

O Setor Elétrico – uma visão de agosto de 2014

Jerson Kelman

Qual a oferta firme do parque gerador?

Tivemos um racionamento em 2001 porque ocorreu uma hidrologia desfavorável e porque nos anos anteriores não se construíram novas usinas para aumentar a oferta firme¹ do sistema no ritmo do crescimento do consumo. Esse desequilíbrio passou quase despercebido no final da década de 90, enquanto a hidrologia se manteve favorável. Porém, a experiência mostrou que, contrariamente ao que se observa em outros países, em que a produção de energia é basicamente feita por usinas térmicas, num sistema dominado por usinas hidráulicas apenas o funcionamento do mercado de curto prazo não é capaz de induzir os investimentos necessários para atender o crescimento do consumo. Isso porque, mesmo quando a oferta firme de energia é inferior ao consumo, o mais provável é que ocorra uma hidrologia conjuntamente favorável (normal ou úmida) e que não se perceba o desequilíbrio estrutural entre oferta e demanda já que não faltaria água nas hidroelétricas para atender o consumo. Ou seja, mesmo quando há um problema estrutural - o sistema gerador é insuficiente para atender a carga na hipótese de um stress hidrológico - conjuntamente a aparência pode ser de falsa normalidade, com reservatórios razoavelmente cheios e preço baixo de energia no mercado de curto prazo. Nessas situações, os vendedores no mercado de curto prazo têm um esqualido fluxo de caixa.

Só nos raros anos de hidrologia desfavorável é que o preço sobe e, eventualmente, dependendo da gravidade, se torna necessário acionar o racionamento. Nessas circunstâncias os vendedores no mercado de curto prazo ganham muito. Porém, são pouquíssimos os empreendedores com apetite para apostar na pouco provável hipótese de situação hidrológica adversa, o que explica parcialmente o baixo investimento nos anos anteriores a 2001. O aprendizado de 2001 resultou no novo “Modelo do Setor”, concebido em 2003-2004. Nesse Modelo, os vendedores (geradores) e os compradores do mercado regulado (distribuidoras) são induzidos a firmar contratos de longo prazo, via leilões organizados pelo Governo, com preços razoavelmente estáveis, que se aproximam do custo marginal de expansão, em contraposição ao volátil custo marginal de operação. A quantidade de energia que uma usina pode vender num contrato de longo prazo é limitada ao que consta de seu “Certificado de Energia Assegurada - CEA”. Grosso modo, corresponde à diferença de consumo que pode ser atendido pelo conjunto das geradoras, com e sem a usina que esteja “na berlinda”. Trata-se de uma grandeza calculada por modelos matemáticos que representam simplificada o funcionamento do sistema real e cuja precisão não tem sido suficientemente verificada ao longo dos anos de operação.

Embora a maior parte das liquidações financeiras entre vendedores e compradores de energia ocorra com base nos preços pactuados nos contratos de longo prazo, as diferenças entre as quantidades de energia transacionadas nesses contratos e o que tenha sido efetivamente consumido são liquidadas com base nos preços do mercado de curto prazo, chamados de PLD (preços de liquidação de diferenças).

Essas diferenças deveriam ser de pequena monta, sem efeito significativo sobre o caixa tanto dos compradores quanto dos vendedores. Porém o vencimento e não renovação ou substituição de alguns contratos de longo prazo² frustrou essa expectativa e trouxe enorme

¹ Oferta firme é quantidade de energia que o parque gerador consegue produzir em condições hidrológicas adversas. O Setor Elétrico tem diferentes denominações para essa grandeza, que refletem distintas alternativas de cálculo (energia firme, energia garantida e energia assegurada).

² Em 2012 poderia ter sido organizado um leilão para a substituição dos contratos de longo prazo na iminência de vencer. Mas o leilão não ocorreu porque havia a expectativa de maciça adesão das

instabilidade financeira para os agentes do Setor, particularmente as distribuidoras, que usualmente esperam meses para receber dos consumidores o ressarcimento pelas despesas incorridas na compra de energia no mercado de curto prazo.

