

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS

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

Por: Roberto Castro

Orientador: Prof. Dr. Christiano Lyra Filho

Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Christiano Lyra Filho (orientador) - FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo - UNB

Prof. Dr. Paulo Sérgio Franco Barbosa - FEC/UNICAMP

Prof. Dr. Fernando José Von Zuben - FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Paulo Morelato França - FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Secundino Soares Filho - FEEC/UNICAMP

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da  
Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para  
a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica

15 de outubro de 2004

---

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA  
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

C279a	<p>Castro, Roberto</p> <p>Análise de decisões sob incertezas para investimentos e comercialização de energia elétrica no Brasil / Roberto Castro. --Campinas, SP: [s.n.], 2004.</p> <p>Orientador: Christiano Lyra Filho.</p> <p>Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.</p> <p>1. Energia-Comercio. 2. Energia-Regulamentação. 3. Energia - Industria. 4. Serviços de eletricidade. 5. Sistemas de energia elétrica. 6. Energia elétrica-Distribuição. 7. Processo Decisório. I. Lyra Filho, Christiano. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.</p>
-------	---

## COMISSÃO JULGADORA - TESE DE DOUTORADO

**Candidato(a):** Roberto Castro

**Data da Defesa:** 15 de outubro de 2004

**Título da Tese:** "Análise de Decisões sob Incertezas para Investimentos e Comercialização de Energia Elétrica no Brasil"

## AVALIAÇÃO FINAL

Será considerada aprovada a tese que obtiver aprovação da maioria dos membros da Comissão Julgadora.

Votos Favoráveis: 5/5/61

Votos Contrários:                     

Resultado (Aprovada ou Reprovada): APROVADA

---

# Resumo

Este trabalho propõe um método de suporte a decisões de investimento em ativos de curto prazo de retorno, de contratação e de avaliação de portfolio de ativos de energia elétrica na comercialização em atacado no Brasil. A metodologia apresentada utiliza processo estatístico para estimativa do preço da energia no mercado de curto prazo, através do qual constrói-se cenários de preços futuros. 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 e conseqüentes tomadas de posição diante do mercado. A aversão que o agente apresenta diante do risco é caracterizada a partir da aplicação de conceitos de otimização multiobjetivo e a determinação aproximada de soluções eficientes do problema definem o processo de suporte a decisões para o agente. Um estudo de caso ilustra a aplicação da metodologia na definição da melhor alternativa de contratação de energia para um agente de distribuição em horizonte de dois anos.

## Abstract

This thesis presents a decision making method for investments in assets of short run pay back, trading and portfolio evaluation on electrical energy in the Brazilian market. Scenarios for spot prices are estimated on mid-term horizon by statistic approach. The probability curve of pay-off for several alternatives of investment is calculated and risk aversion of the decision-maker is introduced in the process by multi-criteria optimization approach. Decision support is carried out by the method according to specific decision-maker risk sensitivity and based upon the assessment of significant portions on the trade-off surface of the multi-criteria problem. A case study illustrates applications of the methodology for decision making on trading electrical energy by a distribution utility, for a two-year horizon.

---

# Agradecimentos

Sobretudo agradeço a Deus, justo e perfeito, que deu-me força suficiente para concluir esta etapa de minha vida.

Agradeço ao Christiano, pela paciência, dedicação, apoio e incentivo,

Agradeço aos demais membros da Banca e ao prof. Dorel, pelas relevantes contribuições,

Ao Mazzon e Débora, amigos que estiveram juntos e torcendo de perto todo o tempo,

À Raisner, minha mulher, pelo apoio, companheirismo e envolvimento,

Ao meu pai, em memória, de quem recebi fartos exemplos de dedicação,

À minha mãe, que me traduz todo o significado da palavra *perseverança*,

Aos demais familiares e amigos, particularmente ao Gilberto, meu irmão, e à Nadir, minha irmã, pelo apoio e incentivo,

A quem tenha se aproximado com um gesto, uma palavra, ou mesmo um pensamento de incentivo,

Muito obrigado.

---

## ÍNDICE ANALÍTICO

APRESENTAÇÃO .....	11
CAPÍTULO 1 - PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	15
1.01. INTRODUÇÃO .....	15
1.02. CARACTERÍSTICAS PRÓPRIAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	19
1.03. BREVE HISTÓRICO SOBRE O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	21
CAPÍTULO 2 - O AMBIENTE PARA COMERCIALIZAR ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL .....	25
2.01. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA - ACR.....	27
2.02. AMBIENTE DE COMERCIALIZAÇÃO LIVRE - ACL .....	29
2.03. OPERAÇÃO CENTRALIZADA .....	29
2.04. PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA OFERTA .....	30
2.05. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE .....	30
2.06. PROCESSOS DECISÓRIOS E RISCOS DOS PARTICIPANTES NO MERCADO .....	31
CAPÍTULO 3 - FORMULAÇÃO DOS CUSTOS E RECEITAS .....	33
3.01. CONCEITOS ENVOLVIDOS .....	34
3.02. FORMULAÇÃO PARA OS AGENTES DE CONSUMO.....	37
3.02.1. EXPOSIÇÃO DO AGENTE DE CONSUMO AO PREÇO DE CURTO PRAZO .....	39
3.02.2. CUSTOS DO AGENTE DE CONSUMO .....	42
3.02.3. RECEITA DO AGENTE DE CONSUMO .....	44
3.02.4. BENEFÍCIO PELA ATUAÇÃO DO AGENTE DE CONSUMO .....	47
3.03. GERADORES E IMPORTADORES DE ENERGIA – CLASSE PRODUÇÃO .....	49

---

3.03.1. EXPOSIÇÃO DO AGENTE DE PRODUÇÃO .....	49
3.03.2. CUSTOS DO AGENTE DE PRODUÇÃO.....	52
3.03.3. RECEITAS DO AGENTE DE PRODUÇÃO .....	53
3.03.4. BENEFÍCIO DO AGENTE DE PRODUÇÃO .....	55
3.04. AVALIAÇÃO DE IMPACTO DAS INCERTEZAS SOBRE A PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA .....	56
3.05. IMPACTOS COM PREÇO FIXO .....	57
3.05.1. ANÁLISE DOS RESULTADOS GLOBAIS .....	58
3.05.2. ANÁLISE DOS RESULTADOS NO MERCADO DE CURTO PRAZO .....	61
CAPÍTULO 4 - ESTIMATIVA DO PREÇO DA ENERGIA NO MERCADO DE CURTO PRAZO .....	65
4.01. CÁLCULO DO CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO (CMO).....	67
4.01.1. DEFINIÇÃO DE CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO (CMO) .....	69
4.01.2. DEFINIÇÃO DE VALOR DA ÁGUA (VA) .....	72
4.01.3. MÉTODO DE CÁLCULO DO CMO .....	73
4.02. VOLATILIDADE DO PREÇO DA ENERGIA NO MERCADO DE CURTO PRAZO.....	81
4.02.1. CMO EM FUNÇÃO DA ENERGIA ARMazenada (EARM) E AFLUENTE (EAFL) ....	86
4.03. PROPOSTA DE ESTIMATIVA DO PREÇO DA ENERGIA NO MERCADO DE CURTO PRAZO 95	
4.03.1. CORRELAÇÃO DO CMO COM A ENERGIA AFLUENTE .....	97
4.03.2. CORRELAÇÃO DO CMO COM A ENERGIA ARMazenada.....	103
4.03.3. CONVOLUÇÃO DA ENERGIA AFLUENTE E ENERGIA ARMazenada .....	104
4.03.4. RESULTADOS PRÁTICOS OBTIDOS COM APLICAÇÃO DO MÉTODO.....	106
CAPÍTULO 5 - PROPOSTA DE MÉTODO PARA SUPORTE À DECISÃO .....	121
5.01. SOLUÇÃO DETERMINÍSTICA .....	123
5.02. DESCRIÇÃO GERAL DO MÉTODO PARA SUPORTE A DECISÕES .....	124

---

---

5.03.	DEFINIÇÃO DO CENÁRIO DE OFERTA E DEMANDA DO SISTEMA.....	127
5.04.	DETERMINAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROBABILIDADE DO PREÇO.....	128
5.05.	DEFINIÇÃO DAS ALTERNATIVAS.....	129
5.06.	FUNÇÃO DENSIDADE DE PROBABILIDADE DOS RESULTADOS ECONÔMICOS...	130
5.07.	ANÁLISE DE RISCO.....	130
5.07.1.	VALOR EM RISCO (VALUE AT RISK) - V@R.....	131
5.07.2.	TEORIA DE MARKOWITZ - ANÁLISE DE CARTEIRA DE ATIVOS.....	134
5.07.3.	CONCEITOS DE OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO .....	135
5.08.	MÉTRICA PARA A QUALIDADE DA DECISÃO .....	137
5.08.1.	APROXIMAÇÃO DA CURVA DE TRADE-OFF .....	142
5.09.	APLICAÇÃO DO MÉTODO - CASO ILUSTRATIVO .....	144
5.09.1.	DEFINIÇÃO DAS ALTERNATIVAS .....	144
5.09.2.	CENÁRIOS DE PREÇO DA ENERGIA .....	146
5.09.3.	CÁLCULO DOS RESULTADOS OBTIDOS EM CADA ALTERNATIVA .....	147
5.09.4.	CÁLCULO DO VALOR EM RISCO (V@R) .....	150
5.09.5.	PONDERAÇÃO DE RISCO PARA TOMADA DE DECISÃO .....	153
CAPÍTULO 6	- ESTUDO DE CASO REAL.....	159
6.01.	LEVANTAMENTO DAS ALTERNATIVAS DE CONTRATAÇÃO.....	160
6.02.	ESTIMATIVAS DE PREÇO NO MERCADO DE CURTO PRAZO .....	162
6.03.	FUNÇÃO DENSIDADE DE PROBABILIDADE DOS RESULTADOS ECONÔMICOS PARA AS ALTERNATIVAS .....	165
6.04.	ESCOLHA DA MELHOR ALTERNATIVA (RISCO X RETORNO) .....	166
CAPÍTULO 7	- CONCLUSÕES .....	171
7.01.	DESDOBRAMENTOS.....	172
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		175

---



---

---

À Raíssa e ao Dimas

---

---

## APRESENTAÇÃO

Este trabalho aborda um problema prático, enfrentado no processo de comercialização de energia e decisões de investimento no setor elétrico brasileiro. Define-se um método de análise dos riscos sob incertezas e de avaliação dos resultados esperados, com o objetivo de acrescentar elementos que ajudem no processo decisório.

As bases sobre as quais o setor se desenvolveu foram herdadas das décadas de 50 e 60, período de governos centralizadores, onde o Estado além do papel de poder concedente, também desempenhava a função de empreendedor e proprietário da parte mais significativa dos ativos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

A comercialização de energia entre as empresas era feita sob regras estabelecidas de forma colegiada e cooperativa, com tarifas pagas pelo consumidor definidas a partir dos custos das empresas, através de mecanismos que buscavam igualar, em todo o território nacional, a remuneração pelo capital investido que as empresas obtinham.

O relacionamento entre as empresas do setor era cooperativo e as regras de comercialização de energia eram sustentadas por critérios de rateio do ônus e bônus, onde a eficiência não era premiada e os custos eram repassados integralmente às tarifas, com a forte presença de empresas estatais, em sua maioria verticalizadas.

Esse arcabouço regulatório começou a ser questionado e um dos argumentos para as mudanças impostas às empresas do setor elétrico foi o aumento da eficiência.

Vale destacar ainda que o sistema brasileiro apresenta características específicas, devido à opção pelo desenvolvimento através de usinas hidrelétricas e transmissão a longas distâncias. O método de suporte a decisões que se apresenta neste trabalho busca tratar essas particularidades do sistema brasileiro.

Define-se um processo estatístico para estimativa do preço da energia no mercado de curto prazo, conjugado a métodos de otimização multiobjetivo e de gerenciamento de risco.

---

Definidos os cenários prováveis de preço da energia no mercado de curto prazo, a partir da aplicação de procedimentos de otimização utilizados no planejamento da operação, avalia-se um conjunto de possíveis decisões a serem tomadas. A metodologia permite ainda a análise de sensibilidade dos resultados esperados para vários perfis de aversão ou atração ao risco apresentados pelos decisores.

O método pode ser aplicado para decisões quanto à contratação de energia ou investimento na expansão da oferta do sistema, quando a decisão de investimento leva em conta a possibilidade de retorno em curto prazo de maturação e que portanto, é afetada pelo preço da energia no curto prazo, como por exemplo para repotenciação de usinas, motorização adicional em aproveitamentos existentes, usinas térmicas de ciclo aberto e decisão de fechamento de ciclo em usinas térmicas.

Através da aplicação das regras de mercado, determina-se a função densidade de probabilidade dos resultados financeiros para cada decisão. Para a escolha da melhor decisão, aplicam-se os conceitos envolvidos no gerenciamento de risco de carteiras de ativos e na otimização multiobjetivo, definindo-se a solução que minimize os riscos de perdas, mas que ao mesmo tempo não seja demasiadamente conservadora e que permita ao decisor auferir melhores resultados na hipótese da condição de preço ser favorável.

As principais contribuições do trabalho são:

- i) Definição de um método, com aplicação prática, de avaliação de alternativas de comercialização de energia elétrica e investimento em projetos de geração, que pode ser implantado na estrutura de uma empresa do setor elétrico para suporte à tomada de decisão;
- ii) Formulação de um método de estimativa do preço da energia no mercado de curto prazo baseado no processo de planejamento da operação energética e determinação do preço da energia no mercado brasileiro;
- iii) Adaptação de conceitos utilizados em instituições financeiras no processo de tomada de decisão às características das empresas do setor elétrico brasileiro;

- 
- iv) Utilização de conceitos de otimização multicritério para "quantificar" o perfil de risco de um decisor;
  - v) Definição de um método flexível de análise de decisões, composto de módulos independentes, que pode ser adaptado a um amplo conjunto de perfis de decisores e a diversas situações de análise de decisão no dia a dia de uma empresa do setor elétrico brasileiro.

O desenvolvimento do texto inicia-se com uma introdução e um breve histórico sobre a comercialização de energia no Capítulo 1, com o objetivo de mostrar o ambiente de contratação a que os agentes estão sujeitos, bem como o vínculo deste ambiente com o processo histórico de estruturação do setor elétrico no Brasil.

No Capítulo 2, discute-se o marco regulatório que envolve a reestruturação do setor iniciada em 1998 e a sua reformulação, iniciada em 2004, avaliando-se as principais alterações propostas. Neste capítulo, são discutidos ainda os principais aspectos relacionados às regras utilizadas para determinar os resultados no mercado de curto prazo.

No Capítulo 3, apresenta-se a formulação matemática para o cálculo dos custos, benefícios e resultados econômicos devidos à comercialização de energia elétrica, no mercado de contratos bilaterais de curto e longo prazo. Avalia-se ainda, neste capítulo, os impactos das incertezas sobre os resultados esperados pelos agentes de mercado.

Um método estatístico para estimar o preço da energia no mercado de curto prazo é apresentado no Capítulo 4. Neste capítulo, discutem-se as particularidades do setor elétrico brasileiro no que diz respeito a sua "*vocação para hidreletricidade*", a partir das quais constrói-se um processo de estimação sucessiva do preço da energia em horizonte de médio prazo.

No Capítulo 5, apresenta-se a proposta para o método de análise de decisões sob incertezas para investimentos e comercialização de energia elétrica em empresas atuando no Brasil. Um estudo de caso fictício ilustra a aplicação do método apresentado.

No Capítulo 6, discute-se a aplicação da metodologia proposta a um estudo de caso baseado em dados reais. As conclusões e possíveis desdobramentos do trabalho são apresentados no Capítulo 7.

---

---

# **Capítulo 1 - PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

Este capítulo discute a comercialização de energia elétrica no Brasil, enfocando alguns dos aspectos históricos que influenciaram o desenvolvimento do setor elétrico. São descritas as características peculiares do sistema brasileiro e mostrada a interação histórica dos agentes de mercado, investidores, sociedade e governo. Traça-se um breve paralelo entre o que se verifica atualmente no Brasil e os processos de reestruturação em vários outros países, destacando-se as dificuldades na regulamentação do setor.

## **1.01. INTRODUÇÃO**

A energia elétrica passou a ser tratada como mercadoria passível de livre comercialização a partir da década de 90, quando diversos países desregulamentaram seus setores elétricos, até então monopólios estatais ou tratados com forte regulamentação, que restringia a liberdade comercial dos diversos atores (Castro & Lyra [B]- 2003).

Por muitos anos economistas defenderam a idéia de que a prestação de serviço relacionado à energia elétrica era um monopólio natural. Argumentava-se que os elevados investimentos para construir e operar os sistemas de transmissão e distribuição impediriam que tais sistemas fossem construídos em redundância e, portanto, dois investidores diferentes não poderiam concorrer pelo atendimento à mesma parcela de mercado.

Mais recentemente, a percepção de que é possível a competição na área de produção e comercialização da energia, promovendo-se a desverticalização nos negócios das empresas do setor elétrico e mantendo-se o monopólio natural apenas nas áreas de



---

transmissão e distribuição (Davidson et al; 2002), permitiu que as leis de mercado passassem a permear o serviço público de energia elétrica

O processo de abertura econômica do setor elétrico ocorreu como uma tendência mundial, iniciando-se na Inglaterra (Green & Newbery, 1992) e na Nova Zelândia. Em seguida, após vários anos, na Suécia (Anderson & Bregman, 1995), Noruega (Amundsen et al, 1994), Austrália (Brebnnan & Melaine, 1998) e em algumas áreas dos Estados Unidos, como New England e New York (NY ISO - on line), Califórnia (Californian ISO - on line), Pennsylvania, New Jersey e Maryland (PJM - on line). A característica comum a todos os processos foi a introdução de processos de tomada de decisões através de mecanismos de mercado, trazendo maiores riscos e oportunidades de ganhos para os empreendedores, em substituição aos métodos tradicionais, típicos de sistemas fortemente regulados (Vázquez et al; 2002), com baixos riscos e oportunidades limitadas.

Embora existam argumentações econômicas de que a existência de um mercado de curto prazo (spot) com preços não regulamentados, mas definidos pelas leis de mercado livre, seja suficiente para sustentar as decisões de investimentos na expansão da oferta de energia (Caramanis, 1982; Perez-Arrigara & Meseguer, 1997), várias dificuldades aparecem na prática, particularmente no caso brasileiro, onde parece evidente a necessidade de contratos de longo prazo para viabilizar o investimento na expansão da oferta.

Para tratar essas dificuldades e propiciar o ambiente favorável ao crescimento sustentado da oferta de energia, a desregulamentação do setor elétrico enfrenta um desafio comum em todos os países do mundo: estabelecer regras claras, atrativas aos investidores quanto à redução dos riscos, mas simultaneamente sustentada pelas regras básicas de mercado livre.

Os agentes do mercado de energia elétrica no Brasil, em qualquer área de atuação no setor, seja na geração, comercialização ou distribuição de energia, estão sujeitos a processos de tomada de decisões sob incertezas que levam a riscos de exposição ao preço da energia no mercado de curto prazo e de baixo retorno sobre os investimentos feitos para construir empreendimentos de geração, ou disponibilizar e

---

manter ativos para atender às necessidades dos consumidores (Castro, Ramos e Lyra, 1999; Castro & Lyra, 2002).

A decisão de investimento em novo projeto de geração ou distribuição de energia deve ser respaldada pela análise do retorno esperado, que implica em avaliações sob incertezas das variáveis associadas ao retorno de investimento. Devido a essas incertezas, os agentes no mercado de energia são levados a buscar proteção contra os riscos a que estão sujeitos.

A proteção que cada agente busca depende do seu perfil e grau de aversão ao risco. A busca dessa proteção ocorre das mais variadas formas, sendo que o instrumento mais utilizado é a contratação bilateral de energia, onde o risco é minimizado pela garantia de um preço futuro do produto e pela redução da exposição ao preço da energia no mercado de curto prazo. No contrato bilateral, o preço da energia na data de entrega está garantido, tanto para o comprador quanto para o vendedor, os quais se protegem mutuamente contra aumento ou redução indesejáveis no preço do produto no momento da entrega.

Os casos de agentes que se colocaram no mercado sem qualquer contratação bilateral restringem-se a alguns proprietários de usinas termelétricas a gás natural, operando para o mercado de curto prazo. Tais usinas são chamadas "*merchant plants*" e geram energia apenas quando o preço no mercado de curto prazo é superior aos seus custos variáveis de geração, de tal modo que recebem pela venda de energia apenas nos períodos em que os preços de curto prazo são elevados.

Na situação mais usual, no entanto, evita-se a exposição ao preço de curto prazo, garantindo preços de suprimento através de contratos previamente firmados. Em outros casos, busca-se a compensação dos riscos através do contrato de fornecimento e transporte de combustível, garantindo-se um fluxo de caixa mínimo, deixando em risco apenas a parcela considerada "adicional" no retorno de investimentos.

O princípio que norteia o processo de tomada de decisão no mercado de energia elétrica é simples. Avaliado do ponto de vista de um agente consumidor de energia, pode ser resumido no seguinte procedimento:

---

*"Se o preço de aquisição de energia em contrato bilateral é superior ao preço no mercado de curto prazo, realiza-se operações de compra com o preço de curto prazo, evitando-se o preço do contrato. Se, ao contrário, o preço de curto prazo está superior ao de contrato, busca-se a máxima contratação, vendendo-se as sobras contratuais no mercado de curto prazo, a um preço maior que o praticado na aquisição da energia".*

Atuar de acordo com o procedimento acima pressupõe contornar dificuldades práticas que se colocam sucessivamente diante do decisor. Por exemplo, o ponto de vista de um agente gerador de energia é exatamente o oposto do agente consumidor, o que restringe o conjunto de empresas que desejam comprar ou vender energia no momento em que o agente deseja "*alinhar sua posição*<sup>1</sup>" para a expectativa de preço que ele vislumbra. Além disso, na situação prática do setor elétrico, nenhuma equipe de comercialização de energia, por mais qualificada que seja, estaria capacitada a modificar de posição tão rapidamente, comprando ou vendendo uma grande quantidade de energia em velocidade capaz de acompanhar a variação do preço no mercado de curto prazo, uma vez que o mercado de energia elétrica no Brasil não demonstra liquidez suficiente para isso.

Para evitar a situação desconfortável descrita e, ao mesmo tempo, favorecer a expansão da oferta e proteger os interesses dos consumidores, os quais poderiam ser afetados por atitudes irresponsáveis ou impensadas das empresas das quais recebem energia, a legislação estabelece a obrigatoriedade de contratação mínima por parte das empresas que comercializam energia com consumidores finais. Mesmo atendendo a essa obrigatoriedade, uma parcela de energia sempre é comercializada no curto prazo, pois mesmo na situação em que todos os agentes busquem contratar exatamente a energia de que necessitam, todos estariam obrigados a acertar, sem qualquer margem de erro, as suas previsões de energia consumida. Assim, mesmo que a obrigatoriedade de contratação seja total, como estabelecido nas regras de comercialização de energia que

---

<sup>1</sup> Alinhamento de posição significa posicionar-se frente ao mercado com déficit ou sobra, função do preço baixo ou alto do produto no futuro. É a tentativa de obter o melhor resultado possível, utilizando o estoque de mercadoria, que no caso do setor elétrico é a quantidade de energia contratada, à disposição do agente para comercializar.

---

entraram em vigor a partir da lei 10.848 de 15 de março de 2004, haverá troca de energia no mercado de curto prazo, em quantidade correspondente pelo menos à margem de erro das previsões dos agentes.

Pelo exposto, o negócio de energia elétrica no Brasil, a partir das reformas estruturais a que foi submetido desde 1998, incluindo a reestruturação proposta para vigorar a partir de 2004, traz implicitamente risco de exposição a preços indesejáveis para uma parcela da energia comercializada e consumida, além do risco sobre o retorno do capital investido. Para tomar decisões nesse contexto, há necessidade de desenvolver métodos adequados para análise das incertezas, avaliação de riscos e apoio a decisões, objeto deste trabalho.

## **1.02. CARACTERÍSTICAS PRÓPRIAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

A base de comercialização de qualquer produto é a definição da sua disponibilidade, data de entrega e qualidade. O caso da energia elétrica não é diferente. Antes de comprar ou vender uma certa quantidade de energia, as partes envolvidas na transação devem estabelecer as condições comerciais a que estarão submetidas, cada uma delas avaliando o grau de garantia do fornecimento, a qualidade da energia, o ponto e a data de entrega do produto.

Admitindo-se que o combustível utilizado em uma usina termelétrica esteja sempre disponível quando for necessário gerar energia, pode-se dizer que, a menos do consumo interno das unidades geradoras e das indisponibilidades devido às paradas forçadas e programadas para manutenção, toda a potência instalada em uma usina térmica está disponível para atendimento ao mercado, pois sua capacidade de geração não depende de quaisquer outros fatores, a não ser a decisão de gerar.

Em se tratando de um aproveitamento hidrelétrico, além do consumo interno e das paradas para manutenção, a capacidade de geração de energia está condicionada à disponibilidade de água no reservatório, função da energia afluente e da forma com que o reservatório foi utilizado nos períodos anteriores para atender ao mercado consumidor.

---

Este aspecto, inerente a sistemas com base hidrelétrica, como é o parque gerador brasileiro, agrega um fator aleatório à capacidade de geração de energia. Não existindo garantia de disponibilidade de água, não se pode garantir que todos os aproveitamentos hidrelétricos gerem suas capacidades plenas a qualquer momento que o mercado solicite.

A capacidade instalada no sistema elétrico brasileiro é composta por aproximadamente 78% de centrais hidrelétricas, desconsiderando-se a parcela de energia de Itaipu binacional que é adquirida do Paraguai. O mercado consumidor é atendido com geração em hidrelétricas superior a 90% do total de energia gerada (ONS, 2004).

Assim, a comercialização da energia elétrica no Brasil precisa ser feita sob um nível padronizado de garantia de suprimento. Essa questão tem fortes implicações sobre os investidores no setor elétrico, à medida que a comercialização de energia pode se tornar inviável, com grande risco no atendimento aos consumidores se a energia colocada à disposição pelos geradores não estiver em patamar de qualidade aceitável pelo mercado.

Para equacionar a aleatoriedade da geração no sistema brasileiro e viabilizar a comercialização da energia elétrica, uniformizando a qualidade e a garantia de entrega do produto por todos os geradores, foram introduzidas técnicas de tratamento estocástico das vazões afluentes aos reservatórios e definidos critérios de avaliação da performance do sistema, determinando-se que a energia passível de ser comercializada entre supridores e supridos deve ter a garantia mínima de 95% contra a aleatoriedade das vazões, ou seja, a energia comercializada entre supridores e supridos tem associado um risco de déficit de 5% (GCOI, 1997).

As expectativas para o setor elétrico indicam que a predominância da geração hidrelétrica deverá se manter ainda por muitos anos no Brasil. Ainda que nos mais recentes planos de expansão de geração no longo prazo (MME, 2002) observe-se uma crescente tendência a adotar a opção termelétrica, principalmente utilizando-se o gás natural, nota-se que, nos planos de expansão da geração, aproximadamente 77% da potência a ser instalada no cenário de referência de evolução do mercado são em usinas hidrelétricas. Essas características peculiares do sistema brasileiro impedem que o setor receba o mesmo tratamento institucional implantado em outros países, para garantir a expansão sustentada da oferta de energia.

---

Concordando-se ou não com as políticas governamentais para o setor elétrico adotadas no passado e com as opções dos gestores públicos e privados quanto ao desenvolvimento da oferta de energia elétrica no Brasil, não se pode simplesmente desconsiderar essas particularidades, promovendo-se alterações que se choquem com a tendência natural do setor, sob pena de torná-lo um ambiente hostil ao investimento (inviável do ponto de vista técnico e econômico), com consequências drásticas para os consumidores e para o desenvolvimento do país.

Na próxima seção, apresenta-se um breve histórico sobre o setor elétrico brasileiro. Nesse histórico, procura-se enfatizar os fatos mais relevantes e que se tornaram marco na trajetória do setor, desde sua criação até os dias de hoje. Busca-se também destacar alguns aspectos curiosos, como a cláusula ouro imposta aos contratos de suprimento e o processo de unificação da frequência utilizada no fornecimento de energia.

### **1.03. BREVE HISTÓRICO SOBRE O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Graças ao reconhecido interesse de D. Pedro II pelas evoluções tecnológicas de sua época, o interesse pela eletricidade no Brasil se deu quase que simultaneamente com os Estados Unidos e os países mais avançados da Europa. A iluminação, por 6 lâmpadas a dínamo, da “Estação da Corte” (hoje chamada Central do Brasil, na cidade do Rio de Janeiro) ocorreu em 1879, mesmo ano em que Thomaz Edison construiu a primeira central elétrica para serviço público de eletricidade em Nova Iorque. Como marco histórico paralelo na Europa, tem-se a construção da primeira linha de transmissão a longa distância, ocorrida na Alemanha em 1891 (Bibl. Do Exército, 1978).

A partir de 1904, as atenções começaram a se voltar à regulamentação das atividades do setor elétrico e iniciou-se a disciplina institucional do uso da "Força Hidráulica". Em 1907 a redação do Código de Águas foi apresentada ao Congresso Nacional. Os estudos do potencial hidrelétrico da região Sudeste do Brasil iniciaram-se em 1920, quando no âmbito do Ministério da Agricultura foi criada a "Comissão de Forças Hidráulicas", encarregada dos estudos.

---

A expansão do sistema brasileiro sempre foi impulsionada pelas ameaças de déficit de energia elétrica e foi voltada principalmente à construção de usinas hidrelétricas nas regiões Sudeste e Sul, devido à abundância de rios e maior concentração do mercado consumidor nessas regiões, mas também devido aos poucos recursos minerais disponíveis para aproveitamento em usinas termelétricas e à preferência dos empreendedores pelo desenvolvimento da hidreletricidade.

A primeira grande crise de energia aconteceu no Estado de São Paulo entre os anos de 1924 e 1925, devido a um período de baixas afluições às usinas então construídas na sub-bacia hidrográfica do Rio Tietê. Neste período, o governo estadual definiu regras para redução do consumo e a Light São Paulo adiantou o cronograma de construção da usina Rasgão, com 14 MW de potência instalada.

Até a aprovação do código de águas em 1934, onde se estabeleceu que a concessão de serviços públicos de energia elétrica passava a ser direito restrito de brasileiros, ou de empresas constituídas no Brasil, os investimentos no setor elétrico brasileiro eram feitos, em sua maior parte, pela iniciativa privada multinacional. Através desse instrumento legal, foram introduzidas ferramentas de controle pelo Estado, representante do poder concedente, sobre os agentes do setor elétrico.

A exploração das atividades econômicas relacionadas à indústria de energia elétrica passou a ser declarado monopólio do Estado, instituindo-se a necessidade de outorga da concessão, através de decreto presidencial, para que uma empresa adquirisse o direito de prestar tais serviços, tanto para uso privativo quanto para serviço público. Naquele período, utilizava-se a "cláusula ouro" (Cláusula ouro, 1933), dispositivo constitucional que permitia que as empresas recebessem em ouro parte de suas receitas, auferidas pela atividade no setor elétrico brasileiro. O metal era comercializado no mercado internacional e facilmente convertido em dólar.

Com a extinção da "cláusula ouro", na tentativa do governo brasileiro fortalecer a economia do país, nenhum pagamento em território Nacional pode ser feito em outra moeda que não a moeda oficial brasileira. Dessa maneira, os investidores internacionais ficaram sem a proteção contra as flutuações da moeda brasileira, um risco a que estão expostos quando fazem negócios em moeda diferente de sua própria.

---

Entre 1938 e 1947, as principais dificuldades de expansão do sistema deveram-se à 2ª guerra mundial, período em que a importação de equipamentos para construção das usinas ficou praticamente impossível.

Entre os anos de 1950 e 1955 a situação agravou-se devido à estiagem na região Sudeste<sup>2</sup>, levando ao racionamento a Rio Light, a Companhia Paulista de Força e Luz, a Companhia de Força e Luz de Minas Gerais e a Companhia Brasileira de Energia Elétrica, estendendo-se o problema para toda a região Sudeste, além das fronteiras do Estado de São Paulo.

Para não ficarem sujeitos ao racionamento, as fábricas, hotéis, cinemas e prédios instalaram geração própria. Estima-se que, em 1954, a autoprodução de energia elétrica tenha atingido aproximadamente 20% de todo o mercado do estado de São Paulo.

O Ministério de Minas e Energia foi criado em 1960 por intermédio da lei nº 3.782. A partir de fevereiro de 1961, passou a exercer as funções relacionadas ao setor elétrico, até então atribuídas ao Ministério da Agricultura.

As tarefas executivas para o desenvolvimento planejado do setor foram delegadas à Eletrobrás, constituída como empresa em 1962, ano em que iniciaram-se os trabalhos desenvolvidos pela CANAMBRA<sup>3</sup>, a partir dos quais foram elaborados os primeiros estudos de aproveitamento hidroenergético, integrando extensas áreas e vários Rios da região Sudeste.

A integração regional do planejamento do setor elétrico brasileiro materializou-se somente após a unificação da frequência em 60 Hz , para toda rede elétrica utilizada nos sistemas de fornecimento de energia, ocorrida entre 1963 e 1973. Até então, vigorava o decreto 852 de novembro de 1938, que definia a frequência de 50 Hz para utilização no território Nacional.

---

<sup>2</sup> O período de pior sequência da vazão afluyente às usinas da região Sudeste foi de maio de 1951 a novembro de 1956, considerado o período crítico desta região.

<sup>3</sup> CANAMBRA foi um consórcio de empresas formada por uma empresa Canadense, uma Americana e uma Brasileira, com o objetivo de desenvolver a hidreletricidade no Brasil.



---

As atividades do setor elétrico passaram às mãos do Estado entre as décadas de 1950 e 1990. Entre 1990 e 2002, com o processo de privatização, parte significativa das empresas de distribuição, representada por cerca de 84% de toda a energia distribuída (ANEEL, 2003), e uma parcela das empresas geradoras, cerca de 32% da potência instalada no país (ONS, 2004), foi vendida para a iniciativa privada (Paixão, 2000).

Atualmente, a propriedade no setor elétrico 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, como está sendo proposto pelo atual Ministério de Minas e Energia, é uma tarefa difícil (Borenstein & Bushnell, 2000).

No Capítulo 2, discute-se o ambiente para comercialização de energia elétrica no Brasil.

---

## Capítulo 2 - O AMBIENTE PARA COMERCIALIZAR ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Este capítulo discute o ambiente para comercialização de energia elétrica no Brasil, descrevendo as principais características das instituições do setor elétrico e as regras básicas, aplicadas à comercialização de energia. Seu principal objetivo é estabelecer as bases para a formulação matemática que caracterize os custos e receitas dos atores no mercado de energia, a ser apresentada no Capítulo 3.

Por definição, *Mercado* é um lugar onde se realizam compras e vendas. A civilização moderna acostumou-se também à idéia de mercado sem um “lugar” concretamente definido, tais como o mercado financeiro, imobiliário, cambial ou de energia elétrica.

Neste caso, onde o lugar do mercado é abstrato, as suas fronteiras são delimitadas por campo de atividades, institucionalizadas e distribuídas por vários tempos e lugares, segundo objetivos e regras aceitas por todos os seus integrantes (Falcon, F. J. C - 2000).

Na acepção moderna de mercado, associada à história europeia a partir do fim da Idade Média, o mercado como instituição é o *centro das trocas*, o *comércio* significa troca real e a *moeda* é o meio que permite, ou facilita, essa troca.

O comércio é determinado pelo *preço* e os preços, concebidos *como função do mercado*, são resultantes das relações que se estabelecem continuamente, entre as *ofertas* e as *demandas*. O mercado abstrato é então um *sistema* mais ou menos complexo, dependendo do objeto de comércio, com dimensões variáveis e que articula um conjunto de mercados concretos, de produtos destinados ao consumo.

Para se estabelecer o mercado de energia elétrica, é necessário que suas particularidades sejam devidamente regulamentadas, levando-se em consideração suas características próprias. Por exemplo, uma vez negociado um lote de ações ou um grama

---

de ouro, obriga-se o comprador à liquidação financeira de sua compra, sob pena de ter seu bem restituído ao vendedor, ou seja, o bem negociado serve como garantia do próprio negócio. A energia elétrica é um bem público, essencial ao desenvolvimento, e, uma vez consumida, não tem como ser restituída ao vendedor. Dessa forma, não serve como garantia do negócio, mesmo que o comprador não promova a adequada liquidação de seus débitos junto ao vendedor.

A lei 10.848, de 15 de março de 2004, estabeleceu diretrizes para a comercialização de energia elétrica, mantendo algumas instituições já estabelecidas no setor elétrico e alterando a função de outras. Os principais aspectos dessa lei estão descritos a seguir.

- Coexistência de dois ambientes para comercialização de energia elétrica: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- Operação centralizada, coordenada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS);
- Planejamento da expansão da oferta de energia e definição da energia a ser contratada elaborada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- Comercialização das diferenças contratuais na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a preços definidos para o mercado de curto prazo, com base no Custo Marginal de Operação (CMO), chamado Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

O modelo institucional do setor elétrico estabelece a competição no segmento de geração e altera a relação comercial entre os agentes. Dessa forma, os agentes de todos os segmentos, tanto da geração, quanto da comercialização e distribuição, preparam-se para um novo ambiente (Figueiredo; Camargo & Oliveira, 1999)

Nas sessões a seguir, apresentam-se algumas particularidades sobre os tópicos do modelo setorial, visando a discussão sobre os processos de decisão e riscos que envolvem a atuação na indústria de energia elétrica no Brasil, quanto a comercialização

---

de energia, investimento em projetos de geração e gerenciamento de ativos de energia elétrica.

## 2.01. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA - ACR

Todas as distribuidoras de energia elétrica do sistema interligado brasileiro, seja na condição de concessionária, permissionária ou autorizada de serviço público de distribuição, devem garantir a totalidade do atendimento a seus mercados consumidores. Essa garantia é obtida a partir da contratação de energia no ambiente regulado através de energia adquirida em leilões públicos, realizados com antecedência de 5, 3 e 1 ano da data de consumo da energia, além da energia adquirida nos leilões de ajuste, no transcorrer do próprio ano em que se dá o consumo da energia. A Fig. 2.1 a seguir ilustra a cronologia de realização dos leilões e os limites de contratação em cada um.

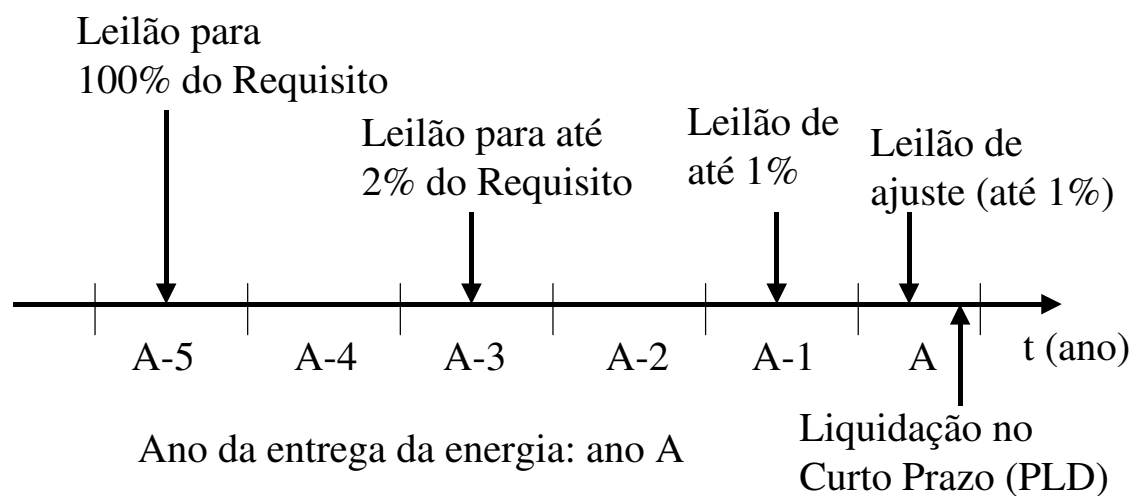


Fig. 2.1 - Linha do tempo dos leilões de energia no Ambiente Regulado

O limite de contratação máxima de 1% imposto para o leilão que ocorre em A-1 é para o período de transição do modelo setorial. Quando o modelo estiver totalmente

---

implantado e em pleno funcionamento, o limite de compra no ano anterior ao consumo deverá chegar a 5% do requisito.

Dessa maneira, além dos contratos em vigor, as empresas deverão gerenciar um portfolio de contratos adquiridos através dos leilões públicos.

Os seguintes aspectos permeiam o ambiente regulado de comercialização vigente no País, a partir da promulgação da lei 10.848 de 15 de março de 2004:

- As distribuidoras não têm garantia de repasse integral para suas tarifas dos custos da energia comprada nos leilões;
- As distribuidoras serão penalizadas, repassando para as tarifas de seus consumidores o menor valor entre o Valor de Referência (VR), calculado com base nos custos dos leilões ocorridos 5 e 3 anos antes da data de consumo, e o valor pago pela energia que forem obrigadas a comprar no mercado de curto prazo, na hipótese de não terem a totalidade de seus requisitos cobertos;
- É permitido às comercializadoras de energia participarem dos leilões de ajuste, mas não é permitido que participem nos leilões com 5, 3 e 1 ano de antecedência;
- Nos leilões com antecedência de 3 anos, as distribuidoras poderão adquirir um máximo de 2% de suas necessidades totais de energia; desvios maiores do que 2% em relação às compras feitas nos leilões em A-5 deverão ser adquiridos nos leilões com antecedência de 1 ano em relação à data do consumo, nesse caso, limitado a 1% do desvio em relação ao requisito real - se restarem necessidades de compra, essas deverão ser feitas através dos leilões de ajuste;
- Está garantido incentivo para as distribuidoras que comprarem energia aos menores preços; essas distribuidoras terão preço de repasse reconhecido pelo VR, estabelecido nos leilões de A-5 e A-3 (Fig. 2.1), mesmo que paguem preço menor pela energia - este incentivo está limitado a 3 anos.

- 
- O requisito de energia de cada distribuidora deve considerar as perdas de distribuição e as perdas de transmissão do sistema em tensão acima de 230 kV, a chamada rede básica.

No próximo capítulo estes pontos serão discutidos com maior detalhamento.

## **2.02. AMBIENTE DE COMERCIALIZAÇÃO LIVRE - ACL**

No Ambiente de Comercialização Livre (ACL) estão necessariamente as comercializadoras e os consumidores livres. Os produtores independentes e os concessionários de serviço público de geração podem optar entre vender energia no ambiente regulado ou no ambiente livre.

Embora os consumidores devam apresentar lastro de energia adquirida para a totalidade de sua carga, os contratos no ambiente livre são tratados bilateralmente entre as partes, tanto em termos de preços quanto de quantidade e prazos de suprimento.

O preço e os procedimentos adotados para a liquidação das sobras e déficits de energia dos agentes no ambiente livre é o mesmo do ambiente regulado, aplicando-se o valor do PLD tanto às sobras quanto aos déficits verificados na energia contratada dos agentes.

## **2.03. OPERAÇÃO CENTRALIZADA**

A operação do sistema é feita de forma centralizada sob a coordenação do Operador Nacional do Sistema (ONS). Cada usina despachada centralmente recebe a ordem de despacho do ONS e deve estar disponível para operar segundo as metas estabelecidas pelo ONS.

---

Um empreendimento de geração pode vender energia em contratos de longo prazo, em quantidade de energia limitada à energia assegurada atribuída ao conjunto de seus empreendimentos de geração.

Dessa maneira, do ponto de vista comercial, não é relevante para o gerador a quantidade de energia efetivamente gerada por suas usinas. É mais importante a quantidade de energia assegurada de que dispõe para comercialização, especialmente devido ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que dilui o risco hidrológico entre todos os agentes que fazem parte do mecanismo (MAE[B], 2003).

