

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
ESCOLA POLITÉCNICA

KIYOSHI HORIE FILHO

Investimento em energia renovável: desenvolvimento e implantação de informações contábil-gerenciais, elaboração de plano orçamentário e avaliação econômica de uma pequena central hidrelétrica no Brasil

Trabalho de formatura apresentado à Escola  
Politécnica da Universidade de São Paulo para  
Obtenção do Diploma de Engenheiro de Produção

São Paulo  
2010



UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
ESCOLA POLITÉCNICA

KIYOSHI HORIE FILHO

Investimento em energia renovável: desenvolvimento e implantação de informações contábil-gerenciais, elaboração de plano orçamentário e avaliação econômica de uma pequena central hidrelétrica no Brasil

Trabalho de formatura apresentado à Escola  
Politécnica da Universidade de São Paulo para  
Obtenção do Diploma de Engenheiro de Produção

Orientador: Prof. Dr. João Eduardo de Moraes Pinto Furtado

São Paulo  
2010

**AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES  
TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO,  
PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.**

2164736

TF 2010

H782j

tombo. M2010AZ

**DEDALUS - Acervo - EPRO**



32100011539

**ACOMPANHA CD**

## **FICHA CATALOGRÁFICA**

**Horie Filho, Kiyoshi**

**Investimento em energia renovável: desenvolvimento e im -  
plantação de informações contábil-gerenciais, elaboração de  
plano orçamentário e avaliação econômica de uma pequena  
central hidrelétrica no Brasil / K. Horie Filho. -- São Paulo, 2010.  
86 p.**

**Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade  
de São Paulo. Departamento de Engenharia de Produção.**

**1. Geração de energia elétrica 2. Controladoria 3. Contabili-  
dade 4. Engenharia econômica I. Universidade de São Paulo.  
Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Produção  
II. t.**

A todos que contribuíram com a minha formação nesta grande escola.



## AGRADECIMENTOS

A todas as pessoas da Ecole des Ponts, especialmente Véronique Hillen, diretora adjunta do departamento GI, e Adeline Nicault, inspetora de estudos, pelo grande suporte e por todo o aprendizado durante os três anos em que passei na França.

Ao professor João Furtado por ter aceitado contribuir com o desenvolvimento e o aprimoramento deste trabalho e por ter auxiliado a minha formação acadêmica ao longo dos meus anos de Poli.

Aos meus amigos Daniel Onoda e José Henrique pela amizade, pelo companheirismo e pela grande ajuda com os procedimentos do Trabalho de Formatura.

Ao Antoine, diretor-geral do grupo V. E., pela experiência enriquecedora de efetuar estágio como *financial controller* nesta empresa.

Ao Sébastien, que me orientou durante esses meses de estágio e me deu o suporte necessário para o desenvolvimento do presente trabalho.

A toda a equipe da filial brasileira do grupo, em especial a Taíze e o Nicolas, pela enorme colaboração e disposição em me ajudar.

Por fim, agradeço a minha família, minha namorada e meus demais amigos pelo imenso apoio durante todos esses meses.



## RESUMO

**HORIE FILHO, K. Investimento em energia renovável: desenvolvimento e implantação de informações contábil-gerenciais, elaboração de plano orçamentário e avaliação econômica de uma pequena central hidrelétrica no Brasil.** Trabalho de formatura (Graduação) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

No contexto de forte crescimento econômico e alta demanda de energia em países emergentes, uma empresa foi fundada na França em 2005 com o objetivo de investir em energia renovável no Brasil e na Índia. A construção de sua primeira usina hidrelétrica foi concluída no Brasil, em novembro de 2009 e, em dezembro desse ano, ela entrou em operação. Os gestores da empresa, porém, não tinham experiência em administração de centrais hidrelétricas. A ausência de informações organizadas sobre a geração de receita e os custos de operação impedia a realização de avaliação econômica precisa do empreendimento. O presente trabalho se propõe a pesquisar as receitas e os custos envolvidos na operação desta central hidrelétrica, a organizar as informações pesquisadas através de um plano orçamentário e a avaliar a viabilidade econômica do empreendimento. O levantamento de informações envolveu pesquisa bibliográfica, entrevistas com funcionários da empresa e análise de contratos. A avaliação econômica foi feita através do critério de valor atual líquido, e seu resultado foi analisado criticamente a fim de descobrir qual o parâmetro que mais a influencia.

Palavras-chave: Geração de energia elétrica. Controladoria. Contabilidade. Engenharia Econômica.



## **ABSTRACT**

**HORIE FILHO, K. Investment in renewable energy: accounting data development and set up, budget plan preparation and economic evaluation of a small hydropower in Brazil.** Final Project (Graduation) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

The strong economic growth and high energy demand in emerging markets motivated the foundation of a company in France in 2005, intended to invest in renewable energy in Brazil and India. Its first hydroelectric plant was commissioned in Brazil, in November 2009, and its operation started in December of that year. However, the managers of the company had no experience in managing hydropower plants. There was no organized information about the revenue and the operation costs, which prevented the company from performing an economic evaluation of its plant. This work aims to investigate the revenue and costs involved in the operation of a hydropower plant, to organize the information found through a budget plan and to evaluate the economic feasibility of the venture. The search of information involved research in the literature, interviews with company employees and analysis of contracts. The economic evaluation was performed through the criterion of the net present value and its result was critically analyzed in order to find out which is the most influencing parameter.

**Keywords:** Electricity generation. Financial control. Accounting. Engineering economics.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

|                                                                                       |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1.1 – Estrutura do grupo V. E. ....                                            | 27 |
| Figura 2.1 – Processo de gestão.....                                                  | 34 |
| Figura 2.2 – Estrutura da Controladoria. ....                                         | 34 |
| Figura 2.3 – Instituições governamentais do setor elétrico .....                      | 38 |
| Figura 2.4 – Horizonte de atuação das instituições do setor elétrico brasileiro ..... | 39 |
| Figura 2.5 – Capacidade das usinas de geração de energia elétrica em 2008 .....       | 40 |
| Figura 2.6 – Vista aérea da R.B.H. ....                                               | 42 |
| Figura 2.7 – Funcionamento de uma PCH .....                                           | 42 |
| Figura 2.8 – Barragem, turbina e condutos forçados da R.B.H.....                      | 43 |
| Figura 2.9 – Etapas para a implantação de uma PCH no Brasil.....                      | 43 |
| Figura 4.1 – Hierarquia na filial brasileira do grupo .....                           | 53 |
| Figura 4.2 – Fluxo financeiro na filial brasileira do grupo V.E. ....                 | 54 |
| Figura 4.3 – Classificação contábil.....                                              | 56 |
| Figura 5.1 – Gráfico de Pareto dos dez maiores custos da R.B.H.....                   | 76 |



## LISTA DE TABELAS

|                                                                                 |    |
|---------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 2.1 – A evolução do setor elétrico brasileiro. ....                      | 37 |
| Tabela 2.2 – Custos de construção por kW de potência. ....                      | 41 |
| Tabela 4.1 – Orçamento de vendas. ....                                          | 57 |
| Tabela 4.2 – Orçamento de impostos a recolher. ....                             | 59 |
| Tabela 4.3 – Regimes tributários no Brasil ....                                 | 59 |
| Tabela 4.4 – Orçamento de produção. ....                                        | 60 |
| Tabela 4.5 – Taxas de depreciação relativas aos bens tangíveis da R.B.H. ....   | 63 |
| Tabela 4.6 – Taxas de amortização relativas aos bens intangíveis da R.B.H. .... | 64 |
| Tabela 4.7 – Orçamento de despesas gerais. ....                                 | 65 |
| Tabela 4.8 – Orçamento de investimentos. ....                                   | 69 |
| Tabela 4.9 – Orçamento de outras receitas e despesas financeiras. ....          | 69 |
| Tabela 4.10 – Fluxo de caixa base – 2010. ....                                  | 71 |
| Tabela 4.11 – Fluxo de caixa no período de 2010 a 2015. ....                    | 72 |
| Tabela 5.1 – Dez maiores custos e despesas de operação da R.B.H.. ....          | 75 |



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

|               |                                                        |
|---------------|--------------------------------------------------------|
| <b>BRIC</b>   | Brazil, Russia, India, China                           |
| <b>BNDES</b>  | Banco Nacional de Desenvolvimento                      |
| <b>CAPEX</b>  | Capital Expenditure                                    |
| <b>CER</b>    | Certified Emission Reduction                           |
| <b>CLT</b>    | Consolidação das Leis do Trabalho                      |
| <b>COFINS</b> | Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social |
| <b>CSLL</b>   | Contribuição Social sobre o Lucro Líquido              |
| <b>DAMSP</b>  | Documento de Arrecadação do Município de São Paulo     |
| <b>DARF</b>   | Documento de Arrecadação da Receita Federal            |
| <b>FGTS</b>   | Fundo de Garantia por Tempo de Serviço                 |
| <b>GARE</b>   | Guia de Arrecadação da Receita Estadual                |
| <b>IAS</b>    | International Accounting Standards                     |
| <b>IFRS</b>   | International Financial Reporting Standards            |
| <b>IGP-M</b>  | Índice Geral de Preços ao Mercado                      |
| <b>INSS</b>   | Instituto Nacional da Seguridade Social                |
| <b>IRJP</b>   | Imposto de Renda Pessoa Jurídica                       |
| <b>IRRF</b>   | Imposto de Renda Retido na Fonte                       |
| <b>MWh</b>    | Mega-Watt hora                                         |
| <b>PCH</b>    | Pequena Central Hidrelétrica                           |
| <b>PIS</b>    | Programa de Integração Social                          |
| <b>PLF</b>    | Plant Load Factor                                      |

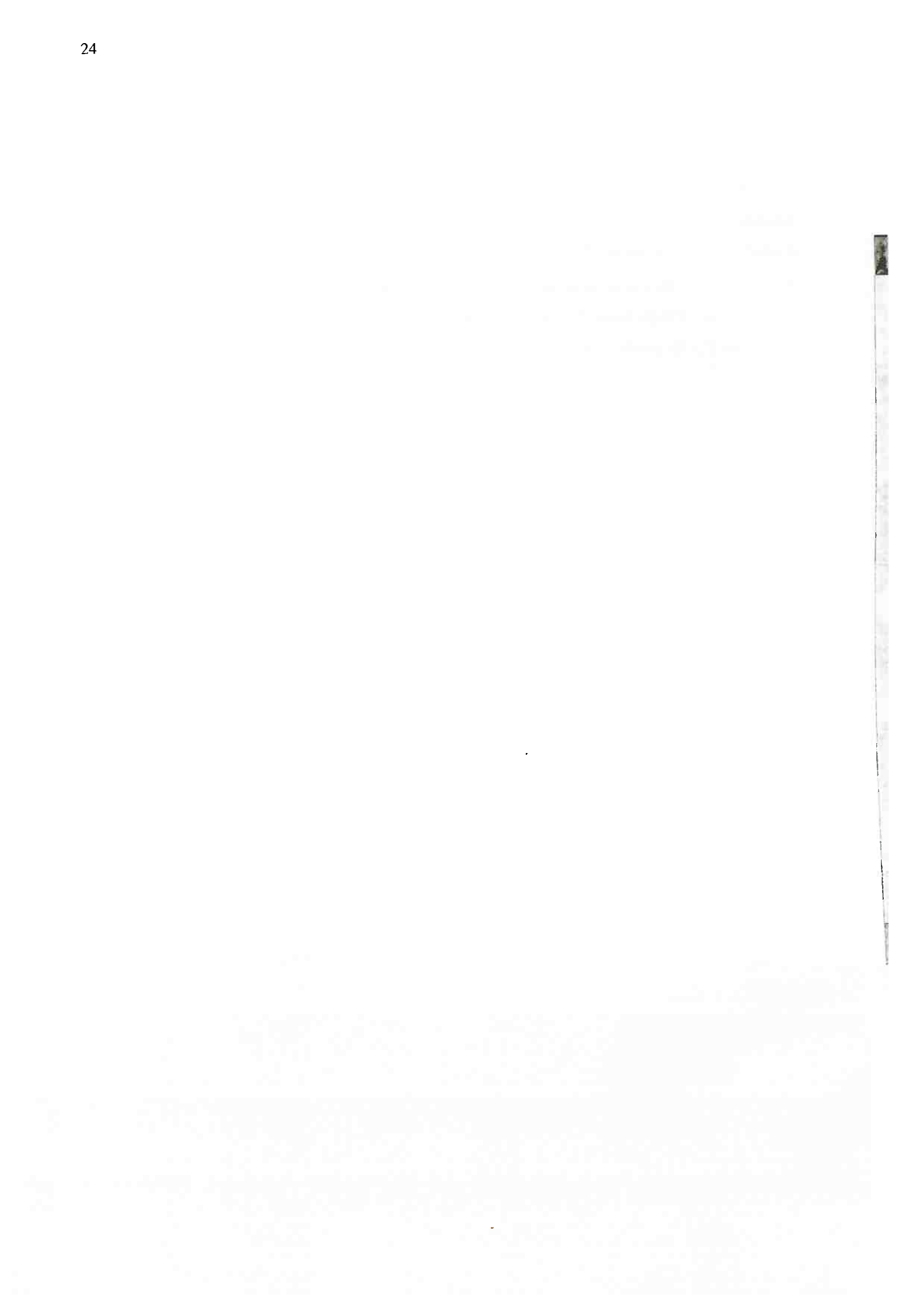
|               |                                                       |
|---------------|-------------------------------------------------------|
| <b>PPA</b>    | Power Purchase Agreement                              |
| <b>SELIC</b>  | Sistema Especial de Liquidação e Custódia             |
| <b>SHP</b>    | Small Hydro Power                                     |
| <b>SPE</b>    | Sociedade de Propósito Específico                     |
| <b>TIR</b>    | Taxa Interna de Retorno                               |
| <b>TJLP</b>   | Taxa de Juros de Longo Prazo                          |
| <b>TMA</b>    | Taxa Mínima Atrativa                                  |
| <b>UNFCCC</b> | United Nations Framework Convention on Climate Change |

# SUMÁRIO

|                                                                        |           |
|------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1. INTRODUÇÃO .....</b>                                             | <b>25</b> |
| <b>1.1. Apresentação do Grupo V. E. ....</b>                           | <b>25</b> |
| 1.1.1. Histórico .....                                                 | 25        |
| 1.1.2. Estrutura Organizacional.....                                   | 26        |
| 1.1.3. Estratégia do grupo.....                                        | 27        |
| <b>1.2. Vínculo do Autor com a Organização .....</b>                   | <b>29</b> |
| <b>1.3. Contexto do Desenvolvimento do Trabalho.....</b>               | <b>29</b> |
| <b>1.4. Enunciado do Problema.....</b>                                 | <b>30</b> |
| <b>1.5. Objetivo do Trabalho.....</b>                                  | <b>30</b> |
| <b>1.6. Relevância do Trabalho .....</b>                               | <b>30</b> |
| <b>1.7. Roteiro do Trabalho.....</b>                                   | <b>30</b> |
| <b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</b>                                   | <b>33</b> |
| <b>2.1. Controladoria .....</b>                                        | <b>33</b> |
| 2.1.1. O papel da controladoria na empresa .....                       | 33        |
| 2.1.2. Planejamento e Controle Orçamentário .....                      | 35        |
| <b>2.2. Setor de energia elétrica brasileiro .....</b>                 | <b>36</b> |
| 2.2.1. Histórico .....                                                 | 36        |
| 2.2.2. Situação Atual .....                                            | 37        |
| 2.2.3. A Energia Hidrelétrica no Brasil .....                          | 40        |
| <b>2.3. Pequenas Centrais Hidrelétricas.....</b>                       | <b>41</b> |
| <b>2.4. Análise econômica de projetos .....</b>                        | <b>44</b> |
| 2.4.1. Taxa Mínima Atrativa .....                                      | 44        |
| 2.4.2. Critério do Valor Atual Líquido.....                            | 45        |
| 2.4.3. Critério do Valor Futuro.....                                   | 46        |
| 2.4.4. Critério do Benefício Uniforme Equivalente .....                | 46        |
| 2.4.5. Critério do Tempo de Retorno do Investimento.....               | 47        |
| <b>2.5. Sumário da Revisão Bibliográfica .....</b>                     | <b>47</b> |
| <b>3. MÉTODO.....</b>                                                  | <b>49</b> |
| <b>3.1. Análise do sistema de informação contábil e gerencial.....</b> | <b>49</b> |
| <b>3.2. Elaboração do plano orçamentário.....</b>                      | <b>49</b> |
| 3.2.1. Orçamento operacional .....                                     | 49        |
| 3.2.2. Orçamento de Investimentos e Financiamentos .....               | 51        |

|           |                                                             |           |
|-----------|-------------------------------------------------------------|-----------|
| 3.3.      | Análise econômica da empresa.....                           | 51        |
| <b>4.</b> | <b>APLICAÇÃO DO MÉTODO E RESULTADOS .....</b>               | <b>53</b> |
| 4.1.      | Análise do sistema de informação contábil e gerencial ..... | 53        |
| 4.1.1.    | A hierarquia na filial brasileira .....                     | 53        |
| 4.1.2.    | O Fluxo Financeiro .....                                    | 54        |
| 4.1.3.    | A classificação contábil .....                              | 56        |
| 4.2.      | Elaboração do plano orçamentário .....                      | 57        |
| 4.2.1.    | Orçamento Operacional .....                                 | 57        |
| 4.2.1.1.  | Orçamento de Vendas .....                                   | 57        |
| 4.2.1.2.  | Orçamento de Impostos a Recolher (1-90) .....               | 59        |
| 4.2.1.3.  | Orçamento de Produção .....                                 | 60        |
| 4.2.1.4.  | Orçamento de Despesas Gerais .....                          | 65        |
| 4.2.2.    | Orçamento de Investimentos e Financiamentos .....           | 68        |
| 4.2.2.1.  | Orçamento de investimentos .....                            | 69        |
| 4.2.2.2.  | Orçamento de outras despesas e receitas financeiras .....   | 69        |
| 4.2.3.    | Projeção do Fluxo de Caixa .....                            | 71        |
| 4.3.      | Avaliação econômica do empreendimento .....                 | 72        |
| 4.3.1.    | Hipóteses utilizadas .....                                  | 72        |
| 4.3.1.1.  | Horizonte de projeção e período da concessão .....          | 72        |
| 4.3.1.2.  | Geração de caixa anual .....                                | 73        |
| 4.3.1.3.  | Nível constante de energia assegurada .....                 | 73        |
| 4.3.1.4.  | Evolução das receitas e dos custos .....                    | 73        |
| 4.3.1.5.  | Custos de projeto e construção .....                        | 73        |
| 4.3.1.6.  | Financiamento da construção .....                           | 74        |
| 4.3.1.7.  | Taxa mínima atrativa .....                                  | 74        |
| 4.3.2.    | Valor Atual Líquido do empreendimento .....                 | 74        |
| <b>5.</b> | <b>ANÁLISE.....</b>                                         | <b>75</b> |
| 5.1.      | Análise das receitas .....                                  | 75        |
| 5.2.      | Análise dos custos e despesas .....                         | 75        |
| 5.3.      | Análise da avaliação econômica .....                        | 77        |
| 5.3.1.    | Custos de operação .....                                    | 77        |
| 5.3.2.    | Horizonte do investimento .....                             | 77        |
| 5.3.3.    | Ausência de indenização ao final da concessão .....         | 77        |
| 5.3.4.    | Custos de projeto e construção .....                        | 78        |
| 5.3.5.    | Financiamento da construção .....                           | 78        |

|                                                                                   |           |
|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 6.1. Síntese.....                                                                 | 79        |
| 6.2. Oportunidades para trabalhos futuros na empresa .....                        | 79        |
| <b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>                                           | <b>81</b> |
| <b>Apêndice A – Códigos de classificação de receitas, custos e despesas .....</b> | <b>85</b> |
| <b>Apêndice B – Cálculo do PLD .....</b>                                          | <b>86</b> |
| <b>Apêndice C - Cálculo comparativo entre regimes tributários.....</b>            | <b>87</b> |
| <b>Apêndice D – Projeção do Fluxo de Caixa .....</b>                              | <b>88</b> |
| <b>Apêndice E – Repartição dos custos de construção.....</b>                      | <b>89</b> |



## 1. INTRODUÇÃO

O primeiro capítulo deste trabalho de formatura apresenta o seu contexto, englobando uma breve a descrição do grupo V. E., do vínculo do autor com a empresa, do setor de energia elétrica no Brasil e da entrada em operação da usina hidrelétrica R. B. H. Em seguida, o problema que o trabalho se propõe a resolver será explicitado, bem como sua importância para a empresa. Por fim, apresenta-se um roteiro com os capítulos que compõem este trabalho.

