

UNIVERSIDADE SÃO PAULO
CURSO DE ENGENHARIA FINANCEIRA

FELIPE AÇAFRÃO FERNANDES

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA DE UMA
PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO

SÃO PAULO

2013

FELIPE AÇAFRÃO FERNANDES

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA DE UMA
PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO**

Trabalho de conclusão de curso de
Engenharia Financeira apresentada à
Escola Politécnica da Universidade São
Paulo como requisito à obtenção do
título de Especialista em Engenharia
Financeira

Orientadora: Prof^a Dr^a Virginia Parente

SÃO PAULO
2013
UNIVERSIDADE SÃO PAULO
CURSO DE ENGENHARIA FINANCEIRA

FELIPE AÇAFRÃO FERNANDES

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA DE UMA
PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO

Trabalho de conclusão de curso aprovado em ____/____/____ para obtenção
do título de Especialista em Engenharia Financeira.

Banca Examinadora:

Virginia Parente

Oswaldo Luis do Valle Costa

Roberto Moura Sales

AGRADECIMENTOS

Gostaria de inicialmente agradecer aos meus familiares, meus pais Vitor e Rose pela ajuda, conselhos e suporte ao longo do tempo, aos meus irmãos Pedro e César pelo companheirismo. Também a meus avós, Gildete e Alcides, Manuel e Nair pelo importante suporte na minha carreira.

Aos meus amigos que me acompanham ao longo de minha carreira e partilham momentos de convivência e dedicação.

A Professora Virginia Parente que disponibilizou tempo e conhecimento ao para meu desenvolvimento pessoal e profissional.

Aos meus companheiros de trabalho da Alupar por dividir suas experiências e companheirismo.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo realizar a análise de viabilidade econômica e financeira de uma Pequena Central Hidrelétrica prática de um empreendimento hidrelétrico de pequeno porte. Para a análise são utilizados os indicadores econômicos e financeiros que dão suporte à decisão tais como a Taxa Interna de Retorno e o Valor Presente Líquido. Também é utilizado um teste de sensibilidade para verificação do impacto nas variações adotadas para o cenário base. Os resultados obtidos indicam que o projeto estudado é caracterizado como viável economicamente para o cenário base, gerando assim valor aos *stakeholders*. A análise de sensibilidade do projeto demonstra que para a redução de 25% no preço da tarifa de comercialização de energia o projeto estudado seria inviável. Ademais indica que projetos dessa natureza são sensíveis ao controle de custos, e aos prazos de finalização da obra e a pluviometria do rio no qual se situa a PCH.

Palavras chaves: Pequenas Centrais Hidrelétricas, avaliação de investimentos, Valor Presente Líquido, Fluxo de Caixa Descontado, Taxa Interna de Retorno, Setor Energético.

SUMÁRIO

1. Introdução.....	8
1.1. Objetivos da dissertação	9
1.2. Questão central e hipótese	9
1.3. Metodologia	10
1.4. Estrutura do trabalho	10
2. O Setor Elétrico Brasileiro.....	12
2.1. As instituições do setor elétrico nacional.....	14
2.1.1. Agência Nacional de Energia Elétrica	14
2.1.2. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE	14
2.1.3. Ministério de Minas e Energia	15
2.1.4. Conselho Nacional de Política Energética	15
2.1.5. Operador Nacional do Sistema Elétrico.....	15
2.1.6. Empresa de Pesquisa Energética.....	16
2.1.7. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.....	16
2.2. Cadeia de valor do setor elétrico nacional	17
2.2.1. Agentes de Transmissão.....	18
2.2.2. Agentes de Distribuição.....	20
2.2.3. Agentes de Geração	20
2.2.4. Agentes de comercialização.....	21
2.2.5. Agentes de Consumo	22
2.3. Os ambientes de contratação.....	23
2.4. Pequenas Centrais Hidrelétricas.....	24
3. Conceitos técnicos aplicados à viabilidade econômico-financeira de projetos de PCH's	27
3.1. O modelo de avaliação de investimento por meio do fluxo de caixa	27
3.2. Riscos do Projeto	39
4. Estudo de caso	45
4.1. Descrição do Projeto.....	45
4.2. Investimento inicial	46
4.3. Definição da receita de vendas	48
4.4. Despesas operacionais	50
4.5. Financiamentos.....	51

4.6.	Tributação.....	53
4.7.	Encargos setoriais de energia elétrica	54
4.8.	Taxa de depreciação	56
4.9.	Gerenciamento de riscos	57
4.10.	Demonstrativo de Resultado do Exercício	58
4.11.	Fluxo de Caixa	59
4.12.	Análises de Viabilidade econômica e financeira	61
4.12.1.	<i>Payback</i> e <i>payback</i> descontado	61
4.12.2.	Taxa Interna de Retorno	61
4.12.3.	Valor Presente Líquido	62
4.13.	Análise de sensibilidade	62
5.	Considerações finais.....	65
5.1.	Limitações do trabalho.....	66
5.2.	Sugestões para trabalhos futuros	67
	Bibliografia	68
	Anexo 1: Fluxo de Caixa	70
	Anexo 2: Demonstrativo de Resultado do Exercício	73

1. Introdução

A geração de energia é de vital importância para a economia de um país e representa um importante fator para o desenvolvimento de uma nação. Com a atual situação de baixo crescimento econômico do Brasil, caracterizada por um incremento do PIB em torno de 1% em 2012, o Governo Federal tem buscado alternativas para incentivar o consumo e crescimento industrial nacional.

Dentre as alternativas adotadas está diminuição das tarifas de energia para, assim, reduzir os custos relacionados ao insumo energético e, consequentemente, impulsionar a economia brasileira.

Ademais, observa-se que o setor energético nacional tem passado por uma situação limite de abastecimento de energia devido à baixa pluviometria desde o fim de 2012 e começo de 2013. Tal cenário fez com que voltasse à baila o debate sobre um possível racionamento de energia, tal como ocorreu em 2001 e quase ocorreu em 2008 (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2009).

No período mais recente, entre fim de 2012 e começo de 2013, os níveis dos reservatórios estavam muito abaixo do esperado e com isso as usinas térmicas tiveram que gerar energia para suprir a demanda nacional. A geração intensa das usinas térmicas fez com que o preço da energia no mercado *spot* tivesse um aumento significativo. Enquanto na primeira semana de outubro o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), corresponde ao custo da energia no mercado de curto prazo, era de R\$ 185,24 por MWh, para a terceira semana de novembro o PLD atingiu R\$ 453,51 por MWh, correspondente a um aumento de 244,8% neste período.

Portanto se faz necessário aumentar o parque de geração de energia nacional para atender a demanda crescente da economia local. Adicionalmente, faz-se necessário aumentar a garantia assegurada de geração para diminuir o risco de suprimento que o Brasil está passando.

Dentre as fontes de geração, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) vem tendo destaque. Tal tipo de empreendimento é considerado como de baixo impacto sócio ambiental devido a não haver grandes intervenções no local com a construção de grandes reservatórios ou de quedas d'água de grande porte

além de não interferir no curso hidrológico da região. Outro fator importante de análise da viabilidade de uma determinada PCH é o investimento acessível ao setor privado e seu prazo menor de implementação quando comparada a uma usina hidrelétrica de maior porte.

Sendo assim, este trabalho visa apresentar um estudo econômico-financeiro para análise da viabilidade de uma PCH. Através desta análise busca-se ilustrar os aspectos que um investidor em projetos de mesma natureza deve levar em consideração para a sua tomada de decisão, criando assim, valor para o empreendedor e para a sociedade.

1.1. Objetivos da dissertação

O objetivo principal desta dissertação é analisar a viabilidade econômico-financeira de uma PCH, por meio de um caso prático. Além deste, são objetivos específicos da dissertação:

- Analisar como as PCH's se inserem no contexto do setor energético brasileiro tendo em vista, os aspectos técnicos, regulatórios e financeiros;
- Apresentar os indicadores econômico-financeiros que possibilitam a análise de viabilidade, levando em conta os riscos associados ao negócio e as formas usuais de mitigação relacionada a tais riscos;
- Apresentar uma estrutura de governança organizacional para dar suporte ao gerenciamento de risco inerente a projetos de PCHs.

1.2. Questão central e hipótese

A questão central deste projeto pode ser descrita como:

- A PCH estudada é viável economicamente?

A hipótese a ser investigada é de que a PCH será viável se o Valor Presente Líquido for positivo e os riscos hidrológicos poderem ser mitigados.

1.3. Metodologia

O presente projeto adotou algumas metodologias de avaliações de investimentos da área de finanças. Dentre elas destacam-se: o *payback simples*; o *payback* descontado; a taxa de retorno e o valor presente líquido. Tal forma de avaliação levará em conta também a metodologia de estudos setoriais que incorpora as peculiaridades da área energia hidrelétrica no país.

Outro fator analisado foi à governança corporativa associada ao risco do empreendimento, desde a fase de implantação até a fase operacional da usina. Dentre os aspectos de governança estudados destacam-se: o comitê de gestão de riscos organizacionais; comitê de financiamento do projeto; e a forma de gestão do empreendimento para a finalização da etapa de construção no prazo previsto.

Sendo assim, por meio da revisão da literatura do setor de energia elétrica nacional e dos indicadores econômicos financeiros, é realizado o estudo de viabilidade de um projeto de uma PCH não participante do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

A partir do cenário-base gerado pelo estudo de viabilidade de projeto, são realizados testes de sensibilidade. Tais testes visam a demonstrar os impactos nas variações das premissas adotadas pelo cenário-base.

1.4. Estrutura do trabalho

Além desta introdução que buscou delinear a motivação da pesquisa, seus objetivos, sua questão central e hipótese e a metodologia adotada, este trabalho contempla mais três capítulos.

No capítulo seguinte busca-se apresentar como o Setor Elétrico Brasileiro está estruturado e qual a participação de cada agente na cadeia de valor setorial. O capítulo também apresenta a definição de uma PCH e as oportunidades de crescimento para este empreendimento.

No terceiro procura-se contemplar métodos de análise econômica e financeira de projetos e indicadores que dão suporte a tomada de decisão. É também demonstrada os riscos que determinada PCH está exposta e apresenta formas de mitigar tal exposição.

O quarto capítulo traz as considerações finais. Nele encontra-se além do resumo das principais conclusões, sugestões para trabalhos futuros e limitações do trabalho.

2. O Setor Elétrico Brasileiro

O Setor Elétrico Brasileiro passou por uma reestruturação em sua organização devido ao processo de desestatização realizado nos anos de 1990. Adicionalmente, nos anos de 2003 e 2004 o governo federal lançou um novo modelo setorial, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

Esse novo modelo instituiu a criação de uma série de instituições. Dentre elas destacam-se a criação: de uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico em longo prazo – a Empresa de Pesquisa Energética (EPE); uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica – o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); e uma instituição para dar continuidade às atividades do Mercado Atacadista de Energia (MAE), relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado – a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Sendo assim, a estrutura do novo modelo pode ser apresentada conforme ilustrada na Fig. 1

Figura 1: Instituições do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: CCEE, 2012.

De acordo com a ANEEL, o novo modelo do setor elétrico visa atingir quatro objetivos principais:

- Promover a modicidade tarifária
- Garantir a segurança do suprimento
- Assegurar a estabilidade regulatória
- Promover a inserção social (universalização de atendimento), a exemplo do Programa Luz Para Todos.

O novo modelo segundo o Ministério de Minas e Energia, MME, visa à contratação de totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres, nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração, contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, bem como o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda.

A modicidade tarifária segundo a CCEE o novo modelo prevê a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado através de leilões, pelo critério de menor tarifa, objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos.

Além de promover a inserção social por meio da universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica, criando condições para que os benefícios da eletricidade sejam disponibilizados aos cidadãos que ainda não contam com esse serviço, e garantir subsídio para os consumidores de baixa renda, de tal forma que estes possam arcar com os custos de seu consumo de energia elétrica. Para atingir tais metas, está prevista a utilização de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

2.1. As instituições do setor elétrico nacional

2.1.1. Agência Nacional de Energia Elétrica

A Agência Nacional de Energia Elétrica é um órgão governamental que segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, CCEE:

“A ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.247/96 e constituída pelo Decreto nº 2.335/97, com as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, preservando a viabilidade econômica e financeira dos Agentes e da indústria. As alterações promovidas em 2004 pelo modelo vigente do setor estabeleceram como responsabilidade da ANEEL, direta ou indiretamente, a promoção de licitações na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos Agentes de Distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN).”

2.1.2. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) tem como função acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento energético em todo o território nacional.

O CMSE compete: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento, relativamente às atividades referidas no inciso I deste artigo, em horizontes pré-determinado; e realizar periodicamente análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, de gás natural e petróleo e seus derivados.

2.1.3. Ministério de Minas e Energia

O Ministério de Minas e Energia (MME) tem sua atuação em duas funções governamentais: Indústria, na qual é executada a Política Mineral; e Função Energia, que engloba os investimentos em energia elétrica, combustíveis minerais, eficiência energética, e combustível. O MME tem como empresas vinculadas a Eletrobrás e a Petrobrás, sendo empresas de economia mista.

2.1.4. Conselho Nacional de Política Energética

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) tem como função formular políticas e diretrizes de energia destinada a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com o disposto na legislação aplicável, além de, assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional.

Outras funções do CNPE são rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis e também estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear.

2.1.5. Operador Nacional do Sistema Elétrico

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão 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 Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

O ONS desenvolve estudos e ações a fim de maximizar o estoque de energia para garantir que garantir o suprimento energético no país. O Operador Nacional é constituído por membros associados e membros participantes, constituídos por empresas de geração, transmissão, distribuição e consumidores livres de grande porte. Também participam importadores e exportadores de energia, além do Ministério de Minas e Energia (MME).

2.1.6. Empresa de Pesquisa Energética

A Empresa de Pesquisa Energética – EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

2.1.7. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

As principais funções da CCEE são:

- Implantação e divulgação das Regras de Comercialização e dos Procedimentos de Comercialização;
- Administração do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- Manter o registro dos dados de energia gerada e consumida pelos Agentes da CCEE;
- Registro dos contratos firmados entre os Agentes da CCEE;
- Realização de Leilões de Energia Elétrica;
- Apuração das infrações e cálculo de penalidades por variações de contratação de energia;

- Apuração do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), utilizado para liquidação da energia comercializada no curto prazo;
- Contabilização e liquidação das transações realizadas no mercado de curto prazo;
- Monitoramento das condutas e ações empreendidas pelos Agentes da CCEE;
- Efetuar a liquidação financeira dos montantes contratados nos Leilões de Energia de Reserva.

