



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

GME - 05
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO VI
GRUPO DE ESTUDOS DE MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA - GME**

ANÁLISE DE DECISÕES SOB INCERTEZAS PARA INVESTIMENTO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Roberto Castro

CPFL ENERGIA

Christiano Lyra Filho

UNICAMP/FEEC/DENSIS

RESUMO

Este trabalho propõe um método de análise de decisões para investimento em ativos e contratação de energia elétrica em atacado no Brasil. O preço de curto prazo é estimado através de processo estatístico. As probabilidades associadas a cada cenário de preço definem a função densidade de probabilidade para os resultados financeiros esperados pelos agentes, os quais estão associados às suas decisões. A aversão ao risco é caracterizada pela aplicação de conceitos de otimização multiobjetivo. Um estudo de caso ilustra a aplicação da metodologia na definição da melhor alternativa de contratação de energia para um agente de distribuição.

PALAVRAS-CHAVE

Análise de decisões, Comercialização de energia, Estimativa de preço da energia.

1.0 - INTRODUÇÃO

Por muitos anos, os economistas defenderam a idéia de que a energia elétrica era um monopólio natural, pois do ponto de vista da racionalidade econômica, pelo fato da transmissão e distribuição representarem elevados investimentos, estes sistemas não são construídos simultaneamente por dois agentes que concorrem pelo atendimento à mesma parcela de mercado.

Mais recentemente, a percepção de que é possível a competição entre os agentes na área de produção e comercialização da energia, mantendo-se o monopólio natural apenas nas áreas de transmissão e distribuição [1] permitiu que as leis de mercado passassem a permear o serviço público de energia elétrica.

Atualmente, a propriedade no setor elétrico brasileiro é híbrida, o que lhe confere uma relação de conflito entre interesses públicos e privados, além das demais dificuldades inerentes ao setor, representadas pelos riscos de mercado que sujeitam indistintamente as empresas estatais ou privadas. Neste cenário, definir um arcabouço regulatório e um ambiente capaz de atrair investimentos no setor elétrico é uma tarefa difícil.

Os agentes no mercado de energia elétrica no Brasil, em qualquer área de atuação no setor, seja na geração, comercialização, distribuição ou mesmo na transmissão de energia, estão sujeitos a processos decisórios sob riscos [2] representados basicamente pelas incertezas quanto a evolução do consumo de energia elétrica, a capacidade e preços de atendimento à demanda.

Esses riscos existem em qualquer mercado de energia no mundo, mas particularmente em sistemas com predominância em hidroeletricidade, como é o caso do sistema brasileiro. Os investidores em empreendimentos hidrelétricos estão sujeitos, adicionalmente, à concorrência pelo uso das instalações hidrelétricas, que leva a incertezas adicionais em relação ao dimensionamento e ao retorno dos investimentos nos projetos de geração [3,4].

A variação dos preços expõe os agentes aos riscos de baixo retorno dos investimentos em construção de empreendimentos de geração, ou na expansão e manutenção dos sistemas de distribuição de energia elétrica. A busca de proteção ocorre das mais variadas formas, dependendo do perfil de cada agente e de sua aversão ao

risco do negócio. A contratação bilateral de energia é o instrumento mais utilizado para reduzir os efeitos do risco nos investimentos, pois garante o preço futuro do produto e reduz a exposição das empresas ao preço da energia no mercado de curto prazo. No contrato bilateral, o preço na data de entrega está garantido, tanto para o comprador quanto para o vendedor, os quais se protegem, respectivamente, contra aumentos ou reduções drásticas no preço do produto comercializado.

O processo de tomada de decisão para investimento ou para a comercialização no atacado de energia elétrica, bem como da avaliação do portfólio de ativos de uma empresa, tem particularidades que precisam ser tratadas adequadamente. Caso contrário, podem comprometer o retorno dos investimentos em primeira instância, com impacto inevitável sobre o abastecimento de energia, podendo levar a consequências danosas para a economia do país.

A aversão a investimentos em condições de alto risco não é uma prerrogativa dos investidores privados. De fato, basta observar-se a situação de inadimplência geral verificada no setor elétrico no início da década de 90, quando mesmo as empresas estatais deixaram de investir na expansão do sistema, em um cenário de endividamento generalizado, com mais de 20 obras de geração paralisadas [7].