#### **2.04. PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA OFERTA**

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) faz os estudos de planejamento de curto, médio e longo prazo, utilizando-se a quantidade de energia a ser licitada em cada leilão definida pelos compradores de energia nos leilões, de acordo com as indicações dos requisitos das distribuidoras e definindo o conjunto de empreendimentos que serão colocados em licitação pública.

A EPE é ainda responsável pelos estudos da matriz energética nacional, publicação do balanço energético e pelos estudos da potência ótima a ser instalada nos aproveitamentos hidrelétricos, visando o benefício global do aproveitamento.

#### **2.05. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE**

O mercado de curto prazo é definido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e representa o ambiente institucional em que se dá a comercialização das sobras de contratos de cada agente do mercado, caracterizando-o como o mercado das "diferenças", onde os agentes que tiverem sobras contratuais

---

(diferenças positivas de contrato) vendem essas sobras aos agentes com déficit de contrato (agentes com diferenças negativas de contrato). Os preços praticados na CCEE são baseados no Custo Marginal de Operação (CMO).

## **2.06. PROCESSOS DECISÓRIOS E RISCOS DOS PARTICIPANTES NO MERCADO**

Os processos decisórios e os riscos envolvendo os agentes de mercado são principalmente os seguintes:

- Definição da parcela de requisito que será considerado para contratação nos leilões de 5 e 3 anos de antecedência; os riscos que sujeitam esta decisão são a expectativa do preço da energia nos leilões de ajuste, a impossibilidade de repasse desses preços à tarifa, obrigatoriedade de vender excedentes no mercado de curto prazo, valorados ao Preço de Liquidação de Diferenças - PLD, e a probabilidade de sofrer penalidade caso efetuem compra de energia na CCEE;
- Os empreendedores em geração que participam do mercado regulado devem avaliar o retorno de seus investimentos considerando seus custos de investimento e de operação para a venda de energia no leilão, em contratos de longo prazo;
- Para os empreendedores na geração, consumidores e comercializadoras que podem participar da comercialização livre, as decisões e os riscos estão relacionados à venda de energia em contratos negociados bilateralmente.

No capítulo a seguir, apresenta-se a formulação matemática para os custos, receitas e margem de comercialização dos agentes que atuam no mercado de energia.



---

---

## Capítulo 3 - FORMULAÇÃO DOS CUSTOS E RECEITAS

Neste capítulo, são analisados e expressos matematicamente os custos e as receitas associadas aos agentes do mercado, tanto da classe consumo quanto da classe produção formulando-se o problema para determinar os ganhos auferidos pelos agentes do mercado. Serão consideradas suas atividades fim, ou seja, a geração ou o fornecimento de energia elétrica, bem como a atuação no mercado de curto prazo.

O portfolio de contratos, composto de contratos obtidos através dos leilões públicos ou de negociações bilaterais, podem ser abordados através de um conjunto composto de contratos de longo prazo, contratos de curto prazo e compra (ou venda) de energia no mercado de liquidação para ajustes das diferenças contratuais. Nas formulações apresentadas neste capítulo, utiliza-se esta distinção.

Os contratos de longo prazo são considerados aqueles negociados tendo em vista os preços da energia pouco afetados pela situação conjuntural do sistema, tais como os contratos bilaterais negociados com prazo igual ou superior a 24 meses e os contratos adquiridos em leilões com antecedência de 5 e de 3 anos da data de entrega da energia. Os de curto prazo são os contratos bilaterais com prazo de duração inferior a 24 meses, os adquiridos nos leilões com antecedência de 1 ano da data de entrega e os adquiridos nos leilões de ajuste. As compras e vendas de energia no mercado de liquidação das diferenças são calculadas com base no requisito e no total de energia contratada.

Na seção a seguir, são apresentados os principais conceitos que envolvem a definição dos requisitos dos agentes de mercado. Esses conceitos são utilizados na expressão matemática dos resultados desses agentes, utilizados nos capítulos posteriores, no método de suporte à decisão para investimento e comercialização de energia. Nas demais seções são definidos os custos, receitas e margem de comercialização dos agentes.

---

### 3.01. CONCEITOS ENVOLVIDOS

Os atores de mercado são definidos de acordo com as suas atividades fim no mercado de energia elétrica. Os *Agentes de Consumo* são as empresas distribuidoras, comercializadoras, consumidores livres e empresas exportadoras de energia elétrica. Os *Agentes de Produção* são representados pelas empresas geradoras e importadoras de energia elétrica.

Toda a comercialização dá-se no centro de gravidade do submercado, assim, o *Centro de Gravidade* é definido como o ponto virtual do sistema ao qual é referida toda energia gerada e consumida no submercado do agente, conforme mostra a Fig. 3.1 a seguir, onde representa-se o Centro de Gravidade (cg) de um submercado de energia, composto de um agente de produção, conectado na barra de geração (g) e um agente de consumo, conectado à barra de carga (c). A energia efetivamente gerada (Gef) e consumida (Cef) pelos agentes são “referidas” ao centro de gravidade através da aplicação dos fatores de perda (FPg e FPc) sobre as quantidades medidas nas respectivas barras (Gef e Cef).

Define-se o *Submercado* de um sistema com base na capacidade de interligação e fluxo de energia. Um submercado é um subconjunto do sistema de transmissão para o qual não existem fortes restrições de fluxo de energia entre a geração e a carga. Por outro lado, as restrições de transmissão entre os submercados não podem ser desprezadas e devem ser representadas na otimização operativa do sistema.

O Centro de gravidade é um ponto virtual do submercado, definido de modo que exista e seja conhecido um conjunto de fatores associados às barras do submercado, chamados fatores de perda, tal que, uma vez aplicados sobre a energia gerada e consumida em cada barra, as perdas de transmissão são rateadas 50% para os geradores e 50% para a carga. Nessas condições, cada barra possui um fator de perda de geração e um fator de perda de consumo.

Uma solução adotada para definir os fatores de perdas é considerar que os fatores sejam iguais para todas as barras. Assim, dividindo-se as perdas de transmissão metade para a geração e metade para a carga, o fator de perda da geração será definido pela relação entre a parcela de perda da geração e a energia gerada. Para a carga, o

---

fator de perda é definido pela relação entre a parcela de perda da carga e a carga consumida.

Este é um conjunto particular de fatores de perdas, onde todas as barras do sistema têm fatores iguais. No caso mais genérico e desejável do ponto de vista da alocação de perdas em proporção direta dos agentes que as causam, os fatores de perda são distintos para cada barra do sistema, refletindo as perdas efetivamente associadas quando se injeta ou se retira energia da barra.

Nesse caso, o chamado “*senal locacional*” das perdas, definido como o incentivo que a geração ou a carga devem receber para se instalar em determinada região, estaria melhor estabelecido do que na situação em que os fatores são iguais para todas as barras. Os fatores de perda são componentes fundamentais para a definição de tarifa de conexão diferenciada por barra do sistema.

As perdas de distribuição associadas exclusivamente aos sistemas de cada agente de consumo e as perdas nos sistemas de conexão dos agentes de geração são consideradas integralmente na carga desses agentes. O rateio de perdas é adotado apenas para o sistema de transmissão de alta tensão na rede básica, onde não é possível determinar qual o agente conectado que a causa.

O principal objetivo do sinal locacional de perdas é incentivar a expansão do sistema de transmissão nas áreas em que o sistema mais necessita, ou seja, naquelas áreas em que se determinam as maiores tarifas de conexão.

O incentivo para a expansão adequada do sistema de transmissão é dado através da elevação do custo para o consumidor de energia que se conectar em regiões elétricas do sistema em que haja concentração de carga e simultaneamente, através da elevação do custo para os geradores que se conectarem nos pontos do sistema em que haja concentração de geração.

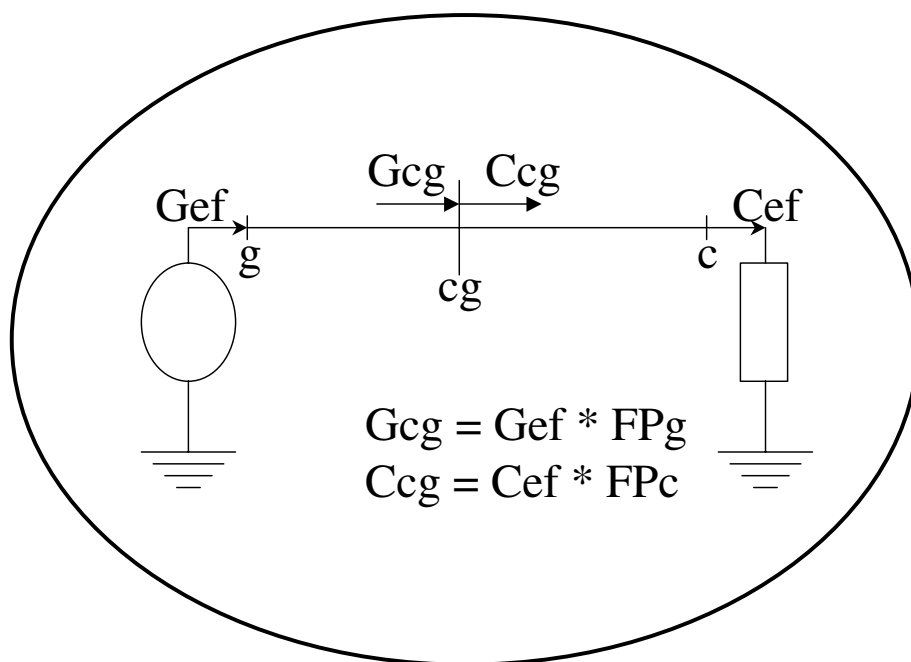


Fig. 3.1 – Centro de gravidade do submercado (cg)

Abstraindo-se dos efeitos do Mecanismo de Realocação de Energia sobre a disponibilidade de energia dos agentes de geração, se o fator de perda associado à barra de geração (g) é  $FP_g$ , a geração efetiva ( $G_{ef}$ ) na barra da usina transforma-se em  $G_{cg}$  no centro de gravidade, através da multiplicação de  $G_{ef}$  por  $FP_g$ . Analogamente, a carga efetiva do sistema ( $C_{ef}$ ) multiplicada pelo fator de perda ( $FP_c$ ) associado à barra de carga (c) transforma-se na carga ( $C_{cg}$ ) no centro de gravidade do sistema.

Os fatores de perda são calculados tais que a carga efetiva seja acrescida de 50% das perdas de transmissão para serem consideradas no centro de gravidade e a geração medida seja reduzida dos 50% restantes da perda, equilibrando-se dessa maneira a carga e a geração e distribuindo-se a responsabilidade das perdas entre os agentes.

Os contratos firmados por todos os agentes são geralmente referidos ao centro de gravidade de um submercado definido, portanto, as sobras ou déficits contratuais são calculados no centro de gravidade de cada submercado e são negociadas ao preço de curto prazo definido para o mesmo submercado, onde se processa a contabilização. Nas

---

seções a seguir, os efeitos da atuação no mercado de curto prazo sobre os resultados dos agentes são descritos e formulados.

### **3.02. FORMULAÇÃO PARA OS AGENTES DE CONSUMO**

Os agentes de consumo têm a obrigação de atendimento ao mercado consumidor de energia elétrica, seja de uma forma direta, através de contratos de fornecimento, ou de uma forma indireta, através do suprimento às empresas distribuidoras ou da exportação de energia.

De acordo com a legislação, toda energia consumida pelo mercado deve estar lastreada em contratos de energia assegurada ou em geração própria. Assim, um agente da classe consumo deve garantir sempre que dispõe de energia contratada para atender à totalidade de suas necessidades de energia. A verificação do lastro é feita mensalmente, com base nas compras e vendas de energia ocorridas nos últimos 12 meses, de tal forma que é possível, em alguns meses do período de 12 meses passados, que o agente esteja sub contratado, ou com contratos acima dos limites garantidos de repasse. Assim, os agentes de mercado podem se utilizar de estratégias de contratação para tirarem o melhor proveito possível das expectativas do preço futuro da energia.

A restrição de contratar a totalidade do consumo é imposta apenas do lado da classe de consumo, reduz o risco de falta de energia para atendimento ao consumidor final e impede que o consumidor fique exposto às atitudes tomadas pela sua supridora perante o mercado de energia. Sem ela, um agente poderia não dispor de energia para suprir a totalidade de seu mercado, necessitando comprar no mercado de curto prazo, expondo-se a eventuais preços excessivamente altos.

Essa situação certamente acarretaria desabastecimento do mercado consumidor, colocaria o mercado de curto prazo em risco, devido à alta probabilidade de inadimplência, e geraria uma situação adversa à expansão sustentada da oferta de energia, uma vez que, sem os contratos de longo prazo, os investimentos em expansão ficam reduzidos.

---

À medida em que há necessidade de contratação e o prazo de maturação (construção e início da operação comercial) das obras de geração é relativamente longo, o contrato de longo prazo proporciona a expansão do sistema, garantindo o aporte de recursos para o investimento das geradoras em novos projetos.

Limitada a capacidade de exposição dos agentes de consumo ao preço de curto prazo, limita-se o reflexo que esta exposição poderia ter sobre o consumidor final de energia.

Entretanto, o modelo de expansão da oferta implementado com base na obrigatoriedade de contratação da totalidade da carga surtirá efeito benéfico para os consumidores apenas se a oferta for maior do que a demanda no futuro, caso contrário, imaginando-se a escassez de oferta, a fonte geradora teria poder de decidir livremente o preço da sua energia, acarretando custos crescentes para o mercado consumidor.

Na hipótese de escassez da oferta, o atendimento à carga dos consumidores aos menores preços possíveis (visando a modicidade tarifária<sup>4</sup>) é comprometida de qualquer maneira, com ou sem o processo de leilão público. O ponto a ser avaliado, no entanto, é que o processo de leilão público da oferta, com escassez de oferta, não pode ser aplicado, pois nesse caso toda a energia seria vendida ao máximo preço colocado à disposição e não estariam garantidas simultaneamente a modicidade tarifária e a expansão da oferta.

A garantia do repasse para os consumidores dos preços de referência resultantes dos leilões permite que os agentes de consumo adquiram seus contratos de longo prazo, viabilizando a expansão do sistema.

Os custos, receitas e margens de comercialização associados aos agentes de consumo atuando no mercado de energia são discutidos a seguir.

---

<sup>4</sup> A modicidade tarifária pressupõe o pagamento de tarifas e preços justos pela energia, assim, em situações de escassez de oferta o preço justo pode ser elevado.

---

### **3.02.1. EXPOSIÇÃO DO AGENTE DE CONSUMO AO PREÇO DE CURTO PRAZO**

Inicialmente convém discutir a definição de mercado e de carga própria:

É comum que o termo “Mercado” seja empregado indistintamente para designar qualquer quantidade de energia alocada a consumidores, envolvendo ou não as perdas associadas. Para efeito de análise dos resultados, é importante, no entanto, que se distinga a definição dessas grandezas: Mercado (ou consumo) é a energia efetivamente entregue e consumida pelos consumidores finais; Carga Própria é o mercado acrescido das perdas de distribuição, medidas na rede utilizada para fornecimento de energia ao consumidor e que pode ser atribuída exclusivamente à distribuidora responsável, e, finalmente, Requisito é a carga própria acrescida da parcela de perda na transmissão em alta tensão, rateada entre os agentes, que reflete a carga própria do agente ao centro de gravidade do seu submercado.

Nessas definições, considera-se que a perda de distribuição é aquela observada no sistema elétrico do próprio Agente, entre seu ponto de conexão na fronteira com a rede de alta tensão e o ponto de conexão do consumidor, onde se instala o medidor para faturamento. As perdas de transmissão são aquelas associadas ao fluxo da energia na rede de alta tensão, alocadas ao agente através do processo de rateio das perdas da rede básica.

Assim, a carga própria de um agente de consumo é determinada pelo total de energia entregue pelo agente aos seus consumidores finais, acrescida da perda de distribuição associada à energia entregue. A Fig. 3.2 a seguir representa a carga de um agente de consumo, destacando-se as parcelas de perda da distribuição (P1) e de energia entregue aos consumidores finais (M).



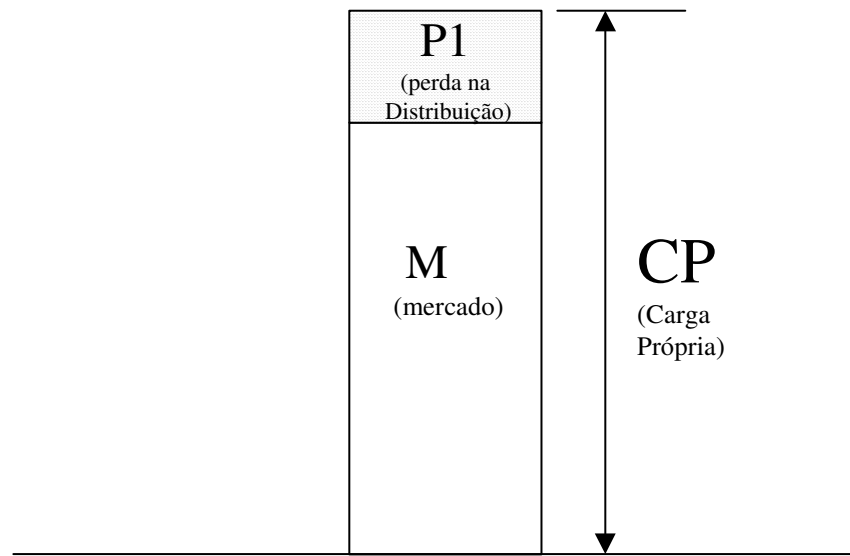


Fig. 3.2 – Carga Própria do Agente de Consumo

Quando a carga própria é refletida no centro de gravidade, determina-se o requisito do agente, representado na Fig. 3.3 a seguir, onde a parcela P2 representa a parcela do rateio das perdas de transmissão alocada ao agente.

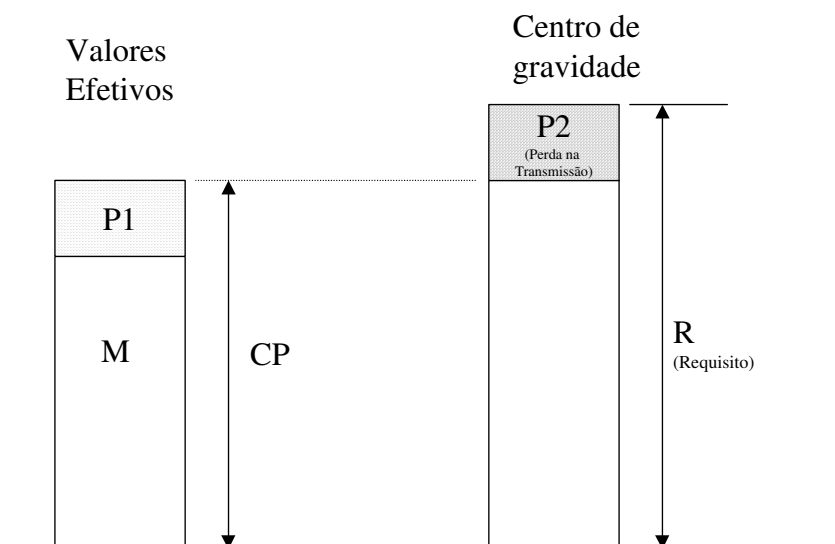


Fig. 3.3 – Requisito de energia do Agente de Consumo

A exposição do agente ao preço de curto prazo é dada pela diferença entre seu requisito de energia no centro de gravidade do sistema e os contratos de compra de energia firmados pelo agente, referidos a este mesmo centro de gravidade.

Esta exposição não considera somente a relação direta entre o agente e o mercado de curto prazo representado pela CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, mas também, as necessidades de contratação nos leilões com antecedência de 1 ano e nos leilões de ajuste, cujos preços são definidos pelo mercado com base no preço de curto prazo.

As sobras contratuais são vendidas pelo Agente, que recebe o preço de curto prazo pela energia entregue no mercado e os déficits contratuais são comprados pelo agente, que deverá pagar o preço de curto prazo pela energia adquirida. A exposição ao preço de curto prazo está representada na Fig. 3.4 a seguir.

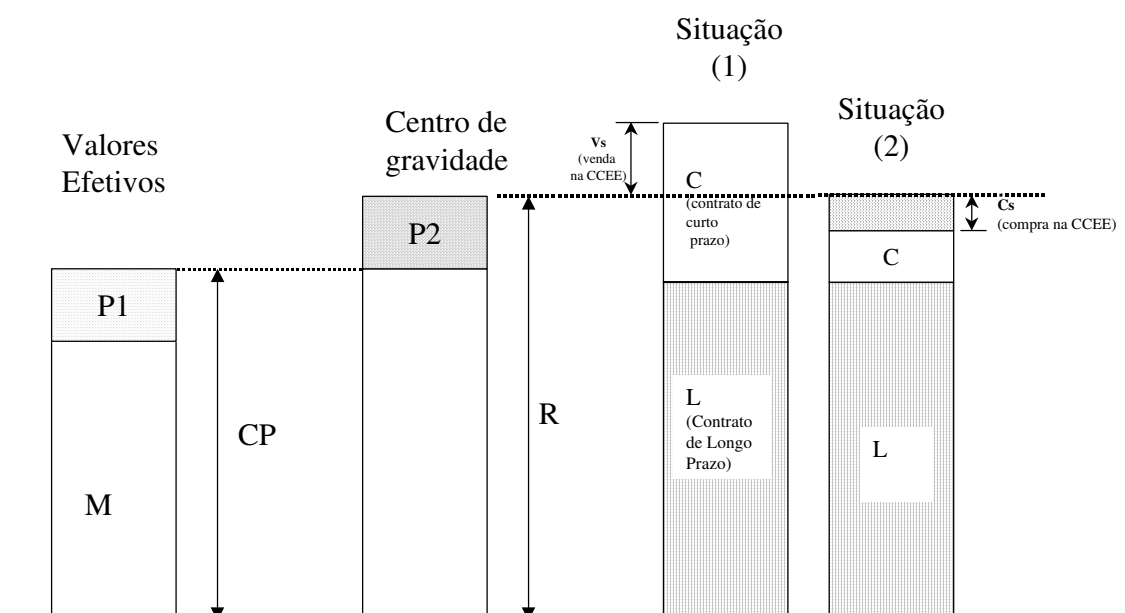


Figura 3.4 – Exposição do Agente de Consumo ao preço de curto prazo<sup>5</sup>

<sup>5</sup> As variáveis apresentadas nas figuras serão definidas nas subseções a seguir.

---

Na situação (1), diz-se que o agente está super contratado e na situação (2), diz-se que está subcontratado, diferenciando-se assim, as situações em que é vendedor ou comprador no mercado de curto prazo.

### **3.02.2. CUSTOS DO AGENTE DE CONSUMO**

Para manter suas atividades como agente de consumo, distribuindo e entregando energia para seus consumidores, uma empresa necessita comprar a energia para atender seu requisito. Além da compra de energia, atribuem-se aos agentes de consumo, custos de Encargos de Serviços do Sistema e as Penalidades na hipótese de infringirem as regras e os procedimentos de mercado (MAE[A], 2003).

Nas situações em que um gerador é colocado em operação devido a problemas no sistema de transmissão que impeçam a operação de uma outra fonte de energia, a qual deveria ser despachada pela ordem de mérito<sup>6</sup>, diz-se que o gerador despachado está *constrained-on* e é ressarcido no curto prazo pela sua contribuição compulsória ao atendimento da carga e às ordens de despacho do ONS.

Por outro lado, quando um gerador que deveria operar não o faz por motivos de restrição de transmissão, diz-se que ele está *constrained-off* e é ressarcido no curto prazo pelo que deixou de gerar, como se tivesse gerado, pois não foi o responsável por não ter atendido ao mercado de energia.

Os custos em ambos os caso, são cobertos pelos Encargos de Serviços do Sistema, ressarcidos exclusivamente pelos agentes da classe consumo. Estes custos serão desprezados nesta análise, pois fogem ao controle de qualquer agente de mercado, uma vez que estão associados exclusivamente às condições operativas do sistema elétrico e energético no momento em que a carga é atendida.

---

<sup>6</sup> Ordem de Mérito é a ordem de custos crescentes de geração que é definida pela otimização operativa do sistema para o conjunto dos geradores, através da qual a geração mais barata tem prioridade sobre a mais cara.

---

Além disso, a operação do sistema é feita de modo centralizado pelo ONS e a determinação de qual usina será despachada e qual o sistema de transmissão está sendo operado não faz parte das variáveis de decisão do agente.

As eventuais penalidades também serão desprezadas nesta análise por se tratarem de custos esporádicos. As penalidades devem simplesmente ser evitadas, não cabendo qualquer outra decisão acerca do tema.

Nessas condições, considerando-se um período de apuração específico, os custos para o agente de consumo dizem respeito à aquisição de energia. As compras são efetuadas em contratos de longo prazo, contratos de curto prazo e no mercado de curto prazo, conforme definido na equação 3.1 a seguir.

$$C1_m = \sum_{p=1}^P \left( \sum_{\sigma=1}^S L_{\sigma pm} * \rho1_{\sigma pm} + \sum_{\mu=1}^W C_{\mu pm} * \rho2_{\mu pm} + C_{s_{pm}} * \rho3_{pm} + e_{pm} * \rho4_{pm} \right) \quad (3.1)$$

Onde:

$C1_m$  é o custo do agente de consumo para adquirir energia no mês  $m$  (R\$);

$p$  é o patamar de carga a que se referem as quantidades e os preços da energia no mês  $m$  (adimensional);

$P$  é o número total de patamares de carga utilizados na comercialização de energia no mês  $m$  (adimensional);

$L_{\sigma pm}$  é a quantidade de energia do contrato de longo prazo  $\sigma$  no patamar de carga  $p$  e no mês  $m$  (MWh);

$\rho1_{\sigma pm}$  é o preço da energia para o contrato de longo prazo  $\sigma$  no patamar de carga  $p$  e no mês  $m$  (R\$/MWh);

$S$  é a quantidade de contratos de longo prazo no mês  $m$  (adimensional);

$C_{\mu pm}$  é a quantidade de energia do contrato de curto prazo  $\mu$  no patamar de carga  $p$  e no mês  $m$ . Esses contratos de curto prazo representam as compras em A-1 e nos leilões de ajuste, os quais são afetados pelo preço da energia no mercado de curto prazo (MWh);

$\rho2_{\mu pm}$  é o preço da energia para o contrato de curto prazo  $\mu$  no patamar de carga  $p$  no mês  $m$  (R\$/MWh);

---

$Cs_{pm}$  é a quantidade de energia comprada no mercado de curto prazo no patamar p e no mês m (MWh);

$\rho_{3pm}$  é o preço de liquidação da energia no mercado de curto prazo - PLD praticado pela CCEE no patamar p e no mês m (R\$/MWh);

$e_{pm}$  é a quantidade de energia recebida através das trocas de energia entre agentes de consumo no patamar de comercialização p e no mês m (MWh);

$\rho_{4pm}$  é o preço praticado na troca de energia entre os agentes de consumo no patamar p e no mês m (R\$/MWh);

$\mu$  é o índice associado ao contrato de curto prazo (adimensional);

$\sigma$  é o índice associado ao contrato de longo prazo (adimensional);

$W$  é a quantidade de contratos de curto prazo no mês m (adimensional).

Embora a formulação em 3.1 considere o mecanismo de troca de contratos entre os agentes de consumo, esse mecanismo não será utilizado nas análises, pois sua simulação exige a formulação e simulação de todo o sistema operando em conjunto, o que foge ao escopo desse trabalho, especialmente por que o mecanismo de troca não faz parte das variáveis de decisão dos agentes.

### **3.02.3. RECEITA DO AGENTE DE CONSUMO**

A receita auferida pelo agente de consumo está associada à venda de energia a seus consumidores finais (atendimento ao mercado), fornecimento de energia a outros agentes de consumo, através do mecanismo de troca entre agentes de consumo para ajustar sobras e déficits entre esses agentes, e às vendas de sobras contratuais no mercado de curto prazo. A equação (3.2) a seguir representa a receita do agente de consumo nessas condições.

---


$$R1_m = \sum_{j=1}^J [ M_{jm} * T_{jm} + \sum_{q=1}^Q (D_{jm q} * \tau_{jm q} )] + \sum_{p=1}^P ( Vs_{pm} * \rho_{3pm} + e_{pm} * \rho_{4pm} ) \quad (3.2)$$

Onde:

$R1_m$  é a receita que um agente de consumo recebe pela venda de energia no mês m (R\$);

$M_{jm}$  é o mercado fornecido pelo agente de consumo aos seus clientes finais da classe de consumo atendidos no nível tarifário j no mês m (MWh);

$T_{jm}$  é a tarifa praticada pelo agente de consumo à classe de consumidores finais atendidos no nível tarifário j no mês m (R\$/MWh);

$D_{jm q}$  é a demanda dos consumidores finais, dos consumidores livres na área de concessão e dos demais agentes de mercado que fazem uso do sistema de distribuição do agente de consumo atendidos no nível tarifário j no mês m e no patamar de carga q (MW);

$\tau_{jm q}$  é a tarifa aplicada pelo agente de consumo no nível tarifário j no mês m e no patamar de carga q (R\$/MW);

J é o número total de níveis tarifários praticados pelo agente de consumo (adimensional);

Q é o número total de patamares de carga para os quais o agente de consumo pode auferir receita de demanda e de uso do seu sistema de distribuição (adimensional)

$Vs_{pm}$  é a venda de energia no mercado de curto prazo no patamar p e no mês m (MWh);

$\rho_{3pm}$  é o preço de liquidação da energia no mercado de curto prazo - PLD praticado pela CCEE no patamar p e no mês m (R\$/MWh);

$e_{pm}$  é a quantidade de energia fornecida através das trocas de energia entre agentes de consumo no patamar de comercialização p e no mês m (MWh);

$\rho_{4pm}$  é o preço praticado na troca de energia entre os agentes de consumo no patamar p e no mês m (R\$/MWh).

---

Em determinadas situações, o agente de consumo pode perceber os benefícios com o seu negócio de venda de energia aos consumidores finais, a medida em que sua receita aumenta com o crescimento do mercado, porém pode estar pagando muito caro pela energia adquirida.

Para se detectar essas situações é importante separar o benefício exclusivo pela comercialização de energia em atacado, do ganho considerando todo o seu negócio de venda de energia no varejo, aos consumidores finais. Assim, pode-se definir a receita de curto prazo do agente conforme equação (3.3) a seguir.

$$R2_m = \sum_{p=1}^P ( V_{s_{pm}} * \rho_{3_{pm}} + e_{pm} * \rho_{4_{pm}} ) \quad (3.3)$$

Onde:

$R2_m$  é a receita de curto prazo auferida pelo agente de consumo no mês  $m$  (R\$);

As demais variáveis já foram definidas nas equações anteriores.

As regras de mercado estabelecem que a apuração de sobras e déficits de energia seja feita a cada período de apuração (i). Portanto, as equações acima são aplicadas tantas vezes quantos forem os períodos de apuração considerados na contabilização da energia de curto prazo. Atualmente, os períodos de apuração consideram os patamares semanais de energia na ponta, na carga leve e na intermediária.

A parcela  $VS$  que o agente vende no curto prazo não pode ser associada a um único contrato de compra, uma vez que a contabilização no mercado é feita pela diferença entre o total de contrato para o total da carga, ou seja, a energia vendida no curto prazo é proveniente do conjunto (mix) da energia comprada, e não de um contrato especificamente definido.

---

Fosse necessário caracterizar esta parcela de custo, poder-se-ia dizer que ela advém dos contratos de curto prazo, já que, atuando no mercado, estes contratos são geralmente os de "última adição". Entretanto, parece mais razoável considerar que o custo incorrido pelo agente, associado à parcela de venda de energia no curto prazo é um mix dos preços dos seus contratos de compra.

Assim, considerando-se apenas a atuação no curto prazo, o custo incorrido pelo agente é dado por:

$$C2_m = \sum_{p=1}^P [Cs_{pm} * \rho_{3pm} + \text{Mix}(\rho_{1\sigma pm}; \rho_{2\mu pm}) * Vs_{pm} - e_{pm} * \rho_{4pm}] \quad (3.4)$$

Onde:

$C2_m$  é o custo incorrido pelo agente de consumo para comercialização de energia no mercado de curto prazo (R\$);

O "MIX" dos preços  $\rho_1$  e  $\rho_2$  considerado na equação acima representa a média ponderada dos preços pelos montantes adquiridos através dos contratos de curto e de longo prazo no patamar  $p$  do mês  $m$ . As demais variáveis já foram definidas nas equações anteriores.

Como o agente não pode ter venda e compra de energia simultaneamente, no mesmo período de apuração, se  $CS$  é diferente de zero, então  $VS$  é nulo e vice-versa, de modo que a equação (3.4) tem sempre uma parcela nula e a outra maior do que zero.

#### **3.02.4. BENEFÍCIO PELA ATUAÇÃO DO AGENTE DE CONSUMO**

O benefício do agente de consumo pode ser calculado pela diferença entre receita e custo. Assim, o benefício de um agente de consumo atuando no mercado brasileiro é dado por:



---

$B1_m = R1_m - C1_m$  das equações 3.1 e 3.2, resulta:

$$\sum_{j=1}^J [ M_{jm} * T_{jm} + \sum_{q=1}^Q (D_{jm q} * \tau_{jm q} ) ] + \sum_{p=1}^P [ ( Vs_{pm} * \rho_{3pm} + e_{pm} * \rho_{4pm} ) - ( \sum_{\sigma=1}^S L_{\sigma pm} * \rho_{1\sigma pm} + \sum_{\mu=1}^W C_{\mu pm} * \rho_{2\mu pm} + Cs_{pm} * \rho_{3pm} ) ] \quad (3.5)$$

Na equação 3.5, se o agente consumidor entrega energia na troca entre os agentes de consumo, o sinal de  $e_{pm}$  deve ser considerado positivo. Se o agente recebe energia nessas trocas, o sinal da energia deve ser considerado negativo.

Analogamente, considerando apenas a comercialização no mercado de curto prazo, o benefício do agente é dado por:

$B2_m = R2_m - C2_m$  das equações 3.3 e 3.4, resulta:

$$B2_m = \sum_{p=1}^P [ (Vs_{pm} - Cs_{pm} ) * \rho_{3pm} + e_{pm} * \rho_{4pm} - \underset{\sigma, \mu}{\text{Mix}}(\rho_{1\sigma pm}; \rho_{2\mu pm}) * Vs_{pm} ] \quad (3.6)$$

Onde:

$B1_m$  e  $B2_m$  são, respectivamente, o benefício total e o benefício pela comercialização de energia no mercado de curto prazo do agente de consumo.

Na equação 3.6, o sinal da energia trocada entre os agentes de consumo deve ser considerado positivo quando tratar-se de entrega dessa energia e negativo se o agente receber energia de outros agentes.

Na seção a seguir, discute-se a formulação das receitas e custos para os agentes de produção.

---

### 3.03. GERADORES E IMPORTADORES DE ENERGIA – CLASSE PRODUÇÃO

Para os Agentes de Produção, não há obrigatoriedade de contratação mínima de energia assegurada. A única restrição é de que toda energia suprida em contrato para outros agentes deve estar totalmente lastreada em energia assegurada, o que lhe dá o direito de vender em contrato até o limite de sua disponibilidade de energia assegurada.

#### 3.03.1. EXPOSIÇÃO DO AGENTE DE PRODUÇÃO

A disponibilidade efetiva de energia para cada agente de produção depende fundamentalmente das condições hidrológicas do parque gerador e fica sujeita à alocação de energia através do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, criado para minimizar o risco hidrológico ao qual estão submetidos os geradores hidrelétricos. O benefício de redução do risco através desse mecanismo foi estendido também às usinas termelétricas participantes da CCC<sup>7</sup> durante a vigência dos **contratos iniciais**.

As usinas participantes da CCC foram incluídas no MRE durante a vigência dos contratos iniciais para evitar que tais empreendimentos fossem duplamente penalizados no mercado de curto prazo, pagando pela energia secundária para o sistema e arcando isoladamente com as despesas de geração que incorrem quando geram energia acima de sua energia assegurada, atribuída para efeito de comercialização nos contratos iniciais, para a qual está garantida a cobertura da CCC.

A Fig. 3.5 a seguir indica a parcela de energia gerada, destacando-se as perdas da transmissão.

---

<sup>7</sup> CCC – Conta de Combustíveis a Compensar é o mecanismo a partir do qual protege-se alguns empreendedores em energia térmica no Brasil. Dado que a implantação de usinas termelétricas não obedeceram rigorosamente aos preceitos da expansão ótima do parque gerador, mas à necessidade de manter a indústria nacional qualificada a expandir a oferta de equipamentos utilizados nas termelétricas (especialmente as que utilizam-se de carvão e óleo combustível), o custo do combustível utilizado nessas plantas é coberto pelos consumidores de energia, através do pagamento da CCC, e não pelas empresas que implantaram as usinas.

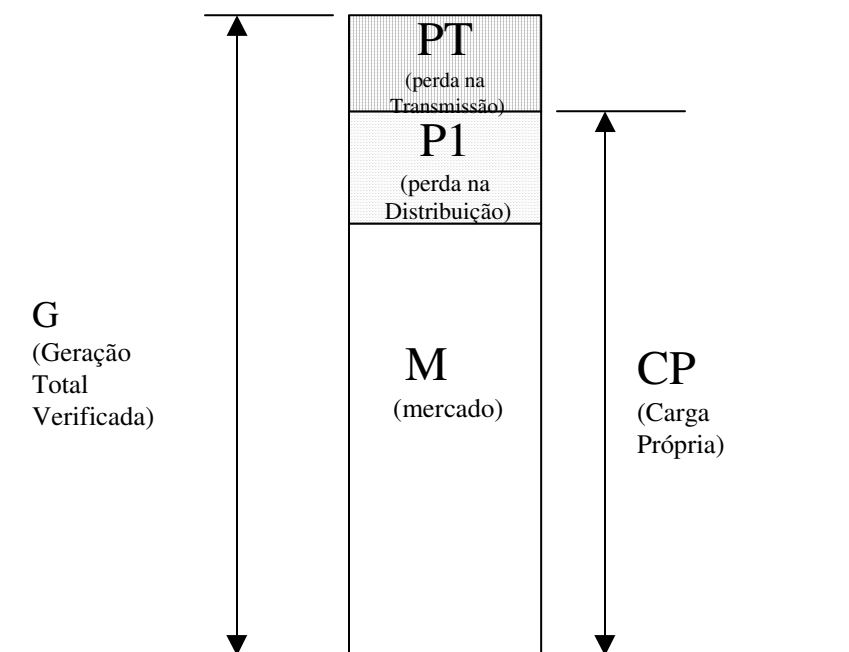


Fig. 3.5 – Geração total de um sistema

Observe-se que a energia gerada destina-se ao atendimento da carga própria dos agentes de consumo, acrescido das perdas no sistema de transmissão para se fazer este atendimento.

Uma vez gerada a energia não pode ser armazenada para consumo posterior. A cada instante, toda energia gerada é consumida, seja pelo consumidor final, seja nas perdas de transmissão ou distribuição. Assim, as perdas de transmissão no sistema podem ser calculadas pela diferença entre a geração total e a carga própria. Na verdade, quando se calcula a perda de transmissão por essa diferença, os erros de medição, tanto da carga quanto da geração afetam os resultados e são computados como perdas.

Quando referida ao centro de gravidade do submercado, parcela das perdas de transmissão são alocadas ao agente de produção (o que reduz sua disponibilidade de energia). Além disso, através do Mecanismo de Realocação de Energia, o agente fornecerá ou receberá energia adicional, a título de minimização dos riscos hidrológicos. A Fig. 3.6 apresenta a disponibilidade de energia no centro de gravidade, a qual é

comparada com os contratos efetivados pelo agente para efeito de apurar as diferenças contratuais. A parcela de perdas da transmissão alocada é representada por  $P2$ , ou  $0,5 PT$ , significando que metade das perdas de transmissão ficam sob responsabilidade dos agentes de geração.

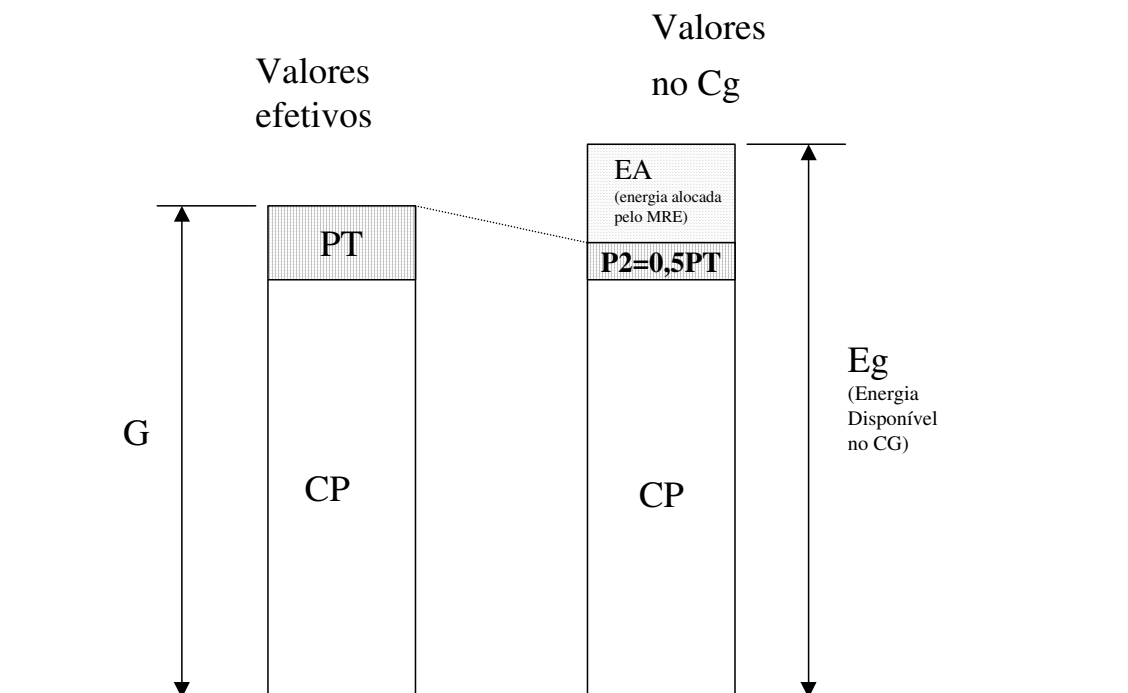


Figura 3.6 – Geração referida ao Centro de Gravidade

Os contratos firmados pelo agente de produção são geralmente contratos de venda de energia que, comparados com a energia disponível no centro de gravidade, indicam sua compra ou venda de energia no mercado de curto prazo. A Fig. 3.7, a seguir, representa as situações possíveis.

