

RICARDO FERNANDES PRADO ALVES

**ANÁLISE DE INVESTIMENTO EM PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS**

UM ESTUDO DE CENÁRIOS

São Paulo

2010

RICARDO FERNANDES PRADO ALVES

**ANÁLISE DE INVESTIMENTO EM PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS**
UM ESTUDO DE CENÁRIOS

Trabalho de Formatura apresentado à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do Diploma de Engenheiro de
Produção.

Orientador: Prof. Dr. Renato Garcia

São Paulo
2010

FICHA CATALOGRÁFICA

Alves, Ricardo Fernandes Prado

Análise de Investimento em Pequenas Centrais Hidrelétricas – Um estudo de cenários / Alves, R. F. P. A. — São Paulo, 2010.

88 p.

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

1. Análise de investimentos 2. Estudo de viabilidade de projetos
3. Pequenas centrais hidrelétricas I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Produção II. t.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Francisco e Miriam pela força e apoio em minhas decisões e escolhas e por sempre terem me incentivado a seguir a carreira de engenheiro.

Aos meus avôs maternos Oswaldo e Zilda, ao meu avô Francisco que não tive a oportunidade de conhecer e a minha avó Nadyr que nos deixou recentemente.

À minha namorada Thais por sempre ter estado ao meu lado durante minha graduação.

Aos meus amigos da faculdade e do colégio, especialmente àqueles que me acompanharam até a Escola Politécnica.

Ao Diogo Amaral, analista de empresas do setor elétrico do Banco Safra, por ter me apresentado ao tema deste trabalho e me auxiliado diretamente em sua realização.

Ao Professor Doutor Renato Garcia, por ter me orientado de forma excepcional no desenvolvimento deste trabalho.

A todos os professores e funcionários da Escola Politécnica, ex-colegas do Banco Safra e colegas da Kinea Investimentos, que colaboraram de forma direta e indireta na execução deste trabalho.

RESUMO

O presente trabalho busca realizar uma análise de investimento e estudo de viabilidade econômico-financeira da construção de uma pequena central hidrelétrica (PCH) diante de diferentes cenários para as variáveis que afetam o empreendimento. Para tanto são utilizadas ferramentas de avaliação de ativos como valor presente líquido dos fluxos de caixa descontados e cálculo da taxa interna de retorno do empreendimento. Para cada cenário construído é encontrado um preço mínimo no leilão de energia no mercado regulado que viabiliza o empreendimento do ponto de vista econômico. Também é calculado o valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno do empreendimento (TIR) de pequena central hidrelétrica segundo o valor de venda da energia obtido pelos empreendedores no último leilão de energia alternativa para o mercado cativo.

Diante dos resultados obtidos, pode-se perceber que o empreendimento de PCH é viável economicamente para todos os cenários sensibilizados, uma vez que o preço mínimo para o mercado cativo obtido em todos os cenários foi menor do que o preço efetivamente conseguido no leilão mais recente de energia alternativa.

Palavras-chave: Análise de Investimento. Análise de Sensibilidade. Viabilidade Econômica de Projetos de Energia. Pequenas Centrais Hidrelétricas.

ABSTRACT

This paper studies the economic viability of the construction of a small hydro plant under various scenarios for the variables that affect the returns on this kind of investment. The tools used for the project valuation analysis are net present value (NPV) of the discounted cash flows and internal rate of return (IRR) calculation. For each scenario, the result to be found is the minimum energy price on the regulated market that makes the enterprise economically viable. In addition, it is also presented the NPV and IRR calculations for one small hydro plant project that bought energy in the price of the last alternative sources energy auction. Considering the results obtained, one could perceive that the small hydro plant project is economically viable for all the scenarios considered in this paper, since the minimum price that the entrepreneur could admit in every scenario was lower than the price effectively achieved in the most recent alternative energy auction.

.

Key words: Investment Valuation. Sensitivity Analysis, Energy Projects Economic Viability. Small Hydro Plants.

SUMÁRIO

1.	Introdução	11
2.	Métodos de Avaliação de Investimento	14
2.1.	Valores ao Longo do Tempo	14
2.2.	Custo de Capital e Custo Ponderado Médio de Capital	15
2.3.	Modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD)	17
2.4.	Modelo de Fluxo de Caixa Livre para o Acionista	17
2.5.	Modelo de Fluxo de Caixa Livre para a Firma	18
2.6.	Modelo do Valor Presente Ajustado (APV – adjusted present value)	18
2.7.	Taxa Interna de Retorno (TIR)	19
2.8.	Amortização de Dívida	19
2.9.	Depreciação dos Ativos	20
2.10.	Análise de Sensibilidade	22
2.11.	Escolha dos Métodos a Serem Utilizados	22
3.	Visão Geral do Setor de Energia Elétrica	24
3.1.	A Nova Reforma da Indústria Elétrica Brasileira	25
3.2.	Os Ambientes de Comercialização	26
3.3.	A Demanda dos Leilões e os Tipos de Energia Demandados	26
3.4.	Principais Agentes do Sistema	27
3.4.1.	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	28
3.4.2.	Operador Nacional do Sistema (ONS)	28
3.4.3.	Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	29
3.4.4.	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)	29
3.4.5.	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)	30
3.5.	Principais Encargos Regulatórios do Setor	31
3.5.1.	Tarifa do Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão – TUST	31
3.5.2.	Tarifa do Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição – TUSD	31
3.5.3.	Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	32

3.5.4.	Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	32
3.5.5.	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	32
3.5.6.	Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos – CFURH	33
3.6.	O Plano Decenal de Expansão de Energia – PDEE	34
3.7.	Distribuição de Energia Elétrica	36
3.7.1.	Consumo de Energia Elétrica	37
3.8.	Transmissão de Energia Elétrica	38
3.9.	Geração de Energia Elétrica	38
3.9.1.	Remuneração das Geradoras	39
3.9.2.	Mecanismo de Realocação de Energia – MRE	39
4.	Pequenas Centrais Hidrelétricas	42
4.1.	Contexto histórico	42
4.2.	Aspectos técnicos	44
4.3.	Construção	45
5.	Características, Premissas e Cenários	48
5.1.	O Projeto	48
5.2.	Premissas do Projeto	50
5.2.1.	Período da Concessão	51
5.2.2.	Capacidade Instalada e Fator de Carga	51
5.2.3.	Necessidade de Investimentos	51
5.2.4.	Custos Operacionais	53
5.2.5.	Venda de Energia (Mercado Livre e Regulado – Quantidade e Preço)	54
5.2.6.	Impostos e Encargos	55
5.2.7.	Tributos e encargos sobre receita bruta	55
5.2.8.	Tributos e encargos sobre o resultado após despesas	56
5.2.9.	Estrutura de Capital e Custo da Dívida	57
5.2.10.	Custo de Capital	59
5.2.11.	Premissas Macroeconômicas	61
5.3.	Resumo dos Cenários	63

6.	Análise dos Cenários	65
6.1.	Cenário Base	65
	Fonte: Autor	69
6.2.	Variação do Investimento.....	69
6.2.1.	Cenário Alternativo I.....	70
6.2.2.	Cenário Alternativo III	70
6.2.3.	Análise de Sensibilidade	71
6.3.	Variação do Preço da Energia no Mercado Livre	72
6.3.1.	Cenário Alternativo I.....	73
6.3.2.	Cenário Alternativo II	73
6.3.3.	Cenário Alternativo III	73
6.3.4.	Análise de Sensibilidade	74
6.4.	Variação da Proporção da Energia a ser Vendida no Mercado Cativo/Livre.....	74
6.4.1.	Cenário Alternativo I.....	75
6.4.2.	Cenário Alternativo II	75
6.4.3.	Cenário Alternativo III	76
6.4.4.	Análise de Sensibilidade	76
6.5.	Variação da Relação Dívida/Patrimônio	77
6.5.1.	Cenário Alternativo I.....	77
6.5.2.	Cenário Alternativo II	77
6.5.3.	Cenário Alternativo III	78
6.5.4.	Análise de Sensibilidade	78
6.6.	Resumo dos resultados	79
7.	Conclusões	81
8.	Referências bibliográficas	82
9.	Apêndices	84
	APÊNDICE A – RECEITAS E CUSTOS COMPLETOS PARA O CENÁRIO BASE COM R\$147/MWh NO MERCADO CATIVO	84

APÊNDICE B – BALANÇO PATRIMONIAL COMPLETO PARA O CENÁRIO BASE COM R\$147/MWh NO MERCADO CATIVO.....	86
APÊNDICE C – DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS COMPLETO PARA O CENÁRIO BASE COM R\$147/MWh NO MERCADO CATIVO	88

1. Introdução

Neste trabalho serão tratadas questões relativas ao investimento financeiro em pequenas centras hidrelétricas, também conhecidas por PCHs. A relevância do tema surge da necessidade crescente do aumento do parque elétrico gerador brasileiro, em meio a discussões sobre a construção de grandes empreendimentos hidrelétricos e seus impactos ambientais, como é o caso da usina de Belo Monte.

No quesito impacto ambiental, as pequenas centrais hidrelétricas levam vantagem em relação a outros meios de geração de energia elétrica¹, porém o investimento por megawatt de potência instalada em tais empreendimentos ainda é relativamente alto, devido à pequena escala dos projetos. O governo federal tem tomado medidas de modo a tornar o custo de geração das PCHs mais competitivo através de programas como o PROINFA, melhorando a viabilidade e a taxa de retorno de tais projetos de geração.

Neste trabalho será analisado, do ponto de vista de viabilidade econômica, o projeto de uma PCH, através de um estudo de caso de construção de uma pequena central. A venda de energia no mercado regulado é organizada através de leilões, em que os contratos de venda partem de um preço mínimo, que vai aumentando conforme os empreendedores de geração de energia achem aquele valor atrativo para o projeto e ofereçam lances para tal preço. Neste trabalho será calculado o preço mínimo que torna viável um projeto de PCH com características específicas diante de diferentes circunstâncias.

Para tanto, serão construídos diferentes cenários, considerando as principais variáveis que afetam os retornos de um empreendimento desse tipo. As principais variáveis a serem avaliadas no estudo são:

- Investimento necessário para construção: Neste ponto, projetos de PCH muitas vezes são menos eficientes que projetos de grande porte de geração de energia, devido à diluição de custos administrativos, melhores negociações com fornecedores e maior eficiência operacional na construção de grandes usinas. Serão avaliados diferentes cenários de investimento/MW na construção da PCH.

¹ Como são, na maioria das vezes, as PCHs operam a fio d'água, o maior impacto ambiental presente neste tipo de central é apenas a diminuição da vazão do curso d'água no trecho seco (trecho entre a barragem e a casa de máquinas). A área alagada nesse tipo de projeto é geralmente menor do que na construção de uma grande central.

- Venda de energia: Devido ao menor ganho de escala, projetos de PCHs possuem dificuldades para concorrer com os grandes empreendimentos em leilões no mercado regulado, existindo leilões específicos para energia alternativa. Grandes clientes industriais são também uma interessante alternativa para a venda da energia gerada. No entanto, a demanda de tais clientes é restrita e os contratos são geralmente mais curtos, o que restringe as opções de garantias para financiamentos. O preço de venda de energia no mercado livre (ditado pela lei da oferta e da demanda) também é uma importante variável a ser considerada pelo empreendedor do projeto, caso planeje vender uma parcela da energia assegurada fora do mercado regulado. Serão analisados diferentes cenários com venda de parte de energia para o mercado regulado e parte para o mercado livre, com diferentes preços, buscando a solução ótima para o negócio.
- Estrutura de Capital: A estrutura de capital, relação dívida/patrimônio ou D/E, é uma importante variável a ser considerada pelo empreendedor de um projeto de PCH. Se o custo da dívida (k_d) é menor do que o custo de capital (k_e) é desejável para o empreendedor que a relação D/E seja a maior possível de modo a dar um maior peso para a parcela do k_d no cálculo da taxa de desconto (WACC), maximizando o valor da empresa. Serão analisados diferentes cenários de estrutura de capital, os impactos no custo de capital e no retorno do projeto.

As três variáveis estão conectadas e a análise dos cenários produzirá como resultado diferentes taxas internas de retorno (TIR) do projeto, ou seja, diferentes preços mínimos no leilão do mercado cativo que o investidor aceitaria de modo a tornar viável a construção do empreendimento. Para atingir tal resultado serão utilizadas ferramentas de modelagem financeira para estimar os fluxos de caixa futuros do empreendimento. O modelo se utilizará de premissas devidamente justificadas e produzirá resultados a serem discutidos, além de análise de sensibilidade para verificar como cada variável afeta a viabilidade do projeto.

Durante sete meses, entre agosto de 2009 e fevereiro de 2010, o Autor realizou estágio no Banco Safra de Investimentos, na área de Análise de Investimentos, período no qual surgiu o interesse pelo tema. O Autor trabalhou juntamente com o analista do setor de energia elétrica, na análise estratégica e modelagem financeira das empresas abertas do setor, produzindo recomendações para os investidores.

Algumas das empresas do setor, como a Tractebel, realizam investimentos em Pequenas Centras Hidrelétricas, surgindo a necessidade de realizar a avaliação financeira desses empreendimentos e o impacto nos fluxos de caixa futuros da empresa.

A partir de março de 2010, o Autor continuou seu estágio ainda na área de Análise de Investimentos, mas desta vez na Kinea Investimentos, fundo de investimentos do Banco Itaú. A Kinea é uma empresa de investimentos alternativos que incluem fundos multimercados com estratégias de ações e macroeconômicas, fundos de investimento imobiliário e fundos de *private equity*. A atuação do Autor continua sendo a recomendação de alternativas de investimento em empresas abertas, mas agora apenas para os gestores dos fundos. Muitas das ferramentas e análises apresentadas neste trabalho foram utilizadas ao longo do estágio.

Para realizar a análise de investimento em PCH que este trabalho se propõe, é necessário um grande conhecimento do setor de energia elétrica, como aspectos regulatórios, técnicos e comerciais do setor, conhecimentos adquiridos durante os estágios, relatórios publicados por analistas e por consultorias especializadas. A elaboração desta análise contribuirá para aumentar os conhecimentos em análise de investimentos e no setor de energia, que são aplicados na carreira de um analista de empresas.

O presente trabalho é iniciado com uma discussão dos métodos de avaliação de ativos e cálculo de retorno para o investidor, sendo escolhidos os mais apropriados. Em seguida é realizada uma análise do setor de energia elétrica e discussão sobre os principais conceitos pertinentes na construção de pequenas centrais hidrelétricas. Só então são discutidas as principais características e premissas do projeto a ser analisado, seguidas dos cálculos e resultados encontrados.

2. Métodos de Avaliação de Investimento

Para a análise serão utilizadas ferramentas de avaliação de ativos de modo a se identificar as diferenças de retorno nos possíveis cenários para o investidor do projeto. As principais ferramentas a serem utilizadas, dentre outras, são: análise do fluxo de caixa do projeto, análise da taxa interna de retorno (TIR) e valor presente líquido.

Damodaran (2002) diz que a chave para um investimento bem sucedido é não só conhecer qual o valor de determinado ativo, mas também quais são as fontes desse valor. Modelos complexos de avaliação financeira dependem de inúmeras variáveis e premissas que envolvem muitas incertezas, sendo seu resultado final muitas vezes discutível. No entanto, como já disse Ehrlich (2005), não há como escapar de modelos para retratarmos a realidade, mesmo que de maneira simplificada. O modelo serve não somente para compreender a realidade, como também para auxiliar a tomada de decisões.

Neste estudo será utilizado um modelo de projeção de fluxos de caixa e o valor do empreendimento será avaliado pelos fluxos de caixa descontados e pela taxa interna de retorno do projeto. Segundo Damodaran (2002), tais modelos são preferíveis de serem utilizados em ativos nos quais o investidor não tem restrição de acesso ao fluxo de caixa e o crescimento do negócio é razoavelmente previsível e/ou constante, o que é o caso do tipo de projeto avaliado. Inicialmente será feita uma discussão dos conceitos preliminares pertinentes para a construção de um modelo desse tipo e dos diferentes tipos de modelo de fluxo de caixa (DAMODARAN, 2002).

2.1. Valores ao Longo do Tempo

Os conceitos preliminares necessários para a análise a ser apresentada são o de valor presente (VP) e valor futuro (VF) do dinheiro. Tais conceitos, tal como apresentado por Ehrlich (2005), derivam da idéia de que uma unidade monetária possui valor diferente hoje em comparação com daqui a certa quantidade de tempo devido ao custo de oportunidade ou taxa de desconto associada àquela quantia de dinheiro. Portanto, para definirmos qual o valor futuro VF de determinado valor presente VP são necessárias três variáveis: o valor propriamente dito, o tempo que difere VF de VP e a taxa de desconto associada àquele valor, que pode ser uma taxa de juros ou um custo de

oportunidade. A relação entre VP e VF, em termos de taxas compostas, pode então ser descrita como:

$$VP = \frac{VF}{(1 + r)^n}$$

Em que n é o número de períodos entre VP e VF e r é a taxa de desconto adequada.

O conceito de dinheiro ao longo do tempo é fundamental para o desenvolvimento da análise a ser apresentada, uma vez que o projeto terá duração de vários períodos e a comparação entre os diferentes cenários só será possível se os fluxos monetários forem comparados nas mesmas unidades de tempo, como a comparação de valores presentes por exemplo. A seguir será apresentada uma discussão mais detalhada sobre as taxas de desconto e métodos para calcular o valor presente do projeto.

2.2. Custo de Capital e Custo Ponderado Médio de Capital

O custo de capital, também conhecido como custo de oportunidade do capital, pode ser definido como o retorno mínimo exigido sobre aquele capital, dado o risco envolvido. O modelo mais comumente utilizado para calculá-lo é o CAPM – *Capital Assets Pricing Model* ou Modelo de Formação de Preços de Ativos. Segundo Gitman (2007), o CAPM é um modelo que liga o risco não-diversificável ao retorno para todos os ativos. Sua equação é:

$$k_e = R_F + [\beta * (k_m - R_F)] + \varepsilon$$

Em que:

- K_e é o retorno mínimo esperado do ativo (em nosso caso, o custo de oportunidade do capital);
- R_F é a taxa livre de risco, comumente medida pelo retorno de uma letra do Tesouro dos Estados Unidos;
- β é uma medida relativa de risco não diversificável (Gitman, 2007). Indica o grau de variabilidade do retorno de um ativo em resposta a uma variação do retorno do mercado;
- K_m é o retorno esperado do mercado, portanto o componente $(K_m - R_F)$ compõe o prêmio por risco do mercado. Damodaran estabelece três principais métodos

para se medir tal variável: prêmio de risco implícito pelo mercado, pesquisa com agentes do mercado ou prêmio de risco histórico. Sobre a escolha de qual dos métodos é mais adequado, Damodaran argumenta que não há abordagem que funcione para todos os tipos de análise. Ele diz que considerando a neutralidade do mercado (que os ativos não estão sendo negociados substancialmente abaixo ou acima de seus preços intrínsecos), o prêmio de risco mais preciso para o futuro é o de risco implícito pelo mercado. Também segundo Damodaran, a aproximação mais razoável para o prêmio de risco no mercado norte-americano é a do S&P 500, dado o grande histórico disponível sobre o índice e sua ampla aceitação.

