

AValiação Socioeconômica de Custo-Benefício de Usinas Hidrelétricas no Rio Tapajós



Relatório de ACB das UHEs do Tapajós

Abril de 2023



Sumário

- 1 Sumário executivo
- 2 Por que uma ACB das UHEs do Tapajós? [\[link\]](#)
- 3 Contexto e Objetivo [\[link\]](#)
- 4 Estimação de custos econômicos [\[link\]](#)
- 5 Estimação de benefícios econômicos [\[link\]](#)
- 6 Estimação de externalidades [\[link\]](#)
- 7 Indicadores de viabilidade [\[link\]](#)
- 8 Análise de risco [\[link\]](#)
- 9 Análise distributiva [\[link\]](#)
- 10 Bibliografia [\[link\]](#)

Referências Cadastrais

Objeto	Avaliação Socioeconômica de Custo-Benefício (ACB) da implantação prevista de 4 UHE na bacia do rio Tapajós
Produto	Apresentação Síntese baseada no relatório completo de ACB
Versão	Abril 2023
Contratante	WWF-Brasil
Equipe WWF	Alexandre Gross alexandregross@wwf.org.br Silvia Zanatta silviazanatta@wwf.org.br
Autoria	Daniel Thá daniel.tha@kralingen.com.br Economista Ambiental, MSc. Corecon-PR 7311 Daniela Stucchi daniela.stucchi@kralingen.com.br Doutora em Administração Pública e Governo
Contratada	Kralingen Consultoria Ltda. Contrato nº 003138-2022

Agradecimento especial pelas contribuições a Fabiano Mezadre Pompermayer e a José Wanderley Marangon Lima



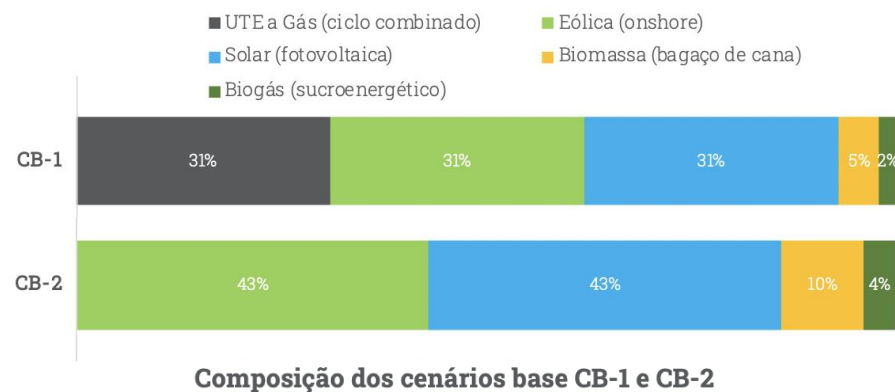
1 Sumário executivo

- Investir nas UHEs da bacia do rio Tapajós e não em um conjunto de energias renováveis não-hídricas gera uma perda de valor social de R\$ 11,81 bilhões
- O risco do investimento nas UHEs é proibitivamente alto; a emissão de gases de efeito estufa (ao custo social de R\$ 3,8 bi) inverte totalmente a lógica de que se trata de “energia limpa”.



Sumário executivo

- Nos planos do Governo Federal para o setor energético estão a implantação de ao menos quatro empreendimentos hidrelétricos de grande porte na bacia hidrográfica do rio Tapajós: UHE Jatobá (1.650 MW), no rio Tapajós, e Cachoeira dos Patos (528 MW), Cachoeira do Caí (802 MW) e Jamanxim (881 MW) no rio Jamanxim, seu principal afluente. Esse conjunto é, doravante, denominado de **UHEs do Tapajós** e perfaz o projeto em análise.
- Mesmo que os estudos de viabilidade técnica e econômica não exijam avaliações de custo-benefício (ACB) *strictu sensu*, recentemente o Governo Federal editou instruções aplicáveis à grandes infraestruturas (Guia ACB), tornando-a referencial teórico oficial para estimativa de viabilidade socioeconômica de projetos de cunho público.
- Segundo Acórdão do TCU acerca das experiências recentes da implantação de usinas hidrelétricas na região amazônica, a avaliação da viabilidade dos empreendimentos carece de visão sistêmica e de olhar socioeconômico mais amplo, dadas as particularidades regionais que incluem elementos da socio-biodiversidade únicos.
- Deve-se compreender se, frente aos severos impactos socio-biofísico-culturais envolvidos na implantação das UHEs, a contrapartida do benefício da geração de energia elétrica se faz suficiente para se optar pelos barramentos. ***Caso o aumento na oferta de energia se dê por fontes alternativas, haverá perda de bem-estar social? Seriam estas alternativas mais caras, ou trariam impactos ainda maiores?***
- De forma a endereçar o conflito de escolha existente entre aumentar a geração de energia elétrica por meio da implantação destas UHEs ou por meio de outros projetos, realizou-se ACB Preliminar (correspondente à fase de planejamento estratégico) no intuito de subsidiar a tomada de decisões.
- Para tanto, utilizou-se da **metodologia prescrita pelo Guia ACB**, percorrendo extenso levantamento bibliográfico e referências setoriais parametrizadas da Empresa de Pesquisa Energética. Cumpriu-se à risca com os ritos metodológicos trazidos pelas instruções oficiais, produzindo resultados robustos que respondem com clareza aos objetivos.
- Conforme o método ACB, a avaliação da viabilidade socioeconômica de um projeto é dada pelo efeito incremental do projeto, ou seja, em comparação com outras formas de se atender aos objetivos sociais subjacentes de entregar energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Foram **duas as combinações de fontes alternativas, a primeira incluindo combustível fóssil e renováveis não-hídricas, denominada de CB-1; a segunda exclusivamente com renováveis não-hídricas, denominada de CB-2.**
- As três alternativas (projeto UHEs do Tapajós, CB-1 e CB-2) produzem os mesmos benefícios, pois endereçam a mesma demanda de energia e atendem aos mesmos usuários ligados à rede de distribuição do mercado regulado (consumidores residenciais, comerciais, industriais e institucionais).



- Para o projeto (UHEs do Tapajós), tem-se uma potência instalada total de 3.861 MW, gerando uma potência firme de 2.124 MW. Considerando-se as perdas na transmissão, espera-se uma entrega efetiva de 16,70 milhões de MWh/ano (1.907 MW) ao SIN.
- O porte de cada empreendimento do cenário base é dado "de trás para frente" a partir da necessidade de geração da mesma energia firme e líquida de perdas na transmissão que as UHEs do Tapajós injetam no sistema. Pela sua configuração, o CB-1 demanda a instalação de 4.763 MW, sendo que o CB-2 requer a instalação de 5.870 MW, ou seja, praticamente mil megawatts a mais. Essa diferença se dá pela exclusividade de fontes renováveis não-hídricas no CB-2, que tem por consequência um menor fator ponderado de capacidade.
- A valoração dos **benefícios** foi realizada com base no **aumento da oferta de energia ao SIN** (disposição a pagar dos usuários) em seu mercado regulado. Em valor social presente (mediante aplicação da Taxa Social de Desconto - TSD), estes benefícios resultam em R\$ 48,33 bilhões.

- Já os custos sociais diretos (Capex e Opex) variam significativamente entre o cenário de projeto e os cenários base. Todos incluíram os custos relativos às linhas de transmissão de forma a compor unidades autossuficientes de análise. Em valor social presente, as **UHEs do Tapajós** requerem um Capex de R\$ 23,82 bi, um Opex de R\$ 0,62 bi, e um custo de R\$ 12,29 bi com as LT, totalizando **R\$ 36,73 bi**.
- **O CB-1** apresenta Capex de R\$ 14,86 bi, porém um Opex de R\$ 1,49 bi. O custo com as LT é de R\$ 3,50 bi, requerem-se gastos com combustível de R\$ 8,30 bi e reserva de potência da ordem de R\$ 3,12 bi. No cômputo final, os custos do CB-1 somam **R\$ 31,26 bi** (valor social presente). Esta soma é R\$ 5,47 bilhões menor do que a das hidrelétricas.
- **O CB-2**, por sua vez, apresenta Capex de R\$ 17,35 bi, porém um Opex menor, de R\$ 1,26 bi. O custo com as LT é maior, de R\$ 4,90 bi, todavia os gastos com combustível são inferiores, de R\$ 2,40 bi. A reserva de potência, dada a maior intermitência das fontes, é de R\$ 4,42 bi. No cômputo final, os custos do CB-2 somam **R\$ 30,34 bi**, menores, portanto, que os do CB-1 (em R\$ 0,92 bi) e das UHEs (em R\$ 6,39 bi).
- Para a consideração das externalidades, fez-se levantamento bibliográfico, desvendando-se vastas evidências de severas consequências negativas de projetos hidrelétricos na Amazônia: os impactos socio-biofísico-culturais descomunais, de larga escala espaço-temporal e simplesmente não mitigáveis e compensáveis, apresentando como contrapartida uma geração relativamente pequena de energia elétrica e um vazio de desenvolvimento local.

- Fez-se possível quantificar e valorar, de forma pecuniária, apenas uma pequena fração destes impactos: externalidades geradas e que incidem sobre a comunidade local e sobre a sociedade de forma geral, não contempladas nos tradicionais estudos de viabilidade de empreendimentos setoriais.
- Dentre as que não foram quantificadas, estão os efeitos negativos associados a geração dos conflitos sociais, violação dos direitos humanos, impactos diferenciados de gênero, e destruição dos meios de subsistência e locais sagrados das comunidades indígenas e tradicionais.
- As **externalidades** incluídas **somam R\$ 6,06 bi** (valor presente), e são:
 - Relativas ao **custo de oportunidade de uso do solo (R\$ 5,11 bi)** (perda de atividades produtivas agrícolas; perda do estoque de carbono na biomassa florestal; perda de oportunidade de extração de produtos madeireiros e não madeireiros; perda de serviços ecossistêmicos de regulação do ciclo hidrológico; perda de serviços ecossistêmicos de provisão de habitat); e ganho de oportunidade de atividade econômica;
 - Relativas à **emissão de gases de efeito estufa operacionais (R\$ 0,76 bi)**; e
 - Relativas às **perdas na atividade pesqueira (R\$ 0,18 bi)** (perda na atividade pesqueira de comunidades ribeirinhas a montante dos barramentos; a jusante dos barramentos; e na atividade pesqueira comercial.
- A monetização de alguns dos serviços ecossistêmicos que se arrisca perder, mesmo sendo parcial, ilumina a compreensão da amplitude, da abrangência e do valor intrínseco deste último grande rio de fluxo livre da Amazônia brasileira, abrigo de socio-biodiversidade ímpar.
- A bibliografia científica é contundente em apontar perspectivas negativas em relação à capacidade de produção de energia das hidrelétricas dado o **ciclo vicioso de mudança do clima e sua interação com o desmatamento**. Esse risco foi avaliado de forma quantitativa - e se apresentou como de elevada repercussão nos resultados.
- O cenário base, por sua vez, também apresenta externalidades. Dada as restrições acerca dessa quantificação, haja vista o cenário base ser uma composição de projetos genéricos, foram incluídas: (i) externalidades relativas à emissão de gases de efeito estufa operacionais (R\$ 2,04 bi no CB-1 e R\$ 0,63 bi no CB-2); e (ii) externalidades relativas ao consumo de água (R\$ 0,02 bi no CB-1 e R\$ 0,01 bi no CB-2).
- Com as estimações dos benefícios, custos e externalidades sociais do projeto e do cenário base, foi possível realizar a avaliação de retorno econômico comparativa entre as alternativas. Dado que os benefícios sociais são os mesmos, **a opção mais vantajosa** do ponto de vista social (de melhor relação benefício/custo) **é decidida pelo conjunto de custos e de externalidades**.
- Desvendou-se uma diferença considerável entre a implantação do projeto UHEs do Tapajós versus a implantação do CB-1 ou do CB-2.

- Os indicadores de viabilidade apontam uma acachapante inviabilidade dos barramentos amazônicos, e devem ser utilizados como forma de contrastar alternativas e comparar premissas frente aos fatos comumente associados a essa tipologia de empreendimento. **Investir nas UHEs e não no CB-2 gera uma perda de valor social de R\$ 11,81 bilhões.**
- Dado que essa diferença de valores representa aproximadamente 38% dos custos e externalidades do próprio CB-2, equivale dizer que se pode gerar 38% a mais de energia elétrica com as renováveis não-hídricas pelo mesmo custo social que teriam as UHEs do Tapajós.

Resultados da ACB do projeto UHEs do Tapajós	UHEs do Tapajós em relação ao CB-1	UHEs do Tapajós em relação ao CB-2
Valor Social Presente Líquido Comparativo - Δ VSP (R\$, milhões)	-9.469,98	-11.805,03
Taxa de Retorno Econômica - TRE (%)	2,12%	-
Índice Benefício/Custo - B/C	0,7787	0,7241

- A taxa de retorno econômica (TRE) não pode ser computada, notando-se que a Taxa Social de Desconto (que representa o custo de oportunidade social) é de 8,50% com limiar "otimista" de 5,70%. Mesmo em relação ao CB-1, que é pior que o CB-2, a TRE das UHEs do Tapajós alcança apenas 2,12%. Segundo a indicação do Guia ACB, com a TRE inferior ao limiar "otimista", o projeto deve ser descontinuado. O índice B/C de 0,72 também reforça tal conclusão ao identificar que **o investimento nas hidrelétricas traz 28% mais custos do que benefícios quando comparado ao investimento no CB-2.**

- Foi realizada análise probabilística de risco (simulação de Monte Carlo), que sorteia 9.999 vezes, de forma aleatória, os seguintes elementos de risco e de incertezas à modelagem, considerados tanto para o cenário de projeto como para o cenário base: (i) incidência de atrasos; (ii) incidência de sobrecustos; (ii) variações nos parâmetros de Capex e Opex; (iv) variabilidade no clima futuro (mudança do clima); (v) fatores de capacidade; (vi) parâmetro de estoque de carbono na área de vegetação florestal; (vii) parâmetro de emissão de CO₂; (viii) extensão do desmatamento induzido; e (ix) parâmetro de controle do desmatamento na Amazônia.
- Como resultado entre as usinas hidrelétricas e o CB-2, verificou-se uma irrisória chance (0,01%) de se obter um retorno socioeconômico positivo. Na mediana das simulações, **as hidrelétricas comprometem nada menos que R\$ 27,67 bilhões em valor social líquido em relação ao investimento nas renováveis não-hídricas.**
- Enfim, verifica-se que as UHEs, devido à necessidade de promover a supressão da vegetação florestal para conformação dos lagos, se torna emissora líquida de CO₂, externalidade valorada em R\$ 3,79 bi (valor social presente). Essa externalidade **inverte totalmente a lógica de energia "limpa" comumente associada à fonte hídrica**, e prova não se tratar de estratégia de mitigação da mudança do clima - ao contrário, contribui de forma significativa para seu agravamento.
- Quando os altos riscos das hidrelétricas são observados vis-à-vis a perspectiva de destruição de valor social associado às externalidades, tem-se informações suficientes para que haja sua tempestiva desconsideração do planejamento energético.**

2

Por que uma ACB das UHEs do Tapajós?

- Retomada do Complexo Tapajós enseja um complexo conflito de escolhas: dada a legítima necessidade social de se aumentar a geração de energia elétrica, deve-se promover-lo por meio das 4 UHEs do rio Tapajós?
- Oportunidade de utilização da metodologia oficial do governo para avaliar a viabilidade socioeconômica | análise custo-benefício



Contornos de um complexo conflito de escolha

- A literatura científica há tempos alerta para as consequências negativas da implantação de projetos hidrelétricos de grande porte, em qualquer parte do mundo e - principalmente - em suas regiões tropicais florestadas, como a Amazônica.
- Por um lado, estes empreendimentos causam impactos socio-biofísico-culturais descomunais, de larga escala espaço-temporal e simplesmente não mitigáveis e compensáveis, apresentando como contrapartida uma geração relativamente pequena de energia elétrica e um vazio de desenvolvimento local. Por outro lado, a mudança do clima e sua interação com o desmatamento na região (que é induzido por grandes obras, inclusive hidrelétricas) traz perspectivas sombrias em relação à estabilidade da capacidade de produção de energia.
- Embora a geração de impactos negativos altamente significativos e o ciclo vicioso (clima - alteração no uso do solo - hidrologia - perda de capacidade de geração) sejam amplamente evidenciados por meio de exemplos factuais passados e projeções futuras, ainda não se materializou na desconsideração dos planos do Governo Federal de implantar, na bacia do rio Tapajós, ao menos 4 projetos hidrelétricos de grande porte. São elas as UHEs: **Jatobá (1.650 MW)**, no rio Tapajós, e **Cachoeira dos Patos (528 MW)**, **Cachoeira do Caí (802 MW)** e **Jamanxim (881 MW)** no rio Jamanxim, afluente do rio Tapajós.
- Se construídos, seus reservatórios **inundarão mais de 100 mil hectares**, liberando para a atmosfera mais de 100 milhões de tCO₂, realocando ao menos 3,5 mil pessoas. O controle das vazões dos rios Tapajós e Jamanxim - hoje livres - afetará diretamente **ao menos 27 mil pessoas** e uma miríade de espécies da fauna e a flora que têm suas vidas ditadas pelo pulso natural de suas límpidas e corrediças águas.
- Além do alto risco de se produzir menos energia elétrica a custos muito superiores, investir no barramento dos rios da bacia do Tapajós é cessar a produção de amplos, abrangentes e valiosos serviços ecossistêmicos de provisão, suporte, regulação e culturais, gerando irreversíveis impactos socio-biofísico-culturais. **O rio Tapajós, com 2.000 km de extensão, é o último grande rio de fluxo livre da Amazônia brasileira.**
- Com uma área de quase 6% do território brasileiro (49,2 milhões de hectares), dos quais aprox. 20 milhões são paisagens intocadas, a bacia do Tapajós tem relevância ecológica, cênica, social e cultural ímpar, reforçada pela proteção de quase 40% de sua área, seja como áreas protegidas ou como territórios indígenas. A bacia apresenta **alto grau de biodiversidade** e é uma das oito áreas de endemismo da Amazônia, principalmente em relação às espécies de peixes e aves. Indígenas e comunidades locais dependem do Tapajós para sustentar sua pesca, fertilizar seus campos, obter água potável e sustentar seus meios de vida e culturas.
- A geração de energia elétrica certamente perfaz necessidade humana legítima e que deve ser prioritariamente atendida. Sua provisão adequada é atrelada a bem-estar, saúde, oportunidade, conectividade, produção econômica e descarbonização. Todavia, **fontes de geração de energia renovável não-hídrica, notadamente a eólica e a solar**, apresentam crescente participação na matriz energética nacional e se apresentam como fontes de impacto comparativo muito reduzido.
- O risco de ocorrência de atrasos e de sobrecustos para as fontes renováveis não-hídricas é muito menor do que para as hidrelétricas. Ademais, estas fontes não participam do ciclo vicioso (clima - alteração no uso do solo - hidrologia - perda de capacidade de geração) que as hidrelétricas, especialmente na Amazônia, sim.

O cerne desse estudo é endereçar o complexo conflito de escolha:

- *Dada a legítima necessidade social de se aumentar a geração de energia elétrica, deve-se promover tal aumento justamente por meio da implantação destas UHEs?*
- *Frente aos severos impactos socio-biofísico-culturais envolvidos, aceita-se a contrapartida do benefício da geração de energia elétrica como suficiente para se optar pelos barramentos?*
- *Caso o aumento na geração de energia elétrica se desse por fontes alternativas, recorrer-se-iam a fontes fósseis? Seriam estas mais caras, ou trariam impactos ainda maiores?*
- É imperativo avaliar os prós e contras de se levar a cabo os planos energéticos amazônicos mediante uma ótica abrangente de análise. Deve-se endereçar mais do que receitas e despesas que o empreendedor teria, mas sim as variações no bem-estar social que serão promovidas - incluindo todos os atores afetados.
- Nesse contexto, é necessária a realização de uma **avaliação socioeconômica de viabilidade** para se compreender, na perspectiva *ex ante*, qual seria a contribuição líquida do investimento para o bem-estar da sociedade, permitindo computar o retorno socioeconômico e, enfim, julgar sua viabilidade **de forma comparativa a outras alternativas de se gerar a mesma energia**.
- Dentre os métodos de avaliação socioeconômica, destaca-se a Avaliação Custo-Benefício (ACB), método que se baseia na projeção dos efeitos incrementais do projeto ao longo do seu ciclo de vida, em relação a um cenário contrafactual. A ACB faz isso a partir da consideração de custos (incluindo externalidades) e benefícios (incluindo intangíveis) expressos em uma métrica comum (a monetária, pecuniária), possibilitando assim o cálculo do benefício líquido para a sociedade, em valor presente.
- Recentemente, o Governo Federal adotou o Modelo de Cinco Dimensões para conduzir avaliações multidimensionais de projetos de investimento exaurindo os aspectos relevantes para a decisão, produzindo escolhas de qualidade, consistentes e aptas a contratação, execução e operação. A segunda dimensão do Modelo requer a **avaliação socioeconômica de custo-benefício (ACB)**, demonstrando que uma ampla gama de opções foi considerada para a solução do problema societário.
- Para operacionalizar a ACB, o Governo Federal publicou o "**Guia Geral de Análise Socioeconômica de Custo-Benefício de Projetos de Investimento em Infraestrutura - Guia ACB**" (Brasil, 2022), cuja intenção é equipar o serviço público federal com definições metodológicas, recomendações de abordagem de projetos e roteiro para a realização de análises custo-benefício.
- O método é referencial teórico oficial para estimativa de viabilidade socioeconômica de projetos de infraestrutura (Portaria SEPEC/ME-IPEA nº 188 de 13/01/2022), tendo sido no Plano Integrado de Longo Prazo para a Infraestrutura (PILPI), instituído pelo Decreto Federal nº 10.526 de 20/10/2020.

Diretrizes do Guia ACB

- Segundo o Guia ACB, a avaliação de viabilidade de investimentos de interesse público se dá com base na ponderação de seus custos de oportunidade e dos benefícios trazidos. Afinal, o resultado da análise considera a melhor alternativa preterida e, dessa forma sempre incremental (comparativa), consegue endereçar conflitos de escolha. Se utiliza da atribuição de valor monetário para os efeitos (positivos e negativos) gerados pelo projeto sobre o cenário base e da Taxa Social de Desconto (TSD) para descontar o fluxo monetário incremental ao longo da vida útil dos projetos permite calcular indicadores de viabilidade e comparar o custo de oportunidade do investimento.
- A avaliação socioeconômica é realizada do ponto de vista da sociedade como um todo, devendo-se considerar os efeitos do projeto para todos os agentes econômicos (indivíduos, empresas e governo). Para que se realize o desconto de valores que representam tão somente a transferência entre agentes econômicos, utiliza-se de preços sociais em detrimento a preços de mercado. A conversão entre um e outro se dá pelo uso de fatores de conversão presentes no Catálogo de Parâmetros publicado para este fim.
- A ACB detém um horizonte de análise de longo prazo - considera a operação dos projetos de geração de energia por um período que reflita a vida útil do ativo (adotando o prazo de 30 anos quando não houver melhor referência). Para tanto, deve trazer equivalência de horizonte temporal entre as alternativas, projetando seus custos, benefícios e externalidades por todo o período.
- A ACB é uma metodologia de abordagem microeconômica, cuja viabilidade é avaliada na promoção incremental de bem-estar gerada pelo projeto, e não por avaliações de nível de emprego ou alterações no produto interno bruto.
- Os princípios da análise socioeconômica devem permear o processo de planejamento desde seu início, especialmente para setores de infraestrutura organizados em rede, como o de energia elétrica. A realização *ex-ante* da ACB pode se dar de forma: ACB Preliminar (indicativa): avaliação realizada na fase de planejamento do projeto, utilizando dados paramétricos de custos e estimativas preliminares de benefícios e de demanda; ou ACB Completa (detalhada): realizada na fase de estudos detalhados do projeto.
- Na etapa de planejamento de longo prazo, a realização da ACB Preliminar auxilia a concepção dos projetos e a priorização entre eles. Seu processo de elaboração passa a ser tão importante quanto seu resultado, pois a condução da análise permite considerar os efeitos de riscos, tais como os impostos pela mudança do clima, testar premissas de demanda e sensibilidades a variáveis-chave.
- A metodologia é comparativa: no caso de investimentos em infraestrutura para a geração de energia elétrica, o contrafactual deve espelhar alguns (dois ou mais) investimentos hipotéticos que gerem a mesma quantidade de energia.
- Os custos diretos das alternativas devem constituir unidades autossuficientes de análise. Os benefícios consideram intangíveis e as externalidades devem ser quantificadas e valoradas – afinal, são efeitos do projeto que recaem sobre terceiros (ambiente e sociedade) sem que haja a devida compensação.
- No caso de UHEs, são muitas as externalidades geradas, grande parte notoriamente negativa: perda de vegetação nativa devido à supressão para formação do lago, transformação de ambiente aquático lótico em lêntico, promoção da evaporação de água, interferência em comunidades locais e modos de vida etc. Por outro lado, possivelmente a UHE emite menos gases de efeito estufa por unidade de energia gerada.

A ACB no Planejamento do Setor Elétrico

- O planejamento no setor elétrico nacional é bastante consolidado, com a publicação recorrente dos Planos Decenais de Energia (PDE) - para o prazo de dez anos - e os Planos Nacionais de Energia (PNE) - para o longo prazo, além de balanços, panoramas e análises complementares.
- O uso de sofisticado modelo de decisão de investimentos, típico para sistemas em rede, permite a sistematização de dados de entrada na forma de parâmetros de custos e de eficiência de fontes geradoras. Simulações na rede permitem um planejamento que pondera questões de viabilidade financeira e técnica em busca de uma composição ótima de soluções de geração de energia.
- Tal planejamento se torna indicativo para a expansão do setor, embasando a conformação dos leilões de geração e atos regulatórios correlatos. Por meio destes, o Governo Federal guia a atuação (e os recursos) da iniciativa privada de forma que haja: Aderência aos planos; Manutenção de um ambiente concorrencial saudável; Coibição de práticas de concorrenciais indesejáveis; Direcionamento de esforços de inovação (colaborando na expansão do parque tecnológico e na redução de custos); e Coibição de projetos inviáveis do ponto de vista socioeconômico.
- Mesmo que os estudos de viabilidade técnica e econômica de empreendimentos de geração de energia elétrica, instrumentos de praxe do planejamento, não exijam avaliações custo-benefício *strictu sensu*, tem-se na ACB o método ideal para a etapa de avaliação estratégica. Tais estudos, afinal, discutem com elevado grau de profundidade as alternativas do empreendimento (localização do eixo, forma de acesso ao canteiro de obra etc.), mas não alternativas ao empreendimento.
- De forma complementar, evidencia-se que os dados de entrada dos modelos de planejamento setorial - notadamente os relativos à fonte hidráulica - vêm deixando de considerar a contento as repercussões do ciclo vicioso (clima - alteração no uso do solo - hidrologia - perda de capacidade de geração), conforme aponta estudo recente da EPE (2022), o que tem levado à subestimação desse risco.
- A ACB representa o complemento no qual a análise dos elementos não quantificáveis pelos modelos de rede passa a ser realizada, e é justamente por isso que a avaliação deve ocorrer durante a fase de planejamento pré-viabilidade, reduzindo listas longas de alternativas para listas curtas. A aplicação da ACB no setor segue a recomendação recente do Tribunal de Contas da União (TCU, 2017), após avaliar as lições aprendidas com o desenvolvimento de barragens na Amazônia.
- A aplicação da ACB Preliminar para projetos energéticos em fase de concepção promove a eficiência na alocação de recursos e contribui para a redução de assimetrias de informação, permitindo uma comparação justa entre projetos. Ao incluir benefícios (incluindo intangíveis) e custos (incluindo externalidades), pondera elementos definidores para o bem-estar que são exógenos às decisões privadas de investimento.
- A ACB deve fornecer aos órgãos federais protagonistas do setor (a Empresa de Pesquisa Energética, a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético e a Secretaria de Energia Elétrica do Ministério de Minas e Energia) os parâmetros para a comparação entre os retornos socioeconômicos de diferentes projetos, dessa forma guiando a decisão dos tipos de leilões que deverão ser realizados, incluindo os de projetos estruturantes, e quais fontes energéticas devem ser incentivadas ou reguladas, tendo em vista o benefício socioeconômico que trarão para a sociedade.