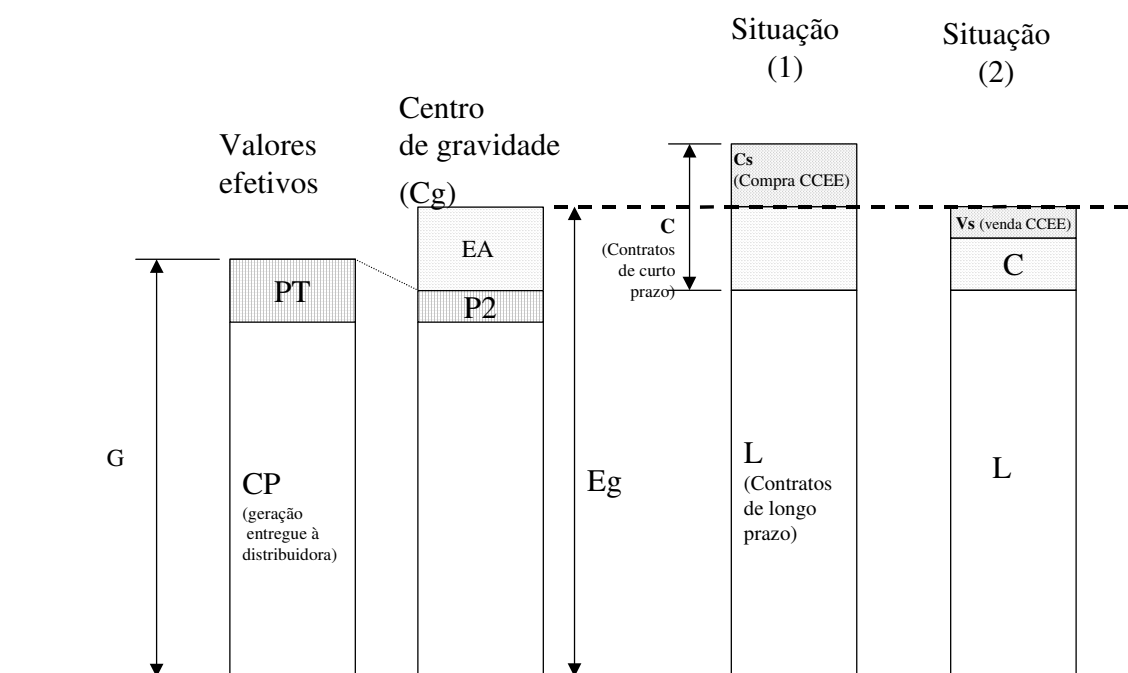


Figura 3.7 – Exposição do Agente de Produção ao preço de curto prazo

Na situação (1), o agente está super contratado e necessita comprar a diferença entre sua energia disponível e a energia que comprometeu em contratos de venda. Na situação (2), o agente dispõe de energia além da contratada e vende sua sobra para o mercado, ao preço de curto prazo.

### 3.03.2. CUSTOS DO AGENTE DE PRODUÇÃO

O custo incorrido por esses agentes é o custo de geração ou de importação da energia, o pagamento pela energia alocada, através do MRE, e as compras no mercado de curto prazo. Saliente-se que as perdas experimentadas nos sistemas de transmissão de energia, em qualquer nível de tensão, é energia efetivamente gerada e que, portanto, os agentes de produção incorrem no total de custo de produção das perdas. A equação 3.7 define o custo do agente de produção.

---


$$D1_m = \sum_{p=1}^P \left( \sum_{u=1}^U G_{upm} * \rho5_{upm} + EA_{pm} * \rho6_{pm} + Cs_{pm} * \rho3_{pm} \right) \quad (3.7)$$

Onde:

$D1_m$  é o custo do agente de produção para comercialização de energia no mês  $m$  (R\$);

$G_{upm}$  é a quantidade de energia gerada pela usina  $u$  no patamar de carga  $p$  e no Mês  $m$  (MWh);

$\rho5_{upm}$  é o custo de geração da usina  $u$  no patamar  $p$  (R\$/MWh);

$EA_{pm}$  é a energia alocada através do MRE no patamar  $p$  e no mês  $m$  (MWh);

$\rho6_{pm}$  é o preço praticado na energia alocada através do MRE (R\$/MWh);

As demais variáveis já foram definidas nas equações anteriores.

O agente pode ser comprador ou vendedor no mercado de curto prazo. Portanto, o valor de  $EA$  pode ser positivo ou negativo, respectivamente. Para a importação de energia, considera-se que o processo se dá como se fosse uma usina gerando, portanto, na equação 3.7, a importação é representada como um acréscimo na geração, que, no entanto, não está sujeita à troca de energia através do MRE.

### 3.03.3. RECEITAS DO AGENTE DE PRODUÇÃO

A receita de um agente de produção é definida pela venda de contratos bilaterais de longo e de curto prazo, bem como de venda das sobras contratuais ao mercado de curto prazo, conforme definido na equação 3.8.

$$G1_m = \sum_{p=1}^P \left( \sum_{\sigma=1}^S L_{\sigma pm} * \rho1_{\sigma pm} + \sum_{\mu=1}^W C_{\mu pm} * \rho2_{\mu pm} + Vs_{pm} * \rho3_{pm} + EA_{pm} * \rho6_{pm} \right) \quad (3.8)$$

---

Onde:

$G1_m$  é a receita de um agente de produção pela venda de energia no mês  $m$  (R\$);

As demais variáveis já foram definidas nas equações anteriores.

Considerando-se apenas a atuação no mercado de curto prazo, a receita do agente é dada pela venda das sobras contratuais, conforme definido na equação 3.9.

$$G2_m = \sum_{p=1}^P (Vs_{pm} * \rho3_{pm} + EA_{pm} * \rho6_{pm}) \quad (3.9)$$

Onde:

$G2_m$  é a receita do agente de produção pela comercialização de energia no mercado de curto prazo.

A energia vendida no mercado de curto prazo foi gerada pelo agente a um custo  $\rho5$ , ou adquirida através do MRE, a um preço  $\rho6$ . Para as situações em que o agente é comprador no curto prazo, o custo incorrido é  $\rho6$ . Assim, o custo de um agente de produção levando-se em conta apenas a atuação no mercado de curto prazo é dado pela equação 3.10.

$$D2_m = \sum_{p=1}^P ( \underset{u}{\text{Mix}}(\rho5_{upm}; \rho6_{pm}) * Vs_{pm} + Cs_{pm} * \rho3_{pm} + EA_{pm} * \rho6_{pm} ) \quad (3.10)$$

Onde:

$D2_m$  é o custo do agente de produção para venda de energia no mercado de curto prazo (R\$).

---

As demais variáveis foram definidas nas equações anteriores. O “MIX” entre os preços  $\rho_5$  e  $\rho_6$ , referido na equação 3.10, representa o preço médio ponderado entre a energia gerada e a energia adquirida através do MRE.

### 3.03.4. BENEFÍCIO DO AGENTE DE PRODUÇÃO

O benefício do agente é dado pela diferença entre sua receita e seu custo associado, conforme as equações 3.11 e 3.12 a seguir:

$E1_m = G1_m - D1_m$ . Das equações 3.7 e 3.8 resulta;

$$E1_m = \sum_{p=1}^P \left( \sum_{\sigma=1}^S L_{\sigma pm} * \rho_{1\sigma pm} + \sum_{\mu=1}^W C_{\mu pm} * \rho_{2\mu pm} + V_{s_{pm}} * \rho_{3_{pm}} + EA_{pm} * \rho_{6_{pm}} - \right. \\ \left. - \sum_{u=1}^U G_{upm} * \rho_{5_{upm}} - Cs_{pm} * \rho_{3_{pm}} \right) \quad (3.11)$$

Considerando apenas a atuação no mercado de curto prazo, o benefício do agente de produção pode ser dado por:

$E2_m = G2_m - D2_m$ . Das equações 3.9 e 3.10, resulta;

$$E2_m = \sum_{p=1}^P \left( V_{s_{pm}} * \rho_{3_{pm}} + EA_{pm} * \rho_{6_{pm}} - \underset{u}{Mix}(\rho_{5_{upm}}; \rho_{6_{pm}}) * V_{s_{pm}} - Cs_{pm} * \rho_{3_{pm}} \right) \quad (3.12)$$

Onde:



---

$E1_m$  e  $E2_m$  são, respectivamente, o benefício total e o benefício de curto prazo pela comercialização de energia por um agente de produção.

Na seção a seguir, discute-se o impacto das incertezas sobre os resultados dos agentes através da apresentação de um estudo de caso hipotético.

### **3.04. AVALIAÇÃO DE IMPACTO DAS INCERTEZAS SOBRE A PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

As variações inesperadas nos preços da energia causam impactos sobre os benefícios financeiros dos agentes que atuam no mercado de energia elétrica. Nesta seção apresenta-se e discute-se um estudo de caso hipotético, onde são avaliados os impactos sobre um agente de consumo e um de produção atuando no mercado livre de comercialização de energia sem a proteção de contratos bilaterais de longo prazo. O principal objetivo desse estudo de caso é fixar os conceitos apresentados neste capítulo, através da aplicação a situações simples e, até certo ponto, previsíveis.

Para simplificar a exposição, considera-se que o mercado de energia seja composto apenas pelos dois agentes que serão analisados. Dessa forma, o ganho de um deles causa perdas para o outro, de uma forma direta. Assim, esta análise permite que a atuação de um dos agentes possa ser avaliada de uma forma direta, sob o ponto de vista dos seus próprios benefícios, ou indiretamente, através do impacto que causa sobre o outro, numa relação biunívoca.

Neste estudo de caso, pressupõe-se que o agente de produção é capaz de atender exatamente aos requisitos do agente de consumo e, como existe apenas um gerador, não faz sentido a aplicação do mecanismo de realocação de energia - MRE, o que simplifica ainda mais o problema. Adota-se ainda a hipótese de que o preço da energia é fixo ao longo de todo o período de análise, derivando-se dos resultados obtidos as situações em que há tendências de crescimento ou redução nas expectativas futuras de preço.

---

### 3.05. IMPACTOS COM PREÇO FIXO

Considerando-se que o único contrato entre o agente gerador e o agente de consumo seja um contrato de longo prazo, com quantidades de energia contratadas que se reduzem no tempo, quaisquer necessidades adicionais de energia por parte do agente de consumo são compradas a preços influenciados diretamente pelos preços de liquidação na CCEE (Castro & Lyra [A], 2004). Os preços da energia para todos os tipos de comercialização, considerados ao longo do período de estudo, são apresentados na Tabela 3.1 a seguir.

Partindo-se do princípio básico de que a energia gerada atende aos requisitos de energia, à medida em que o agente de consumo adquire a energia adicional, necessária ao atendimento da evolução de sua carga, a mesma quantidade de energia é vendida pelo agente de produção.

Tabela 3.1 – Preço da energia para o estudo de caso

Tipo de comercialização	Preço (R\$/MWh)
Mercado de Curto Prazo - PLD e Contratos de Curto prazo	100,00
Contrato de Longo Prazo	56,00
Preço de Venda a Consumidor Final	110,00
Custo de Geração	25,00

Para a demanda de energia (requisito do agente de consumo) e, conseqüentemente, para a geração de energia, considera-se um crescimento sustentado de 4,9% para o período 2004/2010, de acordo com a evolução apresentada na Fig. 3.8 a seguir.

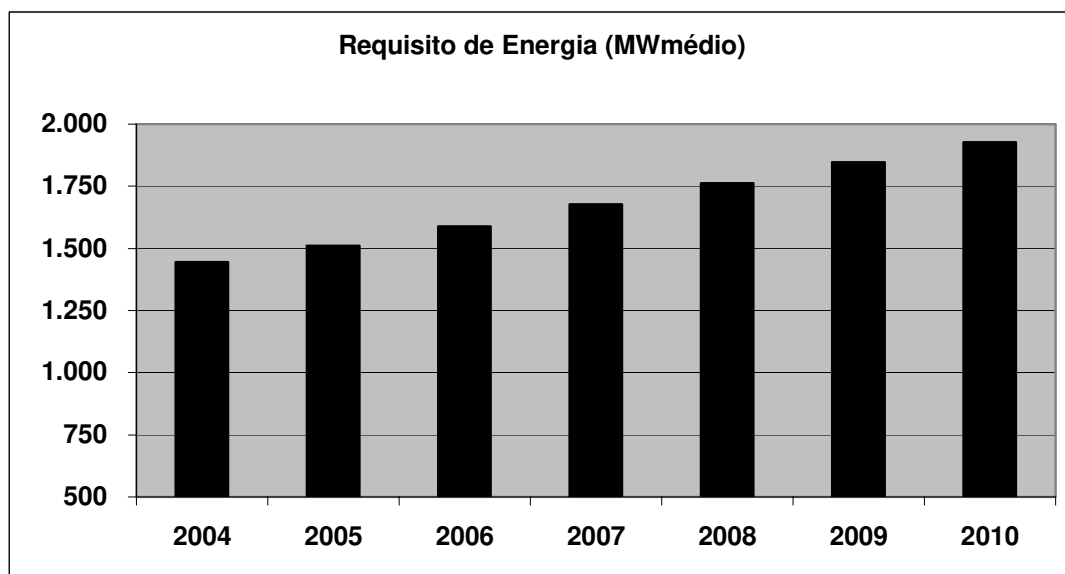


Fig. 3.8 - Evolução do requisito de energia

### **3.05.1. ANÁLISE DOS RESULTADOS GLOBAIS**

As figuras 3.9 e 3.10 a seguir apresentam a evolução dos resultados esperados pelo agente de consumo e produção, respectivamente, no período de agosto de 2004 a julho de 2010:

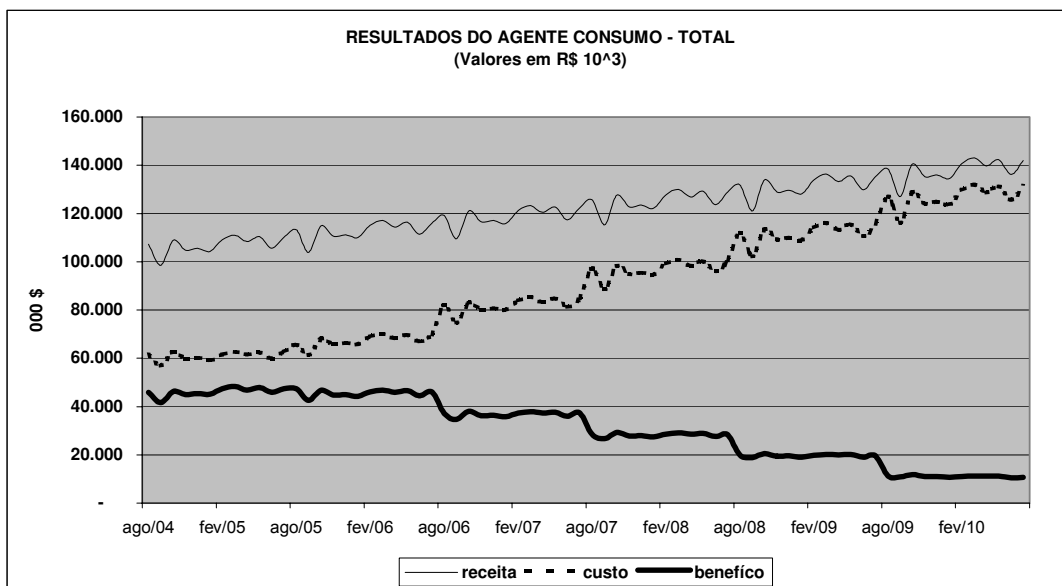


Figura 3.8 – Resultados totais do agente de consumo

Mesmo considerando que o preço do mercado de curto prazo é constante ao longo do tempo, o agente de consumo apresenta uma sazonalidade e um crescimento na energia que consome do sistema, gerando diferenças de custos para aquisição da energia, pois, com o tempo, substitui o contrato de longo prazo pela compra no mercado de curto prazo. A receita é crescente ao longo do tempo, mas o benefício se reduz pelo aumento de custo da energia comprada, uma vez que a proporção de energia adquirida a 100 R\$/MWh em relação à energia comprada a 56 R\$/MWh é crescente.

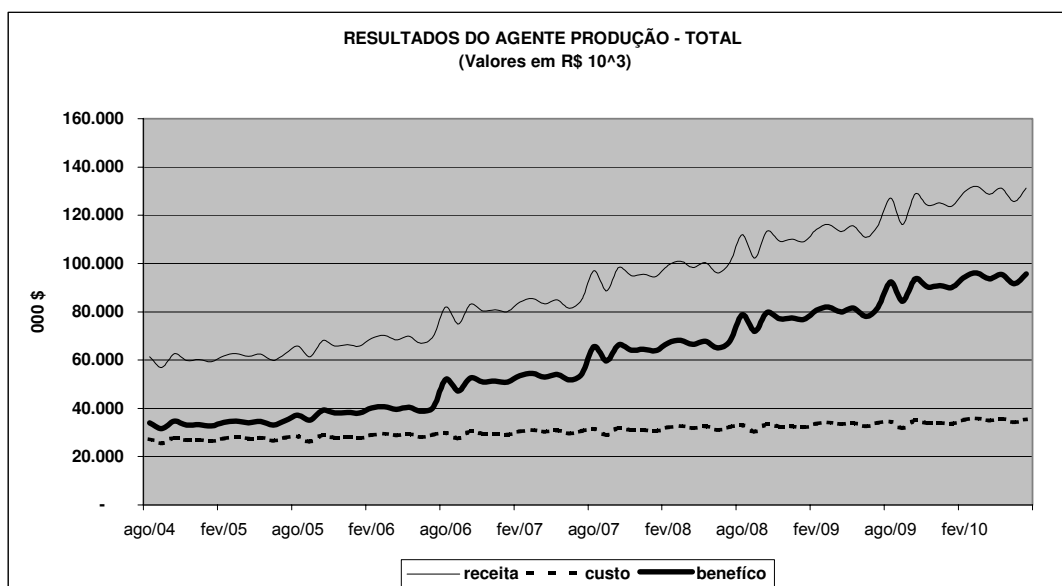


Figura 3.9 – Resultados totais do agente produção

Para o agente de produção que vende sua energia no mercado de curto prazo a um preço maior do que a energia que vende no contrato de longo prazo, quanto mais cresce a demanda do agente de consumo, maior o seu benefício, já que o custo de produção por MWh é constante, conforme ilustrado na Fig. 3.9.

As conclusões que se pode tirar são as seguintes:

- Embora observe-se o crescimento da receita do agente de consumo, sustentada pela venda da energia a consumidores finais (note-se que o preço no mercado de curto prazo está abaixo do preço de venda aos consumidores) observa-se que a elevação no seu custo é bastante sensível, uma vez que adquire suas necessidades adicionais, representada pelo aumento de mercado e pela redução dos contratos de longo prazo, a preço maior do que os praticados nesses contratos.
- O agente de produção melhora substancialmente seus benefícios, impulsionados pela venda no mercado de curto prazo, a preço bastante superior ao seu custo de produção.

- Os impactos nos resultados dos agentes estão diretamente associados à atuação no mercado por atacado, independentemente da venda em varejo para os consumidores finais.

### 3.05.2. ANÁLISE DOS RESULTADOS NO MERCADO DE CURTO PRAZO

Analisando-se apenas o mercado de curto prazo, sem levar em conta a atividade de venda da energia a consumidores finais, observa-se que o custo do agente de consumo é crescente, sua receita é nula, pois não vende energia nesse mercado, o que resulta em benefício negativo e decrescente no tempo.

O agente de produção, único vendedor nesse mercado, tem seu benefício crescente no tempo, pois atende o crescimento da demanda a um preço de 100 R\$/MWh, maior do que seu custo de produção de 25 R\$/MWh e maior do que o custo do contrato de longo prazo 56 R\$/MWh. As figuras 3.10 e 3.11 ilustram esses resultados.

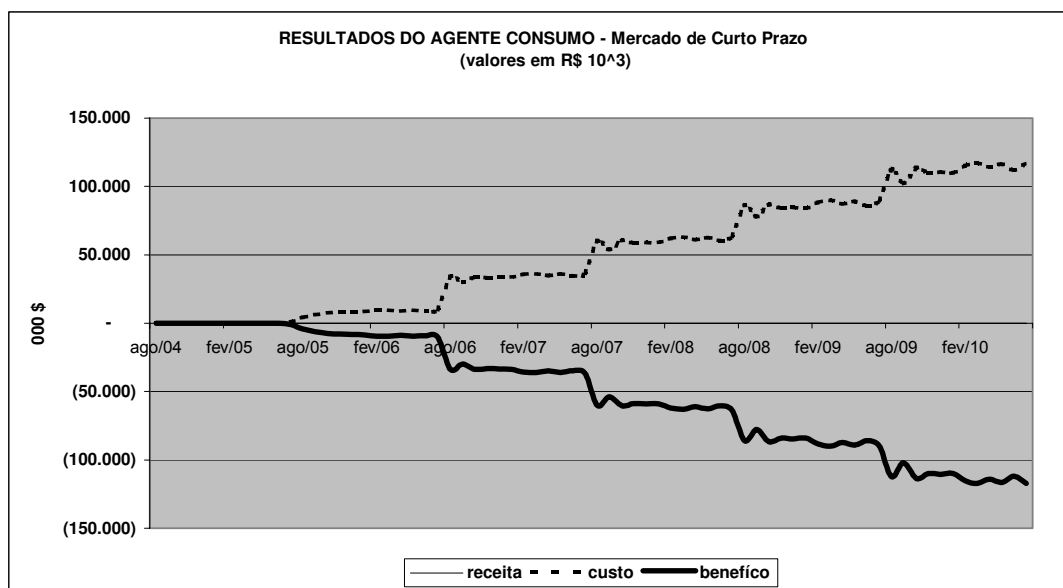


Figura 3.10 – Resultado do Agente de consumo no mercado de curto prazo

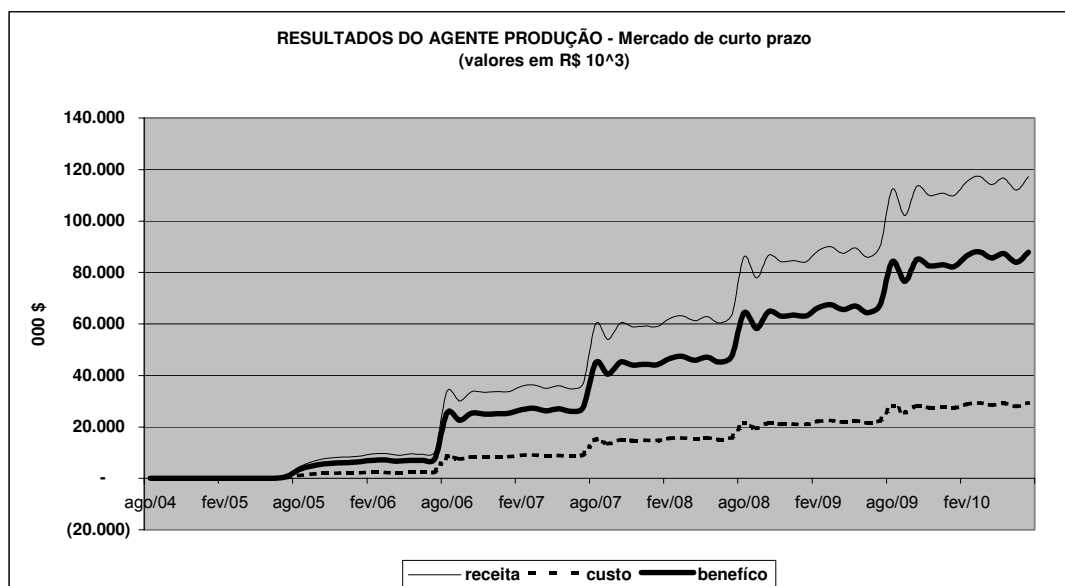


Fig. 3.11 – Resultado do Agente de produção no mercado de curto prazo

Observa-se, portanto, que a estratégia adotada pelo agente de consumo em não buscar contratos para cobrir suas necessidades não está adequada à realidade do mercado, pois acarreta grande dispêndio pela compra no mercado de curto prazo.

Em cenário de crescimento do preço da energia no mercado de curto prazo, a situação do agente de consumo seria agravada e, ao contrário, se a expectativa de preço for decrescente, o agente de consumo teria acertado em não refazer seus contratos de longo prazo.

Os resultados obtidos nesse caso hipotético mostram que, mesmo em cenário de preço futuro conhecido e fixo, ou seja, desprezando-se a volatilidade nos preços da energia, há necessidade dos agentes de mercado buscarem proteção contra os impactos financeiros que podem sofrer, devido à evolução natural no mercado consumidor.

Nas situações reais, os preços não são conhecidos com antecedência e, além disso, podem apresentar variações (volatilidade) bastante acentuadas em curto horizonte de tempo. Nessas situações, é necessário que se disponha de um processo de estimativa do preço que permita a tomada de decisão com um grau de confiabilidade aceitável. Quanto mais confiável for a estimativa do preço futuro da energia, melhor o retorno

---

esperado. No capítulo a seguir, apresenta-se um método para estimativa de preço da energia no mercado de curto prazo.



---

---

## Capítulo 4 - ESTIMATIVA DO PREÇO DA ENERGIA NO MERCADO DE CURTO PRAZO

Como em qualquer processo produtivo não monopolizado, em que o preço do produto é sensível à quantidade produzida e ao custo de produção, o preço de curto prazo da energia elétrica depende da capacidade e do custo de geração apresentado pelo sistema gerador. No longo prazo, o preço é influenciado pelo equilíbrio entre a oferta e a demanda, determinado pelo balanço de oferta de energia assegurada (Castro, Cruz e Sassaron, 2004).

No horizonte de curto prazo, a carga do sistema elétrico está bem definida e não há possibilidade de implantação de novas usinas para atendimento ao mercado consumidor. Nessas condições, as variáveis que interferem na capacidade de geração de energia – e conseqüentemente no seu preço – no sistema brasileiro, com grande predominância de usinas hidrelétricas, são a disponibilidade de energia armazenada nas usinas hidrelétricas e a expectativa de afluência aos seus reservatórios.

No médio e longo prazos, o preço da energia é influenciado pela expansão da oferta, programa de obras de transmissão e evolução da carga. Essas variáveis também afetam o custo da energia no curto prazo, mas, neste horizonte de tempo, as influências dessas variáveis estruturais no custo da energia podem ser consideradas secundárias, se comparadas à interferência da energia armazenada e da expectativa de afluência, especialmente se o sistema não estiver operando no limite de sua capacidade de atendimento ao mercado.

No planejamento da operação do sistema brasileiro, considera-se que a afluência de energia é uma variável associada a um fenômeno estocástico<sup>8</sup>, que pode ser bem representada por um conjunto de séries sintéticas, geradas a partir do histórico

---

<sup>8</sup> Este fenômeno estocástico é a vazão afluente aos aproveitamentos hidrelétricos do sistema.

---

conhecido de vazões. O número de séries sintéticas do conjunto é determinado sob o ponto de vista da representatividade estatística da série histórica conhecida de vazões afluentes aos aproveitamentos.

Devido à capacidade de armazenamento, as usinas hidrelétricas conferem “*memória*” ao parque gerador brasileiro, pois decisões operativas tomadas em um dado instante afetam as decisões a serem tomadas nos instantes seguintes, assim como dependem das decisões tomadas no passado.

O tratamento da estocasticidade da energia afluenta e da operação de usinas hidrelétricas se dá através da aplicação de modelos computacionais que se utilizam de programação dinâmica e são capazes de otimizar a operação do sistema gerador hidrotérmico através da minimização do custo total de operação e cálculo do Custo Marginal de Operação, dentre outros parâmetros relacionados à operação das usinas, num dado horizonte de análise.

O Custo Marginal de Operação (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 da capacidade.

Atualmente 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. As premissas apresentadas para a reformulação do setor elétrico reforçam a idéia de que o CMO continuará a ser utilizado como base para o preço da energia (MME[A]; MME[B], 2003). Entretanto, nas regras de mercado originárias do modelo de reestruturação do setor elétrico, previa-se que este parâmetro seria um dos componentes do preço, além dos encargos de capacidade (Coopers & Lybrand, 1998).

Utilizando-se da correlação entre os valores de Custo Marginal de Operação (CMO), Energia Armazenada (EARM) e Energia Afluenta (EAFL), desenvolve-se um método de estimativa do CMO num horizonte de médio prazo. Nesse método emprega-se avaliações estatísticas sobre a relação entre esses parâmetros, que são obtidos através dos procedimentos desenvolvidos para o planejamento mensal da operação do sistema (Castro & Lyra[A], 2003).

---

Aplicadas a situações práticas, as estimativas de preço da energia no mercado de curto prazo têm se mostrado uma ferramenta consistente e confiável na tomada de decisões comerciais, indicando as tendências esperadas para o preço da energia com antecedência satisfatória para os "ajustes de rota" necessários no processo contínuo de gestão dos ativos de energia elétrica.

Neste capítulo, apresenta-se a definição e o processo de cálculo do Custo Marginal de Operação do sistema, utilizado como estimativa do preço da energia no mercado de curto prazo. São destacadas as principais características dos programas computacionais utilizados no planejamento de operação, donde deriva o cálculo do CMO.

Na sessão 4.01 discutem-se os conceitos e as principais características dos modelos computacionais envolvidos no cálculo do CMO. Na sessão 4.02 discute-se a volatilidade dos preços da energia no mercado de curto prazo brasileiro e na sessão 4.03 formula-se uma proposta de abordagem dos resultados da operação do sistema que visa definir expectativas consistentes de Custo Marginal de Operação num horizonte de análise, de modo a permitir aplicação de técnicas de análise de risco como suporte à decisão.

#### **4.01. CÁLCULO DO CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO (CMO)**

O sistema hidrelétrico brasileiro é operado através das metas de geração determinadas a partir das etapas de longo, médio e curto prazos do planejamento da operação, elaboradas com o objetivo de atender à carga com o menor custo e com a menor possibilidade de ocorrência de déficit de energia possível.

O Custo Marginal de Operação e o Preço da energia no mercado de curto prazo dependem da forma com que o sistema gerador é operado e das condições de atendimento à carga, função da disponibilidade de oferta de energia e da evolução da carga no horizonte de análise.

No planejamento da operação, em suas diversas etapas de horizonte temporal, considerando-se as avaliações estratégicas de longo prazo, táticas de médio prazo e operacionais, de curto prazo, definem-se as metas operativas de cada usina do sistema

---

(Corrêa, 1994) utilizando-se o encadeamento de vários programas computacionais, conforme apresentado na Fig. 4.1.

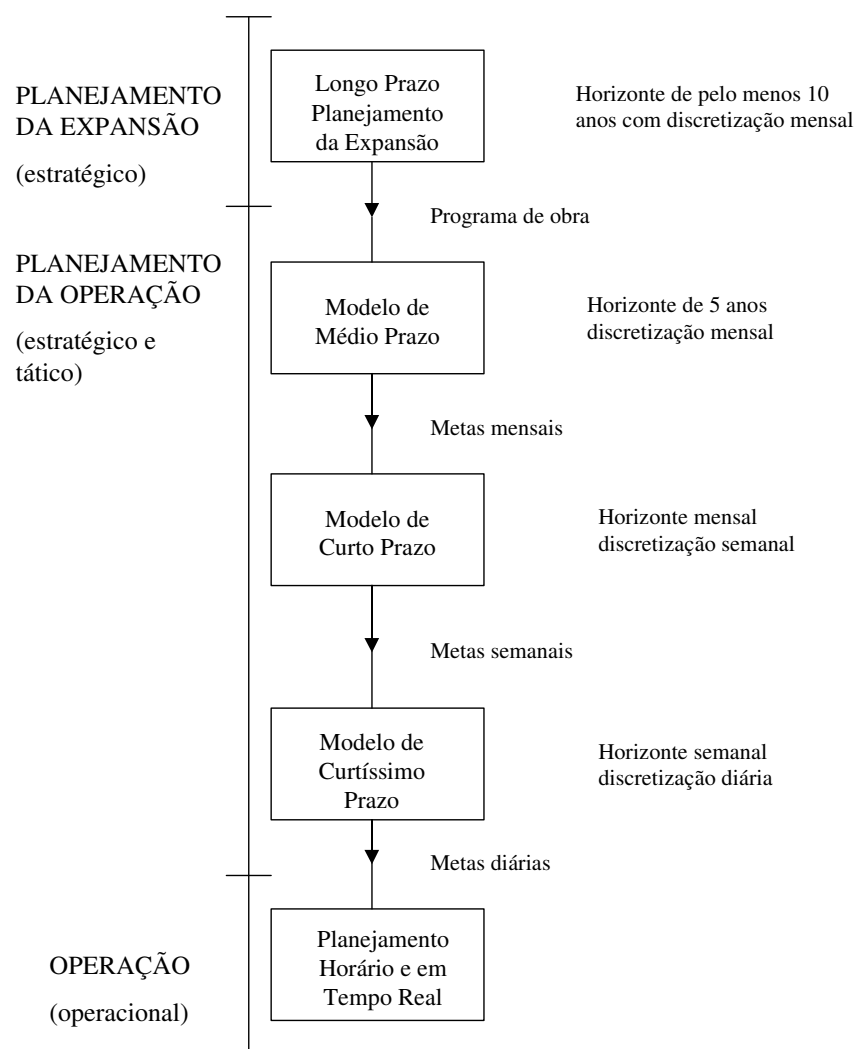


Fig 4.1 – Encadeamento dos programas computacionais utilizados no processo de operação do sistema hidrotérmico brasileiro

Os modelos de mais longo prazo transferem aos de horizonte mais reduzido a “visão estratégica” sobre as expectativas futuras da operação do sistema. Para tanto,

---

utilizam-se da agregação do sistema gerador em submercados interligados entre si, com horizonte de análise de longo e médio prazos (10 anos no planejamento da expansão e 5 anos no planejamento da operação), discretizado em termos mensais.

O preço da energia no mercado de curto prazo é calculado semanalmente e determinado para três patamares de carga (leve, médio e pesado). Para esses cálculos, são adotados os mesmos modelos computacionais de médio e de curto prazos, utilizados no planejamento da operação do sistema.

A seguir, são apresentadas as definições de CMO e de Valor da Água (VA), parâmetros que são freqüentemente confundidos entre si, mas cuja distinção deve ser ressaltada, a bem da compreensão mais adequada dos conceitos envolvidos no processo de cálculo.

#### **4.01.1. DEFINIÇÃO DE CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO (CMO)**

O Custo Marginal de Operação (CMO) é o custo incremental, incorrido pelo sistema gerador, para atendimento a um acréscimo infinitesimal na carga, considerando a impossibilidade na expansão do parque gerador.

O requisito de energia em um submercado é igual à somatória das gerações hidrelétrica e termelétrica do submercado, acrescido do intercâmbio líquido recebido e do déficit de atendimento, conforme equação de atendimento à demanda a seguir.

$$\Omega_{s,t} = H_{s,t} + F_{s,t} + \sum_{\varphi} (R_{s,t} - F_{s,t}) + D_{s,t} \quad (4.1)$$

Onde:

$\Omega_{s,t}$  é o requisito total de energia do submercado s no instante t [MWh];

$H_{s,t}$  é o total de geração hidrelétrica do submercado s no instante t [MWh];

---

$F_{s,t}$  é o total de geração termelétrica do submercado  $s$  no instante  $t$ . Nessa formulação, adota-se que a importação de energia de países eletricamente interligados ao submercado “ $s$ ” pode ser representada por uma usina térmica com capacidade de geração igual ao limite da importação e custo de geração igual ao preço pago pela energia importada [MWh];

$R_{s,t}$  é o total de intercâmbio recebido no instante  $t$  pelo submercado  $s$ , proveniente de todos os submercados  $\varphi$  aos quais o submercado  $s$  está interligado [MWh];

$F_{s,t}$  é o total de intercâmbio fornecido no instante  $t$  pelo submercado  $s$ , a todos os submercados  $\varphi$  aos quais o submercado  $s$  está interligado [MWh];

$D_{s,t}$  é o total de déficit de energia no submercado  $s$  no instante  $t$  [MWh].

A cada fonte de energia para atendimento à carga no segundo membro da equação 4.1, está associado um custo variável de operação, definido em unidades monetárias por MWh [\$/MWh].

Para a geração hidrelétrica, define-se o valor da água, sendo que o custo variável da geração térmica é dado pelo custo variável de operação da térmica mais cara despachada. O custo de intercâmbio recebido é o CMO do submercado  $l$  do qual o submercado  $s$  recebe energia, enquanto que o custo do intercâmbio fornecido é o CMO do próprio submercado  $s$  e o déficit de energia, considerada a “fonte” mais cara para “atendimento”<sup>9</sup> à carga, tem o custo equivalente da falta de energia na profundidade de déficit determinada para o sistema.

O incremento de carga no submercado  $s$ , poderá ser atendido, de acordo com a equação 4.1, a partir do incremento na geração hidrelétrica no próprio submercado.

---

<sup>9</sup> O déficit de energia não representa carga atendida efetivamente, mas redução de carga através de corte no suprimento. Entretanto, para efeito de equilíbrio entre carga e geração, é indiferente utilizar-se do abuso de linguagem ao dizer que “parte da carga foi atendida com déficit”, ao invés de dizer-se que “houve corte de carga”. O fundamental para efeito de análise do Custo Marginal de Operação é o cômputo adequado do custo dessa falta de energia para o sistema.

---

Nesse caso o CMO será o Valor da Água (VA) calculado para o submercado e discutido na seção a seguir.

Se o incremento de carga for atendido por geração térmica adicional, o CMO será dado pela térmica mais cara despachada na nova situação de atendimento à carga.

Na hipótese de aumento no recebimento de energia, o CMO do submercado  $s$  será dado pelo CMO do submercado  $\varphi$  do qual  $s$  incrementou o recebimento de intercâmbio. Por outro lado, se o aumento de carga for atendido pela redução no fornecimento de energia de “ $s$ ” para “ $\varphi$ ”, o CMO do submercado “ $s$ ” será dado pelo CMO do próprio submercado “ $s$ ”.

No cálculo do CMO pelo intercâmbio entre submercados, é fundamental observar se os fluxos entre os submercados estão abaixo dos limites de intercâmbio, definidos pela capacidade de transmissão entre os submercados. Para fluxo de intercâmbio abaixo dos limites, o CMO entre os submercados “ $s$ ” e “ $\varphi$ ” são iguais, para fluxo de intercâmbio iguais aos limites, haverá diferença entre os valores de CMO dos submercados interligados.

Assim, considerando-se um aumento incremental na carga do sistema, admitindo-se que este incremento será atendido sem expansão da oferta de energia (sem a entrada em operação de uma nova unidade geradora), o CMO representa o custo incremental incorrido pelo sistema para atender ao incremento da carga, e será determinado a partir de uma das situações a seguir:

- Operação de uma térmica de custo de operação mais elevado do que a usina térmica mais cara despachada na situação anterior ao incremento da carga. Nesse caso, o CMO é igual ao Custo Variável de Operação da usina térmica despachada, considerando-se no conjunto das térmicas disponíveis aquelas que representam a energia importada de outros países;
- Aumento de geração nas usinas hidrelétricas, quando o CMO se iguala ao Valor da Água (VA) desestocada dos reservatórios para incrementar a geração;



- 
- Aumento no fluxo de energia em uma linha de transmissão através da qual o submercado está recebendo energia. Neste caso, o CMO do submercado importador é igual ao CMO do exportador;
  - Redução no fluxo de energia em uma linha de transmissão através da qual o Submercado está fornecendo energia para outro submercado. Neste caso, o CMO do Submercado exportador não se altera e é igual ao CMO do submercado importador;
  - Déficit de energia, quando o sistema está com sua capacidade esgotada e não é capaz de atender ao incremento na carga, transformando este incremento em energia não suprida<sup>10</sup>. Neste caso, o CMO se iguala ao custo do déficit definido para o patamar de profundidade de déficit a que o submercado está submetido, uma vez que o custo de déficit de energia é representado por patamares de déficit.

Na seção a seguir, apresenta-se o conceito de Valor da Água, parâmetro fundamental para a definição do CMO.

#### **4.01.2. DEFINIÇÃO DE VALOR DA ÁGUA (VA)**

Para a geração de energia, a água é um insumo de custo variável nulo. Portanto, o Valor da Água no instante “t” para efeito de geração de energia é determinado de forma indireta, através do custo incorrido nos períodos subseqüentes a “t”, devido ao incremento de geração térmica ou déficit de energia, ocasionados pela utilização da água dos reservatórios do submercado, para atendimento à carga no instante “t”.

---

<sup>10</sup> Daí diz-se que o déficit de energia pode ser considerado como uma usina térmica de capacidade de geração ilimitada e de custo extremamente elevado. Não há geração disponível no sistema com custo mais elevado do que o custo do déficit de energia.

---

Assim, o Valor da Água representa o custo incremental em geração térmica e custo do déficit futuro, incorrido pelo sistema, devido à depleção de uma quantidade incremental de água dos reservatórios.

Nos cálculos efetuados, utiliza-se de uma taxa de desconto para atualizar os custos futuros de geração térmica e déficit. A relação entre o volume de água deplecionado e o valor presente do custo incorrido pelo sistema é o Valor da Água no instante “t”.

A unidade que se utiliza para definir o valor da água é a unidade monetária dividida pela unidade de volume d’água ( $\$/\text{Hm}^3$ ). Entretanto, conhecendo-se as características do sistema gerador, o volume de água deplecionado no instante “t” pode ser traduzido em energia gerada, o que permite a representação do VA na mesma unidade do CMO, ou seja, em unidades monetárias por MWh ( $\$/\text{MWh}$ ).

Por serem apresentadas na mesma unidade e por serem calculados com base nas variações incrementais pelos modelos computacionais utilizados no planejamento da operação do sistema, é comum observar-se confusões de conceito entre os conceitos de CMO e VA.

Enfatizando a diferença entre esses dois parâmetros, o CMO é o custo variável para operação de todo o parque hidrotérmico para atendimento a um incremento de carga e o VA traduz o valor econômico da água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas do sistema, calculado a partir do desestoque incremental da água para atendimento de uma parcela adicional de carga pelas usinas hidrelétricas.

#### **4.01.3. MÉTODO DE CÁLCULO DO CMO**

A solução operativa ótima de um sistema hidrotérmico é o equilíbrio (trade-off) do benefício presente do uso da água, evitando-se o custo imediato da operação termelétrica e o déficit de energia, com o benefício futuro do armazenamento nos reservatórios, evitando-se o vertimento de vazão turbinável, ou a geração térmica mais

---

cara no futuro, evitando-se dessa maneira, os limites extremos da operação do sistema com vertimentos ou déficits.

O planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro utiliza-se dos programas computacionais Newave (Pereira & Pinto, 1991; Cepel, 1993) para definição das estratégias operativas de médio prazo com discretização mensal e do programa Decomp (Cepel, 2001), para definição das metas operativas semanais de cada usina do sistema.

O encadeamento dos modelos visa manter a solução operativa ótima em cada etapa do planejamento da operação. Na Fig. 4.2 a seguir apresenta-se o processo de cálculo do CMO empregado atualmente no setor elétrico brasileiro na definição do preço da energia no mercado de curto prazo.

O modelo computacional newave utiliza um processo de otimização que pressupõe o cálculo do custo de operação do sistema para cada estágio mensal do horizonte de análise em função do nível de armazenamento do reservatório.

Dessa maneira, dado um nível de armazenamento do reservatório para um estágio qualquer, o modelo calcula o custo esperado para operação do sistema até o final do horizonte de análise. A esta função de custo, dá-se o nome de "função de custo futuro".

Na programação dinâmica clássica, esta função pode ser utilizada para que se atribua um valor a cada estado do reservatório no final do horizonte de análise, impedindo-se assim, que as decisões operativas levem ao completo esgotamento da energia armazenada no sistema.

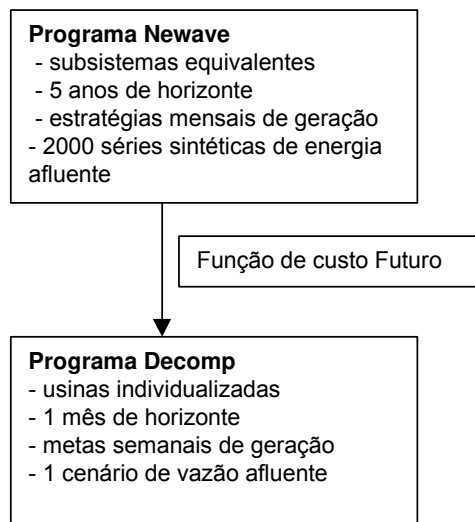


Figura 4.2 – Processo de Cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO)

O programa Newave que opera no horizonte de médio prazo, determina a função de custo futuro para cada mês do horizonte simulado. O programa Decomp simula o sistema individualizado apenas para um mês, onde se deseja determinar as metas semanais para operação das usinas. Ambos os programas otimizam a operação dos aproveitamentos visando minimizar o custo esperado de operação do sistema. E simulam a operação hidrotérmica do sistema até o final do horizonte de estudo.

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 (ONS, 2004).

