



**INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE
TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA E
TERRITÓRIO (ILATIT)**

ENGENHARIA DE ENERGIA

**EXPANSÃO HIDRELÉTRICA BRASILEIRA E REPOTENCIAÇÃO DE USINAS:
INTEGRAÇÃO ENTRE DINÂMICA MACROECONÔMICA E AVALIAÇÃO
ENERGÉTICO-FINANCEIRA**

FELIPE AUGUSTO ORTOLAN

Foz do Iguaçu
2025

**EXPANSÃO HIDRELÉTRICA BRASILEIRA E REPOTENCIAÇÃO DE USINAS:
INTEGRAÇÃO ENTRE DINÂMICA MACROECONÔMICA E AVALIAÇÃO
ENERGÉTICO-FINANCEIRA**

FELIPE AUGUSTO ORTOLAN

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território da Universidade Federal da Integração Latino-Americana, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Maicon Coelho Evaldt

Foz do Iguaçu
2025

FELIPE AUGUSTO ORTOLAN

**EXPANSÃO HIDRELÉTRICA BRASILEIRA E REPOTENCIAÇÃO DE USINAS:
INTEGRAÇÃO ENTRE DINÂMICA MACROECONÔMICA E AVALIAÇÃO
ENERGÉTICO-FINANCEIRA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território da Universidade Federal da Integração Latino-Americana, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia.

BANCA EXAMINADORA

Orientador: Prof. Dr. Maicon Coelho Evaldt
UNILA

Prof. Dr. Jorge Javier Gimenez Ledesma
UNILA

Eng. Eric Stefani Silva
GE Energias Renováveis

Foz do Iguaçu, 15 de dezembro de 2025.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, antes de tudo, ao Senhor Jeová Jiré, que sempre proveu e sustentou minha caminhada. Sou profundamente grato aos meus pais, Isaias Ortolan e Adriane Ortolan, cujo esforço e dedicação me fortaleceram em cada etapa; aos meus irmãos, Gabriel Ortolan e Rafael Ortolan, cuja força e incentivo estiveram presentes ao longo de toda a jornada; e aos amigos com quem compartilhei desafios e conquistas: Hugo Ferreira, Ronald Perez, Gabriel Bruges, Nicolas Echterhof e José Toledo Filho. Com amigos, as distâncias diminuem e os objetivos se tornam alcançáveis.

Agradeço à Mirla Ortolan, que sonhou este projeto comigo e acreditou nele desde o início.

Sou grato à minha namorada, Ana Julia Biesdorf, cuja ternura e disciplina têm sido fonte constante de inspiração.

Agradeço ainda ao meu orientador, Maicon Evaldt, que, além de entender cálculos e elétrica, entende também sobre pessoas.

Por fim, reconheço que muitos outros nomes caberiam aqui, pois extensa seria a lista de todos os merecedores de gratidão.

*“Melhor é o fim das coisas do que o princípio
delas...”*
Eclesiastes de Salomão

RESUMO

Este trabalho analisa a relação entre o crescimento econômico brasileiro e a expansão da capacidade hidrelétrica, bem como avalia, em escala microeconômica, a viabilidade energética e financeira da repotenciação de cinquenta e uma usinas hidrelétricas. A etapa macroeconômica integra séries históricas do Produto Interno Bruto em volume e da potência instalada no período de 1974 a 2024, empregando variações anuais, segmentação estatística em tercis e modelos de regressão linear para investigar padrões estruturais de expansão, cujos resultados indicam baixa sensibilidade da expansão hidrelétrica às oscilações do PIB e taxas médias de crescimento anual entre aproximadamente 1,7 GW e 2,3 GW, implicando tempos estimados entre 1,1 e 1,5 ano para acréscimos de 5% da potência elegível e entre 4,3 e 5,9 anos para acréscimos de 20%, a depender do cenário econômico considerado. Na etapa microeconômica, estimaram-se a energia incremental e os indicadores Índice de Custo-Benefício (ICB) e Valor Presente Líquido (VPL) para cenários de repotenciação de 5%, 10% e 20%, com base na potência média anual observada entre 2022 e 2024, custos específicos e cronogramas de entrada em operação, evidenciando elevada heterogeneidade entre as usinas, com valores de ICB distribuídos em ampla faixa e VPLs que variam de resultados negativos a valores superiores a dezessete bilhões de reais no cenário de maior repotenciação. De forma integrada, os resultados reforçam o potencial da repotenciação como estratégia relevante para a modernização do parque hidrelétrico brasileiro, embora sua viabilidade econômica dependa fortemente das características operacionais, hidrológicas e técnicas específicas de cada empreendimento.

Palavras-chave: repotenciação hidrelétrica; expansão hidrelétrica; crescimento econômico; Índice de Custo-Benefício; Valor Presente Líquido.

ABSTRACT

This study analyzes the relationship between Brazilian economic growth and the expansion of installed hydropower capacity, as well as evaluates, at a microeconomic scale, the energy and financial feasibility of repowering fifty-one hydropower plants. The macroeconomic stage integrates historical series of real Gross Domestic Product and installed capacity from 1974 to 2024, applying annual variations, tercile-based statistical segmentation, and linear regression models to investigate structural expansion patterns. The results indicate low sensitivity of hydropower expansion to GDP fluctuations, with average annual growth rates ranging from approximately 1.7 GW to 2.3 GW, implying estimated periods between 1.1 and 1.5 years to achieve 5% increments of eligible capacity and between 4.3 and 5.9 years to reach 20%, depending on the economic scenario considered. In the microeconomic stage, incremental energy and the Cost-Benefit Index (CBI) and Net Present Value (NPV) indicators were estimated for repowering scenarios of 5%, 10%, and 20%, based on average annual power generation observed between 2022 and 2024, specific investment costs, and commissioning schedules. The results reveal substantial heterogeneity among plants, with CBI values spanning a wide range and NPVs varying from negative outcomes to values exceeding seventeen billion reais in the highest repowering scenario. Overall, the findings reinforce repowering as a relevant strategy for modernizing the Brazilian hydropower fleet, although its economic feasibility strongly depends on the specific operational, hydrological, and technical characteristics of each facility.

Key words: hydropower repowering; hydropower expansion; economic growth; Cost-Benefit Index; Net Present Value.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Matiz Elétrica Brasileira 2024	1
Figura 2: Fluxograma estrutural da análise macroeconômica	18
Figura 3: Fluxograma estrutural da análise microeconômica	20
Figura 4: ICB para o cenário de acréscimo de 5% de capacidade instalada.	35
Figura 5: VPL para o cenário de acréscimo de 5% de capacidade instalada.	38
Figura 6: Histórico do Cenário de Menor Crescimento	48
Figura 7: Regressão Linear do Cenário de Menor Crescimento	50
Figura 8: Cenário de menor crescimento com acréscimo de 5%	52
Figura 9: Menor crescimento econômico com acréscimo de 10% proveniente de repotenciação.....	53
Figura 10: Menor crescimento econômico com acréscimo de 20% proveniente de repotenciação.....	54
Figura 11: Histórico do Cenário de Crescimento Intermediário	56
Figura 12: Regressão linear do Cenário de Crescimento Intermediário	57
Figura 13: Crescimento econômico intermediário com acréscimo de 5% proveniente de repotenciação.....	59
Figura 14: Crescimento econômico intermediário com acréscimo de 10% proveniente de repotenciação.....	60
Figura 15: Crescimento econômico intermediário com acréscimo de 20% proveniente de repotenciação.....	61
Figura 16: Histórico do Cenário de Maior Crescimento	63
Figura 17: Regressão linear do Cenário de Maior Crescimento.....	64
Figura 18: Maior crescimento econômico com acréscimo de 5% proveniente de repotenciação.....	66
Figura 19: Maior crescimento econômico com acréscimo de 10% proveniente de repotenciação.....	67
Figura 20: Maior crescimento econômico com acréscimo de 20% proveniente de repotenciação.....	69
Figura 21: Histórico da Série Completa.....	71
Figura 22: Regressão linear da Série Completa.....	72
Figura 23: Série completa com acréscimo de 5% proveniente de repotenciação	74

Figura 24: Série completa com acréscimo de 10% proveniente de repotenciação ..75

Figura 25: Série completa com acréscimo de 20% proveniente de repotenciação ..76

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Parâmetros utilizados na simulação.....	26
Tabela 2: Prazo para atingir o acréscimo de potência instalada por cenários	32
Tabela 3: ICB para as usinas selecionadas	34
Tabela 4: Valor Presente Líquido (VPL) em mil R\$ para as usinas selecionadas.....	36
Tabela 5: Síntese dos resultados obtidos na análise microeconômica	39
Tabela 6: Variação anual da energia para os cenários de repotenciação propostos entre os anos de 2022 e 2024.....	78
Tabela 7: Acréscimo de potência instalada para os cenários de repotenciação e investimento.	80

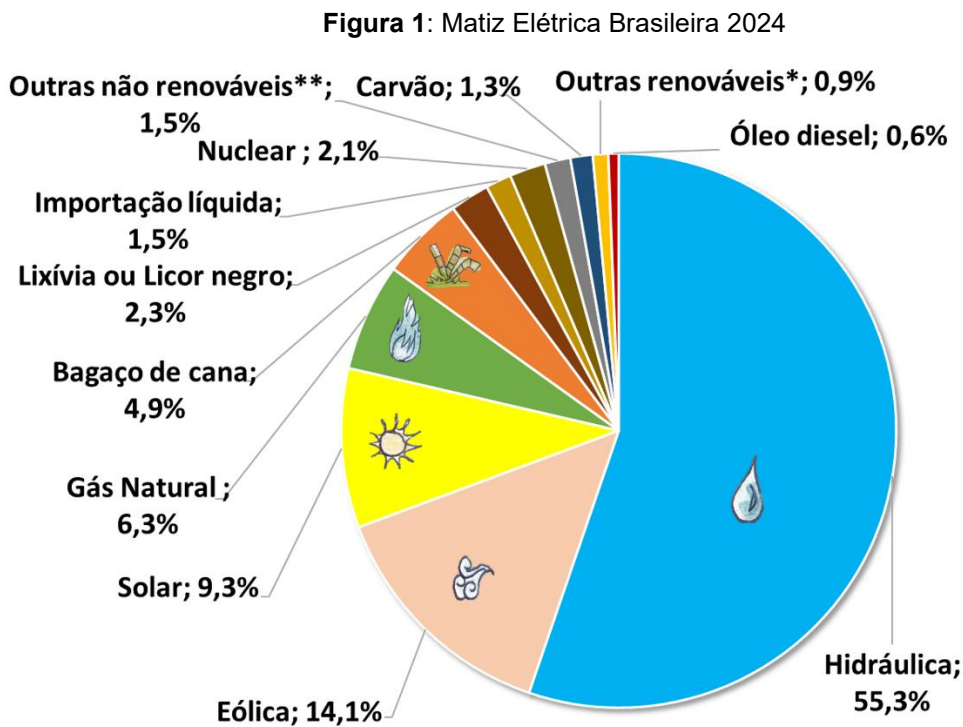
SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	PROBLEMA.....	2
1.2	JUSTIFICATIVA.....	3
1.3	HIPÓTESE	3
1.4	OBJETIVO GERAL E OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
1.4.1	Objetivo geral.....	4
1.4.2	Objetivos específicos	4
2	REVISÃO BIBLIOGRAFICA	7
2.1	PORDUTO INTERNO BRUTO (PIB).....	7
2.2	HISTÓRICO DO CENÁRIO HIDRELÉTRICO BRASILEIRO	8
2.3	DETERMINANTES ESTRUTURAIS DA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA E SUA DESCONEXÃO COM O CICLO ECONÔMICO	9
2.4	REPOTENCIAÇÃO.....	10
2.4.1	repotenciação hidrelétrica e expansão do parque gerador	11
2.4.2	Aspectos técnicos da repotenciação hidrelétrica	12
2.5	SEGMENTAÇÃO ESTATÍSTICA POR TERCIS	13
2.6	REGRESSÃO LINEAR	13
2.7	INCONSISTÊNCIA ESTATÍSTICA.....	15
2.8	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA DA REPOTENCIAÇÃO NO CONTEXTO DE ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA	16
2.9	CUSTOS OPERACIONAIS E FUNDAMENTOS PARA ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA REPOTENCIAÇÃO	17
3	METODOLOGIA.....	18
3.1	ORGANIZAÇÃO DOS DADOS E ESTRUTURA DA BASE HISTÓRICA	21
3.2	CÁLCULO DA VARIAÇÃO ANUAL DA POTÊNCIA INSTALADA.....	21
3.3	SEGMENTAÇÃO EM TERCIS SEGUNDO REGIMES DE CRESCIMENTO ECONÔMICO	22
3.4	AJUSTE DOS MODELOS LINEARES.....	23
3.5	CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS PROSPECTIVOS DE REPOTENCIAÇÃO	

.....	23
3.6 TRANSIÇÃO METODOLÓGICA.....	24
3.7 BASE DE DADOS OPERACIONAL DAS USINAS HIDRELÉTRICAS	25
3.8 CÁLCULO DA ENERGIA ANUAL E DA ENERGIA ADICIONAL APÓS REPOTENCIAÇÃO.....	25
3.9 PREMISSAS ECONÔMICO-FINANCEIRAS	26
3.10 CÁLCULO DO INVESTIMENTO TOTAL POR USINA.....	27
3.11 CÁLCULO DO ÍNDICE DE CUSTO-BENEFÍCIO (ICB).....	27
3.12 VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL).....	27
4 RESULTADOS OBTIDOS	29
4.1 ANÁLISE MACROECONOMICA	29
4.1.1 Cenário de menor crescimento	29
4.1.2 Cenário de crescimento intermediário	30
4.1.3 Cenário de maior crescimento	30
4.1.4 Análise da série completa.....	31
4.1.5 Comparação entre os cenários	31
4.2 ANÁLISE MICROECONÔMICA.....	32
4.2.1 Indicador de Custo-Benefício (ICB)	33
4.2.2 Valor Presente Líquido (VPL)	36
4.2.3 Painel de resultados.....	39
4.3 ANÁLISE DE RESULTADOS.....	40
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	42
6 REFERÊNCIAS.....	45
APÊNDICES	47
APENDICE A - GRÁFICOS DOS CENÁRIOS DE CRESCIMENTO.....	48
APENDICE B – AVALIAÇÃO MICROECONÔMICA.....	78

1 INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira destaca-se internacionalmente pela elevada participação de fontes renováveis, especialmente da geração hidrelétrica, que historicamente desempenha papel central no suprimento energético nacional. Segundo EPE (2019), a hidreletricidade permanece como a principal fonte de geração do país, contribuindo para a segurança energética, a estabilidade do sistema e o desenvolvimento econômico ao longo das últimas décadas. Essa predominância decorre da abundância de recursos hídricos, da viabilidade técnica de grandes empreendimentos e da consolidação de uma infraestrutura que sustentou importantes ciclos de industrialização e expansão econômica. A Figura 1 busca contextualizar a Matriz Elétrica Brasileira.



Fonte: Adaptado de Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Matriz Elétrica Brasileira 2024.

Ao avaliar a Figura 1, nota-se que 55,3% da energia elétrica produzida no Brasil provém de fonte hidrúlica. No entanto, nas últimas décadas, observa-se uma desaceleração na expansão da capacidade instalada hidrelétrica, influenciada pela reduzida disponibilidade de novos aproveitamentos economicamente competitivos, por limitações socioambientais e pela crescente complexidade dos processos de

licenciamento. Paralelamente, grande parte do parque gerador brasileiro atinge hoje um estágio de maturidade elevada. De acordo com EPE (2019), aproximadamente 50 GW de potência instalada encontram-se em usinas com mais de vinte e cinco anos de operação, cenário que evidencia a necessidade de intervenções estruturais e realça o papel estratégico da repotenciação como alternativa de expansão de menor impacto ambiental.

Nesse contexto, torna-se essencial compreender como fatores macroeconômicos, especialmente a evolução do Produto Interno Bruto (PIB), relacionam-se historicamente com a ampliação da capacidade hidrelétrica. A análise integrada entre a variação do PIB em volume e o crescimento anual da potência instalada permite identificar padrões de expansão, distinguir períodos de maior ou menor dinamismo e avaliar a coerência entre o ciclo econômico e a trajetória de desenvolvimento do setor elétrico. Outra abordagem para compreensão do tema é o estudo da repotenciação com foco em usinas hidrelétricas consideradas tecnicamente elegíveis, de forma a explorar o impacto da repotenciação, bem como possíveis ganhos econômicos e em geração de energia, provenientes de tais premissas.

A pesquisa está dividida em uma análise macroeconômica e microeconômica, de forma que se busca compreender não apenas como o setor hidrelétrico evoluiu ao longo das últimas décadas, mas também como a repotenciação pode contribuir para o futuro da matriz elétrica brasileira. Ao combinar investigação histórica, estimativas exploratórias e avaliação econômica preliminar, este estudo busca oferecer subsídios ao debate sobre o papel estratégico da repotenciação como instrumento de expansão sustentável da oferta de energia no país.

1.1 PROBLEMA

A expansão hidrelétrica brasileira, historicamente responsável por sustentar o crescimento da matriz elétrica nacional, tem perdido dinamismo devido à redução de novos sítios economicamente viáveis, às restrições socioambientais e ao aumento da complexidade regulatória, ao mesmo tempo em que grande parte do parque gerador possui ciclo de vida acima de 25 anos e se encontra em estado de obsolescência. Embora estudos indiquem que aproximadamente 50 GW sejam tecnicamente elegíveis à repotenciação, ainda não está suficientemente compreendido se existe dinamismo entre a capacidade instalada hidrelétrica e o desempenho econômico do

país, tampouco como a repotenciação se comporta quando avaliada de maneira comparativa sob critérios energéticos e financeiros homogêneos. Assim, esse trabalho consiste em investigar a relação entre crescimento econômico e expansão hidrelétrica, bem como avaliar exploratoriamente os efeitos econômicos da repotenciação em cinquenta e uma usinas selecionadas, de modo a estimar seu potencial e identificar diferenças de desempenho econômico entre elas. A partir dessa delimitação, a seção seguinte explicita a justificativa que sustenta a realização do estudo.

1.2 JUSTIFICATIVA

A repotenciação de usinas hidrelétricas constitui uma alternativa estratégica para ampliar a oferta de energia no país com menor impacto ambiental, menores custos de implementação e prazos reduzidos quando comparada à construção de novos empreendimentos. Com cerca de 50 GW de potência instalada tecnicamente elegível à repotenciação, segundo estimativas da (EPE, 2019), o potencial disponível é significativo, mas sua materialização depende da capacidade efetiva de renovação e expansão do parque hidrelétrico. Nesse contexto, torna-se fundamental compreender se o ritmo histórico de crescimento da capacidade instalada apresenta relação com o desempenho econômico nacional, bem como identificar como esse comportamento se manifesta em diferentes conjunturas de crescimento do PIB. De forma complementar, a avaliação microeconômica de cinquenta e uma usinas selecionadas permite estimar, ainda que de maneira exploratória, o retorno energético e econômico associado à repotenciação. Assim, o estudo se justifica por fornecer evidências que podem reduzir incertezas, apoiar o planejamento energético de longo prazo e contribuir para a formulação de políticas públicas orientadas à modernização sustentável da matriz hidrelétrica brasileira, causando menores impactos ao meio-ambiente. Na sequência, apresenta-se a hipótese central que será confrontada pelas análises desenvolvidas.

1.3 HIPÓTESE

A hipótese central deste estudo é que a expansão hidrelétrica brasileira apresenta baixa sensibilidade às variações anuais do Produto Interno Bruto e é regida

predominantemente por fatores estruturais de planejamento e execução, o que implica que oscilações econômicas de curto prazo não constituem determinantes relevantes para o ritmo de crescimento da potência instalada. Nesse contexto, quando a demanda por energia se altera em função da variação do PIB, a construção de novas usinas – em razão do longo tempo necessário para sua implantação e entrada em operação – tende a não acompanhar essas flutuações, abrindo espaço para que a repotenciação se configure como alternativa estratégica para ajustar a oferta em prazos mais compatíveis com a dinâmica da demanda.

Além disso, considera-se que a média histórica anual da expansão hidrelétrica representa de forma mais realista o comportamento agregado do setor do que modelos lineares baseados exclusivamente na variação do PIB. No âmbito microeconômico, assume-se adicionalmente que a atratividade econômica da repotenciação não depende do porte instalado da usina, mas sim de sua capacidade efetiva de gerar energia incremental, de modo que indicadores como o Índice de Custo-Benefício (ICB) e o Valor Presente Líquido (VPL) apresentem ampla heterogeneidade entre as usinas avaliadas. Com base nessa hipótese, definem-se a seguir o objetivo geral e os objetivos específicos que orientam a pesquisa.

1.4 OBJETIVO GERAL E OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Nos itens a seguir, apresenta-se objetivos geral e específicos desse trabalho, bem como são contextualizados os objetivos específicos e sua relevância.

1.4.1 OBJETIVO GERAL

Avaliar, em perspectivas macroeconômica e microeconômica, a relação entre o crescimento econômico brasileiro e a expansão da capacidade hidrelétrica instalada, bem como a atratividade energético-econômica da repotenciação de cinquenta e uma usinas hidrelétricas elegíveis.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Construir e analisar a base histórica conjunta do PIB real brasileiro e da potência hidrelétrica instalada no período de 1974 a 2024. Esse objetivo se concretiza por meio da organização das séries temporais,

cálculo das variações anuais e preparação dos dados para as etapas estatísticas subsequentes.

2. Segmentar a série histórica em cenários de menor, intermediário e maior crescimento econômico, com base em tercis da variação anual do PIB real. A segmentação em tercis permite identificar regimes macroeconômicos distintos e associá-los aos diferentes ritmos de expansão da capacidade hidrelétrica.

3. Investigar a relação estatística entre crescimento econômico e expansão hidrelétrica, avaliando a consistência de modelos de regressão linear e de métricas de aderência.

Esse objetivo inclui a estimação dos modelos, a análise de coeficientes e de coeficientes de determinação, bem como a decisão sobre o uso ou não das regressões como instrumento preditivo.

4. Estimar, para cada cenário macroeconômico e para a série completa, o tempo necessário para alcançar acréscimos de 5%, 10% e 20% da potência tecnicamente elegível à repotenciação.

As projeções são obtidas a partir das médias históricas de expansão anual da capacidade instalada, permitindo quantificar o ritmo potencial de incorporação da potência repotenciada.

5. Calcular, para as cinquenta e uma usinas selecionadas, a energia incremental associada à repotenciação em cenários de aumento de 5%, 10% e 20% da potência instalada.

A energia adicional é estimada com base na geração média anual observada e na hipótese de proporcionalidade entre expansão de potência e variação da geração.

6. Avaliar a atratividade técnico-econômica da repotenciação por meio do Índice de Custo-Benefício (ICB) e do Valor Presente Líquido (VPL) para cada usina e cenário.

Para isso, utilizam-se premissas padronizadas de custo por quilowatt repotenciado, vida útil adicional, taxa de desconto, custos operacionais e preço de energia.

7. Comparar o desempenho energético e econômico entre as usinas avaliadas e integrar as evidências macroeconômicas e microeconômicas, discutindo

implicações para o planejamento da modernização do parque hidrelétrico brasileiro.

Esse objetivo visa identificar padrões de atratividade, heterogeneidades entre os empreendimentos e o papel da repotenciação na expansão sustentável e mais rápida da oferta de energia.

2 REVISÃO BIBLIOGRAFICA

Este capítulo reúne os fundamentos conceituais, históricos e metodológicos que sustentam as análises macroeconômica e microeconômica desenvolvidas nesta pesquisa. Inicialmente, apresentam-se os principais elementos associados ao Produto Interno Bruto e sua relevância enquanto indicador da atividade econômica, seguidos de um panorama histórico da formação e evolução do setor hidrelétrico brasileiro, destacando marcos institucionais, fases de expansão e desafios contemporâneos. Na sequência, discute-se o conceito de repotenciação e sua aplicação em diferentes segmentos do setor elétrico. Também são examinadas as técnicas estatísticas utilizadas na etapa macroeconômica, incluindo segmentação por tercis e fundamentos da regressão linear, necessárias para investigar a relação entre a dinâmica econômica e a expansão hidrelétrica. Por fim, apresentam-se os princípios que embasam a análise microeconômica, abordando aspectos de valoração energética, indicadores econômicos como o Índice de Custo-Benefício e o Valor Presente Líquido e as limitações associadas a estimativas baseadas em séries de geração histórica e hipóteses simplificadoras. Em conjunto, esses elementos estruturam o arcabouço teórico que possibilita interpretar de forma integrada os resultados obtidos ao longo do estudo. Para iniciar essa fundamentação, retoma-se o conceito de Produto Interno Bruto e seu papel na análise macroeconômica.

2.1 PRODUTO INTERNO BRUTO (PIB)

O Produto Interno Bruto (PIB) é uma das principais métricas utilizadas para mensurar o nível de atividade econômica de um país, sendo definido como o valor total dos bens e serviços finais produzidos em determinado período, conforme estabelecido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2024). Ao analisar sua evolução ao longo do tempo, torna-se fundamental distinguir entre o PIB nominal, calculado a preços correntes, portanto, influenciado pelas variações de preços, e o PIB real, que ajusta esses valores pela inflação de modo a refletir o crescimento econômico em termos de volume. Essa diferenciação é amplamente discutida pelo Fundo Monetário Internacional (FMI, 2023), que destaca o papel do PIB real como medida mais adequada para comparações temporais e análise dos ciclos econômicos.

No contexto brasileiro, o IBGE disponibiliza séries históricas e taxas anuais de crescimento do PIB em volume calculadas segundo os marcos metodológicos do Sistema de Contas Nacionais, permitindo análises mais robustas sobre a dinâmica econômica e suas flutuações. Por representar a variação do nível de atividade de forma ajustada à inflação, o PIB real constitui um instrumento fundamental para compreender relações estruturais entre o desempenho macroeconômico e a evolução dos setores produtivos ao longo do tempo. Na sequência, apresenta-se um panorama histórico da formação e expansão do setor hidrelétrico brasileiro, contexto no qual esse desempenho econômico se materializa.

2.2 HISTÓRICO DO CENÁRIO HIDRELÉTRICO BRASILEIRO

A formação do setor hidrelétrico brasileiro teve início no final do século XIX, quando empreendimentos pioneiros passaram a utilizar o potencial hidráulico disponível no território nacional. Segundo Soares et al. (2022), a Usina Ribeirão do Inferno, inaugurada em 1883 em Minas Gerais, constitui o primeiro registro de utilização da energia hidráulica para produção de eletricidade no país, seguida pela Usina Marmelos-Zero, de 1889, que marcou o início da eletrificação pública e residencial no Brasil. Durante as décadas seguintes, a demanda por energia cresceu de forma acelerada, impulsionada pela urbanização e pelos primeiros movimentos de industrialização, revelando o subdimensionamento do sistema elétrico nacional. Nesse contexto, medidas regulatórias como o Código de Águas de 1934 estabeleceram os fundamentos para a exploração organizada dos recursos hidrelétricos, consolidando marcos institucionais essenciais ao desenvolvimento do setor (SOARES et al., 2022).

