

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

A CRISE DO SETOR ELÉTRICO, 1999 - 2001 – O RACIONAMENTO DE ENERGIA

Felipe Frota de Abreu
No. De matrícula: 9914916

Orientador: Rogério L. F. Werneck

Dezembro de 2002

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

A CRISE DO SETOR ELÉTRICO, 1999 – 2001 – O RACIONAMENTO DE ENERGIA

Felipe Frota de Abreu
No. De matrícula: 9914916

Orientador: Rogério L. F. Werneck

Dezembro de 2002

“Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo, a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor”

“As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade e exclusiva do autor”

1. INTRODUÇÃO	5
2. A FASE PRÉ-RACIONAMENTO	8
2.1. A APOSTA DO VERÃO DE 1999-2000	8
2.2. O ANO 2000 – A RECUPERAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS	10
2.3. A INFELIZ APOSTA DO VERÃO DE 2000-2001	15
3. O PERÍODO DO RACIONAMENTO DE ENERGIA	25
3.1. ADOÇÃO DO PROGRAMA DE REDUÇÃO DO CONSUMO	25
3.2. A RECUPERAÇÃO DA CAPACIDADE ARMAZENADA	41
4. ACOMODAÇÃO DA DEMANDA APÓS A CRISE	43
5. CONCLUSÃO	47

1. INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro foi planejado a partir de umas das piores secas enfrentadas pelo país nesse século, entre 1951 e 1956. Por causa disso, o sistema foi criado de modo a atender a demanda de pico mesmo na ausência contínua de chuvas, o que envolve a manutenção de excedentes permanentes de água nos grandes reservatórios. Levando em consideração os diferentes regimes pluviométricos característicos das diversas regiões brasileiras, instalou-se também, um regime de vasos comunicantes, que possibilita o aproveitamento de sobras de energia de determinadas regiões. Por muitos anos o Brasil conviveu com a impressão de que suas fontes de energia hidrológicas eram inesgotáveis. No entanto, é fato também, que a população brasileira mais do que triplicou nos últimos 40 anos invertendo a sua condição predominantemente agrária e rural para urbana e industrial. Naturalmente, a demanda por energia elétrica cresceu de forma exponencial, sendo atendida por pesados investimentos que resultaram, por exemplo, na Hidrelétrica de Itaipu, a maior usina do mundo.

Porém, em meados dos anos 90, o sistema hidrelétrico instalado começou a dar sinais de esgotamento. Os excedentes de água que garantiam o abastecimento para cinco anos subsequentes passaram a ser consumidos sem a compensação proporcional que deveria ser assegurada pelos períodos chuvosos.

Em 1995, houve a estabilização da moeda brasileira e o fim do regime inflacionário, que requereram forte ajuste fiscal a partir de 1998. Ficando assim, ainda mais limitadas as possibilidades de financiamento estatal dos elevadíssimos investimentos necessários a uma atualização do parque energético nacional.

O risco de o País sofrer com a escassez de energia elétrica já estava claro em meados dos anos 90. Um estudo encomendado em 1996 pelo Ministério de Minas e Energia revelava que a possibilidade de déficit de eletricidade no final da década de 90 estava em nível acima do aceitável. Já naquela época, o equilíbrio entre oferta e demanda era questionado e classificado como muito precário. O nível dos reservatórios cada dia mais baixo apontava para problemas futuros graves. No entanto, mesmo mostrando os entraves e os riscos do setor, o relatório não foi suficiente para evitar um racionamento cinco anos

mais tarde. Além de diagnosticar as falhas do setor, o documento sugeria algumas ações para complementar o Plano de Emergência, que vinha sendo elaborado por um grupo formado pela Eletrobrás. O objetivo desse plano era limitar o risco de déficit de energia dentro de um nível de 5% durante o período de 1996 a 1999. Isso porque, segundo o estudo, as simulações da época mostravam que o risco de escassez de eletricidade chegaria a 12% no ano de 1998, na Região Sudeste – sete pontos percentuais acima do aceitável.

No final de 1999, acompanhando todos esses acontecimentos, por pouco não ocorreu a antecipação da crise de energia que o país sofreu em 2001, pois os níveis dos reservatórios estavam muito abaixo dos níveis dos anos anteriores, já que o país sofreu um período de estiagem intenso e o governo preferiu apostar nas chuvas de verão que estavam por vir a desenvolver medidas paliativas para o problema. Por sorte, o verão de 2000 foi um dos mais chuvosos, recuperando assim os níveis dos reservatórios das usinas, mas deixando mostrar a vulnerabilidade do sistema elétrico do Brasil.

Mas em 2001, o Brasil voltou a enfrentar dificuldades com a questão climática, pois ocorreu um dos piores regimes pluviométricos das últimas décadas. Previa-se, ao final de 2000, que as perspectivas de abastecimento para o ano de 2001 eram positivas e os reservatórios encontravam-se, no final de 2000, mais cheios que no final de 1999. No entanto, as chuvas no início de abril, concentraram-se no sul com o deslocamento das frentes frias para o oceano. Disso resultaram escassas precipitações em Minas Gerais e Leste de Goiás, áreas onde estão situados os grandes reservatórios do Sudeste/ Centro-Oeste e as nascentes dos rios São Francisco e Tocantins, onde se situam as usinas que abastecem o Norte e o Nordeste. Nos meses de março e abril houve o agravamento da situação, onde o armazenamento verificado no final do período de chuvas, em relação ao nível de segurança, configurou um quadro crítico para o atendimento no restante do ano.

Portanto, a razão principal da crise de abastecimento de energia que o país sofreu foi a sucessão de alguns anos de baixa precipitação pluviométrica, que levou ao progressivo esvaziamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

As medidas adotadas pelo governo foram muito eficientes no sentido de diminuir drasticamente o consumo de energia no país e o mais importante desse plano de

acionamento foi que esse transformou a mentalidade da população brasileira em termos de evitar o desperdício de energia. É por esse e por outros motivos que o período em que a sociedade enfrentou a crise energética merece grande destaque.

O trabalho a seguir, consiste na compilação das reportagens referentes à crise do setor elétrico brasileiro publicadas no Jornal O Estado de São Paulo no período de outubro de 1999 a julho de 2002.

2. A FASE PRÉ-RACIONAMENTO

2.1. A APOSTA DO VERÃO DE 1999-2000

Com o início da primavera começavam a surgir manifestações alarmistas de que o Brasil marchava rapidamente para o racionamento de energia elétrica. Segundo o governo, o crescimento de 4% do produto bruto nacional em 2000 deveria provocar um aumento de 5% a 6% no consumo de energia elétrica, embora a conjuntura do País mostrasse que seria pouco provável que a economia brasileira crescesse 4% em 2000, considerando o modesto desempenho em ao longo de 1999.

Haviam sido desenvolvidos estudos estatísticos que mostravam que o Nordeste brasileiro, a partir do segundo semestre de 2000, passaria por uma das piores secas dos últimos tempos. Segundo as previsões do Inmet, iria chover, normalmente, de janeiro a maio, mas de julho em diante a situação iria se agravar. Enquanto que, outro estudo desenvolvido na época constatava a probabilidade de seca entre 2003 e 2004 no Nordeste.

Porém, o Brasil já estava atravessando um período longo de ausência de chuvas, fato verificado no Noroeste Paulista, que enfrentava a maior seca da década. Nos reservatórios das usinas hidrelétricas, a água das margens dos lagos havia recuado centenas de metros em direção ao leito dos rios. Mesmo diante de tais fatos, a Secretaria Estadual de Energia afirmava que as chuvas que antecederiam o verão seriam suficientes para deixar os reservatórios em níveis mais satisfatórios.

A situação dos reservatórios de água que alimentavam as principais usinas hidrelétricas do país era preocupante. Os níveis de água haviam se reduzido significativamente nos meses anteriores e mostravam tendência de queda ainda maior até a volta do período de chuva. Foi decidido, no entanto, que a usina de Itaipu operaria a toda potência, embora essa política se baseasse apenas na confiança de que as chuvas estariam de volta dentro de dias e, portanto, que não seriam necessárias medidas mais rígidas de economia. Os dados do ONS mostravam que os principais reservatórios estavam com menos da metade da capacidade que deveriam ter no final de 1999, segundo médias históricas.

De acordo com as previsões, os riscos seriam grandes se os reservatórios não estivessem cheios até abril de 2000, já que o período de chuvas começaria em novembro de 1999. Além disso, à medida que a economia do país se reativasse após a crise sofrida com a desvalorização do real, cresceria o consumo de energia. Outros complicadores eram a proximidade do Ano-Novo, marcado pelo grande consumo de energia elétrica e o início do verão brasileiro.

A situação havia sido amenizada com os registros de chuvas nas Regiões Norte e Nordeste, fazendo com que surgissem declarações por parte do ONS de que a situação estaria completamente normal e mesmo que as vazões ficassem abaixo da média em 2000, não haveria problemas de abastecimento. Essa certeza era dada pelas interligações entre os sistemas elétricos Norte-Nordeste e Norte-Sudeste, que haviam entrado em operação na época e com isso, seria possível trazer energia da Bacia do Tocantins para o Sudeste, permitindo que os reservatórios do Sudeste fossem poupados.

Porém, a região Sudeste continuava a sofrer com a estiagem prolongada, e os empresários da região começavam a ficar temerosos, pois a falta de chuva nos reservatórios das principais hidrelétricas poderia determinar o racionamento de energia elétrica. Segundo os números do ONS, no reservatório de Furnas o volume útil para produção de energia estava em 6,5%, no de Marimbondo, 3,75% e no de Água Vermelha, 6,79%. No Rio Paranaíba, o volume útil da hidrelétrica de Emborcação estava em 9,59%, no Rio Paraná, a hidrelétrica de Solteira estava com 2,54% de volume útil de água para gerar energia elétrica. A situação das hidrelétricas no Rio Tietê era muito grave: a de Promissão estava com 9,13% e a de Três Irmãos com 2,53% de volume útil.

O risco de colapsos no fornecimento era crescente e iminente, já que o regime pluviométrico não estava se normalizando. Isso se fazia evidente, uma vez que a Região Sudeste estava recebendo 300 MW de energia da Hidrelétrica de Tucuruí, situada no Norte, para completar seu suprimento. A estiagem de 1999 havia sido uma das mais severas, se estendendo até novembro, quando normalmente começava em outubro o período de chuvas, que se encerrava em abril. Tudo indicava que os níveis dos reservatórios continuariam baixos, agravando os riscos de escassez em 2000.

2.2. O ANO 2000 – A RECUPERAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS

Em janeiro de 2000, voltava a chover forte na Região Sudeste ocasionando inundações e outras seqüelas como a interrupção das estradas, destruição de habitações e até algumas mortes. Por outro lado, as chuvas que inundaram o Rio de Janeiro e Minas Gerais em janeiro de 2000, provocaram o início da recuperação dos níveis dos reservatórios das hidrelétricas da região e ajudaram a amenizar o problema da falta de água nos reservatórios das hidrelétricas.

Mesmo assim, a indústria se mantinha temerosa quanto ao cenário, uma vez que as chuvas torrenciais de janeiro e de fevereiro não estavam sendo suficientes para recompor os reservatórios das hidrelétricas da Região Centro-Sul nos níveis históricos e afastar o risco de racionamento de energia elétrica. Os industriais tinham a convicção de que o baixo nível dos reservatórios poderia tornar ainda mais frágil o equilíbrio entre a oferta e demanda de energia em 2001, por causa da esperada recuperação da economia.

Fontes do governo diziam que somente após o término do período chuvoso, em abril, poderiam ser avaliados o volume de água nos reservatórios das usinas e as perspectivas para os seguintes meses de 2000 e até mesmo para 2001. Segundo dados do ONS, na época, as chuvas de janeiro e de fevereiro de 2000 haviam proporcionado um nível de capacidade média de 44,87% dos reservatórios do sistema Sul/ Sudeste/ Centro-Oeste, fazendo com que as previsões fossem de que no fim do mês de abril, fim da temporada de chuvas, se registraria um índice de capacidade próximo a 60%, quando, historicamente, não se havia registrado índice abaixo de 70%. O alerta deveria ser maior se não houvesse uma temporada de chuvas boa em 2001, pois ao iniciar o período de seca com um nível de capacidade média em 60%, os reservatórios poderiam chegar ao início do próximo período de cheia, em dezembro, com capacidade média em torno de 10%.

