

A questão do GSF e a lição de Edmund Burke⁽¹⁾

Gustavo Carvalho

dia 13 de agosto de 2020 ficará marcado como um dia histórico para o Setor Elétrico Brasileiro. O imbróglio do GSF, o qual durou mais de meia década, foi finalmente endereçado com a aprovação do PLS nº 3.975/2019 no Senado Federal, seguindo agora para sanção presidencial.

A notícia é um alívio para os Agentes do mercado, que tem sofrido há anos com a enorme inadimplência e o travamento das liquidações das operações no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). No entanto, a despeito de ser um momento de merecida comemoração, temos de manter a perspectiva.

Atribui-se ao filósofo Edmund Burke a frase: “um povo que não conhece a sua história, está condenado a repeti-la.”. Assim, precisamos nos manter atentos aos reais motivos que levaram ao acúmulo do passivo de mais de oito bilhões de reais no mercado de curto prazo (MCP), de modo a não revisitá-los no futuro.

Do modelo de despacho das usinas

O Brasil é um País de natureza hidrológica. Seus diversos rios caudalosos e suas inúmeras bacias hidrográficas contribuíram naturalmente para o desenvolvimento de uma matriz energética predominantemente hidráulica. Assim, tendo em vista a dependência intertemporal do armazenamento dos recursos hidrológicos do País, o modelo de operação do sistema elétrico brasileiro foi desenhado sob a ótica do despacho centralizado por custos (tight pool), visando a otimização global do uso desses recursos.

A necessidade de um Operador central torna-se mais evidente sobretudo pela coexistência das diversas usinas em cascata no País. Na prática, significa dizer que se uma usina a montante escolhesse operar orientada ao seu despacho ótimo individual, a defluência percebida pela usina a jusante seria diretamente impactada, levando a uma operação subótima desta última e, por consequência, a uma operação subótima do sistema como um todo.

Nesse sentido, o Art. 13º da Lei nº 9.648, de 1998, atribui ao Operador Nacional do Sistema (ONS) a definição das metas de geração de cada empreendimento, de forma a garantir o atendimento presente e futuro da demanda, minimizando os custos totais de operação.

Como consequência, a operação centralizada transfere a decisão de despacho das usinas ao Operador, fazendo com que o empreendedor não possua ingerência sobre a produção de seu empreendimento, independentemente dos seus compromissos de venda de energia elétrica. De acordo com o Decreto nº 5.163/2004, esses compromissos devem ser lastreados por Garantia Física, as quais são definidas pela Portaria nº 303/2004 como a capacidade de atendimento de uma usina ao sistema e, portanto, o limite máximo (lastro) que essa usina poderá comercializar de sua energia no mercado.

Do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

A natureza incerta do recurso hidrológico associada aos diferentes regimes de chuva das diversas regiões de um país de dimensões continentais como o Brasil, bem como o despacho centralizado realizado pelo Operador, traduz-se em risco de não cumprimento das Garantias Físicas (e, em geral, dos contratos) por parte das usinas hidrelétricas. Nesse sentido, no intuito de mitigar o risco incorrido pelas usinas, o Art. 20º do Decreto nº 2.655, de 1998, estabeleceu o Mecanismo de Realocação de

Energia (MRE), o qual objetiva compartilhar o risco entre as usinas participantes do mecanismo (obrigatório para hidroelétricas cuja potência instalada supera 50 MW), por meio da realocação contábil do excedente de energia das usinas que geraram acima de suas garantias físicas, àquelas que geraram abaixo. Importa destacar que o MRE compartilha o risco idiossincrático, ou individual, das usinas. Entretanto, o risco sistêmico não é eliminado, uma vez que condições hidrológicas adversas em todo o país serão percebidas de maneira generalizada pelas geradoras.

