

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**CONTRIBUIÇÃO PARA A DECISÃO DE INVESTIMENTO
EM CENTRAIS HIDROELÉTRICAS: DETERMINAÇÃO DO
NÍVEL ÓTIMO DE CONTRATAÇÃO**

Hugo Renato Anacleto Nunes

Itajubá, janeiro de 2007



Ministério da Educação

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

Pró-Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação
Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia

**CONTRIBUIÇÃO PARA A DECISÃO DE INVESTIMENTO
EM CENTRAIS HIDROELÉTRICAS: DETERMINAÇÃO DO
NÍVEL ÓTIMO DE CONTRATAÇÃO**

Autor: Hugo Renato Anacleto Nunes

Orientador: Prof. Afonso Henriques Moreira Santos, D.Sc.

Co-Orientador: Edson da Costa Bortoni, D.Sc.

Curso: Mestrado em Engenharia da Energia / Planejamento Energético

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação da Universidade Federal de Itajubá, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia da Energia.

Itajubá, janeiro de 2007

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Maná –
Bibliotecária Margareth Ribeiro- CRB_6/1700

N972c

Nunes, Hugo Renato Anacleto

Contribuição para a análise de investimento em centrais hidroelétricas : determinação do nível ótimo de contratação / Hugo Renato Anacleto Nunes. -- Itajubá,(MG) : UNIFEI, 2007. 207 p. : il.

Orientador : Prof. Dr. Afonso Henriques Moreira Santos.

Co-orientador : Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Centrais hidroelétricas. 2. Comercialização de energia elétrica. 3. Engenharia econômica. I. Santos, Afonso Henriques Moreira, orient. II. Bortoni, Edson da Costa, co-orient. III. Universidade Federal de Itajubá. IV. Título.

CDU 621.332(043)



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

PRONUNCIAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

A Banca Examinadora, abaixo assinada, nomeada pela Portaria nº. 043, de 25 de janeiro de 2007, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: **“Contribuição para a Decisão de Investimento em Centrais Hidroelétricas: Determinação do Nível Ótimo de Contratação”**, apresenta pronunciamento no sentido de que o Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia da Universidade Federal de Itajubá solicite ao DRA (Departamento de Registro Acadêmico) a expedição do título de Mestre em Ciências em Engenharia da Energia, na área de Concentração Planejamento Energético, satisfeitas as demais exigências regimentais a **Hugo Renato Anacleto Nunes**.

Itajubá, 26 de janeiro de 2007.

Prof. Dr. Dilcemar de Paiva Mendes
1º Examinador – UFCE

Prof. Dr. Edson de Costa Bortoni
2º Examinador – (Co-Orientador) - UNIFEI

Prof. Dr. Afonso Henriques Moreira Santos
3º Examinador – (Orientador) - UNIFEI

Dedicatória

*Aos meus pais, Renato e Lubélia, e a minha
irmã, Vanessa, pelo amor e incentivo em
todas as etapas da minha vida*

Agradecimentos

À minha mulher, Cynthia Santos Andrade, pela companhia, paciência e carinho nas horas mais árduas da elaboração deste trabalho; pelas discussões conceituais no processo de criação da metodologia apresentada e pela revisão de todo o texto.

Ao professor Afonso Henriques Moreira Santos, pela oportunidade de adquirir e partilhar conhecimentos que foram indispensáveis para a realização deste trabalho.

Ao professor Edson da Costa Bortoni, pelo incentivo e pelo material bibliográfico disponibilizado.

Ao amigo José Alves de Melo Franco, então Superintendente da ANEEL, que viabilizou o meu afastamento em vários períodos no decorrer de um ano de trabalho para a participação do curso de especialização em São Paulo, fundamental para a elaboração desta dissertação.

Aos colegas de trabalho, sem os quais seria impossível realizar as simulações de análise de investimento em centrais hidroelétricas: Ismael Gomes, pelos ensinamentos sobre modelos econômico-financeiros; e Rodrigo Torres pelo auxílio na modelagem em Excel.

Aos colegas Valfredo Ribeiro, Maria Isabel, Tatiana Ornellas, Charles Sirovy, Claudia Almeida, Ana Cristina, Tatiana Vasquez e Ricardo Alves, pela ajuda e pelo material fornecido em suas respectivas áreas de atuação.

Ao amigo Paulo Pedrosa, pelas contribuições conceituais.

Índice Geral

Dedicatória	<i>i</i>
Agradecimentos	<i>ii</i>
Índice Geral	<i>iii</i>
Índice de Figuras	<i>iv</i>
Índice de Tabelas	<i>v</i>
Resumo	<i>vi</i>
Abstract	<i>vii</i>
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	13
1.1 - Organização da Dissertação	15
CAPÍTULO 2 – CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE O MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	18
2.1 – Introdução	18
2.2 – Modelos Institucionais Aplicáveis a Indústria de Energia Elétrica	19
2.3 – O Modelo Brasileiro até 1996 e o Projeto RE-SEB	25
2.4 – A Implementação do Projeto RE-SEB e o Racionamento	29
2.5 – O Atual Modelo do Setor Elétrico Brasileiro	37
CAPÍTULO 3 – DESPACHO HIDROTÉRMICO, GARANTIA FÍSICA E REGRAS DE MERCADO	44
3.1 – Introdução	44
3.2 – O Despacho Hidrotérmico do Sistema Interligado	44
3.3 – O Conceito de Garantia Física	55
3.3.1 – Garantia Física para Hidroelétricas Despachadas pelo ONS	56
3.3.2 – Garantia Física para Hidroelétricas não Despachados pelo ONS	59
3.3.3 – Garantia Física para Usinas Termelétricas	61
3.4 – Regras do Mercado de Atacado	63
3.4.1 – Lastro de Venda e de Compra	63
3.4.2 – Mecanismo de Realocação de Energia – MRE	66
3.4.3 – Formação dos Preços de Liquidação das Diferenças	70
3.4.4 – Contabilização e Liquidação na CCEE	72
3.4.5 – Tratamento do Excedente Financeiro	75
3.5 – A Contratação Bilateral e o Mercado de Varejo	79
3.5.1 – Ambientes de Contratação Regulada – ACR	79
3.5.2 – Ambientes de Contratação Livre – ACL	92
3.5.3 – Custos Envolvidos no Atendimento a Consumidores Livres	96
CAPÍTULO 4 – PEQUENA CENTRAL HIDROELÉTRICA: CARACTERIZAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	101
4.1 – Introdução	101
4.2 – Caracterização de Pequena Central Hidrelétrica – PCH	102
4.3 – Encargos Setoriais e Fiscais	106
4.3.1 – Taxa de Corretagem da CCEE	108
4.3.2 – Taxa de Custeio do ONS	108

4.3.3 – Taxa de Fiscalização	109
4.3.4 – Pagamento da Rede de Distribuição	110
4.3.5 – Imposto de Renda e Contribuição Social	111
4.3.6 – PIS/PASEP e Cofins	114
4.3.7 – CPMF	115
4.4 – Custos com Operação e Manutenção	115
4.4 – Comercialização da Energia Oriunda de PCH	117
4.4.1 – Venda no Ambiente de Contratação Regulada – ACR	118
4.4.2 – Venda direta a Consumidores Livres no ACL	119
4.4.2 – PROINFA	122
CAPÍTULO 5 – ANÁLISE DO INVESTIMENTO EM PEQUENAS CENTRAIS HIDROELÉTRICAS E DETERMINAÇÃO DO NÍVEL ÓTIMO DE CONTRATA- ÇÃO	125
5.1 – Introdução	125
5.2 – Riscos Associados a Empreendimentos Hidroelétricos no Brasil	126
5.2.1 – Risco Financeiro	127
5.2.2 – Risco de Crédito	128
5.2.3 – Risco Ambiental	129
5.2.4 – Risco de Conclusão	130
5.2.5 – Risco Hidrológico	131
5.2.6 – Risco País & Político-Regulatório	131
5.3 – Modelo de Análise Econômico-Financeira	132
5.3.1 – Método do Valor Presente Líquido e da Taxa Interna de Retorno	133
5.3.2 – Modelo de Avaliação de Negócios – MAN [®]	135
5.3.3 – Características do MAN [®] Adaptado para a Análise do Investimento em PCH ...	137
5.3.4 – Estrutura dos Custos de Investimento de uma PCH	139
5.3.5 – Premissas Macro-Econômicas	140
5.3.6 – Premissas do Financiamento	142
5.4 – Avaliação Determinística do Investimento em PCH	146
5.5 – Uma Abordagem Probabilística na Avaliação do Investimento em PCH	150
5.5.1 – Inclusão do Mercado de Curto Prazo no MAN	151
5.5.2 – Metodologia de Determinação do Nível Ótimo de Contratação	157
CAPÍTULO 6 – ESTUDO DE CASO	166
6.1 – Características de Implantação da PCH Estudada	166
6.2 – Definição dos Custos com Operação e Manutenção	168
6.3 – Resultados da Avaliação Determinística	169
6.3.1 – Venda no ACR	169
6.3.2 – Venda no PROINFA	178
6.3.3 – Venda no ACL	184
6.4 – Avaliação Probabilística e Determinação do Nível Ótimo de Contratação	190
6.4.1 – Venda no ACR	191
6.4.2 – Venda no ACL	195
6.5 – Conclusões	198
CAPÍTULO 7 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	200
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	203

Índice de Figuras

Figura 2.1 – Modelo 1	20
Figura 2.2 – Modelo 2	21
Figura 2.3 – Modelo 3	22
Figura 2.4 – Modelo 4	23
Figura 2.5 – Contratos Iniciais e Período de Transição	31
Figura 2.6 – Acréscimo anual de Potência Instalada no Brasil, em MW	33
Figura 2.7 – Acréscimo anual da Transmissão (Rede Básica), em km	33
Figura 2.8 – Desvio da ENA em relação à Média de Longo Termo	35
Figura 2.9 – Operação do Reservatório de Furnas	35
Figura 2.10 – Evolução do Armazenamento do Sudeste	36
Figura 2.11 – Ambiente de Contratação	40
Figura 2.12 – Modelo Institucional Vigente	42
Figura 3.1 – Processo de Decisão para sistemas Hidrotérmicos	47
Figura 3.2 – Função de Custo Futuro e Imediato	48
Figura 3.3 – Cadeia de Modelos Utilizados pelo ONS no Despacho do SIN	49
Figura 3.4 – Fronteiras entre Submercados	52
Figura 3.5 – Diagrama Esquemático das UHE's Despachadas pelo ONS	53
Figura 3.6 – Processo de Interação para o Cálculo da Energia Garantida	57
Figura 3.7 – Geração da UHE Itapebi, de 2004 a maio de 2005	66
Figura 3.8 – Armazenamentos Esperados até 2010 – PMO julho de 2006	67
Figura 3.9 – Geração Verificada de G1, G2, G3 e G4	68
Figura 3.10 – Primeira Etapa do MRE	69
Figura 3.11 – Segunda Etapa do MRE	69
Figura 3.12 – Terceira Etapa do MRE	70
Figura 3.13 – Histórico de Preços de Liquidação das Diferenças – 2000/2005	72
Figura 3.14 – Energia liquidada no âmbito da CCEE ano 2005	75
Figura 3.15 – CMO de dois subsistemas com distintas considerações de transmissão ...	76
Figura 3.16 – Exposição Negativa do Gerador G1	78
Figura 3.17 – Variação das ações de 6 de dezembro a 8 de dezembro	84
Figura 3.18 – Montantes e Preços Energia Existente	85
Figura 3.19 – Cálculo do COP e CEC	88
Figura 3.20 – Montantes e Preços Energia Nova	91
Figura 3.21 – Número de Consumidores Livres na CCEE	96
Figura 4.1 – Passos e Regulamentação para obtenção da Autorização de PCH	105
Figura 4.2 – Preço no ACL que iguala a fatura como consumidor cativo	121
Figura 5.1 – Variação da TJLP, IGPM e IPCA	127
Figura 5.2 – Estrutura do Modelo de Avaliação de Negócios	136
Figura 5.3 – Composição da Taxa de Financiamento do BNDES	143
Figura 5.4 – Média dos Preços e Percentil 10%	151
Figura 5.5 – Probabilidade de Ocorrência de Preços 2006-2007	152
Figura 5.6 – Probabilidade de Ocorrência de Preços 2008-2009-2010	153
Figura 5.7 – Evolução da Garantia Física total do MRE	154
Figura 5.8 – Retorno e Desvio Padrão de dois ativos em ambiente de risco	160
Figura 5.9 – Valores Possíveis de Combinação de Ativos com Correlação 1	160

Figura 5.10 – Retorno e Desvio Padrão de combinações de ativos de risco	161
Figura 5.11 – Determinação da fronteira eficiente	162
Figura 5.12 – Retorno Esperado x Risco para cada nível de contratação	164
Figura 5.13 – Retorno e Percentil para cada nível de contratação	165
Figura 6.1 – Variação da TIR do Acionista em função do preço do CCEAR	177
Figura 6.2 – Variação da TIR do Acionista em função do preço do PPA	190
Figura 6.3 – Fronteira Eficiente	192
Figura 6.4 – Fronteira de Contratação Eficiente	193
Figura 6.5 – Determinação do montante de contratação	194
Figura 6.6 – Fronteira de Contratação Eficiente	196
Figura 6.7 – Determinação do Nível Ótimo de Contratação	197

Índice de Tabelas

Tabela 2.1 – Nível de Privatização x Modelo Institucional	24
Tabela 2.2 – Resumo dos Modelos Vigentes no Brasil	43
Tabela 3.1 – Geração Verificada de G1, G2, G3 e G4	68
Tabela 3.2 – Principais Resultados dos Leilões de Energia Existente (Transição)	83
Tabela 3.3 – Resultados do Primeiro Leilão de Energia Nova	90
Tabela 3.4 – Preços Médios Leilão A-3 de 2006	91
Tabela 3.5 – Preços Médios Leilão A-5 de 2006	91
Tabela 3.6 – Participação do ACL no Mercado Total do SIN	96
Tabela 4.1 – Variação acumulada do BE 2000-2006	110
Tabela 4.2 – Segregação do Custo com Operação e Manutenção	117
Tabela 4.3 – Principais Características do Contrato no ACR	118
Tabela 4.4 – Principais Características do Contrato com Consumidor Livre	122
Tabela 4.5 – Principais Características do Contrato com Eletrobrás	124
Tabela 5.1 – Capital Investido	139
Tabela 5.2 – Segregação do Custo Com Obras e Equipamentos	140
Tabela 5.3 – Alocação do Capital Investido em %	140
Tabela 5.4 – Projeções a serem utilizadas no MAN adaptado	142
Tabela 5.5 – Remuneração Básica do BNDES	144
Tabela 5.6 – Medidas de Rentabilidade para cada Série	157
Tabela 5.7 – Medidas de Rentabilidade para cada Série	158
Tabela 5.8 – Desvio Padrão e Percentil para cada nível de contratação	159
Tabela 6.1 – Cronograma de Implantação da PCH	167
Tabela 6.2 – Discretização do Custo do Investimento	167
Tabela 6.3 – Alocação Temporal do Capital Investido – Moeda Constante	167
Tabela 6.4 – Custos com O&M em R\$/ano	168
Tabela 6.5 – Dados adicionais para a análise econômica financeira	170
Tabela 6.6 – Resultados da Avaliação Determinística no ACR	171
Tabela 6.7 – Indicadores Econômico-Financeiros - Venda ACR	172
Tabela 6.8 – Demonstração Resultados de Exercício – Venda ACR	173
Tabela 6.9 – Balanço Patrimonial – Venda ACR	174
Tabela 6.10 – Resultados da Avaliação Determinística no PROINFA	179
Tabela 6.11 – Análise de Sensibilidade da Avaliação Determinística no PROINFA	179
Tabela 6.12 – Indicadores Econômico-Financeiros - Venda PROINFA	181
Tabela 6.13 – Demonstração de Resultados do Exercício - Venda PROINFA	182
Tabela 6.14 - Balanço Patrimonial Venda PROINFA	183
Tabela 6.15 – Resultados da Avaliação Determinística no ACL	185
Tabela 6.16 – Análise de sensibilidade da Avaliação Determinística no ACL	186
Tabela 6.17 – Indicadores de Desempenho ACL	187
Tabela 6.18 – Demonstração de Resultados do Exercício ACL	188
Tabela 6.19 – Resultados da Avaliação Determinística no ACL	189
Tabela 6.20 – Retorno Esperado, Desvio Padrão e Percentil 5%	192
Tabela 6.21 – Retorno Esperado, Desvio Padrão e Percentil 5%	196

Resumo

O Setor Elétrico Brasileiro - SEB passou por profundas alterações em seu modelo institucional nos últimos 15 anos, sendo que a última grande mudança foi implantada nos anos de 2003 e 2004, após o período de racionamento vivenciado nos anos de 2001 e 2002. Um dos pilares do atual modelo institucional é a garantia da expansão do SEB.

O planejamento da expansão da geração passou a ser realizado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, responsável, dentre outros, por submeter ao Ministério de Minas e Energia – MME, a relação de empreendimentos de geração e correspondentes estimativas de custos de investimento e o custo marginal de referência para os leilões de energia de novos empreendimentos de geração.

Nos referidos leilões, os empreendedores ofertam os montantes de energia que desejam vender no Ambiente de Contratação Regulado – ACR e seus respectivos preços, com vistas à posterior implantação, operação e comercialização da energia oriunda dos empreendimentos.

Uma peculiaridade do SEB é o mecanismo de mitigação de risco hidrológico denominado Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, do qual devem participar, obrigatoriamente, todas as centrais hidroelétricas com potência instalada igual ou superior a 50 MW. Tal mecanismo afeta substancialmente os resultados dos empreendimentos no mercado de curto prazo, nomeadamente os resultados financeiros resultantes da contabilização e liquidação no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

O principal objetivo desta dissertação é o de mensurar a rentabilidade do investimento no segmento de geração hidroelétrica sob o enfoque probabilístico (onde a variável aleatória é o risco hidrológico), no sentido de determinar o montante ótimo de contratação de energia de uma central hidroelétrica em relação à sua capacidade de venda total.

Para tanto, foi utilizado modelo econômico-financeiro onde todas as variáveis de entrada (custo de investimento, premissas de financiamento, custo de operação e manutenção, possíveis resultados do MRE, dentre outros) são apresentadas e discutidas, para posterior determinação de seu valor.

Os resultados demonstram que a inclusão do mercado de curto prazo nos modelos de análise econômico-financeira de empreendimentos de geração hidrelétrica, no que se refere às regras do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, indica que parcela da capacidade de venda de uma hidrelétrica deve ficar descontratada a título de proteção contra os altos preços do mercado em épocas de hidrologia desfavorável. Esta dissertação apresenta, como principal contribuição, uma proposta de metodologia de determinação do nível ótimo de venda de energia pelas centrais geradoras, utilizando a teoria de escolha da carteira ótima de investimentos, amplamente utilizada no mercado financeiro.

Conclui-se, por fim, que os agentes que pretendem participar dos leilões de energia visando posterior implantação de usinas hidrelétricas e respectiva comercialização de sua energia, não devem desconsiderar os resultados do mercado de curto prazo em suas avaliações de rentabilidade do projeto. Da mesma forma, a EPE, ao estabelecer os preços de partida dos referidos leilões, deve considerar os resultados esperados de curto prazo já que os mesmos alteram a rentabilidade do investimento.

Abstract

The Brazilian Electric Sector - SEB has experienced deep changes in its institutional model in last the 15 years, where the most recent and significant ones were implemented during the biennium 2003-2004, after the period of rationing that occurred during the years of 2001 and 2002. One of the basic support mechanisms of the resulting institutional model is the expansion guarantee of the SEB.

The generation expansion planning studies are now a responsibility of the Empresa de Pesquisa Energética (Energy Research Company) - EPE, responsible, amongst others, for submitting to the Ministry of Mines and Energy - MME, the relation of generation enterprises, with the correspondent estimates of investment costs, and, also, the marginal cost of reference for the auctions of Electric Energy generation of new power plants.

In the above mentioned auctions, the entrepreneurs offer the energy amounts that they desire to sell to the Regulated Environment Trading (ACR) with its respective prices, for future which are derived, of course, from the studies of power plant building, operation and commercialization costs associated with the offered energy production.

A peculiarity of the SEB is the mechanism of hydrological risk mitigation, or the Energy Displacement Mechanism, the MRE (Mecanismo de Realocação de Energia), in which all hydroelectric plants with installed power equal or greater than 50 MW must participate. This mechanism substantially affects the financial performance of the enterprises in the short term market, resulting from the accounting and liquidation in the scope of the Electric Energy Commercialization Chamber (CCEE).

The analysis of the past auctions results for new energy, clearly show that the winning entrepreneurs of the auctions had contracted 100% (one hundred percent) of their hydroelectric plant selling capacity, without leaving some level of reserve energy outside the contracts for protection against the raised prices that occur in conditions of unfavorable hydrology, where the MRE does not offer the necessary protection.

The main objective of this dissertation is to measure the attractiveness of the investment in the hydroelectric generation segment using a probabilistic approach, where the random variable is the hydrological risk, with the main objective of determining the most appropriate amount of energy sale by a hydroelectric plant, in relation to its total energy selling capacity. It was used an economic-financial model where the input variables (e.g.: cost of investment, financing conditions, operation and maintenance costs, possible MRE results, amongst others) are presented and discussed before the determination of its value for future inclusion in the simulations.

The results demonstrate that the inclusion of the short term market in the financial-economic models of investment in hydroelectric generation, referring to the rules of the MRE, modifies the risk analysis of the investor, and can be used for determining the optimal level of energy contracting.

Then, it's possible to conclude, that the agents that wish to participate in energy auctions aiming to install hidroelectric plants for commercialization of the corresponding energy, must not disregard the short term market results in their project profitability evaluations. In the same way the Energy Research Company - EPE, in establishing the initial auction prices, must also take into consideration those results, as they influence the financial return of the investments.

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro - SEB passou por grandes mudanças em seu modelo institucional, sendo que a última alteração foi implantada nos anos de 2003 e 2004, após o período de racionamento vivenciado nos anos de 2001 e 2002. O Governo Federal alterou o arcabouço legal do setor, com o objetivo de buscar a garantia à expansão, a modicidade tarifária, a remuneração justa dos investimentos e a universalização dos serviços.

A análise do atual modelo institucional aplicado ao SEB e do respectivo ambiente de comercialização de energia elétrica se faz necessária para definir as principais características a serem consideradas no Plano de Negócios de um empreendimento hidroelétrico típico. O Plano de Negócios é o documento que define as principais variáveis, premissas e resultados que compõem o modelo de avaliação econômico-financeira de determinado ativo.

Após discussão relativa aos modelos aplicáveis à indústria de energia elétrica no mundo, e aqueles que o Brasil já adotou, é possível apontar com clareza as principais características do modelo vigente e, por conseguinte, explorar as diversas formas de comercialização de energia de aproveitamentos hidroelétricos no país.

Um dos pilares do atual modelo institucional é a garantia da expansão do SEB. É fato que o Estado não possui recursos suficientes para garantir a plena expansão do setor elétrico, necessitando, portanto, de recursos privados. Para atrair os investidores a aplicar seus recursos no setor é necessário, dentre outros fatores, oferecer correta sinalização de preços nos processos licitatórios realizados por meio dos leilões, principalmente, quando do estabelecimento dos preços máximos. Assim estar-se-á garantindo outro pilar do atual modelo institucional, ao garantir remuneração aos investidores de forma condizente com os riscos associados ao investimento.

Por outro lado, é indispensável que os regulamentos sejam claros e estáveis o suficiente para que os investidores possam realizar suas avaliações econômico-financeiras precificando os riscos de forma a vislumbrar um ambiente favorável à realização do investimento. Tal premissa é fundamental na medida em que quanto maior o número de concorrentes nos processos licitatórios, maior a garantia de expansão a preços justos.

É neste ambiente que se insere o presente trabalho, que consiste em avaliar a relevância da consideração da projeção dos resultados de curto prazo (contabilização e liquidação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE), no que se refere ao risco hidrológico, nos modelos de análise de rentabilidade de usinas hidroelétricas.

Tal análise se justifica na medida em que a avaliação dos resultados dos leilões de energia, realizados sob a égide do novo modelo, demonstra que os investidores vencedores dos certames não têm levado em consideração o risco hidrológico em suas análises, já que contrataram a totalidade da Garantia Física² dos aproveitamentos hidroelétricos, sem deixar certo nível de energia descontratada a título de proteção contra os elevados preços que ocorrem em condições de hidrologia desfavorável.

Estudos anteriores, citados no decorrer deste trabalho, já indicavam que a maioria dos investidores não leva em consideração esta projeção, o que pode resultar em decisões de maior risco e que não atendam as suas expectativas de rentabilidade.

Foram realizadas simulações com o objetivo de mensurar a rentabilidade do investimento no segmento de geração hidroelétrica, sob o enfoque determinístico e probabilístico. Nas simulações determinísticas, a análise de viabilidade do investimento em centrais hidroelétricas foi realizada sem a consideração do risco hidrológico. As simulações probabilísticas, por sua vez, consideraram o risco hidrológico, considerando os possíveis resultados da contabilização e liquidação no âmbito da CCEE.

² O conceito de Garantia Física será amplamente discutido no decorrer deste trabalho

Os resultados obtidos nas simulações probabilísticas foram utilizados para determinar o montante ótimo de energia a ser contratado por uma central hidroelétrica. Para tanto, recorreremos à teoria amplamente utilizada no mercado financeiro, qual seja, a determinação da fronteira eficiente quando da análise de uma carteira de investimentos.

As análises aqui efetuadas foram concebidas com a utilização de alguns modelos, onde se destacam: i) o NEWAVE, atualmente utilizado na determinação dos preços do mercado de curto prazo e; ii) Modelo de Avaliação de Negócios – MAN[®], descrito no livro de mesmo nome, que foi alterado para a análise de rentabilidade de usinas hidroelétricas.

A metodologia ora proposta pode ser utilizada na análise de investimento de qualquer aproveitamento hidroelétrico do Sistema Interligado Nacional – SIN. O enfoque dado no trabalho se referiu às Pequenas Centrais Hidroelétricas – PCH, já que as mesmas propiciaram uma maior gama de simulações tendo em vista a diversidade de possibilidades de comercialização de energia previstas no atual modelo institucional do setor elétrico.

1.1 – Organização da Dissertação

Esta dissertação encontra-se estruturada em 7 capítulos e dois anexos, da seguinte forma:

Capítulo 1 - Introdução

Apresenta uma introdução do tema da dissertação, sua pertinência e justificativa para a elaboração da metodologia proposta para a determinação do nível ótimo de contratação de energia, visando a contextualização do estudo realizado.

Capítulo 2 – Considerações Gerais sobre o Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

Apresenta os principais modelos aplicáveis à indústria de energia elétrica, e àqueles já aplicados no Brasil. Apresenta o atual modelo institucional do SEB e suas principais características. Também é analisado o período de racionamento ocorrido nos anos de 2001 e 2002 e suas possíveis causas. Este Capítulo se faz necessário para se obter o pleno entendimento do ambiente de comercialização em que os agentes geradores atuam.

Capítulo 3 – Despacho Hidrotérmico, Conceito de Garantia Física e Regras de Mercado

Descreve os procedimentos do despacho centralizado das usinas pertencentes ao sistema interligado nacional, as regras de formação de preços no mercado de curto prazo, assim como discute as principais regras de mercado que afetam as análises de rentabilidade do investimento em usinas hidroelétricas. Com relação às Regras de Mercado, foi dado enfoque ao Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, responsável pela mitigação do risco hidrológico.

Capítulo 4 – Pequena Central Hidroelétrica – Caracterização, Operação, Manutenção e Comercialização

Caracteriza os potenciais hidráulicos classificados como Pequenas Centrais Hidroelétricas, sua operação e manutenção, sempre com o enfoque de traçar as principais características quanto aos custos incorridos ao longo de sua vida útil. Apresenta as principais formas de comercialização de energia elétrica por estes empreendimentos, definindo os tópicos que foram utilizados nos modelos de análise de viabilidade. Analisa, também, os encargos setoriais e fiscais que incidem sobre o segmento de geração.

Capítulo 5 – Avaliação do Investimento em Pequenas Centrais Hidroelétricas e Determinação do Nível Ótimo de Contratação

Apresenta o modelo de análise da viabilidade econômico-financeira de uma Pequena Central Hidroelétrica, utilizado nas avaliações determinísticas e probabilísticas. Discute a possibilidade de aplicação da teoria de determinação da fronteira ótima de ativos

de risco, amplamente utilizada no mercado financeiro, para o caso de incorporação do risco hidrológico na análise de rentabilidade da central geradora.

Capítulo 6 – Estudo de Caso

Analisa as principais características que foram definidas para uma PCH típica localizada no Estado de Minas Gerais, objeto da análise de viabilidade econômico-financeira. Apresenta os resultados da avaliação determinística, que foram utilizados para a determinação de alguns indicadores de rentabilidade de lucratividade e de alavancagem financeira.

Apresenta também os resultados da avaliação probabilística, comparando-os àqueles da avaliação determinística, no sentido de se demonstrar a necessidade de incorporação dos resultados do mercado de curto prazo, no que se refere ao risco hidrológico, nos modelos de avaliação de rentabilidade.

Capítulo 7 – Considerações Finais e Recomendações

Apresenta considerações gerais quanto aos resultados obtidos, concluindo sobre a necessidade da abordagem probabilística, além de propor estudos futuros que incorporem os aperfeiçoamentos indicados.

CAPÍTULO 2 – CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE O MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1 – Introdução

O Setor Elétrico Brasileiro - SEB passou por profundas mudanças em seu modelo institucional nos últimos 15 anos. Até fins do século passado, o cenário era estatal, onde o Estado e a União detinham quase todos ativos desse setor. A necessidade das reformas era premente, uma vez que os recursos públicos não eram suficientes para a realização do planejamento determinativo. A partir de 1995, o Governo Federal, tendo a área econômica como coordenadora, iniciou o processo de privatização do setor elétrico com o objetivo de, entre outros, levantar recursos e reduzir a dívida pública. A partir de então, tentou-se implementar o modelo de mercado, na busca pela eficiência econômica que a regulação de “serviço pelo custo” não produziu.

A privatização ocorreu de forma maciça no segmento de distribuição, o que não se verificou no segmento de geração. O modelo setorial proposto não havia sido implantado em sua plenitude. No ano de 2001, ocorreu o racionamento de energia elétrica, que adveio de fatores tais como:

- chuvas bem inferiores às médias;
- não realização de licitações durante os anos compreendidos entre 1988 e 1995 (ano de publicação da Constituição Federal e ano que ocorreu a regulamentação da delegação dos serviços públicos, respectivamente);
- atraso em algumas obras (Porto Primavera, unidades adicionais de Itaipu, interconexões estaduais).

O racionamento motivou o atual Governo a produzir mudanças no modelo da indústria de energia elétrica no país. Este capítulo visa analisar as principais estruturas aplicáveis ao setor de energia elétrica, discutindo as já aplicadas ao setor elétrico brasileiro - SEB, assim como as principais características do atual modelo.

2.2 – Modelos Institucionais Aplicáveis a Indústria de Energia Elétrica

De acordo com Hunt (2002), atualmente existem quatro modelos básicos aplicáveis ao setor de energia elétrica, que se distinguem pelo grau de implementação da competição e pela forma de compra de energia elétrica pelos consumidores finais. Os modelos foram definidos em ordem crescente de competição e possibilidade de escolha do fornecedor de energia, por parte dos consumidores. A seguir apresenta-se uma descrição dos quatro modelos em comento:

- Modelo 1: não existe competição em nenhum segmento, sendo um modelo totalmente baseado no monopólio natural, onde as empresas atuantes no setor são verticalizadas. Em geral, a União é o acionista majoritário dos agentes setoriais. Os arranjos comerciais são simples e os intercâmbios de energia entre empresas não são necessariamente remunerados pelo seu valor real. O acesso a novos participantes no mercado é restrito, já que não existe livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição. Todos os riscos associados a novos empreendimentos são repassados ao consumidor final. Podemos citar como vantagens deste modelo: possibilidade de se implementar políticas sociais por meio do setor elétrico; redução do custo de transação e; ganhos de escala. A maior desvantagem reside no fato das empresas deixarem de buscar a maximização do lucro e da eficiência econômica em prol de outras políticas (o que gera déficit setorial). Foi o modelo vigente no Brasil até a década de 90. Vide Figura 2.1.

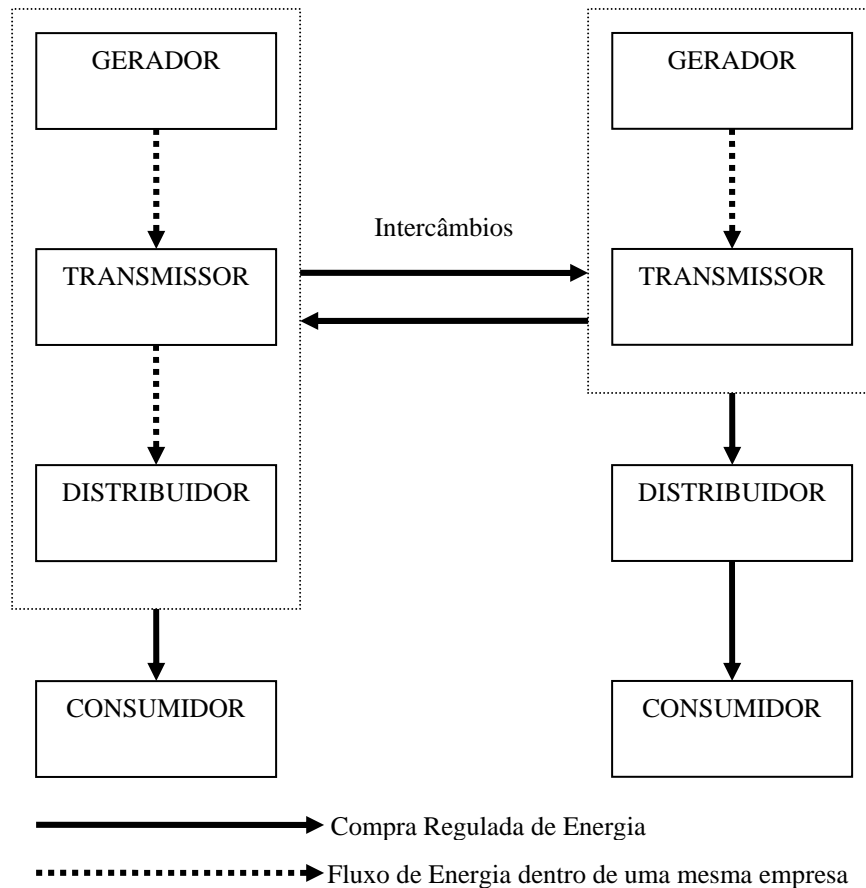


Figura 2.1 – Modelo 1
 Fonte: Adaptado de Hunt, 2002

- Modelo 2: definido pela existência de um órgão ou empresa responsável pela compra de energia dos agentes geradores (geralmente a empresa é o próprio governo), revendendo-a às distribuidoras ou aos consumidores finais. Criação de um novo agente: o Produtor Independente de Energia (PIE), introduzindo o conceito de competição no segmento de geração. Neste ambiente existe maior liberdade para a entrada de novos agentes de mercado. O livre acesso aos sistemas de transmissão é permitido para os geradores e distribuidores. Introdução do *Power Purchase Agreement - PPA*, contrato de compra e venda de energia, firmado de forma segregada da contratação dos sistemas de distribuição e transmissão, que por sua vez continuam em ambiente com preços e condições reguladas. O despacho do sistema é realizado por um órgão central, com previsão de multas por

indisponibilidade do PIE. O preço da transmissão é conhecido e repassado integralmente às distribuidoras, que por sua vez, o repassam aos consumidores finais. A possibilidade de se implementar políticas sociais não se extingue, tendo em vista que o Governo (que controla a empresa compradora) continua com o monopólio do setor. Vide Figura 2.2.

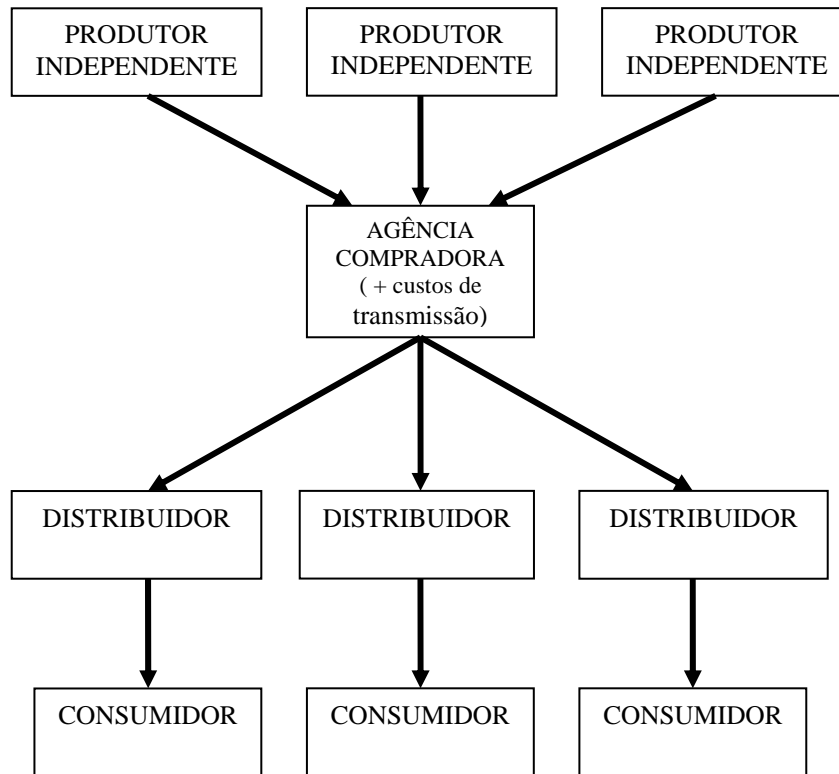


Figura 2.2 – Modelo 2
Fonte: Adaptado de Hunt, 2002

- Modelo 3: a principal distinção deste modelo em relação aos anteriores se refere à inserção da competição na venda de energia no atacado, onde as empresas de distribuição mantêm o monopólio de venda para a maioria dos consumidores finais (atendidos em baixa tensão). Os Geradores podem vender energia diretamente a grandes consumidores (atendidos em alta tensão). A Agência Compradora não mais possui o monopólio de compra de energia. A obrigação de atendimento aos consumidores finais deixa de ser do Estado, passando a ser das companhias de

distribuição, conforme regras dos Contratos de Concessão. O livre acesso aos sistemas de transmissão passa a ser necessário, onde os preços do sistema de transporte na alta tensão devem refletir o correto incentivo para a localização de novos geradores e cargas. Para a sua implementação deve existir um operador do sistema e um mercado de energia, órgãos independentes dos agentes de mercado. Necessidade da existência de um órgão regulador, já que os contratos livremente negociados entre distribuidoras e geradores afetam as tarifas dos consumidores finais. Os subsídios à eletrificação rural e a programas sociais destinados às comunidades de baixa renda devem estar explícitos na política de governo, não cabendo a implementação de políticas sociais por meio do setor elétrico como é possível nos modelos anteriores. Vide figura 2.3.

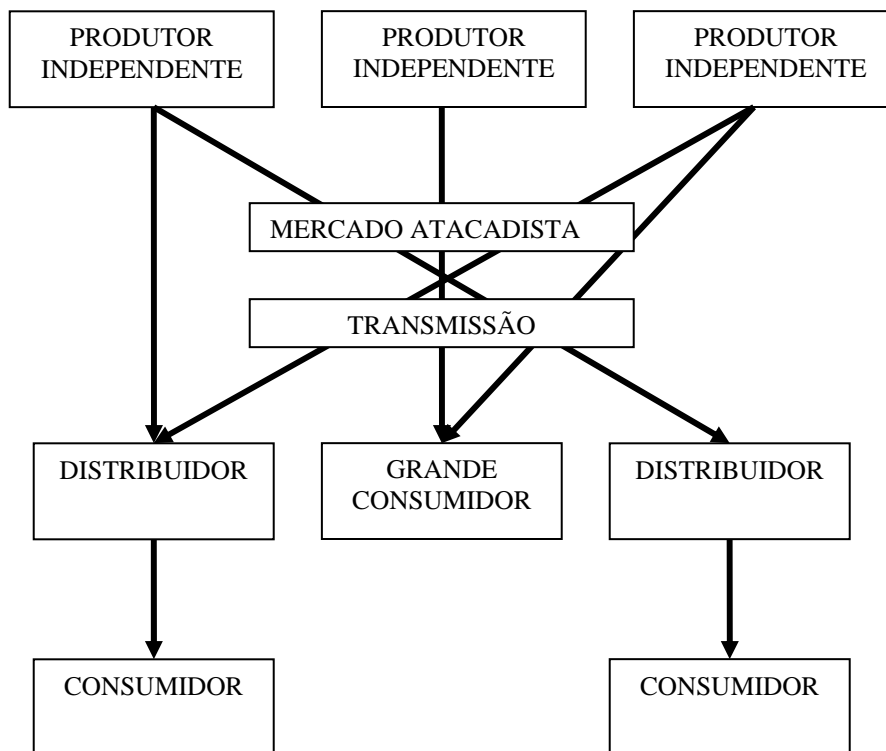


Figura 2.3 – Modelo 3
 Fonte: Adaptado de Hunt, 2002

- Modelo 4: neste modelo existe tanto a competição no atacado, quanto à competição no varejo, ou seja, quase que a totalidade dos consumidores podem escolher o seu fornecedor, comprando energia elétrica em condições e preços livremente

pactuados. Fica mantido o livre acesso aos sistemas de transmissão, ampliando o mesmo conceito aos sistemas de distribuição. Os riscos inerentes ao setor passam a ser administrados pelos agentes de mercado. O próprio mercado deve avaliar os contratos bilaterais e a forma de mediação de conflitos (que não têm custo nulo). Cria-se um novo agente de mercado, que apenas compra e vende energia, sem deter ativos: o comercializador de energia. O órgão regulador passa a ter um papel mais importante, tendo em vista que o mercado nunca é perfeito. O agente distribuidor pode ter o papel de um comercializador, porém com a contabilização das operações deve ocorrer em separado, já que o mercado não pode interferir nos preços do monopólio natural referente à utilização da rede de distribuição. Vide Figura 2.4.

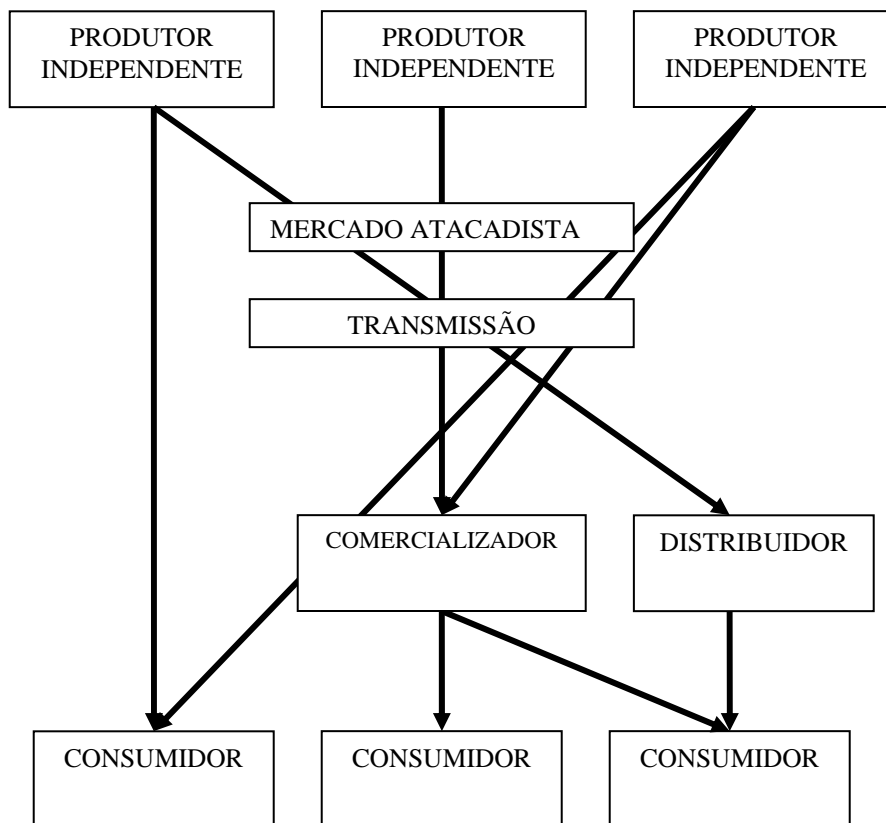


Figura 2.4 – Modelo 4
Fonte: Adaptado de Hunt, 2002

Não se deve confundir o processo de reestruturação de determinado setor da economia com seu processo de privatização. Reestruturação e privatização não precisam ocorrer simultaneamente, embora, quando se deseja introduzir a competição, a privatização torna-se desejável, porém não imprescindível. Um caso típico é o da Noruega: a grande maioria dos agentes é privada, a maior parte de propriedade municipal, e o modelo é o de competição. Hunt e Suttleworth (1996), definem três níveis de privatização, a saber:

- Nível 1: não existe a delegação do serviço público de energia elétrica a terceiros. O Governo é o acionista majoritário de todos os ativos do setor;
- Nível 2: o Governo é o acionista majoritário das empresas de energia elétrica em um ou mais segmentos; e
- Nível 3: grupos privados são os maiores acionistas das empresas de energia elétrica.

A tabela a seguir ilustra o nível de privatização e o modelo institucional pelo qual passaram alguns países, ao longo dos anos:

Tabela 2.1 – Nível de Privatização x Modelo Institucional

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
Nível 1	Austrália (80) Nova Zelândia			
Nível 2	França Inglaterra (80) Irlanda (80)			Nova Zel. (90)
Nível 3	USA (40)	USA (78) Irlanda (90)	USA (92)	Inglaterra (90)

Fonte: Hunt e Suttleworth, 1996

A transição de um modelo para outro exige a elaboração de instrumentos legais, comerciais e institucionais específicos, o que implica em custos significativos para a sociedade, que só se justificam pela percepção de que a mudança trará maior eficiência na utilização dos recursos, e que, em última análise, resultará em tarifas módicas para os consumidores finais.

A título de exemplo, para migrar do Modelo 1 para o Modelo 2 existe a necessidade de se estabelecer regulamentos que incentivem a introdução do Produtor Independente de

Energia. Já a mudança do Modelo 2 para o Modelo 3 exige a determinação das tarifas dos sistemas de transmissão, assim como a criação de um mercado atacadista de energia, onde geradores e distribuidores podem firmar seu contrato de compra e venda, encarado como um *hedge*³ financeiro contra a volatilidade dos preços de curto prazo. Já o Modelo 4 exige a determinação das tarifas dos sistemas de distribuição, além de normas para a criação dos comercializadores de energia.

São possíveis diversas combinações de dois ou mais modelos, dependendo das especificidades da indústria de energia elétrica de determinada região ou país. Porém, estas quatro estruturas básicas são utilizadas visando adquirir o conhecimento dos agentes envolvidos nos modelos praticados no mundo, seus respectivos direitos e deveres, essenciais ao bom funcionamento da estrutura. No próximo item, serão abordados os modelos pelos quais o Brasil já passou, bem como um estudo do atual modelo institucional Setor Elétrico Brasileiro – SEB.

2.3 – O Modelo brasileiro até 1996 e o Projeto RE-SEB

O Poder Público participou maciçamente dos investimentos no setor elétrico brasileiro na segunda metade do século XX. Visando aumentar os recursos para o setor, uma vez que a iniciativa privada não via incentivos para o investimento, foi criado, em 1954, o Fundo Federal de Eletrificação (FFE) para prover financiamento destinado aos empreendedores privados para a realização do investimento nos segmentos de geração, transmissão e distribuição. Foi criado também o Imposto Único sobre a Energia (IUEE), cobrado sob o consumo individual de energia elétrica. Em 1962, ano de criação da Eletrobrás, o setor privado detinha aproximadamente 60% dos ativos de geração do setor. Em 1964 se iniciou o processo de estatização pela Eletrobrás, por meio da compra dos ativos de geração.

³ Termo em inglês que indica ação de proteção ou mitigação contra determinado risco de perda.

Dessa forma, até fins do século passado, o cenário era estatal, onde grande parte da distribuição era controlada pelo Governo dos Estados, e as grandes geradoras, também responsáveis pelos sistemas de transmissão inter-regionais, controladas pela União. O planejamento e a operação do sistema eram centralizados, de forma determinativa. Havia dois grandes sistemas elétricos não interligados: o sistema Sul/Sudeste/Centro/Oeste (atendido por Furnas e Eletrosul) e o sistema Norte/Nordeste (atendido pela Chesf e pela Eletronorte).

Em face da caracterização de serviço público, vigoraram tarifas reguladas em todos os segmentos (geração, transmissão e distribuição). A regulação das tarifas era realizada por meio do “serviço pelo custo”, também chamada de regulação pela taxa de retorno, onde a determinação da tarifa se dava por meio do custo médio do serviço, na suposição de um custo marginal da expansão constante. Esta forma de regulação visa proporcionar à empresa concessionária a recuperação dos custos incorridos na prestação do serviço público e o ganho de uma taxa de retorno sobre seu investimento. Daí depreende-se que o modelo aplicado ao SEB até a década de 80 do século passado era o Modelo 1, definido no item anterior.

Sob o aspecto da regulação, não havia incentivos para a eficiência da indústria de energia estatal. Conforme disposto na Lei nº 5.655, de 1971, a diferença entre a remuneração legal (entre 10 e 12% ao ano) e a receita efetivamente auferida, na tarifa vigente (geralmente insuficiente), era lançada na contabilidade das empresas como Conta de Resultado a Compensar (CRC), garantida pelo Tesouro Nacional (Bandeira, 2003).

De acordo com Moltalvão e Abbud (2002), a crise econômica enfrentada pelo Brasil na década de oitenta precipitou a exaustão do modelo estatal, já abalado pelas ineficiências supracitadas. Em decorrência de sucessivos déficits fiscais e sem crédito internacional, a União e os estados perderam a capacidade de injetar recursos de investimentos em suas empresas. Estas, por sua vez, já haviam perdido a capacidade de gerar recursos próprios, por duas razões principais: o achatamento das receitas, pela manipulação das tarifas que eram usadas como instrumentos macroeconômicos para o controle de inflação, e pelo

aumento dos custos, em razão, dentre outros, da ineficiência de sua gestão. A conjunção desses fatores produzia crescentes dificuldades financeiras para as empresas, o que acarretou inadimplência generalizada entre os agentes atuantes neste mercado.

A Constituição Federal de 1988, em seu art. 175 (caput), dispõe que cabe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob o regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos. A concessão de serviço público se caracteriza como uma modalidade de transferência da prestação do serviço, por meio do qual o titular da competência para prestá-lo atribui a outrem seu desempenho. A exigência de licitação para a outorga das concessões sinalizava uma relevante mudança do modelo em relação ao monopólio do Estado vigente.

Diante deste contexto, em meados de 1996, o Ministério de Minas e Energia – MME e a Eletrobrás selecionaram, por meio de licitação, o consórcio Coopers & Lybrand para realizar um estudo abrangente sobre a reforma do setor elétrico – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB). O objetivo dessa reforma foi, sobretudo, permitir ao Governo concentrar-se sobre suas funções de elaboração de políticas energéticas e regulamentação do setor, propiciando a transferência da responsabilidade sobre operação e investimento ao setor privado, em um ambiente competitivo.

De acordo com Greiner (2002), o trabalho se desenvolveu sob as seguintes condições:

- Direção técnica da Secretaria de Energia, gestão administrativa do contrato pela Eletrobrás e financiamento do Banco Mundial, que não participava dos trabalhos, apenas recebendo relatórios de progresso e cópias dos documentos de trabalho. Custo: US\$ 11 milhões;
- Sob a designação de “Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RESEB”, a Secretaria organizou um grupo de duas centenas de técnicos do setor elétrico nacional de todo do País e das diferentes áreas de especialização que, assim agrupados, discutiram com os consultores todos os documentos e propostas de trabalho;

- Os consultores tinham a obrigação de atender e propor soluções para todos os aspectos relacionados no Termo de Referência, em particular para 34 questões-chave. Para assimilar a realidade nacional e adequar suas propostas, eram obrigados, por meio da estrutura do RESEB, a ouvir e discutir com o setor;
- Ao governo caberia, com base no relatório da consultoria, concluído no segundo semestre de 1997, analisá-lo e aprová-lo no todo ou em parte e iniciar a implantação de suas decisões, etapa que ensejaria, forçosamente, um detalhamento e sempre que necessário, ajustes ou mudanças sobre a proposta e ou alternativas apresentadas pelos consultores.

O Projeto RESEB, disponível no endereço eletrônico do Ministério de Minas e Energia – MME (www.mme.gov.br), é uma coletânea de documentos extensos no que diz respeito a análise do setor elétrico à época e as respectivas propostas de melhoria. Foram enfocados os seguintes pontos:

- Prorrogação das Atuais Concessões
- Licitação de Novas Concessões
- Privatização da Eletrobrás
- Estrutura do Setor
- Modelo Mercantil do Setor
- Planejamento e Expansão
- Operação e Otimização do Sistema Hidrotérmico
- Recomendações para o Modelo: Diretrizes para a Implantação da Concorrência, Encargos de Transmissão e Distribuição, Financiamento do Setor, Implicações Jurídicas, Mapa Regulatório, Mercado de Atacado, Regulação Econômica, Diretrizes para Transição

De forma resumida: o Projeto RESEB sugeriu ao Governo Brasileiro a transição do Modelo 1 para o Modelo 3, de uma forma gradual, com posterior transição para o Modelo 4.

2.4 – A Implementação do Projeto RE-SEB e o Racionamento

Após a regulamentação das licitações, por meio da publicação da Lei nº 8.987, de 1995, o Governo Federal iniciou o processo de privatização das distribuidoras sob seu controle, sob a ótica de reestabelecer, de forma prioritária, os pagamentos contratos de suprimento às Geradoras Federais. O fato do novo modelo do setor ainda não estar implementado não foi impeditivo para a realização da privatização das distribuidoras, uma vez que os Contratos de Concessão continham cláusulas que obrigavam aos acionistas aderirem incondicionalmente às novas regras. Cerca de 80% da distribuição no país foi privatizada nesta época.

A Lei nº 9.074, de 1996, criou a figura do Produtor Independente de Energia – PIE, do Autoprodutor e do Consumidor Livre. O Produtor Independente tem a concessão para gerar energia e comercializá-la em condições de mercado, por sua conta e risco. O Autoprodutor possui ativos em geração, visando o atendimento ao seu consumo próprio e comercialização de excedente de energia. O Consumidor Livre de energia é aquele responsável por unidade consumidora com determinadas características que lhe facultam o direito de escolha do seu fornecedor de energia, adquirindo a *commodity* sob preços e condições livremente negociadas. Para a operacionalização das relações comerciais entre os agentes citados, a Lei estabeleceu o livre acesso tanto aos sistemas de transmissão quanto aos sistemas de distribuição. Com a criação destas três figuras jurídicas, aliadas ao livre acesso à transmissão e à distribuição, fica claro que a política de governo apontou para a mudança do Modelo 1 para o Modelo 3.

