

Consulta Pública - Minuta de Portaria Normativa

Diretrizes para a Oferta de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica – RVD

Portaria No 538/GM/MME de 29 de julho de 2021

Contribuição de Luiz T. A. Maurer – Consultor na Área de Energia e Estratégia

1) Natureza e motivação para minha participação

Estou submetendo para apreciação do MME meus comentários sobre a Consulta Pública em epígrafe. O faço como profissional independente, com larga experiência em energia ¹, sem vinculação com qualquer organização para a elaboração desta nota. Preparei esta contribuição com base em minha experiência profissional de 40+ anos nos setores de energia brasileiro e internacional, tendo contribuído com cerca de quinze países ² na discussão de opções para equacionamento de crises de energia, na maioria dos casos alavancando a resposta da demanda e em casos extremos através de geração emergencial. Em especial, acompanhei de perto e contribui para a proposição de soluções para equacionamento das crises de energia no Brasil (2001), de potência na Califórnia (2001) e de energia e potência na África do Sul (2008). Publiquei extensivamente sobre o assunto, tendo participado de discussões organizadas pela International Energy Agency (IEA), buscando soluções aplicáveis aos cortes de energia (50 GW) na China em 2011, comparando lições do Brasil, Califórnia, África do Sul e Japão (Fukushima). ³ Desta forma, me sinto qualificado para a submissão desta nota.

Minha contribuição à esta consulta pública não tem como objetivo revisar ou questionar os riscos de déficit e de probabilidade de não atendimento da demanda de potência (LOLP), calculados pelo ONS e por empresas de consultoria especializadas no setor elétrico brasileiro. Ao invés disto, minha contribuição procura construir em cima das avaliações de risco efetuadas, as quais tem se mostrado mais pessimistas a cada nova “rodada” de projeções, seja pela revisão de disponibilidade das térmicas, vazões esperadas, níveis de reservatórios, projeções de crescimento de mercado, ou uma combinação destes fatores. Sendo assim, esta contribuição está norteadada por uma percepção de riscos crescentes, para o que são recomendáveis mecanismos de hedge eficientes e que reduzam a probabilidade de *black-outs* e redundem no menor custo total ao consumidor. Dentro deste contexto, a resposta da

¹ Engenheiro Elétrico, Administrador de Empresas e Público pela UFRGS, e MBA pela UCLA. Trabalhei no setor de energia em diferentes posições, como técnico, consultor, executivo e financiador de projetos de energia. Iniciei minha carreira na CEEE (RS), fui consultor de Booz Allen & Hamilton e Coopers & Lybrand, Diretor Sênior da Enron Inc. e Especialista Principal em Energia do Banco Mundial e IFC. Atuei como Gerente do Projeto RE-SEB, fui um dos fundadores e presidente da ABRACEEL. Atualmente sou consultor independente nas áreas de energia e estratégia.

² Incluindo Argentina, Brasil, China, Costa Rica, Malauí, Sérvia, Turquia, Tanzânia, Filipinas África do Sul, EUA, Uganda, Etiópia, Panamá, Peru e Colômbia.

³ Pasquier, S.. Editor. Saving Electricity in a Hurry. Update 2011. International Energy Agency. Presented at IEA Seminar Beijing, China. 2012.

demanda, objeto desta Consulta Pública, se enquadra perfeitamente, embora como pontuo ao final desta nota, deva ser expandida.

2) Considerações Iniciais

Aplaudo a iniciativa do MME em buscar soluções para o equacionamento das crises de energia e potência que poderão a se materializar em 2021. Como comentei em artigo recente publicado em Canal Energia (em anexo), o Brasil tem experiência no gerenciamento de crises de energia (MWh), mas nunca teve necessidade de desenvolver expertise para o gerenciamento de uma crise de potência (MW). O programa que está sendo proposto em muito se assemelha ao tradicional “Demand Side Bidding”, sendo uma forma sensível em abordar uma crise de potência. Deve ser explorado em toda sua plenitude, e eventualmente expandido, para evitar riscos de *black-out* ou a necessidade de contratação de usinas térmicas emergenciais, cujo custo poderá ter um impacto significativo nas tarifas do consumidor. Mais adiante neste documento tecerei algumas considerações a este respeito.

A despeito de meu aplauso à esta iniciativa do MME, gostaria de lamentar o fato do setor elétrico brasileiro ter negligenciado por tanto tempo o assunto resposta da demanda em geral. Esta discussão neste momento é extremamente necessária, ainda que tardia.

O “Demand Side Bidding” sendo considerado é uma das muitas formas explícitas de flexibilidade pelo lado da demanda ⁴. Já estava detalhado e codificado como uma das Regras de Mercado constantes no projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro (RE-SEB) em 1998. ⁵ Esta regra não foi incluída no conjunto final aprovado pelo Conselho do MAE, seja por desinteresse dos agentes, seja porque o risco de falta de potência para atendimento de ponta era de pouca expressão. O assunto foi retomado quando do desenvolvimento recente de projetos piloto de resposta da demanda, em caráter permanente e junto a grandes clientes. Estes projetos trouxeram lições importantes, as quais não foram ainda incorporadas. Há cerca de um mês, a ABRACE apresentou algumas opções de resposta da demanda (MWh e MW) no documento “Crise Hídrica e Participação dos Consumidores”. Afora estas iniciativas, as discussões sobre resposta explícita da demanda têm sido rarefeitas no Brasil.

Resposta da Demanda – o Brasil no cenário internacional

Em termos relativos, o Brasil dispõe de alguns mecanismos de resposta da demanda interessantes. Em publicação recente do Banco Mundial, desenvolvemos um “ranking” comparando a situação no Brasil com aquela existente na Índia, China, África do Sul e na região noroeste dos Estados Unidos, sob a jurisdição da Interconexão Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM).

Os critérios de comparação levaram em conta a existência dos seguintes quesitos:

- a) Participação do consumidor em programas de resposta da demanda a nível de varejo
- b) Participação do consumidor no mercado atacadista de energia ⁶

⁴ Explícito por tratar-se de um recurso “despachável” o qual pode ser comercializado em diferentes mercados (energia, capacidade, serviços ancilares). Diferencia-se da resposta da demanda implícita, a qual é uma reação do consumidor ao sinal de preços, adaptando seu perfil de consumo dependendo da intensidade do sinal e da granularidade dos incentivos.

⁵ Coopers & Lybrand. Working Paper 98/1/1-3. Market Rules B. May 1998. WEM 13. RE-SEB Project. O conjunto completo de Relatórios do Projeto RE-SEB não está mais disponível no site do MME.

⁶ O que está agora sendo contemplado nesta Consulta Pública.

