

Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica

APRESENTAÇÃO

A Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica foi criada por Decreto do Presidente da República, em 22 de maio de 2001, e publicado na página 4 da seção 1 do Diário Oficial nº99-E, de 23 de maio de 2001.

O objetivo definido para a Comissão foi o de avaliar, no prazo de sessenta dias, a política de produção energética e identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia.

O Presidente da República na mesma data assinou Decreto, publicado no mesmo dia na página 1 da Seção 2 do referido Diário, designando os seguintes membros para compor a Comissão: Jerson Kelman, Diretor-Presidente da Agência Nacional de Águas – ANA, como coordenador; Altino Ventura Filho, Diretor-Técnico-Executivo da Itaipu Binacional; Sérgio Valdir Bajay, Professor da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP); João Camilo Penna, Conselheiro do Conselho de Administração da Itaipu Binacional; e Cláudio Luiz da Silva Haddad, Presidente do IBMEC Educacional S.A.

A Comissão contou com o apoio logístico e operacional da Agência Nacional de Águas (ANA) e realizou dez reuniões em Brasília, São Paulo e Rio de Janeiro. Foi secretariada por Bruno Pagnoccheschi, Secretário-Geral da ANA, e contou com a consultoria de Mário Veiga Ferraz Pereira, Frederico Gomes e José Rosenblatt.

O presente documento constitui o relatório da Comissão, que inclui 11 anexos técnicos, nomeados de A a K, além do Anexo L, que reúne as informações acerca do desenvolvimento do trabalho.

Brasília, 21 de julho de 2001.

Jerson Kelman
Coordenador

O DESEQUILÍBRIO ENTRE OFERTA E DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA

1. A Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico investigou as seguintes questões:

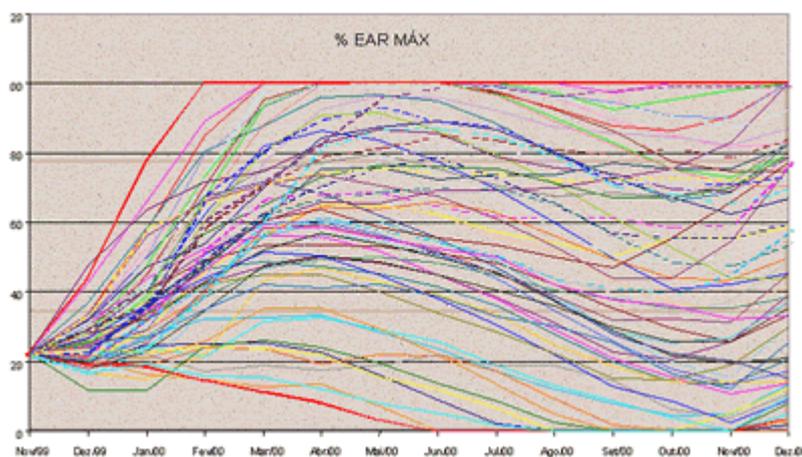
- Quais foram os fatores físicos e regulatórios que levaram à crise de suprimento de energia elétrica e em que proporção cada fator contribuiu para sua severidade?
- O MME e a ANEEL estavam cientes da gravidade da crise que se avizinhava? Em caso afirmativo, foram tomadas iniciativas para amenizá-la?
- Houve fluxo de informação adequado entre o ONS, a ANEEL, o MME e o alto escalão do Governo com relação à probabilidade de ocorrência e severidade da crise de suprimento?
- Quais as causas institucionais e normativas que contribuíram para a crise?
- A Comissão tem recomendações para equacionar os principais problemas encontrados?

Quais foram os fatores físicos e regulatórios que levaram à crise de suprimento de energia elétrica e em que proporção cada fator contribuiu para sua severidade?

2. O sistema hidrelétrico brasileiro é *projetado* para atender o consumo de energia na hipótese de ocorrência de períodos hidrológicos secos por vários anos consecutivos (Anexo A). Se o sistema estiver "equilibrado", somente secas excepcionais resultam em problemas de suprimento. Quando

"desequilibrado", o sistema passa a depender de ocorrência de condições hidrológicas favoráveis.

3. A figura a seguir, retirada da Nota Técnica ONS-DPP 059/1999, ilustra o conceito. Ela mostra quais poderiam ter sido as evoluções do armazenamento de energia da região Sudeste, ao longo do ano de 2000, na hipótese de ocorrência de 66 cenários hidrológicos, cada um deles correspondente a um ano da série histórica de vazões. Todas as evoluções partem da situação real existente em 30 de novembro de 1999, quando o estoque de energia era excepcionalmente baixo: cerca de 20% do armazenamento máximo. Observando o gráfico, nota-se a imensa variabilidade. Para a melhor das evoluções, a energia armazenada atingiria 100% da energia armazenada máxima (EAR MAX), ainda em fevereiro. Para a pior das evoluções, a energia armazenada seria nula (0%) em junho, o que resultaria em prolongado racionamento energético. Conforme mencionado na Nota Técnica, observa-se na figura que a energia armazenada também ficaria nula em nove evoluções, significando que a possibilidade de racionamento em 2000 não poderia, em novembro de 1999, ter sido descartada.



Fonte: Nota Técnica ONS-DPP 059/1999 []

4. Na realidade, a probabilidade de déficit energético para o ano 2000 poderia ter sido estimada, em novembro de 1999, em cerca de 14%, valor muito superior ao adotado tradicionalmente pelo Setor Elétrico, de 5%. Essa vulnerabilidade poderia ter deflagrado medidas preventivas, pelo MME, já em novembro de 1999.

5. Caso as condições hidrológicas verificadas em 2001 tivessem ocorrido em 2000, teria sido deflagrado um racionamento, em 2000, mais severo do que o País enfrenta atualmente.

6. A condição de armazenamento do sistema, em novembro de 1999, era excepcionalmente desfavorável devido ao desequilíbrio do sistema (tema a ser examinado mais adiante), que resultou em uso excessivo da água armazenada nos reservatórios. Caso a energia armazenada em novembro de 1999 fosse superior a 70% da energia armazenada máxima, que é um valor típico para um sistema equilibrado, um novo gráfico mostraria que nenhuma das evoluções teria implicado em déficit energético.

7. Estando o sistema desequilibrado, a hidrologia desfavorável dos últimos anos teve o efeito de precipitar a crise. Ou seja, se as vazões afluentes às usinas nos últimos anos não tivessem sido adversas, a crise não teria se materializado, mesmo estando o sistema desequilibrado.

8. As vazões afluentes em anos recentes às usinas de Furnas e Itumbiara, respectivamente no rio Grande e rio Paranaíba, que são reservatórios representativos da região Sudeste, configuram uma situação de hidrologia moderadamente adversa. Como mostrado no Anexo B, a atual seca é a quarta pior de uma série histórica de setenta anos, sob a ótica de garantia da vazão firme.

9. No caso da usina de Sobradinho, no rio São Francisco, que é o maior e mais representativo reservatório da região Nordeste, enfrenta-se, também sob a ótica de garantia da vazão firme, a pior

seca da série histórica, que é um pouco mais adversa do que as duas piores secas até então registradas na série histórica, ocorridas em maio/70-novembro/71 e em maio/94-novembro/96. No entanto, mesmo na região Nordeste, a hidrologia adversa não explica a severidade do racionamento. A vazão firme de Sobradinho, igual a 1870 metros cúbicos por segundo, é inferior em 30 metros cúbicos por segundo à vazão firme que havia sido calculada com a série histórica terminando em 1995. Trata-se de uma pequena diferença que, acumulada de maio de 2000 a abril de 2001 e transformada em energia pelas usinas da CHESF, corresponderia a apenas 2% do estoque máximo de energia da região Nordeste.

A hidrologia desfavorável precipitou uma crise que só poderia ocorrer, com a severidade que ocorreu, devido à interveniência de outros fatores. A hidrologia adversa, por si só, não teria sido suficiente para causar a crise.

10. Investigaram-se os fatores que levaram o sistema ao desequilíbrio. Do lado do consumo, poderia ser decorrente de requisitos de energia mais elevados do que os previstos. Entretanto, mostra-se no Anexo C que para o período de 1998 a 2000 a diferença entre o consumo de energia, previsto no Plano Decenal de Expansão 1998-2007 (PD/98-07) e o montante efetivamente observado é inferior a 1%. Análise semelhante a partir do PD/95-04 revelaria resultados semelhantes.

O aumento do consumo de energia correspondeu aos valores previstos e não teve qualquer influência na crise de suprimento.

11. O Anexo E analisa a não materialização do aumento da oferta de energia a partir de 1998, quando foram implementadas reformas no Setor Elétrico, devido a dois problemas:

- atraso na entrada de obras de geração e transmissão programadas e efetivamente inauguradas no período 1998-2001;
- não construção de obras de geração adicionais *previstas* em planos decenais, em particular o PD/98-07, mas não inauguradas no período.

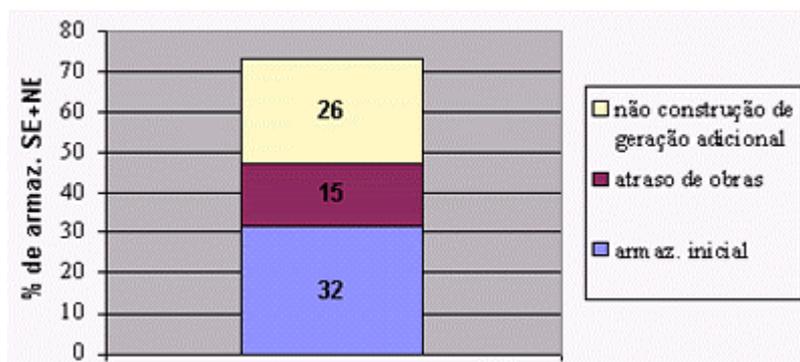
12. O efeito agregado dos atrasos, cerca de 22 mil GWh, equivale a 15% da capacidade de armazenamento conjunta das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Caso nenhum destes atrasos tivesse ocorrido, o nível de armazenamento destas regiões em fins de abril de 2001, que era de 32%, teria sido acrescido de 15 pontos percentuais, chegando a 47%.

13. As obras que não foram implementadas, mas que constavam do PD/98-07 e em PD's anteriores, eram essenciais para compensar a defasagem de investimentos que ocorreu desde o início dos anos noventa. Embora as condições de armazenamento energético fossem satisfatórias por ocasião da formulação do PD/98-07, constava do Plano uma alta probabilidade, igual a 8%, de que em 1999 haveria um racionamento maior ou igual a 10% da demanda energética.

Houve desequilíbrio entre oferta e demanda na partida da implementação do novo modelo para o Setor.

14. A energia que seria aportada no período 1998-2001 pela geração das usinas não implementadas representa cerca de 40 mil GWh. Esta energia adicional corresponde a 26% da capacidade de armazenamento conjunta das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Se somada ao armazenamento de 32% em maio de 2001, teria sido alcançado um armazenamento de 58%.

15. A figura a seguir resume o efeito sobre o nível de armazenamento em maio de 2001, do atraso de obras programadas e da não construção de obras previstas nos PD's. O efeito agregado de ambos os fatores seria suficiente para elevar o nível de armazenamento das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste a 73%. Este armazenamento é bem superior ao nível de segurança do sistema, o que teria evitado o racionamento em 2001.



A energia não aportada ao sistema devido à combinação do atraso de geração programada e à não implementação de novas usinas previstas para o período teria evitado o racionamento em 2001.

A não implementação de obras responde por quase dois terços da energia não aportada, sendo o fator predominante para a ocorrência da crise de suprimento.

16. Antes de 1998, a expansão da geração obedecia a uma lógica de planejamento centralizado. A oferta de energia deveria ser continuamente aumentada para acompanhar o crescimento da demanda energética, basicamente através de investimentos das empresas estatais, com o objetivo de manter em até 5% a probabilidade de algum racionamento, em cada ano.

17. A partir de 1998, com a implantação do novo modelo para o Setor Elétrico, a expansão da geração passou a depender primordialmente da celebração de contratos bilaterais de compra e venda de energia entre as empresas distribuidoras ou os consumidores livres com as empresas geradoras. Nestes contratos, descritos em detalhe no Anexo F, as partes negociam a quantidade (MWh) e o preço (R\$/MWh) da energia a ser suprida. Qualquer diferença entre o montante de energia produzido da geradora e o contratado com a distribuidora é compensada através de compras ou vendas no Mercado Atacadista de Energia (MAE).

18. Se um Gerador produz mais energia do que o montante contratado, estará vendendo automaticamente este excesso ao MAE, e recebendo uma remuneração adicional por esta venda. Se, por outro lado, produz menos do que o contratado, estará comprando a diferença – e pagando por ela – no MAE. O preço de compra/venda de energia no MAE reflete as condições de atendimento a curto prazo do sistema. Se os reservatórios estão mais vazios, o preço do MAE é mais alto. No outro extremo, caso os reservatórios estejam vertendo, o preço do MAE cai para um valor próximo de zero.

19. A remuneração de um Gerador após a reforma do Setor é uma combinação de uma renda estável, que corresponde ao pagamento dos contratos bilaterais de longo prazo "Power Purchase Agreement" (PPAs), com uma renda/pagamento variável, que corresponde à parcela da energia produzida/contratada que é vendida/comprada no MAE.

20. Como os preços do MAE apresentam fortes oscilações, as Distribuidoras procuram estar quase 100% contratadas, para evitar essas oscilações e para atender a uma exigência regulatória, que impõe um nível mínimo de contratação de 85% da demanda energética agregada.

21. Os Geradores procuram também minimizar a parcela variável de sua remuneração através de PPAs que cubram quase toda sua capacidade de geração. O fluxo de caixa desses contratos é peça chave para o "project finance" de novas usinas. Na maioria dos casos, uma usina não se viabiliza financeiramente quando não existe um PPA, devido à alta variabilidade de preços no MAE, típica de um sistema predominantemente hidroelétrico, como é o sistema brasileiro.

22. Esta alta variabilidade de preços no MAE também explica porque não houve interesse por parte de usinas "merchant" em entrar no sistema, mesmo quando os preços do MAE subiram, ao contrário do que se imaginava por ocasião da formulação do modelo do Setor (Anexo F).

23. Na transição para o novo modelo, a ampliação da capacidade de geração deixou de ser uma responsabilidade das empresas geradoras que seguiam um planejamento centralizado, procurando manter o risco de algum racionamento em até 5%. A expansão da oferta energética passaria a ser efetuada a partir da iniciativa das empresas distribuidoras, que teriam interesse em contratar energia a longo prazo por intermédio de PPA's para atender à demanda energética crescente de seus consumidores.

24. Com o objetivo de incentivar a construção de novas usinas, evitando contratos especulativos que poderiam diminuir a confiabilidade de atendimento, a nova regulamentação exige que a energia (MWh) e a potência (MW) contratadas tenham o *respaldo* de uma geração física capaz de assegurar os respectivos suprimentos. No caso de geração hidrelétrica, este respaldo corresponde à *energia assegurada* da usina. No caso de usinas térmicas, o respaldo é dado pela capacidade de produção contínua da usina (inferior à capacidade instalada).

25. A exigência de um respaldo físico, aliada à evidência discutida na seção anterior, de que não foi construída a geração adicional que seria necessária para o atendimento confiável do consumo, permite concluir que parte do consumo previsto das distribuidoras não poderia estar contratado na transição para o novo modelo setorial, já que a oferta existente era insuficiente. No entanto, será mostrado a seguir que o consumo previsto das distribuidoras estava integralmente contratado nos três primeiros anos de vigência do novo modelo setorial.

26. A partir de 1999, todos os contratos entre geradores e distribuidoras foram substituídos pelos Contratos Iniciais. Estes contratos têm validade de 1999 a 2006, reduzindo-se os montantes contratados em 25% por ano a partir de 2003. Os Contratos Iniciais cobriram praticamente 100% dos requisitos das distribuidoras no período 1999-2001.

27. Como os requisitos energéticos estavam praticamente 100% "cobertos" por contratos, as distribuidoras não tiveram incentivo para promover a expansão da oferta que compensasse o desequilíbrio inicial na transição para o novo modelo.

28. A constatação de que o consumo estava 100% contratado leva a um aparente paradoxo. Como todo contrato deve ser respaldado por uma geração física, conclui-se que a geração existente antes de 1998 mais a efetivamente construída no período 1998-2001 deveria ser suficiente para atender à carga demandada pelo sistema neste período. Se assim fosse, os 40 mil GWh de geração adicional que, de acordo com os estudos de planejamento da expansão, eram necessários para o suprimento confiável do consumo, seriam supérfluos.

29. Como a realidade é que o consumo *não foi* atendido, conclui-se que a geração adicional era necessária. Ou seja, o respaldo de geração dos contratos iniciais era insuficiente para oferecer uma cobertura total ao consumo, dentro do nível de confiabilidade adequado. Isto explica o aparente paradoxo.

As energias asseguradas que respaldaram os contratos iniciais foram superdimensionadas, resultando numa sinalização equivocada para a contratação de nova geração.

30. Estando as distribuidoras 100% contratadas, o ônus financeiro de falta de capacidade de geração cairia sobre as geradoras, que teriam de adquirir energia no MAE. Apesar delas terem manifestado interesse em investir na expansão da geração no período em análise, a Comissão não tem evidências de que a perspectiva de estarem expostas a perdas financeiras, decorrentes de desvios significativos entre os montantes gerados e os compromissos contratuais assumidos, tenha feito parte de seu processo decisório.

31. No que se refere às geradoras de controle federal, seus investimentos, assim como todos os demais do setor público federal, são analisados e consolidados pelo Ministério do Planejamento no Orçamento da União, que é posteriormente discutido e aprovado no Congresso Nacional. Existem metas de política econômica quanto ao resultado final das contas públicas e, a nível micro, respeitadas estas metas, cada projeto é avaliado por seus próprios méritos. Neste contexto, a Comissão não tem conhecimento de que a possibilidade de que as geradoras poderiam estar expostas a graves perdas financeiras tenha feito parte daquela análise ou da discussão do Orçamento.

Houve falhas no processo de transição do modelo anterior – que identificou a necessidade de novos investimentos nos estudos de planejamento de expansão – para o novo modelo setorial. No novo ambiente, as Distribuidoras não tiveram razões para promover a expansão porque os Contratos Iniciais cobriram 100% do consumo previsto, sem que existisse respaldo físico adequado. Por sua vez, as Geradoras, embora expostas a perdas financeiras, tampouco investiram.

O MME e a ANEEL estavam cientes da gravidade da crise que se avizinhava? Em caso afirmativo, foram tomadas iniciativas para amenizá-la?

32. O MME estava tempestivamente ciente da urgente necessidade de geração adicional e, a partir do início de 1999, tentou implementar uma série de medidas com o objetivo de evitar ou pelo menos aliviar a deterioração da situação energética:

- Geração Emergencial - Em meados de 1999, a Eletrobrás realizou uma série de gestões para identificar e contratar geração emergencial (em particular, usinas térmicas montadas em barcaças que podem ser conectadas à rede elétrica nos portos), com o objetivo de compensar parte do atraso antevisto de Angra II, programada para entrar em operação em setembro de 1999. Foram identificados geradores no montante de algumas centenas de MW que poderiam ser alugados.

- Programa Prioritário de Termoelétricas - O PPT, criado em fevereiro de 2000, era visto como "a única saída para resolver o problema", tornando-se assim o principal foco de preocupações do Ministério. Data desta época a identificação das 49 térmicas e a oferta de condições especiais para os equipamentos que entrassem em operação antes de 2003.