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 entre os anos de 2004 e 2008, sendo 62% a parcela de usinas térmicas. Se este plano de expansão for cumprido, no final de 2009 cerca de 77% da capacidade instalada será de usinas hidrelétricas, mostrando que a predominância de usinas hidrelétricas no sistema brasileiro deverá se manter ainda por muitos anos.

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 para o planejamento da operação do sistema e pelo MAE na determinação do 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, independente do modelo computacional utilizado nos cálculos, conforme proposto por exemplo, no trabalho de Martinez (Martinez, 2001).

A seguir apresenta-se as principais características do programa Newave.

***(i) Principais características do programa Newave***

Define-se submercado como sendo um subconjunto do sistema interligado completo, composto de usinas hidrelétricas, termelétricas e carga. Define-se um submercado em função das restrições do sistema de transmissão.

Dentro das fronteiras de um submercado pode-se admitir que não haja qualquer restrição de transmissão para o fluxo de energia entre a geração e a carga para quaisquer dois pontos escolhidos. Por outro lado, as restrições de fluxo de energia entre diferentes submercados são restrições fortes, de tal modo, que o total de carga de um submercado não pode ser atendido pelo recebimento de energia dos demais submercado. Essas restrições devem ser consideradas explicitamente no processo de otimização da operação do sistema.

Assim, um submercado do sistema interligado é um subconjunto para o qual pode-se definir restrições de transmissão para os demais pontos do sistema interligado. Atualmente, para efeito do planejamento da operação interligada, o sistema brasileiro é representado de acordo com a Fig 4.3.

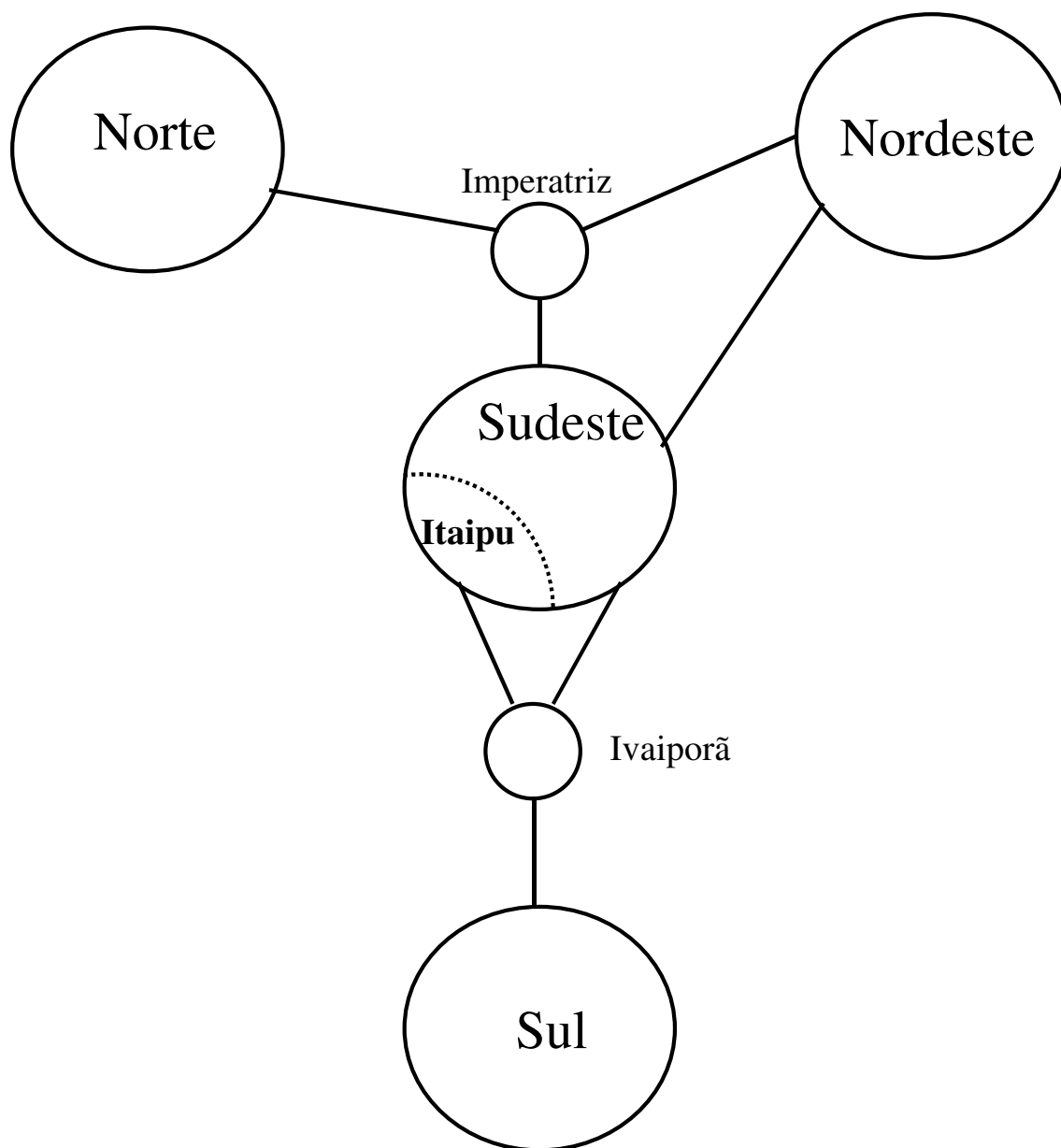


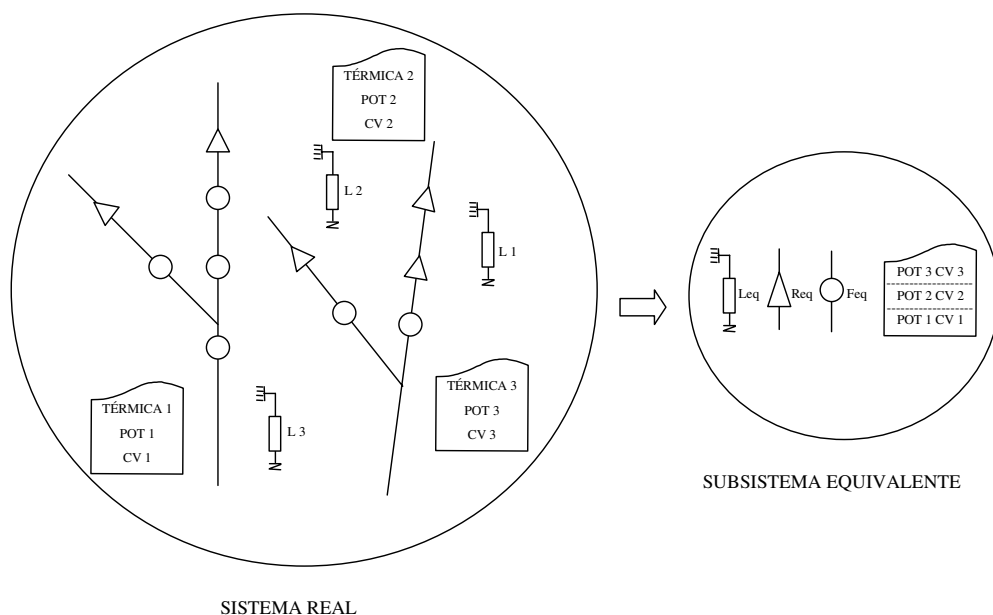
Figura 4.3 – Representação do Sistema Interligado brasileiro através de submercados interligados

A região Centro-Oeste está integrado ao submercado Sudeste. O nó entre os submercados Sudeste, Norte e Nordeste representa um componente do sistema elétrico (Subestação de Imperatriz) que não possui geração ou carga e o nó entre Itaipu, Sudeste

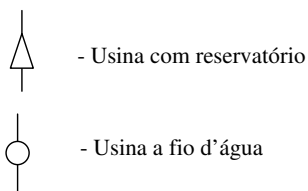
---

e Sul representa a subestação de Ivaiporã, onde converge a energia gerada em Itaipu transmitida em corrente alternada e a interligação Sudeste/Sul.

O programa Newave utiliza-se de uma aproximação do sistema gerador real por subsistema equivalente, substituindo o conjunto de reservatórios por um reservatório equivalente de energia. As usinas a fio d'água são representadas por uma única usina geradora de energia sobre a qual não se tem controle, dado que uma usinas a fio d'água gera energia utilizando-se de toda a vazão afluyente a seu reservatório no momento da geração, sem variações sensíveis no nível d'água e as usinas termelétricas são consideradas por suas capacidades e custos variáveis de geração, conforme ilustrado na Fig. 4.4.



OBS:



POT  $i$  - Capacidade de geração da usina térmica  $i$  (MW)

CV  $i$  - Custo variável de geração da usina térmica  $i$  ( \$/MWh)

$Leq = \sum_{i=1}^n L_i$  é a carga do subsistema equivalente ( MW med)

Figura 4.4 – Aproximação do sistema real por um subsistema equivalente

Para cada submercado definido pelas restrições de transmissão do sistema interligado, o programa newave representa o sistema gerador através de uma aproximação do sistema real para um conjunto de subsistemas eletricamente interligados entre si, de tal modo que o sistema interligado é representado no newave de acordo com o ilustrado na Fig 4.5.



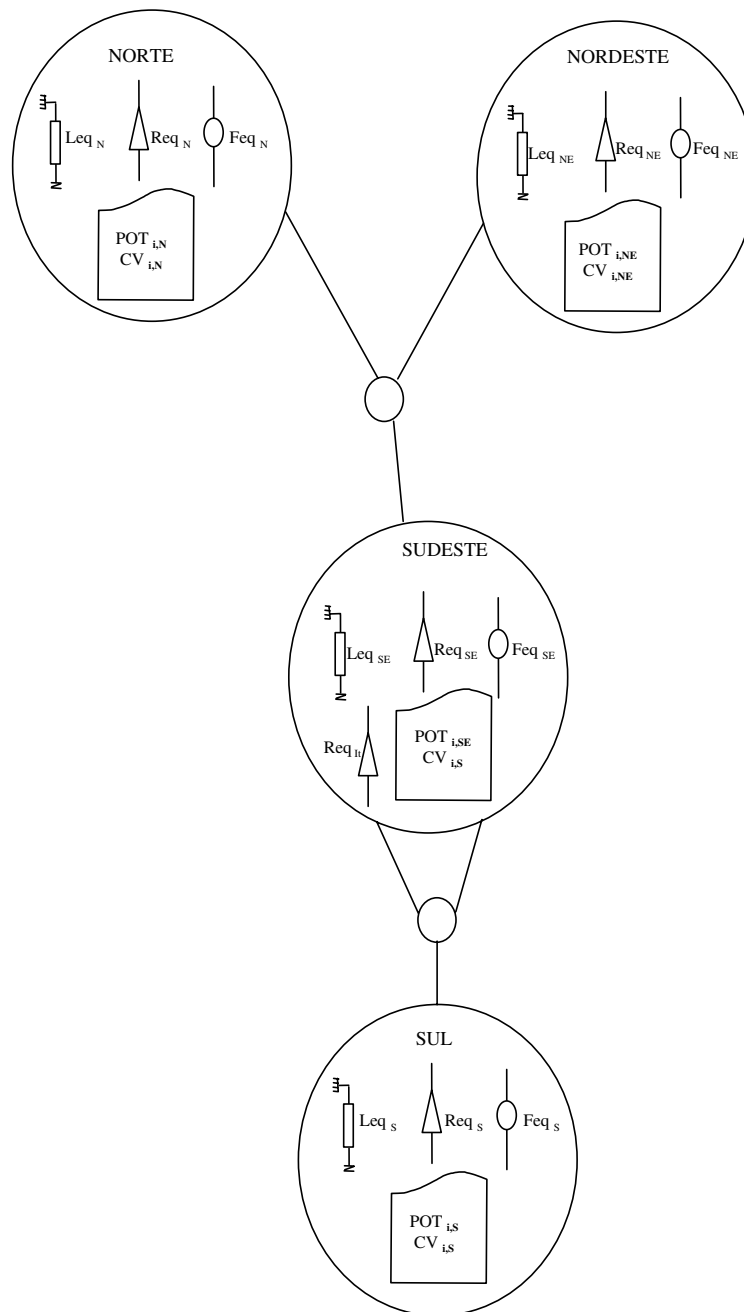


Fig 4.5 – Representação do Sistema Interligado Brasileiro pelo Newave

Os reservatórios do subsistema são agregados em um reservatório equivalente de energia, as afluições a cada aproveitamento são agregadas em afluições de energia equivalentes à vazão afluyente aos aproveitamentos hidrelétricos.

---

Não se pode representar um sistema equivalente como reservatório de água, mas de energia, pois cada metro cúbico da água tem diferentes produtibilidades quando armazenado nos reservatórios das diferentes usinas do sistema. Assim, para determinar um sistema equivalente de usinas que seja representativo do sistema real, a água dos reservatórios deve ser considerada pela energia que representa para o sistema equivalente.

A energia afluenta é representada por um modelo estocástico que gera um conjunto de séries sintéticas de energia afluenta aos reservatórios equivalentes, dada a energia afluenta histórica a esses reservatórios, calculada a partir da série histórica de vazão conhecida para as usinas do sistema.

A solução do problema através do programa newave, fornece as estratégias de operação dos subsistemas interligados. Dentre outros resultados, o programa fornece para cada mês do horizonte de análise e para cada submercado: o Custo Marginal de Operação (CMO), a Energia Armazenada ao final de cada mês (EARM) e a Energia Afluenta (EAFL).

Na seção a seguir, apresenta-se uma análise sobre a volatilidade dos preços da energia no mercado de curto prazo e do CMO calculado pelo programa Newave.

#### **4.02. VOLATILIDADE DO PREÇO DA ENERGIA NO MERCADO DE CURTO PRAZO**

A decisão de se utilizar o reservatório das usinas hidrelétricas para atendimento à carga num dado instante “ $t$ ” representa a redução na energia armazenada no sistema, evitando-se incremento na geração das usinas termelétricas para atendimento à carga.

Se nos instantes seguintes a aflluência se caracterizar por períodos secos, a decisão tomada pode acarretar incremento de geração em usinas termelétricas mais caras do que aquelas que se evitou utilizar no instante “ $t$ ”, ou mesmo resultar em restrição ao consumo de energia, levando ao déficit no atendimento à carga.

Por outro lado, se a decisão operativa adotada for a de não se utilizar a energia armazenada nos reservatórios para atendimento à carga, o nível de armazenamento dos

---

reservatórios não vai se reduzir e a carga no instante “ $t$ ” será atendida através do incremento de geração nas usinas termelétricas, ou através da restrição ao consumo de energia, tal como ocorre em períodos de racionamento.

Adotada esta decisão operativa, se os instantes seguintes forem caracterizados por períodos úmidos, com grande afluência de energia aos reservatórios, podem ocorrer vertimentos significativos nas usinas hidrelétricas do sistema.

Nesse caso, o combustível utilizado para atender a carga no instante “ $t$ ” não resultou em aumento da energia armazenada nos instantes seguintes, mas no vertimento de energia nas usinas hidrelétricas do sistema. Pode-se dizer que as usinas hidrelétricas “verteram o combustível das usinas térmicas” e o sistema incorreu em altos e desnecessários custos de operação.

As decisões operativas acertadas ocorrem quando i) se armazena água nos reservatórios e os períodos seguintes são marcados por baixas afluências, evitando-se desta maneira, a operação de térmicas mais caras, ou o próprio déficit de energia, ou ii) quando decide-se desestocar água dos reservatórios e os períodos seguintes são de afluências favoráveis, levando à recuperação no nível dos reservatórios. Nesses casos, as decisões tomadas levam à operação do sistema ao menor custo possível, através da redução na queima de combustível nas usinas termelétricas e da minimização do déficit de energia.

A Fig. 4.6 apresenta o processo decisório com que o operador do sistema se depara no instante em que procede ao atendimento da carga.

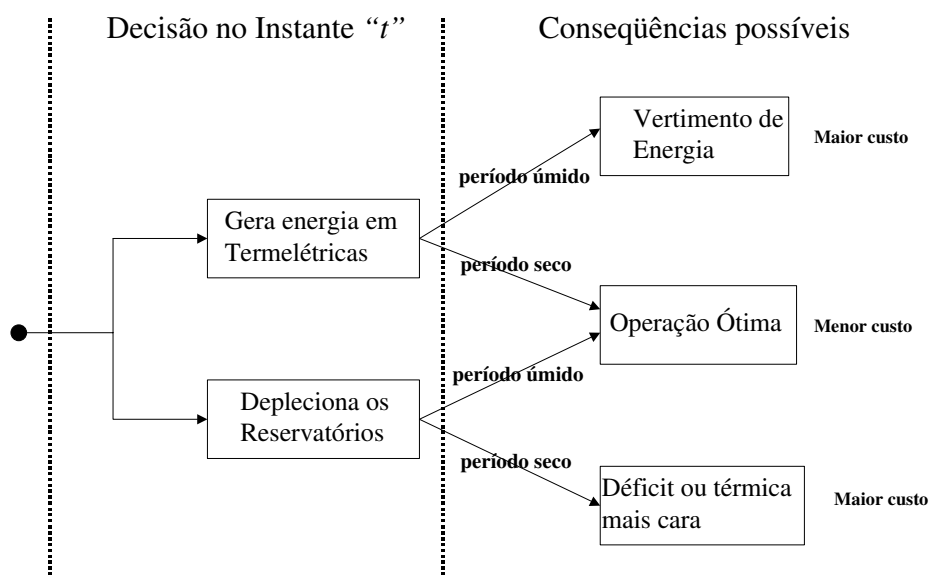


Figura 4.6 – Árvore de decisão operativa do sistema<sup>11</sup>

A escassez de um produto, ou seu elevado custo de produção, elevam seu preço de mercado. Com base nesse princípio econômico, o preço da energia elétrica no Brasil depende da capacidade de energia armazenada nos reservatórios das usinas, que por sua vez, em cada instante de tempo, depende das decisões operativas e das afluições aos reservatórios nos períodos anteriores.

Dado um cenário de evolução do parque gerador de energia definido pelo plano de expansão da oferta no sistema e dado um cenário de evolução da demanda de energia elétrica, definida pela carga a ser atendida pelo sistema num determinado horizonte de análise, a expectativa de preço da energia no mercado de curto prazo depende das afluições e das decisões operativas tomadas ao longo desse horizonte, desse fato origina-se a maior componente de volatilidade do preço, pois as decisões operativas são ajustadas às condições de afluições.

<sup>11</sup> O problema caracterizado nesta figura pode ser modelado adequadamente a partir dos conceitos envolvidos na teoria de jogos.

Analisando-se o histórico de preços da energia no mercado de curto prazo, observa-se que a volatilidade, definida como o desvio padrão dos valores observados é muito acentuada, conforme pode-se observar nas Fig. 4.7 e 4.8.

Na Fig. 4.7 apresenta-se a volatilidade calculada como o desvio padrão do valor corrente em relação à média histórica dos preços e na Fig. 4.8 a volatilidade é calculada a partir do desvio padrão do preço corrente em relação ao preço conhecido do período anterior.



Figura 4.7 - Volatilidade do preço em relação à média histórica

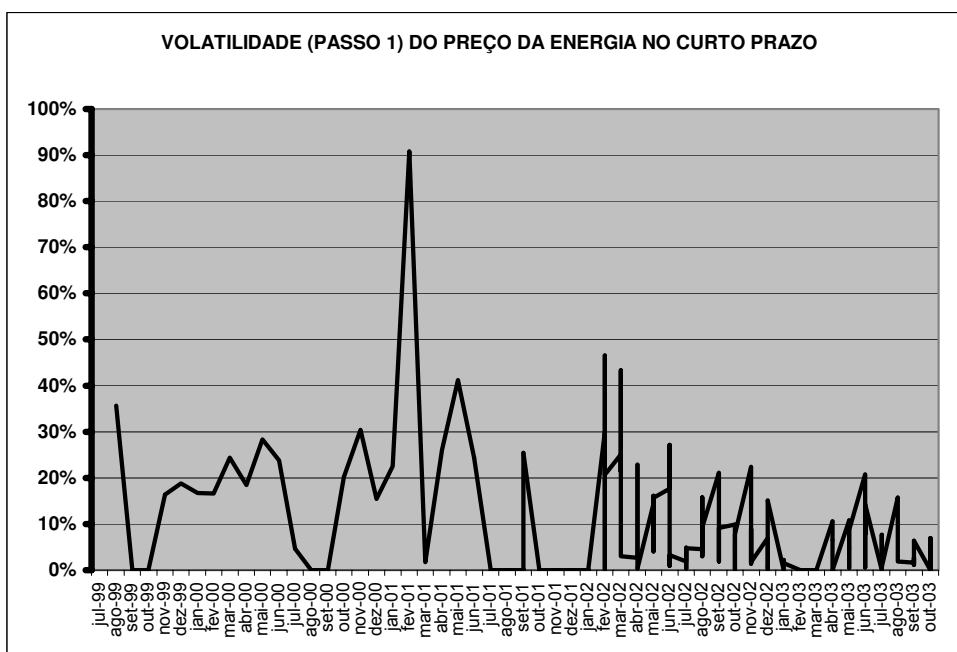


Figura 4.8 - Volatilidade do preço em relação ao período anterior.

No sistema brasileiro, cuja base é de geração hidráulica, a "inércia" para o deplecionamento e enchimento dos reservatórios faz com que os preços de curto prazo apresentem volatilidade relativamente reduzida para curtos períodos de análise, observando-se um crescimento nessa volatilidade para períodos mais extensos de análise.

Observa-se que a volatilidade em relação à média histórica é bastante elevada e mesmo em relação ao dado conhecido do período anterior é elevada o suficiente para impedir que o dado mais recente conhecido seja utilizado como estimativa para o preço do próximo período. É necessário acrescentar maior conhecimento do problema para estimar os preços da energia no mercado de curto prazo.

Como por exemplo, no trabalho desenvolvido por Pires (2003), onde o modelo de formação do preço da energia no mercado de curto prazo utiliza a associação entre os valores históricos do preço da energia e a energia armazenada do sistema. Aplicando um sistema de regressão linear o autor adapta um modelo para calcular a variação no nível

---

dos reservatórios e através de um sistema de redes neurais obtém os valores de CMO em função da energia armazenada (Pires, 2003).

A expectativa de especialistas sobre a exploração e análise da volatilidade do preço da energia no mercado de curto prazo, utilizando pesquisa feita nos vários mercados de energia elétrica no mundo, é de que em setores com maior presença da iniciativa privada na geração, a volatilidade tende a ser maior, porém com preços mais reduzidos. Além disso, os preços tendem a ser mais voláteis quando a participação dos agentes é obrigatória, em relação a sistemas em que existe maior liberdade de participação no mercado de curto prazo (Wolak, 1997).

#### **4.02.1. CMO EM FUNÇÃO DA ENERGIA ARMazenada (EARM) E AFLUENTE (EAFL)**

Utilizando-se o programa Newave para simular uma sensibilidade sobre a configuração de oferta e evolução da carga utilizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), os resultados de CMO e os respectivos níveis de armazenamento de energia no submercado Sudeste, para uma mesma série de afluência de energia afluenta (série número 34), estão representados na Fig. 4.9.

A configuração de oferta e evolução da carga utilizada como base para os cálculos foi a do Plano Mensal de Operação (PMO) de agosto de 2001, desenvolvido pelo ONS durante a vigência do programa de racionamento de energia.

Considerou-se atrasos nas datas de entrada em operação de algumas usinas hidrelétricas e termelétricas propostas originalmente no plano de operação, gerando-se, um cenário de oferta e demanda adequado às expectativas mais realistas de capacidade de investimento e de evolução na atividade econômica que se tinha para aquele momento.

Dentre as 2000 séries simuladas, a escolhida para apresentação dos resultados foi a série sintética de energia afluenta de número 34, a qual apresenta de forma clara, a característica que se deseja explorar nessa análise.

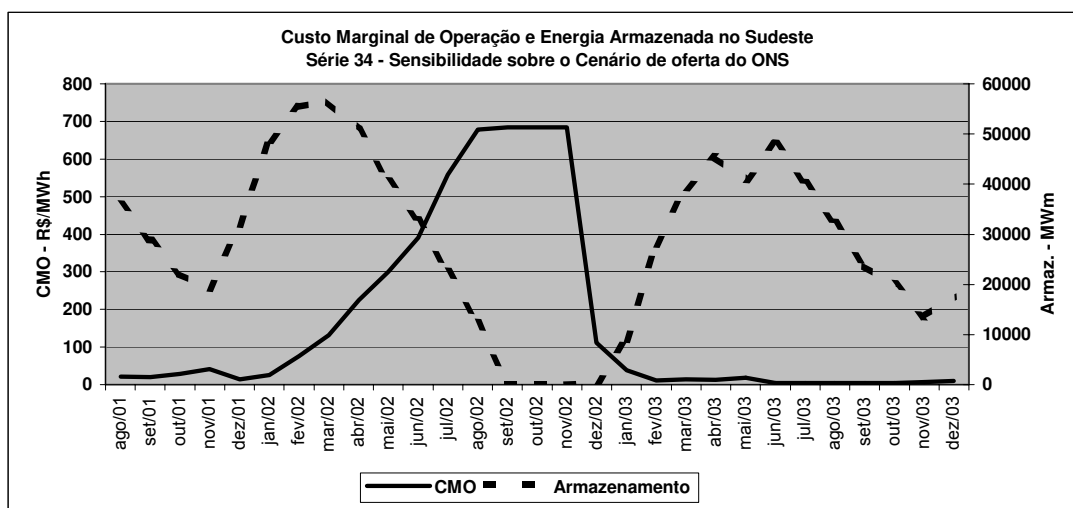


Figura 4.9 – Relação entre a Energia Armazenada e o Custo Marginal de Operação do sistema

Observa-se que quanto maior o armazenamento no sistema, menor o valor de CMO e que o valor de CMO cresce à medida que o armazenamento se reduz. No período entre dezembro de 2001 e abril de 2002, observa-se que o CMO cresce, apesar do aumento na energia armazenada.

Este fato deve-se ao processo de otimização empregado pelo programa computacional newave, onde a minimização do custo total da operação ao longo do horizonte de análise leva a soluções operativas que dependem da expectativa futura de energia afluente ao sistema, como se a operação do reservatório em um instante fosse feita conhecendo-se as expectativas de energia disponível no futuro.

Desse modo, o valor de CMO reflete não apenas a situação presente do sistema, mas sua expectativa futura. No caso, a expectativa para o período após abril de 2002 é de redução drástica na energia armazenada, fazendo com que o CMO se eleve nos períodos anteriores. O período seco entre abril e dezembro de 2002, fez com que o sistema elevasse o nível de seus reservatórios nos períodos anteriores, visando minimizar os custos totais de operação do sistema, com conseqüente aumento no CMO nesses períodos antecessores do período seco.



Considerando-se os valores históricos de preço da energia no mercado, traduzida pela Tarifa Marginal de Operação – TMO e os valores conhecidos de energia armazenada no sistema, para a região sudeste do Brasil, obtidos junto ao ONS e Mercado Atacadista de Energia - MAE, a Fig. 4.10 apresenta a relação entre o preço da energia e a energia armazenada e os preços para a região Sudeste do Brasil.

Antes da implantação do MAE o preço de comercialização de energia no curto prazo era chamado TMO, após a implantação do MAE passou a chamar-se PMAE e com a implantação do novo modelo do setor elétrico passará a ser denominado Preço de Liquidação de Diferenças - PLD.

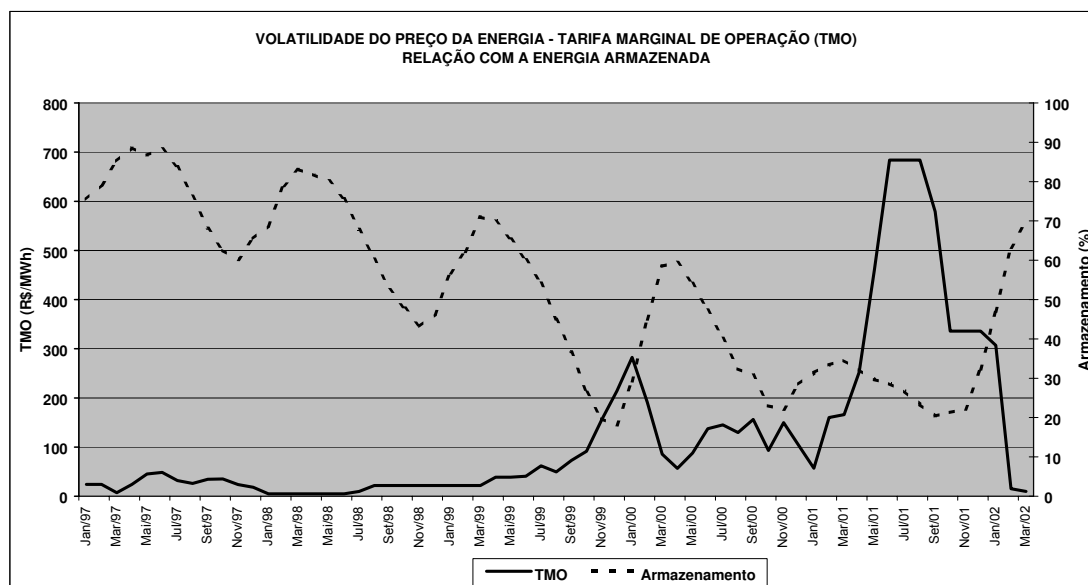


Figura 4.10 - Relação Histórica entre o Preço e o Armazenamento de Energia

Observa-se que ao longo dos anos houve uma tendência de redução da energia armazenada nos reservatórios, reduzindo-se sistematicamente as reservas do sistema, até que se chegou à situação do racionamento de energia entre 2001 e 2002.

Além da energia armazenada, o CMO apresenta uma forte correlação com a energia afluyente aos reservatórios, pois a disponibilidade de energia armazenada,

depende do regime hidrológico a que o sistema ficou sujeito durante o horizonte de análise. A Fig 4.11 apresenta a relação entre a energia armazenada e a energia afluyente aos reservatórios.

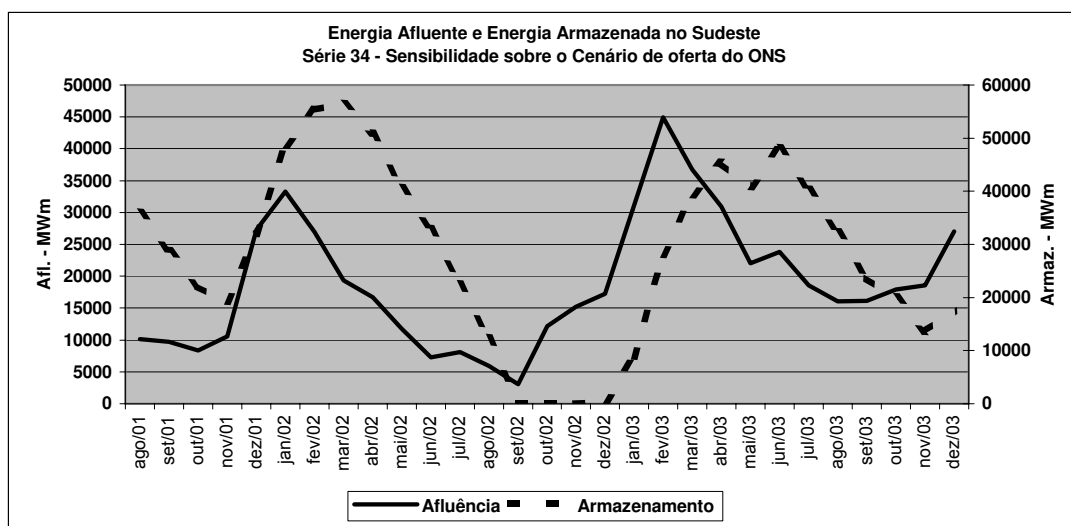


Figura 4.11 – Relação entre a Energia Armazenada e a Energia Afluente

Observa-se uma defasagem temporal entre a energia armazenada e a afluência aos reservatórios. O armazenamento é calculado para o final do período de tempo em que a afluência ocorre, um incremento ou redução na energia afluyente no transcorrer do mês, leva a um incremento ou redução na energia armazenada no final do mesmo mês. A Fig. 4.12 apresenta a associação entre a afluência aos reservatórios e o Custo Marginal de Operação.

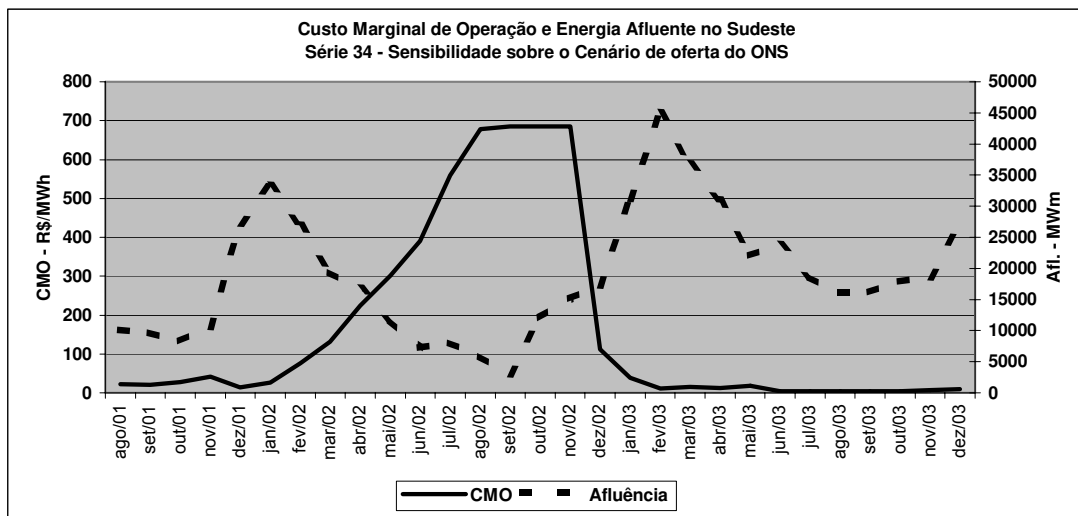


Fig. 4.12 – Relacionamento entre Afluência e Custo Marginal de Operação

Quantificar a variação do CMO dada a variação da energia armazenada e afluente aos reservatórios não é tarefa trivial em um mercado com o histórico de cálculo do preço tão curto quanto o mercado brasileiro<sup>12</sup>. Este assunto é um campo fértil para estudos desenvolvidos a partir das mais variadas técnicas, tais como algoritmos de aprendizagem e generalização, redes neurais, sistemas classificadores, séries temporais, ou outros métodos de análise que se mostrem aplicáveis ao problema.

Em sistemas em operação a mais tempo é usual que sejam empregadas técnicas de previsão e estimativa do preço da energia. Na literatura sobre o assunto encontra-se o desenvolvimento de modelos de estimativa do preço através da modelagem estocástica das variáveis que interferem diretamente no preço da energia, tais como a temperatura ambiente (Valenzuela & Mazumbar, 2001) e modelos baseados em operação otimizada do sistemas hidrotérmicos, que se utilizam de cadeia de Markov e função de

<sup>12</sup> Iniciou-se a implantação do MAE a partir de junho de 1999. As regras mais competitivas de mercado passaram a vigorar a partir de julho do mesmo ano. Somente a partir de então o preço da energia no mercado de curto prazo passou a ser objeto de avaliações mais detidas por parte dos agentes de mercado.

---

transição com probabilidades associadas à expectativa de preços futuros (Mo et ali, 2001).

Outros modelos de previsão de preço são desenvolvidos através de utilização de séries temporais e integrados em sistema de gerenciamento de carga em empresas distribuidoras de energia (Koreneff et ali, 1998; Nogales et ali, 2002), ou a partir de análises estatísticas sobre os processos de leilão de oferta de energia (Michalik et ali, 1997).

Na maior parte da bibliografia entretanto, não se encontra modelo de estimativa ou previsão de preço da energia que leve em conta as particularidades do sistema brasileiro, especialmente no que se refere ao vínculo entre o preço e a simulação dos modelos computacionais utilizados no planejamento da operação do sistema, bem como a característica principal do setor, com a forte presença da hidreletricidade.

O valor do CMO em um dado instante depende da evolução futura da carga e da oferta no sistema. Para ilustrar essa idéia, suponha-se que a oferta do sistema se dará de tal forma que toda a carga a partir de um dado momento seja atendida pela geração térmica e não exista geração hidráulica disponível. Nessa hipótese, o CMO não seria sensível à variação da energia afluenta, mas apenas ao custo variável do parque termelétrico.

Por outro lado, admitindo-se que todo o programa de expansão de usinas térmicas seja abandonado e que toda a carga do sistema passe a ser atendida por usinas hidrelétricas. Nessa condição o valor de CMO seria totalmente dependente da energia afluenta e armazenada nos reservatórios das usinas.

A função que relaciona o valor de CMO à afluência e energia armazenada nos reservatórios depende da expansão da oferta e da carga do sistema. Nos resultados obtidos a partir de simulações, obtendo-se os valores de CMO, de EARM e de EAFL, implicitamente dispõe-se de informações sobre essa função de correlação. Essas informações adequadamente exploradas podem levar a métodos confiáveis de previsão e estimativa do preço da energia no mercado de curto prazo.

Adotando-se o princípio de que os valores de CMO resultantes da simulação com o Newave traduzem as informações sobre a evolução da oferta e do mercado de

---

energia simulados, bem como guardam forte correlação com a energia armazenada e afluenta aos reservatórios, pode-se dizer que o valor de CMO no instante “t” é calculado a partir da energia armazenada no instante “t - 1” e da energia afluenta ao sistema no instante “t”, através de uma relação conforme apresentado na equação 4.2.

$$CMO_t = \Phi (Earm_{t-1} ; Eaf_t) \quad (4.2)$$

Onde:

$CMO_t$  é o Custo Marginal de Operação no instante t [\$/MWh];

$\Phi$  é uma função que correlaciona o CMO à energia armazenada e afluenta. Esta função é determinada implicitamente pelos resultados obtidos na simulação da operação do sistema;

$Earm_{t-1}$  é a energia armazenada no sistema ao final do período t-1 [MWmed];

$Eaf_t$  é a energia afluenta ao sistema no período t [MWmed].

A grande capacidade de armazenamento de energia nos reservatórios das hidrelétricas permite que alguns dos aproveitamentos exerçam a regularização das suas defluências por períodos superiores a um ano<sup>13</sup>, armazenando água de vários ciclos hidrológicos consecutivos<sup>14</sup>.

---

<sup>13</sup> Os reservatórios com capacidade de regularização superior ao período de um ano são chamados de reservatórios plurianuais. Estes reservatórios localizam-se mais a montante das cascatas de aproveitamentos de um mesmo rio e são utilizados para buscar a maior regularização possível da vazão ao longo de toda a cascata de aproveitamentos.

<sup>14</sup> Um ciclo hidrológico é um período de 1 ano em que o sistema passa por um ciclo completo de vazões críticas e de vazões favoráveis, função da sazonalidade da pluviometria. No Sudeste do Brasil o ciclo hidrológico é tipicamente o período entre dezembro de cada ano e novembro do ano seguinte, com o período úmido entre dezembro e abril e o período seco de maio a novembro.

---

Esta capacidade de regularização plurianual faz com que o custo marginal de operação do sistema possa se manter em níveis muito elevados, ou em níveis muito baixos, por longos períodos de tempo, conferindo um alto risco financeiro aos agentes de mercado, dependendo de suas posições adotadas frente ao mercado de curto prazo.

Embora considerando que em sistemas hidrelétricos como o brasileiro sejam mais prováveis e freqüentes os períodos de baixos preços, os agentes que estão com necessidade de compra de energia e se defrontarem com uma seqüência de altos preços, assim como aqueles que estiverem com sobras de energia e se defrontarem com longas seqüências de preços reduzidos, sofrerão impactos financeiros fortemente negativos (Castro & Lyra, 2002).

As seqüências hidrológicas mais críticas de que se tem conhecimento no setor elétrico brasileiro se realizaram entre maio de 1951 e novembro de 1956, seqüência conhecida como Período Crítico da região Sudeste do Brasil. O período de melhor regime hidrológico de que se tem conhecimento foi ente janeiro de 1979 e dezembro de 1983.

Considerando esses períodos extremos de afluência de energia ao sistema, as Fig. 4.13 e 4.14 apresentam os cálculos de custo marginal de operação para a região Sudeste, respectivamente para o período seco e úmido de vazões. Nas simulações foi considerado patamar único de custo do déficit, ou seja, admitindo-se que para qualquer profundidade de déficit no sistema o preço é único e igual a 1.200 R\$/MWh.



Figura 4.13 – Custo Marginal de Operação em período seco

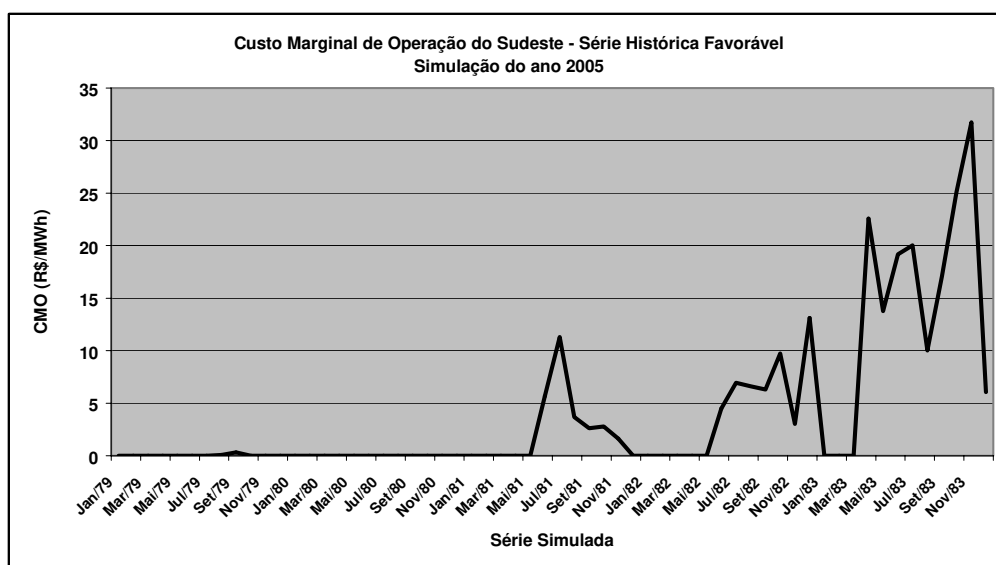


Figura 4.14 – Custo Marginal de Operação em período úmido

No período seco o CMO médio se mantém em patamares extremamente elevados por tempo superior a 1 ano. Por outro lado, se o período de afluência for tão favorável quanto o mais favorável conhecido no histórico, o CMO se manteria em patamares extremamente reduzidos por vários anos consecutivos.

Conforme já discutido anteriormente, o preço da energia no mercado brasileiro apresenta volatilidade acentuada, exigindo dos agentes de mercado avaliações apuradas sobre o risco das operações que pretendem conduzir neste ambiente.

Observa-se que a avaliação apropriada da energia armazenada e da energia afluyente podem conduzir a estimativas consistentes da tendência do CMO e portanto do preço da energia no mercado de curto prazo. Se a volatilidade apresenta risco para os agentes, também representa oportunidades de ganhos adicionais a estes agentes, desde que eles estejam preparados para lidar com ela.

Na seção a seguir, apresenta-se uma proposta para estimativa dos valores futuros de CMO, utilizando-se de uma análise estatística da energia armazenada e afluyente ao sistema.

---

#### **4.03. PROPOSTA DE ESTIMATIVA DO PREÇO DA ENERGIA NO MERCADO DE CURTO PRAZO**

A volatilidade dos Custos Marginais de Operação (CMO) e sua estreita relação com a energia afluyente e armazenada nos reservatórios do sistema interligado, conferem um acentuado grau de incertezas à avaliações sobre o preço futuro da energia.

