



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GEC 10
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

**GRUPO VI
GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GEC**

LEILÕES DE NOVOS EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS, ANÁLISE DO RISCO MRE E SEU POSSÍVEL IMPACTO NO FLUXO DE CAIXA.

Márcio Luís Bloot * Marcilio Ulysses Nagayama Luiz R. Morgenstern Ferreira - COPEL
Carlos F. Bley Carneiro Carlos Duarte Costa Fabiano Ari. Locateli - COPEL
Luiz A. Masseli Bernardo - COPEL Marcelo Rodrigues Bessa - LACTEC

RESUMO

Nos Leilões de Novos Empreendimentos de Geração Hidrelétrica – NEH, negociados no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, os riscos hidrológicos ficam por conta do vencedor da concessão. Portanto, o preço do MWh contratado, além de remunerar os investimentos e cobrir os custos de operação, tem de ser suficiente para cobrir as despesas de compra de energia na CCEE, ocasionadas pelo Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, ao qual estão associados os riscos hidrológicos.

Uma das maneiras de gerenciar o risco MRE, é contratar (vender) um percentual inferior a 100% da energia assegurada da usina. No entanto, esta forma de gestão de risco é dificultada pelas regras destes leilões.

Para ilustrar o problema, este estudo utilizou a ferramenta “Value at Risk” para estimar os riscos, de possíveis perdas financeiras dos novos empreendimentos, no caso de não reservarem, em seu fluxo de caixa, valores suficientes para cobrir tais despesas.

PALAVRAS-CHAVE

Leilão A-5, NEH, MRE, “Value at Risk”, Energia Assegurada.

1.0 - INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro possui, como característica básica, a predominância de geração hidrelétrica com capacidade de regularização plurianual. Outra característica das usinas hidrelétricas brasileiras é que elas estão interligadas através de linhas de transmissão e, na maioria dos casos, pertence a uma cascata de usinas de um determinado rio. Assim, uma operação coordenada é possível e necessária porque permite o melhor uso da capacidade instalada, reduzindo os custos da energia elétrica através do despacho ótimo das cascatas de usinas hidrelétricas, tornando viável explorar a complementaridade hidrológica existente entre as bacias pertencentes a diferentes regiões do país e minimizando a utilização do parque gerador termelétrico

No entanto, o despacho coordenado retira a decisão de geração do proprietário da usina, que pode encontrar dificuldades em vender energia elétrica, uma vez que passa a não ter controle sobre sua produção. Assim, para viabilizar a comercialização em um ambiente de operação centralizada, criou-se o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, sistema que retira do concessionário a responsabilidade da geração própria e a transfere para a geração total do conjunto das usinas interligadas. A quantidade de energia, que cada empreendimento pode vender, chamada de Energia Assegurada – EASS, é determinada previamente, por critérios definidos pelo poder concedente.

Assim, empreendimentos de geração hidrelétrica têm seus contratos de venda de energia limitados pela sua EASS. No entanto, a liquidação no mercado de curto prazo é baseada na energia registrada (alocada) através do MRE.

Este sistema, o MRE, permite que o operador central optimize a operação das cascatas de usinas hidrelétricas, desconsiderando aspectos econômicos atrelados ao atendimento de contratos de fornecimento de energia. Atualmente, a operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, ao qual as hidrelétricas estão conectadas, é feita centralmente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. O despacho, coordenado pelo ONS, respeita as premissas determinadas pelos modelos de Otimização e Simulação denominados: “Modelos Computacionais para Cálculo de Estratégias de Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados – Programa NEWAVE” e “Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo – Programa DECOMP”. A partir destes dois modelos, de médio e de curto prazo respectivamente, calcula-se o Custo Marginal da Operação – CMO, que é o valor de referência para o Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, isto é, o preço no mercado à vista é, basicamente, o CMO, limitado a valor máximo e a um piso (PLD_MIN e PLD_MAX) determinador pelo órgão regulador.

