

OPINIÃO

Rumo a uma nova crise hídrica? Nível de reservatórios está abaixo do período pré-crise.

*Por Guilherme Pereira e Glaucia Fernandes**

Os reservatórios devem chegar ao fim do período seco com níveis mais preocupantes do que nos últimos anos. Como pode ser observado na Figura 1, os resultados para outubro são inquietantes e aquém do esperado.

Os reservatórios dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul (S) e Norte (N) estão com níveis inferiores a 2013, período que antecedeu a crise hídrica de 2014 e 2015. A pior situação é observada no subsistema SE/CO, que operou com aproximadamente 20% da sua capacidade em outubro. No mesmo período, em 2013, esse subsistema contava com cerca de 45% da energia armazenada.

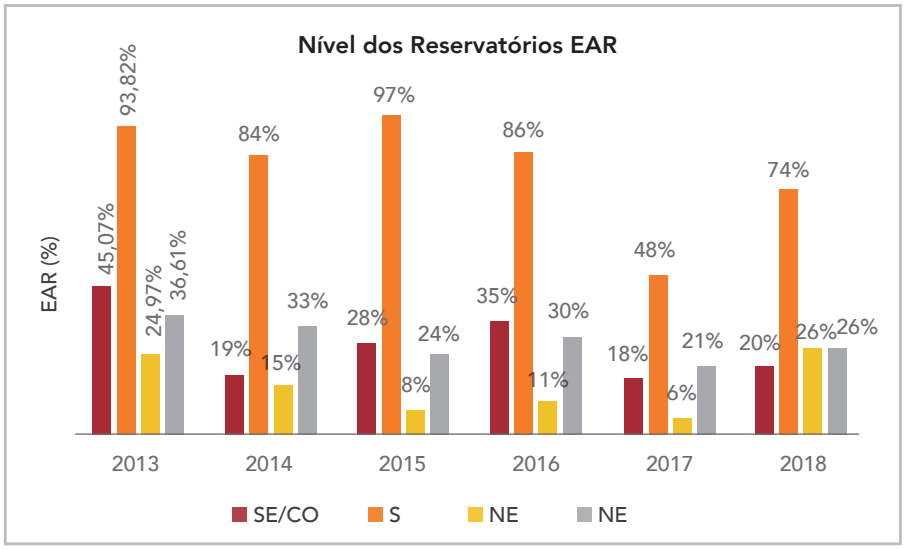
Ainda assim, esses patamares são mais confortáveis que os do mesmo período no ano passado, quando os reservatórios marcavam um nível preocupante com 17,6% no SE/CO e 6% no NE.

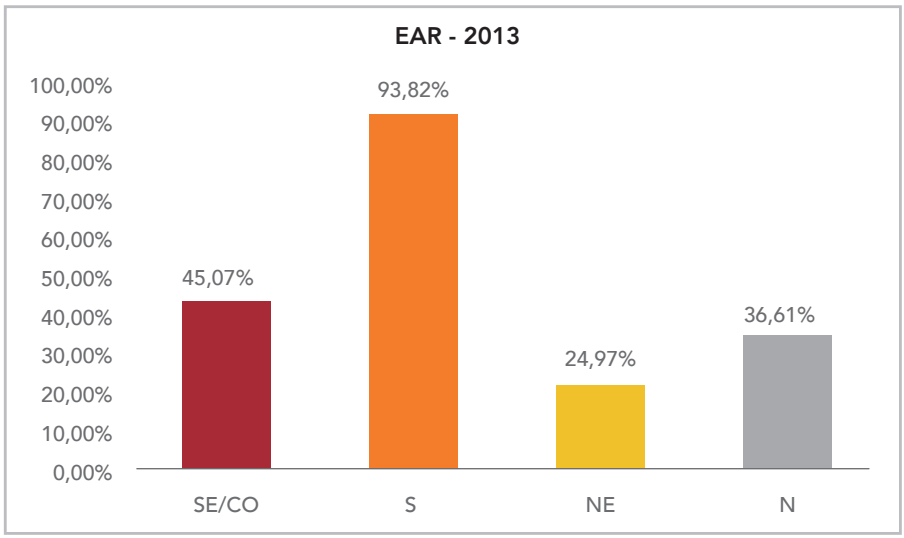
Quando se analisa a capacidade máxima de armazenamento de cada subsistema ($EAR^{2}_{máx}$), percebe-se que as maiores capacidades de armazenamento de energia são devidas aos subsistemas SE/CO e NE. Estes são exatamente os dois reservatórios com menor nível de armazenamento em outubro de 2018.