- c) Existência e penetração de programas de controle de carga
- d) Experiência e grau de participação em programas de tarifação TOU (*Time of Use*)⁷
- e) Utilização da resposta da demanda no gerenciamento de crises de energia

Os resultados estão resumidos na Tabela que segue. O Brasil está em posição mais avançada que Índia e China, mas perde para a África do Sul, a qual já dispõe historicamente de mecanismos de redução de carga. Quando comparado à região de PJM, o Brasil se situa em posição significativamente inferior.

Os atributos positivos no Brasil são: (i) a existência de uma Tarifa Horó-sazonal para grandes consumidores, agora em processo de adoção por consumidores de menor porte (tarifa branca); (ii) o “*know-how*” no gerenciamento exitoso de crises de energia, como ocorreu em 2001. A área em que o Brasil mais carece é justamente dispor de mecanismos que permitam o gerenciamento da demanda, seja através de controle de carga ou de “Demand Side Bidding.” A Consulta Pública em epígrafe endereça justamente esta parte desta carência no quadro regulatório brasileiro.

Tabela: Ranking de grau de atividade na resposta da demanda

LEVEL OF DEVELOPMENT OF DEMAND RESPONSE					
DEMAND RESPONSE FEATURES	INDIA	CHINA	BRAZIL	SOUTH AFRICA	USA/PJM
RETAIL LEVEL	0,25	0,5	0,5	0,75	0,75
WHOLESALE LEVEL	0	0	0,25	0,25	1
LOAD CONTROL (manual or autonomous)	0,25	0,25	0,25	0,75	1
TOU RATES					
- Small customers	0	0,5	0,25	0,25	0,5
- Large customers	0,25	0,5	1	0,75	0,75
- Critical Peak Pricing	0	0	0	0,5	0,5
- Real Time Pricing	0	0	0	0	0,5
DR TO MITIGATE POWER CRISIS	0	0,5	0,75	0,75	0,5
TOTAL SCORE	0,1125	0,3	0,4125	0,575	0,7625
	0	0,25	0,5	0,75	1
	Inexistent	Modest	Average	Strong	Very Strong

Fonte: Demand Response 2.0. Maurer L. and Elizondo G. World Bank. 2021. Forthcoming.

3) Contribuições específicas à Consulta Pública

⁷ Tais como a estática Tarifa Horó-sazonal no Brasil, bem como tarifas dinâmicas tipo Critical Peak Pricing (CPP) e Real Time Pricing (RTP)

Os principais aspectos que eu gostaria de ressaltar são os seguintes:

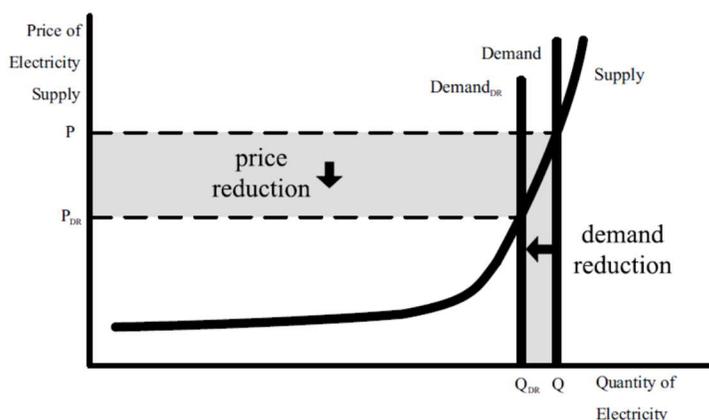
- a) “Não participação das ofertas de redução de carga na programação de operação e na formação de preços”

Entendo que as ofertas de redução de carga, bem como eventuais ofertas de geração complementar, devam fazer parte da programação de operação e do processo de formação de preços. A consulta pública (Minuta de Portaria e documentos complementares) não oferece uma justificativa para este posicionamento. Não fica claro se é por uma questão conceitual, capacidade dos sistemas Newave e Dessem em acomodarem as ofertas de redução de carga, ou pelo fato do processo formal de formação de preço estar operando atualmente em uma região que já chegou a seu valor teto, e que portanto estes modelos teriam valor limitado na programação de operação e cálculo do preço.

Sem conhecer as justificativas apresentadas pelo MME, fica difícil contra argumentar de forma mais específica, mas o faço no campo conceitual.

Em um sistema que busque eficiência, a curva de demanda deve sim formar preços e contribuir para a redução do preço de equilíbrio, como mostrado de forma simplificada no Gráfico 1 abaixo. Sob condições normais de demanda, o preço de equilíbrio será P para uma quantidade consumida (na unidade temporal considerada) de Q . Com a resposta da demanda, a $Demand_{DR}$ será inferior à anterior, resultando em uma redução de quantidade consumida em $(Q - Q_{DR})$ e em um preço de $(P - P_{DR})$. Levar em conta o potencial de redução da demanda gera um significativo benefício ao consumidor, pois desloca as unidades geradoras mais caras.

Gráfico 1 – Redução do Preço de Equilíbrio com Resposta da Demanda



Fonte: Federal Energy Regulatory Commission (FERC). USA. 2006

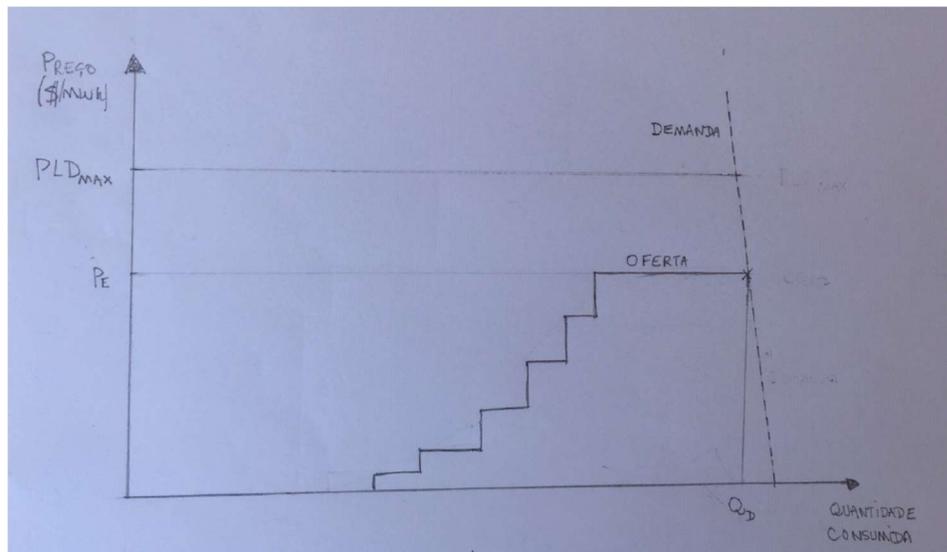
No modelo de “*Demand Side Bidding*” proposto nas regras de mercado do Projeto RE-SEB, as ofertas de redução de carga faziam sim parte da programação de operação e do sistema de formação de preços.

