

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**

Felipe Garavello Urso

**Comparação da Viabilidade Financeira na Construção de PCH's por
meio de Diferentes Financiamentos**

**São Carlos
2025**

Felipe Garavello Urso

**Comparação da Viabilidade Financeira na Construção de PCH's por
meio de Diferentes Financiamentos**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Ambiental, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Ambiental.

Orientador: Prof. Dr. Frederico Mauad

São Carlos

2025

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

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

G82c Garavello Urso, Felipe
Comparação da Viabilidade Financeira na
Construção de PCH's por Meio de Diferentes
Financiamentos / Felipe Garavello Urso; orientador
Frederico Mauad. São Carlos, 2025.

Monografia (Graduação em Engenharia Ambiental)

Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade
de São Paulo, 2025.

1. Viabilidade econômica. 2. Financiamento. 3.
PCH's. 4. Energia renovável. 5. BNDES. 6. PROINFA. 7.
Fluxo de caixa . 8. Valor Presente Líquido (VPL).
I.
Título.

Eduardo Graziosi Silva - CRB - 8/8907

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato(a): **Felipe Garavello Urso**

Data da Defesa: 28/05/2025

Comissão Julgadora:

Resultado:

Frederico Fábio Mauad (Orientador(a))

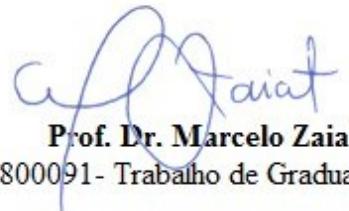
Aprovado _____

Rogério Andrade Flauzino

Aprovado _____

Flavia Mendes de Almeida Collaço

Aprovado _____



Prof. Dr. Marcelo Zaiat
Coordenador da Disciplina 1800091 - Trabalho de Graduação

AGRADECIMENTOS

Agradeço minha família, à Mariana Kawamorita, à república Deus Tá Vendo e aos meus bons amigos que me possibilitaram estar nesta posição hoje.

RESUMO

URSO, G. F. Comparação da Viabilidade Financeira na Construção de PCH's por Meio de Diferentes Financiamentos, 2025. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2025.

O trabalho avalia a viabilidade econômica da construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) de 1 MW por meio de diferentes modalidades de financiamento: BNDES Automático, PROINFA e financiamento privado por bancos comerciais. Utilizando projeções financeiras em Excel, foram calculados os custos de implementação, operação, manutenção e os fluxos de caixa associados. A análise incluiu cenários de capacidade operacional (alta, média e baixa), horizontes de análise (curto, médio e longo prazo) e variáveis como taxas de juros e amortização. Resultados indicam que financiamentos subsidiados pelo BNDES são mais vantajosos em termos de Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR), especialmente em cenários de longo prazo e alta capacidade. Financiamentos privados mostraram-se desafiadores devido a juros elevados, sendo viáveis apenas em condições operacionais ideais e horizontes longos. A capacidade operacional revelou-se fator crítico para resultados financeiros robustos, com alta capacidade gerando fluxos de caixa positivos mesmo em condições adversas. Conclui-se que projetos de PCHs são economicamente viáveis quando bem planejados, considerando financiamentos adequados, horizontes de longo prazo e operação eficiente.

Palavras-chave: Pequenas Centrais Hidrelétricas; Viabilidade econômica; Financiamento; PCH's ; Energia renovável; BNDES; PROINFA; Fluxo de caixa; Taxa Interna de Retorno (TIR); Capacidade operacional; Matriz energética; Impacto ambiental; Custos de operação e manutenção; Desenvolvimento energético.

ABSTRACT

URSO, G. F. Comparison of Financial Feasibility in the Construction of SHPs Through Different Financing Methods, 2025. Monograph (Undergraduate Thesis) – School of Engineering of São Carlos, University of São Paulo, São Carlos, 2025.

This study evaluates the economic feasibility of constructing Small Hydropower Plants (SHPs) with a capacity of 1 MW using different financing methods: BNDES Automatic, PROINFA, and private financing through commercial banks. Financial projections in Excel were used to calculate implementation, operation, and maintenance costs, as well as associated cash flows. The analysis included scenarios of operational capacity (high, medium, and low), analysis horizons (short, medium, and long term), and variables such as interest rates and amortization schedules. The results indicate that subsidized financing from BNDES offers the most advantages in terms of Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR), particularly in long-term and high-capacity scenarios. Private financing proved challenging due to high interest rates, being viable only under ideal operational conditions and long-term horizons. Operational capacity emerged as a critical factor for robust financial outcomes, with high capacity generating positive cash flows even in adverse conditions. The conclusion is that SHP projects are economically viable when well-planned, considering suitable financing, long-term horizons, and efficient operations.

Keywords: Small Hydropower Plants; Economic feasibility; Financing; SHP's; Renewable energy; BNDES; PROINFA; Cash flow; Net Present Value (NPV); Internal Rate of Return (IRR); Operational capacity; Energy matrix; Environmental impact; Operation and maintenance costs; Energy development.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Distribuição percentual dos custos de instalação de um PCH.....	15
Figura 2 - Evolução dos valores de O&M fixo, em R\$/kW.ano, de projetos de PCH e CGH.....	17
Figura 3 - Evolução dos valores de O&M variável, em R\$/MWh, de projetos de PCH e CGH	17

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Custos realizados ou estimados das PCHs	14
Tabela 2 - Representação do custo de componentes de PCHs	15
Tabela 3 - Classificação de Empresas pelo BNDES	25
Tabela 4 - Tarifas Pessoa Jurídica Banco do Brasil	33
Tabela 5 - Valor de Implementação da PCH de 1MW.....	39
Tabela 6 - Valor de Implementação da PCH de 1MW.....	40
Tabela 7 - Modalidades de Financiamentos	40
Tabela 8 - Valores das Diferentes Modalidades de Financiamentos	41
Tabela 9 - VLPs Calculados para Cenário de Capacidade Baixa	43
Tabela 10 - VLPs Calculados para Cenário de Capacidade Média	44
Tabela 11 - VLPs Calculados para Cenário de Capacidade Alta	44
Tabela 12 - TIRs Calculados para Cenário de Capacidade Baixa	45
Tabela 13 - TIRs Calculados para Cenário de Capacidade Média	45
Tabela 14 - TIRs Calculados para Cenário de Capacidade Alta	45

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPEX – Capital Expenditure
CGH – Central Geradora Hidrelétrica
DFC – Demonstrativo de Fluxo de Caixa
DOE – Departamento de Energia dos Estados Unidos
DRE – Demonstrativo de Resultados do Exercício
EIA – Estudo de Impacto Ambiental
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICSD – Índice de Cobertura do Serviço da Dívida
IRPJ – Imposto de Renda Pessoa Jurídica
IRENA – Agência Internacional de Energia Renovável
IGP-M – Índice Geral de Preços – Mercado
O&M – Operação e Manutenção
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PJ – Pessoa Jurídica
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RCL – Receita Corrente Líquida
ROB – Receita Operacional Bruta
SAC – Sistema de Amortização Constante
TIR – Taxa Interna de Retorno
TMA – Taxa Mínima de Atratividade
TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo
VPL – Valor Presente Líquido
WACC – Weighted Average Cost of Capital

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	13
2.1	Hidrelétricas e PCHs	13
2.2	Custo de implementação e manutenção de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs)	14
2.3	Geração de receita a partir da PCH	18
2.3.1	Modelagem de cenários.....	19
2.3.2	Estimativa de receita por cenário	20
2.4	Geração de caixa operacional.....	21
2.5	Métodos de financiamentos.....	23
2.5.1	Financiamento por meio do banco nacional de desenvolvimento econômico e social (BNDES)	24
2.5.2	Programa de apoio financeiro a investimentos em fontes alternativas de energia elétrica no âmbito do PROINFA	28
2.5.3	Financiamento para pessoas jurídicas por bancos comerciais	31
2.6	Período e fatores de instalação.....	34
2.7	Indicadores financeiros: VPL, TIR e viabilidade econômica	35
3	METODOLOGIA.....	37
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	39
4.1	Valor de implementação, operação e manutenção	39
4.2	Modalidades e valores de financiamento	40
4.3	Demonstrativo de resultado do exercício	41
5	CONCLUSÃO	49
	REFERÊNCIAS.....	50
	ANEXO A – AMORTIZAÇÃO DA DÍVIDA PELA MODALIDADE DE FINANCIAMENTO BNDES AUTOMÁTICO	53
	ANEXO B – AMORTIZAÇÃO DA DÍVIDA PELA MODALIDADE DE FINANCIAMENTO PROINFA	60
	ANEXO C – AMORTIZAÇÃO DA DÍVIDA PELA MODALIDADE DE FINANCIAMENTO PESSOA JURÍDICA BANCO DO BRASIL	64
	ANEXO D – DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS DO EXERCÍCIO CENÁRIO DE CAPACIDADE BAIXA	67
	ANEXO E – DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS DO EXERCÍCIO CENÁRIO DE CAPACIDADE MÉDIA	70
	ANEXO F – DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS DO EXERCÍCIO CENÁRIO DE CAPACIDADE ALTA	73
	ANEXO G – FLUXO DE CAIXA CENÁRIO DE CAPACIDADE BAIXA	76
	ANEXO H – FLUXO DE CAIXA CENÁRIO DE CAPACIDADE MÉDIA.....	77
	ANEXO I – FLUXO DE CAIXA CENÁRIO DE CAPACIDADE ALTA	78

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a busca por fontes de energia renováveis tem se intensificado em resposta aos crescentes desafios ambientais e à necessidade de diversificação da matriz energética global. Dentro deste contexto, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) emergem como uma solução promissora, oferecendo uma alternativa sustentável para a geração de energia. Porém, a viabilidade econômica destes projetos depende de uma série de fatores, incluindo o acesso a recursos financeiros adequados e a existência de políticas de incentivo que favoreçam seu desenvolvimento. Este trabalho visa analisar a viabilidade econômica da construção de uma PCH de 1MW, considerando diferentes modalidades de financiamentos – PROINFA, empréstimo governamental (BNDES) e financiamento à Pessoa jurídica, este último utilizado como base de comparação - e o impacto dos programas de incentivo à energia alternativa. A escolha do tema surge da relevância das PCHs no cenário de transição energética, onde a sustentabilidade e a eficiência econômica andam lado a lado.

A análise financeira de tais projetos é complexa, envolvendo variáveis como custos de construção, operação, manutenção, financiamento e receitas futuras. Além disso, as condições específicas dos empréstimos, como taxas de juros e prazos de amortização, assim como os benefícios dos programas de incentivo, podem significativamente alterar a viabilidade do projeto.

Este estudo objetiva, portanto, comparar as características e impactos das diferentes opções de financiamento disponíveis para a construção de uma PCH, avaliando como cada uma influencia a viabilidade econômica do projeto. Adicionalmente, será investigado como os programas de incentivo governamentais à energia alternativa contribuem para a rentabilidade e sustentabilidade desses empreendimentos.

Para atingir esses objetivos, a metodologia adotada envolve a projeção dos valores futuros das parcelas de pagamento, amortização, juros associados a cada tipo de financiamento, baseando-se em dados históricos e previsões econômicas em distintos prazos, assim como em diferentes cenários de pluviosidade. Em seguida, uma análise comparativa será realizada entre as diferentes opções de financiamento, considerando taxas de juros, condições de pagamento e amortização. Por fim, a

viabilidade econômica de cada opção será avaliada utilizando indicadores financeiros como o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

Este trabalho oferece insights valiosos para a realidade de desenvolvedores de projetos, e formuladores de políticas públicas, destacando caminhos para a promoção da energia hidrelétrica renovável como um pilar da matriz energética sustentável. Ao elucidar os desafios e oportunidades associados ao financiamento de PCHs, espera-se contribuir para a aceleração da transição energética, em direção a um futuro mais sustentável e economicamente viável e também o fornecimento de energia elétrica de forma acessível e segura a comunidades que mais necessitam.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Hidrelétricas e PCHs

A geração de energia hidráulica desempenha um papel fundamental na matriz energética, especialmente em países com vastos recursos hídricos como o Brasil. Este método de produção de eletricidade se baseia no aproveitamento do potencial energético da água, geralmente por meio da construção de barragens em rios, que armazenam água em reservatórios. A água é então liberada através de turbinas hidráulicas, movimentando-as e acionando geradores que convertem a energia mecânica em elétrica (Alencar; Stedile; Junior, 2018).

Apesar de ser vista como uma fonte de energia sustentável, a geração hidrelétrica por meio de hidrelétricas convencionais enfrenta críticas devido ao extenso alagamento de terras causado pelas barragens. No caso específico do Norte do Brasil, uma região com abundantes recursos hídricos, a construção de grandes usinas hidrelétricas é limitada por causa da necessidade de inundar áreas significativamente maiores do que as consideradas ideais Teixeira et al. (2003).

A relação entre a geração de energia hidráulica e as PCHs reside no aproveitamento eficiente e sustentável do potencial hídrico. Enquanto as grandes hidrelétricas fornecem uma quantidade significativa de energia ao sistema elétrico, as PCHs atuam de maneira complementar, oferecendo soluções de geração em locais remotos ou com menor demanda. Isso contribui para a redução de perdas de transmissão e distribuição e promove o desenvolvimento local, além de possibilitar a operação em regime de geração por fio d'água, o que minimiza ainda mais os impactos ambientais (Galvão; Bermann, 2015).

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) são definidas como usinas de geração de energia elétrica que utilizam o potencial hidráulico, com capacidade instalada entre 1 MW e 30 MW. São regulamentadas no Brasil por critérios da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e são vistas como uma alternativa sustentável devido ao seu impacto ambiental relativamente reduzido em comparação às grandes hidrelétricas.

As PCHs funcionam utilizando a energia potencial e cinética da água para gerar eletricidade. O processo envolve a captação de água de um rio ou córrego, canalizando-a por meio de condutos forçados até as turbinas. Essas turbinas convertem a energia cinética em energia mecânica, a qual é, posteriormente,

transformada em energia elétrica por um gerador. A escolha da turbina, como as turbinas Francis, Kaplan ou Pelton, depende da vazão e da altura disponíveis (JANTASUTO, 2015). Após a geração, a eletricidade pode ser distribuída à rede elétrica ou diretamente para comunidades locais (MOHIBULLAH; RADZI; HAKIM, 2004).

2.2 Custo De Implementação E Manutenção De Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)

Para a implementação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) no Brasil, os custos variam significativamente conforme a localização, a tecnologia utilizada e a escala do projeto. De acordo com um estudo de Mauad, Ferreira e Trindade (2017), os custos de investimento para projetos de pequenas hidrelétricas no Brasil situam-se entre R\$ 800 e R\$ 1.600 por kilowatt (KW) instalado. Esses custos incluem despesas com construção, aquisição de equipamentos, licenciamento ambiental e conexão à rede elétrica (IRENA) (PlanetSave).

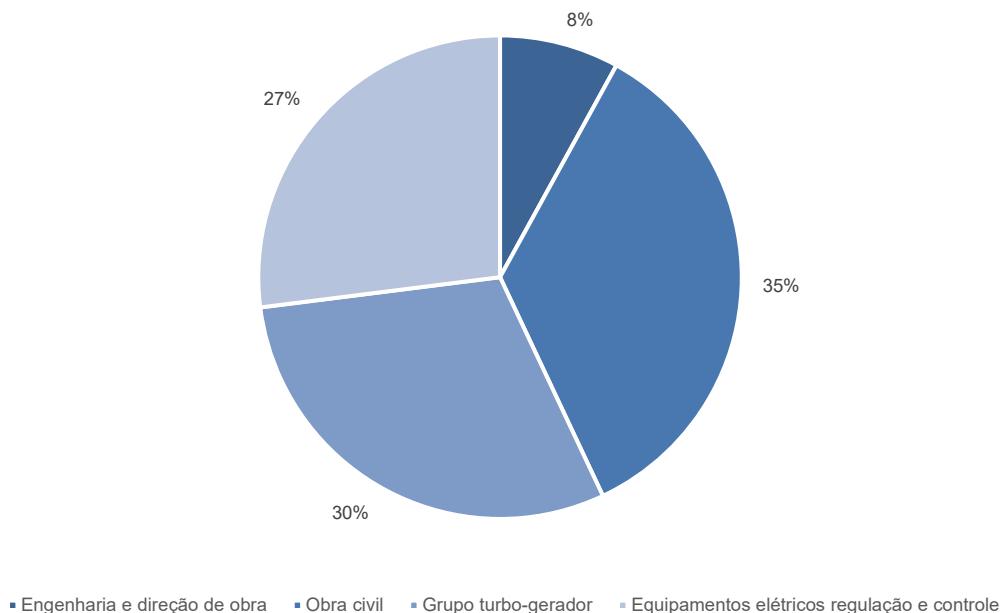
Tabela 1 - Custos realizados ou estimados das PCHs

Central	Características			Custos		Fase atual
	POT. (kW)	H. (m)	Q. (m³/s)	US\$/kW INST.	US\$/MWh GERADO	
PCH-CIPÓ	365	15,5	2,8	--	--	PR.
MCH-BORTOLAN	715	12,6	7	1296,7	24,15	OP
PCH-LUA DE MEL	1000	12	11,6	--	--	PR.
PCH-UBIRAJARA	800	30,9	3,5	789,32	13,12	OP
PCH-OSÓRIO	780	8	11,6	--	--	PR.
UHE ANTAS I	4780	86	7	--	--	OP
UHE ANTAS II	1650	165	11,6	848	14,65	COM.
UHE ROLADOR	4000	40	12	--	--	PR.
PCH-MARAMBAIA	1938	22,4	12,0	--	--	PR.
PCH-CARMO	5146	44	14	--	--	PR.

Fonte: Adaptado de Departamento Municipal de Energia – DME (2011).

