

**idp**

v.6 n. 1

**103**

# DEBATES EM ECONOMIA APLICADA

## WORKING PAPER

**IMPACTO DA SECA NO RISCO DE CRÉDITO DE  
HIDRELÉTRICAS DA BACIA AMAZÔNICA**

**CLÁUDIO DA SILVA CÂMARA**

# IMPACTO DA SECA NO RISCO DE CRÉDITO DE HIDRELÉTRICAS DA BACIA AMAZÔNICA

CLÁUDIO DA SILVA CÂMARA<sup>a</sup>

---

<sup>a</sup>Cláudio da Silva Câmara é Mestre em Economia pelo Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa (IDP). E-mail: [claudiocamara10@hotmail.com](mailto:claudiocamara10@hotmail.com). ORCID: 0009-0004-9573-0774.

## IDP

O IDP é um centro de excelência no ensino, na pesquisa e na extensão nas áreas da Administração Pública, Direito e Economia. O Instituto tem como um de seus objetivos centrais a profusão e difusão do conhecimento de assuntos estratégicos nas áreas em que atua, constituindo-se um think tank independente que visa contribuir para as transformações sociais, políticas e econômicas do Brasil.

### DIREÇÃO E COORDENAÇÃO

#### **Diretor Geral**

Francisco Schertel

#### **Coordenador do Mestrado em Economia**

José Luiz Rossi

### CONSELHO EDITORIAL

#### **Coordenação**

Thiago Caldeira

Emmanuel Brasil

#### **Supervisão e Revisão**

Mathias Tessmann

Lucas Dutra

#### **Projeto Gráfico e Diagramação**

Juliana Vasconcelos

**[www.idp.edu.br](http://www.idp.edu.br)**

Revista Técnica voltada à divulgação de resultados preliminares de estudos e pesquisas aplicados em desenvolvimento por professores, pesquisadores e estudantes de pós-graduação com o objetivo de estimular a produção e a discussão de conhecimentos

## DEBATES EM ECONOMIA APLICADA

técnicos relevantes na área de Economia.

Convidamos a comunidade acadêmica e profissional a enviar comentários e críticas aos autores, visando o aprimoramento dos trabalhos para futura publicação. Por seu propósito se concentrar na recepção de comentários e críticas, a Revista Debates em Economia Aplicada não possui ISSN e não fere o ineditismo dos trabalhos divulgados.

As publicações da Revista estão disponíveis para acesso e download gratuito no formato PDF. Acesse: [www.idp.edu.br](http://www.idp.edu.br)

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade dos autores, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do IDP.

Qualquer citação aos trabalhos da Série só é permitida mediante autorização expressa do(s) autor(es).

# debates em economia aplicada

## SUMÁRIO

1	Introdução .....	6
2	Referencial Teórico .....	10
3	Metodologia .....	11
3.1	Descrição das Variáveis e Tratamento dos Dados .....	11
3.2	Tabela de variáveis .....	12
3.3	Riscos e Considerações na Mensalização de Séries Trimestrais: Justificativa e Aceitabilidade .....	13
3.4	Estratégia Empírica .....	14
4	Resultados e Discussões .....	14
4.1	Testes de Raiz Unitária .....	15
4.2	Quebras Estruturais e Eventos Climáticos .....	16
4.3	Teste de Cointegração de Johansen .....	16
4.4	Seleção de Modelos e Principais Determinantes .....	16
5	Conclusão .....	21
	Referências .....	25
6	Apêndices .....	27

**RESUMO:** Este artigo analisa como a intensificação das secas na Bacia Amazônica afeta simultaneamente a geração hidrelétrica e o risco de crédito das concessionárias, integrando dimensões climáticas, hidrológicas e financeiras em um arcabouço econométrico unificado. O estudo aplica modelos ARDL e VECM a séries mensais (2016–2025) das usinas Santo Antônio Energia (SA) e Belo Monte (BM), combinando testes de cointegração, funções impulso-resposta e simulações de estresse climático. Na Fase 1, os resultados indicam elevada sensibilidade da geração elétrica a choques de temperatura e vazão, confirmando que o aquecimento e a redução das vazões constituem fatores críticos para a estabilidade da produção. Na Fase 2, esses impactos físicos são integrados às demonstrações financeiras, permitindo estimar elasticidades entre geração e receita e calcular o indicador *Revenue-at-Risk* (RaR10), que mensura o risco financeiro associado a uma redução de 10% na produção. Os achados revelam maior resiliência operacional em Santo Antônio, associada à flexibilidade contratual, e maior vulnerabilidade financeira em Belo Monte, decorrente de sua dependência física da vazão. Os resultados evidenciam que o risco climático físico é um determinante mensurável do risco financeiro e de crédito no setor hidrelétrico, contribuindo para a incorporação desse risco à análise de solvência corporativa, em linha com as diretrizes do NGFS e do Banco Central do Brasil.

**PALAVRAS-CHAVE:** Seca Amazônica; Testes de Estresse Climático; Energia Hidrelétrica; Risco Climático; Modelos ARDL/VECM; Funções Impulso-Resposta; Risco de Crédito.

**ABSTRACT:** This article examines how the intensification of droughts in the Amazon Basin simultaneously affects hydropower generation and the credit risk of concessionaires, integrating climatic, hydrological, and financial dimensions within a unified econometric framework. The study applies ARDL and VECM models to monthly data (2016–2025) from the Santo Antônio (SA) and Belo Monte (BM) hydropower plants, combining cointegration tests, impulse response functions, and climate stress simulations. In Phase 1, the results indicate a high sensitivity of electricity generation to temperature and river flow shocks, confirming that rising temperatures and declining water availability are critical determinants of generation stability. In Phase 2, these physical impacts are linked to firms' financial statements, allowing the estimation of elasticities between generation and revenues and the computation of the Revenue-at-Risk (RaR10) indicator, which measures financial risk associated with a 10% decline in production. The findings reveal greater operational resilience in Santo Antônio, supported by contractual flexibility, and heightened financial vulnerability in Belo Monte, reflecting its strong physical dependence on river flow. Overall, the results demonstrate that physical climate risk constitutes a measurable driver of financial and credit risk in the hydropower sector, contributing to the integration of climate risk into corporate solvency analysis in line with the guidelines of the Network for Greening the Financial System (NGFS) and the Central Bank of Brazil.

**KEYWORDS:** Amazon Drought; Hydropower; Climate Risk; ARDL/VECM Models; Impulse-Response Functions; Credit Risk; Climate Stress Testing.

**RESUMEN:** Este artículo analiza cómo la intensificación de las sequías en la Cuenca Amazónica afecta simultáneamente la generación hidroeléctrica y el riesgo de crédito de las concesiona-

rias, integrando dimensiones climáticas, hidrológicas y financieras en un marco econométrico unificado. El estudio aplica modelos ARDL y VECM a series mensuales (2016–2025) de las centrales Santo Antônio Energia (SA) y Belo Monte (BM), combinando pruebas de cointegración, funciones impulso–respuesta y simulaciones de estrés climático. En la Fase 1, los resultados indican una elevada sensibilidad de la generación eléctrica a choques de temperatura y caudal, confirmando que el calentamiento y la reducción de los caudales constituyen factores críticos para la estabilidad de la producción. En la Fase 2, estos impactos físicos se integran a los estados financieros, permitiendo estimar elasticidades entre generación e ingresos y calcular el indicador *Revenue-at-Risk* (RaR10), que mide el riesgo financiero asociado a una reducción del 10% en la producción. Los hallazgos revelan una mayor resiliencia operativa en Santo Antônio, asociada a la flexibilidad contractual, y una mayor vulnerabilidad financiera en Belo Monte, derivada de su dependencia física del caudal. Los resultados evidencian que el riesgo climático físico es un determinante mensurable del riesgo financiero y de crédito en el sector hidroeléctrico, contribuyendo a la incorporación de este riesgo en el análisis de solvencia corporativa, en línea con las directrices del NGFS y del Banco Central de Brasil.

