



**Leonardo Braga Soares**

**Seleção de Projetos de Investimento em  
Geração de Energia Elétrica**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção.

Orientador: José Paulo Teixeira

Co-orientador: Sérgio Granville

Rio de Janeiro

Março de 2008

**Leonardo Braga Soares**

**Seleção de Projetos de Investimento em  
Geração de Energia Elétrica**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

**José Paulo Teixeira**

Orientador

Departamento de Engenharia de Produção - PUC-Rio

**Sérgio Granville**

Co-Orientador

PSR Consultoria Ltda

**Carlos Patrício Samanez**

Departamento de Engenharia de Produção - PUC-Rio

**Alexandre Street**

Departamento de Engenharia de Elétrica - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 26 de março de 2008

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

### **Leonardo Braga Soares**

Graduou-se em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Apoio à Decisão na PUC-Rio em 2005. Atuou nas empresas PSR e EPE, onde participou ativamente de estudos relacionados à avaliação econômica de projetos de geração, precificação de riscos, otimização de contratos e estudos de planejamento energético.

### Ficha Catalográfica

Soares, Leonardo Braga

Seleção de projetos de investimento em geração de energia elétrica / Leonardo Braga Soares; orientador: João Paulo Teixeira; co-orientador: Sérgio Granville. – 2008.

111 f. : il. ; 30 cm

Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial)– Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Industrial – Teses. 2. Contratos de energia. 3. Dominância estocástica. 4. Leilões de energia. 5. Otimização estocástica. 6. Precificação de riscos. 7. Seleção de carteiras. 8. Value at risk. I. Teixeira, José Paulo. II. Granville, Sérgio. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Industrial. IV. Título.

CDD: 658.5

À minha mãe, Heloisa.  
Ao meu pai, Álvaro.  
À minha irmã, Viviane.

## Agradecimentos

Agradeço à Laura, meu amor, pelo carinho, paciência e incentivo.

À minha família, por tudo que fizeram por mim. Meu pai Álvaro, minha mãe Heloisa, minha irmã Viviane e todos os demais são os responsáveis por essa conquista.

Ao orientador José Paulo Teixeira, pelas excelentes aulas e pela confiança no meu trabalho.

Ao orientador e amigo Sergio Granville, pelo seu incomensurável conhecimento, pela paciência e por toda confiança no meu trabalho.

Aos amigos Luiz Augusto Barroso, Alexandre Street, Pedro David e Giacomo Chinelli, pela amizade e pelos incentivos acadêmicos e profissionais.

Ao mestre Mário Veiga Ferraz Pereira e a todos os amigos da PSR Consultoria.

A todos os amigos da Empresa de Pesquisa Energética.

Ao CNPQ e à PUC-Rio, pelos auxílios concedidos e pelo ótimo ambiente de estudo.

A todos os amigos e companheiros de estudo da PUC-Rio.

## Resumo

Soares, Leonardo Braga; Teixeira, José Paulo. Seleção de Projetos de Investimento em Geração de Energia Elétrica. Rio, 2008. 111p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia de Produção, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio).

A reestruturação do setor de energia elétrica, iniciada nos anos 90, teve como uma de suas principais implicações a introdução da competição na atividade de geração. A expansão do parque gerador, necessária para garantir o equilíbrio estrutural entre oferta e demanda, é estimulada por contratos de longo prazo negociados em leilões, na modalidade de menor tarifa. Destarte, o investidor deve oferecer um limite de preço para que o seu projeto seja competitivo (de forma a ganhar a licitação), mas que ao mesmo tempo seja suficiente para remunerar seu investimento, custos de operação e, sobretudo, protegê-lo contra todos os riscos intrínsecos ao projeto. Nesse contexto, as duas principais contribuições do presente trabalho são: (i) a proposição de uma metodologia de precificação de riscos, utilizando o critério do *Value at Risk* (VaR), que indica a máxima perda admitida pelo investidor avesso a risco, com um determinado nível de confiança, e (ii) a aplicação de diferentes modelos de seleção de carteiras, que incorporam o critério do VaR para otimizar um *portfolio* com diferentes tecnologias de geração de energia. Os resultados da precificação de riscos são úteis para determinar os componentes críticos do projeto e calcular a competitividade (preço) de cada tecnologia. A aplicação de diferentes métodos de seleção de carteiras busca determinar o modelo mais indicado para o perfil das distribuições de retorno dos projetos de geração, que apresentam assimetria e curtose elevada (caldas pesadas).

## Palavras-chave

Contratos de Energia, Dominância Estocástica, Leilões de Energia, Otimização Estocástica, Precificação de Riscos, Seleção de Carteiras, Value at Risk.

## **Abstract**

Soares, Leonardo Braga; Teixeira, José Paulo. Power Generation Investments Selection. Rio, 2008. 111p. MSc. Thesis – Department of Industrial Engineering, Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro (PUC-Rio).

The new structure of the Brazilian electric sector, consolidated by the end of the 90's, has as its main implication the introduction of competition in the power generation activity. The expansion of generation capacity, responsible to ensure structural equilibrium between supply and demand, is stimulated by long-term contracts negotiated through energy auctions. Therefore, the investor must give a competitive price (in order to win the auction), but also sufficient to pay his investment, operational costs and, especially, protect him against all project risks. In this role, the two main contributions of this work are: (i) to suggest a methodology of risk pricing, using the Value at Risk (VaR) criterium, which gives the maximum loss admitted by the risk averse investor, with a specified confidence level, and (ii) to apply different portfolio selection models, which incorporates the VaR criterium to optimize a portfolio with different power generation technologies. The risk pricing results are useful to determine the project critical components and to calculate the competitiveness (price) of each technology. The study of different portfolio selection methods aims to investigate the most suitable model for the return distribution shape, characterized by having asymmetry and kurtosis (heavy tails).

## **Keywords**

Energy Contracts, Stochastic Dominance, Energy Auctions, Stochastic Optimization, Risk Pricing, Portfolio Selection, Value at Risk.

# Sumário

<b>1. Introdução .....</b>	<b>14</b>
1.1. Panorama do Setor de Energia Elétrica Brasileiro.....	14
1.1.1. O Novo Modelo Institucional.....	15
1.1.2. Mercado de Curto Prazo e os Sinais para a Expansão da Oferta.....	16
1.1.3. Contratos de Longo Prazo e os Leilões de Energia Nova.....	17
1.2. Seleção de Projetos de Investimento em Geração de Energia Elétrica.....	18
1.2.1. Riscos em Projetos de Geração .....	18
1.2.2. Avaliação sob Incerteza e Precificação de Riscos.....	18
1.2.3. Conjunto Eficiente das Alternativas de Investimento.....	19
1.2.4. Seleção da Carteira de Projetos .....	20
1.3. Objetivo da Dissertação.....	20
1.4. Organização da Dissertação.....	21
<b>2. Formação de Preços no Mercado de Curto Prazo.....</b>	<b>22</b>
2.1. Estratégia de Operação de Sistemas Hidrotérmicos .....	22
2.1.1. Despacho Econômico e Custos de Oportunidade.....	23
2.1.2. Custos Operacionais Imediatos e Futuros.....	24
2.1.3. Cálculo da Função de Custo Futuro.....	26
2.1.4. Formulação do Problema de Despacho Hidrotérmico.....	29
2.1.5. Solução do Problema e Custos Marginais de Operação .....	31
2.2. Volatilidade da Receita no Mercado Spot .....	33
<b>3. Contratos de Compra e Venda de Energia.....</b>	<b>36</b>
3.1. Respaldo Físico .....	36
3.2. Contratos de Quantidade .....	38
3.2.1. Mecanismo de Realocação de Energia .....	40
3.3. Contratos de Disponibilidade .....	42
<b>4. Leilões de Energia Nova.....</b>	<b>45</b>
4.1. Segurança de Suprimento e Modicidade Tarifária .....	45
4.2. Leilões de Contratos de Quantidade .....	46
4.3. Leilões de Contratos de Disponibilidade.....	47
4.3.1. Índice de Custo Benefício - ICB.....	48



<b>5. Modelos Computacionais e Metodologia .....</b>	<b>51</b>
5.1. Metodologia.....	51
<b>6. Riscos em Projetos de Geração de Energia .....</b>	<b>55</b>
6.1. Mapeamento dos Fatores de Risco .....	55
6.1.1. Risco de Conclusão do Projeto.....	56
6.1.2. Risco Hidrológico.....	58
6.1.3. Risco de Performance.....	60
6.2. Avaliação de Investimentos sob Incerteza.....	61
6.2.1. Critério do Value at Risk.....	62
6.3. Precificação de Riscos em Projetos de Geração de Energia.....	64
<b>7. Seleção de Carteiras de Projetos via <i>Value-at-Risk</i> .....</b>	<b>67</b>
7.1. Conjunto Eficiente das Alternativas de Investimento.....	67
7.1.1. Dominância Estocástica de Primeira Ordem - DEP .....	68
7.1.2. Dominância Estocástica de Segunda Ordem - DES .....	69
7.2. Modelos para Seleção de Carteiras.....	71
7.2.1. Modelo Média-Variância.....	71
7.2.2. Modelo MiniMax.....	73
7.2.3. Modelo Conditional Value at Risk .....	75
<b>8. Seleção de Projetos de Investimento em Geração de Energia</b>	
<b>Elétrica: um Exemplo .....</b>	<b>77</b>
8.1. Definição dos Projetos.....	77
8.1.1. Custos e Parâmetros Técnicos .....	77
8.1.2. Cálculo dos Parâmetros Energéticos .....	79
8.1.3. Impostos, Encargos e Financiamento .....	81
8.1.4. Fluxo de Caixa.....	82
8.2. Resultados da Simulação .....	83
8.2.1. Precificação de Riscos .....	84
8.2.2. Conjunto Eficiente.....	85
8.2.3. Seleção de Carteiras.....	89
<b>9. Conclusões .....</b>	<b>93</b>
<b>10. Referências Bibliográficas.....</b>	<b>96</b>
<b>11. Apêndice A - Metodologia de Cálculo do Preço do Contrato .....</b>	<b>102</b>

<b>12. Apêndice B - Algoritmos de Cálculo da Carteira Ótima</b>	
<b>Incorporando o Critério do VaR.....</b>	<b>104</b>
12.1. Modelo MV – Algoritmo iterativo de convergência da TIRVaR.....	104
12.2. Modelo MM – Algoritmo iterativo de convergência da TIRVaR .....	106
12.3. Modelo CVaR – Algoritmo iterativo de convergência da TIRVaR .....	108
<b>13. Apêndice C – Especificação dos Riscos das Tecnologias Simuladas.....</b>	<b>110</b>

## Lista de Figuras

Figura 2.1 – Diagrama Esquemático de um Sistema Hidrotérmico.....	22
Figura 2.2 – Processo Decisório em Sistemas Hidrotérmicos.....	24
Figura 2.3 – Função de Custo Imediato .....	25
Figura 2.4 – Função de Custo Futuro.....	25
Figura 2.5 – Despacho Ótimo .....	26
Figura 2.6 – Enfoque Árvore .....	27
Figura 2.7 – Cálculo da Função de Custo Futuro (Primeira Iteração) .....	28
Figura 2.8 – Cálculo da Função de Custo Futuro (Segunda Iteração) .....	28
Figura 2.9 – Balanço Hídrico do Reservatório .....	30
Figura 2.10 – Função de Custo Futuro do Sistema.....	32
Figura 2.11 – Histórico do Preço <i>Spot</i> no Sudeste – Patamar de Carga Média.....	34
Figura 2.12 – Distribuição do Preço <i>Spot</i> (Dez/2007) .....	34
Figura 3.1 – Relação entre Garantia Física (GF), Inflexibilidade e Custo de Operação.....	37
Figura 4.1 – Perfil do Índice K em Função do Custo de Operação .....	50
Figura 6.1 - Percentual da Capacidade Instalada Prevista com Restrições para a Entrada em Operação (previsão da ANEEL) .....	57
Figura 6.3 – Preço Spot x Nível de Armazenamento (Sudeste) .....	58
Figura 6.4 – Curva de Preço em Função do Montante Contratado.....	59
Figura 6.6 - Distribuição de probabilidade acumulada da TIR. ....	66
Figura 7.1 – Distribuições Acumuladas - DEP.....	69
Figura 7.2 – Distribuições Acumuladas - DES.....	70
Figura 7.3 – Distribuição de Retornos da Carteira MV .....	73
Figura 8.1 – Fronteira Eficiente do Modelo Média-Variância .....	87
Figura 8.2 – Fronteira Eficiente do Modelo Minimax .....	88
Figura 8.3 – Fronteira Eficiente do Modelo CVaR.....	88
Figura 8.4 - Distribuição Acumulada do Retorno das Carteiras.....	91
Figura 8.5 - Distribuição dos Retornos Abaixo da TIR-VaR de 8% (95% de Confiança) .....	92

## Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Características das Termoelétricas.....	32
Tabela 2.2 – Características da Hidrelétrica.....	32
Tabela 2.3 – Despacho Ótimo do Sistema.....	33
Tabela 6.1 - Decomposição do Preço da Energia (Investidor Neutro ao Risco). ..	65
Tabela 7.1 – Retornos dos Ativos <i>A</i> e <i>B</i> .....	75
Tabela 8.1 – Descrição dos Empreendimentos Simulados.....	78
Tabela 8.2 – Custos e Inflexibilidade de cada Tecnologia.....	78
Tabela 8.3 – Parâmetros energéticos dos empreendimentos .....	79
Tabela 8.4 – Hidrelétricas: Contratação Ótima .....	80
Tabela 8.5 - Impostos .....	81
Tabela 8.6 - Encargos.....	81
Tabela 8.7 – Condições de Financiamento.....	81
Tabela 8.8 – Preços e Prêmios de Risco.....	85
Tabela 8.9 – Eficiência de cada tecnologia por DEP e DES .....	86
Tabela 8.10 – Carteiras Ótimas.....	89
Tabela 8.11 – Risco e Retorno das Carteiras Ótimas.....	90
Tabela 13.1 – Ciclo combinado a gás natural.....	110
Tabela 13.2 – Ciclo combinado a GNL.....	110
Tabela 13.3 – Turbina a vapor de biomassa de cana de açúcar.....	110
Tabela 13.4 – Turbina a vapor de carvão importado .....	111
Tabela 13.5 – Turbina a vapor de carvão nacional .....	111
Tabela 13.6 – Hidrelétrica .....	111

## Lista de Símbolos e Abreviações

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEC	Custo Econômico Esperado no Mercado de Curto Prazo
CCEAR	Contrato de Compra e Venda de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CMR	Custo Marginal de Referência
CMO	Custo Marginal de Operação
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COP	Custo Operativo Esperado
CVaR	<i>Conditional Value at Risk</i>
DES	Dominância Estocástica de Segunda Ordem
DEP	Dominância Estocástica de Primeira Ordem
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCF	Função de Custo Futuro
GF	Garantia Física
ICB	Índice de Custo Benefício
LEN	Leilão de Energia Nova
MM	Minimax
MME	Ministério de Minas e Energia
MV	Média-Variância
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
VaR	<i>Value at Risk</i>

# 1

## Introdução

Desde o início dos anos 90, a indústria de eletricidade em muitos países vem passando por um processo de reestruturação com ênfase na introdução da competição em seus segmentos, atraindo capital privado e, com isso, buscando uma maior eficiência para o consumidor final [18][54]. Seguindo a onda de liberalização do mercado de energia, diversos autores têm publicado trabalhos relacionados à análise de investimentos [3][45][46][53], principalmente para o setor de geração – atividade competitiva, ao contrário da transmissão e distribuição, que se caracterizam como monopólios naturais. Esta dissertação está inserida no contexto desse novo modelo, tendo como objetivo propor uma metodologia de avaliação de investimentos sob incerteza, precificação de riscos e seleção de carteiras de projetos de geração.

Este capítulo introdutório está dividido em duas partes. A primeira – Panorama do Setor de Energia Elétrica Brasileiro – apresenta as principais características do setor de energia, do mercado de curto prazo e da contratação de longo prazo. A segunda parte – Seleção de Projetos de Investimento em Geração de Energia Elétrica – resume os tópicos relacionados ao gerenciamento e precificação de riscos, além dos critérios de eficiência e seleção de carteiras, que serão discutidos em detalhes nos próximos capítulos.

### 1.1.

#### Panorama do Setor de Energia Elétrica Brasileiro

O processo de desverticalização das atividades de geração, transmissão e distribuição e o novo marco regulatório instituíram um novo modelo para o setor elétrico brasileiro. A desverticalização proporciona transparência na gestão das atividades, permitindo ao mercado o pleno conhecimento dos resultados da concessão, pela identificação da “base de remuneração” de cada atividade. Além disso, evita distorções na captação e utilização dos recursos, o que pode ocorrer em uma estrutura verticalizada. Um dos componentes básicos do processo de

reestruturação é o mercado de curto prazo, ou mercado *spot*, onde ocorrem todas as transações “a vista” de compra e venda de energia elétrica no atacado. O preço *spot* de energia, resultante do equilíbrio entre a oferta e a demanda de eletricidade é o mais importante subproduto desse mercado, pois fornece o valor (preço) da energia de curto prazo. Outro importante componente é a contratação de longo prazo, que permite a expansão do parque gerador, mitigando os riscos do mercado de curto prazo.

### 1.1.1.

#### **O Novo Modelo Institucional**

O novo modelo do setor elétrico brasileiro tem três objetivos principais [37]: (i) garantir a segurança de suprimento, (ii) promover a modicidade tarifária e (iii) promover a universalização da energia.

Para garantir a segurança de suprimento, o modelo prevê um conjunto integrado de medidas, destacando-se a exigência de contratação da totalidade da demanda [9], além do cálculo dos lastros (garantia física) de geração, de acordo com um critério de segurança de 95%, ou seja, com um risco máximo de 5% de ocorrer deficit de suprimento de energia [33].

As principais ações para promover a modicidade tarifária estão vinculadas à contratação de energia sempre por meio de leilões, na modalidade de menor tarifa. Além disso, a contratação é conjunta entre as distribuidoras (*pool*), visando obter economia de escala e diluição de riscos.

A contratação de energia pode se dar no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou no Ambiente de Contratação Livre (ACL). O ACR compreende a contratação de energia para os consumidores regulados (vinculados às distribuidoras), enquanto o ACL compreende os consumidores livres (grandes consumidores que optam por comprar energia através de contratos livremente negociados).

Os agentes institucionais do setor elétrico e as suas principais funções podem ser sumarizados, de acordo com a Tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Agentes Institucionais e suas Principais Funções

Agente Institucional	Principais Funções
Conselho Nacional de Política Energética - CNPE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Proposição da política energética nacional;</li> <li>- Proposição da licitação de projetos estruturantes;</li> <li>- Proposição do critério de garantia estrutural de suprimento.</li> </ul>
Ministério de Minas e Energia - MME	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Formulação e implementação de políticas (diretrizes do CNPE);</li> <li>- Planejamento Setorial (através da EPE);</li> <li>- Monitoramento da segurança de suprimento (através do CMSE);</li> <li>- Definição de ações preventivas para segurança de suprimento.</li> </ul>
Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mediação, regulação e fiscalização do Setor Elétrico;</li> <li>- Realização de leilões de geração e transmissão.</li> </ul>
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Execução de estudos para definição da matriz energética;</li> <li>- Estudos de integração dos recursos energéticos;</li> <li>- Estudos de inventário das bacias hidrográficas;</li> <li>- Estudos de viabilidade técnico-econômica e ambiental de usinas.</li> </ul>
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Administrar a contratação de compra e venda de energia;</li> <li>- Executar os leilões de energia (autorizados pela ANEEL);</li> <li>- Efetuar a contabilização e liquidação das diferenças entre o montante gerado e contratado, no ACR e no ACL.</li> </ul>
Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Analisar a qualidade e continuidade de suprimento num horizonte de cinco anos;</li> <li>- Propor medidas para restaurar a segurança de suprimento.</li> </ul>
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Coordenar e controlar a operação do sistema interligado, visando a otimização energética ao menor custo operacional;</li> </ul>

### 1.1.2.

#### **Mercado de Curto Prazo e os Sinais para a Expansão da Oferta**

Com a criação do mercado *spot*, os sinais para a necessidade de novos investimentos para a expansão da oferta de energia seriam baseados no preço *spot*: um aumento na demanda de energia ao longo do tempo resultaria num aumento no preço *spot* de energia, que motivaria a entrada de novos investidores e projetos. Com isso, o equilíbrio do mercado elétrico seria restaurado.

Embora com detalhes de implementação diferentes, muitos países, incluindo o Brasil, reformaram seus setores elétricos baseados nesse princípio durante a



década de 90. Embora algumas experiências positivas tenham sido reportadas [18][49], verificou-se que a utilização “pura” da remuneração *spot* para garantir a expansão da oferta pode ser muito arriscada. A razão é que o sinal econômico fornecido pelo preço *spot* pode ser bastante volátil para induzir corretamente a entrada de nova capacidade. Isso é especialmente verdadeiro em sistemas com forte participação hidrelétrica, como o Brasil, onde a ocorrência de condições hidrológicas favoráveis pode baixar temporariamente os preços *spot* ainda que existam problemas estruturais na oferta. Também foi observado que em sistemas hídricos os preços *spot* aumentam substancialmente na iminência de crises de suprimento, quando não há mais tempo para novos investimentos. Com isso, o “ruído” hidrológico não permite que o preço *spot* forneça os sinais econômicos adequados para indicar a necessidade da expansão da oferta. Adicionalmente, observa-se que a remuneração no mercado de curto prazo é extremamente volátil, resultando em um fluxo de caixa muito variável para o projeto, dificultando a obtenção de financiamentos corporativos ou a estruturação do *project finance*.

### 1.1.3.

#### **Contratos de Longo Prazo e os Leilões de Energia Nova**

Para estimular a entrada de novos investimentos, o modelo setorial contempla a possibilidade de contratação de longo prazo. Os contratos de compra e venda de energia são instrumentos financeiros que asseguram uma renda mais estável ao empreendedor, diminuindo a exposição do projeto em relação à volatilidade dos preços *spot*. Para assegurar a segurança de suprimento, o novo marco regulatório estabelece que toda a demanda deve estar 100% contratada. O racional reside no fato de que os contratos, apesar de serem instrumentos financeiros, devem ser respaldados por capacidade de geração física (lastro contratual). Se a demanda está 100% contratada, isso significa que há capacidade física suficiente para atendê-la com uma determinada confiabilidade [28].

Visando uma contratação eficiente de energia, o modelo setorial também determina que as distribuidoras devem contratar sua energia através de leilões na modalidade de menor tarifa. Os Leilões de Energia Nova são os que permitem a contratação de longo prazo da energia de futuros empreendimentos de geração.

## **1.2. Seleção de Projetos de Investimento em Geração de Energia Elétrica**

A seleção de carteiras deve buscar o melhor *mix* de empreendimentos, dadas as características de risco e retorno de cada tecnologia de geração e deve levar em consideração a correlação entre os retornos dos projetos candidatos. O processo de seleção de novos empreendimentos de geração começa com a simulação operativa das usinas, considerando os riscos, características técnicas e custos de cada tecnologia. Os resultados da simulação são as distribuições de retorno dos projetos, que permitem determinar o conjunto eficiente das alternativas de investimento e são a base para a aplicação dos modelos de seleção de carteiras.

### **1.2.1. Riscos em Projetos de Geração**

Como visto em Soares et al. [50], o gerenciamento e a precificação de riscos são de suma importância para o cálculo do real valor da energia dos novos empreendimentos de geração. O mapeamento e a modelagem dos fatores de risco são os componentes mais importantes no processo de avaliação de investimentos sob incerteza. A análise das incertezas intrínsecas à tecnologia de geração e os impactos de cada um desses riscos no fluxo de caixa exige um grande conhecimento do projeto e do setor elétrico.

Apesar de cada tecnologia de geração conter seus próprios riscos e incertezas, alguns fatores podem ser assinalados na maioria dos projetos, mesmo que em diferentes graus. Nesta dissertação serão estudados os riscos de investimento, de atraso na entrada em operação comercial, de performance (indisponibilidade, regulatório, falta de combustível, etc.) e de preços (risco hidrológico). Contudo, a consideração de cada dos fatores de risco é uma decisão exclusiva do agente, que depende do seu nível de informação.

### **1.2.2. Avaliação sob Incerteza e Precificação de Riscos**

Seguindo a abordagem probabilística utilizada em Roques et al. [45][46], Awerbuch [2] e Awerbuch et al. [3], a metodologia proposta nesta dissertação utiliza a distribuição de probabilidade (ex-ante) dos retornos, através da simulação

operativa do empreendimento em diversos cenários, para precificar os riscos e calcular o preço de cada tecnologia de geração. A simulação operativa permite construir um fluxo de caixa para cada cenário (sorteio de cada uma das variáveis aleatórias) e como resultado é possível caracterizar a distribuição de retornos (ex-ante) do empreendimento.

A precificação de riscos utiliza o conceito do *Value at Risk* [19], que indica o menor retorno que o investidor avesso a risco está disposto a aceitar, com um determinado nível de confiança. O sobre-preço de risco, ou *hedge*, pode ser obtido pela diferença entre o preço necessário para obter o retorno *target*, com o nível de VaR especificado (investidor avesso a risco) e o preço para o investidor neutro a risco, cujo retorno esperado é igual ao *target*. Dessa forma, é possível analisar a sensibilidade do retorno de cada tecnologia em relação aos fatores de risco mapeados e o impacto de cada um desses fatores na competitividade (preço) do empreendimento.

### **1.2.3. Conjunto Eficiente das Alternativas de Investimento**

A alocação ótima de capital deve ser feita em cima do conjunto eficiente das alternativas de investimento [21]. A partir do conjunto de todos os projetos candidatos e suas distribuições de retorno, é possível excluir as alternativas indesejadas, ou ineficientes, de acordo com um critério de eficiência. O critério de eficiência permite dividir o conjunto das alternativas de investimento em duas classes: o conjunto eficiente e o conjunto ineficiente. A forma pela qual um determinado critério de eficiência pode reduzir o tamanho do conjunto eficiente depende da quantidade de informações a respeito da classe de investidores analisados, ou seja, do formato da sua função utilidade.

Nesta dissertação, serão utilizados dois critérios para a construção do conjunto eficiente: o primeiro (Dominância Estocástica de Primeira Ordem - DEP), mais geral, assume apenas que a função utilidade dos investidores é não decrescente, isto é, assume que para os investidores, quanto mais dinheiro, melhor. Nenhuma restrição em relação ao risco é imposta. O segundo (Dominância Estocástica de Segunda Ordem - DES), assume uma função de utilidade côncava, ou seja, considera que os investidores são avessos a risco [21].

#### **1.2.4. Seleção da Carteira de Projetos**

Desde o trabalho pioneiro de Markowitz [24][25], diversos autores [15][16][47][48][38][55] vêm adaptando e criando novos modelos de seleção de portfólio para ganhar maior eficiência na seleção de ativos com retornos assimétricos e com elevada curtose (caldas pesadas). Particularmente, os empreendimentos de geração de energia apresentam retornos com essas características, devido ao perfil do preço *spot* e dos riscos de conclusão do projeto, riscos operacionais, regulatórios e ambientais, que implicam, geralmente, em elevados custos e penalidades, mas têm reduzida probabilidade de ocorrência.

Os três modelos de seleção de carteiras utilizados na dissertação – Média Variância, Minimax e *Conditional Value at Risk* – são aplicados como em Puelz [39], incorporando o critério do *Value at Risk* no conjunto de restrições. O ponto em comum entre os diferentes modelos, é que todos procuram resolver o problema de alocação ótima de capital com base em dois indicadores de desempenho: risco e retorno. A estrutura básica dos modelos consiste em um processo de maximização/minimização de retorno/risco sujeito às restrições de risco/retorno.