2.2. Cadeia de valor do setor elétrico nacional

Os agentes que compõe o Sistema Interligado Nacional estão segregados de acordo com a sua atividade fim, sendo divididos em quatro grupos de acordo com a figura a seguir:

Figura 2: Sistema Físico SIN

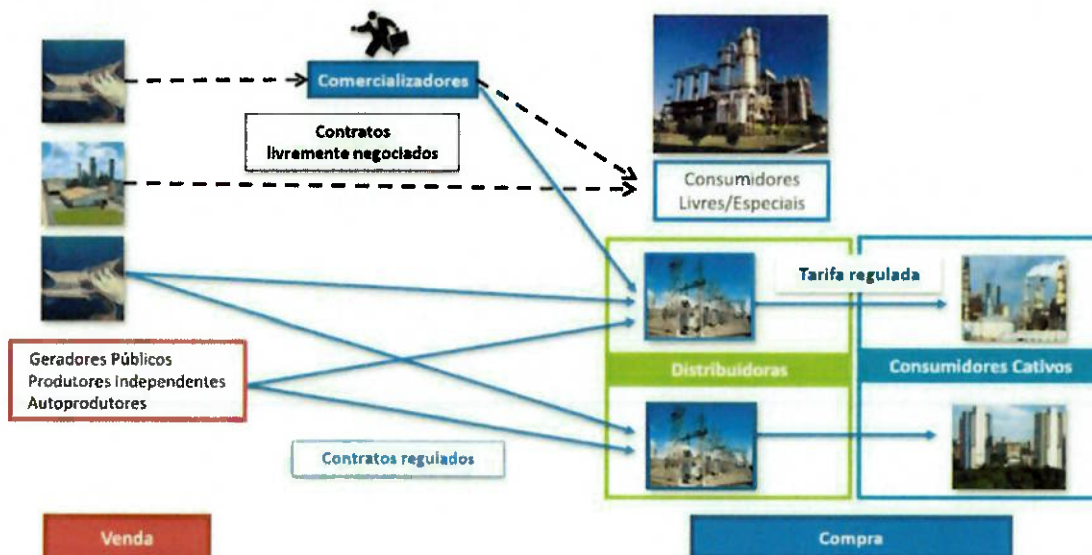


Fonte: CCEE, 2012.

O ONS é responsável por realizar a coordenação técnica entre os agentes de geração e transmissão a fim de maximizar a eficiência energética e garantir o suprimento as distribuidoras e consumidores finais, além de minimizar o custo de energia total.

Além do arranjo físico entre os agentes do Sistema, também há o arranjo de comercialização de energia entre os agentes como apresentado abaixo.

Figura 3: Funcionamento do mercado de energia



Fonte: CCEE, 2012.

A CCEE é responsável por apurar o Preço de Liquidação de Diferenças, PLD, realizar a contabilização das transações de curto prazo e administrar o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

A seguir são apresentados os agentes que compõe o setor energético nacional.

2.2.1. Agentes de Transmissão

Os Agentes de transmissão são responsáveis pela conexão entre as usinas de geração e/distribuidoras e consumidores finais. Realizam o transporte de energia por meio de linhas de transmissão alta tensão, acima de 230kV no Sistema Interligado Nacional. A seguir é demonstrada a tabela comparativa da extensão das linhas de transmissão no Brasil.

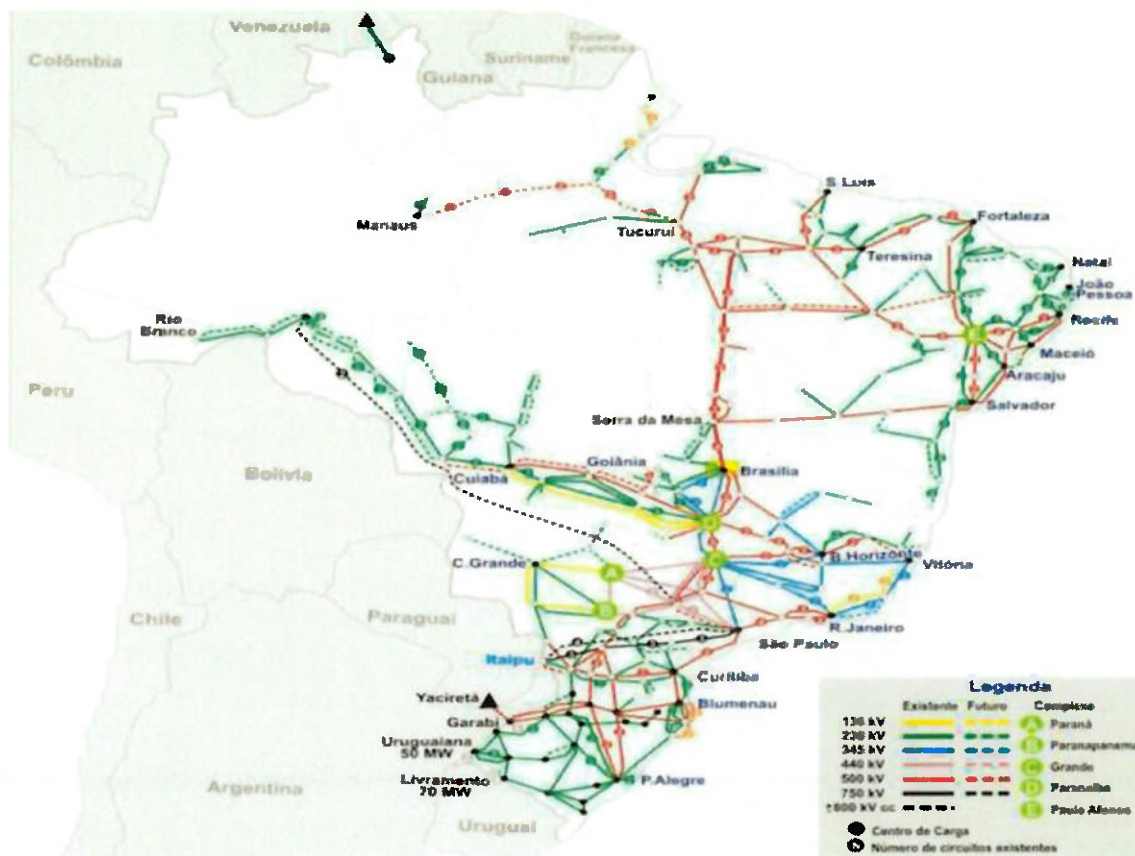
Tabela 1: Extensão das Linhas de Transmissão do SIN em km

Tensão kV	2005	2006	2007	2008	2009
230	35.736,5	36.342,5	37.155,5	37.709,9	41.503,5
345	9.579,1	9.579,1	9.772,1	9.772,1	9.783,6
440	6.667,5	6.671,2	6.671,2	6.671,2	6.671,2
500	26.771,1	29.341,2	29.392,2	31.868,3	33.211,8
600 CC	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0
750	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0
SIN	83.049,2	86.228,9	87.285,9	90.316,4	95.464,9

Fonte: ONS, 2013.

Sendo assim há uma grande expansão das linhas de transmissão ao longo dos anos, integrando assim os sub mercados nacionais. A seguir é demonstrado o mapa do sistema de transmissão nacional

Figura 4: Sistema de transmissão nacional



Fonte: CCEE, 2012.

2.2.2. Agentes de Distribuição

O agente de distribuição segundo a ABRACEEL é o titular de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição para fornecer energia elétrica a consumidor final exclusivamente de forma regulada, de acordo com o ONS são listados 39 agentes de transmissão no Brasil. Os distribuidores têm a sua participação obrigatória no Ambiente de Contratação Regulada, ACR, sendo assim os contratos de comercialização de energia são realizados apenas e unicamente em leilões.

2.2.3. Agentes de Geração

Os Agentes de geração são responsáveis pela produção da energia elétrica por meio de determinada fonte de energia, tal como eólica, biomassa e solar. A seguir é apresentado o quadro geral da matriz energética brasileira.

Tabela 2: Matriz energética brasileira

Empreendimentos em Operação							
Tipo		Capacidade Instalada		%	Total		%
		N.º de Usinas	(kW)		N.º de Usinas	(kW)	
Hidro		1.042	84.408.153	64,69	1.042	84.408.153	64,69
Gás	Natural	107	11.830.730	9,07	146	13.514.393	10,36
	Processo	39	1.683.663	1,29			
Petróleo	Óleo Diesel	984	3.457.716	2,65	1.018	7.708.363	5,91
	Óleo Residual	34	4.250.647	3,26			
Biomassa	Bagaço de Cana	362	8.372.612	6,42	449	10.112.780	7,75
	Licor Negro	14	1.246.222	0,96			
	Madeira	45	379.235	0,29			
	Biogás	19	78.278	0,06			
	Casca de Arroz	9	36.433	0,03			
Nuclear		2	2.007.000	1,54	2	2.007.000	1,54
Carvão Mineral	Carvão Mineral	12	2.664.328	2,04	12	2.664.328	2,04

Eólica		86	1.888.538	1,45	86	1.888.538	1,45
Importação	Paraguai		5.650.000	5,46		8.170.000	6,26
	Argentina		2.250.000	2,17			
	Venezuela		200.000	0,19			
	Uruguai		70.000	0,07			
Total		2.768	130.485.483	100	2.768	130.485.483	100

Fonte ANEEL, 2013.

Portanto a geração hidráulica é o empreendimento que mais participa da geração nacional, com 64% do total e 1.042 usinas, o que equivale a capacidade média instalada de 81.005,90 kW por usina. As usinas de gás vêm em segundo lugar com 10% do total da capacidade instalada com a média de 92.564,34 kW por usina.

Os Agentes de geração podem ser classificados segundo CCEE (2012) em:

- Concessionários de Serviço Público de Geração: Agente titular de Serviço Público Federal delegado pelo Poder Concedente mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de Empresas para exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica, nos termos da Lei nº 8.987/95. Agentes de consumo;
- Produtores Independentes de Energia Elétrica: São agentes individuais ou reunidos em consórcio que recebem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada à comercialização por sua conta e risco.
- Autoprodutores - AP: são Agentes com concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizado pela ANEEL.

2.2.4. Agentes de comercialização

As compras e vendas de contratos de energia no Ambiente de Contratação Livre sem haver ativos de geração são realizadas pelos agentes de Comercialização.

As comercializadoras vendem a energia aos consumidores livres, as distribuidoras por meio de leilões, outras comercializadoras e a geradores.

2.2.5. Agentes de Consumo

O último elo da cadeia de energia elétrica são os consumidores que podem ser segregados em cativos, livres e especiais.

Os consumidores cativos são segundo Makaron (2012) são obrigados a compra energia das distribuidoras da área onde estão inseridos. São consumidores cativos às indústrias residências, comercio, áreas rurais e serviços públicos.

Segundo a CCEE os consumidores reunidos em comunhões de interesse de fato ou de direito, com demanda total igual ou superior a 500kW, também podem se tornar “livres” ao adquirir energia especial incentivada e/ou especial convencional, como pode ser verificado no quadro a seguir:

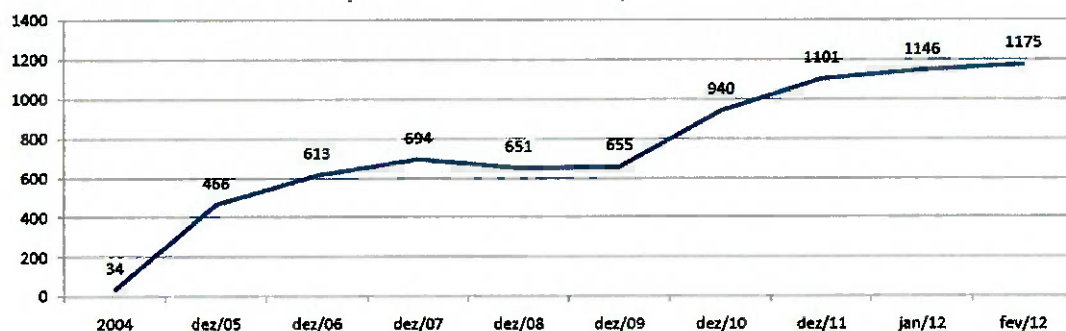
Tabela 3: Consumidores livres e especiais.

	Demanda Mínima	Tensão Mínima de Fornecimento	Data de Ligação do Consumidor
Consumidores Livres	3 MW	69 kV	Até 07/07/95
		-	Após 07/07/95
Consumidores Especiais	500 kW	2,3 kV	-

Fonte: CCEE, 2012.

A CCEE também apresenta a evolução do número de consumidores livres e especiais como apresentado no gráfico:

Gráfico 1: Evolução dos consumidores livres e especiais



Fonte CCEE, 2012.

No ano de 2012 a representatividade dos consumidores livres era de 46% e dos consumidores especiais 54% do total.

Os consumidores especiais diferem dos consumidores livre devido ao agente ofertante de energia. Caso a energia comprada de fontes incentivadas especiais o consumidor será considerado especial, as fontes incentivadas são:

- PCH's;
- Empreendimentos de potencia instalada de até 1 MW;
- Empreendimentos de fonte solar, eólica ou biomassa com potência injetada na linha de distribuição e/ou transmissão de até 30 MW;
- Com direito à desconto na TUSD/T.

2.3. Os ambientes de contratação

A comercialização de energia é realizada em dois ambientes de contratação de mercado, Ambiente de Contratação Regulada, ACR, e Ambiente de Contratação Livre, ACL, como são demonstrados no esquema:

Figura 5: Ambientes de Contratação



Fonte: CCEE, 2012.

O Ambiente de Contratação Regulada, ACR, a contratação de energia é realizado por meio de leilões, estes leilões são realizados pela CCEE devido à delegação da ANEEL. As empresas vencedoras do leilão são aquelas que apresentam o menor lance pela tarifa de energia, em MW médio.

O Ambiente de Contratação Livre, ACL há a livre negociação entre os Agentes geradores, comercializadores, consumidores livres/especiais, importadores e exportadores de energia, sendo os acordos de compra e venda de energia pactuados através de Energia no Ambiente Livre.

