

The background of the book cover is a photograph of a coastal scene at sunset. The sky is a vibrant mix of orange, red, and yellow, with the sun low on the horizon. Below the sky, a dark silhouette of a forested coastline is visible. In the foreground, a rocky beach leads to a waterfall cascading over rocks into the ocean. The overall mood is dramatic and contemplative.

Racionamento:

do susto à consciência

Maria Angela Jabur

TERRA DAS ARTES

Racionamento: do susto à consciência

de Maria Angela Jabur

TERRA DAS ARTES

Sumário

Apresentação, 11

Introdução

O maior racionamento da história, 15

Parte 1

O plano, os bastidores e a reação social

Capítulo 1: O corte foi mais profundo, 23

Capítulo 2: A tensão em Brasília, 43

Capítulo 3: A população crítica, mas adere, 57

Capítulo 4: As empresas "descobrem" a eletricidade, 71

Capítulo 5: Elétricas entram em crise, 85

Capítulo 6: A expansão da oferta, 101

Parte 2

As causas e os efeitos

Capítulo 7: Problemas recorrentes, 119

Capítulo 8: Anos 90: a reforma, 137

Capítulo 9: O começo da paralisia, 151

Capítulo 10: As causas da escassez, 165

Capítulo 11: Os efeitos do racionamento, 179

Fontes de pesquisa, 193

CAPÍTULO 10

As causas da escassez

A História deixa claro que a crise da oferta de energia elétrica em 2001 foi resultado da mistura explosiva entre distorções herdadas do passado e erros ocorridos no presente. Os problemas operacionais decorrentes da retração dos investimentos a partir da década de 80 encontraram terreno propício para prosperar a partir da desestruturação dos órgãos de comando do setor e do vácuo criado no mercado investidor.

Críticos ao novo sistema apontam, ainda, para falhas de concepção. "O governo está mais interessado em garantir negócios, que energia elétrica", diz Ildo Sauer, professor do programa de pós-graduação da Universidade de São Paulo e diretor do Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico (Ilumina). "A crise, portanto, é um produto da ideologia, pois faltou planejamento, coordenação e vontade política", completa ele.

Um ponto, porém, é indiscutível: não houve surpresa. Em 1997, o relatório da Coopers & Lybrand já alertava para a possibilidade de escassez da oferta e sugeria providências para reverter a situação. Não houve, também, um aumento inesperado de consumo. No período que vai de 1998 e 2000, a diferença entre a expansão projetada pelo Plano Decenal de Expansão Eletrobrás e aquela verificada foi inferior a 1%, segundo o relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica. E a seca do início de 2001 foi apenas a gota d'água num copo que, a qualquer momento, iria transbordar.

A Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico, coordenada por Jerson Kelman, presidente da Agência Nacional de Águas (ANA), foi constituída em 22 de maio de 2001 por decreto do presidente da República, com o objetivo de identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre oferta e demanda que provocou o racionamento de 2001. Com base na avaliação de documentos e no depoimento de vários profissionais envolvidos com o comando do setor, a comissão produziu uma das análises mais completas a que tive acesso, durante a produção deste livro. Por isso, este capítulo é quase integralmente baseado nesse estudo, também chamado, no mercado, de relatório Kelman.

Tabela 1

As causas do desequilíbrio

- Hidrologia desfavorável.
- Desequilíbrio entre oferta e demanda a partir da implementação do novo modelo do setor.
- Atraso da geração programada e não-implementação de obras previstas.
- Superdimensionamento da energia dos contratos iniciais.
- Distribuidoras não tiveram estímulo para expandir a geração.
- Ineficácia da gestão intragovernamental.
- Problemas de comunicação e fluxo de informações.
- Falta de plano alternativo sobre o que fazer em situações hidrológicas adversas.
- Nenhuma instituição se encarregou de verificar a "lógica" global do processo e coordenar a implementação da política energética.
- Falta de regras estáveis, claras e concisas que propiciassem o investimento e protegessem o interesse do consumidor.
- Falta de percepção, entre os agentes, de que os contratos seriam honrados.
- Legislação vaga e conflitante.

Fonte: Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica

De acordo com o relatório, o efeito conjunto das obras em atraso, correspondente a 22 mil GWh, equivalia a 15% da capacidade de armazenamento dos reservatórios das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Se as obras estivessem em dia, portanto, o volume de água nas represas, em 30 de abril de 2001, não seria de 32%, mas de 47% – o que representaria uma significativa melhora nas condições de abastecimento. Além disso, a energia que seria produzida pelas usinas que não foram construídas entre 1998 e 2001 equivale a outros 40 mil GWh, ou 26% da capacidade dos reservatórios. Se somados ao índice de ocupação de 32% verificados em 30 de abril, os 26% resultariam em uma taxa de 58%, ou 8 pontos percentuais acima do nível de segurança dos reservatórios para essa época do ano, calculado em 50%.

Mas outro dado constante do relatório Kelman é que, em 30 de novembro de 1999, o "estoque de energia" nas hidrelétricas já era extremamente baixo, ocupando cerca de 20% da capacidade máxima dos reservatórios. Já era o resultado da excessiva utilização dessas usinas, por conta da carência de investimentos. Assim, considerando

todas as possibilidades de volume pluviométrico ocorridas a partir de 1929 (quando esta variável começou a ser medida no Brasil), "a probabilidade de déficit energético para o ano de 2000 poderia ter sido estimada, em novembro de 1999, em cerca de 14%, valor muito superior ao adotado tradicionalmente pelo setor elétrico, de 5%", diz o relatório. Já nessa época, portanto, o governo deveria ter deflagrado um projeto de medidas preventivas.

No mínimo duas perguntas, portanto, precisam ser respondidas:

- 1 - Por que as medidas preventivas não foram tomadas antes de 2001?
- 2 - Por que as obras atrasaram?

Herança complicada

Mais uma vez, a História dá as respostas. A evolução do setor elétrico mostra algumas características recorrentes. Primeiro: as mudanças de modelo relacionam-se diretamente à necessidade de expansão do sistema físico e de substituição de fontes de financiamento. Segundo: o ponto de partida para a contenção dessa expansão sempre foi o desequilíbrio financeiro das concessionárias, que impediu a contratação de financiamentos. Terceiro: a expansão consistente só aconteceu quando houve um comprometimento político de longo prazo do governo com o planejamento e as diretrizes do setor. Foi o que se notou na década de 70. Nos 20 anos que antecederam a crise de abastecimento de 2001, o que se observa, porém, é que nenhuma dessas condições foi preenchida. Isso mostra porque os investimentos não ocorreram no volume necessário.

Na década de 80, a saúde financeira das concessionárias deteriorou-se ao mesmo tempo que o modelo de financiamento dava sinais de esgotamento. Resultou em retração de investimentos e suspensão da construção de aproximadamente 20 usinas, cuja produção fez falta em 2001. José Mário Abdo, que em 1995 respondia pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), órgão antecessor da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), da qual é diretor-geral, lembra que naquele ano o setor contabilizava a construção paralisada de 23 usinas e 33 concessões com obras não iniciadas. Entre 1995 e 2000, é verdade, 2,7 mil MW anuais, em média, foram agregados ao sistema, resultado da retomada de algumas obras. Mas esse volume não foi suficiente para compensar a defasagem nem para fazer frente ao crescimento previsto de mercado.

Além disso, pelo menos uma das regras de partida do novo modelo, definido em 1998, demonstrou ser capaz de, no médio prazo, provocar distorções na lei da oferta e procura pretendida – tendo, portanto, impacto direto no volume de investimentos e no risco de escassez. Ao centrar a expansão do sistema físico na competição, a reforma

deslocou o poder final de decisão dos investimentos das empresas geradoras para as empresas distribuidoras. Simultaneamente, o planejamento realizado pela Eletrobrás passou ao Ministério de Minas e Energia, deixou de ser determinativo (obrigatório) e passou a ser indicativo. Em outras palavras: o governo apontava as necessidades e o mercado decidia se investia ou não.

"A capacidade de geração deixou de ser uma responsabilidade das empresas geradoras que seguiam um planejamento centralizado, procurando manter o risco de algum racionamento em até 5%. A expansão da oferta energética passaria a ser efetuada a partir da iniciativa das empresas distribuidoras, que teriam interesse em contratar energia a longo prazo por intermédio de PPAs para atender à demanda energética crescente de seus consumidores", afirma o relatório Kelman.