Nesta seção apresenta-se uma proposta de estimativa do preço futuro da energia que leva em conta os aspectos estatísticos da energia afluyente e armazenada no sistema. Na abordagem proposta busca-se dar tratamento adequado e consistente às incertezas associadas à estimativa de CMO, com o objetivo de prover o decisor de ferramentas apropriadas à análise de risco das estratégias que pode adotar no mercado de energia no Brasil.

A indicação de preço da energia no Mercado é tirada de uma análise de médio prazo da operação do sistema, compreendendo um período de 5 anos, onde determina-se dentre outros parâmetros relacionados às condições operativas do sistema, os valores de CMO e de energia armazenada para todas as séries sintéticas de energia afluyente consideradas na operação do sistema.

No planejamento da operação do sistema brasileiro a energia afluyente é representada pela simulação do sistema gerador considerando-se séries sintéticas de energia afluyente aos submercados. Em geral são utilizadas 2000 séries, geradas a partir de modelos auto regressivos periódicos (Cepel, 1993).

Considerando que cada uma dessas séries tenha a mesma probabilidade de ocorrência, ou seja, considerando que as 2000 séries sintéticas de energia afluyente são equiprováveis, pode-se determinar a probabilidade associada aos valores de CMO obtidos com a simulação do sistema.

Utilizando-se da correlação dos valores de CMO, com a energia afluyente e a energia armazenada no sistema, calcula-se a probabilidade associada ao CMO de uma forma indireta, através da análise das probabilidades associadas à energia afluyente e à energia armazenada no sistema em cada período do horizonte de simulação (Castro & Lyra [A], 2003).



---

Para um dado cenário de oferta e carga considerado na simulação determinam-se as funções de distribuição e densidade de probabilidades da energia afluenta e armazenada do sistema, utilizando-se dessas funções para inferir os valores esperados e o desvio padrão do CMO em cada classe da função densidade de probabilidade.

Dado um ponto de partida do sistema, conhece-se o valor inicial do nível de armazenamento dos reservatórios e a operação do sistema estabelece dependência entre a energia armazenada em cada estágio mensal e a energia afluenta. Dessa maneira, a proposta de correlação entre energia afluenta e armazenada deve levar em conta esta dependência entre as variáveis, como será mais detalhado no processo de convolução da energia armazenada e afluenta,

A proposta de estimativa de preço será apresentada em etapas, na seção 4.03.1 determina-se a correlação entre CMO e a energia afluenta aos reservatórios, calculando-se o valor esperado e o desvio padrão de CMO para cada ponto da função distribuição de probabilidades da energia afluenta.

Na seção 4.03.2 avalia-se a correlação de CMO com a energia armazenada nos reservatórios equivalentes dos submercados simulados no sistema, calculando-se o valor esperado e desvio padrão do CMO para cada ponto da função distribuição de probabilidades da energia armazenada.

A seguir, na seção 4.03.3, determina-se as funções de distribuição de probabilidades condicionadas da energia afluenta no intervalo de tempo “t”, dada a energia armazenada calculada para o final do intervalo de tempo “t-1”. Para cada ponto da função de distribuição de probabilidade condicionada, determina-se a partir desta correlação, o valor esperado e o desvio padrão de CMO, considerando a convolução entre a afluência e o armazenamento.

Calcula-se o desvio padrão de CMO visando a análise do risco associado às estratégias dos agentes de mercado, adotando-se o CMO como estimativa do preço da energia no mercado de curto prazo e o seu desvio padrão como uma medida da volatilidade desse preço, levando-se em conta apenas as séries de afluência com políticas operativas que resultaram no correspondente armazenamento final do mês anterior.

---

#### 4.03.1. CORRELAÇÃO DO CMO COM A ENERGIA AFLUENTE

A energia afluyente 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 registrados para os aproveitamentos do submercado. Este mesmo tratamento será adotado no desenvolvimento desta seção.

Inicialmente calcula-se o valor da MLT das energias afluentes em cada submercado do sistema, de acordo com a equação 4.3, para em seguida determinar-se qual o percentual desta MLT que cada série de energia afluyente representa, considerando que a MLT é a média das 2000 séries sintéticas, de acordo com a equação 4.4.

$$\mu_{s,a,m} = \frac{\sum_{k=1}^n A_{s,a,m,k}}{n} \quad (4.3)$$

$$AP_{s,a,k,m} = \frac{A_{s,a,m,k}}{\mu_{s,a,m}} * 100 \quad (4.4)$$

Onde:

$\mu_{s,a,m}$  é a Média de Longo Termo da energia afluyente ao submercado “s” no ano “a” e no mês “m” considerando todas as séries de energia afluyente “k” [MWmed];

$A_{s,a,m,k}$  é a energia afluyente ao submercado “s” no ano “a”, mês “m” e série “k” [MWmed];

$AP_{s,a,s,m}$  é o percentual que a energia afluyente representa da MLT no submercado “s”, ano “a”, mês “m” e série “k” [%];

---

n é o número total de séries sintéticas utilizadas pelo programa computacional utilizado na operação do sistema hidrotérmico [adimensional].

Nesta abordagem utiliza-se o valor de MLT como a média da energia afluyente das séries sintéticas consideradas nas simulações ao invés de se utilizar da definição típica de Média de Longo Termo - MLT como a média dos valores históricos de energia (ou vazão) afluyente ao sistema num dado mês de simulação. Observe-se que no horizonte de médio prazo o cálculo da MLT da energia afluyente exige um esforço de cálculo considerável, pois a medida que a configuração do sistema se altera, a média de longo termo da energia afluyente varia, devido a entrada em operação de novas usinas hidrelétricas, especialmente quando os seus reservatórios entram em operação.

A opção pelo cálculo a partir de média das energias afluentes das séries sintéticas simuladas foi feita por simplicidade nos dados de entrada do programa computacional utilizado nos cálculos. Para evitar que o usuário seja obrigado a calcular o valor de MLT de cada mês do horizonte de análise e forneça este parâmetro como dado de entrada, o programa calcula a MLT das séries sintéticas simuladas para cada mês.

Dado que as séries sintéticas são geradas considerando-se o histórico como dado de entrada para um modelo auto-regressivo de ordem “p”, as séries geradas são estatisticamente equivalentes ao histórico. Portanto, estatisticamente não há diferença significativa entre a MLT calculada para as séries sintéticas e a MLT calculada para o histórico.

Determinada a variável definida em (4.4), calcula-se sua distribuição em “n” intervalos de percentuais da MLT previamente definidos, conforme a equação 4.5.

$$I = \frac{L - I}{\beta} \quad (4.5)$$

---

Onde:

I é o tamanho do intervalo de energia afluyente sobre o qual serão distribuídos todos os valores das séries sintéticas utilizados na simulação operativa do sistema [%];

L é o máximo valor de percentual da MLT que será considerado para a energia afluyente aos submercados. Este valor é definido pelo usuário [%];

I é o mínimo valor de percentual da MLT que será considerado para a energia afluyente aos submercados [%]. Este valor é pré-definido tendo-se em vista o menor valor para o qual se deseja efetuar análise sobre a energia afluyente aos reservatórios. Nesta implementação este valor foi considerado igual a 30%.

$\beta$  é o número de intervalos sobre os quais serão distribuídas as energia afluentes aos submercados [adimensional]. Este valor é pré-determinado com base na definição de um número mínimo de intervalos de discretização da energia afluyente que permita a determinação consistente de sua função de distribuição de probabilidades. Nesta implementação considerou-se que 40 intervalos são suficientes para representar essa função.

Os limites inferiores e superiores de cada intervalo “ $\delta$ ” utilizado na discretização da energia afluyente são calculados aplicando-se as equações de (4.6) a (4.12), apresentadas a seguir.

$$\text{se } \delta = 1: \quad (4.6)$$

$$I(\delta) = I \quad (4.7)$$

$$L(\delta) = I + I(\delta) \quad (4.8)$$

$$\text{se } \delta > 1: \quad (4.9)$$

$$I(\delta) = L(\delta - 1) \quad (4.10)$$

$$L(\delta) = I + I(\delta) \quad (4.11)$$

$$\delta = 1, 2, 3 \dots (\beta - 1) \quad (4.12)$$

---

Onde:

$I(\delta)$  é o limite inferior do percentual de energia afluyente no intervalo de discretização “ $\delta$ ” [%];

$L(\delta)$  é o limite superior do percentual de energia afluyente no intervalo de discretização “ $\delta$ ” [%];

Identifica-se a qual dos intervalos de discretização pertence cada valor de  $AP_{s,a,m,k}$  atribuindo-se um índice que identifica um dos intervalos a cada um deles. Cada valor de  $AP_{s,a,m,k}$  pertence a um único intervalo, mas cada intervalo poderá conter várias “ocorrências” da variável. A formulação utilizada nos cálculos está apresentada nas equações de (4.13) a (4.19).

Para todo  $k$ ,

$$\text{se } AP_{s,a,m,k} \leq I \quad (4.13)$$

$$\gamma(AP_{s,a,m,k}) = 1 \quad (4.14)$$

$$\text{se } I(\delta) < AP_{s,a,m,k} \leq L(\delta) \quad (4.15)$$

$$\gamma(AP_{s,a,m,k}) = \delta + 1 \quad (4.16)$$

$$\text{se } AP_{s,a,m,k} \geq L: \quad (4.17)$$

$$\gamma(AP_{s,a,m,k}) = \beta \quad (4.18)$$

$$\delta = 1, 2, 3 \dots (\beta - 1) \quad (4.19)$$

Onde:

$\gamma(AP_{s,a,m,k})$  é o índice que mostra a qual dos intervalos de discretização propostos pelo usuário pertence o valor de energia afluyente do submercado “s”, ano “a”, mês “m” e série “k” [adimensional].

---

Definida a distribuição da energia afluyente 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 resultado de CMO, calcula-se a probabilidade, o valor esperado, a variância e o desvio padrão do CMO (Meyer, 1983; Schineiderman, 1983) em cada intervalo discretizado. Inicialmente calcula-se o número de séries sintéticas em cada intervalo de discretização “ $\delta$ ”, utilizando-se a seguinte formulação.

Para todo k,

$$\text{se } \gamma(AP_{s,a,m,k}) = \delta: \quad (4.20)$$

$$\text{ct} [ \gamma(AP_{s,a,m,k}) ] = 1 \quad (4.21)$$

$$\text{se } \gamma(AP_{s,a,m,k}) \neq \delta: \quad (4.22)$$

$$\text{ct} [ \gamma(AP_{s,a,m,k}) ] = 0 \quad (4.23)$$

$$\delta = 1, 2, 3 \dots \beta \quad (4.24)$$

$$NS(\delta)_{s,a,m} = \sum_{k=1}^n \text{ct} [ \gamma(AP_{s,a,m,k}) ] \quad (4.25)$$

Onde:

$\text{ct} [ \gamma(AP_{s,a,m,k}) ]$  é um contador utilizado para o cálculo do número de séries em cada intervalo de discretização da energia afluyente para o submercado "s", ano "a", mês "m" para todas as séries "k" [adimensional];

$NS(\delta)_{s,a,m}$  é o número de séries que pertencem ao intervalo de discretização “ $\delta$ ” no ano “a” e mês “m” [adimensional].

A probabilidade, valor esperado, variância e desvio padrão do CMO em cada intervalo de discretização “ $\delta$ ” são calculados pela formulação a seguir.

---


$$P(\delta)_{a,m} = \frac{NS(\delta)_{s,a,m}}{n} \quad (4.26)$$

$$CMO(\delta)_{s,a,m} = \frac{\sum_{k=1}^n ct [\gamma(AP_{s,a,m,k})] * CMO_{s,a,m,k}}{NS(\delta)_{s,a,m}} \quad (4.27)$$

$$V(\delta)_{s,a,m} = \frac{\sum_{k=1}^n [CMO_{s,a,m,k} - CMO(\delta)_{s,a,m}]^2 * ct [\gamma(AP_{s,a,m,k})]}{NS(\delta)_{s,a,m}} \quad (4.28)$$

$$S(\delta)_{s,a,m} = [V(\delta)_{s,a,m}]^{1/2} \quad (4.29)$$

Onde:

$P(\delta)_{s,a,m}$  é a probabilidade de ocorrência da energia afluenta no intervalo de discretização “ $\delta$ ” no ano “a” e no mês “m”. Esta é a probabilidade de ocorrência dos valores de CMO no mesmo submercado, ano e mês, para o intervalo de discretização “k” considerando que a energia afluenta é a variável que explica as ocorrências do CMO [adimensional];

$CMO(\delta)_{s,a,m}$  é o valor esperado do CMO no intervalo de discretização “ $\delta$ ”, submercado “s”, ano “ano” e mês “m” [\$/MWh];

$V(\delta)_{s,a,m}$  é a variância do CMO no intervalo de discretização “ $\delta$ ”, submercado “s”, ano “a” e mês “m” [(\$/MWh)<sup>2</sup>];

$S(\delta)_{s,a,m}$  é o desvio padrão do CMO no intervalo de discretização “ $\delta$ ”, submercado “s”, ano “a” e mês “m” [\$/MWh].

---

#### **4.03.2. CORRELAÇÃO DO CMO COM A ENERGIA ARMAZENADA**

A energia armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas é usualmente referida com base no percentual que representa sobre a máxima energia armazenável, os quais são calculados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Durante o período de racionamento, entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, os valores de energia armazenada eram continuamente divulgados pela imprensa e acompanhados pelos técnicos do setor elétrico, pois sua tendência de variação indicava à época, expectativa de aprofundamento ou abrandamento da crise de energia.

O ONS determina o valor de energia armazenada através do cálculo da capacidade de geração do sistema se toda água represada fosse turbinada no transcorrer de um único mês. Admitindo-se que os reservatórios estejam totalmente cheios no início do deplecionamento, determina-se a energia armazenada máxima do sistema.

Em geral os valores calculados de volume máximo armazenável não levam em conta o volume de espera, volume de segurança que se deixa vazio nos reservatórios na expectativa de ondas de cheias futuras que poderia por em risco a segurança das barragens ou o controle de cheias a jusante (Castro, 1994; Lyra, Castro & Ferreira, 1996).

A formulação adotada para análise do CMO considerando a energia armazenada dos reservatórios ao final do mês anterior é semelhante à formulação adotada nos cálculos com a energia afluyente, alterando-se apenas a variável "energia afluyente", pela energia armazenada.

Os limites de análise da energia armazenada estão entre o mínimo de 0 e o máximo de 100%, dado que o percentual de armazenamento é sempre calculado em relação ao armazenamento máximo e que portanto não poderá ser superior a 100%.

Na seção 4.03.3 a seguir discute-se a convolução das abordagens anteriores, utilizando-se da probabilidade condicionada de ocorrência de uma dada energia afluyente ao reservatório dada a energia armazenada ao final do período anterior.



---

#### **4.03.3. CONVOLUÇÃO DA ENERGIA AFLUENTE E ENERGIA ARMAZENADA**

Observa-se na prática que em horizontes de curto prazo, no mês inicial do horizonte de simulação onde se conhece o valor real da energia armazenada ao final do período anterior, a utilização da Energia Afluente como única variável explicativa é suficiente para traduzir a expectativa de CMO dentro do mês.

Para horizontes de mais longo prazo, a partir do segundo mês de simulação, pode ser conveniente utilizar a composição entre a energia armazenada no mês anterior e a energia afluente do mês em curso para se estimar com maior precisão, os valores de CMO.

Nesta seção apresenta-se uma abordagem que permite analisar o valor de CMO em qualquer mês do período de simulação considerando os resultados obtidos para a análise estatística da energia afluente e a energia armazenada simultaneamente.

O método proposto baseia-se na convolução<sup>15</sup> das funções densidade de probabilidade das duas variáveis envolvidas no processo de análise. Com o objetivo de agregar informação adicional ao processo de estimativa do CMO a partir das ocorrências de energia armazenada ao final do intervalo de tempo anterior, determina-se quais as energias afluentes no intervalo de tempo em curso.

Valores fora do estatisticamente aceitável para a energia armazenada, dada sua função de distribuição de probabilidade são descartados do processo de estimativa de CMO, utilizando-se apenas as séries de energia afluente condicionadas à ocorrência das energias armazenadas prováveis. Por exemplo, se a estimativa mais otimista prevê que a energia armazenada no final do um dado mês é 40%, não é razoável imaginar que no mês seguinte o armazenamento seja de 100%, pois não é provável, conhecendo-se a

---

<sup>15</sup> Convolução é um método estatístico a partir do qual determina-se a função densidade de probabilidade de ocorrência de uma variável, condicionada à ocorrência de outra variável qualquer, a partir do conhecimento das funções densidade de probabilidade de ambas variáveis explicativas do evento que se deseja avaliar.

---

forma de operação do sistema, imaginar-se uma variação de 60% na energia armazenada em intervalo de tempo tão reduzido.

Conhecendo-se esta característica do sistema brasileiro e sabendo-se que a energia armazenada depende da energia afluyente, pode-se desprezar as séries de energia afluyente que não levem o reservatório a valores no entorno de 40% no mês seguinte, desprezando-se as demais séries na estimativa do CMO do período. O método de convolução proposto neste trabalho permite que se faça esta avaliação a cada mês do horizonte de estudo.

A estimativa de energia armazenada final do mês é elaborado a partir do balanço hídrico e energético, supondo o atendimento à carga a partir da utilização de geração hidrelétrica e termelétrica disponível no transcorrer do período.

Definindo-se a expectativa de energia armazenada ao final de cada mês do horizonte de análise e conhecendo-se a probabilidade da energia afluyente, dada a energia armazenada no mês anterior, conforme calculado nesta proposta de abordagem do problema, estima-se o valor de CMO.

Além da estimativa do valor esperado de CMO, do método proposto deriva o desvio padrão associado à estimativa, parâmetro que será utilizado para análise da volatilidade da estimativa de preço, com implicações na análise de risco das estratégias adotadas pelo agente e que podem ser afetadas pela variação no preço da energia.

O cálculo da função densidade de probabilidade para a ocorrência simultânea da energia armazenada ao final do mês anterior a “m” e da energia afluyente no mês “m” é feito a partir das formulações utilizadas para avaliar a relação entre o CMO e a energia afluyente e armazenada.

O método de abordagem das incertezas associadas ao CMO mensal proposto nesta seção, permite a análise de curto e médio prazo para o custo da energia considerando a energia afluyente, a energia armazenada no final do estágio anterior, ou ambos os parâmetros como variáveis explicativas do valor de CMO.

Os conceitos envolvidos na metodologia são intuitivos e de fácil assimilação para os decisores, conferindo ao método proposto, facilidade na aplicação prática do dia-a-dia.

---

O método pode ser aplicado para a construção de cenários de preço da energia no mercado de curto prazo, considerando a energia afluyente como única variável explicativa do CMO nos primeiros meses de análise, dado que a energia armazenada ao final do mês anterior ao período de avaliação é conhecida, utilizando-se a convolução entre o armazenamento de energia e a energia afluyente para os demais meses.

Nos estudos de caso apresentados nesse trabalho utiliza-se a correlação entre o CMO e a energia afluyente isoladamente, sem levar em conta a correlação com a energia armazenada. O motivo dessa decisão são os bons resultados que se tem observado na prática com a utilização apenas da energia afluyente.

A cada cenário de preço definido, os cálculos propostos no método permitem a associação de probabilidades, a determinação de intervalos de confiança e seus limites inferiores e superiores, visando a análise de risco das estratégias adotadas.

Na seção a seguir apresentam-se os resultados obtidos com a aplicação do método de estimativa do preço da energia através da estimativa do CMO do sistema.

#### **4.03.4. RESULTADOS PRÁTICOS OBTIDOS COM APLICAÇÃO DO MÉTODO**

Nesta seção apresenta-se os resultados práticos da aplicação do método proposto, considerando uma variação entre 30 e 225% da MLT para a construção da função distribuição de probabilidade da energia afluyente ao Sudeste e 20 intervalos para avaliação da energia armazenada no reservatório equivalente do submercado.

Adotando-se o cenário de oferta proposta pela Aneel e ONS para o programa mensal de operação (PMO) de março de 2002, o levantamento das séries de afluência ao subsistema Sudeste/C. Oeste é representada pela Fig. 4.15.

A utilização de dados do ano 2002 deve-se ao fato de que diferente do contexto atual, em que o preço da energia no mercado de curto prazo não apresenta variações sensíveis de um período de análise para outro e os cálculos de CMO mostram sempre valores abaixo do preço mínimo do mercado de curto prazo, em 2002 havia uma dispersão e volatilidade mais acentuada dos preços de curto prazo. Esse aspecto torna

---

mais interessante avaliar a aplicação do método de estimativa do preço de curto prazo para o período de 2002 do que para a conjuntura atual do sistema elétrico.

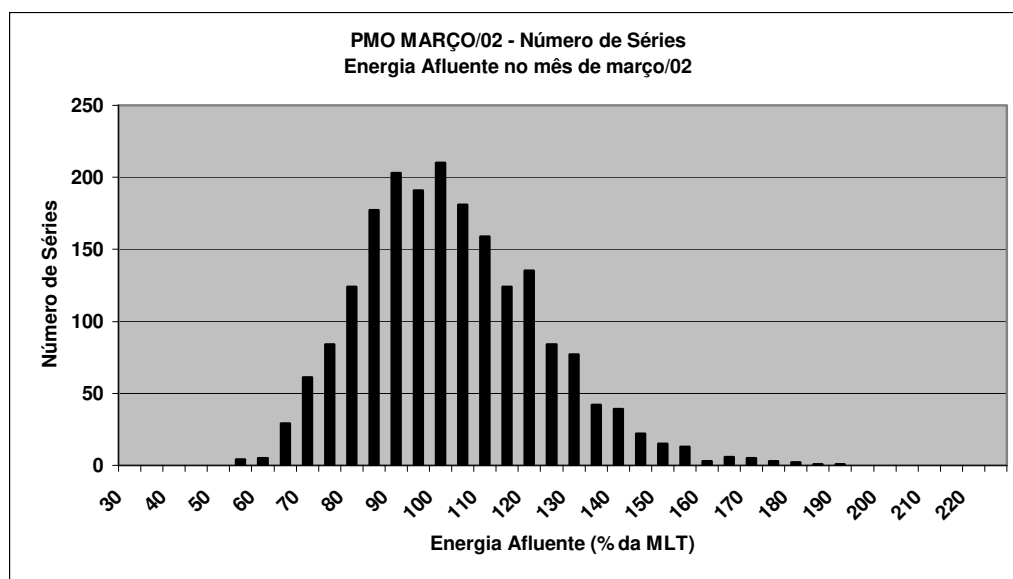


Figura 4.15 – Frequência absoluta das séries de Energia afluyente

Considerando que as séries sintéticas são equiprováveis e conhecendo-se a frequência absoluta, calcula-se as funções de distribuição e de densidade das probabilidades de energia afluyente, conforme figuras 4.16 e 4.17 a seguir.

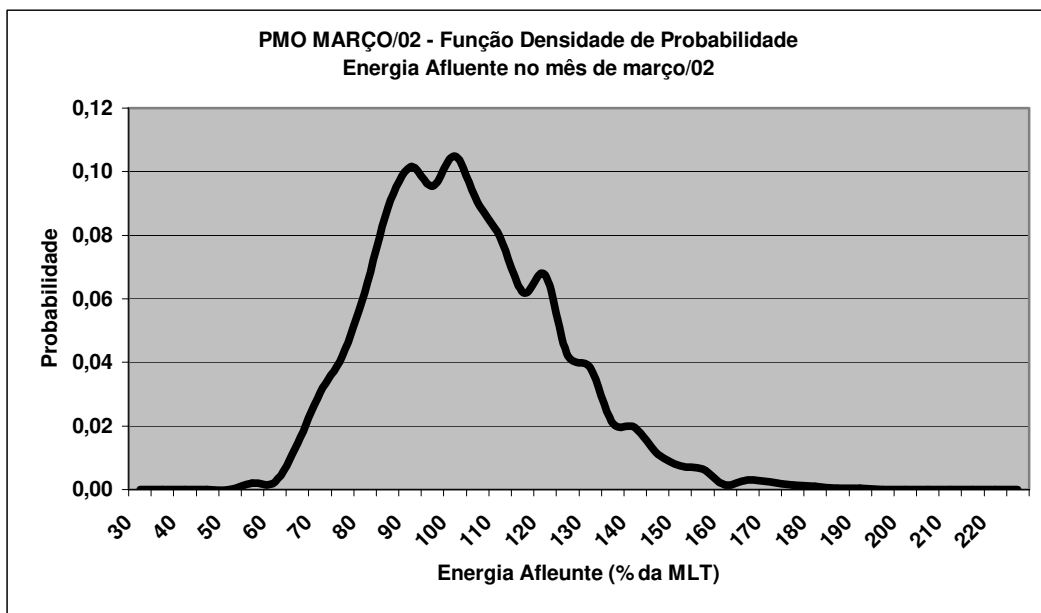


Figura 4.16 – Função densidade de probabilidade da energia afluyente

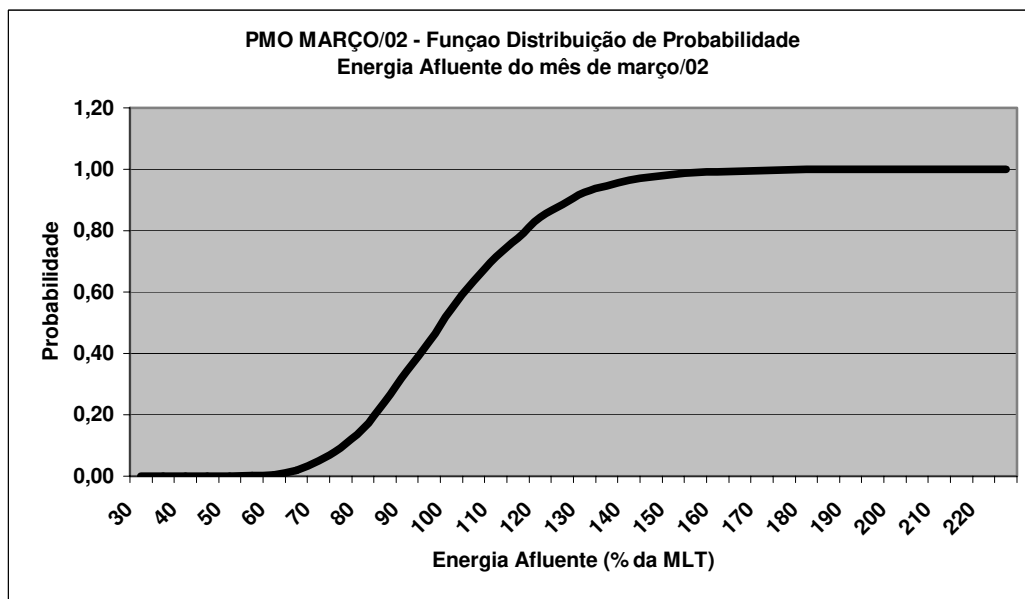


Figura 4.17 – Função distribuição acumulada de probabilidade da energia afluyente

Da função densidade de probabilidade observa-se que a moda da energia afluyente é 105% da MLT com uma probabilidade aproximada de 0,1. Da função distribuição de probabilidade observa-se que a média coincide com sua moda, ou seja, 105% da MLT, característica de uma distribuição de probabilidades simétrica.

As funções apresentadas acima mostram várias informações que podem ser exploradas na estimativa do CMO. Por exemplo, observando-se a Fig. 4.17, nota-se que existe uma probabilidade de 20% de que as energias armazenadas sejam inferiores ou iguais a 85% da MLT, ou seja, existe 80% de chance de que as afluições sejam superiores a 85% da MLT, portanto, a expectativa é de que as energias afluentes futuras sejam elevadas e consequentemente, os valores de CMO devem ser reduzidos.

Conhecendo as séries sintéticas que deram origem a tais distribuições, conhece-se indiretamente, os valores de Custo Marginal de Operação - CMO resultante da simulação de cada série, estimando-se dessa forma, que em função da energia afluyente, os valores de CMO se distribuem conforme apresentado na figura 4.18 a seguir.

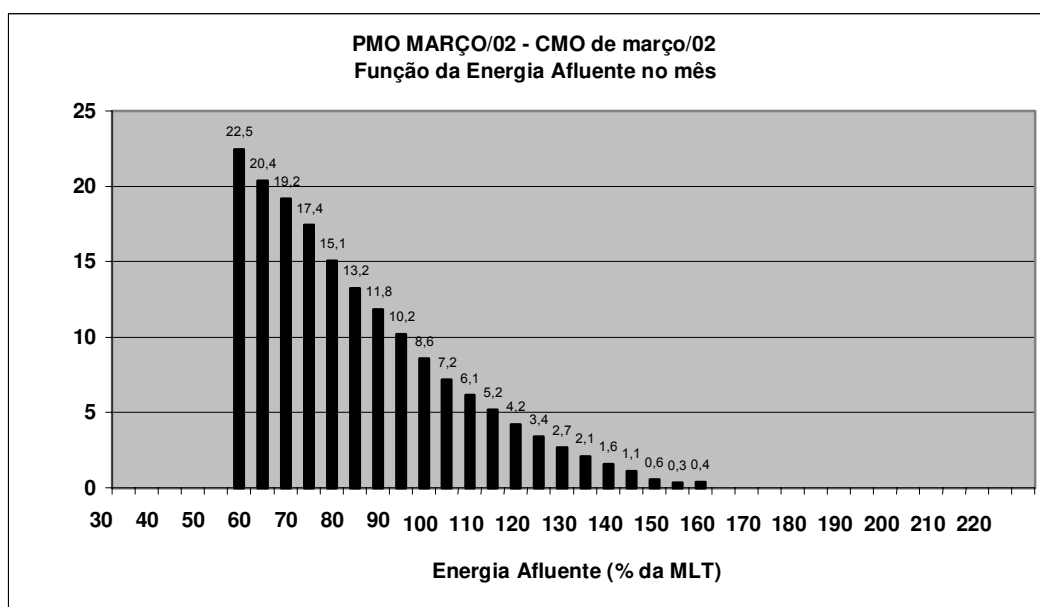


Figura 4.18 – Custo Marginal de Operação em função da energia afluyente

Utilizando a função distribuição de probabilidade apresentada na Fig. 4.18, pode-se ter uma idéia inicial do valor estimado de CMO dado a afluência do período. Considerando que as afluências esperadas para o período não são inferiores a 95% da MLT, entrando-se com esta informação na Fig. 4.18, não se deve esperar valores de CMO acima de 8,6 R\$/MWh para a região Sudeste/C. Oeste no mês de março de 2002. Com efeito, para o referido mês, quando as energias afluentes ao sistema oscilaram entre 106% e 84% da MLT, o preço máximo da energia no mercado de curto prazo foi de 8,14 R\$/MWh, calculado semanalmente ao longo do mês.

Nesta avaliação sobre o preço futuro da energia, não se busca definir a função  $\Phi$  apresentada da equação 4.2, pois para cada cenário de oferta e demanda simulada no modelo, diferentes relações entre o CMO e a afluência de energia serão estabelecidas.

Assim, no desenvolvimento deste trabalho, esta função será construída a partir da constituição de diferentes cenários de operação do sistema. Quanto mais próximos da realidade forem os cenários constituídos, mais as expectativas de preço futuro da energia se aproximarão dos valores realmente praticados no mercado.

Analogamente, considerando-se a energia armazenada no sistema, pode-se calcular as funções densidade e distribuição de probabilidades. A Fig. 4.19 apresenta a frequência absoluta das séries em função da energia armazenada no sistema.

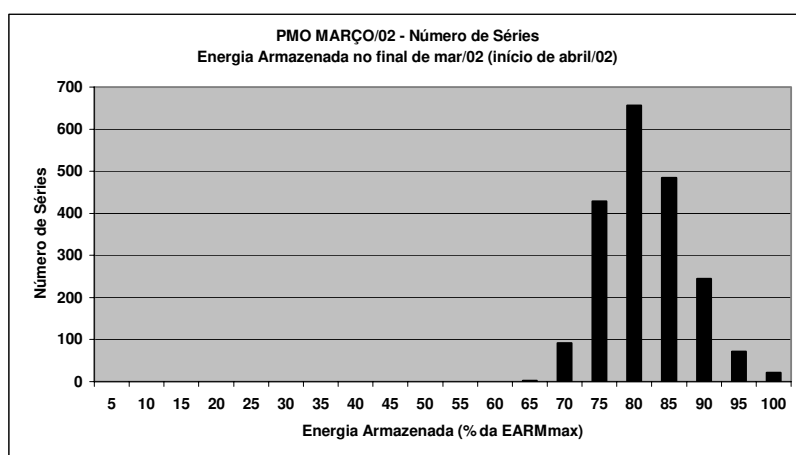


Figura 4.19 – Frequência absoluta das séries sintéticas em função da energia armazenada

---

A partir dos resultados apresentados na Fig. 4.20 calcula-se as funções densidade e distribuição de probabilidade da energia armazenada, conforme apresentado nas figuras 4.20 e 4.21.

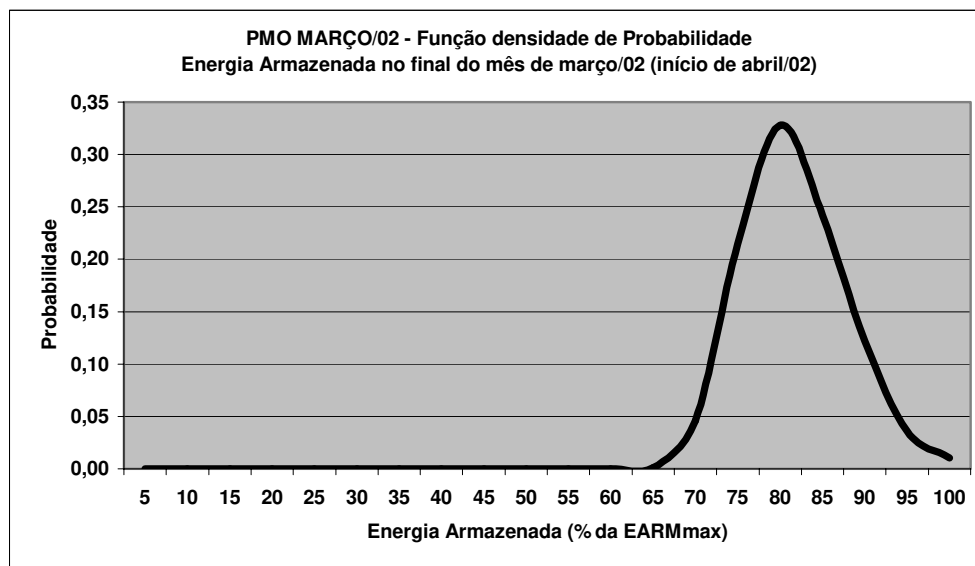


Figura 4.20 – Função densidade de probabilidades da energia armazenada



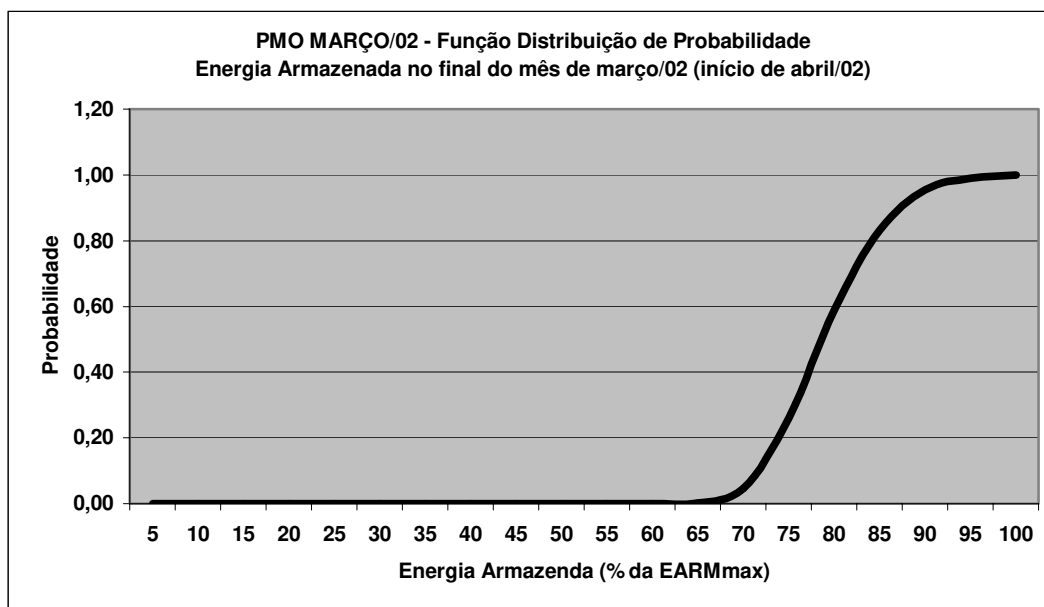


Figura 4.21 – Função distribuição de probabilidades da energia armazenada

Observa-se que a média da distribuição é 80% da energia armazenada, coincidente com a moda da função de probabilidade, que se apresenta simétrica. Observa-se da Fig. 4.21 que existe uma probabilidade aproximada de 0,9 de que a energia armazenada no final do mês esteja em valores superiores a 70% da energia armazenada máxima do sistema. Os resultados esperados para o CMO em função da energia armazenada são sintetizados na Fig. 4.22.

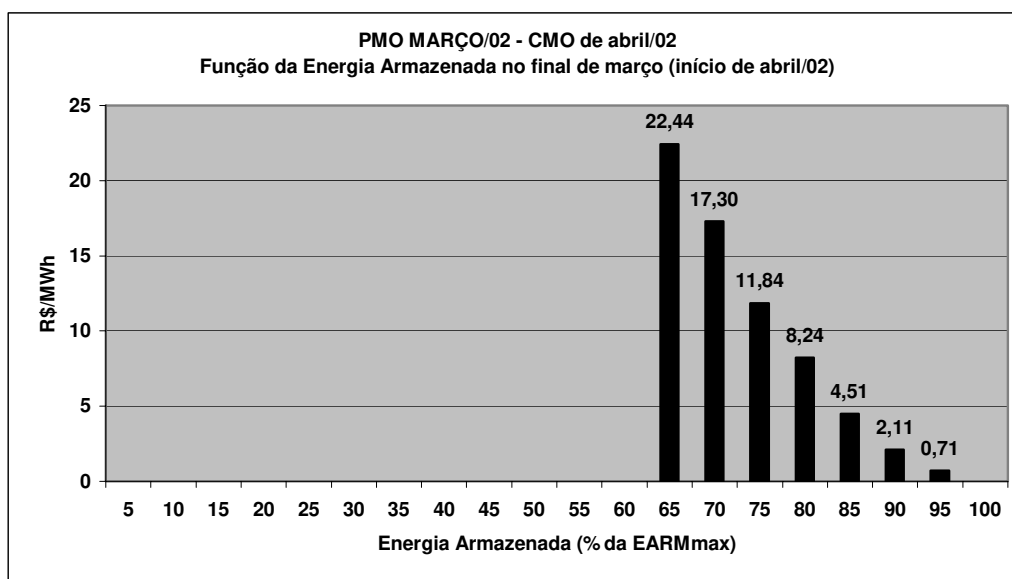


Figura 4.22 – Custo marginal de operação função da energia armazenada

Analisando-se a Fig. 4.22, observa-se que para o mês de abril de 2002, se a energia armazenada ao final de março estiver acima de 70% do armazenamento máximo, o custo da energia no mercado de curto prazo não deverá superar 17,30 R\$/MWh. Com efeito, o Submercado Sudeste/C. Oeste atingiu uma energia armazenada da ordem de 70% ao final de março/02 e o preço da energia calculado em termos semanais ao longo do mês de abril/02 não superou 15,96 R\$/MWh.

Os resultados obtidos permitiram observar que enquanto a avaliação sobre a afluência ao sistema permite tirar conclusões acerca do CMO no período em curso, a análise sobre a energia armazenada permite que se estabeleça expectativa para o preço da energia nos períodos subseqüentes, trazendo o encadeamento apropriado ao processo contínuo de estimativa do preço futuro da energia no mercado de curto prazo.

Dessa maneira, a composição das análises estatísticas sobre a energia afluente e sobre a energia armazenada no sistema permite estabelecer expectativa de curto, médio e longo prazos para o preço da energia. Visando explorar esta característica, calculam-se as funções distribuição e densidade de probabilidade condicionada da energia afluente, dada a energia armazenada no mês anterior.

---

Para as simulações efetuadas no plano mensal de operação do mês de março de 2002, as figuras 4.23 e 4.24 apresentam essas funções de probabilidade condicionada, dadas as energias armazenadas entre 70 e 95% da máxima no mês de março.

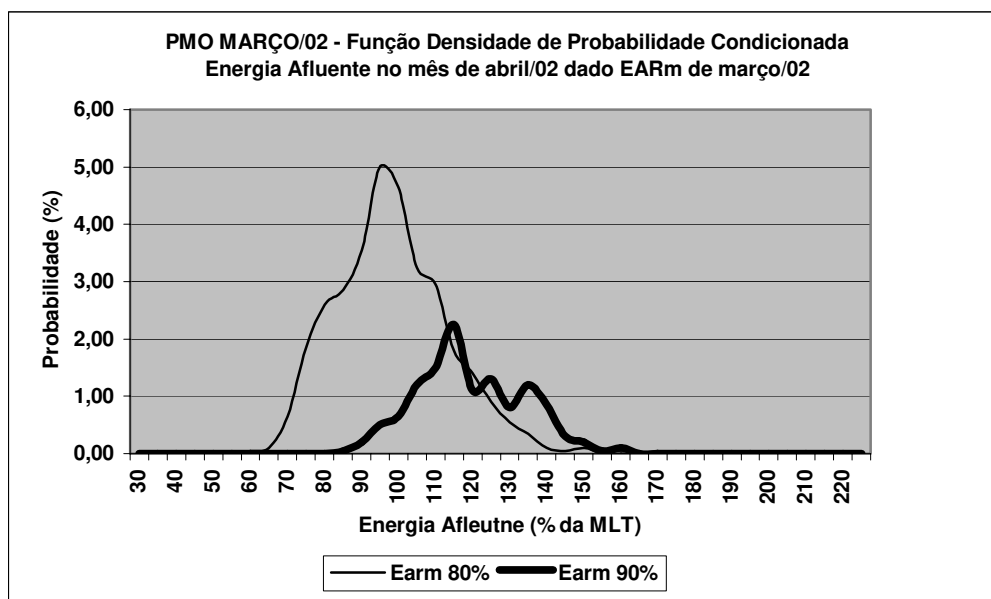


Figura 4.23 – Função densidade de probabilidade condicionada da energia afluyente, dada a energia armazenada no mês anterior

Embora a análise seja feita para uma série de valores de energia armazenada no mês anterior, nas Fig. 4.23 e 4.24 apresentou-se apenas os resultados para o armazenamento de 80 e 90% para facilitar a visualização.

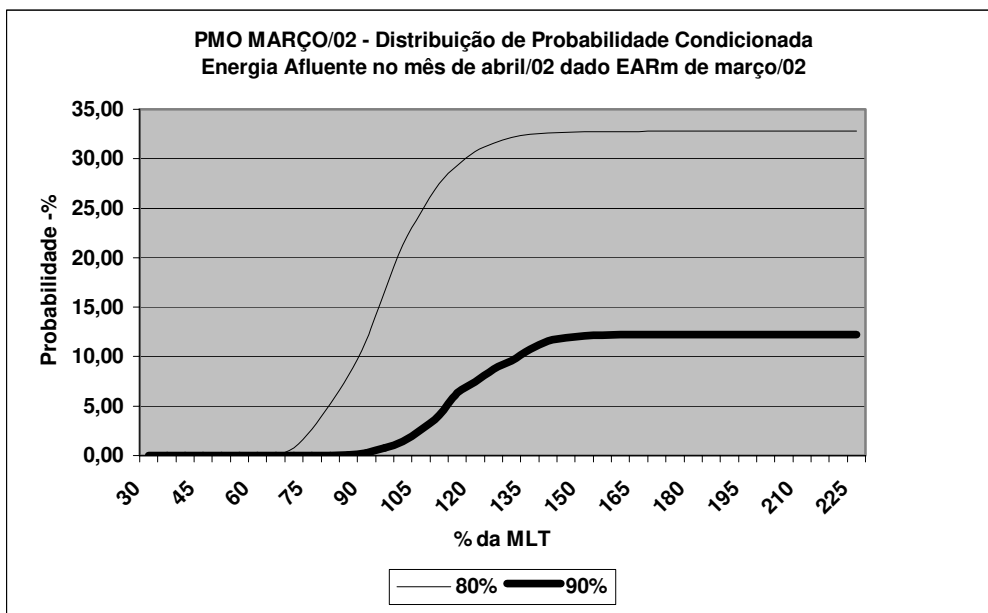


Figura 4.24 – Função distribuição de probabilidade condicionada da energia afluyente dada a energia armazenada no mês anterior

Embora o valor percentual não seja a forma mais apropriada de se apresentar a probabilidade associada a um evento<sup>16</sup>, esta representação foi utilizada na Fig. 4.24, para facilitar a representação da escala no eixo das ordenadas.