#### **1.3. Objetivo da Dissertação**

O objetivo desta dissertação é desenvolver uma metodologia para a avaliação econômico-financeira de novos empreendimentos de geração de energia elétrica, precificação de riscos e seleção de carteiras de projetos, utilizando o critério do *Value at Risk*, que permite especificar a máxima perda admitida pelo investidor, com um determinado nível de confiança. As distribuições de retorno dos projetos serão determinadas ex-ante, em função do mapeamento e modelagem de diversos fatores de risco, através de simulação de Monte Carlo. A metodologia permite comparar a competitividade de diferentes tecnologias de geração, tais como usinas a gás natural, carvão mineral, biomassa a bagaço de cana de açúcar, hidrelétricas, entre outras. O processo de seleção da carteira ótima será baseado

em diferentes métodos de seleção de *portfolio*, buscando o melhor modelo para o perfil de retornos dos projetos e para as preferências do investidor.

#### 1.4.

#### **Organização da Dissertação**

Este trabalho está organizado nos seguintes capítulos:

O Capítulo 2 discute a metodologia de cálculo do despacho hidrotérmico em sistemas centralizados, como o sistema brasileiro, a formação do preço no mercado de curto prazo e a volatilidade da receita dos geradores no mercado *spot*.

O Capítulo 3 discute a importância dos contratos de energia como mecanismos que asseguram a estabilidade do fluxo de caixa dos geradores, proporcionando atratividade para novos empreendimentos. Serão apresentadas as duas modalidades de contratação de energia: quantidade e disponibilidade.

O Capítulo 4 ilustra a utilização dos leilões de energia nova como mecanismos para garantir a expansão da oferta. Serão discutidas as diferenças entre os leilões de contratos de quantidade, ou contratação a termo, e de disponibilidade, ou contratação de opção.

No Capítulo 5 é apresentada a cadeia de modelos utilizados para executar cada etapa do processo de avaliação e seleção dos projetos de investimento.

No Capítulo 6 serão analisados os principais fatores de risco de cada tecnologia de geração e será apresentada uma metodologia para precificação desses riscos, utilizando o critério do *Value at Risk*.

O Capítulo 7 apresenta os critérios de eficiência e os três modelos para seleção de carteiras utilizados na dissertação.

No Capítulo 8, a metodologia proposta é aplicada em um problema ilustrativo de seleção de *portfolio*, com diferentes tecnologias de geração de energia (alternativas de investimento).

O Capítulo 9 apresenta as principais conclusões do trabalho e sugestões para pesquisas posteriores.

## 2 Formação de Preços no Mercado de Curto Prazo

O mercado de curto prazo, ou mercado *spot*, é o mecanismo que permite a compra e venda da energia não contratada entre os agentes. A remuneração nesse mercado se dá pelo preço *spot*<sup>1</sup>, que é o custo de se atender a demanda incremental (MWh adicional) em cada período de negociação. Em países com despacho centralizado, caso do Brasil, o custo marginal da demanda é igual à variação do custo de operação do sistema que é necessária para atender esse incremento de demanda. Portanto, o preço *spot* é o resultado de uma política de operação que tenta minimizar o custo total esperado de operação do sistema.

Este capítulo apresenta o cálculo da política ótima de operação hidrotérmica utilizada na formação de preços no mercado de curto prazo. Será discutida também a volatilidade do preço *spot* e da receita no mercado de curto prazo.

### 2.1. Estratégia de Operação de Sistemas Hidrotérmicos

Os sistemas hidrotérmicos de geração são compostos de usinas termoeletricas e usinas hidrelétricas ligadas aos centros de carga, através de um sistema de transmissão, como ilustrado na Figura 2.1.

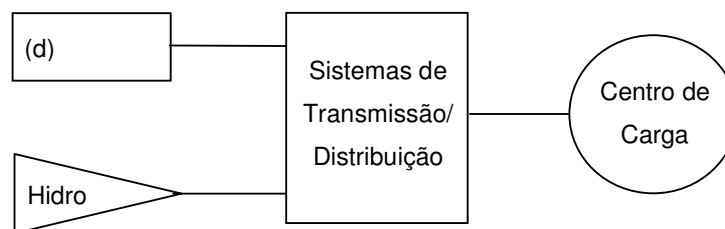


Figura 2.1 – Diagrama Esquemático de um Sistema Hidrotérmico

---

<sup>1</sup> No Brasil, o preço *spot* é chamado de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) sendo calculado em base semanal, para cada patamar de carga (leve, média e pesada) e para cada subsistema (sudeste, sul, nordeste e norte).

O planejamento da operação desse sistema tem como principal objetivo atender a demanda de energia, utilizando da melhor forma possível os recursos disponíveis. A otimização do uso desses recursos é obtida pela minimização dos custos totais esperados de operação. O custo de operação é composto pela soma do custo de combustível das unidades termoeletricas e das perdas econômicas por eventuais não atendimentos a demanda de energia (deficit de energia). A estratégia ótima deve gerenciar da melhor forma esses objetivos, recursos e restrições definindo metas de despacho hidrelétrico e termoeletrico, intercâmbio de energia entre regiões e cortes de carga, visando alcançar o mínimo custo total esperado para o horizonte de planejamento.

### **2.1.1.**

#### **Despacho Econômico e Custos de Oportunidade**

Em sistemas puramente térmicos o problema de despacho econômico pode ser resolvido ordenando-se as unidades geradoras em função dos seus custos de operação, atendendo a demanda com as unidades de menor custo. Isso pode ser feito a cada período pois os problemas de minimização de custo são desacoplados no tempo [12].

No caso de sistemas hidrotérmicos, o problema se torna bastante complexo. Devido à incerteza hidrológica e pela existência de estoques limitados de energia hidrelétrica, sob a forma de água armazenada nos reservatórios do sistema, o problema de operação se torna estocástico e não-separável no tempo, pois introduz uma ligação entre a decisão operativa em um período qualquer e as consequências futuras dessa decisão [12].

Dessa forma, o operador do sistema deve calcular o custo de oportunidade da geração hidrelétrica, que deve levar em consideração a estocasticidade das afluências futuras. Por exemplo, se os reservatórios forem usados hoje (geração hidrelétrica), e ocorrer um período seco no futuro, pode ser necessário utilizar as fontes térmicas mais caras, ou até mesmo interromper o fornecimento de energia (custo de oportunidade elevado). Se, por outro lado, os níveis dos reservatórios se mantiverem altos pelo uso mais intenso de geração térmica, e a afluência aumentar no futuro, os reservatórios poderão verter, desperdiçando energia (custo de oportunidade baixo). Como ilustra a Figura 2.2, é necessário quantificar os

efeitos de todas as possíveis decisões, escolhendo a que, em média, leva aos melhores resultados.

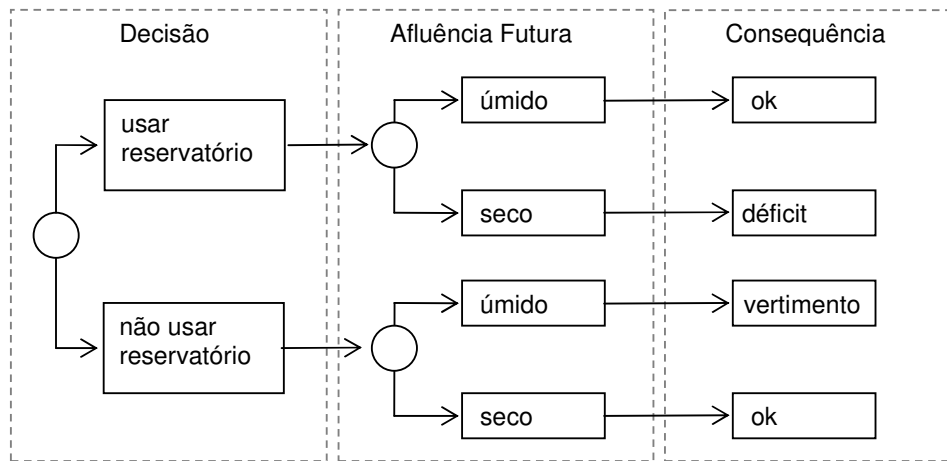


Figura 2.2 – Processo Decisório em Sistemas Hidrotérmicos

### 2.1.2. Custos Operacionais Imediatos e Futuros

O custo total de operação é composto pelo custo imediato, referente às decisões de despacho que são tomadas no presente, e pelo custo futuro, associado às decisões ótimas que serão tomadas no futuro. Devido ao acoplamento temporal do problema de despacho hidrotérmico, a decisão hoje é influenciada pelas decisões futuras. Para ilustrar o processo de minimização do custo total, suponha duas hipóteses de decisão operativa em determinado período: (i) demanda é suprida com energia hidrelétrica utilizando toda a água estocada nos reservatórios e (ii) poupa-se a água estocada, atendendo a demanda com usinas termoeletricas. Na primeira hipótese os reservatórios terminam vazios e o custo operativo é nulo (não há compra de combustível). Na segunda, o volume dos reservatórios permanece perto da capacidade máxima e o custo operativo é elevado, devido à compra de combustíveis para geração termoeletrica. O custo imediato de cada uma dessas hipóteses pode ser representado em função do nível de armazenamento final, como ilustrado na Figura 2.3.





Figura 2.3 – Função de Custo Imediato

No período seguinte, os custos operativos relacionados à decisão da primeira hipótese (utilização total dos reservatórios) serão elevados, tendo-se a perspectiva de gastar combustível para atender a demanda. Portanto, o custo futuro dessa decisão será elevado. A segunda hipótese, em contrapartida, tem um custo futuro menor, já que a água armazenada nos reservatórios pode ser utilizada para reduzir futuros gastos com combustível na geração térmica. A Figura 2.4 mostra o comportamento do custo futuro em função do armazenamento final.

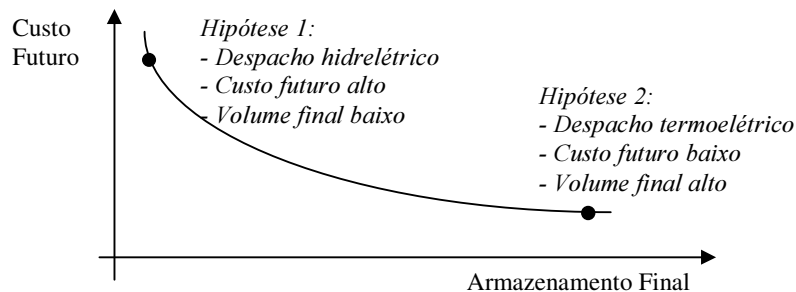


Figura 2.4 – Função de Custo Futuro

O custo total de operação, dado pela soma dos custos imediato e futuro, tem seu valor mínimo no ponto (nível de armazenamento) onde a sua derivada é nula, ou seja, onde as derivadas das funções de custo imediato e custo futuro se anulam, como ilustrado na Figura 2.5. Portanto, a estratégia ótima de operação consiste em utilizar os recursos hidrotérmicos disponíveis tendo como meta o nível de armazenamento que minimiza o custo total de operação.

$$\text{Custo Total} = \text{Custo Imediato} + \text{Custo Futuro}$$

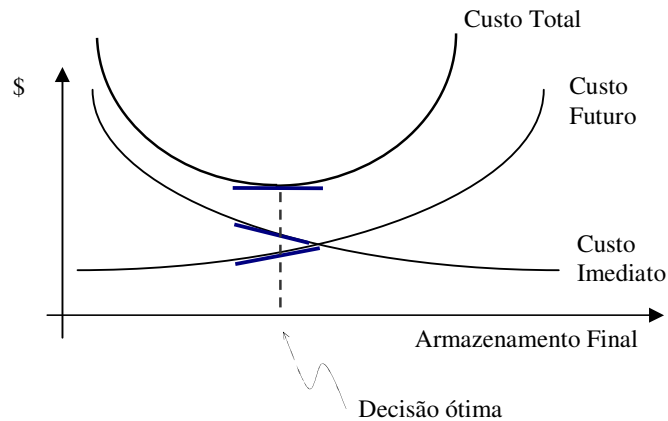


Figura 2.5 – Despacho Ótimo

A derivada da função de custo futuro em relação ao volume armazenado é conhecida como Valor da Água. Portanto, o despacho que conduz ao menor custo total é obtido ao se equilibrar a geração hidráulica e térmica de forma a igualar o Valor da Água ao custo de geração da térmica mais cara que estiver sendo acionada.

### 2.1.3. Cálculo da Função de Custo Futuro

A Função de Custo Futuro (FCF) pode ser calculada através de um método conhecido como Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) [26][27][30][31]. O método permite construir a FCF utilizando um número reduzido de estados de armazenamento, através do cálculo do custo futuro e da taxa de variação do custo futuro (derivada) em cada um desses estados.

Antes de proceder à construção da FCF é necessário saber o comportamento estatístico das afluências, ou seja, é preciso realizar previsões das afluências que serão utilizadas para o cálculo do custo futuro. Usualmente, as afluências são modeladas por processos auto-regressivos, multivariados, periódicos de ordem  $p$ . Isso significa que as afluências dependem de outras que ocorreram em até  $p$  meses anteriores. O caráter periódico está ligado à sazonalidade do regime hidrológico. Assim, para cada mês, pode haver um valor diferente para o parâmetro  $p$ . Em geral, afluências nos meses iniciais do período chuvoso dependem de um, ou no

máximo, dois meses anteriores. Afluências em meses iniciais do período seco, por sua vez, dependem do que ocorreu em vários meses do período úmido imediatamente anterior.

Conhecendo-se o modelo estocástico das afluências, diversas trajetórias podem ser sorteadas e simuladas, permitindo calcular o custo futuro para cada etapa e para cada estado do sistema (nível de armazenamento do reservatório). Os estados são escolhidos de acordo com as trajetórias sorteadas. Um dos enfoques que podem ser usados para a simulação operativa é conhecido como enfoque árvore, ilustrado na Figura 2.6.

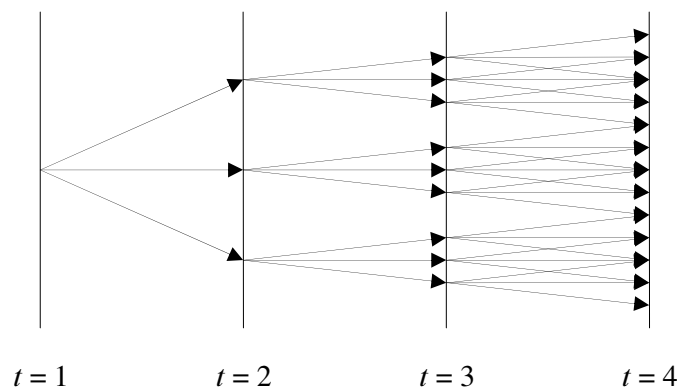


Figura 2.6 – Enfoque Árvore

No enfoque árvore, cada hipótese de afluência se ramifica, sucessivamente, em cada etapa. Os estados escolhidos são justamente os níveis de armazenamento atingidos em cada um dos cenários (chamada simulação *forward*). Nos estados que foram atingidos, em cada etapa, é então calculado o custo futuro, em um processo que parte do final do horizonte e chega ao seu início, no sentido inverso do tempo (simulação *backward*). No enfoque árvore, existe uma FCF para cada etapa e para cada hipótese de afluência da etapa anterior. As funções de custo futuro são construídas através de um processo iterativo (simulações *forward/backward*), descrito a seguir:

- a) Primeira simulação *forward*: Antes de se iniciar a primeira simulação *forward* (definição dos estados), o custo futuro estimado é nulo, pois não se tem informação alguma do futuro. Portanto, o resultado da otimização é muito ruim (custo de operação muito alto).

- b) Primeira simulação *backward*: em cada um dos estados atingidos na simulação *forward*, é calculado o custo futuro esperado e a sua derivada, através do cálculo da média dos custos futuros e média das derivadas fornecidas por cada uma das hipóteses de afluência partindo de cada estado (três hipóteses, no exemplo ilustrado na Figura 2.7).

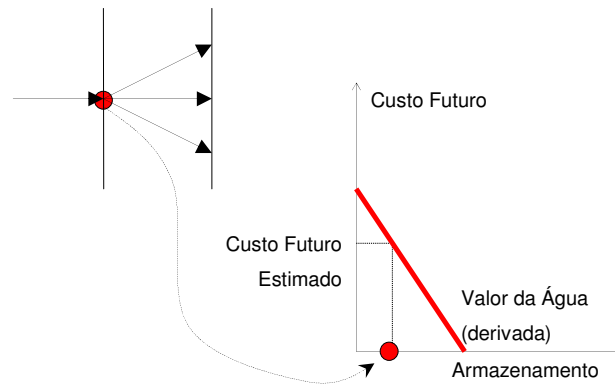


Figura 2.7 – Cálculo da Função de Custo Futuro (Primeira Iteração)

- c) Segunda simulação *forward*: já tendo algum conhecimento do custo futuro, a segunda otimização, com as mesmas hipóteses de afluência, toma melhores decisões, atingindo estados diferentes daqueles obtidos na primeira simulação *forward*.
- d) Segunda simulação *backward*: o custo futuro e sua derivada são novamente calculados, para cada novo estado atingido por cada uma das hipóteses de afluência, como ilustrado na Figura 2.8. Cada reta acrescentada à FCF é chamada Corte de Benders.

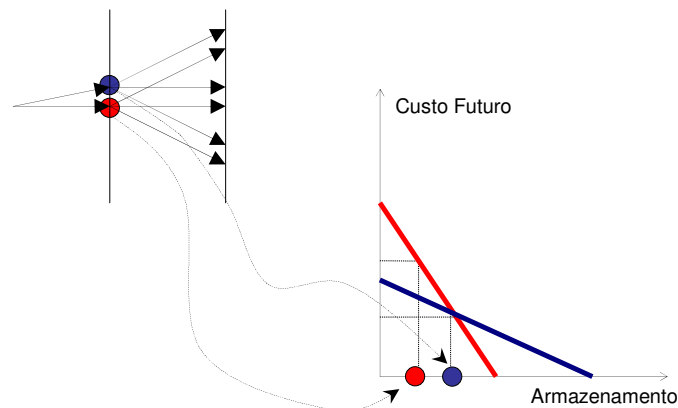


Figura 2.8 – Cálculo da Função de Custo Futuro (Segunda Iteração)

- e) Convergência do processo iterativo: a cada iteração (simulações *forward/backward*) a FCF fica melhor representada, pelo acréscimo de um novo Corte de Benders. O critério de parada desse processo iterativo é feito através da comparação do custo futuro estimado a partir do início do horizonte com o custo médio simulado ao final do horizonte. Como as mesmas afluições são utilizadas nas simulações *forward* e *backward*, espera-se um custo futuro estimado igual<sup>2</sup> ao custo médio simulado.

#### 2.1.4.

#### Formulação do Problema de Despacho Hidrotérmico

O problema de minimização do custo total de operação em cada etapa  $t$  pode ser formulado, de forma simplificada<sup>3</sup>, como:

##### a) Função Objetivo

$$z_t = \min \sum_{j=1}^J c_j g_{tj} + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \quad (2.1)$$

O objetivo é minimizar a soma dos custos imediato e futuro. O custo imediato em 2.1 é dado pelos custos operacionais térmicos na etapa  $t$ ,  $\sum_{j=1}^J c_j g_{tj}$ . O custo futuro é representado pela função  $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$ , onde  $v_{t+1}$  é o vetor dos níveis de armazenamento do reservatório ao final da etapa  $t$  (início da etapa  $t+1$ ).

##### b) Balanço Hídrico

<sup>2</sup> No modelo DECOMP, desenvolvido pelo CEPEL e utilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) no cálculo do PLD, a tolerância para a igualdade entre o custo médio simulado e o custo futuro estimado é da ordem de 0,001%.

<sup>3</sup> A simplificação está relacionada à independência da FCF em relação à afluição. Como no enfoque árvore é construída uma FCF para cada estágio e estado de armazenamento, esta FCF não depende da afluição anterior, ao contrário do enfoque pente PEREIRA, M.V.; PINTO, L.M. **Multi-Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning**. Mathematical Programming, v.52, p.359-375, 1991.[26][27].

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) + \sum_{m \in U(i)} [u_t(m) + s_t(m)] \quad (2.2)$$

para  $i = 1, 2, \dots, I$

onde:

$i$  = índice das hidrelétricas ( $I$  número de hidrelétricas);

$v_{t+1}(i)$  = volume armazenado na usina  $i$  ao final do estágio  $t$  (variável de decisão);

$v_t(i)$  = volume armazenado na usina  $i$  no início do estágio  $t$  (valor conhecido);

$a_t(i)$  = afluência lateral que chega na usina  $i$  na etapa  $t$  (valor conhecido);

$u_t(i)$  = volume turbinado durante a etapa  $t$  (variável de decisão);

$s_t(i)$  = volume vertido na usina  $i$  durante a etapa  $t$  (variável de decisão);

$m \in U(i)$  = conjunto de usinas imediatamente a montante da usina  $i$ .

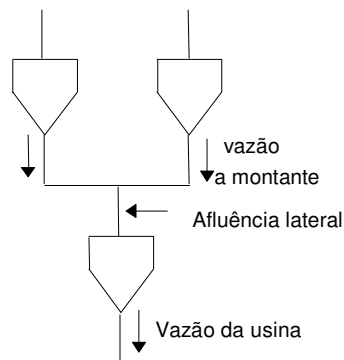


Figura 2.9 – Balanço Hídrico do Reservatório

Como ilustrado na Figura 2.9, a equação de balanço hídrico relaciona o armazenamento e os volumes de entrada e saída do reservatório: o volume final no estágio  $t$  (início do estágio  $t+1$ ) é igual ao volume inicial menos os volumes de saída (turbinamento e vertimento) mais os volumes de entrada (afluência lateral mais os volumes de saída das usinas a montante).

### c) Limites de Armazenamento e Turbinamento

$$v_t(i) \leq \bar{v}(t) \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, I \quad (2.3a)$$

$$u_i(t) \leq \bar{u}(t) \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, I \quad (2.3b)$$

onde  $\bar{v}(t)$  e  $\bar{u}(t)$  são respectivamente o armazenamento máximo e a capacidade das turbinas.

#### d) Limites de Geração Térmica

$$g_{ij} \leq \bar{g}_j \quad \text{para } j = 1, 2, \dots, J \quad (2.4)$$

onde  $g_{ij}$  é a produção de energia elétrica na etapa  $t$ , da usina  $j$ , e  $\bar{g}_j$  é a capacidade de geração da usina térmica  $j$ .

#### e) Atendimento à Demanda

$$\sum_{i=1}^I \rho(i) u_t(i) + \sum_{j=1}^J g_{ij} = d_t \quad (2.5)$$

onde  $\rho(i)$  é o coeficiente de produção da usina  $i$  (MWh/hm<sup>3</sup>).

#### f) Função de Custo Futuro

$$\alpha_{t+1}(v_{t+1}) \geq \alpha_{t+1}(v_{a,k}) + (v_{t+1} - v_{a,k}) \times \frac{d\alpha_{t+1}(v_{a,k})}{dv}, \quad k = 1, 2, \dots, K \quad (2.6)$$

onde os subscritos  $a$  e  $k$  da variável  $v$  indicam a hipótese de afluência e o Corte de Benders associado à iteração  $k$ , respectivamente.

### 2.1.5.

#### Solução do Problema e Custos Marginais de Operação

Definida a FCF, o problema (2.1) – (2.6) pode ser resolvido por um algoritmo de programação linear. O preço *spot*, definido como o custo de se atender a um incremento unitário da demanda, é obtido pela derivada  $\partial z / \partial d$ , ou seja, é o multiplicador (variável dual) associado à restrição de atendimento à demanda (2.5). O valor da água de cada hidrelétrica, por sua vez, é o multiplicador associado à equação de balanço hídrico (2.2).

Suponha um parque gerador composto de três termoelétricas e uma hidrelétrica, cujas características estão especificadas na Tabela 2.1 e Tabela 2.2 respectivamente.

Tabela 2.1 – Características das Termoelétricas

Nome	Cap. (MW)	Custo oper. (\$/MWh)
T <sub>1</sub>	10	8
T <sub>2</sub>	5	12
T <sub>3</sub>	20	15

Tabela 2.2 – Características da Hidrelétrica

Nome	Cap. (MW)	Coef. Prod. (MWh/m <sup>3</sup> )
H <sub>1</sub>	15	2

Suponha também que a FCF do sistema,  $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$ , seja dada pela expressão linear  $-28v_{t+1} + 4000$ , ilustrado na Figura 2.10.

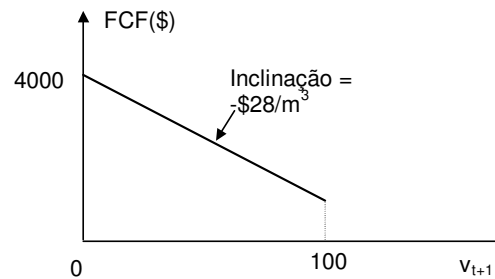


Figura 2.10 – Função de Custo Futuro do Sistema

A FCF de custo futuro informa ao operador do sistema que o custo de oportunidade futuro de 1m<sup>3</sup> de água é R\$28. Portanto, só vale a pena utilizar esta água hoje se o benefício imediato (redução do custo operativo) exceder esse valor. Como este m<sup>3</sup> pode ser utilizado para produzir  $\rho \times 1 = 2$  MWh agora, conclui-se que só vale a pena utilizar a hidrelétrica se as alternativas térmicas custarem mais de  $28/2 = 14$  R\$/MWh. Em suma, a energia hidrelétrica é, por um lado, mais “cara” que as térmicas T<sub>1</sub> e T<sub>2</sub>, que custam respectivamente 8 e 12 R\$/MWh; e, por outro, mais “barata” que a térmica T<sub>3</sub>, que custa 15 R\$/MWh.



A ordem de acionamento dos geradores no despacho econômico hidrotérmico seria, portanto,  $(T_1, T_2, H_1, T_3)$ . Por exemplo, o despacho de mínimo custo para atender uma demanda de 20 MWh, em uma etapa de uma hora, implicaria as produções de energia ilustradas na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Despacho Ótimo do Sistema

Unidade	Custo (\$/MWh)	Ger. (MWh)
$T_1$	8	10
$T_2$	12	5
$H_1$	14	5
$T_3$	15	0
total		20

O preço *spot* do sistema, como sempre, reflete o custo da usina marginal, que no caso é a usina hidrelétrica. Portanto, o preço *spot* do sistema é o custo de oportunidade da hidrelétrica, 14 R\$/MWh. Esse é o preço usado para calcular a remuneração dos geradores e pagamentos da demanda no mercado de curto prazo, discutidos a seguir.

## 2.2. Volatilidade da Receita no Mercado Spot

Cada gerador  $j$  recebe do mercado de curto prazo, também conhecido no Brasil como Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), um montante (em R\$) correspondente ao produto do preço spot  $\pi$  (em R\$/MWh) por sua produção de energia no despacho econômico,  $g_j$  (em MWh). Por sua vez, a demanda  $d$  desembolsa no CCEE um montante (em R\$) dado por  $\pi \times d$ . Como a produção total de energia é igual à demanda e há um único preço de compra e venda de energia, conclui-se imediatamente que o balanço financeiro no CCEE sempre “fecha”, isto é, o montante pago pela demanda é igual ao recebido pelos geradores. A receita líquida de cada gerador é dada por  $R_j = (\pi - c_j)g_j$ , onde  $c_j$  é o custo variável de geração do empreendimento ( $c_j$  de usinas hidrelétricas é nulo). É importante observar que se  $\pi < c_j$  a usina  $j$  não é despachada, ou seja, a receita líquida no mercado de curto prazo é nula.

A receita no mercado *spot* é extremamente volátil. A volatilidade do preço *spot* implica em longos períodos durante os quais a termelétrica não é despachada e, por conseguinte, longos períodos com receita nula. Entretanto, durante os períodos de hidrologia desfavorável, o gerador térmico pode receber pela sua energia preços extremamente elevados. A Figura 2.11 mostra o histórico do preço *spot*, na região sudeste, no período de jan/2005 a dez/2007.



