

HIDRELÉTRICAS NA AMAZÔNIA

IMPACTOS AMBIENTAIS E SOCIAIS
NA TOMADA DE DECISÕES SOBRE GRANDES OBRAS

PHILIP M. FEARNSIDE

VOL. 1



Copyright © 2015, Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia

Presidente da República

Dilma Vana Rousseff Linhares

Ministro da ciência, Tecnologia e Inovação

José Aldo Rebelo Figueiredo

Diretor do Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia

Luiz Renato de França

Editora INPA

Editor: Mario Cohn-Haft.

Produção editorial: Rodrigo Verçosa, Shirley Ribeiro Cavalcante, Tito Fernandes.

Bolsistas: Angela Hermila Lopes, Henrique Silva, Izabele Lira, Sara Oliveira, Tiago Nascimento.

Ilustração

Hoan Marques

Capa

Descrição: Ilustração baseada em fotografias da hidrelétrica de Tucuruí, localizada no rio Tocantins

Ilustrador: Hoan Marques

Editoração Eletrônica

Rodrigo Verçosa

Tiago Nascimento

Tito Fernandes

Ficha Catalográfica



F288 Fearnside, Philip M.

Hidrelétricas na Amazônia: impactos ambientais e sociais na tomada de decisões sobre grandes obras / Philip M. Fearnside. - Manaus: Editora do INPA, 2015.

v. 2 : il.

ISBN: 978-85-211-0143-7

1. Hidrelétricas - Amazônia. I. Título.

CDD 621.312134



Av. André Araújo, 2936, Petrópolis
CEP 69067-375 - Manaus - AM - Brasil
Fone: +55 (92) 3643 3030
e-mail: acta@inpa.gov.br | website: <http://acta.inpa.gov.br>

SUMÁRIO



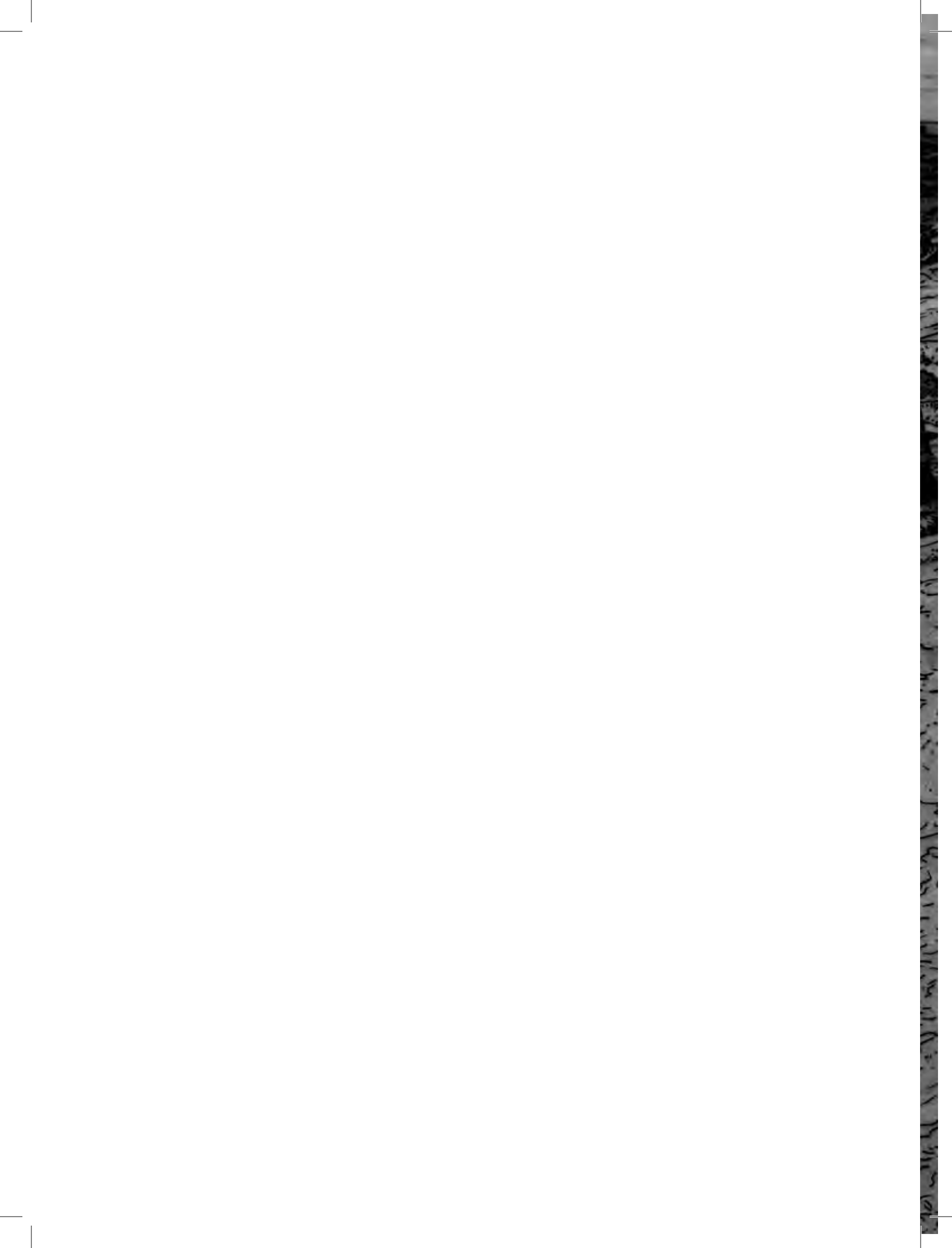
| | |
|---|-----|
| APRESENTAÇÃO | 5 |
| I. INTRODUÇÃO | 7 |
| 1. Desenvolvimento Hidrelétrico na Amazônia | 9 |
| II. TUCURUÍ | 35 |
| 2. Impactos Sociais da Barragem de Tucuruí | 37 |
| 3. Impactos Ambientais da Barragem de Tucuruí: Lições ainda não Aprendidas para o Desenvolvimento Hidrelétrico na Amazônia | 53 |
| 4. Emissões de Gases de Efeito Estufa de um Reservatório Hidrelétrico (a Represa de Tucuruí) e as suas Implicações para Política Energética | 75 |
| III. BALBINA | 95 |
| 5. A Hidrelétrica de Balbina: O Faraonismo Irreversível versus o Meio Ambiente na Amazônia | 97 |
| 6. Estimativa da zona de deplecionamento da hidrelétrica de Balbina por técnica de sensoriamento remoto | 127 |
| IV. HIDRELÉTRICAS DO MADEIRA | 135 |
| 7. Impactos das Barragens do Rio Madeira: Lições Não Aprendidas para o Desenvolvimento Hidrelétrico na Amazônia | 137 |
| 8. A Tomada de Decisão sobre Barragens na Amazônia: Política Vence a Incerteza na Controvérsia sobre os Sedimentos no Rio Madeira | 153 |
| 9. As Barragens do Rio Madeira: Um Revés para a Política Ambiental no Desenvolvimento da Amazônia Brasileira | 167 |
| 10. Crédito para Mitigação das Mudanças Climáticas por Barragens Amazônicas: Brechas e Impactos Ilustrados pelo Projeto da Hidrelétrica de Jirau | 181 |
| 11. Hidrelétricas no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo: A Barragem de Santo Antônio como exemplo da necessidade de mudança | 203 |
| V. BELO MONTE E AS HIDRELÉTRICAS DO XINGU | 229 |
| 12. Barragens na Amazônia: Belo Monte e o Desenvolvimento Hidrelétrico da Bacia do Rio Xingu | 231 |
| 13. Belo Monte: A Ponta de Lança da Construção de Barragens na Amazônia? | 245 |
| 14. Belo Monte (Kararaô) e Altamira (Babaquara): As Hidrelétricas Planejadas no Rio Xingu como Fontes de Gases do Efeito Estufa * | 249 |
| 15. Gases de Efeito Estufa no EIA-RIMA da Hidrelétrica de Belo Monte | 279 |
| 16. A Hidrelétrica de Belo Monte como Fonte de Gases de Efeito Estufa: Desafios para Mdiatização da Ciência na Amazônia | 287 |
| 17. Belo Monte: Resposta a Rogério Cezar de Cerqueira Leite | 295 |