- Programa *Emergencial de Termoelétricas* - Embora o nome "Programa Emergencial" nunca tenha sido oficializado, ele é usado para marcar uma reorientação do PPT feita no início do ano 2000, onde os esforços foram concentrados em cerca de 15 projetos, com entrada antecipada da parcela de ciclo simples em algumas usinas. Nesta época, a Petrobras foi vista como a solução para o andamento garantido do Programa.

- *Leilão de Capacidade* - Em fins do ano 2000, uma Resolução Nº 560 da ANEEL estabeleceu os critérios e as diretrizes para o processo competitivo de seleção das ofertas de potência adicional de 2500 MW e determinou que o MAE promovesse a compra emergencial desta capacidade térmica, cujos custos seriam repassados diretamente aos consumidores através do Encargo de Serviços do Sistema.

Nenhuma destas iniciativas se concretizou.

33. No caso da geração emergencial de meados de 1999, a ANEEL e a Eletrobrás chegaram a um impasse sobre quem arcaria com os custos desta geração. A ANEEL teve a preocupação de evitar uma perda financeira imediata para os consumidores. Por sua vez, a Eletrobrás teve a preocupação de evitar perdas financeiras, uma vez que sua remuneração não estava equacionada.

34. No caso do PPT e do Programa Emergencial, suas implementações foram prejudicadas principalmente porque houve um longo impasse entre o MME, ANEEL, MiniFaz e a Petrobras com relação ao repasse aos consumidores da variação cambial do preço do gás no intervalo entre reajustes anuais de tarifas. O problema estava na dificuldade de compensar o preço do gás, que é em dólar, quando a legislação do Setor Elétrico só permite o reajuste anual da tarifa, em obediência à Lei do Real.

35. Finalmente, o leilão de capacidade determinado pela ANEEL ao MAE não pôde ser realizado porque este estava paralisado, devido aos problemas contratuais de Angra II.

O fator principal para o insucesso das iniciativas governamentais para amenizar a crise, em particular o PPT, foi a ineficácia da gestão intragovernamental. Houve falhas de percepção da real gravidade do problema e de coordenação, comunicação e controle.

36. Mais especificamente, houve descoordenação entre os setores de eletricidade, petróleo/gás, e área econômica. Dentro do Setor Elétrico, houve difusão e indefinição de responsabilidades entre o MME e a

ANEEL, que poderiam ter sido solucionadas pelo Contrato de Gestão entre as duas instituições, mas não foram. Cada agente atuou de acordo com sua interpretação de seu mandato legal e com lógica própria, utilizando os instrumentos de ação disponíveis. O somatório de ações com lógicas individuais levou à lentidão e à ineficiência do processo decisório, impedindo que medidas corretivas pudessem ser tomadas a tempo.

Houve fluxo de informação adequado entre o ONS, a ANEEL, o MME e o alto escalão do Governo com relação à probabilidade de ocorrência e severidade da crise de suprimento?

37. Tanto em 1999 como em 2000, o armazenamento dos reservatórios chegou a níveis críticos, sinalizando um risco de déficit elevado e a possibilidade de um racionamento muito severo (Anexo H). Em ambas as ocasiões, seriam justificados alertas ao mais alto nível do Governo e a ativação de planos de contingência com opções de geração emergencial e/ou racionamento. Entretanto, a informação não fluiu de maneira adequada.

38. A Eletrobrás, o ONS, a ANEEL e o MME estavam cientes, em meados de 1999, de que havia riscos de déficit muito elevados para 2000 e 2001. No entanto, segundo o ONS, houve instruções do MME para que não se divulgasse publicamente as avaliações de risco e severidade, com o objetivo de evitar preocupações exageradas por parte da sociedade. Da mesma maneira, a Comissão não conhece manifestação pública da ANEEL sobre o tema, anterior a março de 2001.

39. Houve deficiências importantes de comunicação entre o MME e o restante do alto escalão do Governo. Em reunião de 26 de julho de 2000 entre o então ministro de Minas e Energia, o Presidente da República e a equipe econômica foi feito, segundo relato do próprio Ministro, o seguinte alerta explícito sobre os riscos e severidade da situação, baseado em informações do ONS: "considerando o PPT, mesmo que se verifique um crescimento do consumo superior ao previsto, não haverá problemas de suprimento de energia e ponta no período 2000-2003, desde que ocorram condições hidrológicas com aflúências superiores a 85% da MLT (média de longo prazo)". O Ministro informou ainda, na ocasião, que essas condições hidrológicas teriam probabilidade de ocorrência superior a 90%.

A linguagem adotada teria induzido não-especialistas a concluir que não havia razões para alarme que justificassem a deflagração de ações corretivas imediatas. Assim, não teria sido devidamente sinalizado naquela ocasião, ao Presidente da República, a possibilidade de um racionamento profundo, como o que o País atualmente enfrenta.

O fluxo de informação entre o ONS, ANEEL, MME e Presidência da República foi inadequado para transmitir ao alto escalão do Governo qual o risco e qual a severidade da crise de suprimento que se avizinhava.

40. A Comissão entende que tem havido ambigüidade no uso dos conceitos de risco e profundidade de racionamento. Em diversos relatórios do ONS há referências à probabilidade de 5% de racionamento acima de 5% da carga, quando o critério tradicionalmente utilizado pelo Setor é de probabilidade de até 5% para qualquer racionamento. Além disto não tem havido divulgação sistemática do risco de racionamentos mais severos, por exemplo, superiores a 10 ou 20% da carga. Finalmente, tem faltado a tradução em termos de impacto econômico desses diversos índices de risco e profundidade de déficit. A função de custo de déficit que deveria exercer esse papel não foi calculada com base em fundamentos econômicos (Anexo I).

41. Em dezembro de 2000, o ONS apontava a possibilidade de uma situação mais favorável de suprimento em 2001 do que em 2000. Dois meses depois, em função da hidrologia desfavorável neste período, novo relatório indicou uma mudança radical de perspectivas. Em março de 2001, o ONS solicitou ao poder concedente o contingenciamento de 20% da carga (Nota Técnica ONS 019/2001). A ANEEL, na ocasião, propôs o Plano de Redução do Consumo e Aumento da Oferta (RECAO), que se revelou insuficiente para a gravidade da situação. Destaca-se que não existia um *Plano B*, que detalhasse a logística do racionamento. Caberia ao MME dispor desse Plano, mas toda a atenção, a partir de 1999, havia estado focada na viabilização do programa das térmicas, que afastaria a possibilidade de racionamento. Não se cogitou que o programa de térmicas poderia não ser bem

sucedido. A combinação desses dois fatores, inexistência de um *Plano B* e do RECAO, levou a um atraso suplementar de um mês na implementação do racionamento.

A ausência de um plano alternativo sobre o que fazer em situações hidrológicas adversas (*Plano B*), contribuiu para o adiamento e a lentidão de decisões, agravando a profundidade do racionamento de energia.

Quais as causas institucionais e normativas que contribuíram para a crise?

42. A Comissão identificou as seguintes causas:

- Lacunas de atribuições e de atuação do CNPE e do MME/Secretaria de Energia;
- Dificuldades da ANEEL na implantação de um ambiente regulatório adequado;
- Desobediência a condições contratuais;
- Legislação incompleta e insuficiente.

Muitas dessas causas se devem a atrasos e insuficiências na implementação do novo modelo setorial.

Lacunas de atribuições e de atuação do CNPE e do MME/Secretaria de Energia

43. Embora o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, que seria o encarregado da política energética, tivesse sido criado em lei de agosto de 1997, sua regulamentação só ocorreu em decreto de junho de 2000. Portanto, até a data deste decreto, algumas de suas atribuições eram exercidas pelo MME/Secretaria de Energia. Por sua vez, as atribuições do antigo GCPS, que concentrava o conhecimento de planejamento do Setor, foram formalmente transferidas para o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE, subordinado à Secretaria de Energia. No entanto, nem a Secretaria nem o CCPE estavam aparelhados em termos de recursos técnicos e humanos para exercer plenamente estas funções. A Secretaria de Energia teve que depender do apoio da Eletrobrás, cujos profissionais estavam saindo para o setor privado ou se aposentando.

44. Uma das claras razões, de caráter institucional, de ter eclodido a presente crise de abastecimento de eletricidade no País, com a gravidade que está ocorrendo, é o fato de se ter demorado muito para se implantar o CNPE e terem havido poucas reuniões, até agora, do Conselho. As falhas de comunicação, coordenação e decisão entre o MME e outros ministérios afetos à questão, a ANEEL, o NOS e o BNDES, teriam tido bem menos chance de ocorrer com a existência e funcionamento regular do Conselho.

45. Não há nenhuma lei estabelecendo a responsabilidade pelo planejamento de expansão do Setor Elétrico. A legislação corrente se resume a portarias do MME.

Nenhuma instituição esteve encarregada de verificar a "lógica" global do processo e exercer a coordenação, entre as esferas de governo, na implementação da política energética, especialmente na transição para o novo modelo e no enfrentamento de crises.

Dificuldades da ANEEL na implantação de um ambiente regulatório adequado

46. Em todo o processo de transição para o novo ambiente, a ANEEL enfatizou os aspectos tarifários, com preocupação de evitar o aumento de tarifas para o consumidor (Anexo J). Entretanto, sua atuação é essencial para que os investimentos públicos e privados ocorram no momento adequado, cabendo-lhe atentar para o equilíbrio entre oferta e demanda. Sob este aspecto, é fundamental a existência de um arcabouço regulatório adequado e estável, condição básica para que os investidores iniciem as obras necessárias à expansão do Setor. Sem remuneração adequada não haverá investimentos e as aparentes vantagens de uma tarifa inferior à necessária têm de ser pesadas contra a possibilidade de falta de energia, mais danosa ao consumidor.

A regulação não se caracterizou por regras estáveis, claras e concisas de forma a criar um ambiente de credibilidade que tivesse propiciado o investimento contemplando, ao mesmo tempo, o interesse do consumidor.

Desobediência a condições contratuais

47. O bom funcionamento da economia tem como um dos fundamentos o cumprimento das relações contratuais livremente negociadas, de acordo com a Lei. A quebra de contratos, ou a arbitrariedade na interpretação dos mesmos, tem no mínimo duas conseqüências severas para o funcionamento de qualquer setor. A primeira é o efeito "em cascata" nas falhas de relações contratuais. A divergência quanto aos compromissos contratuais de Angra II, que levou à paralisação das atividades de contabilização e liquidação do MAE por um ano, resultou em perda de confiança dos agentes no mercado atacadista, fundamental para o funcionamento do Setor. A segunda conseqüência negativa é o desincentivo a uma avaliação realista de riscos e benefícios por parte dos agentes na negociação dos contratos. Ao avaliar que estes possam não ser integralmente cumpridos, o agente pode se comportar de uma maneira prejudicial ao bom funcionamento do sistema e aos interesses da Sociedade.

Faltou a percepção dos agentes, públicos e privados, de que os contratos seriam honrados.

Legislação incompleta e insuficiente

48. O Governo gere o Setor Elétrico utilizando três instrumentos bem distintos e complementares: políticas públicas, planejamento e regulação. Através de políticas públicas, o governo sinaliza à sociedade as suas prioridades e diretrizes para o desenvolvimento do Setor Elétrico. O planejamento permite que se proponham metas de desenvolvimento para o Setor alinhadas com as políticas energéticas vigentes. A regulação é o elo entre a legislação setorial vigente e os mecanismos de mercado. Estes três instrumentos devem ser desenvolvidos de forma autônoma entre si, mas fortemente complementar. Isto não tem ocorrido, sendo uma grande causa institucional da presente crise setorial.

A legislação existente algumas vezes é vaga e conflitante. Nem sempre define com clareza as atribuições de cada instituição e nem aloca responsabilidades específicas na gestão do Setor.

A Comissão tem recomendações para equacionar os principais problemas encontrados?

49. A Tabela a seguir apresenta um sumário dos principais problemas encontrados e sugere alguns temas que merecem investigação na busca de possíveis soluções. Esta lista pretende apenas ser uma contribuição ao trabalho do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, criado pela Resolução nº 18 da Câmara de Gestão da Crise de Energia, de 22 de junho de 2001.

PROBLEMAS	TEMAS QUE MERECEM APROFUNDAMENTO
Insuficiência nos sinais econômicos para viabilização de investimentos	Revisão de critérios e periodicidade de cálculo dos certificados de energia assegurada das usinas hidrelétricas e dos limites de contratação para termelétricas, levando em consideração a dinâmica do uso múltiplo dos recursos hídricos. Criação de um ambiente regulatório estável, claro e conciso, em particular no que se refere ao VN, à revisão tarifária e ao repasse de custos não gerenciáveis. Aumento do requisito mínimo de contratação para as distribuidoras. Liberação compulsória de grandes consumidores. Exame do impacto dos consumidores livres no planejamento econômico-financeiro da Distribuidoras.

	<p>Estabelecimento de compensações financeiras para consumidores não atendidos dentro das obrigações contratuais.</p> <p>Revisão de rateios e de subsídios cruzados.</p>
Ineficácia na ação governamental	<p>Agilização da atuação do CNPE para garantir eficácia da ação intragovernamental.</p> <p>Fortalecimento da capacidade de ação do MME/ Secretaria de Energia/CCPE.</p> <p>Aperfeiçoamento e valorização do contrato de gestão entre ANEEL e MME.</p> <p>Criação de um processo de licenciamento ambiental e de planejamento da utilização dos recursos hídricos articulado entre MME e MMA.</p> <p>Revisão e consolidação da legislação do Setor.</p>
Insuficiência de ação preventiva para evitar racionamentos de grande profundidade.	<p>Criação de procedimentos para diferentes níveis de "sinais de alerta" do ONS para o MME em função do nível de esvaziamento e das condições hidrológicas previstas.</p> <p>Definição de responsabilidades entre ANEEL, MME e ONS com relação à programação de obras e projeção de demanda, usados em estudos de confiabilidade.</p> <p>Criação de um procedimento de restrição progressiva da oferta de energia hidrelétrica e/ou aumento de tarifa, à medida que os reservatórios do sistema esvaziam.</p> <p>Adoção de um função de custo de déficit por patamares de profundidade.</p>
Ineficácia na correção de falhas de mercado.	<p>Formação de um "catálogo" de projetos hidrelétricos e térmicos, já com estudos de dimensionamento, localização e permissões ambientais para serem oferecidos aos investidores.</p> <p>Definição de ações de Governo, nos casos em que for identificada uma situação de alerta, para licitação ou contratação emergencial.</p> <p>Exame do papel do Governo como comprador de último instância da energia produzida por usinas de interesse estratégico.</p> <p>Aperfeiçoamento do planejamento indicativo de geração, cotejando com a experiência internacional.</p>
Falta de reserva de segurança para atendimento da demanda em situação de crise	<p>Exame da possibilidade de usar encargos por capacidade para aumentar o nível de confiabilidade do sistema.</p> <p>Exame e remoção das dificuldades que ainda retardam a implementação das usinas a gás.</p>
Insuficiência dos programas de conservação de energia	<p>Revitalização do PROCEL e outros programas e medidas de conservação de energia competitivos com a geração.</p>

Anexo A

Características básicas do setor elétrico

CARACTERÍSTICAS DO SETOR ELÉTRICO

Características Básicas do Setor

A1. O Brasil dispõe de cerca de 70 mil MW de potência, incluindo a potência instalada e a compra de Itaipu. A demanda média prevista para o ano de 2001, sem o efeito do racionamento, é de 44 mil MW médios, semelhante à da Itália ou Reino Unido.

A2. Cerca de 90% da energia gerada é de origem hidrelétrica. Na Europa, uma usina hidrelétrica é geralmente instalada no alto de montanhas, com alturas de queda da ordem de 300 a 600 m. Como o Brasil é relativamente plano, é necessário construir barragens, criando artificialmente quedas entre 20 e 100 metros de altura. Devido ao perfil dos rios, estas barragens acabam criando reservatórios com muita capacidade de armazenamento, alguns maiores do que a baía de Guanabara. A maior parte da geração hidrelétrica está localizada em cerca de sete bacias espalhadas no país, com características hidrológicas bem diferentes. A bacia do São Francisco na região Nordeste, por exemplo, está passando por sua pior seca dos últimos 70 anos, enquanto a bacia do rio Iguaçu na região Sul apresenta afluições perto da média histórica. Esta diversidade hidrológica pode ser aproveitada para tornar mais eficiente o atendimento à demanda, através de transferência de energia das bacias "molhadas" para as "secas". Por esta razão, a geração nas diversas bacias é interligada por longas linhas de transmissão, equivalentes a "rodovias interestaduais", que alguns casos excedem 1000 km. A dimensão total desta rede principal de transporte de energia é de 66 mil km.

Variabilidade das Afluições

A3. Os recursos hidrelétricos do Brasil, tanto em termos da capacidade já instalada como no potencial que ainda pode ser explorado, representam um ativo de grande importância econômica e estratégica para o país. Por outro lado, a predominância de geração hidrelétrica faz com que nossa capacidade de produção de energia seja muito afetada pela variação das condições hidrológicas em cada ano.

A4. Por exemplo, as figuras a seguir mostram as afluições históricas anuais ocorridas entre os anos 1930 e 1995 nas regiões Sudeste e Sul, ordenadas da menor para a maior, e traduzidas em termos da energia que poderia ser produzida com as mesmas (MW médio anual).

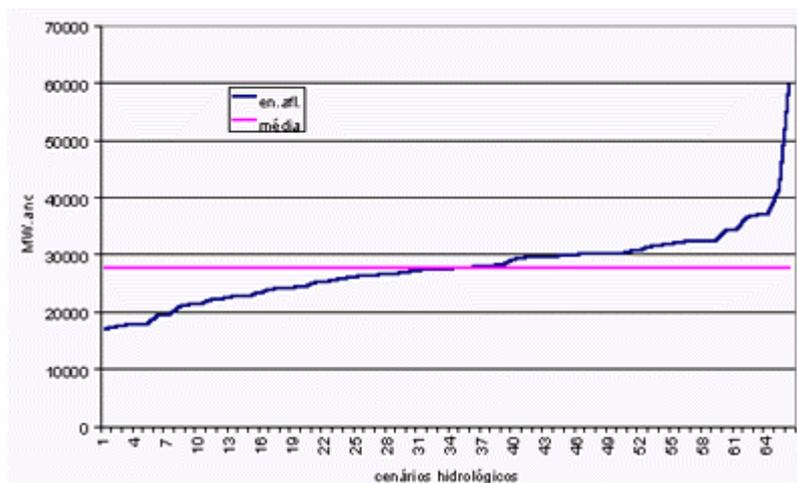


Figura A.1 - Histórico de Energias Afluentes - região Sudeste

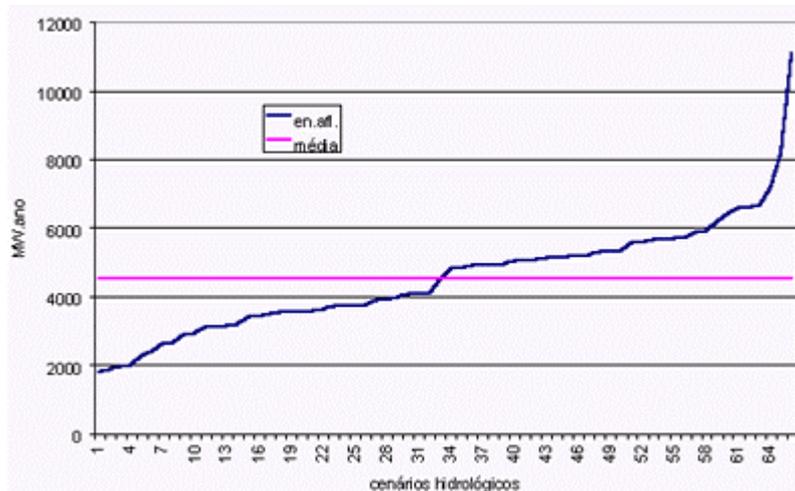


Figura A.2 - Histórico de Energias Afluentes - região Sul

A5. Observa-se nas Figuras que há uma variação de três para um entre a maior e menor afluência na região SE: de 60 mil para menos de 20 mil MW médios. No caso da região Sul, esta relação é de quase seis para um: de quase 12 mil para menos de 2 mil MW médios. Conclui-se imediatamente que, se o atendimento à demanda só dependesse da afluência que chega em cada ano, os sistemas hidrelétricos seriam inviáveis. Por exemplo, se a demanda de energia do sistema Sul fosse igual à média das afluências, haveria racionamentos em 50% dos anos, o que é obviamente impraticável. Se, por outro lado, se quisermos garantir a confiabilidade do atendimento limitando a demanda a 2 mil MW, que corresponde à menor afluência observada, o custo da energia por MW atendido seria insuportavelmente alto, pois teríamos feito grandes investimentos para atender a uma demanda muito pequena.