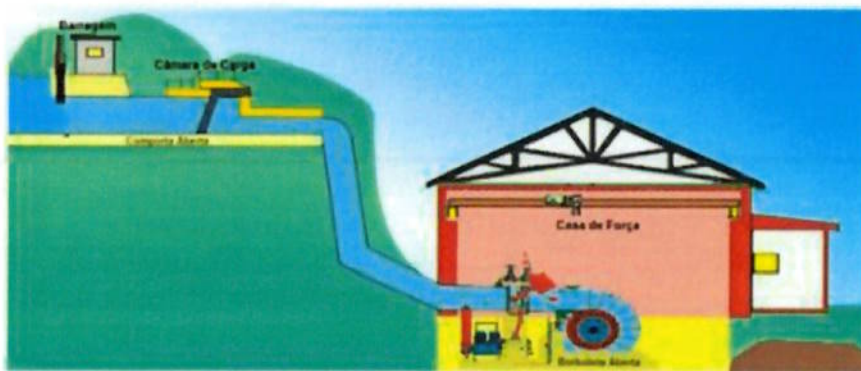
2.4. Pequenas Centrais Hidrelétricas

As Pequenas Centrais Hidrelétricas, PCH, são empreendimentos de geração hidráulica com a potência instalada entre 1MWh a 30.000MWh, a área de reservatório da usina tem que ser inferior a 3km². As PCH's são consideradas usinas de geração limpa devido ao baixo impacto social e

ambiental no ambiente local e proporcionam a geração descentralizada ao SIN.

Segundo Portal da PCH, este tipo de hidrelétrica é utilizada principalmente em rios de pequeno e médio porte que possuam desníveis significativos durante seu percurso, gerando potência hidráulica suficiente para movimentar as turbinas. Abaixo é apresentado um esquema de uma PCH:

Figura 6: Demonstração de uma Pequena Central Hidrelétrica



Fonte: Portal da PCH, 2013.

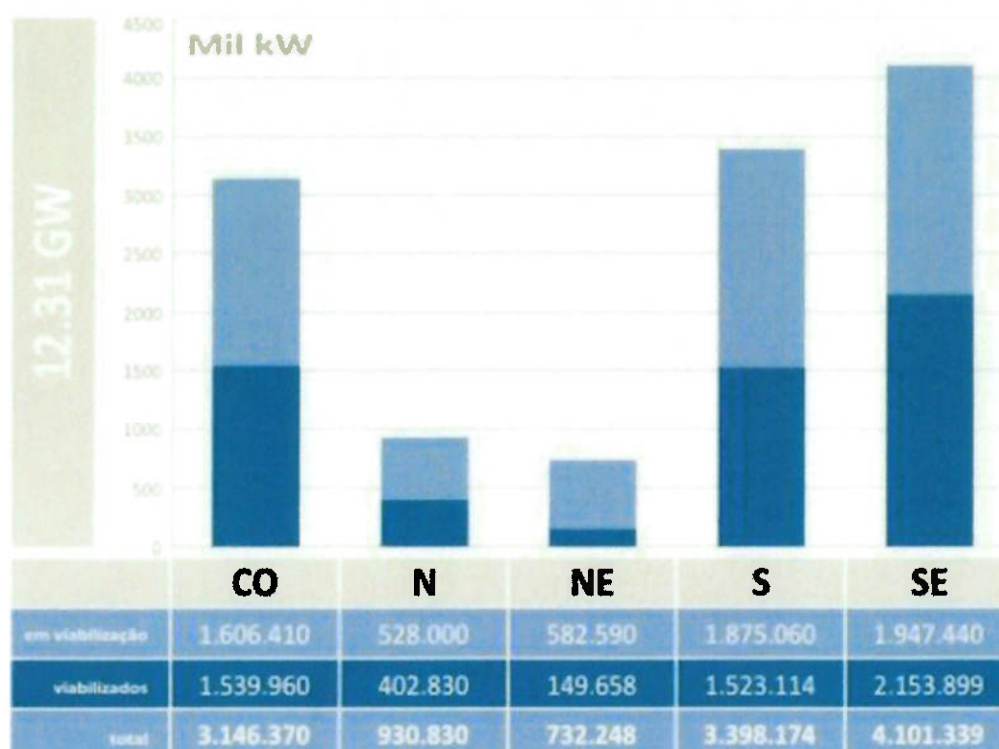
Os principais incentivos governamentais para a construção de uma PCH segundo a ANEEL são:

- Dispensa de licitação para a obtenção da concessão, sendo que apenas a autorização da ANEEL é o suficiente para concessão do empreendimento;
- Desconto na TUSD e TUST de até 100% e com o desconto mínimo de 50% no encargo de uso do sistema de distribuição ou transmissão;
- Participação optativa do MRE;
- Isenção do investimento em pesquisa e desenvolvimento do setor hidrelétrico;
- Isenção no pagamento do encargo de Uso do Bem Público, UBP.
- Isenção ao pagamento do encargo de compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos, CMPFRH;
- Livre comercialização de energia com os consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500kW;

- Participação no Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica, PROINFA, programa desenvolvido para aumentar a participação de empreendimentos produtores independentes autônomos, concebidos com base em PCH, eólicas e biomassa.

Segundo o Centro Nacional de Empreendimentos de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas, CERPCH, o Brasil possui 12,31GW de potencial outorgado com previsão de entrada em operação nos próximos anos e apresentante o gráfico de potencialidade por região, conforme abaixo.

Gráfico 2: Potencial de geração hidrelétrica por PCH no Brasil



Fonte: CERPCH, 2013.

Devido ao baixo tempo de implementação da usina, os incentivos governamentais para diminuição dos encargos setoriais, a participação de capital de terceiros com taxas atrativas de juros e de fácil acesso e potencial hídrico nacional faz com que o investimento em um PCH seja vantajoso para o empreendedor privado

3. Conceitos técnicos aplicados à viabilidade econômico-financeira de projetos de PCH's

Este capítulo visa apresentar os componentes de análise para o estudo econômico financeiro para a viabilidade de uma PCH, por meio da revisão bibliográfica pertinente ao assunto. Inicialmente é desenvolvido o conceito básico de viabilidade de uma empresa, apresentando importantes indicadores de desempenho para análise de um projeto. Posteriormente é apresentada a metodologia de viabilidade econômica financeira é adaptada para o setor de energia visando principalmente à aplicação na Pequena Central Hidroelétrica. E por fim são descritos os riscos e estrutura corporativa necessária para mitigar a exposição aos riscos.

3.1. O modelo de avaliação de investimento por meio do fluxo de caixa

A avaliação de um investimento tem como objetivo apurar os benefícios econômicos e financeiros esperados de valor, isto é de caixa, dos riscos do investimento e levando em consideração o custo de capital próprio e de terceiros. Tais parâmetros são de vital importância para análise de um determinado investidor para avaliação do desempenho econômico e exposição aos riscos que o projeto ou empresa está inserido.

A avaliação por fluxo de caixa segundo Copeland et al (2002:77) apresenta as seguintes vantagens:

- i. O retorno para o acionista está mais ligado às expectativas do que ao desempenho absoluto;
- ii. Os níveis de avaliação estão ligados ao capital investido e ao crescimento;
- iii. O interesse do mercado não está somente sobre os lucros e concentra-se nos resultados econômicos subjacentes;
- iv. O mercado atribui grande importância aos resultados de longo prazo e não só ao desempenho de curto prazo.

Sendo assim a utilização da metodologia de fluxo de caixa descontado incorpora os elementos citados acima é segundo ASSAF NETO (2003) "... (FCD) está voltado para a apuração da riqueza absoluta do investimento – valor presente de um fluxo de benefícios econômicos líquidos de caixa esperado no futuro -. Tornando seus resultados mais representativos do efetivo valor da empresa".

ASSAF NETO (2003) identifica também que o método de FCD incorpora os três princípios de decisão de investimento:

- i. A avaliação do investimento é processada com base nos fluxos de caixas de natureza operacional;
- ii. O risco é incorporado na avaliação econômica de investimento, respeitadas as preferências do investidor com relação ao conflito risco-retorno;
- iii. A decisão identifica, ainda, o valor presente do ativo com base na taxa de desconto apropriada a remunerar os proprietários de capital.

O fluxo de caixa descontado é calculado por meio do Fluxo de Caixa Operacional sendo calculado através do Lucro antes dos impostos, depreciação e amortização (LAJIDA), também é usualmente utilizado o termo em inglês *earning before interest, tax, depreciation and amortization (EBITDA)*. Após a apuração do LAJIDA são somados o Investimento em capital ativos fixos, contas a receber e pagar, estoques ,e Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e com isso é obtido o Fluxo de Caixa Operacional (FCO).

O Fluxo de Caixa Livre (FCL) é o FCO subtraído das despesas financeiras, somadas as receitas financeiras, subtraída a amortização, somados a captação de novas dívidas e aumento de capital social, também é subtraído o pagamento de dividendos.

Definido o FCO é calculado o Fluxo de Caixa Descontado conforme a expressão a seguir:

$$FCD = \frac{FCO_1}{1 + WACC} + \frac{FCO_2}{(1 + WACC)^2} + \frac{FCO_3}{(1 + WACC)^3} + \dots + \frac{FCO_N}{(1 + WACC)^N}$$

Sendo FCO: o fluxo de caixa operacional; WACC: a taxa de desconto, que representa o custo médio ponderado de capital.

Adicionalmente para a análise do projeto serão apresentados outros quatro índices, payback, payback descontado, valor presente líquido e taxa interna de retorno.

3.1.1. Payback e Payback descontado

O índice de Payback tem como objetivo apresentar o número esperado de períodos que determinado investimento levará para recuperar o investimento inicial.

O método de análise possui como benefício é a simplicidade de calcular e a facilidade de interpretar o resultado obtido.

Mas segundo ASSAF NETO (2003), a utilização do índice de payback apresenta as seguintes restrições:

- i. Não leva em conta as magnitudes dos fluxos de caixa e sua distribuição nos períodos que antecedem ao período de payback;
- ii. Não leva em consideração os fluxos de caixa que ocorrem após o período de payback.

Outro fator que o payback não leva em consideração é o valor do dinheiro ao longo do tempo, o que poderia ser solucionado adicionando o custo médio ponderado de capital ao longo do período analisado, isto é, trazendo o fluxo de caixa a valor presente.

3.1.2. Taxa interna de retorno

O índice Taxa Interna de retorno, TIR, tem como objetivo apresentar a taxa de retorno que se iguala com as entradas e saídas previstas de caixa.

Portanto após o desconto dos vários fluxos previstos de caixa pela TIR, o resultado esperado é o investimento do projeto.

A expressão que calcula a TIR pode ser apresentada da seguinte forma:

$$I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1 + TIR)^N} = \sum_{t=1}^n \frac{CF}{(1 + TIR)^N}$$

Onde:

I_0 = Montante de investimento inicial do projeto;

I_t = Montante de investimento nas datas subsequentes;

TIR = taxa interna de retorno;

CF_t = Fluxos de caixas previstos no projeto.

A taxa interna de retorno apresenta um bom índice comparativo o custo de capital ponderado da empresa, pois caso a TIR apresentar um valor abaixo do WACC da empresa o investimento no projeto em questão não é viável pois os outros investimentos da organização trazem mais benefícios ao investidor.

3.1.3. Taxa de atratividade

A taxa de atratividade de determinado projeto pode ser entendida como o custo de capital mínimo que os investidores estão dispostos a tomar de risco de qualquer projeto, pois, os investidores têm como objetivo maximizar seus retornos com o mínimo de risco possível.

O custo médio ponderado de capital CMPC, em inglês Weighted Average Cost of Capital (WACC), leva em consideração as diferentes origens de

financiamento, portanto cada investidor possui um custo do capital investido e demanda o retorno esperado para seu investimento.

O CMPC pode ser calculado por meio da seguinte equação:

$$CMPC = W_e \times K_e + W_d \times K_d$$

Onde:

W_e = Participação do capital próprio no investimento;

W_d = Participação do capital de terceiros no investimento;

K_e = Custo do capital próprio;

K_d = Custo do capital de terceiros;

Sendo assim o CPMC permite levar em consideração os diferentes custos de capital de acordo com a participação de cada *stakeholder* do investimento.

Nos subitens posteriores será apresentada a formação de cada variável acima e a aplicação de cada uma na análise do empreendimento estudado neste trabalho.

3.1.3.1. Composição do capital próprio e de terceiros

A definição da estrutura de capital do investimento pode ser considerada o passo inicial para a definição do custo médio ponderado de capital principalmente para investimentos de geração de energia, pois, o investimento o uso de capital é intensivo.

No Brasil o Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) é a principal instituição de financiamento para negócios de infraestrutura aportando até 70% do capital total investido no empreendimento e disponibilizado taxas de juros abaixo do que é praticado por outras instituições financeiras.

O BNDES possibilita esse capital apenas se a estrutura do projeto está de acordo com a metodologia de *Project Finance*, podendo ser entendido como

“uma estrutura na qual há repartição de risco entre os credores e devedores. A divisão dos riscos tem como princípio a garantia do financiador, a qual é dada pelo fluxo de caixa do projeto, isto é, o pagamento das obrigações financeiras é realizado com os recursos gerados pelo próprio empreendimento”.

Para a estrutura de financiamento da PCH estudada neste trabalho é utilizada a alavancagem de 70% de capital de terceiros.

3.1.3.2. Custo de capital próprio

O custo de capital próprio é segundo Damodaran (2010) “a taxa de retorno que os investidores exigem para realizar um investimento nas ações da empresa”. Este retorno é dependente da exposição ao risco de mercado, o prêmio de risco de mercado e a taxa livre de risco, que pode ser expressa pelo seguinte cálculo:

$$K_e = R_f + (R_m - R_f) * \beta$$

Onde:

R_f = Expectativa da remuneração livre de risco

R_m = Expectativa de remuneração dos ativos com renda variáveis

β = Risco sistêmico da empresa ou projeto

$(R_m - R_f)$ = Prêmio de risco de mercado

Sendo assim, o capital próprio é a remuneração de um ativo livre de risco mais um retorno de acordo com o risco sistêmico setorial e o componente de risco de mercado.

3.1.3.2.1. Taxa livre de risco e prêmio de risco

Para determinada taxa ser livre de risco deve segundo Damodaran (2010) atender duas condições básicas:

- Não pode haver risco de inadimplência;
- Não pode haver risco de reinvestimento.

A taxa livre de risco o retorno real é sempre o retorno esperado no investimento. Sendo que para satisfazer a primeira condição é sugerida a utilização de títulos do governo, pois tais títulos é menos provável que ocorra inadimplência do que os emitidos por empresas de capital privado.

Para a segunda condição é sugerido à utilização de títulos do Tesouro com vencimento de longo prazo e realizar uma ajuste de *duration*, onde segundo DAMORADARAN (2010) em que a *duration* do título livre de inadimplência usada como ativo livre de risco é equiparada a *duration* dos fluxos de caixa da análise.

Para a análise do custo de capital no Brasil é sugerido à utilização de títulos do Tesouro dos EUA, pois, há um menor risco de default do que comparada a títulos do Tesouro brasileiro. Outro fator a acrescentar é o prêmio de risco país na componente de prêmio livre de risco com o objetivo de refletir a diferença de risco entre os países.

