



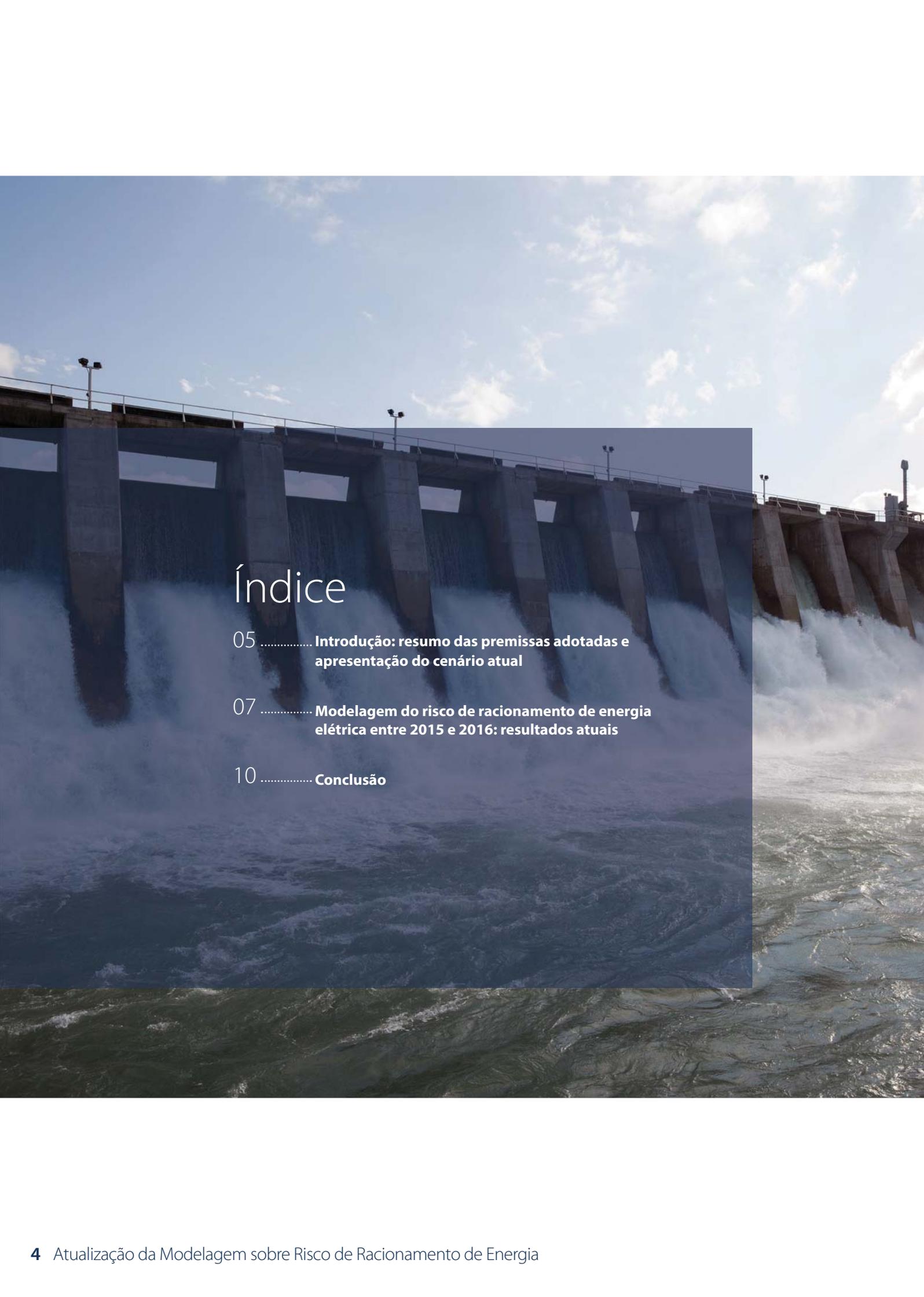
# Atualização da Modelagem sobre Risco de Racionamento de Energia

# Sumário

Em março de 2015, a Itaú Asset Management publicou um *white paper* em que traçava o panorama da situação hídrica brasileira e da dependência do setor elétrico ao regime de chuvas. Para tal, foram apresentados os resultados de um modelo proprietário que estima a probabilidade da necessidade de adoção do racionamento de energia a partir de algumas premissas, com destaque para o comportamento do regime de chuvas e, principalmente, da demanda por eletricidade.