Tornou-se imprescindível a criação do Órgão Regulador, que se deu por meio da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que delegou à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL a responsabilidade pela regulação, fiscalização e mediação do SEB. A sua missão: “Proporcionar condições favoráveis para que o desenvolvimento do mercado de energia elétrica ocorra com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade” (endereço eletrônico da ANEEL).

Em 28 de novembro de 1997, a ANEEL teve seu regimento interno aprovado por meio da Portaria Ministerial MME nº 349. Foram então regulamentadas a criação e o funcionamento do operador do sistema elétrico e do mercado de atacado, porém a política de governo carecia de determinadas disposições em forma de lei (tais como a obrigatoriedade da desverticalização das empresas participantes do mercado).

Os primeiros passos da implementação da política de modelo competitivo, em 1998, não decorreram de uma decisão amplamente elaborada sobre o relatório dos consultores, já que a época o governo se via confrontado com as conseqüências das ameaças vividas durante a crise financeira da Ásia e da Rússia, e que desaguardaria na crise cambial de 1999.

Tornou-se necessário iniciar a implementação de apenas partes do modelo, com a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico Interligado - ONS, acompanhados dos respectivos instrumentos legais: Medida Provisória nº 1.531-16, de 5 de março de 1998, Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 e Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998 (Greiner, 2002).

Para a implantação do novo modelo fazia-se necessário período de transição de modo que a migração para um ambiente competitivo fosse realizada evitando a ocorrência de grandes impactos para o setor e para o país, e que ainda possibilitasse um período de “aprendizado” para os agentes de mercado. Os Contratos Iniciais deveriam ser os últimos contratos bilaterais regulados, com vigência até 2006, sendo que a partir de 2003, os volumes de energia inicialmente contratados seriam reduzidos, na proporção de 25% ao ano, e liberados para contratação no ambiente de livre mercado (essa regulamentação seguiu o sugerido pelo relatório do projeto RESEB). Vide Figura 2.5.

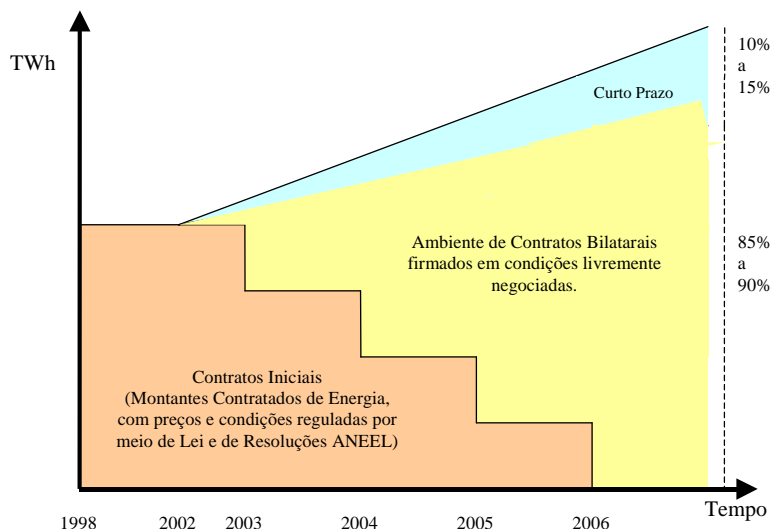


Figura 2.5 – Contratos Iniciais e Transição

Os geradores (Geradores Federais e Produtores Independentes) e os distribuidores (80% privatizados) tiveram seus montantes de energia e respectivos preços definidos pelas Resoluções ANEEL n^{os} 267, 451, de 1998. Após a vigência dos Contratos Iniciais, esperava-se que 85 a 90% da energia fosse comercializada por meio de contratos bilaterais de longo (acima de 2 anos) e de curto prazo (abaixo de 2 anos), e os 10 a 15% restantes comercializada no MAE (mercado de curto prazo).

A privatização das Geradoras Federais foi interrompida devido às dificuldades políticas enfrentadas pelo Governo, apesar da Eletrobrás compor o Programa Nacional de Desestatização - PND. Conforme já mencionado, 80% da distribuição de energia elétrica do país foi privatizada, por outro lado, 80% da capacidade instalada de geração continuou sob o controle societário do Governo Federal. Isso criou uma distorção na implantação do mercado, tendo em vista que a concorrência se viu prejudicada uma vez que a energia das Geradoras Federais (a chamada energia amortizada), oriunda de centrais hidroelétricas sem custo da dívida, competia com a energia oriunda dos PIE's, que adquiriram seus ativos de geração por meio de leilão.

Além da citada distorção, pode-se inferir que uma das principais “falhas de implementação” do RESEB foi à falta de política de governo que abrangesse a

desverticalização das empresas (esta necessidade não constava de nenhuma Lei). Concessionárias como CEMIG e COPEL continuaram verticalizadas (possuindo ativos de geração, transmissão, distribuição, e praticando a atividade de livre comercialização). Pior que isso: as concessionárias de distribuição não foram desverticalizadas da sua atividade de comercialização, tendo em vista que não se segregou a atividade regulada (com direito a garantia do equilíbrio econômico financeiro) e a desregulada (por conta e risco). Poder-se-ia entrar a fundo nestes pontos, porém não é o objetivo deste trabalho. Apenas procurou-se demonstrar que não se implantou o modelo de competição por completo no Brasil, que na prática, até 2003, teve seu modelo caracterizado como sendo o híbrido dos Modelos 2 e 3.

De acordo com Montalvão e Abud, 2002, a mudança, mesmo que parcial, do modelo de funcionamento do setor elétrico, já havia propiciado a retomada de investimentos em geração, transmissão e distribuição. Entre 1991 e 1995, o período final de vigência do modelo estatal, a média de acréscimo na capacidade de geração do País foi de apenas 1.159 MW por ano, contra um crescimento médio do mercado de 2.500 MW por ano. Entre 1995 e 2000, a partir da implantação do modelo competitivo e da Lei de Concessões, o acréscimo médio de geração foi de 2.971 MW por ano, pouco acima do crescimento médio anual de consumo. Foram agregados 15.500 MW ao parque gerador nacional, permitindo um salto de 59.000 MW, em 95, para 74.500 MW em 2000. Em 2000, haviam sido licitados mais 4.000 km de linhas, e em 2001, mais 5.500 km, contra uma média anual de 830 km verificados no período de 1990 a 1994. A grande maioria desses investimentos foi realizada com capital privado.

O mesmo trabalho analisa que, nos segmentos de geração e de transmissão, os custos modulares caíram acentuadamente. O custo do kW instalado de hidroelétricas passou de US\$ 1.500 a US\$ 2.000, estimados nos custos modulares da Eletrobrás, para cerca de US\$ 1.000 a US\$ 1.500 praticados pelos investidores privados. No segmento de transmissão, a título de exemplo, o custo do km de linha de 500 kV, que chegou a superar valor equivalente a US\$ 300.000 no período anterior à reestruturação do setor elétrico, passou a ser da ordem de US\$ 180.000.

Conforme apontam Montalvão e Abud (2002), “os avanços tecnológicos não explicam, por si só, essa acentuada queda nos custos. O mérito maior deve ser creditado à maior eficiência do empreendedorismo dos investidores privados em relação à gestão estatal”. Vide Figuras 2.6 e 2.7:

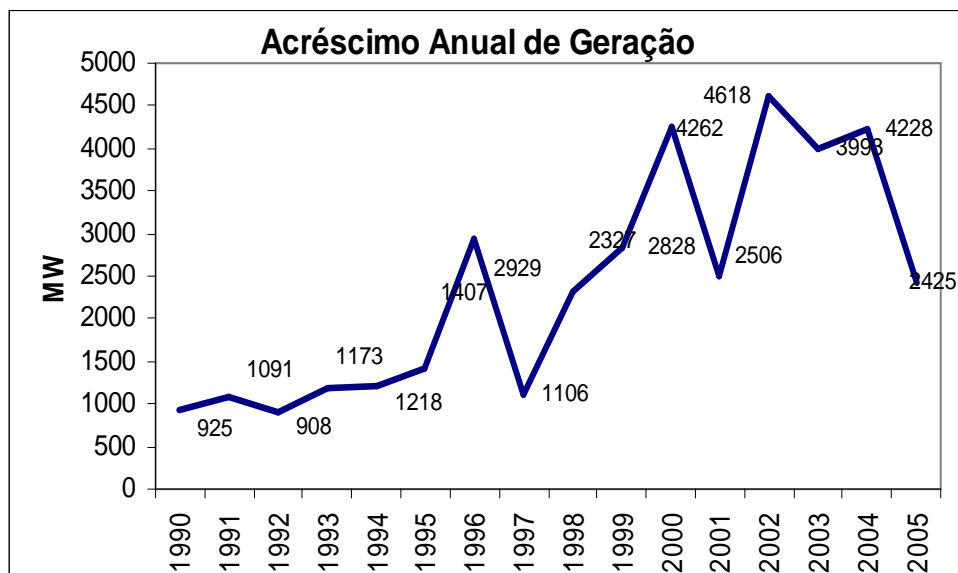


Figura 2.6 – Acréscimo anual de Potência Instalada no Brasil, em MW
Fonte: ANEEL

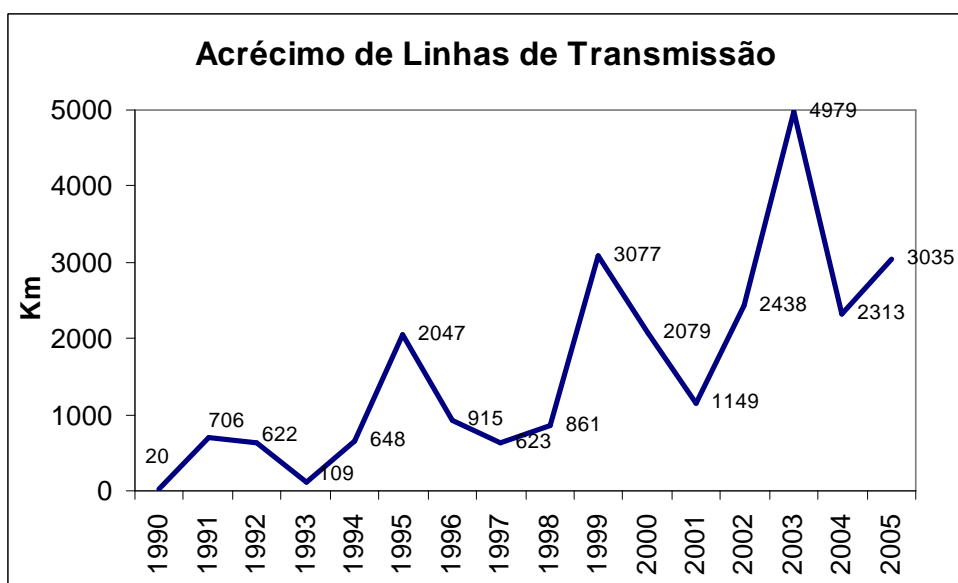


Figura 2.7 - Acréscimo anual da Transmissão (Rede Básica), em Km
Fonte: ANEEL

Apesar da retomada dos investimentos, o setor de energia já vinha sendo operado com o risco de déficit por falta de água na ordem de 12%, nível bastante superior ao utilizado pelo planejamento, igual a 5%. Isto pode ser evidenciado pela publicação, no âmbito do projeto RESEB, do projeto “Estágio I – Plano de Emergência”, destacando-se os itens 1.1, 2.1 e 2.3, abaixo transcritos :

“1.1 Durante a visita que fizemos ao Brasil, antes de preparar nossa proposta técnica, já estava claro que a possibilidade de déficit de energia elétrica na década de 90 no sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste estava em nível acima do aceitado.

.....

2.1 O risco de déficit de curto prazo enfrentado pelo setor elétrico brasileiro resulta principalmente de investimentos inadequados de expansão de instalações de geração e transmissão. De acordo com as informações que trata o relatório do Plano Decenal 1995-2005, no período de 1990 a 1995, os requisitos totais de investimento no setor foram de US\$ 6 bilhões por ano, sendo de 1993 a 1995 foram investidos, por ano, US\$ 4 bilhões.

.....

2.3 O efeito disto sobre o investimento manifesta-se através do grande número de projetos cuja a construção foi atrasada ou interrompida devido a falta de fundos disponíveis para seus promotores (concessionárias).”

Adicionalmente, como se pode observar no próximo gráfico, a hidrologia nos anos de 1998 e 2000 foi próxima á média de longo prazo, e a de 1997 foi muito favorável. A energia natural afluyente⁴ de 2001 foi a quarta pior dos 72 anos de dados do histórico. Nos anos de 1996 e 1999, a energia natural afluyente correspondeu a 29^a (vigésima nona) e a 16^a (décima sexta) mais baixas, dentre o histórico desde 1931. Vide Figura 2.8.

⁴ Energia Natural Afluyente – ENA: soma da energia controlável (vazão afluyente de cada reservatório descontada a vazão mínima da UHE, multiplicada pela produtibilidade) e da energia a fio d’água (soma da energia a fio d’água de cada subsistema).

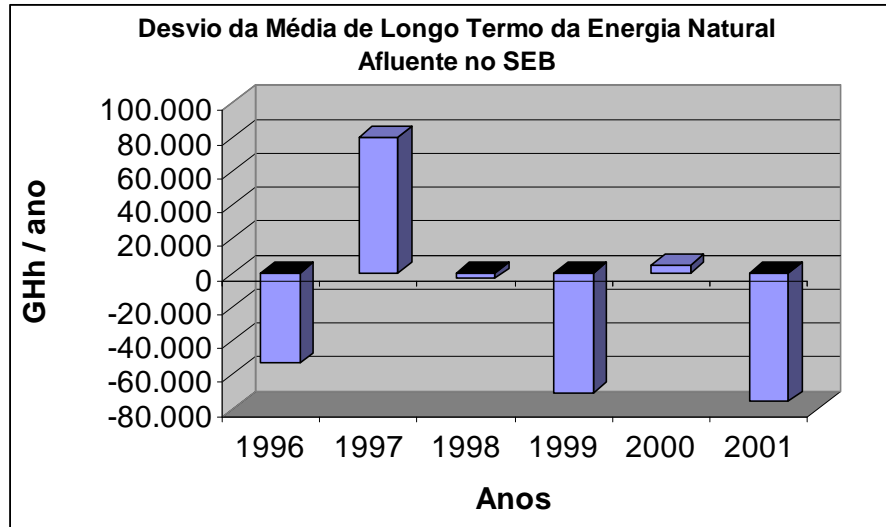


Figura 2.8 – Desvio da ENA em relação à Média de Longo Termo
Fonte: ONS

A figura 2.9 a seguir ilustra a simulação da evolução temporal do armazenamento do reservatório de Sobradinho, o mais representativo do regime hidrológico da bacia do São Francisco, com defluência igual à $670 \text{ m}^3/\text{s}$ (vazão firme). De 1931 a 1997, o reservatório só havia chegado ao mínimo operativo em 1975. Já no quinquênio 1996-2001, o mesmo reservatório equivalente chegou por dois momentos em seu mínimo operativo:

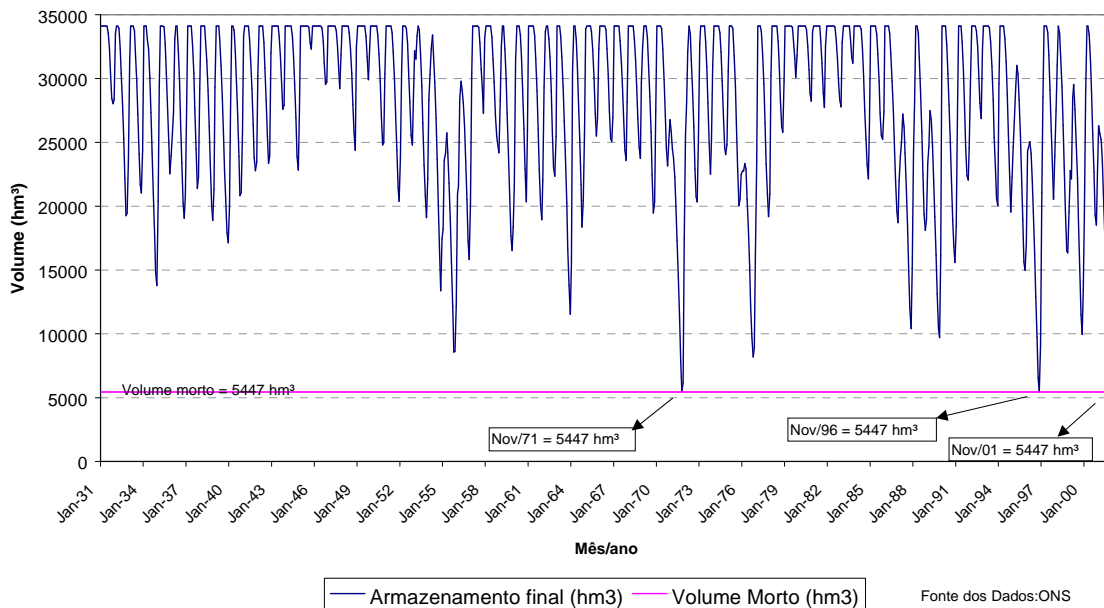


Figura 2.9 – Operação do Reservatório de Sobradinho

Fonte: Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico Brasileiro, 2002

Por seu turno, a figura 2.10 apresenta a evolução da energia armazenada da Região Sudeste (que representa 70% da capacidade de armazenamento do Brasil), desde 1996 até 2006. Observamos a queda do armazenamento na região nos anos de 2000 e 2001.

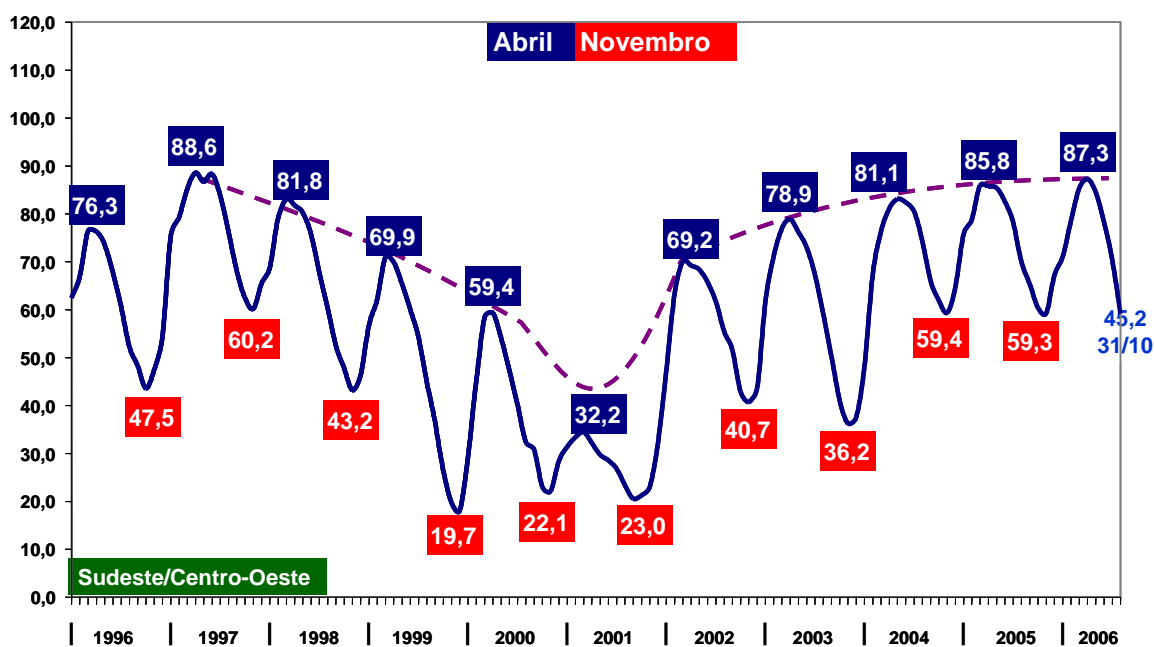


Figura 2.10 – Evolução do Armazenamento Sudeste

Fonte: ONS

Com base no exposto, pode-se afirmar que o racionamento de 2001 adveio da conjuntura de três fatores básicos: aflúncias inferiores à média histórica, falta de investimentos verificado no final da década de 80 e de grande parte da de 90 (devido à regulamentação dos processos de licitação previstos na Constituição Federal ter ocorrido por meio da publicação da Lei nº 8.666, 8 anos após a promulgação da Constituição), além dos atrasos em algumas obras essenciais ao sistema.

Assim, pode-se concluir que o racionamento de 2001 não adveio da implementação da competição no setor de energia, a qual não foi efetivamente implementada.

2.5 – O Atual Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

Em 21 de julho de 2003, o MME disponibilizou documento intitulado “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, visando submeter à apreciação dos agentes setoriais e da sociedade em geral, suas diretrizes para a revisão do modelo institucional do setor elétrico. Segundo o documento, as alterações propostas buscaram garantir a expansão, a modicidade tarifária, a remuneração justa dos investimentos e a universalização dos serviços.

De acordo com o referido documento, a tentativa da implantação do modelo de competição no setor, ocorrida na segunda metade dos anos 90, gerou distorções, destacando-se:

- Aumento da tarifa de fornecimento acima do nível geral de preços da economia;
- Racionamento de proporções nacionais;
- Expansão do Sistema Prejudicada; e
- Crise financeira que re-introduziu a inadimplência setorial.

Cabem alguns comentários relativos às distorções apontadas no relatório, como sendo geradas pela implantação do modelo de competição. Conforme demonstrado por Bandeira (2003) , no período compreendido entre 1986 e 1991, se descontada a inflação, houve expressiva redução tarifária no setor elétrico nacional. De acordo com o exposto no item anterior deste capítulo, pode-se afirmar que o racionamento adveio de fatores não correlacionados com a implantação da competição no setor elétrico. O mesmo item demonstra que a expansão do sistema foi impulsionada a partir de 1996 (início da implantação do modelo de competição). Porém, não é objetivo deste Capítulo levantar a discussão do modelo apropriado ao Setor Elétrico Brasileiro. O que se deseja é explorar as principais características da evolução institucional, em particular do atual modelo.

Em 10 de dezembro de 2003, foi publicada no DO à Medida Provisória - MP 144, que dispunha sobre o novo ambiente para a comercialização de energia elétrica, por meio de alterações de diversas outras Leis, além de dar outras providências. A referida MP

“oficializou”, com algumas alterações provenientes de contribuições do Ministério da Fazenda e da Casa Civil, o disposto no documento intitulado “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, disponibilizado pelo MME em 21 de julho de 2003. No mesmo dia, foi publicada a MP 145, que constituiu a EPE – Empresa de Pesquisa Energética, cuja missão é elaborar o planejamento plurianual, visando recuperar a capacidade do Estado Brasileiro de planejar a ampliação do sistema na medida do requerido pelo crescimento do consumo, evitando impactos excessivos nas tarifas além de antever, com até cinco anos, possíveis problemas de abastecimento.

O processo de conversão da MP 144, de 2003, culminou na publicação da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. A referida Lei altera o arcabouço legal do setor elétrico, instituído a partir de 1995. Sua regulamentação se deu por meio do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

A expansão do segmento de geração fica novamente a cargo do Governo Federal, por meio da publicação dos Planos Decenais de Expansão, que no modelo anterior, com o planejamento indicativo não mais era elaborado.

Foram estabelecidas alterações dos moldes de licitação no segmento de geração. O Governo Federal, por meio da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, voltou a elaborar o Plano Decenal de Expansão – PDEE, onde são analisadas as formas de atendimento da demanda por energia elétrica no Brasil em um horizonte de 10 anos.

Neste modelo, a proposta vencedora dos leilões é aquela que requerer o menor preço no certame, observado um teto de preço estabelecido, com respectiva venda para todos os distribuidores do país que solicitaram energia, e não a que oferecer maior pagamento a título de Uso do Bem Público – UBP, comercializando energia por sua conta e risco aos agentes de mercado. Desta forma, modificou-se o conceito de “competição no mercado” pelo conceito de “competição pelo mercado”. Dos processos de licitação, resultaram os

contratos de concessão da prestação do serviço público, outorgados pelo MME, e contratos de venda de energia de longo prazo com todas as distribuidoras que solicitaram energia.

Deve-se ressaltar que, neste modelo, as chamadas obras estruturantes (aproveitamentos do Complexo Rio Madeira, Belo Monte e Complexo Tapajós) são encaradas como determinativas, podendo ser leiloadas em licitações exclusivas, com forte participação de recursos estatais. Tal constatação pode ser verificada por meio de análises do Plano Decenal da Expansão, em suas versões 2005-2016 e 2006-2017, onde não existe a possibilidade de atendimento ao crescimento da demanda sem a realização das obras em comento.

Dois ambientes de comercialização foram criados: o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. As concessionárias e permissionárias de distribuição devem comprovar o atendimento de 100% de seu mercado cativo com 5 anos de antecedência, por meio da aquisição dos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR nos leilões de energia existente⁵ e de energia nova⁶. A participação das distribuidoras nos referidos leilões se dá de forma “passiva”, ou seja, ocorre quando da declaração de suas necessidades de energia para os próximos 5 anos.

Para tanto, a compra de energia deve ocorrer obrigatoriamente no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, por meio das seguintes possibilidades:

- Leilão A-5 (realizado com 5 anos de antecedência do início de suprimento)
- Leilão A-3 (realizado com 3 anos de antecedência do início de suprimento)
- Leilão A-1 (realizado com 1 anos de antecedência do início de suprimento)
- Leilão de Ajuste (realizado com 6 meses de antecedência)
- MCSD (realizado com 6 meses de antecedência)
- Geração Distribuída

⁵ Leilões em que participam as usinas em operação comercial, cujo ato de outorga tenha sido emanado antes de 2000.

⁶ Leilões em que podem participar, até 2007, as usinas existentes cujo ato de outorga tenha sido publicado após 2000, e aquelas que se encontram em processo de estudo de inventário, com licença prévia e disponibilizadas em certame.

As mencionadas formas de contratação se constituem como mecanismo de mitigação de risco de sub ou sobre contratação para as distribuidoras, uma vez que a carga é uma variável aleatória, e sua previsão é sempre realizada com risco associado.

Os agentes vendedores devem compor seu lastro por geração própria ou por meio de compra de contratos. No ACL, as condições contratuais (preços, montantes, prazos) são livremente negociadas. Os agentes vendedores possuem as mesmas obrigações de demonstração de atendimento de lastro, tanto no ACR como no ACL. A figura a seguir ilustra a os ambientes de comercialização e seus atores, após a publicação da Lei nº 10.848, de 2004:

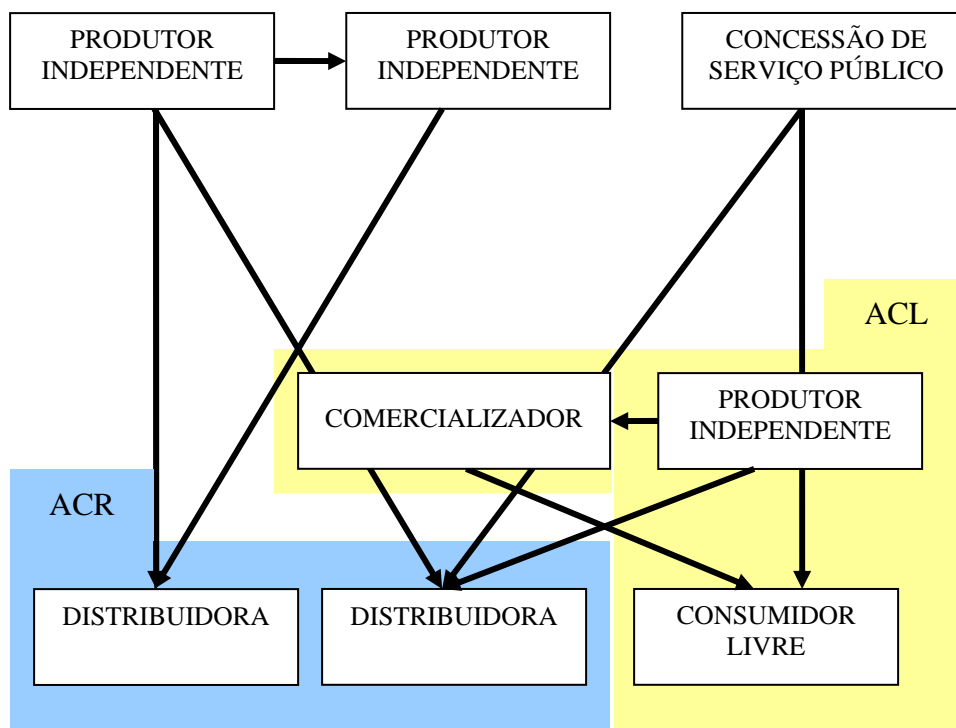


Figura 2.11 – Ambiente de Contratação

Destaca-se que nos modelos apresentados por Hunt, não existe a possibilidade de compra e venda de energia entre geradores. Como fora dito anteriormente, os modelos observados pelo mundo são composições dos quatro modelos apresentados por Hunt. No Brasil, a regulamentação prevê a possibilidade de Produtores Independentes adquirirem energia de outros Produtores Independentes para posterior comercialização no ACL.

Maiores detalhamentos relativos ao atual modelo institucional aplicado ao SEB serão apresentados no decorrer do trabalho. Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo, uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica, dentre outras alterações. A seguir apresenta-se as responsabilidades das principais entidades governamentais do SEB:

- Ministério de Minas e Energia – MME: possui como competências a definição das políticas de Governo relacionadas às áreas de geologia, recursos minerais e energéticos; aproveitamento da energia hidráulica; mineração e metalurgia; petróleo, combustível e energia elétrica, incluindo a nuclear;
- Conselho Nacional de Política Energética - CNPE: órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, tendo como principais atribuições formular políticas e diretrizes de energia e assegurar o suprimento de insumos energéticos, revisando periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, além de estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e gás;
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; realizar periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificar dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor e elaborar propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico;
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: com as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos Agentes e da indústria;

- Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS: tem como objetivo principal, despachar as centrais geradoras com vistas a atender os requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda, as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão; e
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE: Entre suas principais obrigações estão: a apuração do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), utilizado para valorar as transações realizadas no mercado de curto prazo; a realização da contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados; a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo e a realização de leilões de compra e venda de energia no ACR.

A figura a seguir ilustra o fluxo de relacionamento entre as entidades descritas anteriormente:

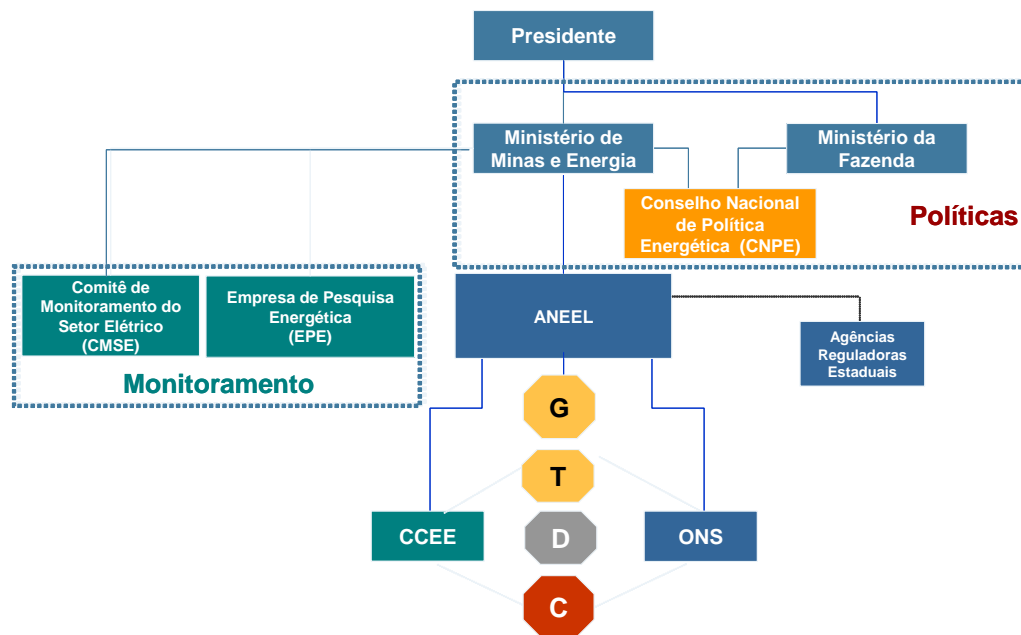


Figura 2.12 – Ambiente Institucional Vigente

Fonte: Apresentação Eletropaulo, Aula XIX, Curso de Regulação - FGV

De forma resumida, a tabela a seguir apresenta as principais características do atual modelo em comparação aos já aplicados à indústria de energia elétrica no país nos últimos 20 anos:

Tabela 2.2 – Resumo dos Modelos Vigentes no Brasil

	Até 1995	Entre 1996 e 2004	Atual Modelo
Planejamento	Determinativo	Indicativo	Indicativo e "determinativo" nas obras estruturantes
Novos Agentes	Estatais	Privados	Entrada em Consórcio de Privadas e Estatais
Estrutura das Empresas	Verticalizada	Desverticalizada*	Desverticalizada
Livre Negociação	Não Existe	No Atacado e no Varejo	No Varejo
Equilíbrio Oferta x Demanda	Sim	Não Garante	Sim desde que ocorra sucesso nos leilões

* Apesar do modelo prever a desverticalização, não existiu nenhum ato legal que exigisse das empresas que se desverticalizassem

Por todo o exposto, pode-se afirmar que o atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro é uma composição do Modelo 2 (muito semelhante ao ACR) e do Modelo 3 (que pode ser comparado ao ACL), guardadas as devidas peculiaridades.

No Capítulo que segue será analisado a forma de despacho do sistema elétrico, a formação de preços no mercado, a regulamentação do limite de contratação de venda pelos geradores e os ambientes de contratação, com vistas a caracterizar o ambiente de comercialização da energia proveniente de uma PCH, que definirá os principais dados de entrada na análise econômica financeira.

CAPÍTULO 3 – DESPACHO HIDROTÉRMICO, GARANTIA FÍSICA E REGRAS DE MERCADO

3.1 – Introdução

O despacho das centrais geradoras do sistema interligado é realizado de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que estabelece, a cada período de apuração, os patamares de geração e o fluxo de potência entre os quatro submercados brasileiros (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte). Uma vez que o sistema brasileiro é predominantemente hidráulico, com centrais geradoras em cascata, o despacho centralizado otimiza os ganhos sinérgicos da operação integrada. Dessa forma, diferentemente de outros mercados mundiais, o agente não gera a quantidade de energia somente em função dos seus preços declarados (o que ocorre com muita clareza nos sistemas puramente térmicos), e sim em função da otimização hidrotérmica realizada pelo ONS.

O despacho centralizado de um sistema predominantemente hidráulico levou à formulação de Regras de Mercado inéditas no mundo, que consideram as peculiaridades do sistema nacional. Conceitos como o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE só existem no Brasil, e tem influência direta na rentabilidade do investimento em geração. Este capítulo tem por objetivo explicitar os principais conceitos relativos ao despacho centralizado e, por consequência, as Regras de Mercado no Atacado (grandes volumes de energia negociada entre geradores, distribuidores e comercializadores) e no Varejo (contratação bilateral com consumidores finais).

3.2 – Despacho Hidrotérmico do Sistema Interligado

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS foi criado pela Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998, regulamentada pelo Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998, com as

alterações do Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004, e teve seu funcionamento autorizado pela Resolução ANEEL nº 351, de 11 de novembro de 1998. O ONS foi criado para substituir a estrutura cooperativa de coordenação da operação do sistema brasileiro, anteriormente realizado pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI e pelo Comitê Coordenador da operação do Norte-Nordeste – CCON, com antiga sede na Eletrobrás.

Em março de 1999, com base no Manual de Procedimentos de Operação aprovado pelos agentes e pela ANEEL, o ONS assumiu o controle do processo da Operação do Sistema Interligado Nacional - SIN. Em 26 de maio, com a extinção do GCOI, passou a executar os processos de planejamento e programação eletro-energética da operação.

De acordo com o art. 13 da Lei nº 9.648, de 1998, constituem atribuições do ONS, dentre outras:

- o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletro-energéticos interligados;
- a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;
- a supervisão e controle da operação dos sistemas eletro-energéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;
- propor a ANEEL as ampliações das instalações da rede básica de transmissão, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados.

O ONS define os níveis de geração das usinas hidroelétricas com potência instalada igual ou superior a 30 MW, além das centrais térmicas cuja potência seja igual ou superior a 50 MW, conforme estabelece o Submódulo 7.5 dos Procedimentos de Rede. Cabe ressaltar que, excepcionalmente, uma central geradora com potência inferior a 30 MW pode ser despachada de forma centralizada, caso estudos específicos indiquem haver influência significativa de sua operação na operação do sistema como um todo.

Em sistemas de geração compostos somente por unidades geradoras térmicas, o custo de geração cada usina depende basicamente do custo de combustível e de Operação e

Manutenção - O&M. O problema de operação de um sistema térmico tem características básicas, destacando-se:

- A decisão operativa realizada hoje não interfere no custo de operação futuro, sendo, portanto, desacoplada no tempo;
- A operação das unidades geradoras não tem influência nos níveis de geração das demais unidades e nem influenciam seus custos.

Assim, o despacho de um sistema puramente térmico sem qualquer restrição de transmissão pode ser executado pela ordenação das unidades em forma crescente de preços declarados - ordem de mérito de despacho - pelos seus agentes responsáveis, onde o custo marginal de operação é igual ao preço declarado da térmica mais cara utilizada para o atendimento da carga.

Em sistemas com predominância hidráulica, deve ser introduzida a relação entre uma decisão de operação e suas conseqüências futuras. A seguir, algumas das características do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos:

- É necessário avaliar as conseqüências futuras de uma decisão no presente. A solução ótima é o equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento;
- A quantidade de água liberada em uma central hidroelétrica afeta os níveis de geração das centrais que se encontram a jusante; e
- O custo de geração das usinas hidráulicas só pode ser medido pelo custo evitado da geração térmica ou pelo custo do déficit (valor econômico da energia não suprida, ou seja, deve representar o impacto da energia elétrica não suprida sobre a economia do país como um todo).

A figura a seguir ilustra as possíveis conseqüências operativas no futuro, decorrentes da tomada da decisão quanto à forma de atendimento da carga, tomada no presente:

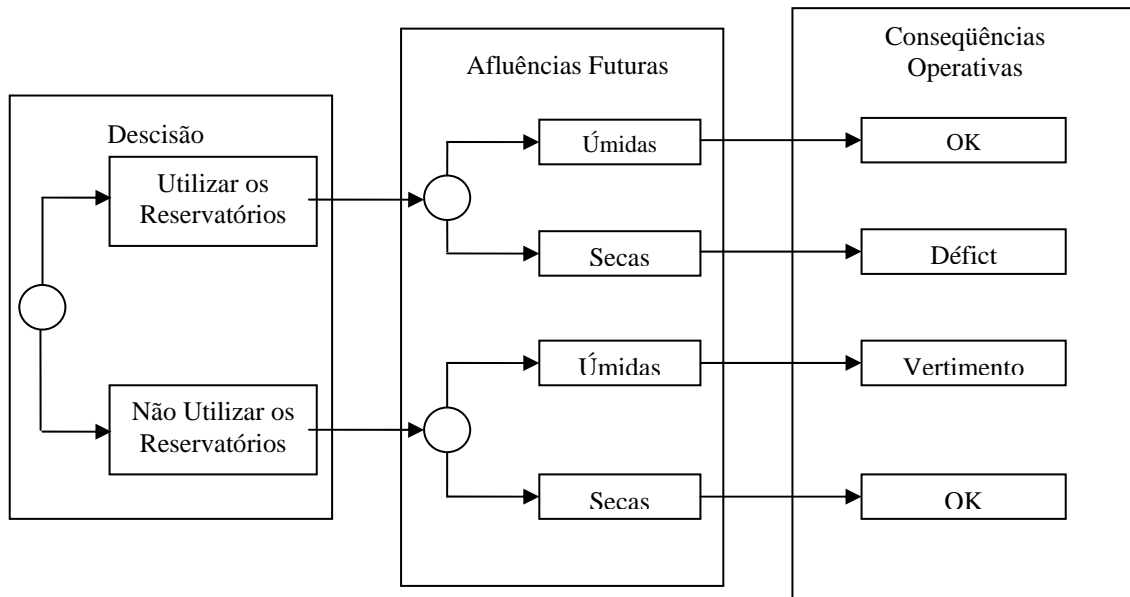


Figura 3.1 – Processo de Decisão para sistemas Hidrotérmicos
 Fonte: Adaptado Lino, 2001

Na operação do sistema brasileiro, caso o atendimento da carga seja realizado mediante o despacho de usinas hidráulicas, o custo imediato será igual a zero e seu custo futuro alto (pois a água se esgotará e o atendimento fica garantido pelo despacho de térmicas).

Se atendermos a carga com geradores térmicos, acumulando água nos reservatórios, o custo imediato é alto e o custo futuro é zero (uma vez que a carga será atendida por geração hidráulica utilizando a água acumulada nos reservatórios). O custo total de operação do sistema é a soma dos custos imediato e futuro. A figura a seguir ilustra o exposto:

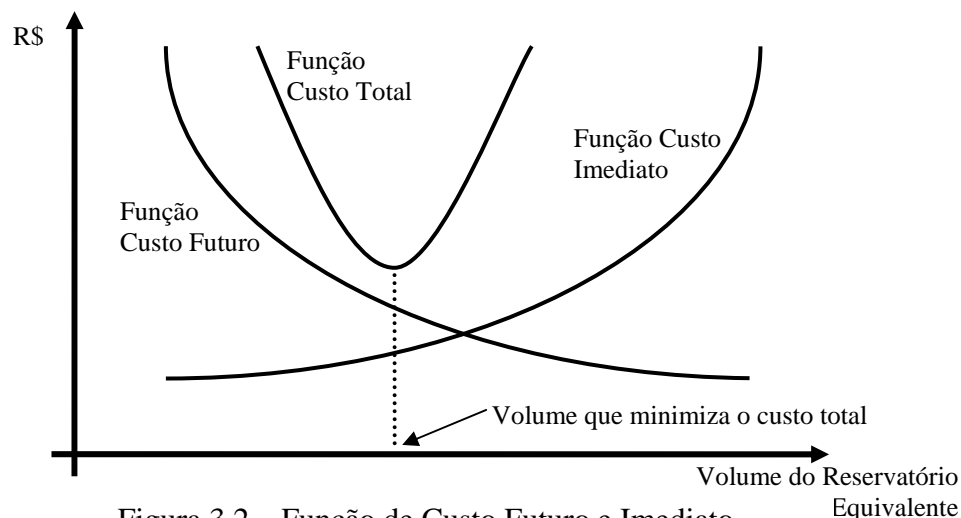


Figura 3.2 – Função de Custo Futuro e Imediato
 Fonte: Adaptado de Barroso, 2000

Dessa forma, atribui-se um valor para a água armazenada nos reservatórios (valor da água) que segundo Silva (2001), pode ser medido tanto pela inclinação da curva Função de Custo Imediato - FCI - quanto pela curva Função de Custo Futuro - FCF. O volume que minimiza o custo global corresponde ao ponto onde às derivadas da FCI e FCF, com relação ao armazenamento, se igualam em módulo⁷. O valor da água equivale ao Custo Marginal de Operação – CMO, ou seja, o custo efetivo para se atender ao acréscimo de 1 MWh de consumo no sistema.

Para tanto, o setor tem utilizado uma combinação de modelos de otimização e simulação inseridos em uma cadeia de procedimentos (Vide Figura 3.3). Agentes hidroelétricos declaram a disponibilidade de suas unidades geradoras, enquanto agentes térmicos declaram seus preços e níveis de inflexibilidade⁸, por sua conta e risco. Custos e inflexibilidade de térmicas que recebam CDE⁹ são auditados pela ANEEL.

⁷ O ponto mínimo da Função de Custo Total, dada pela soma da FCI e FCF, é obtido quando a sua derivada em relação ao armazenamento total é nula. Dessa forma, tem-se: $\frac{\partial CT}{\partial v} = \frac{\partial FCI}{\partial v} + \frac{\partial FCF}{\partial v} = 0 \therefore \frac{\partial FCI}{\partial v} = -\frac{\partial FCF}{\partial v}$

⁸ Obrigatoriedade de geração mínima da central térmica, declarada livremente por seu agente responsável, seja por razões técnicas ou comerciais (relacionadas ao contrato de fornecimento do combustível). Os níveis de inflexibilidade declarados devem ser atendidos pelo ONS e estão desvinculados do processo de otimização do parque gerador, sendo abatidos da carga a ser atendida.

⁹ Conta de Desenvolvimento Energético: conta cuja arrecadação é utilizada para, dentre outros, cobrir os custos do uso de combustíveis fósseis para geração termelétrica nos sistemas Interligado. A Conta é rateada entre todos os consumidores de energia elétrica do País.

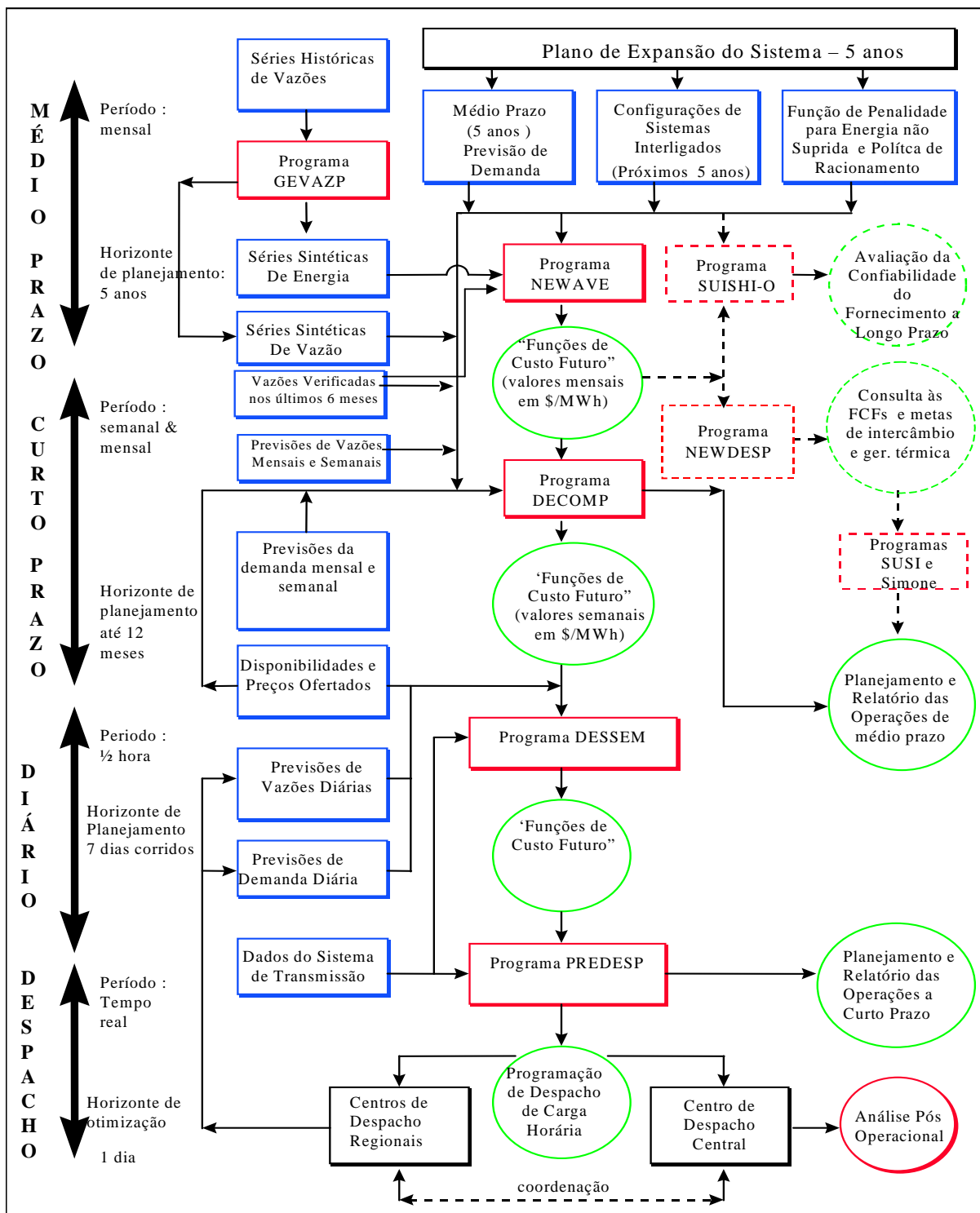


Figura 3.3 – Cadeia de Modelos Utilizados pelo ONS no Despacho do SIN
 Fonte: Grupo de Validação de Modelos ANEEL-CCEE-ONS

O sistema hidráulico é representado em diferentes graus de detalhamento, cada um adequado ao horizonte de planejamento a que se destina. Para o estudo de médio prazo (usualmente cinco anos), foi adotada a representação a sistemas equivalentes e o algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica - PDDE¹⁰, implementado no modelo NEWAVE – Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Submercados Equivalentes.

Para o planejamento com um horizonte de curto prazo (um ano), alguns parâmetros apresentam um grau de incerteza menor, possibilitando um refinamento na representação do sistema e na metodologia utilizada, com discretização dos resultados por usina. Atualmente, o planejamento de curto prazo é realizado pelo modelo de Determinação da Coordenação da Operação no Curto Prazo - DECOMP.

O planejamento de curtíssimo prazo será realizado pelo modelo DESSEM, e tem horizonte de uma semana com discretização horária, com resultados por usinas. O DESSEM ainda não está sendo utilizado na programação diária da operação, uma vez que se encontra em fase de aperfeiçoamento metodológico.

O NEWAVE determina a estratégia da operação hidrotérmica com representação agregada do parque hidroelétrico, ou seja, com resultados por submercado. O sistema de geração hidroelétrico é representado por meio do modelo equivalente de energia. De acordo com o Manual do NEWAVE, o parque gerador hidroelétrico de cada região é representado por um reservatório equivalente de energia, cujos principais parâmetros são:

- energia armazenável máxima: estimada pela energia produzida pelo esvaziamento completo dos reservatórios do sistema de acordo com uma política de operação estabelecida, onde a operação é realizada em paralelo, isto é, os armazenamentos e deplecionamentos são feitos paralelamente em volume;
- energia controlável afluente: estimada como o produto do volume afluente natural a cada reservatório, descontado o volume referente à vazão mínima, com a soma da

¹⁰ Técnica desenvolvida por Pereira, M.V., em 1987, que evita os problemas de dimensionalidade associados à discretização do espaço de estados, viabilizando a obtenção da estratégia ótima de operação para sistemas hidrotérmicos interligados.

produtibilidade de todas as usinas a fio d'água existentes entre o reservatório e o próximo reservatório a jusante;

- energia a fio d'água afluyente: calculada multiplicando-se a produtibilidade de cada usina a fio d'água pelo menor dos seguintes valores: a) diferença entre o volume afluyente natural a usina a fio d'água e o volume afluyente natural às usinas com reservatório imediatamente à montante da usina a fio d'água; b) diferença entre o engolimento máximo da usina a fio d'água e a descarga mínima obrigatória das usinas com reservatório imediatamente a montante da usina a fio d'água.
- energia de vazão mínima: seu valor máximo é calculado multiplicando-se a descarga mínima obrigatória de cada usina com reservatório pela soma da produtibilidade, associada à altura queda líquida máxima, e as de todas as usinas fio d'água existentes entre o reservatório e o próximo reservatório a jusante.

Os submercados - representados por reservatórios equivalentes, intercâmbios de energia e de carga dentro de um horizonte pré-determinado - são estabelecidos com base nas restrições permanentes de transmissão entre áreas geo-elétricas. A figura 3.4 ilustra as fronteiras entre os submercados e a 3.5 o diagrama esquemático das centrais despachadas.