Utilizando a ACB para endereçar o conflito de escolha das UHEs do Tapajós

- Esta ACB se dá no nível Preliminar - fase de planejamento estratégico e não tático. Tratam-se, afinal, de investimentos ainda em fase de concepção: de nada importa discorrer sobre a forma de acesso ao canteiro de obras (via fluvial ou terrestre, como o faz os estudos de viabilidade da UHE Jatobá) se as externalidades geradas pelo empreendimento superam seus benefícios e outras fontes alternativas agregam mais valor para a sociedade.
- O intuito desta ACB Preliminar é subsidiar a tomada de decisões acerca da viabilidade de se implantar novas usinas hidrelétricas na bacia do rio Tapajós, fazendo uso da metodologia prescrita pelo Guia ACB - referencial metodológico oficial para estimativa de viabilidade socioeconômica de projetos de infraestrutura para o Governo Federal.
- O extenso levantamento bibliográfico, em conjunto com as referências setoriais parametrizadas da Empresa de Pesquisa Energética, permitiu cumprir à risca com os ritos metodológicos trazidos pelo Guia ACB, produzindo resultados robustos que respondem aos objetivos de endereçar o conflito de escolhas relativo às usinas do Tapajós.
- Os indicadores da ACB apontam para a inviabilidade dos barramentos amazônicos, e devem ser utilizados como forma de contrastar alternativas e comparar premissas frente aos fatos comumente associados a essa tipologia de empreendimento. Pelo perfil da avaliação, a realização de análises de sensibilidade e de risco passa a ser tão relevante quanto a apresentação dos indicadores de viabilidade finais; as quais foram realizadas de forma compreensiva, alertando para os riscos sobre os efeitos econômicos, sociais e ambientais.

Contribuições esperadas

- Espera-se que esta ACB contribua de forma direta ao preenchimento da lacuna de conhecimento identificada por Athayde et al. (2019), autores que apontam a necessidade de se realizar avaliações de custos e benefícios socioeconômicos de barragens existentes e planejadas para os sistemas fluviais amazônicos.
- A avaliação, de cunho estratégico, também atende de forma direta as recomendações tecidas pelo Acórdão nº 2.723/2017 do TCU em relação à falta de visão sistêmica e de olhar socioeconômico amplo para a avaliação da viabilidade de barragens na Amazônia.
- De forma indireta, espera-se que esta análise sirva como estudo de caso da aplicação da metodologia ACB, preconizada pelo Governo Federal, para a etapa de planejamento estratégico do setor elétrico nacional.

3 Contexto e objetivo

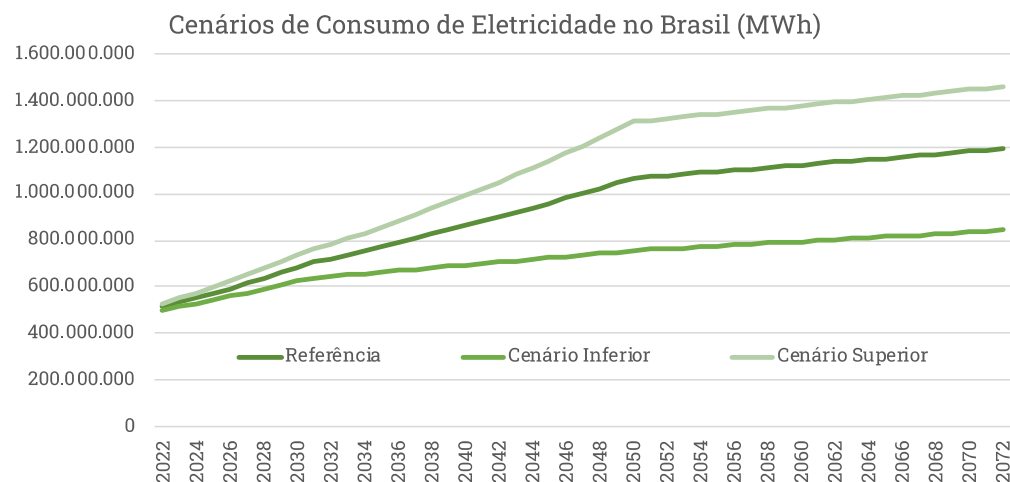
- Contexto setorial e dos aproveitamentos hidrelétricos do Tapajós
- Definição dos objetivos da análise
- Definição do projeto e do cenário base (contrafactual)



Contexto do setor

Crescimento na demanda por energia elétrica

- As versões recentes do Plano Decenal de Energia (PDE 2031) e do Plano Nacional de Energia (PNE 2050) apontam um forte crescimento da demanda por energia elétrica, justificada por fatores como crescimento demográfico, modificações nos padrões de consumo, substituição de fontes e ampliação da produção econômica.
- Até 2031, o cenário de referência prevê aumento de 36% no consumo, demandando R\$ 192 bilhões de investimentos e R\$ 145 bi de opex entre os anos de 2021-2031 (soma bruta).



- A estrutura em rede do **Sistema Interligado Nacional** pressupõe a implantação gradativa de projetos geradores para atendimento à demanda, considerando satisfazer o balanço energético com um risco de déficit de 5%.
- Reservas de potência também são criadas com vistas a mitigar as imprevisibilidades do sistema, tal como a intermitência das fontes geradoras (principalmente as renováveis, que dependem de circunstâncias climáticas), problemas de geração (ex. perda de equipamentos), ou devido às incertezas nas previsões da demanda.
- Essa prática de expansão gradativa é simulada pelo MDI, que busca composições de fontes geradoras com o mínimo-custo. Uma vez que o déficit de energia elétrica gera consequências econômicas sistêmicas, o não atendimento a demanda de energia passa a ter como referência a melhor forma de evitá-lo.
- Assim, não se espera que o sistema permita o déficit, cujo valor é estimado em ao menos R\$ 4,94 mil/MWh. Ao ser proibitivo, no limite deve ser coberto por fontes termoelétricas, que dentre as fontes tem uma maior despachabilidade (embora não tenha o menor custo social).
- A combinação entre a **perspectiva de crescimento da demanda por energia elétrica** e o **custo proibitivo do déficit** de energia faz com que seja imperativo programar com larga antecedência a entrada de novas fontes geradoras no SIN. Estas novas fontes geradoras visam manter o volume de produção de energia e a integração entre as diferentes fontes de produção através de sistema de transmissão, possibilitando o suprimento a contento do mercado consumidor.

Aproveitamentos hidráulicos

Perspectivas das UHEs no planejamento setorial

- A fonte hidráulica (UHE, PCH e CGH) foi responsável por 55% da geração de energia elétrica no Brasil em 2021. Dentre as demais, destacam-se a termelétrica a gás natural (13%), a eólica (11%) e a biomassa (8%). A energia solar, embora venha crescendo a altas taxas, respondeu por 2,6%.
- Tradicionalmente, a geração hidráulica prepondera, sendo que grandes projetos (rios Paraná, Iguaçu, Grande, Parapanema e São Francisco, p.ex.) colocaram o país na vanguarda tecnológica nos anos 1970 e 1980. Já na década de 1990, o esgotamento dos maiores aproveitamentos na região Sul e Sudeste fizeram com que os planos de expansão se voltaram para a região amazônica.
- Eis que a consecução de projetos como a UHE Balbina no rio Uatumã (1989) e UHE Samuel no rio Jamari (1996) contribuiu para que o modelo fosse questionado, haja vista os problemas ambientais causados para uma produção elétrica pífia. O grau de exigência para projetos de geração também aumentou, não menos pelo estabelecimento dos mecanismos legais de avaliação de impactos ambientais e licenciamento de atividades de impacto relevantes.
- Não obstante, o planejamento para a cena amazônica aponta para usinas nos rios Madeira, Xingú e Tapajós que, somadas às do rio Tocantins, podem representar cerca de 40% do parque gerador elétrico nacional.
- O **rio Tocantins** foi barrado ainda em 1984 pela UHE Tucuruí. Após um hiato de 14 anos, na sequência, vieram as UHEs Serra da Mesa (1998), Lajeado (2001), Cana Brava (2002), Peixe Angical (2006), São Salvador (2009) e Estreito (2012).
- O **rio Madeira** foi palco da retomada de mega-projetos com as UHEs Santo Antônio (2012) e Jirau (2013).
- O **rio Teles Pires**, um dos principais afluentes ao rio Tapajós e até então de curso livre, foi primeiramente barrado pela UHE Teles Pires (2015), para na sequência abrigar a UHE São Manoel (2018) e as UHEs Sinop e Colíder (2019).
- O **rio Xingú** foi palco da polêmica UHE Belo Monte (2016).
- O **rio Tapajós**, de curso livre, é inventariado para abrigar as UHEs Chacorão, São Luiz do Tapajós e Jatobá.

Contexto da análise

Novas perspectivas?

- O planejamento setorial mais recente (PDE e PNE) não inclui as UHEs no rio Tapajós. De fato, as únicas UHEs constantes são a Juruena, Bem Querer e Tabajara, esta última prevista apenas no cenário superior. Essa exclusão é relativa ao ciclo de planejamento e a inviabilidade técnica de entrarem em operação no horizonte de prescrito, não necessariamente por inviabilidade financeira ou econômica
- Embora a geração hidráulica ainda represente a maior fonte geradora do país, sua participação vem perdendo importância relativa, mesmo que de forma paulatina (fora 8% superior em 2020).
- Parte desse movimento é oriundo da menor geração de energia devido aos fatores climáticos de 2021, a exemplo do pífio desempenho da UHE Belo Monte que, tendo uma potência instalada de 11.223 MW, gerou 300 MW em setembro de 2021.
- Não apenas circunstanciais, o PDE 2031 passa a reconhecer a existência de restrições operativas mais perenes às UHEs, devido aos usos múltiplos das águas e à mudança do clima: *“não existe uma amplitude operativa de curto prazo nas hidrelétricas tão grande quanto se representava”*.
- O PDE também reconhece que há um crescente risco hidrológico. Simulações que utilizaram a série de vazão dos últimos 10 anos, ao invés da série *default* de 90 anos, apontam para custos de operação 2 vezes maior.
- Conclui-se que *“... caso o regime hidrológico nos próximos 10 ou 15 anos venha a se comportar conforme ocorrido nos últimos 10 anos, o SIN pode atravessar situações de severidade significativa, , cujas estratégias de enfrentamento e adaptação devem ser buscadas.”*
- No entanto a Aneel prorrogou para o fim de 2023 o prazo para entrega de estudos de viabilidade técnica e econômica (EVTE) de três usinas no rio Jamanxim, afluente do rio Tapajós: UHEs Cachoeira dos Patos, Jamanxim e Cachoeira do Cai.
- A UHE Jatobá tampouco foi “arquivada”: teve seu EVTE finalizado em 2017 e consta ativa no banco de dados de projetos hidrelétricos (SIGEL) da Aneel com EVTE aceito
- Já a UHE São Luiz do Tapajós, muito embora tenha tido seu licenciamento arquivado pelo Ibama em 2014, ainda figura no mesmo banco de dados com EVTE aceito.

Maior necessidade de energia despachável

- Quando a maior variabilidade climática passa a afetar a maior fonte geradora do sistema, surge a demanda por mais energia despachável em sua expansão. A priori, isso favorece tanto usinas termelétricas quanto hidrelétricas com reservatórios. Todavia, torna-se indesejável expandir o sistema com usinas termelétricas movidas a combustível fóssil dado seu alto custo financeiro e seu alto custo socioambiental decorrente das emissões de gases de efeito estufa.
- Os novos aproveitamentos hidrelétricos com reservatórios são ou escassos em termos de disponibilidade natural ou se mostram inviáveis do ponto de vista social e ambiental. Tanto a UHE Belo Monte como os projetos dos **aproveitamentos das UHEs na bacia do rio Tapajós são a fio d'água**, ou seja, sem grandes reservatórios de acumulação. Embora sejam significativas fontes primárias de geração, **não agregam energia despachável ao sistema**.
- Adicionalmente, o mercado livre de energia cresce mais do que o regulado, mas nesse seleção de empreendimentos se dá pela iniciativa privada, dificilmente contemplando grandes UHEs cujo tempo e risco de implantação é geralmente mais alto que para as demais fontes. Uma vez que o mercado regulado garante a confiabilidade da oferta, o crescimento da geração no mercado livre se torna mais um elemento de pressão por energia despachável.
- O desafio do setor está na integração das fontes renováveis e na promoção de maior intercâmbio entre os sistemas, de forma que a intrínseca sazonalidade que caracteriza as renováveis - especialmente a solar e a eólica - seja minimizada. De toda forma, a maior necessidade por energia despachável para a expansão do sistema não favorece as UHEs na região amazônica que operam sem reservatórios de acumulação.

Sobreposição de efeitos entre clima e cobertura vegetal na Amazônia

- Desde 1980 se sabe que cerca de metade da precipitação na bacia amazônica tem origem no ciclo interno de reciclagem da umidade, cuja força-motriz é a evapotranspiração da densa e vasta vegetação florestal; dessa forma, o desmatamento deve reduzir a precipitação independentemente de outros fatores (Salati & Vose, 1984).
- Há influência negativa do desmatamento nas vazões de seus cursos d'água (Coe, Costa & Soares Filho, 2009). A ação antrópica pode inibir suficientemente a chuva e a umidade do solo a ponto de se restringir as vazões (Sorribas et al., 2016). **O potencial de geração de energia elétrica na região é reduzido** (em cerca de 38% na bacia do rio Xingú) **devido ao desmatamento** (Stickler et al., 2013).
- Outro nefasto *feedback* da implantação de hidrelétricas na bacia amazônica: seus barramentos e desmatamento induzido promovem alterações hidrológicas prejudiciais ao clima e ao ciclo hidrológico, gerando consequentes prejuízos à própria atividade de geração de energia: Timpe & Kaplan (2017) modelam a alteração hidrológica induzida pelas barragens na Amazônia, desvendando que há promoção inequívoca de alterações nos pulsos de inundação tanto por barragens de grandes reservatórios com baixa elevação, como para barragens de menor porte.
- Apesar das incertezas e variabilidades intrínsecas às modelagens, torna-se claro que os estudos específicos realizados para a bacia amazônica apontam **sistematicamente para tendências e projeções que convergem quanto à ocorrência da sobreposição de efeitos entre clima e cobertura vegetal, resultando em um risco hidrológico de veras elevado**.

Contexto da bacia do rio Tapajós

Tapajós: o último rio livre

- A bacia hidrográfica do rio Tapajós é uma das principais sub-bacias da bacia amazônica, com 764 mil km². Com ~2 mil km, o rio Tapajós é formado a partir do encontro dos rios Juruena e Teles Pires, na divisa dos estados de Mato Grosso, Amazonas e Pará. A partir daí, avança ~800 km até desaguar na margem direita do rio Amazonas.
- O rio Jamanxim é o maior afluente do Tapajós, localizado já próximo da foz no Amazonas. Possui uma área de drenagem de 58,63 mil km² e seus atrativos econômico-energéticos localizam-se no trecho compreendido entre sua foz e a cidade de Novo Progresso, trecho de 370 km.
- A porção do alto Tapajós vai das cabeceiras dos rios Juruena e Teles Pires, no Mato Grosso, até sua confluência, formando o rio Tapajós. O médio Tapajós segue até as cachoeiras de São Luiz, próximas à cidade de Itaituba/PA, e inclui as sub-bacias do rio Crepori e Jamanxim. Já o baixo Tapajós tem cerca de 320 km no trecho que vai das cachoeiras de São Luiz até sua foz, no rio Amazonas, que é pontilhada de ilhas cobertas por vegetação. Os últimos 100 quilômetros formam um grande estuário, onde a distância entre as margens chega a 20 km.
- As vazões no rio Tapajós variam significativamente ao longo do ano, com valores mínimos da ordem de 2.500 m³/s na estiagem e máximos da ordem de até 28.000 m³/s nas cheias. O Tapajós contribui com aporte médio em torno de 13.500 m³/s ao rio Amazonas.
- O rio Jamanxim apresenta vazões mínimas da ordem de 200 m³/s, atingindo máximas de até 5.000 m³/s. Os maiores deflúvios na região são registrados nos meses de dezembro a maio, com picos em março. Já os menores deflúvios ocorrem entre junho e novembro com vazões mínimas em setembro.
- As águas do rio Tapajós têm alta transparência, acidez elevada, em especial nos afluentes, e poucos nutrientes minerais. O rio carrega pequena quantidade de material em suspensão e tem águas claras e transparentes tanto no período chuvoso como na seca.
- Apresenta uma rica ictiofauna (>300 espécies). Lontras e ariranhas são espécies comuns na bacia. No Jamanxim, há grande quantidade desses mamíferos e de répteis como os tracajás; no baixo Tapajós estão a tartaruga-da-Amazônia e várias espécies de jacarés. Abrigam o boto tucuxi e o peixe-boi-da-Amazônia.

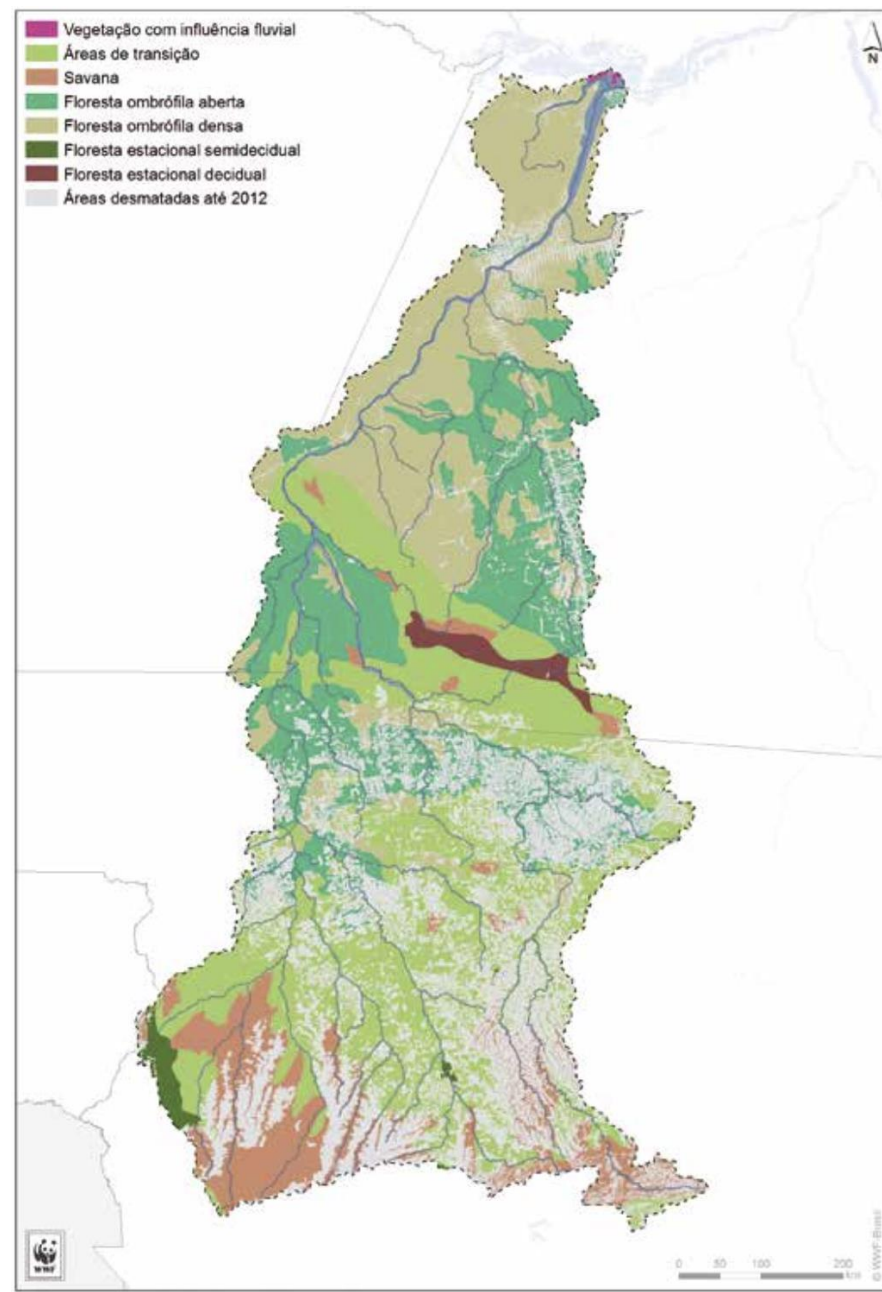
Bacia Hidrográfica do Tapajós



Principais rios e cidades do Tapajós



Vegetação na bacia do Tapajós



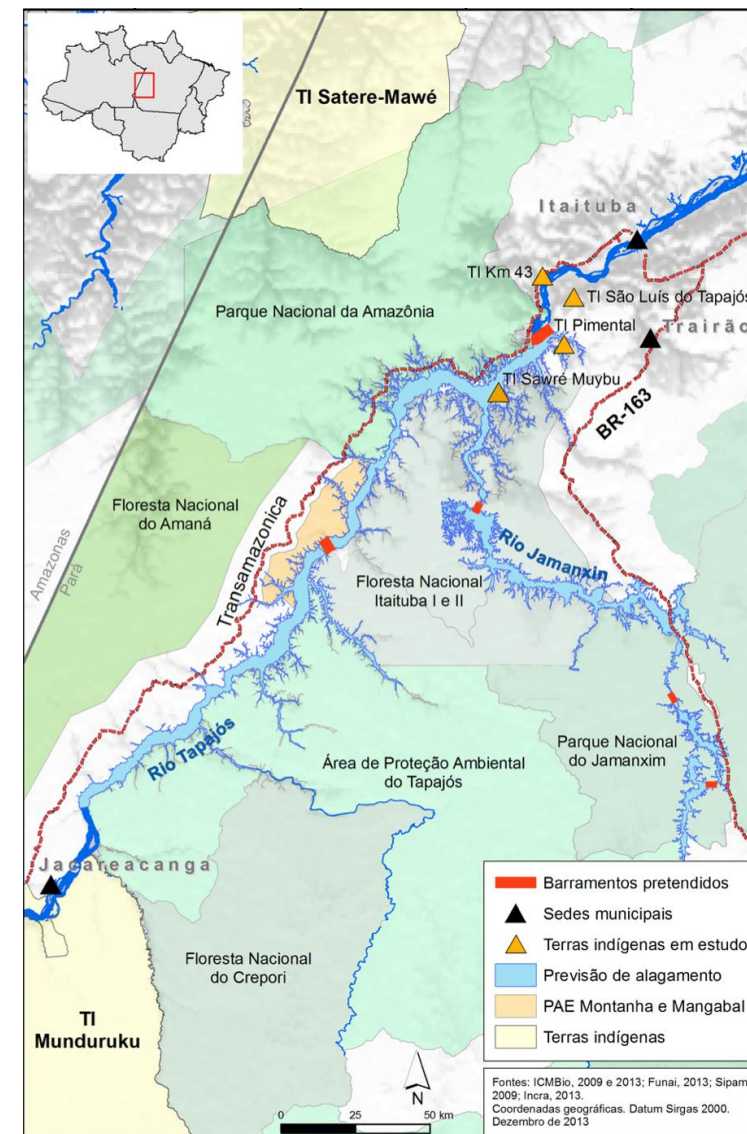
População, acessos e energia local

- O acesso aos municípios é feito, principalmente, pela BR-163 (Cuiabá-Santarém), que interliga a região Sul ao Centro-Oeste e ao Norte do país, e pela BR-230 (Transamazônica), inicialmente planejada para interligar as regiões Norte e Nordeste. Assim, pela não completude e ausência de pavimentação, principalmente nos estados do Pará e Amazonas, o tráfego de veículos pesados é muito prejudicado. Somado a isso, as condições ainda mais desfavoráveis de estradas vicinais impedem rotas alternativas ao empreendimento, agravando a situação.
- A rede de distribuição da energia elétrica é operada pela Equatorial Energia, antes conhecida como Centrais Elétricas do Pará, que, através de duas subestações interligadas à UHE Tucuruí, atende os municípios de Itaituba e Tairão, assim como alguns distritos associados. O abastecimento de Jacareacanga, por sua vez, é feito por um sistema isolado de geração elétrica através de uma central termelétrica à óleo diesel.
- A população estimada nos municípios afetados é:

Município	População Rural		População Urbana	População Total
	Não Ribeirinhos	Ribeirinhos		
Aveiro	7.707	5.286	3.571	16.564
Belterra	5.334	3.185	9.585	18.104
Itaituba	17.135	5.445	79.630	102.210
Jacareacanga	1.100	2.060	3.830	6.990
Novo Progresso	4.026	1.222	20.735	25.983
Santarém	28.027	45.254	237.618	310.899
Tairão	6.763	1.978	10.789	19.530

Unidades de Conservação

- Quase 40% da bacia são protegidos por unidades de conservação e terras indígenas:
- São nove unidades de conservação de proteção integral (8,1% da bacia);
- Vinte unidades de conservação de uso sustentável, que somam 13,6% da bacia; e
- Trinta terras indígenas (17,9% da bacia).



Objetivos e Cenário Base (contrafactual)

Objetivo das UHEs no Tapajós

- O objetivo é o aumento da disponibilidade de energia elétrica no mercado regulado do **Sistema Interligado Nacional (SIN)**.
- As UHEs Jatobá, São Luiz do Tapajós, Cachoeira dos Patos, Jamaxim e Cachoeira do Caí são alternativas para o aumento da oferta de energia no SIN.
- Uma vez que o déficit de energia elétrica gera consequências sistêmicas, passa a ser proibitivo (custos estimados em R\$ 4,9 mil/MWh).
- A oferta de energia elétrica, portanto, deve ser garantida de forma a atender as projeções da EPE (até 2031 pelo PDE e até 2050 pelo PNE).
- A garantia de oferta no SIN pode ser realizada com base em diversos projetos de diversas fontes geradoras, pois todas alimentarão o mesmo sistema.

Cenário Base (contrafactual)

- Segundo ADB (2013)* e EC (2014)**, no setor de geração de energia, o contrafactual é *"Do-minimum' option: next best alternative to meet increased demand."*
- Uma vez que o custo do déficit é proibitivo, parte-se do pressuposto que novas fontes geradoras o suprirão. No limite, esse déficit será coberto por fontes termoelétricas, que aportam energia despachável.
- A definição do **cenário base (contrafactual) é, portanto, gerar a mesma energia requerida com projetos alternativos**. Para tanto, todas as alternativas devem inserir a mesma quantidade de energia líquida no SIN, a partir de um mesmo ano de início e durante exatamente o mesmo período de operação (30 anos).
- Os custos e as externalidades podem variar e devem ser individualizados (a exemplo dos custos de transmissão e distribuição e de emissões de gases de efeito estufa).

* ASIAN DEVELOPMENT BANK - ADB. Cost-benefit analysis for development: A practical guide. Mandaluyong City, Philippines: Development Bank, 2013.

** EC - EUROPEAN COMISSION. Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects: Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020. Bruxelas, 2014.

O Projeto UHEs do Tapajós

Definição da composição das UHEs

- Projeto UHEs na bacia hidrográfica do rio Tapajós (3.861 MW): implantação concomitante das usinas:
 - UHE Jatobá (1.650 MW), no rio Tapajós;
 - UHE Cachoeira dos Patos (528 MW), no rio Jamanxim;
 - UHE Jamanxim (881 MW), no rio Jamanxim; e
 - UHE Cachoeira do Caí (802 MW), no rio Jamanxim.
- Seguindo os parâmetros econômicos mais recentes da EPE*:
 - Data-base de valores e preços: 2021, tal como no caderno EPE.
 - Data-base de planejamento (ano 0): 2022.
 - Ano 1 do fluxo monetário de custos, benefícios e externalidades: 2023.
 - Segundo o PDE 2031, o prazo médio de construção de uma UHE varia de 40 a 44 meses (3,3 a 3,6 anos). Dada a complexidade das UHEs na região Norte, considerou-se como padrão o referencial de 4 anos completos (48 meses) para as usinas do projeto (2023-2026).
 - Vida útil de 30 anos, segundo o que EPE define para as UHEs (iniciados no ano seguinte à implantação, 2027).

Energia Efetiva para as UHEs do Tapajós	Projeto UHEs do Tapajós				
	UHE Jatobá	UHE Cachoeira dos Patos	UHE Jamanxim	UHE Cachoeira do Caí	TOTAL
Potência Instalada (MW)	1.649,92	528,00	881,00	802,00	3.860,92
Potência Firme (MW)	907,46	290,40	484,55	441,10	2.123,51
Potência Firme pós Perdas na Transmissão (MW)	814,90	260,78	435,13	396,11	1.906,91
Energia Efetivamente Ofertada (MWh/ano)	7.138.484	2.284.426	3.811.703	3.469.904	16.704.517

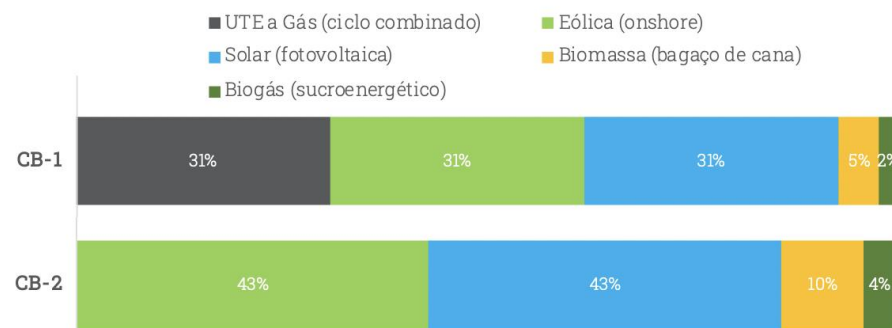
Unidade autossuficiente de análise

- Assume-se a instalação de linha de transmissão proporcional à energia gerada e com comprimento de 2,4 mil km, espelhando a distância linear entre as usinas e o município de Paracambi/RJ, onde fica o Terminal Rio, espelhando o que ocorreu com a UHE Belo Monte
- Já quanto à distribuição, pressupõe-se que todos os empreendimentos serão igualmente impactados por sua estrutura, que é composta por diversas distribuidoras. Dado que a distribuição não gera diferenciação entre fontes em termos de custos sociais, tem-se a necessidade de adição dos custos (diretos e indiretos) referentes apenas às linhas de transmissão, compondo-se assim a uma unidade autossuficiente de análise

* Caderno de Parâmetros de Custos - Geração e Transmissão, Componente dos Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031, produzidos pela Empresa de Pesquisa Energética de fevereiro de 2022.