Os nomes das empresas e das pessoas foram abreviados a fim de evitar que as informações aqui apresentadas sejam facilmente encontradas por pessoas que efetuam *clipping* sobre o grupo através de ferramentas de busca na internet.

### 1.1. Apresentação do Grupo V. E.<sup>1</sup>

#### 1.1.1. Histórico

O grupo V. E. foi fundado em abril de 2005 com o objetivo de investir em energia renovável no Brasil e na Índia. Estes dois países, pertencentes ao grupo de BRIC, tinham perspectivas de forte crescimento econômico e investimentos insuficientes em infra-estrutura para geração de energia, o que poderia levar a uma explosão no preço por MWh<sup>2</sup>.

Além da venda de eletricidade, a empresa também poderia se beneficiar do Protocolo de Quioto, que estabelece quotas de emissão de gases com efeito de estufa emissões e metas de redução. A geração de “energia limpa” lhe permitiria vender CERs (Redução Certificada de Emissão ou “Crédito-Carbono”).

Ao longo dos anos de 2005 e 2006, o grupo se implantou no Brasil e na Índia, com a criação das respectivas subsidiárias. A subsidiária indiana adquiriu duas usinas de biomassa, a S. M. P. C. L. e a R. P. P. L., que operavam a partir da combustão de restos de Agricultura e totalizavam 15 MW. Com estas usinas, a empresa pôde dar início à comercialização de CERs no mercado de carbono Powernext, o que representou 63% da receita de 4,5 milhões de euros do grupo em 2006. Neste ano, ainda, o grupo abriu capital na bolsa de valores Euronext.

Em 2007, a empresa conseguiu obter um financiamento da ordem de 1.000.000 € da OSEO, uma agência francesa de apoio à inovação. A empresa assinou um acordo com a

---

<sup>1</sup> Síntese elaborada pelo autor com base nos relatórios anuais de 2007, 2008 e 2009 da empresa

<sup>2</sup> Mega-Watt hora, unidade de medida de energia

Saint-Gobain para desenvolver, no Brasil, um sistema de produção de eletricidade a partir da produção de ferro e aço, aproveitando o biogás emitido na produção de carvão vegetal.

No mesmo ano, a subsidiária adquiriu o projeto de uma usina hidrelétrica, a R. B. H., com todas as licenças necessárias e iniciou a sua construção com 100% de capital próprio. Outras aquisições levaram o grupo de 50 MW em 2006 a 454 MW de concessões em 2007 no mundo.

Ainda em 2007, foi criada uma filial em Dubai, a V. E. H. D., com o propósito de coordenar os investimentos na Índia e fazer a captação de recursos através de instrumentos de finanças islâmicas.

Em 2008, o grupo deu início à construção da R. B. H. e cancelou todos os projetos de biomassa em andamento na Índia, para concentrar-se apenas em energia hidrelétrica. Neste ano, a empresa investiu 40 milhões de euros em investimentos financeiros no Brasil; no entanto, a variação cambial desfavorável levou a uma perda latente de € 6,3 milhões. Com a crise global, a perspectiva de crescimento do consumo de eletricidade e alta dos preços não se concretizaram.

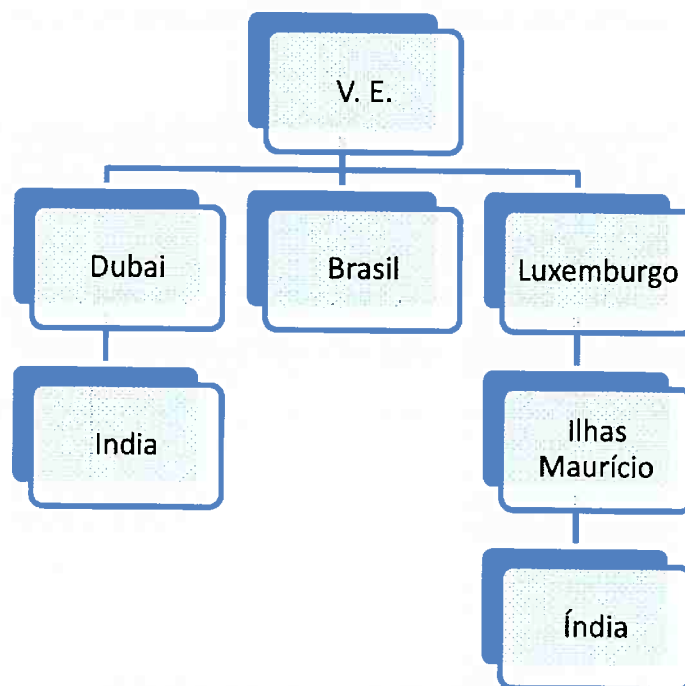
Em maio de 2009, o congresso brasileiro aprovou uma lei que privilegiava empresas nacionais no setor de energia elétrica. Embora o presidente tenha vetado tal diferenciação posteriormente, o fato fez com que os dirigentes decidissem reestruturar a engenharia do grupo, demitindo toda a equipe de engenharia no Brasil e centralizando-a na França. No final do ano, a evolução favorável do real face ao euro proporcionou um ganho financeiro de 11 milhões de euros, o primeiro ano com lucro desde a fundação em 2005.

Foi em novembro de 2009 que a construção da primeira usina hidrelétrica do grupo, a R. B. H. foi concluída, sua operação iniciando-se em dezembro. É no contexto da implantação da controladoria financeira nesta nova usina que o presente trabalho se encaixa.

Em 2010, projeto em associação com a Saint-Gobain foi considerado um fracasso, seu protótipo foi desmontado e a pesquisa, encerrada. A empresa vendeu suas duas usinas de biomassa na Índia e agora, investe apenas em hidrelétricas. Os dirigentes alegam que estas não estão sujeitas a flutuações nos preços das matérias-primas ou problemas com o armazenamento, o que torna seus custos de operação muito mais estáveis e previsíveis.

### **1.1.2. Estrutura Organizacional**

De modo simplificado, as empresas do grupo se organizam conforme o esquema a seguir:



**Figura 1.1 – Estrutura do grupo V. E..**

**Fonte:** Elaborado pelo autor a partir do relatório anual de 2009

O grupo possui três sociedades holding (Dubai, Luxemburgo e Ilhas Maurício), que têm a função de gestão de ativos financeiros e gestão de investimentos na Índia. No Brasil, há uma empresa *holding*, doravante chamada de subsidiária, e quatro SPEs, cada uma abrigando um projeto. Todas as empresas brasileiras do grupo estão diretamente subordinadas à empresa V.E..

O grupo V. E. tem uma parcela de suas ações negociadas na Euronext, e outra pertencente à empresa F. S. M., que por sua vez tem 25% de seu capital pertencente ao Crédit Agricole Private Equity SA e 75% à S. M. C., controlada pelos fundadores do grupo.

### 1.1.3. Estratégia do grupo

A estratégia do grupo em seus primeiros anos era ganhar o máximo de concessões no Brasil e na Índia, para aproveitar a recente abertura desses mercados e da relativa e provisória facilidade em se obtê-las devido ao risco de déficit produção de energia. O foco eram os projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas, as PCHs, cujas principais características são a capacidade inferior a 30 MW o menor custo de construção por megawatt se comparadas a usinas de maior porte.

Na ânsia de obter concessões, o grupo não analisou muito bem suas aquisições, cujos projetos apresentavam problemas em alguns casos. Por exemplo, três dos quatro projetos

adquiridos no Brasil tiveram suas capacidades reduzidas a 50% do projeto inicial pela equipe de engenharia.

Em 2008, o grupo decidiu priorizar as usinas hidrelétricas, uma vez que o movimento do preço das matérias-primas para as usinas de biomassa era desfavorável. Outros riscos inerentes a tais empreendimentos eram:

- Perigo de incêndio devido ao armazenamento de materiais inflamáveis, com a conseqüente destruição das instalações industriais e do estoque,
- Risco de inundações devido a chuvas fortes ou outros fenômenos climáticos, que pode inutilizar o estoque,
- Potencial escassez de matéria-prima em caso de condições climáticas desfavoráveis.
- Risco de aumento dos preços da matéria-prima em caso de escassez ou de aparecimento de novos consumidores de biomassa

Por sua vez, as usinas hidrelétricas apresentam os seguintes riscos:

- atrasos na obtenção de licenças ambientais e administrativas ou na construção, que podem ser causados por fornecedores ou por problemas no projeto.
- investimento na prospecção de um projeto inviável
- de má execução da construção
- o fluxo de água pode ser menor que o previsto pelos estudos hidrológicos, reduzindo a produção de eletricidade e a rentabilidade do investimento.

Os dirigentes consideraram que os riscos de operação de uma usina hidrelétrica são mais previsíveis e controláveis e decidiram reformular a estratégia da empresa, de forma que todos os projetos de usinas de biomassa foram cancelados, e o grupo decidiu vender as duas usinas em operação.

Em 2008, a empresa assinou um acordo para o projeto de uma central hidrelétrica de 64 MW no Brasil. Após estudos iniciais e evidências claras de que havia diferenças significativas entre o projeto desta usina e das demais PCHs do grupo, os dirigentes resolveram colocar à venda sua participação no projeto, não tendo encontrado nenhum comprador até a data do presente trabalho.

Em 2009, após a ameaça do projeto de lei brasileiro que priorizava atores nacionais, os dirigentes optaram por diversificar o portfólio de países, iniciando a prospecção de projetos na Indonésia, no Laos, no Peru e em Camarões.

## **1.2. Vínculo do Autor com a Organização**

O autor efetua estágio na empresa desde fevereiro de 2010, tendo substituído Fernando Kalil, ex-aluno de Engenharia de Produção da Escola Politécnica e que também desenvolveu seu trabalho de formatura na empresa, sobre o sistema de informação contábil e gerencial.

De fevereiro a agosto, período durante o qual estava em programa de Duplo Diploma na França com a Ecole des Ponts – Paristech, o autor trabalhou na sede da empresa em Paris, tendo inclusive apresentado uma versão parcial do presente trabalho na referida escola. Desde setembro, trabalha na subsidiária V. D. E. B. em São Paulo. O estágio se insere na área de controladoria e finanças e as principais atribuições do autor compreendem: elaboração de relatórios periódicos de controle de gestão da filial brasileira e do grupo, análise e acompanhamento de investimentos financeiros, execução de operações com ativos financeiros e análise de estratégias financeiras e fiscais.

## **1.3. Contexto do Desenvolvimento do Trabalho**

A empresa foi fundada em 2005 por duas pessoas que anteriormente trabalhavam no setor financeiro e, à época da conclusão da construção de sua primeira central hidrelétrica em novembro de 2009, a R. B. H., não possuía em seu quadro de funcionários ninguém com experiência em operação de usinas hidrelétricas.

Uma planilha de custos e receitas da operação da usina foi criada no início de 2010 baseada nos sistemas de controle de custos de projetos brasileiros e no sistema de controle de custos de operação das usinas de biomassa indianas.

A classificação dos custos e das receitas era feita na medida em que surgiam, baseada no bom senso do controlador financeiro do Brasil, e não houve nenhuma pesquisa a fim de determiná-los e compreendê-los. Não se sabia ao certo quais os desembolsos a serem efetuados nem havia uma estimativa da receita anual com venda de energia elétrica. Desta forma, não era possível elaborar um orçamento de controle e tampouco avaliar economicamente o empreendimento.

A avaliação econômica do empreendimento é de extrema importância para a análise de investimento em outros projetos de centrais hidrelétricas no país sendo decisivo, portanto, para a definição da estratégia do grupo.

#### **1.4. Enunciado do Problema**

Define-se o problema a ser solucionado como a ausência de informações contábil-gerenciais sobre a operação da pequena central hidrelétrica R. B. H. Problemas conseqüentes a este são a ausência de um orçamento de custos e receitas, ineficácia do controle financeiro e desconhecimento da viabilidade econômica do empreendimento.

#### **1.5. Objetivo do Trabalho**

Este trabalho de formatura tem como objetivo:

- 1) Pesquisar a natureza das receitas e dos custos de operação da Pequena Central Hidrelétrica R. B. H.,
- 2) Estimar seus montantes anuais,
- 3) Organizar estas informações em um plano orçamentário
- 4) Elaborar uma previsão de fluxo de caixa e
- 5) Efetuar uma avaliação econômica do empreendimento.

#### **1.6. Relevância do Trabalho**

Conforme exposto anteriormente, a construção da Pequena Central Hidrelétrica R. B. H. foi concluída em novembro de 2009 e não existia nenhum estudo a respeito de suas receitas e seus custos de operação.

Primeiramente, a pesquisa de custos e de receitas, compreendendo a sua origem, permite que se descubram oportunidades de redução dos custos e de aumento das receitas.

Em segundo lugar, dado que a estratégia da empresa é investir em construção de usinas hidrelétricas em diversos países em desenvolvimento além do Brasil, a avaliação econômica de sua primeira central brasileira é fundamental para futuras decisões de investimento no país.

Finalmente, tal avaliação econômica dará aos dirigentes subsídios para a comparação com investimentos em outras formas de geração de energia elétrica além da hidrelétrica, o que pode levar a um novo reposicionamento estratégico da empresa.

#### **1.7. Roteiro do Trabalho**

Este trabalho está dividido em seis capítulos:

- **Capítulo 1 – Introdução:** Apresenta-se o contexto no qual o trabalho foi desenvolvido. Descreve-se a empresa, sua história, organização e estratégia. O problema a ser solucionado e sua importância são explicados, e o objetivo do trabalho é definido.

- **Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica:** É feito um estudo teórico dos principais tópicos abordados no trabalho: controladoria, setor de energia elétrica no Brasil, pequenas centrais hidrelétricas, e análise econômica de investimentos.

- **Capítulo 3 – Método:** Define-se a metodologia e o planejamento para a coleta de dados sobre custos e receitas. Em seguida, é feita uma análise dos principais métodos de análise econômica de projetos, sendo escolhido o método da Taxa Interna de Retorno.

- **Capítulo 4 – Aplicação do método e resultados:** As informações coletadas são apresentadas na forma de um plano orçamentário: os custos e receitas são explicados, inclusive com seus montantes anuais. Elabora-se uma previsão de fluxo de caixa e aplica-se o critério do valor atual líquido, através do qual a avaliação econômica da central hidrelétrica é feita.

- **Capítulo 5 – Análise:** Os custos mais significativos são criticamente analisados, com sugestões para sua redução. É feita uma análise de sensibilidade da avaliação econômica, através de mudanças em alguns de seus parâmetros.

- **Capítulo 6 – Conclusão:** É feita uma síntese do trabalho e uma discussão sobre oportunidades de melhoria na empresa relacionadas ao contexto do trabalho.



## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta um estudo teórico sobre os principais tópicos abordados no trabalho. Dado que o autor desempenhava a função de *financial controller* na empresa, inicia-se este capítulo com uma pesquisa bibliográfica sobre Controladoria, em especial o planejamento e controle orçamentário. A projeção de orçamento e fluxo de caixa será utilizada como base para a avaliação econômica da central hidrelétrica.

Em seguida, é feita uma pesquisa sobre o setor elétrico brasileiro, em especial o de pequenas centrais hidrelétricas, onde se insere a R. B. H. A compreensão do complexo setor de energia elétrica brasileiro é fundamental para entender como a venda de energia é feita.

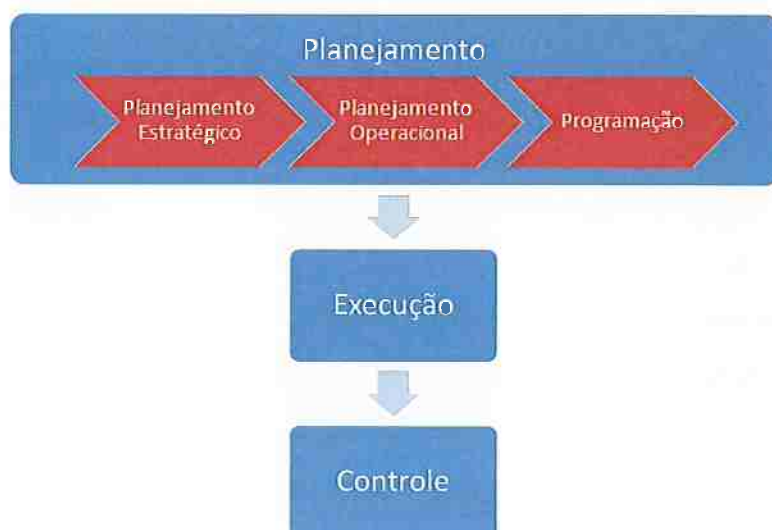
Finalmente, será feita uma análise sobre os principais critérios de avaliação econômica de projetos.

### 2.1. Controladoria

É feita uma revisão bibliográfica baseada na obra de Padoveze (2008), de modo a compreender como o trabalho se insere dentro da função de controller financeiro e a fornecer subsídios para a elaboração da projeção de fluxo de caixa, que será utilizada para na última etapa do trabalho, que é a avaliação econômica da PCH.

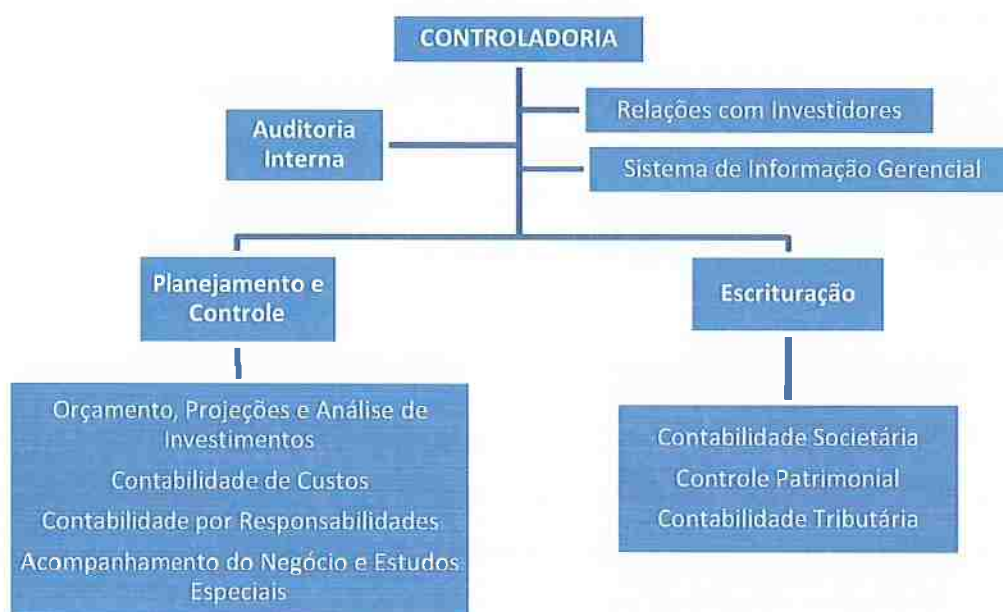
#### 2.1.1. O papel da controladoria na empresa

Segundo Padoveze (2008), a Controladoria tem como missão “suportar todo o processo de gestão empresarial por intermédio de seu sistema de informação”. O autor define processo de gestão como o “conjunto de processos decisórios que compreende as fases do planejamento, execução e controle da empresa, de suas áreas e atividades”.



