

Bernardo V. Bezerra

**ESTRATÉGIA DE OFERTA EM LEILÕES
DE OPÇÕES DE COMPRA DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Dissertação de Mestrado

Departamento de Engenharia Elétrica

Programa de Pós-Graduação em

Engenharia Elétrica

Rio de Janeiro

22/02/2006



Bernardo V. Bezerra

**ESTRATÉGIA DE OFERTA EM LEILÕES DE OPÇÕES DE
COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação de Mestrado

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

Orientador: Oscar Porto

Co-orientador: Mário Veiga Ferraz Pereira

Rio de Janeiro

22/02/2006

Bernardo Vieira Bezerra

**ESTRATÉGIA DE OFERTA EM LEILÕES DE OPÇÕES DE
COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA**

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

Dr. Oscar Porto

Departamento de Engenharia Elétrica - PUC-Rio

Dr. Mário Veiga Ferraz Pereira

Co-Orientador

PSR Consultoria Ltda

Rio de Janeiro, 22/02/2006

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

Bernardo Bezerra

Graduou-se em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Apoio à Decisão e em Engenharia de Produção Elétrica na PUC-RJ em 2003. Atuou na empresa Mercados de Energia, onde participou ativamente de estudos relacionados à avaliação financeira de projetos; comercialização de energia; integração dos setores de gás e energia; estudos de planejamento energético e na precificação de contratos de opção de energia (tema deste trabalho).

Ficha Catalográfica

Bezerra, Bezerra

CDD:

Dedicatória
À minha irmã Maria Krishna

Agradecimentos

Agradeço à Grazielly Braga de Aquino, minha amada companheira, pelo amor, carinho e paciência.

À minha família. Ao meu pai Luiz Fernando E. Bezerra, minha mãe Leia Magalhães Vieira e meus irmãos (Bárbara, Bruno e Maria), além de todos os demais, pelo carinho, amor e apoio neste desafio. Sem eles seria impossível dar este passo.

Ao orientador Mario Veiga Ferraz Pereira, pela oportunidade concedida e confiança nas responsabilidades envolvidas. Agradeço pela excelente orientação em todas as etapas deste trabalho.

Ao orientador Oscar Porto, pela motivação e oportunidades concedidas durante toda minha vida acadêmica.

Ao grande amigo Luiz Augusto, um especial agradecimento. Pelas horas de sono perdidas e dedicadas a todas as fases deste trabalho. Agradeço também pela orientação, pela amizade e pelos incentivos acadêmicos e profissionais.

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

A todos os amigos da Mercados de Energia e PSR Consultoria.

Resumo

Bezerra, Bernardo Vieira. **Estratégia de Oferta em Leilões de Opção de Compra de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, 2005, 120 pag. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio).

Diversos países vêm utilizando leilões de contratos como mecanismos para induzir à expansão da oferta do sistema elétrico. Em sua grande maioria, o tipo de contrato licitado é um contrato financeiro do tipo “forward”. Mais recentemente, o uso de contratos de opção vem sendo utilizado. No caso do Brasil, os contratos de opção de energia elétrica vêm sendo licitados pelas distribuidoras (opção de compra). Nestes leilões, o vendedor (gerador) participante realiza ofertas simultâneas do prêmio da opção e de seu strike price. Dessa forma, um primeiro desafio é a comparação entre opções com distintos strikes e prêmios. Para um gerador termoelétrico, o desafio subsequente é como realizar estratégias de ofertas nestes leilões que maximize o retorno do agente, que o torne competitivo e que satisfaça seu perfil de risco. O objetivo desta dissertação de mestrado é desenvolver uma metodologia para determinar a estratégia de oferta de termelétricas em leilões de contratos de opção de compra de energia elétrica. Inicialmente, será apresentado o critério de comparação das opções com distintas características. Em seguida, será estudado o problema de determinar o binômio prêmio de risco e o preço de exercício que devem ser ofertados, visando maximizar a competitividade do projeto no leilão. Adicionalmente, serão analisadas a influência de incerteza no fornecimento de combustível (que introduz incerteza no custo variável de produção) e o perfil de aversão a risco do gerador. Exemplos e estudos de caso serão ilustrados para uma termelétrica bicombustível com incerteza na disponibilidade de gás natural.

Palavras-chave

Engenharia Elétrica, Leilões de Energia Elétrica, *Value at Risk*, Otimização Estocástica, Programação Linear, Risco de contratação, Opção de Compra, Precificação de Opções.

Abstract

Bezerra, Bernardo Vieira. **Bidding Strategies in Auctions for Energy Call Options**. Rio de Janeiro, February 2005, 120 pag. MSc. Thesis – Electrical Engineering Department, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio).

The use of a contract auction scheme to induce the electricity system expansion is been carried out worldwide. In most of the cases, the auctioned contract is a financial forward contract. More recently, option contracts are been implemented. In Brazil, energy call options are offered to distribution companies in an auction scheme. On these auctions, the seller (generator) bids both the strike price and the option premium. Consequently, the first challenge is how to compare call options with different strikes and premium. From a thermo electrical generator point of view, the second challenge is how to develop a bidding strategy which maximizes its revenue, competitiveness and taking into account the risk-averse behavior. The objective of this thesis is to develop a methodology for bidding strategies for a thermal plant in auctions for long-term electricity call options. Initially, the problem of comparing call options with different strikes, quantities and premium will be addressed and the solution adopted will be described. We then analyze the optimum bidding strategy, which determinates the premium and strike bids that maximizes the generator competitiveness, taking into account the risk aversion of the generator. Additionally, the cost uncertainty influence will be analyzed (which introduces variable cost uncertainty). Examples and case studies are presented with data from the Brazilian system for a dual-fuel generator with natural gas availability uncertainty.

Keywords

Electrical Engineering, Electrical power auctions, Value at Risk, Stochastic Optimization, Linear Programming, Contract Risks, Call Options.

Sumário

1	<u>INTRODUÇÃO.....</u>	14
1.1	O PROCESSO DE REFORMA NO SETOR ELÉTRICO E A GARANTIA DE EXPANSÃO DA OFERTA.....	14
1.1.1	SINAIS DO MERCADO DE CURTO PRAZO E A EXPANSÃO DA OFERTA.....	15
1.1.2	CONTRATAÇÃO “FORWARD” DE ENERGIA E A EXPANSÃO DA OFERTA.....	16
1.1.3	CONTRATAÇÃO DE “OPÇÕES” DE ENERGIA E A EXPANSÃO DA OFERTA.....	16
1.2	CONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPANSÃO DA OFERTA NO BRASIL.....	18
1.2.1	MODALIDADES DE CONTRATAÇÃO	19
1.2.2	CONTRATOS A TERMO E O LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE.....	20
1.2.3	CONTRATOS DE OPÇÃO E O LEILÃO DE ENERGIA NOVA	21
1.2.4	COMPARAÇÃO DAS OFERTAS EM LEILÕES DE OPÇÕES	21
1.3	ESTRATÉGIAS DE OFERTAS EM LEILÕES DE OPÇÕES DE COMPRA DE ENERGIA .	22
1.3.1	OFERTAS SIMULTÂNEAS DE STRIKE E PRÊMIO	22
1.3.2	INCERTEZA NO SUPRIMENTO DE COMBUSTÍVEL.....	23
1.4	OBJETIVO DESTA DISSERTAÇÃO.....	23
1.5	ORGANIZAÇÃO DA TESE	24
2	<u>FORMAÇÃO DE PREÇOS NO MERCADO DE CURTO PRAZO.....</u>	25
2.1	SISTEMAS PURAMENTE TÉRMICOS	25
2.1.1	DESPACHO ECONÔMICO.....	25
2.1.2	SOLUÇÃO DO DESPACHO ECONÔMICO	26
2.1.3	PREÇO SPOT.....	26
2.1.4	VENDA NO MERCADO DE CURTO PRAZO E RENDA LÍQUIDA	26
2.1.5	EXEMPLO.....	27
2.2	SISTEMAS HIDROTÉRMICOS	28
2.2.1	CUSTOS DE OPORTUNIDADE.....	28
2.2.2	ÁRVORE DE DECISÕES.....	28
2.2.3	CUSTOS OPERACIONAIS IMEDIATOS E FUTUROS	29
2.2.4	VALOR DA ÁGUA.....	30

2.2.5	FORMULAÇÃO DO DESPACHO HIDROTÉRMICO PARA UMA ETAPA	31
2.2.6	SOLUÇÃO DO PROBLEMA E CUSTOS MARGINAIS.....	33
2.2.7	EXEMPLO.....	33
2.3	CÁLCULO DA FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO.....	35
2.4	VOLATILIDADE DE PREÇOS SPOT E OS SINAIS PARA A EXPANSÃO	38
2.5	VOLATILIDADE DE PREÇOS SPOT E INVESTIMENTOS	39

3 CONTRATOS A TERMO E CONTRATOS DE OPÇÃO 41

3.1	CONTRATO A TERMO	41
3.1.1	CONTRATOS A TERMO (OU “FORWARD”).....	41
3.1.2	CONTRATOS A TERMO NO SETOR ELÉTRICO	41
3.1.3	RISCOS NO CONTRATO FORWARD	44
3.1.4	PRECIFICAÇÃO DE CONTRATOS A TERMO	46
3.2	CONTRATO DE OPÇÃO	48
3.2.1	OPÇÕES DE COMPRA	49
3.2.2	OPÇÕES DE VENDA	50
3.2.3	OPÇÕES DE COMPRA NO SETOR ELÉTRICO E OS CONTRATOS POR DISPONIBILIDADE	51

4 LEILÕES DE OPÇÃO COMO MECANISMO PARA EXPANDIR A OFERTA

55

4.1	GARANTINDO A SEGURANÇA NO SUPRIMENTO	55
4.1.1	RESPALDO DE CONTRATOS	56
4.1.2	LEILÕES DE CONTRATOS A TERMO E CONTRATOS DE OPÇÃO.....	57
4.2	LEILÕES DE OPÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: VISÃO GERAL	58
4.2.1	LEILÕES COM OFERTA DE PRÊMIO E QUANTIDADE	58
4.2.2	COMPARAÇÃO DAS OFERTAS EM LEILÕES COM OFERTAS DE PRÊMIO E QUANTIDADE	58
4.2.3	ESTRATEGIA DE OFERTA (PRÊMIO DE RISCO) EM LEILÕES COM STRIKE FIXO	59
4.2.4	LEILÕES COM OFERTA DE STRIKE, PRÊMIO E QUANTIDADE	60
4.2.5	COMPARAÇÃO DAS OFERTAS NO CASO DO BRASIL: O ÍNDICE CUSTO BENEFÍCIO	61
4.2.6	PROPRIEDADES DO ICB.....	64
4.2.7	ESTRATÉGIA DE OFERTAS EM LEILÕES DE OPÇÕES COM OFERTA DE PRÊMIO, STRIKE E QUANTIDADE	66

5 MODELOS COMPUTACIONAIS E VISÃO GERAL DA METODOLOGIA DE ESTRATÉGIA DE OFERTAS 67

5.1 CENÁRIOS DE PREÇO SPOT E DISPONIBILIDADE DE GÁS 67

5.2 METODOLOGIA 70

6 ESTRATÉGIAS DE OFERTA EM LEILÕES DE OPÇÕES: UM EXEMPLO 71

6.1 CÁLCULO DO PRÊMIO DE RISCO 71

6.1.1 TÉRMICA NEUTRA A RISCO 73

6.1.2 TÉRMICA AVESSA A RISCO 74

6.2 ESTRATÉGIA DE OFERTA 75

6.2.1 EXEMPLO DA METODOLOGIA 76

6.3 ESTRATÉGIA DE OFERTA SOB INCERTEZA NO SUPRIMENTO DE COMBUSTÍVEL .77

6.3.1 CUSTO VARIÁVEL DE TÉRMICA BICOMBUSTÍVEL 78

6.3.2 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA 79

6.3.3 EXEMPLO DA METODOLOGIA PROPOSTA – CASO BICOMBUSTÍVEL 79

6.4 REDECLARAÇÃO DO CUSTO VARIÁVEL 82

7 ESTRATÉGIAS DE OFERTA EM LEILÕES DE OPÇÕES: ESTUDO DE CASO APLICADO AO SISTEMA BRASILEIRO 84

7.1 MODELAGEM DA INCERTEZA NO SUPRIMENTO DE COMBUSTÍVEL 84

7.1.1 INTEGRAÇÃO GAS-ELETRICIDADE 84

7.1.2 MODELAGEM DO SISTEMA DE PRODUÇÃO E TRANSPORTE DE GÁS 85

7.2 ESTUDO DE CASO PARA O LEILÃO DE ENERGIA NOVA DE 2005 86

7.2.1 DESCRIÇÃO DO ESTUDO DE CASO 87

7.3 RESULTADOS 88

7.3.1 CASO NEUTRO A RISCO 88

7.3.2 CASO AVESSO A RISCO 91

7.3.3 RESULTADOS CONSIDERANDO REDECLARAÇÃO DE CUSTO 93

8 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS 95

8.1 CONCLUSÕES 95

8.2 TRABALHOS FUTUROS 96

9	<u>REFERÊNCIAS.....</u>	<u>97</u>
10	<u>ANEXO A: MÉTRICAS DE RISCO</u>	<u>103</u>
10.1	O MODELO DE OTIMIZAÇÃO DE PORTFOLIOS DE MARKOWITZ.....	103
10.2	VALUE AT RISK (VAR).....	107
10.3	DOWNSIDE RISK	108
10.4	FUNÇÕES DE UTILIDADE	111
10.4.1	CONCEITO	111
10.4.2	O EQUIVALENTE À CERTEZA	111
10.4.3	EXEMPLO.....	112
11	<u>ANEXO B: MODELO ESTOCÁSTICO DE DESPACHO DO GÁS – SGAS</u>	<u>114</u>
11.1	O MODELO SGAS	114

Lista de Figuras

Figura 2-1 – Processo Decisório em Sistemas Hidrotérmicos	29
Figura 2-2 – Custos (\$) Imediatos e Futuros contra Armazenamento Final (Hm ³)	29
Figura 2-3 – Cálculo da FCF	30
Figura 2-4 – Despacho Ótimo.	31
Figura 2-5 – Balanço hídrico do reservatório.....	32
Figura 2-6 – Função de Custo Futuro.....	34
Figura 2-7 – Definição dos Estados do Sistema.....	35
Figura 2-8 – Cálculo da Decisão Ótima por Cenário - Último Estágio.....	36
Figura 2-9 – Cálculo do primeiro segmento da FCF.....	36
Figura 2-10 – FCF Linear por partes para o Estágio T-1	37
Figura 2-11 – Cálculo do custo operativo para o estágio T-1 e FCF para T-2.....	37
Figura 2-12 – Sistema SE/CO – Custo marginal de curto prazo.....	38
Figura 2-13 – Distribuição do Preço “spot” (R\$/MWh)	39
Figura 3-1 – Distribuição da Receita do Gerador – contrato por quantidade.....	44
Figura 3-2 – Preços “spot” x Nível de Armazenamento (I) – situação seca	45
Figura 3-3 – Preços “spot” x Nível de Armazenamento (II) – situação úmida.....	45
Figura 3-4 – Lucro com Opção de Compra.....	50
Figura 3-5 – Lucro Com Opção de Venda	51
Figura 3-6 – Distribuição da Receita do Gerador – contrato de opção de compra	54
Figura 4-1 - Lastro x Geração Mínima e Lastro x Preço de Exercício.....	56
Figura 4-2 – Comparação entre ofertas nos leilões prêmio-quantidade	59
Figura 4-3 – Valor esperado do custo operativo x preço de exercício	64
Figura 5-1 – Cadeia de modelos utilizada na minimização do ICB	68
Figura 6-1 – Valor presente da receita operativa da usina	73
Figura 6-2 – Valor presente da receita líquida – térmica neutra a risco.....	74
Figura 6-3 – Valor presente da receita líquida – térmica avessa a risco	75
Figura 6-4 – Curva strike x ICB	77
Figura 6-5 – Curva strike x ICB (incerteza no custo).....	81
Figura 6-6 – Strike Ótimo para Cada Nível de Indisponibilidade.....	81
Figura 6-7 – Receita Extra com Redecaração	82
Figura 7-1 – Fluxo de Informações SGAS	86

Figura 7-2 – Preço de exercício ótimo – térmica neutra a risco	89
Figura 7-3 – Distribuição do valor presente das receitas (neutro a risco)	90
Figura 7-4 – Receita líquida total durante o contrato	91
Figura 7-5 - Distribuição do valor presente das receitas (avesso a risco)	91
Figura 7-6 – Comparação das receitas – <i>série #153</i>	92
Figura 7-7 – Preço de exercício ótimo – térmica avessa a risco.....	92
Figura 7-8 - Distribuição do valor presente das receitas (redeclaração)	94
Figura 10-1 - Distribuição da Geração	104
Figura 10-2 - Medida de Risco	105
Figura 10-3 – Portfolios de Variância Mínima.....	106
Figura 10-4 – O Conceito de VaR	107
Figura 10-5 – Distribuições de Retorno Assimétricas.....	109
Figura 10-6 – Fronteira Eficiente – Downside Risk.....	110
Figura 10-7 – Tipos de Função de Utilidade	111
Figura 10-8 – Possível Função Utilidade	112
Figura 10-9 – Equivalente a Certeza	113
Figura 11-1 – Fluxo de dados do SGAS.....	115
Figura 11-2 – Grafo representando rede de gasodutos	116

Lista de Tabela

Tabela 2-1 – Características das Termelétricas	27
Tabela 2-2 – Características da Hidrelétrica.....	33
Tabela 2-3 – Despacho Ótimo – Sistema Hidrotérmico.....	34
Tabela 3-1 – Cenários de preços spot.....	47
Tabela 4-1 – Características das opções	61
Tabela 6-1 – Características térmica T_1	76
Tabela 6-2 – Características térmica T_2	79
Tabela 7-1 – Características da térmica T_1	87
Tabela 7-2 – Resultado (neutro a risco)	89
Tabela 7-3 – Resultado (avesso a risco).....	93
Tabela 7-4 – Resumo dos resultados	94
Tabela 10-1 – Cenários de geração.....	104

Siglas Utilizadas

ACL:	Ambiente de Contratação Livre
ACR:	Ambiente de Contratação Regulado
CCEAR:	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE:	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CNPE:	Conselho Nacional de Política Energética
CV:	Custo Variável
ICB:	Índice Custo Benefício
MME:	Ministério de Minas e Energia
O&M:	Operação e Manutenção
ONS:	Operador Nacional do Sistema
PMO:	Plano Mensal de Operação
VaR:	Valor no Risco (<i>Value at Risk</i>)
VP:	Valor Presente

1 INTRODUÇÃO

1.1 O processo de Reforma no Setor Elétrico e a garantia de expansão da oferta

O desenho institucional do modelo do setor elétrico de qualquer país tem como objetivo principal induzir um fornecimento de energia elétrica que seja *confiável*, garantindo a “segurança” do atendimento à demanda e a expansão da oferta de energia; e que seja *eficiente*, o que é traduzido em tarifas módicas para o consumidor final [19][57]. Visando atingir estes objetivos, desde o início dos anos 90 a indústria de eletricidade em muitos países vem passando por um processo de reestruturação com ênfase na introdução de competição em seus segmentos, e, com isso, buscando uma maior eficiência para o consumidor final.

Embora os detalhes do processo de reforma e o desenho institucional sejam diferentes em cada país [19], a organização geral, na maioria dos casos, passa pela substituição do planejamento centralizado, tanto da operação quanto da expansão do sistema, por procedimentos de mercado, onde os agentes geradores são livres para tomar suas decisões de investimento (longo-prazo) e produção (curto-prazo), sendo também responsáveis pelos riscos decorrentes destas decisões. Um dos componentes básicos do processo de reestruturação é o mercado atacadista de energia 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 oferta x demanda de eletricidade é o mais importante subproduto do mercado spot, e fornece o valor (preço) da energia no mercado “a vista”. Desta forma, aplicam-se ao Setor Elétrico os fundamentos básicos da teoria econômica [57], onde o preço de qualquer mercadoria num ambiente de mercado resulta do equilíbrio entre a oferta e demanda do produto subjacente.

1.1.1 Sinais do Mercado de Curto Prazo e 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 nos preços spot: um aumento na demanda de energia ao longo do tempo resultaria num aumento nos preços spot de energia, que motivariam 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 nestes princípios durante a década de 90. Embora algumas experiências positivas tenham sido reportadas [54][19][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. Isto é especialmente verdadeiro em sistemas com forte participação hidroelétrica 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 somente quando se está muito próximo de uma crise de suprimento, quando não há mais tempo para fazer investimentos [49] e aumenta a chance de haver crises de suprimento de energia¹. Adicionalmente, observou-se que a remuneração spot pode ser igualmente volátil resultando em um fluxo de caixa muito variável para o projeto e dificultando assim a obtenção do financiamento², o que por sua vez dificulta a implantação do projeto.

¹ Por exemplo, um estudo recente preparado pelo Banco Mundial [26] indica que aproximadamente 20 países, incluindo o Brasil, passaram por problemas de racionamento ou blackouts durante 1995 – 2001. Foi identificado que o sinal econômico do preço spot não foi forte o suficiente para induzir novos investimentos para a expansão da oferta em muitos casos.

² Muitos geradores são viabilizados economicamente através de estruturas de financiamento concedidas na modalidade “project finance”, onde o projeto é o único responsável pelas receitas para pagar os custos de financiamento

1.1.2 Contratação “forward” de Energia e a Expansão da Oferta

Reconhecendo as dificuldades anteriores, muitos países realizaram ajustes em seus marcos regulatórios [49] com o objetivo de elevar a importância dos instrumentos financeiros para a segurança e estabilidade do fluxo de caixa do investidor. Em particular, foi observado que os contratos bilaterais a termo (ou contratos “forward”) são instrumentos financeiros com grande importância na atração de investimento: em um contrato forward, o gerador recebe um pagamento fixo (\$/MWh) das distribuidoras pelo montante contratado e realiza uma contabilização de diferenças entre o montante efetivamente produzido / contratado no mercado *spot*. Com isso, o contrato fornece um fluxo de receitas estável ao gerador, requerido pelas entidades financiadoras, e elimina os riscos do investimento “merchant” (aqueles baseados na remuneração *spot* pura).

Desta forma, muitos países passaram a estimular o uso de contratos forward como instrumentos para a expansão da oferta de energia elétrica. Isto ocorreu, sobretudo, devido à inserção da “obrigação de contratar” para as demandas: parte (ou totalidade) do consumo das distribuidoras (e consumidores livres) era “obrigada” a estar “contratada” com geradores e estes contratos necessitavam de respaldo físico, ou seja, garantia de produção sustentável por algum projeto específico. Com isso, a projeção de consumo de distribuidores (ou consumidores livres) precisa ser coberta por contratos que por sua vez fornecem aos novos geradores a garantia financeira necessária ao seu “project finance” e permite a entrada destes geradores no sistema. Em outras palavras, a importância do sinal de preço *spot* de curto prazo como principal instrumento para a expansão da oferta é reduzida e, se a demanda estiver 100% contratada e os contratos tiverem respaldo físico, a segurança de atendimento está garantida. No caso do Brasil este esquema foi acoplado ao uso de leilões como principais mecanismos de compra e venda de energia.

1.1.3 Contratação de “opções” de energia e a Expansão da Oferta

Os contratos a termo (*forward*) têm sido utilizados amplamente como eficientes mecanismos para gerência de risco e vêm tendo importante papel na garantia da expansão da oferta. Por outro lado, outros tipos de instrumentos

financeiros mais flexíveis também vêm sendo utilizados para gerência de riscos de geradores e consumidores. Dentre os diversos tipos, destacam-se as opções financeiras.

Enquanto num contrato forward o comprador efetua (obrigatoriamente) um pagamento fixo pela energia independentemente do preço do mercado de curto prazo, em uma opção de compra (*call*) o comprador possui o direito (e não a obrigação) de comprar energia no mercado spot todas as vezes que o preço spot estiver abaixo do preço de contrato. Quando o preço spot estiver acima, o comprador “exerce” a opção de comprar energia ao preço do contrato estabelecido. Para ter este direito, o comprador paga um prêmio (\$) ao vendedor.

Com isto, uma opção de compra fornece mais flexibilidade ao comprador do que um contrato forward: no contrato de opção existe o benefício de adquirir energia no mercado spot por um preço abaixo do preço do contrato sempre que possível.

Desta forma, alguns autores [56][38][39][40] vêm recentemente propondo cada vez mais a utilização de contratos de opção como um instrumento financeiro que possa aumentar os benefícios e a eficiência para o consumidor final. Observa-se que este benefício existe no caso do contrato forward (compensação financeira no mercado spot por diferenças entre produção física e contrato), porém é de propriedade do vendedor e nem é sempre transferido ao comprador do contrato.

Assim, estes autores visualizam no contrato de opção um produto no qual são transferidos para o consumidor os benefícios e, ao mesmo tempo, mantem-se a característica de “garantir” um preço fixo ao vendedor (de forma a viabilizar seu “project finance”). Para manter a confiabilidade de atendimento do sistema, também se exige que os contratos de opção possuam cobertura física (respaldo físico). Neste tipo de instrumento, o gerador é “alugado” pelo consumidor. Enquanto não for solicitado o despacho do gerador, a distribuidora compra energia no curto prazo para cumprir suas obrigações contratuais, beneficiando-se assim de um baixo preço spot. Quando o gerador é despachado a distribuidora cobre os seus custos variáveis de operação e em contrapartida recebe a receita de geração. Com isso o custo variável do gerador passa a ser o máximo valor pelo qual a distribuidora adquire energia no curto prazo, ou seja, o custo variável é o preço de exercício do contrato de opção e estabelece um “teto” no valor a ser desembolsado. Para a distribuidora ter o direito a um teto no preço do curto prazo

ela paga um prêmio, que é utilizado para cobrir os custos fixos e de investimento do projeto de geração.

Observe que para o gerador, o prêmio da opção corresponde ao pagamento fixo necessário para se obter a estabilidade do fluxo de caixa para viabilizar seu “project finance”. Como o requisito de respaldo físico permanece, a confiabilidade de atendimento é garantida.

Os contratos de opção foram recentemente propostos como instrumentos para garantir a expansão da oferta, e ainda têm sido intensivamente estudados para implementação em diversos mercados, como o mercado ERCOT no Texas, na Colômbia, entre outros. Como será visto adiante, o Brasil foi o primeiro país a implementar o esquema de contratação de opções de energia para garantir a expansão da oferta através de leilões.

1.2 Contratação de energia e expansão da oferta no Brasil

No caso do Brasil, a utilização da remuneração exclusivamente no spot para garantir a expansão da oferta de energia também apresentou as dificuldades anteriores: devido à predominância hidroelétrica, os preços *spot* são muito influenciados pelas condições hidrológicas. O sistema possui grandes reservatórios com capacidade de cinco anos de regularização, o que leva o preço *spot* a ser bastante baixo ao longo de muitos anos (refletindo condições hidrológicas úmidas) e com picos durante alguns meses (refletindo condições hidrológicas secas) antes de voltar aos níveis “normais”. 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, o fluxo de caixa resultante de uma remuneração spot é extremamente variável o que dificulta a garantia de “project finance”.

Visando restaurar os sinais para a entrada de novos investimentos, o novo marco regulatório brasileiro, aprovado em março de 2004 e regulamentado pelo Decreto 5.163 de Julho 2004 [9], utiliza duas regras básicas para estimular a expansão da oferta de energia de modo eficiente:

(i) toda a demanda deve estar 100% contratada. O racional reside no fato dos contratos, apesar de serem instrumentos financeiros, terem que ser respaldados por capacidade física efetiva (o chamado “lastro” de contratos). Se a demanda está

100% contratada, isto significa que há capacidade física de respaldo suficiente para atendê-la [30].

(ii) visando uma contratação eficiente de energia, o novo modelo brasileiro determinou que as distribuidoras devam contratar sua energia através de leilões anuais de mínimo preço, onde são oferecidos contratos padronizados com duração variada de 5 a 30 anos e com antecedência de entrega de 1, 3 e 5 anos. Esta antecedência no prazo de entrega permite a construção de novos equipamentos.

Posteriormente os leilões de energia foram segregados em leilões separados para energia “existente” e “nova”. Com isso, os leilões de contratos de longo prazo oferecidos com antecedência em relação à entrega de energia permitem que o vencedor da licitação consiga financiamento para a construção da usina (“project finance”).

Finalmente, de forma a assegurar da melhor maneira possível a confiabilidade de atendimento do sistema, cada projeto tem uma determinada “garantia física”, que é um valor em MW refletindo a quantidade máxima de energia que este projeto consegue suprir em base sustentável e que define o montante de energia a ser comercializado em contratos bilaterais.

1.2.1 Modalidades de contratação

Visando definir o melhor portfólio de contratos a ser oferecido para o consumidor final, o novo modelo do setor contempla as duas modalidades de contratação anteriormente descritas:

- Contratos “a termo” ou *forward* ou contratos por *quantidade de energia* – como mencionado anteriormente, neste tipo de contrato todos os custos variáveis de geração e os ganhos ou perdas financeiras (riscos hidrológicos) referentes à operação energética integrada ficam alocados aos agentes geradores.
- Contratos de “opção” de energia ou contratos *por disponibilidade de energia* - neste caso o contrato é similar a uma opção de compra: a distribuidora compra energia no mercado spot, assume os ganhos ou perdas referentes à operação energética integrada, limitando o preço de compra superiormente por um teto, que é o custo variável de operação do gerador. Quando a opção for exercida (preço spot superior ao custo variável), a distribuidora ressarcie o custo

variável do agente gerador. Com isso, os riscos hidrológicos são alocados aos distribuidores, que podem repassar para a tarifa do consumidor final. Adicionalmente, a distribuidora paga ao gerador um prêmio pela opção.