- ε é o “ruído” do modelo, um risco específico do ativo ou do mercado no qual está inserido. É comumente utilizado o risco Brasil neste componente para ajustar as perspectivas de risco de nossa economia às taxas livres de risco do Tesouro dos Estados Unidos.

Discutido qual conceito de custo de capital será utilizado, podemos agora definir o custo ponderado do capital (WACC ou *Weighted Average Cost of Capital*). O WACC pondera o custo de capital e o custo da dívida da empresa, segundo a estrutura dívida/patrimônio líquido do ativo. Sua equação é:

$$WACC = \frac{D * k_d + E * k_e}{D + E}$$

Em que:

- D é a dívida líquida da empresa (dívida bruta menos o caixa líquido);
- E é o patrimônio líquido da empresa;
- K_e é o custo do capital já discutido anteriormente;
- K_d é o custo ponderado da dívida depois de impostos. O custo ponderado da dívida é calculado ponderando-se cada taxa anual de juros paga pelo tamanho da linha de financiamento correspondente. Então se calcula seu custo após impostos, pois os tributos não incidem sobre despesas financeiras:

$$k_d = (1 - T) * \sum_{j=1}^{j=n} C_j * F_j$$

Onde **T** é a alíquota efetiva de impostos, **j** é cada uma das linhas de financiamento, **n** é o total de linhas de empréstimo, **C_j** é a taxa de juros de cada

empréstimo e F_j é o montante financeiro de cada uma das linhas de financiamento j .

2.3. Modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD)

O princípio básico de um modelo de FCD é que o valor do ativo é o valor de seus fluxos de caixa futuros trazidos a valor presente a uma taxa de desconto, que será discutida posteriormente.

$$Valor = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

Onde n é a vida do ativo, FC_t é o fluxo de caixa no período t e r é a taxa de desconto que reflete o risco dos fluxos de caixa estimados. Existem basicamente três tipos diferentes de modelos de fluxo de caixa. O primeiro avalia apenas a parte do acionista ou investidor no ativo, o segundo avalia a empresa como um todo e o terceiro avalia a empresa em pedaços, começando com suas operações e adicionando os efeitos de dívida e outras participações. Embora os três tipos descontem os fluxos de caixa, os fluxos de caixa relevantes e as taxas de desconto são diferentes para cada um deles e geral.

2.4. Modelo de Fluxo de Caixa Livre para o Acionista

Esse modelo utiliza os fluxos de caixa livres para o acionista (isto é, o fluxo de caixa residual após pagas todas as despesas, necessidades de reinvestimento, impostos, juros e amortização de dívida, também conhecido como *Free Cash Flow to Equity* ou FCFE) descontados ao custo de capital (*cost of equity* ou k_e) para se estimar o valor da empresa ou do ativo. A taxa de retorno no FCFE é a taxa interna de retorno do empreendimento, que deve ser maior do que o custo do capital para ser adequado.

$$Valor\ do\ patrimônio = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FCFE_t}{(1+k_e)^t}$$

Onde n é a vida do ativo, $FCFE_t$ é o fluxo de caixa para o acionista no período t e k_e é o custo do capital.

2.5. Modelo de Fluxo de Caixa Livre para a Firma

Neste modelo o valor do ativo é obtido descontando os fluxos de caixa para a firma esperados (isto é, os fluxos de caixa residuais após pagas as despesas operacionais, necessidades de reinvestimento e impostos, antes do pagamento da dívida e juros) pelo custo ponderado médio de capital (*WACC – weighted average cost of capital*).

$$Valor da firma = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FCFF_t}{(1 + WACC)^t}$$

Onde **n** é a vida do ativo, **FCFF_t** é o fluxo de caixa livre para a firma no período **t** e **WACC** é o custo ponderado médio do capital.

2.6. Modelo do Valor Presente Ajustado (APV – adjusted present value)

Este modelo, menos usual, considera o ativo ou a companhia em partes. Primeiro é valorado o patrimônio da empresa, assumindo que ela foi apenas financiada com capital próprio. Depois, consideramos o valor adicionado (ou retirado) pela dívida, considerando o valor presente dos benefícios fiscais e os custos de falência esperados.

$$Valor da firma = Valor da firma financiada com capital próprio + \\ VP dos benefícios fiscais + Custos de falência esperados$$

Este procedimento nos permite descontar os diferentes fluxos de caixa da firma a diferentes taxas, adequadas ao risco.

Enquanto as três abordagens usam diferentes definições de fluxo de caixa e taxas de desconto, elas devem retornar resultados consistentes entre si enquanto as premissas utilizadas forem consistentes. A seguir serão discutidos alguns conceitos-chave que nos permitirão realizar a análise de fluxo de caixa e complementar nossa avaliação.

2.7. Taxa Interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno do projeto é aquela que leva o valor presente de seus fluxos de caixa a zero. No caso da análise pelo fluxo de caixa para o acionista, deve ser comparada com o custo do capital, sendo o projeto aceito se a **TIR** for maior do que **ke**. No caso dos fluxos de caixa livres para a firma, a **TIR** deve ser comparada com o **WACC**.

O método da Taxa Interna de Retorno apresenta algumas dificuldades, no entanto, quando comparado a outros métodos. É fácil aceitar ou rejeitar um investimento apenas comparando sua TIR com a taxa de desconto desejada, porém dados dois investimentos diferentes não se pode comparar diretamente suas taxas internas de retorno para escolher a melhor alternativa.

Por exemplo, considerando uma taxa mínima de atratividade de 10% e duas alternativas de investimento, (I) com TIR de 11% e (II) com TIR de 12%, porém (II) possui investimento inicial maior do que (I). Ambas alternativas são aceitáveis, dado o custo de capital, mas qual é a melhor para o investidor? Não necessariamente é a alternativa (II), pois tal escolha depende da distribuição dos fluxos monetários ao longo do tempo e da duração dos projetos. Para podermos comparar as alternativas, devemos comparar a TIR da diferença dos fluxos monetários com o custo do capital. Por exemplo, se subtrairmos os fluxos monetários da alternativa (I) dos fluxos da alternativa (II), calcula-se a TIR deste novo fluxo e se esta nova TIR for maior do que a taxa mínima de atratividade aí sim se pode dizer que o investimento (II) é mais atrativo do que o (I).

Considerando que a alternativa (II) possui investimento inicial maior do que (I), o método anteriormente descrito também pode ser pensado como a verificação da atratividade do investimento incremental em (II). Se a TIR da diferença dos fluxos monetários for maior do que a taxa mínima de atratividade, significa que o investimento incremental em (II) em comparação à (I) possui valor presente positivo para o tomador de decisão.

2.8. Amortização de Dívida

A dívida a ser contraída pela companhia deve ser paga em prestações periódicas, existindo duas principais possibilidades para o cálculo das parcelas e da amortização, definido no momento de contratação do empréstimo. Os principais modelos de

amortização são o sistema de pagamento uniforme (Price) e o de amortização constante (SAC).

Pelo sistema Price, o montante a ser pago em cada parcela não varia ao longo dos períodos, sendo este o valor uniforme equivalente do total a ser pago (**T**). O juro pago no período **m** (**J_m**) é igual ao custo do financiamento (**i**) multiplicado pelo saldo devedor no período anterior (**D_{m-1}**). O valor amortizado no período (**A_m**) é igual a diferença entre o valor pago na prestação (**K_m**) e os juros (**J_m**) pagos no período. O saldo devedor (**D_m**) é o saldo devedor anterior (**D_{m-1}**) menos a amortização do período. **N** é o total de períodos em que o empréstimo será pago. Em termos matemáticos:

$$K_m = T * \frac{(1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

$$D_m = D_{m-1} - A_m$$

$$J_m = i * D_{m-1}$$

$$A_m = K_m - J_m$$

No sistema de amortização constante (SAC), o valor amortizado (**A_m**) é igual, em todos os pagamentos, ao montante total a ser pago (**T**) dividido pelo número de períodos em que serão realizados os pagamentos (**n**). O juro pago no período **m** (**J_m**) é igual ao saldo devedor no período anterior (**D_{m-1}**) multiplicado pelo custo do financiamento (**i**). Assim como no sistema SAC, o saldo devedor no período (**D_m**) é igual ao saldo devedor anterior (**D_{m-1}**) menos o valor amortizado no período (**A_m**). Em termos matemáticos:

$$A_m = \frac{T}{n}$$

$$J_m = i * D_{m-1}$$

$$K_m = A_m + J_m$$

$$D_m = D_{m-1} - A_m$$

2.9. Depreciação dos Ativos

Depreciação é uma forma contábil de considerar o desgaste de máquinas e de equipamentos como parte dos custos de produção. É um conceito importante de ser

discutido, pois é um custo que não afeta os fluxos de caixa. Quanto mais rapidamente for depreciado um ativo, menores serão os lucros contábeis no início da vida do ativo, representando menores gastos com imposto de renda. Portanto, o lucro “caixa” aumenta, uma vez que o encargo fiscal diminui.

A legislação permite diversas formas de contabilizar a depreciação, que entra como um custo, reduzindo os lucros contábeis, sobre os quais incidem imposto de renda. Quanto mais o ativo for depreciado, menos impostos serão pagos. Quanto mais acelerada for a depreciação, a redução do imposto ocorrerá mais cedo e, quanto mais cedo for obtido o dinheiro, maior o valor presente do montante total.

Segundo Ehrlich *ET AL* (2005) temos três principais métodos de depreciação: linear (o mais comum), exponencial e pela soma dos dígitos. Seja **n** o número de períodos para a depreciação, **V₀** o valor inicial do ativo, **V_r** o valor residual contábil, **d** a depreciação anual em um período **m** e **V_c** o valor contábil ao final do mesmo período, temos os três modelos de depreciação:

- Linear

$$d = \frac{(V_0 - V_r)}{n} \text{ e também } V_c = V_0 - \frac{m * (V_0 - V_r)}{n}$$

A taxa de depreciação **d** é constante neste método.

- Exponencial

Neste método utilizamos uma taxa de depreciação anual **a**, de modo que

$$V_r = V_0 * (1 - a)^n$$

Ao fim do período **m** o valor contábil é

$$V_c = V_0 * (1 - a)^m$$

A quota de depreciação **d_m** no período **m** é

$$d_m = V_{cm-1} - V_{cm}$$

- Pela soma dos dígitos

Seja **n** o número de períodos de vida contábil do ativo, a soma dos dígitos é

$$N = 1 + 2 + \dots + n$$

E a quota de depreciação é dada por

$$d_m = \frac{(V_0 - V_r) * (n - m + 1)}{N}$$

2.10. Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade é uma etapa muito importante durante o processo de tomada de decisão. Como principais usos da análise de sensibilidade podem ser destacados: auxílio na tomada de decisão, decidir quais estimativas de dados devem ser refinadas no modelo e concentrar-se nos elementos críticos na implantação. (ESCHENBACH, 1999 apud SILVA, BELDERRAIN, 2009).

Existem duas principais maneiras de uma análise de sensibilidade ser realizada:

- Examinando o impacto de mudanças com relação a premissas de um cenário base, por exemplo como o valor da variável dependente se comporta perante mudanças nas variáveis independentes;
- Examinando o impacto na variável dependente devido a mudanças dos valores das probabilidades de ocorrência dos eventos aleatórios com dois ou mais cenários da natureza.

Neste trabalho, a análise de sensibilidade consistirá em uma análise de cenários, identificando o impacto das variáveis independentes (premissas) na taxa interna de retorno do projeto e conseqüentemente no preço mínimo a ser cobrado no mercado cativo.

2.11. Escolha dos Métodos a Serem Utilizados

Apresentados os modelos de avaliação de ativos a serem considerados, resta agora a escolha do modelo mais adequado para o estudo a ser apresentado neste trabalho.

A primeira decisão é a escolha entre um dos modelos de fluxo de caixa e um modelo de cálculo da taxa interna de retorno. Como já mencionado anteriormente, o método do cálculo da TIR possui problemas, principalmente na comparação do valor de

um investimento em PCH com um investimento em outros tipos de projeto de energia, uma vez que a duração dos projetos é diferente. No entanto, como o objetivo da análise é determinar qual o preço mínimo no mercado cativo que viabiliza o projeto para o empreendedor, o método a ser utilizado é indiferente. Pode-se comparar a TIR com o custo do capital ou buscar um preço que torne o fluxo de caixa nulo. Será então utilizada a TIR como forma de comparação com o custo de capital para determinar a viabilidade do projeto.

Dentre os métodos de fluxo de caixa descontado apresentados (fluxo de caixa livre para o acionista, fluxo de caixa livre para a firma e método do valor presente ajustado) o método mais adequado para o tipo de investimento a ser analisado (projeto de alta alavancagem) é o do fluxo de caixa livre para a firma. Segundo Damodaran (2005), companhias que possuem alta alavancagem ou estão em processo de mudança de sua alavancagem são mais bem avaliadas utilizando o método de fluxo de caixa livre para a firma. O cálculo do fluxo de caixa livre para o acionista é muito mais difícil nestes casos devido à volatilidade induzida pelo pagamento de parcelas da dívida e também devido à pequena parte de capital próprio do investidor na companhia ser muito sensível a premissas sobre crescimento e risco. O método do valor presente ajustado também é mais adequado para firmas pouco alavancadas.

3. Visão Geral do Setor de Energia Elétrica

O setor de energia elétrica é considerado um monopólio natural, devido à alta necessidade de investimentos em obras de usinas e aos baixos custos marginais de produção. Tal fato leva à necessidade de uma forte regulação de agências governamentais, de modo a garantir ao empreendedor o retorno adequado sobre seu capital. As principais fontes de geração de energia no mundo e sua respectiva parcela na produção mundial de energia² são: térmica com combustão de carvão (39%), hidráulica (19%) e Nuclear (16%).

O parque gerador de energia no Brasil é predominantemente hidrelétrico, apesar do crescente aumento da participação de usinas térmicas e eólicas na geração de energia. Em junho de 2009, existiam 2.069 empreendimentos em operação no Brasil, segundo a Aneel. A capacidade instalada de geração do sistema conectado ao SIN (Sistema Integrado Nacional) era de aproximadamente 104 GW. A distribuição de geração de energia é a seguinte: 69,4% proveniente de usina hidrelétricas, 16,34% de termelétricas e 4,74% de biomassa.

A predominância de hidrelétricas é devido principalmente à disponibilidade de elevado potencial hidrelétrico, viabilidade de construção de grandes reservatórios e menor necessidade de desenvolver grandes troncos de transmissão.

O SIN integra as redes de transmissão de todo o país, com exceção da Região Norte, que representa apenas 2% da demanda nacional de energia elétrica.

O Sistema Isolado é abastecido principalmente por fontes de geração térmica a óleo combustível e a óleo diesel. Para a substituição de tais fontes térmicas no Sistema Isolado por meio da implantação de usinas hidrelétricas, é previsto pela ANEEL o recebimento de incentivo do fundo formado com recursos da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis – encargo que incide sobre as empresas de energia hidrelétrica) para financiar tais empreendimentos.

² Fonte: United Nations Data

De acordo com a Aneel, a distribuição de geração de energia por tipo de empreendimento em maio de 2009, era:

		Em Operação			Em Construção		
Tipo de Empreendimento	Sigla	Qtde.	Potência (MW)	%	Qtde.	Potência (MW)	%
Central Geradora Hidrelétrica	CGH	292	166	0,16	1	1	0,01
Central Geradora Undi-Elétrica	CGU	-	-	-	-	-	-
Central Geradora Eolielétrica	EOL	33	418	0,4	7	340	2,68
Pequena Central Hidrelétrica	PCH	341	2.736	2,59	63	1.032	8,13
Central Geradora Solar	SOL	1	0	0	-	-	-
Usina Hidrelétrica de Energia	UHE	159	74.701	72,19	23	7.784	61,51
Usina Termelétrica de Energia	UTE	1.244	26.395	22,73	33	3.528	27,81
Usina Termonuclear	UTN	2	2.007	1,93	-	-	-
Total		2.072	106.422	100	126	12.684	100

Tabela 1 - Tipos de geração de energia no Brasil

Fonte: Aneel (Maio, 2009)

3.1.A Nova Reforma da Indústria Elétrica Brasileira

A partir de 2004, o sistema elétrico brasileiro passou por uma série de reformas, visando criar condições para que o suprimento seja assegurado, com o objetivo de reduzir riscos de racionamento como os ocorridos em 2001 e 2002. Como principais objetivos do novo modelo podem ser destacados a modicidade tarifária e a já mencionada segurança do abastecimento. Os principais instrumentos criados para buscar tais objetivos são:

- a) A criação de dois ambientes de negócio: o Ambiente de Contratação Regulada - ACR, onde se realizam operações de compra e venda envolvendo as distribuidoras e o Ambiente de Contratação Livre – ACL, onde as operações são livremente negociadas.
- b) A estruturação de leilões para a contratação da energia existente pelas distribuidoras.

- c) Buscando a segurança do abastecimento, dois novos instrumentos foram criados: contratação por parte das distribuidoras de 100% de sua carga e estabelecimento de um lastro de geração.
- d) Estruturação de leilões para contratação de energia nova baseados em contratos bilaterais e licença ambiental prévia de empreendimentos candidatos.

3.2.Os Ambientes de Comercialização

A motivação para o estabelecimento de dois ambientes distintos de negociação foi discriminar formas de contratação, participantes e competição específica para cada um deles. Todos os agentes podem ofertar energia em ambos ambientes, no entanto apenas consumidores livres podem comprar energia no ACL e apenas distribuidoras de energia no caso do ACR.

