

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ADMINISTRACAO (EA)  
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS ADMINISTRATIVAS (DCA)  
COMISSÃO DE GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO (COMGRAD-ADM)

Marco Balbinot Arenhart

**Análise de Viabilidade de Implantação de uma Pequena Central Hidrelétrica**

Porto Alegre

2012

Marco Balbinot Arenhart

## **Análise de Viabilidade de Implantação de uma Pequena Central Hidrelétrica**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação apresentado ao Departamento de Ciências Administrativas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial para a obtenção de grau de Bacharel em Administração.

Orientador: Prof. Dr. José Eduardo Zdanowicz

Porto Alegre

2012

Marco Balbinot Arenhart

## **Análise de Viabilidade de Implantação de uma Pequena Central Hidrelétrica**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação apresentado ao Departamento de Ciências Administrativas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial para a obtenção de grau de Bacharel em Administração.

BANCA EXAMINADORA

---

---

## **Agradecimentos**

Gostaria de agradecer primeiramente meus pais, Cláudio Luiz Arenhart e Cynara Balbinot Arenhart, pela educação e por todos os conselhos que me deram durante todo o período de minha formação acadêmica.

Agradeço a meus avós pelo incentivo de ingressar em uma universidade de primeiro nível e pelos anos que morei no apartamento cedido por eles, visando facilitar minha estada em Porto Alegre. Agradeço também a meu irmão, Pedro Balbinot Arenhart pela companhia durante vários anos em Porto Alegre.

Dedico um agradecimento especial para minha querida namorada, Isis Baú Tusset, por todo apoio, carinho e afeto que recebi nesses últimos 6 anos.

Por último, gostaria de agradecer ao professor José Eduardo Zdanowicz pelos conselhos dados para a elaboração desse trabalho.

## Resumo

O presente trabalho visa analisar a viabilidade de implantação de uma Pequena Central Hidrelétrica. Para tanto é apresentado o mercado de energia elétrica no Brasil a fim de destacar os aspectos regulatórios do setor e as funções específicas de cada órgão regulador.

Para análise do mercado foram pesquisados em diversas fontes a evolução no consumo de energia no Brasil e o aumento do Mercado Livre, objeto de estudo do presente trabalho.

Na análise do projeto foram elaboradas planilhas com projeção de fluxo de caixa, demonstrativo do resultado do exercício e balanço patrimonial. Com base nas informações financeiras adquiridas, é possível chegar à conclusão que o projeto se mostra viável, pois apresenta TIR acima da Taxa Mínima de Atratividade requerida pela empresa e VPL positivo, demonstrando que o projeto deve ser levado adiante pelo empreendedor.

**Palavras-Chave:** PCH, energia elétrica e planejamento financeiro, métodos de análise, viabilidade econômico-financeiro, mercado, VPL, *payback*, TIR, Mercado Livre de Energia.

### **Lista de Siglas**

Abragel – Associação Brasileira de Energia Limpa

ACL – Ambiente de Comercialização Livre

ACR – Ambiente de Comercialização Regulado

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento

BRDE – Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul

CAPEX – Capital Expenditure

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CMO – Custo Marginal de Operação

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

DRE – Demonstrativo do Resultado do Exercício

EBITDA – Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FEPAM – Fundação Estadual de Proteção Ambiental

FI FGTS – Fundo de Investimento do Fundo de Garantia por Tempo de Serviço

FINEM – Financiamento e Empreendimentos

ICSD – Índice de Cobertura do Serviço da Dívida

IPCA – Índice de Preço ao Consumidor Amplo

IRPJ – Imposto de Renda – Pessoa Jurídica

kW – Quilowatt

MME – Ministério de Minas e Energia

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia

MW – Megawatt

O&M – Operação e Manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PIS – Programa de Integração Social

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

PPA – Power Purchase Agreement

QUF – Quadro de Usos e Fontes de Recursos

SIN – Sistema Interligado Nacional

SPE – Sociedade de Propósito Específico

TIR – Taxa Interna de Retorno

TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo

TOC – Theory of Constraints

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

VPL – Valor Presente Líquido

**Lista de Ilustrações**

|  |    |
|--|----|
| Figura 1 Organograma da Hidrotérmica S.A.....                                      | 19 |
| Figura 2 Evolução do Ambiente de Contratação Livre.....                            | 32 |
| Figura 3 Evolução Número de Consumidores Livres no Brasil.....                     | 33 |
| Figura 4 Volatilidade do Preço de Liquidação das Diferenças nos Últimos Anos ..... | 35 |
| Figura 5 Variação do Preço de Liquidação das Diferenças .....                      | 55 |

### Lista de Tabelas

|   |    |
|---|----|
| Tabela I Balanço Patrimonial Consolidado da Hidrotérmica S.A. ....          | 21 |
| Tabela II Demonstrativo do Resultado do Exercício da Hidrotérmica S.A. .... | 21 |
| Tabela III Matriz SWOT .....  | 33 |
| Tabela IV Quadro de Usos e Fontes de Recursos.....                          | 42 |
| Tabela V Premissas de Receitas Primeiro Ano .....                           | 45 |
| Tabela VI Previsão de Despesas Primeiro Ano .....                           | 46 |
| Tabela VII Impostos sobre Regime de Lucro Presumido.....                    | 47 |
| Tabela VIII Demonstrativo de Resultado Primeiros Anos .....                 | 49 |
| Tabela IX Pagamento da Dívida .....   | 50 |
| Tabela X Índice de Cobertura do Serviço da Dívida .....                     | 51 |
| Tabela XI Fluxo de Caixa nos Primeiros Anos.....                            | 52 |
| Tabela XII Taxa Interna de Retorno .....                                    | 53 |
| Tabela XIII Valor Presente Líquido .....                                    | 53 |
| Tabela XIV Payback Simples.....   | 54 |
| Tabela XV Payback Descontado .....  | 54 |
| Tabela XVI Previsão de Receita Exposta ao PLD .....                         | 56 |
| Tabela XVII Previsão de Despesas Exposta ao PLD.....                        | 57 |
| Tabela XVIII Imposto sobre Regime de Lucro Presumido Exposto ao PLD .....   | 57 |
| Tabela XIX Demonstrativo do Resultado do Exercício Exposto ao PLD.....      | 58 |
| Tabela XX Fluxo de Caixa Exposto ao PLD.....                                | 59 |
| Tabela XXI Taxa Interna de Retorno Exposta ao PLD.....                      | 59 |
| Tabela XXII Valor Presente Líquido Exposto ao PLD .....                     | 60 |

## Sumário

|  |    |
|--|----|
| <b>1 Introdução</b> .....  | 13 |
| 1.1 Definição do Problema .....  | 14 |
| 1.2 Jusitiativa .....  | 15 |
| 1.3 Objetivos .....  | 16 |
| 1.3.1 Objetivo Geral .....   | 16 |
| 1.3.2 Objetivos Específicos .....  | 16 |
| 1.4 Metodologia .....  | 16 |
| <b>2 A Empresa</b> .....   | 19 |
| 2.1 O Projeto .....  | 22 |
| 2.1.1 Licenças Ambientais .....  | 22 |
| 2.1.3 Garantias do Projeto .....   | 23 |
| <b>3 Referencial Teórico</b> .....   | 24 |
| 3.1 Administração Financeira .....   | 24 |
| 3.2 Demonstrativo do Resultado do Exercício .....                              | 25 |
| 3.3 Fluxo de Caixa Futuro .....  | 26 |
| 3.4 Método do Valor Presente Líquido .....                                     | 26 |
| 3.5 Taxa Interna de Retorno .....  | 27 |
| 3.6 Período de Retorno de Investimento .....                                   | 28 |
| 3.7 Teoria da Restrição .....  | 29 |
| <b>4 Oportunidades e Riscos de uma Pequena Central Hidrelétrica</b> .....      | 31 |
| 4.1 Mercado Livre de Energia .....   | 32 |
| 4.2 Preço de Liquidação das Diferenças .....                                   | 35 |
| 4.3 Mecanismo de Realocação de Energia .....                                   | 36 |
| <b>5 Breve Histórico e Identificação dos Agentes do Setor de Energia</b> ..... | 37 |

|  |           |
|--|-----------|
| 5.1 Instituições do Setor Elétrico Brasileiro.....       | 38        |
| 5.1.1 Conselho Nacional de Política Energética .....     | 38        |
| 5.1.2 Ministério de Minas e Energia.....                 | 38        |
| 5.1.3 Empresa de Pesquisa Energética .....               | 39        |
| 5.1.4 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico .....    | 39        |
| 5.1.5 Agência Nacional de Energia Elétrica.....          | 39        |
| 5.1.6 Operador Nacional do Sistema Elétrico .....        | 40        |
| 5.1.7 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica..... | 40        |
| <b>6 Estudo de Caso</b> .....                            | <b>42</b> |
| 6.1 Quadro de Usos e Fontes de Recursos .....            | 42        |
| 6.2 Estimativas de Despesas Operacionais.....            | 43        |
| 6.2.1 Outras Despesas .....                              | 44        |
| 6.3 Previsão de Receitas .....                           | 45        |
| 6.4 Previsão de Despesas .....                           | 46        |
| 6.5 Impostos .....                                       | 46        |
| 6.6 Premissas Macroeconômicas .....                      | 48        |
| 6.7 Financiamento .....                                  | 48        |
| 6.8 Demonstrativo do Resultado do Exercício .....        | 49        |
| 6.9 Fluxo de Pagamento da Dívida.....                    | 50        |
| 6.10 Índice de Cobertura do Serviço da Dívida.....       | 50        |
| 6.11 Projeção de Fluxo de Caixa .....                    | 51        |
| 6.12 Análise .....                                       | 52        |
| 6.12.1 Taxa Interna de Retorno. ....                     | 53        |
| 6.12.2 Valor Presente Líquido.....                       | 53        |
| 6.12.3 Payback Simples e Descontado .....                | 54        |

|  |    |
|--|----|
| 6.13 Exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças ..... | 54 |
| <b>7 Conclusão</b> .....                                   | 61 |
| <b>Glossário</b> .....                                     | 63 |
| <b>Referências</b> .....                                   | 66 |

## 1 Introdução

A energia é uma condição básica para o desenvolvimento sócio – econômico de qualquer país. Como o Brasil possui uma vasta bacia hidrográfica, o processo de desenvolvimento energético constitui-se de grandes empreendimentos de hidroelétricas. Apesar de ser considerada uma energia “limpa”, essas obras de grande porte possuem um impacto ambiental muito grande por conta dos grandes estoques de armazenamento de água.

Com o advento do Mercado Livre de Energia em 1995, abriu-se espaço para projetos de geração com menor impacto ambiental e menor necessidade de captação de recursos por parte dos empreendedores. A Pequena Central Hidrelétrica se mostra com as características ideais para esse mercado, pois podem ser construídas para atender à demanda de uma grande empresa, shopping, edifício, banco, etc. O Mercado Livre de Energia no Brasil já representa cerca de 25% do consumo de energia do país, movimentando aproximadamente R\$ 25 bilhões por ano em transações de compra e venda de energia. Além disso, a PCH aumenta a capilaridade e a eficiência do setor elétrico, uma vez que se encontram próximas às linhas de conexão, evitando perdas energéticas por conta de falhas inerentes ao sistema.

A avaliação financeira da PCH realizada no trabalho foi muito importante para que pudéssemos chegar à uma conclusão de viabilidade de implantação de um projeto desse tipo. Para isso foi pesquisado em diversas fontes a teoria dos métodos clássicos de avaliação, assim como realizada as projeções de DRE e Fluxo de Caixa.

Para que pudemos ter maior credibilidade no resultado obtido através da avaliação financeira do empreendimento, foi feita uma segunda avaliação levando-se em consideração a exposição do projeto a compra de energia no curto prazo, valorada pelo Preço de Liquidação das Diferenças. Esse dado foi levado em consideração, por entender-se que é normal que existam períodos de seca no país, influenciando diretamente na capacidade de armazenamento dos reservatórios de água dos projetos

hidroelétricos, causando efeito negativo na geração de energia por conta desses empreendimentos.

Por fim, o resultado obtido no final do trabalho foi satisfatório para chegar-se a uma conclusão sobre se a implantação de uma PCH é viável ou não.

### 1.1 Definição do Problema

Devido ao aquecimento da indústria e do comércio é necessário que o país invista fortemente em obras de infraestrutura que deem suporte para esses avanços. Segundo estimativa da Empresa de Pesquisa Energética, em seu Plano Decenal de Energia 2019, o Brasil deverá investir cerca de R\$ 214 bilhões em transmissão e geração de energia, sendo R\$ 175 bilhões em geração e R\$ 39 bilhões em transmissão. Assim, o país garantiria estrutura para um crescimento de 5,1% a.a. nos próximos 10 anos. Segundo essa mesma projeção, será necessário agregar anualmente 7.100 MW de nova capacidade instalada (incluindo auto – produção), ou 71.000 MW no período.

Apesar de possuir um grande potencial o ramo de PCHs, os agentes privados encontram algumas dificuldades para os investimentos. Além da burocracia na obtenção de licenças ambientais, outro fator importante é a captação de recursos para as obras. Estima-se que para cada 1 MW instalado, o valor a ser empreendido é de R\$ 5 a R\$ 6 milhões.

Um dos riscos inerentes à geração de energia elétrica por meio hidráulico, é a exposição do empreendimento à volatilidade do Preço de Liquidação das Diferenças. Esse valor deve ser considerado, pois caso a usina não consiga gerar e fornecer energia para o comprador, ela deverá fazer a composição de lastro, tendo de obter essa energia no mercado de curto prazo. Assim, em períodos durante os períodos de seca e, por consequência, a baixa nos reservatórios de água, é bastante provável que a empresa necessite realizar esse gasto excedente.