Vale lembrar que esses contratos PPAs, por refletirem a receita fixa que a usina terá ao longo dos anos, se constituem em peça-chave para a obtenção de *project finances* – única modalidade de financiamento disponível para esse tipo de empreendimento – cuja garantia é o fluxo de caixa futuro. O volume de vendas previsto no Mercado Atacadista de Energia (MAE), que poderia ser uma outra opção, se mostrou inadequado, dada a volatilidade dos preços.

Ocorre que, em 1998, o volume de energia constante dos contratos iniciais fechados entre geradoras e distribuidoras foi superdimensionado e não teve respaldo da produção física, constata o relatório Kelman. Esse detalhe trouxe duas sérias implicações. De um lado, impulsionou o risco de déficit para limites superiores aos 5% considerados aceitáveis. Como quase 100% da oferta de energia elétrica do País é de origem hídrica, esse risco é calculado a partir da elaboração de cenários (cerca de 2000) com base na série histórica do comportamento das chuvas a partir de 1929.

O sistema é considerado em equilíbrio quando a possibilidade de ocorrência de escassez não supera 5% desses cenários. Ora, é uma questão lógica: se não houve expansão, se a série histórica não mudou, mas houve aumento do volume de vendas – ou de energia assegurada, segundo jargão do setor – houve, também, aumento do número de anos em que havia risco de não conseguir honrar o contrato. Em outras palavras: as geradoras venderam a descoberto, segundo expressão corrente no setor elétrico.

A segunda implicação é que as distribuidoras, que para atender o mercado deveriam fechar PPAs e impulsionar os investimentos em geração, ficaram em uma posição confortável. Os contratos de concessão assinados, como lembra Sauer, estabeleciam para essas empresas, "a obrigação de entregar energia elétrica com continuidade, qualidade e a preços regulados". Mas, embora sem respaldo da oferta física, as distribuidoras estavam supercontratadas no período em que a situação era mais

crítica: de 2000 a 2002. Com um detalhe: a custos baixos. No final de 2001, a produção das hidrelétricas já depreciadas era vendida, na média, por R\$ 36,00 por MWh, diante da média internacional, de US\$ 35,00 por MWh. Esta, aliás, é outra herança do passado, embutida na distorção da estrutura tarifária.

Tabela 2

Tarifas X preços (em 2000; R\$ por MWh)

Mês	Contratos iniciais (tarifas médias/sist. Eletrobrás)*	MAE (média região SE/CO)**
janeiro	32,91	285,50
fevereiro	33,26	190,88
março	33,07	86,56
abril	33,29	56,67
maio	33,25	86,08
junho	33,31	137,16
julho	33,85	145,73
agosto	34,00	129,80
setembro	37,46	156,11
outubro	37,08	93,02
novembro	37,64	149,70
dezembro	37,46	103,54

* não considera Itaipu

** para horários de carga média

Fonte: Comitê Técnico para Estudos de Mercado (CTEM), da Eletrobrás

"Do passado e, em particular, dos ajustes efetuados em 1993, o setor herdou importantes distorções tarifárias que viriam a constituir problemas no processo de reestruturação do setor e contribuir para a inibição dos investimentos", diz o *Apagão do Setor Elétrico: Causas, Verdades e Equívocos*. "Primeiro, o baixo valor das tarifas industriais em alta tensão, francamente subsidiadas a expensas das demais categorias de consumidores. Segundo, a elevação, a partir de 1993, da participação relativa das

margens da distribuição, em detrimento das tarifas de suprimento (geração mais transmissão), cuja participação sobre a tarifa final média aos consumidores caiu de mais de 70% para 35% a 40%", completa o estudo.

Em outras palavras: no período mais crítico, 2000 e 2001, essas empresas não tiveram estímulo para comprar energia. Tanto que a maior parte dos empreendimentos projetados a partir da reforma do setor tinha início de operação previsto a partir de 2002 e 2003. Em 2003, como já foi dito, o volume de energia constante dos contratos iniciais começa a ser liberado à taxa de 25% ao ano, o que aumenta, portanto, o volume disponível para a livre negociação.

O peso da política

A questão, agora, é saber por que as geradoras venderam mais do que poderiam produzir com segurança. E a resposta ajuda a compreender, também, por que nenhuma medida preventiva foi tomada para reduzir a crise. Como Peter Greiner, na época secretário nacional de Energia, relata no *Apagão do Sistema Elétrico: Causas, Verdades e Equívocos*, o superdimensionamento dos contratos derivou da disposição do governo de favorecer a privatização das geradoras, "particularmente Furnas que acertou com o então GCOI,¹ a não aplicação dos valores calculados pelo modelo 'Newave'² que lhe eram desfavoráveis".

O foco da privatização, na década de 90, não foi a reforma do setor, mas o saneamento das contas públicas – ou seja, a necessidade imediata de caixa do governo e, a longo prazo, a obtenção de recursos para expansão do sistema. A mudança do modelo veio de roldão para criar condições de atração ao investidor privado. "Os ministros da área econômica e política não tiveram interesse na análise da proposta dos consultores do projeto Re-Seb. Para não cair no imobilismo, o MME adotou a proposta como 'referência' para implementação, assumindo que se fariam ajustes, sempre que estes se revelassem necessários", acusa Greiner. São públicos, aliás, os desentendimentos ocorridos naquela época entre o MME e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

Esse fato demonstra que, ao contrário do que ocorreu na década de 70, não houve um comprometimento político, do governo como um todo, com a expansão

¹ GCOI: Grupo Coordenador das Operações Interligadas, responsável pela operação integrada do Sistema Interligado Nacional (SIN). (N.E.)

² Modelo Newave: sistema desenvolvido para que se obtenha, na programação da operação, a otimização do uso dos recursos hídricos do sistema interligado. Um subproduto é o cálculo de preços do Mercado Atacadista de Energia (MAE). (N.E.)

consistente do sistema e conseqüente crescimento da oferta da eletricidade do País. E isso foi determinante para o aumento da sensibilidade do setor às mudanças de orientação da equipe econômica.

O início do segundo mandato do presidente Fernando Henrique Cardoso, em 1999, é marcado por mudanças na correlação de forças do Planalto – o que implicou certo abandono dos princípios que nortearam a reforma do setor elétrico. Já em 1993, como se sabe, o presidente Fernando Henrique Cardoso foi eleito com o discurso alinhado à cartilha liberal – que tem, como princípios básicos, a abertura das fronteiras a bens e capitais (globalização), a redução do tamanho do Estado-empresário e a estabilização econômica.

Mas "o bloco liberal de apoio ao presidente também sempre teve uma polarização interna entre os desenvolvimentistas e os radicais", afirma Brasília Salum Jr., coordenador de sociologia da Universidade de São Paulo (USP). Para os radicais, ou neoliberais, a estabilização é um fim em si mesmo. Já os desenvolvimentistas procuram conciliar esse conceito com crescimento econômico consistente, proporcionado pela privatização e, também, pelo desenvolvimento de políticas setoriais específicas.

"No primeiro mandato, os dois grupos coexistiram porque o presidente tinha força e conseguia arbitrar", diz Salum Jr. Já no segundo, a situação se inverte: o País sofreu os efeitos da crise da Rússia e teve de recorrer ao Fundo Monetário Internacional (FMI), mas o acordo com o FMI levou à mudança do regime cambial, com a adoção da política de câmbio flutuante, o que pôs em xeque a estabilidade da economia. Assim, a necessidade do ajuste fiscal provocou a concentração de poderes no ministro Pedro Malan, da linha neoliberal, e uma das conseqüências foi a saída, do governo, de membros representativos do grupo desenvolvimentista, como Luiz Carlos Mendonça de Barros, na época presidente do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e indicado para ministro do Desenvolvimento. "A consistência da privatização perdeu-se no segundo mandato", avalia Salum. E a privatização, como se sabe, era o ponto de partida para a competição no setor elétrico.

Além disso, também do ponto de vista do apoio político, no segundo mandato o presidente sofreu baixas importantes, como a morte do governador de São Paulo, Mário Covas; e a substituição dos governadores de Minas Gerais, Eduardo Azeredo, e do Rio Grande do Sul, Antonio Britto nas eleições de 1999. Um dos efeitos mais visíveis dessas baixas foi o aumento da intensidade da oposição. Um exemplo foi o posicionamento radicalmente contrário à privatização de Furnas expresso pelo governador Itamar Franco, de Minas Gerais – que chegou encenar a mobilização da polícia militar na ocupação e proteção da represa da usina de Furnas.

