

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Lucas da Trindade Guterres

**ANÁLISE DE VIABILIDADE E RETORNO FINANCEIRO DE
PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS:
ESTUDO DE CASO DA PCH QUEBRA DENTES**

SANTA MARIA, 2020

Lucas da Trindade Guterres

**ANÁLISE DE VIABILIDADE E RETORNO FINANCEIRO DE PEQUENAS
CENTRAIS HIDRELÉTRICAS:
ESTUDO DE CASO DA PCH QUEBRA DENTES**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof. Luciane Neves Canha

Santa Maria, RS

2020

Lucas da Trindade Guterres

**ANÁLISE DE VIABILIDADE E RETORNO FINANCEIRO DE PEQUENAS
CENTRAIS HIDRELÉTRICAS:
ESTUDO DE CASO DA PCH QUEBRA DENTES**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Programa de Graduação
em Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Santa Maria (UFSM, RS),
como requisito parcial para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia
Elétrica.

Aprovado em 25 de Setembro de 2020:

Luciane Neves Canha, Dr^a, UFSM

(Presidente/Orientador)

William Ismael Schimtz, Me, (UFSM)

Héricles Eduardo Oliveira Farias, Eng, (UFSM)

Santa Maria, RS

2020

RESUMO

ANÁLISE DE VIABILIDADE E RETORNO FINANCEIRO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS: ESTUDO DE CASO DA PCH QUEBRA DENTES

AUTOR: Lucas da Trindade Guterres

ORIENTADORA: Luciane Neves Canha

Esse trabalho analisa projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas sobre a perspectiva econômico-financeira. Para tal, visou-se compreender, num primeiro momento, os conceitos técnicos que caracterizam tais empreendimentos, as propriedades que as tornam diferentes de outros tipos de fontes de geração e a evolução desse segmento no cenário nacional de energia. Posteriormente, o foco voltou-se ao estudo sobre a metodologia aplicada no cálculo de viabilidade de projetos de infraestrutura e as adequações metodológicas necessárias para o caso de uma usina de pequeno porte. Tais adequações incluíram elementos que influenciam diretamente no fluxo de caixa do projeto. Por fim, com embasamento na teoria vista até então, foram aplicados os conceitos de viabilidade financeira a um estudo de caso prático real localizado no estado do Rio Grande do Sul. O estudo visou calcular o *payback*, *payback* descontado, taxa interna de retorno e valor presente líquido para a pequena central hidrelétrica Quebra Dentes. Da análise realizada, foi possível concluir que o investimento é viável, porém o preço praticado nos ambientes livre e regulado de contratação, os altos tributos e a burocracia de liberação ambiental não tornam atrativo o investimento no segmento de usinas de pequeno porte.

Palavras-chave: Pequena Central Hidrelétrica, Viabilidade, Fluxo de Caixa, Energia.

ABSTRACT

ANALYSIS OF FEASIBILITY AND FINANCIAL RETURN OF SMALL HYDROELECTRIC PLANTS: A CASE STUDY OF PCH QUEBRA DENTES

AUTHOR: Lucas da Trindade Guterres

ADVISOR: Luciane Neves Canha

This study analyzes projects of Small Hydroelectric Plants from an economic and financial perspective. To this end, the research aimed to understand, at first, the technical concepts that characterize such enterprises, the characteristics that make them different from other types of generation sources and the evolution of this segment in the national energy scenario. Subsequently, the focus was on studying the methodology applied in calculating the feasibility of infrastructure projects and the necessary methodological adjustments for a small plant. Such adjustments include elements that directly influence the project's cash flow. Finally, based on the theory seen so far, the concepts of financial feasibility were applied to a real practical case study located in the state of Rio Grande do Sul. The study aimed to calculate the payback, discounted payback, internal rate of return and net present value for the Quebra Dentes Small Hydroelectric Plant. From the performed analysis, it was possible to conclude that the investment is feasible, but the price practiced in free and regulated contracting environments, the high taxes and the bureaucracy of environmental licensing, do not make the investment in the segment of small plants attractive.

Keywords: Small Hydroelectric Plant, Feasibility, Cash Flow, Energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Esquema de funcionamento de uma Pequena Central Hidrelétrica.....	10
Figura 2 - Fluxograma da metodologia adotada.....	16
Figura 3 - Planta de situação PCH Quebra Dentes.....	30
Figura 4 - Traçado da Linha de Transmissão.....	32
Figura 5 - Fluxo de caixa líquido.....	35
Figura 6 - Fluxo de caixa acumulado.....	36
Figura 7 - Taxa interna de retorno.....	37

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação das PCHs quanto a potência instalada e queda de projeto.....	9
Tabela 2 - Custo do capital próprio segundo a ANEEL.....	20
Tabela 3 - Perdas de Geração.....	23
Tabela 4 - Descrição dos custos de construção de uma PCH.....	24
Tabela 5 - Características técnicas da PCH Quebra Dentes.....	31
Tabela 6 - Características técnicas da linha de transmissão.....	31
Tabela 7 - Custo de construção da PCH Quebra Dentes.....	32
Tabela 8 – Resultados do leilão 01 de 2018 da ANEEL.....	33
Tabela 9 – Resultados da análise econômica.....	36
Tabela 10 - Resultados considerando redução e isenção de ICMS.....	38
Tabela 11 - Resultados para aumento e diminuição do preço da energia.....	39

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 - Valor presente líquido.....	18
Equação 2 - Taxa interna de retorno.....	18
Equação 3 - Custo do capital próprio.....	19
Equação 4 - Custo do capital próprio calculado pela ANEEL.....	20
Equação 5 - Custo da potência instalada.....	21

LISTA DE ABREVIATURAS:

ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
PAC	<i>Projeto de Aceleração do Crescimento</i>
PCH	<i>Pequena Central Hidroelétrica</i>
PROINFA	<i>Programa de Incentivo a Fontes Alternativas</i>
BNDES	<i>Banco Nacional de Desenvolvimento Social</i>
UTE	<i>Usinas Termoelétricas</i>
UHE	<i>Usinas Hidrelétricas</i>
SIN	<i>Sistema Interligado Nacional</i>
MME	<i>Ministério das Minas e Energia</i>
ABRAPCH	<i>Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas</i>
DNAEE	<i>Departamento Nacional de Águas e Engenharia Elétrica</i>
LO	<i>Licença de Operação</i>
EIA	<i>Estudos de Impactos Ambientais</i>
CONAMA	<i>Conselho Nacional de Meio ambiente</i>
LP	<i>licença de operação</i>
P&D	<i>pesquisa e desenvolvimento</i>
MW	<i>megawatt</i>
MWh	<i>megawatt hora</i>
SPE	<i>Sociedade de propósito Específico</i>
VPL	<i>Valor Presente Líquido</i>
TIR	<i>taxa interna de retorno</i>
CAPM	<i>custo do capital próprio</i>
R\$	<i>Reais</i>
MRE	<i>Mecanismo de Realocação de Energia</i>
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema</i>
ACL	<i>Ambiente de Contratação Livre</i>
CCEE	<i>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica</i>
IPCA	<i>Índice de Preços ao Consumidor Amplo</i>

IBGE	<i>Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística</i>
ABRAGEL	<i>Associação brasileira de Geração de Energia Limpa</i>
COFINS	<i>Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social</i>
PIS	<i>Programa de Integração Social</i>
PASEP	<i>Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público</i>
IRPJ	<i>Imposto de Renda de Pessoa Jurídica</i>
CSLL	<i>Contribuição Social sobre o Lucro Líquido</i>
ICMS	<i>Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços</i>
REIDI	<i>Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Infraestrutura</i>
TFSEE	<i>Tarifa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica</i>
TUSD	<i>Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição</i>
COFURH	<i>Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos</i>
CCC	<i>Conta de Consumo de Combustível</i>
RGR	<i>Reserva Global de Reversão</i>
FEPAM	<i>Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luiz Roessler</i>
SMA 3	<i>Subestação Santa Maria 3</i>
CCEAR	<i>Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado</i>
SE	<i>Subestação</i>
LT	<i>Linha de Transmissão</i>
CPI	<i>Custo da Potência Instalada</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	JUSTIFICATIVA.....	2
1.2	MOTIVAÇÃO	3
1.3	OBJETIVOS	3
1.3.1	Objetivo geral	3
1.3.2	Objetivos específicos	4
1.4	ESTRUTURA CAPITULAR.....	4
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1	HISTÓRICO	5
2.2	DEFINIÇÃO	6
2.3	CLASSIFICAÇÃO	7
2.3.1	Capacidade de regularização	7
2.3.1.1	Fio d'água	7
2.3.1.2	Acumulação com regularização diária do reservatório	8
2.3.1.3	Acumulação com regularização mensal do reservatório	8
2.3.2	Sistema de adução	8
2.3.3	Potência instalada e queda de projeto	9
2.4	FUNCIONAMENTO.....	9
2.5	OPERAÇÃO	10
2.6	MANUTENÇÃO	10
2.7	IMPACTOS AMBIENTAIS	11
2.8	INCENTIVOS GOVERNAMENTAIS.....	13
2.9	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	14
3	METODOLOGIA	16
3.1	INTRODUÇÃO	16
3.2	ANÁLISE DE RETORNO FINANCEIRO	16
3.2.1	Payback e payback descontado	17
3.2.2	Valor presente líquido	17
3.2.3	Taxa interna de retorno	18
3.2.4	Custo do capital próprio	19
3.2.5	Análise econômica	20
3.3	DEFINIÇÕES E ADAPTAÇÕES DA METODOLOGIA	21
3.3.1	Receita de vendas	21
3.3.2	Prazo do projeto	22
3.3.3	Indexação da receita	22
3.3.4	Perdas de geração	23
3.3.5	Investimento	23
3.3.6	Linha de transmissão	25

3.3.7 Despesas operacionais	25
3.3.8 Tributação	26
3.3.9 Encargos sociais	27
3.4 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	27
4 ANÁLISE DE CASO PRÁTICO	29
4.1 PCH QUEBRA DENTES	29
4.1.1 Descrição do projeto	29
4.1.2 Características técnicas	31
4.1.3 Custo de construção	32
4.1.4 Receita de vendas	33
4.1.5 Impostos e despesas	33
4.1.6 Fluxo de caixa líquido	34
4.1.7 Resultados	35
4.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	38
4.2.1 Redução do ICMS	38
4.2.2 Variação do preço da energia	39
4.3 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	39
5 CONCLUSÃO	41
5.1 RECOMENDAÇÕES DE PESQUISAS FUTURAS	43
REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	44
APÊNDICE I	46

1 INTRODUÇÃO

No atual contexto da sociedade, a energia elétrica tornou-se algo indispensável, tanto no dia a dia para realização de tarefas domésticas, como também na indústria, na área da saúde e até mesmo no setor de transporte. Desta maneira, investir na geração de energia é fundamental, a fim de obter uma maior qualidade de vida para a população, por conseguinte um país mais desenvolvido. Com isso, tendo em vista que o Brasil ostenta grande potencial hídrico e considerando que há uma tendência mundial para investimentos em princípios não poluentes, as chamadas fontes renováveis, cresceram o número de Hidroelétricas no país (PERIUS, 2012).

Segundo dados de 2018 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, o parque energético brasileiro consiste de: 34% Usinas Hidroelétricas, 31% Usinas Termoelétricas, 19% Energia Eólica, 8% Pequenas Centrais Hidroelétricas e 7% Usinas Fotovoltaicas (ANEEL, 2018).

A partir da implementação do Projeto de Aceleração do Crescimento - PAC criado pelo governo no ano de 2007, novos empreendimentos de infraestrutura surgiram no país, dos quais destacam-se as Pequenas Centrais Hidroelétricas – PCHs. As PCHs são usinas hidrelétricas de tamanho e potência reduzidos e ganharam espaço no cenário de energia dos últimos anos por serem usinas geradoras mais simples e não poluentes. Essa fonte de energia tem várias vantagens em relação as hidrelétricas, como por exemplo: Serem construídas em rios de pequeno e médio porte, ocasionando em projetos menos complicados; menor impacto ambiental; menor burocracia, visto que sua construção e operação dependem somente da liberação da ANEEL; menor prazo de implementação; descentralização da geração; entre outras (ALBUQUERQUE, 2013).

Essas unidades hídrico-geradoras menores caracterizam-se por terem capacidade de geração entre 1MW e 30MW, além de possuírem reservatório d'água com área máxima de 3 km², no entanto a maioria delas operam sem reservatório (ANEEL, 2015).

Segundo dados de dezembro de 2017 da ELETROBRAS, o Brasil possui um potencial hidrelétrico de 244.313 MW, dos quais 107.223 MW são aproveitados. Considerando que desses 107.223 MW apenas cerca de 5.225 MW são procedentes de PCHs, as vantagens citadas anteriormente e também que esse tipo de proposta é uma

maneira rápida e eficiente de aumentar a oferta de energia, fica claro o porquê da necessidade de maior investimento nesse setor (ELETROBRAS, 2017).

