

## Revista Brasileira de Energia

É permitida a reprodução parcial ou total da obra, desde que citada a fonte. Informação obtida no verso da folha de rosto da versão impressa em 22 de julho de 2014.

### REFERÊNCIA

CAMARGO, Ivan Marques de Toledo; ALMEIDA, Luís Henrique Bassi. A contratação de energia de reserva no atual modelo do setor elétrico brasileiro: da teoria à prática. **Revista Brasileira de Energia**, v.15, n.2, p.7-31, 2009. Disponível em: <<http://www.sbpe.org.br/rbe/revista/29/>>. Acesso em: 22 jul. 2014.



## **A CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA NO ATUAL MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: DA TEORIA À PRÁTICA**

Ivan Marques de Toledo Camargo<sup>1</sup>

Luís Henrique Bassi Almeida<sup>2</sup>

### **RESUMO**

Este artigo busca evidenciar elementos presentes no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) que motivam a adoção do instrumento da contratação de energia de reserva pelo Poder Concedente, como medida para garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Para tanto, é feita uma retrospectiva a respeito dos incentivos associados à expansão da oferta de energia para atendimento integral das necessidades dos usuários finais, desde o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), passando pelas propostas apresentadas pelo Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, pela instituição do atual modelo do SEB, até a questão do fortalecimento do papel do Estado no planejamento setorial e do estabelecimento da competência do Ministério de Minas e Energia – MME de zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre oferta e demanda de energia. Tal retrospectiva permite obter elementos para identificar em qual contexto se insere a contratação de energia de reserva, sendo avaliadas algumas hipóteses a respeito da necessidade de se realizar essa contratação, tais como fomentar a expansão da oferta de energia, minimizar efeitos decorrentes de algumas disfuncionalidades desse mercado, aumentar a confiabilidade de suprimento e atenuar os efeitos de uma redução conjuntural da oferta de energia.

---

1 Engenheiro Elétrico, Doutor pelo INP de Grenoble, França, Professor do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília, CEP: 70910-900, tel.: (61) 33072308, ivancamargo@unb.br

2 Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, SGAN 603 Módulo J, Asa Norte, Brasília/DF, CEP 70.830.030, Tel.: (61) 2192-8595, Fax: (61) 2192-8944. E-mail: lhbassi@aneel.gov.br



Palavras-chave: Setor Elétrico Brasileiro; Energia de Reserva; Segurança energética; Planejamento Setorial.

## ABSTRACT

This article seeks to highlight elements in the Brazilian Electricity Sector (SEB) that motivated the adoption of the instrument of contracting energy reserve by the Public Authority, as a measure to ensure the continued supply of electricity in the National Interconnected System (SIN). Therefore, it is a retrospective about the incentives associated with the expansion of energy supply to meet fully the needs of end users, from the Project for Restructuring the Brazilian Electric Sector (RE-SEB) through the proposals presented by the Revitalization Committee Electricity Sector, the institution of the current model of SEB, until the issue of strengthening the state's role in sector planning and the establishment by the Ministry of Mines and Energy (MME) to watch for the cyclical and structural balance between supply and demand of energy. This retrospective allow to obtain elements to identify in which context is part of the recruitment of reserve power, and evaluated some assumptions about the need to carry out this engagement, such as promoting the expansion of energy supply, to minimize effects due to some malfunctions of market, increase supply reliability and to mitigate the effects of a cyclical reduction in energy supply.

Keywords: Brazilian Power Industry; Reserve Energy; Energy Security; Electric Power Sector Planning.

## 1. INTRODUÇÃO

O processo de reforma do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), iniciado nos anos 90, promoveu mudanças significativas a partir da introdução de mecanismos de mercado, tendo como princípios básicos existência de competição nas atividades de geração/comercialização, prevalência do investimento privado, atendimento pelo lado da oferta às necessidades de desenvolvimento do País, e garantia da qualidade do serviço prestado. (ALMEIDA, 2005).



O desenvolvimento da indústria de energia elétrica, a partir de uma visão de mercado, pode implicar exposições a risco de déficit, em face da presença de falhas no modelo adotado para essa indústria. Mensurar o valor econômico associado à qualidade do suprimento e quantificar custos econômicos, sociais e políticos decorrentes da decretação de racionamento são questões importantes que afetam a confiabilidade dos sistemas elétricos em ambiente de mercado. (LEITE, 2003).

Diante da importância econômica da energia, a adoção de instrumentos para garantir integral atendimento das necessidades do país passa a ser função do Estado, no âmbito da regulação do setor elétrico (MOREIRA et al., 2003). Portanto, a garantia de suprimento torna-se uma questão chave para o setor.

Para Borenstein e Camargo (1997), a garantia de suprimento de energia deve observar a qualidade desse suprimento, mediante o alcance dos atributos de disponibilidade<sup>3</sup>, conformidade<sup>4</sup>, restaurabilidade<sup>5</sup> e flexibilidade<sup>6</sup>.

Paralelamente, Oren (2000) defende dois aspectos na garantia de suprimentos: o primeiro deles diz respeito à questão física do sistema e sua capacidade de suportar perturbações no curto prazo; o segundo aspecto está voltado para a adequação do sistema, ou seja, a capacidade de reunir a energia agregada e a requerida pelos consumidores, mediante equilíbrio entre oferta e demanda.

Somando-se às ações voltadas à oferta de energia, Fraser (2001) sustenta que a melhor maneira de garantir confiabilidade em uma indústria competitiva de energia é por meio do comportamento do consumidor final, apesar de admitir a dificuldade de se implementar mecanismos que acelerem a resposta do consumidor a variações significativas de preços.

No Brasil, a discussão acerca da segurança de suprimento tornou-se mais proeminente a partir do estabelecimento da competência do Poder Concedente de contratar energia de reserva, com base em estudos desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, sendo que tal contratação é justificada pela necessidade de um instrumento que garanta a continuidade do fornecimento de energia.

---

3 Fornecimento ininterrupto de energia na quantidade demandada.

4 Suprimento de energia limpa.

5 Minimização dos tempos de duração de indisponibilidades de equipamentos/sistemas.

6 Relativo à capacidade de acomodação do sistema a mudanças.



Diante da relevância do tema, este artigo promove uma avaliação do contexto no qual se insere essa contratação. Para alcançar esse propósito, é apresentada uma análise do processo de reestruturação do SEB aplicável à segurança de suprimento e examinada a opção da contratação de um conjunto de “projetos de reserva”.