Por esses motivos, "o presidente ficou em córner e sua capacidade de arbitrar

conflitos foi reduzida", diz Salum. O que, se na área econômica provocou a supremacia do grupo neoliberal, na área política acarretou a maior autonomia dos partidos. Entre eles, o PFL, liderado por Antonio Carlos Magalhães, que, historicamente detém, na distribuição de cargos, o controle do setor elétrico. Originário da antiga Arena, vigente durante regime militar, o PFL sempre se caracterizou pela proximidade com o Estado. Não é possível dizer, portanto, até que ponto adere, de fato, à privatização. Em consequência dessa perda de comando, num escalão abaixo ganhou espaço, também, o confronto de interesses entre as forças privatizantes e aquelas que defendiam a manutenção do sistema anterior.

A falta de entrosamento

"A partir de 1999, sob nova orientação, o MME³ abandonou a coordenação das reformas, bem como os demais projetos da gestão anterior, concentrando-se, basicamente, nos programas Prioritário de Termelétricas e Luz no Campo", continua Greiner. Esses projetos eram a privatização das geradoras, a definição do novo papel da Eletrobrás, o detalhamento da regulamentação, a liderança e a implementação do modelo de mercado.

Em outras palavras, o setor elétrico também perdeu o comando – e isso explica por que o MME não conseguiu estimular a expansão nem tomar as medidas necessárias à prevenção da crise. Costuma-se atribuir essa diluição de poder às características pessoais do titular da pasta, Rodolpho Tourinho, que, sem conhecer a fundo o setor, diversas vezes teria demonstrado pouca disposição em interagir com o mercado e com os órgãos do setor, como Aneel e Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Mas o pano de fundo, aqui, é a carência de um líder maior, que soubesse conciliar os interesses não só do setor elétrico, mas também das diversas áreas correlatas, como Fazenda, Meio Ambiente e Ciência e Tecnologia, entre outras. Ou do capitão de um time composto por 11 jogadores que pelejam em um campo com mais de uma trava de gol.

Os efeitos dessa dispersão, aliás, são expostos no relatório Kelman. A comissão não chega a avaliar os fatores políticos que produziram a falta de interação no comando do setor. Mas destaca: "o fator principal para o insucesso das iniciativas governamentais para amenizar a crise, em particular o PPT,⁴ foi a ineficácia da gestão intragovernamental. Houve falhas de percepção da real gravidade do problema e de coordenação, comunicação e controle".

³ MME – Ministério de Minas e Energia (N.E.)

⁴ PPT: Programa Prioritário das Termelétricas. (N.E.)

Pouco depois, o relatório registra a ocorrência de "descoordenação entre os setores de eletricidade, petróleo/gás e área econômica. No interior do setor elétrico houve difusão e indefinição de responsabilidades entre o MME e a Aneel, que poderiam ter sido solucionadas pelo Contrato de Gestão entre as duas instituições, mas não foram. Cada agente atuou de acordo com sua interpretação de seu mandato legal e com *lógica própria, utilizando os instrumentos de ação disponíveis. O somatório de ações com lógicas individuais levou à lentidão e à ineficiência do processo decisório, impedindo que medidas corretivas pudessem ser tomadas a tempo*".

De fato, a partir de 1999, o MME tentou tomar algumas medidas preventivas. O relatório enumera quais foram: estudo para contratação de geração emergencial (usinas em barcaças), em meados de 1999; avaliação da realização de leilão de capacidade (para a compra de 2,5 mil MW de potência adicional) pelo Mercado Atacadista de Energia (MAE) no final de 2000; Programa Prioritário das Termelétricas e Programa Emergencial de Termelétricas. Mas nenhuma se concretizou.

O motivo do fracasso na proposta para compra da energia em barcaças, aliás, teria sido o impasse ocorrido entre Eletrobrás e Aneel, nas discussões sobre quem arcaria com os custos da providência. No caso do PPT e do Programa Emergencial das Termelétricas, as negociações – que demandaram mais de um ano e não chegaram a qualquer solução – envolveram um maior número de atores: MME, Aneel, Ministério da Fazenda e Petrobrás.

Vale lembrar, aqui, também, já se havia instaurado, entre os investidores, o quadro de desconfiança com relação à manutenção das regras, dada a contenção do repasse de custos não administráveis às tarifas, a partir de 1999. "O governo tentou segregar o passado do presente, criando uma exceção, que foi o PPT", diz Luís David Travesso, presidente do grupo norte-americano AES. "Mas foi uma visão míope, pois o que estava errado era a sinalização anterior que havia sido dada ao setor", completa. Em 2000, aliás, alguns grupos de investidores externos deixaram o Brasil.

Além disso, outros episódios vieram a público demonstrando a falta de entrosamento entre os órgãos e a ineficiência do processo decisório – tanto nos aspectos direta quanto naqueles indiretamente relacionados à crise. Por exemplo, as críticas à *morosidade do processo de licenciamento ambiental – cujo órgão máximo, nesse caso, é o Ministério de Meio Ambiente que, apenas com a criação da GCE, passou a se envolver diretamente com o setor elétrico*. A produção de energia é uma das atividades que mais afeta o meio ambiente. No entanto, é indispensável. Um dos grandes desafios atuais, portanto, é equilibrar produção de energia com preservação ambiental. Mas, segundo Gerson Kelman, presidente da ANA, "ocorreu uma assimetria na avaliação dos órgãos ambientais". Embora as usinas tivessem um impacto positivo em nível nacional,

tenham impacto local negativo. "Os órgãos ambientais, no entanto, deram mais ênfase aos aspectos negativos locais que aos positivos nacionais", diz ele.

Houve, ainda, problemas específicos envolvendo a Aneel. O órgão regulador foi acusado, várias vezes, de ser lento na tomada de decisão. Em uma dessas vezes, a imprensa chegou a registrar o descontentamento do MME com a falta de agilidade na concessão das autorizações para a construção das usinas inscritas no PPT. Além disso, a Aneel também foi responsabilizada pela contenção do repasse de custos às tarifas a partir de 1999.

Mas, segundo Mauro Arce, secretário de Energia de São Paulo, "a lei que criou a Aneel dá uma amplidão muito grande de funções para a agência". Um total de 43, o que, de certa maneira, sobrecarrega seus quadros pelo acúmulo de tarefas. E esvazia os outros órgãos do comando do setor. "Por falta de estrutura governamental foram agregadas à Agência Reguladora poderes e funções de concessão, vale dizer, que o regulador e fiscalizador tornou-se, também, poder concedente e parte contratante, esvaziando-se o Ministério e a Eletrobrás", diz o *Apagão do Setor Elétrico: Causas, Verdades e Equívocos*.

No caso específico da contenção de tarifas, o que se diz, mas não se consegue comprovar, é que houve interferência do Ministério da Fazenda. E, também, que os pleitos das concessionárias ultrapassavam a esfera de ação do órgão regulador. Um fato que comprova essa ultrapassagem, segundo Arce, foi a edição de uma Medida Provisória, pela Câmara de Gestão da Crise da Energia (GCE), para dar transparência às bases dos futuros repasses dos custos não administráveis. "Na minha opinião, com a edição da Medida Provisória o governo reconheceu que o que foi feito no passado estava errado", diz Wilson Pinto Ferreira Junior, presidente da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL). De qualquer maneira, a Aneel não dispõe de autoridade para produzir uma peça legal desse porte.

Os problemas de comunicação

Além da falta de entrosamento, deficiências de comunicação também puderam ser observadas no relacionamento entre o MME e o restante do alto escalão do governo, segundo o relatório. A comissão, que colheu depoimento de vários profissionais próximos à crise, apurou junto a Tourinho que, em reunião em 26 de julho de 2000, o ministro havia alertado o presidente da República e a equipe econômica sobre a situação, com base em informações do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

"Considerando o PPT, mesmo que se verifique um crescimento do consumo

superior ao previsto, não haverá problemas de suprimento de energia e ponta no período de 2000-2003, desde que ocorram condições hidrológicas com afluições superiores a 85% da MLT (média de longo prazo)", teria informado o ministro. Mas, também, conclui o relatório, "a linguagem adotada teria induzido não-especialistas a concluir que não havia razões para alarme que justificassem a deflagração de ações corretivas imediatas".

A deficiência de comunicação também pode ser observada no relacionamento do MME com o restante da população – a quem o executivo deve prestar contas permanentemente. Segundo o relatório, "a Eletrobrás, o ONS, a Aneel e o MME estavam cientes, em meados de 1999, de que havia riscos de déficit muito elevados para 2000 e 2001. No entanto, segundo o ONS, houve instruções do MME para que não se divulgasse publicamente as avaliações de risco e severidade, com o objetivo de evitar preocupações exageradas por parte da sociedade".

