons.com.br

ENAs



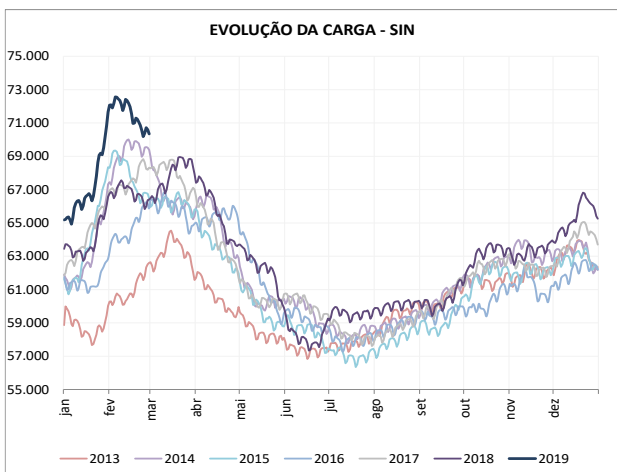
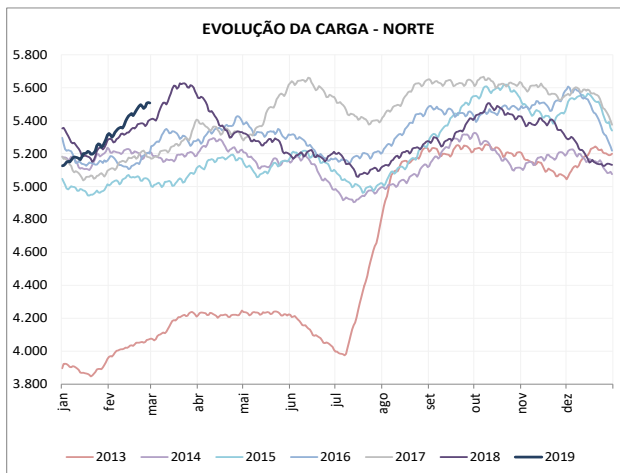
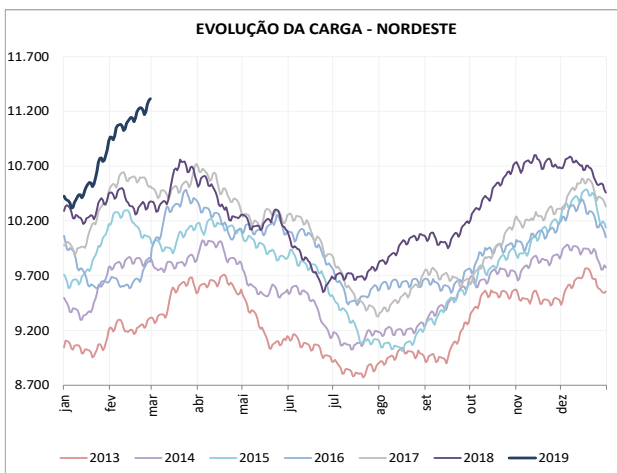
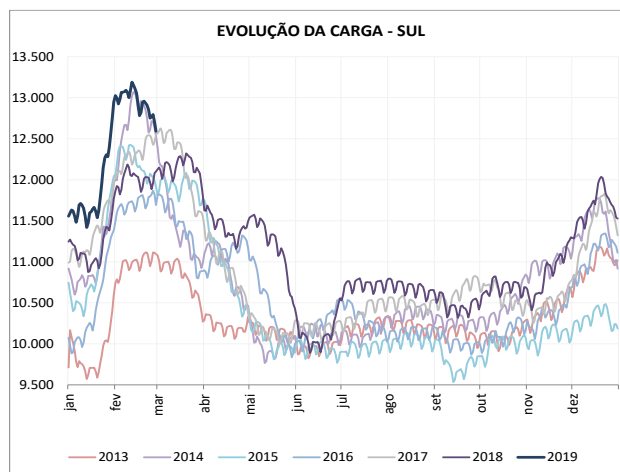
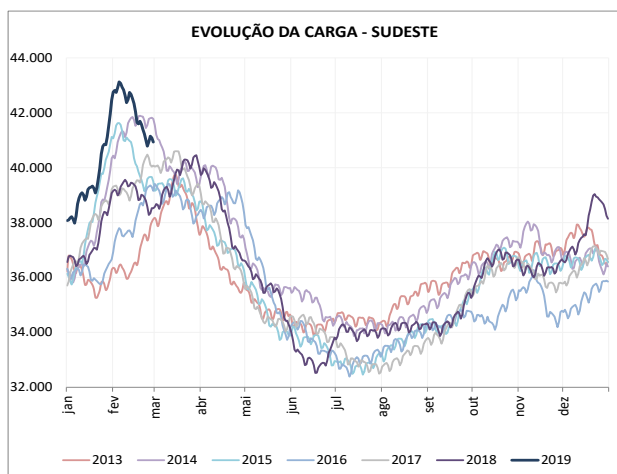
ENERGIA NATURAL AFLUENTE - ENA					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
MÉDIA MÊS (MWm)	45.500	6.816	3.168	14.713	70.198
MLT (MWm)	69.849	8.458	14.519	22.682	115.509
MÉDIA MÊS (%)	65,14%	80,58%	21,82%	64,87%	60,77%

