

Crise energética

O Brasil à beira do limite

O país está na iminência de uma crise energética, e o governo hesita em fazer o que deve: paralisar a privatização e direcionar os recursos privados para a construção de miniusinas. E tem de fazê-lo já

O crescimento da economia brasileira já passa por um estreito gargalo, que tenderá a se estreitar ainda mais quanto mais virtuoso vier a se mostrar o atual ciclo de expansão. E esse gargalo atende pelo nome de energia elétrica. Para começar a equacioná-lo, o governo do presidente Fernando Henrique Cardoso deve ter a coragem de rever o plano de voo que tem balizado a atuação de seu governo nessa área. **República-Primeira Leitura** tem uma sugestão para uma nova agenda para a ação federal no setor.

Seus pontos principais passam por 1) suspender imediatamente o programa federal de privatização das grandes empresas geradoras do setor como Furnas, Eletronorte e Chesf, até porque falta capital privado em volume compatível com os volumes de recursos financeiros envolvidos, além de as restrições políticas serem insuperáveis sem um custo muito alto; 2) direcionar os investimentos privados ao incremento da produção de energia hidrelétrica, principalmente por meio da construção de miniusinas na faixa dos 40 megawatts (MW); 3) acelerar, por intermédio da Eletrobrás e concessões a empresas privadas, a interligação entre essas novas fontes geradoras e as malhas de distribuição nos centros de consumo, com a criação de um sistema capilar de transmissão; 4) criar a conta-elétrica, nos moldes da conta-petró-

leo, e/ou outros contratos de partilhamento de risco cambial que permitam os investimentos necessários na implantação de uma série de usinas termelétricas que sirvam de reguladoras, socorrendo o sistema hidrelétrico nos momentos de pico de consumo e entrando em hibernação na época das cheias dos lagos das grandes hidrelétricas; 5) rever, em função das lições trazidas pela crise na Califórnia, o programa de desregulação e liberalização de preços no setor. Essa revisão é fundamental porque os contratos de distribuição de energia elétrica no Brasil têm a cláusula de *pass-through*, isto é, o aumento do custo das usinas geradoras é repassado para os consumidores.

Como se vê, a tarefa está longe de ser trivial. Exige um governo sem medo de exercer o seu poder e de fazer uma autocrítica profunda sobre sua ação nestes últimos anos. Deve-se deixar de lado a questão ideológica – empresa pública versus empresa privada – e optar por um equilíbrio entre a ação pública e a racionalidade e eficiência do setor privado. É necessário construir um modelo que responda não só às necessidades criadas por um novo e longo período de crescimento, mas que principalmente também leve em consideração as características próprias de um país de enorme extensão territorial e evidentes restrições em sua estrutura microeconômica, sobretudo nos merca-

dos de créditos de longo prazo e de capitais.

De resto, destaque-se: optar pela privatização ou por uma ação mais presente do Estado é matéria exclusivamente ideológica só na cabeça de prosélitos de baixo coturno. Até Deus, para ser Deus (*leia resenha na pág. 97*), precisa ser eficiente. O que não dizer de governos... A eficiência, diga-se, deveria ser matéria suprapartidária e não sujeita a chilikos ideológicos. Mas, infelizmente, não é, razão por que se flerta, como agora, com a virtual paralisia. Na questão energética, para lembrar um dramaturgo italiano, este governo, perigosamente, “brinca em cima daquilo”.

Com o país crescendo a 4% ao ano, conta-se com as condições ideais de temperatura, pressão e... – chuva – ideais, entenda-se, segundo o medfocre paradigma estabelecido pelos atuais gestores da economia – para que não se venha a literalmente parar mais adiante. A crise no setor nem chega a ser um problema exclusivamente nativo, como as jabuticabas e o feijão-preto. A dramática situação da Califórnia (*leia na pág. 26*), nos Estados Unidos, é a prova. Mas tem especial acolhida no Brasil o hábito de empurrar o problema com a barriga. FHC, que comparece na capa desta revista a segurar o fósforo do improvisado e da urgência, entre atônito e melancólico, é uma imagem emblemática que, sem trocadilho, sinte-

tiza e ilumina os dados de uma crise iminente.

Não se pode dizer que o governo não esteja a fazer nada. Sim, faz. Mas está muito distante de cumprir com o necessário. Só faz o bastante dentro da lógica acanhada e mesquinha de que o país não precisa acelerar seu crescimento. Há pelo menos três anos, estudos prospectivos apontam para o risco de uma potencial crise. De lá para cá, muito pouco se avançou. O problema só ganhou a mídia por conta de um apagão ou outro registrado em algumas partes do país. Ora, dos riscos, eis o mais prosaico. Apagão muito pior será o do crescimento econômico. Um deixa às escuras os lacrimejantes telespectadores que acompanhavam os dramas de Camila na novela das oito. O outro pára o país. E não adianta chorar.

Em 1999, com um crescimento econômico de 0,82%, parecia pouco provável que o problema viesse a bater à porta. No ano passado, malgrado os esforços em contrário de parte da equipe econômica, o país demonstrou, renitentemente, que quer crescer. E a taxa pode ter passado a casa dos 4%. O mesmo se espera para este ano, quando, perigosamente, ela pode esbarrar nos 5%. Ora, ocorre, leitor, que, se o Brasil quiser começar a equacionar a questão da pobreza e da exclusão, deve-se impor como exigência crescer a uma taxa mínima de 6% ao ano. Se não tiver de enfrentar uma conspiração de fatores externos particularmente perversa, um crescimento nesse patamar é um imperativo ético de qualquer governo. É bem mais fácil, sabem-no esquerda e direita, discutir redistribuição de renda e medidas de resgate da pobreza num ambiente de prosperidade.

ROTEIRO DA CRISE. O Brasil chegou à atual situação porque os investimentos no setor têm sido inferiores aos exigidos pelo constante aumento

do consumo. Também nessa área, o Estado perdeu capacidade de investimento. Durante boa parte dos anos 90, o país aplicou na ampliação da oferta de energia bem menos do que tradicionalmente se investia no setor (*veja gráfico abaixo*). Estima-se que, nos próximos dez anos, o volume de recursos necessários para que não falte energia nem redes de transmissão e distribuição seja algo em torno de R\$ 84 bilhões. Ou seja, uma média próxima a R\$ 8 bilhões por ano. Isso bastaria para cumprir o planejamento indicativo feito pelo Ministério de Minas e Energia e pela Eletrobrás. Mas não há garantias de que ele se realize nem de que seja suficiente.