**PALABRAS CLAVE:** Sequía Amazónica; Energía Hidroeléctrica; Riesgo Climático; Modelos ARDL/VECM; Funciones Impulso–Respuesta; Riesgo de Crédito; Pruebas de Estrés Climático.

**CLASSIFICAÇÃO JEL:** Q40, Q41, Q47.

## 1 Introdução

### Contextualização do Tema

A matriz elétrica brasileira caracteriza-se pela elevada dependência da geração hidrelétrica, responsável por mais de 60% da capacidade instalada nacional ([Empresa de Pesquisa Energética, 2025](#)). Embora essa configuração reflita a abundância hídrica do país, ela também expõe o sistema a vulnerabilidades estruturais diante da intensificação das mudanças climáticas e da recorrência de secas prolongadas ([Agência Nacional de Águas, 2002](#); [Intergovernmental Panel on Climate Change, 2021](#)). A expansão da geração hidrelétrica na Amazônia reforçou essa dependência, uma vez que grandes empreendimentos, como Santo Antônio Energia (SA) e Belo Monte (BM), operam em bacias marcadas por elevada sensibilidade hidrológica e crescente instabilidade climática ([Empresa de Pesquisa Energética, 2006](#); [Marengo e Costa, 2023](#)).

Episódios recentes de estiagem — notadamente em 2005, 2010, 2016 e 2023 — evidenciaram os efeitos das anomalias hidrometeorológicas sobre a produção hidrelétrica e o equilíbrio do sistema elétrico nacional ([Espinoza et al., 2016](#); [World Weather Attribution, 2024](#)). A combinação entre aumento da temperatura, redução da precipitação e alterações no regime atmosférico compromete as vazões fluviais, afetando a geração de energia e produzindo impactos econômicos relevantes, como maior acionamento de termelétricas e pressões tarifárias ([International Energy Agency, 2021](#); [Kotz et al., 2022](#)).

Além dos riscos à segurança energética, choques climáticos têm implicações diretas sobre a estabilidade financeira das concessionárias, ao afetarem a capacidade de geração, a receita operacional e os indicadores de crédito ([Hamilton et al., 2020](#); [Sant'Anna, 2023](#)). Em resposta, organismos regulatórios e financeiros passaram a incorporar o risco climático às agendas prudenciais, recomendando sua inclusão em testes de estresse e análises de crédito setoriais ([Network for Greening the Financial System, 2022](#); [Banco Central do Brasil, 2023](#)). No Brasil, o setor hidrelétrico figura entre os mais expostos a riscos físicos do clima, dada a concentração da geração em bacias sujeitas à elevada variabilidade hidrológica ([Denaro et al., 2022](#)).

Apesar desses avanços, ainda são escassos os estudos que quantificam, de forma integrada, os efeitos das secas sobre variáveis financeiras de usinas específicas na Amazônia. Ao enfrentar essa lacuna, este artigo contribui para a economia do risco climático ao conectar variáveis climáticas, hidrológicas e financeiras em um arcabouço econométrico aplicado a grandes hidrelétricas, oferecendo subsídios empíricos para a regulação prudencial, a governança financeira e estratégias de resiliência no contexto da transição energética.

## Problema de Pesquisa

A crescente variabilidade climática na Bacia Amazônica tem alterado os regimes hidrológicos, impactando a geração de energia elétrica e a estabilidade financeira das hidrelétricas. Secas e eventos climáticos extremos reduzem as vazões, comprometem a produção e aumentam os custos operacionais, pressionando a rentabilidade das concessionárias.

Esses choques hidrológicos não afetam todas as usinas igualmente. Algumas mitigam perdas por meio de ajustes contratuais, enquanto outras enfrentam queda de receita e piora nos indicadores de risco de crédito. Essa assimetria destaca uma lacuna: como os choques climáticos se refletem no desempenho econômico-financeiro e no risco de crédito das usinas hidrelétricas da Amazônia?

Este artigo visa preencher essa lacuna, conectando risco climático e desempenho financeiro, contribuindo tanto para a literatura acadêmica quanto para a regulação do setor elétrico.

## Hipóteses da Pesquisa

As hipóteses desta pesquisa decorrem do pressuposto de que a intensificação das secas e da variabilidade climática na Amazônia afeta a geração de energia, a estabilidade das receitas e o risco de crédito das hidrelétricas. Essas relações são formuladas de modo a permitir verificação empírica por modelos econométricos e simulações de estresse climático.

**Hipótese principal ( $H_1$ ):** Choques climáticos adversos, como secas e reduções de vazão, impactam significativamente a geração de energia e as receitas das hidrelétricas amazônicas, elevando seu risco de crédito.

**Hipóteses complementares:**  $H_2$ : Os impactos dos choques hidrológicos diferem entre usinas, em função de características estruturais, contratuais e locacionais.  $H_3$ : A elasticidade entre geração e receita varia entre usinas, refletindo distintos graus de dependência física e rigidez contratual.  $H_4$ : A inclusão de variáveis climáticas, ambientais e hidrológicas aumenta o poder explicativo dos modelos, evidenciando o risco climático como determinante econômico-financeiro.  $H_5$ : Simulações de estresse com redução de 10% na geração elevam o risco de crédito nas usinas mais vulneráveis.

## Objetivos da Pesquisa

Em linha com o problema central da pesquisa, os objetivos foram definidos para permitir análise empírica dos efeitos dos choques climáticos sobre a geração de energia e o risco de crédito das hidrelétricas amazônicas.

## Objetivo Geral

Analisar os impactos dos eventos de seca sobre a geração de energia e o risco de crédito das hidrelétricas da Bacia Amazônica, com foco nas usinas Santo Antônio (SA) e Belo Monte (BM).

## Objetivos Específicos

- Examinar a relação entre variáveis climáticas, ambientais e hidrológicas (temperatura, vazão, precipitação e queimadas) e a geração de energia.
- Avaliar os efeitos das variações da geração sobre a receita de vendas, utilizando modelos econométricos dinâmicos.
- Aplicar testes de estresse climático para simular cenários de seca e estimar impactos sobre a receita e o indicador RaR10.
- Comparar a vulnerabilidade e a resiliência financeira das usinas SA e BM.
- Derivar implicações práticas e regulatórias para a gestão do risco climático-financeiro no setor hidrelétrico.

## Delimitação do Escopo do Estudo

O estudo limita-se à análise dos impactos de choques climáticos, especialmente secas, sobre a geração de energia e o risco de crédito de apenas duas usinas hidrelétricas da Bacia Amazônica: Santo Antônio Energia (SA), no rio Madeira, e Belo Monte (BM), no rio Xingu. A escolha dessas usinas justifica-se por sua elevada representatividade na matriz elétrica brasileira e pela sensibilidade climática de suas respectivas bacias.