Assim como apresentado na Tabela 1, a distribuição do investimento inicial da construção de uma PCH, em percentual, ocorre de acordo com a Figura 1:

Figura 1 - Distribuição percentual dos custos de instalação de um PCH



Fonte: Adrada, Mancebo e Martineza (2013).

Tabela 2 - Representação do custo de componentes de PCHs

COMPONENTE DO CUSTO	%
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS	
a) Turbina BULBOS + Regulador Automático de Velocidade. + Volante + Peças reservas.	25,3
b) Gerador + Excitador + Regulador Automático de Tensões + Peças de reserva.	5,7
c) Grade + Válvula Borboleta	4,86
d) Conduto Forçado + Junta de Dilatação	5,08
e) Transformador Elevador	2,41
f) Painéis + Quadros de comando, proteção, medição, sinalização.	4,28
Subtotal	48,5
ENGENHARIA CONTRATADA	
a) Projeto + Acompanhamento na área mecânica.	2,46
b) Gerenciamento da obra + Fiscalização	2,99
c) Serviços topográficos, Cálculo estrutural	1,2
d) Mão-de-obra de montagem, supervisão e comissionamento da turbina.	7,57
Subtotal	11,4
CONSTRUÇÃO CIVIL/MATERIAL	
a) Aço para concreto armado 70,347 kg	3,05
b) Concreto usinado 889,5 m ³ + pedra britada	3,63
c) Tábuas + laminados + formas	2,28
Subtotal	8,96
a) Pintura, calçamento, caixilharia, Inst. Elétrica e hidráulica, cabos elétricos, etc.	11,1
MÃO-DE-OBRA	

a) Montagem cond. Forçado e válvula	1,83
b) Mão-de-obra na construção civil	18,16
Subtotal	19,99
TOTAL	100

Fonte: Adaptado de Departamento Municipal de Energia – DME (2011).

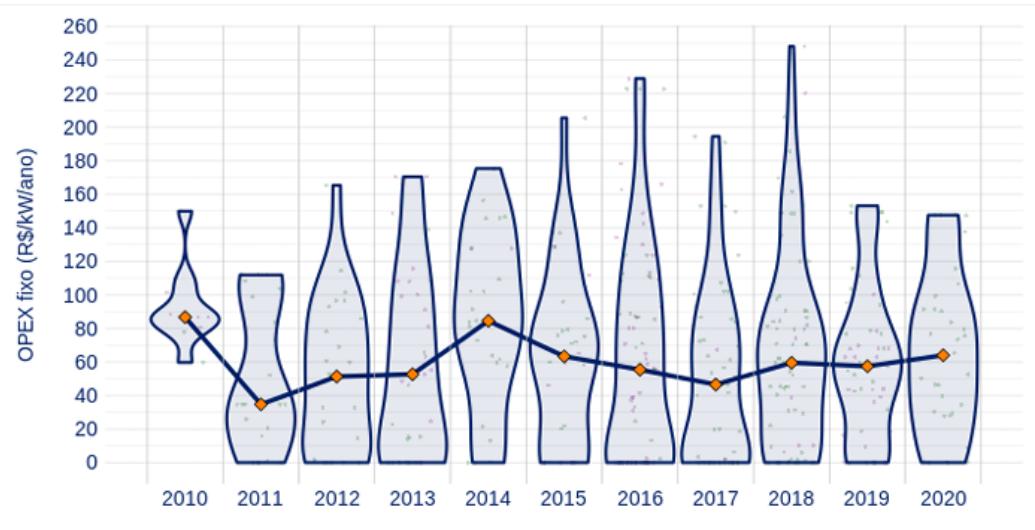
Além destes custos iniciais na implementação das PCH's, estudos recentes destacam a importância de considerar os custos ao longo do ciclo de vida do projeto, incluindo manutenção e substituições, para uma avaliação mais precisa dos investimentos necessários (IRENA, 2012).

Estes gastos, chamados de gastos de Operação e Manutenção fixo (O&M), possuem uma parcela fixa (O&M Fixos) e uma parcela variável (O&M Variáveis). Estes gastos podem ser calculados como uma porcentagem do CAPEX, do inglês “*Capital Expenditure*” que se refere ao investimento realizado para adquirir ou melhorar ativos físicos, como imóveis, edifícios, equipamentos ou tecnologia, neste caso o investimento para a implementação da PCH. Segundo IRENA (2012), o custo total de manutenção (O&M Totais) variam de 1% a 4% do valor de instalação total por ano. Dessa maneira os cálculos dos gastos de operação e manutenção são representados por:

$$O\&M \text{ Total} = \% \text{ do valor de instalação} \times \text{Valor de Instalação}$$

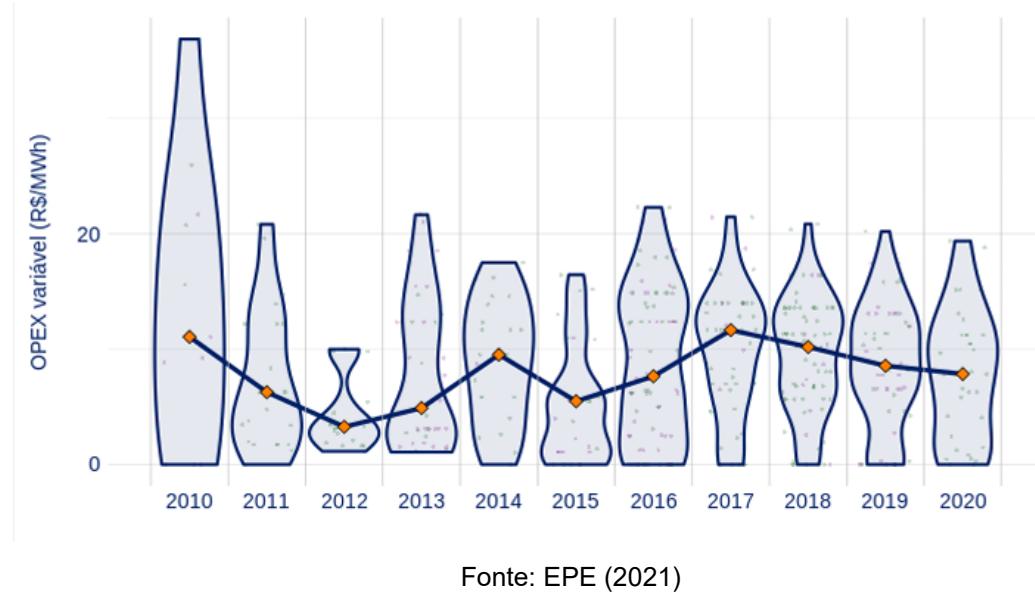
Estes valores, também podem ser calculados como custo médio unitário, como realizado pela Empresa de Pesquisa Energética, a qual observou a evolução dos custos de O&M das PCHs com valores de O&M fixo, em R\$/kW. Ano e com valores de O&M variável, em R\$/MWh como demonstrado na Figura 2 e na Figura 3.

Figura 2 - Evolução dos valores de O&M fixo, em R\$/kW.ano, de projetos de PCH e CGH



Fonte: EPE (2021)

Figura 3 - Evolução dos valores de O&M variável, em R\$/MWh, de projetos de PCH e CGH



Fonte: EPE (2021)

Como observado nos gráficos da Figura 2 e da Figura 3, de acordo com a EPE (2021), a mediana dos valores de O&M fixo, em R\$/kW. Ano, de projetos de PCH e CGH em 2020 foi próxima a 65 R\$/kW. Ano e a mediana dos valores de O&M variável, em R\$/MWh foi próxima a 8 R\$/MWh.

Dessa maneira os cálculos dos gastos de operação e manutenção são representados por:

Cálculo do O&M Fixo

O O&M fixo é calculado com base na potência instalada da usina (P) em kW, multiplicada pelo custo unitário de O&M fixo (em R\$/kW.ano). Assim, a fórmula para calcular os gastos fixos anuais de O&M é:

$$O\&M\ Fixo = P \times C\ fixo$$

Onde:

- P é a potência instalada da PCH em kW;
- C fixo é o custo de O&M fixo por kW.ano.

Cálculo do O&M Variável

O O&M variável depende da quantidade de energia gerada pela usina, medida em MWh, multiplicada pelo custo unitário de O&M variável (em R\$/MWh). A fórmula para o cálculo dos gastos variáveis de O&M é:

$$O\&M\ Variável = E \times C\ variável$$

Onde:

- E é a quantidade de energia gerada em MWh (dependendo do fator de capacidade e da disponibilidade hídrica);
- C variável é o custo de O&M variável por MWh.

2.3 Geração De Receita A Partir Da PCH

A geração de receita em uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) ocorre a partir da comercialização da energia elétrica gerada. Essa comercialização pode se dar de duas maneiras principais: através do mercado regulado, onde a venda é realizada por meio de contratos firmados em leilões promovidos pelo governo, ou pelo mercado livre, onde a energia é negociada diretamente entre o gerador e os consumidores. No mercado regulado, os contratos são geralmente de longo prazo, oferecendo maior segurança quanto à estabilidade de preços e volume de venda, o que garante uma receita mais previsível. Já no mercado livre, embora haja maior volatilidade nos preços, a flexibilidade na negociação de contratos pode resultar em margens de lucro mais elevadas, especialmente em momentos de alta demanda.

A receita gerada pela venda de energia é diretamente proporcional à quantidade de eletricidade produzida pela PCH e ao preço da energia no momento da venda. A produção de eletricidade, por sua vez, depende das condições hídricas

(pluviosidade) e do fator de capacidade da usina. Em cenários de muita chuva, onde a PCH opera com capacidade máxima, a receita tende a ser maior, uma vez que a produção é otimizada. No entanto, em períodos de estiagem, quando o volume de água disponível é menor, a produção de energia cai, impactando diretamente a receita.

Além disso, a receita também pode ser influenciada pelo tipo de contrato firmado. Em contratos de longo prazo, típicos do mercado regulado, os preços são definidos com antecedência e geralmente reajustados anualmente. Por outro lado, no mercado livre, a venda de energia pode ser feita de forma spot (imediata), com preços variando de acordo com a oferta e demanda do mercado.

Com base em uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) de 1 MW operando de forma ininterrupta, é possível realizar uma análise econômica considerando diferentes cenários de pluviosidade e horizontes de tempo. Para fins didáticos, será explorado como esses fatores impactam diretamente a geração de energia e a consequente geração de receita com a venda da eletricidade.

2.3.1 Modelagem De Cenários

Cenários de Capacidade de Funcionamento

A disponibilidade hídrica é um dos fatores mais críticos para a operação de uma PCH. Três cenários serão considerados para o período de análise:

1. **Alta Capacidade:** Neste cenário, as condições hídricas são ideais, com um regime de chuvas acima da média, garantindo que a PCH opere com máxima capacidade, sem interrupções ou perdas significativas de volume de água. Neste caso, o fator de capacidade da usina se aproxima de 90%.
2. **Média Capacidade:** Representa um cenário intermediário, onde o regime de chuvas é próximo da média histórica, garantindo uma operação regular da PCH, mas sem atingir sua capacidade total. O fator de capacidade é assumido como 50%, o que reflete uma operação com níveis médios de eficiência.
3. **Baixa Capacidade:** Este cenário representa um período de estiagem, no qual os níveis de água disponíveis no reservatório são significativamente reduzidos, impactando a geração de energia. O fator de capacidade cai para cerca de 30%, refletindo uma menor produção de eletricidade.

Cenários de Período de Análise

Além da pluviosidade, também será considerada a perspectiva de diferentes prazos de modelagem:

- **Cenário A: Longo Prazo (Acima de 10 anos):** Neste cenário, se considera contratos de longo prazo, com maior estabilidade na venda de energia e menor volatilidade de preços. Leilões de energia e contratos de 20 anos são típicos neste horizonte (Pesente e Ríos, 2021).
- **Cenário B: Médio Prazo (Entre 5 e 10 anos):** Esse cenário reflete contratos mais curtos, com alguma volatilidade nos preços de venda, mas com um horizonte relativamente estável. Contratos de energia de 5 a 10 anos são comuns aqui (Silva et al. 2018).
- **Cenário C: Curto Prazo (Até 5 anos):** Cenário de curto prazo, caracterizado por maior volatilidade de preços e uma necessidade constante de negociação no mercado livre. Há mais riscos de flutuação de receita, mas também oportunidades de ganhos maiores em momentos de alta demanda (FERNANDES et al. 2016).

2.3.2 Estimativa De Receita Por Cenário

A receita gerada pela PCH será estimada com base nos diferentes cenários de capacidade e nos períodos de modelagem. Para cada cenário, assumiu-se que a planta opera 24 horas por dia, durante os 365 dias do ano. No cenário de financiamento PROINFA e utilizou-se um preço médio de R\$ 348,7 por MWh, referente à 70% da Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final, preço da energia contratada vigente e previsão para o ano de 2023 (R\$ 333 MWh), fornecido pelo PROINFA e Eletrobras corrido pelo IGP-M para 2024. Este método foi utilizado por ser uma exigência prevista pelo financiamento por meio do PROINFA. Em ambos os cenários de financiamento pelo BNDES e financiamento para pessoa jurídica por banco privado, foi utilizado o Preço Médio por MWh, fornecido em outubro de 2024 no painel de preços da Câmara De Comercialização De Energia Elétrica (CCEE,2024) para a região Sudeste.

Fórmula Base de Cálculo

Para calcular a energia gerada (E), utilizamos a seguinte fórmula:

$$E = P \times T \times F$$

Onde:

- E é a energia gerada em MWh
- P é a potência instalada (1 MW)
- T é o tempo de operação (24 horas por dia, 365 dias por ano = 8760 horas)
- F é o fator de capacidade (dependente do cenário de pluviosidade).

2.4 Geração De Caixa Operacional

A geração de caixa de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) está diretamente ligada à sua capacidade de gerar e vender energia elétrica, bem como aos custos associados à operação e manutenção (O&M). A receita de uma PCH provém da venda de energia no mercado regulado ou livre, enquanto os custos se dividem em componentes fixos e variáveis. Neste contexto, a operação contínua e a previsibilidade da geração de energia são essenciais para maximizar a receita e garantir um fluxo de caixa estável.

A geração de caixa operacional de uma PCH é a diferença entre a receita líquida e os custos de operação e manutenção, impostos e fluxo do financiamento. A fórmula é:

Geração de Caixa Operacional

$$\begin{aligned} &= \text{Receita Líquida} - \text{O\&M Total} - \text{Impostos} \\ &\quad - \text{Fluxo do Financiamento} \end{aligned}$$

O cálculo da geração de caixa é essencial para qualquer projeto de infraestrutura, especialmente para Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), porque permite avaliar a viabilidade econômica e a sustentabilidade financeira do empreendimento. A geração de caixa de uma PCH, ou seja, o montante de dinheiro disponível após a dedução dos custos operacionais e de manutenção, impostos e pagamento do fluxo do financiamento, é um indicador-chave para determinar a capacidade da usina de cumprir suas obrigações financeiras, incluindo o pagamento de financiamentos.

Antes de implementar uma PCH, é crucial entender se o projeto será capaz de gerar receita suficiente para cobrir seus custos operacionais, financeiros e, ao mesmo tempo, proporcionar retorno sobre o investimento. O cálculo da geração de caixa

oferece essa visão clara. Se a PCH não conseguir gerar caixa suficiente, ela pode enfrentar dificuldades para manter sua operação no longo prazo (Silva et al., 2018).

Na maioria dos casos, PCHs são financiadas com empréstimos de instituições financeiras, que cobrem uma parte significativa do investimento inicial (Ferreira et al., 2016). O financiamento de projetos de infraestrutura como PCHs, normalmente, envolve grandes somas de dinheiro e prazos longos de amortização. Dessa forma, a geração de caixa é fundamental para garantir que a usina tenha recursos suficientes para pagar as parcelas de amortização do financiamento. A geração de caixa operacional líquida deve ser suficiente para cobrir:

- **Juros:** O pagamento periódico de juros sobre o saldo devedor do financiamento (Cortes, 2015).
- **Amortização do principal:** O pagamento do valor emprestado ao longo do tempo, até a quitação total do empréstimo (CORTES, 2015).

Sem uma geração de caixa robusta, a PCH poderia se tornar inadimplente, prejudicando sua operação e sua relação com os credores (Silva et al., 2018).

Para garantir a continuidade operacional e a confiança dos investidores e credores, a PCH precisa demonstrar sua capacidade de pagar suas obrigações financeiras em dia (Ferreira et al., 2016). Uma geração de caixa adequada é um indicador de solvência e um requisito para manter a credibilidade financeira do projeto. Isso também influencia a capacidade de atrair futuros financiamentos para expansões ou novos projetos (Silva et al., 2018).

Muitos contratos de financiamento incluem cláusulas contratuais, conhecidas como *covenants*, que exigem que o projeto mantenha certos indicadores financeiros, como o índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD) (CORTES, 2015). O ICSD mede a capacidade do empreendimento de pagar a dívida com base na geração de caixa. Se a PCH não atingir os níveis de geração de caixa previstos, pode haver penalidades ou até mesmo a execução antecipada da dívida (CORTES, 2015).

Uma PCH bem planejada geralmente utiliza alavancagem financeira (dívida) para viabilizar a construção e operação. A alavancagem aumenta o retorno sobre o capital próprio dos investidores, mas também eleva o risco do projeto (Ferreira et al., 2016). Para mitigar esse risco, é imprescindível que o cálculo da geração de caixa seja feito com precisão, considerando todos os cenários possíveis de operação (como variações no preço da energia, volume de água disponível e custos operacionais).

Essa análise é essencial para garantir que o projeto possa sustentar o serviço da dívida e manter a rentabilidade (Silva et al., 2018).

