

**Mercado
Eléctrico**

<http://www.mercadoelectriconet.com.ar>

<http://www.melectriconet.com.ar>

melectrico@melectrico.com.ar

El presente documento integra
la biblioteca de **Mercado Eléctrico**

TEL/FAX: (54-11) 4489-1031/1055/1058 - Argentina

O DESEQUILÍBRIO ENTRE OFERTA E DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA

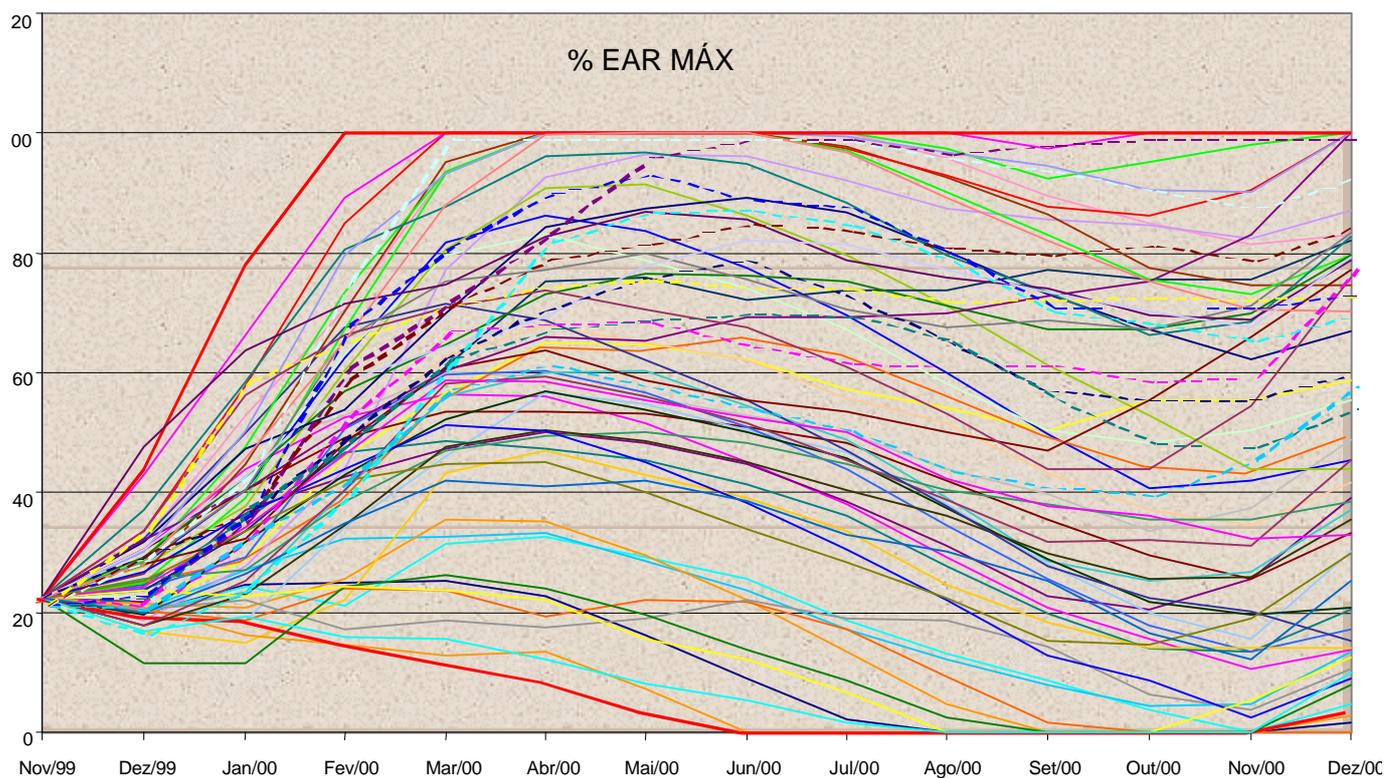
1. A Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico investigou as seguintes questões:

- 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”¹, 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 energético². 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



Fonte: Nota Técnica ONS-DPP 059/1999 [3]

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

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 firme⁴.