Durante o ano de 2004 – 2005 foram realizados os primeiros leilões de energia no Brasil sob a ótica do novo modelo setorial. Estes leilões fizeram uso destas distintas modalidades de contratação, como descrito a seguir.

1.2.2 Contratos a termo e o leilão de energia existente

O primeiro de leilão de energia existente foi realizado em Dezembro de 2004. Este foi um leilão de transição para o novo modelo, visando pré-contratar toda energia existente com um conjunto de contratos iniciando em 2005, 2006 e 2007. Para este leilão, foram oferecidos contratos padronizados a termo (“forward”) com 8 anos de duração. O leilão envolveu um volume total de vendas de 17.000 MW médios com os três contratos. Cerca de 98% da demanda do leilão foi contratada, totalizando um volume de negócios da ordem de R\$ 60 bilhões.

Em Abril do mesmo ano um segundo leilão foi realizado, onde foram oferecidos contratos com duração de 8 anos para início em 2008 e 2009. Foram vendidos 1.300 MW médios para 2008, o que corresponde a cerca de 40% da demanda pelo produto. Nenhum contrato foi vendido para entrega em 2009. Outros leilões foram ainda realizados em Outubro de 2005, onde novamente contratos a termo foram licitados.

Nos leilões de energia existente, os distintos contratos a termo candidatos foram escolhidos segundo o critério de menor preço. Em outras palavras, dadas às ofertas de preço e quantidade dos agentes, as mesmas eram ordenadas em ordem crescente de preços e se escolhiam os contratos mais baratos até atender a demanda. O desafio para um agente gerador neste tipo de leilão consiste em determinar a sua curva de disposição a contratar que fornece, para cada quantidade ofertada, o mínimo preço de contrato que o gerador estaria disposto a vender sua energia. Este problema foi estudado em [50], aplicado justamente ao leilão de energia existente.

1.2.3 Contratos de opção e o leilão de energia nova

No dia 16 dezembro de 2005 foi realizado o primeiro leilão para contratação de energia nova, conforme os moldes da nova regulação do setor elétrico. Foi um leilão multi-produto, onde foram ofertados simultaneamente contratos com duração de 15 e 30 anos iniciando em 2008, 2009 e 2010. Os geradores participantes totalizaram uma oferta de cerca de 6.000 MW médios para cobrir uma demanda em torno de 4.000 MW médios. Dentre os ofertantes candidatos, cerca de 60% são novos projetos hidroelétricos, sendo a diferença proveniente de térmicas a gás, carvão, óleo diesel e biomassa. A grande diferença deste leilão em relação ao de energia existente foi a adoção das opções de compra de energia como tipo de contrato oferecido para as termelétricas. A adoção desta modalidade de contratos para os geradores térmicos permitiu a participação de uma grande diversidade de tecnologias (usinas a gás, óleo diesel, óleo combustível, biomassa, carvão, etc).

Um aspecto interessante no leilão de opções de energia do Brasil diz respeito ao critério para selecionar as ofertas vencedoras. Nos modelos de leilões de opções propostos na literatura [56][38][39][40] os participantes ofertam apenas o prêmio de risco da opção, sendo o preço de exercício (*strike*) igual para todos os participantes (fixado previamente pelo regulador). O motivo para isso é a dificuldade existente em comparar diferentes ofertas do binômio prêmio e *strike*. Por exemplo, o que seria melhor para o consumidor final: uma opção de compra com alto prêmio (fixo) e baixo *strike* (variável) ou uma opção de compra com um baixo prêmio com alto *strike*? No Brasil foi proposta uma abordagem de solução para comparar ofertas com diferentes preços de exercício.

1.2.4 Comparação das ofertas em leilões de opções

Devido às diferentes características que envolvem contratos de opção com diferentes preços de exercício e prêmios, houve a necessidade de se adotar um método capaz de precificar estes contratos, tornando-os passíveis de comparação. O método adotado foi o estabelecimento de um índice custo (\$)/benefício (MWh) (ICB), que representa o custo da aquisição desta energia sob a ótica do consumidor final. O custo (\$) representa a soma do prêmio da opção e do valor

esperado dos gastos de combustível com o projeto. Por sua vez, o “benefício” corresponde à garantia física (MWh) aportada pelo projeto. Uma vez calculados os índices para cada projeto, o critério decisório consiste em se investir nos projetos por ordem decrescente de mérito, ou seja, do menor para o maior ICB.

1.3 Estratégias de ofertas em leilões de opções de compra de energia

O desafio de um agente gerador atuando em um leilão de opções de compra de energia elétrica nos moldes anteriores consiste em determinar uma estratégia de oferta (prêmio e preço de exercício) que maximize sua receita (com restrições de risco) e ao mesmo tempo minimize seu ICB, de forma a garantir a competitividade da oferta no leilão. No caso de uma termoelétrica, foco deste trabalho, as parcelas que compõe este índice são: (i) custos fixos (prêmio de risco) e (ii) custo variável, ou preço de exercício. Os custos fixos contêm o *ship or pay* do combustível, operação e manutenção da usina e o retorno sobre investimento. O custo variável contém o custo de combustível e custo de O&M variável. Adicionalmente, o custo variável de operação é utilizado junto com a declaração de inflexibilidade (geração mínima do gerador) para o cálculo da “garantia física” que respalda os contratos de opção.

1.3.1 Ofertas simultâneas de strike e prêmio

Como mencionado, no leilão proposto para o caso Brasileiro, o agente oferta o prêmio da opção e seu preço de exercício. O prêmio da opção corresponde a um valor monetário fixo (\$) que o gerador receberá por vender o produto “opção de compra” à distribuidora e o preço de exercício corresponde ao “teto” de preço de compra da distribuidora no mercado spot.

Observe que o preço de exercício declarado por um agente térmico no leilão não precisa ser o seu custo *real* de operação (O&M + custo de combustível) da usina. Em outras palavras, pode haver um descompasso entre o custo variável de operação (preço de exercício) declarado no leilão para o cálculo do ICB e o custo de operação “real” da usina. Isto poderia criar um incentivo para se ofertar preços

de exercício maiores que o custo variável de operação, o que resultaria em um “upside” no fluxo de caixa da usina toda vez que despachada (reembolso superior ao custo de operação real). Sendo assim, um agente cuja estratégia seja aumentar sua competitividade no leilão poderia abater este “upside” dos custos fixos, o que implicaria em uma redução no prêmio da opção (também ofertado).

Entretanto, a transferência deste “upside” não é trivial: a alta volatilidade do despacho faz com que os benefícios dessa estratégia sejam fortemente influenciados pelo perfil de aversão a risco de cada gerador. Além disso, o preço de exercício também é utilizado no cômputo da garantia física no ICB e seu incremento pode diminuir esta parcela, o que acarreta em uma perda de competitividade da usina no leilão (o que iria de encontro com a estratégia inicial). Surge então a primeira pergunta desta dissertação: *qual seria a oferta do binômio preço de exercício e prêmio que maximiza a competitividade do agente termoelétrico no leilão?*

1.3.2 Incerteza no suprimento de combustível

O problema fica ainda mais complexo quando existe incerteza quanto ao suprimento de combustível, que resulta em uma incerteza no custo “real” de operação da usina. Um exemplo são as térmicas a gás natural que em uma situação de escassez de combustível possuem a alternativa de operar com óleo diesel. Como o custo do gás natural é cerca de 20% do valor do combustível alternativo e o preço de exercício é fixo durante todo o período do contrato, a disponibilidade do recurso acrescenta ainda mais volatilidade ao fluxo de caixa da usina. Este fato nos leva à segunda pergunta desta dissertação: *qual seria o preço de exercício que maximiza a competitividade do agente no leilão em um ambiente de incerteza nos custos de operação?*

1.4 Objetivo desta dissertação

O objetivo desta dissertação é desenvolver uma metodologia para a estratégia de termelétricas em leilões de contratos de opção de compra de energia elétrica que determine o prêmio de risco e o preço de exercício que devem ser ofertados, visando maximizar a competitividade e levando em consideração as

incertezas nos custos variáveis do gerador e o perfil de risco do agente. Em particular será analisada a incerteza quanto à disponibilidade de gás natural para as térmicas bicombustível (que podem gerar a gás ou a um combustível alternativo – usualmente mais caro, como o óleo diesel).

1.5 Organização da Tese

Este trabalho está organizado nos seguintes capítulos:

O capítulo 2 discute a metodologia para o cálculo do despacho hidrotérmico em sistemas centralizados como o do Brasil, a formação do preço no mercado de curto prazo e a volatilidade do despacho térmico.

O capítulo 3 discute a importância dos contratos de energia como mecanismos que asseguram a confiabilidade do sistema, garantindo a estabilidade do fluxo de caixa dos geradores e proporcionando atratividade para novos empreendimentos. Os temas discutidos neste capítulo incluem a utilização de contratos a termo e contratos de opção no setor elétrico e as principais características destes instrumentos financeiros.

O capítulo 4 ilustra a utilização de leilões de contratos de opção como mecanismo para garantir a expansão da oferta. Será discutido como precificar opções em leilões de prêmio-quantidade e o problema de comparação de ofertas em leilões prêmio-strike-quantidade.

No capítulo 5 é apresentada a cadeia de modelos utilizada para “alimentar” o modelo de otimização que será visto em detalhes no capítulo 6, onde se apresenta uma metodologia para a definição da estratégia de oferta do preço de exercício e do prêmio de risco, levando em consideração o perfil de aversão a risco do gerador. Este capítulo apresenta um exemplo simplificado de aplicação da metodologia proposta.

No capítulo 7 um estudo de caso para o Leilão de Energia Nova será ilustrado com a metodologia apresentada nesta tese para uma térmica bicombustível.

O capítulo 8 apresenta as principais conclusões do trabalho e sugestões para pesquisas posteriores.

2 FORMAÇÃO DE PREÇOS NO MERCADO DE CURTO PRAZO

Este capítulo discute como é calculado o despacho econômico em sistemas centralizados e como se calcula o preço da energia no curto prazo (“*spot*”). Será discutida também a volatilidade do preço *spot* nos mercados hidrotérmicos – caso do Brasil, o que resulta em uma receita incerta para o gerador termelétrico que não está contratado. As informações aqui contidas, com algumas modificações, foram extraídas da referência [24].

2.1 Sistemas Puramente Térmicos

2.1.1 Despacho Econômico

Nos países onde se adota o despacho centralizado, caso do Brasil, um Operador Independente do Sistema determina, a cada estágio, a produção de energia de cada usina geradora. O objetivo é atender a demanda de energia do estágio ao menor custo, o chamado despacho econômico. Em sistemas puramente térmicos, o despacho econômico, em sua versão mais simples, é formulado da seguinte maneira:

$$z = \text{Min} \sum_{j=1}^J c_j g_j \quad \text{Multiplicador} \quad (2-1)$$

Sujeito a:

$$\sum_{j=1}^J g_j = d \quad \pi_d \quad (a)$$

$$g \leq \bar{g} \quad (b)$$

onde z , c_j , d , g_j e \bar{g} representam respectivamente o custo total de operação (valor a minimizar, em R\$); o custo variável de operação de cada gerador j (em R\$/MWh); a demanda do sistema (em MWh), a produção de energia elétrica (variável de

decisão, em MWh) e a capacidades de geração de cada gerador j (também em MWh).

As restrições (2-1) (a) e (2-1) (b) representam respectivamente o atendimento da carga e os limites da capacidade de geração.

2.1.2 Solução do despacho econômico

O modelo de despacho (2-1) é um problema de programação linear (PL), que neste caso simplificado pode ser resolvido por inspeção, acionando os geradores em ordem crescente de custo variável, até que a geração total iguale a demanda. No caso mais geral, onde se representa, por exemplo, a rede de transmissão, o PL pode ser resolvido por sistemas comerciais (XPRESS, CPLEX, OSL, etc).

2.1.3 Preço spot

O preço spot é, por definição, o custo de se atender a um incremento da demanda, ou seja, é a variação do custo de operação do sistema quando há um incremento de 1 MWh na demanda, dado pela derivada $\partial z/\partial d$ do problema (2-1). Da teoria de programação linear, sabe-se que esta derivada é dada pela variável dual, π_d , associada à restrição de atendimento à demanda (2-1) (a).

Neste caso simplificado, o valor de π_d também pode ser obtido por inspeção. Como um aumento da demanda seria atendido pelo aumento da geração do último gerador acionado na ordem econômica de despacho, conhecido como gerador marginal. Conclui-se, portanto, que $\pi_d = c_j^*$, onde “*” identifica este último gerador.

2.1.4 Venda no mercado de curto prazo e renda líquida

Cada gerador j recebe do mercado de curto prazo, também conhecido no Brasil como Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), um montante (R\$) correspondente ao produto do preço spot π_d (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 (R\$) dado por $\pi_d d$. 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.

Finalmente, a receita líquida de cada gerador pela venda de energia no CCEE é dada por $R_j = (\pi_d - c_j)g_j$

2.1.5 Exemplo

Os conceitos acima serão ilustrados para um parque gerador composto de três termelétricas, cujas características – capacidade instalada e custo operacional variável – estão especificadas na Tabela 2-1.

Nome	Cap. (MWh)	Custo oper. (\$/MWh)
G ₁	10	8
G ₂	5	12
G ₃	20	15

Tabela 2-1 – Características das Termelétricas

O despacho de mínimo custo para atender uma demanda de 20 MWh em uma etapa de uma hora é:

$$G_1 = 10$$

$$G_2 = 5$$

$$G_3 = 5$$

O preço spot do sistema é \$15/MWh, que corresponde ao custo operacional da termelétrica marginal, G3. A renda líquida de cada gerador é:

$$RL_1 = (\pi_d - c_1) \times g_1 = (15 - 8) \times 10 = 70$$

$$RL_2 = (15 - 10) \times 5 = 25$$

$$RL_3 = (15 - 15) \times 5 = 0$$

2.2 Sistemas Hidrotérmicos

2.2.1 Custos de oportunidade

À primeira vista, as usinas hidrelétricas seriam sempre as primeiras a serem acionadas no despacho econômico, pois seu custo variável de operação é muito pequeno³. Entretanto, o operador do sistema pode optar entre utilizar a água armazenada nos reservatórios para gerar hoje, ou deixá-la armazenada para uso futuro. Esta decisão depende do *custo de oportunidade* da geração hidrelétrica. Suponha, por exemplo, que o preço spot de hoje é 15 R\$/MWh. Isto significa que 1 MWh de geração hidrelétrica hoje “deslocará” 1 MWh do gerador marginal, economizando portanto R\$ 15. Suponha, entretanto, que o preço spot previsto para a próxima semana é maior, por exemplo, 20 R\$/MWh. Neste caso, vale a pena usar a água no futuro, pois haverá uma economia maior. Isto significa que o custo de oportunidade da geração hidrelétrica é 20 R\$/MWh. Para o despacho econômico, este custo de oportunidade tem todas as características de um custo “real”: por exemplo, seria preferível atender um aumento de demanda hoje com o gerador marginal a 15 R\$/MWh, do que acionar a hidrelétrica.

2.2.2 Árvore de decisões

O cálculo do custo de oportunidade da geração hidrelétrica é bastante complexo devido à incerteza das afluições futuras. Por exemplo, se a energia hidrelétrica for utilizada hoje, e ocorrer uma seca amanhã, pode ser necessário usar geração térmica mais cara no futuro, ou até mesmo interromper o fornecimento de energia elétrica (custo de oportunidade elevado). Se, por outro lado, os níveis dos reservatórios se mantiverem altos pelo uso mais intenso de geração térmica, e a afluição aumentar no futuro, os reservatórios poderão verter, desperdiçando energia (custo de oportunidade baixo). Como ilustra a Figura 2-1, é necessário resolver uma “árvore de decisão” e quantificar os efeitos de todas as possíveis decisões, escolhendo a que, em média, leva aos melhores resultados.

³ O custo variável direto de usina hidrelétrica é, basicamente, a soma do custo variável de O&M da usina, mais as taxas ambientais.

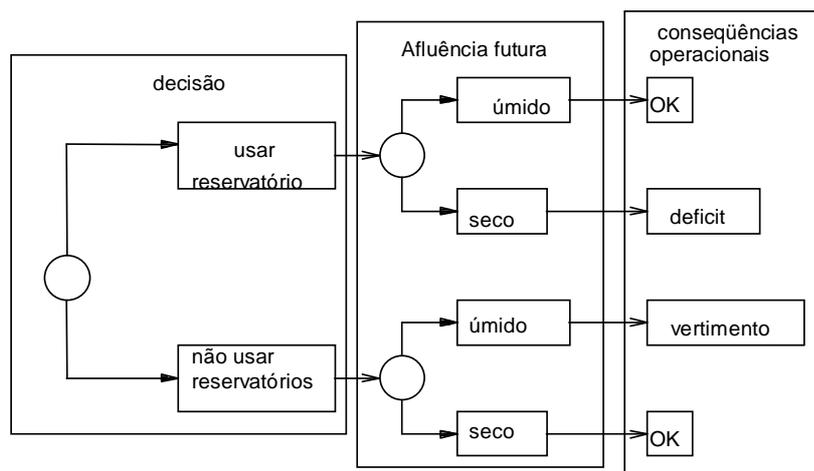


Figura 2-1 – Processo Decisório em Sistemas Hidrotérmicos

2.2.3 Custos Operacionais Imediatos e Futuros

Na prática, a busca pela melhor decisão operativa é baseada na composição dos custos operacionais *imediato* e *futuro*, como ilustrado na Figura 2-2.

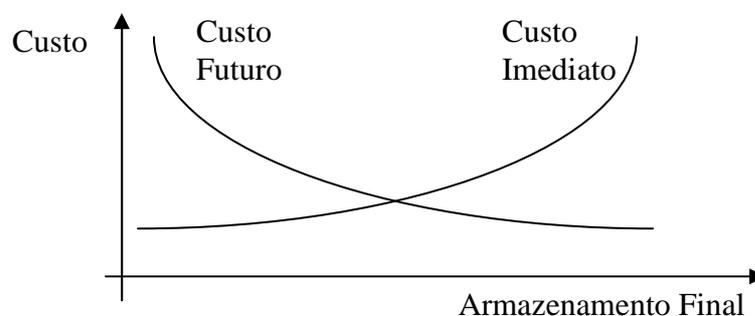


Figura 2-2 – Custos (\$) Imediatos e Futuros contra Armazenamento Final (Hm³)

A função de custo imediato – FCI – está relacionada aos custos de geração térmica no estágio t . À medida que o armazenamento final aumenta, um menor volume de água estará disponível para produção de energia nesta etapa. Como resultado, há necessidade de maior geração térmica para atender a demanda, e o custo imediato sobe. Por sua vez, a função de custo futuro – FCF – está associada às despesas esperadas de geração térmica da etapa $t + 1$ até o final do período de planejamento. Podemos observar que a FCF diminui com o armazenamento final, à medida que um maior volume de água é disponibilizado para uso futuro.

A FCF é calculada simulando-se a operação do sistema no futuro para diferentes níveis de armazenamento inicial e calculando-se os custos operacionais. O horizonte de simulação depende da capacidade de armazenamento do sistema. Se a capacidade for relativamente pequena, como nos sistemas espanhol e norueguês, o impacto de uma decisão é diluído em vários meses. Se a capacidade for significativa, como no sistema brasileiro, o horizonte de simulação pode chegar a cinco anos.

Como visto, esta simulação torna-se mais complexa pela variabilidade da vazão afluente aos reservatórios, cujos níveis flutuam sazonalmente, regionalmente e de ano para ano. Como consequência, o cálculo da FCF deve ser feito de maneira *probabilística*, isto é, utilizando um grande número de cenários hidrológicos, como mostra a Figura 2-3.

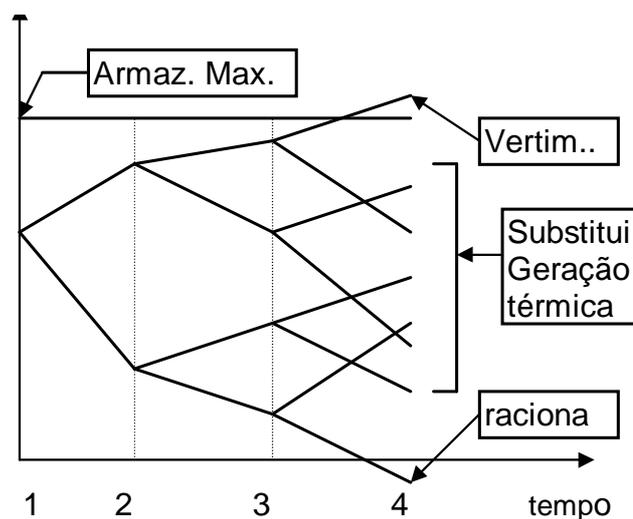


Figura 2-3 – Cálculo da FCF

2.2.4 Valor da água

O uso ótimo da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediato e futuro. Como mostra a Figura 2.4, este também é o ponto em que as derivadas de ICF e FCF se igualam em módulo. Estas derivadas são conhecidas como *valores da água*.

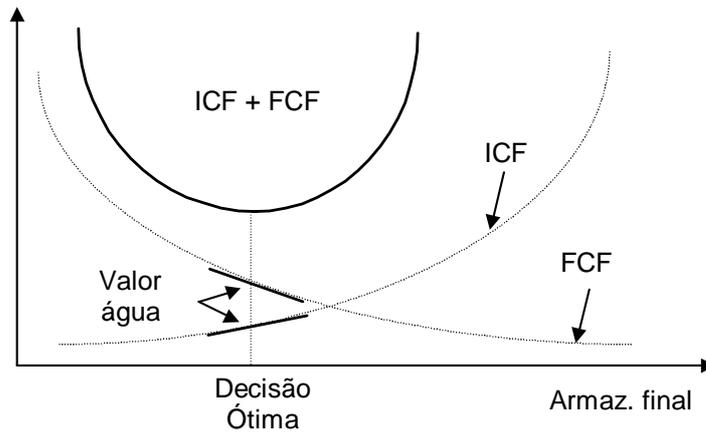


Figura 2-4 – Despacho Ótimo.

2.2.5 Formulação do Despacho Hidrotérmico para uma Etapa

Apresenta-se, a seguir, a formulação do despacho hidrotérmico para um determinado estágio t , supondo que foi calculada a função de custo futuro (o cálculo desta FCF será discutido mais adiante).

- a) **Função Objetivo** – Como visto, o objetivo é minimizar a soma dos custos imediato e futuro:

$$z_t = \text{Min} \sum_{j=1}^J c_j g_{tj} + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \quad (2-2)$$

O custo imediato em (2-2) é dado pelos custos operacionais térmicos na etapa t , $\sum c_j g_{tj}$. Por sua vez, 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 $t+1$). As restrições operacionais nesta etapa são discutidas a seguir.

b) **Balço Hídrico** – Como ilustrado na Figura 2-5, 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).

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) + \sum_{m \in U(i)} [u_t(m) + s_t(m)] \quad (2-3)$$

para $i = 1, \dots, I$

onde:

- I índice das hidrelétricas (1 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

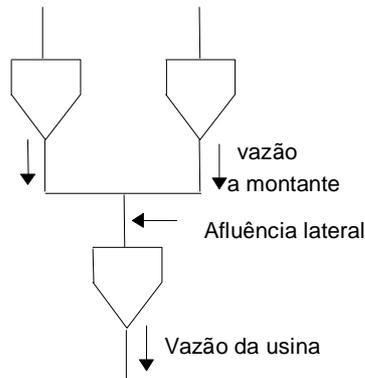


Figura 2-5 – Balanço hídrico do reservatório

c) Limites de Armazenamento e Turbinamento

$$v_t(i) \leq \bar{v}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (2-4)$$

$$u_t(i) \leq \bar{u}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (2-5)$$

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

d) Limites de Geração Térmica

São os mesmos do despacho térmico, vistos no início deste capítulo.

$$g_{tj} \leq \bar{g}_j \quad \text{para } j = 1, \dots, J \quad (2-6)$$

e) Atendimento à Demanda

$$\sum_{i=1}^I \rho(i) u_t(i) + \sum_{j=1}^J g_{tj} = d_t \quad (2-7)$$

onde $\rho(i)$ é o coeficiente de produção da usina i (MWh/hm³) (valor conhecido).

2.2.6 Solução do Problema e Custos Marginais

O problema (2-2)-(2-7) é em geral resolvido por um algoritmo de programação linear (PL). Assim como no caso térmico, o preço spot é o multiplicador associado à equação de atendimento da demanda (2.9). Por sua vez, o valor da água de cada hidrelétrica é o multiplicador associado à equação de balanço hídrico (2-3).

2.2.7 Exemplo

Suponha que ao sistema térmico do exemplo anterior (ver seção 2.1.5) foi adicionada uma hidrelétrica, cujas características são especificadas na Tabela 2-12.

Nome	cap. (MW)	Coef. Prod. (MWh/m ³)
H ₁	15	2

Tabela 2-2 – Características da Hidrelétrica

Suponha também que a FCF da hidrelétrica, $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$, é dada pela expressão linear $-28v_{t+1} + 4000$, ilustrado na Figura 2-6.

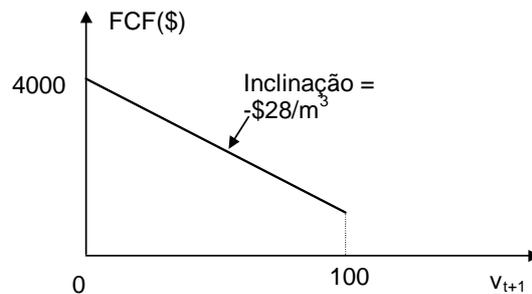


Figura 2-6 – Função de Custo Futuro.

Como visto, a FCF informa ao operador que o custo de oportunidade futuro de 1 m³ de água é R\$ 28. Portanto, só vale a pena utilizar esta água hoje se o benefício imediato (redução de custo operativo) exceder este valor. Como este m³ pode ser utilizado para produzir $p \times 1 = 2$ 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 outras palavras, a energia hidrelétrica é, por um lado, mais “cara” que as térmicas 1 e 2, que custam respectivamente 8 e 12 R\$/MWh; e, por outro, mais “barata” que a térmica 3, 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) , e a produção de energia resultante, como mostrado na Tabela 2-3:

Unidade	Custo (\$/MWh)	Ger. (MWh)
T ₁	8	10
T ₂	12	5
H ₁	14	5
T ₃	15	0
total		20

Tabela 2-3 – Despacho Ótimo – Sistema Hidrotérmico.

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. Este preço spot é usado de maneira idêntica ao apresentado no exemplo térmico para calcular a remuneração dos geradores e pagamentos da demanda no CCEE:

$$RL_1 = (\pi_d - c_1)g_1 = (14 - 8) \times 10 = 60$$

$$RL_2 = (14 - 10) \times 5 = 20$$

$$RL_H = (14 - 0) \times 5 = 70$$

$$RL_3 = (14 - 15) \times 0 = 0$$

2.3 Cálculo da Função de Custo Futuro

Como visto, as decisões operativas de um sistema hidrotérmico se baseiam no equilíbrio entre o custo de oportunidade hoje e seu valor esperado futuro, representado pela FCF, $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$. Esta função é calculada através de um procedimento recursivo chamado programação dinâmica estocástica (PDE) [31][32], apresentado a seguir:

- a) para cada estágio t (tipicamente um mês) define-se um conjunto de *estados do sistema*, por exemplo, níveis de armazenamento 100%, 90% etc. até 0%. A Figura 2-7 ilustra a definição dos estados para um reservatório. Supõe-se conhecido o armazenamento inicial do primeiro estágio.

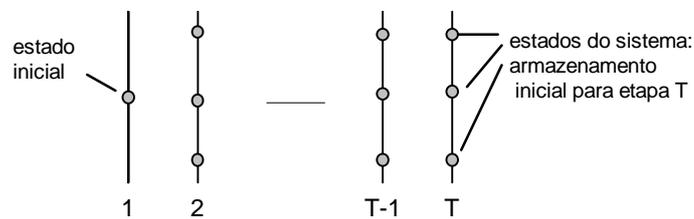


Figura 2-7 – Definição dos Estados do Sistema.

- b) iniciar no *último* estágio, T, e resolver o problema de despacho de um estágio supondo que o armazenamento inicial corresponde ao primeiro nível selecionado no passo (a) - por exemplo, 100%. Dado que se está no último estágio, supõe-se que a FCF é igual a zero. Resolva o problema de despacho para cada um dos N cenários de vazões para o estágio. O esquema está ilustrado na Figura 2-8.

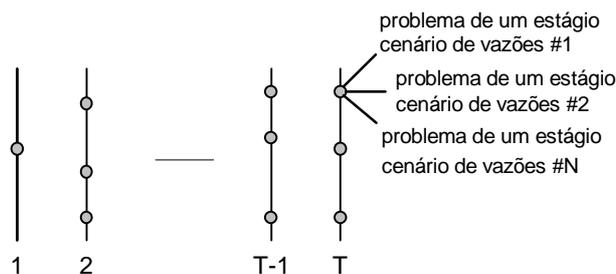


Figura 2-8 – Cálculo da Decisão Ótima por Cenário - Último Estágio

- c) Calcular o valor esperado do custo operativo associado ao nível 100% como a média dos custos dos N subproblemas de um estágio. Com isto se obtém o primeiro ponto da FCF para o estágio T-1, i.e. $\alpha_T(v_T)$. Observe que a *tangente* da FCF em torno deste ponto corresponde ao valor da água esperado (como mencionado no item 2.2.4, o valor da água é obtido do multiplicador simplex da equação de balanço hídrico). O procedimento está ilustrado na Figura 2-9.