**Figura 2.1 – Processo de gestão.**  
**Fonte: Adaptado de Pandoveze, 2008**

As atribuições da área de controladoria na empresa são, resumidamente:



**Figura 2.2 – Estrutura da Controladoria.**  
**Fonte: Pandoveze, 2008**

A controladoria se responsabiliza, portanto, pelo orçamento, pelas projeções de demonstrações contábeis e pela análise de investimentos, tópicos que são abordados no desenvolvimento do presente trabalho.

### 2.1.2. Planejamento e Controle Orçamentário

Segundo Stedry (1999, apud Pandoveze, 2008), orçamento é “a expressão quantitativa de um plano de ação e ajuda a coordenação e implantação de um plano”. Segundo Pandoveze (2008), entre os propósitos de um plano orçamentário, cabe destacar:

*Servir como sistema de autorização:* a aprovação do orçamento libera recursos para os diversos setores da empresa;

*Permitir projeções futuras e planejamento:* as informações coletadas durante o processo de elaboração do orçamento servem como base para projeções, planejamento e estudos posteriores;

*Servir como canal de comunicação e coordenação:* visto que o orçamento se subdivide em vários setores, ele também é um instrumento para a consolidação dos objetivos setoriais no objetivo corporativo;

*Servir como instrumento de motivação:* o orçamento motiva os gestores operacionais na medida em que estes têm certo grau de liberdade para atingir os objetivos propostos com os recursos aprovados;

*Servir como instrumento de avaliação e controle:* o orçamento permite comparar os objetivos estabelecidos com os resultados reais obtidos

*Ser uma fonte de informação para tomada de decisão:* a avaliação do desempenho é fundamental para tomada de decisões por parte dos gestores.

Existem dois conceitos principais na estruturação de um orçamento: o “Orçamento de Tendências”, no qual utiliza-se dados passados para a projeção de situações futuras; e o “Orçamento Base Zero” que, ao contrário, procura a cada elaboração rediscutir toda a empresa e questionar cada gasto, verificando a sua real necessidade.

O Plano Orçamentário contempla três grandes segmentos:

*Orçamento Operacional:* engloba orçamento de vendas, de produção, de compra de materiais/estoques e de despesas administrativas

*Orçamento de Investimentos e Financiamentos:* compreende o orçamento de investimentos (aquisições de investimentos, imobilizados e diferidos), de financiamentos/amortizações e de despesas financeiras

*Projeção dos Demonstrativos Contábeis:* consolida os segmentos anteriores e projeta as demais contas, como receitas e despesas não operacionais, receitas financeiras, bem como

projeta demonstrativos contábeis como Balanço Patrimonial, Demonstração de Resultados e Fluxo de Caixa.

## **2.2. Setor de energia elétrica brasileiro**

Neste item é feita uma revisão sobre o setor de energia elétrico brasileiro. Sua compreensão é fundamental para a elaboração do orçamento, em especial o de vendas, dada as diversas possibilidades de comercialização que existem no sistema brasileiro. Por outro lado, conhecer este setor também é importante para a análise crítica do resultado do trabalho proposto, pois ajudará a analisar o futuro dos demais projetos no Brasil.

### **2.2.1. Histórico**

Até o final dos anos 80, o setor de energia elétrica era altamente controlado pelo Estado, que detinha quase 100% das empresas do setor. Tratava-se de empresas verticais, com controle completo da cadeia: produção, transmissão e distribuição.

Este modelo revelou-se ineficaz em face das dificuldades econômicas do país ao final dos anos 80 e início dos anos 90. A criação da moeda "Real" em 1994 tinha o objetivo de controlar a inflação, que atingira mais de 2500% em 1993. Um dos pilares do controle da inflação era a redução de despesas e o aumento de receitas do Estado. Isso resultou na desregulamentação do setor de energia elétrica, de modo a permitir que empresas privadas fizessem investimentos e que empresas estatais fossem privatizadas, gerando caixa imediato para a união.

Em 1995, o governo sancionou uma lei para formalizar essa desregulamentação, que ficou conhecida como "Lei das Concessões". Criou-se o conceito de Produtor independente, a "pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco". Esta figura se opunha ao Concessionário do Serviço Público de Energia Elétrica, que obtém concessões a partir de leilões, nos quais o vencedor é aquele que oferecer o preço mais baixo do MWh. Este não é, pois, livre para comercializar sua energia produzida.

Do lado do consumo, a lei criou, também, a figura do consumidor livre que pode escolher de quem comprar MWh consumido. Os "consumidores cativos", por outro lado, são obrigados a comprar a energia da empresa que possui a rede de distribuição à qual ele está vinculado.

O setor de energia no Brasil apresenta, assim, dois tipos de mercado: o Ambiente de Contratação Livre, em que os contratos são livremente negociados, e o Ambiente Contratação Regulada, onde os contratos são definidos em leilões. A evolução do setor elétrico brasileiro é resumida no quadro seguinte:

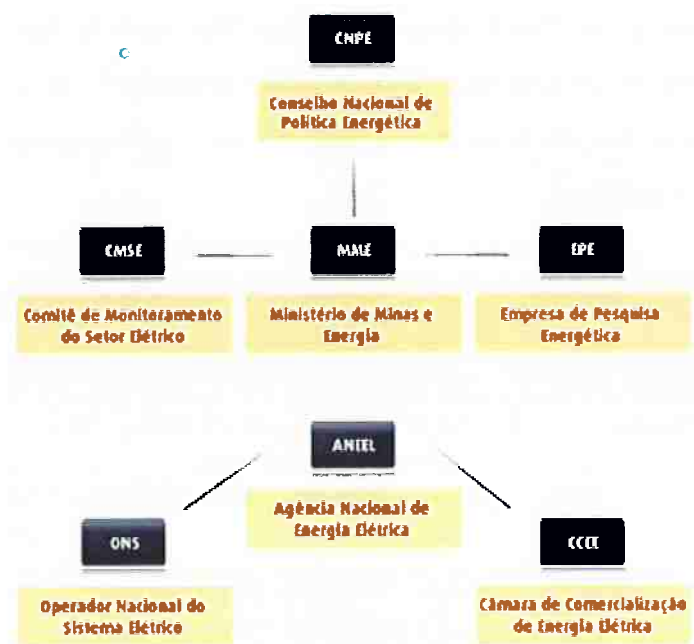
**Tabela 2.1 – A evolução do setor elétrico brasileiro.**

| Modelo Antigo                                                                                | Modelo de Livre Mercado                                                                | Modelo Atual                                                                                                                             |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Financiamento através de recursos públicos                                                   | Financiamento através de recursos públicos e privados                                  | Financiamento através de recursos públicos e privados                                                                                    |
| Empresas verticalizadas                                                                      | Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização | Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação                           |
| Empresas predominantemente estatais                                                          | Abertura e ênfase na privatização das Empresas                                         | Convivência entre Empresas Estatais e Privadas                                                                                           |
| Monopólios - Competição inexistente                                                          | Competição na geração e comercialização                                                | Competição na geração e comercialização                                                                                                  |
| Consumidores Cativos                                                                         | Consumidores Livres e Cativos                                                          | Consumidores Livres e Cativos                                                                                                            |
| Tarifas reguladas em todos os segmentos                                                      | Preços livremente negociados na geração e comercialização                              | No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa |
| Mercado Regulado                                                                             | Mercado Livre                                                                          | Convivência entre Mercados Livre e Regulado                                                                                              |
| Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) | Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)           | Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)                                                                                   |
| Contratação: 100% do Mercado                                                                 | Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)           | Contratação: 100% do mercado + reserva                                                                                                   |
| Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores                             | Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE                                | Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras    |

Fonte: CCEE, 2009

### 2.2.2. Situação Atual

O novo modelo do setor elétrico no Brasil criou novas instituições e mudou as funções de algumas já existentes. Abaixo a estrutura do setor e as funções de cada instituição, segundo a CCEE.



**Figura 2.3 – Instituições governamentais do setor elétrico**

Fonte: CCEE, 2009

Suas funções são, resumidamente<sup>3</sup>:

*CNPE - Conselho Nacional de Política Energética*: homologação das políticas energéticas, em articulação com as demais políticas públicas.

*MME - Ministério de Minas e Energia*: formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE.

*EPE – Empresa de Pesquisa Energética*: Execução de estudos para a definição da matriz energética e planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro.

*CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico*: Monitoramento das condições de atendimento e recomendação de ações preventivas para garantir a segurança do suprimento.

*ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica*: regulação e fiscalização dos serviços prestados, especialmente em relação à universalização do atendimento e ao estabelecimento

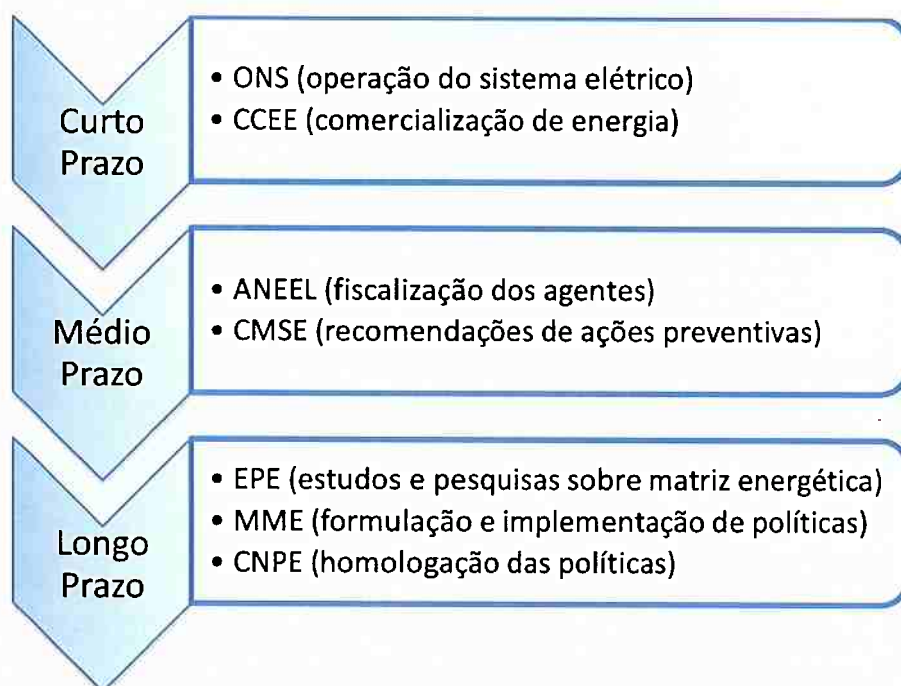
<sup>3</sup> Adaptado de CCEE (2009)

de tarifas para consumidores finais, preservando a viabilidade econômica e financeira dos Agentes de Comercialização.

*CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica:* administração de contratos, liquidação do mercado de curto prazo, leilões de energia.

*ONS - Operador Nacional do Sistema:* coordenação e controle da operação de geração e da transmissão no sistema elétrico brasileiro.

Desta forma, podemos classificar o horizonte de atuação dessas instituições conforme o prazo de impacto de suas decisões:



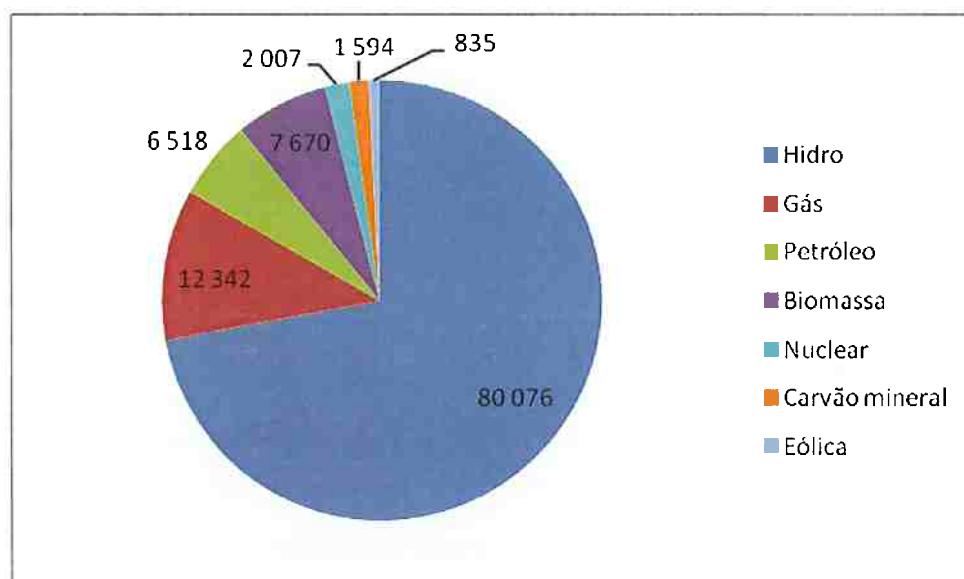
**Figura 2.4 – Horizonte de atuação das instituições do setor elétrico brasileiro**

**Fonte: Elaborado pelo autor**

A atividade das três últimas instituições descritas - ANEEL, CCEE e ONS – causam impacto na empresa de forma mais direta: é a ANEEL, que concede a primeira das autorizações para um projeto de PCH, a CCEE é o órgão que regula a venda de energia da usina R.B.H. e as ações do ONS afetam o preço da eletricidade (por exemplo, um plano mal elaborado pode causar falta de energia elétrica e conseqüente aumento do seu preço). Pode-se incluir a este grupo também o IBAMA, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente, responsável por conceder a licença ambiental dos empreendimentos.

### 2.2.3. A Energia Hidrelétrica no Brasil

Na produção de energia elétrica no Brasil, há uma predominância da energia hidráulica, responsável por mais de 50% do total. A distribuição da capacidade total de geração de energia elétrica no Brasil em 2008 foi a seguinte:



**Figura 2.5 – Capacidade das usinas de geração de energia elétrica em 2008 (em GWh)**

**Fonte: Elaborado pelo autor a partir de CCEE**

A produção de eletricidade a partir das 346 PCHs em operação no Brasil corresponde a 3 milhões de MW ou 3% do total. Este valor é mais de três vezes superior ao de 1998, refletindo a rápida expansão dessa modalidade de produção. Em efeito, neste período o governo concedeu facilidades de financiamento através do PROINFA para incentivar a construção de PCHs, que têm menor impacto ambiental, geração descentralizada e custos de instalação mais baixos.

Em 2008, havia 70 PCHS em construção e 159 já com autorização da ANEEL; no total, 229 centrais poderão acrescentar 8,5 GW de capacidade do sistema elétrico brasileiro.

O mercado de PCH é composto por poucas empresas grandes e muitas pequenas, com uma ou duas centrais em operação, como é o caso da V. E., ou apenas projetos. Entre os grandes, destacam-se:

- Brascan Energética SA (Besa), a subsidiária brasileira da canadense Brookfield Asset Management, com 30 PCHs em funcionamento e 375MW de capacidade instalada;

**Tabela 2.2 – Custos de construção por kW de potência.**

| <b>Fontes de Geração</b>                | <b>Custo (US\$/kW)</b> |
|-----------------------------------------|------------------------|
| Usinas hidrelétricas (média)            | 1 330                  |
| Pequenas Centrais Hidrelétricas         | 1 200                  |
| Co-geração a partir da biomassa de cana | 900                    |
| Centrais eólicas                        | 1 200                  |
| Resíduos sólidos urbanos                | 1 250                  |
| Centrais nucleares                      | 2 200                  |
| Térmicas a carvão mineral               | 1 600                  |
| Térmicas a gás natural                  | 750                    |
| Outras usinas                           | 500                    |

**Fonte: Adaptado de Tolmasquim, 2007**

- Cia Energética de Minas Gerais (Cemig), empresa pública, com 22 PCHs em operação e 329MW de capacidade instalada. Ela possui também outras seis centrais hidrelétricas de capacidade superior a 30MW (UHEs), com mais de 33GW nestas seis plantas.

- Brasil PCH, uma joint-venture da Petrobras e outras quatro empresas, com 13 PCHs e 290MW de capacidade.

### **2.3. Pequenas Centrais Hidrelétricas**

As PCHs - Pequenas Centrais Hidrelétricas – são o foco da estratégia da V.E. no Brasil. De acordo com a Resolução n ° 394, de 04 dezembro de 1998 da ANEEL, as PCHs correspondem aos "empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km<sup>2</sup>".

Normalmente, a PCH opera a fio de água, isto é, ela não dispõe de mecanismos que regularizem do fluxo de água (ao contrário de uma UHE, Usina Hidrelétrica de Energia, típica). A consequência é que, em algumas situações, o fluxo de água é menor do que a capacidade das turbinas, tornando-as ociosas; em outras, a vazão é maior que a capacidade da turbina e a água escorre pelo vertedouro e o potencial hidrelétrico acaba desperdiçado. A R. B. H., por exemplo, tem uma capacidade de 14MW, mas sua potência média durante o ano é de 7,7MW.

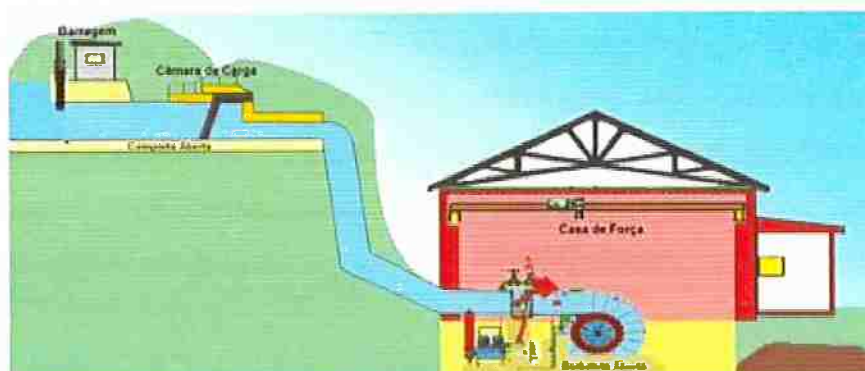


**Figura 2.6 – Vista aérea da R.B.H.**

**Fonte: Documentos internos da empresa**

A regularidade de produção de energia elétrica em uma PCH é, portanto, inferior à de uma UHE, cujo reservatório fornece instrumentos para a regularização do fluxo da água que passa pelas turbinas. Por outro lado, o impacto ambiental por MW da PCH é menor do que o de uma UHE (devido à menor área alagada) e a produção de energia é descentralizada; dado ambos os pontos estando de acordo com a estratégia do Ministério de Minas e Energia, as PCHs são contempladas com isenção de impostos municipais e estaduais (a remuneração pelo uso de recursos hídricos).

A operação de uma PCH é explicada abaixo:



**Figura 2.7 – Funcionamento de uma PCH**

**Fonte: Portal PCH**

A água captada no lago formado pela barragem segue até a central através dos canais, túneis

ou condutos de metal. Após passar pela turbina na usina, a água é devolvida ao leito natural do rio, pelo canal de fuga.