2.0. MRE – CONCEITOS BÁSICOS

No momento de contabilizar a energia gerada, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE utiliza o MRE para redistribuir a soma da energia gerada por todas as usinas proporcionalmente às cotas de EASS que cada uma possui. Portanto, se um agente gerador de hidroeletricidade vendeu 100% de sua assegurada, e para um determinado mês sua energia alocada foi de 97% da EASS, a diferença de 3% será comprada, automaticamente, ao PLD. Assim, pode-se visualizar nas FIGURAS 1 e 2, dois diferentes níveis de contratação, e seu resultado quanto à contabilização na CCEE.

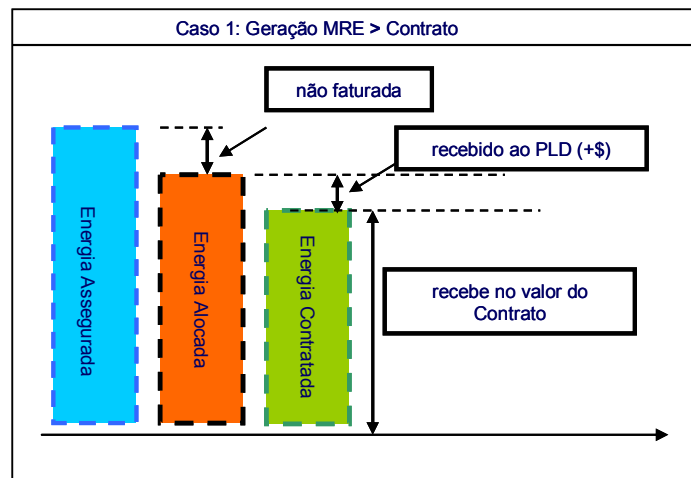


FIGURA 1: Resumo do faturamento da EASS; energia alocada maior que a energia contratada

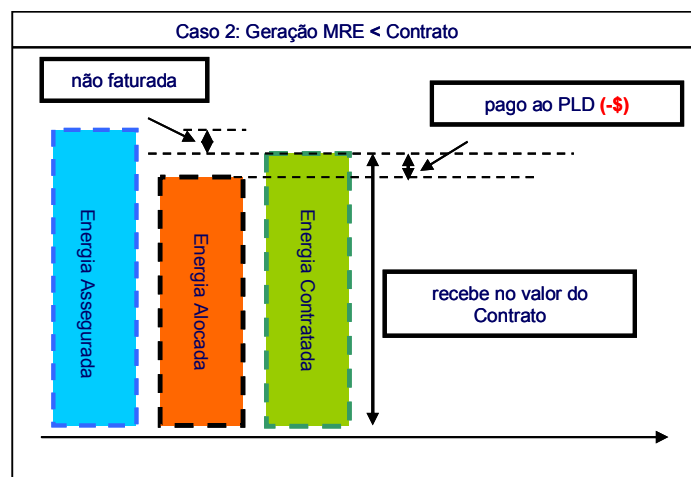


FIGURA 2: Resumo do faturamento da EASS, energia alocada menor que a energia contratada

3.0 LEILÕES DE NOVOS EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS

3.1. Origem

A criação dos leilões de novos empreendimentos hidrelétricos mais a estruturação dos ambientes de contratação livre e regulada podem ser consideradas as principais modificações feitas pelo atual modelo do setor elétrico nacional (Lei nº 10848/04). Enquanto o ACL tem sua demanda formada pelos Clientes Livres, o ACR é formado pelos consumidores cativos ligados às distribuidoras.

No ACR, como os consumidores cativos não têm opção de comprar energia de outro fornecedor, os leilões servem para protegê-los, buscando assim o menor preço possível para os novos empreendimentos hidrelétricos que atenderão o aumento na demanda deste tipo de cliente.