O recorte temporal compreende o período de abril de 2016 a janeiro de 2025, com dados mensais de fontes oficiais (ANA, ONS, INPE, FAB e demonstrações financeiras), abrangendo variáveis climáticas, hidrológicas e econômico-financeiras.

Do ponto de vista metodológico, o escopo restringe-se ao uso de modelos econométricos de séries temporais (ARDL e VECM) e à aplicação de testes de estresse climático. Não se pretende generalizar os resultados para outras usinas, nem desenvolver modelos hidrodinâmicos, análises contratuais detalhadas ou projeções climáticas preditivas. O foco é o nexos clima–energia–finanças em nível corporativo, com implicações para gestão de risco e regulação prudencial do setor elétrico.

## Exposição Reduzida ao GSF – Contexto e Implicações

A Norte Energia S.A., concessionária da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, participa do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha o risco hidrológico entre as usinas participantes. Nesse arranjo, o *Generation Scaling Factor* (GSF) mede a razão entre a

geração física agregada e a energia assegurada contratada, sendo valores inferiores a 1,0 indicativos de déficit de geração e necessidade de recompras no mercado de curto prazo.

Segundo a Fitch Ratings ([Fitch Ratings, 2024b](#), [2025b](#)), a exposição da Norte Energia ao risco de GSF é classificada como “Risco de Receita – Volume: Médio”, refletindo uma estrutura mitigadora relativamente robusta. Essa avaliação decorre da participação no MRE, da contratação do seguro SPR-100 e da estratégia de manter parcela da garantia física descontratada, o que reduz a dependência do mercado spot.

Em conjunto, esses mecanismos amortecem os impactos financeiros de períodos de GSF baixo, contribuindo para maior estabilidade de receitas e resiliência financeira da usina.

## Justificativa da Pesquisa: Relevância

Esta pesquisa justifica-se pela crescente necessidade de entender como a intensificação dos eventos climáticos extremos impacta a estabilidade operacional e financeira das hidrelétricas brasileiras, especialmente na Bacia Amazônica, região estratégica e vulnerável à variabilidade hidrológica. As secas recorrentes evidenciam a fragilidade de um modelo energético dependente das chuvas e vazões, reforçando a urgência de incorporar o risco climático nas análises de crédito e regulação setorial.

Do ponto de vista acadêmico, o estudo contribui ao integrar variáveis climáticas, ambientais, hidrológicas e financeiras em um único arcabouço econométrico, utilizando modelos de séries temporais e testes de estresse climático. O uso de métricas como o *Revenue-at-Risk* (RaR10) amplia o diálogo entre economia da energia, climatologia aplicada e finanças sustentáveis, proporcionando comparações da vulnerabilidade financeira a choques climáticos.

Praticamente, os resultados apoiam empresas do setor elétrico, reguladores e instituições financeiras, auxiliando na melhoria de políticas de mitigação, precificação de risco e instrumentos de proteção. A pesquisa se alinha às diretrizes do NGFS ([Network for Greening the Financial System, 2022](#)) e do Banco Central do Brasil ([Banco Central do Brasil, 2023](#)), reforçando a importância dos testes de estresse climático como ferramenta prudencial e contribuindo para a governança ESG e a resiliência hídrica e financeira do setor.

## Organização do Artigo

O artigo está organizado da seguinte forma: a Seção 2 apresenta o referencial teórico sobre risco climático, ambiental, hidrológico e financeiro; a Seção 3 descreve a metodologia e o tratamento dos dados; a Seção 4 reporta os resultados econométricos e testes de robustez; a Seção 5 discute os impactos de choques de energia sobre receita e risco de crédito; e a Seção 6 sintetiza as conclusões e recomendações, destacando as implicações de política e estratégias de mitigação para o setor elétrico.

## 2 Referencial Teórico

### Literatura Internacional

A literatura internacional aponta crescente vulnerabilidade dos sistemas hidrelétricos às mudanças climáticas, sobretudo em regiões dependentes da regularidade hidrológica. [Adu-Poku et al. \(2024\)](#), ao analisarem a Bacia do Rio Volta (Gana), mostram que secas recorrentes provocaram quedas expressivas na geração, maior acionamento de fontes térmicas e aumento das tarifas de energia. Projeções climáticas indicam elevação da temperatura, maior variabilidade das chuvas e intensificação de eventos extremos, ampliando o risco de déficits hídricos e comprometendo a confiabilidade do sistema elétrico.

Mesmo em cenários climáticos relativamente favoráveis, os autores identificam persistente instabilidade da geração, o que demanda estratégias de adaptação, como diversificação da matriz, modernização da infraestrutura, ampliação da capacidade de armazenamento e fortalecimento do monitoramento hidrometeorológico. O estudo conclui que a inação eleva custos econômicos e sociais, enquanto investimentos em resiliência apresentam menor custo no longo prazo.

Apesar da convergência com o caso brasileiro, a literatura internacional ainda carece de análises que integrem quantitativamente o risco climático físico ao risco financeiro e de crédito das empresas do setor elétrico — lacuna que este estudo busca endereçar.

### Literatura Nacional

A literatura nacional reconhece a vulnerabilidade estrutural do setor elétrico brasileiro, cuja matriz permanece fortemente dependente da geração hidrelétrica. [Polizel e Lana Pinto \(2024\)](#) mostram que crises hídricas recentes elevaram custos, reduziram a rentabilidade e aumentaram o endividamento das empresas, sobretudo nos segmentos de geração e distribuição, enquanto transmissoras exibiram maior estabilidade em razão do modelo de remuneração por disponibilidade.

Em contraste, [Pereira e Martins \(2022\)](#) encontram baixa significância estatística entre indicadores financeiros e *proxies* de crise hídrica, atribuindo esse resultado à atuação de mecanismos contratuais e regulatórios que amorteceram os choques no período agregado.

Essa divergência evidencia a necessidade de análises com maior granularidade temporal e integração direta entre variáveis climáticas e financeiras, capazes de captar efeitos de curto prazo e heterogeneidades regionais. Relatórios da [Empresa de Pesquisa Energética \(2025\)](#), [Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico \(2022\)](#) e [Marengo e Costa \(2023\)](#) corroboram a intensificação das secas na Amazônia, mas a literatura nacional ainda se concentra na segurança do suprimento, com limitada quantificação do elo entre choques hidrológicos e risco financeiro corporativo — lacuna que este estudo busca preencher.

## Contribuição à Literatura

Este artigo contribui para a literatura ao propor um *framework* econométrico que relaciona variáveis climáticas, hidrológicas e econômicas, permitindo analisar, em frequência mensal, como choques climáticos se transmitem para a geração de energia e os resultados financeiros das hidrelétricas. Essa abordagem supera limitações de estudos baseados em médias anuais e análises exclusivamente retrospectivas. Ao incorporar testes de estresse climático e simulações contrafactuais, o estudo estima elasticidades entre clima, produção e receita, evidenciando o risco climático físico como determinante mensurável do risco financeiro. Dessa forma, a pesquisa reduz a lacuna entre economia da energia, finanças corporativas e climatologia aplicada, oferecendo evidências empíricas relevantes para planejamento energético, avaliação de crédito e políticas de mitigação no setor hidrelétrico.