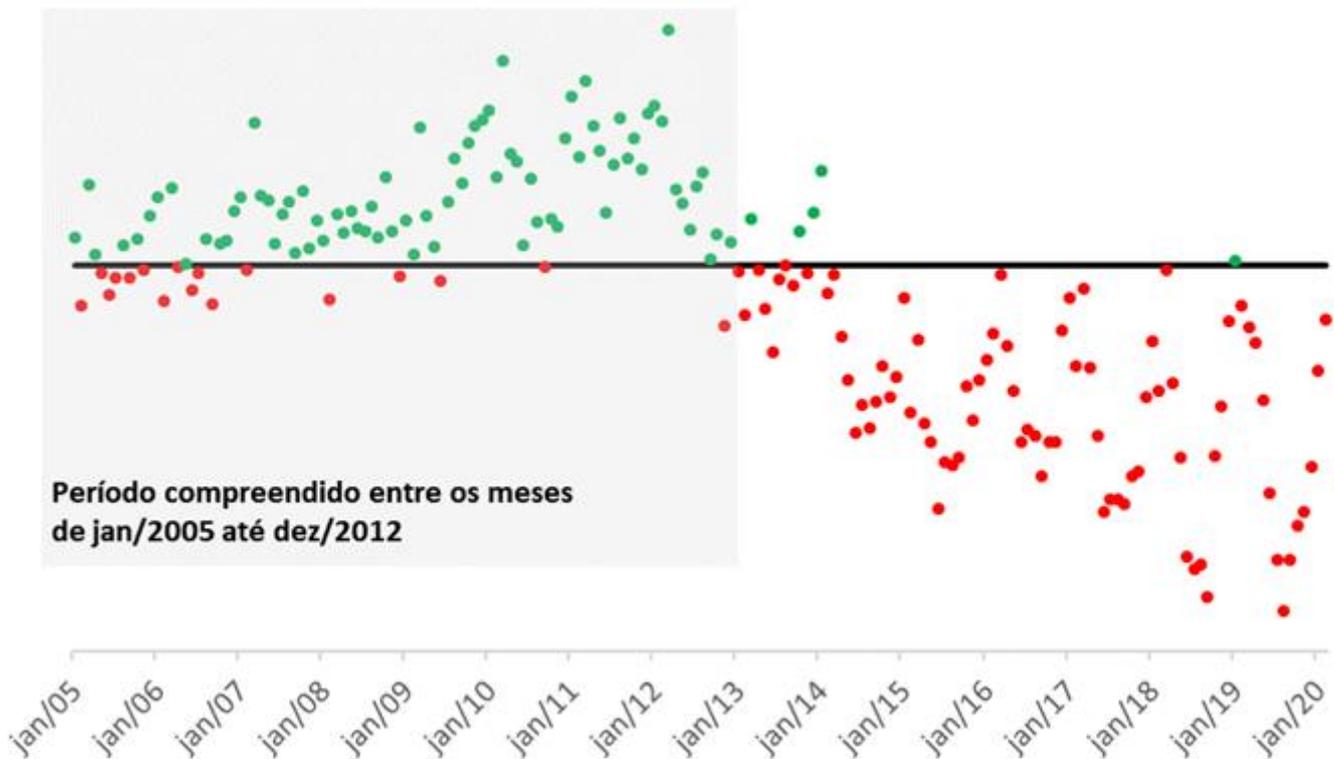
Para mensurar a relação entre a quantidade de energia produzida e a Garantia Física das usinas integrantes do MRE, foi criado o Fator de Ajuste da Garantia Física, mais conhecido como GSF (Generation Scaling Factor), medido em termos da geração total das usinas participantes do mecanismo dividida pela soma de suas garantias físicas.

Importa destacar que, quando da verificação de geração das usinas pertencentes ao MRE em valores superiores a soma de suas Garantias Físicas, o conceito de GSF não mais se aplica, vigendo então o conceito de Energia Secundária (GSF > 1). Ou seja, há um superávit sistêmico de geração hidrelétrica, que é então rateado pelas hidroelétricas na proporção de suas Garantias Físicas, e valorado ao PLD como crédito positivo na CCEE.

