

Economia / Energia & Saneamento

Está Chovendo Novamente; Impacto da Hidrologia Sobre Tarifas e Inflação

Tatiana Pinheiro

Maria Carolina Carneiro

André de Mello Sampaio

Conclusão: Apesar de mantermos nosso cenário de níveis de reservatórios abaixo da média durante o 1T18, com preços acima da média no mercado à vista no 4T17 e no 1T18, acreditamos que a *bandeira vermelha nível 1* continuará em 2018 e atribuímos uma baixa probabilidade ao cenário de racionamento de energia. Consequentemente, acreditamos que o déficit acumulado na cobertura de custos da Parcela A deve ser coberto pelo mecanismo de bandeiras e, assim, prevemos menor pressão para as tarifas em 2018. Em nosso cenário básico, o ajuste da tarifa de energia elétrica pode ficar entre 1,9% e 5,9%, o que deve respaldar nosso cenário de inflação na meta e taxa Selic mantida em 6,75% ao ano.

- **Hidrologia: melhoria a caminho.** De acordo com os relatórios da Universidade de Columbia sobre o ciclo ENSO, o cenário mais provável para o verão de 2018 na América Latina é de um evento La Niña (que pode incluir precipitações abaixo da média na parte sul do continente, um ano chuvoso para o nordeste e temperaturas mais frias na região sudeste), uma vez que a probabilidade do evento aumentou de 57% em meados de outubro para 60% em meados de novembro. Como consequência, nós ainda assumimos um cenário hídrico de 80-90% da média de longo prazo para o sistema interligado no Brasil. Contudo, observamos que a hidrologia melhorou recentemente na região Sudeste, chegando a cerca de 100% da média de longo prazo em novembro. Se essa tendência persistir, cremos que pode haver risco de alta para nossas premissas de hidrologia; é possível que façamos um ajuste de nossas premissas para 90-100% da média de longo prazo. Entretanto, para a região Nordeste, continuamos a ver hidrologia fraca, em cerca de 19% da média de longo prazo em novembro. Esse cenário pode melhorar com um evento La Niña (uma vez que as precipitações tendem a melhorar nas regiões Norte e Nordeste).
- **Estimativas para reservatórios e fator de ajuste de energia.** Se a hidrologia chegar a 90% da média de longo prazo ao final da estação chuvosa, acreditamos que a geração térmica pode ser reduzida a 7-8 GW; assim, estimamos que o déficit hídrico para 2018 pode chegar a cerca de 15% (fator de ajuste de energia em 0,85), com custo das térmicas e preço no mercado à vista em torno de R\$185 por MWh. Nesse cenário, se a geração térmica cair para 7,5 GW (ou ainda menor), acreditamos que o cenário mais provável é de que a bandeira vermelha nível 1 continue em 2018; caso a hidrologia melhore para 95% da média de longo prazo (cenário otimista), precisamos de menos de 6 GW de geração térmica, o déficit hídrico baixa para cerca de 10% e, consequentemente, pode ocorrer o acionamento da bandeira amarela. Nesses dois cenários, básico e otimista, acreditamos que o custo do fator de ajuste de energia para as unidades de distribuição seria coberto pelo novo mecanismo de bandeiras (sem déficit adicional).
- **Tarifas, inflação e Selic. Uma melhoria na hidrologia causaria reajustes muito pequenos da tarifa de energia elétrica.** Prevemos um ajuste tarifário entre 1,9% e 5,9% em 2018, dependendo da bandeira adotada; no cenário otimista, o cenário de bandeira amarela pode ser adotado em meados de 2018 (impacto de -4,0% nos preços da tarifa). De acordo com o nosso cenário, as tarifas de energia elétrica sustentam a inflação na meta, o que reforça nossa aposta de que a taxa Selic será mantida em 6,75% durante 2018.



COMEÇOU A CHOVER: ACABOU O PROBLEMA?