Por outro lado, ocorreram mudanças nas leis relativas a empreendimentos do tipo PCH que tornam o projeto favorável para os investidores. Entre as principais mudanças estão destacadas as seguintes:

- Aumento da capacidade máxima para enquadramento como PCH para 30 MW;
- Desconto de 50% na TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição);
- Garantia de livre acesso ao sistema de transmissão.

Observando essas características, será o investimento em uma Pequena Central Hidrelétrica uma boa oportunidade?

## 1.2 Justificativa

Com potencial de atender a demanda direta de empresas, shoppings, hospitais, etc., a PCH está inserida em um mercado que movimenta bilhões de reais, portanto, esse dado aponta para um mercado com amplas opções de investimentos.

Cada vez mais observamos que as fontes de energia limpa são importantes para um desenvolvimento sustentável do país e do mundo. Basta observamos os investimentos de montadoras de automóvel para o desenvolvimento de veículos que utilizam como combustível a eletricidade.

É importante para que empresas de geração de energia elétrica identifiquem a PCH como uma forma rentável e sustentável de abastecimento do produto. Uma vez que o Mercado Livre de Energia está consolidado no país.

Por poder acordar a energia diretamente com os consumidores finais, esse tipo de empreendimento pode ser uma oportunidade tanto para o comprador como para o vendedor de energia. Por parte do comprador, ele apenas fará a compra do produto proveniente dessa usina caso ela seja mais barata do que a comercializada no Mercado Regulado, já o vendedor apenas realizará o investimento se a tarifa acordada for suficiente para gerar recursos de receita que cubram os custos do projeto e ainda retornem lucros.

A complexidade do setor e os altos recursos necessários para as obras acabam por afastar os agentes privados de investimentos na área.

O presente trabalho se mostra importante à medida que faz uma avaliação através dos métodos clássicos, com base na TIR, VPL e *Payback*, e analisa os pontos críticos que estão inseridos no projeto.

Assim, por identificar a revisão teórica necessária para que seja feita a análise de viabilidade de implantação e aplicada essa teoria e demonstrar os menores impactos ambientais da PCH, a execução desse Estudo de Caso se justifica para que outros universitários possam identificar os projetos de energia como um mercado não apenas com possibilidade de gerar retornos financeiros, mas também como uma forma sustentável de geração de um produto básico para o crescimento do país.

### 1.3 Objetivos

#### 1.3.1 Objetivo Geral

Analisar uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) como uma possibilidade de investimento viável ou não.

#### 1.3.2 Objetivos Específicos

- Relacionar informações contábeis do Demonstrativo do Resultado do Exercício;
- Projetar o fluxo de caixa do empreendimento da Pequena Central Hidrelétrica;
- Analisar a viabilidade econômica e financeira de implantação de uma Pequena Central Hidrelétrica;
- Apontar os riscos do projeto;

### 1.4 Metodologia

Com o intuito de analisar a viabilidade de implantação de uma PCH, escolheu-se por realizar um Estudo de Caso, pois dessa forma relata-se maneiras de tomadas de decisão organizacionais ou oferece-se alternativas de políticas para a empresa. O

Estudo de Caso é uma identificação de um problema real, com aspectos atuais, por isso se torna uma ferramenta de análise muito interessante para o meio acadêmico.

De acordo com Yin (2001), o Método de Estudo de Caso envolve três fases:

- A escolha do referencial teórico sobre o qual se pretende trabalhar, assim como, a seleção do caso;
- O desenvolvimento do estudo de caso, com a coleta e análise de dados, resultando no relatório do caso;
- A análise e interpretação dos dados obtidos conforme a teoria selecionada.

Para que o resultado do trabalho fosse satisfatório do ponto de vista da tomada de decisão por parte da empresa e dos interessados no assunto, foi demonstrado de forma geral o setor de energia elétrica no Brasil, assim como identificadas as oportunidades no mercado para a implantação de uma PCH. De acordo com Yin (2001) uma investigação de estudo de caso “enfrenta uma situação tecnicamente única em que haverá muito mais variáveis de interesse do que pontos de dados e, como resultado, baseia-se em várias fontes de evidência”.

Posteriormente, são apresentados os custos do projeto e demonstrado como eles são inseridos no Demonstrativo do Resultado do Exercício. Esse foi um passo importante, pois assim, foi possível elaborar a projeção do DRE necessário para elaborar os futuros fluxos de caixa. A partir do momento que se obtém esses dados preliminares, pode-se concluir a análise baseada nos métodos clássicos de avaliação como VPL, TIR e *Payback*.

Esses dados foram analisados em dois cenários; o primeiro é o cenário base, no qual não será levado em consideração o valor da compra de energia elétrica no mercado de curto prazo, apenas serão considerados os custos operacionais e financeiros. Em um segundo momento será incluído nos custos operacionais a energia comprada para composição de lastro, valorada pelo Preço de Liquidação das Diferenças, assim como o reembolso da Tarifa de Energia de Otimização na parte das receitas.

Por fim com os dados analisados, foi possível verificar se o projeto é viável do ponto de vista econômico-financeiro ou não.

Também foram realizadas diversas reuniões com pessoas ligadas à empresa empreendedora, bancos de fomentos e executivos de consultorias especializadas no setor. Dessa forma, a junção das diversas práticas de obtenção de dados e análise resultaram no trabalho que vem a seguir.

## 2 A Empresa

O Grupo Bolognesi iniciou suas atividades em 1975 nos setores imobiliário e de construção civil no município de Porto Alegre. Atualmente, no setor imobiliário, o Grupo possui 1.000 ha em terrenos na Grande Porto Alegre e um potencial Valor Geral de Vendas de R\$ 4 bilhões, para serem executados em pelo menos 10 anos.

Em 1983, o Grupo passou a atuar em obras públicas, construção pesada e saneamento, e, a partir das privatizações, em concessões rodoviárias por meio da Coviplan – Concessão do Pólo Rodoviário de Carazinho.

A partir de 1999, começou a investir no segmento de geração de energia, em pequenas centrais hidrelétricas (“PCHs”) – por meio da Hidrotérmica S/A, *holding* cujas atividades estão direcionadas para a implantação dos projetos do Grupo Bolognesi no setor de energia elétrica, com foco na geração de energia limpa e renovável.

Visando prospectar novas áreas de atuação, com a conseqüente conquista de novos negócios e clientes, a Hidrotérmica S.A. vem desenvolvendo desde 1999, projetos e estudos do mercado energético brasileiro.

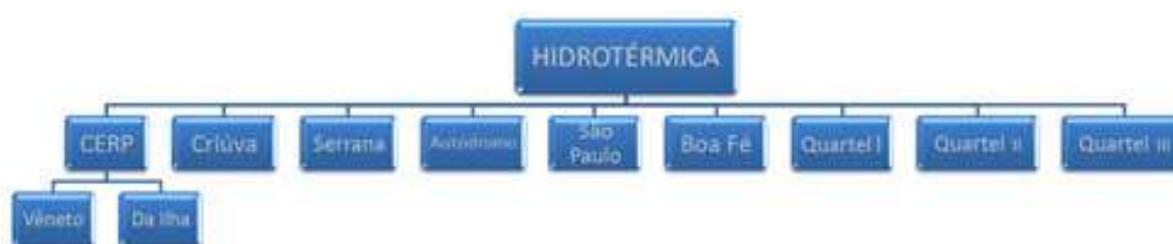


Figura 1: Organograma da Hidrotérmica S.A.  
Fonte: Hidrotérmica S.A.

Hoje a empresa possui 10 projetos de PCHs, sendo que desses, 6 encontram-se em fase de operação comercial. A PCH estudada nesse trabalho já possui energia comercializada no Mercado Livre.

Acompanhando o planejamento estratégico de crescimento estabelecido desde a sua fundação, a Hidrotérmica investiu no aprimoramento de seu corpo técnico e

sobre tudo em análises mercadológicas, buscando identificar novas oportunidades de negócio em sua área de atuação.

Investiu forte em diversos projetos de potenciais hidrelétricos com potência instalada até 30 MW (Pequenas Centrais Hidrelétricas) na Bacia Hidrográfica Taquari-Antas, que foi muito estudada até a identificação de mais de 50 aproveitamentos hidrelétricos com potências que variavam de 1 a 130 MW.

Desta forma, ao longo desses anos, a Hidrotérmica vem se preparando qualitativamente e acumulando experiências através do desenvolvimento de empreendimentos hidro e termoelétricos. Atualmente, a empresa vê com satisfação todos os seus esforços, visto que, após muito trabalho e grandes investimentos obteve a outorga de empreendimentos viáveis econômico-ambientalmente e de elevada importância no panorama elétrico do Rio Grande do Sul.

Os dados financeiros da *holding* Hidrotérmica S.A. apresentados são referentes aos anos de 2009 e 2010, pois, segundo informações da mesma, o balanço consolidado de 2011 ainda não está finalizado.

Tabela I – Balanço Patrimonial Consolidado da Hidrotérmica S.A.

| <b>Ativo</b>                 | <b>2010</b>    | <b>2009</b>    | <b>Passivo</b>                              | <b>2010</b>    | <b>2009</b>    |
|------------------------------|----------------|----------------|---|----------------|----------------|
| <b>Circulante</b>            | <b>81.239</b>  | <b>59.769</b>  | <b>Circulante</b>                           | <b>114.598</b> | <b>76.405</b>  |
| Disponibilidades             | 27.480         | 17.210         | Fornecedores                                | 29.472         | 32.074         |
| Contas a Receber             | 10.105         | 5.670          | Obrigações Sociais e Trabalhistas           | 585            | 536            |
| Despesas Antecipadas         | 6.815          | 1.981          | Obrigações Tributárias                      | 2.153          | 3.609          |
| Tributos a Recuperar         | 35.349         | 34.109         | Empréstimos e Financiamentos                | 71.808         | 25.800         |
| Adiantamentos a Fornecedores | 1.490          | 472            | Debêntures                                  | 10.580         | 11.534         |
| Outras Contas a Receber      | 0              | 327            | Outras Obrigações                           | 0              | 2.852          |
| <b>Não Circulante</b>        | <b>866.344</b> | <b>708.504</b> | <b>Não Circulante</b>                       | <b>515.589</b> | <b>509.686</b> |
| Realizável a Longo Prazo     | 4.722          | 413            | Empréstimos e Financiamentos                | 441.084        | 422.532        |
| Partes Relacionadas          | 2.580          | 0              | Debêntures                                  | 71.775         | 66.015         |
| Depósitos Judiciais          | 1.783          | 0              | Partes Relacionadas                         | 615            | 20.952         |
| Outros Créditos              | 359            | 413            | Provisão para Contingências Fiscais         | 0              | 0              |
| Investimentos                | 9.376          | 9.069          | Obrigações Tributárias                      | 2.115          | 187            |
| Imobilizado                  | 831.127        | 674.035        | Outras Obrigações                           | 0              | 0              |
| Diferido                     | 9.925          | 13.801         | <b>Patrimônio Líquido</b>                   | <b>317.396</b> | <b>182.182</b> |
| Intangível                   | 11.194         | 11.186         | Capital Social                              | 268.346        | 205.983        |
| <b>Total Ativo</b>           | <b>947.583</b> | <b>768.273</b> | Adiantamento para Futuro Aumento de Capital | 0              | 0              |
|                              |                |                | Reservas de Capital                         | 111.506        | 13.994         |
|                              |                |                | Prejuízos Acumulados                        | -62.467        | -37.817        |
|                              |                |                | Participação dos Minoritários               | 11             | 22             |
|                              |                |                | <b>Total Passivo</b>                        | <b>947.583</b> | <b>768.273</b> |

Fonte: Hidrotérmica S.A., expresso em mil reais

Tabela II – DRE da Hidrotérmica S.A.

| <b>DRE</b>   | <b>2010</b>    | <b>2009</b>    |
|--|----------------|----------------|
| <b>Receita Operacional Bruta</b>                           | <b>81.875</b>  | <b>57.935</b>  |
| Impostos sobre Vendas                                      | -7.573         | -5.359         |
| <b>Receita Operacional Líquida</b>                         | <b>74.302</b>  | <b>52.576</b>  |
| Custos dos Produtos Vendidos                               | -32.280        | -20.211        |
| <b>Lucro Bruto</b>   | <b>42.022</b>  | <b>32.365</b>  |
| <b>Despesas Operacionais</b>                               | <b>-13.549</b> | <b>-8.842</b>  |
| Com Vendas   | -1.907         | -1.224         |
| Gerais e Administrativas                                   | -9.684         | -7.353         |
| Depraciações/Amortizações Administrativas                  | -256           | -78            |
| Tributárias  | -1.702         | -187           |
| <b>Resultado Operacional antes dos Efeitos Financeiros</b> | <b>28.473</b>  | <b>23.523</b>  |
| Despesas Financeiras                                       | -58.362        | -36.502        |
| Resultado de Equivalência Patrimonial                      | 0              | 0              |
| Receitas Financeiras                                       | 1.749          | 2.106          |
| Alienação de Investimentos                                 | 1.631          | -31            |
| Outras Receitas/Despesas                                   | 1.858          | -3.877         |
| <b>Resultado Operacional</b>                               | <b>-24.651</b> | <b>-14.781</b> |
| Imposto de Renda e Contribuição Social                     | 0              | -234           |
| <b>Prejuízo do Exercício Consolidado do Período</b>        | <b>-24.651</b> | <b>-15.015</b> |

Fonte: Hidrotérmica S.A., expresso em mil reais

A companhia apresenta um alto grau de endividamento, que resulta em despesas financeiras grandes, prejudicando dessa forma o resultado final do exercício. Esses valores derivam do forte plano de investimento que a empresa tem posto em prática nos últimos anos.