Entre as décadas de 1950 e 1980, o país vivenciou um período de forte expansão hidrelétrica, impulsionado por políticas desenvolvimentistas e pela criação de empresas estatais destinadas ao planejamento e à execução de grandes projetos. De acordo com Soares et al. (2022), o Plano de Metas (1956-1961) foi determinante para a ampliação da capacidade instalada e para a implementação de usinas de grande porte, consolidando a hidroeletricidade como pilar central da matriz elétrica brasileira. Obras estruturantes como Furnas, Paulo Afonso, Tucuruí e, posteriormente, Itaipu caracterizaram uma fase de grande integração territorial e de fortalecimento institucional do setor elétrico.

A partir da redemocratização, novas diretrizes regulatórias passaram a orientar a expansão do setor, integrando preocupações socioambientais, diversificação das fontes de geração e melhoria dos mecanismos de contratação de energia. A crise energética de 2001 representou um marco nesse processo, estimulando a transformação da matriz elétrica e reduzindo a participação relativa da geração hidráulica, que passou de mais de 80% na segunda metade do século XX para cerca de 62,5% em 2021.

Assim, a trajetória histórica da hidroeletricidade no Brasil evidencia um setor inicialmente fragmentado, posteriormente estruturado pelas políticas desenvolvimentistas e hoje orientado por desafios relacionados à diversificação das fontes e transição energética. A compreensão desse percurso histórico é fundamental para subsidiar decisões sobre o futuro da matriz elétrica brasileira e garantir sua sustentabilidade no longo prazo. Com base nessa trajetória, a seção seguinte discute a relação ou sua ausência entre desempenho econômico e acréscimo de capacidade hidrelétrica instalada.

2.3 DETERMINANTES ESTRUTURAIS DA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA E SUA DESCONEXÃO COM O CICLO ECONÔMICO

A geração hidrelétrica brasileira é fortemente condicionada por fatores hidrológicos, climáticos e operativos que atuam de maneira independente das flutuações econômicas nacionais. Estudos produzidos por instituições do setor elétrico destacam que a variabilidade interanual das vazões, os níveis de armazenamento dos reservatórios, as restrições operativas e a posição das usinas em bacias encadeadas constituem os principais determinantes do desempenho energético anual, frequentemente superando a influência de quaisquer tendências macroeconômicas (IHA, 2020; ONS, 2023).

Enquanto o Produto Interno Bruto representa a evolução agregada da atividade econômica, a geração hidrelétrica responde primordialmente à disponibilidade hídrica, dependente de ciclos climáticos, padrões meteorológicos e regimes pluviométricos. Assim, é possível que anos de expansão econômica coincidam com períodos de aflúncias reduzidas, ou que anos de baixo crescimento econômico ocorram simultaneamente a condições hidrológicas favoráveis, produzindo um descolamento natural entre desempenho econômico e produção hidrelétrica.

Essa dinâmica estrutural contribui para explicar a ausência de correlação estatística robusta entre o crescimento do PIB e a variação anual da capacidade hidrelétrica instalada, tanto na literatura quanto nos resultados obtidos neste estudo. Embora o desempenho econômico influencie decisões de planejamento de longo prazo, a expansão efetiva da geração hidrelétrica permanece predominantemente determinada por condicionantes físicos e operativos, reforçando a necessidade de análises que levem em conta a complexidade do comportamento hidrológico brasileiro. Desse modo, a seção seguinte discute a repotenciação como estratégia de modernização de ativos energéticos e incremento de potência instalada.

2.4 REPOTENCIAÇÃO

A repotenciação, entendida como o conjunto de intervenções destinadas a ampliar a capacidade, o rendimento ou a confiabilidade de ativos energéticos existentes, constitui uma prática amplamente aplicada em diferentes segmentos do setor elétrico e industrial. De acordo com EPRI (2018), a modernização de ativos já instalados representa uma alternativa eficaz para aumentar desempenho sem a necessidade de construção de novos empreendimentos.

Nas usinas termelétricas, a repotenciação pode envolver a substituição de turbinas e caldeiras, a atualização de sistemas de combustão ou a incorporação de ciclos combinados, permitindo ganhos significativos de eficiência energética e redução do consumo específico de combustível. Segundo IEA (2012) esses procedimentos são amplamente documentados em estudos internacionais sobre modernização de usinas térmicas.

Em ambientes industriais, intervenções aplicadas a motores elétricos, bombas, ventiladores e compressores podem aumentar a eficiência energética e a confiabilidade operacional, especialmente quando associadas à automação e a sistemas avançados de controle. UNIDO (2011) destaca que retrofits e substituições de motores constituem estratégias relevantes para elevar o desempenho de processos industriais.

De forma semelhante, em redes de transmissão e distribuição, medidas como a substituição de transformadores, o condicionamento de linhas, a modernização de sistemas de proteção e a instalação de equipamentos de compensação reativa contribuem para aumentar a capacidade de escoamento e reduzir perdas técnicas.

Tais práticas são amplamente analisadas em estudos internacionais sobre modernização e reforço de sistemas elétricos (CIGRÉ, 2014).

Esse conjunto de intervenções evidencia o caráter transversal da repotenciação como estratégia de modernização de infraestrutura energética, permitindo ampliar a oferta de energia ou melhorar o desempenho operacional sem a necessidade de grandes obras. A partir dessa contextualização mais ampla, a subseção seguinte aborda especificamente a repotenciação hidrelétrica e seu papel na expansão do parque gerador brasileiro.

2.4.1 REPOTENCIAÇÃO HIDRELÉTRICA E EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR

A repotenciação constitui uma alternativa estratégica para a expansão da oferta de energia no Brasil, em consonância com as diretrizes de planejamento definidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Segundo (EPE, 2019), esse processo envolve a modernização de turbinas, geradores e sistemas auxiliares, possibilitando ampliar a capacidade instalada com menor custo e reduzido impacto ambiental quando comparado à construção de novas usinas hidrelétricas.

O levantamento elaborado por EPE (2019) identifica que cerca de 50 MW de potência instalada em usinas com 25 anos ou mais é tecnicamente elegível para repotenciação, revelando a dimensão do potencial brasileiro. Dados complementares levantados por ANEEL (2024) indicam que grande parte dessas unidades já se aproxima ou ultrapassa a vida útil média dos equipamentos motrizes, estimada em aproximadamente 30 anos, o que reforça a necessidade de intervenções estruturais para a recuperação do desempenho operacional.

A literatura técnica e a experiência internacional demonstram que a modernização hidrelétrica pode gerar ganhos expressivos de rendimento e capacidade. Castro, Almeida e Chaves (2019) apontam que países com parques hidrelétricos maduros, como Estados Unidos, Canadá e Suécia, registram incrementos médios de geração entre 4% e 7%, podendo superar esses valores quando há substituição integral de turbinas e geradores. Nos Estados Unidos, por exemplo, entre 2006 e 2016, foram adicionados 1,4 GW por meio de projetos de repotenciação, apoiados por políticas e mecanismos de incentivo. WWF (2004) destaca ainda que a repotenciação apresenta vantagens ambientais relevantes,

tornando-se alternativa de expansão com menores impactos socioambientais.

Nesse contexto, a análise integrada entre a evolução do Produto Interno Bruto (PIB) em volume e o crescimento da capacidade hidrelétrica instalada é essencial para compreender a viabilidade e o ritmo esperado de aproveitamento do potencial de repotenciação no país, especialmente diante das demandas da transição energética e da modernização do parque gerador.

2.4.2 ASPECTOS TÉCNICOS DA REPOTENCIAÇÃO HIDRELÉTRICA

A repotenciação hidrelétrica consiste na modernização de componentes eletromecânicos essenciais da usina, principalmente turbinas, geradores e sistemas auxiliares, com o objetivo de recuperar o desempenho degradado ao longo da vida útil e ampliar a capacidade efetiva de conversão energética. Estudos técnicos indicam que tais equipamentos apresentam vida útil típica entre vinte e trinta anos, período a partir do qual perdas de rendimento e aumento da necessidade de manutenção tornam-se significativos (USACE, 2017).

As intervenções podem envolver a substituição integral ou parcial das turbinas, a modernização do rotor e estator dos geradores, a atualização dos sistemas de excitação, reguladores de velocidade, transformadores elevadores e unidades auxiliares hidráulicas, pneumáticas e elétricas. Esses upgrades elevam a eficiência hidráulica e eletromagnética dos conjuntos motrizes, permitindo maior geração para um mesmo volume de água turbinado e, em muitos casos, aumento direto da potência instalada (IEA, 2020).

O potencial repotenciável depende do estado físico dos equipamentos, do histórico de operação e das condições hidrológicas associadas ao aproveitamento. Os ganhos energéticos obtidos refletem tanto o aumento da potência nominal quanto a redução das perdas internas, enquanto os ganhos financeiros decorrem da maior energia firme e da consequente ampliação das receitas anuais. Tais benefícios são analisados neste trabalho por meio do Índice de Custo-Benefício e do Valor Presente Líquido, indicadores amplamente utilizados em avaliações de modernização hidrelétrica.

Assim, os aspectos técnicos da repotenciação constituem o fundamento físico que sustenta sua atratividade econômica, reforçando seu papel estratégico na

modernização e prolongamento da vida útil do parque gerador brasileiro. Para aprofundar essa relação, a seção seguinte descreve a segmentação estatística por tercís adotada na análise dos cenários macroeconômicos.

2.5 SEGMENTAÇÃO ESTATÍSTICA POR TERCIS

A segmentação de dados em tercís consiste em uma técnica estatística que divide uma distribuição em três partes de tamanho igual. Cada tercil representa um intervalo que contém aproximadamente um terço das observações da amostra, permitindo organizar os dados em crescimento do PIB em nível baixo, intermediário e elevado. Essa abordagem facilita a compreensão de padrões internos, especialmente em séries históricas longas ou em bases de dados com grande variabilidade.

A utilização de tercís é uma aplicação direta do conceito de quantis. Os quantis são valores que particionam uma distribuição contínua ou discreta em partes iguais, de modo que cada segmento contenha a mesma proporção de observações. Altman e Bland (1994) destacam que técnicas de estratificação por quantis, como tercís, quartis ou decis, constituem ferramentas úteis para simplificar análises estatísticas e para evidenciar comportamentos diferenciados dentro de um conjunto de dados. Assim, a segmentação em tercís permite identificar tendências de forma mais clara, como períodos de baixo crescimento, crescimento moderado e crescimento elevado.

A estratificação em tercís, portanto, contribui para a análise estatística ao reduzir a influência de flutuações pontuais e ao destacar padrões mais amplos da série. Complementarmente, a próxima subseção apresenta os fundamentos da regressão linear utilizados na investigação da relação entre crescimento econômico e expansão hidrelétrica.

2.6 REGRESSÃO LINEAR

O método de regressão linear possui origem histórica associada ao desenvolvimento do método dos mínimos quadrados, inicialmente apresentado por Legendre em 1805 e posteriormente aprofundado por Gauss em 1809, que demonstrou as propriedades estatísticas de eficiência e optimalidade sob determinadas condições. No final do século XIX, Francis Galton introduziu o conceito de regressão à média em estudo publicado em 1886 no *The Journal of the*

Anthropological Institute of Great Britain and Ireland, contribuindo para a consolidação dos fundamentos da regressão linear moderna.

Matematicamente, a regressão linear simples é uma técnica estatística amplamente utilizada para modelar a relação entre uma variável dependente e uma variável explicativa, assumindo que essa relação pode ser adequadamente aproximada por uma função linear. O modelo geral é representado pela Equação (1),

$$y = \beta_0 + \beta_1 x + \varepsilon \quad (1)$$

em que:

- β_0 corresponde ao intercepto (valor esperado de y quando $x = 0$);
- β_1 representa o coeficiente angular, que expressa a variação média de y associada a um aumento unitário em x ;
- ε representa o termo de erro, incorporando fatores não observados, ruídos e variabilidade aleatória inerente ao fenômeno analisado.

No contexto deste trabalho, o modelo assume a forma da Equação(2),

$$\Delta Pot(MW)_t = a + b \cdot \Delta PIB(\%)_t \quad (2)$$

onde a representa o intercepto e b expressa a sensibilidade da expansão anual de potência instalada às variações percentuais do PIB real.

A estimação de a e b é realizada por meio do método dos mínimos quadrados ordinários (MQO), que determina os coeficientes que minimizam a soma dos quadrados dos resíduos. Além disso, o MQO apresenta propriedades desejáveis sob hipóteses de linearidade e normalidade dos erros, além de possuir interpretação intuitiva e ampla aplicabilidade em estudos empíricos. Wooldridge (2013) ressalta que a regressão linear constitui uma das ferramentas centrais da análise econométrica, sendo amplamente empregada em pesquisas econômicas e de infraestrutura pela sua robustez teórica e clareza interpretativa. Entretanto, a interpretação desses modelos exige atenção à consistência estatística, tema discutido a seguir.

2.7 INCONSISTÊNCIA ESTATÍSTICA

Modelos econométricos estão sujeitos a inconsistências decorrentes de limitações nos dados ou na estrutura do modelo. Entre os fatores mais comuns destacam-se o número reduzido de observações, a baixa variabilidade da amostra, a presença de multicolinearidade e a especificação inadequada da relação funcional entre as variáveis. Tais elementos podem comprometer a confiabilidade dos coeficientes estimados, bem como a capacidade explicativa do modelo.

Um dos principais indicadores de consistência é o coeficiente de determinação, representado por R^2 . Esse coeficiente de determinação mede a proporção da variabilidade da variável dependente que é explicada pelo modelo de regressão. Valores próximos de zero indicam que o modelo possui baixo poder explicativo, ou seja, a maior parte da variação observada não é capturada pela relação estimada. Valores mais elevados sugerem que o modelo explica uma parcela maior da variabilidade da série, embora não indiquem, por si só, causalidade ou validade estatística. Dessa forma, o R^2 deve ser interpretado em conjunto com outros critérios, como significância dos coeficientes, análise dos resíduos e adequação teórica do modelo.

Burnham e Anderson (2002) enfatizam que modelos cujos coeficientes apresentam sinais incoerentes com a teoria, significância estatística reduzida ou baixo poder explicativo deve ser avaliados com cautela e, em muitos casos, descartados para fins preditivos. Os autores defendem que a seleção de modelos deve privilegiar estruturas parcimoniosas e estatisticamente consistentes, evitando interpretações equivocadas baseadas em relações espúrias. Esse princípio é amplamente utilizado na comparação de modelos alternativos, garantindo maior robustez às conclusões empíricas.

Assim, a identificação de inconsistências estatísticas é etapa fundamental na análise econométrica, permitindo avaliar a qualidade da regressão em relação à sua capacidade de representar cenários futuros com maior assertividade e assegurar que os resultados obtidos reflitam relações estruturais e não artefatos estatísticos. Na sequência, discute-se a fundamentação teórica da repotenciação no contexto da análise econômico-financeira empregada neste trabalho.

2.8 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA DA REPOTENCIAÇÃO NO CONTEXTO DE ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA

A avaliação econômica de projetos de repotenciação hidrelétrica baseia-se no conceito de investimento incremental, no qual a modernização de turbinas, geradores e sistemas auxiliares permite ampliar a capacidade instalada com menor custo e impacto ambiental em comparação à construção de novos empreendimentos (IEA, 2020). Esse tipo de intervenção é típico em parques hidrelétricos maduros, onde equipamentos se aproximam da vida útil técnica, normalmente situada entre 25 e 35 anos, sendo comum que a repotenciação estenda esse horizonte em 20 a 40 anos adicionais (DOE, 2021).

O custo específico por kW repotenciado constitui um dos principais parâmetros de avaliação. Estudos internacionais situam tais custos entre US\$ 500 e US\$ 1500 por kW, enquanto análises nacionais apontam valores entre R\$ 3000 e R\$ 7000 por kW, dependendo do escopo e das condições dos equipamentos existentes (EPE, 2019). A adoção de valores de referência dentro dessas faixas é prática usual em estudos prospectivos quando não há dados individualizados por usina.

Projetos de repotenciação são implementados de forma gradual, pois a modernização ocorre por unidades geradoras e depende de janelas operativas e restrições de despacho. Assim, cronogramas progressivos de entrada em operação são amplamente utilizados na literatura para representar com maior realismo o comportamento dos fluxos de energia e investimentos (USACE, 2017). A modelagem econômica utiliza como benefício o incremento anual de energia entregue ao sistema, que pode ser estimado a partir de variações proporcionais na potência média gerada, quando não existem simulações hidrológicas detalhadas.

Indicadores como Valor Presente Líquido (VPL) e Índice Custo-Benefício (ICB) são ferramentas convencionais em estudos de viabilidade de modernização hidrelétrica, utilizadas por instituições setoriais nacionais e internacionais para comparar os benefícios energéticos adicionais com os investimentos necessários, incorporando o valor do dinheiro no tempo e os custos operacionais associados (IEA, 2020). Com base nesses elementos, a seção seguinte detalha os custos operacionais e demais premissas adotadas na análise econômico-financeira da repotenciação.

2.9 CUSTOS OPERACIONAIS E FUNDAMENTOS PARA ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA REPOTENCIAÇÃO

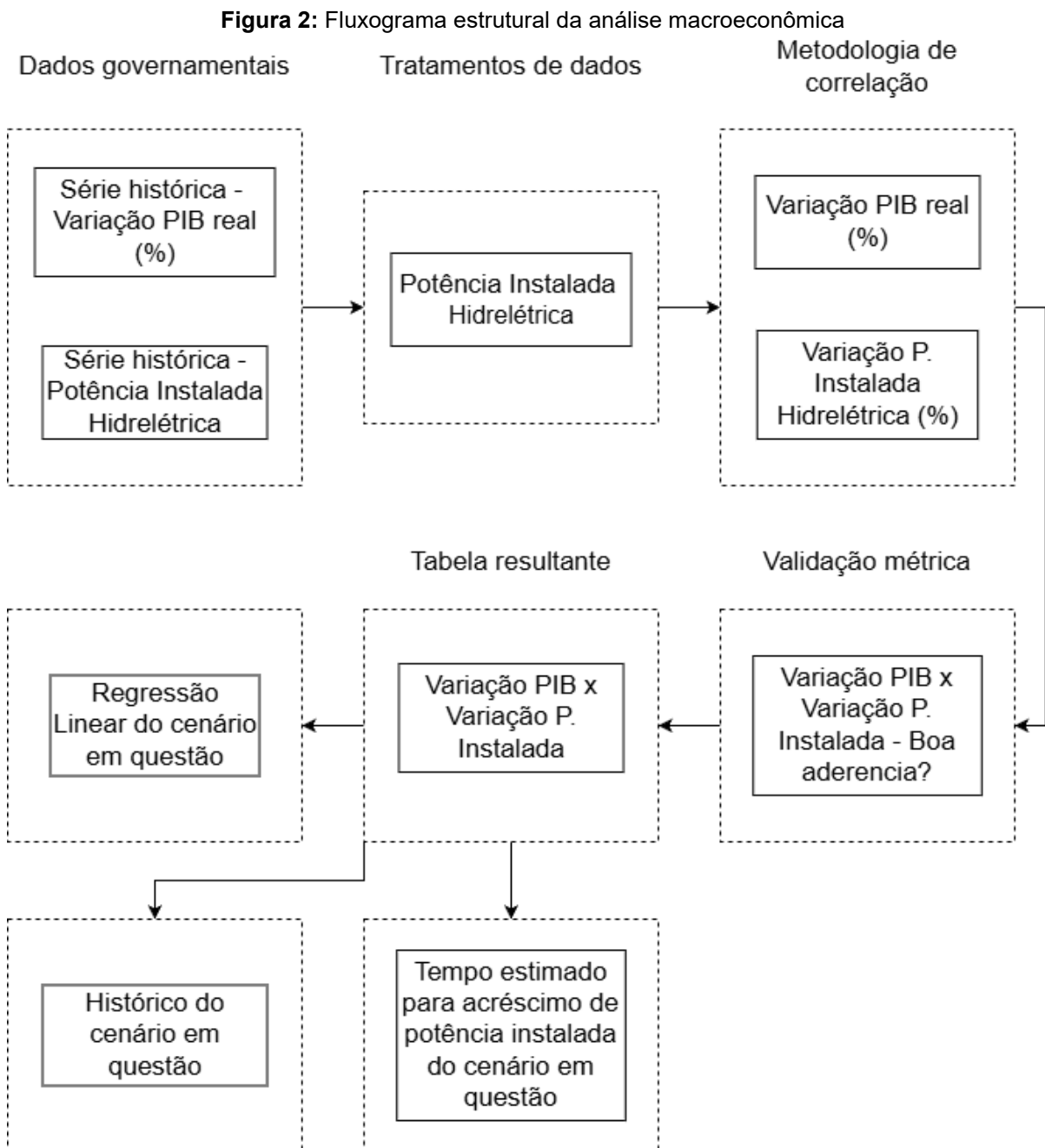
Os custos de operação e manutenção (O&M) correspondem às despesas necessárias para garantir a disponibilidade e confiabilidade da usina, incluindo manutenção eletromecânica, reposição de componentes e mão de obra especializada. Para hidrelétricas brasileiras de médio e grande porte, tais custos situam-se tipicamente entre R\$ 5 e R\$ 15 por MWh, conforme estudos compilados pela EPE (2019) e por IHA (2020). Como representam desembolsos recorrentes ao longo da vida útil adicional, esses custos são incorporados diretamente aos fluxos de caixa utilizados no cálculo do VPL.

A análise de VPL em projetos de repotenciação considera três elementos principais: o investimento inicial, os custos operacionais anuais e o valor monetário associado ao aumento de energia gerada. O preço de energia utilizado na valoração dos benefícios pode ser obtido de estudos setoriais ou de valores de referência utilizados em análises econômico-financeiras (IEA, 2020). Em consonância com a literatura, investimentos são representados de forma distribuída ao longo dos anos, dado que a modernização é realizada por unidades geradoras e não simultaneamente.

Esses fundamentos asseguram consistência metodológica ao uso dos indicadores VPL e ICB, permitindo avaliar economicamente os ganhos de energia proporcionados pela repotenciação em relação ao capital investido. A partir dessas bases, o capítulo seguinte descreve, em detalhe, a metodologia empregada nas etapas macroeconômica e microeconômica da pesquisa.

3 METODOLOGIA

A metodologia adotada neste trabalho foi estruturada em duas grandes etapas complementares. A primeira etapa consiste em uma análise de natureza macroeconômica voltada à compreensão da relação histórica entre o crescimento do Produto Interno Bruto brasileiro e a expansão da potência instalada hidrelétrica. A Figura 2 apresenta com maiores detalhes o processo de tratamento de dados e análise realizados.



Fonte: Autoria própria.

Conforme é apresentado na Figura 2, análise macroeconômica inicia-se com a coleta de dados provenientes de bases governamentais consolidadas, seguido pelo tratamento da série histórica de potência instalada para obtenção das variações anuais médias de potência instalada hidrelétrica. Após o tratamento dos dados, aplica-se a metodologia de correlação, complementada pela validação métrica, etapas em que se verifica a consistência estatística do modelo. Com base nos resultados obtidos, são estruturados e examinados os cenários de crescimento e o tempo estimado para incremento da potência instalada. Essa abordagem possibilita identificar padrões estruturais de expansão do parque gerador e relacioná-los ao desempenho econômico brasileiro.

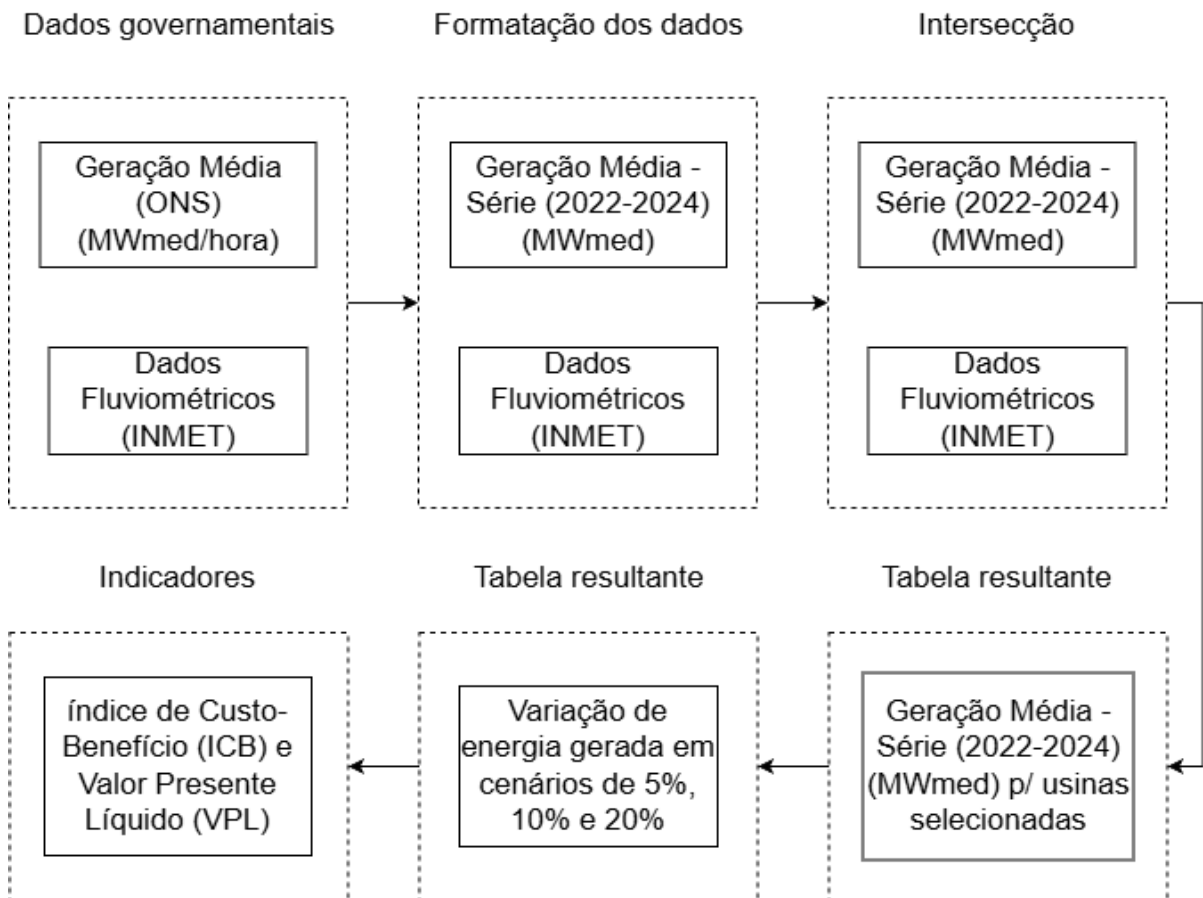
A segunda etapa, de caráter microeconômico e técnico-operacional, concentra-se na avaliação dos impactos energéticos e financeiros associados à repotenciação das cinquenta e uma usinas hidrelétricas consideradas elegíveis segundo os critérios estabelecidos na Nota Técnica da EPE (2019). Nessa fase, a análise desloca-se do nível agregado do sistema elétrico para a escala individual das usinas, permitindo capturar diferenças operacionais, produtivas e econômicas entre os empreendimentos analisados. Para tal, utilizam-se dados reais de geração média anual por usina, calculados a partir de séries recentes de operação, sobre os quais são aplicados incrementos percentuais na potência instalada correspondentes aos cenários de repotenciação de cinco, dez e vinte por cento.