O método de suporte à decisão desenvolvido neste trabalho é um processo de análise e avaliação para tratar os riscos de mercado no setor elétrico brasileiro. A metodologia se compõe de três etapas distintas; i) um processo de estimativa e determinação de cenários para o preço da energia no mercado de curto prazo; ii) um sistema para determinar os resultados financeiros obtidos por decisores sujeitos aos diversos cenários; iii) um módulo de tomada de decisão, onde se integra processos de análise e gerenciamento de risco de mercado com a aplicação dos conceitos relacionados à otimização multiobjetivo, formalismo matemático que permite caracterizar variáveis capazes de traduzir a percepção que o decisor tem sobre os riscos, para estabelecer a hierarquia entre as possíveis decisões.

No próximo item apresenta-se o processo de estimativa do preço da energia e a definição de cenários de preços futuros, onde se descreve as particularidades do setor elétrico brasileiro. O método permite que sejam definidos cenários e determinadas as probabilidades associadas à ocorrência de cada um deles [5].

O item a seguir apresenta os cenários de preço da energia no mercado de curto prazo.

2.0 - PREÇO DA ENERGIA NO MERCADO DE CURTO PRAZO

O custo marginal de operação reflete as condições de atendimento da carga e, portanto, pode ser utilizado como referência do preço da energia no mercado de contratos de curta duração e para o preço da energia no mercado de curto prazo, onde são acertadas as diferenças contratuais.

De acordo com o programa de expansão da geração, utilizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) no planejamento da operação do sistema, a predominância da geração de energia a partir de usinas hidrelétricas se manterá ainda por muitos anos no sistema brasileiro [6]. Na situação atual, mais de 90% da energia gerada no país é proveniente dessa fonte. No plano de expansão, as usinas hidrelétricas representam cerca de 38% da potência a ser instalada até 2007, sendo 62% a parcela de usinas térmicas. Se este plano de expansão for cumprido, no final de 2007 cerca de 77% da capacidade instalada será de usinas hidrelétricas. De fato, se a partir de janeiro de 2008 não ocorresse a implantação de qualquer usina hidrelétrica, apenas no ano 2015 a proporção de capacidade instalada em termelétricas seria equivalente à das hidrelétricas.

Assim, pode-se concluir que a disponibilidade de água no sistema, principal componente do Custo Marginal de Operação (CMO), continuará interferindo no preço da energia no sistema ainda por muito tempo e que o preço da energia no mercado de curto prazo continuará dependente da água disponível para geração de energia nas usinas hidrelétricas. O CMO, no caso do sistema brasileiro, guarda correlação direta com a energia afluyente e a energia armazenada nos reservatórios das hidrelétricas. Pode ser calculado a partir de simulações com metodologias baseadas em otimização, como as utilizadas pelas ferramentas computacionais que utilizam programação dinâmica estocástica [7,8,9].

Neste trabalho utiliza-se o programa newave para determinar o CMO no horizonte de médio prazo, sistema computacional que se utiliza dos processos de otimização anteriormente citados e que é utilizado pelo ONS – Operador Nacional do Sistema para o planejamento da operação e pela CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, para determinar o preço da energia no mercado de curto prazo, portanto, representa o método de cálculo adotado pelo setor elétrico brasileiro.

Destaque-se no entanto, que as idéias propostas neste trabalho podem ser associadas a outras metodologias de planejamento da operação, do cálculo do custo marginal de operação e determinação do preço da energia.

2.1 Probabilidades Associadas aos Cenários de Preços

Num exemplo de aplicação do método de estimativa dos preços da energia no mercado, determina-se a expectativa de preços para um conjunto de seis cenários possíveis, utilizando-se o programa newave. Considera-se duas possibilidades de expansão da oferta e evolução da demanda de energia. No primeiro caso, considerando-se o cenário de oferta e demanda do caso base do ONS [6], os cenários de preços e as probabilidades associadas estão apresentadas na Fig. 1.