Atualmente, o Governo Federal prevê incentivos no que diz respeito a fontes de energia renováveis. O Programa de Incentivo a Fontes Alternativas – PROINFA, elaborado em 2015, fomentou a criação de energia renovável e diversificou a matriz energética brasileira, através de apoio em investimentos nessas fontes com recurso do Banco Nacional de Desenvolvimento Social – BNDES (BITTENCORTE, 2011).

Em face dos dados apresentados, mostra-se nesse trabalho os aspectos gerais relativos a uma PCH e em especial a viabilidade econômica do caso específico da PCH Quebra Dentes, pertencente ao complexo Toropi no estado do Rio Grande do Sul.

1.1 JUSTIFICATIVA

Nos dias atuais, a sociedade não se imagina mais sem o uso da energia elétrica, devido as facilidades encontradas que qualquer pessoa tem em adquirir um eletrodoméstico, eletrônico ou até mesmo climatizadores. Vários são os fatores que contribuíram para tais facilidades, pode-se citar alguns como: aumento da renda dos brasileiros, incentivos governamentais, difusão da energia elétrica para lugares afastados dos centros, dentre outros. Porém, esses equipamentos, como tantos outros, requererem uma elevada demanda energética, o que gera um crescimento no consumo de energia.

Levando em conta que o atual cenário energético brasileiro não apresenta grande folga no que se refere a capacidade de carga, e que seguidamente as Usinas Termoelétricas – UTE têm que serem acionadas para suprir a demanda de energia, e esse tipo de geração, além de ser mais cara, causa danos ao meio ambiente, novas fontes de energia são bem-vindas para complementar a matriz energética (FILHO, *et al.*, 2015). Dentre tais, cita-se a importância das PCHs e suas vantagens, muito por conta de o Brasil possuir o maior potencial hídrico do mundo no que se refere a geração de energia, e não aproveitar nem metade desse potencial, de acordo com (ANEEL, 2008), no Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 3ª edição.

1.2 MOTIVAÇÃO

As Pequenas Centrais Hidrelétricas contribuem para o desenvolvimento do país, ao passo que produzem energia limpa, de forma mais simples que Usinas Hidrelétricas – UHE, bem como geram empregos, melhoram a qualidade de vida e contribuem para avanços econômicos e sociais. Além do mais, as PCHs representam uma forma rápida e eficiente para suprir a demanda de energia brasileira, possibilitando um melhor atendimento a carga de pequenos centros urbanos e rurais, haja visto que na maioria dos casos, complementa o fornecimento de energia do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Outro importante aspecto para quem vai empreender na área de PCHs são os vários incentivos governamentais e a facilidade de outorga. Ainda, não se deve deixar de citar que, para facilitar o processo de construção de novas pequenas centrais hidrelétricas, a desestatização do setor energético teve fundamental importância, considerando-se que isso gerou mais atrativos aos investidores, aprimorando a oferta de energia (DA SILVA, 2006).

Diante do cenário apresentado e levando em consideração o início das obras da PCH Quebra Dentes do complexo Toropi na região central do estado do Rio Grande do Sul, achou-se importante desenvolver um trabalho sobre esse tipo de projeto, a fim de melhor compreender as variantes relacionadas a construção de uma PCH, os benefícios que tal empreendimento vai trazer para a região, seu impacto no sistema de energia elétrica e a viabilidade econômica desse negócio.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo geral

Desenvolver uma metodologia de estudo sobre PCHs, visando esclarecer a inserção dessa fonte renovável no cenário atual de energia, bem como compreender suas vantagens e desvantagens e o retorno financeiro trazido por tal empreendimento para seus investidores, fazendo uma revisão bibliográfica e o estudo do caso específico da PCH Quebra Dentes do complexo Toropi.

1.3.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos desse trabalho são:

- Realizar uma revisão bibliográfica acerca de pequenas centrais hidrelétricas, abordando temas como: histórico; definição; funcionamento; normatização; impactos ambientais; tipos de PCHs; operação; aspectos econômicos; entre outros;
- Elencar métricas para análise de viabilidade financeira utilizadas usualmente em projetos de infraestrutura;
- Entender o impacto e a importância das energias renováveis, em especial das pequenas centrais hidrelétricas, no sistema atual;
- Analisar os pontos críticos de sucesso típicos dos projetos de PCHs e a respectiva sensibilidade dos resultados às variáveis que os compõem;
- Identificar os principais riscos e entraves referentes a projetos de PCHs;
- Realizar um estudo de caso real, colocando-se na prática os conceitos estudados.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está dividido em 5 capítulos, incluindo essa introdução. Nela apresenta-se o tema do trabalho e uma visão geral do setor elétrico brasileiro. Em seguida é exposto a justificativa, a motivação e os objetivos geral e específico.

O segundo capítulo revela os conceitos históricos, técnicos e regulatórios referentes a Pequenas Centrais Hidrelétricas. Destaca-se os princípios de funcionamento, classificação, manutenção e operação de PCHs. Além disso, sinaliza potenciais impactos ambientais que tal empreendimento pode gerar.

No terceiro capítulo abre-se com uma revisão metodológica a respeito de conceitos de análise de viabilidade econômico-financeira pelo cálculo de fluxo de caixa descontado. Em seguida, são elencados e analisados os principais elementos que compõem o fluxo de caixa de uma usina.

Já no capítulo quatro são aplicados os conceitos de fluxo de caixa para o projeto da Pequena Central Hidrelétrica Quebra Dentes, que se encontra em fase final de implementação. Logo após, são analisados os resultados obtidos.

No último capítulo é realizada uma síntese do estudo e são apresentadas as conclusões e recomendações.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 HISTÓRICO

As fontes renováveis de energia, incluindo as pequenas centrais hidrelétricas, ganharam força no Brasil a partir da década de 80 devido a uma crise de petróleo que o país enfrentou. A partir disso e aliado a preocupação ambiental, houve uma maior concentração de investimentos nesse tipo de empreendimento (SILVA 2016).

Então, conforme BITENCORTE (2011), em 1883 a primeira Usina Hidrelétrica foi inaugurada em solo brasileiro, localizada no estado de Minas Gerais e denominada “Ribeirão do Inferno”. No entanto, a geradora de energia ficou restrita à mineração de diamantes e não temos muitos registros sobre ela.

Já as Pequenas Centrais Hidrelétricas começaram a serem construídas no Brasil na primeira metade do séc. XX, visando atender sistemas isolados. Eram idealizadas por pequenos empresários locais ou prefeituras municipais, e localizavam-se em áreas rurais predominantemente (GURTLER *et al.*, 2006).

Nos anos entre 1930 e 1945 um intenso processo de industrialização tomou conta da esfera global. Por essa razão, no Brasil a procura por energia cresceu mais do que a oferta, de acordo com WISSMAN e GRANDO (2012). Para evitar um colapso energético medidas tiveram que serem tomadas a fim de aumentar a geração de energia. Foi nesse contexto que as PCHs passaram a ter grande crescimento nacionalmente.

Em 1934 o presidente da república, Getúlio Vargas, regulamentou a questão da exploração de energia hidrelétrica do Brasil, através do Código das Águas. Esse decreto possibilitou ao governo controlar de forma rigorosa as concessionárias de energia hidrelétrica. Ainda, em 1952 foi criado o Ministério das Minas e Energia – MME, e posteriormente, no ano de 1961, a ELETROBRAS, cujos propósitos eram coordenar o setor de energia elétrica nacional e fomentar esse mercado. Segundo TIAGO FILHO (2008), a maior parte dos empreendimentos hidrelétricos de porte pequeno foram construídos até a década de 1960 no Brasil.

Após o período mencionado, o país passou a implementar preferencialmente Usinas Hidrelétricas de médio e grande porte, pois a demanda energética crescia rapidamente, devido ao aumento populacional e a expansão da industrialização. Esses fatos

ocasionaram na prevalência de energia oriunda desse tipo de instalação na matriz energética nacional atual, como declaram PERIUS e CARREGARO (2012).

As modificações na legislação quanto a produção e comercialização de energia, incentivos governamentais, vantagens no ponto de vista econômico e ambiental, e fundamentalmente pela privatização das empresas do setor elétrico, atrai os investidores privados na área. Segundo a Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas – ABRAPCH, temos no Brasil hoje 428 pequenas centrais hidrelétricas, sendo 92 no estado do Rio Grande do Sul (ABRAPCH, 2019).

2.2 DEFINIÇÃO

De acordo com a ABRAPCH (2020), a primeira definição legal para Pequena Central Hidrelétrica aconteceu no ano de 1982 através da Portaria do Departamento Nacional de Águas e Engenharia Elétrica – DNAEE nº 109, que listou as seguintes características que caracterizavam uma PCH:

- Operação a fio d'água ou com reservatório de no máximo regulação diária;
- Altura máxima de 10 metros para barragens ou vertedouros;
- Não utilização de túneis;
- Máximo de 20 m³/s de vazão das turbinas do circuito de geração;
- Potência individual das unidades geradores de até 5MW;
- Potência total instalada de 10MW.

Contudo, devido ao grande número de condicionantes existentes, as definições foram se alterando com o passar dos anos a fim de facilitar e viabilizar o incremento de novas PCHs.

Atualmente, a ANEEL (2015) estabelece os seguintes critérios para enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central, conforme Resolução Normativa nº 673 de 2015:

- Empreendimentos destinados a autoprodução ou produção independente de energia elétrica com potência superior a 3MW e inferior ou igual a 30MW;

-Área de reservatório de até 13km² excluindo a calha do leito regular do rio.

Nota-se uma significativa redução dos critérios comparados à primeira definição de 1982, o que proporcionou o aumento significativo do número de PCHs no Brasil.

2.3 CLASSIFICAÇÃO

Pode-se classificar as Pequenas Centrais Hidrelétricas de formas diferentes levando em consideração algumas de suas características. A ELETROBRAS (2014) define três aspectos para distinguir as PCHs, são elas: Quanto a capacidade de regularização, quanto ao sistema de adução e quanto a potência instalada e queda de projeto.

2.3.1 Capacidade de regularização

Esse tipo de classificação leva em conta as vazões de estiagem dos rios e se subdivide em três classificações: PCHs Fio d'água, e PCHs de acumulação: de regularização diária e regularização mensal do reservatório.

2.3.1.1 Fio d'água

Quando o rio tem vazão suficiente ou superior ao necessário para produzir energia mecânica e atender a demanda máxima a ser instalada, o volume do reservatório criado pela barragem pode ser desprezado. Nesse caso, o aproveitamento energético local será parcial e o vertedouro funcionará na quase totalidade do tempo, extravasando o excesso de água.

Esse tipo de PCH proporciona várias simplificações, das quais podemos citar:

- Dispensa estudos de regularização de vazões;
- Isenção de estudos de sazonalidade da carga elétrica do consumidor;
- Facilita os estudos e a concepção da tomada d'água;

- Torna desnecessário que a tomada d'água seja projetada para atender a depleções do nível de água, desde que não haja flutuações significativas desse nível;
- A profundidade do canal aberto será a menor possível;
- Altura de chaminé de equilíbrio menor possível, caso haja necessidade de instalação;
- Barragens baixas, visto que tem função apenas de desviar a água para o circuito de adução;
- Menor valor gasto com indenizações devido menor área inundada.

2.3.1.2 Acumulação com regularização diária do reservatório

Esse tipo é empregado quando as vazões de estiagem do rio são inferiores à necessária para fornecer a potência para suprir a demanda máxima do mercado consumidor e ocorrem com rios superior ao adotado no projeto. Nesse caso, o reservatório fornecerá o adicional necessário de vazão regularizada.

2.3.1.3 Acumulação com regularização mensal do reservatório

Quando o projeto considera dados de vazões médias mensais no seu dimensionamento energético, analisando as vazões de estiagem médias mensais, pressupõe-se uma regularização mensal das vazões médias diárias.

2.3.2 Sistema de adução

Essa forma de classificação diz respeito a forma que a água é conduzida do reservatório ao sistema de captação, podendo ser de dois tipos: Adução em baixa pressão com escoamento livre em canal/alta pressão em conduto forçado e Adução em baixa pressão por meio de tubulação/alta pressão em conduto forçado.

O tipo de sistema de adução dependerá das condições topográficas e geológicas que o local apresenta, aliado com o estudo econômico comparativo.

2.3.3 Potência instalada e queda de projeto

Nesse tipo de classificação os dois parâmetros (potência instalada e queda de projeto) são considerados simultaneamente, podendo apresentar três tipos: Micro, mini e pequena. A Tabela 1 mostra as características de cada uma delas.