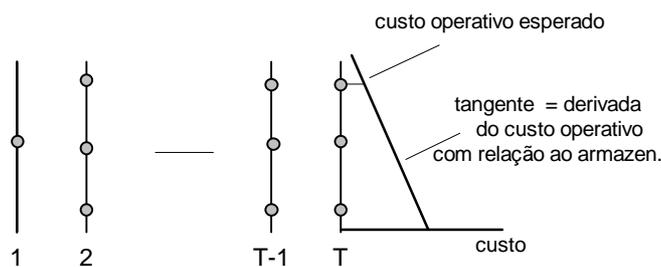


Figura 2-9 – Cálculo do primeiro segmento da FCF

- d) Repetir o cálculo do custo operativo e das tangentes da superfície de custo futuro para cada estado de armazenamento no estágio T. O resultado final é uma superfície linear por partes, que representa a FCF $\alpha_T(v_T)$ para o estágio T-1, como mostrado na Figura 2-10.

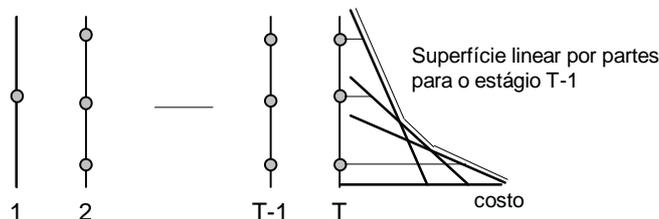


Figura 2-10 – FCF Linear por partes para o Estágio T-1

- a) Repetir o processo para todos os estados de armazenamento selecionados nos estágios T-1, T-2 etc. como mostrado na Figura 2-11. Observe que o objetivo agora é minimizar o custo operativo imediato no estágio T-1 mais o custo futuro esperado, dado pela função linear por partes calculada no passo anterior.

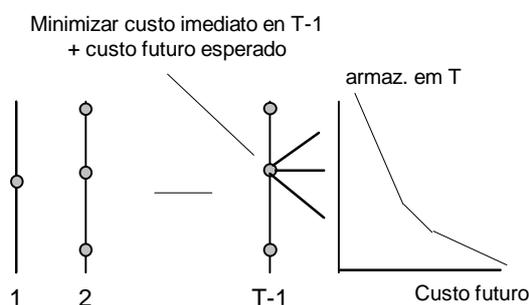


Figura 2-11 – Cálculo do custo operativo para o estágio T-1 e FCF para T-2.

O resultado final do esquema PDE (a)-(e) é um conjunto de FCFs $\{\alpha_{t+1}(v_{t+1})\}$ para todos os estágios $t = 1, \dots, T$. Observe que o cálculo desta função requer a representação da operação conjunta do sistema, com o conhecimento completo dos estados de armazenamento de todas as usinas do sistema. Em outras palavras, o valor da água de uma usina hidrelétrica é uma função não-separável do estado das demais usinas do sistema.

2.4 Volatilidade de preços spot e os sinais para a expansão

Em sistemas hidrotérmicos os preços spot $\{\pi_{dts}\}$ apresentam flutuações, ou volatilidade, tanto ao longo do tempo, para um mesmo cenário s , como ao longo dos cenários, para um mesmo estágio t .

Como exemplo de flutuações ao longo do tempo, a Figura 2-12 mostra o preço “spot” no sistema SE/CO brasileiro de janeiro de 2000 a novembro de 2005 (em R\$/MWh).

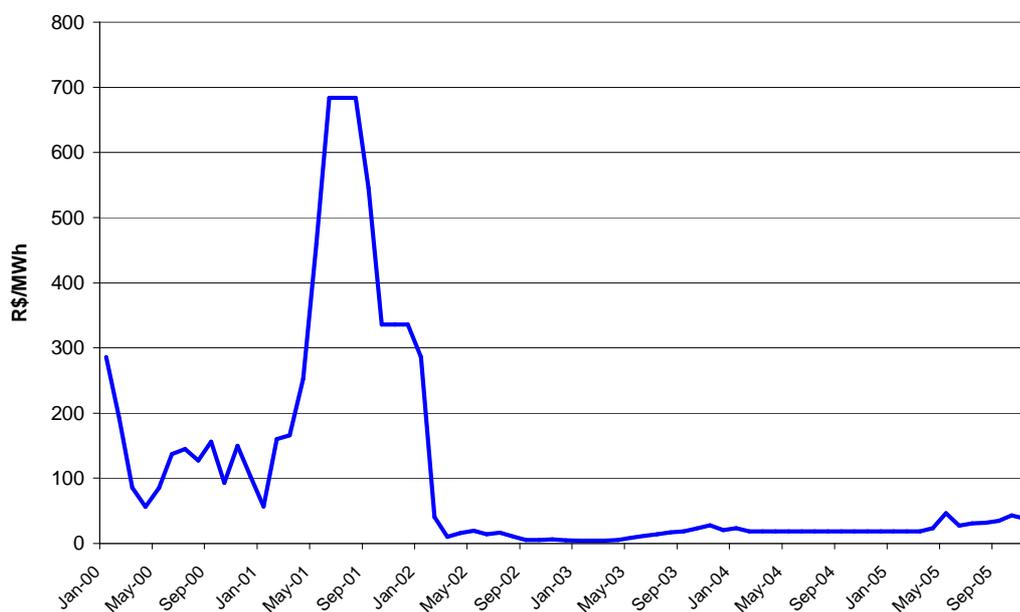


Figura 2-12 – Sistema SE/CO – Custo marginal de curto prazo

Observa-se na figura que o preço “spot” do sistema estava próximo de zero em 46 dos 71 meses observados. Também se pode notar que houve um período de um ano (fev/01 a jan/02) onde os preços se mantiveram muito altos.

Como exemplo de flutuações ao longo dos cenários, a Figura 2-13 mostra a distribuição de frequência prevista do preço “spot” no sistema SE/CO brasileiro, calculadas por um modelo de despacho hidrotérmico (em R\$/MWh). Em 93% dos cenários os preços estão abaixo da média. Contudo, existe 5% de probabilidade dos preços serem maiores que 260 R\$/MWh.

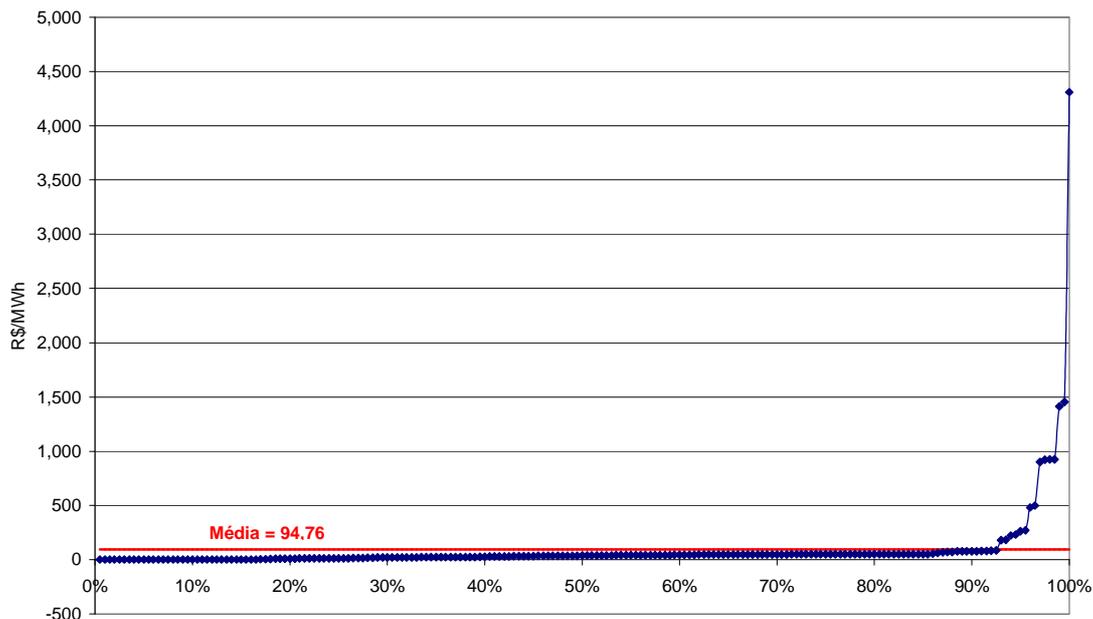


Figura 2-13 – Distribuição do Preço “spot” (R\$/MWh)

A razão para a volatilidade é que os sistemas hidrelétricos são projetados para garantir o atendimento da carga sob circunstâncias hidrológicas adversas, que não ocorrem com frequência. Como resultado, na maior parte do tempo formam-se excedentes temporários de energia (conhecidos como “energia secundária”), o que implica em um preço “spot” muito baixo. Por outro lado, se houver um período de seca, o preço “spot” pode subir abruptamente, chegando a alcançar o custo de racionamento do sistema.

Devido à capacidade de armazenamento do reservatório, estes períodos de baixo custo não apenas ocorrem com frequência, mas podem estender-se por muito tempo, sendo intercalados por períodos de custo muito elevado em decorrência das secas. Com isso, o “ruído” hidrológico dificulta a utilização do preço spot como indicador da necessidade de expansão da oferta de energia.

2.5 Volatilidade de preços spot e investimentos

Como consequência da volatilidade do preço spot, o investimento em geração para venda no mercado spot torna-se bastante arriscado. Por exemplo, como visto anteriormente, uma termelétrica só é despachada quando o preço *spot* excede seu custo variável de operação. Portanto, a volatilidade de preços spot resulta em longos períodos durante os quais a termelétrica não é despachada e, por

consequente, longos períodos com receita nula. Entretanto, durante os períodos de hidrologia desfavorável, o gerador pode receber pela sua energia preços extremamente altos.

Imagine um gerador T_1 com custo variável de 50 R\$/MWh. De acordo com Figura 2-13, este gerador teria em média uma receita líquida de cerca de 6 mil R\$. Contudo, a distribuição dos preços *spot* é muito assimétrica, levando a termelétrica a ter uma probabilidade de 64% de não ser despachada, ou seja, ter uma receita nula. Por outro lado, em 5% dos casos a termelétrica pode ter receitas superiores a 21 mil R\$ (três vezes maior que a média).

Do ponto de vista do investidor, esta volatilidade no fluxo de caixa causa incertezas quanto ao retorno sobre os seus custos de capital, tornando o projeto muito arriscado e inviabilizando operações de financiamento junto a bancos e instituições financeiras.

No próximo capítulo serão apresentados os mecanismos utilizados para diminuir a volatilidade dos fluxos de caixa desses empreendimentos.

3 CONTRATOS A TERMO E CONTRATOS DE OPÇÃO

Este capítulo discute a importância dos contratos de energia como mecanismos que asseguram a estabilidade do fluxo de caixa dos geradores, proporcionando atratividade para novos empreendimentos. Estes instrumentos, quando exigem respaldo físico de suprimento, se tornam importantes mecanismos para garantir a confiabilidade de suprimento do sistema.

3.1 Contrato a Termo

3.1.1 Contratos a Termo (ou “forward”)

Um contrato a termo (ou “forward”) especifica a entrega de um determinado ativo a um preço acordado, local pré-estabelecido e momento específico no futuro. O preço do contrato só é pago no ato da entrega, quando o ativo é recebido, não havendo pagamento inicial. O contrato é um instrumento de garantia de preço tanto para o comprador como para o vendedor. A diferença entre o valor de mercado do ativo e o preço contratado na data de entrega representa um lucro ou um prejuízo para o comprador/vendedor do contrato. Por exemplo, se o contrato a termo tem um preço de \$100, mas o valor do ativo no mercado spot subir para \$110 na data da entrega, o comprador obtém um lucro de \$10, já que pode receber o ativo e revendê-lo imediatamente. O vendedor, que deve entregar o ativo, sofre uma perda de igual valor.

3.1.2 Contratos a Termo no Setor Elétrico

No setor elétrico, um gerador que assina um contrato a termo é obrigado a entregar o montante de energia contratado ao preço acordado. Esta operação é realizada financeiramente, ou seja, os geradores compram e vendem a diferença

(positiva ou negativa) entre sua produção física e montante contratado no curto prazo, valorado ao preço spot, para cumprir com suas obrigações contratuais.

Suponha, por exemplo, que um gerador vende um contrato a termo de 100 MWh a um preço de 90 R\$/MWh, com vencimento no estágio t . Nesta data, a produção do gerador é de G R\$/MWh, o custo de operação é C_o a carga é D MWh e o preço “spot” do sistema é π_d R\$/MWh. A renda líquida do gerador e o pagamento líquido da demanda são dados por:

$$R_g = \pi_d \times G + (90 - \pi_d) \times 100 - C_o \times G \quad (3-1)$$

$$P_d = \pi_d \times D + (90 - \pi_d) \times 100 \quad (3-2)$$

A distribuidora que possui esse contrato compra o montante de energia referente à sua carga no curto prazo e recebe o produto da diferença entre o preço do contrato e o preço *spot* pelo montante contratado (100 MWh). Sendo assim, caso o preço π_d esteja elevado, por exemplo, 100 R\$/MWh, a distribuidora é compensada pela segunda parcela da expressão (3-2) que será negativa. Deste modo, o contrato a termo pode ser visto como um mecanismo para proteger a demanda contra preços *spot* elevados. Em outras palavras, a demanda só pagará a mais (ou a menos) que o preço de contrato, se a carga for superior (ou inferior) ao montante contratado. Entretanto, como no novo modelo ela deve estar 100% contratada isso só ocorreria devido à diferença entre a projeção de demanda declarada no leilão e a sua carga. Para evitar que isso ocorra, no novo modelo foram criados mecanismos para controlar os montantes de sub ou sobrecontratação das distribuidoras [2].

A receita da geradora, por sua vez, contém três parcelas: (i) a renda de sua geração no mercado de curto prazo; (ii) o produto da diferença entre o preço do contrato e preço *spot* pelo montante contratado (100 MWh); e (iii) o custo de geração. Com isso, se o preço *spot* for baixo, a geradora é compensada pela segunda parcela positiva da expressão (3-1), ou seja, o contrato a termo pode ser visto como um mecanismo para proteger o gerador de preços *spot* baixos.

Suponha que a geração G de uma hidrelétrica H_1 seja igual 100 MWh. Se o preço *spot* π_d for baixo, por exemplo, 20 R\$/MWh, um gerador descontratado ganharia apenas a primeira parcela da expressão (3-1), o que resultaria em uma

renda líquida de R\$ 2 mil, tendo em vista que seu custo de geração é praticamente nulo. Com o contrato a hidrelétrica ganha uma receita extra proveniente da diferença entre o preço do contrato e o preço no curto prazo, levando a uma renda líquida de R\$ 9 mil. Sendo assim, o contrato a termo garante uma receita mínima para a hidroelétrica igual ao produto do preço do contrato pelo montante contratado, caso sua geração seja igual ou superior a este montante.

Suponha agora uma termelétrica T_1 que assinou o mesmo contrato. Neste caso a usina possui um custo de geração e só será despachada se o preço *spot* for superior a este custo. Se o custo de geração for, por exemplo, 50 R\$/MWh, enquanto a térmica não for despachada ela tem que comprar a energia no curto prazo⁴. Se o preço *spot* π_d fosse 20 R\$/MWh e ela não estivesse contratada, sua receita seria nula. Com o contrato ela desembolsa R\$ 2 mil comprando energia no curto prazo, resultando em uma receita líquida de R\$ 7 mil. Quando preço *spot* atinge 50 R\$/MWh, sua receita passa a ser o produto da diferença entre o custo de geração e o preço do contrato pelo montante contratado, ou seja R\$ 4 mil. Sendo assim, enquanto o contrato a termo garante uma receita mínima para uma hidrelétrica de R\$ 9 mil, caso sua geração seja igual ou superior ao montante contratado, para uma termoeletrica esta receita é de R\$ 4 mil. A Figura 3-1 mostra como ficaria a distribuição de probabilidade acumulada das receitas da hidroelétrica⁵ H_1 e da termoeletrica T_1 , quando sujeitas a distribuição de preços da Figura 2-13.

⁴ Isto ocorre pois algum “outro” gerador foi utilizado no despacho econômico do sistema para atender fisicamente a demanda contratada por esta térmica.

⁵ Somente para efeito de exemplificação, foi considerada a premissa de que a geração da hidroelétrica é igual ao montante contratado independente da hidrologia.

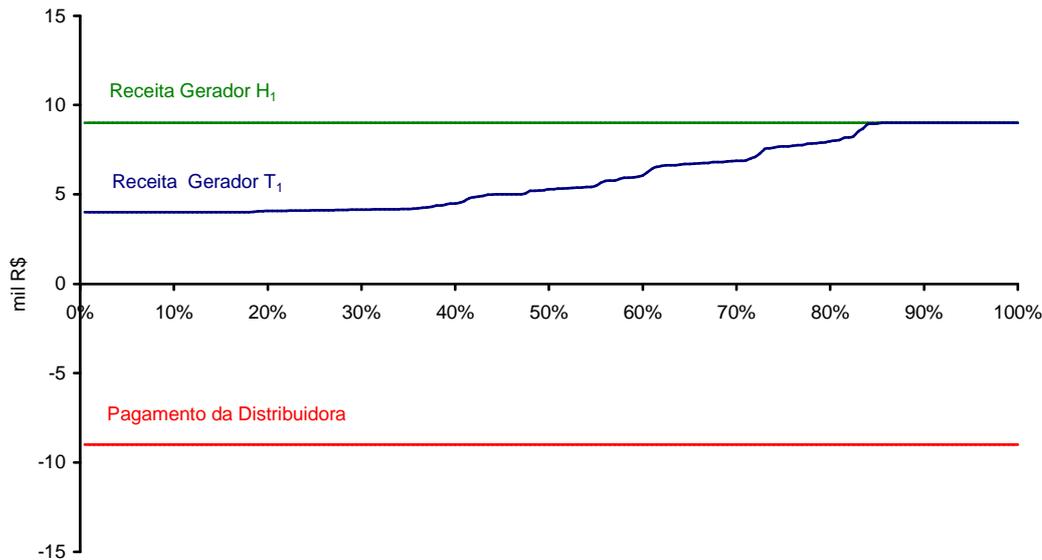


Figura 3-1 – Distribuição da Receita do Gerador – contrato por quantidade

3.1.3 Riscos no contrato forward

3.1.3.1 Riscos para hidroelétrica

Como visto anteriormente, o contrato a termo protege o gerador contra os períodos de preço *spot* baixo. Porém, este contrato adiciona um risco, conhecido como risco de preço/quantidade, para o gerador caso o montante gerado seja diferente do montante contratado. Esta diferença ocorre devido ao despacho da usina, da sua disponibilidade devido à manutenção ou parada forçada e, no caso de hidroelétricas, do nível de armazenamento dos reservatórios. Este fato leva a uma exposição do gerador no mercado de curto prazo, podendo este ter que comprar energia a preços *spot* elevados.

Imagine que a geração G de uma hidrelétrica H_1 seja igual a 90 MWh. Se o preço *spot* π_d for baixo, por exemplo 20 R\$/MWh, o gerador desembolsaria 2 mil R\$ para cobrir a diferença de 10 MWh entre sua geração e o montante contratado, e receberia 9 mil reais pelo contrato a termo. Como o custo de geração de uma hidrelétrica é relativamente nulo, sua receita líquida seria de 7 mil R\$. Entretanto, se preço *spot* for alto, por exemplo 100 R\$/MWh, o gerador desembolsaria 10 mil R\$ e teria um prejuízo de 1 mil R\$.

Este prejuízo ocorre quando o fato da geração ser menor que montante contrato coincide com períodos de preço *spot* elevado. Entretanto, como visto em [25], há uma correlação **negativa** entre a geração de uma usina hidrelétrica e o preço *spot*, isto é, a produção tende a diminuir quando o preço *spot* aumenta, e vice-versa. Este fenômeno é ilustrado nas Figura 3-2 e Figura 3-3, que mostram a evolução do preço *spot* e nível de armazenamento nos sistema Sudeste ao longo de quatro anos.

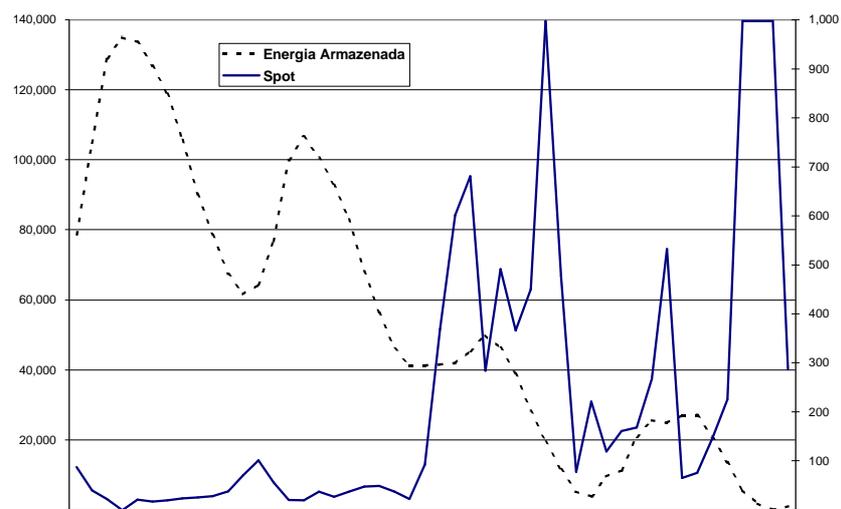


Figura 3-2 – Preços “spot” x Nível de Armazenamento (I) – situação seca

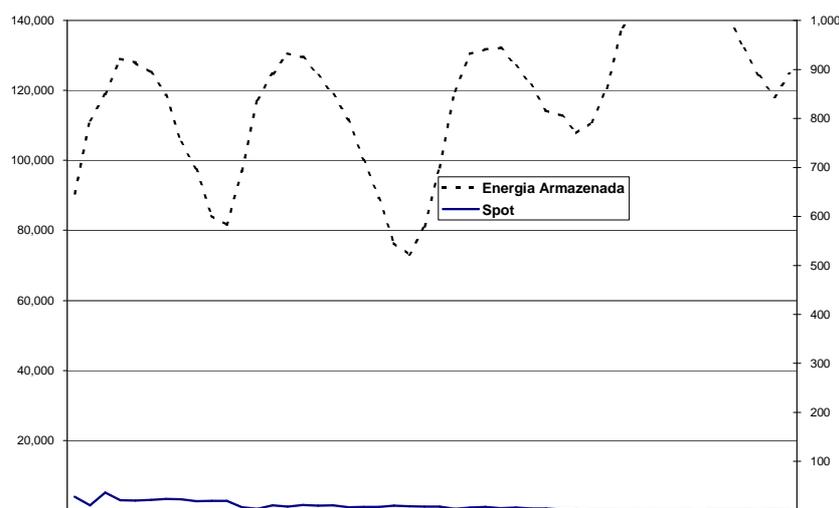


Figura 3-3 – Preços “spot” x Nível de Armazenamento (II) – situação úmida

Esta correlação negativa se deve à grande participação hidrelétrica na geração de energia no Brasil, onde o preço spot é dado, em geral, pelo custo de oportunidade das hidrelétricas. Como visto em capítulos anteriores, este custo de oportunidade reflete a média ponderada dos custos de racionamento e despacho térmicos futuros, que por sua vez dependem dos níveis de armazenamento.

Conclui-se que o montante contratado pela hidrelétrica deve ser cuidadosamente “calibrado”: se houver sub-contratação, a hidrelétrica estará exposta ao risco de baixas remunerações nos períodos de preços *spot* reduzidos; se houver sobre-contratação, a hidrelétrica estará exposta ao risco de compensações financeiras substanciais nos períodos de preço spot elevado [50].

3.1.3.2 Riscos para termoelétrica

No caso de uma termoelétrica, sua exposição máxima no mercado spot está limitada superiormente pelo seu custo de operação: no caso de uma seca severa, a térmica será despachada e arcará com o seu próprio custo variável de operação, ficando assim isenta de comprar energia no mercado spot a preços elevados.

Por outro lado, o risco para usinas térmicas consiste justamente em “falhar” na sua geração em períodos de preços spot elevados, o chamado “risco de falha”: caso a usina tivesse uma falha de longa duração, a mesma está exposta a riscos de preço e quantidade. Como estes eventos são estatisticamente independentes, os riscos hidrológicos para uma usina termelétrica são relativamente pequenos.

3.1.4 Precificação de contratos a termo

Um tema subsequente à discussão anterior consiste em como precificar um contrato a termo. Neste sentido, diversos trabalhos têm sido realizados [60][21][3][1] com diversas metodologias e abordagens. Embora diferindo em seus processos metodológicos, de uma maneira geral, a precificação de um contrato consiste em determinar o preço do contrato de energia (\$/MWh) que seja suficiente para cobrir as despesas fixas, variáveis e considerando o perfil de risco do agente.

No caso de termoelétricas, um aspecto interessante consiste na possibilidade de transferir para o preço do contrato o benefício da flexibilidade operativa: como

todas as vezes que a térmica não está despachada ocorre uma compra no mercado spot a um preço *inferior* ao seu custo de geração, essa economia *esperada* poderia ser transferida para o preço do contrato, resultando em um “desconto” para o comprador. Entretanto, um aspecto importante no raciocínio anterior consiste na “incerteza” associada a este benefício.

Para exemplificar, considere uma térmica com capacidade de gerar 1 MWh e que, no instante t , deseja vender um contrato a termo de também de 1 MWh para entrega no instante $t+1$. Neste instante vamos considerar dois cenários de preços spot (**Tabela 3-1**) associados a dois cenários hidrológicos.

Cenário	Preço Spot (R\$/MWh)	Probabilidade
Baixo (úmido)	20	0,9
Alto (seco)	200	0,1

Tabela 3-1 – Cenários de preços spot

Rearranjando a expressão (3-1) e considerando que o custo de operação da térmica é 50 R\$/MWh, uma térmica neutra a risco para ter uma receita fixa (para cobrir investimento, por exemplo) R de R\$ 100 calcularia o preço do contrato⁶ através da seguinte equação:

$$p = \frac{R + E[\pi_d \times E_c] - E[(\pi_d - C_o) \times G]}{E_c} \quad (3-3)$$

$$p = 100 + 20 \times 0,9 + 200 \times 0,1 - [(20 - 0) \times 0 \times 0,9 + (200 - 50) \times 1 \times 0,1]$$

$$p = 123 \text{ R\$/MWh}$$

Com isso, a térmica recebe R\$ 123 para cobrir suas despesas fixas e variáveis independentemente do cenário hidrológico. Observe que, na ocorrência do cenário baixo, a térmica não é despachada e sua receita líquida passa a ser R\$ 123 – R\$ 20 (custo de compra de energia no spot) = R\$ 103, o que é suficiente para cobrir suas despesas fixas. Por outro lado, caso ocorra o cenário alto, a térmica é despachada e sua receita líquida é de R\$ 123 – R\$ 50 (custo de geração

⁶ Para mais detalhes sobre precificação de contratos forward ver [21] e [27].

devido ao despacho) = R\$ 73, que é inferior aos R\$ 100 necessários para cobrir os custos fixos com amortização do investimento.

Em outras palavras, a transferência para o preço do contrato de um benefício que tem 90% de chances de ocorrer pode levar a um prejuízo para a térmica na ocorrência dos cenários hidrológicos desfavoráveis. Observe que este risco pode ser bastante severo caso um cenário desfavorável ocorra justamente nos anos iniciais de operação da usina, quando o fluxo de caixa possui mais “peso” para o “project finance”.

Para mitigar esse risco os geradores precificam seus contratos considerando os piores cenários hidrológicos. Calculando o preço apenas para o cenário alto teríamos:

$$P = 100 + 200 - (200 - 50) = 150 \text{ R\$/MWh} \quad (3-4)$$

Com essa estratégia, na ocorrência do cenário alto a termelétrica teria uma receita de R\$ 100. Já com a ocorrência do cenário baixo, a receita passa a ser de R\$ 130, o que lavaria a um “upside” em seu fluxo caixa.

Resumindo, o risco do despacho faz com que as termelétricas precifiquem seus contratos assumindo a ocorrência dos cenários hidrológicos mais “secos”. Como estes cenários são pouco prováveis, o *gerador* acaba passando grande parte do tempo se beneficiando da compra de energia barata no mercado de curto prazo e o consumidor fica sem acesso a este benefício.

3.2 Contrato de Opção

Contratos a termo são acordos para entregar uma quantidade fixa em dia e lugar definidos. Contudo, muitos negociantes preferem reter certo grau de flexibilidade com relação a entregas futuras. Os contratos de opção permitem a um negociante decidir se determinado produto deve ser entregue numa data posterior.

3.2.1 Opções de Compra

A opção de compra dá ao portador o direito de adquirir determinado ativo por um preço de exercício específico, em data futura. Diferentemente de um contrato a termo, o contrato de opção não obriga seu portador a comprar o ativo. O preço de um contrato de opção compõe-se de dois elementos:

- preço de exercício – preço pago quando a opção é exercida, isto é, quando o comprador exerce seu direito assegurado pelo contrato. Este pode ser muito diferente do preço do mercado spot da mercadoria, que prevalecerá quando o contrato for exercido;
- prêmio de risco é a quantia paga pelo contratante (comprador) por um contrato de opção e recebido pelo lançador (vendedor). Reflete duas diferenças — entre o preço básico de exercício e o preço spot futuro esperado: o “valor intrínseco” e o “valor temporal”. O valor intrínseco é a diferença entre o preço de exercício e o preço atual do ativo no mercado spot ; o “valor temporal” reflete a diferença entre o preço atual no mercado spot e o preço esperado no mercado spot quando o contrato for exercido.

O período no qual se pode exercer a opção pode ser definido de duas maneiras. Se for europeia, a opção de compra só poderá ser exercida num determinado dia (por ex., o último dia útil de agosto); se for americana, a opção de compra poderá ser exercida a qualquer momento até aquele dia.

O exemplo seguinte ilustra como poderia funcionar uma opção de compra. Suponhamos que esteja para vencer uma opção de compra com um preço de exercício de \$50. Se o preço do ativo estiver, digamos, no nível de \$40, ninguém irá querer pagar o preço de exercício de \$50 para adquirir o ativo através da opção de compra. Esta opção, portanto, não terá valor. Se, por outro lado, o preço do ativo no mercado *spot* for, digamos, \$60, valerá a pena *exercer* a opção para adquirir o ativo. A opção vale \$10, isto é, a diferença entre o preço *spot* de \$60 e os \$50 a serem pagos para comprar o ativo pelo contrato.