A metodologia adotada para a análise microeconômica segue uma lógica estruturada semelhante à aplicada na etapa macroeconômica, iniciando-se pela coleta de dados oficiais provenientes de fontes governamentais. As informações de geração média anual são obtidas junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico, enquanto os dados fluviométricos e climáticos de apoio são extraídos das bases disponibilizadas pelo Instituto Nacional de Meteorologia. Essas informações são organizadas, depuradas e tratadas estatisticamente de modo a expressar valores médios anuais representativos do comportamento operacional efetivo das usinas no período analisado, incorporando, de forma implícita, os efeitos da sazonalidade hidrológica e das condições de despacho do sistema.

Após o tratamento preliminar, realiza-se a interseção entre as bases de dados consolidadas e o conjunto de usinas selecionadas para o estudo, garantindo a

compatibilidade temporal e a completude das informações necessárias à avaliação econômico-energética. Essa etapa resulta na construção de uma base de dados que reúne, para cada usina, os parâmetros de geração média, potência instalada, custos estimados de repotenciação e demais premissas metodológicas. A Figura 3 apresenta o fluxograma estrutural utilizado para realização da análise microeconômica.

Figura 3: Fluxograma estrutural da análise microeconômica



Fonte: Autoria própria.

Com base nos valores de incremento anual de energia, são calculados os indicadores econômicos definidos na metodologia, particularmente o Índice de Custo-Benefício e o Valor Presente Líquido, estimados para os diferentes cenários de repotenciação. A interpretação comparativa desses indicadores permite avaliar as diferenças de desempenho econômico entre as usinas, relacionando tais resultados às condições fluviométricas e aos padrões de solicitação das unidades hidrelétricas. Essa abordagem fornece subsídios para identificar, dentro do conjunto analisado, quais usinas apresentam maior potencial econômico para repotenciação no contexto

dos cenários simulados. Encerrada essa visão geral, a seção seguinte descreve a organização das séries históricas que compõem a base de dados do estudo.

3.1 ORGANIZAÇÃO DOS DADOS E ESTRUTURA DA BASE HISTÓRICA

A primeira etapa metodológica consistiu na organização da série histórica de variação do Produto Interno Bruto brasileiro em valores reais, expressos como variação em volume anual. Os dados foram obtidos junto ao Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística e consolidados para o período de 1974 a 2024. Em paralelo, foi reunida a série anual de potência instalada total das usinas hidrelétricas brasileiras para o mesmo período de análise, disponibilizada no Balanço Energético Nacional 2025 (EPE). Embora o foco deste estudo seja o subconjunto de usinas com mais de 25 anos de operação e potência superior a 100 MW, o uso da série agregada é justificado por representar adequadamente a dinâmica histórica de expansão hidrelétrica nacional.

A escolha do intervalo abrange fases de expansão acelerada, períodos de estagnação, mudanças institucionais e diferentes regimes de planejamento energético. Tais eventos não são tratados individualmente, pois o foco desse trabalho está na relação estatística entre crescimento econômico e expansão hidrelétrica ao longo da série histórica.

3.2 CÁLCULO DA VARIAÇÃO ANUAL DA POTÊNCIA INSTALADA

Para analisar a relação entre crescimento econômico e expansão hidrelétrica ao longo do tempo, adotou-se como variável representativa do comportamento do setor elétrico a variação anual da potência instalada, e não o valor absoluto acumulado. Essa escolha permite captar diretamente o ritmo de expansão do parque hidrelétrico, evidenciando anos de maior ou menor dinamismo na adição de capacidade.

O cálculo foi realizado de forma cronológica sobre a série completa, conforme a Equação(3),

$$\Delta P(t) = \frac{P(t) - P(t - 1)}{P(t - 1)} \times 100 \quad (3)$$

onde, $P(t)$ é a potência instalada no ano analisado (t); $P(t - 1)$ é a potência instalada no ano anterior e $\Delta P(t)$ representa a expansão anual relativa do parque hidrelétrico.

A variação absoluta também foi calculada pela Equação (4):

$$\Delta P_{MW}(t) = P(t) - P(t - 1) \quad (4)$$

As medidas absolutas e percentual são essenciais porque os modelos de regressão foram estimados em termos relativos, enquanto as projeções prospectivas relacionadas aos cenários de repotenciação foram construídas em termos absolutos. O cálculo foi realizado de maneira contínua, independentemente de dois anos consecutivos pertencerem a conjunturas econômicas distintas, assegurando a coerência temporal da série. A partir dessas séries, procede-se então à segmentação em tercis segundo regimes de crescimento econômico.

3.3 SEGMENTAÇÃO EM TERCIS SEGUNDO REGIMES DE CRESCIMENTO ECONÔMICO

A partir da variação anual do PIB real, a série histórica foi segmentada em três grupos com o mesmo número de observações. Essa segmentação em tercis permite organizar os anos segundo regimes distintos de comportamento macroeconômico, resultando nos seguintes conjuntos: menor crescimento, crescimento intermediário e maior crescimento. A técnica de tercis permite identificar padrões associados a diferentes ambientes econômicos sem recorrer a classificações subjetivas.

Os limites dos tercis são definidos formalmente pelas igualdades $T_1 = 33\%$ e $T_2 = 66\%$ onde T_1 e T_2 representam, respectivamente, os pontos de corte que dividem a distribuição da variação anual do PIB em três partes iguais, correspondendo aos percentis 33% e 66%. Assim, têm-se os seguintes intervalos:

$$\begin{array}{ll}
 \text{Baixo crescimento:} & \Delta PIB_t \leq T_1 \\
 \text{Crescimento intermediário:} & T_1 < \Delta PIB_t \leq T_2 \\
 \text{Alto crescimento:} & \Delta PIB_t > T_2
 \end{array}$$

Cada grupo foi associado à variação anual da potência instalada correspondente, formando pares ordenados do tipo $(\Delta PIB, \Delta Pot)$. A série completa também foi utilizada como referência adicional, permitindo capturar o comportamento agregado da expansão hidrelétrica ao longo de todo o período analisado. Na sequência, são ajustados modelos lineares simples para cada um desses regimes de crescimento.

3.4 AJUSTE DOS MODELOS LINEARES

A etapa seguinte consistiu na estimação de modelos de regressão linear simples que relacionam a variação anual do PIB real com a variação anual da potência instalada hidrelétrica. Para cada grupo de crescimento, foram estimados modelos de crescimento que são representados pela Equação (5),

$$\Delta Pot(t) = a + b \cdot \Delta PIB(t) \quad (5)$$

onde $\Delta Pot_{(t)}$ é a variação anual percentual da potência instalada; $\Delta PIB_{(t)}$ é a variação anual percentual do PIB real; a é o intercepto e b é o coeficiente angular, que expressa a sensibilidade média da expansão hidrelétrica às flutuações do PIB.

Os parâmetros foram estimados pelo método dos mínimos quadrados ordinários, e o coeficiente de determinação R^2 foi utilizado como medida de aderência. Como cada grupo contém dezessete observações, reconhece-se que os valores de R^2 podem ser reduzidos. Para mitigar esse efeito, adotou-se a média histórica da variação anual da potência instalada como parâmetro alternativo.

A estimação para a série completa permitiu avaliar o comportamento estrutural agregado da relação entre as variáveis, servindo como referência adicional para compreender o ritmo natural de expansão hidrelétrica no longo prazo.

3.5 CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS PROSPECTIVOS DE REPOTENCIAÇÃO

Os cenários de repotenciação foram definidos com base na Nota Técnica EPE

(2019), que identifica a possibilidade de incremento de potência nas usinas elegíveis entre 5%, 10% e 20%. Considerando que o Brasil possui aproximadamente 50 GW de potência instalada apta à repotenciação, definiram-se três cenários de acréscimo potencial de 2,5 GW, 5 GW e 10 GW. As projeções foram elaboradas a partir dos parâmetros obtidos nos três regimes econômicos e com base na série completa.

Essa etapa caracteriza o comportamento histórico e potencial agregado do setor, mas não produz insumos quantitativos utilizados diretamente na análise financeira dos 51 empreendimentos. Por isso, a seção seguinte explicita a transição metodológica entre a etapa macroeconômica e a etapa microeconômica do estudo.

3.6 TRANSIÇÃO METODOLÓGICA

A primeira etapa deste trabalho, de caráter macroeconômico, forneceu a estrutura analítica necessária para compreender a evolução conjunta do crescimento econômico brasileiro e da expansão da capacidade hidrelétrica ao longo das últimas cinco décadas. Essa análise permitiu identificar padrões estruturais, contextualizar historicamente a dinâmica do setor elétrico e situar a repotenciação como mecanismo relevante dentro desse processo de modernização. Embora não produza parâmetros diretamente aplicáveis à etapa seguinte, a investigação macroeconômica estabelece o enquadramento conceitual que justifica a importância da repotenciação como alternativa de expansão da oferta de energia em um cenário de maturidade do parque gerador.

A etapa seguinte aprofunda o estudo sob perspectiva microeconômica e técnico-operacional, direcionando-se às cinquenta e uma usinas hidrelétricas consideradas elegíveis segundo a Nota Técnica EPE (2019). Nessa fase, os parâmetros de modelagem, como a vida útil adicional, o cronograma de entrada em operação das unidades modernizadas, o custo específico por quilowatt repotenciado e a taxa de desconto, são definidos de maneira independente e coerente com os objetivos da avaliação econômico-financeira. Essa abordagem tem como propósito estimar diretamente a energia incremental, os investimentos necessários e os resultados econômicos associados aos cenários de repotenciação, estabelecendo uma análise exploratória que complementa e aprofunda a fundamentação construída na etapa macroeconômica. Para isso, inicia-se pela descrição da base de dados

operacional das usinas hidrelétricas analisadas.

3.7 BASE DE DADOS OPERACIONAL DAS USINAS HIDRELÉTRICAS

Para a etapa microeconômica, utilizaram-se dados anuais de geração energética provenientes do Operador Nacional do Sistema Elétrico. A variável utilizada foi o valor médio de geração anual em MWmed, que representa a potência equivalente constante necessária para produzir a energia gerada ao longo do ano, nesse sentido, o MWmed já incorpora a sazonalidade da operação e reflete o comportamento efetivo das usinas. Para cada usina foram organizados valores médios dos anos de 2022, 2023 e 2024.

Essa etapa concentra-se na avaliação dos impactos energéticos e financeiros da repotenciação das 51 usinas hidrelétricas consideradas elegíveis pela Nota Técnica EPE (2019). Nessa fase, utilizam-se dados reais de geração média anual para cada usina, aos quais são aplicados incrementos hipotéticos de 5%, 10% e 20% na potência instalada. Assume-se, para fins de estimativa, proporcionalidade entre o acréscimo de capacidade e o aumento da geração média anual. Assim, os ganhos de energia, os investimentos requeridos e os resultados econômicos associados aos diferentes cenários constituem projeções simuladas coerentes com uma análise preliminar de repotenciação, e não medidas observacionais ou preditivas de operação futura.

3.8 CÁLCULO DA ENERGIA ANUAL E DA ENERGIA ADICIONAL APÓS REPOTENCIAÇÃO

A conversão da geração média anual em MWh por ano foi realizada pela multiplicação do valor de MWmed por 8760 horas (valor total de horas em um ano). Para estimar a energia adicional resultante da repotenciação, aplicaram-se fatores multiplicativos de 1,05, 1,10 e 1,20 sobre o valor base de geração média anual, correspondentes aos cenários de acréscimo de capacidade. Essa abordagem pressupõe uma relação proporcional entre o aumento de potência instalada e o aumento da geração média anual, o que constitui uma simplificação metodológica, tendo em vista que se trata de uma análise preliminar. Reconhece-se que o desempenho real de uma usina repotenciada depende de múltiplos fatores técnicos e hidrológicos, mas a suposição de proporcionalidade é adequada para comparações

agregadas e para a construção de um cenário exploratório de referência. A energia incremental de cada cenário de repotenciação foi obtida pela diferença entre a energia anual estimada e a energia anual original. Com base nessas estimativas energéticas, definem-se então as premissas econômico-financeiras utilizadas na avaliação dos projetos.

3.9 PREMISSAS ECONÔMICO-FINANCEIRAS

Para a avaliação financeira, adotaram-se, com exceção do período de investimento, premissas fixas utilizados por EPE (2019), aplicáveis a todas as usinas. A Tabela 1 abaixo correspondente reúne os valores adotados para vida útil adicional, custo por quilowatt repotenciado, cronograma de entrada gradual em operação, taxa de desconto, preço de venda da energia e custo de operação e manutenção.

Tabela 1: Parâmetros utilizados na simulação.

Parâmetro	Valor
Vida útil adicional	30 anos
Custo por kW repotenciado	R\$ 7.000/kW
Preço da energia	R\$ 235/MWh
Custo O&M variável	R\$ 8/MWh
Taxa de desconto	8% ao ano
Período de investimento	5 anos
Entrada gradual em operação	20% no ano 2 e 100% no ano 10

Fonte: Autoria própria.

Ao adotar um conjunto uniforme de premissas para todas as 51 usinas, assegura-se a comparabilidade entre os resultados obtidos sem a necessidade de reconstruir perfis operativos específicos ou séries históricas detalhadas de cada empreendimento. Esse tratamento padronizado é adequado ao propósito deste estudo, que busca estimar efeitos potenciais e não prever desempenhos operativos individualizados. Dessa forma, as premissas estabelecidas fornecem um arcabouço de referência suficientemente sólido para a construção dos cenários simulados de repotenciação, permitindo avaliar o impacto energético e econômico agregado das intervenções propostas, manter a coerência metodológica interna do trabalho e preservar o caráter exploratório da análise.

3.10 CÁLCULO DO INVESTIMENTO TOTAL POR USINA

O investimento total necessário para a repotenciação foi calculado multiplicando-se a potência instalada de cada usina, expressa em quilowatts, pelo custo específico de repotenciação de 7000 R\$/kW, conforme o descrito no Item 2.8. Esse investimento é o mesmo para os três cenários, pois deriva exclusivamente da potência instalada existente, não do percentual de acréscimo considerado nas projeções energéticas.

3.11 CÁLCULO DO ÍNDICE DE CUSTO-BENEFÍCIO (ICB)

O Índice de Custo-Benefício foi determinado como a razão entre a energia incremental anual estimada para cada cenário de repotenciação e o investimento total necessário para sua implementação. A energia adicional foi calculada com base na hipótese de proporcionalidade direta entre o incremento de potência instalada e a geração média anual, obtida a partir da potência média observada no período de 2022 a 2024.

A fórmula geral da Equação (6) utilizada é,

$$ICB = \frac{\Delta E_{\text{anual}} \left(\frac{kWh}{\text{ano}} \right)}{I \text{ (R\$)}} \quad (6)$$

Onde ΔE_{anual} corresponde à energia incremental anual estimada para cada cenário (5%, 10% e 20%) e I representa o investimento total em reais, corrigido quando necessário para conversão kR\$ para R\$.

O resultado expressa o retorno energético anual hipotético por real investido e serve como indicador comparativo preliminar entre usinas. Não deve ser interpretado como medida de desempenho operacional efetivo, pois a energia incremental não decorre de modelos físicos ou simulações hidrológicas oficiais, mas de uma aproximação proporcional destinada à análise exploratória.

3.12 VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)

A viabilidade econômica da repotenciação foi avaliada por meio do Valor Presente Líquido, calculado a partir dos fluxos de caixa associados à energia adicional estimada em cada cenário. A receita adicional projetada deriva da multiplicação da energia incremental pelo valor da receita líquida por MWh, conforme parâmetros definidos metodologicamente.

Os fluxos de caixa anuais foram construídos considerando:

- A entrada gradual da capacidade repotenciada, com 20% em operação no segundo ano e 100% no décimo ano;
- A dedução dos custos operacionais anuais previamente definidos;
- A distribuição do investimento total ao longo dos cinco primeiros anos; e
- A taxa de desconto de 8% ao ano, utilizada para trazê-los a valor presente.

A Equação (7) utilizada para o cálculo do VPL é:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad (7)$$

onde FC_t representa o fluxo de caixa líquido no ano t , composto pela receita adicional e pelos custos operacionais; i é a taxa de desconto anual de 8% e I_0 corresponde ao valor presente do investimento total, resultante da distribuição do custo de repotenciação ao longo dos primeiros cinco anos.

O VPL obtido sintetiza o retorno econômico líquido associado à repotenciação ao longo do horizonte temporal definido, permitindo comparar, em bases homogêneas, a atratividade econômica entre as usinas avaliadas. Em conjunto com o Índice de Custo-Benefício e com as demais premissas adotadas, esses resultados consolidam o arcabouço analítico necessário para interpretar o potencial energético e financeiro da modernização do parque hidrelétrico. Cumprida a etapa de formulação metodológica e de definição dos indicadores, o capítulo seguinte apresenta e discute os resultados das análises macroeconômica e microeconômica, bem como suas principais implicações para o setor hidrelétrico brasileiro.

4 RESULTADOS OBTIDOS

Os resultados apresentados neste capítulo sintetizam as evidências geradas a partir das análises macroeconômica e microeconômica realizadas ao longo do estudo. Na primeira etapa, investigou-se a relação entre o crescimento do Produto Interno Bruto e a expansão da potência instalada hidrelétrica, com base em séries históricas estruturadas em diferentes cenários econômicos. Na segunda etapa, foram avaliados os efeitos energéticos e econômicos da repotenciação das cinquenta e uma usinas selecionadas, por meio do cálculo do Índice de Custo-Benefício e do Valor Presente Líquido para os três cenários propostos. A apresentação desses resultados permite compreender tanto a dinâmica histórica da expansão hidrelétrica quanto a atratividade econômico-financeira da modernização do parque gerador, estabelecendo as bases para as discussões finais desta pesquisa. Maiores informações sobre os resultados obtidos podem ser encontradas no APENDICE A e no APENDICE B.

4.1 ANÁLISE MACROECONOMICA

Os resultados macroeconômicos foram estruturados de forma integrada, permitindo observar os padrões predominantes nos quatro cenários definidos metodologicamente: cenário de menor crescimento, cenário de crescimento intermediário, cenário de maior crescimento e série completa. As projeções foram estimadas exclusivamente com base na média histórica anual da variação da potência instalada, evitando a utilização de regressões lineares como ferramenta preditiva, uma vez que seus coeficientes de determinação se mostraram insuficientes para capturar uma relação estatisticamente consistente entre a variação do Produto Interno Bruto e a expansão hidrelétrica. Os modelos de regressão são mantidos apenas como elemento ilustrativo, reforçando a ausência de correlação estrutural entre as séries.

4.1.1 CENÁRIO DE MENOR CRESCIMENTO

No cenário de menor crescimento econômico, a potência instalada apresentou média anual de expansão de aproximadamente 2302 MW. A partir desse valor, o acréscimo de dois mil e quinhentos megawatts, correspondente a cinco por cento da

repotenciação potencial, seria alcançado em aproximadamente 1,09 anos. O incremento de 5 GW, equivalente a 10%, exigiria cerca de 2,17 anos, enquanto o acréscimo de 10 GW, correspondente a 20% de repotenciação, seria atingido em torno de 4,34 anos.

Esse cenário revela o maior ritmo médio de expansão entre os grupos analisados, o que pode parecer contraintuitivo em comparação com períodos de crescimento econômico mais elevado. Contudo, esse comportamento é explicado pela forte presença de obras estruturantes identificadas na série histórica, que avançaram independentemente de oscilações conjunturais do PIB. O resultado confirma que a expansão hidrelétrica é determinada predominantemente por fatores estruturais de longo prazo.

4.1.2 CENÁRIO DE CRESCIMENTO INTERMEDIÁRIO

No cenário de crescimento intermediário, composto por anos de variação moderada e relativamente estável do PIB, a potência instalada cresceu, em média, 1755 MW ao ano. Com essa taxa, o acréscimo associado a 5% de repotenciação seria alcançado em cerca de 1,42 anos, enquanto a meta de 5 GW exigiria aproximadamente 2,85 anos. Para atingir 10 GW, seriam necessários cerca de 5,7 anos.

Os resultados reforçam que, mesmo em contextos de maior estabilidade econômica, a expansão hidrelétrica não responde proporcionalmente às oscilações do PIB. O ritmo de crescimento da capacidade instalada continua sendo guiado por fatores como o andamento de projetos plurianuais, o licenciamento e os contratos firmados, mantendo baixa sensibilidade às condições macroeconômicas de curto prazo.

4.1.3 CENÁRIO DE MAIOR CRESCIMENTO

O cenário de maior crescimento econômico reúne os anos com as maiores taxas de variação positiva do Produto Interno Bruto. Nessa condição, a potência instalada apresentou média anual de expansão de aproximadamente 1698 MW, valor ligeiramente inferior ao observado no cenário intermediário.

Com esse ritmo, o acréscimo de 2500 MW seria atingido em cerca de 1,47 anos, enquanto 5 GW seriam alcançados em aproximadamente 2,95 anos. Já o acréscimo de 10 GW seria alcançado em cerca de 5,89 anos.

Esses resultados evidenciam que, mesmo em períodos de forte dinamismo econômico, a expansão hidrelétrica não acelera proporcionalmente. A maturação de empreendimentos, a execução física das obras e a disponibilidade de inventário hidrelétrico seguem condicionantes próprios, relativamente independentes do ciclo econômico anual.

4.1.4 ANÁLISE DA SÉRIE COMPLETA

A série completa integra simultaneamente os períodos de maior dinamismo econômico, estabilidade, estagnação e retração. A média histórica anual obtida foi de aproximadamente 1922,8 MW, valor intermediário entre os cenários segmentados. Com essa taxa, o acréscimo de 2500 MW seria atingido em cerca de 1,3 anos, enquanto 5 GW exigiriam cerca de 2,7 anos. Para alcançar 10 GW, seriam necessários aproximadamente 5,2 anos.

Por representar o comportamento consolidado do setor ao longo de cinco décadas, a série completa constitui referência importante para análises de longo prazo. Essa estimativa integrada suaviza picos e vales da expansão hidrelétrica, oferecendo um parâmetro metodológico para comparação com os cenários segmentados.

4.1.5 COMPARAÇÃO ENTRE OS CENÁRIOS

A comparação entre os quatro cenários evidencia que o ritmo de expansão da potência instalada é determinado muito mais pela estrutura do setor hidrelétrico do que pela conjuntura econômica anual. O cenário de menor crescimento apresenta o maior valor médio de expansão, justamente porque abrange períodos históricos marcados por avanços intensos de grandes empreendimentos hidrelétricos. Os cenários intermediário e de maior crescimento apresentam taxas médias menores, mesmo em ambientes macroeconômicos mais favoráveis, reforçando o entendimento de que a expansão hidrelétrica segue um percurso próprio, orientado por ciclos de

planejamento e execução de médio e longo prazo.

A regressão linear, embora demonstrada graficamente no APENDICE A para todos os cenários propostos, confirma essa dissociação estrutural, apresentando valores muito baixos de coeficiente de determinação e ausência de capacidade explicativa. Dessa forma, não constitui ferramenta adequada para projeções, servindo apenas como elemento ilustrativo da falta de associação estatística entre variação do Produto Interno Bruto e expansão hidrelétrica.

A Tabela 2 sintetiza os tempos estimados para atingir cinco, dez e vinte por cento de repotenciação com base na média histórica anual de cada cenário.

Tabela 2: Prazo para atingir o acréscimo de potência instalada por cenários

Cenário de crescimento	Taxa média [MW/ano]	Tempo para 5% [ano]	Tempo para 10% [ano]	Tempo para 20% [ano]
Menor	2302	1,09	2,17	4,34
Intermediário	1755	1,42	2,85	5,70
Maior	1698	1,47	2,95	5,89
Série completa	1922,8	1,30	2,60	5,20

Fonte: Autoria própria.

Contra intuitivamente, a maior taxa média de acréscimo de capacidade instalada encontrada nessa investigação foi justamente a do cenário de menor crescimento econômico, revelando como característica principal de expansão do setor hidrelétrico brasileiro, os planos estruturais de médio e longo prazo, marcado por ciclos de investimento não necessariamente alinhados a períodos de maior crescimento do PIB brasileiro.

4.2 ANÁLISE MICROECONÔMICA

Os resultados microeconômicos foram estruturados com o objetivo de avaliar, de forma comparativa, os efeitos energéticos e econômicos da repotenciação nas cinquenta e uma usinas hidrelétricas selecionadas. Essa etapa concentra-se nos indicadores de desempenho associados aos cenários definidos metodologicamente, correspondentes a acréscimos de cinco, dez e vinte por cento na potência instalada. A energia incremental foi estimada com base na potência média anual observada entre 2022 e 2024, admitindo-se proporcionalidade direta entre o aumento de potência e o acréscimo de geração média. Essa hipótese caracteriza uma aproximação

necessária diante da impossibilidade de utilização de simulações hidrológicas detalhadas produzidas por modelos operativos como NEWAVE.

A análise econômica fundamenta-se em dois indicadores complementares: o Indicador de Custo-Benefício, utilizado como métrica relativa para comparar a eficiência energética entre as usinas, e o Valor Presente Líquido, calculado a partir das receitas adicionais descontadas a uma taxa de oito por cento ao ano e do investimento estimado conforme o custo específico de repotenciação. Os resultados permitem identificar diferenças relevantes tanto na atratividade econômica quanto no potencial energético entre as usinas avaliadas, oferecendo uma visão integrada do retorno associado à modernização do parque hidrelétrico no conjunto estudado.

4.2.1 INDICADOR DE CUSTO-BENEFÍCIO (ICB)

O Indicador de Custo-Benefício foi calculado com o objetivo de comparar, em termos relativos, a eficiência energética da repotenciação entre as cinquenta e uma usinas analisadas. Seu valor expressa a quantidade de energia adicional gerada por real investido, permitindo identificar quais empreendimentos tendem a apresentar maior retorno energético por unidade de capital alocado.

A análise dos resultados revela que o comportamento do ICB é determinado principalmente pela potência média anual das usinas no período entre 2022 e 2024. Como a energia incremental adotada neste estudo é proporcional à potência média observada, as usinas que apresentam maior produtividade hidrológica e operacional tendem a registrar valores mais elevados de Δ Energia Anual, o que se reflete diretamente em ICBs mais altos. Esse efeito decorre de fatores como regime hidrológico, regularidade das afluências, posição no sistema, despacho efetivo pelo Operador Nacional do Sistema e características operativas específicas de cada empreendimento.

Por outro lado, o investimento considerado para cada usina depende exclusivamente de sua potência instalada e permanece constante para os três cenários de repotenciação. Apesar disso, a relação entre o investimento e o desempenho energético não é suficiente para explicar as diferenças observadas no ICB, já que variações na potência instalada não acompanham, de forma proporcional, a variação na geração média. Dessa forma, usinas de grande porte podem apresentar

ICB relativamente reduzido quando operam com baixa produtividade energética, enquanto empreendimentos de menor potência instalada pode registrar ICB elevado quando apresentam alta geração média anual. A Tabela 3 representa a atratividade econômica, decorrente de tais características.