## 2. A CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA NO SEB

No atual marco regulatório do SEB, a contratação de energia de reserva tem como propósito “*garantir a continuidade de fornecimento de energia elétrica*”<sup>7</sup>. Em uma análise preliminar, essa energia de reserva poderia estar associada a reforços de reservas operativas<sup>8</sup> e/ou a aumento da capacidade instalada para tornar a operação do sistema, em termos energéticos, mais segura.

Quanto à formação das reservas operativas, necessária para a atuação do operador do sistema, faz-se necessário ressaltar que essa se insere no âmbito dos serviços do sistema prestados aos usuários do Sistema Interligado Nacional (SIN), cujo tratamento encontra-se nas regras de comercialização, inclusive a questão do pagamento dos valores monetários destinados à cobertura desses custos.

Assim, a contratação de energia de reserva contempla o aspecto energético. Reforçam este entendimento as disposições do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, que regulamenta essa contratação. Tal ato define energia de reserva como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim.

De fato, a contratação de energia de reserva, da forma como foi regulamentada, envolve a implantação de usinas, embora possa ser admitido o conceito de que usinas existentes de maior custo marginal atuam como “*reserva natural do sistema*” (VELASCO, 2004), por ser a capacidade de geração que não foi necessária na operação, não incorrendo, desta forma, em custos de oportunidade e de capital.

---

7 Art. 3º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

8 Em Velasco (2004), reserva operativa é definida como reserva com necessidade de disponibilização rápida, obtida a partir de unidades geradoras em operação e sincronizados com o sistema. Além de fazer frente a contingências associadas à perda de geração, as reservas operativas englobam regulação de frequência.



Em um parque gerador com predominância hidráulica, a implantação de usinas termelétricas confere ao sistema maior robustez em termos de disponibilidade de energia. Destacam-se, principalmente, as usinas termelétricas flexíveis, em virtude de sua operação fornecer um complemento adicional à geração hidráulica (COOPERS & LYBRAND, 1997a).

Diante da obrigação, no atual marco regulatório do SEB, de cobertura contratual integral do consumo e de comprovação, pelos agentes de geração/comercialização, de 100% de lastro para celebração de contratos de venda, a energia proveniente de usinas existentes não comprometidas com contratos constitui uma oferta adicional de energia e corrobora a segurança de suprimento<sup>9</sup>.

### **2.1. A experiência do racionamento de energia ocorrido em 2001**

Antes do processo de reestruturação do SEB, a expansão da geração obedecia a uma lógica de planejamento centralizado. Conforme Kelman (2002), a oferta de energia, promovida primordialmente por geradoras estatais, deveria ser continuamente aumentada para acompanhar o crescimento da demanda, de modo a manter, em até 5%, a probabilidade de algum racionamento em cada ano do horizonte observado.

Com a promulgação da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a expansão da oferta passou a depender da celebração de contratos bilaterais de longo prazo, a partir da obrigação imposta às concessionárias de distribuição e aos consumidores livres de adquirir energia por intermédio de contratos de compra (COOPERS & LYBRAND, 1997b).

Apesar do incentivo à contratação bilateral para fomentar a expansão da geração, foi revelado, no ano de 2001, o desequilíbrio entre oferta e demanda de energia, o que resultou na decretação de racionamento nas regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte do País. Seria importante observar as condições climáticas favoráveis que levaram a região Sul a não participar do racionamento de energia?

---

<sup>9</sup> As chamadas usinas 'merchant' são implantadas sem compromissos de venda de longo prazo, utilizando-se da estratégia de liquidar a energia produzida no mercado *spot* ou mesmo de celebrar contratos de venda em data futura. No Brasil, ainda não há um ambiente favorável para o surgimento desse tipo de oferta de energia (COOPERS & LYBRAND, 1997a).



Dentre as medidas de natureza emergencial, estabelecidas no âmbito da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), destacam-se a implementação do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica e a contratação de energia proveniente de usinas termelétricas em caráter emergencial, com vistas a reduzir a demanda de energia e viabilizar a disponibilização de uma geração adicional, respectivamente (ALMEIDA, 2005).

Segundo Vieira (2005), a contratação de capacidade de geração/potência e a aquisição de energia a partir da criação da Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE), tinham o propósito de garantir a oferta de energia no curto prazo, por meio do restabelecimento da confiabilidade necessária para que fosse recuperado o nível dos reservatórios.

Nos termos da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, os custos incorridos pela CBEE foram rateados entre todos os consumidores finais atendidos pelo SIN, mediante aplicação do chamado encargo de energia emergencial. Importa ressaltar que tal encargo envolvia tanto a contratação de capacidade de geração/potência<sup>10</sup> como a aquisição de energia, quando da necessidade de despacho dessas usinas.

De fato, a disponibilização de potência e energia pelas usinas termelétricas emergenciais decorreu de um desequilíbrio conjuntural entre oferta e demanda de energia, o que levou a CBEE a firmar contratos de médio prazo, com início do período de suprimento em 2002 e término não superior a 2006. Apesar de não ser de longo prazo, a contratação promovida atraiu 54 projetos de geração, totalizando 2.049 MW de capacidade instalada.

## **2.2. A contratação de energia de reserva: os primeiros esboços**

A crise de abastecimento de energia ocorrida em 2001 suscitou uma discussão mais intensa acerca dos mecanismos que fomentam a segurança de suprimento. Todavia, a preocupação com essa questão advém desde o momento em que o Ministério de Minas e Energia (MME), em 1997, contratou uma empresa de consultoria internacional para propor um novo modelo para o SEB (ALMEIDA, 2005).

---

<sup>10</sup> Pagamento de receita fixa requerida pelo agente de geração, o que inclui o custo de oportunidade incorrido nessa contratação.



O trabalho acima mencionado, chamado de Projeto RE-SEB, resultou na elaboração de um conjunto abrangente de arranjos institucionais, comerciais e regulamentares que proporcionasse o desenvolvimento futuro do SEB a partir do modelo de competição no atacado, sendo que um dos principais objetivos, segundo Paixão (2000), era assegurar o suprimento seguro e confiável de energia.

Afora a questão de estabelecer a obrigação aos agentes de consumo de adquirir energia por intermédio de contratos, os consultores do Projeto RE-SEB recomendaram que o governo, por meio das Centrais Elétricas Brasileiras S. A. (Eletrobrás), atuasse como comprador de última instância em determinados projetos de geração, no intuito de viabilizá-los (COOPERS & LYBRAND, 1997a).