O Cenário Base (contrafactual)

Composição do Cenário Base: 2 combinações



Composição dos cenários base CB-1 e CB-2

- A composição das fontes do cenário base CB-1 e CB-2 é arbitrária, mas verossímil. Não se trata, afinal, da simulação do percentual previsto pelo PDE 2031 (EPE, 2022) para a expansão de cada fonte no sistema elétrico como um todo, mas sim de uma composição de fontes alternativas ao projeto das UHEs no Tapajós. A potência destas usinas na Amazônia representa 6,6% do total indicado pela EPE (que totaliza 58,37 mil MW), podendo ser considerada como marginal ao acréscimo total que se espera ter até o horizonte de 2031.
- Por operarem sem reservatórios de acumulação, as UHEs do Tapajós não são despacháveis. Dessa feita, a comparação com o CB-2, que traz somente fontes renováveis, não fica prejudicada. Concluindo: tanto no cenário com a implantação das UHEs no Tapajós como no cenário alternativo (CB-1 ou CB-2), há demanda por fontes de *back-up*.

Fontes Geradoras	CB-1 - Composição de fontes renováveis não-hídricas e fósseis (UTE a gás)			CB-2 - Composição exclusiva de fontes renováveis não-hídricas		
	Participação (%)	Capac. Firme (MW)	Capac. Instalada (MW)*	Participação (%)	Capac. Firme (MW)	Capac. Instalada (MW)
UTE a Gás Nacional (Ciclo combinado)	31%	639,36	714,36	0%	0,00	0,00
Eólica (<i>onshore</i>)	31%	639,36	1.504,36	43%	886,85	2.086,70
Solar Fotovoltaica	31%	639,36	2.131,18	43%	886,85	2.956,16
UTE a Biomassa (bagaço de cana)	5%	103,12	361,83	10%	206,24	723,66
UTE a Biogás (resíduo sucroenergético)	2%	41,25	51,56	4%	82,50	103,12
TOTAL	100%	2.062,44	4.763,30	100%	2.062,44	5.869,64

- Cálculo do potencial instalado auferido de “trás para frente”: partindo da energia efetiva ofertada pelas UHEs, deduz-se as perdas na transmissão; Mesmo diferentes em termos de capacidade instalada e potência firme, UHEs e CB entregam ao SIN os mesmos 16,70 milhões de MWh/ano (1.906,91 MW). Aplica-se a participação de cada fonte na composição do CB-1 e do CB-2 na geração firme, aplica-se o fator de capacidade correspondente à fonte geradora.

Detalhamentos do Cenário Base

Compatibilização de prazo de implantação e vida útil

- De forma a manter a plena compatibilização entre os fluxos dos cenários com projeto e base, adotou-se a seguinte mecânica: (i) o início da operação dos empreendimentos se dá exatamente no mesmo ano (2027), e uma vez que o prazo de implantação do cenário base é menor, a implantação se inicia posteriormente ao início da implantação do projeto UHEs do Tapajós; (ii) para compatibilização da vida útil, garantindo-se a equiparação exata na geração de energia ao longo dos 30 anos de vida útil das UHEs, é programado o reinvestimento nas fontes alternativas, iniciado com tempo suficiente para que comece outro ciclo de geração de energia um ano após o término da vida útil do investimento original (uma vez que esse Repex permanecerá gerando energia para além do horizonte de análise, há consequente adição de valor residual no último ano).

Unidade autossuficiente de análise

- Para as usinas eólicas (em geral instaladas na região Nordeste), pode-se assumir que haja demanda de instalação de linhas de transmissão similares aos do projeto UHEs do Tapajós.
- Já para as demais fontes de geração, o oposto pode ser tido como razoável: a necessidade de linhas da transmissão é praticamente nula, pois são fontes instaladas próximas aos centros de consumo.
- Uma vez que o cenário base não tem local de instalação específico, adotou-se a seguinte mecânica para sua consideração prática como unidade autossuficiente de análise: (i) Assume-se a instalação de linha de transmissão proporcional à energia gerada pela fonte eólica com comprimento de 1,5 mil km, espelhando a distância linear entre o centróide da região Nordeste e o município de Paracambi/RJ, onde fica o Terminal Rio; (ii) Para as demais fontes geradoras, considerou-se 10% do comprimento das linhas de transmissão que para as eólicas, na proporção da energia gerada.

Intermitência no contrafactual

- A partir da entrada significativa da geração eólica no sistema, o ONS emitiu nota técnica (DPL-REL-267/2020) para que um montante de RPO adicional faça frente à oscilação do vento, sugerindo 6% da capacidade de geração para usinas na região Nordeste e 15% para usinas na região Sul.
- Uma vez que o cenário base não tem local específico de instalação, adotou-se o parâmetro de 10,5% de RPO adicional, resultado da média simples das RPO das regiões Nordeste e Sul, sendo razoável considerar a mesma necessidade de reserva de potência para a energia solar fotovoltaica (embora a nota técnica apenas referenciada se aplique apenas para as usinas eólicas).
- Adota-se a premissa conservadora de que os combustíveis renováveis das UTEs também requerem reserva de potência. Assume-se que esta demanda é equivalente a metade da requerida pelas fontes eólica e solar.

Parâmetros da análise custo-benefício

A presente análise de custo-benefício segue a metodologia do Guia ACB*

- **Custo de oportunidade social:** O resultado da análise considera a melhor alternativa preterida. Endereça conflitos de escolha (*trade-off*).
 - Uso da **Taxa Social de Desconto** prevista no Catálogo de Parâmetros ME/IPEA (2022) de **8,5%****
 - Uso de preços sociais (fatores de conversão do Catálogo de Parâmetros)
- **Ponto de vista da sociedade:** Considera os impactos do projeto para todos os que serão afetados, considerando como agentes econômicos os indivíduos, empresas e governo.
- **Horizonte de análise de longo prazo:** Considera a operação dos projetos de geração de energia por um **período de 30 anos**, refletindo a vida útil do ativo. Traz equivalência plena de horizonte temporal entre as alternativas. Projeções de custos, benefícios e externalidades por todo o período.
- **Atribuição de valor monetário:** Todos os efeitos, positivos e negativos - são considerados em **variações monetárias**, cujo resultado líquido é avaliado com indicadores de viabilidade, como o Δ VSPL e a TRE.
- **Abordagem microeconômica:** Viabilidade é avaliada na promoção incremental gerada pelo projeto, ou seja, diferença entre o cenário com projeto (UHEs) e o cenário sem projeto (contrafactual, ou seja, com a geração de energia por outras fontes). Efeitos específicos do projeto são considerados.

* <https://www.gov.br/produtividade-e-comercio-externo/pt-br/choque-de-investimento-privado/avaliacao-socioeconomica-de-custo-beneficio-1>

** A EPE utiliza a taxa de desconto de 8,0% ao ano, conforme PDE 2031. Tem-se, portanto, bastante similaridade entre as taxas aplicadas.



4 Estimação de custos econômicos

- Capex e Opex (custos diretos) das UHEs e do contrafactual
- Composição das unidades autossuficientes de análise
- Identificação dos fatores de conversão para obtenção dos preços sociais



Levantamento dos custos diretos (Capex): UHEs

Capex das UHEs

- **UHE Jatobá:** parâmetro da EPE específico para esta usina, que é de R\$ 9.475/kW = R\$ 15.632.992.000
- **UHE São Luiz do Tapajós:** valor apresentado no EVTE de 2014 (R\$ 30,6 bi), atualizado pela inflação pelo IGP-DI a preços de 2021 = R\$ 60.621.375.420 (obs.: caso utilizado o parâmetro da UHE Jatobá, custo seria de R\$ 76.179.000.000)
- **UHE Cachoeira dos Patos:** valor apresentado por Eletronorte (2008), corrigido pelo IGP-DI = R\$ 3.967.142.286 (obs.: caso utilizado o parâmetro da UHE Jatobá, custo seria de R\$ 5.002.800.000)
- **UHE Jamanxim:** valor apresentado por Eletronorte (2008), corrigido pelo IGP-DI = R\$ 5.193.722.698 (obs.: caso utilizado o parâmetro da UHE Jatobá, custo seria de R\$ 8.347.475.000)
- **UHE Cachoeira do Caí:** valor apresentado por Eletronorte (2008), corrigido pelo IGP-DI = R\$ 5.406.613.359 (obs.: caso utilizado o parâmetro da UHE Jatobá, custo seria de R\$ 7.598.950.000)

Referência preferencial



Correção de preços pelo IGP-DI com base no Manual MME: "*Custo Anual de Operação e Manutenção, deve ser atualizado a partir do Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna (IGP-DI).*"

ELETRONORTE. Estudos de inventário hidrelétrico das bacias dos rios Tapajós e Jamanxim. Rio de Janeiro: ELETRONORTE, CAMARGO CORREA e CNEC, 2008.

Capex a preço social: UHEs

- A partir do valor total estimado para cada UHE, aplicou-se a divisão de categorias conforme as referências do Orçamento Padrão Eletrobrás (OPE) para UHEs, desvendando-se um fator de conversão ponderado de 0,9182. Aplicando esse fator, o Capex a preços sociais monta em R\$ 27,73 bilhões. Assume-se de forma conservadora que as usinas são implementadas de forma concomitante no prazo de 4 anos completos (2023-2026). A distribuição dos investimentos nesse período segue o cronograma de maturação típico de investimentos desse perfil de infraestrutura, qual seja: 45% no 1º ano, 30% no 2º ano, 15% no 3º ano e os últimos 10% são dispendidos no 4º ano.

		Fração do Total (%)	Fator de Conversão (FC)	Especificação do FC	Classificação do FC
Estudos de Pré Implantação		0,37%	0,9840	FCS Serviços de engenharia	Comercializável, Insumo nacional
Terrenos, Relocações e Outras Ações Socioambientais (conta .10)		10,91%	1,0000	Própria	Não comercializável, Itens maiores
Estruturas e Outras Benfeitorias (conta .11)	Mão de obra qualificada	5,43%	0,7596	FCMO Região Norte	Não comercializável, Força de trabalho
	Mão de obra não qualificada	7,78%	0,6726	FCMO Região Norte	Não comercializável, Força de trabalho
	Outros	1,93%	0,9350	FC Padrão	Não comercializável, Itens menores
Barragens e Adutoras (conta .12)	Mão de obra qualificada	4,85%	0,7596	FCMO Região Norte	Não comercializável, Força de trabalho
	Mão de obra não qualificada	6,95%	0,6726	FCMO Região Norte	Não comercializável, Força de trabalho
	Outros	1,10%	0,9350	FC Padrão	Não comercializável, Itens menores
Turbinas e Geradores (conta .13)		26,48%	1,0140	FCS Produtos de indústrias diversas	Comercializável, Insumo nacional
Equipamento Elétrico Acessório (conta .14)		3,75%	0,8780	FCS Máquinas, aparelhos e mat. elétricos	Comercializável, Insumo nacional
Diversos Equipamentos da Usina (conta .15)		4,52%	1,0140	FCS Prod. de ind. diversas (nacional)	Comercializável, Insumo nacional
Estradas de Rodagem de Ferro e Pontes (conta .16)		0,08%	0,9350	FC Padrão	Não comercializável, Itens menores
Custos Indiretos (conta .17)	Canteiro e acampamento	9,11%	0,9470	FCS Obras de infraestrutura	Comercializável, Insumo nacional
	Engenharia	11,39%	0,9890	FCS Serviços esp. para construção	Comercializável, Insumo nacional
	Administração do proprietário	3,42%	1,0000	Própria	Mercado competitivo
	Eventuais da conta .17	1,91%	0,9746	FC Ponderado pelos demais da conta .17	Comercializável e Mercado competitivo
Fator de Conversão Ponderado		100%	0,9182	-	-

Opex a preço social: UHEs

- O caderno EPE (2022) apresenta o Opex de usinas hidrelétricas no intervalo de R\$ 30 a R\$ 50 kW/ano, gastos que são aplicados à geração firme de energia (antes das perdas na transmissão). Adotou-se como referencial o valor médio de R\$ 40 kW/ano, o que resulta em um custo a preços de mercado de R\$ 84,94 milhões (potência firme de 2.123,51 MW). O fator de conversão ponderado é de 0,9375 com base em abertura de contas típicas do setor. Com a aplicação do fator ponderado, tem-se um Opex anual de R\$ 79,63 milhões.

		Fração do Total (%)	Fator de Conversão (FC)	Especificação do FC	Classificação do FC
Gastos com Pessoal	Mão de obra qualificada	14,59%	0,7596	FCMO Região Norte	Não comercializável, Força de trabalho
	Mão de obra não qualificada	5,88%	0,6726	FCMO Região Norte	Não comercializável, Força de trabalho
Gastos com Materiais		35,43%	1,0140	FCS Produtos de indústrias diversas (nacional)	Comercializável, Insumo nacional
Gastos com Serviços de Terceiros	Compartilhamento de infraestruturas	18,21%	0,9890	FCS Serviços especializados para construção	Comercializável, Insumo nacional
	Serviços de Manutenção	12,14%	0,9650	FCS Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	Comercializável, Insumo nacional
	Serviços de Consultoria	2,69%	0,9800	FCS Serviços jurídicos, contabilidade e consultoria	Comercializável, Insumo nacional
	Ações Ambientais Locais	2,29%	0,9840	FCS Serviços de arquitetura e engenharia	Não comercializável, Insumo nacional
	Vigilância, Limpeza e Conservação	1,94%	0,9350	FC Padrão	Não comercializável, Itens menores
	Outros	5,86%	0,9350	FC Padrão	Não comercializável, Itens menores
Seguros e Provisões		0,97%	0,9100	FCS Intermediação financeira	Comercializável, Insumo nacional
Fator de Conversão Ponderado		100%	0,9375	-	-

Unidade Autossuficiente de Análise: LT das UHEs

Capex e Opex de Linhas de Transmissão devem ser adicionadas aos custos, a preços sociais, para compor a unidade autossuficiente de análise (tanto das UHEs como do contrafactual)

- Conforme definição do projeto UHEs do Tapajós, pressupõe-se a instalação de linha de transmissão de corrente contínua direta e estação conversora com comprimento de 2,4 mil km, espelhando a distância linear entre as usinas na bacia do rio Tapajós e o Terminal Rio/RJ.
- Como parâmetro de custo a preço de mercado para a instalação e operação da LT, adota-se o resultado da segunda LT da UHE Belo Monte, conforme Leilão nº 007/2015 de concessão de 30 anos, vencido pela State Grid Brazil Holding SA. O lance vencedor para o valor de receita anual permitida foi de R\$ 988 milhões em valores de julho de 2015, com investimentos previstos em torno de R\$ 7 bilhões. Esta receita é a remuneração a ser paga pelo governo, durante o prazo de concessão, para instalação e operação da LT. A preços de 2021, tem-se R\$ 1,84 bilhões (pelo IGP-DI).
- Uma vez que o parâmetro de custos engloba a implantação (Capex) e a operação (Opex) das LTs, alocam-se tais custos (que já embutem a remuneração do agente privado na operação das linhas) a cada ano de operação das usinas, na proporção da energia gerada pelo projeto UHEs do Tapajós, que é menor do que a da referida LT de Belo Monte, de 4.000 MW. A seguinte mecânica é adotada: (i) Uma vez que a receita anual permitida é para uma distância de 2,55 mil km, tem-se um valor ajustado de R\$ 1,76 bi para a distância estimada de projeto (2,4 mil km); (ii) Dividindo-se o valor anual pela potência, e supondo-se de forma simplificada uma relação linear, deriva-se o custo paramétrico de R\$ 439,09 mil por MW; (iii) Por fim, aplicando-se este parâmetro à potência instalada de projeto, tem-se um custo anual (Capex e Opex) de R\$ 1,70 bi por ano.
- Por fim, para a conversão de preços de mercado para preços sociais, adotou-se a aplicação do fator de conversão padrão (FCP de 0,9350), haja vista a impossibilidade de se desmembrar os componentes dos custos parametrizados. Com essa conversão, o valor social de Capex e Opex das LTs é de R\$ 1,59 bilhões por ano, alocado ano a ano durante os 30 anos de operação do projeto (que espelha a vida útil do ativo).
- Pressupõe-se que custos associados como portos fluviais de apoio às obras, vilas residenciais no entorno dos canteiros para abrigar mão de obra de construção e estradas e pontes sobre áreas a serem inundadas esteja contempladas no Capex.

Levantamento dos custos diretos: Capex do Cenário Base

- A fonte de informações utilizada para os custos paramétricos de implantação do cenário base é o caderno de parâmetros da EPE (2022). A publicação traz, além do Capex de referência, valores mínimos e máximos, faixas (intervalos) que refletem a dispersão dos dados subjacentes.
- O parâmetro de investimento da UTE a gás nacional embute a fração do Capex referente ao gasoduto que fornece o combustível a ser queimado, mantendo-se assim a lógica da unidade autossuficiente de análise. Essa mesma inclusão se faz no Opex, contemplando então as despesas com esse empreendimento indissociável.
- Com base nos valores adotados para o Capex de cada fonte e, a partir da potência instalada de cada qual, dá-se a contabilização do custo de implantação a valores de mercado. Para o CB-1, que tem uma capacidade instalada de 4.763 MW, o Capex é de R\$ 18,32 bilhões. Já para o CB-2, que tem capacidade instalada de 5.870 MW, o Capex é de R\$ 21,30 bilhões.

Fontes Geradoras	Capex (R\$/kW)		
	Adotado	Mínimo	Máximo
UTE a Gás Nacional (Ciclo combinado) ¹	5.300	3.400	5.900
Eólica (<i>onshore</i>)	4.375	3.200	5.500
Solar Fotovoltaica	2.858	2.500	5.000
UTE a Biomassa (bagaço de cana)	4.000	2.000	5.500
UTE a Biogás (resíduo sucroenergético)	8.000	3.000	10.000
CB-1: 31% Gás; 31% Eólica; 31% Solar; 5% Biomassa; 2% Biogás	3.846	2.823	5.385
CB-2: 0% Gás; 43% Eólica; 43% Solar; 10% Biomassa; 4% Biogás	3.628	2.696	5.327

- Para a abertura do Capex das usinas termelétricas, utilizou-se das referências de EPE (2016) em publicação específica sobre energia termelétrica que permite identificar 8 rubricas de custos, concluindo-se por um fator de conversão ponderado de 0,9128. Assume-se que o mesmo fator se aplica para as fontes a biomassa e a biogás
- Para a abertura do Capex das fontes renováveis não-hídricas, consultou-se a Nota Técnica PR 007-2018 (EPE, 2018), que apresenta sete rubricas principais que compõe os investimentos de implantação de usinas eólicas (*onshore*). O fator ponderado resultante é de 0,9589. Dada a ausência de referências para a fonte solar fotovoltaica, assume-se que o mesmo FC a ela também se aplica.
- As composições entre a participação das fontes resulta no fator de conversão 0,94803 para o CB-1 e de 0,95246 para o CB-2. Com base na aplicação dos fatores de conversão para o Capex de cada fonte, tem-se sua tradução em custos sociais: no CB-1, o Capex a preços sociais é de R\$ 17,37 bilhões. Já no CB-2, é de R\$ 20,28 bilhões.

Levantamento dos custos diretos: Opex do Cenário Base

- Para o Opex, as referências da EPE (2022) são de R\$ 150 kW/ano para a termelétrica a gás natural; R\$ 90 kW/ano para a eólica (*onshore*); R\$ 50 kW/ano para a solar fotovoltaica; R\$ 90 kW/ano para a biomassa (bagaço de cana); e de R\$ 480 kW/ano para o biogás (resíduo sucoenergético). Importante notar que a referência da UTE a gás é composta entre as despesas da usina (R\$ 80 kW/ano) e do gasoduto (R\$ 70 kW/ano) que a alimenta, perfazendo assim a unidade autossuficiente de análise inerente à essa tecnologia.
- Com a devida ponderação das capacidades firmes de geração de cada fonte por seus valores de Opex, tem-se que o CB-1 apresenta um Opex anual de R\$ 214,49 milhões; enquanto o CB-2 de R\$ 182,32 milhões, ambos a preços de mercado.
- Para a abertura do Opex para aplicação e cálculo do fator ponderado de conversão, utilizou-se das demonstrações financeiras da UTE Itaqui Geração de Energia (2019) e da UTE Porto do Pecém Geração de Energia (2020), pois permitem compor as mesmas rubricas utilizadas para o Opex do projeto das UHEs, incluindo a abertura dos gastos com serviços de terceiros. O fator resultante é de 0,8936.
- Dada a ausência de outras referências para a abertura do Opex das demais fontes de geração, assume-se que o mesmo fator de conversão também a elas se aplica. A multiplicação do fator de conversão do Opex resulta, para o CB-1, em um dispêndio anual de R\$ 191,67 milhões; já para o CB-2 são R\$ 162,92 milhões, ambos expressando os preços sociais.
- Para estimar o custo unitário com combustível das usinas termelétricas a gás natural, descontou-se do custo variável unitário (CVU) de R\$ 215/MWh o Opex acima descrito. Adota-se a premissa conservadora de replicar - para as usinas a biomassa e a biogás - o mesmo custo de referência do CVU do cavaco de madeira (R\$ 200/MWh). Dadas as considerações apostas, o CB-1 traz um custo de combustível anualizado de R\$ 1.242,61 milhões (custo do gás nacional, do bagaço de cana e do resíduo sucoenergético); já o CB-2 apresenta um custo de anual de R\$ 323,55 milhões (custo do bagaço de cana e do resíduo sucoenergético).
- Para a conversão a preços sociais dos gastos com combustível, utilizaram-se dos seguintes fatores de conversão: 0,8400 para o gás natural, e de 0,9570 para a biomassa e para o resíduo sucoenergético, a partir do fator de conversão setorial de 'água, esgoto, reciclagem e gestão de resíduos'.
- Com base na aplicação dos fatores de conversão para os gastos com combustível de cada fonte, tem-se que para o CB-1, esse dispêndio anual, a preços sociais, é de R\$ 1.070,57 milhões; já no CB-2, é de R\$ 309,64 milhões.

Intermitência e unidade autossuficiente do Cenário Base

Intermitência das fontes renováveis

- A partir do montante adicional de energia requerido para cada megawatt gerado com fontes renováveis não-hídricas no cenário base (considerando a eólica, solar, biomassa e biogás), adicionam-se os custos da intermitência. Tradicionalmente, quando há necessidade do acionamento da reserva de potência, despacham-se usinas termelétricas, cujo custo marginal baliza o valor da intermitência. Utiliza-se o parâmetro trazido por EPE (2022), que é de R\$ 385/MWh.
- O cálculo do custo da intermitência considera a potência firme, uma vez que a própria geração de reserva de potência está sujeita às perdas na transmissão. Com base nos fatores delineados, calcula-se o custo anual da intermitência como sendo de R\$ 478,38 milhões para o CB-1 e de R\$ 679,23 milhões para o CB-2 - notando que o parâmetro de intermitência adotado é de 10,5% para as renováveis solar e eólica e de 5,25% para a biomassa e biogás.
- O custo da intermitência deve ser considerado por seu valor social e não de mercado. Dessa feita, aplica-se o fator de conversão de 0,8400 para o gás natural (fator de conversão setorial de 'eletricidade, gás e outras utilidades'), que é o combustível que abastecerá a fonte de reserva de potência, obtendo-se então o custo anual de R\$ 401,84 milhões para o CB-1 e de R\$ 570,55 milhões para o CB-2.

Linhas de transmissão

- Uma vez que o cenário base não tem local de instalação específico, considerou-se: (i) Instalação de linha de transmissão proporcional à energia gerada pela fonte eólica com comprimento de 1,5 mil km, espelhando a distância linear entre o centróide da região Nordeste e o município de Paracambi/RJ, onde fica o Terminal Rio; e (ii) Para as demais fontes geradoras, considerou-se 10% do comprimento das linhas de transmissão que para as eólicas, na proporção da energia gerada.
- Utiliza-se do mesmo parâmetro de custos que para o cenário de projeto (UHEs do Tapajós), qual seja: R\$ 731,81 mil por quilômetro por ano, englobando tanto o Capex como o Opex. Aplicando-se nos 1,5 mil km, tem-se um custo de R\$ 1,10 bilhões, que se rebate em R\$ 274,43 mil por MW (haja vista a correção da potência de 4.000 MW para o parâmetro utilizado). O custo anual resultante, a preços de mercado, é de R\$ 482,67 milhões para o CB-1 e de R\$ 676,47 milhões para o CB-2, pois além de ambos os cenários terem potências instaladas distintas devido aos fatores de capacidade, o CB-2 traz uma maior participação da fonte eólica, que requer maiores investimentos na transmissão.
- Aplicou-se o fator de conversão padrão (FCP) de 0,9350, gerando o custo social anual de R\$ 451,30 milhões para o CB-1 e de R\$ 632,50 milhões para o CB-2.

Resumo dos custos diretos a preços sociais

(preços sociais)	Projeto UHE Tapajós ¹		Cenário Base		
			CB-1	CB-2	Alocação temporal
	R\$ (milhões)	Alocação temporal	R\$ (milhões)	R\$ (milhões)	
Capex (investimento)	27.728,73	em 4 anos, entre 2023 e 2026	17.367,67	20.282,59	em 2 anos, entre 2025 e 2026
Repex (igualar vida útil a 30 anos)	-	-	17.367,67	20.282,59	em 2 anos, entre 2046 e 2047
Valor residual (igualar vida útil a 30 anos) ²	-	-	11.052,15	12.907,11	pontual em 2056
Opex (operação e manutenção)	79,63	anual, entre 2027 e 2056	191,67	162,92	anual, entre 2027 e 2056
Combustível (apenas fontes que o requerem)	-	-	1.070,57	309,64	anual, entre 2027 e 2056
LT (valor anualizado espelha Capex e Opex)	1.585,09	anual, entre 2027 e 2056	451,30	632,50	anual, entre 2027 e 2056
Intermitência (adicional para as renováveis)	-	-	401,84	570,55	anual, entre 2027 e 2056

¹ Composição de 4 UHEs: Jatobá, Cachoeira dos Patos, Jamanxim e Cachoeira do Cai. ² O valor residual entra com sinal trocado no fluxo de custos, pois espelha o ativo que se mantém útil para além do horizonte de análise (credita o fluxo, compensando parcialmente o débito do Repex).

5 Estimação de benefícios

- Benefícios são os mesmos para o Projeto UHEs do Tapajós e o Cenário base
- Benefício social: Incremento de energia



Benefício do incremento da oferta de energia elétrica

- O benefício associado ao projeto e ao cenário base é, claramente, a produção do efeito de incremento da oferta de energia, pois o objetivo é especificamente o de aumentar a energia gerada e disponibilizada ao sistema.
- A disposição a pagar dos consumidores pela energia elétrica que lhes é disponibilizada no mercado regulado do Sistema Interligado Nacional (SIN) pode ser obtida pela proxy da tarifa paga pelo serviço de fornecimento, o que implica assumir que o mercado de energia é competitivo e está sujeito a poucas distorções de mercado.
- Ao indicar o uso do método de valor adicionado, o guia da Comissão Europeia (2014), de forma subjacente, reconhece essa estrutura de mercado. Afinal, o método implica na leitura dos valores de mercado e posterior conversão para preços sociais.
- Na avaliação socioeconômica, tanto os subsídios quanto os impostos e os lucros são transferências entre agentes econômicos que devem, portanto, ser retirados. Dessa forma, a representação do valor social da tarifa se torna completa após três outras deduções: eventuais subsídios, incidência de tributos diretos e lucro dos distribuidores.
- A tarifa social foi, com essas deduções a partir da receita bruta das distribuidoras de energia, calculada em R\$ 373,12/MWh (próxima do custo variável unitário da energia despachável (R\$ 385/MWh) e do custo médio de geração de entrada no MDI do PDE 2031 (R\$ 374,71/MWh).
- O valor unitário foi então multiplicado pela quantidade de energia entregue, líquida de perdas na transmissão que é promovida pelo projeto. Uma vez que as quatro UHEs na bacia do Tapajós produzem um incremento de 16.704.517 MWh/ano, geram um benefício de R\$ 6.232,79 milhões por ano.

