

## **Attractiveness of investments on Hydroelectric Power Generation in Brazil – Topics on new hydroelectric energy trading**

### **A Atratividade do Investimento em Geração de Energia Hidrelétrica no Brasil - Aspectos da Comercialização de Energia Elétrica proveniente de novos empreendimentos**

**M.E Fernando Luiz Aguiar Filho<sup>1</sup> e Prof. Dr. Cláudio Tavares de Alencar<sup>2</sup>**

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Av. Prof. Almeida Prado, Trav. 2 No. 83, Ed. Eng. Civil, Cidade Universitária, 05508-900, São Paulo, SP, Brasil, <sup>1</sup>[fernando.aguair@poli.usp.br](mailto:fernando.aguair@poli.usp.br); <sup>2</sup>[claudio.alencar@poli.usp.br](mailto:claudio.alencar@poli.usp.br)

**Palavras-chave:** Energia, Geração hidrelétrica, Comercialização de Energia, Investimentos, Regulação.

#### **ABSTRACT**

The Brazilian electric regulatory model was passed in March 2004 and brought new rules for hydroelectric generation concessions auctions and for new hydroelectric energy trading. On this new model, the generators may trade the energy produced in two different market environments: Environment for Regulated Trading (ACR), in which the energy is traded among generators and utilities concessionaries and Environment for Free Trading (ACR), in which the energy is traded among generators, big consumers and trading companies. In both environments, there are rules and a market functioning quite distinct, and the decision about the energy amount that will be traded in which environment reflects on the investment risk x return profile. Based on this argument, the reason for this article is to discuss the energy trading environments and its rules, as well as to infer about the relation between energy trading strategy and the economic quality of investment in energy generation.

#### **RESUMO**

O modelo regulatório do setor elétrico brasileiro foi instituído em março de 2004 e trouxe novas regras para as licitações de concessões de aproveitamentos hidrelétricos e para comercialização de energia entre agentes do setor. Neste novo modelo, o empreendedor hídrico pode comercializar a energia produzida em dois ambientes de mercado: Ambiente de Contratação Regulada - ACR, onde a energia é comercializada entre geradores e concessionárias de distribuição de energia e Ambiente de Contratação Livre - ACL, onde a energia é comercializada entre geradores e grandes consumidores. Os dois ambientes têm regras e dinâmicas de mercado distintas e a decisão sobre a quantidade de energia a ser comercializada em cada um dos ambientes reflete no estado do binômio rentabilidade x risco do investimento em geração. Com base nesta premissa, nosso objetivo no artigo é discutir as regras para comercialização da energia do modelo regulatório vigente e auscultar sobre a relação entre a estratégia de comercialização da energia e a qualidade econômica do investimento em geração.

## 1. MOTIVAÇÃO

No Brasil, o crescimento econômico é condicionado à expansão da capacidade instalada de geração de energia elétrica. Atualmente, o balanço energético no Brasil mostra uma relação estreita entre demanda e oferta de energia, sinalizando para a necessidade de expansão contínua da oferta energética, no curto e médio prazos, para sustentação de um crescimento econômico no patamar de 4 a 5% ao ano. A correlação usualmente aceita no Brasil entre o crescimento da demanda por energia e o crescimento do PIB é de 1,1, ou seja, para cada 1% de crescimento do PIB, a demanda por energia tem de crescer cerca de 1,1%. Diante de uma condição de oferta excedente escassa, extrapola-se a relação para a necessidade de expansão da capacidade instalada que, para sustentar um crescimento do PIB de 4% no curto e médio prazos, deve expandir-se em cerca de 4,4% ao ano, ou cerca de 4.500 MW ao ano.

A expansão da oferta de energia no Brasil, pela natureza regulatória, estratégica e por sua condição de essencialidade, é tema cuja evolução depende de intensa interação entre as esferas pública e privada. A esfera pública, idealmente, com atuação dirigida ao planejamento de curto, médio e longo prazos e à priorização e validação de novos projetos sob ponto de vista estratégico, técnico e ambiental; a esfera privada, diante do esgotamento da capacidade de investimento do ente público, com sua ênfase voltada para a validação dos novos projetos sob o ponto de vista econômico, financeiro e operacional.

As preocupações com um cenário, possivelmente, não distante de restrição de oferta de energia elevam o tema da expansão da capacidade de geração de energia elétrica no Brasil a um patamar de prioridade na agenda de desenvolvimento da infra-estrutura nacional. Isto, somado à observação de que a participação privada é condição essencial para que novos projetos de geração sejam desenvolvidos, constituem os fatores que motivaram a proposição deste artigo.

A necessidade da participação do ente privado em novos investimentos na expansão da capacidade instalada de geração perfaz o núcleo central da discussão aqui proposta. Observa-se que a participação do ente privado em novos projetos de geração estará vinculada ao padrão de qualidade do investimento, que, neste caso, tem na estratégia de comercialização da energia, seu principal direcionador. A estratégia de comercialização da energia é o vetor que, com maior força, faz oscilar o binômio rentabilidade x risco do investimento em geração. Diante disto, este artigo busca explicitar a forma segundo a qual a estratégia de comercialização de energia impacta na qualidade do investimento em geração, com vistas a construir subsídios para, senão estimular, tornar mais transparente a decisão de investimentos em geração de energia elétrica no Brasil.