No caso particular do Brasil, há algumas diferenças em relação ao gráfico apresentado. Por exemplo, existe um volume significativo de plantas “must run” ou com custo marginal zero. Ademais, existe um “teto”⁸ explícito no preço de equilíbrio, o qual serve como base para liquidação de diferenças (PLD).

⁸ Atualmente fixado pela ANEEL em R\$ 583,88 como sendo o máximo estrutural, podendo chegar a R\$ 1.191,87/MWh como preço horário, embora com diversas limitações fixadas administrativamente na duração e frequência no uso deste valor, reduzindo sua aplicação

Assume-se uma certa elasticidade preço da demanda.⁹ O Gráfico 2 que segue ilustra estes pontos para uma situação hídrica favorável.

Gráfico 2 – Formação de preços no setor elétrico brasileiro – situação hídrica favorável



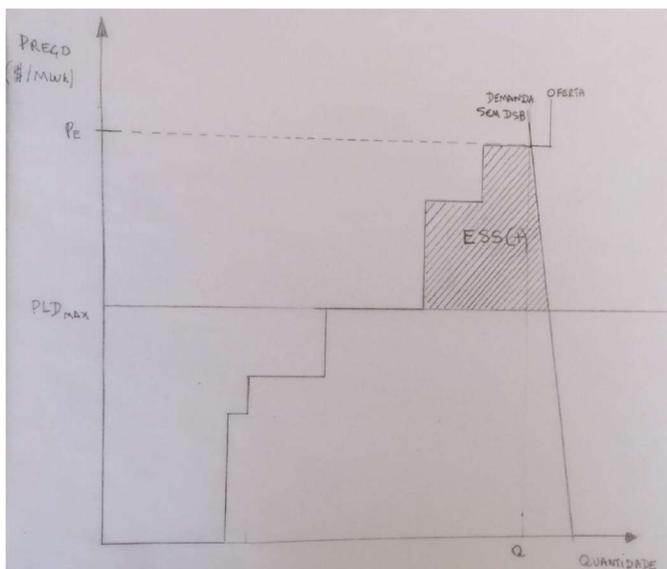
Fonte: Autor

Em situação de escassez hídrica, como ocorre hoje no Brasil, a curva de oferta se desloca para a esquerda, como ilustrado no Gráfico 3. O PLD atinge o valor “teto” acima referido, sendo que o preço de equilíbrio real entre oferta e demanda (P_e) é muito superior ao PLD. Apesar deste preço teto, estão sendo despachadas unidades geradoras com custo variável muito superior a este valor.¹⁰ A diferença entre o PLD e o P_e é bancada pelo encargo destinado à Cobertura do Serviço do Sistema, conforme dispõe o art. 59 do Decreto No 5.163, de 30 de julho de 2004, doravante denominado Encargo de Serviços do Sistema, ou abreviadamente ESS. A área hachurada ESS (+) representa os custos totais transferidos ao consumidor sob esta rubrica.

Gráfico 3 - Formação de preços no setor elétrico brasileiro – situação hídrica crítica, sem resposta da demanda

⁹ Não em escala, apenas para facilitar a visualização gráfica

¹⁰ O que se convencionou chamar “despacho fora da ordem de mérito,” mesmo na ausência de restrições de transmissão. Trata-se na verdade de um conceito usado no setor elétrico brasileiro para coadunar as decisões de operação com o preço (e seu teto) resultante da suíte de modelos de formação de preços que servirá de base para liquidação de contratos. Observou-se recentemente despacho de térmicas a um custo R\$ 1.700/MWh, cerca de três vezes superior ao preço teto do PLD.

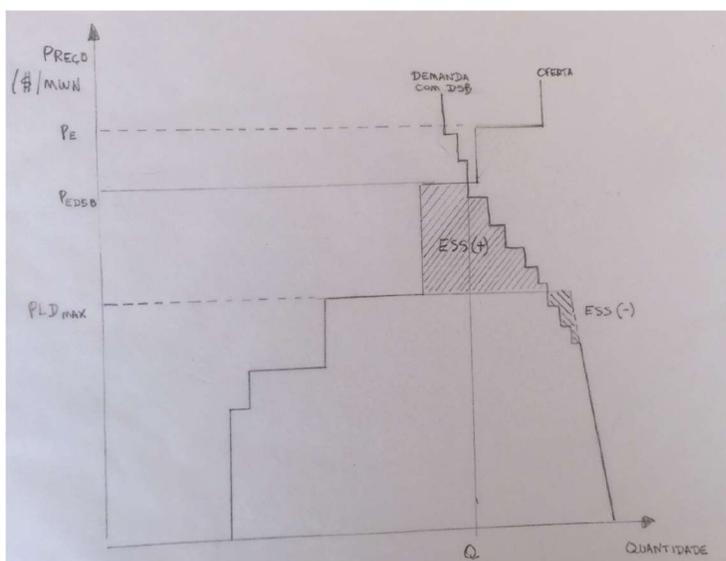


Fonte: Autor

A introdução de resposta da demanda está ilustrada no Gráfico 4. A curva de demanda está expressa em degraus que representam as ofertas de carga recebidas. Observa-se uma redução líquida do preço de equilíbrio, de P_E para P_{Edsb} . Ao se introduzir a resposta da demanda, cria-se uma condição isonômica para a participação da demanda e da oferta para o atendimento do mercado.

Nota-se também uma redução significativa de ESS em relação ao Gráfico 3, pelo fato de as ofertas de redução de carga terem um custo inferior ao custo marginal da(s) planta(s) mais cara(s) despachada(s). Caso existam ofertas de redução de preço inferiores a PLD, há um benefício adicional de alívio na conta ESS representada pela área ESS (-).

Gráfico 4 - Formação de preços no setor elétrico brasileiro – situação hídrica crítica, com resposta da demanda



Fonte: Autor

Note-se que na situação ilustrada, não estão ainda sendo despachadas plantas emergenciais de alto custo, o que poderá vir a ser realizado em caso de piora na situação hídrica e consequente deslocamento da curva de oferta para a esquerda.