Desde então, o consumo de energia foi afetado pela forte desaceleração que a economia brasileira atravessa e, também, pelas mudanças em curso no setor, que resultaram em grandes incrementos nas tarifas ao consumidor. Esta conjunção de fatores ampliou o efeito negativo sobre o consumo, em maior grau que o estimado inicialmente.

Este *white paper* tem como objetivo, em função das informações atuais, reajustar as premissas utilizadas tornando-as compatíveis com o atual cenário macroeconômico.



# Índice

- 05 ..... **Introdução: resumo das premissas adotadas e apresentação do cenário atual**
- 07 ..... **Modelagem do risco de racionamento de energia elétrica entre 2015 e 2016: resultados atuais**
- 10 ..... **Conclusão**



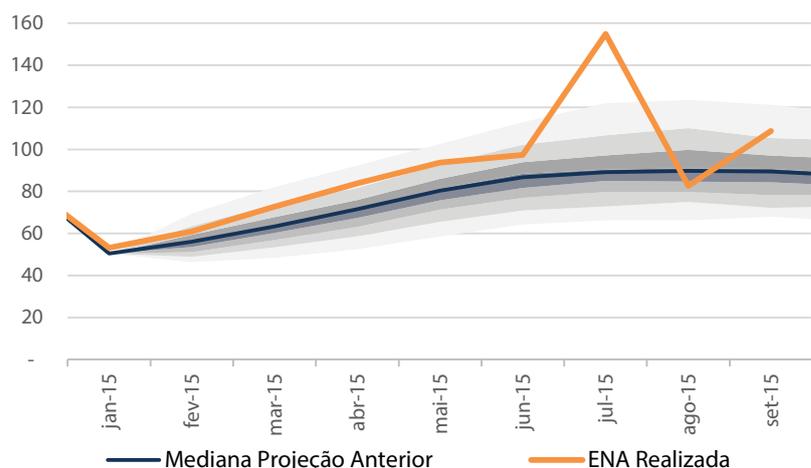
# Introdução

## Resumo das premissas adotadas e apresentação do cenário atual

A probabilidade de que seja necessário adotar um racionamento de energia elétrica no Brasil foi estimada a partir da modelagem da trajetória esperada para o nível médio dos reservatórios do Sistema Integrado Nacional (SIN), ou seja, o estoque de água armazenado no conjunto de reservatórios das usinas hidrelétricas brasileiras.

As variáveis que influenciam tal trajetória podem ser divididas em dois grupos. O primeiro diz respeito àquelas relacionadas à oferta, como o regime de chuvas do passado recente, a expectativa de pluviometria futura e a incorporação de novas plantas de geração, que ampliem a capacidade instalada do sistema. No segundo grupo, encontram-se as variáveis relativas à demanda pela água armazenada nas represas, como as decisões do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)<sup>1</sup> acerca do despacho hidrelétrico, vis-à-vis outras fontes de energia, e do comportamento do consumo (carga do sistema), que pode ser modelado a partir de suas elasticidades em relação ao preço da energia e ao crescimento do PIB. Ambos os grupos apresentaram variações relevantes em relação às estimativas realizadas em março.