Para a análise de viabilidade econômica financeira de um PCH é utilizado o os títulos do Tesouro americano com a duração de 30 anos. A média de retorno deste título nos últimos 15 anos é de 4,78%, obtido em <http://finance.yahoo.com/q/hp?s=%5ETYS>.

Para obter o retorno real do investimento é subtraída a inflação média dos últimos 15 anos sendo 2,42%. Sendo assim a taxa livre de risco é:

$$R_f = \frac{(1 + 0,0478)}{(1 + 0,0242)} - 1$$

$$R_f = 2,303\%$$

Adicionalmente é utilizado o risco país na composição do risco livre de mercado. Sendo assim é utilizado o Índice de Títulos de Mercados Emergentes, em inglês *Emerging Markets Bond Index Plus* – EMBI+. Sendo que a média dos últimos 10 anos é de 3,31% ao ano.

Sendo assim a taxa livre de risco total é de 5,613%, 2,303% + 3,31%.

O prêmio pelo risco de mercado tem como objetivo avaliar a remuneração de um determinado índice de mercado, tais como determinada carteira de ações subtraído o retorno de títulos livre de risco no mesmo mercado e período. Portanto, o prêmio livre de risco avalia a recompensa adequada da exposição do risco comparada ao título livre de risco.

Para análise econômica da PCH foi utilizado o retorno anual da carteira de ações S&P 500 dos Estados Unidos da América, comparado ao título livre de risco do Tesouro americano.

A média de retornos do S&P do período foi de 9,31% e o rendimento do título do Tesouro foi de 4,78%. Portanto o prêmio de risco de mercado é de 4,53%.

3.1.3.2.2. Beta

O coeficiente Beta representa o risco sistemático do modelo CPMC, podendo ser identificado como o parâmetro angular na reta de regressão linear. Para o cálculo é considerado que a carteira de mercado apresenta risco sistemático de 1, isto é de beta igual a 1.

O beta pode ser calculado segundo ASSAF NETO como:

$$\beta = \frac{COV_{X,Y}}{VAR_X}$$

Onde:

$COV_{X,Y}$ = Covariância entre a carteira de mercado e o ativo base;

VAR_X = Variância do ativo base.

Sendo assim caso determinado ativo apresente o beta superior a um apresentará uma maior volatilidade comparada a carteira de mercado e com isso um maior risco sistêmico. Por outro lado ativos com o beta inferior a um tendem a ser menos volátil e menor exposição sistêmica.

Para a obtenção do beta para novas empresas ou projetos é sugerida a utilização de empresas do mesmo setor que possuem capital aberto listado na bolsa de valores.

Damodaran (2009) considera que o beta é determinado por três variáveis. São elas:

- i. Os tipos de negócios das empresas, o beta varia de acordo com o setor da economia onde a empresa está inserida;
- ii. O grau de alavancagem operacional, a variação do beta acontece devido a estrutura de custos da empresa, uma empresa com altos custos fixos em relação ao custo total apresenta alta alavancagem;
- iii. A alavancagem financeira da empresa, que representa o risco assumido pelo ativo pela sua alavancagem financeira, isto é, quanto mais alavancada a empresa é, maior é sua exposição ao risco. O beta alavancado pode ser calculado pela seguinte expressão:

$$\beta_L = \beta_u \times [1 + (1 - t) \times \left(\frac{D}{E}\right)]$$

Onde:

β_L = beta alavancado da empresa;

β_u = beta não alavancado;

t = Alíquota do imposto;

D/E = Índice da dívida (capital de terceiros no total do investimento total/capital próprio do investimento total).

Com relação a investimento de projetos do setor elétrico as empresas possuem uma estrutura de capital alavancada, impactando assim, no risco sistêmico destas empresas. Portanto para análise de um investimento é necessário calcular o beta alavancado do investimento.

Para o desenvolvimento deste trabalho foi utilizado o beta desalavancado do setor de energia apresentado no sítio do professor Aswath Damodaran. Sendo beta igual a 0,47.

Considerando a tributação de 34% referente a IRPJ e CSLL, e 30% de capital próprio e 70% de capital de terceiros, O cálculo do beta alavancado é:

$$B_L = 0,47 \times \left[(1 + (1 - 0,34) \times \left(\frac{0,7}{0,3} \right)) \right]$$

$$\beta_L = 1,182$$

Sendo assim o beta do projeto de viabilidade econômico financeiro da PCH apresenta um beta alavancado maior que a carteira de mercado devido ao grau de alavancagem do projeto o que aumenta a exposição ao risco do negócio.

Obtidos os índices de taxa livre de risco, prêmio de risco de mercado e o beta, é possível calcular o custo do capital próprio:

$$K_e = R_f + (R_m - R_f) * \beta$$

$$K_e = 0,05613 + 0,0453 * 1,182$$

$$K_e = 0,1097 = 10,97\% \text{ a. a.}$$

Sendo assim os investidores do projeto esperam que seus investimentos remunerem seu capital a taxa de 10,97% ao ano.

3.1.3.3. Custo de capital de terceiros

O custo de capital de terceiros é definido como o passivo oneroso pelos empréstimos capitados e financiamentos realizados pelo investimento. Sendo assim este custo contempla o custo financeiro, spreads bancários e outras taxas.

Para a estrutura de *Project Finance* utilizada neste projeto o capital financeiro de terceiros será obtido por meio do empréstimo concedido pelo BNDES.

O custo de capital do BNDES é composto por três fatores, sendo eles:

- Custo financeiro, utilizando a Taxa de Juros de Longo Prazo, TJLP. Esta taxa é atualizada trimestralmente pelo Conselho Monetário Nacional;
- Remuneração do BNDES, este *spread* tem como objetivo pagar as despesas operacionais e administrativas da instituição financeira. O *spread* varia de acordo com o projeto.
- Taxa de risco de crédito, a taxa é variável de acordo com avaliação prévia do projeto e da empresa pelo BNDES.

Outro fator importante para o cálculo do custo de capital de terceiros é a tributação do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e Contribuição Sobre o Lucro Líquido, pois o financiamento de capital de terceiros é dedutível fiscalmente, sendo assim no caso de empresas que apuram o lucro real é necessário à dedução deste valor.

Para o projeto de viabilidade da PCH foi utilizado o custo de TJLP médio de 10,719%, *spread* BNDES de 2,50% e taxa de risco de crédito de 1,50%.

Sendo assim o custo de capital de terceiros é de:

$$K_d = (0,10719 + 0,025 + 0,015) \times (1 - 0,34)$$

$$K_d = 9,714\%$$

Sendo assim o custo de capital do BNDES é de 9,714% sobre o investimento realizado.

3.1.3.4. Custo ponderado médio de capital

Obtidos os custos de capital de terceiros e próprio é possível de calcular o custo ponderado médio de capital de acordo com a expressão a seguir:

$$CMPC = W_e \times K_e + W_d \times K_d$$

Portanto:

$$CMPC = 0,3 \times 0,1097 + 0,7 \times 0,9714$$

$$CMPC = 0,1009\% = 10,09\% \text{ a. a.}$$

Os *stakeholders* esperam que o investimento na Pequena Central Hidrelétrica tenha sua rentabilidade mínima de 10,09% a.a. para a exposição ao risco tomada.

3.1.4. Valor presente líquido

O indicador de valor presente líquido, VPL, tem como objetivo analisar se determinado investimento gerará caixa aos acionistas do investimento, sendo segundo Macedo (2002) o VPL é o ganho proporcionado por determinado ativo, por meio de seus fluxos de caixa futuros e investimento financeiro descontado por uma taxa de remuneração de capital.

Segundo Damodaran (2003) há duas maneiras de realizar o cálculo do VPL, avaliar o resultado considerando a participação acionária do projeto; e avaliar o resultado a empresa como um todo.

A primeira técnica o fluxo de caixa utilizado é o fluxo de caixa livre, isto é, após o pagamento de todos os custos e despesas inclusive pagamentos de juros e despesas bancárias e tributárias. Sendo apresentado pela seguinte expressão:

$$VPL_{acionista} = \sum_{t=1}^N \frac{FCL_{acionista}}{(1+K_e)^t}$$

Onde:

$FCL_{acionista}$ = Fluxo de caixa livre esperado;

K_e = Custo do capital próprio.

Com relação à segunda técnica de Valor Presente Líquido é a utilização do Fluxo de Caixa Descontado como foi apresentado na seção 3.1. De acordo com a seguinte expressão:

$$FCD = \frac{FCO_1}{1+WACC} + \frac{FCO_2}{(1+WACC)^2} + \frac{FCO_3}{(1+WACC)^3} + \dots + \frac{FCO_N}{(1+WACC)^N}$$

Sendo assim a diferença entre a utilização das duas técnicas são o método de fluxo de caixa e o desconto do custo de capital. Para o VPL do acionista o custo de capital próprio é descontado do investimento, o que para muitos casos é um custo mais alto de capital. Podendo ambas as técnicas serem utilizadas para complementar a necessidade de análise dos *stakeholders*.

3.2. Riscos do Projeto

A gestão de risco é um importante fator na análise de viabilidade de um projeto de viabilidade econômico financeiro, pois, possibilita a complementação da tomada de decisão de viabilidade do investimento apresentado qualitativamente e quantitativamente a exposição ao risco e com isso é analisar a possibilidade de mitigar tal exposição.

Segundo a metodologia apresentada pelo BNDES são listadas, a seguir, as categorias de riscos segundo a metodologia de *Project Finance*.

a. Risco de Suprimento

O risco de suprimento está associado à disponibilidade de insumos para a produção da atividade fim da empresa. Abrangendo a quantidade, preços e prazos previstos. Para o setor de geração hidroelétrica este risco é de haver a vazão necessária para atender as demandas contratuais do empreendimento.

O setor energético desenvolveu um mecanismo para mitigar o risco de suprimento, também definido como risco hidrológico, por meio do Mecanismo de Realocação de Energia, MRE.

Este mecanismo é obrigatório para as UHE, mas para as PCH's é optativa a participação no MRE. Caso a usina não seja participante do mecanismo a SPE está exposta ao Preço de Liquidação das Diferenças, sendo assim,

caso a usina não gere o que foi comercializado a diferença entre a energia comercializada e a geração realizada é liquidada a tarifa do PLD.

Sendo assim é necessário realizar um acompanhamento e controle de dois fatores de risco a exposição ao PLD e ao risco hidrológico.

O risco hidrológico pode ser acompanhado por meio da análise dos dados históricos de vazão do rio onde a PCH será instalada, com a vazão histórica é possível analisar o comportamento de geração esperada e o comportamento hídrico da região e com isso quantificar a exposição de risco hidrológico e gerar a expectativa de geração para os próximos períodos.

O Preço de Liquidação das Diferenças, PLD, é o preço da energia no mercado de curto prazo, *spot*, sendo utilizado pela CCEE para liquidação das sobras e déficits de energia para cada agente em seu sub mercado.

O preço é formado por meio dos modelos computacionais NEWAVE E DECOMP que buscam minimizar o custo total de operação do sistema, definido como o Custo Marginal de Operação, CMO.

Para o cálculo do CMO o modelo computacional NEWAVE, adotado pela ANEEL desde 2011, realiza o planejamento energético com o horizonte de cinco anos e por meio de discretização mensal obtém a operação ótima de energia para o sistema para o curto prazo.

A utilização do modelo NEWAVE para obter a otimização de operação do sistema de energia objetivam segundo Leme (2008) capturar:

- Restrições de atendimento a demanda;
- Limites de geração térmica, custo variável dessas usinas e taxa de indisponibilidade;
- Limites de armazenamento e turbinamento das usinas hidrelétricas e suas equações de geração de energia;
- Acoplamento espacial do sistema;
- Balanço hídrico do sistema;
- Acoplamento temporal.

O modelo computacional segrega as usinas do sistema em quatro subsistemas, Norte, Sul, Sudeste/Centro Oeste e Nordeste. Sendo assim a análise é realizada em blocos e não é levado em consideração cada usina individualmente.

Segundo Leme (2008) a principal saída do NEWAVE “é a função de custo futuro, que está associada com a política de operação, para cada nível de armazenamento considerado pelo modelo e cada mês dentro do horizonte de planejamento.” O horizonte de planejamento do modelo é de 2 meses sendo que o modelo é revisto mensalmente. Leme cita também que o modelo gera 2000 séries de CMO e 2000 séries de ENA, Energia Natural Afluente, e por meio destes dados é possível projetar o valor esperado o nível de preços no mercado *Spot*.

Por meio da entrada dos dados gerados pelo modelo NEWAVE é iniciado o calculo da otimização do sistema para o curto e curtíssimo prazo através do modelo computacional DECOMP que utiliza as restrições individuais de cada usina nos subsistemas e as restrições no sistema de transmissão.

O cálculo de otimização pelo DECOMP é realizado semanalmente para obter o Custo Marginal Ótimo para a semana operativa segregando os custos por sub mercado e patamar de carga, gerando assim o PLD para a semana.

Sendo assim a análise de preços e exposição a riscos de suprimento é necessário acompanhar a geração esperada da PCH e também realizar um acompanhamento da expectativa de preços de curto e longo para minimizar a liquidação financeira pela CCEE.

b. Risco de Mercado

O risco de mercado segundo o BNDES é “as possíveis disparidades entre as previsões que serviam de base ao exame de viabilidade econômica e do dimensionamento da operação e a demanda real de bens e serviços a que ela destinada a satisfazer.” O risco de mercado é considerado pelo BNDES menos importante devido a não haver concorrência interna no mercado

para haver disparidades de informações e a comercialização de energia é realizada por meio de leilões.

As usinas geradoras realizam a venda de energia no longo prazo mitigando assim, o risco de mercado, pois, assegura a receita do empreendimento por um prazo de 15 a 30 anos.

Para as usinas que comercializam parte de sua garantia assegurada no ACL estão expostas ao risco de crédito de comprador e ao PLD de curto prazo.

c. Risco Operacional

O risco operacional é referente ao risco da operação e manutenção, O&M, do empreendimento envolvendo erros por falha humana, materiais e equipamentos na fase operacional da usina.

Para mitigar o risco é necessário dispor de uma estrutura de governança clara e objetiva que contemple para a área de O&M realize as manutenções de forma a não expor as máquinas a problemas técnicos que vão diminuir a disponibilidade de geração da usina.

Portanto os administradores do negócio devem definir políticas, diretrizes e realizar treinamentos para aperfeiçoamento do grupo de colaboradores de O&M para que os custos de produção não sejam excedidos e não haja penalidades por indisponibilidade de geração de energia.

d. Risco de implantação

Os problemas técnicos que podem causar o impedimento, postergamento ou prejudiquem a implantação do empreendimento é considerado o risco de implantação. O atraso na implantação pode impactar no aumento do investimento da usina, a empresa é suscetível à aplicação de penalidade por atraso na entrega o que pode tornar o projeto não tão vantajoso aos *stakeholders*.