O Papel dos Reservatórios

A6. O atendimento confiável da demanda é viabilizado pela existência de estoques reguladores, que são os reservatórios do sistema. Devido à grande capacidade de armazenamento dos mesmos, é possível armazenar a energia excedente em anos "molhados" e transferi-la para anos "secos". Esta capacidade de transferência pode se estender por quatro ou cinco anos, servindo como uma "poupança" que regulariza uma entrada muito variável.

A7. Outra grande vantagem da poupança proporcionada pelos reservatórios é permitir que problemas *conjunturais* sejam resolvidos sem atropelos. Por exemplo, é possível utilizar os reservatórios para "absorver" um aumento inesperado da demanda ou um atraso na entrada de geração. Entretanto, é fundamental que a energia extra "retirada" dos reservatórios seja "reposta" posteriormente através de investimentos, sob pena de comprometer a capacidade futura de suprimento.

A8. Por outro lado, esta mesma capacidade de armazenamento pode "ocultar" por alguns anos a existência de um desajuste *estrutural* entre oferta e demanda. Como visto neste relatório, esta foi uma das causas principais da atual crise de suprimento.

Anexo B

Análise Hidrológica

B1. O objetivo deste anexo é verificar se as vazões afluentes entre os anos 1998 a 2001 às regiões Sudeste/C.Oeste e Nordeste, que foram as mais afetadas pela crise de suprimento, caracterizam um período de seca severa. Isto foi feito através do cálculo da *vazão firme* de cada reservatório, que corresponde à máxima defluência que poderia ser sustentada sem falhas pelo reservatório supondo que voltaria a ocorrer todas a seqüência de vazões registradas no período histórico (janeiro de 1931 até abril de 2001).

B2. A Figura B.1 mostra a simulação da evolução temporal do armazenamento do reservatório de Furnas, considerado representativo do regime hidrológico da bacia do Grande, supondo que a defluência seja igual à 670 m³/s (vazão firme). Observa-se que os períodos de aflúências mais secas podem ser visualizados pelo simulado deplecionamento do reservatório; quanto pior a seca, mais o reservatório esvazia. Em particular, haverá uma seca, conhecida como período crítico, que faz com que o reservatório chegue ao fundo. No caso de Furnas, este período vai de 1952 a 1956.

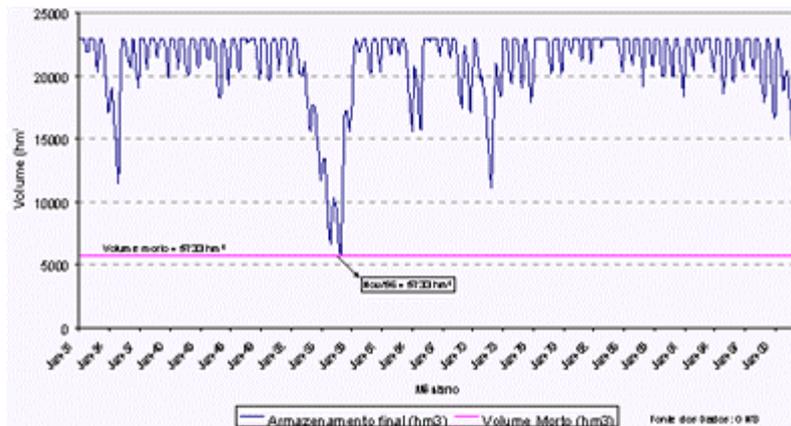


Figura B.1 Simulação Operativa do Reservatório de Furnas

(defluência constante = vazão firme)

B3. A inspeção visual da Figura B.1 mostra que o nível do reservatório no extremo direito do gráfico é o quarto mais baixo de todos os níveis simulados. Conclui-se que está ocorrendo um período seco na bacia do Rio Grande, mas sem uma severidade excepcional.

B4. O mesmo procedimento foi aplicado ao reservatório de Itumbiara, representativo da bacia do Paranaíba (vazão firme = 950 m³/s). Observa-se que a pior seca neste caso ocorreu na década de setenta, e que há vários períodos onde o nível simulado de esvaziamento é comparável ao resultante da simulação dos últimos anos (extremo direito do gráfico).

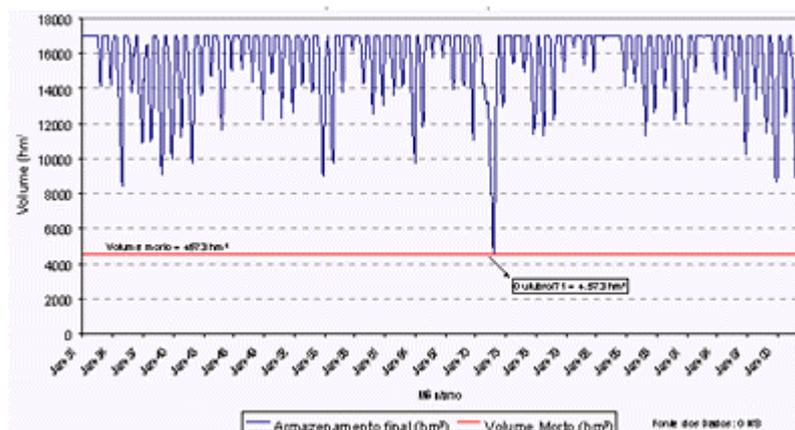


Figura B.2 Simulação Operativa do Reservatório de Itumbiara

(defluência constante = vazão firme)

B5. Finalmente, a Figura B.3 mostra a simulação da evolução do armazenamento de Sobradinho, que é o mais relevante energeticamente, para a região Nordeste e o mais representativo do comportamento da bacia do São Francisco. A vazão firme neste caso é 1869 m³/s e está associada à

ocorrência de um novo período crítico, que se inicia em maio de 2000. Isto significa que, em termos de escassez de água para produção de energia elétrica, a atual seca constitui um novo recorde histórico. A vazão firme seria 1899 m³/s caso o cálculo da vazão firme tivesse sido feito utilizando a série histórica de vazões limitada ao período de 1931 a 1995. A diferença, de apenas 1,5%, sinaliza que, se o sistema estivesse preparado para atender uma vazão firme compatível com a pior seca anteriormente registrado na série histórica, haveria déficit no biênio 2000-2001, mas não muito profundo. A diferença de 30 m³/s, transformada em energia pelas usinas da CHESF e acumulada de maio de 2000 a abril de 2001, corresponde a apenas 2% do armazenamento máximo de energia da região Nordeste.

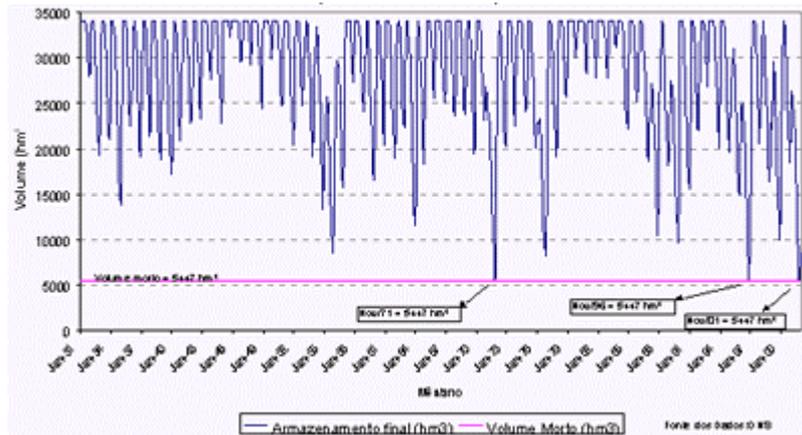
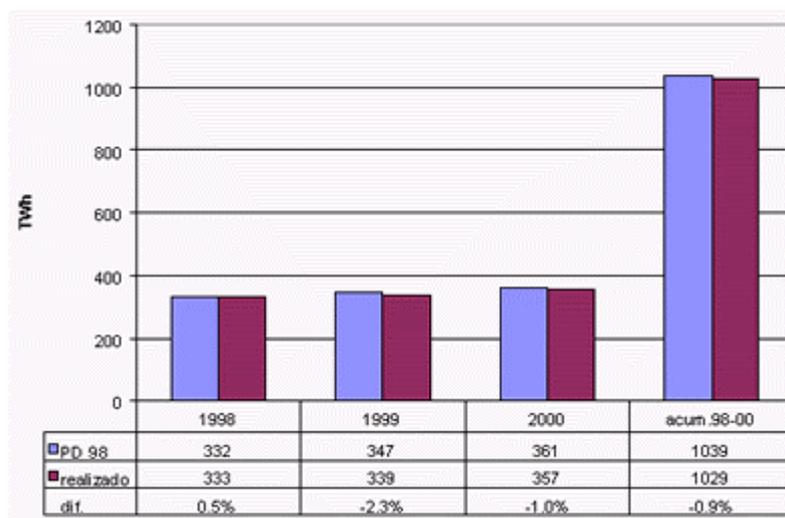


Figura B.3 Simulação Operativa do Reservatório de Sobradinho

(defluência constante = vazão firme)

Anexo C Análise de consumo

C1. A Figura abaixo compara os requisitos de energia previstos no Plano Decenal de Expansão 1998-2007 para os anos 1998 a 2000 com o consumo de energia efetivamente observada neste período.



Fonte: ONS

Comparação do Consumo Previsto e Observado

C2. Observa-se na Figura que a diferença entre o consumo acumulado previsto e realizado no período

foi inferior a 1%, o realizado ficando abaixo do previsto. Conclui-se que não ocorreu uma variação inesperada do consumo que pudesse influenciar a crise de suprimento.

Anexo D

Os planos decenais de expansão

Organização Institucional

D1. Antes da reforma setorial, os governos federal e estaduais, através de suas empresas concessionárias estatais, eram responsáveis diretos pelo investimento em novos equipamentos de geração e reforços na rede de transmissão. As empresas controladas pelo governo federal - Eletrosul, Furnas, Eletronorte e Chesf - produziam cerca de 60% da geração do país e funcionavam como "atacadistas", vendendo energia para as concessionárias de distribuição, em geral empresas estaduais - Light, Cemig, Cesp, Copel e outras. Estas, por sua vez, complementavam a energia comprada com sua própria geração, abastecendo diretamente seus consumidores diretos ou vendendo energia para distribuidoras municipais de menor porte. A Eletrobrás, por sua vez, tinha três papéis principais: empresa "holding" do setor federal, agente financiador de projetos e coordenadora dos grupos de planejamento e operação do sistema, GCPS e GCOI.

Os Planos Decenais de Expansão

D2. O instrumento principal de decisão do setor era o chamado Plano Decenal de Expansão (PD) preparado pelo GCPS, constituído de técnicos de várias empresas e coordenados pela Eletrobrás. Como o nome indica, o PD prepara um cronograma de expansão da oferta para os dez anos seguintes, sendo atualizado a cada ano. Por facilidade de apresentação, será uma descrição muito simplificada do conteúdo de um PD, a começar pela divisão nas seguintes partes principais:

Análise de Suprimento para os anos 1 a 3

D3. Neste horizonte, já não há mais tempo para a construção de equipamentos "normais", isto é, com a construção e comissionamento nos prazos usuais. O objetivo desta análise é identificar problemas de suprimento "conjunturais", devidos por exemplo a uma seca severa ou ao atraso na entrada de equipamentos já previstos.

D4. A principal ferramenta analítica para esta análise é a simulação operativa do sistema, onde as condições de suprimento são avaliadas para diversos cenários hidrológicos, por exemplo supondo a repetição de cada uma das aflúncias registradas nos últimos 70 anos ou criando milhares de cenários hidrológicos "artificiais", através de modelos matemáticos que procuram reproduzir as principais características destas aflúncias - por exemplo, o fato de que as vazões variam sazonalmente (períodos chuvosos e de estiagem) ou o fato de que, se ocorre uma aflúncia baixa num mês, há maior probabilidade de que a aflúncia no mês seguinte também seja baixa.

D5. Um dos resultados mais importantes desta análise é o *risco de déficit*, que representa a porcentagem dos cenários simulados onde se detecta problemas de suprimento que levariam a racionamentos. No sistema brasileiro, o risco de déficit tradicionalmente aceito é de até 5%. Isto é, considera-se aceitável a ocorrência de problemas de suprimento, quase todos de severidade inferior à crise atual, em 5% dos cenários hidrológicos simulados. Riscos menores implicam em mais investimentos e, portanto, em custos maiores para os consumidores. Caso o risco seja circunstancialmente superior a 5%, caracterizava-se um problema de suprimento, que se supõe que possa ser aliviado através da aquisição de geração emergencial - por exemplo, usinas térmicas montadas em barcaças que poderiam entrar em funcionamento num prazo de 6 meses - complementada, em casos mais severos, por racionamentos de energia.

Decisões de Investimento para os anos 4 a 10

D6. Nesta parte do plano são identificadas as usinas que devem entrar em operação nos próximos quatro a dez anos com o objetivo de assegurar um atendimento confiável ao crescimento da demanda. O processo real de seleção, dimensionamento e identificação dos projetos mais econômicos

é bastante complexo, mas a filosofia básica é adicionar usinas por um critério de custo/benefício crescente até que o risco de déficit atinja o nível padrão de 5%. O custo é naturalmente dado pela soma dos montantes de investimento e operação. Por sua vez, o benefício corresponde à *energia garantida* da usina. Esta energia garantida, medida em MW, corresponde à capacidade de geração "sustentável" da usina, isto é, o máximo requisito de energia a mesma poderia atender com um grau de confiabilidade de 5% de risco de déficit.

Análise dos Planos Decenais 1997 e 1998

D7. Foram examinados os Planos Decenais dos anos 1997 e 1998, que correspondem à transição do esquema de planejamento centralizado para o de livre mercado. A figura a seguir mostra os riscos de racionamento nos anos 1998 a 2001 previstos em cada plano.

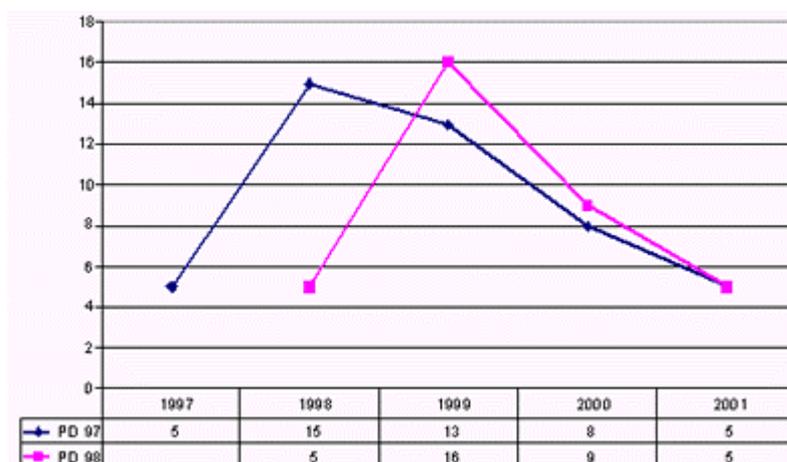


Figura D.1 Riscos de Deficit na região Sudeste/Centro-Oeste - PD 97 e 98

D8. Observa-se na figura que ambos os planos apontam para problemas de suprimento de curto prazo (anos 1 a 3) e equilíbrio no médio prazo, com riscos em torno de 5%. A evolução dos riscos entre os PDs 97 e 98 é típica do sistema brasileiro. A análise de risco do PD 97 foi feita em meados de 1996. Devido à incerteza das aflúncias, poderia haver problemas já em 1997, com riscos elevados em 1998 e 1999. Quando esta análise foi repetida no ciclo seguinte, em meados de 1997, já era sabido que a aflúncia neste ano havia sido boa; como consequência, o risco maior foi deslocado de um ano.

D9. Para chegar-se a uma conclusão mais definitiva, investigou-se o nível de armazenamento dos reservatórios em meados de 1997. Se os reservatórios estivessem vazios, seria possível que os riscos de racionamento em 1999 e 2000 tivessem sido causados por condições hidrológicas, mesmo que houvesse um equilíbrio estrutural entre oferta e requisitos de energia. Verificou-se, entretanto, que o nível de armazenamento inicial dos reservatórios era elevado, o que permite concluir que havia um desajuste estrutural. Esta conclusão foi reforçada pela análise dos Planos Decenais e níveis de investimento desde o início dos anos noventa, que mostram atrasos sucessivos na construção dos reforços recomendados.

Anexo E

Atraso de obras e não-realização dos investimentos programados

Atraso na Entrada de Geração Programada

E1. A Tabela a seguir, obtida do ONS, lista as datas de entrada de um conjunto de usinas previstas no Plano Decenal 1998-2007 e as datas reais de entrada, quando ocorridas antes de 30 de abril de 2001.

	Energia Agregada (MW)	Entrada Prevista	Entrada Real	Atraso (horas)	Perda Energética (GWh)
Porto Primavera 1	90.7	31-Jul-98	23-Jan-99	4224	383
Porto Primavera 2	90.7	30-Sep-98	21-Mar-99	4128	374
Porto Primavera 3	90.7	31-Dec-98	29-Mar-99	2112	192
Porto Primavera 4	90.7	31-Mar-99	29-Jan-00	7296	662
Porto Primavera 5	90.7	30-Jun-99	19-Abr-00	7056	640
Porto Primavera 6	90.7	30-Sep-99	14-Jul-00	6912	627
Porto Primavera 7	90.7	31-Dec-99	26-Set-00	6480	588
Porto Primavera 8	90.7	31-Mar-00	22-Dez-00	6384	579
Porto Primavera 9	90.7	30-Jun-00	9-Abr-01	6792	616
Porto Primavera 10	90.7	30-Sep-00		5088	461
Porto Primavera 11	32.8	31-Dec-00		2880	94
Cuiabá I-1	135.0	30-Sep-98	6-Abr-99	4512	609
Miranda – Unidade 1	117.0	28-Feb-98	29-Mai-98	2160	253
Miranda – Unidade 2	63.0	30-Apr-98	26-Jul-98	2088	132
Arjona	127.5	31-Dec-98		20424	2604
Angra II	812.0	30-Jun-99	21-Jul-00	9288	7542
Total (GWh)					16356

E2. A energia que poderia ter sido produzida no intervalo entre entrada prevista e real foi estimada em 16.4 mil GWh. Esta energia foi contabilizada da seguinte maneira: (i) para Porto Primavera e Miranda, utilizou-se a energia assegurada (em MW médio) associada à "entrada" de cada máquina; (ii) para Cuiabá I-1 e Arjona, utilizou-se um fator de 85% da capacidade instalada; (iii) para Angra II, utilizou-se o valor contratado.