## 3 Metodologia

### 3.1 Descrição das Variáveis e Tratamento dos Dados

A pesquisa adota uma abordagem econométrica quantitativa para analisar as relações dinâmicas entre variáveis climáticas, ambientais, hidrológicas e econômico-financeiras em duas hidrelétricas da Bacia Amazônica: Belo Monte (rio Xingu) e Santo Antônio Energia (rio Madeira). A amostra utiliza dados mensais de abril de 2016 a janeiro de 2025, obtidos de fontes oficiais (ANA, INPE, FAB, ONS e demonstrações financeiras), contemplando geração de energia, vazão turbinada, precipitação, temperatura, queimadas e receitas de vendas.

Todas as séries foram transformadas em logaritmos naturais e dessazonalizadas, com o método X-13ARIMA-SEATS adotado como referência e o STL empregado para validação. Testes diagnósticos confirmaram a remoção adequada da sazonalidade. Eventuais lacunas nas séries climáticas e hidrológicas foram tratadas por meio do Filtro de Kalman, limitado a até 3% das observações por variável, sem alteração das estatísticas descritivas, assegurando a estabilidade e a confiabilidade das séries ajustadas.

### 3.2 Tabela de variáveis

Variável	Descrição	Unidade	Fonte dos dados
LN_Energia_SA_X13 (dependente)	Produção de energia elétrica	MWmed - Megawatts médios	ONS
LN_Temperatura_SA_X13	Temperatura média local	° Celsius	FAB
LN_Vazao_X13	Vazão turbinada de água (água que passa pelas turbinas da hidrelétrica e efetivamente geram energia elétrica)	m <sup>3</sup> /s – metros cúbicos por segundo	ONS
LN_Queimadas_X13	focos ativos de queimadas	Quantidade focos ativos	INPE
LN_359001SA_X13	precipitação – estação meteorológica - Rio Madeira	MM. (milímetros)	ANA
LN_459000_SA_X13	precipitação – estação meteorológica - Rio Madeira	MM. (milímetros)	ANA
LN_459001SA_X13	precipitação – estação meteorológica - Rio Madeira	MM. (milímetros)	ANA
LN_560001SA_X13	precipitação – estação meteorológica - Rio Madeira	MM. (milímetros)	ANA
LN_560002SA_X13	precipitação – estação meteorológica - Rio Madeira	MM. (milímetros)	ANA
Receita de Vendas	Valor Receita de Vendas	R\$ (Reais)	Demonstrações Contábeis Hidrelétricas
Receita Líquida	Valor Receita Líquida	R\$ (Reais)	Demonstrações Contábeis Hidrelétricas

Variável	Descrição	Unidade	Fonte dos Dados
LN_Energia_BM_X13	Produção de energia elétrica	MWmed - Megawatts médios	ONS
LN_Temperatura_X13	Temperatura média local	° Celsius	FAB
LN_Vazao_X13	Vazão turbinada de água (água que passa pelas turbinas da hidrelétrica e efetivamente geram energia elétrica)	m <sup>3</sup> /s – metros cúbicos por segundo	ONS
LN_Queimadas_X13	focos ativos de queimadas	Quantidade focos ativos	INPE
LN_153000BM_X13	precipitação – estação meteorológica - Rio Xingu	MM. (milímetros)	ANA
LN_252001BM_X13	precipitação – estação meteorológica - Rio Xingu	MM. (milímetros)	ANA
LN_254010BM_X13	precipitação – estação meteorológica - Rio Xingu	MM. (milímetros)	ANA
LN_254011BM_X13	precipitação – estação meteorológica - Rio Xingu	MM. (milímetros)	ANA
LN_352005BM_X13	precipitação – estação meteorológica - Rio Xingu	MM. (milímetros)	ANA
Receita de Vendas	Valor Receita de Vendas	R\$ (Reais)	Demonstrações Contábeis Hidrelétricas
Receita Líquida	Valor Receita Líquida	R\$ (Reais)	Demonstrações Contábeis Hidrelétricas

### 3.3 Riscos e Considerações na Mensalização de Séries Trimestrais: Justificativa e Aceitabilidade

As séries financeiras originalmente trimestrais foram mensalizadas pelo método de Denton–Cholette, garantindo coerência temporal e preservação dos totais trimestrais. Embora

esse procedimento possa suavizar variações reais de curto prazo ou introduzir pequenas distorções mensais, tais riscos são considerados aceitáveis, pois a metodologia adota modelos econométricos robustos e testes de sensibilidade que asseguram a consistência das elasticidades e a validade estatística dos resultados.

### 3.4 Estratégia Empírica

A estratégia empírica foi estruturada para identificar estacionariedade, cointegração, causalidade e sensibilidade climática. A ordem de integração das séries foi avaliada pelos testes ADF e KPSS, complementados por testes de quebras estruturais (Bai–Perron e Perron–Yabu), assegurando a ausência de processos  $I(2)$ . As relações de longo prazo foram investigadas por meio do teste de Johansen (VECM) e do teste Bounds da modelagem ARDL, garantindo robustez em sistemas com séries de ordens mistas de integração. Confirmada a cointegração, estimaram-se modelos VECM e ARDL-ECM de forma complementar. O VECM permitiu analisar os ajustes de curto e longo prazo, enquanto o ARDL foi utilizado para estimar elasticidades entre variáveis climáticas e a geração de energia. A precedência temporal foi avaliada pelo teste de causalidade de Granger, e a propagação dos choques foi examinada por funções impulso–resposta com intervalos de confiança obtidos por *bootstrap*.

Com base nesses resultados, foram realizados testes de estresse climático alinhados às diretrizes internacionais ([United Nations Environment Programme Finance Initiative, 2021](#)), simulando choques plausíveis em temperatura, precipitação, queimadas e vazão. A partir dessas simulações, construiu-se o indicador *Revenue-at-Risk* (RaR10), que mensura o impacto percentual de uma redução padrão de 10% na geração sobre a receita. A especificação final observou critérios de parcimônia e estabilidade, incluindo variável *dummy* para a seca extrema de 2023, de modo a capturar choques exógenos e preservar a consistência estrutural dos modelos.

## 4 Resultados e Discussões

A análise empírica foi estruturada em etapas integradas que abrangeram: preparação e validação das séries temporais; testes de cointegração; estimação de modelos dinâmicos (VECM e ARDL); realização de testes de estresse climático; e integração dos choques físicos às variáveis financeiras por meio da elasticidade receita–geração e do indicador *Revenue-at-Risk* (RaR10).

A especificação dos modelos considerou o tamanho amostral (106 observações mensais), com defasagens limitadas a até quatro períodos e selecionadas por critérios de informação. A robustez dos resultados foi assegurada por diagnósticos econométricos usuais e pelo uso de erros-padrão robustos (HC1).

Para a usina Santo Antônio, a geração de energia foi modelada em função de temperatura,

vazão, queimadas e múltiplos postos pluviométricos da bacia do rio Madeira, capturando a heterogeneidade espacial das chuvas. Para Belo Monte, adotou-se especificação análoga, com variáveis climáticas e hidrológicas associadas à bacia do rio Xingu. Em ambos os casos, as variáveis financeiras permitiram traduzir os choques climáticos em efeitos sobre receita e risco de crédito.