Portanto, recebe a concessão de uma hidrelétrica o empreendedor que ofertar o menor preço, em R\$/ MWh, para construir e operar a usina por um período de 30 anos, com um contrato de venda de energia para todo o período, com baixíssimo risco de inadimplência. O fundamento deste tipo de concessão, atrelada a um leilão, é que o empreendedor, tendo um contrato firme de venda da energia, possa baixar seu preço final, devido à segurança em receber pela energia vendida. Ressalta-se, o preço de venda deve ser suficiente para remunerar o investimento e todos os custos associados à operação. Um dos custos associados à operação, que é difícil de ser percebido e calculado, são as despesas com as compras de curto prazo na CCEE, energia alocada menor que a energia contratada.

3.2. Tipos de Leilões

Basicamente, os leilões de novos empreendimentos estão segregados em dois tipos; o Leilão feito no quinto ano anterior à data de início do suprimento, chamado A-5 (leia-se “A menos 5”), e o Leilão feito no terceiro ano anterior, chamado A-3. Portanto, o vencedor de um dos leilões terá um prazo de 5 ou 3 anos, respectivamente, para construir e colocar a usina em operação.

De um modo geral, o leilão A-3 tem predominância de empreendimentos termelétricos, devido ao curto prazo para entrada em operação. Assim, este estudo deu atenção apenas aos leilões A-5, ocorridos nos anos de 2005 e 2006, e para os empreendimentos classificados, na sistemática desses leilões, como Novo Empreendimento Hidro – NEH. Os NEH's são aproveitamentos hidrelétricos que tiveram sua concessão atrelada ao contrato feito através dos leilões.

3.3. Reserva para o MRE e Redução no Preço de Venda

Como o objetivo dos NEH's é atender o aumento da demanda do ACR, este possui preferência na compra de toda a energia do empreendimento. Quando um empreendedor desejar reservar uma parcela da energia para o ACL, tem de pagar uma penalidade pela redução da oferta ao ACR. Esta penalidade é descontada no valor do contrato, de acordo com uma regra pré-estabelecida, em prol da modicidade tarifária.

Assim, uma das maneiras de gerenciar os custos e riscos com o MRE, que é contratar (vender) menos energia assegurada do que o total lastreável por empreendimento hidro, é prejudicada pela metodologia dos leilões em questão. Isto porque, ao reduzir a quantidade de energia contratada, pagar-se uma penalidade associada ao valor não contratado e ao preço marginal do leilão, de modo que, quanto menor o preço de venda da energia, maior é a penalidade. Por outro lado, empreendedores que receberam concessões de empreendimentos hidrelétricos e desconsideraram os impactos negativos no fluxo de caixa provenientes das despesas com o MRE, quando as usinas estiverem em operação comercial, terão reduzidas suas expectativas de Taxas Internas de Retorno – TIR's, calculadas para os empreendimentos licitados.

4. GESTÃO DE RISCO E O “VALUE AT RISK”

As técnicas de gestão de risco surgiram para controlar e medir o risco financeiro a que uma instituição está sujeita no oscilante mercado financeiro. O “Value at Risk” – R, foi desenvolvido como uma ferramenta para medir o risco financeiro, em resposta aos desastres financeiros do início da década de 90. O VaR utiliza técnicas estatísticas normalmente utilizadas em outras áreas, inclusive a hidrologia. Objetivamente, o VaR indica a maior perda possível, por um período específico, considerando condições normais de mercado e dentro de certo nível de confiança. Por exemplo, uma geradora de energia poderá informar que o VaR de seus contratos, com relação ao MRE, para um determinado mês, é de cinco milhões de reais para um nível de confiança de 95%, isto é, existem apenas 5 chances em 100 do gerador perder mais que cinco milhões, naquele mês, por conta da baixa geração de energia das hidrelétricas. Se o gerador em questão possuir uma assegurada de 2000 MWmed, o VaR equivalerá a R\$ 3,47/MWh (para um mês de 30 dias). Esta forma de verificar o risco do MRE é muito conveniente, pois se pode estabelecer uma relação direta com o valor do contrato.