Ao final de março de 2000, o volume de água dos reservatórios das usinas hidrelétricas brasileiras estava próximo ao existente em 1999, fato que asseguraria o abastecimento de energia e sustentaria o crescimento da economia em 2000 e em 2001. De acordo com o ONS, os reservatórios das regiões Sudeste e Centro-Oeste indicavam um volume de 55,3% de água e no Nordeste, 62%. Os técnicos do Ministério de Minas e Energia, afirmavam que

ter os lagos com 60% de capacidade ao fim do período chuvoso era um patamar considerado seguro para garantir o abastecimento no Sudeste e Centro-Oeste e no Nordeste, o volume esperado seria de pelo menos 70%.

Em relação ao consumo de energia elétrica, estava havendo uma sucessão de recordes, mas que não representavam riscos ao sistema elétrico. Segundo o governo, a retomada da atividade industrial, com conseqüente crescimento do uso de energia pela indústria, não estaria influenciando significativamente no crescimento da demanda no horário de pico. O governo não demonstrava nenhuma preocupação com a situação, declarando que havia mais tranqüilidade do que em relação a 1999, já que as reservas de energia eram maiores, considerando a entrada de 1 mil megawatts de energia da Argentina e o início de operação da usina nuclear Angra 2, com 1.200 megawatts de potência.

A Eletrobrás previa, na época, que a demanda de energia elétrica cresceria expressivamente na década seguinte, a uma média de 4,7% ao ano. Confirmando-se as previsões, seria preciso acelerar os investimentos e fortalecer a regulação do setor. A Eletrobrás também previa que o consumo anual de energia per capita aumentaria de 1.906 KWh em 1999, para 2.326 KWh em 2004, e 2.707 KWh, em 2009. Diante de tal demanda, o País não poderia permanecer na situação que estava. Não fosse o regime favorável de chuvas, que havia elevado a 68%, no início de 2000, no nível dos reservatórios das principais hidrelétricas do Sul e do Sudeste, o risco de colapso do abastecimento teria sido muito elevado.

Um conjunto de providências – tanto no plano do consumo quanto no da geração – havia sido adotado pelos organismos públicos e pelas empresas para afastar a ameaça de colapsos na oferta de energia. A racionalização do consumo começava e ser introduzida nas indústrias, as maiores consumidoras de energia elétrica, adotando-se a redução do consumo no horário de pico. Outra possibilidade era a contenção voluntária do consumo, que tinha efeitos limitados, já que o desperdício ainda era elevado e porque algumas empresas não podiam ficar sem energia, senão a produção seria interrompida. O País iniciava a importação de energia da Argentina, com um contrato de 20 anos de duração com preços entre US\$ 60 milhões e US\$ 70 milhões anuais. Até o final de 2000, mais de 4.000 megawatts poderiam ser importados a um custo anual de US\$ 300 milhões. Outros

150 megawatts seriam importados da Bolívia, até julho de 2000 e outros 200 e 70 megawatts seriam importados da Venezuela e do Uruguai, respectivamente.

Em junho de 2000, o ONS ainda descartava a possibilidade de um racionamento, embora os níveis dos reservatórios não estivessem altos. As três principais reservas que abasteciam o Sudeste, Sul e Centro-Oeste estavam com capacidade entre 39% e 52%, sendo que no mesmo período de 1999, essas possuíam 64% de capacidade. O governo ainda estudava a possibilidade de comprar energia da Argentina por mais dois anos, fazendo parte do programa de integração de energia com a América Latina. Segundo o governo, não era necessário haver receios porque os primeiros projetos de termelétricas a óleo e a gás seriam iniciados até 2002 e os reatores de Angra 2 seriam reativados em plena carga a partir de agosto de 2000.

O consumo de energia elétrica crescia 5% ao ano, frente aos 3% de expansão da economia brasileira. Assim, o consumo nacional deveria esgotar a capacidade de geração ao longo de 2001. No Sudeste, responsável pelo consumo de 68% da produção nacional, os reservatórios haviam diminuído para 18% de capacidade e para 39% os reservatórios do Nordeste.

De acordo com o governo, o nível das reservas de água para geração de energia elétrica poderia chegar a 15% em 2000. Mesmo assim, não haveria escassez, nem seria preciso adotar racionamento. Existiria folga, porque, mesmo com o crescimento industrial em torno de 8%, o consumo de energia não atingiria o nível de 1998. As previsões indicavam que com a escassez de chuvas, em novembro de 2000, as reservas de água deveriam ficar entre 20% e 24%. A preocupação estaria em 2001, já que, desde 1997, as chuvas de verão não eram suficientes para restabelecer os níveis ideais dos reservatórios. O risco de escassez poderia ser contornado com a antecipação dos projetos para instalação de usinas termelétricas.

O inverno de 2000 havia chegado e as previsões continuavam a ser negativas. A expectativa era que em alguns rios, a estiagem comprometeria até a geração de energia. O problema da falta de chuvas seria agravado por uma irregularidade no índice pluviométrico

do verão de 2000, que impediria o aumento nos níveis dos rios. Nos meses de abril e de maio de 2000, as chuvas haviam atingido somente 10% da média histórica da região.

O mês de setembro se iniciava com novos recordes de consumo de energia elétrica nas regiões Norte e Sudeste, aumentando a preocupação quanto à capacidade de suprimento de energia no País. Os picos de demanda proporcionados pela retomada do crescimento econômico haviam reduzido a margem de segurança de operação do sistema para até 4% da capacidade instalada, abaixo, portanto, do nível recomendado de 5%. Segundo o ONS, o nível médio dos reservatórios no País estava em 32,7%, abaixo dos 42% registrados no mesmo período de 1999. Ainda segundo o ONS, a expectativa era que o nível médio pudesse cair até 20% em novembro de 2000, que não haveria problemas de fornecimento de energia elétrica.

A questão do fornecimento de energia elétrica começava a afetar o Nordeste do País, onde as indústrias instaladas estavam enfrentando problemas provocados pela ausência de excedentes de energia na região. As grandes indústrias estavam com as suas produções estagnadas por não terem encontrado suprimentos extras de energia no mercado. Aproximava-se assim uma situação limite, em que o precário equilíbrio entre a oferta e a demanda de eletricidade poderia romper-se por acidentes, como a queda de uma torre de transmissão, pela baixa nos reservatórios de água das usinas ou pelo aumento do consumo. O problema não se circunscrevia ao Nordeste, atingindo outras regiões como a Região Sul do País. A situação também era difícil na Região Norte, que não estava recebendo a energia importada da Venezuela e não podia contar com a energia gerada em Tucuruí, que estava sendo transferida para as regiões manufatureiras do Sudeste. Embora que fossem ainda localizados, esses fatos mostravam que as autoridades não haviam agido a tempo de antecipar-se aos problemas, tendo deixado de imprimir o ritmo adequado aos planos prioritários de aumento da oferta energética.

O governo, diante de tal situação, continuava a declarar que não havia faltado e nem faltaria energia elétrica no País. O sistema brasileiro de energia, que tinha na geração hidrelétrica 95% de sua oferta total, precisava de condições hidrológicas pela média histórica do regime de chuvas. A previsão era que se em 2001 o regime ficasse a 85% da média histórica haveria recomposição natural dos reservatórios. O governo continuava a

dar prioridade à geração hidrelétrica, uma vez que o potencial brasileiro era de 260.000 megawatts e estava sendo explorado, na época, apenas um quarto desse, ou seja, 65.000 megawatts. Em resumo, o governo defendia a idéia de que o risco do racionamento por escassez de energia já havia passado, uma vez que os investimentos haviam sido realimentados pela privatização do setor.

O abastecimento energético do País em 2001 era uma das principais dúvidas do mercado diante de uma economia que prometia crescer mais de 4%. Admitia-se que, em 2001, a geração de energia dependeria das chuvas. A previsão era que a quantidade de água dos reservatórios das usinas chegasse a 20%, dois pontos percentuais acima dos 18% verificados no fim de 1999. O abastecimento, em 2000, estaria assegurado mesmo se houvesse um significativo crescimento da demanda. Itaipu estava produzindo acima da capacidade nominal da usina, sendo que essa energia produzida estava sendo levada para a Região Sudeste para suprir a deficiência de geração das hidrelétricas do Estado. Essa produção permitiria uma folga para que as demais hidrelétricas buscassem a recuperação dos níveis dos reservatórios.

Segundo o ONS, os reservatórios das usinas hidrelétricas no Sudeste e Centro-Oeste estavam, em dezembro de 2000, com 25% a mais de capacidade, representando sete pontos percentuais acima do nível máximo dos reservatórios em fins de 1999. Sendo assim, o País conseguia encerrar o ano de 2000 tendo assegurado o fornecimento de energia elétrica a todo o território nacional, por maiores que tenham sido os alardes sobre a situação da oferta e do consumo de energia. Para o ano de 2001, o ONS assegurava que a produção de energia iria atender a demanda e permitiria uma sobra de 2.000 megawatts, uma vez que haveria o acréscimo de 4.000 megawatts de eletricidade ante um aumento no consumo equivalente a 2.000 megawatts. A energia viria da Usina de Angra 2, da importação de 1.000 megawatts da Argentina e do aumento de capacidade de geração das Usinas Hidrelétricas de Itá e Porto Primavera e da Usina Térmica de Uruguaiana, no Rio Grande do Sul.

2.3. A INFELIZ APOSTA DO VERÃO DE 2000-2001

O ano de 2001 iniciava-se com o volume de águas dos reservatórios das usinas hidrelétricas maior do que o verificado no início de 2000, o que poderia garantir o aumento da demanda de energia elétrica ao longo de 2001. Segundo dados do governo, os lagos das usinas da região Sudeste apresentaram um total de 28,5% de água, enquanto ao fim de 1999 o volume havia sido de apenas 18,1%. Nas usinas do Nordeste, o volume foi de 36,8%, em comparação aos 21,8% de 1999. De acordo com o ONS seria possível atingir 55% da capacidade dos reservatórios, considerando um cenário conservador do regime de chuvas.

Baseado em dados da Eletrobrás, de janeiro a setembro de 2000, o consumo de energia havia registrado um aumento de 4,7%, enquanto que o PIB apresentou um aumento acumulado de 3,84%. Com isso, as previsões eram preocupantes, uma vez que poderia haver escassez de energia.

Em fevereiro, as chuvas do verão não estavam sendo suficientes para elevar os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas. O prognóstico dos especialistas era de que as reservas hídricas para a produção de energia elétrica deveriam chegar a 10% da capacidade até o fim de 2001. No sul, as chuvas haviam sido abundantes e as reservas eram consideradas satisfatórias. O problema era que não havia linhas de transmissão de energia adequadas para que a produção das usinas locais pudesse socorrer uma eventual escassez nos grandes centros de consumo, como São Paulo e Rio de Janeiro. Mesmo assim, os empresários do setor industrial não acreditavam que pudessem ocorrer apagões em 2001, embora as reservas estivessem muito baixas.

A falta de chuvas em determinadas áreas das regiões Sudeste e Centro-Oeste fizeram ascender o sinal amarelo em relação à possibilidade de escassez de energia nas duas maiores cidades do país, São Paulo e Rio de Janeiro. Os principais reservatórios dessas regiões trabalhavam, em março de 2001, com capacidade bem abaixo do normal. No subsistema Sudeste, por exemplo, o nível de água estava em 33,4% e no Centro-Oeste, em 37,71%. No mesmo período de 2000, a energia armazenada no Sudeste era de 45%. Para conseguir sustentar a demanda de energia no período de seca, de maio a outubro, os

reservatórios teriam que armazenar até o fim de abril 50% de energia potencial, água. Para isso, seria necessário chover, pelo menos, 90% do índice histórico para março e abril. A situação não era pior porque as chuvas de dezembro de 2000 conseguiram elevar um pouco os níveis dos reservatórios. Mas os meses de janeiro e fevereiro de 2001 decepcionaram os técnicos, que se mostravam preocupados com risco da falta de energia. Enquanto isso, a energia armazenada nos reservatórios da região Sul chegava a próximo de 100%. Segundo técnicos de ONS, para manter o fornecimento adequado de energia no Sudeste estavam sendo transferidos diariamente cerca de um mil megawatt gerados nas regiões Norte e Sul. Esta capacidade poderia ser maior com a ativação do terceiro circuito da hidrelétrica de Itaipu e com a construção de mais linhas de transmissão. Segundo o governo, era prematuro falar em racionamento de energia em função da falta de chuvas, uma vez que a estação das chuvas não havia terminado.