APRESENTAÇÃO

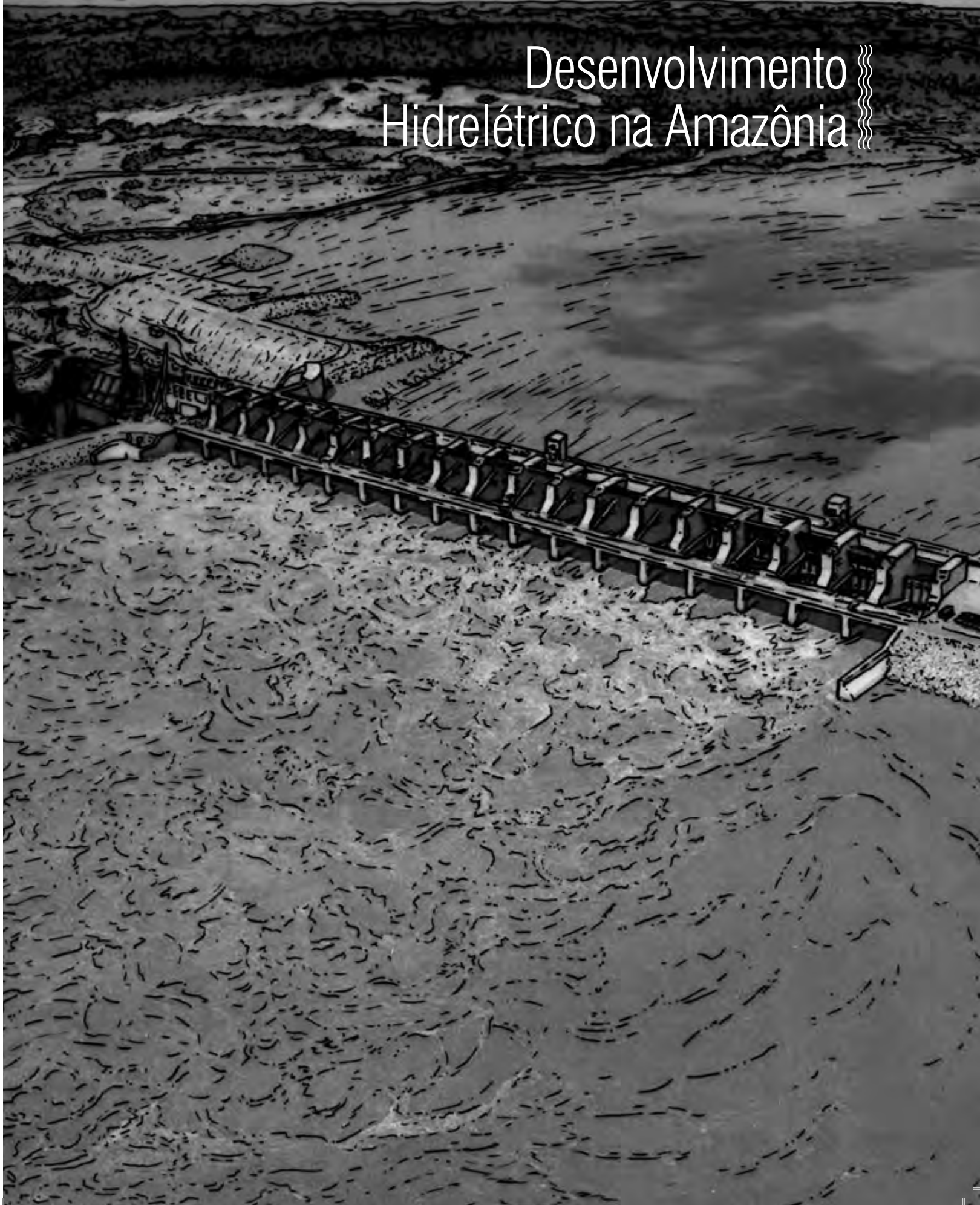
As decisões tomadas nos próximos anos sobre desenvolvimento hidrelétrico serão entre as mais influentes em determinar o futuro da população humana e do meio ambiente na região Amazônica. A maioria dos capítulos deste livro são traduções atualizadas de trabalhos originalmente publicados na literatura internacional, o de trabalhos na literatura brasileira. O livro cobre os cinco maiores hidrelétricas existentes hoje na Amazônia Legal (Tucuruí, Balbina, Samuel, Santo Antônio e Jirau), além de duas barragens menores (Curuá-Uma e Jatapu), duas em construção (Teles Pires e Belo Monte), e outras em diferentes estágios de planejamento. Os capítulos incluem discussões dos principais planos para desenvolvimento hidrelétrico futuro, por exemplo, nas bacias dos rios Xingu, Tocantins/Araguaia, Madeira e Tapajós. A magnitude dos planos, junto com a magnitude dos impactos provocados pela construção de obras deste porte, faz com que seja extremamente importante tirar todas as lições possíveis dos erros e acertos no planejamento e construção das hidrelétricas na região até agora. Estas experiências indicam a necessidade de melhoria dos sistemas de planejamento de desenvolvimento, análise de impactos e licenciamento de obras. Este livro reúne as informações de uma forma acessível para

facilitar um re-pensamento da forma de planejar e licenciar grandes projetos de todos os tipos, não apenas hidrelétricas.

As publicações originais para os capítulos aqui apresentados abrangem um período de tempo de 25 anos (1989-2014). Isso levanta a questão de como lidar com a atualização das informações, especialmente onde a informação atual mudaria significativamente os resultados numéricos que têm sido amplamente citados em sua forma “clássica”. Esse dilema tem sido tratado, mantendo os valores originais e adicionando notas indicando as alterações relevantes no conhecimento. Especialmente importantes são a existência de um grande pico de emissão de metano nos primeiros anos depois de encher um reservatório e uma sucessão de aumentos nas estimativas do Painel Intergovernamental sobre Mudança Climática (IPCC) para o impacto sobre o aquecimento global causado por cada tonelada de metano. Em outros casos, os eventos desde a publicação original precisam ser resumidos. Cada capítulo do livro, assim como as publicações originais, é intencionado a ser independente dos outros, o que significa que alguma repetição de informação é necessária.



Desenvolvimento Hidrelétrico na Amazônia



Capítulo 1



Desenvolvimento Hidrelétrico na Amazônia

Philip M. Fearnside

Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA).
Av. André Araújo, 2936 - CEP: 69.067-375, Manaus, Amazonas, Brasil.
E-mail: pmfearn@inpa.gov.br

Tradução parcial de:
Fearnside, P.M. 2014. Análisis de los principales proyectos hidro-energéticos en la región amazónica. Derecho, Ambiente y Recursos Naturales (DAR) & Centro Latinoamericano de Ecología Social (CLAES), Lima, Peru. 55 p.

RESUMO

Planos para construir hidrelétricas na Amazônia prevêem dezenas de grandes barragens e mais de uma centena de pequenas barragens. Brasil, Peru e Bolívia são os países mais afetados, mas também existem planos para o Equador, Colômbia, Venezuela, Guiana e Suriname. A tomada de decisões no Brasil é fundamental para estas tendências, não só devido ao grande número de barragens planejadas na Amazônia brasileira, mas também porque o Brasil é o financiador e construtor de muitas das barragens em países vizinhos. Impactos das barragens incluem efeitos sobre os povos indígenas, como a perda de peixes e de outros recursos dos rios. Impactos do reassentamento de pessoas urbanas e rurais representam uma concentração do custo humano desta forma de desenvolvimento. Isto também é verdade em relação aos impactos sobre os moradores a jusante, que perdem a subsistência baseada na pesca e agricultura na várzea. Impactos dos reservatórios sobre a saúde incluem a proliferação de insetos e a metilação de mercúrio (transformação deste metal na sua forma tóxica). A perda de vegetação pode ocorrer não só por causa da inundação direta, mas também pelo desmatamento por residentes deslocados pelo reservatório e por imigrantes e investidores atraídos para a área (inclusive pela construção de estradas até os locais das barragens), e o agronegócio viabilizado pelas hidrovias associadas às barragens. As barragens emitem gases de efeito estufa; o dióxido de carbono é emitido pela decomposição de árvores mortas por inundação e o óxido nitroso, e, especialmente, o metano são emitidos pela água nos reservatórios e da água que passa através das turbinas e vertedouros. O crédito de carbono para barragens sob o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), do Protocolo de Quioto, já representa uma importante fonte adicional de impacto sobre o aquecimento global porque quase todas as barragens que ganham crédito seriam construídas do mesmo modo sem este subsídio, o que significa que os países que compram o crédito podem emitir gases sem existir uma mudança real para neutralizar o impacto das emissões. A maneira em que as emissões de barragens são comparadas com as de combustíveis fósseis muitas vezes distorce os resultados, particularmente para o valor do tempo. O impacto das barragens é muito pior, em relação aos combustíveis fósseis, se os cálculos são feitos de uma forma que representa melhor os interesses

da sociedade. Além dos impactos sociais e ambientais nos locais afetados pelos projetos, a construção de barragens também tem efeitos perniciosos em processos democráticos, com implicações de longo alcance em todos os países da Amazônia. A tomada de decisões sobre barragens precisa ser reformada para evitar desenvolver opções que resulta em injustiça social, destruição do meio ambiente e benefícios locais mínimos. Mais importante é um debate democrático sobre o uso de energia, seguido de uma avaliação equilibrada dos impactos e benefícios de várias energias alternativas. O licenciamento de barragens atualmente tem vários problemas que impedem que esta ferramenta evite problemas graves na execução de projetos, bem como deixa esse processo sem o importante papel de fornecer uma fonte de informação para as decisões sobre a construção ou não de barragens específicas. Normas para barragens e outros projetos foram feitas pela Comissão Mundial de Barragens (WCD) e outros organismos. Em vez de uma falta de regras, a violação das regras existentes é a causa de muitos dos problemas associados com barragens. Recomendações incluem abordar a questão subjacente de como a eletricidade é usada, uma mudança na ênfase do desenvolvimento de energias alternativas, a conservação de eletricidade, a avaliação e a discussão democrática dos custos e benefícios ambientais e sociais antes das decisões reais, os esforços para minimizar a pressão política sobre os órgãos ambientais, mecanismos para realizar estudos de impacto ambiental sem que sejam financiados pelos proponentes dos projetos, o fim do crédito de carbono para barragens, o respeito pela legislação ambiental, garantias constitucionais e, finalmente, a tomada de decisões que dá valor a impactos humanos, em vez de ganhos financeiros.

