



As dificuldades em tomar decisões Apagão na política energética

Norman Gall

Felizmente, as chuvas chegaram. Graças a sua abundância no começo de 2002, o Brasil escapou da escassez de energia elétrica que trouxe a ameaça de apagões e forçou o racionamento que reduziu em 20% o consumo então considerado normal. O racionamento efetivo, aplicado pelo governo e apoiado pela população, produziu uma economia de consumo que maximizou o impacto dos novos aguaceiros. As chuvas inundaram de súbito os reservatórios brasileiros, alimentando um dos maiores sistemas de hidreletricidade do mundo, ao elevar o nível da água no período de escassez aguda (de 18% da capacidade das represas) para a média que se aproximou de 70%. No Nordeste seco, o nível dos reservatórios caiu para apenas cinco por cento.

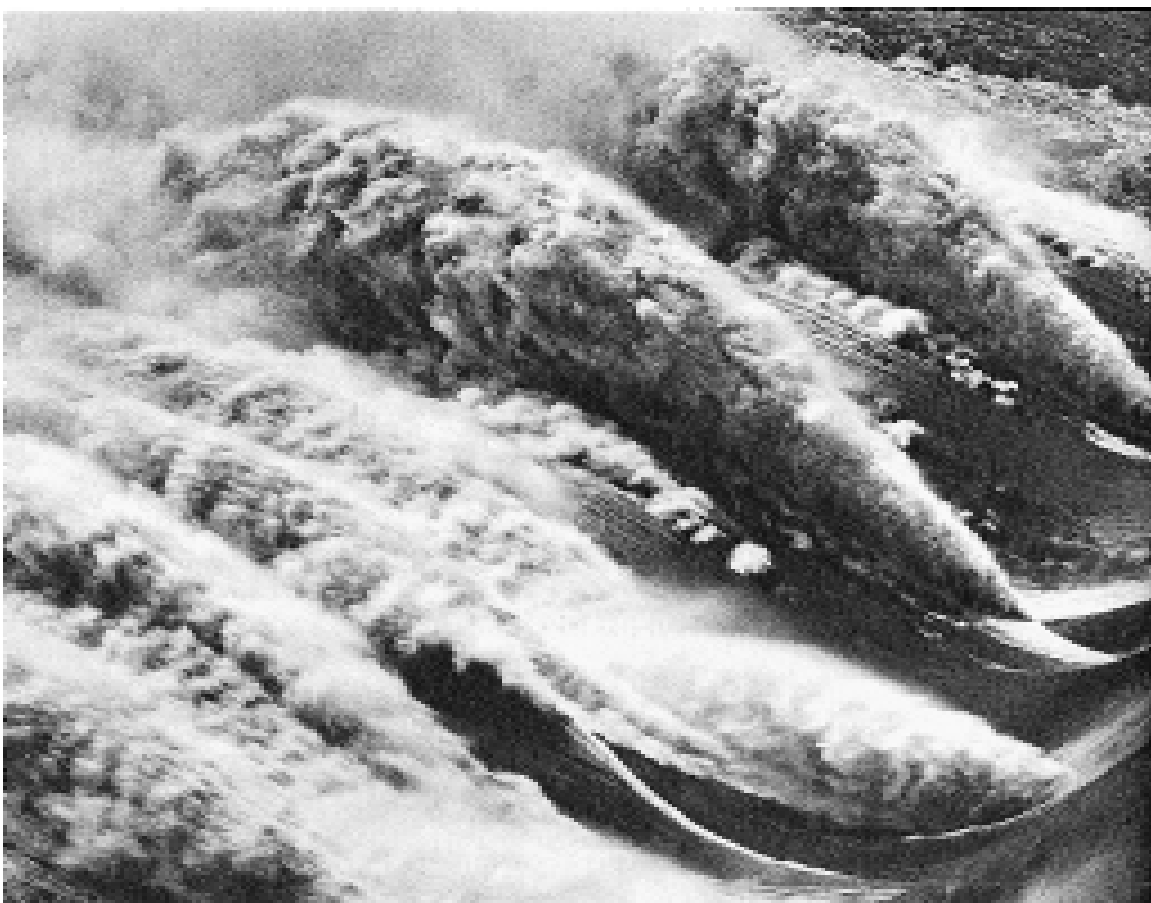
Os técnicos falam agora de um excedente de energia elétrica nos próximos anos, em lugar da escassez crônica que se temia há alguns meses. Mas também dizem que maior crescimento econômico, coincidindo com mais alguns anos de chuvas fracas, depois de 2003, repetiriam o desespero e a confusão da falta de eletricidade, causa do racionamento de 2001.

Quando terminou o racionamento, este ano, o Comitê de Revitalização do Setor Elétrico do governo federal advertiu que “uma previsão equivocada de futura abundância poderia levar a um uso excessivo dos reservatórios e ao retardamento do programa de usinas térmicas, preparando o terreno para eclosão de nova crise, caso venha ocorrer outra estiagem grave no futuro”.

Não obstante as enchentes do começo de 2002, os índices anuais de chuva ficaram 20% abaixo da média histórica. Os índices pluviométricos parecem se tornar cada vez mais irregulares a cada ano, tornando arriscados quaisquer prognósticos com séries históricas.

O racionamento de energia do ano passado traz a dolorosa recordação de como o Brasil, na política de energia e em outras áreas, sofre por não ter fortalecido suas instituições de gestão e regulação do sistema elétrico. O problema não é novo. Por causa das disputas sobre tarifas de energia elétrica e as indecisões sobre o investimento na expansão da capacidade de geração, a longa estiagem de 1952 a 1954 provocou escassez de energia que se estendeu à década seguinte.

Em todo o mundo no século XX, a eletricidade impregnou a vida moderna. Passou a ser considerada um bem tão essencial quanto o ar, a água e os alimentos, representando um pilar da sobrevivência humana. Esse pilar começou a vergar durante as ondas de inflação crônica da década de 1980 e começo de 1990, quando as empresas estatais sofreram colapso



financeiro, sob o peso de demanda crescente de energia elétrica na presença de tarifas abaixo do custo real, fruto de interferência política que minou a sua capacidade de investir e operar. No período em que a expansão do sistema elétrico contribuiu de modo espetacular para o seu desenvolvimento econômico, o Brasil pôde crescer de forma acelerada, com mais estabilidade, sem as recorrentes incertezas do abastecimento de energia.

O Brasil evitou que o racionamento de eletricidade de 2001 invadisse o período pré-eleitoral de 2002, depois do qual os políticos recém-eleitos enfrentarão problemas não resolvidos por seus predecessores. Os principais objetivos do presidente Fernando Henrique Cardoso (1995-2003) eram (1) pôr termo à inflação crônica; (2) obter o equilíbrio fiscal e (3) levar o Congresso a emendar a Constituição de 1988 para permitir, em 1998, sua reeleição para um segundo mandato de quatro anos.

A realização desses objetivos gerou um clima de estabilidade política e de preços, que o Brasil não experimentara há décadas, produzindo elevação do padrão de vida da população. No entanto, cada medida necessária para estabilizar as finanças públicas e abrir a economia para o mundo exterior reclamava o apoio de uma volátil coalizão no Congresso, cujos membros exigiam influência nos ministérios-chave e nas empresas estatais, inclusive no setor elétrico.

Algumas estatais de energia elétrica foram privatizadas, apesar da resistência da burocracia e de políticos que exigiram, em troca, a reestruturação de suas dívidas em bancos governamentais. A resistência política foi revivida na confusão que perdurou na recente falta de eletricidade. A privatização da geração e distribuição de eletricidade está paralisada há três anos. Muitas questões não resolvidas entorpecem esse vasto sistema de 64 empresas de distribuição (44 das quais no setor privado), 20 companhias de transmissão e 15 de geração, todas ligadas por uma rede de transmissão de proporções continentais e dependentes da água da chuva para atender a um consumo crescente.

As empresas distribuidoras privadas cobrem, agora, 65% do mercado nacional, porém 80% da capacidade de geração ainda está nas mãos do Estado. O suprimento de gás, indispensável para a expansão da geração térmica pelo setor privado, está nas mãos da Petrobras, que há anos reluta em desenvolver e levar ao mercado

Continua na página 3

Norman Gall é diretor-executivo do Instituto Fernand Braudel e editor de Braudel Papers. Este ensaio se apóia nos trabalhos de Peter Greiner, da Cadeira Roberto Campos de Política Energética do Instituto Braudel, que se encontram no site www.braudel.org.br.



Instituto Fernand Braudel de
Economia Mundial
Associado à Fundação Armando
Álvares Penteado (FAAP)
Rua Ceará, 2 - 01243-010
São Paulo, SP
Tel: (55 11) 3824-9633 Fax: 3825-2637
e-mail: ifbe@braudel.org.br
www.braudel.org.br

Presidente Honorário: Rubens Ricupero
Conselho Diretor: Luís Carlos Bresser
Pereira (presidente), Marcello Resende
Allain (vice-presidente), Roberto Campos
Neto, Roberto Teixeira da Costa, Eduardo
Giannetti da Fonseca, Francisco Gros,
Antônio Corrêa de Lacerda, Miguel Lafer,
Arnim Lore, Luiz Alberto Machado, Idel
Metzger, Charles B. Neilson, Mailson da
Nóbrega, Antônio Carlos Barbosa de
Oliveira, Maridite Cristóvão G. Oliveira,
John Schulz, Beno Suchodolski, Joaquim
Elói Cime de Toledo, Diego Theumann,
Rick Waddell e Maarten Albert Waelkens.

Diretor executivo: Norman Gall
Coordenadores: Nilson Oliveira e
Patrícia Mota Guedes

Patrocinadores

AES
Banco Lloyds
BASF
Boucintas & Campos
Auditores
Bradesco
Brascan Brasil
Brascan Energia
Brasmotor
EDP
Ericsson
General Electric Fund
Icatu Holding
Itaú
Klabin
Natura
O Estado de S. Paulo
Philips
Pirelli
Safra - Projeto Cultural
Siemens
Souza Cruz
Voith Hydro
Voith Paper
Votorantim (CBA)

Braudel Papers
Editor: Norman Gall
Editores adjuntos: Nilson Oliveira e
Marcones Macedo

Braudel Papers é uma publicação
do Instituto Fernand Braudel de
Economia Mundial com o especial
apoio da Fundação Tinker,
FutureBrand, KM Distribuidora e O
Estado de S. Paulo.

Todos os direitos de reprodução
reservados ao Instituto Fernand
Braudel de Economia Mundial (2002)

Soluções ao invés de mais confusão

Peter Greiner

I. Abortando uma razoável estratégia de reforma

A reforma do setor elétrico brasileiro começou em 1995 sem um modelo de mercado definido, que veio a ser proposto no relatório da Coopers & Lybrand em 1997, envolvendo a participação de 200 técnicos do setor. Criou-se uma agência regulatória (ANEEL), um Operador Nacional do Sistema (ONS) e um Mercado Atacadista de Energia (MAE). Retomou-se a expansão em projetos paralisados através de parcerias com o capital privado. Construiu-se o gasoduto Brasil-Bolívia visando o suprimento da demanda durante o período de transição.

Sucessivas crises econômicas estimularam disputas políticas enfraquecendo o apoio da base política para as reformas. A partir de 1999 um novo ministro de Energia passou a priorizar o PPT (Programa Prioritário de Termelétricas), negligenciando a reforma do setor, a privatização e o desenvolvimento de um mercado competitivo. Sem decidida liderança, a privatização e a desregulamentação não se completaram, conforme ilustrado:

1. O mercado atacadista (MAE) não foi implementado, estando pendente a liquidação de R\$ 13 bilhões;
2. Confusão e incertezas quanto às regras para a entrada de nova geração, em particular as térmicas, obrigadas a competir com hidrelétricas depreciadas, e dependentes no gás de contratos de take-or-pay e custos vinculados ao dólar;
3. 80% da geração continua estatal, 30% de Itaipu e das nucleares, e 50% de usinas amortizadas, quase todas a baixíssimo custo de produção;
4. A competição com os baixos custos das instalações estatais aliada a redução do consumo pelo racionamento e fraca expansão econômica, afugentam os investimentos privados nos projetos previstos;
5. Total domínio da Petrobrás no mercado de gás, inibindo os investimentos privados, ainda que permitindo viabilizar projetos no curto prazo;
6. Incertezas e descontinuidade política levaram ao esvaziamento dos quadros profissionais do Ministério, com demasiada concentração de funções na ANEEL, carente de técnicos qualificados.

Essas deficiências vêm sendo amplificadas pela ausência de uma política energética e da redefinição e equilíbrio nas funções das agências estatais.