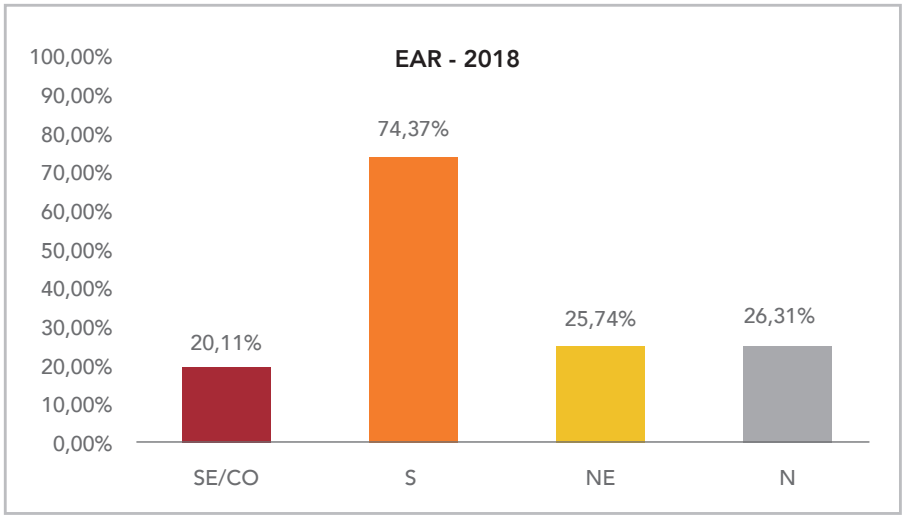
A análise do potencial hídrico de forma mais desagregada revela o baixo volume útil dos principais reservatórios nacionais. A Figura 2 apresenta o nível de volume útil dos principais reservatórios.

No subsistema SE/CO, os reservatórios de Serra da Mesa e Furnas são os mais cheios, com aproximadamente 17% do volume útil. Nesse mesmo subsistema, a maioria dos outros reservatórios estão com níveis abaixo de 10%, sendo o reservatório de Três Marias o menor, com 1,14%. No subsistema NE a situação também é delicada. O reservatório com melhor volume é o de Três Marias, com cerca de 33%. No S, subsistema com melhor situação hídrica em outubro, há uma variação maior entre os níveis. Alguns reservatórios, como por exemplo Ernestina estão com 108,40% de seu volume útil, enquanto que Santiago tem apenas 29,58%. No N, os reservatórios variam entre 13% e pouco mais de 51%, contudo, vale destacar que é o subsistema com menor capacidade de armazenamento.

Figura 1 – Nível dos reservatórios no mês de outubro (Energia Armazenada – EAR)