(preços sociais)	Projeto UHE Tapajós ¹		Cenário Base		
			CB-1	CB-2	Alocação temporal
	R\$ (milhões)	Alocação temporal	R\$ (milhões)	R\$ (milhões)	
Benefício do incremento da oferta de energia	6.232,79	anual, entre 2027 e 2056	6.232,79	6.232,79	anual, entre 2027 e 2056

6 Estimação das externalidades

- Evidências de externalidades em UHEs na Amazônia
- Externalidades do Projeto UHEs do Tapajós
- Externalidades do Cenário Base
- Efeitos econômicos indutivos, indiretos e de segunda ordem



Evidências de externalidades em UHEs na Amazônia

Processos biofísicos

- Chaudhari & Pokhrel (2022), utilizando de modelagem rio-planície-reservatório de alta resolução, simularam o período de 1981 a 2019 com e sem a construção e operação de barragens hidrelétricas (considerando a produção máxima de energia). A comparação dos resultados entre as situações simuladas indica que as barragens existentes promoveram alterações substanciais nas vazões e nos padrões de inundação em toda a bacia do rio Amazonas.
- Especificamente, as grandes barragens nas sub-bacias amazônicas (incluindo Xingu, Madeira e Tocantins) alteraram a amplitude das vazões a jusante em até 3 ordens de magnitude, com repercussões nas áreas alagadas. Os resultados evidenciam a intensidade e amplitude dos impactos hidrológicos dos reservatórios, impactos estes que não são considerados quando do ritual padrão da avaliação de impacto.
- As mudanças na hidrologia e na conectividade fluvial alteram os padrões de inundação das florestas de várzea e sua produtividade, interrompem as migrações de peixes, reduzem a produção pesqueira e modificam o transporte de sedimentos e a biogeoquímica da bacia hidrográfica em vastas escalas espaço-temporais (Athayde et al. 2019).
- Segundo Athayde et al. (2019), embora o fluxo e o transporte de sedimentos sejam bem descritos por meio de modelos processuais de bacias hidrográficas, e vários destes modelos tenham sido desenvolvidos e aplicados à bacia amazônica na escala de sub-bacias, a aplicação em escala mais ampla e com maior escala temporal segue rarefeita. Os processos mais amplos, no entanto, são relevantes para a compreensão do contexto das mudanças sociais, ecológicas e climáticas envolvidas.

Transformações no ecossistema fluvial

- As mudanças induzidas pelas barragens nos regimes físicos e químicos dos rios alteram a diversidade, composição, distribuição e abundância de peixes (Rodriguez, 1998; Bonner & Wilde, 2000). Alterações no pulso de inundação sazonal e na conectividade fluvial interrompem a migração, o recrutamento e o desenvolvimento de espécies de peixes amazônicos.
- Anderson et al. (2018) quantificaram os efeitos cumulativos de 142 barragens existentes e outras 160 barragens propostas na conectividade fluvial da bacia amazônica, dos Andes à foz, demonstrando as profundas implicações na perda de conectividade para as migrações de peixes e para toda a biodiversidade, função das modificações no aporte e transporte de sedimentos.
- Duponchelle et al. (2016) reconstruíram a história de vida dos grandes bagres amazônicos como a piramutaba e a dorada (*Brachyplatystoma spp*) por meio da microquímica dos otólitos, identificando as mais longas migrações de peixes de água doce já registradas (mais de 8 mil km). As larvas destas espécies migram desde o sopé dos Andes até o baixo Amazonas, o que os torna altamente suscetíveis a barramentos. Segundo os autores, uma das grandes vias migratórias de acesso a parte substancial de seus locais de desova (pelo rio Madeira) já se encontra irremediavelmente bloqueada pelas usinas de Jirau e Santo Antônio.

Evidências de externalidades em UHEs na Amazônia

Interações biofísicas e socioecológicas

- Das externalidades negativas, as mais características aos empreendimentos hidrelétricos ocorrem sobre a limnologia, a ictiofauna e, de forma geral, sobre toda a fauna dependente das águas, sejam mamíferos como a lontra, a ariranha, o boto tucuxi e o peixe-boi-da-Amazônia; sejam répteis como o tracajá, a tartaruga-da-Amazônia e jacarés; sejam ainda a avifauna que depende do ecossistema aquático para alimentação ou outros ritos de seu ciclo de vida.
- Especificamente para a ictiofauna, é notória a ineficácia das medidas de mitigação que são geralmente tomadas (tal como a implantação de escadas para peixes). Por outro lado, são amplas e inequívocas as evidências sobre as perdas de diversidade, biomassa, estrutura trófica, interrupção de rotas migratórias, extinções locais e, consequentemente, perdas na atividade pesqueira.
- Evidências para os impactos das hidrelétricas sobre a ictiofauna e o declínio de espécies comerciais são encontrados para ecossistemas aquáticos ao redor do mundo, a exemplo de Assis et al. (2017); Stone (2016); Dugan et al. (2010); Agostinho et al. (2008); Neraas & Spruell (2001); e Zhong & Power (1996).
- Impactos específicos para o ecossistema amazônico são abordados por, dentre outros: Baird et al. (2021); Figueiredo et al. (2021); Sousa et al. (2021); Cajado et al. (2020); Santos et al. (2020); Pinto, Doria & Marques (2019); Arantes et al. (2019); Bentes et al. (2018); Doria et al. (2018); Santos et al. (2018); Cella-Ribeiro et al. (2017); Lima, Kaplan & Doria (2017); Pavanato et al. (2016); Barthem, Ferreira & Goulding (2016); Pereira et al. (2016); Hurd et al. (2016); Alho et al. (2015); Isaac et al. (2015); Santana et al. (2014); Bennemann et al. (2011); Agostinho et al. (2008); e Freitas et al. (2002).
- Lima, Kaplan & Doria (2017) demonstram os impactos negativos dos barramentos na reprodução dos peixes, o que traz como inevitável consequência a redução das capturas, tanto a montante quanto a jusante das barragens. Estes efeitos são amplamente corroborados por Sousa et al. (2021), Santos et al. (2020), Arantes et al. (2019), Santos et al. (2018) e por Agostinho et al. (2004).
- Arantes et al. (2019), apresentam um compilado dos impactos observados e prospectivos de barragens hidrelétricas na ictiofauna e nas pescarias por meio das características funcionais de suas espécies-alvo, evidenciando que o esforço de pesca praticamente dobra para fazer frente aos reduzidos rendimentos, evidenciando redução de cerca de 50% nas capturas.
- Sousa et al. (2021) demonstram significativas modificações (para pior) na atividade pesqueira do rio Guaporé, um afluente a montante dos empreendimentos hidrelétricos do complexo do rio Madeira onde supostamente não ocorreriam impactos. Santos et al. (2018) encontram uma redução média de 39% na produção pesqueira no rio Madeira após o represamento. Declínio semelhante foi registrado em outros ecossistemas aquáticos da região impactados por hidrelétricas, como no rio Tocantins que, após a UHE Tucuruí, teve a produção local reduzida em 19%, mesmo quarenta anos após o represamento.
- Eis que a pesca amazônica tem impactos socioeconômicos locais e regionais bastante significativos, mantendo importância cultural e econômica crítica para os povos indígenas e comunidades ribeirinhas (Baird et al., 2021; Pinto, Doria & Marques, 2019; Isaac et al., 2015). Embora indicadores biológicos, funcionais e tróficos da diversidade e abundância de peixes tenham sido desenvolvidos, a falta de monitoramento de longo prazo na bacia amazônica torna difícil a identificação de impactos e compensações durante os processos de planejamento e licenciamento de barragens.

Evidências de externalidades em UHEs na Amazônia

Transformações no ecossistema terrestre

- É certa e direta a ocorrência da supressão da vegetação para a formação do reservatório e para a estrutura do barramento (incluindo canteiro de obra), pois fazem parte da tecnologia de geração de energia. Por outro lado, tem-se o desmatamento indireto, que é induzido pelas usinas por meio de (ao menos) três caminhos:
- A mudança no uso da terra associada às barragens induz ao desmatamento e degradação florestal incrementais (Silva Junior, dos Santos & dos Santos, 2018; Jiang et al., 2018; Montoya, Lima & Adami, 2018; Assunção, Costa & Szerman, 2017; Cabral et al., 2014).
- A infraestrutura associada à barragem (especificamente as linhas de transmissão e vias de acesso) causa desmatamento direto e indireto adicional. Hyde, Bohlman & Valle (2018) analisaram especialmente o desmatamento associado a 40 mil km de linhas de transmissão na Amazônia e desvendam que este chega a ser 2 vezes maior do que o gerado pela área alagada.
- As barragens alteram a hidrologia dos rios e das planícies de inundação, o que muda a estrutura e a função das florestas ribeirinhas e das planícies de inundação (Rocha et al., 2019; de Sousa et al., 2019; Assahira et al., 2017; Benchimol & Peres, 2015).
- Juntos, esses impactos ao ecossistema terrestre têm efeitos em cascata na biodiversidade e na provisão de serviços ecossistêmicos (Brouwer et al., 2022; Athayde et al., 2019; Cochrane et al., 2017; Nepstad et al., 2008).
- Reservatórios tropicais demonstram, ainda, emitir quantidades significativas de gases de efeito estufa, não apenas de gás metano, mas também de gás carbônico (Deemer et al., 2016; Fearnside, 2016; Fearnside, 2015; Ometto et al., 2013; Miranda 2012).

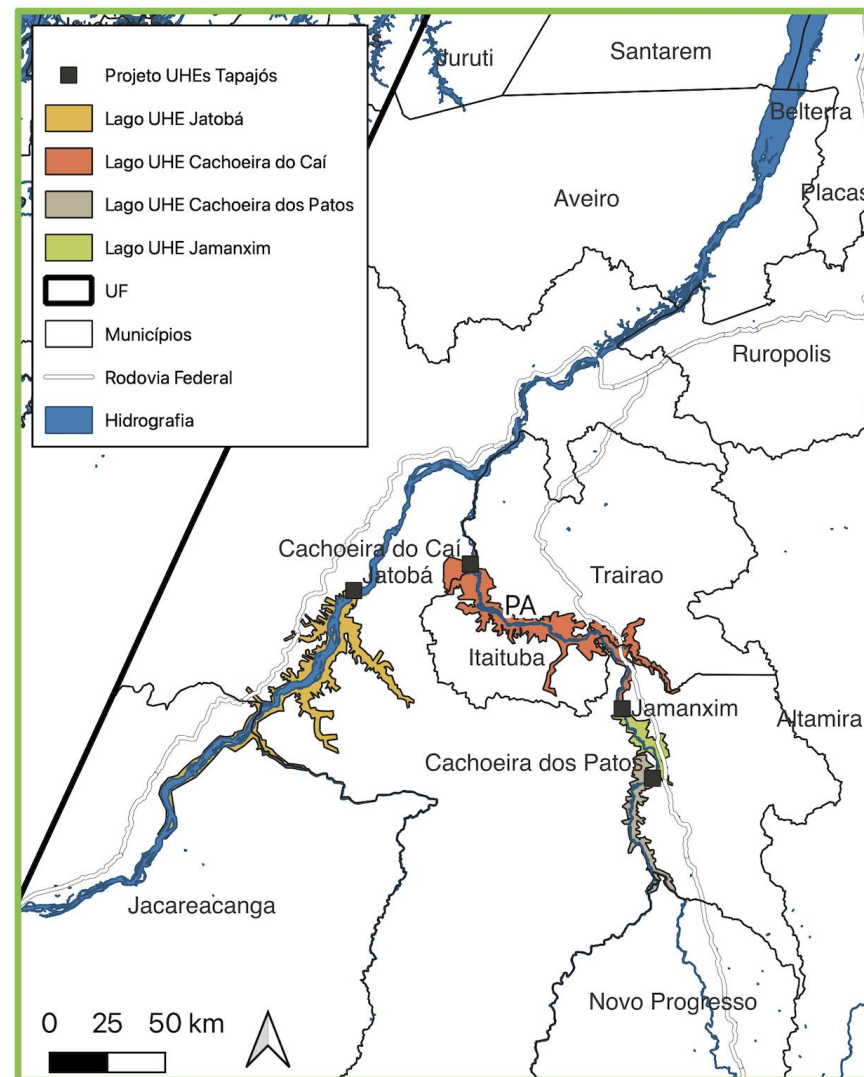
Transformações no ecossistema fluvial

- Enquanto as usinas hidrelétricas produzem benefícios em escala nacional, impactos negativos significativos ocorrem nas escalas local e regional. São muitos os canais para o desenrolar de tais efeitos, dentre outros: por meio de mudanças na qualidade da água; contaminação das águas subterrâneas; alterações no acesso ao saneamento e serviços médicos; perda de meios de subsistência tradicionais; imposição de novos padrões de deslocamento no território; mudanças nos estilos de vida; insegurança alimentar; aumento da disseminação de doenças infecciosas e sexualmente transmissíveis; e aumento da exposição ao mercúrio (Athayde et al., 2019, em meta-análise).
- A perda de coesão social e os impactos nos meios de subsistência, incluindo perda de renda, são sentidos principalmente pelas populações tradicionais, comunidades ribeirinhas e rurais (Bro, Moran & Calvi, 2018; Moran et al., 2018).
- Contrastando esse longo conjunto de impactos negativos, tem-se o argumento de que usinas hidrelétricas promovem melhorias nas condições socioeconômicas das localidades anfitriãs. Para as hidrelétricas de Jirau, Santo Antônio e Belo Monte, no entanto, Moran et al. (2018) desvendam que os empregos previstos não se sustentaram, praticamente desaparecendo em menos de cinco anos após a implantação dos empreendimentos.
- Com base nas usinas hidrelétricas do complexo Pelotas-Uruguaí, Pulice et al. (2017) demonstraram que o crescimento econômico temporário durante a fase de construção foi o principal benefício para os municípios inundados, mas é de prazo curto e não mostrou correlação com melhorias em outros indicadores de desenvolvimento social, tais como desigualdade social, trabalho infantil, problemas sanitários, taxa de fertilidade e educação.

Externalidades do Projeto UHEs do Tapajós

Custo de oportunidade de uso do solo

- O custo de oportunidade de uso do solo é, tipicamente, capturado na rubrica dos custos diretos dos projetos, devendo estar refletido na aquisição dos terrenos (Capex) e suas eventuais desapropriações (Capex), bem como nas ações de compensação e mitigação dos impactos correlatos (Opex).
- Para os casos nos quais os custos diretos não contemplem o custo de oportunidade total, no entanto, se faz necessária sua consideração como externalidade (Guia ACB), e é exatamente esse o caso para as UHEs do Tapajós.
- Observam-se ao menos sete usos atuais e perspectivas que deverão ser modificados (seis deles renunciados - externalidade negativa):
 - Perda de atividades produtivas agropecuárias;
 - Perda do estoque de carbono na biomassa florestal;
 - Ganho de oportunidade de atividade econômica do desmatamento induzido;
 - Perda da oportunidade de extração sustentável de produtos madeireiros e não madeireiros;
 - Perda de serviços ecossistêmicos de regulação do ciclo hidrológico prestados pela floresta;
 - Perda de serviços ecossistêmicos de provisão de habitat;
 - Perda da oportunidade de atividades recreativas e turísticas.

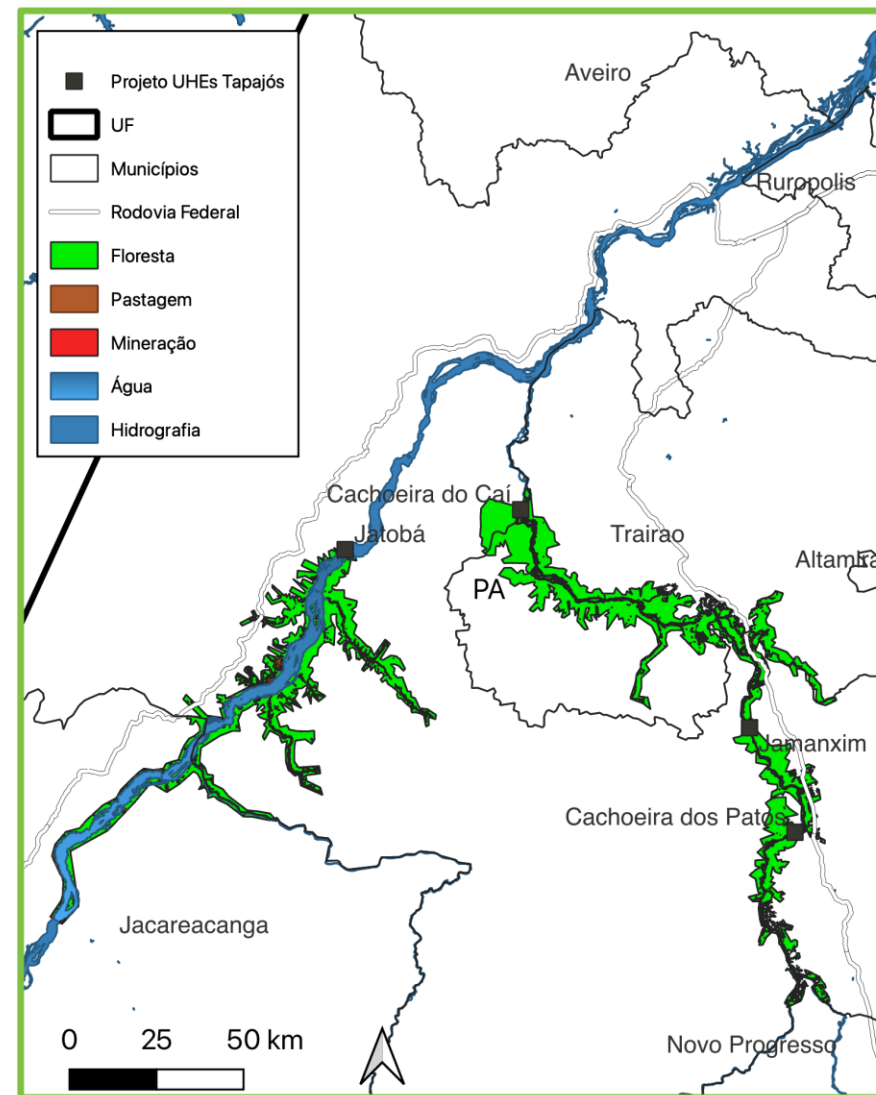


Custo de oportunidade de uso do solo

Perda de atividades produtivas agropecuárias

- O lago das UHEs abrange áreas de produção agropecuária. Deve-se considerar a perda pela anual produção cessante, sob a premissa de que passa a ocorrer a partir do ano do término da construção, uma vez que é tipicamente quando se dá o enchimento do reservatório. Pelo uso e ocupação do solo na área estimada do lago (Mapbiomas, coleção 7), observa-se a existência de áreas de pastagem e de agricultura.

	Área total a ser suprimida pelo lago	Áreas dedicadas à pecuária na área dos reservatórios		Áreas dedicadas à agricultura na área dos reservatórios	
	ha	ha	% do total	ha	% do total
UHE Jatobá	46.720	1.453	3,11%	27	0,06%
UHE Cachoeira dos Patos	11.650	1.775	15,23%	52	0,45%
UHE Jamanxim	7.445	985	13,23%	2	0,03%
UHE Cachoeira do Caí	42.000	2.044	4,87%	27	0,07%
TOTAL (UHEs do Tapajós)	107.815	6.257	5,80%	108	0,10%

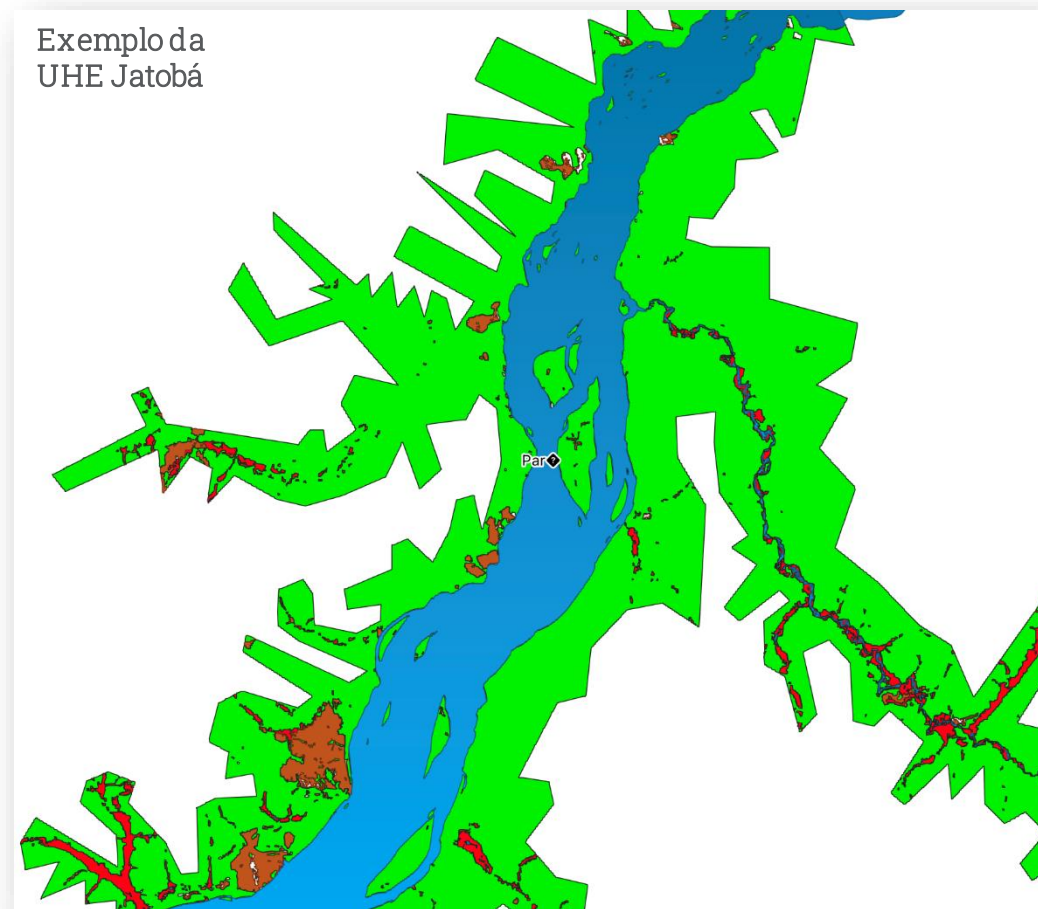


Custo de oportunidade de uso do solo

Perda de atividades produtivas agropecuárias

- Para a estimativa do valor da produção pecuária e agrícola dos quatro principais municípios alagados (Itaituba, Trairão, Novo Progresso e Jacareacanga) consultou-se (respectivamente) a PPM (2021) para captura do rebanho bovino* e a PAM (2021) para o valor econômico da produção das culturas temporárias e permanentes. Realizou-se, ainda a conversão a preços sociais pelos respectivos fatores de conversão, segundo o Catálogo de Parâmetros do IPEA.
- Para estimar o valor econômico da produção pecuária, a partir da quantidade de rebanho, considerou-se um ciclo de produção de 2 anos para o bovino médio de 500 kg e com 50% de carcaça. O valor da carne é de R\$ 253,2 por @ (15kg) na cotação do final de 2020 (canal Farmnews), resultando no valor por unidade animal de R\$ 4.220. Para a densidade do plantel, considerou-se a área de pastagem em degradação moderada e sem degradação (2020, Mapbiomas).

Valoração da externalidade	Área (ha)	Parâmetro (R\$/ha)	R\$ (milhões)	Alocação temporal
Perda na produção agrícola	108	9.360	1,01	anual, entre 2026 e 2056
Perda na produção pecuária	6.257	2.159	13,51	anual, entre 2026 e 2056



Custo de oportunidade de uso do solo

Perda do estoque de carbono na biomassa florestal (emissão de CO₂)

Emissões da supressão vegetal do lago

- Antes do enchimento dos reservatórios, é necessária a realização da supressão da vegetação. Como se trata de uma área com vegetação ombrófila densa, tem-se uma quantidade significativa de carbono estocado - estoque esse que será então liberado para a atmosfera.
- O primeiro passo para calcular essa externalidade é estimar a área de floresta que será suprimida. Para tanto, fez-se a espacialização (aproximada) do lago dos reservatórios das UHEs, mapeamento que serviu para este e outros cálculos (na página seguinte apresenta-se essa espacialização).
- A partir da estimativa georreferenciada dos reservatórios, realizou-se a leitura do uso e ocupação do solo com base em Mapbiomas (coleção 7), permitindo identificar a fração florestal.
- As estimativas do estoque de carbono foram obtidas por Baccini et al (2012), cujos resultados foram espacializados no âmbito do Amazon Ecosystem Services e apresentados abaixo por suas médias em cada reservatório.
- A partir do estoque de carbono em toneladas, obteve-se a tonelada de emissões equivalentes. Pressupõe-se que o desmatamento ocorra de forma linear pelo período de obras.

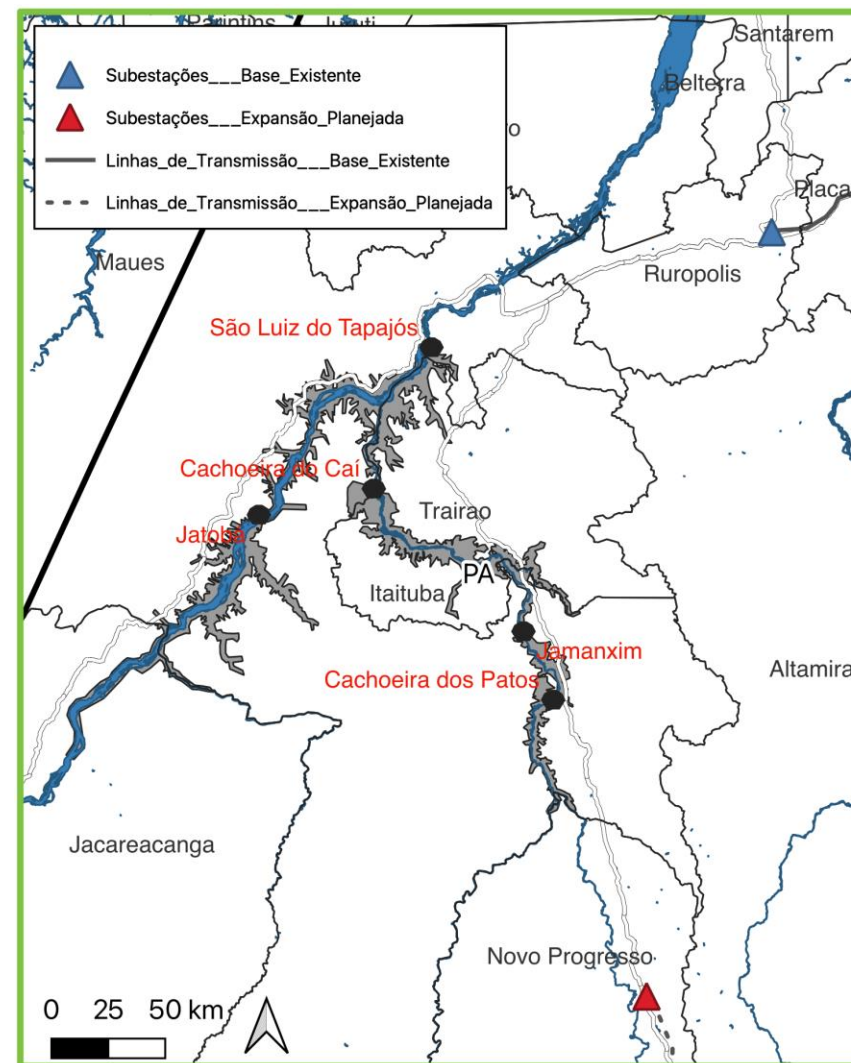
Parâmetros de emissões da supressão vegetal dos reservatórios	Cobertura florestal na área dos reservatórios		Carbono estocado	Estoque de carbono	Emissões da supressão
	ha	% do total	t/ha	tC	tCO ₂
UHE Jatobá	43.195	92,5%	286,05	12.356.042	45.346.676
UHE Cachoeira dos Patos	9.757	83,7%	277,09	2.703.450	9.921.663
UHE Jamanxim	6.435	86,4%	282,20	1.815.870	6.664.244
UHE Cachoeira do Caí	39.728	94,6%	297,64	11.824.642	43.396.436
TOTAL (UHEs do Tapajós)	99.115	91,9%	289,33	28.700.005	105.329.018

Custo de oportunidade de uso do solo

Perda do estoque de carbono na biomassa florestal (emissão de CO₂)

Emissões da supressão vegetal das Linhas de Transmissão

- Uma vez que não se tem definição do traçado das LT, assume-se que a supressão se restrinja à uma eventual conexão das usinas até a subestação mais próxima, mesmo sabendo-se que a LT de 800 kW que se assume instalar não está vinculada a estas. Todavia, sabe-se que as LT gerarão desmatamento, adotando-se uma forma de considerar esse efeito sem gerar dupla contagem com estes custos no cenário base, pois se restringe a área exclusivamente para o entorno imediato das usinas de projeto.
- Em termos práticos: (i) Identificou-se a distância linear entre o ponto da UHE e a subestação mais próxima; (ii) Calculou-se um fator de não-linearidade para aplicar nas distâncias com base em proxies de outras linhas de transmissão efetivamente implantadas na região, resultando em 1,09; (iii) Considerou-se os ganhos de sinergia que ocorrem quando da implantação conjunta das quatro usinas, pois as linhas conectam estas antes de seguirem para as subestações.
- Assume-se 57,5 metros de faixa de servidão (média entre as faixas de servidão de 50 a 65 metros exigidas para as linhas de tensão maior, conforme MME, 1997).
- Resultado final: 1.955 hectares, com base em 340,08 km de LT. A partir da área, aplicou-se o mesmo roteiro metodológico utilizado para a estimativa das emissões da supressão do lago; a diferença sendo que, uma vez sem traçado delimitado no espaço para as LT, adotou-se a fração média de vegetação florestal da área ponderada do lago das quatro usinas como referência (91,9%) e o parâmetro de 289 t/ha de carbono estocado na área de vegetação florestal.
- A supressão de formação florestal é de 1.798 ha, com estoque de 520,12 mil tC que, quando liberado na atmosfera, se converte em 1,91 milhões de tCO₂.