Dentre a abrangência de sua atuação, reside a implantação de usinas hidrelétricas de fundamental relevância nacional que poderiam, em caso contrário, ter os seus projetos não desenvolvidos. Outra função do comprador de última instância seria adquirir parte da energia proveniente de projetos hidrelétricos de grande porte, em que a demanda dos agentes de distribuição e de comercialização fosse inferior à energia assegurada da usina.

Na formulação apresentada, o comprador de última instância teria a prerrogativa de celebrar, no futuro, contratos de venda cujo lastro é a energia adquirida das formas acima mencionadas. Visto não existir a garantia de que haveria, no futuro, compradores para essa energia, a parcela não negociada em contratos seria liquidada no mercado *spot*, o que constituiria uma oferta adicional de energia, colaborando assim para a segurança de suprimento, apesar de esse mecanismo não ser intitulado de contratação de energia de reserva.

A proposta de adoção do instrumento da contratação de energia de reserva surgiu após o racionamento de 2001, no âmbito do Comitê de Revitalização. Em seus relatórios publicados, consta a proposição de criação de reserva de geração, por meio de pagamento de encargo setorial, para aumentar a confiabilidade de suprimento. Cabe destacar que essa proposta foi influenciada pela análise apresentada por Kelman (2002) a respeito das causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre oferta e demanda de energia.

Kelman (2002) constatou que o consumo, no período de 1998 a 2001, estava coberto, na sua quase totalidade, por contratos de compra e, portanto, não havia '*espaço comercial*' para a contratação de reforços por





parte das distribuidoras, embora a situação física de abastecimento indicasse a necessidade de uma geração adicional.

Outro ponto que agravou a situação foi a diferença de percepção sobre a profundidade da exposição financeira no mercado *spot* dos agentes de geração. (COMITÊ, 2002a). Tais agentes argumentavam que não podiam ser responsabilizados por problemas de suprimento, visto que o deplecionamento 'excessivo' dos reservatórios decorreu da necessidade de compensar atrasos na implantação de algumas usinas e de reforços nos intercâmbios entre submercados, além do ônus do não acionamento de usinas termelétricas preventivamente.

Diante desse contexto e com o propósito de assegurar o suprimento seguro, o Comitê de Revitalização propôs a implementação de um procedimento transparente e competitivo para contratação de capacidade de geração térmica de reserva.

Tal reserva evitaria que o SIN fosse submetido a risco de desabastecimento devido à ocorrência de aumentos de demanda acima do projetado, a atrasos na construção de usinas já contratadas, a atrasos em reforços de transmissão, dentre outros. Além disso, a energia de reserva aumentaria a participação térmica no sistema, reduzindo, assim, o ruído hidrológico e a volatilidade dos preços. Seria relevante considerar na análise as seguintes questões: 1) Questão ambiental representada pela geração de energia em usinas térmicas; 2) A energia hidrelétrica é menos cara que a energia térmica?

Nessa proposta, as usinas contratadas como energia de reserva ficariam impedidas de lastrear qualquer contrato bilateral. Entretanto, no caso de essas usinas serem despachadas por ordem de mérito, a renda obtida com a liquidação no mercado *spot* seria atribuída aos agentes de geração, como forma de reduzir os pagamentos por capacidade.

No âmbito do Comitê de Revitalização, as instituições financeiras responsáveis pelo financiamento de usinas ressaltaram a importância da viabilização do que foi chamado de energia de *backup*. As exposições financeiras dos geradores no mercado *spot*, quando a implantação da usina sofre atraso ou fica indisponível para operação, tornam seus fluxos de caixa imprevisíveis, sendo um fator inibidor de financiamento. (COMITÊ, 2002b) *idem*.

Tais instituições reforçaram que a disponibilidade de energia de *backup* deveria ter uma estrutura de preços definida, de forma a tornar pre-



visíveis os fluxos de caixa do projeto e mensuráveis as potenciais perdas advindas dos eventos supracitados. E, para obter essa estrutura de preços, foi proposto que a Eletrobrás, ou até mesmo a CBEE, viesse a desempenhar um papel de *'provedora'* de energia de *backup*.

A Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE), também, no âmbito do Comitê de Revitalização, apresentou proposta de criação de um *'pool'* de energia assegurada, designado de energia de reserva, com o propósito de atender a parcela descontratada dos agentes de consumo, atender desvios positivos de projeção do mercado global e atenuar as exposições financeiras de agentes de geração. (COMITÊ, 2002b) idem.

Segundo a proposição da APINE, a energia de reserva seria negociada no âmbito da Bolsa de Energia Elétrica Assegurada (BEELA), mediante procedimentos públicos de contratação. Essa energia de reserva seria contratada por períodos de curto prazo, por meio da transferência temporária de cotas de energia assegurada que constituem essa reserva.

A parcela de energia de reserva não absorvida pelo mercado seria paga diretamente pela BELLA aos geradores, com recursos provenientes da liquidação dessa energia no mercado *spot*, complementados por recursos cobrados de todos os agentes de consumo do SIN. Ou seja, os agentes de consumo, em última instância, responderiam pelos custos associados à energia de reserva.

Apesar das propostas de estabelecimento da figura do comprador de última instância, no âmbito do Projeto RE-SEB, e mesmo da criação de reserva de geração, com as variantes apresentadas pelas instituições financeiras e pela APINE no âmbito do Comitê de Revitalização, nenhuma medida dessa natureza foi implementada.

### **2.3. O exercício da contratação de energia de reserva pelo Poder Concedente**

Em 10 de dezembro de 2003, por meio da Resolução CNPE nº 009, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE aprovou o relatório conclusivo do novo modelo do SEB, sendo apresentado o conjunto de medidas legais necessárias à implementação desse modelo.



Nesse documento, foi tratada a questão da contratação de energia de reserva. O modelo proposto previa a possibilidade de se constituir uma reserva de energia ao se declararem desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda. A partir de uma indicação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), o MME estabeleceria a quantidade de energia a ser contratada, provisoriamente, como reserva para o SIN.

A Lei nº 10.848/2004 estabeleceu a prerrogativa do Poder Concedente de definir reserva de capacidade de geração a ser contratada. No processo de regulamentação desse dispositivo legal, que resultou na publicação do Decreto nº 6.353/2008, alguns pontos delineados no relatório acima mencionado não foram mantidos.