No ACL ocorrem contratos bilaterais de compra e venda de energia, livremente pactuados entre os agentes. Existem barreiras institucionais, como potência e tensão mínimas, que são necessários para que um agente possa ser considerado consumidor livre.

No ambiente regulado, a contratação da energia ocorre por meio de leilões, nos quais os vencedores formam uma série de contratos entre cada um deles e os agentes de distribuição. Portanto, o que existe de fato é um comprador único representando um conjunto de distribuidoras que irão assinar vários contratos bilaterais com os diversos geradores vencedores dos leilões. A competição ocorre pela exclusividade do suprimento do serviço durante dado período.

3.3.A Demanda dos Leilões e os Tipos de Energia Demandados

Nos leilões, a demanda é definida pelos agentes de distribuição, que devem garantir o atendimento a 100% de seus mercados cativos de energia, através do mercado regulado. Na prática, porém, parte da demanda das distribuidoras não é contratada efetivamente através de leilões, sendo fornecida por Itaipu e usinas do PROINFA (programa que será explicado mais a frente).

Os leilões possuem basicamente dois tipos: leilões de energia nova e leilões de energia existente. A energia existente é tratada com sendo aquela proveniente dos empreendimentos de geração existentes. Já os novos empreendimentos são aqueles que até a publicação do edital do leilão tenham obtido outorga de concessão até março de 2004 ou que tenham iniciado operação comercial a partir de janeiro de 2000 ou que a energia não tenha sido contratada até março de 2004.

Outra distinção nos tipos de contrato demandados nos leilões pode ser feita entre quantidade e disponibilidade de energia. No caso dos contratos de quantidade de energia, os riscos hidrológicos são assumidos pelos vendedores e no caso dos contratos de disponibilidade, os riscos são assumidos pelos compradores.

Por esse novo formato conclui-se que o sistema de leilões visa assegurar a contratação de energia no longo prazo, reduzindo o risco de ruptura do fornecimento.

Quanto ao prazo de contratação, faz-se distinção entre leilões de energia velha e energia nova. Para a energia nova, os contratos devem durar entre 15 e 30 anos, contados a partir do início do suprimento de energia pelo empreendimento. Para a energia existente, os contratos devem ter duração entre 5 e 15 anos, contados a partir do ano seguinte da realização do leilão para a compra de energia.

Considerando, por exemplo, “A” o ano base de previsão para o início do suprimento da energia elétrica adquirida pelos agentes de distribuição por meio dos leilões, tem-se uma classificação importante, muito utilizada ao se referir aos leilões:

- Os leilões de compra de energia elétrica existente serão realizados no ano anterior ao ano base ($A - 1$);
- Os leilões de energia nova serão realizados no terceiro ano anterior ao ano base ($A - 3$) e no quinto ano anterior ao ano base ($A - 5$).

3.4.Principais Agentes do Sistema

Dentre os agentes do sistema de energia elétrica, podemos destacar quatro, devido à sua grande importância no setor: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL; Operador Nacional do Sistema – NOS; Empresa de Pesquisa Energética – EPE; Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE. As principais características e atribuições de cada instituição estão listadas nos tópicos seguintes¹.

3.4.1. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

A ANEEL é uma autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), criada em dezembro de 1996. Como principais atribuições da ANEEL, podemos citar:

- Regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, atendendo tanto agentes como consumidores buscando o equilíbrio entre as partes e em benefício da sociedade;
- Mediar conflitos de interesse entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores;
- Conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia;
- Garantir tarifas justas e zelar pela qualidade do serviço
- Estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização do serviço.

3.4.2. Operador Nacional do Sistema (ONS)

O Operador Nacional do Sistema Elétrico é uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da ANEEL.

Para o exercício de suas atribuições, o Operador Nacional do Sistema desenvolve uma série de estudos e ações, que têm como base duas atuações fundamentais:

- Em primeiro lugar, estão os Procedimentos de Rede. Esses procedimentos são um conjunto de normas e requisitos técnicos que estabelecem as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se refere a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do SIN e das demais atribuições do Operador. Esses documentos são elaborados pelo ONS, com a participação dos Agentes e homologados pela ANEEL.
- O segundo conjunto são as informações externas que o ONS necessita receber das autoridades setoriais, especialmente do MME e da ANEEL, e dos agentes

proprietários das instalações que compõem o SIN para a execução de suas atividades, conforme estabelecido nos próprios Procedimentos de Rede.

3.4.3. Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

A principal finalidade da EPE é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Podemos listar as seguintes atribuições da EPE:

- Realização de estudos para determinar os aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;
- Obter licença prévia ambiental e determinar as disponibilidades hídricas necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidroelétrica;
- Elaborar os estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão;
- Desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental para os empreendimentos;
- Acompanhar a execução dos projetos;
- Calcular a garantia física dos empreendimentos de geração;
- Habilitar tecnicamente e cadastrar os empreendimentos de geração que poderão ser incluídos nos leilões de energia elétrica;
- Calcular o custo marginal de referência que constará dos leilões de compra de energia;

3.4.4. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN). Cabe à CCEE:

- Promover os leilões de compra e venda de energia;
- Manter o registro de todos os contratos de comercialização de energia;
- Registrar o montante de potência e energia objeto de contratação no ACL;

- Apurar o preço de liquidação de diferenças – PLD no mercado;
- Apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, aplicar as respectivas penalidades;
- Apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de garantias financeiras.

3.4.5. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

O CMSE busca acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento de energia elétrica no território nacional. Suas atribuições são:

- Acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão e distribuição;
- Avaliar as condições de abastecimento e de atendimento, relativas às atividades referidas anteriormente;
- Realizar periodicamente análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, analisando o equilíbrio entre a oferta e a demanda e a configuração dos sistemas de transporte e interconexões locais;
- Identificar dificuldades e obstáculos que possam afetar a segurança do abastecimento;
- Elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas a situações não conformes com os itens anteriores.

Um quadro-resumo com os agentes do sistema e suas principais atribuições pode ser visto a seguir:

Agentes do Sistema	Principais Atribuições
ANEEL	Fiscalização e regulação da geração, transmissão e distribuição.
ONS	Coordenação e controle das operações no SIN.
EPE	Realização de estudos para determinar o melhor aproveitamento do sistema.
CCEE	Promover os leilões de energia.
CMSE	Acompanhar e avaliar as condições de fornecimento de energia.

Tabela 2 - Resumo dos Agentes do Sistema

Fonte: Autor

3.5.Principais Encargos Regulatórios do Setor

Os encargos específicos ao setor de energia elétrica foram criados ao longo do tempo pelos governos com objetivos distintos para cada um. Alguns encargos visam incentivar o uso de fontes de energia alternativas (PROINFA), enquanto as verbas de outros são utilizadas para financiar usinas térmicas fora da cobertura do SIN (CCC). Os encargos não são aplicados igualmente a todos os participantes (consumidores, geradores, distribuidores e transmissores) do sistema elétrico. Alguns tipos de empreendimentos, como PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas, possuem isenção de determinados encargos regulatórios. A seguir são explicados os principais encargos que recaem sobre as empresas do setor.

3.5.1. Tarifa do Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão – TUST

A TUST é uma tarifa que incide sobre os consumidores conectados aos sistemas elétricos das concessionárias de transmissão. É dividida em dois componentes, a TUST-FR e a TUST-RB.

A TUST-FR é paga pelas concessionárias de distribuição e incorpora além do serviço de transmissão, os custos de transporte associados às demais instalações de transmissão – DITs, compartilhadas entre as concessionárias de distribuição.

A TUST-RB refere-se às instalações de transmissão integrantes da Rede Básica com tensões iguais ou superiores a 230 kV, utilizadas para promover a otimização dos recursos elétricos e energéticos do sistema e, portanto, aplicável a todos os usuários.

3.5.2. Tarifa do Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição – TUSD

A TUSD incide sobre os consumidores conectados aos sistemas elétricos das concessionárias de distribuição. A TUSD é subdividida em um componente “Fio”, onde é cobrada do consumidor a parcela relativa ao transporte da energia mais a remuneração da distribuidora e a parcela “Encargos”, componente que tem por objetivo restituir a distribuidora pelos encargos e tributos que são repassados aos órgãos competentes.

3.5.3. Conta de Consumo de Combustíveis – CCC

A CCC é um encargo cobrado na TUSD e na TUST de todas as empresas concessionárias de distribuição e transmissão de energia elétrica, para cobrir os custos anuais da geração termelétrica eventualmente produzida no país, principalmente em áreas ainda não interligadas ao SIN, chamadas de "sistemas isolados". O montante anual é fixado pela Aneel para cada empresa em função do seu mercado e da maior ou menor necessidade do uso das usinas termelétricas.

3.5.4. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é destinada a promover o desenvolvimento energético dos estados, a projetos de universalização dos serviços de energia elétrica, ao programa de subvenção aos consumidores de baixa renda e à expansão da malha de gás natural para o atendimento dos estados que não possuem rede canalizada. Criada em abril de 2002, a CDE tem duração de 25 anos e é gerida pela Eletrobras cumprindo programação determinada pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

A CDE também é utilizada para garantir a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa) e do carvão mineral nacional.

3.5.5. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA

Em 2002, o PROINFA foi estabelecido pelo governo para criar incentivos para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica, PCHs e projetos de Biomassa. De acordo com o PROINFA, a Eletrobrás compra a energia gerada por estas fontes alternativas por um período de 20 anos e a repassa para os consumidores livres e distribuidoras, as quais se incluem os custos do programa em suas tarifas para todos os consumidores finais da área de concessão, à exceção dos consumidores de baixa renda. Projetos que buscam qualificar-se para os benefícios oferecidos pelo PROINFA devem estar totalmente operacionais até 31 de dezembro de 2010. O BNDES aprovou a abertura de uma linha de crédito específica para projetos

incluídos no PROINFA, podendo financiar até 80% dos custos de construção das usinas inseridas no programa. Este programa visa à inclusão de energia renovável no parque energético nacional em dois momentos:

- em 3 anos, a partir de 2004, o total de 3.300 MW de energia renovável (1.100MW através da energia eólica, 1.100 MW através da Biomassa, e 1.100 MW, através de PCHs) deverá fazer parte do parque energético nacional;
- em 20 anos, a energia renovável deverá representar ao menos 10% de toda a energia produzida no Brasil.

3.5.6. Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos – CFURH

A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) é o valor que os titulares de concessão ou autorização de usinas pagam para exploração de potencial hidráulico. As usinas que se enquadram como Pequena Central Hidrelétrica estão isentas desta compensação.

Conforme estabelecido pela Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000, a CFURH corresponde ao percentual de 6,75% do valor da energia gerada. O total a ser pago é calculado segundo uma fórmula padrão:

$$CFURH = EG \times TAR \times 0,0675$$

Onde EG é a energia gerada e TAR é a tarifa atualizada de referência, atualmente em R\$ 39,43/MWh.

Os recursos correspondentes ao percentual de 6% são destinados aos municípios atingidos pelas barragens e aos Estados onde se localizam as represas, na proporção de 45%, cabendo a União os 10% restantes, o qual é dividido entre o Ministério do Meio Ambiente (3%); o Ministério de Minas e Energia (3%) e para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (4%), administrado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia.

Os recursos correspondentes aos 0,75% constituem-se pagamento pelo uso de recursos hídricos e são receitas da ANA para aplicação na implantação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos.

Um quadro-resumo com os principais encargos regulatórios do setor pode ser visto a seguir:

Encargo Regulatório	Incidência	Destinação
TUST	Agentes conectados ao sistema de transmissão.	Cobrir custos dos serviços de transmissão.
TUSD	Agentes conectados ao sistema de distribuição.	Cobrir custos e encargos do sistema de distribuição.
CCC	Empresas de transmissão e distribuição.	Cobrir custos da energia termelétrica eventualmente produzida no país.
CDE	Empresas de distribuição.	Universalizar os serviços de energia elétrica e garantir a competitividade de fontes alternativas.
PROINFA	Consumidores livres e distribuidoras.	Incentivo às fontes alternativas de energia.
CFURH	Concessionários das usinas.	Compensação ao Estado por áreas inundadas.

Tabela 3 - Resumo dos Encargos Regulatórios

Fonte: Autor

3.6.O Plano Decenal de Expansão de Energia – PDEE

O Plano Decenal de Expansão de Energia é de elevada importância no planejamento do setor elétrico brasileiro. Ele modela uma visão da expansão da demanda e da oferta de recursos energéticos para o período de dez anos seguinte a sua elaboração, definindo um cenário de referência, que sinaliza e orienta as decisões dos agentes e do mercado de energia. O plano visa assegurar a expansão equilibrada da oferta energética, com sustentabilidade técnica, econômica e ambiental. Em março de 2010, o Ministério de Minas e Energia divulgou o PDEE-2019. Os principais destaques do plano são listados nos parágrafos a seguir, porém a versão completa do PDEE pode ser consultada no site da Empresa de Pesquisa Energética - EPE (www.epe.gov.br).

- O PDEE-2019 projeta um crescimento de 5,1% ao ano na carga (demanda) de energia elétrica no período, o que gera a necessidade de serem agregados 3.333

MW novos médios por ano ao sistema. Para se ter uma idéia de comparação, a usina de Belo Monte que, quando entrar em operação, será a 3ª maior usina do mundo, possui 4.400 MW de potência assegurada.

- A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) planeja focar em licitações de usinas hidrelétricas, evitando a construção de qualquer nova usina térmica a partir de 2014, prevendo a construção de 35.245 MW em novas usinas hidrelétricas até 2019.
- A potência adicional referente a fontes alternativas de energia, englobando PCHs, energia de biomassa e energia eólica, equivale a 14.655 MW até 2019. Apenas em 2010 estão previstos 980 MW de potência instalada em novas PCHs.
- O PDEE projeta um crescimento no consumo energético industrial de 4,7% ao ano no período. Para os consumos residenciais e comerciais, espera-se um crescimento de 4,5% e 6,1% ao ano até 2019, respectivamente.
- É esperado um crescimento da linha de transmissão de 38% até o fim do período, representando a adição líquida de 36.797 novos quilômetros de linhas de transmissão de energia.
- São esperados R\$ 951 bilhões em investimentos no setor de energia até 2019. Do total, R\$214 bilhões (22,5%) serão destinados para projetos de geração e transmissão de energia elétrica, enquanto R\$ 672 bilhões serão destinados para as áreas de petróleo e gás.

FONTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
HIDRO	83.169	85.483	86.295	88.499	89.681	94.656	100.476	104.151	108.598	116.699
URÂNIO	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
GÁS NATURAL	8.860	9.356	9.856	11.327	11.533	11.533	11.533	11.533	11.533	11.533
CARVÃO	1.765	2.485	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
ÓLEO	3.380	4.820	5.246	8.864	8.864	8.864	8.864	8.864	8.864	8.864
ÓLEO DIESEL	1.728	1.903	1.703	1.356	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149
GÁS	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
PCH	4.043	4.116	4.116	4.516	5.066	5.566	5.816	6.066	6.416	6.966
BIOMASSA	5.380	6.083	6.321	6.671	7.071	7.421	7.621	7.771	8.121	8.521
EÓLICA	1.436	1.436	3.241	3.641	4.041	4.441	4.841	5.241	5.641	6.041
TOTAL	112.455	118.375	122.676	130.774	133.305	140.935	147.605	152.080	157.628	167.078

Tabela 4 - Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW)

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE

3.7.Distribuição de Energia Elétrica

Até meados da década de 1990, o setor de distribuição de energia elétrica no Brasil era explorado em sua quase totalidade por empresas estatais. Atualmente, após diversos processos licitatórios, é bastante fragmentado, operando com 64 distribuidoras em todo território nacional, das quais as 10 maiores representaram 59% da energia vendida, em 2008.

Atualmente, as distribuidoras só podem oferecer serviços a seus clientes cativos dentro das respectivas áreas de concessão, sob condições e tarifas reguladas pela ANEEL.

Em 2008, segundo a ANEEL, o segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil demandou 392.764 GWh, dos quais 24,1% foram para clientes residenciais, 45,8 % para clientes industriais, 15,8% para clientes comerciais e 14,3% para outros tipos de

clientes. O número total de clientes residenciais, em 31 de dezembro de 2008, era de aproximadamente 53,9 milhões.

A distribuição é efetuada por 64 concessionárias, sendo 24 empresas privadas (37%), 21 privatizadas (34%), 4 municipais (6%), 8 estaduais (12%) e 7 federais (11%).

3.7.1. Consumo de Energia Elétrica

A tabela abaixo apresenta o consumo de 2008 por região do Brasil, por classe de consumo e a variação em relação ao mesmo período de 2007. Neste período, o País contava com 54,1 milhões de residências cadastradas nas empresas distribuidoras.

Região/Classe	Residencial		Industrial		Comercial		Outros		Total	
	GWh	var%	GWh	var%	GWh	var%	GWh	var%	GWh	var%
Brasil	94.660	5,3	179.977	2,4	62.156	6	55.971	3,4	392.764	3,8
Sudeste	51.410	5,2	101.834	1,9	35.016	5,3	25.391	2,8	213.651	3,3
Centro	7.117	5,1	6.196	8,8	4.808	10,9	5.448	4,2	23.568	7
Sul	15.366	2,9	29.948	4,3	10.456	5,3	11.275	4,9	67.044	4,2
Nordeste	15.785	7,5	29.251	1,3	8.910	6,8	10.806	3,3	64.753	3,8
Norte	4.983	7,6	12.748	2,5	2.966	6,4	3.051	1,9	23.748	3,9

Tabela 5 - Consumo de Energia Elétrica em 2008

Fonte: ANEEL

Os consumidores de energia no Brasil se dividem em duas grandes categorias: consumidores cativos (residenciais, comerciais e industriais) e consumidores livres (apenas grandes clientes industriais). De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, pode ser considerado consumidor livre aquele com demanda igual ou superior a 3 MW, atendido em tensão igual ou superior a 69 kV ou em qualquer tensão, desde que o suprimento tenha se iniciado após 7 de julho de 1995, podendo optar entre: (i) continuar sendo atendido pela distribuidora local; (ii) comprar energia elétrica diretamente de um produtor independente ou de autoprodutores com excedentes (mediante autorização da ANEEL); ou (iii) comprar energia elétrica por meio de um comercializador. Os consumidores livres têm, portanto, liberdade de escolha para compra de energia elétrica, não estando submetidos essencialmente à distribuidora que atua em sua região.