## 2.1 O Projeto

O projeto estudado contempla a construção de uma PCH com capacidade instalada de geração de 16,0 MW, em fase de implantação nos municípios de Guaporé e Nova Bassano, ambos no Estado do Rio Grande do Sul.

O empreendimento visa, também, a construção de subestação e linha de transmissão de aproximadamente 1,2 km, em 138 kV, para conexão da PCH ao Sistema Interligado Nacional na subestação de propriedade da empresa RGE, no município de Guaporé - RS.

A energia gerada pela PCH já está negociada pelo prazo de 15 anos.

O empreendimento ficará sobre o controle da São Paulo Energética S/A, que por sua vez é controlada pela Hidrotérmica S/A, empresa do Grupo Bolognesi.

A São Paulo Energética S/A optou por colocar a energia da PCH São Paulo no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, fator que oferece maior segurança aos acionistas e financiadores.

### 2.1.1 Licenças Ambientais

A obtenção de licenças ambientais é um ponto sensível ao andamento do projeto. Para que se obtenha recursos de terceiros, é necessário que o financiador entenda que o projeto tenha plenas condições de funcionamento, e nesse sentido, nenhum projeto de geração de energia poderá ser instalados sem que os órgãos ambientais forneçam as devidas licenças para tanto.

A PCH possui Licença Prévia, datada de 29.01.2008 e Licença Ambiental de Instalação, datada de 08.04.2009, com validade até 07.04.2013, ambas emitidas pela Fundação Estadual de Proteção Ambiental – FEPAM, Órgão do Governo do Estado do Rio Grande do Sul.

A Linha de Transmissão tem Licença Ambiental de Instalação, datada de 09.07.2010, também emitida pela FEPAM.

### 2.1.2 Garantias do Projeto

A fim de mitigar os riscos inerentes a um projeto de geração de energia, foram apresentadas algumas garantias exigidas pelo banco repassador dos recursos. A seguir é apresentada a relação das garantias do financiamento:

- Fiança bancária durante a fase de implantação do empreendimento;
- Hipoteca do imóvel onde se localiza o empreendimento;
- Alienação fiduciária dos equipamentos;
- Penhor das ações da SPE;
- Penhor dos direitos emergentes da autorização da ANEEL;
- Penhor do contrato de compra e venda de energia;
- Centralização dos recebíveis de compra e venda de energia;
- Constituição de Conta-Reserva equivalente a três meses ao serviço da dívida.
- Garantia Fidejussório da *holding*.

### 3 Referencial Teórica

A revisão do presente trabalho tem o intuito embasar os métodos de avaliação utilizados e os resultados obtidos. Nesse capítulo, será esclarecido de forma teórica o que foi posto em prática para a análise financeira de implantação da PCH.

Com base nesses referenciais será projetado o DRE, fluxo de caixa e posterior avaliação dos dados obtidos.

#### 3.1 Administração Financeira

A administração financeira está presente em todas as empresas, desde micros a grandes corporações. Ela deve ser cuidadosamente aplicada, pois irá impactar diretamente nas avaliações e resultados dos investimentos das companhias.

Segundo ROSS (2002), a administração financeira preocupa-se com três tipos básicos de questões. São elas:

- I – Orçamento de capital: é o processo de planejamento e gerenciamento dos investimentos de longo prazo da empresa. A avaliação da magnitude, da distribuição no tempo e do risco dos fluxos de caixa futuros é a essência do orçamento de capital. Dessa forma, o valor dos fluxos de caixa gerados pelo ativo deve exceder o custo de tal ativo.
  
- II – Estrutura de capital: diz respeito a como a empresa obtém os financiamentos necessários para sustentar os investimentos de longo prazo. A estrutura de capital (ou estrutura financeira) refere-se à combinação específica entre o capital de terceiros de longo prazo e o capital próprio que a empresa utiliza para financiar suas operações.

O papel do administrador financeiro nessa área é de perceber qual é o montante que a empresa deve tomar emprestado, e qual a fonte mais barata de captação de fundos para a empresa.

O custo de oportunidade está vinculado à estrutura de capital, pois distribuindo de forma eficiente os valores de capital próprio e de terceiros, poder-se alocar recursos em diferentes projetos simultaneamente. Por exemplo, ao invés de realizar apenas um projeto no valor de R\$ 60 milhões com 100% de capital próprio, é possível investir em três projetos do mesmo porte de forma simultânea, aportando R\$ 20 milhões em cada e captando recursos de terceiros para o complemento de capital.

III – Administração de capital de giro: diz respeito ao dia a dia da empresa. A administração de capital de giro tem o papel de garantir os recursos necessários para que a empresa continue suas operações, sem que necessite tomadas de capital custosas.

### 3.2 Demonstrativo do Resultado do Exercício

O DRE é uma demonstração contábil destinada a evidenciar o lucro líquido/prejuízo obtido em um exercício, confrontando os custos e receitas e resultados apurados.

Para Matarazzo (2002), o DRE é uma demonstração dos aumentos e reduções causados no Patrimônio Líquido pelas operações da empresa. Aumentando-se o ativo, aumenta o patrimônio líquido. As despesas representam redução do patrimônio líquido, através de um entre dois caminhos possíveis: redução do ativo ou aumento do passivo exigível.

O DRE não retrata o fluxo monetário, apenas o fluxo econômico. Isso significa, que independente se houve fluxo de dinheiro ou não, o DRE irá refletir a despesa ou receita sempre que alterar o Patrimônio Líquido.

Segundo ZDANOWICZ (2004), o DRE projetado serve como instrumento gerencial que irá informar o desempenho econômico da empresa, no período considerado, bem como suas repercussões financeiras. Isso significa, no momento, que projetamos o DRE, estaremos prevendo o desempenho da empresa.

O DRE é uma síntese dos resultados operacionais e não operacionais de uma empresa em um determinado período. Através da projeção do mesmo, é possível identificar possíveis lucros ou prejuízos das atividades da empresa forma, é possível tomarmos decisões baseadas em uma projeção, tendo ideia de como irá funcionar nossa base de cálculo.

### 3.3 Fluxo de Caixa Futuro

O fluxo de caixa é a ferramenta básica para análise financeira. A partir da projeção dos fluxos futuros, é que será possível obter o VPL, TIR e *Payback*. O investimento inicial que consiste no capital aplicado com vistas a obter retorno futuro sobre este. Inclui-se neste item todo o dispêndio caracterizado por uma única ocorrência durante o período do projeto, como por exemplo, aquisições de ativos fixos, como prédios, terrenos, máquinas, equipamentos, entre outros.

Para ROOS (2002), quando projetamos o fluxo de caixa da empresa, queremos simplesmente demonstrar a diferença entre a quantidade de dinheiro que entrou e saiu do caixa da empresa.

Existe um fator importante para esse contexto, que é o valor do dinheiro no tempo. Segundo COPELAND (2002), “o valor de uma empresa é medido por sua capacidade de geração de caixa no longo prazo”. Dessa maneira empresa pode ser avaliada através dos saldos de caixa que ela gerará no futuro.

Assim, para compreendermos se a geração de caixa é suficiente para agregar valor a um empreendimento, é necessário utilizarmos uma taxa de desconto, para assim após a projeção das entradas e saídas de caixa, será possível avaliar quanto esse fluxo valeria se fosse dinheiro atual.

### 3.4 Método do Valor Presente Líquido

O valor presente líquido é um instrumento amplamente utilizado para verificar se um projeto/empreendimento irá agregar valor ou não ao longo do tempo.

Segundo ROSS (2002), um investimento vale a pena quando cria valor para seus proprietários. Em sentido mais genérico, criamos valor identificando investimentos que valem mais no mercado do que seu custo de aquisição.

Para FINNERTY (1998), o VPL de um projeto de investimento de capital é o valor presente de todos de todos os fluxos de caixa líquidos de impostos relacionados com o projeto – todos seus custos e receitas hoje e no futuro. A regra decisória a ser seguida ao se aplicar o VPL é: empreenda o projeto de investimento de capital, se o VPL for positivo.

A fórmula do VPL é descrita conforme abaixo:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t}$$

Onde:

**t** = numero de períodos de vida do ativo;

**FC<sub>t</sub>** = fluxo de caixa no período t;

**i** = taxa de desconto que reflete o nível de risco dos fluxos de caixa esperados.

O VPL indica o quanto foi agregado de valor a um investimento inicial quando projetamos os fluxos futuros de caixa provenientes desse investimento e utilizamos uma taxa de desconto. Caso o VPL seja zero, significa que o empreendimento não obteve agregação alguma de valor, portanto não valeria o investimento inicial. Sendo o VPL negativo, além de não agregar valor, o mesmo está se desvalorizando com o passar do tempo. Conclui-se que apenas deve-se optar por investir em projetos que tenham VPL positivo.

### 3.5 Taxa Interna de Retorno

A TIR está diretamente ligada ao VPL, uma vez que com a TIR tenta-se obter uma única taxa de retorno para sintetizar os méritos de um projeto. Assim, a TIR é uma taxa de desconto que torna o VPL igual a zero. Além disso, a TIR é uma taxa “interna”,

ou seja, ela deverá calcular unicamente a taxa referente aos fluxos de caixa do projeto/empreendimento.

Segundo ROSS (2002), a TIR de um investimento é a taxa exigida de retorno que. Quando utilizada como taxa de desconto, resulta em VPL igual a zero.

O cálculo da TIR está descrito na fórmula abaixo:

$$VPL = 0 = \text{Investimento Inicial} + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1 + TIR)^t}$$

Não existe uma fórmula que decida qual a TIR que um projeto deva ter, portanto é importante que o empreendedor decida primeiramente uma taxa mínima de atratividade, que é o percentual mínimo de ganho que ele entende ser necessário para correr os riscos do projeto. Caso a TIR seja igual ou maior que a taxa mínima de retorno, ele deve dar continuidade ao seu plano de investimento.

### 3.6 Período de Retorno de Investimento

O *payback* é o período necessário para recuperar o investimento inicial, ele deverá ser aceito, se seu período calculado for menor do que o prazo determinado pela empresa.

Este método pode ser considerado como um ponto de equilíbrio, uma vez que no período que se encontra a recuperação do capital investido, os custos do projeto serão iguais aos benefícios gerados.

Esse instrumento pode não vir a ser utilizado de forma tão ampla como o VPL por não considerar o valor do dinheiro no tempo, além de também não calcular os valor dos fluxos posteriores ao *payback*.

Outro fator, que não é bem definido é o período que deva ocorrer o *payback*, fazendo com que este seja escolhido como um período aleatório por cada empresa para cada projeto, ou seja, não existe regra sobre quando um projeto deverá retornar o

investimento, pois esta decisão poderá ser baseada em questões de estratégia da empresa.

### 3.8 Teoria da Restrição

A Teoria da Restrição foi desenvolvida na década de oitenta pelo físico israelense Eliyahu Goldratt. Para o físico, toda organização prioriza ganhar mais dinheiro através de uma adequada gestão de produção Guerreiro (1999).

O modelo de decisão do TOC visa cinco etapas de identificação de restrição de lucros. São elas:

I – Identificação das restrições do sistema;

II – Decisão de como explorar as restrições;

III – Subordinação de qualquer outro evento à decisão anterior;

IV – Elevação das restrições do sistema;

V – Se, nos passos anteriores, uma restrição for quebrada, volte ao passo 1, mas não deixe que a inércia se torne uma restrição do sistema. CORSE (2007).

O modelo parte do princípio de que para obter máximo lucro possível, antes mesmo de se iniciar um projeto, deve-se identificar as restrições nele envolvidos, e a partir daí tomar as medidas preventivas para que a produção seja ajustada. Dessa forma, a teoria é uma importante ferramenta de avaliação produtiva e os impactos das restrições nos lucros esperados.

No caso de empreendimentos com geração de energia hidráulica, a maior restrição que se poderia ter é o cuidado com o nível dos estoques nos reservatórios de água. Caso existam mais empreendimentos da mesma natureza em uma mesma bacia, é necessário cuidado para que uma usina não se utilize a

água de forma descontrolada para assim fazer com que a outra sofra com estoques baixos, restringindo assim a capacidade de geração da usina afetada.

Uma das formas de se atenuar o efeito hidrográfico é a colocação do empreendimento no MRE – Mecanismo de Realocação de Energia que foi criado com esse mesmo intuito, o de diminuir o risco de falta de suprimento nas diversas regiões.

#### 4 Oportunidades e Riscos de Pequena Central Hidrelétrica

Para podermos entender melhor quais os riscos e oportunidades para a PCH, foi feito uma avaliação através de uma matriz SWOT. Essa é uma ferramenta muito utilizada na gestão de empresas para tomada de decisão em projetos novos. A partir dela podemos identificar os pontos fortes e fracos do projeto e assim tomar as devidas providências para que as ameaças e fraquezas sejam mitigadas.