Atraso na Entrada de Transmissão Programada

E3. O principal atraso na transmissão programada corresponde ao chamado terceiro circuito de Itaipu. Este atraso teve duas conseqüências principais:

- Vertimento em Itaipu que poderia ter sido transformado em geração transferida para o Sudeste, se houvesse capacidade na linha.
- Importação de energia da Argentina que não pôde ser realizada porque não havia capacidade de transferência para o Sudeste.

E4. A perda de energia devido ao vertimento evitável em Itaipu nos anos 2000 e até abril de 2001 foi estimada em cerca de 2170 GWh.

E5. A perda de energia devido à impossibilidade de despachar a interconexão com a Argentina foi estimada em cerca de 3700 GWh, através do seguinte procedimento:

- O ONS informou o despacho real da interconexão com a Argentina a partir de julho de 2000 até abril de 2001.
- Obteve-se o preço do MAE a região Sudeste (R\$/MWh) em cada mês.
- Para cada mês, de julho de 2000 até abril de 2001, foi verificado se o preço MAE excedeu R\$ 27.5 (preço de despacho da interconexão). Em caso positivo, isto significa que a interconexão deveria ter sido totalmente despachada até pelo menos seu limite contratual (970 MW). Calculou-se então a diferença entre o que poderia ter sido "despachado" e o que efetivamente foi, resultante na energia "não despachada" por restrições de transmissão, cujo montante é mostrado na tabela a seguir.

Ano	Mês	Despacho Real (Mw.mês)	Preço Mae (R\$/Mwh)	Energia não Despachada (Mw.mês)	Energia não Despachada (Gwh)
2000	jun	555	137	0	0
	jul	931	145	39	28
	ago	1017	127	0	0
	set	440	156	530	387
	out	92	93	878	641
	nov	337	150	633	462
	dez	883	104	87	64
2001	jan	252	57	718	524
	fev	8	160	962	702
	mar	297	166	673	491
	abr	453	252	517	377
Total				5036	3676

Não Construção de Geração Adicional

E6. A energia que deixou de ser produzida devido à não implementação de usinas que haviam sido previstas nos plano decenais foi estimada em cerca de 40 mil GWh. Esta energia foi calculada, para cada usina, pelo produto entre [capacidade instalada multiplicada por 0.85] e [diferença em horas da data prevista de entrada no Plano Decenal 1998-2007 e o fim do período chuvoso, 30 de abril de 2001]. Como a maior parte das usinas térmicas utilizaria gás natural, com contratos "take or pay" elevados, considerou-se razoável supor que as mesmas estariam gerando continuamente, descontados os períodos de manutenção. A tabela a seguir apresenta os resultados.

	Energia Agregada (MW médio)	Entrada Prevista	Atraso (horas)	Perda Energética (GWh)
Igarapé I-1	216.8	31-Dec-99	11664	2529
BTP I-1	136.0	31-Oct-99	13128	1785
BTP I-1	136.0	31-Oct-99	13128	1785
C. Grande I	255.0	31-Jul-99	15336	3911
Igarapava	37.8	28-Feb-99	19008	719
Paulinia	425.0	31-Dec-99	11664	4957
Rio I-1	144.5	28-Feb-99	19008	2747
Rio I-2	144.5	30-Apr-99	17544	2535
Igarapé I-2	114.8	31-Dec-00	2880	331
Epaulo I	382.5	31-Jan-00	10920	4177
N. Capixaba	127.5	31-Jul-00	6552	835
BTB I-2	136.0	31-Aug-00	5808	790
Rio I-3	59.5	28-Feb-00	10248	610
Rio I-4	59.5	30-Apr-00	8760	521
Rio I-5	204.0	30-Jun-00	7296	1488
Candiota III	297.5	31-Jul-01	0	0
Araucaria	377.4	31-Jul-00	6552	2473
Uruguaiana	510.0	30-Jun-99	16080	8201
Total (GWh)				40393

Resumo

E7. A Tabela a seguir resume os principais eventos e a energia não produzida expressa tanto em GWh

como em pontos percentuais do armazenamento energético das regiões Sudeste/C.Oeste e Nordeste, as mais afetadas pela crise.

Evento	Energia (GWh)	Energia (GWh)	% Armazenamento SE/CO+NE
Atraso na geração programada		16356	11%
Atraso na Transmissão Programada		5846	4%
Vertimento evitável em Itaipu	2170		
Despacho não realizado em Garabi	3676		
Total atrasos		22230	15%
Não construção de geração adicional		40393	26%
Total energia não produzida		62623	41%

Anexo F

O novo modelo setorial

F1. Este capítulo apresenta os instrumentos comerciais e institucionais para expansão da geração no novo modelo institucional do setor elétrico. Serão discutidos os seguintes aspectos principais:

- Operador Nacional do Sistema (ONS)
- Mercado Atacadista de Energia (MAE)
- Volatilidade dos preços do MAE
- Contratos de longo prazo
- Respaldo físico dos contratos e certificados de energia assegurada

Operador Nacional do Sistema - NOS

F2. Dentro do novo ordenamento do setor, o Operador Nacional do Sistema (ONS) é responsável pela operação. Apesar deste novo agente ser privado, a operação é feita essencialmente da mesma maneira que no antigo Grupo Coordenador da Operação do Sistema (GCOI), isto é, centralizada e com o objetivo de minimizar os custos operativos totais, composto dos custos operativos das usinas térmicas e do custo de racionamento.

O Mercado Atacadista de Energia (MAE)

F3. Além de determinar a produção de cada usina em cada período de apuração (MWh), o ONS também calcula o custo marginal de operação do sistema (CMO), expresso em R\$/MWh. O CMO serve como *preço* da energia no Mercado Atacadista de Energia (MAE). A energia total produzida por cada usina é remunerada ao preço do MAE (R\$/MWh). Por sua vez, o consumo de cada agente (MWh) é cobrado ao mesmo preço. Como a geração em cada instante é por construção igual ao consumo, conclui-se que o total de pagamentos feito pelas Distribuidoras, e pelos consumidores livres, é igual ao pagamento para as Geradoras. Em outras palavras, o MAE atualmente faz uma contabilização quase mecânica, não havendo ofertas de preço ou qualquer outro tipo de negociação.

Características dos preços no MAE

F4. O sistema hidrelétrico é projetado para garantir o atendimento da carga sob circunstâncias hidrológicas adversas, que não ocorrem com frequência. Como resultado, na maior parte do tempo formam-se *excedentes temporários* de energia, o que implica em um preço MAE muito baixo. Por outro lado, se houver um período de seca, o preço MAE pode subir abruptamente, chegando a alcançar o custo de racionamento do sistema.

F5. Devido à grande capacidade de armazenamento dos reservatórios, estes períodos de preço baixo

não apenas ocorrem com frequência, mas podem estender-se por muito tempo, sendo intercalados por períodos de custo muito elevado em decorrência das secas. Por exemplo, a Figura F.1 mostra o preço MAE no sistema Sul-Sudeste brasileiro de janeiro de 1993 a agosto de 1997 (em US\$/MWh).

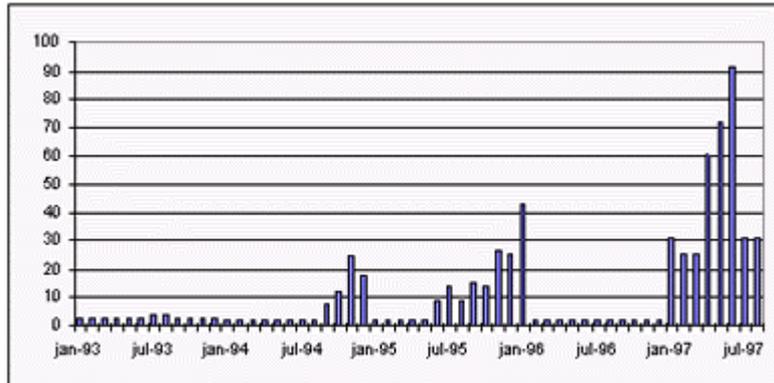


Figura F.1 - Sistema Sul-SE - Evolução do Preço MAE

F6. Vê-se na Figura que o preço esteve próximo de zero em 36 dos 56 meses observados; destes meses, houve um período de quase dois anos (21 meses) *consecutivos* onde os preços se mantiveram muito baixos.

F7. A Figura F.2 mostra a distribuição de frequência *prevista* do preço do MAE no sistema sul brasileiro em janeiro de 2004 (em R\$/MWh). Cinquenta e um dos 64 cenários hidrológicos mostram preços abaixo da média. Dentre estes, 26 cenários têm preço "spot" igual a zero. Por outro lado, há alguns cenários onde o preço "spot" ultrapassa os R\$550/MWh.

F8. Considerando que o preço médio do "spot" é de R\$ 50/MWh, conclui-se que a faixa de variação dos preços do MAE (de zero a R\$ 550/MWh) é onze vezes maior do que a média. Esta volatilidade é maior do que a de qualquer "commodity", inclusive dólar.

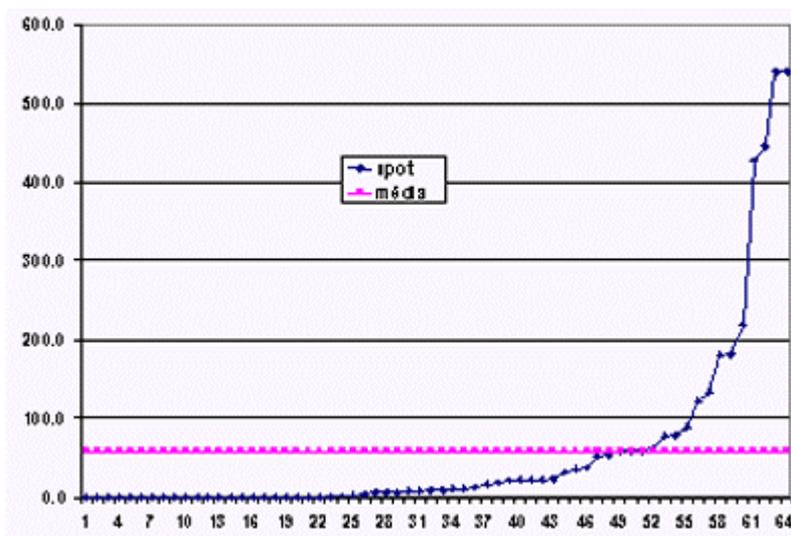


Figura F.2 - Distribuição do Preço "spot"- Janeiro de 2004

Contratos Bilaterais

F9. O principal instrumento para expansão da oferta após a reforma do Setor é o contrato bilateral

entre geração e demanda. Neste contrato, os agentes negociam livremente a quantidade (MWh) e preço (R\$/MWh) da energia a ser suprida. A cada período de apuração, a diferença entre a produção da Geradora e o montante contratado com a Distribuidora é compensado através de compras ou vendas no Mercado Atacadista de Energia (MAE). Em outras palavras, se um gerador produz mais energia do que o montante contratado, estará vendendo automaticamente este excesso ao MAE, e recebendo uma remuneração adicional por esta venda. Se, por outro lado, produz menos do que o contratado, estará comprando a diferença - e pagando por ela - no MAE. O preço de compra/venda de energia no MAE varia ao longo do tempo, refletindo as condições de atendimento a curto prazo do sistema. Por exemplo, se os reservatórios estão quase vazios, o preço do MAE é muito alto, como tem ocorrido nos últimos meses. Se, no outro extremo, os reservatórios estiverem vertendo, o preço do MAE cai para um valor próximo de zero.

F10. Em outras palavras, a remuneração de uma Geradora após a reforma do Setor é uma combinação de uma renda estável, que corresponde ao pagamento contratado, com uma renda/pagamento variável, que corresponde à parcela vendida/comprada no MAE. De maneira análoga, os pagamentos de uma Distribuidora compõe-se de uma parcela estável, correspondente aos contratos com os geradores, e outra variável que cobre as compras no MAE das diferenças entre consumo e o montante contrato.

F11. Como os preços do MAE apresentam fortes oscilações, tanto as Geradoras como as Distribuidoras procuram minimizar a parcela variável de sua remuneração através da assinatura de contratos de longo prazo (conhecidos como PPA) que cubram quase toda sua capacidade. Além disto, há duas medidas de caráter regulatório que incentivam as distribuidoras a se contratar em quase 100%. A primeira é uma exigência de que pelo menos 85% da demanda energética esteja contratada por um prazo de pelo menos dois anos. A segunda coloca um teto no valor de repasse de compras no MAE para os eventuais 15% não contratados. Como consequência, uma distribuidora não contratada em 15% teria grandes prejuízos se os preços do MAE fossem altos, pois não poderia repassá-los em grande parte aos consumidores.

F12. Em resumo, a iniciativa pelo investimento passou dos geradores para as distribuidoras, pois a disposição de investir em geração nova só ocorreria se houvesse do outro lado uma demanda disposta a assinar PPAs.

Respaldo Físico dos Contratos

F13. Além de incentivar a contratação, a regulamentação exige que os contratos tenham um respaldo físico de geração, na forma ou de energia assegurada (no caso de usinas hidroelétricas) ou de capacidade de geração contínua (no caso de usinas térmicas). A idéia desta exigência é a de que o crescimento do mercado, e, conseqüentemente, das necessidades de contratação, efetivamente force a construção de novas usinas. Ela evita, por exemplo, o falso atendimento das necessidades do sistema por contratos especulativos baseados apenas em compras no MAE.

Os Contratos Iniciais

F14. A partir de 1999, todos os contratos entre geradores e demandas foram substituídos pelos chamados Contratos Iniciais, que foram estruturados pelo BNDES e escritos em sua versão final pela ANEEL. O objetivo principal dos Contratos Iniciais era facilitar a venda das geradoras. Como mostrado na Figura F.3, estes contratos têm validade de 1999 a 2006, reduzindo-se em 25% por ano a partir de 2003. À medida que os contratos se reduzam, as distribuidoras estarão livres para recontratar a diferença através de negociações diretas com os geradores. Portanto, o mercado seria totalmente competitivo a partir de 2006.

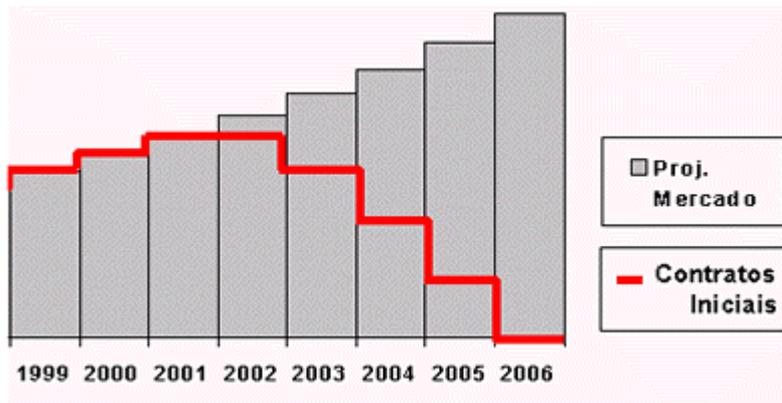


Figura F.3 - Contratos Iniciais

Anexo G As usinas "merchant"

G1. O objetivo deste anexo é analisar porque as usinas "merchant" não se instalaram quando ocorreram aumentos substanciais do preço do MAE, ao contrário do que se esperava na concepção do marco regulatório.

Incerteza nos preços

G2. A razão principal para que as usinas "merchant" não tenham, entrado é a *incerteza* com relação aos preços "spot" no futuro, mesmo que o preço *médio* projetado seja atraente. Por exemplo, suponhamos que em agosto de 2000 um investidor estivesse analisando a possibilidade de entrar com uma "merchant" no sistema. Como o processo de instalação, licença ambiental, negociação de combustível etc. leva pelo menos um ano, esta usina entraria em operação em agosto de 2001, e ficaria no sistema por três anos. O primeiro passo seria naturalmente calcular o preço médio da energia no mercado atacadista para este período, usando, por exemplo, a configuração de oferta e demanda publicada pelo ONS para o período 2000-2004, e simulando a operação e cálculo do preço "spot" com os mesmos modelos computacionais publicados pelo MAE. O preço médio no período de um ano (agosto de 2001 a julho de 2002) projetado a partir de agosto de 2000 teria sido R\$153/MWh; por dois anos (2001 a 2003), R\$ 120/MWh; por três anos, R\$ 117/MWh. Como era de se esperar, o preço médio no MAE diminuiria ao longo do tempo, refletindo a entrada de novos equipamentos.

G3. Suponhamos agora que o custo médio de trazer o equipamento, instalá-lo e operá-lo por três anos seja de R\$ 80/MWh. Neste caso, a rentabilidade *média* da usina "merchant", dada pela razão entre o preço médio projetado para o triênio e o custo de transporte/operação seria bastante atraente, cerca de 46%. Entretanto, como observado nos capítulos anteriores, há uma volatilidade muito grande dos preços "spot", dependendo das condições hidrológicas. Em outras palavras, embora a rentabilidade média seja atraente, o investidor também olharia para o "pior" caso - do seu ponto de vista - que seria o da chegada de vazões elevadas. A Figura a seguir mostra a distribuição de *freqüência* dos preços médios para períodos de um a três anos no Sudeste.

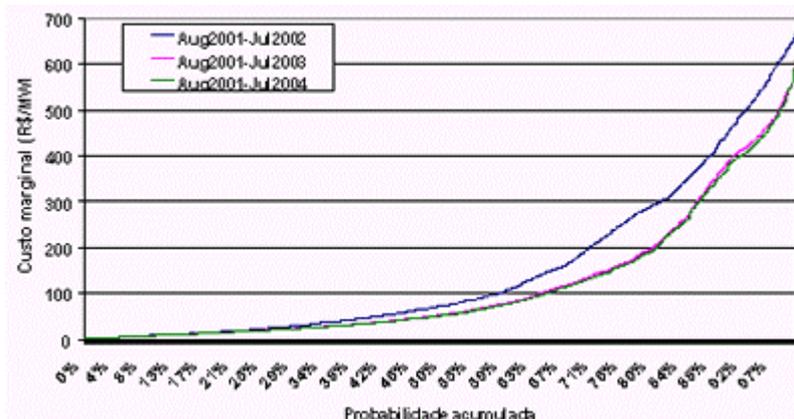


Figura G.1 - Distribuição Acumulada de Preços - Região Sudeste

G4. Observa-se na Figura que há 50% de probabilidade que o preço médio seja inferior a R\$ 50/MWh. Em outras palavras, há um risco substancial de que a rentabilidade das "merchant" seja muito menor do que a média. Naturalmente, a Figura também mostra que há uma probabilidade de que esta rentabilidade seja maior que a média. Entretanto, não só esta probabilidade é menor (isto é, a distribuição é assimétrica) como a maior parte dos investidores é avesso a risco, isto é, dá mais peso a uma possível perda do que a um possível ganho.

G5. Por outro lado, possivelmente seja do interesse da Petrobrás, tendo em vista o interesse em acelerar o programa de gás, negociar "hedge" com usinas "merchant", garantindo uma rentabilidade mínima que as proteja dos preços baixos e, em contrapartida, compartilhando dos ganhos nos cenários de preços altos. O êxito desta estratégia comercial pode ser uma contribuição importante para estimular a entrada de usinas deste tipo no futuro, aumentando desta forma o leque de opções de reforço da oferta, se ocorrerem condições desfavoráveis.