Custo de oportunidade de uso do solo

Perda do estoque de carbono na biomassa florestal (emissão de CO₂)

Emissões do desmatamento induzido

- Assunção et al (2017) investigaram a instalação de usinas hidrelétricas na Amazônia entre 2003 e 2011. Com base no estabelecimento de áreas de controle sintético e extensivo tratamento georreferenciado, baseado em dados observados, desvendaram que (como esperado e amplamente observado na prática) as usinas geram desmatamento induzido.
- Significa dizer que há um desmatamento em excesso do que teria ocorrido na ausência dos empreendimentos.
- Segundo Assunção, 14% do desmatamento que ocorre em um raio de até 50 km do empreendimento podem ser atribuídos à sua implementação.
- O parâmetro de Assunção é significativamente inferior ao que o que fora modelado por Cabral et al (2014). Estes autores, trabalhando com projeções de padrões históricos ao invés de dados observados, estimaram que o desmatamento induzido na região do Tapajós pode chegar a 35% devido às usinas que ali se planejam instalar.
- Uma vez que se espera haver desmatamento induzido, calculou-se o raio de 50 km no entorno dos reservatórios e, com base no uso do solo de Mapbiomas, desvendou-se a cobertura florestal sujeita a esse efeito.
- Para estimar o desmatamento que ocorreria na ausência das UHEs, compilou-se a taxa de perda de áreas florestais anualizada de 36 anos em cada um dos municípios afetados, com base no histórico de uso e ocupação do solo de Mapbiomas.
- Com base no desmatamento que já ocorreria na perspectiva contrafactual, aplicou-se o parâmetro de que 14% adicionais ocorrerem devido à implementação das UHEs.
- Para fins de estimativa do estoque de carbono contido nessa área, adotou-se o parâmetro de Baccini et al (2012).
- Pressupõe-se que o efeito do desmatamento induzido ocorra desde o ano 1, quando há movimentação de canteiro de obra e afins, até o ano de 2032. Considera-se (de forma bastante conservadora) que as promessas atuais de reduzir a zero o desmatamento na Amazônia em 10 anos sejam efetivamente cumpridas.
- Estima-se o desmatamento induzido de formação florestal em 1.439 ha por ano que, em 10 anos, monta em 14,39 mil ha, cerca de 13,35% da área dos reservatórios. Segundo as estimativas de Hyde, Bohlman & Valle (2018), o desmatamento induzido apenas pelas LT pode vir a representar mais do que o dobro da área alagada.

Custo de oportunidade de uso do solo

Perda do estoque de carbono na biomassa florestal (emissão de CO₂)

Emissões do desmatamento induzido

Parâmetros de emissões do desmatamento induzido	Abrangência da indução	Cobertura florestal (área de indução)	Taxa histórica de desmatamento ¹	Desmatamento sob status-quo ²	Desmatamento induzido (+14%) ³	Estoque de carbono	Emissões da supressão
	%	mil ha	%/ano	ha/ano	ha/ano	tC	tCO ₂
Município de Itaituba	59,9%	2.852,86	0,176%	5.026	704	203.576	747.123
Município de Trairão	19,9%	945,49	0,360%	3.401	476	137.760	505.578
Município de Jacareacanga	14,0%	668,58	0,069%	462	65	18.710	68.667
Município de Novo Progresso	3,7%	174,33	0,650%	1.133	159	45.907	168.480
Outros municípios	2,5%	121,09	0,211%	255	36	10.330	37.911
TOTAL (UHes do Tapajós)	100%	4.762,34	0,216%	10.277	1.439	416.283	1.527.759

¹ Taxa anualizada de redução de formação vegetal nos últimos 20 anos (2002 a 2021).

² Desmatamento com base na taxa histórica, que ocorreria na ausência das usinas.

³ Desmatamento incremental atribuível às UHES do Tapajós.

Custo de oportunidade de uso do solo

Perda do estoque de carbono na biomassa florestal (emissão de CO₂)

Valor pecuniário das emissões: custo social do carbono

- Uma vez tendo sido estimado o volume de emissões de gases de efeito estufa pelas usinas, deve-se conhecer o custo social gerado por essa emissão, ou seja, o valor monetário que representa o custo (negativo) que é imposto à sociedade pela emissão de GEE.
- Utilizou-se o valor do custo social do carbono no Brasil (IPEA, 2022): US\$ 8,45 tCO₂eq em valores atuais; US\$ 14,29 em 2030; US\$ 16,42 em 2040; e US\$ 18,29 em 2050. Converteu-se pela cotação de R\$ 5,20 em linha com EPE no PDE 2031.
- Observa-se que o preço adotado é conservador: são inferiores ao preço de mercado sintético de comércio de emissões da FGV e estão a par dos valores praticados no mercado voluntário (*Forestry and Land Use*). Estas métricas se distanciam do custo social do carbono, pois são referentes ao custo marginal de abatimento.
- Segundo Stiglitz e Stern (2017), o custo da tonelada de CO₂ para se cumprir o Acordo de Paris deveria ser de pelo menos US\$ 40-80/tCO₂ em 2020 e de US\$ 50-100/tCO₂ em 2030.
- Em 2020, e à luz do Acordo de Paris, o Banco de Investimento Europeu revisou o custo de carbono pela medida marginal necessária para impulsionar a economia a atingir a meta de temperatura global de 1,5°C, chegando aos seguintes valores em EUR/tCO₂eq: 80 em 2020, 250 em 2030, 525 em 2040 e 800 em 2050.
- Em publicação recente, o Banco Mundial (2022) cita pesquisa de 2021 com 30 economistas do clima que estimam que o preço atual deveria ser na faixa de US\$ 50-250/tCO₂eq para cumprir com o Acordo de Paris, com uma mediana de US\$ 100/tCO₂eq.

Resumo da externalidade de perda de carbono estocado na biomassa florestal	tCO ₂ eq	R\$ (milhões)*	Alocação temporal
Supressão vegetal do lago	105.329.018	4.628,16	pontual, distribuição linear entre 2023 e 2026
Supressão vegetal das Linhas de Transmissão	1.908.832	83,87	pontual, em 2026
Desmatamento induzido	1.527.759	67,13	anual, entre 2023 e 2032

* Referência para o ano de 2026; valores se alteram em 2030, 2040 e 2050 com base no custo do carbono (IPEA, 2022).

Custo de oportunidade de uso do solo

Perda de oportunidade de extração de produtos madeireiros e não madeireiros

- Além de emissões de gases de efeito estufa pela perda de estoque de carbono na biomassa florestal, o desmatamento promove a perda de oportunidade de extração de produtos madeireiros e não madeireiros.
- Soares-Filho et al. (2017), no âmbito do *Amazon Ecosystem Services*, apresentam a quantificação e valoração econômica dos serviços ecossistêmicos de provisão da extração sustentável do látex, da castanha e da exploração madeireira sustentável (SimMadeira+), baseando-se no retorno líquido da atividade extrativa (receitas menos custos), a preços de mercado, aos quais se aplicaram o fator de conversão setorial de 0,966 (correspondente aos produtos da exploração florestal e da silvicultura).
- A indicação do valor unitário da renda (anualizada e em hectares por ano) com a atividade extrativa espelha tanto a produtividade intrínseca e sustentável do recurso como sua densidade de ocorrência. Uma vez que a base de dados detém expressão espacial, é possível obter os polígonos que sofrerão desmatamento pela implantação das UHEs.
- A extração sustentável de castanha tem potencial de ocorrer em cerca de 74,9% da área com cobertura vegetal florestal; a de látex abrange apenas 27,5%; e a extração sustentável de madeira em cerca de 12,2%.
- Foi realizada atualização monetária com base na variação dos preços de mercado dos produtos, chegando-se a R\$ 40,47/ha/ano para a castanha; R\$ 3,79/ha/ano para o látex; e R\$ 69,95/ha/ano para a extração sustentável de madeira (prancha de angelim pedra).

Resumo da externalidade de perda de oportunidade de extração sustentável de produtos madeireiros e não madeireiros	Extração de madeira	Extração de castanha	Extração de látex	Alocação temporal
	R\$, milhões	R\$, milhões	R\$, milhões	
Supressão vegetal do lago	0,90	2,94	0,10	anual, entre 2026 e 2056
Supressão vegetal das Linhas de Transmissão	0,02	0,09	0,00	anual, entre 2026 e 2056
Desmatamento induzido	0,19*	0,68*	0,02*	anual, entre 2023 e 2056

* Valores de referência para 2032, quando cessam de acumular devido ao fim do desmatamento induzido.

Custo de oportunidade de uso do solo

Ganho de oportunidade de atividade econômica do desmatamento induzido legalizado

- Na fração do desmatamento induzido que venha a ocorrer de forma legalizada, deve-se considerar os novos usos econômicos, cujo valor de produção deve ser contabilizado como efeito positivo do projeto (externalidade positiva).
- Uma vez que na Amazônia é prevista a manutenção de 80% de Reserva Legal nas propriedades rurais, estabelece-se de forma simplificada que 20% da área convertida pelo desmatamento induzido pode ser utilizada para fins de produção econômica (20% dos 1.439 ha anuais de desmatamento induzido resulta em 288 hectares, que em dez anos, horizonte no qual se prevê durar o efeito do desmatamento induzido, acumulam-se 2.878 ha legalizados).
- A primeira atividade econômica que deve ocorrer é a extração e comercialização da madeira oriunda do desmatamento induzido legalizado. Sua valoração adota o mesmo preço apresentado no tópico anterior para produtos madeireiros, ajustado em 20 vezes para considerar a extração pontual (comercialização do "ativo" e não de seu fluxo). Outro uso econômico, que dessa vez ocorre cumulativamente nas áreas abertas (somando-se a já aberta nos períodos anteriores com a que passa a ser desmatada legalmente a cada ano), é a atividade pecuária.

Benefício de incremento nas atividades produtivas do desmatamento induzido legalizado	Valor da produção (preços sociais)	Benefício anual de incremento	Alocação temporal
	R\$/ha	R\$, milhões	
Extração madeireira	1.351,33	0,39	anual, entre 2023 e 2032 ¹
Atividade pecuária	1.898,47	0,55	anual, entre 2023 e 2056 ²

- A pecuária predomina nas áreas desflorestadas da região, e o valor econômico desta atividade produtiva de R\$ 1.898,47/ha a preços sociais é aplicada para a estimativa pecuniária da externalidade positiva.
- A alocação temporal seguiu a lógica adotada para a externalidade negativa de perda de oportunidade de extração de produtos madeireiros e não madeireiros.

¹ Os benefícios cessam de ocorrer no ano de 2032 devido ao fim do desmatamento induzido.

² Os benefícios cessam de acumular no ano de 2032 devido ao fim do desmatamento induzido, mas continuam a ocorrer na área desmatada legalmente até o fim do horizonte temporal, que acumula 2,88 mil ha.

Custo de oportunidade de uso do solo

Perda de serviços ecossistêmicos de regulação do ciclo hidrológico

- Há um vasto conjunto de serviços ecossistêmicos (SE) de uso indireto, que incluem o controle de erosão e de enchentes, a polinização, a produção e purificação de água, habitat para espécies etc. A floresta Amazônica é diretamente associada à regulação do clima de toda a regional, sob o pressuposto de que este SE depende da cobertura do solo, ou seja, da extensão da floresta amazônica.
- Uma vez que fatores climáticos (tal como a precipitação) são insumos de produção econômica (tal como a pecuária e a agricultura), pode-se utilizar da técnica de fator da produção para se desvendar o quanto o clima regulado representa na geração de receita, haja vista participar (junto com outros insumos) da estrutura de custos das firmas. No *Amazon Ecosystem Services*, UFV (2017) utilizaram desse método com cenário que modela a permanência dos padrões vigentes de uso da terra e o contrasta com o mesmo cálculo realizado com cenários de maior desmatamento. A diferença define a perda de receita das atividades oriundas do desmatamento.
- Os resultados trazem estimativas espacialmente diferenciadas para os SE na produção regional pecuária e de cultivo de soja.
- Da mesma forma que para os SE de uso direto, dada a característica espacial da modelagem de UFV, pode-se consultar o valor do SE de forma específica para a área de estudo.
- Os valores de referência foram de R\$ 36,31/ha/ano para o SE para a pecuária e de R\$ 22,26/ha/ano para o SE para o cultivo de soja.
- A conversão para preços sociais foi com os fatores de conversão setoriais (FCS): 0,9970 para soja em grão; e 0,9980 para bovinos.

Resumo da externalidade de perda de serviços ecossistêmicos de regulação do ciclo hidrológico	Perdas na produção pecuária	Perdas no cultivo de soja	Alocação temporal
	R\$, milhões	R\$, milhões	
Supressão vegetal do lago	5,61	3,43	anual, entre 2026 e 2056
Supressão vegetal das Linhas de Transmissão	0,09	0,04	anual, entre 2026 e 2056
Desmatamento induzido	0,73*	0,45*	anual, entre 2023 e 2056

*Valores de referência para 2032, quando cessam de acumular devido ao fim do desmatamento induzido.

Custo de oportunidade de uso do solo

Perda de serviços ecossistêmicos de provisão de habitat

- A provisão de habitat para as diversas espécies da fauna e da flora se configura como serviço ecossistêmico de uso indireto de alta relevância na bacia do rio Tapajós: tal como indica a presença massiva de Unidades de Conservação, tem-se uma área de alta riqueza biológica.
- Sabendo-se da existência de ambientes naturais de alta prioridade para conservação biológica (Oliveira et al., 2016) na área a ser desmatada pelo projeto das UHEs, realiza-se a valoração dos serviços pelo método de transferência de benefícios. Para tanto, identifica-se que Brouwer et al. (2022) trazem meta-análise de 35 estudos de valoração econômica exclusivamente amazônicos e de produção nacional abrangendo esse serviço ecossistêmico. A partir de análise econométrica, os autores encontram os seguintes valores referenciais para a provisão de habitat:
 - Média de US\$ 454,60 ha/ano, com intervalo de 95% de confiança de US\$ 109,00 ha/ano no mínimo e de US\$ 800,20 ha/ano no máximo.
- O valor médio de provisão de habitat trazidos por Brouwer et al. (2022), quando convertidos em reais pela mesma cotação utilizada no PDE 2031 (R\$ 5,20 e sem correção monetária, haja vista que os autores apresentam valores a preços de 2020), é de R\$ 2.364/ha/ano.

Resumo da externalidade de perda de serviços ecossistêmicos de provisão de habitat	Perda de habitat	Alocação temporal
	R\$, milhões	
Supressão vegetal do lago	56,18	anual, entre 2026 e 2056
Supressão vegetal das Linhas de Transmissão	1,02	anual, entre 2026 e 2056
Desmatamento induzido	8,16*	anual, entre 2023 e 2056

* Valores de referência para 2032, quando cessam de acumular devido ao fim do desmatamento induzido.

- Em ordem de grandeza, tem-se plena compatibilidade com os valores da produção pecuária regional (R\$ 1.898/ha/ano), demonstrando a riqueza subapreciada gerada por este serviço ecossistêmicos amazônico.
- Como forma conservadora de se computar essa externalidade, aplica-se os resultados mínimos do intervalo de confiança, de US\$ 109,00/ha/ano, convertidos em real pela taxa de câmbio de R\$ 5,20 (R\$ 566,90/ha/ano).
- Uma vez que os parâmetros representam preços sociais, não há necessidade de realizar a aplicação de fatores de conversão.

Externalidades do Projeto UHEs do Tapajós

Emissão de gases de efeito estufa pelo reservatório

- A literatura recente não deixa dúvidas sobre a emissão de gases de efeito estufa (CO₂, CH₄ e N₂O) decorrentes de lagos de reservatórios, mesmo que tenha sido retirada a vegetação original. Deemer et al (2016) apresentam estimativas de emissões globais para reservatórios, enquanto Ometto et al (2013) apresentam estimativas para emissões de reservatórios de UHEs no bioma Cerrado. Já Miranda (2012) apresenta estimativas de emissões de outros autores para UHEs específicas na Amazônia, como a UHE Samuel e UHE Tucuruí.
- Adotou-se a premissa de que as emissões do lago se iniciam no ano seguinte à finalização das obras e seguem constantes até o término do período de análise. Como parâmetro conservador e o mais aderente possível ao local das UHEs, adotou-se a referência média de Miranda. Uma vez que os projetos trazem tanto o tamanho estimado do lago, como a quantidade de energia a ser gerada, basta aplicar o parâmetro.

Autor	Referência	Parâmetro de Emissão	Unidade
Miranda (2012)	UHE Samuel	2,500	tCO ₂ eq/MWh
Miranda (2012)	UHE Tucuruí	0,274	tCO ₂ eq/MWh
Miranda (2012)	UHE média	0,086	tCO ₂ eq/MWh
Ometto et al. (2013)	UHEs no bioma Cerrado	0,550	tCO ₂ eq/MWh
Deemer et al. (2016)	Global	13,798	tCO ₂ eq/ano/ha

- Para os 18,60 milhões de MWh gerados no ano (geração firme, antes das perdas de transmissão e distribuição), tem-se um volume anual de 1,60 milhões de tCO₂eq.

Resumo da externalidade de emissão de gases de efeito estufa pelo reservatório	tCO ₂ eq	R\$ (milhões)*	Alocação temporal
Emissão de gases de efeito estufa pelo reservatório	1.603.671	70,47*	anual, entre 2027 e 2056

* Referência para 2027; valores se alteram em 2030, 2040 e 2050 com base no custo do carbono (IPEA, 2022).

Externalidades do Projeto UHEs do Tapajós

Perda na atividade pesqueira

A pesca é atividade de importância ímpar para as comunidades ribeirinhas

- A atividade pesqueira fornece expressiva quantidade de pescado para fins de consumo e de comercialização. O pescado é a principal fonte de proteína das comunidades ribeirinhas, tendo sido estimado em até 369 gramas/pessoa/dia (Cerdeira et al). Identificam-se três repercussões distintas da perda na atividade pesqueira:
 - Perdas relativas ao consumo próprio, que afeta a pesca de subsistência e a ingestão de proteína da população ribeirinha;
 - Perdas relativas à fração comercializada de pescado, uma vez que o que deixa de ser comercializado nos mercados locais será substituído por outras proteínas, que são mais caras por não serem produzidas no local; e
 - Perdas relativas à renda obtida com o pescado, tendo lucro cessante que afeta a fração das capturas comercializadas.
- Estes três efeitos se distribuem de forma diferente em três grupos de afetados, quais sejam:
 - Comunidades ribeirinhas a montante dos barramentos são diretamente impactadas e terão de ser realocadas - pressupõe-se que haja compensação justa quanto às benfeitorias (incluída no Capex), mas não plenamente efetiva quanto ao apoio para a reestruturação dos modos de vida (parcialmente incluída no Capex). A atividade não é facilmente compensada (WCD), devendo-se incluir a externalidade negativa relativa a fração da pesca que é voltada para o consumo próprio;
 - Comunidades ribeirinhas a jusante dos barramentos não precisam ser realocadas, mas passam a conviver com um ambiente aquático modificado. Pressupõe-se queda na produção do pescado para autoconsumo e para comercialização no mercado local, com substituição da fonte de proteína.
 - A pesca comercial nos municípios de Santarém e Belterra também será impactada pela redução das capturas, o que pode ser contabilizado com base nos valores de mercado praticados para esse grupo.

Perda na atividade pesqueira

Perda na atividade pesqueira de comunidades ribeirinhas a montante dos barramentos

Repercussão da perda na atividade pesqueira		UHE Jatobá	UHE São Luiz do Tapajós	UHE Cachoeira dos Patos	UHE Jamanxim	UHE Cachoeira do Caí	UHEs JTB + PAT + JMX + CAI
Perda relativa ao consumo próprio de pescado ¹	População afetada (pessoas)	2.801	419	0	330	3.549	2.801
	Consumo de peixe de subsistência (ton/ano)	215,2	32,2	0,0	25,3	272,7	215,2
	Valor econômico (R\$, milhões/ano)	2,37	0,35	0,00	0,28	3,00	2,37
Perda relativa à fração comercializada (substituição de proteína) ²	Oferta suprimida de peixe no mercado local (ton/ano)	90,4	13,5	0,0	10,6	114,5	90,4
	Valor econômico (R\$, milhões/ano)	0,45	0,07	0,00	0,05	0,57	0,45
Perda relativa à falta de compensação efetiva ³	Quantidade de pescadores a serem compensados (pessoas)	753	113	0	89	954	753
	Valor econômico (R\$, milhões/ano)	9,14	1,37	0,00	1,08	11,59	9,14

¹ Estimativa de pessoas com base na quantidade de comunidades ribeirinhas e densidade populacional média obtida pelos setores censitários de 2010. Consumo baseado em 250 gramas/pessoa/dia. Valor de R\$ 11,62 por kg, equivalente à proteína de frango e ovo no mercado local.

² Estima-se que 67% do pescado seja para consumo próprio, restante é comercializado no local das comunidades ribeirinhas. Valor de R\$ 5,25 por kg, equivalente à diferença de preço entre a alternativa de proteína (frango e ovo no mercado local) e o valor do pescado no mercado local.

³ Pescadores equivalem a 26,9% do total de ribeirinhos. Renda cessante é calculada com base em uma renda total de 2,3 vezes o salário mínimo (média municipal) e suposição de que haja 50% de sucesso no programa de apoio ao substituir a renda monetária para a população ribeirinha pescadora. Pondera-se, ainda, o fato de que 60% dos pescadores exercem a atividade em tempo integral e os demais pescam 50% do tempo.

Perda na atividade pesqueira

Perda na atividade pesqueira de comunidades ribeirinhas a jusante dos barramentos

Repercussão da perda na atividade pesqueira		UHE Jatobá	UHE São Luiz do Tapajós	UHE Cachoeira dos Patos	UHE Jamanxim	UHE Cachoeira do Caí	UHEs JTB + PAT + JMX + CAI
Perda relativa ao consumo próprio de pescado ¹	População afetada (pessoas)	5.965	760	782	1.110	8.617	5.965
	Consumo de peixe de subsistência (ton/ano)	458,3	58,4	60,1	85,3	662,1	458,3
	Perda de pescado (subsistência)	178,7	22,8	23,4	33,3	258,2	178,7
	Valor econômico (R\$, milhões/ano)	1,97	0,25	0,26	0,37	2,84	1,97
Perda relativa à fração comercializada (substituição de proteína) ²	Oferta suprimida de peixe no mercado local (ton/ano)	75,1	9,6	9,8	14,0	108,4	75,1
	Valor econômico (R\$, milhões/ano)	0,38	0,05	0,05	0,07	0,54	0,38
Redução na renda pelas comunidades ribeirinhas a jusante dos barramentos ³	Valor econômico (R\$, milhões/ano)	0,45	0,06	0,06	0,08	0,65	0,45

¹ Estimativa de pessoas com base na quantidade de comunidades ribeirinhas e densidade populacional média obtida pelos setores censitários de 2010. Consumo baseado em 250 gramas/pessoa/dia com redução de 39% devido ao barramento. Valor de R\$ 11,62 por kg, equivalente à proteína de frango e ovo no mercado local.

² Estima-se que 67% do pescado seja para consumo próprio, restante é comercializado no local das comunidades ribeirinhas. Valor de R\$ 5,25 por kg, equivalente à diferença de preço entre a alternativa de proteína (frango e ovo no mercado local) e o valor do pescado no mercado local.

³ Pescadores equivalem a 26,9% do total de ribeirinhos. Redução de renda equivalente a 39% devido ao barramento. Renda total é calculada com base em 2,3 vezes o salário mínimo (média municipal), sendo que 60% dos pescadores exercem a atividade em tempo integral e os demais pescam 50% do tempo.

Perda na atividade pesqueira

Perda na atividade pesqueira comercial

Repercussão da perda na atividade pesqueira		UHE Jatobá	UHE São Luiz do Tapajós	UHE Cachoeira dos Patos	UHE Jamanxim	UHE Cachoeira do Caí	UHEs JTB + PAT + JMX + CAI
Perda da fração comercializada de pescado pela pescaria comercial	Captura comercial do rio Tapajós ¹ (ton/ano)	349,1	44,5	45,8	65,0	504,3	349,1
	Oferta suprimida de peixe no mercado local (ton/ano)	136,2	17,3	17,8	25,3	196,7	136,2
	Valor econômico (R\$, milhões/ano)	0,68	0,09	0,09	0,13	0,98	0,68
Redução na renda pela pescaria comercial	Valor econômico (R\$, milhões/ano)	0,82	0,10	0,11	0,15	1,18	0,82

¹ Captura total estimada a partir da produção total pesqueira que é comercializada em Santarém (4.391 t/ano em Ruffinno, 2003) vezes a fração oriunda do rio Tapajós (7%, conforme Ruffinno, 2008). Rateio da captura total nas UHEs realizado pela fração da modificação da vazão. Captura cessante equivale a 39% devido ao barramento. Valor de R\$ 5,25 por kg, equivalente à diferença de preço entre a alternativa de proteína (frango e ovo no mercado local) e o valor do pescado no mercado local.

² Estimativa de pessoas com base na quantidade de comunidades ribeirinhas e densidade populacional média obtida pelos setores censitários de 2010. Rateio da população afetada nas UHEs realizado pela fração da modificação da vazão. Pescadores equivalem a 26,9% do total de ribeirinhos. Redução de renda equivalente a 39% devido ao barramento. Renda total é calculada com base em 2,3 vezes o salário mínimo (média municipal), sendo que 60% dos pescadores exercem a atividade em tempo integral e os demais pescam 50% do tempo.

Outros efeitos não considerados do Projeto UHEs

Perda de água, usos múltiplos e regularização de vazão

- Reservatórios artificiais, por mais que sejam construídos com o propósito explícito de reter água, paradoxalmente também acabam por promover sua perda devido ao efeito da evaporação líquida (evaporação do lago supera a evapotranspiração real esperada para a mesma área caso não existisse o reservatório).
- O reservatório das UHEs do Tapajós deverá gerar perdas de água (evaporação líquida), o que se configura como uma externalidade negativa. Nota-se ainda que essa externalidade tende a se agravar devido à mudança do clima.
- Caso a evaporação líquida gerada pelas UHEs do Tapajós seja equivalente à de Belo Monte, uma vez que sua operação também é a fio d'água e é (relativamente) próxima à região em análise, a evaporação líquida na bacia do Tapajós deverá ser de 166.035.100 m³/ano.
- Muito embora o volume anual de perda de água não seja nada irrisório, observa-se que a bacia em questão não apresenta conflitos pelo uso quantitativo da água. Uma vez que não há conflito, entende-se que essa externalidade negativa não implica em um custo de oportunidade de uso. Não se atribui, portanto, valor econômico.
- Dentre os princípios que regem os recursos hídricos, destaca-se o que assegura os usos múltiplos das águas. Um dos efeitos da implantação de reservatórios para fins de geração de energia hidrelétrica é sua influência nos usos múltiplos dos recursos hídricos: (i) Caso o atendimento da diretriz de promoção concomitante de usos múltiplos seja previsto nas regras operativas dos reservatórios das usinas, tem-se a geração de externalidade positiva; (ii) Caso o reservatório seja operado com vistas a maximizar a geração de energia, desconsiderando os usos múltiplos, tem-se a geração de uma externalidade negativa.
- De toda forma, esta externalidade só ocorre em situações de escassez (só pode ser computado em situações nas quais há restrição de disponibilidade - atual ou futura - para um usuário em detrimento ao uso da água por outro usuário).
- De forma análoga, reservatórios podem promover o controle de cheias e outros serviços hídricos tais como a navegação, comuns em regiões antropizadas como a Sul e Sudeste. Não são, todavia, aplicáveis para os reservatórios das UHEs do Tapajós.
- As UHEs no Tapajós não deverão promover interferências positivas ou negativas nos usos múltiplos da água e em serviços hídricos associados que gerem custos de oportunidade.