Se o preço de mercado de um ativo ultrapassa o preço de exercício, diz-se que a opção de compra está “in the money” e o dono da opção de compra irá exercê-la, a fim de ganhar a diferença entre os dois preços (o valor de exercício). Se, no entanto, o preço de mercado de um ativo estiver abaixo do preço de

exercício, a opção de compra estará “out of the money” e não será exercida. (Quando o preço de mercado é exatamente igual ao preço de exercício, diz-se que a opção de compra está “on the money”. Neste caso, não fará diferença exercê-la ou não.)

A Figura 3-4 mostra o lucro associado a uma opção de compra com preço de exercício de \$ 50 como função do preço do ativo no mercado *spot*, levando consideração seu prêmio, \$ 5 por exemplo. Novamente, se o preço no mercado *spot* for de \$ 70 o investidor exerce a opção, comprando o ativo por \$ 50. Neste caso ele tem um lucro de \$ 20 menos o valor do prêmio da opção o que resulta em lucro final de \$ 15. Se por outro lado o preço *spot* é \$ 20 a opção não é exercida e o prejuízo se resume no valor do prêmio da opção - \$ 5.

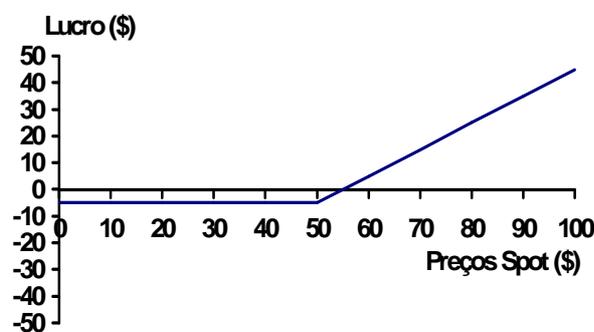


Figura 3-4 – Lucro com Opção de Compra

3.2.2 Opções de Venda

O dono de uma opção de venda tem o *direito de vender* o respectivo ativo por um preço de exercício predeterminado a qualquer momento; paga-se determinado preço ou prêmio por esse direito, tal como na opção de compra.

Outro exemplo talvez possa ilustrar o funcionamento de uma opção de venda. Suponhamos que uma opção de venda dê ao proprietário o direito de vender um ativo por \$50. As circunstâncias que tornam a opção de venda valiosa são inversas às daquelas que tornam a opção de compra valiosa: se o preço *spot* do ativo for superior a \$50 imediatamente antes do vencimento, ninguém quererá vender o ativo pelo preço de exercício, o que torna a opção de venda sem valor. Se o preço do ativo for inferior a \$50, valerá a pena produzi-lo (ou mesmo

comprá-lo no mercado *spot*) e aproveitar a opção para vendê-lo a \$50. O valor de uma opção de venda no vencimento é a diferença entre os \$50 obtidos na venda e o preço de mercado do ativo.

A Figura 3-5 mostra o lucro associado a uma opção de venda com preço de exercício de \$ 50 como função do preço do ativo no mercado *spot*, levando consideração seu prêmio, \$ 5 por exemplo. Novamente, se o preço no mercado *spot* for de \$ 70 o investidor não exerce a opção e o prejuízo se resume no valor do prêmio da opção. Se o preço no *spot* for \$ 20 o investidor exerce a opção e vende o ativo por \$ 50. Neste caso ele tem um lucro de \$ 30 menos o valor do prêmio da opção o que resulta em lucro final de \$ 25.

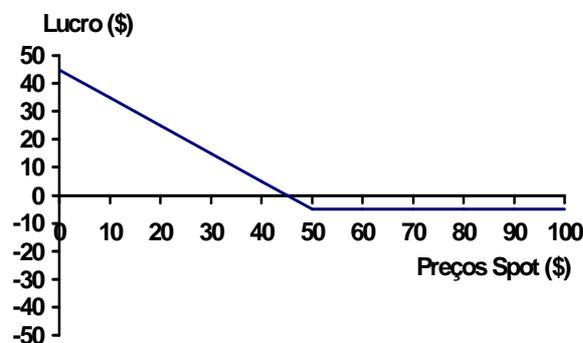


Figura 3-5 – Lucro Com Opção de Venda

3.2.3 Opções de Compra no Setor Elétrico e os Contratos por Disponibilidade

Contratos de opção vêm sendo intensamente utilizados no setor elétrico como mecanismos de gerência de risco de diversos agentes, sobretudo geradores e comercializadores. Assim, uma proposta interessante poderia ser utilizar estes instrumentos e seus benefícios como mecanismo para garantir a expansão da oferta complementarmente aos contratos a termo.

Como visto anteriormente, a grande vantagem dos contratos de opção em relação aos contratos a termo está na criação de um produto que aloque ao consumidor os benefícios dos longos períodos de preços baixos, porém sem prejudicar a confiabilidade do sistema. Este produto foi denominado no novo

modelo do setor elétrico de contrato de por disponibilidade, e possui as características de uma opção de compra, como será discutido a seguir.

Nos contratos por disponibilidade a liquidação das diferenças contratuais é de responsabilidade das distribuidoras, ou seja, ela passa a ser responsável por qualquer transação no mercado de curto prazo. Por um lado, se a usina produz mais que a quantidade contratada, o excesso pertence ao comprador, 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 curto prazo. Sendo assim, o comprador agora passa a assumir os riscos (ônus e bônus) de preço e quantidade decorrentes da variação da produção com relação à sua garantia física.

Além disso, o gerador declara qual o seu custo variável de produção, que é ressarcido pela distribuidora toda vez que a usina for despachada, e recebe uma receita fixa para cobrir os seus custos fixos e remunerar o seu investimento.

Suponha, por exemplo, que um gerador T_1 vende um contrato por disponibilidade de 100 MWh a um preço de 60 R\$/MWh, com vencimento no estágio t . Nesta data, a produção do gerador é de G R\$/MWh, a carga é D R\$/MWh e o preço “spot” do sistema é π_d R\$/MWh. A renda líquida do gerador e o pagamento líquido da demanda são dados por:

$$R_g = 60 \times 100 + s \times G - c \times G \quad (3-5)$$

$$P_d = 60 \times 100 + \pi_d \times (D - G) + s \times G \quad (3-6)$$

Onde s é o custo declarado de operação e c é o custo “real” de operação. No contrato por disponibilidade é como se a distribuidora “alugasse” a geradora, ou seja, toda a renda referente às transações no curto prazo passa para a distribuidora. A primeira parcela da expressão (3-6) representa o pagamento da renda fixa do gerador. A segunda representa a compra de energia no *spot* para atender a carga e a renda da geração da térmica “alugada”. A última parcela representa o ressarcimento do custo operativo quando a térmica é gerada.

A geradora em contrapartida recebe a receita fixa declarada, o reembolso do custo operativo (s) e tem como despesa o custo de geração “real” (c). Se o custo de operação s declarado for igual ao “real” custo operativo c , estas parcelas naturalmente se anulam.

Suponha que no instante t a térmica T_1 tenha capacidade para gerar 100 MWh (G) e que a carga seja 100 MWh (D). Como as termelétricas só são despachadas quando o preço *spot* excede seu custo operativo, imaginando que o custo operativo s de T_1 é 50 R\$/MWh, enquanto π_d for menor que s a distribuidora compra a energia no curto prazo e paga ao gerador T_1 a receita fixa. Quando o preço *spot* excede 50 R\$/MWh a segunda parcela da expressão (3-6) se anula e a distribuidora ressarce o custo operativo ao gerador, ou seja, o teto para o pagamento da distribuidora é a receita fixa mais o custo operativo.

Sendo assim, no contrato por disponibilidade a distribuidora tem o direito, mas não a obrigação, de adquirir energia ao preço do custo de operação usina. Ou seja, este contrato pode ser comparado a uma opção de compra (*call*), onde o prêmio de risco é a receita fixa paga ao gerador e o preço de exercício é o custo de operação s .

Com isso a distribuidora esta trocando um fluxo de caixa estável do contrato a termo por um fluxo variável, porém com o benefício da aquisição de energia barata durante os longos períodos de preço *spot* baixo. Ou seja, em relação ao contrato a termo, o contrato por disponibilidade é uma opção de menor média e maior variância.

Já a geradora térmica passou a ter agora um fluxo de caixa estável, dado pela receita fixa proveniente do pagamento do “prêmio” da opção e do reembolso dos custos variáveis. A Figura 3-6 mostra como ficaria a distribuição de probabilidade acumulada das receitas de uma termoelétrica sujeita a distribuição de preços da Figura 2-13.

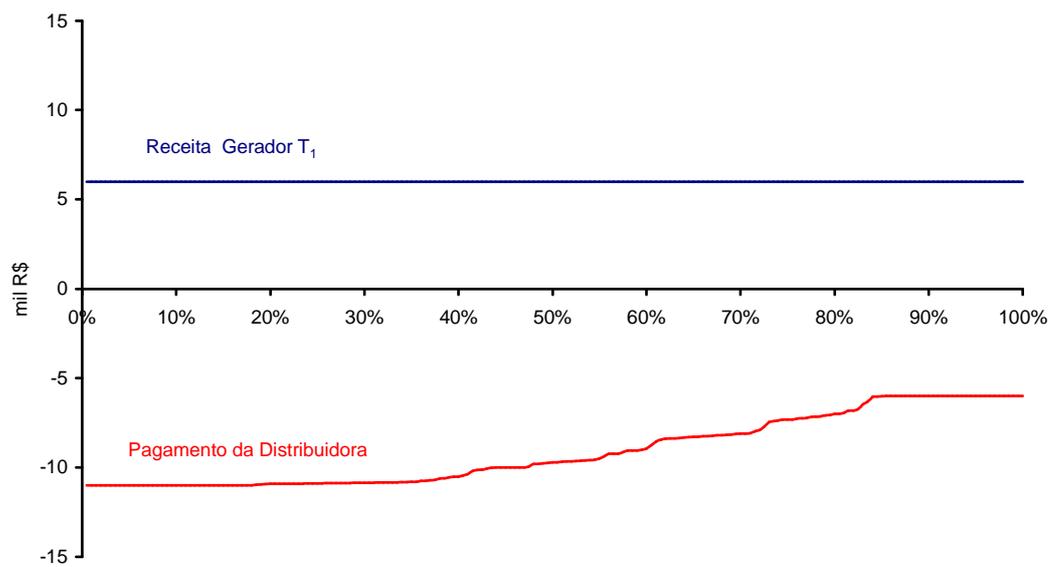


Figura 3-6 – Distribuição da Receita do Gerador – contrato de opção de compra

4 LEILÕES DE OPÇÃO COMO MECANISMO PARA EXPANDIR A OFERTA

No capítulo anterior, foi visto que os contratos de energia são mecanismos de proteção contra a volatilidade do preço spot. Neste capítulo, discute-se a utilização leilões de contratos de opção como mecanismo para garantir a expansão da oferta.

4.1 Garantindo a Segurança no Suprimento

No Brasil, o decreto 5.163 estabeleceu que 100% da demanda devem ser contratados através de leilões, o que significa que deve haver um contrato de energia para cada kWh consumido e que esta obrigação se aplica tanto para as distribuidoras quanto para os consumidores livres.

Adicionalmente, o “novo” modelo estabelece a adoção de leilões de contratos como mecanismo principal de contratação de nova capacidade. Estes contratos, apesar de serem instrumentos financeiros, têm que estar respaldados por garantias físicas. Esta garantia pode ser respaldada por geração própria ou por geração de uma terceira parte que, em contrapartida, deve estar respaldada por geração física.

Com estas novas premissas, o novo marco regulatório brasileiro induz a expansão do sistema através da necessidade de contratação. Em outras palavras, tendo em vista a obrigação de respaldo físico, a necessidade de assinar novos contratos para cobrir o crescimento da demanda passa a ser a peça chave para a entrada de nova capacidade no sistema. Além disso, os contratos providenciam uma receita estável de longo prazo para o gerador, o que é fundamental para o financiamento do projeto.

Consequentemente, com o sistema 100% contratado e com os contratos respaldados por garantias físicas, a confiabilidade do sistema está assegurada.

Desta maneira, um primeiro tópico a ser analisado é justamente como medir a energia que um gerador “garante” ao sistema. Isto é discutido a seguir.

4.1.1 Respaldo de Contratos

No Brasil cada gerador recebe um certificado de garantia física de energia (MWh/ano), que correspondente à sua capacidade de produção de energia em base sustentável. Este certificado é também a quantidade máxima de energia que pode ser vendida em um contrato. No caso das térmicas, esta garantia física poderia ser calculada pela capacidade instalada descontada das taxas de parada por falhas e para manutenção (também conhecido como capacidade disponível). 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 despacha. 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 geradoras possuam a mesma capacidade de geração, a usina T_1 acrescenta mais energia ao sistema que a usina T_2 por estar operando durante um maior período. Conseqüentemente, além da disponibilidade⁷ da usina, a garantia física de uma termoelétrica depende do seu custo de operação e de sua inflexibilidade (geração mínima). A Figura 4-1 ilustra a relação entre o lastro e a geração mínima para uma preço de exercício de 100 R\$/MWh, e a relação entre o lastro e o preço de exercício para uma térmica totalmente flexível.

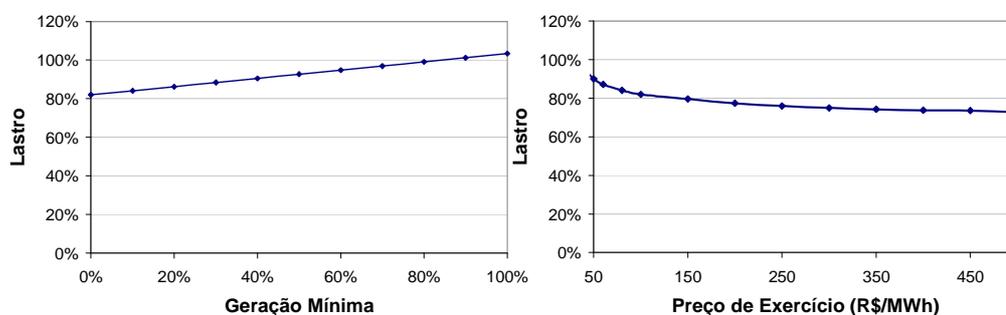


Figura 4-1 - Lastro x Geração Mínima e Lastro x Preço de Exercício

⁷ O certificado de energia assegurada exige contrato de suprimento firme de combustível.

Sendo assim, o respaldo dos contratos é obtido em termos de energia assegurada, que é calculada através da ponderação da efetiva produção da usina⁸ pelo valor econômico no tempo (correspondente ao custo marginal de operação mensal), operando inserida no sistema interligado brasileiro⁹. A metodologia para o seu cálculo foi definida pela Portaria MME n° 303, de 18/11/2004, de acordo com os critérios de confiabilidade de suprimento do país, o qual considera uma probabilidade de déficit de energia por ano de no máximo 5%. Em outras palavras, a energia assegurada de um gerador é a parcela de energia que este fornece a um sistema que atende a totalidade da demanda com 95% de confiabilidade.

Finalmente, ao exigir que toda a demanda esteja contratada, ou seja, que exista energia assegurada para todos os consumidores, criou-se um mecanismo pelo qual se garante o atendimento do sistema com 95% de confiabilidade.

4.1.2 Leilões de Contratos a Termo e Contratos de Opção

A modalidade de contratação mais utilizada no setor elétrico no Brasil e no mundo é o contrato a termo, ou “forward”. Neste tipo de contrato, o vendedor se responsabiliza pelos riscos de mercado associados à venda de energia. O leilão de contratos a termo de longo prazo tem sido bastante utilizado no Brasil como mecanismo de gerenciamento de risco de mercado entre os agentes e foi analisado em detalhes em [50].

Como será visto a seguir, os leilões de contratos de opção foram introduzidos mais recentemente no Setor Elétrico e foram a principal novidade em termos de “modelo de contratação” no “novo modelo” do Setor Elétrico Brasileiro. Desta forma, este tipo de contrato forma o tema central desta dissertação e será analisado nas próximas seções.

⁸ No caso das hidroelétricas, a energia assegurada é proporcional a energia firme [15] da usina - máxima energia gerada durante o período crítico. No Brasil o período crítico considerado é o de 1951 a 1956.

⁹ O certificado de energia assegurada de uma usina também pode ser interpretado como o montante de contrato que leva à igualdade entre o valor monetário das diferenças compradas e vendidas pela usina no mercado de curto prazo [46]

4.2 Leilões de Opção de Energia Elétrica: visão geral

Os leilões de opções de energia elétrica como mecanismos de expansão da oferta foram recentemente propostos e têm sido amplamente discutidos na literatura [38][39][40][56], motivados, como visto no Capítulo 3, pela possibilidade de transferência do benefício da compra de energia “barata” para o consumidor.

Como visto anteriormente, em um contrato de opção devem ser definidos o preço de exercício, o prêmio de risco e o montante contratado. Estes autores defendem a realização de leilões onde o preço de exercício é fixado pelo regulador e são ofertados apenas o prêmio e a quantidade a ser contratada. Outros propõem leilões onde os três parâmetros são ofertados. Estes dois tipos de leilões serão discutidos a seguir.

4.2.1 *Leilões com oferta de prêmio e quantidade*

Arriaga [56] propõe que a demanda das distribuidoras deva estar contratada através de leilões de opções com garantia física, onde o preço de exercício é fixado, visando que as ofertas sejam unicamente no binômio preço-quantidade. O autor argumenta que se os geradores também pudessem ofertar o preço de exercício, as ofertas seriam difíceis de ser comparadas.

Neste mecanismo o preço de exercício deveria ser regulado pelas autoridades competentes, que definiriam um valor único visando padronizar os contratos oferecidos no leilão. O cálculo deste parâmetro é discutido em [56][40]

4.2.2 *Comparação das ofertas em leilões com ofertas de prêmio e quantidade*

Em um leilão com *strike* fixo, cada agente oferece apenas a quantidade a ser contratada e o preço. Neste caso, a comparação entre as ofertas é simples e imediata: as ofertas são ordenadas a partir do menor preço e aceitas até que o montante total ofertado seja igual à quantidade requerida. A Figura 4-2 exemplifica o resultado de um leilão prêmio-quantidade cuja demanda é de 230

MW médios. Verifica-se que os geradores que ofertaram a cima de 112 R\$/MWh não tiveram suas energias contratadas.

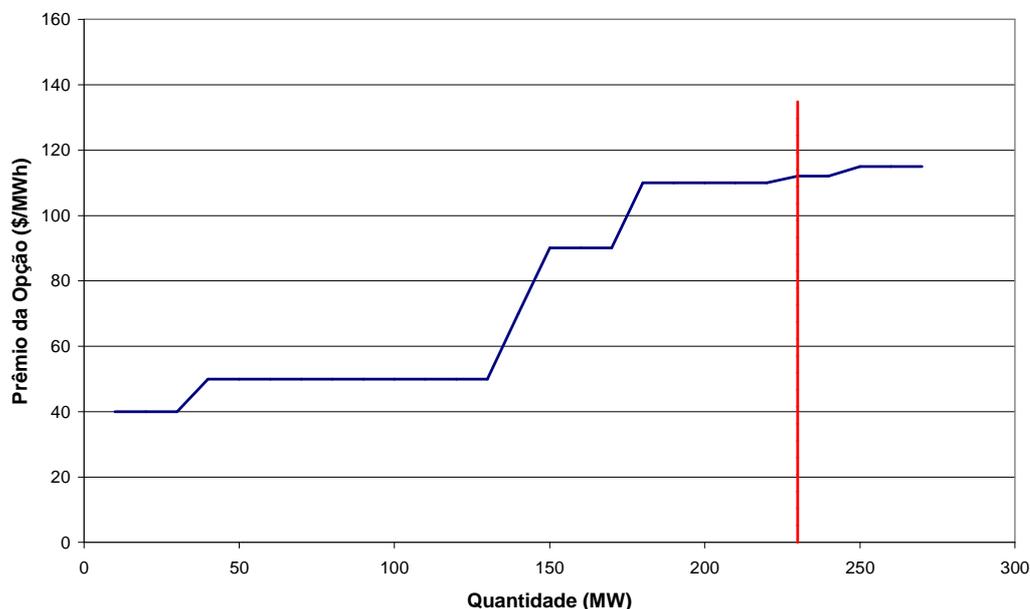


Figura 4-2 – Comparação entre ofertas nos leilões prêmio-quantidade

O preço do gerador marginal (112 \$/MWh) seria um *proxy* para o preço da confiabilidade do sistema, que é o prêmio a ser pago para todos os geradores aceitos.

4.2.3 *Estratégia de oferta (prêmio de Risco) em Leilões com Strike Fixo*

Similarmente aos contratos a termo, um aspecto importante em contratos de opção consiste na sua precificação. No caso particular de leilões de opção com strike fixo, a precificação do prêmio de risco dos contratos de opção de venda, normalmente é feita através da receita que o gerador renuncia ao assinar estes contratos. Como a geradora que assina este contrato limita a sua receita no *spot* ao preço de exercício, este custo de oportunidade pode ser calculado pelo valor esperado da diferença entre o preço *spot* e o *strike* (ou “payoff” [60] da opção), durante o período de exercício da opção[35][21], matematicamente:

$$P = E \left[\int_{p>s} (p - s) dt \right] + \left(I - E \left[\int_{p<s} p dt \right] \right) \quad (4-1)$$

Onde p é o preço *spot*, s é o strike e I é o custo (fixo) de implantação e investimento. O segundo termo da expressão só é adicionado pelos novos empreendimentos, onde o valor esperado do spot por si só não remunera os custos de implantação e investimento.

4.2.4 Leilões com oferta de strike, prêmio e quantidade

Uma possibilidade alternativa para o desenho de leilões de contratos de opções consiste em permitir aos participantes ofertar, adicionalmente ao prêmio e quantidade, o preço de exercício da opção. Este foi o desenho escolhido e implementado no leilão (pioneiro) ocorrido no Brasil em Dezembro de 2005 e é o foco principal desta dissertação.

Embora este tipo de leilão ofereça muita flexibilidade aos ofertantes, existe uma importante dificuldade para comparar as diversas ofertas dos agentes. Isto ocorre porque o valor do strike está intrinsecamente relacionado à volatilidade do retorno do contrato. Quanto maior o valor do strike menor a probabilidade de se exercer a opção, tornando distribuidora e o gerador mais sujeitos à volatilidade do *spot*.

Suponha por exemplo que no instante t o gerador T_1 queira vender uma opção de compra para a distribuidora D_1 com vencimento em $t + 1$, e que neste instante os preços spot estejam sujeitos à distribuição da Figura 2-13. Suponha também que esta usina é existente. Sendo assim, pela expressão (4-1), o prêmio de risco de um gerador neutro com relação a risco seria equivalente ao valor esperado da diferença entre o preço *spot* e o preço de exercício (ou “payoff” da opção). A Tabela 4-1 mostra como seria o prêmio de risco e a volatilidade do pagamento da distribuidora¹⁰ para opções com três diferentes preços de exercício: zero (representando um contrato a termo), 40 R\$/MWh e 200 R\$/MWh.

¹⁰ Por simplificação, considerou-se T_1 com custo de operação nulo.

Strike (R\$/MWh)	Prêmio (R\$/MWh)	Volatilidade¹¹ (R\$/MWh)
0	95	0
40	85	13
200	64	27

Tabela 4-1 – Características das opções

Por construção, para os três tipos de contratos o valor esperado do pagamento da distribuidora é igual ao valor esperado do preço *spot* (95 R\$/MWh). Entretanto, quanto maior o preço de exercício maior a volatilidade do pagamento da distribuidora, pois ele está mais vulnerável às oscilações do preço no curto prazo. Dado que este tipo de leilão é importante conceitualmente na expansão da oferta de energia no Brasil, surge então a seguinte questão: como comparar contratos com diferentes strikes?

4.2.5 Comparação das ofertas no caso do Brasil: o Índice Custo Benefício

No modelo brasileiro, diferente da abordagem sugerida por Oren [37] e por Arriaga [56], o *strike* da opção é utilizado como custo declarado para fins de operação do sistema¹². A distribuidora que assina este contrato tem como custo adicional, além do prêmio da opção, as despesas referentes à operação da usina e às transações no mercado de curto prazo.

Desta forma, o critério utilizado para a comparação das diferentes ofertas de *strike* e prêmio dos geradores foi a definição de um Índice Custo Benefício (ICB) (R\$/MWh), que é definido como a razão entre o custo global da usina (\$) e o seu benefício energético (MWh) adicionado ao sistema. Em outras palavras, ele representa o “custo” daquela opção de contratação sob a ótica do consumidor final.

Segue a expressão para o seu cálculo:

¹¹ Desvio padrão da receita do gerador no mercado *spot*

¹² No caso de Oren e Arriaga, o *strike* da opção não precisa estar “conectado” à operação física do sistema.

$$ICB_k = \frac{P_k + E_{co}(\underline{g}_k, s_k) + E_{ce}(\underline{g}_k, s_k)}{EA(\underline{g}_k, s_k)} \quad (4-2)$$

onde:

ICB_k	Índice Custo Benefício do participante k (\$/MWh)
EA	Energia Assegurada do participante k (MWh)
P_k	Prêmio de risco do participante k (\$)
s_k	Strike do participante k (\$/MWh)
\underline{g}_k	Geração mínima do participante k (MWh)
E_{co}	Valor esperado do custo operativo (\$)
E_{ce}	Valor esperado do custo econômico de curto prazo (\$)

No denominador da expressão (4-2) encontra-se o benefício energético da usina termelétrica, que corresponde legalmente à sua Garantia Física ou Energia Assegurada (EA), Conforme visto na seção 4.1.1, esta parcela é uma função do custo operativo e da inflexibilidade da usina.

O numerador da expressão (4-2) corresponde ao custo global do empreendimento, que é composto por: prêmio da opção (oferta do agente), valor esperado do custo de operação da usina (calculado pelo Governo mas dependente da oferta do agente de custo variável) e valor esperado do custo econômico das transações no curto prazo (calculado pelo Governo mas dependente da oferta do agente de custo variável). Estas duas últimas parcelas indicam os custos esperados “sob o ponto de vista do comprador” a serem incorridos com o reembolso do custo operativo da térmica e com as compras e vendas no mercado de curto prazo. Em outras palavras, o ICB procura fornecer o real custo daquela energia sob a ótica do consumidor final, fornecendo um “proxy” do dispêndio financeiro do consumidor naquela opção de contratação.

Nota-se que, assim como a energia assegurada, o E_{co} e o E_{ce} são funções da inflexibilidade e do *strike* da usina. O cálculo destas duas parcelas é feito a partir das seguintes expressões:

$$E_{co}(\underline{g}, s) = \frac{1}{T} \frac{1}{N} \sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^N (g_{ij} - \underline{g}) \cdot s \quad (4-3)$$

$$E_{ce}(\underline{g}, s) = \frac{1}{T} \frac{1}{N} \sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^N \pi_{dij} \cdot EA(\underline{g}, s) - \frac{1}{T} \frac{1}{N} \sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^N \pi_{dij} \cdot g_{ij} \quad (4-4)$$

Onde,

$$g_{ij} = \begin{cases} \bar{g} \Rightarrow \pi_{dij} \geq s \\ \underline{g} \Rightarrow \pi_{dij} < s \end{cases}$$

EA	Energia Assegurada (MWh)
π_{dij}	Preço <i>spot</i> na etapa i e série hidrológica j ($\$/MWh$)
g_{ij}	Geração da usina na etapa i e série hidrológica j (MWh)
s_i	<i>Strike</i> da usina ($\$/MWh$)
\underline{g}	Geração mínima da usina (MWh)
T	Número de etapas
N	Número de séries hidrológicas

Analisando a expressão (4-3) percebe-se que o aumento do *strike* s , apesar de elevar o produto $(g_{ij} - \underline{g}) \cdot s$, pode diminuir o E_{co} devido ao despacho em menos séries da usina. Já o aumento da geração mínima sempre implica na diminuição do E_{co} , tendo em vista que a distribuidora só paga pela diferença entre a geração efetiva e a geração mínima. Nesta dissertação analisaremos somente o impacto do *strike* no ICB e, portanto, consideraremos que a geração mínima da usina é nula. O Figura 4-3 mostra uma curva típica de valor esperado de custo operativo em função do *strike* para uma térmica totalmente flexível.

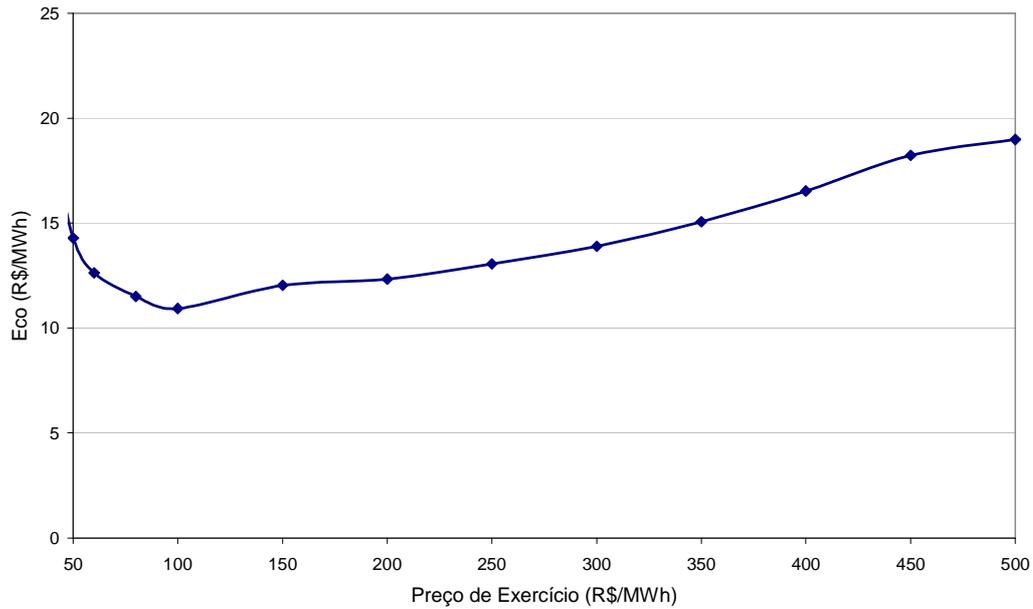


Figura 4-3 – Valor esperado do custo operativo x preço de exercício

As parcelas EA , E_{co} e E_{ce} são calculadas antes do leilão pelo Governo (MME), mediante a declaração do *strike* e inflexibilidade dos agentes. Com isso, a oferta dos geradores no leilão se reduzem ao prêmio P (R\$/ano) e à quantidade (MWh/ano), que podem ser facilmente comparadas segunda a metodologia descrita na seção 4.2.2.