O valor de Custo Marginal de Operação para o mês de abril de 2002 considerando a análise de probabilidade condicionada é apresentado nas figuras 4.25 e 4.26 a seguir, dadas as energias armazenadas de 75 e 85% respectivamente, ao final do mês de março de 2002.

---

<sup>16</sup> Como já enfatizava o prof. Boris Schneidernam, meu professor de estatística na graduação: “Probabilidade é probabilidade, é a razão do número de eventos favoráveis pelo espaço amostral completo de eventos, percentual é uma outra coisa...”

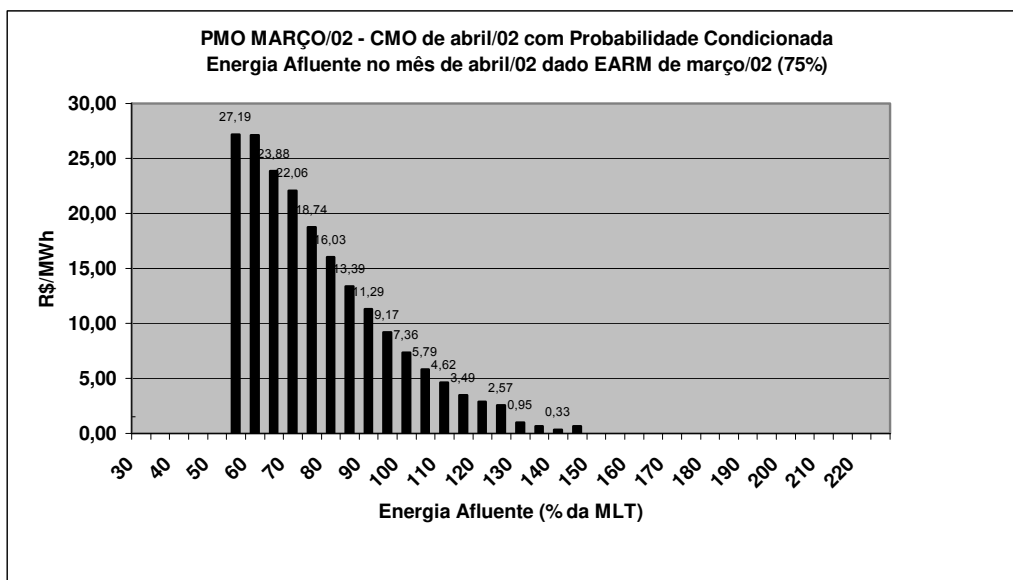


Figura 4.25 – CMO considerando a probabilidade condicionada para energia armazenada de 75%

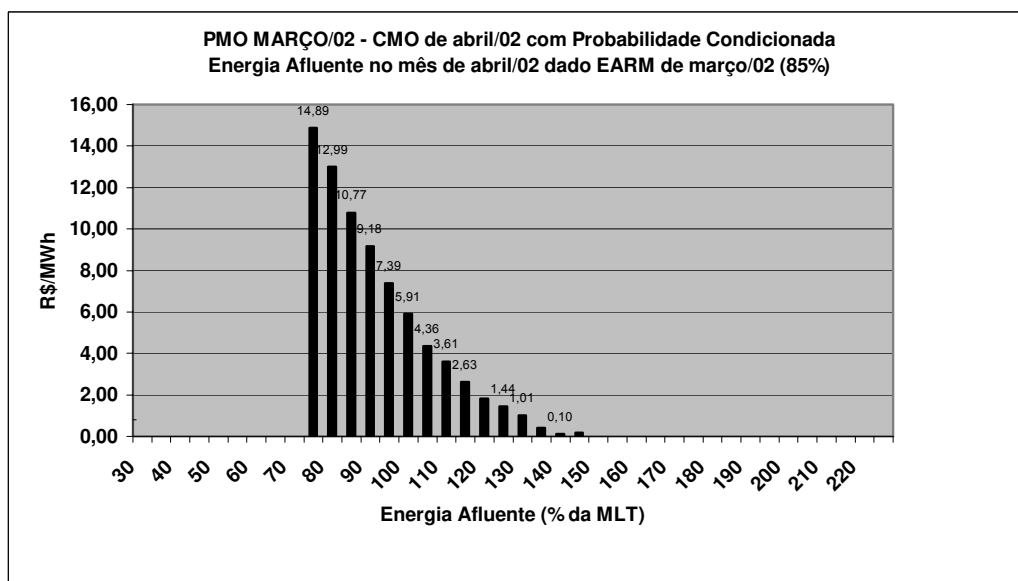


Figura 4.26 – CMO considerando a probabilidade condicionada para energia armazenada de 85%

---

A análise das figuras 4.25 e 4.26 permite inferir o preço da energia para o mês subsequente dadas as condições no final do mês anterior e a afluência do próprio mês. Para a mesma afluência esperada de 90% da MLT, se a condição do reservatório no mês anterior for 75% do armazenamento total, o custo da energia chega a 13,39 R\$/MWh. No entanto, se o reservatório no final do mês anterior atingiu 85% de sua capacidade máxima, esse custo é de 10,77 R\$/MWh apenas.

Dessa maneira é possível traduzir cada cenário de oferta e demanda de energia simulado, pela expectativa de custo futuro de energia que representa. Conhecida as modas das distribuições de energia afluente e energia armazenada, pode-se estabelecer qual o preço mais provável da energia, além disso, considerando-se o desvio padrão das distribuições de probabilidade, pode-se definir dentro de um intervalo de confiança aceitável, qual a expectativa de preço, agregando à estimativa, a probabilidade associada, parâmetro fundamental à análise de risco das decisões. Utilizando-se da probabilidade associada aos eventos, é possível calcular-se o valor esperado das decisões tomadas no mercado de curto prazo.

Para ilustrar a aplicação do método proposto num horizonte de mais longo prazo, na Fig. 4.27 a seguir, apresentam-se os valores esperados, limites superiores e inferiores para o intervalo de confiança de 1 desvio padrão (cerca de 69% de confiança) do CMO para um horizonte de 19 meses, considerando os valores de energia afluente futura como o valor que representa a moda das distribuições de probabilidade de cada mês do horizonte.

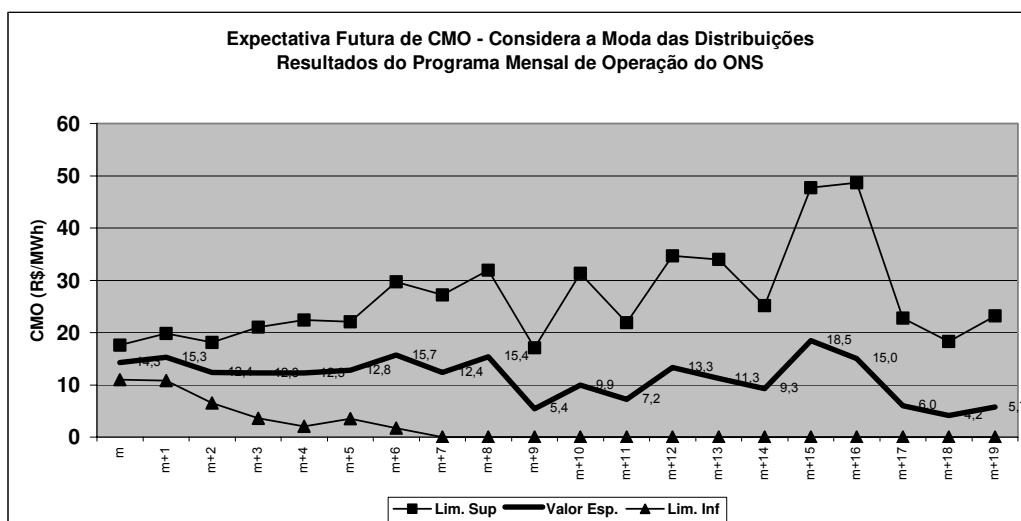


Figura 4.27 – Expectativa de médio prazo do CMO para a Moda da distribuição de probabilidades da energia afluyente em cada mês do horizonte.

Nos meses em que o desvio padrão resultou maior do que o valor esperado, o limite inferior de CMO foi considerado nulo, pois não faz sentido adotar-se Custo Marginal de Operação negativo como limite inferior do CMO. Além disso, na ilustração não foi considerado o preço mínimo estabelecido para a energia no mercado de curto prazo.

Observa-se da Fig. 4.27 que o desvio padrão aumenta em relação ao valor esperado à medida que se busca observar um horizonte mais longo, coerente com o aumento da incerteza que se espera nas análises de mais longo prazo e com o crescimento do risco às decisões de maior alcance no tempo.

Resultados mais recentes demonstram que os desvios entre os valores estimados e os preços realizados no mercado de curto prazo não inviabilizam a utilização do método proposto. A Tabela 4.1 a seguir apresenta uma comparação dos resultados obtidos da estimativa feita para o preço da energia no mercado de curto prazo no mês de junho de 2002.

O método apresenta solução para valores médios mensais, porém pode-se observar da Tabela 4.1 que as soluções intermediárias semanais também resultam em valores que podem ser estimados a partir da energia afluyente ao sistema.

A análise ex-post dos resultados permite aferir o processo. Em termos médios, para o mês de junho de 2002, dada a energia afluyente ao sistema Sudeste, esperava-se o preço da energia entre 13,37 e 23,73 R\$/MWh, o valor que se verificou foi uma média de 13,62 R\$/MWh, dentro do intervalo de 95% de confiança determinado pela aplicação do método de estimativa.

Tabela 4.1 - Análise dos resultados para Junho de 2002

SEMANA	En. Afluyente (%MLT)		PREÇO ESTIMADO (R\$/MWh)			Preço
	Verificada	Discretizada	VE	LS (+2dp)	LI (-2dp)	Verificado
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

Os valores estimados entre fevereiro e agosto de 2003, apresentados na tabela 4.2 e na Fig. 4.28 mantiveram-se no intervalo de + ou - 1,5 desvios padrão, que representa um intervalo de confiança da ordem de 86%, exceto para a estimativa feita em julho de 2003.

Tabela 4.2 - Análise dos resultados para o período de fev a ago/03

Preço do MAE no ano 2003 (R\$/MWh)						
	real	estimativa (intervalo de 86,6%)			Diferença	
		esperado	+ 1,5 Desv	- 1,5 Desv	R\$/MWh	(%)
fev/03	4,00	4,00	4	4	0,00	0%
mar/03	4,00	4,00	4	4	0,00	0%
abr/03	5,48	5,48	5,48	5,48	0,00	0%
mai/03	7,30	6,62	7,625	5,615	-0,68	-9%
jun/03	11,22	10,90	11,86	9,94	-0,32	-3%
jul/03	13,13	10,87	12,13	9,61	-2,26	-17%
ago/03	16,95	15,78	18,18	13,38	-1,17	-7%



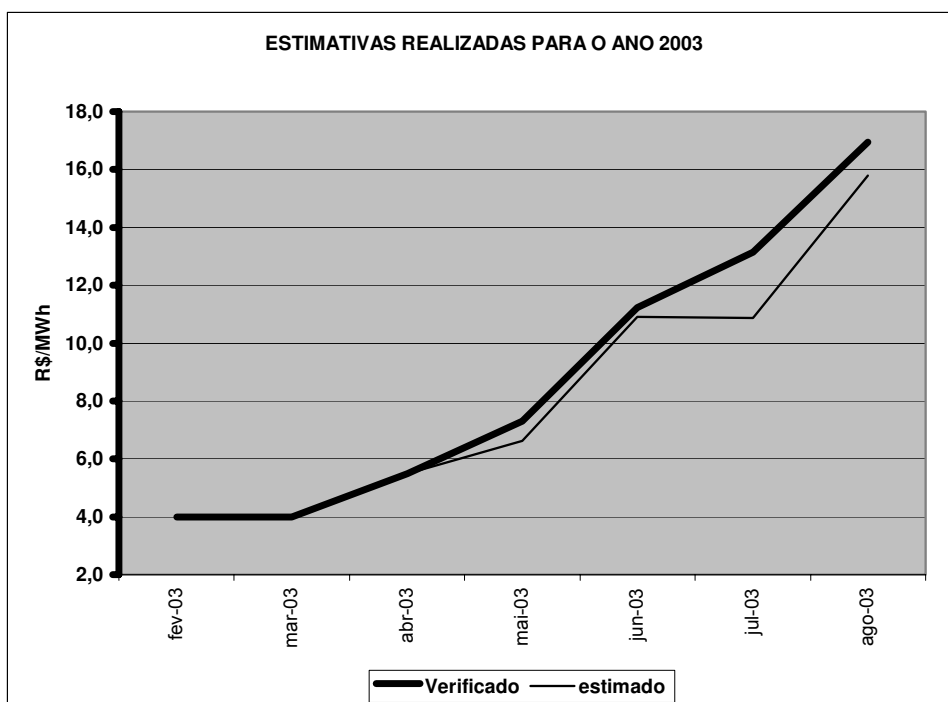


Figura 4.28 - Análise das estimativas entre fevereiro e agosto de 2003

Na seção a seguir apresenta-se a proposta de um método de suporte a decisões no setor elétrico brasileiro.

---

## Capítulo 5 - PROPOSTA DE MÉTODO PARA SUPORTE À DECISÃO

O processo de tomada de decisão considerando a expectativa de venda e compra de energia, análises de investimento em projetos próprios de geração e a exposição ao preço do mercado de curto prazo é um problema que precisa ser tratado sob o enfoque de avaliação dos riscos envolvidos.

Enquanto o preço no curto prazo for menor do que o preço dos contratos bilaterais, é melhor evitar a contratação de longo prazo e adquirir energia no mercado de curto prazo, monitorando sempre as situações que podem causar qualquer tipo de penalidade ou impossibilidade de repassar os custos pela aquisição de energia. Se ao contrário, a tendência é de que o preço de curto prazo se eleve acima dos preços praticados nos contratos, é mais rentável comprar contratos bilaterais de longo prazo.

No mercado totalmente regulado, a quantidade de energia que se pode utilizar para aproveitar as oportunidades de curto prazo é reduzida, pois obriga-se o comprador de energia a manter-se totalmente contratado em contratos de longo prazo, sob ameaça de estabelecer penalidades se tiver posição em contrário.

No mercado livre, no entanto, as possibilidades de transformar os riscos da volatilidade de preços da energia, no curto e longo prazos, em ganhos adicionais são mais concretas.

Admitindo-se que a comercialização no mercado de curto prazo seja feita com preço conhecido (ex-ante) e os contratos bilaterais possam ser fechados após o encerramento do mês, quando a carga e a geração também já são conhecidas, restando apenas a incerteza quanto a parcela de perda de transmissão, sob este ponto de vista, quando já se conhece praticamente todas as variáveis envolvidas no problema, o processo decisório é determinístico e sua solução trivial resulta da simples comparação do preço de curto prazo com o preço dos contratos bilaterais de longo prazo.

---

Entretanto, essa análise simplista leva à busca de uma solução idealizada, que não pode ser implementada. Num determinado mês, o agente efetuará a compra de todas as suas necessidades de energia em contratos bilaterais; no mês seguinte, buscaria vender todos esses contratos, para se beneficiar do preço reduzido no curto prazo.

Essa solução é impossível de ser implementada na prática porque o mercado de energia no Brasil não tem maturidade e liquidez suficiente para suportar essas alterações bruscas nas atitudes dos agentes. Além disso, é característico do mercado de energia elétrica apresentar inércia, devido à sua complexidade e necessidade de regulação detalhada.

O ganho buscado por um agente certamente acarretará perda para o outro, impossibilitando que tais atitudes sejam tomadas por vários períodos consecutivos, sem que os demais agentes se fechem para as negociações e busquem eles próprios os resultados positivos que podem obter no mercado. A solução trivial para este problema representa o que se chama no mercado financeiro de *arbitragem*<sup>17</sup>, discutida na literatura como um desvio que pode existir apenas momentaneamente no mercado (Hull, 2002).

Dessa maneira, a solução factível passa por mudanças de posição menos abruptas, função apenas de variações sutis no perfil de contratação do agente, para adaptação às expectativas de mudanças no quadro do preço da energia. Na prática, as variações nas quantidades de energia comercializadas são marginais em relação a totalidade dos requisitos.

Neste capítulo mostra-se que a solução determinística no processo de decisão é impraticável e apresenta-se uma proposta para análise do problema de comercialização de energia e decisões de investimento baseada em técnicas de avaliação e gerenciamento de risco e conceitos de otimização multicritério, visando estabelecer soluções factíveis e devidamente avaliadas quanto aos riscos envolvidos.

---

<sup>17</sup> A denominação vem da palavra inglesa *arbitrage*, que significa realização de lucro sem qualquer risco, aproveitando-se de diferenças de preços não percebidas pelos demais participantes do mercado.

---

O método de suporte a decisões proposto define um processo de análise sistemático das posições adotadas no mercado, alterando-se estas posições de acordo com os resultados esperados no futuro para a carteira de ativos de que se dispõe, dada a expectativa para o preço da energia.

A proposta baseia-se no levantamento de alternativas que devem ser estabelecidas de forma realista pelas equipes de comercialização das empresas, levando a um ajuste de posição coerente com a liquidez e as condições de mercado. As alternativas são classificadas de acordo com a aversão ao risco, visando adotar-se aquela que apresenta o maior ganho possível, desde que represente risco aceitável.

### **5.01. SOLUÇÃO DETERMINÍSTICA**

Considerando que todas as variáveis do problema sejam determinísticas, e que o mercado suporte qualquer tipo de decisão relacionada à compra e venda de energia, o processo de tomada de decisão quanto a contratação de energia no mercado brasileiro pode ser resolvido de forma trivial, bastando comparar o preço no mercado de curto prazo com o preço praticado nas contratações bilaterais.

Na prática, considera-se a equivalência do preço de curto prazo, praticado ao longo de um período, com o preço do contrato com o mesmo prazo de suprimento. Esta equivalência é demonstrada em nota técnica da ANEEL (NT 023 de 7/4/2003), que estabelece a equivalência entre contratos com diferentes períodos de suprimento.

Adotando-se a formulação apresentada no Capítulo 3, a Fig. 5.1, apresenta a solução ótima para contratação mensal de energia de uma empresa distribuidora durante o ano, sob as seguintes hipóteses:

- Preço de contrato bilateral constante em 80 R\$/MWh;
- Único cenário de preço do mercado de curto prazo;
- Preço de venda da energia a consumidores finais a 120 R\$/MWh;

- Possibilidade de contratação entre 0 e 120% de toda a necessidade de energia.

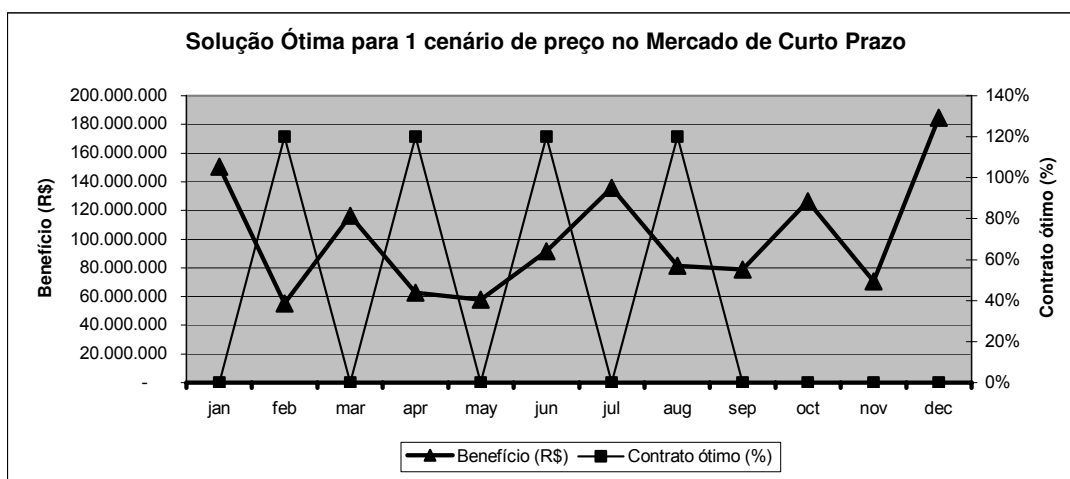


Figura 5.1 - Solução ótima determinística para o agente de distribuição

Note-se pela Fig. 5.1, que a oscilação apresentada pela solução ótima determinística representa um desafio para qualquer área de comercialização de energia, por mais bem preparada que ela seja. Esta solução, embora leve ao máximo valor presente na negociação, não é factível na prática, pois parte do princípio de que não existe risco na comercialização. De fato, não é razoável esperar que durante vários meses consecutivos, um agente seja capaz de oscilar entre 0 e 120% de contratação de energia de um mês para o outro, movimentando valores em R\$ tão elevados em prazo tão curto.

## 5.02. DESCRIÇÃO GERAL DO MÉTODO PARA SUPORTE A DECISÕES

O problema pode ser resolvido através da aplicação de técnicas de análise de risco associadas aos conceitos de otimização multicritério, para definir a "região de

---

conforto" para as posições tomadas, tendo em vista a estocasticidade associada ao preço da energia no mercado de curto prazo.

A posição adotada na comercialização de energia define um "*estado*", adotando-se a nomenclatura utilizada na programação dinâmica (Bertsekas, 1987), representado pela contratação de energia do agente em cada período mensal do horizonte de tempo utilizado na avaliação. No processo de análise considera-se estados mensais, admitindo-se que a decisão tomada em um período mensal é tomada no final do mês anterior e que não é modificada no transcorrer do próprio mês.

O método de avaliação de alternativas proposto neste trabalho utiliza a função densidade de probabilidade dos resultados econômicos esperados pelo decisor para cada alternativa que pode ser adotada (Castro & Lyra[B], 2003; Castro & Lyra[B], 2004).

Em cada estado calcula-se os benefícios econômicos auferidos pelo agente, conforme formulação apresentada no Capítulo 3, e determina-se o valor presente líquido da decisão tomada, dados os cenários de preço da energia no mercado de curto prazo, discutido no Capítulo 4. A função densidade de probabilidades dos resultados econômicos de cada alternativa é determinada pela associação das probabilidades calculadas para cada cenário de preço, com o resultado econômico esperado.

Alguns pontos notáveis dessa função densidade de probabilidade são avaliados à luz de conceitos de otimização multicritério, para que a alternativa mais atrativa do ponto de vista da relação risco X resultado seja destacada dentre as demais, de acordo com a aversão ou atração ao risco apresentada pelo decisor.

O método proposto compõe-se das seguintes etapas:

---

a) Definição do cenário de oferta e mercado para simular as condições em que o sistema deverá operar no horizonte de análise;

b) Determinação das funções densidade e distribuição de probabilidades para o preço da energia no mercado de curto prazo, conforme método descrito no Capítulo 4, para todo o horizonte de análise;

c) Definição das alternativas (posições) adotadas para comercialização da energia elétrica, seja para a contratação bilateral, ou as propostas de negociação da energia proveniente de projetos para os quais se deseja avaliar a viabilidade de investimento;

d) Cálculo do valor presente líquido e levantamento da função densidade de probabilidade dos resultados econômicos de cada alternativa, função dos cenários de preço no mercado de curto prazo;

e) Análise de risco através da avaliação da função densidade de probabilidade dos resultados econômicos esperados para cada alternativa;

f) Aplicação de conceitos de otimização multicritério para definir a métrica de avaliação das alternativas em função da análise "risco X retorno", para o perfil do decisor quanto a aversão ou atração ao risco;

g) Aplicação de métricas para avaliação dos resultados obtidos, e análise de sensibilidade sobre o perfil de risco do decisor.

No processo de tomada de decisões, o método descrito acima deve ser repetido sistematicamente, realimentado por novas alternativas a cada novo cenário de expansão da oferta e demanda do sistema e de evolução do preço da energia, seja no mercado de curto prazo ou em contratação de longo prazo. Cada ponto da proposta é detalhado nos itens a seguir.

---

### **5.03. DEFINIÇÃO DO CENÁRIO DE OFERTA E DEMANDA DO SISTEMA**

Acompanhar o andamento das obras do programa de expansão da oferta de energia não é uma tarefa fácil. Necessita de especialistas em acompanhamento de construção de usinas para avaliar se o projeto está dentro do cronograma ou sofrerá alguma alteração na data de início de operação comercial.

Não é factível que se tenha uma visão completa sobre a evolução do programa de obras, pois os dados do empreendimento são propriedade dos investidores e mesmo que os dados fossem de domínio público, manter uma equipe qualificada para avaliar todos os projetos em andamento no sistema representa um custo desproporcional para qualquer agente do setor.

A ANEEL (ANEEL, on line) realiza o trabalho de fiscalização do cronograma das obras e divulga acompanhamento mensal dos projetos em construção, onde, além das questões físicas da obra, são avaliados aspectos regulatórios e legais que envolvem a construção e operação de uma usina, tais como licenciamento ambiental, contratos de conexão com o sistema de transmissão e licença de instalação e de operação.

De posse dessa análise, a ANEEL indica se um projeto está adiantado, atrasado ou dentro do cronograma previsto para entrada em operação. A legislação vigente (resolução GCE 109) obriga que o ONS faça o planejamento da operação do sistema considerando no programa de obras apenas as usinas que não tenham qualquer impedimento para entrar em operação, de acordo com a fiscalização mensal feita pela ANEEL. Assim, o programa de obras de geração adotado pelo ONS é o conjunto de projetos que a ANEEL aponta como "verde", sem qualquer impedimento legal ou institucional para manter seu cronograma de implantação.

A evolução do mercado é definida pelo Comitê Técnico de Estudos de Mercado - CTEM, grupo de trabalho composto por todas as empresas que atendem a consumidores finais, sob coordenação da Eletrobrás.

Embora sejam elaboradas revisões quadrimestrais no planejamento anual da operação, as incertezas que cercam o programa de obras oficial e as projeções de mercado utilizadas no planejamento mensal da operação são suficientes para que a análise sobre a comercialização de energia e, especialmente, sobre os investimentos em



---

novos projetos por parte dos potenciais investidores não se limitem à avaliação do sistema operando sob as condições oficialmente definidas, devendo-se proceder análises de cenários alternativos.

Para definir um processo de análise de decisões é necessário definir-se o programa de obras e a expansão do mercado em que a empresa acredita, além do cenário oficial estabelecido pela ANEEL, ONS e CTEM.

#### **5.04. DETERMINAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROBABILIDADE DO PREÇO**

Empregando-se o método para estimar o preço da energia no mercado de curto prazo apresentado no Capítulo 4, para o cenário de oferta e mercado definido como mais realista, determina-se a expectativa de preço da energia com as correspondentes probabilidades associadas.

O cenário de preços pode ser avaliado sob o ponto de vista de correlações com a expectativa de energia afluyente, energia armazenada ou da convolução entre energia afluyente e armazenada. A decisão sobre qual método utilizar deve ser tomada a luz da experiência e da sensibilidade adquirida ao longo do tempo de utilização do processo. Nos estudos realizados neste trabalho, observou-se que a correlação com a energia afluyente é suficiente para subsidiar o processo de estimativa de custos marginais.

Observa-se no entanto, que em estudos de horizontes longos (mais de 5 anos), a energia afluyente pode não ser suficiente para subsidiar as estimativas de custos marginais. Nesses estudos, que envolvem particularmente avaliações de investimentos no longo prazo, além dos aspectos conjunturais das condições operativas do sistema, devem ser abordados aspectos estruturais que levem em conta a condição do equilíbrio entre oferta e demanda, onde o preço dos contratos de longo prazo será função da estratégia de contratação adotada pelos compradores e que apresenta tendência à igualdade dos preços de curto prazo com os preços de contratos de longo prazo na hipótese de equilíbrio entre oferta e demanda (Castro, Cruz e Sassaron, 2004).

---

A relação entre o preço de curto e dos contratos de longo prazo depende da expectativa de evolução do mercado consumidor, definida pelos compradores de energia. Se os compradores mantiverem o sistema supercontratado, ou seja, com contratos de longo prazo além de suas necessidades reais, o preço dos contratos de longo prazo tenderá a ser superior aos preços de curto prazo.

Pela simetria no mercado, se o conjunto dos compradores mantiver a postura de subcontratar energia em relação a suas necessidades reais, a tendência será de preço de curto prazo superior ao dos contratos de longo prazo.

#### **5.05. DEFINIÇÃO DAS ALTERNATIVAS**

As alternativas de contratação de energia ou de investimento em obras de geração devem ser levantadas em conjunto com as avaliações do balanço energético da empresa e a sensibilidade que as áreas de comercialização de energia, em contato estreito com o mercado, têm sobre as possibilidades (oportunidades) de compra e venda de energia.

Este processo pode ser utilizado tanto para contratação bilateral quanto para análise de investimentos no ambiente de livre contratação ou no ambiente regulado, criados a partir da reformulação do setor elétrico.

Os contratos de longo prazo são mecanismos eficazes para viabilizar a expansão do parque gerador à medida que dão suporte, inclusive, à obtenção de financiamento para as obras.

Entretanto, diferentes alternativas de investimento podem levar a diferentes condições contratuais de longo prazo, ficando parte da energia para ser comercializada no mercado de curto prazo, dado que a contratação da totalidade, ou de parte da oferta de energia, sempre leva à necessidade de liquidação no mercado de curto prazo, e portanto, sujeita os resultados do investimento à volatilidade dos preços no mercado de curto prazo.

---

Nos estudos desenvolvidos neste trabalho utilizou-se hipóteses de comercialização verossímeis, baseadas em observações de contratação de energia no País ao longo dos últimos anos.

#### **5.06. FUNÇÃO DENSIDADE DE PROBABILIDADE DOS RESULTADOS ECONÔMICOS**

Utilizando-se a formulação apresentada no Capítulo 3, determina-se o valor presente líquido (VPL) dos resultados econômicos esperados para cada alternativa em cada cenário de preço da energia no mercado de curto prazo. Associando-se as probabilidades de cada cenário ao VPL calculado, levanta-se a função densidade de probabilidade dos resultados econômicos esperados para cada alternativa. Cada ponto dessa função representa o resultado financeiro para uma dada alternativa e um dado cenário de preço da energia no mercado de curto prazo, associado à probabilidade desse cenário de preço.

#### **5.07. ANÁLISE DE RISCO**

Toda instituição que dispõe de uma carteira (portfolio) de ativos financeiros, dentre os quais podem ser considerados os contratos de compra e venda de energia e os projetos de geração, necessitam definir ferramentas consistentes de análise de risco, para buscar a proteção (hedge) necessária a seu conjunto de ativos.

Existem vários mecanismos calculados diariamente pelas instituições financeiras para avaliação de seus ativos. Embora nos itens a seguir sejam descritos outros métodos, o processo de análise de risco que se propõe neste trabalho é a determinação do Value at Risk -  $V@R$ , a motivação para esta escolha é discutida a seguir.

---

### 5.07.1. VALOR EM RISCO (VALUE AT RISK) - V@R

O “Valor em Risco” é um parâmetro que define o máximo de perda que se espera ter em uma carteira de ativos, com uma dada probabilidade, se “tudo der errado” durante um período de tempo  $t$ .

Outros métodos de gerenciamento de risco, como as chamadas “Letras Gregas” (delta, gama e vega) permitem o gerenciamento de um grande número de parâmetros de risco aos quais as instituições estão expostas diariamente e representam instrumento eficaz para o comercializador em contato direto com o mercado, gerenciar o risco financeiro de suas operações, quando associados a uma variável de mercado particular.

No entanto, para uma visão mais geral, na qual deve-se considerar as variáveis de mercado atuando simultaneamente no valor da carteira, esses métodos são limitados. Para esta análise mais completa, geralmente efetuada por um gerenciador de risco com visão mais global sobre os negócios da empresa, a determinação do Valor em Risco da carteira é mais indicado (Hull, J. C., 2002).

O V@R, representado na Fig. 5.2 a seguir, é um parâmetro que resume em um único número todos os efeitos das variáveis de mercado a que a carteira de ativos está exposta, por isso tem sido utilizado amplamente no “*senior management*” das carteiras de ativos das instituições. É função do período de tempo que se deseja analisar a carteira ( $N$ ) e do grau de confiança ( $X$ ) que será utilizada na análise. A determinação desse parâmetro permite afirmações do tipo:

“Estamos  $X\%$  certos de que não vamos perder mais que V@R \$ nos próximos  $N$  períodos”.

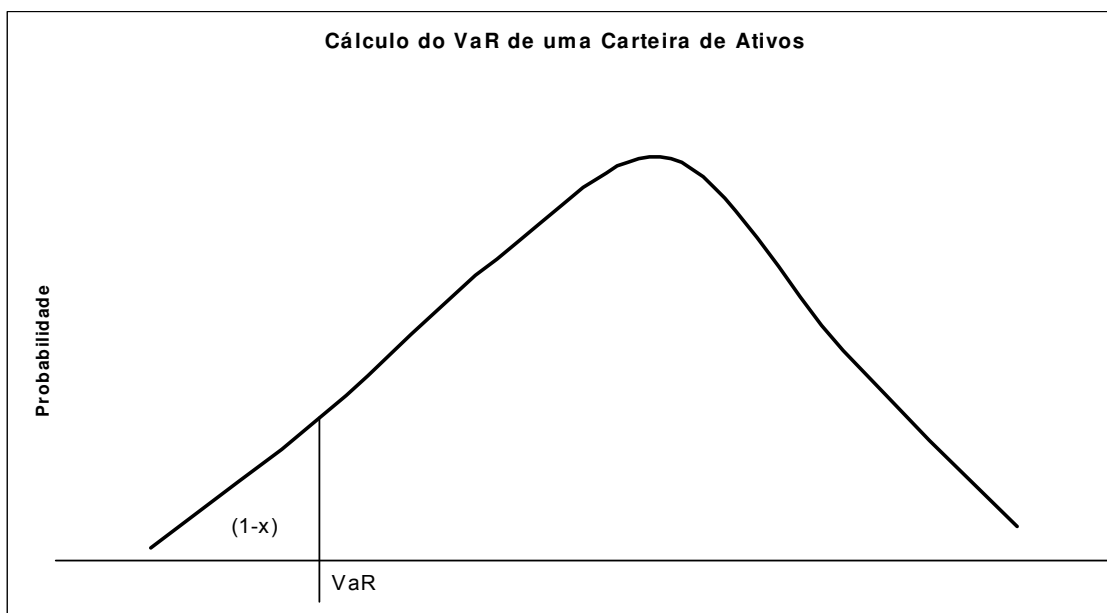


Figura 5.2 – Valor em Risco de uma carteira com grau de confiança  $x$

A curva da Fig. 5.2 representa a função densidade de probabilidade que a carteira de ativos pode assumir, considerando as alterações nas variáveis de mercado nos próximos  $N$  períodos de tempo. Neste caso apresenta-se uma situação em que a função densidade de probabilidade é aproximadamente normal.

O  $V@R$  representa a perda esperada da carteira correspondente ao percentil  $(100-X)$  da distribuição de probabilidades do retorno da carteira, seu principal atrativo é a simplicidade de entendimento. Este parâmetro simplifica o gerenciamento de risco, pois é uma resposta à pergunta: “Em que situações estaremos se tudo der errado nos próximos  $N$  períodos?”. Com a resposta a essa pergunta, a maior parte dos decisores sentem-se confortáveis para tomar suas decisões para o futuro.

Pesquisas feitas nessa área têm questionado se o  $V@R$  é o melhor parâmetro para dar o conforto necessário aos decisores, dentre os parâmetros que visam resumir o conjunto dos riscos da carteira a um único número.

Para a função densidade de probabilidade mostrada na Fig. 5.2, este parâmetro parece fornecer o conforto necessário, porém, se a função densidade de probabilidade apresentar o perfil da Fig. 5.3, observa-se que a probabilidade de perdas maiores do que

---

o valor calculado do  $V@R$  não é decrescente, havendo portanto, uma probabilidade não desprezível de que a perda da carteira de ativos seja mais drástica do que o valor calculado.

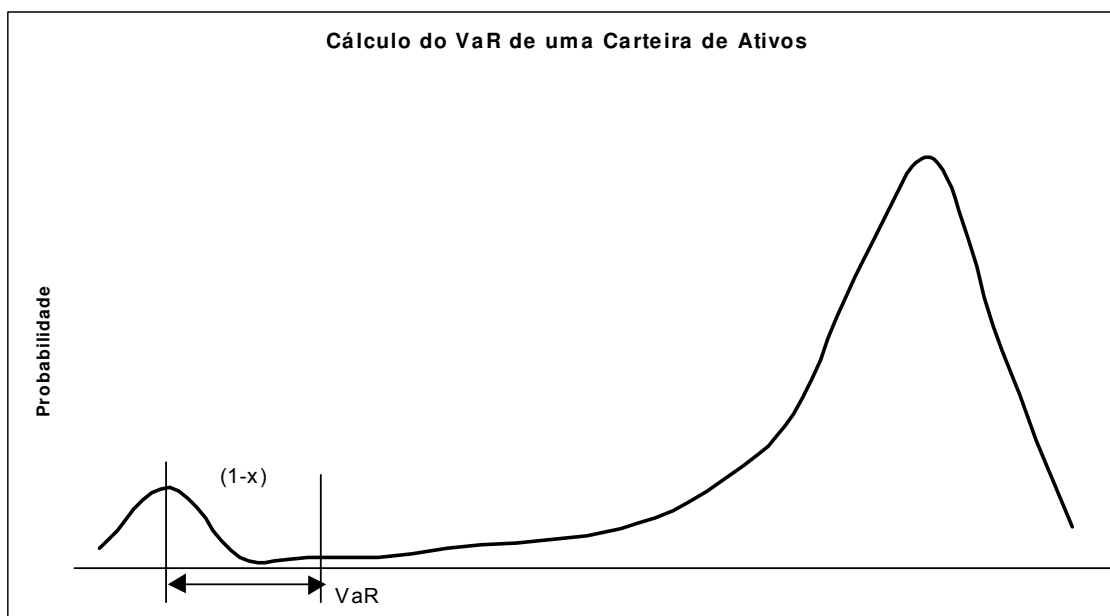


Figura 5.3 – Perda potencial maior do que  $V@R$

O parâmetro que busca solucionar a situação apresentada na Fig. 5.3 é o Valor em Risco Condicional (Conditional Value at Risk -  $C-V@R$ ), o qual determina o valor esperado das perdas potenciais, ou seja, representa o valor médio das perdas potenciais nos próximos  $N$  períodos, assumindo-se que  $X\%$  dos piores casos ocorram ao longo do período.

Embora apresente esta fragilidade frente ao  $C-V@R$ , o  $V@R$  é o parâmetro mais utilizado na prática pelas instituições que fazem o gerenciamento de risco de suas carteiras de ativos.

Em meados da década de 90, dois eventos promoveram os modelos de análise de risco com base no  $V@R$  para um uso praticamente universal. Em outubro de 1994 J.P. Morgan publicou um trabalho chamado "RiskMetrics" (métricas na avaliação de risco) que

---

se tornou um marco para os profissionais da área e deu credibilidade ao uso do parâmetro. Em janeiro de 1996 o "Basle Committee on Banking Supervision" concluiu um conjunto de padrões para análise do capital adequado dos bancos para cobertura de risco, permitindo que fossem usados modelos de cálculo do  $V@R$  para determinar os riscos de mercado (Gleason, 2000)

Existem dois métodos básicos de se determinar o  $V@R$ , um baseado na verificação do histórico de resultados da carteira, onde se utiliza dos dados históricos de uma forma direta para calcular os resultados futuros, o outro construindo-se um modelo que permita estimar a função densidade de probabilidade do valor da carteira.

No método apresentado neste trabalho utiliza-se a estimativa da função densidade de probabilidade dos resultados esperados para as alternativas através das estimativas de função densidade de probabilidade do preço da energia no mercado de curto prazo.

Um outro método de análise de risco que não será utilizado neste trabalho, mas tem sido implementado em trabalhos de análise de projetos no setor elétrico é a aplicação da teoria de Markowitz (Silveira, 2001), discutida na seção a seguir.

#### **5.07.2. TEORIA DE MARKOWITZ - ANÁLISE DE CARTEIRA DE ATIVOS**

Segundo a teoria de Markowitz (Markowitz, 1959), o retorno de uma carteira de ativos é a média ponderada do retorno de cada ativo, pela participação de cada um deles na carteira.

A variância do retorno da carteira depende da variância do retorno de cada ativo e da covariância entre os seus ativos. A principal conclusão que se tira da análise da teoria de Markowitz é que o risco de uma carteira de ativos é tanto menor, quanto maior for a diversidade entre os ativos que ela contém.

Dessa maneira, há que se buscar uma carteira que apresente correlação negativa entre os ativos. Por outro lado, quanto mais diversificada a carteira, menor a expectativa de retorno que ela apresenta.

---

A teoria de Markowitz foi desenvolvida para o mercado financeiro, mas sua utilização no setor elétrico para análise de portfólios de ativos das empresas apresenta um grande atrativo na hipótese de se desenvolver o mercado de derivativos para composição da carteira das empresas que atuam no ambiente de livre contratação.

A carteira de ativos de uma empresa do setor elétrico deve ser composta de contratos e derivativos que apresentem correlação negativa entre si, visando apresentar risco aceitável e um retorno esperado atrativo para o decisor, trata-se de analisar o trade-off entre risco e retorno.

Na seção a seguir discute-se os conceitos de otimização multiobjetivo que serão aplicados no desenvolvimento do método de suporte a decisões sob incertezas.

### **5.07.3. CONCEITOS DE OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO**

Os conceitos básicos envolvidos na otimização multicritério (ou multiobjetivo) são as soluções eficientes e as curvas de trade-off (Castro, 1994; Lyra, Castro & Ferreira, 1996; Chankong et al, 1981).

Uma solução  $x^*$  do problema multicritério (ou multiobjetivo) é uma solução eficiente se qualquer outra solução  $x$  que melhore uma das funções objetivo do problema levar, necessariamente, à degradação de pelo menos uma das demais funções objetivo. A Fig. 5.4 ilustra o conjunto de soluções eficientes para um problema com duas funções objetivo.



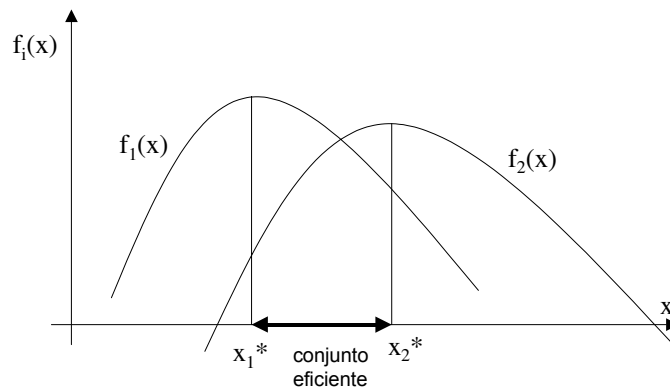


Figura 5.4 - Representação do conjunto eficiente de um problema multiobjetivo

Observe-se que para as soluções inferiores a  $x_1^*$  e superiores a  $x_2^*$  é possível encontrar soluções que melhoram ou pioram simultaneamente ambas as funções objetivo. No conjunto eficiente, entre  $x_1^*$  e  $x_2^*$ , qualquer solução que melhore uma das funções necessariamente degrada a outra.