Essa abordagem possibilitou uma comparação consistente entre as usinas, evidenciando diferenças relevantes de sensibilidade climática, resiliência operacional e exposição ao risco financeiro no contexto amazônico.

## 4.1 Testes de Raiz Unitária

### Testes sem quebra estrutural – ADF e KPSS

Os testes ADF e KPSS foram aplicados às séries em logaritmo e dessazonalizadas (X-13ARIMA-SEATS) para as usinas Santo Antônio (SA) e Belo Monte (BM). Em ambas, a maioria das variáveis apresentou estacionariedade em nível ou resultados inconclusivos entre os testes, especialmente para geração de energia, temperatura e algumas séries pluviométricas.

Importante ressaltar que nenhuma variável apresentou evidência de integração de ordem dois ( $I(2)$ ), assegurando a adequação metodológica para a aplicação dos modelos ARDL e VECM, que admitem combinações de séries  $I(0)$  e  $I(1)$  (Enders, 2015; Pesaran, Shin e Smith, 2001).

### Testes com quebra estrutural – Bai–Perron e Perron–Yabu

Para capturar rupturas associadas a choques climáticos, aplicaram-se os testes de Bai–Perron e Perron–Yabu às séries logarítmicas e dessazonalizadas das usinas Santo Antônio (SA) e Belo Monte (BM). Em SA, ambos os testes indicaram quebras entre 2017 e 2023, com rejeição da hipótese de raiz unitária após o ajuste, confirmando estacionariedade condicional e heterogeneidade espacial dos choques hidrológicos.

Em BM, o Bai–Perron apontou rupturas sem rejeição de não-estacionariedade para algumas séries, enquanto o teste Perron–Yabu indicou estacionariedade após ajuste GLS para todas as variáveis, refletindo maior sensibilidade a múltiplas quebras estruturais.

Em conjunto, os resultados validam o uso de modelos ARDL e VECM em presença de rupturas estruturais associadas a eventos climáticos extremos (Enders, 2015; Pesaran, Shin e Smith, 2001).

## 4.2 Quebras Estruturais e Eventos Climáticos

As quebras estruturais identificadas são compatíveis com episódios de seca severa e eventos climáticos extremos na Amazônia, afetando simultaneamente variáveis hidrológicas, climáticas e a geração de energia. Essas rupturas indicam mudanças de regime que não são adequadamente captadas por modelos lineares sem quebras.

Esse resultado justifica a inclusão de dummies estruturais — como a dummy para 2023, ano de seca extrema (Marengo e Costa, 2023) — e a interpretação dos parâmetros em um ambiente de instabilidade hidrológica recorrente.

## 4.3 Teste de Cointegração de Johansen

O teste de Johansen aplicado às séries dessazonalizadas das usinas Santo Antônio (SA) e Belo Monte (BM) indicou evidências robustas de cointegração multivariada, confirmando a existência de relações de equilíbrio de longo prazo entre variáveis climáticas e geração de energia (Johansen, 1988).

Em SA, os resultados sugerem múltiplos vetores cointegrantes, refletindo a forte interdependência hidrometeorológica da Bacia do Madeira. Em BM, identificaram-se seis relações cointegrantes, indicando equilíbrio de longo prazo mais concentrado, possivelmente associado a diferenças hidrológicas e operacionais da Bacia do Xingu.

Essas evidências legitimam a utilização do modelo Vetorial de Correção de Erros (VECM) para capturar as dinâmicas de curto e longo prazo em ambas as usinas (Johansen e Juselius, 1990; Lütkepohl, 2005).

## 4.4 Seleção de Modelos e Principais Determinantes

Diante das evidências de cointegração e da natureza mista das séries ( $I(0)/I(1)$ ), a análise combinou dois arcabouços complementares: o modelo Vetorial de Correção de Erros (VECM), para capturar relações de longo prazo e ajustes dinâmicos, e o modelo ARDL/ECM, adequado a amostras pequenas e à estimação de elasticidades de curto e longo prazos (Pesaran, Shin e Smith, 2001).

A seleção das variáveis explicativas seguiu critério integrado, combinando significância estatística robusta (HC1) e relevância dinâmica observada nas funções impulso-resposta, em linha com as recomendações da *American Statistical Association* (Wasserstein e Lazar, 2016). Os modelos VECM orientaram a identificação das relações estruturais e padrões de resposta a choques, enquanto o ARDL foi adotado como estrutura de referência para os testes de estresse climático e para o cálculo do indicador *Revenue-at-Risk* (RaR10).

Os resultados indicam que, em Santo Antônio, o núcleo determinante envolve Tempera-

tura e os postos pluviométricos 359001SA e 459001SA, com contribuição adicional de Vazão. Em Belo Monte, destacam-se Temperatura, Vazão, Queimadas e os postos 252001BM e 352005BM, refletindo diferenças hidrológicas e operacionais entre as usinas.

## Resultados para a Usina Santo Antônio Energia (SA)

**Modelo VECM: Coeficientes, IRFs e Causalidade** O modelo VECM em nível apresentou melhor desempenho que a especificação em diferenças, segundo os critérios de informação. Os coeficientes estimados são coerentes com a dinâmica hidrológica: aumentos de temperatura reduzem a geração de energia, enquanto a vazão exerce efeito positivo imediato. As variáveis pluviométricas apresentaram impactos positivos moderados e de menor persistência.

A dummy para 2023 foi estatisticamente significativa, capturando o choque associado à seca severa sem comprometer a estabilidade do modelo. As funções impulso-resposta confirmam que choques térmicos reduzem a geração de forma persistente, choques de vazão elevam a produção no curto prazo e queimadas produzem efeitos negativos mais duradouros.

Os testes de Causalidade de Granger indicaram que temperatura, vazão e os principais postos pluviométricos exercem precedência temporal significativa sobre a geração, confirmando a forte dependência da usina Santo Antônio às condições hidrológicas e climáticas regionais.

**Modelo ARDL e Teste de Bounds** O modelo ARDL em nível, selecionado pelo critério AIC, capturou adequadamente a dinâmica de curto prazo da usina Santo Antônio, indicando elevada persistência da geração, efeito negativo contemporâneo da temperatura e impacto positivo imediato da vazão, com ajustes graduais nos períodos seguintes. As variáveis pluviométricas apresentaram efeitos pontuais e de curta duração.

O teste de Bounds indicou evidência moderada de cointegração para Santo Antônio, em linha com os resultados do teste de Johansen, enquanto para Belo Monte a estatística foi significativa a 5%, confirmando uma relação de longo prazo mais robusta. Esses achados corroboram a adequação do ARDL em sistemas com séries mistas  $I(0)/I(1)$  e elevada variabilidade climática (Pesaran, Shin e Smith, 2001).

**Elasticidades e Diagnósticos – Usina SA** As estimativas do modelo ARDL indicam que a geração da usina Santo Antônio é sensível às condições climáticas e hidrológicas. No curto prazo, aumentos de temperatura reduzem a geração, enquanto a vazão exerce impacto positivo imediato, com ajustes defasados. As variáveis pluviométricas apresentam efeitos heterogêneos, refletindo a variabilidade espacial das chuvas na bacia do Madeira.