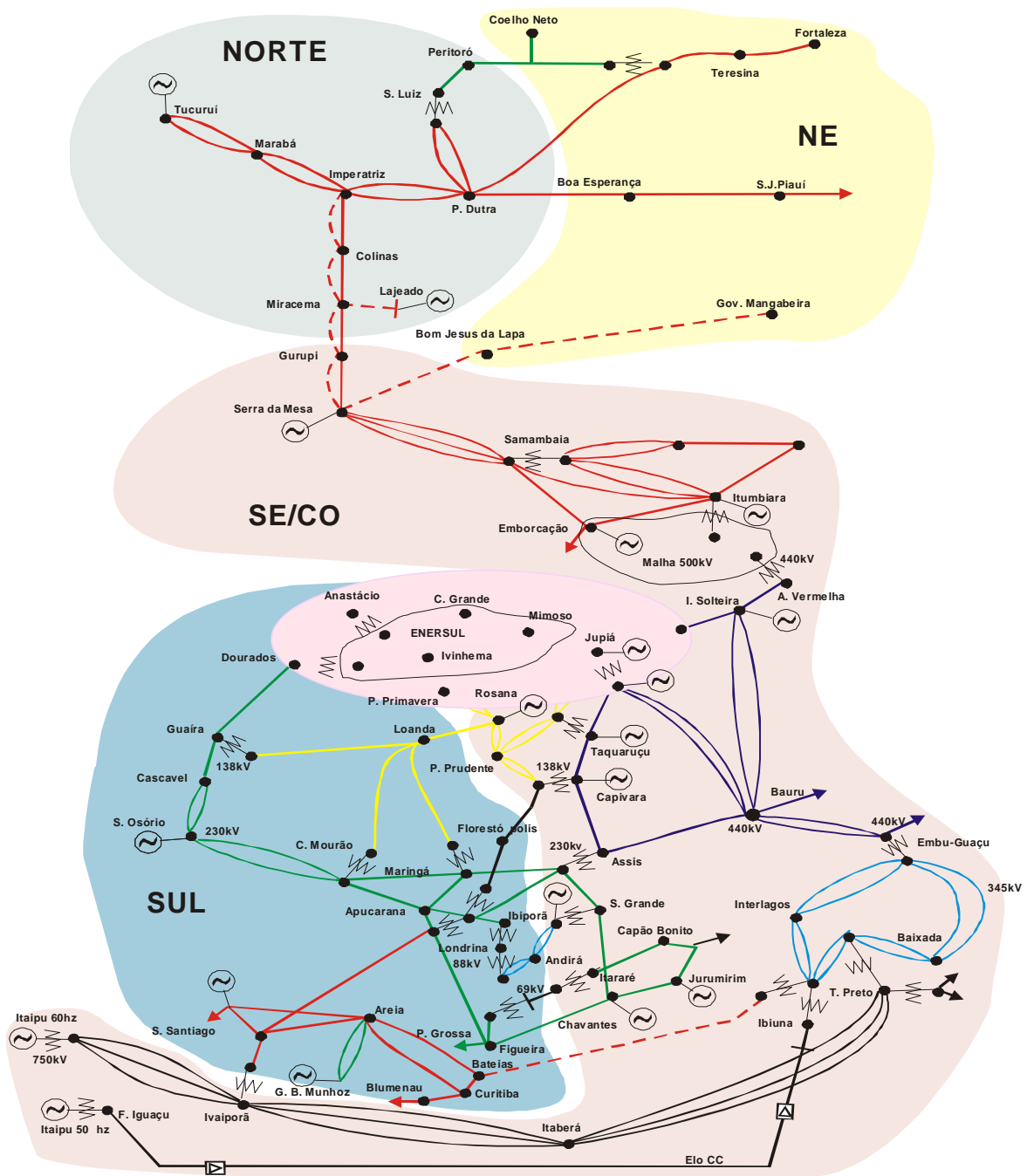


Figura 3.4 – Fronteiras entre Submercados
 Fonte: ONS

USINAS HIDRELÉTRICAS DESPACHADAS PELO ONS NA OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Horizonte: 1999 - 2004

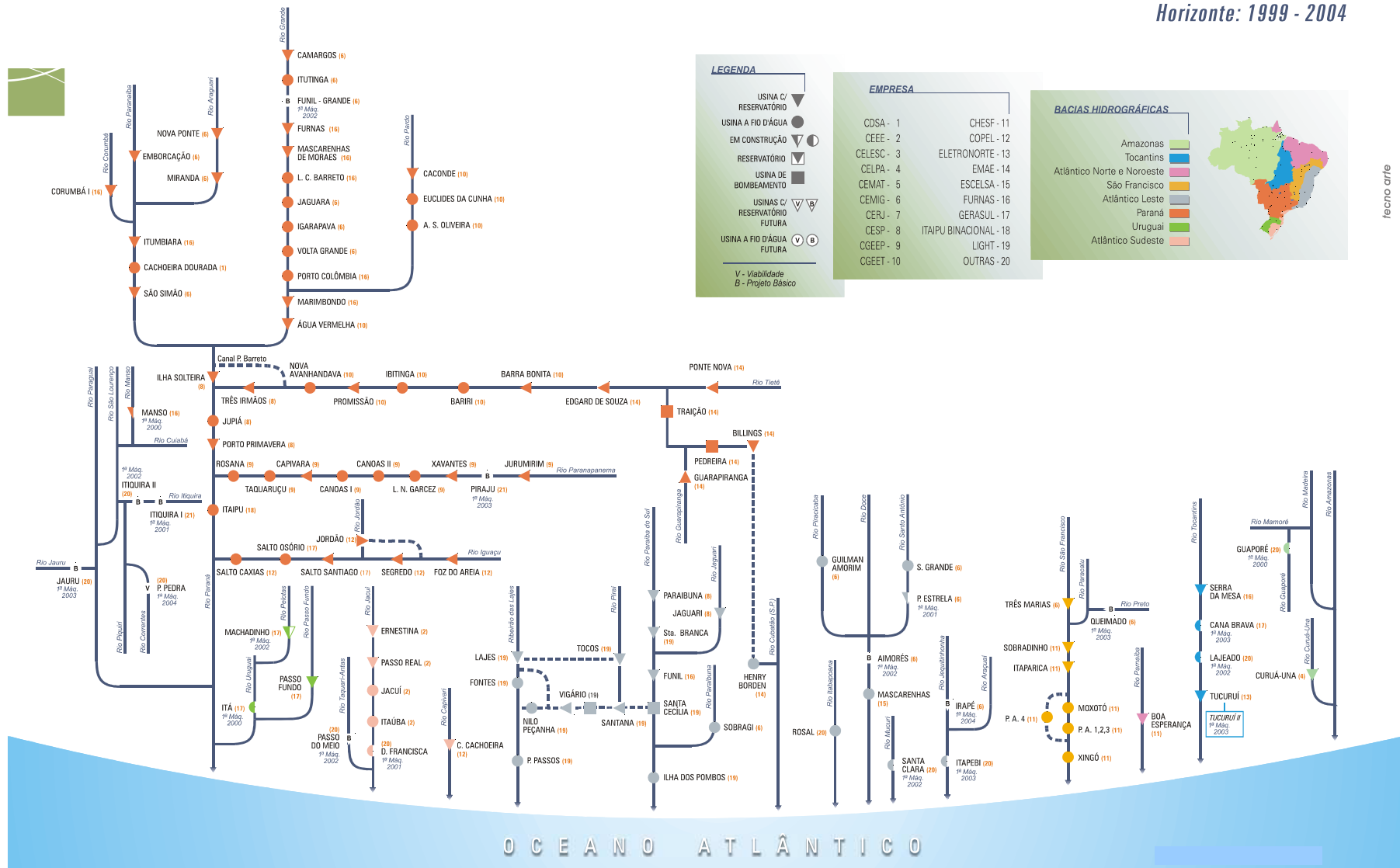


Figura 3.5 - Diagrama Esquemático das UHE's Despachadas pelo ONS

Fonte: ONS

tecnologia

Os estudos de avaliação energética utilizam tanto as informações dos registros históricos de vazões como séries sintéticas de energias afluentes, geradas a partir das principais características dos históricos, preservando correlações espaciais e temporais, e com a utilização de modelo probabilístico (GEVAZP). Com base no histórico de vazões observado desde o ano de 1933, o NEWAVE calcula 2.000 (duas mil) séries sintéticas de energia natural afluente aos submercados, que são utilizadas nas simulações de atendimento ao mercado.

Já o sistema térmico é representado por classes de térmicas, agrupando-se as centrais cujas principais características (geração mínima, geração máxima, tipo de combustível e custo variável) são semelhantes. O déficit de energia é representado como uma térmica virtual, de capacidade infinita, com custo incremental igual ao custo do déficit. O referido custo é um dado de entrada do NEWAVE, com 4 valores lineares e variáveis, em função da profundidade da carga não atendida¹⁰.

Os principais resultados do NEWAVE são:

- Custo Total de Operação do Sistema;
- Custo Marginal de Operação por Submercado – Valor da Água;
- Geração Hidráulica e Térmica por Submercado;
- Intercâmbio de Energia entre Submercados;
- Risco de Déficit por Submercado; e
- Função de Custo Futuro.

Já o DECOMP define a política de operação de curto prazo (horizonte anual com discretização semanal), com base na Função de Custo Futuro do NEWAVE, assim como calcula a função de custo futuro que será utilizada pelo modelo DESSEM. Seu objetivo é determinar as metas de geração semanais, para cada usina (hidráulica e térmica) do sistema,

¹⁰ Atualmente os mencionados valores estão estabelecidos por meio da Resolução ANEEL 267, de 2005, e equivalem a R\$ 855 / MWh, para até 5% de déficit, R\$ 1.845 / MWh, para déficit entre 4 e 10%, R\$ 3.855 / MWh, para déficit de 10 a 20%, e R\$ 4.381 / MWh, para déficit em patamares superiores a 20% da carga total.

com o propósito de atender à demanda e minimizar o valor do custo esperado durante o período de planejamento.

Neste modelo, os problemas de balanço hídrico, atendimento ao mercado, limites físicos e operacionais, além das restrições da função de custo futuro advinda do NEWAVE (restrições adicionais que fornecem informações sobre as conseqüências de uma decisão de operação hoje nos demais estágios subseqüentes), são resolvidos por um algoritmo de programação linear.

O modelo de curtíssimo prazo, denominado DESSEM, levará em conta o detalhamento das restrições dos geradores elétricos hidráulicos (curva de eficiência das turbinas, dentre outras) e térmicos (tempo mínimo e máximo de operação, dentre outros) e da rede de transmissão. O objetivo é de atender as metas de geração definidas pelo DECOMP, de forma linearizada em potência ativa, ou fluxo DC, utilizando a técnica de programação dinâmica dual determinística (PDD) e decomposição pelo algoritmo de Benders.

3.3 – O Conceito de Garantia Física

Conforme exposto neste capítulo, o sistema brasileiro é predominantemente hidráulico, onde a geração de cada central hidroelétrica é sazonal, e dependente do nível de armazenamento dos demais reservatórios e das condições hidrológicas nas diversas bacias do sistema. Como conseqüência, a produção individual é muito variável ao longo do ano, mesmo para centrais com capacidade de regularização¹¹. Dessa forma, como será visto adiante, existe um mecanismo no mercado de varejo que minimiza o risco hidrológico para as hidráulicas, chamado de Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

A Garantia Física consiste no limite máximo de contratação de energia por centrais geradoras, ou seja, o montante máximo de energia que pode ser vendido meio de contratos

¹¹ Considera-se usinas hidroelétricas de regularização como sendo àquelas que possuem grande capacidade de armazenamento de água, de forma suficiente para gerar energia mesmo em períodos hidrológicos críticos

bilaterais por determinado ativo de geração. Além disso, a Garantia Física também representa uma cota (direito) à energia gerada pelos demais participantes do MRE. Estas duas definições garantem um fluxo de caixa constante ao investidor, independente dos níveis de geração da central. A seguir, é realizada uma descrição da metodologia utilizada para o cálculo da Energia Assegurada, tanto para centrais despachadas pelo ONS, assim como para aquelas não despachadas centralizadamente.

3.3.1 – Garantia Física para Hidroelétricas Despachadas pelo ONS

Para a elaboração dos montantes de energia a serem contratados pelos geradores e distribuidores na substituição dos contratos de suprimento pelos contratos iniciais, quando do início da implementação do modelo de competição em 1998, o Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI (responsável pelo cálculo da energia assegurada por força da Medida Provisória 1531-16, de 5 de março de 1998), utilizou o modelo NEWAVE, com algumas premissas, constantes do Relatório Técnico do Grupo de Trabalho para Avaliação da Metodologia de Cálculo da Energia Assegurada de Usinas Hidrelétricas da Câmara de Gestão da Crise de Energia, conforme segue:

- Evolução dinâmica da configuração do sistema ao longo de um período de planejamento de dez anos, contemplando aproveitamentos existentes e futuros (hidroelétricas que possuíam concessão e já estivessem motorizadas e termelétricas com autorização da ANEEL);
- Início da simulação com período estático inicial de 10 anos antecedendo o horizonte de estudo, para amortecimento da influência dos estados iniciais dos submercados (que no início da simulação partem de 100% do Volume Útil);
- Período estático final de 5 anos, posterior ao horizonte de estudo, para assegurar a estabilidade das tabelas mensais de decisão calculadas pelo modelo de programação dinâmica estocástica;
- Custo futuro após o vigésimo ano considerado zero para qualquer situação;
- O despacho foi definido de forma a minimizar o valor presente da soma do custo de operação das usinas termelétricas com o custo do déficit, atendendo a um risco de déficit anual pré-fixado de 5% (média do décimo primeiro ao décimo quinto ano),

em simulações empregando 2.000 (duas mil) séries sintéticas de afluições (em 100 séries ocorre déficit);

- Para se calibrar o risco de déficit em 5% no período do décimo primeiro ao décimo quinto ano, variou-se a carga iterativamente, mantendo-se uma proporção fixa entre os submercados;
- Usinas com capacidade instalada inferior a 30 MW não foram simuladas (sendo abatidas da carga a ser atendida), com exceção da UHE Jaguari e das UTEs Figueira e São Jerônimo;
- O cálculo das energias garantidas (geração hidrelétrica mais geração termelétrica) dos submercados é baseado na ponderação da energia fornecida pelo custo marginal de operação para cada série sintética de afluições;
- Os custos de geração das usinas termelétricas foram os utilizados nos cálculos empregados no Plano de Operação para 1998.

De acordo com as premissas apresentadas, foi calculada a geração por submercado, com risco de déficit de não atendimento do mercado igual ou inferior a 5%. A oferta hidráulica global foi obtida pela soma das ofertas de cada submercado. A geração hidráulica total (chamada de energia garantida) foi rateada entre todas as usinas hidrelétricas por meio do modelo MSUI, por simulação das usinas integradas do sistema integrado puramente hidroelétrico, utilizando a série de vazões históricas e tendo como referência o período crítico do sistema (1949-1956). A figura a seguir ilustra o processo de interação para o cálculo da energia garantida de cada submercado. Para o ajuste do risco, a variável modificada é o mercado a ser atendido.

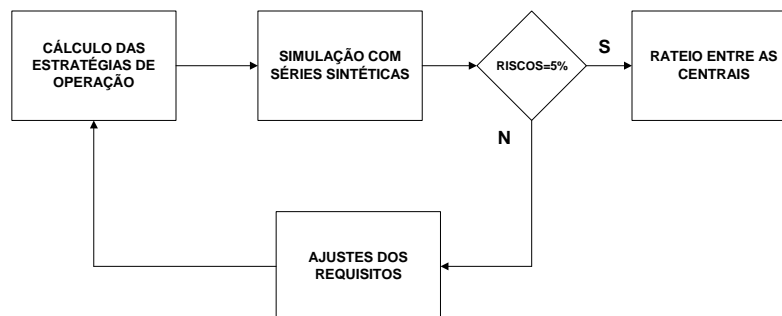


Figura 3.6 – Processo de Interação para o Cálculo da Energia Garantida por Submercado

Fonte: Nascimento, 2000

Para o submercado Sul/Sudeste/Centro-Oeste foram definidos limites inferiores para os valores de energia garantida das usinas existentes em 1998. Para as usinas hidrelétricas foram adotados, como limites inferiores, os valores do Plano de Operação de 1998. Para as usinas termelétricas da Tractebel tomou-se, para estes limites, a média dos valores de 1997 e 1998 nos respectivos Planos de Operação. Finalmente, para as demais usinas termelétricas deste submercado adotou-se os valores do Plano de Operação para 1997. Para o submercado Norte/Nordeste foi definida a energia garantida das usinas hidroelétricas como sendo 98% dos valores constantes no Plano de Operação para 1998.

No caso das usinas que apresentaram variações negativas de suas energias garantidas em relação aos respectivos valores limites, foi feito um rateio do valor correspondente a essa diferença, entre as usinas que apresentaram variações positivas, proporcionalmente aos respectivos acréscimos.

Em 29 de julho de 1998, a ANEEL publicou a Resolução nº 244, que estabeleceu os critérios de cálculo dos montantes de energia e demanda que foram considerados na elaboração Contratos Iniciais. A Garantia Física das usinas hidrelétricas foi considerada como sendo equivalente a 95% (noventa e cinco por cento) da energia garantida calculada pelo GCOI e pelo CCON, exceto da usina de Itaipu. Este fator redutor foi estabelecido pela ANEEL para compatibilizar os valores calculados pelo GCOI, segundo a metodologia e critérios descritos neste capítulo, e os valores calculados pelo GCPS para o Plano Decenal elaborado em 1998, empregando os modelos utilizados por este colegiado para aquele Plano. A Resolução ANEEL nº 232, de 27 de julho de 1999, homologou os montantes de energia e potência asseguradas das usinas hidrelétricas considerados nos Contratos Iniciais.

Em 18 de novembro de 2004, foi publicada a Portaria MME 303, que aprovou a metodologia, as diretrizes e o processo de implantação da Energia Assegurada de empreendimentos de geração de energia elétrica. A Garantia Física dos empreendimentos de geração hidrelétrica até 31 de dezembro de 2014, exceto Itaipu Binacional, foi estabelecido como equivalente ao valor vigente na data de publicação da Portaria.

Com relação à metodologia a ser aplicada para centrais geradoras hidráulicas após 2014, não houve qualquer alteração da metodologia vigente a época da publicação da Portaria. A novidade veio no cálculo da garantia física das centrais geradoras térmicas. A partir de 1998, o limite de contratação de centrais térmicas era estabelecido como sendo a sua potência disponível, ou seja, potência efetiva abatendo-se a indisponibilidade forçada e indisponibilidade programada.

3.3.2 – Garantia Física para Hidroelétricas não Despachadas pelo ONS

O Decreto nº 3.653, de 7 de novembro de 2000, alterou os artigos 20 e 21 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, retirando a obrigatoriedade do despacho centralizado para que centrais hidrelétricas pudessem participar do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Como será visto adiante, existe a necessidade, para participação do MRE, do cálculo da energia assegurada. Dessa forma, as Pequenas Centrais Hidroelétricas – PCH's passaram a ter o direito de participar do MRE e a ter sua Garantia Física calculada.

A metodologia de cálculo da garantia física descrita para as centrais despachadas pelo ONS não traz resultados condizentes com a realidade no caso das centrais não despachadas pelo ONS, tanto pelo número de centrais quanto pelo seu porte (potência instalada). A introdução destas centrais no NEWAVE apresentaria dificuldades tanto de caráter prático quanto no que se refere à precisão dos resultados obtidos dentro do processo de reservatório equivalente (Pequenas Centrais Hidroelétricas – PCH - não são representativas no reservatório equivalente). Como exemplos podem ser citados os seguintes casos simulados com o NEWAVE:

- A retirada da central hidrelétrica de Camargos do caso base, cuja potência instalada é de 48 MW, não alterou o montante de energia gerada no submercado;
- A antecipação da entrada em operação comercial da primeira máquina (63,5 MW) da central hidrelétrica de Corumbá IV de 2005 para 2002, não alterou a energia gerada no submercado analisado.

Logo, o NEWAVE não é apropriado para o cálculo da Garantia Física de PCH's. Para fins de garantir a praticidade da aplicação, tanto do ponto de vista dos empreendedores quanto do próprio órgão regulador, foi determinada como Garantia Física das centrais hidrelétricas não despachadas pelo ONS como sendo a média da energia gerada pela série hidrológica de vazões. A referida série é fornecida pelo Agente Responsável pelo empreendimento hidroelétrico, consistida pela ANEEL, devendo conter as vazões médias mensais de um período não inferior a 30 anos. Para a realização do cálculo da energia média gerada, deve-se proceder da seguinte maneira:

- Obtém-se o vetor de energias médias mensais ($[E_i]$) por meio da multiplicação do vetor de séries hidrológicas ($[Q_i]$) pela produtibilidade média da PCH ($\rho_{\text{méd}}$), como demonstrado abaixo:

$$[E_i] = [Q_i] * \rho_{\text{méd}} \quad (3.1)$$

- A produtibilidade média é calculada com base nos valores de queda bruta (H_b), rendimento do conjunto turbina e gerador (R), e perdas hidráulicas (P_h), todas constantes do projeto básico registrado na ANEEL:

$$\rho_{\text{méd}} = \{9,81 * R * (H_b - P_h)\} / 1000 \quad (3.2)$$

- Limita-se todos os valores do vetor de energias médias mensais pelo valor da potência instalada da central (representando o vertimento), obtendo-se uma série de energias médias mensais limitada pela potência;
- Incorpora-se no vetor de energias médias mensais limitadas pela potência a indisponibilidade total da central (soma da indisponibilidade programada – IP – com a indisponibilidade forçada – IF), conforme fórmula a seguir:

$$[E'_i] = [E_i] * \{1 - (IF + IP)\} \quad (3.3)$$

- A Garantia Física da central hidrelétrica será igual à média dos valores de energia calculados no item anterior.

Adiante, serão explorados os diversos subsídios estabelecidos pela Política de Governo aos Produtores Independentes que exploram PCH's. O cálculo da Garantia Física de PCH's se constitui em mais um subsídio, na medida em que resulta em valores superiores a capacidade média de geração dos empreendimentos ao longo de sua vida útil.

Isto se deve à utilização das vazões médias mensais no cálculo da média de energia de um histórico não inferior a 30 anos. Nesta metodologia, as vazões diárias que resultam em vertimentos diários que são ignorados na medida em que passam a compor a média mensal de vazões sem restrição da potência instalada. Este fato é facilmente observado quando da comparação da relação Garantia Física pela Potência Instalada de empreendimentos despachados pelo ONS e não Despachados: enquanto que para UHE's acima de 30 MW esta relação encontra uma média no Brasil de 56%, para PCH's o valor cresce para o patamar de 67%.

3.3.3 – Garantia Física para Usinas Termoelétricas

No processo de estabelecimento dos montantes a serem contratados por meio dos Contratos Iniciais, a capacidade de comercialização para centrais geradoras termelétricas foi considerada como sendo a potência disponível, ou seja, sua potência efetiva reduzida da indisponibilidade forçada e indisponibilidade programada.

A partir de então, e até 2004, as Regras de Comercialização estabeleciam que as usinas termelétricas poderiam comercializar contratos bilaterais com os montantes limitados a sua potência disponível. Tal conceito reflete a capacidade de venda da térmica como sendo a sua capacidade de produção ao longo da vida útil da central geradora de forma independente do despacho previsto pelo ONS.

Ocorre que a homologação da Portaria MME 303, de 2004, alterou o procedimento de cálculo do lastro físico de comercialização das usinas termoeletricas (Garantia Física), o qual passa a ser determinado a partir de uma simulação hidrotérmica. Uma vez que, nesta metodologia são incorporadas tanto as usinas hidrelétricas quanto as termoeletricas, o desempenho de qualquer termoeletrica de operação flexível passa a ser função da condição hidrológica, da operação das demais usinas do sistema e também da representação dos limites de transmissão. Em resumo, todos os parâmetros utilizados no planejamento da operação passam a exercer alguma influência na determinação da Garantia Física dos geradores termoeletricos.

A legislação vigente define que o cálculo da garantia física de uma usina termoeletrica considere o valor da sua geração em cada uma das 2000 séries sintéticas, ponderada pelo custo marginal de operação do submercado onde se localiza, para cada série. A oferta de cada usina termoeletrica é limitada ao valor da sua disponibilidade máxima, sendo que o excedente de geração é distribuído entre as demais usinas termoeletricas da configuração na proporção de suas capacidades instaladas. Caso a nova oferta associada às usinas ainda ultrapasse o valor da disponibilidade máxima é feita uma re-distribuição, utilizando um processo iterativo até que nenhuma termoeletrica viole a sua disponibilidade máxima.

Com este processo, as centrais térmicas tiveram suas Garantias Físicas estabelecidas com valores muito próximos aos de sua disponibilidade máxima, a exceção de algumas usinas térmicas a carvão localizadas no submercado Sul, e as centrais geradoras cujo combustível é o óleo diesel e o óleo combustível (com alto custo de geração, e que não tem geração mínima operativa).

A criação do conceito de Garantia Física baseado no despacho esperado da central termoeletrica é polêmica, na medida em que sua eficácia alcança a todas as centrais geradoras, inclusive as já implantadas. Assim, a aplicação deste conceito mudou a capacidade de venda das térmicas já existentes no sistema, muitas das vezes com seus compromissos de venda de energia já firmados.

Importa ressaltar que esta discussão não se refere ao mérito da questão da existência do conceito de Garantia Física para centrais termoeletricas, mas sim da sua aplicabilidade para os empreendedores que investiram seus recursos e firmaram seus compromissos de venda em ambiente distinto do atual.

3.4 – Regras do Mercado de Atacado

Visando facilitar o entendimento das regras de comercialização no Brasil, e de forma a estabelecer as principais premissas a serem consideradas na avaliação econômica financeira de uma PCH em função das diversas possibilidades de comercialização, dividiu-se o mercado brasileiro de energia em dois segmentos: o mercado de atacado e o mercado de varejo.

Para fins deste trabalho, admite-se como mercado de atacado aquele realizado entre os geradores, distribuidores e comercializadores de energia, com grandes volumes de energia comercializados, onde é dado enfoque nas regras da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. O mercado de varejo é entendido como aquele relativo à comercialização de energia entre geradores, distribuidores e comercializadores com seus respectivos consumidores finais elegíveis.

Inicialmente apresenta-se a estrutura do Mercado de Atacado para, em seguida, se discutir o mercado de Varejo, sempre se destacando os principais impactos das Regras na análise econômico-financeira de uma PCH.

3.4.1 – Lastro de Compra e de Venda

Com o advento do Decreto nº 5.163, de 2004, a Política de Governo passou a considerar de forma clara e inequívoca, a necessidade de apresentação de lastro físico para a comercialização de energia elétrica por Agentes Compradores e Agentes Vendedores. Até então, a necessidade de apresentação de lastro para a compra e venda de energia elétrica estava colocada na regulamentação emanada pela ANEEL.

Com a publicação do Decreto em comento, foi definida o conceito Lastro Físico, conforme dispõe o art 2:

“Art. 2º Na comercialização de energia elétrica de que trata este Decreto deverão ser obedecidas, dentre outras, as seguintes condições:

I - os agentes vendedores deverão apresentar lastro para a venda de energia e potência para garantir cem por cento de seus contratos, a partir da data de publicação deste Decreto;

II - os agentes de distribuição deverão garantir, a partir de 1º de janeiro de 2005, o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL; e

III - os consumidores não supridos integralmente em condições reguladas pelos agentes de distribuição, a partir de 1º de janeiro de 2005, garantir o atendimento a cem por cento de suas cargas, em termos de energia e potência, por intermédio de geração própria ou de contratos registrados na CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados na ANEEL.

§ 1º O lastro para a venda de que trata o inciso I do caput será constituído pela garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia ou de potência.

Art. 3º As obrigações de que tratam os incisos do caput do art. 2º serão aferidas mensalmente pela CCEE e, no caso de seu descumprimento, os agentes ficarão sujeitos à aplicação de penalidades...”

De acordo com a legislação apresentada, o Agente Vendedor concessionário ou autorizado de geração de energia e o autorizado para comercialização, devem apresentar

Garantia Física própria e/ou contratos de compra para cada MWh registrado a título de venda de energia.

Caso seja verificado Lastro Físico (contratos de compra e/ou garantia física de usinas próprias) inferior ao montante de contratos de venda e/ou de carga própria, o Decreto e as Regras de Comercialização prevêm aplicação de penalidades. A insuficiência de lastro é apurada mensalmente, como sendo equivalente à média das insuficiências mensais apuradas nos últimos 12 meses.

Ao montante verificado a título de insuficiência de lastro, é aplicada penalidade equivalente à multiplicação do maior valor entre o Preço de Liquidação das Diferenças¹² - PLD - médio e o Valor de Referência¹³, pelo montante insuficiente verificado.

Para efeito da formação do referido lastro, os agentes da Classe dos Autoprodutores terão sua compra de energia limitada à diferença entre a carga total do agente e a Garantia Física de seus empreendimentos de geração. Esta condição permite a perfeita aplicação da legislação vigente, no que concerne à faculdade estipulada ao Autoprodutor, qual seja, a de consumir energia elétrica gerada por ativos próprios e vender excedentes de geração. Caso o agente Autoprodutor deseje adquirir contratos de compra para posterior revenda, o mesmo deverá solicitar a ANEEL a publicação de Ato Autorizativo para se tornar agente de comercialização.

Para as concessionárias e permissionárias de distribuição o lastro é composto por contratos de compra, sendo que o montante de insuficiência de lastro é apurado em todo mês de janeiro, relativo ao ano civil anterior, equivalente a soma de todos os contratos de compra subtraído da carga total do Agente de Distribuição. Ao montante apurado a título de insuficiência de lastro é aplicada penalidade equivalente à dos Agentes Geradores,

¹² PLD é o preço de curto prazo, utilizado na liquidação das diferenças apuradas na CCEE entre o total de contratos e/ou geração própria e contratos de venda e/ou carga própria. Maiores detalhamentos serão dados no item 3.4.3 (formação de preços de liquidação das diferenças)

¹³ Valor de Referência é o valor máximo admitido para fins de repasse às tarifas dos consumidores finais das concessionárias de distribuição. Maiores detalhamentos são dados no item 3.5.1 (ambiente de contratação livre e regulada)

Autoprodutores e Comercializadores, ou seja, equivalente ao maior valor entre o PLD médio do ano civil anterior e o Valor de Referência para o mesmo ano.

3.4.2 – Mecanismo de Realocação de Energia - MRE

O MRE é um instrumento financeiro de mitigação de risco de não atendimento à energia assegurada dos agentes geradores, e utiliza a sazonalidade da hidrologia de centrais geradoras localizadas em diferentes bacias hidrográficas. Visando demonstrar a sazonalidade das usinas hidroelétricas no Brasil, apresenta-se o gráfico a seguir, que ilustra a energia média mensal gerada pela UHE de Itapebi (localizada no Sul da Bahia com 450 MW de potência instalada), de janeiro de 2004 a maio de 2005:

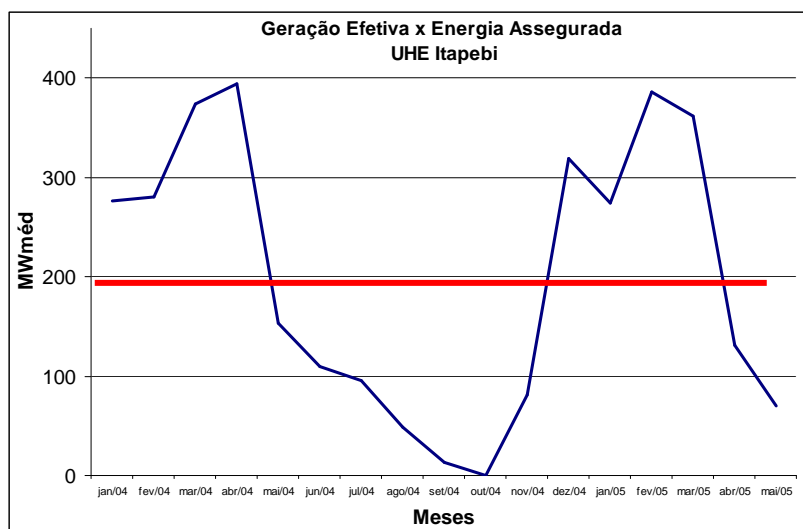


Figura 3.7 – Geração da UHE Itapebi, de 2004 a maio de 2005
Fonte: Neoenergia, 2005

Nota-se que em determinadas épocas do ano, a central geradora em questão gera energia em patamares superiores à sua garantia física (energia assegurada), assim como em determinadas épocas a mesma possui geração efetiva em montantes inferiores a sua garantia física, chegando a não gerar em determinadas semanas de outubro. Tal perfil de geração se deve à sazonalidade das vazões afluentes à referida UHE. Esta central geradora possui uma Garantia Física de 196 MWméd, representada no gráfico pela traço contínuo em vermelho. Conforme visto, tal montante se constitui no limite máximo de contratação de energia por meio de contratos bilaterais de venda de energia.

O objetivo do MRE é fazer com que todos os geradores participantes deste mecanismo comercializem o montante assegurado (garantia física própria), independente de sua produção real de energia, ao longo de todos os meses do ano. Em outras palavras, o MRE realoca energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de sua energia assegurada para aqueles que geraram abaixo por imposição do despacho ótimo do sistema.

Por força do Decreto nº 2.655, de 1998, as usinas hidráulicas com potência instalada superior a 50 MW obrigatoriamente devem participar do MRE. Os Procedimentos de Rede a serem seguidos pelo ONS (homologados pela ANEEL) ampliaram o disposto no Decreto, estabelecendo que centrais hidráulicas com potência superior a 30 MW devem, obrigatoriamente, ser despachadas centralizadamente e, por conseqüência, participar do MRE. Por seu turno, o Decreto nº 3.653, de 2001, dispõe sobre a faculdade de participação no MRE para os agentes responsáveis por centrais hidroelétricas com potência instalada inferior a 30 MW, mesmo que não sejam despachadas centralizadamente.

Tal Mecanismo se torna eficiente, na medida em que o regime hidrológico das diversas bacias hidrográficas brasileiras são complementares, como pode ser observado no Gráfico a seguir:

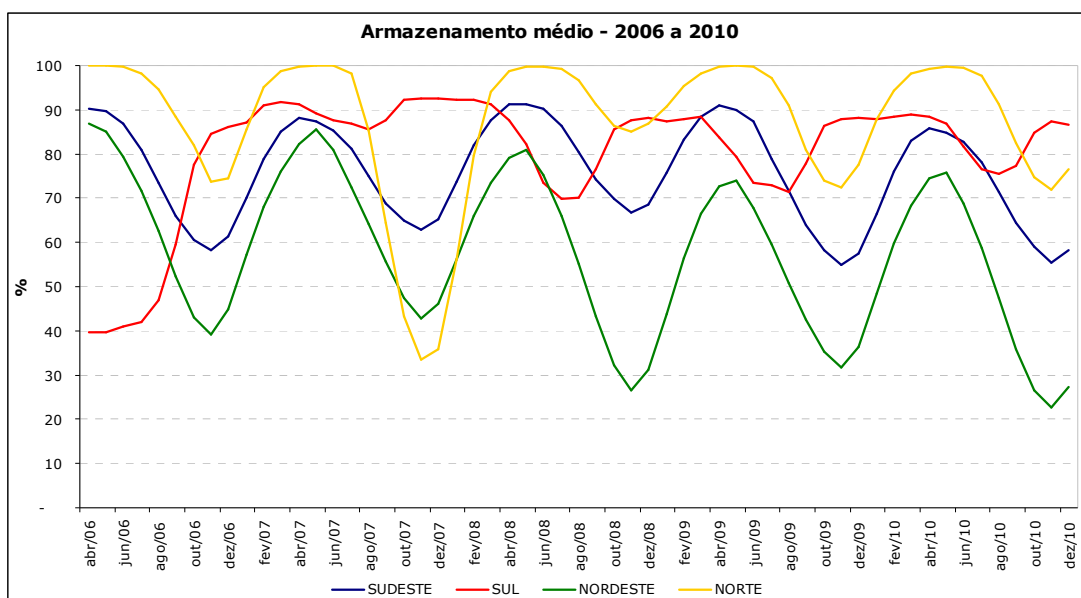


Figura 3.8 – Armazenamentos Esperados até 2010 – PMO julho de 2006

A título de ilustração do funcionamento do MRE, criou-se o exemplo abaixo, com a existência de 4 geradores localizados em 2 submercados distintos, com a mesma Garantia Física de 100 MWh, que em determinada época do ano apresenta o seguinte perfil de geração:

Tabela 3.1 – Geração Verificada de G1, G2, G3 e G4

	Submercado	Geração Verificada [MWh]
G1	1	50
G2	1	110
G3	2	100
G4	2	160

A primeira etapa do MRE consiste em alocar a energia nas centrais hidráulicas com geração superior a sua assegurada para as centrais geradoras localizadas no mesmo submercado, cuja geração verificada se situe em montantes inferiores a sua Garantia Física. Nesta figura, G1 recebe 10 MWh de G2. Como no submercado 2 as duas centrais geraram energia suficiente para a cobertura do seu montante assegurado, não existe alocação de energia na primeira etapa do MRE.

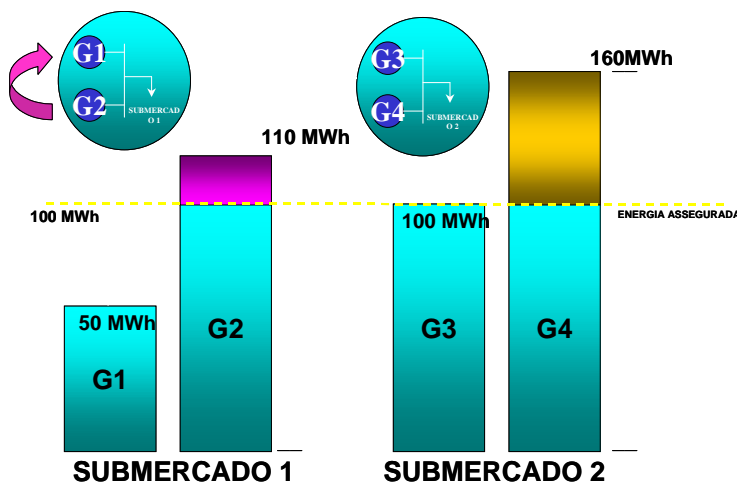


Figura 3.9 – Geração Verificada de G1, G2, G3 e G4

Na segunda etapa do MRE, é realizada a realocação de energia entre submercados, até que todos os geradores tenham energia alocada em montantes equivalentes às suas Garantias Físicas. Desta forma, é alocado 40 MWh de G4 para G1.

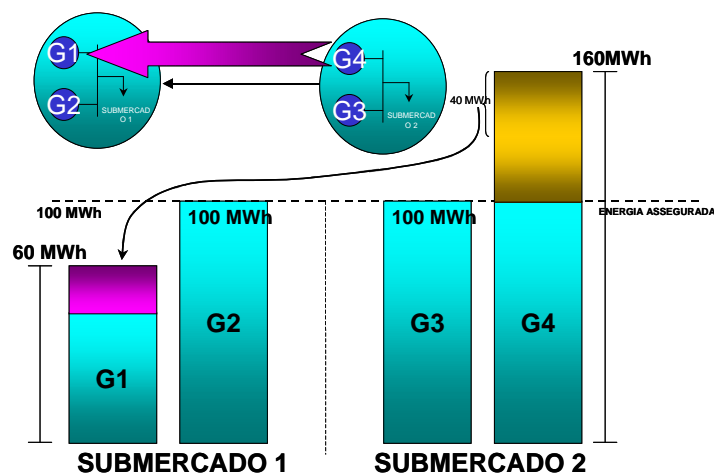


Figura 3.10 – Primeira Etapa do MRE

Neste momento, todos os geradores já possuem energia alocada em montantes iguais ou superiores as suas respectivas Garantias Físicas. A energia situada em montante superior à Garantia Física de algum gerador é denominada Energia Secundária do Sistema, sendo rateada entre todos os geradores do MRE, de forma proporcional à Garantia Física de cada gerador.

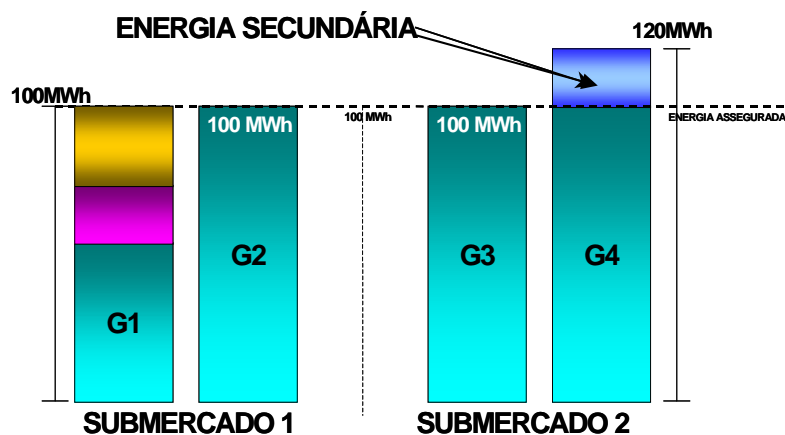


Figura 3.11 – Segunda Etapa do MRE

Como todos geradores possuem 25% do total da Garantia Física do sistema, cada gerador recebe 5 MWh (25% de 20 MWh). De forma semelhante ao rateio da energia secundária do sistema, quando se verifica déficit em relação à energia gerada total do

sistema em relação à Garantia Física total, os déficits são rateados de forma proporcional a todos os geradores participantes do MRE.

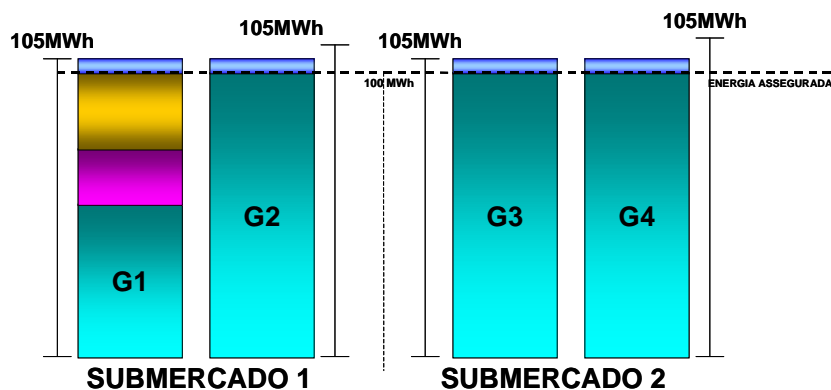


Figura 3.12 – Terceira Etapa do MRE

Cada realocação de energia é valorada pela Tarifa de Otimização – TEO, cujo valor é publicado anualmente por meio de resolução da ANEEL. A TEO visa cobrir os custos de operação e manutenção das centrais hidráulicas e com os impostos relativos a energia gerada, de forma a não onerar o gerador que teve sua energia gerada alocada a outro gerador deficitário. Atualmente, a TEO equivale a R\$ 7,47 / MWh (Resolução nº 404, de dezembro de 2006).

Como destacado em Silva (2000), por meio do MRE, as usinas participantes do mecanismo são consideradas como unidades de negócio de uma grande corporação, onde é permitido transferência de recursos entre essas unidades, visando estabilizar o nível de renda de cada uma delas.

3.4.3 – Formação dos Preços de Liquidação das Diferenças

A proposta de se ter um mercado onde toda a energia gerada e consumida no sistema interligado seja contabilizada, com posterior liquidação das diferenças entre os montantes verificados e contratados, visa permitir a sinalização econômica do valor da energia a cada intervalo de tempo, refletindo as condições de oferta e de demanda a cada instante.

No mercado brasileiro, os preços são equivalentes aos custos marginais de operação – CMO's resultantes dos modelos computacionais descritos anteriormente. O Newave fornece os CMO's com discretização mensal e o Decomp com discretização semanal. Ressalta-se que o algumas premissas dos arquivos de entrada do NEWAVE e do DECOMP utilizados pela CCEE na formação do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD diferem das utilizadas pelo ONS no despacho real do sistema. Isso porque o ONS considera as restrições internas aos submercados visando pleno atendimento da carga, enquanto a CCEE ignora as referidas restrições, considerando apenas os grandes troncos de transmissão entre os submercados.

O modelo de formação de preços no Brasil é denominado *ex-ante* uma vez que os preços são calculados e publicados antes da efetiva operação do sistema. Desta forma, antes do início da semana operativa, todos os agentes de mercado já possuem conhecimento dos preços que serão utilizados na liquidação das diferenças entre os montantes realizados e aqueles contratados.

As vantagens básicas de mercados *ex-ante* são as seguintes:

- Facilitam a incorporação da oferta de redução da demanda, já que os consumidores já possuem a informação do preço antes de ofertarem uma redução da carga;
- Provêm segurança de preços tanto para consumidores quanto para geradores, antecipadamente ao despacho real;
- Reduzem a possibilidade de geradores jogarem com suas disponibilidades em situações críticas do atendimento à carga, visando aumento do preço.

O Gráfico a seguir ilustra os PLD's verificados entre os anos de 2000 e 2005, onde se observa grandes variações no período analisado. Na época do racionamento, os preços chegaram a patamares equivalentes a R\$ 684 / MWh, enquanto que na maioria do tempo os mesmos se situam em patamares baixos. Para evitar a exposição dos agentes a grande volatilidade de preços, inerente ao sistema hidrotérmico brasileiro, a ANEEL publica anualmente Resolução estabelecendo o PLDmáx e o PLDmín, utilizados nas liquidações das diferenças quando os CMO's se encontram em níveis superiores e inferiores ao valores

estabelecidos. Atualmente, a Despacho 5, de janeiro de 2007, estabelece o PLDmáx como sendo equivalente a R\$ 515 / MWh e o PLDmín equivalente a R\$ 17,59 / MWh.

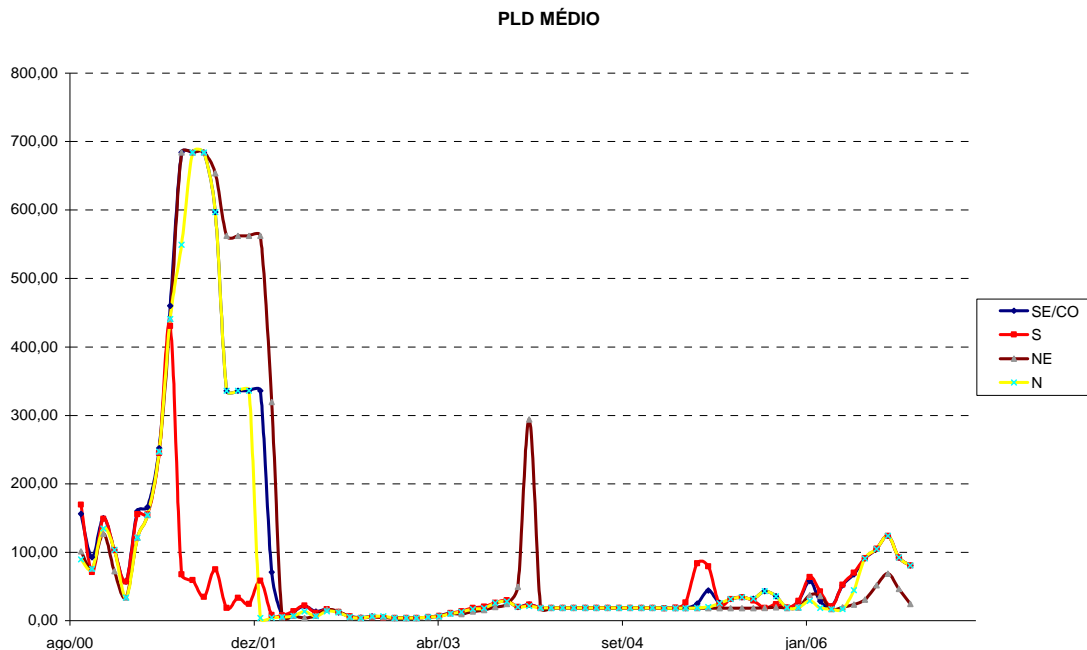


Figura 3.13 – Histórico de Preços de Liquidação das Diferenças
Fonte: CCEE

Por fim cabe destacar que o consumo e a geração real serão distintos das quantidades consideradas na formação do preço *ex-ante*. Previsões de demanda são inexatas. Geradores podem não se encontrar disponíveis para gerar devido a problemas operacionais. A carga real e os recursos de geração usados para atendê-la podem, portanto, ser diferentes daqueles estabelecidos no mercado *ex-ante*. Portanto, muito se discute sobre a aplicação de um mercado *ex-post* para contabilizar e precificar desvios das quantidades *ex-ante*.

3.4.4 Contabilização e Liquidação na CCEE

De acordo com o endereço eletrônico da CCEE (www.ccee.org.br), “é na Câmara que ocorre o processamento da contabilização de toda a energia elétrica produzida e consumida no sistema interligado brasileiro. Um mercado que conta com cerca de 500 milhões de MWh por ano”. Basicamente, a contabilização da CCEE leva em consideração

toda a energia contratada por parte dos Agentes e toda a energia efetivamente verificada (consumida ou gerada).

O mercado contabilizado no âmbito da CCEE é conhecido como mercado de curto prazo, onde toda a energia contratada é informada pelos agentes distribuidores, geradores, comercializadores, autoprodutores e consumidores livres, e os dados de medição são informados em tempo real por meio de telemetria, para que a Câmara possa efetuar a contabilização e a liquidação dos desvios entre os montantes efetivamente verificados e aqueles contratados, sempre ao preço de liquidação das diferenças – PLD.

Para os agentes distribuidores de energia elétrica, é apurada a diferença entre seu lastro de compra, composto por contratos de compra e a Garantia Física própria (pequenas geradoras oriundas do processo de desverticalização e modalidade geração distribuída¹⁴), e seu consumo medido. Caso o lastro seja superior ao consumo medido, a diferença é o faturamento positivo na CCEE. Caso contrário, o agente distribuidor deverá pagar o consumo verificado superior ao lastro, ao PLD do seu submercado.

Já para os agentes de geração participantes do MRE, a contabilização leva em consideração a diferença entre a energia alocada pelo Mecanismo e o total de contratos de venda. Caso a energia alocada pelo MRE seja superior ao total de contratos de venda, a diferença é recebida na CCEE valorada ao PLD. Caso a diferença resulte em valor negativo, o gerador deve pagar no âmbito da CCEE o valor da diferença ao PLD. No exemplo apresentado para a explicação do MRE, no final da aplicação do Mecanismo, cada gerador ficou com um montante de energia alocada em valor equivalente a 105 MWh. Caso todos os geradores tivessem vendido 100 MWh por meio de contratos bilaterais, cada gerador iria receber 5 MWh valorado ao PLD.

Para os geradores não participantes do MRE, a CCEE realiza a comparação entre a energia efetivamente gerada e os contratos de venda do gerador, realizando a contabilização

¹⁴ A modalidade de compra Geração Distribuída é uma possibilidade de dada às concessionárias de distribuição, instituída por meio do Decreto 5.163, de 2004. As distribuidoras podem adquirir até 10% de seu mercado nesta modalidade, por meio de compra de centrais geradoras com potência instalada inferior a 30 MW, sempre por meio de processo licitatório.

valorando a diferença ao PLD. Para os Autoprodutores é realizada a comparação entre a geração própria e os contratos de compra com a energia consumida. Os Autoprodutores de energia elétrica possuem a prerrogativa de vender seus excedentes de geração da mesma forma que qualquer Produtor Independente. Caso a geração própria não seja suficiente para atender a seu consumo, os autoprodutores podem comprar energia por meio de contratos bilaterais livremente negociados. Para os consumidores livres, as variáveis analisadas são o consumo da unidade consumidora e o total de contratos de compra.

Importa destacar que a medição apura as quantidades de produção e consumo de energia elétrica, que devem ser ajustadas para possibilitar a contabilização na âmbito da CCEE. Toda a contabilização é realizada no centro de gravidade do sistema, ou seja, considera os fatores de perda do sistema de transmissão. As perdas aplicadas ao segmento de consumo e de geração são calculadas pela divisão do total da energia consumida no sistema pelo total da energia gerada no SIN.

O que se observa é que as perdas do sistema resultantes das contabilizações realizadas desde 2000 estão situadas na ordem de 6%. Ou seja, 3% são alocadas aos agentes de geração e 3% aos agentes de consumo. Desta forma, caso o consumo de determinada distribuidora seja de 100 MWh, a CCEE irá considerar o montante de 103 MWh. Por sua vez, caso a geração efetiva de determinado gerador ou autoprodutor tenha sido equivalente a 100 MWh, a CCEE irá considerar o montante de 97 MWh na contabilização.

O Gráfico a seguir ilustra os montantes liquidados no curto prazo ao PLD, em montante equivalente a 9% do total da energia comercializada no âmbito da CCEE, de dez/2004 a dez/2005.

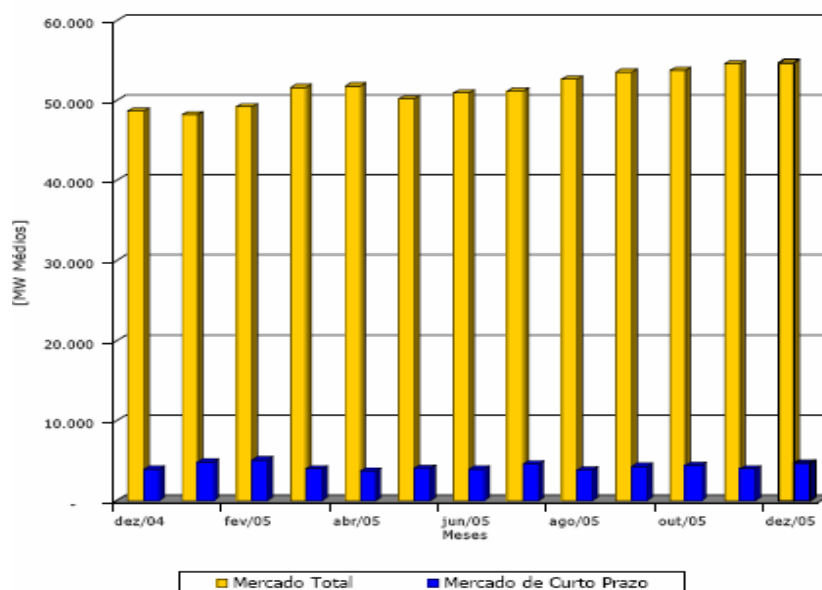


Figura 3.14 – Energia liquidada no âmbito da CCEE ano 2005
 Fonte: CCEE

No ano de 2005, o montante total liquidado no curto prazo girou em torno de 9% do total de energia comercializada, representando o volume financeiro equivalente a R\$ 1,1 bilhões de reais. Os demais 91% de energia foram transacionados por meio de contratos bilaterais, sejam eles em condições reguladas ou em condições livremente negociadas.

3.4.5 – Tratamento do Excedente Financeiro

O excedente financeiro, também chamado de surplus, é o resultado da diferença entre o total de pagamentos e o total de recebimentos ocorridos na CCEE. Os preços diferenciados entre os submercados decorrem da existência de restrições de transmissão existentes entre eles, o que faz com que a comercialização de energia entre agentes localizados em distintos submercados seja valorada a preços distintos.

Para melhor entendimento do exposto, a figura a seguir ilustra o exemplo de formação dos preços de submercados em 3 distintas hipóteses: a) não existe interligação entre os submercados; b) a interligação entre os submercados é infinita; c) interligação entre os submercados com restrição de transmissão.

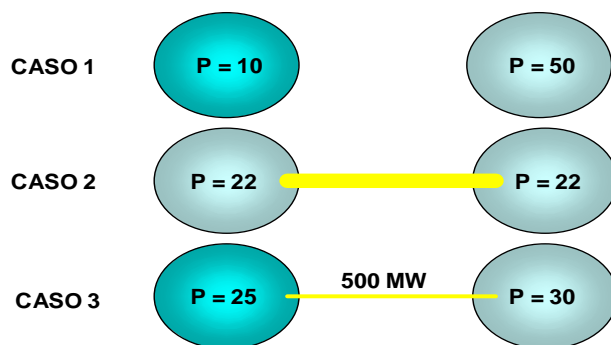


Figura 3.15 – CMO's de dois submercados com distintas considerações de transmissão

No primeiro caso não existe transmissão entre os submercados e o custo para se atender ao acréscimo de 1 MWh (preço da usina marginal chamada a gerar para o atendimento da carga) é de R\$ 10 no submercado 1 e de R\$ 50 no submercado 2. Já para o caso dois, a capacidade de transmissão é infinita. Desta maneira, só existe um gerador marginal para o atendimento da carga dos dois submercados, o que faz com que os custos marginais de operação se igualem. Observa-se que houve um acréscimo do CMO em relação ao caso 1 no submercado 1, já que se necessitou despachar um gerador mais caro para o atendimento da carga. Já o CMO do submercado 2 decresceu, uma vez não foi necessário o acionamento do gerador com custo variável de R\$ 50 / MWh para atender a carga total.

No Caso 3, em que existe restrição de transmissão entre os submercados, não é possível o despacho de toda a geração mais barata disponível no submercado 1 por questão de falta de capacidade de transmissão. Porém, também não houve a necessidade do despacho do gerador mais caro no submercado 2, já que parte de sua carga foi atendida com a fonte do submercado 1 com custo de R\$ 25 / MWh.

O que se observa nos mercados pelo mundo é a existência de restrições de transmissão entre as regiões geo-elétricas, o que configura a existência de diversos submercados. Tal fato ocorre uma vez que eliminar a totalidade das restrições de transmissão seria muito mais caro do que o atendimento à demanda por meio de geração localizada dentro do submercado.

De acordo com as Regras de Comercialização, o excedente financeiro pode ser calculado pelo produto do fluxo de energia verificado entre os submercados pela diferença de preços entre eles. O excedente de pagamentos supera o excedente de recebimentos porque a energia gerada é valorada ao preço do submercado onde ela foi gerada e paga ao preço do submercado onde a energia foi consumida. Assim, quando existe diferença de preços entre os submercados, o consumo pagará no mercado de curto prazo um valor maior do que a geração receberá, pois o fluxo de energia ocorre do local mais barato para o mais caro.