Do histórico do GSF

Historicamente, até o final do ano de 2012, o comportamento do sistema evidenciava maior ocorrência de energia secundária do que eventos de déficit. Veja na Figura 4 abaixo, onde a linha preta contínua representa o GSF igual a 100%. Os pontos em verde demonstram a ocorrência de superávit de geração hidrelétrica. Já os pontos em vermelho, exibem os meses de déficit.

Figura 4 – Histórico do GSF



Entre os anos de 2005 e 2012 houve Energia Secundária para aproximadamente 82% dos meses. Veja a janela em cinza no gráfico acima e repare na proporção de pontos verdes (GSF > 1) e pontos vermelhos (GSF < 1).

A despeito do bom desempenho da geração hidrelétrica observada no período, nota-se uma mudança brusca de comportamento do parâmetro a partir de jan/2013. Desse mês até fev/20 houve GSF em 95% dos meses. Repare como a quantidade de pontos vermelhos nesse período domina o gráfico. No mês de agosto/2019, inclusive, um dos mais recentes da série, o GSF foi o menor do histórico (64%). Entre os fatores que explicam os recentes valores observados de GSF, destaca-se a falta de revisão da GF desde 2014, levando o sistema a conviver com um perfil de GF “artificialmente” alto.

Da paralisação do mercado e da lei da repactuação

A severidade do cenário delineado a partir de 2013 se traduziu em prejuízos significativos aos geradores hidráulicos que participam do MRE, uma vez que a geração efetiva das usinas se manteve muito abaixo da soma de suas Garantias Físicas, concomitantemente a altos valores de PLD.

Sob a argumentação de que a significativa exposição financeira decorreu de fatores imprevisíveis e não gerenciáveis pelos geradores hidráulicos, diversas ações judiciais foram impetradas pelos agentes, as quais resultaram na aplicação de liminares ao longo do ano de 2015 limitando a aplicação do GSF aos participantes do MRE.

No entanto, o número de liminares cresceu sobremaneira, tornando a liquidação financeira no âmbito da CCEE impraticável., dado o demasiado montante de débito do risco hidrológico (aproximadamente R\$ 2,4 bilhões à época) que deixou de ser pago pelos agentes com liminares, e passou a ser destinado aos agentes que não dispunham do recurso jurídico. Em resumo, as liminares obtidas isentavam a aplicação do GSF aos geradores hidroelétricos, ou reduziam o GSF máximo de exposição, até que o mérito do pleito fosse julgado.

Nesse contexto, os agentes que não possuíam liminares contra a cobrança do GSF ingressaram com mandado de segurança para que a CCEE não praticasse a cobrança de valores resultantes das decisões judiciais das quais não haviam participado. Significa dizer que obtiveram liminares para não arcar com os custos dos geradores que não estavam pagando seus débitos negativos decorrentes do GSF, por força de decisão liminar. Esse cenário de judicialização resultou na paralisação do mercado, uma vez que os recursos recebidos pela CCEE pelos devedores na liquidação não eram suficientes para arcar com os recursos alocados aos credores.

A fim de solucionar o “travamento” do mercado, em agosto de 2015 o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou a Medida Provisória nº 688, posteriormente convertida na Lei nº 13.203/2015, que dispunha sobre a repactuação retroativa a janeiro de 2015 do risco hidrológico entre geradores e consumidores, desde que as ações judiciais que impediam a aplicação do GSF fossem retiradas.

Regulamentada pela Resolução Normativa nº 684/2015, a repactuação do risco hidrológico entre consumidor e gerador se daria pelo pagamento de prêmio para cobertura de um determinado nível de risco aceito pelo gerador. O nível de risco seria o valor de GSF até o qual o gerador assumiria os custos de exposição no MCP, e estaria associado aos produtos oferecidos pela ANEEL para repactuação.

A maioria dos geradores com contratos no Ambiente de Comercialização Regulada (ACR) repactuou o seu risco hidrológico com os consumidores e, por consequência, desistiram das liminares que os protegiam do pagamento do risco hidrológico. No entanto, alguns geradores, em sua maioria detentores de contratos no Ambiente de Comercialização Live (ACL), não repactuaram o risco com o consumidor e mantiveram suas decisões liminares.