No longo prazo, persistem efeitos negativos da temperatura e positivos da vazão, ao passo que os impactos da precipitação permanecem localizados. Dada a evidência marginal de cointegração, essas elasticidades devem ser interpretadas como tendências consistentes, e não como equilíbrio estrutural definitivo. Os diagnósticos indicaram ausência de autocorrelação,

heterocedasticidade tratada por erros robustos (HC1) e VIFs moderados, confirmando a adequação do modelo para análises de curto prazo e para os testes de estresse climático.

**Testes de Estresse – Usina Santo Antônio (SA)** Os testes de estresse, baseados no modelo ARDL, aplicaram choques proporcionais de  $\pm 10\%$  às variáveis climáticas e hidrológicas no período 2022–2024. Dada a estabilidade dos impactos ao longo do horizonte, os resultados são apresentados de forma sintética.

Nos testes individuais, o aumento de 10% na temperatura gerou queda média de aproximadamente  $-5,6\%$  na geração, caracterizando impacto elevado e evidenciando elevada vulnerabilidade térmica da usina. A redução de 10% na vazão provocou queda mais moderada ( $\approx -1,3\%$ ), confirmando sua relevância operacional. Os choques de precipitação apresentaram efeitos heterogêneos e de baixa magnitude, refletindo a complexidade espacial da bacia do Madeira.

No cenário combinado — aumento de temperatura, redução de vazão e diminuição da precipitação — a geração caiu em média cerca de  $-7,2\%$ , indicando amplificação dos impactos por sinergias climáticas adversas. Em síntese, temperatura e vazão emergem como os principais determinantes da estabilidade da geração em Santo Antônio, enquanto a precipitação exerce papel secundário.

## Resultados para a Usina Belo Monte (BM)

**Modelo VECM: Coeficientes, IRFs e Causalidade** Para a usina Belo Monte, o modelo VECM em nível apresentou melhor desempenho que a especificação em diferenças, segundo os critérios de informação. Os coeficientes estimados indicam efeito negativo da temperatura sobre a geração, impacto positivo da vazão e da precipitação, e efeito adverso persistente das queimadas, evidenciando a forte dependência da usina às condições hidrológicas e ambientais.

As funções impulso–resposta (*bootstrap*, 95%) revelam dinâmica distinta da observada em Santo Antônio. Choques de temperatura geram resposta positiva e persistente da geração, possivelmente associada a efeitos de demanda e à operação integrada ao SIN, mais do que a ganhos físicos. Choques de vazão produzem impacto negativo e de curta duração, consistente com o regime a fio d’água e limitações operacionais à conversão de picos de vazão em geração. As respostas às chuvas variam entre os postos pluviométricos, indicando assimetria espacial, enquanto choques de queimadas reduzem a geração de forma persistente, embora com magnitude moderada.

Os testes de Causalidade de Granger indicaram que temperatura, vazão e a precipitação no posto 254010BM possuem capacidade preditiva significativa sobre a geração, confirmando que o desempenho hidrelétrico de Belo Monte é condicionado principalmente pela dinâmica térmica e hidrológica local.

**Modelo ARDL e Teste de Bounds – Usina BM** O modelo ARDL para Belo Monte favoreceu a especificação em nível, indicando elevada persistência da geração, efeito negativo contemporâneo da temperatura com reversão parcial e a vazão como principal determinante hidrológico, com impacto positivo imediato e ajuste defasado. As variáveis pluviométricas, queimadas e a dummy para 2023 não apresentaram significância estatística relevante. O teste de Bounds apontou evidência de cointegração ao nível de 5%, validando a existência de relação de longo prazo entre geração, temperatura, vazão e precipitação e legitimando o uso do ARDL como modelo de correção de erros, integrando dinâmicas de curto e longo prazos.

**Elasticidades e Diagnósticos – Usina BM** As estimativas do ARDL indicam a vazão como principal determinante da geração no curto e no longo prazo, enquanto temperatura, chuvas e queimadas apresentam elasticidades reduzidas e baixo significado econômico. Dada a evidência apenas moderada de cointegração, esses resultados devem ser interpretados como indícios de sensibilidade estrutural, e não como equilíbrio de longo prazo plenamente estabelecido.

Os diagnósticos confirmaram estabilidade estrutural (CUSUM e raízes características), ausência de multicolinearidade severa (VIF entre 1,3 e 5,7) e inferência robusta após correção para heterocedasticidade e não normalidade via erros HC1.

**Testes de Estresse – Usina Belo Monte (BM)** Os testes de estresse aplicaram choques de  $\pm 10\%$  nas variáveis climáticas e hidrológicas. A redução de 10% na vazão gerou queda média de cerca de  $-3,3\%$  na geração, caracterizando impacto moderado e confirmando a forte dependência hidrológica da usina. O aumento de 10% na temperatura resultou em efeito positivo leve ( $\approx +1,5\%$ ), associado a fatores operacionais e de demanda, enquanto choques em precipitação e queimadas tiveram impacto praticamente nulo.

No cenário combinado, com aumento de queimadas e redução simultânea de vazão e precipitação, a geração caiu aproximadamente  $-3,6\%$ , impacto moderado e próximo ao efeito da vazão isolada, evidenciando amplificação da vulnerabilidade quando estressores atuam conjuntamente.

Em síntese, a vazão é o principal vetor de risco climático para Belo Monte, ao passo que temperatura, chuvas e queimadas exercem papel secundário no curto prazo.

## Comparação entre Usinas Santo Antônio (SA) e Belo Monte (BM)

A comparação entre SA e BM revela dependência comum da vazão como principal determinante da geração, porém com diferenças relevantes na transmissão dos choques climáticos. Em SA, a temperatura atua como fator claramente adverso, resultando em queda expressiva da geração nos testes de estresse ( $-5,6\%$ ), enquanto em BM o efeito de curto prazo é ambíguo e levemente positivo ( $+1,45\%$ ), associado a fatores operacionais e de sazonalidade.

As chuvas exercem papel mais relevante e espacialmente diferenciado em SA, com

múltiplos postos significativos, ao passo que em BM sua influência é marginal. Ambos os sistemas apresentam cointegração, mais robusta em Belo Monte e apenas marginal em Santo Antônio.

Os testes de estresse combinado reforçam essa assimetria: o impacto é substancialmente maior em SA ( $-7,17\%$ ) do que em BM ( $-3,62\%$ ), indicando maior vulnerabilidade da primeira a choques simultâneos. Em síntese, Belo Monte apresenta dinâmica mais amortecida e dominada pela vazão, enquanto Santo Antônio se mostra mais sensível à temperatura e à heterogeneidade das chuvas.

## Impacto de Choques de Energia sobre Receita e Risco de Crédito em Usinas Hidrelétricas da Bacia Amazônica

**Contextualização e objetivo da análise** À luz da literatura sobre risco climático sistêmico e das diretrizes do NGFS, esta etapa analisa como choques adversos na geração hidrelétrica afetam a receita de vendas e o risco de crédito das concessionárias da Bacia Amazônica.

Para esse fim, estimou-se um modelo *log-linear* de elasticidade receita–geração, no qual a receita de vendas responde às variações da energia gerada. O coeficiente estimado permite distinguir situações em que a receita acompanha o volume físico daquelas em que mecanismos contratuais e de precificação amortecem perdas de geração. As estimações foram realizadas por MQO, com erros robustos (HC1) e correção Newey–West.

