

Informativo Enermerco

1907

Acompanhamos você no Mercado Livre de Energia diariamente de maneira Exclusiva e Pró ativa. Somos "LIVRE COM VOCÊ".



Consumo (SIN)
59.504 Mw médios
Junho 2019



Descolamento CMO
R\$ 0 MM
Junho 2019



Bandeira Tarifária
VERDE
Junho 2019



Geração
62.228 Mw médios
Junho 2019



Encargos
R\$ 36 Milhões
Junho 2019



Enermerco presente na ExpoTimbó 2019

Após 10 anos, a ExpoTimbó encantou novamente a cidade e a região. Foram quatro dias de intensa agitação no Centro da cidade, por causa de uma das maiores exposições do setor empresarial e comercial do Médio Vale do Itajaí. O potencial produtivo e tecnológico chamou a atenção de quem visitou o evento, que aconteceu no Pavilhão de Eventos do Parque Henry Paul.

De acordo com o diretor executivo da Associação Comercial e Industrial do Médio Vale do Itajaí (ACIMVI), Humberto Klitzke, membro da coordenação da ExpoTimbó, estima-se que cerca de 50 mil pessoas visitaram o evento, quase dobrando os 30 mil da última edição realizada em 2009. “Há a expectativa dela voltar a ser realizada no máximo a cada cinco anos”.

Para o prefeito Jorge Kruger o sucesso da ExpoTimbó 2019 é o resultado da união entre poder público e a iniciativa privada e todos ganham, a cidade e as famílias que nela moram.

“Ficamos muito felizes em poder, numa parceria com a ACIMVI e o SIMMET, promover mais este grande evento, inserido dentro do calendário de eventos pelos 150 anos de fundação de Timbó. Estão todos de parabéns. A coordenação do evento e nossos empresários que mostraram organização e participação ativa no desenvolvimento de Timbó. Foi uma das maiores feiras empresariais e comerciais já realizadas na cidade”, disse o prefeito Jorge Kruger, que parabenizou ainda os servidores públicos municipais, que segundo ele não mediram esforços para suprir a demanda na montagem e na realização do evento.



A Enermerco também se fez presente no evento, tendo a honra de receber em seu stand clientes, autoridades e parceiros, além de apresentar o Mercado Livre de Energia para o público em geral.

Foram 4 dias em que foi possível demonstrar as soluções que Enermerco oferece ao mercado e atingir o objetivo almejado para o evento.

A Enermerco agradece a presença de todos!



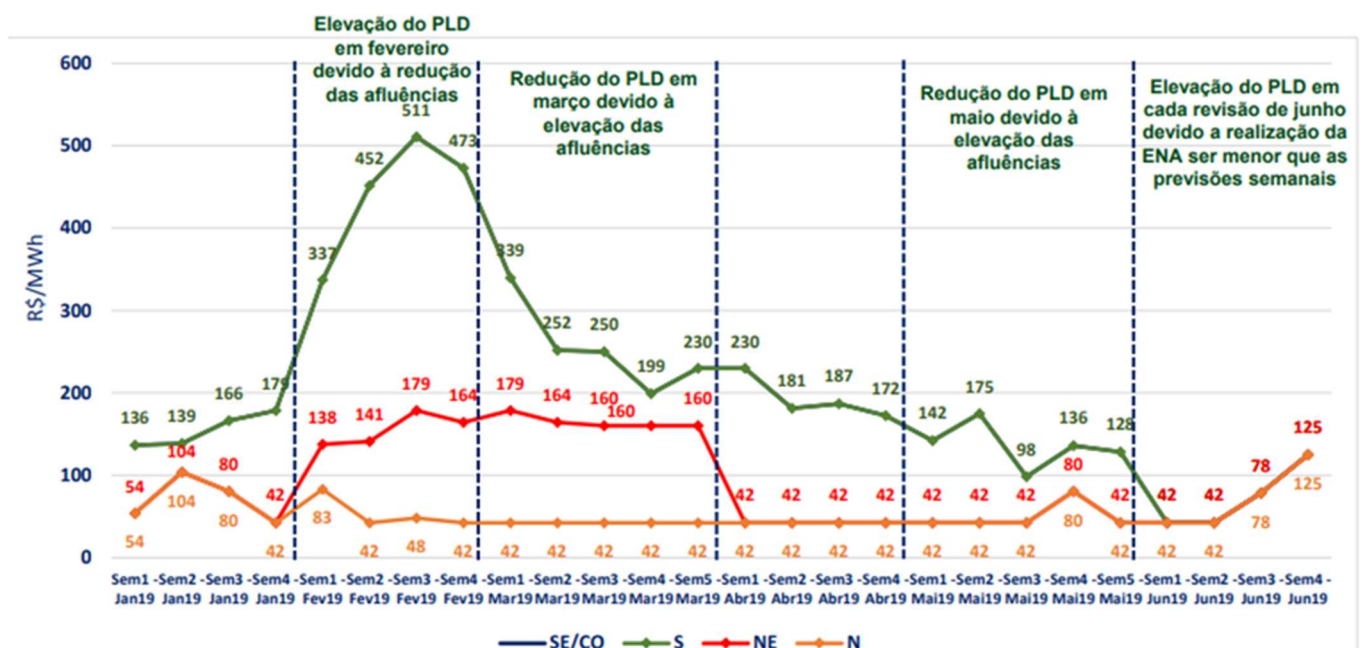
Mercado de Energia x Tendência do PLD

O mês de junho iniciou com as duas primeiras semanas operativas com PLD no preço piso de R\$42,35/MWh para todos os patamares e submercados. Contudo nas duas semanas posteriores houve um aumento de 85% e de 59% em todos os submercados. Este cenário consolidou o um valor médio mensal do PLD de junho de 2019 menor que o do período anterior em todos os submercados, conforme mostra o quadro abaixo:

Demonstrativo do PLD Médio

Mês	Submercado			
Jun 2019	SE/CO	S	NE	N
	78,52	78,52	78,52	78,52

A principal responsável pela redução do PLD foi a verificação de afluições mais otimistas. O gráfico abaixo demonstra a influência das mesmas conforme as semanas e os submercados:



As afluições deste mês devem ficar em torno de 103% da Média de Longo Termo – MLT para o sistema, estando acima da média apenas no submercado Sul, com 164% da MLT. Na região Sudeste, a expectativa é de 95%, no Nordeste, 54% e na região Norte, 89% da MLT. A carga prevista para a próxima semana do SIN deve ficar em torno de 220 MW médios mais baixa em relação a previsão anterior, com redução apenas na região Sul. Os níveis dos reservatórios ficaram praticamente conforme o esperado, com alterações entre os níveis dos submercados. Os níveis de armazenamento apresentaram reduções no Sudeste (-620 MW médios) e no Norte



(-30 MWmédios). Enquanto ficaram acima do previsto para o Sul (+600 MWmédios) e no Nordeste (-50 MWmédios).



A bandeira de junho, verde, não apresentou custos adicionais ao consumidor.

Para julho/2019, temos a bandeira amarela, com custo de R\$ 1,50 para cada 100 quilowatts-hora consumidos. Julho é um mês típico da estação seca nas principais bacias hidrográficas do Sistema Interligado Nacional (SIN). A previsão hidrológica para o mês sinaliza vazões abaixo da média histórica e tendência de redução dos níveis dos principais reservatórios. Esse cenário requer o aumento da geração termelétrica, o que influenciou o aumento do preço da energia (PLD) e dos custos relacionados ao risco hidrológico (GSF) em patamares condizentes com o da Bandeira Amarela. O GSF e o PLD são as duas variáveis que determinam a cor da bandeira a ser acionada.

O sistema de bandeiras tarifárias foi criado para sinalizar aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica. A adoção de cada bandeira, nas cores verde (sem cobrança extra), amarela e vermelha (patamar 1 e 2), está relacionada aos custos da geração de energia elétrica.

Pierro Campestrini – Diretor da Enermerco

Geração e Consumo considerável aumento

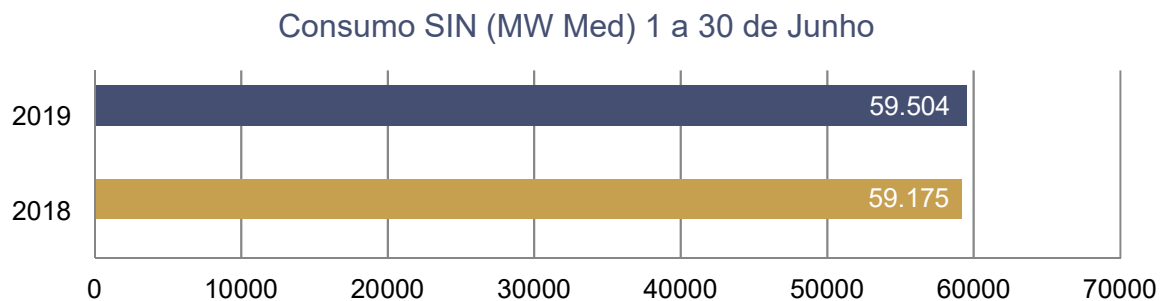
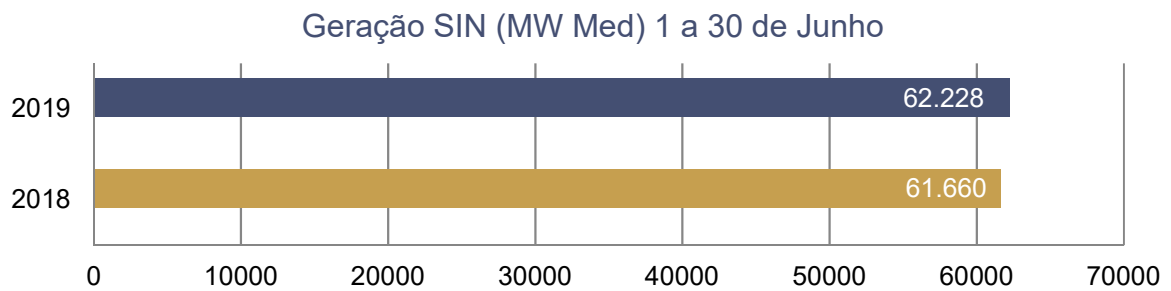
A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, divulgou no final de dezembro, novos comparativos de geração e consumo no SIN – Sistema Interligado Nacional.

O Sistema Interligado Nacional é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, sendo um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas



hidrelétricas e com diversos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte.

Em comparação ao mesmo período de 2018, temos leves acréscimos. A geração e o consumo registraram aumento de 0,9 e 0,6% respectivamente.