Diante da incapacidade de o Estado seguir bancando os custos da am-



pliação da oferta e de uma crise de imaginação que chegou antes do que a energética, a solução foi a mesma concebida para outras áreas de infraestrutura: privatização e desregulação do setor. Aquilo que não apenas deu certo, como também revolucionou a telefonia brasileira, por exemplo, simplesmente não está funcionando no setor energético pela falta de um horizonte legal e regulatório claro e definido que foi a grande marca do projeto do ex-ministro Sérgio Motta para as telecomunicações. Os investimentos privados não chegam num volume esperado, e o governo ficou refém do problema. “Na verdade, os investimentos privados que eram esperados não vieram, e não há muito o que fazer nos próximos dois anos”,

diz, por exemplo, o professor Luiz Pinguelli Rosa, vice-diretor da Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (Coppe) e uma das maiores autoridades brasileiras em energia.

Pinguelli Rosa, todo o mundo sabe, é ligado ao PT e contrário à privatização. Nesse caso, no entanto, quem fala é o técnico, não o ideólogo. Seu diagnóstico não difere muito daquele feito por Cristóvão Soares de Faria Júnior, presidente da Associação Nacional de Produtores Independentes (Apine), potencial beneficiário do modelo em vigor: “Há uma grande movimentação, mas ainda não existe competição na geração. O que existe é um jogo de corpo dos concessionários”. Emite igual opinião com outras palavras Armando Franco, economista responsável por acompanhar o setor energético para a consultoria Tendências. Segundo ele, “as estatais não estão fazendo investimentos novos porque estão arrumando a casa, e as empresas que têm ganhado as licitações não têm pressa em construir usinas”. Franco pondera que, como o quadro será de escassez dentro de dois anos, os novos concessionários estariam deixando para captar recursos para seus investimentos quando puderem obter melhores condições de crédito, ou seja, quando estiver para faltar energia. “Por causa da desregulação, os preços estarão liberados quando começar a faltar energia. Não faz sentido investir agora”, argumenta o economista.

Não se está aqui a dizer que o Brasil será, do ponto de vista energético, uma Califórnia de dimensões continentais em dois anos. Ocorre que a incúria do Estado nos últimos anos transformou em danação o que era uma dádiva, uma solução. País de enormes recursos hídricos, mais de 80% da energia elétrica aqui produzi-

da provém de usinas hidrelétricas (veja gráfico nesta pág.). Esse fato, aliado à interligação nacional do sistema – um mérito óbvio da política estatal para o setor –, contribuiu para maquiagem a escassez. Ocorre que a falta de investimento no setor começou a cobrar a sua fatura. E o nível das águas das represas brasileiras, famosas por suas dimensões pantagruélicas, começou a cair. Até atingir níveis perigosos, como os de 1999 ou mesmo os atuais (veja gráfico nesta página). O sistema começou não apenas a literalmente pedir água, como também a cobrar uma política conseqüente para o setor. E se provou insuficiente, especialmente para garantir o fornecimento nos momentos de pico. Ao mesmo tempo, o país das águas abundantes começou a rezar de mãos postas para que chovesse mais do que a média histórica.

O NÓ CAMBIAL. Nesse contexto em que a saída possível parecia ser não mais do que integrar as tristes fileiras das procissões em homenagem a São José, o padroeiro das chuvas no Nordeste, surgiu a alternativa das termelétricas, que viriam como reguladoras do sistema. O Programa Prioritário de Termelétricidade prevê a construção de 49 usinas. Abastecidas com o gás comprado da Bolívia ou produzido pela Petrobras, constituem unidades de geração cuja construção demanda muito menos tempo do que uma hidrelétrica. Ademais, podem ser ligadas e desligadas de acordo com o aumento da demanda. Parecia a melhor e mais rápida saída para resolver a emergência em que o país se meteu. Mas também nesse caso os fatos não se deram como planejara o governo.

Como o gás comprado da Bolívia é pago em dólar, os concessionários das termelétricas exigiam que as tarifas da energia a ser produzida tam-

bém estivessem indexadas à moeda norte-americana. Do contrário, uma eventual desvalorização do real provocaria uma pressão sobre os seus custos de produção que não poderia ser repassada aos consumidores. Esse descasamento entre custo de produção e valor de venda de energia gerada pode criar uma situação semelhante à que levou à beira da falência as grandes empresas de distribuição de energia na Califórnia (veja texto na página 26). Se antes da Califórnia já era difícil encontrar empresas privadas dispostas a correr o risco desse descasamento, hoje, com as duras lições aprendidas pelas principais empresas mundiais de energia, isso é impossível.

O ministro de Minas e Energia, Rodolpho Tourinho, flertou com a idéia de fazer revisões trimestrais dos preços com base na variação cambial. A grita foi tal que desistiu. A proposta, diga-se, foi combatida até mesmo pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Estava atado o nó cambial das termelétricas. Também os investimentos na área entraram em compasso de espera: das 49 usinas previstas, apenas 14 ou 15 devem sair do papel no curto prazo. E ainda assim porque a Petrobras participa ativamente da gestão e está a garantir o abastecimento de gás.

Hoje, segundo Tourinho, a questão das tarifas não existe mais, “tanto que os projetos estão sendo tocados, e o seguro (contra as variações cam-

biais) está em discussão no BNDES”. A discussão teria saído das tarifas para o seguro porque o preço do gás fornecido deixou de estar atrelado ao preço do petróleo – passou a variar segundo a inflação anual americana, em dólar obviamente.

Mas não é o que dizem alguns dos atores do mercado. Demóstenes Barbosa da Silva, da Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê, controlada pela AES Corporation, fala sobre o tema com a experiência de quem conhece as dificuldades de uma termelétrica já em operação, a AES Uruguaiana, na cidade gaúcha homônima. Segundo o executivo, nenhuma das termelétricas brasileiras teve o seu projeto financeiro – conhecido no mercado pela expressão em inglês *project finance* – aprovado pelos bancos justamente porque ainda não está definido como as usinas poderão se proteger de variações cambiais.