## 2. INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro tem uma capacidade instalada de 97 mil MW, distribuída em pequenos sistemas isolados e quatro subsistemas interligados que formam o Sistema Interligado Nacional – SIN. É um sistema de geração hidrotérmico, caracterizado pela forte predominância hídrica, fonte com participação em cerca de 76% da matriz de energia elétrica brasileira.

No sistema elétrico brasileiro, a oferta de energia é referenciada não pela potência instalada da soma das plantas de geração do sistema, mas sim pela soma de seus certificados de energia firme. O certificado de energia firme é concedido pelo Ministério das Minas e Energia a cada planta do sistema e representa a máxima demanda que a usina pode suprir de maneira sustentada, medida a partir da simulação de um largo espectro de cenários operativos. A energia firme do sistema é calculada considerando a capacidade de geração de cada planta dadas as restrições operacionais, principalmente naquilo que se refere ao volume armazenado nos reservatórios e aos cenários hidrológicos, para o caso das hídricas, e a situação de consumo de combustível, para

as térmicas. Nas usinas térmicas, a energia firme é, em média, da ordem de 92% da capacidade instalada e, nas usinas hídricas é, em média, da ordem de 55% da potência instalada.

No Brasil, pela forte predominância hídrica, o parâmetro energia firme representa a oferta de energia para efeito de balanço entre energia ofertada e demandada no sistema. Atualmente, a energia firme do sistema é de cerca de 55 MWm<sup>1</sup> e o consumo de 51 MWm. O reduzido delta existente entre oferta e demanda já em 2007 e as insuficientes iniciativas para a expansão do parque gerador no curto prazo indicam aumento do risco de racionamento de energia em um cenário de médio prazo e, por conseqüência, cenários de volatilidade, com viés de aumento de preços de energia no mercado.

Recentemente, em trabalho promovido pelo Instituto Acende Brasil e PSR Consultoria, denominado Programa Energia Transparente, disparou-se importante alerta, em âmbito setorial, para a necessidade de se tomar medidas corretivas e preventivas para se evitar cenários de restrição de demanda de energia dentro de um cenário de cinco anos, a partir de 2007. O estudo foi realizado apoiado na simulação da operação do SIN para o próximo quinquênio, considerando-se combinações de cenários de crescimento alto e baixo da demanda, bem como distintos cenários de oferta, que consideram distensões nos programas de entrada em operação de novos empreendimentos hidrelétricos, bem como de regularização do fornecimento de gás natural para usinas térmicas.

O estudo conclui com a indicação de que, no período de 2007, 2008 e 2009, apesar da não disponibilidade plena da oferta térmica devido a uma maior restrição na oferta de gás natural, o sistema convive com riscos de racionamento considerados controláveis, devido ao alto nível d'água dos reservatórios hídricos, função de período de fortes chuvas ocorrido no início do ano de 2007. Neste período, a não disponibilidade das térmicas a gás seria compensada pelo esgotamento da energia hidráulica armazenada. Justamente pelo esgotamento da energia hídrica armazenada e, mesmo com a expectativa de regularização do suprimento de gás às térmicas com a entrada em operação das bacias de Santos e do Espírito Santo e com a importação do Gás Natural Liquefeito - GNL pela Petrobrás, nos anos de 2010 e 2011, o estudo mostra riscos mais elevados de decretar-se racionamento.

As indicações de restrições no balanço entre oferta e demanda de energia deflagradas pelo estudo citado sinalizam não apenas o aumento do risco de racionamento, como também uma tendência de preços crescentes de energia no mercado. Além deste, a contratação de energia de fonte relativamente mais cara no último leilão regulado<sup>2</sup> e a dificuldade para recontração de energia por consumidores livres<sup>3</sup>, mostram também uma expectativa de aumento de preços de energia no médio prazo.

Diante das discussões que tomam atualmente o ambiente setorial, associadas ao risco de déficit e ao comportamento de preços futuros de energia, propõe-se este artigo com o objetivo de auscultar sobre a decisão de comercialização do novo gerador hídrico, posicionado no leilão de licitação da concessão do aproveitamento hídrico, diante da possibilidade de derivar a energia assegurada de seu empreendimento à comercialização no ambiente regulado ou no ambiente livre.

---

<sup>1</sup> MWmédios, unidade adotada pela prática setorial como parâmetro indicativo da potência firme ou garantia física da usina. A energia gerada em um ano por uma usina com garantia física de 1MWmédio é de 8760 MWh (1MW \* 8760 horas/ano).

<sup>2</sup> No último leilão regulado, a totalidade de energia comercializada foi vendida por empreendimentos térmicos a óleo combustível. A energia proveniente desta fonte é significativamente mais cara que a energia proveniente da fonte hidrelétrica, bem como da energia de fonte térmica produzida a partir da biomassa, do carvão e do gás natural.