O exemplo a seguir ilustra a situação em que o recebimento na CCEE é superior ao pagamento, e o conceito de “exposição negativa” a diferença de preços entre os submercados, no caso de gerador vendendo energia em um ponto de entrega que se localiza em submercado distinto do seu. Neste caso, um gerador de 100 MWh de Garantia Física compromete seus lastro por meio de venda em contratos bilaterais a uma carga que consome 100 MWh, porém em outro submercado.

A contabilização é realizada por submercado. Desta forma, a energia alocada pelo MRE ao gerador (aqui considerada em montante equivalente a Garantia Física no centro de gravidade) é contabilizada ao PLD do submercado em que o gerador se localiza. Pelo exposto, o lastro de 100 MWh é comparado com os contratos de venda no subsistema 1, ou seja, 0. Desta forma a energia alocada ao gerador é valorada ao PLD do submercado 1.

Por sua vez, no submercado 2 o gerador 1 possui 100 MWh de contratos de venda e não possui lastro. Assim, o gerador deve arcar com o contrato ao PLD do submercado 2.

Como o PLD do subsistema 2 é superior ao PLD do submercado 1, o gerador possui uma exposição negativa.

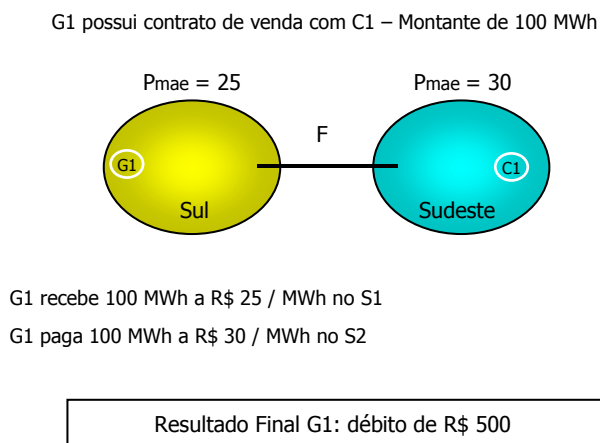


Figura 3.16 – Exposição Negativa do Gerador G1

No exemplo apresentado, o excedente financeiro da CCEE corresponde ao fluxo de energia entre os submercados multiplicado pela diferença entre os PLD's. Assim, o total de excedente financeiro no âmbito da CCEE equivale a R\$ 500, valor idêntico à exposição negativa do gerador G1.

O montante de excedente financeiro é alocado aos agentes que possuem contratos com ponto de entrega em outros submercados, aos quais não possuíam a prerrogativa de firmá-los, ou seja, os contratos de venda em outros submercados foram impostos aos geradores, ou foram firmados anteriormente a criação dos quatro submercados. Atualmente, os contratos que possuem direito ao alívio de exposição a diferença de preços entre os submercados são os seguintes:

- Contratos de Itaipu às distribuidoras cotistas do submercado SUL (já que Itaipu é modelada no SE);
- Contratos de Autoprodução;
- Contratos do PROINFA (adiante serão dados maiores detalhes do PROINFA);
- Direitos Especiais (concedida a geradores específicos, conforme determinação da ANEEL).

Cabe esclarecer que os agentes que não constam da lista acima não possuem direito a alívio de exposição à diferença de preços entre os submercados, devendo arcar com os custos correspondentes. Assim, o que se observa no mercado é que os agentes geradores e comercializadores que firmam contratos com ponto de entrega em submercado distinto daquele em que localiza, incorporam o risco de exposição entre submercados dentro dos seus preços de venda de energia.

3.5 – A Contratação Bilateral e o Mercado de Varejo

Neste item serão analisados os dois ambientes de contratação estabelecidos pelo atual modelo institucional aplicado ao SEB, e suas implicações na comercialização de energia. Serão também abordadas as principais regras a serem seguidas na contratação dos agentes de mercado com os consumidores livres, além de uma análise da evolução do mercado livre no Brasil em comparação com a experiência vivida em outros países.

3.5.1 – Ambiente de Contratação Regulada - ACR

A partir da publicação da Lei nº 10.848, de 2004, a comercialização de energia se dá em dois ambientes distintos: o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. Conforme já destacado no capítulo anterior, as concessionárias de distribuição passaram a ter a obrigatoriedade de demonstrar 100% de contratação de energia para seu mercado cativo no ACR. Para tanto, a compra de energia das distribuidoras deve ocorrer obrigatoriamente no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, por meio das seguintes possibilidades:

- Leilão A-5 (leilão ocorrido com cinco anos de antecedência do início de suprimento);
- Leilão A-3 (leilão ocorrido com três anos de antecedência do início de suprimento)
- Leilão A-1 (leilão ocorrido com um ano de antecedência do início de suprimento)
- Leilão de Ajuste (leilão ocorrido no ano em que se inicia o suprimento)

- Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD (mecanismo pelo qual as distribuidoras superavitárias cedem contratos para as subcontratadas);
- Geração Distribuída – GD (leilões realizados pelas distribuidoras para contratação de GD)

Os contratos provenientes dos leilões de energia foram denominados por Contratos de Compra de Energia no Ambiente de Contratação Regulada – CCEAR. As distribuidoras devem apresentar lastro de compra, por meio de CCEAR, para o atendimento de 100% do seu mercado cativo. A participação das distribuidoras nos referidos leilões se dá de forma passiva, ou seja, ocorre quando da declaração de suas necessidades de energia para os próximos 5 anos. Como a demanda por energia é uma variável aleatória, com riscos associados a sua previsão, foram criados mecanismos de mitigação de riscos para a declaração de carga com 5 anos de antecedência, quais sejam:

- Repasse de CCEAR às tarifas em até 103% do mercado verificado;
- Devolução de CCEAR aos geradores em função da migração de consumidores cativos para o ACL;
- Devolução de CCEAR aos geradores devido a variações de mercado, limitado a 4% da carga verificada;
- Devolução de CCEAR em função do início de vigência de contratos firmados antes da publicação da Lei nº 10.848, de 2004; e
- Mecanismo de sobras e déficits onde as distribuidoras sobre contratadas cedem energia às distribuidoras sub-contratadas.

Desta forma, o ACR é composto pela contratação regulada das distribuidoras por meio dos seguintes contratos:

- CCEAR's provenientes dos leilões regulados (A-5, A-3, A-1 e Ajuste);
- Contratos firmados com geradores cujo registro na ANEEL tenha se dado anteriormente a publicação da lei 10.848, de 2004;
- Itaipu;
- PROINFA;
- Geração Distribuída.

Pelo lado dos geradores, o mercado foi dividido em dois segmentos: energia nova e energia existente. Leilões de energia existente (A-1 e de ajuste) são aqueles em que a disputa pelo mercado das distribuidoras se dá pelos geradores já instalados no Brasil quando da publicação da Lei nº 10.848/2004. Leilões de energia nova são aqueles em que a futura demanda por energia será atendida mediante a contratação de novas centrais hidroelétricas ou térmicas, que após vencerem o leilão adquirem um CCEAR de venda assim como o Contrato de Concessão para exploração de potencial hidráulico, ou Autorização para a exploração de central termelétrica.

Complementarmente, foi dada a opção aos geradores que iniciaram a sua operação comercial a partir de 2000, de também participar dos leilões de energia nova, desde que a respectiva energia estivesse descontratada. Esta energia foi denominada pelos agentes setoriais como energia “Botox”, ou seja, a energia velha (existente) negociada como energia nova.

Com vistas a contratar toda a energia existente (descontratada em função do decaimento do montante dos Contratos Iniciais), de forma prioritária à energia nova, foi criado o leilão de transição, como sendo aquele em que a energia existente é contratada para os próximos 5 anos. Os leilões de transição estavam previstos a princípio para acontecer somente no ano de 2004 (artigo 25 do Decreto nº 5.163/2004), porém o Decreto nº 5.271/2004 alterou sua redação, autorizando a realização dos leilões de transição no ano também em 2005. Desta forma, o cenário de oferta para os leilões pode ser resumido da seguinte maneira:

- Empreendimentos existentes (energia velha): agentes que já possuem outorga de concessão, ou autorização, na data de 15 de março de 2004, e entraram em operação comercial até dezembro de 1999;
- Novos Empreendimentos (energia nova): participantes não detêm outorga de concessão ou autorização, na data de 15 de março de 2004, ou que tenham entrado em operação comercial a partir de janeiro de 2000 e não possuam contratos;

- Leilão de “energia velha”: reflete os custos de geradores já amortizados/depreciados, que atendem à carga já existente no sistema;
- Leilão de “energia nova”: refletirá os custos da nova geração, necessária para o atendimento do crescimento da demanda por energia elétrica.

Após a fase de realização dos leilões de transição (que prevêm a contratação de energia existente até 2010), está prevista para até dezembro de 2007, a energia de geradores existentes será contratada no ACR sempre para o ano seguinte (A-1) ou para o próprio ano (Ajuste).

Os produtos negociados nos leilões de transição em 2004 e 2005 foram CCEAR de 8 anos de duração, com início em 2005, 2006, 2007, 2008 e 2009. A metodologia utilizada no certame é bastante simples: são leilões de preço decrescente (leilão holandês), composto por duas fases. Na primeira fase, o MME disponibiliza o preço inicial, onde os geradores ofertam apenas os montantes de energia que desejam vender ao preço estipulado pelo MME. Se a oferta for maior que a demanda, inicia-se nova rodada com um decremento de preço estabelecido. Ressalta-se que a demanda da primeira fase é constituída pelo soma das necessidades declaradas pelas distribuidoras e de uma sobre demanda estabelecida pelo Governo.

Novamente os geradores oferecem determinado montante de energia ao preço com decremento. Se a oferta for maior que a demanda inicia-se nova rodada com novo decremento de preços. Todo este processo se repete até que o preço corrente de todos os produtos seja inferior ao preço de reserva estabelecido para cada produto. O preço de reserva é o preço máximo que o Governo estabelece para que os produtos sejam negociados (no momento do leilão ninguém conhece este preço).

Quando o preço corrente (preço inicial subtraído dos diversos decrementos) atinge o seu preço reserva, inicia-se a segunda fase. Neste momento, os geradores ofertam o par preço x quantidade, apenas uma vez. A sobre demanda é retirada, forçando os geradores que ofertaram maior preço façam nova ofertar um preço mais baixo do que o de

fechamento da primeira fase. Empilham-se as quantidades por ordem de mérito do preço, até o atendimento da demanda.

A Tabela 3.2 apresenta os Preços Iniciais e Finais dos três leilões de Transição ocorridos em 2004 e 2005, com respectivos volumes negociados. Importa analisar os preços de fechamento dos leilões de energia, na medida em que os mesmos influenciam os preços de venda na Geração Distribuída, forma de comercialização que será analisada para Pequenas Centrais Hidroelétricas.

Tabela 3.2 - Principais Resultados dos Leilões de Energia Existente (Transição)

Produto	dez/04			abr/05	out/05	
	2005-2012	2006-2013	2007-2015	2008-2015	2006-2008	2009-2016
Preço Inicial (R\$/ MWh)	80	86	93	99	73	96
Preço Médio Final (R\$/MWh)	57,51	67,33	75,46	83,13	62,95	94,91
MW médio Negociado	9.054	6.782	1.112	1.325	102	1.166
Número de CCEAR	340	385	248	340	25	170
Negociado (Bilhões de R\$)	74,7			7,7	0,17	7,8

Fonte: CCEE

Os preços de fechamento para os produtos cujo início ocorre em 2005, 2006 e 2007, se situaram em níveis abaixo dos Contratos Iniciais que se encerraram em 2005, e muito abaixo das expectativas do mercado. Tal constatação pode ser observada pela análise do comportamento das ações das maiores vencedoras do leilão, um dia após a realização do certame:

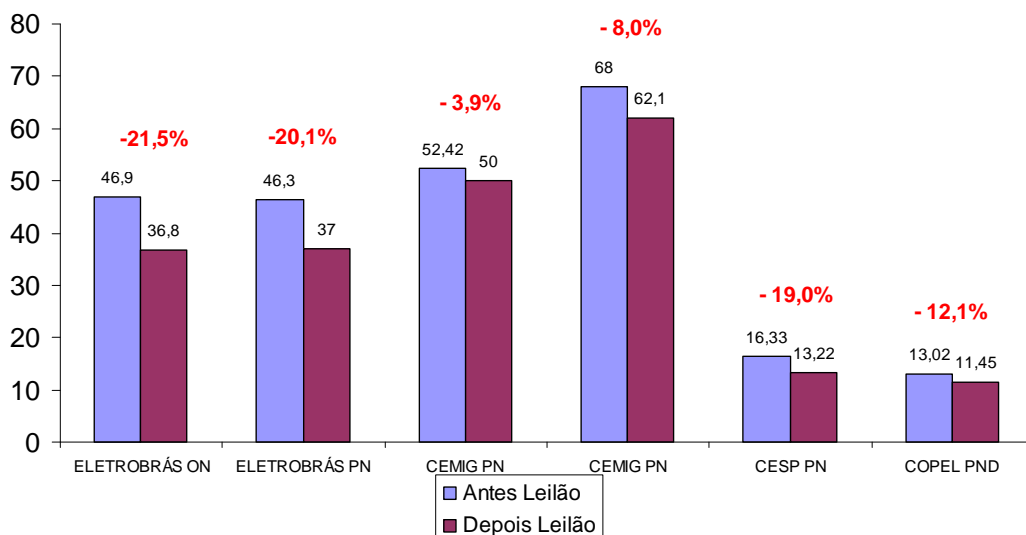


Figura 3.17 - Variação das ações de 6 de dezembro a 8 de dezembro

Para o produto 2005 e 2006, não se conseguiu contratar toda a energia solicitada pelas distribuidoras. Isto porque vários geradores privados não se dispuseram a vender sua energia aos preços de fechamento do leilão, por não achá-los atrativos o suficiente. Pode-se atribuir o baixo nível dos preços a diversos fatores, dentre eles:

- Sobre oferta de energia vivenciada à época do leilão (decorrente dos novos hábitos do consumidor após o racionamento e da entrada das térmicas do PPT a partir de 2003);
- Os preços de reserva e a redução artificial da demanda impediram a livre formação de preço (não possibilitando o pleno atendimento da energia requerida pelas distribuidoras);
- As Geradoras Federais se dispuseram a vender energia aos baixos preços de fechamento, uma vez que tiveram os Contratos de Concessão prorrogados sem qualquer ônus, relativo a usinas a muito existentes, que já não possuem custo da dívida (pagamento do capital de terceiros).

Tendo em vista o não atendimento de toda a demanda solicitada (início em 2005 e 2006), foi realizado um leilão cujo prazo de duração foi de 3 anos com início de suprimento em 2006, visando contratação da energia solicitada pelas distribuidoras e não atendida no

leilão ocorrido em dezembro. O Gráfico a seguir ilustra a evolução dos preços relativos aos leilões de energia velha ora analisados:

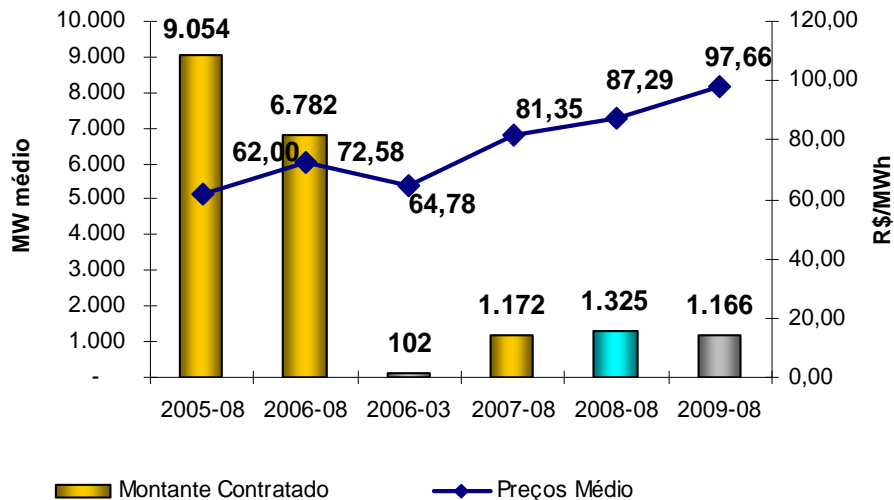


Figura 3.18 – Montantes e Preços Energia Existente

Fonte: Endereço Eletrônico da APINE, Apresentação MME, dezembro 2006

Para os demais produtos com demanda descontratada (2008 e 2009) foram realizados leilões de energia nova. Os referidos leilões ocorrem para a compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos, sendo realizados com 5 ou 3 anos de antecedência a entrega de energia para distribuidora, por meio de CCEAR's com prazo de duração entre 15 (térmica) e 30 anos (hidráulica).

Observa-se uma segregação do mercado no sentido de dividir os produtos entre as centrais geradoras hidráulicas e térmicas. Neste sentido, os agentes hidráulicos continuaram a vender sua energia na modalidade de contratação denominada por Quantidade, enquanto que as termelétricas passaram a vender energia na modalidade Disponibilidade.

Na contratação por quantidade, os agentes vendedores se comprometem a vender determinado montante de energia ao preço resultante do leilão, independentemente da quantidade gerada. O comprador é faturado no montante contratado ao preço resultante do

leilão, com cláusula de reajuste estabelecida pelo Índice de Preços ao Consumidor no Atacado – IPCA, durante os 30 anos de duração do CCEAR.

Na contratação de CCEAR por disponibilidade, as usinas termelétricas recebem uma receita fixa (R\$ / mês) por estarem disponíveis ao sistema e quando são chamadas a gerar por ordem de mérito (necessidade do ONS), terão seus custos variáveis de geração pagos pelas distribuidoras, com respectivo repasse para o consumidor final. A Receita Fixa é reajustada pelo IPCA, enquanto que o combustível é reajustado em função de índice que reflita a variação da commodity.

A modalidade de contratação de energia por disponibilidade possui como premissa o estabelecimento de critério de julgamento entre as diversas plantas e combustíveis que se baseia na contratação da energia ao menor custo esperado para os consumidores finais. A mencionada modalidade de contratação já vinha sendo praticada no Brasil anteriormente ao estabelecimento do atual modelo do setor elétrico (mediante a publicação da Lei nº 10.848, de 2004), como pode ser verificado na contratação das térmicas emergenciais localizadas no Nordeste, cujo período de contratação ocorreu de 2002 a 2005.

O critério de julgamento, cuja metodologia deve levar a contratação das centrais térmicas de menor custo esperado para o consumidor final dentro do prazo de contratação, não distingue as centrais geradoras por tipo de fonte ou por localização. Um projeto de geração cujo combustível é o carvão, localizado na Região Sul do país, compete com um projeto cujo combustível é o óleo diesel, localizado na região Nordeste do Brasil.

O critério de julgamento entre os diversos projetos de centrais térmicas, que compara o Índice de Custo e Benefício - ICB de cada empreendimento (os projetos com menor ICB são vencedores do certame), leva em consideração três componentes:

- Receita Fixa – RF (R\$.mil / ano): receita anual solicitada pelo empreendedor no ato do leilão, relativo a cobertura dos custos fixos da central geradora. A título de exemplo considera-se como custos fixos aqueles relativos ao custo de investimento, remuneração do investidor, pagamento da rede de distribuição e transmissão e dos

encargos setoriais e fiscais, cobertura dos custos com o combustível relativo ao nível de geração inflexível declarado, dentre outros;

- Custo Esperado de Operação – COP (R\$.mil / ano): valor oriundo das simulações probabilísticas realizadas pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, utilizando o modelo NEWAVE, que reflete o custo esperado da geração flexível da usina térmica no decorrer do período de contratação, quando a mesma for chamada a gerar pelo ONS (nos casos em que o custo marginal de operação - CMO seja superior ao custo variável declarado pelo agente);
- Custo Esperado de Compras no Curto Prazo – CEC (R\$.mil / ano): valor oriundo das simulações probabilísticas realizadas pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, que reflete as compras de energia no curto prazo (compras na CCEE), quando a central geradora não está sendo despachada pelo ONS (custo variável declarado pelo agente é superior ao custo marginal de operação - CMO).

A figura a seguir ilustra o cálculo do COP e do CEC, em função da Garantia Física, da Capacidade Instalada, dos níveis de inflexibilidade e da previsão de despacho pelo ONS. O custo do combustível relativo ao nível da inflexibilidade deve ser coberto com a receita fixa ofertada no leilão (destaque em azul na figura).

No caso em que os CMO's sejam inferiores ao custo variável declarado pelo agente, a metodologia considera que a central geradora compra a diferença entre a garantia física e o montante inflexível ao preço equivalente ao CMO. No caso em que o CMO é superior ao custo variável declarado, a metodologia considera que a usina gera energia equivalente à capacidade instalada da planta, onde a diferença entre a Garantia Física e a Capacidade Instalada é vendida no curto prazo, valorada ao CMO. A figura a seguir ilustra o exposto:

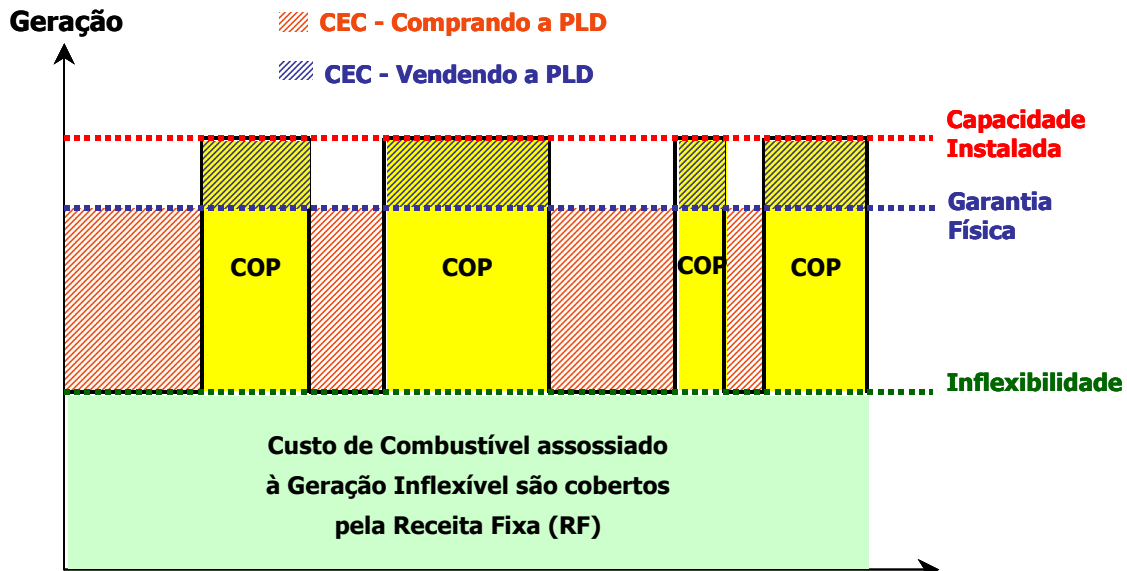


Figura 3.19 –Cálculo do COP e CEC

Fonte: Endereço Eletrônico do Enase, Apresentação APINE

De posse da Receita Fixa – RF ofertada no leilão, do COP e do CEC calculados segundo a metodologia ora descrita, e utilizando-se a Garantia Física - GF (MWh.ano) da central geradora, é possível se calcular o ICB de determinado empreendimento térmico, em R\$/MWh, pela aplicação da seguinte fórmula:

$$ICB = \frac{RF}{GF} + \frac{(COP + CEC)}{GF} \quad (\text{R\$ / MWh})$$

A energia térmica necessária para o atendimento da demanda solicitada pelas distribuidoras (ou definida pelo MME como sendo o limite de contratação para o produto térmico) e que possuam menor ICB serão classificadas como vencedoras do leilão, passando a assinar o CCEAR por disponibilidade.

Com vistas a calcular o valor da Garantia Física do empreendimento térmico (e no segundo momento o valor do COP e CEC esperados), é necessário que o empreendedor responsável informe a EPE algumas variáveis, quais sejam:

- Potência Instalada
- Fator de Capacidade Máximo
- Indisponibilidade Forçada

- Indisponibilidade Programada
- Consumo Interno
- Custo Variável de Geração - CV
- Nível de Inflexibilidade

Ressalta-se que a declaração dos dados acima é de responsabilidade do empreendedor, e não necessitam de ser auditados. Porém, uma vez vencido o leilão, tais variáveis serão utilizadas pelo ONS na operação do sistema, não podendo ser alterados durante a vigência do CCEAR. Tal fato se justifica na medida em que a declaração possui influência direta no critério de julgamento da fonte mais barata, devendo ser utilizada na operação real do sistema.

A metodologia do primeiro leilão de energia nova estabeleceu a realização de 3 fases. Na primeira o investidor disputou o direito de participação para a segunda fase, disputando o direito às novas usinas hidráulicas disponibilizadas no certame, com início de suprimento em 2010. Apenas os empreendimento interessados nas novas centrais hidroelétricas (que ainda não haviam sido licitadas) participaram desta fase. O preço máximo estabelecido para todas as geradoras hidroelétricas foi de R\$ 116 / MWh.

Na segunda fase, os investidores que adquiriram o direito de concorrer em nome das novas hidráulicas tiveram que competir com as usinas denominadas botox. Um ponto que merece destaque é que o preço máximo a ser ofertado foi estabelecido em R\$ 116 / MWh para as fontes hidro. Na terceira fase, a título do que ocorre nos leilões de energia existente, a sobre demanda foi retirada e os geradores classificados (novos e botox) realizaram seus lances de venda.

Tendo em vista a segregação entre as fontes de geração, as demandas foram divididas de acordo com critério estabelecido pelo MME no decorrer do leilão, podendo inclusive migrar de produto hídrico para o produto térmico. A Tabela a seguir apresenta os valores dos preços médios de fechamento do leilão de energia nova de dezembro de 2005, por produto termo e hidro, para os anos de 2008, 2009 e 2010.

Tabela 3.3 – Resultados do Primeiro Leilão de Energia Nova

Início de Suprimento	Hidro (30 anos) Preços Médios R\$/MWh	Termo (15 anos) Preços Médios R\$/MWh	Preço Médio R\$/MWh
2008	106,95	132,26	127,15
2009	114,28	129,26	127,81
2010	115,04	121,81	117,25

Fonte: CCEE

Neste leilão 51 Usinas Hidroelétricas negociaram energia, das quais 20 são novas (que ainda não iniciaram a sua construção). As restantes são as centrais geradoras denominadas botox, que iniciaram a sua operação comercial a partir de 2000. Deve-se ressaltar que 71% da energia vendida foi ofertada por centrais termoelétricas, mesmo existindo geradoras hidráulicas cadastradas capazes de atender a totalidade da demanda. A baixa participação das usinas hidráulicas foi creditada ao preço teto estabelecido (ressaltando que para centrais térmicas não foi estabelecido preço teto), equivalente a R\$ 116 / MWh. Os investidores detentores das usinas botox, que captaram recursos no BNDES nos moldes do modelo anterior, não se dispuseram a vender energia por um preço igual ou inferior a R\$ 116 / MWh.

No ano de 2006 foi realizado mais um leilão de energia nova A-3, ou seja, cujos CCEAR's possuem início de suprimento em janeiro de 2009, nas modalidades por quantidade e por disponibilidade. Este leilão ocorreu em duas fases, descritas abaixo:

- Fase Inicial: cada empreendedor submete um lance com o par quantidade e preço, limitados aos preços de R\$ 125 / MWh (fonte hidro) e R\$ 140 / MWh (fonte termo), e todos empreendedores com lances válidos passam para a fase seguinte;
- Fase Contínua: preços descendentes, com decremento mínimo estabelecido pelo Governo. Apenas os empreendedores com lotes não atendidos podem ofertar novos lances. O leilão é encerrado quando o sistema não receber mais lances ativos em um prazo de 5 minutos.

Tabela 3.4 – Preços Médios Leilão A-3 de 2006

Início de Suprimento 2009	Hidro (30 anos)	Termo (15 anos)	Preço Médio R\$/MWh
Preço	126,77	132,39	127,81
MWméd	1028	654	1682

Fonte: CCEE

No mesmo ano, também foi realizado mais um leilão A-5, nas modalidades por quantidade e por disponibilidade, com participação de investidores responsáveis por empreendimentos classificados como Botox. Não houve alteração nos prazos de vigência, e o início do suprimento foi janeiro de 2011.

Tabela 3.5 – Preços Médios Leilão A-5 de 2006

Início de Suprimento 2011	Hidro (30 anos)	Termo (15 anos)	Preço Médio R\$/MWh
Preço	120,86	137,44	129,15
MWméd	569	535	1104

Fonte: CCEE

O gráfico a seguir ilustra os preços e montantes dos leilões de energia nova realizados sob a égide do atual modelo:

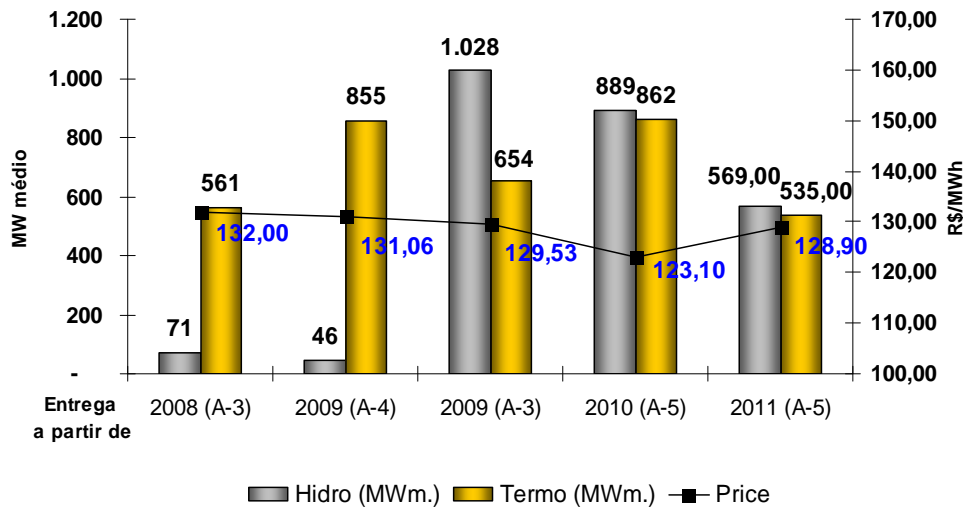


Figura 3.20 – Montantes e Preços Energia Nova

Fonte: Endereço Eletrônico da APINE, Apresentação MME, dezembro 2006

3.5.2 – Ambiente de Contratação Livre

Denomina-se por Ambiente de Contratação Livre –ACL, aquele ambiente em que é realizada a comercialização de energia em condições de preços e cláusulas livremente negociadas. Neste ambiente as concessionárias de distribuição não mais atuam, sendo os agentes participantes: Autoprodutores, Geradoras Federais e Estatais, Produtores Independentes, Comercializadores e Consumidores Livres.

Os Agentes Comercializadores compram energia de geradores e a revendem para os consumidores finais e outros geradores ou autoprodutores que necessitam de lastro. Os Agentes Geradores podem vender energia proveniente de usinas próprias assim como adquirir energia de terceiros para posterior revenda, podendo atuar de forma semelhante aos comercializadores.

Os grandes blocos de energia comercializados são negociados entre os fornecedores (Geradores e Comercializadores) e os consumidores livres, assim como o fornecimento de energia entre os geradores e unidades consumidoras de um mesmo agente, ou seja, os Autoprodutores. Será dado o enfoque à venda de energia para consumidores finais uma vez que esta forma de comercialização é a que possui maior liquidez para PCH's.

A existência de um universo de consumidores que podem optar pela livre contratação de energia elétrica constitui mecanismo fundamental na busca da eficiência e estímulo à concorrência no mercado de varejo de energia.

Com o intuito de implantar de forma progressiva a livre negociação no mercado de consumo final, em 7 de julho de 1995, foi publicada a Lei nº 9.074 que, em seus arts. 15 e 16, dispõe sobre o exercício da opção de compra de energia elétrica pelos consumidores. A referida lei estabelece os níveis de carga e de tensão para exercício de opção do consumidor pelo seu fornecedor de energia elétrica. Atualmente, aos consumidores em cuja unidade consumidora a carga seja igual ou superior a 3 MW, conectada ao sistema após 8 de julho de 1995, é facultada a contratação do fornecimento com os fornecedores elegíveis. No caso

em que a unidade consumidora tenha sido conectada ao sistema antes de 8 de julho de 1995, além da exigência de 3 MW de carga, é necessário que a tensão de fornecimento seja igual ou superior a 69 [kV].

De acordo com a ANEEL, a assinatura de um aditivo contratual que altere o responsável pela unidade consumidora com demanda maior que 3 MW, ou a assinatura de novo contrato de fornecimento por consumidor distinto daquele responsável pela ligação da unidade consumidora antes da publicação da Lei nº 9.074/1995, caracteriza uma nova ligação, estando portanto apto a participar do ACL, sem a exigência da conexão em 69 [kV].

Ressalta-se que, caso haja interesse do consumidor livre em retornar à condição de cativo, com atendimento pela concessionária de distribuição local em condições e preços regulados pela ANEEL, o mesmo deverá informar a sua intenção à distribuidora com antecedência mínima de 5 anos, prazo que poderá ser reduzido desde que haja acordo entre as partes. Esta regulamentação protege a distribuidora que necessita demonstrar atendimento de 100% de seu mercado cativo com 5 anos de antecedência.

Pelo exposto, não resta dúvidas quanto ao universo de consumidores que são atualmente atendidos pela distribuidora local, com direito a optar pela livre contratação de energia no ACL. Estes consumidores são denominados por Consumidores Potencialmente Livres. Resta agora analisar o que o mercado tem chamado de Consumidores Especiais, ou seja, aqueles consumidores que não são classificados como Potencialmente Livres, mas podem optar pela contratação livre de fornecedores elegíveis.

A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com nova redação dada pelas Leis nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, estabelece que detentores de autorização para Produção Independente, cuja geração se dê por meio de Pequenas Centrais Hidroelétricas, centrais com potência instalada igual ou inferior a 1 MW, ou cuja a fonte primária de geração seja a biomassa, energia eólica ou solar, podem comercializar energia com consumidores responsáveis por unidades consumidoras com carga igual ou superior a 500 kW.

Assim, apesar de não se classificar como Potencialmente Livre, os consumidores responsáveis por unidades consumidoras cuja carga seja igual ou maior que 500 kW, podem adquirir energia de PCH, Biomassa, Solar ou Eólica, de forma livremente negociada.

Estes consumidores podem adquirir energia das fontes elegíveis caso o Contrato de Compra e Venda de Energia seja firmado diretamente com o Produtor Independente responsável pela fonte de geração, ou com um comercializador que a tenha adquirido. Ressalta-se que procedimentos ainda devem ser publicados para a efetiva operacionalização desta forma de comercialização no âmbito da CCEE.

Uma vantagem deste segmento de consumo é que, após a adesão ao ACL, não existe a exigência legal de aviso prévio de 5 anos de antecedência o retorno a condição de cativo, já que consumidores cujas unidades consumidoras com carga entre 500 kW e 3 MW não são classificados como potencialmente livres, mas considerados como consumidores especiais.

Importa destacar que para migração do consumidor para o livre mercado, o disposto no Contrato de Fornecimento vigente com a concessionária de distribuição local, deve ser respeitado. O Decreto nº 5.163, de 2004, estabelece que consumidores cujos contratos de fornecimento vigentes possuam prazo indeterminado, poderão adquirir energia elétrica de outro fornecedor com previsão de entrega a partir do ano subsequente ao da declaração formal desta opção ao seu agente de distribuição. Caso o consumidor possua cláusula de prazo determinado, o mesmo só poderá migrar para o mercado livre por meio de aviso prévio para a distribuidora local, com antecedência de 180 dias com relação ao término do contrato.

Caso não seja encaminhada correspondência solicitando a não renovação automática com 6 meses de antecedência em relação ao término do fornecimento, o contrato estará automaticamente renovado por igual período de duração. Caso isto venha a ocorrer, o consumidor ainda poderá migrar ao mercado livre desde que solicite a rescisão contratual.

Para tanto, o consumidor deverá se voltar à Cláusula de Rescisão Contratual constante nos contratos de fornecimento (a regulamentação da ANEEL exige a existência deste tipo de Cláusula nos contratos regulados com as distribuidoras).

Apesar de criado desde 1995, foi apenas nos últimos anos, com a regulamentação mais clara dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição e após os efeitos do racionamento, que os consumidores livres passaram a ter efetiva participação no mercado total do sistema interligado. No primeiro semestre de 2004, a participação encontrava-se em torno de 10% do montante total comercializado na CCEE, tendo apresentado um intenso crescimento desde janeiro de 2003. A Figura 1 ilustra a evolução da participação dos consumidores livres no mercado total até dezembro de 2005 (últimos fornecidos pela CCEE).

O aumento substancial do número de consumidores livres nos últimos doze meses tem sido fomentado em função das ferramentas financeiras oferecidas pelos comercializadores e produtores independentes, aliado aos baixos preços de curto prazo verificados no período subsequente ao racionamento ocorrido em 2001 e 2002. A Figura 3.21 e a Tabela 3.6 ilustram a evolução do número de consumidores livres e consumidores especiais no âmbito da CCEE (de 34 para 470 consumidores no decorrer do ano de 2005), e a representação do ACL em relação a toda a energia comercializada:

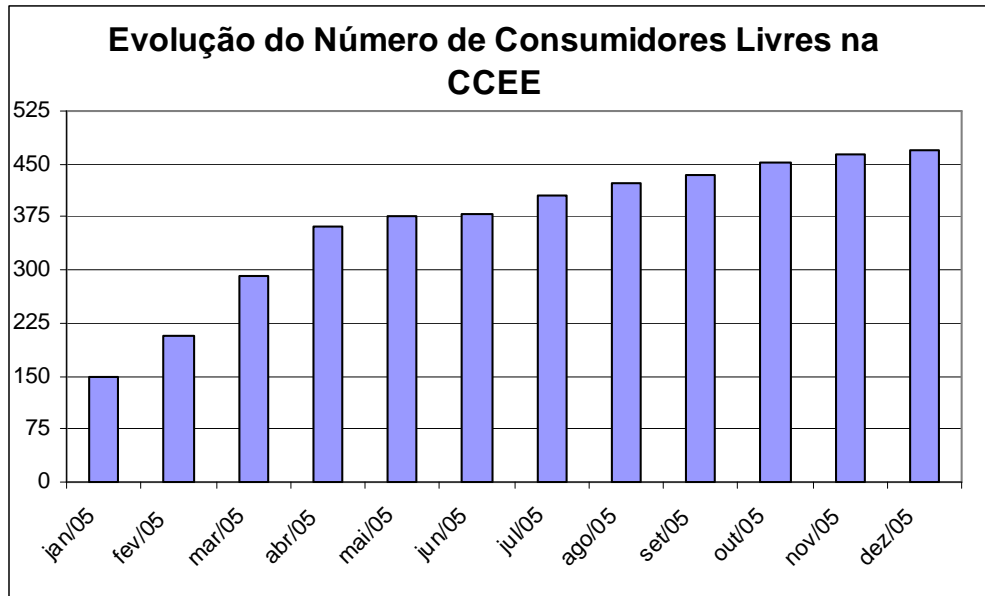


Figura 3.21 – Evolução do número de consumidores livres na CCEE
Fonte: CCEE

Tabela 3.6 – Participação do ACL no Mercado Total do SIN

Mês/Ano	Mercado Total MW _{méd}	Mercado Livre MW _{méd}	% do Total
jan/05	43.681	8.113	18,6%
fev/05	44.766	8.543	19,1%
mar/05	45.714	8.533	18,7%
abr/05	45.493	8.974	19,7%
mai/05	43.898	9.309	21,2%
jun/05	43.996	9.535	21,7%
jul/05	43.113	9.548	22,1%
ago/05	44.859	9.811	21,9%
set/05	44.841	10.291	22,9%
out/05	45.650	10.436	22,9%
nov/05	45.442	10.693	23,5%
dez/05	45.238	10.670	23,6%

Fonte: CCEE

3.5.3 – Custos Envolvidos no Atendimento a Consumidores Livres

Apesar da compra de energia elétrica pelos consumidores livres se dar em condições livremente negociadas, os consumidores em comento também estão sujeitos a aplicação de tarifas reguladas. A contratação da disponibilidade do sistema de distribuição e transmissão, realizada mediante a assinatura do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

– CUSD ou do Contrato de Uso dos Sistemas de Transmissão - CUST, é faturada pela aplicação de tarifas homologadas pela ANEEL, uma vez que o “serviço fio” é regulado.

As tarifas de uso dos sistemas de distribuição são compostas por duas parcelas: “componente fio” e “componente encargos”. De acordo com a NT 303/2004 SRE/SRD/SRT- ANEEL, a componente fio é calculada em duas fases, quais sejam:

- Fase I: No processo de Revisão Tarifária da distribuidora local são identificados os custos operacionais eficientes e a remuneração de investimentos prudentes em relação à atividade de distribuição de energia elétrica, onde:
 - Custos operacionais eficientes: correspondem àqueles relacionados à Empresa de Referência e à Provisão de Devedores Duvidosos; e
 - Remuneração de investimentos prudentes: compreende a soma das parcelas referentes à Quota de Reintegração, Remuneração do Capital Próprio e Remuneração de Capital de Terceiros.

- Fase II: Acrescenta-se aos custos operacionais e à remuneração dos investimentos, os valores correspondentes às despesas com:
 - Perdas técnicas do sistema de distribuição de energia elétrica;
 - Perdas Comerciais
 - Quota de Reserva Global de Reversão – RGR;
 - Encargos de conexão e contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
 - PIS/PASEP e COFINS (Fio); e
 - Pagamento pela distribuidora dos custos com a Rede Básica.

A segunda componente das tarifas de uso do sistema de transporte são os encargos setoriais. O Decreto nº 4.562, de 2002, estabelece que a ANEEL, no processo de definição do valor das tarifas de conexão e de uso dos sistemas de transmissão ou distribuição, deverá considerar, dentre outras parcelas, às referentes aos encargos setoriais de responsabilidade do segmento de consumo. Esta metodologia teve como motivação a sistematização do pagamento dos encargos setoriais por todos os consumidores, inclusive os livres, uma vez

que quando os encargos se encontravam alocados na componente energia das tarifas publicadas para as distribuidoras, os consumidores livres deixavam de arrecadá-los, uma vez que adquiriram energia de outro fornecedor que não a distribuidora local.

O componente Encargo corresponde à soma dos seguintes itens:

- Quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- Tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de ITAIPU;
- Perdas comerciais de energia elétrica, reconhecidas no processo de revisão tarifária;
- Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética;
- PIS/PASEP e COFINS; e
- Taxa de Fiscalização - TFSEE.

As tarifas de uso referentes à “componente fio” são expressas em R\$/kW, uma vez que refletem os custos marginais de capacidade do sistema. Já a “componente encargos” tem seus valores publicados em R\$ / MWh, uma vez que os encargos setoriais são calculados pela divisão do montante a ser arrecadado pela distribuidora, pela previsão do mercado de energia a ser faturado. Desta forma, o faturamento relativo ao contrato de uso do sistema de distribuição de qualquer consumidor é realizado em função da demanda faturável (maior demanda por energia – em kW – dentre o valor contratado e o valor verificado, conforme dispõe as Condições Gerais de Fornecimento) e da energia consumida (relativo aos encargos setoriais).

Cabe aqui um comentário: as tarifas de uso do sistema aplicadas a consumidores cativos e livres são distintas. Este fato gera um questionamento, pois os valores de demanda e de uso dos sistemas de distribuição refletem o custo marginal de capacidade da distribuição adicionada aos encargos setoriais, que independem da condição contratual em que o consumidor adquire o produto energia elétrica.

A diferença encontrada entre os dois valores se deve a existência de subsídios cruzados. A estrutura das atuais tarifas de fornecimento de energia elétrica foram

elaboradas na década de 80. Diversas políticas setoriais assim como a ação de políticas regionais sobre as concessionárias estatais estaduais – as quais eram maioria na década de 80 – estabeleceram descontos tarifários, de forma implícita, concedido a determinadas classes de unidades consumidoras em detrimento de outras. Este cenário era possível dado que o modelo institucional aplicado à época era o modelo 1, de acordo com o capítulo 2 deste trabalho.

Não há nenhum tipo de instrumento legal ou regulamentar que determine que os consumidores beneficiados devem pagar menos, isto simplesmente acontece pela estrutura tarifária adotada. Desta forma, as tarifas de uso aplicadas às diversas estruturas tarifárias estão “contaminadas” pelos subsídios cruzados existentes, não refletindo, fielmente, os custos envolvidos para o atendimento de determinado consumidor cativo.

Em 2002, com a publicação do Decreto nº 4.562, passou a ser realizada, de forma gradual, a adequação na política tarifária no sentido de se estabelecer tarifas isonômicas, transparentes e que induzam a utilização mais eficiente do recurso energia elétrica, refletindo o real custo de atendimento. O processo de adaptação das tarifas praticadas no País a esta nova política denomina-se por realinhamento tarifário. O realinhamento tarifário, iniciado em 2003, é o resultado da aplicação de tarifa de energia resultante dos custos com compra de energia e de tarifa de uso do sistema de distribuição que reflitam os custos reais de atendimento.

Assim, tanto consumidores cativos quanto consumidores livres estarão sujeitos as mesmas tarifas de uso do sistema de distribuição, quando do final do processo em referência. Desta forma, o fato de existirem tarifas de demanda de determinados subgrupos tarifários inferiores às tarifas de uso publicadas para os consumidores livres, não deve ser analisado como um potencial incentivo para se tornar consumidor livre, uma vez que após terminado o realinhamento, em 2008, todos os consumidores de determinada faixa de tensão deverão estar sujeitos a aplicação das mesmas tarifas de uso dos sistemas de distribuição, independentemente da relação contratual concernente a compra de energia elétrica.

Além dos custos incorridos com o uso do sistema de distribuição/transmissão, podemos elencar outros custos de menor impacto, mas que devem ser levados em conta quando da análise da possibilidade de migração para o mercado livre, tais como a adesão e manutenção da CCEE, pagamento de Encargos de Serviço do Sistema - ESS no curto prazo, instalação de medição apropriada aos Procedimentos de Comercialização, dentre outros. Este último é um custo alocado aos contratos de conexão firmados com a concessionária de distribuição local.

De posse do exposto neste capítulo, já é possível se estabelecer algumas variáveis necessárias para a análise do investimento em PCH's, no sentido de traçar diversos cenários de rentabilidade do ativo em função das formas de comercialização, que serão abordadas no capítulo que se segue.

CAPÍTULO 4 – PEQUENA CENTRAL HIDROELÉTRICA: CARACTERIZAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

4.1 – Introdução

Conforme mencionado em capítulos anteriores, a metodologia a ser proposta neste trabalho pode ser aplicada a qualquer central hidroelétrica, porém, em função da diversidade de simulações que podem ser realizadas com aproveitamento hidroelétrico caracterizado como Pequena Central Hidroelétrica – PCH, o trabalho considerará este segmento de geração para o estudo a ser apresentado.

Este Capítulo tem por objetivo apresentar o processo de caracterização de um aproveitamento hidroelétrico na categoria de Pequena Central Hidroelétrica - PCH, assim como explorar as possíveis formas de comercialização da energia oriunda de tal empreendimento.

Para tanto, são descritos os passos para se obter a Autorização para exploração de um aproveitamento hidroelétrico na modalidade Produção Independente. Em seguida, são descritos e quantificados todos os encargos setoriais e fiscais incidentes neste tipo de empreendimento, além dos custos com a operação e manutenção, com vistas ao estabelecimento das premissas que comporão o fluxo de caixa a ser utilizado na análise econômico-financeira do projeto.

De posse das informações prestadas, são analisadas as características das principais formas de comercialização da energia oriunda de uma PCH, enfocando as oportunidades e os riscos associados que serão utilizados na análise econômico-financeira.

4.2 – Caracterização de Pequenas Centrais Hidroelétricas

Pequenas Centrais Hidroelétricas são aproveitamentos hidroelétricos com potência instalada superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, destinado à Produção Independente, Produção Independente Autônoma ou Autoprodução.

Denomina-se por PCH aquele aproveitamento hidroelétrico cuja potência instalada seja inferior a 30 MW, com área do reservatório inferior a 3 km². O aproveitamento hidroelétrico que não atenda a característica de área alagada acima mencionada também pode ser enquadrado como PCH, desde que sua área alagada (A) atenda às condições da inequação abaixo, função da Potência Instalada (P), em MW, e Altura Bruta (Hb), em m:

- $A < (14 * P) / Hb$, obrigatoriamente com $A < 13 \text{ km}^2$, ou; (4.1)
- Reservatório que, comprovadamente, foi dimensionado para outros fins que não o de geração de energia elétrica.

Aproveitamentos hidroelétricos com potência instalada superior a 30 MW só podem ser construídas mediante outorga do Poder Concedente, após processo de licitação pública na modalidade leilão, conforme descrito no capítulo anterior. Já as PCH's dependem de Ato Autorizativo da ANEEL, sem processo de licitação pública, conforme procedimentos a serem discutidos posteriormente.

Para ter o direito de explorar determinado potencial hidráulico na modalidade de PCH o empreendedor deverá seguir os ritos estabelecidos em regulamentação específica, iniciando o Processo Administrativo perante a ANEEL apresentando um estudo de inventário da bacia hidrográfica onde se localiza o aproveitamento hidroelétrico.

De acordo com o Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas da ANEEL, denomina-se por estudo de inventário hidrelétrico a avaliação do potencial de geração de energia de uma unidade hidrográfica. É um instrumento que quantifica as potencialidades hidroenergéticas de um curso d'água, estabelecendo um conjunto de

aproveitamentos hidrelétricos ordenados pela atratividade econômica e que se inserem na bacia, obedecendo ao conceito do “aproveitamento ótimo”, que, além dos aspectos energéticos, considera também os procedimentos de minimização dos impactos ambientais observando o uso múltiplo dos recursos hídricos. O inventário hidrelétrico refere-se à etapa de estudos de engenharia em que se define o potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica, mediante o estudo de divisão de quedas e a definição do conteúdo de motorização associado, sob o prisma do “aproveitamento ótimo”¹⁵ de que trata o artigo 5º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Os procedimentos gerais para a aprovação de estudos de inventário na ANEEL estão estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 393, de 4 de dezembro de 1998. De acordo com a norma, deve-se registrar os estudos, objetivando tornar público que determinado aproveitamento está sendo estudado por um ou mais interessados.

Concluídas as análises, os Estudos de Inventário Hidrelétrico são aprovados por meio de Despacho da ANEEL, momento no qual os relatórios técnicos dos estudos são disponibilizados na Agência para consulta pelos empreendedores interessados na elaboração de estudos de viabilidade e projetos básicos. Cabe ressaltar que o Estudo de Inventário Hidrelétrico é realizado por conta e risco do empreendedor, o que não assegura o direito deste de receber ressarcimento pelos gastos incorridos na elaboração dos estudos.

Após a aprovação dos Estudos de Inventário, os empreendedores interessados em obter outorga de autorização para implantação de uma determinada PCH deverão submeter requerimento específico à ANEEL. O referido requerimento consiste na entrega do Projeto Básico - PB¹⁶ da PCH de interesse.

¹⁵ Entende-se que o “aproveitamento ótimo” integrante de uma divisão de quedas é aquele que propicia o máximo aproveitamento do potencial hidráulico ao menor custo de implantação, respeitadas as condicionantes sócio-ambientais e os outros usos da água.

¹⁶ De acordo com a Resolução ANEEL 391, de 2001, consiste no detalhamento dos estudos de engenharia integrante da alternativa de divisão de quedas selecionada nos estudos de inventário hidrelétrico aprovados pela ANEEL, visando sua otimização técnico-econômica e ambiental e a obtenção de seus benefícios e custos associados.

Existindo disputa entre agentes, ou seja, mais de um interessado no potencial hidráulico para uma mesma unidade hidrográfica, tendo em vista que os Estudos de Inventário são públicos e vários agentes podem se interessar por um mesmo empreendimento, serão aplicados os critérios de seleção de que trata a Resolução ANEEL nº 398, de 2001, pela ordem:

- aquele que possuir participação percentual na produção de energia elétrica do sistema interligado inferior a 1% (um por cento);
- aquele que não seja agente distribuidor de energia elétrica na área de concessão ou sub-concessão na qual esteja localizado o aproveitamento hidrelétrico, objeto da autorização;
- aquele que for proprietário ou detiver direito de livre dispor da maior área a ser atingida pelo aproveitamento em questão, com base em documentação de cartório de registro de imóveis;
- aquele que possuir participação na comercialização de energia elétrica no território nacional inferior ao volume de 300 GWh/ano.

Ao final do processo de seleção, com vistas a obtenção da Resolução Autorizativa que estabelece as condições para a exploração de aproveitamento hidrolétrico caracterizado como PCH, será exigida do vencedor a apresentação de documentação relativa à regularidade jurídica e fiscal, assim como documentação que comprove a capacitação técnica e financeira para a construção do empreendimento.

Em paralelo à execução do Projeto Básico, o empreendedor deverá atuar perante os órgãos ambientais competentes (o IBAMA se rio federal, a agência estadual de meio ambiente no caso de rio estadual, dentre outros), no sentido de obter a Licença de Instalação – LI.