Barbosa da Silva explica que os bancos concedem financiamentos a um projeto específico, e não à empresa controladora do empreendi-



mento. Para liberar o dinheiro, o agente financeiro analisa o chamado PPA – *power purchase agreement* (acordo de compra de energia) –, em que está estabelecido como será vendida a eletricidade para as empresas distribuidoras. Até agora, nenhum desses acordos foi considerado viável – ou *bankable*, para usar mais uma vez o jargão do setor. O executivo acres-



centa ainda que o risco cambial, à diferença do que faz crer o governo, não se restringe apenas à compra do gás. Atinge também os custos advindos dos pagamentos de equipamentos das termelétricas, muitos deles importados.

ADMITIR O PROBLEMA. A primeira questão, pois, que está posta ao governo é dar de barato que o problema existe. Também no caso da energia, sobram especialistas e faltam soluções. Muitas vezes, os técnicos conseguem ver tudo, menos o essencial. Sabe-se, por exemplo, que no Brasil o consumo de energia aumenta num ritmo que não se explica apenas pelo crescimento do PIB (*veja gráfico nesta pág.*). E ninguém se arisca a cravar qual será essa relação, chamada de “elasticidade”, nos próximos anos. O que dá para saber é que, se o país vier a crescer aqueles 6% dados aqui como necessários, a demanda por energia elétrica deve aumentar, no mínimo, 7%. Ainda que o crescimento se situe em torno dos 4,5%, o aumento do consumo baterá perigosamente no limite, já

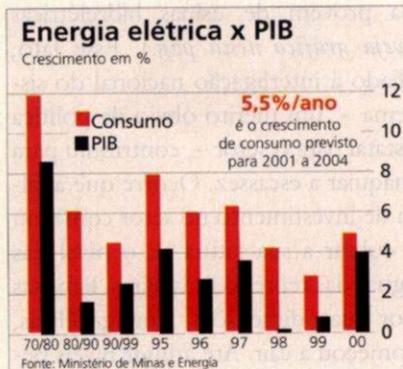
que o governo trabalha com incrementos anuais de 5,5% da potência instalada. Nessas circunstâncias, os primeiros a fugir são os investidores estrangeiros.

Todos os que admitem que o problema existe dizem também que ele não há de ser um limite à expansão da economia já neste ano. Mas será, se o governo não operar agora, no ano que vem. Inevitavelmente. É o que afirma, por exemplo, Pio Gavazzi, diretor do Departamento de

Rigores do gargalo

Mesmo que o país cresça 4,5%, como prevêem membros do governo, o aumento do consumo de energia bate no limite; e os preços vão subir

República-Primeira Leitura se pôs a campo para ouvir os principais atores que estão ligados ao setor elétrico e pôde perceber que não existe consenso sobre qual é o tamanho do gargalo energético. Mas poucos, à exceção do governo e das entidades de regulação do setor, admitem que ele existe e pode, de fato, impedir o crescimento do país. Os representantes do setor público, ou aqueles que lhe são próximos, são os únicos a dizer que está tudo tranqüilo no setor e que os problemas vão todos se resolver, se já não o foram. Há mesmo quem diga que toda essa preocupação não passa de lobby dos fabricantes de equipamentos e dos industriais que têm na eletricidade um grande insumo para seus processos produtivos.



Infra-Estrutura da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Fiesp). O povo, que costuma ver com mais aguda vista o que está por vir do que os políticos e muitos especialistas, já percebeu que há algo no ar. E não é eletricidade. A questão já virou tema de desfile de escola de samba do Rio de Janeiro. No país onde certo clichê diz que tudo termina em samba, estamos vivendo apenas o começo de um confuso enredo.

A primeira coisa a fazer para demonstrar que a oferta de energia pode não ser suficiente é enfrentar um problema metodológico para que o campo onde se dará o debate fique claro. Tradicionalmente, no Brasil, o consumo de energia aumenta num ritmo muito maior do que o PIB (*veja gráfico na pág. ao lado*). Mas ninguém sabe ao certo de quanto deve ser nos próximos anos essa relação, chamada de “elasticidade”. A incerteza se explica pelo fato de a elasticidade ter variado sensivelmente ao longo dos últimos 30 anos. Na década de 1980, por exemplo, apesar do pobre desempenho da economia, o aumento do consumo de eletricidade se manteve bastante acelerado. O mesmo aconteceu em 1998, quando

o PIB cresceu 0,12%, mas a demanda por energia elétrica, 4%.

Com o aprofundamento da modernização econômica brasileira, no entanto, a tendência é a elasticidade diminuir, seja porque haverá menos consumidores entrando no sistema – hoje cerca de 95% das residências já são abastecidas – e, portanto, a demanda reprimida tende a desaparecer, seja porque os que já consomem estão usando a energia de modo mais eficiente – e, de fato, tanto as indústrias quanto os lares têm procurado economizar, e o aumento do consumo desses dois setores tem se dado a um ritmo menor (veja gráfico nesta pág.). O aumento ainda se mantém acelerado no setor comercial por conta do aparecimento e da ampliação do fenômeno dos shopping centers, dos hipermercados e dos serviços 24h.

O fato, porém, é que a elasticidade, como o próprio governo admite pelas palavras do diretor-geral da Aneel, José Mário Abdo, deve se manter acima de 1 ponto percentual. Ou seja, se o PIB crescer 6% – número que esta revista considera possível e apropriado para o país –, a demanda por energia elétrica deve crescer algo como 7%. Mesmo que o país cresça apenas 4,5%, previsão que vez por outra membros do governo expressam, o aumento do consumo de energia elétrica bate perigosamente no limite, já que o Ministério de Minas e Energia trabalha com estimativas de incrementos anuais de 5,5%. Mas isso só se os investimentos esperados no setor se realizarem. E eles não vão se realizar. Eis aí o gargalo energético.