<sup>3</sup> Nos anos que sucederam o racionamento 2001, uma parcela significativa dos consumidores livres adotaram a prática de contratação de curtíssimo prazo no ambiente livre, baseada em um preço com pequeno ágio sobre o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, com vistas a aproveitar-se do baixo preço da energia no mercado, função do excesso de oferta no sistema elétrico brasileiro, verificado devido à redução do consumo após o racionamento.

Com tal objetivo, o texto divide-se em cinco capítulos incluindo esta introdução. Os capítulos 2 e 3, ainda com conotação preliminar ao objetivo da preposição do artigo, trazem, respectivamente, uma sucinta descrição da estrutura do setor elétrico brasileiro e a descrição do processo de comercialização de energia elétrica. O capítulo 4, através de um empreendimento protótipo, mostra a interferência da decisão acerca da estratégia de comercialização de energia no estado do binômio rentabilidade x risco do investimento. O quinto capítulo traz a conclusão do artigo.

### **3. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: ESTRUTURA**

O setor elétrico opera segundo três segmentos de negócios com características específicas e graus distintos de regulação: Geração, Transmissão, Distribuição.

O segmento de geração pode ser classificado como ambiente de competição controlada. A entrada de novo agente requer a autorização ou concessão do Poder Público. A concessão de uso pelo Poder Público ocorre em processos de licitação pública, cujo critério preponderante de julgamento de propostas é o menor preço para energia destinada ao atendimento do consumidor regulado.

O agente gerador pode comercializar energia em dois ambientes de mercado, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). As concessões outorgadas após a promulgação do modelo setorial vigente exigiram destinação de um percentual mínimo da energia produzida para o atendimento dos consumidores regulados.

No ACR, o regulador exerce maior pressão sobre as condições das transações de compra e venda de energia, em teoria, com objetivo de compatibilizar modicidade tarifária e atratividade de novos investimentos. No ACL, as transações são direcionadas pelas forças de mercado, firmadas bilateralmente entre agentes compradores e vendedores, sem intervenção do regulador.

Os segmentos de transmissão e distribuição são classificados como monopólio natural. Contudo, em ambos pode-se afirmar que a concorrência ocorre *ex-ante*, no evento de licitação de nova concessão.

No segmento de transmissão, o direito de implantação e exploração de novas linhas é concedido ao agente interessado, em leilões promovidos pelo MME, na qualidade de Poder Concedente, onde o critério de seleção do concessionário é o maior deságio sobre um valor de Receita Anual Máxima fixado. O valor de receita resultante do leilão constitui a fonte de remuneração do empreendedor, pelos investimentos realizados na implantação da nova linha e para cobertura dos custos de exploração desta, em contratos com vigência de 30 anos.

No segmento de distribuição, os contratos são também de 30 anos, prorrogáveis por igual período. A concessionária exerce exclusividade sobre determinada região de atuação e tem duas principais fontes de receita: o preço de fornecimento de energia pago pelos consumidores regulados e o encargo pelo uso do sistema de distribuição pago pelos consumidores livres, que adquirem energia no ACL, diretamente do agente gerador. O regulador exerce forte pressão sobre o processo de definição das tarifas cobradas pela prestação do serviço ao consumidor final.

### **4. A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

#### **4.1. A Comercialização de Energia no ACR**

O inciso II do art. 2º do decreto 5.163 de 30 de julho de 2004, estabelece a obrigação às concessionárias de distribuição e consumidores livres de garantir o atendimento a 100% da

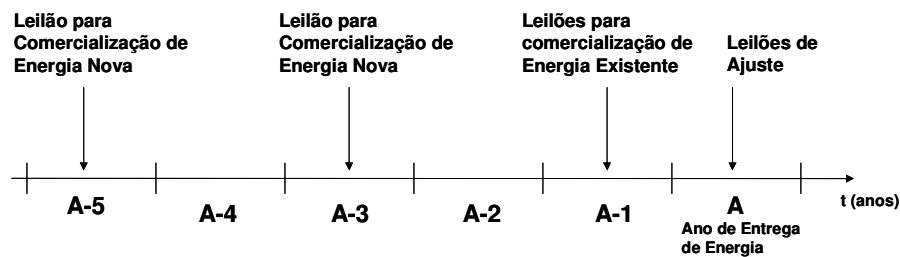
demanda por energia e potência de seus mercados, por intermédio de contratos registrados na CCEE.

Para atendimento a tal obrigação, as concessionárias de distribuição devem adquirir, por meio de leilões realizados no ACR, a energia elétrica proveniente de novos empreendimentos<sup>4</sup> e empreendimentos existentes.

Os leilões de contratação de energia elétrica são promovidos direta ou indiretamente pela ANEEL, observadas diretrizes definidas pelo MME, que fixam os montantes, por modalidade contratual, a serem licitados. Os leilões ocorrem de cinco a três anos antes do início de suprimento para energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e um ano antes desta data, para energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existente.