Nesse cenário, verifica-se que a regulamentação da repactuação do risco hidrológico solucionou parte relevante do problema, no sentido em que destravou grande parte das operações no ACR, porém, foi em certo grau inócua para o ACL. Ou seja, constituiu-se um cenário de não quitação das despesas relativas ao risco hidrológico até que o mérito das ações judiciais fosse julgado em última instância, fazendo com que o imbrólio prosperasse.

Da solução constante do PLS nº 3.975/2019 e a lição de Edmund Burke

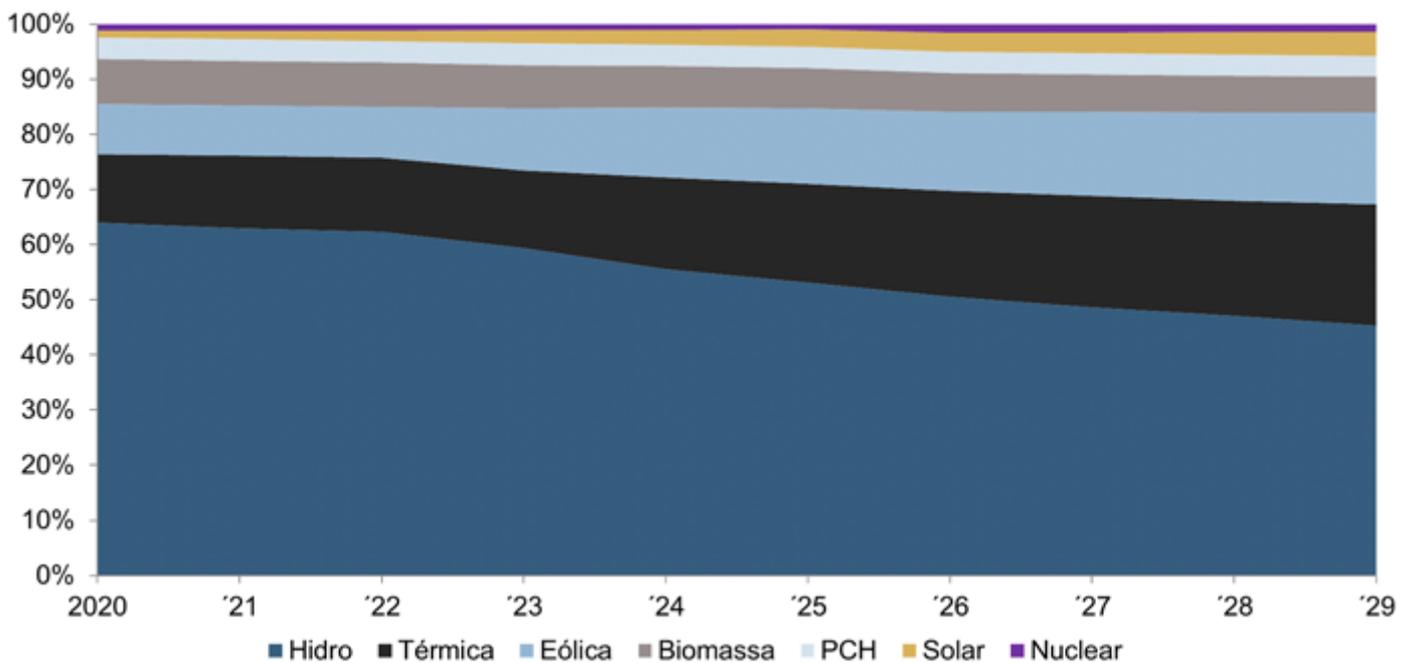
Uma vez que parte do passivo não foi sanado com o advento da repactuação do risco hidrológico, sobretudo no âmbito do ACL, os valores remanescentes se acumularam com o tempo alcançando a incrível quantia de R\$8,7 Bilhões e deteriorando parte relevante da liquidez do mercado. Não somente isso, mas ao analisarmos os Agentes de menor porte, vemos claramente uma preocupação maior com a aferição de lucro financeiro em detrimento do lucro econômico. Isso se torna evidente ao lembrarmos que esses Agentes dependem de fluxo de caixa recorrente para manutenção de sua atividade econômica. Como consequência, uma vez que o tamanho do passivo impossibilitou o recebimento de boa parte dos valores pelos Agentes credores na CCEE, estes optaram, recorrentemente, por negociarem sua energia com deságio em contratos bilaterais.