Outros efeitos não considerados do Projeto

Perda da oportunidade de atividades recreativas e turísticas

- Dentre os diversos serviços ecossistêmicos com valor de uso direto (tal como as atividades de transporte, produtivas, extração de madeira e outros), especula-se que as voltadas à recreação e a turismo possam ser os mais valiosos. A alta potencialidade turística da região de estudo se dá pela combinação de rios e igarapés prístinos e de águas límpidas, associados à uma rica, variada e preservada flora e fauna.
- Inobstante a relevância e o potencial valor de utilidade atribuível aos serviços ecossistêmicos recreativos e de turismo, a valoração de sua variação em decorrência da implantação das UHEs não encontra forma crível de ser realizada.
- Adicionalmente, e muito embora sejam valores significativos, opta-se pela desconsideração dessa externalidade, dado:
 - O grande potencial de sobreposição com a valoração dos serviços ecossistêmicos de perda de habitat (o que resultaria em dupla contagem);
 - A incerteza acerca do atributo, que se relaciona mais com os rios do que com a cobertura vegetal em si; e
 - Na maior robustez da meta-análise dos serviços ecossistêmicos de provisão de habitat (35 contra 8 para os serviços de recreação e turismo) de Brouwer et al. (2022).

Externalidades não quantificadas e valoradas

- São muitas as externalidades negativas geradas pela implantação de hidrelétricas, notadamente as que ocorrem sobre a limnologia, a ictiofauna e, de forma geral, sobre toda a fauna dependente das águas.
- Não foram incluídas diversas externalidades que deverão ocorrer, conforme atestam as evidências científicas, mas que não foram estimadas em seus valores monetários.
- Alguns impactos, inclusive, são difíceis de serem monetizados, como é o caso da eventual perda de espécies de peixes (piramutaba e a dorada, por exemplo) ou mamíferos (boto tucuxi, por exemplo) devido à interrupção das rotas migratórias ou a perda simbólica de meios de subsistência baseados no local.
- Nota-se, ainda, que as estimativas de valor realizadas são fruto de premissas sempre muito conservadoras, mas que facilmente podem ser extrapoladas. Uma dessas premissas é a da extensão do desmatamento induzido. Sabe-se que o projeto da UHE Jatobá, especificamente, localiza-se em um ponto do rio Tapajós de difícil acesso, atualmente realizado somente por via fluvial. Por mais que os estudos de viabilidade tragam opções de acesso fluvial ou viário (pela BR-230) controlados e "descomissionáveis", em quaisquer delas haverá intenso fluxo de equipamentos e pessoas, vetores de ocupação desordenada e desmatamento.

Resumo das externalidades das UHEs do Tapajós (preços sociais, R\$, milhões)

Externalidade	Efeito / local do efeito	Projeto UHE Tapajós	
		R\$ (milhões)	Alocação temporal
Custo de oportunidade de uso do solo			
Perda de atividade produtiva agrícola	Supressão vegetal - lagos	1,01	anual, entre 2026 e 2056
Perda de atividade produtiva pecuária	Supressão vegetal - lagos	13,51	anual, entre 2026 e 2056
Perda do estoque de carbono na biomassa florestal (emissão de CO ₂)	Supressão vegetal - lagos	4.628,16	pontual, distribuição linear entre 2023 e 2026
	Supressão vegetal - LT	83,87	pontual, em 2026
	Desmatamento induzido ¹	67,13	anual, entre 2023 e 2032
Perda de oportunidade de extração sustentável de madeira	Supressão vegetal - lagos	0,90	anual, entre 2026 e 2056
	Supressão vegetal - LT	0,02	anual, entre 2026 e 2056
	Desmatamento induzido ²	0,19	anual, entre 2023 e 2056
Perda de oportunidade de extração sustentável de castanha	Supressão vegetal - lagos	2,94	anual, entre 2026 e 2056
	Supressão vegetal - LT	0,09	anual, entre 2026 e 2056
	Desmatamento induzido ²	0,68	anual, entre 2023 e 2056
Perda de oportunidade de extração sustentável de látex	Supressão vegetal - lagos	0,10	anual, entre 2026 e 2056
	Supressão vegetal - LT	0,00	anual, entre 2026 e 2056
	Desmatamento induzido ²	0,02	anual, entre 2023 e 2056
Ganho de oportunidade de atividade econômica do desmatamento induzido legalizado	Extração de madeira ³	-0,39	anual, entre 2023 e 2032
	Atividade pecuária ³	-0,55	anual, entre 2023 e 2056
Perda de serviços ecossistêmicos de regulação do ciclo hidrológico na produção pecuária regional	Supressão vegetal - lagos	5,61	anual, entre 2026 e 2056
	Supressão vegetal - LT	0,09	anual, entre 2026 e 2056
	Desmatamento induzido ²	0,73	anual, entre 2023 e 2056
Perda de serviços ecossistêmicos de regulação do ciclo hidrológico no cultivo de soja regional	Supressão vegetal - lagos	3,43	anual, entre 2026 e 2056
	Supressão vegetal - LT	0,04	anual, entre 2026 e 2056
	Desmatamento induzido ²	0,45	anual, entre 2023 e 2056
Perda de serviços ecossistêmicos de provisão de habitat	Supressão vegetal - lagos	56,18	anual, entre 2026 e 2056
	Supressão vegetal - LT	1,02	anual, entre 2026 e 2056
	Desmatamento induzido ²	8,16	anual, entre 2023 e 2056
Emissão de gases de efeito estufa pelo reservatório			
Emissão de gases de efeito estufa pelo reservatório	Reservatórios (lagos) ¹	70,47	anual, entre 2027 e 2056
Perda na atividade pesqueira			
Perda relativa ao consumo próprio de pescado	Comunidades ribeirinhas a montante dos barramentos	3,00	anual, entre 2026 e 2056
	Comunidades ribeirinhas a jusante dos barramentos	2,84	anual, entre 2026 e 2056
Perda relativa à fração comercializada de pescado	Comunidades ribeirinhas a montante dos barramentos	0,57	anual, entre 2026 e 2056
	Comunidades ribeirinhas a jusante dos barramentos	0,54	anual, entre 2026 e 2056
	Pescadores comerciais	0,98	anual, entre 2026 e 2056
Redução da renda com a pesca	Comunidades ribeirinhas a montante dos barramentos	11,59	anual, entre 2026 e 2056
	Comunidades ribeirinhas a jusante dos barramentos	0,65	anual, entre 2026 e 2056
	Pescadores comerciais	1,18	anual, entre 2026 e 2056

¹Referência para 2027; valores se alteram em 2030, 2040 e 2050 com base no custo do carbono (IPEA, 2022). ²Valores de referência para 2032, quando cessam de acumular devido ao fim do desmatamento induzido. ³Externalidade positiva, o que justifica sua representação com sinal invertido frente às demais, que são negativas.

Externalidades do Cenário Base

Emissão de gases de efeito estufa e consumo de água

- O contrafactual às UHEs no Tapajós, dado o contexto do setor elétrico, é dado pela comparação com quaisquer outros projetos que gerem a mesma energia líquida para o SIN.
- Uma vez que não se está comparando as UHEs com um ou outro projeto de geração de energia elétrica específico, torna-se particularmente difícil contabilizar as externalidades a serem geradas.
- Tal como a própria análise ora realizada demonstra, as externalidades são contingentes às circunstâncias e especificidades do local onde a fonte geradora será instalada.
- A exceção para essa especificidade é a emissão de gases de efeito estufa, externalidade que pode ser dimensionada para todas as fontes contrafactuais de forma genérica.
- Os parâmetro de emissão de GEE por fonte alternativa foram obtidos por Miranda (2012), que realizou levantamento de ciclo de vida específico para o caso brasileiro. Como único complemento, buscou-se parâmetro de emissão para a fonte fotovoltaica na publicação de Ziemińska-Stolarska (embora o fator seja deveras reduzido). São eles (em gCO₂eq/kWh): 1.144 para UTE a Carvão nacional; 518 para UTE a Gás Nacional - Ciclo Combinado; 16 para Eólica; e 10 para Solar Fotovoltaica.

- Uma vez que os parâmetros de emissões são computados em gCO₂eq/kWh, basta aplica-los à quantidade de energia a ser gerada por cada fonte para se obter o custo da externalidade.
- Outra externalidade que pode ser calculada de forma genérica foi o consumo de água (em m³/MWh) para usinas termelétricas, com base nos dados apresentados pelo Manual de Usos Consuntivos da ANA.

Externalidade	Efeito / local do efeito	R\$ (milhões)		Alocação temporal
		CB-1	CB-2	
Emissões de gases de efeito estufa	Emissão das fontes geradoras	134,42	9,99	anual, entre 2027 e 2056
	Emissão devido à intermitência	28,28	40,16	anual, entre 2027 e 2056
Perda de água	Consumo de água das termelétricas	2,74	1,63	anual, entre 2027 e 2056

Efeitos econômicos indutivos, indiretos e de segunda ordem

Efeitos indutivos ou induzidos (*induced effects*)

- Certamente, a implantação de empreendimentos da magnitude das UHEs do Tapajós gera crescimento econômico local. Afinal, o investimento de R\$ 30,20 bilhões em 4 anos (e a preços de mercado) é equivalente a 7 vezes o PIB dos municípios de Itaituba, Trairão, Novo Progresso e Jacareacanga somados.
- Inobstante a magnitude, o efeito é apenas temporário (Pulice et al., 2017; Santos, Salomão & Veríssimo, 2021).
- FGVces (2018) sistematizam não apenas uma vasta literatura científica e dados primários coletados ao longo de três anos no âmbito da iniciativa Grandes Obras na Amazônia, concluindo que os megaprojetos de infraestrutura invariavelmente são desconectados das reais demandas sociais geradas local e regionalmente.
- O resultado tende a violações de direitos, perda de oportunidades socioeconômicas e estrangulamento de modos de vida e usos dos recursos naturais que dizem respeito ao desenvolvimento humano e sustentável. Dos efeitos sistêmicos apontados por FGVces, destacam-se: (i) O descompasso entre a geração de receita e as necessidades locais; e (ii) Mau uso do dinheiro.
- Fica claro que, ao contrário de uma indução econômica positiva, novas externalidades negativas devem ser somadas aos efeitos das hidrelétricas na região amazônica.

Efeitos indiretos e de Segunda ordem

- Efeitos indiretos são as repercussões do projeto nos mercados secundários, e geralmente compõe os fatores de conversão para preços sociais e já estão, assim, inclusos na ACB. Ou seja, os preços sombra (fatores de conversão) ou mesmo a valoração dos benefícios já realiza a captura dos efeitos indiretos.
- Existem exceções, restritas a: (i) efeitos sobre o mercado de trabalho, ou seja, mudanças no nível e localização de empregos, resultado de alterações indiretas na produtividade; e (ii) efeitos de aglomeração, ou seja, ganho de produtividade decorrente do aumento da densidade da atividade econômica, resultado do efeito combinado de diversas reduções dos custos de transação.
- Conforme argumentado por FGVces (2018), os eventuais ganhos por efeitos indiretos que possam vir a ocorrer devem ser plenamente compensados pelas demais externalidades negativas amplamente identificadas e relatadas. Dessa forma, opta-se pela sua desconsideração no âmbito da ACB.
- Já efeitos de segunda ordem são alcançados através das consequências multiplicadoras do investimento inicial em sua repercussão pela economia. Como visto em FGVces (2018) e Moran et al. (2018), esse efeito não ocorre de forma incremental, sendo que em Jirau, Santo Antônio e Belo Monte, o aumento de empregos que fora previsto não se sustentou, praticamente desaparecendo em menos de cinco anos após a implantação dos empreendimentos.

7 Indicadores de viabilidade

- Fluxo monetário descontado pela Taxa Social de Desconto (8,5% ao ano)
- Resultados consolidados da avaliação socioeconômica custo-benefício
- Resultados com acréscimo incremental de externalidades



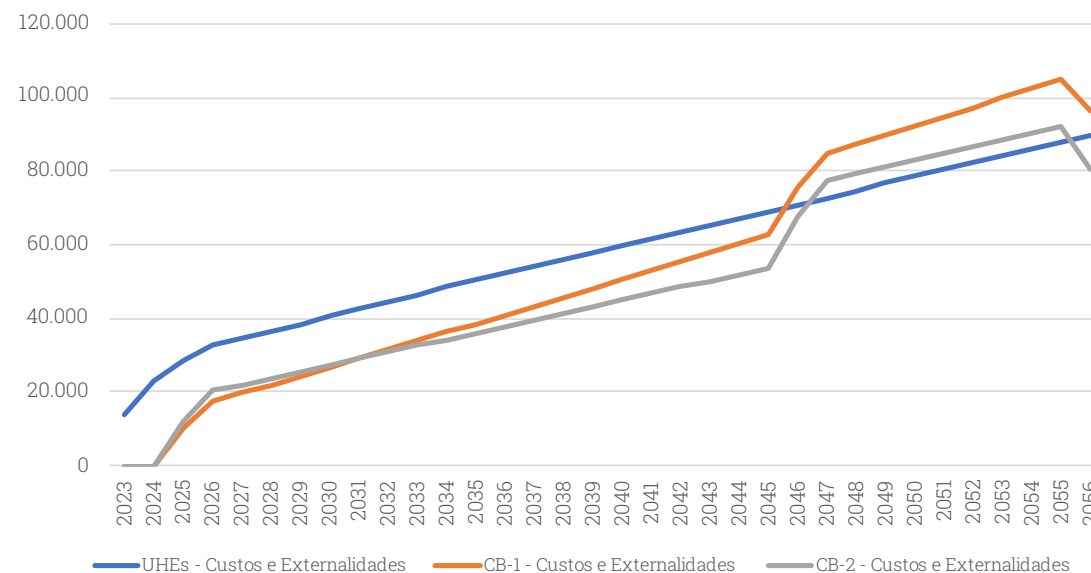
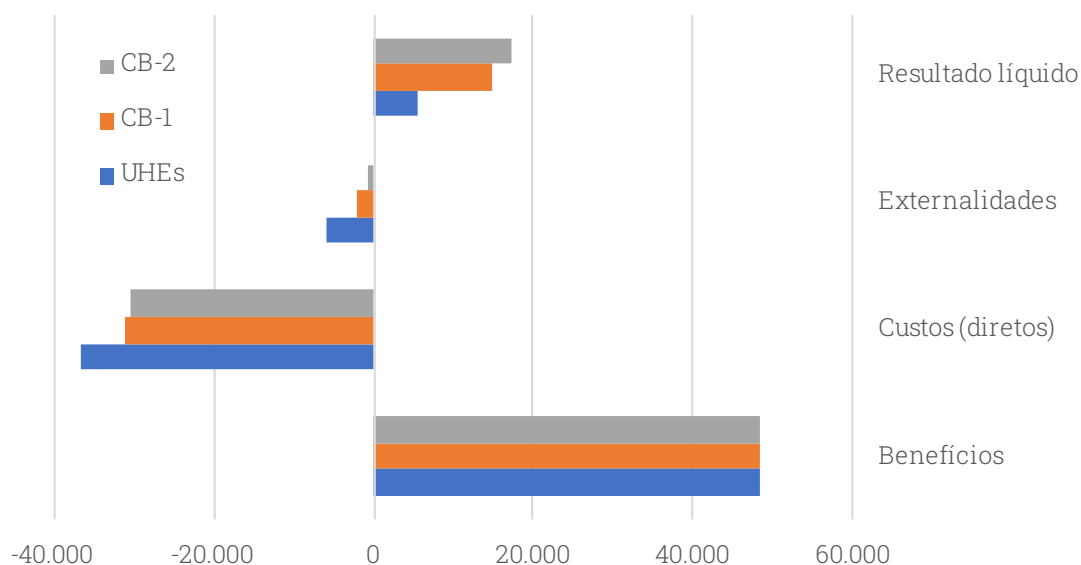
Fluxo monetário descontado

Taxa Social de Desconto de 8,50% ao ano	Valor Social Presente Líquido (R\$, milhões)		
	UHEs do Tapajós	CB-1	CB-2
Benefícios	48.333,08	48.333,08	48.333,08
Incremento da oferta de energia	48.333,08	48.333,08	48.333,08
Custos (diretos)	36.733,24	31.259,94	30.343,05
Capex (investimento)	23.823,88	13.171,20	15.381,80
Repex (igualar vida útil a 30 anos)	-	2.374,66	2.773,21
Valor residual (igualar vida útil a 30 anos)	-	-689,98	-805,78
Opex (operação e manutenção)	617,54	1.486,36	1.263,41
Combustível (fontes que o requerem)	-	8.301,89	2.401,16
LT (valor anualizado espelha Capex e Opex)	12.291,82	3.499,67	4.904,80
Intermitência (adicional para renováveis)	-	3.116,14	4.424,44
Externalidades	6.055,33	2.058,65	640,49
Perda de atividades produtivas agrícolas	123,12	-	-
Perda do estoque de carbono na biomassa florestal	4.357,96	-	-
Perda de oportunidade de extração de produtos madeireiros e não madeireiros	41,14	-	-
Ganho de opo. de atividade econômica do desmatamento induzido legalizado	-44,30	-	-
Perda de serviços ecossistêmicos de regulação hidrológica	88,07	-	-
Perda de serviços ecossistêmicos de provisão de habitat	547,13	-	-
Emissão de gases de efeito estufa	761,20	2.037,41	627,85
Perda na atividade pesqueira de com. ribeirinhas a montante dos barramentos	128,48	-	-
Perda na atividade pesqueira de com. ribeirinhas a jusante dos barramentos	34,19	-	-
Perda na atividade pesqueira comercial	18,34	-	-
Perda de água	-	21,24	12,64
Resultado líquido (benefícios - custos - externalidades)	5.544,51	15.014,49	17.349,54

Resultados do fluxo monetário descontado

Valor social presente dos benefícios, custos e externalidades (R\$, milhões)

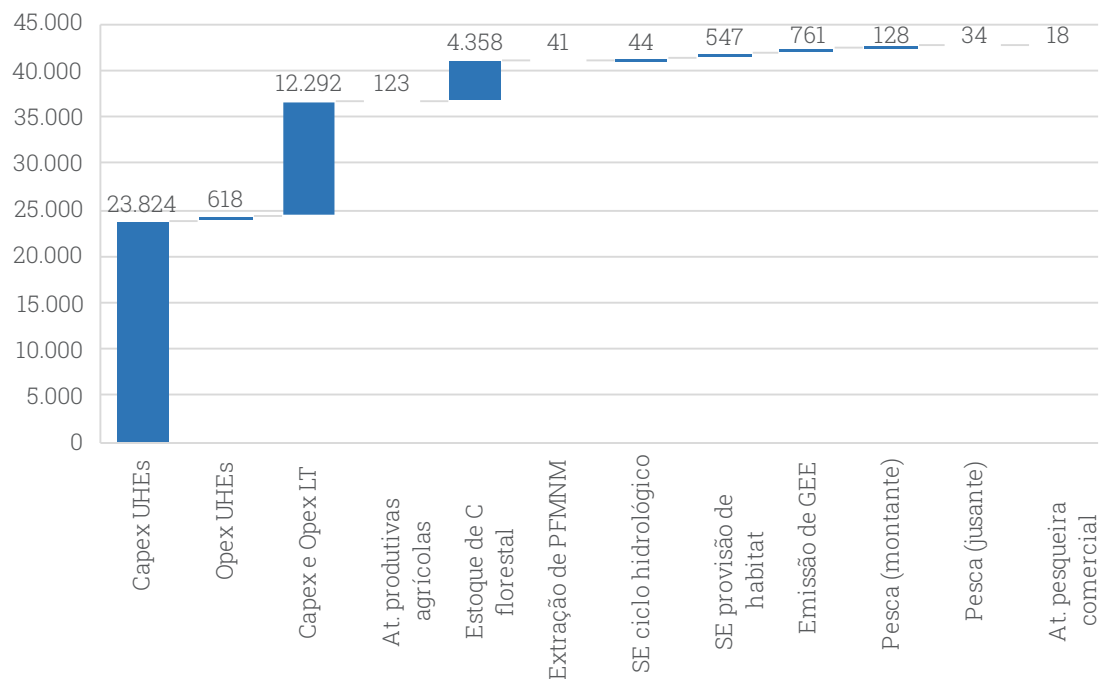
Fluxo acumulado de custos e externalidades do projeto e cenário base (-R\$, milhões)



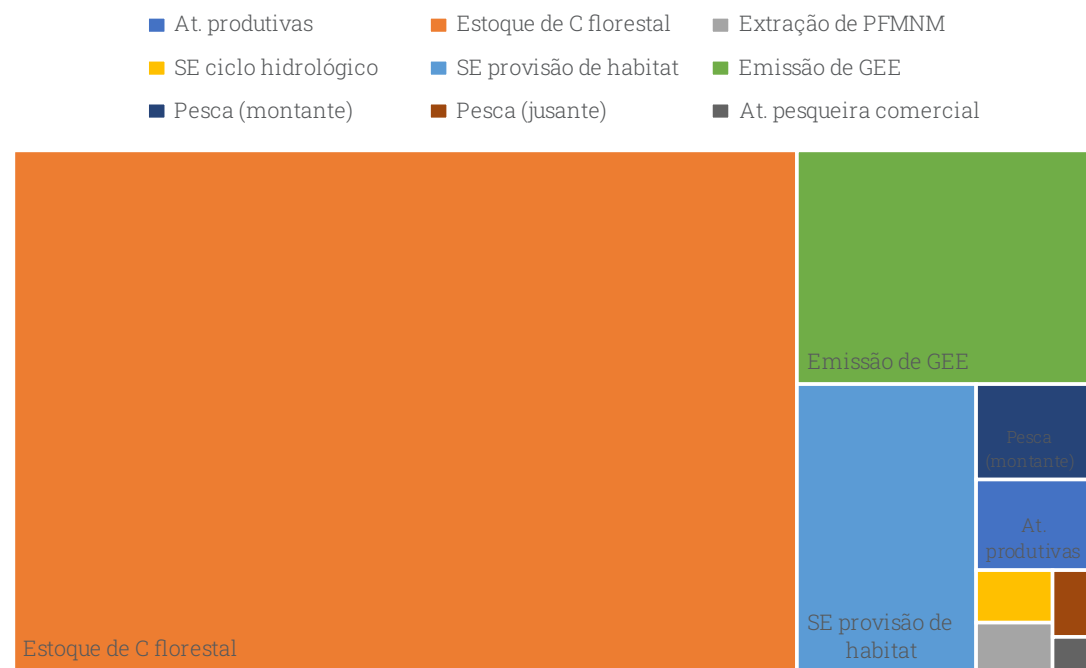
- O resultado comparativo mostra que as fontes renováveis não-hídricas (CB-2) trazem custos e externalidades menores do que a implantação do projeto das hidrelétricas nos rios Tapajós e Jamanxim.
- O CB-2 traz, de forma consistente, menores custos e externalidades que o CB-1, fazendo com que a análise líquida entre estes e entre as UHEs torne essa (CB-2) a melhor opção em termos de viabilidade socioeconômica.
- Nota-se que o fluxo do cenário base conta com o Repex, que ocorre nos anos 2046 e 2047, de forma que haja a continuidade da geração de benefícios ao longo dos mesmos 30 anos de vida útil das UHEs do Tapajós.

Resultados do fluxo monetário descontado

Composição dos custos e externalidades do projeto UHEs do Tapajós (R\$, milhões)



Composição relativa das externalidades do projeto UHEs do Tapajós



- Das externalidades das hidrelétricas, nota-se que a maior é referente à perda do estoque de carbono na biomassa florestal: a supressão vegetal necessária para a implantação do empreendimento custa à sociedade a monta de R\$ 4,36 bilhões em valor presente líquido.
- A externalidade positiva de maiores oportunidades de produção econômica na área de desmatamento induzido legalizado está somada na externalidade de perda de serviços ecossistêmicos referentes ao ciclo hidrológico (reduzindo o valor negativo).

Resultados da avaliação socioeconômica de custo-benefício

Utilizam-se dos seguintes indicadores

- **Valor Social Presente Líquido Comparativo (Δ VSPL)**
 - Representa o resultado líquido, na data atual, dos benefícios, externalidades e custos socioeconômicos do projeto. Resultado superior a zero significa que os benefícios superam os custos e o projeto gera benefícios sociais líquidos.
- **Taxa de Retorno Econômica (TRE)**
 - Representa a rentabilidade intrínseca do projeto e deve ser comparado à TSD, pois essa é a taxa mínima de retorno de referência e sinaliza o desempenho futuro do investimento em comparação a outros projetos. O projeto é viável caso a TRE supere a TSD.
- **Índice Benefício/Custo (B/C):**
 - Razão entre o valor presente dos benefícios e dos custos, representando, para cada unidade monetária de custos, quantas unidades monetárias de benefícios o projeto promete realizar. Caso o índice B/C > 1, o projeto é viável, pois os benefícios superam os custos. Subtraindo 1 do índice B/C, tem-se a margem líquida de benefícios do projeto.
- Na particularidade do setor elétrico em se ter, como definição, os mesmos benefícios sendo gerados pelo projeto e pelo cenário base, os indicadores passam a ter sua forma de cálculo ligeiramente modificada: uma vez que a diferença emerge dos custos e das externalidades: é a comparação destes que define a avaliação da viabilidade

Resultados finais da ACB	UHEs do Tapajós em relação ao CB-1	UHEs do Tapajós em relação ao CB-2
Valor Social Presente Líquido Comparativo - Δ VSPL (R\$, milhões)	-9.469,98	-11.805,03
Taxa de Retorno Econômica - TRE (%)	2,12%	-
Índice Benefício/Custo - B/C	0,7787	0,7241

- A taxa de retorno econômica (TRE) não pode ser computada, notando-se que a Taxa Social de Desconto (que representa o custo de oportunidade social) é de 8,50% com limiar "otimista" de 5,70%. Mesmo em relação ao CB-1, que é pior que o CB-2, a TRE das UHEs do Tapajós alcança apenas 2,12%. Segundo a indicação do Guia ACB, com a TRE inferior ao limiar "otimista", o projeto deve ser descontinuado. O índice B/C de 0,72 também reforça tal conclusão ao identificar que o investimento nas hidrelétricas traz 28% mais custos do que benefícios quando comparado ao investimento no CB-2.

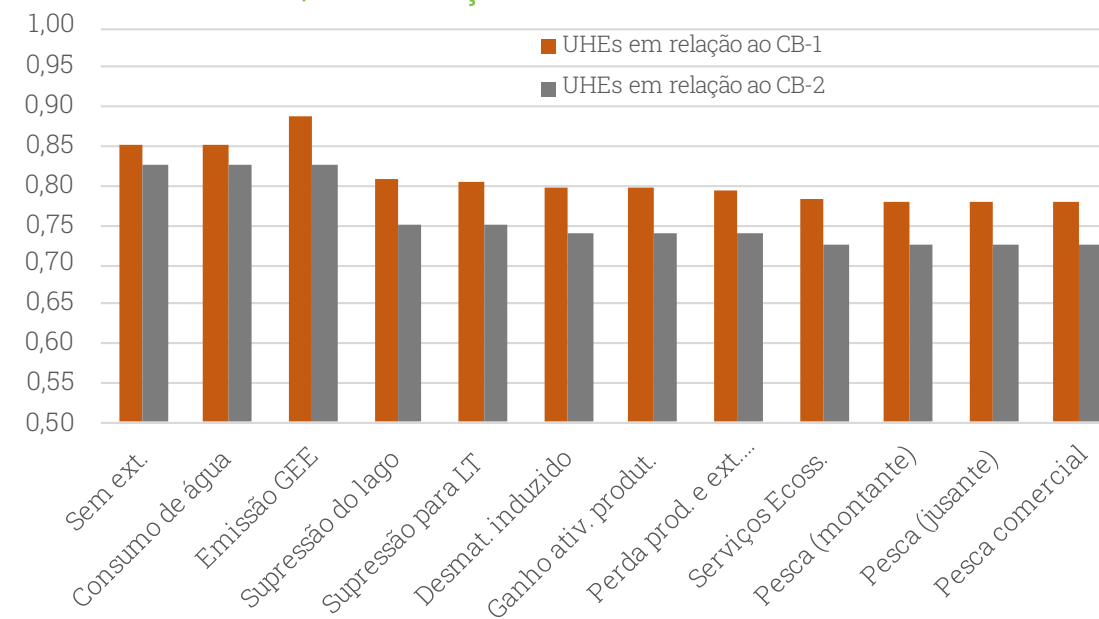
Interpretação dos resultados: UHEs são inviáveis

Fontes renováveis não-hídricas são a melhor opção

- O projeto UHEs do Tapajós demonstra ser pior que o CB-1 e muito pior que o CB-2. De fato, o CB-2 se mostra a melhor opção, seguida do CB-1.
- Ou seja, investir nas UHEs e não no CB-2 representa uma perda de valor social de R\$ 11,81 bilhões. A impossibilidade de cálculo da taxa de retorno econômica não permite a comparação direta com o custo de oportunidade do capital (dado pela taxa social de desconto) de 8,5%.
- O CB-1, no entanto, que tem desempenho comparativo inferior ao CB-2, apresenta uma TRE de 2,12%, e segundo a indicação do Guia ACB, com a TRE inferior a 5,7% o projeto deve ser descontinuado, pois outros investimentos são capazes de agregar mais valor à sociedade.
- O índice B/C de 0,72 das UHEs frente ao CB-2 reforça a conclusão ao identificar que o investimento nas hidrelétricas apresenta 28% mais custos do que benefícios quando comparado ao investimento nas fontes renováveis não-hídricas.