Tabela 1 - Classificação das PCHs quanto a potência instalada e queda D'água

CLASSIFICAÇÃO DAS CENTRAIS	POTÊNCIA - P (kW)	QUEDA DE PROJETO - Hd (m)		
		BAIXA	MÉDIA	ALTA
MICRO	$P < 75$	Hd < 15	$15 < Hd < 50$	Hd > 50
MINI	$75 < P < 3.000$	Hd < 20	$20 < Hd < 100$	Hd > 100
PEQUENAS	$3.000 < P < 30.000$	Hd < 25	$25 < Hd < 130$	Hd > 130

Fonte: (ELETROBRAS, 2014 e RESOLUÇÃO NORMATIVA N°687 ANEEL, 2015)

2.4 FUNCIONAMENTO

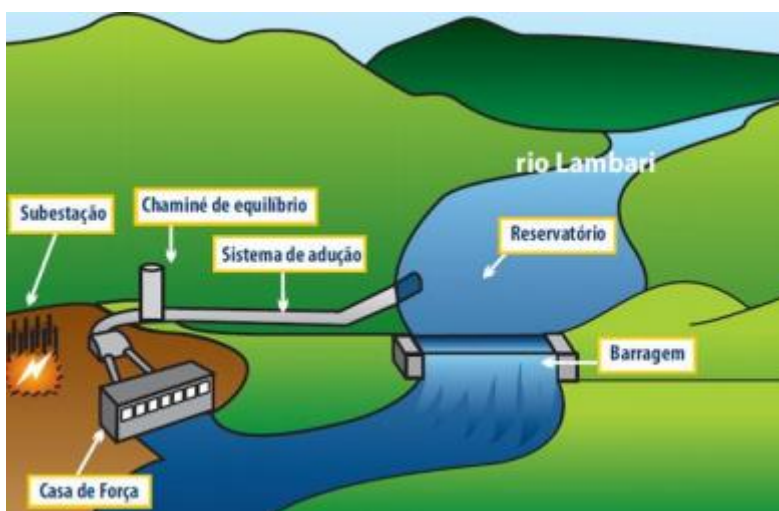
Uma Pequena Central hidrelétrica apresenta um princípio de funcionamento idêntico ao de uma Usina Hidrelétrica de grande porte. Pode-se separar a composição básica dessa estrutura em quatro partes: Barragem, sistema de adução e captação de água, casa de força e sistema de restituição de água ao leito do rio (ALBARELO, 2014).

Preliminarmente, a água do rio é represada pela barragem formando uma espécie de lago, ou seja, um acumulo de água. Em seguida, os canais (condutos metálicos acoplados na barragem) conduzem a água até a casa de força. Na casa de força é onde se encontram as turbinas, que são responsáveis por transformar a energia mecânica em energia elétrica. Por fim, a água retorna ao leito natural do rio através do canal de fuga (ALBARELO, 2014).

A energia gerada nas turbinas é conduzida por cabos condutores até a subestação, responsável por elevar a tensão a níveis de transmissão. Conectada a subestação temos a

linha de transmissão, que tem o objetivo de transportar a energia até os centros de consumo. Na figura 1 é apresentado um esquema de funcionamento típico de uma PCH (ALBARELO, 2014).

Figura 1 - Esquema de funcionamento de uma pequena central hidrelétrica



Fonte: (Grupo Energia S/A, 2014).

2.5 OPERAÇÃO

A operação de qualquer usina hidrelétrica deve obedecer rigorosamente às regras operativas estabelecidas nos manuais elaborados especificamente para esse fim e com objetivo de garantir o adequado funcionamento e desempenho satisfatório das estruturas e equipamentos do sistema (ALBARELO, 2014).

Ainda, o acompanhamento ambiental das condições do reservatório deve ser feito regularmente, com propósito de renovar a Licença de Operação – LO a cada 5 a 10 anos (ALBARELO, 2014).

Além disso, os equipamentos devem ter um cuidado especial no que diz respeito às suas regras de operação e manutenção (ALBARELO, 2014).

2.6 MANUTENÇÃO

A manutenção das obras e equipamentos de uma usina hidrelétrica é fundamental e programada, com intuito de garantir seu desempenho e segurança.

Os serviços de inspeção e manutenção são padronizados e realizados periodicamente. No entanto, a periodicidade varia conforme a obra e o equipamento (ALBARELO, 2014).

Pode-se citar alguns itens avaliados a cada elemento:

- *Reservatório*: Estado geral do reservatório e encostas; verificação do processo de assoreamento; remoção de plantas aquáticas; verificação da qualidade da água do reservatório e jusante.
- *Barragem*: Instrumentação (se existir); sistema de drenagem; surgimento de água a jusante; trincas, erosão, recalques e solapamentos; vegetação indesejável; estado geral do concreto.
- *Canal adutor*: Estado geral da grade; estado geral da estrutura do canal.
- *Tomada d'água*: Estado geral do concreto; estado geral da grade; estado geral das comportas; estado geral do pórtico/talha.
- *Conduto forçado*: Estado geral do conduto, apoio e flanges das juntas de dilatação; estado geral do leito e das canaletas de drenagem.
- *Casa de força*: Estado geral do concreto; verificação da instrumentação (se existir); sistema de drenagem; instalações.
- *Subestação*: Estado geral da área da plataforma e do sistema de drenagem.

2.7 IMPACTOS AMBIENTAIS

Os impactos ambientais causados por PCHs são consideravelmente menores se comparados a Usinas Hidrelétricas. Isso se deve por essas centrais menores possuírem reservatório d'água reduzidos, ocasionando em áreas alagadas mínimas. Contudo, consegue-se perceber ainda alguns impactos, tais como: Inundação de áreas agricultáveis; perda de vegetação e fauna terrestre; mudanças hidrológicas a jusante da represa; alterações da fauna do rio; interferência no transporte de sedimentos; alterações em atividades econômicas e usos tradicionais da terra; perda da biodiversidade terrestre e aquática; efeitos sociais por realocação e interferência na migração dos peixes. (WISSMANN e GRANDO 2012).

Segundo Moura e Santi (2008), identificação dos impactos ambientais se dá analisando os aspectos socioeconômicos e ambientais da área de cobertura e influência da PCH. Para identificação desses impactos, três aspectos são considerados: Meio físico (clima, solo, relevo, geologia e hidrologia); meio biótico (cobertura vegetal, vegetação ciliar e espécies da fauna) e meio socioeconômico (núcleos urbanos, demografia e patrimônio cultural).

A fim de padronizar os estudos de impactos ambientais e consolidar métodos pré-definidos de análise, foi criado os Estudos de Impactos Ambientais – EIA pelo Conselho Nacional de Meio ambiente – CONAMA, conforme lei 6.938/81, resolução nº 001/86 (CONAMA, 86).

O EIA tem por objetivos, conforme a ELETROBRAS (2009):

- Conceder subsídios para a licença prévia – LP junto ao órgão ambiental competente, além de avaliar a viabilidade ambiental do empreendimento;
- Conceder base de dados temáticos da região onde serão inseridas as obras propostas;
- Possibilitar, por meio de técnicas e métodos de avaliação e identificação de impactos, o conhecimento e o grau de transformação que a região sofrerá com a edificação das obras;
- Instaurar programas visando a prevenção e/ou compensação dos impactos negativos e o esforço dos positivos;
- Caracterizar a qualidade ambiental atual e futura da área de influência;
- Determinar os programas de acompanhamento e monitoramento que deverão ser iniciados e continuados durante e/ou após a implantação do empreendimento.

A síntese dos estudos ambientais da obra deve caracterizar o empreendimento, diagnosticar o meio ambiente da região, analisar os impactos ambientais em todas as fases do projeto, construção e operação, além de propor medidas mitigadoras ou compensatórias dos impactos negativos que a construção proporcionará aquele ecossistema.

2.8 INCENTIVOS GOVERNAMENTAIS

Existem atualmente algumas instituições que possibilitam viabilizar financeiramente novos empreendimentos no Brasil. Cita-se, por exemplo, o BNDES, que oferece linhas de créditos com financiamento de até 70% do valor do investimento. Hoje em dia, o BNDES *Project Finance* é o mais atrativo e requerido. Esse tipo de financiamento possui estruturação de empréstimo baseado na capacidade de pagamento do projeto e é suportado contratualmente pelo fluxo de caixa do mesmo, tendo como garantia seus ativos e recebíveis (MAKARON, 2012).

Desde 1989 algumas leis e resoluções governamentais foram criadas com intuito de facilitar a exploração de potenciais hidráulicos a partir de PCHs e outras fontes alternativas, ou seja, privilegiar a produção de energia. Também é mencionada a criação de algumas leis de incentivo referentes a transmissão, distribuição e a comercialização da energia gerada, e por fim, incentivos a pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico nacional. Abaixo, cita-se algumas dessas leis e resoluções propostas pelo governo com o alvo de diversificar a matriz energética brasileira:

- Autorização não onerosa para explorar o potencial hidráulico (**Lei nº 9.074**, de 7 de julho de 1995, e **Lei nº 9.427**, de 26 de dezembro de 1996) (BRASIL, 1995);

- Descontos não inferiores a 50% nos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (**Lei nº 10.438**, de 26 de abril de 2002; **Resolução ANEEL nº 281**, de 10 de outubro de 1999 e **Resolução ANEEL nº 219**, de 23 de abril de 2003) (ANEEL, 2003);

- Livre comercialização de energia com consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja igual ou superior a 500kW (**Lei nº 9.648**, de 27 de maio de 1998 e **Lei nº 10.438**, de 26 de abril de 2002) (BRASIL, 1995);

- Isenção relativa à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (**Lei nº 7.990**, de 28 de dezembro e **Lei nº 9.427**, de 26 de dezembro de 1996) (ANEEL, 1996);

- Isenção de aplicação, anualmente, de no mínimo um por cento da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico – P&D (**Lei nº 9.991**, de 24 de julho de 2000) (BRASIL, 2000);

- Comercialização das energias geradas pelas Pequenas Centrais Hidrelétricas com concessionárias de serviço público tendo como teto tarifário o valor normativo estabelecido conforme a **Resolução ANEEL Nº 248**, de 6 de maio de 2002 (ANEEL, 2002);

Por fim, é exposto o PROINFA, criado pela ANEEL em 2002, de acordo com o **Lei nº 10.438**, que tinha por objetivo diversificar a matriz energética brasileira. O projeto destacou-se como um dos maiores programas de incentivo a inserção de fontes renováveis, em virtude do montante de potência contratada e sua diversidade de fontes (BRASIL, 2002). No princípio, o programa previa a implantação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada, donde 1.191,24 MW seriam provenientes de 63 PCHs, dados do Ministério de Minas e Energia.

Estima-se que aproximadamente 150 mil empregos diretos e indiretos foram criados durante a construção e operação dos empreendimentos relacionados ao PROINFA e que os investimentos previstos pelo setor privado chegam a 8,6 bilhões de reais (TIAGO FILHO, 2019).

Para o ano de 2019, segundo a ANEEL, o valor total das cotas para custeio do PROINFA seria de 4,052 bilhões de reais e que o montante de energia elétrica gerada pelas 131 usinas já participantes deveria atingir 11,202 milhões de MW-hora (MW/h), provenientes de 60 PCHs, 52 usinas eólicas e 19 usinas térmicas movidas por biomassa (ANEEL, 2019).

2.9 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Foi contextualizado, nesse capítulo, o aumento da demanda energética no Brasil e conseqüentemente, as medidas tomadas para acompanhar esse crescimento. No país, a maior fatia da produção de energia é proveniente de empreendimentos hidrelétricos, com predominância das grandes usinas. Contudo, a tendência é a diversificação dessa matriz energética com a inserção de outras fontes renováveis de energia.

Em seguida, foram revisadas as definições, classificação, operação, funcionamento, manutenção, impactos ambientais e os incentivos governamentais do setor. Notou-se uma tendência de incentivos para o ramo de PCHs trazidas pelo governo, tanto na parte

regulatória, ambiental e financeira. Tais medidas facilitaram o desenvolvimento de novos empreendimentos de pequenas centrais hidrelétricas, tornando mais atrativo aos olhos dos investidores.

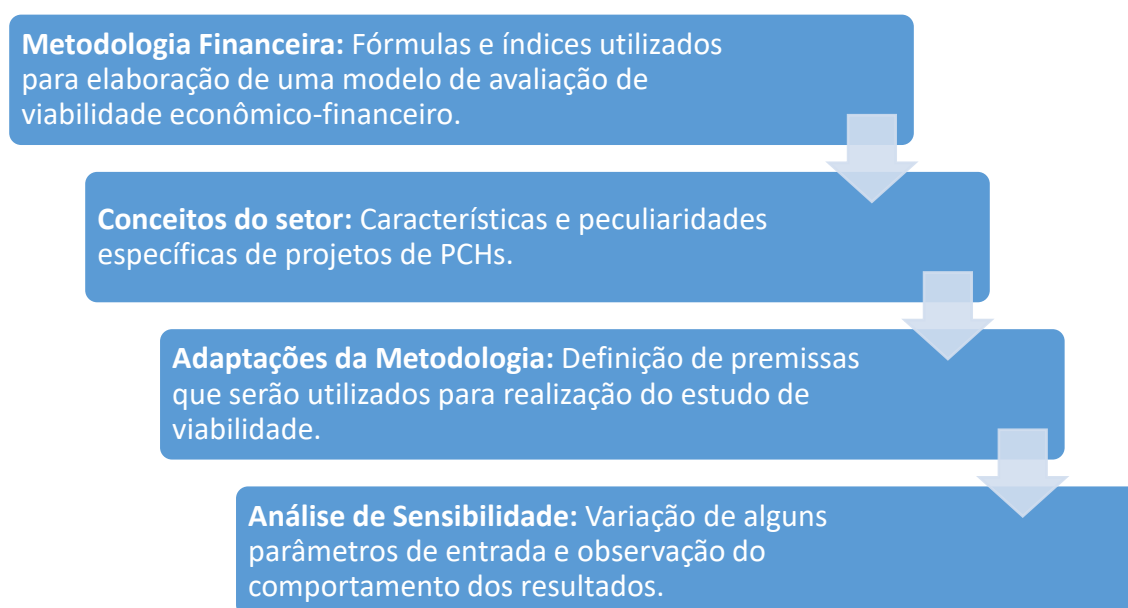
Por fim, foi feita uma linha do tempo trazendo as medidas regulatórias que o governo vem sancionando desde os anos 90 e que foram e são muito importantes para o setor. Cita-se ainda o Financiamento BNDES *Project finance*, utilizado como captação de recursos para financiar um projeto de investimento de capital economicamente separável, razão de ser da Sociedade de propósito Específico – SPE. Nesse caso, os financiadores veem o fluxo de caixa ou ativos do projeto como fonte primária de recursos para atender ao serviço de seus empréstimos e fornecer o retorno sobre o capital investido no projeto.