3.8. Transmissão de Energia Elétrica

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias é feito utilizando-se uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230kV, que se denomina Rede Básica.

As linhas de transmissão no Brasil são normalmente extensas, uma vez que as grandes usinas hidrelétricas estão geralmente situadas a distâncias consideráveis dos centros consumidores de energia. Hoje, o País está quase totalmente interligado. Apenas o Amazonas, Roraima, Acre, Amapá, Rondônia e parte do Pará ainda não fazem parte do SIN. Nestes Estados, o abastecimento é feito por pequenas usinas termelétricas ou por usinas hidrelétricas situadas próximo às suas capitais.

O SIN permite que as diferentes regiões permutem energia entre si, quando uma delas apresenta queda no nível dos reservatórios. Como o regime de chuvas é diferente nas regiões Sul, Sudeste, Norte e Nordeste, as linhas de transmissão de extra alta tensão (500kV ou 750kV) possibilitam que os pontos com produção insuficiente de energia elétrica provenientes de energia hidráulica sejam abastecidos por centros de geração em situação favorável, compensando as variações nos regimes hidrológicos.

Qualquer agente do setor elétrico que produza ou consuma energia elétrica tem direito à utilização desta Rede Básica. Também o consumidor livre tem este direito assegurado, uma vez atendidas certas exigências técnicas e legais. É o chamado livre acesso, que é assegurado em lei e garantido pela ANEEL.

A operação e administração da Rede Básica é atribuição do ONS, que tem a responsabilidade de gerenciar o despacho de energia elétrica das usinas em condições otimizadas, envolvendo o uso dos reservatórios das hidrelétricas e o combustível das termelétricas do SIN.

3.9. Geração de Energia Elétrica

A energia hidrelétrica no Brasil foi gerada com base na construção de grandes usinas (acima de 100.000 KW), consideradas desta forma em razão da sua potência.

Quanto à sua potência, há a seguinte classificação:

- Microcentrais – igual ou inferior a 1.000 kW;
- Pequenas centrais – de 1.000 kW a 30.000 kW;
- Médias centrais – de 30.000 kW a 100.000 kW; e

- Grandes centrais – superior a 100.000 kW.

O potencial hidráulico ou hidroenergético do Brasil é de 260 GW, dos quais apenas 25% estão sendo utilizados na produção de energia pelas usinas hidrelétricas de médio e grande porte e as PCHs. A região Norte tem o maior potencial para geração hidráulica, 114 GW ou 44%, enquanto a Região Nordeste tem apenas 10% deste total, 26 GW. Oito grandes bacias hidrográficas compõem o mapa dos rios brasileiros: as bacias do rio Amazonas, dos rios Tocantins e Araguaia, Bacia do Atlântico Norte e Nordeste, do Rio São Francisco, Bacia do Atlântico Leste, Bacia dos rios Paraná e Paraguai, do rio Uruguai e Bacia do Atlântico Sul e Sudeste.

A geração de energia elétrica por meio de termelétricas foi intensificada no final da década de 1990, sendo utilizada não só para complementar a oferta de energia, como também para reduzir limitações do sistema elétrico atual.

Os principais tipos de usinas termelétricas identificadas são:

- Usinas a vapor;
- Usinas a gás;
- Usinas termelétricas com ciclo combinado;
- Usinas de cogeração;
- Usinas nucleares.

3.9.1. Remuneração das Geradoras

As Geradoras não têm, em seus contratos de concessão, a fixação de tarifas, nem mecanismos de reajuste e revisão das mesmas. Desde a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as Geradoras somente podem vender sua energia para as distribuidoras por meio de leilões públicos conduzidos pela ANEEL e conduzidos pela CCEE. As geradoras podem vender sua energia a preços livremente negociados a comercializadoras, distribuidoras com mercado inferior a 500GWh/ano e consumidores livres, definidos como grandes clientes industriais que têm autonomia para adquirir energia diretamente da geradora.

3.9.2. Mecanismo de Realocação de Energia – MRE

O MRE é desenvolvido por um processo de cinco etapas que examina, primeiramente, a capacidade das usinas dentro da mesma região de satisfazer os níveis

de energia assegurada e, a seguir, considera o compartilhamento da geração excedente entre as diferentes regiões. As etapas do processo estão detalhadas abaixo:

1. É verificado se a produção total líquida de energia dentro do MRE alcança os níveis totais de energia assegurada dos membros do MRE como um todo;
2. Aferição se alguma companhia geradora gerou volumes acima ou abaixo de seus volumes de energia assegurada, conforme determinados pelo ONS;
3. Caso determinadas geradoras, participantes do MRE, tenham produzido acima de seus respectivos níveis de energia assegurada, o adicional da energia gerada será alocado a outras geradoras do MRE que não tenham atingido seus níveis de energia assegurada. Esta alocação do adicional da energia gerada, designada “energia otimizada”, é feita, primeiramente, entre as geradoras dentro de uma mesma região e, depois, entre as diferentes regiões, de forma a assegurar que todos os membros do MRE atinjam seus respectivos níveis de energia assegurada;
4. Se, após a etapa três acima ter sido cumprida, todos os membros do MRE atingirem seus níveis de energia assegurada (ou sua energia contratada, para aqueles membros do MRE que não tiverem contratado 100% de sua energia assegurada), e houver saldo de energia produzida, o adicional da geração regional líquida, designada “energia secundária”, deve ser alocado entre as geradoras das diferentes regiões. A energia será negociada pelo preço CCEE prevalecente na região em que tiver sido gerada;
5. Se, após a etapa quatro acima, todos os membros do MRE não tiverem atingido o nível de energia assegurada total do MRE, a energia faltante será paga pelos membros do MRE com base no preço de liquidação de diferenças - PLD.

As geradoras, membros do MRE, que produziram energia além de seus níveis de Energia Assegurada são compensados por custos variáveis de operação e manutenção e custos com o pagamento de royalties pelo uso da água, que correspondem a quase a totalidade do custo variável de geração de energia. As geradoras do MRE que não

tiverem gerado seus níveis de energia assegurada devem pagar tais custos às geradoras que produziram acima de seus respectivos níveis de energia assegurada.

Caso as geradoras do MRE em conjunto não tenham produção líquida suficiente para atingir os níveis de energia assegurada, mas as geradoras de energia termelétrica que não são membros do MRE gerem energia suficiente para evitar a necessidade de um racionamento, as geradoras do MRE deverão comprar de tais geradoras termelétricas a quantidade suficiente de energia para atingir seus respectivos níveis de energia assegurada no mercado local. O MRE tenta assegurar que todos os membros atinjam seus respectivos níveis de energia contratada, os quais, em geral, correspondem a 100% da energia assegurada. Assim sendo, se um membro do MRE não tiver a totalidade de sua energia assegurada contratada, o MRE assegurará que tal membro satisfaça seus compromissos contratuais, e não seus níveis de energia assegurada.

4. Pequenas Centrais Hidrelétricas

4.1. Contexto histórico

Até a primeira metade do século vinte, a modalidade de geração por meio de PCHs estava ligada, quase que exclusivamente, ao atendimento de sistemas isolados de pequenas indústrias ou mesmo prefeituras e seu desenvolvimento e empreendimento estavam ao encargo de industriais ou do poder público municipal.

O crescimento da demanda permitiu o setor elétrico iniciar um ciclo importante a partir de 1940, sendo que em 1941 existiam centenas de PCHs no Brasil, sendo elas as precursoras da matriz hidroenergética brasileira. A partir de então, iniciaram-se investimentos em grandes obras de geração, buscando economia de escala, sendo o modelo de PCH praticamente abandonado.

A partir da década de 80, iniciou-se um processo longo na tentativa de reorganizar e incentivar a criação de PCHs, sendo o Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PNPCH) um dos principais veículos do Ministério de Minas e Energia para o desenvolvimento de estudos, cursos e desenvolvimento do assunto.

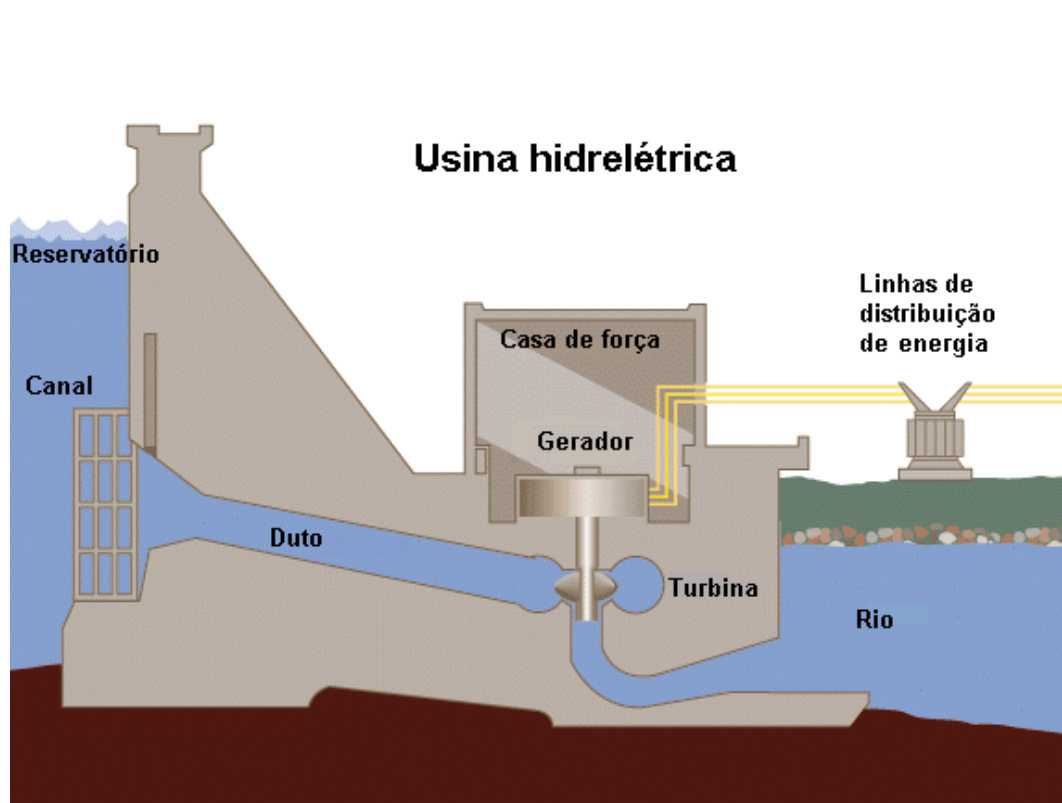


Figura 1 - Representação Esquemática de uma PCH

A primeira definição legal de PCH aparece na definição da legislação do setor elétrico de 1982 e estabelecia as seguintes características para tal empreendimento:

- Possuíssem barragens ou vertedouros com altura máxima de 10 metros;
- Não utilizassem túneis;
- Possuíssem estruturas hidráulicas para vazão de no máximo 20 m³/s;
- Fossem dotadas de unidades geradoras com potência de até 5 MW;
- Possuíssem potência total instalada de até 10 MW.

Mais recentemente, após algumas mudanças na legislação, o DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica estabeleceu outras características necessárias. Segundo a resolução nº 394 de 04 de dezembro de 1998, tais características são:

1. Potência igual ou superior a 1,0 MW e igual ou inferior a 30,0 MW;
2. Área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km²;
3. Cota d'água associada à vazão de cheia com tempo de recorrência de 100 anos.

Em 2003 a ANEEL alterou a necessidade de área do reservatório. Caso o limite de 13km² seja excedido, o empreendimento ainda será considerado PCH se forem atendidas duas condições:

1. Atender a seguinte inequação:

$$A \leq \frac{14,3 * P}{H_b}$$

Em que

A é a área do reservatório em km²;

P é a potência elétrica instalada em MW;

H_b é a queda bruta do aproveitamento em m.

2. Se o reservatório possuir dimensionamento baseado em outros objetivos que não o de geração de energia elétrica, tendo tal condição comprovada perante a Agência Nacional de Águas – ANA, aos comitês de bacias hidrográficas, aos órgãos de gestão de recursos hídricos e ambientais junto aos Estados.

Ao longo do tempo foram criados diversos subsídios e mecanismos que incentivam o investido em PCH, como a isenção de encargos setoriais e benefício de desconto nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica. A partir de 1998, o número de autorizações para PCHs teve um aumento considerável, chegando ao seu ápice com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).

4.2. Aspectos técnicos

O primeiro passo para o início de operação comercial de uma PCH é a estruturação de um consórcio ou de uma Sociedade de Propósito Específico (SPE). A SPE, mesmo não sendo imprescindível para o desenvolvimento do empreendimento, é necessária para poder absorver e assumir os riscos comerciais do projeto, dividindo, proporcionalmente às suas atividades, outros riscos associados e mesmo os riscos políticos envolvidos.

Um projeto de PCH deve levar em conta as seguintes premissas:

- a) Tipo de central quanto à capacidade de regularização do reservatório: a central pode ser de fio d'água (sem reservatório) ou com acumulação (com um pequeno reservatório).

- b) Tipo de central quanto ao sistema de adução: pode ser de adução por canal aberto mais tubulação de alta pressão ou adução de baixa pressão.
- c) Tipo de central quanto à potência e altura da queda: central com potência entre 1 e 30MW e queda de até 25m ou com queda de mais de 25m, que possuem maiores custos de transmissão e dificuldade de aprovação ambiental, porém utilizam turbinas de menor custo.

Entre as principais vantagens das PCHs, Carneiro (2010) enumerou:

- Possibilidade de maximização da TIR em virtude da outorga ser concedida via autorização, não onerosa;
- Baixo investimento inicial quando comparado a investimentos de geração de energia elétrica de grande porte;
- Custo da energia compatível com custo de grandes hidrelétricas;
- Baixo impacto ambiental em função das dimensões e impacto referente a reservatório de pequena extensão;
- Possibilidade de localização do empreendimento mais próximo da demanda, resultando em menores custos de transmissão e conexão;
- Obras civis de pequeno porte;
- Incentivo por meio de isenções de encargos setoriais;
- Menor tempo de desenvolvimento e construção;
- Linhas de financiamento incentivadas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e outras agências de fomento ao desenvolvimento, estatais e comerciais.

4.3. Construção

Tão importantes quanto os aspectos econômicos e financeiros a serem avaliados neste projeto são os aspectos institucionais e legais a serem considerados na realização do empreendimento. A seguir são listados os principais passos para o desenvolvimento do plano de negócios de uma PCH:

- a) Estruturação da SPE

Como já mencionado anteriormente, esta é a etapa inicial, uma vez que a SPE assumirá os riscos comerciais do projeto, visando proteger o patrimônio dos acionistas. A

existência de um forte pacote de seguro é de vital importância, assim como os acordos de acionistas e financeiros.

b) Registro para estudo e projeto (ANEEL)

O investidor do projeto deverá encaminhar à ANEEL os documentos necessários ao registro dos estudos para proceder ao desenvolvimento do projeto básico do empreendimento.

c) Obtenção da licença prévia no órgão ambiental

Deve-se apresentar ao órgão ambiental competente um relatório de avaliação preliminar, conhecido como RAP. É importante estar atento às restrições ambientais para início de qualquer processo de desenvolvimento de empreendimento de PCH, sendo que a equipe de meio ambiente deve ser a primeira a analisar as possibilidades, restrições, tarefas, obrigações e necessidades do projeto em questão.

d) Execução do estudo de viabilidade

Nesta fase, um projetista define o projeto de engenharia que atenda os requisitos técnicos e econômicos do investidor.

e) Definição da estrutura de capital, montagem do fluxo de caixa e obtenção da TIR

Esta etapa será o foco deste trabalho. Aqui se discute a estrutura de capital ótima para a empresa, juntamente com os agentes financeiros envolvidos. Também é realizado um modelo de fluxo de caixa abrangente, que componha os investimentos, receitas e despesas a serem incorridos no projeto. Com base na análise de fluxo de caixa, tem-se a TIR do empreendimento e os acionistas podem tomar a decisão de realizar ou não o projeto.

f) Obtenção da autorização de exploração (ANEEL)

Com a aprovação do projeto básico na ANEEL, obtém-se a autorização de exploração, que garante ao empreendedor a exclusividade sobre o empreendimento, estabelecendo prazos para a construção e entrada em operação da usina.

g) Obtenção da licença de operação

Sem a licença de operação não é permitido o comissionamento das máquinas e é a etapa final do projeto. O comissionamento é o conjunto de atividades, testes e ensaios de campo realizados em todas as estruturas civis e em cada equipamento ou sistema ao final da implementação da construção da PCH. Tem por finalidade a verificação da conformidade de todos os equipamentos e sistemas.

5. Características, Premissas e Cenários

5.1.O Projeto

A análise de investimento em PCH a ser estudada neste trabalho terá algumas características baseadas em uma PCH já construída, de modo que os aspectos técnicos do empreendimento, como tipo de turbina, fator de carga, localização sejam conhecidos e a análise possa ser focada nas variáveis a serem sensibilizadas no projeto financeiro e na decisão de investimento.

A PCH escolhida para a utilização de algumas de suas características no projeto a ser estudado é a PCH Rondonópolis, operada pela Tractebel Energia. Tal escolha foi motivada por a Tractebel ser uma empresa negociada em bolsa de valores no Brasil, portanto existem informações disponíveis sobre as características técnicas de seus projetos e por a construção da PCH ter sido finalizada em um período razoavelmente recente, em meados de 2007. Cabe ressaltar aqui que as características a serem aproveitadas da PCH Rondonópolis são apenas os aspectos técnicos, como tamanho do reservatório, capacidade de geração e fator de carga; localização (que irá afetar o custo da TUST) e o cenário base da necessidade de investimento (que será sensibilizado de modo a representar diferentes cenários de custos para o empreendedor). As demais premissas do projeto, como custos operacionais, preço e quantidade de energia vendida serão justificadas nos tópicos a seguir.

A PCH Rondonópolis teve seu início de construção em junho de 2005 e seu término em julho de 2007, com a entrada em operação das três turbinas em dezembro de 2007. É localizada na cidade de Rondonópolis, no estado de Mato Grosso.



Figura 2 - Localização da PCH Rondonópolis

:S.