- O comportamento do índice B/C ao se considerar a adição incremental de cada uma das externalidades permite visualizar que o resultado é consistente e não se aproxima da unidade sequer quando são adicionadas as de emissões de gases de efeito estufa operacionais, que apesar de aumentarem o índice B/C das UHEs em relação ao CB-1 (pela queima de gás natural que supre 31% da energia nesse cenário), se mantém abaixo de 0,90.

Índice B/C com adição incremental de externalidades



Resultados com acréscimo incremental das externalidades

Resultado da ACB sem considerar externalidades do projeto e do cenário base

	UHEs do Tapajós em relação ao CB-1	UHEs do Tapajós em relação ao CB-2
Δ VSPL (R\$, milhões)	-5.473,30	-6.390,19
TRE (%)	3,92%	-3,01%
Índice Benefício/Custo	0,8510	0,8260

- Muito embora as externalidades devam ser incorporadas (e são parte fundamental da metodologia de custo-benefício, conforme preconiza o Guia ACB), antes de considerá-las, a implantação das UHEs do Tapajós se mostra inviável quando comparada ao cenário base, tanto no CB-1 (fontes alternativas renováveis não-hídricas e fósseis) como no CB-2 (apenas fontes renováveis não-hídricas). A inviabilidade se dá apenas pela diferença no valor social presente líquido dos custos, uma vez que não há diferença na geração dos benefícios.

Resultados considerando as externalidades de consumo de água (cenário base) e de emissões operacionais (cenário base e emissões pelo lago das UHEs)

	UHEs do Tapajós em relação ao CB-1	UHEs do Tapajós em relação ao CB-2
Δ VSPL (R\$, milhões)	-4.175,84	-6.510,90
TRE (%)	5,32%	-3,02%
Índice Benefício/Custo	0,8886	0,8264

- Quando ambas as externalidades (consumo de água e emissão de gases de efeito estufa operacionais) são adicionadas, o resultado continua apontando o CB-2 como a melhor opção: investir nas energias renováveis não-hídricas promove um ganho societário de R\$ 6,51 bilhões em relação à implantação das UHEs.
- A piora do resultado do CB-1 em relação às UHEs se dá pela emissão das UTEs a gás, que compõe 31% dessa alternativa.

Resultados com acréscimo incremental das externalidades

Resultados considerando as externalidades anteriores + emissões da supressão vegetal dos lagos + emissões da supressão das linhas de transmissão + emissão do desmatamento induzido

	UHEs do Tapajós em relação ao CB-1	UHEs do Tapajós em relação ao CB-2
Δ VSPL (R\$, milhões)	-8.533,81	-10.868,86
TRE (%)	2,98%	-
Índice Benefício/Custo	0,7961	0,7403

- Uma vez que a externalidade de perda de estoque de carbono é contabilizada apenas para as UHEs, sua inclusão torna os resultados ainda mais desfavoráveis para as UHEs.
- A inclusão das emissões de CO₂ vinculadas ao desmatamento necessário para as UHEs inverte totalmente a lógica de energia "limpa": investir nestas hidrelétricas não é estratégia de mitigação da mudança do clima - ao contrário, contribui de forma significativa para seu agravamento.

Resultados considerando as externalidades anteriores + ganho de áreas produtivas nas áreas de desmatamento induzido legalizado + perda de usos produtivos e extração sustentável de PFMNM + SE ciclo H2O e provisão de habitat

	UHEs do Tapajós em relação ao CB-1	UHEs do Tapajós em relação ao CB-2
Δ VSPL (R\$, milhões)	-9.288,97	-11.624,02
TRE (%)	2,30%	-
Índice Benefício/Custo	0,7820	0,7272

- A externalidade positiva não é suficiente para alterar a leitura de inviabilidade das UHEs em relação ao cenário alternativo.
- No cômputo total que adiciona as externalidades de custo de oportunidade de uso do solo às demais já abordadas (consumo de água e emissões, operacionais e por desmatamento), as UHEs do Tapajós se tornam ainda mais inviáveis, com resultado R\$ 9,29 bilhões pior que o CB-1 (TRE de 2,30%) e R\$ 11,62 bi pior que o CB-2 (a TRE não pode ser calculada).

8 Análise de risco

- Análise quali-quantitativa de risco (conflitos sociais, atrasos, sobrecustos e mudança do clima e externalidades do cenário base)
- Análise probabilística de risco (análise de Monte Carlo)



Risco de conflitos sociais

A história se repete?

- As hidrelétricas de Belo Monte no rio Xingu e Santo Antônio e Jirau no rio Madeira, levaram a um grande número de:
 - Conflitos sociais (Castro, 2018; Ferraco, 2018);
 - Judicialização (Scabin, Pedroso Junior & Cruz, 2014);
 - Violação dos direitos humanos (Riethof, 2017; Jaichand & Sampaio, 2013);
 - Impactos diferenciados de gênero e violência (Castro-Diaz, Lopez & Moran, 2018; Heiskel, 2016); e
 - Destruição dos meios de subsistência e locais sagrados das comunidades indígenas e tradicionais (Bro, Moran & Calvi, 2018; Athayde, 2014; Jaichand & Sampaio, 2013).
- Nenhuma das externalidades quantificadas e valoradas na ACB incluem estes severos conflitos sociais, o que permite concluir que as estimativas são subestimadas. Estes temas, portanto, devem ser tratados de forma qualitativa.
- O histórico de conflito social gerado pela instalação das usinas nos rios Xingu e Madeira se soma ao que ocorreu com o processo de licenciamento da UHE São Luiz do Tapajós, no rio Tapajós, e permitem concluir pela alta probabilidade de manifestação desse risco.
- Segundo a classificação sugerida pela matriz de riscos do Guia ACB, tem-se um risco inaceitável, pois é altamente provável e de severidade catastrófica. O conflito social, afinal, não consegue ser amenizado com medidas de prevenção, tais como campanhas de transparência de informações sobre o projeto e a disponibilização e divulgação de sua documentação para consulta pública.
- Os conflitos sociais repercutem na lentidão na obtenção de licenças ambientais, modificação de projeto, judicialização e até mesmo seu cancelamento.
- Incorporar o custo social de tais conflitos altera a viabilidade socioeconômica dos projetos. Eis que uma ACB Preliminar, como a presente análise, se apresenta como etapa altamente relevante para a consideração da componente socioambiental, pois permite ponderações estratégicas acerca da localização, da concepção da resolução dos problemas sociais enfrentados, além de identificar, via externalidades e análise de sensibilidade, os pontos-chave de atenção.

Atrasos e sobrecustos

- A análise de sensibilidade ocorre de forma *ceteris paribus*, ou seja, mantendo-se todos os demais fatores constantes e alterando tão somente o prazo de completude das usinas.
- Atrasos médios para usinas hidrelétricas são de 2,5 anos, embora a UHE Belo Monte tenha tido seu prazo inicial de 4 anos dobrado.
- Callegari, Szklo & Schaeffer (2018) concluem que as UHEs de Jirau, Madeira e Belo Monte, na Amazônia, não foram capazes de entregar as economias de escala embutidas na lógica de grandes projetos de energia, justamente porque a exposição ao risco é desproporcional às economias financeiras geradas. Recomendam que os orçamentos sejam aumentados em cerca de 75% sobre as estimativas iniciais de forma a garantir 50% de chance de que os custos finais estarão dentro do previsto.
- A literatura científica corrobora as evidências práticas de que o atraso e sobrecusto nas obras de hidrelétricas - especialmente na região amazônica - se configuram em riscos altamente prováveis, que afetam negativamente a viabilidade.
- A ordem de grandeza é tamanha que se pode compará-la, de forma direta, ao custo total do CB-2, que é de R\$ 30,34 bi. Implantar as UHEs do Tapajós arrisca custar 86% do que custaria a implantação do CB-2 (que gera exatamente a mesma quantidade de energia líquida ao SIN). O risco das UHEs é tamanho que, apenas considerando atrasos e sobrecustos, pode-se ter cerca de 86% a mais de energia gerada ao se dar preferência ao CB-2.

	Indicadores	UHEs do Tapajós em relação ao CB-1	UHEs do Tapajós em relação ao CB-2
Resultado padrão da ACB	ΔVSPL (R\$, milhões)	-9.469,98	-11.805,03
	TRE (%)	2,12%	-
	Índice B/C	0,7787	0,7241
Resultado considerando atraso médio do setor (2 anos)	ΔVSPL (R\$, milhões)	-13.391,39	-15.770,64
	TRE (%)	-	-
	Índice B/C	0,6584	0,5977
Resultado considerando sobrecusto médio do setor (70,6% para UHEs e 12,6% para cenário base)	ΔVSPL (R\$, milhões)	-19.178,44	-25.258,13
	TRE (%)	-	-
	Índice B/C	0,6783	0,5763
Resultado considerando atrasos e sobrecustos concomitantemente	ΔVSPL (R\$, milhões)	-20.973,39	-26.188,65
	TRE (%)	-7,97%	-
	Índice B/C	0,6193	0,5247

Risco de desempenho pela mudança do clima

- Arias et al. (2020) investigaram, especificamente para a bacia do rio Tapajós, os efeitos da mudança do clima e do desmatamento no desempenho previsto das hidrelétricas ali planejadas. Destacam que as condições hidrológicas futuras podem atrasar o período de geração diária máxima em 22 a 29 dias, gerando um descompasso entre o fornecimento sazonal de eletricidade e as demandas de pico.
- Além da alteração sazonal, a mudança do clima deve diminuir o potencial hidrelétrico da estação seca entre (-7,4% a -5,4%), enquanto os efeitos combinados do desmatamento podem aumentar a variabilidade interanual (de +50% a + 69%).
- Há também uma redução no fator de capacidade firme de 50,44% para 47,55% no cenário de emissões RCP4.5 e de 48,06% no cenário de emissões RCP8.5, fruto da simulação do comportamento operativo de todo o conjunto de hidrelétricas planejadas para a bacia do rio Tapajós no período futuro (2026-2045, dado pelo modelo de clima regionalizado Had-Gem2-ES) em relação às condições históricas (representadas pelos anos de 1986 a 2005).
- Para as simulações na ACB, pressupõe-se que o efeito do clima não interfira no desempenho das fontes geradoras no cenário base, uma vez que há notória complementariedade entre as fontes renováveis não-hídricas, bem como uma importante diluição do risco ao se promoverem diversos projetos menores de geração em detrimento às quatro usinas na bacia do rio Tapajós.

- O risco climático crônico varia de R\$ 2,77 bi (a valor presente líquido) a R\$ 2,28 bi. A consideração do risco climático - *ceteris paribus* - aponta para perdas da ordem de 4,7% a 5,7% do total dos benefícios esperados.

	Indicadores	UHEs do Tapajós em relação ao CB-1	UHEs do Tapajós em relação ao CB-2
Resultado padrão da ACB	Δ VSPL (R\$, milhões)	-9.469,98	-11.805,03
	TRE (%)	2,12%	-
	Índice B/C	0,7787	0,7241
Resultado considerando mudança do clima no cenário de emissões RCP4.5	Δ VSPL (R\$, milhões)	-12.240,25	-14.575,30
	TRE (%)	-4,63%	-
	Índice B/C	0,7139	0,6594
Resultado considerando mudança do clima no cenário de emissões RCP8.5	Δ VSPL (R\$, milhões)	-11.751,38	-14.086,43
	TRE (%)	-6,50%	-
	Índice B/C	0,7254	0,6708

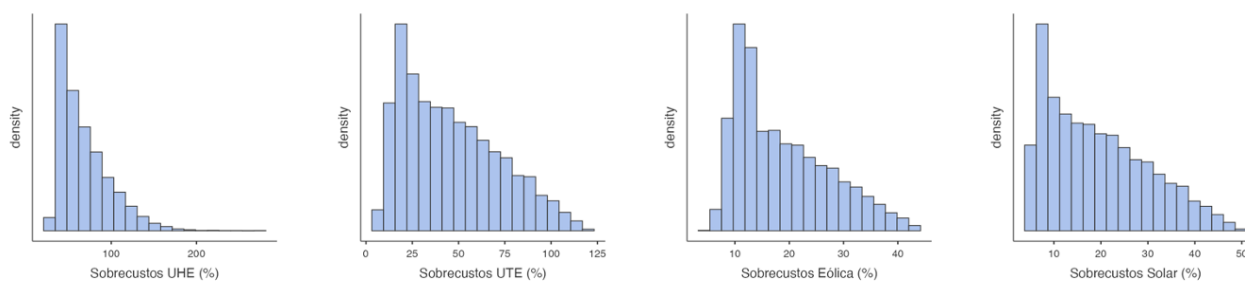
Externalidades do cenário base

- Uma vez que o cenário base não é representado por um conjunto de projetos específicos, mas sim genéricos (sem local específico de implementação), diversas das externalidades que provavelmente serão por eles geradas não são passíveis de quantificação e valoração.
- Faz-se então o teste de valor de inflexão para o eventual custo por MWh que as externalidades do cenário base deveriam assumir para que a inviabilidade das UHEs fosse neutralizada (valor que faria com que o resultado do fluxo monetário comparativo fosse igual a zero, indicando indiferença entre o projeto e o cenário base).
- Os valores revelados por essa análise são de R\$ 73,11/MWh para o CB-1 e de R\$ 91,13/MWh para o CB-2. Primeiramente, nota-se a robustez dos resultados do CB-2, uma vez que o valor das externalidades não computadas é 14,65% maior do que os do CB-1 - significando que a combinação de fontes renováveis não-hídricas suportaria a geração de mais externalidades antes de perder sua vantagem comparativa.
- Quando tomadas pelo valor presente de seu fluxo de 34 anos, o Projeto UHEs do Tapajós gera externalidades que equivalem a R\$ 362,50/MWh. Caso essa mesma comparação seja realizada para o CB-1, tem-se que as externalidades representam R\$ 123,24/MWh.
- Caso se adicione as externalidades extras ao CB-1 de forma a se chegar no ponto de inflexão, ter-se-ia um resultado de R\$ 690,18/MWh, parâmetro 90% maior do que o das usinas hidrelétricas. Isso representa a diferença entre as externalidades e os custos, pois pela diferença de custos, o CB-1 pode suportar muito mais externalidades (+90%) que as usinas hidrelétricas antes de comprometer sua viabilidade.
- Torna-se difícil supor que os projetos que compõe o CB-1 representem praticamente o dobro de externalidades que a implantação dos 4 reservatórios na bacia hidrográfica do rio Tapajós.
- Quando essa mesma comparação é realizada para o CB-2, tem-se que em seu resultado padrão para as externalidades é de R\$ 38,34/MWh (com as duas externalidades consideradas). Caso se aplique a externalidade extra de forma a se atingir o ponto de inflexão, ter-se-ia um resultado de R\$ 745,02/MWh, 106% maior que o resultado padrão do projeto UHEs do Tapajós.
- Como resultado dessa análise, tem-se que é improvável que as externalidades não valoradas no cenário base cheguem aos valores necessários para que se invertesse a conclusão da análise, que aponta solidamente pela inviabilidade da implantação das UHEs do Tapajós frente a implantação do cenário base CB-2.

Análise probabilística de risco pelo método de Monte Carlo

Montagem da análise de risco probabilística

- A aplicação do método produz quase dez mil alternativas únicas para a ACB (fruto da aleatoriedade), gerando um intervalo de resultados que permite inferir conclusões sobre a robustez obtida pela análise padrão.
- Para a montagem da análise, consideram-se os seguintes parâmetros, intervalos e distribuições, cujo intuito é cobrir as variações dadas pelos riscos e incertezas que perpassam tanto ao cenário de projeto quanto ao cenário base:
 - Variabilidade na incidência de atrasos no projeto
 - Variabilidade na incidência de sobrecustos
 - Variabilidade na incidência de sobrecustos para as fontes geradoras do cenário base (CB-1 e CB-2)
- Variabilidade no parâmetro de Capex para o projeto
- Variabilidade no parâmetro de Capex para o cenário base
- Variabilidade no parâmetro de Opex para o projeto
- Variabilidade no clima futuro em três possibilidades equiprováveis: sem mudança do clima, cenário de emissões RCP4.5 e emissões RCP8.5
- Variabilidade nos fatores de capacidade de cada uma das quatro UHEs do Tapajós, dentro do intervalo de 52% a 56%
- Variabilidade nos fatores de capacidade das fontes de geração de energia no cenário base
- Variabilidade no parâmetro de estoque de carbono na área de vegetação florestal
- Variabilidade no parâmetro de emissão de CO2 dos lagos
- Variabilidade no parâmetro de extensão do desmatamento induzido
- Variabilidade no parâmetro de controle do desmatamento na Amazônia



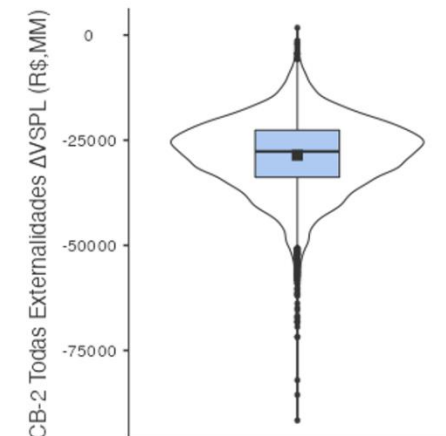
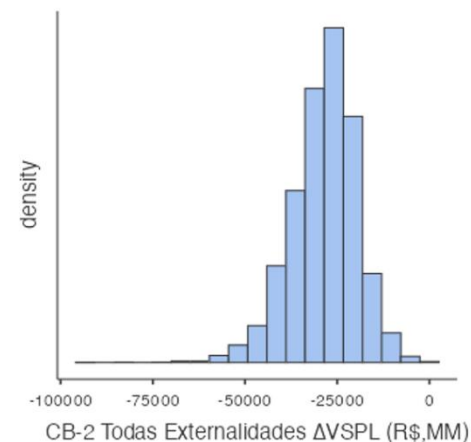
Função de densidade de probabilidade de sobrecustos

Resultados da análise probabilística de risco

Resultado da análise considerando todas as externalidades (resultado padrão da análise)

* Considerando todas as externalidades		UHEs do Tapajós em relação ao CB-1		UHEs do Tapajós em relação ao CB-2	
		Δ VSPL (R\$, milhões)	Índice B/C	Δ VSPL (R\$, milhões)	Índice B/C
Resultado padrão da ACB*		-9.469,98	0,7787	-11.805,03	0,7241
Resultados agregados das 9.999 simulações	Média	-26.421,94	0,5312	-28.564,90	0,4914
	Máxima	2.374,77	1,0468	1.719,96	1,0352
	3º Quartil	-20.547,94	0,6060	-22.612,53	0,5664
	Mediana	-25.295,14	0,5306	-27.673,78	0,4875
	1º Quartil	-31.223,08	0,4543	-33.818,58	0,4097
	Mínima	-85.685,38	0,1423	-91.627,60	0,1008

- A simulação de Monte Carlo para as UHEs do Tapajós em relação ao CB-2 amplamente corrobora a inviabilidade do projeto amazônico.
- O Δ VSPL entre o 1º quartil e o 3º quartil vai de negativos R\$ 33,82 bi até negativos R\$ 22,61 bi, intervalo esse que representa 50% de probabilidade de ocorrer caso se opte pelas hidrelétricas e não pela composição de fontes renováveis não-hídricas.
- Tal como na comparação com o CB-1, verifica-se uma irrisória chance (0,01%) de se obter um resultado positivo. Mesmo assim, nas 9.999 simulações aleatórias o índice B/C foi superior a 0,5 apenas em 45,6% das vezes.

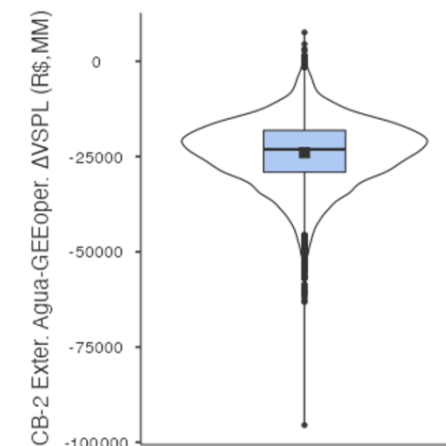
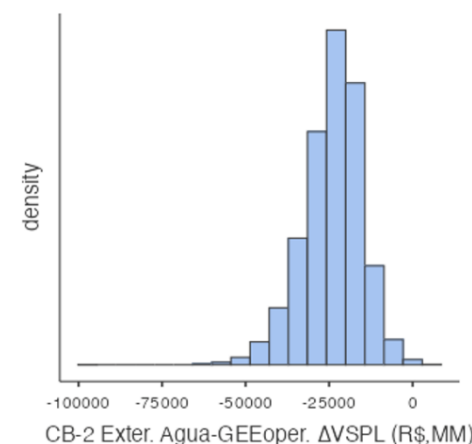


Resultados da análise probabilística de risco

Resultado considerando apenas as externalidades de consumo de água e emissões operacionais de gases de efeito estufa

* Considerando apenas as externalidades de consumo de água e emissões operacionais		UHEs do Tapajós em relação ao CB-1		UHEs do Tapajós em relação ao CB-2	
		Δ VSPL (R\$, milhões)	Índice B/C	Δ VSPL (R\$, milhões)	Índice B/C
Resultado da ACB*		-4.175,84	0,8886	-6.510,90	0,8264
Resultados agregados das 9.999 simulações	Média	-22.027,65	0,5775	-23.999,57	0,5368
	Máxima	2.629,54	1,0573	7.568,16	1,1603
	3º Quartil	-16.192,96	0,6595	-18.138,91	0,6214
	Mediana	-20.863,37	0,5760	-23.095,84	0,5334
	1º Quartil	-26.938,68	0,4921	-29.084,89	0,4479
	Mínima	-95.395,15	0,1431	-95.481,14	0,1155

- Considerando um conjunto menor de externalidades, a avaliação probabilística de risco do projeto UHEs do Tapajós em relação ao CB-2 mantém a inviabilidade das hidrelétricas frente a composição de fontes renováveis não-hídricas, que se mostram de menor risco e maior retorno socioeconômico.
- Observa-se que há 50% de chance de o Δ VSPL estar entre negativos R\$ 29,08 bi e negativos R\$ 18,14 bi, ou seja, recomenda-se rejeitar o projeto das hidrelétricas dado seu elevado nível de risco. Tal como na comparação com o CB-1, verifica-se uma irrisória chance (0,14%) de se obter um resultado positivo, sendo que o índice B/C foi superior a 0,5 apenas em 60,1% das vezes.

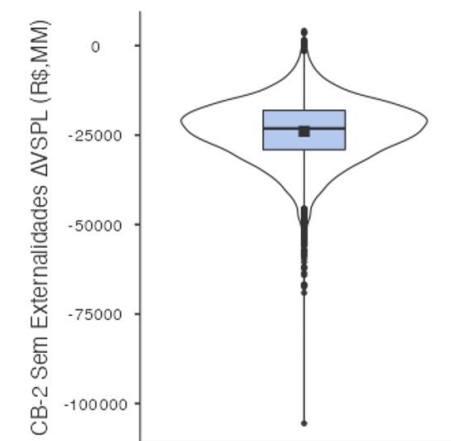
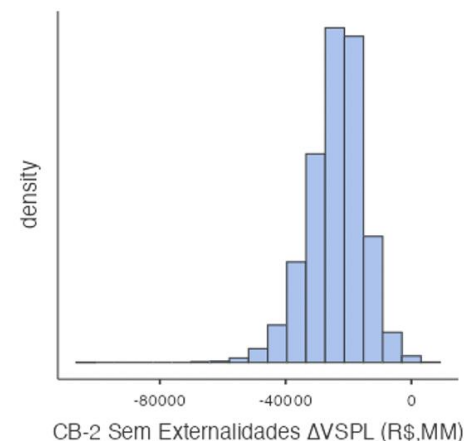


Resultados da análise probabilística de risco

Resultado desconsiderando todas as externalidades

* Desconsiderando todas as externalidades		UHEs do Tapajós em relação ao CB-1		UHEs do Tapajós em relação ao CB-2	
		Δ VSPL (R\$, milhões)	Índice B/C	Δ VSPL (R\$, milhões)	Índice B/C
Resultado da ACB*		-5.473,30	0,8510	-6.390,19	0,8260
Resultados agregados das 9.999 simulações	Média	-23.114,62	0,5476	-23.950,70	0,5299
	Máxima	2.942,74	1,0685	4.134,95	1,0888
	3º Quartil	-17.288,13	0,6316	-18.100,76	0,6130
	Mediana	-21.956,58	0,5475	-23.153,85	0,5251
	1º Quartil	-27.973,27	0,4606	-29.078,12	0,4384
	Mínima	-80.168,57	0,1345	-105.559,55	0,0435

- Mesmo na ausência didática de externalidades, as hidrelétricas são inviáveis frente a composição de fontes renováveis não-hídricas. Há 50% de chances de o resultado do Δ VSPL ficar no intervalo negativo de -R\$ 29,08 bi a -R\$ 18,10 bi. Verifica-se a irrisória chance (0,14%) de um resultado positivo, enquanto o índice B/C supera a marca de 0,5 apenas 57,7% das vezes.
- A conclusão é que o risco é inaceitavelmente alto para as UHEs. Investir nessas usinas incute em perdas praticamente certas da ordem de R\$ 20 bilhões ao bem-estar social em detrimento ao que ocorreria no investimento em fontes renováveis não-hídricas de energia (CB-2).

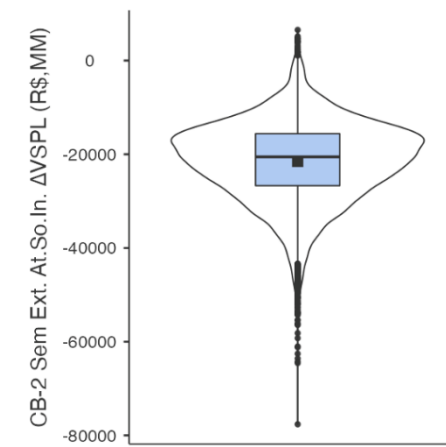
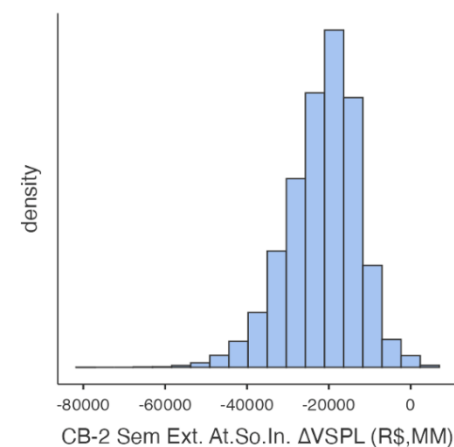


Resultados da análise probabilística de risco

Resultados desconsiderando as externalidades e considerando apenas premissas de atrasos, sobrecustos e intermitência

* Desconsiderando as externalidades e considerando apenas premissas de atrasos, sobrecustos e intermitência		UHEs do Tapajós em relação ao CB-1		UHEs do Tapajós em relação ao CB-2	
		Δ VSPL (R\$, milhões)	Índice B/C	Δ VSPL (R\$, milhões)	Índice B/C
Resultado da ACB*		-5.473,30	0,8510	-6.390,19	0,8260
Resultados agregados das 9.999 simulações	Média	-20.786,11	0,5936	-21.524,91	0,5795
	Máxima	4.497,89	1,0985	6.532,04	1,1446
	3º Quartil	-14.945,36	0,6788	-15.602,40	0,6668
	Mediana	-19.680,07	0,5936	-20.553,61	0,5782
	1º Quartil	-25.674,78	0,5062	-26.701,12	0,4876
	Mínima	-67.857,71	0,1587	-77.616,53	0,1349

- A avaliação probabilística de risco do projeto UHEs do Tapajós em relação ao CB-2 reforça que, mesmo na ausência didática de externalidades e de outros fatores de variação, tal como o fator de capacidade, as hidrelétricas são inviáveis frente a composição de fontes renováveis não-hídricas (considerando-se a variação em sua intermitência).
- Verifica-se uma irrisória chance (0,41%) de se obter um resultado positivo, enquanto o índice B/C supera a marca de 0,5 apenas 71,9% das vezes. A opção pelas UHEs do Tapajós em detrimento ao CB-2 embute 50% de chances de gerar prejuízos à sociedade entre -R\$ 26,70 bi a -R\$ 15,60 bi (Δ VSPL).



9 Análise distributiva

- Matriz de incidência de benefícios



Análise distributiva do projeto UHEs do Tapajós

- Os usuários são diretamente beneficiados, tal como o operador, transmissor e distribuidor de energia. O Governo também é beneficiado com a arrecadação, muito embora possa ter participação nos custos diretos a depender da forma de implementação. A comunidade local e a sociedade em geral, no entanto, recebem as externalidades negativas do projeto (como traz FGVCes, 2018).