Esta sequência lógica de gráficos, mostra de forma inequívoca que as ofertas de redução de carga (e por isonomia as ofertas de plantas geradoras), devem ser contempladas na programação da operação e na formação de preços. É justamente na programação da operação que o ONS irá cotejar as ofertas de redução de carga com as opções de despacho mais caras da curva de oferta e tomar uma decisão quanto à melhor combinação de recursos para serem utilizados para o despacho físico. O preço de equilíbrio é um elemento chave para esta decisão. Esta combinação resultará no menor montante de ESS a ser transferido ao consumidor.¹¹

Outra razão para se considerar as ofertas de redução de carga no processo de formação de preço é no caso em que o MME decida ampliar o escopo da participação da demanda incluindo toda a base de consumidores, o que pode ser feito em base voluntária (apenas incentivos) ou compulsória (incentivos e penalidades).¹² E plausível, e isto ocorreu em 2001, que a participação da resposta da demanda seja tão intensa e/ou que as condições hidrológicas melhorem, fazendo com que o preço de equilíbrio (real) caia abaixo do teto do PLD.

Da mesma forma, a Minuta de Portaria objeto desta Consulta Pública contempla a possibilidade de que existam ofertas de redução de carga a um custo superior a este preço teto.

Na verdade, tudo se passa como se houvesse dois mercados para o mesmo produto (MWh) entregue no mesmo centro de gravidade de cada sub-mercado. Um deles resultando em um preço utilizado para a liquidação de contratos (resultante da suíte de modelos e com um preço) e o outro correspondendo ao mundo real, refletindo as condições de oferta e demanda. Poder-se-ia chamar um preço “shadow”, que não é resultado da suíte de modelos, mas que deve balizar as alternativas de suprimento a serem consideradas.

As condições reais de oferta e redução de carga, e decisões com base no preço “shadow” são aquelas que minimizam o custo total para o consumidor (seja ele pago através do PLD ou através do ESS). O ONS necessita comparar os custos das ofertas de redução de carga e de despacho térmico, verificar o preço de equilíbrio, e decidir dentre as opções que oferecem flexibilidade¹³, quais as que resultam em um menor custo total ao consumidor. As opções de oferta e redução de carga devem ser tratadas de forma isonômica, buscando inclusive aumentar a concorrência entre estas duas fontes de flexibilidade.

b) Monitoramento e quantificação (ex-post) das ofertas de redução de carga

A Minuta de Portaria propõe um modelo adequado de comparação da demanda realizada (ex-post) com a demanda hipotética que seria medida na ausência de DSB (linha de base).

Especial atenção deve ser dedicada no caso da participação de agregadores no processo. Apesar de uma série de vantagens em permitir a participação de agregadores (inclusive para atrair e motivar a participação de consumidores), é necessário especificar como se determinará a nova linha de base e os critérios para sua aplicação. Serão analisados de forma agregada? A remuneração será efetuada com

¹¹ Obviamente, não estou me referindo ao preço “teto”, cujo uso neste cenário é como referência para liquidação e contratos

¹² Em seções subsequentes, esta diferença será explicada em maiores detalhes

¹³ Exclui as unidades “must-run”

base nas ofertas agregadas de redução de demanda propostas versus realizadas ou haverá algum tipo de controle individual sobre as cargas agregadas? Estas são questões que devem ser abordadas agora para evitar dúvidas futuras.

A proposta de DSB constante no Projeto RE-SEB não recomendou a participação de agregadores em uma primeira fase do programa devido à complexidade introduzida. Entretanto, o setor elétrico evoluiu, o mercado livre se expandiu significativamente, e da mesma forma o número de agentes comercializadores e consumidores “expostos” ao mercado.

c) Extensão do programa de participação voluntária da demanda

O mecanismo sendo proposto pela Minuta de Portaria é instrumental em lidar com a crise do atendimento de ponta. É um mecanismo original, que canaliza as forças de mercado, e busca reduzir os custos para o consumidor dando a ele incentivos para diminuir seu consumo e com isto evitar o despacho de plantas térmicas extremamente caras – em um caso extremo o leasing de plantas emergenciais “*containerized*”, sobre as quais comentarei mais adiante.

Conforme já mencionado neste documento, existem duas crises simultâneas – de energia e de atendimento de ponta. A lógica do parágrafo anterior, de “convidar” o consumidor a participar ativamente na solução da crise deve se aplicar tanto para as ofertas de redução de carga quanto para economia de energia de forma voluntária por todos os consumidores.

Entendo as preocupações expressas pelo MME em não querer declarar neste momento um racionamento compulsório aos moldes do que foi feito em 2001. Mesmo respeitando este direcionamento, é possível pensar em um mecanismo de preços similar ao que foi aplicado em 2001, mas de forma voluntária, oferecendo apenas incentivos àqueles que consumissem abaixo de sua linha de base, limitados a um valor de 20% ou outro qualquer que o ONS venha a definir em função da criticidade do sistema.

Afirmo que a lógica é a mesma porque, a exemplo do que ocorreu em 2001, existirão garantidamente consumidores dispostos a reduzir seu consumo se receberem um incentivo adequado e reagindo rapidamente, principalmente em se levando em conta os elevados custos marginais das planas mais caras sendo despachadas. Seguem algumas considerações a este respeito.

- a) Em 2001, o sinal de preço implícito nos bônus e penalidades de aproximadamente 3x a receita de varejo, o que correspondia ao valor do preço spot (teto) de mercado da época (R\$ 684/MWh) teve uma resposta extremamente satisfatória, tendo o Brasil economizado quase toda a meta pretendida (20%)
- b) É verdade que a resposta obtida contava, além dos bônus e penalidades implícitos, a ameaça de corte seletivo – o que empiricamente contribuiu para a reação positiva dos consumidores
- c) Entretanto, havia certos grupos consumidores (p.ex. baixa-renda para consumo mensal inferior a 100 kWh), que contavam com o mecanismo de bônus, mas não penalidades econômicas. A economia obtida neste grupo consumidor foi a maior dentre todos os grupos consumidores,¹⁴ estimada em 27%, e fortemente motivada pela existência do bônus.

¹⁴ Maurer, L., Rosenblatt, J. e Pereira, M. Implementing Power Rationing in a Sensible Way. Lessons Learned and International Best Practices. World Bank. 2005.

- d) É certo que o pagamento de bônus sem a respectiva cobrança de penalidades para os consumidores que excederem suas quotas resulta em uma necessidade adicional de recursos, os quais provavelmente terão que advir do ESS.
- e) Entretanto, cada MWh reduzido pelo lado do consumo significa uma redução, na margem, do custo da unidade térmica mais cara sendo despachada (por exemplo R\$ 1.700/MWh). Se a este consumidor estiver sendo dado um incentivo implícito equivalente ao teto do PLD hoje (aproximadamente R\$ 600/MWh), haverá uma significativa economia total e, portanto, redução (e não aumento) dos custos alocados à a rubrica ESS.
- f) A participação ampla da população na economia da energia (e água) transmite um sinal de que o ônus da crise está sendo, pelo menos no conceito, absorvido por toda a população, e não apenas pelos beneficiários do uso múltiplo das águas, os quais já estão sendo penalizados.
- g) No caso em que um racionamento voluntário, como o descrito acima, não atinja os resultados necessários, existe uma possibilidade de migração expedita para um Plano B com racionamento mandatório. A vantagem de iniciar com um racionamento voluntário é que os mecanismos comerciais e protocolos já estariam implementados nos procedimentos e sistemas comerciais (medição, faturamento, etc.) das empresas distribuidoras.