→ RESERVATÓRIO	
Área de drenagem	1.766 Km ²
Área total	0,024 Km ²
Volume total	72.000 m ³
→ ENERGIA E POTÊNCIA	
Queda de referência	60,50m
Vazão de engolimento	50,25 m ³ /s
Potência instalada	26,6MW
Geração anual média	118.363 MWh
→ CASA DE FORÇA	
Tipo	Semi-abrigada
Turbinas - Tipo	Francis horizontal
Turbinas - Nº de unidades	3
Turbinas - rendimento máximo	90,90%
Gerador - Fator de potência	0,9
Gerador - Rendimento Máximo	97%

Tabela 6 - Características Técnicas da PCH Rondonópolis

Fonte: Tractebel Energia

→ VERTEDOIRO	
Tipo	Superfície - Soleira livre
Vazão máxima	310 m³/s
Comprimento total da estrutura	35 m
Sobreelevação máxima	2,4 m

→ BARRAGEM	
Ombreira direita - Seção tipo	Concreto convencional
Ombreira direita - Comprimento de crista	9,45 m
Ombreira esquerda - Seção tipo	Concreto convencional
Ombreira direita - Comprimento de crista	18,7 m

→ ENTRADA EM OPERAÇÃO	
Unidade 1	dez/07
Unidade 2	dez/07
Unidade 3	dez/07

→ LICENÇA AMBIENTAL DE OPERAÇÃO	
Validade	abril/2013

Tabela 7 - Características Técnicas da PCH Rondonópolis - parte II

Fonte: Tractebel Energia

Quanto às características de PCHs propostas anteriormente, podemos enquadrar a PCH Rondonópolis como central de pequeno reservatório, adução de canal aberto e potência entre 1 e 30 MW com queda maior de 25m. Como a PCH deste estudo será baseado em alguns dos aspectos técnicos da PCH Rondonópolis, o novo projeto será denominado PCH Rondonópolis II.

5.2.Premissas do Projeto

As principais premissas, tanto operacionais quanto financeiras, para construção do modelo de fluxo de caixa para o projeto da Rondonópolis II serão discutidas neste capítulo, sempre fundamentadas em aspectos práticos ou de construção de outros projetos semelhantes ou de estudos e informações técnicas do setor.

5.2.1. Período da Concessão

No caso de PCHs, diferentemente de grandes projetos de geração, a ANEEL não requer a realização de licitação para concessão do aproveitamento hidrelétrico. A participação de projetos de PCH nos leilões é apenas para a comercialização da energia. Portanto, diferentemente de novos grandes projetos de geração que têm duração de concessão para aproveitamento de recursos hídricos de 35 anos, devendo ser renovados por meio de nova licitação, a duração da concessão para geração de energia de PCHs é indefinida.

No caso da concessão ambiental, a mesma tem duração de aproximadamente seis anos, como observado na PCH Rondonópolis, porém sua renovação está condicionada apenas à aprovação da ANEEL de que o projeto continua enquadrado e respeitando às condições de preservação do meio ambiente estabelecidas no início do projeto.

Para efeitos de projeção de fluxos de caixa e cálculo de TIR, consideraremos uma projeção de 30 anos, em linha com o período de duração de contratos de venda de energia em leilão, para o mercado cativo, realizados recentemente.

5.2.2. Capacidade Instalada e Fator de Carga

Assim como a PCH Rondonópolis, a PCH Rondonópolis II terá capacidade instalada de 26,6 MW e energia assegurada de 14 MW, o que representa um fator de carga de aproximadamente 53%. O fator de carga é determinado pela ANEEL de acordo com a demanda projetada para o sistema, portanto o empreendedor não possui flexibilidade na determinação de tal característica. Serão consideradas perdas de 1% na geração de energia, em linha com outros projetos de geração registrados pela Tractebel Energia.

5.2.3. Necessidade de Investimentos

No setor de energia elétrica, a métrica mais utilizada para se medir investimentos em novos projetos de geração é capital investido dividido pela capacidade de geração,

em MW. Este número é também conhecido como Investimento/MW. Neste ponto, projetos de PCH muitas vezes são menos eficientes que projetos de grande porte de geração de energia, devido à diluição de custos administrativos, melhores negociações com fornecedores e maior eficiência operacional na construção de grandes usinas. No entanto, algumas grandes usinas enfrentam grandes custos de desapropriação ambiental, dentre outros, devido à grande área alagada para o reservatório, fazendo com que muitas vezes tal investimento necessário seja muito alto.

Segundo diversas fontes³, o investimento/MW necessário para a construção de uma pequena central hidrelétrica gira em torno de R\$ 4 milhões/MW até R\$ 6 milhões/MW. Por exemplo, segundo informações da Tractebel Energia, o investimento realizado na PCH Rondonópolis foi de aproximadamente R\$ 105 milhões, divididos da seguinte maneira: R\$52,5 milhões nas obras civis, R\$ 21 milhões na aquisição de turbinas e geradores, R\$ 16 milhões na aquisição de equipamentos elétricos e conexão da linha de transmissão, R\$ 11 milhões relativos à aquisição de equipamentos hidromecânicos como comportas e grades e R\$4,5 milhões são outros custos. A tabela a seguir fornece a quebra de custos detalhada do projeto:

Investimento	Percentual do Total
Obra Civil	50%
Turbina e Gerador	20%
Equipamentos elétricos e linha de transmissão	15%
Equipamentos hidromecânicos	10%
Outros gastos	5%
Total	100%

Tabela 8 - Quebra de Investimentos na PCH Rondonópolis

Fonte: Autor

Dada a capacidade instalada de 26,6 MW, o investimento total representa um Investimento/MW de aproximadamente R\$ 4 milhões/MW. Como comparação, a usina de Jirau com capacidade instalada de 3.450MW e que irá entrar em operação em março de 2012 teve seu investimento orçado em R\$ 8,7 bi o que representa um

³ APMPE (Associação de Pequenos e Médios Produtores de Energia), Tractebel Energia, ERSa Energias Renováveis S.A., Renova Energia – Informação obtida diretamente com as empresas.

Investimento/MW de aproximadamente R\$2,5 milhões/MW. O investimento será desembolsado de forma linear durante o período de construção da PCH, de 2 anos.

Como cenário base, será considerado um investimento de R\$ 4,5 milhões/MW, valor intermediário em relação aos valores fornecidos pelas empresas. Esse valor será sensibilizado em outros três diferentes cenários de modo a verificar a viabilidade do projeto para a faixa de investimento/MW fornecida pelas diferentes empresas consultadas.

Investimentos	Cenário Base	Cenário Alternativo I	Cenário Alternativo II	Cenário Alternativo III
Investimento (MM R\$/MW)	5,0	4,0	5,5	6,0

Tabela 9 - Cenários de Investimento/MW

Fonte: Autor

5.2.4. Custos Operacionais

Os principais custos e despesas operacionais na operação de uma pequena central hidrelétrica são: custos de operação e manutenção (O&M), despesas gerais e administrativas e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUST).

Os custos de O&M variam de acordo com o tamanho do projeto, portanto é uma prática comum estimá-los em função da energia gerada (MWh). Já as despesas gerais e administrativas são comumente estimadas em função da receita bruta do projeto. A TUST é paga de acordo com o sistema de transmissão ao qual o projeto gerador está conectado. No caso da PCH Rondonópolis II é o custo de se conectar a rede de transmissão localizada no Mato Grosso.

Os valores para os custos do projeto foram estimados com base em informações da empresa Renova Energia. Segundo a companhia, custos de O&M para um projeto novo de PCH na região do Mato Grosso são estimados por volta de R\$11/MWh, reajustados de acordo com o IGP-M. A Renova Energia também estima despesas gerais e administrativas para a operação de seus novos projetos de pequenas centrais hidrelétricas em torno de 1,5% da receita bruta. Segundo informações da companhia, a TUST para o sistema de transmissão do Mato Grosso está por volta de R\$3 KWh/mês,

valor este também reajustado pelo IGP-M ao longo do tempo. A tabela a seguir resume os custos e despesas de operação da pequena central hidrelétrica:

Tipo de Custo/Despesa	Estimativa de Valor
O&M	R\$ 11/MWh, reajustado a IGP-M
Despesas Gerais e Administrativas	1,5% da Receita Bruta
TUST	R\$ 3/Kwmês, reajustado a IGP-M

Tabela 10 - Resumo dos Custos a Serem Incorridos

Fonte: Autor

5.2.5. Venda de Energia (Mercado Livre e Regulado – Quantidade e Preço)

Segundo a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), o último leilão de fontes de energia alternativa foi realizado em 26/08/2010, o 2º Leilão de Fontes Alternativas (A-3). Neste leilão foram contratados 714,3 MW médios, a um preço médio para PCHs de R\$ 147,00 (contrato com duração de 30 anos) e de R\$ 134,23 (contrato com duração de 20 anos) para eólicas e biomassa. O preço de energia mínimo que o empreendedor pode oferecer no mercado cativo de modo a compensar o custo de capital do projeto será o resultado a ser encontrado para cada um dos cenários.

As variáveis a serem analisadas aqui serão: a quantidade de energia vendida no mercado livre e no mercado cativo e o preço de energia a ser conseguido no mercado livre, pois este último varia de acordo com cada contrato individual estabelecido entre gerador e consumidor. De acordo com a Tractebel Energia, os preços mais recentes de contratos no mercado livre têm estado por volta de de 100-120 R\$/MW.

Serão analisados quatro possíveis cenários, suas possíveis implicações para a atratividade do projeto para o investidor e também uma comparação entre os mesmos:

	Cenário Base	Cenário Alternativo I	Cenário Alternativo II	Cenário Alternativo III
Preço da energia no mercado livre (R\$/MW)	120	110	105	100
% da energia vendida no mercado cativo	80%	100%	20%	50%
% da energia vendida no mercado livre	20%	0%	80%	50%

Tabela 11 - Cenários de preços/quantidade de energia

Fonte: Autor

Apesar de os preços dos recentes contratos com consumidores livres estarem por volta de R\$120/MW (Fonte: Tractebel Energia), menor do que os R\$147/MW conseguidos no mercado cativo, a venda de energia para consumidores livres de classe A4 (consumo entre 500 e 3 mil MW) propicia redução de 50% na TUST para o agente gerador, o que impacta positivamente a taxa interna de retorno do projeto e a geração de caixa.

5.2.6. Impostos e Encargos

Sobre a receita bruta de um empreendimento de PCH, os principais tributos incidentes são: a taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica, ICMS, PIS, COFINS e encargos de transmissão (TUST). A TUST, no entanto, não é definida como um percentual da receita bruta, e sim um valor pago para cada linha de transmissão a que o projeto gerador está conectado de acordo com a geração de energia. Para efeitos de cálculo, a TUST será considerada como custo operacional. Sobre o resultado após despesas operacionais e custo dos produtos vendidos, incidem imposto de renda e contribuição social sobre lucro líquido (CSSL). Outros tributos importantes no setor de energia elétrica que não incidem sobre o projeto de PCH são: compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH) e a conta de consumo de combustíveis (CCC), que não incidem sobre projetos de geração de energia com menos de 30 MW, como já mencionado anteriormente. A seguir serão detalhados cada um dos tributos mencionados.

5.2.7. Tributos e encargos sobre receita bruta

Anteriormente à Lei Complementar 87 de 1996, também conhecida como “Lei Kandir”, projetos de geração de energia não eram onerados com ICMS. No entanto, a referida lei configura que qualquer atividade de geração de energia elétrica voltada à comercialização estará sujeita ao ICMS. Apesar de as alíquotas do ICMS serem diferentes para cada estado, os preços de energia divulgados nos leilões no mercado cativo já são divulgados livres do imposto, assim como os de venda para o mercado livre. Portanto, o preço de venda de energia já será considerado líquido deste encargo.

Contribuem com o PIS pessoas jurídicas de direito privado, incluindo empresas prestadoras de serviços, empresas públicas e sociedades de economia mista. A partir da Lei 9.718/98, a base de cálculo da contribuição é a totalidade das receitas auferidas pela pessoa jurídica, sendo irrelevante o tipo de atividade exercida. No caso de geração de energia elétrica, o PIS é de 1,65%.

A contribuição para financiamento da seguridade social (COFINS) também é regida pela lei 9.718/98, sendo contribuintes as pessoas jurídicas de direito privado em geral. A base de cálculo também é a totalidade das receitas auferidas pela pessoa jurídica e sua alíquota é de 7,6% (a partir de 01/02/2004).

A taxa de fiscalização de energia elétrica foi estabelecida pela Lei 9.427/96 e institui pagamento tanto para empreendimentos de geração quanto de distribuição e transmissão. Para empreendimentos de geração, o Artigo 12 da Lei mencionada institui o pagamento de acordo com a seguinte fórmula:

$$TFg = P \times Gu$$

Em que TFg é a tarifa de fiscalização a ser cobrada, P é a potência instalada da usina e Gu é 0,5% do valor da tarifa de energia. No entanto, a receita a ser auferida está baseada na energia vendida, que é função da potência assegurada e não da potência instalada. No caso estudado, para ser encontrada a TFg em função da receita bruta, pode-se usar a seguinte fórmula:

$$TFg = Rb \times \frac{P}{Pa} \times 0,5\%$$

Em que Rb é a receita bruta e Pa é a potência assegurada. Para a PCH Rondonópolis II, objeto de nosso estudo, em que P é 26,6 MW e Pa é 14 MW, a TFg é de aproximadamente 0,95% da receita bruta do empreendimento.

5.2.8. Tributos e encargos sobre o resultado após despesas

A contribuição social sobre o lucro líquido possui como base de cálculo o valor do resultado do exercício antes da provisão para o imposto de renda e sua alíquota é de 8%. Já o imposto de renda de pessoas jurídicas é determinado trimestralmente, com alíquota básica de 10% para projetos de geração de energia via PCH.

Um resumo dos tributos e encargos que incidem sobre o projeto pode ser visto na tabela seguinte:

Encargos sobre Receita Bruta	Alíquota
PIS	1,65%
COFINS	7,60%
TFg	0,95%
Total	10,2%
Encargos sobre Resultado	Alíquota
Imposto de Renda	10,00%
CSSL	8,00%
Total	18,00%

Tabela 12 - Principais Encargos e Tributos

Fonte: Autor

5.2.9. Estrutura de Capital e Custo da Dívida

A estrutura de capital, relação dívida/patrimônio ou D/E, é uma importante variável a ser considerada pelo empreendedor de um projeto de PCH. Se o custo da dívida (k_d) é menor do que o custo de capital (k_e) é desejável para o empreendedor que a relação D/E seja a maior possível de modo a dar um maior peso para a parcela do k_d no cálculo da taxa de desconto (WACC), maximizando o valor da empresa. No entanto, tal estratégia encontra alguns problemas:

- O agente financiador geralmente coloca algumas restrições para o tomador, como limite máximo de alavancagem financeira, relação dívida líquida/LAJIDA ou índice de cobertura de juros menor que determinado valor;
- Empresas extremamente alavancadas financeiramente podem enfrentar sérios problemas em períodos de diminuição de suas vendas, incapacitando-as de pagar a parcela principal ou juros de sua dívida;
- Quanto mais alavancada é a companhia, o agente financiador a vê como mais arriscada, portanto pode exigir taxas de juros mais elevadas em uma possível rolagem da dívida.
- O beta da empresa (e conseqüentemente seu custo de capital k_e) é função da alavancagem, portanto não necessariamente maximizar a relação D/E minimiza o WACC da companhia.

Devido aos riscos citados acima, a relação Dívida/Patrimônio será uma das variáveis a serem sensibilizadas no estudo, assumindo diferentes cenários desde o valor máximo permitido pelo doador do empréstimo até o financiamento com 100% de capital próprio do empreendedor.

Como principais instituições financeiras fornecedoras de empréstimos para a construção de PCHs podem ser citadas o BNDES (Banco Nacional do Desenvolvimento) e os bancos privados. O BNDES aprovou em agosto de 2010⁴ as novas condições para financiamento de pequenas centras hidrelétricas:

- O empreendedor pode financiar até 80% dos custos do empreendimento;
- A taxa de juros cobrada é a TJLP (atualmente em 6%) acrescida de um *spread* de 1% a 3%, segundo avaliação do banco;
- O prazo de amortização foi de 14 para 16 anos.

Como alternativa ao BNDES, o empreendedor pode obter o financiamento para a construção do empreendimento com bancos privados, como Itaú, Santander, Bradesco, Citibank dentre outros. Esses bancos financiam projetos desse tipo principalmente na modalidade *project finance*. No entanto tal tipo de fonte ainda é muito incipiente no país (Carneiro, 2010), sendo tal fato inclusive alvo de reclamações de muitos empreendedores em pequenas centrais hidrelétricas. Para o estudo a ser desenvolvido, portanto, será considerada apenas a linha de financiamento do BNDES ao custo de TJLP+3% (9%) e a variável a ser sensibilizada será a relação Dívida/Patrimônio, de acordo com a tabela a seguir:

	Cenário Base	Cenário Alternativo I	Cenário Alternativo II	Cenário Alternativo III
Dívida/Patrimônio	80%	55%	30%	0%
Custo da Dívida	9%	9%	9%	9%

Tabela 13 - Estrutura de Capital e Custo da Dívida

Fonte: Autor

⁴ Fonte: Agência Estado

5.2.10. Custo de Capital

Para o cálculo do custo de capital, será utilizado o modelo CAPM – *Capital Assets Pricing Model*, como já mencionado na revisão bibliográfica anteriormente. A equação do CAPM é:

$$k_e = R_F + [\beta * (k_m - R_F)] + \varepsilon$$

em que K_e é o custo do capital, R_f é a taxa livre de risco da economia norte-americana, β é uma medida relativa de risco não diversificável, $K_m - R_f$ é o prêmio de risco do mercado e ε , em no modelo a ser utilizado, é o “ruído”, de modo a ajustar as perspectivas da economia norte-americana (usada na taxa livre de risco) à realidade brasileira.