A água passa pela turbina, fazendo-a girar e acionando o gerador, que é acoplado mecanicamente à turbina e converte a energia mecânica em energia elétrica.

A energia produzida é transmitida cabos condutores dos terminais do gerador para o transformador, onde a tensão é elevada para que possa ser transportada por linhas de transmissão até os centros de consumo.

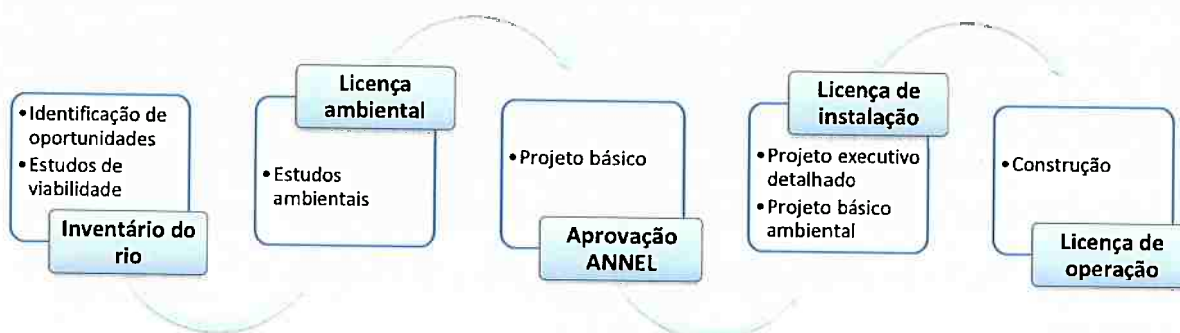
Em seguida, nos centros de consumo, os transformadores reduzem a tensão a níveis adequados para utilização pelos consumidores.



**Figura 2.8 – Barragem, turbina e condutos forçados da R.B.H.**

Fonte: Kalil, 2010

Para a implantação de uma PCH no Brasil, existem várias etapas a ser seguidas e licenças e autorizações do governo a obter. De modo simplificado, podemos resumi-las segundo o diagrama abaixo:



**Figura 2.9 – Etapas para a implantação de uma PCH no Brasil**

Fonte: Elaborado pelo autor

Em 2004, instituiu-se o PROINFA, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, através do Decreto nº 5.025 de 30 de março de 2004, com o objetivo de aumentar a participação na matriz energética de energia elétrica produzida a partir de centrais eólicas, de biomassa e PCHs. O PROINFA garantia a compra da energia elétrica a ser produzida a um patamar mínimo de preço, o que facilitava a obtenção de financiamentos mais vantajosos no BNDES, inclusive através de *Project Finance*. A data limite para a entrada em operação de usinas participantes do PROINFA é 30 de dezembro de 2010; os dirigentes do grupo V.E. optaram por não participar com a R.B.H. de tal programa.

## **2.4. Análise econômica de projetos**

De acordo com Torres (2006), os critérios para analisar a viabilidade econômica de um projeto de investimento podem ser divididos em dois grupos: científicos e empíricos.

Os critérios científicos consideram a variação do valor do dinheiro no tempo e todos os valores de fluxo de caixa do projeto de investimento. Neste grupo, serão analisados os critérios de valor atual líquido, valor futuro, benefício uniforme equivalente, taxa interna de retorno e relação benefício/custo. De forma geral, todos eles são coerentes entre si e levam à mesma decisão.

Os critérios empíricos não consideram a variação temporal do dinheiro ou desprezam parte do fluxo de caixa de investimento, o que pode levar a decisões diferentes daquelas advindas da utilização de critérios científicos. Neste grupo, será analisado apenas o critério de tempo de retorno do investimento.

### **2.4.1. Taxa Mínima Atrativa**

Ao considerar o valor temporal do dinheiro, é preciso definir a taxa atrativa mínima (também conhecida como Taxa Mínima de Atratividade) utilizada para descontar os fluxos de caixa. Torres (2006) afirma que ela é um parâmetro de decisão e que deve levar em conta as informações de que o investidor dispõe, seu perfil em face ao risco, suas necessidades e sua expectativa sobre o futuro. Ele propõe que o piso para a taxa mínima atrativa seja a taxa corrente de juros de mercado; no caso do presente trabalho, poderíamos considerar a taxa de rendimento de títulos da dívida pública com taxa fixa e vencimento próximo ao fim do investimento.

Schroeder (2004) sugere a utilização do custo médio ponderado de capital (CmePC) como Taxa Mínima Atrativa. Este custo é calculado pelo custo de cada fonte de

financiamento da firma: dívida, ações preferenciais, ações ordinárias e lucros retidos. Dado que a empresa não possui dívidas, a principal limitação do método, em sua aplicação para o problema proposto, é a dificuldade em se calcular o custo do capital próprio. Tal custo corresponde à taxa de retorno exigida pelos acionistas e reflete o retorno esperado de um investimento em um ativo de risco semelhante.

Koller, Goedhart e Wessels (2005, apud Guimarães, 2009) propõem o seguinte cálculo para o custo de capital próprio:

$$K_e = r_f + \beta \times (r_m - r_f) + r_p + r_c$$

Equação 2.1: Custo do capital próprio ajustado, onde:

$K_e$ : Custo do capital próprio

$r_f$ : Taxa de juros livre de risco

$\beta$ : Coeficiente beta (risco sistêmico, não diversificável)

$r_m$ : Retorno do mercado

$r_p$ : Prêmio para o risco-país

$r_c$ : Prêmio para o risco cambial

Fonte: Guimarães, 2009

Esta equação calcula o custo do capital próprio como a soma de uma remuneração livre de risco, um prêmio de risco do ativo, um prêmio para o risco-país e um prêmio para o risco cambial.

#### 2.4.2. Critério do Valor Atual Líquido

O valor atual líquido de um investimento é dado pela expressão:

$$VAL(i) = \sum_{k=0}^n \frac{V_k}{(1+i)^k}$$

Equação 2.2: Valor atual líquido, onde

$i$ : taxa mínima atrativa

$V$ : valores que compõem o fluxo de caixa do projeto

$k$ : instante em que ocorre o valor  $V_k$

$n$ : instante do último  $V$

Fonte: Torres, 2006

O projeto é viável economicamente, a uma taxa mínima atrativa  $i$ , caso  $VAL(i) > 0$ . Sua utilidade é permitir comparar diversos investimentos cujo valor líquido é conhecido, ou auxiliar na definição de um preço de compra ou venda do projeto.

### 2.4.3. Critério do Valor Futuro

Este critério é muito semelhante ao Valor Atual Líquido, com a diferença de que a data de equivalência corresponde ao instante do último fluxo de caixa. O valor futuro de um investimento é dado pela expressão:

$$VF(i) = \sum_{k=0}^n V_k(1+i)^{n-k}$$

Equação 2.3: Valor futuro, onde

i: taxa mínima atrativa

V: valores que compõem o fluxo de caixa do projeto

k: instante em que ocorre o valor  $V_k$

n: instante do último V

Fonte: Torres, 2006

Tal critério é útil para comparar o projeto com outros investimentos cujo valor futuro sabemos como, por exemplo, investimento no título da dívida pública LTN, em que todo o montante é pago no vencimento.

### 2.4.4. Critério do Benefício Uniforme Equivalente

Este critério é coerente com os dois anteriores e consiste em transformar o fluxo de caixa numa série uniforme de pagamentos. Cada pagamento é dado pela expressão:

$$BUE(i) = \frac{i}{(1+i)^n - 1} \sum_{k=0}^n V_k(1+i)^{n-k}$$

Equação 2.4: Benefício uniforme equivalente, onde

i: taxa mínima atrativa

V: valores que compõem o fluxo de caixa do projeto

k: instante em que ocorre o valor  $V_k$

n: instante do último V

Fonte: Torres, 2006

### Critério da Taxa Interna de Retorno

A taxa interna de retorno TIR corresponde à taxa  $i^*$  que anula o valor atual líquido de um fluxo de caixa. Em outras palavras, pode pensá-la como a taxa de remuneração do capital aplicado. Essa taxa pode ser calculada pela resolução da equação 3 na variável  $i$ , quando  $VF(i) = 0$ .

Há que se observar, no entanto, que tal equação pode ter mais de uma solução quando há duas ou mais inversões de sinal no fluxo de caixa, isto é, quando há alternância entre encaixes e desencaixes. Neste caso, as raízes encontradas não podem ser consideradas como taxa interna de retorno e uma análise mais cautelosa deve ser feita para chegar-se à uma conclusão sobre a viabilidade econômica do projeto.

Os projetos em que ocorre mais de uma inversão de sinal de fluxo de caixa são chamados “Projeto de Investimento Não-convencional”. Aqueles em que isto não ocorre e que podem ser analisados pelo critério da TIR são chamados de “Projeto de Investimento Convencional”.

Uma segunda observação diz respeito ao pressuposto de que os fluxos de caixa positivos são reinvestidos a uma taxa igual à da TIR, o que pode ser verdade no caso de um negócio que se expande de forma incremental, mas que não se aplica a uma usina hidrelétrica (por exemplo, o caixa de 500 mil reais gerado em um ano não pode ser usado para aumentar a capacidade da hidrelétrica).

#### **2.4.5. Critério do Tempo de Retorno do Investimento**

Este critério consiste em determinar o instante em que a soma dos fluxos de caixa positivos iguala-se à soma dos fluxos de caixa negativos iniciais (consideram-se apenas projetos de investimento convencionais). Compara-se este instante a um prazo máximo pré-estabelecido.

Embora de fácil aplicação, este critério não é adequado para a análise de projetos, pois não leva em conta a atualização dos valores nem os fluxos de caixa positivos que o projeto pode produzir após o instante em que o capital investido é recuperado. Ele pode não ser coerente com os critérios científicos apresentados anteriormente.

### **2.5. Sumário da Revisão Bibliográfica**

Este capítulo apresentou uma pesquisa da literatura referente aos principais tópicos presentes neste trabalho. As informações contidas no tópico sobre controladoria são utilizadas na definição do método de elaboração do orçamento e da previsão do fluxo de caixa. Os tópicos sobre o setor de energia elétrica no Brasil e sobre pequenas centrais hidrelétricas auxiliam na compreensão da natureza das receitas e dos custos. Por fim, o tópico sobre avaliação econômica de investimentos é a base para a definição do método de cálculo adotado na parte final do trabalho.

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

100

### **3. MÉTODO**

O desenvolvimento do trabalho foi dividido em três etapas. Inicialmente, fez-se uma análise do sistema de informação contábil e gerencial presente na empresa, para compreender-se o fluxo de informações financeiras. Esta etapa é pré-requisito para as demais, visto que a pesquisa de custos e receitas para a elaboração do plano orçamentário só pode ser feita após definirmos “onde” pesquisar.

Em seguida, elabora-se o plano orçamentário, que compreende a pesquisa dos custos e receitas, seu entendimento, sua organização e sua projeção. Finalmente, a projeção do fluxo de caixa é utilizada para a análise econômica do investimento.

#### **3.1. Análise do sistema de informação contábil e gerencial**

Esta etapa foi executada baseando-se em documentos internos da empresa, que descreviam o fluxo de informação financeira, na obra de Kalil (2010), que abordou o desenvolvimento de um sistema de informação para a empresa, e em entrevistas informais com demais funcionários da empresa.

O resultado foi a compreensão de cada etapa do fluxo financeiro, desde a aprovação da despesa até seu pagamento e contabilização, conforme descrito no capítulo seguinte.

#### **3.2. Elaboração do plano orçamentário**

Após a compreensão do funcionamento do sistema de informação contábil, passou-se à pesquisa das receitas e dos custos relacionados à PCH R. B. H. Eles foram organizados segundo a proposta de plano orçamentário de Pandoveze (2008). Conforme a natureza de cada custo ou receita, a pesquisa se desenvolveu de uma forma diferente<sup>4</sup>. Os montantes foram alterados a pedido da empresa por se tratarem de dados confidenciais.

##### **3.2.1. Orçamento operacional**

###### Orçamento de vendas

Venda de Energia Elétrica: entrevista informal com a responsável pela venda de energia e pesquisa bibliográfica sobre o mecanismo de venda de energia no sistema elétrico

---

<sup>4</sup> Este trabalho de pesquisa foi integralmente conduzido pelo autor

brasileiro. Ela baseou-se em apresentações de corretoras encontradas na internet e em sites dos órgãos governamentais envolvidos.

Venda de crédito-carbono: entrevista informal com o responsável de engenharia e pesquisa bibliográfica sobre o tema.

#### Orçamento de Produção

Dado que a operação da usina é terceirizada, fez-se a análise do contrato do prestador de serviço. Foram também incluídos no orçamento de produção os demais custos envolvidos na operação da usina e comercialização da energia, como tarifas de comercialização, serviços ambientais e etc. Nestes casos, foi feita uma leitura dos contratos e discussão com a pessoa responsável.

As depreciações e amortizações foram discutidas com o escritório de contabilidade e fez-se uma pesquisa bibliográfica a respeito da legislação brasileira e das normas internacionais IFRS.

#### Orçamento de Capacidade e Logística

A variação da produção ocorre apenas em função do nível do reservatório e não incorre em variações na capacidade ou de custo logístico. Para se compreender os custos da transmissão e distribuição de energia elétrica, fez-se uma pesquisa bibliográfica sobre o sistema elétrico brasileiro e a análise do contrato com o prestador. Para simplificar a organização do trabalho, os custos de transmissão e distribuição foram incluídos no orçamento de produção.

#### Orçamento de Impostos a Recolher

Os impostos foram analisados através de entrevista informal com o escritório de contabilidade e pesquisa bibliográficas na legislação brasileira.

#### Orçamento de Despesas Gerais

As despesas gerais foram agrupadas de acordo com sua natureza e segundo instruções do diretor financeiro e do diretor geral do grupo V. E. Inicialmente, verificaram-se as entradas contábeis no livro-razão da empresa e em seguida os custos eram discutidos com a pessoa que mais tinha conhecimentos sobre ele (responsável de engenharia, responsável jurídico, assistente técnico-administrativo na usina).

### **3.2.2. Orçamento de Investimentos e Financiamentos**

#### Orçamento de investimentos

Os investimentos na usina foram discutidos com o responsável de engenharia. Cabe-se ressaltar que eles são contabilizados inicialmente no ativo; apenas sua depreciação é contabilizada no demonstrativo de resultados.

#### Orçamento de financiamentos

Não houve necessidade de elaboração desta peça orçamentária, pois não há financiamentos externos na empresa.

#### Orçamento de outras despesas e receitas financeiras

As únicas despesas financeiras dizem respeito ao empréstimo contraído com a empresa-matriz francesa e com a sociedade holding brasileira. Elas foram analisadas através dos contratos vigentes, porém não foram consideradas na projeção do fluxo de caixa porque não representam um desembolso externo.

As receitas financeiras referem-se à aplicação do caixa da empresa em fundos de investimento. Foram analisadas através de documentos explicativos internos da empresa, mas apenas a receita financeira correspondente ao caixa gerando no ano foi considerada para a projeção do fluxo de caixa, pois se considera ao fim de cada ano as receitas são recuperadas pelo investidor.

### **3.3. Análise econômica da empresa**

Entre os métodos de avaliação econômica de projetos analisados anteriormente, cabe a escolha entre três (pois os critérios de valor atual líquido, valor futuro e benefício uniforme equivalente são coerentes entre si).

O critério do valor atual líquido apresenta a dificuldade da determinação da taxa atrativa mínima, que não possui uma forma de calcular que seja unânime na literatura.

No presente trabalho, o critério da Taxa Interna de Retorno não apresentaria o problema do cálculo de mais de uma raiz como solução da equação, pois se trata de um projeto de investimento convencional. No entanto, ele apresenta a desvantagem de presumir que o caixa positivo é reinvestido à mesma taxa interna do projeto, o que não corresponde à realidade para um projeto de central hidrelétrica.

O critério do Tempo de Retorno do Investimento foi descartado por se tratar de um critério empírico.

Desta forma, decidiu-se adotar o critério do valor atual líquido para a análise econômica da empresa. A taxa mínima atrativa adotada foi o seu piso, definido por Torres (2006) como a taxa corrente de juros fixada pelo mercado; adotou-se o rendimento de uma aplicação pré-fixada em títulos do governo brasileiro. Ela foi escolhida por ser superior ao custo de capital na Europa, onde ocorreu a captação de dinheiro através de aumento de capital da matriz francesa, e por incorporar o risco-país do Brasil e por representar um investimento em que os fluxos de caixa positivos da empresa podem ser reaplicados.

Ressalvas feitas à taxa interna de retorno, ela também foi calculada para fins comparativos e por não apresentar complexidade de cálculo uma vez calculado o valor atual líquido.

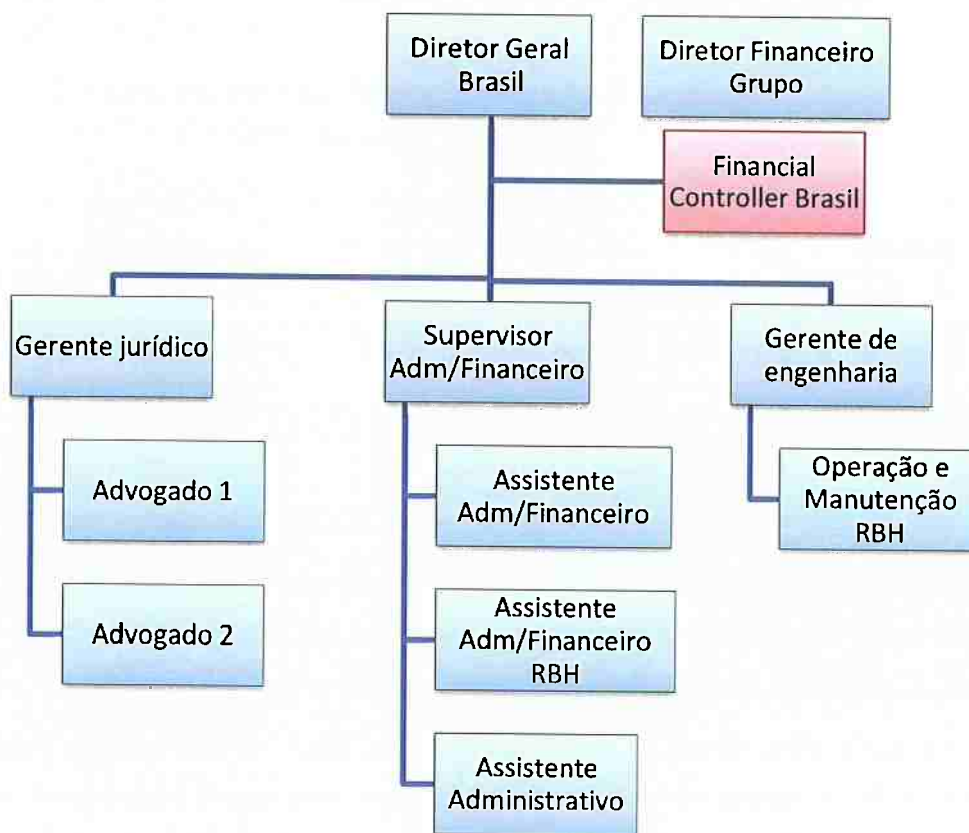
## 4. APLICAÇÃO DO MÉTODO E RESULTADOS

### 4.1. Análise do sistema de informação contábil e gerencial

A análise do sistema de informação contábil e gerencial foi feita a partir de documentos descritivos internos, da obra de Kalil (2010) e de discussões internas com a equipe de finanças no Brasil. Apresenta-se, aqui, apenas o fluxo correspondente à empresa R. B. H., pois o fluxo financeiro das demais empresas do grupo não afeta o desenvolvimento do presente trabalho. O objetivo é compreender o fluxo para, em seguida, analisar o que é contabilizado.