O problema não se apresenta para este ano nem para um futuro mais distante, e sim para 2002. A Fiesp, por exemplo, por intermédio do diretor de seu Departamento de Infra-Estrutura Industrial, Pio Gavazzi, diz que “2001 vai ser um ano tranqüilo,

a necessidade vai surgir no ano que vem”. Armando Franco, economista da consultoria Tendências, que acompanha o setor, concorda com Gavazzi e diz que, neste ano, “as chuvas vão resolver a questão”. Mas é quase certo que, no ano da eleição presidencial, os apagões que têm freqüentado o dia-a-dia das grandes cidades brasileiras, a ponto de a energia elétrica ter se tornado tema de desfile de escola de samba do Rio de Janeiro, tornem-se mais comuns. E aí o gargalo energético, hoje negado pelo governo, se tornará não só uma realidade, mas também tema de programa eleitoral gratuito. Para quem conseguir ligar a televisão ao menos.

O PREÇO VAI SUBIR. Além de vir a faltar, a eletricidade vai ter com certeza um aumento de preço considerável. Novamente, ninguém sabe dizer ao certo de quanto será, mas as estimativas são de que, depois de 2003, quando o processo de desregulação estiver mais adiantado e todos os consumidores comerciais e industriais estiverem livres para comprar energia de qualquer distribuidora, a tarifa de eletricidade chegue a um patamar 50% maior do que o atual.

Para tornar viável o processo de privatização, o governo federal já vem praticando o que se pode chamar de realismo tarifário no setor. De 1997 até novembro do ano passado, o preço subiu 29,7% para os consumidores industriais e 31,7% para os residenciais. A tarifa média também

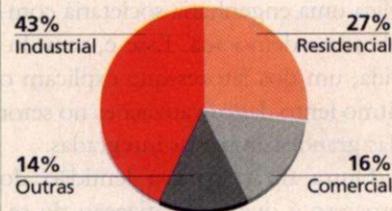
teve uma variação da ordem de 30%.

Caso o governo não consiga encontrar uma solução razoável para a energia produzida pelas termelétricas que estão previstas, essa também será uma fonte de pressão sobre o preço da energia. Os concessionários dessas usinas estão estudando formas de poder repassar para os consumidores a pressão nos custos advindas de eventuais desvalorizações do real. Como o gás queimado para produzir energia elétrica é pago na moeda norte-americana, se houver uma valorização do dólar, o custo da eletricidade gerada por essas empresas aumenta.

Os concessionários estão negociando com o governo um mecanismo que permita a eles e às empresas distribuidoras estabelecer uma conta que possa ir compensando eventuais desvalorizações. A cada ano essa conta seria revista, e o déficit seria repassado aos consumidores. Ou seja, em vez de correções trimestrais, como pretendiam inicialmente, os concessionários de usinas termelétricas podem vir a praticar reajustes anuais.

Classes de consumo

Participação em 2000

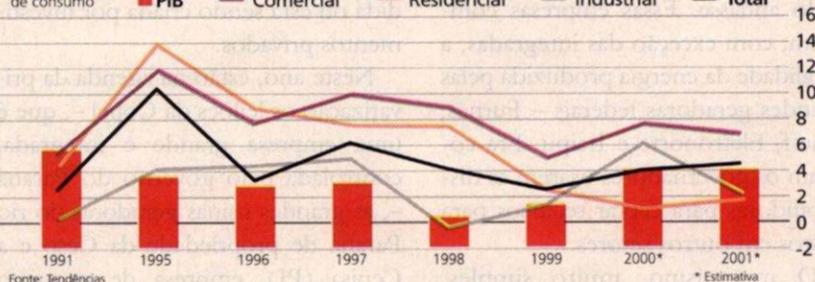


Consumo per capita:
1.988 kWh/hab

Fonte: Aneel

Energia elétrica x PIB

Em %, por classe de consumo



Privatização descompassada

Enquanto a maioria das distribuidoras já está com a iniciativa privada, 80% da geração ainda é estatal. E assim deve continuar por um bom tempo

O processo de privatização do setor elétrico, iniciado em 1995, desenvolveu-se de maneira desigual: mais rápido na área de distribuição e bastante lento na geração e na transmissão. Seu ponto de partida foi a escolha de um desenho institucional para a desregulação do setor segundo o modelo inglês, que prevê, antes da venda ao setor privado, a desverticalização das grandes empresas integradas. Isso obriga a separação da geração, transmissão e distribuição em três companhias. A idéia subjacente à essa desagregação é que os custos de cada segmento se tornem mais transparentes do que antes, quando todos os estágios podiam ser controlados por uma mesma empresa.

Estão nesse caso a Cesp, em São Paulo, a Copel, no Paraná, a Cemig, em Minas Gerais, e, em menor escala, as federais Chesf e Eletronorte. Esse caminho, embora correto do ponto de vista da transparência, implica uma engenharia societária complicada e demorada. Esse é, sem dúvida, um dos fatores que explicam o ritmo lento das privatizações no setor das grandes empresas integradas.

Outra razão para a lentidão do processo é que a privatização do setor de distribuição, organizado sob a forma de empresas controladas pelos governos estaduais, era condição prévia para que o processo como um todo andasse. Essas empresas compram, com exceção das integradas, a totalidade da energia produzida pelas grandes geradoras federais – Furnas, Chesf, Eletronorte e Itaipu. Era comum os governadores usarem as distribuidoras para captar recursos para gastos em outros setores.

O mecanismo, muito simples,

consistia em receber as contas de energia dos clientes privados e não pagar as geradoras federais. O governo federal não tinha condições políticas de cortar a energia de uma região populosa, principalmente porque os consumidores tinham honrado seus compromissos com a compra de energia. Os governos de Orestes Quércia e Luiz Antonio Fleury em São Paulo foram os que mais usaram esse expediente, mas a quase totalidade dos Estados do Norte e Nordeste também usava o artifício.

Com esse risco de natureza comercial – entregar energia e não receber o dinheiro –, era impossível privatizar o setor de geração, seja pela venda das empresas existentes, seja pela implantação de novas unidades geradoras. Por isso, o processo de privatização avançou mais no segmento de distribuição nos primeiros anos do governo FHC. Assim é que, segundo dados do BNDES, enquanto 63% da distribuição de energia já foi vendida ao setor privado, na geração o quadro é inverso – 78% ainda estão sob controle estatal. Já no setor de transmissão há hoje duas situações distintas. A rede básica, que opera acima de 230 mil volts e serve para levar energia das grandes usinas geradoras aos grandes blocos de mercado, ainda está nas mãos do Estado. A malha abaixo dos 230 mil volts ou foi vendida ou está sendo criada por investimentos privados.