A definição de cada uma das variáveis no modelo a ser utilizado é a seguinte:

- R_f = taxa livre de risco da economia americana. É comumente medida pelo retorno de uma Letra do Tesouro dos Estados Unidos. Será utilizada a taxa da TIPS (*Treasury Inflation-Protected Securities*) com vencimento em 2029, que oferece uma taxa de retorno real (protegida da inflação) e é a mais líquida dentre as TIPS de longo prazo, portanto seu valor não é distorcido por baixa liquidez. A taxa da TIPS-2029 cotada em 30/08/2010 é de 1,4% a.a. A esse valor será acrescida a inflação de longo prazo para a economia dos Estados Unidos, calculada como sendo de 2,5% pelo economista-chefe da Kinea Investimentos.
- β = No caso de um projeto como a construção de uma pequena central hidrelétrica, não é possível obter um β de projetos anteriores, pois tais ativos não são negociados em bolsa e, portanto, não possuem cotações diárias de mercado. Portanto o β pode ser calculado tomando como base empresas negociadas em bolsa que estejam engajadas em atividades de geração de energia, assim como o projeto analisado. A tabela a seguir fornece os β s para as empresas geradoras de energia em bolsa:

Empresa	Beta
CESP	0.80
Energias do Brasil	0.60
AES Tietê	0.55
Tractebel	0.53
Média	0.62

Tabela 14 - Betas de Empresas de Geração de Energia Abertas

Fonte: Bloomberg

Analisando os β s da tabela anterior percebe-se que o da CESP é maior do que a média do setor por a empresa ser estatal, refletindo um prêmio de risco pela participação do Estado na companhia. Resta escolher uma das outras empresas para ser tomada como base. A escolhida será a Tractebel Energia visto que é a única que possui unicamente projetos de geração de energia, não possuindo projetos de transmissão e distribuição, que possuem riscos diferentes.

No entanto, o β da Tractebel também é função de sua estrutura de capital. Portanto, é necessário desalavancá-lo e depois realavancá-lo de acordo com a estrutura do projeto da PCH. A fórmula para desalavancagem do β é:

$$\beta_{\text{desal}} = \beta_{\text{empresa}} * \left[\frac{1}{1 + \left((1 - t) * \frac{D}{E} \right)} \right]$$

Em que β_{desal} é o β desalavancado procurado, β_{empresa} é o β da companhia no mercado, t é a alíquota de imposto para a companhia e D/E é a relação dívida sobre patrimônio daquela empresa, no caso a Tractebel. Portanto, substituindo as variáveis por informações da Tractebel para o segundo trimestre de 2010, temos:

$$\beta_{\text{desal}} = 0,6 * \left[\frac{1}{1 + \left((1 - 0,34) * 0,73 \right)} \right] = 0,36$$

O próximo passo é, então, realavancar o β de acordo com a estrutura de capital e alíquota de imposto do projeto estudado. A alíquota de impostos para a PCH estudada é de 18%, como já mencionado em itens anteriores. Como a relação Dívida/Patrimônio é uma das variáveis do estudo, podemos encontrar o β_{PCH} em função dessa relação:

$$\begin{aligned}\beta_{PCH} &= \beta_{desal} * \left(1 + \left((1 - t) * \frac{D}{E} \right) \right) = 0,36 * \left(1 + 0,72 * \frac{D}{E} \right) \\ &= 0,36 + 0,26 * \frac{D}{E}\end{aligned}$$

- $(K_m - R_f)$ é o prêmio de risco por investir em um ativo mais arriscado que a taxa livre de risco. Atualmente, o prêmio calculado com data base 01/09/2010 para o S&P 500 é de 5,1% (Damodaran, 2010), que será utilizado no modelo.
- ε é o “ruído” do modelo, a variável utilizada para ajustar a realidade da economia americana à economia brasileira. A variável ε corresponde à soma do risco país para o Brasil e o diferencial de inflação entre a economia norte-americana e a brasileira, dado que o modelo será construído em valores nominais. Para referencial de risco país, será utilizado o EMBI (*Emerging Markets Bond Index*) Brasil, que é uma medida do retorno de títulos da dívida do Brasil com relação a títulos da dívida dos EUA. O EMBI Brasil fornecido pela Bloomberg em 30/08/2010 é de 2,3%. Com relação ao diferencial de inflação de longo prazo, será utilizada a inflação de longo prazo projetada para a economia brasileira por economistas de mercado (Relatório Focus – IPCA 2011: 4,5%) e para a economia americana será utilizada a projeção do economista-chefe da Kinea Investimentos, de 2,5%. Portanto o diferencial de inflação é de 2% no longo prazo.
- Dispondo de todas as variáveis, podemos calcular o custo de capital para o investidor no projeto de PCH a ser analisado, como função do beta:

$$K_e = 3,9\% + \beta * (5,1\%) + 2\% + 2,3\% = 8,2\% + \beta * (5,1\%)$$

5.2.11. Premissas Macroeconômicas

As principais premissas macroeconômicas necessárias para a construção do modelo são projeções de inflação e taxas de juros para este ano e no longo prazo, que irão influenciar no custo da dívida da companhia e no reajuste dos preços de seus contratos. As projeções têm como fonte a mediana das expectativas de economistas de mercado, segundo o relatório FOCUS, publicado pelo Banco Central todas as segundas-

feiras. A tabela abaixo fornece as projeções a serem utilizadas no modelo e têm como referência o relatório FOCUS de 10/09/2010:

Premissas Macroeconômicas/Custo da Dívida		
	2010	Longo Prazo
IGPM	8.8%	4.5%
IPCA	5.0%	4.5%
TJLP	6.0%	6.0%
SELIC	10.0%	11.0%

Tabela 15 - Projeções Macroeconômicas

Fonte: Relatório FOCUS/Banco Central

5.3. Resumo dos Cenários

As tabelas a seguir fornecem um resumo das premissas fixas e variáveis do projeto a ser analisado:

Premissa	Valor	Unidade
Premissas Operacionais		
Capacidade Instalada	26,6	MW
Fator de Carga	53,0%	-
Energia Assegurada	14,1	MW
Duração das Obras	2	anos
Período da Concessão	30	anos
Premissas de Custos		
O&M	11	R\$/MW
Despesas Gerais e Administrativas	1,5%	% da receita bruta
TUST	3	Kw.mês
Custo da Dívida	9,0%	a.a. % do saldo devedor
Premissas de Impostos		
PIS/COFINS	10,2%	% da receita bruta
Imposto de Renda	18,0%	% do lucro antes de impostos
Premissas Macroeconômicas		
IGPM	4,5%	a.a.
IPCA	4,5%	a.a.
TJLP	6,0%	a.a.
SELIC	11,0%	a.a.

Tabela 16 - Premissas Fixas

Fonte: Diversos/Autor

Variável	Unidade	Cenário Base	Cenário Alternativo I	Cenário Alternativo II	Cenário Alternativo III
Investimento	MM R\$/MW	5,0	4,0	5,5	6,0
Preço da Energia no Mercado Livre	R\$/MWh	120	110	105	100
% de Energia Vendido no Mercado Livre	-	20%	0%	80%	50%
% de Energia Vendido no Mercado Cativo	-	80%	100%	20%	50%
Dívida/Patrimônio	-	80%	55%	30%	0%
Beta Realavancado	-	0,59	0,55	0,44	0,36
Custo de Capital	-	11,2%	10,8%	10,5%	10,0%
WACC	-	8,1%	8,9%	9,5%	10,0%

Tabela 17 - Variáveis a Serem Sensibilizadas

Fonte: Diversos/Autor

Cabe ressaltar aqui que, embora os cenários alternativos para cada variável estejam todos organizados em uma mesma coluna na Tabela 17, eles são independentes entre si. Tal disposição é apenas para facilitar a visualização. Cada variável em cada cenário alternativo será sensibilizada com relação ao cenário base.

6. Análise dos Cenários

Neste tópico serão analisados os diferentes cenários propostos anteriormente e para cada um deles será calculado o preço mínimo de venda de energia no mercado cativo que torna o projeto viável para o empreendedor, ou seja, o preço que torna o custo ponderado de capital (WACC) igual à TIR. Também será analisado o valor da companhia e a TIR do empreendimento para o caso do último leilão de energia de fontes alternativas, que ocorreu em agosto/2010, sendo o preço da energia para as PCHs participantes de R\$147/MWh.

6.1.Cenário Base

O primeiro cenário analisado será aquele a ser considerado como base para avaliação dos outros cenários propostos. Nele as variáveis propostas são as seguintes:

	Cenário Base							
Variável	Investimento	Preço da Energia no Mercado Livre	% de Energia Vendida no Mercado Livre	% de Energia Vendida no Mercado Cativo	Dívida/Patrimônio	Beta Realavancado	Custo de Capital	WACC
Unidade	MM R\$/MW	R\$/MWh	-	-	-	-	-	-
Valor	5,0	120	20%	80%	80%	0,59	11,2%	8,1%

Tabela 18 - Variáveis do Cenário Base

Fonte: Autor

Considerando primeiramente para este cenário o preço de R\$ 147/MWh, obtido pelas PCHs no último leilão regulado organizado em 2010, temos a seguinte estrutura de receitas e custos para os 7 primeiros anos da PCH Rondonópolis II, a partir do início da construção:

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7
Capacidade (MWh)	-	-	-	123	123	123	123	123
Entrada em Operação				100%	100%	100%	100%	100%
Vendas	-	-	-	123	123	123	123	123
Perdas	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Vendas Líquidas	-	-	-	121	121	121	121	121
- ACR	-	-	-	97	97	97	97	97
- ACL	-	-	-	24	24	24	24	24
Preço				162	169	176	184	193
- ACR	147	154	161	168	175	183	191	200
- ACL	120	125	131	137	143	150	156	163
Receita Bruta	-	-	-	19.619	20.502	21.425	22.389	23.396
- ACR	-	-	-	16.294	17.027	17.793	18.594	19.431
- ACL	-	-	-	3.325	3.475	3.631	3.795	3.965
Deduções	-	-	-	(2.001)	(2.091)	(2.185)	(2.284)	(2.386)
Receita Líquida	-	-	-	17.618	18.411	19.239	20.105	21.010
COGS e G&A	-	-	-	(4.824)	(4.921)	(5.023)	(5.129)	(5.240)
EBITDA	-	-	-	15.454	16.149	16.876	17.636	18.429
Margem EBITDA				88%	88%	88%	88%	88%

Tabela 19 - Receitas e Custos para o Cenário Base com R\$ 147/MW

Fonte: Autor

O demonstrativo de resultados para os mesmos sete primeiros anos é o demonstrado a seguir:

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7
Receita Bruta	-	-	-	19.619	20.502	21.425	22.389	23.396
Deduções	-	-	-	(2.001)	(2.091)	(2.185)	(2.284)	(2.386)
Receita Líquida	-	-	-	17.618	18.411	19.239	20.105	21.010
COGS e SG&A	-	-	-	(4.824)	(4.921)	(5.023)	(5.129)	(5.240)
EBIT	-	-	-	12.794	13.489	14.216	14.976	15.769
EBITDA	-	-	-	15.454	16.149	16.876	17.636	18.429
Margem EBITDA	-	-	-	-	-	88%	88%	88%
Despesas Financeiras	-	-	-	(9.576)	(8.938)	(9.363)	(9.181)	(8.987)
EBT	-	-	-	3.218	4.552	4.853	5.795	6.783
Impostos	-	-	-	(579)	(819)	(874)	(1.043)	(1.221)
Lucro Líquido	-	-	-	2.639	3.733	3.979	4.752	5.562
Margem Líquida	-	-	-	15%	20%	21%	24%	26%

Tabela 20 - Demonstrativo de Resultados para o Cenário Base com R\$ 147/MWh

Fonte: Autor

Das tabelas anteriores, podemos inferir que a margem EBITDA (*Earnings Before Interest Taxes Depreciation and Amortization* – Lucro antes de Juros, Impostos,

Depreciação e Amortização) se mantém constante ao longo do tempo, enquanto a margem líquida aumenta de acordo com a amortização da dívida ao longo dos anos.

O fluxo de caixa livre para a firma, seu valor presente e a taxa interna de retorno do projeto podem ser vistos nas tabelas seguintes:

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EBIT	-	-	-	12.794	13.489	14.216	14.976	15.769	16.599	17.465	18.371
Impostos	-	-	-	2.303	2.428	(2.559)	(2.696)	(2.838)	(2.988)	(3.144)	(3.307)
NOPLAT	-	-	-	15.097	15.918	11.657	12.280	12.931	13.611	14.321	15.064
Depreciação	-	-	-	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660
Capital de Giro	-	-	-	-	-	(128)	(9)	(9)	(10)	(10)	(11)
CAPEX	-	(66.500)	(66.500)	-	-	-	-	-	-	-	-
FCFF	-	(66.500)	(66.500)	17.757	18.578	14.190	14.931	15.581	16.261	16.971	17.713
FCD	-	(61.490)	(56.858)	14.039	13.581	9.592	9.332	9.005	8.690	8.386	8.094

Ano	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EBIT	19.317	20.306	21.340	22.420	23.548	24.728	25.960	27.248	28.594	30.000	31.470
Impostos	(3.477)	(3.655)	(3.841)	(4.036)	(4.239)	(4.451)	(4.673)	(4.905)	(5.147)	(5.400)	(5.665)
NOPLAT	15.840	16.651	17.499	18.384	19.310	20.277	21.287	22.343	23.447	24.600	25.805
Depreciação	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660
Capital de Giro	(11)	(12)	(12)	(13)	(13)	(14)	(15)	(15)	(16)	(17)	(18)
CAPEX	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FCFF	18.489	19.299	20.146	21.031	21.956	22.923	23.933	24.988	26.091	27.243	28.448
FCD	7.812	7.540	7.278	7.025	6.781	6.547	6.320	6.102	5.891	5.688	5.492

Ano	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EBIT	33.006	34.611	36.288	38.041	39.872	41.786	43.786	45.876	48.060	50.343	52.728
Impostos	(5.941)	(6.230)	(6.532)	(6.847)	(7.177)	(7.521)	(7.882)	(8.258)	(8.651)	(9.062)	(9.491)
NOPLAT	27.065	28.381	29.756	31.193	32.695	34.265	35.905	37.619	39.410	41.281	43.237
Depreciação	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660
Capital de Giro	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)	(28)
CAPEX	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FCFF	29.706	31.022	32.396	33.832	35.333	36.902	38.541	40.254	42.043	43.914	45.868
FCD	5.303	5.120	4.944	4.775	4.611	4.453	4.300	4.153	4.011	3.874	3.741

NPV	84.131
TIR	13,4%

Tabela 21 - Fluxo de Caixa Livre para a Firma para o Cenário Base com R\$ 147/MWh

Fonte: Autor

Para este cenário, temos uma taxa interna de retorno de 13,4% que, se comparada ao WACC de 8,1%, mostra que o preço de R\$ 147/MWh torna o projeto viável para o empreendedor. Neste caso, temos um valor presente dos fluxos de caixa de R\$ 84,1 milhões, que é o valor do projeto.

Indicadores de rentabilidade e endividamento para este projeto podem ser vistos na tabela a seguir:

Indicadores	Ano 1	Ano 15	Ano 30
Rentabilidade			
Margem líquida	15%	67%	156%
Margem EBITDA	88%	88%	88%
Retorno sobre Ativo	2,1%	14,6%	12,2%
Retorno sobre Patrimônio	9,8%	16,6%	12,3%
Endividamento			
Dívida Líquida/EBITDA	6,7	-0,9	-13,6
Índice de Cobertura de Juros	1,3	-29,0	-0,8

Tabela 22 - Indicadores de Rentabilidade e Endividamento

Fonte: Autor

Da tabela 22, percebe-se que a margem EBITDA é constante ao longo do projeto, devido à natureza constante de seus custos. A margem líquida cresce ao longo do tempo, saindo de 15% no primeiro ano de operação da PCH até 156% no último ano de operação, conforme a dívida vai sendo amortizada e o caixa cresce, representando ganhos de juros sobre seu acúmulo. Retorno sobre patrimônio e retorno sobre ativo crescem conforme o lucro líquido cresce, no entanto são menores na parte final do contrato de energia, devido ao crescimento do caixa gerado.

Em relação aos indicadores de endividamento, o índice dívida líquida/EBITDA é de relativamente alto no início do projeto (6,7x). No entanto, conforme a empresa gera caixa, a dívida líquida se transforma em caixa líquido, caindo para valores negativos ao longo do tempo. O índice de cobertura de juros (lucro antes de juros e impostos dividido pela despesa financeira) se comporta de forma semelhante, se tornando negativo a partir do momento que a empresa tem receita financeira maior que a despesa financeira.

A segunda parte da análise neste cenário consiste em encontrar qual o valor mínimo que o empreendedor pode aceitar no mercado cativo de modo a tornar o projeto viável. Esse preço é o valor que torna a TIR do projeto igual ao seu custo médio ponderado de capital. Sensibilizando essa variável no modelo financeiro da companhia, temos que o valor mínimo da energia no mercado cativo que viabiliza o projeto é de R\$ 80,35/MWh. O fluxo de caixa para esse cenário pode ser visto nas tabelas seguintes:

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EBIT	-	-	-	6.271	6.673	7.093	7.531	7.990	8.469	8.970	9.493
Impostos	-	-	-	1.129	1.201	(1.277)	(1.356)	(1.438)	(1.524)	(1.615)	(1.709)
NOPLAT	-	-	-	7.399	7.874	5.816	6.176	6.552	6.945	7.355	7.785
Depreciação	-	-	-	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660
Capital de Giro	-	-	-	-	-	(30)	(5)	(5)	(5)	(5)	(6)
CAPEX	-	(66.500)	(66.500)	-	-	-	-	-	-	-	-
FCFF	-	(66.500)	(66.500)	10.059	10.534	8.445	8.831	9.207	9.600	10.010	10.439
FCD	-	(61.490)	(56.858)	7.953	7.700	5.709	5.520	5.321	5.130	4.947	4.770

Ano	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EBIT	10.040	10.612	11.209	11.833	12.485	13.167	13.879	14.623	15.401	16.214	17.063
Impostos	(1.807)	(1.910)	(2.018)	(2.130)	(2.247)	(2.370)	(2.498)	(2.632)	(2.772)	(2.918)	(3.071)
NOPLAT	8.233	8.702	9.191	9.703	10.238	10.797	11.381	11.991	12.629	13.295	13.992
Depreciação	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660
Capital de Giro	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	(8)	(8)	(8)	(9)	(9)
CAPEX	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FCFF	10.887	11.356	11.845	12.357	12.891	13.450	14.033	14.643	15.281	15.947	16.643
FCD	4.600	4.436	4.279	4.127	3.982	3.841	3.706	3.576	3.450	3.329	3.213

Ano	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EBIT	17.951	18.878	19.847	20.860	21.919	23.025	24.181	25.388	26.651	27.970	29.348
Impostos	(3.231)	(3.398)	(3.573)	(3.755)	(3.945)	(4.144)	(4.352)	(4.570)	(4.797)	(5.035)	(5.283)
NOPLAT	14.720	15.480	16.275	17.105	17.973	18.880	19.828	20.818	21.853	22.935	24.065
Depreciação	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660	2.660
Capital de Giro	(9)	(10)	(10)	(11)	(11)	(12)	(12)	(13)	(14)	(14)	(15)
CAPEX	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FCFF	17.370	18.130	18.925	19.755	20.622	21.528	22.476	23.466	24.500	25.581	26.710
FCD	3.101	2.993	2.888	2.788	2.691	2.598	2.508	2.421	2.337	2.257	2.179

NPV	0
TIR	8,1%

Tabela 23 - Fluxo de Caixa para a Firma para o Preço Mínimo no Cenário Base

Fonte: Autor

6.2. Variação do Investimento

O objetivo de sensibilizar a necessidade de investimento/MW na construção do projeto de PCH é identificar a viabilidade do projeto para o empreendedor mesmo em cenários de necessidade de maiores gastos na construção. Os motivos podem ser desde o investidor de o projeto ser um pequeno empreendedor e não conseguir termos favoráveis em negociações com fornecedores ou porque o idealizador do projeto necessite utilizar equipamentos mais caros na construção da pequena central, como diferentes tipos de turbina.