Em ocorrendo necessidade, a ANEEL pode ainda promover leilões específicos para contratações de ajuste pelos agentes de distribuição, com prazo de início de suprimento de, no máximo, quatro meses e períodos máximos de suprimento de dois anos, a fim de possibilitar a complementação pelos agentes de distribuição, do montante necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas. A Fig.1 traz a cronologia dos leilões de comercialização de energia elétrica, tendo por base o ano de início de suprimento (ano “A”).

Figura 1: Leilões de Comercialização de Energia Elétrica - Adaptado de CASTRO (2004)



Os preços praticados nos leilões são definidos pelas condições de oferta e demanda por energia em cada evento de comercialização, observado teto fixado pela ANEEL. Os vencedores dos leilões de energia proveniente de empreendimentos novos ou existentes celebram Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs com o conjunto dos agentes de distribuição compradores. Os CCEAR's prevêem: (i) prazos de, no mínimo, 15 e, no máximo, 30 anos, contados do início de suprimento de energia proveniente de novos empreendimentos; e (ii) prazos de, no mínimo, 5 e, no máximo, 15 anos, contados do ano seguinte ao da realização do leilão de compra de energia de empreendimentos existentes. O CCEAR apresenta duas modalidades distintas: quantidade de energia elétrica ou disponibilidade de energia elétrica.

Na primeira modalidade, o agente de geração deve, obrigatoriamente, disponibilizar ao sistema todo o montante de energia contratado. Assim, nos casos em que a geração efetiva seja inferior ao volume de energia contratado, o gerador deve adquirir energia de outros agentes, de forma que o volume disponibilizado ao sistema, em seu nome, alcance o valor com o qual se comprometeu contratualmente. Nesta tipologia de contratos, a exposição ao risco de geração de quantidade de energia inferior à contratada é do agente gerador.

Na segunda modalidade, o gerador recebe um valor fixo anual para, não necessariamente gerar, mas sim manter disponível ao sistema a usina pronta para operar. Os contratos são firmados tendo por base um valor de face, até o qual a usina pode ser requisitada e um valor mínimo de geração, definido pelo gerador e fixado contratualmente que, obrigatoriamente, deve ser

<sup>4</sup> Entendem-se como novos empreendimentos de geração aqueles que, até a data de publicação do edital do leilão de comercialização, não sejam detentores de concessão, autorização ou permissão, ou que sejam parte de empreendimentos já existentes objeto de ampliação, nesta hipótese, restrito ao acréscimo da capacidade instalada.

despachado pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, a despeito do critério de despacho pelo menor custo. Pela geração superior ao valor mínimo, quando esta ocorrer, o gerador recebe apenas o custo variável marginal, também pré-definido contratualmente. Nesta modalidade, o distribuidor ou, em última análise, o consumidor final, fica com o ônus da exposição ao risco de geração de quantidade de energia inferior à contratada.

Apesar do decreto 5.163 prever a flexibilidade dos CCEAR's no que se refere ao prazo e à modalidade contratual, os leilões de energia nova realizados até então previram, obrigatoriamente, contratos na modalidade quantidade de energia com duração de 30 anos, para energia proveniente da fonte hídrica, e contratos na modalidade disponibilidade de energia com duração de 15 anos, para usinas de fonte térmica. Desta forma, os geradores hídricos ficam expostos aos riscos de quantidade, ou, aos riscos hidrológicos e de eventual exposição financeira no mercado de curto prazo. No caso de térmicas, os contratos devem ser firmados na modalidade disponibilidade de energia, de forma a reduzir os riscos da complementação térmica.

#### **4.2. A Comercialização de Energia no ACL**

Além da opção pelo abastecimento pelas empresas concessionárias de distribuição, os consumidores cuja carga supere 3 MW<sup>5</sup> podem fazer a opção pela compra de energia diretamente do agente gerador.

Neste caso, a aquisição de energia dá-se mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, empresas de comercialização e consumidores livres, no que se chamou Ambiente de Contratação Livre - ACL. No ACL, as relações comerciais entre os agentes são livremente pactuadas e regidas por contratos bilaterais de compra e venda de energia onde, obrigatoriamente, estarão estabelecidos, entre outros, prazos e volumes de suprimento.

Segundo dispõe o decreto 5.163, os consumidores potencialmente livres, ou seja, consumidores atendidos pelas concessionárias de distribuição com carga superior a 3 MW, apenas podem adquirir energia elétrica de um outro fornecedor, no ano subsequente ao da declaração formal da opção pela condição de consumidor livre ao seu agente de distribuição. De outro lado, os consumidores livres com intenção de retornar à condição de consumidor regulado, só podem fazê-lo, após a formalização da solicitação ao agente de distribuição local, com antecedência mínima de cinco anos.

#### **4.3. A Comercialização de Energia no Mercado de Curto Prazo**

O novo modelo contempla ainda o funcionamento do mercado de curto prazo ou mercado *spot*. É no mercado de curto prazo que ocorre o processamento da contabilização da energia elétrica contratada e consumida no Brasil. Basicamente, a contabilização realizada semanalmente no mercado de curto prazo leva em consideração toda a energia contratada por parte dos agentes e toda a energia efetivamente verificada, consumida ou gerada.