Anexo H A crise de suprimento

Evolução do Sistema

H1. As Figuras a seguir mostram a evolução do nível de armazenamento dos reservatórios das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste de janeiro de 1997 até junho de 2001.

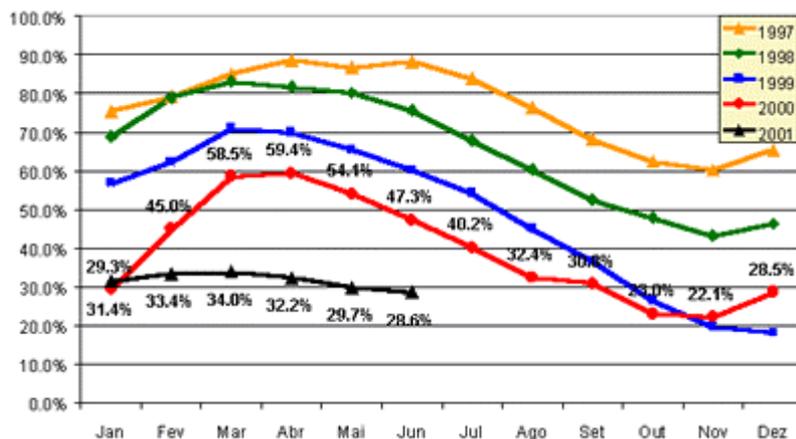
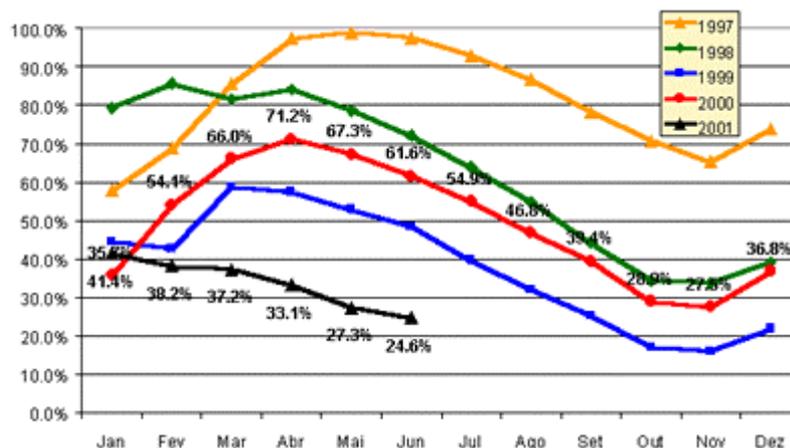


Figura H.1 Janeiro 1997 a Junho 2001 - Região Sudeste/Centro Oeste
Evolução do Armazenamento (% do Máximo)



**Figura H.2 Janeiro 1997 a Junho 2001 - Região Nordeste
Evolução do Armazenamento (% do Máximo)**

H2. Observa-se um esvaziamento progressivo dos reservatórios de ambas as regiões ao longo destes anos. Por exemplo, ao final de 1998, o nível dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste (45%) já podia ser considerado desconfortável. No final de 1999, o nível na mesma região chegou a 18%, um nível crítico. Como discutido no texto principal e nos anexos, os reservatórios servem como uma poupança energética, que protege o sistema da grande variabilidade das afluições em cada ano. Com a perda do armazenamento, o sistema ficou totalmente exposto a esta variabilidade. Por puro acaso, as afluições na região no início de 2000 foram favoráveis, aliviando o problema imediato de suprimento naquele ano, mas sem dar "fôlego" para restaurar a normalidade. De fato, observa-se um novo esvaziamento ao longo de 2000, que chega a 28% no final daquele ano. A ocorrência de vazões reduzidas em 2001 levou os sistema a níveis absolutamente críticos e, finalmente, à necessidade de racionar a energia.

Anexo I

Considerações sobre o risco e a profundidade de déficits de energia

Apresentação

I 1. A ocorrência de déficits de energia elétrica é um evento estruturalmente vinculado ao nosso sistema. Tais déficits são normalmente de longa duração, posto que a reversão do quadro de escassez é, normalmente, lenta. Desequilíbrios no balanço entre a oferta e a demanda, como atualmente ocorre no Setor, tornam tais eventos mais prováveis e os déficits associados mais severos.

I 2. Assim, o sistema deve ser expandido e operado contemplando a probabilidade e a profundidade dos déficits, de modo a se procurar o ponto de equilíbrio entre os custos do Setor (investimentos e custos operacionais) e os prejuízos incorridos pela sociedade, decorrentes da energia não suprida.

I 3. Isto posto, o objetivo do presente documento é analisar, em termos qualitativos, aspectos ligados ao risco e à profundidade dos déficits de energia elétrica e propor alternativas para o racionamento desta energia, via quantidade e via preço. Estas alternativas visam a um gerenciamento do consumo, no sentido de se evitar a ocorrência de cortes de carga de grande profundidade.

I 4. Inicialmente são expostos aspectos conceituais ligados à questão, de forma a fundamentar as propostas apresentadas. Em seguida, é analisada a situação atual, onde se considera um único valor para o custo do déficit, independente de sua profundidade, e suas conseqüências no caso de escassez de recursos para a produção hidrelétrica. Finalmente, são apresentadas duas propostas para se lidar com a questão.

I 5. A primeira, que corresponde ao *racionamento via quantidade*, baseia-se no estabelecimento de uma função "custo do déficit" definida por patamares, que introduz um sinal econômico para a decisão de se implantar o racionamento preventivo.

I 6. Na segunda, denominada neste documento de *acionamento via preço*, são criados mecanismos permanentes de repasse, para o consumo final, de um sinal econômico baseado no preço do mercado de curto prazo, de forma a se reduzir o consumo em períodos de escassez da oferta.

Aspectos Conceituais

I 7. As previsões sobre as condições de atendimento de um sistema como o brasileiro, predominantemente hidrelétrico e com alguns reservatórios de acumulação plurianual, são extremamente complexas. Além das incertezas referentes à disponibilidade de equipamentos e ao mercado a ser atendido, comum a todos os sistemas, aqui se tornam mais importantes aquelas relativas à oferta de recursos naturais para a geração hidrelétrica.

I 8. Esta oferta advém da energia armazenada no estoque d'água dos reservatórios e das vazões afluentes aos aproveitamentos. Desta forma, o sistema é expandido e operado considerando a gestão de sua energia armazenada ao longo dos possíveis cenários hidrológicos, que devem preservar a natureza sazonal e aleatória das vazões.

I 9. Dentre estes cenários, poderão ocorrer aqueles associados a condições hidrológicas críticas, que reduzam a armazenagem do sistema a níveis tão baixos que exijam a implantação de medidas restritivas preventivas, como forma de gerenciar a escassez da oferta de energia de origem hidráulica, na medida em que se desacelera o ritmo de esvaziamento dos reservatórios. Tais restrições podem durar vários meses, uma vez que a reversão do quadro de escassez é, normalmente, lenta.

I 10. O sistema é dito estruturalmente equilibrado quando existe compatibilidade entre os custos de produção de energia elétrica e a confiabilidade requerida pela sociedade, ou seja, quando atende ao *Critério de Garantia de Atendimento*. Sob o ponto de vista metodológico, este critério está intimamente ligado ao custo do déficit da energia elétrica para a sociedade.

I 11. Uma vez disponível o custo associado aos déficits de energia, fica estabelecido o Critério de Garantia de Atendimento para a expansão e operação do sistema.

I 12. No planejamento da operação energética do sistema, as decisões, para cada período de tempo, são tomadas de forma a minimizar o custo associado à sua operação, que inclui os gastos com combustíveis e os custos atribuídos aos déficits de energia. Isto corresponde, na prática, a se decidir, com base no custo marginal de curto prazo, o nível de geração de cada unidade térmica, os intercâmbios de energia entre regiões e, em casos extremos, a implantação do racionamento preventivo.

I 13. O custo marginal de curto prazo, ou custo marginal de operação (CMO), é o acréscimo do custo de operação decorrente do aumento de 1 MWh na carga. Esse acréscimo corresponde ao valor esperado da variação dos custos devidos ao consumo de combustíveis e aos déficits de energia: seu cálculo contempla os custos presentes e futuros associados aos possíveis cenários hidrológicos. Um valor elevado de CMO está, portanto, associado a alta probabilidade de déficit.

I 14. A estratégia de operação energética do sistema baseia-se nesse custo. Assim, as unidades térmicas cujo custo incremental de geração (custo para elevar sua geração em 1 MWh) é inferior ao CMO devem ser despachadas no máximo: neste caso, é mais econômico elevar a produção dessas unidades do que utilizar a energia armazenada nos reservatórios. Os intercâmbios entre regiões se processam no sentido de procurar igualar os respectivos CMOs, respeitadas as restrições de transferência.

I 15. Caso a função custo do déficit fosse definida em patamares, o racionamento ocorreria quando o CMO ultrapassasse o valor associado ao primeiro patamar. Ele seria intensificado na medida em que os demais patamares fossem atingidos. Tudo se passa como se as "térmicas de racionamento" fossem "acionadas" com base no CMO.

I 16. No planejamento da expansão do sistema, o cronograma de entrada de novas usinas é ajustado procurando-se minimizar o custo total associado ao programa de obras, que inclui investimentos, custos operativos e os custos associados aos déficits de energia. Teoricamente, isto é atingido quando

ocorre a igualdade entre os custos marginais de longo e curto prazos do sistema. Nesta situação, garante-se que o sistema seria expandido com vistas a manter-se estruturalmente equilibrado.

I 17. Vale ressaltar que o custo marginal de longo prazo, também denominado custo marginal de expansão, corresponde ao custo de produção de cada MWh associado à fonte de geração mais competitiva a ser integrada ao sistema.

O Custo do Déficit Atual

I 18. Até meados da segunda metade da década de 1990, os estudos de planejamento do Setor eram conduzidos dentro da abordagem do *custo implícito do déficit*. Fixava-se um nível de risco anual de déficit (então estabelecido em 5%, que equivale a aceitar a ocorrência de déficits de energia de qualquer profundidade, em média, a cada 20 anos) e calculava-se, iterativamente, através da simulação energética do sistema, o custo do déficit associado àquele risco. Este custo era adotado como dado de entrada para os estudos de operação energética.

I 19. Com a implantação de novas interligações entre os subsistemas regionais, foi entendido que a metodologia dos estudos de planejamento já não oferecia resposta adequada. Isto determinou a adoção de uma nova metodologia para aqueles estudos, pela qual o custo de déficit passou a ser um dado de entrada e definido em função do percentual de corte de carga, portanto de sua profundidade. Ou seja, o planejamento da expansão passou a adotar o *custo explícito do déficit*, fixado em patamares. Pela não disponibilidade de estudos específicos mais recentes, a fixação desses patamares baseou-se nos estudos desenvolvidos há mais de 10 anos no âmbito do extinto GCPS, que utilizou a matriz insumo-produto de 1975, divulgada pelo IBGE (isto conduziu a valores desatualizados).

I 20. Tendo em vista a não existência de valores mais atualizados para o custo do déficit, a ANEEL orientou o ONS no sentido de que seus estudos de operação continuassem a adotar, como dado de entrada, um *único* valor para esse custo, calculado a partir de US\$ 540/MWh (último valor implícito obtido pela antiga metodologia dos estudos de planejamento da expansão, baseada em risco pré-fixado). O atual valor do custo do déficit é considerado como sendo igual a R\$ 684/MWh.

I 21. Como o custo do déficit ainda é definido como um **único valor** para a operação energética do sistema, não se dispõe de uma orientação precisa, sob o ponto de vista técnico, para se definir um procedimento para a implantação de racionamento preventivo. Este é um fator que contribuiu para a implantação tardia do atual racionamento, na medida em que não se dispunha de sinal econômico que indicasse o momento para a deflagração de medidas restritivas ao consumo.

I 22. Recentemente, a ANEEL divulgou minuta de Resolução, através do processo de Audiência Pública nº 002/2001, que define metodologia de cálculo e o valor do custo do déficit. A nova metodologia visa consolidar a migração do critério físico de garantia de suprimento, baseado em risco, para um critério econômico. Contudo, contrariando expectativas anteriores, a minuta mantém a definição desse custo em apenas um patamar e propõe que o custo do déficit atinja o valor de R\$ 2.328/MWh.

O Racionamento Via Quantidade

I 23. O desejável seria se dispor de uma função que relacionasse o custo do déficit com o percentual da carga não atendida, ou seja, o custo do déficit em função de sua profundidade. Isto é certamente mais ajustado à realidade. Por exemplo, um corte de carga de 5% poderia ser alcançado sem praticamente afetar os Setores produtivos da economia. Ao contrário, um corte de carga de 25% teria um forte impacto nesses Setores, o que implica um custo unitário do déficit mais elevado.

I 24. A definição de uma função do custo do déficit continuamente crescente com a profundidade do corte de carga, embora desejável, seria praticamente impossível de ser obtida. Dessa forma, uma simplificação viável seria representá-la através de uma função definida em patamares. A alternativa mais viável (em termos técnicos e políticos) seria considerar apenas dois ou três patamares.

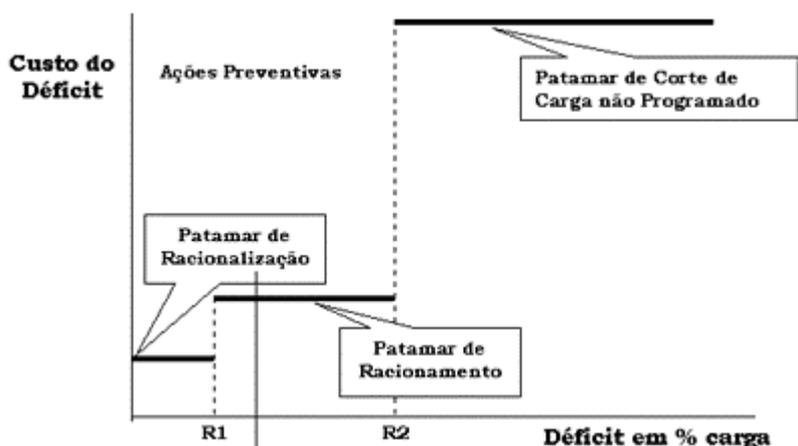
I 25. O primeiro patamar, opcional, poderia ser considerado como um *patamar de racionalização*, que corresponderia a um corte de carga da ordem de 5%. Este nível de corte de carga praticamente não afetaria os Setores produtivos da economia e poderia ser atingido através de um programa menos

agressivo de restrição ao consumo. O custo associado a este patamar seria estabelecido, por exemplo, com base no custo da geração de emergência (grupos diesel), hoje na faixa de R\$250/MWh.

I 26. O segundo patamar corresponderia ao racionamento preventivo e estaria associado a um corte de carga da ordem de 10% a 15%, que poderia ser gerenciado através do estabelecimento de quotas de consumo e de tarifas de ultrapassagem. O custo do déficit neste patamar seria superior ao custo incremental de geração da classe térmica mais cara do sistema e bastante inferior ao custo do terceiro patamar. Em termos conceituais, ele poderia ser obtido a partir do impacto econômico dos Setores atingidos pelo corte de carga. Contudo, em termos práticos, ele poderia ser estabelecido em função de um risco pré-definido e aceitável de ocorrência de racionamento preventivo em um sistema estruturalmente equilibrado (situação na qual a carga do sistema corresponde à sua energia assegurada).

I 27. O terceiro patamar corresponderia a cortes de carga mais profundos, não programáveis, com impactos extremamente negativos nos Setores produtivos da economia, e que podem exigir a adoção de medidas mais fortes, como o desligamento de alimentadores. Para este patamar poderia ser considerado o valor do custo do déficit resultante da metodologia recentemente proposta pela ANEEL, conforme documentação disponibilizada no processo de Audiência Pública nº 002/2001 (que conduz a um custo unitário do déficit de R\$ 2.328/MWh). Com isto, em um sistema estruturalmente equilibrado, a probabilidade de ocorrência de déficits nesse patamar seria bastante reduzida - o que é desejável, em função dos graves impactos econômicos e sociais de cortes de carga de elevada profundidade.

I 28. A figura que se segue ilustra o aspecto da função custo de déficit de energia definida em 3 patamares.

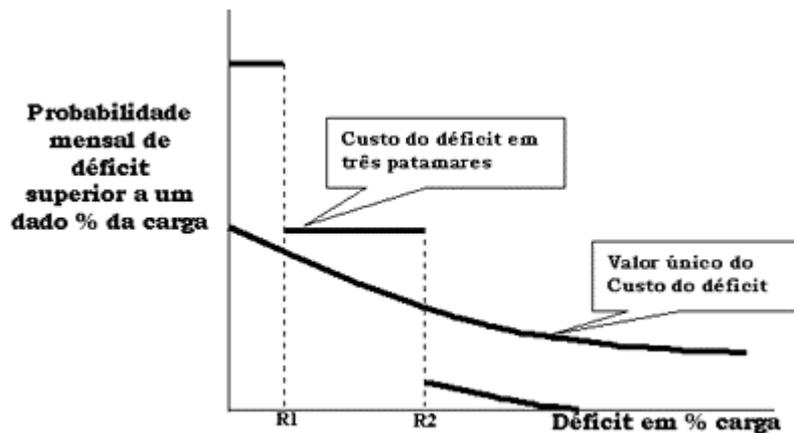


I 29. Pode-se tecer as seguintes considerações em relação à adoção de uma função "custo de déficit" da forma apresentada na figura anterior:

- O CMO se constituiria em um sinal econômico para a decisão quanto à implantação do racionamento preventivo. Assim, se o CMO for superior ao custo do 1o patamar e inferior ao do 2o, o corte de carga programado estará associado ao patamar de racionalização (R1). Caso o CMO situe-se acima do custo do 2o patamar, o corte de carga programado corresponderá àquele associado ao patamar de racionamento (R2).
- Em se considerando um valor bastante elevado para o custo associado ao 3o patamar (custo de barreira), reduz-se, de forma significativa, a probabilidade de cortes de carga de profundidade superior àquela do patamar de racionamento.
- A adoção de um número de patamares superior a três seria desejável sob o ponto de vista da operação do sistema. Contudo, seu custo político poderia não justificá-la, em função das constantes mudanças de metas de consumo resultantes da evolução do CMO ao longo do tempo.

· A definição da profundidade dos patamares deveria tomar por base a experiência obtida a partir do atual racionamento.

I 30. A consideração de patamares de racionalização e de racionamento eleva a probabilidade mensal de cortes de carga preventivos. Em contrapartida, reduz sensivelmente a probabilidade de cortes de carga de elevada profundidade (tudo se passa como se o déficit fosse diluído ao longo de um período de vários meses, em vez de se concentrar em apenas alguns meses). Este efeito está ilustrado na figura que se segue.



Racionamento via Preço

I 31. Além do *racionamento via quantidade*, pode ser considerado o *racionamento via preço*, que consiste em implantar mecanismos de mercado e regulatórios que permitam ao consumidor final de energia elétrica responder à elevação dos preços de curto prazo com a redução do consumo. Dependendo da resposta do consumo, os patamares de racionalização e racionamento perderiam sua importância, posto que a redução do consumo via preço poderia reduzir a necessidade - ou até mesmo dispensar - a implantação de medidas impostas de racionamento preventivo.

I 32. Neste sentido, deveriam ser efetivamente operacionalizados, no âmbito do MAE, mecanismos permanentes de mercado que contemplem a oferta de redução de consumo por parte de consumidores de grande porte, em função dos preços do mercado de curto prazo.