A proposta aqui é encontrar qual o valor mínimo que o empreendedor pode aceitar para o leilão no mercado cativo que viabilize seu projeto para três cenários alternativos de investimento/MW.

Variável	Unidade	Cenário Alternativo I	Cenário Alternativo II	Cenário Alternativo III
Investimento	MM R\$/MW	4,0	5,5	6,0

Tabela 24 - Cenários Alternativos de Investimento/MW

Fonte: Autor

6.2.1. Cenário Alternativo I

Este cenário considera uma economia de 11% com relação aos investimentos a serem realizados na construção da pequena central. Tal cenário é factível principalmente para uma grande companhia como a Tractebel, que além de ganhos de escala na construção, consegue melhores negociações com seus fornecedores de equipamentos. O valor de R\$ 4,0 milhões/MW é aproximadamente o que foi gasto pela Tractebel na construção da PCH Rondonópolis.

Cenário Alternativo II

Aqui é considerado um investimento de R\$ 5,5 milhões/MW, representando um acréscimo de 10% com relação ao valor base. Aqui, o valor mínimo do preço no leilão do mercado cativo que o investidor pode aceitar de modo que sua TIR iguale o WACC é de R\$ 89,48/MWh.

6.2.2. Cenário Alternativo III

Neste cenário é considerado um investimento de R\$ 6,0 milhões/MW, 20% acima do cenário base, refletindo uma alta necessidade de investimento inicial no projeto. Para tal cenário, o valor mínimo do preço no mercado cativo que torna o investimento viável é R\$ 98,61/MWh.

6.2.3. Análise de Sensibilidade

Considerando o intervalo estabelecido entre R\$ 4 e R\$ 6 milhões/MW de investimento, para o preço no mercado cativo de R\$ 147/MW pode-se encontrar um gráfico que representa a relação entre a o investimento e a TIR do projeto.

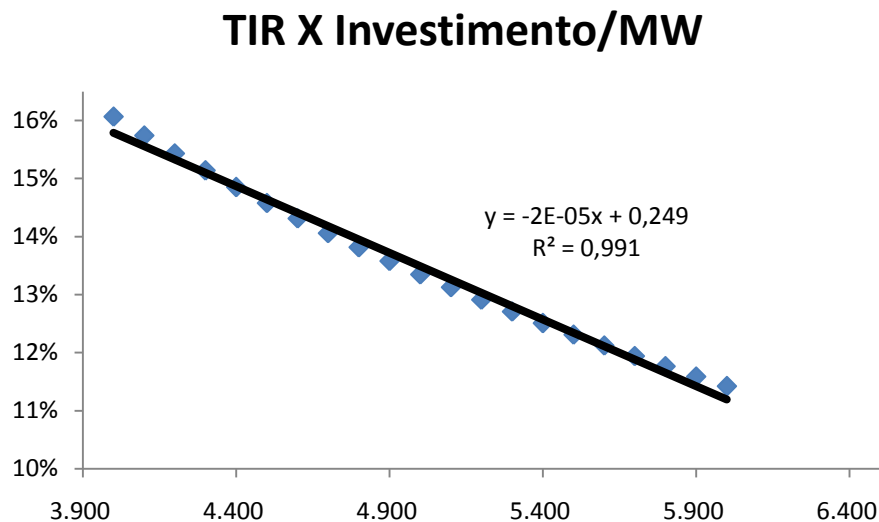


Figura 3 - TIR x Investimento/MW

A equação que aproxima a relação entre as duas variáveis através de uma regressão linear⁵ é

$$TIR = -2 * 10^{-5} * Investimento/MW + 0,2497$$

Para o mesmo intervalo de investimento pré-definido, a relação entre o investimento/MW e o preço mínimo de venda de energia no mercado cativo que viabiliza o empreendimento é demonstrado no gráfico a seguir.

⁵ Neste caso o investimento está em R\$ milhares/MW.

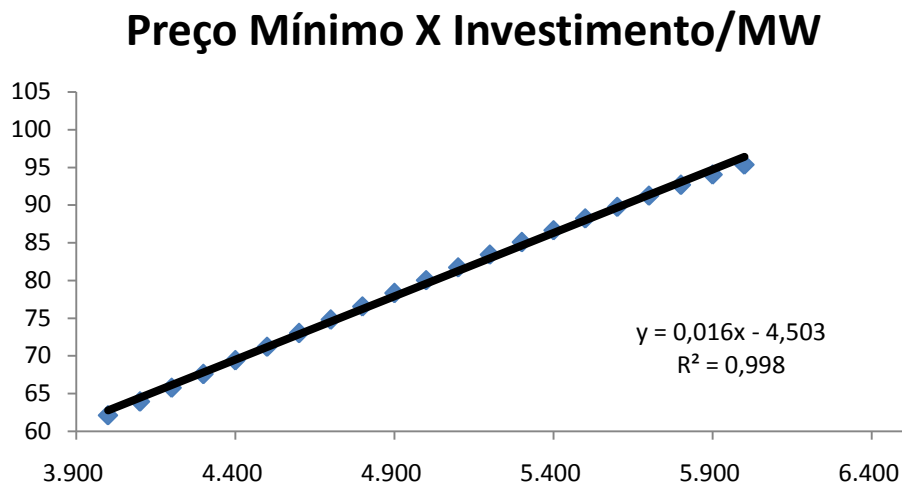


Figura 4 - Preço Mínimo x Investimento/MW

A equação linear que representa a relação, com R^2 de 0,9982, entre o preço mínimo a ser aceito no mercado cativo e o investimento/MW no projeto é

$$\text{Preço Mínimo} = 0,0168 * \frac{\text{Investimento}}{\text{MW}} - 4,5031$$

6.3. Variação do Preço da Energia no Mercado Livre

O objetivo de verificar a sensibilidade do retorno da empresa à variação do preço da energia no mercado livre é que tais contratos variam de acordo com a oferta e demanda de energia em tal mercado. Dependendo das condições de negociação do empreendedor em PCH com o consumidor livre, o investidor pode aceitar preços diferentes no leilão no mercado cativo. Como vantagem já citada anteriormente de vender a energia para o consumidor livre, tem-se que se a energia for vendida para consumidores de classe A4 (até 3000 MW), o projeto gerador obtém um desconto de 50% na TUST. Os cenários alternativos a serem considerados para esta variável são mostrados na tabela a seguir.

Variável	Unidade	Cenário Alternativo I	Cenário Alternativo II	Cenário Alternativo III
Preço da Energia no Mercado Livre	R\$/MWh	110	105	100

Tabela 25 - Cenários Alternativos para o Preço de Energia no Mercado Livre

Fonte: Autor

6.3.1. Cenário Alternativo I

Neste cenário, são consideradas as premissas do cenário base e uma venda de energia no mercado livre a R\$ 110/MWh, um pouco menos otimista do que a informação sobre preços de contratos no mercado livre que a Tractebel Energia tem conseguido negociar. Considerando estas hipóteses, o preço mínimo no mercado cativo que viabiliza o projeto é de R\$ 82,85/MWh.

6.3.2. Cenário Alternativo II

Este cenário considera um preço de energia no mercado livre de R\$ 105/MWh, o que significa um preço mínimo no mercado cativo que igual a TIR do projeto ao WACC de R\$ 84,10/MWh.

6.3.3. Cenário Alternativo III

Aqui é considerado um preço de R\$ 100/MWh de venda de energia no mercado livre, que é o mais baixo praticado em tal mercado atualmente, segundo informações da Tractebel Energia. Para este valor no mercado livre, o preço no mercado cativo que viabiliza o projeto é de R\$ 85,35/MWh.

6.3.4. Análise de Sensibilidade

No intervalo de R\$100 a R\$120/MWh de preço de energia no mercado livre, a relação entre esse preço e o preço no mercado cativo que viabiliza o projeto é demonstrada no gráfico a seguir:

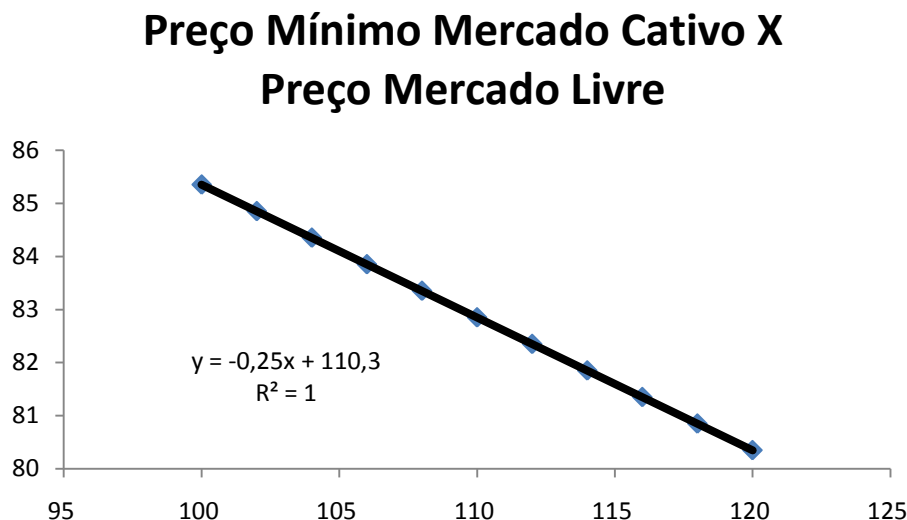


Figura 5 - Preço Mínimo no Mercado Cativo x Preço no Mercado Livre

A relação entre o preço mínimo no mercado cativo e o preço da energia no mercado livre é estritamente linear e representada pela seguinte equação:

$$\text{Preço Mínimo} = -0,25 * \text{Preço Mercado Livre} + 110,35$$

6.4. Variação da Proporção da Energia a ser Vendida no Mercado Cativo/Livre

A análise de como é dividida a proporção de energia vendida pela PCH para o mercado livre/cativo é interessante para a avaliação de criação de valor partindo da venda de energia no mercado livre. Contratos no mercado livre podem ser mais interessantes para o empreendedor, pois muitas vezes ele consegue flexibilizar algumas condições de fornecimento de energia e prazos, diferente dos contratos no mercado cativo, que são padronizados e rígidos. No entanto, dificilmente o projeto de geração consegue vender cem por cento de sua energia no mercado livre, sendo a análise de cenários uma poderosa ferramenta na avaliação do preço mínimo no mercado cativo que viabiliza o projeto, para diferentes condições de demanda no mercado livre.

Os cenários alternativos a serem considerados em relação ao cenário base (venda de 80% da energia no mercado cativo e 20% no mercado livre) são mostrados na tabela seguinte:

Variável	Cenário Alternativo I	Cenário Alternativo II	Cenário Alternativo III
% de Energia Vendido no Mercado Livre	0%	80%	50%
% de Energia Vendido no Mercado Cativo	100%	20%	50%

Tabela 26 - Cenários Alternativos da Proporção de Venda de Energia

Fonte: Autor

6.4.1. Cenário Alternativo I

O primeiro cenário alternativo considera que o projeto de PCH irá vender toda sua energia no mercado cativo, devido à falta de demanda por parte de consumidores livres. Nesta análise, o preço mínimo no leilão que viabiliza a realização do projeto é de R\$ 88,57/MWh.

6.4.2. Cenário Alternativo II

Neste segundo cenário, a situação é invertida em relação ao cenário base. Aqui a geradora PCH vende 80% de sua energia para o consumidor livre e apenas 20% no mercado cativo. Este cenário é economicamente viável para qualquer preço obtido no leilão de energia de fontes alternativas, sendo que se o empreendedor não vender os 20% restantes no mercado regulado, a TIR do projeto ainda é de 9,1%, maior que o WACC de 8,1%.

6.4.3. Cenário Alternativo III

Para esta análise é considerado que a pequena central hidrelétrica irá vender metade de sua energia no mercado regulado e metade no mercado cativo. Se o empreendedor conseguir tal estrutura de venda de energia, o projeto se torna economicamente factível a partir de um preço de R\$ 55,68/MWh no mercado cativo.

6.4.4. Análise de Sensibilidade

A relação entre a proporção de energia a ser vendida em cada mercado e o preço mínimo que viabiliza o projeto no mercado cativo não é linear, como mostrado no gráfico a seguir.

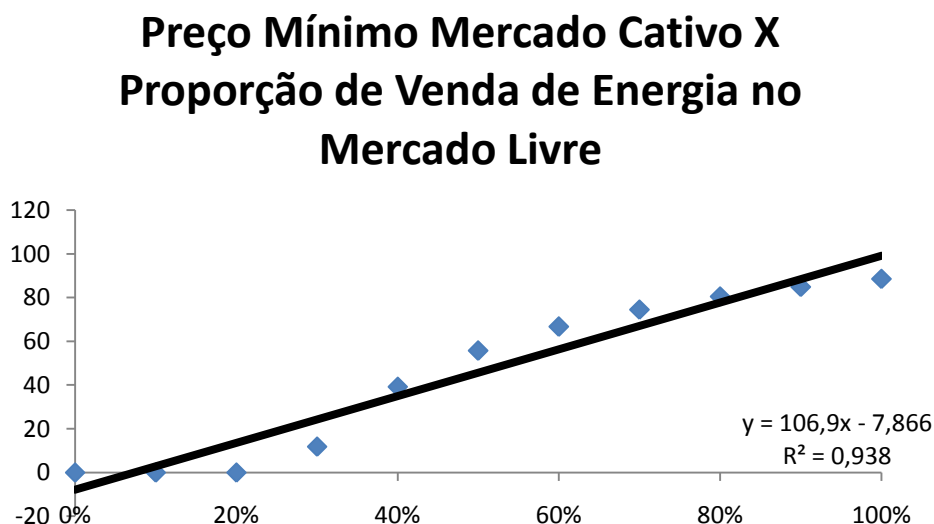


Figura 6 - Relação entre o Preço Mínimo no Mercado Cativo e a Proporção de Energia vendida no Mercado Cativo

No entanto, tal relação pode ser aproximada por uma equação de primeiro grau através de uma regressão linear, com R^2 de 0,9388:

$$\text{Preço Mínimo} = 106,98 * \text{Proporção de Energia Vendida Mercado Cativo} - 7,8668$$

Deve-se atentar que o projeto é viável economicamente mesmo que o preço da energia no mercado cativo seja zero aproximadamente a partir da proporção de 20% de vendas nesse mercado e 80% no mercado livre.

6.5. Variação da Relação Dívida/Patrimônio

A alavancagem ou estrutura de capital é uma das variáveis a serem consideradas pelo empreendedor no planejamento econômico da construção da pequena central. Como cenário base foi considerada a premissa de máximo de alavancagem permitida pelo BNDES no financiamento do projeto. No entanto, o investidor do projeto pode desejar um grau de alavancagem menor para se proteger de possíveis oscilações econômicas, caso decida vender boa parte de sua energia para o consumidor livre. Ao analisar o investimento em PCH são propostos aqui três cenários de desalavancagem gradual (com os correspondentes beta, custo de capital e WACC) até chegar ao nível de o projeto ser financiado com capital próprio em sua totalidade e como essa desalavancagem afeta o preço mínimo que torna o projeto viável.

Variável	Cenário Alternativo I	Cenário Alternativo II	Cenário Alternativo III
Dívida/Patrimônio	55%	30%	0%
Beta Realavancado	0,55	0,44	0,36
Custo de Capital	10,8%	10,5%	10,0%
WACC	8,9%	9,5%	10,0%

Tabela 27 - Cenários Alternativos de Alavancagem Financeira

Fonte: Autor

6.5.1. Cenário Alternativo I

O primeiro cenário considera uma relação dívida/patrimônio de 55%, implicando em um WACC de 8,9%. O preço no mercado regulado que implica em uma TIR do projeto de 8,9% e tornando-o factível economicamente é R\$ 89,50 MWh.

6.5.2. Cenário Alternativo II

Este cenário propõe uma relação dívida/patrimônio de apenas 30%, implicando em um custo ponderado de capital de 9,5%. Para o projeto da PCH se tornar factível

com essa alavancagem financeira, o empreendedor deve aceitar o preço mínimo no mercado cativo de R\$ 96,15/MWh.

6.5.3. Cenário Alternativo III

O último cenário considera que o empreendedor irá financiar a construção do projeto em sua totalidade, sem recursos de terceiros. Para que a TIR do projeto se iguale ao WACC calculado de 10%, o empreendedor deve conseguir um preço no leilão cativo de R\$ 102,33/MWh.

6.5.4. Análise de Sensibilidade

O gráfico a seguir demonstra a relação entre a alavancagem financeira da PCH e o preço mínimo no mercado cativo que torna o projeto viável, plotado em intervalos de 10% de relação dívida/patrimônio.