3 METODOLOGIA

3.1 INTRODUÇÃO

O propósito desse capítulo é fazer uma revisão metodológica acerca dos conceitos técnicos para elaboração de um modelo de avaliação econômico-financeira de um projeto de construção de uma Pequena Central Hidrelétrica. Essa revisão se dá em quatro etapas, conforme fluxograma apresentado na Figura 2.

Figura 2 - Fluxograma da metodologia adotada



Fonte: (Elaboração própria, 2020)

3.2 ANÁLISE DE RETORNO FINANCEIRO

Uma análise de viabilidade de um projeto baseia-se na realização de um estudo a fim de verificar a capacidade de sucesso econômico de determinado investimento. Um conceito trazido por Luzio (2011) indica que o êxito de um projeto está relacionado com a capacidade que o mesmo tem de gerar caixa ao longo do tempo e que esse seja o suficiente para pagar, no mínimo, o custo de oportunidade dos provedores de capital financeiro.

Trata-se de uma ferramenta muito importante para nortear decisões e trazer os melhores resultados possíveis, contudo, a análise de retorno financeiro não pode ser considerada uma avaliação precisa, pois seus resultados dependem de algumas variáveis que tornam o estudo mutável (MAKARON, 2012). A análise do projeto proposto será definida por quatro itens (1) *payback*; (2) *payback descontado*; (3) *Valor Presente Líquido*; e (4) *Taxa Interna de Retorno*:

3.2.1 *Payback* e *payback* descontado

O *payback* foi o primeiro método utilizado de avaliação financeira. Define-se como o número de anos necessários para recuperar o capital inicial de determinado investimento e, quanto menor for esse período, maior será a liquidez do projeto (BRIGMAN, 2001). Contudo, esse artifício apresenta deficiências, tais como não considerar as entradas previstas após o investimento inicial e não reconhecer o valor do dinheiro no tempo (BRAGA, 1998).

Uma forma de contornar tais deficiências, é a utilização da ferramenta de *payback* descontado, que consiste em diminuir do fluxo de caixa líquido (resultado das entradas menos as saídas de caixa) uma taxa que refletisse o valor do dinheiro no tempo, denominada taxa de atratividade (BRAGA, 1998).

3.2.2 Valor presente líquido

O Valor Presente Líquido – VPL é uma das técnicas mais utilizadas e reconhecidas na avaliação de projetos. Trata-se de uma metodologia que subtrai o investimento inicial do valor presente de seus fluxos de caixa de entrada, sendo descontada uma taxa mínima de atratividade (GITMAN, 2001).

Se um propósito tiver VPL positivo significa que estará gerando mais caixa do que é necessário para abater o investimento inicial, caso contrário, se o VPL for negativo, o investimento inicial é maior que o retorno financeiro que o projeto irá trazer, logo, a aplicação não é viável.

Esse valor pode ser obtido descontando-se os fluxos de caixa residuais após a realização de todas as despesas operacionais e impostos, mas antes do pagamento das dívidas. O desconto é calculado pelo custo médio ponderado do capital, que é o custo dos diversos componentes de financiamento utilizados pela empresa, com pesos em conformidade com suas proporções do valor de mercado e é calculado conforme equação (1) abaixo (DAMODARAM, 2001).

$$VPL = \sum \frac{CF \text{ da empresa}^T}{(1 + WACC)^T} \quad (1)$$

Onde:

CF da empresa ^T = Fluxo de caixa da empresa esperado no período T (fluxo de caixa operacional).

WACC = Custo médio do capital ponderado.

3.2.3 Taxa interna de retorno

A taxa interna de retorno – TIR é a taxa que torna o VPL zero, ou seja, iguala o valor atual de entradas líquidas de caixa ao valor atual de desembolsos relativos ao investimento líquido. Em outras palavras, representa a rentabilidade gerada por um projeto (BRAGA, 1998).

A TIR deve ser comparada à taxa que representa o custo de capital da empresa ou próprio e o projeto só deverá ser aceito quando sua taxa interna de retorno superar o custo de capital, isso significa que as aplicações da empresa estarão rendendo mais que o custo dos recursos empregados. A TIR, segundo Gitman (1997), é possivelmente a técnica mais usada para avaliação de alternativas de investimento, e calcula-se conforme a equação (2).

$$\sum \frac{CF}{(1 + TIR)^T} = 0 \quad (2)$$

Onde:

CF = Fluxo de caixa esperado no período T.

3.2.4 Custo do capital próprio

O custo do capital próprio – CAPM é um cálculo formado por uma taxa livre de risco, referente ao que o investidor teria caso não investisse seu capital, mais o risco do mercado proporcional ao que afeta o ativo da empresa. Ou seja, é uma medida do risco em termos de variância não diversificáveis e relaciona os retornos esperados a essa medida de risco (DEMODARAM, 2001).

Outra ótica trazida por Luzio (2011) é que o CAPM se refere não somente da remuneração esperada pelos acionistas por abrirem mão de outro tipo de investimento, mas também a recompensa ao risco que estão correndo ao investirem no negócio. Portanto, o CAPM pode ser calculado da conforme equação (3):

$$Rc = Rf + (Rm - Rf) * \beta \quad (3)$$

Rf: Expectativa da remuneração livre de risco;

Rm: Expectativa da remuneração dos ativos com renda variáveis;

(Rm – Rf): Prêmio pelo risco (rendimento líquido de se investir em renda variável descontando o rendimento livre de risco);

β : Medida de risco sistemático do projeto que não pode ser diversificado.

O principal empecilho de aplicar esse modelo está em mensurar o risco, dado que a maioria dos modelos de risco/retorno exige que os parâmetros de risco sejam estimados a partir de preços históricos do ativo objeto de análise, e o acesso à essas informações são de posse restrita das empresas com ações negociadas na bolsa de valores (DAMODARAM, 2001).

Uma alternativa para cálculo do CAPM é utilizar o valor do cálculo da ANEEL nas revisões tarifárias periódicas das concessionárias. A ANEEL desenvolveu metodologia própria para o cálculo, que inclui:

- A taxa de risco é calculada com base em títulos do tesouro americano;
- Para o prêmio de risco de mercado é utilizado índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque;

- O cálculo do beta é baseado na média dos últimos cinco anos de retornos que obtiveram as empresas americanas entre as distribuidoras e transmissoras de energia negociadas na bolsa;

- O risco-país é calculado com base no índice de títulos dos mercados emergentes específicos para o Brasil.

A forma de cálculo é conforme equação (4).

$$RCAPM = Rf + (Rm - Rf) * \beta + Rb \quad (4)$$

Onde:

Rf: Taxa de retorno do ativo livre de risco;

β : Beta alavancado de acordo com o setor regulado;

RB: Prêmio de risco Brasil.

Para demonstração do cálculo do custo do capital foi utilizada a Nota técnica n° 30/2020 – SRM/ANEEL de 09 de março de 2020 da qual podemos citar os principais componentes na tabela 2.

Tabela 2 - Custo do capital próprio segundo a ANEEL

Componente	Prêmio
Taxa livre de risco Rf	5,83%
Prêmio de risco do negócio financeiro (Rm – Rf) * β	2,73%
Prêmio risco do país Rb	2,01%
Custo do capital próprio	10,57%

Fonte: (elaboração própria com base nos dados da ANEEL, 2020)

3.2.5 Análise econômica

A análise econômica aplicada consiste em transformar os parâmetros energéticos da PCH em valores econômicos, para que seja possível a comparação do investimento do projeto pelo rendimento financeiro do mesmo. Um parâmetro importante é a energia assegurada, com posse dessa variável podemos quantizar e monetizar a energia gerada pela planta.

Os projetos de geração caracterizam-se por um indicador chamado Custo da Potência Instalada – CPI, mensurado como a razão do custo total do projeto pela potência instalada e expresso em R\$/MW. Esse é um dos principais índices utilizados para comparar projetos de geração (MARTINEZ, 1994). O cálculo pode ser feito conforme equação (5).

$$CPI = \frac{\text{Custo da construção}}{\text{Potência instalada}} \quad (5)$$

Vale ressaltar que cada um dos índices citados anteriormente revela diferentes conjuntos de informações que são relevantes para tomada de decisão, logo, eles devem ser analisados simultaneamente e não isolados. O *payback* e *payback* descontado oferecem um indicador tanto de risco como liquidez. O VPL fornece uma medida direta dos benefícios em reais, contudo, não apresenta informações sobre a margem de segurança sobre os fluxos de caixa nem a quantidade de capital que está em risco. Por fim a TIR traz informações sobre a margem de segurança do investimento (BRIGMAN 2001).

3.3 DEFINIÇÕES E ADAPTAÇÕES DA METODOLOGIA

3.3.1 Receita de vendas

Uma PCH tem duas opções de comercialização da energia: (1) venda de energia efetivamente gerada se submetendo ao risco hidrológico no caso de baixa vazão dos rios e conseqüentemente a redução da capacidade de geração; (2) adesão ao Mecanismo de Realocação de Energia – MRE e conseqüente redução da quantidade comercializada, tendo em contrapartida a segurança de garantia da geração (MAKARON, 2012).

O MRE foi criado visando compartilhar o risco hidrológico das usinas do SIN, manobrando de forma centralizada as usinas pelo Operador Nacional do Sistema – ONS. Há um mecanismo financeiro de realocação da energia gerada garantindo a todas as usinas o nível da energia assegurada.

Energia assegurada de uma usina pode ser entendida como o montante médio de geração que cada usina pode oferecer ao sistema, considerando a série de vazões, a produtividade média, a indisponibilidade total e a potência instalada de cada

empreendimento. Esse valor é calculado pelo Ministério de Minas e Energia e em média, para caso das PCHs, fica próxima de 60% da capacidade instalada.

No primeiro caso citado anteriormente como opções de comercialização de energia, a receita é obtida pelo produto da energia gerada de uma usina pela quantidade de horas que a usina funcionou efetivamente e pelo preço da energia vendida. Já no segundo caso, a receita de energia é calculada pelo produto da energia assegurada pelo preço da energia vendida (MAKARON, 2012).

A energia gerada por PCHs podem ser comercializadas por meio de negociação bilateral do Ambiente de Contratação Livre – ACL e por meio de leilões organizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. O preço da venda é uma das premissas principais que determinam ou não a viabilidade de um projeto.

3.3.2 Prazo do projeto

A concessão de uma PCH é pelo prazo de 30 anos e sua vida útil é estimada em 50 anos. Há possibilidade de renovação da concessão por mais 20 anos, além dos 30 iniciais. Contudo, há pouca jurisprudência sobre o assunto e a prorrogação da outorga de autorização fica à mercê da interpretação e competência do Estado, que tem liberdade para deliberar sobre a efetiva prorrogação. Para o estudo da receita de fluxo de caixa desse trabalho, considera-se o prazo de 30 anos (MAKARON, 2012).

3.3.3 Indexação da receita

Para esse trabalho adotar-se-á o Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA para correção do preço de energia ao longo do tempo e para a valorização do capital. No setor elétrico o governo opta por esse parâmetro para atualização de preços de energia vendida em leilões públicos.

O IPCA é produzido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE desde 1979 e é utilizado pelo Banco Central do Brasil para o acompanhamento de metas inflacionárias. É medido do primeiro ao último dia de cada mês e nele são consideradas

famílias com rendimentos de 1 a 40 salários mínimos (IBGE, 2011). Os itens que mais impactam no cálculo do indicador são alimentação, transporte, comunicação e despesas pessoais.

3.3.4 Perdas de geração

As perdas do sistema de transmissão são rateadas entre os agentes de geração e consumidores do SIN de maneira que o total de energia gerada pelo sistema seja igual ao total de energia consumida (MAKARON, 2012).