I 33. Deveriam, também, ser estabelecidos mecanismos permanentes de regulação econômica para repasse, aos consumidores finais, de um sinal de preço baseado no custo marginal de curto prazo (por exemplo, para um consumo residencial superior a 500 kWh, o preço da energia poderia considerar uma parcela vinculada ao preço da energia de curto prazo).

I 34. Tais mecanismos poderão se constituir, no futuro, em importante instrumento para administrar os desequilíbrios entre a oferta e a demanda. Eles estão mais alinhados com os fundamentos de uma economia de mercado, têm custo político mais moderado e maior eficiência alocativa, podendo se constituir, inclusive, em catalizador de ações para o uso e a produção eficientes de energia elétrica.

I 35. Nesta situação, quanto maior a elasticidade-preço do consumo de energia elétrica, menor a probabilidade de ocorrência de déficits de energia.

I 36. Oportuno destacar que um dos pontos fracos dos modelos em implantação nos setores de energia elétrica de diversos países deve-se à não participação dos consumidores finais no mercado. Em outras palavras, como o mercado abrange apenas a comercialização no atacado, a ponta do varejo não responde ao sinal preço da energia no mercado de curto prazo. Este, inclusive, é um dos motivos da recente crise na Califórnia, onde o preço no atacado subiu a valores extremamente elevados (preços livres) e os preços no varejo mantiveram-se inalterados (tarifas). A escassez da oferta implicou aumento constante dos preços no mercado atacadista, não houve resposta dos consumidores a tais preços, o que alimentou o círculo vicioso entre a escassez da oferta e o aumento de preços no atacado.

Anexo J

O valor normativo e o repasse do preço das térmicas

Limites ao Repasse de Preços

J1. No novo marco regulatório brasileiro, produtores e consumidores podem negociar livremente as condições contratuais. No caso dos chamados consumidores livres, geralmente indústrias ou outros agentes ligados à rede em alta tensão, esta liberdade faz todo o sentido. Entretanto, a maior parte dos consumidores brasileiros ainda é "cativo" de sua distribuidora, que pode fazer contratos com geradores e repassar o valor dos mesmos para as tarifas.

J2. Para proteger os consumidores cativos de contratos com valores abusivos, a ANEEL estabelece um limite em R\$/MWh no repasse do valor do contrato da geração para os consumidores, conhecido como Valor Normativo (VN).

J3. A determinação do VN para o sistema brasileiro apresenta várias dificuldades conceituais e práticas. Em termos internacionais, os limites no repasse são calculados de três maneiras:

a) *média do preço "spot" do mercado atacadista* - este procedimento é adotado, por exemplo, na Argentina. No Brasil, entretanto, o "ruído" da volatilidade hidrológica distorce os sinais "estruturais" do mercado atacadista, impedindo o uso da média dos preços do MAE como indicador do VN.

b) *preço da energia no mercado de futuros* - Em outros países como a Noruega, o preço provem do mercado de futuros, que no entanto ainda não existe em nosso país.

c) *média dos preços de contrato dos consumidores livres* - esta terceira possibilidade é adotada por exemplo no Chile. No Brasil, no entanto, o volume de contratos dos clientes livres é muito reduzido, e não permite este tipo de avaliação.

J4. Devido a estas dificuldades, torna-se necessário estimar o VN como o preço marginal de longo prazo da energia. Embora a ANEEL não detalhe o procedimento de cálculo deste valor, é plausível supor que o mesmo é calculado a partir do custo de uma "tecnologia de referência", por exemplo uma térmica a ciclo combinado a gás natural.

Repasse do Preço do Gás: Índices para Ajuste Anual

J5. Como é bem conhecido, o preço do gás da Bolívia contratado pela Petrobras está indexado à variação dos preços internacionais de uma "cesta" de derivados de petróleo. Como consequência, os investidores em usinas térmicas solicitaram a inclusão de fórmulas de repasse destas variações em seus contratos com as distribuidoras.

J6. Nas primeiras resoluções sobre Valor Normativo (VN), a ANEEL definiu três parâmetros de reajuste, conhecidos como **k1**, **k2** e **k3**, que variavam respectivamente com o IGPM, o dólar e o preço de uma "cesta" de óleos. O investidor poderia escolher o peso percentual de cada parâmetro na composição de sua fórmula de reajuste, sujeito à restrição de que o peso de **k1** seria pelo menos 30%. Por exemplo, um investidor que escolhesse **k2** = 70% e **k3** = 0% para os demais parâmetros estaria fazendo um "hedge" totalmente voltado à variação cambial. No extremo oposto, uma opção por **k2** = 0% e **k3** = 70% seria um "hedge" orientado para o preço do petróleo.

J7. Os investidores levantaram duas dificuldades principais com este esquema de repasse. A primeira é que os parâmetros para reajuste anual do VN não eram totalmente compatíveis com a fórmula de reajuste do gás da Petrobras. Portanto, era possível que os valores se distanciassem, criando riscos para os geradores. Este problema foi resolvido em fevereiro de 2001, com a criação de fórmula de reajuste compatível com a do contrato de gás.

Repasse do Preço do Gás: A Questão Cambial

J8. O problema de fundo neste caso é a incompatibilidade entre a necessidade de compensar o preço

do gás, que é em dólar, e a legislação do Setor elétrico que só permite o reajuste anual da tarifa, em obediência à Lei do Real. Este problema foi recentemente resolvido pela criação de uma "conta gráfica", através de uma portaria conjunta Ministério da Fazenda/MME, que permite manter os preços estáveis ao longo do ano e compensar a variação cambial na época do reajuste anual.

Preço dos PPAs para as usinas térmicas

J9. Em 1997, a perspectiva do governo e dos agentes era de que o valor dos contratos com as usinas térmicas estivesse em torno de US\$ 29/MWh, pois este foi o resultado das licitações de Uruguaiana e da primeira interconexão com a Argentina. Este nível de preço tornava as térmicas a gás bastante competitivas com relação às alternativas energéticas para o país, em particular com as usinas hidrelétricas, facilitando a entrada desta tecnologia na matriz energética do país.

J10. Entretanto, o preço atual dos contratos térmicos solicitado por investidores é da ordem de US\$ 40/MWh, 38% superior à expectativa original. Esta diferença se deve principalmente a dois fatores: (i) preço do gás na Bolívia, que está atrelado ao preço de derivados do petróleo, e o transporte do mesmo, também dolarizado; (ii) aumento dos preços das turbinas a gás, devido a pressões de demanda em todo o mundo, e em particular na Califórnia.

J11. Mesmo que a regulamentação permita que as distribuidoras repassem para os consumidores contratos a US\$ 40/MWh, as distribuidoras podem ainda hesitar em assiná-los. A razão é que todos os consumidores, inclusive a nível residencial, estarão livres para contratar geração a partir de 2005. Se o preço da geração *futura* for mais baixo do que o atual - por exemplo, devido à maior concorrência no mercado de gás e/ou redução no preço dos equipamentos - os novos geradores poderiam atrair clientes da distribuidora, deixando-a duplamente exposta, sem clientes e com um contrato não competitivo.

J12. A necessidade de garantir preços razoáveis para os consumidores para evitar sua saída em 2005, aliada à percepção de que US\$ 40/MWh pode ser um preço potencialmente não competitivo, é uma das razões para o êxito dos leilões de concessões de usinas hidrelétricas realizados pela ANEEL em 2000 e 2001.

J13. Em resumo, a solução do impasse cambial por si só não garante o êxito do programa térmico. É preciso equacionar o problema dos preços da geração térmica a gás, de maneira a otimizar o benefício econômico desta opção energética.

Anexo K

Gestão do setor elétrico através de políticas públicas, planejamento e regulação

1. Os três instrumentos de gestão do setor elétrico

Segundo uma concepção moderna, o governo pode gerir o setor elétrico utilizando três instrumentos bem distintos e complementares (BAJAY & CARVALHO, 1998): (i) políticas públicas; (ii) planejamento; e (iii) regulação.

Discute-se, a seguir, os objetivos de cada um destes instrumentos e em que grau eles tem sido empregados no setor elétrico brasileiro, destacando-se alguns desafios para sua plena e eficiente utilização a curto prazo.

2. Políticas públicas

2.1 Objetivos

Através de políticas públicas, o governo sinaliza à sociedade as suas prioridades e diretrizes para o desenvolvimento do setor elétrico (BAJAY, 1989a). As diretrizes podem visar somente orientar os agentes do setor, podendo se utilizar, para esta finalidade, incentivos financeiros - fiscais, creditícios ou tarifários - para aumentar a sua eficácia, ou, então, a sua aplicação pode ser compulsória. Neste

último caso, as diretrizes precisam ser formuladas na forma de leis, decretos, portarias ou resoluções de órgãos governamentais.

Este papel do governo é intransferível para outras instituições, devendo ser executado pela Presidência da República e os seus ministérios relacionados à questão, Congresso Nacional, governadores dos estados e suas secretarias correlatas e câmaras estaduais de deputados. Um pequeno mas crescente espaço tem começado a se abrir, no Brasil e em outros países, também para a atuação de prefeitos e câmaras de vereadores nesta questão.

2.2 Legislação de apoio e execução

A Lei no 9.478, de 06/08/97, entre outras importantes medidas instituiu o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República.

Somente depois de quase três anos da criação do Conselho, o governo decidiu baixar um decreto para regulamentar e definir as suas atribuições. O decreto foi publicado no dia 21 de junho de 2000 no Diário Oficial da União e a instalação do CNPE se deu em 30 de outubro do mesmo ano. Desde então ocorreram mais duas reuniões, uma em dezembro de 2000 e a outra em abril de 2001. Nesta última se decidiu criar a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE, para administrar o atual racionamento deste energético e para adotar medidas emergenciais visando um rápido aumento na oferta de eletricidade e na adoção de novos programas de eficiência energética. A próxima reunião do conselho está agendada para 31 de julho de 2001.

O CNPE é um órgão que assessora a Presidência da República na formulação de políticas e diretrizes de energia. Entre os objetivos principais do conselho, está o de promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País. Uma outra atribuição do CNPE é assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas remotas ou de difícil acesso. O conselho fará ainda uma revisão periódica nas matrizes energéticas, levando em consideração as fontes convencionais e alternativas, além das tecnologias disponíveis. Os integrantes do CNPE deverão estabelecer diretrizes para programas específicos, como aqueles que envolvem o uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear, além de traçar diretrizes para a exportação e importação do petróleo.

O regulamento do conselho determina que se faça reuniões ordinárias pelo menos uma vez por semestre e reuniões extraordinárias, convocadas pelo seu presidente, sempre que for julgado necessário. As atividades desenvolvidas pelo setor energético devem ser avaliadas pelo CNPE a cada ano. Também devem ser estabelecidas perspectivas para o ano seguinte.

O CNPE é formado por sete ministros de Estado, um representante dos Estados e do Distrito Federal, um cidadão brasileiro especialista em matéria de energia e um representante de universidade brasileira, também especialista na área. Estes últimos são designados pelo presidente da República para um mandato de dois anos. O presidente do conselho é o ministro de Minas e Energia. Os outros seis ministros são da Ciência e Tecnologia; do Planejamento, Orçamento e Gestão; da Fazenda; do Meio Ambiente; do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior; e da Casa Civil. Os diretores gerais da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Agência Nacional de Petróleo - ANP e Agência Nacional da Água - ANA participam do plenário do conselho, sem direito a voto. Os presidentes da PETROBRAS, da ELETROBRAS e do Banco Nacional de Desenvolvimentos Econômico - BNDES, assim como os dirigentes máximos de outras instituições como, por exemplo, o Operador Nacional do Sistema - ONS e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica -MAE podem participar das reuniões do conselho, desde que convidados pelo seu presidente. A secretaria executiva do conselho é exercida pelo Secretário Nacional de Energia, que pode contar, para auxiliá-lo nesta tarefa, com um comitê assessor e diversos comitês técnicos. As despesas para o funcionamento do CNPE e dos comitês técnicos fazem parte do orçamento do Ministério de Minas e Energia.

O Decreto no 2.826, de 29 de outubro de 1998, alterou a estrutura regimental do Ministério de Minas e Energia, que passou a ter dois departamentos ligados à Secretaria Nacional de Energia - SEN: o Departamento Nacional de Política Energética - DNPE e o Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético - DNDE. Cabe ao DNPE atuar como Secretaria Executiva do CNPE, enquanto o DNDE é responsável pela coordenação dos programas nacionais na área energética, como o o PROCEL,

COMPET, PRODEEM etc.. Só recentemente, com a nova administração da SEN, foram plenamente implantadas as coordenações previstas em 1998 para o DNPE e para o DNDE; está se reativando, também, os trabalhos dos comitês técnicos do CNPE, que foram descontinuados em março passado com o término da administração anterior do MME e a implantação, pouco depois, da CGE.

2.3 Problemas e desafios

Uma das claras razões, de caráter institucional, de ter eclodido a presente crise de abastecimento de eletricidade no País, com a gravidade que está ocorrendo, é o fato de se ter demorado muito para se implantar o CNPE e terem havido poucas reuniões, até agora, do Conselho. As falhas de comunicação, coordenação e decisão entre o MME e outros ministérios afetos à questão, ANEEL, ONS, BNDES, etc. teriam tido bem menos chance de ocorrer com a existência e funcionamento regular do conselho. Um premente desafio de curto prazo da SEN/MME e, em particular, do DNPE, é tentar compensar parcialmente esta defasagem programando-se doravante, sempre que possível, reuniões mensais do conselho para se definir, paulatinamente, uma política energética abrangente, de médio e longo prazo, para o País e se definir diretrizes para as adaptações que se ferão necessárias ao atual modelo organizacional do setor elétrico brasileiro. Necessita-se, também, definir, o mais rápido possível, um divisor de águas entre as decisões de curto prazo e caráter emergencial da CGE e as decisões de caráter estrutural do CNPE, relativas a este setor.

3. Planejamento

3.1 Conceitos

O planejamento da expansão, que é indicativo na maior parte das situações envolvidas na expansão do setor elétrico e determinativo em algumas situações específicas, discutidas mais adiante nesta seção, permite que se proponha metas de desenvolvimento para o setor, alinhadas com as políticas energéticas vigentes (BAJAY, 1989a). Estas metas tem que ser flexíveis, precisam ser reavaliadas periodicamente e devem ser discutidas com a sociedade. Elas devem refletir os interesses maiores da sociedade.

No caso do planejamento indicativo, os agentes do setor - empresas concessionárias, produtores independentes, comercializadores, autoprodutores, vendendo ou não excedentes de energia para a rede, e consumidores, "livres" e "cativos" - não são obrigados a seguir as metas propostas, como acontece no planejamento determinativo, que é o único que tem sido praticado até recentemente pelo setor elétrico brasileiro. São necessários, no entanto, instrumentos, em geral de cunho regulatório, que premiem os agentes que direcionem as suas atividades no sentido de atingir estas metas. Sempre que possível, estes prêmios devem ser de caráter econômico-financeiro.

O planejamento não termina com a elaboração dos planos; o acompanhamento crítico da sua execução é igualmente importante. Em se tratando do planejamento indicativo, em que os agentes no mercado não precisam necessariamente executar as obras previstas, este acompanhamento é mais complexo, já que cabe aos planejadores verificar se as obras que estão sendo efetivamente realizadas pelos agentes estão levando em conta as sinalizações econômicas e ambientais "embutidas" nos planos. Se tal situação não estiver ocorrendo e os exercícios de planejamento estiverem sendo bem realizados, inclusive no que diz respeito às necessárias interações com os agentes, cabe também aos planejadores propor novas políticas energéticas ou modificações nas políticas existentes, ou então sugerir alterações nos instrumentos regulatórios vigentes.

O planejamento indicativo é útil em qualquer sistema termelétrico, hidrelétrico ou hidrotérmico. Em um sistema hidrotérmico predominantemente hidrelétrico como o brasileiro onde a operação coordenada de grandes reservatórios de armazenamento plurianual propicia grandes ganhos, onde ainda há um enorme potencial hidrelétrico remanescente, constituído em grande parte por usinas de elevada capacidade e baixo custo unitário de geração, e onde os usos da água, dos reservatórios, outros que a hidreletricidade só recentemente começaram a ser fortemente valorizados o planejamento indicativo é absolutamente essencial para se explorar de uma forma otimizada não só o potencial hidrelétrico remanescente como a sua complementação térmica crescente. Além disso, um planejamento indicativo bem feito ajuda a diminuir a percepção de riscos, facilitando a obtenção de financiamentos, inclusive no mercado de capitais (HOLLAUER, 2001).

As linhas de transmissão e sub-estações são, freqüentemente, associadas a projetos específicos de usinas de potência, porém, em alguns casos, elas resultam de uma combinação de fatores, tais como incrementos de carga em alguns pontos do sistema, entrada em operação de várias usinas em uma mesma região, etc. Estudos separados para a geração e a transmissão não necessariamente conduzem ao plano de expansão ótimo, do ponto de vista global, mesmo quando se tem um planejamento determinativo para ambos. Faz-se necessário um estudo combinado para se minimizar o custo total (BAJAY & WALTER, 1999a).

Estudos combinados geração/transmissão são mais importantes ainda quando o planejamento da geração é indicativo, a fim de se evitar um planejamento determinativo da transmissão que seja meramente incremental, impossibilitando a detecção de corredores estratégicos de transmissão e limitando as economias de escala, que poderiam redundar em grandes reduções no custo total da expansão do sistema. Adicione-se a estes argumentos o fato que um planejamento determinativo incremental da transmissão pode dar margem a exercícios de poder de mercado, via manipulação de congestionamentos, por parte dos agentes dominantes (HOLLAUER, 2001). Silva *et alii* (1999) propõem a montagem de uma estratégia de solução para o planejamento da transmissão em um ambiente competitivo para a geração; eles formulam um problema de expansão geração-transmissão multiestágio considerando um conjunto de cenários relevantes para as projeções de mercado e potenciais projetos de geração termelétrica, cuja solução pode ser encontrada com o auxílio de um algoritmo genético.

Além do Brasil, na América Latina pratica-se o planejamento indicativo na expansão da geração elétrica na Argentina, Chile, Peru, Bolívia e Colômbia, com horizontes de planejamento que variam de 10 a 20 anos e com uma freqüência elevada de atualizações (BAJAY & WALTER, 1999b; HOLLAUER, 2001).

Conforme detalhado na próxima seção, no estabelecimento do novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro definiu-se que o planejamento de expansão da transmissão seria determinativo até o quinto ano do horizonte de planejamento de um plano decenal e indicativo do sexto ao décimo ano. Os estudos do RE-SEB, que serviram de base para a elaboração do novo modelo setorial, indicaram que se poderia adotar um planejamento determinativo para a execução de usinas consideradas de interesse estratégico para o governo, assim como para definição de novas obras de geração quando se tivesse elevados riscos de desabastecimento do mercado; tais propostas, no entanto, ainda não foram incorporadas no novo modelo.

Finalmente, uma última situação de planejamento determinativo da geração se configura no curto prazo. Não se pode continuar perseguindo verdadeiros "alvos móveis", em termos de busca do equilíbrio entre demanda e oferta de energia elétrica, que é o que está ocorrendo no setor elétrico brasileiro com inúmeras usinas termelétricas autorizadas pela ANEEL. Tais autorizações só devem ser concedidas pelo órgão regulador quando os estudos de viabilidade econômica dos empreendimentos estiverem completos e indicando que eles podem ser construídos dentro de prazos que devem ser objeto de contratos com a ANEEL, que prevejam multas por atrasos e até a eventual cassação da autorização se as atividades de construção e comissionamento ultrapassarem limites de tempo pré-especificados sem justificativas de força maior. Cabe ao planejamento fornecer à ANEEL valores dos limites contratuais que não comprometam excessivamente os riscos aceitáveis de déficit para o atendimento do mercado.