2.5 Métodos De Financiamentos

Métodos de financiamento referem-se às diversas maneiras pelas quais um projeto pode obter os recursos financeiros necessários para sua implementação e operação. Esses métodos podem incluir empréstimos bancários, financiamentos governamentais, investimentos privados, parcerias público-privadas (PPPs), entre outros. Cada método possui características específicas que influenciam a estrutura de custos, os riscos e a viabilidade econômica dos projetos.

Os empréstimos governamentais, por exemplo, são frequentemente caracterizados por taxas de juros mais baixas e períodos de carência, facilitando o desenvolvimento de infraestrutura essencial com menores pressões financeiras iniciais. Segundo o Departamento de Energia dos Estados Unidos, os incentivos hidroelétricos do Bipartisan Infrastructure Law proporcionam financiamentos substanciais para melhorar a eficiência e a segurança das instalações hidroelétricas existentes, além de reduzir os impactos ambientais (DOE, 2023).

Por outro lado, os financiamentos privados tendem a ser mais flexíveis em termos de prazos de negociação e estruturação do contrato, mas geralmente envolvem taxas de juros mais elevadas e requisitos de garantias mais rigorosos. Isso ocorre porque instituições privadas, como bancos comerciais e fundos de investimento, buscam compensar o maior risco com retornos mais altos. Embora esses financiamentos não ofereçam os mesmos incentivos governamentais ou subsídios, eles podem ser uma alternativa viável para empresas que buscam maior autonomia e velocidade no processo de aprovação do crédito. Além disso, investidores privados frequentemente demandam uma participação direta nos lucros ou controle acionário parcial, o que pode implicar na diluição do controle da empresa sobre o projeto (Ferreira et al., 2016, Cortes, 2015).

A seleção do método de financiamento adequado deve considerar fatores como a estrutura de custos do projeto, o perfil de risco, as expectativas de fluxo de caixa e as condições macroeconômicas, alinhando as necessidades de financiamento com os objetivos de desenvolvimento sustentável e a capacidade de pagamento. Embora cada método tenha suas vantagens e desvantagens, a combinação estratégica de

diferentes fontes de financiamento pode oferecer um equilíbrio ótimo entre custo, risco e retorno, facilitando a implementação bem-sucedida de projetos de PCHs (ESFC Investment Group, 2023).

Neste estudo, serão comparadas três principais modalidades de financiamento para projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs): os empréstimos realizados pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), os financiamentos concedidos pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), e o financiamento privado por meio de bancos comerciais, que servirá como régua de comparação. Dessa maneira, será possível entender o impacto gerado por cada meio de financiamento na viabilidade da implementação da PCH, considerando aspectos como taxas de juros, prazos de amortização, períodos de carência e exigências de garantias.

2.5.1 Financiamento Por Meio Do Banco Nacional De Desenvolvimento Econômico E Social (BNDES)

O financiamento de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) por meio do BNDES é uma das principais formas de viabilizar projetos de infraestrutura no setor de energia renovável no Brasil. O BNDES, como agente fomentador do desenvolvimento econômico, oferece diversas linhas de crédito com condições vantajosas, especialmente voltadas para projetos que atendem aos critérios de sustentabilidade e geração de energia limpa. A seguir será detalhado como se dá o processo de financiamento de PCHs pelo BNDES, os requisitos necessários e as etapas envolvidas. As PCHs podem ser financiadas principalmente através de duas linhas de crédito oferecidas pelo BNDES: o BNDES Finem e o BNDES Automático.

O BNDES Finem é voltado para projetos de grande porte, como a implantação de PCHs, em que o financiamento possui valores acima de R\$ 40 milhões. Até 80% do valor total do projeto pode ser financiado, e o prazo máximo de amortização é de 24 anos, com até 6 meses de carência após a entrada do projeto em operação. Os itens financiáveis incluem estudos, obras civis, máquinas, equipamentos, e despesas pré-operacionais, além de treinamento e licenciamento de software nacional (quando aplicável) (BNDES).

Já o BNDES Automático é destinado a projetos de menor porte, com valores financiados até R\$ 20 milhões, o BNDES Automático oferece prazos de amortização

de até 20 anos, incluindo até 3 anos de carência. Os recursos podem financiar até 100% dos itens, dependendo do enquadramento do projeto. Além disso, existe a possibilidade de financiamento indireto por meio de instituições financeiras credenciadas (BNDES).

Este trabalho foca na obtenção de financiamento para a implementação de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) de 1 MW por meio da linha BNDES Automático. A escolha dessa modalidade de crédito é justificada pela estimativa de que o custo total do projeto não ultrapassará R\$ 20 milhões, valor máximo permitido para o enquadramento na modalidade.

O primeiro passo para acessar o financiamento é que o solicitante se enquadre em uma das categorias elegíveis:

- Empresas sediadas no Brasil;
- Entidades e órgãos públicos.

Além disso, as condições financeiras do financiamento variam de acordo com o porte da empresa, conforme a classificação abaixo:

Tabela 3 - Classificação de Empresas pelo BNDES

Classificação	Receita Operacional Bruta Anual
Microempresa	Até R\$ 360 mil
Pequena empresa	Entre R\$ 360 mil e R\$ 4,8 milhões
Média empresa	Entre R\$ 4,8 milhões e R\$ 300 milhões
Grande empresa	Acima de R\$ 300 milhões

Fonte: BNDES (2024).

Se a empresa fizer parte de um grupo econômico, a classificação será baseada na receita consolidada do grupo.

Itens Financiáveis

O BNDES permite o financiamento de diferentes fases e componentes do projeto de PCH, incluindo:

- Estudos e projetos técnicos;
- Obras civis;
- Montagem e instalação de equipamentos;
- Móveis e utensílios necessários à operação;
- Treinamento e capacitação de funcionários;

- Despesas pré-operacionais;
- Máquinas e equipamentos nacionais novos credenciados no BNDES;
- Equipamentos importados sem similar nacional.

Processo de Habilitação para Financiamento

A habilitação é essencial para que o cliente possa operar diretamente com o BNDES. Esse processo envolve duas etapas principais, sendo, a análise cadastral e a análise de risco de crédito.

Os Pré-Requisitos Mínimos para Habilitação são:

- **Receita Operacional Bruta (ROB):** A entidade deve ter receita igual ou superior a **R\$ 80 milhões** no último exercício fiscal.
- **Receita Corrente Líquida (RCL):** Para municípios, é exigida receita superior a R\$ 40 milhões.
- **Patrimônio Líquido (PL):** O patrimônio líquido deve ser positivo, exceto no caso de entidades certificadas pelo CEBAS na área da saúde.
- **Metodologia Automática de Risco:** Para empresas com faturamento inferior a R\$ 300 milhões, o BNDES pode aplicar uma metodologia automática para determinar a viabilidade de crédito. Se essa análise não permitir margem de R\$ 20 milhões para operar diretamente, o pedido será encaminhado para canais indiretos.
- **Conformidade Socioambiental:** Certos setores precisam atender a normas socioambientais específicas além das diretrizes gerais do BNDES.
- **Inexistência de Impedimentos:** Empresas inadimplentes, com falência decretada, em concordata ou com restrições legais para contratação com o setor público estão impedidas de obter financiamento.

Etapas da Habilitação

1. Análise Cadastral

Essa fase identifica o perfil do cliente e seu relacionamento com instituições financeiras e órgãos reguladores. Segue os critérios da Circular nº 3.978 do Banco Central do Brasil (23/01/2020), que exige identificação da cadeia de participação societária até o beneficiário final (pessoa física).

- **Quem deve ser analisado:**

- Solicitantes do financiamento (pessoa física ou jurídica);

- Intervenientes e garantidores;
- Diretores, conselheiros e sócios controladores;
- No caso de entes públicos, governadores, prefeitos ou secretários de finanças;
- Fundos de investimento (caso aplicável).

2. Análise de Risco de Crédito

Avalia a situação econômico-financeira do cliente e sua capacidade de acesso a novos financiamentos. A classificação de risco considera:

- Endividamento e capacidade de geração de resultados;
- Posição no mercado e estratégia operacional;
- Relação com devedores e garantidores.

Caso a metodologia de risco não permita uma operação direta, o financiamento pode ser feito por meio de agentes financeiros credenciados.

Documentação Necessária para Habilitação

1. Fichas Cadastrais

Devem ser preenchidas e enviadas eletronicamente, com assinatura digital (e-CPF) ou física, autenticada em cartório. As fichas cadastrais incluem:

- **Modelo Completo:** Para empresas que serão clientes ou garantidoras e seus representantes legais.
- **Modelo Simplificado:** Para empresas do mesmo grupo econômico que não serão garantidoras ou intervenientes diretos.

2. Estatuto ou Contrato Social

O estatuto ou contrato social deve incluir os atos constitutivos e modificações, além da árvore societária até os beneficiários finais.

3. Atas de Assembleia Geral

Enviar atas de eleição dos diretores e conselheiros atuais, arquivadas oficialmente.

4. Demonstrações Financeiras

São exigidas demonstrações financeiras dos últimos três anos e do semestre corrente, incluindo:

- Balanço Patrimonial;
- Demonstração de Resultado do Exercício (DRE);
- Fluxo de Caixa e Nota Explicativa;

- Parecer de Auditoria, se aplicável.

Como Solicitar o Financiamento

O processo de solicitação é feito exclusivamente pelo Portal do Cliente do BNDES. O cliente deve:

1. Criar uma conta e acessar com o e-CNPJ por meio da plataforma Gov.Br.
2. Iniciar a habilitação e preencher as informações solicitadas.
3. Após habilitado, acessar o módulo “Financiamento” e formalizar a solicitação de apoio financeiro.

Certos bens e serviços precisam estar credenciados na FINAME ou no Cartão BNDES para serem financiados. O credenciamento é feito online, e fabricantes interessados devem acessar os respectivos módulos no Portal do Cliente.

O BNDES Automático oferece financiamento para médias empresas com as seguintes condições:

- **Taxa de juros:** Composta pelo custo financeiro (pode ser TFB, TLP ou Selic), taxa fixa do BNDES de 0,95% ao ano e a taxa do agente financeiro, negociada com o cliente.
- **Prazo:** Até 20 anos, com carência máxima de 3 anos.

2.5.2 Programa De Apoio Financeiro A Investimentos Em Fontes Alternativas De Energia Elétrica No Âmbito Do PROINFA

Condições De Financiamento

Participação do BNDES: até 80% dos itens financiáveis

Taxa de Juros: custo financeiro acrescido da remuneração total do BNDES e da remuneração do agente (no apoio indireto)

- **Apoio Direto:** TJLP + 3,5% a.a.
- **Apoio Indireto:** TJLP + 2% a.a. (dispensa da taxa de intermediação financeira) + remuneração do agente (a ser negociado)

Prazos de carência: até seis meses após a entrada em operação

Prazo de amortização: até 12 anos

Garantias

Fase de implantação:

- I. Fiança do(s) controlador(es) da Beneficiária
- II. Garantia real não relacionada ao projeto, no mínimo 50% do valor financiado
- III. Seguro garantia no valor de até 50% do valor financiado, com cláusula beneficiária para o BNDES
- IV. Penhor das ações da Beneficiária
- V. Penhor dos direitos emergentes da concessão ou autorização
- VI. Alienação fiduciária dos equipamentos e garantia real dos bens relacionados ao projeto
- VII. Cessão condicional dos direitos dos seguros relativos à construção do empreendimento
- VIII. Hipoteca do imóvel onde se localiza o empreendimento financiado

Fase de operação:

- I. Fiança do(s) controlador(es) da Beneficiária
- II. CCVE com a Eletrobrás, garantindo pagamento de 70% do faturamento mínimo mensal da energia aprovada pela ANEEL, com preço definido pelo MME
- III. Penhor das ações da Beneficiária
- IV. Penhor dos direitos emergentes da concessão e reserva de meios de pagamento
- V. Índice de cobertura do serviço da dívida superior a 1,3, aferido anualmente conforme Anexo II
- VI. Alienação fiduciária dos equipamentos e garantia real dos bens relacionados ao projeto
- VII. Seguro do empreendimento, com cláusula beneficiária para o Banco
- VIII. Contratos relacionados ao projeto, além do CCVE, deverão ser penhorados ao BNDES
- IX. Conta reserva com saldo para quitação de no mínimo 3 meses de serviço da dívida (principal e juros)

8. Outros Critérios e Procedimentos

- Licença de Instalação ambiental válida
- Comprovação de atendimento às exigências do Guia de Habilitação de Projetos de Geração (eólica, bagaço e PCH's)
- Formalização do CCVE com a Eletrobrás em termos satisfatórios ao BNDES

- Elaboração de Relatório de Análise conforme modelo no Anexo III
- Capitalização dos juros durante o período de carência
- Índice mínimo de cobertura anual do serviço da dívida $\geq 1,3$
- Amortização pelo Sistema de Amortização Constante (SAC)
- Capital próprio $\geq 30\%$ do investimento no projeto
- Caso o CCVE tenha redução de preço por novos incentivos, benefícios devem ser penhorados ou cedidos ao BNDES para garantir o índice de cobertura
- Na fase de operação, pode haver dispensa parcial de garantias, exceto sobre a área do empreendimento

Metodologia De Cálculo Do Índice De Cobertura Do Serviço Da Dívida

O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida é calculado pela divisão da Geração de Caixa da Atividade pelo Serviço da Dívida, com base nas Demonstrações Financeiras:

A) Geração de Caixa da Atividade

- (+) EBITDA
- (-) Imposto de Renda
- (-) Contribuição Social
- (+/-) Variação de Capital de Giro¹

B) Serviço da Dívida

- (+) Amortização de Principal
- (+) Pagamento de Juros

$$C = \text{Índice de Cobertura do Serviço da Dívida} = (A) / (B)$$

EBITDA inclui:

- (+) Lucro Líquido
- (+) Despesa (receita) financeira líquida
- (+) Provisão para Imposto de Renda e Contribuições Sociais
- (+) Depreciações e Amortizações
- (+) Outras despesas (receitas) líquidas não operacionais
- (+) Perdas (lucros) por equivalência patrimonial em investimentos coligados/controlados

Variação do Capital de Giro (período t²):

- (i) Necessidade de Capital de Giro no período t
 - (+) (Ativo Circulante menos Disponibilidades) t

- (-) (Passivo Circulante menos Empréstimos, Financiamentos, Debêntures de Curto Prazo e Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital) t
- (-) Necessidade de Capital de Giro no Período t-1

¹ se o resultado da Variação de Capital de Giro for negativo, será somado ao EBITDA.

² t = semestre atual; t-1 = semestre anterior.

2.5.3 Financiamento Para Pessoas Jurídicas Por Bancos Comerciais

A modalidade de financiamento para Pessoas Jurídicas (PJ) oferecida por instituições privadas no Brasil é um instrumento financeiro fundamental para viabilizar projetos, capital de giro, investimentos e expansão de negócios. Trata-se de uma linha de crédito disponibilizada por bancos comerciais, cooperativas de crédito e fintechs, voltada para empresas que desejam acessar recursos com condições ajustadas às suas necessidades específicas.

O financiamento para PJ pode assumir diferentes formas, como empréstimos, linhas de crédito rotativas, financiamentos de longo prazo e operações estruturadas, dependendo do propósito da captação. Os contratos frequentemente incluem cláusulas relacionadas a garantias reais ou fidejussórias, taxas de juros, prazos e carência, que variam conforme o perfil de risco do cliente e a instituição financeira.

Segundo o Banco Central do Brasil, o crédito PJ é um dos segmentos mais dinâmicos do mercado, com destaque para modalidades como capital de giro, leasing e operações para investimento em infraestrutura e inovação (BACEN, 2022).

As taxas de juros para PJ geralmente refletem o risco associado ao empreendimento, sendo influenciadas pela Taxa Selic, inflação, e o cenário macroeconômico. Dados do Relatório de Crédito da FEBRABAN (2023) indicam que o spread bancário para crédito PJ varia de acordo com o setor econômico e porte da empresa, sendo as micro e pequenas empresas as que enfrentam maiores dificuldades devido à menor oferta de garantias.

Tipos de Financiamento

1. **Capital de Giro:** Linha destinada a cobrir despesas operacionais de curto ou longo prazo. Segundo o Relatório da CNI (2022), 78% das pequenas empresas utilizam essa modalidade.
2. **Financiamento de Investimento:** Direcionado à aquisição de máquinas, equipamentos ou obras de infraestrutura. Essa modalidade frequentemente está associada a taxas mais atrativas e prazos alongados.
3. **Operações Estruturadas:** Incluem emissão de debêntures ou operações de Project Finance, que vinculam os pagamentos aos fluxos de receita do projeto financiado (ANBIMA, 2023).

Os bancos privados, como Itaú, Bradesco e Santander, são os principais provedores de crédito para PJ, competindo com fintechs e cooperativas de crédito. As fintechs, como Nubank e C6 Bank, têm ampliado sua participação ao oferecer processos mais ágeis e condições competitivas, especialmente para pequenos e médios empreendedores (FEBRABAN, 2023).

Financiamento Para PJ Por Bancos Comerciais

No contexto de Financiamento para Pessoa Jurídica (PJ) oferecido por Bancos Comerciais, não é comum encontrar linhas de crédito com estrutura semelhante às modalidades analisadas anteriormente neste estudo, que apresentam características específicas como valores elevados, prazos de longo prazo e juros mensais aplicados ao principal da dívida. Geralmente, para projetos de energia hídrica, a estruturação do financiamento envolve a parceria entre instituições privadas e o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social), por meio de programas como o BNDES Finem ou o BNDES Automático, ambos já discutidos neste trabalho.