Neste ano, estão na agenda da privatização os leilões da Copel –, que é uma empresa grande e integrada, controlada pelo governo do Paraná –, as grandes usinas geradoras do rio Paraná de propriedade da Cesp e a Cepisa (PI), empresa de pequeno

porte que foi federalizada há alguns anos. Na fila, ainda está a Cemig, empresa integrada e de grande porte controlada pelo governo de Minas e que está na dependência de uma decisão do governador Itamar Franco.

A continuidade do processo de privatização das empresas federais –, a geradora federal Eletronorte, responsável pela usina de Tucuruí, Furnas e a Chesf –, está cercada de incertezas. O ministro de Minas e Energia, Rodolpho Tourinho, não arrisca nenhum prognóstico para Furnas, por exemplo. “O problema ali é o fundo de pensão, o Real Grandeza, e estamos trabalhando na solução. Já o BNDES trabalha na questão do modelo de pulverização das ações”, revela o ministro. E é só o que diz o governo federal sobre o tema. **República-Primeira Leitura** entende que a privatização dessas empresas não deve sair no governo FHC, pois há restrições políticas muito fortes.

O desenho da privatização de Furnas, se o governo conseguir sair da armadilha política em que se encontra, está programado para ser o primeiro com um perfil diferente dos negócios realizados até agora. A venda da empresa de energia será conduzida para um modelo chamado de corporação pública, em que o controle acionário ficará pulverizado em centenas de pequenos acionistas. “E vamos incluir salvaguardas, como fizemos na privatização da Vale do Rio Doce, que impeça o controle de um único acionista”, diz Eleazar de Carvalho Filho, diretor de desestatização do BNDES. “Queremos criar a cultura de que o poupador é um capitalista, por meio de uma base acionária ampla.” Na verdade, a grande motivação para a mudança de modelo é política. O governo quer mitigar as resistências dos opositores da privatização e, para isso, usa o argumento da pulverização das ações.

O que pensa o governo

Para ministro e para Aneel, chuvas e novas usinas vão garantir aumento de 5% ao ano na oferta de energia. Mas não é o bastante

Como era de esperar, as autoridades públicas dizem que o sistema elétrico não vai chegar ao limite e não será por falta de energia que o Brasil vai deixar de crescer. Os dois maiores responsáveis pela política de abastecimento das tomadas residenciais e industriais, o ministro de Minas e Energia, Rodolpho Tourinho, e o diretor-geral da Aneel, José Mário Abdo, acham “alarmista” a idéia de que o crescimento do país possa ficar entalado no suposto gargalo da falta de energia elétrica. Mário Santos, presidente do ONS (Operador Nacional do Sistema), associação civil responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão do sistema interligado brasileiro, faz coro com Abdo e Tourinho.

“Não acho que haja um gargalo; há um desafio, e não é pequeno”, afirma Abdo. O desafio é fazer a oferta de energia crescer 5% ao ano. No entanto, apenas com alguma sorte e muita chuva, tal aumento de oferta seria suficiente para dar conta de um crescimento de apenas 4% do PIB brasileiro. Mesmo assim, o governo e seus representantes não demonstram grande preocupação.

Para o diretor-geral da Aneel, a transição do período estatal já está a gerar energia nova com os investimentos providenciados no primeiro mandato do governo FHC e feitos pela iniciativa privada. Tourinho joga todas as fichas no programa das termelétricas a gás e, para os críticos, que consideram cara essa energia, o ministro responde: “Energia cara é a que falta”.

O presidente do ONS acredita que, se chover no mínimo 85% da

média histórica dos últimos 69 anos, as reservas hidrelétricas estarão supridas, e o sistema, garantido. “Com o risco normal e aceitável de 5%”, diz Mário Santos. “Se chover abaixo de 85%, o risco aumenta – mas não é o normal, porque, nos últimos sete ou oito anos, isso não aconteceu.” Ele acrescenta ainda que as usinas termelétricas só serão realmente importantes em 2002. “Para este ano, elas não serão tão fundamentais”, avalia Santos, contabilizando que o mercado precisa de 42.500 MW médios/ano.



Para sustentar sua argumentação, ele lembra que, no Sul do país, as chuvas superaram as expectativas em 60% durante o mês de janeiro, e os reservatórios dos rios Iguaçu e Jacuí estão vertendo água – ou jogando energia fora, num sentido hidrelétrico. Agora, o que deve ser buscado é o redirecionamento da energia de Itaipu, inicialmente destinada ao Sul, para a Região Sudeste, por meio de uma linha de transmissão que deverá ficar pronta em junho. “A importação de energia da Argentina está parada neste momento”, diz o presidente do ONS.

Ninguém dentro do governo propõe que o país passe a ser abastecido

por termelétricas. “O programa de termelétricidade era a única alternativa para viabilizar uma transição em torno de cinco anos, o que não se pode fazer com usinas hidrelétricas.”

As contas da nova energia, a da transição, pelas palavras do diretor-geral da Aneel são estas: “Do início dos anos 1990 a 1994, o Brasil cresceu em média 1.100 MW/ano. De 1995 em diante, o crescimento foi da ordem de 2.700 MW e de forma estruturalmente nova, sem gerar déficit público. Em 2000 entraram novos 4.200 MW, e em 2001 a previsão é de geração de mais de 6.000 MW”.

Na Aneel e no Ministério de Minas e Energia, 1999 e 2000 eram dados como os anos problemáticos da transição. Se o Brasil não entalou nesses anos, acreditam, não vai entalar mais. Segundo argumenta o governo, os apagões, como o de março de 1999, que atingiu grande parte do país, têm a ver com a má operação e a falta de investimentos na qualidade de distribuição do sistema. Mas não é bem isso o que se ouve no setor.

Tourinho e Abdo manipulam os mesmíssimos números e esgrimem palavras incrivelmente semelhantes para analisar a herança do estatismo (até 1995), a transição atual (até 2003) e o futuro (de 2003/2004 em diante). E, ainda que rejeitando o “alarmismo”, coincidem no diagnóstico de que o Brasil vive um momento delicado: colhe amanhã a energia que planta hoje, depende de que o PPT (Programa Prioritário de Termelétricidade) dê certo e que as chuvas continuem a repor os reservatórios das usinas hidrelétricas que fecharam o ano de 1999 em níveis baixíssimos.