Caso estas duas últimas formas de planejamento determinativo estivessem em vigor, ter-se-ia poderosos instrumentos de ação que poderiam ter sido muito úteis em se evitar a atual crise de abastecimento de energia elétrica no País.

A atividade de planejamento pode ser exercida diretamente pelo governo, ou pode ser delegada a empresas estatais, a fundações ou autarquias, sem fins lucrativos, contratadas para esta finalidade, ou, ainda, a comissões criadas especificamente para esta função, em geral transformadas em autarquias especiais, com um razoável grau de autonomia em relação ao governo. Como exemplos do primeiro caso pode-se citar a ELETROBRÁS, a CESP, a CEMIG e a COPEL, que têm realizado, nas últimas décadas, inúmeros exercícios de planejamento determinativo, sob delegação do governo federal e dos governos dos Estados de São Paulo, Minas Gerais e Paraná, respectivamente. A

California Energy Commission, no Estado da Califórnia, EUA, exemplifica o terceiro caso (BAJAY, 1989b; BAJAY & HOURCADE, 1989).

3.2 O Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos

O Ministério de Minas e Energia - MME criou, em 10 de maio de 1999, através do Art. 1º da Portaria no 150, o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE, com a atribuição de coordenar a elaboração do planejamento da expansão dos sistemas elétricos brasileiros, de caráter indicativo para a geração, consubstanciado nos Planos Decenais de Expansão e nos Planos Nacionais de Energia Elétrica de longo prazo. O CCPE tem também a atribuição de elaborar e apresentar pareceres e proposições relativos a questões específicas afetas à expansão do sistema. O planejamento da expansão da transmissão, elaborado pelo CCPE, tem um caráter determinativo para as obras consideradas por este Comitê como inadiáveis, para garantia das condições de atendimento do mercado, constituindo estas obras o Programa Determinativo da Transmissão; para as demais obras de transmissão, sobretudo mais a longo prazo, o planejamento do CCPE é indicativo.

O Art. 2º da Portaria definiu a seguinte estrutura funcional para o CCPE:

I - Conselho Diretor de Coordenação do Planejamento da Expansão - CDPE, presidido pelo Secretário de Energia do MME;

II - Secretaria Executiva, exercida pela ELETROBRÁS;

III - Um Comitê Diretor, coordenado pela ELETROBRÁS, constituído de representantes das empresas por ela indicadas e de outras que tenham interesse em participar do processo de elaboração do planejamento da expansão;

IV - Comitês Técnicos a serem constituídos por decisão do Comitê Diretor. A Portaria estabeleceu que inicialmente seriam criados os seguintes Comitês: Estudos de Mercado, Estudos Energéticos, Estudos de Transmissão e Estudos Sócio-Ambientais, com indicações de representantes feitas pelo Comitê Diretor;

V - Comissões e Grupos de Trabalho, a serem constituídos por decisão do Comitê Diretor, integrados por técnicos das empresas que participam do CCPE, e indicados por estas ou ainda por técnicos convocados pela Secretaria Executiva.

Os titulares de concessão, permissão e autorização, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE deverão fornecer todas as informações necessárias às atividades de planejamento, na forma e nos prazos estabelecidos pelo Conselho Diretor do CCPE (Art. 3º da Portaria no 150 do MME). A omissão ou descumprimento das condições em que estas informações devem ser prestadas, bem como daquelas necessárias ao acompanhamento dos cronogramas das obras em andamento e de evolução do mercado, de responsabilidade dos agentes, será considerada falta deliberada em detrimento de interesses estratégicos nacionais, originando as ações pertinentes por parte do Poder Concedente.

O CCPE substituiu o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS, coordenado pela ELETROBRÁS, que vinha, desde a década de 80, executando o planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro. A elaboração do Plano Decenal 2000/2009 foi ainda elaborado pelo GCPS, que foi extinto automaticamente após a conclusão deste plano.

O Art. 5º da Portaria nº 150 do MME estabeleceu que o monitoramento dos programas de expansão da oferta, em execução, para verificar ou assegurar sua consistência e a de seus cronogramas com as necessidades do mercado, é de responsabilidade da Secretaria de Energia do MME.

A fim de viabilizar o funcionamento do CCPE a partir de janeiro de 2000, o Art. 1º da Portaria MME nº 485, de 16 de dezembro de 1999, aprovou uma estruturação transitória do Comitê.

O Art. 2º da Portaria determina que os Planos Indicativos de Expansão da Geração e os Programas Determinativos de Transmissão sejam, previamente, submetidos à aprovação do Ministro das Minas e Energia, para posterior encaminhamento à ANEEL.

A Secretaria Nacional de Energia ficou encarregada, pelo Art. 3º, de submeter ao Ministro das Minas e Energia, no prazo de cento e vinte dias, contado a partir da publicação da Portaria, uma proposta de estruturação definitiva do CCPE, para ser implementada a partir do ciclo de planejamento de 2001.

A Portaria MME nº 323, de 30 de agosto de 2000, em seu Art. 1º, alterou o Art. 2º da Portaria MME nº 150, redefinindo a estrutura funcional do CCPE, que passou a ser constituído por:

I - Conselho Diretor de Coordenação do Planejamento da Expansão - CDPE, presidido pelo Secretário Executivo do MME e constituído por representantes, por ele indicados, das principais entidades representativas do setor elétrico ou cuja atuação, de alguma forma esteja a ele afeta;

II - Comitê Diretor - CD, coordenado pelo Secretário de Energia do MME e constituído por representantes de entidades do setor elétrico, por ele indicadas e aprovadas no âmbito do CDPE;

III - Secretaria Executiva - SE, a ser exercida por profissional do setor elétrico, com reconhecida experiência de atuação em sistemas elétricos de potência, indicado pelo coordenador do Comitê Diretor;

IV - Comitês Técnicos, constituídos por representantes das entidades que participam do CCPE e que tenham interesse na execução dos trabalhos, que devem ser coordenados por profissionais dessas entidades, em um sistema de rodízio das empresas nas quais se encontrem vinculadas, por um período de dois anos. As indicações devem ser aprovadas pelo Comitê Diretor e homologadas pelo Conselho Diretor; e

V - Comissões e Grupos de Trabalho, a serem constituídos por decisão do Comitê Diretor, integrados por técnicos indicados pelas entidades que participam do CCPE.

A critério do Comitê Diretor, poderão ser estabelecidos Núcleos de Articulação Regional, a serem constituídos por técnicos de concessionárias e permissionárias de uma determinada região geoeletrica, a fim de realizar estudos específicos de interesse dessa região, cuja coordenação também deve ser exercida em caráter de rodízio bianual (Art. 4º).

Segundo o Art. 5º da Portaria nº 323 do MME, o CCPE deverá tornar público todos os dados utilizados nos estudos de planejamento da expansão dos sistemas elétricos, bem como identificar a forma de acesso dos programas computacionais utilizados nesses estudos. Os resultados desses estudos se constituirão em subsídios ao CNPE, para a consecução de suas metas estratégicas.

Existem atualmente os seguintes os seguintes Comitês Técnicos no CCPE: Estudos de Mercado - CTEM; Desenvolvimento da Oferta - CTDO; Expansão da Transmissão - CTET; Estudos Sócio-Ambientais - CTSA; Expansão de Fontes Alternativas - CTFA; Planejamento dos Sistema Isolados e Integração de Mercado - CTSI. Por enquanto só existem Núcleos de Integração Regional associados ao CTET. Os Comitês Técnicos do CCPE são todos coordenados por técnicos de empresas concessionárias estatais, como a ELETROBRAS, FURNAS, ELETRONORTE e COPEL, que chefiam pequenas equipes de técnicos, em geral de suas próprias empresas, que trabalham em condições instáveis e insatisfatórias. O Coordenador de Planejamento Energético do DNPE/SEM foi recentemente indicado para exercer a Secretaria Executiva do CCPE.

Diferente das atividades de formulação de políticas energéticas e de regulação dos mercados de energia elétrica, não há ainda nenhuma lei estabelecendo a responsabilidade pelo planejamento de expansão do setor elétrico; a legislação corrente se resume às portarias do MME mencionadas nesta seção. Para fazer face a esta lacuna, o Substitutivo ao Projeto de Lei nº 2.905, de 2000, de autoria de Deputado José Carlos Aleluia, estipula, em seu Art. 5º, que a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, passará a conter um Art. 14-A definindo que "a elaboração do planejamento da expansão dos sistemas elétricos caberá ao Ministério de Minas e Energia, sendo indicativo para a geração e determinativo para a transmissão". Este projeto de lei está aguardando ser votado no Senado, já tendo sido aprovado na Câmara dos Deputados.

3.3 O Planejamento do ONS

O artigo 13 da Lei no 9.648, de 27 de maio de 1998, define que as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados serão executados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, pessoa jurídica de direito privado, mediante autorização da ANEEL, a ser integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores a que se referem os artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995.

Logo, o ONS é responsável pelo planejamento da operação e pelo despacho das usinas que compõem o sistema hidrotérmico nacional.

Segundo um Protocolo de Entendimentos, assinado em 4 de maio de 2000 entre o ONS e o MME, cabe também ao ONS elaborar anualmente a Proposta de Ampliações e Reforços das instalações da rede básica de transmissão nos sistemas elétricos interligados, para um horizonte de até três anos a partir do ano em curso, encaminhando-a, até o último dia do mês de março, ao MME, que, interagindo com as entidades envolvidas, deverá compatibilizá-la com o Plano Determinativo da Transmissão, elaborado pelo CCPE, enviando-a, já incorporada a este último, à ANEEL no prazo de até três meses.

Alguns outros procedimentos importantes para o relacionamento entre o ONS e o MME, no que tange à expansão do sistema de transmissão, estabelecidos no Protocolo são:

(i) Cabe ao ONS a avaliação das solicitações de acesso observando que, quando for identificada a necessidade de ampliações e reforços na rede básica, que alterem o planejamento da expansão dos sistemas elétricos anteriormente elaborado pelo CCPE, deverá comunicar este particular ao CCPE para que sejam realizados os ajustes necessários, dentro dos prazos estabelecidos para a solicitação de acesso;

(ii) Caso o ONS identifique, no desenvolvimento de suas atividades, uma necessidade emergencial de propor reforços na rede básica, deverá encaminhar a correspondente proposta diretamente à ANEEL, informando este particular ao MME e ao CCPE;

(iii) O ONS utilizará como insumo as previsões e cenários de mercado elaborados pelo CCPE, adequando tais informações às suas necessidades específicas;

(iv) O ONS e o CCPE consolidarão e utilizarão um único sistema de informações técnicas do sistema elétrico; e

(v) O ONS e o CCPE constituirão comissão mista para compatibilizar os critérios e os procedimentos para estudos, o fluxo e o conteúdo das informações necessárias ao desenvolvimento de suas atividades, bem como os prazos adequados aos processos de cada instituição.

Este Protocolo foi praticado com êxito na compatibilização entre o Plano de Ampliações e Reforços (PAR) do ONS e o Programa Determinativo da Transmissão (PDET) do CCPE, resultando no documento consolidado de obras para o período 2001-2003, que foi encaminhado à ANEEL em novembro de 2000. Para os demais procedimentos, especialmente aqueles relacionados com os trabalhos da comissão mista para compatibilização de sistemas de informações, critérios e procedimentos, embora algumas iniciativas tenham sido feitas, não se registrou progresso relevante.

De um lado, frente a este problema, a SEN/MME e o ONS começaram recentemente a tomar as providências cabíveis para tentar aplicar o Protocolo em sua plenitude, envolvendo todos os procedimentos nele previstos. Por outro lado, tal Protocolo de Entendimentos é um instrumento legal muito frágil, que depende, para sua adequada aplicação, da compreensão e boa vontade dos dirigentes e equipes técnicas envolvidas; ele precisa ser substituído por um documento de maior valor jurídico, com maiores chances de ser plenamente respeitado, compatível com outros instrumentos legais existentes relacionados ao objeto do Protocolo.

3.4 Uma nova concepção de planejamento energético para o País

A formulação de políticas públicas na área de energia é uma típica atividade de governo, enquanto que o exercício da regulação constitui-se em uma atividade de Estado, calcada na regulamentação da legislação vigente e exercida sob uma perspectiva de longo prazo. A atividade de planejamento possui ambas as características; de um lado ela propicia um suporte quantitativo na formulação das políticas energéticas do governo e do outro ela deve sinalizar à sociedade metas de longo prazo, que extrapolam em geral o mandato do governo e freqüentemente fornecem elementos essenciais para uma boa execução da atividade de regulação. Logo, uma estrutura organizacional eficaz para a execução dos exercícios de planejamento deve contemplar estas suas duas características.

Na atual estrutura governamental, a Secretaria Nacional de Energia - SEN, do Ministério de Minas e Energia, é quem deve ser responsável pelo planejamento energético no País, provendo o suporte necessário para a formulação de políticas públicas, pelo CNPE, nesta área. Para se ter uma perspectiva de longo prazo, que extrapole os interesses políticos imediatos do governo, se necessita criar uma autarquia de propósito especial ou um instituto credenciado como uma organização social, subordinado à SEN, que executaria atividades regulares de planejamento, previstas na legislação, como, por exemplo, a elaboração dos planos decenais de expansão e dos planos de longo prazo dos setor elétrico, além de estudos especiais, solicitados pela SEN. Ganhos de escopo podem ser obtidos se esta instituição também for responsabilizada pelo gerenciamento de programas do governo nas áreas de eficiência energética e fontes renováveis alternativas de energia. Além da perspectiva de atuação à longo prazo, esta instituição permitiria a formação de equipes de pesquisadores, pequenas mas competentes e bem motivadas, graças à possibilidade de serem remuneradas de acordo com as condições de mercado e ficarem pouco expostas a ingerências políticas quotidianas, o que é muito difícil de ser obtido hoje no âmbito da SEN e dos atuais comitês técnicos do CCPE.

Cabe à SEN relacionar-se com o CNPE e com os ministérios que dele participam e com os órgãos reguladores relacionados com as suas áreas de atuação, como a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Agência Nacional de Petróleo - ANP, Agência Nacional de Águas - ANA e Instituto Brasileiro do Meio Ambiente - IBAMA, no âmbito do governo federal, além das secretarias de energia e meio ambiente, no âmbito dos governos estaduais. Por outro lado, caberia à nova instituição que executaria os principais exercícios de planejamento, sob coordenação da SEN, estabelecer convênios e assinar contratos de intercâmbio e prestação de serviços com o IPEA, ONS, universidades e institutos de pesquisa, como o CEPTEL, e com comitês de bacias hidrográficas.

Na realidade brasileira se tem, no momento, uma oportunidade histórica para se tentar realizar um planejamento integrado de recursos, de cunho indicativo, envolvendo o setor elétrico, via CCPE e secretarias estaduais de energia, a área de combustíveis, via Secretaria Nacional de Energia, a área de recursos hídricos, via Secretaria de Recursos Hídricos do MMA e a ANA, e a área ambiental, via Secretaria do Meio Ambiente do MMA e secretarias congêneres nos estados (BAJAY & WALTER, 1999a). Os "comitês de bacias", previstos na recém-promulgada "lei dos recursos hídricos", poderiam ser um fórum privilegiado para desenvolvimento das discussões subjacentes aos exercícios de planejamento; diversos destes comitês já estão instalados.

Este momento é particularmente oportuno por se ter, simultaneamente, uma forte reestruturação no setor elétrico no País, a expectativa de se construir um elevado número de usinas termelétricas, sobretudo a gás natural, a médio prazo, e a implantação do "Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, incluindo os "comitês de bacias" e "agências de água". As usinas termelétricas requerem interações, em termos de política, planejamento e regulação, entre o setor elétrico e as áreas de combustíveis e de recursos hídricos (disponibilidade de água para o sistema de refrigeração das usinas), fora, obviamente, a área ambiental. Uma outra interface desejável entre o setor elétrico e a área de combustíveis envolve a execução de programas integrados de conservação de energia. Vale a pena enfatizar também, aqui, a fundamental importância de se ter usos múltiplos da água para viabilizar futuros empreendimentos hidrelétricos no País, sobretudo os de médio e grande porte. A ANEEL, a ANP, a ANA e o IBAMA e todos os congêneres estaduais destes órgãos terão que se articular

para encontrar os melhores instrumentos regulatórios para induzir, de uma forma concertada, os agentes do setor elétrico a atingir as metas deste novo tipo de planejamento integrado de recursos.

4. Regulação

4.1 Os papéis de um órgão regulador do setor elétrico

Quando se assumia que todas as etapas da cadeia produtiva do setor elétrico eram "monopólios naturais", o principal papel de um órgão regulador do setor era proteger os consumidores, todos eles considerados "cativos", de eventuais abusos das empresas concessionárias atuando como agentes monopolistas no mercado. Ao órgão regulador cabia autorizar o repasse para as tarifas somente dos custos considerados justificáveis, em atividades essenciais, desenvolvidas de forma eficiente. Este órgão também concedia, para efeitos tarifários, taxas de retorno "razoáveis" sobre os ativos das empresas concessionárias necessários para a prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica e fiscalizava a qualidade deste serviço. Em alguns casos, este órgão também atuava, sob delegação do governo, como Poder Concedente para empreendimentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Freqüentemente, órgãos da administração direta do governo, como ministérios, exerciam funções regulatórias e esvaziavam eventuais órgãos técnicos que detinham, teoricamente, responsabilidade regulatória. Estes últimos, em geral, não detinham nenhuma autonomia em relação ao governo e eram quase sempre "capturados", no seu "poder regulatório", pelas empresas concessionárias reguladas, na sua maioria empresas estatais.

A busca de competição e a conseqüente abertura do mercado de energia elétrica abriram espaço para alguns novos agentes no setor: os produtores independentes, os autoprodutores vendendo eletricidade excedente para a rede, os comercializadores e os consumidores "livres" (BAJAY & CARVALHO, 1996). Como a maior parte dos consumidores, sobretudo os pequenos e médios, permanece "cativa", esta parcela continua precisando ser "protegida" de eventuais práticas abusivas. Este risco, inclusive, é maior agora, já que as empresas concessionárias, no afã de manter os seus consumidores "livres" e atrair consumidores "livres" de outras empresas concessionárias, tendem a repassar a maior carga possível de custos fixos a seus consumidores "cativos", promovendo um verdadeiro subsídio cruzado, bastante perverso, entre estes dois tipos de consumidores. O órgão regulador constitui a única instância que pode coibir esta prática, desde que esteja munido de informações e dados sobre sistemas de referência, devidamente otimizados, obtidos pelo planejamento indicativo.

A mediação de eventuais conflitos entre os agora muito mais numerosos e, freqüentemente, antagônicos agentes do setor é uma nova tarefa dos órgãos reguladores. O fomento à competição entre os agentes fornecedores de energia elétrica, a fiscalização e a dissuasão de ações típicas de cartel destes agentes, em cooperação com os órgãos oficiais de defesa da concorrência no país, e o fomento ao aumento de eficiência tanto no fornecimento como no consumo de eletricidade completam o quadro das novas responsabilidades do órgão regulador. A eficácia de boa parte destas novas atividades depende de boas informações providas pelo planejamento setorial.

Na concepção moderna de regulação, a autonomia do órgão regulador em relação ao governo é um ponto chave, principalmente em relação às questões econômicas. Para que esta autonomia efetivamente se materialize é necessário, ao lado de outros fatores, que este órgão possua recursos independentes do orçamento do governo, previstos em lei, e um regime funcional próprio, que permita formar um quadro de funcionários de bom nível, essencial para se ter alguma chance de sucesso frente aos novos e complexos desafios da regulação.