Conforme o referido Decreto, a comercialização da energia de reserva difere do restante da comercialização hoje praticada nos Ambientes de Contratação Regulada e Livre, pelo fato de que a energia de reserva não confere cobertura contratual para os agentes de mercado com perfil de consumo que suportam os custos decorrentes dessa contratação, por meio do pagamento do Encargo de Energia de Reserva (EER).

Assim, a energia de reserva é contabilizada e liquidada exclusivamente no mercado *spot*, sendo a receita auferida com a venda dessa energia ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) utilizada para reduzir os custos associados a sua contratação.

Tal contratação é realizada em leilões promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), direta ou indiretamente, conforme diretrizes do MME. E é o Ministério de Minas e Energia a instituição responsável pela definição do montante de energia a ser contratado, com base em estudos desenvolvidos pela EPE.

Os agentes de geração vencedores nesses leilões celebram o Contrato de Energia de Reserva (CER), cujo prazo de suprimento não pode ser superior a trinta e cinco anos. Diante da definição do prazo de suprimento do CER, fica evidente que essa contratação pode não ter o caráter provisório ou mesmo emergencial.

No primeiro leilão de energia de reserva, realizado em agosto de 2008, foram contratados 548 MW<sub>méd</sub> (definir) de energia elétrica proveniente de 31 usinas termelétricas a biomassa. Os CERs celebrados terão um prazo de suprimento de quinze anos. Essa contratação resultará no paga-



mento de, aproximadamente, 750 milhões de reais por ano aos agentes de geração, sendo esse custo aliviado com a receita oriunda da liquidação dessa energia de reserva no mercado *spot*.

### **3. ANÁLISE DO CONTEXTO NO QUAL SE INSERE A CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA**

Em ambientes de mercado, observa-se certa negligência em relação às políticas de confiabilidade de suprimento e investimento em capacidade. De um modo geral, os mercados não conseguem por si sós, definir tais políticas, exigindo-se, desta forma, uma interferência regulatória. Sem essa interferência, os mercados atuais de energia, por seus problemas naturais, tais como a elasticidade de demanda muito baixa (Existe uma estimativa para o valor da elasticidade da demanda? Se houver inserir no texto ou em nota de rodapé, pois se trata de um dado importante), tendem a subinvestir em geração (VELASCO, 2004).

Assim, o problema de garantir a expansão adequada da oferta de energia não é uma exclusividade do SEB, visto que, dificilmente, um país deixa de adotar regras adicionais de incentivos à expansão, como a criação de encargos de capacidade ou mesmo o estabelecimento da contratação de energia de reserva (COMITÊ, 2002a).

Leite (2003) ressalta que há um mercado físico de energia, com suas características técnicas que devem ser respeitadas para adequada prestação do serviço, e um mercado financeiro que, não estando submetido a tais características, deve ser operado dentro de limites técnicos, para evitar negociação de ativos não realizáveis, ou seja, a comercialização de energia sem a possibilidade física da sua efetiva produção.

Ao revisar o marco institucional e legal do SEB em 2003, foi apresentada, como justificativa, a necessidade de retomada dos investimentos na expansão do serviço de energia elétrica, de modo a corrigir desequilíbrios entre oferta e demanda. E nessa revisão, foi estabelecida a competência do Poder Concedente de promover a contratação de energia de reserva.

Poder-se-ia inferir, em uma análise preliminar, que a contratação de energia de reserva é, por essência, um instrumento inerente à retomada do papel do Estado no planejamento setorial e à atribuição do MME de zelar pelo equilíbrio estrutural e conjuntural entre oferta e demanda de energia.



Todavia, deve-se analisar essa contratação no contexto geral do atual modelo do SEB, observando a eficácia dos mecanismos de incentivo à expansão da oferta, os efeitos decorrentes de algumas disfuncionalidades do mercado de energia no País, a existência de outros instrumentos associados ao aumento da confiabilidade de suprimento, a forma de tratamento para a questão da diferença entre a contratação comercial e a necessidade física de capacidade de geração, os mecanismos atuais para atenuação dos efeitos de uma redução conjuntural da oferta de energia, dentre outros pontos.

### 3.1. Expansão da oferta de energia

Os consultores do Projeto RE-SEB, quando da elaboração da proposta de reestruturação da indústria de energia elétrica no Brasil, identificaram a necessidade de, por meio de regulação, estabelecer um determinado percentual mínimo de contratação para distribuidoras e consumidores livres. (COOPERS & LYBRAND, 1997b). Esperava-se que algumas novas usinas fossem implantadas, sem compromissos contratuais de entrega de energia, somente *'após alguns anos de experiência no mercado'*.

Com base nas recomendações advindas do Projeto RE-SEB, a Aneel estabeleceu, por meio da Resolução nº 249, de 11 de agosto de 1998, o índice mínimo de cobertura de 85% da energia comercializada com consumidores finais.

Para evitar a negociação de *'ativos não realizáveis'* (LEITE, 2003), a Resolução supracitada possibilitou a implementação do dispositivo do lastro, ao exigir que os contratos de venda de energia, registrados no Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), fossem lastrados por energia assegurada de usinas próprias e por contratos de compra de energia.

No âmbito do Comitê de Revitalização foi ratificado o entendimento de que o *'motor'* para a expansão da oferta de energia é a necessidade de contratar dos agentes de consumo, e não a disposição dos agentes de geração de investir em novas usinas, pois *"esta última só ocorre na medida em que exista uma demanda disposta a comprometer-se com contratos bilaterais"* (COMITÊ, 2002a) idem.

Ademais, foi proposto o aumento no nível de contratação de distribuidoras e consumidores livres. A Aneel, em consonância com o conceito de que a *"contratação bilateral constitui estímulo à implantação de capacida-*



de geradora adicional"<sup>11</sup>, elevou o nível de contratação para 95%, por meio da Resolução nº 511, de 12 de setembro de 2002.

No atual modelo do SEB, o nível de contratação exigido é de 100%. Caso aferida insuficiência de cobertura contratual, aplica-se uma penalidade a esses agentes de consumo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), além das exposições financeiras no mercado *spot*.

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), segmento do mercado no qual são realizadas as operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo as distribuidoras, existe o incentivo à sobrecontratação, em face do reconhecimento, no processo de repasse à tarifa dos custos de aquisição de energia, de até 103% de seu mercado cativo.