BARRAGENS EXISTENTES E PLANEJADAS

Amazônia Andina (Peru, Bolívia, Equador e Colômbia)

O acordo Brasil-Peru de 2010 inclui cinco barragens na Amazônia peruana que serão financiadas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), do Brasil, em grande parte para a exportação de energia elétrica para o Brasil: Inambari, Mainique, Paquitzapango, Tambo 40 e Tambo 60 (ver: Finer & Jenkins, 2012a,b). Mais de uma dúzia de barragens brasileiras adicionais estão planejadas para a Amazônia peruana

(Dourojeanni, 2009; FSP, 2011a; International Rivers, 2011a) (Figura 1). As autoridades do setor elétrico culpam as normas ambientais pelos frequentes atrasos na construção de barragens no Brasil, embora o Ministério de Minas e Energia (MME) Brasil negue veementemente que o Peru seja um “alvo” da ELETROBRÁS e BNDES devido à suaves restrições sociais e ambientais no licenciamento de projetos; no entanto, a aprovação mais rápida dos projetos no Peru é admitida como um fator-chave (Wiziack,

2012). Financiamento do BNDES para barragens também está previsto no Equador.

Finer e Jenkins (2012a,b) publicaram uma extensa revisão das barragens planejadas na bacia amazônica dos países andinos. Uma tabela complementar “online” oferece informações sobre 48 barragens planejadas e a existência de 151 barragens com ≥ 2 MW de capacidade instalada (disponível em: <http://www.editorialmanager.com/pone/download.aspx?id=2756637&guid=7304e246-f213-4aae-8bf4-0df889734272>



Figura 1. Barragens planejadas na região amazônica do Peru (fonte: International Rivers, 2011).

& esquema = 1). Das barragens planejadas (Figura 2), 79 estão no Peru, 60 no Equador, 10 na Bolívia e 2 na Colômbia. Das 17 barragens classificadas como “muito grandes” (≥ 1000 MW), 10 estão no Peru, 5 no Equador e 2 na Bolívia. A maior parte das barragens planejadas está localizada em montanhas no sopé dos Andes, entretanto, 21 das barragens estão abaixo de 400 metros acima do nível do mar, onde o clima e a vegetação são tropicais e onde um menor relevo topográfico dá origem a grandes reservatórios. Um sistema de classificação foi aplicado para categorizar as barragens planejadas como de impacto “alto”, “médio” ou “baixo”, baseado no potencial para desmatamento (por exemplo, devido à necessidade de novas estradas), inundação de floresta (implicando na emissão de gases de efeito estufa) e fragmentação do rio (bloqueando as migrações dos peixes). O impacto ecológico de 71 (47%) das barragens planejadas foi classificado como alto, 51 (34%) como médio e 29 (19%) como baixo. Mais informações estão disponíveis em um mapa interativo online mantido pela International Rivers, a Fundação proteger e ECOA, que fornecem informações sobre 146 barragens ao longo dos países amazônicos (<http://dams-info.org/en>).

Uma das mais controversas é a barragem de Inambari, no Peru. Por um lado, em 14 de junho de 2011 foi anunciado o cancelamento pelo governo peruano devido à forte oposição popular (International Rivers, 2011b), mas ainda continua nos planos brasileiros. O Plano de Expansão Energética 2012-2021 informa que o projeto Inambari “está na fase mais avançada [dos planos no Peru], embora o início da construção esteja sem previsão” (Brasil, MME, 2012, p. 66).

O Ministério de Minas e Energia brasileiro estimou o potencial hidrelétrico dos países vizinhos, visando à exportação de excedentes para o Brasil. Calculou-se o potencial de capacidade instalada de 180.000 MW no Peru, 20,3 mil MW na Bolívia e 8.000 MW na Guiana Francesa (Brasil, MME, 2012, p. 66-67).

Amazônia brasileira

A Amazônia brasileira tem um grande potencial para geração hidrelétrica, graças às quantidades enormes de água que passam pela região e às quedas topográficas significativas nos afluentes do Rio Amazonas, quando esses descem a partir do Escudo Brasileiro (na parte sul da região) ou do Escudo Guianenses (no lado norte). Apenas uma única vez



Figura 2. Barragens de vários tamanhos de existentes e planejadas na Amazônia Andina (fonte: Finer & Jenkins, 2012a).

foi revelada pelas autoridades elétricas brasileiras a extensão plena dos planos para desenvolvimento hidrelétrico na Amazônia, quando o Plano 2010 foi liberado em 1987 (depois que já havia vazado para o domínio público) (Brasil, ELETROBRÁS, 1987). O plano provocou muitas críticas, e desde então as autoridades elétricas apenas liberam planos para curtos intervalos de anos, não sobre o total dos aproveitamentos planejados.

A escala de desenvolvimento hidrelétrico planejada para a Amazônia é tremenda. O “Plano 2010” listou 79 barragens na Amazônia, independente das datas projetadas para construção das obras (Figura 3). Embora as dificuldades financeiras do Brasil tenham forçado, repetidamente, o adiamento dos planos para construção das barragens, a escala planejada, independente da data de conclusão de cada represa, permanece essencialmente inalterada, representando uma consideração importante para o futuro. As represas inundariam 10 milhões de hectares, ou aproximadamente 2% da região da Amazônia Legal e aproximadamente 3% da porção brasileira da floresta amazônica. Inundar esta área provocaria perturbação de florestas em áreas maiores que

os reservatórios em si. Os habitats aquáticos seriam alterados drasticamente. O impacto sobre povos indígenas também seria grande, sendo que uma das partes da Amazônia com maior concentração desses povos se encontra na faixa da maioria dos locais que

são favoráveis para desenvolvimento hidrelétrico: ao longo dos trechos medianos e superiores dos afluentes que começam no planalto central brasileiro e seguem ao norte para encontrar com o rio Amazonas: o Xingu, Tocantins, Araguaia, Tapajós e outros.



