

Uma revisão crítica do atual planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro

*Sergio Valdir Bajay**

Resumo

Planeja-se a expansão do setor elétrico brasileiro desde a década de 70. O novo modelo setorial prevê uma nova forma de planejamento da expansão, que é indicativa. O primeiro plano elaborado sob esta orientação foi concluído em dezembro de 2001. Neste trabalho se revê criticamente o atual processo de planejamento setorial, envolvendo o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE e o Operador Nacional do Sistema Elétrico. O trabalho se encerra com uma discussão sobre a necessidade de se estabelecer um plano de ação do governo quando houver riscos elevados de desabastecimento de energia elétrica.

1. Planejamentos indicativo e determinativo da expansão do setor elétrico

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 crescente¹. 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).

No planejamento indicativo da expansão do setor elétrico não há necessidade de se trabalhar com as melhores estimativas possíveis dos custos dos projetos das potenciais obras futuras, como usualmente se busca fazer nos exercícios de planejamento determinativo, mas basta se ter um bom banco de dados de custos padrões para todos os tipos de obras de geração e transmissão e estudos de inventário e viabilidade para usinas hidrelétricas, ambos devidamente atualizados. Um dos objetivos do

* Professor do Departamento de Energia I FEM e pesquisador do Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético . NIPE Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP – 13083-970 - Campinas - SP
bajay@fem.unicamp.br e sbajay@ct.unicamp.br

¹ Em termos absolutos e relativos.

plano indicativo é prover ao mercado uma referência para a expansão setorial, a fim de que os agentes possam elaborar com menos incertezas o seu planejamento estratégico, vis-a-vis esta referência, buscando, cada um, as suas vantagens competitivas.

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 no Chile, Peru, Bolívia e Colômbia, com horizontes de planejamento que variam de 10 a 20 anos e com uma freqüência elevada de atualizações² (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 a 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 e importações autorizadas pela ANEEL. Tais autorizações só devem ser concedidas pelo órgão regulador, pelo menos em caráter definitivo, quando os estudos de viabilidade econômica dos empreendimentos e as negociações contratuais com os fornecedores de serviços de engenharia, equipamentos, obras civis e insumos energéticos e com os compradores da eletricidade a ser produzida ou importada estiverem completos e indicando que eles podem ser materializados 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 (BAJAY, 2001a).

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).

² Tipicamente a cada seis meses.

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. 1°** da Portaria n° 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. 2°** 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. 3°** da Portaria n° 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 200012009 foi ainda elaborado pelo GCPS, que foi extinto automaticamente após a conclusão deste plano.

O **Art. 5°** da Portaria n° 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. 1°** da Portaria MME n° 485, de 16 de dezembro de 1999, aprovou uma estruturação transitória do Comitê.

O **Art. 2°** 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. 3°**, 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 n° 323, de 30 de agosto de 2000, em seu **Art. 1°**, alterou o **Art. 2°** da Portaria MME n° 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. 4°).

Segundo o Art. 5° da Portaria n° 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 Conselho Nacional de Política Energética - 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 precárias em tempo parcial. O Coordenador de Planejamento Energético do DNPE/SEN exerce atualmente 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.

O Plano Decenal de Expansão, 2001 - 2010 foi aprovado pelo Comitê Diretor do CCPE em dezembro de 2001, passando, em seguida, por um processo de revisão, que terminou em fevereiro de 2002.

3. O Planejamento do ONS

O artigo 13 da Lei n° 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 n° 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, e no documento semelhante, agora para o período 2002-2004, enviado para a ANEEL em meados de 2001. 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, além de eventualmente ampliá-lo com o objetivo de buscar uma maior compatibilização entre os critérios empregados no planejamento da operação do parque gerador brasileiro, sob responsabilidade do ONS, e o planejamento de sua expansão, sob encargo do MME, via CCPE. 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.

4. 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 (BAJAY, 2001b).