O relatório, por sinal, também sugere, direta ou indiretamente, mudanças na forma de atuação do ONS. "A Comissão entende que tem havido ambigüidade no uso dos conceitos de risco e profundidade de racionamento. Em diversos relatórios do ONS há referências à probabilidade de 5% de racionamento acima de 5% da carga, quando o critério tradicionalmente utilizado pelo setor é de probabilidade de até 5% para qualquer racionamento". Segundo afirma Gerson Kelman, "o despacho do ONS procura minimizar os custos, o que é economicamente correto". Mas pode ser aperfeiçoado, se procurar minimizar, também, os riscos de racionamento, completa ele.

Outra revisão proposta ao ONS é a da fórmula utilizada para cálculo dos preços do Mercado Atacadista de Energia (MAE). Isso, por causa da volatilidade, provocada por algumas variáveis, como efeitos do comportamento hidrológico nos meses seguintes. No início de outubro, a GCE (Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica) emitiu resolução comprometendo-se a estabelecer novas metodologias e sistemas para cálculo desses preços.

Segundo o relatório Kelman, os preços do MAE apresentam a maior oscilação entre todas as commodities, inclusive o dólar. Para se ter uma idéia, os preços do MWh da região Sul, por exemplo, recuaram de mais de R\$ 150,00 para R\$ 3,00 na passagem de setembro para outubro de 2000 – um mês após a inauguração do MAE – porque a fórmula de cálculo considerou que o início do período chuvoso e as dificuldades de exportação, provocadas pelas restrições das linhas de transmissão, provocariam excesso de oferta na região. Isto provocou um problema tão grande que, ainda em outubro, os preços foram revistos e avançaram para R\$ 93,02 por MWh, valor semelhante ao da região Sudeste.

A falta de um comando maior

A síntese de todos os problemas, no entanto, sejam aqueles de concepção, aqueles criados a partir do novo modelo ou aqueles herdados do sistema anterior, acaba sendo a ausência de um comando maior. Ou a demora da implantação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), também um órgão supra-ministerial, comandado pelo MME, que funciona como assessoria à Presidência da República.

O CNPE é composto por sete ministros, um representante dos estados e do Distrito Federal, um especialista em energia representante da população e um especialista representante da universidade. Além do ministro de Minas e Energia, que ocupa o posto de presidente, participam do CNPE os ministros de: Ciência e Tecnologia; Planejamento, Orçamento e Gestão; Fazenda; Meio Ambiente; e Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. Diretores da Aneel, Agência Nacional de Petróleo (ANP) e ANA participam do plenário sem direito a voto. As reuniões do CNPE são fechadas. Mas têm a possibilidade de participar, mediante convite do ministro de Minas e Energia, os presidentes de estatais Petrobrás e Eletrobrás, ou de instituições como Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e Mercado Atacadista de Energia (MAE).

A criação do CNPE foi aprovada em 1997, a regulamentação em junho de 2000 e a primeira reunião só ocorreu em dezembro – o que acabou produzindo uma lacuna no setor. "As falhas de comunicação, coordenação e decisão entre o MME e outros ministérios afetos à questão, a Aneel, o ONS e o BNDES, teriam tido bem menos chance de ocorrer com a existência e funcionamento do Conselho", afirma o relatório.

O estudo lembra, ainda, que o governo tem três instrumentos distintos para gerir o setor elétrico: as políticas públicas, o planejamento e a regulação. Por meio das políticas públicas, o governo sinaliza à sociedade as prioridades e diretrizes que pretende dar ao setor. O planejamento permite o estabelecimento de metas para expansão de acordo com a política vigente. Já o órgão regulador atua como mediador de eventuais conflitos "entre os agora mais numerosos e, freqüentemente, antagônicos agentes do setor".

No Brasil, a última vez que se desenhou uma política energética foi nos anos 70, logo após a primeira crise do petróleo. E esta seria a principal atribuição do CNPE. Ainda de acordo com o relatório Kelman, entre os principais objetivos da política energética está: promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos; assegurar o suprimento de insumos energéticos a áreas remotas e de difícil acesso; e rever periodicamente a matriz energética. Em outras palavras, dá o tom ao mercado e ao planejamento – cujas funções, ainda segundo o relatório, seriam tanto a de elaborar

os planos, como ocorre atualmente, quanto de acompanhar a sua evolução.

Além disso, a política energética definida pelo CNPE também deve estabelecer diretrizes para programas específicos, "como aqueles que envolvem o uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear, além de traçar diretrizes para a exportação e importação do petróleo". Aqui, não há como não lembrar do Pró-Álcool. O programa foi estimulado pelo governo a partir dos anos 70, para permitir a adição do álcool anidro à gasolina e a utilização do álcool hidratado como combustível de veículos. Foi aceito pelo mercado e chegou a exportar tecnologia para países desenvolvidos na década seguinte. Mas que nos anos 90 sofreu um refluxo radical, por conta da reversão do posicionamento do governo, que decidiu extinguir os subsídios ao Pró-Álcool.

CAPÍTULO 11

Os efeitos do racionamento

O ambiente era extremamente confuso em dezembro de 2000, seis meses após a decretação do racionamento. Não era possível dizer nem qual seria o comportamento futuro do setor nem, em um nível mais amplo, qual havia sido o impacto integral do racionamento. Não existiam números que indicassem, por exemplo, se a oferta de eletricidade havia provocado a redução no ritmo da atividade econômica ou, mais uma vez, havia se beneficiado com ela, dada a redução natural do consumo. Do ponto de vista macroeconômico, a única coisa certa era que o racionamento só não havia exercido pressão direta sobre a inflação porque o governo adiou, durante todo o segundo semestre, o repasse para as tarifas das perdas das distribuidoras.

No entanto, ainda que em grandes linhas, já se podia apontar para alguns dos efeitos da crise. Por exemplo, a mudança do mercado consumidor, a decepção do eleitor ou a tendência de ajuste no modelo do setor elétrico. Eles eram resultantes, basicamente, do susto. Ao lançar luz sobre o desequilíbrio da oferta, o vendaval de 2001 forçou a tomada de consciência sobre o valor econômico da eletricidade e sobre o seu papel estratégico para a qualidade de vida e para os objetivos mais amplos de um País. Mas, a transformação dessas constatações em comportamento de médio e longo prazo, ainda estava na dependência direta das medidas do governo para contornar a crise e dar maior estabilidade estrutural ao setor – que se caracteriza pela necessidade de políticas de longo prazo, dado o alto custo e o período exigido para maturação dos investimentos.

Os efeitos políticos

O racionamento foi decretado às vésperas da campanha eleitoral para as eleições presidenciais de 2002. A queda da popularidade do presidente Fernando Henrique Cardoso, inicialmente apontado como responsável pela crise, foi visível. Pesquisa de opinião realizada na época pelo Instituto Sensus, por encomenda da Confederação Nacional de Transportes (CNT), mostrou que de abril para maio, a avaliação positiva do presidente caiu de 29,7% para 22,1%, enquanto a avaliação negativa

subiu de 27,9% para 37,1%. Pouco depois, o presidente conseguiu recuperar parte da imagem perdida. Mas, com certeza, a crise do abastecimento de energia elétrica será utilizada como bandeira da oposição.

Sob esse aspecto, a maior ou menor capacidade de o presidente se defender dos ataques e conseguir eleger o sucessor dependia diretamente da consistência das medidas de emergência e da disposição do executivo em resolver os problemas de base do setor – sem pressionar em demasia os custos para o consumidor. Note-se que a crise da oferta fez com que os formadores de opinião e a mídia ficassem muito mais alertas ao tema – e não apenas aos quesitos diretamente relacionados ao racionamento. Assim, no final de 2001 eles eram capazes de distinguir entre o que seriam medidas casuístas e aquelas capazes de beneficiar a oferta também no longo prazo.

Um exemplo foi a decisão anunciada pela GCE, no final de novembro, de abrandar as metas de redução do consumo para a classe residencial e para as cidades turísticas no período de dezembro de 2001 a fevereiro de 2002. Como sempre acontece, pouco antes começaram a circular rumores a respeito dessa intenção. Nesse momento, os jornais estamparam os diferentes posicionamentos que existiam entre os técnicos do setor e os representantes das outras áreas do governo participantes da GCE.