**Gráfico 1: ENA<sup>2</sup> - Projetado\* x Realizado (fev/15 - set/15) - % da Média de Longo Termo (MLT)<sup>3</sup>**



Fonte: Itaú Asset Management, setembro de 2015

\* Projeção de ENA realizada em março de 2015, publicada no primeiro *white paper* sobre escassez hídrica

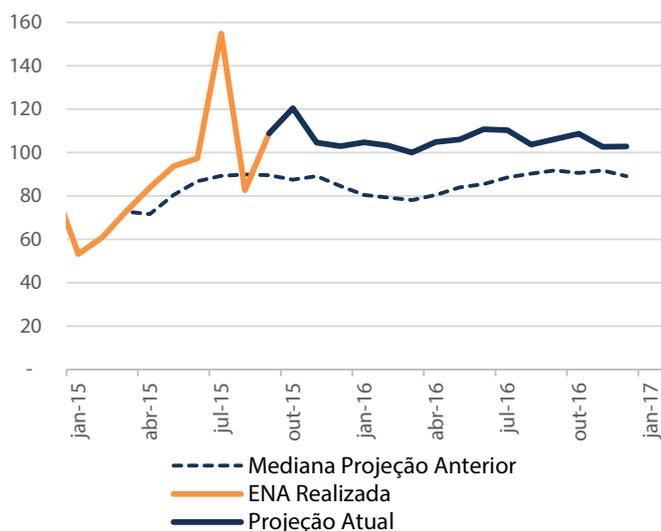
<sup>1</sup> ONS é o órgão responsável pela coordenação e controle das operações de geração e transmissão de energia elétrica no Brasil. Dentre suas atribuições, determina ações a serem exercidas pelo SIN, de forma a manejar o estoque de energia disponível e garantir a segurança do sistema.

<sup>2</sup> A Energia Natural Afluyente (ENA) do Sistema Integrado Nacional (SIN) é o volume de energia que pode ser produzido de acordo com a vazão natural afluyente em cada bacia que compõe o SIN. Em geral, é apresentada como a aflluência mensal relativa à média de longo prazo para o mesmo mês (% da MLT).

<sup>3</sup>MLT – Média de Longo Termo. Média das vazões naturais de um mesmo mês, verificadas durante toda a série histórica de observações

Pelo lado da oferta, o regime de chuvas dos últimos meses se mostrou acima do projetado inicialmente, o que resultou em uma Energia Natural Afluente (ENA) mais alta nos meses de março a setembro (Gráfico 1). Esta pluviometria mais favorável também teve implicação nas estimativas de ENA futura, devido à relação existente entre chuva passada e ENA futura<sup>4</sup>. Dessa forma, utilizando-se a mesma premissa anterior<sup>5</sup>, a estimativa para a ENA agora se aproxima mais rapidamente dos 100% da MLT que na simulação realizada em março (Gráficos 2 e 3).

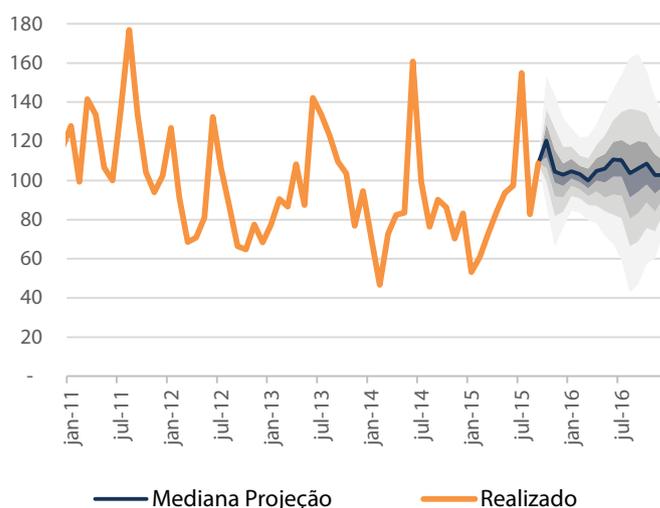
**Gráfico 2: ENA - Mediana das Projeções Comparadas\* - % do MLT**



Fonte: Itaú Asset Management, setembro de 2015

\* Comparativo entre as medianas das projeções para ENA realizadas em março e outubro de 2015 até o fim de 2016.