Considerando que o ACR tem uma estrutura semelhante ao modelo 2, descrito em Hunt (2002), em que o comprador único é representado pelo '*pool*' de distribuidoras, a implementação do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), nos termos do art. 29 do Decreto nº 5.163/2004, permite que a distribuidora reduza, por conta de variações de mercado, até 4% do montante contratado, o que, somado ao critério de repasse tarifário supracitado, representa, na prática, a possibilidade de se ter um nível de contratação de 107% sem repercussões financeiras para o concessionário<sup>12</sup>.

Outro mecanismo de grande relevância para fomentar a expansão da oferta reside na segmentação de parte do mercado cativo das distribuidoras para novas usinas, por meio da diferenciação do tipo de energia a ser comercializada nos leilões promovidos no ACR (ALMEIDA, 2005). A partir das projeções de aumento do mercado cativo, são promovidos leilões para contratação de energia proveniente de novas usinas.

Os contratos decorrentes dos leilões do ACR, denominados de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs), particularmente os de energia 'nova', possuem uma formatação, no que se refere a prazo de suprimento e constituição de garantias financeiras, que os torna, perante instituições financeiras, 'bons recebíveis', item essencial em uma estrutura de *project finance*.

<sup>11</sup> Trecho extraído do considerando da Resolução Aneel nº 511/2002.

<sup>12</sup> Moreira *et al* (2003) tratam a possibilidade de uma concessionária de distribuição adquirir energia por meio do processamento do MCSD como uma energia de reserva desse agente.



Já no Ambiente de Contratação Livre (ACL), os incentivos à contratação de energia proveniente de novos empreendimentos de geração não são tão contundentes quanto aqueles aplicados ao ACR. O cumprimento da obrigação de cobertura contratual integral do consumo se dá, primordialmente, com contratos cujo lastro é energia proveniente de usinas existentes, em geral de origem hidráulica.

A criação de um ambiente para negociação de certificados de energia pelos agentes de consumo participantes do ACL, que possibilitasse a 'revenda' de contratos por esses agentes<sup>13</sup>, e a redução, pelo MME, do percentual de destinação de energia assegurada de novas usinas hidrelétricas para o ACR<sup>14</sup>, permitiriam uma participação maior desse segmento do mercado na expansão da oferta de energia.

### 3.2. Disfuncionalidades do mercado de energia

No tópico anterior, foi discutida a questão da vinculação entre a expansão da oferta de energia e a necessidade de contratar dos agentes de consumo, visto não ser atrativa a realização de investimentos em novas usinas sem o devido respaldo de um contrato de venda de longo prazo.

Conforme tratado no capítulo 2 deste Artigo, a implantação de usinas sem compromissos contratuais e a alocação de parcela de garantia física de usinas existentes para liquidação no mercado *spot* constituem uma oferta adicional de energia, diante da obrigação de cobertura contratual integral do consumo, e contribuem para aumentar a segurança de suprimento.

Segundo Castro (2004), embora existam argumentações econômicas de que a existência de um mercado *spot*, com preços definidos pelas leis de mercado livre, seja suficiente para sustentar as decisões de investimentos na expansão da oferta de energia, várias dificuldades aparecem na prática, particularmente no SEB, onde se tornou evidente a necessidade de contratação bilateral.

Durante o racionamento de 2001, foi promovida uma análise a respeito do processo de formação de preços do mercado *spot*, mediante ado-

---

13 Pelas regras atuais, esses agentes, obrigatoriamente, liquidam a energia associada a sobras contratuais no mercado *spot*.

14 A definição do percentual de destinação de garantia física de novas usinas para o ACR tem um viés de modicidade tarifária, o que prioriza a comercialização da energia proveniente de usinas mais 'baratas' no ACR.



ção do critério de despacho por custo. A utilização de um modelo computacional de otimização para definir esse preço gera uma defasagem entre o preço calculado da energia e as percepções de agentes de geração e de consumo com relação ao valor da mesma (COMITÊ, 2002a) idem.

No âmbito do Comitê de Revitalização, foi proposta a implementação de um esquema de oferta de preços no mercado *spot*, mediante utilização de mecanismos que promovem o desacoplamento do despacho 'comercial', em que cada agente exprime sua disposição de gerar por meio de ofertas de preço e quantidade, do despacho 'físico', em que o operador do sistema procura a forma mais eficiente de utilizar a energia armazenada nos reservatórios.

Apesar da constatação de problemas associados ao atual critério de formação de preços do mercado *spot*, e mesmo diante do conceito de que a revitalização desse ambiente geraria estímulos para que os agentes de geração não fizessem a opção de comprometer quase a totalidade de suas usinas com contratos de venda, o que criaria a formação de uma oferta adicional de energia para tornar a operação do sistema, em termos energéticos, mais segura, a proposta acima mencionada não prosperou.

Do ponto de vista de garantia de suprimento em níveis de segurança desejados e de manutenção do equilíbrio entre oferta e demanda, a disposição de um agente de geração de produzir uma unidade adicional de energia produz o mesmo efeito de um agente de consumo com disposição de submeter uma oferta de redução de carga de mesma magnitude. Portanto, a implementação de mecanismo de redução voluntária da demanda gera benefícios ao mercado de energia<sup>15</sup>.

No atual arranjo do SEB, não há nenhum mecanismo de redução voluntária da demanda, o que impede a participação dos agentes de consumo no processo de despacho e formação de preços do mercado *spot*. A resposta desses agentes a variações significativas de preços ocorre de maneira *ex-post*, a partir de uma redução do consumo para 'forçar' uma sobra contratual de energia, sendo essa sobra liquidada ao PLD.

Vale ressaltar que os consultores do Projeto RE-SEB apresentaram uma proposta de esquema de oferta de redução de carga. Nesta proposta, os agentes de consumo aceitariam se submeter a uma redução ou ao corte

---

15 Demanda 'inelástica' torna mais severos os efeitos de uma redução conjuntural da oferta de energia.





total de sua carga quando o preço do mercado *spot* atingisse um nível acima de um preço especificado (COOPERS & LYBRAND, 1997c).

O operador do sistema faria a programação da redução ou do corte de carga nos momentos em que houvesse significativa elevação do custo marginal de operação, ao invés de determinar o despacho de um recurso de geração mais oneroso. Desta forma, a oferta de redução de carga impactaria tanto a formação do despacho quanto a definição do preço do mercado *spot*.