As séries financeiras trimestrais foram mensalizadas pelo método de Denton–Cholette, assegurando consistência temporal com as séries de geração e variáveis climáticas. Com base nas elasticidades estimadas, aplicaram-se choques simulados de  $\pm 10\%$  na geração, cujos efeitos sobre a receita permitiram o cálculo do indicador *Revenue-at-Risk* (RaR10), sintetizando o risco climático-operacional associado à queda da produção.

**Principais resultados** As elasticidades receita–geração evidenciam comportamentos contrastantes entre as usinas. Em Santo Antônio (SA), a elasticidade é negativa e significativa ( $\beta \approx -0,04$ ), indicando que variações na geração não se convertem em ganhos proporcionais de receita, o que sugere mecanismos contratuais e de precificação que amortecem choques volumétricos. Em Belo Monte (BM), a elasticidade é positiva e elevada ( $\beta \approx 0,44$ ), revelando forte dependência da receita em relação ao volume físico gerado.

Nos cenários de estresse com redução de 10% da geração, SA apresentou estabilidade — ou leve ganho — da receita líquida, caracterizando maior resiliência financeira. Em contraste, BM registrou queda expressiva da receita, evidenciando maior vulnerabilidade a choques hidrológicos.

O indicador *Revenue-at-Risk* (RaR10) reforça essa assimetria: em SA, o RaR10 foi negativo e não significativo ( $\approx -0,44\%$ ), sinalizando baixo risco de crédito; em BM, foi positivo e significativo ( $\approx +4,54\%$ ), caracterizando risco de crédito moderado. Esses resultados confir-

mam o RaR10 como métrica sintética e informativa da exposição financeira das hidrelétricas ao estresse climático.

**Interpretação e implicações** Os resultados mostram que a exposição ao risco climático-hidrológico é heterogênea entre as hidrelétricas amazônicas. Santo Antônio (SA) apresenta maior capacidade de amortecer choques de geração, associada à flexibilidade contratual, enquanto Belo Monte (BM) revela dependência mais rígida do volume físico e maior sensibilidade a eventos climáticos extremos. Essa assimetria reforça a literatura sobre risco climático sistêmico, que defende a incorporação de cenários de estresse na gestão de risco e na regulação do setor elétrico.

A evidência empírica indica que instrumentos de mitigação — como contratos de longo prazo, garantias contratuais, derivativos de energia e seguros parametrizados — são centrais para a resiliência financeira de hidrelétricas sujeitas à elevada variabilidade hidrológica, tornando-se essenciais à sustentabilidade e à solvência dos ativos em um cenário de mudanças climáticas.

**Limitações do estudo** O estudo possui limitações inerentes à sua natureza exploratória e à disponibilidade de dados. A amostra restringe-se a duas usinas e 106 observações mensais, e a mensuração das demonstrações contábeis via Denton–Cholette, embora robusta, pressupõe suavidade da variabilidade intra-trimestral. Os diagnósticos econométricos indicaram heterocedasticidade e autocorrelação, exigindo o uso de estimadores robustos, com possível perda de eficiência.

Além disso, o modelo *log-linear* focaliza a relação entre geração e receita, sem incorporar preços médios, estrutura contratual ou custos operacionais, o que pode limitar a captura integral dos canais de transmissão do risco climático.

**Conclusões e perspectivas futuras** O estudo apresenta limitações associadas à sua natureza exploratória e à disponibilidade de dados. A amostra restringe-se a duas usinas e 106 observações mensais, e a mensuração das demonstrações contábeis via Denton–Cholette, embora robusta, pressupõe suavidade da variabilidade intra-trimestral. Os diagnósticos econométricos indicaram heterocedasticidade e autocorrelação, exigindo estimadores robustos, com possível perda de eficiência.

Adicionalmente, o modelo *log-linear* concentra-se na relação entre geração e receita, sem incorporar preços médios, estrutura contratual, custos operacionais ou fluxo de caixa livre, o que pode limitar a captura completa dos canais de transmissão do risco climático.

## 5 Conclusão

## Síntese dos principais achados

Os resultados evidenciam assimetria relevante entre as usinas analisadas. Em Santo Antônio (SA), a elasticidade receita–geração negativa e de baixa magnitude ( $\beta \approx -0,04$ ) indica a existência de mecanismos contratuais e de preço que amortecem choques de geração, resultando em maior resiliência financeira.

Em contraste, Belo Monte (BM) apresentou elasticidade positiva e elevada ( $\beta \approx +0,44$ ), revelando forte dependência do volume físico gerado. As simulações de estresse apontaram perdas expressivas de Receita Líquida sob choques hídricos severos, indicando maior vulnerabilidade financeira e risco de crédito.

Esses resultados demonstram que hidrelétricas expostas ao mesmo contexto climático podem apresentar perfis de risco distintos, condicionados pela estrutura contratual e pela gestão de risco. Os achados são coerentes com as classificações da Fitch Ratings (2024–2025), que mantêm SA em “AAA (bra)” e BM em “AA–(bra)” (Fitch Ratings, 2024a, 2025a, 2024b, 2025b). Ainda assim, trata-se de evidência exploratória, recomendando cautela na generalização.

## Heterogeneidade entre usinas e risco de crédito

A heterogeneidade observada é reforçada pelo indicador *Revenue-at-Risk* (RaR10). Para SA, o RaR10 foi negativo e não significativo ( $\approx -0,44\%$ ), indicando neutralidade de risco sob choques moderados. Para BM, o RaR10 foi positivo e estatisticamente significativo ( $\approx +4,54\%$ ), caracterizando risco de crédito moderado e elevada sensibilidade à redução da geração.

Esses resultados confirmam que a exposição ao risco climático não é uniforme e depende fortemente da estrutura contratual, da previsibilidade hidrológica e das práticas de gestão financeira de cada empreendimento.

## Implicações de política e de regulação

Os resultados reforçam a agenda internacional de incorporação do risco climático à supervisão prudencial. Três implicações centrais emergem: (i) inclusão de testes de estresse climático na avaliação do risco de crédito de ativos energéticos; (ii) reconhecimento do setor hidrelétrico como altamente exposto a riscos físicos; e (iii) maior integração entre regulação financeira e setorial, de modo que cenários climáticos e hidrológicos orientem decisões de solvência e estabilidade financeira.

Assim, o risco climático deve ser tratado como dimensão prudencial, e não apenas ambiental.

## Integração com o Acordo de Basileia e supervisão prudencial climática

As diretrizes recentes do Comitê de Basileia reconhecem que riscos físicos do clima afetam simultaneamente a solvência de devedores, o valor de garantias e a estabilidade financeira ([Basel Committee on Banking Supervision, 2021](#)). Nesse contexto, o indicador RaR10 proposto neste estudo contribui ao traduzir choques climáticos em impactos financeiros mensuráveis, alinhando-se à evolução do arcabouço prudencial de Basileia III/IV.

Para o Banco Central do Brasil, os resultados reforçam a necessidade de incorporar variáveis climáticas nos modelos internos de risco, especialmente em setores intensivos em recursos naturais, como o elétrico ([Banco Central do Brasil, 2023](#)).

## Recomendações práticas para empresas e instituições financeiras

Para as hidrelétricas, recomenda-se fortalecer sistemas integrados de monitoramento climático-hidrológico, ampliar o uso de instrumentos de *hedge* (derivativos de energia e seguros paramétricos) e reavaliar a estrutura e o prazo dos contratos de venda.