Tabela III – Matriz SWOT

| Força   | Fraquezas   |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Menor volume de investimento quando comparado com grandes empreendimentos elétricos;</li> <li>• Possibilidade de negociar o preço da tarifa;</li> <li>• Prazo de implantação menor que as hidrelétricas de maior porte;</li> <li>• Sua construção e operação só dependem de autorização da Aneel (nos demais casos, há exigência de leilão para a concessão da exploração da queda d'água).</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Impacto ambiental;</li> <li>• Alto custo de investimento inicial;</li> <li>• Burocracia dos agentes reguladores nas liberações de licenças ambientais;</li> <li>• Potência instalada reduzida, impossibilitando de comercializar em larga escala o produto.</li> </ul> |
| Oportunidades   | Ameaças   |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Comercialização de energia no Mercado Livre;</b></li> <li>• Amplo terreno para desenvolvimento de mercado, tendo em vista que hoje as PCHs representam apenas 2,88% da matriz energética no Brasil;</li> <li>• Incentivos do Governo para financiamento de obras de energia limpa;</li> <li>• Desconto na TUSD</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Exposição aos efeitos climáticos;</li> <li>• <b>Exposição ao PLD;</b></li> <li>• Aumento do número de empresas interessadas em investir em projetos dessa natureza;</li> <li>• Possível aplicação de multas relacionadas ao não fornecimento do produto.</li> </ul>    |

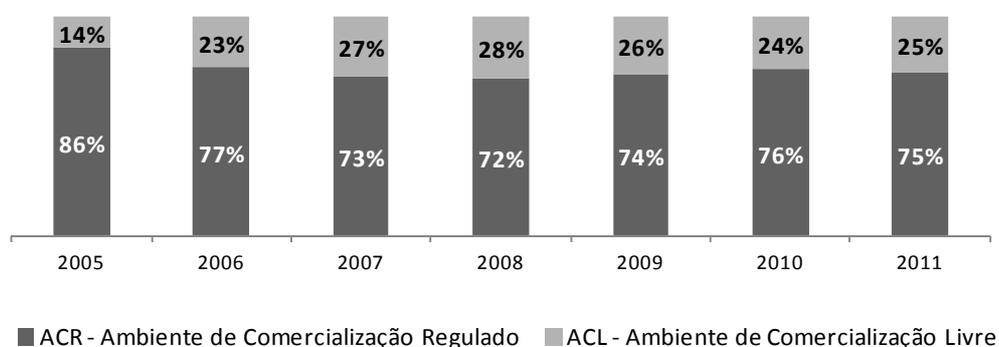
Fonte: Elaboração Própria

Através das diversas leituras sobre o tema, foram destacados dois pontos julgados cruciais para decidirmos sobre o investimento ou não em um projeto dessa natureza:

- a possibilidade de comercialização de energia no Mercado Livre (destaque das oportunidades); e
- a exposição ao PLD (maior ameaça).

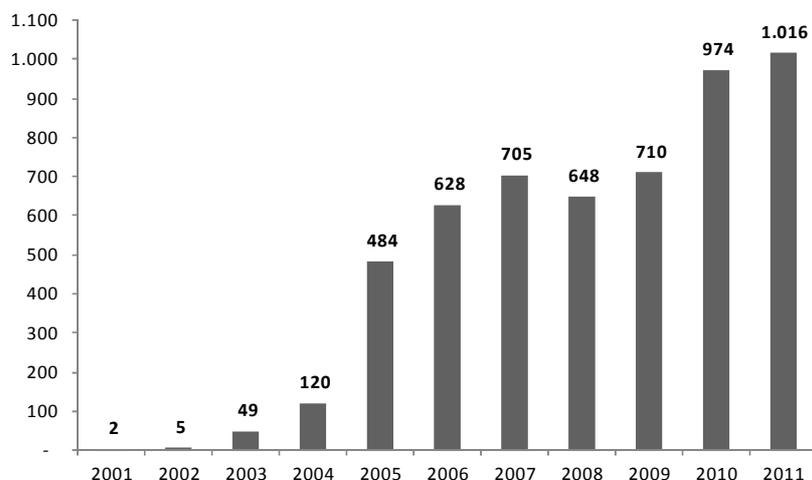
#### 4.1 Mercado Livre de Energia

O Mercado Livre de Energia no Brasil foi criado em 1995 e já representa cerca de 25% do consumo de energia do país, movimentando aproximadamente R\$ 25 bilhões por ano em transações de compra e venda de energia.



**Figura 2: Evolução do Ambiente de Comercialização Livre no Brasil**  
 Fonte: CPFL Energia

Praticamente todas as indústrias de médio e grande porte já se tornaram consumidores livres de energia, e atualmente o mercado livre se expande para os setores comerciais e de serviços (shopping centers, edifícios comerciais, supermercados, bancos, etc.).



**Figura 3: Evolução Número de Consumidores Livres no Brasil**  
Fonte: CPFL Energia

Todos os consumidores cuja carga é superior a 0,5MW (500KW) podem optar por se tornar livres e negociar seus contratos com total liberdade em relação a: volume, preço, prazo, indexação e flexibilidade de consumo.

O crescimento do Mercado Livre faz com que novas oportunidades de negócio possam ser geradas. A PCH apresenta-se como um excelente produtor, pois por possuir potência instalada de no mínimo 1 MW necessita de menores aportes de recursos e ainda por ter menor impacto ambiental, faz com os processos de liberações ambientais sejam menos burocráticos. Dessa forma as PCHs passam a poder comercializar livremente sua energia, fazendo acordos de compra e venda diretamente com o consumidor final em contratos bilaterais. Esses contratos possuem como característica principal, a possibilidade de negociar o preço da tarifa de geração diretamente com o consumidor.

A Associação Brasileira de Energia Limpa – Abragel, informa que as Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, representam 2,88% da matriz energética brasileira, com 3.717 MW de capacidade instalada, em um total de 368 PCHs. Além desses empreendimentos já em operação, há mais 64 em construção, equivalente à 877,3 MW e outros 148 outorgados (2.073 MW), totalizando cerca de 10% da matriz energética no país.

Por ser uma obra com prazo de conclusão não muito longo (1 a 2 anos) e possuir características próprias que possibilitam a implantação de potência geradora reduzida, a construção desse tipo de empreendimento pode ser utilizado para atender à demanda de energia de uma empresa de grande porte, aumentando assim a capilaridade do setor.

As PCHs também são observadas como uma alternativa de indução de crescimento em regiões isoladas, além de colaborar para a redução de perdas na transmissão em função da capilaridade e por estarem próximas às pontas dos sub – sistemas.

O projeto de uma PCH de iniciativa privada possui custo de construção reduzido, isso faz com que aumente o número de investidores privados interessados em gerar energia, o que no caso pode vir a ser uma ameaça para o Grupo Bolognesi, pois faz com que aumente a concorrência no setor.

Com desconto na tarifa de transmissão, direito a incentivos fiscais e complexidade menor nos processos de licenciamento ambiental, essas obras passaram a ser vistas como uma boa oportunidade de investimento para praticamente todo o grande grupo de energia no Brasil. É o caso de empresas como Tractebel, Energias do Brasil, AES Tietê, CPFL Energia e também do Grupo Bolognesi.

Demonstrando ser realmente uma oportunidade de investimento os fundos de pensão também detectaram no segmento um potencial muito grande para suas aplicações com boa margem de rentabilidade para seus ativos. Hoje, o FI – FGTS, que é o fundo de investimento do Fundo de Garantia por Tempo de Serviço, destina parte de seus ativos financeiros em projetos de base.

Por a energia elétrica ser um insumo essencial a venda e distribuição da energia gerada estão garantidos, assim as receitas para empreendimentos elétricos já podem ser previstas, pois anteriormente ao início da construção das usinas, seu produto já estará vendido, o que facilitará a análise de projeções financeiras.

O empreendimento deverá habilitar-se como agente do setor elétrico perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a fim de regulamentar os contratos de venda da energia entre o gerador e o consumidor, pois é ela que monitorará o cumprimento do mesmo.

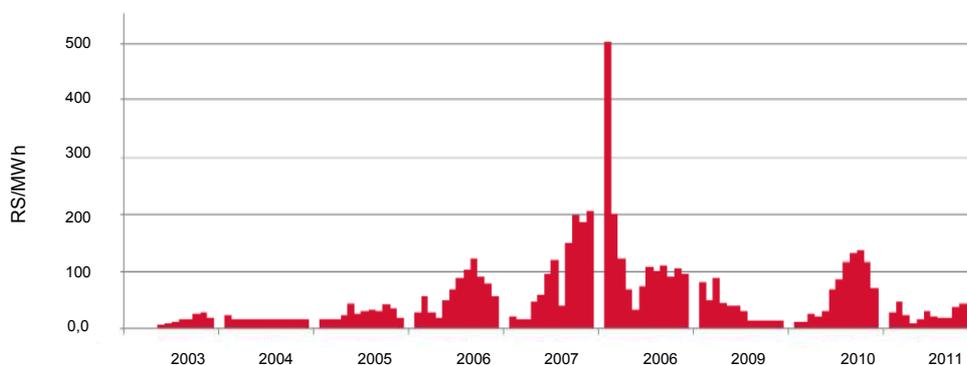
#### 4.2 Preço de Liquidação das Diferenças

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo. Ele tem valor máximo e mínimo estipulados pela CCEE.

A formação do preço da energia comercializada no mercado de curto prazo se faz pela utilização dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional.

Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

O PLD implica em um grande risco para a operação, pois caso tenha que utilizar recursos para adquirir energia haverá aumento nos custos operacionais, que estará exposto à volatilidade da energia comercializada no mercado de curto prazo.



**Figura 4: Volatilidade do Preço de Liquidação das Diferenças**  
Fonte: CCEE

O gráfico acima indica as cotações do PLD de 2003 a final de 2011. Como a empresa fica exposta a esse valor em caso de não produzir energia, é importante que esse dado seja levado em consideração quando formos fazer a análise de viabilidade financeira.

O valor de piso do PLD hoje é de R\$ 12,20 por MWh (Mega Watt por Hora) e teto de R\$ 727,52 por MWh. Isso significa que caso o agente gerador não consiga produzir o total de sua energia vendida assegurada, ele poderá obter essa energia pagando o valor o PLD do período para seu submercado.

#### 4.3 Mecanismo de Realocação de Energia

O MRE é um mitigador para a variação do PLD. Ele foi criado para dar maior segurança aos geradores de energia no que tange os riscos hidrológicos. Dessa forma as usinas geradoras que tiverem excedente de energia verificada terão esse excedente deslocado para as que geraram energia abaixo de sua garantia física.

De acordo com informações retiradas da página eletrônica da CCEE, esse mecanismo é obrigatório para grandes empreendimentos hidrológicos e opcional para as PCHs.

As alocações de energia verificadas no MRE são ressarcidas por meio da Tarifa de Energia de Otimização, regulada pela ANEEL, que é responsável por compensar todos os custos de geração das usinas que produziram mais do que sua garantia física e realocaram o excedente ao MRE. Assim, em caso de compra de energia por não geração por parte da empresa vendedora, será reembolsado o valor de R\$ 9,58 MW/h, segundo dados retirados na Aneel.

## **5 Breve Histórico e Identificação dos Agentes do Setor Elétrico Brasileiro**

Na década de 70, o setor elétrico brasileiro teve grande impulso com a publicação da Lei nº 5.655/71, que implantou o regime de custo do serviço. Esse regime estabelece tarifas para que se possam cobrir os custos de geração, transmissão e distribuição, além de remuneração garantida específica ao ano.

Em função da disparidade entre os diversos custos em diferentes regiões do país, o Governo estabeleceu a equalização tarifária, através da publicação do Decreto Lei nº 1.383/74, o qual determinava que empresas que obtivessem lucro, repassariam seus recursos para aquelas que apresentassem prejuízo. Esse modelo do setor se baseava em empresas bastante verticalizadas, predominantemente estatais, afinal o fato de se transferir recursos para empresas que apresentam prejuízo não era muito convidativo para empresas do setor privado. Dessa forma, não existia competição no setor, uma vez que o mercado era completamente regulado, incluindo tarifas para todos os segmentos.

Com o passar dos anos o setor apresentou estagnação em sua expansão, fazendo com que o Governo Federal publicasse uma nova Lei nº 8.631/93, que extinguiu a equalização tarifária e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, sendo essa ação considerada como marco inicial da reforma do Setor Elétrico Brasileiro.

Após a crise de energia de 2001, durante os anos de 2003 e 2004, foram lançadas as bases de um novo modelo para o segmento, sustentado pelas Leis nº 10.847/04, 10.848/04 e pelo Decreto nº 5.163/04. Entre as principais mudanças institucionais implementadas, podemos destacar:

- Criação da Empresa de Pesquisa Energética, responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo;
- Criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, responsável pela função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica;

- Criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, responsável pelas atividades de comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado.

Os três principais objetivos do Novo Modelo vigente visam:

- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Promover a modicidade tarifária<sup>1</sup>;
- Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização do atendimento.

Assim, os agentes do setor são exigidos a contratar a totalidade da demanda por parte das distribuidoras e consumidores livres. O modelo também prevê a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado através de leilões, pelo critério de menor tarifa.

## 5.1 Instituições do Setor Elétrico Brasileiro

Por se tratar de uma economia de bem público, o setor energético é bastante regulado e complexo. Dessa forma, serão apresentados a seguir os diversos agentes reguladores do mercado.

### 5.1.1 Conselho Nacional de Política Energética

O Conselho Nacional de Política Energética é um órgão interministerial de assessoramento à presidência da república. Sua função é formular políticas e diretrizes de energia.

### 5.1.2 Ministério de Minas e Energia

O Ministério de Minas e Energia é o órgão governamental responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional. É esse órgão que monitora a

---

<sup>1</sup> O modelo de modicidade tarifária implica em que os valores das tarifas devem ser "acessíveis aos usuários, de modo a não onerá-los excessivamente, pois o serviço público, por definição, corresponde à satisfação de uma necessidade ou conveniência básica dos membros da Sociedade

segurança do suprimento do setor e defini as ações de restauração preventiva em caso de desconformidade de oferta e demanda de energia.

#### 5.1.3 Empresa de Pesquisa Energética

A Empresa de Pesquisa Energética foi instituída pela Lei nº 10.847/04 e criada pelo Decreto nº 5.184/04. A EPE está vinculada ao MME e sua finalidade é de elaborar pesquisas na área de energia visando o planejamento do setor.

A EPE trabalha na projeção de matriz energética brasileira. Dessa forma, a empresa elabora estudos e relatórios para verificar a viabilidade técnico-econômico e sócio-ambiental de usinas, bem como a obtenção de licença ambiental previa para empreendimentos hidrelétricos e de transmissão de energia.