II. A crise de suprimento em 2001 e complicações adicionais

Ao concentrar a atenção apenas no programa de geração térmica, foram negligenciados importantes projetos em andamento como a Hidrelétrica Porto Primavera (1.800 MW), a nuclear Angra II (1.360 MW), duas unidades adicionais em Itaipu (1.500 MW) e transmissão de interconexão que aumentaria a capacidade de intercâmbios. A extraordinária colaboração dos consumidores com o racionamento permitiu evitar apagões não programados como os da Califórnia, com 20% de redução sobre o consumo do ano de 2001. A crise terminou com a chegada do período das chuvas e, já em março de 2002, o sistema passou a apresentar excedente. Os atuais níveis dos reservatórios garantem o fornecimento para 2002 e 2003. E, segundo a ANEEL e o ONS, os projetos autorizados em andamento cobrem as necessidades até 2006.

Ainda assim continuam presentes fatores de confusão e incerteza, agravados pelas eleições.

1. A queda na demanda criou graves problemas financeiros para as empresas concessionárias, enquanto as medidas de compensação adotadas pela Executivo e pelo Congresso geraram polêmica;
2. Aumentou a resistência às reformas. Mesmo não sendo capaz de reverter o processo, a oposição está sendo tentada a adotar modelo híbrido estatal-privado;
3. Indefinições regulatórias e o excedente de energia em 2002 inibem e retardam investimentos em projetos já licitados, expondo o Brasil ao risco de novas crises energéticas;
4. As dificuldades internas são agravadas pela desconfiança nos produtores estrangeiros como Enron e AES, pela falta

de credibilidade das economias emergentes após o colapso da Argentina e o desencanto com os setores de tecnologia.

III. Diretrizes para evitar maior confusão, falhas e uma crise mais séria de suprimento

Diagnósticos falaciosos insinuam o fracasso do modelo de mercado e a falta de investimentos. Omitem aciosamente que o modelo de mercado não foi implementado e completado e que o incremento médio anual da capacidade de geração, entre 1996 e 2001, foi três vezes maior que no quinquênio anterior (1990-1995), período de dominação estatal. Diagnósticos falhos aumentam as incertezas e afligem investidores que hoje se questionam sobre a política setorial do próximo presidente.

Propor um modelo híbrido de capital - estatal e privado - releva o fato que as estatais possam prejudicar a competição ao manipular os preços por seus custos amortizados. Dado que todos os candidatos defendem a retomada do crescimento econômico, é provável que o próximo presidente tente recorrer a investimentos estatais dispensando uma reforma sistêmica mais duradoura. Como chamariz, se oferece a possibilidade de obter receitas adicionais aumentando o preço da energia amortizada das estatais e a capacidade de alavancagem da Petrobras em cima do diferencial do preço do petróleo sobre os US\$ 11 / barril que lhe custa o petróleo cru nacional - hoje 80% do consumo.

Essa estratégia teria curta duração: os capitais privados se retrairiam e a reforma pendente seria adiada, colocando o país no risco de uma crise de energia ainda mais dramática. Assim, uma pauta responsável de ação no setor energético deveria considerar as seguintes diretrizes:

1. Conjugação a política energética com uma estratégia de desenvolvimento econômico focado na segurança do fornecimento, racionalização do consumo e estabelecimento de um modelo de financiamento sustentável.
2. Reservar à política energética um lugar permanente na agenda econômica do governo, com um papel chave para o Conselho Nacional de Política Energética, reformulado.
3. Criar, no seio da Eletrobrás, um Instituto Nacional de Energia, de forma que ela cumpra com duas funções básicas: (a) gerenciamento dos ativos estatais remanescentes e promoção de projetos estratégicos, e (b) consultoria ao ministro das Minas e Energia na gestão e desenvolvimento de programas.
4. Manter o papel da Petrobras na diversificação do acesso brasileiro às fontes primárias de petróleo e gás, tanto em território nacional quanto no exterior, mas sob condições de competição efetiva no mercado nacional, especialmente com relação ao refino, distribuição e gás natural.
5. Diversificar a matriz energética para maximizar a segurança no fornecimento e reduzir os riscos de instabilidade e dependência, com estoques de reservas estratégicos e planos de emergência.
6. Promover intercâmbios de energia na América Latina, garantindo o maior acesso possível, direta ou indiretamente, às fontes primárias de energia, fortalecendo o mercado regional e promovendo o desenvolvimento dos países participantes.

IV. Políticas energéticas e eficiência institucional

Como indicado nesta breve análise e nas diretrizes, a esfera da energia exige não apenas boas proposições e intenções, mas uma gestão competente, estável e duradoura, como inferido nas seguintes propostas.

Energia elétrica

1. Instruir a ANEEL a delegar à Eletrobrás, funções técnicas não regulatórias como inventários e estudos.
2. Estabelecer bancos de dados com atualização sistemática de informações transparentes, auditadas, para que governo, sociedade e consumidores possam ter conhecimento real, sem viés político, da realidade da indústria de eletricidade.
3. Retomar o planejamento de longo prazo.

4. Manter os princípios do novo modelo: competição, liberdade de escolha do consumidor, regulação visando a manter a eficiência do mercado, regras claras e estáveis e a preservação da independência do regulador.
5. Corrigir as falhas e omissões da legislação, focando entre outros: "serviço público", "serviço pelo preço", "equilíbrio econômico e financeiro" e a criação de companhias de transmissões regionais ao invés da pulverização do sistema via leilões.
6. Consolidar um Código de Energia.
7. Uniformizar o tratamento do preço da "velha" eletricidade gerada nas plantas amortizadas em conjunto com a nova capacidade agregada ao sistema.
8. Harmonizar os atuais critérios de financiamento econômico (10 a 12 anos de amortização) com os prazos de concessão (30 anos) a fim de evitar elevados lucros excedentes e intervenções regulatórias discricionárias.
9. Estabelecer tarifas de transmissão promovendo melhor sinalização econômica e garantia de livre acesso.
10. Realizar novo inventário hidrelétrico para identificar prioridades, incluindo benefícios de longo prazo não considerados atualmente, tais como vida útil das instalações e menor dependência de combustíveis importados. Estabelecer prioridades e critérios de alocação de recursos para os novos projetos.
11. Estudar a opção de se construir a usina nuclear de Angra III para manter o desenvolvimento tecnológico nesse setor.

Petróleo e gás natural

1. Criar um mercado de gás natural competitivo separando a companhia transportadora de gás da Petrobras e eventual venda de parte de seus direitos de importação de gás da Bolívia.
2. Promover a privatização parcial do parque de refino da Petrobras, vinculado ao aumento de investimentos na capacidade, de forma ajustada às condições do mercado internacional, atualmente ofertado abaixo do custo de expansão.
3. Proceder com a desregulamentação controlada dos preços exercidos pela Petrobras, em consonância com a evolução de sua efetiva competição no mercado.
4. Facilitar a importação de petróleo cru, produtos refinados e gás natural, enfatizando o livre acesso ao transporte e armazenagem.
5. Harmonizar a regulação da produção de eletricidade e gás natural, bem como a distribuição, a fim de viabilizar as termoelétricas.
6. Construir gasodutos na Amazônia para transportar gás natural das reservas de Urucú e Juruá até as cidades de Manaus e Porto Velho. Produzir óleo diesel ou metanol em Coari para eletrificação de comunidades nos sistemas hídricos da bacia Amazônica.

Fontes alternativas de energia

1. Reativar o programa do álcool sob um formato estável, objetivando maior eficiência com aumentos de escala de produção e o equilíbrio para a indústria sucro-alcooleira, garantindo, ao mesmo tempo, o fornecimento seguro do combustível.
2. Estimular a co-geração com a queima do bagaço da cana e o aumento dos veículos multi-combustíveis para expandir o mercado para o álcool.
3. Promover a co-geração (eletricidade com processo de aquecimento ou refrigeração) com financiamentos adequados.
4. Racionalizar e dar transparência aos subsídios vinculando-os à amortização de créditos para diferentes tecnologias e fontes alternativas de energia, inibindo sua perpetuação.

Peter Greiner é ocupante da Cadeira Roberto Campos de Pesquisa em Política de Energia no Instituto Braudel. Foi secretário Nacional de Energia de 1994 a 1999.



Continuação da página 1

essa nova fonte de energia. A questão básica neste ensaio é: Como construir uma estrutura jurídica e política, com credibilidade, para mobilizar investimentos com vistas a atender a demanda de eletricidade nas décadas vindouras?

Colhendo das correntezas

O Brasil é um país de sorte. Tem três grandes bacias hidrográficas, a do Paraná, a do São Francisco e a do Amazonas. Na segunda metade do século XX, os grandes rios foram represados em muitas quedas d'água, afunilando-se em turbinas gigantes para transformar a economia e a sociedade, com eletricidade barata e abundante, transmitida das represas às cidades distantes. As hidrelétricas, audazes empreendimentos de uma nação atrasada, assumiram a feição dos maiores e mais complexos projetos da história do Brasil, capacitando-o a colher o rápido progresso tecnológico que acelerou no mundo no século anterior.

Os gregos e romanos antigos podiam converter a força das correntezas em movimento de rotação de pedras para moer o trigo. O uso dos rios como fonte de energia teve ampla difusão na Europa medieval, não somente para a moagem, mas também para serrar madeira e fazer tecidos, ferro, seda, vasilhame de cobre e armas. Povoados e cidades cresceram em torno dessas indústrias e mercados. Mas a mobilização da força dos rios numa grande escala teria de esperar descobertas e invenções mais recentes.

Um passo crítico foi a descoberta, em 1831, por Michael Faraday, que, movendo um circuito condutor na presença de um magneto, pôde criar uma corrente elétrica. Antes e depois da descoberta de Faraday, explorações isoladas foram feitas por centenas de homens sem os requisitos de cientista profissional no conceito de hoje. Depois de um dos mais célebres desses experimentos iniciais, ao atrair um raio a uma chave pendente de um "papagaio" durante uma tempestade, Benjamin Franklin anunciou em 1751: "que o Fogo Elétrico é um elemento real, e diferente dos até aqui conhecidos e citados..." (E assim inventou o para-raios). A eletricidade ainda era, segundo o historiador econômico David Landes, "uma curiosidade científica, um objeto de experiência de laboratório". Nas décadas após a descoberta de Faraday, invenções em cascata reforçaram umas às outras: a primeira foi o gerador eletromagnético auto-excitador; depois, o dínamo de anéis para gerar corrente direta de efeito comercial; alternadores e transformadores para produzir e converter a corrente alternada de alta voltagem, e os progressos na fabricação de chapas metálicas de condensador elétrico, cabos e isoladores. Joseph Swan (1828-1914), inventor da lâmpada incandescente, recordava:

Os dias de minha juventude eram um prolongamento da era da escuridão, pois eu nasci quando a luz fraca de uma vela de sebo ou o reverberar da terra eram os meios comuns de iluminar o interior das casas, (quando) as pessoas simples, querendo ver mais cedo a luz do dia, iam para a cama logo depois do pôr do sol.

Em 1900, o Brasil ainda estava nessa "era de escuridão". Seu consumo de energia comercial era quase nulo. Eram então 18 milhões de brasileiros, comparados com os 174 milhões de hoje. A esperança de vida ao nascer era de apenas 30 anos em 1900, comparada aos 68 anos

em 2000. Mas o Brasil já começava a entrar no progresso tecnológico mundial, capacitando este vasto país, preso ao analfabetismo e as endemias, a tornar-se uma das economias de mais rápido crescimento do Século XX.

Em 1881, foi instalada na Inglaterra a primeira central elétrica para consumo do público. Já em 1883, a primeira central elétrica municipal começou a operar em Campos, no Estado do Rio de Janeiro. Poucos anos depois as primeiras hidrelétricas começaram a funcionar na França e na Suíça, com uma tecnologia que se propagou com rapidez. Em 1889, a primeira hidrelétrica brasileira começou a servir uma fábrica de tecidos em Juiz de Fora, Minas Gerais, iluminando também a cidade.

Uma importadora alemã mandou seus vendedores ao interior do Estado de São Paulo, para oferecerem crédito fácil aos fazendeiros para instalar hidrelétricas, abastecendo suas fazendas, fábricas e cidades. Investidores estrangeiros logo trouxeram novas tecnologias para a América Latina. “No Brasil, os principais investidores eram a Brazilian Traction, Light and Power, com sede em Toronto, (a Light), e a American and Foreign Power (AMFORP). Em 1889, a Light começou a operar serviços públicos em São Paulo e Rio de Janeiro (empresas de bondes, gás e telefone). Instalou centrais elétricas hidráulicas e térmicas para apoiar essas operações e suprir a demanda urbana crescente. A AMFORP operou no interior de São Paulo e em várias capitais de estado.