**Gráfico 3: ENA - Realizado e Quantis de Projeção (ago/15-dez/16) - % do MLT**



Fonte: Itaú Asset Management, setembro de 2015

Nota-se, pelo lado da oferta de água, que os dados recentes se mostraram melhores que o esperado, afetando positivamente a trajetória futura dos reservatórios. No entanto, a grande diferença ocorreu pelo lado da demanda, que também contribuiu na mesma direção. O ajuste pelo qual a economia brasileira vem passando em 2015 alterou sobremaneira a demanda por energia elétrica, tanto em virtude das fortes altas nas tarifas, quanto pela desaceleração na atividade econômica, que aparece bem mais intensa que o imaginado em março de 2015.

A Tabela 1 traz a variação nas projeções relativas à demanda de energia e ao impacto estimado no consumo.

<sup>4</sup> Para um maior detalhamento desta interdependência, consultar o *white paper* Brasil: A Escassez Hídrica e seus Impactos Econômicos, publicado em março de 2015 pela Itaú Asset Management.

<sup>5</sup> Utilizou-se como premissa que o regime pluviométrico no restante de 2015 e em 2016 será igual ao padrão sazonal médio que vigorou entre 1931 e 2014.

**Tabela 1: Principais Variáveis Explicativas para a Trajetória do Nível dos Reservatórios\***

		Expectativa e/ou Realizado	
	Variáveis	Mar-15	Out-15
<b>Oferta</b>	ENA média de março a setembro de 2015 (% MLT)	78%	94%
	Preço da energia (reajuste esperado para 2015)	20%	51%
<b>Demanda</b>	Atividade Econômica (projeção PIB 2015 e 2016)	-0,1%/0,5%	-3%/-2%

Fonte: Itaú Asset Management; Elaboração: setembro de 2015

\* Variáveis explicativas do modelo proprietário que estima a trajetória dos reservatórios do SIN. Valores esperados em março de 2015 vis-à-vis os valores esperados realizados ou as expectativas atuais

De posse das novas projeções para o crescimento da oferta de energia e para o comportamento da demanda, torna-se possível realizar novas estimativas sobre a probabilidade de que o país volte a enfrentar dificuldades em relação à escassez de energia elétrica, o que será apresentado no próximo capítulo.

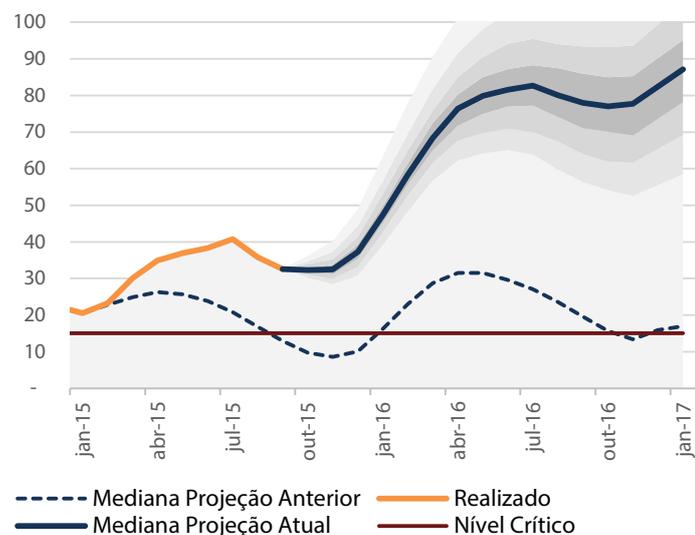
## Modelagem do risco de racionamento de energia elétrica entre 2015 e 2016: resultados atuais

Conforme o esperado, com um ponto de partida melhor que em março de 2015 e uma demanda menor por energia, a mediana das simulações para a trajetória do nível médio dos reservatórios, a partir de outubro, passou a apresentar um comportamento mais benigno.