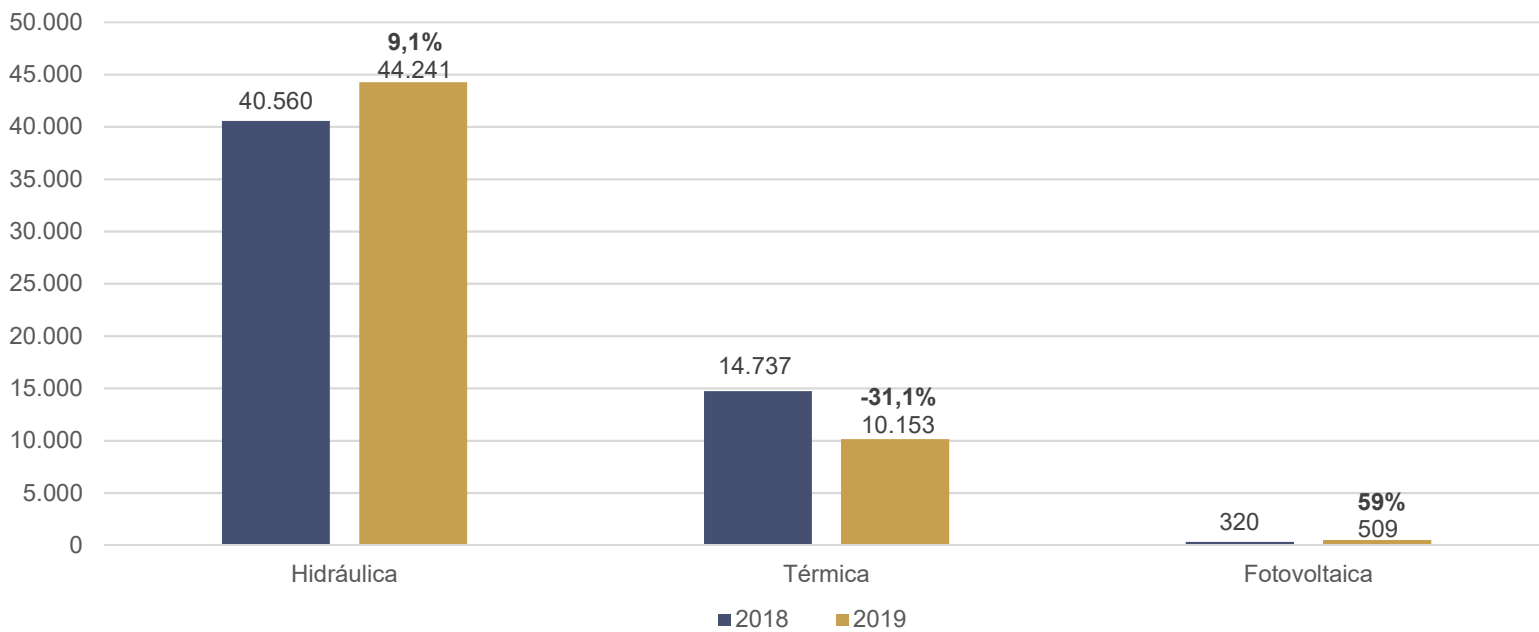




Geração por Fonte de Energia

As fontes de geração, acima demonstradas, mostram parte do panorama da produção nacional. Como vemos, o destaque de junho está no aumento da geração fotovoltaica: 59%, em relação ao mesmo período do ano anterior, 2018. As hidráulicas cresceram 9,1% na geração e as usinas térmicas tiveram um decréscimo de 31,1%, em sua geração.

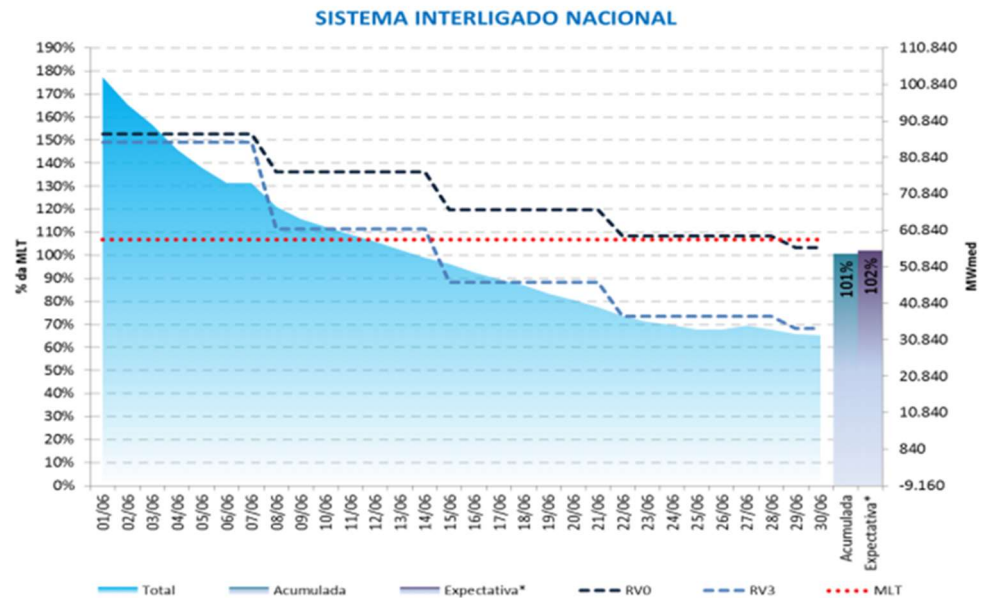
Representatividade da Geração - 1 a 30 de Junho