É preciso enfatizar a eficiência do sinal de preços transmitido através de um racionamento voluntário deverá ser muito superior às medidas sendo tomadas até agora para redução do consumo. As ações e justificativas estão expostas como segue:

- a) *Solicitação do MME para que os consumidores reduzam seu consumo de energia* (persuasão moral, via campanhas de racionalização). Esta medida é de resultados muito limitados. Na ausência de incentivos e penalidades explícitos, é muito pouco provável que os consumidores mudem seus hábitos, e mesmo que viessem a fazê-lo o efeito seria pouco duradouro. Tal mecanismo de persuasão foi testado ao início de 2001, quando a ANEEL publicou 20+ medidas para endereçar um racionamento iminente, mas no que tange a alterações de consumo, tais medidas se mostraram absolutamente ineficazes. Houve inclusive um efeito rebote, pois diante das incertezas de como o racionamento seria implementado, o setor industrial resolveu precaver-se aumentando o nível de estoque e, portanto, o consumo de energia. Persuasão moral pode ser usada como um mecanismo cirúrgico para uma crise de capacidade. Por exemplo, a África do Sul e a Califórnia utilizaram um mecanismo de informar consumidores (p.ex. via banners em TV) quando da elevada probabilidade de um corte de carga, solicitando aos consumidores que reduzissem seus consumos nos horários críticos. Contudo, tal mecanismo quando aplicado para a economia de energia (MWh), necessária 24 horas por dia e 7 dias por semana, resulta em ganhos muito pouco expressivos.¹⁵
- b) *Aumento dos preços de energia via bandeiras tarifárias*. Este incremento é evocado pelo setor elétrico como capaz de promover uma redução de consumo. Mais uma vez, espera-se que o efeito sobre o consumo total seja modesto. Isto porque o incremento tarifário médio (digamos 20%) será aplicado sobre toda a base de consumo. Assumindo uma elasticidade-preço média de 10%, tal aumento resultaria em uma redução de consumo de 2%.

¹⁵ Empresas como OPower (adquirida pela Oracle), especializadas em mudança de comportamento do consumidor através de técnicas sofisticadas e segmentação de mercados, obtém tipicamente ganhos de redução de consumo de 2% quando aplicadas a consumidores dos EUA e da Europa.

Entretanto, quando um sistema de quotas e penalidades é implementado, o incremento se aplica “na margem”. Tomando como exemplo a crise de 2001, o bônus e penalidade eram da ordem de 3 vezes o preço da tarifa regulada. Isto significa um incremento de 200% para a energia consumida ou economizada “na margem”. Quando aplicado o mesmo fator elasticidade preço de 10%, chega-se a uma redução de consumo esperada da ordem de 20%. Trata-se, portanto, de um mecanismo mais eficiente do que um aumento médio das tarifas, por maior que este venha a se tornar.

d) Remuneração das ofertas de redução de carga em caso de racionamento

A Portaria não contempla como serão consideradas as ofertas de redução de carga em caso de racionamento físico nos horários para os quais as ofertas forem realizadas.

Um aspecto a ser considerado é como se dará a remuneração das ofertas (caso tenham sido aceitas ex-ante). O corte de carga físico implica em uma demanda zero? Será o pagamento efetuado sobre todo o valor da linha de base ou algum outro critério será aplicado? Como o corte de carga será medido e aplicado individualmente a cada consumidor? É importante definir estes mecanismos agora para evitar riscos de judicialização no futuro.

O preço PLD não servirá para sinalizar o custo do racionamento, uma vez que o mesmo chegou a seu valor teto. Além disso, sabe-se que o custo de racionamentos ocasionados por falta de capacidade (Value of Lost Load, ou VLL), é significativamente superior ao custo de déficit, este sim usado como input na suíte de modelos que calcula o preço PLD. Isto é devido à imprevisibilidade do corte de carga, ao contrário do racionamento rotativo (“rolling black-outs”) o qual apresenta certo grau de previsibilidade.

Alguns países utilizam valores de VLL na faixa de US\$ 1.000/MWh, embora valores bem superiores sejam também observados. Embora tal montante não tenha impacto no PLD, ele norteará decisões quanto à necessidade de expansão da oferta a custos exponencialmente crescentes ou o uso deliberado de cortes de carga, em função dos limites da disposição em pagar dos consumidores.¹⁶

e) Como cobrir o gap entre oferta e demanda em caso de racionamento?

Em caso de continuada deterioração do quadro atual, corre-se um risco de que a demanda exceda a oferta disponível, mesmo na presença de DSB.¹⁷ O Gráfico 5 ilustra um cenário de racionamento, onde a demanda (mesmo com o mecanismo de resposta em funcionamento) excede a oferta no intervalo de tempo considerado.¹⁸ Não haveria um preço de equilíbrio que garanta o pleno atendimento das necessidades da carga.

Para retomar o equilíbrio, MME/ONS/ANEEL irão se deparar com uma série de opções (algumas de grande seriedade técnica, econômica e política) para cobrir o gap entre oferta e demanda. Dentre as alternativas, poder-se-ia contar com geração de emergência (embora a escala seja pequena comparada

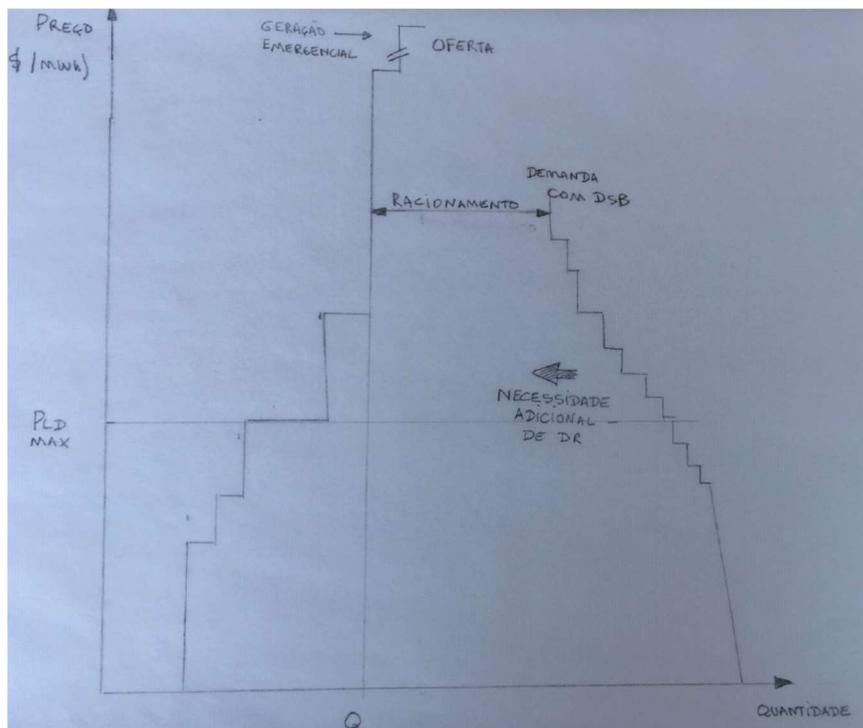
¹⁶ O corte de carga é um mecanismo ineficaz porque não diferencia a larga margem de disposição a pagar dos consumidores, realizando o corte indistintamente.