#### 4.1.1. A hierarquia na filial brasileira

Antes de analisar o fluxo financeiro propriamente dito, é necessária uma visão geral da hierarquia dos funcionários na filial brasileira e na R. B. H.:



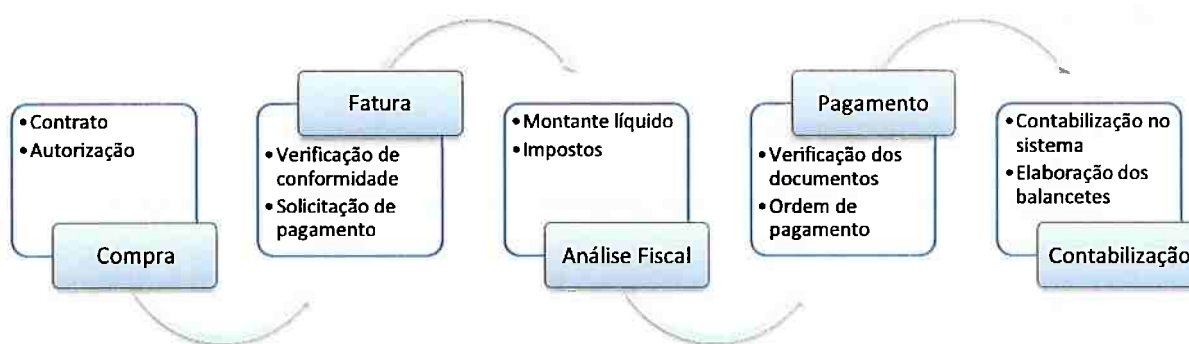
**Figura 4.1 – Hierarquia na filial brasileira do grupo**

**Fonte: Próprio autor**

O autor desempenha a função de *financial controller*, que está diretamente ligado à diretoria geral da filial brasileira e subordinado à diretoria financeira do grupo. O Supervisor administrativo financeiro é o principal ator dentro do fluxo financeiro, sendo responsável pelas ordens de pagamento.

#### 4.1.2. O Fluxo Financeiro

O fluxo financeiro é dividido basicamente em cinco etapas: compra, recebimento da fatura, pagamento, análise fiscal e contabilização.



**Figura 4.2 – Fluxo financeiro na filial brasileira do grupo V.E.**

**Fonte: Elaborado pelo autor**

#### Compra

Há duas modalidades de aquisição de bens e serviços:

Regular, a preços fixados por contratos, como, por exemplo, telefone, serviço de contabilidade, serviço de operação e manutenção da usina, uso do sistema de transmissão e distribuição, serviço de acompanhamento ambiental.

Uma única vez ou de forma irregular, como despesas de viagem do pessoal, peças de reposição, ferramentas, serviços pontuais de engenharia. Nesses casos, a autorização de compra por uma pessoa responsável (diretor geral, gerente de engenharia ou gerente jurídico), conforme a natureza do produto/serviço) ou um contrato assinado é exigido.

De modo geral, as compras de produtos são feitas pelo assistente administrativo que fica na R. B. H., enquanto os serviços são contratados pelo engenheiro da filial brasileira, que fica no escritório de São Paulo.

### Recebimento da fatura

A pessoa que pediu a compra do serviço ou produto recebe a fatura e verifica que o serviço foi bem executado ou o produto entregue conforme o esperado. No caso em que o produto ou o serviço é pago antecipadamente, ela deve acompanhar a execução do serviço ou a entrega do produto. Em seguida, ela preenche e assina a "Solicitação de Pagamento", um documento interno.

A "Solicitação de Pagamento" é assinada pela mesma pessoa que autorizou a compra anteriormente e enviada ao supervisor administrativo-financeiro. Caso a fatura corresponda a um serviço regular que possui um contrato, a "Solicitação de Pagamento" deve ser aprovada também pelo gerente jurídico, que verifica que ela está conforme o contrato assinado.

Em seguida, caso a pessoa ainda não o tenha feito, o supervisor administrativo-financeiro categoriza a despesa conforme a classificação contábil e o centro de custo e envia uma cópia digitalizada da fatura para que a empresa de contabilidade façam a análise fiscal.

### Análise Fiscal

A empresa de contabilidade analisa a fatura e calcula o montante que deve ser efetivamente pago ao fornecedor e a quantidade de impostos a serem retidos. Isso depende da natureza do serviço, a condição fiscal do fornecedor e do montante. Dadas as constantes mudanças na tributação brasileira, esse tipo de análise é por vezes bastante complexa.

Após análise, o departamento financeiro da Velcan é informado o valor líquido devido de cada fatura.

A empresa de contabilidade faz o controle dos impostos pagos e créditos obtidos. Eles também emitem documentos necessários para o pagamento de impostos (DARF, GARE e DAMSP) ou realizam os procedimentos necessários para a compensação do imposto caso a empresa disponha de crédito junto à Receita Federal.

### Pagamento

O supervisor administrativo financeiro procede, então, ao pagamento do produto ou serviço, estando em posse de três documentos:

- A autorização para a compra (geralmente um email do responsável) ou o contrato assinado
- A "Solicitação de Pagamento", assinada pelos responsáveis envolvidos;
- A fatura com os montantes a serem pagos e a serem retidos

Os dados da fatura são inseridos no sistema online do banco para registrar as ordens de transferência. O diretor-geral aprova os pagamentos no site do banco uma vez por semana.

### Contabilização

A fatura original, a "Solicitação de Pagamento" e o comprovante de pagamento são enviados para a empresa de contabilidade por correio, 2 ou 3 vezes por semana (ela se localiza em Chapecó, mesma cidade da usina). Caso a fatura seja recebida na própria usina, o assistente administrativo a leva até o escritório de contabilidade.

O contador contabiliza os pagamentos conforme a classificação contábil efetuada pelo supervisor financeiro e verifica se as faturas estão coerentes com a movimentação bancária. No início do mês, os balancetes da empresa são concluídos e todos os documentos utilizados na contabilização são arquivados na própria empresa de contabilidade.

Finalmente, o balancete enviado pelo escritório de contabilidade é auditado, ajustado e consolidado, juntamente com os balancetes das demais empresas do grupo (de vários países), pelo autor, que elabora então um relatório financeiro enviado ao diretor financeiro e aos diretores-gerais do grupo.

#### 4.1.3. A classificação contábil

A elaboração dos balancetes mensais só se torna possível através da classificação contábil efetuada pelo supervisor financeiro no recebimento da fatura. A classificação descrita por Kalil (2010), evoluiu devido à necessidade da empresa de contabilizar as receitas e os custos de produção de energia elétrica. Ela é feita segundo o quadro abaixo:

| Empreendimento<br>(001 a 999)                                                                            | Fase<br>(1 a 4)                                                                                                                         | Tipo<br>(1 a 5)                                                                                                                                                     | Natureza<br>(01 a 99)                                                                                                        |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>•1 - RBH</li> <li>•2 - Projeto2</li> <li>•3 - Projeto3</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>•1 - Prospecção</li> <li>•2 - Projeto</li> <li>•3 - Construção</li> <li>•4 - Operação</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>•1 - Geral e Adm</li> <li>•2 - Construção</li> <li>•3 - Financeiros</li> <li>•4 - Produção</li> <li>•5 - Receitas</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>•01 - Pessoal</li> <li>•02 - Seguros</li> <li>•06 - Barragem</li> <li>•etc</li> </ul> |

**Figura 4.3 – Classificação contábil**

**Fonte: Elaborado pelo autor**

As despesas da R. B. H. têm os dois primeiros grupos da classificação acima como 001 – 4. Em relação à natureza das despesas, havia apenas um plano de contas preliminar, que

foi aprimorado pelo autor em conjunto com o diretor financeiro do grupo e com o diretor-geral do grupo, conforme o presente trabalho foi se desenvolvendo. Os códigos atuais da classificação da natureza das despesas (e receitas) da fase operação da usina encontram-se no Apêndice A; eles serão utilizados na elaboração do plano orçamentário.

## 4.2. Elaboração do plano orçamentário

Conforme explicado no capítulo anterior, o plano orçamentário compreende dois orçamentos principais, o operacional e o de investimentos e financiamentos, que por sua vez se decompõem em várias peças orçamentárias.

Nesta parte do trabalho será feita uma análise detalhada de cada custo e receita, procurando compreendê-los. Uma tabela com os valores anuais de cada item é apresentada no início de cada peça orçamentária; eles foram alterados por razões de confidencialidade, porém sua proporções foram mantidas as mesmas de modo que não afetassem a avaliação econômica feita posteriormente.

### 4.2.1. Orçamento Operacional

O Orçamento Operacional compreende o orçamento de vendas, de impostos a recolher, de produção e de despesas gerais. Cada um deste é detalhado a seguir.

#### 4.2.1.1. Orçamento de Vendas

**Tabela 4.1 – Orçamento de vendas.**

| <b>ORÇAMENTO DE VENDAS</b> |                 |                           |                          |
|----------------------------|-----------------|---------------------------|--------------------------|
| <b>Tipo</b>                | <b>Natureza</b> | <b>Descrição</b>          | <b>Valor anual (BRL)</b> |
| 5                          | 01              | Venda de energia elétrica | 14 164 920               |
| 5                          | 02              | Venda de CER              | 787 500                  |

**Fonte: Elaborado pelo autor.**

#### 5-01 Venda de Energia Elétrica

A R. B. H. faz parte do Mecanismo de Realocação de Energia do Sistema Elétrico Brasileiro. Através dele, ela dispõe de uma quantidade de energia elétrica estável equivalente a 7,7MW (5600 MWh, em média<sup>5</sup>) para vender no mês, chamada de “Energia Assegurada”. Essa quantidade é definida pela ANEEL com base na potência média da usina e costuma ser próxima ao PLF (visto que ela opera a fio de água, a produção de energia varia conforme o regime pluviométrico).

<sup>5</sup> Varia conforme o número de dias no mês. Média:  $7,7\text{MW} \times 24\text{h/dia} \times 365 \text{ dia/ano} / 12\text{mês/ano} = 5621 \text{ MWh}$

Esse mecanismo visa proteger os produtores de energia contra o risco de falta de chuva. Se a usina produzir menos do que sua Energia Assegurada, ela pode comprar do sistema, a um preço muito baixo (por volta de 7 R\$/MWh). Por outro lado, caso ela produza mais do que sua Energia Assegurada, ela deve vender o excedente para o sistema ao mesmo preço baixo. Assim, a variação sazonal na produção de energia não tem impacto significativo sobre as vendas no curto prazo (no longo prazo, a Energia Assegurada pode ser alterada caso a média de geração esteja muito abaixo dela).

A R. B. H. atua no Ambiente de Contratação Livre e, logo, pode comercializar sua produção com quem quiser. A empresa pode vender suas energias mensalmente a diferentes consumidores ou assinar contratos de longo prazo a preços pré-definidos. Atualmente, praticamente toda a Energia Assegurada é vendida através de contratos de longo prazo (também chamados de PPA – Power Purchase Agreement).

Os produtores de energia elétrica têm até o décimo dia do mês para efetuar a venda e registrá-la na CCEE. Caso haja “sobras”, elas são vendidas automaticamente no mercado de curto-prazo, ao PLD – Preço de Liquidação das Diferenças. Por outro lado, é proibido efetuar venda de energia além da Energia Assegurada, sob pena de aplicação de multa pela CCEE no valor de 145,41 R\$/MWh em 2010.

O PLD é definido semanalmente e depende de vários fatores mas varia, sobretudo, em função do custo de produção de um MWh adicional no sistema (portanto, mais elevado em períodos de falta de chuva, quando o MWh adicional vem de uma usina termoeletrica). Os limites de variação do PLD são definidos pela CCEE e, em 2010, são 16 e 633 R\$/MWh. O PLD é melhor detalhado no apêndice B.

Assim, para cada mês, há três fluxos:

- a. Vendas diretas a clientes
- b. Compras / vendas no sistema MRE, em função da produção
- c. As vendas no mercado de curto-prazo ao PLD

Além disso, uma vez que a CCEE existe tão somente como uma plataforma de negociação, ela não deve ser nem lucro nem prejuízo. No caso de inadimplência de um participante, o valor é rateado pelos outros.

Finalmente, é importante notar o preço da eletricidade varia de acordo com a inflação, e os contratos de longo prazo são normalmente indexados ao índice IGP-M.

### 5-02 Venda de Créditos-Carbono

Como toda PCH no Brasil, a R.B.H. tem o direito de pleitear uma autorização para vender CERs (Créditos-Carbono), pois se trata de um projeto de energia renovável que evita novas emissões de carbono na atmosfera.

O pedido de autorização está atualmente sob análise da agência UNFCCC. A venda de CER representará uma receita adicional de 6% à PCH, e a previsão é de que a empresa inicie sua comercialização em 2011.

#### 4.2.1.2. Orçamento de Impostos a Recolher (1-90)

Tabela 4.2 – Orçamento de impostos a recolher.

| ORÇAMENTO DE IMPOSTOS A RECOLHER |          |                              |                   |
|----------------------------------|----------|------------------------------|-------------------|
| Tipo                             | Natureza | Descrição                    | Valor anual (BRL) |
| 1                                | 14       | Taxas e impostos (exceto IR) | 517 020           |
| 1                                | 90       | Imposto de Renda             | 1 216 154         |

Fonte: Elaborado pelo autor.

Existem três regimes tributários permitido no Brasil:

- *Simples*, opcional para pequenas empresas com até R\$ 2,4 milhões em vendas anuais.
- *Lucro Presumido*, opcional para empresas cujo faturamento anual não ultrapasse R\$ 48 milhões, no qual o imposto de renda é calculado com base no faturamento e não no lucro.
- *Lucro Real*, para as empresas que não se encaixem em nenhum dos dois regimes anteriores

Adotara-se o regime do lucro presumido para a R. B. H. Uma comparação entre os dois regimes tributários possíveis para a PCH nos mostra:

Tabela 4.3 – Regimes tributários no Brasil

|                                     | Lucro Real                                                                                                             | Lucro Presumido                                        |
|-------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|
| Impostos sobre venda (PIS e COFINS) | $7,6\% + 1,65\% = 9,25\%$ sobre o faturamento. Deles podem ser deduzidos os impostos pagos nos insumos para a produção | $3\% + 0,65\% = 3,65\%$ sobre o faturamento            |
| Imposto de Renda (IRPJ e CSLL)      | $15\% + 9\% = 24\%$ (mais um adicional de 10% sobre o lucro anual que ultrapasse R\$240 mil)                           | $8\% * 15\% + 12\% * 9\% = 2,28\%$ sobre o faturamento |

Fonte: Elaborado pelo Autor

Desta forma, temos que a escolha entre um regime ou outro depende da lucratividade da empresa. Em outras palavras, se a empresa possuir lucro superior à alíquota de presunção de lucro do regime de lucro presumido, este regime tende a lhe ser favorável.

Os cálculos exibidos no Apêndice C mostram que o regime do lucro presumido é de fato o mais vantajoso para a R.B.H. Neste regime, os impostos de renda são calculados e recolhidos trimestralmente. Desta forma, temos:

#### 1-14 Taxas e impostos (exceto IR)

- a. PIS: 3% sobre o faturamento
- b. COFINS: 0,65% sobre o faturamento

#### 1-90 Imposto de Renda

- a. IRPJ: 15% sobre o lucro presumido de 8% sobre o faturamento, isto é, 1,2% sobre o faturamento (mais 0,8% sobre o faturamento que exceder R\$750 mil no trimestre)
- b. CSLL: 9% sobre o lucro presumido de 12% sobre o faturamento, isto é, 1,08% sobre o faturamento

### 4.2.1.3. Orçamento de Produção

**Tabela 4.4 – Orçamento de produção.**

| <b>ORÇAMENTO DE PRODUÇÃO</b> |                 |                                    |                          |
|------------------------------|-----------------|------------------------------------|--------------------------|
| <b>Tipo</b>                  | <b>Natureza</b> | <b>Descrição</b>                   | <b>Valor anual (BRL)</b> |
| 4                            | 60              | Tarifas de comercialização         | 196 878                  |
| 4                            | 61              | Operação e manutenção terceirizada | 1 026 000                |
| 4                            | 62              | Manutenção e reparo - peças        | 18 000                   |
| 4                            | 63              | Manutenção e reparo - serviços     | 135 000                  |
| 4                            | 64              | Serviços ambientais                | 225 000                  |
| 4                            | 65              | Tarifa de uso da rede elétrica     | 330 000                  |
| 4                            | 81              | Depreciação                        | 4 695 000                |
| 4                            | 82              | Amortização                        | 3 000 000                |

**Fonte: Elaborado pelo autor.**

#### 4-60 Tarifas de Comercialização

- a. Tarifas de representação: visto que a R.B.H. não possui experiência na venda de eletricidade, contratou-se uma empresa que a representa junto à CCEE e cumpre as rotinas burocráticas junto a esse órgão

- b. Tarifas de fiscalização: a ANEEL cobra uma taxa mensal de fiscalização de todos os associados ao SIN. Essa fiscalização consiste na visita periódica à usina de um agente do organismo, que verifica que as informações prestadas são coerentes com a realidade observada.
- c. Contribuição à CCEE: a CCEE divide seu orçamento entre os participantes do seu sistema e pondera segundo a energia assegurada de cada um.
- d. Intermediação de venda: certos contratos de venda de energia foram intermediados por uma empresa comercializadora, que recebe de R\$1,50 por MWh vendido.
- e. Liquidação de energia na CCEE: quando a energia vendida é superior ao nível de energia assegurada, a empresa deve comprar a diferença no mercado de curto prazo da CCEE, ao preço PLD. Tal situação não ocorre atualmente com a R.B.H. cuja energia contratada para a venda é ligeiramente inferior à sua energia assegurada.
- f. Compra de energia no MRE: quando a produção de energia é inferior à energia assegurada, a empresa deve comprar o saldo através do MRE, a R\$7,00 por MWh. Dado que, na média anual, a energia produzida deve ser compatível com a energia assegurada, a soma da compra e da venda de energia no MRE é aproximadamente zero.

#### 4-61 Operação e Manutenção terceirizada

- a. Serviço de operação e manutenção: optou-se pela terceirização da operação da usina por considerar-se que empresas especializadas dispõem de ganho de escala oferecem um preço inferior ao custo que a empresa teria para efetuar a operação ela mesma (são necessários dois técnicos por turno, 3 turnos por dia e uma central de engenheiros especializados em resolver problemas de operação). Alguns anos após a construção, com a estabilização da operação, será possível efetuar a operação remota da usina, o que reduzirá o custo em 20%.

#### 4-62 Manutenção e Reparos – Peças

- a. Manutenção e reparos – peças: ferramentas diversas utilizadas pelos operadores da usina, como chaves especiais, lâmpadas, equipamentos de medição elétrica, bem como substituição de alguns elementos da turbina, sistema elétrico e etc. Visto que cada uma, isoladamente, não constitui um grande valor, e que seu benefício é pressuposto menor que um ano, elas são tratadas como despesa e não como ativo.

#### 4-63 Manutenção e Reparos – Serviços externos

- a. Manutenção das estradas: cerca de uma vez por trimestre, uma empresa é chamada para efetuar obras de reforma nas estradas de acesso à usina. A R.B.H. é considerada legalmente responsável por mantê-las em bom estado.
- b. Limpeza da tomada de água: a tomada d'água da central possui uma grade que impede que pedaços de madeira e outros corpos que possam danificar a turbina entrem pelos condutos forçados. Tais corpos se acumulam na grade, o que diminui a vazão de água e, conseqüentemente, e reduzem a potência gerada pela usina. Uma vez por bimestre, os mergulhadores do corpo de bombeiros local são contratados para efetuar a limpeza da grade; um estudo de mecanismo de limpeza automática está sendo feito.
- c. Outros serviços: eventualmente há obras feitas por requisição da fiscalização da ANEEL ou outros serviços diversos, como dedetização.