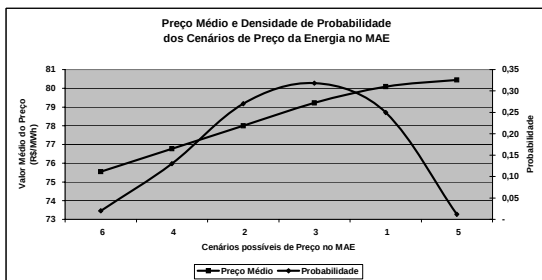


FIGURA 1 - Cenários de Preços - Caso Base ONS

Se houver uma retração nos investimentos para expansão da oferta, com conseqüente atraso no cronograma das obras de geração, e o mercado de energia elétrica retomar seu crescimento em ritmo mais acentuado do que se espera nas previsões, os cenários de preços da energia poderão apresentar a característica mostrada na Fig. 2.

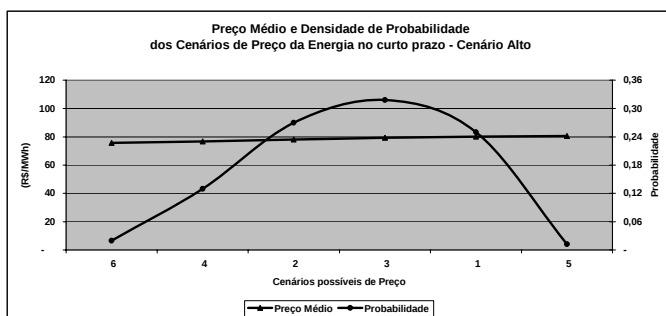


FIGURA 2 - Cenários de Preços - Caso Alternativo

Observe-se que nesse cenário alternativo de oferta e mercado é mais elevada a probabilidade de preços altos de energia no mercado de curto prazo.

2.2 Cálculo da Função Densidade de Probabilidade do Custo Marginal de Operação

A energia afluente aos reservatórios equivalentes dos submercados são usualmente consideradas em termos do percentual que representam sobre a Média de Longo Termo (MLT) de todas as energias afluentes conhecidas do histórico de vazões.

Calcula-se o valor da MLT das energias afluentes em cada submercado do sistema, em seguida, determina-se que percentual desta MLT é representada por cada série de energia afluente considerada, entre as 2000 séries sintéticas, determinando-se então, a distribuição em "n" intervalos de percentuais da MLT previamente definidos. Definida a distribuição da energia afluente de todas as séries, sobre o intervalo de análise proposto, determina-se quantas e quais são as séries de cada intervalo. A cada série sintética está associado um valor de CMO. Com essas informações calcula-se a probabilidade, o valor esperado, a variância e o desvio padrão do CMO em cada intervalo discretizado, definindo-se assim, a função densidade de probabilidade da variável [5].

2.3 Aplicação Ilustrativa

Este item apresenta a estimativa dos preços de energia no mercado de curto prazo para o Submercado Sudeste, segundo a aplicação do método proposto neste trabalho. utiliza-se o caso base de expansão da oferta e de mercado do ONS para o planejamento da operação realizado no mês de maio de 2002 visando a operação do sistema no mês de junho do mesmo ano [6]. Os resultados serão apresentados em forma gráfica. Fez-se a opção de realizar o estudo para períodos já passados, para facilitar a análise dos resultados obtidos, confrontando-os com os preços efetivamente verificados no MAE. Além disso, por questões conjunturais da operação do sistema, as situações mais recentes do setor apresentam grande estabilidade em baixos custos marginais, que prejudicariam a avaliação das potencialidades do método proposto, pela "previsibilidade" dos resultados.

As Fig. 3 apresenta os resultados das estimativas do preço da energia no mercado de curto prazo para o mês de junho de 2002, considerando isoladamente a energia afluente como variáveis explicativas do CMO.

