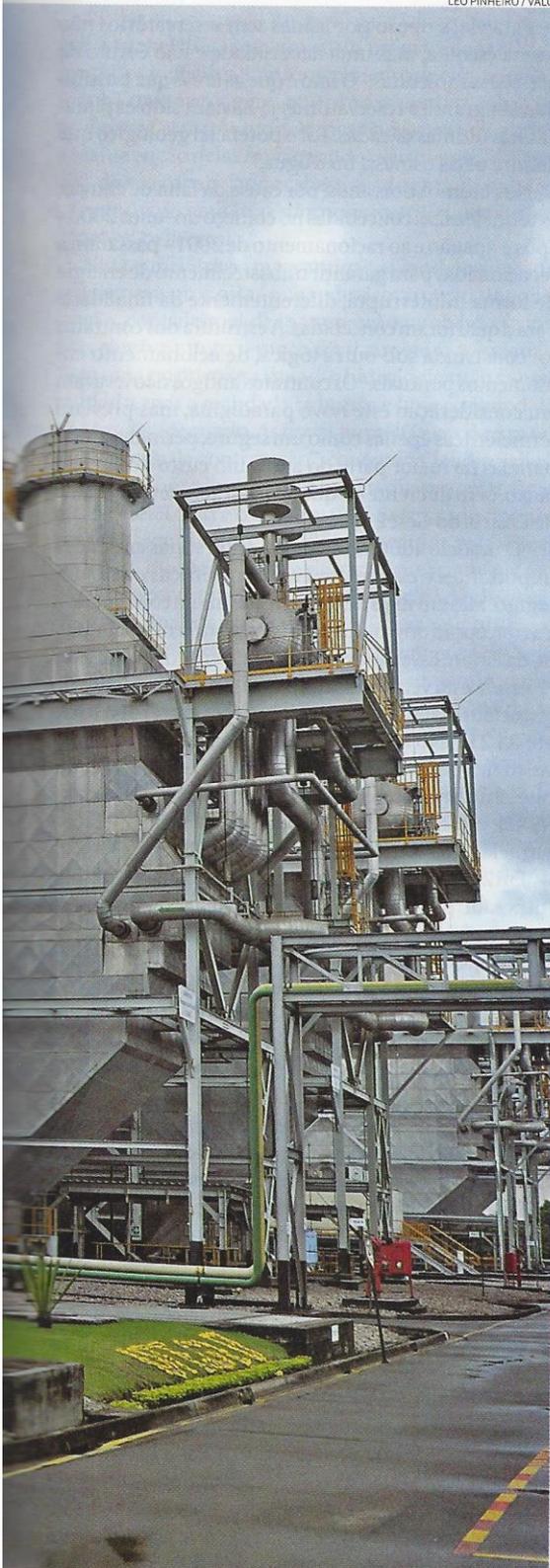


LEO PINHEIRO / VALOR



MUDANÇA EM NOVOS CONTRATOS

Momento é favorável para discutir modelo de comercialização que alinhe os preços Por Jiane Carvalho

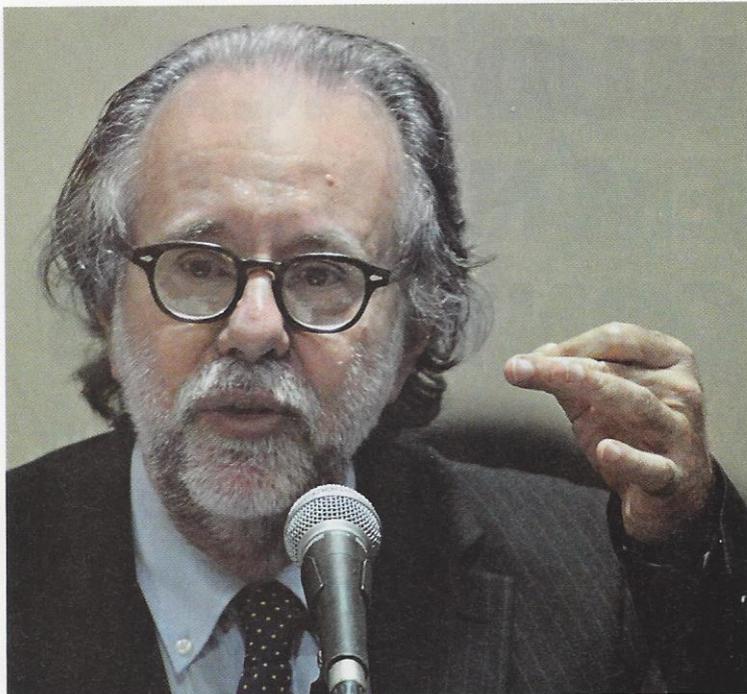
A relativa calma no mercado de energia pode mascarar alguns problemas que recentemente afetaram o setor e que precisam de uma solução antes de uma volta do crescimento econômico, que tende a elevar a demanda pelo insumo. No centro do debate estão as termelétricas, usinas que garantiram o abastecimento de energia durante a crise hídrica dos dois últimos anos, mas que tiveram como efeito colateral o encarecimento da conta para distribuidoras e consumidores finais. O desafio é a busca de alternativas que melhorem a relação custo/benefício do acionamento dessas usinas.