A diferença entre a geração e o consumo apontada pela CCEE é dividido como: metade do valor é descontada dos agentes de consumo e outra metade dos agentes de geração. Com base nesse valor é calculado um fator de contribuição para os agentes de geração e outro para os agentes de consumo, que indicam qual é o índice percentual que as perdas representam sobre o valor total da geração e consumo. Esse fator é aplicado sobre a energia transacionada de cada agente, sendo que para os geradores a energia é reduzida e para os consumidores ela é acrescida.

Para esse trabalho foi adotado uma média das perdas do primeiro semestre de 2020 fornecidos pela CCEE e demonstrado na Tabela 3.

Tabela 3 - Perdas de Geração

Mês/Ano	Fator de perdas da geração
jan/20	2,85%
fev/20	3,16%
mar/20	3,26%
abr/20	3,26%
mai/20	3,18%
jun/20	2,71%
Média	3,07%

Fonte: (CCEE, 2020)

3.3.5 Investimento

O custo de investimento de PCHs não são padronizados e variam conforme a disposição geográfica e características hidrológicas e geológicas de cada região. O que diferencia o custo de uma usina para outra são o volume e complexidade das obras civis.

Deve-se levar em conta que o mercado de construção de usinas é antigo e a maioria dos potenciais de geração mais acessíveis já foram construídos. A faixa de custo de implantação varia, geralmente, de R\$ 3 a R\$ 7 milhões/MW instalado (MAKARON, 2012).

A Associação brasileira de Geração de Energia Limpa – ABRAGEL com base nos custos de diversas PCHs, estima um investimento médio de R\$ 6,496 milhões para construir cada MW (ABRAGEL, 2020). Na Tabela 4 é detalhada as principais despesas que compõem o investimento.

Tabela 4 - Descrição dos custos de construção de uma PCH

Descrição	%
Acesso a canteiros	2,20
Estudos e projetos	3,30
Obras civis	40,13
Equipamentos eletromecânicos	30,79
Meio ambiente	5,36
Seguro risco engenharia	1,53
Linha de transmissão e conexão	5,28
Engenharia do proprietário	1,85
Gerenciamento	1,10
Terras	3,94
O&M - Comissionamento	0,25
Competition Bond	1,36
Juros/Empréstimo Ponte	1,39
FEE Finance Advisor	1,36
Administração da obra	3,17
REIDE	-3

Fonte: Lenzi, 2011

Tão importante quanto definir o custo total da obra é estabelecer um cronograma de desembolso desse valor, pois o período e concentração de desembolso pode impactar na taxa interna de retorno do projeto, quanto mais no futuro for desembolsado o valor, menor será o impacto. Segundo Machado (2008), pode-se adotar os seguintes critérios para distribuição do desembolso: (I) as aquisições de terras, se concentra no período anterior ao início das obras; (II) O custo da engenharia do proprietário se dá de forma quase homogênea durante o projeto executivo e implantação da PCH; (III) gastos com projeto, equipamentos e obras civis, apresentam curva de desembolso de 8% antes do início das obras, 55% no primeiro ano de construção e 37% no último ano.

3.3.6 Linha de transmissão

A linha de transmissão é um dos pontos críticos na análise de viabilidade e construção de uma usina, ela pode gerar sérios problemas com atrasos no cronograma e custo do projeto e até mesmo inviabilizar o investimento de forma geral (MAKARON, 2012). O acesso ao sistema de transmissão e distribuição é garantido a todos os agentes do setor pela Lei no 9.074/95 e Lei no 9.648/98.

É de responsabilidade do interessado a construção da linha que irá conectar a usina à rede básica e esse ativo deverá ser doado a distribuidora local posteriormente. É a concessionária quem define o local de conexão com o sistema, assim como a tarifa que será cobrada pelo uso de sistema de distribuição e transmissão (MAKARON, 2012).

O interessado deve fazer uma solicitação formal para efetuar a conexão ao sistema e transmitir à concessionária as informações básicas do projeto, que terá um prazo de 30 dias para comunicar ao solicitante o local de conexão, os requisitos técnicos da linha e equipamentos e o respectivo encargo (MAKARON, 2012).

Ainda, conforme definido pela resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999, é de responsabilidade do empreendedor: I – todo sistema de medição para faturamento de energia elétrica necessário à conexão; II – ressarcir a distribuidora pelo custo de aquisição e implantação do medidor de retaguarda e do sistema de comunicação de dados, para o caso de acesso às demais instalações de transmissão, não integrantes da Rede Básica, ou às instalações de propriedade da distribuidora; III – obras civis e adequações das instalações associadas ao sistema de medição, para o caso de acesso às demais instalações de transmissão, não integrantes da Rede Básica, ou às instalações de propriedade da distribuidora.

3.3.7 Despesas operacionais

As despesas operacionais de uma PCH são consideravelmente menores comparadas com outras fontes de energia. Atualmente, a operação de uma usina pode ser feita de forma remota, com um sistema de automação instalado na usina, o que pode dar um ganho

em escala para empresas que operam mais de uma usina. Ainda, deve-se considerar os custos de manutenção e conservação, tais como óleo diesel e peças sobressalentes.

Outra despesa operacional é o seguro, tanto na fase de construção quanto operacional, e, além de trazer uma segurança para o investidor, é uma exigência das instituições financeiras para liberação de crédito. Além disso, deve-se considerar algumas despesas administrativas de operação, como gastos em telefonia, informática, manutenção dos veículos, combustível, correios, entre outros.

Uma PCH é um investimento que requer um alto investimento no início, porém, em contrapartida, os custos de operação e manutenção são consideravelmente baixos comparados com outras fontes de energia, tais como termoeletricas (MAKARON, 2012).

3.3.8 Tributação

Esse tipo de investimento é caracterizado por um baixo custo para operação e manutenção e geralmente não atinge os patamares que tornam obrigatória a tributação pelo lucro real. Dessa maneira é mais vantajoso optar pelo regime de tributação do lucro presumido (MAKARON, 2012).

Impostos diretos: Sobre a receita bruta da venda de energia incidirão a Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS e o Programa de Integração Social – PIS/ Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PASEP, com alíquotas de 3% e 0,65% respectivamente, pagas mensalmente (MAKARON, 2012).

Impostos indiretos: Para o cálculo do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica – IRPJ é estimada uma base de lucro de 8% da receita bruta e sobre o lucro estimado é tributada uma alíquota de 25%, adicionalmente sobre o lucro estimado que for superior a R\$ 20 mil/mês é tributada uma alíquota complementar de 10%. O cálculo da contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL é semelhante ao do IRPJ. Estima-se uma base de lucro de 9% sobre a receita bruta e é aplicada uma alíquota de 12%. Tanto o IRPJ como o CSLL são pagos trimestralmente (MAKARON, 2012).

Ainda conforme Makaron (2012), a Constituição Federal prevê cobrança de Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS, imposto estadual incidente sobre o valor dos minerais, combustível e lubrificantes, energia elétrica,

transportes e comunicações. A base de cálculo para incidência do ICMS é o preço praticado na operação final que ocorrerá somente nas operações que se destinem à energia elétrica ao consumo final, seja operação interna ou interestadual. Nas operações internas a alíquota é definida como o limite mínimo de 17% e máximo de 25%. Nas operações interestaduais a alíquota é de 12%, exceto quando oriunda das regiões Sul e Sudeste com destino aos estados do Norte, Nordeste, Centro Oeste e Espírito Santo, quando é de 7%.

Por outro lado, as PCHs são elegíveis para filiação ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Infraestrutura – REIDI, que regulamenta a suspensão da exigência dos PIS e COFINS nas aquisições de materiais ou serviços para incorporação em obras de infraestrutura.

3.3.9 Encargos sociais

São basicamente dois os encargos pagos num projeto de geração de energia. A Tarifa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica – TFSEE que é destinada a cobrir os gastos da ANEEL e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, destinada para a concessionária local. Essa tarifa é regulada pela ANEEL e cobrada sobre o kW instalado. As PCHs por serem fontes incentivadas de energia têm desconto de 50% nessa tarifa.

Visando estimular o investimento do mercado privado no setor de infraestrutura, as fontes incentivadas de energia estão isentas do pagamento de parte dos encargos setoriais de Pesquisa e Desenvolvimento, Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - COFURH, Conta de Consumo de Combustível - CCC e Reserva Global de Reversão - RGR.

3.4 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Um projeto, qualquer que seja, deve gerar um fluxo de caixa que seja, no mínimo, equivalente ao investimento mais um custo de oportunidade pelo risco que o investidor está sujeito ao entrar no negócio. Para prever de forma estimada se é viável para o

investidor aplicar seu capital, são utilizados os índices financeiros: *Payback*, Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno.

Com relação a metodologia, foram elencados alguns dos principais parâmetros relacionados a projetos de PCHs e que influenciam diretamente na análise econômico-financeira do projeto. Dentre eles, o Custo do Capital próprio possivelmente é o que mais manipule os resultados e sua obtenção é a mais limitada quando analisadas empresas de capital fechado.

Em seguida, foram analisadas as principais premissas que compõem o fluxo de caixa de uma PCH e as adequações e cuidados na escolha dessas variáveis. Essa etapa é fundamental e minuciosa pois pode gerar distorções nos resultados caso superestimadas ou subestimadas.

4 ANÁLISE DE CASO PRÁTICO

Nesta seção é apresentado o estudo de viabilidade econômico-financeira para a PCH Quebra Dentes. Inicialmente faz-se um estudo do projeto e, num segundo momento, são discutidas as premissas para a modelagem financeira da avaliação da construção e da operação da referida usina. Por fim, é feita a análise dos resultados da estruturação e da operação da usina.

4.1 PCH QUEBRA DENTES

A Pequena Central Hidrelétrica Quebra Dentes faz parte do Complexo Toropi, localizado no estado do Rio Grande do Sul, englobando os municípios de Júlio de Castilhos, Quevedos e São Martinho da Serra. O complexo abrange outras três PCHs, são elas: (I) PCH Rincão do São Miguel, capacidade instalada de 9,75 MW; (II) PCH Cachoeira dos Cinco Veados, potência de 16,5 MW e (III) PCH Salto do Guassupi, com potência de 12,7 MW. As quatro usinas vizinham-se num raio de aproximadamente 6,5 km.

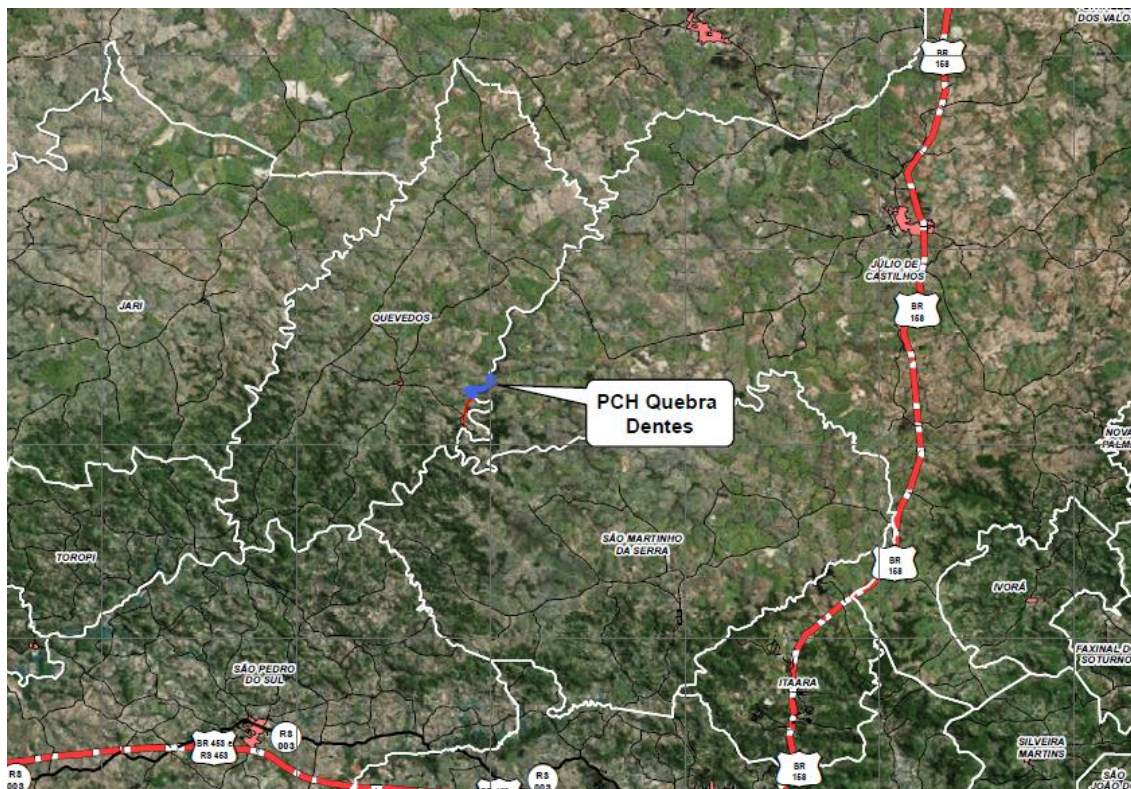
O Complexo Toropi contribuirá à sustentabilidade ambiental, reduzindo emissões de dióxido de carbono que ocorreriam caso o projeto não existisse. A atividade desse propósito reduz as emissões de gases de efeito estufa ao passo que evita a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis, que deveriam acontecer se não houvesse esse projeto.