4.2.6 Propriedades do ICB

A expressão (4-2) possui duas importantes propriedades.

Propriedade 1:

O ICB não varia com o preço de exercício nem com a inflexibilidade da usina quando se oferta como prêmio de risco o valor esperado da receita líquida no mercado de curto prazo, ou seja, $P = E[\pi_d \cdot g] - E[s \cdot g]$.

Demonstração 1:

Substituindo-se as expressões (4-3) e (4-4) em (4-2) obtém-se:

$$ICB = \frac{P}{EA} + \frac{E[s \cdot g] + E[\pi_d EA] - E[\pi_d g]}{EA} \quad (4-5)$$

Substituindo-se o prêmio de risco obtem-se:

$$ICB = \frac{E[\pi_d g] - E[s \cdot g]}{EA} + \frac{E[s \cdot g] + E[\pi_d EA] - E[\pi_d g]}{EA} \quad (4-6)$$

Como a EA não é variável aleatória, rearranjando os termos temos:

$$ICB = \frac{E[\pi_d EA]}{EA} = \frac{EA \cdot E[\pi_d]}{EA} = E[\pi_d] \quad (4-7)$$

Esta propriedade significa que, uma térmica que em valor esperado está indiferente em se contratar ou não, representa um custo para o consumidor igual ao valor esperado do preço *spot*. Em outras palavras, em valor esperado, seria indiferente para o consumidor contratar esta térmica ou comprar energia no mercado de curto prazo.

Propriedade 2:

A razão entre o valor esperado do custo econômico e a energia assegurada não varia com o preço de exercício.

Demonstração 2:

Por simplificação esta demonstração será feita apenas para uma etapa. Segue a expressão desta razão:

$$\frac{\sum_N \pi_{dj} \cdot EA - \sum_N \pi_{dj} \cdot g_j}{EA} = \sum_N \pi_{dj} - \frac{\sum_N \pi_{dj} \cdot g_j}{EA} \quad (4-8)$$

Substituindo-se a expressão da EA obtem-se:

$$\sum_N \pi_{dj} - \frac{\sum_N \pi_{dj} \cdot g_j}{\sum_N \pi_{dj} \cdot g_j} = \sum_N \pi_{dj} - \sum_N \pi_{dj} \cdot (1 - \varphi_j) = \sum_N \pi_{dj} \cdot \varphi_j \quad (4-9)$$

Onde:

φ_j Déficit de energia na série j (% da demanda)

Como a expressão (4-9) não depende da geração da térmica, por indução, também não depende do preço de exercício.

4.2.7 Estratégia de ofertas em leilões de opções com oferta de prêmio, strike e quantidade

Como visto anteriormente, nesta modalidade de leilão o gerador oferta tanto o prêmio de risco como o strike da opção. O prêmio de risco é a receita fixa que o gerador recebe durante a vigência do contrato e deve ser suficiente para cobrir os custos fixos do projeto e deve remunerar os custos de investimento do empreendedor. Um critério amplamente utilizado para tal é a taxa interna de retorno (TIR), ou seja, dado os custos supramencionados, calcula-se a receita fixa tal que a TIR do projeto seja, por exemplo, 15%.

Como os geradores têm a flexibilidade de ofertar além do prêmio da opção o *strike*, o qual não precisa necessariamente ser o custo “real” de operação da usina, pode haver um descompasso entre o custo de operação (preço de exercício) declarado no leilão para o cálculo das parcelas que compõe o ICB e custo de operação “real” da usina. Adicionalmente, caso haja restrições de fornecimento de combustível, o custo do combustível substituto pode ser superior ao custo declarado como *strike* e haver um prejuízo. Desta forma, todos estes aspectos precisam ser considerados na elaboração da estratégia de oferta, que deve ter com objetivo final determinar o binômio strike e prêmio que maximize a competitividade do projeto no leilão e que minimize os riscos.

O próximo capítulo introduz a metodologia para a definição desta estratégia de oferta.

5 MODELOS COMPUTACIONAIS E VISÃO GERAL DA METODOLOGIA DE ESTRATÉGIA DE OFERTAS

A metodologia utilizada nesta tese para definir a estratégia de oferta dos agentes geradores em leilões de contratos de opção com ofertas de strike-prêmio e quantidade consiste em estabelecer uma curva strike x ICB que, para cada oferta de strike, calcule o prêmio da opção de forma a minimizar o ICB correspondente com restrição de risco. De posse desta curva, o agente pode determinar a oferta do strike mais competitivo que leve ao menor ICB “global”, isto é, o menor dentre os obtidos para todos os strikes analisados.

Para a construção desta curva, é necessária uma modelagem de todas as incertezas relevantes no processo, como por exemplo, incerteza no despacho, no suprimento de combustível, etc. Neste trabalho, todas as incertezas relevantes são modeladas através de uma abordagem *fundamentalista*, ou seja, por cenários, produzidos a partir de modelos computacionais externos.

O objetivo deste capítulo é apresentar uma visão geral da metodologia e procedimentos adotados para possibilitar a definição da estratégia de oferta do preço de exercício e do prêmio, que minimize o ICB.

5.1 Cenários de preço spot e disponibilidade de gás

Como ilustração, a Figura a seguir mostra o fluxo de informações e os modelos computacionais utilizados nesta dissertação.

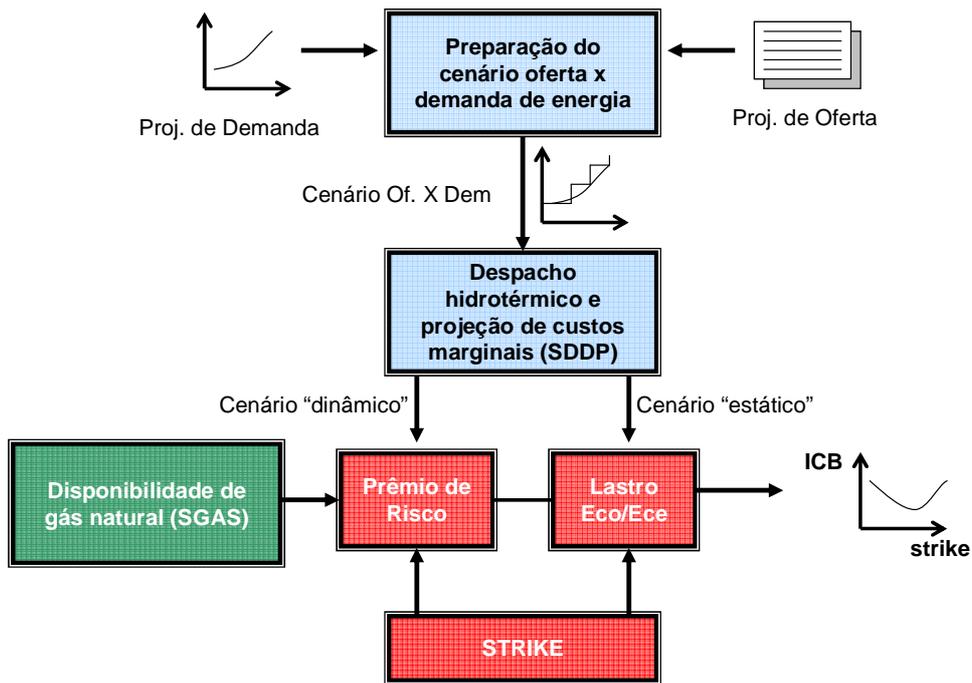


Figura 5-1 – Cadeia de modelos utilizada na minimização do ICB

Cada etapa do processo anterior é descrita abaixo:

a) Construção de um cenário de oferta e demanda para simulação da operação – nesta etapa é preparado um cenário de crescimento mensal da demanda para cada submercado a partir de hipóteses de crescimento do PIB. A seguir, é ajustado um plano de expansão a este cenário, levando em conta a competitividade das opções de geração disponíveis (usinas, hidrelétricas, térmicas a gás, carvão e outras, e interconexões internacionais), os limites de transmissão e as características do mercado brasileiro.

b) Construção de um cenário de oferta e demanda estático – nesta etapa é preparado um cenário com configuração estática de oferta de energia para cálculo das parcelas que compõe o ICB (energia assegurada, custo operativo e custo econômico). A demanda é ajustada de forma iterativa mantendo-se fixas as proporções entre os subsistemas (Sul, Sudeste, Norte e Nordeste). O processo converge quando pelo menos um dos subsistemas atinge risco de déficit anual de 5%, de acordo com o critério de segurança definido pelo Conselho Nacional de Política Energética.

c) Modelo computacional para projeção de preços spot e despacho das usinas: para os estudos de caso desta tese, utilizou-se o modelo de despacho

hidrotérmico¹³. A partir de um cenário de oferta e demanda de energia elétrica, o modelo calcula as funções de custo futuro do sistema hidrotérmico, levando em consideração as restrições do sistema hidrotérmico e as incertezas nas afluições. O algoritmo de cálculo das FCFs é uma extensão do procedimento de PDE apresentado no Capítulo 2, chamada PD Dual Estocástica. Uma vez calculadas as FCFs, o SDDP simula a operação do sistema, isto é, resolve sucessivamente o problema de despacho de um estágio para um conjunto de *cenários hidrológicos* (conjunto de vazões afluentes ao longo dos T estágios) indexados por $n = 1, \dots, N$. O resultado da simulação consiste de um conjunto de preços spot, $\{\pi_{tn}\}$, para cada submercado, e um conjunto de produções de energia para cada um dos J geradores a gás natural, $\{g_{tjn}\}$, para $n = 1, \dots, N; j = 1, \dots, J$ e $t = 1, \dots, T$.

d) Construção do cenário de oferta e demanda de gás natural para simulação do transporte do gás natural – nesta etapa é preparada uma projeção da demanda não-termoelétrica (setor industrial, comercial, automotivo, residencial, cogeração), da demanda termoelétrica e da oferta. A projeção da demanda não-termoelétrica é obtida através da regressão linear dos dados históricos de consumo de cada distribuidora. A demanda termoelétrica é calculada a partir do despacho das usinas do item c), resultando em um conjunto de consumos de gás para cada um dos J geradores, $\{q_{tjn}\}$, para $n = 1, \dots, N; j = 1, \dots, J$ e $t = 1, \dots, T$. A projeção da oferta de gás natural é feita com base nos principais novos projetos de produção.

e) Modelo para cálculo da disponibilidade de gás natural da usina: para os estudos de caso desta tese, utilizou-se um modelo de fluxo em rede com a representação do sistema de transporte de gás do Brasil. Com base nas projeções de demanda e oferta do item d, calculou-se o fluxo que minimiza o déficit no atendimento a demanda, conforme será detalhado no Anexo B. O resultado é a disponibilidade de gás para a usina em cada etapa e em cada cenário hidrológico.

¹³ Foi utilizado o software SDDP (baseado na metodologia de programação dinâmica estocástica dual, que trata o problema de despacho de mínimo custo do sistema de forma individualizada por usina), de propriedade da PSR Consultoria – <http://www.psr-inc.com>

5.2 Metodologia

Definidos os cenários de disponibilidade de gás e de custos marginais das duas configurações (estática e de operação), a curva strike x ICB é obtida pelos seguintes passos:

1. seleciona-se um preço de exercício;
2. com os cenários de custos marginais da configuração estática calcula-se: a energia assegurada, o valor esperado do custo operativo e o valor esperado do custo econômico;
3. para cada série de custos marginais da configuração de operação calcula-se o despacho da usina;
4. com os cenários de disponibilidade de gás calcula-se para cada série hidrológica a receita operativa da usina, ou seja, a diferença entre o reembolso do exercício da opção e o custo de operação;
5. calcula-se o prêmio de risco
6. calcula-se o ICB e retorna ao passo 1.

Uma vez que a curva é construída, seleciona-se a oferta de *strike* e o prêmio de risco, que minimiza o ICB. O próximo capítulo discute o cálculo do prêmio do risco.

6 ESTRATÉGIAS DE OFERTA EM LEILÕES DE OPÇÕES: UM EXEMPLO

Como visto anteriormente, no leilão de opções de energia instituído no novo modelo do setor elétrico os geradores são livres para ofertar o prêmio e o preço de exercício da opção. Nestes leilões o *strike* é utilizado como custo declarado de operação da usina, ou seja, para fins de cálculo do ICB e despacho da usina ao longo do horizonte do contrato, porém não é necessariamente o seu custo “real” de operação.

Este capítulo detalha e exemplifica a metodologia introduzida no Capítulo anterior para a definição da estratégia de oferta do preço de exercício e do prêmio de risco, levando em consideração o perfil de aversão a risco do gerador. Neste Capítulo são apresentados alguns exemplos introdutórios e um estudo de caso completo para o sistema Brasileiro é apresentado no Capítulo 7.

6.1 Cálculo do prêmio de risco

Considere que uma térmica com um contrato por disponibilidade precisa de uma receita anual mínima de \underline{R} para cobrir os seus custos fixos e remunerar o investimento do empreendedor. A receita líquida desta usina possui uma parcela fixa (prêmio de risco) e outra variável (receita operativa), e pode ser definida em cada instante de tempo t a partir da seguinte expressão:

$$R_t = P + g_t \cdot (s - c) \quad (6-1)$$

onde:

R_t	Receita líquida no instante t (R\$/ano)
P	Prêmio de risco (R\$/ano) (variável de decisão)
g_t	Geração da usina no instante t (MWh)
c	Custo “real” de operação (R\$/MWh)
s	<i>Strike</i> (R\$/MWh) (variável de decisão)

Suponha que esta usina possui três estratégias de oferta do *strike*: igual, maior ou menor que o custo real. Analisando a expressão (6-1) percebe-se que, se o *strike* s for igual ao custo c (estratégia 1), a receita líquida não depende do despacho da usina e, portanto, a receita da usina é constante ao longo da duração do contrato. Neste caso o prêmio ofertado no leilão seria igual a \underline{R} . No caso do *strike* maior que o custo “real” (estratégia 2), a térmica tem um “upside” quando é despachada e pode ofertar um prêmio menor que \underline{R} , visando um aumento de competitividade no leilão. Entretanto, como a dependência do despacho introduz volatilidade à receita líquida da usina, a redução do prêmio depende do perfil de aversão a risco do agente. Finalmente, com o *strike* menor que o custo “real” (estratégia 3), a térmica tem um prejuízo toda vez que é despachada, o que leva a um prêmio maior que \underline{R} e, como a receita também depende do despacho, à introdução de volatilidade na receita líquida.

Devido à volatilidade de longo prazo causada pela alta capacidade de armazenamento do sistema, a usina pode ficar durante meses sem gerar, o que significa: (i) longos períodos sem o “upside” da estratégia 2 e (ii) curtos períodos com o prejuízo da estratégia 3. Para captar esta diversidade hidrológica, a operação da usina durante o período do contrato deve ser simulada para diversos cenários, obtendo-se assim diferentes cenários de receita operativa.

Visando manter a correlação temporal cada série de receita operativa é trazida a valor presente, obtendo-se uma distribuição de probabilidade desta variável aleatória. Por exemplo, a Figura 6-1 ilustra a distribuição do valor presente das receitas operativas, para uma usina T_1 com *strike* de 200 R\$/MWh e com custo de operação de 100 R\$/MWh (estratégia 2) quando submetida à distribuição de preços spot da Figura 2-13 do Capítulo 2. Nota-se que a distribuição de probabilidade é bastante assimétrica em relação à média (0.21 bilhões de reais), refletindo a assimetria dos preços *spot* em sistemas hidrotérmicos. Por um lado, existe cerca de 20% de probabilidade de ter VPL igual a zero, o que significa 20% de probabilidade da térmica não despachar durante o período do contrato e não receber o reembolso operativo. Por outro, existe 5% de probabilidade de se ter valores maiores que 0.71 bilhões de reais.

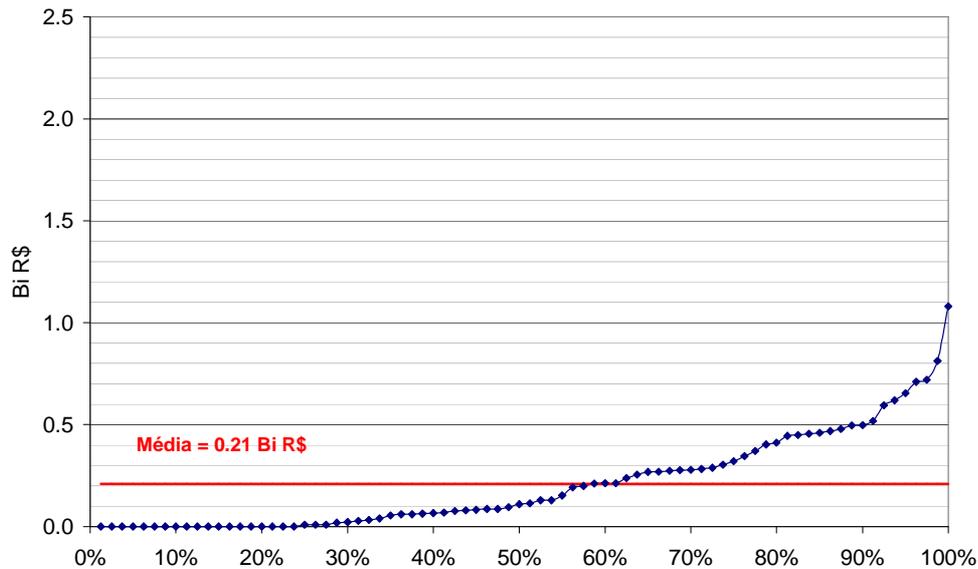


Figura 6-1 – Valor presente da receita operativa da usina

6.1.1 *Térmica neutra a risco*

Para uma térmica neutra com relação a risco, fixado um *strike* s e uma remuneração anual mínima \underline{R} , o prêmio de risco pode ser obtido da seguinte forma:

$$E\left[\sum_T \frac{P + g_t \cdot (s - c)}{(1 + k)^t}\right] = \sum_T \frac{\underline{R}_t}{(1 + k)^t} \quad (6-2)$$

onde:

K	Custo de capital (%)
T	Duração do contrato (anos)
\underline{R}_t	Remuneração mínima no instante t (R\$/ano)

O lado esquerdo da expressão (6-2) representa o valor esperado do valor presente da receita líquida da usina, onde a variável aleatória é a geração da usina. O lado direito representa o valor presente da receita mínima requerida para cobrir custos fixos e remuneração do investimento.

Por exemplo, suponha que a remuneração anual da usina T1 é R\$ 100 milhões por ano, o que trazido a valor presente equivale a 580 milhões. Usando a expressão (6-2), o prêmio de risco ofertado no leilão deveria ser de 65 milhões por ano. A Figura 6-2 mostra com ficaria a receita líquida desta usina quando

submetida à distribuição de preços spot da Figura 2-13 do Capítulo 2. Observa-se que existem 60% de probabilidade do valor ser menor que o valor presente da receita mínima, o que significaria prejuízo para a térmica.

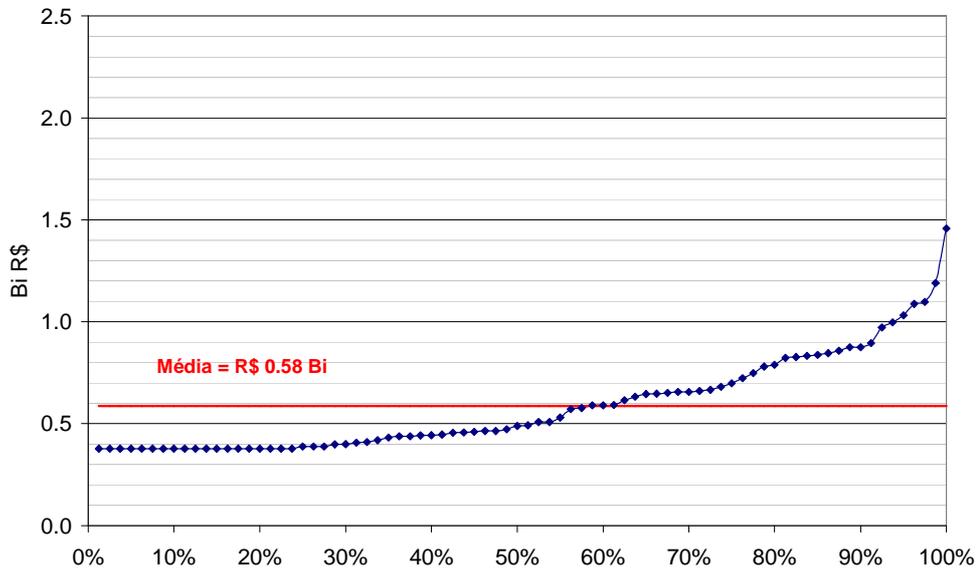


Figura 6-2 – Valor presente da receita líquida – térmica neutra a risco

6.1.2 Térmica avessa a risco

A abordagem utilizada nesta dissertação para expressar a aversão a risco do agente será o “valor em risco” ou VaR [42]. Com isso, se buscará determinar a estratégia de oferta que produza uma receita líquida mínima com um nível de 95% de probabilidade. Outras métricas de risco poderiam ser utilizadas para expressar o “perfil de risco” do agente, como por exemplo funções utilidade, VaR Condicional (CvaR), downside risk, minimizar o máximo arrependimento, entre outros. O ANEXO A: apresenta uma descrição sobre as principais métricas de risco.

Desta forma, para uma térmica avessa a risco, fixado um *strike* s e uma remuneração anual mínima \underline{R} , a expressão (6-2) apresenta a seguinte forma:

$$VaR_{\alpha} \left[\sum_T \frac{P + g_t \cdot (s - c)}{(1 + k)^t} \right] = \sum_T \frac{\underline{R}_t}{(1 + k)^t} \quad (6-3)$$

onde:

α Nível de VaR (%)

O lado esquerdo da expressão (6-3) representa o *Value at Risk* a um nível α % do valor presente da receita líquida da usina, onde a variável aleatória é a geração da usina.

Para um nível de VaR de 95%, a usina T1 transferiria os benefícios da estratégia 2 e ofertaria no leilão um prêmio igual a receita mínima. Por exemplo, a Figura 6-3 ilustra a distribuição do valor presente da receita líquida para este caso (uma vez mais, quando submetida à distribuição de preços spot da Figura 2-13 do Capítulo 2).

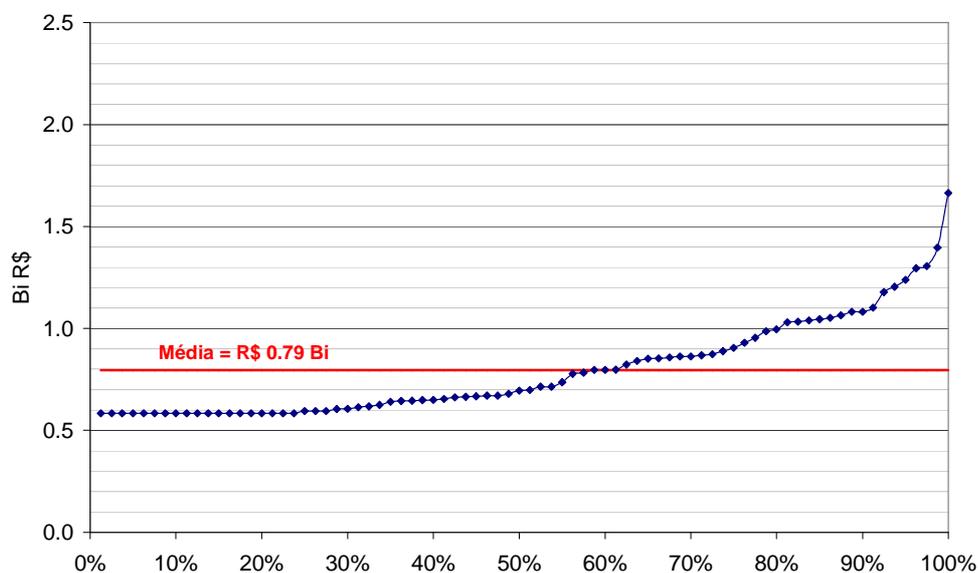


Figura 6-3 – Valor presente da receita líquida – térmica avessa a risco

6.2 Estratégia de oferta

Na seção anterior foi visto que, definido um *strike*, o prêmio de risco pode ser calculado de maneira a garantir a remuneração do investimento. Entretanto, como no leilão de energia nova as térmicas também ofertam o *strike*, existe uma estratégia ótima que minimiza o ICB, visando aumentar a competitividade da térmica no leilão.

Para uma térmica avessa a risco, fixada uma remuneração anual mínima \underline{R} , o prêmio de risco e *strike* devem ser calculados de modo a:

$$\text{Min ICB} (P, s) \quad (6-4)$$

Sujeito a:

$$VaR_\alpha \left[\sum_T \frac{P + g_t \cdot (s - c)}{(1 + k)^t} \right] \geq \sum_T \frac{R_t}{(1 + k)^t}$$

As variáveis de decisão de (6-4) são o prêmio P e o *strike* s . Vale ressaltar que a única variável aleatória de (6-4) é a geração da usina g_t , que pode ser modelada através de cenários hidrológicos.

6.2.1 Exemplo da metodologia

Para ilustrar a aplicação do procedimento anterior será feito um estudo de caso inicial e simplificado com o sistema Brasileiro, o capítulo 7 apresenta um estudo de caso realista. A Tabela 6-1 descreve as características da térmica T_1 . Por simplicidade, será assumido um contrato com duração de 1 ano.

Capacidade (MW)	Custo Variável (R\$/MWh)	Receita Mínima (Millhão R\$/ano)	Nível de VaR (%)
380	62,34	100	95

Tabela 6-1 – Características térmica T_1

Os cenários de geração e os preços *spot* para o cômputo da energia assegurada, valor esperado do custo econômico, valor esperado do custo operativo e da receita operativa, foram obtidos a partir de uma ferramenta que calcula o despacho de mínimo custo. Esta ferramenta utiliza a técnica de programação dinâmica dual estocástica [31] e é similar à metodologia utilizada pelo ONS.

A Figura 6-4 mostra que o preço de exercício ótimo a ser ofertado no leilão é 62,34 R\$/MWh, que é o próprio custo variável de operação. Nesta situação, devido à ausência de volatilidade na receita líquida da usina, o prêmio que deve ser ofertado no leilão é a própria receita mínima (100 milhões R\$/ano).

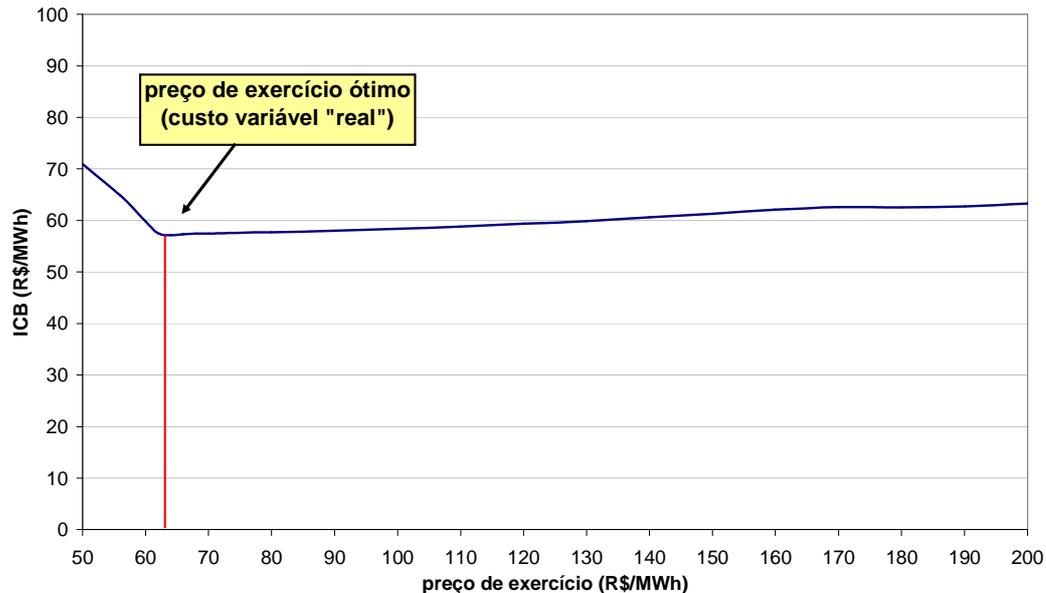


Figura 6-4 – Curva strike x ICB

Esta estratégia não é difícil de entender: um preço de exercício menor que o custo variável representaria um custo toda vez que a térmica é despachada, que seria compensado pelo aumento do prêmio de risco e consequentemente pela diminuição da competitividade da térmica (ICB). Por outro lado, um *strike* maior que o ICB introduz volatilidade à receita da usina, o que é indesejado em uma métrica de risco como o VaR. Consequentemente, a oferta ótima do binômio strike-prêmio passa a ser o custo real de operação e a receita mínima.