Para mitigar o risco de implantação é necessário realizar o acompanhamento físico e financeiro do empreendimento e projetar a

realização das próximas etapas de construção para que sejam cumpridas no prazo firmado com os investidores.

Os riscos de implantação são segregados em riscos de construção e de caso fortuito e força maior e ambiental, como detalhados a seguir:

i. Risco de construção:

Os erros na concepção e no desenvolvimento do projeto que podem ocasionar atrasos, o aumento de custos e até inviabilizar o empreendimento são considerados como risco de construção.

A definição dos prestadores de serviços é de vital importância para o atendimento dos prazos e qualidades necessários para o empreendimento. Por meio da contratação das empresas confiáveis para a realização das obras civis e de montagem eletromecânica é possível mitigar os possíveis desvios no projeto.

Outro fator importante é a participação integrada entre todos os agentes envolvidos na realização do empreendimento, como título de exemplo, o montador eletromecânico tem que estar ciente do cumprimento dos prazos e possíveis atrasos da empresa de obra civil para realizar a mobilização e realizar seus trabalhos.

Outra forma de mitigar o risco é a realização de seguros que transfiram o risco a outros agentes, tais como os seguros de risco de responsabilidade civil, de engenharia, lucros cessantes, e desempenho.

O empreendedor deve realizar o acompanhamento frequente e direto do avanço físico e financeiro da construção para assegurar que os atrasos e custos extras não ocorram e antever os futuros desvios.

ii. Risco de caso fortuito e força maior e ambiental

Este risco é referente a eventos de influência externa e que a antecipação ao risco é de difícil realização. Tais eventos são gerados pela ação da natureza, tais como terremotos, enchentes, incêndios e outros, pela ação do homem, tal como greves, guerras e sabotagem, pela ação do governo, por

meio de mudanças na política pública tal como a nacionalização do setor pelo governo local.

O risco ambiental é devido à exposição de fatores como compensações ambientais, embargos ambientais, preservação de sítios arqueológicos, conflitos socioambientais.

Segundo o BNDES o risco de caso fortuito e força maior e ambiental podem ter um grande impacto na viabilidade econômica financeira do projeto e podem ser considerados de difícil mitigação devido a não haver mecanismos de seguros. O BNDES cita algumas formas de mitigar a exposição a este risco:

“(...) provisão de recursos extras para cobrir excedentes de custo de construção, previsão de atrasos no fluxo de caixa projetado, obtenção prévias de aprovações ambientais e de demais autorizações pelas instituições governamentais competentes.”

e. Riscos de Custos Financeiros

O risco financeiro está associado a capacidade de pagamento do montante financiado, dos juros e do principal da dívida, Podendo, segundo o BNDES, haver descasamento de fluxo de caixa entre o pagamento da dívida e do caixa do projeto devido a exposição a variações cambiais descasamento entre a TJLP e a inflação.

Sendo assim é necessário um planejamento da estrutura de cobertura de riscos financeiros do projeto, tais como a realização de *hedge* de câmbio caso o fluxo de caixa operacional esteja exposto às variações do câmbio, como, por exemplo, a realização de *hedge* de dólar para a aquisição de máquinas e equipamentos de fornecedores do exterior.

Sendo assim é necessária uma estrutura organizacional para antever e gerir os riscos internos e externos que a empresa está exposta.

4. Estudo de caso

O estudo de caso deste trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade econômica e financeira de uma Pequena Central Hidrelétrica por meio da metodologia apresentada no capítulo 3.

Inicialmente serão descritos: o investimento inicial; a estrutura financeira do projeto; a receita; as despesas e encargos setoriais; e o fluxo de caixa projetado do empreendimento. E por fim será calculado o Valor Presente Líquido, VPL, o *PayBack* e a Taxa Interna de Retorno, TIR. Estes indicadores têm como objetivo aprovar ou rejeitar a viabilidade financeira do projeto e com isso determinar o sucesso do empreendimento.

O estudo também apresentará uma análise de sensibilidade das premissas apresentadas pelo estudo com o objetivo de analisar como as possíveis variações econômicas podem impactar na viabilidade do projeto.

4.1. Descrição do Projeto

O projeto estudado da PCH apresenta as seguintes características técnicas:

- Altura de queda bruta: 12,42 m;
- Rendimento total do empreendimento¹: 85%;
- Potência instada: 30 MW;
- Unidades geradoras: 2;
- Aproveitamento hidrológico do rio Parnaíba do Sul em São Paulo.

Por meio do estudo hidrológico do rio Parnaíba do Sul com dados históricos de 1931 a 2005 a PCH tem a geração média de 16 MWh.

O tempo esperado de construção do empreendimento é de 2,67 anos para a geração por meio das duas unidades geradoras.

O prazo para a exploração do recurso hídrico é de 35 anos e prorrogável por mais 35 anos.

¹ O rendimento total do empreendimento corresponde ao percentual de aproveitamento da vazão que passa pelas turbinas para geração de energia.

4.2. Investimento inicial

O investimento inicial de uma PCH é segregado em custos irrecuperáveis ou de projeto, o investimento em ativos fixos e despesas pré-operacionais, conforme apresentado a seguir.

Os dados apresentados neste estudo são de acordo com os documentos apresentados pelo Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais, CERPCH, e com dados obtidos com empresas do setor de energia.

4.2.1. Custos irrecuperáveis

Os custos irrecuperáveis são os investimentos necessários para realizar o estudo de viabilidade técnica da usina. Tais estudos são geralmente realizados por empresas especializadas em tais atividades e depois da obtenção da licença o empreendedor da usina hidrelétrica paga as empresas envolvidas nestes estudos. Os estudos e os valores estimados são:

Tabela 4: Custos irrecuperáveis

Prospecção	R\$	70.000,00
Topografia	R\$	50.000,00
Estudo hidrológico	R\$	40.000,00
Avaliação ambiental	R\$	30.000,00
Projeto básico	R\$	600.000,00
Licenciamentos	R\$	70.000,00
Total	R\$	860.000,00

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os custos irrecuperáveis apresentam a viabilidade técnica do empreendimento dimensionando as atividades de investimentos necessários para a construção da usina hidrelétrica, podendo ou não representar a realidade da implantação do empreendimento, impactando assim na viabilidade do projeto.

4.2.2. Investimento em ativos fixos

Os investimentos em ativos fixos são para o empreendimento de uma PCH o maior custo a ser investido devido aos serviços realizados por terceiros, equipamentos e materiais necessários para a construção da PCH.

Os investimentos são divididos para facilitar o entendimento dos serviços e materiais e equipamentos que compõe a PCH, como apresentado na tabela a seguir.

Tabela 5: Investimentos em Ativos Fixos

Acesso	R\$ 7.500.000,00
Meio ambiente	R\$ 4.950.000,00
Programas ambientais	R\$ 1.750.000,00
Compra de terras	R\$ 1.800.000,00
Recuperação de áreas degradadas	R\$ 800.000,00
Desmatamento do lago	R\$ 600.000,00
Obras civis	R\$ 51.864.610,00
Barragem/tomada d'água	R\$ 9.000.000,00
Casa de força	R\$ 7.150.000,00
Subestação	R\$ 286.680,00
Desvio do rio	R\$ 820.000,00
Outros (serviços preliminares/complementares)	R\$ 4.920.000,00
Concretagem túnel e muretas	R\$ 475.000,00
Cimento, aço, brita, areia	R\$ 6.855.000,00
Execução dos túneis	R\$ 15.700.000,00
Chaminé de equilíbrio	R\$ 830.000,00
Tratamentos (barramentos e encostas)	R\$ 5.300.000,00
Serviços diversos não contratados	R\$ 527.930,00
Equipamentos eletromecânicos	R\$ 28.355.788,00
Turbinas e geradores	R\$ 12.800.000,00
Equipamentos hidromecânicos	R\$ 4.850.000,00
Auxiliares mecânicos	R\$ 1.370.000,00
Elétrica	R\$ 5.200.000,00
Instalação e montagem	R\$ 4.135.788,00
Linha de transmissão	R\$ 2.841.000,00
Contingência	R\$ 2.865.342,00
Total	R\$ 98.376.740,00

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os custos acima apresentados são estimativas do projeto podendo apresentar diferenças ao longo da execução do investimento, como exposto no capítulo 3 no item de riscos operacionais. Sendo assim é de suma

importância o gerenciamento deste risco para não impactar na viabilidade do projeto.

4.2.3. Despesas pré-operacionais

As despesas pré-operacionais são recursos utilizados para o gerenciamento da implantação, seguros e outros serviços para garantir que o projeto esteja realizado com os estudos e análises realizadas pelos estudos desenvolvidos anteriormente e de acordo com a legislação vigente do País.

Tabela 6: Despesas pré-operacionais

Consolidação do projeto básico	R\$ 530.000,00
Projeto executivo	R\$ 1.550.000,00
Administração	R\$ 1.300.000,00
Engenharia do proprietário	R\$ 1.700.000,00
Seguros de engenharia	R\$ 905.000,00
Seguro garantia	R\$ 1.368.000,00
Licenciamento	R\$ 90.000,00
Topografia	R\$ 80.000,00
Total	R\$ 7.523.000,00

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Sendo assim o investimento inicial total é de:

Tabela 7: Investimento Inicial

Custos Irrecuperáveis	R\$ 860.000,00
Investimentos em Ativos Fixos	R\$ 98.376.740,00
Custos pré-operacionais	R\$ 7.523.000,00
Total	106.759.740,00

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3. Definição da receita de vendas

A receita de um empreendimento é de vital importância para definir a viabilidade de qualquer investimento, para a análise de uma PCH a receita é definida por meio de um acordo bilateral entre organizações, sendo que a compra é realizada por distribuidoras ou transmissoras, acordo denominado como *Power Purchase Agreement*, PPA. Este acordo tem duração de 10 a

20 anos. A PCH estuda terá sua energia comercializada no ACL é atualizada anualmente pelo IPCA, Índice de Preços ao Consumidor Amplo.

O montante comercializado será dependente do estudo do regime hidrológico do rio Parnaíba do Sul, pois o empreendimento optou por não participar do Mecanismo de Realocação de Energia, MRE. Sendo assim a usina está sujeita ao risco hidrológico e ter seus custos impactados de acordo com o montante comercializado.

A potência instalada do empreendimento é de 30MW, e segundo a metodologia da ANEEL a Garantia Física do empreendimento é correspondente a 51% da potência instalada da usina, o que corresponderia a 15,3 MW.

Sendo assim caso a usina tenha sua geração no mês superior ou inferior a garantia física o excedente será disponibilizado ao SIN e a PCH terá sua liquidação financeira da CCEE.

Sendo assim é necessário analisar a geração esperada da PCH, para esta análise foi utilizada a vazão histórica do rio Parnaíba e calculado a geração esperada para a vazão de cada mês da série histórica, segundo a equação:

$$E = P * T \therefore H_b * Q * \zeta * g * \frac{T}{1000}$$

Onde:

E = Energia Gerada (MWh)

P = Potência (MW)

T = Tempo (h)

H_b = Altura Bruta (m)

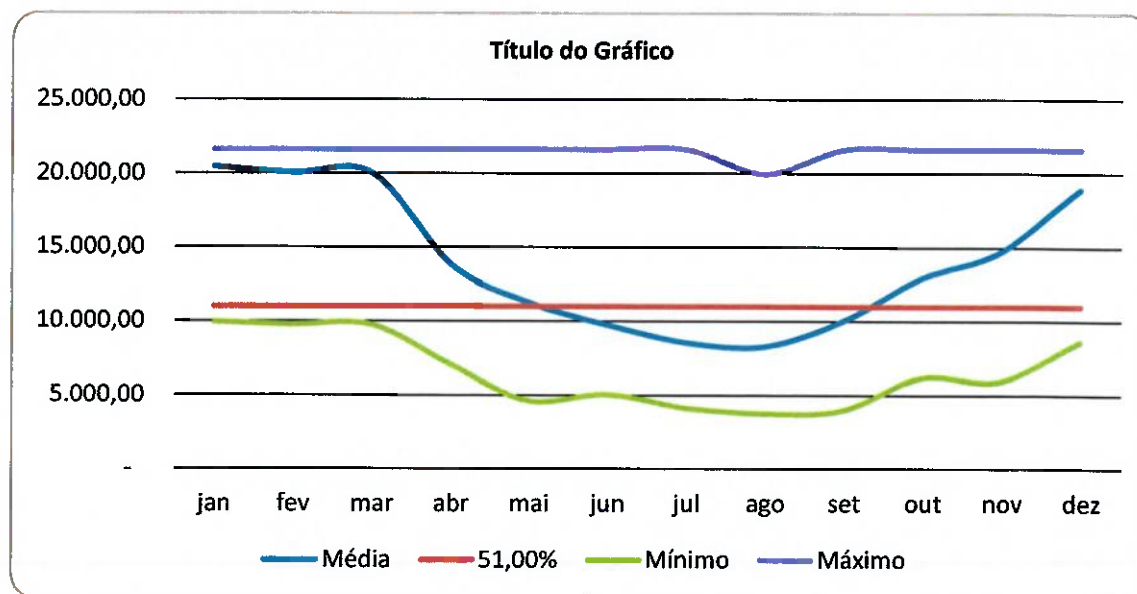
Q = Vazão turbinada (m³/s)

ζ = Rendimento total do empreendimento

g = Gravidade (m/s²)

A geração média, mínima, e máxima e a garantia física para o período analisado é de:

Gráfico 3: Análise da geração esperada da PCH



Fonte: Elaborado pelo autor.

Sendo assim é esperado que para dois terços do ano a geração da PCH seja maior que a garantia física da usina e que nos meses de janeiro a março a geração será o máximo da potência instalada do empreendimento. Mas nos meses de junho a setembro a geração será inferior à garantia física, impactando assim os custos da PCH.

Devido ao montante esperado de geração anual ser 30% maior que a garantia física, a PCH analisada neste estudo comercializará a sua garantia física. O preço utilizado para a comercialização será baseado no estudo de mercado da CCEE onde informa que o preço médio comercializado para as PCH's é de R\$ 160,00.

4.4. Despesas operacionais

As despesas operacionais são recursos aplicados à administração e manutenção do ativo assim como despesas com seguros, equipamentos e materiais de manutenção. Sendo assim os custos podem ser segregados em:

- Custo de Operação e Manutenção, O&M, são recursos envolvidos com a mão de obra materiais e equipamentos para manter, operar realizar os projetos ambientais e serviços de limpeza e segurança da usina;
- Despesas administrativas tem a finalidade de realizar os processos financeiros, gestão de recursos humanos, suprimentos, gestão de riscos e outras funções;
- Despesas com seguros, na fase operacional são utilizados os seguros de risco operacional e de responsabilidade civil.