Segundo o ONS, ao fim de fevereiro, a energia armazenada nos reservatórios das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste correspondia, em média, à apenas 38,69% do potencial, e das regiões Norte e Nordeste, a 44,2%. Historicamente, a economia brasileira vinha apresentando aumentos no consumo de energia acima do crescimento do PIB. No lado da oferta, o Ministério das Minas e Energia esperava incrementos anuais de 5,5%, a partir dos investimentos programados. Portanto, dados os patamares elevados de uso da capacidade disponível, a expansão da oferta de energia estaria em choque com um crescimento acima de 4,5% no PIB. A aposta do governo, para os anos seguintes, concentrava-se nas termelétricas a gás, a ser supridas pela Bolívia e pela Petrobrás, cujas unidades de geração exigiriam tempo de construção muito menor que as hidrelétricas. Além de constituírem uma resposta mais rápida aos riscos de escassez, destacando a possibilidade de manejo das termelétricas como fonte reguladora do abastecimento, com sua operação flexibilizando a oferta diante de flutuações da demanda.

O ONS admitiu ser preocupante a situação dos reservatórios que abasteciam as geradoras de energia, principalmente nas regiões Sudeste e Centro-Oeste. Segundo o ONS, o nível médio dos lagos das usinas hidrelétricas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste estava em 34%, contra 45% registrados no mesmo período de 2000.

Por causa disso, o Conselho de Administração do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) estava por decidir sobre a quantidade de energia que deveria ser economizada nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do país. O racionamento poderia atingir a indústria em caso de necessidade de maior economia de energia. A estiagem no primeiro trimestre de 2001 estaria preocupando os técnicos, porque os níveis dos reservatórios estavam bem abaixo da média. Com pouca água, as usinas hidrelétricas estavam com dificuldades para assegurar a geração de energia nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do país.

Vinha crescendo a apreensão com a possibilidade de se ter de enfrentar um quadro de excesso de demanda de energia elétrica. O governo ainda mantinha a esperança de que até o final de abril de 2001 seria possível a restauração dos níveis dos principais reservatórios do sistema hidrelétrico brasileiro. Porém, a possibilidade de adoção de racionamento estava aumentando. A perspectiva de imposição do racionamento representava um entrave à continuação da retomada do crescimento, uma vez que o racionamento poderia prejudicar as decisões de investimento, afetando a ampla mobilização com expansão de capacidade instalada que vinha tendo lugar nos diversos setores e prejudicando o fluxo de investimentos estrangeiros diretos do qual dependia a economia para preservar sua expansão.

Segundo Rogério Werneck¹, havia uma alternativa ao racionamento quantitativo muito mais racional, de fácil implementação e incomparavelmente menos onerosa, tanto do ponto de vista econômico quanto do ponto de vista político, que era a limitação da demanda por elevação no preço, mesmo que seja rigidamente regulado, com no setor elétrico. Seria preciso introduzir na política tarifária de energia elétrica mecanismos bem focados de desestímulo à demanda. Ainda segundo Werneck, o governo estava lidando com o excesso de demanda, visando assegurar que a capacidade instalada permanecesse suficiente para atender a demanda de pico de energia, não se preocupando com a questão da demanda. Quanto ao ônus do ajuste, esse deveria recair sobre os consumidores do Sudeste, onde o problema estava focado, sendo necessário impor sobretaxas a fim de encarecer, na margem, a energia para uso industrial e comercial, tornando mais proibitivas as tarifas pela

¹ “Alternativa ao racionamento: Recorrer aos preços para conter o excesso de demanda de energia elétrica”, O Estado de São Paulo, 16 de março de 2001

energia consumida no horário de pico. Em relação ao consumo residencial, era necessário preservar consumidores de baixa renda de qualquer aumento de preço e no caso dos consumidores de renda mais alta, era recomendável introduzir pesada sobretaxa sobre o consumo de eletricidade que superasse certa proporção do consumo observado no mesmo mês do ano passado. Era hora de perceber que, mesmo que se aceite que a demanda de eletricidade é bastante inelástica, era possível conceber sobretaxas suficientemente altas para, na margem, conseguir inibição substancial do consumo de energia, o suficiente para reduzir em muito o risco de se ter de enfrentar um racionamento.

A situação estava se tornando crítica. Se não chovesse, o país teria que atravessar o período de estiagem, de maio até novembro, com apenas 32% de energia acumulada nos reservatórios. Mesmo que chegasse a 50%, o racionamento não seria descartado para solucionar o problema. Nos reservatórios das hidrelétricas da região Sudeste, responsável por 68% do abastecimento energético do país, a situação era a pior em quase 40 anos. Para que o nível histórico dos reservatórios fosse recuperado, seria necessário chover em 2001 100% acima do nível normal.

Pouca coisa poderia ser feita no curto prazo para evitar a paralisação das fábricas no Sudeste, uma vez que a ameaça de um racionamento estava cada vez mais próxima. Como o problema era a escassez de chuvas, qualquer providência teria de passar por fontes não hídricas de geração de energia, nenhuma delas de disponibilidade imediata. Termoelétricas representariam a solução mais rápida, mas não havia turbinas no mercado mundial para atender às necessidades brasileiras. O governo admitia que o crescimento do país em 2001 poderia ser inferior ao previsto por causa da falta de energia, com reflexos na produção e nos índices de inflação.

Um relatório preparado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) informava que o conjunto de barragens do Sudeste e Centro-Oeste chegaria ao fim de abril com 36,1% da capacidade de água armazenada, ou seja, 12,9 pontos percentuais abaixo dos 49% estimados para encerrar o período de chuvas. Diante desse quadro crítico, o ONS iria lançar um programa com o objetivo de reduzir a geração de eletricidade das hidrelétricas. Seria incentivada a produção de energia por usinas termoelétricas, a importação de

eletricidade do Paraguai e da Argentina e a antecipação do cronograma de entrada em operação de 10 unidades térmicas em parceria com a Petrobrás e empresas privadas.

Porém, o período de chuvas não estava sendo suficiente para encher os reservatórios. Outra situação era as chuvas intensas nas regiões Norte e Sul do país. As águas ajudaram a manter os níveis das usinas hidrelétricas de Tucuruí (Pará) e Itaipu (Paraná) cheios. Porém, as linhas de transmissão não tinham capacidade de transportar eletricidade para suprir a falta de energia nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, que estavam passando por dificuldades de geração de eletricidade. A região Nordeste apresentava um quadro crítico igual ao do Sudeste e Centro-Oeste do país. A previsão dos técnicos do governo era de que os reservatórios das hidrelétricas chegassem ao fim de abril com 50% de capacidade de armazenamento, mas estes apresentavam 35,8% de capacidade no início de abril de 2001.

No dia 5 de abril de 2001 foi criado o programa de racionalização do uso de energia elétrica, sendo um programa de dois estágios. O primeiro deles seria o da racionalização e caso não fosse afastado o risco de uma demanda maior que a oferta, o governo acionaria o Plano B, o racionamento. O problema era que a racionalização somente daria resultados no médio prazo enquanto que o descompasso entre produção e consumo era grande, tanto que em abril já se consumiam as águas relativas a agosto. Os reservatórios do Centro-Sul, exauridos por um verão quente e seco, continuavam abaixo de 40% da média histórica da estação. A poupança ou conservação de energia teria que se iniciar pela modernização das hidrelétricas com mais de 25 anos de existência. Se a autocontenção não surtisse efeito, o programa preveria, até julho de 2001, um choque tarifário nas empresas e famílias baseado no tripé: a) quem não diminuir a própria média de consumo do primeiro trimestre pagaria mais caro; b) quem consumisse acima dessa média, teria uma conta ainda mais cara; c) quem diminuísse a média ganharia uma redução tarifária. Essa redução do item c seria sustentada pela extração maior do item a e do b.

Em relação à ampliação da oferta o MME adicionaria 11 mil MW geração, ampliando em um sexto a capacidade da época, no curto prazo. As usinas termoelétricas deveriam ser utilizadas plenamente. Os projetos que dependiam do gás natural boliviano ou extraído pela Petrobrás deveriam entrar em funcionamento antes do previsto. O governo havia decidido o final de maio de 2001 como o momento para decidir se teria ou não de racionar

a energia. Em pouco menos de dois meses, o MME esperava uma mudança radical nos hábitos dos consumidores, que teriam que gastar cerca de 15% a menos para evitar apagões ou cortes programados.

A situação encontrava-se bastante crítica já que, para atravessar um período de seca sem problemas de abastecimento de energia elétrica, as barragens deveriam estar com 49% dos níveis de água no final de abril. Porém, segundo previsão do ONS, os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas da Região Sudeste deveriam chegar ao fim de abril com apenas 34,1% da capacidade dos reservatórios. Com isso, o Plano de Redução de Consumo e Aumento de Oferta tinha que ser suficiente para cobrir esta demanda. Uma redução mais significativa dos níveis destes reservatórios poderia levar ao racionamento de energia nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste.

Segundo o boletim do Instituto Nacional de Meteorologia (Inmet), o calor intenso e a escassez de chuvas seriam os responsáveis pela maior redução dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do país. A previsão era que o clima quente iria contribuir para evaporar a água nas barragens das bacias do rio Grande, Paranaíba e Paraná, principais fontes de geração de energia elétrica. As estimativas para o fim de abril indicavam que o volume de chuvas no final do “período molhado” não deveria atingir 25% da média histórica. Para o mês de maio, o Inmet previa que o volume de chuvas seria de 39 milímetros, bem abaixo dos 120 milímetros dos anos anteriores.

O racionamento de energia elétrica, preparado pelo governo previa, numa primeira etapa, a fixação de cotas para os diversos segmentos. A proposta estabelecia a redução de consumo diferenciado, por exemplo, entre 20% e 10%, para prédios públicos; residências; comércio e serviços; indústrias e propriedades rurais; repartições militares e serviços essenciais. As residências teriam cota de 50 kWh, as lojas comerciais teriam 300 kWh e as indústrias teriam 500 kWh. As multas a serem aplicadas começariam do dobro do valor da tarifa sobre o consumo excedente. No Sudeste e Centro-Oeste, 15% das residências consumiam até 50 kWh. Já no Nordeste, 37% das residências não superavam 50 kWh. O governo federal trabalhava com a hipótese de colocar em prática o plano de racionamento a partir do dia 1º de junho. Os estudos preparados pelos técnicos do Ministério se baseavam

em que antes de se decidir pelo corte do fornecimento de eletricidade, seria tentado o processo de cotas de consumo. Esses estudos haviam sido realizados levando em consideração a necessidade de cortes globais de 10%, 15% e 20%. O pior cenário, ou seja, uma diminuição de consumo de 20%, levaria ao corte de 21% no setor residencial. No melhor cenário, 10% de redução geral, o corte para o consumidor residencial seria de 15%. O governo esperava que no fim de abril as barragens na Região Sudeste chegassem à média de 49% de água, mas a última previsão do ONS indicava um quadro de 32,9%, ou seja, um déficit de armazenamento de água de 16,1 pontos percentuais.

O governo somente teve a exata dimensão da gravidade da crise energética no início de maio de 2001, após uma reunião o Conselho Nacional de Energia Elétrica (CNPE). Segundo o governo, não havia informação ou indício de como a situação estava, já que até novembro de 2000 as informações do ONS eram de que o cenário energético para 2001 seria melhor do que o de 2000, mesmo com um acréscimo na demanda de 5%. Depois desse momento, iniciava-se no Brasil um dos piores meses, em relação à ausência de chuvas, que havia secado os reservatórios das usinas nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste. Segundo o presidente da Câmara de Gestão da Crise de Energia, o ONS não havia alertado sobre nenhum risco acima de 5% na oferta de energia. A demora na tomada de decisão sobre a redução da demanda havia ocorrido porque o governo havia esperado pelas chuvas, uma vez que a decisão de racionar foi adiada até o fim do período de chuvas do País. Ainda segundo o presidente da Câmara, não havia dúvidas dos reflexos na economia brasileira, embora fosse necessário avaliar as medidas para atenuar o impacto negativo no nível de crescimento, emprego e renda.