A PCH quebra dentes é a planta do complexo em fase mais adiantada de implementação. O seu barramento possui uma crista com comprimento total de 202,01 m, vertedouro na cota 300,33 m e 112 m de comprimento. Ainda, seu reservatório possuirá um volume acumulado de 3,477 hm³, ocasionando no alagamento de 54,59 ha.

4.1.1 Descrição do projeto

A PCH Quebra Dentes situa-se entre os municípios de Júlio de Castilhos e Quevedos, no estado do Rio Grande do Sul, aproveitando o potencial hidrelétrico do Rio Toropi, Bacia Hidrográfica do rio Ibicuí (76) e localizada nas coordenadas 29°21'51''S e 54°00'42''O. A figura 3 exibi a planta de situação da usina.

Figura 3 - Planta de situação PCH Quebra Dentes



Fonte: (Celts, 2020)

A primeira Licença Prévia de instalação da PCH foi expedida pela Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luiz Roessler - FEPAM em 26 de janeiro de 2009. Já em 29 de janeiro de 2013, a ANEEL através do processo nº 48500.004595/2006-81 autorizou a empresa Quevedos Energética S.A. a implantar e explorar a Pequena Central Hidrelétrica Quebra Dentes sob o regime de produtor independente de energia elétrica. Contudo, os primeiros manejos ambientais e início das obras da PCH se deram em março de 2017.

4.1.2 Características técnicas

A PCH Quebra Dentes é constituída de uma central de desvio que opera a fio d'água, com uma casa de máquinas composta de três unidades de geração com potência instalada de 22,36 MW no total. Na tabela 5, são apresentadas as principais características técnicas da PCH Quebra dentes.

Tabela 5 - Características técnicas da PCH Quebra Dentes

Potência	22.360 kW
Potência nominal unitário por turbina	01 – 11.040 kW 02 – 11.040 kW 03 – 280 kW
Fator de capacidade	55%
Energia assegurada	108.381 MWh/ano
Índice de perdas estimado	3,07%
Queda	100,33 m
Vazão	20,95 m ³ /s

Fonte: (Elaboração própria com base nos dados disponibilizados pela Celtes no site da FEPAM, 2020)

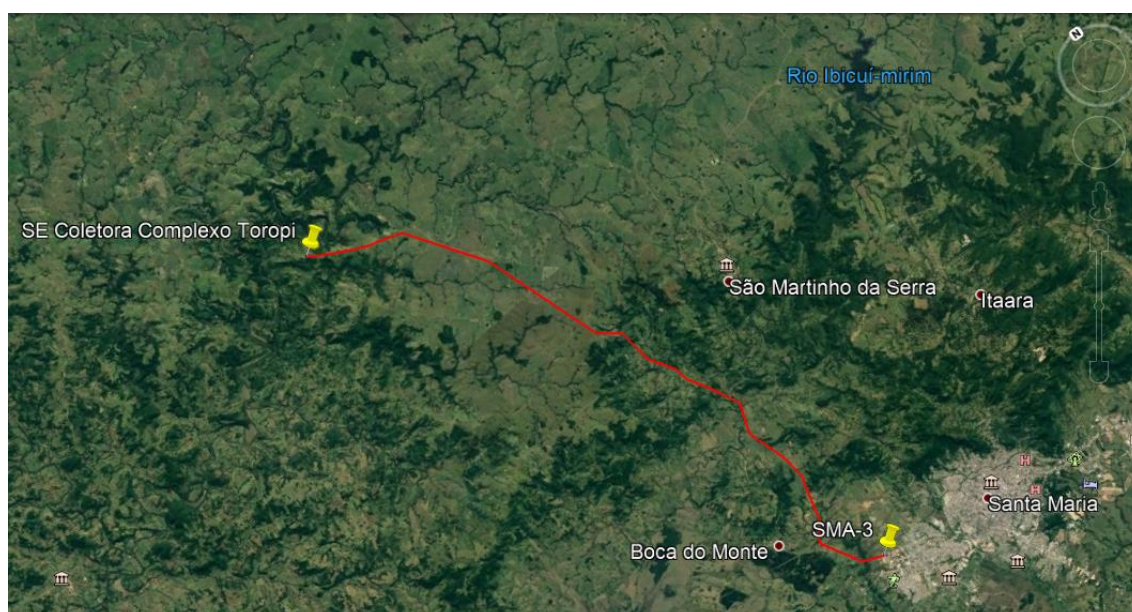
As quatro pequenas centrais hidrelétricas do Complexo Toropi possuirão, cada qual, uma subestação – SE elevadora de 6,9/69 kV e uma linha de transmissão – LT com propósito de conectá-las a uma SE coletora. A partir da SE coletora parte a LT até a Subestação Santa Maria 3 – SMA3. As características da LT são mostradas na Tabela 6 e seu traçado é apresentado na Figura 4.

Tabela 6 - Características técnicas da linha de transmissão

Ponto de Conexão	SE Santa Maria 3 da CEEE GT – município de Santa Maria - RS
Distância da Usina	33,8 km
Tensão	69 kV

Fonte: (Elaboração própria com base nos dados disponibilizados pela Celtes no site da FEPAM, 2020)

Figura 4 - Traçado da Linha de Transmissão



Fonte: (Google Earth com base nos dados disponibilizados pela ANEEL, 2020)

4.1.3 Custo de construção

Esse empreendimento é uma iniciativa privada de uma associação com 10 acionistas, que incluem empresas e investidores, e não recebeu financiamento público. A PCH se encontra em fase final de implementação e apresentou custo de construção do projeto conforme discriminado na Tabela 7.

Tabela 7: custo de construção da PCH Quebra Dentes

AQUISIÇÃO DE TERRENOS E BENFEITORIAS	R\$ 3.324.443,63
IMPLANTAÇÃO DO RESERVATÓRIO, APP E OUTRAS AÇÕES SOCIOAMBIENTAIS	R\$ 4.547.437,19
OBRAS CIVIS	R\$ 30.693.806,08
TÚNEIS	R\$ 24.288.720,49
TURBINAS E GERADORES	R\$ 10.278.303,00
PAINÉIS DE COMANDO E PROTEÇÕES	R\$ 1.724.250,00
TRANSFORMADOR E SE	R\$ 775.912,00
PONTE ROLANTE	R\$ 406.903,00
ESTRADAS RODAGEM, DE FERRO E PONTES	R\$ 826.684,77
CANTEIRO DE OBRAS E ACAMPAMENTO	R\$ 5.221.378,64
ENGENHARIA E ADMINISTRAÇÃO DO PROPRIETÁRIO	R\$ 4.803.987,51
TOTAL	R\$ 86.891.826,32

Fonte: Celtes, 2020

O fluxo de desembolso do investimento foi considerado no presente trabalho da seguinte forma:

- Aquisições de terras: 100% no primeiro ano de construção da usina;
- Custo de engenharia: 33% a cada ano de construção da PCH;
- Projeto, equipamentos, benfeitorias e obras civis: 8% no primeiro ano, 55% no segundo ano e 37% no último ano de construção.

4.1.4 Receita de vendas

A PCH Quebra Dentes participou do leilão 01 de 2018 promovido pela ANEEL, em abril de 2018 e obteve êxito na negociação de energia. O leilão foi realizado na modalidade A-4 de venda, ou seja, com prazo de quatro anos para começar a entregar o montante negociado, a contar da data do leilão. A energia elétrica negociada por empreendimentos hidrelétricos foi objeto de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR na modalidade por “quantidade de energia”, com prazo de suprimento de 30 (trinta) anos. Mais detalhes do leilão são evidenciados na Tabela 8.

Tabela 8 - leilão 01 de 2018 da ANEEL

Lotes contratados	90
Energia negociada	2.366.712,00 MWh
Preço	198,47 R\$/MWh
Montante negociado	R\$ 469.721.330,64

Fonte: (ANEEL, 2018)

Para a análise financeira foi considerada a média do total de energia negociada dividido no período de 30 anos e para a correção do preço da energia é utilizado nesse trabalho o IPCA acumulado do ano de 2019, fornecido pelo IBGE, equivalente a 4,3%.

4.1.5 Impostos e despesas

A tributação foi calculada conforme alíquotas do regime de lucro presumido expostos no capítulo anterior, 0,65% para PIS e 3% para o Cofins. O ICMS foi considerado alíquota de 25% referente ao pior caso para transações internas.

Para os encargos referentes a TUSD, foi considerada a tarifa de 4,88 R\$/kW aplicada pela concessionária de energia CEEE – RS para geração de energia em 69 kV, aplicando o desconto de 50% destinado a fontes incentivadas, em cima desse valor.

Já as despesas operacionais foram estimadas em médias para o setor e seguem as seguintes premissas: Para o cálculo de despesas com operação e manutenção adotou-se o valor de 13 R\$/MWh com correção desse valor anualmente seguindo o IPCA; Para as despesas administrativas e a taxa de fiscalização da ANEEL estipulou-se 0,5% sobre a receita operacional bruta; Despesas com seguro foi definido um percentual de 0,4% do valor do ativo.

Para impostos indiretos foram estabelecidas as seguintes situações:

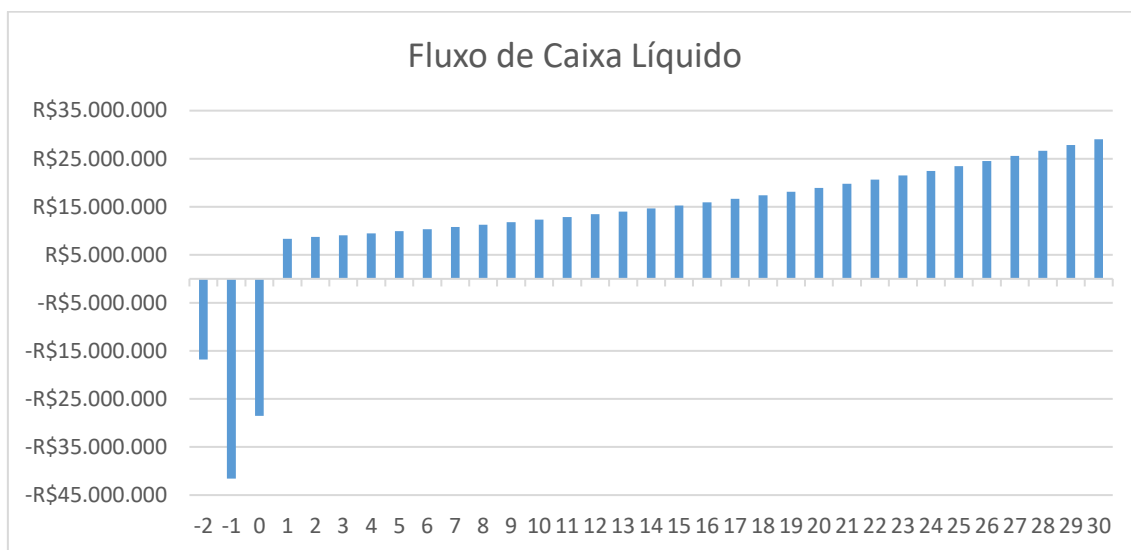
- Para o IRPJ estimou-se 8% de lucro sobre a receita bruta e 25% sobre esse valor em imposto;
- Para CSLL estipulou-se 9% de lucro sobre a receita bruta e imposto de 12% em cima desse montante.

4.1.6 Fluxo de caixa líquido

Definidas todas as premissas que norteiam a análise financeira é possível chegar numa estimativa de ganhos da planta, que relaciona as entradas menos as saídas, ou seja, o lucro líquido esperado para cada ano proposto. No APÊNDICE I é detalhado a movimentação esperada para os 3 anos de construção mais os 30 anos de operação da PCH.

O fluxo de caixa líquido estimado para a PCH Quebra Dentes pode ser expresso graficamente conforme a Figura 5. Os três primeiros anos são destinados a construção da usina, devido a isso a contagem dos anos começa no índice negativo.