O Projeto Básico só será aprovado pela ANEEL quando a Licença de Instalação for encaminhado à Agência. Porém tal fato não implica na necessidade de se publicar a Resolução Autorizativa somente após o recebimento da LI pela ANEEL. O que se observa é que a ANEEL vem publicando Resoluções Autorizativas para determinado empreendedor

de forma condicionada, ou seja, traz um artigo estabelecendo que o Projeto Básico só será aprovado após o encaminhamento, pelo Produtor Independente, da LI emitida pelo órgão ambiental competente. A figura a seguir ilustra os principais passos para se obter Autorização da ANEEL com vistas a explorar determinado potencial hidráulico caracterizado como PCH, apontando a regulamentação pertinente a cada passo, na modalidade Produção Independente:

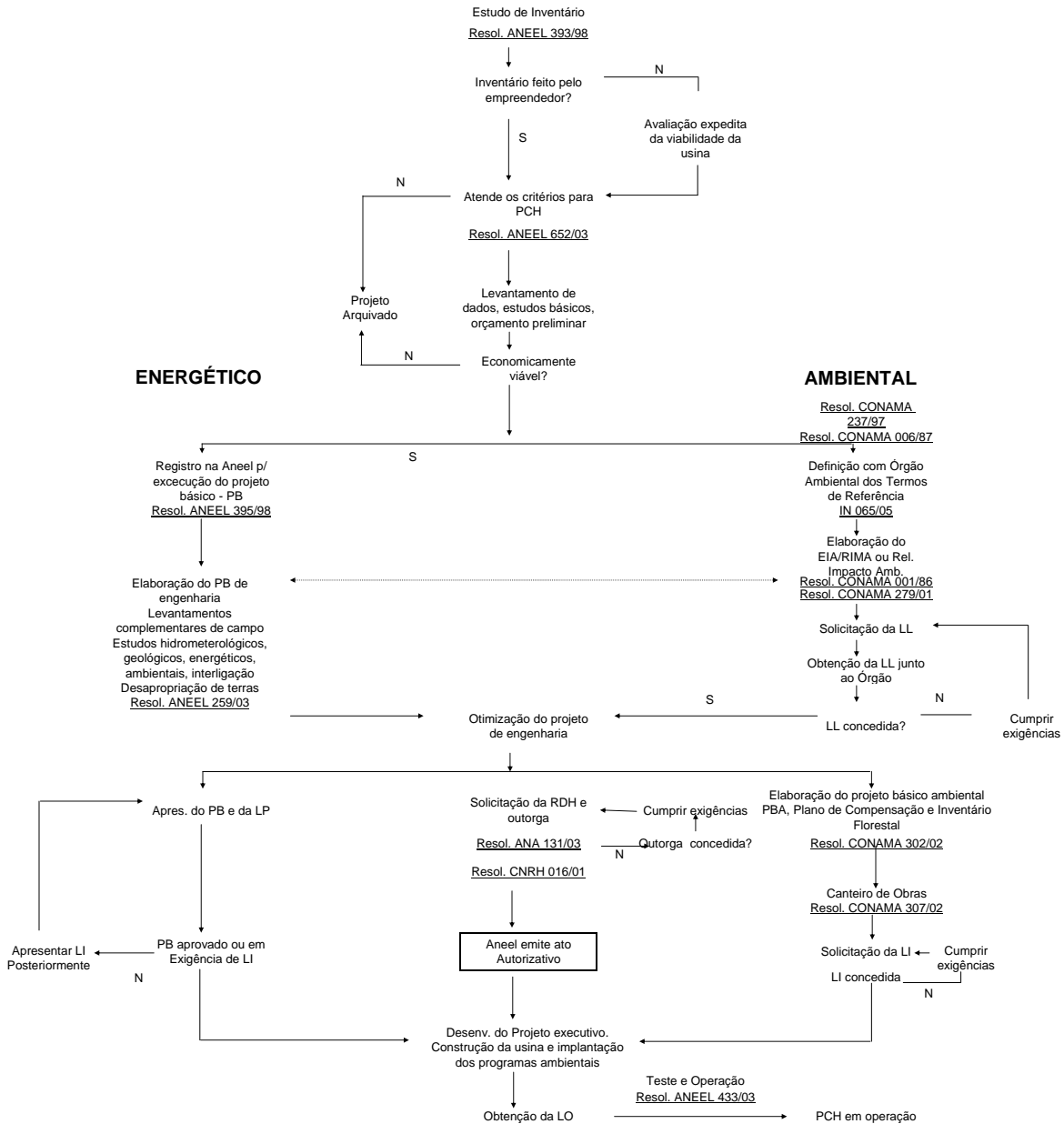


Figura 4.1 Passos e Regulamentação para obtenção da Autorização de PCH
 Fonte: Adaptado de “Atividades para Estudos e Projetos em PCH” – Eletrobrás

Cabe aqui um comentário: da análise dos processos administrativos na Agência se observa que em vários casos, após a emissão da Autorização, ocorre a transferência acionária do detentor do Ato Autorizativo, após prévia anuência do Regulador. Tal fato se decorre da “comercialização” do Ato Autorizativo em um tipo de mercado secundário, por meio do qual os agentes que obtiveram a Autorização vendem seus direitos a outro agente de mercado, interessado em construir e explorar determinado aproveitamento hidroelétrico.

Tal atuação afeta a projeção da expansão da geração pelo planejamento, na medida em que se verifica que as Autorizações são comercializadas com posterior pedido de prorrogação do cronograma de implantação pelos novos detentores. Pode-se observar também que diversas solicitações de anuência prévia para a alteração do responsável pelo Ato Autorizativo ocorrem com o cronograma de implantação aprovado pela ANEEL já ultrapassado em todas as suas etapas.

A ANEEL vem atuando perante os detentores de Autorizações de PCH com cronograma de implantação vencido, no sentido de regularizar a situação. Conforme vinculado na imprensa setorial, a Agência estuda mecanismos de retomar a Autorização nos casos em que o cronograma de implantação esteja vencido, e sem expectativa quanto a data do início das obras.

4.3 – Encargos Setoriais e Fiscais

Este item tem por objetivo apresentar os encargos setoriais e fiscais devidos pelos empreendedores que exploram PCH's, no sentido de estabelecer as premissas a serem utilizadas nos estudos econômico-financeiros. Para cada encargo será descrita a legislação aplicável bem como a forma de tratamento no modelo de avaliação do investimento.

Antes de apresentar os encargos setoriais e fiscais que são de responsabilidade do detentor da Autorização para exploração de determinada PCH, vale destacar que a este segmento incidem incentivos de isenção de alguns encargos pagos pelos demais geradores

hidráulicos. A seguir são apontados os encargos setoriais dos quais as PCH's estão isentas, por força de Lei:

- Pesquisa e Desenvolvimento – P&D: a Lei nº 9.991, de 2000, que criou a obrigatoriedade de aplicação de recursos em pesquisa e desenvolvimento, no montante equivalente a 1% da receita operacional líquida¹⁷ do projeto, isentou as PCH's de tal obrigatoriedade;
- Compensação Financeira pela utilização de Recursos Hídricos - CFURH: instituída pela Lei nº 7.990, de 1989, com nova redação dada pela Lei nº 9.998, de 2000, equivale ao percentual de 6,75% sobre o valor da energia produzida, a ser paga aos Estados, ao Distrito Federal e aos municípios, em cujos territórios se destina a produção de energia elétrica, ou que tenham áreas invadidas por águas dos respectivos reservatórios;
- Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão: por se conectarem nas redes de distribuição, localizadas em regiões próximas ao centro de carga, depreende-se que as PCH's não utilizam os grandes troncos de transmissão, são isentas do pagamento do referido encargo por força de Lei;
- Perdas da Rede Básica: pelo mesmo motivo acima apontado, as PCH's não arcam com as perdas verificadas na Rede Básica (linhas de transmissão com tensão superior a 230 kV), que conforme visto anteriormente, se situam em torno de 3% em relação ao valor da energia gerada ou alocada pelo MRE; e
- Uso do Bem Público – UBP: por ter seu processo de construção não baseado em licitação pública, conforme abordado anteriormente, não existe a previsão legal para o pagamento da UBP.

A seguir analisaremos os encargos setoriais e fiscais devidos pelo responsável pela exploração de uma PCH.

¹⁷ Receita total do projeto oriunda da comercialização de energia, abatida dos impostos federais devidos, conforme será analisado

4.3.1 Taxa de Corretagem da CCEE

Os custos operacionais e os investimentos necessários ao pleno funcionamento do Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE são rateados entre os agentes participantes do mercado, proporcionalmente aos volumes de energia elétrica transacionados, conforme estabelecido na Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, aprovada pela ANEEL por meio da Resolução nº 109, de 2004. A mensalidade da CCEE cobre seus custos totais, incluindo os operacionais e de investimento, sendo rateados entre todos os seus participantes da seguinte forma:

- 5% serão rateados igualmente entre todos os agentes do CCEE (em 2004 totalizou-se 658 agentes);
- 95% proporcionalmente aos volumes de energia contabilizados na CCEE, calculados com base nos resultados da contabilização nos 12 meses precedentes, excluída a energia realocada por meio do MRE.

Para o ano de 2006 foi aprovado o valor orçamentário de R\$53,4 milhões para ser rateado pelos diversos agentes da CCEE. Neste trabalho assumiu-se que o orçamento irá evoluir de acordo com a variação do IGPM nos próximos anos. Considerando-se que o volume transacionado de energia na CCEE será de 50.400 MW_{méd} (com base no NEWAVE) e um número de agentes equivalente a 800, o total a ser arrecadado por uma PCH a título de emolumento para a CCEE é da ordem de R\$ 0,06 / MWh, na data base de dezembro de 2006. Assume-se como premissa que o reajuste do referido encargo será realizado pela aplicação do IGPM.

4.3.2 Taxa de Custeio do ONS

A Resolução nº 328/04 determina que o rateio da Taxa do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS obedeça ao mesmo critério estabelecido para o número de votos de seus membros associados na Assembléia Geral, conforme segue:

“O número de votos na Assembléia-Geral do ONS será igual a 28.000, sendo que a Categoria Produção contará com 10.000 votos, a Categoria Transporte contará com 8.000 votos e a Categoria Consumo contará com 10.000 votos... Em cada categoria, 20% dos votos serão rateados igualmente entre todos os agentes. Os votos remanescentes de cada categoria serão rateados entre os agentes, sendo que na Categoria Produção, proporcional ao total da capacidade instalada das usinas.”

Para a estimativa do valor da Taxa do ONS utilizou-se o valor do orçamento do Operador para 2006, aprovado pela ANEEL por meio da Resolução nº 394/2005, no total de R\$ 10,2 milhões. Sendo os Agentes de Produção (geradores) responsáveis por 10/28 dos votos, ou seja por R\$ 4,1 milhões, deve-se proporcionalizar este valor da seguinte forma: 20% a ser dividido igualmente entre todos os geradores e 80% proporcional a capacidade instalada de cada geradora. De acordo com as premissas adotadas neste trabalho, a Taxa do ONS gira em torno R\$ 0,06 / kW.ano, na data base de 2006. Este valor será reajustado anualmente seguindo a variação do IGPM.

4.3.3 Taxa de Fiscalização

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE foi instituída pela Lei 9.427, de 1996, e tem seu cálculo e forma de recolhimento regulamentados pelo Decreto nº 2.410, de 1997. O referido Decreto estabelece que a taxa de fiscalização é anual, recolhida diretamente à ANEEL, em doze quotas mensais, e diferenciada em função da modalidade e porte do serviço concedido ou autorizado. Para o segmento de geração, a TFSEE (TFg) é determinada em função da Potência Nominal (P) e do benefício anual (Gu) decorrente da exploração da atividade de geração, conforme segue:

$$TFg = P \times 0,5\% \times Gu \quad (4.1)$$

Conforme estabelecido no Despacho 2.268, de 2005, o valor do benefício econômico típico anual aplicável aos produtores independentes, para o ano de 2006, foi fixado em R\$ 331,33 / kW.instalado. Dessa forma, os custos com a Taxa de Fiscalização da

ANEEL são calculados pelo produto de 0,5% da potência instalada da usina pelo valor do benefício econômico.

Tendo em vista a variação observada do crescimento do valor do Benefício econômico de 1999 a 2006, sugere-se sua atualização no modelo de análise da viabilidade da PCH pelo IGPM adicionado de 2% ao ano. A tabela a seguir ilustra a variação do Benefício Econômico e do IGPM/IPCA no período de 2000 a 2006. Pode-se observar que a variação do Benefício Econômico é muito superior a variação dos índices de inflação, o que requer a necessidade de um adicionalmente ao índice de inflação utilizado no reajuste deste encargo.

Tabela 4.1 – Variação acumulada do BE 2000-2006

	Benefício Econômico - R\$/MWh	Variação %	Comparação Variação IGP-M período anterior	Comparação Variação IPCA período anterior	Legislação
2006	331,33	8,20%	1,20%	5,69%	Despacho 2.268
2005	306,23	7,52%	12,42%	7,60%	Despacho 1.098
2004	284,81	16,66%	8,69%	9,30%	Despacho 1.005
2003	244,14	27,53%	25,30%	12,53%	Despacho 852
2002	191,44	10,51%	10,37%	7,67%	Despacho 268
2001	173,23	15,12%	9,95%	5,97%	Resol. 582
2000	150,48				Resol. 416
Acumulado		120,18%	88,00%	60,00%	

4.3.4 Pagamento do Uso da Rede de Distribuição

Conforme visto anteriormente, em decorrência da conexão de PCH's ocorrer no sistema de distribuição, sem despacho centralizado pelo ONS, ao empreendedor responsável não incide o pagamento da remuneração e da operação e manutenção relativa a Rede Básica (ativos em tensão é igual ou superior a 230 kV). As PCH's devem assinar o Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição com a concessionária local, no sentido de remunerá-la pela disponibilidade da rede para a injeção de potência pela unidade geradora.

Para as centrais geradoras que se conectam na Rede Básica, a metodologia de cálculo das tarifas se baseia no Modelo Nodal, por meio da estimativa dos custos que os usuários impõem a rede, em função da sua localização eletro-geográfica. Parcela da tarifa do uso do sistema de transmissão é composta pela componente locacional (paga mais quem

mais utiliza a rede) e pela componente selo (paga de forma ponderada por todos os usuários).

Por não existir metodologia específica da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD que reflita o impacto da sua localização eletro-geográfica das unidades geradoras, a ANEEL estabeleceu como encargo a ser pago pelos geradores conectados nas redes cuja tensão seja inferior a 230 kV é equivalente à menor tarifa incidente aos consumidores finais do mesmo nível de tensão de conexão da unidade geradora.

Desta forma, a consideração da TUSD no modelo econômico-financeiro da PCH se dará aplicando-se a tarifa publicada em resolução específica da ANEEL, para a concessionária de distribuição onde a PCH irá se conectar, com atualização pelo IGPM. Cabe destacar que, por força da Lei nº 9.074, de 1995, com nova redação dada pela Lei nº 10.762, de 2002, a PCH possui um desconto de 50% a ser aplicado nas tarifas de distribuição, publicadas em Resolução específica da ANEEL para cada concessionária de distribuição. Caso a comercialização da PCH seja com consumidor final, o segmento de consumo também obterá o benefício de aplicação do desconto de 50% na TUSD de consumo.

4.3.5 Imposto de Renda e Contribuição Social

Conforme comentado por Oliveira, 2002, do ponto de vista de um indivíduo ou de uma empresa, o que realmente importa, quando de uma análise de investimentos, é o que se ganha após os impostos. A carga tributária representa um ônus real, cujo efeito é o de reduzir o valor dos fluxos monetários resultantes de um investimento. Isto ocasiona, muitas vezes, a transformação de projetos rentáveis antes da consideração de sua incidência em antieconômicos quando o imposto de renda passa a ser levado em conta. Portanto, torna-se de extrema relevância a inclusão do imposto de renda na análise econômica de projetos.

De acordo com o texto do artigo 218 do Regulamento do Imposto de Renda de 30 de março de 1999: “*O imposto de renda das pessoas jurídicas, inclusive das equiparadas e*

das sociedades civis em geral, será devido à medida que os rendimentos, ganhos e lucros forem sendo auferidos”.

A tributação do imposto de renda pode ser feita de quatro formas: SIMPLES, Lucro Real, Lucro Presumido ou Lucro Arbitrado. O SIMPLES é exclusivo para empresas enquadradas como Microempresas e Empresas de Pequeno Porte e o Lucro Arbitrado decorre da impossibilidade de se calcular o imposto pelas vias normais. O lucro presumido é calculado apenas considerando as receitas das empresas, enquanto o lucro real é calculado tomando por base o lucro contábil. Além do mais, no lucro presumido, o nível de controle é bem menor. Para as PCH's duas são as formas de tributação possíveis: Lucro Presumido e Lucro Real.

Existem alguns impedimentos para empresas optarem pelo lucro presumido. Todas as empresas podem optar pelo lucro presumido, exceto nos seguintes casos:

- Cujas receitas totais, no ano-calendário anterior, seja superior a R\$ 48.000.000, ou proporcional ao número de meses do período, quando inferior a 12 meses;
- Instituições financeiras e equiparadas, inclusive empresas de factoring;
- Que tiverem lucros, rendimentos ou ganhos de capital oriundos do exterior; ou
- Que, autorizadas pela legislação tributária, usufruam benefícios fiscais relativos à isenção ou redução de imposto.

Importante destacar que o limite de R\$ 48.000.000 refere-se à receita total do ano-calendário anterior, ou seja, abrange todas as receitas da empresa. A base de cálculo do imposto de renda é obtida por meio da aplicação de um percentual sobre a receita bruta da empresa. Este percentual depende da atividade da empresa, sendo que os principais considerados são os seguintes:

- 8% para as receitas de vendas de bens e produtos;
- 8% na venda de imóveis das empresas com esse objeto social;
- 16% na prestação de serviços de transportes, sendo 8% para cargas;
- 1,6% na revenda, para consumo, de combustível derivado de petróleo, álcool etílico carburante e gás natural;

- 16% na prestação de serviços em geral das pessoas jurídicas com receita bruta anual de até R\$ 120.000, exceto a de serviços hospitalares, de transportes e de profissões regulamentadas;
- 32% na receita de prestação de serviços, exceto a de serviços hospitalares.

No caso das PCH's, a base do imposto de renda na modalidade Lucro Presumido possui alíquota de 8% sobre o faturamento bruto. A esta base é acrescido o somatório das demais receitas da empresa (ex: aplicações financeiras decorrentes de eventuais sobras de caixa), compondo o valor total tributável. O imposto sobre o lucro presumido deve ser calculado a cada três meses, e recolhido no último dia útil do mês subsequente ao trimestre.

O imposto de renda possui alíquota equivalente a 15% incidente sobre o montante da base de cálculo que se encontre em níveis inferiores a R\$ 240.000 / ano (R\$ 20.000 / mês), e de 10% incidente sobre o montante que superar este limite. Por sua vez, a Contribuição Social também possui como base de cálculo o Lucro Tributável, com alíquota equivalente a 9%.

A base de cálculo da contribuição social é obtida por meio da aplicação do percentual de 12% sobre a receita bruta, com acréscimo das demais receitas (que no caso das PCH's são aquelas relativas a renda da aplicação financeira da sobra de caixa do ano anterior, como será vista adiante). A alíquota da Contribuição Social sobre Lucro - CSSL é de 9% desde fevereiro de 2000.

A opção pelo lucro presumido representa economia para a maioria das empresas. Existem características específicas para cada tipo de empresa, principalmente com relação ao percentual aplicado sobre a receita bruta para obtenção da base de cálculo. No caso da análise de investimentos em centrais geradoras, a opção pela Tributação do Lucro Presumido é bastante mais vantajosa do que a do Lucro Real.

As empresas que não podem optar pelo lucro presumido devem ser tributadas pelo regime de lucro real anual. Lucro real, base de cálculo do imposto, é o resultado das receitas tributáveis abatida das despesas dedutíveis. No caso das PCH's as receitas

tributáveis são aquelas relativas ao faturamento bruto oriundo dos contratos de venda de energia elétrica, adicionado ao valor da renda relativa a aplicação financeira do saldo líquido de caixa do ano anterior (conforme será abordado no capítulo que descreve o modelo econômico financeiro de análise da PCH). As despesas que podem ser deduzidas da base de cálculo dos impostos são aquelas relativas ao pagamento dos encargos setoriais e fiscais e de custeio da operação e manutenção. As alíquotas são as mesmas utilizadas na modalidade Lucro Presumido.

4.3.6 PIS/PASEP e COFINS

As contribuições para o Programa de Integração Social – PIS e para o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PASEP têm o objetivo de financiar o programa de seguro-desemprego. Por seu turno, a Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS é destinada às áreas de saúde, previdência e assistência social.

A Medida Provisória 66, de 2002, convertida na Lei nº 10.637, e a Medida Provisória 135, de 2003, convertida na Lei nº 10.833, de 2003, instituíram o regime não cumulativo do PIS e da COFINS, em que tais contribuições incidem à alíquota conjunta de 9,25%, admitida a apuração de créditos (relativos à aquisição de insumos) para abatimento do montante devido, calculada com base na receita operacional bruta da empresa.

Esta forma de incidência do PIS/PASEP e COFINS ocorre mediante a aplicação do imposto na modalidade Lucro Real. Para o caso do Lucro Presumido, a aplicação do PIS/PASEP e da COFINS se dá de maneira cumulativa, ou seja, com aplicação da alíquota de 3,65% sobre o faturamento bruto, sem direito a apuração de créditos a serem abatidos da base de cálculo (que neste caso equivale a receita operacional bruta).

Cabe ressaltar que a alíquota de 3,65%, em regime cumulativo (Lucro Presumido) é outra vantagem para o gerador, na medida em que este segmento quase que não possui

créditos do PIS/COFINS para abater da base de cálculo na modalidade Lucro Real (regime não cumulativo).

4.3.7 CPMF

De acordo com Fortuna, 2001, considera-se movimentação ou transmissão de valores de créditos e direitos de natureza financeira qualquer operação liquidada ou lançamento realizado que represente circulação escritural ou física de moeda. A Contribuição Provisória sobre Movimentações Financeiras – CPMF incide sobre qualquer movimentação ou transmissão de valores ou de créditos e direitos de natureza financeira reunindo as características que permitam presumir a existência de sistema organizado para efetivá-la, independentemente da pessoa que a efetue.

A alíquota da CPMF corresponde a 0,38% do faturamento com a venda de energia, fato gerador relativo ao empreendimento hidroelétrico.

4.4 – Custos com Operação e Manutenção

De acordo com o documento “Diretrizes para Projetos de PCH”, da Eletrobrás, a operação de qualquer usina hidrelétrica deve ser realizada obedecendo-se às regras operativas constantes dos manuais elaborados especificamente para esse fim, com vistas a garantir o funcionamento adequado e o desempenho satisfatório das diversas estruturas e equipamentos existentes. No que diz respeito aos equipamentos, devem ser observadas as regras de operação e de manutenção constantes dos manuais fornecidos pelos fabricantes.

Além de garantir a adequada operação com a correta utilização das diversas estruturas e equipamentos, o empreendedor também deve realizar monitoramento ambiental durante a operação da usina, em pontos pré-selecionados e com periodicidade definida, conforme definido no Projeto Básico Ambiental – PBA aprovado pelo órgão ambiental competente.

De forma a garantir o desempenho e a segurança da operação de central geradora, é necessário realizar manutenção programada das obras e dos equipamentos periodicamente, segundo *check-lists* padronizados. A periodicidade varia para cada obra e equipamento da usina, em função da idade da central e de critérios e normas específicas, e em função da cultura de cada proprietário.

No Plano de Negócios do empreendimento, foi considerada a necessidade de um escritório para a operação descentralizada da PCH, assim como equipe responsável pelos processos contábeis, jurídicos, fiscais e daqueles que se referem à comercialização de energia. Foi considerada a necessidade de equipe permanente (contratada sob a égide da CLT), com a seguinte composição:

- 1 Diretor;
- 1 Engenheiro Eletricista;
- 1 Contador;
- 1 Engenheiro de Meio Ambiente;
- 1 Técnico de Manutenção Mecânica;
- 1 Técnico de Manutenção Eletroeletrônica;
- 1 Técnico de Operação e Manutenção;
- Serviços de Pessoa Jurídica: medição CCEE, estações hidrometrológicas; material e manutenção de informática, operação e manutenção dos circuitos de conexão à rede da distribuidora, dentre outros; e
- 6 Operadores (2 por turno, de acordo com a NR10).

A tabela a seguir ilustra os principais componentes de operação e manutenção, em % do total de O&M, de uma PCH padrão, seguindo os principais dados do citado documento da Eletrobrás:

Tabela 4.2 – Segregação do Custo com Operação e Manutenção

Centro de Custo	R\$ / ano
Pessoal	78%
Materiais	3%
Peças de Reposição	1%
Serviços de Pessoa Jurídica	17%
Veículos	1%

Cabe ressaltar que os custos relativos aos seguros de obras civis, máquinas e equipamentos, vigentes no decorrer das obras de construção foram alocados ao contrato de Engineering, Procurement & Construction – EPC, firmado com o responsável pela construção. O seguro de obras civis e de equipamentos foi considerado com rubrica em separado no Plano de Negócios do investimento, conforme será visto adiante.

4.5 – Comercialização da Energia Oriunda de PCH

Depois de descrever como determinado empreendimento se caracteriza como uma PCH, e de avaliar os encargos setoriais e fiscais devidos pelos empreendedores responsáveis, assim como levantar os custos incorridos a título de operação e manutenção, passaremos a analisar algumas formas de comercialização de energia elétrica e suas peculiaridades.

São várias as possibilidades de uma PCH vender energia no ACR e no ACL. Serão analisadas as três que mais possuem volumes de energia transacionados, quais sejam:

- Venda nos leilões de energia nova (A-3 e A-5) no ACR;
- Venda Direta a Consumidores Livres no ACL;
- PROINFA.

No decorrer da descrição de cada forma de comercialização da energia de uma PCH, serão discutidas as considerações que serão utilizadas no estabelecimento do preço de contrato de venda de energia e a forma de seu reajuste, a serem utilizados no modelo de análise de viabilidade do empreendimento.

4.5.1 Venda no Ambiente de Contratação Regulada - ACR

Conforme já mencionado anteriormente, os empreendedores responsáveis por novos investimentos em PCH's podem participar dos leilões de energia nova, conforme dispõe a Lei nº 10.848, de 2004. De acordo com a Lei em comento, até o ano de 2007, poderão participar como “energia botox”, habilitando-se para o certame mediante apresentação do Ato Autorizativo e da Licença de Instalação - LI.

Nos leilões que ocorrerão após o ano de 2007, tendo em vista que as PCH's não estão sujeitas às condições de estudo de viabilidade aplicadas as demais usinas hidráulicas, não constando, portanto, do almanaque de aproveitamentos a serem licitados pela EPE nos leilões A-5, a forma de participação possui previsão legal na modalidade de usina contestadora, conforme regulamentação do poder executivo, a ser publicada.

Ao vencer o leilão de A-5 ou A-3, o empreendedor se comprometerá a entregar o montante vendido no leilão, no centro de gravidade do sistema, por meio de contratos no ACR (CCEAR) por um período de 30 anos firmados com todas as distribuidoras, de forma proporcional à demanda solicitada pelas distribuidoras que solicitaram energia no certame. A tabela a seguir procura resumir as principais características do referido contrato:

Tabela 4.3 – Principais Características do Contrato no ACR

Principais Tópicos	Análise
Vigência do Suprimento	30 anos a contar do início de vigência
Modalidade do CCEAR	Entrega de energia por quantidade
Preço do Contrato	Preço ofertado no certame, data base mês de realização do leilão
Indexador	IPCA
Forma de Sazonalização	Mediante acordo entre as partes. Caso não haja acordo, seguindo o perfil de carga do COMPRADOR
Contrato de Garantias	O COMPRADOR deverá disponibilizar recebíveis como garantia do pagamento em uma conta específica, em montante equivalente a 1,5 vezes do valor da fatura mensal do CCEAR
Cláusula de Rescisão	Não obstante a irrevogabilidade e irretroatividade do CCEAR, o mesmo poderá ser rescindo em três ocasiões: a) Flaência de uma das PARTES; b) Revogação da Autorização; c) Inadimplência.
Multa de Rescisão	30% do valor remanescente do contrato
Solução de Controvérsias	Arbitragem conforme estabelecido na Convenção de Comercialização

Cabe ressaltar que, neste tipo de venda, as exposições à diferença de preços entre os submercados são arcadas pelo agente comprador (distribuidoras), ou seja, o modelo de avaliação econômico-financeira da PCH não levará em conta tal variável. É importante mencionar que a referida exposição tem repasse automático para as tarifas dos consumidores cativos.

O preço do CCEAR a ser levado em consideração na análise do empreendimento será o preço máximo aceito pelo Governo Federal. Como visto no capítulo anterior, no primeiro leilão de energia nova, o preço máximo para as fontes hidráulicas foi fixado em R\$ 116 / MWh, data base dezembro de 2005. Já Nos leilões de A-3 e de A-5 ocorridos em 2006, o preço máximo foi de R\$ 125 / MWh e algumas PCH's venderam seu lastro ao preço teto.

Desta forma, o preço a ser considerado no Plano de Negócios da PCH a ser analisada, quando da comercialização de energia no ACR, será equivalente a R\$ 125 / MWh.

Como será visto no próximo capítulo, um ponto importante que torna o empreendimento mais atrativo na venda no ACR, é a garantia a uma linha de crédito do BNDES, com maiores prazos de amortização da dívida, exclusão da cesta de moedas do índice de atualização da dívida (o que diminui seu custo), dentre outros.

4.5.2 Venda Direta a Consumidores Livres

Conforme já abordado no Capítulo 3, a Lei nº 10.762, de 2003, modificou os § 1º e § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, estendendo para os empreendimentos de geração cuja fonte primária é a energia eólica, a biomassa ou cogeração qualificada, além dos empreendimentos caracterizados como PCH's, a possibilidade de comercialização dessa energia gerada com consumidores cujas unidades possuam carga maior ou igual a 500 kW.

Após a publicação da Lei, as PCH's passaram a deter uma segmentação de mercado, visto que consumidores cujas unidades consumidoras possuam carga entre 500 kW e 3 MW só podem comprar energia em condições livremente negociadas das fontes elencadas (das quais participam as PCH's), com a aplicação de, no mínimo, 50% sobre a sua tarifa de uso dos sistemas de distribuição, conforme apresentado anteriormente.

Nesta forma de comercialização, os riscos quanto à diferença de preços entre os submercados são de responsabilidade do Agente Vendedor. Por questões de simplificação neste trabalho, considerar-se-á que a venda a um consumidor do subgrupo tarifário A4 (conexão em 13,8 kV) ocorre no mesmo submercado onde se localiza a geradora. Outra simplificação refere-se a questão das exposições financeiras decorrentes das realocações de energia oriundas do MRE. Também por questões de simplificação, considera-se que as exposições negativas e as exposições positivas ocasionadas por realocações da energia própria se anulam ao longo da vida útil da central geradora.

Para o estabelecimento do preço do contrato a ser firmado com consumidor final do subgrupo tarifário A4 (importante nicho do mercado para as PCH's), realiza-se o cálculo do custo total com energia elétrica que este consumidor arca como cativo da distribuidora local. Em um segundo momento, calcula-se o custo com os sistemas de distribuição e transmissão do consumidor na modalidade de consumidor livre, já considerando 50% de desconto por adquirir energia de PCH, adicionando os encargos setoriais devidos pelo segmento consumo.

De posse destes dois custos (fatura total como cativo e uso do transporte como livre) é possível se calcular o preço a ser ofertado pela PCH que torne atrativa a opção de aquisição de energia pelo consumidor no ACL. Tal preço depende das tarifas da concessionária de distribuição local e do fator de carga da unidade consumidora. O gráfico a seguir ilustra os preços na modalidade consumidor livre, que igualam os custos do consumidor na modalidade de cativo, para a CEMIG e COELCE, localizadas no Sudeste e Nordeste respectivamente:

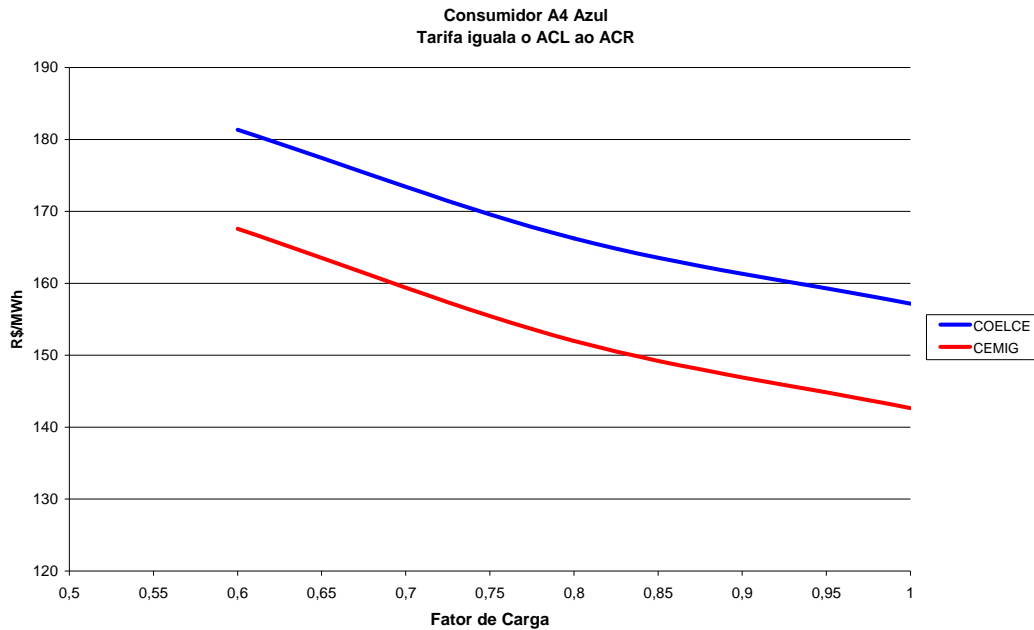


Figura 4.2 Preço no ACL que iguala a fatura como consumidor cativo

Para a migração do consumidor do mercado livre para o mercado cativo, o que se observa no mercado é a aplicação de um desconto da ordem de 5 a 10% do valor atualmente pago a concessionária de distribuição local na modalidade de consumidor cativo, para atraí-lo ao ACL. Desta forma, como a PCH que será analisada nos estudos de caso será uma usina fictícia localizada no sul de Minas Gerais, a obtenção do preço a ser praticado nesta forma de comercialização pela PCH será equivalente a um desconto de 7% para uma unidade consumidora com fator de carga entre 0,80 e 0,85.

Pelo exposto o preço a ser considerado para o contrato de compra e venda de energia da PCH será o equivalente a R\$ 145 / MWh.

A tabela a seguir exemplifica as principais cláusulas que devem constar do contrato a ser firmado entre o empreendedor responsável pela PCH e o consumidor responsável pela unidade consumidora:

Tabela 4.4 – Principais Características do Contrato com Consumidor Livre

Principais Tópicos	Análise
Vigência do Suprimento	4 anos a contar do início de suprimento
Modalidade do Contrato	Entrega de energia por quantidade
Preço do Contrato	Preço oriundo da análise da curva relativa ao Gráfico 4.1: R\$ 145 / MWh
Indexador	IGPM
Forma de Sazonalização	Mediante acordo entre as partes.
Garantias	Mediante fiança bancária, geralmente no valor equivalente as 2 últimas faturas mensais
Cláusula de Rescisão	Geralmente engloba as três questões: a) Flaência de uma das PARTES; b) Revogação da Autorização; c) Inadimplência.
Multa de Rescisão	10% do valor remanescente do contrato e não realização de registro do contrato na CCEE, o que implica em multa por falta de lastro para o COMPRADOR
Solução de Controvérsias	Arbitragem conforme estabelecido na Convenção de Comercialização

4.5.3 PROINFA

O Brasil, por meio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, de caráter estrutural, criado pela Lei nº 10.438, de 2002, inaugurou uma estratégia de desenvolvimento das “fontes limpas” de energia, promovendo ganhos de escala, sobretudo, na identificação e apropriação dos benefícios ambientais e sócio-econômicos na definição da competitividade econômico-energética de um projeto que utilize fonte limpa e sustentável.

A preocupação inerente a um processo de implantação de um programa que incentive as fontes renováveis de energia, quais sejam, eólica, biomassa, solar e PCH, reside na análise do possível aumento nas tarifas de fornecimento decorrentes da implantação de geração de energia mais cara que as fontes convencionais. Não é o foco desta dissertação a discussão em comento, porém é válido ressaltar que o tema é polêmico e que vários especialistas se posicionam de forma distinta quanto ao fato da implantação de um programa de incentivo de geração a partir de “fontes limpas”, que onera o patamar tarifário dos consumidores finais.

Conforme art. 3º da citada Lei, na primeira etapa do PROINFA foram firmados contratos com Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, para a implantação de 3.300 MW de capacidade de fontes alternativas, em instalações de produção com início de funcionamento previsto até 30 de dezembro de 2008. Está assegurada a compra da energia a ser produzida no prazo de 20 (vinte) anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato.

A aquisição da energia pela Eletrobrás foi feita pelo valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte e esse valor, acrescido dos custos administrativos da Eletrobrás, será rateado entre todas as classes dos consumidores finais (livres e cativos) atendidas pelo SIN. Desta forma, os contratos foram celebrados com prazo de duração de 20 (vinte) anos e preço equivalente ao valor econômico correspondente à geração de energia competitiva.

Na segunda etapa (a ser implantada a partir de 2007), o desenvolvimento do Programa será realizado de forma a que as fontes eólica, PCH e biomassa atendam 10% (dez por cento) do consumo anual de energia elétrica no País, objetivo a ser alcançado em até 20 (vinte) anos, aí incorporados o prazo e os resultados da primeira etapa.

Considerando as premissas da Lei, simulações realizadas pela Diretoria de Energia Renovável do Ministério de Minas e Energia - MME apontam que a meta legal de 10 % poderá ser alcançada em 2019, com aproximadamente 20.000 MW de potência instalada a partir das referidas tecnologias, perfazendo um total de 80 TWh de geração anual. A atual capacidade instalada das tecnologias Eólica, PCH e Biomassa, são de 22, 2.040 e 2.448 MW, respectivamente. Destaca-se que a fonte de biomassa tem 60% de sua potência instalada destinada a geração para consumo próprio, disponibilizando para a rede, cerca 40% de sua capacidade de geração.

Para as simulações econômicas financeiras a serem realizadas no caso da PCH vender energia no PROINFA, será considerado o Valor Econômico publicado pelo Governo Federal, equivalente a R\$ 133 / MWh, com indexação atrelada ao IGPM. A Tabela a seguir ilustra as principais características do contrato firmado com a Eletrobrás:

Tabela 4.5 - Principais Características do Contrato com Eletrobrás

Principais Tópicos	Análise
Vigência do Suprimento	20 anos após o início da operação comercial
Modalidade do Contrato	Entrega de energia por quantidade
Preço do Contrato	Equivalente a R\$ 133 / MWh
Indexador	IGPM
Exposições de Curto Prazo (CCEE)	Alocados para o Agente Comprador
Garantias	O risco de crédito é mínimo, tendo em vista que a Eletrobrás é a parte compradora
Cláusula de Rescisão	Geralmente engloba as três questões: a) Falência de uma das PARTES; b) Revogação da Autorização; c) Inadimplência.
Multa de Rescisão	Calculada pelo valor remanescente da energia contratada

Deve-se destacar que para as análises econômico-financeiras serão realizadas com o PPA de 20 anos. Assim, a rentabilidade do investimento com a venda no PROINFA não considerou os anos restantes do Ato Autorizativo para exploração do potencial hidráulico. Assim, as taxas de rentabilidade apresentadas nos capítulos que seguem podem ser aumentadas com a consideração do restante do tempo de Autorização e sua respectiva comercialização de energia.

CAPÍTULO 5 – ANÁLISE DO INVESTIMENTO EM PEQUENAS CENTRAIS HIDROELÉTRICAS E DETERMINAÇÃO DO NÍVEL ÓTIMO DE CONTRATAÇÃO

5.1 – Introdução

Este Capítulo tem por objetivo apresentar: a) as premissas a serem utilizadas na análise do investimento em uma PCH; b) apresentar o Modelo de Avaliação de Negócios - MAN^{®18} adaptado para o estudo de uma PCH, utilizado na análise econômico-financeira do projeto e; c) a metodologia de avaliação probabilística do investimento em uma PCH considerando cenário de risco hidrológico, para cada uma das três formas de comercialização de energia abordadas nesta dissertação.

Em um primeiro momento são apresentados os riscos inerentes ao investimento em geração de energia elétrica no Brasil. Após a apresentação do modelo a ser utilizado na análise econômico-financeira do projeto a ser estudado, apresenta-se a estrutura de custos do empreendimento em questão, fundamental para a definição da alocação temporal dos investimentos a serem realizados.

Por fim, são analisadas duas abordagens de simulação. A primeira, determinística, é realizada sem a consideração das compras e vendas no curto prazo durante o horizonte do estudo. Tal premissa ainda é bastante utilizada no setor, na medida em que se considera que, no caso em que o empreendedor contrate a capacidade de venda (Garantia Física) do seu empreendimento, as compras e vendas no mercado de curto prazo (CCEE) se igualam no horizonte de estudo.

A segunda é uma análise probabilística, que considera as 2.000 (duas mil) séries sintéticas oriundas dos modelos de despacho hidrotérmico de preços e de geração, discretizadas mensalmente, no horizonte dos próximos 5 anos, onde se realiza uma

¹⁸ Modelo em Excel constante do livro Modelo de Avaliação de Negócios, Guimarães, H. M. R., 2005

avaliação probabilística do empreendimento em função dos 2000 resultados de fluxo de caixa simulados.

5.2 Riscos Associados a Empreendimentos Hidroelétricos no Brasil

Antes da apresentação da estrutura de custos de uma Pequena Central Hidroelétrica, serão abordados os riscos relativos à realização de um investimento em geração no Brasil. De uma forma simplificada, pode-se afirmar que os riscos a que se expõe um empreendedor em geração de energia são os seguintes:

- Risco Financeiro
- Risco de Crédito
- Risco Ambiental
- Risco de Construção
- Risco Hidrológico
- Risco Político-Regulatório

A seguir são analisados os riscos destacados, incluindo a percepção dos principais agentes investidores de geração de energia no Brasil. Para cada item, expõe-se os pontos que poderiam compor uma adição ou subtração no Taxa Mínima de Atratividade¹⁹ - TMA exigida pelo empreendedor.

Uma metodologia conhecida para a inclusão do risco na TMA consiste na utilização da fórmula de Fischer, que de acordo com Bonomi e Malvessi, pode ser empregada para avaliar a evolução do binômio risco/retorno de um Project Finance, desde sua concepção até seu final.

¹⁹ Taxa de juros a partir da qual o investidor considera que está obtendo ganhos financeiros na aplicação de recursos em determinado projeto. O investidor considera que o investimento em determinado empreendimento é rentável caso o rendimento do investimento seja superior a sua TMA. O que se observa é que, em geral, a TMA é composta do custo de capital dos recursos empregados, adicionado ao risco envolvido na alternativa de investimento.

5.2.1 Risco Financeiro

Antes da realização dos leilões de energia existente e de energia nova, grande parte da discussão relativa ao Risco Financeiro no atual modelo do setor elétrico brasileiro foi associada a definição do índice de reajuste dos CCEAR's. Tendo em vista que estava em discussão a criação de um pacote especial de financiamento para os leilões de energia nova, alguns investidores em geração pleitearam uma maior compatibilidade entre o índice de variação do custo do capital de terceiros com o índice de reajuste dos contratos no ACR.

Tal solicitação decorre do descasamento vivido entre os índices utilizados pelo BNDES no financiamento de projetos de capital intensivo e o IPCA, que havia sido previamente divulgado pelo Governo Federal como o de sua maior preferência. Tal afirmação pode ser verificada por meio da análise do gráfico a seguir, que ilustra a evolução da Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP e do IPCA no decorrer do ano passado:

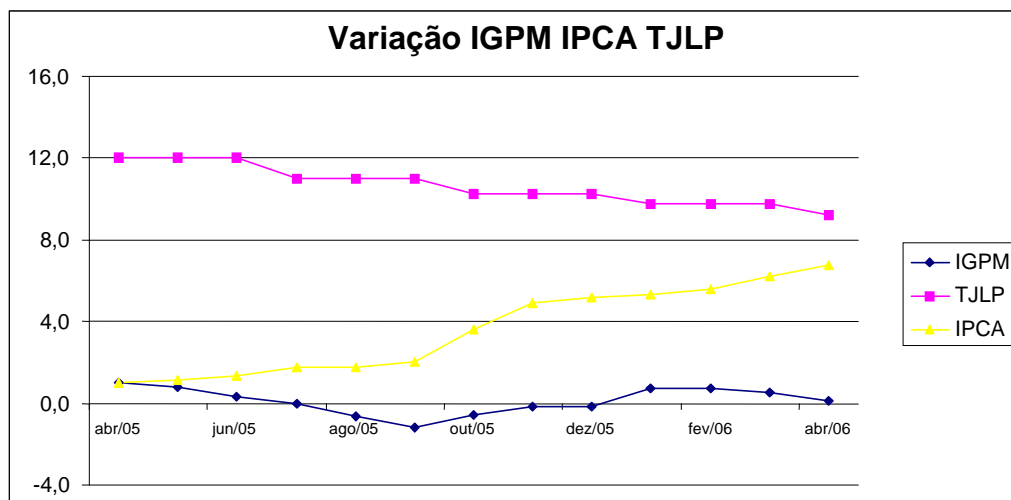


Figura 5.1 – Variação da TJLP, IGPM e IPCA

Fonte: Banco Central

Observa-se que não existe correlação direta entre a variação dos índices de inflação (IGPM e IPCA) e a TJLP, que no decorrer do período analisado passou de 12% a.a. em janeiro para 8,5% em dezembro, contra uma variação nula do IGPM e de 5,5 % do IPCA.

O descasamento entre o indexador do passivo (TJLP) e o indexador das receitas (IPCA, IGPM) implica em Risco Financeiro para o empreendedor. O que se observa é que tal risco tende a ser materializado em custos que são precificados e acrescidos aos custos de capital das empresas, resultando em preços mais elevados nos leilões de energia elétrica.

5.2.2 Risco de Crédito

Conforme mencionado por Santos, 2003, os riscos de crédito surgem quando as partes não desejam ou não são capazes de cumprir suas obrigações contratuais. Seu efeito é medido pelo custo de reposição de fluxos de caixa, caso a outra parte fique inadimplente. O risco de crédito também pode causar perdas quando a classificação dos devedores é rebaixada pelas agências especializadas, o que normalmente causa redução no valor de mercado de suas obrigações.

Um trabalho extenso sobre o cálculo do risco de crédito da venda de energia no ACR foi realizado por Rocha e Garcia, 2005, que destaca que a percepção sobre o risco de crédito deve ser considerada na determinação do custo de capital de forma a preservar a remuneração adequada aos investimentos e a viabilidade econômico - financeira necessária à expansão da geração no Brasil.

Os autores do IPEA apontam que todo contrato envolvendo o recebimento de fluxos de caixa reflete em seu preço um *spread* para compensar o risco de inadimplência da parte devedora. Quanto maior o risco do credor, maior o *spread* de crédito requerido.

De acordo com o referido trabalho, “*estimamos o ranking e rating das distribuidoras através da metodologia de cluster e atribuímos risco de crédito no pool ao rating B- (dois níveis abaixo do Risco Brasil), o que corresponde a um spread no intervalo de 5,75% a 8,5%. Esse spread é pelo menos 208 pontos-base maior do que o correspondente à nota Ba1/BB+ atribuída às empresas distribuidoras pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) nas revisões tarifárias periódicas, subestimando o risco. Os resultados indicam que, em média, empresas de maior risco/spread estão*

localizadas no Sul-Sudeste, em comparação com as de menor risco/spread que se concentram no Norte-Nordeste... estimamos o custo de oportunidade do capital necessário à remuneração dos investimentos em geração entre 13% e 16% em termos reais.”

Desta forma, será adotada a Taxa Mínima de Atratividade – TMA do acionista (relativa ao capital próprio investido) equivalente a 13,5% a.a, em termos reais (descontados da inflação).

5.2.3 Risco Ambiental

Os empreendedores e investidores do setor elétrico brasileiro enfrentam grandes dificuldades no processo de licenciamento ambiental, uma vez que os mesmos são provenientes de uma legislação que, apesar de avançada, ainda não foi totalmente regulamentada, carecendo de padronização nas diversas esferas do poder municipal, estadual, distrital e federal.

Na concepção das diversas licenças e autorizações exigidas, vários são os órgãos envolvidos no decorrer do andamento dos processos no âmbito administrativo. A ANEEL, responsável pela declaração de utilidade pública, a EPE responsável pela emissão da licença prévia, o Ministério de Meio Ambiente – MMA e os órgãos federais, estaduais e municipais, incluindo o IBAMA, também responsáveis pelas emissões das suas respectivas licenças.

Conforme já abordado nos capítulos anteriores, o atual modelo institucional exige que já se tenha obtido a Licença Prévia – LP antes do projeto ser disponibilizado em processo de licitação. Porém, dadas as incertezas acima apontadas, o fato de já se possuir LP não garante que as condições previstas inicialmente se mantenham e que não surjam novos condicionantes para a obtenção das licenças ambientais.

No decorrer do processo de Audiência Pública da minuta do Edital relativo ao primeiro leilão de energia nova, foi pleito os agentes setoriais que os riscos ambientais

verificados no período entre a Licença Prévia – LP e obtenção da Licença de Instalação – LI fossem parcialmente repassados ao consumidor. Neste sentido, os riscos ambientais deixariam de ser precificados em seu nível máximo pelo empreendedor, onde o consumidor pagaria pelos custos adicionais observados no período compreendido na obtenção da LI. Ocorre que tal contribuição foi contestada pelo Tribunal de Contas da União – TCU, com publicação do Edital alocando o risco ambiental ao investidor, em sua plenitude.

Desta maneira, o risco geológico verificado na construção de uma usina hidroelétrica, decorrente da presença de materiais não previstos nas sondagens realizadas na Licença Prévia, continuarão a ser arcados pelos investidores.

Como se verá mais à frente, os custos ambientais, incluindo os estudos e sua respectiva implantação, representam cerca de 3% a 4% (três a quatro por cento) do custo total de uma PCH. Desta forma, apesar de todos os avanços vividos neste segmento nos últimos 5 anos, em função do elevado número de processos e procedimentos dos diversos órgãos envolvidos, e considerando a alta discricionariedade decorrente da falta de regulamentação de alguns tópicos constantes em lei, depreende-se que os investidores tendem a precificar o risco ambiental no seu nível máximo.

5.2.4 Risco de Conclusão

Para Santos, 2003, *“Existem dois aspectos no risco de conclusão: o aspecto monetário e o aspecto técnico. O aspecto monetário do risco de conclusão refere-se ao risco de ocorrer uma taxa de inflação acima da esperada, uma escassez de suprimentos críticos e atrasos inesperados que retardem os cronogramas de construção ou simplesmente que uma subestimação de custos de construção possam causar um aumento de tal ordem nos desembolsos de capital, que o projeto não seja mais lucrativo; ou um preço menor do que o esperado para a produção do projeto ou um custo acima do esperado de um insumo crítico possa reduzir a taxa de retorno esperado a tal ponto que os patrocinadores não mais considerem o projeto lucrativo. Para um projeto de grande porte, um excedente de custos de apenas 25%, que em anos recentes teria sido considerado*

modesto para um projeto de construção de tal magnitude, poderá muito bem exceder a contribuição total de capital dos patrocinadores. O risco de conclusão refere-se ao risco de que o projeto venha a ser interrompido.”

5.2.5 Risco Hidrológico

Segundo Bonomi e Massalvi, 2002, o risco hidrológico do projeto se dá no decorrer da construção do empreendimento, assim como durante a operação da central geradora. Durante a construção, o risco consiste em dimensionar a ensecadeira para uma vazão inferior a que será verificada.

Após a construção, se verifica o risco hidrológico já que os níveis de produção de energia são proporcionais às vazões verificadas. As simulações probabilísticas realizadas no decorrer deste capítulo abordarão a influência da variação hidrológica na análise de viabilidade de determinado empreendimento, não bastasse à existência do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, mitigador do risco hidrológico.

5.2.6 Risco País & Político/Regulatório

Em geral, a análise de investimentos que serão implantados em países emergentes é realizada mediante a adição de um prêmio de risco adicional requerido pelos investidores em detrimento a realização do mesmo investimento em países maduros.

O risco país é real e afeta sobremaneira as empresas integrantes desses mercados, devido a possibilidade de crises políticas e sociais afetando negativamente a performance das empresas; chances de expropriação de ativos privados pelo governo, imposições de barreiras ao fluxo de capital (limitando os royalties das empresas); risco cambial de desvalorização; possibilidade de que o risco país implique em um aumento no custo de capital de financiamento da empresa e finalmente pelo risco de hiperinflação.

Caso o risco país não possa ser diversificado, o mesmo deve ser adicionado ao custo de capital da empresa. Essa é a abordagem usual praticada pelos analistas do mercado financeiro, como apresentado em Damodaran (2003).

O risco país deve captar todas as barreiras à integração dos mercados financeiros como os custos de transação, custos de informação, controle de capitais, leis sobre tributação que discriminam por país de residência, risco de moratória e risco de futuros controles cambiais (Frankel, 1991). Percebe-se que o risco de *default* do país deve ser considerado, pois se entende que existe uma alta correlação entre o risco de *default* de um país e as suas atividades reguladas. Um claro exemplo é o que vem ocorrendo com as empresas que atuam em ambiente de preços regulados na Argentina, após 2001.

O mesmo pensamento deve ser aplicado à questão do regime político-regulatório. No caso de regimes já instaurados, com regras estáveis e com previsibilidade de mudança, o investidor requer um baixo prêmio de risco a ser adicionado na sua taxa de retorno do investimento. O prêmio de risco aumenta na medida em que se verifica instabilidade no ambiente político-regulatório.

5.3 Modelo de Análise Econômico-Financeira

Neste trabalho, as avaliações econômico-financeiras de uma PCH serão realizadas com a metodologia apresentada no livro Modelo de Avaliação de Negócios – MAN®, 2005. O Modelo de Avaliação que consta em meio magnético, conteúdo integral do referido livro, foi adaptado para avaliar o investimento em PCH's no Brasil, objeto deste trabalho. Maiores detalhamentos sobre as simulações determinísticas e probabilísticas serão apresentadas a seguir; o enfoque deste item é descrever o modelo MAN®, adaptado para a análise de viabilidade em PCH's.

5.3.1 Método do Valor Presente Líquido e da Taxa Interna de Retorno

Um conceito fundamental no segmento das finanças é o tratamento dado aos recursos ao longo do tempo. Todo o conceito da Engenharia Econômica se fundamenta no valor do dinheiro no tempo. De acordo com Montevechi e Pamplona, para se realizar um estudo econômico financeiro adequado, alguns princípios devem ser respeitados:

- Devem haver alternativas de investimentos. É infrutífero calcular se é vantajoso comprar um investimento à vista se não há condições de conseguir dinheiro para tal;
- As alternativas devem ser expressas em dinheiro. Não é possível comparar 300 horas/mensais de mão de obra com 500 kWh de energia;
- Sempre serão considerados os juros sobre o capital empregado. Sempre existem oportunidades de empregar dinheiro de maneira que ele renda alguma coisa. Ao se aplicar o capital em um projeto devemos ter certeza de ser esta a maneira mais rentosa de utilizá-lo;
- Nos estudos econômicos o passado geralmente não é considerado; interessa-nos o presente e o futuro.

No segmento de distribuição, no processo das Revisões Tarifárias das distribuidoras, a ANEEL adotou como remuneração justa, descontada a inflação, uma taxa de 11,26% (que considerando a inflação passa a ser equivalente a 17,07%). Conforme visto anteriormente, utilizaremos a TMA relativa ao capital próprio em valor equivalente a 13,5%. Não utilizaremos a TMA do segmento de distribuição, já que o segmento de geração, pelo menos na teoria, deve possuir uma taxa de remuneração superior tendo em vista que a ele são alocados mais riscos a serem gerenciados.

Definimos como Valor Presente Líquido – VPL de um empreendimento, o valor de todos os fluxos de caixa futuros trazidos à data presente, abatido do investimento inicial realizado. A taxa de juros a ser utilizada para trazer os valores futuros para o presente é a TMA. Caso o valor presente líquido de determinado empreendimento seja negativo, o investimento não é atrativo ao investidor. Caso o VPL de determinado empreendimento

seja positivo, o projeto se apresenta atrativo, visto que o mesmo estará rendendo uma taxa de juros superior a TMA.