O racionamento capitaneado pela mídia parecia que o mercado estava transpondo linearmente os dissabores da economia doméstica para o cenário macroeconômico. Havia um nítido exagero nas previsões do efeito do racionamento sobre o PIB, emprego, balança comercial e inflação. Era importante considerar algumas limitações comuns aos modelos de previsão que avaliavam perdas substanciais de produto com redução de oferta de energia. Algumas limitações eram: a) o uso da matriz de insumo-produto, com coeficientes fixos que desconsideravam a possibilidade de substituição entre os insumos de produção; b) uso de modelos históricos de uma época em que a economia era bem mais fechada; c) desconsideração da capacidade de autogeração de energia nos setores eletrointensivos; d)

subestimação da capacidade de adaptação dos horários de produção fabril à disponibilidade de energia. Por tudo isso, estavam superestimando os efeitos do racionamento sobre o PIB e o emprego e, provavelmente, subestimando seus efeitos sobre os preços.

De acordo com o diretor-geral da Aneel, o governo estava acompanhando a situação. A demanda estava crescendo 5% ao ano, ou cerca de 3.500 megawatts. Portanto, em 2000, a oferta havia crescido mais que a demanda, mas a dificuldade de 2001 era por causa do represamento do investimento que precisava para o ano e mais uma parcela para contrapor aquela fase de insuficiência de investimento. Em 2000, foram feitas concessões totalizando aproximadamente 12.200 megawatts, em usinas que ficariam prontas em 2 a 5 anos, com a participação de agentes de diversos países. O problema era que, se cinco anos atrás havia previsões de que poderia faltar energia, elas foram sendo superadas por novas previsões e novas análises do próprio ONS. Em dezembro de 2000 o ONS declarou que em 2001 a vida seria melhor do que em 2000 porque tinha 28% de água no reservatório do Sudeste, quando que em 2000 tinha 20%, portanto 40% mais, além de 5.200 megawatts novos. A vida teria sido normal, mesmo que o mercado crescesse 10% ou que a chuva fosse 80% da média. Em janeiro de 2001 a vida continuou normal, mas em fevereiro, o ONS declarou que a chuva estava parando significativamente, tendo algo de grave. Sendo que em março de 2001, o ONS apresentou um relatório que dizia que a situação era crítica.

A chuva que caiu em vários pontos do Sudeste não foi suficiente para alterar o programa de racionamento de energia elétrica previsto para iniciar-se no dia 1º de junho. O secretário de Energia de São Paulo havia declarado que seria preciso chover pelo menos uma semana sem parar em vários pontos do País.

Diante do risco de apagão, os consumidores residenciais haviam reduzido o uso de eletricidade em quase 20%. O esforço do consumidor ajudou na decisão do governo de, por enquanto, deixar de fora as residências de boa parte das medidas do racionamento. Nos primeiros 30 dias, seria acompanhado de perto o gasto de 5% dos maiores consumidores de energia do País, que representavam 55% do total nacional. O que permitiu ao governo dispensar o recurso das multas e dos apagões, considerados “mortais” para imagem do Executivo federal no que se refere à competência administrativa, foi a curva decrescente do

consumo em dois grandes centros no mês de abril, sem que o governo e as concessionárias tivessem recorrido à grande campanha publicitária de esclarecimento da opinião pública.

O governo havia transferido para os consumidores a tarefa de administrar o racionamento de energia elétrica. O sistema de bônus e sobretaxas que acabava de ser instituído era preferível aos apagões e, a julgar pelo comportamento dos consumidores era de se esperar que a meta de economia de 20% seria alcançada sem maiores dificuldades, apesar dos inconvenientes que as famílias, o comércio e as indústrias necessariamente sofreriam com a redução do consumo. A medida mais importante foi que o governo reafirmou a decisão de alterar significativamente a matriz energética, que se baseava nas hidrelétricas, aumentando a participação das usinas térmicas a gás e de formas alternativas de geração de energia.

Segundo o IBGE, as indústrias de Minas Gerais e do Nordeste iriam sofrer os maiores impactos com o racionamento energético, enquanto as do Rio de Janeiro e do Espírito Santo seriam as menos afetadas. As regiões de São Paulo e Sul seriam prejudicadas, mas em linha intermediária entre as demais do País. O Norte e o Sul seriam poupados, pelo menos inicialmente, dos cortes. A profundidade dos impactos estava diretamente relacionada ao peso que as indústrias eletrointensivas tinham no perfil industrial de cada região.

A inclusão das Regiões Norte e Sul no programa de racionamento dependeria da situação dos reservatórios de água de suas hidrelétricas. Se houvesse redução da capacidade de transferência da energia gerada nessas regiões para o Nordeste e o Sudeste, causada pela queda do nível de água, os consumidores locais também seriam atingidos.

O governo havia definido metas mais suaves de racionamento de energia para áreas rurais. Mas havia submetido essas propriedades à mesma situação de ameaça de corte de eletricidade, se o objetivo de redução do consumo não fosse cumprido. As propriedades rurais estavam sujeitas a cumprir uma economia de energia elétrica de 10% a partir do dia 1º de junho, igualmente calculado conforme consumo verificado entre maio e julho de 2000. Se não a cumprissem, estariam sujeitas aos cortes de fornecimento.

Dados sobre os níveis de armazenamento das represas que abasteciam as hidrelétricas das regiões Sudeste e Centro-Oeste mostravam que, desde 1998, o nível global de armazenamento vinha caindo numa proporção de mais de 10% ao ano, no período de cheias, passando de 80%, em março de 1998, para 58,5%, em março de 2000. Em março de 2001, esse índice era de apenas 34%. Comparando-se esses números com o índice de chuvas nessas duas regiões no mesmo período, verificava-se que houve fases mais secas, mas não na mesma proporção com que foram se esvaziando os mananciais.

Diante da iminente continuidade do risco de déficit no suprimento de energia para 2002, especialistas do setor destacavam a necessidade imediata de pôr em prática medidas racionais e transparentes. As decisões estavam sendo tomadas com um grau de incerteza muito grande. Dependeriam da chuva até março para aumentar o nível dos reservatórios e, nesse mesmo período, da conclusão de usinas termoelétricas. Além disso, havia outra incerteza mais urgente: se durante o período de seca os reservatórios chegassem a 10% da capacidade, não sabia se as usinas iriam realmente funcionar, já que nunca foram operadas com nível de água tão baixo.

O racionamento de energia elétrica iria provocar uma significativa desaceleração econômica em 2001, além de levar a uma redução do volume de investimentos estrangeiros diretos. Em vez dos 4,5% estimados no início de 2001 pelo governo, as previsões dos analistas apontavam que o PIB avançaria entre 2% e 3,5% em 2001. Os efeitos sobre inflação, a balança comercial e as contas públicas deveriam ser menos importantes.

Ao fim de maio, segundo o ONS, a redução de consumo nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste já havia sido de 12%. Em relação ao Sudeste e Centro-Oeste, afastava-se, cada vez mais, a possibilidade de apagões. Um indicativo de que a sociedade seria capaz colaborar com as medidas propostas pelo governo era que, um mês antes do início do programa de racionamento, já havia sido economizado um percentual considerável do consumo brasileiro de energia.

3. O PERÍODO DO RACIONAMENTO DE ENERGIA

3.1. ADOÇÃO DO PROGRAMA DE REDUÇÃO DO CONSUMO

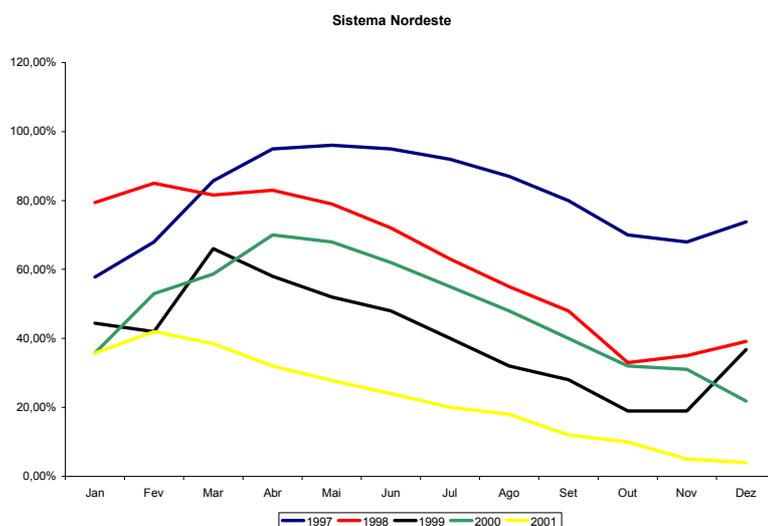
Caso ficasse constatado que o racionamento não tivesse sido eficaz, o plano B do governo para economizar energia poderia ser decretar feriados, às segundas-feiras, com corte de luz durante boa parte do dia. A preocupação maior do governo era com o Nordeste que havia economizado somente 5%, e era nessa região que a situação dos reservatórios era mais grave, tornando-se mais vulnerável ao apagão do que o Sudeste e Centro-Oeste. Além disso, era limitada a margem para economizar energia, por causa das características de pobreza da região. Os dados do ONS sobre o Nordeste mostravam que as usinas hidrelétricas iniciavam o mês de junho na mais crítica situação do País. Os níveis de água nos reservatórios se mantinham em 27,8%, ou 12,2 pontos percentuais abaixo da margem de segurança. Segundo o ONS, os reservatórios das hidrelétricas do Sudeste e Centro-Oeste chegaram a 29,7% no fim do mês de maio, próximo à meta de 30%. A inclusão do Sul no plano de racionamento estava sendo avaliada, mas só poderia ocorrer dentro de 60 dias, por causa do estrangulamento da capacidade de transmissão de energia do Sul para o Sudeste.

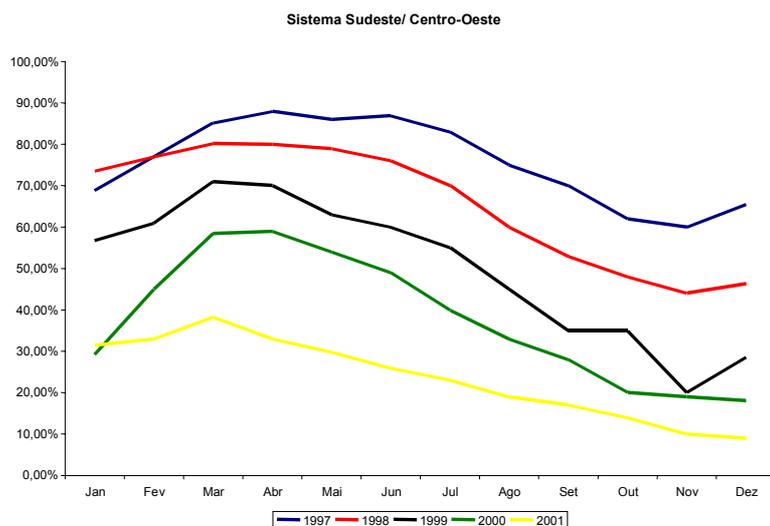
Em junho de 2001, estariam descartados para as Regiões Sudeste e Centro-Oeste os apagões se fossem confirmadas a afluência de água nos reservatórios em 75% da média histórica dos últimos 70 anos e a redução em 20% no consumo de energia elétrica. Com base nos dados do ONS, se fossem confirmadas estas previsões o nível dos reservatórios nas Regiões em 30 de novembro de 2001 seria de 12,8%, ou 2,8 pontos percentuais acima do nível de segurança.

Depois de quatro semanas consecutivas de queda, o consumo de energia elétrica voltava a subir no País. Nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste, a carga caiu 14,2% entre 19 e 25 de maio, voltando a aumentar 7,7%. A única região que apresentou redução no consumo nesse período foi o Nordeste (3%), que estava reagindo lentamente ao esforço nacional. No Sul, apesar de fora do racionamento, o consumo caiu 7,8%.