#### 5.1.4 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

Órgão sob coordenação do MME. Possui como função principal acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional.

Entre suas diversas atribuições podemos citar como tal as seguintes: acompanhamento no desenvolvimento de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliação das condições de demanda e suprimento.

#### 5.1.5 Agência Nacional de Energia Elétrica

A Aneel foi instituída pela Lei nº 9.247/96 e constituída pelo Decreto nº 2.335/97. A agência possui como atribuições, regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

O papel da Aneel é de regular o mercado de uma forma geral. Por se tratar de um produto de utilidade pública, as normas Para o Mercado Regulado devem ser reguladas por um órgão governamental, para que não ocorra o monopólio no setor, fazendo com que instituições privadas cobrem as taxas que acharem convenientes para o produto.

É ela, também, que fornece as devidas resoluções autorizativas para que as empresas instalem como produtoras de energia elétrica, para assim poderem implantar e explorar os empreendimentos energéticos.

#### 5.1.6 Operador Nacional do Sistema Elétrico

O ONS foi criado pela Lei nº 9.648/98 e regulamentado pelo Decreto nº 2.655/98, sofrendo alteração do Decreto nº 5.801/04. O órgão é responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN<sup>2</sup> e administrar a rede básica<sup>3</sup> de transmissão de energia elétrica no Brasil.

O ONS é uma espécie de síndico do sistema elétrico. É ele que irá verificar a quantidade de energia que está sendo gerada nos submercados, através dos agentes geradores. Caso algum empreendimento não gere energia, o comprador não poderá ficar a mercê das falhas de seu contratado. Dessa forma, por meio de *softwares*, o Operador poderá deslocar energia de um ponto do sistema que esteja com superávit energético para um ponto deficitário. Assim, a compradora de energia que não obteve o produto por falha do fornecedor, não será prejudicada.

#### 5.1.7 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A CCEE foi instituída pela lei nº 10.848/04 e criada pelo Decreto nº 5.177/04. Entre suas principais atribuições está a apuração do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)<sup>4</sup>, utilizado para valorar as transações realizadas no mercado de curto prazo.

A CCEE funciona como uma câmara de liquidação e custódia. Sendo assim, todos os contratos de compra e venda de energia estão custodiados na Câmara,

---

<sup>2</sup> **Sistema Interligado Nacional (SIN)** – instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões interligadas do país.

[http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca\\_virtual/Treinamento/Visao\\_Geral\\_Operacoes\\_CCEE\\_final.pdf](http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Treinamento/Visao_Geral_Operacoes_CCEE_final.pdf)

<sup>3</sup> **Rede Básica** – Sistema elétrico interligado constituído pelas linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV. -

[http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca\\_virtual/Treinamento/Visao\\_Geral\\_Operacoes\\_CCEE\\_final.pdf](http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Treinamento/Visao_Geral_Operacoes_CCEE_final.pdf)

<sup>4</sup> **Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)** – preço a ser divulgado pela CCEE com base no custo marginal de operação, limitado por um valor mínimo e máximo. O PLD valoriza a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. -

[http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca\\_virtual/Treinamento/Visao\\_Geral\\_Operacoes\\_CCEE\\_final.pdf](http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Treinamento/Visao_Geral_Operacoes_CCEE_final.pdf)

consequentemente as transações financeiras desses contratos são verificadas através dos sistemas da mesma.

Caso o ONS perceba, através de seu sistema que um empreendimento não esteja gerando energia, o órgão então fará a suspensão do pagamento do comprador, fazendo com que a empresa responsável por gerar a energia, não obtenha o recurso financeiro necessário para a viabilização do andamento do projeto.

Se esse fato se torne constante, o contrato será encerrado e o fornecedor do produto terá de arcar com as multas e penalidades do contrato. Para que não ocorra o cancelamento do contrato, a empresa fornecedora poderá recompor o lastro de energia através de negociação de energia no Mercado de Curto Prazo.

## 6 Estudo de Caso

O estudo de caso foi baseado em um exemplo real de implantação de uma PCH. Como visto na metodologia, a partir desse estudo que será analisado o projeto do ponto de vista das projeções e dos modelos clássicos de avaliação financeira.

O primeiro passo é demonstrar os custos já incorridos no projeto, suas fontes de captação e o usos desses recursos. A partir de então será identificados os custos inerentes a PCH, a previsão de receitas, os tributos devidos.

A seguir será elaborado o DRE projetado, e o fluxo de caixa, para assim, fazer a análise pelos métodos de VPL, TIR e *Payback*.

### 6.1 Quadro de Usos e Fontes de Recursos

A estrutura de capital aplicada para o projeto prevê contratação de dívida sênior no valor de R\$ 60.000.000,00, assim a empresa ficará responsável por aportar 38,5% de capital próprio e os restantes 61,5% provenientes de recursos de terceiros.

**Tabela IV – Quadro de Usos e Fontes de Recursos**

| PCH São Paulo R\$ mil                        |                      |               |               |               |
|--|----------------------|---------------|---------------|---------------|
| Quadro de Usos e Fontes Consolidado          | Realizado até Jun/12 | A Realizar    | Total         | % T           |
| <b>Usos</b>                                  | <b>48.334</b>        | <b>49.167</b> | <b>97.500</b> | <b>100,0%</b> |
| <b>Investimentos Financiáveis</b>            | <b>47.412</b>        | <b>48.230</b> | <b>95.642</b> | <b>98,1%</b>  |
| Estudos e Projetos                           | 1.628                | 672           | 2.300         | 2,4%          |
| Meio Ambiente                                | 1.202                | 361           | 1.563         | 1,6%          |
| Investimentos Sociais                        |                      | 500           | 500           | 0,5%          |
| Obras Civas                                  | 7.200                | 592           | 7.792         | 8,0%          |
| Equipamentos Nacionais Credenciados no BNDES | 34.958               | 38.726        | 73.683        | 75,6%         |
| Instalação e Montagem                        | 901                  | 3.466         | 4.367         | 4,5%          |
| Linha de Transmissão                         | 398                  | 112           | 510           | 0,5%          |
| Seguro Engenharia                            | 486                  | 540           | 1.027         | 1,1%          |
| Engenharia do Proprietário                   | 482                  | 318           | 800           | 0,8%          |
| Gerenciamento                                | 157                  | 143           | 300           | 0,3%          |
| Contingência                                 |                      | 2.500         | 2.500         | 2,6%          |
| Despesas Pré-Operacionais                    |                      | 300           | 300           | 0,3%          |
| <b>Investimentos Não Financiáveis</b>        | <b>921</b>           | <b>937</b>    | <b>1.858</b>  | <b>1,9%</b>   |
| Despesas com Seguro Garantia                 | 100                  | 927           | 1.027         | 1,1%          |
| Terrenos                                     | 822                  | 10            | 832           | 0,9%          |
| <b>Fontes</b>                                | <b>48.334</b>        | <b>49.167</b> | <b>97.500</b> | <b>100,0%</b> |
| Recursos Próprios                            | 48.334               | -10.833       | 37.500        | 38,5%         |
| Dívida Sênior                                |                      | 60.000        | 60.000        | 61,5%         |

Fonte: Bolognesi, Elaboração Própria

Pelo fato do financiamento ser feito de forma indireta, sendo os recursos repassados pelo BRDE (Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul) e provindos do BNDES (Banco de Desenvolvimento Econômico e Social), é necessário que os equipamentos sejam nacionais, ou então que a empresa comprove junto ao banco, que não existe no país equipamento equivalente, sendo assim necessária a importação desse, para que se obtenha as linhas de Finem.

Toda a parte de obras civis, construção de linhas de transmissão, despesas com meio ambiente, despesas pré-operacionais, etc., são passíveis de financiamento, por esse motivo.

As instituições financeiras não consideram a aquisição de terrenos como financiáveis. Na verdade, no caso do projeto em análise, é obrigatório que este seja de propriedade do empreendedor, ou que, ao menos, possua contrato de arrendamento pelo período de concessão.

O seguro garantia é o seguro da própria operação de crédito. Em caso de a empresa não conseguir sanar sua dívida com o banco, existe um seguro que garantirá ao financiador o ressarcimento da operação de crédito. Esse seguro também não é financiável pelo banco.

As fontes são, conforme já comentado, as origens dos recursos. Nesse caso, o projeto prevê contratação de dívida bancária.

## 6.2 Estimativa de Despesas Operacionais

O tópico de despesas estimadas demonstra as despesas que decorrem do projeto. A identificação das despesas é um passo importante para a averiguação do resultado do exercício.

A PCH apresenta como despesas os seguintes itens:

I – **Operação e Manutenção (O&M)**: são os custos implicados na rotina da PCH para manutenção e operação do empreendimento. Estão inseridos nessas despesas custos como salários e custos de operação, gastos com conservação da usina e estrada, etc.;

II – **Despesas com Meio Ambiente**: por se tratar de um projeto com impacto ambiental, é costume para esses empreendimentos ocorrer custos associados ao meio ambiente, além do custo inicial do envio do projeto à Fepam;

III – **Seguros** – Anualmente será contratado seguro para cobrir os riscos operacionais, assegurando que caso haja alguma parada na operação, o empreendedor estará segurado. Além desse, ainda será contratado o seguro de responsabilidade civil, que assegurará o empreendedor contra terceiros;

IV – **Administração** – São os gastos com centro de controle, água, luz, telefone, veículos, combustível. Enfim, são custos que servem de apoio para a operação fim;

V – **Taxa de Fiscalização da Aneel** – é cobrada uma taxa fixa mensal de 0,5% da receita bruta;

VI – **Tarifa de Usos no Sistema de Distribuição (TUSD)** – é uma taxa cobrada mensalmente baseado no kW instalado. As PCHs possuem incentivo governamental nesse quesito, recebendo desconto de 50,0% na tarifa. O valor da TUSD depende da distribuidora da região. Para calcular-se a TUSD a fórmula é a seguinte:  $TUSD * Energia\ Instalada\ (kW) * 50,0\%$ .

#### 6.2.1 Outras Despesas

Outra despesa importante de se destacar é a despesa financeira. Apesar de não estar diretamente vinculada ao projeto, ela é uma peça importante, pois no estudo analisado, ela representa mais de 60,0% do valor global da obra.

### 6.3 Previsão de Receitas

O contrato de compra e venda de energia elétrica tem longo prazo de duração – 15 anos, e é chamado de *PPA (Power Purchase Agreement)*. A tarifa acordada está estipulada em R\$ 175,00 MW/h.

Por se tratar de um contrato longo e com tarifa determinada, a previsão de receitas futuras se torna bastante previsível. O índice de correção utilizado para o reajuste é o IPCA (Índice de Preço ao Consumidor Amplo).

É importante destacar que o sistema de transmissão gera perda de eficiência na rede. No caso desse projeto, os engenheiros fizeram suas medições técnicas e detectaram uma perda de cerca de 2% de energia elétrica. Esse é um fator importante, pois a receita será proveniente do montante de energia verificado pelo sistema. No caso, então, é necessário levarmos em conta esse fator, pois fará com que reduza esse percentual da receita bruta.

**Tabela V – Premissas de Receita Primeiro Ano**

|                                |            |                   |
|--------------------------------|------------|-------------------|
| Energia Instalada (MW)         |            | 16                |
| Energia Assegurada (MW médio)  |            | 8,48              |
| Preço Atual                    | R\$        | 175               |
| Perdas na Linha de Transmissão |            | 2%                |
| <b>Receita Atual Mensal</b>    | <b>R\$</b> | <b>1.061.654</b>  |
| <b>Receita Atual Anual</b>     | <b>R\$</b> | <b>12.739.843</b> |

Fonte: Elaboração Própria

A tabela demonstra as premissas para cálculo de receita de energia já considerando as perdas no sistema e o impacto na receita bruta.

Nesse estudo, o projeto possui uma capacidade instalada de 16 MW, porém foram contratados apenas 8,48 MW médios, que é o valor da energia assegurada. Esse desconto se deve ao fato de que apesar de o projeto deter turbinas e fluxo de água suficiente para gerar 16 MW médios, ele apenas garante que conseguirá fornecer 8,48 MW de energia assegurada.

Para se chegar ao valor da receita anual, é necessário calcular o número de MWH/ano, multiplicar pela energia assegurada e subtrair as perdas na linha de transmissão.

#### 6.4 Previsão de Despesas

As despesas estimadas para o projeto já foram tratadas anteriormente, portanto nesse ponto o objetivo é demonstrar a memória de cálculo utilizada para projetar as despesas.

**Tabela VI – Previsão de Despesas Primeiro Ano**

|                              | <b>% Receita</b> | <b>Anual</b>         |
|------------------------------|------------------|----------------------|
| <b>Despesas Operacionais</b> |                  | <b>R\$ 2.118.770</b> |
| TUSD (R\$ kW/mês)            |                  | R\$ 332.160          |
| Taxa de Fiscalização - ANEEL | 0,5%             | R\$ 63.699           |
| Meio Ambiente                | 1,3%             | R\$ 165.618          |
| Seguros                      | 2,5%             | R\$ 318.496          |
| Administração                | 2,0%             | R\$ 254.797          |
| O&M                          | 7,72%            | R\$ 984.000          |
| <b>Outras Despesas</b>       |                  | <b>R\$ 5.221.358</b> |
| Financeiras                  |                  | R\$ 5.221.358        |
| <b>Despesas</b>              |                  | <b>R\$ 7.340.128</b> |

Fonte: Elaboração Própria

Assim como é calculado na previsão de receita, as despesas também devem sofrer correção monetária pelo IPCA. As despesas financeiras foram consideradas com uma estrutura de capital de 61,54% de capital financiado. Não foi incluído o valor de despesas mensal pelo fato de o projeto prever 6 meses carência a partir do momento que entrar em operação comercial.