Essa constatação foi corroborada por pesquisas realizadas durante o desenvolvimento deste estudo, as quais evidenciam a predominância do envolvimento do BNDES em projetos desse porte. Contudo, para uma análise comparativa robusta e alinhada com as modalidades previamente discutidas, foi selecionado o "BB Financiamento PJ para Energia Renovável", oferecido pelo Banco do Brasil. Essa linha de crédito se destaca por oferecer condições relativamente semelhantes às outras modalidades de financiamento, permitindo assim uma comparação mais fiel.

Um ponto relevante identificado durante as pesquisas é a ausência de taxas de juros pré-definidas em financiamentos dessa natureza por instituições privadas. Essas

taxas são geralmente negociadas caso a caso, considerando variáveis como estrutura do projeto, perfil do cliente e valor do crédito solicitado. Para fins deste estudo, e visando uma análise prática e comparativa, foi utilizado como proxy a taxa de juros praticada pelo Banco do Brasil na modalidade "Capital de Giro acima de 365 dias", disponível nos dados abertos do Banco Central. Embora esta modalidade não corresponda exatamente a um financiamento estruturado para bens ou projetos, ela se aproxima em termos de funcionalidade, oferecendo uma referência viável para a análise dos custos financeiros envolvidos.

A modalidade "BB Financiamento PJ para Energia Renovável" é especificamente direcionada à aquisição de máquinas e equipamentos relacionados à Economia Verde e Energia Renovável. Entre as principais condições oferecidas, destacam-se o prazo de financiamento: até 96 meses (8 anos), carência de até 6 meses para início do pagamento do principal, taxa de juros de 25,06% a.a. (Banco Central, 2024) e encargos adicionais: apresentados de forma detalhada na Tabela 4.

Tabela 4 - Tarifas Pessoa Jurídica Banco do Brasil

Descrição	Cobrança por	Tarifa (R\$)	Tarifa Total
Abertura de Crédito	Evento	2000	2000
Aditamento de Contratos	Evento	2800	2800
Administração / Manutenção de Contrato - mensal	Operação	25	25
Comissão por Reserva de Recursos para Financiamento PJ (sobre o valor contratado)	Operação	1,5	6.312.024
Alteração de Cronograma, Projeto e/ou Orçamento	Evento	1000	1000
Alteração de Garantia	Evento	2500	2500
Análise de Crédito - Proposta de Financiamento	Análise	2000	2000
Anuênciaria para Outro Agente Financeiro	Evento	3000	3000
Avaliação Física de Unidades Produzidas para Desligamento (por bloco e conforme nº de UH)	Avaliação	3000	3000
Avaliação da Garantia	Avaliação	3000	3000
Avaliação Jurídica de Pasta Mãe - Desligamento	Avaliação	2600	2600
Cadastramento e Processamento de Títulos Empenhados (por mês)	Contrato	5,6	537,6
Contrato Assinado	Evento	200	200
Cópia de Documentos	Documento	20	20
Estruturação de Negócios Imobiliários PJ (sobre o valor negociado)	Operação	1%	42.080,2
Comissão Flat / Amortização / Liquidação Antecipada (sobre o valor negociado)	Evento	3%	126.240,5
Estudo de Viabilidade	Operação	Reembolso	-
Termo de Quitação - Liberação de Hipoteca	Evento	300	300
Extrato de Contrato	Evento	10	10
Medição de Obras PJ	Vistoria	2600	2600
Envio de Comunicado de Hipoteca e Penhor	Evento	25	25
Tarifas Totais			6.505.962

Fonte: Adaptada pelo autor a partir de dados do Banco do Brasil (2024).

2.6 Período E Fatores De Instalação

O tempo médio de instalação de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) pode variar de acordo com diversos fatores, uma vez que envolve etapas complexas, como estudos de viabilidade, obtenção de licenças ambientais, execução de obras civis e montagem eletromecânica. Esses processos podem ser influenciados por fatores como:

Localização Geográfica: O local escolhido para a instalação da PCH pode influenciar diretamente o tempo de construção. Regiões de difícil acesso, ou com condições ambientais mais rigorosas, podem demandar mais tempo para a preparação do terreno e a realização das obras.

Licenciamento Ambiental: O processo de licenciamento é um dos mais críticos e demorados, pois envolve a realização de estudos ambientais (EIA/RIMA), audiências públicas, e a obtenção de licenças prévias, de instalação e de operação. Em alguns casos, o licenciamento pode se estender por vários meses ou até anos, dependendo da complexidade do impacto ambiental e da resposta das comunidades locais.

Condições Climáticas: As condições climáticas podem atrasar o cronograma de obras, especialmente em regiões sujeitas a períodos de chuvas intensas ou outros fenômenos naturais que dificultam o trabalho no campo.

Complexidade do Projeto: Projetos mais complexos, que exigem a construção de estruturas adicionais, como barragens de maior porte ou canais de derivação, tendem a aumentar o tempo de construção. Além disso, a necessidade de importação de equipamentos específicos ou a contratação de mão de obra especializada pode também contribuir para atrasos.

Capacidade de Gestão do Projeto: A eficiência da equipe de gestão do projeto, a alocação de recursos e a resolução de problemas imprevistos também desempenham um papel fundamental na duração do processo de instalação.

No caso da PCH Cherobim, mencionada anteriormente, o estudo indica um tempo médio de construção de aproximadamente dois anos. Este prazo é considerado relativamente curto quando comparado a grandes projetos hidrelétricos, mas ainda

assim depende dos fatores citados. Isso significa que, em situações ideais, onde os processos burocráticos, ambientais e logísticos fluem sem grandes problemas, a instalação pode ser concluída dentro desse prazo. Porém, é essencial considerar que qualquer uma dessas variáveis pode estender significativamente o tempo necessário (CASTRO, 2022; NETO, 2013).

Essa variabilidade é corroborada por outras fontes acadêmicas e estudos de caso que analisam o desenvolvimento de PCHs no Brasil, mostrando que a mediação entre fatores técnicos e ambientais é crucial para o sucesso e a pontualidade da instalação dessas centrais.

De acordo com a Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas (ABRAPCH, 2014), o prazo total para implantação de uma PCH é, em média, de cinco anos. Esse período inclui todas as etapas do processo, desde os estudos iniciais até a construção e início da operação.

2.7 Indicadores Financeiros: VPL, TIR e Viabilidade Econômica

A análise da viabilidade econômica é um componente essencial na tomada de decisão em projetos e investimentos. Os principais indicadores usados para essa finalidade incluem o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e outras métricas complementares. Esses indicadores permitem avaliar a capacidade de um projeto em gerar valor econômico e alinhar os retornos esperados às metas financeiras das organizações.

O VPL é uma técnica de avaliação financeira que compara o valor presente dos fluxos de caixa futuros com o investimento inicial, ajustando esses fluxos a uma taxa de desconto que reflete o custo de capital ou a taxa mínima de atratividade (TMA).

Esse cálculo leva em consideração o valor do dinheiro no tempo, o que significa que o dinheiro disponível hoje tem um valor maior do que o mesmo montante no futuro devido à inflação e aos custos de oportunidade. O VPL é calculado pela fórmula:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FCt}{(1+r)^t} - I_0$$

Onde:

- VPL = Valor Presente Líquido
- FCt = Fluxo de caixa no período t
- r = Taxa de desconto (TMA)

- t = Período
- I_0 = Investimento inicial

Se o VPL for maior que zero, o projeto é considerado viável, pois significa que ele gerará um retorno superior ao custo do capital investido. Caso contrário, o projeto não deve ser aceito, pois os retornos esperados não são suficientes para justificar o investimento (Lima e Bonfrisco, 2019).

A **Taxa Interna de Retorno (TIR)** é a taxa de desconto que iguala o valor presente dos fluxos de caixa futuros ao investimento inicial, ou seja, é a taxa que torna o VPL igual a zero. Sua fórmula é implícita, exigindo que se encontre a TIR por tentativa e erro ou por métodos computacionais:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FCt}{(1 + TIR)^t} - I_0$$

Onde:

- TIR = Taxa Interna de Retorno
- FCt = Fluxo de caixa no período t
- t = Período
- I_0 = Investimento inicial

A TIR é útil para comparar diferentes oportunidades de investimento e é geralmente aceita se for maior que a TMA da empresa. Entretanto, a TIR pode gerar resultados ambíguos quando há fluxos de caixa irregulares ou múltiplas mudanças de sinal nos fluxos (Padoveze et al., 2020).

A viabilidade econômica envolve a avaliação da capacidade de um projeto em gerar retorno financeiro sustentável no longo prazo, considerando tanto o VPL quanto a TIR. A fórmula do VPL fornece uma visão clara do valor agregado do projeto, enquanto a TIR mostra a rentabilidade percentual anualizada. Esses dois indicadores, usados em conjunto, garantem que decisões sejam tomadas com base em critérios financeiros sólidos.

Outros indicadores, como o *payback* (tempo necessário para recuperar o investimento), complementam a análise de viabilidade econômica, oferecendo uma perspectiva mais clara sobre o tempo de retorno. Em muitos casos, a análise de viabilidade também considera aspectos não financeiros, como impacto ambiental e

desenvolvimento social, especialmente em projetos de infraestrutura ou expansão estratégica (Ryanti e Wibisono, 2015).

O VPL é mais indicado para projetos com fluxos de caixa previsíveis e quando a taxa de desconto é conhecida e constante. Já a TIR é útil em contextos em que se deseja entender a rentabilidade percentual, embora possa ser enganosa em projetos com múltiplas mudanças nos fluxos de caixa.

O uso desses dois indicadores, juntamente com a análise de *payback* e outros fatores financeiros, proporciona uma visão robusta sobre a viabilidade econômica de projetos, garantindo uma alocação eficiente dos recursos disponíveis (Lima e Bonfrisco, 2019; Padoveze et al., 2020).

3 METODOLOGIA

Para a realização deste trabalho de forma didática e objetiva, considerou-se que o projeto, assim como a empresa fictícia responsável por sua execução, atende a todas as exigências e critérios necessários para as três modalidades de financiamento abordadas neste estudo.

Considerando isso, primeiramente foram calculados, por meio de planilhas no Excel, os custos de implementação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) com base nos dados apresentados por Mauad, Ferreira e Trindade (2017). De forma semelhante, os custos de Operação e Manutenção (O&M) foram estimados utilizando os dados fornecidos pela EPE (2021).

Em seguida, elaborou-se a projeção da amortização da dívida para três modalidades de financiamento: BNDES Automático, PROINFA e BB Financiamento PJ. As características específicas de cada modalidade foram obtidas por meio de suas páginas oficiais na web e apresentadas nas tabelas 7.0 e 8.0 da seção de Resultados e Discussões.

Na sequência, foi elaborado um Demonstrativo de Resultados do Exercício (DRE) consolidado por ano para cada modalidade de financiamento, abrangendo três cenários distintos de capacidade operacional da PCH. Para isso a receita bruta foi calculada com base na venda da energia elétrica gerada pela PCH. Para a modalidade PROINFA, seguiu-se o padrão desta linha de financiamento, que estipula o piso de 70% da Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final, corrigida pelo

Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M/FGV). A tarifa mais recente, fornecida pela Eletrobras e PROINFA (2023), foi de R\$ 477/MWh. Esse valor foi corrigido pelo IGP-M/FGV para o ano de 2024, resultando em 348,7 R\$/MWh. Para a modalidade BNDES, utilizou-se a média de outubro do Preço Líquido Diário para a região Sudeste, divulgado pela CCEE (2024), que foi de R\$ 480,78/MWh.

Da Receita Bruta, foram deduzidos os valores correspondentes ao PIS (1,65%) e COFINS (7,6%), conforme exigido pela legislação vigente, obtendo-se a Receita Líquida. A partir da Receita Líquida, subtraíram-se os custos de Operação e Manutenção previamente calculados, obtendo-se o EBITDA.

Do EBITDA, foram deduzidos os impostos IRPJ (10%) e CSLL (9%), resultando no Lucro Líquido.

Ao Lucro Líquido, somou-se o fluxo de caixa relacionado ao financiamento, chegando ao Fluxo de Caixa Gerado pela Operação da PCH com capacidade de 1 MW. Para simplificação didática e maior objetividade do estudo, considerou-se o Capital de Giro como zero, assim como o CapEx, assumindo que este equivale à depreciação e amortização.

Por fim, com os fluxos de caixa calculados para as três modalidades de financiamento e diferentes níveis de capacidade operacional da PCH, foram determinados os indicadores VPL (Valor Presente Líquido) e TIR (Taxa Interna de Retorno). As análises foram realizadas em três horizontes de tempo: curto, médio e longo prazo.

Em suma a metodologia se baseia na projeção de um Demonstrativo de Resultados do Exercício (DRE) e Demonstrativo de Fluxo de Caixa (DFC) para a Pequena Central Hidrelétrica (PCH) de 1MW, considerando as diferentes modalidades de financiamento analisadas neste estudo, que incluem BNDES Automático, PROINFA e BB Financiamento PJ, assim como os três cenários de capacidade operacional. O principal objetivo dessa abordagem é avaliar a viabilidade econômica das alternativas de financiamento, utilizando projeções financeiras robustas e indicadores precisos.

A projeção financeira contempla os valores futuros das parcelas de pagamento, amortização da dívida, juros e demais encargos financeiros associados a cada tipo de financiamento. Essas projeções são desenvolvidas com base em dados históricos, condições atuais de mercado e previsões econômicas, garantindo um cenário realista e consistente para as análises subsequentes.

Com as projeções financeiras definidas, será realizada uma análise comparativa entre as modalidades de financiamento, identificando suas vantagens e desvantagens em diferentes contextos, incluindo intervalos de tempo. A partir dessa análise, a viabilidade econômica será avaliada por meio de indicadores financeiros amplamente utilizados, como o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR). Esses indicadores permitem medir o retorno esperado dos investimentos e sua atratividade econômica ao longo do tempo.

Ao final, a metodologia proporcionará uma avaliação precisa da viabilidade econômica das diferentes opções de financiamento, oferecendo uma comparação objetiva para as diferentes alternativas.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Valor de Implementação, Operação e Manutenção

Os valores foram calculados em Excel nas tabelas 5 e 6.

Tabela 5 - Valor de Implementação da PCH de 1MW

Valor de Implementação PCH		
Investimento para implementação		
Valor	<i>USD/kW</i>	800,0
Valor	<i>BRL/kW</i>	4.208,0
Capacidade a Ser Instalada		
Capacidade	<i>KW</i>	1000
Valor Total	<i>BRL</i>	4.208.016,0

Fonte: Adaptado pelo autor a partir de Mauad; Ferreira; Trindade, 2017.

Como o valor de implementação apresentado por Mauad, Ferreira e Trindade (2017) está expresso em USD/kW, foi necessário convertê-lo para BRL. Para garantir que o cálculo refletisse de maneira precisa a realidade econômica de 2017, utilizou-se o valor médio do dólar dos últimos cinco anos anteriores à data de realização deste trabalho. Essa abordagem foi adotada com o intuito de minimizar distorções nos

resultados, oferecendo uma representação mais fiel e estável dos custos de implementação no período analisado.

Tabela 6 - Valor de Implementação da PCH de 1MW

Valor de Operação e Manutenção		
O&M Como Porcentagem do Investimento		
O&M Fixo	<i>R\$/KW*ano</i>	65,00
O&M Variável	<i>R\$/MWh*ano</i>	8,00
<hr/>		
O&M Fixo	<i>R\$/KW*ano</i>	65.000,0
O&M Variável	<i>R\$/MWh*ano</i>	70.080,0
<hr/>		
O&M Anual	Total	135.080,0
O&M Anual	<i>% Total Investido</i>	3,2%

Fonte: Adaptado pelo autor a partir do EPE (2021).

4.2 Modalidades e Valores de Financiamento

Os financiamentos foram calculados em Excel de acordo com as tabelas 7 e 8.

Tabela 7 - Modalidades de Financiamentos

Financiamentos		
BNDES		
Valor	% Valor Instalação	100%
Taxa de Juros	%	7,43% a.a. * 0,95%
Período Amortização	Meses	240
Tipo Amort		Sistema de Amortização Constante (SAC)
<hr/>		
PROINFA		
Valor	% Valor Instalação	80%
Taxa de Juros	%	7,43% a.a. + 2% a.a.
Período Amortização	Meses	144
Tipo Amort		Sistema de Amortização Constante (SAC)
<hr/>		
BB Financiamento PJ		
Valor	% Valor Instalação	90%
Taxa de Juros	%	25,06%
Período Amortização	Meses	96
Tipo Amort		Sistema de Amortização Constante (SAC)

Fonte: Autoria própria.

Tabela 8 - Valores das Diferentes Modalidades de Financiamentos

Financiamento		Valor Total
BNDES		
Valor Total	BRL	4.208.016
Valor de Financ.	%	100%
Taxa de Juros	% a.a.	7,50%
PROINFA		
Valor Total	BRL	3.366.413
Valor de Financ.	%	80%
Taxa de Juros	% a.a.	9,43%
BB Financiamiento PJ		
Valor Total	BRL	3.787.214
Valor de Financ.	%	90%
Taxa de Juros	% a.a.	25,06%

Fonte: Autoria própria.

A amortização da dívida em cada modalidade de investimento foi calculada nas tabelas, apresentadas nos Anexo A, B e C. Para a calcular a amortização da dívida pela modalidade de Financiamento BNDES, foi utilizado do período de carência máxima de 3 anos, enquanto para a amortização da dívida pela modalidade de Financiamento PROINFA, foi utilizado do período de carência máxima de 6 meses.

4.3 Demonstrativo de Resultado do Exercício

O cálculo do Demonstrativo de Resultado do Exercício Pequena Central Hidrelétrica (PCH) foi realizado a consolidando-se as informações e projeções de receitas, impostos, custos de manutenção e operação e por final o lucro líquido. O DRE foi realizado considerando três diferentes cenários: o de baixa capacidade de operação como apresentado na Tabela do Anexo D, de média capacidade de operação como apresentado na Tabela do Anexo E, e por fim de alta capacidade como apresentado na Tabela do Anexo F.