A situação dos reservatórios nas usinas hidrelétricas do Sudeste e Centro-Oeste era crítica e ficaria ainda mais grave em novembro, quando o ONS projetava queda do nível da água de 29,7% para apenas 10%. No Nordeste, o quadro era ainda mais crítico, já que o nível dos reservatórios era 27,8% de sua capacidade e esperava-se, em novembro, que esse nível caísse para 5%.

O gráfico seguinte, elaborado pelo ONS, constitui de cinco linhas, correspondentes ao nível dos reservatórios das Regiões Sudeste e Nordeste em 1997, 1998, 1999, 2000 e 2001 até maio, mostram, de início, o esvaziamento progressivo e inexorável das represas. Outros detalhes revelam a imprudência de não se ter iniciado um racionamento em dois momentos: o primeiro foi no fim de 1999, quando um racionamento bem mais suave poderia ter esvaziado a dimensão da crise de 2001; o segundo foi no início de 2001, uma medida já atrasada, mas ainda menos dolorosa que o corte de consumo de junho de 2001. Nesse gráfico percebe-se que o verão de 2000 foi muito bom em chuvas, adiando o racionamento. Em novembro de 2000, os reservatórios tinham praticamente voltado aos níveis de risco do ano anterior, mas dezembro foi favorável. É interessante notar que as chuvas no verão de 2001 foram realmente pífias, mas em 1997, 98 e 99 a curvatura, ainda que bem mais pronunciada do que em 2001, não é nada comparável à de 2000. Na verdade, as chuvas do verão de 2000 parecem quase tão excepcionalmente abundantes quanto as de 2001 forma escassas, mostrando que contar com a repetição do “milagre das chuvas” de 2000, como o governo fez, foi uma aposta de altíssimo risco.





O consumo de energia nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste havia caído 7,6% no primeiro dia de racionamento, em comparação com a semana anterior. No Nordeste a queda foi maior, 16,4%. A energia despendida nas regiões atingidas pelo racionamento vinha caindo praticamente todas as semanas, desde o fim de semana de abril e início de maio principalmente no Sudeste e Centro-Oeste, onde os consumidores começaram a reagir cedo à ameaça de apagão. De acordo com dados do ONS, o armazenamento no subsistema Sudeste caiu de 29,7% para 29,6% de sua capacidade.

A Câmara de Gestão da Crise de Energia havia decidido que o racionamento de energia na Região Norte deveria seguir a meta de 15%, em relação ao consumo verificado entre maio e julho de 2000. A decisão foi tomada como forma de acomodar as pressões dos governadores do Pará e do Maranhão. O racionamento no Norte era considerado inevitável por causa da continuidade da transmissão de 1.000 MW médios para o Nordeste, mesmo com o início do período de redução das chuvas no Norte. Conforme os dados do ONS, o nível de água dos reservatórios das usinas do Norte estava em 76,2% e a previsão era que esse nível seria de 75,4% ao fim de junho de 2001, considerando 91% de afluência das águas. As hidrelétricas do Nordeste estavam com nível de água de 26,7% nos reservatórios e a previsão era de que ao fim de junho, seria de 23%, considerando uma afluência de águas de 63%.

As três regiões afetadas pelo racionamento de energia elétrica desde 1º de junho – Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste – não conseguiram cumprir a meta de redução de 20%

no consumo nos dez primeiros dias do mês de junho, conforme os dados do ONS. No Sudeste e no Centro-Oeste, a redução no consumo atingiu apenas 16% em relação à média de uso de eletricidade de maio a julho de 2000. No Nordeste, o desempenho foi um pouco melhor. O racionamento atingiu 17,4%, com o consumo no horário de pico apresentando queda. No Sudeste e Centro-Oeste, o nível dos reservatórios estava estável em 29,34% e no Nordeste, o nível chegou a 26,56%, um pouco acima dos 23% previstos para o fim do mês de junho. No Sul, que deveria entrar voluntariamente no plano de racionamento, os reservatórios apresentaram nível de água de 86,4% e no Norte, o volume de água era de 74,6%.

Na avaliação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica dos primeiros dez dias do programa, as chuvas ajudaram o governo e, apesar, de a economia dos consumidores não ter atingido os 20% determinados pelo governo, foi possível atingir a meta de armazenamento de energia nos reservatórios.

O impacto negativo do racionamento de energia sobre o setor produtivo era inevitável, mas poderia ser menos dramático do que se esperava. A capacidade de adaptação das indústrias ao racionamento, por meio de maior eficiência no consumo e do aumento da parcela de autogeração, mostrava resultados positivos. Em muitos setores, não haveria queda expressiva do nível de produção ou de emprego. Entre os fatores que poderiam reduzir o impacto do racionamento na indústria, além da otimização, seriam a autorização para a divisão da cota de redução de consumo entre diferentes plantas, o incentivo à co-geração das usinas e outras empresas com resíduos passíveis de queima para geração e o fato de a Região Sul ter ficado de fora do programa.

A economia de energia nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste permanecia 3,5 pontos percentuais abaixo da meta de 20% determinada pelo governo para evitar o apagão. De acordo com os dados do ONS, a média de redução no consumo em junho continuava a ser de 16,5%, mesmo índice registrado nos primeiros 14 dias de vigência do programa. No Nordeste o índice apresentou um ligeiro crescimento, passando de 18,1% para 18,3% na média de energia consumida de 1º a 16 de junho.

Segundo o Instituto Nacional de Meteorologia (Inmet), havia um indício de que a temporada de chuvas no Sudeste e Centro-Oeste poderia ser antecipada para o fim de agosto e começo de setembro, uma vez que, tradicionalmente, elas ocorriam em meados de setembro e início de outubro. As chuvas poderiam atingir a nascente do Rio São Francisco em Minas Gerais beneficiando as hidrelétricas instaladas na região, além das hidrelétricas de Sobradinho, Paulo Afonso e Itaparica, no Nordeste.

O governo esperava que até 2003 a oferta de energia estivesse completamente normalizada no País, havendo ou não recursos da iniciativa privada para tornar isso viável. Até o final de 2002 a solução teria que vir do céu: se as chuvas ficassem 40% abaixo da média, como ocorreu em 2001, um novo racionamento seria quase inevitável. Estava descartada, no curtíssimo prazo, a necessidade de adotar os apagões para o cumprimento da meta de redução no consumo, não só por causa da redução do gasto registrada desde o início do racionamento, mas também porque as reservas hídricas se mantiveram um pouco acima da curva projetada. O nível dos reservatórios das hidrelétricas caiu entre o dia 1º e 17 de junho 0,79 ponto percentual no Sudeste e Centro-Oeste (de 29,68% para 28,89%) e 1,56 ponto percentual no Nordeste (de 27,29% para 25,73%). Em relação ao consumo, houve redução de 18,1% nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste e 19% na Região Nordeste. No sul, o total de energia armazenada era de 85,9% e no Norte, o índice chegava a 73,2%.

Mesmo sem atingir a meta de 20%, os resultados até o dia 24 de junho haviam sido extremamente positivos, já que a maior contribuição para diminuição no gasto de eletricidade estava vindo do consumidor residencial, embora a indústria também estivesse colaborando. Dados divulgados pelo ONS mostravam que o consumo de eletricidade registrado do dia 1º até o dia 24 de junho nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste caiu 18,7% em relação à média dos meses de maio e julho de 2000. No Nordeste, o consumo caiu 19,3% no mesmo período. Os reservatórios das usinas das Regiões Sudeste e Centro-Oeste se encontravam com 28,6% da sua capacidade, e do Nordeste, com 25,20%. A previsão era de que até o fim de junho os reservatórios dessas regiões estivessem em 27% e do Nordeste com 24% da capacidade total. No fim de junho de 2000, o nível dos reservatórios estava em 47,5%, e no Nordeste em 61%.

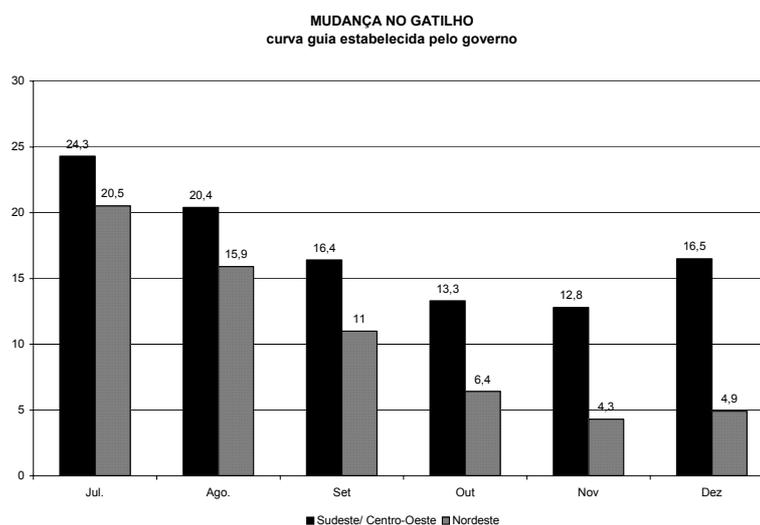
Os brasileiros estavam economizando mais energia que o esperado e, mesmo sem um balanço oficial do consumo nacional no primeiro mês de racionamento, o governo estava otimista. Segundo o governo, se as condições de clima e de economia de consumo de energia se mantivessem até o fim de novembro, o País não teria que sofrer apagões, mesmo sem se ter atingido a meta de redução de 20% no consumo de energia. No Nordeste, a situação era complicada, mas não havia a necessidade de feriados para conter o consumo de energia. Para que a situação continuasse estável no Nordeste, seria preciso uma afluência dos rios para os reservatórios da região da ordem de 56% a 60% da média histórica. Segundo o ONS, a Região Norte estava fornecendo mil megawatts médios de energia para o Nordeste, enquanto que o Sudeste fornecia outros 300 megawatts. Mas o regime hidrológico no Norte estava pior do que o esperado, portanto poderia ser que a região passasse a enviar menos energia para o Nordeste e o Sudeste aumentasse sua cota de envio. O problema ficaria grave se o Nordeste tivesse que reduzir sua geração própria por causa da falta de água, já que não haveria condições técnicas para enviar ao Nordeste mais do que 1.300 megawatts.

De acordo com os boletins do ONS, o consumo de energia elétrica no País, incluindo os Estados fora do racionamento, havia caído 15% em junho de 2001 em relação à média do período de maio e julho de 2000. A economia maior havia ocorrido no Nordeste (19,7%), seguido pelo Sudeste/ Centro-Oeste (19%) e pelo Sul/ Mato Grosso do Sul (2,4%). A Região Norte havia apresentado um aumento de consumo de 3,4% em relação a 2000. A Região Sul havia estabelecido uma meta voluntária de racionalização do uso de energia de 7% em relação aos valores projetados para o período. Em comparação a esse parâmetro, diferente das demais regiões, a economia de energia havia chegado a 5,2%.

O Plano B seria adotado somente quando os reservatórios que abasteciam as usinas hidrelétricas estivessem abaixo do limite estabelecido pelo governo. O plano do apagão previa que os consumidores pudessem ficar até quatro horas sem energia elétrica, sendo que estes apagões seriam definidos pelas distribuidoras de energia. Nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste, a economia de energia estava em 23% e no Nordeste, em 22,9%.

Em meados de julho, a Câmara de Gestão da Crise de Energia não havia definido o limite mínimo no nível dos reservatórios para cada mês até o fim de 2001 para acionar o

gatilho do apagão. A resolução do Plano B dizia que caso os reservatórios que abasteciam as hidrelétricas das Regiões Sudeste e Centro-Oeste atingissem, no fim de julho, o nível de 23,3% da capacidade do reservatório, seria implantado o feriado às sextas-feiras, seguido de apagão. A curva guia do governo previa o nível de 24,3% para os reservatórios das duas regiões no dia 31 de julho.



Ao fim do mês de julho, a GCE iria reavaliar a meta de 15% de racionamento de energia para a Região Norte, podendo aumentar o percentual de economia para 20%, o mesmo aplicado nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. A economia registrada nos Estados do Pará, Maranhão e Tocantins desde o dia 1º de julho não haviam superado 10%.