Tabela 3: ICB para as usinas selecionadas

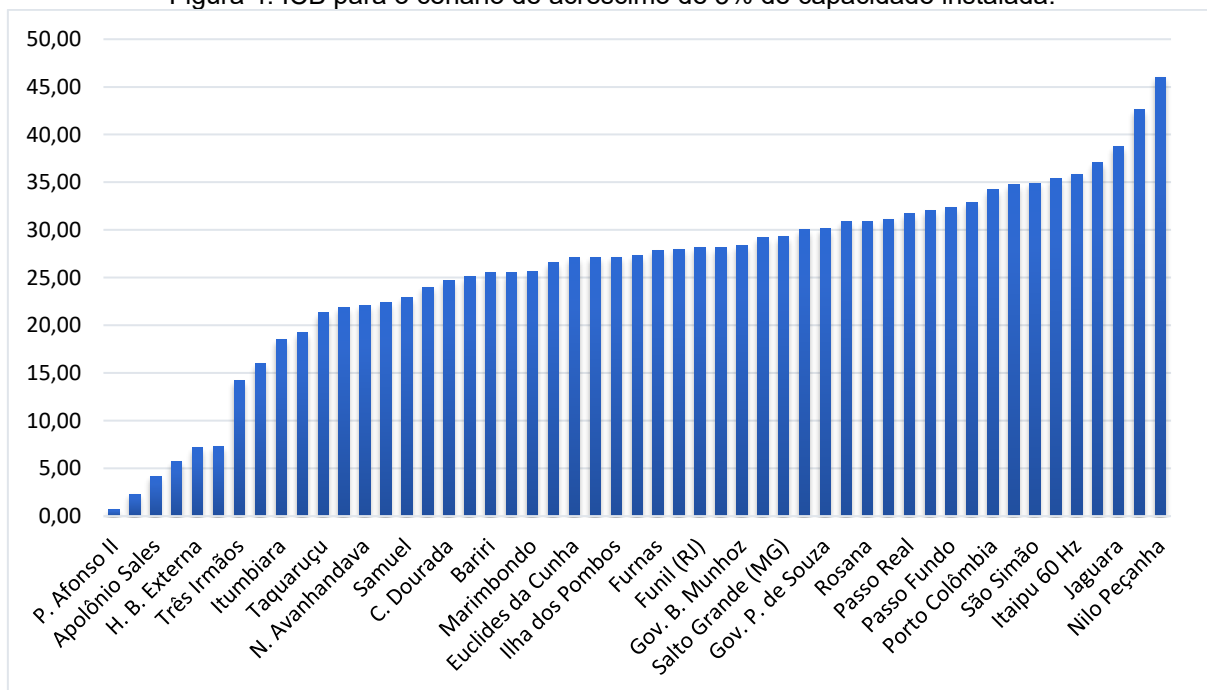
Nome da Usina	ICB 5% [kWh/R\$]	ICB 10% [kWh/R\$]	ICB 20% [kWh/R\$]
Paulo Afonso II	0,72	1,44	2,89
Paulo Afonso I	2,31	4,62	9,25
Apolônio Sales	4,20	8,41	16,81
Paulo Afonso III	5,71	11,41	22,83
H. B. Externa	7,16	14,32	28,64
H. B. Subterrânea	7,34	14,67	29,34
Três Irmãos	14,21	28,42	56,84
Emborcação	16,00	31,99	63,98
Itumbiara	18,50	37,00	74,00
Barra Bonita	19,29	38,58	77,16
Taquaruçu	21,31	42,62	85,24
Promissão	21,88	43,77	87,53
Nova Avanhandava	22,11	44,23	88,46
Jurumirim	22,35	44,69	89,38
Samuel	22,92	45,84	91,69
Ilha Solteira	24,02	48,04	96,07
Cachoeira Dourada	24,68	49,37	98,74
Tucuruí	25,08	50,16	100,31
Bariri	25,53	51,06	102,12
Luiz Gonzaga	25,54	51,07	102,15
Marimbondo	25,62	51,23	102,46
Itaúba	26,54	53,08	106,15
Euclides da Cunha	27,08	54,16	108,33
Pereira Passos	27,15	54,30	108,60
Ilha dos Pombos	27,15	54,30	108,61
Jupia	27,35	54,69	109,38
Furnas	27,87	55,73	111,47
Jacuí	27,99	55,98	111,96
Funil (RJ)	28,12	56,24	112,47
Água Vermelha	28,16	56,31	112,63
Gov. B. Munhoz	28,38	56,75	113,51
Estreito	29,23	58,45	116,91
Salto Grande (MG)	29,35	58,70	117,40
Paulo Afonso IV	30,08	60,16	120,33
Gov. P. de Souza	30,13	60,26	120,52
Ibitinga	30,84	61,68	123,35
Rosana	30,88	61,76	123,52

Nome da Usina	ICB 5% [kWh/R\$]	ICB 10% [kWh/R\$]	ICB 20% [kWh/R\$]
Volta Grande	31,15	62,29	124,58
Passo Real	31,72	63,44	126,88
Balbina	32,02	64,04	128,09
Passo Fundo	32,34	64,69	129,38
Três Marias	32,86	65,71	131,43
Porto Colômbia	34,23	68,46	136,92
Boa Esperança	34,76	69,52	139,03
São Simão	34,92	69,83	139,66
Masc. de Moraes	35,41	70,82	141,64
Itaipu 60 Hz	35,85	71,70	143,39
Gov. N. Braga	37,08	74,16	148,32
Jaguara	38,72	77,44	154,89
Fontes Nova	42,64	85,27	170,55
Nilo Peçanha	46,02	92,04	184,08

Fonte: Autoria própria.

Esse comportamento é evidente nos extremos da amostra. A usina de Paulo Afonso II, apesar de possuir 443 MW de potência instalada, apresenta o menor ICB do estudo, resultado diretamente associado ao baixo valor de potência média anual observada no período recente e à consequente limitação na energia incremental estimada. Em contraste, a usina Nilo Peçanha possui o maior ICB, mesmo possuindo potência instalada de 380 MW, inferior a diversos empreendimentos do estudo, o que evidencia sua elevada produtividade média relativa ao investimento necessário, conforme a Figura 4.

Figura 4: ICB para o cenário de acréscimo de 5% de capacidade instalada.



Fonte: Autoria própria.

Portanto, como representado visualmente na Figura 4, o ICB não expressa o tamanho ou a relevância sistêmica das usinas, mas sim sua capacidade de transformar o capital investido em geração adicional de energia, sob as hipóteses simplificadoras adotadas. Assim, o indicador cumpre seu papel comparativo ao evidenciar diferenças estruturais de desempenho, fornecendo subsídios iniciais para a priorização de empreendimentos sob a ótica energética.

4.2.2 VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)

O Valor Presente Líquido foi empregado como métrica financeira central para avaliar a atratividade econômica da repotenciação nas cinquenta e uma usinas selecionadas. Seu cálculo considera o fluxo de receitas adicionais decorrentes da energia incremental estimada nos cenários de cinco por cento, dez por cento e vinte por cento de aumento de potência instalada, descontados à taxa anual de oito por cento definida na metodologia, e comparados ao valor presente do investimento necessário para a modernização de cada empreendimento.

As receitas adicionais foram obtidas multiplicando-se a energia incremental anual pela receita líquida unitária, já depurada dos custos de operação e manutenção. Essa abordagem permite que o VPL capture, de forma direta, o benefício econômico associado ao aumento de geração proporcionado pela repotenciação. Como a energia incremental resulta da aplicação de um fator proporcional sobre a potência média anual observada entre 2022 e 2024, usinas com maior produtividade hidrológica tendem a apresentar receitas significativamente superiores, o que se reflete na magnitude do VPL.

O investimento, calculado a partir do custo específico de repotenciação por quilowatt, permanece invariável nos três cenários analisados, uma vez que depende exclusivamente da potência instalada existente. Assim, as diferenças observadas entre os VPLs resultam essencialmente da variação nas receitas adicionais, e não de alterações no custo de capital, o que reforça o caráter energético da diferenciação entre as usinas, conforme a Tabela 4.

Tabela 4: Valor Presente Líquido (VPL) em mil R\$ para as usinas selecionadas

Nome da Usina	VPL 5% [mil R\$]	VPL 10% [mil R\$]	VPL 20% [mil R\$]
Paulo Afonso II	-6663,58	-945,78	10489,84

Nome da Usina	VPL 5% [mil R\$]	VPL 10% [mil R\$]	VPL 20% [mil R\$]
Paulo Afonso I	2414,85	9860,54	24751,93
Apolônio Sales	18894,43	48968,44	109116,48
Jurumirim	37533,32	77888,25	158598,11
H. B. Subterrânea	43380,28	98499,12	208736,81
Barra Bonita	44641,19	93216,48	190367,05
Pereira Passos	45727,18	94246,47	191285,03
H. B. Externa	46954,11	107016,29	227140,64
Euclides da Cunha	49668,19	102377,23	207795,32
Salto Grande (MG)	50700,34	104251,47	211353,74
Paulo Afonso III	58875,18	139947,44	302091,95
Bariri	61354,42	126708,34	257416,18
Ibitinga	68861,47	141397,95	286470,90
Samuel	82820,62	171699,18	349456,30
Jacuí	85092,93	175216,68	355464,17
Passo Real	85237,62	174891,18	354198,30
Ilha dos Pombos	85676,67	176584,51	358400,20
Promissão	95967,18	199312,90	406004,32
Fontes Nova	96980,14	197649,21	398987,35
Funil (RJ)	102611,81	211260,60	428558,18
Passo Fundo	124444,25	255204,98	516726,42
Nova Avanhandava	127723,31	265156,08	540021,64
Gov. P. de Souza	132863,85	272994,43	553255,59
Balbina	136084,09	279148,43	565277,11
Boa Esperança	140913,41	288459,11	583550,50
Três Irmãos	182695,12	387959,03	798486,86
Taquaruçu	185463,48	385600,16	785873,53
Rosana	185654,47	381202,88	772299,69
Porto Colômbia	187008,14	382959,96	774863,59
Volta Grande	201101,11	412822,82	836266,25
Três Marias	221686,06	454439,92	919947,63
Itaúba	223573,87	461133,40	936252,46
Cachoeira Dourada	272157,24	562704,90	1143800,22
Jaguara	281848,05	575546,46	1162943,28
Masc. de Moraes	288208,58	589720,87	1192745,45
Nilo Peçanha	302235,48	615092,41	1240806,26
Emborcação	307766,39	648847,96	1331011,08
Estreito	519620,41	1068587,23	2166520,88
Furnas	572177,94	1178341,83	2390669,60
Marimondo	619588,75	1279424,02	2599094,55
Itumbiara	630808,00	1319805,76	2697801,27
Luiz Gonzaga	634557,98	1310469,25	2662291,80
Água Vermelha	664227,35	1367477,06	2773976,47
Jupia	715463,16	1474280,76	2991915,96
Gov. N. Braga	800575,32	1636366,34	3307948,38
Gov. B. Munhoz	803946,34	1654735,16	3356312,79

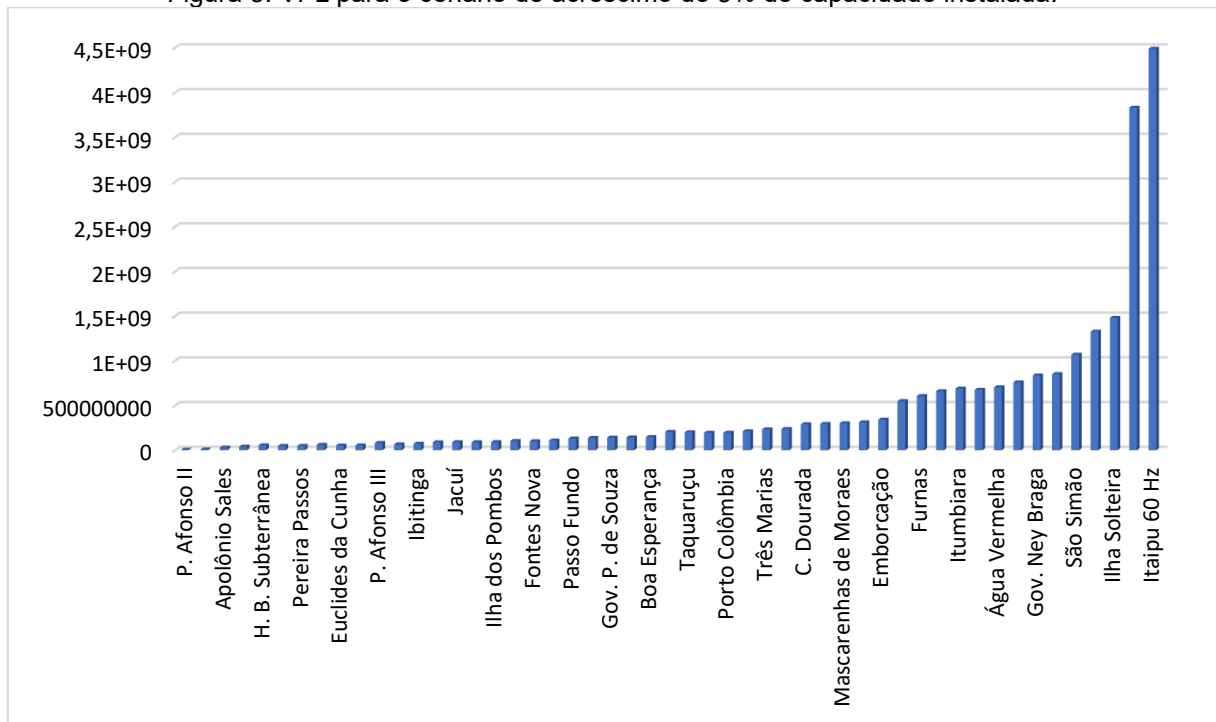
Nome da Usina	VPL 5% [mil R\$]	VPL 10% [mil R\$]	VPL 20% [mil R\$]
São Simão	1020253,20	2088299,14	4224391,02
Paulo Afonso IV	1256276,37	2581374,28	5231570,11
Ilha Solteira	1383456,75	2863169,75	5822595,76
Tucuruí	3590333,21	7419210,88	15076966,21
Itaipu 60 Hz	4293347,65	8782338,10	17760318,99

Fonte: Autoria própria.

Os resultados da Tabela 4 mostram que os maiores VPLs se concentram nas usinas que apresentam maior geração média anual, indicando que, sob as hipóteses consideradas, a repotenciação contribui para criar valor econômico ao longo da vida útil adicional de trinta anos. Em contrapartida, usinas com baixa produtividade hidrológica registram VPL reduzido ou mesmo negativo, situação decorrente de receitas insuficientes para compensar o investimento inicial, ainda que os custos de operação tenham sido incorporados de forma simplificada.

A partir da Tabela 4 foi gerada a figura, que busca ilustrar de forma gráfica a heterogeneidade dos valores presentes líquidos obtidos, bem como evidenciar a magnitude das discrepâncias de tais valores.

Figura 5: VPL para o cenário de acréscimo de 5% de capacidade instalada.



Fonte: Autoria própria.

Ao analisar a Figura 5, é possível notar que as usinas com maior potência instalada tiveram melhor desempenho, em grande parte, tal desempenho é explicável por conta da capacidade de gerar receita proveniente do incremento de geração ao longo do período analisado. Por se tratar de uma análise exploratória, os VPLs obtidos devem ser interpretados como estimativas de ordem de grandeza, e não como resultados definitivos de viabilidade financeira. A ausência de simulações operativas detalhadas impede a incorporação de efeitos relevantes, como variações hidrológicas, restrições operativas, despacho por ordem de mérito, vertimentos e ganhos de eficiência associados à modernização dos equipamentos. Ainda assim, os resultados fornecem indicações valiosas sobre a distribuição relativa do potencial econômico entre as usinas avaliadas, destacando aquelas que, mesmo sob uma modelagem simplificada, demonstram maior propensão a gerar benefícios líquidos significativos por meio da repotenciação.

4.2.3 PAINEL DE RESULTADOS

A Tabela 5 apresenta uma síntese dos resultados obtidos na análise micro econômica, em que são relacionados dados de variação anual de energia, valores mínimos, medianos e máximos obtidos para o ICB e o VPL.

Tabela 5: Síntese dos resultados obtidos na análise microeconômica

Cenário de repotenciação	5%	10%	20%
Δ Energia total anual [MWmed]	1051,09	2102,19	4204,38
ICB - mín	0,72	1,44	2,89
ICB - mediana	27,25	54,50	108,99
ICB - máximo	46,02	92,04	184,08
VPL - mín [mil R\$]	-6663,58	-945,78	10489,84
VPL - mediana [mil R\$]	161804,26	338209,07	691018,68
VPL - máx [mil R\$]	4293347,65	8782338,10	17760318,99

Fonte: Autoria própria.

No conjunto de usinas analisadas, os menores valores de ICB e de VPL foram observados em Paulo Afonso I e Paulo Afonso II. Esse desempenho reduzido decorre principalmente de suas baixas gerações médias anuais, que limitam o ganho energético incremental obtido mesmo diante de investimentos relativamente modestos. Em contraste, os melhores resultados aparecem em dois grupos distintos. Fontes Nova e Nilo Peçanha destacam-se pelos elevados valores de ICB, resultado da elevada geração média anual em relação à sua potência instalada, o que amplifica

o retorno energético por unidade de investimento. Já Itaipu 60 Hz e Tucuruí apresentam os maiores valores de VPL, refletindo não apenas a expressiva geração média anual, mas também a grande capacidade instalada, que potencializa o montante absoluto de receitas adicionais ao longo da vida útil considerada.

4.3 ANÁLISE DE RESULTADOS

Os resultados obtidos neste estudo demonstram que a expansão hidrelétrica brasileira, ao longo das últimas cinco décadas, depende fundamentalmente de condicionantes estruturais do setor elétrico, tais como planejamento de longo prazo, dinâmica hidrológica e restrições operativas, e não de variações anuais da atividade econômica. A análise macroeconômica, conduzida por meio da segmentação em tercís da variação do PIB e da avaliação dos modelos estimados, evidenciou baixa aderência estatística entre crescimento econômico e expansão da capacidade instalada. Esse resultado está alinhado aos fundamentos discutidos na revisão bibliográfica, especialmente no item 2.3, que destaca o papel decisivo da variabilidade hidrológica, da posição das usinas nas cascatas e dos limites de armazenamento como determinantes principais da geração hidrelétrica.

A constatação de que não há correlação significativa entre PIB e expansão hidrelétrica não representa uma limitação metodológica, mas reflete a própria natureza da operação do setor. A expansão de capacidade depende de decisões técnico-institucionais tomadas com grande antecedência, enquanto a geração anual responde predominantemente às condições hidrológicas vigentes. Assim, mesmo períodos de forte expansão econômica podem coincidir com anos de baixa hidraulicidade, o que explica o descolamento estrutural entre as séries analisadas.

A etapa microeconômica complementou essa interpretação ao avaliar, de forma individualizada, cinquenta e uma usinas consideradas elegíveis à repotenciação. Os indicadores empregados, especialmente o Índice de Custo-Benefício e o Valor Presente Líquido, permitiram identificar padrões de desempenho energético e econômico que variam amplamente entre os empreendimentos. Observou-se que usinas com elevada geração média anual relativa à potência instalada tendem a apresentar melhor desempenho energético, enquanto aquelas com grande porte instalado e alta produtividade agregam valores expressivos de VPL. Esses resultados evidenciam o potencial significativo de modernização do parque hidrelétrico, ainda que distribuído de maneira heterogênea em função das

particularidades operativas e hidrológicas de cada usina.

Algumas limitações metodológicas devem ser reconhecidas. A utilização da geração média anual como aproximação dos efeitos hidrológicos substitui o uso de modelos operativos oficiais, e os cenários de repotenciação foram estimados com base em premissas padronizadas de custo e cronograma de entrada em operação. Ainda assim, essas escolhas são compatíveis com o caráter exploratório do estudo e suficientes para capturar tendências gerais, faixas de desempenho e diferenças relativas entre as usinas analisadas.

De modo integrado, os resultados macro e microeconômicos indicam que a repotenciação constitui uma alternativa tecnicamente consistente e economicamente atrativa para ampliar a oferta de energia no Brasil, sobretudo diante do envelhecimento do parque gerador e da crescente dificuldade de implantação de grandes hidrelétricas. Os achados deste trabalho oferecem um panorama robusto sobre o potencial de modernização hidrelétrica e reforçam a importância da repotenciação como estratégia para a expansão sustentável da matriz elétrica nacional.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho articulou uma visão integrada entre o comportamento macroeconômico brasileiro e a atratividade microeconômica da repotenciação hidrelétrica, a partir da construção e análise conjunta da base histórica do PIB real e da potência hidrelétrica instalada entre 1974 e 2024. A organização dessas séries, o cálculo das variações anuais e a segmentação em cenários de menor, intermediário e maior crescimento econômico, com base em tercis da variação do PIB, permitiram caracterizar regimes distintos de atividade econômica e associá-los aos diferentes ritmos de expansão da capacidade hidrelétrica.

Os resultados macroeconômicos mostraram que a expansão hidrelétrica apresenta baixa sensibilidade às oscilações anuais do PIB. Em termos quantitativos, a média histórica anual de acréscimo de potência instalada foi de aproximadamente 2302 MW no cenário de menor crescimento, 1755 MW no cenário intermediário e 1698 MW no cenário de maior crescimento, enquanto a série completa apresentou média de 1922,8 MW. De forma contraintuitiva, o cenário de menor crescimento econômico foi justamente aquele que exibiu a maior taxa média de expansão da capacidade instalada, evidenciando que o avanço do parque hidrelétrico é comandado por decisões estruturais de planejamento, maturação de projetos e políticas setoriais, e não por flutuações conjunturais da atividade econômica.

A investigação estatística por meio de modelos de regressão linear reforçou essa interpretação. Os coeficientes de determinação obtidos foram sistematicamente baixos em todos os cenários, indicando ausência de aderência estatística relevante entre variação do PIB e expansão da potência instalada. Diante disso, as regressões foram mantidas apenas com caráter ilustrativo, e as projeções passaram a ser feitas com base na média histórica de expansão anual de cada cenário. Nessa perspectiva, estimou-se que o tempo necessário para incorporar 5%, 10% e 20% da potência tecnicamente elegível à repotenciação varia, a depender do cenário, de cerca de 1,1 a 1,5 anos para 5%, de 2,2 a 3 anos para 10% e de pouco mais de 4,3 a quase 5,9 anos para 20%, enquanto a série completa sugere prazos de aproximadamente 1,3, 2,6 e 5,2 anos, respectivamente. Esses resultados quantificam o ritmo com que a capacidade repotenciada poderia ser incorporada ao sistema, caso fossem mantidos padrões de expansão similares aos observados historicamente.

Na dimensão microeconômica, a análise concentrou-se em cinquenta e uma usinas elegíveis à repotenciação, para as quais foram estimadas a energia incremental e a atratividade técnico-econômica associadas a aumentos de 5%, 10% e 20% da potência instalada. Sob a hipótese de proporcionalidade direta entre potência repotenciada e geração média anual, a energia incremental total do conjunto de usinas alcançou aproximadamente 1051 MWmed, 2102 MWmed e 4204 MWmed para os três cenários, respectivamente. A partir desses valores, o Indicador de Custo-Benefício revelou ampla heterogeneidade entre os empreendimentos: enquanto alguns, como Paulo Afonso II, apresentaram os menores ICBs da amostra, usinas como Fontes Nova e Nilo Peçanha exibiram indicadores significativamente mais elevados, refletindo maior capacidade de converter investimento em geração adicional de energia. A mediana do ICB situou-se em torno de 27,25 kWh/R\$ para 5%, 54,50 kWh/R\$ para 10% e 108,99 kWh/R\$ para 20%, evidenciando um ganho relativo consistente à medida que se aumenta o nível de repotenciação.

O Valor Presente Líquido, calculado a partir das receitas adicionais de energia e de um conjunto padronizado de premissas de custo, vida útil adicional e taxa de desconto, indicou que a repotenciação pode gerar retornos econômicos positivos para a maior parte das usinas analisadas, ainda que com magnitudes bastante distintas. Em um extremo da distribuição, usinas com baixa produtividade hidrológica recente apresentaram VPL reduzido ou mesmo negativo; no outro extremo, empreendimentos como Itaipu 60 Hz e Tucuruí apresentaram VPLs da ordem de milhões de reais, refletindo a combinação entre grande porte instalado e elevada geração média anual. Os resultados sintetizados mostram VPLs mínimos negativos em cenários conservadores, medianas na casa de centenas de milhares de reais e valores máximos que superam significativamente a faixa de dez milhões de reais no cenário de 20% de repotenciação, o que ilustra o potencial de criação de valor econômico em parte relevante do parque hidrelétrico.

De forma integrada, esses achados respondem ao objetivo central do estudo: a relação entre crescimento econômico e expansão hidrelétrica revela-se estruturalmente fraca no curto prazo, ao passo que a repotenciação emerge como alternativa robusta para ampliar a oferta de energia a partir da modernização de ativos existentes. A expansão da capacidade hidrelétrica observada nas últimas cinco décadas mostrou-se associada a ciclos de investimento de médio e longo prazo e à disponibilidade de inventário hidrelétrico, mais do que à trajetória anual do PIB. Ao

mesmo tempo, a análise microeconômica evidenciou que a atratividade da repotenciação depende menos do porte nominal das usinas e mais do seu desempenho médio de geração e da relação entre energia incremental e investimento necessário, permitindo identificar empreendimentos com maior prioridade sob as óticas energética e econômica.

É importante reconhecer, entretanto, as limitações inerentes ao desenho metodológico adotado. A utilização da geração média anual como proxy dos efeitos hidrológicos substituiu o uso de modelos operativos oficiais, como o NEWAVE, e os custos de modernização foram estimados com base em parâmetros padronizados, sem detalhamento de particularidades de engenharia, estado de manutenção dos equipamentos ou restrições específicas de cada usina. Estudos futuros podem refinar essas estimativas ao incorporar simulações hidrológicas, análises de confiabilidade eletromecânica e diagnósticos individualizados, além de considerar estruturas de mercado, regras de comercialização de energia e cenários regulatórios alternativos.

Ainda assim, mesmo com essas restrições, o trabalho representa um primeiro esforço sistemático de avaliar, de forma conjunta, a relação entre crescimento econômico, expansão da capacidade hidrelétrica e atratividade da repotenciação em um conjunto representativo de usinas brasileiras. Os resultados sugerem que, se adequadamente priorizada no planejamento setorial, a repotenciação pode desempenhar papel relevante na expansão da oferta de energia, contribuir para a modernização do parque gerador e reforçar a segurança do suprimento com custos ambientais e prazos de implementação inferiores aos associados à construção de novas grandes hidrelétricas. Ao consolidar evidências quantitativas em diferentes escalas de análise, este estudo oferece subsídios para decisões estratégicas no setor elétrico e aponta a repotenciação como instrumento relevante para a expansão sustentável da matriz hidrelétrica nacional.

Sugere-se como temas para trabalhos futuros a análise dos impactos ambientais comparativos entre repotenciação e novas usinas, o desenvolvimento de modelos multicritérios para priorização de usinas elegíveis, a avaliação da repotenciação sob cenários regulatórios alternativos e a avaliação territorial e socioeconômica dos benefícios da repotenciação.

6 REFERÊNCIAS

ANEEL. Banco de Informações de Geração – BIG. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2024. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 04 dez. 2025.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. Matriz Energética e Elétrica – 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 01 dez. 2025.

IHA – International Hydropower Association. 2020 Hydropower Status Report. London: IHA, 2020. Disponível em: <https://www.hydropower.org/>. Acesso em: 06 dez. 2025.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Séries históricas de energia natural afluyente, armazenamento e geração do SIN. Brasília: ONS, 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/>. Acesso em: 04 dez. 2025.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Sistema de Contas Nacionais: séries históricas do PIB. Brasília: IBGE, 2024.

FMI – Fundo Monetário Internacional. World Economic Outlook Report. Washington, DC: IMF, 2023.