Fluxo de Caixa

O cálculo do fluxo de caixa da Pequena Central Hidrelétrica (PCH) foi realizado a partir da elaboração de um Demonstrativo de Resultados do Exercício (DRE). Inicialmente, calculou-se a receita bruta, da qual foram deduzidos os tributos PIS e Cofins, resultando na receita líquida. Em seguida, dessa receita líquida foram subtraídos os custos operacionais e as despesas de operação e manutenção, para se chegar ao EBITDA (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização). Posteriormente, foram descontados do EBITDA o imposto de renda (IRPJ) e a contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL), obtendo-se o lucro líquido. Por fim, do lucro líquido foram deduzidos os pagamentos relacionados ao financiamento da PCH, resultando no fluxo de caixa operacional anual. Estes cálculos estão apresentados nas tabelas dos Anexo G, H e I.

Para fins didáticos, considerou-se que os valores de depreciação e amortização eram iguais ao CapEx anual, o que resultou em um montante de zero para simplificação.

Valor Presente Líquido, Horizonte de Tempo e Sensibilidade da Taxa de Desconto (WACC)

Para calcular o Valor Presente Líquido (VPL) dos fluxos de caixa gerados pela Pequena Central Hidrelétrica (PCH), adotou-se três diferentes horizontes de análise, a fim de avaliar o impacto do tempo no retorno do investimento: curto prazo (5 anos), médio prazo (10 anos) e longo prazo (20 anos). Essa segmentação permite uma visão clara dos resultados em distintos períodos, facilitando a identificação de tendências e riscos associados à operação.

A taxa de desconto utilizada para o cálculo do VPL foi definida com base em uma faixa de 8% a 14%, considerando diferentes cenários para sensibilizar os efeitos da variação do custo de capital sobre o resultado. A escolha dessa faixa foi estratégica, uma vez que o cálculo preciso do Weighted Average Cost of Capital (WACC) exige uma análise aprofundada de múltiplas variáveis, como estrutura de capital, custo de dívida, custo de equity e riscos específicos do projeto. Contudo, esse nível de detalhamento não se mostrou alinhado ao objetivo central deste estudo, que buscava fornecer uma visão geral e didática sobre a viabilidade financeira da PCH, em vez de uma análise financeira exaustiva e personalizada.

Portanto, a abordagem adotada equilibrou simplicidade e relevância, permitindo uma análise clara do impacto das variações na taxa de desconto e nos horizontes de tempo no VPL, sem comprometer a essência e os objetivos do estudo.

O cálculo do VPL para os diferentes cenários de capacidade e seus horizontes de tempo estão representados abaixo pelas tabelas 9,10 e 11.

Tabela 9 - VLPs Calculados para Cenário de Capacidade Baixa

VPL		WACC						
		8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%
Capacidade Baixa								
VPL PROINFRA - Curto	BRL	355.977	349.574	343.413	337.481	331.767	326.259	320.946
VPL PROINFRA - Médio	BRL	766.834	730.577	697.032	665.959	637.141	610.382	585.506
VPL PROINFRA - Longo	BRL	2.217.018	1.987.328	1.788.214	1.615.140	1.464.297	1.332.480	1.216.985
VPL BNDES - Curto	BRL	2.567.700	2.511.965	2.458.242	2.406.436	2.356.454	2.308.211	2.261.627
VPL BNDES - Médio	BRL	3.562.948	3.437.127	3.318.973	3.207.876	3.103.286	3.004.703	2.911.671
VPL BNDES Longo	BRL	5.045.852	4.727.386	4.443.804	4.190.359	3.963.034	3.758.416	3.573.602
VPL BB Financiamento PJ - Curto	BRL	3.729.259	3.623.946	3.522.959	3.426.073	3.333.076	3.243.770	3.157.970
VPL BB Financiamento PJ - Médio	BRL	4.565.497	4.419.963	4.280.667	4.147.317	4.019.631	3.897.339	3.780.185
VPL BB Financiamento PJ - Longo	BRL	2.003.378	2.185.256	2.327.797	2.437.546	2.519.965	2.579.617	2.620.319

Fonte: Autoria própria.

Tabela 10 - VLPs Calculados para Cenário de Capacidade Média

VPL		WACC						
		8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%
Capacidade Média								
VPL PROINFRA - Curto	BRL	2.705.790	2.638.734	2.574.388	2.512.612	2.453.270	2.396.240	2.341.403
VPL PROINFRA - Médio	BRL	4.715.890	4.507.534	4.313.268	4.131.924	3.962.443	3.803.867	3.655.325
VPL PROINFRA - Longo	BRL	8.635.352	7.882.597	7.226.612	6.652.665	6.148.512	5.703.946	5.310.432
VPL BNDES - Curto	BRL	5.785.426	5.646.635	5.513.238	5.384.960	5.261.544	5.142.749	5.028.348
VPL BNDES - Médio	BRL	8.970.603	8.609.119	8.270.881	7.954.009	7.656.802	7.377.713	7.115.339
VPL BNDES Longo	BRL	13.648.965	12.648.865	11.767.601	10.987.803	10.294.964	9.676.930	9.123.482
VPL BB Financiamento PJ - Curto	BRL	-	511.534	-	489.276	467.963	447.549	-
VPL BB Financiamento PJ - Médio	BRL	-	842.159	-	752.028	671.240	598.816	-
VPL BB Financiamento PJ - Longo	BRL	-	6.810.450	-	5.907.759	5.135.914	4.474.234	-
						427.986	409.233	391.249
						-	-	-

Fonte: Autoria própria.

Tabela 11 - VLPs Calculados para Cenário de Capacidade Alta

VPL		WACC						
		8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%
Capacidade Alta								
VPL PROINFRA - Curto	BRL	6.690.108	6.520.209	6.357.207	6.200.740	6.050.469	5.906.078	5.767.268
VPL PROINFRA - Médio	BRL	11.411.867	10.911.702	10.444.920	10.008.777	9.600.790	9.218.704	8.860.477
VPL PROINFRA - Longo	BRL	18.984.612	17.442.667	16.091.159	14.901.721	13.850.721	12.918.408	12.088.212
VPL BNDES - Curto	BRL	11.279.157	10.998.564	10.729.135	10.470.294	10.221.501	9.982.249	9.752.062
VPL BNDES - Médio	BRL	18.203.276	17.439.434	16.725.439	16.057.242	15.431.172	14.843.901	14.292.404
VPL BNDES Longo	BRL	27.854.538	25.778.571	23.948.161	22.327.635	20.887.174	19.601.772	18.450.381
VPL BB Financiamento PJ - Curto	BRL	4.982.198	4.862.653	4.747.933	4.637.785	4.531.971	4.430.268	4.332.466
VPL BB Financiamento PJ - Médio	BRL	10.074.831	9.582.343	9.125.799	8.702.049	8.308.255	7.941.859	7.600.548
VPL BB Financiamento PJ - Longo	BRL	21.080.409	19.089.553	17.358.693	15.848.352	14.525.681	13.363.257	12.338.119

Fonte: Autoria própria.

Tabela 12 - TIRs Calculados para Cenário de Capacidade Baixa

TIR		
<u>Capacidade Baixa</u>		
TIR PROINFA - Curto	BRL	-51%
TIR PROINFA - Médio	BRL	-16%
TIR PROINFA - Longo	BRL	4%
TIR BNDES - Curto	BRL	-11%
TIR BNDES - Médio	BRL	4%
TIR BNDES Longo	BRL	12%
TIR BB Financiamento PJ - Curto	BRL	"NA"
TIR BB Financiamento PJ - Médio	BRL	"NA"
TIR BB Financiamento PJ - Longo	BRL	0%

Fonte: Autoria própria.

Tabela 13 - TIRs Calculados para Cenário de Capacidade Média

TIR		
<u>Capacidade Média</u>		
TIR PROINFA - Curto	BRL	-7%
TIR PROINFA - Médio	BRL	11%
TIR PROINFA - Longo	BRL	18%
TIR BNDES - Curto	BRL	22%
TIR BNDES - Médio	BRL	32%
TIR BNDES Longo	BRL	34%
TIR BB Financiamento PJ - Curto	BRL	#NÚM!
TIR BB Financiamento PJ - Médio	BRL	-6%
TIR BB Financiamento PJ - Longo	BRL	11%

Fonte: Autoria própria.

Tabela 14 –TIRs Calculados para Cenário de Capacidade Alta

TIR		
<u>Capacidade Alta</u>		
TIR PROINFA – Curto	BRL	29%
TIR PROINFA – Médio	BRL	39%
TIR PROINFA – Longo	BRL	41%
TIR BNDES – Curto	BRL	64%
TIR BNDES – Médio	BRL	69%



Fonte: Autoria própria.

Horizonte de Tempo

Os resultados analisados mostram que o horizonte de tempo exerce um papel fundamental na determinação da viabilidade econômica das PCHs, mas isso está diretamente relacionado ao fluxo de pagamento dos financiamentos contratados. Nos horizontes de curto prazo, a concentração significativa dos custos financeiros, decorrente das altas parcelas de amortização e juros, impede a acumulação substancial de caixa. Esse impacto é particularmente evidente nos financiamentos privados, onde as condições de juros mais elevados tornam a recuperação de fluxo de caixa ainda mais desafiadora.

Em contraste, no médio prazo, os resultados começam a indicar uma certa estabilização, com o VPL apresentando sinais de melhora. Isso ocorre porque, ao longo desse horizonte, a maior parte do impacto financeiro das parcelas do financiamento já foi absorvida, permitindo que os fluxos de caixa operacionais tenham maior peso relativo na análise.

O longo prazo, entretanto, destaca-se como o cenário mais favorável em todos os tipos de financiamento. Nesse horizonte, os fluxos de caixa acumulados ganham maior representatividade, superando os desembolsos relacionados ao pagamento do financiamento e resultando em VPLs significativamente mais altos. Esse comportamento reflete a natureza do financiamento, que dilui os impactos financeiros ao longo do tempo, tornando o longo prazo essencial para a viabilidade econômica do projeto, independentemente do tipo de financiamento ou da capacidade operacional.

Tipo de Financiamento

Os diferentes tipos de financiamento apresentam desempenhos financeiros bastante distintos, conforme os resultados analisados. O financiamento do BNDES se mostrou a opção mais vantajosa em praticamente todos os cenários, especialmente no médio e longo prazo. As condições oferecidas pelo BNDES, como taxas de juros subsidiadas e prazos mais longos, reduzem significativamente o impacto do custo de

capital, resultando em VPLs consistentemente positivos, mesmo em capacidades operacionais médias ou baixas. Essa resiliência é evidente nos cenários de longo prazo, onde o BNDES proporciona retornos elevados e seguros.

O financiamento pelo PROINFA também apresenta resultados favoráveis, embora um pouco inferiores ao BNDES. Nos cenários de alta capacidade operacional e horizontes médios e longos, o PROINFA consegue sustentar VPLs positivos e competitivos. Contudo, sua performance é menos robusta em cenários de baixa capacidade operacional, especialmente em horizontes curtos, onde os fluxos de caixa não são suficientes para mitigar os impactos do pagamento do financiamento.

Já o financiamento privado apresenta os resultados mais desafiadores. O alto custo do capital, combinado com prazos de pagamento menos favoráveis, compromete a viabilidade econômica em grande parte dos cenários analisados, particularmente em horizontes curtos e capacidades operacionais baixas. Somente em cenários de alta capacidade e longo prazo o financiamento privado demonstra alguma viabilidade, evidenciando a necessidade de estratégias financeiras mais eficientes para que esses projetos sejam sustentáveis.

Capacidade Operacional

A capacidade operacional é um dos fatores mais determinantes para os resultados financeiros observados. Em capacidades baixas, os projetos enfrentam sérios desafios para alcançar VPLs positivos, especialmente em financiamentos privados e horizontes curtos. Os fluxos de caixa gerados não são suficientes para cobrir os custos operacionais e o serviço da dívida, tornando esses cenários inviáveis em termos econômicos.

No entanto, em capacidades médias, os resultados começam a demonstrar uma recuperação significativa, com VPLs positivos em financiamentos como o BNDES e o PROINFA, especialmente em horizontes de médio e longo prazo. Isso mostra que a geração de receita operacional é suficiente para superar os custos do financiamento e proporcionar retornos positivos.

A alta capacidade operacional, por sua vez, apresenta os resultados mais robustos e resilientes. Em cenários de alta capacidade, tanto o BNDES quanto o PROINFA exibem VPLs elevados, mesmo sob condições de WACC mais altas. O financiamento privado também se torna viável em alguns cenários de alta capacidade

e longo prazo, reforçando que a escala operacional é um dos principais fatores para o sucesso financeiro dos projetos.

Sensibilidade ao WACC

Os resultados mostram que o impacto do WACC na viabilidade econômica é significativo e varia conforme o tipo de financiamento e a capacidade operacional. Nos cenários de WACC mais baixos, como 8%, os VPLs são positivos em quase todas as combinações de financiamento e capacidade operacional, evidenciando que as taxas de desconto menores favorecem a viabilidade.

Conforme o WACC aumenta para níveis acima de 10%, os impactos começam a se tornar mais evidentes, particularmente em financiamentos privados e capacidades operacionais baixas, onde os VPLs frequentemente tornam-se negativos. Em financiamentos subsidiados como o BNDES, os resultados são mais resilientes ao aumento do WACC, com VPLs permanecendo positivos em grande parte dos cenários. O PROINFA, embora também resistente, apresenta maior sensibilidade ao WACC em cenários de capacidade operacional média ou baixa.

Taxa Interna de Retorno (TIR)

A análise da TIR reflete os mesmos padrões observados no VPL, com diferenças marcantes entre os tipos de financiamento e horizontes de tempo. Nos horizontes de curto prazo, as TIRs são frequentemente negativas, especialmente em financiamentos privados e capacidades baixas, devido à concentração do impacto financeiro do serviço da dívida nesse período.

No médio prazo, as TIRs começam a se estabilizar, particularmente em financiamentos como o BNDES e o PROINFA, que oferecem condições mais favoráveis. Nos cenários de capacidade operacional alta, as TIRs se tornam mais atrativas, indicando um equilíbrio entre receitas e custos financeiros.

No longo prazo, as TIRs alcançam seus valores mais elevados, com destaque para financiamentos subsidiados, que garantem rentabilidade mesmo em cenários adversos. O financiamento privado, por outro lado, ainda apresenta TIRs desafiadoras em capacidades operacionais baixas, mesmo no longo prazo, reforçando sua dependência de condições operacionais ideais para alcançar viabilidade.

5 CONCLUSÃO

A análise demonstra que a viabilidade financeira das PCHs depende de uma combinação de fatores, como o horizonte de tempo, o tipo de financiamento e a capacidade operacional. Projetos com horizontes longos, financiados pelo BNDES e operando em alta capacidade, apresentam os resultados mais positivos, com VPLs elevados e TIRs atrativas, mesmo em cenários de WACC mais altos.

Por outro lado, projetos financiados privadamente ou com capacidades operacionais baixas enfrentam grandes desafios, especialmente em horizontes curtos. Esses resultados reforçam a importância de escolhas estratégicas bem fundamentadas em relação ao financiamento e à possível capacidade operacional, além de um planejamento cuidadoso para mitigar os impactos do WACC e maximizar a viabilidade econômica do empreendimento.

Adicionalmente, os resultados reforçam o papel fundamental do financiamento público como instrumento de inclusão energética e justiça social. Em cenários de baixa capacidade operacional somente os modelos subsidiados, como o financiamento pelo BNDES, apresentaram viabilidade econômica no longo prazo. O VPL e TIR demonstram que, mesmo em contextos operacionais restritos, é possível estruturar projetos sustentáveis com o apoio de políticas públicas adequadas. Isso contrasta com o financiamento privado, que se mostrou financeiramente inviável nessas condições. O BNDES, portanto, não apenas oferece a melhor performance financeira global como também é o único modelo capaz de viabilizar o fornecimento de energia limpa e contínua a regiões vulneráveis. Esses dados evidenciam que, para ampliar o acesso à eletricidade de forma justa e sustentável, é imprescindível o fortalecimento de linhas de crédito públicas com condições acessíveis, garantindo que a transição energética chegue também às populações historicamente excluídas da infraestrutura básica.

REFERÊNCIAS

- ABRAPCH. O que são PCHs e CGHs.** Brasília - DF: ABRAPCH, 2014. Disponível em: <https://abrapch.org.br/2014/03/o-que-sao-pchs-e-cghs/>. Acesso em: 29 ago. 2024.
- ALENCAR, C. A.; STEDILE, R.; JUNIOR, J. U. Estudo da complementariedade da geração de energia entre as fontes solar e hidráulica.** Revista Brasileira de Energia Solar, 2018.
- ANBIMA. Relatório de Mercado de Capitais 2023.** São Paulo: ANBIMA, 2023.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL (BACEN). Relatório de Economia Bancária 2022.** Brasília, DF: BCB, 2022.
- BANCO DO BRASIL. Crédito PJ: financiar um investimento.** Brasília, DF: Banco do Brasil, 2024. Disponível em: <https://www.bb.com.br/site/pro-seu-negocio/credito/financiar-um-investimento/bb-financiamento-pj/>. Acesso em: 15 nov. 2024.
- BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES).**
BNDES Automático: condições gerais. Disponível em:
<https://www.bnDES.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/automatico>. Acesso em: 15 out. 2024.
- BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES).**
BNDES Finem: geração de energia. Disponível em:
<https://www.bnDES.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/finem>. Acesso em: 15 out. 2024.
- BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES).**
BNDES Finem: geração de energia. Disponível em:
<https://www.bnDES.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-energia>. Acesso em: 6 maio 2024.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).** **Resolução Normativa nº 395, de 15 de dezembro de 2009. Estabelece os procedimentos para o enquadramento de Centrais Geradoras Hidrelétricas como Pequenas Centrais Hidrelétricas.** Brasília, DF: ANEEL, 2009. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 9 out. 2024.
- CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE).** **Painel de Preços.** Outubro de 2024. [São Paulo]: CCEE, 2024. Disponível em:
<https://www.ccee.org.br>. Acesso em: 9 nov. 2024.
- CASTRO, J. P. S. Análise de viabilidade econômico-financeira de uma pequena central hidrelétrica na Barragem do Rio São Bento.** 2022. Disponível em:
<http://200.18.15.28/handle/1/9212>. Acesso em: 15 out. 2024.