6.3 Estratégia de oferta sob incerteza no suprimento de combustível

No leilão de energia nova os geradores passaram por outro desafio: desenvolver uma estratégia de oferta strike-prêmio considerando incerteza na disponibilidade de combustível, que acarreta uma incerteza nos custos de combustível do gerador.

Durante 1999 e 2003, graças ao Programa Prioritário Termoelétrico PPT, foram construídos no Brasil cerca de 7000 MW de usinas termoelétricas movidas a gás natural. Entretanto, não existe disponibilidade de gás para atender a demanda em uma situação de despacho simultâneo desta capacidade. Isto ocorre

porque a infraestrutura de transporte e produção ainda está em desenvolvimento no país [5].

Para aliviar esta dificuldade, algumas térmicas que participaram do leilão estão sendo convertidas para bicomcombustível, também podendo consumir óleo diesel.

6.3.1 Custo variável de térmica bicomcombustível

O custo de operação variável de uma térmica é composto pelo custo de O&M e custo de combustível, sendo este último o mais significativo¹⁴. Térmicas bicomcombustíveis podem gerar tanto a óleo quanto a gás natural. Devido ao gás natural ser um insumo de menor preço – cerca de 20% do valor do alternativo, a operação a óleo diesel só ocorre em caso de escassez de gás natural.

Com isso, a operação de uma termoelétrica bicomcombustível está sujeita à disponibilidade de gás natural que, por sua vez, é uma função das flutuações da demanda de outros segmentos (automotivo, industrial, comercial, etc), do despacho das outras térmicas e de ampliações da infraestrutura de transporte e produção. Esta dependência introduz incerteza quanto ao custo variável de operação da usina e, por conseguinte, incerteza quanto à estratégia de oferta do binômio strike-prêmio no leilão.

Considere duas estratégias de oferta do *strike*: custo de operação a gás natural (estratégia 1) e custo de operação a óleo diesel (estratégia 2). Caso opte pela primeira estratégia, a térmica terá prejuízo toda vez que for despachada e houver indisponibilidade de gás natural, tendo que incorporar estas perdas na oferta do prêmio. Caso a térmica opte pela estratégia 2, a térmica terá um lucro toda vez que for despachada e houver disponibilidade de gás natural, podendo repassar os ganhos para a diminuição do prêmio de risco. Porém, a estratégia 2 implica em redução do lastro e em um possível aumento do custo esperado de operação da usina, levando a um incremento no ICB e, conseqüentemente, a uma perda de competitividade no leilão.

¹⁴ O contrato por disponibilidade possui cláusulas que ajustam o custo declarado de operação conforme um índice pré-determinado (IPCA/IGPM), o que leva o empreendedor a ter uma estimativa de seus custos reais de operação na hora de ofertar o strike.

6.3.2 Formulação matemática

A estratégia de oferta do preço de exercício e do prêmio de risco de uma térmica bicomcombustível deve considerar as incertezas na disponibilidade de gás natural, considerado aqui como combustível principal.

A equação (6-4) pode ser reformulada da seguinte maneira:

$$\text{Min } ICB(P, s) \quad (6-5)$$

Sujeito a:

$$VaR_{\alpha} \left[\sum_T \frac{P + g_t \cdot (s - c^g) \cdot \lambda_t + g_t \cdot (s - c^o) \cdot (1 - \lambda_t)}{(1 + k)^t} \right] \geq \sum_T \frac{R_t}{(1 + k)^t} \quad (1)$$

onde:

c^g	Custo de operação da usina a gás (R\$/MWh)
c^o	Custo de operação da usina a óleo (R\$/MWh)
λ_t	Probabilidade da disponibilidade de gás no instante t (%)

As variáveis de decisão de (6-5) são o prêmio P e o *strike* s . Além da operação da usina, o custo de operação passa a ser uma variável aleatória modelada pela probabilidade de disponibilidade do gás natural.

6.3.3 Exemplo da metodologia proposta – caso bicomcombustível

Para ilustrar esse procedimento será feito um estudo de caso para uma térmica bicomcombustível. A Tabela 6-2 descreve as características da térmica T₂. Por simplicidade, será assumido um contrato com duração de 1 ano.

Capacidade (MW)	Custo Gás Natural (R\$/MWh)	Custo Óleo Diesel (R\$/MWh)	Receita Mínima (Millhão R\$/ano)	Nível de VaR (%)
380	62,34	450,00	100	95

Tabela 6-2 – Características térmica T₂

Foi utilizado o mesmo cenário de geração e de preços *spot* da seção 6.2.1. Por simplificação, a probabilidade de disponibilidade de gás natural foi sorteada aleatoriamente para cada série hidrológica, indicando se existe (1) ou não (0) gás

para aquela série. Para tanto, o sorteio foi realizado a partir de uma distribuição binomial de Bernoulli, para diferentes níveis de probabilidade.

A Figura 6-5 ilustra as curvas strike x ICB para 5 níveis de probabilidade de indisponibilidade de gás natural (10%, 30%, 50%, 70% e 90%). Observa-se que quanto maior a probabilidade da térmica operar usando óleo diesel, maior o preço de exercício que deve ser ofertado. Para uma probabilidade de 10%, o strike ótimo é de aproximadamente 80 R\$/MWh (12% maior que o custo do gás natural), o prêmio de risco é a própria remuneração anual, levando a um ICB de 57,70 R\$/MWh. Caso a térmica ofertasse como strike o custo do gás, para compensar as perdas com a operação a óleo em 10% dos cenários, deveria ser ofertado um prêmio seria de 190 milhões, o que levaria o ICB para 93,30 R\$/MWh.

Com 50% de probabilidade de não haver gás, o strike ótimo passa para 340R\$/MWh (440% maior que o custo do gás natural), o prêmio para 101,3 milhões de reais e o ICB para 69,52 R\$/MWh. Neste caso, se a térmica oferecesse o custo do gás, o prêmio risco que garantiria a remuneração mínima com 95% de probabilidade seria de 1,080 milhões de reais, aumentando o ICB em 616 % (428,48 R\$/MWh) com relação ao valor ótimo.

Finalmente, caso a probabilidade de indisponibilidade de gás fosse de 90%, o strike ótimo seria o próprio custo da geração a óleo diesel (450 R\$/MWh). O ICB neste caso seria de 74,30 R\$/MWh. Se a térmica ofertasse o preço do gás o prêmio de risco deveria ser de 1,317 milhões de reais, resultando em um ICB de 501 R\$/MWh.

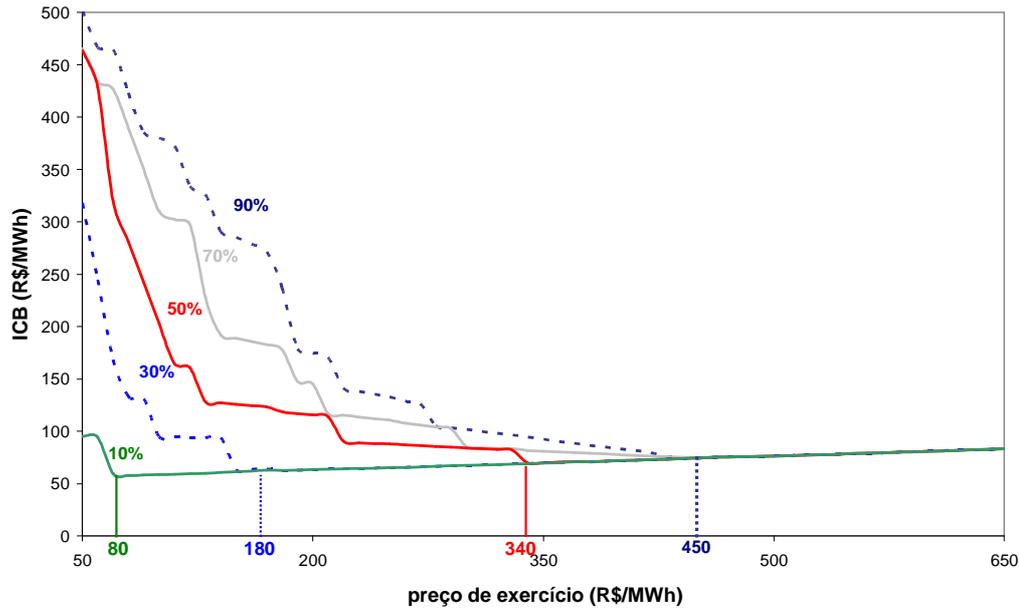


Figura 6-5 – Curva strike x ICB (incerteza no custo)

A Figura 6-6 a seguir apresenta a variação do preço de exercício ótimo com o nível de probabilidade de falta de gás. Verifica-se que a partir de 70% de probabilidade, a oferta do strike ótimo é o próprio preço do óleo diesel (combustível substituto). Para probabilidades entre 10% e 60%, a oferta da térmica é de um strike *híbrido*, ou seja, cujo valor situa-se *entre* os custos do óleo diesel e do gás natural.

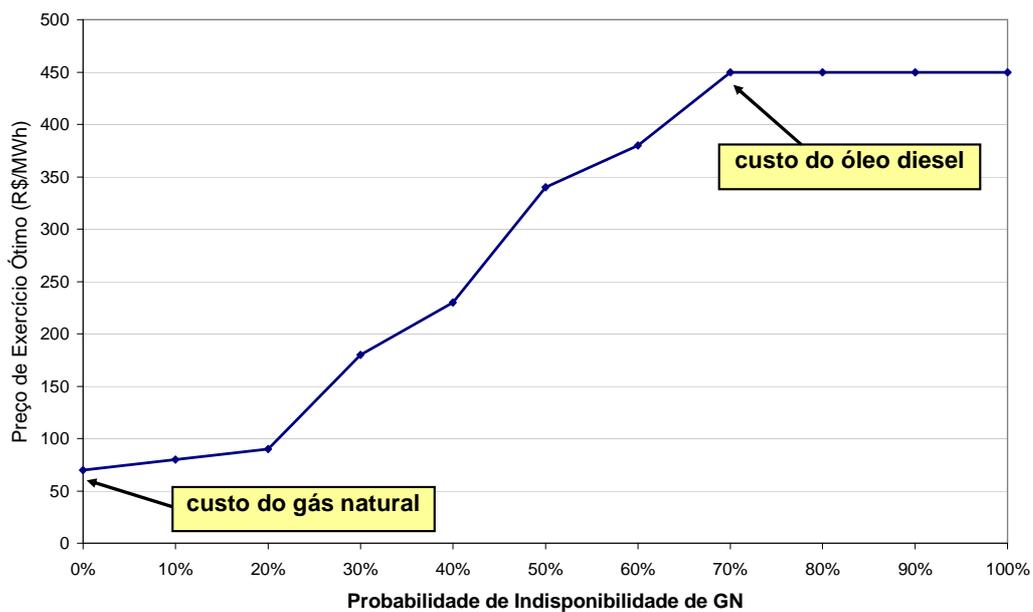


Figura 6-6 – Strike Ótimo para Cada Nível de Indisponibilidade

6.4 Redeclaração do Custo Variável

Como visto anteriormente, o preço de exercício é usado como custo variável do despacho de mínimo custo. Entretanto este valor poderia ser considerado como um teto para a declaração do agente, ou seja, a térmica poderia declarar um custo de operação menor que o preço de exercício conforme sua estratégia. Com esta nova declaração vale ressaltar que: (i) o lastro da térmica não seria afetado, tendo em vista que a garantia física que respalda o contrato é calculada com base no preço de exercício; (ii) o reembolso operativo não seria afetado, sendo a térmica ressarcida apenas do preço exercício quando a opção estiver “in the money”; e (iii) a térmica receberia o preço spot enquanto a opção estiver “out of the money”.

A estratégia da redeclaração visa se aproveitar dos momentos onde o preço spot está entre o custo real de operação e o preço de exercício, quando o agente receberia o preço do curto prazo. A Figura 6-7 ilustra uma série sintética de quatro anos de preços spot, onde se observam três momentos distintos de uma térmica que vendeu uma opção de venda com preço de exercício de 350 R\$/MWh e redeclarou seu custo variável de operação para 60 R\$/MWh.

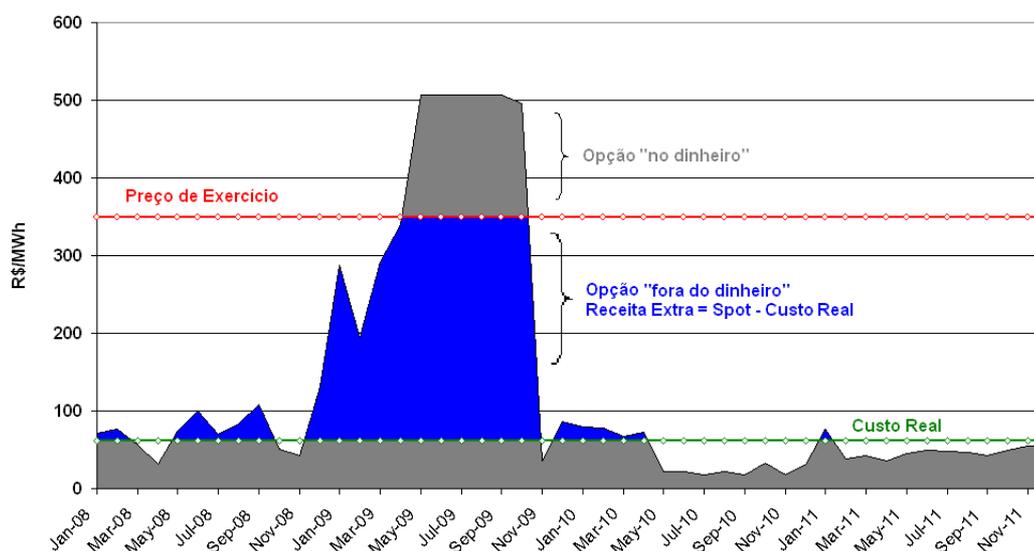


Figura 6-7 – Receita Extra com Redeclaração

Observe que enquanto o preço spot está abaixo do custo real, a térmica não é despachada. Quando o spot está entre o custo real e o preço de exercício (área azul da figura), a térmica é despachada e recebe o spot. Quando a opção for

exercida a térmica passa a receber o preço de exercício. Um estudo de caso com essa estratégia será discutido no próximo capítulo.

7 ESTRATÉGIAS DE OFERTA EM LEILÕES DE OPÇÕES: ESTUDO DE CASO APLICADO AO SISTEMA BRASILEIRO

Finalmente, com base na metodologia descrita ao longo dos capítulos anteriores, neste capítulo será apresentado um estudo de caso realista no Sistema Brasileiro para determinar a estratégia de oferta de uma térmica bicombustível com incerteza nos custos de operação devido à indisponibilidade de gás natural.

A modelagem da incerteza no suprimento de gás motivou o desenvolvimento de um outro procedimento, que será descrito a seguir.

7.1 Modelagem da incerteza no suprimento de combustível

7.1.1 Integração gas-eletricidade

Os modelos tradicionais de despacho hidro-térmico possuem uma representação detalhada do sistema elétrico (inclusive a rede de transmissão elétrica), porém não consideram as restrições de infraestrutura no transporte e na produção de gás natural. Conseqüentemente, o despacho ótimo das termelétricas, do ponto de vista do sistema elétrico, pode ser inviável do ponto de vista do setor de gás quando considerando suas restrições de produção e transporte.

Por exemplo, em Janeiro de 2004 a região Nordeste do Brasil sofreu uma forte estiagem que levou a solicitação do despacho de toda capacidade de termoelétricas a gás natural da região (1200 MW). Entretanto, apenas 400 MW estavam disponíveis para gerar devido às restrições de transporte e de produção, as quais não são “vistas” pelo ONS.

Uma situação similar ocorreu no Sul do Brasil onde, devido à condição hidrológica desfavorável da região, foi solicitado um teste de despacho da

térmelétrica Uruguaiana¹⁵ (600 MW) e a interconexão Brasil-Argentina¹⁶ (2,200 MW). Como resultado, devido às restrições de gás no país vizinho, apenas 600MW de ambos os recursos estavam disponíveis.

No sudeste do Brasil a situação não é diferente. Estudos recentes [27][28] mostram que não existe capacidade de atender a totalidade da demanda caso as termoelétricas venham a ser despachadas simultaneamente, evento factível em sistemas hidrotérmicos na ocorrência de uma situação hidrológica desfavorável. Neste contexto, a Petrobras anunciou em meados de 2005 a conversão de algumas de suas térmicas para bicomustível, que operariam a óleo diesel em uma situação de escassez de gás natural.

7.1.2 Modelagem do sistema de produção e transporte de gás

Para poder simular esta operação e calcular o custo deste despacho nesta dissertação, foi desenvolvido um modelo de fluxo em redes denominado SGAS. O modelo recebe os seguintes dados como entrada:

1. capacidade atual e futuras ampliações dos gasodutos;
2. projeção da oferta de gás;
3. projeção da demanda não-elétrica de gás;
4. cenários de despacho por térmica, oriundos de um modelo computacional de despacho hidrotérmico estocástico como o descrito no capítulo 5;

O produto deste modelo é a verificação para cada série hidrológica e etapa da simulação, se a térmica operou a óleo ou a gás natural. A Figura 7-1 apresenta o fluxo de dados do modelo SGAS. A área hachurada corresponde ao despacho estocástico hidrotérmico do sistema elétrico, realizado para uma configuração de oferta e demanda pré-estabelecida. O resultado de interesse nesta etapa é a geração elétrica (GWh) das térmicas a gás natural para cada série hidrológica e etapa da simulação (usualmente um mês). A partir destes resultados e usando a taxas de eficiência de cada máquina, é possível obter as projeções de gás natural

¹⁵ A termelétrica Uruguaiana é suprida por gás natural proveniente da Argentina.

¹⁶ A interconexão Brasil-Argentina é lastreada por termelétricas ciclo-combinado localizadas na Argentina.

por usina. A área superior representa o despacho do setor de gás considerando, além dos cenários de gás por térmica, uma projeção do consumo não-termelétrico (distribuidoras e refinarias) e representação da rede de gasodutos. Dado a representação do setor de gás e o consumo de gás para as termelétricas, o modelo SGAS minimiza o déficit de consumo de acordo com algum critério de prioridade para cada setor.

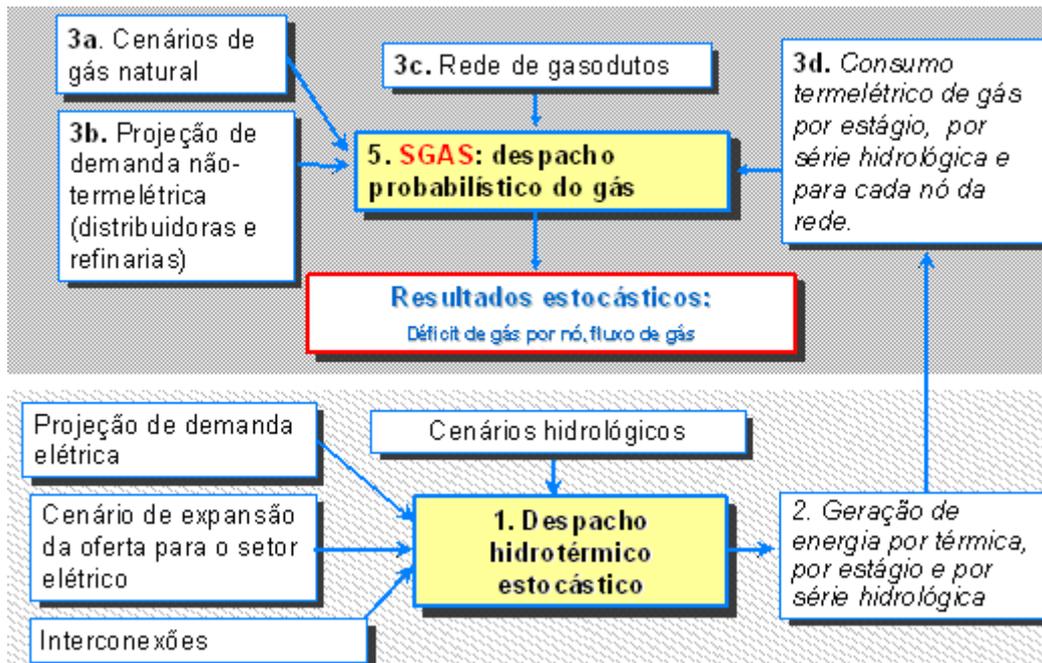


Figura 7-1 – Fluxo de Informações SGAS

O Anexo B apresenta o detalhamento do modelo SGAS.

7.2 Estudo de Caso para o Leilão de Energia Nova de 2005

No dia 16 dezembro de 2005 foi realizado o primeiro leilão para contratação de energia nova, conforme os moldes da nova regulação do setor elétrico. Foi um leilão multi-produto, onde foram ofertados simultaneamente contratos com duração de 15 anos iniciando em 2008, 2009 e 2010. Os geradores participantes totalizaram uma oferta de cerca de 6,000 MW médios para cobrir uma demanda em torno de 4,000 MW médios. Dentre os ofertantes candidatos, cerca de 60% são novos projetos hidroelétricos, sendo a diferença proveniente de térmicas a gás, carvão, óleo diesel e biomassa.

O desenho do leilão seguiu um esquema “pay as bid” iterativo e foi dividido em 3 fases, seguindo um conjunto de procedimentos classificatórios onde: (i) os investidores competem pela concessão das novas hidroelétricas, (ii) define-se a data de entrada de cada projeto candidato (2008, 2009, 2010) e (iii) contrata-se as ofertas mais competitivas para cada ano.

A empresa Petrobras participou deste leilão com sete termoelétricas a gás natural, totalizando uma capacidade instalada de 2,700 MW e um consumo de gás de 14 MMm³/dia. O estudo de caso desta tese será realizado para a térmica Eletrobolt. A Tabela 7-1 apresenta as características consideradas para esta térmica. Foi assumido que a térmica Eletrobolt necessitaria de uma receita fixa de 150 milhões de Reais por ano para cobrir suas despesas fixas.

Capacidade (MW)	Custo Gás	Custo Óleo	Receita Mínima (Millhão R\$/ano)
	Natural (R\$/MWh)	Diesel (R\$/MWh)	
380	62,34	450,00	150

Tabela 7-1 – Características da térmica T₁

7.2.1 Descrição do estudo de caso

Para o estudo de caso deste capítulo, o procedimento da Figura 7.1 foi aplicado a partir de uma configuração de oferta x demanda de eletricidade de gás do sistema brasileiro para o período 2008 a 2022¹⁷. A simulação do sistema elétrico foi realizada como modelo computacional SDDP, conforme descrito no capítulo 5, e para uma amostra de duzentos cenários hidrológicos.

Foi considerada nesta dissertação a premissa de que os problemas relativos à infraestrutura de transporte e produção de gás natural estariam *sanados* a partir de 2010. Em outras palavras, a partir de 2011 haveria disponibilidade de gás natural *suficiente* para atender a totalidade da demanda, não necessitando que os geradores utilizem o combustível alternativo. Portanto, até o ano de 2010, a disponibilidade de gás para térmicas é o resultado do modelo SGAS.

¹⁷ A razão para começar em 2008 deve-se ao fato que os contratos do leilão de energia nova de Dezembro de 2005 são para entrega a partir de 2008.

Assim, baseado na disponibilidade de gás para usina Eletrobolt, o procedimento metodológico descrito nos capítulos anteriores 5 e 6 foi aplicado de forma a obter a estratégia de oferta (prêmio e strike) no leilão de contratos por disponibilidade que minimize seu ICB considerando seu perfil de risco.

7.3 Resultados

Baseado nas metodologias, procedimentos anteriormente descritos, nesta seção são apresentados e discutidos a estratégia de oferta da Eletrobolt em três situações distintas: (a) considerando que a térmica é neutra em relação ao risco, ou seja, que buscará minimizar o ICB garantindo uma remuneração média para a usina; (b) considerando que a térmica é avessa em relação ao risco, ou seja, que buscará minimizar o ICB garantindo uma remuneração para a usina sujeito às restrições de risco; (c) considerando que a térmica possui a chance de fazer “redeclaração” de custo variável na operação real. A alternativa (c) é analisada para os dois perfis de risco da usina.

7.3.1 Caso neutro a risco

Caso o agente fosse neutro com relação a risco, ou seja, calculasse o prêmio de risco segundo a expressão (6-2), o preço de exercício que minimizaria o índice custo benefício seria de 120 R\$/MWh. A Figura 7-2 apresenta a variação do ICB com o preço de exercício. O prêmio de risco neste caso seria de 147 milhões de reais por ano (2% menor que a receita mínima) e o ICB 83,77 R\$/MWh. A Tabela 7-2 apresenta as parcelas que compõe o ICB.

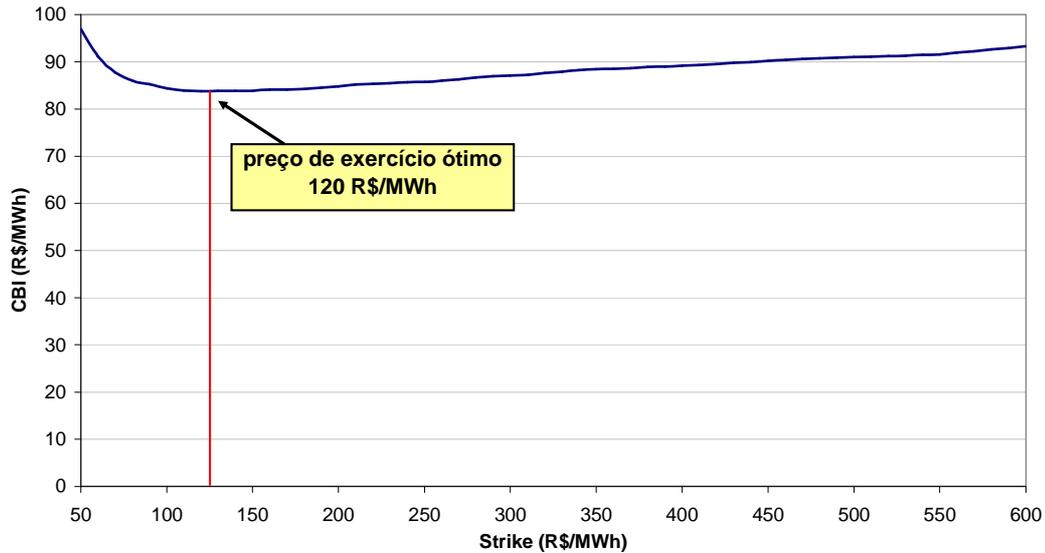


Figura 7-2 – Preço de exercício ótimo – térmica neutra a risco

Strike (R\$/MWh)	120
Lastro (%)	73%
Eco (R\$/MWh)	13.72
Ece (R\$/MWh)	3.33
Prêmio (milhões R\$)	147.46
ICB (R\$/MWh)	83.77

Tabela 7-2 – Resultado (neutro a risco)

Definindo-se o preço de exercício e o prêmio da térmica, vamos analisar o comportamento de suas receitas ao longo do período do contrato. Para tal, cada série de receitas foi trazida a valor presente¹⁸ (VP), conforme observado na Figura 7-3. Por construção, o valor esperado desta distribuição (877 milhões) é igual ao valor presente de um fluxo de recebimentos anuais de 150 milhões R\$ - receita mínima requerida pela usina. Entretanto, existe uma probabilidade de 43% de se ter valores menores que o valor esperado, podendo ser inferiores a 537 milhões de reais (40% menor que a receita mínima requerida) com 5% de probabilidade.

¹⁸ Foi utilizada uma taxa de desconto de 15%

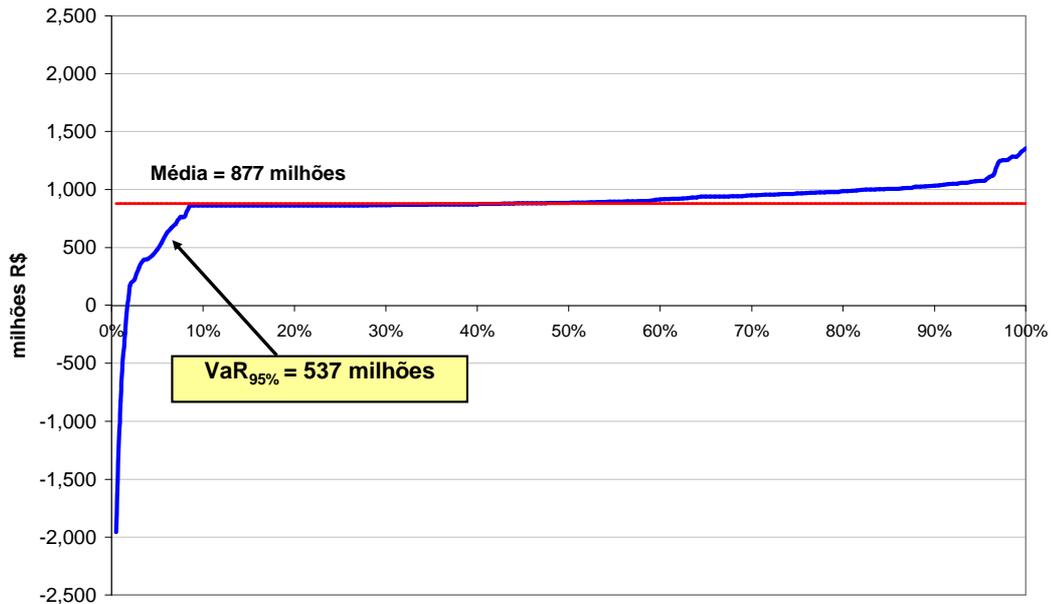


Figura 7-3 – Distribuição do valor presente das receitas (neutro a risco)

A Figura 7-4 apresenta uma comparação entre a receita líquida média e a receita equivalente à série cujo VP possui 95% de probabilidade de ser excedido (*série #153*). Percebe-se uma grande diferença durante o primeiro triênio, período onde foram consideradas as restrições de gás natural. Na *série #153*, devido a estas restrições, a térmica chega a ter um prejuízo de R\$ 441 milhões.¹⁹

¹⁹ Em 2009, Eletrobrás despacha durante 5,236 horas utilizando óleo diesel. Como o prêmio de risco é R\$ 147 milhões, a receita resultante é $147 + 5,236 \cdot (120 - 450) = 441$.