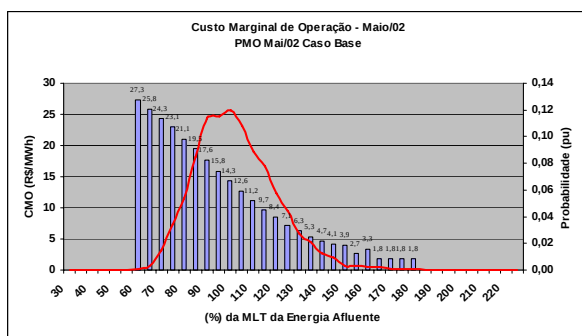


FIGURA 3 - Estimativa de Preço - Energia Afluente como Variável Explicativa do CMO

A análise ex-post dos resultados permite aferir o processo. Em termos médios, para o mês de junho de 2002, dada a energia afluente ao sistema Sudeste, esperava-se preços da energia entre 13,27 e 23,73 R\$/MWh. O valor que se verificou foi uma média de 13,62 R\$/MWh, ou seja, dentro do intervalo de confiança de 95% determinado pela aplicação do método de estimativa.

TABELA 1 - Análise dos Resultados - Junho de 2002

SEMANA	En. Afluente (%MLT)		PREÇO ESTIMADO (R\$/MWh)			Preço Verificado
	Verificada	Discretizada	VE	LS (+2dp)	LI (-2dp)	
1 A 7 DE JUN/02	88%	90%	15,31	19,82	10,80	9,40
8 A 14 DE JUN/02	77%	80%	18,50	23,73	13,27	14,52
15 A 21 DE JUN/02	73%	75%	19,21	25,77	12,66	14,80
22 A 28 DE JUN/02	68%	70%	20,61	27,90	13,31	15,75
média	77%	80%	18,50	23,73	13,27	13,62

obs: LS e LI são os limites superiores e inferiores da estimativa para 2 desvios padrão

TABELA 2 - Análise dos Resultados - fev a set/03

	Valores Realizados			Valores Estimados			Diferenças observadas nos preços (%)	
	Preço R\$/MWh	Afluência (% MLT)	Afluência (% MLT)	Esperado R\$/MWh	LI (+1 DP) R\$/MWh	LS (-1DP) R\$/MWh		
fev/03 (*)	4,00	105	95	4,00	4,00	4,00	-	0,0%
mar/03 (*)	4,00	87	95	4,00	4,00	4,00	-	0,0%
abr/03 (*)	5,48	100	95	5,48	5,48	5,48	-	0,0%
mai/03	7,30	85	95	6,62	7,29	5,94	(0,68)	-9,3%
jun/03	11,22	84	95	10,90	11,54	10,26	(0,32)	-2,9%
jul/03(**)	13,13	86	95	10,87	11,71	10,02	(2,26)	-17,2%
ago/03	16,95	85	95	15,78	17,38	14,18	(1,17)	-6,9%
set/03(**)	17,43	81	95	16,95	16,95	16,95	(0,48)	-2,8%

(*) meses em que o preço foi igual ao limite inferior estabelecido

(**) meses em que o valor real ficou fora do intervalo ± 1 desvio Padrão (68% de intervalo de confiança)

Na Tabela 2 apresenta-se os resultados do método de estimativa comparados com os valores realizados, considerando intervalo de confiança de aproximadamente 68%. Observe-se que em apenas 2 dos 8 meses de observação, o preço real ficou fora desse intervalo de confiança.

3.0 - MÉTRICA PARA SUPORTE ÀS DECISÕES

Uma vez definidas as funções densidade de probabilidade dos preços da energia no mercado de curto prazo, pode-se determinar a função densidade de probabilidade dos resultados econômicos obtidos pelo agente de mercado que toma uma determinada decisão de investimento no setor ou de comercialização de energia [12], conforme apresentado na Fig. 4 a seguir.

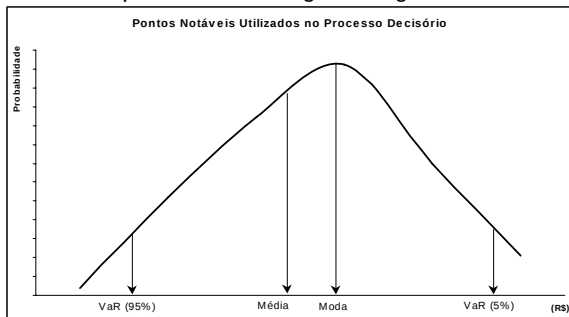


FIGURA 4 -Densidade de probabilidade dos resultados econômicos

Se o decisor adotar o ponto M1 dessa função densidade de probabilidade superado com 95% de probabilidade como a única medida para tomar suas decisões, ele apresenta um perfil conservador, pois está preocupado em

minimizar seu prejuízo. Não corre risco em busca de aproveitar as chances de lucro que as alternativas podem apresentar.