Para novos empreendimentos, o VaR pode servir como um indicador do quanto ele poderá perder ao longo de todo o contrato de fornecimento ao ACR, não sendo descabido utilizá-lo como valor de referência para precificar o risco do MRE e considerá-lo no valor do contrato.

5. DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA DE CÁLCULO DO RISCO DO MRE PARA NEH'S

Uma das maiores dificuldades na operacionalização do VaR, pelo método de Monte Carlo, no mercado financeiro é a criação um gerador de cenários futuros. Isto, porque se faz necessário um grande número de cenários equiprováveis, para se fazer o tratamento estatístico que dá origem ao VaR. No entanto, para a análise de risco do

MRE, pode-se usar o sistema de otimização e simulação NEWAVE, que fornece entre seus resultados 2000 cenários equiprováveis de aflúncias, com valores de geração e CMO para cada um dos cenários. Outra grande vantagem é que ele faz parte da cadeia de modelos utilizados na formação do preço da energia e também no cálculo da EASS.

5.1. Configuração dos Dados de Entrada Para a Geração de Cenários Pelo Modelo NEWAVE

Para este estudo foi utilizada uma configuração estática dos dados de entrada semelhante à considerada no cálculo da energia assegurada para novos empreendimentos. A oferta de energia utilizada para a simulação teve como base o ano de 2011 do Programa Mensal da Operação – PMO de março de 2007. Portanto, consideraram-se todas as usinas como existentes, com a consideração adicional da existência de gás para todas as térmicas movidas por este combustível. O mercado foi ajustado até que o risco de déficit atingisse 5%. O ano de 2011 foi utilizado como base porque, pois neste ano, todas as usinas dos leilões A-5 analisados, terão entrado ou estarão entrando em operação.

5.2. Condições de Contorno para Estimar a Redução da TIR

Dada a impossibilidade de reunir as informações de custos operacionais e financeiros de cada empreendimento e empresas empreendedoras, adotaram-se algumas condições de contorno, simplificando os cálculos para os novos valores de TIR esperados. Primeiramente, admitiu-se que a TIR de cada projeto é 15%; em segundo lugar, especificaram-se os custos de operação e manutenção, taxas associadas ao sistema de transmissão e distribuição mais encargos somam o valor fixo de R\$ 40,00 /MWh. Com estas duas considerações iniciais convergiu-se o investimento inicial para uma TIR fixa em 15% ao ano, para um fluxo de caixa de 30 anos. Portanto, para calcular a redução da TIR, utilizou-se o investimento inicial, calculado no passo anterior, com um novo fluxo de caixa afetado pelo custo da energia de curto prazo, para diferentes níveis de segurança.

Para ajustar o nível de contratação das NEH's, foi subtraído 2,7% da EASS, por conta das perdas com transmissão. Com efeito, o aumento no nível de contratação considerado para as estimativas de despesas de despesas no curto prazo.

Por hipótese, admitiu-se que em nenhum projeto a taxa de retorno original (15%) considerou as despesas (e receitas) de curto prazo.

5.3. Cálculo do MRE

O modelo NEWAVE produz 2000 cenários de geração hidro e seus correspondentes CMO's. Partindo destes dois valores pode-se simular, de forma simplificada, o MRE para cada um dos 2000 cenários. O cálculo não considerará as despesas com a Tarifa de Energia de Otimização – TEO. O valor será calculado em R\$/MWh, isto é, o proprietário terá uma receita ou despesa consideradas por MWh de energia assegurada. A equação 1 descreve o cálculo dos custos com MRE a partir dos dados de saída do NEWAVE.

$$MRE = \left(1 - \frac{\sum_{s=1}^4 GH_s}{NC * ASSEG.TOT.} \right) * PLD$$

Equação 1 : Custo MRE

onde:

MRE : Receita ou despesa com o MRE, em R\$/MWh.;

GH : Geração Hidráulica por subsistema, em MWmed;

ASSEG.TOT. : Somatório da energia assegurada de todas as usinas hidrelétricas pertencentes ao SIN, em MWmed;

NC : Nível de contratação, valor percentual;

s : índice dos subsistema, tradicionalmente, 1 – Sudeste/Centro-Oeste, 2 – Sul, 3 – Nordeste e 4 – Norte;

PLD : Preço de liquidação de diferenças, obtido através do CMO, em R\$/MWh.