ALTMAN, D. G.; BLAND, J. M. Statistics notes: quartiles, quintiles and centiles. *British Medical Journal*, v. 309, n. 6960, p. 996, 1994.

BURNHAM, K. P.; ANDERSON, D. R. Model Selection and Multimodel Inference: A Practical Information-Theoretic Approach. 2. ed. New York: Springer, 2002.

CASTRO, N.; ALMEIDA, E.; CHAVES, J. Repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas: uma análise da experiência internacional. *Revista Brasileira de Energia*, v. 25, n. 1, p. 56-78, 2019.

CIGRÉ. Guide on Economic Evaluation of Refurbishment / Life Extension of Existing Hydro Power Plants. Technical Brochure 676. Paris: CIGRÉ, 2014.

DOE – U.S. Department of Energy. Hydropower Vision: A New Chapter for America's Renewable Electricity Future. Washington, DC, 2021.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica DEA 15/19: Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas. Rio de Janeiro: EPE, 2019.

EPRI – Electric Power Research Institute. Hydropower Modernization Guide. Palo Alto: EPRI, 2018.

IEA – International Energy Agency. Technology Roadmap: Hydropower. Paris: IEA, 2012.

IEA – International Energy Agency. Renewables 2020: Analysis and Forecast to 2025. Paris: IEA, 2020.

IEA – International Energy Agency. Hydropower Special Market Report: Analysis and Forecasts to 2030. Paris: IEA, 2020.

SOARES, A. et al. Evolução histórica e desafios da matriz hidrelétrica brasileira. *Revista Brasileira de Energia*, v. 28, n. 2, p. 45–67, 2022.

UNIDO – United Nations Industrial Development Organization. *Industrial Energy Efficiency Improvement Guidebook*. Vienna: UNIDO, 2011.

USACE – United States Army Corps of Engineers. *Hydropower Modernization Initiative: Program Overview and Technical Guidance*. Washington, DC: USACE, 2017.

WOOLDRIDGE, J. M. *Introductory Econometrics: A Modern Approach*. 5. ed. Mason: South-Western Cengage Learning, 2013.

WWF – World Wide Fund for Nature. *Hydropower and Sustainability Assessment*. Gland: WWF International, 2004.

APÊNDICES

APENDICE A - GRÁFICOS DOS CENÁRIOS DE CRESCIMENTO

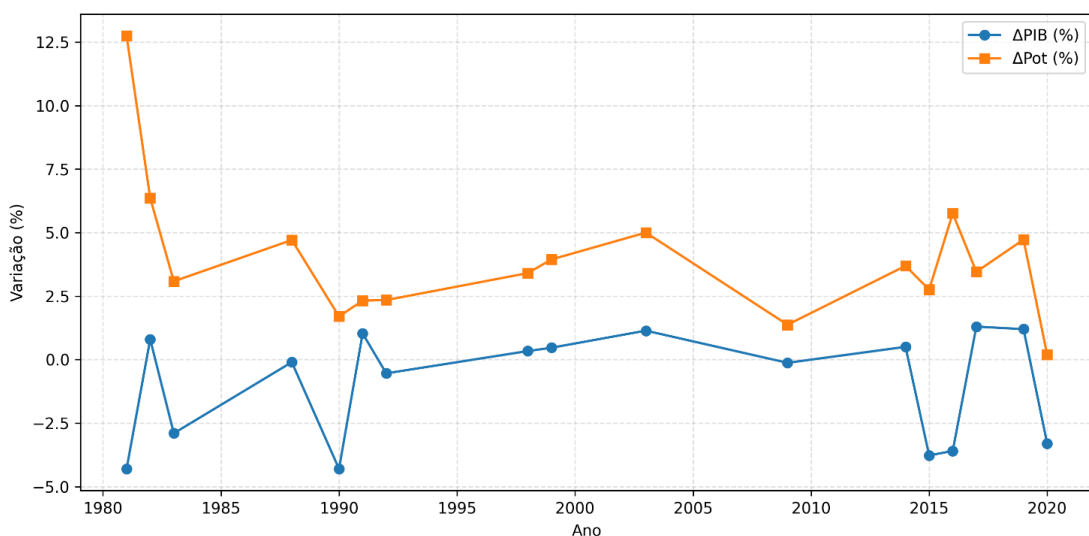
CENÁRIO DE MENOR CRESCIMENTO INTERMEDIÁRIO

O cenário de menor crescimento reúne anos em que o Produto Interno Bruto brasileiro apresentou variações reduzidas, próximas de zero ou negativas, refletindo períodos marcados por crises econômicas, instabilidade política e redução do nível de atividade. Esses fatores podem gerar impactos na economia de um país, no entanto, entende-se que sua discussão foge a temática principal deste trabalho.

COMPORTAMENTO HISTÓRICO: Δ PIB (%) E Δ POTÊNCIA INSTALADA (%)

Este cenário apresenta a relação histórica entre a variação anual do PIB em volume e a variação percentual da potência instalada hidrelétrica. De modo que se tornou possível observar, de forma direta, como as oscilações econômicas se comportaram em relação à expansão do parque gerador em períodos de menor crescimento. A análise conjunta dessas duas séries fornece uma visão inicial sobre possíveis sincronias, defasagens ou desvios entre a atividade econômica e a dinâmica de incorporação de nova capacidade hidrelétrica ao sistema, conforme a Figura 6, abaixo.

Figura 6: Histórico do Cenário de Menor Crescimento



Fonte: Autoria própria.

Conforme observado, a relação entre a variação do PIB e a variação da

potência instalada não apresenta um comportamento linear ou diretamente proporcional. Embora existam momentos específicos em que a capacidade instalada continua crescendo mesmo diante de um PIB estagnado ou negativo, como ocorreu entre 2017 e 2019, esse comportamento não se repete de maneira consistente ao longo de toda a série histórica. Esse resultado sugere que, no cenário de menor crescimento econômico, a expansão hidrelétrica mantém certo grau de independência em relação às oscilações conjunturais da economia. Isso ocorre porque a evolução da potência instalada nesse período está mais associada a elementos estruturais do setor elétrico, como obras previamente contratadas, cronogramas plurianuais e decisões de planejamento de longo prazo.

Embora as duas curvas apresentem oscilações que, em alguns momentos, parecem seguir um mesmo sentido, essa semelhança é pontual e não indica uma relação consistente entre as variáveis. Em anos como 2015, 2018 e 2020, por exemplo, observam-se movimentos coincidentes apenas no sentido da variação, mas com magnitudes e trajetórias bastante distintas. Esses alinhamentos ocasionais decorrem principalmente da simultaneidade temporal dos dados e não de um comportamento comum entre PIB e expansão da potência instalada. Assim, mesmo quando as curvas se movem na mesma direção, a Figura 6 evidencia que elas respondem a dinâmicas diferentes, reforçando que a potência instalada não acompanha as flutuações econômicas de curto prazo.

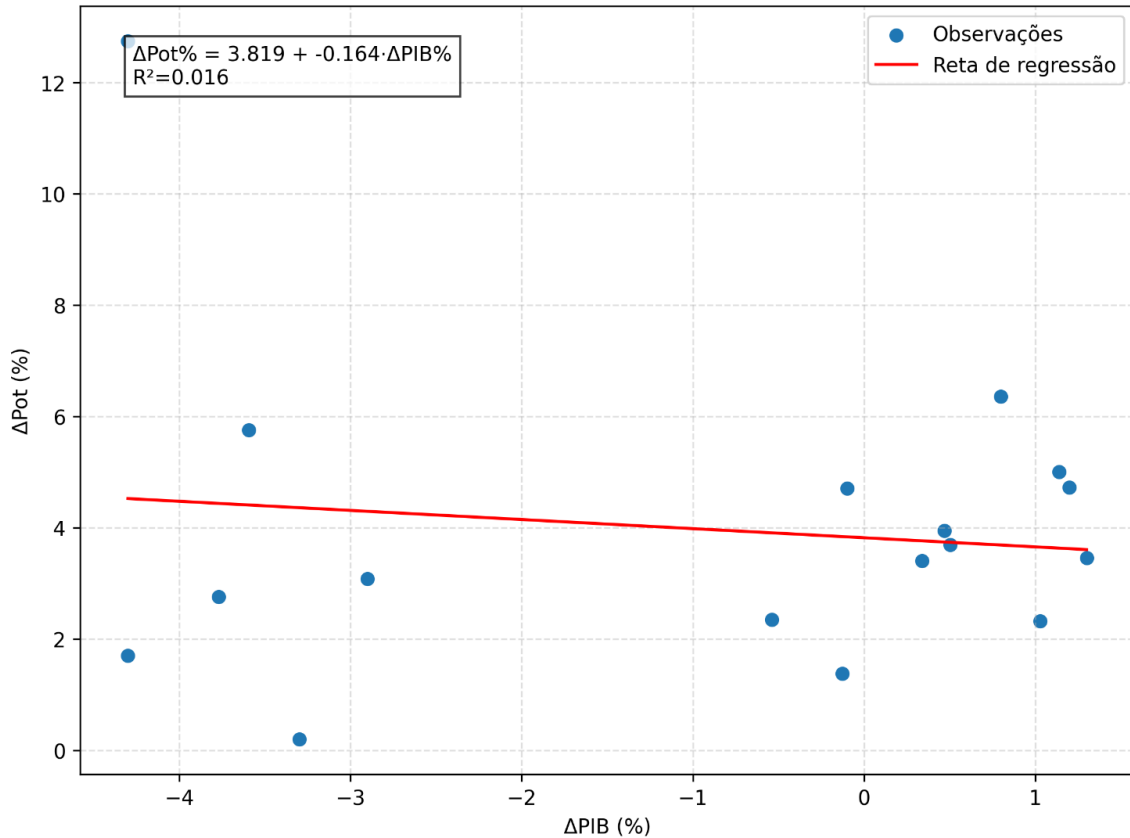
O comportamento observado reforça que, no cenário de menor crescimento econômico, a expansão da potência instalada tende a manter certa inércia decorrente de decisões técnicas e regulatórias, sendo pouco influenciada pela conjuntura econômica de curto prazo. Assim, mesmo em anos de crise, a evolução da capacidade hidrelétrica não apresenta quedas proporcionais ao PIB, preservando um padrão de variação mais estável. Esse resultado é coerente com a literatura do setor elétrico, que caracteriza a expansão hidrelétrica como um processo de baixa elasticidade em relação ao ciclo econômico no curto prazo.

ANÁLISE ESTATÍSTICA E REGRESSÃO LINEAR

A regressão linear simples foi aplicada com o objetivo de identificar se existe relação proporcional entre a variação anual do PIB em volume e a variação percentual da potência instalada hidrelétrica dentro do cenário de menor crescimento. A Figura 7

a seguir apresenta o ajuste obtido.

Figura 7: Regressão Linear do Cenário de Menor Crescimento



Fonte: Autoria própria.

A análise da regressão linear evidencia que não há relação significativa entre a variação do PIB e a variação anual da potência instalada para esse conjunto de anos. O coeficiente de determinação apresentado pelo modelo é extremamente baixo, o que confirma que o comportamento do PIB praticamente não contribui para explicar as oscilações de $\Delta Pot\%$. A dispersão dos pontos na Figura 7 reforça essa conclusão: as observações se distribuem de forma ampla e sem tendência definida, enquanto a reta ajustada exibe inclinação muito pequena, praticamente horizontal.

Embora em algumas janelas temporais as duas variáveis pareçam oscilar em sentidos semelhantes, esse alinhamento visual não representa dependência estatística real. A Figura 7 mostra que anos com PIB negativo podem coexistir tanto com reduções quanto com aumentos de potência instalada, assim como anos de PIB positivo também apresentam comportamentos divergentes na expansão da capacidade. Esse padrão confirma que a evolução da potência instalada no setor

hidrelétrica está associada a fatores estruturais e decisões tomadas com antecedência, como cronogramas de obras, contratos firmados e políticas de longo prazo, que não reagem prontamente às condições econômicas de curto prazo.

Diante desse quadro, a regressão linear é apresentada apenas como elemento complementar de análise, enquanto a média histórica anual de crescimento da potência instalada se mostra um parâmetro mais representativo e metodologicamente adequado para as projeções de repotenciação.

PROJEÇÕES DE REPOTENCIAÇÃO NO CENÁRIO DE MENOR CRESCIMENTO

A partir das taxas médias históricas de variação da potência instalada do grupo de menor crescimento, foram elaborados três cenários de repotenciação, correspondentes a acréscimos de 5%, 10% e 20% sobre o potencial total de 50 GW identificados pela EPE para usinas com mais de vinte e cinco anos de operação. Esses cenários equivalem a incrementos de aproximadamente 2,5 GW, 5 GW e 10 GW, respectivamente.

Para cada caso, são apresentadas duas estimativas de tempo:

1. Estimativa calculada a partir da variação média anual observada da potência instalada no período analisado. Essa estimativa representa a velocidade real de expansão do parque hidrelétrico nas condições históricas de menor crescimento econômico, sendo considerada, a mais representativa do comportamento efetivo do sistema.

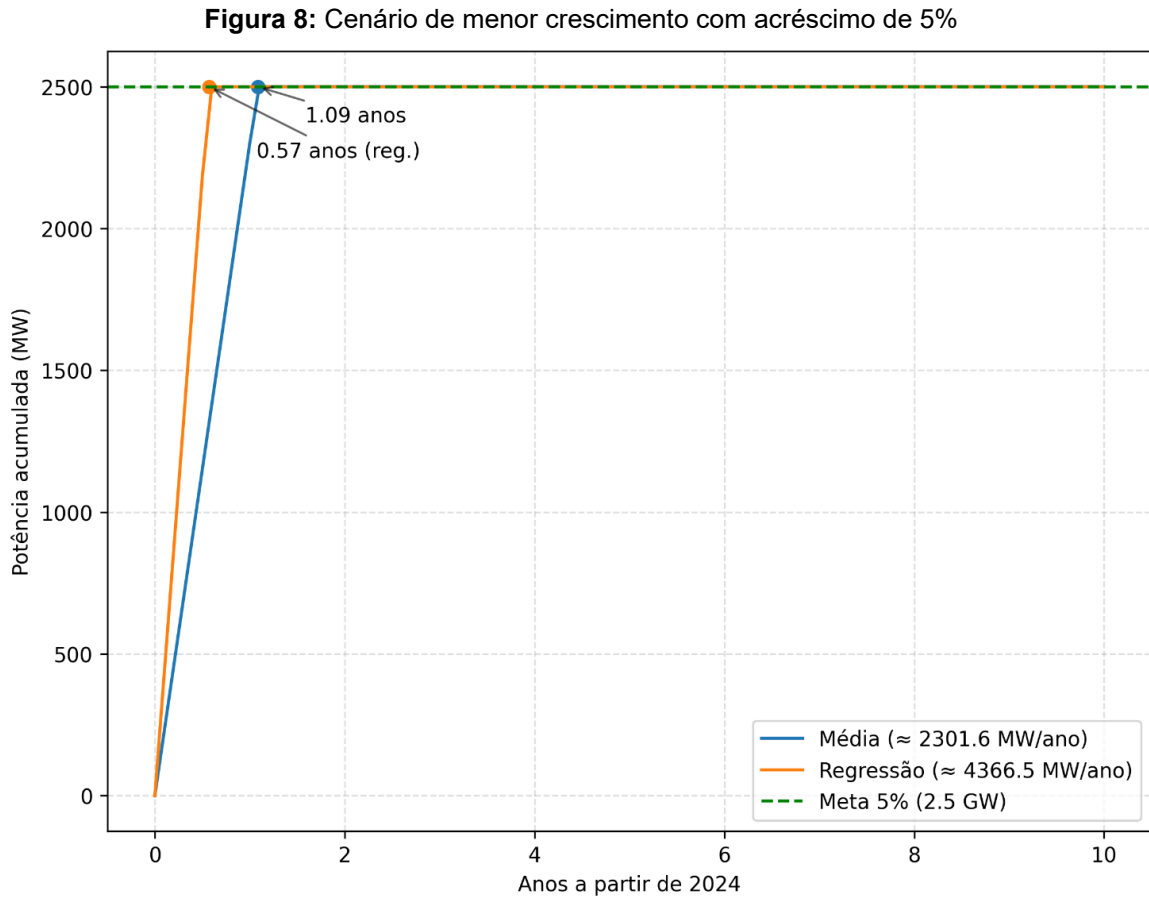
2. Estimativa obtida a partir da regressão entre as variações do PIB e da potência instalada. Essa abordagem é mantida apenas como comparação complementar, pois, conforme discutido na seção de regressão linear, as relações estatísticas encontradas apresentam baixo poder explicativo e sensibilidade elevada a pequenas mudanças nas variáveis.

Nas próximas subseções, são apresentados os resultados para cada cenário, acompanhados do espaço destinado à inserção dos respectivos gráficos.

CENÁRIO DE 5% DE REPOTENCIAÇÃO (\approx 2,5 GW)

A Figura 8 a seguir apresenta a projeção do acréscimo de 5% da potência instalada por meio de repotenciação no cenário de menor crescimento econômico. São comparadas duas trajetórias possíveis, sendo a projeção baseada na média

histórica anual de expansão da potência instalada e a projeção estimada pelo modelo de regressão linear.



Fonte: Autoria própria.

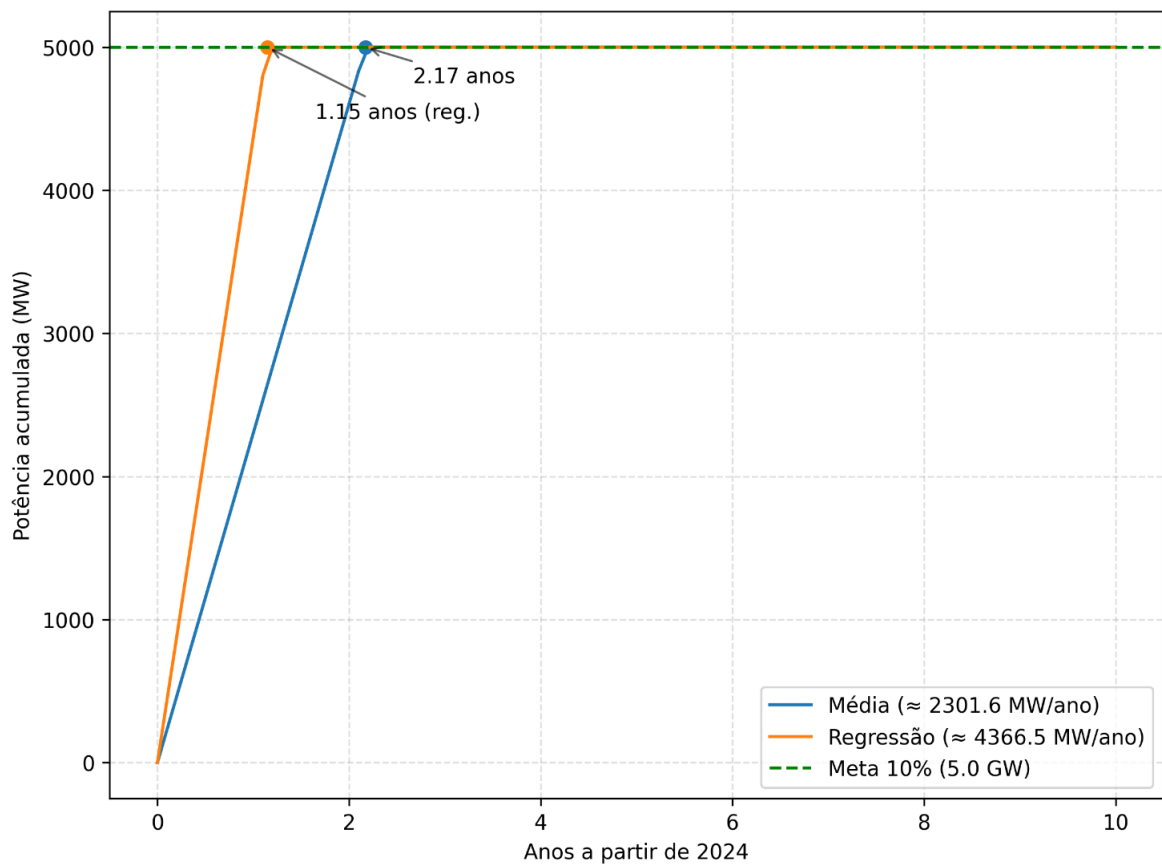
No cenário de menor crescimento econômico, o acréscimo de 5% da potência instalada, equivalente a aproximadamente 2,5 GW, é alcançado em um intervalo relativamente curto quando se considera a média histórica anual de expansão associada a esse grupo de anos. Com uma taxa média em torno de 2.302 MW por ano, o sistema atinge o patamar de 2,5 GW em cerca de 1,09 ano. Esse resultado indica que, mesmo em períodos de baixo dinamismo econômico, a expansão hidrelétrica mantém um ritmo relativamente estável, sustentado por características estruturais do setor.

Quando se observa a projeção obtida pela regressão linear, o modelo estima um tempo ainda menor, aproximadamente 0,57 ano. No entanto, essa trajetória deve ser interpretada com cautela, pois o modelo estatístico apresenta baixo poder explicativo e alta sensibilidade às variações individuais das séries históricas.

CENÁRIO DE 10% DE REPOTENCIAÇÃO (≈ 5 GW)

A Figura 9 a seguir apresenta a projeção do acréscimo de 10% da potência instalada por meio de repotenciação no cenário de menor crescimento econômico. Assim como no cenário anterior, são comparadas duas trajetórias de expansão: a estimativa baseada na média histórica anual de crescimento da potência instalada e a projeção resultante do modelo de regressão linear.

Figura 9: Menor crescimento econômico com acréscimo de 10% proveniente de repotenciação



Fonte: Autoria própria.

Considerando o cenário de menor crescimento econômico, o acréscimo de 10% da potência instalada, equivalente a aproximadamente 5 GW, seria atingido em um intervalo relativamente curto quando se utiliza a média histórica anual de expansão referente a esse grupo de anos. Com uma taxa média em torno de 2.302 MW por ano, a meta de 5 GW seria alcançada em cerca de 2,17 anos. Esse resultado reforça que, mesmo em períodos de baixo dinamismo econômico, a expansão hidrelétrica mantém um ritmo consistente, associado à continuidade de obras plurianuais e ao

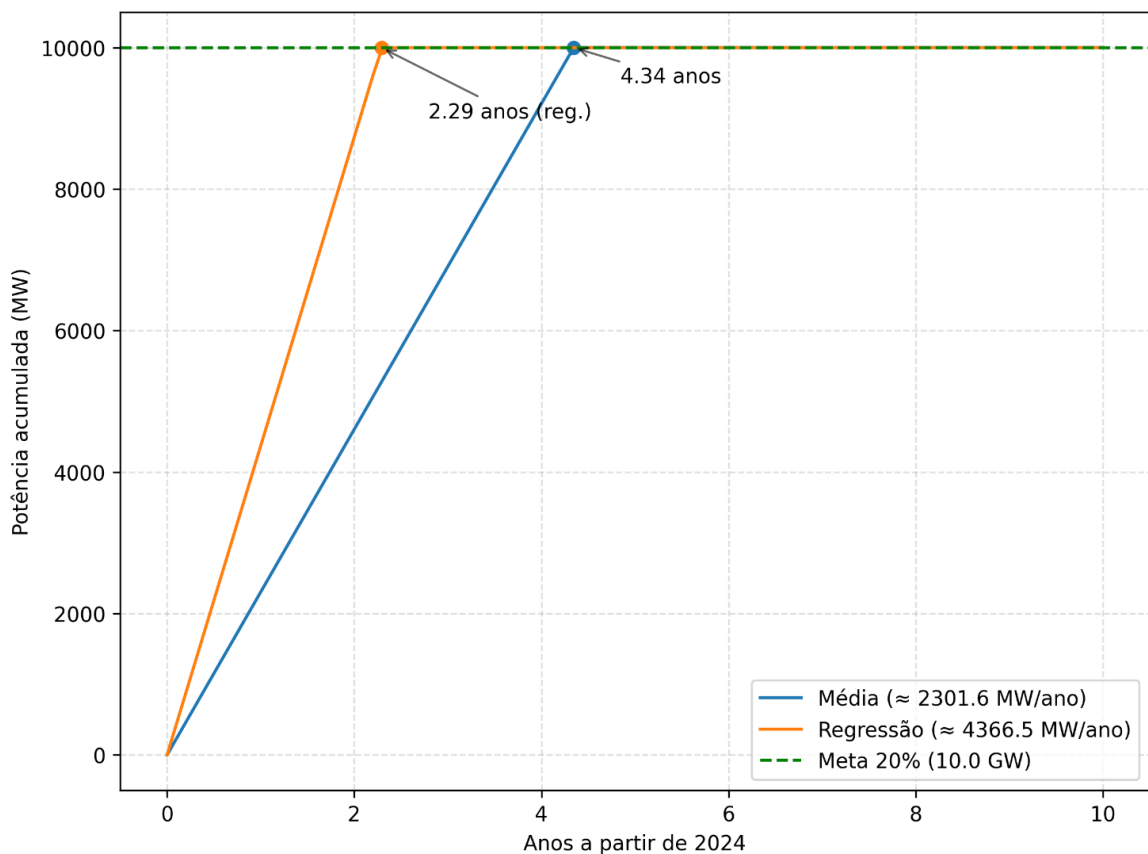
planejamento estrutural do setor.

A projeção obtida pela regressão linear indica um tempo menor, aproximadamente 1,15 ano. Contudo, essa estimativa deve ser interpretada com cautela, uma vez que o modelo estatístico utilizado apresenta baixa capacidade explicativa e elevada sensibilidade às variações específicas do conjunto de dados.

CENÁRIO DE 20% DE REPOTENCIAÇÃO (≈ 10 GW)

A Figura 10 a seguir apresenta a projeção do acréscimo de 20 por cento da potência instalada por meio de repotenciação no cenário de menor crescimento econômico.

Figura 10: Menor crescimento econômico com acréscimo de 20% proveniente de repotenciação



Fonte: Autoria própria.

No cenário de menor crescimento econômico, o acréscimo de 20 % da potência instalada equivale a aproximadamente 10 GW. Considerando a média histórica anual de expansão para esse grupo de anos, que se aproxima de 2.302 MW por ano, o sistema atingiria essa meta em cerca de 4,34 anos. Esse resultado reforça

que, mesmo em períodos de baixo crescimento econômico, a expansão da capacidade hidrelétrica mantém um comportamento relativamente estável, sustentado por obras já contratadas e por decisões de planejamento formuladas com antecedência.