Por outro lado, se o único parâmetro de decisão adotado for o ponto complementar a M1, ou seja, o ponto M4, com probabilidade 5% de ser superado, o decisor apresenta um perfil extremamente afeto ao risco, apostando sempre na chance de ganhar o máximo possível, mesmo que a probabilidade de sucesso seja baixa.

Se o decisor utiliza a média (M2) da função, está buscando equilíbrio entre a probabilidade de ganho e a probabilidade de perda em suas decisões. Aposto na redução da diferença entre o resultado que buscou e o resultado obtido com suas decisões.

Se o ponto utilizado como parâmetro de decisão for o M3, a moda da distribuição, o decisor busca aquele resultado com a maior probabilidade de ocorrência.

Na prática, no entanto, é mais provável que se encontrem decisores que não possam ser situados exatamente em nenhum dos perfis discutidos anteriormente. É razoável supor que cada um tenha um pouco de cada característica, buscando simultaneamente minimizar o prejuízo provável, maximizar o ganho esperado, reduzir a diferença entre o resultado esperado e o realizado, enquanto aposta na maior chance que tem de auferir bons resultados.

Esta é uma característica típica de um problema multiobjetivo (ou multicritério), onde busca-se simultaneamente maximizar os resultados de diversas funções objetivo do problema [10,11]. Para esses problemas busca-se definir o conjunto de soluções eficientes, caracterizado pela curva de trade-off do problema. No item a seguir discute-se os conceitos básicos envolvidos com a otimização multiobjetivo, associado-se tais conceitos à solução do problema de decisão.

3.1 Aproximação da curva de trade-off

Em princípio, partes significativas da superfície de trade-off para decisões no setor elétrico podem ser obtidas por uma combinação convexa de todo o elenco de funções objetivo discutidas no item anterior. Assim, cada ponto dessa superfície é obtido pela maximização da função objetivo expressa pela combinação convexa, conforme apresentado a seguir.

$$W = \alpha_1 M1 + \alpha_2 M2 + \alpha_3 M3 + \alpha_4 M4 \quad (1)$$

$$\sum_i \alpha_i = 1 \quad (2)$$

Onde,

- W é a função objetivo ponderada do problema [R\$];
- M_i ($i=1,2,3,4$) são os pontos da função densidade de probabilidade discutidos anteriormente.
- α_i , $i = 1, 2, 3, 4$ são os multiplicadores definidos pela combinação convexa dos pontos da função densidade de probabilidade [adimensional].

A caracterização dos parâmetros α_i pode ser vista como uma forma de abordar um problema multicritério. Deve-se observar, no entanto, que as funções objetivo que compõem a combinação convexa W definida na equação (1) não são funções "bem comportadas". Assim, não há garantia formal de que os pontos obtidos pela maximização da função W pertençam ao conjunto de soluções eficientes do problema; em outras palavras, não há garantia de que a imagem desses pontos no espaço das funções objetivo pertençam à superfície de trade-off do problema.

Os pontos obtidos com a maximização da função W devem ser interpretados como uma aproximação do conjunto de soluções eficientes. Por isso, é importante que sejam realizadas análises de sensibilidade sobre as soluções obtidas, para atribuir maior credibilidade no processo de tomada de decisões. No item a seguir apresenta-se uma aplicação prática do método.

4.0 - ESTUDO DE CASO

Neste item apresenta-se a aplicação do método proposto para um estudo de caso, baseado em dados reais para o setor elétrico brasileiro. Mostra-se uma empresa distribuidora de energia elétrica buscando contratar energia para um período de 24 meses.

Utilizando-se um cenário de oferta de energia e de evolução do mercado, na Fig. 5 apresenta-se o valor esperado do preço no mercado de curto prazo de energia, em função da afluência esperada para o sistema ao longo de 24 meses.