CNI. **Pesquisa sobre acesso ao crédito 2022.** Brasília, DF: CNI, 2022.
 CORTES, T. R. G. **The Brazilian electricity market: small hydropower strategic planning.** 2015.

DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA – DME. **Energia.** Poços de Caldas: DME, 2011. Disponível em: <http://www.dmedsa.com.br/index.php>. Acesso em: 18 fev. 2016.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Relatório técnico sobre o custo de operação e manutenção de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).** Brasília, DF: EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/>. Acesso em: 10 out. 2024.

FEBRABAN. **Relatório de crédito 2023.** São Paulo: FEBRABAN, 2023.

FERNANDES, G.; BRANDÃO, L. E.; GOMES, L.; VASCONCELOS, G. F. R. **A proposal of reformulation of hydropower sales contracts in the Brazilian electricity sector,** 2016.

FERREIRA, J.; CAMACHO, J.; MALAGOLI, J. A.; GUIMARÃES JÚNIOR, S. C. **Assessment of the potential of small hydropower development in Brazil. Renewable and Sustainable Energy Reviews,** 2016. Disponível em: <https://dx.doi.org/10.1016/J.RSER.2015.11.035>. Acesso em: 9 nov. 2024.

GALVÃO, Jucilene; BERMANN, Célio. **Crise hídrica e energia: conflitos no uso múltiplo das águas.** Estudos Avançados, São Paulo, v. 29, n. 84, p. 43–68, 2015. Disponível em: <https://www.revistas.usp.br/eav/article/view/104941>. Acesso em: 9 jan. 2025.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Renewable energy cost analysis: hydropower.** [Abu Dhabi]: IRENA, 2012. Disponível em: https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-HYDROPOWER.pdf. Acesso em: 16 maio 2024.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview.** Abu Dhabi: IRENA, 2012. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2013/Jan/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2012-An-Overview>. Acesso em: 9 jan. 2025.

JANTASUTO, O. **Review of small hydropower system.** 2015. DOI: 10.17703/IJACT.2015.3.1.101.

LIMA, A. P. de; BONFRISCO, M. T. **ESTUDO DE VIABILIDADE DE INVESTIMENTO ATRAVÉS DO PAYBACK, VPL E TIR.** 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.29327/74400>. Acesso em: 29 ago. 2024.

MAUAD, F. F.; FERREIRA, L. C.; TRINDADE, T. C. G. **Energia renovável no Brasil: análise das principais fontes energéticas renováveis brasileiras.** São Carlos: Universidade de São Paulo. Escola de Engenharia de São Carlos, 2017.

MOHIBULLAH, M.; RADZI, A.; HAKIM, M. **Basic design aspects of micro hydro power plant and its potential development in Malaysia.** 2004. DOI: 10.1109/PECON.2004.1461647.

NETO, S. S. B. **Viabilidade econômica e financeira de uma pequena central hidrelétrica e sua inserção na matriz energética brasileira.** Revista da Graduação, [Porto Alegre], 2013. Disponível em: <https://revistaseletronicas.pucrs.br/index.php/graduacao/article/view/15507>. Acesso em: 16 maio 2024.

PADOVEZE, C. L. et al. **Incompatibilidade dos critérios de análise de viabilidade econômica de projetos de investimentos (VPL, TIR) com a análise contábil do retorno do investimento (ROI).** Universitas, [São Paulo], v. 14, n. 26, p. 11-34, 2000.

PATRO, E. R.; KISHORE, T. S.; HAGHIGHI, A. **Levelized cost of electricity generation by small hydropower projects under clean development mechanism in India.** Energies, v. 15, n. 4, p. 1473, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en15041473>. Acesso em: 16 maio 2024.

PERIUS, M. R.; CARREGARO, J. B. Pequenas centrais hidrelétricas como forma de redução de impactos ambientais e crises energéticas. **Ensaios e Ciência C Biológicas Agrárias e da Saúde**, v. 16, n. 2, 2015.

PESENTE, J.; RÍOS, M. S. **A case study for maximizing hydroelectric annual revenue on Brazilian power market.** 2021. Disponível em: <https://dx.doi.org/10.1109/ICIT46573.2021.9453601>. Acesso em: 9 jan. 2025.

PLANETSAVE. **Hydropower costs.** PlanetSave, 2024. Disponível em: <https://planetsave.com>. Acesso em: 16 maio 2024.

RYANTI, A.; WIBISONO, D. **Environmental and social impact in project feasibility studies.** Journal of Infrastructure Management, v. 12, n. 3, p. 45-56, 2015.

SEBRAE. **Financiamento para pequenas empresas.** Brasília, DF: SEBRAE, 2023.

SILVA, A.; MIGUENS, D. S.; VAREJÃO, M. A. **Sustentabilidade da produção energética local: as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) no Rio de Janeiro.** Terra Plural, v. 12, n. 1, 2018. Disponível em: <https://dx.doi.org/10.5212/TERRAPLURAL.V.12I1.0009>. Acesso em: 10 out. 2024.

TEIXEIRA, W.; TOLEDO, M. C. M.; FAIRCHILD, T. R.; TAIOLI, F. **Decifrando a Terra.** 2. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2003.

UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY (DOE). **Bipartisan Infrastructure Law: Hydropower Incentives.** Washington, D.C.: DOE, 2023. Disponível em: <https://www.energy.gov>. Acesso em: 9 jan. 2025.

ANEXO A – AMORTIZAÇÃO DA DÍVIDA PELA MODALIDADE DE FINANCIAMENTO BNDES AUTOMÁTICO

Amortização da Dívida pela modalidade de Financiamento BNDES Automático

Valor Financiamento	Prazo	Amortização Mensal			
4.208.016	240	17.533			
Saldo Devedor	Parcela	Juros	Taxa de Juros	Juros Mensal	Mês
-	-	-	-	-	Jan
-	-	-	-	-	Fev
-	-	-	-	-	Mar
-	-	-	-	-	Abr
-	-	-	-	-	Mai
-	-	-	-	-	Jun
-	-	-	-	-	Jul
-	-	-	-	-	Ago
-	-	-	-	-	Set
-	-	-	-	-	Out
-	-	-	-	-	Nov
-	-	-	-	-	Dez
-	-	-	-	-	Jan
-	-	-	-	-	Fev
-	-	-	-	-	Mar
-	-	-	-	-	Abr
-	-	-	-	-	Mai
-	-	-	-	-	Jun
-	-	-	-	-	Jul
-	-	-	-	-	Ago
-	-	-	-	-	Set
-	-	-	-	-	Out
-	-	-	-	-	Nov
-	-	-	-	-	Dez
-	-	-	-	-	Jan
-	-	-	-	-	Fev
-	-	-	-	-	Mar
-	-	-	-	-	Abr
-	-	-	-	-	Mai
-	-	-	-	-	Jun
-	-	-	-	-	Jul
-	-	-	-	-	Ago
-	-	-	-	-	Set
-	-	-	-	-	Out
-	-	-	-	-	Nov
-	-	-	-	-	Dez
-	-	-	-	-	Jan
-	-	-	-	-	Fev
-	-	-	-	-	Mar
-	-	-	-	-	Abr
-	-	-	-	-	Mai
-	-	-	-	-	Jun
-	-	-	-	-	Jul
-	-	-	-	-	Ago
-	-	-	-	-	Set
-	-	-	-	-	Out
-	-	-	-	-	Nov
-	-	-	-	-	Dez

4.208.016	43.835,6	26.302,2	7,5%	0,6%	Jan
4.190.483	43.726,0	26.192,6	7,5%	0,6%	Fev
4.172.949	43.616,4	26.083,0	7,5%	0,6%	Mar
4.155.416	43.506,8	25.973,4	7,5%	0,6%	Abr
4.137.882	43.397,2	25.863,8	7,5%	0,6%	Mai
4.120.349	43.287,6	25.754,2	7,5%	0,6%	Jun
4.102.816	43.178,0	25.644,6	7,5%	0,6%	Jul
4.085.282	43.068,4	25.535,0	7,5%	0,6%	Ago
4.067.749	42.958,8	25.425,4	7,5%	0,6%	Set
4.050.215	42.849,2	25.315,8	7,5%	0,6%	Out
4.032.682	42.739,6	25.206,2	7,5%	0,6%	Nov
4.015.149	42.630,0	25.096,6	7,5%	0,6%	Dez
3.997.615	42.520,4	24.987,0	7,5%	0,6%	Jan
3.980.082	42.410,9	24.877,5	7,5%	0,6%	Fev
3.962.548	42.301,3	24.767,9	7,5%	0,6%	Mar
3.945.015	42.191,7	24.658,3	7,5%	0,6%	Abr
3.927.482	42.082,1	24.548,7	7,5%	0,6%	Mai
3.909.948	41.972,5	24.439,1	7,5%	0,6%	Jun
3.892.415	41.862,9	24.329,5	7,5%	0,6%	Jul
3.874.881	41.753,3	24.219,9	7,5%	0,6%	Ago
3.857.348	41.643,7	24.110,3	7,5%	0,6%	Set
3.839.815	41.534,1	24.000,7	7,5%	0,6%	Out
3.822.281	41.424,5	23.891,1	7,5%	0,6%	Nov
3.804.748	41.314,9	23.781,5	7,5%	0,6%	Dez
3.787.214	41.205,3	23.671,9	7,5%	0,6%	Jan
3.769.681	41.095,7	23.562,3	7,5%	0,6%	Fev
3.752.148	40.986,2	23.452,8	7,5%	0,6%	Mar
3.734.614	40.876,6	23.343,2	7,5%	0,6%	Abr
3.717.081	40.767,0	23.233,6	7,5%	0,6%	Mai
3.699.547	40.657,4	23.124,0	7,5%	0,6%	Jun
3.682.014	40.547,8	23.014,4	7,5%	0,6%	Jul
3.664.481	40.438,2	22.904,8	7,5%	0,6%	Ago
3.646.947	40.328,6	22.795,2	7,5%	0,6%	Set
3.629.414	40.219,0	22.685,6	7,5%	0,6%	Out
3.611.880	40.109,4	22.576,0	7,5%	0,6%	Nov
3.594.347	39.999,8	22.466,4	7,5%	0,6%	Dez
3.576.814	39.890,2	22.356,8	7,5%	0,6%	Jan
3.559.280	39.780,6	22.247,2	7,5%	0,6%	Fev
3.541.747	39.671,0	22.137,6	7,5%	0,6%	Mar
3.524.213	39.561,5	22.028,1	7,5%	0,6%	Abr
3.506.680	39.451,9	21.918,5	7,5%	0,6%	Mai
3.489.147	39.342,3	21.808,9	7,5%	0,6%	Jun
3.471.613	39.232,7	21.699,3	7,5%	0,6%	Jul

3.454.080	39.123,1	21.589,7	7,5%	0,6%	Ago
3.436.546	39.013,5	21.480,1	7,5%	0,6%	Set
3.419.013	38.903,9	21.370,5	7,5%	0,6%	Out
3.401.480	38.794,3	21.260,9	7,5%	0,6%	Nov
3.383.946	38.684,7	21.151,3	7,5%	0,6%	Dez
3.366.413	38.575,1	21.041,7	7,5%	0,6%	Jan
3.348.879	38.465,5	20.932,1	7,5%	0,6%	Fev
3.331.346	38.355,9	20.822,5	7,5%	0,6%	Mar
3.313.813	38.246,3	20.712,9	7,5%	0,6%	Abr
3.296.279	38.136,8	20.603,4	7,5%	0,6%	Mai
3.278.746	38.027,2	20.493,8	7,5%	0,6%	Jun
3.261.212	37.917,6	20.384,2	7,5%	0,6%	Jul
3.243.679	37.808,0	20.274,6	7,5%	0,6%	Ago
3.226.146	37.698,4	20.165,0	7,5%	0,6%	Set
3.208.612	37.588,8	20.055,4	7,5%	0,6%	Out
3.191.079	37.479,2	19.945,8	7,5%	0,6%	Nov
3.173.545	37.369,6	19.836,2	7,5%	0,6%	Dez
3.156.012	37.260,0	19.726,6	7,5%	0,6%	Jan
3.138.479	37.150,4	19.617,0	7,5%	0,6%	Fev
3.120.945	37.040,8	19.507,4	7,5%	0,6%	Mar
3.103.412	36.931,2	19.397,8	7,5%	0,6%	Abr
3.085.878	36.821,6	19.288,2	7,5%	0,6%	Mai
3.068.345	36.712,1	19.178,7	7,5%	0,6%	Jun
3.050.812	36.602,5	19.069,1	7,5%	0,6%	Jul
3.033.278	36.492,9	18.959,5	7,5%	0,6%	Ago
3.015.745	36.383,3	18.849,9	7,5%	0,6%	Set
2.998.211	36.273,7	18.740,3	7,5%	0,6%	Out
2.980.678	36.164,1	18.630,7	7,5%	0,6%	Nov
2.963.145	36.054,5	18.521,1	7,5%	0,6%	Dez
2.945.611	35.944,9	18.411,5	7,5%	0,6%	Jan
2.928.078	35.835,3	18.301,9	7,5%	0,6%	Fev
2.910.544	35.725,7	18.192,3	7,5%	0,6%	Mar
2.893.011	35.616,1	18.082,7	7,5%	0,6%	Abr
2.875.478	35.506,5	17.973,1	7,5%	0,6%	Mai
2.857.944	35.396,9	17.863,5	7,5%	0,6%	Jun
2.840.411	35.287,4	17.754,0	7,5%	0,6%	Jul
2.822.877	35.177,8	17.644,4	7,5%	0,6%	Ago
2.805.344	35.068,2	17.534,8	7,5%	0,6%	Set
2.787.811	34.958,6	17.425,2	7,5%	0,6%	Out
2.770.277	34.849,0	17.315,6	7,5%	0,6%	Nov
2.752.744	34.739,4	17.206,0	7,5%	0,6%	Dez
2.735.210	34.629,8	17.096,4	7,5%	0,6%	Jan
2.717.677	34.520,2	16.986,8	7,5%	0,6%	Fev

2.700.144	34.410,6	16.877,2	7,5%	0,6%	Mar
2.682.610	34.301,0	16.767,6	7,5%	0,6%	Abr
2.665.077	34.191,4	16.658,0	7,5%	0,6%	Mai
2.647.543	34.081,8	16.548,4	7,5%	0,6%	Jun
2.630.010	33.972,2	16.438,8	7,5%	0,6%	Jul
2.612.477	33.862,7	16.329,3	7,5%	0,6%	Ago
2.594.943	33.753,1	16.219,7	7,5%	0,6%	Set
2.577.410	33.643,5	16.110,1	7,5%	0,6%	Out
2.559.876	33.533,9	16.000,5	7,5%	0,6%	Nov
2.542.343	33.424,3	15.890,9	7,5%	0,6%	Dez
2.524.810	33.314,7	15.781,3	7,5%	0,6%	Jan
2.507.276	33.205,1	15.671,7	7,5%	0,6%	Fev
2.489.743	33.095,5	15.562,1	7,5%	0,6%	Mar
2.472.209	32.985,9	15.452,5	7,5%	0,6%	Abr
2.454.676	32.876,3	15.342,9	7,5%	0,6%	Mai
2.437.143	32.766,7	15.233,3	7,5%	0,6%	Jun
2.419.609	32.657,1	15.123,7	7,5%	0,6%	Jul
2.402.076	32.547,5	15.014,1	7,5%	0,6%	Ago
2.384.542	32.438,0	14.904,6	7,5%	0,6%	Set
2.367.009	32.328,4	14.795,0	7,5%	0,6%	Out
2.349.476	32.218,8	14.685,4	7,5%	0,6%	Nov
2.331.942	32.109,2	14.575,8	7,5%	0,6%	Dez
2.314.409	31.999,6	14.466,2	7,5%	0,6%	Jan
2.296.875	31.890,0	14.356,6	7,5%	0,6%	Fev
2.279.342	31.780,4	14.247,0	7,5%	0,6%	Mar
2.261.809	31.670,8	14.137,4	7,5%	0,6%	Abr
2.244.275	31.561,2	14.027,8	7,5%	0,6%	Mai
2.226.742	31.451,6	13.918,2	7,5%	0,6%	Jun
2.209.208	31.342,0	13.808,6	7,5%	0,6%	Jul
2.191.675	31.232,4	13.699,0	7,5%	0,6%	Ago
2.174.142	31.122,8	13.589,4	7,5%	0,6%	Set
2.156.608	31.013,3	13.479,9	7,5%	0,6%	Out
2.139.075	30.903,7	13.370,3	7,5%	0,6%	Nov
2.121.541	30.794,1	13.260,7	7,5%	0,6%	Dez
2.104.008	30.684,5	13.151,1	7,5%	0,6%	Jan
2.086.475	30.574,9	13.041,5	7,5%	0,6%	Fev
2.068.941	30.465,3	12.931,9	7,5%	0,6%	Mar
2.051.408	30.355,7	12.822,3	7,5%	0,6%	Abr
2.033.874	30.246,1	12.712,7	7,5%	0,6%	Mai
2.016.341	30.136,5	12.603,1	7,5%	0,6%	Jun
1.998.808	30.026,9	12.493,5	7,5%	0,6%	Jul
1.981.274	29.917,3	12.383,9	7,5%	0,6%	Ago
1.963.741	29.807,7	12.274,3	7,5%	0,6%	Set