Mesmo com o nível dos reservatórios acima da expectativa prevista para o mês de julho, a possibilidade de apagão na região Sudeste não podia ser descartada. Segundo o ONS, o volume de chuvas futuros continuava a ser um fator preponderante para o País, assim como os resultados do racionamento. Até meados de julho, a energia armazenada no subsistema Sudeste era de 27,7%, significando que a região chegaria ao final de julho com o nível dos reservatórios em 27,3% - três pontos percentuais acima do nível previsto pelo ONS, de 24,3%, de acordo com a curva guia. Na região Nordeste, a situação não era tão confortável como no Sudeste. O nível dos reservatórios estava seguindo a trajetória prevista, mas sem folga. A energia armazenada no subsistema Nordeste era de 22,8%, com previsão de 20,9% para o final de julho, embora, de acordo com a curva guia, a expectativa era de terminar o mês com 20,5%.

A dúvida que vigorava no País na época era até quando o racionamento se estenderia. O problema era a dependência das chuvas, uma vez que o plano havia sido traçado levando em consideração uma média histórica de afluências, de 75%. De acordo com os dados do ONS, o País deveria fechar 2001 com o nível dos reservatórios em torno de 15%. Porém, em abril de 2002, as represas precisariam estar com o nível em torno de 45%, para suportar a demanda no período de seca.

O racionamento de energia elétrica na Região Norte, exceto no Estado do Amazonas, poderia ter início no dia 8 de agosto de 2001. Os fatores que contribuíam para que a região também entrasse no plano de redução de energia em igual condição com o Sudeste e Nordeste, eram que a população não estava cumprindo a meta de racionalização de 15% e o nível do reservatório da Usina de Tucuruí vinha caindo expressivamente. O problema era que a energia gerada pela Usina de Tucuruí contribuía não somente com o Norte, mas também com a Região Nordeste.

A redução do consumo de energia elétrica no mês de julho nos Estados das Regiões Sudeste e Centro-Oeste ficou em 21,8%, ou seja, 1,8 ponto percentual acima da meta fixada pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Na Região Nordeste, a economia ficou em 21,1%, 1,1 ponto percentual acima da meta. Os reservatórios das usinas hidrelétricas do Sudeste estavam com 26,76% de água, significando que as barragens ficaram 2,33 pontos percentuais acima da previsão da GCE. No Nordeste, a quantidade de água nos reservatórios chegava a 21,15%. Na Região Sul, os reservatórios atingiam 96,9% da capacidade e na Região Norte, as barragens chegavam a 64,98%.

Após reunião da GCE, decidiu-se que a meta de redução do consumo dos Estados que faziam parte do sistema interligado da Região Norte seria elevada a partir de 20 de agosto de 2001. Os consumidores residenciais dos Estados de Tocantins, Pará e Maranhão teriam meta de economia de 20%, a indústria de 10% e o comércio de 15%. Além da elevação da cota, os consumidores residenciais estariam sujeitos ao corte de energia a ao pagamento de sobretaxa caso não cumprissem a meta e poderiam receber bônus caso economizassem mais que o exigido. As indústrias eletrointensivas tiveram sua meta de redução aumentada para 25%.

Em meados de agosto, o nível dos reservatórios no Sudeste e Centro-Oeste estava 2,76% acima da curva de segurança. No Nordeste, que dependia de um único rio, o São Francisco, o nível estava 0,83% acima da faixa de segurança. Segundo o governo, a dificuldade de economia no Nordeste ocorria por parte dos consumidores residenciais de maior poder aquisitivo, das pequenas e médias empresas e da iluminação pública.

A Região Norte havia conseguido aumentar o percentual de economia de energia de 10,7%, registrado nos 15 primeiros dias de agosto, para 19%, no período de 15 a 19 de agosto. Segundo dados do ONS, o nível do reservatório de Tucuruí chegou a 85,99%, 0,05 ponto percentual abaixo da curva guia estabelecida pelo governo. A redução de consumo de energia foi de 20,7% no Sudeste e Centro-Oeste e de 20% no Nordeste. O nível dos reservatórios da Região Nordeste estava em 18,54%, 0,86 ponto percentual acima da curva guia.

Embora o País ainda não tivesse superado totalmente a crise de energia, cresciam os indícios de que o cenário traçado em junho não seria mais o mesmo. Além de o governo afrouxar as regras do plano de redução de energia, a necessidade de racionamento para 2002 não era mais uma certeza. A melhora do cenário e as perspectivas para 2002, porém, continuavam ancoradas no regime de chuvas e na manutenção da economia de energia.

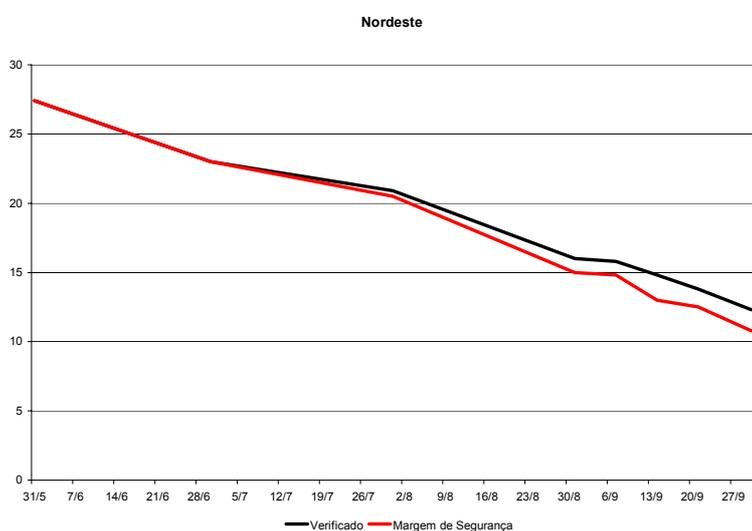
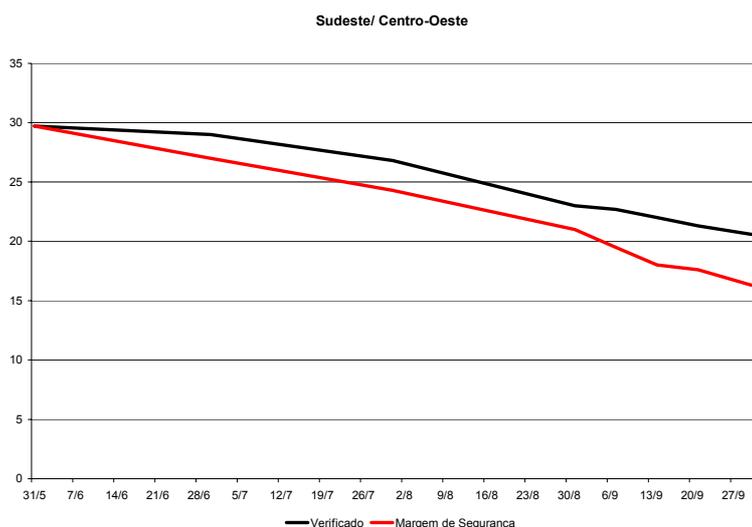
Os novos projetos de geração de energia previstos para entrar em operação até dezembro de 2002 enfrentariam um problema totalmente inusitado, em período de racionamento, a falta de compradores para a nova eletricidade, uma vez que os consumidores já haviam fechado contratos de fornecimento e esses tinham prazos de até cinco anos. Com o racionamento, muitas empresas haviam reduzido drasticamente o volume de energia consumida e não deveriam ampliá-lo aos níveis anteriores à crise, mesmo que a produção das usinas hidrelétricas retomasse os níveis normais em 2002.

Segundo a GCE, não haveria apagão nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste nas seis semanas seguintes, nem na Região Nordeste nas quatro semanas seguintes. O nível dos reservatórios de água do País estava sendo reduzido a um ritmo mais lento, como resultado das chuvas que haviam caído na primeira metade do mês de setembro. Nos meses de junho, julho e agosto a média de economia foi de 20,1% nas Regiões Sudeste e Centro-

Oeste e de 19,9% no Nordeste. O nível os reservatórios das Regiões Sudeste e Centro-Oeste estava 3,26 pontos percentuais acima da curva guia. No Nordeste, o nível dos reservatórios estava 1,13 ponto porcentual acima da curva guia. Apesar do aumento do consumo de energia, estava havendo uma conservação maior de água nos reservatórios das usinas. Nos primeiros 13 dias de setembro, a economia de energia nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste havia sido de 18,4%, no Nordeste havia sido de 17,6% e no Norte, de 20,3%.

O volume de chuvas, que caíram em meados de setembro, havia contribuído para aumentar a folga em relação à curva guia. No Sudeste e Centro-Oeste a folga subiu de 3,25 pontos percentuais para 3,82, com um nível de 21,13% em seus reservatórios. O Nordeste também havia sido beneficiado pelas chuvas, uma vez que a folga subiu de 1,16 ponto porcentual para 1,4, com um nível de 13,54% em seus reservatórios. Mesmo assim, a economia de energia continuava abaixo da meta de 20% estabelecida pelo governo. De acordo com o ONS, a economia de energia de 1º a 23 de setembro havia sido de 19% no Sudeste e Centro-Oeste, de 16,6% no Nordeste e de 20,6% no Norte.

O balanço do consumo de energia elétrica em setembro indicava que a população havia relaxado na economia de eletricidade. O desempenho nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste havia ficado abaixo da meta de 20% fixada pela GCE. A redução dos gastos no Sudeste e Centro-Oeste havia sido de 18,6% e de 16,1% no Nordeste. Somente no Norte houve cumprimento da meta, com 20,2% de redução no consumo. O ONS informava que, apesar do aumento do consumo de energia elétrica, o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas estava acima do que era projetado para outubro.



A explosão da crise energética no País havia deixado clara fragilidade do sistema de transmissão de energia, que necessitava de mais linhas par interligar as regiões. Se os subsistemas brasileiros estivessem 95% interligados, o impacto do racionamento nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste poderia ser um pouco menor. No início da crise, os reservatórios do Sul estavam vertendo água, ou seja, jogando água fora sem poder transferir a eletricidade para o Sudeste por falta de linhas de transmissão. Além disso, o Brasil teria a possibilidade de recorrer aos países vizinhos, como Argentina, Bolívia e Uruguai, para importar energia. Com as restrições das linhas, a transferência da energia gerada por Itaipu Binacional era priorizada, mas era preciso levar em conta que os reservatórios do Sul tinham pequena capacidade de armazenamento e não suportariam todo o consumo do Sudeste e Centro-Oeste.

A situação energética dos Estados nordestinos era crítica e, por isso, o núcleo da GCE discutiria as medidas de racionamento para a região. Na primeira semana de outubro, a economia de energia havia sido de 11,1%. Os reservatórios que abasteciam as hidrelétricas chegaram a 11,4%, uma folga de 1,44 ponto porcentual acima da curva guia. Esses números indicavam uma redução de 0,91 ponto porcentual no nível registrado no dia 1º de outubro. Uma das alternativas do governo seria a adoção do plano B, que previa a implantação de medidas que iam de feriados a apagões. No Sudeste e Centro-Oeste a situação era mais tranqüila. Nos sete primeiros dias de outubro a economia havia sido de 17,2%. Os reservatórios chegaram a 21,05% da capacidade, ficando 5,34 pontos porcentuais acima da margem de segurança. Na Região Norte a economia de energia havia sido de 19,2%. O nível do reservatório da hidrelétrica de Tucuruí estava em 51,81%.

A Região Nordeste seria submetida ao chamado Plano B do racionamento de energia, que previa como primeira medida a adoção de três feriados adicionais nos dias 22 de outubro, 16 e 26 de novembro. Além disso, a GCE estaria orientando as distribuidoras de energia do Nordeste a reforçarem os cortes no fornecimento nas residências com consumo acima de 500 kWh que não cumpriram a meta prevista.