ACREDITAMOS QUE NÃO, MAS O CENÁRIO MELHOROU

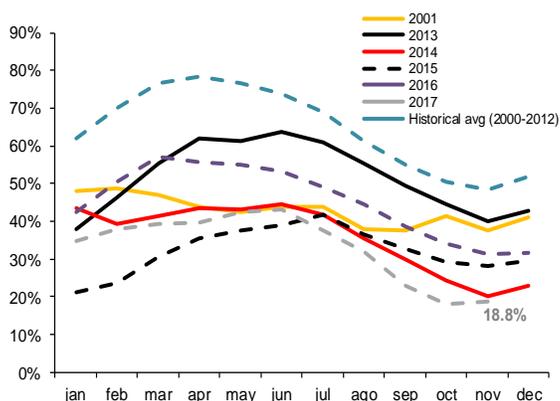
A hidrologia mostra melhoria, mas o ponto de partida dos reservatórios ainda preocupa. O início da estação chuvosa foi decepcionante, com as precipitações de outubro em 69% da média de longo prazo. Entretanto, o cenário melhorou significativamente em novembro, uma vez que as precipitações na região Sudeste atingiram cerca de 100% da média de longo prazo e a região Sul também contribuiu, em aproximadamente 134% da média de longo prazo. Contudo, o Nordeste continua defasado, em cerca de 19% da média de longo prazo, com reservatórios baixos, em 4,8% da capacidade máxima. Consequentemente, quando o nível médio de reservatórios do país atingir 18,5% (um ponto de partida baixo em comparação com a média de 41% observada durante os últimos 10 anos - consultar comparação na Figura 1), acreditamos que a geração térmica ainda seria necessária em altos níveis para compensar as precipitações abaixo da média registradas em 2017 até outubro (73,3%) e recuperar os níveis dos reservatórios da região Nordeste.

La Niña continua como cenário mais provável, mas ainda é muito cedo para prever. De acordo com o relatório mais atualizado da Universidade de Columbia sobre o ciclo ENSO, a probabilidade de La Niña atingiu 60% para janeiro-março de 2018 – o verão na América Latina e o período mais importante para as precipitações no Brasil (concentrando em torno de 39% do fluxo de energia natural afluyente esperado para o ano). La Niña costuma implicar tempo chuvoso na parte norte do continente (também possivelmente impactando a região nordeste) e temperaturas mais frias para a região sudeste (se ocorrer entre junho-agosto) e clima potencialmente seco para a parte sul/sudeste do continente (se ocorrer de dezembro-fevereiro). Observamos que o *Australian Bureau of Meteorology* também revisou suas estimativas, agora indicando uma probabilidade de 70% de um evento La Niña. Apesar da maior probabilidade, acreditamos que ainda é muito cedo para contar com esse cenário.

Assumimos precipitações na estação chuvosa em 90% da média de longo prazo para 2018. Considerando a hidrologia atual e a expectativa de um evento La Niña ganhando momento, revisamos nosso cenário hídrico para 90% da média de longo prazo, com risco de alta se a região Sudeste continuar a apresentar precipitações próximas à média de longo prazo. De qualquer modo, esperamos que os custos das térmicas fiquem razoavelmente elevados até o 1S18; estimamos em torno de 7,5 GW da geração térmica até o meio de 2018, de forma a recuperar os níveis abaixo da média dos reservatórios na região Nordeste. Para a geração eólica/solar, esperamos 7,0 GW de geração. Na Figura 2, apresentamos nossas estimativas para os reservatórios com diferentes cenários de afluência, assumindo 9,5 GW fixos de geração térmica e aumento de 3% A/A no consumo de energia elétrica em 2018. Nesse cenário, vemos um déficit hídrico de 14,6% para 2018. (ver Figura 3). Se a hidrologia atingir nossa expectativa, a bandeira vermelha 1 deve continuar em 2018; porém, como observamos uma melhoria na hidrologia e aumento do consumo, se a hidrologia atingir 95% da média de longo prazo (com melhoria consistente para a região Nordeste), poderemos ter o acionamento da bandeira amarela em meados de 2018.

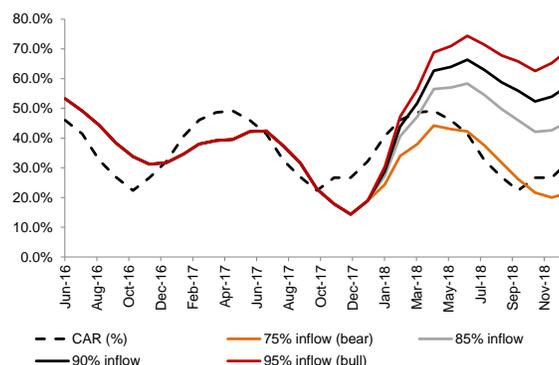


Figura 1. Níveis de Água dos Reservatórios Brasileiros (%)



Fonte: ONS.

Figura 2. Resultado do Modelo de Reservatórios – Cenário Básico



Fontes: ONS e estimativas do Santander.