ENA, MLT e Nível dos Reservatórios

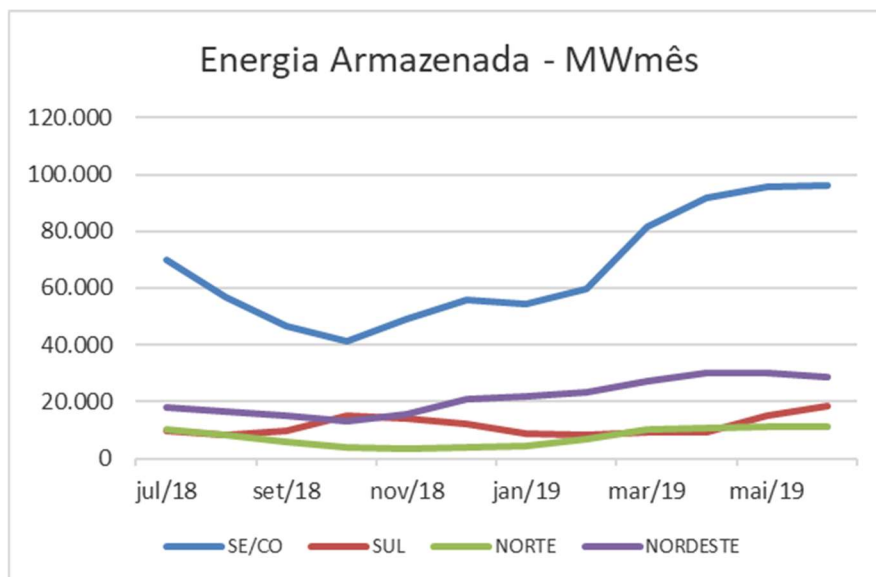
No gráfico de Energia Natural Afluente do SIN, observamos que tanto os percentis da ENA junho/2019 acumulada e da expectativa, estão abaixo da Média de Longo Termo, que consiste na média aritmética das vazões naturais verificadas durante uma série



histórica. Trata-se de mais um parâmetro de operação do SIN – Sistema Interligado Nacional, que o ONS – Operador Nacional do Sistema, monitora para gerenciar a geração de energia elétrica do país.

Na sequência o gráfico de Energia Armazenada com valores em GW/h, no período de maio de 2018 à abril de 2019, onde verifica-se a oscilação dos montantes de energia por Submercado do SIN – Sistema Interligado Nacional.

Na sequência o gráfico de Energia Armazenada com valores em GW/h, no período de julho de 2018 à junho de 2019, onde verifica-se a oscilação dos montantes de energia por Submercado do SIN – Sistema Interligado Nacional.

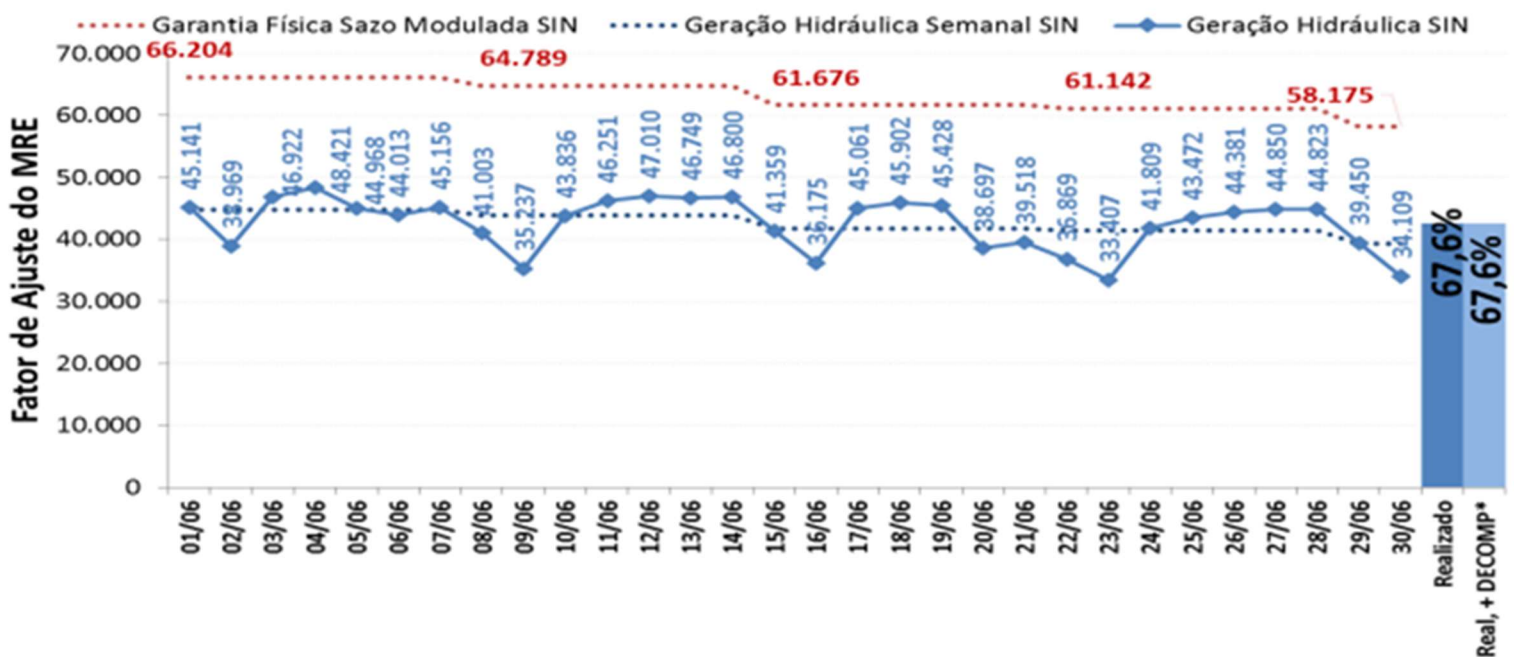




Fator de Ajuste de MRE

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um mecanismo financeiro que visa o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os agentes de geração, buscando garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do Sistema Interligado Nacional (SIN). Para verificar a quantidade de energia produzida em relação à garantia física das usinas pertencentes ao MRE, foi criado o Fator de Ajuste da Garantia Física, ou Generation Scaling Factor – GSF. Ele mede a geração hidráulica em relação à garantia física, cujo cálculo é feito mensalmente pela CCEE.

Em junho, atingiu-se uma geração, de 67,6% em relação às Garantias Físicas para o ano de 2019.