Tabela 8: Despesas operacionais

Indicador	% da Receita
Custo de O&M	R\$ 12 por MWh
Administrativos	2,10%
Seguros	1,50%
Sobressalentes e ferramentas	1,30%
Despesas ambientais	5,00%
Despesas Administrativas	2,10%

Fonte: Elaborado pelo autor.

O custo de O&M é baseado no estudo de mercado observado no período onde empreendimentos de geração de energia trabalham com o custo entre R\$ 9,00 a R\$ 18,00 o MWh médio gerado.

4.5. Financiamentos

O financiamento do empreendimento será de acordo com a metodologia de *Project Finance* que pode ser entendida com a modalidade de financiamento de longo prazo para o setor de infraestrutura onde a garantia do empreendedor a organização financeira são os ativos do projeto e pagamento da dívida é paga pelo o fluxo de caixa do projeto. Caso o empreendedor do projeto não consiga honrar seus compromissos, os financiadores do projeto podem assumir o ativo.

Segundo o BNDES o *Project Finance* tem as seguintes características:

- O cliente deve ser uma Sociedade por Ações com o propósito específico de implementar o projeto financiado, constituída para segregar os fluxos de caixa, patrimônio e riscos do projeto;
- Os fluxos de caixa esperados do projeto devem ser suficientes para saldar os financiamentos;
- As receitas futuras do projeto devem ser vinculadas, ou cedidas, em favor dos financiadores;
- O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) projetado para cada ano da fase operacional do projeto deve ser de, no mínimo, 1,3; o ICSD poderá ser de, no mínimo, 1,2, desde que o projeto apresente Taxa Interna de Retorno (TIR) mínima de 8% a.a. em termos reais.
- O capital próprio dos acionistas deve ser de no mínimo 20% do investimento total do projeto, excluindo-se, para efeito desse cálculo, eventuais participações societárias da BNDESPAR. A critério do BNDES, a geração de caixa do projeto poderá ser considerada como parte do capital próprio dos acionistas;
- Os contratos da operação devem vedar a concessão de mútuos do cliente aos acionistas e ainda estabelecer condições e restrições aos demais pagamentos efetuados pelo cliente a seus acionistas, a qualquer título.

A utilização desta modalidade de financiamento pela PCH é devido a grande previsibilidade de receita e custos técnicos e administrativos gerando assim, um fluxo de caixa previsível atualizado apenas pelo índice inflacionário do ano e facilidade em criar uma Sociedade Específica por Ações onde a PCH será a única atividade fim do empreendimento. Os benefícios do Project Finance é o baixo custo de captação financeira e alta participação de terceiros no projeto tornando assim o custo menor de capital e a menor a necessidade de capital próprio.

O financiamento utilizado pelo projeto será o Finem do BNDES que tem como objetivo financiar empreendimentos com alto volume de investimento e longo prazo de maturação. A característica deste financiamento é:

- Prazo de amortização máximo de 14 anos;
- Taxa de juros de 0,9% a.a. e TJLP;
- Taxa de risco de crédito de até 4,18%;
- Taxa de intermediação financeira de 0,5% a.a;
- Remuneração da Instituição Financeira Credenciada: negociada entre a instituição financeira credenciada e o cliente;
- Participação máxima de 70% do BNDES na estrutura de capital.

A PCH estudada utilizará a participação máxima de capital financiado, de 70%, taxa de juros de 0,9% mais taxa de risco de crédito de 1,50% e taxa de intermediação de 0,5%, com negociação direta com o BNDES.

4.6. Tributação

Para o projeto da PCH estudada é adotada a tributação de regime de lucro real, pois a empresa se enquadra segundo a Receita Federal neste regime de tributação de acordo com o seguinte item:

"cuja receita total, ou seja, o somatório da receita bruto mensal, das demais receitas e ganho de capital, dos ganhos líquidos obtidos em operações realizadas nos mercados de renda variável e dos rendimentos nominais produzidos por aplicações financeiras de renda fixa, da parcela das receitas auferidas nas exportações às pessoas vinculadas ou aos países com tributação favorecida que exceder ao valor já apropriado na escrituração da empresa, na forma da IN SRF nº 38, de 1997, no ano-calendário anterior, seja superior ao limite de R\$24.000.000,00 (vinte e quatro milhões de reais), ou de R\$2.000.000,00 (dois milhões de reais) multiplicado pelo número de meses do período, quando inferior a doze meses;"

Devido à receita esperada anual ser superior a vinte e quatro milhões de reais e as alíquotas para esse regime são:

Tabela 9: Alíquotas adotadas pela PCH

Alíquota	Tributação
PIS	0,65% da receita bruta
COFINS	3% da receita bruta
CSSL	9% do lucro do período
IRPJ	25% do lucro do período

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.7. Encargos setoriais de energia elétrica

Os encargos setoriais têm como função segundo a ANEEL garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão das distribuidoras transmissoras e geradoras que compõem o setor energético brasileiro. Os encargos setoriais de uma PCH são:

- Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição Pesquisa e desenvolvimento, TUSD: Tem como função recuperar a receita definida pela ANEEL, e devem fornecer sinal econômico adequado para utilização racional dos sistemas de distribuição. Atualmente, a TUSD é utilizada para os seguintes fins:
 - Faturamento de encargos de uso dos sistemas de distribuição de consumidores livres;
 - Faturamento de encargos de uso dos sistemas de distribuição de unidades geradoras conectadas aos sistemas de distribuição;
 - Faturamento de encargos de uso dos sistemas de distribuição de distribuidoras que acessam os sistemas de distribuição de outra distribuidora;
 - Abertura das tarifas de fornecimento dos consumidores cativos para fins de realinhamento tarifário, conforme o disposto no Decreto 4.667 de 4 de abril de 2003
- Vale ressaltar que a PCH é considerada uma energia incentivada e tem desconto de 50% no custo do TUSD.
- P&D: Criado pela Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 0,75% (setenta e cinco

centésimos por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) em programas de eficiência energética no uso final. Os recursos são destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia, Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, ao Ministério de Minas e Energia e aos agentes, a serem aplicados em projetos aprovados pela ANEEL. Estão envolvidos com a sua gestão os Ministérios de Ciência e Tecnologia e de Minas e Energia, como também a ANEEL, a ELETROBRÁS e os próprios agentes.

- Taxa de fiscalização ANEEL: Equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizado do Serviço Público de Energia Elétrica. Seu valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita, para a cobertura do custeio de suas atividades. Para o segmento de geração e transmissão (produtores independentes, autoprodutores, concessionários, permissionários) o valor é determinado no início de cada ano civil, e para os distribuidores, o cálculo se dá a cada data de aniversário da concessão. Os valores estabelecidos em resolução são pagos mensalmente em duodécimos e sua gestão fica a cargo da ANEEL
- Encargo de Serviços do Sistema (ESS): Previsto no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN, que compreenderão, dentre outros: I - custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado; II - a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; III - a reserva de capacidade, em MVar, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos

para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e IV - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas. A gestão deste encargo fica sobre a gestão da CCEE.

Tabela 10: Quadro resumo dos encargos setoriais

Encargo	% da Receita Bruta
TUSD	0,75%
P&D	1%
Taxa de fiscalização	0,5%
ESS	0,2%

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.8. Taxa de depreciação

A ANEEL é a instituição que define a taxa de depreciação dos ativos fixos dos empreendimentos do setor de energia elétrica brasileira, de acordo com a Resolução Normativa 474. Para o estudo de viabilidade econômica da PCH foi utilizado a média ponderada de depreciação para cada ativo componente do investimento, de acordo como apresentado por MAKARON (2012), conforme apresentado a seguir:

Tabela 11: Taxa de depreciação média

Item	Taxa	Anos
Equipamento	2,80%	35,80
Obra	2,20%	45,60
Outros	4,10%	24,50
Taxa Média Ponderada	2,66%	37,70

Fonte: Makaron, 2012.

Para o estudo será utilizada a taxa de 2,66% ao ano de depreciação dos ativos o que significa que o empreendimento tem a vida útil de trinta e sete anos e sete meses.

4.9. Gerenciamento de riscos

Devido à exposição de inúmeros riscos em todas as etapas do empreendimento, nas etapas de projeto, implantação e etapa operacional, é necessário que a alta administração realize uma gestão participativa de riscos integrada com todas as áreas da organização a fim de identificar e classificar a origem dos riscos. Os riscos para a PCH são categorizados em:

- Risco de suprimento;
- Risco de mercado;
- Risco operacional;
- Risco de implantação;
- Risco financeiro;

O risco de implantação é subdividido em risco de caso fortuito e força maior e ambiental e de construção. A descrição destes riscos é encontrada no capítulo 3.

Após a identificação dos riscos é necessário haver a mensuração e avaliação contínua as exposições que a empresa possa apresentar. É necessário definir um cálculo para mensurar o impacto financeiro dos riscos a organização, quantificando as incertezas envolvidas nas etapas do empreendimento e projetar os resultados da organização em cenários alternativos de preços, condições macroeconômicas e operacionais.

Segundo o Guia de Orientação para o Gerenciamento de Riscos Corporativos, GRCorp, O impacto financeiro consolidado dos riscos na organização pode ser medido quantitativamente em termos da variação potencial do seu valor econômico, fluxo de caixa e resultado econômico, através de uma metodologia que se denomina “planejamento sob incerteza”. Para viabilizar tal quantificação é necessário que a organização (i) tenha o seu negócio modelado em alguma ferramenta que possibilite simulações e (ii) seja capaz de gerar cenários das principais variáveis e consistentes entre si.

Depois de identificados, avaliados e mensurados os riscos é necessário realizar a análise do tratamento necessário para mitigar a exposição organizacional. Sendo necessária a realização de um mapa de riscos para

priorizar e direcionar os recursos necessários para minimizar os eventos que possam ocorrer e causar prejuízos a organização.

O corpo diretivo da organização é responsável pelo monitoramento da eficiência dos controles internos a fim de assegurar a presença e o funcionamento de todos os componentes de gestão de riscos ao longo do tempo. Segundo o GRCorp o monitoramento regular ocorre no curso normal das atividades gerenciais. Já o escopo e a frequência de avaliações ou revisões específicas dependem, normalmente, de uma avaliação do perfil de riscos e da eficácia dos procedimentos regulares de monitoramento. Vulnerabilidades e deficiências no GRCorp devem ser relatadas aos níveis superiores de gestão e, dependendo da gravidade, reportadas à alta administração.

Por fim, é necessário que a comunicação seja ágil e adequada com as diversas partes interessadas, acionistas, reguladores, analistas financeiros e outras entidades externas tem a finalidade de permitir avaliações mais rápidas e objetivas a respeito dos riscos a que está exposta a organização.

Devido a PCH estudada não fazer parte do MRE é necessário uma avaliação continua e participativa do risco hidrológico, sendo que a área de Operação e Manutenção deve informar frequentemente a expectativa de geração da usina e a área Administrativa deve mensurar a exposição ao PLD da geração prevista. Para assim definir a estratégia necessária para mitigar tal exposição, podendo realizar compra de contratos futuros para assegurar o lastro de energia do empreendimento ou ser liquidado financeiramente pela CCEE.

4.10. Demonstrativo de Resultado do Exercício

A demonstração consolidada das receitas, custos é realizada por meio do Demonstrativo de Resultado do Exercício o resultado deste método é o resultado líquido do exercício.

Para análise de viabilidade econômica e financeira de um projeto é realizado o DRE Projetado que tem como objetivo fornecer uma estimativa

da lucratividade do empreendimento para os períodos determinados no projeto permitindo assim, projetar os lucros e prejuízos projetados. A seguir é apresentado o DRE Projetado da PCH estudada com os custos, despesas e receitas apresentadas neste capítulo.

Tabela 12: Demonstrativo de Resultado do Exercício

Demonstrativo de Resultado do Exercício	Ano (1)	Ano (2)	Ano (3)	Ano (4)
(+) Receita Bruta				
Venda ACL Longo Prazo	-	-	7.148.160,00	21.444.480,00
Venda ACL Curto Prazo	-	-	-	6.548.976,00
(-) Impostos sobre a Receita				
PIS / COFINS	-	-	(340.587)	(1.021.761)
Receita Líquida	-	-	6.807.573	26.971.695
(-) Despesas Operacionais	-	-	(5.569.134)	(7.416.702)
Operação e Manutenção	-	-	(1.576.800)	(1.576.800)
Sobressalentes e Ferramentas	-	-	(195.954)	(587.863)
Seguros	-	-	(139.967)	(419.902)
Despesas ambientais	-	-	(121.305)	(363.915)
Custo Administrativo	-	-	(466.558)	(1.399.673)
TUSD	-	-	(107.222)	(107.222)
P&D	-	-	(71.482)	(71.482)
Taxa de fiscalização	-	-	(35.741)	(35.741)
ESS	-	-	(14.296)	(14.296)
Depreciação	-	-	(2.839.809)	(2.839.809)
Resultado Operacional	-	-	1.238.439	19.554.993
(-) Despesas financeiras	-	-	(6.725.864)	(5.765.026)
Juros de Financiamento	-	-	(6.725.864)	(5.765.026)
Lucro antes do IRPJ e CS	-	-	(5.487.425)	13.789.967
(-) Tributos sobre o Lucro (IRPJ / CSLL)	-	-	-	(4.688.589)
Lucro (Prejuízo) do Exercício	-	-	5.487.424,92	9.101.377,92

Fonte: Elaborado pelo autor.

O DRE Projetado completo para os 30 anos de análise do projeto pode ser encontrado no Anexo 1.

4.11. Fluxo de Caixa

A partir do DRE é projetado o Fluxo de Caixa do empreendimento que tem como objetivo a analisar todas as entradas e saídas financeiras da empresa

não apresentando assim custos que não movimentam o caixa do empreendimento, como por exemplo, a depreciação dos ativos.

Na tabela a seguir são apresentados os primeiros anos do fluxo de caixa de acordo com as entradas e saídas apresentadas neste capítulo.