¹⁷ O Gráfico representa a oferta e demanda no período de ponta, embora o conceito possa ser aplicado também para racionamento de energia.

¹⁸ Não necessariamente em escala, mas apenas para facilitar a visualização gráfica.

ao porte da demanda total no Brasil), com uma resposta da demanda mais intensa - ademais dos mecanismos de DSB sendo propostos - ou com ambos.

Gráfico 5 - Formação de preços no setor elétrico brasileiro – com corte de carga (ou racionamento)



Fonte: Autor

Esgotadas as possibilidades anteriores, o dilema é aceitar os cortes como um procedimento ocasional, ou buscar soluções de aumento de oferta em caráter extremamente emergencial. Trata-se de uma avaliação empírica a este estágio, cuja decisão deverá avaliar riscos, tempos e custos de implementação. Valores razoáveis de Value of Lost Load tem sido amplamente discutido na literatura, e dependem do tipo do consumidor, antecipação e duração do corte.

Gostaria de comentar a respeito dos custos e prazos de implementação de geração emergencial. Trata-se de unidades “containerizadas”, tipicamente 0,9 MW por *containers*, que são oferecidas no mercado internacional sob a forma de leasing. Podem operar com diversos tipos de combustível, embora a solução mais rápida (não necessariamente a mais econômica) seja a de utilizar óleo diesel como combustível. Os prazos realistas de instalação e comissionamento são da ordem de 12 a 15 semanas, os quais podem ser reduzidos mediante procedimentos de contratação expeditos, os quais podem levar a custos ainda mais elevados e suspeitas quanto à falta de transparência.

Participei e acompanhei vários programas de instalação de geradores de emergência sob a modalidade descrita no parágrafo anterior. O custo de tais unidades é extremamente elevado, o que sugere aos tomadores de decisão desenvolverem todas as ações agora para evitar ter que enfrentar um “dilema trágico” futuro – cortar energia ou ter que valer-se da contratação destas unidades emergenciais.

Com base na análise de contratações de usinas emergenciais em diversos países, pude apreciar um certo padrão de custos fixos e variáveis para a disponibilização de capacidade e geração de energia. Foram

custos compilados há cerca de dez anos atrás, em que as partes contratantes eram empresas concessionárias de países de renda médio-baixa, embora que com garantia soberana dos respectivos governos federais. Podem estar desatualizados ou podem não se aplicar quando o Brasil seja a parte contratante. De qualquer maneira, decidi incluir estes elementos que dão uma idéia da ordem de grandeza envolvida.

Com estas ressalvas, a estrutura de custos poderia ser sintetizada pela “regra dos 6”, ou seja: “60 MW contratados por 6 meses custam aproximadamente US\$ 60 milhões, a um preço de petróleo de US\$ 60/barril, sendo 2/6 (1/3) dos custos de natureza fixa (leasing) e 4/6 (2/3) dos custos de natureza variável, quando a planta fosse operada a um fator de geração de 60%”.

Em uma linguagem mais compreensível para o setor elétrico, estes valores representavam custos de leasing de US\$ 55,6/kW.mês e custos variáveis de US\$ 257/MWh.

Com estas premissas, e estimando uma contratação de 1 GW por 6 meses¹⁹, os custos correspondentes seriam:

- a) Se as unidades operarem somente para atendimento da ponta²⁰, o custo médio equivalente²¹ por MWh será de R\$ 4.527/MWh e o custo total para o consumidor será de R\$ 2,33 bilhões.
- b) Caso a crise energética se agrave e o ONS decida operar estas plantas a um fator de geração mais elevado, como por exemplo 40%, o custo médio será de R\$ 2.251/MWh e o custo total para o consumidor será de R\$ 3.89 bilhões.

Como se pode ver, são custos extremamente elevados, os quais, no meio de uma crise, talvez a sociedade brasileira resolva incorrê-los para evitar as sérias inconveniências e o impacto econômico de constantes racionamentos. A mensagem principal desta seção é que estes custos podem ser evitados mediante um planejamento agressivo da resposta da demanda desde já, considerando-se todas as opções, incluindo o racionamento compulsório.

4) Conclusões

Em função das incertezas quanto a cenários futuros de racionamento e/ou corte de carga, os quais podem se tornar mais prováveis em caso de crescimento econômico, é altamente recomendável que o setor elétrico considere opções do lado da oferta, mas principalmente do lado da demanda para evitar um cenário catastrófico (menos provável, mas possível), que pode inclusive frustrar as perspectivas de crescimento econômico do País.

Dada a ordem de magnitude dos custos de expandir a oferta sob condições emergenciais e sua quase inevitabilidade por razões políticas e econômicas, é altamente recomendável avaliar neste momento, ainda que com certo atraso, o leque de opções que o setor elétrico pode dispor em termos de resposta da demanda, sem qualquer prejuízo, mesmo que nem todas estas opções necessitem ser utilizadas no

¹⁹ Valor este sujeito à disponibilidade de equipamento no mercado internacional.

²⁰ Assume 4 horas por dia e 5 dias por semana, resultando em um fator de geração de aproximadamente 12%

²¹ Custo “all-in” que poderia ser evitado pela não contratação das referidas unidades emergenciais

futuro. Estas opções devem incluir desde já os seguintes componentes integrantes de amplo programa de resposta da demanda, os quais podem ser implementados com gradualidade:

- a) Atendimento de ponta: Resposta da demanda (estilo *Demand Side Bidding*) como considerado pela Portaria, com alternativas para seu aprofundamento
- b) Economia de energia: Programa voluntário de racionamento (com base em incentivos) podendo migrar para um sistema compulsório estilo racionamento de 2001 (com base em incentivos e penalidades econômicos, com ameaça de corte para infratores sucessivos).