Porém, não se deve utilizar apenas o método do VPL na análise de investimentos, tendo em vista que o mesmo não oferece uma medida de rentabilidade, mas sim um valor monetário. Intuitivamente pode se pensar que ao escolher entre dois empreendimentos pelo método do VPL, a preferência é dada ao empreendimento com maior VPL. Ocorre que tal interpretação traz distorções na análise a ser realizada, na medida em que os valores de investimento iniciais são distintos entre projetos distintos.

Desta forma, na análise de um investimento, conjuntamente com o método do VPL deve ser utilizado o método da Taxa Interna de Retorno – TIR, definida como a taxa de desconto que iguala o valor presente dos ingressos ao longo da vida do projeto ao investimento inicial. Ou seja, a TIR nos informa a taxa de desconto que iguala o VPL de um investimento a zero.

A TIR nos fornece uma medida de rentabilidade do projeto. Para se avaliar se um empreendimento é rentável, deve-se comparar a TIR do projeto com a TMA exigida pelo investidor. Caso a TIR seja superior a rentabilidade exigida pelo empreendedor, o investimento é considerado atrativo. A vantagem da utilização da TIR na avaliação econômica financeira de um projeto é que a mesma propicia uma base de comparação entre os empreendimentos, na medida em que as taxas de juros que zeram o VPL são comparáveis em projetos que possuem valor inicial de investimento distintos. O projeto que possua maior TIR é o mais atrativo.

A seguir será apresentado o modelo econômico-financeiro utilizado na avaliação do investimento em PCH, que aborda as duas metodologias de análise da atratividade de em investimento, aqui discutidas.

5.3.2 Modelo de Avaliação de Negócios - MAN[®]

De acordo com Guimarães, 2005, “visando fornecer ao investidor ou analista uma ferramenta apropriada para a tomada de decisão, foi desenvolvido o Modelo de Avaliação de Negócios – MAN, que é um método prático de avaliação econômica financeira de projetos de investimento... O modelo é integrado e aborda os campos econômicos (Demonstração de Resultados do Exercício – DRE), financeiros (fluxo de caixa direto e indireto) e patrimoniais (balanço patrimonial), culminando com a determinação do valor da empresa e rentabilidade do investimento, fornecendo ainda, todos os demonstrativos necessários ao seu acompanhamento quando o empreendimento entrar em atividade... O MAN pode ser utilizado para avaliar qualquer atividade econômica, com introdução de pequenas adaptações para se ajustar ao tipo de negócio em estudo: segmentos industriais, de prestação de serviços, investimentos em projetos de infra-estrutura, etc.”.

Ao avaliar o Balanço²⁰ da empresa (saldos patrimoniais), a Demonstração de Resultado do Exercício²¹ (avaliação econômica) e o Fluxo de Caixa Indireto²² (avaliação financeira), o modelo determina a Taxa Interna de Retorno – TIR do empreendimento e do acionista, o VPL do projeto e do acionista, além do tempo de retorno do capital investido, tanto em moeda constante quanto em moeda corrente.

A estrutura do MAN é apresentada na figura a seguir:

²⁰ Informações financeiras que divulgam diversos dados sobre a empresa de acordo com regras contábeis

²¹ Apresenta os valores das operações da empresa a partir das receitas, deduzindo os custos, despesas e impostos, até calcular o lucro líquido do período

²² Concilia o lucro líquido calculado na DRE e o caixa gerado pelas operações

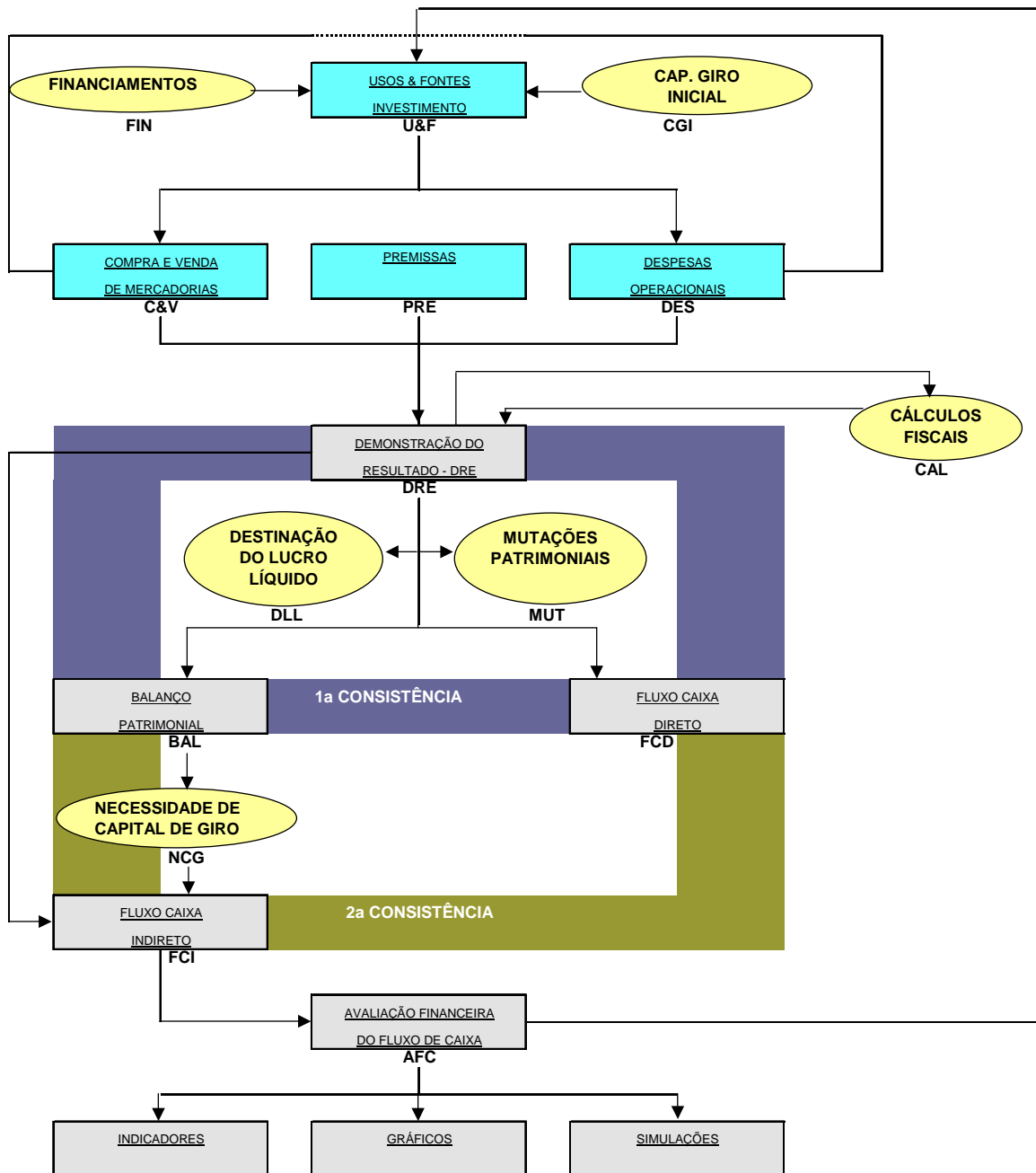


Figura 5.2 – Estrutura do Modelo de Avaliação de Negócios
 Fonte: Modelo de Avaliação de Negócios, 2005

A seguir são apresentados os principais dados de entrada do MAN[®] adaptado para a análise de PCH's, além das premissas quanto ao cenário econômico para a determinação da TIR do VPL em moeda corrente.

5.3.3 Características do MAN[®] Adaptado para a Análise do Investimento em PCH

O primeiro passo para a adaptação do MAN[®] no sentido de configurá-lo para a análise da PCH foi alterar a forma de entrada de dados para o investimento inicial no projeto. Conforme será visto adiante, as PCH's apresentam uma estrutura de custos semelhante, altamente dependente da região onde serão construídas (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul). É possível se estabelecer um padrão para o custo de investimento, assim como para o seu cronograma de desembolso. O item a seguir explora com detalhes a estrutura de custos a ser utilizada nas simulações econômico-financeiras.

Por sua vez, outra modificação necessária foi implementada no modelo de financiamento. As simulações consideram a possibilidade de dois financiamentos de fontes distintas, o BNDES e/ou debêntures²³. Para os empréstimos do BNDES é considerada a denominada Conta Reserva para o Serviço da Dívida, relativa á exigência do referido Banco quanto à manutenção em conta específica, com recursos em montantes equivalentes a 3 meses do serviço da dívida vigente. Como o principal da dívida é amortizado ao longo do tempo, a Conta Reserva vai tendo seu valor reduzido, se tornando zero no ano em que as dívidas com o BNDES são totalmente amortizadas. O mesmo conceito é aplicado quando da tomada de recursos por meio da emissão de debêntures.

O modelo de debêntures considera que os papéis são escriturais, ou seja, não possuem certificados representativos, sendo mantidas em nome do titular em conta de depósito em instituição financeira designada pela emissora, conforme definido na escritura de emissão. A remuneração é dada pela soma de um índice de preços a uma taxa de juros pré-definida, com vencimento determinado na escritura da emissão.

²³ Títulos de dívida de médio e longo prazo emitidos por empresas SA, que conferem ao debenturista um crédito contra o emissor do papel. Rendem juros fixos ou variáveis, com todas as características definidas na escritura da emissão.

De acordo com Guimarães, 2005, o lucro da empresa não representa, necessariamente, a remuneração dos sócios. Os acionistas recebem o retorno sobre o capital investido por meio de juros sobre capital próprio²⁴, distribuição de dividendos²⁵ e, eventualmente, mediante redução de capital²⁶. Os juros sobre capital próprio foram introduzidos pela Lei 9.249, de 1995, facultando as empresas deduzir da base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social, os juros pagos ou creditados ao sócio da empresa, sendo limitados a 50% do lucro do exercício ou a remuneração do Patrimônio Líquido pela TJLP.

Tendo em vista o benefício gerado pelo pagamento de juros sobre capital próprio, qual seja, a redução da base do imposto de renda, no caso da modalidade tributária de Lucro Real, é dada prioridade na alocação do Lucro Líquido para o pagamento de juros sobre capital próprio. No ambiente de tributação na modalidade Lucro Presumido, o MAN adaptado considera que os acionistas só irão receber dividendos, não sendo permitido o pagamento de juros sobre capital próprio.

Outra adaptação importante se refere à modelagem das 2.000 (duas mil) séries sintéticas de resultados financeiros anuais, no sentido de emular o mercado de curto prazo no que se refere ao Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Adiante serão abordados os principais aspectos desta modelagem a ser utilizada na simulação probabilística, visando obter o nível ótimo de contratação da energia assegurada.

24 Juros pagos ou creditados ao acionista, respeitados os limites legais, a título de remuneração do capital próprio

25 Parcela do lucro que se destina ao acionista, estabelecido de acordo com o Estatuto Social da empresa, e calculado em função do lucro líquido do exercício

26 De acordo com a Lei 6.404, de 1976 ("Lei da SA"), uma Companhia Aberta pode deliberar sobre a redução de capital para restituição aos acionistas caso o capital social seja considerado excessivo através de uma Assembléia Geral

5.3.4 Estrutura dos Custos de Investimento em uma PCH

O custo total de investimento é a soma dos custos incorridos na implantação do projeto, necessários para colocar o investimento em produção plena, geralmente expresso em R\$ / kW_{instalado}. O padrão é segregar os custos em algumas componentes de uma forma temporal, conforme cronograma de desembolso previamente estabelecido, somá-los ao longo do tempo e dividir o total de recursos pela potência instalada da planta.

A partir da experiência vivenciada na análise da viabilidade econômico-financeira em diversas PCH's em operação e daquelas que se encontram em fase de construção, foi elaborada a tabela a seguir, que discretiza o custo total dos investimentos de uma forma simplificada, conforme suas componentes mais usuais. O custo total de investimento em uma PCH localizada em Minas Gerais, se assemelha ao demonstrado por meio da tabela a seguir:

Tabela 5.1 – Capital Investido

Composição do Capital Investido	
	%
Estudos de Viabilidade e Projeto Básico	3,0%
Estudos Ambientais	2,0%
Projeto Básico Consolidado e Executivo	3,0%
Obras Civas	42,0%
Equipamentos Eletromecânicos	40,0%
Administração da obra / Engenharia do Proprietário	2,0%
Seguro da Construção	1,0%
Projeto e Construção da Conexão	3,0%
Programas Ambientais	4,0%
	100%

Os custos relativos às Obras Civas e aos Equipamentos Eletromecânicos (mais significativos em uma PCH) podem também ser segregados em suas componentes mais usuais, conforme segue:

Tabela 5.2 Segregação do Custo Com Obras e Equipamentos

Distribuição Percentual dos Custos com Obras e Equipamentos			%
CONTA 10	Aquisição de terrenos e benfeitorias		6%
CONTA 11	Estruturas		8%
CONTA 12	Barragens e adutoras		37%
CONTA 13	Turbinas e geradores		26%
CONTA 14	Equipamentos elétricos		8%
CONTA 15	Equipamentos diversos		2%
CONTA 16	Estrada de rodagem e pontes		1%
CONTA 17	Custos indiretos		12%

Um dos pontos mais importantes na análise econômico-financeira de um projeto é a alocação temporal dos investimentos necessários para a construção da central geradora. O cronograma de desembolso da PCH é apresentado abaixo e foi obtido a partir de pesquisa de mercado:

Tabela 5.3 – Alocação do Capital Investido em %

Alocação Temporal do Capital Investido - %			
Item	2006	2007	2008
EPC Projetos	5,0%	2,1%	0,9%
EPC Equipamento		20,0%	20,0%
EPC Civil		28,0%	14,0%
Terreno e Meio Ambiente		2,0%	2,0%
Gestão da Obra + Engenharia		1,0%	1,0%
Construção LT de Conexão		2,0%	1,0%
Seguro		0,7%	0,3%

Tendo em vista que os encargos fiscais e setoriais foram anteriormente definidos e considerando a estrutura de custos e sua alocação temporal, a seguir serão apresentadas as premissas econômicas a serem consideradas na avaliação do projeto.

5.3.5 Premissas Macro-Econômicas

Como as avaliações serão realizadas em moeda constante (não leva em consideração os efeitos da inflação) e em moeda corrente (leva em consideração os efeitos da inflação), é necessário definir os índices de inflação a serem utilizados na avaliação do empreendimento, além das taxas e *spreads* praticados pelo mercado, a serem utilizados nas aplicações e empréstimos que se fizerem necessários no decorrer da vida útil do empreendimento.

Para tanto, faz-se necessário definir os índices de inflação e cada variável econômica que compõem o MAN adaptado, assim como sua utilização no modelo:

- Índice Geral de Preços de Mercado – IGPM: calculado mensalmente pela FGV com divulgação ao final de cada mês de referência, concebido para ser um indicador das correções de títulos emitidos pelo Tesouro Nacional e Depósitos Bancários. Posteriormente passou a ser o índice utilizado para a correção de contratos de aluguel e como indexador de algumas tarifas públicas. O IGPM é composto pelas variações de preços consideradas no IGP-DI/FGV, ou seja, o Índice de Preços por Atacado (IPA), que tem peso de 60% do índice, o Índice de Preços ao Consumidor (IPC), que tem peso de 30% e o Índice Nacional de Custo de Construção (INCC), representando 10% do IGPM. O IGPM será considerado como o indexador das Debêntures emitidas a título de financiamento, como indexador dos contratos firmados no ACL, dentre outros;
- Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA: índice do Governo Federal que capta as variações dos custos com os gastos das pessoas que ganham de um a quarenta salários mínimos nas regiões metropolitanas de Belém, Belo Horizonte, Curitiba, Fortaleza, Porto Alegre, Recife, Rio de Janeiro, Salvador, São Paulo, Goiânia e Distrito Federal. As variáveis utilizadas no cálculo do IPCA e seu respectivo peso no cálculo são: alimentação (25%), transporte (18%), despesas pessoais (15%), vestuário (12%), habitação (10%), saúde (8%) e artigos pessoais (8%). O IPCA será utilizado na atualização dos custos com operação e manutenção e como índice de correção dos contratos firmados no ACR (CCEAR).
- Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP: taxa de juros utilizada pelo BNDES nas linhas de financiamento em infra-estrutura, aplicada aos empréstimos considerados de longo prazo. É calculada pelo Banco Central, com periodicidade trimestral, dentro de um conceito que leva em conta a inflação e um *spread* de risco;
- Certificado de Depósito Interbancário – CDI: são os títulos de emissão das instituições financeiras que dão lastro às operações interbancárias. As taxas de CDI utilizadas para eventual empréstimo no capital de giro da avaliação será a taxa de CDI Over, que representa o custo de troca de reservas interbancárias (parâmetro para de empréstimos de curto prazo), adicionado a um *spread* e mais o custo do PIS.

Os empréstimos de curto prazo serão corrigidos a 112% do CDI. Nas aplicações financeiras a serem realizadas com a sobra de caixa calculada pelo MAN adaptado em determinado período, será utilizada a taxa de 97% do CDI.

Os índices utilizados para a determinação dos fluxos de caixa direto e indireto são discretizados a seguir, e foram obtidos no endereço eletrônico do Banco Central, Financial Forecast Center, BNDES, US Bureau of Labor Statistics e Bloomberg, sendo os utilizados oficialmente pelo Governo Federal:

Tabela 5.4 – Projeções a serem utilizadas no MAN adaptado

Projeções Macro-Econômicas							
	2006	2007	2008	2009	2010	...	2036
IGPM	3,15%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	...	4,50%
IPCA	4,22%	4,50%	4,50%	4,30%	4,30%	...	4,30%
TJLP	8,23%	7,50%	6,80%	6,50%	6,30%	...	6,30%
CDI	15,38%	13,50%	12,50%	12,00%	11,57%	...	11,57%

5.3.6 Premissas do Financiamento

Conforme já mencionado anteriormente, serão analisadas três formas de comercialização por uma PCH: a venda de energia no ACR, por meio dos leilões de energia nova, a venda de energia no ACL, para consumidores livres, e a venda para o PROINFA. Para cada forma de comercialização, existe um tipo de financiamento específico, assim como uma relação do capital próprio e do capital de terceiros.

Para a venda de energia no ACR será considerado o pacote de financiamento do BNDES, cuja linha de crédito foi especialmente preparada para os vencedores do leilão de energia nova realizado em outubro de 2006. O BNDES classifica as empresas de acordo com seu porte, conforme descrito abaixo:

- Microempresa: receita operacional bruta anualizada de até R\$ 1.200 mil (um milhão e duzentos mil reais);
- Pequena Empresa: receita operacional bruta anualizada superior a R\$ 1.200 mil (um milhão e duzentos mil reais) e inferior ou igual a R\$ 10.500 mil (dez milhões e quinhentos mil reais);

- Média Empresa: receita operacional bruta anual ou anualizada superior a R\$ 10.500 mil (dez milhões e quinhentos mil reais) e inferior ou igual a R\$ 60 milhões (sessenta milhões de reais); e
- Grande Empresa: receita operacional bruta anual ou anualizada superior a R\$ 60 milhões (sessenta milhões de reais).

A PCH a ser estudada pode ser considerada uma média empresa. De acordo com a política de financiamento do BNDES, alguns itens não são financiáveis pelo pacote de financiamento, como, por exemplo, a aquisição de terrenos e de desapropriações. Observa-se que no investimento em uma PCH, 90% (noventa por cento) dos custos de investimento são financiáveis pelo BNDES.

A metodologia utilizada para a determinação da Taxa de Juros aplicada ao tomador dos recursos é composta de uma parcela relativa ao custo financeiro, uma relativa ao nível de remuneração básica do BNDES, e por fim, é adicionado um *spread* de Risco, conforme ilustra a figura a seguir:

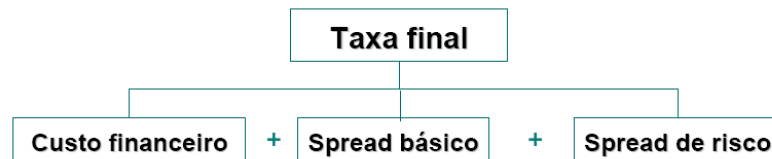


Figura 5.3 – Composição da Taxa de Financiamento do BNDES
Fonte: BNDES

O custo financeiro pode ser representado pela TJLP, pelo IPCA, e pela Variação Cambial, ou ainda uma combinação das 3 possibilidades. Para o último leilão de energia nova, o BNDES liberou uma linha de financiamento indexada integralmente pela TJLP.

A remuneração básica do BNDES depende exclusivamente da prioridade do investimento em relação ao determinado pelo Governo Federal. A tabela seguir ilustra a remuneração básica do investimento, em relação a sua prioridade perante o BNDES:

Tabela 5.5 – Remuneração Básica do BNDES

Nível de Prioridade	Spread
Prioridade AA	0%
Prioridade A	1%
Prioridade B	1,5%
Prioridade C	2%
Prioridade D	3%

Os investimentos em PCH estão classificados com prioridade B, cujo taxa de remuneração equivale a 1,5%. No segmento da energia elétrica, a Bioeletricidade possui prioridade AA, a transmissão de energia elétrica possui prioridade C e a distribuição de energia elétrica prioridade D.

Por fim, resta analisar o *spread* de risco a ser considerado pelo BNDES. Este *spread* possui variação de 0,8% a 1,8%, dependendo da análise do investidor realizada pelo Banco. No caso da venda ao ACR, considerar-se-á que o empreendedor responsável pelo empreendimento é uma empresa madura e estável no setor, lhe sendo aplicado um *spread* de risco equivalente a 0,8%.

Já para a venda no PROINFA, por ser Produtor Independente Autônomo, que não possui qualquer outro ativo no setor de geração de energia elétrica, ao empreendedor será aplicado um *spread* de risco equivalente a 1,8%.

O prazo para a amortização do financiamento é de 14 anos, com o primeiro desembolso relativo ao pagamento dos juros, ocorrendo 6 meses após a entrada em operação comercial da central geradora. O BNDES financia até 80% dos recursos financiáveis do empreendimento. Como já visto anteriormente, por volta de 90% do custo com investimento em uma PCH é financiável. Assim, o financiamento do BNDES será de 70% de todo o valor do investimento inicial, com exigência de demonstração de capacidade de investimento em montante equivalente a 30% to total de investimentos.

Na venda de energia para consumidores livres no ACL, os contratos de venda possuem duração de quatro anos em média, conforme já mencionado. Estes contratos não são aceitos pelo BNDES para demonstrar capacidade de pagamento das dívidas como “recebíveis”, tendo em vista o descolamento entre o prazo do contrato de venda e o prazo

de exploração do empreendimento. Este fato é verificado no mercado independentemente da capacidade de demonstração de equity (capital próprio a ser investido) por parte do tomador de recursos.

Desta forma não será considerado o recurso proveniente do BNDES no sentido de financiar o custo de investimento da PCH que venda energia a consumidores livres. O empréstimo para esta forma de comercialização será oriundo de uma emissão de debêntures escriturais, não conversíveis em ações, com remuneração IGPM + 9%, com prazo de vencimento equivalente há 10 anos. A referida remuneração advém de pesquisa de mercado, e reflete a taxa exigida pelos compradores das debêntures quando a emissão é realizada por um grande grupo setorial, como a Neoenergia, CPFL e Tractebel.

Um ponto que merece destaque é a questão temporal quanto ao aporte de recursos sob responsabilidade do investidor, no que se refere ao custo de implantação da central geradora. O que se verifica dos financiamentos já realizados pelo BNDES aos investimentos de capital intensivo, os 30% de recursos do investidor são aportados de forma prioritária em relação aos recursos oriundos do BNDES. Ou seja, os primeiros pagamentos relativos ao EPC, ao canteiro de obras e a engenharia do proprietário são arcados pelo investidor. Quando os recursos investidos oriundos de capital próprio atingem o montante relativo a 30% do investimento total, o BNDES inicia o aporte relativo ao capital de terceiros (financiamento). Esta modalidade de desembolso é denominada *Equity Antes*.

A outra modalidade de desembolso de recursos é denominada *Paripassu*. Neste caso, os recursos oriundos de capital próprio e do BNDES são aportados de forma equânime ao longo do período. Para cada real desembolsado, 30% é oriundo de capital próprio, 70% a título do financiamento do BNDES. Esta modalidade de financiamento se mostra mais atrativa do que a *Equity Antes*, tendo em vista que o aporte do capital próprio é realizado de forma mais suave ao longo do tempo.

5.4 Avaliação Determinística do Investimento em PCH

Na análise econômico-financeira de uma PCH, algumas variáveis relativas ao custo de investimento são determinadas em ambiente de incerteza. Na estimativa dos custos ambientais, por exemplo, existe probabilidade de se deparar com situação em que sítios arqueológicos são encontrados após a emissão da Licença Prévia, o que encarece o custo ambiental previsto no Plano de Negócios do investimento. Por outro lado, pode-se obter uma redução destes custos ao longo da implantação do projeto. Outro exemplo de incerteza está na quantidade de geração efetivamente verificada em relação à quantidade de energia que pode ser vendida (garantia física da central geradora). Dependendo das condições hidrológicas futuras, pode-se gerar mais energia ou menos energia em relação à Garantia Física do projeto, o que redundará em compra e venda de energia no âmbito da CCEE.

Geralmente, nos períodos em que o conjunto de usinas do MRE gera mais energia que se possui de Garantia Física, o PLD assume valores em patamares baixos, visto que existe abundância de água no sistema. Nas épocas em que a geração efetiva das usinas se realiza em montantes inferiores ao total de Garantia Física, a compra no mercado de curto prazo ocorre a um PLD em patamares mais elevados, uma vez que a geração térmica é necessária para o pleno atendimento da carga.

Ressalta-se que pode haver redução da energia gerada pelo MRE em relação ao total da Garantia Física do sistema não só em função da geração térmica adicional em períodos de baixa hidraulicidade, mas também quando a carga ocorre em níveis abaixo do planejado, por longo período de tempo. Este fato pode ser observado no pós racionamento, entre os anos de 2003 e 2004. Neste período a carga se realizou bem abaixo das expectativas em decorrência dos novos hábitos dos consumidores adquiridos durante o racionamento de energia elétrica, sendo necessário menor nível de geração das usinas participantes do MRE para pleno atendimento da carga, sem a necessidade de geração térmica despachada por ordem de mérito. A diferença é que os patamares do PLD neste cenário são equivalentes a seu valor piso.

Para o trabalho aqui apresentado, não levaremos em conta este efeito, já que no período de análise do investimento não será considerado a ocorrência de racionamento de energia elétrica. Os períodos de baixa geração do MRE ocorrerão em função de baixa hidraulicidade, e os PLD's oriundos do NEWAVE refletirão esta condição nas simulações probabilísticas apresentadas no item a seguir.

A avaliação determinística do empreendimento leva em consideração a definição dos valores de TIR e VPL em um patamar único, sem considerar qualquer possibilidade de variação com relação ao considerado no Plano de Negócios. Uma vez estabelecido o custo de investimento, em R\$ / kW, admite-se que não haverá variação do seu valor quando da execução do projeto. A venda da totalidade da Garantia Física do gerador admite que as exposições (positivas ou negativas) no mercado de curto prazo (CCEE) se igualam no período de vida útil da central geradora. Desta forma, o Plano de Negócios da PCH não leva em consideração as compras e vendas na CCEE, e o faturamento bruto é oriundo da venda de toda a Garantia Física do empreendimento por meio de contratos bilaterais.

De acordo com Pinhel, 2000, esse procedimento é usual para avaliação de viabilidade, devido, principalmente, ao desconhecimento, por parte dos analistas, da técnica de utilização do NEWAVE para projeção de cenários de custos marginais de curto prazo e, por conseguinte, do PLD. Da mesma forma, a maciça maioria de dissertações e publicações relativas à análise do investimento em centrais hidráulicas não traz consigo uma análise do risco hidrológico, considerando, assim, a venda de toda a Garantia Física da central, sem qualquer menção aos resultados oriundos do mercado de curto prazo (CCEE).

Neste tipo de simulação, será apresentada a Taxa Interna de Retorno – TIR do projeto e do capital investido, assim como o Valor Presente Líquido do capital investido. Para ajudar a interpretar a Demonstração de Resultados do Exercício – DRE e o Balanço Patrimonial, são calculados alguns Indicadores de Desempenho²⁷ utilizados na avaliação de um empreendimento. No Item a seguir é realizada uma descrição dos Indicadores, assim como a sua aplicabilidade na avaliação de determinado empreendimento.

²⁷ Indicadores que propiciam uma visão imediata da evolução do desempenho econômico-financeiro da empresa, traçando um panorama superficial

Conforme dito anteriormente, na avaliação determinística serão realizadas simulações relativas a três possibilidades de venda de energia por uma PCH: venda no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, venda no PROINFA e no Ambiente de Contratação Livre – ACL.

A diferença básica entre as simulações realizadas está no estabelecimento do preço de venda dos contratos bilaterais (e respetiva duração), assim como nas condições de financiamento.

Após a apresentação do modelo de avaliação econômico-financeira e das adaptações necessárias para a avaliação de uma PCH, tendo em vista que as premissas de investimento e as macro-econômicas já estão estabelecidas, passamos agora a explorar os principais indicadores de desempenho para a análise do investimento na avaliação determinística.

De acordo com Guimarães, 2005, a extração de indicadores visa propiciar ao analista uma visão imediata do desempenho da empresa, apesar de permitir um exame apenas superficial. Os insumos básicos para a análise realizada por meio de indicadores são a Demonstração de Resultados do Exercício – DRE e o Balanço Patrimonial. Para cada simulação são apresentados o Demonstrativo de Resultados do Exercício – DRE e o Balanço Patrimonial do empreendimento, para o período de análise.

Como os indicadores de desempenho serão comparados nas possibilidades de comercialização pela PCH (venda no ACR, venda no ACL e no PROINFA), a análise por meio de indicadores só será realizada na avaliação determinística, sendo que as conclusões que serão extraídas dos resultados são também válidas para as simulações probabilísticas, tendo em vista que os pontos a serem abordados refletem os itens macro do comportamento econômico-financeiro do projeto.

Analisaremos três conjuntos de indicadores, quais sejam, de rentabilidade, endividamento e estrutura. A seguir são analisados alguns dos indicadores relativos a cada conjunto, sua forma de cálculo e significado:

- Margem Bruta ou Margem do EBITDA (indicador de rentabilidade): equivale ao Lucro antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização dividido pelo Receita Operacional Líquida. Afere a capacidade das receitas geradas pelo empreendimento em absorver as despesas operacionais (impostos, serviço da dívida, investimentos e remuneração do capital);
- Margem Operacional ou Margem do EBIT (indicador de rentabilidade): equivale a divisão do Lucro Operacional (lucro da atividade financeira antes dos impostos e despesas financeiras) pela Receita Operacional Líquida. Representa a porcentagem do lucro da atividade da empresa relativamente à sua receita operacional líquida;
- Margem Líquida: calculada pela divisão do Lucro Líquido pela Receita Operacional Líquida. Representa a porcentagem do montante financeiro que restou na empresa após a dedução de todas as suas despesas e impostos;
- Retorno Sobre o Ativo (indicador de rentabilidade): equivale à divisão do Lucro Líquido pelo Ativo Total. Indica a rentabilidade que a empresa propicia em relação aos ativos totais (inclusive o capital de terceiros);
- Capital Próprio (indicador de estrutura): equivale ao Patrimônio Líquido somado a Provisão de Dividendos dividido pelo Ativo Total. Mede a participação do capital próprio em relação ao total de recursos;
- Capital de Terceiros (indicador de estrutura): Passivo Circulante somando ao Exigível a Longo Prazo e subtraído da Provisão de Dividendos, dividido pelo Ativo Total. Mede a participação do capital de terceiros em relação ao total de recursos;
- Endividamento Sobre o Patrimônio: Passivo Circulante somado ao Exigível a Longo Prazo, com resultado dividido pelo Patrimônio Líquido. Indica a relação entre os recursos fornecidos por terceiros e os aportados pelos participantes da empresa.

5.5 Uma Abordagem Probabilística na Avaliação do Investimento em PCH

Conforme já mencionado, vários dados de entrada necessários para a realização da análise econômico-financeira de um empreendimento hidroelétrico podem ter tratamento probabilístico por serem definidos em ambiente de risco. Um exemplo é o tratamento que pode ser dado ao custo de investimento, por meio de uma distribuição de probabilidades²⁸ triangular.

A variável que terá um tratamento probabilístico neste trabalho é a projeção do resultado no mercado de curto prazo (CCEE), tendo em vista que o mesmo depende das condições hidrológicas do sistema. Como visto anteriormente, o MRE aloca o total da energia efetivamente gerada pelas usinas participantes do “clube” de forma proporcional à garantia física de cada participante. A geração total dos participantes do MRE, obtida pelo NEWAVE, é dependente das condições hidrológicas futuras, e pode, comumente, ser inferior ao total da garantia Física de suas usinas participantes.

Conforme mencionado anteriormente, observa-se que quando o somatório da energia gerada pelos geradores do MRE é superior à Garantia Física total do clube, o preço do mercado de curto prazo é baixo, uma vez que existe abundância de água no sistema. Caso contrário (geração das usinas do MRE em patamar inferior a sua assegurada total), o preço de curto prazo se encontra em patamares elevados, já que a geração do “clube” (inferior a sua assegurada) não foi capaz de atender a carga, sendo necessário o despacho térmico para complementação das necessidades da energia consumida.

A abordagem probabilística contida neste trabalho se restringe ao risco hidrológico e, conforme será visto adiante, servirá de instrumento na determinação do nível ótimo de contratação de venda pela central geradora, em relação à totalidade da Garantia Física do aproveitamento hidroelétrico.

²⁸ Modelo matemático regido por uma lei (densidade de probabilidade) que se aplica para o estudo de problemas regidos por características bem definidas.

5.5.1 Inclusão do Mercado de Curto Prazo no MAN®

A partir dos dados de entrada do NEWAVE, utilizados no Planejamento Mensal da Operação – PMO, é possível extrair as 2.000 (duas mil) séries sintéticas do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, discretizadas mensalmente, para os próximos 5 anos. As informações para a elaboração deste trabalho foram obtidas a partir do PMO de julho de 2006. O Gráfico a seguir ilustra a média do PLD, considerando as duas mil séries sintéticas de cada mês, até dezembro de 2010, além da curva que nos informa, com 90% de probabilidade (percentil 10%), que o PLD seja igual ou inferior ao valor apontado pela curva representada pela linha rosa:

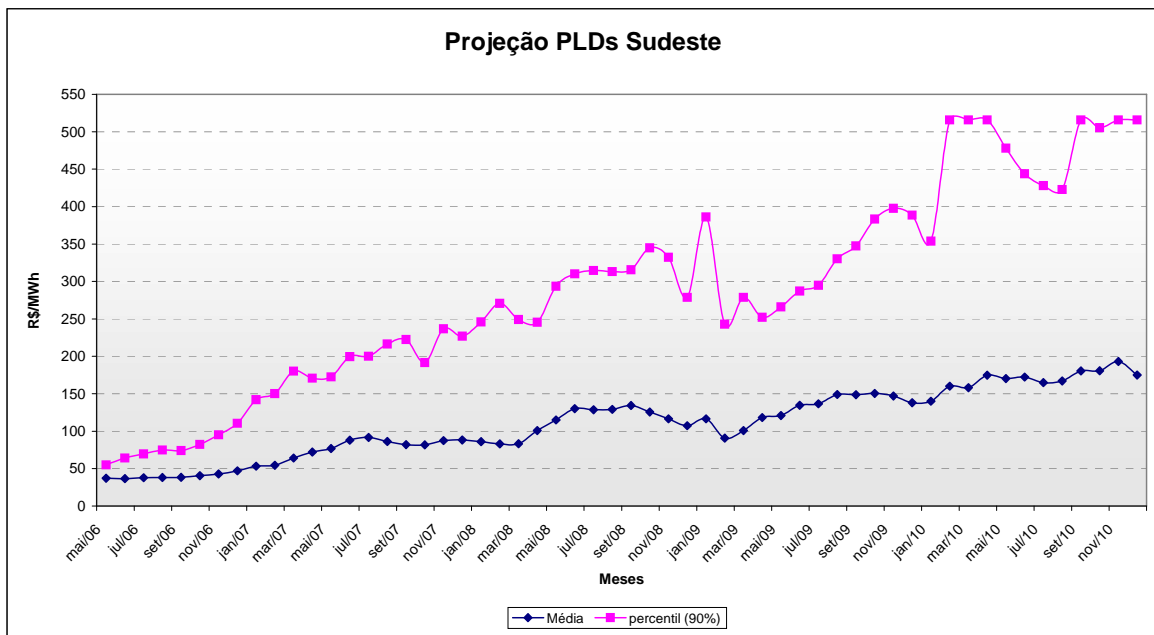


Figura 5.4 – Média dos Preços e Percentil 10%

Um conceito de muita relevância na metodologia proposta neste trabalho é o de percentil. Um percentil é uma medida da posição relativa de uma unidade observacional em relação a todas as outras. O p-ésimo percentil tem no mínimo p% dos valores abaixo daquele ponto e no mínimo (100 – p)% dos valores acima daquele ponto. A título de exemplo, suponhamos que determinado aluno teve uma nota de 80 pontos em 100 possíveis

em uma prova de matemática, sendo este valor o percentil 10%. Isto significa que 90% da turma tirou uma nota inferior a 80 pontos, e que 10% da turma teve nota superior.

Importa destacar que não devemos confundir percentis com porcentagens. Um percentil é relacionado somente com a posição relativa de uma observação quando comparada com outros valores de uma amostra. Porcentagem nos informam a probabilidade de ocorrência de determinado valor.

Os resultados dos 2.000 (dois mil) valores de PLD são usualmente apresentados pelos analistas setoriais por meio do gráfico de probabilidades de ocorrência para determinada intervalo de preços, conforme ilustrado nos gráficos a seguir:

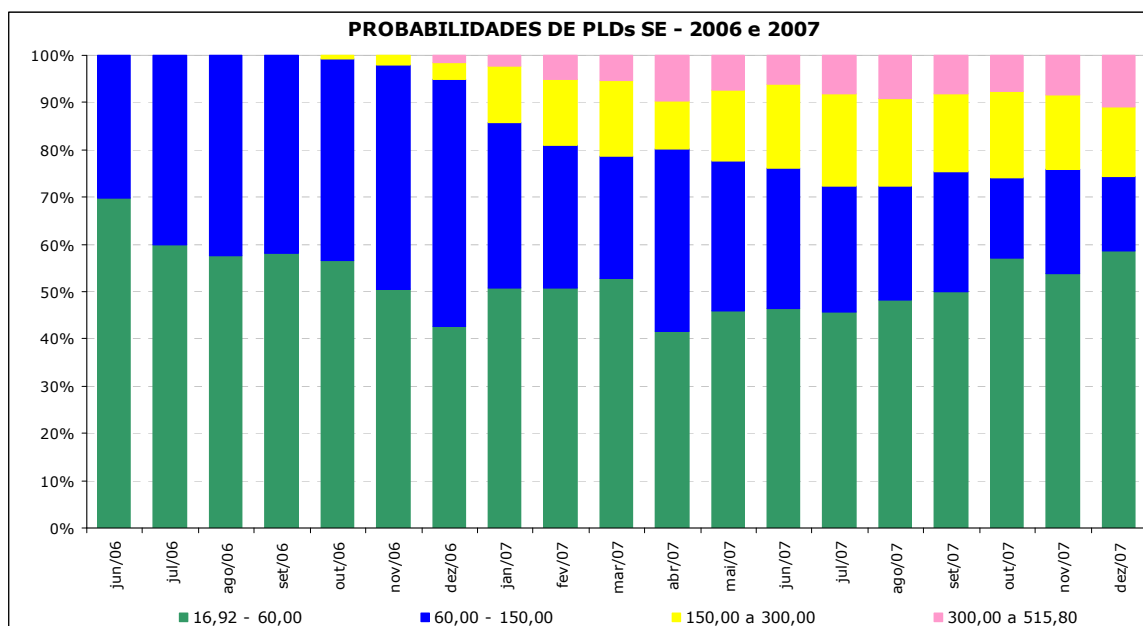


Figura 5.5 – Probabilidade de Ocorrência de Preços 2006-2007

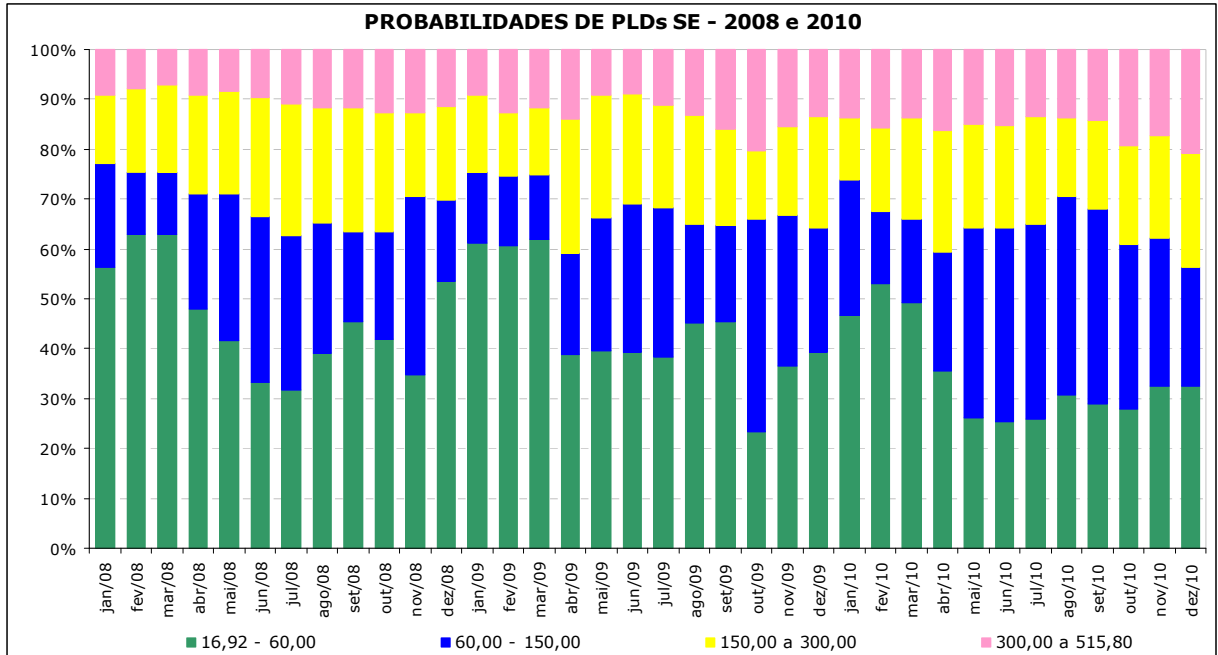


Figura 5.6 – Probabilidade de Ocorrência de Preços 2008-2009-2010

Conforme analisado no Capítulo 3, o NEWAVE gera as duas mil séries hidrológicas, culminando em 2000 valores mensais de geração hidráulica por subsistema equivalente, além de 2000 valores de PLD. Para cada valor de PLD, entre os 2.000 (dois mil) valores prováveis, existe um respectivo valor de energia total gerada para cada submercado.

Os arquivos de entrada do NEWAVE discretizam o parque gerador em operação comercial na data de realização do PMO, assim como a expansão prevista até o ano de 2010. De posse desta informação, é possível calcular a Garantia Física total das usinas participantes do MRE ao longo do horizonte de estudo do NEWAVE (de junho de 2006 a dezembro de 2010), uma vez que todas as Garantias Físicas das usinas hidráulicas que compõem o referido programa são publicadas em Resoluções da ANEEL e Portarias do MME. O Gráfico a seguir ilustra a evolução do montante de Garantia Física das centrais geradoras do MRE (todas constantes do NEWAVE), até 2010:

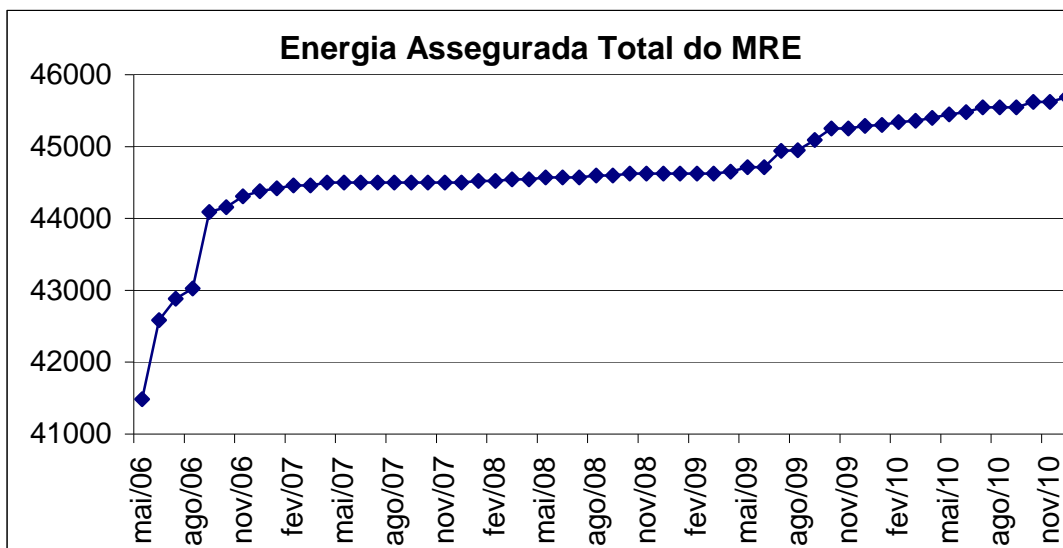


Figura 5.7 – Evolução da Garantia Física total do MRE

A partir dos 2.000 (dois mil) valores mensais de geração de energia (obtidos do NEWAVE) e da evolução do montante mensal de Garantia Física do MRE, é possível calcular a energia que o Mecanismo aloca aos geradores para cada um dos 2.000 (dois mil) valores de energia gerada, por meio da divisão da Garantia Física mensal (até dezembro de 2010) pelos 2.000 (dois mil) valores de mensais de geração (até dezembro de 2010).

De forma resumida: a divisão da energia gerada total pela garantia física total do MRE redundará em um fator que, se multiplicado pela garantia física da PCH, nos informará a energia alocada pelo MRE em determinado mês. Quando o fator é maior que 1, indica alocação de energia pelo MRE em patamares superiores àquele da Garantia Física da PCH. Quando o fator é inferior a 1, nos indica alocação de energia pelo “clube” em patamares inferiores a sua garantia física.

De posse da alocação do MRE para cada uma das 2.000 (duas mil séries), com seu respectivo valor de PLD, são calculados 2.000 (dois mil) cenários mensais de compra ou venda de energia no mercado de curto prazo, para o período compreendido entre agosto de 2006 e dezembro de 2010 (horizonte de análise do NEWAVE).

De forma resumida, a comparação entre a energia alocada pelo MRE e o montante de energia contratada nos fornece uma matriz de 2.000 (dois mil) cenários mensais de sub ou sobre contratação de energia. A multiplicação dos 2.000 (dois mil) valores mensais de sub ou sobre contratação pelos respectivos preços dos cenários de PLD, obtém-se 2.000 (dois mil) resultados de exposições financeiras no curto prazo, em R\$, relativos à compra ou venda de energia na CCEE no período analisado.

A compra ou venda de energia na CCEE passa a ser uma variável de entrada no MAN[®] adaptado, sob a Rubrica de “compra e venda no curto prazo”. Caso determinada série de geração implique em uma venda no curto prazo, o montante financeiro é alocado no Demonstrativo de Resultados do Exercício – DRE, passando a compor a rubrica Receitas Operacionais. Caso contrário, o resultado no curto prazo (CCEE) passa a compor as Despesas Operacionais da DRE.

De acordo com o procedimento acima explicitado, para cada mês de 2006 a 2010, possuímos 2.000 resultados financeiros de compra ou de venda de energia no mercado de curto prazo. Como o MAN[®] adaptado só possui tratamento anual para as suas variáveis, é necessário calcular valores anuais de compra e venda de energia no curto prazo. Para tanto, foram somados os valores mensais de janeiro a dezembro, para cada um dos 2.000 (dois mil) valores mensais, obtendo-se um valor financeiro anual de compra ou de venda na CCEE, para os anos de 2006 a 2010, que reflete o somatório dos seus doze meses. A cada cinco anos são replicados os valores de 2006 a 2010. Desta forma, os valores de compra ou venda de energia na CCEE para o ano de 2011 são idênticos àqueles do ano 2006, os valores de 2012 àqueles do ano de 2007 e assim por diante.

Para cada série de preços e de resultados no curto prazo (compra ou venda) é calculado um valor de TIR do empreendimento e do acionista, além do VPL do investimento. Desta forma passamos a deter um vetor de 2.000 valores de VPL e de TIR, aos quais serão dados os tratamentos estatísticos visando à determinação do montante ótimo de contratação da garantia física da PCH fictícia aqui analisada.

Importa destacar que o NEWAVE, modelo oficial da CCEE e aqui utilizado para projeções de preços futuros, é um software que possui alta sensibilidade aos dados relativos à expansão de oferta da energia elétrica, às vazões verificadas nos últimos 3 meses, dentre outros. Observa-se que a alteração dos dados fornecidos ao NEWAVE a respeito da data de entrada em operação das usinas e das vazões verificadas nos últimos 3 meses, por exemplo, provoca modificações significativas nas projeções de preços futuros.

Tal aspecto se agrava quando da previsão de preços com períodos acima de 24 meses, tendo em vista as diversas variáveis que afetam sua previsão e que se encontram inseridas em ambiente de risco. Alguns trabalhos já foram produzidos com relação ao aspecto aqui abordado. A título de exemplo, o relatório “Avaliação retrospectiva dos preços de energia elétrica de março de 2001”, elaborado pelo CERNE/PCH, conclui que *“verificou-se que as simulações de preços realizadas pelo NEWAVE tendem a mostrar preços baixos para períodos superiores a doze meses, agravando as previsões para períodos superiores a vinte e quatro meses. Este efeito é inerente à modelagem matemática do NEWAVE, podendo ser visualizado independente do cenário de expansão de oferta utilizado. Assim, o NEWAVE demonstrou-se um instrumento não confiável para realização de projeções de preços futuros superiores a vinte e quatro meses.”*

Porém, conforme já mencionado, o objetivo do trabalho aqui apresentado não é criticar ou analisar o mecanismo de previsão de preços de curto prazo, e sim apresentar metodologia da sua utilização para a obtenção do nível ótimo de contratação de uma PCH. Um possível aperfeiçoamento da metodologia aqui apresentada seria a elaboração de critérios que minimizem os riscos quanto à determinação dos preços oriundos no NEWVAVE para período superior a 24 meses. Porém, tal assunto não será abordado por não ser relevante para as conclusões que serão apresentadas, tratando-se de possível aperfeiçoamento que demandará outro trabalho do mesmo porte do aqui apresentado.

5.5.2 Metodologia de Determinação do Nível Ótimo de Contratação

Conforme mencionado anteriormente, com base na matriz de 2.000 (dois mil) valores mensais de compra/venda na CCEE para os anos de 2006 a 2010, oriundos da diferença entre a energia alocada pelo MRE e a energia contratada, foi possível calcular 2.000 (dois mil) valores de TIR e VPL. Isso para o pressuposto de que toda a garantia física da PCH está comprometida com contrato de venda de energia. Neste cenário é possível obter tabela (que representa uma matriz de 5 colunas e 2.000 linhas). Tendo em vista que o modelo econômico-financeiro apresenta como resultados a TIR e o VPL do projeto e do acionista, em valores nominais e em valores reais, obteremos uma tabela semelhante à aqui apresentada:

Tabela 5.6 – Medidas de Rentabilidade para cada Série

	Equity		Projeto		VPL (Mil R\$)
	TIR Nominal	TIR Real	TIR Nominal	TIR Real	
Série 1	a%	b%	c%	d%	e
Série 2
Série 3
...
Série 2000	k%	y%	w%	z%	r

Adotando-se o mesmo procedimento, é possível calcular a mesma matriz de 2.000 (dois mil) valores de TIR e de VPL, relativos à contratação de 99% (noventa e nove por cento) da garantia física por meio de contratos bilaterais, mantendo, assim, 1% (um por cento) da Garantia Física descontratada. Esta descontratação pode ser encarada como um *hedge* contra exposições negativas na CCEE (alocação de energia pelo MRE em montante inferior a Garantia Física da PCH).

Neste caso, 1% da energia deixa de estar comprometida por meio dos contratos bilaterais, o que reduz a receita oriunda da negociação bilateral. Porém, verifica-se elevação dos montantes financeiros resultantes do mercado de curto prazo (CCEE), tendo em vista que as exposições negativas diminuem e as exposições positivas aumentam. Da mesma forma, obtém-se nova matriz com novos valores de TIR e de VPL, conforme segue:

Tabela 5.7 – Medidas de Rentabilidade para cada Série

	Equity		Projeto		VPL (Mil R\$)
	TIR Nominal	TIR Real	TIR Nominal	TIR Real	
Série 1	a''%	b''%	c''%	d''%	e''
Série 2
Série 3
...
Série 2000	k''%	y''%	w''%	z''%	r''

De acordo com a metodologia aqui apresentada, para cada nível de contratação (em relação à Garantia Física total do empreendimento) é possível construir um cenário de 2.000 (dois mil) valores de VPL e de TIR. Ao simularmos 5 níveis de contratação (por exemplo, de 100% a 95% da Garantia Física do empreendimento), obteremos 5 matrizes.

Para a determinação do nível ótimo de contratação de energia, recorremos à teoria de escolha da carteira ótima de investimentos. De acordo com Bodie e Merton, 2002, uma carteira²⁹ eficiente é definida como aquela que, ao combinar ativos de risco, oferece ao investidor a mais alta taxa de retorno possível a um nível de risco específico.

Uma medida comumente utilizada para a mensuração de risco é a volatilidade, relacionada à existência de várias taxas de retorno possíveis, que para a análise realizada neste trabalho dependem do nível de contratação de energia e das exposições positivas ou negativas no mercado de curto prazo – CCEE.

A taxa de retorno esperada (média) é definida como a soma de todas as taxas de retorno possíveis multiplicada pela sua probabilidade de ocorrência, que para este caso é idêntica para todas as séries, ou seja, equivalente à divisão da unidade por 2.000 (dois mil). A volatilidade do retorno do negócio pode ser medida, como usualmente é utilizado no mercado financeiro, pelo desvio padrão³⁰ da distribuição de probabilidades. Quanto maior o desvio padrão, maior a volatilidade da distribuição da TIR.

²⁹ Aplicação da disponibilidade financeira em dois ou mais investimentos distintos

³⁰ Valor médio das diferenças, em módulo, entre cada valor do conjunto de dados e a média do grupo

Por todo o exposto, de posse das matrizes ora mencionadas, é possível dar tratamento estatístico a seus valores. Como será visto adiante, para plena aplicação da metodologia a ser proposta, necessitaremos de três variáveis probabilísticas para a determinação do nível ótimo de contratação da garantia física: média, desvio padrão e percentil 5%. A variável a ser analisada será a TIR do acionista, a valores reais. Porém, a metodologia a ser apresentada poderá ser aplicada a cada uma das variáveis constantes das matrizes apresentadas (TIR projeto, VPL do acionista ou do projeto).