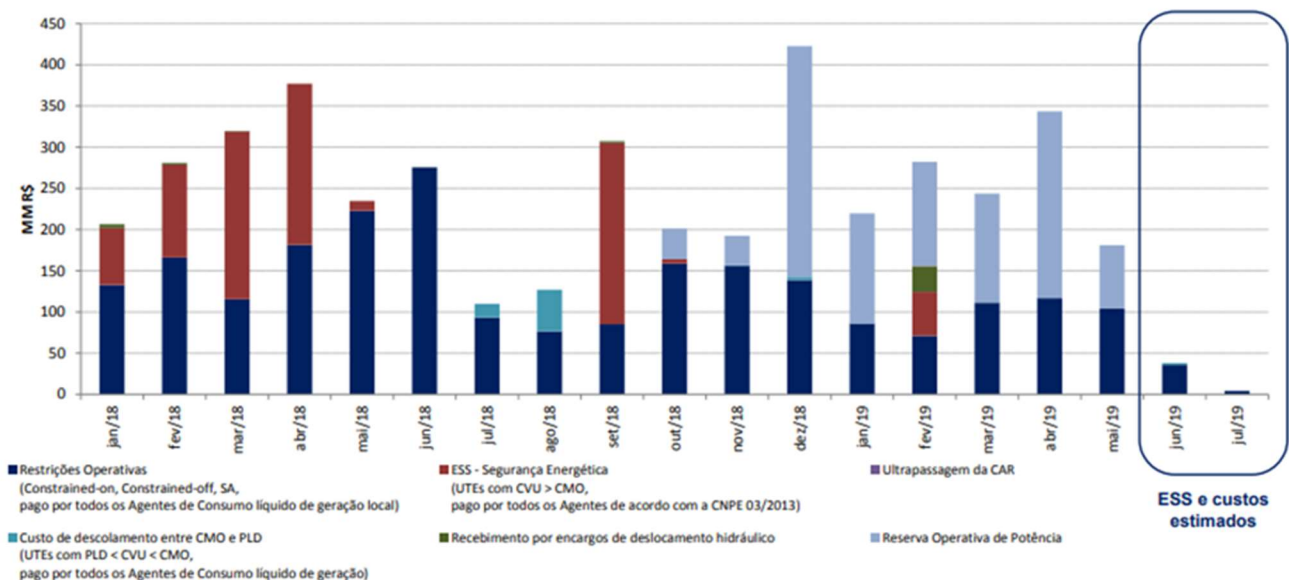




Encargos de Sistema (ESS, ESE, CDE)

Os custos decorrentes da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema no atendimento à demanda por energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) são denominados Encargos de Serviço do Sistema (ESS). Estes valores são pagos por todos agentes com medição de consumo registrada na CCEE, na proporção de seu consumo. Os ESS são expressos em R\$/MWh.

No mês de junho/2019, somando os Encargos de Serviço do Sistema, dentre as Restrições Operativas e as de Segurança Energética, obteve-se um total de R\$ 36 milhões.



Previsão Climatológica Trimestral

Neste trimestre JAS, as chuvas diminuem em grande parte da Região Norte.

Na Região Nordeste, ainda chove entre o leste do Rio Grande do Norte e a Bahia, devido principalmente ao efeito de brisa e à ocorrência de Distúrbios Ondulatórios de Leste (DOL).

No Centro-Oeste, a redução climatológica das chuvas implica no aumento do número de focos de calor e baixos valores de umidade relativa do ar.

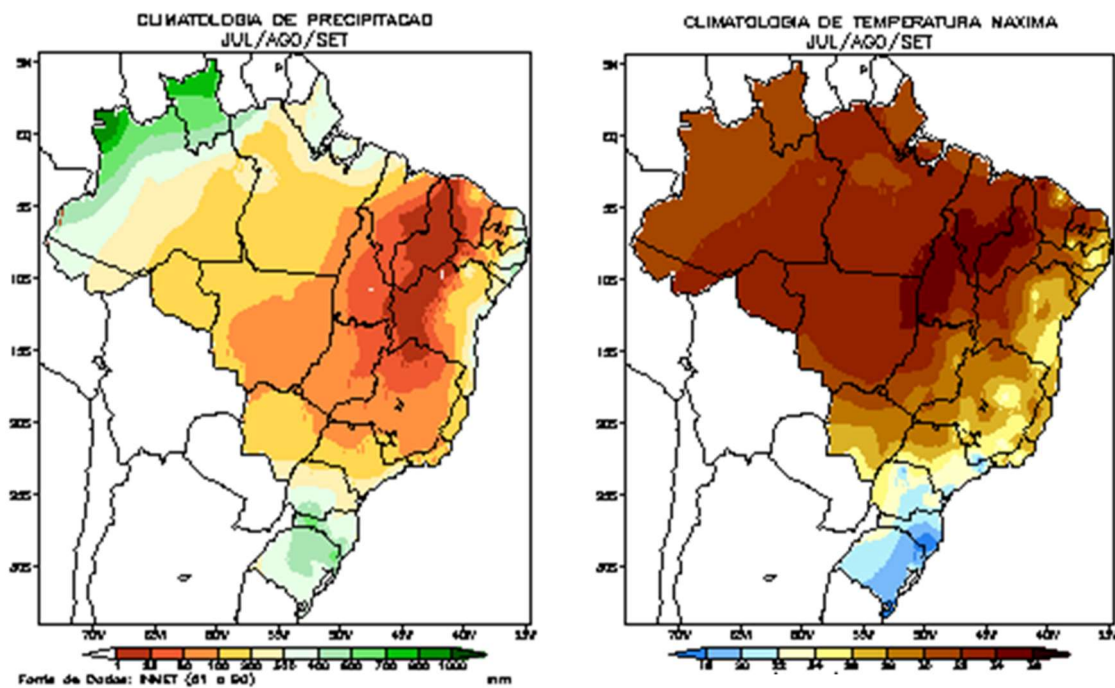
No Sudeste, as chuvas são bastante escassas, com baixos valores de umidade relativa do ar no oeste de São Paulo e Minas Gerais.