Comentários: A Energia Natural Afluyente representa a chuva que recompõe os volumes dos reservatórios para a produção da eletricidade. O mês de fevereiro foi marcado com afluências abaixo da média histórica em todos os submercados. A ENA registrada no SIN apresentou a 3ª pior ENA dos últimos 89 anos do histórico, com um resultado de 39,23% abaixo da média histórica. O submercado SE/CO apresentou a 7ª pior ENA, no Sul a 40ª pior, o Nordeste foi o pior do histórico e o Norte apresentou a 12ª pior ENA dos últimos 89 anos do histórico.

Última atualização: 28/02/2019

Fonte dos dados: www.ons.com.br

Carga

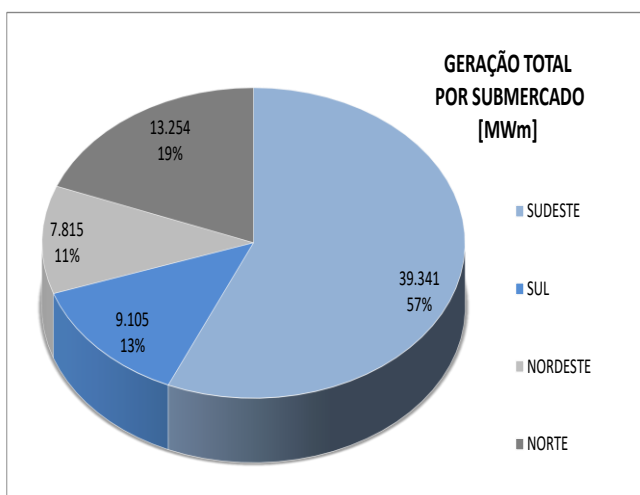
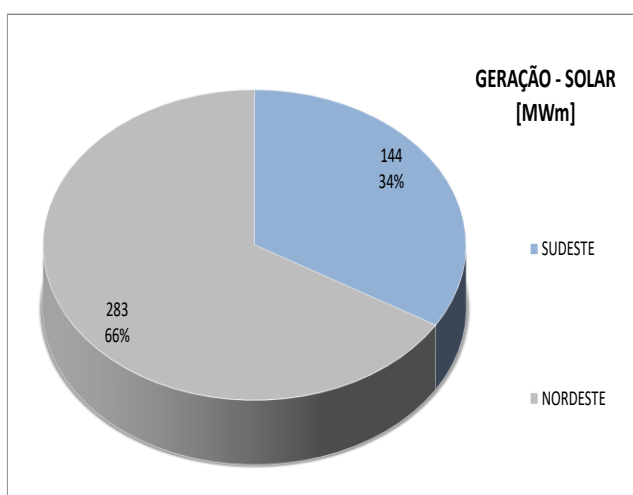
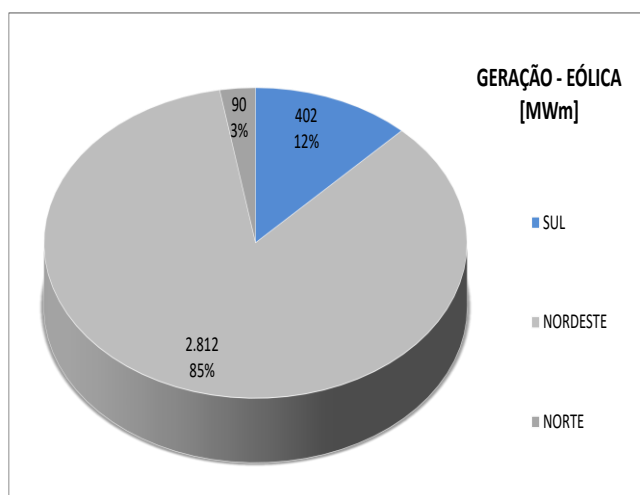
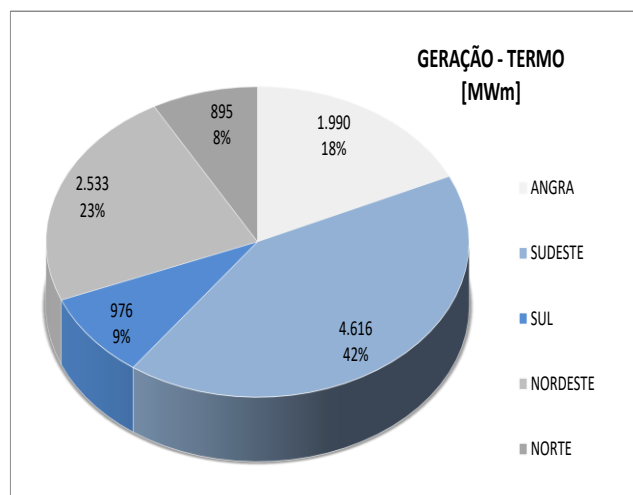
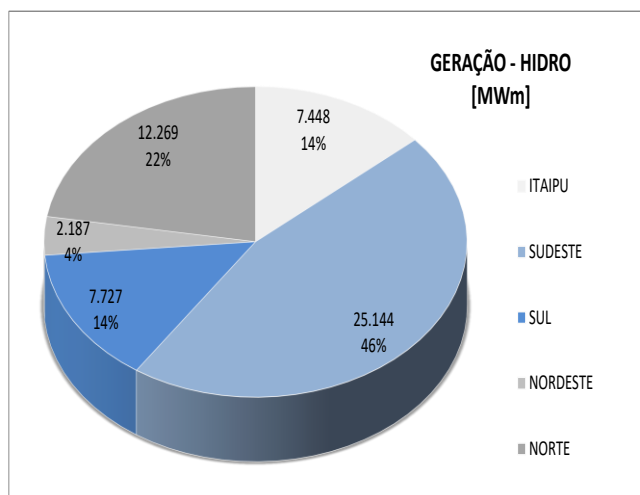


EVOLUÇÃO DA CARGA [MWméd]					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
VERIFICADA FEV/2019	40.548	12.368	11.302	5.501	69.720
VERIFICADA JAN/2019	41.673	12.546	10.816	5.260	70.294
VERIFICADA FEV/2018	38.456	12.051	10.346	5.391	66.243
DESVIO FEV/2019-JAN/2019	-2,70%	-1,42%	4,50%	4,59%	-0,82%
DESVIO FEV/2019-FEV/2018	5,44%	2,63%	9,25%	2,05%	5,25%