Grandes blocos de energia livre – isto é, sem amarras com contratos de longo prazo - passaram a ser transacionados no mercado de curto prazo. Os principais vendedores foram as usinas da Cemig, Copel e Cesp, que recusaram a proposta do Governo Federal para antecipar o término da concessão, por entenderem que a proposta não lhes servia. Pode-se dizer que essas empresas fizeram uma aposta. Se o PLD subisse no final de 2012 e caso se mantivesse alto, teriam tomado a decisão correta. Foi o que aconteceu. Como em qualquer jogo, se há um lado ganhador, há também um lado perdedor. Nesse caso, o lado perdedor é composto tanto por consumidores quanto pelos geradores atrelados a contratos de longo prazo. Os consumidores, tanto os livres quanto os cativos, porque sobre eles recaem as consequências econômicas das custosas transações feitas no mercado de curto prazo. Os geradores porque têm que comprar no mercado de curto prazo a diferença entre o que tenham vendido em contratos de longo prazo e a parcela a que têm direito da produção conjunta das usinas hidroelétricas, que se reduz devido ao acionamento das usinas térmicas. Perderam também as distribuidoras, embora apenas financeiramente e não economicamente, já que repassam os custos para os consumidores. Claro, se no final de 2012 o PLD descesse e se mantivesse baixo, tudo seria exatamente o oposto. Os ganhadores seriam perdedores e vice-versa. Porém, quando os ganhadores fizeram a “aposta”, já se sabia que a chance maior era de ganhar.

Mais importante do que analisar quem ganhou e quem perdeu conjuntamente pelo efeito combinado de decisões políticas e empresariais, bem como de uma situação hidrológica pior do que a média, embora não extrema, é procurar entender porque os reservatórios têm permanecido teimosamente com pouca água, mesmo quando São Pedro não nos castiga com secas excepcionais. Ao que tudo indica, trata-se de um sintoma de um mau funcionamento estrutural, que faz com que as térmicas sejam acionadas mais frequentemente do que teoricamente se considerava provável. Num ano em que as térmicas fiquem continuamente acionadas, como ocorreu em 2013 e se repete em 2014, o gasto anual suplanta R\$20 bilhões e é rateado entre todos os consumidores. Desvendar esse mistério é o principal desafio do Setor Elétrico na atualidade.

Conceitualmente, a soma dos CEAs do parque gerador corresponde ao máximo consumo que pode ser atendido com segurança. Se por qualquer motivo algumas usinas tiverem certificados “superestimados” - isto é, maiores do que a real contribuição à produção coletiva do parque gerador - ocorreria um desequilíbrio entre oferta e demanda de energia. Nessa hipótese, embora em teoria o sistema pareça equilibrado, na prática apresenta sintomas perturbadores, como o abrupto esvaziamento dos reservatórios em condições hidrológicas não particularmente severas. À medida que os reservatórios esvaziam, aumenta o risco de racionamento e a frequência com que as usinas térmicas são despachadas. Aparentemente, é o que tem acontecido nos últimos anos.

Verificou-se num trabalho acadêmico de 2004 que se o parque gerador fosse submetido à pior seca já observada no registro histórico, seria necessário diminuir a soma dos CEAs em 4%, para manter o fornecimento sem falhas³. O que na prática resultaria na construção de novas usinas para aumentar a soma dos CEAs, uma vez que o consumo máximo não é uma decisão governamental e sim o resultado de milhões de decisões individuais. Apesar disso os certificados não foram diminuídos, presumivelmente para evitar impactos comerciais (diminuição da possibilidade de contratação no longo prazo). Com exceção de

geradoras às novas condições de contratação, expressas na MP 579/2012, da energia de usinas com contratos de concessão prestes a vencer.

³ Kelman, J.; Kelman, R. & Pereira, M. V. F. - Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos e Usos Múltiplos dos Recursos Hídricos. RBRH – Revista Brasileira de Recursos Hídricos, vol. 9, n. 1, jan. / mar. 2004. p. 189-198

Itaipu, cuja tarifa é calculada para cobrir o correspondente custo, e que, portanto, não estaria sujeita a impactos comerciais dessa natureza.