Na Região Sul, as chuvas decorrem principalmente da rápida passagem dos sistemas frontais, variando entre 300 mm e 500 mm no Rio Grande do Sul e em Santa Catarina.

A entrada de massas de ar frio aumenta neste trimestre, causando declínio de temperatura principalmente nas Regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul do Brasil e no sul da Região Norte, onde se verifica o fenômeno de friagem.

As temperaturas mínimas podem atingir valores abaixo de 0°C em áreas serranas das Regiões Sul e Sudeste, com ocorrência de nevoeiros, geadas e, em alguns episódios extremos, precipitação de neve. As climatologias de precipitação e temperaturas máxima e mínima, no Brasil, são mostradas a seguir:



Leilão A-4 contrata apenas 81,1 MW médios

Fonte solar atingiu novo recorde de preços no Brasil: R\$ 67,48/MWh

O leilão de geração de energia A-4 contratou 81,1 MW médios, proveniente de 15 empreendimentos de fonte solar, eólica, PCHs e biomassa. Os empreendimentos contratados precisam entrar em operação a partir de janeiro de 2023. Os contratos são de 20 e 30 anos. A expectativa de investimento é de R\$ 1,89 bilhão, segundo informações da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).



A fonte solar atingiu novo recorde de preços no Brasil, vendendo a R\$ 67,48/MWh, contra o teto de R\$ 276,00/MWh, deságio de 75,5%. O recorde anterior foi no leilão de 2018, que atualizado pela inflação está em R\$ 123,98/MWh. A eólica vendeu a R\$ 79,99/MWh, contra o teto de R\$ 208,00/MWh, deságio de 61,54%.

A hídrica vendeu a R\$ 198,12/MWh, contra o teto de R\$ 288,00/MWh, deságio de 31,2%. A térmica a biomassa vendeu a R\$ 179,87/MWh, contra o teto de R\$ 311/MWh, deságio de 42%%.

O leilão contratou o equivalente a 401,5 MW de capacidade instalada e 164,99 MW médios de garantia física. Os agentes compradores foram as distribuidoras CPFL Santa Cruz e Light. O preço médio de venda do leilão foi de R\$ 151,15/MWh.

Capitalização da Eletrobras será apresentada em duas semanas, diz Ministro

Pelas contas do MME, o processo de capitalização pode render entre R\$ 30 e 36 bilhões; ao menos R\$ 18 bilhões poderão ir para o caixa da União

A proposta de capitalização da Eletrobras será apresentada ao presidente Jair Bolsonaro nas próximas duas semanas, disse o ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, em entrevista à Globo News, na noite da última quarta-feira, 10 de julho. O que está definido é que a privatização da forma como conhecemos está descartada, uma vez que esta proposta enfrentaria muita resistência por parte do Congresso Nacional.

“Trabalhamos junto com o Ministério da Econômica e com outros setores do governo e chegamos à conclusão de que a privatização não é o melhor caminho. Mas sim a capitalização. Inclusive em termos de preservação do patrimônio existente e também de ser um modelo que entendemos que tem mais viabilidade de aprovação por parte do Congresso Nacional”, disse Albuquerque.

Segundo o ministro, a aprovação da Reforma da Previdência vai trazer de volta o otimismo do mercado. Além disso, o problema do risco hidrológico está em vias de ser resolvido, trazendo segurança regulatória e jurídica e previsibilidade para o investidor.



Albuquerque disse que o processo de capitalização da Eletrobras é importante para a empresa seguir investindo na manutenção de seu market share no setor, que é de 30% na geração de energia e de 50% na transmissão de energia.

Segundo o ministro, o modelo de capitalização é o mais utilizado no mundo para empresas do porte da Eletrobras. O estado deverá reduzir a participação acionária na elétrica, permitindo que outros acionistas entrem no negócio. Albuquerque garante que o Estado ficará com uma participação minoritária. Será estabelecido um limite acionário máximo que poderá ser comprado por um único acionista, de modo a evitar que o controle da empresa seja tomado por um único investidor.

“Esse modelo nós ainda estamos finalizando... Eu e o ministro Paulo Guedes pretendemos apresentar isso para o presidente Bolsonaro na próxima semana ou na outra, para que ele aprove o modelo que vai ser encaminhado ao Congresso”, disse Albuquerque.

Pelas contas do MME, o processo de capitalização pode render entre R\$ 30 e 36 bilhões; ao menos R\$ 18 bilhões poderão ir para o caixa da União. O valor de mercado da Eletrobras está estimado em R\$ 50 bilhões, segundo Albuquerque. Itaipu e Eletronuclear estão fora desse processo.

Agora, Pós- Previdência, 55% no mercado financeiro aprovam Jair Bolsonaro

86% dos agentes: Congresso vai bem / Taxa era de apenas 14% em maio - Pesquisa XP foi em 11 e 12 de julho



Sérgio Lima/Poder360 - 4.jul.2019

A XP Investimentos divulgou nesta 2ª feira (15.jul.2019) uma pesquisa com agentes do mercado sobre a avaliação do cenário político brasileiro. A amostra foi feita após a aprovação da reforma da Previdência em 1º turno na Câmara dos Deputados.