Entre 1913 e 1929, a produção mundial hidroelétrica multiplicou-se 240 vezes, somando 40% de toda a eletricidade produzida. O Brasil acompanhou essa tendência mundial. O incremento da demanda de energia elétrica excedeu muito o crescimento da economia. Em 1928, a Light inverteu o curso do rio Tietê, criando uma queda d’água de 720 metros, na Serra do Mar, perto de São Paulo, alimentando um complexo sistema de represas, canais, estações de bombeamento e centrais de energia elétrica, subterrâneas e de superfície. Dessa forma, a montanha costeira foi transformada, de barreira ao desenvolvimento do interior, numa grande fonte de eletricidade durante os decênios de 1930 e 1940.

Em 1951, o Brasil ainda não possuía uma só das 170 maiores usinas hidrelétricas (acima de 75 MW de capacidade). Em 1997, o Brasil tornou-se o terceiro maior produtor hidrelétrico mundial (depois do Canadá e dos Estados Unidos) e o segundo do mundo na dependência de hidroeletricidade (depois da Noruega), com 92% de seu abastecimento.

Em 1950, os Estados Unidos tinham a maior concentração mundial de hidrelétricas. Pouco depois, o Brasil absorvia a cultura das grandes barragens, ao longo dos rios que cortam o maciço do Planalto Central. O primeiro desses grandes projetos foi Paulo Afonso I, no São Francisco, concluído em 1962, seguido de Furnas (1963), Jupia (1969), Funil (1969), Ilha Solteira (1973) e muitos outros. Em geral, os primeiros projetos desse período foram elaborados e executados por empresas estrangeiras de engenharia e construção. Mas ao mesmo tempo os brasileiros iam ganhando experiência em lidar com essas tecnologias. Engenheiros brasileiros visitaram barragens nos Estados Unidos,

Escandinávia, Suíça, França, Egito, Rússia e China, adquirindo conhecimento para organizar grandes projetos. Os engenheiros brasileiros tradicionais eram cautelosos frente o desafio de grandes barragens. Mas Sebastião Camargo, que iniciou sua carreira de empreiteiro transportando terra no lombo de burros na construção de estradas no interior de São Paulo, revelou audácia ao propor um projeto alternativo para construir Jupia quando já estava na rota de criar a maior construtora do Brasil.

“Nós éramos um país pobre, vasto, vazio, que não possuía estradas que levassem ao sítio das quedas d’água”, lembra José Gelásio da Rocha, chefe da construção de Jupia. “Nós mesmos tínhamos de construir a infra-estrutura”. Pela primeira vez, a mobilização de materiais, maquinaria e trabalhadores concentrava recursos em lugares isolados no interior do país. Desviamos rios. Milhões de toneladas de concreto foram despejadas de misturadoras gigantes. Enormes guindastes encheram a estrutura de barragens colossais, atravessando vales e cânions. Empresas estrangeiras e fabricantes de equipamento, começaram a montar grandes geradores, turbinas e transformadores



no Brasil para atender à onda crescente de pedidos das empresas estatais.

Essas realizações técnicas capacitaram o Brasil a desenvolver a monocultura hidrelétrica que nutriu a rápida urbanização e a industrialização, assim como apoiaram melhoramentos nas redes de comunicações, distribuição e informação, no processamento de alimentos e nos progressos da medicina. Desde 1950, a produção de eletricidade passou de apenas 5,5 bilhões de quilowatts-hora (kWh) para 332 bilhões, um incremento de 20 vezes no consumo por habitante. Desde 1970, o número de residências com energia elétrica cresceu de 35% para 95%, hoje, um grande salto na modernização da sociedade brasileira. A questão posta pela recente escassez de energia elétrica consiste em saber se essa modernização continua.

A crise desnecessária

A abundância de recursos naturais no Brasil tem sido minada pela fragilidade institucional. As questões técnicas da oferta e demanda de eletricidade se perdem em centros de decisão dispersos e negligentes. Havia um rosário de projetos não concluídos que teriam adicionado capacidade de geração e transmissão suficiente para compensar a falta de chuvas em 2001. O Tribunal de Contas da União (TCU) julgou que

“demoras e falhas na implementação de projetos contribuíram em 41% para o esvaziamento dos reservatórios e foram identificados como a principal causa da crise de energia”. Esses projetos do setor público atrasaram por falta de fundos, procedimentos burocráticos onerosos, disputas sobre meio ambiente e manipulação política, tudo isso elevando enormemente os custos. Eis alguns exemplos:

· Em 1980, o governador de São Paulo, Paulo Maluf, assinou contratos para a construção da barragem de Porto Primavera, com capacidade prevista de 2.000 megawatts (MW), no ponto onde o rio Paraná forma a divisa entre os Estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul. Porto Primavera era um dos cinco projetos hidrelétricos lançados por Maluf a pedido do Ministro do Planejamento Antonio Delfim Netto para permitir que os créditos de fornecedores estrangeiros gerassem caixa às vésperas da crise da dívida externa latino-americana dos anos 80. Maluf concordou com entusiasmo, distribuindo contratos para os cinco projetos entre grandes empresas de construção, que costumam contribuir às campanhas eleitorais. A condução simultânea de cinco projetos afogou a CESP, a empresa estadual paulista de energia elétrica, pesadamente endividada. A CESP ficou sem dinheiro, causando demoras de execução e acumulando encargos de juros à medida que a construção de Porto Primavera se arrastava por duas décadas, antes de ser inaugurada em 2000, agora com novo nome, em memória de Sérgio Mota, ministro das Comunicações. Não obstante, o reservatório só ficou cheio em 2001, na véspera do racionamento, por disputas com o governo de Mato Grosso do Sul sobre o impacto no meio ambiente e a oferta de residências para desalojados. A produção da usina chega a apenas dois terços de sua capacidade porque somente há pouco suas turbinas começaram a ser instaladas, em vez de durante a construção. O orçamento original estava fixado em US\$2 bilhões, mas o custo final do projeto bateu em US\$10 bilhões.

· O racionamento teria sido evitado se o governo tivesse construído linhas de transmissão para transportar energia para as cidades do Sudeste, a partir da central elétrica binacional de Itaipu, de 12.600 MW, a maior do mundo, no rio Paraná, na fronteira com o Paraguai. Uma terceira linha de transmissão de Itaipu atrasou até 2002 porque, em concorrência pública internacional, um fornecedor da Ucrânia propôs o preço mais baixo para os transformadores licitados, os quais explodiram quando estavam sendo instalados. Novos transformadores tiveram de ser adquiridos. O governo falhou em construir uma linha de transmissão, de custo relativamente baixo, entre Curitiba e São Paulo, que teria transportado sobras de energia das hidrelétricas do Sul, região com chuvas abundantes em 2001, durante a estiagem no Sudeste.

· A usina nuclear de Angra II (1.360 MW), a primeira e única de oito usinas que seriam instaladas segundo o acordo nuclear Brasil-Alemanha, assinado em 1975, esteve em construção durante 25 anos, acumulando juros e custos em ascensão e aumentando as dívidas do setor elétrico federal. Mesmo depois de concluído o projeto, em 2000, Angra II teve de passar por um funil de aprovações de diferentes agências públicas antes de iniciar a produção de energia, em 2001. O atraso de Angra II, provocou a inadimplência de Furnas, estatal federal, nos seus

contratos de fornecimento junto aos distribuidores, o que minou a credibilidade do governo junto aos investidores privados.

No momento em que a comunidade financeira internacional exprimia sua preocupação diante da escassez de eletricidade e em face da sua crescente dívida pública do Brasil, a Eletronorte completava a segunda etapa da enorme hidrelétrica de Tucuruí, no rio Tocantins, na Amazônia, ao custo de US\$1,5 bilhão, instalando 11 novas turbinas para adicionar 4.000 MW aos 4.000 já em operação. Contudo, Tucuruí funcionará principalmente na estação chuvosa, utilizando apenas parte de sua capacidade prevista, devido à falta de um reservatório, rio acima, para regular o fluxo de água do rio na estação de estiagem.

Em 2001-02, o Brasil conseguiu superar a escassez de modo criativo, evitando os apagões que a Califórnia sofreu na mesma época. No Brasil, contudo, o apagão ocorreu na política energética, na incapacidade de o governo tomar decisões que estabilizaria o fluxo de recursos para o setor, em fase crítica de mudança. À medida que o racionamento abrandava em fins de 2001, dois renomados ex-ministros de Minas e Energia e dois ex-presidentes da Eletrobrás escreveram no jornal O Estado de S. Paulo:

Nossas preocupações aumentam quando observamos que o país ainda não identificou os meios para garantir o êxito na implementação de novo modelo (por causa da) discórdia entre o Ministério da Fazenda e o de Minas e Energia, entre a Eletrobrás e o BNDES, sobre objetivos em conflito e sobre a privatização de empresas governamentais.

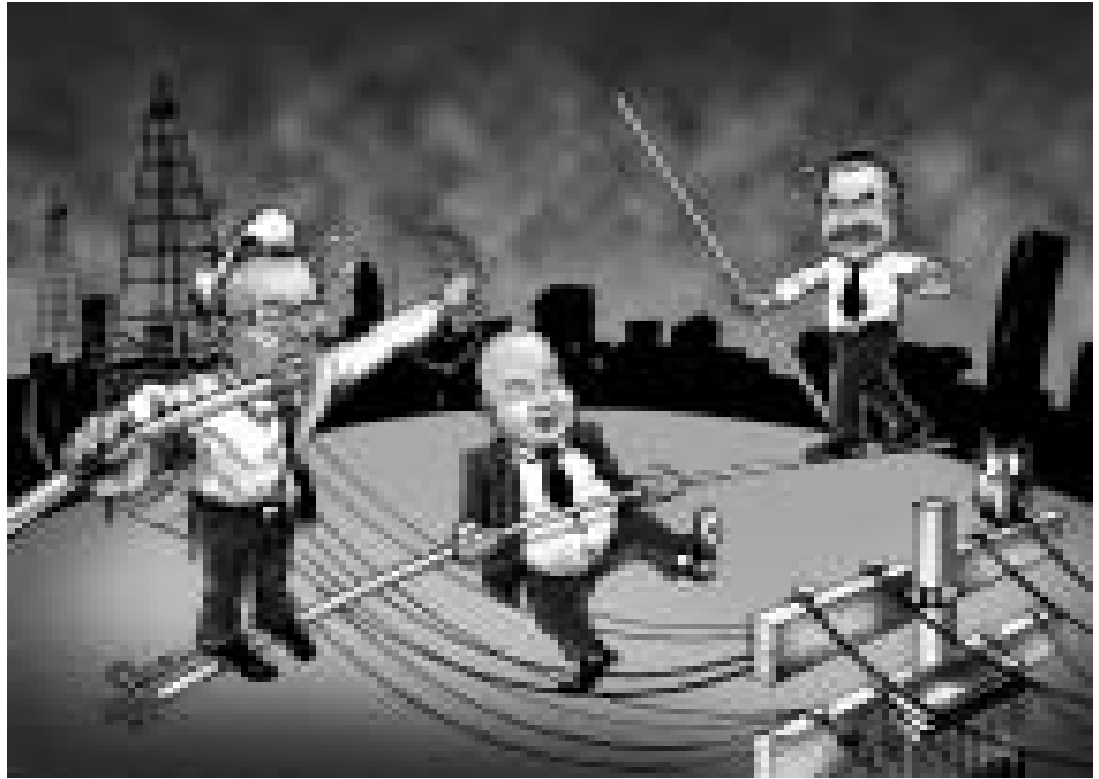
Anteriormente, Francisco Gros, ex-presidente do Instituto Fernand Braudel de Economia Mundial, então presidente do BNDES e agora presidente da Petrobras, declarou perante uma plateia de profissionais: “A confusão é tão grande que parece ter sido imaginada por funcionários do setor elétrico para garantir seus empregos por muitos e muitos anos”.

O que aprendemos?

Tendo diante de si a ameaça de repetição da escassez, o Governo Federal tomou importantes iniciativas ao concentrar as principais decisões na Câmara de Gestão da Crise de Energia, para elevar as tarifas de energia elétrica a níveis capazes de atrair investimentos; conceder concessões de novas linhas de transmissão; montar uma realista base jurídica e econômica para os contratos de fornecimento de longo prazo; reorganizar o mercado de venda de energia por atacado e dirimir conflitos entre os fornecedores públicos e privados e as empresas geradoras e distribuidoras. No entanto, muitas decisões de natureza política caíram no cipoal da guerra de trincheiras entre interesses burocráticos e comerciais, em leis e regulamentos contraditórios e em disputas judiciais e regulatórias que pareciam infundáveis. O governo ressentia-se da falta de mecanismo político para tomar decisões, segundo linhas economicamente racionais, e pôr em vigor as decisões.