Para compensar a existência de CEAs “inflados”, o Governo organizou os chamados “leilões de reserva”, nos quais novas usinas se viabilizam por meio de rateio de custo entre os consumidores, sem que seja necessária a emissão de novos CEAs. Tudo se passa como se as usinas de reserva compensassem: (a) a contribuição insuficiente de algumas usinas ao esforço coletivo das hidroelétricas “solidarizadas” por meio do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE (assunto tratado mais adiante); (b) a frustração de expectativas devido ao atraso na entrada em operação de novas usinas; (c) a frustração de expectativas quanto à produção real da usina vis à vis a produção prevista. É desejável que, além dos leilões de reserva, se proceda à revisão dos CEAs nos limites permitidos pelas regras em vigor, sem perder de vista que o mais importante é conhecer a real capacidade de produção do conjunto de usinas e não punir as usinas que pegam carona no esforço das demais. Porém, o esforço para conhecer a real capacidade de produção do conjunto de usinas esbarra no desinteresse de muitas usinas hidroelétricas em conhecer precisamente as suas respectivas funções de produção. Os parâmetros utilizados no cálculo dos CEAs são em geral teóricos, com pouca comprovação in situ.

Aperfeiçoamentos do modelo ou da regulação não devem ser vistos como “provas” de que o previamente existente era defeituoso. No entanto, observa-se no Setor Elétrico alguma hesitação em identificar imperfeições. Por exemplo, no início de 2013 a PSR constatou significativa discrepância entre o que dizia o modelo e o que se observava no mundo real (Energy Report, edição especial, janeiro 2013). Essencialmente, se alguém simulasse a evolução dos reservatórios ao longo de 2012, respeitando a energia efetivamente gerada em cada mês pelo bloco hidráulico e registrada pelo ONS, concluiria que o armazenamento no final do ano deveria ser maior do que de fato era. Dito de outra maneira, aparentemente o conjunto de modelos utilizado pelo Setor Elétrico subestima a quantidade de água que deve passar pelas turbinas para produzir energia. O ONS estudou o assunto e também encontrou uma discrepância, embora de menor magnitude.

Recomendação 1 - Realizar uma auditoria técnica para reavaliar a oferta firme de energia do existente parque gerador.

Parte do desinteresse das geradoras em quantificar precisamente suas funções de produção decorre da existência do MRE, que funciona como se fosse uma cooperativa de produção. A quantidade de energia a que uma usina hidroelétrica tem direito não coincide com a quantidade de energia que ela própria produz. Depende, isso sim, de uma fração da energia total produzida pelo conjunto das usinas. É um conceito concebido para atenuar as flutuações dos fluxos de caixas das empresas geradoras por efeito de variações hidrológicas e para forçar as usinas de um mesmo rio, pertencentes a proprietários diferentes, a cooperarem para a maximização da produção coletiva, que é diferente da soma das máximas produções individuais. Porém, tem o indesejável efeito colateral de desestimular a produtividade e a inovação, já que os eventuais ganhos são apropriados coletivamente. As usinas integrantes do MRE se comportam de forma análoga aos apartamentos de um prédio que rateia a conta de água, em que ninguém se sente particularmente compelido a economizar água. Todos se comportam como “caronas”⁴.

Recomendação 2 – Estabelecer MREs (cooperativas de produção) por bacia hidrográfica para induzir a colaboração de usinas dispostas numa cascata, mas não um único MRE para todo o país.

⁴ A tendência em prédios onde se evoluiu da medição coletiva para a individualizada é de diminuição drástica do consumo, devido à eliminação do efeito “carona”.

Novos leilões

Quando os leilões foram concebidos, em 2003-04, surgiu o desafio de comparar usinas que produzem energia por diferentes rotas tecnológicas e com variadas externalidades, positivas e negativas. Isto é, como comparar usinas localizadas em diferentes lugares, com diferentes facilidades operacionais, causando diferentes impactos, tanto ambientais quanto sociais? A solução então adotada foi resumir as múltiplas características de cada usina numa única medida, o índice de custo-benefício (ICB), calculado na ótica do consumidor⁵. Em teoria, essa abordagem deveria resultar em uma matriz elétrica de mínimo custo para consumidor. Mas, como o diabo mora nos detalhes, o custo de transporte de energia não tem sido adequadamente considerado no cálculo do ICB e tem sido difícil estimar os futuros custos e benefícios ao longo de um horizonte de décadas. Consequentemente, nossa matriz elétrica tem evoluído de uma forma criticável, com muitas usinas térmicas a óleo, que custam pouco para construir, mas uma fortuna para operar. Para não falar dos impactos ambientais, tanto o local quanto o global (efeito estufa).