São estas minhas contribuições para o momento. Coloco-me desde já à disposição deste MME para esclarecimentos que se fizerem necessários.

Atenciosamente.

Luiz T. A. Maurer

Luizmaurer2@gmail.com

+1 (202) 341-8022

ANEXO

Artigo Publicado em Canal Energia – Julho 2021

Racionamento de energia, capacidade ou ambos. Similaridades, diferenças e desafios.

Luiz Maurer

O Brasil discute agora a possibilidade de gerenciar uma nova crise de energia, caso a mesma venha a se materializar. Trata-se de uma atitude prudente: é melhor prevenir do que remediar, mesmo que as probabilidades de crise ainda não sejam alarmantes.

Ao contrário de 2001, trata-se de uma crise com duas restrições: energia e capacidade. As lições de 2001 são muito importantes no que tange à administração de uma crise com restrição de energia, mas são de pouca aplicação – ou podem se tornar muito caras – se aplicadas ao gerenciamento específico de falta de capacidade de pico (“capacity constrained systems”)

Existe ampla literatura e identificação de melhores práticas internacionais para o gerenciamento de cada uma das crises, tomadas isoladamente. Contudo, existem poucas publicações que comparem e contrastem as crises de energia (tipicamente o Brasil em 2001), de capacidade (tipicamente Califórnia em 2001) ou ambas (África do Sul em 2008).

Este artigo é uma tentativa de trazer luz a esta diversidade de formas de gerenciamento. Não tem a pretensão de esgotar o assunto. É uma reflexão sobre minha experiência pessoal nestes três casos, em três diferentes posições: Brasil (como Abraceel), Califórnia (como Enron) e África do Sul (como Banco Mundial), com ênfase em intervenções no lado da demanda.

No que tange às medidas possíveis para uma crise de energia, pode-se considerar resposta da demanda por quantidade (por exemplo, cortes rotativos, redução de voltagem), persuasão moral, e preços. O racionamento no Brasil em 2001 foi uma combinação virtuosa destes dois últimos elementos, incluindo: (i) uma comunicação honesta e tempestiva que engajou a população; (ii) o sistema de quotas (negociáveis ou não) que deu os incentivos econômicos; e (iii) algumas salvaguardas, como proteção a consumidores de baixa renda e corte individual para infratores (haja vista que o sinal de preço era apenas aplicado na margem, e não para a totalidade do consumo). Os resultados deste pacto social vocês já sabem e foram muito bem documentados por Rockmann (2021) e Jabur (2001). Uma análise mais técnica pode ser encontrada em livro que José Rosenblatt, Mário Veiga e eu publicamos em 2005, sob os auspícios do Banco Mundial.

<https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/18066/ESM3050REPLACE00in0a0Sensible0Way00.pdf?sequence=5>

No que tange às medidas para uma crise de capacidade, o receituário é bem diferente. O que importa não é o total de energia economizada, mas quando ela é economizada. A Califórnia (ou mais genericamente a costa oeste americana) conseguiu uma boa resposta dos grandes clientes industriais que deslocaram suas produções para outras unidades fabris localizadas fora da região afetada, motivados por sinais de preço. Entretanto, quando a Califórnia tentou conceder incentivos via preços aos consumidores de menor porte, o custo se tornou extremamente elevado. Foi implementado um mecanismo chamado 20/20, o qual concedia um desconto de 20% para aqueles consumidores que atingissem uma redução de consumo (kWh) de 20%. O erro fatal foi que este

mecanismo não foi granular o suficiente para transmitir o sinal de preço no momento de escassez (pico) e acabou premiando a redução de consumo fora de ponta. O custo do kW economizado atingiu US\$276/kW.ano, sendo que a “segunda melhor” opção (usinas de ponta) teria custado US\$ 55/kW.ano. Foi um exemplo de incentivos inadequados levando a resultados com um custo muito elevado. Em contraste, no caso brasileiro, o custo da energia racionada foi de US\$ 7/MWh, enquanto que a “segunda melhor” opção – os cortes rotativos - teriam custado ao país entre US\$ 150 a 300/MWh. Foi um exemplo de eficiência em termos de resultados e custos. A tabela que segue faz uma comparação entre as crises da Califórnia e do Brasil.

	BRAZIL (1)	CALIFORNIA (2)
Shocks	Supply	Supply and Demand
Shortage	Energy only	Capacity (Energy)
Action	Cap (and Trade)	20/20
Mandate	Compulsory	Voluntary
Load Shedding?	No	Some
Duration	6/01–02/02	11/00–05/11
Government Action	Fast	Slow
Cost of Demand Response	US\$7/MWh	US\$276/kW-yr
Second Best	US\$150/MWh or shedding (US\$300/MWh)	US\$55/kW-yr (peaking) or shedding
Measuring Deployment	No	No

Sources: (1) Maurer, Pereira, Roseblatt. *Implementing Power Shortages in a Sensible Way: Lessons Learned and International Best Practices*. Washington, DC. ESMAP Formal Report 305/05. (2) Sweeny. J. *The California Electricity Crisis*. Stanford, CA. The Hoover Institution Press, 2002.

Este mecanismo distorcido na Califórnia não decorreu da ingenuidade do regulador estadual, mas sim da falta de medição horária. Ahmad Faruqi, um dos experts internacionais mais renomados em gerenciamento da demanda, afirma que se 1% dos consumidores tivessem medição horária (e por conseguinte o sinal de preço pudesse ser transmitido “cirurgicamente” no horário de ponta), não teriam sido necessários cortes rotativos, apesar destes terem sido de pequena expressão. Cerca de apenas 1-2% da carga foi afetada e de forma programada. Esta crise angariou uma fama sem precedentes. O número de buscas no google por “energy crisis” superou às do acidente nuclear de Chernobyl. Nunca se escreveu tanto sobre uma crise, em uma busca incessante por causas e culpados. A fama desta crise não decorre dos volumes de carga cortados, mas sim dos seus impactos políticos e financeiros, resultantes de um modelo de mercado mal desenhado e de trapalhadas políticas, que redundaram no “recall” do governador Gary Davis em 2003 e na eleição de Arnold Schwarzenegger, o “exterminador”. Uma das análises tecnicamente mais sólidas e imparciais sobre a crise da Califórnia pode ser encontrada em Sweeney, J. *The California Electricity Crisis*. (2002).