1. O vácuo do processo decisório

Não se criou autoridade institucional para estabelecer prioridades e tomar decisões em



substituição às gigantescas empresas estatais, cujo tamanho e poderes foram reduzidos pela privatização. As novas leis aprovadas de 1995 a 1998 puseram fim aos monopólios públicos em geração de eletricidade e transferiram para o setor privado a administração e a propriedade da infraestrutura. Definiu-se a estratégia básica para (1) criar a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), como órgão regulador principal; (2) subdividir empresas estatais integradas verticalmente em unidades independentes de geração, transmissão e distribuição; (3) criar mecanismos e instituições de mercado competitivo, oferecendo aos produtores independentes livre acesso às redes de transmissão e distribuição; e, (4) passar gradualmente da fase de transição de preços administrados para a de preços competitivos à medida que o novo mercado de energia elétrica saía dos 98% de propriedade estatal para a participação privada. Nos primeiros quatro anos do governo FHC mais do que dobrou o ritmo de incremento anual de geração. Foram construídas novas linhas de transmissão e gasodutos para interligar regiões e alcançar áreas remotas. Foram concluídos 23 projetos paralisados. Revogaram-se concessões para muitos projetos que nunca saíram do papel. Não obstante, o legado de negligência cobrou a sua parte.

Ninguém foi capaz de implementar de modo efetivo a nova estratégia, depois de uma mudança de titular no Ministério de Minas e Energia, em 1995, sob pressão da coalizão partidária. Técnicos e executivos do setor público foram recrutados para regular um sistema novo com o qual pouco simpatizavam, enquanto se fazia necessária competência técnica para operar num ambiente regulatório novo. A complexidade do sistema era pouco conhecida dos políticos que faziam as leis e nomeavam esses funcionários. As novas agências regulatórias e as velhas empresas estatais, como a Eletrobrás e a Petrobras com suas muitas subsidiárias, vieram a operar por conta própria, num mundo flutuante, tendo pouca orientação e supervisão.

O setor de energia subsistiu como um campo de clientelismo e rivalidades políticas, entre líderes parlamentares, chefes regionais e senhores de domínios burocráticos, mesmo depois que os níveis médios dos reservatórios começaram a declinar de modo constante nos anos 90. Durante décadas, todas as fações políticas

sucumbiram à tentação de usar as empresas elétricas estatais como “vacas leiteiras” para sugar orçamentos, financiar campanhas eleitorais ou ganhar votos por meio de subsídios ao consumo com a instauração de “tarifas sociais”.

O Ministério de Minas e Energia perdeu poder, deixando as grandes decisões num vácuo de responsabilidade política. Emergiram disputas insolúveis sobre normas e preços entre interesses diametralmente opostos de empresas geradoras e distribuidoras, enquanto 80% da geração ficava nas mãos de administradores estatais pouco interessados na reestruturação do setor. Para obter apoio no Congresso, FHC cedeu o controle do setor elétrico ao Partido da Frente Liberal (PFL), quando a indústria de eletricidade exigia nível elevado de capital e conhecimento técnico. O programa de estabilização monetária impediu o governo de usar a inflação para financiar o investimento público, como no passado.

Entre maio de 1999 e janeiro de 2001, o nível da água acumulada nos reservatórios do Sudeste, o principal mercado de energia elétrica do país, caiu de 70% para 18%. Alguns técnicos insistiram na urgência de uma redução do consumo da ordem de 10%, em começos de 2000, sem esperar que a escassez se agravasse, mas não foram ouvidos. “A ocorrência de severo racionamento, poucos meses depois que altos funcionários disseram que não haveria problemas”, o Comitê de Revitalização observou, “significa que devem ser introduzidos meios na operação do sistema de modo a se evitar esse risco”.

Com a instauração do racionamento de 20%, em meados de 2001, FHC nomeou Pedro Parente, Ministro-Chefe da Casa Civil, para dirigir a Câmara da Crise de Energia, depois de declarar que a burocracia tradicional do sistema elétrico não o advertiu da escassez. Como Parente não tinha experiência anterior no setor elétrico, seguiu-se um frenético período de aprendizado, no segundo semestre de 2001, até que as chuvas chegaram. O racionamento no Brasil, com generalizadas economias de consumo e um mercado secundário de quotas de energia entre os usuários industriais, foi administrado com mais prudência que na Califórnia, onde os súbitos apagões e surtos de preços geraram pânico. Foi então suspenso o

bem sucedido esforço de racionamento, deixando sem solução muitas incertezas institucionais e regulatórias.

O Comitê de Revitalização formou grupos de especialistas que trabalharam intensamente entre junho de 2001 e junho de 2002, publicando 43 recomendações para aperfeiçoar o modelo do setor. Poucas das 43 propostas foram implementadas, até que o novo ministro da Energia, Francisco Gomide reduziu-as a apenas seis, na esperança de ver alguma coisa feita nos meses que restam do governo FHC. Nomeado em meados de 2002, Gomide é o primeiro profissional do setor elétrico a tomar-se ministro desde que Cardoso tomou posse em 1995.

As principais questões que o próximo governo terá de enfrentar incluem o prosseguimento do programa de privatização; a conversão do novo mercado de venda de energia por atacado dentro de uma realidade comercial; acabar com a integração vertical da nova indústria do gás natural, ora sob controle da Petrobras, com a abertura do mercado à concorrência; compensação para as flutuações de preço e de câmbio; definição dos papéis da geração de eletricidade hidráulica, térmica e nuclear, e das fontes alternativas de energia. A verdadeira crise da eletricidade é de natureza estrutural, agravada pela paralisação do processo de reforma. Várias medidas pendentes aguardam ação por parte do presidente e do Congresso que tomarão posse em janeiro de 2003.

2. Preços da energia: diálogo de surdos

A história das tarifas de energia elétrica, na maior parte do século XX, está ligada à inflação crônica, suportada por empréstimos oficiais, externos e internos, e pela erosão do poder de compra de sucessivas moedas brasileiras. Embora o Brasil tenha conseguido dar um grande salto no consumo de eletricidade em décadas recentes, a moral desta história, no fim das contas, é que se colhe o que se planta. Mesmo que os preços da eletricidade de consumo sejam mantidos artificialmente baixos, os altos custos reais, incluindo o serviço da dívida, serão eventualmente pagos por meio de impostos.

A manipulação política das tarifas de energia foi inaugurada pelo Código de Águas de 1934, sancionado pelo presidente Getúlio Vargas, que deu poderes ao governo federal para fixar tarifas. O Código limitou os lucros dos serviços de utilidade pública a 10% sobre o valor histórico nominal do investimento, sem reajuste para compensar a inflação de 18% ao ano, de 1946 a 1961, pulverizando o valor real tanto do patrimônio quanto da renda.

Demorou em se fazer sentir o impacto do Código de Águas sobre o abastecimento de energia elétrica, porque a capacidade de geração das empresas estrangeiras permaneceu acima da demanda de pico até depois da II Guerra Mundial. No entanto, como o crescimento rápido da economia e da demanda de eletricidade absorveu o excesso de capacidade geradora, houve períodos de racionamento durante as duas décadas seguintes, mesmo em anos de chuvas abundantes. Em 1954, observou a Comissão Mista Brasil-Estados Unidos de Assuntos Econômicos:

Em tempos de grave sobrecarga do sistema, a empresa de energia elétrica não tem opção senão desligar determinados circuitos... sem dar aviso aos consumidores de energia da

área... Os fabricantes de pneus perdem um dia de produção quando ocorrem tais cortes e mais um dia para a necessária limpeza do equipamento. A suspensão do fornecimento de energia para os fornos de vidro suspende a circulação do ar usado para resfriar as paredes dos fornos, pondo em perigo a durabilidade e a resistência dessas paredes.

As concessionárias estrangeiras de energia elétrica receberam apenas um reajuste de tarifas em duas décadas após a aprovação do Código de Águas de 1934. Mas o governo conseguiu mantê-las em atividade concedendo-lhes taxas de câmbio preferenciais e permitindo a cobrança de adicional sobre a tarifa no caso de incremento de custos específicos. Não obstante, esse tipo de improvisação não conseguiu persuadir as empresas a investir em nova capacidade de geração, passando elas a comprar energia das novas empresas estatais que construíram novas barragens. O investimento público em geração de eletricidade era tão intenso que, segundo o antigo ministro de Energia, Antônio Dias Leite, durante o Programa de Metas do Presidente Juscelino Kubitschek (1956-1961), “o setor de energia absorveu quase metade do orçamento total desse plano, e a geração de energia elétrica metade dessa metade. Na execução do Programa, a eletricidade teve prioridade”.

Travou-se batalha entre os defensores da energia elétrica desenvolvida pelo setor público ou pelo setor privado. Em 1960, John Cotrim, então presidente de Furnas, favorável a tarifas altas, lançou um desafio: “Ou decidimos de uma vez por todas oferecer à iniciativa privada as condições de sobrevivência e expansão, ou o país terá de enfrentar a absorção desses serviços pelo governo”. Em 1962 foi criada a Eletrobrás, empresa holding estatal que ofereceu a base jurídica para o controle governamental do setor, embora permitindo que as companhias Light continuassem com a distribuição no Rio de Janeiro e em São Paulo. Em 1964, o Ministro de Minas e Energia do novo governo militar, Mauro Thibau, persuadiu o ministro da Fazenda, Octavio Bulhões, a decretar o reajuste automático das tarifas de eletricidade e do valor ao ativo das empresas, segundo o índice de inflação. “Preocupava Bulhões o impacto das tarifas de energia sobre a taxa de inflação”, disse Thibau mais adiante, “mas eu o convenci de que as coisas seriam muito piores se houvesse escassez de eletricidade”.

Por todo o mundo, os grandes projetos hidrelétricos tendem a ser executados por empresas estatais, as quais, de súbito, aumentam de modo considerável a oferta de energia. Houve exceções, naturalmente. A grande Pacific Gas & Electric Co. (PG&E), que entrou em falência na recente crise da Califórnia, era pioneira das hidrelétricas. Porém, em 1949, nos Estados Unidos, quatro quintos de todas as usinas hidrelétricas, já instaladas ou em construção, pertenciam ao setor público. Houve exceções, naturalmente. A grande Pacific Gas & Electric Co. (PG&E), que foi a falência na crise da Califórnia, foi pioneira na engenharia hidroelétrica no último século. Durante a Depressão, investidores privados atacaram os projetos das grandes barragens construídas pelo New Deal, temendo que a entrada do governo no negócio da geração de energia viesse a produzir um excesso inadministrável

de eletricidade. No entanto, nos primeiros anos do pós-guerra predominou o receio de escassez. Num artigo intitulado “A Grande Escassez de Energia Elétrica”, a revista *Fortune*, censurou o Congresso, em 1948, pelos cortes de verbas para projetos de barragens federais.

Por volta de 1970, as empresas estatais brasileiras estavam executando um dos programas hidrelétricas mais ambiciosos do mundo, com tarifas mais elevadas, que asseguraram a sua viabilidade financeira. Essas tarifas deram origem à credibilidade internacional que permitiu ao Brasil tomar grandes empréstimos e investir cerca de US\$70 bilhões (a preços de 2000), de 1974 a 1986. Foram assim construídas barragens e usinas nucleares à sombra da onda de liquidez dos primeiros anos da década de 70 e da reciclagem dos petrodólares, depois da Guerra do Yom Kippur, de 1973.

De 1965 a 1979 a capacidade geradora foi multiplicada por cinco vezes, enquanto o consumo crescia a 12% ao ano. Contudo, em meados de 1970 o governo começou a manipular as tarifas de energia elétrica num esforço inútil para controlar a inflação. Em 1986, a tarifa residencial caiu para 22% do nível de 1974, de US\$120 por MW/hora para US\$26, enquanto a tarifa industrial, já pesadamente subsidiada, reduziu-se de 20% a 30%. Em 1999, a tarifa de energia residencial havia perdido 90% de seu valor de 1975, em moeda de valor constante, enquanto a tarifa industrial caía 75%. A perda de renda real, agravada pela brusca elevação das taxas de juros no mercado externo, conduziu ao colapso financeiro das empresas estatais, bloqueando a sua capacidade de investimento. O valor anual do investimento caiu de cerca de US\$15 bilhões em 1980 para US\$4,5 bilhões em 1990. O envelhecimento sem renovação deteriorou o equipamento e as instalações. Esse tipo de deterioração na subestação de Baurú, no interior de São Paulo, provocou um apagão em 13 estados, em 1999. Uma espiral de inadimplências sufocou as empresas distribuidoras e geradoras, compelindo finalmente o governo federal a absorver seus débitos, causados pela má aplicação de tarifas. Essa ajuda de emergência, da ordem de US\$26 bilhões, foi concedida em 1993, após o que as empresas estatais iniciaram um novo ciclo de inadimplências até que foram privatizadas.