#### 4-64 Serviços Ambientais

- a. Acompanhamento de impactos ambientais: toda PCH é obrigada a manter um acompanhamento das condições ambientais, análise dos impactos nos recursos hídricos, fauna e flora na área da barragem, execução de medidas que mitiguem tais impactos e prestação de contas através de um relatório mensal enviado ao IBAMA. Este serviço é terceirizado a uma empresa especializada.

#### 4-65 Tarifa de uso da rede elétrica

- a. TUST: a Tarifa de utilização do Sistema de Distribuição é paga à empresa que opera a rede de transmissão, responsável por transportar a energia produzida até uma central nos grandes centros de consumo.
- b. TUSD: a Tarifa de utilização do Sistema de Distribuição é paga à empresa que opera a rede de distribuição, responsável por distribuir a energia que chega à central de grandes centros de consumo aos consumidores.

#### 4-81 Depreciação

O tratamento contábil correto para a aquisição de bens tangíveis consiste em contabilizá-los no ativo e estabelecer uma taxa de depreciação, que é aplicada periodicamente ao valor total do ativo e cuja parcela é contabilizada como despesa. Em outras palavras, trata-

se de considerar como despesa apenas o “consumo” do bem devido à sua utilização no período.

Do ponto de vista fiscal, a empresa tem o interesse em aumentar ao máximo a depreciação de seus bens, pois isto aumenta suas despesas, reduz seu lucro contábil e, conseqüentemente, reduz o imposto de renda<sup>6</sup>. Do ponto de vista de prestação de contas aos acionistas, no entanto, é interessante que a depreciação seja a menor possível de forma a aumentar o lucro.

A taxa de depreciação anual é calculada como o inverso da vida útil do bem, em anos. A Instrução Normativa SRF nº 162 de 31 de dezembro de 1998 estabelece as seguintes taxas de depreciação para os bens tangíveis que compõem o ativo da R.B.H.:

**Tabela 4.5 – Taxas de depreciação relativas aos bens tangíveis da R.B.H.**

| Vida Útil              | Taxa de Depreciação Anual | Bem tangível                                                                                                                                                                                                                              |
|------------------------|---------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>5 anos</b>          | <b>20%</b>                | Equipamentos de informática                                                                                                                                                                                                               |
| <b>10 anos</b>         | <b>10%</b>                | Bens da área administrativa: móveis e utensílios, máquinas e equipamentos, instalações, aparelhos eletrônicos.<br>Bens da central hidrelétrica: turbinas, geradores, equipamentos elétricos, equipamentos diversos, linha de transmissão. |
| <b>25 anos</b>         | <b>4%</b>                 | Construções da central hidrelétrica: casa de força e canal de fuga, desvio do rio, barragem, conduto forçado, tomada d'água, canal de adução, construções especiais, estradas e pontes, subestação e outras construções.                  |
| <b>Não depreciável</b> |                           | Terrenos                                                                                                                                                                                                                                  |

Fonte: Elaborado pelo autor.

As normas IFRS, em especial as normas IAS 16 e IAS 38, que são utilizadas na consolidação dos resultados do grupo, deixam a cargo da própria entidade definir o período de depreciação e seu método, a única exigência é que sejam bem embasados. Conforme

<sup>6</sup> Cabe lembrar que a depreciação não impacta o cálculo de imposto de renda da R.B.H. por ela se enquadrar no regime tributário de Lucro Presumido.

explicado anteriormente, o interesse da empresa neste caso é reduzir ao máximo as despesas de depreciação de forma a aumentar o lucro.

Assim, a vida útil das construções poderia ser equiparada à vida útil da concessão, já que é o período pelo qual serão utilizadas pela empresa. Os equipamentos, no entanto, têm uma vida útil menor devido à necessidade de substituição, seja por quebra, manutenção custosa ou manutenção preventiva. Assim, sua vida útil corresponderia à sua vida econômica.

Visto que o “consumo” dos ativos não guarda nenhuma relação com a produção de energia elétrica, o método mais apropriado de depreciação é a linear, que representa um consumo constante ao longo do tempo.

#### 4-82 Amortização

A amortização é muito semelhante à depreciação, a única diferença é o seu objeto: bens intangíveis em vez de bens tangíveis. As parcelas de amortização representam, então, o usufruto do bem intangível.

A Instrução Normativa SRF nº 162 de 31 de dezembro de 1998 estabelece as seguintes taxas de amortização para os bens intangíveis que compõem o ativo da R.B.H.:

**Tabela 4.6 – Taxas de amortização relativas aos bens intangíveis da R.B.H.**

| Vida Útil        | Taxa de Amortização Anual | Bem intangível                                                                                                                                                                                                                                                        |
|------------------|---------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>5 anos</b>    | <b>20%</b>                | Projeto executivo detalhado, trabalho ambiental e compensações sociais, estudos geológicos e sondagens, estudos e consultorias topográficos, ambientais, hidrológicos, de engenharia, estudos da linha de transmissão e gastos pré-operacionais capitalizados.        |
| <b>24,5 anos</b> | <b>4,08%</b>              | Concessão e licenças relativas ao projeto. A vida útil corresponde ao período restante da concessão a partir da conclusão da construção. Como as concessões têm duração de 30 anos e a obra foi concluída 5,5 anos após sua aquisição, tem-se 24,5 anos de vida útil. |

**Fonte: Elaborado pelo autor.**

O tratamento dado à amortização pelas IFRS é semelhante àquele dado à depreciação. Assim, a vida útil dos ativos intangíveis poderia ser equiparada à vida útil da concessão.

#### 4.2.1.4. Orçamento de Despesas Gerais

**Tabela 4.7 – Orçamento de despesas gerais.**

| <b>ORÇAMENTO DE DESPESAS GERAIS</b> |                 |                               |                          |
|-------------------------------------|-----------------|-------------------------------|--------------------------|
| <b>Tipo</b>                         | <b>Natureza</b> | <b>Descrição</b>              | <b>Valor anual (BRL)</b> |
| 1                                   | 01              | Gastos com pessoal            | 278 100                  |
| 1                                   | 02              | Seguros                       | 510 000                  |
| 1                                   | 03              | Aluguéis                      | 26 250                   |
| 1                                   | 12              | Passagens aéreas              | 12 600                   |
| 1                                   | 13              | Outras despesas com viagem    | 6 000                    |
| 1                                   | 16              | Telefone e internet           | 10 500                   |
| 1                                   | 17              | Segurança                     | 187 500                  |
| 1                                   | 18              | Energia Elétrica              | 3 600                    |
| 1                                   | 19              | Tarifas Bancárias             | 1 080                    |
| 1                                   | 30              | Consultoria Jurídica          | 54 000                   |
| 1                                   | 31              | Consultoria Contábil          | 21 600                   |
| 1                                   | 32              | Auditoria                     | 21 000                   |
| 1                                   | 33              | Consultoria Tributária        | -                        |
| 1                                   | 50              | Outros gastos administrativos | 18 000                   |

**Fonte: Elaborado pelo autor.**

##### 1-01 Gastos com Pessoal

- a. Salário do assistente técnico-administrativo: visto que a operação na usina é terceirizada, há apenas um funcionário da R.B.H. na usina, que supervisiona o trabalho dos operadores, recebe as faturas e as classifica.
- b. Salário de dois diretores: a lei das S.A. determina que a empresa tenha dois diretores em seu quadro de funcionários. Assim, o diretor-geral e o gerente jurídico da subsidiária brasileira são também diretores da R.B.H., recebendo um salário mínimo (simbólico) para tanto.
- c. Encargos sociais: eles compreendem o INSS, destinado ao financiamento de aposentadorias, e o FGTS, que pode ser resgatado pelo funcionário quando demitido. Estes encargos variam conforme a categoria do funcionário, sendo 27,8% e 8%, respectivamente, para funcionários em regime CLT (assistente) e 20% e 0% para os em regime Pró-Labore (diretores).
- d. Salários dos funcionários da subsidiária brasileira imputados à R.B.H.: mensalmente, os funcionários da subsidiária brasileira preenchem uma tabela com

as proporções de tempo dedicados a cada empreendimento, e seu salário é imputado proporcionalmente a esse tempo.

#### 1-02 Seguros

- a. Seguro de responsabilidade civil: cobre danos provocados a terceiros, importante no caso de uma usina, que afeta uma área extensa.
- b. Seguro de riscos de operação: cobre danos à barragem, máquina, linha de transmissão e outros ativos físicos, até o limite do total do valor dos ativos imobilizados. Visto que não houve nenhum sinistro no ano atual e que todas as inspeções feitas pela seguradora constataram que a construção e os procedimentos estão corretos, o valor do seguro tende a diminuir na renegociação do contrato.

#### 1-03 Aluguéis

- a. Automóvel: é colocado à disposição do assistente administrativo presente na usina, pois a usina se localiza longe da área urbana e não há meios de transporte público até ela. Ele também é utilizado para locomoção dentro da usina, devido à sua área extensa, e para visitas a prestadores de serviço externos, como o escritório contábil.

#### 1-12 Passagens Aéreas

- a. Passagens aéreas: há em média uma viagem de uma pessoa do escritório de São Paulo, por mês, até a usina.

#### 1-13 Outras despesas com viagem

- a. Hotel, táxi e alimentação: as viagens descritas anteriormente duram, em média, dois dias. Estima-se duas diárias de hotel, duas passagens de táxi e R\$60 por dia com alimentação.

#### 1-16 Telefone e Internet

- a. Telefone: custo de telefonia fixa e móvel. São elevadas devido ao fato de a matriz da empresa que realiza a operação da usina se localizar em Barueri. Foi estudada a possibilidade de substituir o telefone por um software VoIP, porém a conexão à internet não é suficientemente confiável para tanto.
- b. Internet: utiliza-se internet via rádio, pois não há rede física de fibra óptica.

#### 1-17 Segurança

- a. Serviço de vigilância: apesar de distante da área urbana, os equipamentos presentes na usina são de alto valor e já foram alvo de furtos. Desta forma, um serviço de vigilância 24h por dia foi contratado para controlar a entrada e saída de pessoas e evitar o furto de equipamentos e dados, ou a sabotagem da operação.

#### 1-18 Energia Elétrica

- a. Energia elétrica: embora produza energia elétrica, sua produção deve ser totalmente escoada ao Sistema Interligado Nacional e a empresa deve pagar à empresa que controla o sistema de distribuição pela energia consumida, na condição de consumidor cativo.

#### 1-19 Tarifas bancárias

- a. As contas bancárias são isentas de tarifas de manutenção, havendo apenas cobrança sobre modalidades especiais de pagamento (emissão de TED/DOC e pagamentos efetuados ao exterior).

#### 1-30 Consultoria Jurídica

- a. Escritório 1: paga-se um valor fixo mensal à escritório 1 para que faça o acompanhamento do processo entre o grupo e os antigos proprietários do projeto da R.B.H., de quem o projeto fora comprado, e que reclamam uma parcela de participação nas ações da empresa. Esta despesa não mais existirá quando o caso for resolvido (estimado que não haverá indenização a ser paga, e fim em 2011).
- b. Escritório 2: responsável pelo acompanhamento dos processos de expropriação de terras atingidas pelo empreendimento e que não foram compradas pela empresa, ao redor de trinta no total. O montante é calculado com base horária e varia conforme o mês; esta despesa desaparecerá após a resolução de todos os casos, estimada para 2015.
- c. Custas processuais: englobam o valor pago ao tribunal para custear o processo, o qual pode ser recuperado em caso de vitória, segundo acordo inicial entre as partes. Compreendem também depósitos em juízo para aquisição de terras expropriadas. Fim estimado em 2015 sem recuperação das custas.

#### 1-31 Consultoria Contábil

- a. Serviços de contabilidade: o registro contábil, elaboração de demonstrativos e outros procedimentos contábeis são terceirizados a um escritório de contabilidade na mesma cidade onde se encontra a usina.

#### 1-32 Auditoria

- a. Auditoria contábil em IFRS: é feita, anualmente, uma auditoria contábil da empresa, com a finalidade de verificar seus demonstrativos financeiros e assegurar que o que é repassado para a consolidação das contas do grupo está em acordo com as normas internacionais IFRS. Esta auditoria não tem a finalidade de verificar conformidade com as normas brasileiras. Seu custo corresponde a 44% do custo total com a auditoria de todas as empresas brasileiras do grupo.

#### 1-33 Consultoria Tributária

- a. Recuperação do ICMS: o escritório contratado recebe 10% do montante total de economia com impostos e taxas que ele auxilia a R.B.H. a economizar. Esta economia diz respeito sobretudo a benefícios fiscais sobre impostos sobre o valor agregado durante o período de construção, concedidos pelo estado de Santa Catarina.

#### 1-50 Outros Gastos Administrativos

- a. Outros gastos administrativos: compreendem material de escritório, combustível, manutenção do veículo, postagem, etc.

### **4.2.2. Orçamento de Investimentos e Financiamentos**

O Orçamento de Investimentos e Financiamentos compreende o orçamento de investimentos, de financiamentos, e de outras receitas e despesas financeiras. Visto que não houve financiamento externo ao grupo, a peça orçamentária relativa a ele não foi feita. Os demais encontram-se descritos a seguir.

#### 4.2.2.1. Orçamento de investimentos

**Tabela 4.8 – Orçamento de investimentos.**

| <b>ORÇAMENTO DE INVESTIMENTOS</b> |                 |                                     |                          |                |
|-----------------------------------|-----------------|-------------------------------------|--------------------------|----------------|
| <b>Tipo</b>                       | <b>Natureza</b> | <b>Descrição</b>                    | <b>Valor anual (BRL)</b> | <b>Momento</b> |
| 6                                 | a               | Tomada d'água                       | 300 000                  | em 2011        |
| 6                                 | d               | Outros equipamentos                 | 150 000                  | em 2012        |
| 6                                 | e               | Outras construções                  | 150 000                  | em 2011        |
| 6                                 | f               | Estudos e consultoria de engenharia | 105 000                  | em 2011        |

**Fonte: Elaborado pelo autor.**

Os investimentos, comumente chamados de CAPEX, correspondem aos gastos em obras e melhorias da infra-estrutura da usina, que têm caráter permanente ou geram benefício à empresa por um período maior que um ano. Eles devem, pois, ser contabilizados no ativo e apenas a parcela relativa à sua depreciação ou amortização deve ser considerada como despesa do período. Os principais investimentos na central R.B.H. são:

- Tomada d'água: estudos e instalação de um mecanismo de limpeza automática da grade, de modo a substituir o serviço de limpeza executado pelo corpo de bombeiros. Previsão para 2011.
- Outros equipamentos: instalação de sistema de operação remota da central. Previsão para 2012.
- Outras construções: resolução de um problema de deterioração da base rochosa na margem esquerda do rio. Previsão para 2011.
- Estudos e consultoria de engenharia: estudo e desenvolvimento de uma solução para o problema com a margem esquerda do rio. Previsão para 2010.

Os investimentos totais na construção da R.B.H. correspondem a R\$105 milhões<sup>7</sup>, dos quais 12% em 2007, 65% em 2008, 20% em 2009 e 3% em 2010.

#### 4.2.2.2. Orçamento de outras despesas e receitas financeiras

**Tabela 4.9 – Orçamento de outras receitas e despesas financeiras.**

| <b>ORÇAMENTO DE OUTRAS RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS</b> |                 |                      |                          |
|------------------------------------------------------------|-----------------|----------------------|--------------------------|
| <b>Tipo</b>                                                | <b>Natureza</b> | <b>Descrição</b>     | <b>Valor anual (BRL)</b> |
| 3                                                          | 01              | Despesas Financeiras | 11 160 000               |
| 5                                                          | 03              | Receitas Financeiras | 207 814                  |
| 5                                                          | 04              | Outras receitas      | -                        |

**Fonte: Elaborado pelo autor.**

#### 3-01 Despesas Financeiras

<sup>7</sup> Dado modificado a pedido da empresa, segundo mesmo critério adotado nas demais modificações

A construção da R.B.H. foi totalmente financiada através de capital próprio do grupo. O dinheiro foi enviado da matriz francesa através de empréstimos diretos à R.B.H e indiretos, passando pela subsidiária brasileira. A taxa de juros estabelecida foi de 12% ao ano em ambos os casos, que corresponde à taxa de mercado no Brasil.

O estabelecimento de um empréstimo figura como uma forma de repatriação dos rendimentos da R.B.H. à matriz francesa. Neste caso, há 15% de IRRF sobre os juros pagos no momento do pagamento. Este IRRF é utilizável como crédito para abatimento de imposto de renda da matriz na França, dentro de certas restrições impostas pela convenção tributária entre os dois países.

Cabe ressaltar que, do lado da R.B.H., os juros não representam uma vantagem fiscal, visto que ela segue o regime tributário do Lucro Presumido, onde o imposto de renda é calculado sobre o faturamento e não sobre o lucro contábil. Por outro lado, o regime de lucro presumido também isenta a R.B.H. dos efeitos da Medida Provisória nº 472, que instituiu regras para a subcapitalização (*Thin Capitalization*) de empresas brasileiras (os juros de empréstimos com empresas coligadas não-residentes passam a não mais serem totalmente dedutíveis no cálculo do imposto de renda).

### 5-03 Receitas Financeiras

As receitas financeiras correspondem aos rendimentos da aplicação do caixa da R.B.H. em investimentos financeiros bancários. Atualmente, a principal aplicação é em fundo de investimento DI, que corresponde a investimento em títulos do governo brasileiro da categoria LFT, cujo rendimento é indexado à taxa SELIC, descontada a taxa de administração do fundo.

Os impostos incorridos são o IOF regressivo em caso de resgate antes de 30 dias após a aplicação e o imposto de renda, que varia de 15% a 22,5% conforme o tempo de aplicação. No caso da R.B.H., por estar em regime de lucro presumido, a Instrução Normativa SRF nº 25, de 6 de março de 2001 determina que o IR sobre receitas financeiras seja recolhido em regime de caixa, isto é, apenas quando é realizado.

Para fins de simplificação, a receita financeira considerada na tabela anterior considera o rendimento anual da diferença entre os encaixes e descaixes da empresa em um ano, e já compreende a dedução de 15% de IR.

### 5-04 Outras receitas

Trata-se de receitas excepcionais. Não há previsões de tais receitas para os anos seguintes.

#### 4.2.3. Projeção do Fluxo de Caixa

Inicialmente, elaborou-se uma estimativa de fluxo de caixa-base para o ano de 2010 conforme os orçamentos elaborados anteriormente:

**Tabela 4.10 – Fluxo de caixa base – 2010.**

|                                         |   | Valor (BRL)       |
|-----------------------------------------|---|-------------------|
| (+) Vendas                              |   | 14 952 420        |
| (-) Impostos                            | - | 1 733 173         |
| (-) Custos de Produção                  | - | 9 625 878         |
| (+) Depreciação e Amortização           |   | 7 695 000         |
| (-) Despesas Gerais                     | - | 1 150 230         |
| (-) Investimentos                       | - | 105 000           |
| (-) Receitas e Despesas Financeiras     | - | 10 949 697        |
| (+) Despesas Financeiras                |   | 11 160 000        |
| <b>Caixa gerado ao final do período</b> |   | <b>10 243 442</b> |

Fonte: Elaborado pelo autor.