Figura 3. Estimativa de Déficit Hídrico (MWm)

Demanda Brasil MWm	62.405
Capacidade Hídrica Firme*	51.532
Produção Térmica	7.500
Outros	7.090
Produção Hídrica*	44.023
Déficit - Cenário Básico MWm	7.509
Déficit - Cenário Básico %	14,6%

Fonte: estimativas do Santander

Novo mecanismo de bandeiras – volatilidade supostamente mais baixa para a variação mensal; série de dados diferente da CCEE. A boa notícia é que a mudança regulatória proposta para o mecanismo de bandeiras considera o nível do déficit hídrico e o custo de geração para acionar diferentes níveis. Conseqüentemente, mesmo se o custo de geração não ficar próximo de níveis recordes, mas o déficit hídrico estimado for alto, a bandeira vermelha seria acionada, protegendo o fluxo de caixa das distribuidoras, com isso reduzindo a volatilidade mensal esperada do mecanismo de bandeiras caso a tendência da hidrologia mude a cada mês. Entretanto, observamos que a Aneel não necessariamente usou dados (preços de mercado à vista e fator de ajuste de energia) da CCEE, portanto, continua difícil estimar as bandeiras. Com a melhoria mencionada na hidrologia, com expectativa de atingir 90% da média de longo prazo, prevemos um cenário de déficit hídrico de 15% com aproximadamente 7,5 GW de geração térmica, o que continua a apresentar uma *bandeira vermelha nível 1* em 2018. Uma melhoria na hidrologia (95% da média de longo prazo) pode reduzir a geração térmica necessária para atender a demanda a menos de 6 GW da geração térmica, com isso acionando a bandeira amarela e, assim, com um impacto de -4% nas tarifas.



Figura 4. Mudanças no Mecanismo de Bandeiras

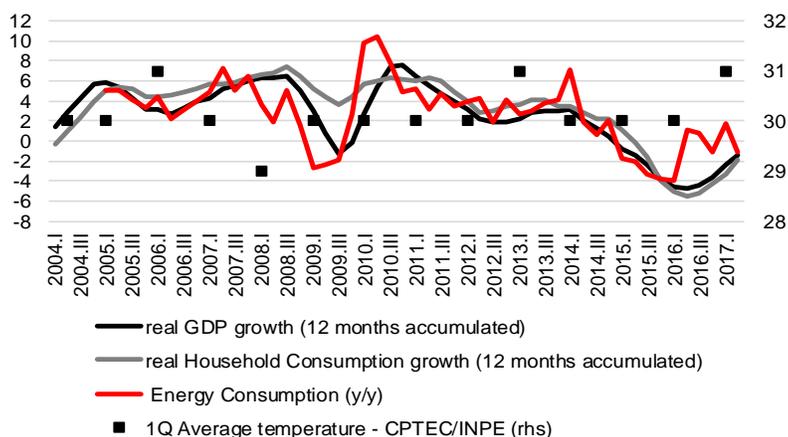
Mecanismo de Bandeiras (Multas)			Nova Proposta (Resumo com Riscos Hidrológicos)				
Proposta	Anterior		Fator de Ajuste de Energia	Preços do Mercado à Vista (R\$/MWh)			
				Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
Verde	-	-	0,86 - 1	até 35,7-500	Acima de 500	-	-
Amarela	R\$ 1 / 100 kWh	R\$ 2 / 100 kWh	0,71-0,85	-	até 34,48-66,67	acima de 34,48-103,45	acima de 103,45-200
Vermelha 1	R\$ 3 / 100 kWh	R\$ 3 / 100 kWh		-	-	até 75-100	acima de 75-100
Vermelha 2	R\$ 5 / 100 kWh	R\$ 3,5 / 100 kWh	0,6 - 0,7	-	-	-	-

Fonte: Aneel. Se o risco hidrológico for de 1%, a bandeira será verde.

O VERÃO ESTÁ CHEGANDO...

O consumo de pico no verão pode ser um fator negativo. No próximo ano, o impacto integral da recuperação econômica pode aumentar a demanda na região Sudeste ainda mais. Em nossa opinião, a elasticidade do preço ao consumo de energia elétrica não é tão relevante quanto às temperaturas no Brasil, como observado nos picos de consumo, mesmo com grandes aumentos nas tarifas. No Brasil, a demanda por energia elétrica é sazonalmente superior no verão; um fenômeno que acreditamos ser explicado pela característica tropical do país (verões quentes e prolongados e invernos amenos). Isso sugere que a elasticidade da demanda também é vinculada às temperaturas. De qualquer modo, a estimativa da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) da elasticidade da renda ao consumo de energia elétrica é de 1,51 para 2016-2026, assumindo crescimento do consumo em 3,7% em comparação ao ano anterior e expansão do PIB real em 2,5% em média. Para 2018, nossa equipe de Energia & Saneamento estima que a demanda aumentaria 3% A/A em 2018 para um crescimento do PIB de 3,2%. De qualquer modo, observamos que o La Niña pode provocar temperaturas mais frias na região Sudeste, com isso reduzindo a pressão de alta no consumo.