O Brasil ainda luta com as conseqüências do colapso financeiro do sistema estatal. Durante os anos 90, o consumo excessivo de energia, juntamente com a sua incapacidade financeira para investir em nova capacidade de geração, conduziu a um declínio dos níveis de seus reservatórios. Sucessivos governos ignoraram as advertências dos técnicos. Há dez anos o Instituto Fernand Braudel de Economia Mundial publicou um estudo, *Energia Elétrica e Inflação Crônica no Brasil: A Descapitalização das Empresas Estatais*, que dizia:

As empresas de energia elétrica no Brasil encontram-se descapitalizadas e incapazes de expandir a produção de energia para satisfazer a crescente demanda, artificialmente estimulada por tarifas baixas. Os déficits dessas e de outras empresas de serviços público intensificam a inflação crônica obrigando o governo a imprimir moeda para mantê-las em operação. Ao abrir mão, a partir de 1975, de uma estrutura de preços das mais altas do mundo,

o governo quebrou o principal mecanismo de formação de capital, e viu-se obrigado a recorrer, primeiro, a empréstimos externos e internos, e, depois, à inflação. Ao mesmo tempo tem-se criado um desestímulo natural ao controle de custos, uma vez que a tarifa, que é a fonte principal de receitas, vem sendo fixada na mesa como carta de baralho em manga de mágico.

Há dez anos, quando foi escrito o nosso texto, novas tecnologias estavam modificando a economia da eletricidade, como resultado do desenvolvimento intensivo dos motores a jato, nos anos 80, e do fim das restrições políticas ao uso do gás natural na produção de eletricidade. O desenvolvimento do ciclo combinado de turbinas a gás (CCGT) estava reduzindo o custo da energia térmica, enquanto os sítios das quedas d'água, que permitiam o baixo custo por quilowatt instalado das centrais hidrelétricas, estavam ficando cada vez mais distantes, no Brasil e no resto do mundo. Os CCGTs aumentam a flexibilidade porque as usinas podem ser construídas nas proximidades dos centros de consumo de energia, reduzindo a necessidade de investimento em linhas de transmissão de longa distância. A Agência Internacional de Energia (IEA) espera que a geração de energia com o emprego do gás, a custos em regime de constante declínio, tenha baixado em 350% do nível atual até o ano 2020, fazendo dobrar a sua participação na produção de energia elétrica. Nesse período, a demanda de energia crescerá à elevada taxa de 4,6% ao ano nos países em desenvolvimento, incidindo esse aumento de forma mais dramática no consumo residencial e comercial. No Brasil, o custo por quilowatt instalado em usina a gás cairá para US\$600 a US\$800 na escala projetada pela IEA para o ano 2020, ficando abaixo do custo de US\$1.000 a US\$1.500/KW aqui instalado em usinas hidrelétricas.

Mas o investimento em usinas a gás foi paralisado, porque a política nacional de tarifação de energia não se revelou capaz de resolver o problema do hiato entre o custo extremamente baixo da eletricidade das hidrelétricas, já amortizadas, porém ainda produzindo, e o custo muito mais alto do combustível das térmicas movidas a gás. O investimento nessas usinas deve ter um retorno mais rápido para cobrir o custo do capital nos empréstimos e justificar o custo de oportunidade do investimento privado.

Como diz o Comitê de Revitalização: "Na equivocada previsão de excesso de oferta de energia, as estimativas de preços futuros colocariam a tarifa em nível demasiado baixo, orientando as empresas distribuidoras a tomarem decisão também equivocada quanto à assinatura de contratos futuros para atendimento de parte de sua demanda. Desse modo, haveria pouco incentivo em expandir a capacidade de geração, que depende de contratos de longo prazo para mobilizar recursos financeiros destinados aos projetos". De acordo com essas palavras o Brasil enfrenta um bloqueio na questão da energia, pois tanto o seu programa de privatização quanto o programa de construção de usinas térmicas ficam paralisados, no clima de alívio passageiro da pressão sobre o abastecimento de energia, advindo das recentes chuvas.

O dilema do cálculo do "preço justo" da

eletricidade tem muitas facetas. Segundo os cálculos de Peter Greiner, o preço baixo da energia elétrica para a indústria em anos recentes tem piorado as desigualdades econômicas pela via dos subsídios irracionais numa escala de US\$10 a US\$20 bilhões por ano, contando vários de seus impactos. Tais subsídios forçaram as empresas estatais de energia a fazerem investimentos de baixo retorno para atenderem ao acréscimo artificial da demanda, enquanto o capital privado ficava livre para investimentos em atividades mais lucrativas. O custo do subpreço da eletricidade para os grandes consumidores juntava-se à ineficiência dos investimentos das empresas estatais, cujos projetos têm execução muito mais demorada do que os das empresas privadas e pagam de 30% a 40% a mais por equipamento, construção e serviços.

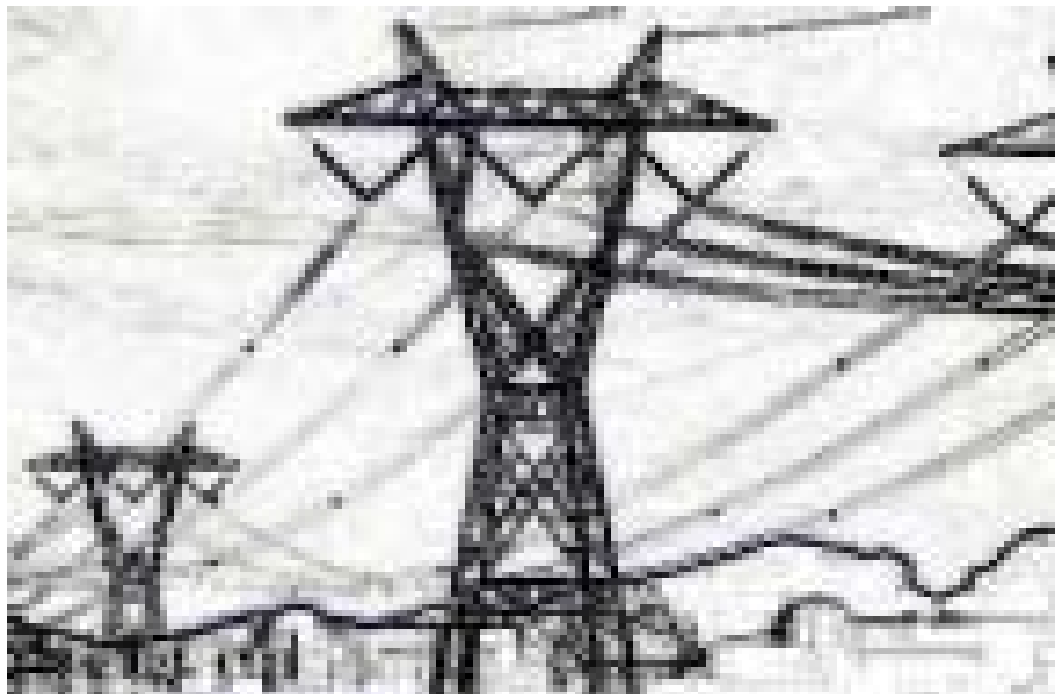
Os políticos têm provocado ainda maiores distorções de preço ao defenderem apenas interesses próprios. O Congresso emendou a nova lei que pretendia compensar as empresas

de racionamento. Comparemos isso ao retorno de 15% sobre o patrimônio da Chilectra privatizada do Chile e de 10% do padrão da indústria no mundo.

Mais importante parece ser a pouca atenção quanto ao fluxo de caixa de todo o sistema. Será o sistema solvente do ponto de vista financeiro? Quem paga pelo que? O sistema ganha o bastante para fazer face às suas despesas e investir para satisfazer à demanda futura? Ou um sistema elétrico de financiamento insuficiente resvalará para os apagões, a inflação crônica e a dívida pública espiralada?

3. Os problemas da transmissão

A rede de transmissão do Brasil é um empreendimento complexo e de logística delicadamente equilibrada, operando em escala continental. Uma das maravilhas da eletricidade é que as pessoas podem ativar os sistemas que realçam e enriquecem a vida com um simples toque no interruptor, tendo escassa noção das redes complexas que mantêm o sistema. Muitas



distribuidoras pelas perdas sofridas durante o racionamento, acrescentando uma cláusula segundo a qual as residências que consumissem até 80 KWh por mês teriam reduzido o valor de suas contas por força de uma "tarifa social", de modo que 70% dos consumidores residenciais do Nordeste pagariam quase nada. Retarda-se um acordo com as distribuidoras devido ao litígio que resulta da tentativa para se anular a nova "tarifa social". Nesse labirinto de confusa fixação de preços, não é fácil saber quem paga o que para sustentar o sistema. Não existem taxas realistas de depreciação dos ativos. A tarifa residencial custa 40% apenas em impostos.

A rentabilidade da rede de eletricidade de varejo está limitada por sua baixa densidade, tanto em número de consumidores que pagam numa área quanto à intensidade do consumo. O consumo per capita de eletricidade no Brasil (2.000 KWh) é um terço do que se verifica na Grã-Bretanha, França e Alemanha e um quinto dos Estados Unidos. Na transmissão as perdas são aqui três vezes maiores. Por motivo da regulação incerta e da estrutura distorcida de preços, as distribuidoras tiveram lucros líquidos sobre o patrimônio de só 0,7% em 2000, antes de sofrerem as grandes perdas operacionais de 2001, causadas pelo

redes nacionais surgem espontaneamente de empresas geradoras e distribuidoras, alcançando flexibilidade operacional mediante ligação com sistemas vizinhos. O Brasil ganhou extraordinárias economias de escala ao desenvolver uma vasta rede de transmissão que liga distantes fontes geradoras de hidreletricidade aos centros de consumo. À semelhança das grandes cidades, as redes nacionais de eletricidade podem surgir de modo espontâneo, mas também elas exigem administração cuidadosa e investimento para evitar a degradação. O Professor Paul Joskow, do Massachusetts Institute of Technology (MIT) explicou o desafio tanto do sistema continental dos Estados Unidos quanto o do Brasil:

O sistema de transmissão não é apenas uma rede de transporte que movimenta a energia de usinas geradoras individuais para atender a demanda dos grandes centros, mas um complexo sistema de "coordenação" que integra um grande número de instalações de geração, dispersas sobre amplas áreas geográficas, para manter um fluxo confiável de eletricidade a nós dispersos de consumo, ao mesmo tempo em que atende a rigorosas exigências de caráter físico para assegurar a



frequência, a voltagem e a estabilidade da rede... A falha de uma peça importante do equipamento em uma parte da rede pode afetar a estabilidade de todo o sistema. Medidas eficientes e efetivas para remediar as falhas do equipamento podem envolver reações de múltiplos geradores situados a grande distância do lugar em que se manifestou a falha. Finalmente, em geral, não há significativa relação física direta entre força elétrica produzida por um gerador específico, conectado à rede, e um consumidor específico que tira energia da rede... (Dentro de regiões) deve haver um único operador de rede responsável pelo controle da operação física de uma área de controle, coordenando os horários do gerador, equilibrando a demanda e a oferta das instalações de geração que suprem a rede, de modo simultâneo, e coordenando as áreas de controle da vizinhança.

O Brasil adotou medidas para eliminar as falhas de sua rede de transmissão que se agravaram com a escassez de eletricidade em 2000-01. Não obstante, alguns problemas-chave continuaram à espera de solução. Conforme o projeto original de reestruturação elaborado em 1994, a transmissão na rede nacional deveria constituir um bem regulado monopólio natural, ora controlado por empresas estatais, mas oferecendo livre acesso a fornecedores e compradores de energia, enquanto a geração e a distribuição deveriam ficar em mãos do setor privado.

O Operador Nacional do Sistema (ONS), uma empresa privada sem fins lucrativos, sujeita a controle público, despacha energia entre pontos da grade, tendo suas decisões baseadas em fluxos simultâneos de informação, controlados por computadores centrais para coordenar e otimizar o fluxos de energia através da rede. Contudo, a Lei de Concessões, aprovada pelo Congresso em 1995, permitiu que licitantes privados obtivessem concessões a retalho, junto à rede de transmissão, criando assim tendência à balcanização do sistema e privando-o de gerar padrões de gerenciamento e de equipamento, providência que tornaria mais fácil detectar as causas das interrupções do fornecimento de energia. Essa balcanização foi intensificada com o leilão patrocinado pela ANEEL, em agosto de 2002, de várias seções locais da rede de transmissão. A Comissão Federal Reguladora de Energia, dos Estados Unidos, caminha em direção oposta em seu novo Projeto de Mercado Padrão,

aplicando lições aprendidas da recente crise de energia da Califórnia e da Costa Oeste, para evitar o congestionamento e súbitos surtos de tráfego. Pretende-se atingir esse objetivo aumentando a eficiência e tornando mais integrada a transmissão entre os operadores regionais da rede nacional.