1.946.207	29.698,1	12.164,7	7,5%	0,6%	Out
1.928.674	29.588,6	12.055,2	7,5%	0,6%	Nov
1.911.141	29.479,0	11.945,6	7,5%	0,6%	Dez
1.893.607	29.369,4	11.836,0	7,5%	0,6%	Jan
1.876.074	29.259,8	11.726,4	7,5%	0,6%	Fev
1.858.540	29.150,2	11.616,8	7,5%	0,6%	Mar
1.841.007	29.040,6	11.507,2	7,5%	0,6%	Abr
1.823.474	28.931,0	11.397,6	7,5%	0,6%	Mai
1.805.940	28.821,4	11.288,0	7,5%	0,6%	Jun
1.788.407	28.711,8	11.178,4	7,5%	0,6%	Jul
1.770.873	28.602,2	11.068,8	7,5%	0,6%	Ago
1.753.340	28.492,6	10.959,2	7,5%	0,6%	Set
1.735.807	28.383,0	10.849,6	7,5%	0,6%	Out
1.718.273	28.273,4	10.740,0	7,5%	0,6%	Nov
1.700.740	28.163,9	10.630,5	7,5%	0,6%	Dez
1.683.206	28.054,3	10.520,9	7,5%	0,6%	Jan
1.665.673	27.944,7	10.411,3	7,5%	0,6%	Fev
1.648.140	27.835,1	10.301,7	7,5%	0,6%	Mar
1.630.606	27.725,5	10.192,1	7,5%	0,6%	Abr
1.613.073	27.615,9	10.082,5	7,5%	0,6%	Mai
1.595.539	27.506,3	9.972,9	7,5%	0,6%	Jun
1.578.006	27.396,7	9.863,3	7,5%	0,6%	Jul
1.560.473	27.287,1	9.753,7	7,5%	0,6%	Ago
1.542.939	27.177,5	9.644,1	7,5%	0,6%	Set
1.525.406	27.067,9	9.534,5	7,5%	0,6%	Out
1.507.872	26.958,3	9.424,9	7,5%	0,6%	Nov
1.490.339	26.848,7	9.315,3	7,5%	0,6%	Dez
1.472.806	26.739,2	9.205,8	7,5%	0,6%	Jan
1.455.272	26.629,6	9.096,2	7,5%	0,6%	Fev
1.437.739	26.520,0	8.986,6	7,5%	0,6%	Mar
1.420.205	26.410,4	8.877,0	7,5%	0,6%	Abr
1.402.672	26.300,8	8.767,4	7,5%	0,6%	Mai
1.385.139	26.191,2	8.657,8	7,5%	0,6%	Jun
1.367.605	26.081,6	8.548,2	7,5%	0,6%	Jul
1.350.072	25.972,0	8.438,6	7,5%	0,6%	Ago
1.332.538	25.862,4	8.329,0	7,5%	0,6%	Set
1.315.005	25.752,8	8.219,4	7,5%	0,6%	Out
1.297.472	25.643,2	8.109,8	7,5%	0,6%	Nov
1.279.938	25.533,6	8.000,2	7,5%	0,6%	Dez
1.262.405	25.424,0	7.890,6	7,5%	0,6%	Jan
1.244.871	25.314,5	7.781,1	7,5%	0,6%	Fev
1.227.338	25.204,9	7.671,5	7,5%	0,6%	Mar
1.209.805	25.095,3	7.561,9	7,5%	0,6%	Abr

1.192.271	24.985,7	7.452,3	7,5%	0,6%	Mai
1.174.738	24.876,1	7.342,7	7,5%	0,6%	Jun
1.157.204	24.766,5	7.233,1	7,5%	0,6%	Jul
1.139.671	24.656,9	7.123,5	7,5%	0,6%	Ago
1.122.138	24.547,3	7.013,9	7,5%	0,6%	Set
1.104.604	24.437,7	6.904,3	7,5%	0,6%	Out
1.087.071	24.328,1	6.794,7	7,5%	0,6%	Nov
1.069.537	24.218,5	6.685,1	7,5%	0,6%	Dez
1.052.004	24.108,9	6.575,5	7,5%	0,6%	Jan
1.034.471	23.999,3	6.465,9	7,5%	0,6%	Fev
1.016.937	23.889,8	6.356,4	7,5%	0,6%	Mar
999.404	23.780,2	6.246,8	7,5%	0,6%	Abr
981.870	23.670,6	6.137,2	7,5%	0,6%	Mai
964.337	23.561,0	6.027,6	7,5%	0,6%	Jun
946.804	23.451,4	5.918,0	7,5%	0,6%	Jul
929.270	23.341,8	5.808,4	7,5%	0,6%	Ago
911.737	23.232,2	5.698,8	7,5%	0,6%	Set
894.203	23.122,6	5.589,2	7,5%	0,6%	Out
876.670	23.013,0	5.479,6	7,5%	0,6%	Nov
859.137	22.903,4	5.370,0	7,5%	0,6%	Dez
841.603	22.793,8	5.260,4	7,5%	0,6%	Jan
824.070	22.684,2	5.150,8	7,5%	0,6%	Fev
806.536	22.574,6	5.041,2	7,5%	0,6%	Mar
789.003	22.465,1	4.931,7	7,5%	0,6%	Abr
771.470	22.355,5	4.822,1	7,5%	0,6%	Mai
753.936	22.245,9	4.712,5	7,5%	0,6%	Jun
736.403	22.136,3	4.602,9	7,5%	0,6%	Jul
718.869	22.026,7	4.493,3	7,5%	0,6%	Ago
701.336	21.917,1	4.383,7	7,5%	0,6%	Set
683.803	21.807,5	4.274,1	7,5%	0,6%	Out
666.269	21.697,9	4.164,5	7,5%	0,6%	Nov
648.736	21.588,3	4.054,9	7,5%	0,6%	Dez
631.202	21.478,7	3.945,3	7,5%	0,6%	Jan
613.669	21.369,1	3.835,7	7,5%	0,6%	Fev
596.136	21.259,5	3.726,1	7,5%	0,6%	Mar
578.602	21.149,9	3.616,5	7,5%	0,6%	Abr
561.069	21.040,4	3.507,0	7,5%	0,6%	Mai
543.535	20.930,8	3.397,4	7,5%	0,6%	Jun
526.002	20.821,2	3.287,8	7,5%	0,6%	Jul
508.469	20.711,6	3.178,2	7,5%	0,6%	Ago
490.935	20.602,0	3.068,6	7,5%	0,6%	Set
473.402	20.492,4	2.959,0	7,5%	0,6%	Out
455.868	20.382,8	2.849,4	7,5%	0,6%	Nov

438.335	20.273,2	2.739,8	7,5%	0,6%	Dez
420.802	20.163,6	2.630,2	7,5%	0,6%	Jan
403.268	20.054,0	2.520,6	7,5%	0,6%	Fev
385.735	19.944,4	2.411,0	7,5%	0,6%	Mar
368.201	19.834,8	2.301,4	7,5%	0,6%	Abr
350.668	19.725,2	2.191,8	7,5%	0,6%	Mai
333.135	19.615,7	2.082,3	7,5%	0,6%	Jun
315.601	19.506,1	1.972,7	7,5%	0,6%	Jul
298.068	19.396,5	1.863,1	7,5%	0,6%	Ago
280.534	19.286,9	1.753,5	7,5%	0,6%	Set
263.001	19.177,3	1.643,9	7,5%	0,6%	Out
245.468	19.067,7	1.534,3	7,5%	0,6%	Nov
227.934	18.958,1	1.424,7	7,5%	0,6%	Dez
210.401	18.848,5	1.315,1	7,5%	0,6%	Jan
192.867	18.738,9	1.205,5	7,5%	0,6%	Fev
175.334	18.629,3	1.095,9	7,5%	0,6%	Mar
157.801	18.519,7	986,3	7,5%	0,6%	Abr
140.267	18.410,1	876,7	7,5%	0,6%	Mai
122.734	18.300,5	767,1	7,5%	0,6%	Jun
105.200	18.191,0	657,6	7,5%	0,6%	Jul
87.667	18.081,4	548,0	7,5%	0,6%	Ago
70.134	17.971,8	438,4	7,5%	0,6%	Set
52.600	17.862,2	328,8	7,5%	0,6%	Out
35.067	17.752,6	219,2	7,5%	0,6%	Nov
17.533	17.643,0	109,6	7,5%	0,6%	Dez

**ANEXO B – AMORTIZAÇÃO DA DÍVIDA PELA MODALIDADE DE FINANCIAMENTO
PROINFA**

Amortização da Dívida pela modalidade de Financiamento PROINFA

Valor Financiamento	Prazo	Amortização Mensal					
3.366.413	144	23.378					
Saldo Devedor	Parcela	Juros	Taxa de Juros	Juros Mensal	Mês	Ano	
-	-	-	-	-	Jan	2025	
-	-	-	-	-	Fev		
-	-	-	-	-	Mar		
-	-	-	-	-	Abr		
-	-	-	-	-	Mai		
-	-	-	-	-	Jun		
3.366.413	49.832,3	26.454,4	9,4%	0,8%	Jul		
3.343.035	49.648,5	26.270,7	9,4%	0,8%	Ago		
3.319.657	49.464,8	26.087,0	9,4%	0,8%	Set		
3.296.279	49.281,1	25.903,3	9,4%	0,8%	Out		
3.272.901	49.097,4	25.719,5	9,4%	0,8%	Nov		
3.249.523	48.913,7	25.535,8	9,4%	0,8%	Dez		
3.226.146	48.730,0	25.352,1	9,4%	0,8%	Jan	2026	
3.202.768	48.546,3	25.168,4	9,4%	0,8%	Fev		
3.179.390	48.362,6	24.984,7	9,4%	0,8%	Mar		
3.156.012	48.178,9	24.801,0	9,4%	0,8%	Abr		
3.132.634	47.995,1	24.617,3	9,4%	0,8%	Mai		
3.109.256	47.811,4	24.433,6	9,4%	0,8%	Jun		
3.085.878	47.627,7	24.249,9	9,4%	0,8%	Jul		
3.062.501	47.444,0	24.066,2	9,4%	0,8%	Ago		
3.039.123	47.260,3	23.882,4	9,4%	0,8%	Set		
3.015.745	47.076,6	23.698,7	9,4%	0,8%	Out		
2.992.367	46.892,9	23.515,0	9,4%	0,8%	Nov		
2.968.989	46.709,2	23.331,3	9,4%	0,8%	Dez		
2.945.611	46.525,5	23.147,6	9,4%	0,8%	Jan	2027	
2.922.233	46.341,8	22.963,9	9,4%	0,8%	Fev		
2.898.855	46.158,0	22.780,2	9,4%	0,8%	Mar		
2.875.478	45.974,3	22.596,5	9,4%	0,8%	Abr		
2.852.100	45.790,6	22.412,8	9,4%	0,8%	Mai		
2.828.722	45.606,9	22.229,0	9,4%	0,8%	Jun		
2.805.344	45.423,2	22.045,3	9,4%	0,8%	Jul		
2.781.966	45.239,5	21.861,6	9,4%	0,8%	Ago		
2.758.588	45.055,8	21.677,9	9,4%	0,8%	Set		
2.735.210	44.872,1	21.494,2	9,4%	0,8%	Out		
2.711.833	44.688,4	21.310,5	9,4%	0,8%	Nov		
2.688.455	44.504,6	21.126,8	9,4%	0,8%	Dez		
2.665.077	44.320,9	20.943,1	9,4%	0,8%	Jan	2028	
2.641.699	44.137,2	20.759,4	9,4%	0,8%	Fev		

2.618.321	43.953,5	20.575,6	9,4%	0,8%	Mar
2.594.943	43.769,8	20.391,9	9,4%	0,8%	Abr
2.571.565	43.586,1	20.208,2	9,4%	0,8%	Mai
2.548.187	43.402,4	20.024,5	9,4%	0,8%	Jun
2.524.810	43.218,7	19.840,8	9,4%	0,8%	Jul
2.501.432	43.035,0	19.657,1	9,4%	0,8%	Ago
2.478.054	42.851,2	19.473,4	9,4%	0,8%	Set
2.454.676	42.667,5	19.289,7	9,4%	0,8%	Out
2.431.298	42.483,8	19.106,0	9,4%	0,8%	Nov
2.407.920	42.300,1	18.922,2	9,4%	0,8%	Dez
2.384.542	42.116,4	18.738,5	9,4%	0,8%	Jan
2.361.165	41.932,7	18.554,8	9,4%	0,8%	Fev
2.337.787	41.749,0	18.371,1	9,4%	0,8%	Mar
2.314.409	41.565,3	18.187,4	9,4%	0,8%	Abr
2.291.031	41.381,6	18.003,7	9,4%	0,8%	Mai
2.267.653	41.197,8	17.820,0	9,4%	0,8%	Jun
2.244.275	41.014,1	17.636,3	9,4%	0,8%	Jul
2.220.897	40.830,4	17.452,6	9,4%	0,8%	Ago
2.197.519	40.646,7	17.268,8	9,4%	0,8%	Set
2.174.142	40.463,0	17.085,1	9,4%	0,8%	Out
2.150.764	40.279,3	16.901,4	9,4%	0,8%	Nov
2.127.386	40.095,6	16.717,7	9,4%	0,8%	Dez
2.104.008	39.911,9	16.534,0	9,4%	0,8%	Jan
2.080.630	39.728,2	16.350,3	9,4%	0,8%	Fev
2.057.252	39.544,4	16.166,6	9,4%	0,8%	Mar
2.033.874	39.360,7	15.982,9	9,4%	0,8%	Abr
2.010.497	39.177,0	15.799,2	9,4%	0,8%	Mai
1.987.119	38.993,3	15.615,4	9,4%	0,8%	Jun
1.963.741	38.809,6	15.431,7	9,4%	0,8%	Jul
1.940.363	38.625,9	15.248,0	9,4%	0,8%	Ago
1.916.985	38.442,2	15.064,3	9,4%	0,8%	Set
1.893.607	38.258,5	14.880,6	9,4%	0,8%	Out
1.870.229	38.074,8	14.696,9	9,4%	0,8%	Nov
1.846.851	37.891,0	14.513,2	9,4%	0,8%	Dez
1.823.474	37.707,3	14.329,5	9,4%	0,8%	Jan
1.800.096	37.523,6	14.145,8	9,4%	0,8%	Fev
1.776.718	37.339,9	13.962,0	9,4%	0,8%	Mar
1.753.340	37.156,2	13.778,3	9,4%	0,8%	Abr
1.729.962	36.972,5	13.594,6	9,4%	0,8%	Mai
1.706.584	36.788,8	13.410,9	9,4%	0,8%	Jun
1.683.206	36.605,1	13.227,2	9,4%	0,8%	Jul
1.659.829	36.421,4	13.043,5	9,4%	0,8%	Ago
1.636.451	36.237,6	12.859,8	9,4%	0,8%	Set
1.613.073	36.053,9	12.676,1	9,4%	0,8%	Out
1.589.695	35.870,2	12.492,4	9,4%	0,8%	Nov
1.566.317	35.686,5	12.308,6	9,4%	0,8%	Dez

1.542.939	35.502,8	12.124,9	9,4%	0,8%	Jan	2032
1.519.561	35.319,1	11.941,2	9,4%	0,8%	Fev	
1.496.183	35.135,4	11.757,5	9,4%	0,8%	Mar	
1.472.806	34.951,7	11.573,8	9,4%	0,8%	Abr	
1.449.428	34.768,0	11.390,1	9,4%	0,8%	Mai	
1.426.050	34.584,2	11.206,4	9,4%	0,8%	Jun	
1.402.672	34.400,5	11.022,7	9,4%	0,8%	Jul	
1.379.294	34.216,8	10.839,0	9,4%	0,8%	Ago	
1.355.916	34.033,1	10.655,2	9,4%	0,8%	Set	
1.332.538	33.849,4	10.471,5	9,4%	0,8%	Out	
1.309.161	33.665,7	10.287,8	9,4%	0,8%	Nov	
1.285.783	33.482,0	10.104,1	9,4%	0,8%	Dez	
1.262.405	33.298,3	9.920,4	9,4%	0,8%	Jan	2033
1.239.027	33.114,6	9.736,7	9,4%	0,8%	Fev	
1.215.649	32.930,8	9.553,0	9,4%	0,8%	Mar	
1.192.271	32.747,1	9.369,3	9,4%	0,8%	Abr	
1.168.893	32.563,4	9.185,6	9,4%	0,8%	Mai	
1.145.515	32.379,7	9.001,8	9,4%	0,8%	Jun	
1.122.138	32.196,0	8.818,1	9,4%	0,8%	Jul	
1.098.760	32.012,3	8.634,4	9,4%	0,8%	Ago	
1.075.382	31.828,6	8.450,7	9,4%	0,8%	Set	
1.052.004	31.644,9	8.267,0	9,4%	0,8%	Out	
1.028.626	31.461,2	8.083,3	9,4%	0,8%	Nov	
1.005.248	31.277,4	7.899,6	9,4%	0,8%	Dez	
981.870	31.093,7	7.715,9	9,4%	0,8%	Jan	2034
958.493	30.910,0	7.532,2	9,4%	0,8%	Fev	
935.115	30.726,3	7.348,4	9,4%	0,8%	Mar	
911.737	30.542,6	7.164,7	9,4%	0,8%	Abr	
888.359	30.358,9	6.981,0	9,4%	0,8%	Mai	
864.981	30.175,2	6.797,3	9,4%	0,8%	Jun	
841.603	29.991,5	6.613,6	9,4%	0,8%	Jul	
818.225	29.807,8	6.429,9	9,4%	0,8%	Ago	
794.847	29.624,0	6.246,2	9,4%	0,8%	Set	
771.470	29.440,3	6.062,5	9,4%	0,8%	Out	
748.092	29.256,6	5.878,8	9,4%	0,8%	Nov	
724.714	29.072,9	5.695,0	9,4%	0,8%	Dez	
701.336	28.889,2	5.511,3	9,4%	0,8%	Jan	2035
677.958	28.705,5	5.327,6	9,4%	0,8%	Fev	
654.580	28.521,8	5.143,9	9,4%	0,8%	Mar	
631.202	28.338,1	4.960,2	9,4%	0,8%	Abr	
607.825	28.154,4	4.776,5	9,4%	0,8%	Mai	
584.447	27.970,6	4.592,8	9,4%	0,8%	Jun	
561.069	27.786,9	4.409,1	9,4%	0,8%	Jul	
537.691	27.603,2	4.225,4	9,4%	0,8%	Ago	
514.313	27.419,5	4.041,6	9,4%	0,8%	Set	
490.935	27.235,8	3.857,9	9,4%	0,8%	Out	