Já era visível o resultado do começo do período chuvoso, embora o governo considerasse prematura qualquer previsão de redução da meta de economia de energia para o Sudeste e o Centro-Oeste. No Sudeste e no Centro-Oeste a economia de energia nos nove primeiros dias de outubro foi de 16,9%. O nível dos reservatórios estava em 21,3%, ficando 5,87 pontos porcentuais acima da curva guia. No Norte, a economia foi de 18,8% e o reservatório de da hidrelétrica de Tucuruí chegou a 50,1% da capacidade máxima.

Os reservatórios das usinas hidrelétricas das Regiões Sudeste e Centro-Oeste deveriam chegar ao fim de outubro com 9 pontos porcentuais acima do limite mínimo definido pelo governo, por causa das chuvas na região. Ao fim da primeira metade do mês de outubro, o nível dos reservatórios das duas regiões era de 21,42%, o equivalente a 6,99 pontos porcentuais acima da margem de segurança. A economia de energia estava em 18,1%, para uma meta de 20%. A previsão para o Nordeste, no entanto, era de queda na margem de segurança, com os reservatórios chegando ao fim de outubro com níveis positivos entre 1

ponto porcentual e 1,4 ponto porcentual em relação ao limite mínimo. O nível do reservatório estava em 10,21% de capacidade, 1,58 ponto porcentual acima da curva guia.

A economia do consumo de energia no primeiro feriado especial determinado pela GCE no Nordeste foi de 24,5%. Até o dia 21 de outubro, a redução havia sido de 13,6% no Nordeste, enquanto o Sudeste chegou a 18,2% e o Norte a 19,3%. O Nordeste enfrentava a mais crítica situação, com o nível de seu reservatório em 9,44% de sua capacidade, enquanto que o Sudeste tinha 21,48% nos seus reservatórios, e o Norte tinha 41,54% de água armazenada em seus reservatórios.

A GCE havia autorizado a contratação de 1.000 megawatts de energia adicional para a Região Nordeste, que seria produzida por cerca de 37 usinas móveis, com fornecimento de 400 MW 90 dias após a assinatura do contrato, outros 200 MW em 180 dias e os 400 MW restantes até julho de 2002.

Ao fim de outubro, a Chesf (Companhia Hidrelétrica do São Francisco) constatava melhorias no nível dos rios do Nordeste, proporcionadas pelas medidas duras adotadas pela GCE para a região e também pelas chuvas que haviam caído na nascente do Rio São Francisco, em Minas Gerais, em meados de outubro. O nível do reservatório de Sobradinho, que servia para regularização do Rio São Francisco, havia subido 0,5% ao longo de outubro, atingindo 6,58% da capacidade total ao fim do mês. Com o aumento, o nível do rio passou a superar a curva guia prevista pelo ONS em 1,95%, ante 1,4% verificado no início de outubro.

Porém, o Nordeste continuava economizando menos energia elétrica que as outras regiões brasileiras que estavam enfrentando o racionamento, apesar de sua situação energética ser a mais crítica. Nos quatro primeiros dias de novembro, que incluíam o feriadão, a região havia reduzido 17,4% do seu consumo, ante 23,5% do Sudeste/ Centro-Oeste e 21,4% do Norte. O governo havia assegurado, porém, que a possibilidade de apagão em novembro estava descartada na região, que mesmo assim apresentava um quadro um pouco melhor, por causa do início do período úmido, com chuvas na cabeceira do Rio São Francisco. O reservatório de Sobradinho, na Bahia, estava com 8,15% da sua capacidade, 2% acima do previsto para o período.

Na segunda metade do mês de novembro, o governo havia informado que o racionamento de energia seria atenuado, entre dezembro e fevereiro, para os consumidores residenciais e comerciais. Os principais beneficiários dessas novas medidas seriam os moradores das cidades turísticas das Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, incluindo todas as capitais, além do Distrito Federal. No Sudeste e Centro-Oeste, a meta de consumo para esses municípios havia caído de 20% para 7% e no Nordeste, de 20% para 12%. Para as demais cidades, a nova meta de economia seria reduzida para 12% nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste, 17% no Nordeste e 5% no Norte. A redução não incluiria as indústrias, que continuariam com a meta de 20%, nem para o serviço público, obrigado a economizar 35% de energia. A GCE havia explicado que as cidades turísticas tiveram redução maior das metas de economia porque, no fim do ano, o turismo de verão provocaria aumento de consumo nessas localidades.

Mesmo com a redução do índice de racionamento, a economia real que seria feita pela população que morava nas regiões mais quentes do País teria de ser superior ao previsto pelo governo. Isso ocorreria porque nessas localidades o consumo de energia costumava elevar-se durante o verão. O problema era que os meses de referência para calcular a meta de racionamento não haviam sido alterados. A base para encontrar a cota de consumo continuava sendo maio, junho e julho de 2000 – período em que o consumo era menor em localidades mais quentes. Ou seja, a mudança nos patamares de economia de energia não havia abrandado a situação destes consumidores.

A elevação da temperatura nas cidades fluminenses e no litoral paulista havia sido um dos principais fatores da queda na economia de energia das Regiões Sudeste/ Centro-Oeste. Desde o início de novembro, o consumo diário sofreu aumento de quase 40%. Ao fim do mês de novembro, a economia de energia nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste havia desabado para 5,9%, menos de um terço da meta. Com isso, o Nordeste havia deixado de ser a área com pior desempenho no racionamento. A economia acumulada no Sudeste e Centro-Oeste em novembro havia reduzido para 15,8%. O Nordeste terminou o mês com 12,9% de economia de energia acumulada. No Norte, o resultado foi de 19,5% no mês. Porém, a recuperação dos reservatórios do Sudeste e Centro-Oeste estava sendo obtida devido ao aumento das chuvas, fazendo com que a afluência das chuvas ficasse em 96% da média histórica e que o nível dos reservatórios subissem para 22,75% da capacidade total.

As três regiões que estavam sob racionamento de energia elétrica haviam conseguido atingir as novas metas de economia fixadas pela GCE para o período de dezembro. No Sudeste e Centro-Oeste, de 1º a 3 de dezembro, a economia havia sido de 20,4% e no Norte, a economia alcançada nesses dias foi de 22,3%. No Nordeste, a economia registrada pelo ONS foi de 14,3%. O nível dos reservatórios que abasteciam as hidrelétricas do Sudeste e Centro-Oeste estava em 23,73% de sua capacidade, ou 10,72% acima da curva guia do governo. No Nordeste, os reservatórios estavam com 8,5% de sua capacidade, o que representava 4,14% acima do limite mínimo.

Em meados de dezembro, o governo havia decidido acabar com o racionamento de energia elétrica na Região Norte no dia 1º de janeiro de 2002. O governo havia anunciado que decretaria o fim do racionamento no Norte quando o reservatório de Tucuruí alcançasse 50% de sua capacidade. Na época, o nível do reservatório era de 39,06% de sua capacidade. O período de chuvas estava enchendo os reservatórios que abasteciam as usinas hidrelétricas em todo País. De acordo com o boletim do ONS, os reservatórios do Sudeste/ Centro-Oeste haviam alcançado 26,34% da capacidade máxima, o que representava 12,05% acima da margem de segurança do governo. No Nordeste, o nível era de 10,44%, cerca de 5,8% acima da curva guia.

As chuvas nos últimos dias de dezembro haviam aumentado mais rapidamente o volume médio diário de água que entrava nos reservatórios das usinas hidrelétricas das Regiões Sudeste e Centro-Oeste. O volume dos reservatórios dessas regiões havia passado de 23,26% no dia 1º de dezembro para 29,7% no dia 26, 14% acima da curva guia. No Nordeste, as chuvas e a afluição dos rios fizeram com que os reservatórios da região recuperassem o fluxo de água verificado no início de dezembro. Com isso os reservatórios contavam com 12,4% de água, 7,6% acima do limite mínimo.

O País havia iniciado o ano de 2001 com um prenúncio de crise energética, atravessando o segundo e terceiro trimestres sob a ameaça de apagões e havia terminado o ano cumprindo um programa de racionamento com metas menos rígidas e a possibilidade de debelar a crise em 2002. Ao longo de 2001, a maioria da população havia incorporado a sua rotina a atualização de informações sobre os níveis dos reservatórios das geradoras, comportamento da curva guia, balanço do consumo de megawatts/hora. O ano de 2001

terminava com um programa de racionamento que havia obtido grande sucesso e com participação exemplar da sociedade brasileira. O nível dos reservatórios no Centro-Sul do País havia chegado ao fim de 2001 em melhor situação que a registrada no mesmo período de 2000. O boletim do ONS do dia 28 de dezembro revelava que os reservatórios haviam atingido 30,46% da capacidade, contra 28% registrados em 2000. O Nordeste havia fechado ao ano de 2001 com 14,10% de capacidade em seus reservatórios.

3.2. A RECUPERAÇÃO DA CAPACIDADE ARMAZENADA

O racionamento de energia poderia terminar até o fim de março nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, caso de confirmassem as projeções mais otimistas dos técnicos do governo. No Nordeste, área mais afetada, a possibilidade era de que o fim do racionamento ocorresse em maio. No Sudeste e Centro-Oeste o nível de água dos lagos havia ultrapassado os limites mínimos previstos pelo governo para fevereiro e março.

O nível dos reservatórios que abasteciam as usinas hidrelétricas das regiões sob racionamento continuava subindo. Para o fim de janeiro, a expectativa era que o índice estivesse bem próximo à meta de 52% de água, volume mínimo considerado pela GCE para garantir que não houvesse mais problemas de abastecimento.

Em meados de janeiro de 2002, o governo havia dado mais um passo para o fim do racionamento de energia elétrica em março. A GCE havia anunciado que no dia 1º de fevereiro a iluminação pública – cuja economia estava sendo de 35% – estaria liberada e o racionamento para o setor industrial seria aliviado, para compensar a folga da economia obtida em janeiro.

O governo estava dando como certo o fim do racionamento de energia elétrica em todo o País a partir de março de 2002 se a frequência de chuvas continuasse no mesmo ritmo verificado em janeiro. As medidas seriam mantidas para assegurar que o nível de água dos reservatórios permanecesse, em março, acima de 50%.

Os reservatórios das hidrelétricas do Sudeste e Centro-Oeste haviam atingido, no início de fevereiro, metade da capacidade de armazenamento. Com isso, faltavam apenas 2,57% para que fosse alcançada a curva guia superior. Com as chuvas de carnaval e o baixo consumo, a capacidade de armazenamento chegou a 53,32%. A Região Nordeste teria que esperar um pouco mais para se ver livre do racionamento, uma vez que os reservatórios estavam com 45,10% da capacidade, 2,76% abaixo do limite de segurança.

As fortes chuvas que haviam caído nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste do País causaram uma situação inusitada dentro do sistema elétrico brasileiro. Em pouco mais de

dois meses, as usinas hidrelétricas, que estavam com seus reservatórios secos, conseguiram recuperar a capacidade máxima de armazenamento de suas represas e estavam jogando água fora (vertendo), já que se tratava de uma forma de manter a segurança operacional do sistema, inclusive da rede de transmissão, que não suportaria a produção máxima das hidrelétricas.

O maior desafio do governo seria afastar o risco de novos racionamentos de 2004 em diante. Uma tarefa difícil de ser cumprida se as pendências do setor não fossem solucionadas. Para GCE, o risco estaria apenas se afastando se a reestruturação do Ministério de Minas e Energia fosse concluída e se as usinas e linhas de transmissão que constassem no programa de expansão da oferta fossem construídas nos prazos previstos.

No dia 19 de fevereiro de 2002, o presidente Fernando Henrique Cardoso havia anunciado o fim do racionamento de energia a partir do dia 1º de março. Foi ressaltado, no entanto, que o crescimento do consumo não deveria ser visto como uma coisa ruim, desde que ocorresse de forma racional e para o bem-estar da população. Especialistas criticaram a medida tomada, suspeitando até de motivações eleitorais ou de pressões das concessionárias para abreviar as limitações ao consumo de energia. A volta das chuvas abundantes havia estimulado o governo a dar por encerrado o racionamento, tão logo as projeções indicaram a recuperação a muito curto prazo da capacidade dos reservatórios. Mas os analistas consideravam insuficiente a “folga” nos volumes de água acumulada, da ordem de 4 pontos percentuais acima dos níveis de segurança nas usinas no Sudeste e Centro-Oeste e menos do que isso nas hidrelétricas do Nordeste.