Sob o regime de preço fixo por quilômetro de transmissão de energia, os concessionários privados podem ser tentados a aumentar seus lucros usando, no lançamento de novas linhas, materiais e equipamento de baixa qualidade. A ANEEL realizou licitações para concessões privadas cobrindo 5.700 quilômetros de linhas de transmissão, que fariam a interligação de diferentes regiões, onde predominam diferentes regimes de chuvas, na suposição de que uma rede integrada conduziria as empresas a poupar 20% do custo de novos investimentos. Mas o Comitê de Revitalização observou que “há grandes dificuldades (em se obter) informação analítica e computacional para o planejamento eficiente das linhas de transmissão e, especialmente, de interligações entre regiões de meios ambientes díspares”.

Tradicionalmente, essa tarefa era cumprida pelo setor de planejamento da Eletrobrás. O setor foi transferido para o Ministério de Minas e Energia quando o seu chefe, Benedito Carraro ocupou por pouco tempo o cargo de Secretário de Energia, em 1999, mas foi dissolvido depois que Carraro deixou o posto numa disputa com o ministro do dia, Rodolfo Tourinho. Em começos de 1999, Tourinho rejeitou um empréstimo de US\$500 milhões do Banco Mundial, que teria dado apoio à expansão das linhas de transmissão e teria ajudado na consolidação do ONS. O empréstimo teria também contribuído para criar o novo Mercado Atacado de Energia (MAE) assim como para fortalecer o corpo técnico do Ministério. Desde 1999, os três secretários de Energia ficaram cada um menos de um ano no posto, sob os quatro ministros de Minas e Energia que se sucederam no segundo mandato de quatro anos de FHC. O ONS foi culpado por não ter colocado a energia das usinas térmicas na rede nacional, o que teria contido o rápido esvaziamento dos reservatórios, na estiagem recente, ao fazer cálculos baseados nos custos operacionais da energia de fonte hidráulica, ao invés dos custos econômicos da escassez de eletricidade.

4. Regulação confusa e arbitrária

No sistema antigo, as empresas estatais de eletricidade eram reguladas pelo Departamento de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), um órgão federal que fixava tarifas, autorizava o uso de

recursos hídricos e garantia e supervisionava as concessões segundo padrões de desempenho estabelecidos por ele próprio. Na prática, eram limitados os poderes do DNAEE para influir na administração das estaduais, cujas diretorias faziam uso de recursos dessas empresas, a título de “arrecadação antecipada de receita”, pois os governadores controlavam grupos de parlamentares no Congresso de cujo apoio legislativo dependiam as autoridades federais. Na prática, o Brasil tinha pouca experiência na regulação, quando surgiam novas demandas à medida que se expandia a privatização, depois de 1995.

Depois de muitos meses de debate de burocratas e parlamentares, foi criada a ANEEL, em 1997, dois anos depois de lançado o programa de privatização, incorporando a maioria das funções do DNAEE e do Ministério de Minas e Energia. O corpo de funcionários da ANEEL, um acrônimo às vezes ironicamente identificado como “Associação Nacional de Empregados da Eletronorte”, foi em maioria organizado com funcionários brasileiros da sede da Eletronorte, a menos eficiente das empresas estatais, sob a influência de chefes políticos da Amazônia e do Nordeste. Esses funcionários também incluíam advogados e economistas sem experiência anterior no setor elétrico. Por outro lado, sabe-se que os parlamentares não contam com apoio técnico e revelam pouco interesse nas implicações econômicas de seus atos legislativos. O Governo delegou à ANEEL, além de seu papel de regulador e supervisor, poderes especiais para “preparar licitações públicas e firmar contratos de concessão para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica... regular tarifas e estabelecer condições de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição”. Entre as numerosas funções da ANEEL figura a de dirigir e autorizar as atividades do ONS e aprovar normas para o novo mercado de atacado.

Tendo seus diretores mandatos fixos aprovados pelo Senado e suas nomeações sujeitas a barganha política, a ANEEL acumula 43 diferentes funções. Um indício de sua ineficiência como regulador e supervisor foi o seu fracasso em advertir as demais autoridades para a escassez de energia elétrica em 2000-01. Apesar da ameaça de racionamento e apagões, a ANEEL retardou a aprovação da produção de eletricidade em duas usinas térmicas privadas, sob o pretexto de que pretendia evitar alta do custo de combustíveis, de que decorreria elevação de tarifas, mas teria contribuído para conservar os reservatórios diante

da iminente falta de água.

Esse fato deu fundamento à advertência do Comitê Revitalização: “Como as empresas estatais controlam a maior parte do mercado de geração, os novos investidores privados poderiam ficar inibidos pelo receio das empresas públicas adotarem um misto de energia antiga com energia nova, a ser vendida ao mercado a preços mais baixos do que o custo marginal de produção das usinas novas”.

Das 287 novas usinas autorizadas pela ANEEL, 179 estão com cronograma atrasado. O TCU atribuiu “os escassos investimentos privados em novos projetos de geração” às “ambiguidades no marco regulatório e à falta de consolidação e estabilidade”.

5. Privatização parada

De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), a maior parte dos três milhões de megawatts de nova capacidade de geração, a serem instalados em todo o mundo durante as duas próximas décadas, atenderiam à demanda projetada dos países mais pobres, onde os investimentos em novas usinas teria o custo total de US\$1,7 trilhão. Nas duas últimas décadas, o Brasil conseguiu de forma espetacular dobrar sua capacidade hidroelétrica, alcançando o total atual de 65.000 MW, distribuídos entre mais de 140 quedas d’água, apesar da inflação crônica e da crise da dívida externa. É evidente

uma exceção, exacerbando a volatilidade de preços. A falta de recursos humanos, a fragilidade ou inexistência de instituições para fiscalizar e regular a competição, mais o papel ambíguo do judiciário, tornam difícil supervisionar a competição e pôr em prática outras medidas regulatórias.

Esses riscos da monocultura hidrelétrica podem ser reduzidos por meio da criação de suficiente capacidade geradora de reserva, a par da contribuição parcial da geração de fonte térmica, contanto que haja regras bem definidas para evitar as flutuações de preços. Por outro lado, os investimentos em energia de fonte hidráulica, que é renovável, oferecem vantagens consideráveis, devido à sua vida útil mais longa e aos baixos custos operacionais, sem a poluição do ar causada pelo petróleo, o carvão e o gás.

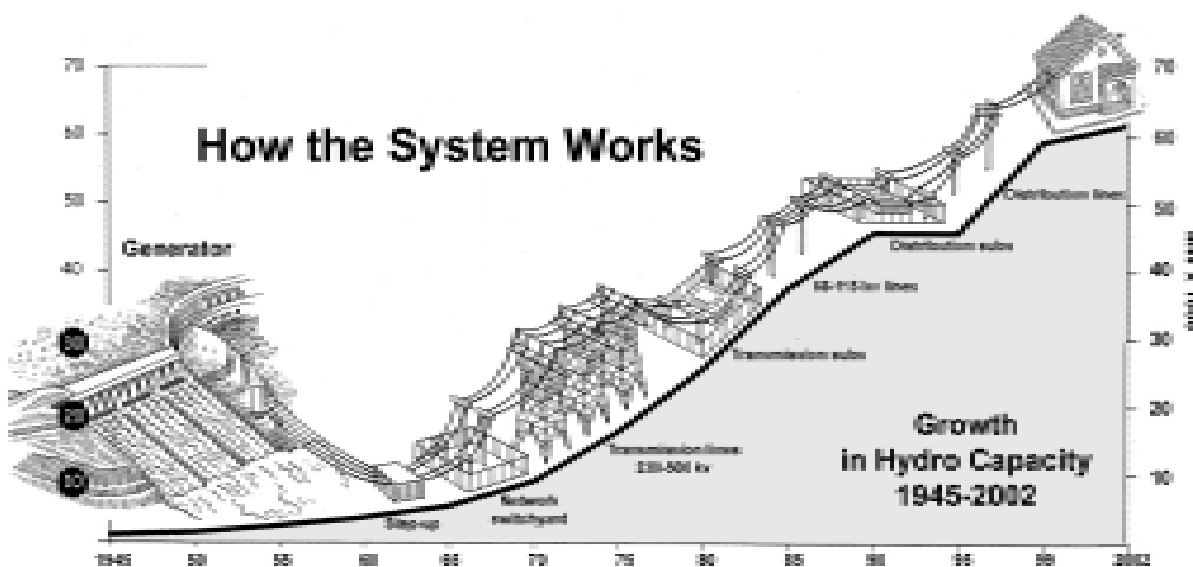
Na última década, a América Latina esteve à frente do mundo na privatização de seus sistemas de energia. Nos anos 90, a América Latina absorveu 40% dos US\$193 bilhões investidos em projetos privados de eletricidade nos países em desenvolvimento, tanto em compras de empresas públicas como em criação de nova capacidade. No Brasil, a privatização se concentrou nas empresas distribuidoras. Os principais compradores pagaram preços elevados durante o boom

anuais de 25%, até 2006. Os grandes consumidores industriais estão fazendo pressão política para evitar a perda dos subsídios.

O programa brasileiro de privatização está paralisado, depois da onda de privatizações na Europa e América Latina na década de 90. Ainda não chegou ao fim o debate sobre propriedade pública versus propriedade privada na produção e distribuição de energia, que iniciou no decênio de 1950. Esse debate se suavizou durante as décadas de controle governamental (1965-1995) para ser reanimado só durante o processo de privatização. Há consenso quanto à necessidade de capital privado, pois falta ao governo capacidade para investir em larga escala em projetos de energia elétrica tendo em vista a demanda futura. Mas os investidores privados relutam em aplicar capital quando os preços da energia não assegurem retorno adequado do capital e não há regras jurídicas e regulatórias bem claras que ofereçam condições estáveis à atividade empresarial.

As empresas públicas de geração e distribuição foram vendidas a investidores privados, rendendo US\$21 bilhões usados para pagar a dívida pública. Desse total, US\$17,5 bilhões provieram da venda de empresas dos governos estaduais e apenas US\$3,5 bilhões de companhias federais. A privatização surgiu mesmo antes de uma estrutura regulatória ser organizada e estabelecida por lei. Enquanto 65% da rede de distribuição foi privatizada, com exceção das empresas estaduais de Minas Gerais, Paraná e Santa Catarina, somente cerca de 15% da capacidade de geração foi vendida ao setor privado. Desde 1999, quase nenhum progresso se fez na definição do novo papel da Eletrobrás e na elaboração e aplicação de regulação para o novo modelo orientado para as leis do mercado.

No pânico e na confusão da escassez de energia, agravados por inadimplências por parte de fornecedores do setor público, os distribuidores pagaram preços spot, no mercado de energia por atacado,



que o Governo não dispõe nem de crédito nem de poupança para dar continuidade a esses investimentos, que crescem na escala em que se amplia o sistema. O debate público se revela falho pois não focaliza o modo pelo qual será financiada a futura expansão do sistema elétrico.

A fragilidade institucional, agravada por disputas ideológicas, aumenta o perigo de falta de resposta do mercado e de malogro regulatório, assim como do custo e do risco percebido do investimento privado.

Como cresceu com uma monocultura hidrelétrica, o Brasil não soube diversificar os riscos do abastecimento de energia. À medida que cresce a demanda, essa monocultura tende a limitar o abastecimento, em particular nos períodos de seca e nos momentos de pico, e disso podem resultar o racionamento e violentas flutuações de preços. O Banco Interamericano de Desenvolvimento adverte:

Um mercado em expansão e a dependência de recursos hidrelétricos fazem do sistema de restrição do consumo de energia muito mais uma regra do que

financeiro dos anos 90, o que foi justificado com a alta margem de lucro embutida nas tarifas de distribuição. Mas agora enfrentam dificuldades na amortização dos empréstimos que financiaram essas compras.