O fluxo de caixa é calculado através da soma dos encaixes e desencaixes na empresa. Assim sendo, não devemos subtrair a depreciação nem a amortização, que não representam saída de dinheiro; tampouco foram subtraídas as despesas financeiras, visto que se trata de juros sobre empréstimos com empresas do mesmo grupo e não há exigência do pagamento.

O Fluxo de caixa real de 2010 deve ser ajustado para considerar despesas excepcionais ocorridas devido ao fato de ser o primeiro ano de operação. Estas despesas excepcionais foram calculadas como sendo a diferença entre os custos reais e os custos acima calculados, totalizam R\$1,27 milhão e se referem principalmente a despesas jurídicas, ambientais e com manutenção. Além disso, foram desconsiderados a venda de CER (prevista para 2011) e seus impostos relacionados.

O fluxo de caixa dos anos posteriores a 2010 foram projetados levando-se em consideração as observações feitas no plano orçamentário em relação ao período em que certas despesas e investimentos incorriam. Assim, temos:

- 2011: investimentos de R\$450 mil no limpador automático da tomada d'água e na resolução do problema da base rochosa. Redução de R\$4,5 mil de despesas jurídicas

- 2012: investimento de R\$150 mil em sistema de operação remota
- 2013: redução em 20% do serviço de operação da usina.
- 2015: redução de R\$ 49,5 mil de despesas jurídicas.

Também foi considerada uma inflação de 5% ao ano, que foi aplicada tanto aos custos como às receitas. De 2010 a 2015, temos:

**Tabela 4.11 – Fluxo de caixa no período de 2010 a 2015.**

| em R\$ mil               | 2010         | 2011          | 2012          | 2013          | 2014          | 2015          |
|--------------------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| (+) Vendas               | 14.165       | 15.700        | 16.485        | 17.309        | 18.175        | 19.083        |
| (-) Impostos             | - 1.733      | - 1.947       | - 2.056       | - 2.171       | - 2.292       | - 2.418       |
| (-) Custos de Produção * | - 1.931      | - 2.027       | - 2.129       | - 2.222       | - 2.333       | - 2.450       |
| (-) Custos excepcionais  | - 1.027      | -             | -             | -             | -             | -             |
| (-) Despesas Gerais      | - 1.150      | - 1.203       | - 1.263       | - 1.326       | - 1.393       | - 1.462       |
| (-) Investimentos        | - 105        | - 450         | - 150         | -             | -             | -             |
| (+) Receitas Financeiras | 170          | 209           | 226           | 240           | 252           | 265           |
| <b>Caixa gerado</b>      | <b>8.389</b> | <b>10.282</b> | <b>11.113</b> | <b>11.830</b> | <b>12.409</b> | <b>13.018</b> |

\* exceto Depreciação e Amortização

**Fonte: Elaborado pelo autor.**

De 2016 a 2034, as vendas, os custos de produção e as despesas gerais foram atualizados conforme a inflação e os impostos e receitas financeiras calculados seguindo o princípio descrito em seus respectivos orçamentos. A tabela completa encontra-se no apêndice D.

### **4.3. Avaliação econômica do empreendimento**

Uma vez feita a projeção do fluxo de caixa, basta aplicar o método do fluxo de caixa descontado conforme descrito capítulo anterior. Antes, porém, é importante explicitar as hipóteses adotadas no processo.

#### **4.3.1. Hipóteses utilizadas**

##### **4.3.1.1. Horizonte de projeção e período da concessão**

A projeção do fluxo de caixa foi feita de 2010 a 2034, ano em que se encerra a concessão. A lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 estabelecia que a concessão poderia ser renovada em caso de interesse da concessionária e caso ela esteja quite com seus deveres no período; caso contrário, o bem será devolvido à União mediante indenização equivalente a investimentos não amortizados ou, em caso de desinteresse da União, o concessionário pode ser obrigado a restabelecer o livre escoamento as águas.

No entanto, o artigo 32 da lei 10.848 de 15 de março de 2004 revogou tal direito à prorrogação da concessão; este só seria possível caso vigorasse no contrato de concessão, o que não é o caso da R.B.H. Há atualmente uma grande discussão política a respeito do assunto: aqueles que são a favor da prorrogação dizem que sua revogação desestimularia investimentos na área energética; os que são contra argumentam que a licitação dos ativos promoveria melhor qualidade do serviço e menores tarifas através da concorrência. Ainda não existe uma posição definitiva do governo. Portanto, na avaliação econômica aqui feita, considerou-se que a concessão não seria renovada e os ativos não seriam indenizados.

#### **4.3.1.2. Geração de caixa anual**

Considerou-se que, dentro de um ano, o caixa gerado era reinvestido em aplicações financeiras e, ao final do ano, era disponibilizado aos investidores, que o aplicam segundo a taxa mínima atrativa. Não foram feitas deduções tributárias desse valor. A remessa de ganhos aos investidores foi estudada pelo autor ao longo de seu estágio na empresa, porém é de grande complexidade e foge do escopo deste trabalho.

#### **4.3.1.3. Nível constante de energia assegurada**

A energia assegurada é reavaliada periodicamente pela ANEEL. Caso a produção esteja fora de determinados limites, a energia assegurada da central é recalculada. Considerou-se que a energia assegurada da R.B.H. será constante até o fim de sua concessão.

#### **4.3.1.4. Evolução das receitas e dos custos**

Pressupõe-se que ambos variam conforme a inflação. De fato, contratos de venda de energia de longo prazo são indexados ao índice IGP-M e reajustados anualmente. Vários dos contratos de prestadores de serviços também são indexados ao IGP-M. A taxa de 5% é aproximadamente a meta de inflação anual do governo (apesar de ser definida sobre o índice IPCA, considerou-se que ambos tendem a ser próximos no longo prazo).

Além disso, considerou-se que os contratos de longo prazo seguiriam o mesmo preço, atualizado pela inflação, que a média atual dos contratos da empresa. Fez-se o mesmo em relação aos custos, apesar de oportunidades de redução que foram detectadas durante a elaboração do orçamento.

#### **4.3.1.5. Custos de projeto e construção**

O custo total de projeto e construção foi obtido a partir de planilhas internas da empresa. Aos custos atuais de construção foi adicionada um custo estimado com desencaixes futuros relativos a aquisição de terras, pagamento de indenizações por desapropriações e despesas jurídicas incorridas em tais processos, que estavam em andamento ao término deste trabalho.

Os desembolsos foram considerados anuais e nos valores de R\$12,7 milhões em 2007, R\$68,5 milhões em 2008, R\$21,4 milhões em 2009 e R\$3,4 milhões em 2010. A repartição dos custos entre os diferentes itens consta no Apêndice E.

#### **4.3.1.6. Financiamento da construção**

A construção foi 100% financiada através de capital próprio, que exige a remuneração pela taxa mínima atrativa. Poder-se-ia conseguir um custo menor de capital através de programas de financiamento do BNDES, por exemplo.

#### **4.3.1.7. Taxa mínima atrativa**

Ela foi calculada levando em consideração o retorno de um investimento financeiro em títulos do governo brasileiro com vencimento longo, que é o retorno que o capital traria aos investidores caso o investimento não tivesse sido feito. O título selecionado foi o NTN-F, principal investimento financeiro do grupo V.E., que possui pagamentos de juros duas vezes ao ano, à taxa de 10% ao ano, e resgate do principal de R\$1000,00 por título no vencimento. No dia 05 de novembro de 2010, o título NTN-F era negociado a uma TIR de 12% e esta será a taxa utilizada.

#### **4.3.2. Valor Atual Líquido do empreendimento**

O método do valor atual líquido foi aplicado conforme descrito no capítulo anterior. A única modificação foi atualizá-lo para 2010, ano do trabalho, para que tenhamos uma sensibilidade maior aos resultados.

Considerando-se 12% como taxa mínima atrativa, temos o valor atual líquido de - R\$3,1 milhões (negativo). Isto significa que, considerando-se os dados apresentados, o investimento não é economicamente viável. A título de ilustração, a TIR calculada foi de 11,75%, o que significa que o investimento é economicamente viável para TMA inferiores a 11,75%.

## 5. ANÁLISE

Analisa-se, neste capítulo, das receitas e dos custos presentes nos orçamentos elaborados no capítulo anterior e no resultado da avaliação econômica.

### 5.1. Análise das receitas

A empresa dificilmente terá alterações na sua energia disponível para venda, visto que a energia assegurada é definida conforme a potência média da usina. Esta depende do regime pluviométrico, o qual tende a ser relativamente constante no horizonte de vários anos.

Uma possibilidade é a variação de preços dos contratos. Atualmente, há contratos de venda de energia assinados até 2013, com preço estáveis. O preço de energia a ser vendido após esse período dependerá de oferta de energia em relação à demanda.

O preço dos CERs é volátil e depende da evolução da adesão às quotas de emissão de carbono, bem como da oferta de CERs. A tendência é que haja um aumento no preço do CER em 2011, de 15,5 euros para 20 euros, devido a uma mudança no rigor da metodologia utilizada para licenciar a venda de CERs por novos agentes.<sup>8</sup>

Em todo caso, não está ao alcance da empresa promover mudanças nos preços de commodities como energia elétrica e CER.

### 5.2. Análise dos custos e despesas

Os dez maiores custos e despesas são apresentados a seguir:

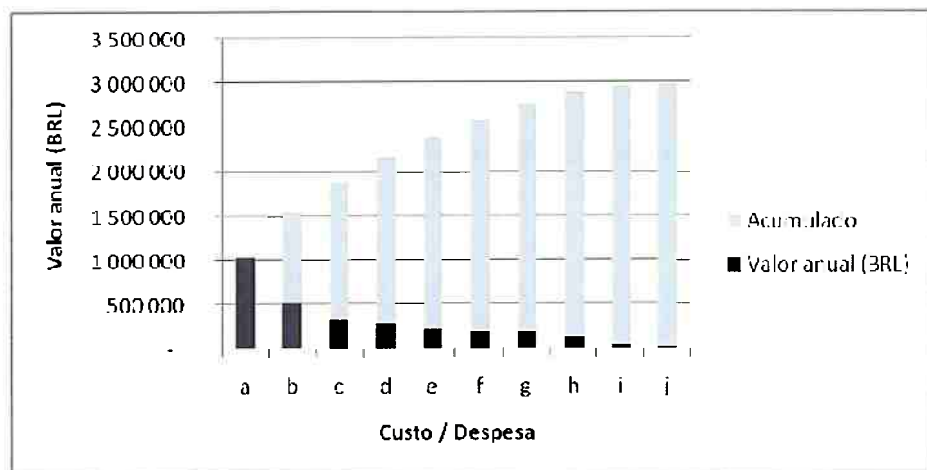
**Tabela 5.1 – Dez maiores custos e despesas de operação da R.B.H..**

| Código   | Custo/Despesa                  | Valor anual (BRL) | Acumulado | Acumulado (%) |
|----------|--------------------------------|-------------------|-----------|---------------|
| <b>a</b> | Operação e manutenção          | 1 026 000         | 1 026 000 | 33%           |
| <b>b</b> | Seguros                        | 510 000           | 1 536 000 | 50%           |
| <b>c</b> | Tarifa de uso da rede elétrica | 330 000           | 1 866 000 | 61%           |
| <b>d</b> | Gastos com pessoal             | 278 100           | 2 144 100 | 70%           |
| <b>e</b> | Serviços ambientais            | 225 000           | 2 369 100 | 77%           |
| <b>f</b> | Tarifas de comercialização     | 196 878           | 2 565 978 | 83%           |
| <b>g</b> | Segurança                      | 187 500           | 2 753 478 | 89%           |
| <b>h</b> | Manutenção e reparo - serviços | 135 000           | 2 888 478 | 94%           |
| <b>i</b> | Consultoria Jurídica           | 54 000            | 2 942 478 | 96%           |
| <b>j</b> | Aluguéis                       | 26 250            | 2 968 728 | 96%           |

**Fonte: Elaborado pelo autor.**

Em forma de gráfico de Pareto, temos:

<sup>8</sup> Sethuraman (2010)



**Figura 5.1 – Gráfico de Pareto dos dez maiores custos da R.B.H.**

**Fonte:** Elaborado pelo autor.

Ao longo do desenvolvimento do presente trabalho, foram feitos questionamentos e detectadas algumas oportunidades de redução de tais custos:

**Operação e manutenção:** após alguns anos, quando a operação da usina se estabiliza, esta atividade passa a ser basicamente a supervisão do seu funcionamento. Isto fica claro devido à possibilidade de operação à distância. Sendo assim, a empresa poderia contratar supervisores internamente, o que possibilitaria uma enorme redução de tais custos, que representam 33% do total.

**Seguros:** o autor procede atualmente a uma nova rodada de cotações de seguros de responsabilidade civil e de riscos operacionais. Dado que não houve sinistro, é possível que haja uma redução nos seguros. Foi questionada também a possibilidade de abandono dos seguros, mas esta opção foi descartada pelo diretor-geral da empresa.

**Tarifa de uso da rede elétrica:** é definida pela ANEEL e não é passível de mudança.

**Gastos com pessoal:** a maior parcela de tal gasto, 81%, refere-se à realocação das horas de trabalho dos funcionários da subsidiária brasileira na R.B.H. De um lado, tal valor tende a diminuir na medida em que a operação se estabiliza; de outro lado, poder-se-ia efetuar uma reestruturação da subsidiária ou automação dos processos, como a implantação de um sistema de informação mais avançado, conforme proposto por Kalil (2010).

**Serviços ambientais:** ao término do contrato com o atual prestador do serviço, pode-se fazer uma nova rodada de cotações. Visto que os impactos ambientais tendem a se estabilizar ao longo do tempo, podem-se conseguir preços mais baixos para tal serviço.

**Tarifas de comercialização:** Uma vez que a empresa domine os aspectos da comercialização de energia, o serviço de representação junto à CCEE, que corresponde a 25% deste custo, pode ser descartado. A intermediação de venda de energia representa 50% do

custo; no entanto, caso isso contribua para preços mais interessantes à empresa, ele deve ser mantido.

Segurança: pode-se pensar na implementação de um sistema de vigilância à distância, de modo que não seja necessária a presença de seguranças na central.

Manutenção e reparo – serviços: 88% deste custo refere-se a serviços pedidos pela fiscalização da ANEEL. Eles tendem a diminuir a partir do segundo ano de operação. Alternativa é questionar a necessidade de tais serviços junto ao órgão.

Consultoria jurídica: conforme visto anteriormente, tais custos desaparecerão após os processos envolvendo desapropriações de terra ser concluídos. Enquanto isso não ocorre, uma possível solução é fazer cotações de honorários advocatícios de outros escritórios.

Aluguéis: é possível diminuir tal custo através da aquisição de um automóvel em vez de alugá-lo.

### **5.3. Análise da avaliação econômica**

O valor atual líquido da empresa indica que o investimento não é economicamente viável. Nesta seção, avalia-se o impacto, *ceteris paribus*, dos custos, do horizonte do investimento, da não-indenização dos ativos ao final da concessão e do financiamento da construção.

#### **5.3.1. Custos de operação**

Normalmente, os custos possuem um impacto importante na avaliação econômica do empreendimento. No entanto, no caso da PCH R.B.H., os custos e despesas relacionados à geração e à comercialização de energia elétrica (desconsiderando-se impostos) representam apenas 20% do faturamento. Uma redução de 50% em tais custos e despesas faria com que a o VAL fosse R\$17 milhões e a TIR, 13,3%, o que torna o investimento viável economicamente.

#### **5.3.2. Horizonte do investimento**

O período de concessão de PCHs no Brasil é de 30 anos. A prorrogação da concessão por outros 30 anos, conforme era autorizado antes da promulgação da Lei 10.848 de 15 de março de 2004, proporcionaria um valor atual líquido de R\$24,3 milhões e uma TIR de 13,3%.

#### **5.3.3. Ausência de indenização ao final da concessão**

Considerando-se que os ativos transferidos à união seriam indenizados pelo seu custo de construção atualizado pela inflação, teríamos um valor atual líquido de R\$21,6 milhões e uma TIR de 13,3%.

#### 5.3.4. Custos de projeto e construção

O custo total de projeto e construção da PCH foram de R\$106 milhões. A barragem de concreto corresponde ao principal custo, 24,3% do total. Estima-se que uma barragem de terra, em geral, custe 10% menos. Desconsiderando-se efeitos sobre o seguro (barragens de terra têm prêmios de seguro mais altos), e sobre custos de projeto, caso a PCH fosse feita com barragem de terra em vez de concreto, o valor atual líquido do empreendimento seria de R\$1,2 milhão e a TIR, 12,1%, o que tornaria o investimento economicamente viável.

Além dos custos, poder-se-ia pensar que o tempo de construção poderia ter sido mais curto, permitindo o início da operação mais cedo. No entanto, esta opção não é analisada porque os prazos previstos em projetos foram cumpridos, o que é considerado exceção em obras semelhantes.

#### 5.3.5. Financiamento da construção

A construção foi inteiramente financiada com o capital próprio do grupo. No caso brasileiro, é possível financiar até 70% da construção de uma PCH através de um empréstimo com o BNDES, a uma taxa próxima à TJLP, que atualmente é de 6 % ao ano.

Considerando-se 30% de capital próprio e 7% de taxa de juros sobre o financiamento (TJLP acrescida de 1 ponto de *spread*), temos uma TMA baseada custo ponderado de capital de 8,5%, o que eleva o valor atual líquido do empreendimento a R\$50 milhões.

Alternativamente, podemos manter a TMA a 12% e consideramos como investimento apenas os 30% do custo total de R\$133 milhões, que correspondem ao capital próprio. Levando-se em conta 7% de taxa de juros e 14 anos para amortização do empréstimo, feita através de sistema amortização constante, temos um valor atual líquido de R\$15,5 milhões e TIR de 14,3%, sendo que o total do capital investido é de R\$40,9 milhões em valores de 2010.

O financiamento é, portanto, o ponto mais sensível na rentabilidade do empreendimento.

## **6. CONCLUSÃO**

Neste último capítulo, é feita uma síntese do trabalho e uma breve discussão sobre oportunidades de melhoria na empresa no contexto do presente trabalho.

### **6.1. Síntese**

A pequena central hidrelétrica R.B.H. estava construída e sua operação havia iniciado. Não havia, porém, nenhuma visibilidade sobre sua rentabilidade; não havia nem mesmo uma previsão centralizada de receitas e de custos de operação da usina.

Tendo em vista os futuros projetos desenvolvidos pela empresa no Brasil, era imprescindível que se pudesse saber a rentabilidade real de uma PCH. A compreensão de suas receitas e seus custos foi importante também para que se descobrissem oportunidades de redução de custos e aumento de receitas, o que se insere na função de financial controller que o autor exercia na empresa.

Os custos mais significativos correspondem à operação terceirizada da usina e aos seguros contra danos a terceiros e à usina, gastos com pessoal e serviços ambientais. Foram propostas medidas para a redução de tais custos, as quais ainda estão em fase de análise e implantação.

A avaliação econômica do empreendimento mostra que ele não é economicamente viável. Tal fato se deve principalmente às atuais condições da concessão impostas pelo governo, que não prevêem a prorrogação da concessão e tampouco a indenização do investidor no momento da transferência dos ativos à União, ao final do período de exploração. Fica evidente que alterações nas políticas públicas podem levar ao maior interesse de investidores na construção e operação de PCHs.

Outro ponto importante refere-se ao financiamento do empreendimento: no Brasil, considerando-se que o piso para uma taxa mínima atrativa é o retorno proporcionado por investimentos em títulos da dívida pública, não é economicamente viável o investimento em PCH com 100% de capital próprio. Há que se pensar em outras soluções, como o financiamento de parte dele pelo BNDES.