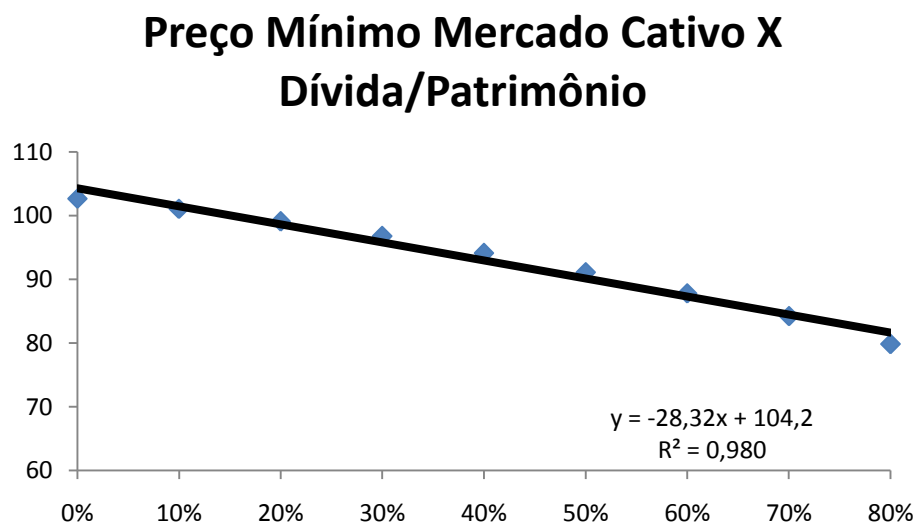


Figura 7 - Relação entre Preço Mínimo no Mercado Cativo e Dívida/Patrimônio

A relação linear que explica como o preço mínimo e a relação dívida/patrimônio é:

$$\text{Preço Mínimo} = -28,325 * \frac{D}{E} + 104,29$$

Com R^2 de 0,98.

6.6. Resumo dos resultados

A seguinte tabela fornece um resumo dos resultados, permitindo uma comparação direta entre os valores encontrados:

Preço Mínimo no Mercado Cativo que Viabiliza o Projeto (R\$/MWh)					
Variáveis		Cenário Base	Cenário Alternativo I	Cenário Alternativo II	Cenário Alternativo III
	Investimento/MW	80,35	62,10	89,48	98,61
	Preço da Energia no Mercado Livre		82,85	84,10	85,35
	Proporção da Energia Vendida no Mercado Cativo/Livre		88,57	Qualquer	55,68
	Relação Dívida/Patrimônio		89,50	96,15	102,33

Tabela 28 - Resumo dos Resultados

Analisando os números obtidos, percebe-se a grande sensibilidade do retorno do projeto ao investimento necessário para construir a pequena central hidrelétrica. Tal fato faz sentido, uma vez que o preço definido para a venda de energia busca remunerar o investimento em ativo fixo dado que um projeto de geração de energia opera com custos baixos e margens altas. Para o cenário de um Investimento/MW de R\$ 4 milhões, o projeto seria viável já com um preço de R\$62,10/MWh no mercado cativo, valor 23% menor do que os R\$ 80,35 do cenário base.

Nota-se também uma sensibilidade grande ao grau de alavancagem do projeto. Se o projeto for financiado em sua totalidade com capital próprio do empreendedor, o preço mínimo no mercado cativo que viabiliza a PCH é 14% maior do que se for contratado o financiamento do BNDES para 80% dos custos de construção.

A variável “preço da energia no mercado livre” não afeta tanto o retorno do projeto (e consequentemente o preço mínimo a ser aceito no mercado cativo) quanto as outras variáveis analisadas. No entanto, quanto maior for a proporção de energia que a central geradora conseguir vender no mercado livre, maior vai ser a segurança da

viabilidade do projeto para o vendedor. Assim, o projeto não se torna tão dependente da definição do preço de energia pelos órgãos reguladores.

7. Conclusões

O estudo do setor de energia e de como as pequenas centrais hidrelétricas estão inseridas no setor auxiliou no entendimento da importância desse tipo de empreendimento para o desenvolvimento da matriz energética brasileira. Estudos recentes mostram que as PCHs tendem a crescer sua importância na geração de energia no Brasil, principalmente devido às já citadas vantagens econômicas e ambientais de tal tipo de projeto de geração e a incentivos governamentais, como já fora mencionado anteriormente.

Através dos métodos de avaliação de ativos: Fluxo de Caixa Livre para a Firma e Taxa Interna de Retorno, o presente trabalho buscou identificar a viabilidade econômica de um projeto de PCH, à luz de diferentes variáveis que afetam os retornos do investidor.

Para o cenário base construído através de premissas devidamente justificadas, como custo de capital, necessidade de investimento, preço de energia, estrutura de capital, custos e encargos, considerando o preço de energia no mercado cativo obtido no último leilão de R\$ 147/MWh, o empreendimento analisado obteve uma taxa interna de retorno de 13,4%, extremamente atrativa em comparação ao custo médio ponderado de capital de 8,1%. Tal fato demonstra a viabilidade econômica desse tipo de projeto no Brasil, mesmo com a maior necessidade de investimento por MW de potência nesse tipo de projeto em comparação à construção de uma grande central hidrelétrica.

Na análise dos cenários alternativos, mesmo considerando possibilidades bem pessimistas para as variáveis, como financiamento totalmente realizado com capital próprio e valores de investimento/MW relativamente altos, o projeto continuou se mostrando viável, requerendo preços no mercado cativo para torná-lo economicamente aceitável bem abaixo dos preços praticados recentemente. A análise de sensibilidade mostrada para cada variável como uma aproximação através de equação linear que relaciona o preço mínimo a ser aceito no mercado cativo e a variável analisada possibilita a um investidor de PCH não se limitar apenas aos cenários construídos neste trabalho para realizar a análise de viabilidade do projeto.

Conclui-se então que projetos de pequenas centrais hidrelétricas, que são fontes alternativas de energia, além de serem menos agressivas ao meio ambiente, também são grandes geradoras de valor para os empreendedores.

8. Referências bibliográficas

JUNIOR, H. Q. P. ALMEIDA, E. F. **Economia da Energia - Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. [S.I.]: Campus, 2004.

CARNEIRO, D. A. PCHs: **Pequenas Centrais Hidrelétricas: Aspectos Jurídicos, Técnicos e Comerciais**. Rio de Janeiro: Synergia, 2010.

DAMODARAN, A. **Investment Valuation – Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset**. New York, USA: [s.n.], 2002.

EHRLICH, P. J. MORAES, E. A. **Engenharia Econômica: Avaliação e Seleção de Projetos de Investimento**. São Paulo: Atlas, 2005.

GITMAN, L. J. **Princípios de Administração Financeira**. São Paulo: Pearson Addison Wesley, 2004.

SILVA, R. M. BELDERRAIN, M. C. N. **Considerações Sobre Análise de Sensibilidade em Análise de Decisão**. São José dos Campos: Instituto Tecnológico de Aeronáutica, 2009.

ESCHENBACH, T. G. **Spiderplots versus Tornado diagrams for Sensitivity Analysis; Interfaces**, [S.I.:s.n.], 1992.

EQUIPE DOS PROFESSORES DA FEA/USP, **Contabilidade Introdutória**, São Paulo: Editora Atlas, 1998.

Informações da Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em 29 de maio de 2010 às 15h e 15 de agosto às 18h.

Plano Decenal de Energia – PDE, Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Paginas/default.aspx>>. Acesso em 29 de maio de 2010 às 16h e 30 de maio de 2010 às 14h.

ITAÚ BBA, **Prospecto Definitivo de Emissão Pública de Ações da Light**, 2009.

JP MORGAN INVESTMENT RESEARCH, **Relatório Sobre o Setor de Energia Elétrica**, 2010.

ITAÚ SECURITIES, **Relatório Sobre Energias do Brasil**, 2010.

BANCO SAFRA DE INVESTIMENTOS, **Relatório Sobre o Setor de Energia Elétrica**, 2010.

9. Apêndices

APÊNDICE A – RECEITAS E CUSTOS COMPLETOS PARA O CENÁRIO BASE COM R\$147/MWh NO MERCADO CATIVO

[illegible]

APÊNDICE A - CONTINUAÇÃO

Ano	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Capacidade (MWh)	122,64	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123
Entrada em Operação	1	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vendas	122,64	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123
Perdas	0,01	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Vendas Líquidas	121,414	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121
- ACR	97,1309	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97
- ACL	24,2827	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Preço	286,368	299,254	312,721	326,793	341	357	373	390	407	426	445	465	486	507	530	554	579
- ACR	297,288	311	325	339	355	370	387	405	423	442	462	482	504	527	551	575	601
- ACL	242,684	254	265	277	289	302	316	330	345	361	377	394	412	430	449	470	491
Receita Bruta	34768,9	36.334	37.969	39.677	41.463	43.328	45.278	47.316	49.445	51.670	53.995	56.425	58.964	61.617	64.390	67.288	70.316
- ACR	28875,9	30.175	31.533	32.952	34.435	35.985	37.604	39.296	41.064	42.912	44.843	46.861	48.970	51.174	53.477	55.883	58.398
- ACL	5893,04	6.158	6.435	6.725	7.028	7.344	7.674	8.020	8.380	8.758	9.152	9.564	9.994	10.444	10.914	11.405	11.918
Deduções	(3.546)	(3.706)	(3.873)	(4.047)	(4.229)	(4.419)	(4.618)	(4.826)	(5.043)	(5.270)	(5.507)	(5.755)	(6.014)	(6.285)	(6.568)	(6.863)	(7.172)
Receita Líquida	31.222	32.628	34.096	35.630	37.233	38.909	40.660	42.489	44.402	46.400	48.488	50.670	52.950	55.332	57.822	60.424	63.143
COGS e G&A	(6.495)	(6.667)	(6.848)	(7.036)	(7.233)	(7.439)	(7.654)	(7.879)	(8.114)	(8.359)	(8.615)	(8.883)	(9.163)	(9.456)	(9.762)	(10.082)	(10.416)
EBITDA	27.388	28.620	29.908	31.254	32.660	34.130	35.666	37.271	38.948	40.701	42.532	44.446	46.446	48.536	50.720	53.003	55.388
Margem EBITDA	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%

APÊNDICE B – BALANÇO PATRIMONIAL COMPLETO PARA O CENÁRIO BASE COM R\$147/MWh NO MERCADO CATIVO

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ativo Circulante	66.500	66.500	-	(4.228)	(5.861)	(6.877)	(7.248)	(6.762)	(5.344)	(2.913)	615	5.335	11.344	18.751	27.670	38.222
Caixa	66.500	66.500	-	(4.228)	(5.861)	(7.144)	(7.527)	(7.054)	(5.649)	(3.232)	282	4.987	10.981	18.371	27.272	37.807
Recebíveis	-	-	-	-	-	267	279	292	305	319	333	348	364	380	397	415
Ativo Não Circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Permanente	-	66.500	133.000	130.340	127.680	125.020	122.360	119.700	117.040	114.380	111.720	109.060	106.400	103.740	101.080	98.420
Ativo Imobilizado Líquido	-	66.500	133.000	130.340	127.680	125.020	122.360	119.700	117.040	114.380	111.720	109.060	106.400	103.740	101.080	98.420
Ativos Totais	66.500	133.000	133.000	126.112	121.819	118.143	115.112	112.938	111.696	111.467	112.335	114.395	117.744	122.491	128.750	136.642
Passivo Circulante	-	-	-	-	7.093	7.233	7.236	7.239	7.242	7.245	7.249	7.253	7.257	7.261	7.265	7.269
Empréstimos de Curto Prazo	-	-	-	-	7.093	7.093	7.093	7.093	7.093	7.093	7.093	7.093	7.093	7.093	7.093	7.093
Fornecedores	-	-	-	-	-	140	142	146	149	152	156	159	163	167	171	176
Passivo Não Circulante	53.200	106.400	106.400	99.307	85.120	78.027	70.933	63.840	56.747	49.653	42.560	35.467	28.373	21.280	14.187	7.093
Empréstimos de Longo Prazo	53.200	106.400	106.400	99.307	85.120	78.027	70.933	63.840	56.747	49.653	42.560	35.467	28.373	21.280	14.187	7.093
Patrimônio Líquido	13.300	26.600	26.600	26.806	29.605	32.884	36.943	41.859	47.708	54.568	62.526	71.675	82.114	93.951	107.298	122.280
Capital	13.300	26.600	26.600	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827
Reserva de Lucros	-	-	-	1.979	4.779	8.057	12.116	17.033	22.881	29.741	37.699	46.849	57.288	69.124	82.471	97.453

APÊNDICE B - CONTINUAÇÃO

Ano	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Ativo Circulante	50.541	64.767	88.144	113.787	141.870	172.583	206.128	242.722	282.597	326.000	373.198	424.474	480.132	540.497	605.916	676.760	753.426
Caixa	50.107	64.314	87.671	113.292	141.353	172.042	205.563	242.132	281.980	325.356	372.525	423.770	479.397	539.729	605.113	675.921	752.549
Recebíveis	434	453	474	495	517	540	565	590	617	644	673	704	735	769	803	839	877
Ativo Não Circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Permanente	95.760	93.100	90.440	87.780	85.120	82.460	79.800	77.140	74.480	71.820	69.160	66.500	63.840	61.180	63.840	61.180	58.520
Ativo Imobilizado Líquido	95.760	93.100	90.440	87.780	85.120	82.460	79.800	77.140	74.480	71.820	69.160	66.500	63.840	61.180	63.840	61.180	58.520
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativos Totais	146.301	157.867	178.584	201.567	226.990	255.043	285.928	319.862	357.077	397.820	442.358	490.974	543.972	601.677	669.756	737.940	811.946
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo Circulante	7.274	185	190	195	201	207	213	219	225	232	239	247	255	263	271	280	289
Empréstimos de Curto Prazo	7.093	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fornecedores	180	185	190	195	201	207	213	219	225	232	239	247	255	263	271	280	289
Passivo Não Circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Empréstimos de Longo Prazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Patrimônio Líquido	139.027	157.681	178.394	201.371	226.789	254.836	285.715	319.643	356.851	397.588	442.119	490.727	543.718	601.415	664.165	732.340	806.337
Capital	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827	24.827
Reserva de Lucros	114.200	132.855	153.568	176.545	201.962	230.009	260.889	294.816	332.025	372.761	417.292	465.901	518.891	576.588	639.338	707.514	781.510

APÊNDICE C – DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS COMPLETO PARA O CENÁRIO BASE COM R\$147/MWh NO MERCADO CATIVO

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Receita Bruta	-	-	-	19.619	20.502	21.425	22.389	23.396	24.449	25.549	26.699	27.900	29.156	30.468	31.839	33.272	34.769
Deduções	-	-	-	(2.001)	(2.091)	(2.185)	(2.284)	(2.386)	(2.494)	(2.606)	(2.723)	(2.846)	(2.974)	(3.108)	(3.248)	(3.394)	(3.546)
Receita Líquida	-	-	-	17.618	18.411	19.239	20.105	21.010	21.955	22.943	23.976	25.055	26.182	27.360	28.591	29.878	31.222
COGS e SG&A	-	-	-	(4.824)	(4.921)	(5.023)	(5.129)	(5.240)	(5.357)	(5.478)	(5.605)	(5.737)	(5.876)	(6.020)	(6.172)	(6.330)	(6.495)
EBIT	-	-	-	12.794	13.489	14.216	14.976	15.769	16.599	17.465	18.371	19.317	20.306	21.340	22.420	23.548	24.728
EBITDA	-	-	-	15.454	16.149	16.876	17.636	18.429	19.259	20.125	21.031	21.977	22.966	24.000	25.080	26.208	27.388
Margem EBITDA	-	-	-	-	-	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%
Despesas Financeira	-	-	-	(9.576)	(8.938)	(8.885)	(8.375)	(7.775)	(7.089)	(6.310)	(5.430)	(4.441)	(3.332)	(2.094)	(716)	812	2.504
EBT	-	-	-	3.218	4.552	5.331	6.600	7.994	9.509	11.155	12.940	14.877	16.974	19.246	21.703	24.360	27.232
Impostos	-	-	-	(579)	(819)	(960)	(1.188)	(1.439)	(1.712)	(2.008)	(2.329)	(2.678)	(3.055)	(3.464)	(3.907)	(4.385)	(4.902)
Lucro Líquido	-	-	-	2.639	3.733	4.371	5.412	6.555	7.798	9.147	10.611	12.199	13.919	15.782	17.797	19.975	22.330
Margem Líquida	-	-	-	15%	20%	23%	27%	31%	36%	40%	44%	49%	53%	58%	62%	67%	72%

Ano	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Receita Bruta	34.769	36.334	37.969	39.677	41.463	43.328	45.278	47.316	49.445	51.670	53.995	56.425	58.964	61.617	64.390	67.288	70.316
Deduções	(3.546)	(3.706)	(3.873)	(4.047)	(4.229)	(4.419)	(4.618)	(4.826)	(5.043)	(5.270)	(5.507)	(5.755)	(6.014)	(6.285)	(6.568)	(6.863)	(7.172)
Receita Líquida	31.222	32.628	34.096	35.630	37.233	38.909	40.660	42.489	44.402	46.400	48.488	50.670	52.950	55.332	57.822	60.424	63.143
COGS e SG&A	(6.495)	(6.667)	(6.848)	(7.036)	(7.233)	(7.439)	(7.654)	(7.879)	(8.114)	(8.359)	(8.615)	(8.883)	(9.163)	(9.456)	(9.762)	(10.082)	(10.416)
EBIT	24.728	25.960	27.248	28.594	30.000	31.470	33.006	34.611	36.288	38.041	39.872	41.786	43.786	45.876	48.060	50.343	52.728
EBITDA	27.388	28.620	29.908	31.254	32.660	34.130	35.666	37.271	38.948	40.701	42.532	44.446	46.446	48.536	50.720	53.003	55.388
Margem EBITDA	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%
Despesas Financeira	2.504	4.372	6.431	8.767	11.329	14.135	17.204	20.556	24.213	28.198	32.536	37.252	42.377	47.940	53.973	60.511	67.592
EBT	27.232	30.332	33.679	37.361	41.329	45.605	50.210	55.167	60.501	66.239	72.408	79.039	86.163	93.816	102.033	110.854	120.320
Impostos	(4.902)	(5.460)	(6.062)	(6.725)	(7.439)	(8.209)	(9.038)	(9.930)	(10.890)	(11.923)	(13.033)	(14.227)	(15.509)	(16.887)	(18.366)	(19.954)	(21.658)
Lucro Líquido	22.330	24.873	27.617	30.636	33.890	37.396	41.172	45.237	49.611	54.316	59.374	64.812	70.654	76.929	83.667	90.900	98.662
Margem Líquida	72%	76%	81%	86%	91%	96%	101%	106%	112%	117%	122%	128%	133%	139%	145%	150%	156%