Segundo ABRADÉE, a associação das distribuidoras, as tarifas reguladas de eletricidade aumentaram 141% entre 1994 e 2002, enquanto preços de serviços de telefone e gás de cozinha subiram respectivamente 445% e 400% e o real desvalorizou frente ao dólar em 242%. Por enquanto, os preços da geração de energia elétrica (US\$25-US\$28/MWh) estão muito abaixo dos custos de expansão da capacidade, oferecendo lucro futuro reduzido aos possíveis compradores das empresas geradoras estatais a serem privatizadas. Hoje, muitas indústrias estão sendo subsidiadas, principalmente os consumidores de alta-voltagem, como as de alumínio e química pesada. Elas começarão a sofrer perda gradual dos subsídios, a partir de 2003, pois a geração contratada anteriormente entrará em ritmo de liberação anual para licitação pública, com vistas a incrementos

que esteve sujeito a flutuações selvagens, desde R\$5/MWh até R\$684/MWh, antes dos negócios “spot” entrarem em colapso, durante o racionamento. A confusão no mercado de energia coincidiu com a súbita depreciação do Real durante o pânico financeiro pré-eleitoral de julho de 2002, quando a cotação do Real em dólares caiu para 38% de seu valor em 1998. O Real mais barato tornou muito mais cara em dólar a eletricidade importada. As distribuidoras perderam dinheiro na compra da energia, paga em dólares, da Binacional Itaipú e da energia previamente contratada e importada da Argentina, para a qual fora construída recente linha de transmissão.

Os investidores privados reduziram suas aplicações de capital. Alguns procuram retirar-se do Brasil, por causa do baixo retorno de seus investimentos e da confusão do processo decisório brasileiro. Os distribuidores privados sofreram grandes perdas cambiais, em consequência de três movimentos de alta da cotação do dólar, após a desvalorização de 1999, e de grandes perdas de renda causadas pelo racionamento de 2001, enquanto a demanda ficou muito abaixo



de seus níveis históricos, em 2002. Tanto a Enron quanto a AES pagaram preços muito altos por distribuidoras brasileiras, mas agora, em suas tentativas para vendê-las, sem êxito, só podem esperar preços muito mais baixos do que os pagos em sua compra. A Enron tentava vender suas propriedades no Brasil já março de 2000, quase dois anos antes de sua falência escandalosa, com fraudes contábeis e comerciais, que abalaram os mercados financeiros de todo o mundo e especialmente o setor elétrico. O colapso da Enron veio poucas semanas antes do desastre político e econômico da Argentina, com reflexos sobre os que investiram também no Brasil.

Entre as vítimas dessas quebras estava a AES, com empresas de geração e distribuição de energia em 33 países, proprietária da Eletropaulo e outras empresas no Brasil. A AES é sobrecarregada de dívidas em dólares, assumidas para financiar as suas agressivas aquisições que concentraram metade de seus ativos mundiais na América Latina, onde severas desvalorizações monetárias reduziram bruscamente os lucros desses investimentos. A AES viu o preço de suas ações em Wall Street despencar de US\$70, em outubro de 2000, para US\$1,77 em julho de 2002, e seus títulos de longo prazo desvalorizados. Comentando os esforços da AES para bater em retirada da América Latina, o Bear Stearns, um banco de investimento, observou que “não há compradores para a maior parte dos empreendimentos de alto risco e péssimo rendimento financeiro” da empresa na Argentina, Brasil, Venezuela e Colômbia. Acrescenta que “as possíveis vendas de bens da AES tendem a agravar a situação do fornecimento de energia a ponto de minar os programas de privatização em 2003 e nos anos seguintes”. A Eletropaulo/AES foi salva de declaração de moratória sobre títulos em circulação no mercado externo, no valor de US\$120 milhões, fato que teria lançado o Brasil ainda mais fundo na crise financeira pré-eleitoral, por um pagamento atrasado de última hora, feito pelo BNDES, para compensar perdas sofridas durante o racionamento. As oito distribuidoras, com dívidas de US\$4 bilhões e receita anual de US\$5,9 bilhões, estão todas à venda. As empresas elétricas perderam US\$800 milhões no primeiro semestre de 2002, com dois-terços por conta da CESP, que agora deve US\$1,8 bilhões. A Electricité de France (EDF), incapaz de cobrar contas atrasadas de consumidores de US\$200 milhões, está tentando vender a Light, no Rio de Janeiro. A Pennsylvania Power & Light

(PPL), que comprou uma distribuidora no Maranhão, está abandonando um investimento de US\$300 milhões com metade de suas contas mensais não pagas e uma taxa de delinquência de 83% dos consumidores. A Companhia Energética do Maranhão está sendo administrada por um interventor do ANEEL. Com tantas empresas privatizadas, agora à venda, compradores oportunistas tentam pescar os preços de fundo de barril. A poderosa Petrobras anda em busca da carniça nos destroços do que foram as ambições de investimentos estrangeiros privados no Brasil, Argentina e Bolívia. A maioria aí do que pertenceu à Enron. Outras empresas privatizadas poderão cair nas mãos do BNDES ou de investidores privados brasileiros.

A newsletter Global Power Report, em maio de 2002, observou: “A retirada das companhias dos mercados de ultramar virou um pânico”. Segundo Robert J. Munczinski, diretor-executivo do PNB Paribas: “É difícil financiar com base em moeda forte transações que geram receita em moeda local”. Carol Mates, advogada da International Finance Corporation, do Banco Mundial, declarou: “Só nos últimos dez anos nós como comunidade temos financiado projetos privados nos mercados emergentes. Uma coisa que todos entendemos agora é que quando uma empresa privada tem concessão de serviço público, nesses mercados, ela jamais poderá sair daquele país. Os usuários finais pagam a você em moeda local e você assume o risco macroeconômico de todo o país e de todo o sistema. Num certo sentido, o investidor estrangeiro está preso. Poderá o país manter o valor de sua moeda? A questão é diferente dos negócios em seu país de origem”.

A confusão no Brasil tem sua contrapartida nos EUA. Em ambos a falta de energia elétrica de 2001 virou excedente em 2002. As recentes

incertezas nos Estados Unidos, com a dramática situação de emergência na Califórnia, demonstram quão súbitas podem ser as rupturas e as mudanças. Com capacidade de geração de 700.000 MW, 10 vezes maior que a do Brasil, os Estados Unidos aumentou em 100.000 MW de capacidade nova desde 1997, porém outros 125.000 MW de projetos anunciados foram cancelados ou adiados indefinidamente, dada a falta de financiamento, por causa do fim da bolha do mercado de ações e dos escândalos da Enron e outras companhias de energia elétrica. Muitas empresas estão vendendo ativos. As agências

reguladoras consideram congelar novas medidas de liberalização. O governo federal investiga as práticas comerciais das empresas de eletricidade. A Califórnia tenta romper contratos de longo prazo assinados, durante a crise de 2001 para garantir o abastecimento, a preços muito elevados. De acordo com Vincent Duane of Mirant “a eletricidade é uma commodity volátil. Se tiver de ser comercializada num mercado atacadista, há uma necessidade tremenda de gerir risco. O mercado de eletricidade não é um mercado de liquidez e eficiência como nas outras commodities, por causa de suas dimensões físicas. O clima político do momento favorece as forças que, tradicionalmente, não apoiaram a mudança e a inovação. Estamos até assistindo ao renascimento das empresas públicas e de municipalização em algumas áreas — como Nova Iorque, o que não temos visto há muito tempo”.

Assim, o Brasil vai ter que conviver com a instabilidade e administrar suas conseqüências. Pode haver troca entre segurança e eficiência no setor elétrico. Tanto sob a propriedade privada como a pública, a indústria elétrica brasileira sempre dependeu de financiamentos estrangeiros para se expandir e diversificar sua capacidade para assegurar o abastecimento. Falhas no mercado e no processo regulatório estão forçando o Brasil a lutar com fraquezas institucionais que limitam a viabilidade de investimentos. Tanto com a propriedade pública como a privada, o Brasil precisa de um sistema legal estável e efetivo e de uma estrutura de tarifas elétricas que crie condições para os mercados funcionarem e para níveis de investimento que assegurem abastecimento futuro. A eletricidade é tão fundamental para a civilização hoje que o preço de uma provisão adequada é muito mais barato que o transtorno e a confusão produzidos por falhas crônicas.

O novo governo que assumirá o poder em janeiro de 2003 terá que alocar tempo e espaço político para a estabilização reguladora e institucional que criaria condições para maiores investimentos privados e públicos. Investidores privados têm sido desmotivados por quebras

arbitrárias de contrato por parte dos governos estaduais de Minas Gerais, Bahia e Pernambuco depois destes receberem pagamentos. Nos próximos anos, as empresas estatais existentes irão cumprir um papel-chave na expansão da capacidade, elevando preços para a geração de baixo custo para financiar investimentos.

Companhias elétricas federais e estaduais abrangem uma ampla gama de perfis corporativos. A excelência profissional da CEMIG em Minas Gerais, COPEL no Paraná e Furnas, que foi pioneira na geração de larga escala nos anos 60, e construiu Itaipu nos anos 70 e 80, contrasta com o excesso de pessoal e a ineficiência das distribuidoras estatais em São Paulo, Rio Grande do Sul, Mato Grosso e no Nordeste, sabotando a estrutura financeira do setor elétrico com inadimplência nos pagamentos às empresas de geração. Muitas companhias estatais, juntamente com bancos estaduais, formaram um eixo de corrupção e financiamentos ilícitos de campanhas políticas que contribuíram para aumentar os déficits fiscais e a dívida pública. Esses bancos estaduais e empresas foram privatizadas no que foi essencialmente um processo de falência conduzido pelo Ministério da Fazenda e o BNDES no governo FHC para renegociar as dívidas estaduais. A ameaça de ainda mais falhas na privatização, como as do Cemar no Maranhão, representa uma recaída nos velhos hábitos de gestão das companhias estatais.

6. A Petrobras e a economia do gás natural

Na desordem da política brasileira de energia, a hábil e focalizada burocracia da Petrobras, com seu histórico monopólio legal, sempre conseguiu influenciar os políticos. Um exemplo dessa influência é a capacidade da Petrobras em transformar em vantagem os atrasos na modernização de suas refinarias, parte de seu programa de investimento desde os anos 70. Em 1985, quando se encerravam as duas décadas de governo militar, a Associação de Engenheiros da Petrobras mandava a seguinte mensagem aos civis que reassumiam o poder: "Nossas refinarias estão ficando velhas e, em muitos casos, obsoletas. Há tempos sua manutenção é precária... Diante de um maior uso do gás natural, grandes quantidades de petróleo (pesado) se tornarão um excedente sem uso, que nem sempre será possível vender no exterior, porque o mercado externo está abarrotado desse produto, quase sempre vendido a preços que estão abaixo do custo de produção". Em maio de 2002, o chefe da Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP) advertiu sobre um "blecaute de refinaria" dentro de cinco anos, forçando o Brasil a importar US\$4 a US\$5 bilhões por ano em produtos refinados se pelo menos não forem construídas duas novas refinarias ao custo de US\$2 bilhões, cada. Contudo, um excedente mundial de capacidade de refino, com baixo valor adicionado, conduziu a Petrobras e outras empresas petrolíferas a preferir a venda de seus produtos refinados a investir em novas refinarias.

As 43 propostas de reforma formuladas pelo governo deixaram de mencionar o monopólio da Petrobras no negócio de gás, produto que se tornará necessário como complemento de geração no regime da monocultura hidrelétrica. A Petrobras assumiu o controle de boa parte do gás da Bolívia, adquirindo campos de

produção, e construindo por dois bilhões de dólares um gasoduto que transporta o produto de Corumbá, na fronteira com a Bolívia, a São Paulo e Porto Alegre. No entanto, está sendo subutilizada a capacidade do empreendimento por causa dos elevados encargos do transporte e por falta de desenvolvimento do mercado brasileiro de gás. A Petrobras bloqueou o acesso de outros produtores de gás ao gasoduto, desconsiderando uma condição prevista no acordo de empréstimo do Banco Mundial, que financiou o projeto.

No Brasil o gás natural, que é caro para a geração de eletricidade, poderia competir com o óleo combustível nos fornos das usinas térmicas, no aquecimento e refrigeração de instalações, nos fornos da indústria siderúrgica e da indústria do vidro, no ar condicionado das residências e nos chuveiros. Esse mercado potencial de gás tem sido minado pelo baixo preço do óleo combustível produzido pelas refinarias obsoletas da Petrobras, empresa que desencorajou investimento em redes distribuidoras de gás e em equipamento industrial mais eficiente com o uso do gás.

Nos últimos anos, desde que se tornou o maior fornecedor de gás natural, a Petrobras vem modernizando suas refinarias mais rapidamente para reduzir a produção de óleos pesados. Mas o mercado para eletricidade das usinas a gás encolheu de repente diante da nova abundância da energia hidráulica, criada pelas chuvas que se seguiram à seca de 2000-01, conduzindo a Petrobras e investidores privados a cortar seus programas de construção de usinas térmicas.