Figura 2.11 – Histórico do Preço *Spot* no Sudeste – Patamar de Carga Média

A análise estatística da série de afluições mostra uma grande variabilidade nas possíveis trajetórias do preço *spot*. A Figura 2.12 mostra a distribuição do preço *spot*, no mês de dez/2007, resultante da simulação de um modelo de despacho hidrotérmico.

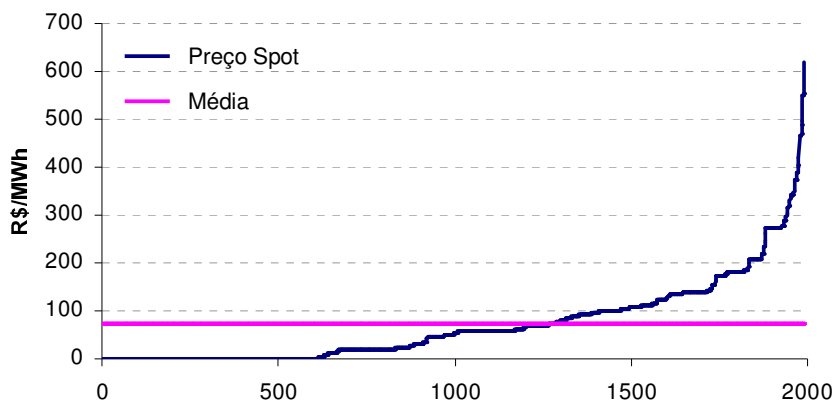


Figura 2.12 – Distribuição do Preço *Spot* (Dez/2007)

A razão da volatilidade do preço *spot* no sistema elétrico brasileiro é a predominância de usinas hidrelétricas. Como o sistema é projetado para garantir o atendimento à carga sob circunstâncias hidrológicas adversas, que não ocorrem com frequência, na maior parte do tempo formam-se excedentes de energia (conhecidos como “energia secundária”), que implicam em um preço *spot* muito baixo. Por outro lado, nos períodos de seca, o preço *spot* pode subir abruptamente, chegando a alcançar o custo de racionamento do sistema. Devido à capacidade de armazenamento dos reservatórios, esses períodos de baixo custo não apenas ocorrem com frequência, mas podem se estender por muito tempo, sendo intercalados por períodos de custo muito elevado em decorrência das secas.

Como consequência da volatilidade do preço *spot*, o investimento em geração para venda no mercado de curto prazo torna-se bastante arriscado. A volatilidade no fluxo de caixa pode inviabilizar o projeto ou aumentar substancialmente as operações de financiamento junto a bancos e instituições financeiras.

### 3 Contratos de Compra e Venda de Energia

Como visto no capítulo anterior, a receita de um agente gerador no mercado de curto prazo é extremamente volátil. Essa incerteza no fluxo de caixa pode inviabilizar o projeto, aumentar o custo de financiamentos corporativos ou impedir a estruturação de um *project finance*.

Os contratos de compra e venda de energia são instrumentos financeiros de longo prazo que asseguram uma renda mais estável ao empreendedor, diminuindo a exposição do projeto em relação à volatilidade dos preços *spot*. Este capítulo apresenta as principais características desses contratos, os riscos de cada modalidade e a metodologia de cálculo do respaldo físico.

#### 3.1. Respaldo Físico

Com o objetivo de garantir a segurança no suprimento, o decreto 5.163 de 30 de julho de 2004 [9] estabelece que os contratos de compra e venda de energia, apesar de serem instrumentos financeiros, devem estar respaldados por capacidade de geração física. Essa garantia física é a máxima quantidade de energia, em MW médios, que a usina pode comercializar, tanto no ACR quanto no ACL. Portanto, esse valor é de extrema importância para a análise de viabilidade econômica dos novos empreendimentos de geração.

O cálculo da garantia física, feito pela EPE e regulamentado pela portaria MME 303 de 18 de novembro de 2004 [33], deve ser compatível com o critério de suprimento adotado na expansão e na operação do sistema<sup>4</sup> e não deve levar em consideração a conjuntura vigente dos reservatórios, ou seja, deve refletir a

---

<sup>4</sup> O critério de suprimento adotado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é de que o sistema deve ser capaz de suprir a demanda anual em, pelo menos, 95% dos cenários de afluições futuras simuladas. Ou seja, o risco anual de déficit não pode ultrapassar 5%.

capacidade estrutural do sistema atender à demanda crítica<sup>5</sup>. Em suma, a garantia física de uma usina reflete a parcela de energia que essa usina fornece a um sistema que é capaz de atender à demanda crítica de acordo com o critério de suprimento adotado.

No caso das térmicas, a garantia física poderia ser calculada pela potência instalada descontadas as taxas de paradas por falhas e manutenção (valor conhecido como disponibilidade da usina). Entretanto, térmicas com diferentes custos operativos, por terem diferentes frequências de despacho, contribuem de maneira diferente para a confiabilidade do sistema. Por exemplo, imagine que uma termelétrica  $T_1$  possua um custo baixo e, por conseguinte quase sempre é despachada. Agora imagine uma termelétrica  $T_2$  com a mesma capacidade que a  $T_1$ , porém com um custo variável elevado, o que faz com que ela só gere em períodos de preços *spot* altos. Embora as duas usinas possuam a mesma capacidade de geração, a usina  $T_1$  acrescenta mais energia ao sistema que a usina  $T_2$ , por ser despachada com maior frequência. Conseqüentemente, além da disponibilidade da usina, a garantia física de uma termoelétrica depende do seu custo de operação e de sua inflexibilidade (geração mínima). A Figura 3.1 ilustra a relação entre o lastro e a geração mínima para um custo de operação de 100 R\$/MWh, e a relação entre o lastro e o custo de operação para uma térmica totalmente flexível.

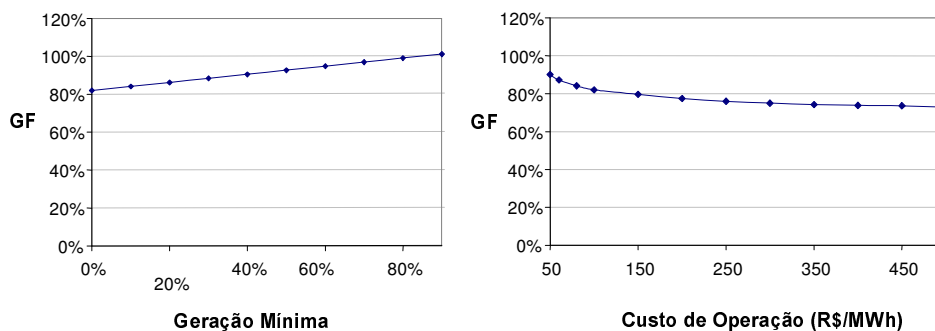


Figura 3.1 – Relação entre Garantia Física (GF), Inflexibilidade e Custo de Operação

Idealmente, as garantias físicas dos novos empreendimentos de geração, cadastrados para participar de um leilão, deveriam ser calculadas para a

<sup>5</sup> Demanda crítica é a máxima demanda estática que o sistema pode atender, dado um critério de suprimento.

configuração do sistema hidrotérmico real, ou seja, considerando a configuração de referência (parque gerador existente e usinas vencedoras de leilões anteriores) e os vencedores desse leilão. No entanto, pela impossibilidade de previsão do resultado do certame, adota-se um critério baseado na competitividade dos participantes, separando-os em blocos de custos variáveis de produção. Os blocos são dimensionados com base na demanda a ser contratada pelas distribuidoras, que deve ser declarada confidencialmente ao MME com certa antecedência ao leilão. Uma vez construído um bloco de novas usinas, este é adicionado à configuração de referência e as garantias físicas dessas usinas são calculadas com aplicação do modelo Newave<sup>6</sup>. A Figura 3.2 mostra o esquema da metodologia de cálculo da garantia física dos novos empreendimentos de geração.

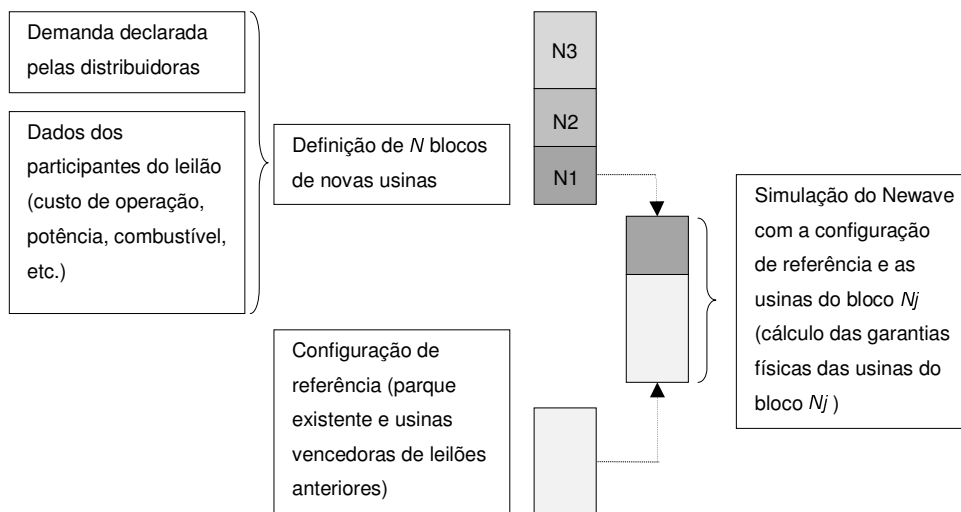


Figura 3.2 – Esquema da Metodologia de Cálculo da Garantia Física

### 3.2. Contratos de Quantidade

Os contratos de quantidade são acordos financeiros entre os agentes geradores (“posição vendida”) e as distribuidoras (“posição comprada”), no qual os primeiros se comprometem a entregar o montante de energia contratado pelo preço arrematado no leilão.

<sup>6</sup> Modelo de despacho hidrotérmico, desenvolvido pelo CEPEL, utilizado pela EPE no cálculo das garantias físicas dos novos empreendimentos de geração.

No Brasil, a contratação de quantidade se aplica somente aos empreendimentos de geração hidrelétrica e tem duração de 30 anos. Nessa modalidade de contratação, os geradores devem liquidar no mercado de curto prazo a diferença entre a sua produção física<sup>7</sup>  $G$  e o montante contratado  $E$ . Ou seja, se  $G$  for inferior  $E$ , a diferença deverá ser comprada pelo preço *spot* para honrar a obrigação contratual (despesa no mercado de curto prazo). Caso contrário, a diferença deverá ser vendida (receita no mercado de curto prazo).

Em um período de comercialização  $t$ , a receita do gerador hidrelétrico  $H$ , e o pagamento da distribuidora  $D$  são dados por

$$R_{H,t} = E(P - \pi_t)h_t + G_{H,t}\pi_t h_t \quad (3.1)$$

$$P_{D,t} = EPh_t \quad (3.2)$$

onde,

$E$  = montante contratado, em MWmédios;

$P$  = preço do contrato, em R\$/MWh;

$\pi_t$  = preço *spot* no período  $t$ , em R\$/MWh;

$G_{H,t}$  = geração física da hidrelétrica  $H$  no período  $t$ , em MWmédios;

$h_t$  = número de horas do período  $t$ .

Suponha, por exemplo, que um gerador hidrelétrico de 150 MWmédios de disponibilidade vendeu um contrato de 100 MWmédios por um preço de 120 R\$/MWh. Sendo despachado na disponibilidade em um período de comercialização de uma semana (168 horas), com um preço *spot* de 50 R\$/MWh, a receita desse gerador será

$$R_{H,t} = 100 \times (120 - 50) \times 168 + 150 \times 50 \times 168 = \text{R\$ } 2.436.000 \quad (3.3)$$

O segundo termo da Equação 3.3, representa a receita do gerador no mercado de curto prazo. Assim, se a usina não estivesse contratada, sua receita seria bastante inferior a receita da usina contratada:

$$R_{H,t} = 150 \times 50 \times 168 = \text{R\$ } 1.350.000 \quad (3.4)$$

Como discutido no Capítulo 2, devido aos longos períodos de preços *spot* baixos, a receita no mercado de curto prazo pode ser insuficiente para remunerar o

<sup>7</sup> Como será visto adiante, as usinas hidrelétricas, participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), são remuneradas pelo crédito de energia alocado pelo MRE e não pela sua produção física.

projeto. Portanto, o contrato de quantidade pode ser visto como um mecanismo que protege o gerador de preços *spot* baixos, garantindo uma receita mínima estável. O principal risco dessa modalidade de contratação é quando a produção do gerador é inferior ao montante contratado. Nesse caso, o gerador deve comprar a diferença entre os montantes contratado e gerado, pelo preço *spot*. Se esse preço for elevado, a perda financeira do gerador pode ser substancial [51][52]. Suponha que a usina do exemplo anterior não fosse despachada em um período de uma semana, com preço *spot* de 200 R\$/MWh. Nesse caso, a receita do gerador seria:

$$R_{H,t} = 100 \times (120 - 200) \times 168 + 0 \times 200 \times 168 = -R\$1.344.000 \quad (3.5)$$

Essa perda poderia inviabilizar o empreendimento, dado que a geração física de uma usina é extremamente volátil, e também é guiada pela estratégia de otimização dos recursos hídricos, que está fora do controle do agente gerador. Além disso, como visto em Barroso et al. [5] [52], existe uma correlação negativa entre a geração hidrelétrica e o preço *spot*, ou seja, essa produção tende a diminuir quando o preço *spot* aumenta, e vice-versa. Uma forma de mitigar esse risco é através do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), discutido a seguir.

### 3.2.1. Mecanismo de Realocação de Energia

No sistema hidrelétrico brasileiro, onde diferentes empresas possuem reservatórios em uma mesma cascata, existe uma distorção econômica no mecanismo de remuneração *spot*. Kelman [20] mostra que o mecanismo de remuneração *spot* só fornece sinais econômicos corretos quando as usinas hidrelétricas estão isoladas ou quando todas as usinas de uma mesma cascata pertencem a uma única empresa. Caso contrário, as usinas com reservatório não seriam remuneradas pelo serviço de regularização dos reservatórios, quando deixam de gerar por questões de otimização dos recursos hídricos. A compensação pelo serviço de regularização prestado pelos reservatórios numa cascata é essencial para corrigir os sinais econômicos. Conforme discutido em Kelman [20] e Lino [22], essa distorção pode ser corrigida através da criação de um mercado *spot* de água, análogo ao mercado *spot* de energia.

O MRE consiste na repartição da produção do conjunto de usinas que o integram de maneira proporcional às suas garantias físicas. Assim, a energia



alocada a cada usina participante, para efeitos da liquidação de diferenças no mercado de curto prazo, não é a sua produção física, e sim, uma parcela do rateio da produção de todas as usinas pertencentes ao mecanismo, denominada “crédito de energia”. Esse mecanismo corrige a distorção econômica da remuneração *spot* das hidrelétricas através de uma representação implícita do mercado *spot* de água. A razão é que esse esquema de compensação se baseia na observação de que se todas as usinas numa cascata pertencem ao mesmo agente, a renda *spot* total da cascata (soma dos pagamentos *spot* a todas as usinas da cascata) está correta. Portanto, pode-se interpretar o MRE como uma empresa virtual [51].

Por outro lado, o MRE também mitiga o risco hidrológico dos contratos de quantidade, dado que a produção total de energia hidrelétrica é muito mais constante que a produção individual das usinas. De fato, a remuneração do gerador participante do MRE será constante e igual a  $E \times P$ , exceto se a produção total de energia hidrelétrica não for suficiente para alocar a cada usina participante um “crédito de energia” igual ou superior a sua energia contratada. A Figura 3.3 ilustra a decomposição da remuneração unitária de um contrato de quantidade de uma usina participante do MRE, em função do preço *spot*. A primeira parcela da remuneração, gráfico (a), é constante e igual ao preço do contrato  $P$ . O gráfico (b) representa a compra da energia contratada no mercado *spot*, e o gráfico (c), a venda do “crédito de energia” no mercado *spot*. Como mencionado anteriormente a geração hidrelétrica possui uma correlação negativa com o preço *spot*, diminuindo sistematicamente à medida que esse preço sobe. Por esse motivo, a soma dos “créditos de energia”, em uma situação de preços elevados, não seria suficiente para alocar a todas as usinas a energia correspondente às suas garantias físicas. O gráfico (d) mostra a remuneração unitária final do contrato de quantidade.

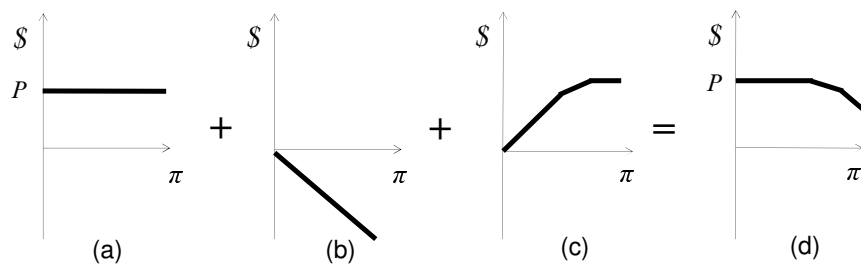


Figura 3.3 – Decomposição da Remuneração de um Contrato de Quantidade

### 3.3. Contratos de Disponibilidade

Os contratos de disponibilidade funcionam como contratos de aluguel. As distribuidoras “alugam” a usina termoeétrica, que deve estar disponível para gerar sempre que for despachada. Em troca, o gerador recebe uma receita fixa que deve ser suficiente para cobrir seus custos fixos e remunerar seu investimento.

Nessa modalidade de contratação, a liquidação das diferenças entre a energia produzida e contratada é de responsabilidade das distribuidoras, que passam a ser responsáveis por qualquer transação no mercado de curto prazo. Se a usina produz mais que a quantidade contratada, o excesso pertence à distribuidora, que pode vender essa energia no mercado *spot*. Por outro lado, se a produção for menor, a distribuidora tem que comprar o montante contratado no mercado de curto prazo. Sendo assim, a distribuidora, e conseqüentemente os consumidores, passam a assumir os riscos (ônus e bônus) de preço e quantidade decorrentes da variação da produção em relação à garantia física da usina. O gerador também é ressarcido pela distribuidora toda vez que é despachado. O valor do reembolso é o custo variável de produção declarado pelo gerador.

Em cada período de comercialização  $t$ , a receita do gerador termoeétrico  $T$ , e o pagamento da distribuidora  $D$  são dados por

$$R_{T,t} = R_F E h_t + (s - c) G_{T,t} h_t \quad (3.6)$$

$$P_{D,t} = R_F E h_t + s G_{T,t} h_t + (E - G_{T,t}) \pi_t h_t \quad (3.7)$$

onde,

$E$  = montante contratado, em MWmédios;

$R_F$  = receita fixa do contrato, em R\$/MWh;

$\pi_t$  = preço *spot* no período  $t$ , em R\$/MWh;

$G_{T,t}$  = geração física da termoeétrica  $T$  no período  $t$ , em MWmédios;

$s$  = custo de operação declarado pelo gerador  $T$ , em R\$/MWh;

$c$  = custo de operação real do gerador  $T$ , em R\$/MWh;

$h_t$  = número de horas do período  $t$ .

Suponha, por exemplo, que um gerador termoeétrico de 150 MWmédios de disponibilidade vendeu um contrato de 100 MWmédios por uma receita fixa de 80 R\$/MWh. O custo variável de operação declarado pelo gerador é de 150R\$/MWh,

igual ao custo real. Dessa forma, a térmica só será despachada quando o preço *spot* for maior que 150R\$/MWh, mas também será reembolsada por esse custo, anulando seu gasto líquido com a compra de combustível. A Figura 3.4 mostra a receita do gerador e o pagamento da distribuidora, para uma série hipotética de preço *spot*, no período de comercialização de uma semana (168 horas).

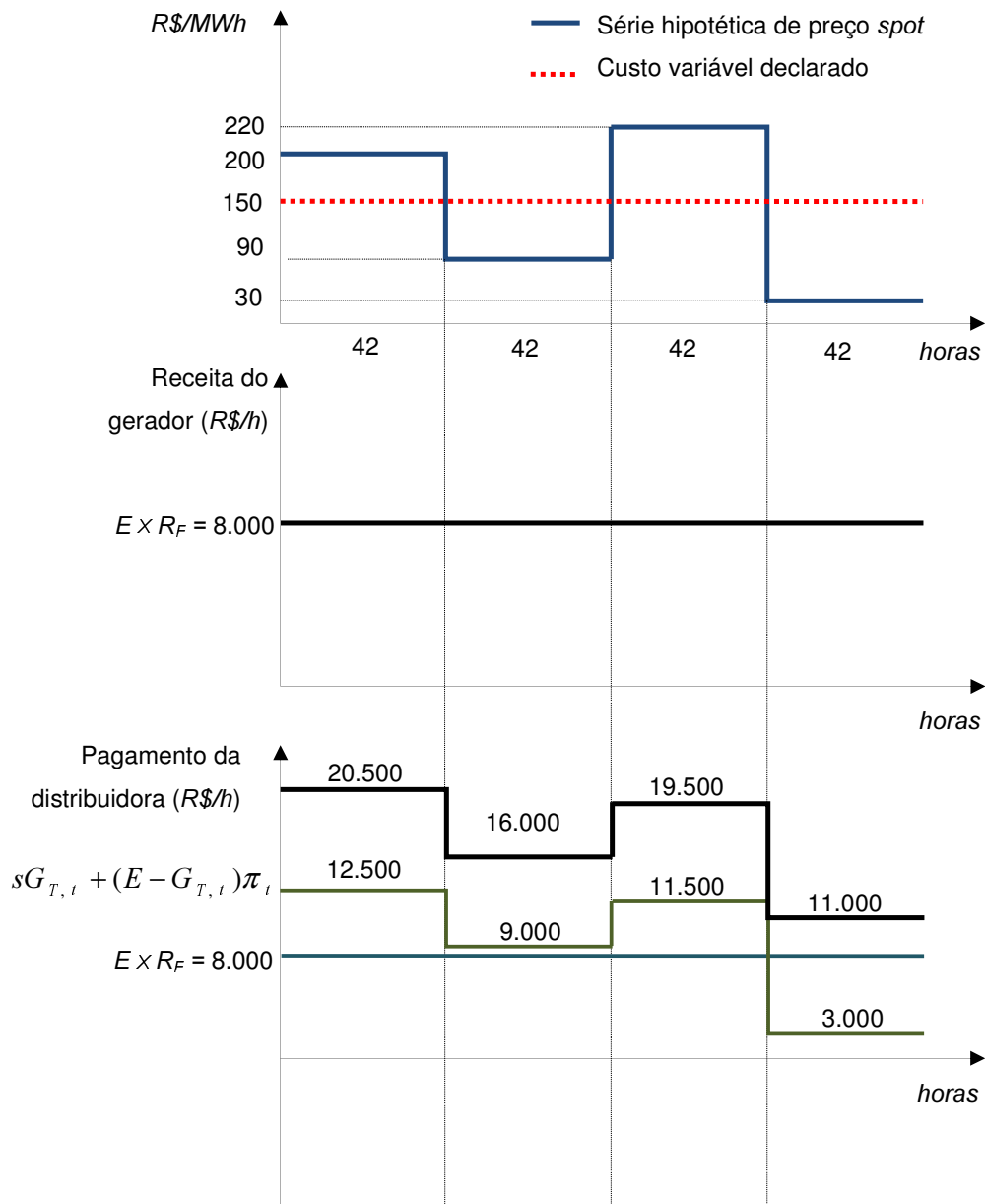


Figura 3.4 – Fluxo de Receitas e Pagamentos no Contrato de Disponibilidade

No contrato de disponibilidade, a distribuidora troca o fluxo de caixa estável do contrato a termo por um fluxo variável, porém com o benefício de aquisição de energia barata durante os longos períodos de preço *spot* baixo. Como será mostrado no próximo capítulo, as distribuidoras precificam a parcela do fluxo de caixa variável (reembolso do custo de operação e liquidação das diferenças no mercado *spot*) e somam esse prêmio à receita fixa  $R_F$  para chegar ao preço final da energia do contrato.

De fato, os contratos por disponibilidade foram criados para viabilizar os empreendimentos termelétricos, na medida em que transferem o risco hidrológico e o risco do preço de combustível para os consumidores (distribuidoras). No contrato de quantidade, o gerador termelétrico cobraria um sobre-preço extremamente elevado para compensar as incertezas de preços futuros de combustível e as incertezas nas afluências. Já no contrato de disponibilidade, o gerador não tem nenhum incentivo para cobrar esse *hedge*.

## 4 Leilões de Energia Nova

A contratação de energia, discutida no capítulo anterior, deve ser realizada por meio de licitação na modalidade de leilões. O Leilão de Energia Nova (LEN) é o que permite a contratação de longo prazo da energia de futuros empreendimentos de geração. Neste capítulo, serão apresentadas as principais características do LEN, a sua sistemática e as diferenças entre os leilões de contratação de quantidade e de disponibilidade.

### 4.1. Segurança de Suprimento e Modicidade Tarifária

Como estabelecido pelo decreto 5.163 de 30 de julho de 2004 [9], as distribuidoras devem garantir o atendimento à totalidade de seu mercado no ACR através da contratação de energia, que deve ser realizada por meio de licitação na modalidade de leilão. A exigência de um sistema 100% contratado é suficiente para garantir a segurança de suprimento, pois, como visto no capítulo anterior, os contratos devem ser respaldados por garantias físicas. A contratação por meio de leilões garante que a expansão do sistema será preenchida pelos empreendimentos mais competitivos, assegurando a modicidade tarifária.

Os Leilões de Energia Nova são os que permitem a contratação de longo prazo da energia de futuros empreendimentos de geração. O critério de menor tarifa é utilizado para definir os vencedores do leilão, ou seja, os vencedores são os agentes geradores que ofertam energia elétrica pelo menor preço, em R\$/MWh, para o atendimento da demanda prevista pelas distribuidoras. Os contratos de compra e venda de energia elétrica são então celebrados entre os vencedores e as distribuidoras (“*pool*”) na proporção das energias declaradas por cada uma delas.

Sendo “A” o ano previsto para o início de suprimento da energia adquirida pelos agentes de distribuição, os Leilões de Energia Nova podem ocorrer no terceiro ou no quinto ano anterior ao ano “A” (leilão “A-3” ou “A-5”). Esse cronograma de antecipação é diferenciado para poder contemplar os diferentes

tempos de construção das usinas. Geralmente, usinas hidrelétricas e térmicas a carvão possuem um período maior de investimento, ao contrário de térmicas a gás natural, óleo combustível, biomassa e outras tecnologias. No entanto, não existe restrição nos leilões “A-3” e “A-5” quanto à habilitação em relação ao tipo de tecnologia, ou seja, qualquer usina pode se inscrever nos dois tipos de leilão.

#### **4.2. Leilões de Contratos de Quantidade**

Para a distribuidora, o contrato de quantidade funciona como um contrato a termo [17]. A distribuidora assume a “posição comprada” e concorda em comprar a energia pelo preço preestabelecido. O gerador assume a “posição vendida” e concorda em vender a energia pelo mesmo preço. O valor ou retorno do contrato pode ser positivo ou negativo, dependendo do valor de mercado da energia, o preço *spot*. Por exemplo, se o preço *spot* subir acima do preço do contrato, o valor da posição comprada será positivo e o valor da posição vendida, negativo. Conclui-se que o contrato de quantidade é um mecanismo de *hedge* para as distribuidoras contra preços elevados no mercado de curto prazo, pois como visto anteriormente, a perda financeira devido à volatilidade do preço *spot* pode ser substancial.