Diante de tamanho problema, a solução constante do PLS nº 3.975/2019 foi bem recebida pelo mercado. De acordo com o texto, propõe-se a alteração da Lei nº 13.203/2015 para estabelecimento de novas condições de repactuação do risco hidrológico. Em síntese, os passivos constituídos pelos Agentes devedores serão quitados por meio da extensão de seus prazos de outorga, limitada a sete anos. Para isso, os Agentes que aderirem deverão desistir de eventual ação judicial que tenha por objeto a isenção ou mitigação de riscos hidrológicos associados ao MRE.

Sem dúvidas é uma grande vitória e, no curto prazo, o problema está por hora resolvido. Mas e o futuro?

Vimos neste artigo que a matriz elétrica brasileira é predominantemente hidrelétrica e que o termômetro das condições hidrológicas, qual seja, o GSF, tem se deteriorado com o passar do tempo. Não obstante, projeta-se maior participação das renováveis intermitentes na matriz elétrica nos próximos anos. Veja a Figura 5 a seguir.

Figura 5 – Capacidade instalada (% por fonte na matriz)



Soma-se o baixo nível dos reservatórios à crescente penetração de renováveis intermitentes e temos a tempestade perfeita. Hoje, a intermitência de curto prazo é atendida principalmente pelas usinas de grandes reservatórios de acumulação, as quais vimos que estão perdendo o seu poder de regularização. Adicionalmente, com a entrada maciça de renováveis, parte da carga que antes era atendida pelas hidrelétricas agora será atendida pelas próprias usinas intermitentes. Isso significa dizer que a geração das hidrelétricas será menor e, por consequência, o GSF reduzirá ainda mais ao longo do tempo. A solução proposta não é definitiva.

Parte da solução de longo prazo envolve, mas não limita-se, à rediscussão do papel do MRE, ao recálculo de Garantia Física das usinas constantes do Mecanismo, ou, eventualmente, à adoção do modelo de despacho por oferta de preços (em detrimento do modelo de custos) no Brasil.

O modelo de despacho por oferta de preços (loose pool), adotado em Países como Noruega, Suécia, Finlândia, Dinamarca (Nordpool) e Colômbia, consiste nos geradores ofertarem sua curva de produção e preços e nos consumidores fornecerem sua curva de consumo e preço. O encontro das duas curvas define o preço de equilíbrio, bem como os geradores que serão despachados (aqueles cujos preços ofertados são menores ou iguais ao preço de equilíbrio). Assim, os Agentes precificarão suas curvas de oferta de acordo com percepções individuais do risco de eventuais descasamentos entre os volumes contratados e efetivamente gerados, levando em conta o risco hidrológico de maneira intrínseca ao processo de formação de preço.

Seja qual for o mecanismo, o importante é endereçarmos o problema do GSF de maneira perene. E o futuro é promissor. Discute-se atualmente por meio do PLS nº232/2016, entre outros assuntos, o modelo comercial do setor elétrico e a portabilidade da conta de luz. É o início, ainda que tímido, de discussões que vão ao encontro do setor elétrico do futuro. Um paradigma ancorado na geração distribuída, novas tecnologias emergentes (como IoT e Blockchain), redução de assimetria de informação e distorções nos modelos de negócio, e a pavimentação do caminho da Energy as a Service (EaaS). Somente assim poderemos avançar, reduzindo os riscos de nos expormos novamente aos erros do passado.

(1) Artigo publicado na Agência CanalEnergia. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53145327/a-questao-do-gsf-e-a-licao-de-edmund-burke>. Acesso em 01 de setembro de 2020.