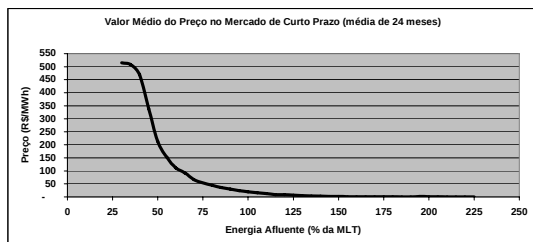


FIGURA 5 - Expectativa de preço função da Energia Afluente

4.1 Alternativas de contratação

As alternativas de contratação de energia são consideradas em termos de percentagem dos requisitos de energia. Para esse estudo de caso, considerou-se a contratação de 95% do requisito como caso base. Sob essas hipóteses foram geradas as seguintes alternativas de contratação:

- i) Alternativa base (Alt95%): Manter a contratação de 95% durante todo o período;
- ii) Alternativa 1 (Alt97%): Contratar 97% dos requisitos durante todo o período;
- iii) Alternativa 2 (Alt98,8%): No horizonte de análise, durante os meses de seca, contratar 100% das necessidades, durante os meses úmidos, contratar 97% do requisito;
- iv) Alternativa 3 (Alt100%): Contratar 100% dos requisitos durante todo o período de análise;
- v) Alternativa 4 (Alt100,8%): Durante os meses secos do horizonte, contratar 105% dos requisitos e durante os meses úmidos, manter a contratação mínima de 95%;
- vi) Alternativa 5 (Alt105%): Manter contratação de 105% dos requisitos durante todo o horizonte de estudo.

A Fig. 6 a seguir mostra a energia contratada mensalmente de acordo com algumas das alternativas consideradas.

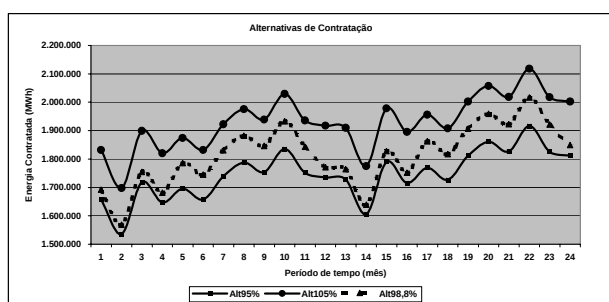


FIGURA 6 - Alternativas de contratação

Considerando os cenários do preço da energia no mercado de curto prazo, as alternativas de contratação de energia avaliadas nesse estudo de caso, a Fig. 7 apresenta a função densidade de probabilidade dos resultados financeiros obtidos pelo agente, a partir da aplicação do método de estimativa dos resultados apresentados no item 3.

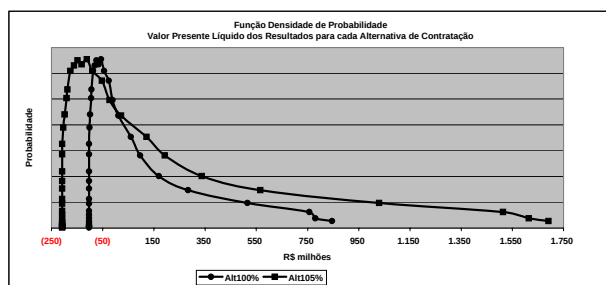


FIGURA 7 - Função densidade de probabilidade dos resultados financeiros

Note-se que para todas as alternativas avaliadas, o ponto que apresenta probabilidade 95% de ser superado (M1) apresenta valor negativo, indicando que a obrigatoriedade de contratação mínima de 95% de todo o requisito é uma restrição que representa perda financeira para os cenários de preço futuro da energia, qualquer que seja a decisão de contratação adotada.

Os valores da função densidade de probabilidade nos pontos notáveis são apresentados na Tabela 3 a seguir.

TABELA 3 - Valores em R\$ milhões
(R\$ milhões)

Ponto	Alt97%	Alt98,8%	Alt100%	Alt100,8%	Alt105%
M1	-42	-78	-104	-121	-208
M2	-28	-52	-71	-78	-142
M3	-22	-41	-56	-61	-112
M4	84	165	210	272	419

Note-se que para a alternativa de contratação mínima constante de 95% do requisito não foram levantados os pontos notáveis da curva, pois esta alternativa foi considerada a alternativa base, e portanto, não é objeto de análise de decisão.