Assim, obteremos nova matriz, contendo o tratamento estatístico das matrizes que nos fornecem TIR e VPL para cada nível de contratação da garantia física, nos moldes da tabela a seguir apresentada:

Tabela 5.8 – Desvio Padrão e Percentil para cada nível de contratação

Nível Contratação	TIR Acionista		
	Desvio Padrão	Percentil 5%	Média
100%	a%	b%	c%
99%
98%
88%
85%	x%	Y%	Z%

Tendo em vista que já conhecemos os valores esperados (média) quanto à rentabilidade de cada nível de contratação, sua volatilidade (risco medido pelo desvio padrão) e seus respectivos valores em risco (percentil 5%), para cada nível de contratação da Garantia Física da PCH, é possível a aplicação da teoria de combinação ótima de ativos de risco, que conforme Bodie e Merton, 2002, estabelece o ponto de risco mínimo e uma fronteira eficiente relativa a combinações de vários ativos com retorno e riscos distintos entre si.

Suponhamos dois títulos da dívida quaisquer, T e P, em ambiente de risco, cada qual com retorno esperado e respectivo desvio padrão. O ativo T possui retorno esperado (média dos retornos possíveis) equivalente a M2, superior ao do ativo B, que possui retorno esperado igual a M1. Em decorrência do ativo T possuir retorno esperado superior ao do ativo P, consideramos que o risco vinculado a este investimento é superior ao risco do ativo

com retorno esperado inferior. Por consequência, o desvio padrão do Ativo P também se situa em patamares inferiores. O gráfico a seguir ilustra esta situação:

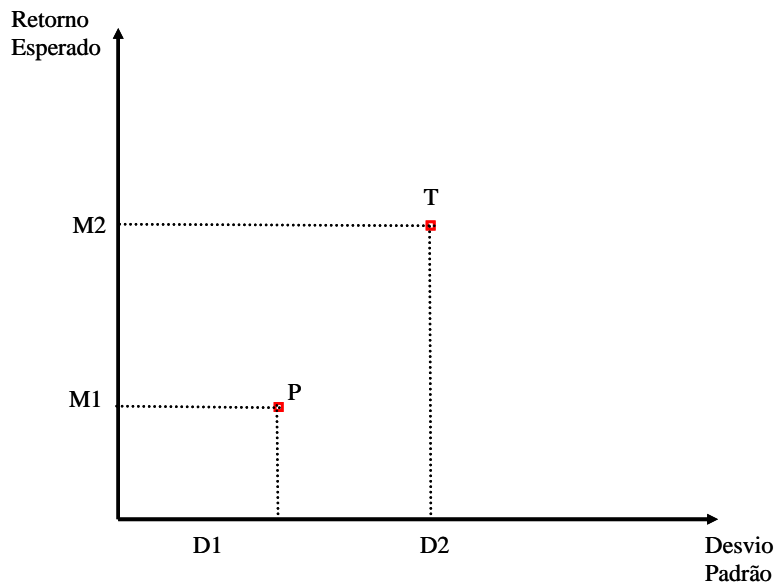


Figura 5.8 – Retorno e Desvio Padrão de dois ativos em ambiente de risco

Considere-se agora, a carteira 1 composta por 80% de ativos T e 20% de ativos P. Como pode se depreender da figura abaixo, já que esta carteira tem grande nível de contratação do ativo T, a carteira 1 está situada bem próxima do ponto T. Já a carteira 2, é composta por 20% do ativo T e 80% do ativo P. Caso a correlação entre os valores dos dois ativos seja igual a 1, as carteiras possíveis de serem criadas terão suas rentabilidades esperadas contidas em uma reta que une os pontos P e T.

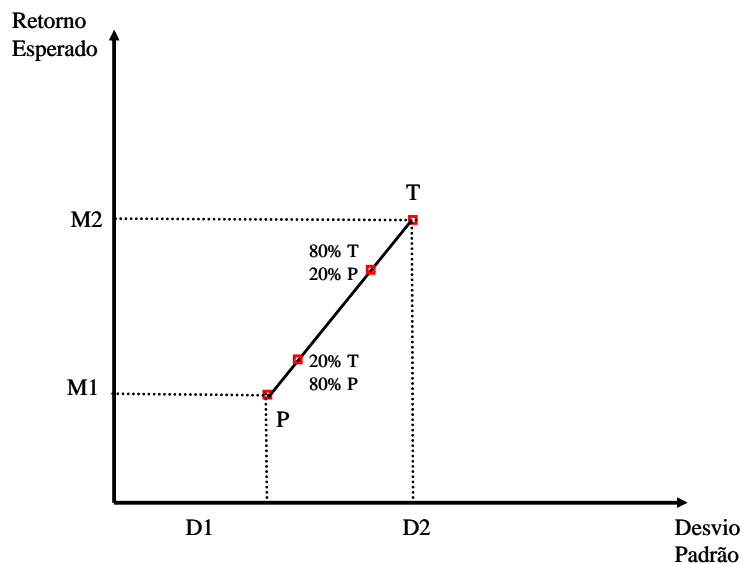


Figura 5.9 – Valores Possíveis de Combinação de Ativos com Correlação 1

Caso a correlação entre as rentabilidades esperadas de cada ativo seja negativa, obteremos a seguinte curva:

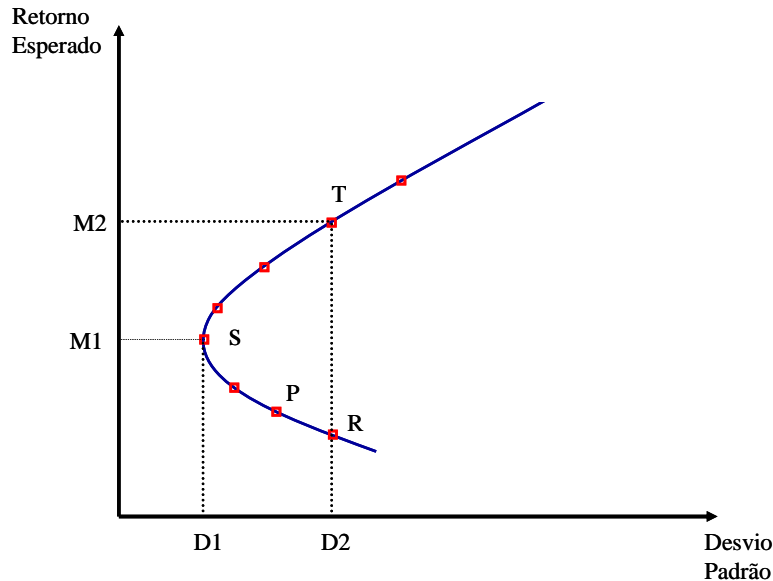


Figura 5.10 – Retorno e Desvio para combinações de ativos com correlação negativa
Fonte: Adaptado de Bodie & Merton

O ponto S representa a carteira de mínima variância, que, por definição, possui o menor desvio padrão possível quando combinamos os ativos T e P. Um indivíduo que considere realizar investimentos em uma combinação dos ativos T e P defronta-se com um conjunto de oportunidades, representado pela curva da figura acima.

Caso esse indivíduo possua certa tolerância ao risco, poderia escolher investir em uma carteira com maior peso do ativo T, que possui uma rentabilidade esperada superior ao ativo P e com um risco associado maior. Um investidor com menor tolerância ao risco, pode investir em uma carteira com menor grau de participação do ativo T, o que reduz a rentabilidade esperada, porém com menor grau de incerteza associado ao retorno esperado. Notamos que a curva muda de direção no ponto S. Segundo Ross, 1995, este resultado é devido ao efeito de diversificação. Os retornos destes ativos são negativamente correlacionados. Isto significa que, caso um dos ativos se desvalorize, o outro ativo sofre valorização, e vice e versa.

Os pontos T e R possuem o mesmo risco associado à rentabilidade esperada, porém investir em ativos representados pelo ponto T oferece rentabilidade esperada em patamares superiores. Desta forma podemos afirmar que investir todos os recursos no ponto P é uma decisão ineficiente, na medida em que existe possibilidade de elaborar carteira que possua o mesmo risco, porém com retorno esperado superior.

Ainda de acordo com Ross, 1995, “*Os gráficos que analisamos não representam apenas curiosidades intelectuais. Ao contrário, é possível calcular os conjuntos eficientes com grande facilidade na prática. Uma vez determinadas as estatísticas, há várias possibilidades de se gerar um conjunto eficiente. Entretanto, a escolha da carteira preferível cabe ao investidor. Tal como ocorre com outras decisões importantes, o emprego a ser escolhido, o carro ou a casa a ser comprada, não existe metodologia ou programa de computador que faça esta escolha*”. O início da curva denominada por fronteira eficiente da combinação de ativos de risco é destacada no gráfico a seguir:

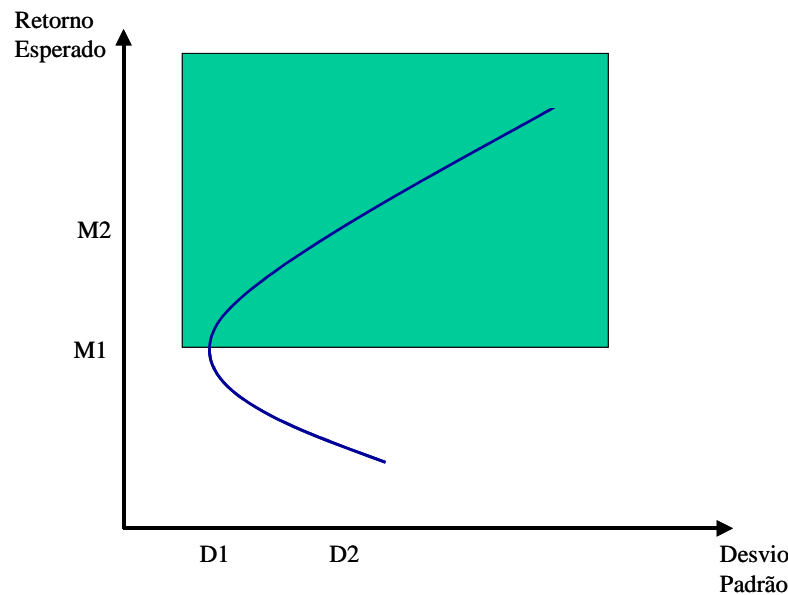


Figura 5.11 – Determinação da fronteira eficiente

A parte da curva que se encontra dentro da área destacada é denominada por fronteira eficiente para a combinação de ativos de risco. Toda a carteira de ativos de risco que se situe na linha fronteira com a área em destaque é tida como eficiente. A escolha por

qualquer um dos pontos é eficiente, e dependente da disposição ao risco que determinado investidor deseja estar exposto.

A teoria da fronteira eficiente de carteiras de ativos de risco pode ser utilizada na determinação do montante ótimo de contratação da Garantia Física, na medida em que a escolha do nível de contratação nada mais é do que a determinação de uma carteira de ativos, quais sejam: exposição financeira na CCEE e o faturamento da contratação bilateral.

Como vimos, a determinação da fronteira eficiente de contratação pela metodologia ora apresentada é perfeitamente aplicável ao caso da incorporação dos resultados do MRE, uma vez que os ativos (contratação bilateral e resultado no curto prazo) possuem correlação negativa, ou seja, quando o valor de um ativo cai o valor do outro ativo sobe. Este é exatamente o caso de considerarmos a contratação bilateral como um ativo e o resultado na CCEE como outro ativo.

Quando 100% da Garantia Física está comprometida por meio de venda bilateral, o resultado da contratação bilateral é o maior dentre todos os níveis de contratação, e o resultado na CCEE é o menor possível. Na medida em que se reduz o nível de contratação, o resultado da contratação bilateral reduz (uma vez que seu faturamento reduz), enquanto que o resultado na CCEE aumenta, já que diminuimos os compromissos de venda que devem ser honrados no mercado de curto prazo.

Pelo exposto, é possível aplicar a metodologia aqui descrita para o caso de se considerar a carteira entre dois ativos, quais sejam: ativo 1, relativo ao resultado da contratação bilateral; e ativo 2, resultado da contabilização da CCEE. Neste caso, os dois ativos possuem correlação negativa.

Conforme já mencionado, para cada nível de contratação é possível se determinar o ponto relativo à rentabilidade esperada da PCH e seu respectivo desvio padrão. A curva típica dos pontos da rentabilidade esperada da PCH e seus respectivos desvio padrão, para cada nível de contratação, encontra-se disposta a seguir:

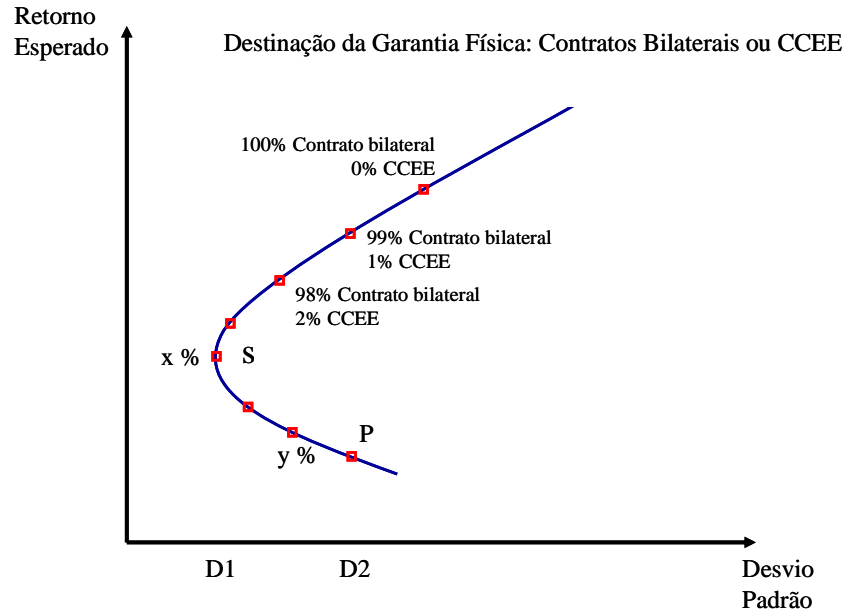


Figura 5.12 – Retorno Esperado x Risco para cada nível de contratação

Observa-se que a rentabilidade esperada é maior no nível de 100% de contratação (toda a Garantia Física contratada por meio de contratos bilaterais). Porém, para este ponto o desvio padrão também é o maior, ou seja, o risco associado à decisão de contratar 100% da Garantia Física da PCH também é maior. Este fato pode ser explicado uma vez que com a contratação de 100% da Garantia Física, as exposições negativas no mercado de curto prazo atingem seu montante financeiro máximo.

Como ferramenta que poderá ser utilizada na decisão no nível de contratação, utilizaremos os mesmos conceitos aqui apresentados, adotando como medida de risco, de forma complementar, o conceito de percentil, conforme já explicado.

O gráfico que nos informa o retorno médio e o percentil 5% é apresentado a seguir.

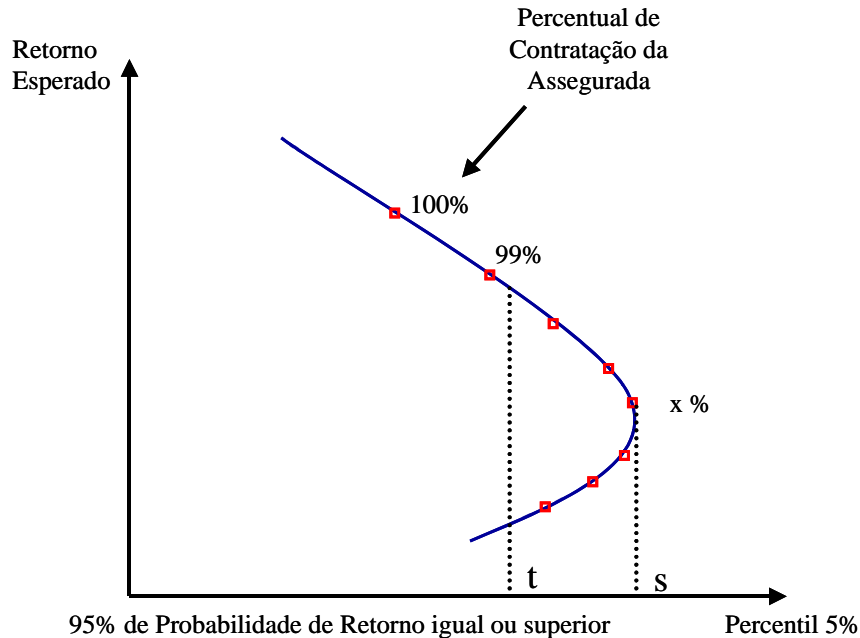


Figura 5.13 – Retorno e percentil para cada nível de contratação

Para o nível de contratação de $x\%$, apontado no gráfico acima, é provável, com 95% de confiança, que o retorno seja igual ou superior a S . O nível ótimo de contratação será aquele que possibilite a rentabilidade equivalente à TMA do investidor, com 95% de confiança. Caso a TMA do investidor seja representado pelo ponto t , o nível ótimo de contratação se situaria entre 98% e 99% da Garantia Física total do empreendimento. Neste caso, se o empreendedor contratar o montante de 98,5%, o mesmo estará garantindo, com 95% de probabilidade, que sua rentabilidade estará sendo atendida.

No capítulo a seguir serão analisadas as simulações determinísticas e probabilísticas de cada forma de contratação pela PCH, onde é traçada a comparação entre as duas formas de avaliação. Na avaliação determinística, desconsideraremos o mercado de curto prazo e contrataremos 100% da Garantia Física da central, analisando os principais indicadores de rentabilidade do investimento. Na avaliação probabilística, ao levar em consideração os resultados do mercado de curto prazo (CCEE), será realizada comparação dos valores de rentabilidade do investimento calculados pela metodologia determinística, assim como aplicada a metodologia aqui descrita quanto à determinação do nível ótimo de contratação da Garantia Física da PCH.

CAPÍTULO 6 – ESTUDO DE CASO

Este capítulo tem por objetivo apresentar estudo de caso da análise determinística e probabilística do investimento em uma determinada PCH típica, localizada em Minas Gerais, considerando as três possibilidades de comercialização de energia.

Após a realização das duas abordagens de análise, serão comparados os resultados das duas avaliações, de forma a demonstrar a necessidade de realização da avaliação probabilística, tendo em vista que a determinística não considera o mercado de curto prazo, o que pode gerar distorções na tomada de decisão do investidor. Adicionalmente, os resultados são utilizados na avaliação probabilística no sentido de determinar o montante ótimo de contratação da Garantia Física da PCH, de acordo com a metodologia apresentada no capítulo anterior.

6.1 – Características de Implantação da PCH Estudada

A PCH fictícia em estudo se localiza no sul de Minas Gerais, possui 25 MW de potência instalada e 15 MW_{méd} de garantia física, o que corresponde a um fator de capacidade equivalente a 0,6 (considerado adequado para PCH's, a despeito de ser superior ao fator de capacidade médio do Brasil, que equivale a 0,55). Sua conexão à rede de distribuição ocorre por meio de uma linha de 69 kV, com 20 km de extensão, que se conecta a rede de distribuição da CEMIG.

O cronograma de implantação desta PCH é apresentado abaixo, e deve constar do Ato Autorizativo da mesma. Para este trabalho assume-se como premissa que o Ato Autorizativo da PCH teve data de publicação no Diário Oficial no dia 3 de janeiro de 2006. Foi considerado igualmente que não ocorrerá qualquer atraso em relação ao previsto no cronograma de obras a seguir:

Tabela 6.1 – Cronograma de Implantação da PCH

EVENTO	DATA PREVISTA
Obtenção da LI	1 de outubro de 2006
Início da Montagem do Canteiro de Obras	1 de novembro de 2006
Início das Obras Cíveis e Estruturas	1 de dezembro de 2006
Início do Desvio do Rio	1 de setembro de 2007
Início da Concretagem da Casa de Força	1 de novembro de 2007
Início da Montagem Eletromecânica	1 de janeiro de 2008
Obtenção da Licença de Operação	1 de março de 2008
Início de Comissionamento das Unidades Geradoras	1 de setembro de 2007
Início da Operação Comercial da Unidade Geradora 1	1 de dezembro de 2008
Início da Operação Comercial da Unidade Geradora 2	1 de janeiro de 2009

O custo total de investimento na PCH é de R\$ 4.250 / kW instalado (quatro mil duzentos e cinquenta reais por kW instalado de potência), valor obtido por meio de pesquisa de mercado. Visto que a PCH possui 25 MW de potência instalada, seu custo total de investimento é de R\$ 106.250.000 (cento e seis milhões e duzentos e cinquenta mil reais). A conexão à rede de distribuição local é realizada mediante uma linha exclusiva de 69 kV com 20 km de extensão. A discretização do custo do investimento e a alocação temporal do capital investido apresentadas pelas tabelas a seguir:

Tabela 6.2 – Discretização do Custo do Investimento

Composição do Capital Investido		
	%	R\$. mil
Estudos de Viabilidade e Projeto Básico	3,0%	3.188
Estudos Ambientais	2,0%	2.125
Projeto Básico Consolidado e Executivo	3,0%	3.188
Obras Cíveis	42,0%	44.625
Equipamentos Eletromecânicos	40,0%	42.500
Administração da obra / Engenharia do Proprietário	2,0%	2.125
Seguro da Construção	1,0%	1.063
Projeto e Construção da Conexão	3,0%	3.188
Programas Ambientais	4,0%	4.250
Total	100%	106.250

Tabela 6.3 – Alocação Temporal do Capital Investido – Moeda Constante

Alocação Temporal do Capital Investido - R\$ x 1000				
Item	2006	2007	2008	Total
Projetos	5.313	2.231	956	8.500
EPC Equipamento		21.250	21.250	42.500
EPC Civil		29.750	14.875	44.625
Terreno e Meio Ambiente		2.125	2.125	4.250
Gestão da Obra + Engenharia		1.063	1.063	2.125
Construção LT de Conexão		2.125	1.063	3.188
Seguro		708	354	1.063
Total	5.313	59.252	41.685	106.250

Ressalta-se que a alocação temporal, representada pela tabela 6.3, se encontra em moeda constante, ou seja, não reflete os efeitos da inflação. No MAN[®] adaptado para a análise de investimento em centrais hidroelétricas, deve-se entrar com o custo do investimento em moeda corrente, ou seja, considerando os efeitos da inflação.

A partir das informações acima prestadas, passaremos a analisar a comercialização da PCH fictícia objeto deste trabalho. Serão analisados os resultados sob o enfoque determinístico, no caso de contratação de 100% da Garantia Física, e sob o enfoque probabilístico, onde serão definidos os montantes ótimos de contratação de acordo com a metodologia apresentada no Capítulo anterior.

6.2 – Definição dos Custos com Operação e Manutenção

Conforme visto no capítulo 4, os custos com operação e manutenção são aqueles incorridos com o objetivo de garantir o funcionamento adequado e o desempenho satisfatório das diversas estruturas e equipamentos existentes.

Com base no observado no segmento de geração de energia elétrica, uma PCH de porte equivalente a 25 MW, com reservatório da ordem de 3 km², possui um custo de operação e de manutenção típico, conforme ilustra tabela a seguir:

Tabela 6.4 – Custos com O&M em R\$/ano

Centro de Custo	R\$ / ano
Pessoal	900.000
Materiais	32.000
Peças de Reposição	8.000
Serviços de Pessoa Jurídica	200.000
Veículos	10.000
Total	1.150.000.000

Os valores ora apresentados se situam nos patamares de R\$ 1.100.000,00 por ano. Para a PCH em análise, dividindo-se este montante financeiro pela Garantia Física, obtemos um valor de R\$ 8,75 / MWh.

Cabe destacar que o empreendedor responsável pelo aproveitamento hidroelétrico arcará com os custos de operação e de manutenção a partir do início da operação comercial da central geradora. Todos os custos incorridos antes da entrada em operação comercial, inclusive os de treinamento de pessoal, foram alocados na engenharia do proprietário, na rubrica “Gestão da Obra + Engenharia”.

6.3 – Resultados da Avaliação Determinística

Conforme já mencionado, apresentaremos aqui os resultados da avaliação determinística do investimento em uma PCH, considerando a comercialização de sua energia no ACR, PROINFA e ACL. Para cada análise realizada, são apresentadas a TIR do projeto, a TIR do Acionista, e o VPL do Acionista, em valores reais e valores nominais. Em um segundo momento, são apresentados os indicadores econômico-financeiros do projeto em cada situação.

Conforme visto anteriormente, para o cálculo dos indicadores econômico-financeiros é necessária a utilização dos valores constantes da Demonstração de Resultados do Exercício – DRE e do Balanço Patrimonial. Pelo exposto, são apresentados a DRE e o Balanço Patrimonial para cada uma das formas de comercialização.

6.3.1 Venda no ACR

A primeira premissa a ser estabelecida para a análise da venda de energia da PCH no ACR é o preço de venda do CCEAR. Para tanto, tomaremos como base o preço médio de venda das PCH’s que venderam sua Garantia Física no último leilão de energia nova, ocorrido em julho de 2006, em valor equivalente a R\$ 125 / MWh. As premissas relativas ao custo do investimento, às condições de financiamento, a evolução dos indicadores de inflação e de taxas bancárias, assim como o tratamento dado aos encargos setoriais e fiscais (com respectiva evolução ao longo do tempo) já foram definidas em capítulos anteriores. As demais premissas utilizadas como dado de entrada do MAN[®] adaptado estão dispostas na tabela a seguir:

Tabela 6.5 – Dados adicionais para a análise econômico-financeira

	Descrição	Valor	Unidade
Dados da PCH	Potência Instalada	25	MW
	Perdas de Conexão	1	%
	Energia Assegurada	15	MWméd
Dados Comerciais	Preço de Venda	125	R\$ / MWh
	Tarifa Uso da Distribuição	3,6	R\$ / kW.inst.mês
	Operação e Manutenção	8,75	R\$ / MWh
Reserva Legal	5% do lucro líquido, nos casos em que o valor não seja superior a 20% do Patrimônio Líquido		
Destinação Lucro Líquido	Destinado para provisão de dividendos (tendo em vista que na modalidade Lucro Presumido não é admitida a destinação sob a rubrica Juros Sobre Capital Próprio)		
Depreciação	Obras Civis	2,86	%
	Equipamentos Eletromecânicos	2	%
	Despesas Pré-Operacionais	10	%
Necessidade de Capital de Giro			
Saldo Mínimo de Caixa	Modelo incorpora a necessidade de se deter, ao final de cada ano civil, montante pré definido de saldo mínimo de caixa, que atua como uma medida de segurança contra custos operacionais imprevistos	1.000.000	R\$
Captação de recursos para Cobertura de Caixa	Caso o Saldo Mínimo de Caixa não seja respeitado, o Modelo prevê a captação de recursos no curto prazo, com um <i>spread</i> em relação ao CDI	112	%
Rendimento das Sobras de Caixa	O modelo prevê a aplicação de 50% das eventuais sobras de caixa em aplicações no curto prazo, com um deságio sobre o CDI	98	%

De posse de todas as premissas, é possível se calcular a Taxa Interna de Retorno do acionista e do empreendimento, assim como o VPL do acionista, conforme segue:

Tabela 6.6 – Resultados da Avaliação Determinística no ACR

Avaliação Determinística		
	Nominal	Real
TIR Acionista	21,01%	16,03%
TIR Projeto	17,34%	12,54%
VPL Equity @ 13,5%		9.320.213

Pelo exposto, tendo em vista que a TMA do investidor foi definida como sendo equivalente a 13,5% a.a., o projeto se mostra atrativo na medida em que o VPL é positivo e que a TIR do acionista equivale a 16,03% em valores reais, patamar superior ao exigido pelo empreendedor. Conforme mencionado anteriormente, a partir do Balanço Patrimonial e da DRE é possível calcular alguns indicadores que nos fornecem informações que ajudam a entender o comportamento econômico-financeiro esperado que o projeto irá apresentar ao longo de sua vida útil.

As tabelas a seguir apresentam os indicadores já discutidos no Capítulo 4, assim como a DRE e o Balanço Patrimonial que os originaram. Ressalta-se que na DRE, as rubricas “Venda na CCEE”, constante das Receitas Operacionais, e “Compra na CCEE”, constante das Despesas Operacionais, se encontram com valor nulo. Isto porque, conforme já colocado anteriormente, a análise determinística não considera os valores que resultam do mercado de curto prazo (CEEE).

Tabela 6.7 – Indicadores Econômico-Financeiros da Venda no ACR

Indicadores	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	...	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Margem Bruta - EBTIDA	88,9%	88,9%	89,0%	89,0%	89,0%	89,0%	89,1%	89,1%	89,1%	89,1%	...	89,4%	89,4%	89,4%	89,4%	89,4%	89,5%	89,5%
Margem Líquida	21,5%	31,5%	31,2%	36,2%	40,5%	44,9%	49,0%	53,1%	56,6%	60,1%	...	84,3%	84,5%	84,7%	84,9%	85,1%	85,3%	85,5%
Margem Operacional - EBIT	66,5%	67,5%	68,4%	69,4%	70,2%	71,0%	71,8%	72,7%	73,3%	74,0%	...	84,7%	84,9%	85,2%	85,3%	85,5%	85,7%	85,9%
Retorno Sobre Ativo	3,6%	5,7%	6,1%	7,8%	9,4%	11,4%	13,7%	16,3%	19,1%	22,4%	...	83,3%	91,1%	100,1%	109,6%	117,1%	122,6%	128,2%
Capital Próprio	29,7%	31,2%	32,8%	34,5%	36,5%	38,8%	41,4%	44,3%	47,6%	51,4%	...	83,7%	87,4%	91,4%	95,8%	97,8%	97,7%	97,6%
Capital de Terceiros	70,3%	68,8%	67,2%	65,5%	63,5%	61,2%	58,6%	55,7%	52,4%	48,6%	...	16,3%	12,6%	8,6%	4,2%	2,2%	2,3%	2,4%
Endividamento Sobre Patrimônio	236,8%	220,7%	205,3%	189,6%	173,8%	157,8%	141,8%	125,9%	110,1%	94,5%	...	19,4%	14,4%	9,4%	4,3%	2,2%	2,3%	2,4%
Endividamento do Ativo Total	70,3%	68,8%	67,2%	65,5%	63,5%	61,2%	58,6%	55,7%	52,4%	48,6%	...	16,3%	12,6%	8,6%	4,2%	2,2%	2,3%	2,4%

Tabela 6.8 – Demonstração Resultados de Exercício da Venda no ACR

Demonstração de Resultados do Exercício

Valores em R\$ x 1000

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	...	2028	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
RECEITAS OPERACIONAIS	18.585	19.421	20.295	21.266	22.163	23.160	24.202	25.360	26.429	27.619	...	43.008	44.821	46.838	48.945	51.288	53.450	55.855	58.368	61.002
Faturamento Venda de Energia	18.585	19.421	20.295	21.266	22.163	23.160	24.202	25.360	26.429	27.619	...	43.008	44.821	46.838	48.945	51.288	53.450	55.855	58.368	61.002
Venda na CCEE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) RECEITA OPERACIONAL BRUTA	18.585	19.421	20.295	21.266	22.163	23.160	24.202	25.360	26.429	27.619	...	43.008	44.821	46.838	48.945	51.288	53.450	55.855	58.368	61.002
(-) IMPOSTOS SOBRE FATURAMENTO	678	709	741	776	809	845	883	926	965	1.008	...	1.570	1.636	1.710	1.787	1.872	1.951	2.039	2.130	2.227
PIS/COFINS	678	709	741	776	809	845	883	926	965	1.008	...	1.570	1.636	1.710	1.787	1.872	1.951	2.039	2.130	2.227
ICMS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	17.906	18.712	19.554	20.490	21.354	22.314	23.319	24.435	25.465	26.610	...	41.438	43.185	45.128	47.159	49.416	51.499	53.816	56.238	58.775
(-) DESPESAS OPERACIONAIS	1.983	2.068	2.157	2.250	2.347	2.448	2.553	2.663	2.778	2.897	...	4.414	4.603	4.801	5.008	5.223	5.448	5.682	5.926	6.181
Taxa de Fiscalização ANEEL	44	46	48	50	52	54	56	59	61	64	...	98	102	106	111	116	121	126	131	137
Taxa CCEE e ONS	59	62	65	68	71	74	77	80	84	87	...	133	139	145	151	157	164	171	178	186
Tarifa de Uso dos Sistemas de Transporte Operação e Manutenção	619	646	673	702	732	764	797	831	867	904	...	1.377	1.437	1.498	1.563	1.630	1.700	1.773	1.849	1.929
Compra na CCEE	1.261	1.315	1.372	1.431	1.492	1.556	1.623	1.693	1.766	1.842	...	2.806	2.926	3.052	3.183	3.320	3.463	3.612	3.767	3.929
(=) EBITDA	15.924	16.644	17.397	18.240	19.006	19.866	20.765	21.772	22.687	23.713	...	37.025	38.581	40.327	42.151	44.193	46.051	48.134	50.311	52.594
Depreciação	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	...	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107
Amortização Diferido	1.913	1.913	1.913	1.913	1.913	1.913	1.913	1.913	1.913	1.913	...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) EBIT	11.904	12.624	13.377	14.220	14.987	15.847	16.746	17.752	18.668	19.694	...	34.918	36.475	38.220	40.044	42.086	43.944	46.027	48.205	50.487
(-) DESPESAS FINANCEIRAS	7.502	7.690	7.076	6.587	6.090	5.586	5.075	4.556	4.029	3.494	...	150	156	163	170	179	186	195	203	212
Juros de Financiamento	7.438	7.622	7.005	6.513	6.013	5.506	4.991	4.468	3.937	3.398	...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juros de Cobertura de Caixa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CPMF	65	68	71	74	77	81	84	88	92	96	...	150	156	163	170	179	186	195	203	212
(+) RECEITAS FINANCEIRAS	0	2.317	613	632	619	681	735	797	861	931	...	1.934	2.026	2.124	2.215	2.315	2.419	2.535	2.643	2.762
Aplicação Sobre de Caixa	0	1.961	278	310	309	383	450	525	602	686	...	1.934	2.026	2.124	2.215	2.315	2.419	2.535	2.643	2.762
Remuneração da Conta Reserva BNDES	0	355	335	323	310	298	285	272	259	245	...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) RESULTADO ANTES DOS JSCP	4.402	7.251	6.915	8.266	9.516	10.941	12.406	13.993	15.500	17.131	...	36.702	38.345	40.181	42.088	44.222	46.177	48.368	50.645	53.037
Juros sobre o Capital Próprio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) LUCRO ANTES DO IR e CS	4.402	7.251	6.915	8.266	9.516	10.941	12.406	13.993	15.500	17.131	...	36.702	38.345	40.181	42.088	44.222	46.177	48.368	50.645	53.037
Contribuição Social	201	418	274	287	295	311	328	346	363	382	...	639	666	697	728	762	795	831	868	907
Imposto de Renda	348	944	535	559	574	609	644	682	720	761	...	1.320	1.379	1.444	1.509	1.580	1.650	1.727	1.804	1.887
(=) LUCRO LÍQUIDO	3.854	5.889	6.105	7.420	8.647	10.021	11.435	12.965	14.417	15.988	...	34.744	36.299	38.040	39.852	41.879	43.732	45.810	47.972	50.243
(+) Reversão dos Juros sobre o Capital Próprio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) LUCRO LÍQUIDO REAL	3.854	5.889	6.105	7.420	8.647	10.021	11.435	12.965	14.417	15.988	...	34.744	36.299	38.040	39.852	41.879	43.732	45.810	47.972	50.243

Tabela 6.9 – Balanço Patrimonial da Venda no ACR

Balanço Patrimonial

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	...	2031	2032	2033	2034	2035	2036
ATIVO CIRCULANTE	0	0	0	5.775	5.565	5.534	5.508	5.475	5.448	5.424	5.407	5.381	5.363	...	5.079	5.274	5.454	6.758	8.902	11.048
Disponível	0	0	0	1.146	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	...	1.000	1.000	1.000	2.103	4.038	5.965
Contas a Receber	0	0	0	1.549	1.618	1.691	1.772	1.847	1.930	2.017	2.113	2.202	2.302	...	4.079	4.274	4.454	4.655	4.864	5.083
DSRA	0	0	0	3.080	2.947	2.842	2.736	2.628	2.518	2.407	2.293	2.178	2.061	...	0	0	0	0	0	0
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0
Crédito de ICMS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0
PERMANENTE	5.313	64.565	106.250	102.231	98.211	94.192	90.173	86.154	82.134	78.115	74.096	70.076	66.057	...	38.669	36.562	34.455	32.349	30.242	28.135
Imobilizado	0	51.000	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	...	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.124
(-) Depreciação Acumulada	0	0	0	2.107	4.214	6.320	8.427	10.534	12.641	14.748	16.854	18.961	21.068	...	48.456	50.563	52.670	54.776	56.883	58.989
Diferido	5.313	13.565	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125	...	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125	19.124
(-) Amortização Acumulada	0	0	0	1.913	3.825	5.738	7.650	9.563	11.475	13.388	15.300	17.213	19.125	...	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125	19.124
TOTAL DO ATIVO	5.313	64.565	106.250	108.006	103.777	99.726	95.681	91.629	87.583	83.539	79.503	75.457	71.420	...	43.748	41.836	39.909	39.107	39.144	39.183
PASSIVO CIRCULANTE	0	0	0	267	444	870	1.311	1.758	2.218	2.685	3.160	3.631	4.109	...	5.498	3.586	1.659	857	894	933
PIS/COFINS	0	0	0	57	59	62	65	67	70	74	77	80	84	...	149	156	163	170	178	186
ICMS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0
TFSEE	0	0	0	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	...	9	10	10	10	11	11
Taxa ONS	0	0	0	5	5	5	6	6	6	6	7	7	7	...	13	13	14	14	15	16
Custo Transporte	0	0	0	52	54	56	59	61	64	66	69	72	75	...	130	136	142	148	154	161
O&M	0	0	0	105	110	114	119	124	130	135	141	147	153	...	265	277	289	301	314	327
Contribuição Social	0	0	0	17	35	23	24	25	26	27	29	30	32	...	61	64	66	69	72	76
Imposto de Renda	0	0	0	29	79	45	47	48	51	54	57	60	63	...	126	132	137	144	150	157
Dividendos	0	0	0	0	99	561	988	1.422	1.866	2.318	2.776	3.229	3.688	...	4.745	2.800	839	0	0	0
Empréstimo para Cobertura de C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO	0	0	74.375	75.670	70.971	66.188	61.332	56.400	51.393	46.310	41.150	35.913	30.599	...	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Financiamento	0	0	74.375	75.670	70.971	66.188	61.332	56.400	51.393	46.310	41.150	35.913	30.599	...	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	5.313	64.565	31.875	32.068	32.362	32.667	33.038	33.471	33.972	34.543	35.192	35.913	36.712	...	38.250	38.250	38.250	38.250	38.250	38.250
Capital Social	5.313	64.565	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	...	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875
Reserva de Capital	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0
Reserva Legal	0	0	0	193	487	792	1.163	1.596	2.097	2.668	3.317	4.038	4.837	...	6.375	6.375	6.375	6.375	6.375	6.375
Lucros (Prejuízos) Acumulados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0
TOTAL DO PASSIVO	5.313	64.565	106.250	108.006	103.777	99.726	95.681	91.629	87.583	83.539	79.503	75.457	71.420	...	43.748	41.836	39.909	39.107	39.144	39.183
ATIVO - PASSIVO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0

A seguir são apresentadas algumas interpretações dos indicadores de desempenho:

- Margem Bruta (do Ebitda): seu valor é da ordem de 89% no decorrer de toda a vigência do Ato Autorizativo. Este valor, que a primeira vista parece bastante elevado, reflete a realidade do deste tipo de investimento, denominado por capital intensivo, dado que grande parte dos recursos oriundos da venda da energia mediante o CCEAR são utilizados para o pagamento do financiamento, que não é utilizado no cálculo da Margem Bruta. Indica que as despesas operacionais (uso do sistema de transporte, O&M, encargos setoriais, dentre outros...), para o caso de PCH's, se encontram na faixa de apenas 10% do total de arrecadação. Tal proporção se deve ao fato de que as PCH's não arcam com diversos encargos setoriais por força de lei, além do fato que possuem no mínimo 50% de desconto na TUSD. Os custos são em grande parte devidos à amortização do financiamento, dada a característica de alto custo de investimento com respectiva alavancagem. Esta margem elevada já não se verifica, por exemplo, no caso de uma central térmica de ciclo combinado, tendo em vista que o custo de investimento é bastante reduzido em relação ao de uma PCH, e que o gás representa cerca de 94% do custo de geração (compondo, portanto, as Despesas Operacionais). Outro fato que ajuda a entender o elevado valor é que não existe re-investimento nos primeiros 30 anos de concessão (lembrando que os custos de reposição de equipamentos estão alocados a rubrica Operação e Manutenção – O&M);
- Margem Operacional (do Ebit): tendo em vista que a margem operacional reflete a margem bruta abatida da amortização dos juros diferidos (Juros Durante a Construção – JDC) e da depreciação, significa o que resta na empresa para o pagamento do financiamento e para a distribuição do lucro líquido aos acionistas. Os mesmos comentários realizados quanto ao alto valor da Margem Bruta podem ser feitos para o caso da margem operacional. Após a completa amortização do financiamento (décimo quinto ano contado a partir do início da operação comercial), seu valor se aproxima muito da margem bruta, uma vez que, já pago todo o financiamento, a diferença entre as duas margens se dá na consideração dos efeitos da depreciação;

- Margem Líquida: nos primeiros anos gira em torno de 10 a 20%, representando o que sobra no caixa da empresa após a dedução de todos os custos e impostos. Neste estudo, tendo em vista que toda a destinação do Lucro Líquido se resume à provisão de dividendos, representa o quanto da receita Operacional Líquida será distribuída para os sócios. Após a amortização completa do financiamento, a Margem Líquida passa a representar a maioria da receita operacional líquida, e no fim do período da Autorização é responsável por quase que 90% (noventa por cento) da receita;
- Capital Próprio: observa-se que a participação do capital do acionista em comparação a todo o investimento possui valor inicial um pouco abaixo dos 30%. Tal fato pode ser explicado tendo em vista que os recursos aportados pelos acionistas representam 30% do custo de investimento total, sem considerar os juros durante a construção, diferidos para após o início da operação comercial. Na medida em que o custo da dívida vai sendo amortizado, o Capital Próprio tem seu valor aumentado até chegar, nos últimos anos do Ato Autorizativo, em montante equivalente a 98% (noventa e oito por cento);
- Endividamento Sobre o Patrimônio: tem seu valor gradualmente reduzido na medida em que se amortiza o custo da dívida. No ano de 2018 se observa um equilíbrio entre os recursos relativos ao capital próprio e ao capital de terceiros, tendo em vista que o endividamento sobre o patrimônio equivale a 100% (cem por cento). Tal afirmativa pode também ser observada pelo indicador de Capital Próprio, que no mesmo ano, atinge o valor de 50%.

A análise dos indicadores acima permite traçar as principais características do comportamento econômico-financeiro do investimento em PCH, cabendo destacar:

- Alto valor de investimento inicial, sem a realização de grandes investimentos ao longo do prazo da Autorização (30 anos);
- Baixo nível de custos operacionais, da ordem de 10% (inferior, inclusive, às demais centrais hidroelétricas), uma vez que as PCH's possuem o benefício de desconto de 50% (cinquenta por cento) na TUSD, e não arcam com diversos encargos setoriais devidos pelos demais aproveitamentos hidroelétricos;

- Em torno de 90% da receita bruta (oriunda do faturamento do CCEAR) está disponível para o pagamento do custo da dívida e para a distribuição de dividendos aos acionistas. Após o período de amortização completa da dívida, grande parte destes recursos são exclusivamente dedicados ao pagamento de dividendos aos acionistas.

A título de comparação com as demais formas de comercialização a ser realizada posteriormente, foi traçado o gráfico a seguir, que ilustra a evolução da TIR do acionista com o preço variando de R\$ 125 / MWh (preço teto do leilão de energia nova A-3 realizado em 2006) até o preço que forneça ao empreendedor a TMA exigida (13,5% aa):

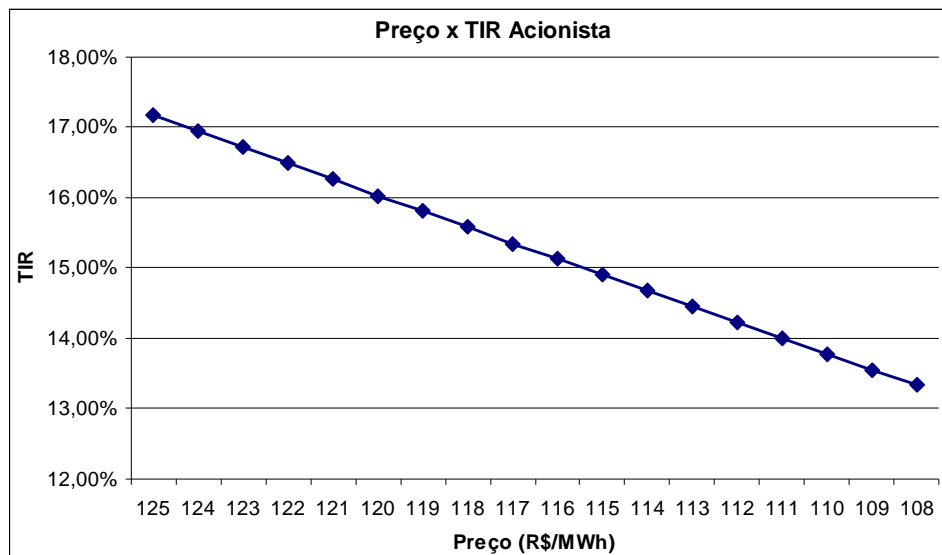


Figura 6.1 – Variação da TIR do Acionista em função do preço do CCEAR

Pelo gráfico acima, o investidor que analisa a PCH fictícia mediante a abordagem determinística poderia participar dos leilões A-3 e ofertar o preço de R\$ 110 / MWh, de forma que a TIR do acionista seria equivalente a TMA de 13,5% ao ano. Tal valor será comparado à venda no ACL e no PROINFA, mas o foco deste trabalho é realizar a comparação da avaliação determinística e probabilística nas mesmas condições de preço, o que será abordado nos itens posteriores.

Após a análise determinística do investimento em PCH por meio da venda da energia elétrica no ACR, foi possível descrevermos a evolução da situação econômico-financeira do empreendimento ao longo do seu Ato Autorizativo, bastante peculiar em relação a demais investimentos setoriais (geração termelétrica, distribuição, ...). Daqui por diante, no decorrer das demais análises determinísticas, serão realizadas comparações entre as principais diferenças nos indicadores, observadas com a alteração da forma de comercialização de energia. As principais características apontadas anteriormente não se alteram, observa-se pequenas alterações nos indicadores decorrentes da variação do preço de venda e do custo da dívida (capital de terceiros).

6.3.2 Venda no PROINFA

As diferenças entre a venda de energia da PCH em estudo, quando da contratação no ACR ou no PROINFA, podem ser resumidas da seguinte forma:

- Preço de Venda: atualmente o PROINFA possui uma tarifa de venda superior àquela que se consegue ao vender energia no ACR, por meio dos leilões de A-5 ou A-3. O valor de venda da energia no PROINFA encontra-se na ordem de R\$ 133 / MWh;
- Custo da Dívida: o pacote de financiamento utilizado para a venda no ACR se aplica também à venda ao PROINFA, com uma diferença a destacar: o *spread* de risco exigido pelo BNDES é 1% (um ponto percentual) acima do exigido quando da venda no ACR, tendo em vista que o empreendedor responsável é um Produtor Independente Autônomo – PIA, e não possui outros ativos no setor (não podendo prestar, portanto, garantias corporativas);
- Prazo de Análise: ao contrário do CCEAR, que possui 30 anos de duração, os PPA's firmados com a Eletrobrás possuem previsão de entrega de energia pelo período de 20 anos.

De posse das informações acima prestadas e das demais premissas já exploradas, foi possível realizar o cálculo da TIR e VPL do acionista e do projeto, conforme segue:

Tabela 6.10 – Resultados da Avaliação Determinística no PROINFA

Avaliação Determinística		
	Nominal	Real
TIR Acionista	21,05%	16,06%
TIR Projeto	18,26%	13,42%
VPL Equity @ 13,5%		7.303.347

È necessário ressaltar que a venda no PROINFA possui prazo de 20 anos, encerrando-se em 2028. O Prazo da autorização se encerra em 2035, e ainda existem mais 6 anos para comercializar a energia, não considerados no fluxo de caixa apresentado neste trabalho.

Mesmo sem a consideração dos 6 anos remanescentes no fluxo de caixa do projeto, onde a energia poderia ser comercializada de diversas formas, observa-se que a venda no PROINFA possui atratividade equivalente em relação à venda no ACR, no caso em que o preço do CCEAR equivalente a R\$ 125 / MWh.

A título de ilustração, foi simulado o caso da comercialização no PROINFA nas mesmas condições de financiamento da venda no ACR, ou seja, com *spread* de risco do BNDES equivalente a 0,8%. Foi simulado também o efeito da duração do contrato no PROINFA em relação à duração no ACR, já que neste último a comercialização da energia tem 10 anos a mais do que no primeiro. A tabela a seguir apresenta os resultados das simulações, com foco na TIR do acionista:

Tabela 6.11 – Análise de Sensibilidade da Avaliação Determinística no PROINFA

Venda no PROINFA	Caso Base	Prazo 30 anos [1]	Financiamento ACR [2]	[1] + [2]
TIR Acionista	16,06%	16,88%	16,73%	17,48%

De acordo com a tabela acima, é possível avaliarmos os efeitos da diferença na forma de financiamento e do prazo dos contratos na rentabilidade do projeto. Observa-se que no caso em que se estendem os prazos dos contratos em mais 10 anos, ocorre um aumento da rentabilidade para o acionista em torno de 0,8% ao ano. Já para o caso de se utilizar o mesmo *spread* de risco para o financiamento realizado aos agentes vendedores no

ACR, o ganho de rentabilidade é da ordem de 0,65% ao ano. Os dois efeitos acumulados propiciam um ganho de rentabilidade ao acionista que gira em torno de 1,5% ao ano.

Importa destacar que não faz sentido realizar a análise probabilística no caso da venda da energia no PROINFA, visto que neste trabalho considerou-se que as exposições de curto prazo, verificadas na CCEE, são de responsabilidade da Eletrobrás. Também não se justifica a simulação da variação da TIR do acionista em diversos cenários de preço, dado que o valor do contrato firmado com a Eletrobrás possui preço pré-determinado, publicado em Portaria específica do MME.

A seguir são apresentados os indicadores econômico-financeiros, a DRE e o Balanço Patrimonial para o caso da venda no PROINFA. Os comentários relativos aos indicadores na análise da venda da energia no ACR são também válidos para aqueles ora apresentados.