Para instituições financeiras e investidores, sugere-se incorporar métricas de risco climático nos modelos de *rating* e precificação, utilizar indicadores como o RaR10 na avaliação de resiliência financeira e desenvolver estruturas de financiamento que incentivem adaptação e diversificação hídrica.

## Agenda de pesquisa futura

Pesquisas futuras podem ampliar a amostra para outras bacias e usinas, incorporar variáveis financeiras adicionais (endividamento, custo de capital e estrutura contratual), explorar modelos dinâmicos multivariados com não linearidades e realizar comparações internacionais para situar o caso amazônico no debate global sobre risco climático-financeiro.

## Considerações finais

Em síntese, o estudo demonstra que choques climáticos e hidrológicos reconfiguram o risco de crédito das hidrelétricas amazônicas, com vulnerabilidade determinada pela interação entre condições físicas, contratos e gestão financeira. A Santo Antônio mostrou maior resiliência, enquanto Belo Monte exibiu maior exposição, confirmando a assimetria de risco dentro de um mesmo contexto regional.

A métrica RaR10 revelou-se instrumento eficaz para quantificar risco climático-operacional e possui potencial de aplicação regulatória e corporativa. Ao integrar econometria aplicada, finanças sustentáveis e o arcabouço prudencial de Basileia, o artigo contribui para o avanço

do debate sobre a incorporação do risco climático à estabilidade financeira.

## Referências

- Adu-Poku, Collins, Yue Wu, Lian Xu, Bin Wang, e Benard Asante** (2024). “Hydropower generation and climate change: a global bibliometric and systematic review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 192 p. 114088.
- Agência Nacional de Águas** (2002). *Relatório sobre a gestão de recursos hídricos no Brasil*, ANA, Brasília.
- Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico** (2022). “Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil 2022.”
- Banco Central do Brasil** (2023). “Relatório de Riscos e Oportunidades Sociais, Ambientais e Climáticas.”
- Basel Committee on Banking Supervision** (2021). “Principles for the effective management and supervision of climate-related financial risks.”
- Denaro, M. et al.** (2022). “Hydropower resilience to climate stress: lessons from Amazon basin,” *Energy Economics*, 105 p. 105247.
- Empresa de Pesquisa Energética** (2006). “Plano Decenal de Expansão de Energia 2006–2025.”
- Empresa de Pesquisa Energética** (2025). “Balanço Energético Nacional 2025.”
- Enders, W.** (2015). *Applied Econometric Time Series*, Wiley, Hoboken, , 4th edition.
- Espinoza, J. C. et al.** (2016). “The recent Amazon droughts: causes and consequences,” *Journal of Hydrology: Regional Studies*, 8 36–57.
- Fitch Ratings** (2024a). “Fitch eleva 1ª e 3ª emissões de debêntures da Santo Antônio Energia (SAESA) para ‘AAA(bra)’; perspectiva estável.”
- Fitch Ratings** (2024b). “Fitch reafirma rating da 2ª emissão de debêntures da Belo Monte Energia S.A. em ‘AA–(bra)’; perspectiva estável.”
- Fitch Ratings** (2025a). “Fitch reafirma rating da 1ª emissão de debêntures da Santo Antônio Energia (SAESA) em ‘AAA(bra)’; perspectiva estável.”
- Fitch Ratings** (2025b). “Fitch reafirma rating da 2ª emissão de debêntures da Belo Monte Energia S.A. em ‘AA–(bra)’; perspectiva estável.”
- Hamilton, J. D. et al.** (2020). “Time series and macroeconomics under climate stress,” *Journal of Econometrics*, 214 257–273.
- Intergovernmental Panel on Climate Change** (2021). “Sixth Assessment Report.”

- International Energy Agency** (2021). “World Energy Outlook 2021.”
- Johansen, S.** (1988). “Statistical analysis of cointegration vectors,” *Journal of Economic Dynamics and Control*, 12 231–254.
- Johansen, S. e K. Juselius** (1990). “Maximum likelihood estimation and inference on cointegration,” *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, 52 169–210.
- Kotz, M. et al.** (2022). “Climate impacts and economic damages: empirical evidence,” *Nature Climate Change*, 12 111–118.
- Lütkepohl, H.** (2005). *New Introduction to Multiple Time Series Analysis*, Springer, Berlin.
- Marengo, J. A. e A. C. Costa** (2023). “Secas extremas e eventos hidrológicos críticos na Amazônia: causas, impactos e perspectivas,” *Revista Brasileira de Meteorologia*, 38(3): 457–472.
- Network for Greening the Financial System** (2022). “Guide to climate scenario analysis for central banks and supervisors.”
- Pereira, A. S. e R. C. Martins** (2022). “Climate risk disclosure and the cost of capital: evidence from the Brazilian energy sector,” *Energy Policy*, 167 p. 113076.
- Pesaran, M. H., Y. Shin, e R. J. Smith** (2001). “Bounds testing approaches to the analysis of level relationships,” *Journal of Applied Econometrics*, 16 289–326.
- Polizel, Rafael Taranto e Victor Henrique Lana Pinto** (2024). “O preço da seca: efeitos de crises hídricas no setor elétrico brasileiro,” *Revista de Política Agrícola*, 33 p. e01951.
- Sant’Anna, A.** (2023). “Eventos extremos e sustentabilidade no setor elétrico brasileiro.”
- United Nations Environment Programme Finance Initiative** (2021). “Guidelines for climate-related risk management and disclosure for financial institutions.”
- Wasserstein, R. L. e N. A. Lazar** (2016). “The ASA statement on p-values: context, process, and purpose,” *The American Statistician*, 70(2): 129–133.
- World Weather Attribution** (2024). “Amazon drought 2023: rapid attribution analysis.”

## 6 Apêndices

### Testes de Estresse Climático na Geração de Energia Elétrica

Usina	Cenário de Es- tresse	Choque	Impacto médio na geração (%)	Classificação
SA	Temperatura	10%	-5,6%	Alto
SA	Vazão	-10%	-1,3%	Moderado
SA	Combinado	Temp↑ + Vazão↓ + Chuva↓	-7,2%	Alto
BM	Vazão	-10%	-3,3%	Moderado
BM	Temperatura	10%	1,50%	Leve
BM	Combinado	Vazão↓ + Chuva↓ + Queimadas↑	-3,6%	Moderado

### Impacto dos Choque na Receita e Risco de Crédito (RAR10)





Usina	Elasticidade Receita- Geração ( $\beta$ )	Choque (-10%)	Impacto na Re- ceita (%)	RaR10	Interpretação
SA	-0,04	Geração ↓ 10%	0,40%	-0,44%	Resiliente
BM	0,44	Geração ↓ 10%	-4,5%	4,54%	Risco mode- rado



The background features a dark blue color scheme with various data visualization elements. On the left, there is a bar chart with five bars of increasing height, with values 138, 178, 175, 172, and 190. A line graph with two upward-trending lines is overlaid on the bars. To the right, there are two circular progress indicators: the top one shows 68% and the bottom one shows 75%. A dotted line with a downward-pointing triangle connects these two circles. At the bottom right, there is a network diagram of interconnected nodes forming a sphere.

# idp

SGAS Quadra 607 - Módulo 49  
Via L2 Sul, Brasília-DF  
CEP: 70200-670

  /sejaidp  
 (61) 3535-6565  
 idp.edu.br