Representantes do setor elétrico e da indústria diziam que, em dezembro, não havia segurança, ainda, para se trabalhar com a possibilidade de os reservatórios atingirem níveis satisfatórios no final do verão. Os lagos, de fato, poderiam conseguir acumular água suficiente para o abastecimento em 2002. Mas, dependendo do volume, o desabastecimento não seria integralmente resolvido, apenas adiado para 2003, transformando-se em um legado do presidente Fernando Henrique Cardoso a seu sucessor.

Aparentemente, a GCE encontrou uma solução intermediária. No final de novembro anunciou a redução temporária das metas. Mas, imediatamente, os jornais mais uma vez abriram páginas inteiras para os opositores da medida. Alguns defendiam a manutenção dos limites anteriores. Outros, como o governador Anthony Garotinho, do Rio de Janeiro, pretendiam uma redução ainda maior. Isso porque as regiões mais quentes, como as cidades litorâneas, o Rio de Janeiro e o Nordeste, costumam registrar no verão um aumento de até 30% no consumo de eletricidade em relação ao inverno, devido à necessidade de se ligar os aparelhos de ar-condicionado. A manutenção dos meses de maio, junho e julho como referência implicava, portanto, uma contenção de consumo muito maior que a inicial – apesar da redução das metas. A pressão foi tamanha que, dias depois, a GCE anunciava a intenção de mais uma vez rever as metas, adequando-as às condições de cada localidade.

O mercado consumidor

A consequência mais visível – e aplaudida – do racionamento foi a mudança de comportamento do consumidor e a disposição demonstrada para racionalizar a utilização da eletricidade. Por isso, no final de 2001, a expectativa era que, já em 2002, o crescimento do mercado ficasse entre 7% e 10% inferior ao inicialmente estimado, apenas por conta da adoção de medidas de combate ao desperdício.

De fato, muitas providências impulsionadas pela conjuntura de escassez tendiam a se perpetuar. Principalmente aquelas adotadas pela indústria e que implicaram investimentos em novos equipamentos ou a substituição da eletricidade comprada das distribuidoras por alternativas como cogeração, gás natural, biomassa ou grupos geradores movidos a óleo combustível ou diesel.

Há quem diga que essas iniciativas vão ter efeito também na ponta fornecedora. "As concessionárias têm interesse em se envolver e existe espaço para elas", diz, por exemplo, Ivone Saraiva, presidente do grupo Pen Setal. "A indústria que investe em projetos de cogeração precisa, por exemplo, de energia de back-up (reserva) que elas podem fornecer". Há quem diga, simplesmente, que esses projetos não deveriam ser desenvolvidos exclusivamente pelo consumidor, mas em parceria com as distribuidoras, que colocariam a totalidade da energia na rede. O fato, porém, é que eles produziram um duplo efeito. De um lado, a indústria reduziu a pressão que exercia sobre o Sistema Interligado Nacional (SIN). De outro, passou a contribuir para o aumento da oferta, uma vez que, no racionamento, também começou a vender os excedentes produzidos às distribuidoras.

Mas a consolidação dessas práticas, tanto no segmento residencial quanto no comercial e industrial, passava pela regulamentação. Os autoprodutores, por exemplo, há muito tempo autorizados a fornecer para as concessionárias, só decidiram concretizar as operações a partir do aumento dos preços e da movimentação ocorrida no mercado livre com a crise da oferta. A continuidade dessa disposição relaciona-se diretamente, portanto, à consistência, transparência e rentabilidade das operações. Uma variável que também favorece a maior agressividade das concessionárias, por funcionar como estímulo ao desenvolvimento de novos e diferentes negócios com energia elétrica.

Já as práticas de contenção adotadas nas residências, indústrias e comércio iriam ser estimuladas tanto por meio dos preços quanto pela adoção de programas de estímulo à eficiência – com potencial, segundo dados correntes no mercado, de promover uma redução de até 30% do consumo. No final de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) autorizou as concessionárias a repassarem

as perdas diretas do racionamento às tarifas. Só não havia definido como esse repasse seria feito. Apenas sinalizou com um aumento médio de 5%, a partir de índices diferenciados por categoria de consumidor. A indústria arcaria com um acréscimo próximo a 8%. As residências ficariam com algo como 3%. A população de baixa renda seria preservada.

O ideal seria que esse impulso econômico viesse coordenado com a ampliação do raio de ação de programas para combate ao desperdício, como aqueles em que as distribuidoras são obrigadas a aplicar 1% do faturamento, ou os desenvolvidos pelo Procel, do governo federal e administrado pela Eletrobrás, com recursos da Reserva Global de Reversão (RGR). Historicamente, porém, tanto em um quanto outro se dirigiam a nichos específicos e não conseguem atingir integralmente o mercado.

O Procell tem duas vertentes de ação. Uma delas visa estimular a indústria a produzir equipamentos eficientes do ponto de vista energético. Outra vai ao encontro do consumidor. Em 2000, o programa obteve uma economia de 2,3 mil GWh, correspondente a uma usina com potência de 530 MW. Em 2001, o presidente Fernando Henrique Cardoso reforçou a atuação do Procell junto à indústria, ao sancionar a Lei nº 10.295/2001, que fixa limites para o consumo de eletricidade de todos os aparelhos de uso doméstico ou industrial vendidos no Brasil. Pouco depois, órgãos como o Inmetro e Procel (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica) começaram a estabelecer os parâmetros para a aplicação das novas diretrizes. Seria importante que o presidente, de alguma forma, mostrasse disposição semelhante na vertente dirigida ao consumidor final.

Tabela 1

Resultados do Procel

Ano	Economia de energia (em GWh)	Usina equivalente (em MW)
1994	344	80
1995	572	135
1996	1970	430
1997	1758	415
1998	1909	440
1999	1862	420
2000	2300	530

Expansão da oferta, tarifas e preços

Uma das maiores incógnitas ao final de 2001 era qual seria o comportamento da oferta nos próximos anos. Uma corrente do mercado acreditava que, pelo menos entre 2002 e 2005 o País enfrentaria dificuldades para atender ao consumo em um cenário de crescimento econômico. O argumento era que dificilmente o País conseguiria obter mais de 4 mil MW novos por ano, diante das dificuldades que muitas usinas estavam encontrando para operar. E que passavam tanto pelos entraves encontrados na fase de construção – como dificuldades na importação de equipamentos ou demora na licença ambiental – quanto pela inconsistência do mercado livre. As termelétricas Eletrobrás e Riogen, por exemplo, já haviam sido concluídas, mas não estavam em operação porque o Mercado Atacadista de Energia (MAE), onde a energia seria vendida, não estava em operação.

Outra corrente apostava que haveria excesso de energia elétrica. Neste caso, as projeções eram calcadas também na perspectiva da manutenção de práticas de contenção de consumo e no crescimento da tendência observada entre os consumidores industriais e comerciais, de desenvolver projetos próprios para produção de energia, a partir de fontes como gás natural e biomassa. Em outras palavras: a aposta era na consolidação do conceito energia distribuída que havia ganhado um significativo espaço com o racionamento.

Note-se, porém, que nem a escassez nem o excesso são saudáveis. A primeira, por provocar problemas de abastecimento. O segundo, por funcionar como um elemento de mais de pressão nas tarifas. Principalmente em cenários como o do Brasil, em que o mercado livre não está consolidado. Neste caso, tarifas são o único meio de repasse dos investimentos e das máquinas ociosas, em consequência do super dimensionamento do consumo. E, note-se, esse repasse tem fortes implicações econômicas e sociais.

O aumento para as indústrias afeta o custo da produção, a competitividade do País e, de forma indireta, outros indicadores como a inflação. O aumento de tarifas para a população de baixa renda parece injusto do ponto de vista social, por impedir o acesso a um patamar mais alto de qualidade de vida. A participação dessa população no mercado consumidor é expressiva. Em 2000, ela respondia por 23% do consumo do setor residencial e por 32% dos consumidores da mesma categoria. Em 2001 pode ter recuado um pouco, uma vez que várias distribuidoras conseguiram rever os critérios de enquadramento.

De qualquer maneira, a tendência geral era de alta dos preços (mercado livre) e tarifas (mercado regulado) para os anos seguintes. Três fatores explicavam essas projeções. O primeiro era o custo de produção dos novos empreendimentos, principalmente das termelétricas movidas a gás natural, muito superior ao das hidrelétricas em operação com ativos já depreciados. O patamar mínimo seria algo como US\$ 40,00 por MWh,

praticados na livre negociação de curto e longo prazo. Esse valor é muito superior aos R\$ 36,73, observado em dezembro de 2000 como média dos contratos fechados pelas geradoras participantes do sistema Eletrobrás, já se considerando os custos de Itaipu.