Tourinho resumiu assim à **República-Primeira Leitura** a ponte da transição para o equilíbrio entre demanda e oferta: “Tem de ter chuvas e viabilizar os investimentos”. Com as

chuvas de 2000, quase todos os reservatórios das hidrelétricas voltaram para perto dos níveis de 1998 – mas ainda estão muito abaixo dos níveis de 1997. Os investimentos, na visão do ministro e do diretor-geral da Aneel, estão garantidos pelo apetite com que as empresas privadas têm participado dos leilões para concessões de novas usinas e novas linhas de transmissão e pela ação do BNDES.

Além da esperada contribuição de São Pedro, os investimentos garantidos e o programa de termelétricas puseram o Brasil na situação em que “até 2004 tem pouca coisa que dependa de obra a iniciar; está tudo em andamento”. Isso vai garantir a energia nova, segundo o ministro de Minas e Energia.

A mudança no setor energético foi posta à prova quando o governo FHC tomou a primeira grande providência: desencaixar 23 obras de usinas, iniciadas, mas paralisadas, e dar um destino a 33 concessões. As concessões foram cassadas, e as usinas, usadas como a primeira isca para o setor privado – por lei aprovada no Congresso, determinou-se a retomada das obras com, no mínimo, 1/3 de capital privado. “Os céticos diziam que o capital privado não jogaria dinheiro em elefantes brancos. Pois bem, 16 estão prontas, e não foi com um terço de capital; foi com dois terços (*nas que foram desencaixadas em parceria com o capital privado*)”, regozija-se Abdo justificando a cassação das concessões. “Eram ações entre amigos. Nem sequer haviam iniciado as obras”.

Pelo último levantamento do Ministério de Minas e Energia, das 23 encalhadas em fevereiro de 1995, o correspondente a 11,4 mil MW por gerar, 14 usinas estão em operação (8,7 mil MW), três em fase de conclusão (1,4 mil MW), quatro com as obras em andamento (577 MW) e duas “buscando viabilização” (685

MW). As que buscam viabilização são duas termelétricas, ambas no Rio Grande do Sul – Candiota 3, que foi incluída no PPT, e Jacuí 1, uma usina a carvão. “Candiota está quase resolvida, mas Jacuí...”, diz Tourinho fazendo uma careta e sem terminar a frase. Abdo chamou Jacuí de “um problema”.

O programa de termelétricidade – que o governo considera uma espécie de seguro-energia até as novas usinas hidrelétricas garantirem uma oferta maior do que a demanda – sai do papel de um modo diferente do planejado inicialmente. Previsto para ser tocado sobretudo pela iniciativa privada, o Programa Prioritário de Termelétricas só está se tornando realidade por causa da participação da Petrobras. Das 15 usinas que devem ficar prontas até o ano que vem, 13 têm a presença da estatal, que vai fornecer o gás e comprar a energia produzida.

“O mais importante é que as usi-

nas estão em construção e dez delas entrarão em funcionamento já neste ano. Viabilizamos a geração de mais de 10 mil MW, o que já consome boa parte dos 50 milhões de metros cúbicos de gás disponíveis”, diz o ministro Tourinho. O ministro considera “sem fundamento” as críticas à presença da Petrobras no programa e defende assim a sua participação: “A Petrobras é produtora de gás aqui e na Bolívia; a Petrobras é uma grande consumidora de energia e, não bastasse isso, funciona como indutora dos investimentos. Não posso deixar que num processo de transição o mercado resolva sozinho”.

Sim, o mercado não pode funcionar sozinho numa situação como a vivenciada pelo país. É preciso que o Estado esteja presente para garantir que o interesse público seja atendido. Isso **República-Primeira Leitura** nem cogita questionar. O que se pergunta é: será o bastante? Esta revista insiste: não é.

Miniusina vai ter financiamento

Há medidas, ainda modestas, que caminham no sentido correto; BNDES e Eletrobrás estudam como incentivar a criação de pequenas hidrelétricas

Uma forma de alargar o gargalo da energia que estrangula o crescimento é o investimento em pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e em cogeração, ou seja, usinas, em geral, termelétricas, construídas por empresas que são grandes consumidoras. E, finalmente, é preciso reconhecer: o governo já sabe que a possibilidade existe. Segundo dados da Federação das Indústrias de São Paulo (Fiesp), em 1994, apenas 9,7% da energia consumida pelas indústrias paulistas era produzida por elas mesmas. Em 1999, a parcela de autoprodução havia subido para 14%.

Esse incremento ocorreu porque o governo passou a dar para as empre-

sas as mesmas condições de acesso ao gás que estão sendo oferecidas às termelétricas. “Se as empresas fossem comprar gás ao preço em que ele é fornecido para os processos industriais, não valeria a pena usá-lo para gerar energia”, diz Pio Gavazzi, diretor do Departamento de Infra-Estrutura da Fiesp. O governo também passou a dar acesso às mesmas linhas de financiamento do BNDES que servem os grandes investimentos em geração, bem como à rede de transmissão, para que a indústria possa vender suas sobras. “Mas o governo devia ter feito isso há três anos. Só fez depois de pressionado”, diz Gavazzi.

Agora parece que o governo acor-

dou de fato e começa a oferecer condições especiais às PCHs. O BNDES e a Eletrobrás estão finalizando a criação de um programa de incentivo a essas pequenas hidrelétricas, prevendo que elas poderão aumentar em 250 MW a capacidade instalada a cada ano. Para diminuir o risco embutido nos financiamentos, permitindo assim que o banco cobre juros menores, a Eletrobrás vai se comprometer a constituir uma carteira de compra de energia e, assim, garantir melhores condições aos investidores.

“Queremos incentivar a instalação das PCHs próximas aos mercados consumidores, para que os investimentos em linhas de transmissão sejam menores”, diz o diretor de Infra-Estrutura do BNDES, Aluysio Asti. A nova linha de crédito vai beneficiar um segmento de investidores que hoje toca projetos financiados pelo banco – nas condições convencionais – que vai agregar ao sistema elétrico 208 MW de capacidade, potência total das PCHs cujas propostas já estão em análise na instituição.