Valor Social Presente (R\$, milhões)	Atores envolvidos (agrupados)					Resultado por linha
	Usuários	Comunidade local	Sociedade	Empreendedor ^{r1}	Governo	
Benefícios						
Incremento da oferta de energia	+/-			41.083	7.250	48.333
Custos (diretos)						
Capex (investimento)				-23.824		-23.824
Opex (operação e manutenção)				-618		-618
LT (valor anualizado espelha Capex e Opex)				-12.292		-12.292
Externalidades						
Perda de atividades produtivas agrícolas		-123				-123
Perda do estoque de carbono na biomassa florestal			-4.358			-4.358
Perda de op. de extração de produtos madeireiros e não madeireiros		-41				-41
Ganho de op. de atividade econômica (desmat. induzido legalizado)		+44				+44
Perda de serviços ecossistêmicos de regulação hidrológica		-88				-88
Perda de serviços ecossistêmicos de provisão de habitat			-547			-547
Emissão de gases de efeito estufa			-761			-761
Perda na atividade pesqueira de com. ribeirinhas a montante		-128				-128
Perda na atividade pesqueira de com. ribeirinhas a jusante		-34				-34
Perda na atividade pesqueira comercial		-18				-18
Resultado líquido	+/-	-389	-5.666	4.350	7.250	5.545

Análise distributiva comparativa: CB-2 contra UHEs

- Uma vez que projetos de geração deverão ser realizados para atender a crescente demanda nacional por energia elétrica, não se pode analisar as hidrelétricas na bacia do rio Tapajós de forma isolada: ao se optar por elas, renuncia-se a outras alternativas. Eis que estas alternativas são superiores tanto em termos de viabilidade (resultado da eficiência) como na distribuição dos custos entre os atores (resultado distributivo).
- Todas as externalidades sobre a comunidade local são evitadas, bem como se retornam externalidades positivas à sociedade de forma geral, haja vista que o CB-2 evita o custo de R\$ 0,13 bi em emissões, embora gere a externalidade negativa de R\$ 0,01 bi em perda de água. Em relação aos custos sociais diretos, tem-se uma economia significativa de R\$ 6,48 bilhões em Capex que mais do que compensa o custo a maior de R\$ 0,08 bi em relação ao Opex. Em resumo, o CB-2 promove ganhos líquidos à sociedade de R\$ 6,27 bi, sem que isso prejudique nenhum dos atores envolvidos.

Valor Social Presente (R\$, milhões)	Atores envolvidos (agrupados)					Resultado por linha
	Usuários	Comunidade local	Sociedade	Empreendedor ^{r1}	Governo	
Custos (diretos)						
Capex (líquido do Repex)				+6.475		+6.475
Opex (LT, intermitência, combustível etc.)				-84		-84
Externalidades						
Emissão de gases de efeito estufa			+133			+133
Perda de água			-13			-13
Resultado líquido	-	0	+121	+6.390	-	+6.270

10 Bibliografía consultada



- ADB - Asian Development Bank. Cost-benefit analysis for development: A practical guide. Mandaluyong City, Philippines: Development Bank, 2013.
- Agostinho, A. A., Gomes, L. C., Veríssimo, S., & Okada, K. (2004). Flood regime, dam regulation and fish in the Upper Parana River: effects on assemblage attributes, reproduction and recruitment. *Reviews in Fish Biology and Fisheries*, 14(1), 11–19. <https://doi.org/10.1007/s1160-004-3551-y>
- ANA - Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico. (2019) Manual de usos consuntivos da água no Brasil. Brasil.
- ANA - Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico. (2019) Plano Nacional de Segurança Hídrica - PNSH. Brasil.
- ANA - Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico. (2020) Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil, 2020. Brasil.
- ANA - Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico. (2021) Evaporação Líquida de Reservatórios no Brasil. Brasil.
- ANA - Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico. (2022) Plano Nacional de Recursos Hídricos - PNRH. Brasil.
- Anderson EP, Jenkins CN, Heilpern S, Maldonado-Ocampo JA, Carvajal-Vallejos FM, Encalada AC, Rivadeneira JF, Hidalgo M, Cañas CM, Ortega H et al.: Fragmentation of Andes-to-Amazon connectivity by hydropower dams. *Sci Adv* 2018, 4.
- André F.P. Lucena, Mohamad Hejazi, Eveline Vasquez-Arroyo, Sean Turner, Alexandre C. Köberle, Kathryn Daenzer, Pedro R.R. Rochedo, Tom Kober, Yongxia Cai, Robert H. Beach, David Gemaat, Detlef P. van Vuuren, Bob van der Zwaan, Interactions between climate change mitigation and adaptation: The case of hydropower in Brazil, *Energy* (2018), doi: 10.1016/j.energy.2018.09.005
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Perdas de Energia Elétrica na Distribuição. ANEEL, 2022. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/perdasenergias>
- ANM - Agência Nacional de Mineração, Anuário Mineral Brasileiro. Brasília, 2021.
- Ansar A, Flyvbjerg B, Budzier A, Lunn D: Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development. *Energy Policy* 2014, 69:43-56.
- Arias, M.E., Farinosi, F., Lee, E. et al. Impacts of climate change and deforestation on hydropower planning in the Brazilian Amazon. *Nat Sustain* 3, 430–436 (2020).
- Assahira C, de Resende AF, Trumbore SE, Wittmann F, Cintra BBL, Batista ES, Piedade MTF, Trumbore SE, Wittmann F, Cintra BBL et al.: Tree mortality of a flood-adapted species in response of hydrographic changes caused by an Amazonian river dam. *For Ecol Manage* 2017, 396:113-123.
- Assunção et al., Power plants and deforestation: Recent evidence from the Amazon (2017). FGV Projetos.
- Assunção, J; Costa, F; Szeman, D. Power plants and deforestation: Recent evidence from the Amazon. *Climate Policy Initiative*, PUC-Rio. 2017.
- Athayde S: Introduction: indigenous peoples, dams and resistance in Brazilian Amazonia. *Tipiti: J Soc Anthropol Lowl South Am* 2014, 12:80-92.
- Atkins, E. Contesting the 'greening' of hydropower in the Brazilian Amazon. *Political Geography* 80 (2020) 102179.
- Azevedo-Ramos, C. et al. "Lawless land in no man's land: The undesignated public forests in the Brazilian Amazon". *Land Use Policy* 99 (2020).
- Baccini A, Goetz SJ, Walker WS, Laporte NT, Sun M, Sulla-Menashe D, Hackler J, Beck PSA, Du-bayah R, Friedl MA, Samanta S, Houghton RA (2012) Estimated carbon dioxide emissions from tropical deforestation improved by carbon-density maps. *Nature Climate Change* 2:182-185.
- Baccini A, Goetz SJ, Walker WS, Laporte NT, Sun M, Sulla-Menashe D, Hackler J, Beck PSA, Dubayah R, Friedl MA, Samanta S, Houghton RA (2012) Estimated carbon dioxide emissions from tropical deforestation improved by carbon-density maps. *Nature Climate Change* 2:182-185.
- Baird, I.G., Silvano, R.A.M., Parlee, B. et al. The Downstream Impacts of Hydropower Dams and Indigenous and Local Knowledge: Examples from the Peace–Athabasca, Mekong, and Amazon. *Environmental Management* 67, 682–696 (2021).
- Barthem, R.; Ferreira, E.; Goulding, M. As migrações do jaraqui e tambaqui no rio Tapajós e suas relações com as usinas hidrelétricas. 2016 In: *Ocekadí : hidrelétricas, conflitos socioambientais e resistência na Bacia do Tapajós* (pp.479-493). 1ª Edição, International Rivers Brasil/Universidade Federal do Oeste do Pará. Daniela Fernandes Alarcon, Brent Millikan, Mauricio Torres (Ed.).
- Benchimol M, Peres CA: Edge-mediated compositional and functional decay of tree assemblages in Amazonian forest islands after 26 years of isolation. *J Ecol* 2015, 103:408-420.
- BID/IDB - Banco Interamericano de Desenvolvimento / Inter-American Development Bank. 2017. Lessons from four decades of infrastructure project related conflicts in Latin America and the Caribbean. [Watkins, G.; Mueller, S-U.] Inter-American Development Bank.
- BNDES. (2012). BNDES approves R\$ 22.5 billion in financing for Belo Monte. February 17, 2020, from BNDES, 26 November website: https://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_en/Institucional/Press/Noticias/2012/20121126_belomonte.html
- Boardman, Anthony E., David H. Greenberg, Aidan R. Vining e David L. Weimer. 2011. Cost-benefit analysis: concepts and practice. Fourth Edition. Prentice Hall.
- Bonner TH, Wilde GR: Changes in the Canadian river fish assemblage associated with reservoir construction. *J Freshw Ecol* 2000, 15:189-198.
- Boulton, C.A., Lenton, T.M & Boers, N. Pronounced loss of Amazon rainforest resilience since the early 2000s. *Nat. Clim. Chang.* 12, 271–278 (2022)
- BRASIL - Ministério da Economia, Secretaria Especial de Produtividade e Competitividade. Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura. 2022a. Guia Modelo de 5 Dimensões Versão 1. Brasília. Disponível em: <https://www.gov.br/produtividade-e-comercio-exterior/pt-br/choque-de-investimento-privado/modelo-de-cinco-dimensoes>
- BRASIL - Ministério da Economia, Secretaria Especial de Produtividade e Competitividade. Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura. 2022b. Guia geral de análise socioeconômica de custo-benefício de projetos de investimento em infraestrutura - Guia ACB. Versão 3. Brasília. Disponível em: <https://www.gov.br/produtividade-e-comercio-exterior/pt-br/choque-de-investimento-privado/avaliacao-socioeconomica-de-custo-beneficio-1/guia-acb.pdf/view>
- Bro AS, Moran E, Calvi MF: Market participation in the age of big dams: the Belo Monte Hydroelectric Dam and its impact on rural agrarian households. *Sustainability* 2018, 10.

- Brouwer et al., The economic value of the Brazilian Amazon rainforest ecosystem services: A meta-analysis of the Brazilian literature. *PLoS ONE* 17(5), 2022.
- Brouwer R, Pinto R, Dugstad A, Navrud S (2022) The economic value of the Brazilian Amazon rainforest ecosystem services: A meta-analysis of the Brazilian literature. *PLoS ONE* 17(5): e0268425. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0268425>
- Cabral et al., Tapajós: Hidrelétricas infraestrutura e caos: Elementos para a governança da sustentabilidade em uma região singular (2014). ITA/CTA.
- Callegari C.L., Szklo A, Schaeffer R: Cost overruns and delays in energy megaprojects: how big is big enough? *Energy Policy* 2018, 114:211-220.
- Callegari, C.L. 2017. Sobrecustos e atrasos em megaprojetos: quando maior é pior. Dissertação de mestrado, UFRJ (2017).
- Caroline C Arantes, Daniel B Fitzgerald, David J Hoeinghaus, Kirk O Winemiller, Impacts of hydroelectric dams on fishes and fisheries in tropical rivers through the lens of functional traits, *Current Opinion in Environmental Sustainability*, Volume 37, 2019, Pages 28-40, ISSN 1877-3435
- Castro E: Production of knowledge about hydroelectric dams in the social sciences in Brazil. *Novos Cad NAEA* 2018, 21:31- 59.
- Castro-Diaz L, Lopez MC, Moran E: Gender-differentiated impacts of the Belo Monte Hydroelectric Dam on downstream fishers in the Brazilian Amazon. *Hum Ecol* 2018, 46.
- Cerdeira, R. G P, Ruffino, M L., & Isaac, V. J. (1997). Consumo de pescado e outros alimentos pela população ribeirinha do lago grande de Monte Alegre, PA. Brasil. *Acta Amazônica*, 27(3), 13– 228.
- Chaudhari, S., & Pokhrel, Y. (2022). Alteration of river flow and flood dynamics by existing and planned hydropower dams in the Amazon River basin. *Water Resources Research*, 58, e2021WR030555. <https://doi.org/10.1029/2021WR030555>
- Chen G, Powers RP, de Carvalho LMT, Mora B: Spatiotemporal patterns of tropical deforestation and forest degradation in response to the operation of the Tucuruí hydroelectric dam in the Amazon basin. *Appl Geogr* 2015, 63.
- Cochrane SMV, Matricardi EAT, Numata I, Lefebvre PA: Landsat-based analysis of mega dam flooding impacts in the Amazon compared to associated environmental impact assessments: upper Madeira River example 2006–2015. *Remote Sens Appl Soc Environ* 2017, 7:1-8.
- Coe MT, Costa MH, Soares Filho BS: The influence of historical and potential future deforestation on the stream flow of the Amazon River – land surface processes and atmospheric feedbacks. *J Hydrol* 2009, 369:165-174.
- Curry, Steve e John Weiss. 2000. *Project Analysis in Developing Countries*. Second Edition. Palgrave Mc Millan.
- Dantas, F.C.; Costa, E.M.; Silva, J.L.M. Elasticidade preço e renda da demanda por energia elétrica nas regiões brasileiras: uma abordagem através de painel dinâmico. *Revista de Economia da UFPR*, v.42, n.3 (2016).
- Deemer et al., Greenhouse gas emissions from reservoir water surfaces (2016). *BioScience* 66: 949–964.
- Doria CRC, Athayde S, Marques EE, Lima MAL, Dutka-Gianelli J, Ruffino ML, Kaplan D, Freitas CEC, Isaac VN: The invisibility of fisheries in the process of hydropower development across the Amazon. *Ambio* 2018, 47:435-465.
- Duponchelle, F., Pouilly, M., Pécheyrans, C., Hauser, M., Renno, J.-F., Panfili, J., Darnaude, A.M, García-Vasquez, A., Carvajal-Vallejos, F., García-Dávila, C., Doria, C., Bérail, S., Donard, A., Sondag, F., Santos, R.V., Nuñez, J., Point, D, Labonne, M. and Baras, E. (2016), Trans-Amazonian natal homing in giant catfish. *J Appl Ecol*, 53: 1511-1520. <https://doi.org/10.1111/1365-2664.12665>
- EC - European Commission. *Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects: Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020*. Bruxelas, 2014.
- EIB - European Investment Bank. Disponível em: <https://www.eib.org/en/publications/the-eib-group-climate-bank-roadmap>
- Eletronorte. *Estudos de Inventário Hidrelétrico das Bacias dos Rios Tapajós e Jamanxim*. Rio de Janeiro: ELETRONORTE, CAMARGO CORREA e CNEC, 2008.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Nacional BEN 2022*. Rio de Janeiro
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear*. Mauricio Tiomno Tolmasquim (coord). – EPE: Rio de Janeiro, 2016
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *Nota Técnica PR 007/2018 - Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no Horizonte 2050*. Rio de Janeiro, novembro de 2018.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Energia PDE 2031 e cadernos*. Rio de Janeiro.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Nacional de Energia PNE 2050, 2020*. Rio de Janeiro.
- EPL - Empresa de Planejamento e Logística. *Plano Nacional de Logística 2035 (PNL 2035)*. EPL, Ministério dos Transportes, 2021.
- Fearnside PM: Emissions from tropical hydropower and the IPCC. *Environ Sci Policy* 2015, 50.
- Fearnside PM: Greenhouse gas emissions from hydroelectric dams in tropical forests. In *Alternative Energy and Shale Gas Encyclopedia*. Edited by Lehr J, Keeley J. John Wiley & Sons Publishers; 2016:428-438.
- Ferraco A.L.: Belo Monte dam: a case for third generation rights legitimacy. *Rev Andin Estud Polit* 2018, 8:104-122.
- FGVCes - Centro de Estudos em Sustentabilidade da Fundação Getúlio Vargas. *Grandes Obras na Amazônia - Aprendizados e Diretrizes*. 2ª Edição. São Paulo, 2018.
- Flyvbjerg, B., & Bester, D. (2021). The Cost-Benefit Fallacy: Why Cost-Benefit Analysis Is Broken and How to Fix It. *Journal of Benefit-Cost Analysis*, 12(3), 395-419. doi:10.1017/bca.2021.9
- Heiskel TM: Recognizing women in the struggle for social and environmental justice in the context of the Belo Monte hydropower dam in the Brazilian Amazon. MS Thesis. Norwegian University of Life Sciences; 2016.
- Hess, C. E. E., & Fenrich, E. (2017). Socio-environmental conflicts on hydropower: The São Luiz do Tapajós project in Brazil. *Environmental Science & Policy*, 73, 20–28. <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2017.03.005>.

Hyde JL, Bohlman SA, Valle D: Transmission lines are an under-acknowledged conservation threat to the Brazilian Amazon. *Biol Conserv* 2018, 228:343-356.

IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis. (2016). Ibama arquiva licenciamento da UHE São Luiz do Tapajós, no Pará. Disponível em: <http://www.ibama.gov.br/noticias/58-2016/162-ibama-arquiva-licenciamento-da-uhesao-%0Aluiz-do-tapajos-no-para>.

IPBES. (2022). Summary for policymakers of the methodological assessment of the diverse values and valuation of nature of the Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services. IPBES secretariat, Bonn, Germany.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change (2022). *Climate Change 2022: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [H.-O. Pörtner, D.C. Roberts, M. Tignor, E.S. Poloczanska, K. Mintenbeck, A. Alegria, M. Craig, S. Langsdorf, S. Löschke, V. Möller, A. Okem, B. Rama (eds)]. Cambridge University Press. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA, 3056 pp.

IPEA. Preço do Carbono para Projetos de Investimentos de Infraestrutura no Brasil. Nota Técnica nº 102. DISET - IPEA, Setembro de 2022.

Isaac VJ, Almeida MC, Giarrizzo T, Deus CP, Vale R, Klein G, Begossi A: Food consumption as an indicator of the conservation of natural resources in riverine communities of the Brazilian Amazon. *An Acad Bras Ciênc.* 2015, 87:2229-2242.

Jaichand V, Sampaio AA: Dam and be damned: the adverse impacts of Belo Monte on indigenous peoples in Brazil. *Hum Rights Q* 2013, 35:408-447.

Jenkins, Glenn P., Chun-Yan Kuo e Arnold C. Harberger. 2018. *Cost-benefit analysis for investment decisions*. First Edition. Cambridge, MA: Cambridge Resources International.

Jiang X, Lu D, Moran E, Calvi MFMF, Dutra LV, Li G: Examining impacts of the Belo Monte hydroelectric dam construction on land-cover changes using multitemporal Landsat imagery. *Appl Geogr* 2018, 97:35-47.

Kirchherr J, Charles KJ: The social impacts of dams: a new framework for scholarly analysis. *Environ Impact Assess Rev* 2016, 60:99-114.

Köberle, Alexandre C; Rafael Garaffa, Bruno SL. Cunha, Pedro Rochedo, André F.P. Lucena, Alexandre Szklo, Roberto Schaeffer. Are conventional energy megaprojects competitive? Suboptimal decisions related to cost overruns in Brazil, *Energy Policy*, Volume 122, 2018, Pages 689-700, ISSN 0301-4215

Lima MAL, Kaplan DA, Doria CRC: Hydrological controls of fisheries production in a major Amazonian tributary. *Ecology* 2017, 98:e1899.

Manzoli et al. Legalidade da produção de ouro no Brasil. Centro de Sensoriamento Remoto (UFMG), Laboratório de Gestão de Serviços Ambientais (UFMG) e Ministério Público Federal. Belo Horizonte, 2021.

Miranda, Mariana Maia de. Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida. 2012. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

MME - Ministério de Minas e Energia. Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas. Edição 2007.

Montoya ADV, Lima AMM, Adami M: Mapping and temporary analysis of the landscape in the Tucuruí-PA reservoir surroundings. *Anuário do Inst Geociências - UFRJ* 2018, 41:553-567.

Nepstad DC, Stickler CM, Filho BS, Merry F: Interactions among Amazon land use, forests and climate: prospects for a near-term forest tipping point. *Philos Trans R Soc B Biol Sci* 2008, 363:1737-1746.

Nobre CA, et al (2016) Land-use and climate change risks in the Amazon and the need of a novel sustainable development paradigm. *Proc Natl Acad Sci USA* 113: 10759–10768.

Oliveira U, Soares-Filho BS, Costa WLS, Ribeiro SMC, Oliveira AR, Teixeira ILS, Figueiras DS, Rodrigues HO (2016) Economic Valuation of Changes in Amazon Forest Area: Priority Areas for Biodiversity Conservation in the Brazilian Amazon. Belo Horizonte, Brazil: IGC/UFMG. 30 p.

Ometto et al, Jean P Ometto, André C.P. Cimbleiris, Marco A. dos Santos, Luiz P Rosa, Donato Abe, José G. Tundisi, José L. Stech, Nathan Barros, Fábio Roland. Carbon emission as a function of energy generation in hydroelectric reservoirs in Brazilian dry tropical bi-ome, *Energy Policy*, Volume 58, 2013, Pp. 109-116.

Painel Científico para a Amazônia (2021) Amazon Assessment Report. <https://oeco.org.br/wp-content/uploads/2021/11/SPA-policy-brief-single-page.pdf>

Pinto MDS, Doria CRC, Marques EE: Alterações temporais sobre a estrutura funcional das assembleias de peixes durante onze anos de formação de um reservatório do médio rio Tocantins, Brasil. *Biota Amaz.* 2019, 9.

Pulice SMP, Roquetti DR, Gomes CS, Moretto EM: Usinas Hidrelétricas e Desenvolvimento Municipal: O Caso das Usinas Hidrelétricas do Complexo Pelotas-Uruguaí. *Rev Gestão Ambiente Sustentabilidade* 2017, 6:150-163.

Rajão, R. et al. 2020. "The Rotten Apples of Brazil's Agribusiness." *Science*. 369, 6501. pp. 246-248. DOI: 10.1126/science.aba6646.

Raniere Garcez Costa Sousa, Helen Cristina Parazzi de Freitas, Diego Maia Zacardi, Charles Hanry Faria-Junior. Effects of river dams on the fish guilds in the northwest region of the Brazilian Amazon, *Fisheries Research*, Volume 243, 2021, 106091, ISSN 0165-7836

Riethof M: The international human rights discourse as a strategic focus in socio-environmental conflicts: the case of hydro-electric dams in Brazil. *Int J Hum Rights* 2017, 21:482-499.

RN - Governo do Estado do Rio Grande do Norte. Projeto Macrozoneamento Ecológico-econômico da Bacia Hidrográfica do Piranhas-Açu/RN. Produto do Contrato RN Sustentável 126/2018, celebrado entre a Secretaria de Estado do Planejamento e das Finanças (SEPLAN) e a Companhia Brasileira de Projetos e Empreendimentos (COBRA-PE). Natal, Rio Grande do Norte, 2020.

Rocha Duarte Neves J, Fernandez Piedade MT, Faria de Resende A, Oliveira Feitosa Y, Schongart J: Impact of climatic and hydrological disturbances on blackwater floodplain forests in Central Amazonia. *Biotropica* 2019, 51:484-489.

Rodriguez Ruiz A: Fish species composition before and after construction of a reservoir on the Guadalete River (SW Spain). *Fundam Appl Limnol* 1998, 142:353-369.

Ruffino, M.L. Sistema integrado de estatística pesqueira para a Amazônia. *Pan-American Journal of Aquatic Sciences* (2008) 3(3): 193-204

Salati E, Vose PB (1984) Amazon Basin: A system in equilibrium. *Science* 225:129–138.

Salmona, Y.B.; Matricardi, E.A.T.; Skole, D.L.; Silva, J.F.A.; Coelho Filho, O.d.A.; Pedlowski, M.A.; Sampaio, J.M.; Castrillón, L.C.R.; Brandão, R.A.; Silva, A.L.d.; et al. A Worrying Future for River Flows in the Brazilian Cerrado Provoked by Land Use and Climate Changes. *Sustainability* 2023, 15, 4251.

- Santana, A. C., Bentesm, E. S., Homma, A. K. O., Oliveira, F. A., & Oliveira, C. M. (2014). Influência da barragem de Tucuruí no desempenho da pesca artesanal, estado do Pará. *Revista de Economia e Sociologia Rural*, 52(2), 249–266.
- Santos RE, Pinto-Coelho RM, Fonseca R, Simões NR, Zanchi FB: The decline of fisheries on the Madeira River, Brazil: the high cost of the hydroelectric dams in the Amazon Basin. *Fish Manag Ecol* 2018, 25:380-391.
- Santos, D.; Salomão, R.; Veríssimo, A. *Fatos da Amazônia 2021. Projeto Amazônia 2030. Centro de Empreendedorismo da Amazônia e Imazon. ICS, 2021.*
- Santos, R. E., Pinto-Coelho, R. M., Drumond, M. A., Fonseca, R., & Zanchi, R. B. (2020). Damming Amazon Rivers: Environmental impacts of hydroelectric dams on Brazil's Madeira Ri-ver according to local fishers' perception. *Ambio*, 1-17. <https://doi.org/10.1007/s13280-020-01316-w>
- Santos, R. E., Pinto-Coelho, R. M., Fonseca, R., Simões, N. R., & Zanchi, R. B. (2018). The decline of fisheries on the Madeira River, Brazil: The high cost of the hydroelectric dams in the Amazon Basin. *Fisheries management and ecology*, 25, 380-391. <https://doi.org/10.1111/fme.12305>
- Scabin FS, Pedroso Junior NN, Cruz JC da C: Judicialização de grandes empreendimentos no Brasil: uma visão sobre os impactos da instalação de usinas hidrelétricas em populações locais na Amazônia. *R Pós Ci Soc* 2014, 11:130-150.
- Silva Junior OM, Dos Santos MA, Dos Santos LS: Spatiotemporal patterns of deforestation in response to the building of the Belo Monte hydroelectric plant in the Amazon Basin. *In-terciencia* 2018, 43:80-84.
- Silvério D. V., Brando P. M., Balch J. K., Putz F. E., Nepstad D. C., Oliveira-Santos C. and Bustamante M. M. C. (2013) Testing the Amazon savannization hypothesis: fire effects on invasion of a neotropical forest by native cerrado and exotic pasture grasses. *Phil. Trans. R. Soc.* DOI <http://doi.org/10.1098/rstb.2012.0427>
- Soares-Filho BS, Oliveira AS, Rajão RGL, Oliveira U, et al. (2017a) Economic Valuation of Changes in Amazon Forest Area: Economic Losses by Fires to Sustainable Timber Produc-tion. Belo Horizonte, Brazil: IGC/UFMG. 46 p.
- Soares-Filho BS, Ribeiro SMC, Limas LS et al. (2017b) Economic Valuation of Changes in Amazon Forest Area: Value maps for Timber and Non Timber Forest Products (NTFP). Belo Horizonte, Brazil: IGC/UFMG.
- Sorribas MV, et al. (2016) Projections of climate change effects on discharge and inundation in the Amazon basin. *Clim Change* 136:555–570.
- Sousa G.L, Wittmann F, Fernandez Piedade MT: Response of black-water floodplain (igapo) forests to flood pulse regulation in a dammed Amazonian river. *For Ecol Manage* 2019, 434:110-118.
- Stickler CM, et al. (2013) Dependence of hydropower energy generation on forests in the Amazon Basin at local and regional scales. *Proc Natl Acad Sci USA* 110: 9601–9606.
- TCU - Tribunal de Contas da União: Acórdão 2.723/2017. Disponível em: <https://portal.tcu.gov.br/imprensa/noticias/estruturacao-de-grandes-hidreletricas-demanda-maior-integracao.htm>
- Timpe K, Kaplan D: The changing hydrology of a dammed Amazon. *Sci Adv* 2017, 3:e1700611.
- UFV - Universidade Federal de Viçosa. Grupo de Pesquisa em Interação Atmosfera-Biosfera. Disponível em: <http://www.biosfera.dea.ufv.br/en-US/bancos>
- Valdiones, A.P, Bernasconi, P., Silgueiro, V., Guidotti, V., Miranda, F., Costa, J., Rajão, R. & Manzolli, B. Desmatamento ilegal na Amazônia e no Matopiba: falta transparência e acesso à informação. Instituto Centro de Vida - ICS, Imaflores e Laboratório de Gestão de Serviços Ambientais - LAGESA. Março de 2021.
- WB - World Bank. 2022. State and Trends of Carbon Pricing 2022. State and Trends of Carbon Pricing; Washington, DC: World Bank. © World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/37455> License: CC BY 3.0 IGO.
- WCD - World Commission on Dams. Dams and Development: A New Framework for Decision-Making. Earthscan; 2000.
- Zacardi, D.M.; Ponte, S.C.S.; Silva, A.J.S. Caracterização da pesca e perfil dos pescadores artesanais de uma comunidade às margens do rio Tapajós, estado do Pará. *Amazônia: Ci. & Desenv.*, Belém, v. 10, n. 19, jul./dez. 2014.
- Zieminska-Stolarska, A.; Pietrzak, M.; Zbicinski, I. Application of LCA to Determine Environmental Impact of Concentrated Photovoltaic Solar Panels: State-of-the-Art. *Ener-gies* 2021, 14, 3143. <https://doi.org/10.3390/en14113143>



KRALINGEN

| economia ambiental | socioeconomia | planejamento

| +55 41 99249-8304 | www.kralingen.com.br | CNPJ: 07.313.066/0001-80