Assim, obtém-se o custo do MRE para todos os meses do estudo e 2000 cenários. Quando positivo, significa que a geração foi menor que a assegurada. Por outro lado, quando o resultado der negativo, a geração é superior à assegurada, a sobra chama-se Energia Secundária e a empresa irá recebê-la ao PLD.

5.4 Obtenção do Nível de Confiança e do Valor em Risco.

Assumindo, para os fins deste estudo, que a média do período simulado é representativa para todo o período do contrato, é possível levantar a distribuição de freqüência acumulada do resultado da exposição ao mercado de curto prazo. Neste estudo, adotou-se para o "Value at Risk" um nível de segurança de 95%, isto é, têm-se 95% dos cenários com perdas no MRE menores, mas assume-se um risco de 5%. Caso um investidor deseje se proteger, por exemplo, para 99% dos cenários, talvez a única decisão seja não fazer negócio algum.

5.5 Usinas Consideradas

A TABELA 1 mostra um resumo das principais características das usinas, consideradas neste estudo.

USINA	EASS MWmédios	En. Contratada (MWmédios)	Nível de Contratação	Nível de Cont. Ajustada	Preço de Venda (R\$/MWh)
Foz Do Rio Claro	41.00	39	95.12%	97.76%	108.04
São José	30.40	30	98.68%	100.00%	115.8
Baguari	80.20	77	96.01%	98.67%	115.68
São João	39.00	37	94.87%	97.50%	113.22
Paulistas	48.80	47	96.31%	98.98%	114.7
Simplicio	191.30	185	96.71%	99.39%	115.88
Dardanelos	154.90	147	94.90%	97.53%	112.68
Maua	197.70	192	97.12%	99.81%	112.96

Tabela 1: Características das usinas hidrelétricas consideradas neste estudo.

6. RESULTADOS

Este estudo estimou o valor em risco, para diversos níveis de confiança, bem como calculou qual a perda que cada NEH concedidos pelos leilões A-5 dos anos de 2005 e 2006 teria em sua TIR, para as simplificações assumidas.

6.1 Resultados da Exposição ao PLD

A TABELA 2 mostra os resultados da exposição ao PLD para diversos níveis de contratação e de risco.

Nível	Intervalo de Confiança para o Risco				
	5%	4%	3%	2%	1%
91%	-1.43	-1.11	1.63	8.45	18.37
92%	-1.37	-0.79	3.17	10.20	20.15
93%	-1.28	-0.13	4.92	11.96	21.93
94%	-0.80	0.64	6.67	13.71	23.71
95%	-0.02	1.86	8.40	15.46	25.49
96%	1.28	3.26	10.15	17.22	27.26
97%	2.92	4.64	11.90	18.97	29.03
98%	4.56	6.02	13.62	20.75	30.77
99%	6.21	7.42	15.34	22.53	32.51
100%	7.88	8.81	17.06	24.31	34.28

TABELA 2: Exposição (R\$/MWh) para diversos níveis de contratação e Risco.

6.2 Custo MRE para o Nível de Contratação das NEH's

A TABELA 3 apresenta os valores do risco do MRE para as usinas consideradas neste estudo.

USINA	VaR 95% (R\$/MWh)	VaR 96% (R\$/MWh)	VaR 97% (R\$/MWh)	VaR 98% (R\$/MWh)	VaR 99% (R\$/MWh)
Foz Do Rio Claro	4.17	5.69	13.21	20.32	29.03
São José	7.88	8.81	17.06	24.31	34.28
Baguari	5.67	7.15	16.49	23.72	33.69
São João	3.74	4.60	12.76	19.86	29.90
Paulistas	6.18	6.00	13.59	20.71	30.74
Simplicio	6.86	7.96	16.01	23.22	33.20
Dardanelos	3.79	5.38	12.81	19.92	29.95
Maua	7.56	8.54	16.73	23.97	33.94

TABELA 3: Valores de risco do MRE para e diferentes níveis de contratação.