O BNDES analisa hoje investimentos no setor elétrico que, se aprovados, atingirão cerca de 1.670 MW – 876 MW em hidrelétricas de médio porte, 578 MW em termelétricas e 9 MW em projetos de co-geração. Os recursos empenhados nos financiamentos atingirão R\$ 2,5 bilhões. Nos últimos quatro anos, o banco aplicou R\$ 5,8 bilhões em financiamentos de usinas que vão gerar 5,9 mil MW de capacidade instalada. Na fase de aprovação de projeto, há uma usina de 7.525 MW prevista para a região de Cubatão (SP). O maior de todos, porém, ainda está na fase inicial do financiamento. É a Usina Belo Monte, no Pará, de 11 mil MW, que terá de passar por um crivo ambiental para ser aprovada (*leia texto a seguir*). “Em perspectiva, há projetos que somam 18 mil MW”, diz Asti.

Uma Itaipu na Amazônia

A Aneel vai abrir licitação para uma gigantesca usina no rio Xingu – a Belo Monte, no Pará –, que deve ser construída em cinco anos

O governo considera que o Brasil está a retomar a sua vocação energética. Segundo o ministro de Minas e Energia, Rodolpho Tourinho, e o diretor-geral da Aneel, José Mário Abdo, essa retomada se dá de duas maneiras combinadas: fugindo do exclusivismo hidrelétrico, apelando para energias alternativas e retomando, por meio de concessões a investidores privados, o programa de construção de usinas. Uma delas, a de Belo Monte, está sendo apresentada como símbolo da retomada dessa vocação. Será uma espécie de Itaipu na Amazônia, com geração em torno de 11 mil MW, no rio Xingu, no município de Altamira, a noroeste da usi-

na de Tucuruí. Itaipu gera hoje cerca de 12 mil MW.

Todos os estudos, dos ambientais aos geológicos, estão sob coordenação da Eletrobrás, e a intenção, disse Abdo à **República-Primeira Leitura**, é que “a concessão seja feita já em 2002, para ser construída em cinco anos”. Para Tourinho, em matéria de usinas hidrelétricas, “há muito a ir buscar”, e o novo veio de exploração “está no eixo Araguaia-Tocantins”.

A retomada da construção de usinas hidrelétricas está a passar por uma revisão completa, de modo que os projetos apresentem soluções para os problemas sociais e ambientais. Abdo exemplifica com o caso da usina de Santa Izabel,



que integra o programa de licitações de 2001, para gerar no futuro um total de 6,7 mil MW.

“Santa Izabel, no baixo Araguaia, no Bico do Papagaio (TO), era um projeto idealizado nos anos 70 com 4 mil MW. Foi reduzido a 1.080 MW exatamente para atender à questão ambiental e social. Não se pode fazer mais nada sem levar isso em conta”, diz o diretor-geral da Aneel. Mas a questão do meio ambiente, complementa Tourinho, “não pode ser tratada de forma a transformar os empresários e o governo em vilões; o assunto é discutido abertamente com todas as entidades, não há mais segredos, e a solução é um *mix* que tem de levar em conta a energia gerada e os pro-

blemas sociais e ambientais gerados”.

Das 17 usinas a licitar neste ano, só três, Santa Izabel, Estreito e Serra Quebrada, estas duas no rio Tocantins, são acima de mil megawatts. A usina de Foz do Chapecó, no rio Uruguai (RS), é para gerar 840 MW – as outras 13 hidrelétricas ficam entre 450 MW e 37 MW.

Dentro da política de respeito ambiental, a Itaipu da Amazônia, Belo Monte, vai ter um lago da ordem de 400 quilômetros quadrados, que é a área naturalmente alagada pela cheia do rio Xingu no período das enchentes. A indústria de bens de capital espera a saída de Belo Monte do papel, certa de que terá total capacidade para produzir as turbinas e os

geradores. Uma encomenda e tanto, um negócio privado, sob concessão pública, que deve custar em torno de US\$ 10 bilhões.

Ao todo, o Ministério de Minas e Energia calcula que o Brasil pode explorar em seus rios 261 mil MW. Hoje, 59 mil MW, do total de potência instalada em janeiro passado – 72.208 MW – são fornecidos pelas usinas hidrelétricas. Há 104 mil MW inventariados, isto é, rios mapeados com o levantamento de quantos barramentos podem receber para gerar energia. Mas essa enormidade inventariada ainda faz parte do cálculo à moda dos anos 70, quando as questões ambientais e sociais eram o de menos.

Califórnia, Brasil

A despeito das diferenças que separam o caso californiano do brasileiro, há lições para tirar da crise vivida pelo Estado americano

A crise energética que atingiu a Califórnia, principal dínamo do crescimento econômico norte-americano, e todo o barulho que a mídia internacional tem produzido sobre o tema fizeram com que alguns analistas brasileiros passassem a observar o setor elétrico do Brasil com olhos apreensivos. E eles estão certos em demonstrar preocupação. Afinal, o país segue, em parte, o mesmo modelo de desregulação, ambos inspirados no que fizeram os ingleses. Ademais, o gerenciamento oficial das mudanças não dá motivos para ninguém se sentir tranqüilo – à exceção do próprio governo. A despeito das semelhanças, há também diferenças importantes, que precisavam ser consideradas.

O problema californiano nasceu do desejo de unir a competitividade de um mercado aberto às restrições motivadas pelo populismo barato dos políticos locais. Aquilo que foi

pensado para, supostamente, proteger os consumidores e aumentar a competitividade acabou resultando justamente no contrário. Empresas e residências estão tendo de enfrentar escassez de energia em meio a um ciclo de expansão econômica (ainda que em declínio acelerado) e um duro inverno. O planejamento do processo de privatização e desregulação, iniciado em 1996, foi tão precário e mal conduzido que, recentemente, o Senado teve de aprovar uma lei autorizando que o Estado volte, provisoriamente, a comprar e distribuir energia.

O grande erro cometido pelas autoridades californianas foi imaginar um sistema em que os preços para a venda de energia em larga escala pelas geradoras estão liberados, enquanto a tarifa cobrada dos consumidores pelas distribuidoras estão congelados. Mas não foi só. Leis foram criadas para impedir que

as distribuidoras fizessem contratos de compra de longo prazo, de modo que essas empresas foram obrigadas a comprar energia no mercado *spot* – um mercado aberto de variação diária.