#### 6.5 Impostos

Referenciando a Lei nº 9.718, as pessoas jurídicas que obtiverem receita bruta total ou inferior a R\$ 48.000.000,00 no ano calendário, ou a R\$ 4.000.000,00 multiplicado pelo número de meses do ano calendário anterior podem optar pela utilização do lucro presumido.

No caso da PCH estudada, tendo em vista o fato de que a base de cálculo de 8,0% para o Imposto de Renda de Pessoa Jurídica - IRPJ é menor do que o lucro operacional, se torna mais econômico que ela seja tributada pelo regime de lucro presumido.

Segue a base de cálculo utilizada no trabalho:

I – **PIS**: 0,65% \* receita bruta;

II – **Cofins**: 3,0% \* receita bruta;

III – **CSLL**: 9,0% sobre 12,0% da receita bruta (9,0% \* 12,0% \* receita bruta);

IV – **Imposto de Renda Pessoa Jurídica**: 8,0% sobre 15,0% da receita bruta (8,0%\*15,0%\*receita bruta).

A seguir estão demonstrados os valores referentes aos impostos:

**Tabela VII – Imposto sobre Regime de Lucro Presumido**

|                       | Mensal (R\$) |               | Anual (R\$) |                |
|-----------------------|--------------|---------------|-------------|----------------|
| PIS                   | R\$          | 6.901         | R\$         | 82.809         |
| Cofins                | R\$          | 31.850        | R\$         | 382.195        |
| CSLL                  | R\$          | 11.466        | R\$         | 137.590        |
| IRPJ                  | R\$          | 12.740        | R\$         | 152.878        |
| <b>Total Impostos</b> | <b>R\$</b>   | <b>62.956</b> | <b>R\$</b>  | <b>755.473</b> |

Fonte: Elaboração Própria

Como base de cálculo para os impostos iniciais está sendo considerado que o projeto entrará em operação no mesmo ano da assinatura do contrato de comercialização de energia, não levando em consideração o valor do IPCA nos anos subsequentes.

## 6.6 Premissas Macroeconômicas

Para podermos projetar as informações financeiras é preciso que se identifiquem os principais indexadores dos custos do projeto. Nesse caso, identificamos o IPCA e a TJLP. O primeiro irá refletir nos valores de receita e custos operacionais, enquanto o segundo é importante por que o valor de financiamento de R\$ 60.000.000,00 está atrelado a essa taxa.

A fim de determinar o valor de IPCA foi utilizada a média aritmética dos últimos 10 anos, encerrado no exercício de 2011. Assim, o valor encontrado foi de 7,30% a.a.. Este valor foi projetado para os 15 anos de validade do projeto.

No valor da TJLP também foi utilizado o mesmo critério de pesquisa, portanto, foi feita a mesma média para o mesmo período que o IPCA. O valor encontrado para a TJLP média foi de 7,65% a.a..

## 6.7 Financiamento

Está previsto no projeto a obtenção de recursos provenientes do BNDES por meio da linha de crédito Finem.

Na linha Finem, o banco aceita financiar até no máximo 70,0% dos recursos para projetos de geração de energia, com custo de TJLP + 0,9% a.a. de remuneração básica + 3,57% a.a. de risco de crédito + 0,5% de taxa de intermediação financeira. Essa última taxa refere-se a projetos que são financiados com recursos do BNDES, porém são repassados por instituições financeiras credenciadas no banco de fomento, que nesse caso, assumem o risco de crédito, e para tanto recebem essa remuneração extra do tomador do recurso.

## 6.8 Demonstrativo do Resultado do Exercício

Para podermos analisar e verificar o projeto do ponto de vista financeiro é essencial fazermos a projeção do DRE. É importante salientar que esse documento contábil foi construído no formato de regime de competência, o que impossibilita que ele sirva como instrumento que demonstre as entradas e saídas de caixa.

Todos os custos operacionais são fixos, sendo corrigidos pelo IPCA. Os únicos custos que não são corrigidos pelo índice são a amortização e o pagamento de juros.

Tabela VIII – DRE nos Primeiros Anos

| <b>Demonstração de Resultados</b>         | <b>2013</b>        | <b>2014</b>        | <b>2015</b>        |
|---|--------------------|--------------------|--------------------|
| <b>Receita Operacional Bruta</b>          | <b>13.947.213</b>  | <b>14.965.328</b>  | <b>16.057.756</b>  |
| Receita - Tarifa de Energia de Realocação | -                  | -                  | -                  |
| Receita com Venda de Energia              | 13.947.213         | 14.965.328         | 16.057.756         |
| Imposto sobre Receita (PIS + Cofins)      | (509.073)          | (546.234)          | (586.108)          |
| <b>Receita Operacional Líquida</b>        | <b>13.438.139</b>  | <b>14.419.094</b>  | <b>15.471.648</b>  |
| <b>Custos</b>                             | <b>(2.393.979)</b> | <b>(2.568.723)</b> | <b>(2.756.221)</b> |
| TUSD (R\$ kW/mês)                         | (382.418)          | (410.331)          | (440.281)          |
| Taxa de Fiscalização - ANEEL              | (69.736)           | (74.827)           | (80.289)           |
| Meio Ambiente                             | (181.314)          | (194.549)          | (208.751)          |
| Seguros                                   | (348.680)          | (374.133)          | (401.444)          |
| Administração                             | (278.944)          | (299.307)          | (321.155)          |
| Composição de Lasto                       | -                  | -                  | -                  |
| O&M                                       | (1.132.887)        | (1.215.576)        | (1.304.301)        |
| <b>Lucro Operacional</b>                  | <b>11.044.160</b>  | <b>11.850.371</b>  | <b>12.715.427</b>  |
| Depreciação e Amortização                 | (3.217.500)        | (3.217.500)        | (3.217.500)        |
| Despesas Financeiras                      | (7.418.148)        | (7.071.857)        | (6.515.383)        |
| Imposto de Renda e Contribuição Social    | (317.996)          | (341.209)          | (366.117)          |
| <b>Resultado Líquido</b>                  | <b>90.515</b>      | <b>1.219.805</b>   | <b>2.616.428</b>   |

Fonte: Elaboração Própria, expresso em reais

Como o empreendimento tem prazo de 15 anos de duração, porém pode ser explorado durante 30 anos, devido à opção de prorrogação de concessão, para cálculo de depreciação foi utilizado uma base linear que o ativo imobilizado seja depreciado totalmente no final da vida útil do empreendimento, fazendo com que a taxa anual seja de 3,30%.

## 6.9 Fluxo de Pagamento da Dívida

O Fluxo de Pagamento da Dívida foi cálculo com seis meses de carência após a entrada em operação comercial da PCH. Nesse período foram inseridos juros trimestrais e somados ao saldo devedor. A partir do sétimo mês iniciou-se o pagamento de amortização e juros da dívida com amortizações mensais e constantes.

Para o pagamento de juros foi utilizada a taxa de juros do financiamento – 12,62% a.a.. O valor da taxa foi determinado pela TJLP média dos últimos 10 anos, mais a remuneração bancária.

O cálculo para a taxa de juros foi o seguinte:

7,65% TJLP média + 0,9% a.a. de remuneração básica + 3,57% a.a. de risco de crédito + 0,5% de taxa de intermediação financeira = 12,62% a.a..

**Tabela IX – Pagamento da Dívida (R\$)**

| <b>Dívida Senior</b> |            | <b>2013</b> | <b>2014</b> | <b>2015</b> |
|----------------------|------------|-------------|-------------|-------------|
| Dívida               | 60.000.000 | 61.344.023  | 56.684.983  | 52.025.943  |
| Amortização          |            | 2.329.520   | 4.659.040   | 4.659.040   |
| Despesa Financeira   | 12,62%     | (7.418.148) | (7.071.857) | (6.515.383) |

Fonte: Elaboração Própria, expresso em

O pagamento da dívida foi calculado de forma *pro rata*, fazendo com que o valor amortizado no primeiro ano fosse menor do que nos anos seguintes. Após esse período, os valores das parcelas se tornam iguais.

## 6.10 Índice de Cobertura do Serviço da Dívida

O ICSD é a razão entre o EBITDA e a amortização mais juros do período. O EBITDA demonstra a capacidade de geração de caixa operacional da empresa, portanto ele é o lucro operacional adicionado do valor da depreciação. Caso a razão entre EBITDA e juros mais amortização retorne um valor acima de 1, significa que o projeto gera sobra de caixa no que tange o pagamento do financiamento.

Tabela X – Índice de Cobertura da Dívida

| ICSD                 | 2013   | 2014   | 2015   |
|----------------------|--------|--------|--------|
| ICSD - EBITDA/Dívida | 1,1330 | 1,0102 | 1,1379 |

Fonte: Elaboração Própria

O projeto apresenta ICSD sempre maior do de 1, portanto ele sempre terá capacidade de pagar o financiamento.

#### 6.11 Projeção de Fluxo de Caixa

No fluxo de caixa operacional, partimos do lucro líquido, acrescido da depreciação, tendo em vista que esta não é uma despesa caixa, ou seja, apesar do valor estar sendo reduzido do lucro final, ele não tem efeito no caixa do projeto, pois é apenas uma diminuição de valor do ativo imobilizado.

Ainda foi considerado o fluxo de caixa das atividades de investimento. Para este fluxo foi calculado o valor de amortização da dívida, mais o incremento na conta reserva.

A conta reserva é um aporte de capital por parte do acionista para que se tenha liquidez na quitação da dívida. Esse valor será referente a 3 meses de pagamento do fluxo bancário. Dessa forma, caso a usina não opere e conseqüentemente não gere recursos, estará garantido ao menos 3 meses de pagamento. Esta, inclusive, é uma das garantias oferecidas pela empresa.

Nesse fluxo não são considerados os valores de juros, pois eles já foram descontados do fluxo operacional, que parte do lucro líquido.

Tabela XI – Fluxo de Caixa nos primeiros anos

| <b>Fluxo de Caixa</b>                            | <b>2013</b>        | <b>2014</b>        | <b>2015</b>        |
|--|--------------------|--------------------|--------------------|
| <b>Fluxo de Caixa Operacional</b>                | <b>3.308.015</b>   | <b>4.437.305</b>   | <b>5.833.928</b>   |
| (+) Lucro Líquido                                | 90.515             | 1.219.805          | 2.616.428          |
| (+) Depreciação e Amortização                    | 3.217.500          | 3.217.500          | 3.217.500          |
| <b>Fluxo de Caixa das Atividades de Investir</b> | <b>(4.766.437)</b> | <b>(5.154.847)</b> | <b>(4.519.921)</b> |
| (-) Capex  | -                  | -                  | -                  |
| (+) Dívida                                       | (2.329.520)        | (4.659.040)        | (4.659.040)        |
| (+/-) Conta Reserva                              | (2.436.917)        | (495.807)          | 139.118            |
| <b>Fluxo de Caixa Livre Acionista</b>            | <b>(1.458.422)</b> | <b>(717.542)</b>   | <b>1.314.006</b>   |

Fonte: Elaboração Própria, expresso em reais

O Capex indicado é o investimento inicial. Como ele está inserido no fluxo de caixa das atividades de investimento, ele refere-se ao valor dos recursos captados junto ao BNDES.

Nessa projeção de fluxo de caixa, fica constatado que durante os 2 primeiros anos do projeto, este está incorrendo caixa negativo. Esse *déficit* se dá muito em conta da composição da Conta Reserva. Porém a partir do terceiro ano, a PCH irá passar a gerar caixa superavitário.

## 6.12 Análise

Conforme já foi visto na revisão teórica, a Taxa Mínima de Atratividade não detém uma fórmula de cálculo, portanto ela irá variar de empresa para empresa e setor para setor. No caso de projetos como PCHs, é comum que o retorno esperado seja de 10,0% a 15,0% a.a.. Nesse estudo, por conta do acionista majoritário da empresa, o valor esperado para esse projeto de 11,0%.

Para que possamos tomar a decisão pelo investimento ou não na PCH, será necessário fazer a avaliação através dos métodos clássicos, como VPL, TIR e *Payback*.

### 6.12.1 Taxa Interna de Retorno

A TIR foi calculada a partir do aporte inicial de recurso por parte do empreendedor e no fluxo de caixa livre do acionista.

**Tabela XII – Taxa Interna de Retorno**

|                                | 2012          | 2013                | 2014               | 2015             |
|--------------------------------|---------------|---------------------|--------------------|------------------|
| Aporte de Capital Próprio      | (37.500.000)  |                     |                    |                  |
| Fluxo de Caixa Livre Acionista |               | (1.458.411)         | (717.542)          | 1.314.006        |
| <b>TIR do Acionista</b>        | <b>13,89%</b> | <b>(37.500.000)</b> | <b>(1.458.411)</b> | <b>(717.542)</b> |
|                                |               |                     |                    | <b>1.314.006</b> |

Fonte: Elaboração Própria, expresso em reais

Com base nos valores encontrados no fluxo de caixa livre do acionista e aporte de capital próprio, constatamos que o valor da TIR é de 13,89%. Assim conforme a revisão teórica, podemos constatar que o empreendedor deve dar continuidade ao projeto, pois o mesmo implica em uma TIR maior do que a Taxa Mínima de Atratividade.