4.2 Tomada de decisão

Os multiplicadores dos parâmetros definidos pela função densidade de probabilidade são definidos pela aplicação dos conceitos de otimização multiobjetivo, que associa a aversão ao risco do decisor aos multiplicadores. Seja um conjunto de quatro diferentes decisores, com aversões ao risco distintas entre si.

A Tabela 4 apresenta a sensibilidade sobre os multiplicadores α_i que se ajusta aos diferentes perfis de aversão ao risco. Observa-se, que o decisor 1 tem maior aversão ao risco e o decisor 4 tem a maior atração ao risco dentre todos eles.

Entre os decisores 2 e 3, há uma dificuldade adicional para definição do grau de aversão ao risco. Uma medida para essa verificação é observar que os multiplicadores α_3 e α_4 somam 60% para o decisor 2 e 50% para o decisor 3, podendo-se considerar que o decisor 3 tem aversão ao risco ligeiramente maior que o decisor 2.

TABELA 4 - Sensibilidade sobre os multiplicadores α_i para os diversos decisores

	Decisor			
	1	2	3	4
alfa1	1,0	0,1	0,4	0,0
alfa2	0,0	0,3	0,1	0,0
alfa3	0,0	0,5	0,2	0,0
alfa4	0,0	0,1	0,3	1,0

Resolvendo-se o problema definido em (1), determinam-se os valores de W para cada decisor tendo em vista cada alternativa de contratação de energia. Os resultados são apresentados na Tabela 5 .

TABELA 5 - Resultados do processo de tomada de decisão (valores de W)

(R\$ milhões)	Alt97%	Alt98,8%	Alt100%	Alt100,8%	Alt105%
Decisor 1	-42	-78	-104	-121	-208
Decisor 2	-16	-27	-39	-39	-78
Decisor 3	1	5	3	13	6
Decisor 4	84	165	210	272	419

Para os resultados obtidos, a opção dos decisores 1 e 2 seria não contratar energia além de 97%, deixando os demais 3% para serem contratados em outras ocasiões, dada a obrigatoriedade de manter contratação mínima de 100% do requisito. O decisor 3 optaria pela alternativa de contratação de 100,8% e o decisor 4 optaria pela contratação de 105% dos requisitos de energia.

5.0 - CONCLUSÕES

O método apresentado neste trabalho é um processo de suporte à tomada de decisão sob incertezas que permite avaliar os resultados financeiros esperados pelo decisor, levando em conta seu perfil de aversão ao risco e pode ser utilizado mesmo em modelo alternativo para o mercado de energia elétrica que se adote no Brasil, onde por maiores restrições que se imponham ao livre mercado, as necessidades de contratação de energia e de investimento na expansão, associadas às incertezas inerentes às expectativas de consumo de energia elétrica, estabelecem um cenário de risco que deve ser tratado por métodos qualitativos apropriados.

O Método é aplicável para decisões de investimento ou de contratação de energia no mercado compra e venda no atacado, bem como na definição de um processo continuado de avaliação do portfólio dos ativos que envolvem a energia elétrica em uma empresa, seja distribuidora, geradora, comercializadora ou cliente final. Ou seja, pode-se aplicar a metodologia apresentada neste trabalho em qualquer negócio que envolva energia elétrica cujo retorno depende do preço da energia no mercado de curto prazo.

As principais contribuições deste trabalho podem ser resumidas nos pontos a seguir.

- 1- Desenvolvimento de método para estimativa de preço da energia em horizonte de médio prazo;
- 2- Detalhamento do método de cálculo dos resultados financeiros dos agentes de mercado de energia elétrica no País;
- 3- Proposta de utilização no setor elétrico de procedimentos para análise e gerenciamento de riscos, utilizados com sucesso por instituições financeiras;
- 4- Incorporação da teoria das decisões multicritério ao conjunto de ferramentas que os decisores do setor elétrico dispõem atualmente.