4.2 Legislação básica

A lei que criou a ANEEL foi sancionada pelo Presidente da República em 26 de dezembro de 1996, sob o no 9.427. Alguns de seus principais pontos são comentados a seguir.

O capítulo I da Lei refere-se às atribuições e à organização da Agência, o capítulo II define as suas receitas e o seu acervo, o capítulo III regulamenta o regime econômico e financeiro das concessões de serviço público de energia elétrica, o capítulo IV trata da descentralização das atividades regulatórias e, finalmente, o capítulo V apresenta as disposições finais e transitórias.

Segundo o Art. 3º da Lei, compete à ANEEL: (i) implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos; (ii) promover as licitações destinadas à contratação de concessionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos; (iii) definir o "aproveitamento ótimo" de cada usina hidroelétrica; (iv) celebrar e gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, bem como fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões e a prestação dos serviços de energia elétrica; (v) dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores; (vi) fixar os critérios para cálculo do preço de transporte da energia elétrica e arbitrar seus valores nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos; (vii) articular com o órgão regulador do setor de combustíveis fósseis e gás natural os critérios para fixação dos preços de transporte desses combustíveis, quando destinados à geração de energia elétrica, e para arbitramento de seus valores, nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos; (viii) estabelecer, com vistas a propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços de energia elétrica, restrições, limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, quanto à obtenção e transferência de concessões, permissões e autorizações, à concentração societária e à realização de negócios entre si; (ix) zelar pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência, monitorando e acompanhando as práticas de mercado dos agentes do setor de energia elétrica; e (x) fixar multas administrativas a serem impostas aos concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica.

O Art. 4º da Lei estabelece que a ANEEL será dirigida por um Diretor-Geral e quatro Diretores, em regime colegiado, sendo que um deles terá a incumbência de, na qualidade de "ouvidor", zelar pela qualidade do serviço público de energia elétrica, receber, apurar e solucionar as reclamações dos usuários. O processo decisório que implicar afetação de direitos dos agentes econômicos do setor elétrico ou dos consumidores será precedido de audiência pública convocada pela ANEEL. A Diretoria da ANEEL será nomeada pelo Presidente da República, após aprovação pelo Senado Federal, para cumprir mandatos não coincidentes de quatro anos (Art. 5º). O Art. 6º apresenta os impedimentos da Lei para se exercer cargo de direção da ANEEL. Segundo o Art. 7º, a administração da ANEEL será objeto de "contrato de gestão", negociado e celebrado entre a Diretoria e o Poder Executivo. Este contrato será avaliado periodicamente e, se necessário, revisado por ocasião da renovação parcial da diretoria da autarquia. O Parágrafo único do Art. 10 estabelece que, após um período transitório e ressalvada a participação em comissões de trabalho criadas com fim específico, duração determinada e não integrantes da estrutura organizacional da autarquia, é vedado à ANEEL requisitar, para lhe prestar serviço, empregados de empresas sob sua regulamentação ou fiscalização. Este parágrafo irá acabar com uma longa prática do DNAEE, a quem a ANEEL substituiu, motivada pelos baixíssimos salários dos funcionários da autarquia anterior e pela disponibilidade de funcionários competentes e melhor pagos nas empresas concessionárias estatais, para serem comissionados no órgão.

Conforme já foi mencionado, o Cap. II da Lei define as receitas da ANEEL. O Parágrafo único do Art. 11 prevê que a autarquia dispense, no prazo máximo de três anos, os recursos ordinários do Tesouro Nacional. Para tanto, o Art. 12 institui a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, equivalente a 0,5 por cento do valor do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado. Para a determinação do valor deste benefício econômico, considerar-se-á a tarifa fixada no respectivo contrato de concessão, permissão ou autorização, quando se tratar de serviço público, ou no contrato de venda de energia, quando se tratar de produção independente. No caso de exploração para uso exclusivo, o benefício econômico será calculado com base na estipulação de um valor típico para a unidade de energia elétrica gerada.

O Art. 15, do Capítulo III, define o que se entende por "serviço pelo preço", à luz das Leis nos 8.987/95 e 9.074/95. O Artigo 16 estabelece que os contratos de concessão poderão prever o compromisso de investimento mínimo anual da concessionária destinado a atender a expansão do mercado e a ampliação e modernização das instalações vinculadas ao serviço.

No capítulo IV, que trata da descentralização das atividades, o Art. 20 permite que a execução das atividades complementares de regulação, controle e fiscalização dos serviços e instalações de energia elétrica seja descentralizada pela União para os Estados e o Distrito Federal, mediante convênio de cooperação. A descentralização abrangerá os serviços e instalações de energia elétrica prestados e situados no território da respectiva unidade federativa, exceto os de geração de interesse do sistema elétrico interligado e os de transmissão integrantes da rede básica. Esta delegação será conferida desde que o Distrito Federal ou o Estado interessado possua serviços técnicos e administrativos competentes, devidamente organizados e aparelhados para execução das respectivas atividades, conforme condições estabelecidas em regulamento. Segundo o Art. 21, na execução das atividades complementares de regulação, controle e fiscalização dos serviços e instalações de energia elétrica, a unidade federativa deverá observar as normas legais e regulamentares federais pertinentes; as normas de regulação complementar baixadas pela unidade federativa deverão se harmonizar com as normas expedidas pela ANEEL.

O Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, constituiu a ANEEL como uma autarquia sob regime especial, com personalidade jurídica de direito público e autonomia patrimonial, administrativa e financeira, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. O Decreto também aprovou a Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança da Agência.

O Art. 9º da Lei no 9.648, de 27 de maio de 1998, estabelece que, para todos os efeitos legais, a compra e venda de energia elétrica entre concessionários ou autorizados deve ser contratada separadamente do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Segundo o parágrafo único deste artigo, cabe à Agência Nacional de Energia elétrica - ANEEL regular as tarifas e estabelecer as condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica por concessionário, permissionário e autorizado, bem como pelos consumidores de que tratam os artigos 15 e 16 da Lei no 9.074, de 1995.

De acordo com o Art. 10 da Lei no 9.648, passa a ser de livre negociação a compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados, observados prazos e condições de transição. Até 2002 os montantes de energia e de demanda de potência contratados devem atender ao estabelecido pelo GCPS, nos planos decenais de expansão, pelo GCOI e pelo CCON. A seguir, deve haver uma redução gradual destes montantes à razão de 25 por cento do montante referente ao ano de 2002.

Sem prejuízo do disposto no "caput" do Art. 10 da Lei no 9.648, o seu §2º define que a ANEEL deverá estabelecer critérios que limitem eventuais repasses do custo de compra da energia elétrica entre concessionários e autorizados para as tarifas de fornecimento aplicáveis aos consumidores finais não abrangidos pelo disposto nos arts. 12, inciso III, 15 e 16 da Lei no 9.074, de 1995, com vistas a garantir sua modicidade.

Observado o disposto no art. 10, as transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados, segundo o art. 12 da Lei no 9.648, serão realizados no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, instituído mediante Acordo de Mercado a ser firmado entre os interessados.

O §1º deste artigo estabelece que cabe à ANEEL definir as regras de participação no MAE, bem como os mecanismos de proteção aos consumidores. De acordo com o parágrafo seguinte, a compra e venda de energia elétrica que não for objeto de contrato bilateral será realizada a preços determinados conforme as regras do Acordo de Mercado.

O Decreto no 2.655, de 2 de julho de 1998, regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica e define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei no 9.648.

De acordo com a legislação vigente (Art. 7º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996), as diretrizes de políticas energéticas e as metas de planejamento, além de eventuais objetivos administrativos, do governo devem ser formalmente comunicados pelo MME à ANEEL através de um

contrato de gestão. Tal contrato foi assinado em março de 1998, com uma vigência até dezembro de 2000 e objetivos e metas estabelecidas ao longo de um período que se estende até dezembro de 1999. O cumprimento do contrato foi devidamente monitorado durante os dois primeiros anos; para o terceiro e último ano sequer foram estabelecidos objetivos e metas. Até o momento ainda não foi assinado um novo contrato, para suceder o anterior.

4.3 A necessidade de novos instrumentos de regulação e a adaptação de outros já existentes

A atividade de regulação do setor elétrico brasileiro evoluiu muito desde a instalação da ANEEL em 1997. Apesar disso, a atual crise setorial tem demonstrado a necessidade de se adotar novos instrumentos regulatórios e se modificar outros já existentes.

Um novo instrumento regulatório que se necessita para a superação da crise é a adoção de leilões de blocos de energia ou de certos tipos de usinas - plantas que operam segundo o ciclo combinado, alimentadas a gás natural, ou geradores eólicos, por exemplo, com contratos de longo prazo para a compra da energia gerada, de uma forma permanente, durante um certo período de transição, conforme proposto pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE (2001), ou na forma de leilões estratégicos ocasionais, realizados com o objetivo de se reequilibrar o mercado quando houver elevados riscos de desabastecimento, conforme estudos ora em curso na Secretaria Nacional de Energia.

A ANEEL deve analisar a possibilidade de formação de "*tracking accounts*", devidamente padronizados, para se contabilizar de uma forma adequada incrementos de custos extraordinários, em geral, fora do controle das empresas concessionárias, ao longo do ano, para efeito de recuperação nas tarifas, uma vez por ano, conforme determina a Lei do Real.

Uma modificação regulatória essencial para se possibilitar que o planejamento não fique perseguindo "alvos móveis" no curto prazo é se modificar a atual sistemática de autorizações da ANEEL para produtores independentes. Estas autorizações só devem ser dadas quando os estudos de viabilidade econômica e ambiental das usinas estiverem completos e os empreendedores tiverem condições de garantir a compleição das obras em prazos acordados na forma de contratos, que devem prever multas e, em última instância, a cassação da autorização. Nos últimos dois anos, a sistemática atual de autorizações não só não tem garantido o cumprimento dos prazos estabelecidos pelos agentes como sequer tem garantido a construção das usinas.

De uma forma sistemática, também nos dois últimos anos, os empreendedores tem apontado o desconhecimento da lei de formação do valor normativo-VN como um forte risco regulatório. Este valor é definido anualmente pela ANEEL com o objetivo de limitar o repasse às tarifas dos consumidores cativos, dos preços da eletricidade acordados em contratos livremente negociados entre as concessionárias distribuidoras e seus supridores. A agência reguladora deve passar a definir esta lei de formação com base em parâmetros transparentes e bem aceitos pela maioria dos agentes, tais como, por exemplo, os custos marginais definidos nos planos setoriais elaborados pelo CCPE, ou os preços resultantes dos leilões discutidos anteriormente nesta seção. Além disso, os valores repassáveis às tarifas dos consumidores cativos, diferenciados por tipo de tecnologia de geração e porte da usina, definidos por Resolução da ANEEL, com o intento de fomentar alternativas de geração que atualmente ainda não são competitivas, devem ser estabelecidos pelo CNPE, ouvidos o CCPE e a ANEEL, já que se trata de uma típica decisão de política energética.

Há muitos anos as tarifas dos consumidores cativos não estão refletindo adequadamente os custos marginais de expansão dos sistemas elétricos envolvidos. Os subsídios cruzados existentes estão desestimulando um incremento substancial na competição nos segmentos de geração e comercialização. Deve-se realizar um realinhamento destas tarifas, durante as revisões tarifárias regulares previstas nos contratos de concessão das concessionárias distribuidoras. Uma solução alternativa, embora parcial, defendida por alguns agentes, é tornar os grandes consumidores compulsoriamente livres.

5. Uma gestão integrada do setor elétrico

Uma atuação eficaz do governo sobre o setor elétrico nestas três funções - políticas públicas, planejamento e regulação - , exige que estas atividades sejam desenvolvidas de uma forma autônoma entre si, mas fortemente complementar. A existência de diferentes agentes executando estas funções distintas facilita se atingir este objetivo. Esta separação das funções, com a otimização dos respectivos procedimentos, inclusive das interações entre as funções, que já teria sido desejável para se melhorar a intervenção governamental no setor quando o mercado ainda era completamente monopolístico e a maioria das empresas concessionárias era estatal, passa a ser absolutamente essencial em um mercado onde consumidores "livres" e "cativos" tem que conviver e onde não há "incentivos de mercado" para a cooperação entre as agora majoritárias empresas concessionárias privadas, produtores independentes e comercializadores, além do óbvio "canto de sereia" das práticas de cartel.

A atuação eficaz e complementar preconizada no parágrafo anterior hoje não está ocorrendo, sendo uma das grandes causas institucionais da presente crise setorial. A solução passa necessariamente por uma revisão da legislação atual, que é um emaranhado confuso e, algumas vezes, conflitante ou vago de leis, decretos, portarias, protocolos de entendimentos, contratos de gestão, etc., que não define com clareza os papéis de cada instituição na gestão do setor e como eles devem relacionar-se entre si de uma forma harmoniosa e eficiente, independente das aptidões de seus dirigentes. Esta revisão poderia ser consubstanciada na forma de um Código de Energia Elétrica, conforme proposto durante os estudos do Projeto RE-SEB.

6. A questão da descentralização

Tem-se observado, desde o início da década de 90, uma gradual, mas aparentemente irreversível, descentralização da economia brasileira e da atuação governamental no País.

O setor elétrico brasileiro também tem passado por este processo, embora a passos mais lentos do que a economia como um todo. A adoção do planejamento indicativo no setor pode auxiliar bastante na desejada aceleração deste processo, materializando, na forma de metas, aspirações locais relacionadas ao desenvolvimento setorial.

Não dá para se imaginar órgãos reguladores nos estados brasileiros funcionando de uma forma eficiente sem contar com diretrizes sólidas, que retratem bem a realidade e as aspirações locais, emanadas de um bom planejamento indicativo executado nestes mesmos estados. Caso contrário, os novos órgãos reguladores estaduais correrão um forte risco de se tornarem meros agentes fiscalizadores terceirizados da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Evidentemente, para viabilizar qualquer cenário otimista de desenvolvimento setorial nos estados tem-se, como pré-requisito, a necessidade de boas articulações e uma atuação complementar, tanto entre os órgãos reguladores como entre as instituições que vão realizar o planejamento indicativo, nos estados e em nível nacional.

Em termos mais técnicos, caberá ao planejamento indicativo realizado nos estados um importante papel na determinação dos custos marginais de referência de longo prazo nas interligações elétricas e hidráulicas dos diversos agentes do setor. Estes custos serão fundamentais na otimização da operação e da expansão do setor e no balizamento da sua regulação econômica nos estados.

7. A necessidade de se estabelecer um plano de ação do governo quando houver riscos elevados de desabastecimento de energia elétrica

Um setor tão importante com o elétrico na economia de qualquer país e no dia a dia de seus cidadãos tem que possuir um plano de ação do governo quando houver riscos elevados no abastecimento deste vital energético.

Uma primeira questão que se coloca neste contexto é a necessidade de se definir indicadores adequados dos riscos de déficit e de sua profundidade. Dois conjuntos de valores limites devem ser escolhidos para estes indicadores, o primeiro deles representando uma espécie de "sinal amarelo" e o

segundo um "sinal vermelho", cada um deles sinalizando um distinto conjunto de medidas que constituiriam o plano de ação governamental supra citado.

Medidas governamentais associadas ao sinal amarelo podem incluir a realização dos leilões estratégicos ocasionais mencionados na seção 4.3, autorização para empresas estatais participarem minoritariamente em empreendimentos de geração e transmissão, e comissionamento de novos programas governamentais de eficiência energética. Já o sinal vermelho deve provocar o acionamento de medidas emergenciais, tais como a realização de leilões emergenciais ou a construção de usinas por empresas estatais, envolvendo tecnologias de geração de implementação relativamente rápida, assim como a adoção gradual de ações de racionamento, que reflitam os custos crescentes do desabastecimento com a profundidade do déficit.

O plano de ação deve contemplar as responsabilidades de cada agente na sua execução, assim como a coordenação necessária entre eles, tentando-se minimizar os efeitos de interpretações subjetivas dos agentes na aplicação do plano.

Para encerrar, não se deve perder de vista que as atuais imperfeições do modelo institucional do setor tem que ser corrigidas rapidamente, a fim de que o plano de ação aqui discutido tenha que ser aplicado com a menor frequência possível.

8. Referências bibliográficas

APINE, Sugestão de plano de ação da APINE para garantir o aumento de oferta de energia elétrica a preço competitivo, Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica, Brasília, julho de 2001.

BAJAY, S.V., Planejamento energético: necessidade, objetivo e metodologia, *Revista Brasileira de Energia*, 1(1): 45-53, 1989a.

BAJAY, S.V., Planejamento energético regional: A experiência paulista à luz de práticas que a inspiraram, no exterior. In: La Rovere, E.L. & Robert, M. (eds.), *Planejamento Energético: Elementos para um Novo Enfoque*, Projeto FINEP/PNUD/UNESCO - BRA 82/004, Escritório Regional de Ciência e Tecnologia da UNESCO para a América Latina e Caribe, Montevideo, Uruguai, p. 271-322, 1989b.

BAJAY, S. V. & CARVALHO, E. B. - Reestruturação do setor elétrico: Motivações econômicas, financeiras e políticas. In: Congresso Brasileiro de Energia, 7. Rio de Janeiro, RJ, 1996. *Anais*, v. 2. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, p. 1188-95.

BAJAY, S. V. & CARVALHO, E. B., Planejamento indicativo: Pré-requisito para uma boa regulação do setor elétrico. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 3. São Paulo, 1998. *Anais*. UNICAMP / USP / EFEI / SE-SP / SBPE, São Paulo, p. 324-8.

BAJAY, S.V. & HOUCARDE, J.C., As experiências americana, francesa e brasileira no campo do planejamento energético regional. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 1. Campinas, 1989. *Anais*. v.4, UNICAMP, Campinas, p.181-200.

BAJAY, S. V. & WALTER, A. C. S. *Relatório Técnico da Fase 8: Revisão crítica dos procedimentos de planejamento determinativo utilizados pelo setor elétrico brasileiro, à luz das novas necessidades surgidas com a abertura do setor no País, que envolvem a implantação de uma nova forma de planejamento setorial, o indicativo*, Projeto de Pesquisa sobre "Setor elétrico: ferramentas e metas do planejamento indicativo e instrumentos regulatórios associados" (Meta 2), Convênio ANEEL / FUNCAMP sobre "Regulação de Mercados de Energia Elétrica", Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético - NIPE, UNICAMP, 1999a, 162 pags.

BAJAY, S. V. & WALTER, A. C. S., *Relatório Técnico da Fase 9: Levantamento de experiências no exterior sobre planejamento indicativo e sua relação com a regulação, no setor elétrico*, Projeto de Pesquisa sobre "Setor elétrico: ferramentas e metas do planejamento indicativo e instrumentos regulatórios associados" (Meta 2), Convênio ANEEL / FUNCAMP sobre "Regulação de Mercados de

Energia Elétrica", Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético - NIPE, UNICAMP, 1999b, 132 pags.

HOLLAUER, G., Metodologia do planejamento indicativo, Secretaria Nacional de Energia / MME, Brasília, DF, março de 2001, 14 pags.

SILVA, E. L.; FONTOURA, R. N. & GIL, H. A., Planejamento da expansão da transmissão em ambiente competitivo. In: Seminário Nacional de Produção e transmissão de Energia Elétrica, 15. Anais. Foz do Iguaçu, PR. Itaipu Binacional, Foz do Iguaçu, 1999.