Nos casos mais extremos, em que não houvesse geração adicional disponível, o operador do sistema continuaria a promover a programação de redução de carga até o limite do chamado racionamento 'involuntário', ou seja, até que o preço associado à oferta de redução de carga do agente de consumo não superasse o custo do déficit de energia.

### **3.3. Confiabilidade de suprimento**

A opção do SEB por um parque gerador composto primordialmente por usinas hidrelétricas decorre da dotação das fontes energéticas no país e da racionalidade econômica na utilização desses recursos. Entretanto, a oferta de energia elétrica no Brasil se torna vulnerável às condições hidrológicas. A solução adotada para minimizar os efeitos dessa vulnerabilidade do SEB foi o sobredimensionamento da capacidade instalada das usinas hidrelétricas, e essa capacidade excedente é necessária para proporcionar o grau de confiabilidade requerido. (TENDÊNCIAS, 2003).

Kelman (2002) destaca que as previsões acerca das condições de atendimento de um sistema como o brasileiro são extremamente complexas. Além das incertezas associadas à disponibilidade de equipamentos e ao mercado a ser atendido, devem-se observar as incertezas relativas à oferta de recursos naturais para a geração hidrelétrica. E, a partir da compatibilidade entre os custos de produção de energia e a confiabilidade requerida pela sociedade, obtém-se um sistema dito estruturalmente equilibrado.

Leite (2003) estende a discussão sobre a confiabilidade de suprimento para possibilitar a verificação da confiabilidade da indústria de energia elétrica como um todo, mediante análise de questões como a maturidade desse mercado, estrutura da indústria, a concepção e o funcionamento do mercado atacadista de energia, a dinâmica do mercado de contratos, a atuação do operador do sistema, a prestação dos serviços de rede, o grau de risco regulatório e a eficácia das políticas públicas voltadas ao setor.



Observando apenas a questão da confiabilidade de suprimento no que se refere à capacidade do sistema para reunir a energia agregada e a requerida pelos consumidores, Velasco (2004) salienta que uma maneira de aumentar a confiabilidade de longo prazo é estabelecer requisitos de reservas de capacidade pelo operador do sistema ou mesmo pelo órgão regulador, a partir da exigência aos agentes de consumo de incluir, em sua contratação, um percentual de reserva acima de seu nível de consumo.

A formação de reservas de geração, obtida por meio de contratação específica, integra um conjunto de medidas que visam aumentar a segurança de suprimento de energia e também restaurar a confiabilidade desse suprimento. No âmbito do Comitê de Revitalização, foram apresentadas diversas propostas acerca desse tema, tais como adoção de políticas energéticas com ou sem estímulos regulatórios associados, estabelecimento de medidas institucionais de conservação de energia e modulação de carga, criação de leilões de compra de carga<sup>16</sup>, realização de investimentos de interesse estratégico para o governo por parte de empresas estatais<sup>17</sup>, e implantação de um plano de racionamento otimizado (COMITÊ, 2002c) idem.

Tão importante quanto implementar os mecanismos acima mencionados é dispor de uma capacidade de monitoração da segurança de suprimento, de modo a detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda e ensejar medidas preventivas capazes de restaurar a garantia de suprimento ao menor custo para o consumidor.

Com base nesse propósito, foi constituído o CMSE, no âmbito do MME e sob sua coordenação direta, com a *"função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional"*<sup>18</sup>.

Dentre as ações fomentadas pelo CMSE para garantir a segurança de suprimento, cabe ressaltar a competência desse Comitê de autorizar o despacho de recursos energéticos fora da ordem de mérito econômico e a mudança no sentido de intercâmbio entre submercados, sendo que os custos adicionais decorrentes das decisões do CMSE incidem sobre todos os agentes de consumo, por intermédio da cobrança de Encargo de Serviço de Sistema? (ESS).

---

16 Mecanismo semelhante ao esquema de oferta de redução de carga tratado no item 3.2 deste Artigo.

17 Instrumento análogo à instituição da figura do comprador de última instância.

18 Art. 14 da Lei nº 10.848/2004.



Dado o aumento da participação de usinas termelétricas na composição do parque gerador nacional, o volume de energia que pode ser gerado a partir da decisão do CMSE de despachar usinas termelétricas fora da ordem de mérito econômico é bastante significativo.

Conforme conceituado por Velasco (2004), usinas existentes de maior custo marginal atuam como reserva natural do sistema, por ser a capacidade de geração que não foi necessária na operação. Portanto, pode-se afirmar que o CMSE detém a prerrogativa de determinar a utilização dessa reserva natural do sistema.

O despacho fora da ordem de mérito econômico por decisão do CMSE e a contratação de energia de reserva minimizam os efeitos decorrentes da diferença entre a contratação comercial, baseada em certificados de energia assegurada e a necessidade física de capacidade de suprimento. A diferença entre esses dois mecanismos é que o primeiro envolve apenas o ressarcimento de custos variáveis adicionais de geração, enquanto o segundo requer a implantação de novas usinas, incorrendo, assim, em custos de oportunidade e de capital.

Além do despacho fora da ordem de mérito econômico por decisão do CMSE e da contratação de energia de reserva, o atual modelo do SEB dispõe de outras medidas que visam aumentar a segurança de suprimento de energia e restaurar a confiabilidade desse suprimento, tais como:

- exigência de respaldo físico de geração na celebração de contratos de venda;
- utilização da Curva de Aversão ao Risco (CAR) nos modelos de planejamento e de formação de preços;
- implementação de mecanismo de contratação de energia associada à antecipação de cronograma de implantação de usinas;
- aplicação de metodologia de cálculo de garantia física de usinas termelétricas<sup>19</sup>;

---

19 Conforme metodologia, o valor de garantia física de uma determinada térmica considera a sua contribuição para a segurança de suprimento. Assim, uma térmica com elevado custo variável de geração obterá um valor de garantia física bem inferior à sua capacidade de produção contínua, fazendo com que esse 'excedente' de energia não seja negociado em contratos, colaborando, desta forma, para a garantia de suprimento.



- adoção de mecanismo de redução de garantia física de usinas termelétricas por indisponibilidade;
- criação de penalidade a agentes de geração térmica por falta de combustível;
- exigência de apresentação de contrato de suprimento de combustível para liberação para operação comercial de usinas termelétricas.