O comportamento dos preços no mercado livre não se reflete integralmente nas tarifas. Em primeiro lugar, porque existe um limite legal de repasse – o VN, ou valor normativo, fixado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Depois, porque essa energia entra como complemento à produção hidrelétrica no mix de suprimento das distribuidoras. Projeções do Ministério de Minas e Energia apontavam que a participação da produção de origem térmica na oferta de eletricidade aumentaria de 4% em 2000 para algo como 10% em 2009.

De qualquer maneira, este era um foco de pressão. Mas haviam outros. A GCE havia autorizado o repasse de perdas diretas calculadas em R\$ 4,2 bilhões, o que daria, como se viu, um aumento médio de 5%. Além disso, outros custos, como a compra da chamada energia emergencial, também seriam repassados ao consumidor. Finalmente, existia o aumento das tarifas praticadas pelos geradores (para compensar as perdas próximas a R\$ 2 bilhões) nos contratos iniciais, da ordem de 4,5% a 5%. Esse aumento, bancado pelas distribuidoras, também seria repassado ao consumidor na data do reajuste anual. Um último elemento era o próprio sistema de cálculo dos reajustes normais (que ocorrem uma vez por ano), que permite o repasse de parte da pressão cambial e da inflação integral, medida pelo IGP-M. E a inflação, diga-se de passagem, tendia a ser influenciada pela alta das tarifas.

Tabela 2

Evolução das tarifas (em R\$/Mwh)

Ano	Valor
1994	57,2
1995	58,1
1996	71,5
1997	80,7
1998	84,5
1999	95,8
2000	108,0

Fonte: Comitê Técnico para Estudos de Mercado (CTEM)

O governo, portanto, tinha um nó a desatar. De um lado, manter o equilíbrio econômico-financeiro das concessões, como previam os contratos. De outro, administrar os repasses para que eles produzissem o menor impacto econômico e social possível. Outra variável desse cenário, ainda, era proximidade das eleições presidenciais – e o risco embutido no descontentamento do consumidor, fosse com a escassez da oferta, fosse com a alta dos preços, fosse com a aliança entre os dois elementos. Finalmente, o governo via esse repasse como oportunidade, também, de começar a corrigir a estrutura tarifária, que ainda embutida um pesado subsídio cruzado. Assim, a proposta aceita foi que as categorias que até então haviam pago as menores tarifas (indústrias) teriam reajuste maior. Já a população de baixa renda, cujo consumo também é subsidiado, seria preservada.

O modelo do sistema elétrico

Como se vê, no final de 2001, as principais variáveis do abastecimento de energia elétrica – expansão da oferta física, preços e comportamento do consumidor no médio e longo prazos – estavam indefinidas. Na verdade, dependiam, em última instância, do modelo que o governo determinasse ao setor. O questionamento do modelo liberal que se tentava implantar foi outro dos efeitos do racionamento.

Três correntes distintas, observadas desde os primeiros sinais de reforma, nos anos 90, ganharam força novamente. Uma delas defendia a retomada do sistema anterior. Outra, o aperfeiçoamento do mercado livre, com a definição de regras que permitissem à iniciativa privada se posicionar melhor nas negociações. Uma terceira, a meio caminho, advogava em prol do modelo liberal, mas insistia em sua adaptação à realidade brasileira.

Aparentemente, foi deste segmento que a GCE se aproximou. No final de novembro começam a vazar informações sobre a disposição da Câmara de retirar a energia de Itaipu e as concessionárias do sistema Eletrobrás do Mercado Atacadista de Energia (MAE). Parecia uma medida positiva ao novo modelo, pois foi a partir da recusa de Furnas em liquidar os débitos que a crise se instaurou no mercado. E foi a liminar da Eletrobrás pleiteando os excedentes de Itaipu, quase dois anos depois, que impediu o MAE de contabilizar as operações em atraso.

O problema, segundo alguns profissionais, era que, com isso, a GCE também reafirmava a disposição do governo em manter as geradoras sob controle do Estado. A energia por elas produzida seria vendida às distribuidoras por meio de contratos de longo prazo e a preços regulados, que amorteceriam o impacto da alta de preços no mercado, prevista para 2003, quando os contratos iniciais começariam a ser liberados

para a livre negociação. Nessa ocasião nem se tinha certeza se o mercado seria liberado, mesmo, a partir de 2003. Declarações do ministro Pedro Parente também deixavam perceber a predisposição do governo para o adiamento do cronograma, em função da crise. O relatório da Coopers & Lybrand recomendava, aliás, que a transição não fosse feita em cenários de escassez de oferta. De qualquer maneira, com a separação entre Estado e iniciativa privada, o País passaria a abrigar dois mercados: o livre, da chamada geração nova; e o regulado, para a geração antiga.

De certa forma, esta era a proposta de Adilson de Oliveira, professor do Instituto de Energia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). "O modelo liberal vai se impor no mundo todo", dizia ele, com a ressalva, no entanto, de que o sistema funcionava bem para mercados maduros e homogêneos, tanto do ponto de vista geográfico (que determina as fontes de produção física) quanto sócioeconômico (nível de renda). Por isso, ele defendia a revisão do processo de privatização das federais, com a correspondente formação de uma espécie de "estoque regulador" de energia por parte do governo. Isso, devido às dificuldades de planejamento encontradas pela iniciativa privada em países como o Brasil, onde o crescimento do consumo oscila significativamente. Nos mercados mais maduros, esse crescimento varia de 0,5% a 1% ao ano.

Oliveira ia mais longe e propunha, também, a constituição de três mercados diferentes, a fim de adaptar o sistema elétrico às diferentes condições sociais e geográficas existentes no País: Centro-Oeste e parte do Norte; Norte (atendido por Tucuruí) e Nordeste; e Sul e Sudeste. "No Sul e no Sudeste a concorrência funciona", diz ele. "No Norte atendido por Tucuruí e no Nordeste a competição ganhará força com a entrada das térmicas". Para o Centro-Oeste e Norte, no entanto, o tratamento mais compatível seria a manutenção do sistema regulado.

Antes, até, de a crise eclodir, alguns profissionais atuantes no MAE haviam afirmado não ver problemas no fato de a iniciativa privada ter apenas parte da oferta para negociar no mercado livre. Desde que essa parcela fosse bem delimitada e que as transações fossem submetidas a regras estáveis e transparentes. A questão é que, em 2001, essa parcela era inferior a 50%, já que as geradoras federais respondiam por entre 50% e 60% da oferta – uma participação que tendia a cair, na medida que novas usinas entrassem em operação.

Um problema é que, nessa época, as geradoras também tinham autorização para disputar o cliente livre. Assim, seu poder de competitividade aumentava significativamente na concorrência com as comercializadoras e produtores independentes, por exemplo. Por isso, uma decorrência direta da decisão da GCE seria a redefinição das regras para a venda dessa energia velha.

A criação desses dois mercados tendia a ser o limite máximo de revisão do modelo. Um recuo maior parecia difícil. Até porque, o Estado não tem recursos nem para promover os investimentos em expansão do sistema físico nem para reverter as concessões já contratadas. Outra evidência era a relação de pendências em análise pela GCE, e divulgada por Pedro Parente em agosto: disputas relativas aos excedentes de Itaipu; causas do atraso no funcionamento do Mercado Atacadista de Energia (MAE); subsídios cruzados existentes nas tarifas; e questões decorrentes da convivência entre consumidores livres e consumidores cativos no mesmo mercado.

A reforma do comando

Se as posições divergiam em relação ao melhor modelo, era um consenso a necessidade de recuperação do comando do setor e a definição de regras estáveis e transparentes que permitissem aos agentes – fossem eles da iniciativa privada ou do setor público – atuar. O que significava, particularmente, o fortalecimento do Ministério de Minas e Energia (MME) como centro de decisões, a redução do poder da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e definição do papel da Eletrobrás.

Em paralelo, se apontava para a necessidade de o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) alterar a metodologia para cálculo dos preços do MAE, de forma a lhes reduzir a volatilidade, e os critérios de despacho (ordem de produção), das usinas pertencentes ao sistema interligado. "O despacho do ONS procura reduzir os custos para o País, o que está certo do ponto de vista econômico", dizia Gerson Kelman, presidente da Agência Nacional de Águas (ANA). "Mas o critério precisa ser aperfeiçoado para abranger, também, o risco de desabastecimento para a sociedade", completa ele.