A sistemática dos leilões de contratos de quantidade determina que o gerador submeta lances para o montante a ser contratado no ACR e para o preço de venda do contrato [35]. A quantidade de lotes<sup>8</sup> é ofertada em rodadas uniformes. Nessas rodadas, os proponentes vendedores submetem os lances das quantidades que se dispõe a vender no ACR, baseados no preço corrente, que sofre decrementos a cada rodada, a partir do Custo Marginal de Referência<sup>9</sup>, até o preço para o qual a oferta seja menor que uma demanda ajustada (levemente acrescida) de forma a garantir a competitividade do leilão. Os lotes não ofertados a cada rodada são considerados como lotes excluídos e não podem ser submetidos

---

<sup>8</sup> Cada lote negociado é de 1 MWmédio. Portanto, uma usina com 100,9 MWmédios de garantia física, pode vender no leilão, no máximo, 100 MWmédios.

<sup>9</sup> O Custo Marginal de Referência (CMR), calculado pela EPE, representa a maior estimativa do custo de geração dos novos empreendimentos a serem licitados, considerados suficientes para o atendimento da demanda declarada pelas distribuidoras.

nas rodadas seguintes. Em seguida, inicia-se a rodada discriminatória, onde os proponentes vendedores submetem lances de preço para a quantidade de lotes ofertada nas rodadas uniformes, limitados ao último preço corrente das rodadas uniformes. Após a submissão dos lances, o leiloeiro ordena os lotes por ordem crescente de preço e classifica como “lotes atendidos” os que completam a quantidade demandada real, excluindo os empreendedores com os maiores preços de lance. Após o encerramento do certame, o leiloeiro executa o rateio dos lotes negociados de cada empreendimento entre seus compradores (distribuidoras) na proporção das quantidades demandadas.

### **4.3. Leilões de Contratos de Disponibilidade**

Para a distribuidora, o contrato de disponibilidade funciona como um contrato de opção. A distribuidora paga um prêmio (receita fixa) e tem a opção, e não a obrigação, de comprar a energia da usina pelo custo variável de operação declarado pelo gerador (preço de exercício). Se o preço *spot* for menor que o custo declarado, a distribuidora não exerce a opção e compra a energia no mercado de curto prazo. Caso contrário, exerce a opção pelo preço de exercício (reembolso do gerador), podendo inclusive vender no mercado *spot* a diferença entre o montante produzido pela usina e o montante contratado.

O preço final da energia de um empreendimento contratado por disponibilidade depende não só do preço de venda do gerador (receita fixa), mas também do preço de exercício declarado pelo empreendedor (custo variável de operação). Quanto maior esse preço de exercício, menor a probabilidade de despacho da usina, implicando maiores custos de compra de energia no mercado de curto prazo. Esse risco representa um custo adicional para os consumidores e deve ser quantificado para que os proponentes vendedores sejam comparados em uma mesma base. O critério utilizado no Brasil para a comparação dessas alternativas é o Índice de Custo Benefício (ICB), discutido a seguir.

### 4.3.1. Índice de Custo Benefício - ICB

O *ICB* (R\$/MWh) é a razão entre o custo global do empreendimento (R\$) e o seu benefício energético (MWh). O benefício energético é a garantia física da usina e o custo global compreende três parcelas: (i) a receita fixa, (ii) o custo esperado de operação e (iii) o custo esperado de liquidação das diferenças.

A parcela da receita fixa ( $R_F$ ) corresponde ao pagamento fixo da distribuidora e deve ser suficiente para remunerar o investimento da usina, incluindo os custos sócio-ambientais, os juros durante a construção e a parcela fixa dos custos de operação e manutenção (O&M) e do combustível inflexível. Ou seja, a receita fixa é o pagamento do “aluguel” da usina.

O custo esperado de operação (*COP*), função do nível de inflexibilidade da usina e do custo variável declarado pelo gerador, é o valor esperado anual do reembolso do custo de operação, pago no despacho da usina, e calculado com base nos preços *spot* resultantes do Plano Decenal de Energia [32][33], elaborado pela EPE.

O custo esperado de liquidação das diferenças (*CEC*), também função do nível de inflexibilidade da usina e do custo variável declarado pelo gerador, corresponde ao valor esperado anual das liquidações no mercado de curto prazo, cujo valor é calculado com base nos mesmos preços utilizados no cálculo do *COP*. O *ICB* é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$ICB = \frac{R_F}{QL \times 8.760} + \frac{COP + CEC}{GF \times 8.760} \quad (4.1)$$

onde,

$R_F$  = receita fixa anual, em R\$/ano;

$QL$  = quantidade de lotes ofertados no leilão, em MW médios;

$COP$  = custo esperado de operação, em R\$/ano;

$CEC$  = custo esperado de liquidação das diferenças, em R\$/ano;

$GF$  = garantia física, em MW médios;

8.760 = número de horas no ano.

As expressões do *COP* e *CEC* são as seguintes:



$$COP = \left( \frac{\sum_{s,t} \max(0, G_{s,t} - h_t \times Inflex) \times CMO_{s,t}}{S \times T} \right) \times 12 \quad (4.2)$$

$$CEC = \left( \frac{\sum_{s,t} (h_t \times GF - G_{s,t}) \times CMO_{s,t}}{S \times T} \right) \times 12 \quad (4.3)$$

onde,

$G_{s,t}$  = geração física da usina na série  $s$  e mês  $t$ , em MWh;

$Inflex$  = inflexibilidade da usina, em MW médios;

$CMO_{s,t}$  = custo marginal de operação<sup>10</sup> da série  $s$  e mês  $t$ , em R\$/MWh;

$GF$  = garantia física do empreendimento em MW médios;

$h_t$  = número de horas do mês  $t$ .

A soma do  $COP$  e  $CEC$ , valor conhecido como Índice K, está diretamente relacionado com a competitividade do empreendimento. Quanto maior o Índice K, menor a margem que o empreendedor terá para maximizar a receita fixa, ou seja, menor será a competitividade da usina. A Figura 4.1 mostra a relação entre o Índice K e o custo de operação de uma usina totalmente flexível e outra parcialmente inflexível. De fato, o  $COP$  e  $CEC$  são valores esperados calculados em cima da parcela flexível da usina, ou seja, quanto maior a inflexibilidade da usina, menor o valor do Índice K. Em contrapartida, a inflexibilidade exige um incremento na receita fixa, que deve ser suficiente remunerar os custos fixos de O&M e combustível.

---

<sup>10</sup> Os valores de CMO utilizados no cálculo do COP e CEC são limitados ao  $PLD_{MAX}$  e  $PLD_{MIN}$ , calculados pela ANEEL e aplicados como limite superior e inferior do preço de liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

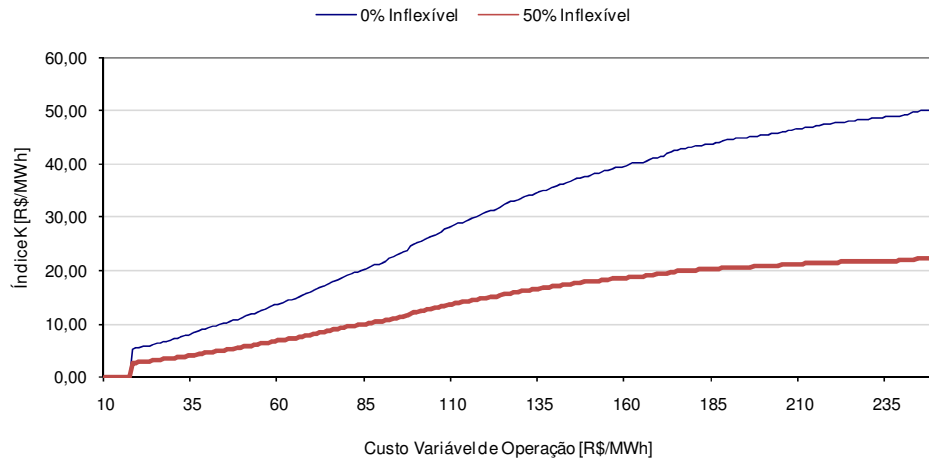


Figura 4.1 – Perfil do Índice K em Função do Custo de Operação

O crescimento do Índice K em relação ao custo de operação poderia incentivar os empreendedores a declarar um custo de operação menor que o custo real. Isso reduziria o Índice K e daria maior espaço para aumentar a receita fixa. No entanto, essa estratégia traria prejuízos toda vez que a térmica fosse despachada, já que o reembolso seria inferior ao custo de operação da usina. Além disso, reduzindo-se o custo declarado, aumenta-se a probabilidade de despacho e, conseqüentemente, o valor esperado das perdas de reembolso. Bezerra [6] mostra que, sob condições de certeza quanto à disponibilidade de combustível, a estratégia que maximiza a competitividade (minimiza o *ICB*) é declarar o custo de operação real do empreendimento.

O custo de operação deve ser declarado previamente ao leilão, na fase de habilitação técnica. Os valores de *COP* e *CEC* são então calculados pela EPE e enviados confidencialmente aos empreendedores. Dessa forma, cada gerador sabe o seu preço final quando remete o lance de receita fixa.

A sistemática dos leilões de contratos de disponibilidade é análoga à dos leilões de contratos de quantidade. Os lotes destinados ao ACR devem ser ofertados em rodadas uniformes, onde os preços correntes são *ICB*'s correntes. A receita fixa é o único termo do custo global que o proponente vendedor pode ajustar para tentar vencer o certame. Dado o lance de receita fixa na fase discriminatória, o leiloeiro calcula automaticamente o preço final da energia do empreendimento (*ICB*), e ordena as ofertas em ordem crescente de preço, atendendo os lotes que completam a quantidade demandada.

## 5 Modelos Computacionais e Metodologia

Para proceder à seleção da carteira ótima de projetos é necessária a construção do conjunto eficiente das alternativas de investimento. A fronteira eficiente é construída a partir das distribuições de probabilidade dos retornos dos projetos. Para determinar as distribuições de probabilidade dos retornos de cada tecnologia, são realizadas simulações onde são sorteados os valores de cada variável aleatória de entrada. Portanto, nota-se que existe uma cadeia de processos necessários até que seja possível a seleção da carteira ótima de projetos.

O objetivo deste capítulo é apresentar uma visão geral da metodologia e a cadeia de modelos computacionais necessários para a geração dos cenários de preço *spot*, precificação dos riscos, construção do conjunto eficiente das alternativas de investimento e seleção da carteira ótima de projetos.

### 5.1. Metodologia

A metodologia utilizada nesta dissertação aborda uma cadeia de processos que pode ser separada em três etapas: (i) cálculo da distribuição de probabilidade dos retornos dos projetos, (ii) construção do conjunto eficiente das alternativas de investimento e (iii) seleção da carteira de projetos.

O diagrama da Figura 5.1 ilustra o fluxo de informações e os modelos computacionais<sup>11</sup> utilizados em cada uma das etapas.

---

<sup>11</sup> Desenvolvidos pela PSR Consultoria.

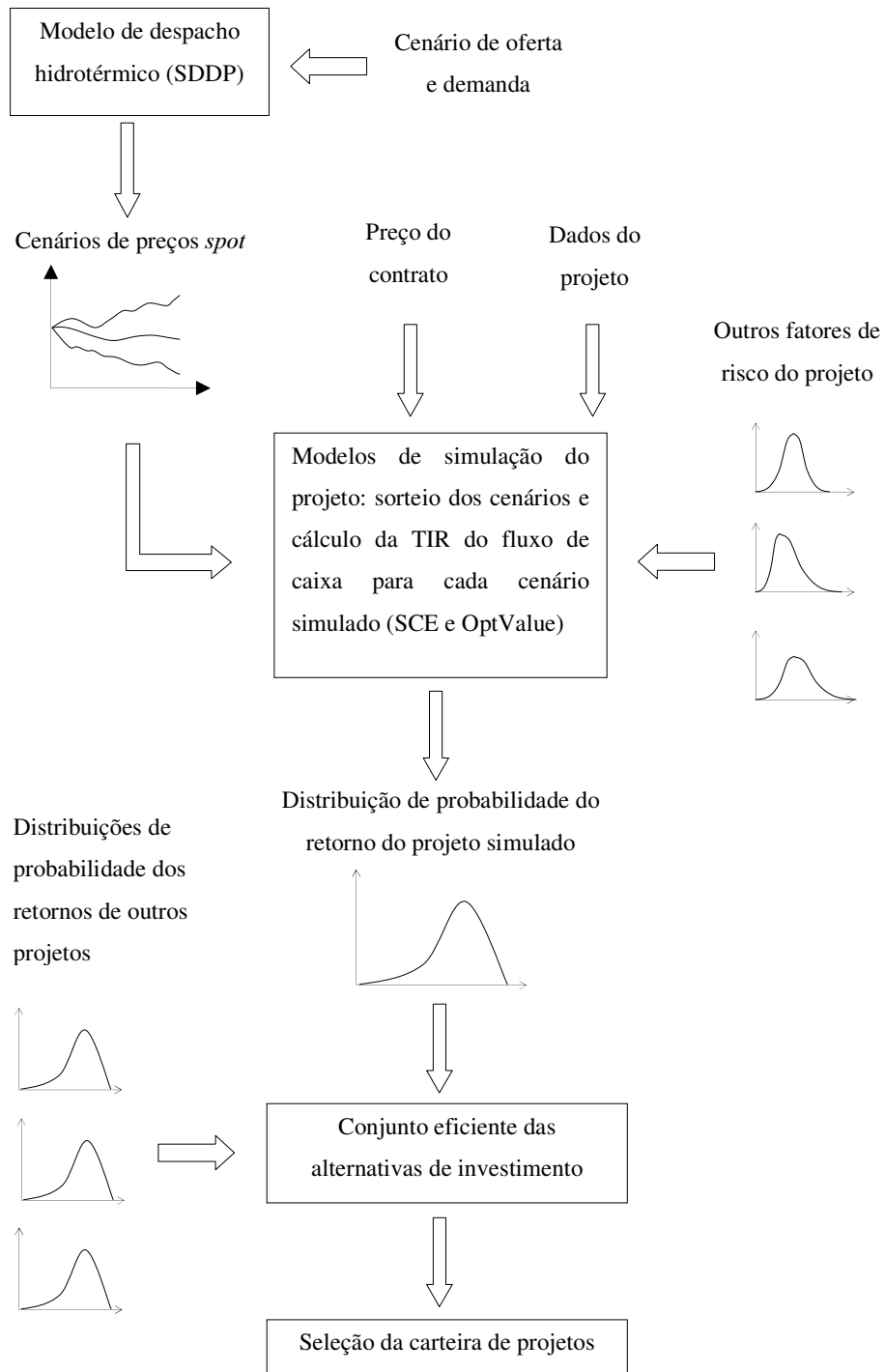


Figura 5.1 – Cadeia de Processos e Modelos Computacionais

Os *inputs*, *outputs* e modelos da Figura 5.1 são descritos a seguir:

- a) Cenário de oferta e demanda – obtido a partir de projeções do PIB e da elasticidade-renda do consumo de energia elétrica. A oferta então é ajustada por meio de um plano de expansão, levando em consideração a competitividade das opções de geração disponíveis (usinas, hidrelétricas, térmicas a gás, carvão, biomassa, etc.), interconexões internacionais e os limites de transmissão entre os submercados. O cenário de oferta e demanda utilizado nesta dissertação baseia-se no Plano Decenal de Energia 2007 [33], elaborado pela EPE.
- b) Modelo computacional de despacho hidrotérmico (SDDP) – a partir do cenário de oferta e demanda de energia elétrica, o modelo calcula o despacho de cada uma das usinas do parque gerador, levando em consideração as restrições do sistema hidrotérmico e as incertezas nas afluências. O resultado da simulação consiste em um conjunto de cenários de preços *spot*.
- c) Dados do projeto e mapeamento dos riscos – para simular a operação da usina são necessários os dados técnicos do projeto (potência, perdas, inflexibilidade, rendimento, etc.), os custos de investimento, custos de operação variável, custos fixos, e as principais incertezas que podem influenciar a rentabilidade do projeto. Os dados técnicos utilizados nas simulações de cada tecnologia serão baseados em valores médios dos empreendimentos cadastrados para os últimos leilões de energia.
- d) Preço de venda da energia – os preços de venda utilizados nas simulações se baseiam nos resultados dos Leilões de Energia Nova (A-3 e A-5) ocorridos em 2007. Assim, o preço da energia hidrelétrica será igual a 126,00 R\$/MWh (A-5) e o da energia termolétrica igual a 131,49 R\$/MWh (A-5) e 136,00 R\$/MWh (A-3).
- e) Modelos de Simulação do Projeto (SCE e OptValue) – o modelo SCE aplica as regras comerciais vigentes, como o MRE para as usinas hidrelétricas, e o OptValue permite simular a operação do projeto sorteando valores das distribuições de probabilidade das variáveis aleatórias especificadas (riscos do projeto). O resultado da simulação consiste em caracterizar a distribuição do retorno (TIR) do projeto.

- f) Conjunto eficiente das alternativas de investimento – utilizado para reduzir o conjunto das potenciais alternativas de investimento, excluindo as opções indesejadas, com base em dois critérios de eficiência: (i) Dominância Estocástica de Primeira Ordem e (ii) Dominância Estocástica de Segunda Ordem.
- g) Seleção da carteira de projetos – a carteira ótima é obtida através de modelos de seleção de *portfolio*, considerando o critério do VaR. Nesta dissertação serão utilizados três modelos: (i) Média-Variância, (ii) Minimax e (iii) *Conditional Value at Risk*.

## 6 Riscos em Projetos de Geração de Energia

O mapeamento adequado dos riscos associados a projetos de geração de energia é fundamental para avaliar o custo real de cada tecnologia e precificar de forma segura os contratos de venda de energia [50]. Além disso, a precificação de riscos permite determinar os componentes críticos do projeto, ajudando na escolha dos melhores parceiros da estrutura do *project finance* e no gerenciamento dos riscos associados aos componentes críticos.

Este capítulo tem como objetivo discutir os principais fatores de risco em projetos de geração de energia e apresentar um método de precificação de riscos, baseado no *Value at Risk* da distribuição de retornos de cada projeto.

### 6.1. Mapeamento dos Fatores de Risco

Apesar de cada tecnologia de geração conter seus próprios riscos e incertezas, alguns fatores podem ser assinalados na maioria dos projetos, mesmo que em diferentes graus. Os três principais fatores de risco associados aos novos empreendimentos de geração de energia são: (i) risco de conclusão do projeto, (ii) risco de performance e (iii) risco de preços.

O risco de conclusão do projeto está associado a aumentos de preços dos materiais e equipamentos, atrasos nas obras, problemas na obtenção de licenças ambientais, alterações no desenho do projeto, entre outros. O risco de conclusão do projeto pode ser separado em risco de investimento e risco de atraso da entrada em operação.

O risco de performance está relacionado à operação da usina ao longo de sua vida útil. Paradas não programadas para manutenção, se acontecerem sistematicamente acima do esperado, podem acarretar grandes penalidades para o gerador. Custos ambientais e mudanças regulatórias também podem ser enquadrados como risco de performance, assim como o risco de falta de combustível.

O risco de preços (ou risco hidrológico) está relacionado à volatilidade do preço no mercado de curto prazo. Como visto anteriormente, esse risco pode ser mitigado através da celebração de contratos de compra e venda de energia. No entanto, a contratação de quantidade (empreendimentos hidrelétricos) não elimina o risco hidrológico, principalmente pela correlação negativa entre a geração hidrelétrica e o preço *spot*. Os contratos de disponibilidade permitem eliminar esse risco através da contratação de toda garantia física do empreendimento termoelétrico.

O mapeamento e a modelagem dos fatores de risco são os componentes mais importantes no processo de avaliação de investimentos sob incerteza. A análise das incertezas intrínsecas à tecnologia de geração e os impactos de cada um desses riscos no fluxo de caixa exige um grande conhecimento do projeto e do setor elétrico. A seguir, são apresentados em detalhes cada um desses fatores de risco.

### **6.1.1. Risco de Conclusão do Projeto**

O risco de conclusão do projeto é o mais representativo para os novos empreendimentos de geração. O aumento inesperado dos custos de investimento e as penalidades associadas aos atrasos no cronograma de conclusão do projeto e na data de entrada em operação da usina podem trazer perdas substanciais para o investidor.

As incertezas associadas aos custos de investimento são derivadas, principalmente, de perdas cambiais, aumento nos custos de equipamentos e serviços, além de multas ou compensações por danos ambientais. Exigências sócio-ambientais e atrasos (ou indisponibilidade) na entrega de equipamentos e serviços são os principais responsáveis pelos problemas no cronograma de conclusão do projeto. A Figura 6.1 mostra uma estimativa da ANEEL relacionada à frustração da capacidade instalada programada para entrar em cada ano. De acordo com a previsão, baseada no monitoramento das obras, quase 40% da capacidade instalada esperada para 2009 poderá apresentar algum atraso no cronograma.



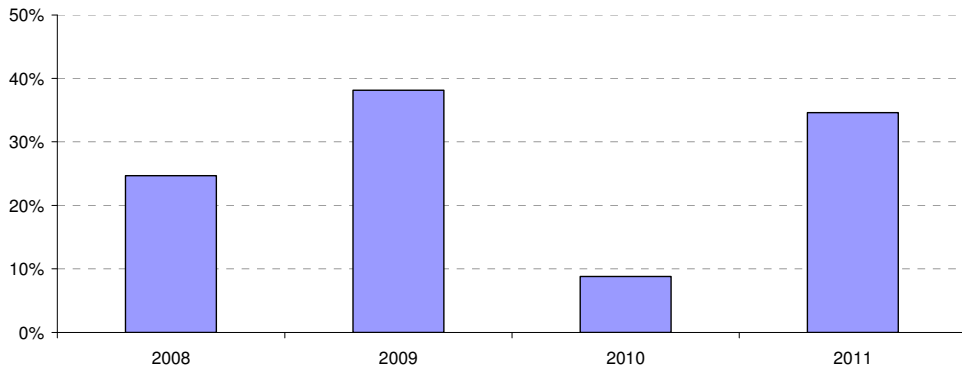


Figura 6.1 - Percentual da Capacidade Instalada Prevista com Restrições para a Entrada em Operação (previsão da ANEEL<sup>12</sup>)

De acordo com a resolução ANEEL 165, de 19 de dezembro de 2005 [40], no caso de atrasos na data de entrada em operação comercial, o agente vendedor deve celebrar contratos de compra de energia para garantir o lastro dos contratos de venda originais. O custo incorrido na celebração dos contratos de compra só pode ser repassado até o menor valor entre:

- 1) Preço da energia do contrato de compra
- 2) Custo variável de geração da usina
- 3) PLD + *spread* de 10%
- 4) Preço do contrato de venda original ( $P^c$ ), limitado as condições e percentuais a seguir:
  - atraso de até 3 meses: 90%  $P^c$
  - atraso de 3 a 6 meses: 85%  $P^c$
  - atraso de 6 a 9 meses: 80%  $P^c$
  - atraso de 9 a 12 meses: 70%  $P^c$
  - atraso superior a 12 meses: 50%  $P^c$

Portanto, na ocorrência de atrasos, o gerador, além de não receber a receita pela venda da energia do CCEAR, terá um prejuízo na aquisição do lastro no mercado de curto prazo, na medida em que o preço recebido é menor ou igual ao preço de compra desse lastro.

<sup>12</sup> [http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo\\_Geral\\_nov\\_2007.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Geral_nov_2007.pdf)

### 6.1.2. Risco Hidrológico

Como visto anteriormente, os contratos de quantidade protegem o gerador contra os períodos de preço *spot* baixo, quando a remuneração no mercado de curto prazo é insuficiente para viabilizar o investimento. Porém, esse contrato está sujeito ao risco hidrológico, conhecido também como risco de preço/quantidade, quando o montante gerado<sup>13</sup> é inferior ao montante contratado. Dessa forma, sempre que a quantidade produzida é inferior à quantidade contratada, o gerador se responsabiliza pela compra da diferença no mercado de curto prazo, pelo preço *spot*. No caso de usinas hidrelétricas, como ilustrado na Figura 6.2, existe uma correlação negativa entre a capacidade de produção e o preço *spot*, fazendo com que nos momentos em que a usina não produza fisicamente sua energia, o preço no mercado de curto prazo seja (geralmente) alto.

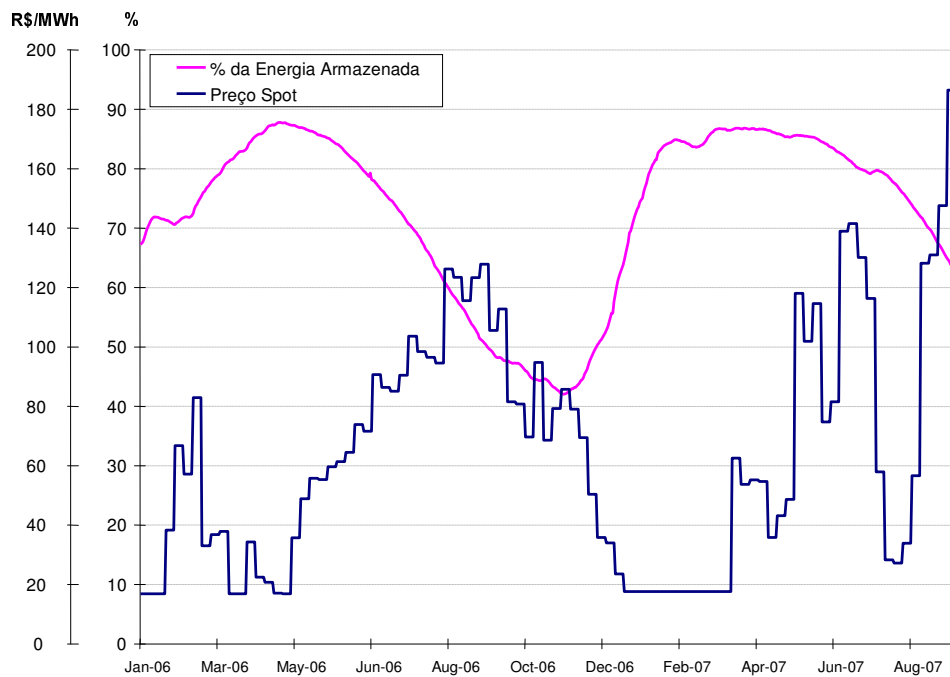


Figura 6.2 – Preço Spot x Nível de Armazenamento (Sudeste)

<sup>13</sup> Para simplificar a exposição do conceito de risco hidrológico utiliza-se “montante gerado”. No entanto, como visto no capítulo 3, o MRE atribui um crédito de energia a cada usina participante para fins de liquidação das diferenças (valor geralmente diferente da geração física da usina).

Conclui-se que o montante contratado pela hidrelétrica deve ser cuidadosamente calibrado. Se houver sub-contratação, a usina estará exposta ao risco de baixas remunerações nos períodos de preço *spot* reduzido; se houver sobre-contratação, estará exposta ao risco de compensações financeiras substanciais nos períodos de preço elevado. Dessa forma, o ajuste da quantidade contratada pode mitigar parcialmente o risco hidrológico.

A quantidade de contratação deve ser calculada com base em simulações de despacho da usina. O montante ótimo a ser contratado é aquele que assegura o maior retorno ao empreendimento, para um determinado preço, ou equivalentemente, exige o menor preço de contrato, dado o retorno especificado pelo investidor. A Figura 6.3 ilustra uma curva típica de preço em função da quantidade contratada. No exemplo, o montante ótimo é obtido quando a usina contrata 92% da garantia física (menor preço exigido pelo investidor). O restante do lastro é negociado no ACL e utilizado como *hedge* contra preços *spot* elevados.