Comentários: A volta de temperaturas mais amenas fez com que houvesse redução da carga nos submercados SE/CO e Sul em relação ao mês anterior, nos demais houve aumento. O submercado SE/CO apresentou redução de 2,7% e no Sul de 1,42%, já no Nordeste e Norte houve aumento de 4,5% e 4,59% respectivamente. Em comparação ao mesmo período do ano anterior, o SIN registrou um acréscimo de 5,25%.
Última atualização: 28/02/2019

Fonte dos dados: www.ons.com.br

Geração



GERAÇÃO POR FONTE [MWméd]						
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN	%
HIDRO	32.591	7.727	2.187	12.269	54.773	78,8%
TERMO	6.606	976	2.533	895	11.011	15,8%
EÓLICA	-	402	2.812	90	3.304	4,8%
SOLAR	144	-	283	-	427	0,6%
TOTAL	39.341	9.105	7.815	13.254	69.515	100,0%

Comentários: A geração hídrica de fevereiro representou 78,8%, aumento de 4,5% em relação ao mês anterior. Houve aumento de 42,4% de geração térmica em comparação ao mês de janeiro, em razão da piora nas aflúências e o maior despacho térmico. Nesse mês a geração eólica contribuiu com 4,8% de geração, sendo 3% abaixo do mês anterior. Houve contribuição de geração de energia solar para o SIN de 0,6%.