### **6.2. Oportunidades para trabalhos futuros na empresa**

Uma das conclusões do presente trabalho é que o sistema de financiamento de PCHs no Brasil deve ser repensado pela empresa. Trata-se de um assunto extremamente complexo e

interessante, que merece pesquisas futuras. Algumas alternativas de financiamento de PCHs são:

Financiamento em estrutura tradicional pelo BNDES (o investidor assume o risco);

Financiamento em Project Finance pelo BNDES (a garantia é a geração de caixa do projeto e os riscos são mitigados através de seguros e contratos);

Financiamento através de instrumentos de finanças islâmicas<sup>9</sup> (é uma alternativa considerada pela empresa para o financiamento de projetos na Índia);

Financiamento através de Project Finance por pool de bancos estrangeiros, entre outros.

Tal trabalho é de fundamental importância para o prosseguimento dos investimentos da empresa no Brasil.

---

<sup>9</sup> A religião islâmica não permite o pagamento de juros. Assim, a captação do capital e sua remuneração envolvem instrumentos particulares, como as debêntures islâmicas, ou *sukuks*

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução n º 394, de 4 dezembro de 1998. Estabelece os critérios para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de pequenas centrais hidrelétricas. **Diário Oficial da União**, Brasília, 7 de dezembro de 1998.

BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO. **Modelos de financiamento do BNDES para projetos de geração de energia e condições de acesso às linhas**. [S.L.] BNDES, 2008.

BRASIL. Decreto º 5.025, de 30 de março de 2004. Regulamenta o inciso I e os §§ 1º, 2º, 3º, 4º e 5º do art. 3º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no que dispõem sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, primeira etapa, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 31 de março de 2004.

\_\_\_\_\_. Decreto º 70.506, de 12 de maio de 1972. Promulga a Convenção com a França para Evitar a Dupla Tributação e Prevenir a Evasão Fiscal em Matéria de Impostos sobre o Rendimento. **Diário Oficial da União**, Brasília, 12 de maio de 1972.

\_\_\_\_\_. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 8 de julho de 1995.

\_\_\_\_\_. Lei 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. **Diário Oficial da União**, Brasília, 15 de março de 2004.

\_\_\_\_\_. Medida Provisória nº 472 de 15 de dezembro de 2009. Institui o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Infraestrutura da Indústria Petrolífera nas Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste - REPENEC; cria o Programa Um Computador por Aluno -

PROUCA e institui o Regime Especial de Aquisição de Computadores para uso Educacional - RECOMPE; prorroga benefícios fiscais; constitui fonte de recursos adicional aos agentes financeiros do Fundo da Marinha Mercante - FMM para financiamentos de projetos aprovados pelo Conselho Diretor do Fundo da Marinha Mercante - CDFMM; dispõe sobre a Letra Financeira e o Certificado de Operações Estruturadas; altera a redação da Lei no 11.948, de 16 de junho de 2009; ajusta o Programa Minha Casa Minha Vida - PMCMV; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 16 de dezembro de 2009.

CAMIOTO, F. C. **O uso de fontes limpas de energia na indústria paulista: um estudo envolvendo a técnica do incidente crítico e a análise conjunta**. Tese de Mestrado em Engenharia de Produção. Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo. São Carlos, 2010.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Visão Geral das Operações na CCEE**. [S.L.]: CCEE, 2009.

\_\_\_\_. **Instituições do Setor Elétrico Brasileiro**. [on line]. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=2fa0a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD> [acessado em 30 de julho de 2010].

SETHURAMAN, D. **United Nations Carbon Credit Prices May Increase, Barclays Says**. [on line]. Disponível em <http://www.bloomberg.com/news/2010-10-28/united-nations-carbon-credit-prices-may-increase-barclays-says.html> [acessado em 7 de novembro de 2010]

GUIMARÃES, P. I. G. **Avaliação econômica e estratégica de uma empresa do setor elétrico: estudo do processo de privatização da Companhia Energética de São Paulo**. Trabalho de Formatura – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Produção. São Paulo, 2009.

HOMRICH, A. S. CASAROTTO FILHO, N. **Análise comparativa de investimentos no setor elétrico: implantações de pequenas centrais hidrelétricas x linhas de transmissão**. XXVI ENEGEP. Fortaleza, 2006.

IASC Foundation. **International Accounting Standard 16 – Property, Plant and Equipment** [S.L.] IASC Foundation.

IASC Foundation. **International Accounting Standard 38 – Intangible Assets**. [S.L.] IASC Foundation.

KALIL, F. A. **Análise e modelagem de processos de negócios para a definição de requisitos de um sistema de informação**. Trabalho de Formatura – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Produção. São Paulo, 2010.

MARION, J. C. **Contabilidade Básica**. São Paulo: Atlas, 2008.

MARTIN, N. C. GONÇALVES, C. J. **Taxa de desconto para avaliação de empresa de capital fechado pelo método do fluxo de caixa descontado**. XXVI ENEGEP. Fortaleza, 2006.

MARTINS, E. **Contabilidade de Custos**. São Paulo: Atlas, 2008.

PADOVEZE, C. L. **Controladoria Básica**. São Paulo : Cengage Learning, 2008.

PIRES, A.; HOLTZ, A. **A concentração do setor elétrico**. Estado de São Paulo, São Paulo, 22 de abril de 2010.

PORTAL PCH. **Sobre PCH**. [on line]. Disponível em: <http://www.portalpch.com.br> [acessado em 29 de junho de 2010]

TOLMASQUIM, M.; GUERREIRO, A.; GORINI, R. **Matriz energética brasileira**. Revista Novos Estudos, São Paulo, novembro de 2007.

TORRES, O. F. F. **Fundamentos da engenharia econômica e da análise econômica de projetos**. São Paulo: Thomson Learning, 2006.

SCHROEDER, J. T. et al. **O custo de capital como taxa mínima de atratividade na avaliação de projetos de investimento**. XI SIMEP. São Paulo, 2004.



## Apêndice A – Códigos de classificação de receitas, custos e despesas

| Tipo | Natureza | Descrição                          |
|------|----------|------------------------------------|
| 5    | 01       | Venda de energia elétrica          |
| 5    | 02       | Venda de CER                       |
| 5    | 03       | Receitas Financeiras               |
| 5    | 04       | Outras receitas                    |
| 1    | 01       | Gastos com pessoal                 |
| 1    | 02       | Seguros                            |
| 1    | 03       | Aluguéis                           |
| 1    | 12       | Passagens aéreas                   |
| 1    | 13       | Outras despesas com viagem         |
| 1    | 14       | Taxas e impostos (exceto IR)       |
| 1    | 16       | Telefone e internet                |
| 1    | 17       | Segurança                          |
| 1    | 18       | Energia Elétrica                   |
| 1    | 19       | Tarifas Bancárias                  |
| 1    | 30       | Consultoria Jurídica               |
| 1    | 31       | Consultoria Contábil               |
| 1    | 32       | Auditoria                          |
| 1    | 33       | Consultoria Tributária             |
| 1    | 50       | Outros gastos administrativos      |
| 4    | 60       | Tarifas de comercialização         |
| 4    | 61       | Operação e manutenção terceirizada |
| 4    | 62       | Manutenção e reparo - peças        |
| 4    | 63       | Manutenção e reparo - serviços     |
| 4    | 64       | Serviços ambientais                |
| 4    | 65       | Tarifa de uso da rede elétrica     |
| 4    | 81       | Depreciação                        |
| 4    | 82       | Amortização                        |
| 3    | 01       | Despesas Financeiras               |
| 1    | 90       | Imposto de Renda                   |

## Apêndice B – Cálculo do PLD

O preço da energia elétrica negociada no mercado de curto prazo é chamada de PLD – Preço de Liquidação das Diferenças. Ele é calculado em base semanal conforme a fórmula :

$$PLD_{sj} = \min [\max(CMO_{sa}, preço_{\min}), preço_{\max}]$$

Onde :

$s$  = submercado (Sul, Sudeste, Nordeste, Norte). R.B.H. pertence ao submercado Sul.

$j$  = período de tempo (semana)

$a$  = patamar de carga (período dentro do dia com determinado nível de carga no sistema)

$preço_{\min}$  e  $preço_{\max}$ : limites de preço definidos pela ANEEL (R\$16 e R\$633 em 2010)

$CMO$ : Custo Marginal de Operação

Os patamares de carga são classificados em leve, médio e pesado de acordo com a hora do dia, conforme abaixo:

| Segunda a Sábado    |   |   |   |   |   |   |       |   |   |    |    |    |    |    |    |    |        |    |    |       |      |    |    |
|---------------------|---|---|---|---|---|---|-------|---|---|----|----|----|----|----|----|----|--------|----|----|-------|------|----|----|
| 0                   | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7     | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17     | 18 | 19 | 20    | 21   | 22 | 23 |
| Leve                |   |   |   |   |   |   | Médio |   |   |    |    |    |    |    |    |    | Pesado |    |    | Médio |      |    |    |
| Domingos e Feriados |   |   |   |   |   |   |       |   |   |    |    |    |    |    |    |    |        |    |    |       |      |    |    |
| 0                   | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7     | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17     | 18 | 19 | 20    | 21   | 22 | 23 |
| Leve                |   |   |   |   |   |   |       |   |   |    |    |    |    |    |    |    | Médio  |    |    |       | Leve |    |    |

O CMO corresponde ao custo de produção de 1 MWh de energia suplementar ao sistema. Por exemplo:

|     |                                                                                     | Capacidade | Custo (R\$/MWh) |
|-----|-------------------------------------------------------------------------------------|------------|-----------------|
| TP3 |  | 90         | 130,00          |
| TP4 |  | 120        | 95,00           |
| HP3 |  | 250        | 6,25            |
| HP4 |  | 180        | 6,20            |
| HP1 |  | 350        | 6,00            |

Produção real: 860MWh

HP1, HP2 et HP3 produzem à sua capacidade máxima e TP4 a 66%

Um MWh adicional seria produzido por TP4, cujo custo unitário é de R\$95. O CMO é, portanto, R\$95.

A estimativa de custos leva em conta previsões pluviométricas e preços de combustíveis. As decisões de ativação de usinas térmicas são feitas pelo ONS a partir destas previsões.

## Apêndice C - Cálculo comparativo entre regimes tributários

Faz-se uma comparação primeiramente para IRPJ = 15% e, em seguida, para IRPJ = 25% (na realidade, ele corresponde a 15% com um adicional de 10% sobre o lucro excedendo R\$240 mil no ano)

IRPJ = 15%:

| Lucro real       |                                                                                                |
|------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|
| PIS/COFINS       | $9.25\% \times (\text{Receita} - \text{Despesa}^*)$                                            |
| Imposto de renda | $24\% \times (\text{Receita} - \text{PIS/CONFINS} - \text{Despesa} - \text{Depreciação}^{**})$ |
| Total            | $31.03\% \times (\text{Receita} - \text{Despesa}) - 24\% \times \text{Depreciação}$            |

| Lucro Presumido |                                |
|-----------------|--------------------------------|
| Total           | $5.93\% \times \text{Receita}$ |

\* o item "Despesa" compreende os custos e despesas passíveis de PIS/COFINS

\*\* o item "Depreciação" inclui a depreciação, a amortização e outros itens são sujeitos ao PIS/CONFIS

Lucro presumido < Lucro real se

$$5.93\% \times \text{Receita} < 31.03\% \times (\text{Receita} - \text{Despesa}) - 24\% \times \text{Depreciação}$$

$$\text{Despesa} + 77\% \times \text{Depreciação} < 81\% \times \text{Receita (I)}$$

IRPJ = 25%:

| Lucro real |                                                                                      |
|------------|--------------------------------------------------------------------------------------|
| Total      | $40.105\% \times (\text{Receita} - \text{Despesa}) - 34\% \times \text{Depreciação}$ |

| Lucro Presumido |                                |
|-----------------|--------------------------------|
| Total           | $6.73\% \times \text{Receita}$ |

Lucro presumido < Lucro real se

$$6.73\% \times \text{Receita} < 40.105\% \times (\text{Receita} - \text{Despesa}) - 34\% \times \text{Depreciação}$$

$$\text{Despesa} + 0.85 \times \text{Depreciação} < 83\% \times \text{Receitas (II)}$$

Simplificando I ou II, temos:  $\text{Receita} > 120\% \times \text{Despesa} + \text{Depreciação}$

Conforme foi visto, a receita anual corresponde a R\$15M, as despesas e custos (excluídas depreciação e amortização) totalizam 3M e a Depreciação, R\$7,5M. Portanto, o regime do lucro presumido é vantajoso para a R.B.H.

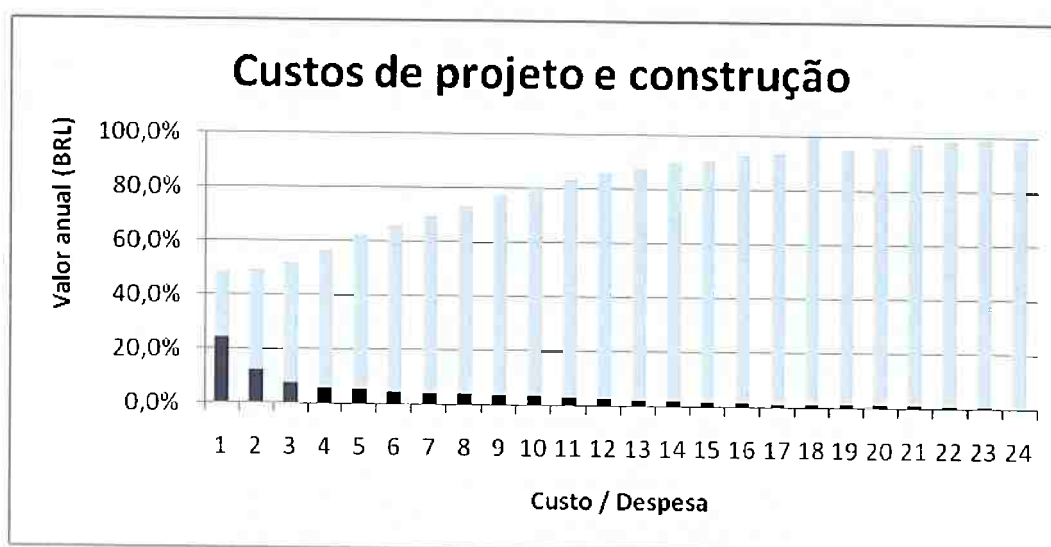
## Apêndice D – Projeção do Fluxo de Caixa

| em R\$ mil               | 2010         | 2011          | 2012          | 2013          | 2014          | 2015          | 2016          | 2017          | 2018          | 2019          | 2020          | 2021          | 2022          |
|--------------------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| (+) Vendas               | 14.165       | 15.700        | 16.485        | 17.309        | 18.175        | 19.083        | 20.038        | 21.040        | 22.092        | 23.196        | 24.356        | 25.574        | 26.852        |
| (-) Impostos             | - 1.733      | - 1.947       | - 2.056       | - 2.171       | - 2.292       | - 2.418       | - 2.551       | - 2.691       | - 2.837       | - 2.991       | - 3.153       | - 3.322       | - 3.501       |
| (-) Custos de Produção * | - 1.931      | - 2.027       | - 2.129       | - 2.222       | - 2.333       | - 2.450       | - 2.572       | - 2.701       | - 2.836       | - 2.978       | - 3.127       | - 3.283       | - 3.447       |
| (-) Custos excepcionais  | - 1.027      | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             |
| (-) Despesas Gerais      | - 1.150      | - 1.203       | - 1.263       | - 1.326       | - 1.393       | - 1.462       | - 1.535       | - 1.612       | - 1.693       | - 1.777       | - 1.866       | - 1.960       | - 2.057       |
| (-) Investimentos        | - 105        | - 450         | - 150         | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             |
| (+) Receitas Financeiras | 170          | 209           | 226           | 240           | 252           | 265           | 278           | 291           | 305           | 320           | 336           | 353           | 370           |
| <b>Caixa gerado</b>      | <b>8.389</b> | <b>10.282</b> | <b>11.113</b> | <b>11.830</b> | <b>12.409</b> | <b>13.018</b> | <b>13.656</b> | <b>14.327</b> | <b>15.031</b> | <b>15.770</b> | <b>16.547</b> | <b>17.362</b> | <b>18.217</b> |

\* exceto Depreciação e Amortização

| em R\$ mil               | 2023          | 2024          | 2025          | 2026          | 2027          | 2028          | 2029          | 2030          | 2031          | 2032          | 2033          | 2034          |
|--------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| (+) Vendas               | 28.195        | 29.605        | 31.085        | 32.639        | 34.271        | 35.985        | 37.784        | 39.673        | 41.657        | 43.740        | 45.927        | 48.223        |
| (-) Impostos             | - 3.688       | - 3.884       | - 4.090       | - 4.307       | - 4.534       | - 4.773       | - 5.023       | - 5.286       | - 5.563       | - 5.853       | - 6.158       | - 6.477       |
| (-) Custos de Produção * | - 3.619       | - 3.800       | - 3.990       | - 4.190       | - 4.399       | - 4.619       | - 4.850       | - 5.093       | - 5.348       | - 5.615       | - 5.896       | - 6.191       |
| (-) Custos excepcionais  | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             |
| (-) Despesas Gerais      | - 2.160       | - 2.268       | - 2.382       | - 2.501       | - 2.626       | - 2.757       | - 2.895       | - 3.040       | - 3.192       | - 3.351       | - 3.519       | - 3.695       |
| (-) Investimentos        | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             |
| (+) Receitas Financeiras | 388           | 408           | 428           | 449           | 471           | 494           | 519           | 545           | 572           | 600           | 630           | 661           |
| <b>Caixa gerado</b>      | <b>19.116</b> | <b>20.060</b> | <b>21.050</b> | <b>22.091</b> | <b>23.183</b> | <b>24.330</b> | <b>25.534</b> | <b>26.799</b> | <b>28.126</b> | <b>29.520</b> | <b>30.984</b> | <b>32.521</b> |

## Apêndice E – Repartição dos custos de construção



| Código | Descrição                                 | Porcentagem |
|--------|-------------------------------------------|-------------|
| 1      | Barragens e Diques                        | 24,3%       |
| 2      | Casa de força e canal de fuga             | 12,5%       |
| 3      | Turbinas                                  | 7,5%        |
| 4      | Linha de Transmissão                      | 6,1%        |
| 5      | Subestação                                | 5,8%        |
| 6      | Geradores                                 | 4,7%        |
| 7      | Tomada D'água                             | 4,2%        |
| 8      | Gastos com Pessoal                        | 4,1%        |
| 9      | Desvio do Rio                             | 3,8%        |
| 10     | Concessões e direitos                     | 3,8%        |
| 11     | Estudos e consultorias                    | 3,0%        |
| 12     | Equipamentos Elétricos                    | 2,9%        |
| 13     | Trabalho ambiental e compensações sociais | 2,4%        |
| 14     | Conduto Forçado                           | 2,4%        |
| 15     | Canal de Adução / Tunel                   | 1,6%        |
| 16     | Custos administrativos                    | 1,6%        |
| 17     | Outros                                    | 1,4%        |
| 18     | Aquisição de Terra                        | 1,4%        |
| 19     | Consultoria Jurídica                      | 1,4%        |
| 20     | Projeto Executivo                         | 1,2%        |
| 21     | Seguros                                   | 1,2%        |
| 22     | Construções Especiais                     | 1,0%        |
| 23     | Estradas e Pontes                         | 0,8%        |
| 24     | Diversos Equipamentos da Usina            | 0,6%        |