Os valores das funções objetivo para o conjunto das soluções eficientes do problema multiobjetivo definem a curva de trade-off do problema. A curva de trade-off é a imagem das soluções eficientes no espaço das funções objetivo. Na Fig. 5.5 ilustra-se a curva de trade-off de um problema com duas funções objetivo.

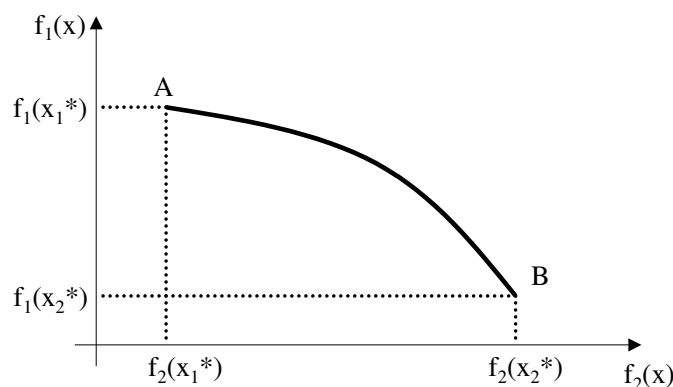


Figura 5.5 - Curva de trade-off

---

Se a curva apresentada na Fig. 5.5 corresponde ao problema multiobjetivo da Fig. 5.4, o ponto A e o ponto B são os pontos extremos da curva de trade-off e representam, respectivamente, os valores das funções objetivo nos pontos  $x_1^*$  e  $x_2^*$ .

Um dos métodos mais usados para solução de problemas multiobjetivo é o *método dos pesos*, que consiste em atribuir ponderações a cada função objetivo do problema convertendo-o em problema com objetivo único.

Demonstra-se que sob condições de "bom comportamento" das funções, a solução ótima do problema ponderado, definido a partir da combinação convexa das funções objetivo originais do problema é uma solução eficiente do problema original (Chankong, & Haimes, 1983). Na equação 5.1 a seguir, define-se a função objetivo ponderada para o problema de duas funções objetivo.

$$F(x) = w f_1(x) + (1 - w) f_2(x); \quad w \in (0,1) \quad (5.1)$$

Onde,

$F(x)$  é a função objetivo única do problema ponderado;

$f_1(x)$  e  $f_2(x)$  são as funções objetivo originais do problema;

$w$  é o fator de ponderação.

A equação 5.1 pode ser generalizada para um número maior de funções objetivo originais. Nesse caso, pontos da superfície de trade-off podem ser obtidos por combinações convexas das funções. Essa idéia sugere uma alternativa para considerar simultaneamente os vários objetivos que serão discutidos a seguir, envolvendo o processo de tomada de decisões no setor elétrico.

## **5.08. MÉTRICA PARA A QUALIDADE DA DECISÃO**

---

No cálculo do V@R pelas instituições financeiras utiliza-se geralmente no processo de decisão, o grau de confiança de 95%, ou seja, o cálculo resulta no valor que apresenta probabilidade 0,95 de ser superado. A alternativa de usar este cálculo em decisões sob riscos é atraente quando as empresas conseguem se posicionar no mercado visando sempre o máximo retorno, com o mínimo V@R, com valores positivos de retorno esperado, de tal forma que a expectativa do decisor será a obtenção de um ganho na transação, mesmo que "tudo possa dar errado".

Essa alternativa, no entanto, nem sempre é viável para as empresas de energia elétrica, que comercializam uma mercadoria considerada de serviço público, essencial para o desenvolvimento de toda a economia do País e que precisam atender a regulações restritivas na capacidade de comercialização e de exposição ao preço de curto prazo.

Para atender à legislação próprias do setor elétrico, os agentes desse mercado são muitas vezes obrigados a fazer investimentos que apresentam expectativa negativa de retorno, os quais jamais seriam feitos em situação de maior liberdade.

Assim, neste trabalho optou-se por representar a função densidade de probabilidade dos ganhos financeiros esperados, por um conjunto de pontos notáveis dessa função e não apenas o ponto com grau de confiança 95%.

Os pontos utilizados, serão o ponto que é superado com 95% de probabilidade, o ponto médio, o ponto que apresenta 5% de probabilidade de ser superado e o ponto que representa a moda da função densidade de probabilidade dos resultados. Esses pontos são associados em uma combinação convexa para determinar uma medida da qualidade das decisões. Esta forma de associação visa também traduzir a percepção e a aversão ao risco, adotadas no processo de tomada de decisões.

Se um agente do setor elétrico que adotar o ponto da função densidade de probabilidade superado com 95% de probabilidade como a única medida para tomar suas decisões apresenta um perfil conservador, pois está preocupado unicamente em minimizar seu prejuízo e não busca aproveitar as chances de lucro que as alternativas podem apresentar.

O decisor que busca a maximização deste ponto da função, procura a alternativa representada por  $a^*$  na Fig. 5.6.

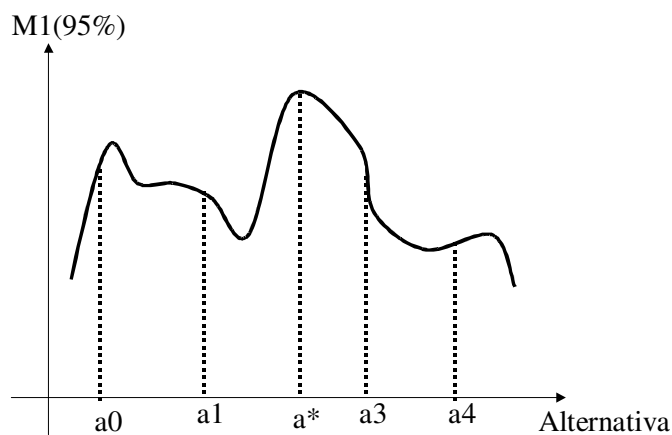


Figura 5.6 - Alternativa ótima sob a ótica do ponto notável M1

Por outro lado, se o único parâmetro de decisão adotado for o ponto complementar a M1, ou seja, o ponto 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 chance de ganho seja remota. Sua escolha é a alternativa de maior retorno possível com probabilidade de ocorrência de 5%, independente da probabilidade de prejuízo.

Na Fig. 5.7 ilustra-se a alternativa ótima do problema para o decisor que avalia o ganho que pode auferir com probabilidade de 5%, sem se preocupar com a grande chance de perdas que a alternativa pode trazer.

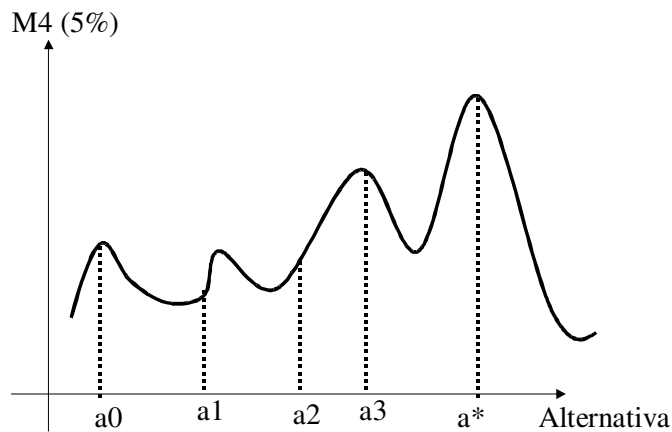


Figura 5.7 - Alternativa ótima sob a ótica do ponto M4

Se o decisor utiliza a média da função distribuição de probabilidades 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. A Fig. 5.8 a seguir apresenta a alternativa ótima para o decisor que busca a avaliação da média da distribuição.

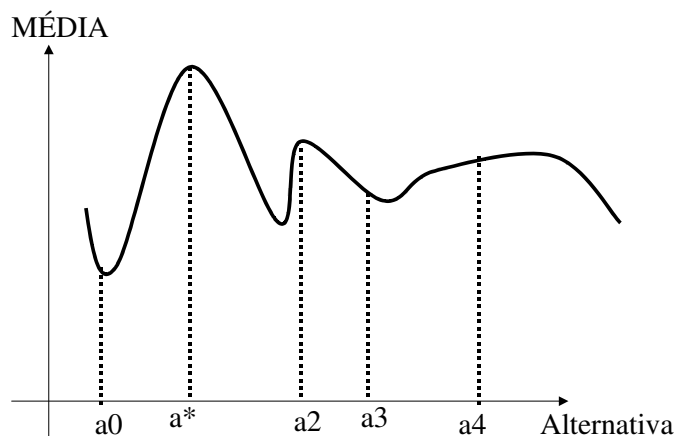


Figura 5.8 - Alternativa ótima sob a ótica da média

A moda da distribuição seria o parâmetro utilizado pelo decisor que visa exclusivamente o retorno mais provável dentre as alternativas disponíveis, optando pela

---

alternativa que apresenta o maior retorno no ponto de máxima probabilidade, a alternativa ótima neste caso é ilustrada na Fig. 5.9 a seguir.

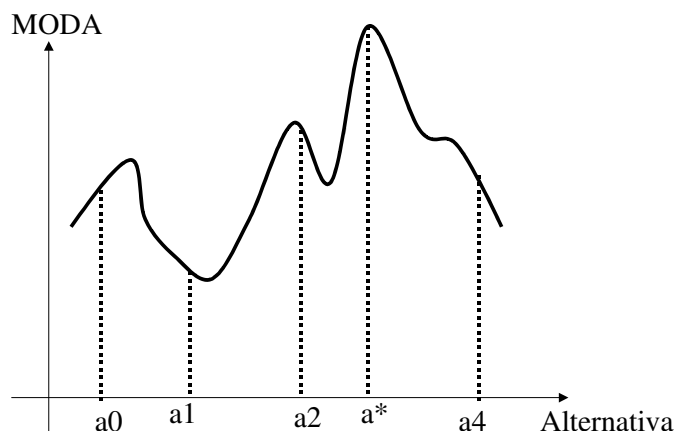


Figura 5.9 - Alternativa ótima para o decisor que utiliza a moda da distribuição.

Observa-se pelas figuras ilustrativas das alternativas ótimas, que cada decisor definiria uma solução diferente, pelo fato de ter se utilizado de um parâmetro distinto no processo de tomada de decisão.

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, onde busca-se simultaneamente maximizar os resultados de diversas funções objetivo do problema. Para esses problemas busca-se definir o conjunto de soluções eficientes, caracterizado pela curva de trade-off do problema. Na seção a seguir discute-se a aproximação da curva de trade off utilizada como métrica para caracterizar o processo de tomada de decisões no setor elétrico.

---

### 5.08.1. 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 apresentadas na seção anterior. Assim, cada ponto dessa superfície é obtido pela maximização da função objetivo expressa pela combinação convexa, conforme apresentado a seguir.

$$W = \alpha_1 M_1 + \alpha_2 M_2 + \alpha_3 M_3 + \alpha_4 M_4 \quad (5.2)$$

$$\alpha_i \geq 0 ; \quad \sum_i \alpha_i = 1 \quad (5.3)$$

Onde,

$W$  é a função objetivo ponderada do problema [R\$];

$M_1$  é a função que determina o resultado esperado pelo decisor com 95% de probabilidade de ser superado [R\$];

$M_2$  é a função que determina o resultado esperado pelo decisor com 50% de probabilidade (ponto médio da fdp) [R\$];

$M_3$  é a função que determina o resultado esperado pelo decisor com máxima probabilidade de ocorrer (moda da distribuição) [R\$];

$M_4$  é a função que determina o resultado esperado pelo decisor que é superado com probabilidade 5% [R\$];

$\alpha_i, i = 1, 2, 3, 4$  são os multiplicadores definidos pela combinação convexa dos pontos da função densidade de probabilidade [adimensional].

A combinação das soluções delimita a área do politopo convexo formado pelos pontos notáveis. Cada ponto pertencente a este politopo apresenta uma certa graduação da aversão que o decisor tem ao risco. A Fig. 5.10 a seguir, ilustra a combinação

---

convexa dos pontos notáveis da função. A graduação de cores foi adotada para mostrar os pontos que seriam escolhidos pelo decisores com maior propensão ao risco.



Figura 5.10 - Politopo originado pela combinação convexa

A caracterização dos parâmetros  $\alpha_i$  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 (5.2) 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.

Observa-se no entanto que se uma decisão é uma solução dominada, ou seja, dada a solução dominada  $d$ , existe sempre uma outra solução  $s$ , tal que:

$$M_{i_d} \leq M_{i_s} \quad (5.4)$$

$$\forall i, \text{ com } i = 1, 2, 3, 4 \quad (5.5)$$

Então, deduz-se que:

$$\begin{aligned} W_d &= \alpha_1 M_{1_d} + \alpha_2 M_{2_d} + \alpha_3 M_{3_d} + \alpha_4 M_{4_d} \leq \\ W_s &= \alpha_1 M_{1_s} + \alpha_2 M_{2_s} + \alpha_3 M_{3_s} + \alpha_4 M_{4_s} \end{aligned} \quad (5.6)$$



---

$$\sum_i \alpha_i = 1 \text{ (com } \alpha_i \geq 0 \text{)} \quad (5.7)$$

Portanto, qualquer que seja a ponderação adotada na métrica das soluções, haverá sempre uma decisão melhor que **d**, tornando-se portanto, desnecessário avaliar as decisões dominadas. O caso ilustrativo apresentado na seção a seguir mostra esta situação.

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.

Na seção a seguir apresenta-se uma aplicação ilustrativa do método, para um caso fictício de contratação de energia por uma empresa distribuidora de energia elétrica. Neste caso pode-se avaliar as potencialidades do método proposto.

## **5.09. APLICAÇÃO DO MÉTODO - CASO ILUSTRATIVO**

### **5.09.1. DEFINIÇÃO DAS ALTERNATIVAS**

O método de análise proposto neste trabalho permite que seja determinada a melhor dentre um conjunto de alternativas de contratação. O decisor deve ser o responsável pela definição dessas alternativas. Seja um agente de distribuição com a expectativa de requisito, em um ano qualquer, de acordo com os dados apresentados na Fig. 5.11 a seguir.

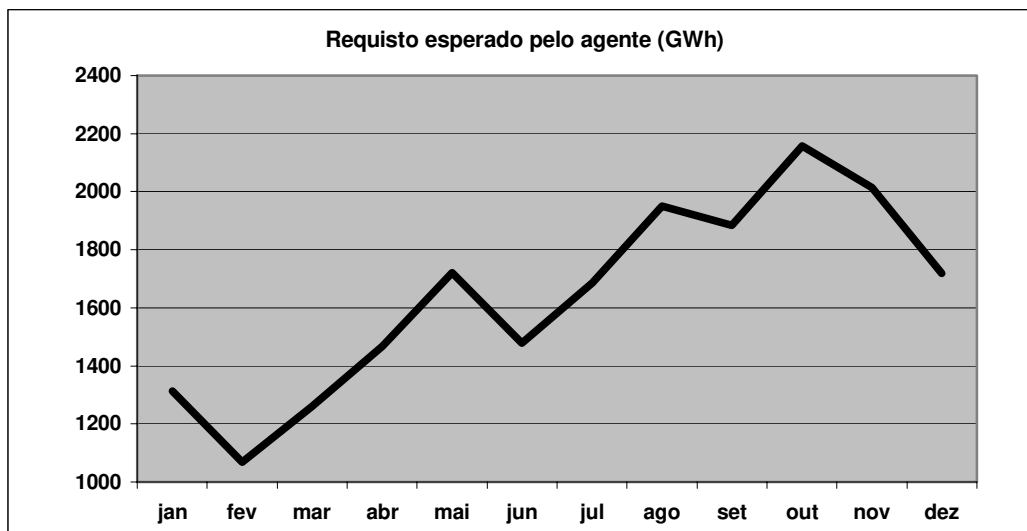


Figura 5.11 - Dados de Requisito de um agente de distribuição

Considerando-se o período de 12 meses de estudo e abstraindo-se da obrigatoriedade de contratação mínima, o conjunto de alternativas de contratação definido pelo decisor pode ser um conjunto de 4 alternativas, por exemplo, manter a contratação de 95%, contratar 97%, 100% ou 105% de seu requisito total.

A energia contratada determinada em percentual do requisito pressupõe quantidade variável de energia contratada ao longo do período de avaliação. A Fig. 5.12 a seguir mostra as quantidades de energia contratada em cada alternativa em 12 meses.

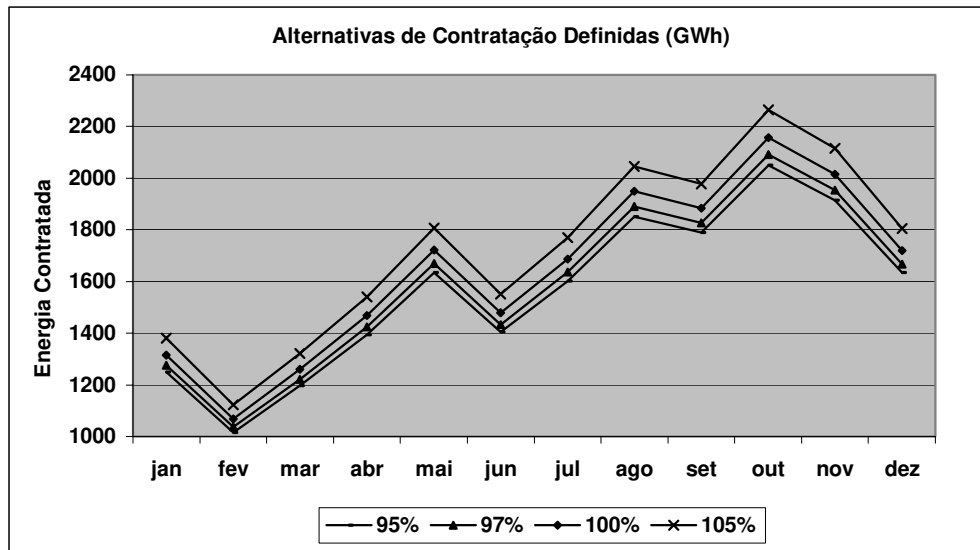


Figura 5.12 - Alternativas de Contratação

### 5.09.2. CENÁRIOS DE PREÇO DA ENERGIA

O preço da energia no mercado de curto prazo é obtido conforme discutido no Capítulo 4, onde se estabelece a função distribuição de probabilidade do preço, de acordo com a expectativa de energia afluyente ao sistema.

Dado um cenário de expansão da oferta e de evolução da carga num horizonte de 5 anos, determina-se um conjunto de cenários possíveis de preço da energia no mercado de curto prazo.

No exemplo de aplicação do método que se propõe nesta seção foram considerados 6 cenários possíveis de preço da energia. Dois cenários construídos pelo preço da energia equivalente ao valor médio e à moda da energia afluyente e os demais quatro cenários construídos considerando-se as variações de 1 e 2 desvios padrões, para mais e para menos, em relação à média da energia afluyente.

Dado o horizonte de estudo, determina-se a função densidade de probabilidade da energia afluyente ao sistema. Esta função, considerada como função densidade de

---

probabilidade dos preços da energia no mercado de curto prazo, é utilizada para definir a probabilidade associada a cada cenário de preço da energia.

### 5.09.3. CÁLCULO DOS RESULTADOS OBTIDOS EM CADA ALTERNATIVA

Considerando-se que apenas 6 cenários foram escolhidos para representar o universo do preço da energia no mercado de curto prazo e que a função densidade de probabilidade desses cenários seja representado na Fig. 5.13, pode-se determinar a função densidade de probabilidade do valor presente líquido de cada alternativa de contratação avaliada, conforme apresentado na Fig. 5.14.

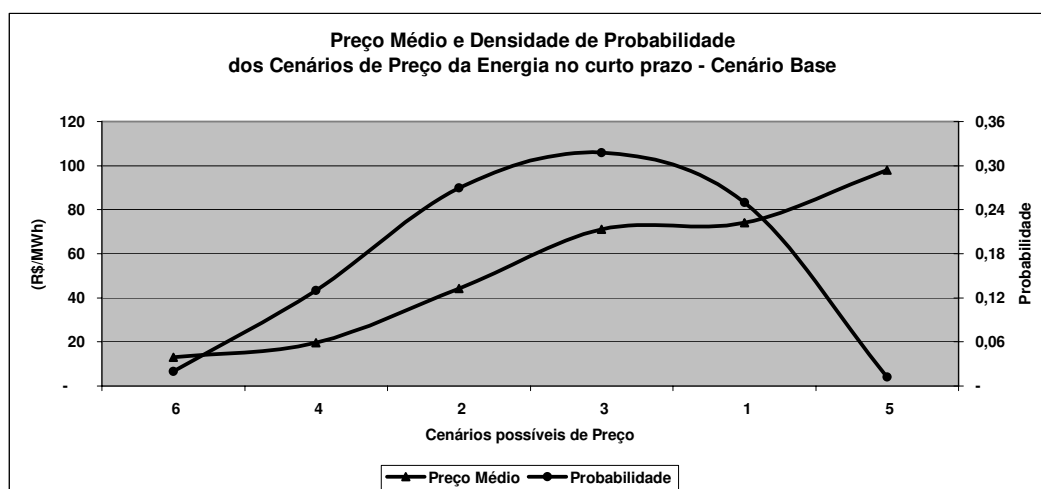


Figura 5.13 - Densidade de probabilidade e valor médio dos cenários de preço

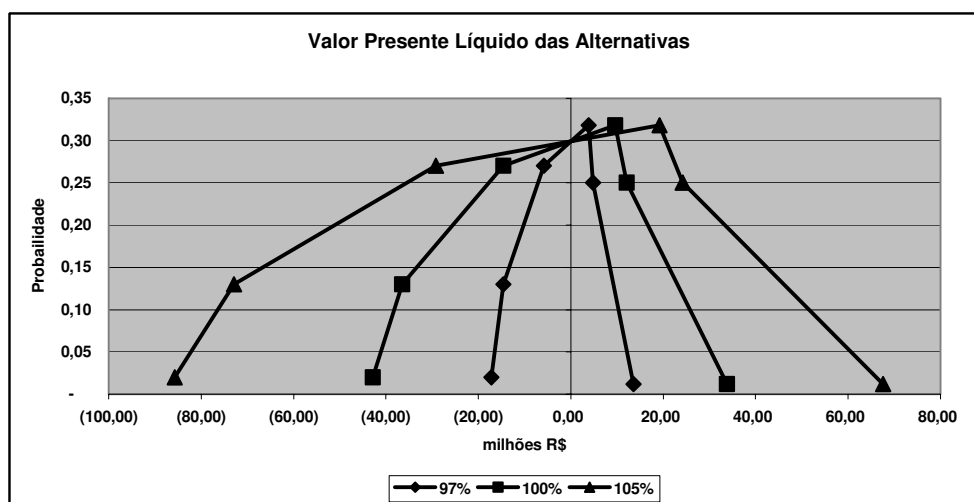


Figura 5.14 - Densidade de probabilidade do Valor Presente Líquido para o ganho esperado pelo agente

Desconsiderando a alternativa de contratação igual a 95% do requisito, adotada como referência nesta análise, da Fig. 5.14 observa-se que a alternativa de menor risco é a alternativa de contratar 97% do requisito, entretanto, esta é a alternativa de menor ganho potencial possível, pois se as condições de preço forem favoráveis, esta alternativa de contratação apresenta o menor ganho dentre as demais. Por outro lado, a alternativa de contratação de 105% do requisito tem o maior potencial de ganho, mas representa o maior risco de perda. Nessas condições, como decidir sobre uma ou outra alternativa?

O valor esperado do VPL das alternativas resultam nula para o caso de contratação de 95%, R\$ -1 milhão para 97%, R\$ -3 milhões para 100% e R\$ -6 milhões para 105% da contratação dos requisitos. Esta informação não parece suficiente para dar o conforto necessário ao tomador de decisão. É necessário criar elementos mais consistentes para a tomada de decisão quanto à escolha da melhor alternativa.

Se um conjunto de cenários de preços mais elevados for gerado, de acordo com o que se apresenta na Fig. 5.15, não resta dúvida de que a melhor dentre as alternativas consideradas é a contratação de 105%, conforme se observa na Fig. 5.16, pois todos os pontos da função densidade de probabilidade desta alternativa apresentam resultados superiores às demais alternativas.

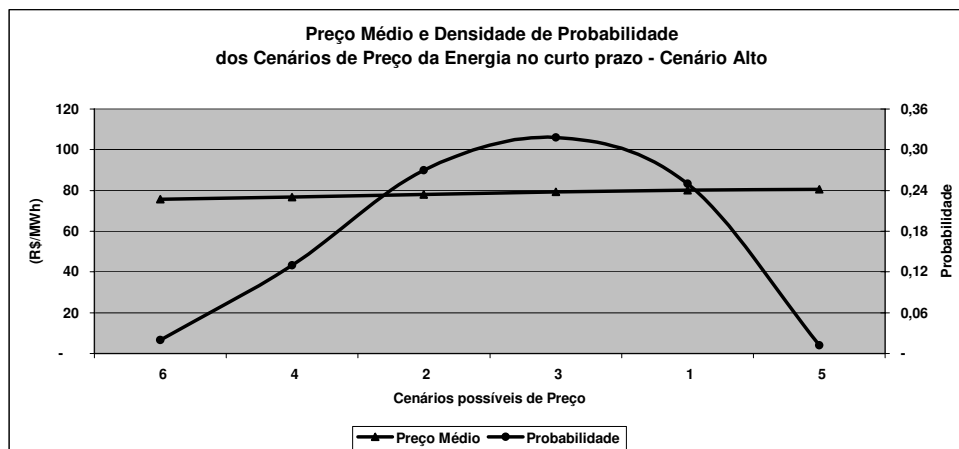


Figura 5.15 - Cenário alto de preços no mercado de curto prazo

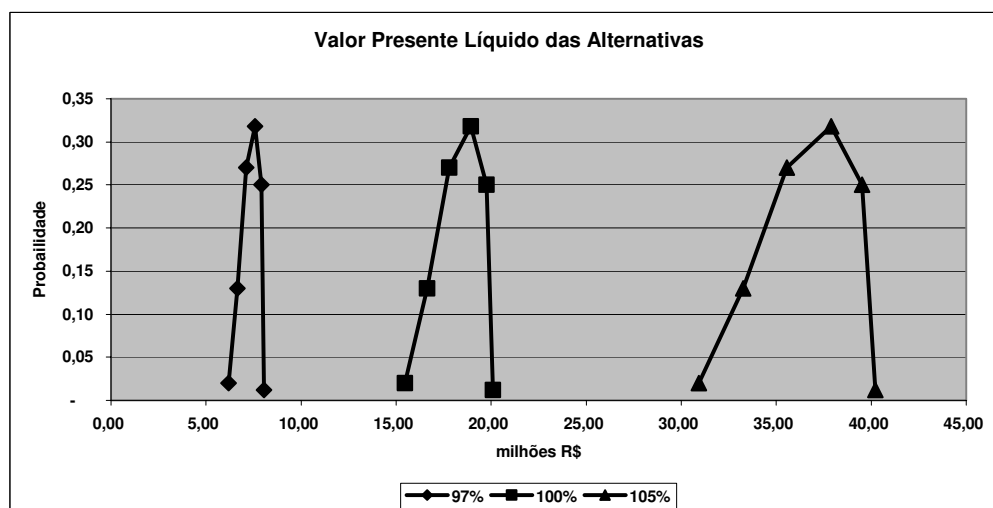


Figura 5.16 - Resultados das alternativas para cenário de preço alto

No caso geral no entanto, o processo de tomada de decisão não apresenta a facilidade apontada neste caso ilustrativo, mas ocorrem áreas de interseção nos resultados das alternativas, tornando necessário aplicar técnicas de avaliação de

---

resultados que possam estabelecer situações confortáveis de tomada de decisão. Para solução do problema utiliza-se o cálculo do V@R, apresentado a seguir.

#### 5.09.4. CÁLCULO DO VALOR EM RISCO (V@R)

Um método para ajudar na decisão entre as várias alternativas de contratação é determinar-se o valor em Risco de cada uma delas e escolher a alternativa que apresente o maior V@R

A Fig. 5.17 representa o resultado dos cálculos para a alternativa de contratação de 97% do requisito no cenário base de expectativa de preço no mercado e curto prazo, a Fig. 5.18 apresenta o resultado para 100% e a Fig. 5.19 para a contratação de 105% respectivamente.

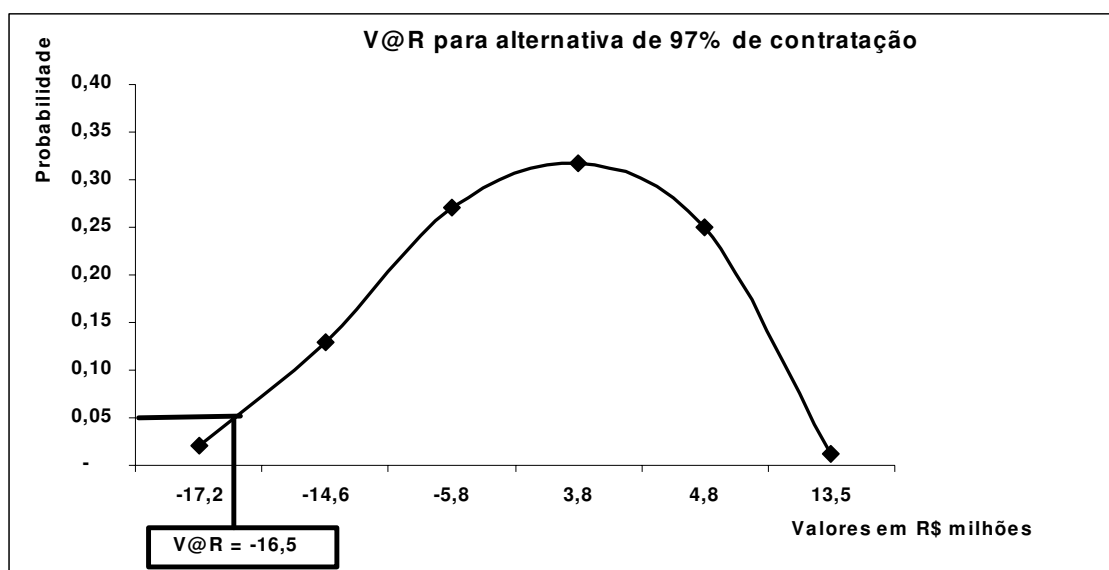


Figura 5.17 – Cálculo do V@R para a alternativa de 97% de contratação

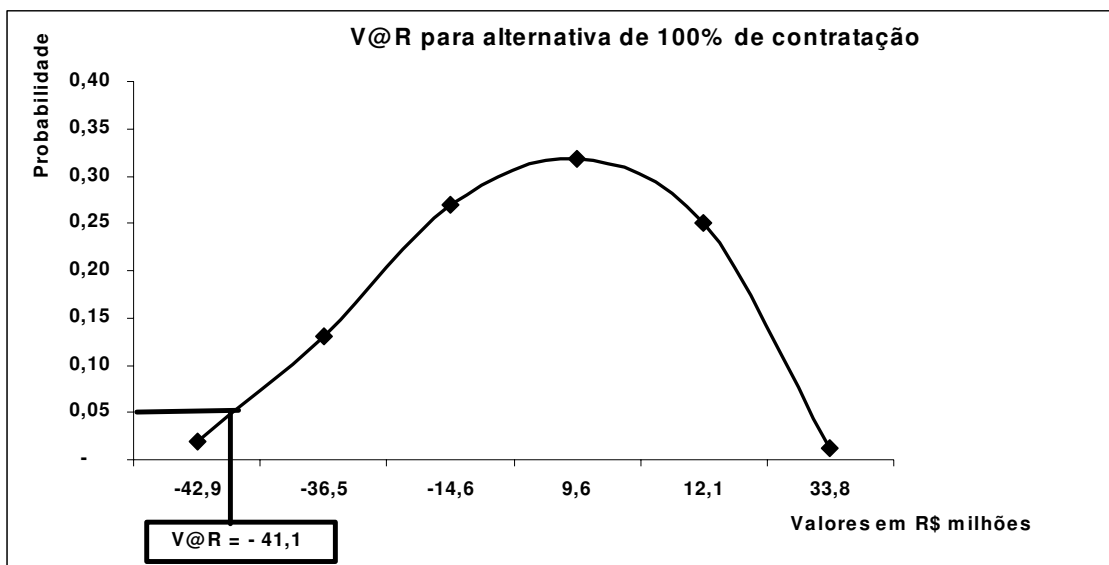


Figura 5.18 - Cálculo do V@R para contratação de 100%

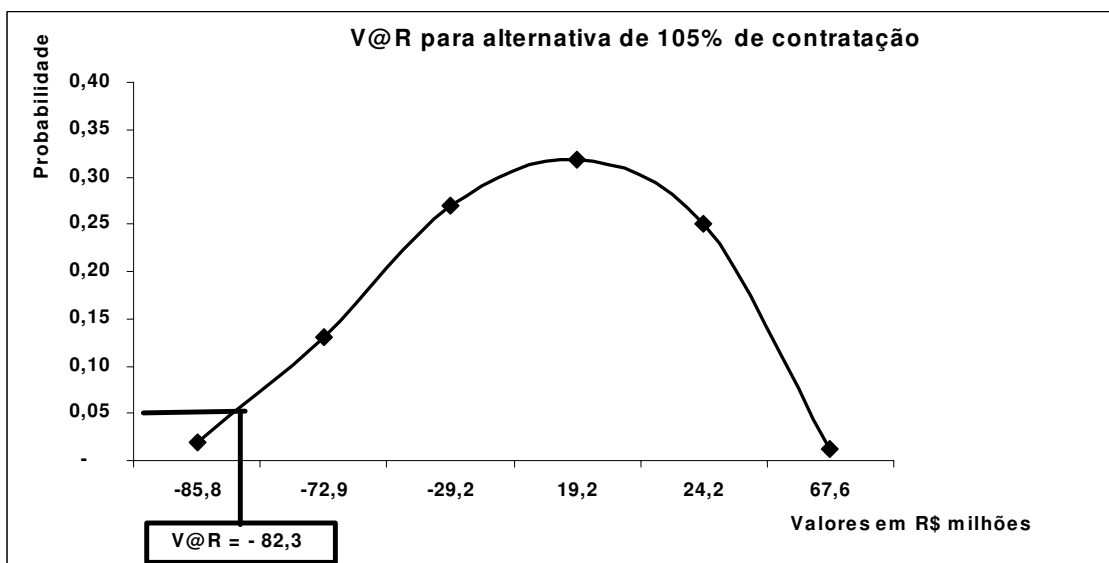


Figura 5.19 - Cálculo do V@R para a contratação de 105%

Na Tabela 5.1 a seguir, apresenta-se um resumo dos resultados apresentados nas figuras anteriores, desconsiderando-se os resultados para a alternativa de contratação de 95% do requisito.



---

Tabela 5.1 - Valor esperado e V@R para grau de confiança 95%

Contratação (%) do requisito	Valor Esperado R\$ milhões	Valor em Risco V@R - R\$ Milhões
95%	0,00	0,00
97%	(3,41)	(16,45)
100%	(8,52)	(41,13)
105%	(17,04)	(82,26)

Os resultados obtidos indicam que do ponto de vista da minimização das perdas esperadas, com cenário de preço baixo no mercado de curto prazo, a melhor alternativa é manter o nível de contratação mínima. Entretanto, abstraindo-se desta obrigatoriedade, observa-se da Tabela 5.1, que a alternativa 97% seria a preferível frente as demais, pois apresenta simultaneamente o maior valor esperado de resultado, com o menor valor em risco, ou seja, com menor potencial de perda.

A utilização do V@R como único parâmetro de decisão, no entanto, leva a um conservadorismo que pode parecer excessivo a alguns decisores, pois, este parâmetro determina a perda máxima esperada, para um intervalo de confiança definido, sem levar em conta o potencial de ganho de cada alternativa.

Observando-se a Fig. 5.14, nota-se que a alternativa escolhida pelo método de avaliação do V@R é aquela cujo potencial de ganho é o menor dentre todas as alternativas analisadas, isso certamente não satisfaz aos decisores mais dispostos a correr riscos. Utilizando os cálculos elaborados para determinar o V@R das alternativas, determinou-se também o resultado que não é superado com 5% de probabilidade, ou seja, o ponto complementar ao V@R. Este ponto é chamado na literatura como "risco de crédito", pois representa um retorno tão elevado para o decisor, que a sua contraparte nas decisões pode não ter capacidade econômica e financeira de arcar com seus

---

compromissos. A Tabela 5.2 apresenta o resumo dos resultados obtidos, incluindo-se o valor da moda da distribuição.

Tabela 5.2 - Resumo dos cálculos para diferentes graus de confiança

<b>Contratação (%) do requisito</b>	<b>Valor Esperado</b>	<b>V@R grau de confiança 95%</b>	<b>V@R grau de confiança 5%</b>	<b>Moda da função</b>
95%	0,00	0,00	0,00	0,00
97%	(3,41)	(16,45)	4,68	3,84
100%	(8,52)	(41,13)	11,71	9,60
105%	(17,04)	(82,26)	23,41	19,20

(Valores apresentados em R\$ Milhões)

A análise mais completa, incorporando-se a informação adicional de que existe probabilidade 5% de que o resultado da alternativa de contratação de 105% pode apresentar ganho de 23,4 R\$ milhões, frente a alternativa de 97% de contratação com ganho potencial de 4,7 R\$ milhões, pode levar alguns decisores a optarem por alternativa mais ousada quanto ao potencial de ganho do que as alternativas mais conservadoras, cujo potencial de ganho é menor.

Devido a esta possibilidade de diferentes interpretações dos resultados por diferentes decisores, propõe-se que a decisão seja tomada com base na ponderação entre atração e aversão ao risco, incorporando-se ainda, além dos pontos já analisados, o valor da moda da distribuição, conforme apresentado na seção a seguir.

#### **5.09.5. PONDERAÇÃO DE RISCO PARA TOMADA DE DECISÃO**

Utilizando-se a função densidade de probabilidade do retorno financeiro esperado para cada alternativa, dados os prováveis cenários de preço da energia no mercado de curto prazo, determinam-se, além do V@R com intervalo de confiança de

95%, o retorno médio esperado, a retorno equivalente à moda da função densidade de probabilidade e o retorno que é superado apenas em 5% do tempo.

Na Fig. 5.20 são representados esses quatro pontos notáveis da função densidade de probabilidade.

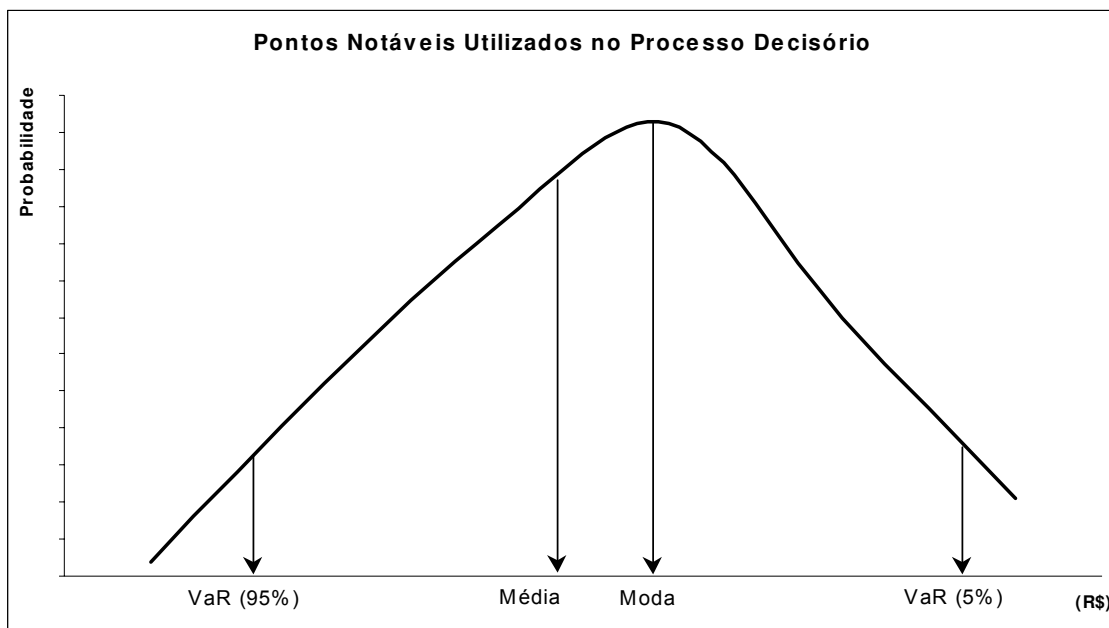


Figura 5.20 - Pontos notáveis a serem considerados na Decisão

Para cada ponto da curva, o decisor atribui um peso  $\alpha_i$ , onde o  $i$  representa o índice do ponto a que se refere cada  $\alpha$ . Assim, define-se um parâmetro para cada alternativa, dado por:

$$W_j = \alpha_1 * V@R(95\%)_j + \alpha_2 * Média_j + \alpha_3 * Moda_j + \alpha_4 * V@R(5\%)_j \quad (5.8)$$

Chamando-se M1, M2, M3 e M4, respectivamente aos pontos [V@R\(95%\)](#), Média, Moda e [V@R\(5%\)](#), a equação 5.8 pode ser escrita como segue:

$$W_j = \alpha_1 * M1_j + \alpha_2 * M2_j + \alpha_3 * M3_j + \alpha_4 * M4_j \quad (5.9)$$

---

Onde:

$W_j$  é o parâmetro de decisão que fornece a métrica da alternativa  $j$  [R\$];

$\alpha_i$ ,  $i = 1, 2, 3, 4$  são os fatores definidos pelo decisor que definem sua aversão ao risco [pu];

Admitindo-se que a média seja um número inferior à moda, o que nem sempre se verifica nas funções densidade de probabilidade encontradas na prática, pode-se afirmar que os índices  $i$  dos fatores  $\alpha_i$  estão na ordem crescente da atração ao risco que o decisor pode ter. Maior  $\alpha_1$ , maior a aversão ao risco, maior o  $\alpha_4$  maior a atração ao risco. A Fig. 5.21 a seguir mostra a evolução entre os valores de  $\alpha_i$  e a atração ao risco percebida pelo decisor.

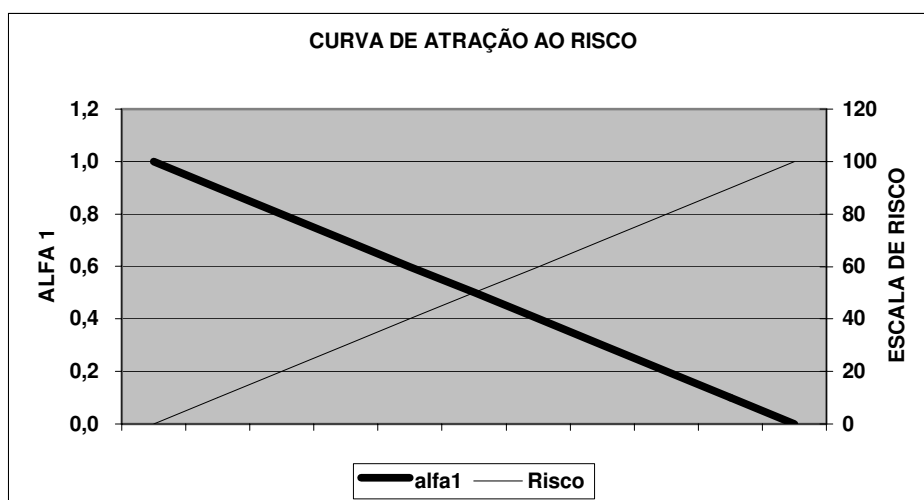


Figura 5.21 - Fator  $\alpha_1$  e a escala de Risco

Para simplicidade de análise, adota-se  $\sum \alpha_i = 1$ , com  $(i = 1, 2, 3, 4)$ , dessa maneira, pode-se concluir que a melhor alternativa é a de máximo  $W$ , complementando-se dessa maneira, a informação que o V@R trás para o processo decisório, com um

---

conjunto de parâmetros que denotam uma visão mais abrangente do processo e que agregam mais informação para o decisor.