Tabela 13: Fluxo de Caixa Projetado

Fluxos de Caixa das Atividades Operacionais	Ano (1)	Ano (2)	Ano (3)
(+) Recebimento de Venda de Energia			7.148.160
(+) Venda ACL Curto Prazo			-
(-) Operação e Manutenção			(1.576.800)
(-) Sobressalentes e Ferramentas			(195.954)
(-) Seguros			(139.967)
(-) Despesas ambientais			(121.305)
(-) Custo Administrativo			(466.558)
(-) TUSD			(107.222)
(-) P&D			(71.482)
(-) Taxa de fiscalização			(35.741)
(-) ESS			(14.296)
(-) PIS / COFINS			(340.587)
(-) Tributos sobre o Lucro (IRPJ / CSLL)	-	-	-
(+/-) Demais Encargos Regulatórios			
	-	-	4.078.248
Fluxos de Caixa das Atividades de Investimentos			
(-) Investimentos	-4.270.390	65.123.441	37.365.909
Fluxos de Caixa das Atividades de Financiamentos			
(+) Integralização de capital	1.281.117	19.537.032	11.209.773
(+) Empréstimos e financiamento tomados	2.989.273	45.586.409	26.156.136
(-) Serviço da Dívida Principal			(5.337.987)
(-) Serviço da Dívida Encargos			(6.725.864)
	4.270.390	65.123.441	25.302.058
Aumento (redução) líquida no caixa e equivalentes de caixa	-	-	7.985.603
Demonstração do aumento no caixa e equivalentes de caixa			
Saldo no início do exercício	-	-	-
Saldo no final do exercício	-	-	- 7.985.603
Aumento (redução) líquida no caixa e equivalentes de caixa	-	-	7.985.603

Fonte: Elaborado pelo autor.

O Fluxo de Caixa Projetado completo para os 30 anos de análise do projeto pode ser encontrado no Anexo 2.

4.12. Análises de viabilidade econômica e financeira

De acordo com o fluxo de caixa previsto são utilizados indicadores de desempenho a fim de analisar a viabilidade econômica e financeira da PCH estuda. Os indicadores serão descritos nas próximas seções.

4.12.1. *Payback e payback descontado*

Com o cenário base adotado pelo modelo o fluxo de caixa projetado levará 10 anos para pagar o investimento realizado pelo empreendedor. Mas utilizando o custo de capital ao longo do tempo para descontar o fluxo de caixa projetado o retorno do investimento será realizado em 15 anos e 6 meses.

Sendo assim a utilização do custo ponderado médio de capital ao longo do tempo demonstra um maior prazo para maturação do empreendimento realizado.

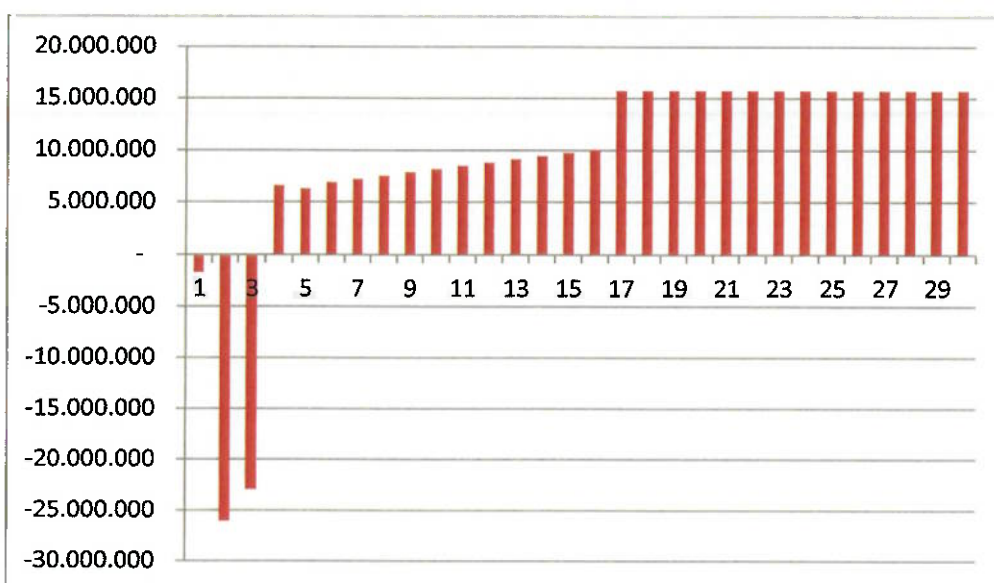
4.12.2. Taxa Interna de Retorno

A TIR do acionista gerada pelo modelo para o cenário base é de 15,43% sendo assim o índice é maior que o custo ponderado médio do acionista, de 10,09%. Portanto o investidor tem como viável o empreendimento.

4.12.3. Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido, VPL, do empreendimento estudado é de R\$ 25.755.889, demonstrado assim, a viabilidade do empreendimento, pois o indicador é positivo. O gráfico a seguir demonstra o fluxo de caixa ao acionista ao longo tempo.

Gráfico 4: Fluxo de caixa do acionista



Fonte: Elaborado pelo autor

4.13. Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade tem como função gerar simulações de mudanças em certas premissas do projeto a fim de verificar o impacto estas variações no resultado econômico e financeiro do projeto. Para isso são determinados arbitrariamente as variáveis que apresentam maior risco no empreendimento.

Para análise de sensibilidade do projeto estudado foram identificados os principais fatores de risco:

- Investimento inicial;
- Custos e despesas operacionais (custo de O&M, administração, seguros, ferramentas e sobressalentes);
- Preço de venda de energia.

Nas tabelas a seguir são demonstradas as variações destas premissas.

Tabela 14: Sensibilidade do preço de venda

Preço de Venda				
Variação	VPL	(%)	TIR	(%)
-25%	- 12.426.670,34	-148%	7,52%	-51,26%
-15%	2.846.353,33	-89%	10,68%	-30,78%
15%	48.665.424,34	89%	20,28%	31,44%
25%	63.938.448,01	148%	23,58%	52,81%

Fonte: Elaborado pelo autor.

A tabela demonstra que caso o preço de venda de energia do projeto tenha uma diminuição de 25% comparada à tarifa base, o projeto se tornaria inviável, pois apresenta o VPL negativo e a TIR mais baixa que o CPMC do empreendedor.

Mas caso o preço da tarifa de venda de energia aumente em 25% o resultado do VPL aumentaria em 148% e a TIR seria de 21,58%, demonstrando assim um empreendimento mais lucrativo.

Tabela 15: Sensibilidade ao investimento inicial

Investimento				
Variação	VPL	(%)	TIR	(%)
-25%	38.597.916,45	50%	20,86%	35,23%
-15%	33.461.105,40	30%	18,25%	18,31%
15%	18.050.672,27	-30%	13,37%	-13,35%
25%	12.913.861,22	-50%	12,26%	-20,51%

Fonte: Elaborado Pelo autor.

A análise da variação do investimento inicial é que caso o montante necessário para o desenvolvimento do empreendimento diminua em 25% o investimento se tornaria mais rentável ao investidor com aumento em 50% no VPL e TIR de 20,86%.

Por consequência caso o investimento aumentasse em 25% a TIR teria uma diminuição para 2.913.861,22, redução de 20,51% na TIR..

Tabela 16: Sensibilidade dos custos e despesas operacionais

Custos e despesas operacionais				
Variação	VPL	(%)	TIR	(%)
-25%	33.694.859,74	31%	17,12%	10,96%
-15%	30.519.271,38	18%	16,44%	6,56%
15%	20.992.506,29	-18%	14,43%	-6,50%
25%	17.816.917,93	-31%	13,76%	-10,80%

Fonte: Elaborado Pelo autor.

Com a redução dos custos e despesas operacionais em 25% o VPL apresentaria variação de 31% em relação ao cenário base e TIR de 17,12%.

A análise de sensibilidade permite verificar que a viabilidade econômica e financeira do projeto da Pequena Central Hidrelétrica é maior impactada pelas variações do preço de venda de energia. Pois com a variação de 25% o VPL teria variação de -148%, tornando assim o projeto inviável.

A variável menos impactante no resultado do projeto é o custo e despesas operacionais devido ao aumento dos custos em 25% reduziria o VPL em 31%, comparativamente impactando menos na viabilidade do empreendimento do que a tarifa de venda de energia.

5. Considerações finais

Este trabalho buscou avaliar a viabilidade econômica e financeira de uma Pequena Central Hidrelétrica, analisando os principais fatores que pudessem impactar na tomada de decisão do empreendedor. Sendo assim, a partir de uma revisão bibliográfica sobre o tema e de entrevistas com gestores atuantes neste setor, procurou-se obter uma visão não apenas teórica, mas também pragmática para esta análise.

Inicialmente o trabalho apresentou os agentes participantes no setor elétrico nacional e as inter-relações e atividades desenvolvidas por cada um deles. Também foi apresentada a cadeia de valor do setor elétrico nacional descrevendo a participação de instituições e empresas que compõem os elos desta cadeia. Por fim, o capítulo apresentou uma descrição de uma PCH e a potencialidade do mercado para esses empreendimentos de geração. Foi apresentada a importância de cada agente para que a estrutura regulatória possa assegurar a eficiência e eficácia energética para o país. Dentre os agentes, a ANEEL e o ONS destacam-se pela sua importância e atuação no Setor Energético Brasileiro.

O terceiro capítulo, por sua vez, apresentou a metodologia de análise econômico-financeira de um projeto ou empresa, especificando indicadores importantes para mensurar e calcular a viabilidade do projeto. Dentre esses indicadores, a Taxa Interna de Retorno (TIR), e o Valor Presente Líquido (VPL), destacam-se como indicadores chaves para análise de um projeto. O capítulo também analisou os riscos que envolvem um projeto de PCH. Dentre eles, no caso de empreendimentos hidrelétricos, assume crucial relevância a possibilidade de mitigação dos riscos associados à baixa pluviometria e as formas de evitar atrasos nas obras e o aumento de custos durante a fase de construção.

O quarto capítulo apresentou um estudo prático de análise de viabilidade econômico-financeira de uma PCH,. Foram utilizados os indicadores econômicos para verificar a hipótese da viabilidade do empreendimento estudado. Segundo a metodologia sugerida, o empreendimento estudado é

viável para o cenário-base apresentando VPL positivo de R\$ 25.755.889. Já a Taxa Interna de Retorno encontrada foi de 15,43%, sendo maior que o Custo Médio Ponderado de Capital do acionista de 10,09%.

Foi realizada também uma análise de sensibilidade das premissas adotadas com relação: ao preço da tarifa de energia comercializada; ao investimento inicial; e aos custos e despesas operacionais do empreendimento. A principal variável que impactou sobre a viabilidade do empreendimento foi à tarifa de energia. Caso a tarifa contratada por meio de contratos bilaterais tivesse uma redução em 25% em relação ao cenário-base, o empreendimento não será viável economicamente ao acionista.

5.1. Limitações do trabalho

O presente trabalho teve como limitações o fato de ser estruturado sob a forma de um estudo de caso. A utilização de estudos de caso, seja de uma PCH, ou qualquer outro empreendimento, não pode ser generalizada a outros projetos ainda que seja também de geração hidrelétrica. Isso decorre basicamente dos seguintes motivos: característica de cada bacia hidrográfica regional; projeto básico e fatores técnicos na usina; gestão ambiental e gestão fundiária local.

Outro fator limitador do trabalho diz respeito a checagem da confiabilidade dos dados. Isso porque os dados de investimentos, despesas e custos nem sempre são disponibilizados ao mercado de forma direta e/ou auditada, o dificulta a análise de qualidade dos dados deste e de outros empreendimentos similares.

5.2. Sugestões para trabalhos futuros

Há basicamente três sugestões para trabalhos futuros. Na primeira delas sugere-se analisar alternativas de estruturação financeira de uma PCH por meio de emissão de debêntures e empréstimos em outras instituições financeiras, além do tradicional financiamento via BNDES.

Na segunda, sugere-se a comparação da mesma PCH, contando que ela irá participar do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Esta possibilidade faz com que o risco hidrológico de cada empreendimento participante do MRE seja reduzido, ampliando as chances de sua viabilidade.

Numa terceira sugestão de trabalho futuro, contempla-se a utilização de outros métodos de análise de viabilidade de ativos, tais como a análise de opções reais. A metodologia de opções reais tem sido bastante utilizada em prospecções de projetos que envolvam jazidas minerais e energéticas – tais como petróleo e gás natural. No caso de PCHs que enfrentam riscos de continuidade devido a períodos de secas ou contendas ambientais, tal metodologia poderia ser aplicada.

Bibliografia

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/>. Acesso em 12 de fevereiro de 2013.

ARFUX, G.A. (2011), Definição de estratégia de comercialização de energia elétrica via métodos de otimização estocástica e análise integrada de risco. Dissertação de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC.

ASSAF NETO, Alexandre. Finanças corporativas e valor. 2º edição – São Paulo: Atlas, 2005.

BNDES. O papel do BNDES na expansão do setor elétrico nacional e o mecanismo de Project Finance. BNDES Setorial, Rio de Janeiro, n. 29, p. 3-36, mar. 2009.

CAMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em:

<http://www.ccee.org.br>. Acesso em 15 de dezembro de 2012.

CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM PEQUENAS CENTRAIS HIDROELÉTRICAS – PCH. Disponível em <http://www.cerpch.unifei.edu.br/>. Acesso em 20 de fevereiro de 2013.

COPELAND, Tom; KOLLER, Tim; MURRIN, Jack. Avaliação de Empresas – Valuation. 3º edição Pearson Education do Brasil, 2012.

DAMODARAN, Aswath. Introdução à avaliação de investimentos: ferramentas e técnicas para determinação de qualquer ativo. 2º edição – Rio de Janeiro: Qualitymark, 2009.

JORION, Philippe. Value at risk: a nova fonte de referência de para gestão de risco financeiro. 2º edição rev. e amp. – São Paulo: Bolsa de Mercadorias e Futuros, 2003.

LEME, Henrique Felizatti. Teoria dos derivativos aplicada ao mercado de energia elétrica brasileiro: Avaliação e gestão de risco de contrato contendo flexibilidades. Dissertação de Mestrado – Universidade Estadual de Campinas, 2008.

MAKARON, Paula. (2012), Análise de viabilidade de projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas: Pontos críticos de sucesso a partir de estudos de caso no Estado de Santa Catarina. Dissertação de Mestrado, Universidade São Paulo – USP.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIAS. Disponível em: <http://www.mme.gov.br>.
Data de acesso: 10 de janeiro de 2013.

MORREIRA SANTOS, A. H., NASCIMENTO, J. G. A., SOUSA MACHADO, A. C. Análise do Risco Hidrológico na Definição de Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica em Pequenas Centrais Hidrelétricas. Artigo técnico presente na Revista PCH Notícias & SHP NEWS - Número 19, 2011.

PORTAL PCH. Disponível em: <http://www.portalpch.com.br/>. Acesso em 20 de fevereiro de 2013.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Disponível em:
<http://www.ons.org.br>. Acesso em 10 de janeiro de 2013.