Figura 5. Crescimento do PIB, Consumo de Energia e Clima do Verão



Fontes: estimativas do Santander Números ajustados.



TARIFAS DE ENERGIA

Apesar do efeito do La Niña e do aquecimento da demanda doméstica, a melhoria na hidrologia causará reajustes pequenos na tarifa da energia elétrica. A hidrologia abaixo da expectativa observada até outubro de 2017 provocou custos das térmicas acima do esperado para o sistema. Como consequência, o custo total acumulado que precisa ser reembolsado atingiu aproximadamente R\$6,2 bilhões, de acordo com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE). Entretanto, o novo mecanismo de bandeiras implementado em novembro e a melhoria da hidrologia (novembro deve atingir cerca de 100% da média histórica na região Sudeste) deve compensar o aumento dos custos e, segundo a Aneel e a ABRADEE, reduzir a perda acumulada a zero até março de 2018 se a hidrologia continuar em linha com nosso cenário básico (90% da média histórica). Também observamos que, no cenário otimista, poderemos ver o mecanismo de bandeiras atingindo o *mecanismo amarelo*, o que pode reduzir as tarifas em 4,0%.

Ajuste da tarifa de energia elétrica em 2018. Em nosso cenário básico (7,5 GW de geração térmica), prevemos um reajuste da tarifa de energia elétrica em 5,9% em 2018 se a bandeira vermelha nível 1 for mantida durante 2018. Em um cenário otimista (menos de 6 GW de geração térmica), nossos números sugerem o ajuste tarifário em 1,9%. A premissa para nosso cenário de tarifas é a seguinte: reajuste anual + mecanismo de bandeiras + CDE de 2,15%. De qualquer modo, de acordo com nossa faixa de estimativa, a inflação das tarifas de energia sustentará a inflação no centro da meta em 2018.

Em nosso cenário, a inflação volta a 4% (ainda abaixo do centro da meta) e o Real desvaloriza para 3,5 por Dólar no final de 2018; o ajuste anual (que considera inflação e variações na taxa de câmbio A/A) será menor para cidades que têm reajuste anual no 1S18 e maior para aquelas em que o reajuste anual é feito no 2S18.



Figura 6. Cronograma de Ajustes Anuais da Tarifa de Energia Elétrica

Data do Ajuste Anual das Distribuidoras	Ajuste anual	Custo da CDE	Mecanismo de Bandeiras (vermelha 1 para amarela)	Mecanismo de Bandeiras (vermelha 1 para vermelha 2)	Ajuste Total (bandeira amarela) prob: 30%	Ajuste Total (bandeira vermelha 1 mantida) prob: 60%	Ajuste Total (bandeira vermelha 2) prob: 10%
15 de março	2,20%	2,15%	-4,00%	3,50%	0,4%	4,4%	7,9%
15 de março	2,42%	2,15%	-4,00%	3,50%	0,6%	4 6%	8,1%
8 de abril	2,09%	2,15%	-4,00%	3,50%	0,3%	4,3%	7,8%
19 de abril	2,38%	2,15%	-4,00%	3,50%	0,6%	4,6%	8,1%
22 de abril	1,98%	2,15%	-4,00%	3,50%	0,2%	4,2%	7,7%
22 de abril	2,10%	2,15%	-4,00%	3,50%	0,3%	4,3%	7,8%
29 de abril	2,88%	2,15%	-4,00%	3,50%	1,1%	5,1%	8,6%
28 de maio	3,14%	2,15%	-4,00%	3,50%	1,3%	5,3%	8,8%
19 de junho	2,63%	2,15%	-4,00%	3,50%	0,8%	4,8%	8,3%
24 de junho	3,78%	2,15%	-4,00%	3,50%	2,0%	6,0%	9,5%
24 de julho	4,89%	2,15%	-4,00%	3,50%	3,1%	7,1%	10,6%
7 de agosto	4,19%	2,15%	-4,00%	3,50%	2,4%	6,4%	9,9%
7 de agosto	4,68%	2,15%	-4,00%	3,50%	2,9%	6,9%	10,4%
27 de agosto	5,02%	2,15%	-4,00%	3,50%	3,2%	7,2%	10,7%
22 de outubro	5,05%	2,15%	-4,00%	3,50%	3,2%	7,2%	10,7%
22 de outubro	4,92%	2,15%	-4,00%	3,50%	3,1%	7,1%	10,6%
23 de outubro	5,07%	2,15%	-4,00%	3,50%	3,2%	7,2%	10,8%
25 de outubro	4,71%	2,15%	-4,00%	3,50%	2,9%	6,9%	10,4%
Brasil					1,9%	5,9%	9,4%

Fonte: IBGE, ANEEL e estimativas do Santander.