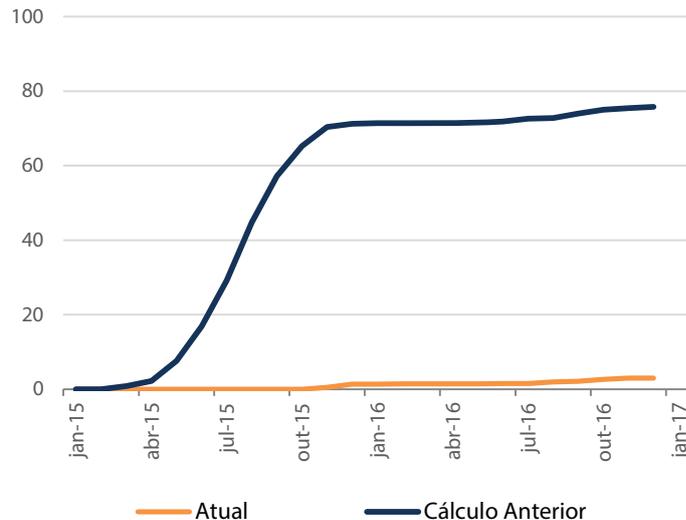
O *Gráfico 4* dá a dimensão desta diferença. Agora, a probabilidade de que o nível médio dos reservatórios fique igual ou abaixo do nível crítico<sup>6</sup>, arbitrado em 15%, é substancialmente menor do que a projeção realizada em março. De fato, o *Gráfico 5*, deixa clara a melhora na situação, mostrando que a atual probabilidade de um racionamento em 2015 ou 2016 parece ser residual (em torno de 3%), enquanto que, na estimativa de março, situava-se na casa dos 70%.

<sup>6</sup>A partir do nível crítico (NC) dos reservatórios do SIN, fica comprometida a capacidade de atendimento a picos de demanda do sistema. Este fenômeno se dá pelo fato de que, apesar de ainda existir estoque de energia armazenada sob a forma de água, quanto menor for o nível médio, maior será o número de reservatórios com nível insuficiente para propiciar a geração de energia. Assim, a partir deste patamar, começa a diminuir a potência máxima que o sistema pode entregar. O nível crítico foi arbitrado em 15% com base em um cálculo bottom-up, que levou em consideração a capacidade instalada, nível atual e derivada de queda dos reservatórios das principais hidrelétricas das regiões Sudeste e Centro-Oeste.

**Gráfico 4: ENA - Nível dos Reservatórios\* (% do máximo)**



**Gráfico 5: Probabilidade (%) de Atingimento do Nível Crítico\***



Fonte: Itaú Asset Management, setembro de 2015

\* Trajetória realizada, mediana da projeção realizada em março/2015, mediana e quantis da projeção atual 2015 até o fim de 2016.

Fonte: Itaú Asset Management, setembro de 2015

\* Nível crítico arbitrado em 15% da capacidade média do SIN

Neste ponto da análise, cabem algumas perguntas: por que o modelo mostrou tamanha melhora? Como cada um dos fatores elencados no capítulo anterior contribuiu para esta a mudança de cenário?

Para responder a estas questões, torna-se útil estimar a sensibilidade do modelo em relação às mudanças nos seus principais dados de entrada. A Tabela 2 traz a contribuição da variação observada tanto na melhora da oferta de água (trajetória esperada dos reservatórios) quanto na demanda por energia (projeção de crescimento da carga do sistema).

**Tabela 2: Principais Variáveis Explicativas para a Trajetória do Nível dos Reservatórios\***

	Mar-15	Out-15	Contribuição para a Diferença
<b>Oferta (nível dos reservatórios)</b>			-34 p.p.
<b>Demanda (carga do sistema)</b>			-39 p.p.
<b>Varição entre as estimativas</b>			
<b>Probabilidade Racionamento até dez-16</b>	76 p.p.	3 p.p.	-73 p.p.