Dos instrumentos acima apresentados, os três últimos têm o propósito de garantir a compatibilização entre os valores de oferta térmica inseridos nos modelos de planejamento e a real capacidade de geração das usinas termelétricas em operação comercial e também em fase de implantação, visto que a consideração de uma oferta térmica "*fictícia*" implica a degradação dos níveis de armazenamento dos reservatórios em virtude da subestimação do valor da água.

A veracidade da declaração de disponibilidade de um agente de geração térmica é aferida somente nos momentos em que a usina é despachada por ordem de mérito, ou em alguns momentos em que se faz necessário o despacho fora da ordem de mérito.

Em virtude dessa característica, torna-se relevante a realização de testes para comprovação dessa disponibilidade declarada. Todavia, não há, atualmente, um instrumento institucionalizado para promover o ressarcimento dos custos de geração incorridos nos referidos testes.

Com relação às usinas hidrelétricas, faz-se mister a consideração de restrições operativas hidráulicas no cálculo de energia assegurada, bem como a utilização dos valores apurados de indisponibilidades programada e forçada no processo de revisão do cálculo de energia assegurada.

### **3.4. Redução conjuntural da oferta de energia**

A operação centralizada do SIN permite a utilização coordenada dos recursos hidrelétricos e térmicos com vistas à maximização da disponibilidade, ao aumento da confiabilidade do suprimento de energia e, adicionalmente, à redução de custos.

No curto prazo, a capacidade de geração de energia para atendimento ao mercado consumidor depende, basicamente, da disponibilidade de energia armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas e da ex-



pectativa de afluência a esses reservatórios<sup>20</sup>, o que exige o estabelecimento de uma política operativa muito criteriosa. (ALMEIDA, 2005).

Assim, o despacho hidrotérmico existente no país torna-se um problema de escolha intertemporal, sob incerteza, do uso da energia armazenada nos reservatórios, em que a melhor utilização dessa energia armazenada está associada a um custo de oportunidade calculado pelo operador do sistema.

Conforme mencionado no item 3.3 deste Artigo, a consideração de uma oferta térmica 'fictícia', em face de uma declaração de disponibilidade cuja comprovação de veracidade não é imediata, implica degradar dos níveis de armazenamento dos reservatórios, face à impossibilidade de operar o sistema com base na política operativa estabelecida.

Ao longo da vigência do atual modelo do SEB, a oferta de energia sofreu uma significativa redução devido a problemas associados à disponibilização de gás natural para termelétricidade<sup>21</sup> e à importação de energia proveniente da Argentina<sup>22</sup>.

Afora o tratamento para as implicações comerciais decorrentes da redução da oferta, acima mencionada, é importante a restauração da confiabilidade de suprimento. E, nesse ponto, a contratação de energia de reserva, especialmente a proveniente de usinas termelétricas a biomassa, permite essa restauração de modo mais ágil, pelo fato de essa geração ser um recurso energético cuja utilização não está atrelada a nenhum sinal econômico.

Com relação às usinas hidrelétricas, a não consideração de restrições operativas hidráulicas na elaboração do planejamento anual, e até mesmo no cálculo da energia assegurada, resulta em uma redução conjuntural da oferta, além de acentuar a diferença entre a contratação comercial e a necessidade física de capacidade de suprimento.

---

20 Tal inferência assume que, no curto prazo, a carga do sistema está bem definida e que a entrada em operação comercial de novas usinas não é significativa.

21 Em caráter elucidativo, há os casos das usinas termelétricas Uruguiana e Cuiabá, além de diversas usinas termelétricas que integram o Termo de Compromisso celebrado entre a Aneel e a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobrás.

22 Importação autorizada à Companhia de Interconexão Energética – CIEN.



Outro enfoque para a questão da oferta de energia reside na atribuição do MME de definir o preço inicial dos leilões de energia nova, promovidos no ACR, para atendimento das necessidades de compra apresentadas pelas distribuidoras, visto que, no atual arcabouço regulatório, o MME é responsável por obter a oferta necessária para atender a demanda associada ao crescimento do mercado cativo.

Caso o preço inicial não torne atrativa a realização de investimentos em novas usinas, em virtude da adoção pelo governo de um viés de modicidade tarifária, o leilão poderá ter, como resultado, uma negociação aquém do montante de energia declarado pelas distribuidoras, o que leva ao tratamento da chamada compra frustrada.

Tal compra frustrada implica a não cobertura integral do mercado cativo da distribuidora, o que pode resultar, do ponto de vista sistêmico, em um prejuízo para a manutenção do equilíbrio entre oferta e demanda de energia.

### **3.5. Papel do Estado no planejamento setorial**

A partir das lições deixadas pela crise de abastecimento de energia ocorrida em 2001, ficou evidenciada a necessidade de se definir procedimentos e responsabilidades para sinalização de dificuldades de suprimento de energia no País. E tal definição foi iniciada já em 2002, com a emissão do Decreto nº 4.261, estabelecendo a competência do MME de zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre oferta e demanda de energia.

No atual modelo do SEB, foi reforçada a atribuição do MME de promover ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais, a partir do exercício da função de planejamento setorial, obtida com a criação da EPE, e do trabalho de monitoramento dessa segurança de suprimento, por intermédio do CMSE.

Nesse novo arcabouço legal, foi conferida a possibilidade de contratação de energia de reserva. E, conforme disposto no art. 6º do Decreto nº 6.353/2008, é competência do MME a definição do montante total de energia de reserva a ser contratada, com base em estudos elaborados pela EPE.

Vale ressaltar que a EPE, nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, é uma empresa pública vinculada ao MME, cujas competências situam-se, primordialmente, na área de planejamento, em consonância com a função do Estado estabelecida no art. 174 da Constituição Federal.



Da forma como a Lei nº 10.848/2004 define o propósito da contratação de energia de reserva, verifica-se a possibilidade de o MME promover a diversificação da matriz elétrica nacional por intermédio dessa contratação, a partir da prerrogativa de definição da modalidade de contratação e dos requisitos a serem atendidos pelos projetos de geração submetidos à qualificação técnica para participação no leilão de energia de reserva.

Conforme mencionado no item 2.3 deste Artigo, o 1º leilão de energia de reserva envolveu apenas energia proveniente de usinas termelétricas e biomassa. Tal definição pelo MME permite inferir uma correlação positiva entre a contratação de energia de reserva e a composição da matriz elétrica nacional.