Levando em consideração a experiência acumulada em dez anos, seria recomendável encontrar outra maneira de organizar os leilões. O Governo Federal deveria periodicamente preparar um “cardápio” contendo pelo menos três alternativas para a matriz de energia elétrica (a% de hidroelétricas, b% de eólicas, c% de solar, d% de biomassa, e% de gás natural, f% de nuclear, g% de carvão...), considerando a necessidade de oferta firme do país para os próximos, digamos, 20 anos. Cada alternativa conteria uma caracterização das usinas consideradas, acompanhada de clara descrição, e se possível quantificação, das correspondentes consequências econômicas, sociais ambientais e energéticas. A escolha da melhor opção seria feita por um conselho diretamente vinculado ao Presidente da República ou pelo Congresso Nacional, na forma de uma lei.

A lista de empreendimentos a compor cada alternativa resultaria de uma ação articulada entre MME, MMA, MPO, EPE, ANEEL, ANA, IBAMA, FUNAI, ICMBIO e IPHAN, no sentido de encontrar uma solução que certamente não seria a ideal na ótica exclusivamente econômica, social, ambiental, cultural ou energética. Mas que seria a solução de compromisso possível entre as diferentes visões.

Naturalmente, esse procedimento estaria sujeito a todo tipo de *lobby* e barganha, como ocorre anualmente com a discussão da Lei Orçamentária. Todavia, teria o mérito de eliminar a insegurança jurídica que hoje cerca a construção de usinas. Insegurança fortemente alimentada pelos conflitos entre entidades da administração federal que, devido a um leque exageradamente amplo de alianças política, internalizam no Governo as contradições da própria sociedade.

Recomendação 3 - Realizar leilões específicos, por fonte e por região, em obediência a uma alternativa de expansão do sistema decidida politicamente em processo tão transparente quanto possível.

Novas usinas só são licitadas com a devida licença ambiental. Mas isso não ocorre com novas linhas de transmissão, o que explica o desencontro de cronogramas. Por exemplo, é bem conhecido o caso das usinas eólicas da Bahia que estão aptas a gerar, mas sem possibilidade de escoamento da produção.

Recomendação 4 – Licitar linhas de transmissão apenas nos casos em que haja a licença prévia, como ocorre com as usinas de geração.

⁵ Embora o ICB seja expresso em R\$/MWh, não é rigorosamente um preço. Na verdade, é um estimativa do custo para o consumidor do acréscimo de 1 MWh na capacidade de atendimento energético do sistema (não da usina isoladamente).

Reservatórios

Atualmente o Setor Elétrico já opera as usinas hidroelétricas visando o uso múltiplo de recursos hídricos⁶. Porém, há muito mais que poderia ser feito para incrementar o múltiplo uso dos rios. Por exemplo, a maior parte da soja produzida em Mato Grosso é transportada em caminhões por milhares de quilômetros para os portos de Santos, Paranaguá e Vitória. Se o transporte fosse hidroviário, o custo do frete e o uso de combustíveis fósseis diminuiriam significativamente. E as estradas ficariam menos congestionadas.

Recomendação 5 – Em rios vocacionados para o transporte fluvial, licitar o uso múltiplo (produção de energia elétrica e hidrovias) da bacia hidrográfica como um todo; ou, de trechos de rios, e não de aproveitamentos hidroelétricos individualizados.

Os reservatórios de regularização das hidroelétricas⁷, aliados à rede de transmissão, correspondem a “armazéns de energia” que regularizam não apenas as flutuações hidrológicas, mas também a sazonalidade da cana-de-açúcar e a intermitência do vento e do Sol. Nesse contexto, causa grande preocupação que as equipes de engenharia descartem alternativas com reservatórios ainda no nascedouro, quando os projetos estão sendo concebidos, pelo temor da inviabilidade do correspondente licenciamento⁸. Significa que uma parte de nosso potencial hidroelétrico está sendo esterilizada e que no futuro será problemático comportar maiores fatias das novas renováveis na matriz elétrica.

Recomendação 6 - Usinas com reservatórios de regularização não devem ser descartadas a priori devido aos impactos locais, que são em geral negativos. É preciso também examinar os impactos numa escala mais abrangente, que inclui a menor emissão de gases que causam o efeito estufa e a complementariedade com as novas fontes renováveis, bioeletricidade, vento e Sol. Ou seja, é preciso perguntar “o que acontece se a usina for construída com reservatório de regularização” e também “o que acontece se ela não for construída”.