Fonte: Itaú Asset Management, setembro de 2015

\* Contribuição de cada grupo de variáveis (ligadas à oferta ou à demanda) para a alteração no resultado da projeção do modelo

Como se pode notar, tanto a pluviometria mais favorável nos últimos meses quanto a demanda mais fraca contribuíram de maneira semelhante para a melhora da expectativa sobre a ENA futura. No entanto, este fato não pode ser celebrado como uma solução do problema, mas sim como uma circunstância que dá mais tempo ao país para a tarefa de estimular a ampliação da oferta de energia e a diversificação de sua matriz energética.

Além de retirar o risco iminente de racionamento, esta elevação do nível médio dos reservatórios pode trazer outras consequências para o cenário macroeconômico. A mais imediata delas diz respeito à possível decisão do ONS de voltar a alterar o balanço da nossa matriz energética, diminuindo a geração termelétrica e aumentando a parcela gerada pelas hidrelétricas.

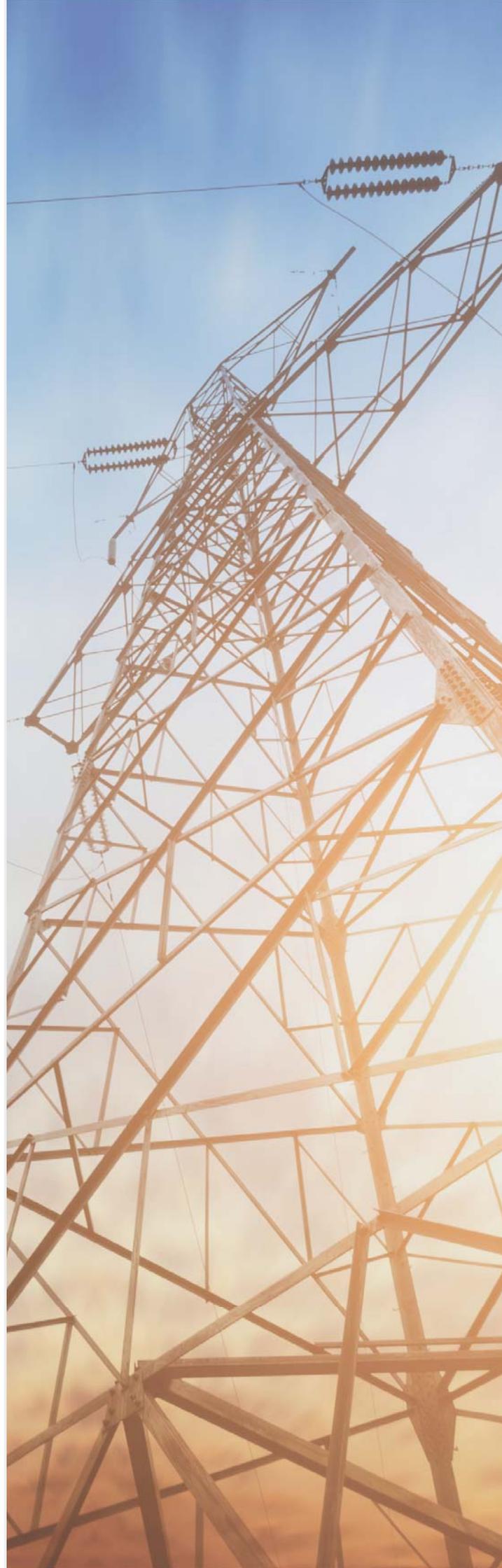
Esta mudança, caso adotada, poderia diminuir o custo médio de geração do SIN, com reflexos no custo da energia ao consumidor final. Devido ao elevado peso da energia elétrica no IPCA, esta alteração teria efeito relevante sobre o indicador deste ou do próximo ano. Como podemos ver na *Tabela 3* pela regra atual de “bandeiras tarifárias”<sup>7</sup> do sistema elétrico, a revogação da bandeira vermelha (para amarela ou até verde) poderia representar um decréscimo na inflação de até 0,43 ponto percentual (p.p.).