A curva densidade de probabilidade do retorno pode fornecer mais informações sobre cada alternativa, por exemplo, a probabilidade associada a um determinado nível de retorno e a probabilidade do retorno que encontrar-se dentro de uma determinada faixa de valores. Essas informações também podem ser agregadas no processo de tomada de decisão.

A atribuição dos pesos para o resultado em cada ponto notável é objeto de avaliação por técnicas de otimização multiobjetivo, que podem levar a soluções consistentes do ponto de vista do comportamento que o decisor apresenta frente ao risco. Para decisores menos experientes, pode-se desenvolver e empregar métodos baseados em inteligência artificial, algoritmos classificadores e conjuntos nebulosos para que o modelo apresente "sugestões" sobre os parâmetros de ponderação a serem utilizados, com base no comportamento histórico dos preços, análise estruturada de decisões para situações hidrológicas esperadas e grau de certeza (inverso da volatilidade) que se espera do preço da energia no futuro (Russell & Novig, 1995; Klir & Folger, 1988).

A tentativa de modelar o comportamento humano diante das situações em que deve tomar decisões, em geral com alternativas completamente antagônicas entre si, é um enorme desafio e representa uma área de pesquisa que deve ser muito explorada, pois o investidor pode se tornar mais avesso ao risco ou mais confiante no futuro do que o modelo computacional é capaz de prever (Bernstein, 1996).

Admitindo-se que o decisor dê importância idêntica à média e à moda da distribuição de probabilidade dos resultados esperados, e que essa importância seja 10% em um caso e 20% no outro caso, os fatores de ponderação do V@R com 95% (ponto associado ao conservadorismo) e com 5% (ponto associado ao apetite pelo risco), tornam-se complementares entre si, somando respectivamente 90% e 80%. As Fig. 5.22 e 5.23 apresentam os resultados obtidos.

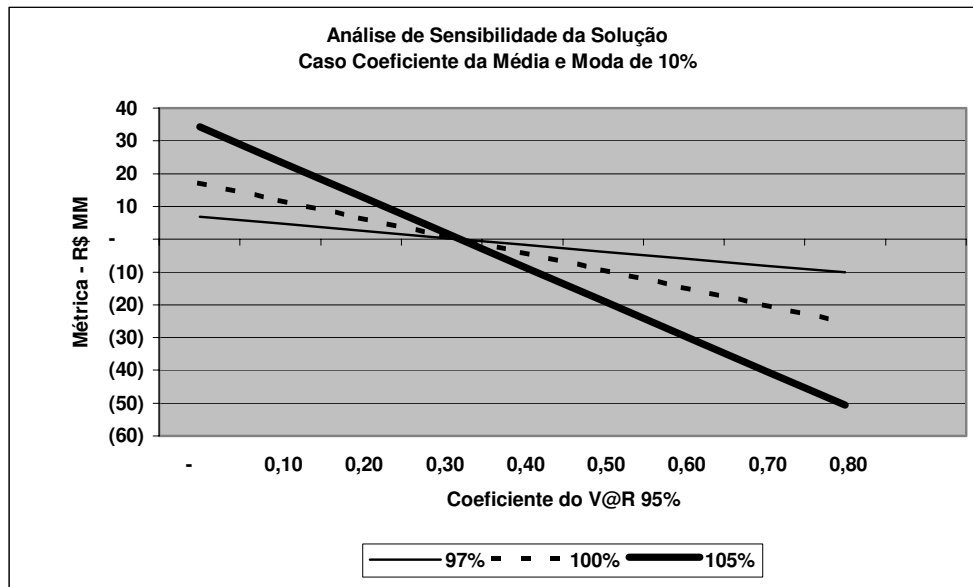


Figura 5.22 - Sensibilidade da solução para 10% na média e na moda

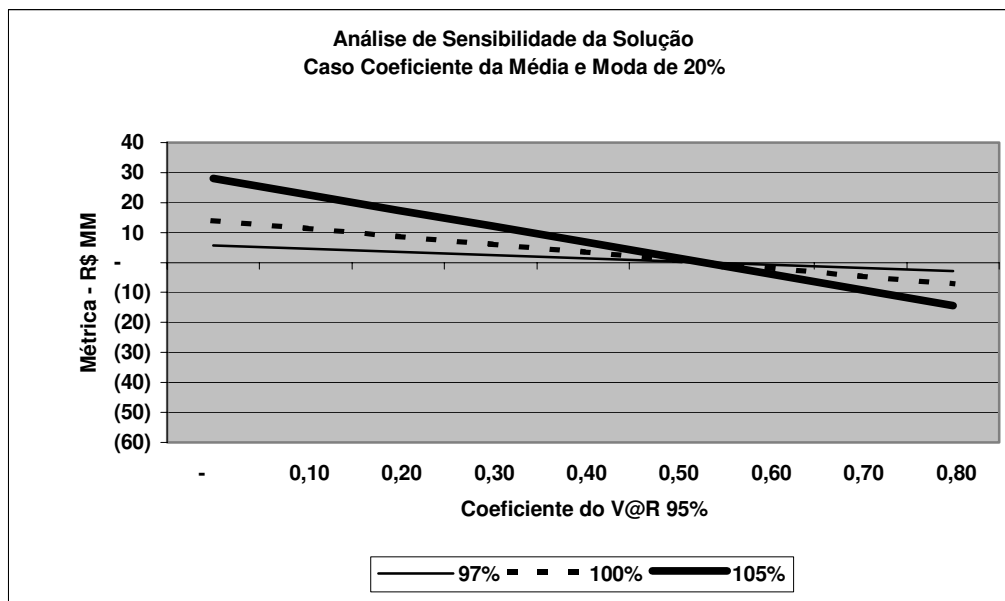


Figura 5.23 - Sensibilidade da solução para valor da média e da moda em 20%

Observa-se dos resultados, que no caso 1, com o valor da média em 10%, um decisor que dá importância da ordem de 30% para o V@R 95% deixaria a solução de

---

contratar 105% de seus requisitos e adotaria a decisão de contratar apenas 97% de suas necessidades. No outro caso, se a importância dada para a média é 20%, o coeficiente do  $V@R$  95% deveria ser pelo menos 50% para que fosse adotada a mesma mudança de posição quanto ao contrato de compra de energia.

Observa-se ainda que em ambos os casos, para quaisquer combinações de coeficientes de ponderação, a decisão de contratar 100% dos requisitos é uma solução dominada do problema, pois esta decisão não apresenta valor máximo em nenhum dos pontos notáveis avaliados, concluindo-se que haverá sempre uma solução melhor do que contratar 100% das necessidades de energia.

No capítulo a seguir apresenta-se um estudo de caso para aplicação do método proposto utilizando-se dados reais.

---

## Capítulo 6 - ESTUDO DE CASO REAL

No estudo de caso apresentado neste capítulo analisa-se o processo de tomada de decisões para uma empresa que se utiliza de energia elétrica para seu consumo próprio ou para fornecimento a seus consumidores, operando no sistema interligado brasileiro no subsistema Sudeste/Centro Oeste, sujeito às regras de mercado.

Emprega-se o método de análise proposto no capítulo anterior e utiliza-se o programa computacional *Newave*, para estimativa do preço da energia no mercado de curto prazo para o horizonte de 24 meses de análise. Os principais parâmetros utilizados são mostrados a seguir.

1. Estimativa do preço da energia no mercado de curto prazo a partir dos cenários de evolução da oferta e da demanda por energia elétrica para o sistema interligado brasileiro definidos pelo Operador Nacional do Sistema - ONS no planejamento mensal de operação;
2. Cenário de evolução da carga do agente de consumo que está envolvido no processo de tomada de decisão de acordo com as expectativas de crescimento e sazonalidade específicas da carga real do agente, mostrado na Fig. 6.1 na seção a seguir;
3. Preço de compra de contratos de longo prazo fixado em 60 R\$/MWh durante os 24 meses do horizonte de análise;
4. Abstração sobre a obrigação legal de contratação de energia, adotando-se a possibilidade de compra inferior a 100% das necessidades do agente de consumo.

Dado que a obrigação legal de contratação mínima de 100% do requisito é avaliada no período dos últimos 12 meses, é possível que em alguns meses o agente



---

contrate abaixo de 100%, compensando-se com contratação superior a 100% em outros meses do mesmo período

Considera-se que a energia comprada em contratos de longo prazo não pode ser revendida em outros contratos a preços diferentes do mercado de curto prazo, ou seja, a única alternativa para as sobras contratuais de energia é a liquidação aos preços de curto prazo.

Assim, as variações do preço da energia no mercado de curto prazo pode estabelecer situações em que o preço de liquidação de parte da energia comprada em contratos de longo prazo seja inferior ao preço pago pela energia, acarretando perdas para o comprador que tenha sobras contratuais. Em outras situações o preço no curto prazo pode estar acima do preço da energia no mercado de longo prazo, acarretando perdas para o vendedor e ganhos adicionais para o comprador.

#### **6.01. LEVANTAMENTO DAS ALTERNATIVAS DE CONTRATAÇÃO**

Seja a situação de uma agente de consumo, sobre o qual recai a obrigatoriedade de contratação de longo prazo de parcelas significativas de suas necessidades de energia para consumo próprio ou atendimento ao mercado consumidor de seus clientes, no horizonte dos próximos 24 meses.

O requisito de energia do agente evolui ao longo do horizonte de análise, respeitada a sazonalidade mensal, de acordo com a curva apresenta na Fig 6.1.

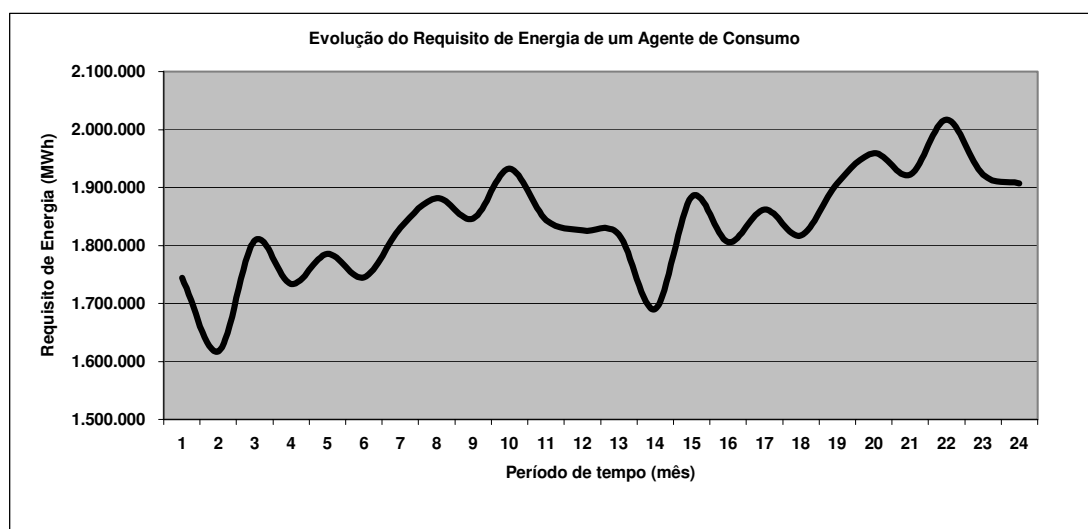


Fig. 6.1 - Evolução do Requisito de Energia

Dadas as necessidades de energia do agente e considerando-se que a sua alternativa seria de contratar no mínimo 95% dessas necessidades, foram analisadas 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; durante os meses úmidos, manter a contratação de 95%;

- vi) Alternativa 5 (Alt105%) - manter contratação de 105% dos requisitos durante todo o horizonte de estudo.

Observe-se que, dada a sazonalidade dos requisitos, mesmo aquelas alternativas de contratação com percentual constante ao longo do horizonte obrigam que os agentes de mercado mantenham equipes de comercialização ativas no mercado de energia - pois, mesmo nesses casos, haverá necessidade de compras e vendas constantes, para adequar a contratação do agente ao nível desejado.

A Fig. 6.2 apresenta a realização de algumas das alternativas de contratação consideradas nessa análise. São mostradas as quantidades de energia contratada em MWh para cada alternativa ao longo dos meses no horizonte de análise.

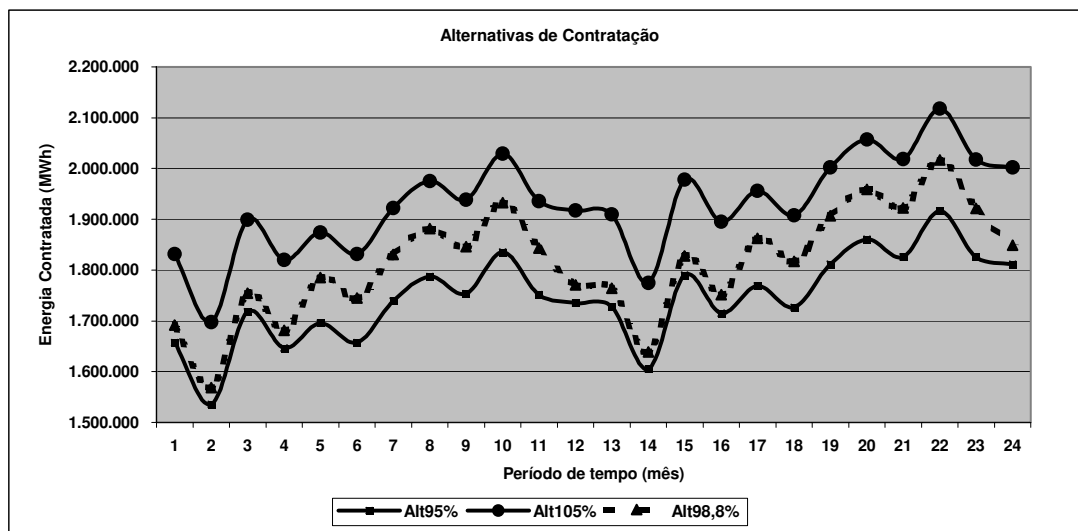


Fig. 6.2 - Alternativas de contratação analisadas no estudo de caso

## 6.02. ESTIMATIVAS DE PREÇO NO MERCADO DE CURTO PRAZO

---

Em um horizonte de médio prazo, de 24 meses, o levantamento das expectativas de energia afluyente ao subsistema no qual o agente de consumo está inserido apresenta a função densidade de probabilidade apresentada na Fig 6.3.

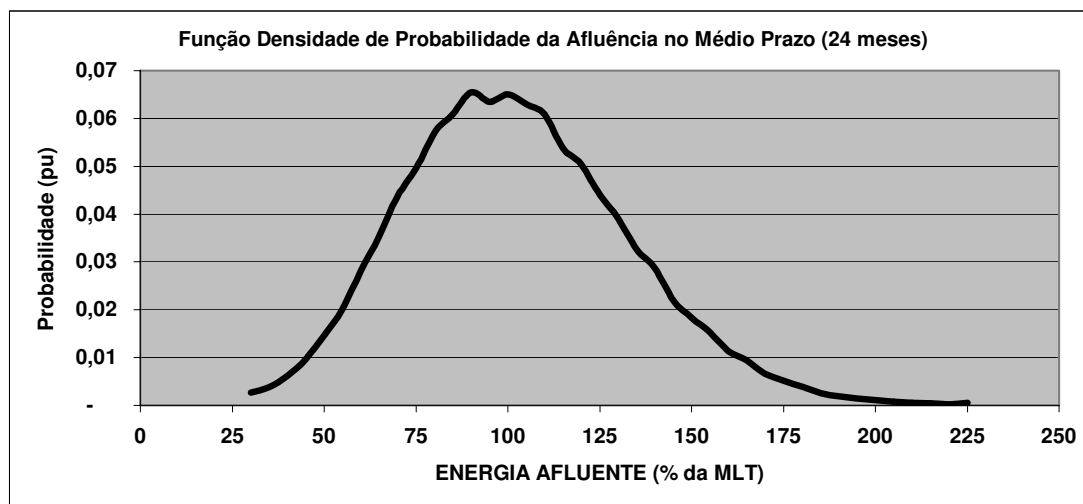


Fig. 6.3 - Função Densidade de Probabilidade da Energia Afluente

Para o mesmo período de 24 meses, os valores médios de preço da energia no mercado de curto prazo, em função da energia afluyente ao subsistema são apresentados na Fig 6.4.

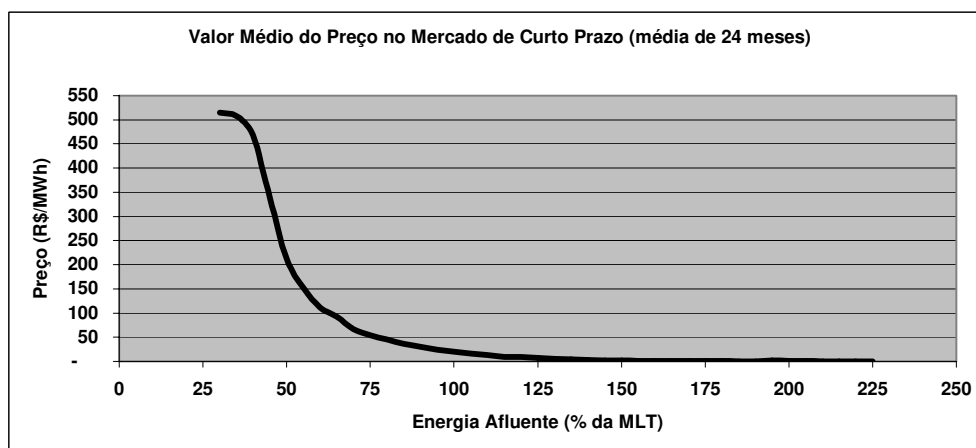


Fig. 6.4 - Preço Médio da Energia no Mercado de Curto Prazo no período de 24 meses

---

A Fig. 6.5 apresenta um recorte da Fig. 6.4, com mudança de escala, para valores de energia afluyente entre 100 e 200% da MLT (para facilitar a visualização dos preços médios nessa faixa). Observa-se que as condições do sistema levam a valores de preço da energia bastante reduzidos, para essa faixa de energia afluyente. Isso traduz a sensibilidade de que a expectativa para as condições de operação do sistema ao longo do período de análise é relativamente boa em termos de disponibilidade de oferta para atendimento à demanda, pois se as afluições se apresentarem em valores próximos aos das médias verificadas no histórico em cada mês, os preços no mercado de curto prazo serão baixos.

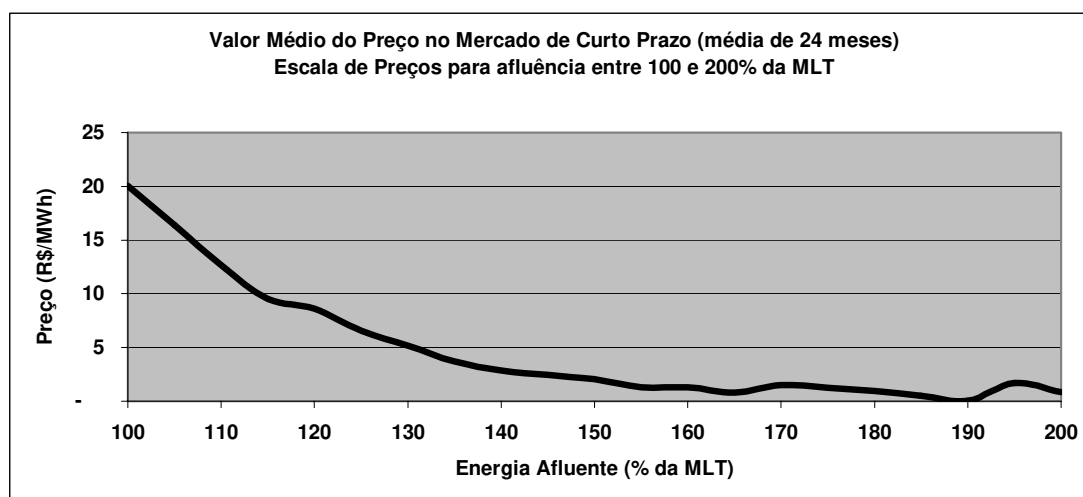


Fig 6.5 - Mudança de escala de preços para Energia Afluyente

Neste estudo de caso foram considerados 40 cenários de preço da energia no mercado de curto prazo. Cada cenário corresponde a uma expectativa de energia afluyente ao subsistema, ao longo dos 24 meses de estudo. Os cenários foram construídos a partir da discretização da energia afluyente, entre 30 e 225% da MLT, com intervalo de 5%, totalizando 40 classes distintas, cada uma dando origem a um cenário de preço.

---

O preço da energia comprada nos contratos de longo prazo foi considerada em 60 R\$/MWh, compatível com o preço real de um contrato com prazo de suprimento de 24 meses, na conjuntura atual do setor elétrico.

### **6.03. FUNÇÃO DENSIDADE DE PROBABILIDADE DOS RESULTADOS ECONÔMICOS PARA AS ALTERNATIVAS**

Aplicando-se a formulação apresentada no Capítulo 3, determina-se, para cada alternativa de contratação de energia, o retorno esperado em cada mês do horizonte dos 24 meses de estudo. Considerando os cenários de preço definidos e o valor presente dos resultados obtidos para cada alternativa de contratação, levanta-se a função densidade de probabilidade dos resultados econômicos para as alternativas, conforme mostrado para algumas das alternativas de contratação, na Fig 6.6.

Nesta análise considerou-se que a taxa de desconto que representa o custo de oportunidade do agente é 18% ao ano. Esta taxa de desconto foi utilizada para determinar o valor presente líquido dos resultados econômicos do agente.

Os benefícios das demais alternativas são mostrados em relação à alternativa de referência. Assim, a Fig. 6.6 não apresenta os resultados totais de cada alternativa, mas as diferenças em relação à alternativa de referência, representada pela contratação de 95% em todo o horizonte de análise.

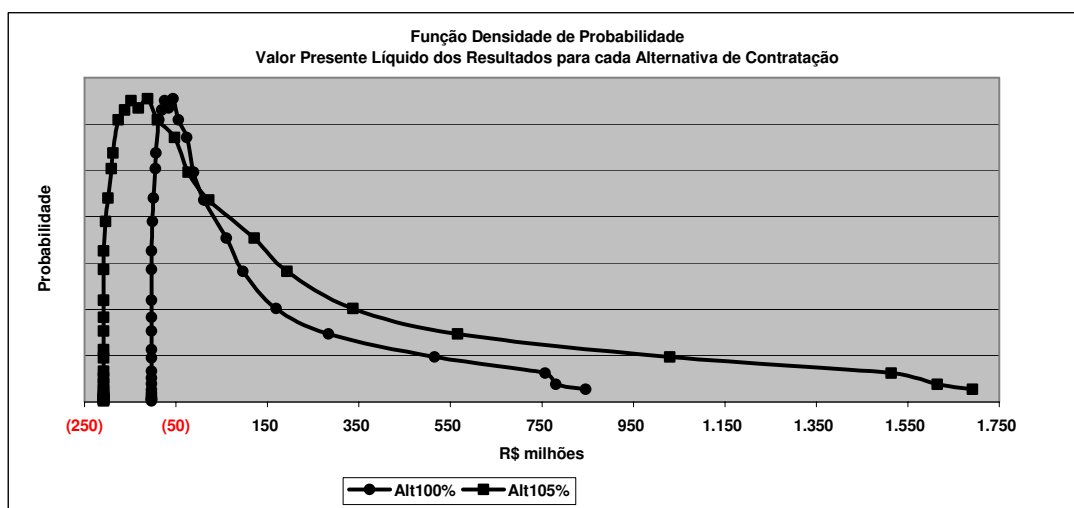


Fig. 6.6 - Valor Presente Líquidos dos Resultados Econômicos das Alternativas

#### 6.04. ESCOLHA DA MELHOR ALTERNATIVA (RISCO X RETORNO)

O levantamento dos pontos notáveis da função densidade de probabilidade é apresentado na Tabela 6.1, a seguir, onde não se apresenta os respectivos valores para a alternativa de contratação mínima, pois para essa alternativa, os valores são considerados nulos, dado que foi adotada como referência.

Tabela 6.1 - Pontos Notáveis da função densidade de probabilidade dos resultados econômicos (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

---

O ponto M1 representa o ponto da função densidade de probabilidade que é superado com probabilidade 0,95, ou seja, é o ponto correspondente ao V@R de cada alternativa de contratação. Os pontos M2 e M3 representam respectivamente a moda e a média das funções. O ponto M4 é o ponto da distribuição de probabilidades que é superado com probabilidade 0,05. A utilização desses pontos notáveis é discutida no Capítulo 5.

Os valores da Tabela 6.1 representam os resultados em R\$ milhões que correspondem a cada um dos pontos notáveis M1, M2, M3 e M4, nas funções densidade de probabilidades de cada alternativa analisada.

Considerando-se os perfis de atração ao risco para quatro diferentes decisores, admitindo-se o decisor 1 como conservador e o decisor 4 como ousado, e outros 2 decisores para os quais não se pode definir claramente o grau de conservadorismo nas suas atitudes, a Tabela 6.2, a seguir, apresenta os valores escolhidos do conjunto de fatores  $\alpha_i$  de cada um deles, a partir dos quais será definido o valor de  $W_j$  para cada alternativa, de acordo com a metodologia discutida no Capítulo 5, definida na equação 5.2.

Tabela 6.2 - Fatores  $\alpha_i$  para 4 diferentes decisores

	Perfil dos decisores			
	Decisor 1	Decisor 2	Decisor 3	Decisor 4
<b>alfa 1</b>	1,0	0,1	0,4	0,0
<b>alfa 2</b>	0,0	0,3	0,1	0,0
<b>alfa 3</b>	0,0	0,5	0,2	0,0
<b>alfa 4</b>	0,0	0,1	0,3	1,0

Observa-se da Tabela 6.2 que o perfil de cada decisor pode ser representado por um diferente conjunto de fatores  $\alpha_i$ .

A tabela 6.3 apresenta os resultados de  $W$ , parâmetro de decisão obtido pela multiplicação dos resultados de cada ponto notável pelo seu respectivo fator  $\alpha$  segundo a



---

aplicação da metodologia apresentada no Capítulo 5, através da aplicação da equação 5.2 para as alternativas analisadas para os quatro decisores.

Tabela 6.3 - Parâmetros de Decisão (W) para cada decisor e alternativa analisada (valores em R\$ milhões)

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

Os valores em destaque na Tabela 6.3 mostram os valores máximos de W para cada decisor, quando consideradas todas as alternativas de contratação, indicam a melhor decisão para cada um deles, segundo seu perfil de aversão ao risco.

Observa-se que as diferentes percepções de risco por parte de cada decisor, leva a diferentes escolhas de "melhor alternativa". No caso dos mais conservadores, a escolha é pela contratação mínima e no caso dos mais arriscados, as escolhas divergem, sendo que um deles optaria pela alternativa Alt100,8% e o outro optaria pela alternativa Alt105%, conforme os resultados apresentados na Tabela 6.3.

Quando as expectativas de preço são baixas, os agentes de consumo que se expõem mais ao risco, apostando nos maiores ganhos, mesmo que eles tenham menor probabilidade de ocorrer, buscam a maior contratação de energia possível, concorrendo para que a expansão da oferta seja a maior possível.

Para essas mesmas expectativas de baixos preços, os agentes que reduzem suas contratações de longo prazo, buscando uma posição conservadora de adquirirem a maior parcela possível de energia em contratos de curto prazo, com altas probabilidades de pagarem baixos preços por essa energia, reduzem a necessidade de expansão da oferta de energia.

A discussão sobre conservadorismo ou atração ao risco pode levar a pontos de vistas antagônicos. Pode-se considerar por exemplo, que um agente decidido a tomar

---

risco no mercado de energia é aquele que se mantém sempre contratado abaixo de suas reais necessidades, aumentando o risco de exposição às penalidades possíveis de serem aplicadas pela subcontratação de energia.

O levantamento das funções densidade de probabilidade dos resultados econômicos desenvolvido nesse trabalho mostra no entanto, que quando se espera baixos preços de energia, a maior probabilidade de se obter maiores ganhos no entanto, é com as contratações de menor quantidade de energia. Portanto, pode-se concluir que na verdade, o agente está sendo conservador ao se manter com menos energia contratada.

Na realidade, parte dos agentes de mercado desejam ser vistos como afetos ao risco, mesmo que tomem medidas conservadoras na contratação de suas necessidades de energia. Uma outra parte dos agentes, deseja que o mercado os reconheçam como conservadores, embora em dadas situações demonstrem que estão dispostos a correr risco.

Não se deseja nesse trabalho, abordar esta questão que pode ser muitas vezes, reduzida a questões de semântica, mas do ponto de vista técnico, parece mais razoável que se considere um agente como "tomador de risco" quando ele aposta nos maiores ganhos, mesmo quando as probabilidades de auferi-los é pequena, assim como os agentes "conservadores" são aqueles que tomam decisões visando minimizar as chances de perdas.

Entretanto, vale a pena observar que a definição clássica de risco é tomada de acordo com a "chance de não se obter um bom resultado", que pode ser traduzida pela probabilidade de obter ou não tais resultados. Sob este ponto de vista é que se desenvolveu a avaliação de risco neste trabalho.

---

---

## Capítulo 7 - CONCLUSÕES

As necessidades de atendimento ao mercado consumidor de energia elétrica e as obrigações legais de contratação mínima, com possíveis penalidades sobre as empresas que não as cumprirem, deverá manter as empresas do setor elétrico brasileiro mobilizadas quanto à comercialização de energia. Esta é uma preocupação que se instaurou durante o processo de abertura do mercado de energia elétrica e que deverá permanecer ainda por muitos anos (enquanto o modelo institucional do setor vislumbrar nas leis de mercado a alternativa para a expansão da oferta de energia).

A necessidade de contratação de energia no longo prazo obriga os agentes a desenvolverem instrumentos que ajudem no planejamento da contratação e na definição da carteira de ativos de energia que devem dispor a cada instante, para atendimento das suas necessidades de energia nos horizontes de curto, médio e longo prazos.

O método de análise de decisões sob incerteza apresentado neste trabalho é um processo no qual a decisão acerca dos contratos podem ser tomadas com maior grau de conhecimento das conseqüências que se espera dessas decisões. Dessa maneira, este trabalho apresenta uma metodologia para abordar o problema, que pode ser utilizada como suporte à tomada de decisões.

A metodologia apresentada se aplica aos agentes que atendam às regras vigentes no setor elétrico, tanto para aqueles que se obrigam a atuar no mercado regulado quanto aos que optarem pelo mercado livre de energia.

O trabalho desenvolveu-se a partir de uma discussão genérica sobre as particularidades do setor elétrico brasileiro e um breve histórico, utilizados para situar o leitor sobre a realidade atual do setor. No Capítulo 2 discutiu-se a relação comercial entre os agentes do mercado, vinculados pela aplicação das regras de liquidação de diferenças contratuais no mercado de curto prazo.

---

O Capítulo 3 apresentou uma formulação matemática para os custos, receitas e margens dos agentes de produção e de consumo, sujeitos às regras de mercado. A principal contribuição do trabalho nesse capítulo foi a representação matemática das normas de mercado, que pode ser utilizada pelos agentes no cálculo de seus custos e receitas relacionados à compra e venda de energia, à luz da aplicação das regras de mercado para a liquidação das diferenças contratuais.

No Capítulo 4 apresenta-se um método de estimativa do preço da energia no mercado de curto prazo. A metodologia proposta é uma contribuição para os agentes que necessitem estimar os preços da energia para tomar decisões de investimento ou comercialização no setor elétrico brasileiro. Este método de estimativa do preço no mercado de curto prazo tem sido utilizado com sucesso, em aplicações práticas por empresas do setor elétrico brasileiro.

As contribuições apresentadas no Capítulo 5 relacionam-se à aplicação de métodos de otimização multicritério no processo de tomada de decisões sob incertezas e a adaptação de conceitos utilizados pelas instituições financeiras, traduzidas para aplicações a problemas práticos de tomada de decisão no mercado de energia elétrica no Brasil. Um estudo de caso ilustra a aplicação do método no Capítulo 6.

Na seção a seguir destacam-se alguns dos possíveis desdobramentos deste trabalho.

## **7.01. DESDOBRAMENTOS**

A metodologia desenvolvida nesse trabalho pode ser aplicada a situações de tomada de decisões sobre comercialização de energia e investimento no setor elétrico brasileiro. O método proposto parte do princípio de que o próprio decisor é capaz de formular alternativas para atender a suas necessidades. Logo, precisa ser aplicado por decisores experimentados.

A partir do que se apresenta neste trabalho, pode-se desenvolver técnicas baseadas em programação matemática que "gerem" essas possíveis alternativas para

---

decisores menos experientes e que apresentem desenvolvimento na forma de "modelar" o comportamento dos decisores.

Técnicas baseadas em redes neurais, computação evolutiva e outros métodos de computação inteligente podem ser desenvolvidas para ajudar na "calibragem" dos multiplicadores  $\alpha$  utilizados na formulação do método. Dessa forma, não apenas o perfil de risco do decisor será refletido pelos multiplicadores, mas também o "aprendizado" com decisões tomadas no passado e medidas do grau de incertezas futuras podem ser considerados.

Essas técnicas permitiriam inclusive, que um conjunto maior de pontos da função densidade de probabilidade dos resultados esperados pelos agentes possam ser avaliados simultaneamente, gerando solução mais consistente com situações reais do processo de tomada de decisões.

Um outro aspecto que merece investigação posterior é o aprimoramento do método de estimativa dos preços no mercado de curto prazo. Neste método pode-se evoluir no que diz respeito às estimativas do preço de curto prazo, incorporando-se estimativas de preço da energia nos leilões que devem ocorrer no setor elétrico brasileiro, especialmente no âmbito do mercado regulado de energia.

---

---

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS<sup>18</sup>

Amundsen, E. S.; Bjorndalen, J. e Rasmussen, H. - "Export of Norwegian hydropower under a common European regime of environmental taxes". Energy Econ., vol 16 - 1994; [pag. 16]

Anderson, B. e Bregman, L.; - "Market Structure and the Price of Electricity: An ex-ante analysis of the deregulated Swedish electricity market " . Energy J., vol. 16 - 1995; [pag.16]

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - "Participação dos agentes econômicos no mercado de energia elétrica", relatório SISEN/AMP para o 4º trimestre de 2003; [pag. 24]

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - [www.aneel.org.br](http://www.aneel.org.br) , on line; [pag. 127]

Bernstein, P. L. - "Against the Gods: The remarkable story of risk", John Wiley & Sons, 1996; [pag. 156]

---

<sup>18</sup> Os números entre chaves que aparece ao final de cada referência indica a página no texto em que a citação é mencionada



---

Bertsekas, D. P. - "Dynamic Programming: Deterministic and Stochastic Models", Prentice Hall, 1987; [pag. 125]

Biblioteca do Exército - "A energia Elétrica no Brasil, da primeira lâmpada à Eletrobrás" Biblioteca do Exército Editora – Rio de Janeiro, 1987 (O nome do autor não está identificado na publicação); [pag. 21]

Borenstein, S. & Bushnell, J. - "Electricity restructuring: Deregulation or regulation?", Program on Workable Energy Regulation - POWER. PWP - 074, University of California Energy Institute, Berkeley, fevereiro de 2000; [pag. 24]

Brebnnan, D. e Melanie, J. - "Market powering the Australian power market". Energy Econ. Vol 20 - 1998; [pag. 16]

California Independent System Operator - [www.caliso.com](http://www.caliso.com) - on line; [pag. 16]

Caramanis, M.C. - "Investment decisions and long-term planning under electrical spot pricing". IEEE Transactions on Power Apparatus Systems, vol. 101 - dezembro de 1982; [pag. 16]

Castro, R.; Ramos, D. S. e Lyra Filho, C. - "Comercialização de energia no ambiente competitivo do setor elétrico brasileiro". XV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, 1999. [pag. 17]

---

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; [pag. 103; pag. 135]

Castro, R., Cruz, A. L. P. e Sassaron, A. R. C. - "Expectativas para o balanço e preços da energia elétrica no sistema interligado brasileiro: Análise conjuntural e estrutural" - XXV Seminário de Balanços Energéticos Globais e Utilidades, Florianópolis, 2004; [pag. 65; pag. 128]

Castro, R; Lyra Filho, C. - "Impacto do preço da energia no mercado atacadista sobre o resultado dos agentes", Seminário de Planejamento Econômico e Financeiro - X SEPEF, Foz do Iguaçu, outubro de 2002; [pag. 17; pag 93]

Castro, R. & Lyra Filho, C. [A] - "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, Uberlândia, outubro de 2003; [pag. 66; pag. 95]

Castro, R. e Lyra Filho, C. [B] - "Um método para suporte a decisões sobre investimento e comercialização de energia elétrica no Brasil". Artigo submetido à revista da Sociedade Brasileira de Automática - SBA, dezembro, 2003; [pag. 15; pag. 125]

Castro, R. e Lyra Filho, C.[A] "Assessing decision on the wholesale energy market: the environmental" - IEEE T&D, São Paulo/SP, 2004; [pag. 57]

---

Castro R. e Lyra Filho, C. [B] - "Um método para suporte a decisão para investimento e comercialização no atacado de energia elétrica brasileiro" - IEEE T&D, São Paulo/SP, 2004; [pag. 125]

Cepel - "Modelo Decomp - Manual de referência", outubro, 2001; [pag. 74]

Cepel - "Programação Dinâmica Dual Estocástica aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-regressivos Periódicos". Relatório técnico 237/93, junho de 1993; [pag. 73; pag. 95]

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, 1981; [pag. 135]

Chankong, V. & Haimes, Y. Y. - "Multiobjective decision making - Theory and methodology", North-Holland, New York - Amsterdam - Oxford, 1983; [pag. 137]

Coopers & Lybrand - "Wholesale Energy Market - Price Determination" - Projeto Re-Seb, Working paper 2, Chapter 1, maio de 1998; [pag. 66]

Corrêa, C. L. Sá Jr. – “Considerações em torno da programação semanal da operação energética” – tese de mestrado DENSIS/FEEC/Unicamp, dezembro/1994; [pag. 68]

---

Davidson, M.; Andersen, C. L.; Marcus, B. e Anderson, K. - "Development of a hybrid model for electrical power spot prices". IEEE Transactions on power Systems - vol. 17, n. 2, maio de 2002; [pag. 16]

Falcon, F. J. C. - "O século XX – O tempo das certezas". Capítulo 1: O Capitalismo Unifica o Mundo – Editora Civilização Brasileira, Rio de Janeiro, 2000; [pag. 25]

Figueiredo, F.; Camargo, I.; Oliveira, M. de - "Distribution system planning for a competitive market in Brasília" - IEEE - Power Engineering Review, outubro de 1999; [pag. 26]

GCOI - "Plano de operação para 1998: Sul/Sudeste - Norte/Nordeste". Grupo de trabalho de planejamento da operação, dezembro - 1997; [pag. 20]

Gleason, J. T. - "The new management imperative in finance risk", Boomblerg, abril de 2000; [pag. 134]

Green, R. J. e Newbery, D. M. - "Competition in the British electricity spot market". J. Political Econ., vol. 100, pp. 929-953, 1992; [pag. 16]

Hull, J. C. - "Options, Futures, & others Derivatives" - 5a edição, Prentice Hall, 2002; [pag. 122; pag. 131]

Klir, G. J. & Folger, T. A. - "Fuzzy sets, uncertainty, and information" - Printice Hall, 1988; [pag. 156]

---

Koreneff, G.; Seppälä, A.; Lehtonen, M.; Kekkonen, V.; Laitinen, E.; Häkli, J. & Antila, E. - "Electricity spot price forecasting as a part of energy management in de-regulated power market", IEEE, 1998; [pag. 91]

Lyra Filho, C.; Castro R. & Ferreira, L. R. M. - "Assessing decision on multiple uses of water and hydroelectric facilities", International Transactions on Operational Researchs, vol. 3, nº 3/4, pp. 281-291, 1996; [pag. 103; pag. 135]

MAE - Mercado Atacadista de Energia [A] - "Procedimentos de mercado", 2003; [pag. 42]

MAE - Mercado Atacadista de Energia [B] - "Visão Geral das regras de Mercado. Fase de implantação: preços semanais ex-ante - versão 3.5", dezembro, 2003; [pag. 30]

Markowitz, H. – "Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investments", John Wiley and Sons, 1959; [pag. 134]

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; [pag. 75]

Michalik, G. ; Khan, M. E. & Mielczarski, W. - "Statistical analysis of electricity demand and spot prices in competitive markets", International Conference on Advances in Power Systems Control - Operation and Management, Hong Kong, novembro de 1997; [pag. 91]

---

MME - Ministério de Minas e Energia - "Plano Decenal de Expansão 2003-2012", Sumário Executivo, dezembro - 2002; [pag. 20]

MME - Ministério das Minas e Energia [A] - "Modelo institucional do setor elétrico", Brasília, dezembro de 2003; [pag. 66]

MME - Ministério das Minas e Energia [B] - "O novo modelo do setor elétrico", cartilha para os agentes, Brasília, dezembro de 2003; [pag. 66]

Meyer, P. L. – “Probabilidade – Aplicações à Estatística” 2a edição, Editora Papirus, 1983; [pag. 101]

Mo, B.; Gjelsvik, A.; Grundt, A. & Káresen, K. - "Optimisation of hydropower operation in a liberalised market with focus on price modelling", IEEE Porto Power Tech Conference, Porto, Portugal, setembro de 2001; [pag. 91]

New York Independent System Operator - [www.nyiso.com](http://www.nyiso.com) - on line; [pag. 16]

Nogales, F. J. & Contreras, J. - "Forecasting next-day electricity prices by time series models", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17, nº 2, maio de 2002; [pag. 91]

ONS - Operador Nacional do Sistema - "Planejamento Anual da Operação Energética - Ano 2004", Relatório Executivo, 2004; [pag. 20; pag. 24; pag. 75]

Paixão, L. E. - "Memórias do Projeto RE-SEB", Massao Ohno Editor, São Paulo, 2000; [pag. 24]

---

Pereira, M.V.F. & Pinto L.M.V.G. - "Multi-stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning". Mathematical Programming 52, 1991; [pag. 73]

Pérez-Arriaga, I.J. e Meseguer, C. - "Wholesale marginal prices in competitive generation markets". IEEE Transactions on Power Systems, vol 12 - maio de 1997; [pag. 16]

Pires, J.R.C. - "Modelagem da formação do preço de energia elétrica no mercado de curto prazo" - Tese de mestrado, ITA - Instituto de Engenharia Aeronáutica e Mecânica - área Produção, 2003; [pag. 86]

PJM Interconnection LLC - [www.pjm.com](http://www.pjm.com) - on line; [pag. 16]

Russel, S. & Norvig, P. - "Artificial Intelligence - A modern approach"- Printicel Hall, 1995; [pag. 156]

Schneiderman, B. - "Estatística: 1ª parte - Fundamentos", apostolila de aula, Escola de Engenharia Mauá, 1983; [pag. 101]

Silveira, F. S. V – “Modelo Integrado para Avaliação de Projetos de Investimento no Setor Elétrico”, tese de doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, julho de 2001; [pag. 134]

Valenzuela, J. & Mazumdar, M. - "On the computation of the probability distribution of the spot market price in a deregulated electricity market", IEEE, 2001; [pag. 90]

---

Vásquez, C.; Rivier M. e Pérez-Arriaga, I.J. - "A market approach to long-term security of supply". IEEE Transactions on Power Systems, vol 17 n 2 - maio de 2002; [pag. 16]

Wolak, F. A. - "Market design and price behavior in restructured electricity markets: an international comparison", Program on Workable Energy Regulation - POWER. PWP - 051, University of California Energy Institute, Berkeley, agosto de 1997. [pag. 86]