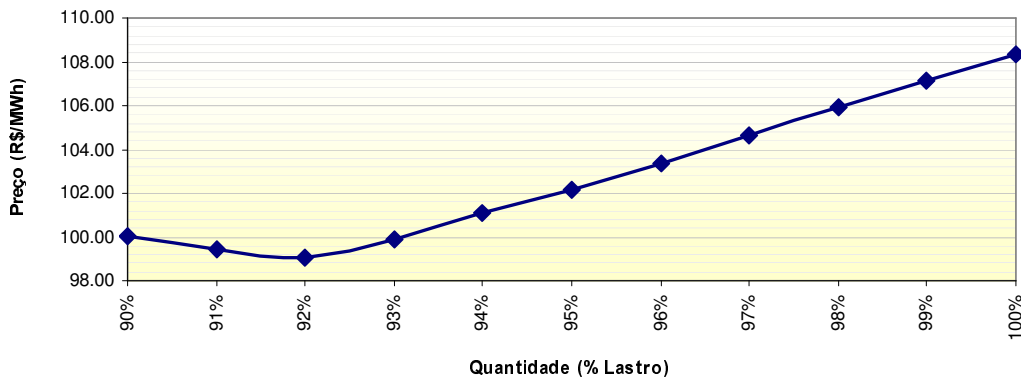


Figura 6.3 – Curva de Preço em Função do Montante Contratado

É importante observar que os contratos de disponibilidade transferem o risco hidrológico para os consumidores, ou seja, nessa modalidade de contratação as distribuidoras são as responsáveis pelas liquidações das diferenças no mercado de curto prazo. Portanto, as termoeletricas contratadas no ACR não estão expostas a esse risco.

### 6.1.3. Risco de Performance

Um dos principais riscos de performance da usina está relacionado à redução da sua garantia física por indisponibilidade, provocando reduções na receita do CCEAR e trazendo custos adicionais pela aquisição de lastro no mercado de curto prazo.

A indisponibilidade de cada usina é apurada pelo ONS através dos índices *TEIFa* (Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada) e *TEIP* (Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programa). Os valores *TEIFa* e *TEIP* são calculados mensalmente, com base na média móvel dos 60 meses anteriores [41]. Caso os valores verificados sejam maiores que os declarados, haverá redução de garantia física. A garantia física apurada (*GFa*), calculada anualmente com base nos índices *TEIFa* e *TEIP*, é dada por:

$$GFa = \min \left[ GF, GF \times \frac{(1 - TEIFa) \times (1 - TEIP)}{(1 - TEIF) \times (1 - IP)} \right] \quad (6.1)$$

onde,

*GF* = garantia física do empreendimento na data de assinatura do CCEAR;

*TEIF* = Taxa equivalente de indisponibilidade forçada (declarada pelo empreendedor antes da assinatura do CCEAR);

*IP* = Taxa de indisponibilidade programada (declarada pelo empreendedor antes da assinatura do CCEAR).

*TEIFa* = Taxa equivalente de indisponibilidade forçada apurada;

*TEIP* = Taxa equivalente de indisponibilidade programada.

Variações da inflexibilidade (geração mínima) em relação ao valor declarado também são consideradas como indisponibilidade. De fato, se a inflexibilidade média verificada nos últimos 5 anos for inferior à média declarada, a diferença é considerada, nos 12 meses seguintes, como indisponibilidade da usina [42].

Outro fator crítico na operação da usina é a indisponibilidade por falhas no suprimento de combustível. A falta de combustível para geração é severamente penalizada através da seguinte sanção [43]:

$$VS_m = \left\{ PMED_m + \left[ j \times \frac{(PLD \max - PMED_m)}{4} \right] \right\} \times ENP_m \quad (6.2)$$

onde,

$VS_m$  = Valor da sanção, no mês  $m$ , em que tenha ocorrido falta de combustível, em R\$;

$PMED_m$  =  $PLD$  médio mensal, no mês  $m$ , em R\$/MWh;

$j$  = quantidade de meses em que tenha ocorrido falta de combustível, variando de 1 a 4. A cada mês com falta de combustível, o valor  $j$  é incrementado em uma unidade. Ao atingir 4, o valor de  $j$  permanece constante. Após 12 meses sem ocorrências (falta de combustível), o valor de  $j$  retorna a zero;

$PLD_{\max}$  = Preço máximo de liquidação de diferenças, em R\$/MWh;

$ENP_m$  = quantidade de energia que deixou de ser produzida no mês  $m$ , decorrente da falta de combustível, em MWh.

## 6.2. Avaliação de Investimentos sob Incerteza

A avaliação de investimentos em projetos de geração deve ser feita levando-se em consideração as incertezas associadas a cada tecnologia, pois cada projeto apresenta características bastantes específicas [53]. Os modelos tradicionais de análise de investimento são, usualmente, determinísticos e constroem o fluxo de caixa de um projeto baseado em um cenário específico, que representa o valor esperado dos fluxos de caixa. Entretanto, essa metodologia se mostra insuficiente na presença de fluxos compostos por variáveis aleatórias com distribuições assimétricas e correlacionadas, como a produção de energia (ou créditos alocados pelo MRE), as transações no mercado *spot*, além dos custos e prazos do projeto.

Seguindo a abordagem probabilística utilizada em Roques et al. [45][46], Awerbuch [2] e Awerbuch et al. [3], a metodologia proposta nesta dissertação busca representar as incertezas de cada tecnologia nas variáveis-chave do projeto. Nesse sentido, são utilizados modelos de simulação baseados em cenários para caracterizar as incertezas e as dependências entre as diversas variáveis e suas

próprias estruturas temporais. Assim, os fatores de risco serão representados da seguinte forma:

- a) risco hidrológico: representado através de cenários produzidos por modelos de despacho hidrotérmico e modelos que representam as regras comerciais vigentes. Como resultado, são produzidos cenários correlacionados de produção da usina em análise (produção física de térmicas ou créditos de energia de hidrelétricas) e preços *spot*. O principal *driver* de incerteza é a hidrologia;
- b) para os demais riscos, utiliza-se uma representação por cenários com as respectivas probabilidades de ocorrência. Esse tipo de abordagem facilita a representação das incertezas. No entanto, exige dos analistas um profundo conhecimento dos possíveis riscos associados a cada tipo de tecnologia.

Uma vez obtido o conjunto de cenários, pode-se construir um fluxo de caixa para cada um desses cenários. Os fluxos de caixa são avaliados pelo cálculo da TIR do projeto, que assumirá um valor diferente por cenário, permitindo caracterizar uma distribuição de probabilidade. Caracterizada a distribuição dos retornos é possível proceder à avaliação do projeto com base em estatísticas paramétricas (média, desvio padrão, assimetria, etc) e não paramétricas (mediana, percentis, etc). A vantagem das estatísticas não paramétricas é que não exigem o conhecimento da distribuição da população e são particularmente úteis na análise de distribuições discretas.

O *Value at Risk* (VaR) pode ser utilizado como uma estatística não paramétrica para caracterizar a máxima perda, ou menor retorno, do projeto. O critério do VaR, discutido a seguir, utiliza os percentis da distribuição de retornos para informar o valor da máxima perda, ou mínimo retorno, para diferentes níveis de confiança, de acordo com o perfil de aversão ao risco do investidor.

### **6.2.1. Critério do *Value at Risk***

Especificado um nível de confiança  $\alpha$ , o  $\alpha$ -VaR de um projeto ou carteira de projetos é o menor valor  $\zeta$  tal que, com probabilidade  $\alpha$ , as perdas são menores ou iguais a  $\zeta$ . Por definição as perdas são as reduções, em % a.a., em relação ao custo de capital  $K$ . O nível de confiança está relacionado ao perfil de aversão ao risco do

investidor, quanto maior o  $\alpha$  especificado, maior a aversão ao risco. Valores típicos para  $\alpha$  são 90%, 95% e 99%.

De acordo com Rockafellar e Uryasev [48], o VaR pode ser definido formalmente como a seguir. Seja  $f(x, y)$  a perda associada ao vetor de decisão  $x$ , a ser escolhido do conjunto de possíveis decisões  $x \in X$ , e ao vetor aleatório  $y$ , com densidade de probabilidade  $p(y)$ . O vetor  $x$  pode ser interpretado como a carteira de projetos e o vetor  $y$  como os riscos que podem afetar os retornos da carteira. Valores negativos de  $f(x, y)$  representam ganhos em relação ao *target*  $K$ . Escolhido o portfólio  $x$ , a probabilidade de  $f(x, y)$  não ser maior que o limite  $\zeta$  é dada por:

$$\psi(x, \zeta) = \int_{f(x, y) \leq \zeta} p(y) dy \quad (6.1)$$

A função  $\psi(x, \zeta)$  é a distribuição acumulada das perdas associadas a  $x$ . O  $\alpha$ -VaR das perdas associadas ao portfólio  $x$  e ao nível de confiança  $\alpha \in (0,1)$  é dado por:

$$\zeta_\alpha(x) = \min\{\zeta \in \mathfrak{R} : \psi(x, \zeta) \geq \alpha\} \quad (6.2)$$

Equivalentemente, pode-se definir a TIR-VaR $_\alpha$  como o menor retorno do projeto, com  $\alpha\%$  de confiança. A TIR-VaR $_\alpha$  da carteira  $x$  pode ser calculada por:

$$\xi_\alpha(x) = K - \zeta_\alpha(x) \quad (6.3)$$

A Figura 6.4 mostra graficamente o conceito do VaR. Para um custo de capital  $K = 12\%$  a.a. e um nível de confiança  $\alpha = 90\%$ , o VaR das perdas e a TIR-VaR para a densidade de probabilidade especificada, são respectivamente 1% e 11%.

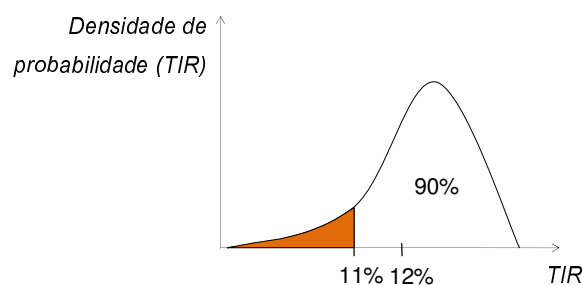


Figura 6.4 – Critério do VaR

### 6.3. Precificação de Riscos em Projetos de Geração de Energia

O preço final da energia de um novo empreendimento de geração deve ser suficiente para remunerar o investimento, os custos operativos e os riscos do projeto. Esses riscos intrínsecos a cada tecnologia exigem o acréscimo de um prêmio, de acordo com o perfil de aversão a risco dos investidores [51]. Esse prêmio torna as alternativas indiferentes para o investidor, igualando as suas utilidades esperadas.

A presença de incertezas no retorno de um projeto pode ser compensada através do cálculo de um sobre-preço de contrato (R\$/MWh) exigido pelo investidor avesso ao risco específico, se comparado ao mínimo preço  $P_0$  (R\$/MWh) necessário para viabilizar o mesmo projeto sob a ótica de um investidor perfeitamente diversificado. Portanto, o primeiro passo na precificação de um contrato é encontrar o preço  $P_0$  tal que o valor esperado da TIR do projeto seja igual ao custo de capital  $K$ . O preço  $P_0$  pode ser obtido por:

$$P_0 = \min\{P \geq 0: E[\text{TIR}(P)] \geq K\} \quad (6.4)$$

Por outro lado, um investidor avesso ao risco específico deve apresentar como custo de capital um valor superior a  $K$ , devido aos riscos intrínsecos ao projeto, que devem ser precificados devido à escassez de alternativas de investimento, ou seja, devido à impossibilidade de diversificação desses riscos não sistemáticos.

Assim, o investidor deve encontrar o preço de contrato  $P^c$  que proporcione uma TIR-VaR, com  $\alpha\%$  de confiança, igual o custo de capital, dado por:

$$P^c = \min\{P \geq 0: \text{VaR}_\alpha[\text{TIR}(P)] \geq K\} \quad (6.5)$$

O sobre-preço de risco  $\Delta P^{\text{risco}}$  é obtido a partir da diferença entre  $P^c$  e  $P_0$ .

$$\Delta P^{\text{risco}} = P^c - P_0 \quad (6.6)$$

Para exemplificar a metodologia, pode-se fazer uma análise do prêmio de risco exigido por um investidor ao avaliar uma usina hidrelétrica, com as características médias de tamanho e custo do setor. Para simplificar a análise, somente o risco hidrológico será considerado.



Se o custo de capital for de 10% ao ano, o preço da energia para o investidor diversificado será aquele necessário para que a TIR média dos cenários seja igual a 10%. O preço da energia resultante após a simulação do modelo e a sua decomposição são apresentados na Tabela 6.1 (o Apêndice A - Metodologia de Cálculo do Preço do Contrato apresenta os detalhes do cálculo da TIR média e da decomposição do preço  $P_0$ ).

Tabela 6.1 - Decomposição do Preço da Energia (Investidor Neutro a Risco).

Investimento	57.4	R\$/MWh
Impostos	16.0	R\$/MWh
Encargos	7.4	R\$/MWh
O&M Fixo	2.9	R\$/MWh
Custo Variável (Comb + OeM)	2.5	R\$/MWh
Compra/Venda CCEE	(14.6)	R\$/MWh
TUOS	10.8	R\$/MWh
Seguros	1.9	R\$/MWh
Descolamento Índice de Contrato	4.5	R\$/MWh
Preço Final da Energia	88.9	R\$/MWh

A decomposição do preço permite avaliar a representatividade de cada custo/risco do empreendimento no preço final exigido pelo investidor. Por exemplo, na usina hidrelétrica simulada, as parcelas mais significativas são os investimentos e os impostos, correspondendo respectivamente a 65% e 18% do preço final da energia. Por outro lado, a parcela relativa às transações no mercado de curto prazo (compra/venda CCEE) contribui para uma redução no preço do contrato, indicando que a usina é vendedora líquida de energia no *spot*. O termo “Descolamento Índice de Contrato” corresponde à perda relacionada aos diferentes índices de reajuste utilizados para a receita do contrato e para os custos fixos e variáveis de O&M.

O preço para os investidores avessos ao risco específico deverá somar um prêmio de risco ao preço  $P_0$ . O novo preço da energia, assumindo um nível de confiança de 95%, será aquele necessário para que em 95% dos cenários simulados a TIR do projeto seja maior que 10%. Nesse caso, o preço final da energia será 99.1 R\$/MWh. Portanto, o sobre-preço requerido pelos investidores devido ao risco hidrológico é de 10.2 R\$/MWh.

O prêmio de risco também pode ser interpretado como a diferença entre a TIR média e a TIR-VaR para a simulação do investidor diversificado. A Figura 6.5 mostra que essa diferença é de 2.6%, ou seja, é requerido um acréscimo de 2.6% em relação à rentabilidade do custo de capital do investidor diversificado. Adicionalmente, o preço de energia que assegura uma TIR-VaR de 10%, com 95% de probabilidade, resultará em uma TIR média superior a 10%, uma vez que em pelo menos 95% dos cenários simulados a TIR é superior a 10%.

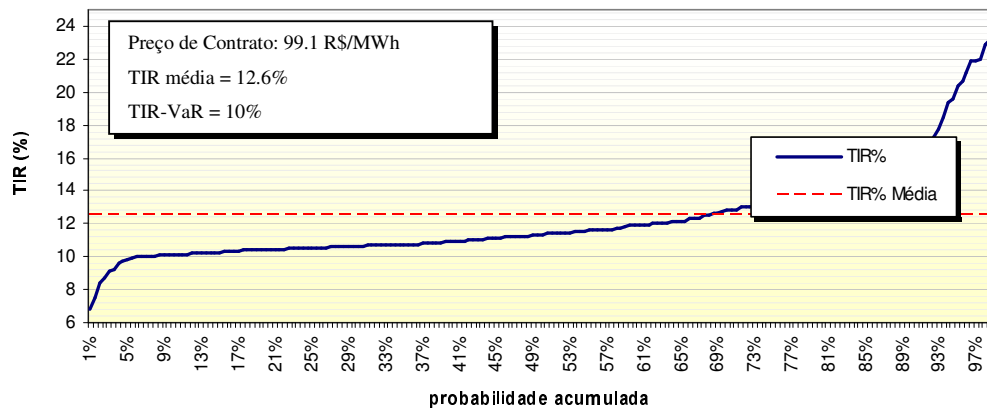


Figura 6.5 - Distribuição de probabilidade acumulada da TIR.

Assim como o risco hidrológico, os diversos fatores de risco mapeados para uma determinada tecnologia podem ser analisados e precificados de forma similar.

## 7 Seleção de Carteiras de Projetos via *Value-at-Risk*

A alocação ótima de capital deve ser dividida em duas etapas: primeiro, deve-se reduzir o conjunto das potenciais alternativas de investimento, excluindo as opções indesejadas, ou ineficientes, com base em um determinado critério de eficiência. Segundo, faz-se a escolha dos projetos da carteira de acordo com as preferências individuais do investidor.

Este capítulo mostra como construir o conjunto eficiente com base em dois critérios de eficiência: (i) Dominância Estocástica de Primeira Ordem e (ii) Dominância Estocástica de Segunda Ordem. Em seguida, são apresentados três modelos para seleção de carteiras que permitem incorporar o critério do VaR no processo de otimização do *portfolio*: (i) Média Variância, (ii) Minimax e (iii) *Conditional Value at Risk*.

### 7.1. Conjunto Eficiente das Alternativas de Investimento

De acordo com Levy e Sarnat [21], o critério de eficiência pode ser definido como uma regra de decisão que permite dividir o conjunto das alternativas de investimento em duas classes: o conjunto eficiente e o conjunto ineficiente.

A forma pela qual um determinado critério de eficiência pode reduzir o tamanho do conjunto eficiente depende da quantidade de informações a respeito da classe de investidores analisados, ou seja, do formato da sua função utilidade. Por exemplo, poder-se-ia construir um conjunto eficiente com a premissa de que a classe de investidores possui uma função de utilidade quadrática. No entanto, as conclusões da análise seriam válidas somente para essa classe de investidores, perdendo a aplicabilidade para os investidores com funções de utilidade diferentes. Portanto, para aumentar a aplicabilidade do critério de eficiência, deve-se buscar a maior generalidade possível em relação às preferências dos investidores.

Nesta dissertação, serão utilizados dois critérios para a construção do conjunto eficiente: o primeiro (Dominância Estocástica de Primeira Ordem - DEP), mais geral, assume apenas que a função utilidade dos investidores é não decrescente, isto é, assume que para os investidores, quanto mais dinheiro, melhor. Nenhuma restrição em relação ao risco é imposta. O segundo (Dominância Estocástica de Segunda Ordem - DES), assume uma função de utilidade côncava, ou seja, considera que os investidores são avessos a risco. Aversão a risco implica que entre duas alternativas de igual retorno, o investidor prefere a de menor risco.

### 7.1.1. Dominância Estocástica de Primeira Ordem - DEP

O critério da DEP não impõe nenhuma restrição em relação à função utilidade além da premissa de que ela deve ser não decrescente em relação aos retornos, isto é, a primeira derivada da função utilidade não pode ser negativa (restrição de primeira ordem). Assim, a função utilidade pode conter partes côncavas e convexas. A regra da DEP pode ser enunciada como:

*Dadas duas distribuições de probabilidade  $A$  e  $B$ , a opção  $A$  será preferível em relação à opção  $B$ , por DEP, independentemente do comportamento em relação ao risco do investidor, se  $F_A(R) \leq F_B(R)$ <sup>14</sup> para todos os retornos  $R$ , sob a condição de que, para pelo menos um valor de  $R$  ( $R=R_0$ ) a desigualdade  $F_A(R_0) < F_B(R_0)$  é válida.*

Uma condição necessária e suficiente para que uma opção  $A$  domine uma opção  $B$ , por DEP, é que as funções de distribuição acumulada não tenham nenhum ponto de cruzamento. Assim, a função de distribuição acumulada da opção  $A$  deve estar sempre à direita da distribuição acumulada da opção  $B$ . A Figura 7.1 apresenta as distribuições acumuladas de quatro potenciais alternativas de investimento:  $A$ ,  $B$ ,  $C$  e  $D$ . Claramente, a opção  $A$  domina a opção  $B$ , pois em todo domínio de retornos  $R$ , a função de distribuição acumulada de  $A$  está à direita de  $B$ , ou seja,  $F_A(R) \leq F_B(R)$ . As opções  $C$  e  $D$  também são preferíveis em relação

---

<sup>14</sup>  $F_A(R)$  e  $F_B(R)$  representam as probabilidades acumuladas até o ponto  $R$  das opções  $A$  e  $B$ , respectivamente.

à opção  $B$ , na medida em que  $F_C(R) \leq F_B(R)$  e  $F_D(R) \leq F_B(R)$ , para todos os valores de  $R$ . A opção  $C$  é preferível em relação à opção  $A$ , pois mesmo tendo pontos em comum, suas distribuições acumuladas não se cruzam. A distribuição de  $D$  intercepta as distribuições de  $C$  e  $A$ , portanto a regra da DEP não vale para esses pares.

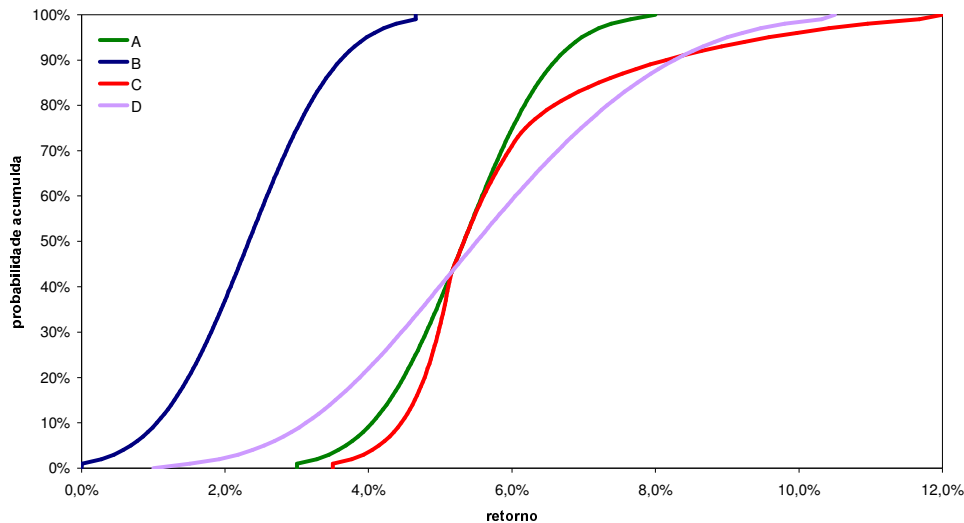


Figura 7.1 – Distribuições Acumuladas - DEP

No exemplo apresentado, o critério da DEP foi aplicado para reduzir o número das alternativas de investimento e separá-las em dois grupos: o conjunto eficiente contemplando as opções  $C$  e  $D$ , e o conjunto ineficiente com as opções  $A$  e  $B$ .

### 7.1.2. Dominância Estocástica de Segunda Ordem - DES

O critério da DES restringe a análise do conjunto eficiente para a classe dos investidores avessos a risco. Por ser mais restritivo que o critério da DEP, permite uma pré-seleção mais eficiente das alternativas de investimento, reduzindo substancialmente o conjunto eficiente. O critério assume que a função utilidade é côncava (segunda derivada negativa). De fato, o conjunto eficiente obtido com critério da DES é um subconjunto daquele obtido com o critério da DEP. A regra da DES pode ser enunciada como:

*Dadas duas distribuições de probabilidade  $F_A$  e  $F_B$ , a opção A será preferível em relação à opção B, para todos os investidores avessos a risco, se e somente se, a área sob a distribuição acumulada de A não exceder a área sob a distribuição acumulada de B para todos os valores de  $R$ , ou seja, se para todo  $R$*

$$\int_{-\infty}^R F_A(t) dt \leq \int_{-\infty}^R F_B(t) dt \quad (7.1a)$$

ou equivalentemente

$$\int_{-\infty}^R [F_B(t) - F_A(t)] dt \geq 0 \quad (7.1b)$$

De acordo com a regra da DES, as distribuições acumuladas podem se cruzar, mas a diferença acumulada entre as opções de investimento deve permanecer não negativa para qualquer valor de  $R$ , no domínio de todos os possíveis valores de  $R$ . Na Figura 7.2 as diferenças entre as duas distribuições estão marcadas com o sinal “+” onde  $F_A < F_B$  (contribuição positiva para a integral da Equação 7.1b), e com o sinal “-” onde  $F_A > F_B$  (contribuição negativa para a integral). Pode-se observar que, para todo o domínio de possíveis retornos, a área acumulada entre as duas distribuições permanece positiva, ou seja, a opção A domina a opção B, para todos os investidores avessos a risco. Mesmo estando a distribuição de A acima da distribuição de B entre os pontos  $R_0$  e  $R_1$ , a área “negativa” não é suficiente para exceder a área “positiva”.

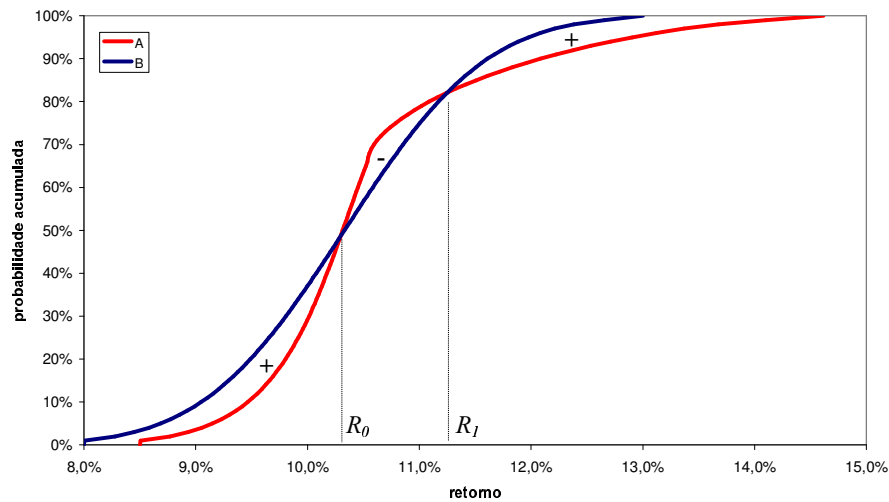


Figura 7.2 – Distribuições Acumuladas - DES

## 7.2. Modelos para Seleção de Carteiras

Em geral, os modelos para seleção de carteiras procuram resolver o problema de alocação ótima de capital com base em dois indicadores de desempenho: risco e retorno. A estrutura básica dos modelos consiste em um processo de maximização/minimização de retorno/risco sujeito as restrições de risco/retorno.

Nesta dissertação serão estudados três modelos para seleção de carteiras: (i) Média-Variância, (ii) Minimax e (iii) *Conditional Value at Risk*. O primeiro, desenvolvido por Markowitz [24][25], utiliza os dois primeiros momentos da distribuição dos retornos (média e variância) e resolve um problema de programação quadrática. O segundo, proposto por Young [55], utiliza como medida de risco o retorno da carteira no pior cenário simulado e resolve um problema de programação linear. O último, aplicado por Hiller e Eckstein [16], se baseia no *Conditional Value at Risk* da carteira e incorpora a medida de risco na função objetivo, resolvendo um problema não linear.

A abordagem utilizada ainda incorpora o critério do VaR no processo de otimização de *portfólio* [39]. Entretanto, é importante observar, que o resultado pode não convergir para uma solução viável do VaR especificado. É possível que o modelo ache como solução ótima a carteira de menor risco, com o retorno percentil-p menor que a TIR-VaR especificada, ou seja, com o risco da carteira maior que o desejado. Essa situação torna-se mais provável quanto maior a assimetria negativa da distribuição de retornos e quanto maior a aversão a risco do investidor. Por outro lado, a solução ótima pode ser a carteira de maior risco, com o retorno percentil-p maior que a TIR-VaR, resultando em carteiras excessivamente prudentes. Esse caso torna-se mais provável quanto maior a assimetria positiva da distribuição de retornos e quanto menor a aversão a risco do investidor.

### 7.2.1. Modelo Média-Variância

O modelo Média-Variância (MV) busca a diversificação eficiente dos investimentos, assumindo como medida de retorno a média da distribuição de

retornos e como medida de risco a variância da distribuição. O modelo procura minimizar a variância da carteira sujeito a restrição de que o retorno médio da carteira deve ser maior ou igual a um valor pré-estabelecido  $G$ .