Aliás, referindo-se às causas do racionamento de 2001, o relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, coordenado por Kelman, já havia alertado que, "o somatório de ações com lógicas individuais levou à lentidão e à ineficiência do processo decisório, impedindo que medidas corretivas pudessem ser tomadas a tempo".

Com a decretação do racionamento, o poder de decisão foi centralizado na GCE. O órgão, no entanto, é temporário, e deve ser extinto assim que o quadro se normalizar. "Por isso, nossa preocupação é criar uma estrutura, deixar mecanismos e regras bem definidas de forma que, quando a GCE for extinta, só reste aos responsáveis cumprir o que está escrito", dizia, em outubro, Mauro Arce, secretário de Energia de São Paulo e participante do núcleo da GCE. Mesmo sem entrar em detalhes, o ministro das Minas e Energia, José Jorge, expressou preocupação semelhante. "Vamos ter que reestruturar

algumas coisas no Ministério de Minas e Energia", disse ele. "O MME deve funcionar como uma espécie de secretaria do CNPE e recuperar o papel de elo de ligação, funcionar como um 'guarda-chuva' das agências reguladoras, que se perdeu nos últimos dois anos", concluiu ele.

Este é um trabalho difícil, já que envolve o reforço em recursos humanos e principalmente, vontade política. Mas, um episódio expressa a necessidade. Tradicionalmente, a matriz energética do País, peça-chave para o planejamento, era produzida pelo MME. Nunca, porém, o órgão teve uma equipe responsável pelo trabalho. Houve uma época que essa idéia até chegou a ser considerada. Mas não foi em frente. Resultado: quando o único responsável pela produção da matriz, funcionário cedido pela Eletronorte, decidiu se aposentar, por falta de estrutura no MME o trabalho foi transferido à Secretaria de Energia de São Paulo.

"O MME nunca teve uma estrutura própria. Seus funcionários sempre foram cedidos pelas concessionárias", diz Mauro Arce. Característica que, segundo o secretário, fez com que, nos últimos anos, a desestruturação se acentuasse, em consequência tanto da abertura de Programas de Demissões Voluntárias (PDVs) nas estatais quanto das propostas de trabalho vindas da iniciativa privada. Quanto à vontade política, terá de ser compartilhada pelo sucessor de José Jorge – já que, a princípio, o mandato do ministro se encerra em 2003, com a posse do novo presidente da República.

De qualquer maneira, se a proposta for de fato implementada, provocará um significativo ganho de qualidade – independentemente do desenho do mercado. Como já ficou comprovado, muitos dos problemas observados na transição foram decorrentes da dispersão do poder de decisão. Poderá acarretar, também, maior agilidade ao órgão regulador já que muito da morosidade pela qual é criticado pode estar relacionada à sobrecarga do quadro de pessoal, em razão do acúmulo de funções. Rumores que no final do ano circulavam através da imprensa davam conta de que o MME absorveria, da Aneel, a tarefa de licitar concessões e dar autorizações para novos empreendimentos de geração de energia elétrica.

Uma política de longo prazo

O Ministério de Minas e Energia (MME), contudo, é um órgão executivo. Por isso, além de sua reestruturação interna, outro ponto de consenso era a necessidade da definição de uma política energética que orientasse a sua ação – e que deixasse transparecer o comprometimento do governo com o setor no longo prazo. Uma das explicações para a crise de abastecimento era que a falta dessa política havia impedido o nascimento da base legal para o andamento do mercado. E sem essa base legal,

os papéis do MME e da Aneel acabaram se confundindo e provocando a morosidade na tomada de decisões que impediu a tomada de decisões.

"Há que se aprovar com urgência uma política energética nacional que sinalize, para as agências do governo e para o setor privado, o rumo que se deseja seguir. Em pauta deverão estar a matriz energética, com as fontes interna e importada, a estrutura e a organização do mercado e a atribuição de responsabilidades pela garantia final do atendimento à sociedade", afirmava artigo "O futuro da energia elétrica no Brasil", publicado no jornal *O Estado de São Paulo* e assinado por Antonio Dias Leite e Mauro Thibau (ex-ministros de Minas e Energia) e Mario Penna Bhering e José Luís Alqueres (ex-presidentes da Eletrobrás).

"A crise deveria ter sido usada para resolver os problemas estruturais", resumia, também, Ildo Sauer, professor do programa de pós-graduação em energia da Universidade de São Paulo (USP) e diretor do Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico (Ilumina). E essa solução, segundo ele, passava pela conciliação entre necessidade de expansão do sistema elétrico e a preocupação com questões ambientais, com o desenvolvimento social e com a definição de uma política industrial e tecnológica que privilegiasse a geração de empregos.

Definições, portanto, que ultrapassam a esfera do MME e exigem a ação de um órgão supra-ministerial, como o Conselho Nacional de Política Energética, constituído exatamente com essa finalidade. "As tentativas do Poder Executivo de pensar além da emergência, de que o público tem conhecimento, foram três", afirma o artigo "O futuro da energia elétrica no Brasil", para, em seguida, relacionar: a instituição da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, em maio de 2001; a constituição, pela GCE, do grupo de trabalho para Revitalização do modelo do setor de energia elétrica, comandado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES); e a instalação do Conselho Nacional de Política Energética, em novembro de 2000.

Segundo o mesmo artigo, no entanto, com relação à comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico, "não se conhece a evolução subsequente dos temas ali tratados nem se tornaram públicas iniciativas de implementação das correspondentes propostas". Quanto aos trabalhos da comissão de revitalização, "tudo o que publicamente se conhece é o abandono da idéia de contratar consultoria específica para o tema". Finalmente, quanto ao CNPE, "tem-se notícia, por meio do site do MME na Internet, de resoluções tópicas, tomadas na terceira reunião, de agosto de 2001, entre as quais estudos sobre a integração com países vizinhos. Não há nenhuma menção à elaboração de política nacional de energia". Uma resolução mais recente, mas também pontual, foi a autorização para que se realizassem estudos com vistas à conclusão da construção da usina nuclear Angra III.

A água e o meio ambiente

A defesa para a elaboração de uma política energética era, aliás, uma prática generalizada. E este foi outro aspecto positivo, entre os muitos danos provocados pelo racionamento. A crise jogou luz sobre a necessidade de o setor elétrico procurar maior interação com outras áreas, como meio ambiente e, particularmente, administração dos recursos hídricos. Um dos motivos para o atraso dos projetos de termelétricas, afinal, foi exatamente a demora na liberação das licenças ambientais. Foi essa demora que provocou, por exemplo, o atraso na construção do terceiro circuito da linha de transmissão de Itaipu, por Furnas, que aumenta a capacidade de transporte de produção da binacional para a região Sudeste.

A equação, portanto, é como conciliar a produção de eletricidade com a preservação ambiental. Uma aproximação que os dois segmentos ainda terão de exercer, já que a questão ambiental é muito recente no País – foi incluída apenas na Constituição de 1988 – e o setor elétrico historicamente se caracterizava pela visão centrada em si mesmo.

"Apenas no final da década de 70, o setor passou, por exemplo, a usar as bargens para amortecer os efeitos da seca", conta Gerson Kelman, da ANA. A preocupação com os efeitos da seca pressupõe a disposição para liberar a água das represas em benefício do leito dos rios. Mas até então, segundo Kelman, a mentalidade dominante era a de manter os reservatórios cheios, em nome da preservação do "estoque" de energia.

O racionamento, aliás, chamou a atenção para o problema da água: além da escassez, o valor econômico e a necessidade de definições para a sua utilização múltipla. "A água talvez tenha sido o principal elemento da crise", diz Kelman. "Contava-se com uma capacidade de produção que não havia", conclui. "Todo mundo percebeu que o problema não era só falta de eletricidade, mas de água. A seca foi muito forte", diz a psicóloga Maria Elci Spaccaquerche.

O que nem todos notaram, foram os conflitos que a escassez provocou entre representantes do setor elétrico e de outros segmentos da atividade econômica, como transporte, turismo e administração pública das cidades lindeiras às represas. Ou seja: conflitos derivados do uso múltiplo e que remeteram ao econômico da água.

Um episódio clássico foi a proposta do Operador Nacional de Energia Elétrica (ONS), de reduzir o nível do lago da hidrelétrica de Ilha Solteira, para beneficiar a produção da hidrelétrica de Porto Primavera. Ocorre que a redução interromperia por vários meses o transporte, pela hidrovia Tietê-Paraná, dos grãos produzidos na região Centro-Oeste e exportados pelo porto de Santos. As pressões contra a proposta foram tão

grandes, que ela foi incluída no chamado Plano B e, mesmo nos meses mais críticos do racionamento não havia sido colocada em prática.