Uma primeira questão que se coloca neste contexto é a necessidade de se definir indicadores adequados para representar os riscos de déficit e de sua profundidade, com os valores limites a ele associados. Dois tipos, complementares, de indicadores podem ser utilizados, 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.

O sinal amarelo seria acionado pelo MME, responsável pela atividade de planejamento da expansão do parque gerador e da rede básica de transmissão, e os indicadores correspondentes poderiam ser o custo marginal anual de geração ao longo do Plano Decenal, eventualmente junto com, por exemplo, o risco de um déficit superior a 5 por cento. Valores mínimos³ e máximos para o custo marginal e máximos para o risco de déficit teriam que ser previamente definidos. Os indicadores seriam monitorados pela equipe de planejamento e se os valores limites estipulados fossem atingidos certas medidas do plano de ação governamental seriam adotadas.

O sinal vermelho, por seu turno, seria acionado pelo ONS, por conta de sua atividade de planejamento da operação do sistema, após consulta à Agência Nacional de Águas - ANA, pelo fato das medidas associadas a este sinalizador contemplarem uma estratégia específica de operação de reservatórios para este tipo de situação. O indicador correspondente pode, por exemplo, continuar sendo o atual indicador do ONS, qual seja, o risco de um déficit superior a 5 por cento, definindo-se previamente para ele, como ocorre hoje, um limite máximo.

³ Valores muito baixos do custo marginal sinalizam "choques de oferta" aos potenciais agentes interessados na expansão do sistema, induzindo-os a cancelar os investimentos previstos, como tem acontecido no setor elétrico brasileiro nos últimos dois anos.

É importante se dimensionar adequadamente os limites supra citados para todos os indicadores, para que as medidas associadas ao sinal amarelo tenham uma boa chance de surtirem efeito, antes de se ter que lançar mão das medidas associadas ao sinal vermelho.

Medidas governamentais associadas ao sinal amarelo podem incluir a realização de leilões estratégicos ocasionais, autorização para empresas estatais participarem minoritariamente em empreendimentos de geração e transmissão, comissionamento de novos programas governamentais de eficiência energética e construção de usinas ou linhas de transmissão por empresas estatais. Já o sinal vermelho deve provocar a adoção de medidas emergenciais, tais como a realização de leilões emergenciais, envolvendo tecnologias de geração de implementação relativamente rápida, a adoção de estratégias especiais de operação dos reservatórios⁴, assim como a adoção gradual de ações de racionamento, que reflitam os custos crescentes do desabastecimento com a profundidade do déficit. O ONS acionaria o sinal vermelho, mas caberia à ANEEL tomar a iniciativa de adotar as medidas correspondentes do plano de ação. É importante que, na elaboração deste plano, se defina uma seqüência de prioridades de aplicação das várias medidas associadas tanto ao sinal amarelo como ao vermelho.

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 têm que ser corrigidas rapidamente, a fim de que o plano de ação aqui discutido tenha que ser aplicado com a menor frequência possível.

Referências Bibliográficas

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., *Reestruturação do MME e Criação de um Órgão de Apoio*, Relatório Técnico, Departamento Nacional de Política Energética, Secretaria de Energia, Ministério de Minas e Energia, Brasília, dezembro de 2001b.

BAJAY, S.V., A necessidade de algumas mudanças no aparato regulatório do setor elétrico brasileiro. In: Congresso Brasileiro de Regulação de Serviços Públicos Concedidos, 2. São Paulo, SP, 2001b. Anais. CSPE, São Paulo, 8 p. (anais distribuídos na forma de CD-ROM, sem numeração das páginas).

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.

CCPE, *Plano Decenal de Expansão, 2001 – 2010*, Ministérios de Minas e Energia, Brasília, 2001, 270p.

⁴ Eventualmente, uma parte do volume útil de certos reservatórios que possuem usos múltiplos da água de elevada importância econômica ou social seria utilizada para a geração de hidroeletricidade somente após outras medidas associadas ao sinal vermelho terem sido empregadas.

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.