

Título	Geração hidrelétrica - riscos e responsabilidades
Veículo	Canal Energia
Data	22 Abril 2015
Autores	Claudio J. D. Sales, Eduardo Müller Monteiro e Richard Lee Hochstetler

O setor elétrico tem passado por uma verdadeira tempestade perfeita. Após os desafios que têm atormentado a distribuição de energia elétrica desde 2012, a geração de energia hidrelétrica passou a viver uma crise em 2014 que se aprofunda em 2015.

Segundo o Ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, após as soluções desenvolvidas para atenuar minimamente os problemas da distribuição de energia, a geração será o elo da cadeia produtiva do setor elétrico que merecerá atenção do governo. Conforme descrito abaixo, a atenção e o senso de urgência governamental são essenciais para devolver a sustentabilidade econômico-financeira à geração hidrelétrica no Brasil.

As usinas hidrelétricas responderam, em 2014, por 73% da eletricidade gerada no país, fonte que é a líder absoluta: a termoeletricidade respondeu por 26% e as eólicas por 1%. O parque hidrelétrico atualmente instalado no país é composto por mais de 1.110 usinas de vários portes que somam mais de 92.000 MW de potência instalada.

Pelas regras do setor, o "despacho" (ordem para operação) hidrelétrico é feito pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), que determina qual usina deve operar, em qual momento, e com qual intensidade. A lógica desta operação é baseada na minimização do custo total de operação (imediato e futuro) do sistema.

O risco resultante dessa operação centralizada é rateado entre as usinas hidrelétricas por meio do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia), que pode ser comparado a um "condomínio" coordenado pelo mesmo ONS (o "síndico" do condomínio). Em outras palavras, as usinas não têm autonomia alguma sobre sua própria operação.

A comercialização da energia das usinas hidrelétricas é realizada por meio de contratos de venda de energia. Cada usina possui um limite comercial de venda, denominado Garantia Física, a qual é calculada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e homologada pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

A Garantia Física é calculada considerando um critério de planejamento da operação, onde são representadas as diversas fontes de geração existentes e em construção, o sistema de transmissão, a evolução do consumo e a incerteza hidrológica. De forma simplificada, a Garantia Física pode ser entendida como a capacidade média de geração das usinas hidrelétricas considerando critérios de risco, sendo que o limite máximo de risco de déficit admitido pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é de 5%.

O gerador decide o percentual de sua Garantia Física que será vendido em contratos, e a energia remanescente produzida pela usina é liquidada no Mercado de Curto Prazo

ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Ainda que algumas hidrelétricas planejassem deixar uma parte do seu lastro de venda para suprir momentos como este - em que a geração está abaixo da sua Garantia Física -, registre-se que o MME, a Aneel e o BNDES exigiram, em alguns casos, a contratação de 100% da Garantia Física da usina hidrelétrica para a habilitação técnica nos leilões e para a concessão do financiamento.

A partir de 2014, o volume total de energia gerada por todas as hidrelétricas passou a ser muito inferior à Garantia Física das usinas hidrelétricas. A diferença entre a Garantia Física das usinas hidrelétricas e o volume de energia efetivamente gerada - chamada no jargão setorial de GSF, um acrônimo em inglês para "Generation Scaling Factor" - passou a se tornar um pesadelo bilionário para os geradores hidrelétricos desde 2014 devido a várias causas que podem ser divididas em duas categorias.

A primeira categoria se refere aos riscos hidrológicos e comerciais que fazem parte do negócio dos geradores e devem ser assumidos pelos mesmos: se chover menos ou se a estratégia de contratação de energia dos geradores for errada, os mesmos devem colher as recompensas ou prejuízos derivados dessa situação, segundo regras que já eram conhecidas desde o começo.

Mas há uma segunda categoria de causas que o governo, até pouco tempo atrás, negava-se a reconhecer: uma parte do problema advém da forma como o sistema tem sido expandido e operado. A geração hidrelétrica foi reduzida devido a Políticas de Expansão e Operação impostas pelo próprio governo e que não poderiam ser antecipadas, muito menos incluídas nos modelos e estratégias dos geradores. Quando isso ocorre, pode-se dizer que os geradores são expostos de forma involuntária, impondo-lhes riscos para os quais não havia ferramentas de gestão disponíveis. Também se incluem nesta segunda categoria diversos fatores alheios à vontade dos geradores hidrelétricos, como os atrasos em projetos de geração e transmissão e a rescisão contratual de relevantes empreendimentos de geração. Ambos influenciaram negativamente a robustez da matriz elétrica e suas consequências não podem ser assumidas pelos geradores hidrelétricos.