A crise da África do Sul em 2008 combinou ambos aspectos – capacidade e energia. Tradicionalmente, o país já tinha desenvolvido mecanismos para lidar com crises de capacidade, haja vista a falta de investimentos em nova geração nos 10 anos que a precederam (um ponto comum com a Califórnia). Dentre os países em desenvolvimento, podemos afirmar que a África do Sul era na época (e talvez ainda seja hoje) o mais avançado nesta matéria. Mesmo os consumidores residenciais contavam com programas de controle para cargas não essenciais ou para aquelas que contassem com alguma forma de armazenamento (como aquecedores de água). As pessoas estavam acostumadas a ver na TV avisos (banners) quanto ao estado do sistema (vermelho, amarelo, verde), indicando a iminência de corte de cargas e solicitando a população seus melhores esforços para desligar equipamentos. Estas técnicas eram efetivas. Entretanto, escassez de energia em si era algo novo para a África do Sul. Em janeiro de 2008, devido a fortes e incessantes chuvas, a extração e manipulação do carvão (a fonte principal para geração) foi dificultada, impactando na produção de energia. Um prelúdio da falta de energia foi

sinalizado no ano anterior quando a usina nuclear de Koeberg (a única do continente Africano), foi paralisada por questões técnicas. Foi algo muito sério, mas circunscrito à região da Cidade do Cabo. Entretanto, em 2008, a crise teve abrangência continental. Não apenas a África do Sul foi afetada, mas os sete países vizinhos cujo fornecimento de energia dela dependiam. O susto era grande, pois já circulavam nos corredores da FIFA rumores para desqualificar a África do Sul para sediar a Copa do Mundo de 2010. Teria sido uma tragédia para o orgulho de todo continente Africano.

Para enfrentar algo novo, a África do Sul buscou de imediato melhores práticas internacionais, tendo aproveitado o caso brasileiro. A metodologia adotada foi especificada em um Decreto, que mencionava o livro que José Rosenblatt, Mário Veiga e eu havíamos publicado alguns anos antes. Foi motivo de grande satisfação para nós. A PSR ajudou no desenho do novo mecanismo, descrito em publicação do Banco Mundial, denominada “Best Practices for Market-Based Power Rationing: Implications for South Africa” e disponível em <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/12507>.

O mecanismo previa uma redução de consumo de 10% e foi encerrado em setembro do mesmo ano, em seguida à crise financeira internacional, com queda dos preços e consequente nível de produção de metais, o maior mercado consumidor de energia no país. Enquanto durou, o mecanismo atingiu seus objetivos.

Em paralelo, a África do Sul decidiu implementar, em caráter permanente, um mecanismo que propiciasse economia de energia e demanda de ponta. O país estava ciente da falta histórica de investimentos em geração, bem como o envelhecimento das unidades geradoras a carvão (tanto aquelas que estavam em operação quanto às “mothballed”). Novos racionamentos seriam apenas uma questão de tempo. O mecanismo implementado, também com ajuda do Banco Mundial, denominava-se Standard Offer, o qual remunerava os participantes que economizassem energia com incentivos monetários. Era um tipo de “Feed-in-Tariff” no campo da eficiência energética. Detalhes podem ser apreciados na publicação “Implementing Energy Efficiency and Demand Side Management: South Africa’s Standard Offer Model”. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/12508>

Estes são apenas alguns exemplos que procuram tipificar os tipos de crises de energia e os tratamentos possíveis. Como se pode apreciar, o caso brasileiro foi um exemplo de sucesso, e tive oportunidade de compartilhar seus ensinamentos com inúmeros outros países, como China, Colômbia, Costa Rica, Etiópia, Filipinas, Índia, Panamá, Peru, Tanzânia, Turquia e Uganda, os quais aproveitaram e implementaram algumas das lições, em função de suas características técnicas particulares e do contexto político. O racionamento via sinais econômicos sempre esteve presente nos casos de sucesso. Racionar via sinais de preços e quantidades (por exemplo controle de carga) não deve ser percebido como algo negativo, mas uma combinação virtuosa, se bem desenhado. Estes mecanismos deveriam estar codificados nas regras operativas e de mercado, em caráter permanente.

A despeito de seu sucesso, o caso brasileiro de resposta da demanda foi customizado para uma restrição energética. Agora o Brasil se depara potencialmente com uma crise tanto de energia quanto de capacidade. Não se trata, portanto, de uma solução “plug & play” aproveitando as lições de 2001. Como demonstrado por este artigo para o caso da Califórnia, tratar uma crise de restrição de capacidade como se energia fosse pode ser ineficaz para não dizer algo extremamente caro. O caso da África do Sul mostrou que é possível gerenciar as duas crises simultaneamente. Entretanto, este país já contava com mecanismos e processos bem estabelecidos para gerenciamento da demanda, o que não é a situação atual no Brasil.

O gerenciamento de uma crise de potência traz novos desafios no caso brasileiro. Por um lado, a economia de energia tem um efeito colateral benéfico por reduzir o impacto da perda de potência por deplecionamento, mas ainda assim não tem um efeito cirúrgico desejado. Do lado da demanda, não dispomos dos mecanismos de controle de carga existentes na África do Sul. Apesar de dispormos de uma base grande de clientes com medição e faturamento em base horaria (Time-of-Use), os intervalos definidos como “ponta” não necessariamente coincidem com os momentos em que o desequilíbrio entre oferta e demanda é mais crítico. Trata-se um sinal de preço inadequado, o qual já deveria ter sido substituído ou complementado por algo como precificação de período crítico (*critical peak pricing*), o qual já adotado na África do Sul. Ademais, os programas de gerenciamento da demanda, em fase piloto, ainda não incorporaram as lições apreendidas e não foram codificados nos procedimentos de rede e nas regras de mercado. Por falar nisto, a primeira vez que “Demand Side Bidding” foi incluído no pacote de regras de mercado ocorreu em 1998, por ocasião do Projeto RE-SEB. Estamos, portanto, com quase 25 anos de atraso neste respeito e temos agora que enfrentar em breve uma possível crise de capacidade. O setor deveria ter sido muito mais proativo, trazendo à mesa propostas para discussão com base na experiência internacional. Do lado da oferta, a capacidade “despachável” está cada vez menor, seja por restrições operativas seja pelo crescimento das renováveis intermitentes.

A velocidade de resposta aos desequilíbrios momentâneos entre oferta e demanda deve ser rápida, pois as restrições são nervosas e, se não satisfeitas, podem levar a *black-outs* de grandes proporções. Os engenheiros do ONS sabem disto como ninguém. No caso de crises de energia é sempre possível “esticar a corda” deplecionando os reservatórios e rezando para São Pedro. Entretanto, no caso de restrições de capacidade estas medidas são ineficazes. Restrições de capacidade requerem uma abordagem completamente nova e criativa, principalmente se tiverem que ser implementadas em conjunto com restrições de energia. Rezar para São Pedro é sempre salutar, mas seus milagres são lentos e dirigidos às crises de energia. No caso de crises de potência ou híbridas, é melhor buscarmos rapidamente outro Santo ou tentarmos resolver o problema por aqui mesmo.