Última atualização: 28/02/2019
Fonte dos dados: www.ons.com.br

Considerações

O Ministério de Minas e Energia publicou, por meio da Portaria no. 145, a sistemática do leilão de energia para o atendimento ao estado de Roraima. De acordo com o despacho, o início do suprimento de energia se dará em 28 de junho de 2021 com a contratação de dois produtos. O edital com as regras de contratação de energia e de potência para atendimento a Boa Vista e localidades conectadas, em Roraima, ficará em audiência pública de 27 de fevereiro a 29 de março. Os novos empreendimentos deverão substituir o parque térmico local, que opera com óleo diesel e tem custo elevado. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica, as despesas anuais com o combustível dessas usinas chegam a R\$ 777 milhões. A importação de energia da Venezuela atende cerca de 70% da carga da região, mas o Brasil tem usado 30 MW durante o dia e 120 MW à noite. Em 2018, foram registrados 72 blecautes com origem na Venezuela, e mais 13 originados da geração térmica local. *Fonte: Canal Energia.*

O Ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, confirmou o calendário de leilões de geração e transmissão deste ano. Em evento promovido em São Paulo pelo banco BTG Pactual, anunciou que o A-4 será em junho e que o A-6 será em setembro. Para dezembro, está previsto um leilão de transmissão com 15 lotes, 1.700 km de linhas, com investimentos estimados em R\$ 4 bilhões. O ministro também anunciou que em 30 dias vai abrir road show para que os investidores tenham acesso as informações do projeto da usina nuclear de Angra 3, cuja obra está paralisada desde 2015. Albuquerque também destacou a importância para o país da negociação com o Paraguai para a energia produzida pela binacional Itaipu (14.000 MW) após 2023. Disse que a questão do risco hidrológico e a capitalização da Eletrobras seguem na lista de prioridades da agenda do ministério. *Fonte: Canal Energia.*

A Associação Brasileira de Comercializadoras de Energia pretende criar uma espécie de selo de melhores práticas de comercialização, de maneira a reduzir os riscos nas operações. O Grupo Técnico está atuando no tema e a

expectativa é que em seis meses a proposta seja mostrada ao mercado. De acordo com Alexandre Lopes, diretor técnico da Abraceel, a ideia é detalhar a proposta para poder implementá-la. Em workshop realizado pela Abraceel, o head de inteligência de mercado da Capitale Energia, Carlos Jacob, deu uma ideia inicial da proposta. Segundo ele, a proposta está baseada em quatro pilares. O primeiro seria a criação de uma métrica de risco clara para que todos os agentes possam aferi-lo; o segundo seria a obrigação dos players entregarem determinadas informações para segurança do mercado; o terceiro é a criação de entidade de supervisão responsável por receber os dados dos players, aplicar as métricas definidas e verificar se os agentes estão dentro dos limites estabelecidos e o quarto a elaboração de uma governança de melhores práticas para aprimoramento de propostas no longo prazo. *Fonte: Canal Energia.*

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) atualizou para R\$ 24 bilhões o impacto previsto para o ajuste do risco hidrológico (GSF) no mercado de energia em 2019. No final de janeiro, a entidade havia divulgado uma estimativa de R\$ 22 bilhões. A elevação do GSF é explicada pela expectativa de PLD mais alto para o ano, uma vez que o percentual de ajuste do MRE para 2019 praticamente permaneceu igual ao divulgado em janeiro (82,1%/fev contra 82,9%/jan). A previsão de preço da energia no mercado à vista disparou por causa de um bloqueio atmosférico iniciado em meados de dezembro e que permaneceu presente até o início de fevereiro. O impacto do GSF é percebido de forma distinta. Os consumidores do mercado regulado devem arcar com R\$ 17 bilhões e os agentes do mercado livre, com R\$ 7 bilhões. A CCEE pondera, contudo, que a projeção do GSF considera a diferença entre a energia alocada pelas usinas hidrelétricas participantes do MRE e o total das garantias físicas, valorado pelo PLD esperado. *Fonte: Canal Energia.*