Pelas regras do setor, o risco dos geradores hidrelétricos deveria ser limitado por dois fatores. Em primeiro lugar, a Política de Expansão deveria ser dimensionada de forma a manter o risco de déficit limitado a 5%. Em segundo lugar, a Política de Operação é baseada em modelos que pressupõem corte de carga sempre que o Custo Marginal de Operação (CMO) superar o Custo de Déficit. Havendo racionamento para promover a redução de carga, a legislação prevê a redução dos contratos na mesma proporção da redução de consumo.

Ambos os limites foram violados ultimamente. Segundo a ata do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico de fevereiro de 2015, o risco de déficit superou o limite de 5% e foi de 7,3% na região Sudeste/Centro-Oeste. Já o CMO superou o primeiro patamar do Custo de Déficit (R\$ 1.420,34/MWh) em vários momentos de 2014 e 2015. Ou seja, tecnicamente os modelos computacionais oficiais indicaram que o corte de carga seria mais econômico.

Além da ultrapassagem dos limites das Políticas de Expansão e Operação, o governo tem tomado medidas que têm o efeito de ampliar a exposição dos geradores hidrelétricos.

A primeira medida governamental que aprofunda o problema do GSF é a campanha de racionalização deflagrada pelo Ministério de Minas e Energia, com recursos do Programa de Eficiência Energética. Com a redução do consumo derivada da campanha, a geração hidrelétrica será reduzida (ou “deslocada”, no jargão setorial) uma vez que o ONS continuará a priorizar o despacho termelétrico para preservar a água nos reservatórios hidrelétricos. Houve frustração de expectativas, uma vez que o mecanismo previsto na Lei 10.848/2004 para redução de carga é o racionamento, situação na qual haveria redução de contratos na mesma proporção.

A segunda medida é a chamada pública prevista pela Portaria nº 44/2015 do Ministério de Minas e Energia para contratação de energia gerada por consumidores – shopping centers, indústrias, condomínios etc. – pagando R\$ 1.420,34/MWh, valor exatamente igual ao custo de déficit (primeiro patamar) e que deveria implicar o início do racionamento, com redução proporcional dos contratos, o que reduziria a exposição dos geradores.

A terceira medida ocorre quando a geração hidrelétrica é “deslocada” por outras fontes pelo chamado Despacho Fora da Ordem de Mérito Econômico e pela política de contratação de Energia de Reserva: embora as usinas hidrelétricas estejam aptas a operar, o ONS, com o objetivo de manter água nos reservatórios hidrelétricos, não dá o comando para a geração hidrelétrica, aprofundando a diferença entre Garantia Física e energia gerada e aumentando, portanto, a profundidade do GSF.

Medidas como as acima poderiam ser caracterizadas como um racionamento técnico, ainda que não explicitamente reconhecido pelo governo.

Os números mostram o tamanho do drama: o saldo médio do GSF em 2014 foi de 90,7%, o que significa dizer que houve uma geração 9,3% ($100 - 90,7 = 9,3$) inferior à Garantia Física. Se os geradores estivessem 100% contratados, a diferença que precisaria ser adquirida no Mercado de Curto Prazo ficaria em R\$ 26 bilhões. As projeções para 2015 são de um aprofundamento no GSF, que deve ser de 86,1%, impondo um custo de R\$ 24 bilhões para uma contratação de 100% da Garantia Física.*[A explicação para a redução do valor em 2015, apesar do GSF ser maior, dá-se pela redução do preço-teto no Mercado de Curto Prazo].*

As interações dos geradores hidrelétricos com o governo e com a Aneel não têm sido animadoras. Além da resistência em admitir a influência das políticas governamentais nas causas que têm aumentado o GSF, as hipóteses de correção que têm aparecido parecem caminhar para soluções individuais e casuísticas, empresa a empresa. A solução deve ser estrutural, sistêmica e definitiva.

O Ministério de Minas e Energia e a Aneel precisam abrir seus olhos e ouvidos para, pelo menos, admitir que o problema do GSF foi influenciado por fatores extemporâneos aos riscos hidrológicos e comerciais dos geradores hidrelétricos. Deve-se buscar, portanto, uma solução que aloque custos e riscos de forma equilibrada. Mas o tempo trabalha contra: a cada mês que passa, aumentam as distorções de alocação de custos e riscos.

Se nada for feito, dois efeitos negativos podem ser esperados. Em primeiro lugar, os geradores hidrelétricos serão forçados a adotar estratégias mais conservadoras e reduzirão drasticamente sua oferta de energia nos leilões de Energia Existente e no Ambiente de Contratação Livre, o que submeterá os consumidores aos preços altos do Mercado de Curto Prazo.

Em segundo lugar, caminharemos para um cenário de judicialização envolvendo valores bilionários, opção que deveria ser excluída num momento tão delicado de um país que tem buscado disseminar globalmente mensagens de credibilidade, previsibilidade e confiança para a atração de investimentos.

Claudio J. D. Sales, Eduardo Müller Monteiro e Richard Lee Hochstetler são do Instituto Acende Brasil (www.acendebrasil.com.br)