Figura 5 - Fluxo de caixa líquido



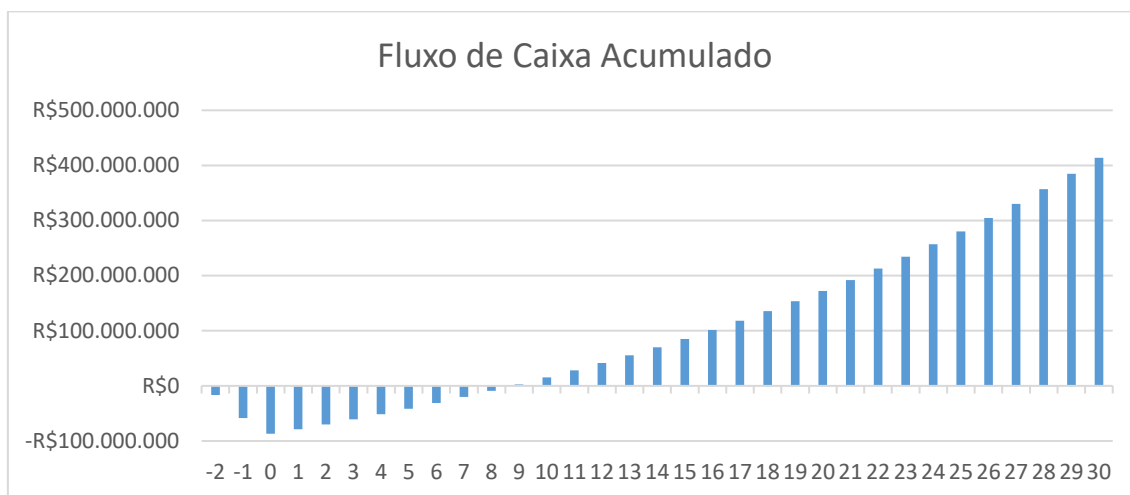
Fonte: (elaboração própria, 2020)

Nota-se um aumento do lucro com o passar dos anos, esse fato deve-se ao percentual utilizado para aumento do preço da energia ao longo do tempo. Esse resultado é sensível ao IPCA adotado e pode, dependendo do valor, decrescer em alguns períodos do ciclo.

4.1.7 Resultados

Em posse das movimentações financeiras, é possível construir um fluxo de caixa acumulado, relacionando o investimento inicial com o lucro esperado a cada ano por todo o período analisado. Para a simulação proposta o resultado é evidenciado na Figura 6.

Figura 6 - Fluxo de caixa acumulado



Fonte: (elaboração própria, 2020)

Analisando o gráfico é perceptível que o retorno do capital começa a se dar entre os anos 8 e 9 de operação da planta, onde o fluxo de caixa passa de negativo para positivo. Ou seja, o *payback* simples da PCH é de 11 anos contando o período destinado à sua construção.

Definido o *payback* simples, foram calculados os demais índices econômico-financeiro estudados no capítulo 3, o *payback* descontado, a TIR e o VPL. Para a análise, foram utilizados como referência o custo do capital próprio igual ao aplicado pela ANEEL visto no capítulo 3. O resumo dos resultados é mostrado na Tabela 9.

Tabela 9: resultados

CAPM	10,57%
<i>Payback</i>	11 anos
<i>Payback</i> descontado	11 anos
TIR	12,03%
VPL	R\$ 11.903.408,03

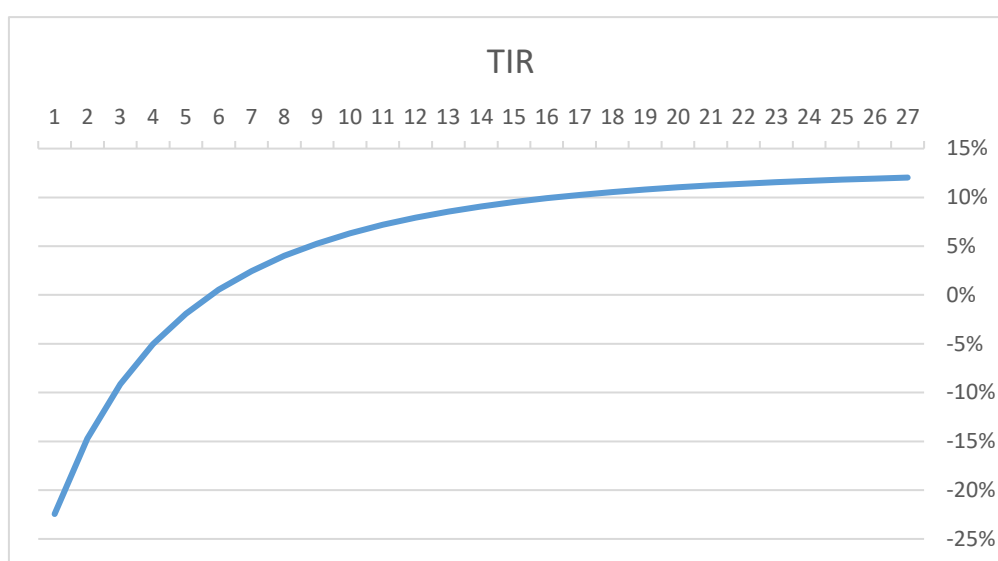
Fonte: elaboração própria, 2020

A taxa interna de retorno na ordem de 12% está acima do custo do capital próprio, tornando o investimento viável se analisado os números friamente. O VPL representa uma quantia positiva, ou seja, também mostra que é um investimento que não traz prejuízos ao investidor. Para esse caso, o resultado financeiro é suficiente para cobrir o investimento e ainda retornar um prêmio pelo risco do investidor. Notou-se ainda, que o VPL é muito sensível a mudanças nos parâmetros de entrada do estudo, principalmente sobre o CAPM, e visto a dificuldade de obtenção exata desse indicador devido o modelo aplicado de

cálculo do prêmio de risco por se investir no segmento necessitar os preços históricos do objeto de análise e essas informações serem de posse restritas para empresas com ações negociadas na bolsa de valores, verifica-se uma fragilidade desse estudo.

Na figura 7 é mostrado a TIR esperada ao decorrer do período do projeto, nos primeiros anos esse indicador é negativo devido ao investimento inicial, contudo, a partir do 18º ano de operação da usina a TIR começa a apresentar alíquota acima do CAPM e tende a estabilizar-se na casa dos 12%.

Figura 7 - Taxa interna de retorno



Fonte: (elaboração própria, 2020)

É notório que investimentos em PCHs requerem um grande investimento no início, porém, os custos operacionais depois de implementada a usina são consideravelmente baixos. Percebe-se ainda que os ganhos anuais se intensificam com o passar do tempo devido ao reajuste da receita de acordo com a inflação. Os custos também são maiores de ano para ano pelo mesmo motivo, no entanto, não são relevantes quando comparados com os ganhos.

4.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A análise de viabilidade é uma análise subjetiva, não tanto pela modelagem financeira, mas, sobretudo, em razão das premissas adotadas. Por isso, é importante discutir a pertinência das premissas adotadas e testar algumas variações a fim de se avaliar a sensibilidade dos resultados.

Para análise da sensibilidade de alterações nas premissas técnicas foram elencadas duas variáveis passíveis de mudança e de análise, são elas: (I) redução e isenção do ICMS; e (II) aumento/diminuição do preço da venda de energia.

4.2.1 Redução do ICMS

Nesse cenário é simulado, primeiramente, a redução do ICMS para o limite mínimo para comercialização interna, de 17% e, posteriormente, a isenção total do pagamento do ICMS sobre a energia comercializada. Esse benefício outras fontes alternativas de geração já gozam, exemplo da energia solar até 1MW. No cenário base que foi proposto, esse tributo equivale a mais de 50% das saídas financeiras da usina no ano.

Na tabela 10 são apresentados os resultados da simulação considerando a redução e a isenção do pagamento do ICMS, comparando os resultados com o obtido no cenário base.

Tabela 10 - Resultados considerando redução e isenção de ICMS

	Cenário base	Redução do ICMS a 17%	Isenção do ICMS
<i>Payback</i>	11 anos	10 anos	9 anos
<i>Payback descontado</i>	11 anos	10 anos	9 anos
TIR	12,03%	13,44%	16,20%
VPL	R\$ 11.903.408,03	R\$ 24.117.163,09	R\$ 50.071.392,59

Fonte: (elaboração própria, 2020)

Nota-se uma razoável melhora na atratividade do projeto caso houvesse redução do pagamento do ICMS sobre a energia negociada para a alíquota de 17%, comprovando o peso dessa variável sobre os resultados. Ainda mais, se for considerada a isenção total desse imposto, o projeto ganha muito impulso de investimento. Essa seja, talvez, uma das medidas mais interessantes para fomento de novos empreendimentos desse porte.

4.2.2 Variação do preço da energia

Nesse cenário foi considerado variar o preço em que a energia é vendida, o que afeta diretamente os ganhos do empreendimento. Para isso, foi utilizado o preço atualizado do leilão de energia regulada realizado em 18 de outubro de 2019, na importância de R\$ 233,14 por MWh. Além disso, a fim de entender melhor o impacto dessa variável nos resultados, simulou-se também o caso da redução de 15% do preço negociado atualmente. Na tabela 11 são mostrados os resultados.

Tabela 11: resultados para aumento e diminuição do preço da energia

	Cenário base	Aumento do preço de venda da energia	Diminuição do preço de venda da energia
<i>Payback</i>	11 anos	10 anos	13 anos
<i>Payback descontado</i>	11 anos	10 anos	13 anos
TIR	12,03%	13,99%	10,19%
VPL	R\$ 11.903.408,03	R\$ 29.158.706,34	-R\$ 2.913.403,57

Fonte: (Elaboração própria, 2020)

Percebe-se uma melhora satisfatória na atratividade do projeto quando se eleva o preço da energia negociada. A TIR cresceu cerca de 16% ao passo que o preço da energia aumentou em 17%, estabelecendo uma relação quase que direta para esse caso.

Por outro lado, a redução de 15% do preço negociado atualmente tornaria o investimento inviável, com TIR abaixo do custo do capital próprio e VPL negativo. Essa simulação evidencia a grande sensibilidade do projeto em relação ao preço da energia.

4.3 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

A Pequena Central Hidrelétrica Quebra Dentes pode ser considerada uma PCH de grande porte se compararmos com o limite de 30 MW estabelecido pela ANEEL para esse seguimento. Ademais, seu custo total de construção na importância de 3,88 milhões de R\$/MW demonstra não ser um investimento tão alto tendo em vista os valores estimados pela Abragel, que giram em torno de 3 e 7 milhões de R\$/MW.

O estudo econômico-financeiro da PCH Quebra Dentes mostrou-se ser um investimento viável, já que ao menos o capital investido é retornado. Além do mais, há um retorno benéfico de capital devido o VPL ser positivo e a TIR estar acima do custo do capital próprio. Também se observa que o *payback* corresponde a um tempo razoavelmente baixo, cerca de um terço do período analisado.

Contudo, o investimento não se revela muito atrativo pois não há grandes ganhos financeiros pelos investidores. No último tópico do capítulo algumas situações foram simuladas a fim de acurar os resultados da planta e entender melhor como ela se comporta. Concluiu-se que a redução do ICMS e aumento do preço da energia negociada são medidas cabíveis de melhora do retorno do investimento.

5 CONCLUSÃO

Esse trabalho buscou contextualizar os principais atributos de Pequenas Centrais Hidrelétricas, abordando as características técnicas e históricas do ramo. Adicionalmente, analisou-se um caso prático a fim de avaliar os resultados econômicos e financeiros para investimentos em construções de PCHs.

O primeiro capítulo detalhou a questão central, a justificativa, motivação e os objetivos. Constatou-se a importância que as PCHs desempenham na composição da matriz energética brasileira, apesar de estarem atravessando uma fase de perda de espaço no mercado nacional. Além disso, apresentam vantagens como: (I) geração próxima dos centros de consumo; (II) baixo impacto ambiental; (III) indústria nacional de equipamentos bem estruturada; e (IV) simplificações nos processos de autorização e licenciamento ambiental.

Já no segundo capítulo, argumentou-se a tendência da crescente demanda por energia no Brasil e o potencial hídrico ainda pouco explorado no país para fins de geração. Ainda, descreveu-se alguns dos principais marcos históricos do ramo, como incentivos governamentais, desestatização do setor, etc.

Além do mais, foram revisados os conceitos e definições legais de PCHs, as possibilidades de classificação dos empreendimentos quanto à capacidade do reservatório, sistema de adução e altura de queda. Por fim, apurou-se os incentivos regulatórios que desfrutam esse tipo de projeto, tais como: (I) desconto no pagamento da TUSD; (II) isenção de compensação financeira pela utilização de recursos hídricos; (III) simplificações nos processos de obtenção das licenças ambientais; etc.

No terceiro capítulo foi apresentada a metodologia para elaboração do modelo econômico-financeiro de avaliação de projetos. Notou-se que quando se trata de investimentos, busca-se obter uma geração de caixa suficiente para remunerar o custo de oportunidade pelo risco do investimento. O modelo econômico utilizado na avaliação foi o Fluxo de Caixa Descontado.

Em seguida descreveu-se os componentes do fluxo de caixa de um projeto do setor elétrico, tais como: (I) estimativa de receita de vendas; (II) perdas de geração; (III) prazo do projeto; (IV) tributação; (V) encargos sociais; (VI) investimento; (VII) linha de

transmissão; (VIII) despesas operacionais; e (IX) taxa de depreciação. As definições dessas premissas influenciam diretamente nos resultados e, uma vez que superestimadas ou subestimadas, podem apresentar grandes distorções nos resultados.