**Tabela 3 - Impacto no IPCA  
Alteração do Regime Tarifário de Bandeira vermelha para:**

	<b>Varição no Preço da energia</b>	<b>Impacto no IPCA (p.p.)</b>
<b>Bandeira Amarela</b>	-3,6%	-0,15
<b>Bandeira Verde</b>	-8%	-0,32

Fonte: Itaú Asset Management, setembro de 2015

<sup>7</sup>Sistema tarifário que contempla um adicional sobre a tarifa básica, de acordo com as condições de geração de energia. Na tarifa verde, que representa condições favoráveis de geração, não há acréscimo. A Bandeira Amarela representa uma situação menos favorável na geração, representada pelo acionamento de parte do parque termelétrico, e prevê um sobrepreço de R\$ 0,025 / kwh consumido (ex-impostos). Na Bandeira Vermelha, representando a situação crítica de acionamento de todo o parque termoelétrico, a tarifa sofre um acréscimo de R\$ 0,045/kwh.



# Conclusão

Conforme demonstrado, não existe mais a perspectiva iminente de racionamento de energia elétrica. Esta mudança no cenário decorre, principalmente, de um aumento na expectativa sobre a oferta de energia, em decorrência de uma pluviometria mais favorável. Já pelo lado da demanda, a forte desaceleração da atividade econômica, aliada à alta nas tarifas, também foi responsável por parte da melhora nas perspectivas para o nível médio dos reservatórios do SIN.

Deve-se observar, contudo, que a análise aqui exposta é feita para o sistema energético integrado. Em vista da interligação imperfeita entre os diversos subsistemas, persiste um risco razoável de que o racionamento possa ser adotado, por exemplo, no nordeste brasileiro. Nessa região, os níveis dos reservatórios encontram-se bem abaixo da média nacional e há ainda a perspectiva de que o fenômeno conhecido como “El Niño” possa gerar uma forte seca nos meses vindouros. Portanto, ainda que as chances de racionamento para o sistema integrado tenham diminuído de forma significativa, a situação hídrica/energética permanece complexa.

Dessa forma, apesar de o país não ter resolvido esta dependência estrutural do regime de chuvas, a atual conjuntura abre espaço para que o problema possa ser equalizado através de novos investimentos, por meio do aumento da potência instalada e da diversificação de nossa matriz energética.

Cabe ressaltar que a melhora no cenário pode abrir espaço para a revogação da Bandeira Vermelha das tarifas de energia elétrica, com consequências positivas para a inflação.

## Disclaimer

A Itaú Asset Management é o segmento do Itaú Unibanco especializado em gestão de recursos de clientes. Leia o Prospecto, o Formulário de Informações Complementares, Lâmina de Informações Essenciais e o Regulamento antes de investir. Este material foi desenvolvido pela Itaú Asset, com base em análises e estudos desenvolvidos para auxiliar as decisões de gestão da Itaú Asset, e tem como objetivo único fornecer informações. O Itaú Unibanco não se responsabiliza por qualquer decisão de investimento que venha a ser tomada com base nas informações aqui mencionadas. Dúvidas, reclamações e sugestões utilize o SAC Itaú 0800 728 0728, todos os dias, 24h, ou o Fale Conosco ([www.itaub.com.br](http://www.itaub.com.br)). Se desejar a reavaliação da solução apresentada após utilizar esses canais, recorra à Ouvidoria Corporativa Itaú 0800 570 0011, dias úteis, das 9 às 18h, Caixa Postal nº 67.600, CEP 03162-971. Deficientes auditivos ou de fala, 24 horas 0800 722 1722.



**Itaú**AssetManagement