6.3 Valores de TIR Descontado o Risco do MRE

A TABELA 4 apresenta os novos valores de TIR, considerando a exposição média derivada da alocação de energia pelo MRE.

USINA	TIR para VaR de 95%	TIR para VaR de 96%	TIR para VaR de 97%	TIR para VaR de 98%	TIR para VaR de 99%
Foz Do Rio Claro	13.99%	13.56%	11.51%	9.50%	6.89%
São José	13.28%	13.09%	11.20%	9.49%	6.99%
Baguari	13.76%	13.40%	11.16%	9.36%	6.73%
São João	14.18%	13.94%	11.89%	10.05%	7.30%
Paulistas	13.63%	13.66%	11.83%	10.07%	7.46%
Simplicio	13.50%	13.23%	11.33%	9.57%	7.00%
Dardanelos	14.16%	13.74%	11.85%	10.00%	7.22%
Maua	13.27%	13.03%	11.02%	9.17%	6.47%

TABELA 4: Valor da TIR após descontado o valor do risco do MRE.

7.0 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Como observado na TABELA 2, o nível de contratação ideal, considerando apenas o risco do MRE e para um intervalo de segurança de 95%, foi de 95% da EASS, já descontada as perdas. Porém, verificou-se que todas as usinas licitadas contrataram acima deste valor. Assim, a TIR utilizada por empreendedores que não tenha reservado em seu fluxo de caixa uma quantia para despesas com energia de curto prazo, estaria associada a níveis de confiança inferiores aos ilustrados na TABELA 4.

A metodologia utilizada manteve nas simulações o formato semelhante ao cálculo da EASS, o que possivelmente, resultou em valores menores de exposição para as usinas do MRE, pois não foi feita nenhuma observação quanto à geração termoelétrica fora da ordem de mérito, que tende a aumentar custos com o MRE, e é muito freqüente na operação real do SIN. Ainda, por este mesmo motivo, foi calculado o MRE com apenas um patamar de carga, o que é mais um fator de amortecimento dos custos com o MRE. Ainda assim, no cálculo da exposição, verificaram-se perdas potenciais nada desprezíveis na TIR dos empreendimentos estudados.

Como a atual metodologia dos leilões, deixa toda a gestão de risco do MRE para o investidor, parece interessante estudar algum tipo de alteração na formatação dos leilões de modo a facilitar diminuir o custo desta gestão. Por exemplo, uma mudança simples seria mudar o tipo de contrato para contrato por disponibilidade, semelhante às termoelétricas, deixando o risco para o pool de distribuidores. Outra alternativa seria mudar o redutor do preço de venda aplicado quando não se contrata 100% da assegurada, para um que fosse computado dinamicamente durante a operação da usina, reduzindo o preço do contrato somente quando a energia alocada fosse superior à contratada no ACR.

8.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) "Value at Risk": a nova fonte de referência para a gestão do risco financeiro – Jorion, Philippe; Bolsa Mercantil e Futuros, 2003.
- (2) O Impacto da Comercialização no Mercado Spot de Energia na Análise de Viabilidade de Hidrelétricas – Bettega, René – Dissertação submetida à Universidade Federal do Paraná para a obtenção do Grau de Mestre no curso de Mestrado em Hidráulica, , Setor de Tecnologia – Curitiba, 2002.
- (3) Procedimentos de Rede do ONS, Sub-módulo 7.2 – Cálculo da Energia e Potência Asseguradas.
- (4) Manual de utilização do NEWAVE – versão 12.0 – CEPEL.
- (5) Manual de Regras de Contabilização da CCEE.