Figura 3. Barragens listadas no “Plano 2010” (Brasil, ELETROBRÁS, 1987). Contornos dos reservatórios redesenhados do CIMI *et al.* (1986) e Sevá (1990), que usou os mapas de Brasil, ELETROBRÁS(1986) e Brasil, ELETRONORTE (1985); ver: Fearnside (1995). Barragens: 1. São Gabriel (2.000 MW); 2. Santa Isabel-Uaupés/Negro: (2.000 MW); 3. Caracarái-Mucajai (1.000 MW); 4. Maracá (500 MW); 5. Surumu (100 MW); 6. Bacaráo (200 MW); 7. Santo Antônio [Cotingo] (200 MW); 8. Endimari (200 MW); 9. Madeira/Caripiana (3800 MW); 10. Samuel (200 MW); 11. Tabajara-JP-3 (400 MW); 12. Jaru-JP-16 (300 MW); 13. Ji-Paraná-JP-28 (100 MW); 14. Preto RV-6 (300 MW); 15. Muiraquitã RV-27 (200 MW); 16. Roosevelt RV-38 (100 MW); 17. Vila do Carmo AN-26 (700 MW); 18. Jacaretinga AN-18 (200 MW); 19. Aripuanã AN-26 (300 MW); 20. Umiris SR-6 (100 MW); 21. Itaituba (13.000 MW) 22. Barra São Manuel (6.000 MW); 23. Santo Augusto (2.000 MW); 24. Barra do Madeira [Jurueña] (1000 MW); 25. Barra do Apiacás (2000 MW); 26. Talama [Novo Horizonte] (1.000 MW); 27. Curuá-Una (100 MW); 28. Belo Monte [Cararaó] (8.400 MW) 29. Babaquara (6.300 MW); 30. Ipixuna (2.300 MW); 31. Kokraimoro (1.900 MW); 32. Jarina (600 MW); 33. Iriiri (900 MW); 34. Balbina (250 MW); 35. Fumaça (100 MW); 36. Onça (300 MW); 37. Katuema (300 MW); 38. Nhamundá/Mapuera (200 MW); 39. Cachoeira Porteira (1.400 MW); 40. Tajá (300 MW); 41. Maria José (200 MW); 42. Treze Quedas (200 MW); 43. Carona (300 MW); 44. Carapanã (600 MW); 150 Mel (500 MW); 46. Armazém (400 MW); 47. Paciência (300 MW); 48. Curuá (100 MW); 49. Maecuru (100 MW); 50. Paru III (200 MW); 51. Paru II (200 MW); 52. Paru I (100 MW); 53. Jari IV (300 MW); 54. Jari III (500 MW); 55. Jari II (200 MW); 56. Jari I (100 MW); 57. F. Gomes (100 MW); 58. Paredão (200 MW); 59. Caldeirão (200 MW); 60. Arrendido (200 MW); 61. Santo Antônio [Araguari] (100 MW); 62. Tucuruí (6.600 MW); 63. Marabá (3.900 MW); 64. Santo Antônio [Tocantins] (1.400 MW); 65. Carolina (1.200 MW); 66. Lajeado (800 MW); 67. Ipueiras (500 MW); 68. São Félix (1.200 MW); 69. Sono II (200 MW); 70. Sono I (100 MW); 71. Balsas I (100 MW); 72. Itacaiúnas II (200 MW); 73. Itacaiúnas I (100 MW); 74. Santa Isabel (Araguaia) (2200 MW); 75. Barra do Caiapó (200 MW); 76. Torixoréu (200 MW); 77. Barra do Peixe (300 MW); 78. Couto de Magalhães (200 MW); 79. Noidori (100 W).

A construção de represas hidrelétricas na Amazônia brasileira causa impactos sociais e ambientais significativos, como também é o caso em outras partes do mundo (WCD, 2000). O processo de tomada de decisão para iniciar projetos novos tende a subestimar em muito estes impactos, e também superestima sistematicamente os benefícios das represas (Fearnside, 1989, 2005a). Também são subestimados sistematicamente os custos financeiros de construção das barragens. Além da disparidade na magnitude dos custos e benefícios, há também grandes desigualdades em termos de quem paga os custos e quem desfruta dos benefícios. Populações locais frequentemente recebem os principais impactos, enquanto as recompensas beneficiam, em grande parte, centros urbanos e, no caso da maior represa (Tucuruí), outros países (Fearnside, 1999, 2001). Das represas planejadas, as mais controversas são as projetadas no Rio Xingu, começando com a barragem de Belo Monte.

O Plano Decenal de Expansão Energética 2011-2020 previa 30 novas “grandes barragens”

(definidas como > 30 MW no Brasil) na região da Amazônia Legal brasileira até 2020 (Brasil, MME, 2011, p. 285). Várias pequenas barragens incluídas no plano 2011-2020 foram adiadas até depois de 2021 no plano 2012-2021, mas duas grandes barragens, Simão Alba (3.509 MW) e Salto Augusto Baixo (1.464 MW), ambas no do rio Juruena, foram aceleradas para ser concluídas até 2021 (Brasil, MME, 2012). As barragens a serem concluídas no período 2012-2021 na Amazônia Legal brasileira somam 17: Santo Antônio em 2012, Jirau em 2013, Santo Antônio do Jari em 2014, Belo Monte, Colíder, Ferreira Gomes e Teles Pires, em 2015, Sinop, Cachoeira Caldeirão, São Manoel em 2017, Ribero Gonçalves e São Luiz do Tapajós em 2018, Jatobá em 2019, Água Lima e Bem Querere até 2020 e Simão Alba, Marabá e Salto Baixo de Augusto em 2021 (Brasil, MME, 2012, p. 77-78). As 13 barragens existentes (aqueles com seus reservatórios cheios até 01 de março de 2013) são mostradas na Tabela 1. Na Tabela 2 estão listadas 38 barragens na fase de planejamento ou construção mencionada nos planos recentes. As barragens

Tabela 1. Barragens existentes* na Amazônia Legal brasileira.

| No. na Fig. 4 | Ano enchido | Nome | Estado | Rio | Capacidade Instalada (MW) | Área do reservatório (km ²) | coordenadas | Referências |
|---------------|-------------|----------------------------------|------------------------|-------------|---------------------------|---|-----------------------------------|--|
| 1 | 1975 | Coaracy-Nunes | Amapá | Araguari | 78 [298 MW até 2016] | 23 (para os 78 MW iniciais) | 00°54'24" N; 51°15'31" O | |
| 2 | 1977 | Curuá-Una | Pará | Curuá-Una | 100 | 78 (para os 40 MW iniciais) | 02°49'11.49" S; 54°17'59.64" O | Fearnside, 2005a |
| 3 | 1984 | Tucuruí | Pará | Tocantins | 8.370 | 2.850 | 03°49'54" S; 49°38'48" O | Fearnside, 1999, 2001 |
| 4 | 1987 | Balbina | Amazonas | Uatumã | 250 | 2.996 | 01°55'02" S; 59°28'25" O | Fearnside, 1989; Feitosa <i>et al.</i> , 2007 |
| 5 | 1987 | Manso | Mato Grosso | Manso | 212 | 427 | 14°52'16" S; 55°47'08" O | |
| 6 | 1988 | Samuel | Rondônia | Jamari | 210 | 560 | 08°45'1" S; 63°27'20" O | Fearnside, 2005b |
| 7 | 1999 | Lajeado (Luis Eduardo Magalhães) | Tocantins | Tocantins | 800 | 630 | 09°45'26" S; 48°22'17" O | Agostinho <i>et al.</i> , 2007 |
| 8 | 2006 | Peixe Angical | Tocantins | Tocantins | 452 | 294 | 12°15'02" S; 48°22'54" O | |
| 9 | 2011 | Dardanelos | Mato Grosso | Aripuanã | 261 | 0.24 | 10°09'37" S; 59°26'55" O | Brasil, MME, 2006a, p. 69 |
| 10 | 2011 | Santo Antônio (Madeira) | Rondônia | Madeira | 3.150 até 2015 | 350 | 08°48'04,0" S; 63°56'59,8" O | Brasil, MME, 2006a, p. 70 |
| 11 | 2011 | Rondon II | Rondônia | Comemoração | 73.5 | 23 | 11°58'51" S; 60°41'56" O | Brasil, MME, 2010b, p. 54 |
| 12 | 2012 | Estreito (Tocantins) | Maranhão/ Tocantins | Tocantins | 1.087 | 744,68 | 06° 35'11" S; 47°27'27" O | Brazil, MME, 2011 |
| 13 | 2013 | Jirau | Rondônia | Madeira | 3.750 até 2015 | 361.6 | 09°15'17.96" S; 64°38'40.13" O | |

*Barragens com > 30 MW de capacidade instalada com os seus reservatórios encheidos até 01 de março de 2013.

existentes e planejadas listadas nas Tabelas 1 e 2 são apresentadas no mapa na Figura 4. Existem muitas outras barragens inventariadas (*e.g.*, Brasil, ANA, s/d [C. 2006], p. 51-56), tais como as 62 barragens adicionais que foram incluídas no Plano 2010, mas que ainda não aparecem nos planos decenais de expansão de energia (ver a legenda da Figura 3). Já há preparações em curso em alguns

desses locais adicionais que não foram mencionados, como o Paredão em Roraima e o Machadinho em Rondônia. No Estado do Amazonas existe um interesse recente nos rios Aripuanã e Roosevelt, nos locais Sumauma, Prainha, Inferninho, e Cachoeira Galinha (*e.g.*, Farias, 2012). Preparações já estão em andamento em Prainha.