A carteira MV é obtida pela solução do seguinte problema:

$$\min \sum_{i=1}^N x_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^N \sum_{j>i}^N x_i x_j \sigma_{i,j} \quad (7.2a)$$

s.a

$$\sum_{i=1}^N x_i \bar{R}_i \geq G \quad (7.2b)$$

$$\sum_{i=1}^N x_i = 1 \quad (7.2c)$$

$$x_i \geq 0, i = 1, 2, \dots, N \quad (7.2d)$$

onde,

$x_i$  = percentual do projeto  $i$  na carteira;

$\sigma_i^2$  = variância do retorno do ativo  $i$ ;

$\sigma_{i,j}$  = covariância entre os retornos dos ativos  $i$  e  $j$ ;

$\bar{R}_i$  = retorno médio do ativo  $i$ ;

$G$  = retorno médio *target* da carteira.

Para incorporar o critério do VaR na seleção de carteiras pelo método da MV, o retorno médio *target*  $G$  deve ser ajustado até o que o VaR especificado seja atingido (o algoritmo de cálculo da carteira MV é detalhado no Apêndice B - Algoritmos de Cálculo da Carteira Ótima Incorporando o Critério do VaR). Essa metodologia utiliza a relaxação da restrição de VaR e calcula a carteira MV por um processo iterativo de convergência, a partir do máximo retorno médio possível (projeto com maior retorno esperado).

Suponha, por exemplo, o problema de seleção de dois projetos  $A$  e  $B$  com as distribuições ilustradas na Figura 7.3. Para um nível de confiança de 90%, a TIR-VaR do projeto  $B$  é inferior a 10% (utilizado como premissa de menor retorno admitido pelo investidor). Dessa forma, o retorno médio  $G$  da carteira MV deve ser reduzido, diminuindo a participação de  $B$  na carteira (reduzindo o risco e aumentando a TIR-VaR). O resultado do modelo MV com restrição de VaR é a carteira formada por 40% de  $A$  e 60% de  $B$ . Essa combinação dos projetos resulta na carteira de menor variância (desvio padrão igual a 1,6%) para o maior retorno



target  $G$  possível (12,0%) satisfazendo a restrição de TIR-VaR maior ou igual a 10%.

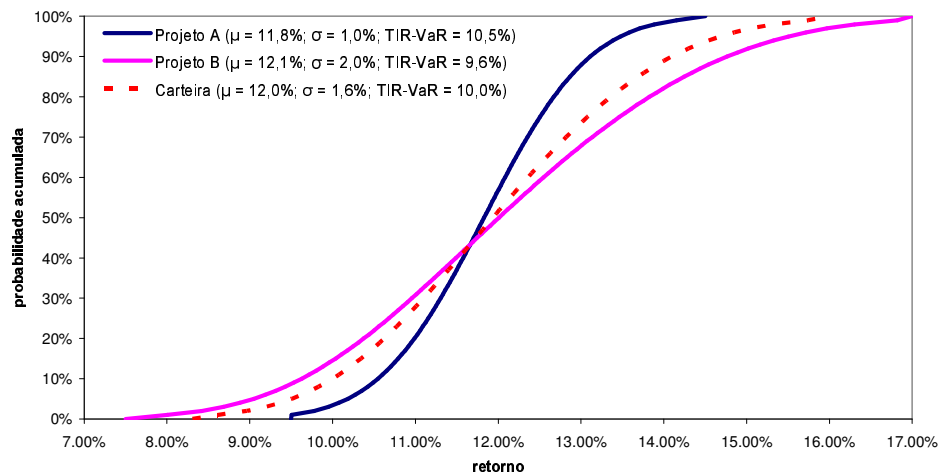


Figura 7.3 – Distribuição de Retornos da Carteira MV

A grande vantagem do método da MV é que ele permite selecionar carteiras olhando unicamente para os dois primeiros momentos da distribuição de retornos: a média e a variância (ou desvio padrão). No entanto, as premissas relacionadas às preferências dos investidores, discutidas na seção anterior, impõem certas restrições na aplicação do modelo MV. Os casos em que se pode assegurar a eficiência do modelo dependem do formato da função utilidade do investidor e/ou da distribuição de probabilidade dos retornos. Particularmente, pode-se assegurar que modelo MV fornece decisões relevantes somente se a função utilidade for quadrática ou se os retornos forem normalmente distribuídos [21]. Essas premissas restringem a aplicabilidade do modelo para uma classe menor de investidores ou para uma classe menor de alternativas.

### 7.2.2. Modelo MiniMax

A grande vantagem do modelo Minimax (MM) é que ele permite encontrar a carteira ótima de projetos através da solução de um problema de programação linear. A medida de risco utilizada no modelo é o mínimo retorno entre os possíveis cenários. Em particular, a carteira é escolhida com o objetivo de

minimizar a máxima perda, que ocorre no pior cenário, para uma determinada exigência de retorno médio do projeto.

O modelo MM procura maximizar a quantidade  $M$ , onde  $M$  é o retorno da carteira no pior cenário, sujeito a restrição de que o retorno médio da carteira deve ser maior ou igual a um valor pré-estabelecido  $G$ . Ou seja, a carteira MM minimiza a máxima perda, ou equivalentemente, maximiza o pior retorno.

A carteira MM é obtida pela solução do seguinte problema:

$$\max M \quad (7.4a)$$

s.a

$$\sum_{i=1}^N x_i R_{i,s} - M \geq 0, \quad s = 1, 2, \dots, S \quad (7.4b)$$

$$\sum_{i=1}^N x_i \bar{R}_i \geq G \quad (7.4c)$$

$$\sum_{i=1}^N x_i = 1 \quad (7.4d)$$

$$x_i \geq 0, \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (7.4e)$$

onde,

$x_i$  = percentual do projeto  $i$  na carteira;

$M$  = retorno da carteira no pior cenário;

$R_{i,s}$  = retorno do ativo  $i$  na série  $s$ ;

$\bar{R}_i$  = retorno médio do ativo  $i$ ;

$G$  = retorno médio *target* da carteira.

Young [55] prova que, no caso de retornos normalmente distribuídos, a medida de risco do modelo MM (retorno da carteira no pior cenário) é equivalente à variância do modelo MV. Nesse caso, a carteira com menor variância também é a com o maior retorno para o pior cenário. No entanto, para outras distribuições de retorno, o modelo MM se mostra superior ao modelo MV, que só fornece decisões relevantes para distribuições normais. Suponha, por exemplo, os retornos de dois ativos  $A$  e  $B$  mostrados na Tabela 7.1. Claramente o ativo  $B$  é dominado pelo ativo  $A$ , pois o ativo  $A$  tem retornos maiores em qualquer cenário escolhido. No entanto, o ativo  $B$  é eficiente pelo critério MV, na medida em que tem menor variância que o ativo  $A$ . Dessa forma, olhando apenas pela ótica da MV, poder-se-ia escolher uma estratégia de colocar 100% do orçamento disponível no ativo  $B$ , o que não é razoável. O motivo pelo qual a análise da MV falha em situações de retornos com

distribuições assimétricas é porque penaliza não só os *downsides* (baixos retornos), mas também os *upsides* (altos retornos). A carteira MM, por outro lado, resulta na estratégia correta de colocar 100% no ativo *A*.

Tabela 7.1 – Retornos dos Ativos *A* e *B*

Cenário	Probabilidade	Retornos	
		Ativo <i>A</i>	Ativo <i>B</i>
1	0,25	0,20	0,10
2	0,50	0,40	0,20
3	0,25	0,60	0,30

A incorporação do critério do VaR na seleção de carteiras MM segue a mesma linha utilizada no modelo MV: o retorno médio da carteira *G* é ajustado até o VaR especificado ser atingido (o algoritmo é detalhado no Apêndice B - Algoritmos de Cálculo da Carteira Ótima Incorporando o Critério do VaR).

A principal desvantagem na utilização desse modelo no contexto do VaR, é que no processo de otimização, somente o pior cenário é considerado. Isso implica em uma grande dependência da carteira ótima em relação ao pior cenário. No caso de distribuições leptocúrticas (caudas pesadas) ou com assimetria negativa, a abordagem MM resulta em carteiras excessivamente prudentes para o nível de VaR especificado, sacrificando retorno esperado da carteira.

**7.2.3. Modelo *Conditional Value at Risk***

O modelo proposto por Hiller e Eckstein [16] incorpora o risco diretamente na função objetivo do problema de otimização. O risco é representado pelo *Conditional Value at Risk* (CVaR) da carteira. O CVaR da distribuição de retornos é o valor esperado das perdas abaixo do VaR especificado [47][48].

A carteira ótima é obtida pela solução do seguinte problema:

$$\max \sum_{i=1}^N x_i \bar{R}_i - \lambda \frac{\sum_{s=1}^S \frac{1}{S} d_s}{1-p} \tag{7.5a}$$

s.a

$$\sum_{i=1}^N x_i R_{i,s} + d_s \geq R^*, \quad s = 1, 2, \dots, S \quad (7.5b)$$

$$\sum_{i=1}^N x_i = 1 \quad (7.5c)$$

$$x_i \geq 0, \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (7.5d)$$

onde,

$x_i$  = percentual do projeto  $i$  na carteira;

$R_{i,s}$  = retorno do ativo  $i$  na série  $s$ ;

$\bar{R}_i$  = retorno médio do ativo  $i$ ;

$R^*$  = TIR-VaR especificada;

$d_s = \max[0, R^* - \sum_{i=1}^N x_i R_{i,s}]$ . Máximo entre zero e a diferença entre a TIR-

VaR e o retorno da carteira na série  $s$ ;

$p$  = percentil especificado pelo investidor.

O termo  $d_s$  é o montante (em % a.a.), em cada cenário  $s$ , abaixo do retorno *target*  $R^*$  especificado. O valor esperado desse montante (CVaR da carteira) é representado na função objetivo por  $\frac{1}{S} \sum_{s=1}^S d_s / (1-p)$ . O CVaR é ponderado pelo termo  $\lambda$ , que representa a intensidade de aversão a risco do investidor.

Para incorporar o critério do VaR no modelo, o parâmetro  $\lambda$  deve ser ajustado até que a probabilidade do retorno da carteira ser menor que  $R^*$  seja igual a  $(1-p)$  (o algoritmo é detalhado no Apêndice B - Algoritmos de Cálculo da Carteira Ótima Incorporando o Critério do VaR).

## 8 Seleção de Projetos de Investimento em Geração de Energia Elétrica: um Exemplo

A fim de expor com maiores detalhes a metodologia proposta, este capítulo apresenta um exemplo de todo o processo de avaliação econômica sob incerteza, precificação de riscos, construção do conjunto eficiente e seleção da carteira ótima, a partir da análise de treze alternativas de investimento, com diferentes tecnologias de geração (gás natural, GNL, carvão importado, carvão nacional, biomassa a bagaço de cana de açúcar e hidrelétrica) e distribuídas nos quatro subsistemas (sudeste, sul, nordeste e norte).

### 8.1. Definição dos Projetos

#### 8.1.1. Custos e Parâmetros Técnicos

As características de investimento e custo de cada tecnologia são baseadas em valores médios observados dos empreendimentos cadastrados nos últimos leilões de energia. No entanto, o tamanho dos empreendimentos é “padronizado” em 300MW de potência instalada, exceto a biomassa, com 30MW. Dessa forma, todos os custos e parâmetros técnicos são dados por unidade de potência (kW-inst) ou unidade de energia (MWh). Para manter o foco no processo de seleção de *portfolio* e simplificar a análise, as tecnologias de geração a óleo combustível e óleo diesel não são consideradas, assim como outras fontes alternativas (eólica, outras biomassas e pequenas centrais hidrelétricas) e usinas nucleares. A Tabela 8.1 apresenta os códigos e a descrição das usinas consideradas na análise.

Os custos de investimento, combustível e O&M, assim como o perfil de inflexibilidade (geração mínima) das tecnologias, estão resumidos na Tabela 8.2. Os parâmetros de custo e inflexibilidade permanecem os mesmos independentemente do subsistema da usina. Por outro lado, os riscos

considerados, principalmente o risco hidrológico, são influenciados pela localização geográfica do empreendimento.

Tabela 8.1 – Descrição dos Empreendimentos Simulados

Usina	Tecnologia	Subsistema
CCGN_NE	Ciclo-combinado a gás natural	Nordeste
CCGN_S	Ciclo-combinado a gás natural	Sul
CCGN_SE	Ciclo-combinado a gás natural	Sudeste
CCGNL_NE	Ciclo-combinado a GNL	Nordeste
CCGNL_SE	Ciclo-combinado a GNL	Sudeste
TVBI_SE	Turbina-vapor a biomassa de cana de açúcar	Sudeste
TVCI_NE	Turbina-vapor a carvão importado	Nordeste
TVCI_SE	Turbina-vapor a carvão importado	Sudeste
TVCN_S	Turbina-vapor a carvão nacional	Sul
UHEN_N	Hidrelétrica	Norte
UHEN_NE	Hidrelétrica	Nordeste
UHEN_S	Hidrelétrica	Sul
UHEN_SE	Hidrelétrica	Sudeste

Tabela 8.2 – Custos e Inflexibilidade de cada Tecnologia

Tecnologia	Investimento Médio R\$/kW-inst	O&M		Inflexibilidade % da Disp. Máxima	Combustível (com transporte) R\$/MWh
		fixo R\$/kW-ano	variável R\$/MWh		
CCGN	1300	50	5	70%	90
CCGNL	1300	50	5	0%	150
TVBI	2800	50	-	100%	-
TVCI	2200	90	12	0%	90
TVCN	2800	90	15	50%	30
UHEN	2500	12	2	-	-

A disponibilidade máxima ( $Disp_{MAX}$ ) de cada usina foi calculada pela equação 8.1 [34], assumindo-se um fator de capacidade máximo ( $FC_{MAX}$ ) igual a 100%, uma taxa de indisponibilidade programada ( $IP$ ) de 3% e uma taxa de indisponibilidade forçada ( $TEIF$ ) de 3%.

$$Disp_{MAX} = P_{NOMINAL} \times FC_{MAX} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \quad (8.1)$$

O  $FC_{MAX}$  ajusta a potência nominal para as condições reais de operação dos equipamentos (temperatura, pressão, etc.). Portanto a máxima potência que pode ser gerada em regime permanente é  $P_{NOMINAL} \times FC_{MAX}$ . Além disso, os equipamentos devem passar periodicamente por manutenções preventivas. A frequência média dessas paradas deve ser informada através do parâmetro  $IP$ , que é o percentual do tempo em que o gerador realiza as manutenções programadas.

Finalmente, o parâmetro *TEIF* reflete a chance do empreendimento parar por problemas inesperados.

### 8.1.2. Cálculo dos Parâmetros Energéticos

Os parâmetros energéticos das termoeletricas (COP, CEC e GF) foram calculados com base nos cenários de preço utilizados nos leilões A-3 e A-5 de 2007. A Tabela 8.3 apresenta os valores obtidos para cada um dos empreendimentos. A garantia física é dada em função da disponibilidade máxima.

Tabela 8.3 – Parâmetros Energéticos dos Empreendimentos

Usina Térmica	GF % Disp. Máxima	CEC R\$/MWh	COP R\$/MWh
CCGN_NE	95%	2.5	6.5
CCGN_S	95%	0.4	6.3
CCGN_SE	95%	4.0	6.5
CCGNL_NE	85%	43.5	21.8
CCGNL_SE	85%	42.6	22.9
TVBI_SE	58%	-4.2	0.0
TVCI_NE	90%	23.1	27.4
TVCI_SE	90%	23.1	29.6
TVCN_S	95%	4.6	9.8

Como visto anteriormente, as térmicas totalmente flexíveis (CCGNL e TVCI) apresentam valores elevados de COP e CEC<sup>15</sup>. Em contrapartida, as térmicas com alguma inflexibilidade (CCGN e TVCN) tendem a reduzir esses valores, deslocando a parte inflexível dos custos de O&M e combustível para a receita fixa do contrato de disponibilidade.

A biomassa apresenta um comportamento diferente das outras fontes de geração térmica. A geração física das usinas a biomassa de cana de açúcar acompanha a safra deste insumo, que ocorre, geralmente, entre os meses de maio e novembro [14]. Portanto, essas usinas produzem a sua capacidade máxima no período de safra e não produzem na entressafra (dezembro a abril). Por esse

<sup>15</sup> O incremento no Índice K das térmicas a GNL (Delta K) devido ao despacho antecipado está incluído no valor do CEC. A resolução ANEEL 282, de 1 de outubro de 2007 [44] estabelece os princípios operativos para essas usinas.

motivo, a garantia física dessas usinas pode ser obtida pela aplicação direta da equação 8.2.

$$GF = \frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} Gmed_m \quad (8.2)$$

onde  $Gmed_m$  é a geração (em MW médios) da usina no mês  $m$ .

No exemplo, a biomassa gera durante 7 meses um montante igual a sua disponibilidade máxima. Portanto, sua garantia física é igual a  $7/12 = 0.58$ , ou seja, 58% da disponibilidade máxima.

Por ser 100% inflexível, o COP da biomassa é igual a zero. O CEC, por sua vez, entra com uma contribuição negativa para o ICB, aumentando a competitividade desses empreendimentos. O motivo pelo qual o CEC da biomassa é negativo está relacionado ao período da sua produção física (meses de maio a novembro), que coincide com o período de baixa hidrologia, quando o preço *spot* está em patamares elevados. Mesmo tendo que comprar um montante de energia igual à garantia física da biomassa (nos meses em que esta usina não produz), as distribuidoras conseguem obter um lucro nas transações de compra e venda no mercado de curto prazo. Ou seja, quando a biomassa está produzindo, a distribuidora vende a diferença entre a produção e a garantia física da usina por um preço *spot* muito maior que o preço vigente na ocasião das compras (entressafra).

A garantia física das hidrelétricas foi suposta igual a 55% da potência instalada. Como premissa, foi assumida a contratação do montante ótimo (menor preço de contrato) para todas as hidrelétricas simuladas. A Tabela 8.4 apresenta a contratação ótima de cada uma das usinas hidrelétricas (% em função da garantia física).

Tabela 8.4 – Hidrelétricas: Contratação Ótima

N	99%
NE	93%
S	93%
SE	94%



### 8.1.3. Impostos, Encargos e Financiamento

As premissas de impostos, encargos e financiamento foram similares para todas as tecnologias simuladas, não capturando, portanto, eventuais benefícios fiscais ou financiamentos incentivados. Entretanto, cabe observar que o encargo de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) não se aplica à biomassa. Os impostos, encargos e condições de financiamento considerados estão sumarizados nas Tabela 8.5, 8.6 e 8.7, respectivamente.

Tabela 8.5 - Impostos

Imposto	Alíquota	Incidência
PIS/COFINS	9.25%	Aplicado sobre a receita bruta, com direito a créditos tributários nos gastos com combustível, TUST/TUSD e 80% do O&M
CSSL	9.00%	Aplicado sobre o lucro líquido
IR	25.0%	Aplicado sobre o lucro líquido

Tabela 8.6 - Encargos

Encargo	Valor	Unidade
TUST/TUSD	3.75	R\$/kW-mês
Taxa CCEE	0.07	R\$/MWh
Taxa ONS	0.41	R\$/KW-ano
Taxa ANEEL (TFSEE )	1.66	R\$/KW-ano
P&D	1.0%	Aplicado sobre a receita operacional líquida

Tabela 8.7 – Condições de Financiamento

Financiamento	BNDES (TJLP)
Custo	1.0% (spread básico) + 1.8% (spread de risco)
Participação	90% (biomassa) e 70% (outras tecnologias)
Prazo e Carência	Amortização em 168 meses com 6 meses de carência após a motorização completa.

#### 8.1.4. Fluxo de Caixa

Como discutido no Capítulo 5, a distribuição de probabilidade dos retornos de cada uma das tecnologias é determinada a partir do cálculo da TIR do fluxo de caixa do projeto, em cada cenário da simulação de Monte Carlo.

O fluxo de caixa tem a duração do período de concessão do projeto, ou seja, 15 anos para as usinas termelétricas e 30 anos para as usinas hidrelétricas. É importante observar que os projetos hidrelétricos e algumas tecnologias térmicas (carvão nacional) começam a operação 5 anos após a data inicial da análise (Leilão A-5), enquanto que o restante dos projetos termelétricos iniciam sua operação 3 anos após o início da análise (Leilão A-3).

O fluxo de caixa é composto, basicamente, das receitas do contrato e da venda de energia no mercado de curto prazo, deduzidas de impostos, custos operacionais, despesas, pagamento de juros, investimento e amortização do financiamento. Para cada item de custo foi especificado o índice de reajuste, assim como para a receita do contrato e para o custo do financiamento. Apesar do fluxo de caixa considerar os reajustes e a inflação, a taxa interna de retorno resultante da simulação é dada em termos reais.

O custo de capital utilizado no estudo de caso é de 8% ao ano (em termos reais), seguindo valores médios de empresas do setor. Cabe observar, no entanto, que o cálculo desse parâmetro não está no escopo desta dissertação, cuja metodologia utiliza o custo de capital como um *input* que depende das expectativas do investidor. O custo de capital em empresas do setor elétrico é estudado em [13].

A Figura 8.1 mostra cada um dos componentes do fluxo de caixa, até o terceiro ano de operação, de uma térmica a carvão importado.

		2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>(+) Receita Op Bruta</b>		-	-	-	<b>169.892</b>	<b>188.478</b>	<b>223.953</b>
<b>Venda de Energia</b>	Contrato de Venda de Energia	-	-	-	150.450	149.868	149.300
	Reembolso (Disponibilidade)	-	-	-	19.442	38.610	74.653
	Venda Curto Prazo	-	-	-	-	-	-
<b>Receitas no MRE</b>	Receita no MRE	-	-	-	-	-	-
	Receita de Surplus	-	-	-	-	-	-
<b>Outros</b>	Outras Receitas	-	-	-	-	-	-
<b>(-) Deduções</b>		-	-	-	-	-	-
PIS / COFINS		-	-	-	10.700	10.651	10.623
CPMF		-	-	-	10.700	10.651	10.623
ICMS		-	-	-	-	-	-
<b>(=) Receita Op Líquida</b>		-	-	-	<b>159.192</b>	<b>177.828</b>	<b>213.330</b>
<b>(-) Custos e Desp Oper</b>		-	0.313	1.129	64.844	84.516	121.428
<b>Custos de Produção</b>	Royalties	-	-	-	-	-	-
	Combustível	-	-	-	17.276	34.551	66.874
	O&M Variável	-	-	-	2.303	4.607	8.916
	O&M Fixa	-	-	-	27.000	27.000	27.000
	TFSEE	-	-	-	0.498	0.498	0.498
	TUSD	-	-	-	-	-	-
	TUST	-	-	-	13.500	13.500	13.500
<b>Despesas Gerais</b>	Compra Curto Prazo	-	-	-	-	-	-
	P&D	-	-	-	1.592	1.778	2.133
	Taxa MAE	-	-	-	0.014	0.028	0.055
	Contribuição ONS	-	-	-	0.124	0.124	0.124
	Outorga (UBP)	-	-	-	-	-	-
	Seguro Garantia	-	0.313	1.129	-	-	-
	Seguro Operação	-	-	-	2.536	2.429	2.327
<b>Despesas no MRE</b>	Outras Despesas	-	-	-	-	-	-
	Despesas no MRE	-	-	-	-	-	-
<b>(=) EBITDA (Lucro Antes de Juros, Depreciação e IR)</b>		-	<b>(0.313)</b>	<b>(1.129)</b>	<b>94.349</b>	<b>93.311</b>	<b>91.902</b>
<b>(-) Custos e Despesas Ñ-Op</b>		-	10.082	37.823	93.568	90.044	86.079
Juros Incorridos		-	10.082	37.823	51.339	47.076	42.228
Juros Sobre Capital Próprio (JSCP)		-	-	-	0.781	3.267	5.823
Depreciação		-	-	-	41.448	39.702	38.028
<b>(=) EBT (Lucro Operacional)</b>		-	<b>(10.395)</b>	<b>(38.952)</b>	<b>0.781</b>	<b>3.267</b>	<b>5.823</b>
CSLL		-	-	-	0.070	0.294	0.524
Imposto de Renda		-	-	-	0.195	0.817	1.456
<b>(=) Lucro Líquido</b>		-	<b>(10.395)</b>	<b>(38.952)</b>	<b>0.515</b>	<b>2.156</b>	<b>3.843</b>
Juros Incorridos		-	10.082	37.823	51.339	47.076	42.228
Juros Sobre Capital Próprio (JSCP)		-	-	-	0.781	3.267	5.823
Depreciação		-	-	-	41.448	39.702	38.028
<b>(=) Fluxo Op da Empresa</b>		-	<b>(0.313)</b>	<b>(1.129)</b>	<b>94.083</b>	<b>92.201</b>	<b>89.922</b>
Juros pagos no Financiamento		-	-	-	43.634	39.991	35.855
Amortização		-	-	-	17.206	33.724	32.827
<b>(-) Investimento</b>		-	79.200	118.800	-	-	-
<b>(+) Financiamento</b>		-	184.800	277.200	-	-	-
<b>Fluxo do Acionista</b>		-	<b>(79.513)</b>	<b>(119.929)</b>	<b>33.126</b>	<b>17.996</b>	<b>20.367</b>

Figura 8.1 – Fluxo de Caixa

## 8.2. Resultados da Simulação

Especificados os parâmetros técnicos e energéticos, os custos de investimento e operação e definidos os fatores de risco de cada tecnologia (detalhados no Apêndice C – Especificação dos Riscos das Tecnologias Simuladas), é possível simular a operação das usinas através do sorteio dos cenários de hidrologia e de cada uma das incertezas especificadas (investimento, atraso na data de entrada em operação e riscos de performance).

Os resultados da simulação dependem do tipo de análise considerada. Para a precificação de riscos, especifica-se o retorno mínimo exigido pelo investidor avesso a risco e o nível de confiança do VaR. O resultado da simulação é o preço de contrato que assegura o retorno mínimo especificado, com a confiança desejada. Para as análises econômicas e para a seleção de carteiras, o objetivo da simulação é determinar a distribuição de probabilidade do retorno do projeto (TIR). Nesse caso, o *input* da simulação é o preço do contrato.

### 8.2.1. Precificação de Riscos

Cada um dos fatores de risco pode ser precificado através da metodologia descrita no Capítulo 6. Os riscos considerados estão relacionados aos fatores críticos do projeto: investimento, prazo de conclusão, performance e o risco hidrológico. A Tabela 8.8 mostra o resultado das simulações para as treze tecnologias, considerando os riscos especificados no Apêndice C – Especificação dos Riscos das Tecnologias Simuladas. A primeira coluna da tabela apresenta o preço, o sobre-preço de risco (Hedge) e o acréscimo de retorno (Hedge TIR) para os seguintes casos:  $P_0$  (investidor neutro ao risco),  $P_H$  (preço considerando incerteza hidrológica),  $P_{HP}$  (preço com incerteza hidrológica e de performance),  $P_{HI}$  (preço com incerteza hidrológica e de investimento),  $P_{HA}$  (preço com incerteza hidrológica e de atraso na entrada em operação) e  $P_{HAPI}$  (preço com todas as incertezas). O sobre-preço de risco, ou Hedge (R\$/MWh), é a diferença entre o preço obtido pela TIR-VaR e o preço do investidor neutro a risco  $P_0$ . O Hedge TIR é obtido pela diferença entre a TIR média e a TIR-VaR (considerando-se uma rentabilidade de pelo menos 10% ao ano com 90% de confiança).

Como visto anteriormente, as usinas termoelétricas, por serem contratadas por disponibilidade, não estão expostas ao risco hidrológico. Portanto, o sobre-preço de contrato é nulo para essas usinas. Em contrapartida, as hidrelétricas simuladas exigem um sobre-preço que varia de 7.6 a 8.0 R\$/MWh, implicando em um aumento médio de 1.8% na taxa de retorno. Observa-se que os fatores de risco mais significativos (maiores *hedges*) estão relacionados aos custos de investimento e aos prazos de conclusão dos projetos.