467.557	27.052,1	3.674,2	9,4%	0,8%	Nov	
444.179	26.868,4	3.490,5	9,4%	0,8%	Dez	
420.802	26.684,7	3.306,8	9,4%	0,8%	Jan	2036
397.424	26.501,0	3.123,1	9,4%	0,8%	Fev	
374.046	26.317,2	2.939,4	9,4%	0,8%	Mar	
350.668	26.133,5	2.755,7	9,4%	0,8%	Abr	
327.290	25.949,8	2.572,0	9,4%	0,8%	Mai	
303.912	25.766,1	2.388,2	9,4%	0,8%	Jun	
280.534	25.582,4	2.204,5	9,4%	0,8%	Jul	
257.157	25.398,7	2.020,8	9,4%	0,8%	Ago	
233.779	25.215,0	1.837,1	9,4%	0,8%	Set	
210.401	25.031,3	1.653,4	9,4%	0,8%	Out	
187.023	24.847,6	1.469,7	9,4%	0,8%	Nov	
163.645	24.663,8	1.286,0	9,4%	0,8%	Dez	
140.267	24.480,1	1.102,3	9,4%	0,8%	Jan	2037
116.889	24.296,4	918,6	9,4%	0,8%	Fev	
93.511	24.112,7	734,8	9,4%	0,8%	Mar	
70.134	23.929,0	551,1	9,4%	0,8%	Abr	
46.756	23.745,3	367,4	9,4%	0,8%	Mai	
23.378	23.561,6	183,7	9,4%	0,8%	Jun	

ANEXO C – AMORTIZAÇÃO DA DÍVIDA PELA MODALIDADE DE FINANCIAMENTO
PESSOA JURÍDICA BANCO DO BRASIL

Amortização Dívida PRIVADO							
Valor Financiamento	Prazo	Amortização Mensal	Encargos Adicionais	Parcela			
3.787.214	96	39.450	6.505.962	67.770			
Saldo Devedor	Parcela	Juros	Taxa de Juros	Juros Mensal	Ecargos Adicionais	Mês	Ano
-	-	-	-	-	-	Jan	025
-	-	-	-	-	-	Fev	
-	-	-	-	-	-	Mar	
-	-	-	-	-	-	Abr	
-	-	-	-	-	-	Mai	
-	-	-	-	-	-	Jun	
3.787.214	186.310,3	79.089,7	25,1%	2,1%	67.770,4	Jul	
3.747.764	185.486,4	78.265,8	25,1%	2,1%	67.770,4	Ago	
3.708.314	184.662,5	77.442,0	25,1%	2,1%	67.770,4	Set	
3.668.864	183.838,7	76.618,1	25,1%	2,1%	67.770,4	Out	
3.629.414	183.014,8	75.794,3	25,1%	2,1%	67.770,4	Nov	
3.589.964	182.191,0	74.970,4	25,1%	2,1%	67.770,4	Dez	
3.550.514	181.367,1	74.146,6	25,1%	2,1%	67.770,4	Jan	026
3.511.063	180.543,3	73.322,7	25,1%	2,1%	67.770,4	Fev	
3.471.613	179.719,4	72.498,9	25,1%	2,1%	67.770,4	Mar	
3.432.163	178.895,6	71.675,0	25,1%	2,1%	67.770,4	Abr	
3.392.713	178.071,7	70.851,2	25,1%	2,1%	67.770,4	Mai	
3.353.263	177.247,9	70.027,3	25,1%	2,1%	67.770,4	Jun	
3.313.813	176.424,0	69.203,5	25,1%	2,1%	67.770,4	Jul	
3.274.362	175.600,2	68.379,6	25,1%	2,1%	67.770,4	Ago	
3.234.912	174.776,3	67.555,8	25,1%	2,1%	67.770,4	Set	
3.195.462	173.952,5	66.731,9	25,1%	2,1%	67.770,4	Out	
3.156.012	173.128,6	65.908,1	25,1%	2,1%	67.770,4	Nov	
3.116.562	172.304,8	65.084,2	25,1%	2,1%	67.770,4	Dez	
3.077.112	171.480,9	64.260,3	25,1%	2,1%	67.770,4	Jan	027
3.037.662	170.657,1	63.436,5	25,1%	2,1%	67.770,4	Fev	
2.998.211	169.833,2	62.612,6	25,1%	2,1%	67.770,4	Mar	
2.958.761	169.009,4	61.788,8	25,1%	2,1%	67.770,4	Abr	
2.919.311	168.185,5	60.964,9	25,1%	2,1%	67.770,4	Mai	
2.879.861	167.361,7	60.141,1	25,1%	2,1%	67.770,4	Jun	
2.840.411	166.537,8	59.317,2	25,1%	2,1%	67.770,4	Jul	
2.800.961	165.714,0	58.493,4	25,1%	2,1%	67.770,4	Ago	
2.761.511	164.890,1	57.669,5	25,1%	2,1%	67.770,4	Set	
2.722.060	164.066,3	56.845,7	25,1%	2,1%	67.770,4	Out	
2.682.610	163.242,4	56.021,8	25,1%	2,1%	67.770,4	Nov	
2.643.160	162.418,6	55.198,0	25,1%	2,1%	67.770,4	Dez	

2.603.710	161.594,7	54.374,1	25,1%	2,1%	67.770,4	Jan	028
2.564.260	160.770,9	53.550,3	25,1%	2,1%	67.770,4	Fev	
2.524.810	159.947,0	52.726,4	25,1%	2,1%	67.770,4	Mar	
2.485.359	159.123,2	51.902,6	25,1%	2,1%	67.770,4	Abr	
2.445.909	158.299,3	51.078,7	25,1%	2,1%	67.770,4	Mai	
2.406.459	157.475,5	50.254,9	25,1%	2,1%	67.770,4	Jun	
2.367.009	156.651,6	49.431,0	25,1%	2,1%	67.770,4	Jul	
2.327.559	155.827,8	48.607,2	25,1%	2,1%	67.770,4	Ago	
2.288.109	155.003,9	47.783,3	25,1%	2,1%	67.770,4	Set	
2.248.659	154.180,1	46.959,5	25,1%	2,1%	67.770,4	Out	
2.209.208	153.356,2	46.135,6	25,1%	2,1%	67.770,4	Nov	
2.169.758	152.532,4	45.311,8	25,1%	2,1%	67.770,4	Dez	
2.130.308	151.708,5	44.487,9	25,1%	2,1%	67.770,4	Jan	029
2.090.858	150.884,7	43.664,1	25,1%	2,1%	67.770,4	Fev	
2.051.408	150.060,8	42.840,2	25,1%	2,1%	67.770,4	Mar	
2.011.958	149.237,0	42.016,4	25,1%	2,1%	67.770,4	Abr	
1.972.508	148.413,1	41.192,5	25,1%	2,1%	67.770,4	Mai	
1.933.057	147.589,3	40.368,7	25,1%	2,1%	67.770,4	Jun	
1.893.607	146.765,4	39.544,8	25,1%	2,1%	67.770,4	Jul	
1.854.157	145.941,6	38.721,0	25,1%	2,1%	67.770,4	Ago	
1.814.707	145.117,7	37.897,1	25,1%	2,1%	67.770,4	Set	
1.775.257	144.293,9	37.073,3	25,1%	2,1%	67.770,4	Out	
1.735.807	143.470,0	36.249,4	25,1%	2,1%	67.770,4	Nov	
1.696.356	142.646,2	35.425,6	25,1%	2,1%	67.770,4	Dez	
1.656.906	141.822,3	34.601,7	25,1%	2,1%	67.770,4	Jan	030
1.617.456	140.998,5	33.777,9	25,1%	2,1%	67.770,4	Fev	
1.578.006	140.174,6	32.954,0	25,1%	2,1%	67.770,4	Mar	
1.538.556	139.350,8	32.130,2	25,1%	2,1%	67.770,4	Abr	
1.499.106	138.526,9	31.306,3	25,1%	2,1%	67.770,4	Mai	
1.459.656	137.703,1	30.482,5	25,1%	2,1%	67.770,4	Jun	
1.420.205	136.879,2	29.658,6	25,1%	2,1%	67.770,4	Jul	
1.380.755	136.055,4	28.834,8	25,1%	2,1%	67.770,4	Ago	
1.341.305	135.231,5	28.010,9	25,1%	2,1%	67.770,4	Set	
1.301.855	134.407,7	27.187,1	25,1%	2,1%	67.770,4	Out	
1.262.405	133.583,8	26.363,2	25,1%	2,1%	67.770,4	Nov	
1.222.955	132.760,0	25.539,4	25,1%	2,1%	67.770,4	Dez	
1.183.505	131.936,1	24.715,5	25,1%	2,1%	67.770,4	Jan	031
1.144.054	131.112,3	23.891,7	25,1%	2,1%	67.770,4	Fev	
1.104.604	130.288,4	23.067,8	25,1%	2,1%	67.770,4	Mar	
1.065.154	129.464,6	22.244,0	25,1%	2,1%	67.770,4	Abr	
1.025.704	128.640,7	21.420,1	25,1%	2,1%	67.770,4	Mai	
986.254	127.816,9	20.596,3	25,1%	2,1%	67.770,4	Jun	
946.804	126.993,0	19.772,4	25,1%	2,1%	67.770,4	Jul	

907.353	126.169,2	18.948,6	25,1%	2,1%	67.770,4	Ago	
867.903	125.345,3	18.124,7	25,1%	2,1%	67.770,4	Set	
828.453	124.521,5	17.300,9	25,1%	2,1%	67.770,4	Out	
789.003	123.697,6	16.477,0	25,1%	2,1%	67.770,4	Nov	
749.553	122.873,8	15.653,2	25,1%	2,1%	67.770,4	Dez	
710.103	122.049,9	14.829,3	25,1%	2,1%	67.770,4	Jan	032
670.653	121.226,1	14.005,5	25,1%	2,1%	67.770,4	Fev	
631.202	120.402,2	13.181,6	25,1%	2,1%	67.770,4	Mar	
591.752	119.578,3	12.357,8	25,1%	2,1%	67.770,4	Abr	
552.302	118.754,5	11.533,9	25,1%	2,1%	67.770,4	Mai	
512.852	117.930,6	10.710,1	25,1%	2,1%	67.770,4	Jun	
473.402	117.106,8	9.886,2	25,1%	2,1%	67.770,4	Jul	
433.952	116.282,9	9.062,4	25,1%	2,1%	67.770,4	Ago	
394.502	115.459,1	8.238,5	25,1%	2,1%	67.770,4	Set	
355.051	114.635,2	7.414,7	25,1%	2,1%	67.770,4	Out	
315.601	113.811,4	6.590,8	25,1%	2,1%	67.770,4	Nov	
276.151	112.987,5	5.767,0	25,1%	2,1%	67.770,4	Dez	
236.701	112.163,7	4.943,1	25,1%	2,1%	67.770,4	Jan	033
197.251	111.339,8	4.119,3	25,1%	2,1%	67.770,4	Fev	
157.801	110.516,0	3.295,4	25,1%	2,1%	67.770,4	Mar	
118.350	109.692,1	2.471,6	25,1%	2,1%	67.770,4	Abr	
78.900	108.868,3	1.647,7	25,1%	2,1%	67.770,4	Mai	
39.450	108.044,4	823,9	25,1%	2,1%	67.770,4	Jun	
0	107.220,6	0,0	25,1%	2,1%	67.770,4	Jul	

ANEXO D – DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS DO EXERCÍCIO CENÁRIO DE CAPACIDADE BAIXA

ANEXO E – DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS DO EXERCÍCIO CENÁRIO DE CAPACIDADE MÉDIA

ANEXO F – DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS DO EXERCÍCIO CENÁRIO DE CAPACIDADE ALTA

ANEXO G – FLUXO DE CAIXA CENÁRIO DE CAPACIDADE BAIXA

CAIXA		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Capacidade Baixa								
PROINFRA	BRL	272.928	-	3.469	22.986	49.440	75.895	102.349
BNDES	BRL	824.345		824.345	824.345	305.551	321.333	337.114
BB Financiamento PJ	BRL	-	281.159	-	1.297.687	-	1.179.052	-
						1.060.418	-	941.783
						-	823.149	-
							704.514	
CAIXA		2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Capacidade Baixa								
PROINFRA	BRL	155.258	181.712	208.167	234.621	261.075	425.041	569.166
BNDES	BRL	368.677	384.458	400.239	416.021	431.802	447.583	463.364
BB Financiamento PJ	BRL	-	585.880	56.500	824.345	824.345	824.345	824.345
CAIXA		2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Capacidade Baixa								
PROINFRA	BRL	569.166	569.166	569.166	569.166	569.166	569.166	569.166
BNDES	BRL	479.146	494.927	510.708	526.490	542.271	558.052	573.833
BB Financiamento PJ	BRL	824.345	824.345	824.345	824.345	824.345	824.345	824.345
CAIXA		2046	2047	Total				
Capacidade Baixa								
PROINFRA	BRL	569.166	569.166	7.806.470				
BNDES	BRL	589.615	350.217	11.327.331				
BB Financiamento PJ	BRL	824.345	824.345	4.723.689				

ANEXO H – FLUXO DE CAIXA CENÁRIO DE CAPACIDADE MÉDIA

CAIXA		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Capacidade Média								
PROINFRA	BRL	861.454	585.057	611.512	637.966	664.420	690.875	717.329
BNDES	BRL	1.630.245	1.630.245	1.630.245	1.111.452	1.127.233	1.143.014	1.158.796
BB Financiamento PJ	BRL	524.741	-	491.786	-	373.152	-	254.517
CAIXA								
Capacidade Média								
PROINFRA	BRL	743.784	770.238	796.692	823.147	849.601	1.013.567	1.157.692
BNDES	BRL	1.174.577	1.190.358	1.206.139	1.221.921	1.237.702	1.253.483	1.269.265
BB Financiamento PJ	BRL	220.021	862.400	1.630.245	1.630.245	1.630.245	1.630.245	1.630.245
CAIXA								
Capacidade Média								
PROINFRA	BRL	1.157.692	1.157.692	1.157.692	1.157.692	1.157.692	1.157.692	1.157.692
BNDES	BRL	1.285.046	1.300.827	1.316.608	1.332.390	1.348.171	1.363.952	1.379.734
BB Financiamento PJ	BRL	1.630.245	1.630.245	1.630.245	1.630.245	1.630.245	1.630.245	1.630.245
CAIXA								
Capacidade Média								
PROINFRA	BRL	1.157.692	1.157.692	Total				
				2046		2047		
PROINFRA	BRL	1.157.692	1.157.692	21.342.564				
BNDES	BRL	1.395.515	938.743	29.645.661				
BB Financiamento PJ	BRL	1.630.245	1.630.245	23.259.393				

ANEXO I – FLUXO DE CAIXA CENÁRIO DE CAPACIDADE ALTA

CAIXA		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CAIXA	Capacidade Alta							
PROINFRA	BRL	1.859.352	1.582.955	1.609.410	1.635.864	1.662.318	1.688.773	1.715.227
BNDES	BRL	3.006.186	3.006.186	3.006.186	2.487.392	2.503.173	2.518.955	2.534.736
BB Financiamento PJ	BRL	1.900.682	884.154	1.002.788	1.121.423	1.240.057	1.358.692	1.477.326
CAIXA		2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
CAIXA	Capacidade Alta							
PROINFRA	BRL	1.741.682	1.768.136	1.794.590	1.821.045	1.847.499	2.011.465	2.155.590
BNDES	BRL	2.550.517	2.566.299	2.582.080	2.597.861	2.613.642	2.629.424	2.645.205
BB Financiamento PJ	BRL	1.595.961	2.238.341	3.006.186	3.006.186	3.006.186	3.006.186	3.006.186
CAIXA		2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CAIXA	Capacidade Alta							
PROINFRA	BRL	2.155.590	2.155.590	2.155.590	2.155.590	2.155.590	2.155.590	2.155.590
BNDES	BRL	2.660.986	2.676.768	2.692.549	2.708.330	2.724.111	2.739.893	2.755.674
BB Financiamento PJ	BRL	3.006.186	3.006.186	3.006.186	3.006.186	3.006.186	3.006.186	3.006.186
CAIXA		2046	2047	Total				
CAIXA	Capacidade Alta							
PROINFRA	BRL	2.155.590	2.155.590	44.294.219				
BNDES	BRL	2.771.455	1.936.641	60.914.249				
BB Financiamento PJ	BRL	3.006.186	3.006.186	54.906.023				