Tabela 2. Barragens planejadas ou em construção na Amazônia Legal brasileira (> 30 MW).

| No. na Fig. 4 | Nome | Estado | Rio | Capacidade Instalada (MW) | Área do reservatório (km ²) | Situação | Ano previsto de conclusão | Coordenadas | Referências |
|---------------|--------------------------------|-----------------------|--------------------|---------------------------|---|-----------------------------|---------------------------|---------------------------------------|---|
| 14 | Água Limpa | Mato Grosso | Das Mortes | 320 | 17,9 | Planejado | 2020 | 15°20'53" S; 53°25'49" O | Brasil, MME, 2012, p. 82 |
| 15 | Babaquara [Altamira] | Pará | Xingu | 6.300 | 6.140 | Oficialmente não mencionado | | 03°18'00" S; 52°12'30" O | Fearnside, 2006a |
| 16 | Belo Monte | Pará | Xingu | 11.233 | 516 | Em construção | 2015 | 03°6'57" S; 51°47'45" O | |
| 17 | Bem Querer | Roraima | Rio Branco | 709 | 559,1 | Planejado | 2020 | 01°52'40" N; 61°01'57" O | Brasil, MME, 2012, p. 83; Brasil, MME, 2010a |
| 18 | Cachoeira Caldeirão | Amapá | Araguari | 219 | 48 | Planejado | 2017 | 00°51,2'00" N; 51°12'00" O | Brasil, MME, 2012, p. 77 |
| 19 | Cachoeira do Caí | Pará | Jamanxim | 802 | 420 | Planejado | 2020 | 05°05'05" S; 56°28'05" O | |
| 20 | Cachoeira dos Patos | Pará | Jamanxim | 528 | 117 | Planejado | | 05°54'59" S; 55°45'36" O | |
| 21 | Cachoeirão | Mato Grosso | Juruena | 64 | 2,6 | Planejado | | 12°59'22" S; 58°57'29" O | Brasil, MME, 2007, p. 149 |
| 22 | Chacorão | Pará | Tapajós | 3.336 | 616 | Oficialmente não mencionado | | 06°30'08" S; 58°18'53" O | |
| 23 | Colíder | Mato Grosso | Teles Pires | 342 | 171,7 | Em construção | 2015 | 10° 59' 5.9" S; 55° 45' 57.6" O | Brasil, MME, 2007, p. 148 |
| 24 | Couto Magalhães | Mato Grosso/ Goiás | Araguaia | 150 | 900 | Planejado | | 18° 12' 35" S; 53° 31' 06" O | Brasil, ANA, s/d (C. 2006), p. 54 |
| 25 | Ferreira Gomes | Amapá | Araguari | 100 | 17,72 | Licença preliminar | 2015 | 00°51' 20.126" N; 51°11' 41.071" O | |
| 26 | Foz do Apiacás | Mato Grosso | Apiacás | 230 | 89,6 | Planejado | 2016 | 09°12'23" S; 57°05'11" O | Brasil, MME, 2012, p. 82 |
| 27 | Ipueiras | Tocantins | Tocantins | 480 | 933,5 | Planejado | | 11°15'11" S; 48°28'53" O | Brasil, MME, 2012, p. 82 |
| 28 | Jamanxim | Pará | Jamanxim | 881 | 75 | Planejado | 2020 | 05°38'48" S; 55°52'38" O | |
| 29 | Jardim de Ouro | Pará | Jamanxim | 227 | 426 | Planejado | | 06°15'49" S; 55°45'53" O | |
| 30 | Jatobá | Pará | Tapajós | 2.336 | 646 | Planejado | 2019 | 05°11'48" S; 56°55'11" O | |
| 31 | Juruena | Mato Grosso | Juruena | 46 | 1,9 | Planejado | | 13°24'05" S; 59°00'27" O | Brasil, MME, 2009, p. 109 |
| 32 | Marabá | Pará | Tocantins | 2.160 | 1.115,4 | Planejado | 2021 | 05°19' S; 49°04 O | Brasil, ANA, s/d (C. 2006), p. 52 |
| 33 | Magessi | Mato Grosso | Teles Pires | 53 | | Planejado | | 13°34'35" S; 55°15'54" O | Brasil, MME, 2007, p. 149 |
| 34 | Novo Acordo | Tocantins | Sono/ Tocantins | 160 | | Planejado | | 09°58'25" S; 47°38'23" O | Brasil, MME, 2009, p. 104 |
| 35 | Ribeiro Gonçalves | Maranhão / Piauí | Paranaíba | 113 | 238 | Planejado | 2018 | 07 °34'31" S; 45°19'02" O | Brasil, MME, 2012, p. 83 |
| 36 | Salto Augusto Baixo [JRN-234b] | Mato Grosso | Juruena | 1.464 | 107 | Planejado | 2021 | 08°53'6.3" S; 58°33'30.1" O | Brasil, MME, 2012, p. 77 |

Tabela 2. Continuação

| No. na Fig. 4 | Nome | Estado | Rio | Capacidade Instalada (MW) | Área do reservatório (km ²) | Situação | Ano previsto de conclusão | Coordenadas | Referências |
|---------------|-------------------------|-----------------------|-------------|---------------------------|---|--------------------|---------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|
| 37 | Santa Isabel (Araguaia) | Pará | Araguaia | 1.080 | 236 | Planejado | | 06° 08' 00" S; 48° 20' 00" O | Brasil, ANA, s/d (C. 2006), p. 56 |
| 38 | Santo Antonio do Jari | Pará/Amapá | Jari | 167 | 31,7 | Licença preliminar | 2014 | 00°39' S; 52°31' O | Brasil, MME, 2007, p. 148 |
| 39 | São Luiz do Tapajós | Pará | Tapajós | 6.133 | 722 | Planejado | 2018 | 04°34'10" S; 56°47'06" O | |
| 40 | São Manoel | Mato Grosso | Teles Pires | 746 | 53 | Planejado | 2017 | 09°11'29" S; 057°02'60" O | Brasil, MME, 2012, p. 83 |
| 41 | São Salvador | Tocantins/ Goiás | Tocantins | 243,2 | 99,65 | Em construção | | 12°48'45" S; 48°15'29" O | Brasil, ANA, s/d (C. 2006), p. 55 |
| 42 | Serra Quebrada | Maranhão | Tocantins | 1.328 | 420 | Licença preliminar | 2020 | 05°41'52" S; 47°29'11" O | Brasil, MME, 2012, p. 83 |
| 43 | Simão Alba [JRN-117a] | Mato Grosso | Juruena | 3.509 | > 1.000 | Planejado | 2021 | 08°13'33.5" S; 58°19'23.9" O | Brasil, MME, 2012, p. 77 |
| 44 | Sinop | Mato Grosso | Teles Pires | 461 | 329.6 | Licença preliminar | 2016 | 11°16'10" S; 55°27'07" O | Brasil, MME, 2012, p. 83; |
| 45 | Tabajara | Rondônia | Ji-Paraná | 350 | | Planejado | | 08°54'15" S; 62°10'21" O | Brasil, MME, 2009, p. 104 |
| 46 | Teles Pires | Mato Grosso | Teles Pires | 1.820 | 151,8 | Em construção | 2015 | 09° 20' 35" S; 56° 46' 35" O, | Brasil, MME, 2007, p. 148; |
| 47 | Tocantins [Renascer] | Tocantins | Tocantins | 480 | 700 | Planejado | | 16°47'10" S; 47°56'31" O | Brasil, MME, 2007, p. 149 |
| 48 | Toricoejo | Mato Grosso | Das Mortes | 76 | 48 | Licença preliminar | | 15°14'05" S; 53°06'57" O | Brasil, ANA, s/d (C. 2006), p. 56 |
| 49 | Torixoréu | Mato Grosso/ Goiás | Araguaia | 408 | 900 | Licença preliminar | | 16°16'59" S; 52°37'00" O | Brasil, MME, 2007, p. 148 |
| 50 | Tupirantins | Tocantins | Tocantins | 620 | 370 | Planejado | | 08°10'59" S; 48°10'00" O | Brasil, MME, 2012, p. 83 |
| 51 | Uruçuí | Maranhão / Piauí | Paranaíba | 164 | 279 | Licença preliminar | | 07°14'08" S; 44°34'01" O | Brasil, MME, 2012, p. 83 |

Obs.: Mais 62 outras represas estão listadas no Plano 2010 que ainda não aparecem nos Planos Decenais de Expansão Energética (PDEs) (ver: Legenda da Figura 3)

IMPACTOS DE BARRAGENS

Impactos sobre os povos indígenas

As hidrelétricas existentes e planejadas afetam algumas das partes da Amazônia que concentram as maiores populações de povos indígenas. A barragem de Tucuruí no Rio de Tocantins inundou parte de três reservas indígenas (Parakanã, Pucuruí e Montanha) e sua linha de transmissão cortou outras quatro (Mãe Maria, Trocará, Krikati e Cana Brava). A Área Indígena Trocará, habitada pelos Asuriní do Tocantins, está situada a 24 km a jusante da represa, portanto sofrendo os efeitos da poluição da água e perda de recursos pesqueiros que afetam todos os residentes a jusante da barragem. No caso da hidrelétrica de Balbina, foi inundada parte da reserva Waimiri-Atroari. Mais dramática é a previsão de impactos sobre povos indígenas caso que sejam construídas represas no rio Xingu.