O presidente do Conselho de Energia da Federação das Indústrias do Rio de Janeiro (Firjan), Sergio Malta, chama a atenção para a queda na demanda como favorável a uma rediscussão do modelo adotado para comercialização de energia. “O setor elétrico não está pressionado como há alguns anos, o que favorece uma rediscussão sobre o modelo da matriz energética como um todo, partindo do pressuposto de que as termelétricas vão crescer ainda mais em relevância e que este é um caminho sem volta”, assinala. O executivo da Firjan chama a atenção para os novos parques geradores em construção, basicamente composto por usinas a fio d’água – sem reservatórios para o período de seca – e por parques eólicos e de geração solar. “É uma energia boa, ambientalmente responsável, mas sazonal. Isso torna imperativo rediscutir o papel das termelétricas, formas de remuneração e acionamento dessas usinas, o que precisa ser feito agora enquanto o momento favorece.”

O professor Nivalde de Castro, coordenador do Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal do Rio de Janeiro (Gesel-UFRJ), reforça essa visão. “Temos como vetores de crescimento do parque

**Usina Leonel
Brizola, da
Petrobras (RJ):
nova forma de
remuneração**

LUIS USHIROBIRA/VALOR



Castro, da UFRJ: realidade mudou em relação ao apagão de 2001

gerador usinas excessivamente sazonais, que dependem de sol, do vento ou das chuvas para trabalharem, o que impõem um novo paradigma e tornam as termelétricas indispensáveis para garantir o abastecimento de energia”, comenta. “É uma outra realidade para a qual os contratos firmados com as termelétricas no começo dos anos 2000 não estão mais adequados.”

Hoje, as duas maiores hidrelétricas em construção no país, as usinas de Belo Monte (PA) e Santo Antônio (RO), são projetos a fio d’água, ou seja, não contam com reservatórios para o período de seca. A geração nuclear, que também poderia colaborar para garantir a segurança do sistema, representa apenas 1,4% da capacidade de geração do sistema.

O presidente do Instituto Acende Brasil, Claudio Sales, destaca que a capacidade nominal de acumulação nos reservatórios é equivalente a três meses de consumo. Esse número chegou a ser superior a um ano, mas foi caindo na última década porque, além de os reservatórios terem diminuído, houve um forte aumento do consumo. “Sem a complementaridade das termelétricas, será cada vez mais difícil assegurar a regularidade no fornecimento de energia. Por isso, precisamos rediscutir as condições de acionamento e o custo desse parque gerador termelétrico.”

O secretário-executivo do Ministério de Minas e Energia (MME), Luiz Eduardo Barata, reconhece a necessidade de rediscutir o modelo com base em novos paradigmas. “A relevância das termelétricas é algo sem volta, assim como ocorreu na Europa, por conta da participação crescente de fontes intermitentes, como eólicas e solares, na matriz energética.”

Para ele, a opção por usinas sem reservatórios não é uma escolha, mas uma necessidade e não é fruto de pressões ambientais. “O fato é que as áreas que possibilitavam grandes reservatórios já haviam sido exploradas nas últimas décadas. Foi o potencial geológico que definiu pelas usinas a fio d’água.”

Nos últimos dois anos, por causa da falta de chuvas, as termelétricas concebidas no começo dos anos 2000 – após o apagão e ao racionamento de 2001 – passaram a ser acionadas para garantir o abastecimento de energia de forma ininterrupta, diferentemente da finalidade para a qual foram concebidas. A estrutura dos contratos foi construída sob outra lógica, de acionamento em momentos pontuais. “Os contratos antigos não levavam em consideração este novo paradigma, mas previam termelétricas apenas como um seguro, permanecendo paradas na maior parte do ano a um custo de aluguel baixo, bem diferente do que ocorreu”, comenta Nivalde de Castro, do Gesel.

“O modelo adotado era bom, criou várias entidades importantes e estabeleceu as termelétricas como um seguro. Mas em mais de uma década muita coisa mudou e a concepção original precisa ser revista”, completa Malta, da Firjan. Esse modelo prevê o sistema de bandeiras. Hoje, ele está verde, ou seja, permite o acionamento de termelétricas cujo custo por megawatt-hora (MWh) de até R\$ 211. No amarelo, são acionadas térmicas cujo custo fica entre R\$ 211 e R\$ 422. No vermelho, há dois níveis: no um, são acionadas as usinas com custo entre R\$ 422 e R\$ 610 o MWh, e no dois entram em operação termelétricas com custo acima de R\$ 610.