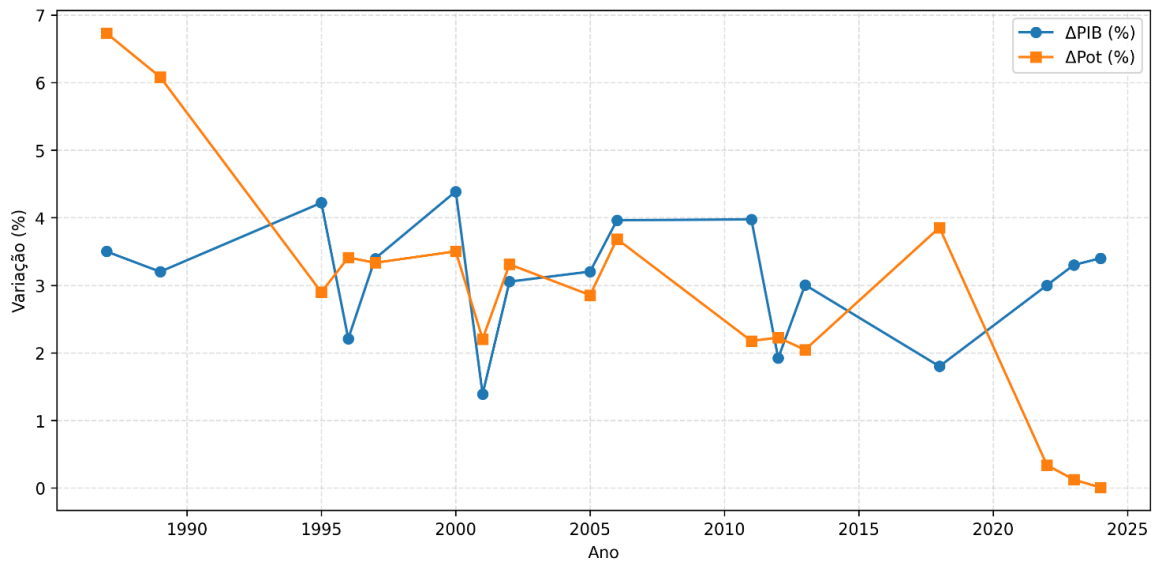
A trajetória estimada pela regressão linear indica um tempo inferior, aproximadamente 2,29 anos. Entretanto, da mesma forma que nos cenários de 5% e 10%, essa estimativa deve ser analisada com cautela.

CENÁRIO DE CRESCIMENTO INTERMEDIÁRIO

O cenário de crescimento intermediário reúne anos em que o PIB brasileiro apresentou variações moderadas, positivas e relativamente estáveis. Esses períodos refletem um ambiente macroeconômico de recuperação gradual, com condições de investimento mais favoráveis e menor volatilidade em comparação aos momentos de recessão ou de forte expansão. Embora as particularidades econômicas de cada ano não constituam o foco central deste estudo, esse conjunto de observações representa um contexto intermediário entre extremos de crescimento elevado e de desaceleração econômica. Essa configuração permite avaliar de que forma o parque hidrelétrico se comporta quando inserido em um ambiente de crescimento moderado, fornecendo uma base importante para compreender a dinâmica da expansão da potência instalada sob condições econômicas menos instáveis.

COMPORTAMENTO HISTÓRICO: Δ PIB (%) E Δ POTÊNCIA INSTALADA (%)

A Figura 11 a seguir apresenta a evolução conjunta da variação do PIB e da variação anual da potência instalada para o conjunto de anos associado ao cenário de crescimento intermediário. O objetivo dessa visualização é evidenciar como essas duas variáveis se comportam ao longo do tempo e verificar se há algum alinhamento consistente entre os ciclos econômicos moderados e a dinâmica de expansão da capacidade hidrelétrica.

Figura 11: Histórico do Cenário de Crescimento Intermediário

Fonte: Autoria própria.

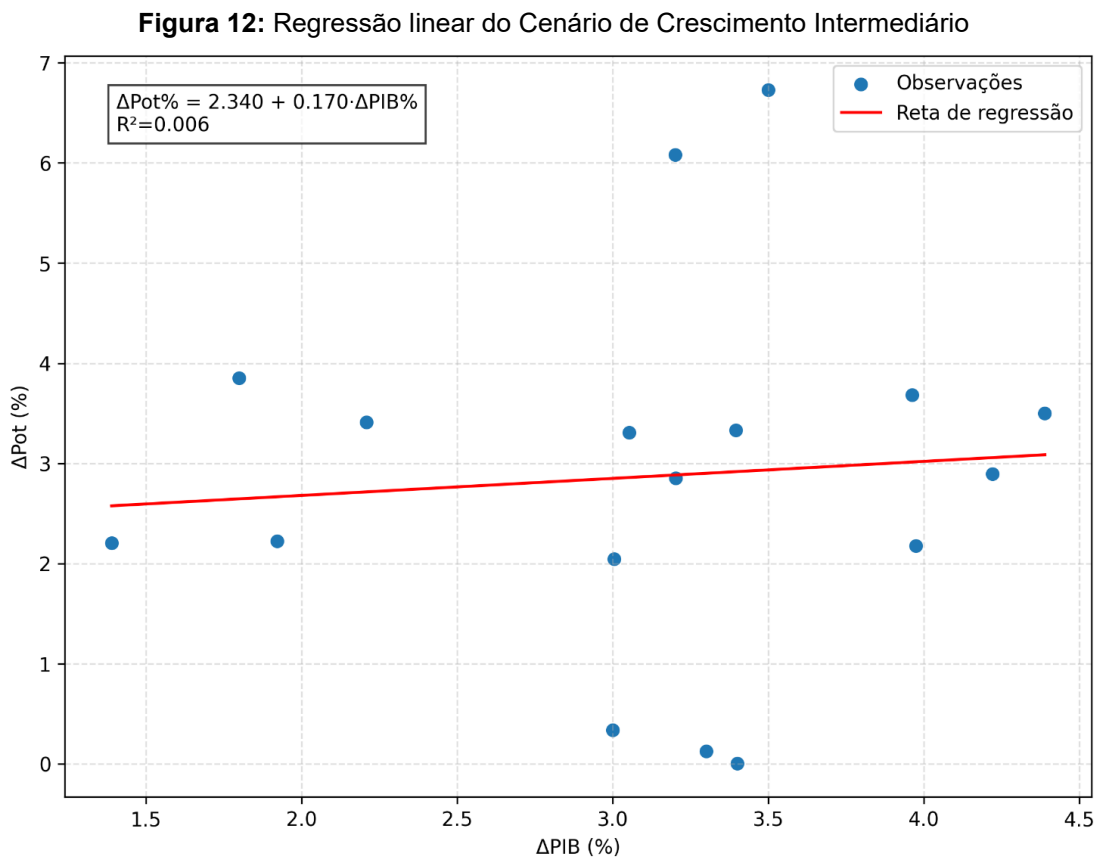
O histórico deste cenário apresenta a evolução conjunta da variação anual do PIB e da variação anual da potência instalada hidrelétrica ao longo dos anos que compõem o período de crescimento intermediário. De maneira geral, observa-se um comportamento mais estável do que no cenário de menor crescimento, com oscilações mais concentradas em faixas moderadas tanto para o PIB quanto para a expansão da capacidade instalada.

A análise revela que, apesar de não existir uma relação linear estatisticamente consistente entre Δ PIB e Δ Potência Instalada, há momentos em que as duas séries parecem oscilar em sentidos semelhantes, sobretudo em anos de crescimento econômico moderado. No entanto, essa aproximação visual não implica dependência direta entre as variáveis. A expansão hidrelétrica mantém variações anuais regulares, determinadas principalmente pela execução de projetos já contratados, pelo ritmo de obras estruturais e pelas diretrizes de planejamento do setor elétrico, fatores que respondem mais a dinâmicas internas do setor do que a flutuações conjunturais da economia.

Assim, mesmo inserido em um ambiente macroeconômico mais favorável, o comportamento da potência instalada não se ajusta proporcionalmente ao ciclo econômico. Essa interpretação será aprofundada no tópico seguinte, em que os resultados da regressão linear permitem esclarecer por que a semelhança visual observada em alguns anos não se traduz em uma relação estatística significativa.

ANÁLISE ESTATÍSTICA E REGRESSÃO LINEAR

A Figura 12 apresenta a relação entre a variação anual do PIB e a variação anual da potência instalada hidrelétrica. Seu objetivo é verificar se oscilações moderadas da atividade econômica guardam alguma capacidade de explicar estatisticamente o comportamento da expansão da potência instalada. A visualização oferece uma forma direta de avaliar o grau de associação entre as duas variáveis, complementando a análise temporal realizada no gráfico histórico.



Fonte: Autoria própria.

A análise descreve que os pontos observados estão amplamente dispersos ao redor da reta de regressão, sem indicar tendência clara de associação entre as variáveis. Embora em alguns anos as variações positivas do PIB coincidam visualmente com aumentos da capacidade instalada, essa correspondência não se mantém de forma consistente ao longo da série, o que resulta em uma reta praticamente horizontal e em baixa aderência dos pontos ao modelo.

Esse comportamento reforça que, mesmo em um ambiente macroeconômico relativamente estável, a expansão hidrelétrica não responde de maneira proporcional

às oscilações do PIB. A execução de obras hidrelétricas depende sobretudo de ciclos longos de planejamento, disponibilidade de projetos estruturados, cronogramas de engenharia e decisões regulatórias, elementos que não variam na mesma frequência ou intensidade que o ciclo econômico anual. Assim, confirma-se que no cenário de crescimento intermediário, a correlação entre Δ PIB e Δ Potência Instalada é fraca e insuficiente para fundamentar projeções futuras com base apenas em regressões lineares.

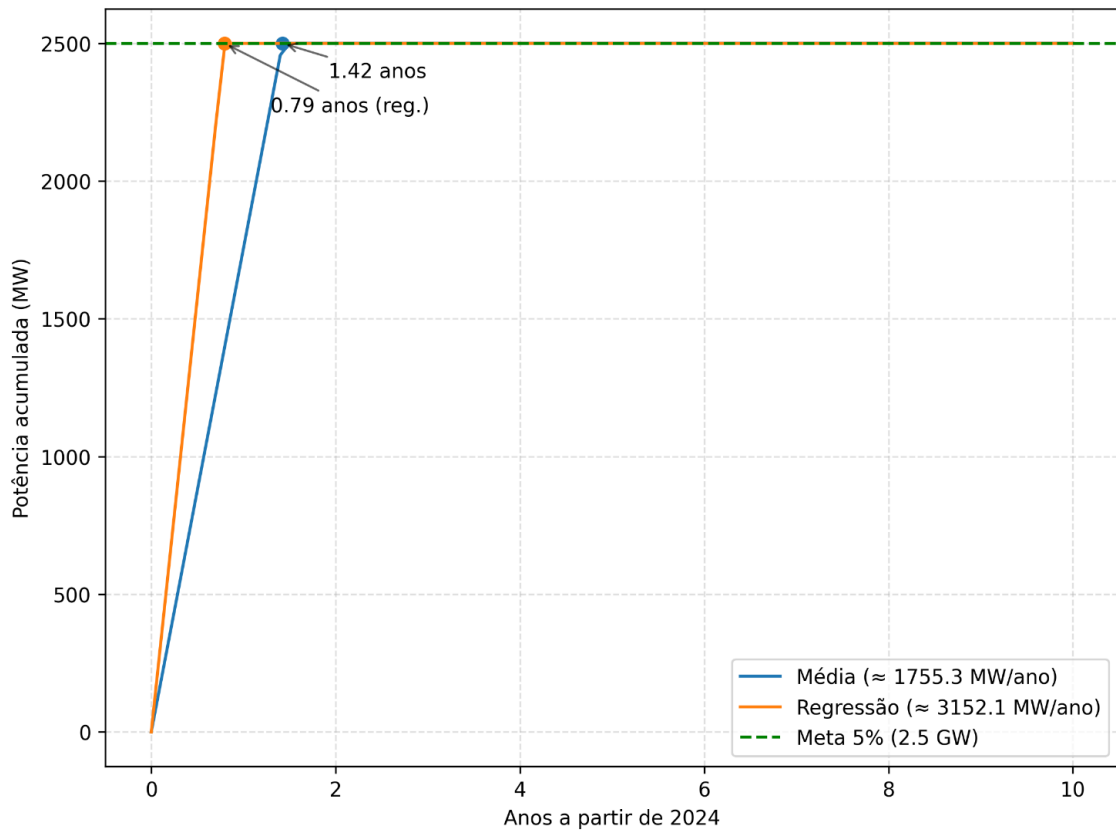
PROJEÇÕES DE REPOTENCIAÇÃO PARA 5%, 10% E 20%

Com base nas taxas históricas de expansão anual da potência instalada no cenário intermediário, foram elaboradas três projeções correspondentes a acréscimos de 2,5 GW, 5 GW e 10 GW. Conforme estabelecido na metodologia, dois métodos são apresentados: a estimativa calculada a partir da variação média anual observada da potência instalada no período analisado e a estimativa obtida a partir da regressão entre as variações do PIB e da potência instalada.

CENÁRIO DE 5% DE REPOTENCIAÇÃO (\approx 2,5 GW)

O Figura 13 a seguir apresenta a projeção do acréscimo acumulado de potência instalada necessário para atingir 5% de repotenciação do parque hidrelétrico, equivalente a aproximadamente 2,5 GW. As curvas representam duas formas de estimar a velocidade de expansão anual: a média histórica da variação da potência instalada no cenário de crescimento intermediário e a taxa anual estimada pelo modelo de regressão linear.

Figura 13: Crescimento econômico intermediário com acréscimo de 5% proveniente de repotenciação



Fonte: Autoria própria.

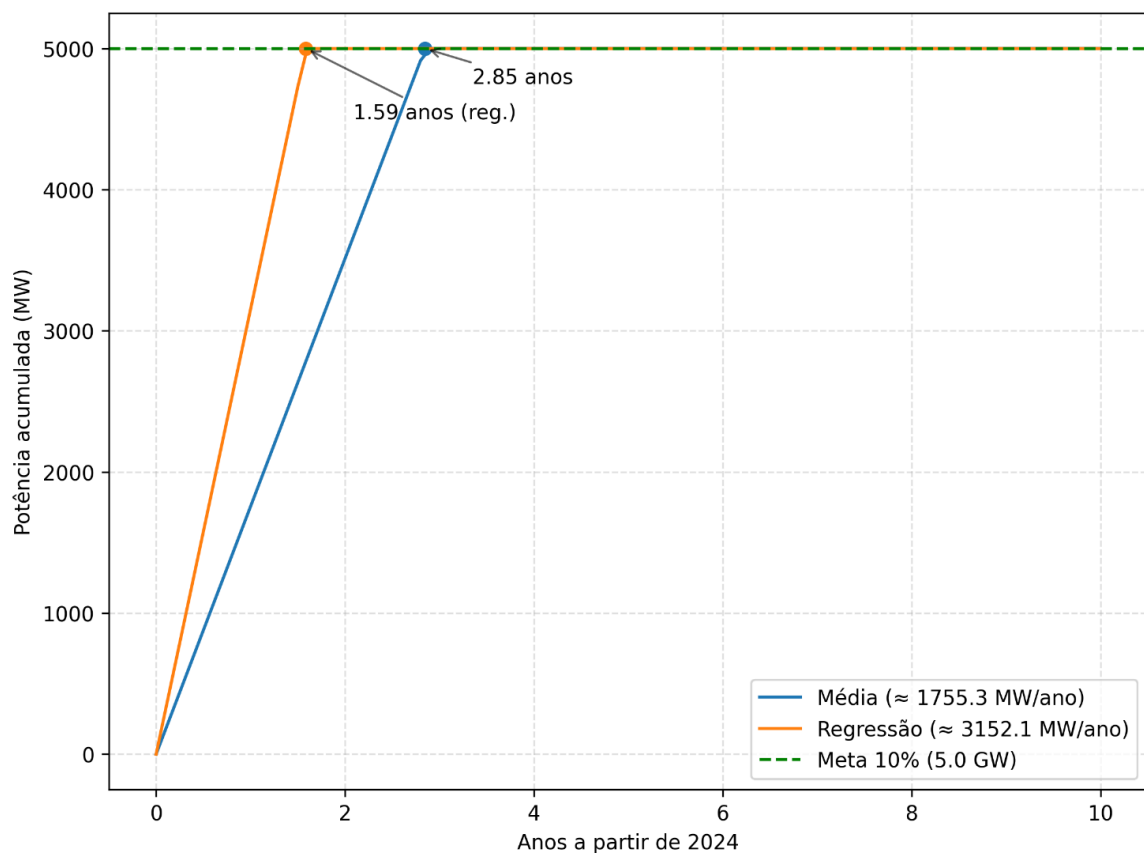
A trajetória apresentada no Figura 13 indica que no cenário de crescimento intermediário, a meta de 2,5 GW é alcançada em um intervalo relativamente curto nos dois métodos de projeção. A curva baseada na média histórica aponta para um tempo de aproximadamente 1,42 anos para atingir o acréscimo desejado, refletindo uma expansão anual próxima de 1.755 MW, valor coerente com o comportamento moderado e relativamente estável observado no conjunto de anos deste cenário.

A curva derivada do modelo de regressão linear apresenta um tempo ainda menor, estimando cerca de 0,72 anos para alcançar o mesmo acréscimo acumulado. Esse resultado decorre da taxa anual prevista pelo modelo, que, embora mais elevada que a média histórica, é influenciada pela dispersão significativa dos dados e pela baixa aderência estatística entre variações do PIB e da potência instalada. Assim, mesmo fornecendo uma estimativa complementar, essa projeção não deve ser interpretada como representativa do comportamento real de expansão hidrelétrica.

CENÁRIO DE 10% DE REPOTENCIAÇÃO (≈ 5 GW)

A Figura 14 a seguir apresenta a projeção do acréscimo acumulado de potência instalada necessário para atingir 10% de repotenciação do parque hidrelétrico brasileiro, equivalente a aproximadamente 5 GW. As duas curvas ilustram distintos caminhos de crescimento anual: a trajetória baseada na média histórica do cenário de crescimento intermediário e a projetada pelo modelo de regressão linear.

Figura 14: Crescimento econômico intermediário com acréscimo de 10% proveniente de repotenciação



Fonte: Autoria própria.

A análise do Figura 14 mostra que, no cenário de crescimento intermediário, o acréscimo de 5 GW é alcançado em um intervalo relativamente curto quando considerada a média histórica anual de expansão da potência instalada. Com uma taxa média de crescimento aproximada de 1.755 MW por ano, o ponto de 10% de repotenciação é atingido em cerca de 2,85 anos, resultado que reflete um ritmo moderado e estável de expansão característico desse grupo de anos.

A curva baseada no modelo de regressão linear apresenta um tempo inferior, estimando aproximadamente 1,45 anos para atingir o mesmo nível acumulado. Essa

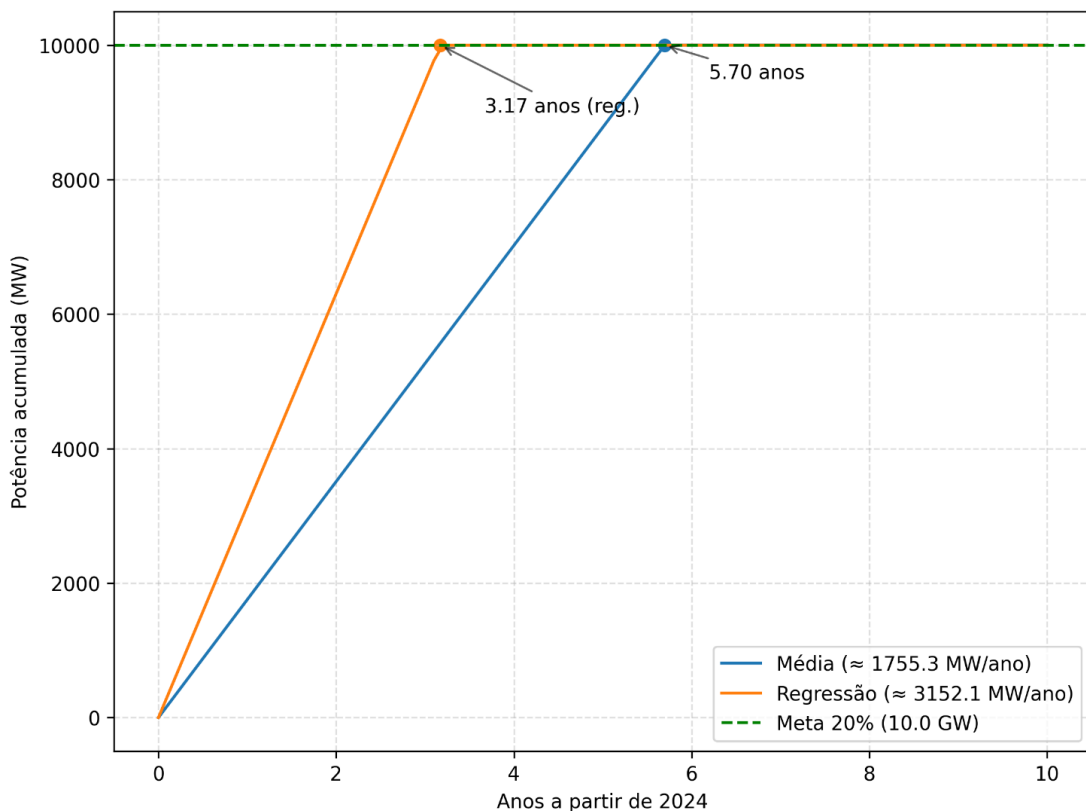
diferença decorre do valor previsto pelo modelo, que indica uma taxa anual mais elevada do que a obtida historicamente.

A comparação entre as duas curvas reforça que a média histórica permanece como o parâmetro mais adequado para representar a velocidade realista da repotenciação. A proximidade desse valor com as dinâmicas observadas no setor hidrelétrico, caracterizadas por regularidade e continuidade de obras estruturantes, confirma a adequação dessa abordagem para estimativas de crescimento em cenários de atividade econômica moderada.

CENÁRIO DE 20% DE REPOTENCIAÇÃO (≈ 10 GW)

A Figura 15 a seguir apresenta a projeção do acréscimo acumulado de potência instalada necessário para atingir 20 por cento de repotenciação do parque hidrelétrico, o que corresponde a aproximadamente 10 GW. As curvas exibem duas estimativas distintas de evolução anual da potência instalada: uma baseada na média histórica do cenário de crescimento intermediário e outra derivada do modelo de regressão linear.

Figura 15: Crescimento econômico intermediário com acréscimo de 20% proveniente de repotenciação



Fonte: Autoria própria.

A análise da Figura 15 mostra que, no cenário de crescimento intermediário, o acréscimo de aproximadamente 10 GW é alcançado em um intervalo compatível com o padrão de expansão observado historicamente para esse grupo de anos. Considerando a média anual de cerca de 1.755 MW, o ponto de 20 por cento de repotenciação é atingido em aproximadamente 5,70 anos. Esse resultado ilustra como, mesmo em períodos de crescimento econômico moderado, a expansão hidrelétrica mantém um ritmo consistente e sustentado por características estruturais do setor.

A curva baseada no modelo de regressão linear apresenta um tempo menor, estimando cerca de 2,90 anos para atingir o mesmo patamar acumulado. Essa diferença decorre da taxa anual prevista pela regressão, que tende a superestimar o ritmo de expansão ao atribuir à variação do PIB um grau de influência que, como demonstrado nas análises estatísticas anteriores, não se confirma nos dados históricos. Por isso, essa projeção deve ser interpretada com cautela e tem caráter complementar.

CENÁRIO DE MAIOR CRESCIMENTO

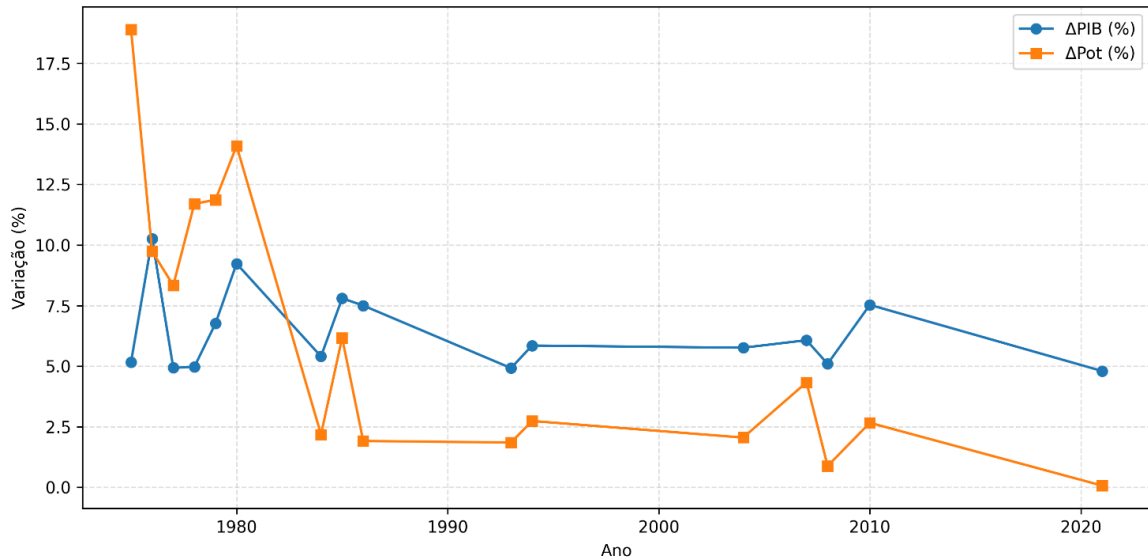
O cenário de maior crescimento reúne os anos em que o Produto Interno Bruto brasileiro registrou as maiores taxas de variação positiva, caracterizando períodos de forte expansão econômica, elevação da demanda por energia, intensificação de investimentos e maior dinamismo produtivo. Esse conjunto de observações representa o ambiente mais favorável à expansão do parque hidrelétrico. A análise desse cenário permite compreender como a repotenciação tende a evoluir quando inserida em condições econômicas amplamente propícias, nas quais a capacidade de investimento e a execução de projetos estruturantes encontram menor restrição macroeconômica.

COMPORTAMENTO HISTÓRICO: Δ PIB (%) E Δ POTÊNCIA INSTALADA (%)

A Figura 16 a seguir apresenta a variação anual do PIB e da potência instalada hidrelétrica ao longo dos anos que compõem o cenário de maior crescimento econômico. As duas curvas permitem observar como essas variáveis evoluíram simultaneamente nos períodos de maior expansão do Produto Interno Bruto brasileiro, oferecendo uma visão inicial sobre o comportamento da capacidade hidrelétrica em

momentos de forte dinamismo econômico.

Figura 16: Histórico do Cenário de Maior Crescimento



Fonte: Autoria própria.

A análise da Figura 16 mostra que os anos de maior crescimento econômico apresentam, principalmente nas décadas de 1970 e 1980, variações de PIB bastante elevadas, chegando a valores acima de 10 por cento em determinados momentos. Esse período corresponde a fases conhecidas de expansão acelerada do país, marcadas por forte industrialização e grande necessidade de ampliação da oferta de energia elétrica.

A variação da potência instalada, embora também apresente picos expressivos nesse intervalo histórico, especialmente entre o final dos anos 1970 e início dos anos 1980, não acompanha o comportamento do PIB de maneira proporcional. Em vários anos, observa-se que a potência instalada cresce menos do que a atividade econômica, e em outros episódios, como na década de 1990 e nos anos mais recentes, o crescimento de capacidade hidrelétrica permanece moderado mesmo quando o PIB exibe taxas relativamente mais altas.