Tabela 6.12 – Indicadores Econômico-Financeiros da Venda no PROINFA

Indicadores	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	...	2026	2027	2028
Margem Bruta - EBTIDA	89,6%	89,6%	89,6%	89,7%	89,7%	89,7%	89,7%	89,8%	89,7%	89,8%	...	89,9%	89,9%	90,0%
Margem Líquida	22,1%	31,5%	31,8%	36,9%	41,3%	45,8%	50,0%	54,1%	57,7%	61,2%	...	84,1%	84,5%	84,8%
Margem Operacional - EBIT	68,5%	69,4%	70,3%	71,2%	72,0%	72,8%	73,5%	74,3%	74,9%	75,6%	...	84,7%	84,9%	85,2%
Retorno Sobre Ativo	3,9%	6,0%	6,6%	8,4%	10,2%	12,4%	14,8%	17,6%	20,6%	24,2%	...	63,1%	68,8%	75,1%
Capital Próprio	29,6%	31,1%	32,7%	34,5%	36,6%	38,9%	41,5%	44,5%	47,9%	51,8%	...	71,2%	73,9%	76,8%
Capital de Terceiros	70,4%	68,9%	67,3%	65,5%	63,4%	61,1%	58,5%	55,5%	52,1%	48,2%	...	28,8%	26,1%	23,2%
Endividamento Sobre Patrimônio	237,8%	221,2%	205,5%	189,6%	173,5%	157,3%	141,0%	124,8%	108,8%	93,0%	...	40,4%	35,3%	30,2%
Endividamento do Ativo Total	70,4%	68,9%	67,3%	65,5%	63,4%	61,1%	58,5%	55,5%	52,1%	48,2%	...	28,8%	26,1%	23,2%

Tabela 6.13 – Demonstração de Resultados do Exercício da Venda no PROINFA

Demonstração de Resultados do Exercício

Valores em R\$ x 1000

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	...	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
RECEITAS OPERACIONAIS	19.774	20.664	21.594	22.627	23.581	24.642	...	32.178	33.534	35.043	36.620	38.373	39.990	41.790	43.671	45.761
Faturamento Venda de Energia	19.774	20.664	21.594	22.627	23.581	24.642	...	32.178	33.534	35.043	36.620	38.373	39.990	41.790	43.671	45.761
Venda na CCEE	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) RECEITA OPERACIONAL BRUTA	19.774	20.664	21.594	22.627	23.581	24.642	...	32.178	33.534	35.043	36.620	38.373	39.990	41.790	43.671	45.761
(-) IMPOSTOS SOBRE FATURAMENTO	722	754	788	826	861	899	...	1.175	1.224	1.279	1.337	1.401	1.460	1.525	1.594	1.670
PIS/COFINS	722	754	788	826	861	899	...	1.175	1.224	1.279	1.337	1.401	1.460	1.525	1.594	1.670
ICMS	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	19.052	19.910	20.806	21.801	22.720	23.743	...	31.004	32.310	33.764	35.284	36.973	38.531	40.265	42.077	44.090
(-) DESPESAS OPERACIONAIS	1.983	2.068	2.157	2.250	2.347	2.448	...	3.152	3.287	3.428	3.576	3.730	3.890	4.057	4.232	4.414
Taxa de Fiscalização ANEEL	44	46	48	50	52	54	...	70	73	76	79	83	86	90	94	98
Taxa CCEE e ONS	59	62	65	68	71	74	...	95	99	103	108	112	117	122	127	133
Tarifa de Uso dos Sistemas de Transporte	619	646	673	702	732	764	...	984	1.026	1.070	1.116	1.164	1.214	1.266	1.321	1.377
Operação e Manutenção	1.261	1.315	1.372	1.431	1.492	1.556	...	2.003	2.090	2.179	2.273	2.371	2.473	2.579	2.690	2.806
Compra na CCEE	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) EBITDA	17.070	17.841	18.648	19.551	20.373	21.295	...	27.852	29.023	30.336	31.708	33.243	34.641	36.207	37.845	39.677
Depreciação	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	...	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107
Amortização Diferido	1.913	1.913	1.913	1.913	1.913	1.913	...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) EBIT	13.050	13.822	14.629	15.532	16.354	17.275	...	25.745	26.917	28.229	29.601	31.136	32.534	34.101	35.738	37.570
(-) DESPESAS FINANCEIRAS	8.250	8.478	7.800	7.261	6.713	6.157	...	2.645	2.029	1.405	773	134	139	146	152	159
Juros de Financiamento	8.181	8.406	7.725	7.182	6.631	6.072	...	2.533	1.912	1.283	645	0	0	0	0	0
Juros de Cobertura de Caixa	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CPMF	69	72	75	79	82	86	...	112	117	122	128	134	139	146	152	159
(+) RECEITAS FINANCEIRAS	0	2.339	658	673	666	732	...	1.153	1.234	1.323	1.364	1.380	1.491	1.769	1.977	2.074
Aplicação Sobre de Caixa	0	1.961	303	331	338	418	...	929	1.026	1.130	1.231	1.338	1.491	1.769	1.977	2.074
Remuneração da Conta Reserva BNDES	0	378	356	342	328	314	...	224	209	192	134	42	0	0	0	0
(=) RESULTADO ANTES DOS JSCP	4.800	7.683	7.487	8.944	10.306	11.850	...	24.254	26.122	28.147	30.193	32.383	33.886	35.724	37.563	39.484
Juros sobre o Capital Póprio	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) LUCRO ANTES DO IR e CS	4.800	7.683	7.487	8.944	10.306	11.850	...	24.254	26.122	28.147	30.193	32.383	33.886	35.724	37.563	39.484
Contribuição Social	214	434	292	305	315	332	...	451	473	498	518	539	566	611	650	681
Imposto de Renda	371	974	572	597	614	652	...	908	955	1.008	1.049	1.088	1.149	1.254	1.344	1.410
(=) LUCRO LÍQUIDO	4.215	6.276	6.622	8.042	9.378	10.866	...	22.895	24.693	26.642	28.625	30.756	32.171	33.859	35.569	37.394
(+) Reversão dos Juros sobre o Capital Próprio	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) LUCRO LÍQUIDO REAL	4.215	6.276	6.622	8.042	9.378	10.866	...	22.895	24.693	26.642	28.625	30.756	32.171	33.859	35.569	37.394

Tabela 6.14 - Balanço Patrimonial da Venda no PROINFA

Balanço Patrimonial

Valores em R\$ x 1000

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	...	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
ATIVO CIRCULANTE	0	0	0	6.159	5.855	5.815	5.782	5.741	5.706	...	5.553	5.528	5.512	4.772	4.198	4.333	4.483	4.639	4.813
Disponível	0	0	0	1.229	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	...	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Contas a Receber	0	0	0	1.648	1.722	1.799	1.886	1.965	2.054	...	2.682	2.795	2.920	3.052	3.198	3.333	3.483	3.639	3.813
DSRA	0	0	0	3.282	3.133	3.016	2.897	2.776	2.653	...	1.872	1.733	1.592	721	0	0	0	0	0
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Crédito de ICMS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PERMANENTE	5.313	64.565	106.250	102.231	98.211	94.192	90.173	86.154	82.134	...	61.844	59.737	57.630	55.523	53.416	51.310	49.203	47.096	44.989
Imobilizado	0	51.000	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	...	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125
(-) Depreciação Acumulada	0	0	0	2.107	4.214	6.320	8.427	10.534	12.641	...	25.281	27.388	29.495	31.602	33.709	35.815	37.922	40.029	42.136
Diferido	5.313	13.565	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125	...	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125
(-) Amortização Acumulada	0	0	0	1.913	3.825	5.738	7.650	9.563	11.475	...	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125	19.125
TOTAL DO ATIVO	5.313	64.565	106.250	108.390	104.066	100.007	95.955	91.894	87.840	...	67.397	65.265	63.142	60.296	57.614	55.642	53.685	51.735	49.803
PASSIVO CIRCULANTE	0	0	0	274	358	774	1.199	1.624	2.058	...	9.318	12.760	16.288	19.163	19.364	17.392	15.435	13.485	11.553
PIS/COFINS	0	0	0	60	63	66	69	72	75	...	98	102	107	111	117	122	127	133	139
ICMS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TFSEE	0	0	0	4	4	4	4	4	5	...	6	6	6	7	7	7	7	8	8
Taxa ONS	0	0	0	5	5	5	6	6	6	...	8	8	9	9	9	10	10	11	11
Custo Transporte	0	0	0	52	54	56	59	61	64	...	82	85	89	93	97	101	106	110	115
O&M	0	0	0	105	110	114	119	124	130	...	167	174	182	189	198	206	215	224	234
Contribuição Social	0	0	0	18	36	24	25	26	28	...	38	39	41	43	45	47	51	54	57
Imposto de Renda	0	0	0	31	81	48	50	51	54	...	76	80	84	87	91	96	105	112	117
Dividendos	0	0	0	0	6	456	868	1.280	1.697	...	8.844	12.265	15.770	18.623	18.801	16.803	14.815	12.834	10.871
Empréstimo para Cobertura de Caixa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO	0	0	74.375	76.030	71.308	66.503	61.623	56.668	51.638	...	19.829	14.255	8.604	2.882	0	0	0	0	0
Financiamento	0	0	74.375	76.030	71.308	66.503	61.623	56.668	51.638	...	19.829	14.255	8.604	2.882	0	0	0	0	0
PATRIMONIO LIQUIDO	5.313	64.565	31.875	32.086	32.400	32.731	33.133	33.602	34.145	...	38.250	38.250	38.250	38.250	38.250	38.250	38.250	38.250	38.250
Capital Social	5.313	64.565	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	...	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875
Reserva de Capital	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reserva Legal	0	0	0	211	525	856	1.258	1.727	2.270	...	6.375	6.375	6.375	6.375	6.375	6.375	6.375	6.375	6.375
Lucros (Prejuízos) Acumulados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL DO PASSIVO	5.313	64.565	106.250	108.390	104.066	100.007	95.955	91.894	87.840	...	67.397	65.265	63.142	60.296	57.614	55.642	53.685	51.735	49.803

A partir da comparação dos indicadores nas duas possibilidades de comercialização (ACR e PROINFA), podemos tecer alguns comentários:

- O comportamento econômico-financeiro ao longo do período em todos os indicadores se assemelha, tendo em vista que as únicas alterações da análise se relacionam ao preço de venda, taxa de juros do financiamento e duração dos contratos de venda;
- Observa-se que a Margem Bruta no caso da venda no PROINFA é superior à mesma Margem da venda no ACR, tendo em vista que seu preço de venda é superior (o mesmo comentário é válido para a Margem Líquida e para a Margem Operacional);
- O montante de capital próprio é ligeiramente inferior no caso da venda no PROINFA. Isso se deve ao fato de que os juros durante a construção neste caso são superiores aos valores observados na venda no ACR, dado que a taxa de juros cobrada pelo BNDES é superior. Tal fato faz com que a participação do capital de terceiros (que inclui os juros durante a construção) seja superior;

6.3.3 Venda no ACL

Conforme visto anteriormente, o preço do contrato na venda no ACL a ser considerado equivale a R\$ 145 / MWh, que reflete o preço da comercialização de energia com consumidor final A4 da CEMIG, de forma a representar cerca de 5% (cinco por cento) a 15% (quinze por cento) de desconto em relação a fatura como cativo da distribuidora. Como o PPA com o consumidor possui vigência de aproximadamente 4 anos, o BNDES não financiaria esta PCH por não apresentar contrato firme de venda de energia por prazo igual ou superior ao necessário para a amortização da dívida. Conforme já mencionado, as garantias corporativas podem ser oferecidas (tendo em vista que o investidor, neste caso, foi considerado como maduro no setor e com credibilidade para uma emissão de debêntures que viabilizem o projeto), mas este enfoque não tem sido levado adiante pelas empresas setoriais, por motivos alheios àqueles que aqui analisamos.

Para fins desta forma de comercialização, considera-se que a cada 4 (quatro) anos é firmado novo contrato com consumidor final, de forma que no decorrer de todo o período do Ato Autorizativo, a PCH possua contrato de venda de energia no montante de sua Garantia Física.

Conforme abordado anteriormente, considera-se que o empreendedor responsável é um agente maduro do setor, que adquire financiamento do projeto por meio da emissão de debêntures, com remuneração equivalente ao IPCA adicionado de um *spread* de 9% (nove por cento) ao ano. A tabela a seguir apresenta os resultados da avaliação determinística no caso da venda de energia no ACL:

Tabela 6.15 – Resultados da Avaliação Determinística no ACL

Avaliação Determinística		
	Moeda Constante	Moeda Corrente
TIR Equity	21,67%	16,66%
TIR Projeto	19,83%	14,93%
VPL Equity @ 13,5% (R\$ x 1000)	13.395	

O que se observa neste caso é que a TIR do acionista se situa em patamar um pouco mais elevado em relação à venda no ACR e PROINFA, porém a TIR do projeto é bastante superior às demais. Tal fato é explicado pelas condições de financiamento e pelo preço de venda. O custo da dívida neste caso é muito superior ao custo da venda no ACR e no PROINFA, o que implica numa aproximação da TIR do projeto e da TIR do acionista, na medida em que o financiamento não provoca tantos benefícios ao fluxo de caixa do acionista.

A título de ilustração, apresentamos a TIR do acionista caso considerássemos as mesmas condições de financiamento do BNDES, adotadas para o caso da venda no ACR e no PROINFA. Observamos que o financiamento do BNDES aumenta a TIR do acionista em mais de 4 pontos percentuais:

Tabela 6.16 – Análise de sensibilidade da Avaliação Determinística no ACL

Venda no ACL	Caso Base	Financiamento ACR
TIR Acionista	16,66%	20,78%

A seguir são apresentados os indicadores, a DRE e o Balanço Patrimonial:

Tabela 6.17 – Indicadores de Desempenho ACL

Indicadores	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	...	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Margem Bruta - EBTIDA	92,1%	92,1%	92,1%	92,1%	92,1%	92,2%	92,2%	92,2%	92,2%	92,2%	...	92,4%	92,4%	92,4%	92,4%	92,4%	92,5%	92,5%
Margem Líquida	19,5%	24,7%	31,1%	36,9%	41,6%	46,3%	50,7%	54,9%	58,7%	62,3%	...	88,1%	88,2%	88,4%	88,6%	88,8%	88,9%	89,1%
Margem Operacional - EBIT	67,8%	68,8%	69,8%	70,9%	71,7%	72,6%	73,5%	74,4%	75,1%	75,9%	...	88,4%	88,6%	88,8%	88,9%	89,1%	89,2%	89,4%
Retorno Sobre Ativo	3,4%	4,8%	6,5%	8,5%	10,6%	13,0%	15,7%	18,9%	22,5%	26,7%	...	99,6%	108,7%	119,2%	130,3%	141,8%	148,3%	155,1%
Capital Próprio	27,2%	28,7%	30,4%	32,3%	34,5%	37,1%	40,0%	43,4%	47,4%	52,1%	...	82,6%	86,1%	90,0%	94,2%	97,9%	97,8%	97,7%
Capital de Terceiros	72,8%	71,3%	69,6%	67,7%	65,5%	62,9%	60,0%	56,6%	52,6%	47,9%	...	17,4%	13,9%	10,0%	5,8%	2,1%	2,2%	2,3%
Endividamento Sobre Patrimônio	267,6%	248,7%	229,3%	209,6%	189,7%	169,8%	149,9%	130,2%	110,8%	91,9%	...	21,1%	16,1%	11,2%	6,2%	2,2%	2,3%	2,4%
Endividamento do Ativo Total	72,8%	71,3%	69,6%	67,7%	65,5%	62,9%	60,0%	56,6%	52,6%	47,9%	...	17,4%	13,9%	10,0%	5,8%	2,1%	2,2%	2,3%

Tabela 6.18 – Demonstração de Resultados do Exercício ACL

Demonstração de Resultados do Exercício

Valores em R\$ x 1000

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	...	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
RECEITAS OPERACIONAIS	21.558	22.528	23.542	24.669	25.709	26.865	28.074	29.418	30.658	32.037	...	54.332	56.777	59.494	62.002	64.792	67.707	70.762	73.955
Faturamento Venda de Energia	21.558	22.528	23.542	24.669	25.709	26.865	28.074	29.418	30.658	32.037	...	54.332	56.777	59.494	62.002	64.792	67.707	70.762	73.955
Venda na CCEE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) RECEITA OPERACIONAL BRUTA	21.558	22.528	23.542	24.669	25.709	26.865	28.074	29.418	30.658	32.037	...	54.332	56.777	59.494	62.002	64.792	67.707	70.762	73.955
(-) IMPOSTOS SOBRE FATURAMENTO	787	822	859	900	938	981	1.025	1.074	1.119	1.169	...	1.983	2.072	2.172	2.263	2.365	2.471	2.583	2.699
PIS/COFINS	787	822	859	900	938	981	1.025	1.074	1.119	1.169	...	1.983	2.072	2.172	2.263	2.365	2.471	2.583	2.699
ICMS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	20.771	21.706	22.683	23.768	24.770	25.885	27.050	28.344	29.539	30.868	...	52.349	54.704	57.323	59.739	62.427	65.236	68.179	71.256
(-) DESPESAS OPERACIONAIS	1.983	2.068	2.157	2.250	2.347	2.448	2.553	2.663	2.778	2.897	...	4.801	5.008	5.223	5.448	5.682	5.926	6.181	6.447
Taxa de Fiscalização ANEEL	44	46	48	50	52	54	56	59	61	64	...	106	111	116	121	126	131	137	143
Taxa CCEE e ONS	59	62	65	68	71	74	77	80	84	87	...	145	151	157	164	171	178	186	194
Tarifa de Uso dos Sistemas de Transporte	619	646	673	702	732	764	797	831	867	904	...	1.498	1.563	1.630	1.700	1.773	1.849	1.929	2.012
Operação e Manutenção	1.261	1.315	1.372	1.431	1.492	1.556	1.623	1.693	1.766	1.842	...	3.052	3.183	3.320	3.463	3.612	3.767	3.929	4.098
Compra na CCEE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) EBITDA	18.789	19.638	20.525	21.518	22.423	23.437	24.496	25.681	26.761	27.971	...	47.547	49.696	52.099	54.291	56.745	59.310	61.998	64.809
Depreciação	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	...	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107	2.107
Amortização Diferido	2.415	2.415	2.415	2.415	2.415	2.415	2.415	2.415	2.415	2.415	...	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) EBIT	14.267	15.116	16.004	16.997	17.902	18.915	19.975	21.160	22.240	23.450	...	45.440	47.590	49.993	52.184	54.638	57.203	59.891	62.702
(-) DESPESAS FINANCEIRAS	10.509	10.361	9.225	8.090	6.954	5.818	4.683	3.548	2.413	1.278	...	189	198	207	216	226	236	246	258
Juros de Financiamento	10.433	10.283	9.143	8.004	6.864	5.725	4.585	3.445	2.306	1.166	...	0	0	0	0	0	0	0	0
Juros de Cobertura de Caixa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0
CPMF	75	78	82	86	90	94	98	102	107	112	...	189	198	207	216	226	236	246	258
(+) RECEITAS FINANCEIRAS	0	2.496	633	581	585	673	757	849	944	989	...	2.506	2.613	2.731	2.854	2.991	3.118	3.259	3.405
Aplicação Sobre de Caixa	0	1.961	141	121	158	280	397	522	650	785	...	2.506	2.613	2.731	2.854	2.991	3.118	3.259	3.405
Remuneração da Conta Reserva BNDES	0	535	492	459	426	393	360	327	294	204	...	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) RESULTADO ANTES DOS JSCP	3.759	7.251	7.412	9.488	11.532	13.770	16.049	18.461	20.772	23.161	...	47.757	50.005	52.516	54.822	57.403	60.085	62.903	65.850
Juros sobre o Capital Próprio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) LUCRO ANTES DO IR e CS	3.759	7.251	7.412	9.488	11.532	13.770	16.049	18.461	20.772	23.161	...	47.757	50.005	52.516	54.822	57.403	60.085	62.903	65.850
Contribuição Social	233	468	311	319	330	351	371	394	416	435	...	812	848	888	926	969	1.012	1.058	1.105
Imposto de Renda	407	1.051	605	615	636	682	727	777	825	864	...	1.689	1.765	1.849	1.929	2.019	2.110	2.206	2.306
(=) LUCRO LÍQUIDO	3.119	5.732	6.496	8.554	10.566	12.738	14.951	17.291	19.530	21.862	...	45.256	47.392	49.779	51.966	54.414	56.963	59.640	62.438
(+) Reversão dos Juros sobre o Capital Próprio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) LUCRO LÍQUIDO REAL	3.119	5.732	6.496	8.554	10.566	12.738	14.951	17.291	19.530	21.862	...	45.256	47.392	49.779	51.966	54.414	56.963	59.640	62.438

Tabela 6.19 – Resultados da Avaliação Determinística no ACL

Balço Patrimonial

Valores em R\$ x 1000

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	...	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
ATIVO CIRCULANTE	0	0	0	7.478	7.274	7.073	6.882	6.684	6.495	6.311	6.138	5.957	4.803	...	5.528	5.731	5.958	6.167	6.821	8.968	11.117	13.268
Disponível	0	0	0	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	...	1.000	1.000	1.000	1.000	1.422	3.326	5.220	7.105
Contas a Receber	0	0	0	1.797	1.877	1.962	2.056	2.142	2.239	2.340	2.452	2.555	2.670	...	4.528	4.731	4.958	5.167	5.399	5.642	5.897	6.163
DSRA	0	0	0	4.681	4.396	4.111	3.826	3.542	3.257	2.972	2.687	2.402	1.133	...	0	0	0	0	0	0	0	0
REALIZAVEL A LONGO PRAZO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0
Crédito de ICMS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0
PERMANENTE	5.313	64.565	111.270	106.749	102.228	97.706	93.185	88.664	84.142	79.621	75.100	70.578	66.057	...	40.776	38.669	36.562	34.455	32.349	30.242	28.135	26.028
Imobilizado	0	51.000	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	...	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125	87.125
(-) Depreciação Acumulada	0	0	0	2.107	4.214	6.320	8.427	10.534	12.641	14.748	16.854	18.961	21.068	...	46.349	48.456	50.563	52.670	54.776	56.883	58.989	61.094
Diferido	5.313	13.565	24.145	24.145	24.145	24.145	24.145	24.145	24.145	24.145	24.145	24.145	24.145	...	24.145	24.145	24.145	24.145	24.145	24.145	24.144	24.142
(-) Amortização Acumulada	0	0	0	2.415	4.829	7.244	9.658	12.073	14.487	16.902	19.316	21.731	24.145	...	24.145	24.145	24.145	24.145	24.145	24.145	24.144	24.142
TOTAL DO ATIVO	5.313	64.565	111.270	114.227	109.501	104.780	100.067	95.348	90.638	85.932	81.238	76.535	70.860	...	46.303	44.400	42.520	40.622	39.170	39.210	39.252	39.297
PASSIVO CIRCULANTE	0	0	0	1.804	5.234	8.629	11.931	15.124	18.219	21.208	24.090	26.853	28.526	...	8.053	6.150	4.270	2.372	920	960	1.002	1.047
PIS/COFINS	0	0	0	66	69	72	75	78	82	85	89	93	97	...	165	173	181	189	197	206	215	225
ICMS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0
TFSEE	0	0	0	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	...	9	9	10	10	10	11	11	12
Taxa ONS	0	0	0	5	5	5	6	6	6	7	7	7	7	...	12	13	13	14	14	15	16	16
Custo Transporte	0	0	0	52	54	56	59	61	64	66	69	72	75	...	125	130	136	142	148	154	161	168
O&M	0	0	0	105	110	114	119	124	130	135	141	147	153	...	254	265	277	289	301	314	327	342
Contribuição Social	0	0	0	19	39	26	27	28	29	31	33	35	36	...	68	71	74	77	81	84	88	92
Imposto de Renda	0	0	0	34	88	50	51	53	57	61	65	69	72	...	141	147	154	161	168	176	184	192
Dividendos	0	0	0	1.520	4.867	8.301	11.590	14.770	17.847	20.818	23.681	26.424	28.079	...	7.280	5.343	3.426	1.492	0	0	0	0
Empréstimo para Cobertura de Caixa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0
EXIGIVEL A LONGO PRAZO	0	0	79.395	80.391	71.950	63.508	55.067	46.625	38.183	29.742	21.300	12.859	4.417	...	0	0	0	0	0	0	0	0
Financiamento	0	0	79.395	80.391	71.950	63.508	55.067	46.625	38.183	29.742	21.300	12.859	4.417	...	0	0	0	0	0	0	0	0
PATRIMONIO LIQUIDO	5.313	64.565	31.875	32.031	32.318	32.642	33.070	33.598	34.235	34.983	35.847	36.824	37.917	...	38.250	38.250	38.250	38.250	38.250	38.250	38.250	38.250
Capital Social	5.313	64.565	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	...	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875	31.875
Reserva de Capital	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0
Reserva Legal	0	0	0	156	443	767	1.195	1.723	2.360	3.108	3.972	4.949	6.042	...	6.375	6.375	6.375	6.375	6.375	6.375	6.375	6.375
Lucros (Prejuízos) Acumulados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL DO PASSIVO	5.313	64.565	111.270	114.227	109.501	104.780	100.067	95.348	90.638	85.932	81.238	76.535	70.860	...	46.303	44.400	42.520	40.622	39.170	39.210	39.252	39.297
ATIVO - PASSIVO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0

Da mesma forma que no caso ACR, à título de comparação com as demais formas de comercialização e tipos de análise, foi traçado o gráfico a seguir, que ilustra a evolução da TIR do acionista em função do preço:

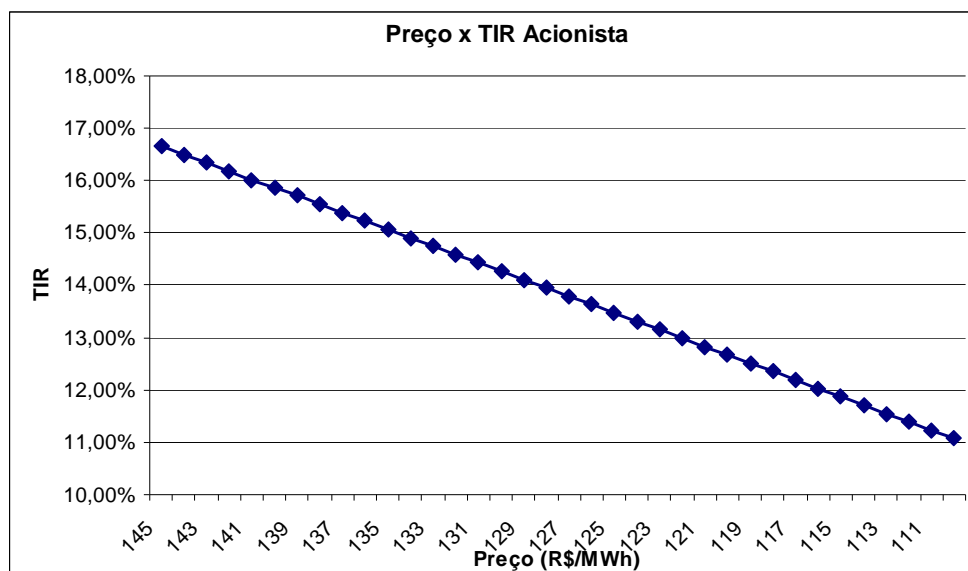


Figura 6.2 – Variação da TIR do Acionista em função do preço do PPA

Observamos que, pela avaliação determinística, a TMA exigida pelo investidor é atendida até que o preço de venda seja igual ou superior a R\$ 126 / MWh.

6.4 – Avaliação Probabilística e Determinação do Nível Ótimo de Contratação

Já possuímos os resultados da avaliação determinística que, conforme mencionado, ainda é muito utilizada pelos agentes de mercado no Brasil, e considera que ao se vender a totalidade da Garantia Física da usina, as compras e vendas de energia na CCEE se igualam no período do Ato Autorizativo da PCH.

A despeito do fato de a avaliação determinística ser comumente utilizada pelos agentes setoriais, foi visto no Capítulo anterior que a desconsideração das compras e vendas no curto prazo não oferece resultado confiável, dado que os resultados na CCEE não se

anulam no horizonte da análise. Isto porque, em grande parte do tempo, observa-se geração superior a assegurada do MRE, o que implica em venda de energia na CCEE a PLD's baixos, e nas demais situações, compra de energia aos PLD's em patamares de preço muito superiores.

O objetivo deste item é comparar os resultados obtidos na avaliação determinística e na probabilística, nas mesmas condições quanto às variáveis distintas da compra e venda na CCEE. Tal comparação será realizada apenas para a comercialização no ACR e no ACL, uma vez que foi considerado que as exposições positivas e negativas, verificadas na CCEE, na comercialização pelo PROINFA serão alocadas à Eletrobrás.

6.4.1 Venda no ACR

Avaliou-se o investimento na PCH fictícia com comercialização no ACR, incluindo no MAN[®] adaptado as 2000 (duas mil) possibilidades anuais de compra e venda na CCEE, originando 2000 valores de VPL e de TIR, para diversos cenários de contratação da garantia física total do empreendimento.

De acordo com a metodologia descrita no capítulo anterior, o primeiro passo para o estabelecimento do montante ótimo de contratação é a determinação da fronteira eficiente para distintos níveis de contratação, utilizando-se a teoria da escolha da carteira ótima de investimentos, abordada por Bodie e Merton (2002) e por Ross (1995).

Para tanto, foram calculados os valores esperados (média), o desvio padrão e o percentil 5% do vetor de 2000 (dois mil) valores de TIR do acionista, resultantes da inclusão dos resultados esperados na CCEE na análise econômico-financeira. Variou-se o nível de contratação de 100% (cem por cento) da energia assegurada até o valor de 86% (oitenta e seis por cento). A tabela a seguir apresenta os referidos valores:

Tabela 6.20 – Retorno Esperado, desvio Padrão e Percentil 5%

TIR Acionista			
Nível Contratação	Desvio Padrão	Percentil 5%	Média
100%	1,5%	12,5%	15,6%
99%	1,4%	12,7%	15,6%
98%	1,3%	12,9%	15,5%
97%	1,2%	13,1%	15,4%
96%	1,1%	13,3%	15,4%
95%	1,1%	13,5%	15,3%
94%	1,0%	13,7%	15,3%
93%	0,9%	13,8%	15,2%
92%	0,9%	14,0%	15,1%
91%	0,8%	14,2%	15,1%
90%	0,9%	14,3%	15,0%
89%	0,9%	14,2%	15,0%
88%	0,9%	14,0%	14,9%
87%	1,0%	13,8%	14,9%

O primeiro ponto de destaque é que no nível de contratação de 100%, observamos que o valor esperado para a TIR do acionista equivale a 15,6%, inferior à TIR do acionista calculada pela metodologia determinística. Tal afirmativa confirma o fato de que a desconsideração dos resultados do mercado de curto prazo (resultados na CCEE) pode levar investidores a tomarem a decisão incorreta. De posse dos valores acima, é possível traçar o gráfico de retorno esperado versus sua volatilidade, aqui medida por meio da variável desvio padrão, conforme segue:

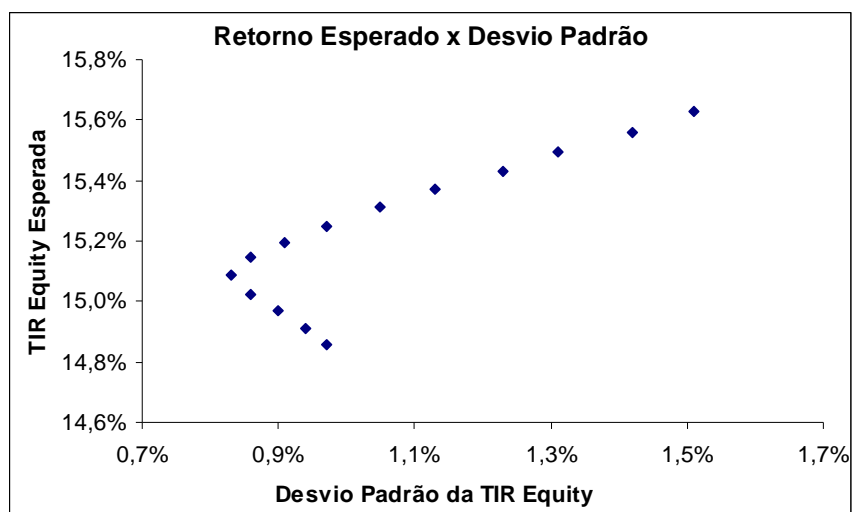


Figura 6.3 – Retorno x Desvio Padrão

Observa-se que o ponto de mínimo risco (menor desvio padrão) é aquele em que se contrata 91% Garantia Física. Neste nível de contratação, o retorno esperado é de 15,1%. Considera-se como nível de contratação eficiente, aquela que corresponda ao intervalo de 91% a 100% da Garantia Física (uma vez que a contratação em níveis inferiores a 91% implica em retorno inferior e com mesmo risco associado), conforme destacado pela área destacada do gráfico que segue:

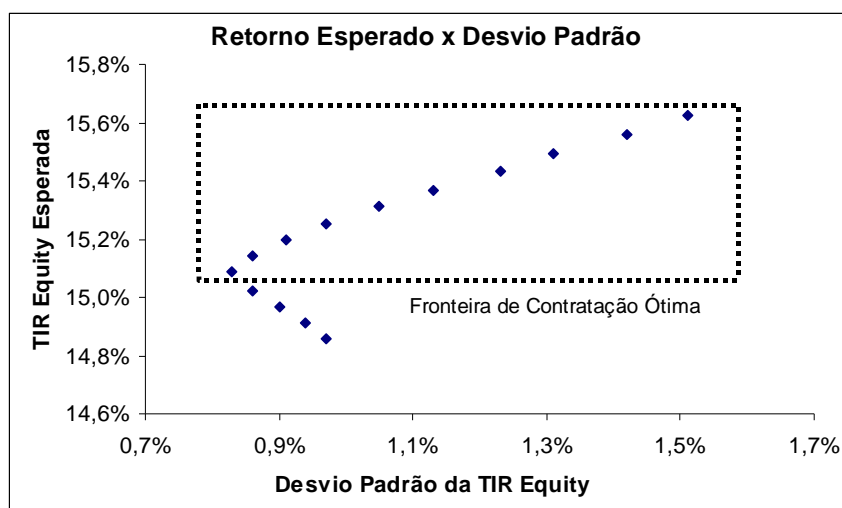


Figura 6.4 – Fronteira de Contratação Eficiente

Pelo exposto, qualquer contratação entre 91% a 100% do montante de garantia física da central geradora é tido como eficiente. A escolha do nível de contratação depende da aversão ao risco do empreendedor e da sua TMA.

Para a determinação do montante ótimo de contratação, recorreremos a Tabela 6.20, que apresenta o retorno esperado versus o retorno garantido com 95% de probabilidade. O montante ótimo de contratação será aquele que garanta a TMA exigida pelo investidor, associada ao maior valor esperado possível. Visando facilitar a mencionada análise, pode-se traçar o gráfico que fornece o valor esperado para TIR acionista versus aquele que garante com 95% de certeza que o valor da TIR do acionista será igual ou maior que o valor apontado (percentil 5%):

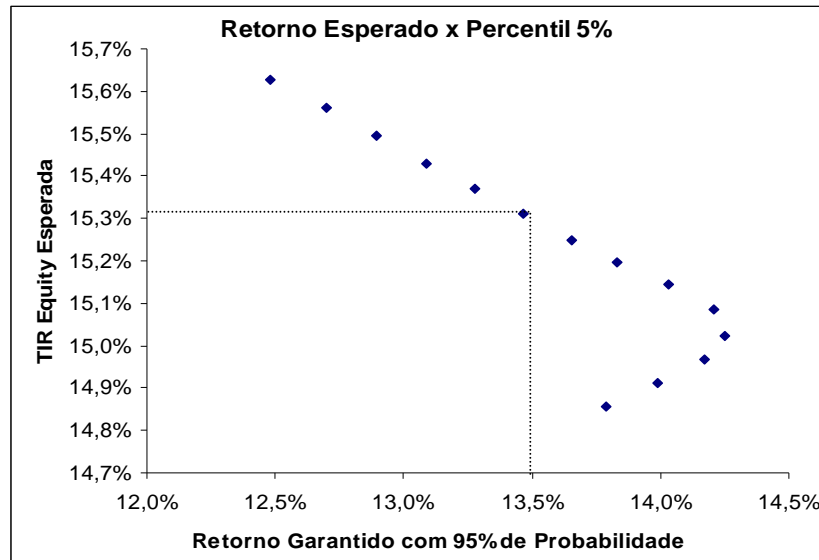


Figura 6.5 – Determinação do montante de contratação

A linha tracejada nos informa o valor garantido da TIR (com 95% de probabilidade) que equivale à TMA do investidor, onde a contratação da Garantia Física equivale a 95% do montante total. De acordo com o gráfico apresentado, caso o empreendedor contrate 95% da sua Garantia Física no ACR, ao preço de R\$ 125 / MWh, garante-se com 95% de certeza que o retorno é igual ou superior a 13,5% (TMA), sendo que a TIR do acionista esperada será de 15,3%.

Percebemos que, pela análise probabilística, para o caso de contratação de 100% da Garantia Física, o retorno esperado é de 15,06%, superior à TMA exigida, porém, a TIR do acionista garantida com 95% de certeza equivale a 12,5%, valor inferior à TMA. Assim, caso o empreendedor não realize a análise probabilística aqui apresentada, e venda 100% da sua Garantia Física, corre um risco superior a 5% de não obter a TMA.

Pelo exposto, o montante ideal a ser contratado no CCEAR seria de 95% da Garantia Física do empreendimento, que garantiria que a TIR do acionista seria igual ou superior à TMA, com um risco igual ou inferior a 5%. A contratação de 100% da Garantia Física, por sua vez, não garante que a TMA exigida pelo investidor seja alcançada na vida útil do projeto.

E mais: nas simulações probabilísticas realizadas com o Preço equivalente a R\$ 110 / MWh (valor mínimo que viabiliza o investimento, de acordo com as simulações determinísticas), não se garante o valor da TMA exigida pelo investidor, em nenhum cenário de contratação.

Dessa forma, pode-se afirmar que a análise do investimento em central hidroelétrica, se realizada sem a consideração dos resultados projetados no mercado de curto prazo – CCEE, pode levar os investidores a tomarem decisões que não reflitam a realidade, na medida em que as compras e vendas de energia no curto prazo não se igualam dentro do prazo de análise do investimento. Faz-se necessário realizar a simulação do risco hidrológico (por meio da inclusão dos resultados da CCEE nos modelos de análise econômica financeira), de forma a verificar se a TMA exigida pelo investidor é atendida de acordo com determinado grau de certeza. Adicionalmente, a avaliação probabilística informa as variáveis necessárias ao estabelecimento do nível de contratação que forneça o maior retorno esperado e que garanta um retorno para o acionista de, no mínimo, valor idêntico a sua TMA. Faremos a seguir as mesmas análises, até aqui apresentadas, para o caso da venda da energia da PCH no ACL, mediante a assinatura de contratos bilaterais com um consumidor da CEMIG, responsável por unidade consumidora A4.

6.4.2 Venda no ACL

A mesma abordagem quanto à determinação da fronteira eficiente de contratação será realizada para o caso da venda no ACL. Os resultados oriundos desta simulação serão comparados com àqueles da simulação determinística e com os resultados oriundos da simulação probabilística no caso da venda no ACR. A tabela a seguir apresenta os resultados quanto ao retorno esperado, desvio padrão e percentil 5%, com vistas à determinação da fronteira eficiente:

Tabela 6.21 – Retorno Esperado, desvio Padrão e Percentil 5%

Nível Contratação	TIR Acionista		
	Desvio Padrão	Percentil 5%	Média
100%	1,12%	14,22%	16,41%
99%	1,05%	14,30%	16,34%
98%	0,97%	14,39%	16,26%
97%	0,84%	14,49%	16,17%
96%	0,84%	14,58%	16,08%
95%	0,78%	14,67%	16,00%
94%	0,73%	14,76%	15,92%
93%	0,68%	14,85%	15,84%
92%	0,65%	14,97%	15,74%
91%	0,63%	15,06%	15,66%
90%	0,64%	15,03%	15,58%
89%	0,65%	14,95%	15,49%
88%	0,66%	14,76%	15,39%
87%	0,69%	14,57%	15,33%

O primeiro comentário é que, com certeza de 95%, nenhum valor de rentabilidade se encontra abaixo dos níveis exigidos pelo investidor (TMA de 13,5%). De posse dos valores acima apresentados, é possível traçar os gráficos que nos ajudam a obter a fronteira eficiente de contratação:

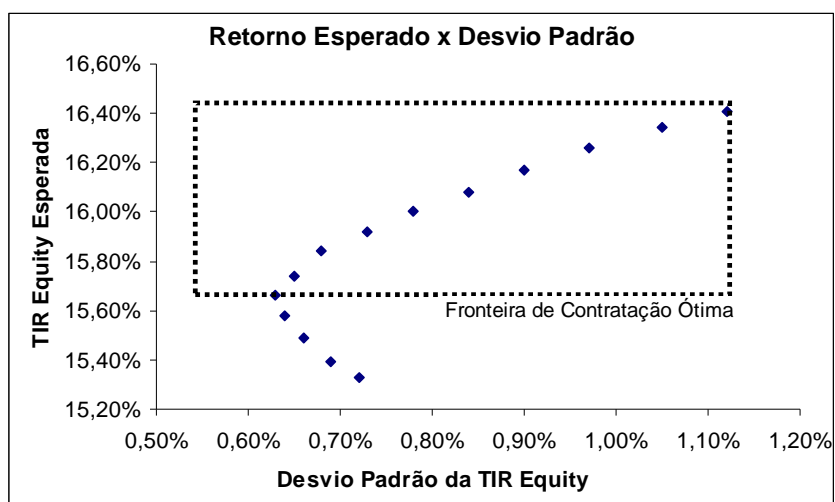


Figura 6.6 – Fronteira de Contratação Eficiente

Da mesma forma verificada nas simulações relativas à venda no ACR, qualquer contratação entre 91% a 100% do montante de garantia física da central geradora é tido como eficiente. A escolha do nível de contratação deverá ser precedida da análise do

gráfico que apresenta, com 95% de certeza, a TIR do acionista, em função da rentabilidade esperada, conforme segue:

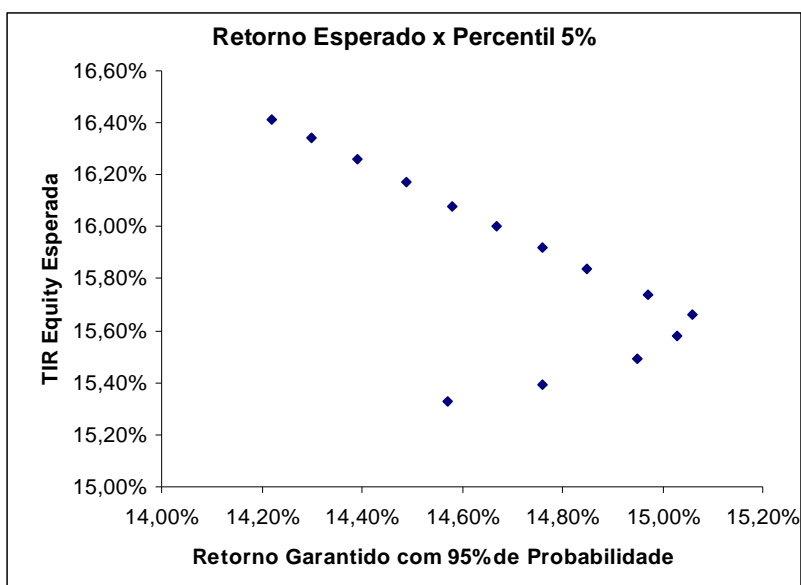


Figura 6.7 – Determinação Nível Ótimo de Contratação

De acordo com os gráficos apresentados, para o caso da venda da energia a valor equivalente à R\$ 145 / MWh, qualquer que seja o ponto de contratação dentro da fronteira eficiente acima destacada (contratação de 91% a 100% da Garantia Física da PCH), é tido como “ótimo” para o investidor, tendo em vista que todos os seus valores garantidos com 95% de certeza superam a TMA exigida. O nível de contratação a ser empregado dependerá da aversão ao risco do empreendedor.

Para o caso da venda da energia a R\$ 145 / MWh, a metodologia aqui apresentada foi importante para definir a fronteira eficiente, apontando os valores que resultam em níveis ótimos de contratação. Neste contexto, a opção do empreendedor é realizar o investimento em qualquer cenário de contratação dentro da fronteira eficiente.

A análise aqui elaborada seria imprescindível para a tomada da decisão pelo investimento para o caso do preço de venda se situar em valores inferiores a R\$ 145 / MWh. De acordo com a simulação determinística, o preço de R\$ 126 / MWh atenderia a TMA do investidor.

Da mesma forma com o que se verificou no caso da venda no ACR, quando se realiza as simulações probabilísticas utilizando-se o preço mínimo da avaliação determinística, equivalente a R\$ 126 / MWh, em nenhum cenário se observa o atendimento a TMA exigida pelo investidor. Ou seja, a avaliação determinística poderia levar o investidor a tomar uma decisão de investimento que não atenderia a suas exigências de rentabilidade.

6.5 – Conclusões

De acordo com os indicadores calculados por meio da avaliação do investimento em uma PCH pela abordagem determinística, foi possível traçar as principais características deste tipo de investimento, destacando-se:

- É um investimento de capital intensivo, onde grande parte dos recursos oriundos da venda da energia são utilizados para o pagamento do financiamento;
- As despesas operacionais (uso do sistema de transporte, O&M, encargos setoriais, dentre outros...), se encontram na faixa de apenas 10% do total de arrecadação;
- Após a completa amortização do financiamento, quase que a totalidade dos recursos oriundos do faturamento bilateral com a venda de energia são disponibilizados para a distribuição de dividendos ao acionista, devido ao baixo valor de re-investimento nos primeiros 30 anos do Ato Autorizativo.

Ao se realizar análise de investimento pela abordagem determinística pode-se chegar em resultados que induzam o investidor a aplicar seus recursos no segmento de geração de energia no Brasil, sem o atendimento da sua rentabilidade mínima exigida.

Tal afirmação pode ser facilmente verificada por meio da análise dos resultados apresentados neste Capítulo. Na avaliação determinística, caso o empreendedor decida investir na PCH aqui analisada vendendo sua energia no ACR, poderia ofertar R\$ 109 / MWh no leilão, que atenderia sua TMA. Já pela abordagem probabilística, ao preço de R\$

109 / MWh, a TMA exigida pelo investidor não é atendida em nenhum nível de contratação da Garantia Física.

Isso porque a consideração dos resultados no mercado de curto prazo na CCEE, no que se refere ao MRE, altera a rentabilidade do investimento e indica que parcela da Garantia Física do empreendimento deverá ficar descontratada a título de proteção contra períodos hidrológicos desfavoráveis.

Ademais, a abordagem probabilística nos fornece as variáveis necessárias para a aplicação da teoria de combinação ótima de ativos de risco, com vistas a determinar o montante ótimo de venda de energia. Para tanto, o resultado do mercado de curto prazo e o resultado da contratação bilateral foram considerados como ativos de risco, que apresentam correlação negativa.

De acordo com os resultados apresentados, a avaliação probabilística indica que ao preço de R\$ 125 / MWh, o empreendedor deverá comprometer com o CCEAR o montante de 95% (noventa e cinco por cento) de sua Garantia Física, para atender a TMA do investidor risco associado de 5% (cinco por cento).

CAPÍTULO 7 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O setor elétrico brasileiro passou por profundas alterações em seu modelo institucional nos últimos 15 anos, sendo que a última grande mudança foi implantada nos anos de 2003 e 2004, após o período de racionamento vivenciado nos anos de 2001 e 2002. A partir da análise do atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro e de suas regras de mercado foram apresentadas as principais formas de comercialização de energia elétrica por uma PCH, que serviram para delinear os dados de entrada das diversas simulações realizadas, destacando-se preços, prazos e formas de financiamento.

De acordo com o apresentado, é possível concluir que o investidor do setor elétrico que atua no segmento de geração, ao realizar suas análises quanto à rentabilidade de determinado aproveitamento hidroelétrico, pode ser levado a tomar uma decisão incorreta ao desconsiderar os resultados do mercado de curto prazo (contabilização da CCEE), caso realize apenas a abordagem determinística.

Observa-se que a inclusão dos resultados do mercado de curto prazo nos modelos de análise econômico-financeira de empreendimentos de geração hidroelétrica, no que se refere às regras do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, altera a rentabilidade do investidor em relação aos resultados obtidos por meio da avaliação determinística, não devendo, portanto, ser desconsiderada.

Durante grande parte do tempo, em que se vivencia condições normais de vazão ou períodos de boa hidrologia, as usinas participantes do MRE vendem energia no mercado de curto prazo valorada a um PLD que se encontra em patamares baixos, tendo em vista que a energia alocada a estes empreendimentos é superior à Garantia Física dos mesmos, ou seja, existe energia secundária no sistema. Numa parcela pequena de tempo, quando se verificam condições hidrológicas críticas, a exposição financeira ao mercado de curto prazo é extremamente alta. Esta situação de risco deve ser considerada na análise econômico-financeira de um empreendimento hidroelétrico.

A despeito das conclusões obtidas neste trabalho, observa-se que um grande número de investidores atuantes nos leilões de energia nova realizados sob a égide do novo modelo, desconsideraram o *hedge* de manter uma parcela da Garantia Física da central hidroelétrica descontratada, com vistas a dirimir os efeitos oriundos de períodos hidrológicos desfavoráveis na rentabilidade do investimento.

Tal fato pode ser constatado quando da análise dos montantes de energia que foram vendidos nos leilões A-5 e A-3, realizados desde dezembro de 2005, onde a maioria dos vencedores do certame comprometeram a totalidade da Garantia Física da central geradora por meio da celebração de CCEAR's.

Várias são as possibilidades de análise dos resultados oriundos da inclusão dos efeitos do MRE nos modelos de avaliação. Neste trabalho foi adotada uma teoria largamente utilizada no mercado financeiro, qual seja, a de combinação de ativos em uma carteira de investimentos, de forma a estabelecer uma fronteira eficiente resultante da combinação de vários ativos com retornos e riscos distintos entre si.

Traçada a fronteira eficiente do nível de contratação da Garantia Física, o montante a ser escolhido depende da aversão ao risco do empreendedor, que, tal como ocorre em outras decisões importantes em sua vida, não existe metodologia ou programa computacional que faça a escolha.

Da mesma forma que o empreendedor não deve desconsiderar os resultados oriundos da contabilização na CCEE quando da análise da viabilidade de determinado empreendimento, a EPE e o MME, que determinam os preços de partida (máximos) dos leilões de energia nova, também não devem desconsiderar os resultados de curto prazo quando da determinação dos patamares dos preços máximos.

Merece destaque o fato de a metodologia apresentada ter como enfoque a análise de uma PCH. Ocorre que a mesma metodologia pode ser empregada na análise de viabilidade de investimentos para qualquer central hidroelétrica, independentemente de seu porte a da

modalidade em que atua. Conclui-se que a inclusão dos resultados da CCEE na análise de rentabilidade deva ser realizada, independentemente da forma de comercialização de energia.

Conforme mencionado no corpo do trabalho, foi dado tratamento probabilístico a apenas uma variável de risco, qual seja, o risco hidrológico. Para tanto, os preços de curto prazo foram projetados, para os próximos 5 anos, e replicados ao longo do fluxo de caixa do projeto. Sob este aspecto, recomenda-se a análise das possibilidades de aprimoramento dos estudos quanto à determinação dos resultados do MRE, realizando-se análises de sensibilidade, utilizando o programa NEWAVE, com vistas a capturar o comportamento dos PLDs projetados face às variações do cronograma de obras previsto, patamar de custo do déficit, tendência hidrológica, dentre outros.

Outro ponto que merece ser estudado é a incorporação da possibilidade do agente gerador contratar energia de outros agentes de mercado para posterior revenda no ACL. A possibilidade dos empreendedores atuarem como um agente comercializador pode alterar o nível ótimo de contratação da Garantia Física da central geradora.

Por fim, estudos futuros podem ser elaborados no sentido de incorporar outras variáveis de risco além do hidrológico, tais como o custo de investimento, que conforme mencionado no corpo do trabalho, é uma variável aleatória regida pela distribuição triangular.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Legislação Básica do Setor Elétrico. Brasília, 2003. 1v e 2v.il.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Nota Técnica 303 SRE/SRD/SRT, de 6 de dezembro de 2004.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas. 2ª edição. Rio de Janeiro. Nov/1997.

Apresentação Eletropaulo. Curso de Regulação de Energia do Setor Elétrico – Fundação Getúlio Vargas. Rio de Janeiro. 2005.

Bandeira, Fausto de Paula Menezes. **Análise das Alterações Propostas para o Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.** Estudo da Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados, 2003.

Barroso, Luiz Augusto. **Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos: Comportamento Estratégico de Agentes Geradores em Ambiente de Mercado.** Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, maio de 2000.

Bodie, Zvi; Merton, Robert C.: **Finanças.** Editora Bookman. 1º Edição Revisada. Porto Alegre, 2002.

Bonini, Cláudio Augusto; Malvessi, Oscar: **Project Finance no Brasil.** Editora Atlas. São Paulo, 2002.

Câmara de Gestão da Crise de Energia. **Relatório Técnico sobre o Cálculo das Energias Asseguradas.** Brasília, janeiro de 2002.

Damodaran, A. **Measuring Company Exposure to Country Risk: Theory and Practice.** Working Paper. Stern School of Business. Setembro de 2003.

Eletrobrás. Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidroelétricas. Atualização periódica. Endereço Eletrônico http://www.eletrabras.com.br/EM_Programas_PCH-COM/

Fortuna, Eduardo. **Mercado Financeiro, Produtos e Serviços.** Rio de Janeiro: Editora QualityMark, 2001.

Frankel, J.A. Quantifying international capital mobility in the 1980s. MIT Press. Cambridge. 1991.

Greiner, Peter. Resumo e Análise das “Diretrizes e Linhas de Ação para o Setor Elétrico Brasileiro - Programa do PT”. Estudo Próprio, 2002.

Guedes; Ernesto Moreira; Camargo, José Márcio; Hochsteler, Richard Lee; Amadeu, Edward; Valadares, Frederico Estrella; Saito, Kátia Tieme; Rojas, Andres; Callegari, Júlio; Almeida, Fillinto Muller. Setor Elétrico Brasileiro: Crise e suas Causas, Cenários de Crescimento e os Requisitos para que Ocorram os Investimentos Necessários. Estudo preparada pela Tendências Consultoria Integrada para a Câmara Brasileira de Investidores em Energia Elétrica – CBIEE. São Paulo, 2003.

Guimarães, Hélio Manoel Rosa: Modelo de Avaliação de Negócios. Edição do Autor. Salvador, 2005.

Hunt, Sally; Shuttleworth, Graham. Competition and Choice in Electricity. Inglaterra: John Wiley & Sons LTD, 1996.

Hunt, Sally. Making Competition Work in Electricity. Inglaterra: Wiley Finance, 2002.

Lino, Priscila Rochina. Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos: Operação Descentralizada de Sistemas Hidrotérmicos em Ambiente de Mercado. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, setembro de 2001.

Manual do Usuário do Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes – NEWAVE, Versão 11. CEPEL, Rio de Janeiro, Outubro de 2003.

Matarazzo, Dante C.: Análise Financeira de Balanços. Abordagem Rápida e Gerencial. 6ª Edição. Editora Atlas, São Paulo, 2003.

Ministério de Minas e Energia - MME. Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico. Brasília, Julho de 2003.

Moltalvão, Edmundo; Abbud, Omar Alves. A Crise de Energia em 2001 deveu-se a Reestruturação do Setor Elétrico? Para onde Devemos ir Após a Crise?. Estudo nº 149 da Consultora Legislativa do Senado Federal, 2002.

Oliveira, J. A. N. Engenharia Econômica: uma abordagem às decisões de investimentos. Mc Graw-Hill, 2002

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Operação do Sistema Interligado Nacional – Dados Relevantes de 1999. Rio de Janeiro, março de 2000.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Planejamento Anual da Operação Energética, Ano 2000. Rio de Janeiro – ONS, 2000.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Submódulo 7.5 dos Procedimentos de Rede. Rio de Janeiro – ONS, 2003.

Pamplona, Edson Oliveira; **Montevechi**, José Arnaldo Barra. Apostila de Engenharia Econômica I do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de Itajubá – UNIFEI, 2001.

Pinhel, Antônio Carlos da Costa: **Simulação de uma Usina Térmica a Gás no Novo Contexto do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Análise Risco x Retorno.** Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, dezembro de 2000.

Relatório das Causas da Crise de Energia Elétrica ocorrida em 2001. Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, criada por Decreto do Presidente da República, em 22 de maio de 2001, e publicado na página 4 da seção 1 do Diário Oficial nº 99-E, de 23 de maio de 2001.

Rocha, Kátia; **Garcia**, Francisco A. Alcaraz. Do Ranking das Distribuidoras ao Risco de Crédito no Pool — a Remuneração dos Investimentos em Geração Elétrica no Brasil. **Texto para Discussão 1086**, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – IPEA, Rio De Janeiro, abril de 2005.

Ross, Stephen A.; **Westerfield**, Randolph W.; **Jaffe**, Jeffrey A.: **Corporate Finance.** Editora Atlas. São Paulo, 1995.

Santos, Silvana da. **Aplicação do Project Finance na Alavancagem de Empreendimentos Hidroelétricos de Pequeno Porte.** Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, setembro de 2003.

Silva, Edson Luiz da. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica.** Porto Alegre: Editora Sagra Luzzato, 2001.

Souza, Zulcy, **SANTOS**, Afonso, H. M., **BORTONI**, Edson C., **Estudo para Implantação de Centrais Hidrelétricas.** Rio de Janeiro: Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás, 1999.

Vasconcelos, Lúcia Yamura: **Compreenda as Finanças de sua Empresa. Introdução a Análise das Demonstrações Contábeis.** Editora Qualitymark, Rio de Janeiro, 2005.

_____ Decreto nº 2.003 de 10 de setembro de 1996. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências.

_____ Decreto nº 2.655 de 2 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.

_____ Decreto nº 3.653 de 7 de novembro de 2000. Altera dispositivos do Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, que regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.

_____ Decreto nº 4.562 de 31 de dezembro de 2002. Estabelece normas gerais para celebração, substituição e aditamento dos contratos de fornecimento de energia elétrica; para tarifação e preço de energia elétrica; dispõe sobre compra de energia elétrica das concessionárias de serviço público de distribuição; valores normativos; estabelece a redução do número de submercados; diretrizes para revisão da metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST e dá outras providências.

_____ Decreto nº 5.163 de 31 de dezembro de 2002. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

_____ Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.

_____ Lei nº 9.074 de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações de concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

_____ Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia elétrica – ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.

_____ Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências.

_____ Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.

_____ Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003. Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, altera as Leis n o 8.631, de 4 de março de 1993, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

_____ Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.