Segundo Kelman (2002), a atividade de planejamento energético possui traços tanto de atividades de Estado como de governo, sendo esta última caracterizada pelo suporte quantitativo conferido pelo planejamento na formulação de políticas públicas na área de energia.

Todavia, importa destacar que, no tocante à discussão sobre a composição da matriz elétrica nacional, deve haver a participação do CNPE, visto ser competência desse Conselho propor, ao Presidente da República, políticas públicas destinadas a essa matéria.

#### **4. CONCLUSÃO**

A contratação de energia de reserva no atual modelo do SEB, diante do seu propósito estabelecido em Lei, das disposições constantes da regulamentação dessa matéria, dos resultados do primeiro leilão de energia de reserva, e até mesmo das experiências vivenciadas e discussões realizadas ao longo do processo de reestruturação da indústria de energia elétrica no Brasil, promove a implantação de um determinado conjunto de usinas com o intuito de conferir uma maior capacidade, do ponto de vista energético, para atender toda a energia requerida pelos consumidores.

Verifica-se adequado que o exercício dessa contratação seja uma competência do MME, visto ser este Ministério a instituição responsável por zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre oferta e demanda de energia. Ademais, a retomada do papel do Estado no planejamento setorial e o resgate do trabalho de monitoramento da segurança de supri-



mento motivam o estabelecimento de alguns instrumentos que, efetivamente, gerem efeitos na questão da garantia de continuidade de fornecimento.

Medidas implementadas no atual modelo do SEB, como o estabelecimento da obrigação de contratação plena pelos agentes de consumo e de comprovação de lastro pelos agentes vendedores, a criação de incentivos à sobrecontratação das distribuidoras, a segmentação de parte do mercado para energia proveniente de novas usinas, a concepção de contratos de venda aderente às exigências de instituições financeiras, dentre outras, estimulam a expansão da oferta e contribuem para um cenário de equilíbrio entre oferta e demanda.

Todavia, a inexistência de mecanismo de redução voluntária da demanda, a falta de instrumento para aferir a veracidade da declaração de oferta térmica, e a continuada redução da oferta verificada nos últimos anos tornam mais necessária a disponibilização de uma geração adicional para restauração da confiabilidade de suprimento. E, nesse ponto, a prerrogativa do CMSE de determinar a utilização da capacidade existente de geração térmica que não foi necessária na operação constitui uma significativa ferramenta para reduzir riscos de déficit.

É pertinente levar em consideração os custos sociais, econômicos e ambientais advindos da geração de energia elétrica proveniente de usinas termoelétricas. Neste sentido, o texto mostra-se vazio por não inserir ou chamar atenção para esse debate, mesmo que este não seja o objeto central deste trabalho. Assim, pode-se incorrer em conclusões errôneas em simplesmente apontar a estratégia das termoelétricas como solução para a redução de riscos de insuficiência de oferta energética.

Todos esses aspectos acerca da confiabilidade de suprimento, estendendo essa análise para a verificação da confiabilidade da indústria de energia elétrica como um todo, devem ser observados pelo MME quando da decisão de exercer a competência de contratar um determinado conjunto de usinas como energia de reserva, visto que dessa decisão resulta um custo a ser rateado entre todos os agentes de consumo.





## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, L.H.B. "Análise da Implantação de Leilões de Energia Elétrica no Processo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro". Dissertação de Mestrado. Universidade de Brasília – UnB, 2005. pp. 1,32-34,66,72-74,147-148.

BORENSTEIN, C. R. & CAMARGO, C. C. "O setor elétrico no Brasil: dos desafios do passado às alternativas do futuro". Porto Alegre. Ed. Sagra Luzzatto, 1997.

CASTRO, R. "Análise de Decisões sob Incertezas Para Investimentos e Comercialização de Energia Elétrica no Brasil". Tese de Doutorado. Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2004. pp. 16-17.

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO. "Relatório de Progresso nº 2". Relatório Técnico. Brasília, 2002. pp. 14-18,40-47.

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO. "Expansão da Geração de Energia Elétrica: Relatório Final". Relatório Técnico. Brasília, 2002. pp. 153-155.

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO. "Relatório de Progresso nº 4". Relatório Técnico. Brasília, 2002. pp. 32-33.

COOPERS & LYBRAND. "Relatório Consolidado Etapa VII: Sumário Executivo". Relatório Técnico. Ministério de Minas e Energia, 1997. pp. 50-52,62-64,128.

COOPERS & LYBRAND. "Planejamento de expansão e novo investimento". Working Paper. Ministério de Minas e Energia, 1997. pp. 6-7.

COOPERS & LYBRAND. "Regras do MAE". Working Paper. Ministério de Minas e Energia, 1997. pp. 7,14-16.

FRASER, H. "The importance of an active demand side in the electricity industry". Artigo técnico. Publicação no The Electricity Journal n. 14, 2001. pp. 52-73.

HUNT, S. "Making Competition Work in Electricity". New York. John Wiley & Sons, 2002.

KELMAN, J. (coord.). "Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica". Relatório Técnico. Ministério de Minas e Energia, 2002. pp. 4,25,37.



LEITE, A. L. S. "Modelo de Mercado de Capacidade com Hedge para o Setor Elétrico Brasileiro". Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, 2003. pp. 39,44-49,80-83.

MOREIRA, A. et al. "A Expansão do Setor Brasileiro de Energia Elétrica: Falta de Mercado ou de Planejamento". Nota Técnica IPEA. Rio de Janeiro, 2003. pp. 1-2,8-9.

OREN, S. "Capacity payments and supply adequacy in competitive electricity markets". Apresentação VII SEPOPE. Curitiba, 2000. p. 3.

PAIXÃO, L. E. "Memórias do Projeto RE-SEB". Ed. Massao Ohno Editor. São Paulo, 2000.

TENDÊNCIAS CONSULTORIA INTEGRADA. "Setor Elétrico Brasileiro: Cenários de Crescimento e Requisitos para a Retomada dos Investimentos". Relatório Técnico. São Paulo, 2003. p. 10.

VELASCO, C. J. "Metodologia para o Cálculo do Valor do Serviço e da Remuneração dos Agentes Fornecedores de Reservas Operativas". Tese de Doutorado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio, 2004. pp. 35,45-67.

VIEIRA, J. P. "Energia Elétrica como Antimercadoria e sua Metamorfose no Brasil: A Reestruturação do Setor e as Revisões Tarifárias". Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo – USP, 2005. pp. 120-123.