O capítulo 4 apresentou o estudo de viabilidade de um projeto à luz da teoria vista nos capítulos anteriores. O caso analisado da PCH Quebra Dentes apresentou números financeiros positivos, no entanto, não representam elevados ganhos aos investidores. Além disso, se analisados os riscos de implementação de um projeto desse porte, se torna ainda menos atrativo o investimento. Existem várias classificações e categorias de riscos para projetos de construção de obras estruturantes, podemos citar alguns como: (I) risco de implementação, inerente ao processo de não concluir a obra ou encarecimento devido a presença de algum material diverso não previsto anteriormente; (II) risco político, relacionado ao país e sua instabilidade da legislação e ambiental; (III) risco comercial, determinada pela alteração nos preços de compra e venda de energia; (IV) risco de força maior, que podem ser causados por desastres naturais.

Deduziu-se dois fatores determinantes para melhorar a atratividade desse tipo de investimento, (I) redução do ICMS e (II) aumento do preço de venda da energia. O ICMS representa cerca de 50% das despesas operacionais da PCH. Já o preço de venda de energia mostra-se pouco competitivo, tornando limitada as receitas da usina.

Outros problemas enfrentados pelas PCHs são: (I) a burocracia na aprovação dos projetos, (II) demora no processo regulatório de aprovação; (III) dificuldade de prever os custos e prazos na emissão das licenças ambientais; e (IV) dificuldades de se prever o custo da linha de transmissão.

Em síntese, esse trabalho indicou que o investimento em Pequenas Centrais Hidrelétricas é viável visto que ao menos o capital investido é retornado, porém não se mostra muito atrativo pois não são gerados elevados fluxos de caixa e há muitos riscos envolvidos em projetos desse tipo de infraestrutura, além de uma volumosa burocratização dos processos ambientais. A tendência é que as PCHs percam ainda mais espaço na matriz energética brasileira para as demais fontes, caso o atual cenário persista.

5.1 RECOMENDAÇÕES DE PESQUISAS FUTURAS

Sugere-se como trabalhos futuros aplicar essa metodologia para mais casos reais, variando outras das premissas de entrada a fim de analisar a sensibilidade dos resultados, visto que os estudos de casos reais tomam generalizações que podem distorcer os resultados. Além do mais, recomenda-se também o desenvolvimento de estudos que levem a proposição de uma metodologia para cálculo do CAPM em empresas de capital fechado e que atendam as especificações do setor, uma vez que esse parâmetro mostrou grande influência sobre os resultados e dificuldade de obtenção exata.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

ABRAPCH. Cenário de PCHs e CGHs no Brasil. 2020.

ALBARELO, Leonardo. *Guia para implementação de Pequenas centrais Hidrelétricas – PCHs*. 2014.

ANEEL. Resolução normativa N° 673, de 04 de agosto de 2020.

_____. Banco de Informações de Geração (BIG). Acesso em: junho de 2020.

_____. Relatório de acompanhamento da implantação de empreendimentos de geração. Acesso em: março de 2020.

_____. Valores de cotas PROINFA 2019. Acesso em: março de 2020.

_____. Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição 2020. Acesso em: agosto de 2020.

_____. Análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 26/2019 acerca da Metodologia e atualização da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital. Acesso em: agosto de 2020.

_____. Resultados Resumo Vendedor - Leilão 01 2018 - A4 2018. Acesso em: julho de 2018.

_____. LEILÃO N° 01/2018.

BITENCORTE, Daniel Oliveira. *Análise da viabilidade de aproveitamento hidrelétrico a partir de estudos de concepção hidrológica*. 2011.

BRAGA, R. *Fundamentos e técnicas de administração financeira*. 1. ed. São Paulo: Atlas, 1998.

BRIGHAM, E. F.; GAPENSKI, L. C.; ENRHARDT, M. C. *Administração financeira, teoria e prática*. 1. ed. São Paulo: Atlas, 2001.

CCEE. *Camara De Comercialização De Energia*. Info Mercado nº153 março. Informativo da organização publicado em 2020.

CEEE. *Resolução homologatória nº 2.640*, de 19 de novembro de 2019.

DAMODARAN, A. *Avaliação de investimentos*. Ed. Qualitymark, 2001.

ELETROBRÁS. *Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas*. 2000.

FEPAM. *Sistema Online de Licenciamento Ambiental: SOL*. Acesso em: agosto de 2020.

GITMAN, L. J. *Princípios de administração financeira essencial*. 2. ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.

IBGE. *Instituto Brasileiro De Geografia E Estatística*. Séria Histórica do IPCA 2019.

LUIZIO, Eduardo. *Finanças Corporativas Teoria e Prática*. Editora Cengage Learning. 2011.

MAKARON, Paula. *Análise de Viabilidade de Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas: Pontos Críticos de Sucesso a Partir de Estudos de Caso no Estado de Santa Catarina*. 2012.

MARTINEZ, C. B. *Interações entre o planejamento e o projeto de U.H.E's, o caso das pequenas centrais hidrelétricas no Brasil*. 1994. Tese (Doutorado). UNICAMP, 1994.

PERIUS, Marlon Roger e CARREGARO, Juliano Bonfim. *Pequenas centrais hidrelétricas como forma de redução de impactos ambientais e crises energéticas*. 2012.

SILVA, Marina Luiza Bortoli. *Análise da metodologia MME/ANEEL para o cálculo dos montantes de energia assegurada e garantia físicas de energia de PCHs*. 2016.

TIAGO FILHO, Geraldo Lúcio; ALENCAR, Harley Souza. *Panorama elétrico da PCH*. Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas. 2019.

WISSMANN, Leandro e GRANDO, Maurício Nelson. *Estudo prévio da instalação de uma pequena central hidrelétrica no manancial do Rio do Pato*. 2012.

APÊNDICE I

Demonstração do resultado de Fluxo de Caixa PCH Quebra Dentes esperado para os 3 anos de construção e 30 anos de operação da planta, considerando o custo de investimento, receitas e despesas anuais.

(-)CSLL	(-) IRPJ	(-) Seguro	(-) Adm e	(-) O&M	(-) TUSD	(-) ICMS	(-) Cofins	(-) PIS	(-) perdas	(-) invest.	(+) Lucro	ANO -2
										R\$16.775,0	R\$0,00	ANO -1
										R\$41.578,7	R\$0,00	ANO 0
										R\$28.538,0	R\$0,00	ANO 1
R\$169.099,	R\$313.147,	R\$347.567,	R\$78.286,8	R\$1.408,95	R\$54.558,4	R\$2.661,75	R\$469.721,	R\$101.772,	R\$480.681,		R\$15.657,3	ANO 2
R\$176.370,	R\$326.612,	R\$347.567,	R\$81.653,2	R\$1.469,53	R\$56.904,4	R\$2.776,20	R\$489.919,	R\$106.149,	R\$501.350,		R\$16.330,6	ANO 3
R\$183.954,	R\$340.657,	R\$347.567,	R\$85.164,3	R\$1.532,72	R\$59.351,3	R\$2.895,58	R\$510.985,	R\$110.713,	R\$522.908,		R\$17.032,8	ANO 4
R\$191.864,	R\$355.305,	R\$347.567,	R\$88.826,3	R\$1.598,63	R\$61.903,4	R\$3.020,09	R\$532.958,	R\$115.474,	R\$545.393,		R\$17.765,2	ANO 5
R\$200.115,	R\$370.583,	R\$347.567,	R\$92.645,9	R\$1.667,37	R\$64.565,2	R\$3.149,96	R\$555.875,	R\$120.439,	R\$568.845,		R\$18.529,1	ANO 6
R\$208.720,	R\$386.518,	R\$347.567,	R\$96.629,6	R\$1.739,07	R\$67.341,5	R\$3.285,40	R\$579.778,	R\$125.618,	R\$593.306,		R\$19.325,9	ANO 7
R\$217.695,	R\$403.139,	R\$347.567,	R\$100.784,	R\$1.813,85	R\$70.237,2	R\$3.426,68	R\$604.708,	R\$131.020,	R\$618.818,		R\$20.156,9	ANO 8
R\$227.055,	R\$420.474,	R\$347.567,	R\$105.118,	R\$1.891,84	R\$73.257,4	R\$3.574,02	R\$630.711,	R\$136.654,	R\$645.427,		R\$21.023,7	ANO 9
R\$236.819,	R\$438.554,	R\$347.567,	R\$109.638,	R\$1.973,19	R\$76.407,5	R\$3.727,71	R\$657.831,	R\$142.530,	R\$673.181,		R\$21.927,7	ANO 10
R\$247.002,	R\$457.412,	R\$347.567,	R\$114.353,	R\$2.058,04	R\$79.693,0	R\$3.888,00	R\$686.118,	R\$148.658,	R\$702.127,		R\$22.870,6	ANO 11
R\$257.623,	R\$477.080,	R\$347.567,	R\$119.270,	R\$2.146,54	R\$83.119,8	R\$4.055,18	R\$715.621,	R\$155.051,	R\$732.319,		R\$23.854,0	ANO 12
R\$268.701,	R\$497.595,	R\$347.567,	R\$124.398,	R\$2.238,84	R\$86.694,0	R\$4.229,56	R\$746.393,	R\$161.718,	R\$763.809,		R\$24.879,7	ANO 13
R\$280.255,	R\$518.992,	R\$347.567,	R\$129.748,	R\$2.335,11	R\$90.421,8	R\$4.411,43	R\$778.488,	R\$168.672,	R\$796.652,		R\$25.949,6	ANO 14
R\$292.306,	R\$541.308,	R\$347.567,	R\$135.327,	R\$2.435,52	R\$94.309,9	R\$4.601,12	R\$811.963,	R\$175.925,	R\$830.908,		R\$27.065,4	ANO 15
R\$304.875,	R\$564.585,	R\$347.567,	R\$141.146,	R\$2.540,25	R\$98.365,3	R\$4.798,97	R\$846.877,	R\$183.490,	R\$866.637,		R\$28.229,2	ANO 16
R\$317.985,	R\$588.862,	R\$347.567,	R\$147.215,	R\$2.649,48	R\$102.595,	R\$5.005,32	R\$883.293,	R\$191.380,	R\$903.903,		R\$29.443,1	ANO 17
R\$331.658,	R\$614.183,	R\$347.567,	R\$153.545,	R\$2.763,41	R\$107.006,	R\$5.220,55	R\$921.274,	R\$199.609,	R\$942.771,		R\$30.709,1	ANO 18
R\$345.920,	R\$640.593,	R\$347.567,	R\$160.148,	R\$2.882,23	R\$111.607,	R\$5.445,04	R\$960.889,	R\$208.192,	R\$983.310,		R\$32.029,6	ANO 19
R\$360.794,	R\$668.138,	R\$347.567,	R\$167.034,	R\$3.006,17	R\$116.407,	R\$5.679,17	R\$1.002,20	R\$217.145,	R\$1.025,59		R\$33.406,9	ANO 20
R\$376.309,	R\$696.868,	R\$347.567,	R\$174.217,	R\$3.135,43	R\$121.412,	R\$5.923,38	R\$1.045,30	R\$226.482,	R\$1.069,69		R\$34.843,4	ANO 21
R\$392.490,	R\$726.833,	R\$347.567,	R\$181.708,	R\$3.270,26	R\$126.633,	R\$6.178,08	R\$1.090,25	R\$236.221,	R\$1.115,69		R\$36.341,6	ANO 22
R\$409.367,	R\$758.088,	R\$347.567,	R\$189.522,	R\$3.410,88	R\$132.078	R\$6.443,74	R\$1.137,13	R\$246.379	R\$1.163,66		R\$37.904,3	ANO 23
R\$426.970,	R\$790.686	R\$347.567	R\$197.671	R\$3.557,55	R\$137.758	R\$6.720,82	R\$1.186,02	R\$256.973	R\$1.213,70		R\$39.534,2	ANO 24
R\$445.330	R\$824.685	R\$347.567	R\$206.171	R\$3.710,52	R\$143.681	R\$7.009,82	R\$1.237,02	R\$268.023	R\$1.265,89		R\$41.234,2	ANO 25
R\$464.479	R\$860.146	R\$347.567	R\$215.037	R\$3.870,08	R\$149.860	R\$7.311,24	R\$1.290,22	R\$279.548	R\$1.320,32		R\$43.007,3	ANO 26
R\$484.452	R\$897.133	R\$347.567	R\$224.283	R\$4.036,49	R\$156.304	R\$7.625,62	R\$1.345,69	R\$291.568	R\$1.377,09		R\$44.856,6	ANO 27
R\$505.283	R\$935.710	R\$347.567	R\$233.927	R\$4.210,06	R\$163.025	R\$7.953,53	R\$1.403,56	R\$304.106	R\$1.436,31		R\$46.785,4	ANO 28
R\$527.010	R\$975.945	R\$347.567	R\$243.986	R\$4.391,09	R\$170.035	R\$8.295,53	R\$1.463,91	R\$317.182	R\$1.498,07		R\$48.797,2	ANO 29
R\$549.672	R\$1.017.91	R\$347.567	R\$254.478	R\$4.579,91	R\$177.346	R\$8.652,24	R\$1.526,86	R\$330.821	R\$1.562,49		R\$50.895,5	ANO 30
R\$573.308	R\$1.061.68	R\$347.567	R\$265.420	R\$4.776,84	R\$184.972	R\$9.024,28	R\$1.592,52	R\$345.046	R\$1.629,68		R\$53.084,0	ANO 30