Nuclear e Gás Natural

Mesmo que não houvesse restrição às hidroelétricas com ou sem reservatórios, ainda assim seria conveniente que uma parcela do parque gerador fosse constituída por termoelétricas para complementarem a produção da hidrelétrica e demais fontes renováveis. Assim sendo, é preciso escolher dentre as fontes de geração termoelétrica aquelas que menos impacto causem ao meio ambiente e à economia. Há dois candidatos principais: nuclear e gás natural. Porém, a produção de gás natural é limitada pela falta de competição. Hoje tudo depende da Petrobrás.

Recomendação 7 - Aumentar a competição na produção e consumo de gás natural, por meio de: (i) planejamento e divulgação de rodadas de licitação para exploração em terra firme; (ii) separação das atividades empresariais de produção e transporte de gás (para evitar conflito de interesses); (iii) desenvolvimento de mercado de gás que seja interrompível e complementar ao consumo termoelétrico; por exemplo, combustível veicular.

⁶ É pouco conhecida a regra operativa aplicada em muitas usinas de esvaziar preventivamente uma parte do volume dos reservatórios antes do início do período chuvoso para acomodar o excesso de água durante as cheias, evitando assim inundações a jusante das barragens.

⁷ Quase todas as usinas hidroelétricas têm algum reservatório. Porém, só será de regularização se for capaz de guardar água durante o período de cheia para ser usada no período de estiagem.

⁸ É um fenômeno análogo à autocensura dos jornalistas durante o regime militar.

A questão indígena

A Constituição veda a remoção compulsória dos grupos indígenas de suas terras (art. 231, § 5º). Esse conceito foi reafirmado pela subscrição do Brasil à Convenção 169 da Organização Internacional do Trabalho (Decreto 5051/2004), que estabelece o direito de veto das comunidades indígenas à construção de usinas hidrelétricas quando houver necessidade de reassentamento da comunidade. Nos outros casos – isto é, quando não houver reassentamento – não há poder de veto. Mas há a obrigação de consulta à comunidade, devidamente acompanhada pela FUNAI (Lei 6001/1973), de boa fé, com transparência de informações, com suficiente tempo para a compreensão dos temas debatidos e, acima de tudo, com respeito à cultura e tradições específicas da comunidade afetada.

Há que se buscar uma solução que permita a utilização de alguns recursos naturais em mais de um milhão de quilômetros quadrados de reservas indígenas (12% do território nacional), que garanta a participação da comunidade nos resultados da atividade econômica e que receba a aprovação do Congresso Nacional, como previsto na Constituição (art. 231, § 3º). É preciso assegurar uma melhoria na qualidade de vida da atual e das futuras gerações de indígenas, na percepção deles próprios, e não na nossa.

Recomendação 8 – Articular no Congresso Nacional a regulamentação do Artigo 231 da Constituição.

ANEEL

A difícil escolha entre manter a estabilidade regulatória ou simplificar as complexas regras que regem o Setor Elétrico tem sido feita pela ANEEL com arte e competência, graças à qualidade técnica e estofo moral da maioria de seus técnicos e dirigentes. Por essa razão a ANEEL é considerada uma agência modelo no Brasil e no exterior. É preciso preservar esse patrimônio, que rende frutos na forma de menor custo de capital e, conseqüentemente, menores tarifas.

A regulação – qualquer regulação – é sempre de melhor qualidade quando o regulador já tenha passado pela experiência de “colocar a mão na massa”. Ou seja, é desejável que quem tenha autoridade para determinar o que deve ser feito também saiba como fazer. E possivelmente tenha a sabedoria de pouco determinar, para dar espaço ao empreendedorismo criador dos regulados.

Recomendação 9 – Ajudar a ANEEL e demais agências verdadeiramente reguladoras⁹ a se comportarem como entidades de Estado, com independência decisória. A remuneração dos diretores, por exemplo, deve ser capaz de atrair os melhores quadros do Setor Elétrico e da Administração Pública, sem a necessidade de sacrifícios de ordem pessoal.

⁹ Há agências ditas reguladoras, mas que verdadeiramente exercem funções de Governo e não de Estado. Melhor seria se fossem classificadas como “Agências Executivas”.