A primeira represa planejada (Belo Monte), provavelmente iniciará um movimento em cadeia de eventos que conduziria à construção de pelo menos algumas das outras represas descritas em documentos sobre os planos, inclusive no Plano 2010. O local físico da hidrelétrica proposta de Belo Monte é um sonho para construtores de barragens, com uma queda de 94 m e uma vazão média de 8.600 m³/s. O problema em aproveitar isto é institucional: as autoridades elétricas do Brasil podem declarar que apenas a primeira represa seria construída, mas essas declarações não terão qualquer efeito para evitar a construção das outras represas quando o tempo delas chegar ao cronograma de construção. A história de promessas quebradas (para usar um eufemismo) nos casos Balbina e Tucuruí-II representam exemplos diretamente paralelos (documentado em Fearnside, 2006a). Em 2006, o plano de expansão energética 2006-2015 incluiu Belo Monte com a sua

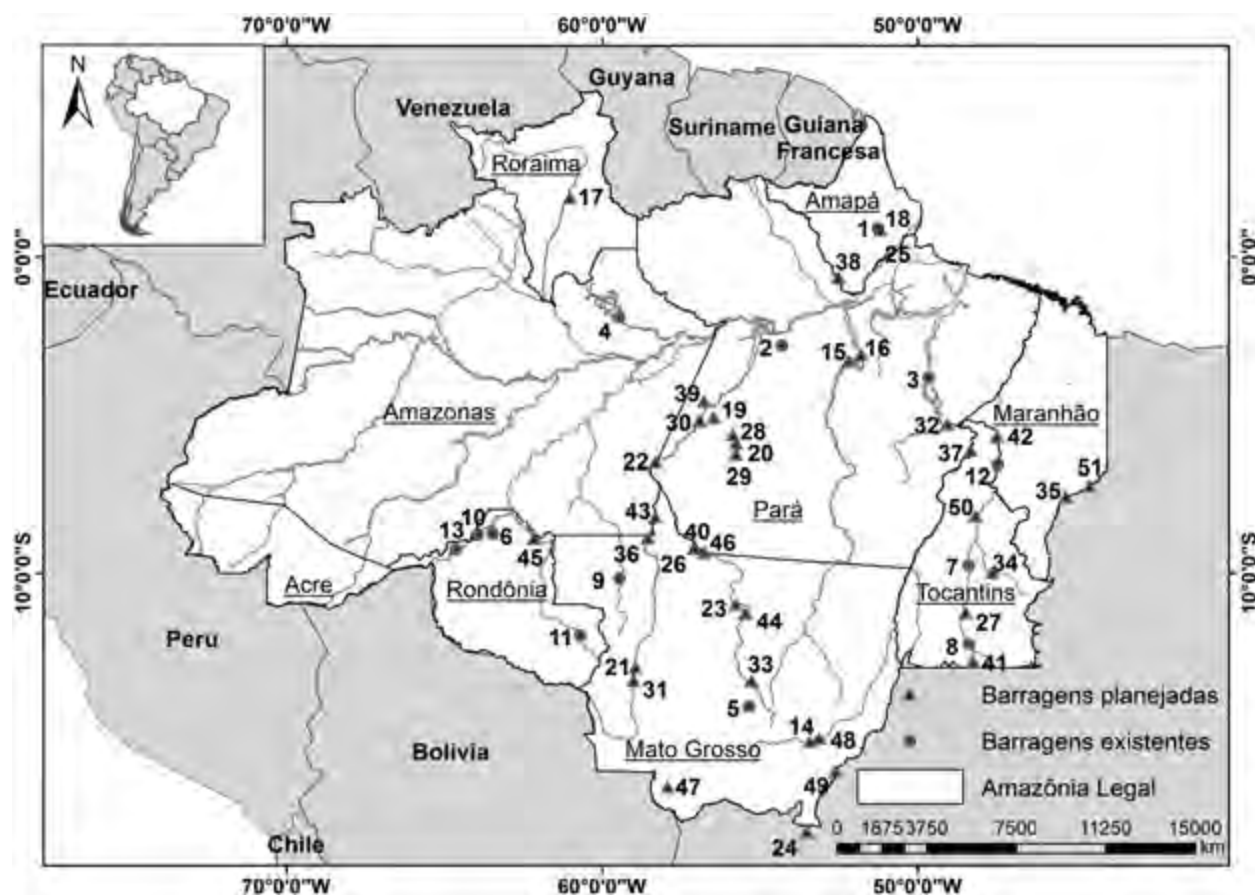


Figura 4. Barragens existentes (reservatório cheio até 01 de março de 2013) e barragens planejadas ou em construção na região da Amazônia Legal brasileira. Os números das barragens existentes (indicadas com círculos) correspondem aos números listados na Tabela 1 e os números das barragens planejadas e em construção (indicadas por triângulos) correspondem aos números na Tabela 2.

capacidade instalada reduzida de 11.183 MW para 5.500 MW (Brasil, MME, 2006b). Embora não incluído no texto do plano de 2006, o anúncio da capacidade reduzida (de 5.500 MW) de Belo Monte em outubro de 2003 indicou que isto presume que apenas a Belo Monte seria construída, sem regulação da vazão do rio Xingu a montante. Mas o plano de expansão 2008-2017 (Brasil, MME, 2009) colocou uma capacidade planejada para Belo Monte no nível original de 11 mil MW, levantando dúvidas sobre declarações de que barragens a montante não seriam planejadas. A configuração final de Belo Monte foi aumentada para 11.233 MW, o que seria ainda mais inexplicável sem as barragens a montante.

Impactos de reassentamento

O deslocamento de população da área de reservatório pode ser um impacto severo em alguns

loais. No caso de Tucuruí foram deslocadas 23.871 pessoas. Trinta anos depois, muitos ainda não receberam qualquer compensação (Xingu Vivo, 2012). Problemas de restabelecimento levaram o Tribunal Internacional das Águas a condenar o governo brasileiro pelos impactos de Tucuruí na sua sessão de 1991 em Amsterdã. Embora o Tribunal tenha apenas autoridade moral, a condenação trouxe atenção mundial à existência de um padrão subjacente de problemas sociais e ambientais causados por este empreendimento que pretende ser um modelo. A barragem de Marabá, no rio Tocantins a montante de Tucuruí, foi planejada para ser concluída em 2016 (Brasil, MME, 2009, p. 38); aproximadamente 40.000 pessoas seriam deslocadas, segundo fontes não-governamentais.

Planos para a maioria dos rios da Amazônia brasileira abrangem, essencialmente, todos os rios leste do rio Madeira, consistem na construção de cadeias

de barragens que se desenvolvem ao longo de cada rio em uma série contínua de barragens (Figura 3). Desde praticamente toda a população tradicional da Amazônia, ou seja, os povos indígenas e os habitantes ribeirinhos vivendo ao longo dos rios e são totalmente dependentes de peixes e outros recursos dos rios para sua subsistência, estes planos essencialmente envolvem a expulsão de toda esta população. Este impacto cumulativo dos planos ultrapassa em muito o impacto de qualquer barragem individual. O impacto social da expulsão de pessoas que viveram por gerações em um determinado lugar e cujas habilidades, tais como a pesca, não os torna adequados para outros contextos. O dano é muito maior do que no caso de deslocamento de populações urbanas ou as populações de colonos recém-chegados.

Residentes a jusante

Quando uma represa é construída, os residentes a jusante, ao longo do rio, sofrem impactos severos. Enquanto o reservatório está enchendo, o trecho abaixo da represa frequentemente seca completamente, assim negando aos residentes ribeirinhos o acesso à água e à pesca. No caso da hidrelétrica de Balbina, os primeiros 45 km a jusante ficaram secos durante a fase de enchimento. Depois que a represa encheu, a água liberada pelos vertedouros e turbinas era praticamente destituída de oxigênio, provocando mortandade de peixes no rio a jusante, ao longo de uma distância significativa abaixo da represa. A falta de oxigênio, também, inibe o reestabelecimento das populações de peixe. A perda praticamente total de peixes por falta de oxigênio se estendeu para 145 km em Balbina, enquanto em Tucuruí por 60 km, na estação seca no lado ocidental do rio. A migração bloqueada reduz os estoques de peixes ao longo de todo o trecho entre estas represas e as confluências dos afluentes com o rio Amazonas: 200 km no caso de Balbina e 500 km no caso de Tucuruí.

No segundo ano após o fechamento da barragem de Tucuruí as capturas de peixe foram três vezes menores do que nos níveis pré-represa (Odinetz-Collart, 1987). Os peixes capturados por unidade de esforço de pesca, por exemplo, medido em kg por viagem ou pescador, caiu em aproximadamente 60%, enquanto o número de pescadores também caiu dramaticamente. Além de declínios em capturas de peixe, diminuíram também colheitas de camarão de água doce: a produção local no baixo Tocantins caiu em 66%, começando no segundo

ano depois do fechamento. Dados sobre os peixes até 2006 para o reservatório de Tucuruí e cidades ao longo de partes do Rio sem barragens mostram que a quantidade de peixes no reservatório nunca substituiu as perdas na pesca do rio Tocantins como um todo (Cintra, 2009).