### 6.12.2 Valor Presente Líquido

O VPL foi calculado, assim como a TIR, a partir do fluxo de caixa livre do acionista e o aporte de capital próprio. Como taxa de desconto foi utilizado a Taxa Mínima de Atratividade, já informada, de 11,0%

**Tabela XIII – Valor Presente Líquido**

|                                | 2012              | 2013                | 2014               | 2015             |
|--------------------------------|-------------------|---------------------|--------------------|------------------|
| Aporte de Capital Próprio      | (37.500.000)      |                     |                    |                  |
| Fluxo de Caixa Livre Acionista |                   | (1.458.411)         | (717.542)          | 1.314.006        |
| <b>VPL</b>                     | <b>10.489.443</b> | <b>(37.500.000)</b> | <b>(1.458.411)</b> | <b>(717.542)</b> |
|                                |                   |                     |                    | <b>1.314.006</b> |

Fonte: Elaboração Própria

. O valor encontrado foi de R\$ 10.489.443,00. De acordo com a bibliografia consultada, esse projeto deve ser aceito, pois está agregando valor ao acionista, já que apresenta VPL positivo.

### 6.12.3 Payback Simples e Descontado

O *payback* simples foi calculado de forma nominal, utilizando o valor do lucro líquido para as entradas de caixa. Desse modo, o empreendedor irá retornar seu investimento em sete anos e dez meses.

**Tabela XIV – Payback Simples**

| Período | Fluxo de Caixa    | Saldo Acumulado |
|---------|-------------------|-----------------|
| 0       | -37.500.000       | -37.500.000     |
| 1       | <b>90.526</b>     | -37.409.474     |
| 2       | <b>1.219.805</b>  | -36.189.669     |
| 3       | <b>2.616.428</b>  | -33.573.241     |
| 4       | <b>4.074.373</b>  | -29.498.869     |
| 5       | <b>5.598.117</b>  | -23.900.752     |
| 6       | <b>7.192.461</b>  | -16.708.291     |
| 7       | <b>8.862.560</b>  | -7.845.730      |
| 8       | <b>10.613.943</b> | 2.768.212       |
| 9       | <b>12.452.541</b> | 15.220.754      |
| 10      | <b>14.384.722</b> | 29.605.476      |
| 11      | <b>16.417.316</b> | 46.022.792      |
| 12      | <b>18.557.652</b> | 64.580.445      |
| 13      | <b>20.813.594</b> | 85.394.039      |
| 14      | <b>23.205.174</b> | 108.599.212     |
| 15      | <b>25.544.360</b> | 134.143.572     |
| 16      | <b>27.643.783</b> | 161.787.355     |

**Tabela XV – Payback Descontado**

| Período | Fluxo de Caixa    | Saldo Acumulado |
|---------|-------------------|-----------------|
| 0       | -37.500.000       | -37.500.000     |
| 1       | <b>80.568</b>     | -37.419.432     |
| 2       | <b>1.085.626</b>  | -36.333.805     |
| 3       | <b>2.328.621</b>  | -34.005.185     |
| 4       | <b>3.626.192</b>  | -30.378.993     |
| 5       | <b>4.982.324</b>  | -25.396.669     |
| 6       | <b>6.401.291</b>  | -18.995.379     |
| 7       | <b>7.887.679</b>  | -11.107.700     |
| 8       | <b>9.446.409</b>  | -1.661.291      |
| 9       | <b>11.082.762</b> | 9.421.471       |
| 10      | <b>12.802.403</b> | 22.223.874      |
| 11      | <b>14.611.412</b> | 36.835.285      |
| 12      | <b>16.516.310</b> | 53.351.596      |
| 13      | <b>18.524.099</b> | 71.875.695      |
| 14      | <b>20.652.604</b> | 92.528.299      |
| 15      | <b>22.734.480</b> | 115.262.779     |
| 16      | <b>24.602.967</b> | 139.865.746     |

Fonte: Elaboração Própria, expresso em reais

Da mesma forma o *payback* descontado também foi calculado a partir da entrada do lucro líquido no caixa, porém foi utilizado uma taxa de desconto igual a do VPL, sendo essa a Taxa Mínima de Atratividade. No caso do *payback* descontado à taxa de 11,0%, o empreendimento demoraria mais para retornar o investimento, sendo assim pago em oito anos, dez meses e uma semana.

### 6.13 Exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças

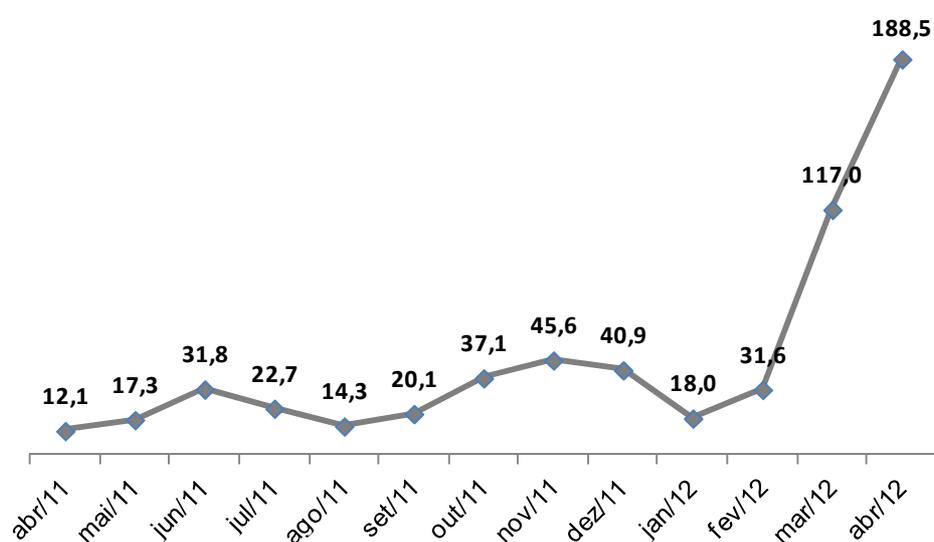
É importante para darmos maior credibilidade à tomada de decisão demonstrarmos os impactos que serão refletidos nos métodos de análise por conta do aumento de custos na compra de energia no mercado de curto prazo.

Após serem feitas as projeções financeiras do projeto e demonstrado que o mesmo tem a capacidade de agregar valor ao acionista e gerar TIR acima da Taxa Mínima de Atratividade, será considerado o valor do PLD e o impacto do mesmo nas projeções financeiras e no valor de VPL e TIR.

A PCH São Paulo foi inserida no Mecanismo de Realocação de Energia, portanto caso necessite negociar energia no mercado de curto prazo, receberá um reembolso por conta da Tarifa de Energia de Otimização. Em seguida serão feitas as avaliações considerando a exposição do projeto ao PLD.

Primeiramente será demonstrado os valores do PLD mensal incorridos durante o período de abril de 2011 a abril de 2012, para que possamos ter valores bem atuais nessa análise.

O PLD possui valores diferentes nos submercado do Sul, Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, devido às peculiaridades demonstradas no trabalho.



**Figura 5: Variação Preço de Liquidação das Diferenças, expresso em R\$/MWh**  
Fonte: CCEE

O gráfico anterior demonstra a volatilidade no período referido. Para demonstrarmos o impacto desse valor no projeto, foi calculado um preço médio com base nessas informações.

Partimos da premissa de que devido aos constantes períodos de seca, esse valor irá impactar sempre em 2 meses de operação na Usina em sua totalidade de energia contratada (8,48 MW médio), o que fará com que haja aumento nos custos.

O valor médio encontrado foi de R\$ 49,75 MW/h. Esse valor será reajustado pelo IPCA e incorporado no DRE como um custo operacional. O valor da Tarifa de Energia de Otimização também será reajustada anualmente pelo mesmo índice irá incidir no valor da receita bruta. O valor da tarifa a ser utilizado será referente ao ano de 2012 (R\$ 9,58 MW/h).

Assim, a premissa de receita encontrada foi a seguinte:

**Tabela XVI – Previsão de Receita Exposta ao Preço de Liquidação das Diferenças**

|                                 |            |                   |
|---------------------------------|------------|-------------------|
| Energia Instalada (MW)          |            | 16                |
| Energia Assegurada (MW médio)   |            | 8,48              |
| Preço Atual                     | R\$        | 175,00            |
| Tarifa de Energia de Otimização | R\$        | 9,58              |
| Perdas na Linha de Transmissão  |            | 2%                |
| <b>Receita Atual Anual</b>      | <b>R\$</b> | <b>12.856.826</b> |

Fonte: Elaboração Própria, expresso em reais

Observa-se um ganho de receita por conta da Tarifa de Energia de Otimização, já descontando as perdas na linha de transmissão. Esse incremento na receita é da importância de R\$ 116.983,00, representando um acréscimo de 0,92% em comparação com a estimativa do cenário base.

Conforme foi apresentado na análise base, a previsão de despesas é dado da seguinte forma:

**Tabela XVII – Previsão de Despesa Exposta ao Preço de Liquidação das Diferenças**

|                              | <b>% Receita</b> | <b>Anual</b> |                  |
|------------------------------|------------------|--------------|------------------|
| <b>Despesas Operacionais</b> |                  | <b>R\$</b>   | <b>2.751.120</b> |
| TUSD (R\$ kW/mês)            | 2,6%             | R\$          | 332.160          |
| Taxa de Fiscalização - ANEEL | 0,5%             | R\$          | 64.284           |
| Meio Ambiente                | 1,3%             | R\$          | 167.139          |
| Seguros                      | 2,5%             | R\$          | 321.421          |
| Administração                | 2,0%             | R\$          | 257.137          |
| O&M                          | 7,72%            | R\$          | 993.036          |
| Composição de Lasto          | 4,79%            | R\$          | 615.945          |
| <b>Outras Despesas</b>       |                  | <b>R\$</b>   | <b>5.221.358</b> |
| Financeiras                  |                  | R\$          | 5.221.358        |
| <b>Despesas</b>              |                  | <b>R\$</b>   | <b>7.972.478</b> |

Fonte: Elaboração Própria, expresso em reais

O maior impacto referente à exposição do projeto ao PLD está nas despesas operacionais. No caso analisado houve incremento de R\$ 615.994,80. Assim, a composição de lastro de energia é responsável por 22,39% dos custos operacionais, e 4,79% do valor da receita bruta.

Também foi analisado o aumento na tributação por conta do valor adicionado à receita através da TEO.

**Tabela XVIII – Imposto sobre Regime de Lucro Presumido Exposto ao Preço de Liquidação das Diferenças**

|                       | <b>Anual (R\$)</b> |                |
|-----------------------|--------------------|----------------|
| PIS                   | R\$                | 83.569         |
| Cofins                | R\$                | 385.705        |
| CSLL                  | R\$                | 138.854        |
| IRPJ                  | R\$                | 154.282        |
| <b>Total Impostos</b> | <b>R\$</b>         | <b>762.410</b> |

Fonte: Elaboração Própria

O valor acrescido ao imposto foi de R\$ 6.937,00, considerado insignificante em termos relativos.

A partir dos dados de receita e despesas, é possível fazer a previsão do DRE.

**Tabela XVIII – Demonstrativo do Resultado do Exercício Exposto ao Preço de Liquidação das Diferenças**

| <b>Demonstração de Resultados</b>         | <b>2013</b>        | <b>2014</b>        | <b>2015</b>        |
|---|--------------------|--------------------|--------------------|
| <b>Receita Operacional Bruta</b>          | <b>14.065.821</b>  | <b>15.092.593</b>  | <b>16.194.310</b>  |
| Receita - Tarifa de Energia de Realocação | 118.608            | 127.265            | 136.554            |
| Receita com Venda de Energia              | 14.065.821         | 15.092.593         | 16.194.310         |
| Imposto sobre Receita (PIS + Cofins)      | (513.402)          | (550.880)          | (591.092)          |
| <b>Receita Operacional Líquida</b>        | <b>13.552.418</b>  | <b>14.541.714</b>  | <b>15.603.218</b>  |
| <b>Custos</b>                             | <b>(3.017.396)</b> | <b>(3.237.643)</b> | <b>(3.473.965)</b> |
| TUSD (R\$ kW/mês)                         | (382.418)          | (410.331)          | (440.281)          |
| Taxa de Fiscalização - ANEEL              | (70.329)           | (75.463)           | (80.972)           |
| Meio Ambiente                             | (182.856)          | (196.204)          | (210.526)          |
| Seguros                                   | (351.646)          | (377.315)          | (404.858)          |
| Administração                             | (281.316)          | (301.852)          | (323.886)          |
| Composição de Lasto                       | (615.945)          | (660.903)          | (709.142)          |
| O&M                                       | (1.132.887)        | (1.215.576)        | (1.304.301)        |
| <b>Lucro Operacional</b>                  | <b>10.535.022</b>  | <b>11.304.071</b>  | <b>12.129.252</b>  |
| Depreciação e Amortização                 | (3.217.500)        | (3.217.500)        | (3.217.500)        |
| Despesas Financeiras                      | (7.418.148)        | (7.071.857)        | (6.515.383)        |
| Imposto de Renda e Contribuição Social    | (320.701)          | (344.111)          | (369.230)          |
| <b>Resultado Líquido</b>                  | <b>(421.327)</b>   | <b>670.603</b>     | <b>2.027.139</b>   |

Fonte: Elaboração Própria, expresso em reais

Aqui percebe-se o impacto da compra de energia. Enquanto no primeiro momento havia um lucro líquido de R\$ 90.526,00, o acréscimo dos custos implica em um prejuízo de R\$ 525.430,00 no primeiro ano conforme demonstra o DRE.

Com a obtenção do lucro líquido, pode-se estipular a projeção de fluxo de caixa do projeto exposto ao PLD.