Empresas geradoras, distribuidoras, empresas de comercialização e consumidores livres de energia elétrica registram no CCEE os montantes de energia contratada, assim como os dados de medição, para que, desta forma, se possa determinar quais as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. Essa diferença é liquidada ao Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.

O PLD é publicado pela CCEE e calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal, com base no Custo Marginal de Operação - CMO, limitado por preços mínimo e

---

<sup>5</sup> Exceção feita aos consumidores com carga igual ou superior a 500 kW que podem tornar-se consumidores livres, se adquirem energia diretamente de geradores a partir de fontes alternativas.

máximo. O CMO é o principal parâmetro indicativo do preço da energia no mercado de curto prazo, pois representa o custo de operação do sistema submetido a um incremento de carga, sem considerar a possibilidade de expansão de capacidade. O preço da energia no mercado de curto prazo é o próprio valor de CMO determinado pelos modelos computacionais aplicados na simulação operativa do sistema (CASTRO, 2004).

Do ponto de vista dos geradores, apenas poderá ser objeto de contratação a energia assegurada certificada pela ANEEL. Se o gerador estiver contratado na modalidade quantidade de energia, a liquidação das diferenças entre o montante contratado e a energia gerada, ou o crédito de energia, após a aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE<sup>6</sup>, para as hidrelétricas, será baseada no PLD.

O gerador, contratado na modalidade quantidade de energia, receberá um valor fixo, pelo montante de energia fixado em contrato e as diferenças contratuais serão liquidadas pelo PLD. Quando a energia atribuída ao gerador após aplicação do MRE é superior à quantidade de energia dos seus contratos, o gerador recebe pelo excedente, no mercado de curto prazo, ao PLD. Na situação inversa, quando a energia atribuída ao gerador após a aplicação do MRE é inferior à quantidade de energia dos seus contratos, o gerador paga pelo déficit, no mercado de curto prazo, ao PLD.

## **5. ANÁLISE DA QUALIDADE DO INVESTIMENTO A PARTIR DA ESTRATÉGIA DE COMERCIALIZAÇÃO**

O propósito desta seção é avaliar o binômio rentabilidade x risco do investimento em um empreendimento hidrelétrico à luz da estratégia de comercialização de energia definida pelo empreendedor hídrico.

A análise será desenvolvida com base em um empreendimento de geração hídrica, que aqui chamou-se protótipo, porque suas características não têm vínculo com nenhum empreendimento do setor em particular, mas, ao contrário, foram formatadas a partir de um espectro largo de empreendimentos hidrelétricos, neste caso, daqueles aproveitamentos concedidos nos leilões regulados de energia elétrica, realizados em dezembro de 2005 e outubro de 2006.

Não é pretensão deste artigo aprofundar-se na análise de qualidade do investimento porque isto resultaria em trabalho com proposta mais ampla, contudo, alguns aspectos da formatação do empreendimento protótipo faz-se necessário explicitar, para melhor compreensão dos resultados obtidos na análise que se seguirá. O empreendimento protótipo utilizado como base da análise tem as seguintes características:

- Ciclo de existência de 35 anos: 5 anos de implantação e 30 anos de operação plena;
- A usina tem dimensões consideradas médias para os padrões dos empreendimentos setoriais. Possui capacidade instalada de 510MW e energia assegurada de 293MWm;
- Do total da energia assegurada da usina, cerca de 3% são mantidos descontratados e considerados indisponíveis para a venda, porque representam perdas na transmissão. Os

---

<sup>6</sup>O MRE é um mecanismo de compartilhamento de risco hidrológico, segundo o qual o montante de energia efetivamente gerado pelo sistema hidrelétrico é, para efeito de contabilização financeira, distribuído entre todas as usinas do sistema, de forma proporcional à participação da energia assegurada de cada usina na energia assegurada de todo o sistema hídrico. Desta forma, pode ocorrer que, usinas cujo despacho ocorreu em patamar superior ao valor assegurado, após a aplicação do MRE, para efeito de contabilização financeira, registrem quantidade de energia inferior à assegurada. Estas usinas devem liquidar a diferença, se existir, entre a energia a elas atribuída após o MRE e a energia comprometida em contratos de longo prazo, cujo limite máximo corresponde à energia assegurada, no mercado de curto prazo. A energia, no âmbito do MRE, é transferida entre hídricas, ao custo mínimo da água, baseado em tarifa de otimização definida pela ANEEL.