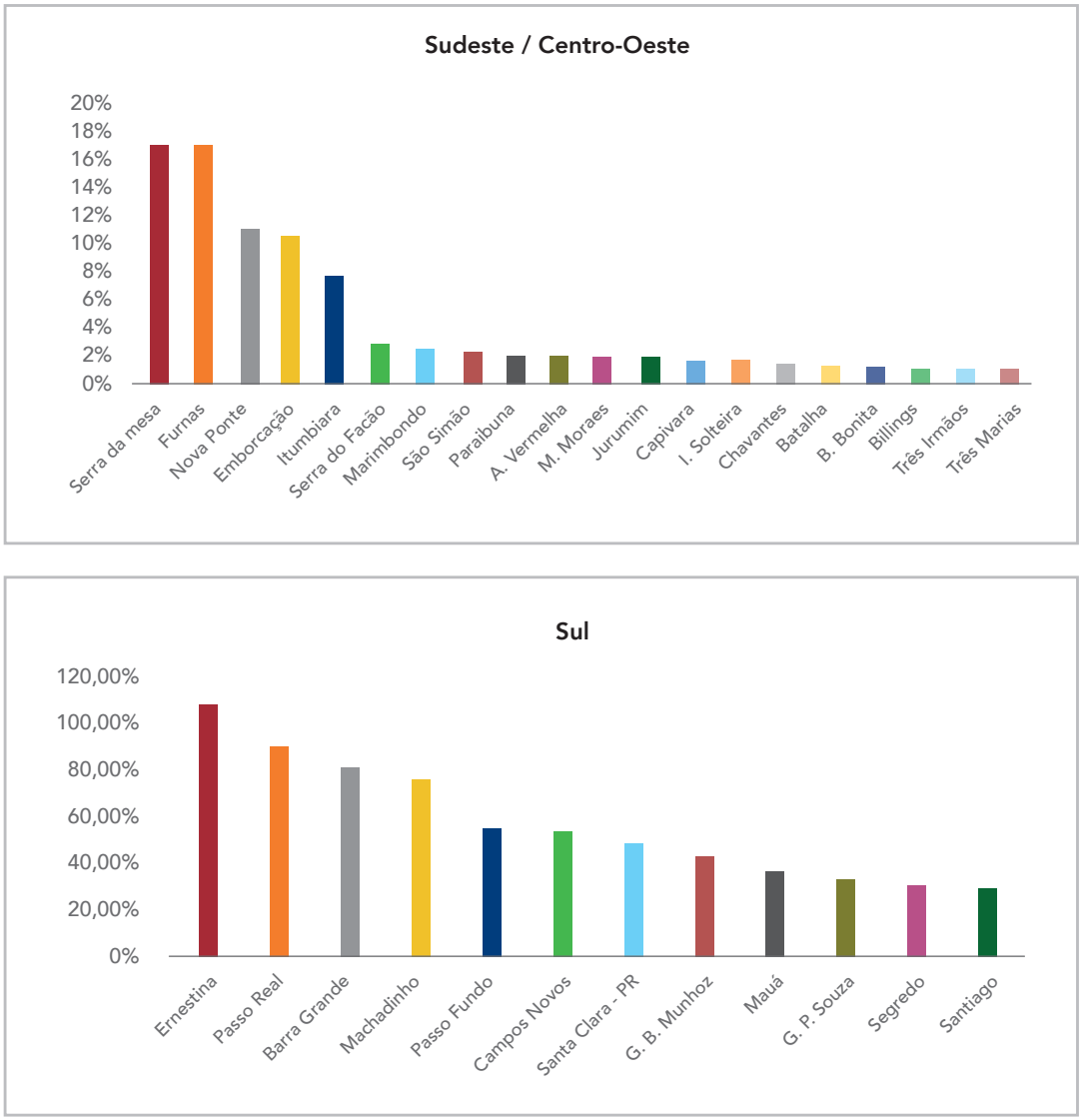




Fonte: ONS[1].

[1] http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx.