Esse comportamento reforça o distanciamento estrutural entre as duas variáveis. Enquanto o PIB responde de forma mais imediata às condições conjunturais da economia, a expansão hidrelétrica decorre de ciclos longos de planejamento, licenciamento e construção de usinas, o que gera menor volatilidade e reduz sensibilidade às flutuações de curto prazo. A Figura 16 evidencia, portanto, que a evolução da potência instalada em períodos de forte crescimento econômico não

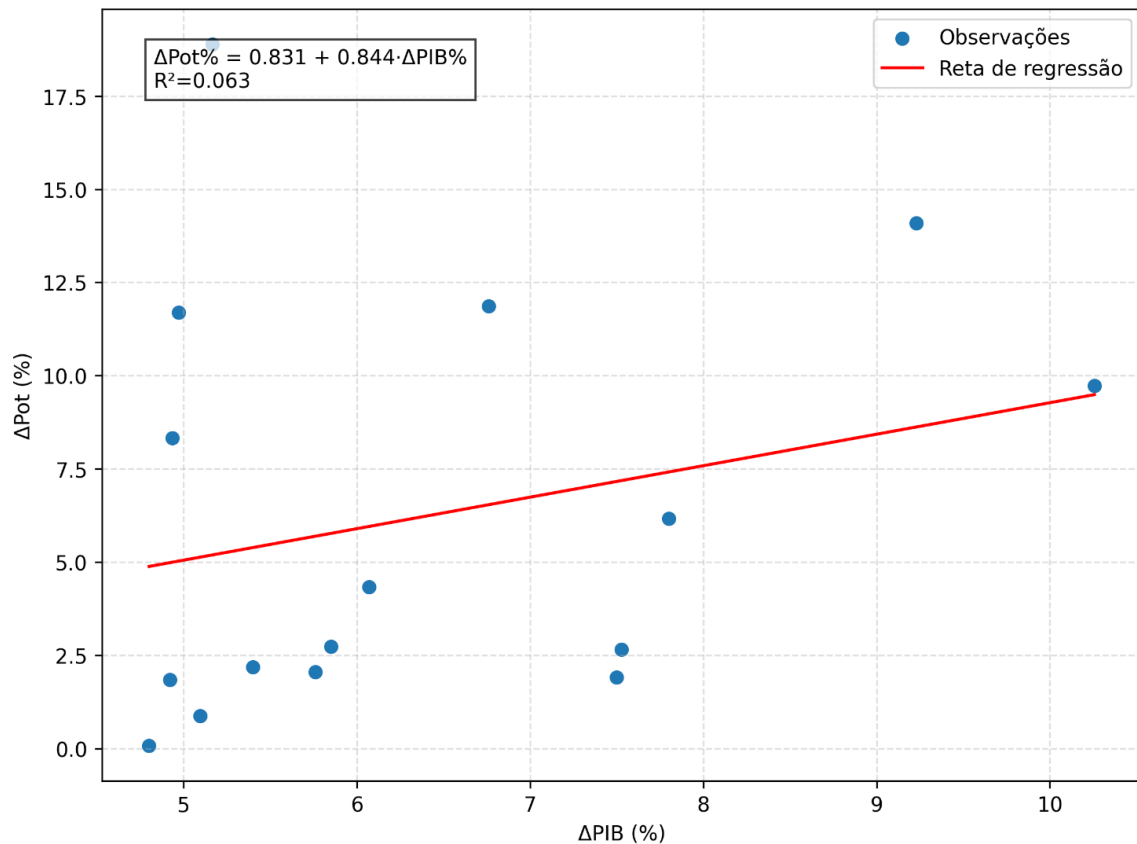
depende exclusivamente do dinamismo do PIB, mas de fatores estruturais já consolidados no setor elétrico, como carteiras de projetos contratados e maturação de empreendimentos de grande porte.

Essa dissociação visual será aprofundada no estudo da regressão linear, que demonstrará que, mesmo no ambiente mais favorável ao investimento, a correlação entre ΔPIB e ΔPot permanece limitada.

ANÁLISE ESTATÍSTICA E REGRESSÃO LINEAR

A Figura 17 a seguir apresenta a relação entre a variação anual do PIB e a variação anual da potência instalada hidrelétrica nos anos que compõem o cenário de maior crescimento econômico. O objetivo é avaliar se existe alguma associação linear entre as duas variáveis e em que medida a variação do PIB ajuda a explicar o comportamento da expansão hidrelétrica nesse conjunto de anos.

Figura 17: Regressão linear do Cenário de Maior Crescimento



Fonte: Autoria própria.

A regressão linear mostra que mesmo no conjunto de anos com o maior

dinamismo econômico, a relação estatística entre a variação do PIB e a variação da potência instalada permanece bastante limitada. O coeficiente de determinação (R^2) é extremamente baixo, indicando que apenas uma fração mínima das oscilações de $\Delta Pot\%$ pode ser explicada pelas variações de $\Delta PIB\%$.

Visualmente, observa-se uma dispersão significativa dos pontos, com valores de variação da potência instalada distribuídos ao longo de toda a faixa de ΔPIB , sem formação de um padrão claro entre as variáveis. Mesmo em anos em que o PIB apresenta crescimento elevado, a ampliação da potência instalada pode ser tanto moderada quanto substancial, revelando ausência de proporcionalidade ou dependência linear consistente.

O comportamento observado reforça que mesmo em períodos marcados por forte atividade econômica, a expansão hidrelétrica segue predominantemente fatores estruturais, como cronogramas de obras, execução de empreendimentos previamente contratados e disponibilidade de inventário, e não as flutuações anuais da economia. Dessa forma, a regressão linear é mantida apenas como referência metodológica, já que seu baixo poder explicativo inviabiliza o uso do modelo para projeções realistas de repotenciação.

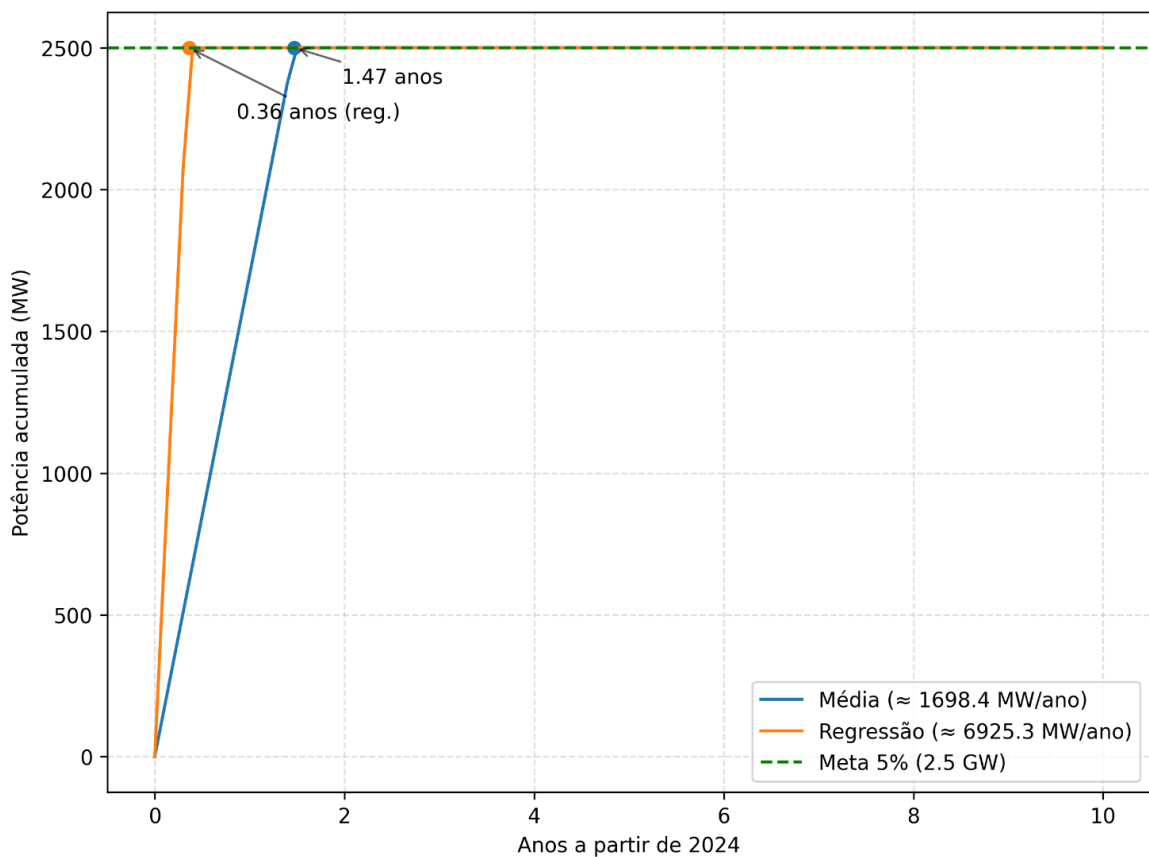
PROJEÇÕES DE REPOTENCIAÇÃO DE 5%, 10% E 20%

Com base nas taxas históricas de expansão anual da potência instalada observadas no cenário de maior crescimento, foram elaboradas três projeções correspondentes a acréscimos de 2,5 GW, 5 GW e 10 GW, equivalentes aos percentuais de 5 por cento, 10 por cento e 20 por cento do potencial total identificável para repotenciação. Em conformidade com a metodologia adotada, são apresentadas duas estimativas para cada cenário: a primeira resulta da média histórica da variação anual da potência instalada nos anos de maior dinamismo econômico, enquanto a segunda é derivada da taxa anual prevista pelo modelo de regressão linear entre a variação do PIB e a variação da potência instalada. Essas duas abordagens permitem comparar o desempenho histórico efetivo com o comportamento estimado pelo modelo estatístico, destacando as diferenças entre ambos os métodos.

CENÁRIO DE 5% DE REPOTENCIAÇÃO ($\approx 2,5$ GW)

A Figura 18 a seguir apresenta a projeção do acréscimo acumulado de potência instalada necessário para atingir 5 por cento de repotenciação do parque hidrelétrico, equivalente a aproximadamente 2,5 GW. As curvas representam duas formas de estimar a velocidade de expansão anual: a média histórica da variação da potência instalada no cenário de maior crescimento e a taxa anual estimada pelo modelo de regressão linear

Figura 18: Maior crescimento econômico com acréscimo de 5% proveniente de repotenciação



Fonte: Autoria própria.

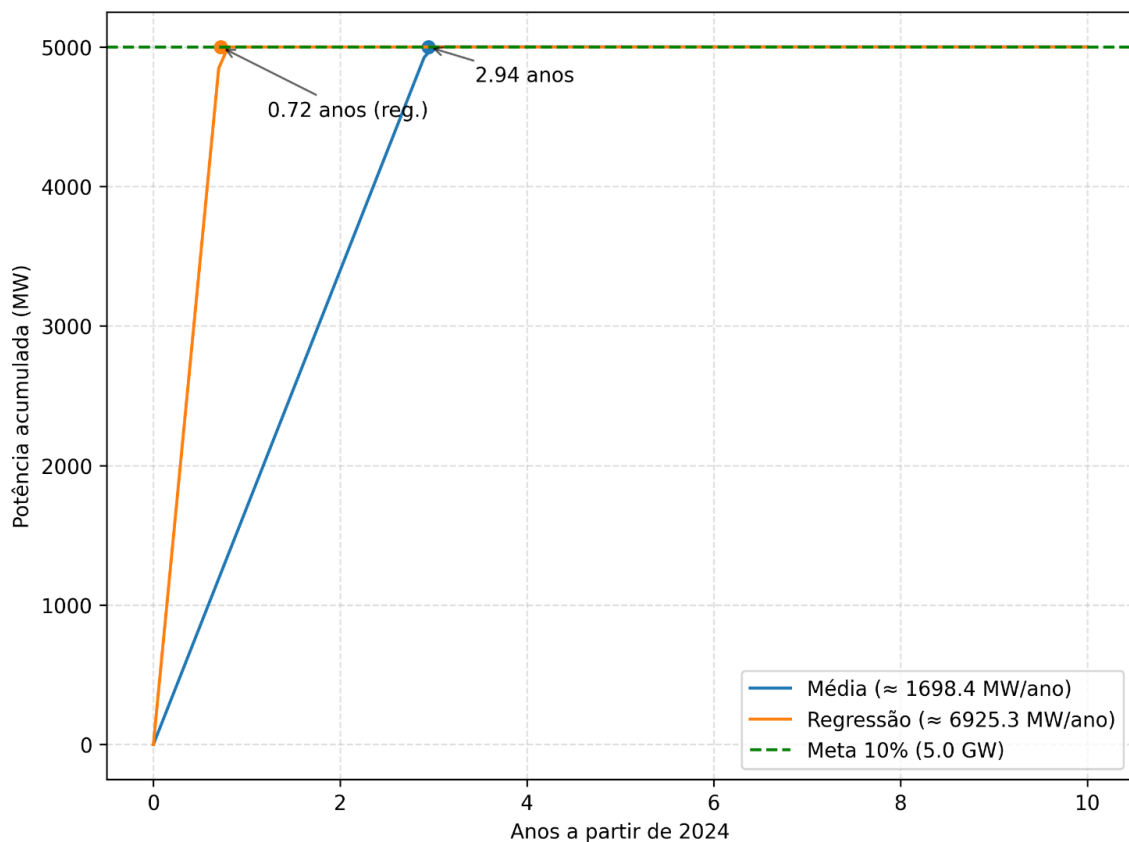
A análise do Figura 18 mostra que, no cenário de maior crescimento econômico, o acréscimo de aproximadamente 2,5 GW é alcançado em um intervalo relativamente curto. Com base na média histórica de expansão anual desse grupo de anos, que gira em torno de 1.698 MW por ano, o tempo necessário para atingir o patamar de 5 por cento de repotenciação é de aproximadamente 1,47 anos. Esse valor reflete o ritmo moderado de expansão observado historicamente, mesmo em períodos de forte atividade econômica.

A projeção baseada no modelo de regressão linear indica um tempo menor, estimando cerca de 0,57 anos para atingir o mesmo nível de capacidade acumulada. Isso ocorre porque a regressão prevê uma taxa anual significativamente mais alta do que a média histórica, sugerindo uma resposta mais intensa da expansão hidrelétrica às variações positivas do PIB.

CENÁRIO DE 10% DE REPOTENCIAÇÃO (≈ 5 GW)

A Figura 19 a seguir apresenta a projeção do acréscimo acumulado de potência instalada necessário para atingir 10 por cento de repotenciação do parque hidrelétrico, equivalente a aproximadamente 5 GW. As curvas comparam duas estimativas distintas de expansão anual: a média histórica da variação da potência instalada no cenário de maior crescimento e a taxa anual prevista pelo modelo de regressão linear.

Figura 19: Maior crescimento econômico com acréscimo de 10% proveniente de repotenciação



Fonte: Autoria própria.

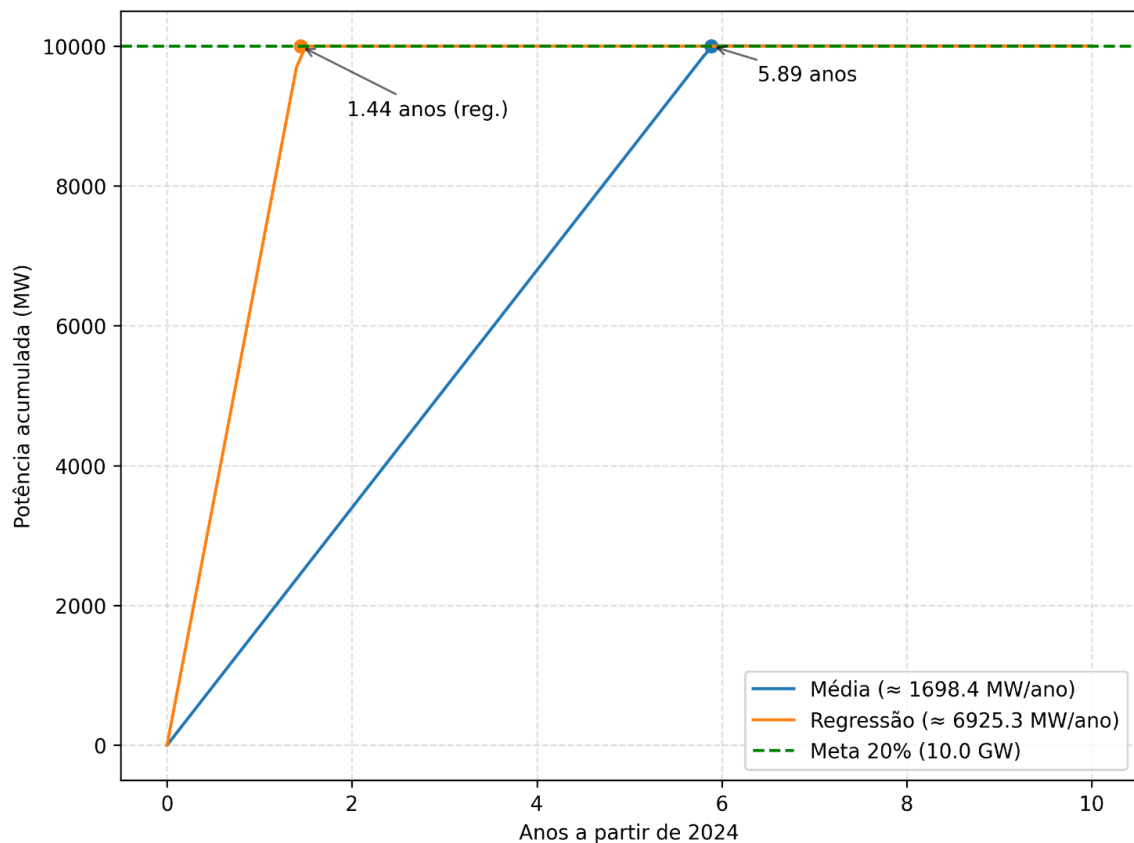
Conforme destacado, o cenário de maior crescimento econômico evidenciou-

se um acréscimo de aproximadamente 5 GW sendo alcançado em um intervalo relativamente curto quando considerada a média histórica de expansão da potência instalada. Com uma taxa média anual de cerca de 1.698 MW, o tempo necessário para atingir o patamar de 10 por cento de repotenciação é de aproximadamente 2,94 anos. Esse valor reflete o ritmo estruturado e contínuo de expansão hidrelétrica característico dos anos de maior dinamismo econômico, ainda que tal dinamismo não se traduza em incrementos anuais mais elevados do que os observados em outros cenários.

A curva baseada no modelo de regressão linear indica um tempo significativamente menor, estimando cerca de 1,15 anos para atingir o mesmo patamar acumulado. Essa diferença ocorre devido ao valor elevado da taxa anual prevista pela regressão, que sugere uma resposta mais intensa da potência instalada às variações positivas do PIB. Mesmo em um ambiente de forte atividade econômica, a expansão hidrelétrica continua seguindo ciclos de longo prazo e cronogramas previamente estabelecidos.

CENÁRIO DE 20% DE REPOTENCIAÇÃO (\approx 10 GW)

A Figura 20 a seguir apresenta a projeção do acréscimo acumulado de potência instalada necessário para atingir 20 por cento de repotenciação do parque hidrelétrico, equivalente a aproximadamente 10 GW. As curvas representam duas estimativas de expansão anual: a média histórica da variação da potência instalada no cenário de maior crescimento e a taxa anual prevista pelo modelo de regressão linear.

Figura 20: Maior crescimento econômico com acréscimo de 20% proveniente de repotenciação

Fonte: Autoria própria.

No cenário de maior crescimento econômico, a projeção para o acréscimo acumulado de 10 GW evidencia que a expansão hidrelétrica mantém um ritmo consistente, porém não acelerado, mesmo em ambientes macroeconômicos altamente favoráveis. Com uma taxa média anual de aproximadamente 1.698 MW, o tempo necessário para atingir a meta de 20 por cento de repotenciação é de cerca de 5,89 anos. Esse resultado reforça que, apesar do contexto de forte dinamismo econômico, o avanço da capacidade instalada depende principalmente de fatores estruturais, como a execução de projetos de longo prazo e a disponibilidade de inventário hidrelétrico.

A projeção derivada do modelo de regressão linear aponta um tempo significativamente menor, estimando aproximadamente 2,29 anos para alcançar o mesmo valor acumulado. Essa diferença expressiva decorre da taxa anual prevista pelo modelo, que sugere um impacto mais direto e intenso das variações positivas do PIB sobre a expansão hidrelétrica.

ANÁLISE DA SÉRIE COMPLETA

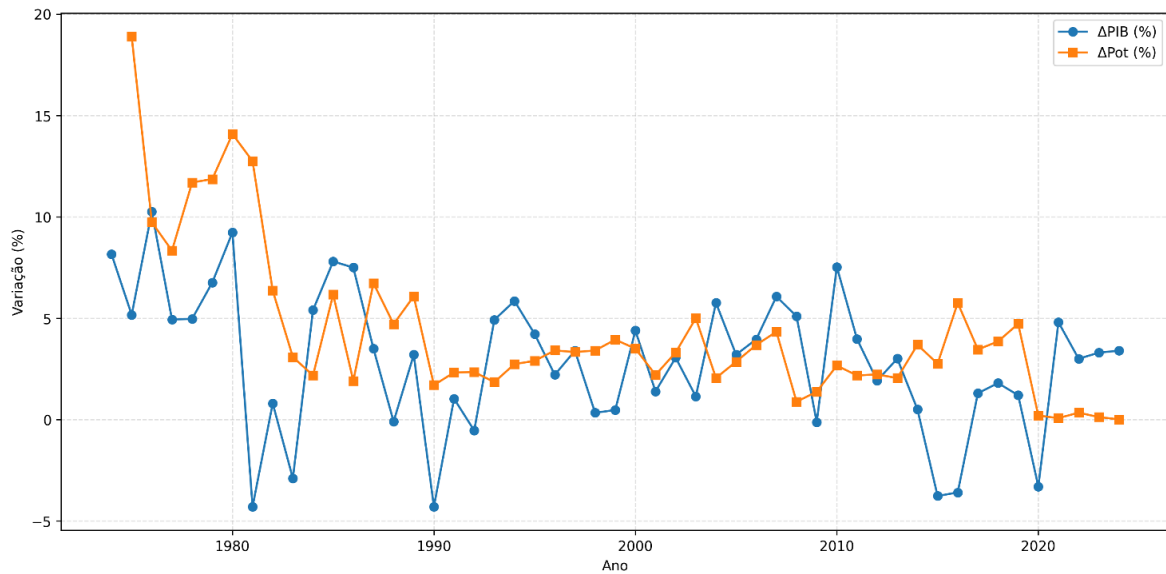
A análise da série completa integra todos os anos investigados neste estudo, abrangendo períodos de forte expansão econômica, fases de estagnação, episódios de retração e momentos de recuperação gradual. Essa consolidação permite avaliar o comportamento conjunto da variação anual do PIB e da variação da potência instalada hidrelétrica ao longo de mais de cinco décadas, oferecendo uma perspectiva global sobre a relação histórica entre o desempenho econômico brasileiro e a evolução da capacidade hidrelétrica.

Ao reunir em um único conjunto temporal todos os contextos macroeconômicos considerados nas seções anteriores, a série completa fornece uma visão abrangente da dinâmica estrutural do setor hidrelétrico. Essa abordagem possibilita identificar padrões gerais de expansão, momentos de maior ou menor sensibilidade da potência instalada às oscilações do PIB e o grau de consistência entre ciclos econômicos e avanços no parque gerador. Além disso, o estudo unificado serve como base para avaliar se o comportamento observado nos cenários específicos se mantém quando a análise é ampliada para toda a janela histórica.

A partir dessa estrutura integrada, torna-se possível compreender de forma mais clara como o setor hidrelétrico evolui em contextos econômicos distintos e em que medida sua trajetória histórica está associada a fatores conjunturais ou a condicionantes estruturais de longo prazo. Essa perspectiva global será aprofundada nas subseções seguintes, que exploram o comportamento histórico da série, sua relação estatística com o PIB e as projeções de repotenciação baseadas nos dados consolidados.

COMPORTAMENTO HISTÓRICO: Δ PIB (%) E Δ POTÊNCIA INSTALADA (%)

A Figura 20 a seguir apresenta a variação anual do PIB e da potência instalada hidrelétrica ao longo de toda a série histórica analisada. Esse conjunto integra simultaneamente períodos de forte expansão econômica, momentos de estagnação, episódios de recessão e fases de recuperação gradual, permitindo observar como essas duas variáveis evoluíram em diferentes contextos macroeconômicos ao longo das últimas décadas.

Figura 21: Histórico da Série Completa

Fonte: Autoria própria.

A observação da Figura 21 revela um comportamento bastante heterogêneo ao longo da série. O PIB apresenta ciclos marcados, com oscilações que incluem períodos de forte crescimento, como nas décadas de 1970 e início dos anos 2000, além de quedas acentuadas, como nas crises de 1981–1983, 1990, 2015–2016 e 2020. Em contraste, a variação da potência instalada hidrelétrica apresenta menor volatilidade, oscilando dentro de faixas mais estreitas e mantendo um padrão de expansão mais estável. Mesmo em anos em que o PIB sofre retrações significativas, a capacidade instalada tende a crescer moderadamente ou, quando reduzida, apresenta quedas de magnitude muito menor que as observadas no produto interno bruto.

Essa diferença de comportamento evidencia a natureza estrutural da expansão hidrelétrica no Brasil. Enquanto o PIB responde rapidamente a choques externos e internos, refletindo condições conjunturais da economia, a potência instalada depende de processos decisórios e executivos de longo prazo, como licenciamento ambiental, planejamento decenal, contratação de empreendimentos e execução física de obras. Dessa forma, mesmo em períodos de crise, a evolução da capacidade hidrelétrica não acompanha proporcionalmente as retrações econômicas, preservando a continuidade e menor sensibilidade às oscilações anuais da atividade produtiva.

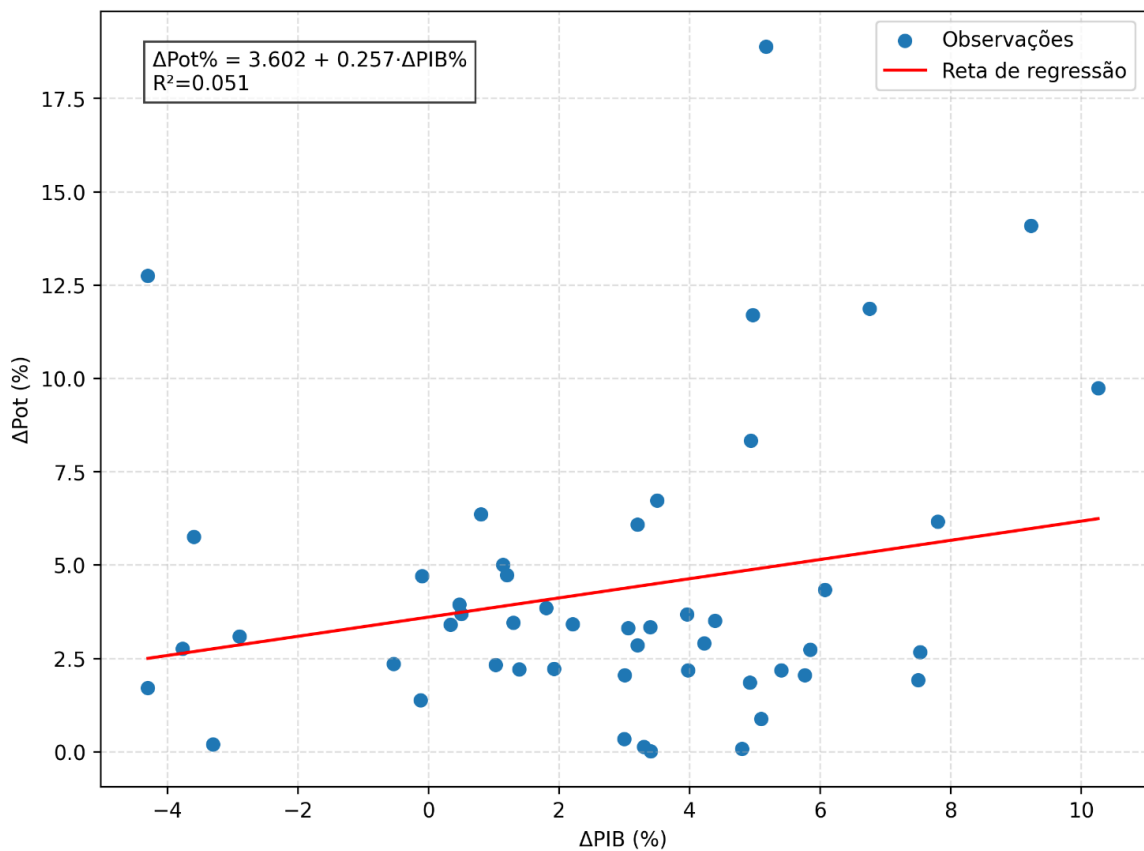
Outro aspecto importante observado na Figura 21 é que, embora existam momentos em que picos de crescimento econômico coincidem com avanços da

capacidade instalada, essa associação não se mantém de maneira sistemática. Em várias ocasiões, o PIB apresenta taxas elevadas enquanto a potência instalada cresce de forma moderada, e o inverso também ocorre. Essa ausência de paralelismo consistente sugere que as duas variáveis não evoluem de forma diretamente proporcional, reforçando a interpretação de que o setor hidrelétrico segue principalmente determinantes estruturais e não o ciclo econômico de curto prazo.