97% restantes, cerca de 284MWh, poderão ser comercializados pelo empreendedor no ambiente regulado ou no ambiente livre;

- O empreendimento tem um custo de implantação de 3,2 R\$/mm/MW instalado, parâmetro extraído a partir da média do custo unitário de implantação dos empreendimentos concedidos nos leilões de dezembro de 2005 e outubro de 2006. O cronograma de implantação considera um programa típico de empreendimentos desta natureza, onde os anos intermediários têm incidência de maiores custos;
- Os recursos para implantação são provenientes da conta de capital do empreendedor na proporção de 25% do valor total da implantação e os 75% restantes são providos pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. Os recursos do BNDES são providos na proporção de 50% na modalidade direta e 50% na modalidade indireta com custos que resultam em um spread ponderado de 4% sobre a TJLP, sob um contrato de financiamento que considera desembolsos pari-passu com o regime de construção, a partir do ano 2 de implantação. O financiamento tem prazo de carência de juros e principal de 56 meses contados da primeira liberação e prazo de amortização de 14 anos contados a partir do final do prazo de carência;
- O fluxo operacional do empreendimento tem a seguinte configuração: para um preço médio de energia de R\$ 125/MWh, cerca de 25% da receita bruta são utilizados para cobertura dos impostos que incidem sobre a receita, dos custos operacionais e dos encargos setoriais, bem como para composição de um fundo de reposição de ativos, que ficará à disposição do empreendedor para novos investimentos em imobilizado, no decorrer do longo ciclo operacional do empreendimento. Em resumo, o caixa operacional gerado corresponde a 75% da receita bruta auferida com a venda de energia. Este volume é utilizado para pagamento do serviço da dívida, pagamento de impostos sobre a renda e para composição do fluxo de retorno do empreendedor.

Como o objetivo da análise neste artigo é comparar caminhos da decisão do empreendedor no tema da comercialização de energia, e não entranhar pela análise da qualidade do investimento, apenas far-se-á referência ao indicador taxa interna de retorno – TIR como baliza da qualidade do investimento.

Nesta análise admitiu-se que o empreendedor pode posicionar-se quanto à comercialização de energia de seu empreendimento balizando-se entre extremos que consideram a comercialização da totalidade da energia assegurada no ambiente livre ou no ambiente regulado.

No ambiente regulado, os contratos têm prazo de 30 anos e preço da energia será fixo de 125 R\$/MWh, em moeda da base da análise.

No ambiente livre, os contratos se dividirão em iguais proporções entre contratos com prazo de 1, 3 e 5 anos. O preço da energia será fixo ao longo do prazo de cada um dos contratos e será igual a uma fração do preço de referência da energia no mercado, no ano de sua contratação. O preço de referência da energia em cada ano poderá variar aleatoriamente entre as fronteiras respectivamente conservadora e agressiva de 62 R\$/MWh e 200 R\$/MWh.

Será admitido que o empreendedor seja capaz de renovar seus contratos no período imediatamente subsequente ao do vencimento dos contratos anteriores. Isto reflete a estratégia do empreendedor de manter sempre 97% da sua energia assegurada contratada (3% são perdas de transmissão), mesmo que, para isso, tenha que conceder descontos sobre o preço de referência da energia no mercado.

Para reproduzir a situação em que o empreendedor só viabilize a recontração pela via da concessão de descontos sobre o preço de referência da energia, será admitido que, aleatoriamente, a cada recontração, o empreendedor poderá conceder um desconto sobre o preço de referência da energia que oscilará entre 0 e 15%.

A Tab. 1 mostra a rotina de formação de preço de energia para um cenário específico, onde 30% da energia são comercializados no ACR e 70% da energia são comercializados no ACL. A



tabela reflete uma particular configuração de preços e deságios sobre o preço de referência da energia no ambiente livre, ao longo de cada ano do ciclo operacional.

Tabela 1: Rotina de Formação de Preço de Energia

Ano Operacional	Ambiente de Contratação Regulada		Ambiente de Contratação Livre							Preço Ponderado R\$/ MWh	
	Preço R\$/ MWh	% ACR	% ACL	Preço Referência R\$/ MWh	Deságio	Preço c/ deságio R\$/ MWh	Contratos				Preço médio [11]=1/3*[8]+[9]+[10]
							1 ano	3 anos	5 anos		
[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]=[5]*[6]	[8]	[9]	[10]	[12]=[2]*[3] + [4]*[11]	
1	125	30%	70%	183	9%	166	166	166	166	166	154
2	125	30%	70%	105	15%	89	89	166	166	141	136
3	125	30%	70%	144	8%	132	132	166	166	155	146
4	125	30%	70%	121	3%	117	117	117	166	133	131
5	125	30%	70%	89	6%	84	84	117	166	122	123
6	125	30%	70%	75	9%	69	69	117	69	85	97
7	125	30%	70%	195	2%	192	192	192	69	151	143
8	125	30%	70%	162	7%	151	151	192	69	138	134
9	125	30%	70%	167	3%	162	162	192	69	141	136
10	125	30%	70%	143	2%	141	141	141	69	117	119
11	125	30%	70%	115	4%	111	111	141	111	121	122
12	125	30%	70%	108	7%	101	101	141	111	117	120
13	125	30%	70%	111	2%	108	108	108	111	109	114
14	125	30%	70%	138	1%	137	137	108	111	119	120
15	125	30%	70%	185	10%	167	167	108	111	128	127
16	125	30%	70%	78	11%	69	69	69	69	69	86
17	125	30%	70%	111	1%	110	110	69	69	83	95
18	125	30%	70%	196	8%	180	180	69	69	106	112
19	125	30%	70%	200	3%	194	194	194	69	152	144
20	125	30%	70%	120	5%	113	113	194	69	125	125
21	125	30%	70%	161	3%	157	157	194	157	169	156
22	125	30%	70%	136	2%	133	133	133	157	141	136
23	125	30%	70%	63	7%	59	59	133	157	116	119
24	125	30%	70%	191	6%	180	180	133	157	157	147
25	125	30%	70%	120	8%	110	110	110	157	126	126
26	125	30%	70%	170	3%	166	166	110	166	147	141
27	125	30%	70%	115	4%	110	110	110	166	129	128
28	125	30%	70%	198	13%	172	172	172	166	170	156
29	125	30%	70%	101	4%	97	97	172	166	145	139
30	125	30%	70%	139	13%	121	121	172	166	153	145