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 segundo⁵, 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 Expansão⁶ 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

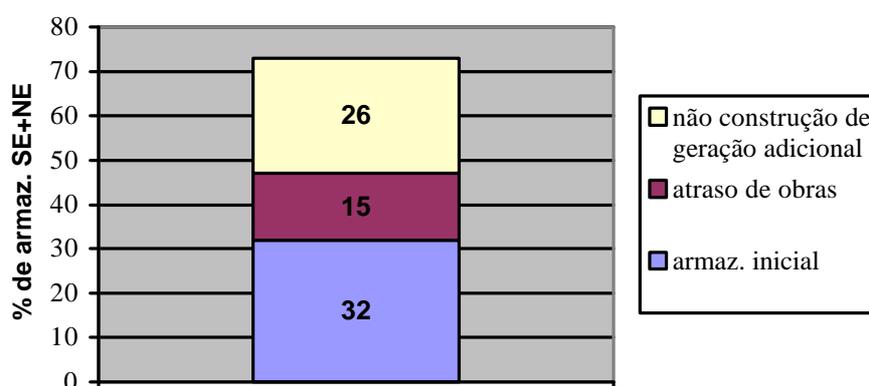
12. O efeito agregado dos atrasos, cerca de 22 mil GWh, equivale a 15% da capacidade de armazenamento conjunta das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Caso nenhum destes atrasos tivesse ocorrido, o nível de armazenamento destas regiões em fins de abril de 2001, que era de 32%, teria sido acrescido 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 energética⁷.

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 sistema⁸, 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

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”⁹ 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

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

- *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 N° 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.

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 Real¹⁰.

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 conheceu manifestação

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 afluições 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

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 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.

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

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	<ul style="list-style-type: none"> • 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

PROBLEMAS	TEMAS QUE MERECEM APROFUNDAMENTO
Ineficácia da ação governamental	<ul style="list-style-type: none"> • Agilização da atuação do CNPE para garantir eficácia da ação intragovernamental. • Fortalecimento da capacidade de ação do MME/Secretaria de Energia/CCPE. • Aperfeiçoamento e valorização do contrato de gestão entre ANEEL e MME. • Criação de um processo de licenciamento ambiental e de planejamento da utilização dos recursos hídricos articulado entre MME e MMA. • Revisão e consolidação da legislação do Setor.
Insuficiência de ação preventiva para evitar racionamentos de grande profundidade.	<ul style="list-style-type: none"> • 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. • Definição de responsabilidades entre ANEEL, MME e ONS com relação à programação de obras e projeção de demanda, usados em estudos de confiabilidade. • Criação de um procedimento de restrição progressiva da oferta de energia hidrelétrica e/ou aumento de tarifa, à medida que os reservatórios do sistema esvaziem. • Adoção de um função de custo de déficit por patamares de profundidade.
Ineficácia na correção de falhas de mercado.	<ul style="list-style-type: none"> • Formação de um “catálogo” de projetos hidrelétricos e térmicos, já com estudos de dimensionamento, localização e permissões ambientais para serem oferecidos aos investidores. • Definição de ações de Governo, nos casos em que for identificada uma situação de alerta, para licitação ou contratação emergencial. • Exame do papel do Governo como comprador de última instância da energia produzida por usinas de interesse estratégico. • Aperfeiçoamento do planejamento indicativo de geração, cotejando com a experiência internacional.
Falta de reserva de segurança para atendimento da demanda em situação de crise	<ul style="list-style-type: none"> • Exame da possibilidade de usar encargos por capacidade para aumentar o nível de confiabilidade do sistema. • Exame e remoção das dificuldades que ainda retardam a implementação das usinas a gás.