Tabela 8.8 – Preços e Prêmios de Risco

		$P_0$	$P_H$	$P_{HP}$	$P_{HI}$	$P_{HA}$	$P_{HAPI}$
CCGN_NE	Preço (R\$/MWh)	133.0	133.0	134.8	135.5	138.9	139.8
	Hedge (R\$/MWh)		-	1.8	2.5	5.9	6.8
	Hedge TIR (%)		-	1.9	3.1	5.4	5.6
CCGN_S	Preço (R\$/MWh)	130.7	130.7	132.5	134.2	136.5	140.4
	Hedge (R\$/MWh)		-	1.8	3.5	5.8	9.7
	Hedge TIR (%)		-	1.9	1.4	5.3	5.7
CCGN_SE	Preço (R\$/MWh)	128.5	128.5	130.1	130.0	134.7	136.4
	Hedge (R\$/MWh)		-	1.6	1.5	6.2	7.9
	Hedge TIR (%)		-	1.9	1.2	6.1	6.3
CCGNL_NE	Preço (R\$/MWh)	107.1	107.1	109.4	110.4	128.1	132.5
	Hedge (R\$/MWh)		-	2.3	3.3	21.0	25.4
	Hedge TIR (%)		-	1.6	2.5	15.8	14.9
CCGNL_SE	Preço (R\$/MWh)	107.3	107.3	109.5	109.4	129.8	131.8
	Hedge (R\$/MWh)		-	2.2	2.1	22.5	24.5
	Hedge TIR (%)		-	2.0	2.8	15.8	16.3
TVBI_SE	Preço (R\$/MWh)	98.6	98.6	102.0	111.1	125.8	136.1
	Hedge (R\$/MWh)		-	3.4	12.5	27.2	37.5
	Hedge TIR (%)		-	1.9	6.6	15.7	18.6
TVCI_NE	Preço (R\$/MWh)	127.5	127.5	127.9	131.1	134.2	135.8
	Hedge (R\$/MWh)		-	0.4	3.6	6.7	8.3
	Hedge TIR (%)		-	1.0	2.8	3.7	4.2
TVCI_SE	Preço (R\$/MWh)	129.7	129.7	130.6	135.0	135.8	138.3
	Hedge (R\$/MWh)		-	0.9	5.3	6.1	8.6
	Hedge TIR (%)		-	1.2	3.5	3.6	4.8
TVCN_S	Preço (R\$/MWh)	129.1	129.1	129.4	135.1	146.4	146.1
	Hedge (R\$/MWh)		-	0.3	6.0	17.3	17.0
	Hedge TIR (%)		-	0.1	2.9	5.3	6.4
UHEN_N	Preço (R\$/MWh)	87.9	95.7	95.8	118.7	106.8	128.1
	Hedge (R\$/MWh)		7.8	7.9	30.8	18.9	40.2
	Hedge TIR (%)		1.8	1.9	4.9	3.4	7.2
UHEN_NE	Preço (R\$/MWh)	86.7	94.3	94.4	117.5	105.1	121.5
	Hedge (R\$/MWh)		7.6	7.7	30.8	18.4	34.8
	Hedge TIR (%)		1.8	1.9	5.8	3.0	7.0
UHEN_S	Preço (R\$/MWh)	89.2	96.8	96.9	122.3	103.7	127.0
	Hedge (R\$/MWh)		7.6	7.7	33.1	14.5	37.8
	Hedge TIR (%)		1.7	1.7	7.1	2.6	7.5
UHEN_SE	Preço (R\$/MWh)	88.5	96.4	96.5	118.9	104.8	128.6
	Hedge (R\$/MWh)		7.9	8.0	30.4	16.3	40.1
	Hedge TIR (%)		1.8	1.8	5.6	2.9	7.8

### 8.2.2. Conjunto Eficiente

Os critérios de eficiência discutidos no Capítulo 7 podem ser aplicados sobre o conjunto de projetos para excluir eventuais alternativas de investimento ineficientes. O critério da DEP determina que projetos ineficientes são aqueles cuja distribuição de probabilidade acumulada está sempre acima da distribuição de probabilidade de outro projeto. Portanto, para testar a eficiência de um determinado projeto por DEP, é preciso comparar a sua distribuição acumulada com as distribuições de todas as outras alternativas. Se entre alguma dessas alternativas existir um empreendimento cuja distribuição acumulada está sempre

abaixo da distribuição do projeto em análise, conclui-se que o projeto é ineficiente. Caso contrário ele será alocado ao conjunto eficiente. O critério da DES é aplicado de forma análoga. Entretanto, o teste é feito comparando-se a área acumulada das distribuições. Ou seja, um projeto será ineficiente por DES se a área acumulada abaixo da sua distribuição (em qualquer ponto do domínio de retornos) for superior à área acumulada da distribuição de algum outro empreendimento.

A Tabela 8.9 mostra os projetos eficientes (marcados com “+”) e os ineficientes (marcados com “-”), por DEP e DES. Também são apresentados o retorno, o desvio-padrão e a TIR-VaR, com 95% de confiança.

Tabela 8.9 – Eficiência de Cada Tecnologia por DEP e DES

	DEP	DES	Retorno ( $\mu$ )	Risco ( $\sigma$ )	TIR-VaR <sub>95%</sub>
CCGN_NE	-	-	11.4%	4.01%	3.45%
CCGN_S	-	-	11.3%	3.61%	4.37%
CCGN_SE	+	-	15.9%	4.66%	7.06%
CCGNL_NE	+	+	19.9%	6.26%	6.39%
CCGNL_SE	+	+	19.4%	6.65%	5.77%
TVBI_SE	+	+	20.8%	8.33%	6.28%
TVCI_NE	+	+	14.0%	2.92%	8.61%
TVCI_SE	-	-	13.4%	3.20%	7.81%
TVCN_S	+	-	10.3%	8.64%	3.60%
UHEN_N	+	-	15.5%	4.73%	8.98%
UHEN_NE	+	+	17.1%	7.73%	9.03%
UHEN_S	+	+	18.7%	10.06%	8.71%
UHEN_SE	+	+	16.1%	4.93%	9.04%

Os modelos de seleção de carteira apresentados também permitem construir conjuntos eficientes através da comparação do binômio risco x retorno dos projetos. No entanto, o conjunto eficiente obtido por cada um dos modelos será diferente, devido à assimetria das distribuições de retorno e às diferentes métricas de risco utilizadas.

Por exemplo, no modelo MV, onde o risco é representado pelo desvio-padrão dos retornos, os projetos eficientes serão aqueles localizados na parte superior-esquerda do gráfico de risco x retorno, ou seja, serão aqueles com maiores retornos esperados e menores desvios-padrão. No modelo MM, onde a métrica de risco é o retorno do empreendimento no pior cenário simulado, a

fronteira eficiente será formada pelas alternativas de investimento localizadas na parte superior-direita do gráfico de risco x retorno, capturando os projetos com maiores retornos esperados e maiores retornos para o pior caso. De forma análoga, o modelo CVaR aloca ao conjunto eficiente os projetos localizados na parte superior-direita do gráfico, abrangendo os empreendimentos com maior retorno esperado e menor CVaR (métrica de risco).

As Figura 8.2, 8.2 e 8.3 ilustram as fronteiras eficientes obtidas pelos critérios de seleção de cada um dos modelos. Observa-se que os projetos localizados na fronteira eficiente (linha vermelha) são diferentes para cada um dos modelos. No entanto, todos são eficientes pelo critério da DES, indicando coerência na premissa de aversão a risco. Também foram destacados os projetos eficientes por DES que não foram capturados por cada um dos modelos (projetos envolvidos). Em particular, o modelo MV excluiu algumas hidrelétricas do conjunto eficiente devido ao *upside risk* (caldas pesadas no lado direito da distribuição de retornos), o que na verdade é algo desejável. Por outro lado, os modelos MM e CVaR excluíram as térmicas a GNL devido à excessiva penalização dos baixos retornos nos piores cenários.

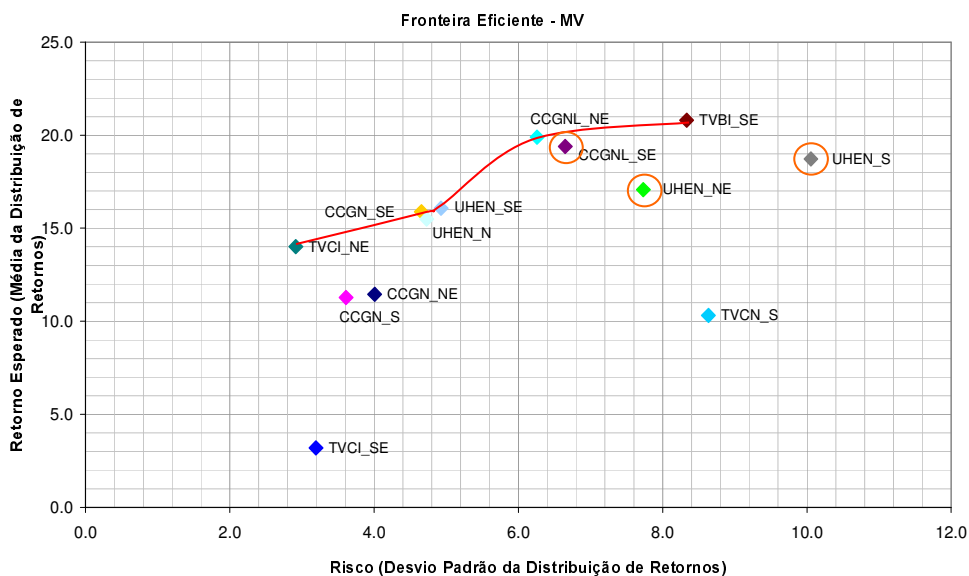


Figura 8.2 – Fronteira Eficiente do Modelo Média-Variância

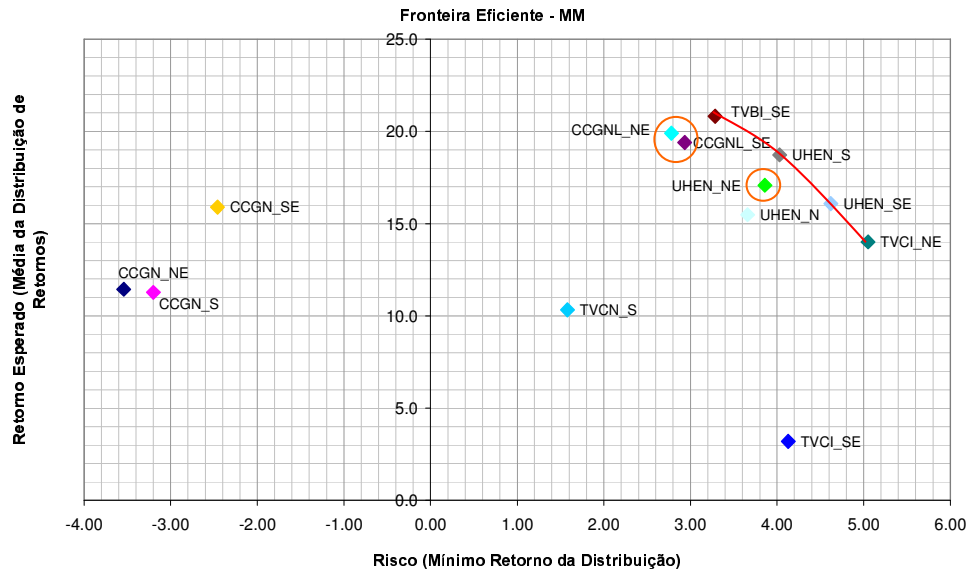


Figura 8.3 – Fronteira Eficiente do Modelo Minimax

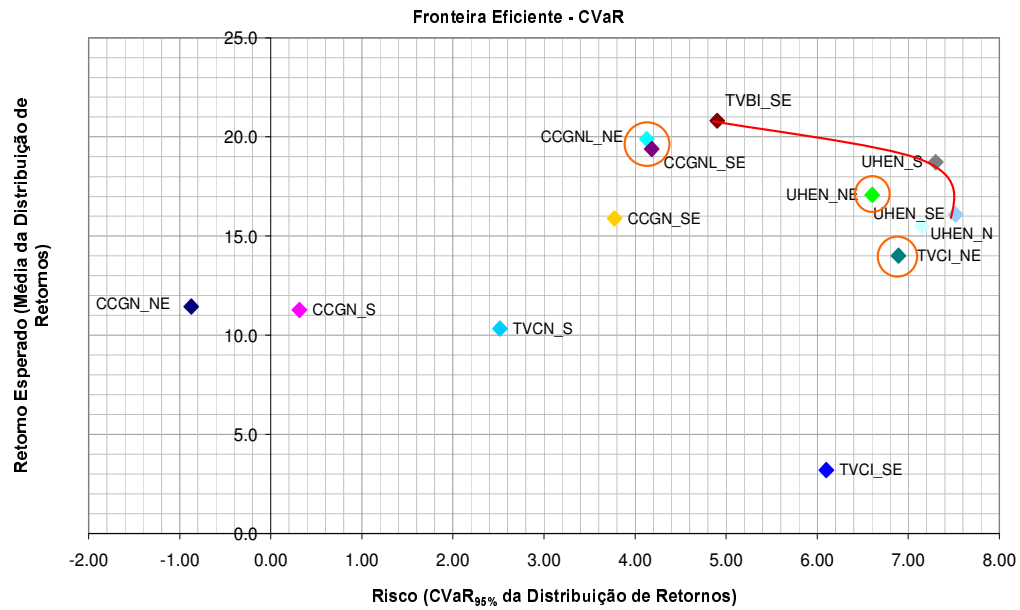


Figura 8.4 – Fronteira Eficiente do Modelo CVaR



### 8.2.3. Seleção de Carteiras

Os modelos de seleção de carteiras foram implementados em VBA (*Visual Basic for Applications*) através dos algoritmos descritos no Apêndice B - Algoritmos de Cálculo da Carteira Ótima Incorporando o Critério do VaR. O suplemento Solver (do Excel) foi utilizado para resolver os problemas de otimização. Os projetos candidatos são os mesmos utilizados na precificação de riscos e na análise do conjunto eficiente. O critério do VaR na seleção das carteiras utilizou um retorno mínimo exigido pelo investidor de 8% a.a. (em termos reais), com 95% de confiança, ou seja,  $TIR-VaR_{95\%} = 8\%$ . Dessa forma, as carteiras ótimas obtidas por cada um dos modelos terão, em 95% dos cenários simulados, retornos maiores ou iguais a 8%. A Tabela 8.10 mostra a composição da carteira ótima obtida pelos modelos MV, MM e CVaR.

Tabela 8.10 – Carteiras Ótimas

<b>Média-Variância</b>	CCGNL_NE	38.7%
	CCGNL_SE	12.7%
	TVBI_SE	40.2%
	UHEN_S	8.5%
<b>Minimax</b>	CCGNL_NE	13.0%
	TVBI_SE	70.7%
	UHEN_NE	14.9%
	UHEN_S	1.4%
<b>CVaR</b>	CCGNL_NE	8.3%
	CCGNL_SE	5.1%
	TVBI_SE	67.5%
	UHEN_S	19.1%

As propriedades de risco e retorno das carteiras selecionadas podem ser visualizadas na Tabela 8.11. Uma análise preliminar, baseada somente no retorno esperado e no desvio padrão das carteiras, poderia sugerir a superioridade do modelo MV, porque este consegue obter um retorno quase igual ao das outras duas carteiras, mas possui um desvio-padrão 1% menor. No entanto, olhando com mais cuidado o perfil das distribuições, pode-se “quebrar” o desvio-padrão em duas partes em relação à média. A parte inferior (*downside risk*) representa a

dispersão em relação à média de retornos baixos (indesejados), enquanto que a parte superior (*upside risk*) representa a dispersão em relação à média de retornos elevados. Com esses novos parâmetros de análise, observa-se que os três modelos contemplam um nível de risco indesejável (*downside risk*) da mesma ordem de grandeza.

Tabela 8.11 – Risco e Retorno das Carteiras Ótimas

	<b>Média-Variância</b>	<b>Minimax</b>	<b>CVaR</b>
<b>Retorno Esperado (<math>\mu</math>)</b>	20.1%	20.1%	20.3%
<b>Risco (<math>\sigma</math>)</b>	5.64%	6.65%	6.52%
<b>Upside Risk (<math>\sigma^+</math>)</b>	4.53%	6.01%	6.03%
<b>DownSide Risk (<math>\sigma^-</math>)</b>	6.77%	7.31%	7.00%

Em contrapartida, os modelos MM e CVaR não penalizam o *upside risk* e permitem capturar os benefícios dos retornos elevados. Portanto, nesse caso, os modelos MM e CVaR se mostram superiores ao modelo MV.

As distribuições de retorno das três carteiras selecionadas estão ilustradas na Figura 8.5. Novamente, pode-se observar que a carteira MV elimina os *upsides* dos retornos, resultado da minimização da variância. No entanto, é importante notar que entre a TIR-VaR (retorno de 8% e probabilidade de 5%) e a mediana das distribuições (probabilidade de 50%), a carteira MV apresenta retornos superiores em relação às outras duas carteiras.

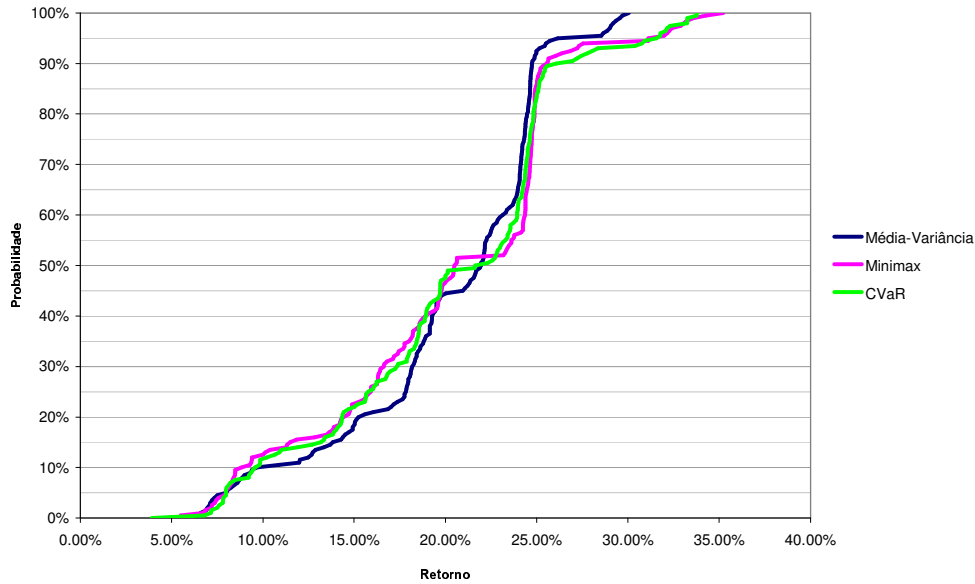


Figura 8.5 - Distribuição Acumulada do Retorno das Carteiras

A Figura 8.6 apresenta o comportamento dos retornos abaixo da TIR-VaR. O perfil de retorno das carteiras ajuda a visualizar de forma didática as diferenças entre as métricas de risco utilizadas por cada um dos modelos. De fato, a carteira MM é a que possui o maior retorno para o pior cenário (igual a 5.5%). No entanto, os retornos da carteira CVaR permanecem a maior parte do tempo acima dos retornos das outras duas carteiras, resultado da função objetivo do modelo, que procura maximizar o retorno médio abaixo da TIR-VaR. O modelo MV, por não contemplar em sua estrutura o controle das perdas abaixo do percentil-p especificado, apresenta na maior parte do tempo os piores retornos abaixo da TIR-VaR.

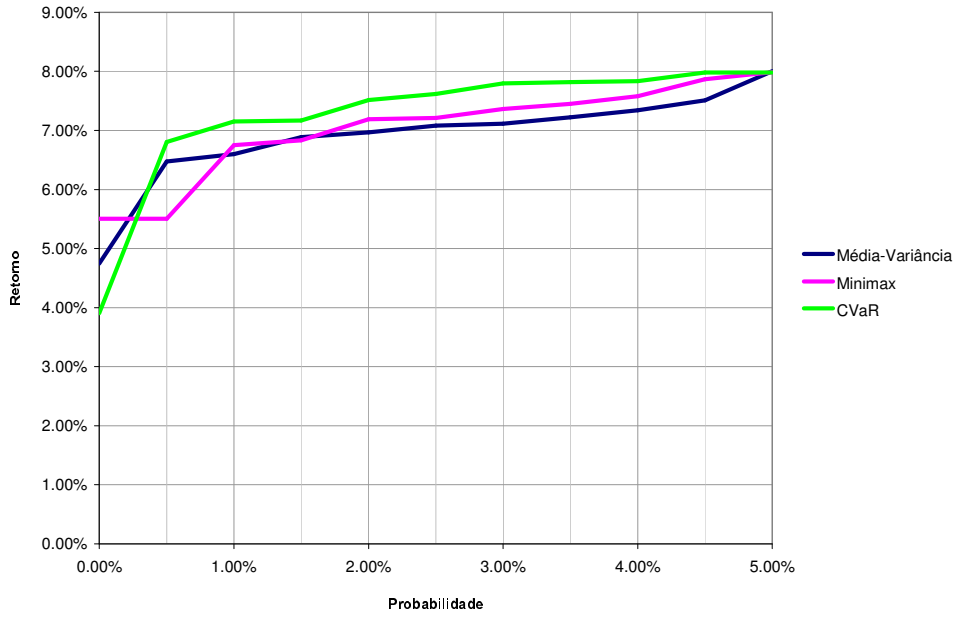


Figura 8.6 - Distribuição dos Retornos Abaixo da TIR-VaR de 8% (95% de Confiança)

## 9 Conclusões

Como discutido ao longo da dissertação, o atual modelo do setor elétrico brasileiro estimula a entrada de novos empreendimentos de geração através de leilões de energia, na modalidade de menor tarifa, onde são oferecidos contratos de longo prazo que permitem viabilizar a estrutura de *project finance* e reduzir os custos de financiamentos corporativos, além de mitigar as incertezas de mercado (preço da energia no mercado *spot*), reduzindo o *hedge*, ou sobre-preço de risco, requerido pelos investidores.

Foram apresentadas as duas modalidades de contratos de longo prazo utilizadas atualmente (quantidade e disponibilidade), suas principais características, riscos, penalidades e formas de contratação.

Foi observado que os leilões de contratos de quantidade (contratação a termo) e de disponibilidade (contratação de opção) são desenhados para priorizar os empreendimentos mais competitivos, a fim de garantir a modicidade tarifária. Destarte, o investidor pode escolher suas alternativas de investimento e, para cada alternativa escolhida, deve oferecer um limite de preço para que o seu projeto seja competitivo (de forma a ganhar a licitação), mas que ao mesmo tempo seja suficiente para remunerar seu investimento, custos de operação e, sobretudo, protegê-lo contra todos os riscos inerentes ao projeto.

Nesse contexto, as duas principais contribuições do presente trabalho foram: (i) a proposição de uma metodologia para precificação de riscos e comparação da competitividade de diferentes tecnologias e (ii) o teste de três modelos de seleção de carteiras aplicados à seleção de projetos de investimento em geração de energia elétrica. Todas as análises foram realizadas com base nas distribuições de retorno (ex-ante) dos projetos, obtidas através da simulação operativa dos empreendimentos, onde a cada iteração foram sorteados valores das distribuições de probabilidade dos fatores de risco.

A metodologia proposta para precificação de riscos utiliza o critério do VaR para determinar o sobre-preço requerido pelo investidor avesso a risco em relação

a um preço de referência, associado ao investidor neutro a risco. Alternativamente, cada fator de risco pode ser precificado simplesmente pela diferença entre a TIR média e a TIR-VaR (com um determinado nível de confiança  $\alpha$ , associado ao nível de aversão a risco) da distribuição de retornos.

O exemplo apresentado no Capítulo 8 mostrou que os fatores de risco mais significativos para os novos projetos em geração de energia são as incertezas associadas aos custos de investimento e aos prazos de conclusão do projeto, quando o investidor deve celebrar contratos de curto prazo para garantir o lastro do CCEAR. No caso das hidrelétricas, o risco hidrológico, apesar de parcialmente mitigado pela contratatação ótima da garantia física, também se mostra um componente crítico no retorno dos projetos.

Como foi visto, a análise individual dos projetos pode ser feita através da construção do conjunto eficiente das alternativas de investimento, considerando um determinado critério de eficiência. Foram apresentados em detalhes dois critérios de eficiência: Dominância Estocástica de Primeira Ordem (DEP) e Dominância Estocástica de Segunda Ordem (DES). Os critérios de eficiência permitiram determinar, no exemplo do Capítulo 8, os projetos eficientes, excluindo as opções ineficientes.

A análise de seleção de carteiras teve como objetivo estudar o melhor modelo para o perfil de retornos dos projetos de geração de energia elétrica, que apresentam assimetria e elevada curtose (caldas pesadas). Foram estudados os modelos Média Variância (MV), Minimax (MM) e *Conditional Value at Risk* (CVaR). Em cada um dos modelos foi adicionada a restrição (relaxada) de TIR-VaR. A solução foi obtida por um processo iterativo de convergência da TIR-VaR (detalhado no Apêndice B).

Os resultados do exemplo indicaram que o modelo MV, apesar de sua popularidade, não é o mais indicado para a seleção de projetos de geração de energia. A visão “míope” do modelo (minimização da variância) penaliza o *upside risk* (calda da direita), que deveria permanecer na carteira para capturar os retornos elevados nos cenários favoráveis. De fato, o modelo MV é indicado somente para distribuições simétricas. Por outro lado, os modelos MM e CVaR, por controlarem somente a calda esquerda dos retornos, apresentaram um nível de *downside risk* similar ao do modelo MV, sem penalizar os retornos positivos. Dessa forma, apresentaram um desempenho superior, com destaque para o

modelo CVaR (maior retorno e menor *dowside risk* em comparação ao modelo MM). Além disso, o modelo CVaR apresenta maior robustez abaixo do percentil- $p$  especificado, na medida em que procura maximizar o retorno médio abaixo da TIR-VaR.

Como proposta para trabalhos futuros, sugere-se a modelagem dos fatores de risco por outras distribuições de probabilidade e por processos estocásticos, em substituição à modelagem por probabilidades especificadas pelo analista. Dessa forma, pode-se reduzir a subjetividade da análise. A dificuldade dessa implementação está na falta de dados das incertezas modeladas. Cabe observar, entretanto, que cada investidor tem uma visão ou uma realidade diferente em relação a cada fator de risco intrínseco ao seu investimento.

Outra proposta está relacionada aos modelos de seleção de carteiras. Poder-se-ia substituir a restrição de VaR pelo controle do CVaR como critério de convergência. Como observado por diversos autores [1][47][48], o critério do VaR, apesar de sua popularidade, não se comporta de forma desejável na adição de riscos e é não convexo. Por exemplo, o VaR associado a uma combinação de dois ativos pode ser muito maior que a soma dos VaR's desses dois ativos. A não convexidade implica em ótimos locais, que dificultam o cálculo da carteira ótima e até mesmo a determinação do VaR de um *mix* particular de ativos.

## 10 Referências Bibliográficas

- [1] ARTZNER, P.; DELBAEN, F.; EBR, J.M.; HEATH, D. **Coherent Measures of Risk**. Mathematical Finance, v.9, p. 203-228, 1999.
- [2] AWERBUCH, S. **Risky business**. Renewable Energy World, 2006.
- [3] AWERBUCH, S.; STIRLING A.; JANSEN, J.; BEURSKENS, L. **Portfolio and diversity analysis of energy technologies using full-spectrum uncertainty measures**. Commissioned Conference Paper, Understanding and Managing Business Risk in the Electric Sector, 2004.
- [4] BARROSO, L.A. **Esquemas competitivos em sistemas hidrotérmicos: comportamento estratégico de agentes geradores em ambiente de mercado**. Dissertação de Mestrado, Instituto de Matemática, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2000.
- [5] BARROSO, L.A.; TRINKENREICH, J.; GRANVILLE, S.; LINO, P.; PEREIRA, M.V. **Avaliação de estratégias de redução de risco hidrológico para empresas com portfólios predominantemente hidroelétricos**. XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, 2003.
- [6] BEZERRA, B.V. **Estratégia de Oferta em Leilões de Opções de Compra de Energia Elétrica**. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-Rio, 2006.
- [7] BREALEY, R.A.; MYERS, S.C. **Principles of Corporate Finance**. Mc Graw-Hill, 1996.
- [8] DAVID, P. A. M-S. **Formação do Preço, Atração de Investimentos e Gerenciamento de Risco no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica**. Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-Rio, 2004.