Em 2015, com a bandeira vermelha acionada, o custo foi pesado para todo o sistema. Para que as distribuidoras se mantivessem saudáveis financeiramente, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) intermediou um financiamento para as empresas no valor de R\$ 21,75 bilhões – para cobrir os custos extraordinários com a compra da energia em 2014 e 2015. Este valor será amortizado até abril de 2020, por meio da arrecadação de recursos nas tarifas.

“Precisamos adaptar o parque termelétrico à nova necessidade brasileira para que sejam acionadas só as mais baratas. As mais caras devem continuar à disposição, elas têm seu valor, mas não devem entrar no sistema de geração com tanta frequência, como ocorreu nos últimos anos”, defende Claudio Sales, do Acende Brasil.

A revisão dos contratos, embora seja a solução mais fácil no curto prazo, não é uma opção relevante nos discursos das entidades ligadas ao setor, nem mesmo do Ministério de Minas e Energia. “Romper contrato e pagar multa não está em estudo. O que temos pela frente é a necessidade de substituição das termelétricas mais caras, que usam diesel e óleo combustível, pelas mais baratas a gás natural, mas não posso afirmar hoje em que tempo isso se dará”, diz o secretário. Para ele, não há “qualquer margem de manobra” em relação aos preços, já que a maior parte dos contratos tem prazo de até 20 anos.

“Falar sobre preço no geral é difícil, porque cada usina termelétrica tem um custo próprio, depende de contratos individuais de fornecimento de combustível, mas há uma regra geral que precisa mudar”, afirma o professor Castro. As termelétricas cujo contrato obriga a manutenção delas funcionando pelo menos a 60% ou 70% de sua capacidade acabam sendo as mais baratas, porque o custo unitário de fornecimento de combustível é menor, pela escala.

Nas termelétricas mais antigas, o modelo adotado privilegiava propostas que reduziam o custo de construção, com aluguel de manutenção também menor, mas elevava muito o preço final ao serem acionadas. “Isso seria positivo se a situação hidrológica não tivesse mudado, mas a realidade se impôs e hoje este modelo não é mais adequado. As novas termelétricas devem ter outra forma de contratação”, concorda Claudio Salles.

Outro ponto importante para reduzir o custo final das termelétricas é o combustível a ser usado nos novos empreendimentos. Dados fornecidos pela Aneel apontam que há 146 termelétricas que usam gás natural, representando 8,27% da capacidade de geração total do sistema. Das 2.189 usinas que utilizam derivados de petróleo – que respondem por 6,64% da geração –, a maioria ainda utiliza óleo combustível e óleo diesel, respondendo por 5,5% da capacidade de geração.

Uma das dificuldades para substituí-las pelas unidades de gás natural é a ausência de uma malha robusta de gasoduto. As termelétricas que utilizam carvão natural

– também mais barato – têm uma representatividade ainda menor, cerca de 2,4% da capacidade de geração. “É indispensável resolver a questão do combustível para termos um parque termelétrico mais eficiente em termos de custo”, diz Nivalde de Castro. Claudio Salles afirma que o monopólio da Petrobras no segmento de gás natural representa uma barreira de entrada para novos competidores, o que mantém elevado o preço do insumo. “As termelétricas precisam de mais oferta de gás e a um preço menor”, diz.

O secretário-executivo do ministério argumenta, porém, que uma rede de gasoduto mais ampla ajudaria muito, mas a decisão de ampliar a malha precisa ter viabilidade econômica, para que outros setores usem o gás para justificar o investimento. “É um tema bem mais complexo”, afirma.

Mesmo não apontando um prazo, Barata se diz otimista com a perspectiva de substituição gradual de termelétricas mais caras por outras mais eficientes. “Nós contratamos energia com um prazo médio de antecedência de três ou cinco anos, por segurança, e felizmente lá atrás tínhamos contratado as termelétricas que hoje nos ajudam”, diz.

Com demanda de energia em queda, tanto Sales, do Acende Brasil, como Malta, da Firjan, acreditam que haverá tempo para se resolver a questão econômica-financeira das termelétricas. “Lá na frente precisaremos de um modelo mais bem construído, dentro dos novos paradigmas. Discutir sem pressão de demanda é a melhor alternativa”, diz Sergio Malta.



LUIS USHIROBIRA/VALOR

Barata, do MME: sem margem para alterar os atuais contratos