4. ACOMODAÇÃO DA DEMANDA APÓS A CRISE

Terminava oficialmente, no dia 1º de março de 2002, o racionamento de energia elétrica, que havia obrigado a população a viver uma rotina diferente durante nove meses. Passada a fase da economia obrigatória de energia, a população das Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste poderia gastar eletricidade sem se preocupar em cumprir metas de consumo nem com o risco de ter o fornecimento de luz cortado por gasto excessivo.

A economia de energia durante o período em que o racionamento esteve em vigor foi de 26 mil MWh, incluindo a redução no consumo registrada na Região Norte, que havia saído do racionamento no dia 1º de janeiro de 2002. O total de energia economizada correspondia ao consumo, durante um ano, de 7,2 milhões de residências que gastavam em média 300 kWh por mês.

Com a cobrança da sobretaxa daqueles que gastavam energia além da meta estabelecida pelo governo, as distribuidoras haviam arrecadado R\$ 431,7 milhões. O total de bônus pago àqueles que economizaram mais que o necessário havia sido de R\$ 832,9 milhões, sem levar em consideração o bônus que seria pago no mês de março. A decisão de decretar o fim do racionamento havia sido tomada quando os reservatórios que abasteciam as usinas hidrelétricas haviam alcançado os níveis de segurança determinados pelo governo. Ao fim de fevereiro, o volume de águas nas barragens do Nordeste havia chegado a 55,53% da capacidade máxima, 6,6% acima da curva guia superior. No Sudeste e Centro-Oeste, o nível dos reservatórios havia chegado a 62,95% da capacidade, 9,02% acima da curva guia superior. A previsão era de que em todas as regiões que estiveram sob o racionamento o nível dos reservatórios chegassem a 70% no fim de março.

A demanda de energia no País continuava muito abaixo do observado em 2001, antes do racionamento. Segundo dados do ONS, a queda havia oscilado nacionalmente em torno de 14% em janeiro e fevereiro de 2002 e a previsão era de que esse percentual de queda continuaria em março.

Nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste, que consumiam pouco mais de 60% de toda energia elétrica do País, a queda havia sido maior, atingindo 16,5% em janeiro e 17,2% em

fevereiro, em relação aos mesmos meses de 2001. A projeção para março era de queda de 12% sobre o consumo de março de 2001 no Sudeste e Centro-Oeste.

Os números consolidados do ONS referentes a 2001, mostravam que o consumo de energia no País no segundo semestre de 2001 havia retornando aos níveis de 1996. O Sistema Interligado Nacional havia encerrado dezembro consumindo cerca de 35.000 MW por mês, com queda de 16,01% sobre o observado em dezembro de 2000, queda de 12,26% sobre dezembro de 1999, de 6,91% em relação a dezembro de 1998, 6,32% em relação a 1997 e de 1,27% em relação a 1996.

As Regiões Sudeste e Nordeste registraram queda mais acentuada. O consumo médio na região mais rica do País em dezembro havia ficado 5,62% abaixo do observado em 1996. No Nordeste, o patamar havia ficado 2,1% abaixo de 1996. Na Região Norte, o consumo de energia em dezembro havia sido 10,09% superior ao verificado em 1996, enquanto a Região Sul havia mostrado avanço de 19,97% nesse mesmo período.

A queda acentuada na demanda de energia havia ocorrido em um período de rápida recuperação da capacidade de geração das grandes hidrelétricas brasileiras. Os reservatórios de todas as regiões do País deveriam encerrar o período de chuvas em abril, em níveis muito acima do observado nos cinco anos anteriores.

O mês de abril se iniciava e os dados do ONS mostravam que o perigo de um novo racionamento de energia em 2002, ou em 2003, estava cada vez mais distante. Os reservatórios estavam cheios e a média das represas nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste estava com 72,5% da capacidade preenchida para um potencial mínimo esperado de 70,5%. No Nordeste, a média era de 68,3%, com um mínimo esperado de 66,2%. Além disso, o consumo de energia havia caído de maneira generalizada, em proporção ainda maior que o projetado pelo governo em comparação a 2001. A estimativa para março era de um consumo de 26.270 MW. O consumo real havia ficado em 24.218 MW, um desvio de 1,2 mil MW, equivalente à produção de Angra 2. De fato, o consumidor de energia no Brasil havia aprendido a economizar e, possivelmente, o desperdício estava fora da agenda brasileira.

Dois meses depois do fim do racionamento de energia, os lagos das usinas hidrelétricas das Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste começavam a se esvaziar, o que deveria parar em novembro. Em compensação, o consumo de energia acumulada em abril, mês que havia sido extraordinariamente quente e seco em 2002, estava abaixo das previsões dos técnicos do governo. Nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste, as hidrelétricas estavam com 69,5% de água. No Nordeste, o volume era de 65,7% de água. O consumo de energia continuava caindo, terminando o mês de abril com 4,61% de economia nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste e com 6,11% na Região Nordeste.

Em meados de maio, o ONS havia declarado que o planejamento da operação do sistema acusou possibilidade de que, em quatro anos, o consumo de energia seria igual ou maior do que a oferta. A previsão do setor era de que o consumo teria um crescimento anual de 5%, pelo menos, nos anos seguintes. No primeiro trimestre de 2002, houve queda de 13,5%, ainda como reflexo do racionamento compulsório de eletricidade. Um novo racionamento de energia em 2006 ocorreria se as chuvas nos anos seguintes repetissem as piores médias históricas dos últimos 70 anos e nenhum novo projeto de geração fosse realizado. O planejamento do ONS levava em conta a construção de 16 térmicas e de novas hidrelétricas e linhas de transmissão em processo de construção ou licitação. O ONS acreditava que novos projetos seriam iniciados até 2006, afastando de vez o risco de novo racionamento de energia.

As chuvas que haviam caído, no fim de maio, no Centro-Sul do País trouxeram boas notícias para o setor elétrico. Os reservatórios das usinas hidrelétricas das Regiões Sudeste e Centro-Oeste voltaram a encher e atingiram 19,18% acima da curva guia superior. No Nordeste, porém, a situação não era tão confortável, uma vez que o ritmo de esvaziamento havia se mantido estável e contínuo e desde de abril os lagos haviam perdido cerca de 4% de água. Os reservatórios apontavam 62,22% de volume e 17,93% acima da curva guia superior. Ainda assim, essa quantidade permitiria suprir a demanda em 2002 e 2003. Todos esses dados mostravam que a situação estava bem melhor do que em 2001, quando o nível de água era tão baixo que acarretou nas medidas de racionamento.

O consumo de energia elétrica continuava em nível bastante inferior ao registrado em 2001 e começava a preocupar especialistas do setor, que achavam que o País estava

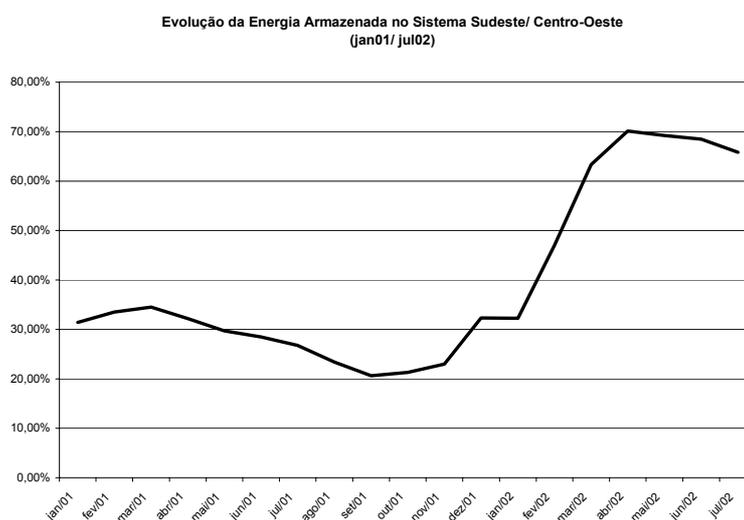
caminhando para ter excesso de oferta. Segundo dados da Eletrobrás, o consumo em abril havia atingido 24,7 mil GWh, o que representava uma queda de 8,9% em relação a abril de 2000. A queda havia sido puxada basicamente pelo setor residencial, mas o comércio e a indústria também estavam consumindo menos energia em 2002. A redução no consumo e o bom volume de chuvas no início de 2002 estavam permitindo que os reservatórios das grandes geradoras se situassem em patamares confortáveis para o período seco do País. A situação era tranqüila, uma vez que o ONS não estava autorizando o fornecimento às usinas movidas a gás, óleo ou carvão, já que as hidrelétricas estavam conseguindo atender a praticamente todo o consumo nacional.

Por fim, o consumo de energia no País em maio havia caído 5,7% em relação a maio de 2001. Uma das razões foi o desaquecimento da indústria, especialmente na Região Sudeste. A Eletrobrás que trabalhava com uma taxa de redução do consumo em torno de 2%, revisou sua previsão de crescimento de demanda por eletricidade em 2002 de 6,5% para algo entre 3% e 4%.

5. CONCLUSÃO

Com o fim do racionamento, o Ministério de Minas e Energia descartava taxativamente a hipótese de outro surto de escassez nos quatro anos seguintes. Ou seja, até 2006, pelas estimativas oficiais, o parque elétrico nacional estaria em condições de gerar mais de 30 mil MW, graças às novas hidrelétricas e termoeletricas a cargo do setor privado, dando segurança ao sistema. No entanto, a disposição dos empreendedores ainda era incerta, além de não haver garantias de que novos investimentos chegassem a tempo e em quantidade suficiente.

Entretanto, autoridades e especialistas concordavam que os nove meses de racionamento mais o método utilizado (pagamento de sobretaxa e ameaça de corte para os não poupadores, e bônus para os poupadores além da meta inicial de 20%) haviam gerado o tipo de comportamento racional de consumo que costumava ser obtido via preço, ou seja, pela imposição de tarifas punitivas para inibir o desperdício de energia. A crise havia sido uma das situações clássicas em que as ações individuais, motivadas pela defesa do interesse próprio, acabavam contribuindo para o bem comum. E não se esperava que o fim do racionamento viesse a ser também o fim do consumo inteligente de eletricidade, por parte de pessoas, empresas e governos.



Outro ponto a se concluir foi que o Brasil saiu da situação de racionamento para o excesso de energia elétrica devido à conjugação de vários fatores. As chuvas que deixaram de cair em 2001 estavam sendo generosas em 2002 e este pode ser um dos cinco anos mais chuvosos no período de 70 anos de registro do regime pluviométrico brasileiro. Outro fator

foi que as chuvas caíram no lugar certo, ou seja, nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste, onde estavam os maiores reservatórios. Segundo o ONS, o ano de 2001 foi o 11º pior ano da história, ficando 21% abaixo da média, e as chuvas se concentraram no Sul e no Norte, onde os reservatórios eram menores. Outro aspecto que estava transformando o quadro de escassez em um regime de abundância resultava dos pesados investimentos em energia, especialmente pelo setor privado. A previsão era que o País investiria R\$ 43,4 bilhões no setor até 2004. Pelos dados da Eletrobrás, o País tinha a quinta maior capacidade de geração do mundo, perdendo para os EUA (900 mil MW), Alemanha (115 mil MW), França (110 mil MW) e Inglaterra (75 mil MW). Em termos per capita, porém, o consumo do Brasil era de 2.000 kWh por ano, enquanto que os norte-americanos consumiam 12 mil kWh, o que sinalizava que ainda havia grande espaço para crescimento. A expansão acelerada ocorria em período de forte queda da demanda, onde parte da economia gerada pelo racionamento em 2001 foi permanente, ou seja, não voltará mais, sendo, portanto um grande desafio acabar com a vulnerabilidade do setor elétrico, considerando-se o novo comportamento da sociedade brasileira.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Werneck, R. (2000). Tarifação de Energia Elétrica e Perspectiva de Excesso de Demanda.

The Brazilian Power Sector Supply Crisis, Origins and Perspectives, by Power Systems Research, 2002.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica.

Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico – Relatório de Progresso no. 1, 2, 3.

Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica.

Eletrobrás – Programa Decenal de Geração 1998 – 2007.

Jornal Estado de São Paulo

Jornal Valor Econômico