- [9] Decreto Presidencial 5.163 de 30 de Julho de 2004. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>
- [10] DIXIT, A.K.; AND PINDYCK, R.S. **Investment under uncertainty**. Princeton University Press, 1994.
- [11] FARIA, E. **Alocação de Energia Firme em Sistemas Hidrotérmicos: uma abordagem por jogos cooperativos**. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-Rio, 2004.
- [12] FORTUNATO, L.A.M.; NETO, T.A.A.; ALBUQUERQUE, J.C.R.; PEREIRA, M.V.F. **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica**, ELETROBRÁS/Editora Universitária da UFF, 1990.
- [13] FURQUIM, S.X.C.; **Determinação do Custo de Capital para Empresas de Distribuição de Energia no Brasil**. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Industrial, PUC-Rio, 2004.
- [14] GRANVILLE, S.; LINO, P.; SOARES, L.; BARROSO, L.A.; PEREIRA, M.V. **Sweet Dreams are Made of This: Bioelectricity in Brazil**. Proceeding of the IEEE General Meeting, Tampa, 2007.
- [15] HARLOW, W.V. **Asset Allocation in a Downside-Risk Framework**. Financial Analysis Journal, 1991.
- [16] HILLER, R.S.; ECKESTEIN, J. **Stochastic Dedication: Designing Fixed Income Portfolios Using Massively Parallel Benders Decomposition**. Management Science, v.39, n.11, p.1422–1438, 1993.
- [17] HULL, J.C. **Options, Futures and Other Derivative Securities**. Prentice Hall, 1999.
- [18] IEA – **Competition in Electricity Spot Markets**. IEA Press, 2002.
- [19] JORION, P. **Value at Risk – The New Benchmark for Controlling Market Risk**. McGraw-Hill, 1997.

- [20] KELMAN, R. **Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos: Eficiência Econômica e Comportamento Estratégico**. Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, 1999.
- [21] LEVY, H.; SARNAT, M. **Portfolio and investment selection: theory and practice**. Prentice Hall, 1984.
- [22] LINO, P. **Operação Descentralizada de Sistemas Hidrotérmicos em Ambiente de Mercado**. Dissertação de Mestrado, IM/NCE-UFRJ, 2001.
- [23] Manual de Referência do Modelo Newave I e II. CEPEL, 1999.
- [24] MARKOWITZ, H.M. **Portfolio Selection**. Journal of Finance, v.7, n.1, p.77-91, 1952.
- [25] MARKOWITZ, H.M. **Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investment**. New York, John Wiley & Sons, 1959.
- [26] PEREIRA, M.V.; PINTO, L.M. **Multi-Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning**. Mathematical Programming, v.52, p.359-375, 1991.
- [27] PEREIRA, M.V.F.; PINTO, L.M.V.G. **Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach**. Water Resources Research, v.21, n.6, p.779-792, 1985.
- [28] PEREIRA, M.V.; BARROSO, L.A.; ROSENBLATT, J. **Supply Adequacy in the Brazilian Power Market**. Proceeding of the IEEE General Meeting, Denver, 2004.
- [29] PEREIRA, M.V.F. **Overview of Brazilian Regulatory Framework**. Tech. Report 39/98, PSR Consultoria, 1998.
- [30] PEREIRA, M.V.F.; CAMPODÓNICO, N.; KELMAN, R. **Long Term Hydro Scheduling Based on Stochastic Models**. EPSOM, 1998.

- [31] PEREIRA, M.V.F.; CAMPODÓNICO, N.; KELMAN, R. **Application of Stochastic Dual DP and Extensions to Hydrothermal Scheduling**. Tech. Report 12/99, PSR Consultoria, 1999.
- [32] Plano Decenal de Energia 2006-2015. Disponível em <http://www.epe.gov.br>
- [33] Plano Decenal de Energia 2007-2016. Disponível em <http://www.epe.gov.br>
- [34] Portaria MME 303, de 11 de Novembro de 2004. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>
- [35] Portaria MME 91, de 29 de Maio de 2007. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>
- [36] PRATT, J. **Risk Aversion in the Small and in the Large**. *Econometrica*, v.32, n.1-2, p.122-130, Jan.-Apr.1964.
- [37] Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro - MME, de 17 de Dezembro de 2003. Disponível em <http://www.mme.gov.br>
- [38] PUELZ, A.V. **A Stochastic Convergence Model for Portfolio Selection**. *Operations Research*, v.50, n.3, p.462-276, 2002.
- [39] PUELZ, A.V. **Value-at-Risk Based Portfolio Optimization**. *Stochastic Optimization: Algorithms and Applications Conference Proceedings*, 2000.
- [40] Resolução ANEEL 165, de 19 de dezembro de 2005. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>
- [41] Resolução ANEEL 169, de 10 de outubro de 2005. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>
- [42] Resolução ANEEL 179, de 6 de dezembro de 2005. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>
- [43] Resolução ANEEL 222, de 6 de outubro de 2006. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>

- [44] Resolução ANEEL 282, de 1 de outubro de 2007. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>
- [45] ROQUES, F. A.; NUTTALL, W.J.; NEWBERY, D.M. **Using Probabilistic Analysis to Value Power Generation Investments under Uncertainty**. EPRG Working Paper, University of Cambridge, 2006.
- [46] ROQUES, F.; NEWBERY, D.; NUTTALL, W. **Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets: a Mean-Variance Portfolio Theory Approach**. EPRG Working Paper, University of Cambridge, 2006.
- [47] ROCKAFELLAR, R.T., URYASEV, S. **Conditional Value-at-Risk for General Loss Distributions**. Journal of Banking & Finance, v.26, p.1443–1471, 2002.
- [48] ROCKAFELLAR, R.T., URYASEV, S. **Optimization of Conditional Value-at-Risk**. Research Report #99-4, Center for Applied Optimization at the University of Florida, 1999.
- [49] RUDNICK, H.; BARROSO, L.A.; SKERK, C.; BLANCO, A. **South American reform lessons - twenty years of restructuring and reform in Argentina, Brazil, and Chile**. IEEE Power and Energy Magazine, v.3, 2005.
- [50] SOARES, L.; STREET, A.; LINO, P.; GRANVILLE, S.; BARROSO, L.A.; GUIMARÃES, A.R.; PEREIRA, M.V. **Precificação e Seleção de Novos Empreendimentos de Geração no Setor Elétrico Brasileiro: um Enfoque Risco Retorno**. XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, 2007.
- [51] STREET, A. **Estratégia de Oferta de Geradoras em Leilões de Contratação de Energia**. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-Rio, 2004.
- [52] STREET, A.; BARROSO, L.A.; CAHUANO, J.; GRANVILLE, S.; ROSENBLATT, J.; THOMÉ, L.; PEREIRA, M.V.; KELMAN, R.; FARIA, E.; VEIGA, A. **Estratégias de Atuação de Agentes Geradores sob**

- Incerteza em Leilões de Contratos de Energia Elétrica.** XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, 2005.
- [53] TARJANNE R.; LUOSTARINEN, K. **Competitiveness Comparison of the Electricity Production Alternatives.** Lappeenranta University of Technology Research Report EN B-156, 2003.
- [54] VON DER FEHR, N.H., HARBORD, D. **Competition in Electricity Spot Markets Economic Theory and International Experience.** Memorandum, Departmente of Economics, University of Oslo, 1998.
- [55] YOUNG, M.R. **A Minimax Portfolio Selection Rule with Linear Programming Solution.** Management Science, v.44, p.673-683, 1998.

## 11

### Apêndice A - Metodologia de Cálculo do Preço do Contrato

O cálculo do preço final do contrato utiliza um processo iterativo de convergência da TIR. O preço final deve assegurar uma TIR-VaR igual ao retorno *target* especificado pelo investidor avesso a risco. O prêmio de risco (sobre-preço) é calculado como a diferença entre o preço final e o preço  $P_0$  do investidor neutro a risco, que é o preço que assegura uma TIR média igual ao retorno *target* especificado. O processo é descrito em detalhes a seguir:

#### **Passo 1: Cálculo do preço $P_0$ (investidor neutro a risco)**

O algoritmo especifica um preço inicial e calcula a TIR média dos fluxos de caixa de cada cenário sorteado. Se esse valor for maior/menor que o retorno *target* especificado, o algoritmo reduz/eleva o preço do contrato até que a TIR média seja igual ao *target*. O preço  $P_0$  é determinado quando o processo converge.

#### **Passo 2: Cálculo do prêmio de risco (sobre-preço)**

O cálculo do preço final do contrato  $P^c$  é análogo ao do  $P_0$ . O algoritmo especifica um preço inicial e calcula a TIR-VaR dos fluxos de caixa. Se o valor for maior/menor que o retorno *target* especificado, o algoritmo reduz/eleva o preço do contrato até que a TIR-VaR seja igual ao *target*. O sobre-preço será simplesmente a diferença entre o preço  $P^c$  e o preço  $P_0$ .

#### **Passo 3: Decomposição do preço final do contrato**

A decomposição do preço consiste em determinar o valor presente esperado de cada parcela de custo do projeto no preço final do contrato. O cálculo de cada parcela de custo é feito sobre a distribuição de TIR's obtida no cálculo do preço  $P_0$ , aplicando o seguinte conjunto de equações:

$$\begin{aligned}
 0 &= \sum_{t=1}^T \frac{E_c P_0}{(1 + TIR_1)^t} - \sum_{t=1}^T \frac{C_{1,1}}{(1 + TIR_1)^t} - \sum_{t=1}^T \frac{C_{2,1}}{(1 + TIR_1)^t} - \dots - \sum_{t=1}^T \frac{C_{m,1}}{(1 + TIR_1)^t} \\
 0 &= \sum_{t=1}^T \frac{E_c P_0}{(1 + TIR_2)^t} - \sum_{t=1}^T \frac{C_{1,2}}{(1 + TIR_2)^t} - \sum_{t=1}^T \frac{C_{2,2}}{(1 + TIR_2)^t} - \dots - \sum_{t=1}^T \frac{C_{m,2}}{(1 + TIR_2)^t} \\
 &\vdots \\
 0 &= \sum_{t=1}^T \frac{E_c P_0}{(1 + TIR_n)^t} - \sum_{t=1}^T \frac{C_{1,n}}{(1 + TIR_n)^t} - \sum_{t=1}^T \frac{C_{2,n}}{(1 + TIR_n)^t} - \dots - \sum_{t=1}^T \frac{C_{m,n}}{(1 + TIR_n)^t}
 \end{aligned}$$

Como  $P_0$  independe do cenário, pode ser retirado do somatório e isolado:

$$\begin{aligned}
 P_0 &= \frac{\sum_{t=1}^T \frac{C_{1,1}}{(1 + TIR_1)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_c}{(1 + TIR_1)^t}} + \frac{\sum_{t=1}^T \frac{C_{2,1}}{(1 + TIR_1)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_c}{(1 + TIR_1)^t}} + \dots + \frac{\sum_{t=1}^T \frac{C_{m,1}}{(1 + TIR_1)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_c}{(1 + TIR_1)^t}} \\
 P_0 &= \frac{\sum_{t=1}^T \frac{C_{1,2}}{(1 + TIR_2)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_c}{(1 + TIR_2)^t}} + \frac{\sum_{t=1}^T \frac{C_{2,2}}{(1 + TIR_2)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_c}{(1 + TIR_2)^t}} + \dots + \frac{\sum_{t=1}^T \frac{C_{m,2}}{(1 + TIR_2)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_c}{(1 + TIR_2)^t}} \\
 &\vdots \\
 P_0 &= \frac{\sum_{t=1}^T \frac{C_{1,n}}{(1 + TIR_n)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_c}{(1 + TIR_n)^t}} + \frac{\sum_{t=1}^T \frac{C_{2,n}}{(1 + TIR_n)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_c}{(1 + TIR_n)^t}} + \dots + \frac{\sum_{t=1}^T \frac{C_{m,n}}{(1 + TIR_n)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_c}{(1 + TIR_n)^t}}
 \end{aligned}$$

Os valores de cada parcela de custo no preço  $P_0$  serão as médias entre os  $n$  cenários simulados:

$$P_0 = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \left( \frac{\sum_{t=1}^T \frac{C_{j,1}}{(1 + TIR_j)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_c}{(1 + TIR_j)^t}} \right) + \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \left( \frac{\sum_{t=1}^T \frac{C_{j,2}}{(1 + TIR_j)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_c}{(1 + TIR_j)^t}} \right) + \dots + \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \left( \frac{\sum_{t=1}^T \frac{C_{j,m}}{(1 + TIR_j)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_c}{(1 + TIR_j)^t}} \right)$$

O sobre-preço exigido pelo investidor avesso a risco entra como um componente de *hedge* que se soma ao preço  $P_0$ . Dessa forma, o preço final exigido pelo investidor avesso a risco  $P^c$  será a soma das parcelas de cada custo do empreendimento (cuja soma é igual a  $P_0$ ) mais o *hedge*.

## 12

### Apêndice B - Algoritmos de Cálculo da Carteira Ótima Incorporando o Critério do VaR

#### 12.1.

#### Modelo MV – Algoritmo iterativo de convergência da TIRVaR

##### Variáveis do Modelo MV

$Lsup$  = Limite superior (Maior retorno entre os projetos candidatos)

$Linf$  = Limite inferior (Menor retorno entre os projetos candidatos)

$P$  = Passo (input especificado)

$T$  = Tolerância (input especificado)

$Niter$  = Número máximo de iterações (input especificado)

$R^*$  = TIRVaR target (input especificado)

$G$  = Retorno médio target (ajustado no processo de convergência da TIRVaR)

$R$  = Retorno médio da carteira

TIRVaR = Retorno *percentil-p* da carteira (resultado da solução do problema MV)

$1 - p$  = nível de confiança (input especificado)

$\mathbf{X} = \{X_1, X_2, \dots, X_n\}$  vetor com os percentuais de participação em cada projeto

##### Problema MV

Objetivo: minimizar a variância da carteira

$$\min \sigma^2(\mathbf{X})$$

Vetor de decisão:  $\mathbf{X}$

Restrições:

- 1)  $R \geq G$
- 2)  $\sum_{i=1}^n X_i = 100\%$
- 3)  $\mathbf{X} \geq 0$

##### Processo de convergência da TIRVaR – Parte 1

$$G = Lsup$$

Otimiza Problema MV

contador = 0

Fazer enquanto TIRVaR <  $R^*$

Se  $G = Linf$  Então

Fim: “NÃO É POSSÍVEL ATINGIR A RESTRIÇÃO DE VAR ESPECIFICADA”



```

Fim do Se
Se  $G - P < Linf$  Então
     $G = G - (G - Linf)$ 
Caso contrário
     $G = G - P$ 
Fim do Se
contador = contador + 1
Otimiza Problema MV
Loop
Se contador = 0 Então
    Fim: "CARTEIRA DE MAIOR RETORNO JÁ ATENDE A RESTRIÇÃO DE VAR"
Fim do Se

```

### Processo de convergência da TIRVaR – Parte 2 (bisseção)

```

 $v\_inf = G$ 
 $v\_sup = G + P$ 
 $best = 999999$ 
 $best\_ret = G$ 
 $best\_sol = X$ 
iteração = 0
Fazer enquanto  $TIRVaR < R^* - T$  ou  $TIRVaR > R^* + T$ 
    Se iteração = Niter Então
         $G = best\_ret$ 
         $X = best\_sol$ 
        Fim: "NÃO FOI POSSÍVEL ENCONTRAR UMA CARTEIRA COM O VAR
        ESPECIFICADO. SOLUÇÃO É A QUE POSSUI O VAR MAIS PRÓXIMO
        DO ESPECIFICADO".
    Fim do Se
     $G = (v\_sup + v\_inf) / 2$ 
    Otimiza Problema MV
    Se  $TIRVaR > R^* + T$  Então
         $v\_inf = G$ 
    Caso contrário
         $v\_sup = G$ 
    Fim do Se
    Se  $|TIRVaR - R^*| \leq best$  Então
         $best = |TIRVaR - R^*|$ 
         $best\_ret = G$ 
         $best\_sol = X$ 
    Fim do Se
    iteração = iteração + 1
Loop
Fim: "SOLUÇÃO ÓTIMA ENCONTRADA = X"

```

**12.2.****Modelo MM – Algoritmo iterativo de convergência da TIRVaR****Variáveis do Modelo MM**

$Lsup$  = Limite superior (Maior retorno entre os projetos candidatos)

$Linf$  = Limite inferior (Menor retorno entre os projetos candidatos)

$P$  = Passo (input especificado)

$T$  = Tolerância (input especificado)

$Niter$  = Número máximo de iterações (input especificado)

$R^*$  = TIRVaR target (input especificado)

$G$  = Retorno médio target (ajustado no processo de convergência da TIRVaR)

$R$  = Retorno médio da carteira

TIRVaR = Retorno *percentil-p* da carteira (resultado da solução do problema MV)

$1 - p$  = nível de confiança (input especificado)

$\mathbf{X} = \{X_1, X_2, \dots, X_n\}$  vetor com os percentuais de participação em cada projeto

**Problema MM**

Objetivo: maximizar o retorno da carteira no pior cenário

$\max M$

Vetor de decisão:  $\mathbf{X}$

Restrições:

- 1)  $\sum_{i=1}^n X_i R_{i,s} - M \geq 0$
- 2)  $R \geq G$
- 3)  $\sum_{i=1}^n X_i = 100\%$
- 4)  $\mathbf{X} \geq 0$

**Processo de convergência da TIRVaR – Parte 1**

$G = Lsup$

Otimiza Problema MM

contador = 0

Fazer enquanto TIRVaR <  $R^*$

Se  $G = Linf$  Então

Fim: “NÃO É POSSÍVEL ATINGIR A RESTRIÇÃO DE VAR ESPECIFICADA”

Fim do Se

Se  $G - P < Linf$  Então

$$G = G - (G - Linf)$$

Caso contrário

$$G = G - P$$

Fim do Se

contador = contador + 1

Otimiza Problema MM

Loop

Se contador = 0 Então

Fim: “CARTEIRA DE MAIOR RETORNO JÁ ATENDE A RESTRIÇÃO DE VAR”

Fim do Se

**Processo de convergência da TIRVaR – Parte 2 (bisseção)**

$v_{inf} = G$

$v_{sup} = G + P$

$best = 999999$

$best\_ret = G$

$best\_sol = X$

iteração = 0

Fazer enquanto  $TIRVaR < R^* - T$  ou  $TIRVaR > R^* + T$

Se iteração = *Niter* Então

$G = best\_ret$

$X = best\_sol$

Fim: “NÃO FOI POSSÍVEL ENCONTRAR UMA CARTEIRA COM O VAR ESPECIFICADO. SOLUÇÃO É A QUE POSSUI O VAR MAIS PRÓXIMO DO ESPECIFICADO”.

Fim do Se

$G = (v_{sup} + v_{inf}) / 2$

Otimiza Problema MM

Se  $TIRVaR > R^* + T$  Então

$v_{inf} = G$

Caso contrário

$v_{sup} = G$

Fim do Se

Se  $|TIRVaR - R^*| \leq best$  Então

$best = |TIRVaR - R^*|$

$best\_ret = G$

$best\_sol = X$

Fim do Se

iteração = iteração + 1

Loop

Fim: “SOLUÇÃO ÓTIMA ENCONTRADA = X”

**12.3.****Modelo CVaR – Algoritmo iterativo de convergência da TIRVaR****Variáveis do Modelo CVaR**

$\lambda$  = Coeficiente de aversão a risco (ajustado no processo de convergência da TIRVaR)

$\lambda_{MAX}$  = Coeficiente de aversão a risco máximo (input especificado)

$P$  = Passo (input especificado)

$T$  = Tolerância (input especificado)

$Niter$  = Número máximo de iterações (input especificado)

$R$  = Retorno médio da carteira

$R_{i,s}$  = Retorno do projeto  $i$  na série  $s$

$R^*$  = TIRVaR target (input especificado)

TIRVaR = Retorno *percentil-p* da carteira (resultado da solução do problema CVaR)

$1 - p$  = nível de confiança (input especificado)

$d_s$  = montante (% a.a.) abaixo de  $R^*$  na série  $s$  (resultado da solução do problema CVaR)

$S$  = total de séries (input especificado)

$1 - \alpha$  = percentual do número de séries em que  $d_s \neq 0$  (resultado do problema CVaR)

$\mathbf{X} = \{X_1, X_2, \dots, X_n\}$  vetor com os percentuais de participação em cada projeto

**Problema CVaR**

Objetivo: maximizar o retorno médio da carteira penalizado pelo CVaR

$$\max R - \lambda \frac{\sum_{s=1}^S \frac{1}{S} d_s}{1 - \alpha}$$

Vetor de decisão:  $\mathbf{X}$

Restrições:

- 1)  $\sum_{i=1}^n X_i R_{i,s} + d_s \geq R^* \quad , s = 1, 2, \dots, S$
- 2)  $\sum_{i=1}^n X_i = 100\%$
- 3)  $\mathbf{X} \geq 0$

**Processo de convergência da TIRVaR – Parte 1**

$\lambda = 0$

Otimiza Problema CVaR

contador = 0

Fazer enquanto  $1 - \alpha < 1 - p$

Se  $\lambda = \lambda_{MAX}$  Então

Fim: “NÃO É POSSÍVEL ATINGIR A RESTRIÇÃO DE VAR ESPECIFICADA”

Fim do Se

Se  $\lambda + P > \lambda_{MAX}$  Então

$$\lambda = \lambda + (\lambda_{MAX} - \lambda)$$

Caso contrário

$$\lambda = \lambda + P$$

Fim do Se

contador = contador + 1

Otimiza Problema CVaR

Loop

Se contador = 0 Então

Fim: “CARTEIRA DE MAIOR RETORNO ( $\lambda = 0$ ) JÁ ATENDE A RESTRIÇÃO DE VAR”

Fim do Se

### Processo de convergência da TIRVaR – Parte 2 (bisseção)

$v\_inf = \lambda - P$

$v\_sup = \lambda$

$best = 999999$

$best\_ret = \lambda$

$best\_sol = \mathbf{X}$

iteração = 0

Fazer enquanto  $(1 - \alpha) > (1 - p) + T$  ou  $(1 - \alpha) < (1 - p) - T$

Se iteração = *Niter* Então

$\lambda = best\_ret$

$\mathbf{X} = best\_sol$

Fim: “NÃO FOI POSSÍVEL ENCONTRAR UMA CARTEIRA COM O VAR ESPECIFICADO. SOLUÇÃO É A QUE POSSUI O VAR MAIS PRÓXIMO DO ESPECIFICADO”.

Fim do Se

$\lambda = (v\_sup + v\_inf) / 2$

Otimiza Problema CVaR

Se  $(1 - \alpha) < (1 - p) - T$  Então

$v\_inf = \lambda$

Caso contrário

$v\_sup = \lambda$

Fim do Se

Se  $|(1 - \alpha) - (1 - p)| \leq best$  Então

$best = |(1 - \alpha) - (1 - p)|$

$best\_ret = \lambda$

$best\_sol = \mathbf{X}$

Fim do Se

iteração = iteração + 1

Loop

Fim: “SOLUÇÃO ÓTIMA ENCONTRADA

### 13 Apêndice C – Especificação dos Riscos das Tecnologias Simuladas

As tabelas a seguir apresentam os fatores de risco e as respectivas probabilidades de ocorrência para cada tecnologia simulada no Capítulo 8.

Tabela 13.1 – Ciclo Combinado a Gás Natural

Investimento		Atraso na data de entrada em operação			Redução da Receita		
R\$/kW-inst	Probabilidade	Meses de atraso	Custo associado (MM R\$/mês)	Probabilidade	Mês da redução	Redução	Probabilidade
1300	60.0%	0	0	70.0%	0	0%	80.0%
+5%	15.0%	1	40	15.0%	36	2%	10.0%
+10%	10.0%	2	40	7.5%	48	5%	10.0%
+15%	5.0%	3	40	5.0%			
-5%	5.0%	6	40	2.5%			
-10%	5.0%						

Tabela 13.2 – Ciclo Combinado a GNL

Investimento		Atraso na data de entrada em operação			Redução da Receita		
R\$/kW-inst	Probabilidade	Meses de atraso	Custo associado (MM R\$/mês)	Probabilidade	Mês da redução	Redução	Probabilidade
1300	60.0%	0	0	50.0%	0	0.0%	40.0%
+5%	15.0%	1	40	15.0%	36	2.0%	10.0%
+10%	10.0%	2	40	10.0%	36	5.0%	10.0%
+15%	5.0%	3	40	10.0%	48	5.0%	10.0%
-5%	5.0%	6	40	10.0%	48	7.5%	10.0%
-10%	5.0%	9	40	5.0%	60	10.0%	10.0%
					60	15.0%	10.0%

Tabela 13.3 – Turbina a Vapor de Biomassa de Cana de Açúcar

Investimento		Atraso na data de entrada em operação			Redução da Receita		
R\$/kW-inst	Probabilidade	Meses de atraso	Custo associado (MM R\$/mês)	Probabilidade	Mês da redução	Redução	Probabilidade
2800	60.0%	0	0	50.0%	0	0.0%	50.0%
+5%	15.0%	1	4	15.0%	30	5.0%	10.0%
+10%	10.0%	2	4	10.0%	60	5.0%	20.0%
+15%	5.0%	3	4	10.0%	90	5.0%	20.0%
-5%	5.0%	4	4	5.0%			
-10%	5.0%	5	4	5.0%			
		6	4	5.0%			

Tabela 13.4 – Turbina a Vapor de Carvão Importado

TVCI

Investimento		Atraso na data de entrada em operação			Redução da Receita		
R\$/kW-inst	Probabilidade	Meses de atraso	Custo associado (MM R\$/mês)	Probabilidade	Mês da redução	Redução	Probabilidade
2200	60.0%	0	0	75.0%	0	0%	80.0%
+5%	10.0%	1	40	10.0%	36	2%	10.0%
+10%	10.0%	2	40	10.0%	48	5%	10.0%
-5%	10.0%	3	40	5.0%			
-10%	10.0%						

Tabela 13.5 – Turbina a Vapor de Carvão Nacional

TVCN

Investimento		Atraso na data de entrada em operação			Redução da Receita		
R\$/kW-inst	Probabilidade	Meses de atraso	Custo associado (MM R\$/mês)	Probabilidade	Mês da redução	Redução	Probabilidade
2800	50.0%	0	0	60.0%	0	0%	90.0%
+5%	20.0%	1	40	15.0%	36	2%	10.0%
+10%	10.0%	2	40	7.5%			
+20%	5.0%	3	40	5.0%			
-5%	5.0%	4	40	5.0%			
-10%	5.0%	5	40	5.0%			
-15%	5.0%	6	40	2.5%			

Tabela 13.6 – Hidrelétrica

UHEN

Investimento		Atraso na data de entrada em operação			Redução da Receita		
R\$/kW-inst	Probabilidade	Meses de atraso	Custo associado (MM R\$/mês)	Probabilidade	Mês da redução	Redução	Probabilidade
2500	50.0%	0	0	70.0%	0	0%	90.0%
+5%	20.0%	1	40	15.0%	36	5%	10.0%
+10%	10.0%	2	40	7.5%			
+20%	5.0%	3	40	5.0%			
+50%	5.0%	6	40	2.5%			
-5%	5.0%						
-10%	5.0%						