Outro problema foram as perdas provocadas pelo rebaixamento do lago de Furnas, à indústria do turismo dos 43 municípios localizados à beira da represa. Uma questão, aliás, que acabou derivando para o saneamento básico. Isso porque, apesar de receberem uma compensação financeira de Furnas de R\$ 6 milhões por ano, os municípios não haviam investido na rede de coleta e tratamento de esgoto. Assim, os dejetos eram jogados diretamente na represa. "Quando as águas baixaram, o esgoto ficou a céu aberto", conta Kelman. O que se reverteu contra a própria produção de energia elétrica. A proposta de Furnas era reduzir o volume de água da represa em 18 metros. Em reunião com a concessionária, os municípios reivindicaram, porém, que a redução máxima fosse de 8 metros. Acabou vencendo uma proposta intermediária e o nível do lago foi reduzido em 14 metros. "Mas, na discussão, ficou constatado que essa medida teria um custo próximo a US\$ 160 milhões por ano para o setor elétrico", conclui Kelman.

Por episódios como este, o relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica constata que "na realidade brasileira se tem, no momento, uma oportunidade histórica para se tentar realizar um planejamento integrado de recursos, de cunho indicativo", envolvendo o setor elétrico, a área de combustíveis, a área de recursos hídricos e a área ambiental.

"Esse momento é particularmente oportuno por se ter, simultaneamente, uma forte reestruturação no setor elétrico no País, a expectativa de se construir um elevado número de usinas termelétricas, sobretudo a gás natural, a médio prazo, e a implantação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, incluindo os comitês de bacias e as agências de água", registra o documento.

Uma integração desejável, também, com outras áreas de governo, principalmente "quando observamos que o País ainda não identificou o caminho que possa assegurar o sucesso na implementação do novo modelo", diz o artigo "O futuro da energia elétrica no Brasil". "Requerem-se, para isso opções e decisões abrangentes de governo que dependem de coordenação interministerial. Esta, infelizmente, faz falta no atual governo e constitui uma das principais causas da dificuldade inicial da reforma, marcada pelas desavenças entre os ministérios da Fazenda e de Minas e Energia e a Eletrobrás e o BNDES, em torno de objetivos conflitantes, de cortar investimentos do governo e de fazer a reforma do setor elétrico e a reforma patrimonial do Estado, por meio da privatização de empresas".

Em outras palavras: fazia falta a atuação efetiva do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e o comprometimento político de longo prazo do governo com o setor.

Fontes de Pesquisa

Entrevistas

Adilson de Oliveira – professor do Instituto de Energia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)
 Brasília Salum Júnior – sociólogo
 Carlos Roberto Hol – diretor de comunicação da Asea Brown Boveri (ABB)
 Cesare Manfredi – diretor do grupo Eletricidade de Portugal
 David Waltenberg – advogado especializado no setor elétrico
 David Zylbersztajn – engenheiro e ex-diretor-geral da Agência Nacional de Petróleo (ANP)
 Eduardo Bernini – presidente do grupo Eletricidade de Portugal (EDP)
 Enderson Guimarães** – vice-presidente da divisão de iluminação da Philips para o Brasil
 James Correa – engenheiro eletricitista e coordenador do curso de mestrado em regulação da Universidade de Salvador (Unifacs)
 Jerson Kelman – presidente da Agência Nacional de Águas (ANA)
 José Antonio Sorge – gerente de compras da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL)
 José Augusto Marques – presidente da Associação Brasileira para Desenvolvimento das Indústrias de Base (Abdib)
 José Jorge – ministro das Minas e Energia
 José Mário Abdo – diretor-geral da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)
 José Renato Rodrigues Ponte** – diretor de energia da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN)
 José Roberto Giannotti – presidente da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia (Abrace)
 Ildo Sauer – professor do programa de pós-graduação da Universidade de São Paulo (USP)
 Ivone Saraiva – presidente do grupo Pen Setal
 Luciano Meiller – gerente-executivo de gestão comercial da distribuidora Bandeirante
 Luís David Travesso – presidente do grupo AES no Brasil
 Luzia Monteiro Araújo Soares – economista e historiadora
 Marco Antonio Costa Vieira* – diretor de marketing e novos negócios da Newmar Energia
 Marcos Severine – analista do setor elétrico do banco Sudameris
 Maria Elci Spaccaquerche – psicóloga da linha junguiana
 Mario Kudo** – diretor de marketing da LG
 Marlene Oliveira – consumidora
 Mario Fava – consumidor
 Maurício Correa – jornalista
 Mauro Arce – secretário de Energia de São Paulo
 Orlando Gonzalez – presidente da Câmara Brasileira dos Investidores em Energia Elétrica (CBIEE), da Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica (Abradee) e do grupo Enron
 Paola Figueiredo* – responsável pela comercialização na Newmar Energia
 Paulo Born – diretor para assuntos regulatórios do grupo Duke Energy

* Entrevistas feitas pela jornalista Kátia Ogawa

** Entrevistas feitas pela jornalista Anna Lúcia França

Paulo Ferraz** – vice-presidente da área de produtos de consumo da Philips
Paulo Ludmer – diretor da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia (Abrace)
Paulo Vodianitskaia** – assessor de meio ambiente da Multibrás
Peter Greiner – administrador de empresas e ex-secretário nacional de Energia
Pio Gavazzi – diretor do departamento de infra-estrutura da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Fiesp)
Regina J. Rossiti – consumidora
Ricardo Lima – diretor da comercializadora Enertrade
Sergio Anauate – diretor da consultoria Tacta
Sergio Sellan – consumidor
Wilson Pinto Ferreira Júnior – presidente da distribuidora Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL)

Pesquisa

Publicações e estudos:

A privatização no Brasil – O caso dos serviços de utilidade pública – editado por Armando Castelar Pinheiro e Kiichiro Fukasaku; BNDES, Finame e BNDESPar.

Memórias do Projeto Re-Seb – Lindolfo Ernesto Paixão; Massao Ohno Editor, 2000.

O Capital privado na reestruturação do setor elétrico brasileiro. C. História & Energia, vol. 6. Departamento de Patrimônio Histórico da Eletropaulo, 1993.

O Brasil privatizado – um balanço do desmonte do Estado – Aloysio Biondi; editora Fundação Perseu Abramo, 1999.

Entrevista com Inácio Rangel – Fundação Getúlio Vargas, Centro de Pesquisa e Documentação de História Contemporânea do Brasil, 1991.

Relatório final (sumário executivo) da Comissão de Coordenação do Racionamento das Regiões Norte e Nordeste (CCR/N/NE), 1988.

Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, 2001.

Energia Elétrica – relatório Anual (2001-2002), Tendências Consultoria Integrada.

Gestão do racionamento – Alternativa aos apagões – Adriano Pires Rodrigues; Carlos Marcio Tahan; James Correia; José Eduardo Tanure e David Zylbersztajn (coord.); 2001.

Estudo sobre o racionamento produzido pela Advocacia Waltenberg, 2001.

Plano de Expansão Decenal 2000-2009 – Eletrobrás/Ministério de Minas e Energia.

O apagão do setor elétrico: causas, verdades e equívocos – Peter Greiner, 2001.

Sumário Executivo do Relatório final do Projeto Re-Seb – Coopers & Lybrand; 1987.

Tarifas médias do mercado de energia elétrica – Comitê Técnico para Estudos de Mercado (CTEM), Eletrobrás.

Sites

www.fphesp.org - Fundação Patrimônio Histórico da Energia de São Paulo, ícone "Em Dia com a Energia", clipping de jornais produzido pelo IEE da USP

www.gazetamercantil.com.br - Gazeta Mercantil, serviço de clipping

www.infra2020.net - Infra 2020, da Associação Brasileira da Infra-Estrutura e Indústrias de Base (Abdib)

www.bndes.gov.br - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

www.ibge.gov.br - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

www.energiabrasil.gov.br - Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica

www.aneel.gov.br - Agência Nacional de Energia Elétrica

www.nos.org.br - Operador Nacional do Sistema Elétrico

www.mme.gov.br - Ministério de Minas e Energia

www.fiesp.org.br - Fiesp, sala Operação Energia

www.abradee.org.br - Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica

www.abrace.org.br - Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia

www.cni.org.br - Confederação Nacional das Indústrias