Tabela XX – Fluxo de Caixa Exposto ao Preço de Liquidação das Diferenças

| <b>Fluxo de Caixa</b>                                | <b>2013</b>        | <b>2014</b>        | <b>2015</b>        |
|--|--------------------|--------------------|--------------------|
| <b>Fluxo de Caixa Operacional</b>                    | <b>2.796.173</b>   | <b>3.888.103</b>   | <b>5.244.639</b>   |
| (+) Lucro Líquido                                    | (421.327)          | 670.603            | 2.027.139          |
| (+) Depreciação e Amortização                        | 3.217.500          | 3.217.500          | 3.217.500          |
| <b>Fluxo de Caixa das Atividades de Investimento</b> | <b>(4.766.437)</b> | <b>(5.154.847)</b> | <b>(4.519.921)</b> |
| (-) Capex  | (60.000.000)       | -                  | -                  |
| (+) Dívida   | 60.000.000         | (2.329.520)        | (4.659.040)        |
| (+/-) Conta Reserva                                  | (2.436.917)        | (495.807)          | 139.118            |
| <b>Fluxo de Caixa Livre Acionista</b>                | <b>(1.970.264)</b> | <b>(1.266.744)</b> | <b>724.718</b>     |

Fonte: Elaboração Própria, expresso em reais

Assim como na projeção base, durante os dois primeiros anos, a usina não estará retornando capital aos acionistas. Porém a partir do terceiro ano essa situação se inverte e o fluxo de caixa livre do acionista se torna positivo.

Agora daremos início à avaliação através dos mesmos métodos utilizados no cenário base. Inicialmente iremos comparar o valor encontrado de TIR. Caso ela se mantenha maior do que a Taxa Mínima de Atratividade, o projeto deve ser levado adiante, baseado nos dois cenários encontrados.

Tabela XXI – TIR Exposta ao Preço de Liquidação das Diferenças

|                                | <b>2012</b>   | <b>2013</b>         | <b>2014</b>        | <b>2015</b>    |
|--------------------------------|---------------|---------------------|--------------------|----------------|
| Aporte de Capital Próprio      | (37.500.000)  |                     |                    |                |
| Fluxo de Caixa Livre Acionista |               | (1.970.264)         | (1.266.744)        | 724.718        |
| <b>TIR do Acionista</b>        | <b>12,54%</b> | <b>(37.500.000)</b> | <b>(1.970.264)</b> | <b>724.718</b> |

Fonte: Elaboração Própria, expresso em reais

Mesmo com os gastos adicionais a TIR permanece maior do que os 11,0% requeridos pela empresa. O valor de 12,54% é satisfatório mesmo em condições em que se tenha que fazer a compra de energia.

**Tabela XXII – Valor Presente Líquido Exposta ao Preço de Liquidação das Diferenças**

|                                | 2012             | 2013                | 2014               | 2015           |
|--------------------------------|------------------|---------------------|--------------------|----------------|
| Aporte de Capital Próprio      | (37.500.000)     |                     |                    |                |
| Fluxo de Caixa Livre Acionista |                  | (1.970.264)         | (1.266.744)        | 724.718        |
| <b>VPL</b>                     | <b>5.521.890</b> | <b>(37.500.000)</b> | <b>(1.970.264)</b> | <b>724.718</b> |

Fonte: Elaboração Própria, expresso em reais

Da mesma forma ocorre com o VPL. O empreendimento, apesar de estar sendo condicionado à exposição do valor do PLD, agrega valor ao acionista. Reforçando a decisão a ser tomada de seguir adiante no projeto.

## 7 Conclusão

O presente trabalho procurou demonstrar que um empreendimento de uma PCH pode ser viável se tomarmos cuidado com alguns aspectos regulatórios e obtenção de financiamento para a obra. Para tanto, foi demonstrado o funcionamento do o crescimento do Mercado Livre de Energia, tendo em vista que a PCH está inserida nesse nicho. O crescimento desse mercado faz com que novas oportunidades de negócio sejam criadas e abre portas para investimentos na área de geração de energia, inclusive em projetos de PCH.

Para conseguir embasamento de credibilidade, foram utilizadas diversas informações dos sites das agências e do Governo, assim como uma vasta bibliografia de análise administração financeira e gestão de risco. Além da bibliografia, foram realizadas diversas reuniões com consultores financeiros do projeto e com o próprio banco que irá financiar o projeto para melhor entender quais são os pontos chaves para que seja viável do ponto de vista de obtenção de recursos.

Concluimos que o projeto estudado é viável, pois mesmo no cenário de estresse, em que é considerada a compra de energia no mercado de curto prazo, a TIR encontrada é de 12,54% e o VPL de R\$ 5.521.890,00. No cenário base, em que não foram levadas em consideração as informações de PLD, os valores encontrados são ainda mais elevados, tendo-se uma TIR de 13,89% e VPL de R\$ 10.489.443,00.

O investidor deve considerar que projetos com investimentos considerados altos, como o estudado em questão, tem um período de maturação longo. Porém é possível aproveitar as linhas de crédito disponíveis nos bancos de fomento que destinam parte dos recursos disponíveis para projetos de base. Para tanto as garantias financeiras e reais possuem papel relevante na obtenção desses recursos.

Por possuírem energia já contratada por um prazo longo, no caso da PCH São Paulo de 15 anos, a partir do momento que entram em operação, esse tipo de projeto passa a gerar 100,0% da receita prevista. Portanto, é muito provável que a empresa obtenha solidez financeira com o passar dos anos, tendo em vista que os custos do financiamento irão diminuir à medida que são pagos.

Outro ponto observado foi em relação à restrição dos estoques em caso de períodos de seca e diminuição do reservatório de água. Para tanto, a colocação do projeto no MRE é fundamental para que essa restrição seja mitigada, pois assim, apesar da exposição ao PLD, a PCH terá uma parte do valor reembolsada através da TEO.

Dessa forma chega-se a conclusão que os objetivos do trabalho foram atendidos. Assim pode-se ter uma visão ampla das oportunidades no mercado de energia no país. Além disso, as projeções foram bastante úteis para demonstrar que o empreendimento realizado agregará valor para a empresa e retornará lucros.

## Glossário

**Ambiente de Contratação Livre (ACL)** - O segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

**Ambiente de Contratação Regulada (ACR)** - O segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

**Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa (Abragel)** – responsável por promover a união dos pequenos e médios produtores de energia elétrica, das empresas, entidades e associações interessadas neste mercado, representando suas associadas perante os poderes públicos, incluindo o Poder Judiciário, e órgãos e instituições nacionais e internacionais, defendendo seus direitos, interesses e aspirações.

**Auto – Produtores:** são agentes com concessão, permissão ou autorização para gerar energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica)

**Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)** - Pessoa jurídica de direito privado com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os Agentes da CCEE, restritas ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

**Concessionária** - Agente titular de concessão federal para prestar o serviço público de distribuição ou transmissão ou geração de energia elétrica.

**Consumidor Cativo** - Consumidor ao qual só é permitido comprar energia do concessionário, autorizado ou permissionário de distribuição, a cuja rede esta conectado.

**Consumidor Livre** - É aquele que, atendido em qualquer tensão, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995.

**Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE)** – Contrato firmado entre uma geradora e uma distribuidora/transmissora de eletricidade. Tem preço, quantidade, tempo e forma de reajuste definidos.

**Custo Marginal de Operação (CMO)** - Custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema, é utilizado para valorar o Preço de Liquidação das Diferenças.

**Finem** – Financiamento a empreendimentos de valor igual ou superior a R\$ 10 milhões, realizado diretamente pelo BNDES ou por meio das Instituições Financeiras Credenciadas.

**Gerador de Energia Elétrica** – Agente incumbido de produzir a energia, podendo ser hidrelétricas, termoelétricas, eólicas, entre outros.

**Linha de Transmissão** – Sistema utilizado para transmitir energia eletromagnética.

**Mercado de Curto Prazo** - Segmento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE onde são comercializadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica Contratados (vendidos) e os montantes de geração efetivamente verificados.

**Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)** - Mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização do Sistema Interligado Nacional (SIN). Assim, o sistema realoca a energia das usinas que geraram mais para as que geraram menos que a Energia Assegurada. E opção da usina fazer parte deste mecanismo.

**Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)** – Agente responsável pela coordenação e controle da operação de geração e da transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN.

**Perdas elétricas do sistema de distribuição** - Perdas elétricas reconhecidas pela ANEEL quando da revisão tarifária periódica, compostas por: perdas na Rede Básica, perdas técnicas e perdas não técnicas.

**Potência Instalada** - Soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento.

**PPA - Power Purchase Agreement** – Ver Contratado de Compra e Venda de Energia Elétrica.

**Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)** - Preço a ser divulgado pela CCEE, calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e com base no Custo

Marginal de Operação, pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo.

**Sistema Interligado Nacional (SIN)** - Instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do país eletricamente interligadas.

**Subestação** - Parte das instalações elétricas da unidade consumidora atendida em tensão primária de distribuição que agrupa os equipamentos, condutores e acessórios destinados a proteção, medição, manobra e transformação de grandezas elétricas.

**Submercado** - Divisões do Sistema Interligado - SIN para as quais são estabelecidos Preços de Liquidação de Diferenças específicos e cujas fronteiras são definidas em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN.

**Tarifa de Energia de Otimização (TEO)** - Responsável por compensar os custos de geração das usinas que produziram mais do que sua Garantia Física “doando” o excedente ao MRE.

**Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (TUSD)** - Tarifa estabelecida pela ANEEL, destinada ao pagamento pelo uso do sistema de distribuição em determinado ponto de conexão ao sistema, formada por componentes específicos.

## Referências

ZDANOWICZ, Jose Eduardo. **Fluxo de Caixa**. 10a Ed. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzatto, 2004.

MATARAZZO, Dante. **Análise Financeira e de Balanços**. 6a Ed. São Paulo: Atlas, 2008.

COPELAND, Tom; KOLLER, Tim; MURRIN, Jack. **Avaliação de Empresas – Valuation**. 3a Ed. Pearson Education do Brasil, 2002.

DAMODARAN, Aswath. **Avaliação de Empresas**. 2a Ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2007.

BRASIL, Tesouro Direto. Disponível em <[www.tesourodireto.gov.br](http://www.tesourodireto.gov.br)>. Acesso em 26 de Maio de 2012.

CARNEIRO, Daniel Araújo. **PCHs: Pequenas Centrais Hidrelétricas**. 1a Ed. Rio de Janeiro: Synergia: Canal Energia, 2010.

CAMARA DE COMERCIALIZACAO DE ENERGIA ELETRICA – Setor Elétrico Brasileiro. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em 22 de Maio de 2012.

BRASIL, Banco Central. **FOCUS – Relatório de Mercado**. Disponível em: <[www.bcb.gov.br](http://www.bcb.gov.br)>. Acesso em 20 de Maio de 2012.

ANDIMA, Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro. Disponível em <[www.andima.com.br](http://www.andima.com.br)>. Acesso em 12 de Junho de 2012.

ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica. Guia do Empreendedor de Pequenas Centrais Hidrelétricas. 1a Ed. Brasília, 2003.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3a Ed. Brasília, 2008.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional**. Rio de Janeiro, 2009.

ROSS, Stephen A.; WESTERFIELD, Randolph W.; JAFFE, Jeffrey F. **Administração Financeira**. 8a Ed. São Paulo: McGraw-Hill, 2008.

FINNERTY, John D. **Project Finance: Engenharia Financeira Baseada em Ativos**. 1a Ed. Rio de Janeiro: Qualitymark Ed., 1998

SILVA, José Pereira. **Gestão e Análise de Risco de Crédito**. 5ª Ed. São Paulo: Atlas, 2006

MALVESSI, Claudio Augusto Bonomi Oscar. **Project Finance no Brasil: Fundamentos e Estudos de Casos**. 1a Ed. São Paulo: Atlas, 2002

BARBOSA, André; PINTO Bráulio Felipe Moreira; OLIVEIRA, Roberto. **Aplicação de Métodos para Análise de Investimento em um Projeto no Setor Elétrico**. Disponível em <[http://www.seufuturonapratica.com.br/intellectus/PDF/06\\_ART\\_CiencSocias.pdf](http://www.seufuturonapratica.com.br/intellectus/PDF/06_ART_CiencSocias.pdf)>. Acesso em 05 de Junho de 2012

YIN, R. K. **Estudo de Caso: Planejamento e Métodos**. Porto Alegre: Bookman, 2001.

MORCH, Rafael Borges; CORREIA, Alessandra de Barros; LEITE, André Luís da Silva; BUENO, Cláudio Rocha; COGAN, Samuel. **A Estratégia de Mercado das Geradoras Hidrelétricas: Uma Análise à Luz da Teoria da Restrição**. Disponível em <<http://www.ufpe.br/gestaoorg/index.php/gestao/article/viewFile/31/28>>. Acesso em 04 de Junho de 2012

COGAN, S. **Contabilidade Gerencial: uma Abordagem da Teoria das Restrições**. São Paulo: Saraiva, 2007

GUERREIRO, R. **A Meta da Empresa: seu alcance sem mistérios**. São Paulo: Atlas, 1999.

Hidrotérmica S.A. Disponível em <<http://www.ht-hidrotermica.com.br/site/>> Acesso em 01 de Junho de 2012

MARION, Jose C. **Contabilidade Empresarial**. 8a. ed. São Paulo: Atlas, 1998.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Energia – PDE 2019**. Rio de Janeiro, 2010

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3a Ed. Brasília, 2008

ROGERS, Pablo; REIS, Ernando Antônio. **Teoria das Restrições e Decisões de Longo Prazo: Caminho para a Convergência**. Disponível em <<http://www.congressosp.fipecafi.org/artigos52005/435.pdf>> Acesso em 25 de maio de 2012

GOMES, José Henrique Freitas. **Análise Financeira e Econômica**. Disponível em <[http://www.iepg.unifei.edu.br/edson/CGprograma\\_arquivos/Marisol.pdf](http://www.iepg.unifei.edu.br/edson/CGprograma_arquivos/Marisol.pdf)> Acesso em 15 de Junho de 2012