Aprovação da PEC da Previdência deu 1 novo gás ao presidente frente aos investidores



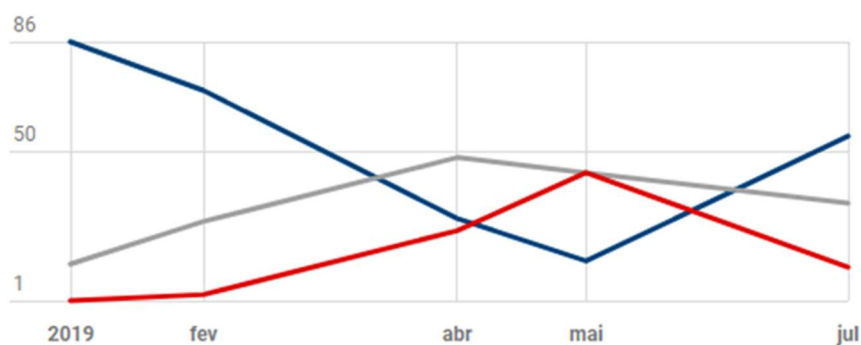
A pesquisa foi feita em 11 e 12 de julho com 83 investidores institucionais, ou seja, antes da confirmação da votação em 2º turno ficar para 6 de agosto.

O levantamento mostra 1 crescimento vertiginoso na confiança depositada pelo mercado econômico no presidente Jair Bolsonaro. Em maio, com incertezas rodando a aprovação da reforma em plenário, a aprovação do governo do pesselista era de 14%. Após a votação favorável à nova Previdência, esse índice saltou para 55%, melhor resultado desde fevereiro.

aprovação do governo Bolsonaro

entre agentes do mercado financeiro
(em %)

■ bom ou ótimo ■ regular ■ ruim ou péssimo



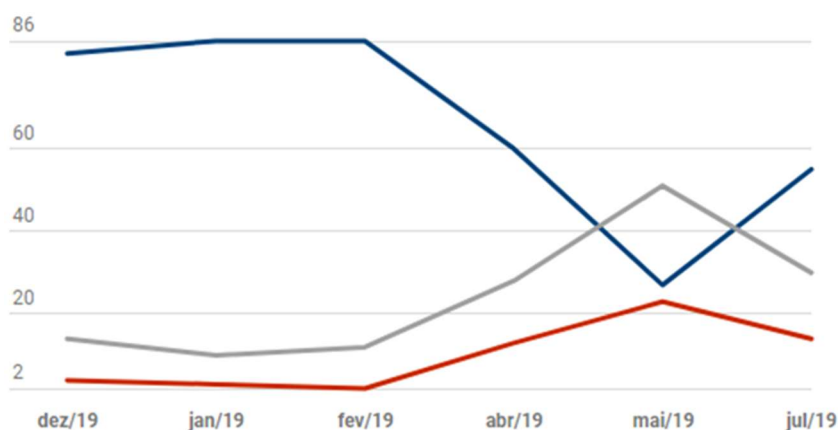
fonte: XP Sondagem sobre Mercados & Política

Assim como a aprovação, a expectativa em relação ao governo Bolsonaro também registrou alta entre os agentes econômicos. O resultado foi os mesmos 55% de avaliações positivas. Em maio, a taxa foi de 27%, mas em abril o índice havia batido os 60%.

expectativa com o governo Bolsonaro

entre agentes do mercado financeiro
(em %)

■ bom ou ótimo ■ regular ■ ruim ou péssimo



fonte: XP Sondagem sobre Mercados & Política



Já no relacionamento do presidente com o Congresso, o mercado se mostrou mais pessimista. Após o presidente da Câmara, Rodrigo Maia (DEM-RJ), sair como o responsável pela aprovação, e não Bolsonaro, o mercado avalia que a relação do chefe do Executivo com os congressistas deve se deteriorar.

Para 23% dos entrevistados, as tratativas entre os 2 Poderes vão piorar. Isso significa 1 aumento de 7 pontos percentuais em comparação a maio. São apenas 12% que creem o contrário –de que o relacionamento melhorará. Uma queda de 1 p.p.

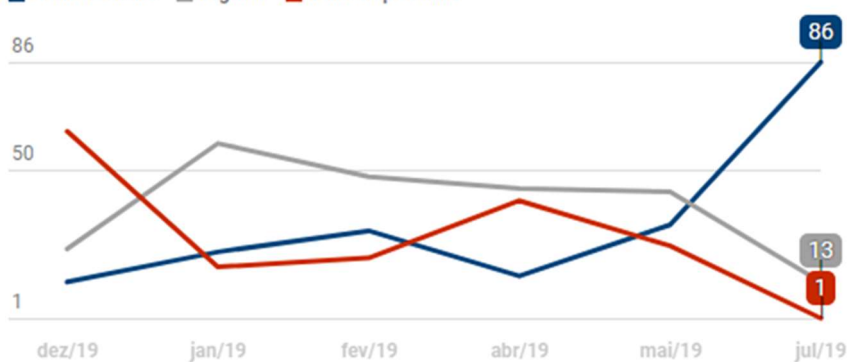
Por outro lado, o Congresso parece viver uma lua de mel com o mercado. Entre os agentes, a aprovação do Legislativo foi alçada a 86% após a votação da nova Previdência. Em fevereiro, logo após tomar posse, a nova legislatura detinha 30% da confiança do mercado.

Em maio, essa avaliação positiva era de 32%, enquanto 25% desaprovava a atuação das Casas do Legislativo. Agora, apenas 1% dos agentes do mercado caracterizam o papel do Congresso como ruim ou péssimo.

avaliação do Congresso

entre agentes do mercado financeiro
(em %)

■ bom ou ótimo ■ regular ■ ruim ou péssimo



fonte: XP Sondagem sobre Mercados & Política

Reforma da Previdência

A 2ª parte do levantamento da XP abordou a expectativa dos agentes com os próximos passos para a reforma da Previdência. Por ter sido feita antes da marcação da votação em 2º turno para agosto, a pesquisa apontou que 63% achavam que essa aprovação seria antes do recesso, marcado para 18 de julho.