A estratégia de comercialização do empreendedor é o fator que, de forma mais relevante e particular, quando se comparam empreendimentos, fazem alterar o padrão do binômio rentabilidade x risco típico do investimento em empreendimentos hidrelétricos. Assim, diferentes posições do binômio rentabilidade x risco verificadas, na fase de planejamento, quando se compara empreendimentos do setor são, em geral, reflexos de posicionamento frente ao ambiente do empreendimento (relacionadas ao preço e ao comportamento da oferta x demanda).

O ambiente no qual se insere o empreendimento hidrelétrico, em que o bem transacionado é a energia elétrica, assim como outros setores da economia, tem sua dinâmica de preços vinculada ao comportamento e ao balanço entre oferta e demanda. Em um período de 30 anos, prazo do ciclo operacional de um empreendimento hidrelétrico, o empreendedor pode definir sua estratégia entre dois caminhos distintos, que se diferenciam, na essência, pelo grau de exposição ou proteção aos distúrbios de preço de energia e comportamento de mercado.

A opção por comercializar a energia no ACR configura para o empreendedor a posição de maior proteção e menor exposição aos riscos de mercado, porque permite ao empreendedor extrair da sua equação de riscos a incerteza vinculada ao comportamento de preços de energia e dinâmica do mercado ao longo do ciclo operacional. Neste caminho, o empreendedor extrai praticamente a volatilidade dos fluxos de ingressos do empreendimento, dotando previsibilidade e segurança ao fluxo de geração de recursos do empreendimento e, do ponto de vista do empreendedor, assegura um fluxo contínuo e estável de geração de renda e retorno.

No outro extremo, o empreendedor pode optar pela maior exposição aos riscos do ambiente do empreendimento ao destinar sua energia à comercialização no ACL, posicionando o binômio rentabilidade x risco em padrão mais agressivo, de risco mais intenso, mas com possibilidade de retornos mais elevados. Neste mercado, o empreendedor pode firmar contratos de compra e venda em condições livremente negociadas.

Como são condições definidas bilateralmente a cada contrato firmado, vale a observação de que não se pode atribuir grau semelhante de exposição ao risco para diferentes empreendedores que operam no ACL apenas baseando-se no percentual de energia destinado por ele à

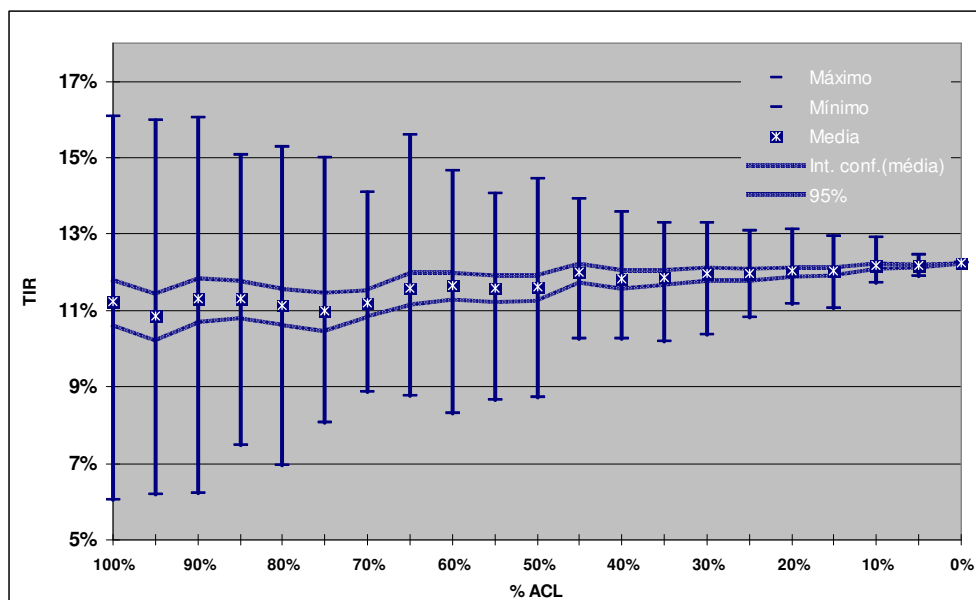
comercialização neste ambiente. Contratos de prazo mais longos no ACL, com *hedge* sobre o preço, implicam em uma condição de menor risco e maior proteção; contratos mais curtos, por sua vez, implicam em maior exposição, porém com possibilidade de maiores retornos, no limite, configurando posições de caráter até especulativo no ambiente livre.