INFORMAÇÕES IMPORTANTES

Recomendação	Definição
Compra	Expectativa de superar o benchmark do mercado local em mais de 10%.
Manutenção	Expectativa de desempenho dentro de uma faixa de 0% a 10% acima do benchmark do mercado local.
Abaixo de Mercado	Expectativa de desempenho abaixo do benchmark do mercado local
Sob Revisão	Sob Revisão dos analistas

Este documento foi traduzido e distribuído por Banco Santander (Brasil) S.A. e destina-se somente para informação de investidores, não constituindo oferta de compra ou de venda de nenhum título ou valor mobiliário contido neste relatório. Em caso de divergência o relatório original deve ser considerado como versão prevalecente (i.e., os títulos e valores mobiliários mencionados aqui ou do mesmo emissor e/ou suas opções, warrants, ou direitos com respeito aos mesmos ou quaisquer interesses em tais títulos e valores mobiliários). Qualquer decisão de compra ou venda de títulos e valores mobiliários deverá ser baseada em informações públicas existentes sobre os referidos títulos e, quando apropriado, deve levar em conta o conteúdo dos correspondentes prospectos arquivados, e a disposição, nas entidades governamentais responsáveis por regular o mercado e a emissão dos respectivos títulos. As informações contidas neste relatório foram obtidas de fontes consideradas seguras, muito embora tenham sido tomadas todas as medidas razoáveis para assegurar que as informações aqui contidas não são incertas ou equivocadas no momento de sua publicação, não garantimos sua exatidão, nem que as mesmas são completas e não recomendamos que se confie nelas como se fossem. Todas as opiniões, estimativas e projeções que constam no presente relatório traduzem nossa opinião na data de sua emissão e podem ser modificadas sem prévio aviso. O Santander ou quaisquer de seus diretores ou funcionários poderão adquirir ou manter ativo's direta ou indiretamente relacionados à(s) empresa(s) aqui mencionada(s), desde que observadas as regras previstas na ICVM 483/2010. As filiais estrangeiras do Grupo Santander podem ter (a) coordenado ou co-participado da colocação de uma oferta pública dos títulos desta companhia nos últimos 12 meses; (b) ter recebido compensações desta companhia por serviços de bancos de investimento prestados nos últimos 12 meses; (c) espera receber ou pretende obter compensações desta companhia por serviços de banco de investimento prestados nos próximos 3 meses. O Santander prestou, presta ou poderá prestar serviços financeiros, relacionados ao mercado de capitais, ou de outro tipo, ou realizar operações típicas de banco de investimento, de banco comercial ou de outro tipo a qualquer empresa citada neste relatório. O Santander não será responsável por perdas diretas ou lucros cessantes que sejam decorrentes do uso do presente relatório. O presente relatório não poderá ser reproduzido, distribuído ou publicado pelo seu destinatário para qualquer fim.

A fim de atender a exigência regulatória prevista na Instrução CVM 483, de 06 de julho de 2010, segue declaração dos analistas:

Nós, **Maria Carolina Carneiro e Tatiana Pinheiro**, responsáveis principais por este relatório, e **André Sampaio**, declaramos que as recomendações em relação aos valores mobiliários alvo de análise, aqui apresentadas, refletem única e exclusivamente nossas opiniões pessoais e foram elaboradas de forma independente, inclusive em relação à instituição a qual estamos vinculados.

O Banco Santander (Brasil) S.A, suas controladas, seus controladores ou sociedades sob controle comum, declaram que:

- Possuem participações societárias relevantes (maior que 1%) no capital social das seguintes companhias: Light S/A.
- Têm interesse financeiro e comercial relevante em relação à companhia ou aos valores mobiliários objeto desse relatório de análise.
- Recebem remuneração por serviços prestados para o emissor objeto do presente relatório ou pessoas a ele ligadas.

© 2017 Copyright Banco Santander (Brasil) S/A. Direitos Reservados.