ANÁLISE ESTATÍSTICA E REGRESSÃO LINEAR

A Figura 22 a seguir apresenta a relação entre a variação anual do PIB e a variação anual da potência instalada hidrelétrica considerando toda a série histórica analisada. O objetivo desta etapa é verificar se existe algum padrão linear consistente entre as duas variáveis quando todos os anos são avaliados conjuntamente, incluindo períodos de expansão, crise, estabilidade e recuperação.

Figura 22: Regressão linear da Série Completa



Fonte: Autoria própria.

A dispersão dos pontos evidencia claramente a ausência de uma relação linear robusta entre as variáveis Δ PIB e Δ Potência Instalada ao longo de toda a série histórica. Os valores de variação da potência instalada encontram-se distribuídos de maneira ampla ao longo do eixo de Δ PIB, sem formação de qualquer tendência definida que sugira dependência estatística relevante. Mesmo em anos com crescimento econômico elevado, a variação da capacidade hidrelétrica pode assumir valores tanto moderados quanto mais expressivos, e o mesmo ocorre em períodos de baixo crescimento ou recessão, o que reforça a heterogeneidade do comportamento ao longo do tempo.

Esse padrão de dispersão resulta em um coeficiente de determinação extremamente baixo, indicando que as oscilações anuais do PIB explicam apenas uma fração mínima da variação observada na potência instalada hidrelétrica. O modelo linear, portanto, apresenta poder explicativo praticamente nulo quando aplicado à série histórica completa, revelando que as duas variáveis evoluem de forma independente.

A ausência de correlação significativa é coerente com a natureza estrutural do processo de expansão hidrelétrica no Brasil. Como destacado nas análises dos cenários anteriores, o setor elétrico opera segundo ciclos de planejamento e execução de longo prazo, com cronogramas que avançam independentemente das flutuações econômicas anuais. A construção de novas usinas, a implementação de projetos de modernização e a expansão da capacidade instalada dependem de fatores institucionais, regulatórios e técnicos, reduzindo a sensibilidade da infraestrutura hidrelétrica às variações anuais do PIB.

Diante desse contexto, a regressão linear permanece como instrumento metodológico complementar, útil para demonstrar a baixa associação entre as variáveis, mas inadequado para fins de projeção. Assim, as estimativas baseadas na média histórica de variação da potência instalada constituem uma referência mais consistente para a modelagem dos cenários de repotenciação, já que representam de forma mais fiel o comportamento efetivo do parque gerador ao longo do tempo.

PROJEÇÕES DE REPOTENCIAÇÃO DE 5%, 10% E 20%

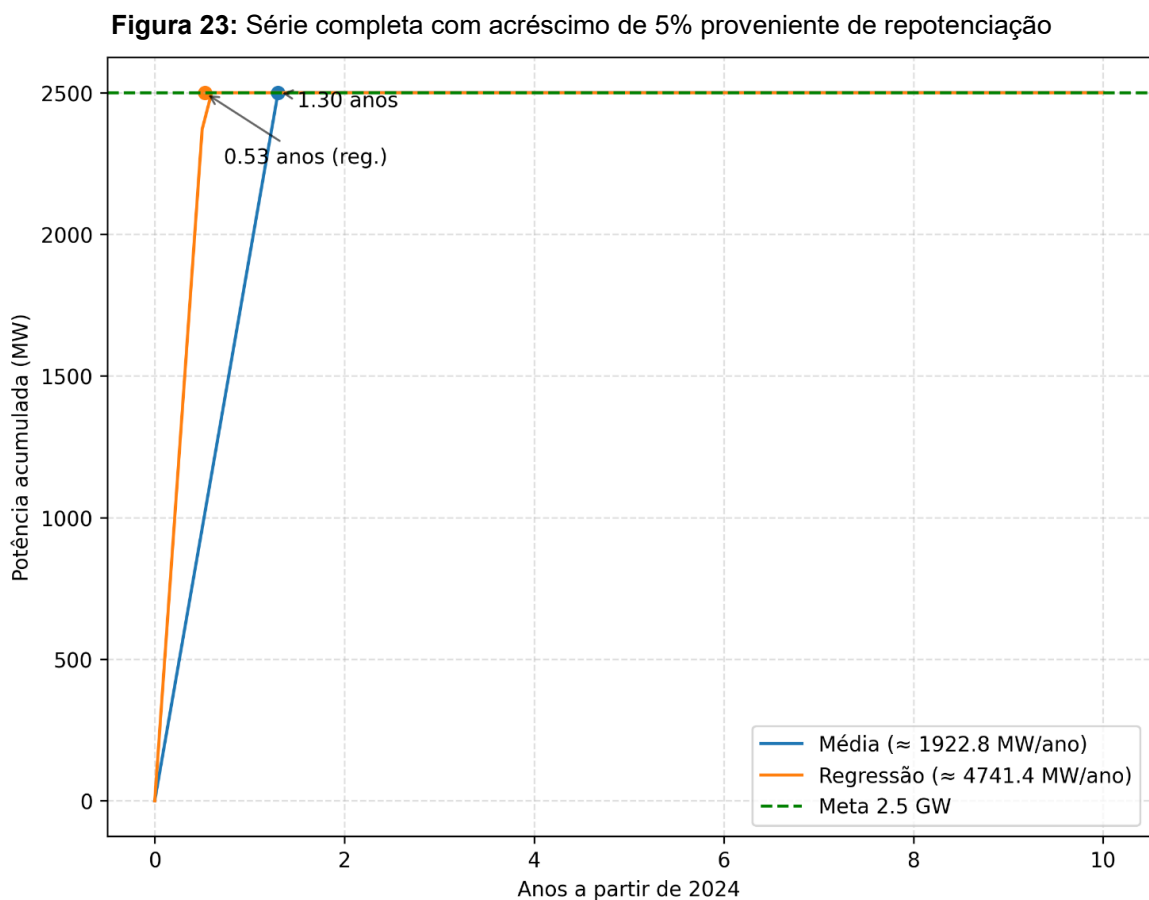
Com base nas taxas históricas de variação anual da potência instalada observadas na série completa, foram desenvolvidas três projeções correspondentes

aos valores de repotenciação de 5%, 10% e 20% do potencial total de cerca de 50 GW passível de repotenciação identificado pela literatura do setor e utilizado como referência metodológica neste estudo

As subseções seguintes apresentam os resultados detalhados para cada um dos três cenários, acompanhados dos respectivos gráficos de projeção e interpretações comparativas.

CENÁRIO DE 5% DE REPOTENCIAÇÃO ($\approx 2,5$ GW)

A Figura 23 apresenta a projeção do acréscimo acumulado de potência instalada necessário para atingir 5 por cento de repotenciação do parque hidrelétrico, equivalente a aproximadamente 2,5 GW. As curvas mostram duas estimativas distintas de expansão anual: a média histórica da variação da potência instalada ao longo de toda a série temporal e a taxa anual prevista pelo modelo de regressão linear aplicado sobre a mesma série.



Fonte: Autoria própria.

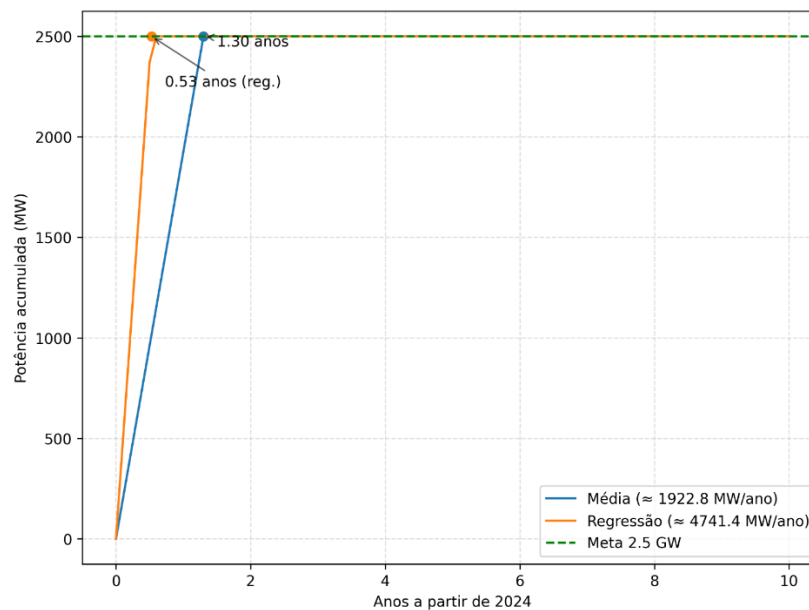
A análise da Figura 23 indica que, considerando a média histórica da série completa, o acréscimo de 2,5 GW é alcançado em um intervalo relativamente curto. Com uma taxa média anual de cerca de 1922,8 MW, o tempo necessário para atingir a meta é de aproximadamente 1,3 anos. Essa estimativa reflete o comportamento acumulado do setor ao longo de cinco décadas, incorporando fases de expansão acelerada, períodos de estabilidade e momentos de retração.

A projeção derivada do modelo de regressão linear indica um tempo menor, estimando 0,53 anos para atingir o mesmo valor acumulado. Essa diferença decorre da taxa anual prevista pela regressão, que tende a superestimar a velocidade de expansão, dado que o modelo atribui mais sensibilidade à variação do PIB do que a série histórica realmente apresenta.

CENÁRIO DE 10% DE REPOTENCIAÇÃO (≈ 5 GW)

A Figura 24 apresenta a projeção do acréscimo acumulado de potência instalada necessário para atingir 10 por cento de repotenciação do parque hidrelétrico, equivalente a aproximadamente 5 GW. Assim como no cenário anterior, são exibidas duas curvas de crescimento anual: a média histórica da variação da potência instalada ao longo de toda a série temporal e a taxa anual estimada pelo modelo de regressão linear aplicado à série completa.

Figura 24: Série completa com acréscimo de 10% proveniente de repotenciação



Fonte: Autoria própria.

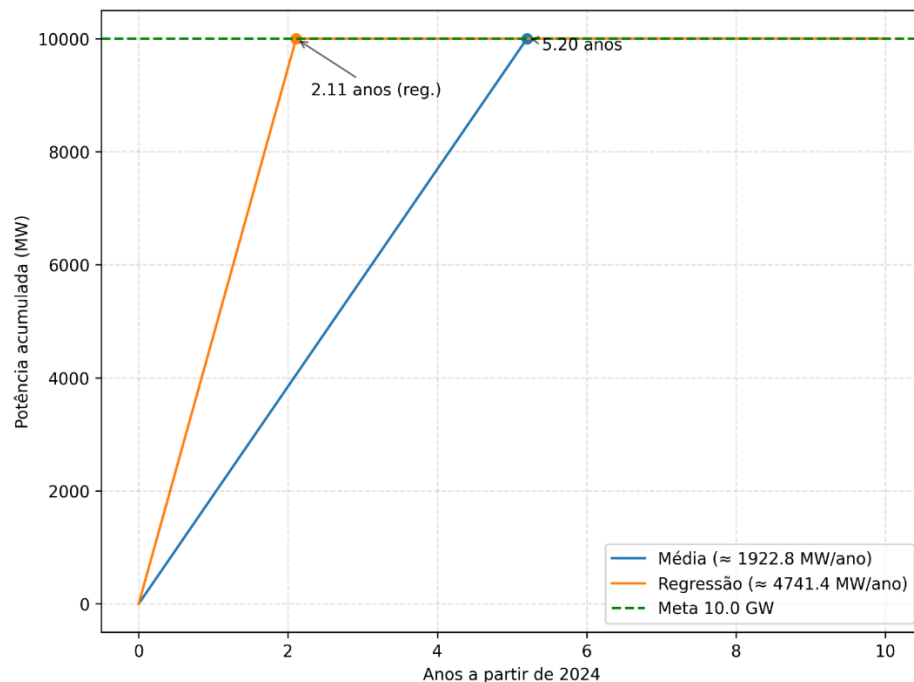
A análise da Figura 24 mostra que, considerando a média histórica da série completa, o acréscimo acumulado de 5 GW é atingido em um intervalo relativamente curto. Com base em uma taxa média anual de aproximadamente 1922.8 MW, o tempo estimado para alcançar esse patamar é de cerca de 1.30 anos. Esse resultado reflete o comportamento consolidado da expansão hidrelétrica ao longo de toda a série de dados, abrangendo tanto períodos de forte crescimento econômico quanto fases de desaceleração.

A projeção baseada no modelo de regressão linear indica um tempo significativamente menor, estimando aproximadamente 0.53 anos para atingir o mesmo nível acumulado de capacidade.

CENÁRIO DE 20% DE REPOTENCIAÇÃO (≈ 10 GW)

A Figura 25 apresenta a projeção do acréscimo acumulado de potência instalada necessário para atingir 20 por cento de repotenciação do parque hidrelétrico, equivalente a aproximadamente 10 GW. Assim como nos demais cenários, duas estimativas de expansão anual são comparadas: a média histórica da variação da potência instalada calculada sobre toda a série temporal e a taxa anual prevista pelo modelo de regressão linear ajustado à série completa.

Figura 25: Série completa com acréscimo de 20% proveniente de repotenciação



Fonte: Autoria própria.

A análise da Figura 25 indica que, com base na média histórica da série completa, o acréscimo acumulado de 10 GW é alcançado em um intervalo moderado. Considerando uma taxa média anual de aproximadamente 1922,8 MW, o tempo estimado para atingir o patamar de 20% de repotenciação é de cerca de 5,20 anos. Esse valor reflete o comportamento agregado da expansão hidrelétrica ao longo de várias décadas, incorporando tanto períodos de forte crescimento quanto fases de contração ou estabilidade econômica.

A projeção derivada do modelo de regressão linear aponta um tempo consideravelmente menor, estimando aproximadamente 2,11 anos para atingir o mesmo valor acumulado. Assim como observado nos cenários de 5% e 10 %, essa diferença decorre da taxa anual prevista pelo modelo, que tende a superestimar a velocidade de expansão da potência instalada.

APENDICE B – AVALIAÇÃO MICROECONÔMICA

VARIAÇÃO DE ENERGIA MÉDIA ANUAL

A Tabela 6 apresenta a geração média anual das usinas selecionadas, a partir da qual foram estimados os cenários de geração média correspondentes aos acréscimos de cinco, dez e vinte por cento na potência instalada. Com base nesses valores projetados, foi possível determinar o incremento anual de energia, expresso em megawatts-hora por ano, associado a cada cenário de repotenciação.

Tabela 6: Variação anual da energia para os cenários de repotenciação propostos entre os anos de 2022 e 2024.

Nome da Usina	MW _{med}	Mw _{med} 5%	Mw _{med} 10%	Mw _{med} 20%	Precip. [mm]	Energia [MWh/ano]	Δ Energia 5% [MWh/ano]	Δ Energia 10% [MWh/ano]	Δ Energia 20% [MWh/ano]
Água Vermelha	628,29	659,70	691,11	753,94	3,29	5503776,76	275188,84	550377,68	1100755,35
Apolônio Sales	26,87	28,21	29,56	32,24	3,49	235365,43	11768,27	23536,54	47073,09
Balbina	127,81	134,20	140,60	153,38	2,61	1119650,95	55982,55	111965,10	223930,19
Bariri	58,39	61,31	64,23	70,06	5,89	511473,22	25573,66	51147,32	102294,64
Barra Bonita	43,40	45,57	47,74	52,08	3,49	380160,18	19008,01	38016,02	76032,04
Boa Esperança	131,82	138,41	145,00	158,18	3,49	1154722,97	57736,15	115472,30	230944,59
Cachoeira Dourada	259,58	272,55	285,53	311,49	2,54	2273885,73	113694,29	227388,57	454777,15
Estreito	490,45	514,97	539,49	588,54	3,52	4296327,24	214816,36	429632,72	859265,45
Euclides da Cunha	47,09	49,44	51,80	56,51	3,73	412511,79	20625,59	41251,18	82502,36
Fontes Nova	89,94	94,43	98,93	107,93	3,49	787856,83	39392,84	78785,68	157571,37
Funil (RJ)	97,07	101,92	106,77	116,48	3,97	850307,76	42515,39	85030,78	170061,55
Furnas	541,55	568,63	595,70	649,86	3,97	4743963,20	237198,16	474396,32	948792,64
Gov. B. Munhoz	760,10	798,10	836,11	912,12	3,29	6658448,17	332922,41	665844,82	1331689,63
Gov. N. Braga	746,70	784,03	821,37	896,04	4,37	6541072,35	327053,62	654107,24	1308214,47
Gov. P.de Souza	125,19	131,45	137,71	150,23	4,37	1096690,73	54834,54	109669,07	219338,15
H. B. Externa	53,66	56,34	59,03	64,39	4,37	470058,95	23502,95	47005,90	94011,79

Nome da Usina	MW _{med}	Mw _{med} 5%	Mw _{med} 10%	Mw _{med} 20%	Precip. [mm]	Energia [MWh/ano]	Δ Energia 5% [MWh/ano]	Δ Energia 10% [MWh/ano]	Δ Energia 20% [MWh/ano]
H. B. Subterrânea	49,24	51,71	54,17	59,09	3,49	431371,41	21568,57	43137,14	86274,28
Ibitinga	64,80	68,04	71,28	77,77	3,49	567685,39	28384,27	56768,54	113537,08
Ilha dos Pombos	81,22	85,28	89,34	97,46	3,97	711463,49	35573,17	71146,35	142292,70
Ilha Solteira	1321,98	1388,08	1454,18	1586,38	3,49	11580538,16	579026,91	1158053,82	2316107,63
Itaipu 60 Hz	4010,48	4211,00	4411,52	4812,57	3,49	35131762,10	1756588,11	3513176,21	7026352,42
Itaúba	212,24	222,85	233,46	254,68	4,37	1859189,73	92959,49	185918,97	371837,95
Itumbiara	615,55	646,33	677,11	738,66	4,90	5392238,10	269611,90	539223,81	1078447,62
Jacuí	80,52	84,54	88,57	96,62	3,29	705326,97	35266,35	70532,70	141065,39
Jaguara	262,39	275,51	288,63	314,87	4,90	2298544,14	114927,21	229854,41	459708,83
Jupia	677,93	711,83	745,72	813,52	3,29	5938662,54	296933,13	593866,25	1187732,51
Jurumirim	36,05	37,86	39,66	43,26	3,49	315825,99	15791,30	31582,60	63165,20
Luiz Gonzaga	603,86	634,05	664,25	724,63	3,49	5289820,58	264491,03	528982,06	1057964,12
Marimbondo	589,50	618,97	648,45	707,40	1,88	5164006,46	258200,32	516400,65	1032801,29
Masc. de Moraes	269,37	282,84	296,31	323,25	3,29	2359697,16	117984,86	235969,72	471939,43
Nilo Peçanha	279,51	293,48	307,46	335,41	3,29	2448482,62	122424,13	244848,26	489696,52
Nova Avanhandava	122,78	128,92	135,06	147,34	3,97	1075577,17	53778,86	107557,72	215115,43
Passo Fundo	116,82	122,66	128,50	140,19	3,49	1023360,29	51168,01	102336,03	204672,06
Passo Real	80,10	84,10	88,11	96,12	4,90	701647,20	35082,36	70164,72	140329,44
Paulo Afonso I	6,65	6,98	7,32	7,98	4,90	58271,52	2913,58	5827,15	11654,30
Paulo Afonso II	5,11	5,36	5,62	6,13	2,61	44748,75	2237,44	4474,87	8949,75
Paulo Afonso III	72,43	76,05	79,67	86,92	2,61	634488,14	31724,41	63448,81	126897,63
Paulo Afonso IV	1183,85	1243,04	1302,23	1420,61	2,61	10370488,69	518524,43	1037048,87	2074097,74
Pereira Passos	43,35	45,51	47,68	52,02	2,61	379721,89	18986,09	37972,19	75944,38
Porto Colômbia	175,06	183,82	192,57	210,08	3,97	1533559,18	76677,96	153355,92	306711,84
Promissão	92,33	96,95	101,56	110,80	3,29	808804,79	40440,24	80880,48	161760,96
Rosana	174,70	183,44	192,17	209,64	3,49	1530402,03	76520,10	153040,20	306080,41

Nome da Usina	MW _{med}	Mw _{med} 5%	Mw _{med} 10%	Mw _{med} 20%	Precip. [mm]	Energia [MWh/ano]	Δ Energia 5% [MWh/ano]	Δ Energia 10% [MWh/ano]	Δ Energia 20% [MWh/ano]
Salto Grande (MG)	47,84	50,23	52,63	57,41	3,49	419102,17	20955,11	41910,22	83820,43
Samuel	79,40	83,37	87,34	95,29	3,29	695581,89	34779,09	69558,19	139116,38
São Simão	954,19	1001,90	1049,61	1145,03	4,10	8358747,11	417937,36	835874,71	1671749,42
Taquaruçu	178,80	187,74	196,68	214,56	3,29	1566310,84	78315,54	156631,08	313262,17
Emborcação	304,72	319,96	335,20	365,67	3,49	2669374,44	133468,72	266937,44	533874,89
Três Irmãos	183,38	192,55	201,72	220,06	3,29	1606437,58	80321,88	160643,76	321287,52
Três Marias	207,94	218,34	228,74	249,53	3,49	1821579,52	91078,98	182157,95	364315,90
Tucuruí	3420,73	3591,77	3762,80	4104,87	3,29	29965583,79	1498279,19	2996558,38	5993116,76
Volta Grande	189,15	198,61	208,07	226,98	5,14	1656977,67	82848,88	165697,77	331395,53

Nota: Os valores megawatts médios obtidos estão em unidades anuais.

Na Tabela 7 estão dispostos os valores calculados para o acréscimo de potência instalada nos três cenários e o investimento necessário por usina em reais. Para realização do cálculo de investimento foi considerado o custo de 7000 R\$/kW.

Tabela 7: Acréscimo de potência instalada para os cenários de repotenciação e investimento.

Nome da Usina	Potencia Instalada [kW]	Acréscimo 5% [kW]	Acréscimo 10% [kW]	Acréscimo 20% [kW]	Investimento [mil R\$]
Água Vermelha	1396,200	69,810	139,620	279,240	9773,4
Apolônio Sales	400,000	20,000	40,000	80,000	2800
Balbina	249,750	12,488	24,975	49,950	1748,25
Bariri	143,100	7,155	14,310	28,620	1001,7
Barra Bonita	140,760	7,038	14,076	28,152	985,32
Boa Esperança	237,300	11,865	23,730	47,460	1661,1
Cachoeira Dourada	658,000	32,900	65,800	131,600	4606
Estreito	1050,000	52,500	105,000	210,000	7350
Euclides da Cunha	108,800	5,440	10,880	21,760	761,6

Nome da Usina	Potencia Instalada [kW]	Acréscimo 5% [kW]	Acréscimo 10% [kW]	Acréscimo 20% [kW]	Investimento [mil R\$]
Fontes Nova	131,988	6,599	13,199	26,398	923,916
Funil (RJ)	216,000	10,800	21,600	43,200	1512
Furnas	1216,000	60,800	121,600	243,200	8512
Gov. B. Munhoz	1676,000	83,800	167,600	335,200	11732
Gov. N. Braga	1260,000	63,000	126,000	252,000	8820
Gov. P.de Souza	260,000	13,000	26,000	52,000	1820
H. B. Externa	469,000	23,450	46,900	93,800	3283
H. B. Subterrânea	420,000	21,000	42,000	84,000	2940
Ibitinga	131,490	6,575	13,149	26,298	920,43
Ilha dos Pombos	187,169	9,358	18,717	37,434	1310,183
Ilha Solteira	3444,000	172,200	344,400	688,800	24108
Itaipu 60 Hz	7000,000	350,000	700,000	1400,000	49000
Itaúba	500,400	25,020	50,040	100,080	3502,8
Itumbiara	2082,000	104,100	208,200	416,400	14574
Jacuí	180,000	9,000	18,000	36,000	1260
Jaguara	424,000	21,200	42,400	84,800	2968
Jupiá	1551,200	77,560	155,120	310,240	10858,4
Jurumirim	100,956	5,048	10,096	20,191	706,692
Luiz Gonzaga	1479,600	73,980	147,960	295,920	10357,2
Marimbondo	1440,000	72,000	144,000	288,000	10080
Masc. de Moraes	476,000	23,800	47,600	95,200	3332
Nilo Peçanha	380,030	19,002	38,003	76,006	2660,21
Nova Avanhandava	347,400	17,370	34,740	69,480	2431,8
Passo Fundo	226,000	11,300	22,600	45,200	1582
Passo Real	158,000	7,900	15,800	31,600	1106
Paulo Afonso I	180,001	9,000	18,000	36,000	1260,007
Paulo Afonso II	443,000	22,150	44,300	88,600	3101
Paulo Afonso III	794,200	39,710	79,420	158,840	5559,4
Paulo Afonso IV	2462,400	123,120	246,240	492,480	17236,8

Nome da Usina	Potencia Instalada [kW]	Acréscimo 5% [kW]	Acréscimo 10% [kW]	Acréscimo 20% [kW]	Investimento [mil R\$]
Pereira Passos	99,900	4,995	9,990	19,980	699,3
Porto Colômbia	320,000	16,000	32,000	64,000	2240
Promissão	264,000	13,200	26,400	52,800	1848
Rosana	354,000	17,700	35,400	70,800	2478
Salto Grande (MG)	102,000	5,100	10,200	20,400	714
Samuel	216,750	10,838	21,675	43,350	1517,25
São Simão	1710,000	85,500	171,000	342,000	11970
Taquaruçu	525,000	26,250	52,500	105,000	3675
Emborcação	1192,000	59,600	119,200	238,400	8344
Três Irmãos	807,500	40,375	80,750	161,500	5652,5
Três Marias	396,000	19,800	39,600	79,200	2772
Tucuruí	8535,000	426,750	853,500	1707,000	59745
Volta Grande	380,000	19,000	38,000	76,000	2660

Fonte: Autoria própria.