Apenas 24% avaliavam que a votação ficaria para agosto. Só 3% dos entrevistados acham que o 2º turno da votação será depois de setembro.



Já quanto à aprovação nas duas Casas, quase 3/4 dos agentes avaliam que será concretizada no 3º trimestre de 2019. Esse número é outro exemplo do otimismo do mercado. São 73% que acham que o Senado finalizará a questão entre agosto e setembro. Esse índice era de 19% em maio.

Outro dado que acompanha a satisfação do mercado após indicações positivas para reforma é o aumento da previsão de economia com a aprovação da PEC (Proposta de Emenda à Constituição). Para os investidores, a nova Previdência economizará R\$ 850 bilhões em 10 anos.

De fevereiro a maio, esse número era de R\$ 700 bilhões, contrariando o governo, que falava em mais de R\$ 1 trilhão de economia.

Opinião: É hora do preço-horário no Setor Elétrico?

Por Adriano Pires, para O Estado de S.Paulo

Há pilares importantes que alicerçam o funcionamento do setor elétrico brasileiro, dentre eles a estabilidade de regras, a transparência das decisões e a busca pela previsibilidade de custos e preços.

Temos assistido a intenso debate nos últimos anos sobre adequações nos arranjos comerciais visando tornar o mercado mais atrativo a novos empreendedores, elevando a oferta de energia com aumento de competitividade.

É importante a avaliação de uma dessas mudanças que estão em discussão que é o início da vigência



do chamado “Preço Horário” a partir de 1 de janeiro de 2020. Um tema que, dado o impacto, requer avanços com passos prudentes, permitindo o necessário amadurecimento de regras, procedimentos e instituições, em consonância com recente entrevista do Ministro de Minas e



Energia, que disse ser essencial que a modernização do setor seja feita de forma responsável e fundamentada.

O fato é que, apesar do enorme esforço conduzido nos últimos dois anos, estamos há pouco mais de um mês da decisão de implantar ou não o preço horário em 2020 e ainda não temos a segurança de que atingimos o nível mínimo de maturidade para operacionalizar tal mudança.

Em recente consulta pública do MME, a CP71, ficou claro o dissenso entre agentes sobre o tema. Cerca da metade das contribuições continha posições no sentido de adiar o início da vigência do preço horário para além de 2020. Outro expressivo contingente, apesar de não se objetar à meta do próximo ano, elencou condições para a sua viabilização que não podem ser atendidas em tempo hábil. Apenas duas instituições se posicionaram abertas e incondicionalmente a favor da implantação em janeiro de 2020.

A análise das ponderações dos agentes indica que ainda há lacunas regulatórias relevantes como: atualização das regras de comercialização considerando preço horário, definição do custo a ser adotado no mapeamento de usinas térmicas, apuração dos contratos, principalmente, no ambiente livre, à nova forma de contabilização, e, exposição assimétrica dos geradores à forma de contabilização horária. Esse e o caso do gerador eólico que tem a sua geração máxima não necessariamente coincidente com o período de maior Preço de Liquidação das diferenças (PLD).

Há no setor elétrico o receio que a adoção do preço horário levaria a uma nova escalada de judicialização. Esse aspecto cresce em relevância quando se considera o custo das questões envolvendo o setor que foram levadas ao Judiciário nos anos recentes. Para mitigar esse risco seria necessário mapear os potenciais obstáculos à mudança das condições de comercialização e construir soluções negociadas.

Além desses aspectos, é preciso avaliar como os agentes reagirão as mudanças, de modo a evitar perturbações na operação do Sistema e do Mercado. Neste sentido, exigir-se-á mudanças de organização e processos de todos os agentes, com destaque para o ONS e a CCEE, bem como geradoras e comercializadoras.

Por tudo exposto, está claro que a implantação do preço horário apresenta uma série de questões relevantes ainda não resolvidas. Todavia, o cumprimento da Resolução CNPE nº 07 requer que a decisão seja tomada até 30 de julho próximo, caso mantenha-se a meta de início da vigência a partir de 2020.



Sem dúvida a adoção de preço horário faz parte do rol de mudanças pertinentes à modernização do setor, permitindo-se maior granularidade de preços durante picos de consumo ao longo do dia. Isso pode auxiliar o planejamento de leilões de pico e potência, além de possibilitar sinal de preço mais atinente ao consumidor, fundamental na gestão de demanda própria de setores elétricos modernos.

Considerando o potencial impacto no funcionamento do setor parece ser prudente adiar o início da vigência do preço horário. Esse tempo adicional não causaria prejuízos ao funcionamento do mercado e garantiria a preparação necessária para essa mudança. Com isso, o MME evitaria a repetição do ocorrido quando da MP 579, de triste memória, cujos efeitos negativos ainda são observados particularmente para os consumidores de energia do país.

Diretor do **CBIE – Centro Brasileiro de Infraestrutura**

Fontes: AGÊNCIA SENADO – ANEEL – ABRAPCH – CANAL NEGÓCIOS – CANAL ENERGIA – OCESC – ESTADÃO – EXAME – FOLHA – ONS – GAZETA DO POVO – INFOCLIMA – MME – PORTAL G1 – CCEE – PORTAL GLOBO.COM

Enermerco Comercializadora de Energia EIRELI EPP

Av. 7 de Setembro, 140, Sala 06 – Centro

Timbó - SC – 89.120-000

(47) 3380-0771

www.enermerco.com.br