Os riscos inerentes à expansão da oferta de energia no sistema são o déficit, que compromete o crescimento do País e a sobra de energia, quando o programa de expansão fica acima das necessidades do mercado. Se por um lado, o déficit tem efeitos devastadores, o excesso de investimento que ocasiona a sobra de energia, representa um custo elevado para a sociedade; particularmente, para os consumidores de energia elétrica.

Por utilizar o CMO no processo de cálculo, o método proposto neste trabalho permite que um decisor envolvido na expansão da oferta adeque seus investimentos à situação de preço que lhe for mais favorável.

A precificação adequada da energia comercializada pelas empresas é outro fator decisivo no sucesso do plano de expansão. Ajustando-se a oferta às necessidades do mercado, através da remuneração justa dos investidores, a expectativa de desajustes na oferta e demanda (déficits ou sobras) é minimizada.

Intuitivamente um gerador que dispõe de maior flexibilidade no atendimento à carga deve receber mais pela energia que gera do que um outro gerador que fornece energia sem a flexibilidade requerida pelo mercado. Determinar o quanto mais deve ser pago pela energia é objeto de avaliação das condições do mercado e das expectativas do preço futuro [13].

Para avaliar situações dessa natureza, recomenda-se que o método proposto neste trabalho seja complementado por um processo de precificação da energia que permita aos decisores determinarem os preços que devem ser cobrados e pagos pela energia em diferentes situações de flexibilidade oferecida ao mercado.

Uma alternativa para definição dos multiplicadores α_i , levando em conta o caráter mais normativo da decisão, seria a adaptação de técnicas de inteligência artificial [14] para ajustar tais multiplicadores no tempo de acordo com a expectativa de evolução dos preços e dos resultados esperados, considerando o perfil de aversão ao risco apresentado pelo decisor e simultaneamente, aspectos estruturais do setor elétrico.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Davidson, M.; Andersen, C. L.; Marcus, B.; Anderson, K. - "Development of a hybrid model for electrical power spot prices". IEEE Transactions on Power Systems - vol. 17, n. 2 - maio de 2002.
- [2] Castro, R., Ramos, D. S., Lyra, C. - "Comercialização de energia no ambiente competitivo do setor elétrico brasileiro". XV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 1999.
- [3] Lyra, C.; Castro, R.; Ferreira, L.R.M. - "Assessing decision on multiple uses of water and hydroelectric facilities". London Business School. International Symposium on Energy Models. Londres, 1995.
- [4] Castro, R. - "Dimensionamento de usinas hidroelétricas considerando objetivos múltiplos na utilização da água". Tese de Mestrado. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas - FEEC/UNICAMP, março de 1994.
- [5] Castro, R.; Lyra, C. "Um método para estimativa do preço da energia no mercado atacadista no horizonte de médio prazo". XVII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - 2003.
- [6] ONS - "Programa mensal de operação". Online no site do Operador Nacional do Sistema - ONS: www.ons.org.br - setembro de 2003.
- [7] Paixão, L. E. - "Memórias do projeto Re-Seb" - Massao Ohno Editor, 2000.
- [8] Pereira, M.V.F. & Pinto L.M.V.G. - "Multi-stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning". Mathematical Programming 52 - 1991.
- [9] Martinez, L. - "Políticas de Controle Malha Fechada e Malha Aberta no Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos" - Tese de Doutorado/FEEC Unicamp - setembro de 2001.
- [10] Chankong, Vira e Haimes, Yacov Y. - "Multiobjective decision making - Theory and methodology". North-Holland . New York - Amsterdam - Oxford.
- [11] Chankong, V.; Haimes, Y. Y. & Gemperline, D. M. - "A multiobjective dynamic programming method for capacity expansions." IEEE - Transactions on Automatic Control AC-26(5), 1195-1207.
- [12] Hull, J. C. - "Options, Futures, & others Derivatives" - 5a edição, Prentice Hall, 2002.
- [13] Doege, J.; Schiltknecht, P.; Lüthi, H-J & Unger, G. - "Risk management of power portfolios and valuation of flexibility".
- [14] Russell, S. & Norvig, P. - "Artificial intelligence – A modern approach" – Prentice Hall, 1995.