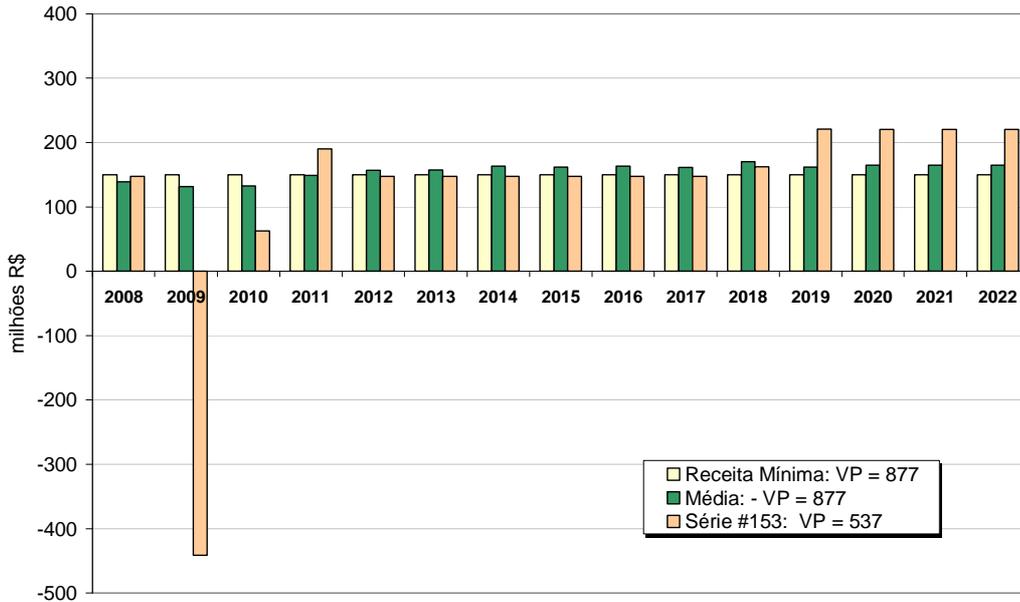


Figura 7-4 – Receita líquida total durante o contrato

7.3.2 Caso avesso a risco

Para mitigar a exposição ao risco, foi adicionada uma restrição de VaR de 95%. Neste caso, para o mesmo preço de exercício de 120 R\$/MWh, o prêmio de risco seria de R\$ 208 milhões (39% superior à receita mínima). A Figura 7-5 mostra como ficaria a distribuição do VP para este caso.

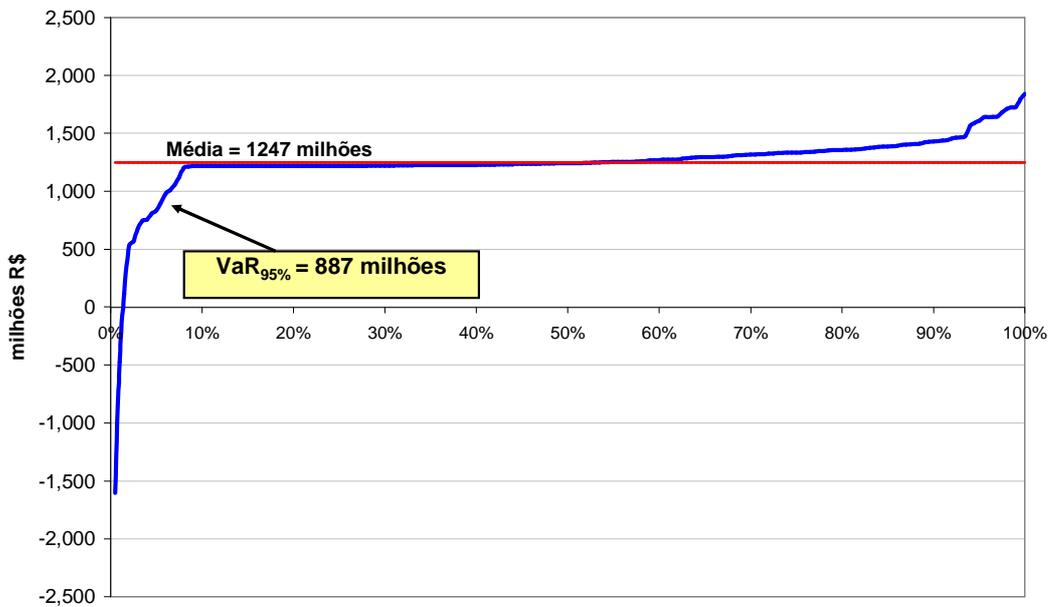


Figura 7-5 - Distribuição do valor presente das receitas (avesso a risco)

A Figura 7-6 compara as receitas equivalentes à série cujo VP possui 95% de probabilidade de ser excedido (*série #153*) para os casos neutro e avesso a risco.

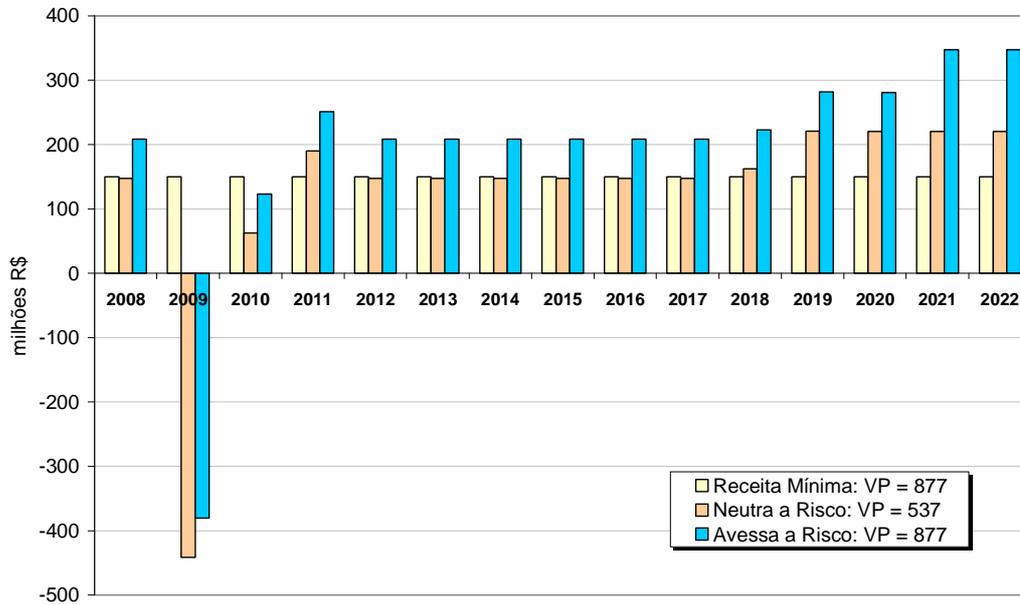


Figura 7-6 – Comparação das receitas – *série #153*

Com a oferta de preço de exercício igual a 120 R\$/MWh e o prêmio igual à R\$ 208 milhões, o ICB resultante é de 111 R\$/MWh. Entretanto, resolvendo o problema de minimização com restrição de VaR, obtêm-se um preço de exercício ótimo de 230 R\$/MWh. A Figura 7-7 – apresenta a curva ICB x strike.

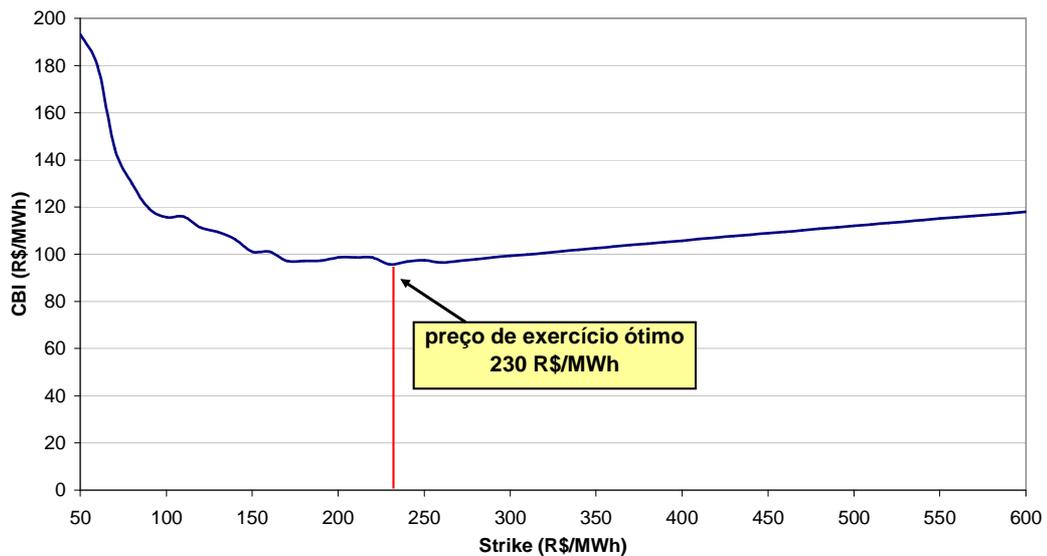


Figura 7-7 – Preço de exercício ótimo – térmica avessa a risco

Strike (R\$/MWh)	230
Lastro (%)	68%
Eco (R\$/MWh)	18.59
Ece (R\$/MWh)	3.33
Prêmio (milhões R\$)	152.97
ICB (R\$/MWh)	95.65

Tabela 7-3 – Resultado (avesso a risco)

7.3.3 Resultados considerando redeclaração de custo

Considerando a possibilidade de redeclarar o custo de operação abaixo do preço de exercício, a térmica pode se aproveitar de situações onde existe disponibilidade de gás natural. Para simular essa operação, assumiu-se a premissa de que a térmica declararia um custo variável igual ao custo do gás natural (62.34 R\$/MWh) sempre que houvesse disponibilidade de combustível. A Figura 7-8 compara o VP da receita com *caso base* (sem redeclaração), para o preço de exercício 230 R\$/MWh. Para facilitar a comparação, as séries foram ordenadas do menor para o maior valor segundo o *caso base*.

Percebe-se que a receita “extra” com a redeclaração pode elevar em até 28% o valor presente da receita líquida. O valor esperado do VP é R\$ 1065 milhões, cerca de 5% maior que o caso base (R\$ 1010 milhões) e o VaR não foi alterado. Isto ocorre devido ao aumento não ocorrer na “cauda” inferior da distribuição, ou seja, influencia no valor esperado, mas não no VaR. Consequentemente a otimização do ICB é apenas afetada no caso neutro com relação ao risco. O preço de exercício neste caso passa para 260 R\$/MWh e o prêmio de risco para 118 R\$/MWh (cerca de 20% menor que a receita mínima requerida), resultando em um ICB de 81.01 R\$/MWh (3% menor que *caso base*). A **Tabela 7-4** apresenta o resumo dos quatro casos apresentados.

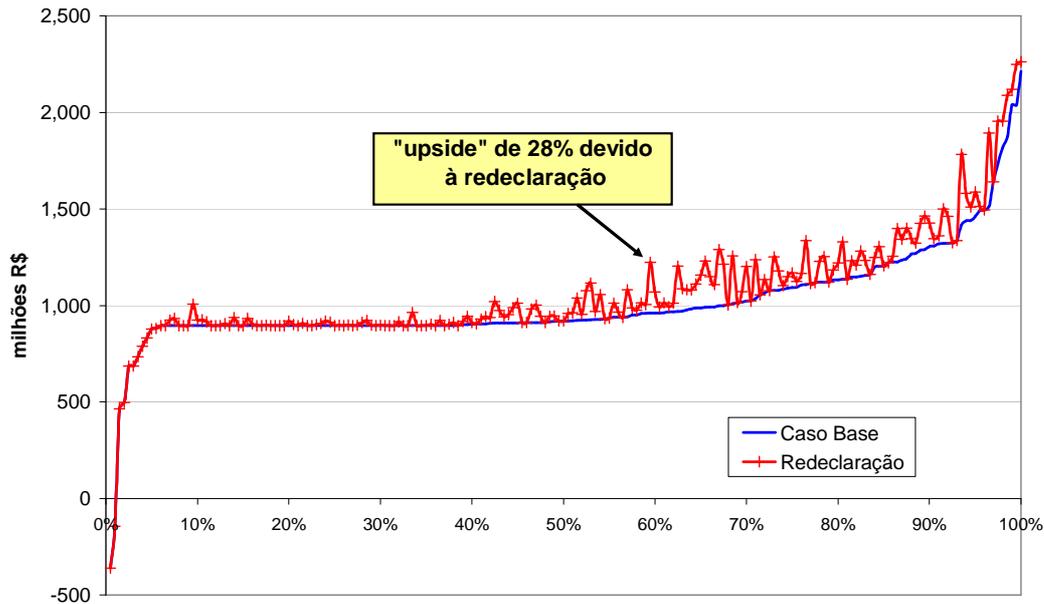


Figura 7-8 - Distribuição do valor presente das receitas (redeclaração)

	Caso Base		Redeclaração	
	Neutro a Risco	Averso a Risco	Neutro a Risco	Averso a Risco
Strike (R\$/MWh)	120	230	260	230
Lastro (%)	73%	68%	67%	68%
Eco (R\$/MWh)	13.72	18.59	19.72	18.59
Ece (R\$/MWh)	3.33	3.33	3.33	3.33
Prêmio (milhões R\$)	147.46	152.97	118.50	152.97
ICB (R\$/MWh)	83.77	95.65	81.01	95.65

Tabela 7-4 – Resumo dos resultados

8 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

8.1 Conclusões

Esta dissertação discutiu a implementação no Brasil dos leilões de contratos de opção de compra de energia como mecanismos de garantia da expansão da oferta, permitindo-se uma melhor alocação de riscos/benefícios e a estabilidade necessária para o “project finance” dos novos empreendimentos. Nestes leilões os participantes podem ofertar o prêmio, o preço de exercício e a quantidade, o que motivou o desenvolvimento de uma metodologia para poder comparar as ofertas.

Além disso, foi apresentada uma ferramenta para auxiliar a estratégia de oferta de prêmio e strike nesses leilões, onde foi considerada a aversão a risco do agente e a incerteza quanto aos seus custos de operação.

Foi visto que, caso o gerador possua certeza quanto à disponibilidade de gás natural, a estratégia que maximiza a competitividade do gerador consiste em se ofertar um strike igual ao próprio custo do combustível (custo “real”).

Já em um ambiente de incerteza no suprimento, o *strike* ótimo está situado entre o custo da operação a gás natural e da operação com o combustível alternativo. Este valor está condicionado à probabilidade da indisponibilidade do recurso. Por exemplo, no estudo de caso analisado, foi constatado que a partir de 70% de probabilidade de escassez o strike ótimo passa a ser o custo da operação a óleo diesel.

O estudo de caso apresentado no Capítulo 7 permitiu analisar o comportamento do gerador ao longo do período do contrato, onde constatou-se que a estocasticidade da indisponibilidade de gás, mesmo sendo considerada apenas durante os três primeiros anos, exerce forte influência no valor presente do seu fluxo de caixa. Além disso, mostrou-se a importância da consideração do “perfil de risco” do agente na precificação do prêmio da opção: enquanto no caso neutro a risco o “upside” da receita variável pode levar a prêmios menores que

receita mínima, um perfil avesso a risco requer ofertas cerca de 40% superiores a este valor.

Finalmente, foi visto que a redeclaração dos custos de operação resulta em uma receita adicional para a usina. Entretanto, como esta estratégia não altera significativamente a “cauda” da distribuição de valor presente, a otimização do ICB sofreu impacto apenas no caso neutro com relação ao risco.

8.2 Trabalhos futuros

Como desenvolvimento futuro para esta dissertação, propõe-se analisar a estratégia de ofertas de usinas térmicas quando inseridas em um portfólio de ativos de geração da empresa. Por exemplo, neste trabalho analisou-se a estratégia de oferta da térmica Eletrobolt “isoladamente”. Entretanto, sabe-se que esta térmica é parte integrante do conjunto de ativos de geração de uma única empresa, que possui outras térmicas similares, localizadas em regiões distintas e com a “flexibilidade” de poder fornecer os combustíveis (energéticos) necessários (gás e óleo diesel).

Desta forma, a estratégia de oferta desta térmica quando inserida num portfólio de geração pode tomar vantagem da diversidade (complementariedade e sinergia) existente entre a produção física e “falhas” de suprimento de combustível dos distintos projetos que compõe este portfólio.

9 REFERÊNCIAS

- [1] A.C.G. Melo, M.S. Reis, B.G. Gorenstin, A.M. Oliveira, M.E. Maceira, “Risk Analysis in the Electrical Sector Investment Projects”. SEPOPE, Salvador, 1998
- [2] A.R.Guimarães, “Estratégias de contratação de distribuidoras em leilões de energia elétrica considerando incerteza na demanda”, Dissertação de MSc., PUC-Rio, Abril 2006
- [3] A.K.Dixit and R.S.Pindyck, *Investment Under Uncertainty*, Princeton University Press, 1994
- [4] Azevedo, E. M. (2004). *Modelo computacional de teoria dos jogos aplicado aos leilões brasileiros de energia elétrica*. Tese de doutorado, Unicamp, Campinas - Brasil.
- [5] Barroso, L.A.; Flach, B.; Kelman, R.; Bezerra, B.; Binato, S.; Bressane, J.M.; Pereira, M.V.; “Integrated gas-electricity adequacy planning in Brazil: technical and economical aspects” *Proceedings of the IEEE PES General Meeting*, 2005.
- [6] B.G.Gorenstin, N.M.Campodónico, J.P.Costa, M.V.F.Pereira, “Stochastic Optimization of a Hydro-thermal System Including Network Constraints”, *IEEE Trans. on PAS*, Vol 7, No.2, May 1992.
- [7] A.M. Duarte Jr., M.L.A. Maia, “Optimal Portfolios with Derivatives”, *Derivatives Quarterly*, Volume 4, Number 2, 1997
- [8] B.Mo, A.Gjelsvik, A.Grundt, “Integrated Risk Management of Hydro Power Scheduling and Contract Management”, presented at the 1999 IEEE Winter Power Meeting
- [9] D.Luemberger, *Investment Science*, Oxford, 1998

- [10] D. Wolf and Y. Smeers. “The gas transmission problem solved by an extension of the simplex algorithm”, *Management Science*, vol 46, no. 11, pp. 1454-1465, Novembro, 2000
- [11] Decreto Presidencial 5.163, de 30 de Julho de 2004
- [12] Dekrajangpetch, S. e G. B. Sheble (2000). Structures and formulations for electric power auctions. *Electric Power Systems Research* 54, 159-167
- [13] ECLAC, Seminar "Instruments to stimulate investment and guarantee energy security in the Southern Cone countries", October 2004
- [14] EPRI, Forward Price Forecasting for Power Market Valuation: Excerpts Introducing Valuation and Forecasting Approaches, EPRI, Palo Alto, CA: 1999. TR-111860-R1
- [15] E.Faria, “Alocação de Energia Firme em Sistemas Hidrotérmicos: uma abordagem por jogos cooperativos”, Dissertação MSc, PUC-Rio, Maio 2004
- [16] H.M. Markowitz, “Portfolio Selection”, *Journal of Finance*, 7, 1952
- [17] H.M. Markowitz, *Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investment*. New York: John Wiley & Sons, 1959
- [18] IEA – South American Gas – Daring to tap the bounty, IEA Press, 2003
- [19] IEA – Competition in Electricity Spot Markets, , IEA Press, 2002
- [20] J.Birge, F.Louveaux, *Introduction to Stochastic Programming*, Springer, 1997
- [21] J.C. Hull, *Options, Futures and Other Derivative Securities*, Prentice Hall, NJ, 1999
- [22] J. Munoz, N.J. Redondo, J.P. Ruiz, “Natural gas network modeling for power systems reliability studies”, *IEEE PES-Summer Meeting*, Julho, 2002
- [23] Klemperer, P. (1999). Auction theory: A guide to the literature. *Journal of economic surveys* 13 (3), 227-286.
- [24] L.A.M. Fortunato, T.A.A. Neto, J.C.R. Albuquerque, M.V.F. Pereira, *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de*

- Produção de Energia Elétrica, ELETROBRÁS/Editora Universitária da UFF, 1990
- [25] L.A.Barroso, J. Trinkenreich, S. Granville, P. Lino, M.V. Pereira, “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.
- [26] L. Maurer, M. Pereira, J.Rosenblatt, “Implementing Power Rationing in a Sensible Way: Lessons Learned and International Best Practices”, Energy and Mining Sector Board Discussion Paper, The World Bank Group, 2004.
- [27] M.A.Tavares, “Gás Natural no Cone Sul – O Desafio da Integração”, I Seminário Nacional – Petróleo e Gás no Brasil, Valor e FGV, Abril 2005.
- [28] M.A.Tavares, “Marco Regulatório Brasileiro para Indústria do Gás”, Março 2006 – disponível em www.gasenergy.com.br.
- [29] M.V.F. Pereira, et al., “Methods and Tools for Contracting in a Competitive Framework”, CIGRÉ Task Force 38-05-09, Dezembro 2000
- [30] M.V.Pereira, L.A.Barroso, J.Rosenblatt, “Supply Adequacy in the Brazilian Power Market”, Proceeding of the IEEE General Meeting 2004, Denver.
- [31] M.V.Pereira, N. Campodónico, R. Kelman, – Long term Hydro Scheduling based on Stochastic Models, EPSOM '98, Zurique, Setembro 1998.
- [32] M.V.Pereira, M.; L.M.Pinto– Multi-Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning, Mathematical Programming, Vol 52, 359-375, 1991
- [33] Masili, G. S. (2004). Metodologia e software para simulação de leilões de energia elétrica do mercado brasileiro. Dissertação de mestrado, Unicamp, Campinas - Brasil.
- [34] M.R. Young, “A Minimax Portfolio Selection Rule with Linear Programming Solution”, Management Science, 44, 673-68.
- [35] N.A.Chriss, Black-Scholes and Beyond: Option Pricing Models, McGraw-Hill, 1997
- [36] N.Flatabo, A.Haugstad, B.Mo, “Short-term and Medium-Term Generation Scheduling in the Norwegian Power System under a Competitive Power

- Market Structure”, EPSOM’98 Proceedings, Zurich, September 23-25, 1998
- [37] O.D. Mello, T. Ohishi, “Natural Gas Transmission for Thermoelectric Generation Problem”, IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Maio, 2004
- [38] Oren S., "Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets", Ch. 10 in *Electricity Deregulation: Choices and Challenges*, Griffin, M. James and S. L. Puller (eds), Univ. Chicago Press, June 2005.
- [39] Oren S.S., 2000.”Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets”, Proceedings of the VII Symposium of Specialists in Electric Operations and Expansion Planning , Curitiba, Brazil
- [40] Oren S., “Generation Adequacy via Call Options Obligations: Safe Passage to the Promised Land”, 16, UCEI Energy Policy and Economics, September 2005.
- [41] P.Boyle, M.Broadie, P. Glasserman, “Monte Carlo Methods for Security Pricing”, *Journal of Economic Dynamics and Control*, 1977
- [42] P. Jorion, *Value at Risk – The New Benchmark for Controlling Market Risk*. McGraw-Hill, 1997
- [43] P. A. M-S. David, L.A.Barroso, S.Granville, A.V.Filho “Contratação e aversão a risco no despacho competitivo da geração” - XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, 2003
- [44] P.Fusaro, *Energy Risk Management: Hedging Strategies and Instruments for the International Energy Market*, McGraw-Hill, 1998
- [45] PRATT, J. “Risk Aversion in the Small and in the Large”, *Econometrica*, v.32, n.1-2, pp.122-130
- [46] Portaria MME 303/2004 – disponível em <http://www.mme.gov.br>
- [47] R.Dembo, “Mark to Future: A consistent Firm-Wide Paradigm for Measuring Risk and Return”, in *Risk Management and Analysis, Volume 1: Measuring and Modelling Financial Risk*, John Wiley&Sons, 1998

- [48] R.R. Mercado, “Natural Gas Pipeline Optimization”, Handbook of Applied Optimization, Edited by P. M. Pardalos and M. G. C. Resende, Oxford university Press, 2002
- [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, Vol 3, 2005
- [50] 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.
- [51] S. Granville, G.C. Oliveira, L.M Thomé, N. Campodónico, M. Latorre, M.V.Pereira, e L.A. Barroso , “Stochastic optimization of transmission constrained and large scale Hydrothermal Systems in a Competitive Framework”, Proceedings of the IEEE General Meeting, Toronto, 2003.
- [52] S.Granville, R.Kelman,L.A.Barroso, R.Chabar, M.V. Pereira, P. Lino, P. Xavier, I. Capanema , “Um Sistema Integrado para Gerenciamento de Riscos em Mercados de Energia Elétrica”, XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, 2003
- [53] S.Fleten, S.Wallace, W.Ziemba, “Portfolio Management in a Deregulated Hydropower Based Electricity Market”, Hydropower’97 Proceedings, Trondheim, August 1997
- [54] S.Hunt, G.Shuttleworth, Competition and Choice in Electricity, Wiley, 1996
- [55] Silva, A. J. (2003). Leilões de certificado de energia elétrica: Máximo excedente versus máxima quantidade negociada. Dissertação de mestrado, Unicamp, Campinas - Brasil.
- [56] Vazquez C., River M. and Arriaga I.P., 2002. “A market approach to long-term security of supply”, IEEE Transactions on Power Systems, 17 (2)

- [57] 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.
- [58] W.V. Harlow, “Asset Allocation in a Downside-Risk Framework”, Financial Analysis Journal, 1991
- [59] W.F. Sharpe, “Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium Under Conditions of Risk”, *Journal of Finance* 19, 1964
- [60] X.Vieira F., M.V.F. Pereira, B.G. Gorenstin, J.C.O. Mello, A.C.G. Melo, S. Granville, “Playing the Odds: Risk Management in Competitive Generation Contracts” Paper presented at the Paris CIGRÉ Conference, 1998

10 ANEXO A: Métricas de Risco

Riscos estão normalmente associados a possíveis perdas financeiras ou à possibilidade de não se atingir um nível de remuneração compatível com o investimento. A eliminação total de riscos pode ser economicamente inviável ou mesmo impossível. Por outro lado, situações de risco podem oferecer grandes oportunidades de ganho. Na área financeira, decisões referentes à alocação de recursos são encaradas em um contexto de risco-retorno, ou seja decisões que envolvem um maior nível de risco só são aceitáveis se proporcionarem maiores retornos.

Não existe um modo universalmente aceito de representar o equilíbrio entre ganho e risco. Discutiremos neste anexo as seguintes abordagens:

- Variância dos retornos (Markowitz)
- “Value at risk”
- “Downside risk”
- Função utilidade.

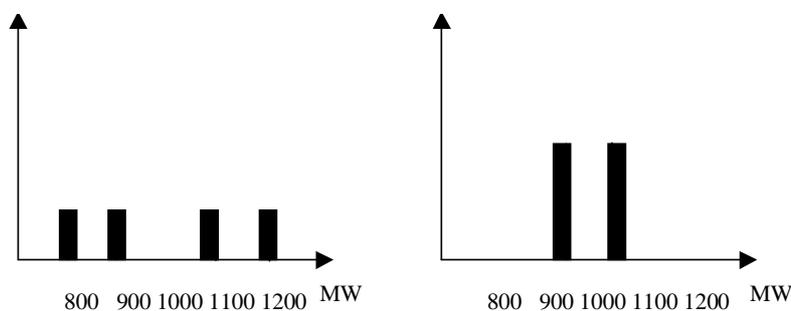
10.1 O Modelo de Otimização de Portfolios de Markowitz

A base da teoria moderna de gerenciamento de portfólios, que tem Harry Markowitz [17] como um dos seus fundadores, é que os investidores podem reduzir seus riscos através da diversificação ou balanceamento de carteiras. Vamos considerar, por exemplo, um investidor com um contrato de venda de energia de 1000 MW médios que tem a opção de construir dois tipos de usinas de 500 MW médios, associadas a um mesmo custo de investimento e operação. Dadas as condições hidrológicas, a geração efetiva das usinas é variável, como mostrado na Tabela 10-1. Os excedentes/déficits de energia podem ser comercializado no mercado spot. A comercialização neste mercado envolve riscos pois o investidor poderá ter que comprar energia a um preço muito mais elevado do que o do seu contrato de venda.

Geração(MW médio)	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Usina 1	600	550	450	400
Usina 2	450	400	600	550

Tabela 10-1 – Cenários de geração

Ao formar seu portfólio de geração o investidor pode optar construir duas usinas idênticas do tipo 1 ou 2 (Portfólio A) ou uma usina do tipo 1 e a outra tipo 2 (Portfólio B). A Figura 10-1 mostra a distribuição de geração das duas alternativas.



Portfólio A – Duas Usinas do Tipo 1 ou 2 **Portfólio B – Combinação Usinas: Tipo 1 e 2**

Figura 10-1 - Distribuição da Geração

Pode-se observar na Figura 10-1 que a geração do Portfólio B é mais concentrada em torno de 1000 MW médios ou seja, como decorrência da diversificação o risco de exposição ao spot do Portfólio B é menor que o do Portfólio A

Seja $\{1, \dots, n\}$ o conjunto de ativos cujos retornos (lucro percentual) são representados por variáveis aleatórias $\{\xi_1, \dots, \xi_n\}$. O problema de seleção estática de portfólio consiste em determinar a proporção de recursos a ser investido em cada ativo de acordo com o perfil de risco do investidor. Nesta abordagem portfólios com maior nível de risco devem oferecer como contrapartida maiores retornos.