Figura 2 – Volume útil dos reservatórios em 14 de outubro de 2018



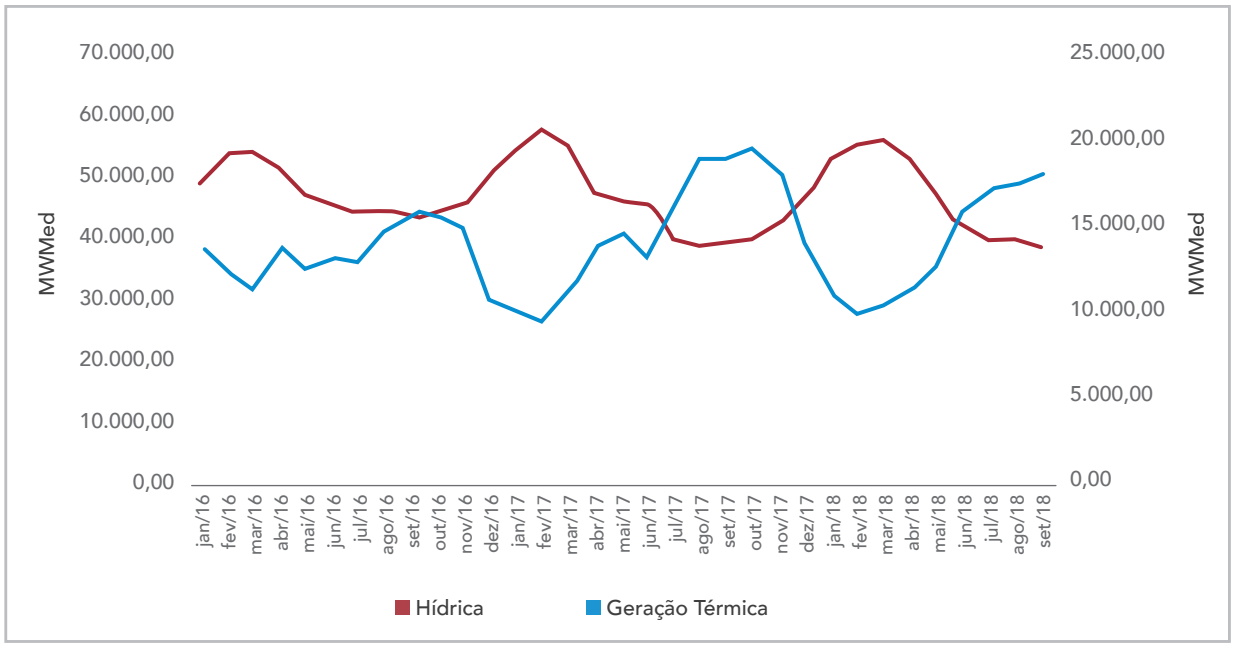
Fonte: ONS[2].

[2] http://ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/boletins-da-operacao.

A situação delicada do quadro hídrico nacional perdura há alguns anos, mesmo com o apoio fornecido pela geração de fontes renováveis para o atendimento a demanda. Todavia, a baixa disponibilidade hídrica possui impactos que vão além da questão da segurança energética nacional.

A escassez de água encarece sobremaneira o custo da energia. A demanda energética no nosso sistema é majoritariamente respondida por hidrelétricas e complementada por outras fontes tais como termelétrica, eólica e solar. Em janeiro de 2018, por exemplo, período considerado úmido, do total de energia gerado no Brasil, aproximadamente 77% foram providos por hidrelétricas enquanto que a geração térmica foi responsável por cerca de 16%. O restante foi gerado predominantemente por parques eólicos. Por outro lado, em julho do mesmo ano, durante a estação seca, a geração hídrica foi de cerca de 62%, a térmica 27%, a eólica 10% e a solar 1%. A menor disponibilidade hídrica implica consequentemente em maior geração de outras fontes, em particular da geração térmica. A Figura 3 ilustra essa complementariedade entre as fontes ao longo dos últimos anos.

Figura 3 – Geração hídrica e térmica entre de janeiro de 2016 e setembro de 2018.