Anexo 1: Fluxo de Caixa (p. 1/3)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Fluxos de Caixa das Atividades Operacionais										
(+) Recebimento de Venda de Energia			7.148.160	21.444.480	21.444.480	21.444.480	21.444.480	21.444.480	21.444.480	21.444.480
(+) Venda ACL Curto Prazo			-	6.548.976	6.548.976	6.548.976	6.548.976	6.548.976	6.548.976	6.548.976
(-) Operação e Manutenção			(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)
(-) Sobressalentes e Ferramentas			(195.954)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)
(-) Seguros			(139.967)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)
(-) Despesas ambientais			(121.305)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)
(-) Custo Administrativo			(466.558)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)
(-) TUSD			(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)
(-) P&D			(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)
(-) Taxa de fiscalização			(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)
(-) ESS			(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)
(-) PIS / COFINS			(340.587)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)
(-) Tributos sobre o Lucro (IRPJ / CSLL)			-	(4.688.589)	(4.525.246)	(4.851.931)	(5.015.273)	(5.178.616)	(5.341.958)	(5.505.301)
(-/+) Demais Encargos Regulatórios			-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxos de Caixa das Atividades de Investimentos			4.078.248	17.706.213	17.869.555	17.542.871	17.379.528	17.216.186	17.052.843	16.889.501
(-) Investimentos			- 4.270.390	- 65.123.441	- 37.365.909	-	-	-	-	-
Fluxos de Caixa das Atividades de Financiamentos			1.281.117	19.537.032	11.209.773	-	-	-	-	-
(+) Integralização de capital			2.989.273	45.586.409	26.156.136	-	-	-	-	-
(+) Empréstimos e financiamento tomados			-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Serviço da Dívida Principal			(5.337.987)	(5.337.987)	(5.337.987)	(5.337.987)	(5.337.987)	(5.337.987)	(5.337.987)	(5.337.987)
(-) Serviço da Dívida Encargos			(6.725.864)	(5.765.026)	(6.245.445)	(5.284.607)	(4.804.188)	(4.323.769)	(3.843.351)	(3.362.932)
			4.270.390	65.123.441	25.302.058	- 11.103.013	- 11.583.432	- 10.622.594	- 9.661.756	- 8.700.919
Aumento (redução) líquida no caixa e equivalentes de caixa			-	- 7.985.603	6.603.200	6.286.124	6.920.276	7.237.353	7.871.506	8.188.582
Demonstração do aumento no caixa e equivalentes de caixa										
Saldo no início do exercício			-	-	- 7.985.603	- 1.382.403	4.903.721	11.823.997	19.061.350	26.615.779
Saldo no final do exercício			-	-	- 7.985.603	- 1.382.403	4.903.721	11.823.997	19.061.350	26.615.779
Aumento (redução) líquida no caixa e equivalentes de caixa			-	- 7.985.603	6.603.200	6.286.124	6.920.276	7.237.353	7.871.506	8.188.582
Fluxo de caixa ao acionista			- 1.708.156	- 26.049.377	- 22.931.966	6.603.200	6.286.124	6.920.276	7.871.506	8.188.582

Anexo 1: Fluxo de Caixa (p. 2/3)

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Fluxos de Caixa das Atividades Operacionais										
(+) Recebimento de Venda de Energia	21.444.480	21.444.480	21.444.480	21.444.480	21.444.480	21.444.480	21.444.480	21.444.480	21.444.480	21.444.480
(+) Venda ACL Curto Prazo	6.548.976	6.548.976	6.548.976	6.548.976	6.548.976	6.548.976	6.548.976	6.548.976	6.548.976	6.548.976
(-) Operação e Manutenção	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)
(-) Sobressalentes e Ferramentas	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)
(-) Seguros	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)
(-) Despesas ambientais	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)
(-) Custo Administrativo	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)
(-) TUSD	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)
(-) P&D	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)
(-) Taxa de fiscalização	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)
(-) ESS	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)
(-) PIS / COFINS	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)
(-) Tributos sobre o Lucro (IRPJ / CSLL)	(5.668.643)	(5.831.985)	(5.995.328)	(6.158.670)	(6.322.013)	(6.485.355)	(6.648.697)	(6.648.697)	(6.648.697)	(6.648.697)
(+/-) Demais Encargos Regulatórios										
Fluxos de Caixa das Atividades de Investimentos	16.726.159	16.562.816	16.399.474	16.236.131	16.072.789	15.909.447	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104
(-) Investimentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxos de Caixa das Atividades de Financiamentos										
(+) Integralização de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Empréstimos e financiamento tomados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Serviço da Dívida Principal	(5.337.987)	(5.337.987)	(5.337.987)	(5.337.987)	(5.337.987)	(5.337.987)	(5.337.987)	(5.337.987)	(5.337.987)	(5.337.987)
(-) Serviço da Dívida Encargos	(2.882.513)	(2.402.094)	(1.921.675)	(1.441.256)	(960.838)	(480.419)	-	-	-	-
-	8.220.500	- 7.740.081	- 7.259.662	- 6.779.243	- 6.298.825	- 5.818.406	-	-	-	-
Aumento (redução) líquida no caixa e equivalentes de caixa	8.505.659	8.822.735	9.139.811	9.456.888	9.773.964	10.091.041	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104
Demonstração do aumento no caixa e equivalentes de caixa										
Saldo no início do exercício	42.675.867	51.181.526	60.004.261	69.144.072	78.600.960	88.374.924	98.465.965	114.212.069	129.958.173	145.704.277
Saldo no final do exercício	51.181.526	60.004.261	69.144.072	78.600.960	88.374.924	98.465.965	114.212.069	129.958.173	145.704.277	161.450.382
Aumento (redução) líquida no caixa e equivalentes de caixa	8.505.659	8.822.735	9.139.811	9.456.888	9.773.964	10.091.041	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104
Fluxo de caixa ao acionista	8.505.659	8.822.735	9.139.811	9.456.888	9.773.964	10.091.041	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104

Anexo 1: Fluxo de Caixa (p. 3/3)

	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Fluxos de Caixa das Atividades Operacionais										
(+) Recebimento de Venda de Energia	21.444.480	21.444.480	21.444.480	21.444.480	21.444.480	21.444.480	21.444.480	21.444.480	21.444.480	21.444.480
(+) Venda ACL Curto Prazo	6.548.976	6.548.976	6.548.976	6.548.976	6.548.976	6.548.976	6.548.976	6.548.976	6.548.976	6.548.976
(-) Operação e Manutenção	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)
(-) Sobressalentes e Ferramentas	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)
(-) Seguros	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)
(-) Despesas ambientais	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)
(-) Custo Administrativo	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)
(-) TUSD	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)
(-) P&D	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)
(-) Taxa de fiscalização	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)
(-) ESS	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)
(-) PIS / COFINS	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)
(-) Tributos sobre o Lucro (IRPJ / CSLL)	(6.648.697)	(6.648.697)	(6.648.697)	(6.648.697)	(6.648.697)	(6.648.697)	(6.648.697)	(6.648.697)	(6.648.697)	(6.648.697)
(+/-) Demais Encargos Regulatórios										
Fluxos de Caixa das Atividades de Investimentos	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104
(-) Investimentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxos de Caixa das Atividades de Financiamentos										
(+) Integralização de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Empréstimos e financiamento tomados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Serviço da Dívida Principal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Serviço da Dívida Encargos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aumento (redução) líquida no caixa e equivalentes de caixa	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104
Demonstração do aumento no caixa e equivalentes de caixa										
Saldo no início do exercício	161.450.382	177.196.486	192.942.590	208.688.694	224.434.798	240.180.902	255.927.006	271.673.111	287.419.215	303.165.319
Saldo no final do exercício	177.196.486	192.942.590	208.688.694	224.434.798	240.180.902	255.927.006	271.673.111	287.419.215	303.165.319	318.911.423
Aumento (redução) líquida no caixa e equivalentes de caixa	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104
Fluxo de caixa ao acionista	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104	15.746.104

Anexo 2: Demonstrativo de Resultado do Exercício (p. 1/3)

Demonstrativo de Resultado do Exercício	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
(+) Receita Bruta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Venda ACL Longo Prazo	-	-	7.148.160,00	21.444.480,00	21.444.480,00	21.444.480,00	21.444.480,00	21.444.480,00	21.444.480,00	21.444.480,00
Venda ACL Curto Prazo	-	-	-	6.548.976,00	6.548.976,00	6.548.976,00	6.548.976,00	6.548.976,00	6.548.976,00	6.548.976,00
(-) Impostos sobre a Receita	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PIS / COFINS	-	-	(340.587)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)
Receita Líquida	-	-	6.807.573	26.971.695	26.971.695	26.971.695	26.971.695	26.971.695	26.971.695	26.971.695
(-) Despesas Operacionais	-	-	(5.569.134)	(7.416.702)	(7.416.702)	(7.416.702)	(7.416.702)	(7.416.702)	(7.416.702)	(7.416.702)
Operação e Manutenção	-	-	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)
Sobressalentes e Ferramentas	-	-	(195.954)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)
Seguros	-	-	(139.967)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)
Despesas ambientais	-	-	(121.305)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)
Custo Administrativo	-	-	(466.558)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)
TUSD	-	-	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)
P&D	-	-	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)
Taxa de fiscalização	-	-	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)
ESS	-	-	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)
Depreciação	-	-	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)
Resultado Operacional	-	-	1.238.439	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993
(-) Despesas financeiras	-	-	(6.725.864)	(5.765.026)	(6.245.445)	(5.284.607)	(4.804.188)	(4.323.769)	(3.843.351)	(3.362.932)
Juros de Financiamento	-	-	(6.725.864)	(5.765.026)	(6.245.445)	(5.284.607)	(4.804.188)	(4.323.769)	(3.843.351)	(3.362.932)
Lucro antes do IRPJ e CS	-	-	(5.487.425)	13.789.967	13.309.548	14.270.385	14.750.804	15.231.223	15.711.642	16.192.061
(-) Tributos sobre o Lucro (IRPJ / CSLL)	-	-	-	(4.688.589)	(4.525.246)	(4.851.931)	(5.015.273)	(5.178.616)	(5.341.958)	(5.505.301)
Lucro (Prejuízo) do Exercício	-	-	- 5.487.424,92	9.101.377,92	8.784.301,49	9.418.454,35	9.735.530,78	10.052.607,21	10.369.683,63	10.686.760,06

Anexo 2: Demonstrativo de Resultado do Exercício (p. 2/3)

Demonstrativo de Resultado do Exercício	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
(+) Receita Bruta										
Venda ACL Longo Prazo	21.444.480,00	21.444.480,00	21.444.480,00	21.444.480,00	21.444.480,00	21.444.480,00	21.444.480,00	21.444.480,00	21.444.480,00	21.444.480,00
Venda ACL Curto Prazo	6.548.976,00	6.548.976,00	6.548.976,00	6.548.976,00	6.548.976,00	6.548.976,00	6.548.976,00	6.548.976,00	6.548.976,00	6.548.976,00
(-) Impostos sobre a Receita										
PIS / COFINS	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)
Receita Líquida	26.971.695	26.971.695	26.971.695	26.971.695	26.971.695	26.971.695	26.971.695	26.971.695	26.971.695	26.971.695
(-) Despesas Operacionais	(7.416.702)	(7.416.702)	(7.416.702)	(7.416.702)	(7.416.702)	(7.416.702)	(7.416.702)	(7.416.702)	(7.416.702)	(7.416.702)
Operação e Manutenção	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)
Sobressalentes e Ferramentas	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)
Seguros	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)
Despesas ambientais	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)
Custo Administrativo	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)
TJUSD	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)
P&D	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)
Taxa de fiscalização	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)
ESS	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)
Depreciação	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)
Resultado Operacional	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993
(-) Despesas financeiras	(2.882.513)	(2.402.094)	(1.921.675)	(1.441.256)	(960.838)	(480.419)	-	-	-	-
Juros de Financiamento	(2.882.513)	(2.402.094)	(1.921.675)	(1.441.256)	(960.838)	(480.419)	-	-	-	-
Lucro antes do IRPJ e CS	16.672.480	17.152.898	17.633.317	18.113.736	18.594.155	19.074.574	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993
(-) Tributos sobre o Lucro (IRPJ / CSLL)	(5.668.643)	(5.831.985)	(5.995.328)	(6.158.670)	(6.322.013)	(6.485.355)	(6.648.697)	(6.648.697)	(6.648.697)	(6.648.697)
Lucro (Prejuízo) do Exercício	11.003.836,49	11.320.912,92	11.637.989,34	11.955.065,77	12.272.142,20	12.589.218,63	12.906.295,06	12.906.295,06	12.906.295,06	12.906.295,06

Anexo 2: Demonstrativo de Resultado do Exercício (p. 3/3)

Demonstrativo de Resultado do Exercício	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
(+) Receita Bruta										
Venda ACL Longo Prazo	21.444.480,00	21.444.480,00	21.444.480,00	21.444.480,00	21.444.480,00	21.444.480,00	21.444.480,00	21.444.480,00	21.444.480,00	21.444.480,00
Venda ACL Curto Prazo	6.548.976,00	6.548.976,00	6.548.976,00	6.548.976,00	6.548.976,00	6.548.976,00	6.548.976,00	6.548.976,00	6.548.976,00	6.548.976,00
(-) Impostos sobre a Receita										
PIS / COFINS	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)	(1.021.761)
Receita Líquida	26.971.695	26.971.695	26.971.695	26.971.695	26.971.695	26.971.695	26.971.695	26.971.695	26.971.695	26.971.695
(-) Despesas Operacionais	(7.416.702)	(7.416.702)	(7.416.702)	(7.416.702)	(7.416.702)	(7.416.702)	(7.416.702)	(7.416.702)	(7.416.702)	(7.416.702)
Operação e Manutenção	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)	(1.576.800)
Sobressalentes e Ferramentas	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)	(587.863)
Seguros	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)	(419.902)
Despesas ambientais	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)	(363.915)
Custo Administrativo	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)	(1.399.673)
TUSD	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)	(107.222)
P&D	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)	(71.482)
Taxa de fiscalização	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)	(35.741)
ESS	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)	(14.296)
Depreciação	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)	(2.839.809)
Resultado Operacional	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993
(-) Despesas financeiras										
Juros de Financiamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro antes do IRPJ e CS	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993	19.554.993
(-) Tributos sobre o Lucro (IRPJ / CSLL)	(6.648.697)	(6.648.697)	(6.648.697)	(6.648.697)	(6.648.697)	(6.648.697)	(6.648.697)	(6.648.697)	(6.648.697)	(6.648.697)
Lucro (Prejuízo) do Exercício	12.906.295,06	12.906.295,06	12.906.295,06	12.906.295,06	12.906.295,06	12.906.295,06	12.906.295,06	12.906.295,06	12.906.295,06	12.906.295,06