Como medida de risco Markowitz adotou no seu trabalho original o desvio padrão dos retornos. Por exemplo, a Figura 10-2 mostra a distribuição de retornos de dois portfólios com o mesmo valor esperado. Neste caso, o portfólio A é mais

atraente pois está associado a um menor desvio padrão de retorno - o risco de se obter um nível de retorno insatisfatório neste portfólio é menor que no portfólio B.

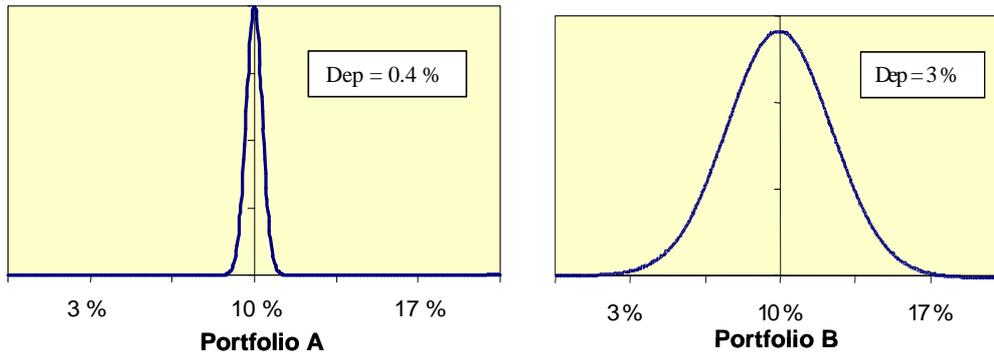


Figura 10-2 - Medida de Risco

Denotando por $\{r_1, \dots, r_n\}$ os valores esperados e $\{v_{ij}, i = 1, \dots, n; j = 1, \dots, n\}$ a matriz de variância-covariância dos retornos dos ativos, então um portfólio formado pela proporção $\{x_1, \dots, x_n\}$ de recursos a ser investido em cada ativo tem como valor esperado do retorno:

$$x_1 r_1 + \dots + x_n r_n \quad (10-1)$$

e variância

$$\sum_{i,j} x_i v_{ij} x_j \quad (10-2)$$

O problema de otimização de portfólios de Markowitz pode ser formulado como:

$$\text{Min } z = \sum_{i,j} x_i v_{ij} x_j \quad (10-3)$$

sujeito a

$$x_1 + \dots + x_n = 1$$

$$x_1 r_1 + \dots + x_n r_n = r$$

onde r é o retorno esperado especificado para o portfólio. No problema de otimização acima, para cada valor de r é calculado o portfólio de variância mínima cujo valor esperado de retorno é igual a r . A relação desvio padrão do

portfolio de variância mínima \times retorno associado é expressa como uma hipérbole chamada de fronteira de portfolios de variância mínima, e tem um aspecto ilustrado na Figura 10-3.

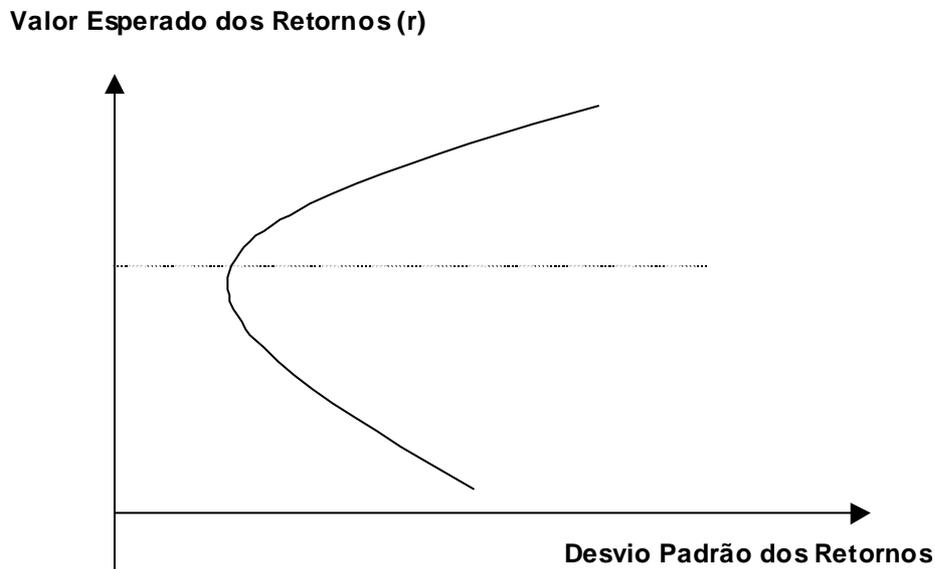


Figura 10-3 – Portfólios de Variância Mínima

Pode-se observar na Figura 10-3 que para cada valor de desvio padrão existem dois valores esperados associados para o retorno do portfólio – um na parte superior da curva e outro na parte inferior. O portfólio de interesse é o que corresponde a parte superior da curva chamada de fronteira eficiente.

A fronteira eficiente expressa quantitativamente o *trade-off* risco \times retorno ao associar um maior retorno para portfólios de maior risco. A escolha de um portfólio específico nesta fronteira é função do perfil de risco do investidor.

Uma propriedade importante do conjunto de soluções do problema é que qualquer combinação convexa de portfólios da fronteira eficiente é um portfólio da fronteira eficiente. Isto implica que se todos investidores se posicionarem na fronteira eficiente o portfólio de mercado (portfólio resultante da agregação dos portfólios de todos investidores) irá pertencer também a esta fronteira.

Uma consequência importante da teoria de Markowitz é o modelo CAPM (“Capital Asset Pricing Model”), proposto por Willian Sharpe [59], que relaciona os retornos de um ativo ou portfólio com os retornos do portfólio de mercado. Para um dado ativo ou portfólio p seja r^p o seu retorno esperado. Então,

$$r^P = r_0 + \beta(r^M - r_0) \quad (10-4)$$

onde

r_0 retorno associado ao ativo livre de risco (caderneta de poupança ou Letras do Tesouro Americano, por exemplo)

β razão entre a covariância dos retornos do ativo ou portfólio com os retornos do portfólio de mercado, e a variância dos retornos do portfólio de mercado

r^M retorno esperado do portfólio de mercado.

De acordo com o modelo CAPM se os retornos de um determinado ativo são positivamente correlacionados com os retornos do portfólio de mercado então seu retorno esperado deverá exceder a taxa livre de risco.

10.2 Value at risk (VaR)

O desvio padrão dos retornos é uma medida atraente de riscos mas seu grande problema é que penaliza igualmente flutuações negativas e positivas dos retornos em torno do seu valor esperado. A distorção introduzida por esta medida é tão mais aguda quando maior for a assimetria da distribuição dos retornos dos ativos como é o caso de opções. Na abordagem VaR, tentamos quantificar o risco analisando a máxima perda ou *pior* ocorrência a um dado nível de probabilidade como ilustrado na Figura 10-4 [42].

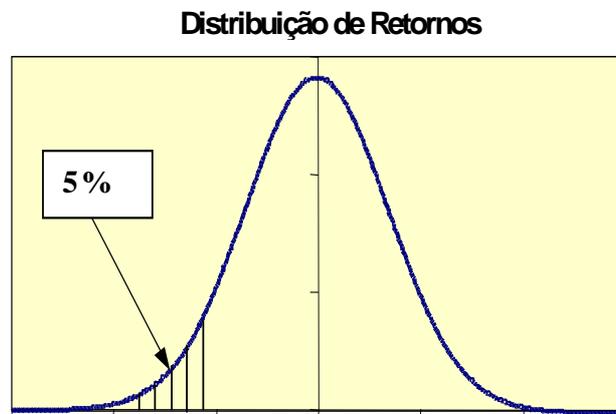


Figura 10-4 – O Conceito de VaR

Considere por exemplo um gerador que tem um contrato no montante de 100 MW médios mensais a um preço de energia de \$ 30 /MWh. O valor do contrato em um determinado mês é igual a:

$$X = q(P-S)$$

onde:

- S valor do preço spot no mês
- Q quantidade de energia contratada no mês (73000MWh)
- P preço de contrato (\$30/MWh)

A variação de valor de contrato é igual a:

$$\Delta X = -q\Delta S$$

Vamos supor que $\Delta S/s$, onde ΔS é a variação mensal do preço spot, tem uma distribuição aproximadamente normal com desvio padrão de 5% .Então,

$$\sigma(\Delta S) \cong s\sigma(\Delta S/s) = 0.05s \quad \text{e} \quad \sigma(\Delta X) = 0.05qs = 73000 \times 0.05 \times s$$

Se em determinado mês o preço spot é igual a \$ 20 / MWh a perda máxima de valor de contrato para o próximo mês a um nível de probabilidade de 5% é igual a:

$$\$1.65 \times 73000 \times 0.05 \times 20 = \$120450$$

10.3 Downside Risk

O “downside risk” [58] penaliza somente os retornos inferiores a um determinado valor (retorno de referência) especificado pelo investidor Este tipo de abordagem é interessante pois com ela o investidor se neutraliza contra baixos retornos sem abrir mão de possíveis ganhos elevados. A Figura 10-5 mostra a distribuição de retornos de dois portfólios.

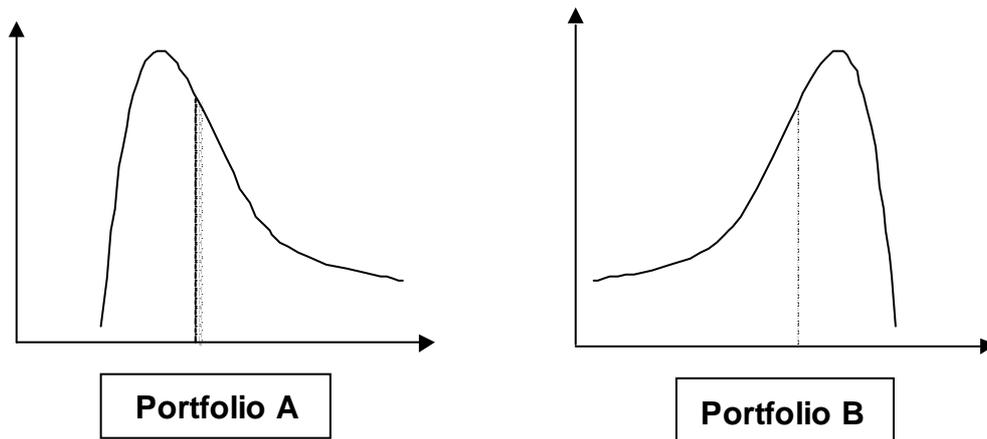


Figura 10-5 – Distribuições de Retorno Assimétricas

O valor esperado e desvio padrão e retornos dos dois são iguais, no entanto o portfólio A é mais atraente pois tem maiores probabilidades de ganhos elevados. Isto é o “downside risk” do portfólio B é maior.

O esquema de otimização de portfólio de Markowitz pode ser estendido de várias maneiras para contemplar o downside risk como medida de risco [7]. Será descrita a seguir uma forma baseada em cenários de realização de retornos.

Para $k = 1, \dots, K$ seja $\{\xi_{1k}, \dots, \xi_{nk}\}$ o vetor de retornos dos ativos $\{1, \dots, n\}$ no cenário k e p_k a probabilidade associada a este cenário. Um portfólio definido pela proporções (x_1, \dots, x_n) do recurso a ser investido em cada ativo tem como retorno no cenário k :

$$x_1 \xi_{1k} + \dots + x_n \xi_{nk} \quad (10-5)$$

A deficiência deste retorno com relação a um retorno de referência η é igual a:

$$\eta_k = \eta - (x_1 \xi_{1k} + \dots + x_n \xi_{nk}); \text{ se } \eta \geq x_1 \xi_{1k} + \dots + x_n \xi_{nk} \quad (10-6)$$

$$= 0 \text{ em caso contrário}$$

O downside risk do portfólio a um retorno de referência η é igual a:

$$\sum_k p_k \eta_k \quad (10-7)$$

O problema de otimização de portfólios sob a ótica de downside risk a um retorno de referência η é então:

$$\text{Max} \quad \sum_k p_k (x_1 \xi_{1k} + \dots + x_n \xi_{nk} - \lambda y_k) \quad (10-8)$$

sujeito a

$$x_1 \xi_{1k} + \dots + x_n \xi_{nk} + y_k \geq \eta, k = 1, \dots, K$$

$$x_1 + \dots + x_n = 1$$

$$y_k \geq 0, k = 1, \dots, K$$

onde λ é o parâmetro de penalidade. No problema (10.8) cada variável y_k fornece uma medida de quanto o retorno do portfolio definido por (x_1, \dots, x_n) é inferior ao retorno de referência η no cenário k . O downside risk do portfolio ótimo pode ser escrito como:

$$\sum_k p_k y_k \tag{10-9}$$

A função objetivo do problema (10.8) é o valor esperado do retorno do portfolio subtraído de uma penalidade λ multiplicada pelo downside risk. Esta penalidade expressa o trade-off entre o valor esperado dos retornos e o downside risk: quanto maior for seu valor menor vai ser o risco associado ao portfolio ótimo.

Após a solução do problema (10.8) para diferentes valores de λ pode-se traçar a fronteira eficiente como ilustrado na Figura 10-6.

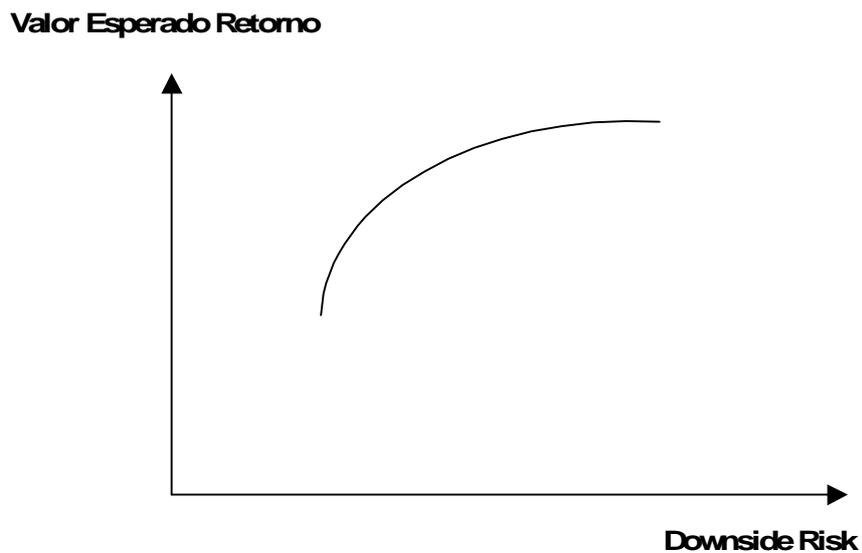


Figura 10-6 – Fronteira Eficiente – Downside Risk

10.4 Funções de Utilidade

10.4.1 Conceito

As funções de utilidade traduzem receitas financeiras em “unidades de utilidade” [9]. Neste caso o objetivo é maximizar a *utilidade esperada*. A modelagem da preferência do investidor com relação a risco x retorno através de funções de utilidade permite uma grande flexibilidade.

Por exemplo, um investidor indiferente a riscos apresentaria uma FU linear, como na Figura 10-7a. Isto significa que um aumento de receita tem o mesmo impacto que uma redução; assim sendo, a utilidade esperada é igual à renda esperada. Um investidor avesso a risco apresentaria uma FU côncava, como se vê na Figura 10-7b. Neste caso, a perda devida a um “mau” resultado não é “compensada” pelo ganho advindo de um “bom” resultado. E, finalmente, um investidor que arrisca teria uma função de utilidade convexa, conforme se vê na Figura 10-7c.

Os vários critérios de risco x retorno apresentados nas seções anteriores podem ser representados através de uma função de utilidade apropriada.

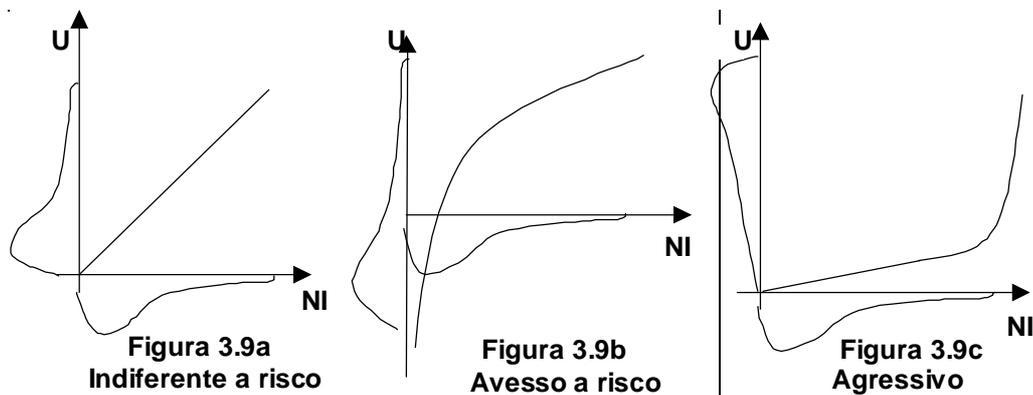


Figura 10-7 – Tipos de Função de Utilidade

10.4.20 Equivalente à Certeza

Seja R a variável aleatória que representa a receita da usina (em \$); seja $U(R)$ a função de utilidade associada (em unidades de utilidade). A seguir, digamos que

EU represente o valor esperado de $U(R)$ sobre todos os possíveis valores de R (em unidades de utilidade). Por fim, calculemos o inverso de EU, $U^{-1}(EU)$ (em \$). Este último valor, conhecido como “equivalente à certeza”, pode ser interpretado como o “valor monetário” do ativo. Em outras palavras, o proprietário da usina seria indiferente (isto é, teria a mesma utilidade) entre receber um pagamento *fixo* de $\$U^{-1}(EU)$ ou receber as receitas estocásticas da venda de energia.

10.4.3 Exemplo

A Figura 10-8 mostra uma possível função de utilidade que possui dois segmentos separados por um ponto dado correspondente a renda de \$ 20.

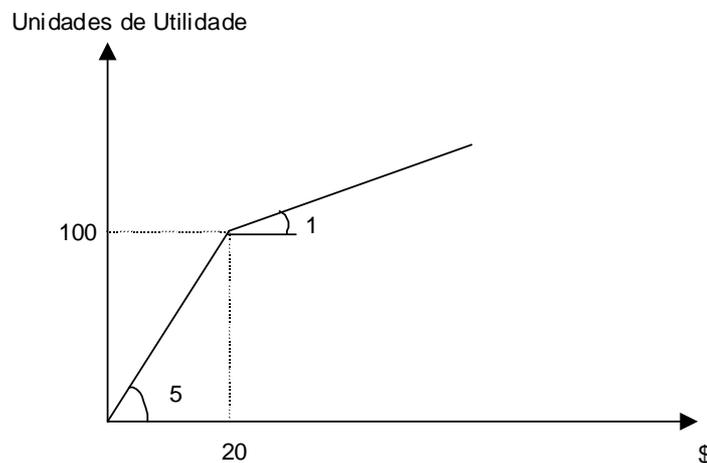


Figura 10-8 – Possível Função Utilidade

Vamos supor que existem quatro cenários para renda com igual probabilidade:

$$R_1 = \$0; R_2 = \$15; R_3 = \$30; R_4 = \$45$$

O valor esperado da renda é então:

$$0.25 \times (0) + 0.25 \times (15) + 0.25 \times (30) + 0.25 \times (45) = \$22.5$$

Por sua vez, a utilidade esperada é:

$$0.25 \times (0) + 0.25 \times (75) + 0.25 \times (110) + 0.25 \times (125) = 77.5$$

O equivalente à certeza deste fluxo de renda é igual a $U^{-1}(77.5) = \$15.5$, o que corresponde a um desconto de 30 % com relação ao valor esperado da renda. Ou seja, dada a dispersão da renda e a aversão a risco do investidor o valor atribuído ao fluxo de caixa é menor que seu valor esperado. Pode-se demonstrar que para investidores indiferentes, aversos ou que têm atração por riscos (funções utilidade linear, côncava e convexa respectivamente) o equivalente a certeza é igual, menor ou maior que o valor esperado da renda, respectivamente.

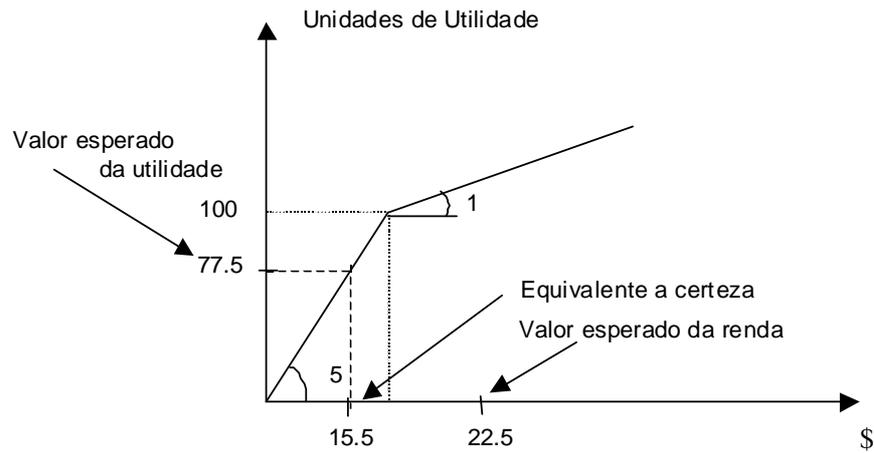


Figura 10-9 – Equivalente a Certeza

11 ANEXO B: Modelo estocástico de despacho do gás – SGAS

O problema do transporte do gás natural tem sido amplamente estudado na literatura [48][10][21][37], consistindo em decidir como escoar o gás na rede de modo a atender diversos pontos de demanda, a uma pressão mínima definida. Uma rede de gás consiste em diversos pontos de oferta onde o gás é injetado, diversos nós de demanda onde o gás é retirado do sistema e outros nós onde o gás é redirecionado. Os gasodutos são representados por arcos entre os nós. Matematicamente falando, uma rede é representada pelo par (V,E) , onde V é o conjunto de nós e E é o conjunto de arcos conectando estes nós.

O gás natural flui através de gasodutos por diferença de pressão entre os nós. A relação entre a vazão e esta diferença de pressão é não linear [10] e a capacidade de cada gasoduto está associada à pressão máxima e mínima de cada nó da rede. Visando aumentar os limites de operação, ou seja, aumentar a diferença de pressão entre os nós, compressores [48] podem ser adicionados a rede. Em gasodutos com compressores o fluxo pode ser maior que a diferença de pressão entre os nós.

Em uma operação de curto prazo típica, um operador de gasoduto deve decidir como o gás natural flui dos produtores para os consumidores através dos gasodutos, a um determinado nível de pressão, de modo a minimizar os custos de compressão e de déficit. Porém, como nesta tese será estudado o comportamento no longo prazo do sistema (15 anos), por simplificação, as equações não lineares supramencionadas não serão representadas, sendo substituídas por um modelo linear de fluxo em redes. A seguir será discutido o modelo.

11.1 O modelo SGAS

A Figura 11-1 apresenta o fluxo de dados do modelo SGAS. A área hachurada corresponde ao despacho estocástico hidrotérmico do sistema elétrico,

realizado para uma configuração de oferta e demanda pré-estabelecida. O resultado de interesse nesta etapa é a geração elétrica (GWh) das térmicas a gás natural para cada série hidrológica e etapa da simulação (usualmente um mês). A partir destes resultados e usando a taxas de eficiência de cada máquina, é possível obter as projeções de gás natural por usina. A área superior representa o despacho do setor de gás considerando, além dos cenários de gás por térmica, uma projeção do consumo não-termelétrico (distribuidoras e refinarias) e representação da rede de gasodutos. Dado a representação do setor de gás e o consumo de gás para as termelétricas, o modelo SGAS minimiza o déficit de consumo de acordo com algum critério de prioridade para cada setor.

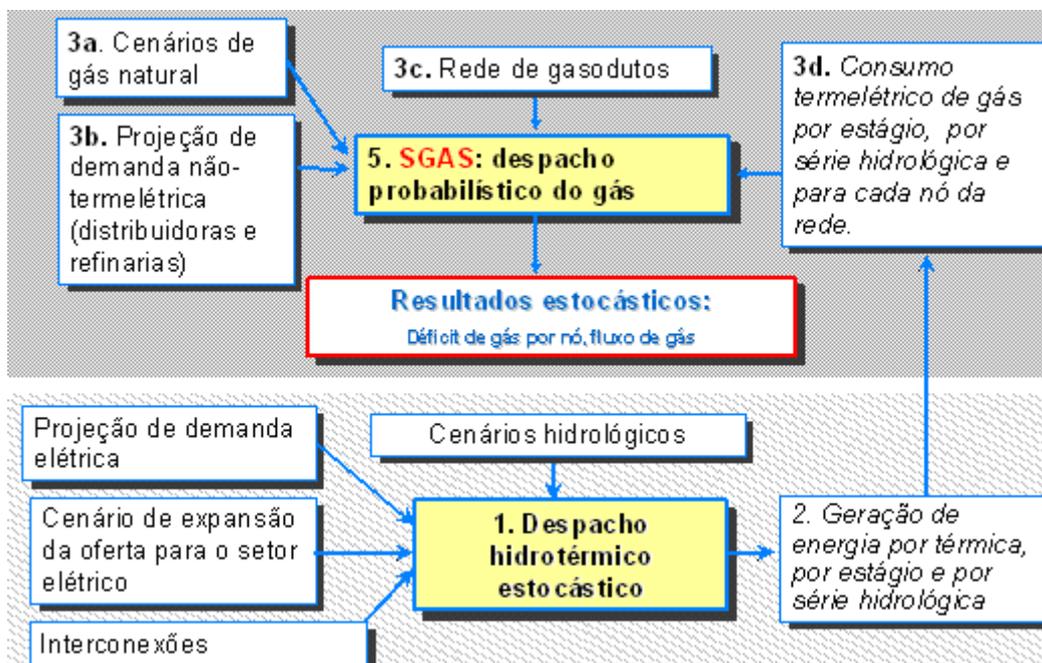


Figura 11-1 – Fluxo de dados do SGAS

O problema pode ser representado por um modelo de fluxo em redes conforme ilustrado no grafo da Figura 11-2.

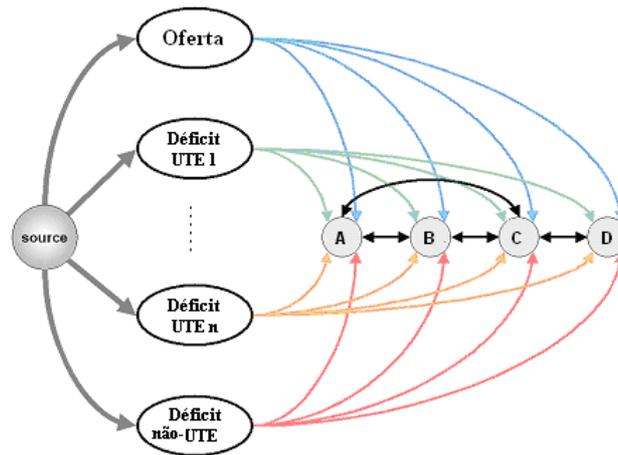


Figura 11-2 – Grafo representando rede de gasodutos

Podem ser identificados três tipos de nós neste grafo: (a) Source, (b) Produção, déficit termoelétrico e déficit não termoelétrico²⁰; e (c) Regions A, B, C e D. Os nós das classes (a) e (b) são auxiliares, utilizados para representar a prioridade do atendimento às classes de demanda. O nó (c) representa as regiões de produção e consumo.

Da mesma forma é possível identificar três tipos de arcos neste grafo: os arcos conectando o nó “source” aos nós da classe (b); os nós conectando as classes (b) às classes (c); e os nós conectando as regiões entre si.

O modelo de otimização do despacho do gás é resolvido para cada série hidrológica e cada etapa, sendo formulado como:

$$\text{Min} \sum_{(i,j) \in E} c_{ij} x_{ij} \quad (11-1)$$

Subject to :

$$\sum_{j \in V} x_{ji} - \sum_{j \in V} x_{ij} = b_i \quad \forall i \in V \quad (a)$$

$$x_{ij} \leq u_{ij} \quad \forall (i, j) \in E \quad (b)$$

Onde:

²⁰ Demanda de gás dos setores residencial, comercial, industrial, cogeração e automotivo (GNV).

V	Conjunto de nós do grafo
E	Conjunto de arcos do grafo
c_{ij}	Custo de transportar uma unidade de fluxo no arco (i,j) (R\$/MMm ³ /dia)
x_{ij}	Fluxo no arco (i,j) (MMm ³ /dia)
b_i	Balanco oferta e demanda no nó i (MMm ³ /dia)
u_{ij}	Fluxo máximo no arco (i,j) (MMm ³ /dia)

A restrição (11-1) (a) é conhecida como equação de conservação do fluxo. Admiti-se que a diferença entre o fluxo que entra e o fluxo que sai de um nó é igual ao balanço oferta/demanda. A constante b_i será negativa quando representar uma demanda e positiva quando representar uma oferta. A restrição (11-1) (b) impõe um limite no fluxo de cada arco (i,j) .

Cada nó da classe (c) possui uma constante b_i igual a demanda total de gás da região (soma da demanda termoelétrica e da demanda não termoelétrica). A oferta disponível em cada região é representada por arcos conectando-as ao nó “Oferta”, cuja capacidade é igual à oferta local da região.

Com relação a priorização do gás em uma situação de escassez, foi utilizada uma premissa as térmicas são atendidas visando maximizar a geração elétrica. Essa modelagem é obtida colocando mais altos nos arcos que ligam o nó “Source” ao nó déficit das térmicas mais eficientes. Além disso, o setor não-termoelétrico é o primeiro a ser atendido, ou seja, o arco que conecta o nó “Source” ao nó “Demanda não-UTE” apresenta o maior custo.

A ideia é determinar o fluxo na rede que minimiza custo de déficit total.