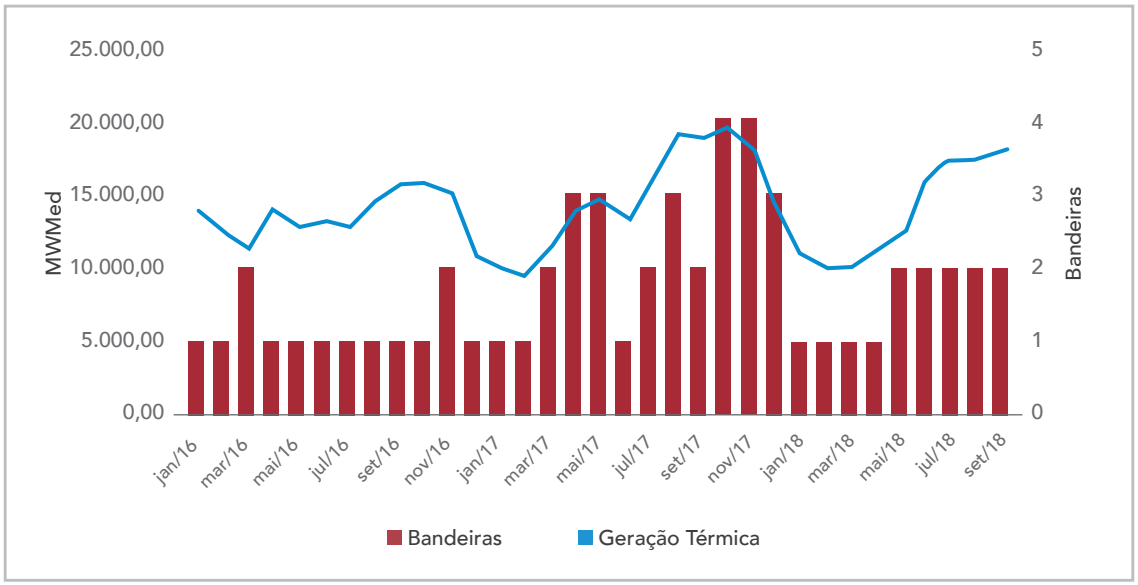
Fonte: ONS[3]

[3] http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx

Os custos de geração, contudo, são distintos entre as fontes. O custo variável (CVU/MWh) de geração hídrica, por exemplo, é próximo de zero enquanto que o custo variável das térmicas pode chegar até R$1.200,00 por MWh. Dessa forma, quanto mais vazios estiverem os reservatórios, mais usinas térmicas serão acionadas e consequentemente, mais cara será a geração de energia no Brasil.

A Figura 4 ilustra bem essa relação de complementariedade entre as fontes. Nesta figura é possível observar que as bandeiras tarifárias, criadas para repassar ao consumidor custos adicionais de geração, atingem patamares maiores durante os períodos de maior geração térmica.

Figura 4 – Bandeiras Tarifárias e geração térmica



Fonte: ONS[4] e ANEEL[5]

Assim, fica evidente a importância dos reservatórios para o controle energético e de preços do país. O setor elétrico deve ficar atento ao nível dos reservatórios nos próximos meses. Caso os níveis dos reservatórios continuem muito baixos, as termelétricas disponíveis podem ser ligadas para poupar água e garantir o abastecimento de energia no futuro. Isso pode aumentar substancialmente o custo de geração de energia e todos acabam pagando a conta no final.

4 http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx
5 http://www.aneel.gov.br/documents/656877/17625206/Relat%C3%B3rio+do+Acionamento+das+Bandeiras+Tarif%C3%A1rias+-+Novembro_2018.pdf/f74a173c-7a62-af09-0d36-f9267725d611



Guilherme Pereira é Pesquisador na FGV Energia. Economista pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Obteve os títulos de Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica (Métodos de Apoio à Decisão) pela PUC-Rio. Durante o doutorado, foi pesquisador visitante na Universidade Técnica de Munique (TUM), Alemanha. Dentre seus interesses destacam-se: cópulas, séries temporais, modelos não lineares, modelos estatísticos em grandes dimensões, representação de incerteza e econometria. Vem desenvolvendo pesquisas de caráter metodológico e prático com aplicações direcionadas ao Setor Elétrico Brasileiro.



Glaucia Fernandes é pesquisadora na FGV Energia e Coordenadora Adjunta do MBA/ FGV em Gestão de Negócios para o Setor Elétrico. Economista pela Universidade Federal de Viçosa (UFV). Obteve o título de Mestre em Economia pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) e os títulos de Doutor em Finanças e Pós-doutor em Engenharia Industrial pela PUC-Rio. Durante o doutorado, foi pesquisadora visitante na University of Texas at Austin - McCombs School of Business. Foi Pesquisadora do Núcleo de Energia e Infraestrutura - NUPEI, no Departamento de Administração da PUC-Rio. Foi Assessora do Mestrado de Matemática Profmat, com núcleo no IMPA. Dentre seus interesses destacam-se: análise de risco, análise de projetos & investimento, estrutura de capital, modelos de opções com aplicações direcionadas ao Setor Elétrico Brasileiro.

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.