Na Fig.2, como produto do conteúdo discorrido neste artigo, produziu-se uma imagem das alternativas estratégicas, com padrão rentabilidade x risco a elas intrínseco, com as quais se defronta o empreendedor no momento da decisão de comercialização de energia. Para retratar os caminhos de decisão de comercialização do empreendedor, considerou-se que o universo de contratos no ambiente livre é limitado a contratos de 1, 3 e 5 anos e que todos eles consideram, durante toda sua vigência, preço fixos na moeda da base da análise.

Conforme indicado acima, a imagem do padrão rentabilidade x risco do espectro dos caminhos de decisão de comercialização do empreendedor foram produzidos considerando que os contratos no ACL sempre são firmados tendo como base o preço de referência da energia no mercado e um deságio sobre este valor, arbitrado para tornar válido o aspecto mais saliente da estratégia do empreendedor, de não permanecer com estoque de energia descontratada.

Na Fig.2, cada uma das barras verticais representa o espectro dentro do qual se situa o indicador taxa de retorno para a situação em que o empreendedor destina o percentual indicado na abscissa do gráfico à comercialização no ACL. Cada barra vertical é resultado do tratamento estatístico de uma amostra do indicador taxa de retorno, produzida a partir de cenários de geração randômica, onde em cada um, as variáveis preço de referência da energia e deságio sobre o preço de referência assumem, aleatoriamente, posições anuais compreendidas entre as fronteiras agressivas e conservadoras arbitradas de, respectivamente, 200 R\$/MWh e 62R\$/MWh para o preço de referência e de 0 e 15% para o deságio sobre o preço de referência. Note-se na Fig.2, o nível crescente de incerteza sobre a taxa interna de retorno, representado pelo comprimento de cada barra, quando se consideram percentuais maiores de energia comercializados no ACL.

Figura 2: TIR x Exposição no ACL



## 6. CONCLUSÕES

A divisão do mercado consumidor de energia em livre e regulado acrescenta à decisão de investimento no segmento de geração um aspecto peculiar, ao permitir que o investidor altere a

condição de risco do investimento, pela definição do montante de energia destinado a cada mercado.

Enquanto a comercialização no ACR torna extremamente reduzida a exposição do empreendedor e lhe impõe um cenário de renda segura, com baixa flutuação por um prazo de 30 anos, a decisão pela comercialização no ACL permite ao empreendedor aumentar sua exposição, ao abrir perspectivas de contratação em prazos menores, em data próxima da data de realização da demanda e por preços, cuja tendência de comportamento seja acompanhar, com algum descolamento, no médio e longo prazos, a evolução dos preços de energia no mercado.

A possibilidade de ajustar a posição do binômio rentabilidade x risco entre patamares conservador e agressivo, pela definição da estratégia de comercialização, permite ao empreendedor calibrar a exposição no negócio. A perspectiva de, com alguma liberdade, agir sobre o estado do binômio rentabilidade x risco, dotando o empreendimento de medidas de proteção dispostas na própria concepção do modelo regulatório vigente faz com que o segmento dos empreendimentos hidrelétricos evolva como alternativa de destino de investimentos para um largo leque de investidores, especialistas ou não especialistas, com níveis distintos de aversão ao risco.

## 7. REFERÊNCIA

**ALENCAR, C. T.** *Derivação de Fundos para Investimentos em Empreendimentos de Infra-Estrutura no Brasil: A Viabilidade da Securitização nas Concessões Rodoviárias e de Geração Independente de Energia Hidrelétrica*. 1998. 281 f. Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 1998.

**ALENCAR, C. T.; AGUIAR, F.L.** *Risk Mitigation for the Private Power Projects Investors in Brazil – The Guarantees Structure*. In: CIB W107. Construction in Developing Economies International Symposium “Construction in Developing Economies: New Issues and Challenges”, 2006, Santiago, Chile.

**AGUIAR, F.L.** *Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro: Análise da Capacidade de Atração de Capital privado para Investimentos em Geração de Energia Hidrelétrica*. 2007. 186p. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

**CASTRO, R.** *Análise de Decisões sob Incertezas para Investimentos e Comercialização de Energia Elétrica no Brasil*. 2004. 183p. Tese (Doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

**INSTITUTO ACENDE BRASIL; PSR CONSULTORIA.** *Monitoramento Permanente dos Cenários de Oferta e do Risco do Racionamento*. Jul/2007. 2ª edição.

**ROCHA LIMA, J.** *Decidir sobre Investimentos no Setor da Construção Civil*. São Paulo: EPUSP, 1998. 72 p. (Boletim Técnico da Escola Politécnica da USP. Departamento de Engenharia de Construção Civil, BT/PCC/200).