Impactos na saúde

Insetos

Impactos sobre a saúde causados por represas hidrelétricas são significativos.

A malária é endêmica às áreas onde estão sendo construídas as represas, assim conduzindo ao aumento da incidência quando populações humanas migram para essas áreas. Reservatórios provêm criadouros para mosquitos *Anopheles*, assim mantendo ou aumentando a população dos vetores para essa doença nas áreas circunvizinhas (Tadei *et al.*, 1983).

No caso de Tucuruí, um impacto dramático foi uma “praga” de mosquitos do gênero *Mansonia*. Esses mosquitos não transmitem malária, mas podem transmitir várias arboviroses. Também podem ser vetores de filaria, o verme parasitário que causa elefantíase. Embora esta doença ocorra em países vizinhos, tais como o Suriname, ainda não se espalhou para a Amazônia brasileira. Depois de encher o reservatório de Tucuruí, populações de *Mansonia* explodiram ao longo da costa ocidental do lago. Esses mosquitos picam de noite e de dia, a intensidade das picadas sendo medida em até 600 picadas/hora em iscas humanas expostas (Tadei *et al.*, 1991).

Mercúrio

A metilação de mercúrio representa uma grande preocupação para o desenvolvimento de centrais hidrelétricas na Amazônia. Mercúrio destina-se biologicamente, e aumenta a concentração de uma ordem de magnitude, com cada etapa da cadeia alimentar. Os seres humanos tendem a ocupar a última posição, e pode-se esperar que eles tenham os níveis mais altos de mercúrio. É provável que as altas concentrações que foram encontradas no solo e na vegetação na Amazônia foram deposição de fundo acumulado durante milhões de anos, e não das contribuições antropogênicas recentes da mineração de ouro (Roulet *et al.*, 1996; Silva-Forsberg *et al.*, 1999).

A metilação está ocorrendo em reservatórios, como indicado por altos níveis de mercúrio em peixes

e em cabelos humanos em Tucuruí. Em uma amostra de 230 peixes retirados do reservatório (Leino & Lodeius, 1995), 92% dos 101 peixes predadores obtiveram níveis de Hg mais altos do que o limite de segurança de 0,5 mg Hg por kg de peso fresco usado no Brasil. O tucunaré (*Cichla ocellaris* e *C. temensis*), um peixe predatório que compõe mais da metade da captura comercial em Tucuruí, está contaminado com níveis altos, calculados, em média, em 1,1 mg Hg por kg, ou seja, mais do dobro do limite de segurança de 0,5 mg Hg por kg de peso fresco.

O teor médio de Hg encontrado no cabelo das pessoas que pescam no reservatório de Tucuruí era 65 mg por kg de cabelo estudado por Leino e Lodenius (1995), um valor muitas vezes mais alto do que os níveis encontrados em áreas de mineração de ouro. Por exemplo, em minas de ouro próximas de Carajás, as concentrações de Hg em cabelo variaram de 0,25 a 15,7 mg por kg de cabelo estudado por Fernandes *et al.* (1990). Dados do rio Tapajós indicaram sintomas mensuráveis, tais como a redução do campo visual, entre residentes ribeirinhos cujos níveis de Hg no cabelo eram substancialmente mais baixos do que, ambos, os níveis encontrados em Tucuruí e o limiar de 50 mg por kg que é reconhecido atualmente como o padrão. As concentrações de Hg em cabelo humano em Tucuruí já são mais que o dobro daquelas encontradas para causar dano fetal, resultando em retardamento psicomotor.

Perda de vegetação

Entre os muitos impactos causados pela construção de hidrelétricas em regiões tropicais, um deles é o estímulo ao desmatamento. Isto é devido parcialmente às estradas que são construídas para dar acesso a cada barragem. As estradas são bem conhecidas como um dos motores mais poderosos do desmatamento (por exemplo, Fearnside, 2002a; Laurance *et al.*, 2002; Soares-Filho *et al.*, 2004). Um exemplo é a usina de Balbina, onde a terra ao longo da estrada construída para ligar a barragem à rodovia BR-174 (Manaus-Boa Vista) veio a ser rapidamente invadida por posseiros (Fearnside, 1989), e, mais tarde, parte da área foi convertido em um projeto de assentamento do Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (INCRA) (Massoca, 2010).

Barragens construídas em áreas com um número considerável de pessoas resultam em uma população deslocada que desmata nas áreas oficiais de assentamento ou em outros lugares. Adicionado a isto

é o desmatamento pela população que migra para a área por sua própria iniciativa. No caso da barragem de Tucuruí, além do desmatamento em áreas de reassentamento, parte da população mudou-se uma segunda vez devido a uma praga de mosquitos, dando origem à formação de um dos maiores focos de desmatamento na Amazônia no local onde eles finalmente se estabeleceram (Fearnside, 1999, 2001).

A barragem de Belo Monte, hoje em construção no rio Xingu, atraiu uma grande população na área de Altamira, Pará (Barreto *et al.*, 2011). Esta área tornou-se um dos dois pontos de maior desmatamento em 2010 e 2011; o outro é a área em torno das barragens de Santo Antônio e Jirau, que estão em construção no rio Madeira, em Rondônia (Angelo & Magalhães, 2011; Hayashi *et al.*, 2011; Escada *et al.*, 2013).

Talvez o mais controverso dos projetos de navegação é aquele associado às barragens de Santo Antônio e Jirau, no rio Madeira (por exemplo, IIRSA, 2007; Killeen, 2007). Essas barragens seriam parte da Hidrovia Rio Madeira e permitiriam a implementação de mais de 4.000 km de hidrovias na Bolívia. As estimativas preliminares para a quantidade de grãos (principalmente soja) a serem transportados indicam um total de 28 milhões de toneladas por ano de Mato Grosso e 24 milhões de toneladas por ano de Bolívia (PCE *et al.*, 2002, p. 6.4). Poderia ser exagerada a quantidade de soja que é prevista para a Bolívia, sendo que o zoneamento boliviano (Zonisig *et al.*, 1997, citado por Vera-Diaz *et al.*, 2007) indica baixo potencial agrícola em grande parte da área onde os estudos brasileiros dizem que há 8 milhões de hectares de solos adequados (PCE *et al.*, 2002, p. 6.4). Se há 8 milhões de hectares de terra adequada na Bolívia, e esta área for transformada em soja, os impactos de hidrelétricos e navegação devem incluir a perda de áreas de ecossistemas naturais, que representa um total mais de 150 vezes maior que a superfície dos reservatórios. Embora não mencionado no relatório, deve-se notar que muitos produtores de soja na Amazônia boliviana hoje são brasileiros, e é provável que grande parte da expansão da soja na área adicional que seria aberta à navegação seria também feita por brasileiros. A discussão sobre os benefícios das barragens está em escopo internacional (integração da América do Sul e transporte da soja de Bolívia), mas a discussão dos impactos é limitada ao Brasil nos relatórios subsequentes, incluindo o estudo de viabilidade

(PCE *et al.*, 2005, Vol. 2, p. II-83) e o EIA-RIMA (FURNAS *et al.*, 2005a,b).

A Avaliação Estratégica Ambiental (AAE) para barragens no rio Madeira refere-se ao crescimento “inexorável” como uma característica da área da Bolívia a qual a hidrovía proporcionaria acesso (ARCADIS Tetraplan *et al.*, 2005). O estudo de viabilidade destacou a “inexorabilidade da integração física da América do Sul” e a “inexorabilidade do avanço da ocupação” (PCE *et al.*, 2005, Vol. 2, p. II-85). Os relatórios implicam que os impactos ambientais são inevitáveis em todo caso, mesmo sem novas plantações de soja que seriam estimuladas no interior. No entanto, a AAE do projeto Rio Madeira mencionou que a expansão agrícola (*i.e.*, soja) estimulada pela hidrovía resultará em perda de vegetação natural na Bolívia (ARCADIS Tetraplan *et al.*, 2005, p. 169-170). Além de impactos na biodiversidade, a possibilidade de afetar o regime hidrológico do rio Madeira é mencionada como um problema a qual o desmatamento iria contribuir. A contramedida proposta era “ação integrada entre Brasil e Bolívia, que é necessária para permitir a regulamentação ambiental e territorial, que visa controlar a ocupação da terra e manter a integridade das áreas protegidas”. Embora estas medidas sejam desejáveis para ajudar a reduzir mesmo a perda ainda mais áreas, mas não compensariam o impacto da hidrovía em estimular a conversão de uma grande área de ecossistemas naturais em soja (por exemplo, Vera Dias *et al.*, 2007).