Precisamos de um ambiente institucional estável para garantir o abastecimento de energia no longo prazo, de diferentes fontes, superando os atuais riscos de investimento. Nas condições de hoje, ninguém sabe como se farão os investimentos futuros em geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Uma disputa falsa e desnecessária persiste entre os que acham que a energia elétrica deve ser produzida pelo governo e os que acreditam que deve ser dominado pelo setor privado. Precisamos de regras operacionais mais claras, melhor regulação e de um mercado que funcione, independente de constrangimentos ideológicos. O Brasil não dispõe de poupanças para financiar por contra própria a expansão de seu sistema elétrico durante as próximas décadas. Além disso, as empresas públicas de energia elétrica têm pago muito mais do que o setor privado, nas últimas décadas, por equipamento, construção e serviços de apoio. Esses investimentos inflacionados têm reduzido o estoque de capital do país e acelerado o crescimento da dívida pública. Os subsídios e as aposentadorias generosas, com fundos de pensão mal capitalizados por investimentos ruins, tornam a empresa estatal de eletricidade ainda mais dispendiosa. Ainda mais, a resistência de políticos e burocratas e as incertezas reinantes nos mercados financeiros tornam, por enquanto, improvável a privatização de todo o setor elétrico estatal.

O Brasil precisa de investimentos de fora mas não pode depender inteiramente de investidores externos para desenvolver e administrar o abastecimento firme de eletricidade. Com uma fraca estrutura regulatória, o Brasil seria presa

fácil da espécie de manipulação de mercado e de fraudes contábeis por parte de empresas privadas de eletricidade, tais como a Enron, Reliant, El Paso, CMS e Dynegy, denunciadas durante a recente escassez de energia na Califórnia, a despeito da existência, durante várias décadas, da regulação industrial nos Estados Unidos.

Segundo uma pesquisa do Wall Street Journal: "Empresas de energia aproveitaram as brechas nas regras e faltas locais para cobrar preços cem vezes acima do normal. Fornecedores seguraram eletricidade fora do mercado primário do estado, e as vezes desativaram usinas para induzir faltas e subidas de preço. Empresas de gás manipulavam oferta e preços, encarecendo um ingrediente principal da eletricidade. Enron teve um papel muito maior no mercado de Califórnia de energia que foi antes entendido. Suas estratégias de trading afogaram às agências reguladoras e votaram os preços para cima".

A reformulação da política energética do Brasil surge num momento de recuo na privatização em todo o mundo, especialmente nos setores de eletricidade e telecomunicações. São comuns hoje o engavetamento de projetos, falências e consolidação por meio de fusões. Assim, investidores estrangeiros estão tentando vender suas empresas no Brasil por causa de problemas regulatórios, políticos e de falhas de mercado no Brasil e também como consequência de pressão financeira que sofrem nos Estados Unidos.

O Brasil precisa de uma política equilibrada para as empresas elétricas, tanto privadas como públicas. Empresas estatais eficientes ainda poderiam absorver de 20% a 30% do mercado, tanto em geração como em distribuição, evitando os monopólios regionais. Algumas empresas públicas deveriam ser organizadas como entidades competitivas e profissionais, protegidas de manipulação política. A competição num mercado livre ajudaria as empresas estatais a ganharem eficiência.

O Brasil precisa aprender a viver em meio às incertezas a que estão sujeitas empresas públicas e privadas de seu complexo energético, enquanto se esforçam por garantir o abastecimento. Só se poderá alcançar progresso conservando em mente o objetivo da segurança, adotando-se regras claras e aplicáveis, na presença de adequados incentivos ao investimento e à produção. A segurança do fornecimento de energia reside no preço, mas o custo de não pagar o preço justo poderia ser muito maior, na forma de escassez crônica de eletricidade e de degradação do tecido da economia brasileira.

As causas do apagão da política energética não estão na estiagem nem no rebaixamento dos reservatórios, mas na fragilidade das instituições públicas, incapazes de adotarem efetivas decisões estratégicas sobre o futuro de uma complexa sociedade em evolução rápida. Em todos países e em todos tempos, as instituições tendem a ficar atrás do desenvolvimento tecnológico. O Brasil ganhou estabilidade monetária e progrediu na década passada ao frear a inflação crônica. Nos anos vindouros temos que aproveitar esse progresso para organizar-nos melhor e fortalecer as instituições públicas, especialmente nas áreas críticas de educação, segurança pública e eletricidade.

Tradução: Gilberto Paím

O Brasil pode fazer melhor

Apresentamos a seguir algumas idéias para debate sobre como fortalecer as instituições públicas de modo a se ter maior segurança no abastecimento de energia elétrica:

1. Em última instância, a política de energia é uma responsabilidade presidencial. O processo decisório deveria ser fortalecido mediante o aumento dos poderes do Ministro de Minas e Energia, sob supervisão presidencial, e pela sua retirada da área das coalizões políticas. Os objetivos só poderão ser alcançados pela nomeação de profissionais qualificados para os cargos mais elevados da hierarquia administrativa, inclusive o de ministro.

2. O Conselho Nacional da Política de Energia (CNPE), foi criado pela Lei do Petróleo de 1997 e continuou inativo mesmo depois de ter sido assinado o seu regulamento, em 2000. Há pouco ressuscitado pelo novo ministro de Energia, o Conselho deveria contar com o apoio de um corpo de funcionários qualificados, a fim de realizar planejamento para os momentos de contingência e produzir análises gerais do fluxo de fundos do setor de eletricidade, a cada dois anos, a serem submetidas ao Congresso e ao presidente da República. O Conselho deveria ter poderes para, sob pena de responsabilidade, obter informação dos participantes do mercado, inclusive a ANEEL.

3. Com a informação produzida pelo Ministério e pelo Conselho Nacional de Energia, o governo deveria publicar um plano decenal de energia, no segundo ano do mandato presidencial, a ser aprovado ou rejeitado sem emendas pelo Congresso. O plano deveria especificar as necessidades de investimento, identificar as fontes prospectivas de recursos financeiros e esboçar um conjunto de indicações e incentivos econômicos para atrair investimentos.

4. O governo que tomar posse em 2003 deveria propor ao Congresso um novo Código de Energia para substituir o Código de Águas decretado por Getúlio Vargas em 1934. O novo Código de Energia deveria ser elaborado por uma comissão de cinco especialistas de notório saber em assuntos de energia, apoiada num pequeno grupo de técnicos dotados de conhecimento em aspectos econômicos e jurídicos da área de eletricidade, os quais realizariam consultas com produtores, distribuidores e consumidores. O novo Código deveria constituir um arcabouço jurídico sadio para regular a concorrência e esclarecer conceitos básicos da legislação existente sobre serviços de utilidade pública, administração financeira e rentabilidade. O novo Código deveria também apresentar melhor definição dos papéis e responsabilidades das agências públicas, tais como o Ministério de Energia, a ANEEL, o Conselho Nacional da Política de Energia (CNPE), a Agência Nacional do Petróleo (ANP) a Eletrobrás e a Petrobrás.

5. O corpo de funcionários do setor de eletricidade e as suas agências reguladoras precisam de uma profunda renovação. Deveria ser criado um Instituto de Altos Estudos de Energia, com técnicos cujos currículos revelassem bom nível de conhecimento em assuntos de engenharia e economia. Os diretores e funcionários de alto nível das agências reguladoras e empresas estatais deveriam ser submetidos a concursos rigorosos, administrados pelo Instituto. Tal sistema de estudos e exames avançados qualificaria os profissionais a obterem suplementos salariais, a fim de lhes ser garantida remuneração equivalente à de empregos do setor privado. Esses profissionais deveriam também participar de programas de intercâmbio com as agências reguladoras e empresas de serviços de utilidades pública em outros países, envolvendo período de residência no exterior.

6. O Congresso deveria criar uma Comissão Mista de Política Energética, apoiada em um corpo de funcionários permanentes e de nível superior do Instituto de Altos Estudos de Energia, para preparar e revisar projetos legislativos e monitorar a evolução dos assuntos nas áreas de planejamento, finanças e abastecimento das empresas de energia.

7. O prosseguimento da política de privatização de empresas geradoras deveria reduzir o poder de mercado dessas empresas, para criar uma concorrência efetiva com as empresas estatais, que permanecem no setor por se tomar necessária a regulação do fluxo de águas, como instrumento de política pública.

8. As empresas distribuidoras deveriam elevar os seus contratos de abastecimento de longo prazo dos atuais 85% para 95% das necessidades estimadas, como foi proposto pela Comitê de Revitalização, deixando assim garantida capacidade de reserva de 12% a ser contratada. Isso é necessária porque os mercados financeiros exigem compromissos firmes para apoiar os projetos.

9. Ao invés de abrir licitação pública para cada novo segmento da rede nacional interligada, deveria haver apenas uma empresa de transmissão, pública ou privada, para cada região geográfica. As empresas de transmissão deveriam ser cuidadosamente reguladas, segundo padrões internacionais que estabelecem a proporção de empregos por bloco de energia produzida, no quadro de uma estrutura suficiente para dar suporte financeiro aos investimentos e manter as responsabilidades em suas respectivas áreas.

10. Em 1995, todas as concessões de eletricidade foram renovadas por 30 anos, com possível prorrogação em 2025 por mais 20 anos. O governo ficará exposto a intensa pressão política, em 2025, para renovar todas as concessões de uma só vez, incorrendo em enormes perdas econômicas, ao passo que as concessionárias colherão lucros fantásticos depois de um curto período de restituição, no caso dos projetos de financiamento por mais de 10 a 15 anos. O prazo máximo das futuras concessões deveria ser de 25 anos, renováveis a cada intervalo decenal, sujeito a critérios de desempenho previamente estabelecidos e a *royalties* aumentados após a renovação.

11. As tarifas para a geração de energia elétrica deveriam ser elevadas para compensar a grande queda nos rendimentos reais das empresas geradoras, durante décadas de inflação crônica. Esses aumentos tornariam financeiramente viáveis as centrais térmicas, o que viria facilitar as futuras privatizações e eliminar os subsídios excessivos concedidos aos grandes consumidores industriais.

12. Para evitar a obtenção de lucros extraordinários por parte das empresas geradoras que há mais tempo se encontram em atividade, a grande lacuna entre os custos de geração de centrais hidrelétricas amortizadas e as novas centrais térmicas seria preenchida mediante um imposto de equalização. Esse imposto deveria ser revisto a cada dez anos em linha com a evolução dos custos e das novas tecnologias, no caso da eletricidade gerada por centrais de fonte hidráulica, construídas há mais de 10 anos. Além de tornar as novas centrais térmicas mais competitivas, o imposto de equalização aumentaria a receita pública, permitindo reduções de impostos em outras áreas, e ajudaria a tornar racionais os padrões de consumo.

13. Um mercado de gás competitivo é peça importante para tornar efetiva a concorrência na geração de eletricidade. Impõe-se o fim do monopólio que a Petrobrás exerce na produção, transporte e distribuição de gás extraído no Brasil e na Bolívia. A Petrobrás proíbe aos distribuidores a revenda de gás, bloqueando, assim, o desenvolvimento de um mercado secundário. Para permitir a competição, a Petrobrás deve ceder a terceiros a posição majoritária que tem no gasoduto Brasil-Bolívia e eventualmente leiloar, em duas ou três partes, de 60% a 70% dos campos de gás da Bolívia, que lhe pertencem no todo ou em parte. O empréstimo do Banco Mundial que financiou o projeto do gasoduto estipula esse desinvestimento. Em lugar do controle que a Petrobrás detém, deveria ser constituída uma empresa independente para transportar gás com acesso oferecido a todos os produtores e consumidores, inclusive a Petrobrás. O preço do gás é inflado pelo custo financeiro de uma decisão de inspiração política e antieconômica que o governo adotou em meados do decênio de 1990, para estender o gasoduto Bolívia-Brasil até Porto Alegre. O Tesouro Federal poderia reduzir o preço do gás ao assumir parte do serviço da dívida. A redução da carga da dívida também capacitaria a Petrobrás ou qualquer futuro dono do gasoduto a baixar o preço do gás modificando cláusula dos contratos, segundo a qual o comprador é obrigado a transportar ou a pagar. Os pagamentos pelo transporte compulsório baixariam de 95% do gás contratado para cerca de 75% nos negócios atualmente feitos à base de "take or pay".

14. As empresas distribuidoras devem contratar uma quantidade adicional de energia para terem margem de segurança acima do pico projetado do consumo, devendo provir esse suprimento adicional de centrais elétricas térmicas. Tornam-se indispensáveis os contratos de longo prazo, porque se exige pelo menos de dois a três anos para contratar financiamento, executar o projeto e ter energia térmica, cujos custos devem ser recuperados em aproximadamente quinze anos.

15. A conservação de energia elétrica no Brasil ainda está em sua infância e deverá ser intensificada. O racionamento de 2001-02, reduzindo a demanda em 20%, deu uma demonstração súbita da dimensão da economia que se pode alcançar com a redução do desperdício.