O modelo de desregulação do setor energético na Califórnia, assim como no Brasil, exige que as empresas, que antes integravam geração, transmissão e distribuição, fossem desverticalizadas. O governo californiano concordou em compensar as empresas – grandes contribuintes das campanhas políticas, é claro – por perdas de ativos ocorridas por conta dessa desintegração. Até aí, tudo bem; outros Estados americanos fizeram a mesma coisa. Só que as autoridades californianas foram mais generosas e acharam que a melhor maneira de pagar pela compensação era cobrar um pedágio dos novos jogadores.

Esse peso, aliado às fortes restrições ambientais e ao ativismo das pessoas que não queriam a construção de termelétricas em sua vizinhança, fez com que o aumento da oferta de energia crescesse apenas

INSTITUTO	
	
Documentação	
SOCIOAMBIENTAL	
Fonte	República
Data	Fev. 2001 Pg. 16-27
Class.	28

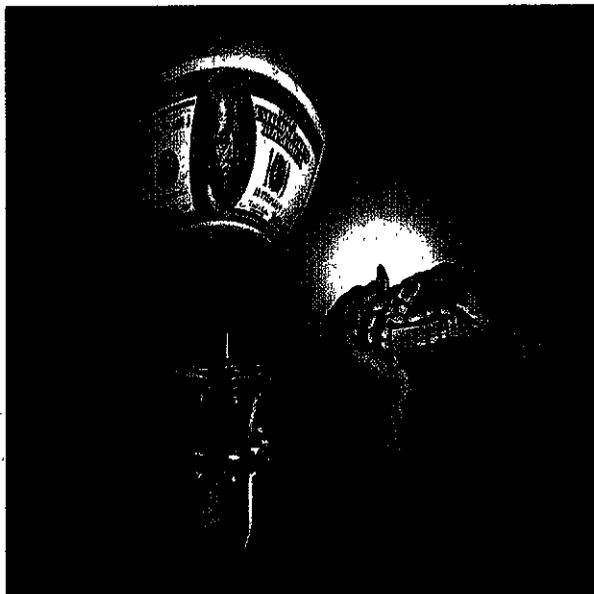
6% nos últimos oito anos. Com o Estado vivendo um *boom* econômico sem precedentes e sem nenhum estímulo para economizar, já que os preços estavam congelados, o apetite dos californianos por energia aumentou vertiginosamente, e o consumo subiu mais de um quarto na última década. Os Estados vizinhos, também se beneficiando do crescimento da economia, experimentaram igualmente um aumento da demanda.

Resultado: os preços da energia cobrados pelas geradoras subiram sem controle. Obrigadas a negociar no mercado *spot*, as distribuidoras californianas tiveram de suportar, apenas nos últimos meses de 2000, um movimento de preços que saiu do patamar de US\$ 100 por MW/hora para US\$ 300 por MW/hora, nos horários de pico. Tudo isso sem poder repassar nada para os consumidores. A consequência não poderia ser outra: a falência das principais empresas distribuidoras, pressionadas por uma dívida que passa de US\$ 12 bilhões.

DIFERENÇAS. Assim, a situação da Califórnia é, de fato, muito específica, como não se cansam de repetir os representantes do governo brasileiro. Outros Estados norte-americanos, como Pensilvânia, Texas e Wisconsin, seguiram o mesmo modelo de desregulação e não enfrentaram nem a sombra dos problemas por que passa a terra onde está o Vale do Silício. Só que esses outros Estados se concentraram no incentivo à geração. Na Pensilvânia, por exemplo, a primeira coisa feita foi aumentar as tarifas de energia, tornando assim mais atraente a criação de novas plantas geradoras e levando os consumido-

res a economizar. Além disso, o Estado interligou sua rede com a dos vizinhos, tornando mais fácil equilibrar todo o sistema.

As duas medidas tomadas pela Pensilvânia introduzem diferenças que se aplicam à comparação entre o Brasil e a Califórnia. Por aqui também o governo tem praticado uma espécie de realismo tarifário, o que, ao lado de outros fatores, tem feito o consumo residencial crescer num ritmo menor. Além disso, o Brasil tem um sistema interligado em âmbito nacional – à diferença dos Estados Unidos,



onde a Califórnia só pode comprar energia dos Estados vizinhos. Considere-se também que mais de 80% da energia elétrica brasileira é de origem hidrelétrica, o que permite usar reservas de água para aumentar a produção de energia – ainda que isso não seja suficiente para evitar uma crise futura.

No entanto, a principal diferença entre o processo brasileiro de abertura do mercado de energia e o californiano é que, por aqui, o controle de preços será muito mais relaxado. Os contratos fechados pelos novos concessionários e pelas distribuidoras privadas permitem reajus-

tes anuais, considerando a variação da inflação pelo IGP-M e a cobertura de outros custos, entre os quais pode estar a variação cambial.

Outra diferença é que não se proibiu a realização de contratos de longo prazo. Pelo contrário, até 2003, 85% do consumo deve ser feito com base nesse tipo de contrato. Depois, esse percentual muda para 75%, e só em 2006 é que o mercado estará todo liberado, e os consumidores e as distribuidoras poderão negociar toda a energia no mercado *spot*. No entanto, a expectativa do mercado é que a maioria dos consumidores se concentre nos contratos de longo prazo.

SEMELHANÇAS. Mas o que se passa na Califórnia tem, sim, razões para servir de alerta para o Brasil, pois também há algumas semelhanças importantes. A principal delas – além, é claro, do modelo comum – é o fato de que, também aqui, os investimentos para a ampliação da capacidade instalada têm sido muito menores do que o necessário.

Uma outra proximidade entre os dois cenários é que os responsáveis pela política energética de lá, como os de cá, trabalharam com uma perspectiva de crescimento da economia e, portanto, da demanda por eletricidade, no mínimo, acanhada. Devem erguer as mãos para os céus se a desaceleração do crescimento do país se mostrar tão séria quanto parece.

Há, também, a igualar as duas realidades, a desatenção oficial. A Califórnia acordou para o problema quando já não se podia mais prevenir a crise. O Brasil caminha, malgrado os esforços aqui lembrados, sonolento para ela. ■