Embora as áreas ao lado das barragens de Santo Antônio e Jirau foram reservadas para a possível futura construção de eclusas, o Ministério de Minas e Energia (MME) deixou claro que nenhuma decisão foi tomada sobre a construção de eclusas (Brasil, MME, 2006b). A pergunta chave é se atrasar a decisão sobre as eclusas absolve os proponentes da barragem de qualquer responsabilidade de considerar os impactos da hidrovía nos estudos de impacto ambiental. O contraste é evidente entre o entusiasmo para as vantagens da hidrovía na hora de descrever os benefícios das barragens e a falta de inclusão dos impactos da expansão da soja quando se fala sobre os custos ambientais das barragens.

Em suma, hidrelétricas amazônicas causam perda de vegetação não só pela inundação direta, mas também por causa do desmatamento estimulado pela atração e o deslocamento da população e a abertura de estradas até os canteiros de obras das barragens. As barragens também permitem a abertura

de hidrovias que permitem tráfego de barcas em rios que eram anteriormente não navegáveis. A expansão da soja está intimamente relacionada com o custo de transporte, levando ao desmatamento pela conversão direta de floresta em soja e pela conversão de pastagens em soja, deslocando assim, as áreas de produção animal para a floresta em outras partes da Amazônia. Esses impactos são ignorados quase na sua totalidade em licenças ambientais de barragens, bem como em projetos para obtenção de créditos de carbono da energia hidrelétrica.

Gases de efeito estufa

Embora hidrelétricas sejam, muitas vezes, apresentadas como “energia verde”, que significa uma fonte de energia sem emissões de gases de efeito estufa, barragens, na verdade, emitem quantidades consideráveis de gases (por exemplo, Fearnside, 2012a; Gunkel, 2009). A quantidade de emissão varia consideravelmente dependendo da localização geográfica, idade da barragem, entradas externas de nutrientes e de carbono e as características do reservatório, tais como a vazão, o tempo de reposição da água, a área, a profundidade, as flutuações do nível da água e a localização das turbinas e vertedouros. Barragens em áreas tropicais emitem mais metano que barragens em áreas temperadas e boreais (ver revisão de Barros *et al.*, 2011; Matthews *et al.*, 2005). Bastviken *et al.* (2011) estimativaram que os reservatórios cobrem 500.000 km² em todo o mundo e emitem anualmente 20 milhões de toneladas de metano (CH₄). Isso equivale a 136 milhões de toneladas de carbono equivalente a CO₂ se calculado usando o potencial de aquecimento global potencial (GWP) de metano de 25 a partir do quarto relatório do IPCC (Forster *et al.*, 2007), ou 185 milhões de toneladas de carbono equivalente a CO₂ se calculado usando o valor mais recente de 34 (Shindell *et al.*, 2009). No entanto, estes números incluem apenas as emissões das superfícies dos reservatórios de ebulição (bolhas) e difusão, não as emissões produzidas quando água rica em metano (sob pressão) da camada mais profunda na coluna de água passa através das turbinas e dos vertedouros, o que pode mais do que dobrar o total (p. ex., Abril *et al.*, 2005; Fearnside, 2008, 2009a; Kemenes *et al.*, 2008). No entanto, a quantidade de informação necessária para estimativas confiáveis destas emissões para cada barragem dificulta, atualmente, uma estimativa global. Algum detalhe justifica-se para explicar a natureza do problema, tendo em conta os esforços

significativos da indústria de energia hidrelétrica para retratar as barragens como tendo emissões mínimas (ver: Fearnside, 2007, 2012a).

Dióxido de carbono (CO₂)

As barragens emitem gases de efeito estufa em várias formas ao longo da vida destes projetos. Em primeiro lugar, há as emissões da construção da barragem devido ao cimento, aço e combustível utilizado. Estas emissões são superiores as de uma instalação equivalente para gerar a mesma quantidade de eletricidade a partir de combustíveis fósseis ou de fontes alternativas como eólica e solar. As emissões da construção da barragem também ocorrerem vários anos antes do início da produção de eletricidade, que não é o caso para outras fontes. Sendo que o tempo tem um grande valor para efeitos do aquecimento global, esta diferença de tempo é adicionada ao impacto das barragens em relação à maioria das outras fontes (Fearnside, 1997). Emissões de construção foram estimadas para o Brasil em 0,98 milhões de toneladas de carbono equivalente de CO₂ para a represa de Belo Monte e 0,78 milhões de toneladas para a represa de Babaquara/Altamira, se calculado sem ponderação por tempo (Fearnside, 2009a).

Quando uma paisagem terrestre é inundada por um reservatório, emissões e remoções pela paisagem pré-barragem devem ser deduzidas dos fluxos correspondente de gases do reservatório a fim de avaliar o impacto líquido da barragem. Em áreas de floresta tropical, o balanço de carbono da vegetação é um fator crítico. Na década de 1990, muitos acreditavam que a Amazônia era um ótimo receptor de carbono atmosférico, o que aumentaria o impacto líquido sobre o aquecimento global da conversão de florestas para outros usos, incluindo reservatórios. No entanto, posteriormente, a correção de alguns problemas em técnicas de medição reduziram as estimativas de absorção da floresta em mais do que cinco vezes, e já não mais se acredita que a vegetação seja, em média, um sumidor importante de carbono (*e.g.*, Araujo *et al.*, 2002; Fearnside, 2000; Kruijt *et al.*, 2004).

A quantidade de absorção de carbono varia substancialmente entre diferentes locais na Amazônia (Ometto *et al.*, 2005). As maiores taxas de absorção foram estimadas por medições do crescimento das árvores no Peru e Equador (Phillips *et al.*, 1998, 2004); Infelizmente, não há nenhuma torre nestes locais para fornecer medições de correlação de vórtices comparáveis às medidas no Brasil. As taxas de

absorção desde os Andes até o Oceano Atlântico, um padrão que tem sido atribuído a um gradiente correspondente na fertilidade do solo (Malhi *et al.*, 2006). Em 2010, o Brasil assinou um acordo com Peru para permitir que a empresa de energia do governo brasileiro (ELETROBRÁS) construísse os primeiros cinco entre mais de uma dúzia de barragens planejadas na parte amazônica do Peru, e o atual presidente do Peru reafirmou o compromisso com o Pacto (FSP, 2011b).

As emissões do desmatamento podem ser substanciais, como resultado de deslocamentos de populações e a estimulação do desmatamento nos arredores de novas barragens e suas estradas de acesso, como já mencionado. Emissões deslocadas podem ocorrer não só devido à perda do uso da terra, mas também pela perda do uso da água, por exemplo, para substituir o peixe que foi produzido anteriormente pelo rio. Esta é uma preocupação para as barragens em construção no rio Madeira no Brasil (Fearnside, 2009b).

Outra importante fonte de emissões é o carbono liberado a partir da decomposição das árvores mortas pela inundação. Árvores geralmente permanecem no reservatório, onde parte delas se projetam acima da água e se decompõem na presença de oxigênio, liberando o carbono como CO₂. Árvores adicionais são afetadas na floresta próxima da margem, incluindo a floresta, nas ilhas formadas no reservatório, devido à ascensão do lençol freático. Esta adição é maior em reservatórios com um extenso litoral e muitas ilhas, como é o caso da barragem de Balbina (Feitosa *et al.*, 2007). A liberação de carbono pela morte das árvores começa quando o reservatório estiver cheio inicialmente (antes de qualquer geração de eletricidade), fazendo com que a maior parte das emissões seja produzida nos primeiros anos de vida do reservatório. Devido ao valor do tempo, isso causa um substancial impacto inicial na geração hidrelétrica, em comparação com a geração a partir de combustíveis fósseis, sendo que combustíveis fósseis lançam a grande maioria do seu CO₂ na mesma hora que a eletricidade é produzida (Fearnside, 1997). De 1990 (o ano padrão dos inventários iniciais das emissões de gases de efeito estufa, nos termos da Convenção do Clima), a edição anual da repartição das partes das árvores que se projetam para fora da água (sem contar a mortalidade na margem) foi estimada em 6,4 milhões de toneladas de carbono em Balbina (Fearnside, 1995), 1,1 milhões de toneladas em Samuel (Fearnside, 2005a) e 2,5 milhões de

toneladas em Tucuruí (Fearnside, 2002b). A represa de Babaquara/Altamira, “não oficialmente” prevista para a construção, a montante de Belo Monte, junto com Belo Monte, é susceptível de se tornar a “campeã” destas emissões de decomposição sobre a água, com uma média estimada em 9,6 milhões de toneladas de carbono anualmente derivada de árvores inundadas, mais 0,07 milhões toneladas de emissões da margem durante os primeiros dez anos (Fearnside, 2009a, 2011a).

A água do reservatório também emite dióxido de carbono, através de bolhas (ebulição) ou difusão (emanação) em toda a superfície do reservatório pela água liberada através das turbinas e vertedouros. Este CO₂ se origina de fontes diferentes, e é importante evitar a dupla contagem do carbono. Uma parte é a decomposição de árvores submersas inicialmente presentes no reservatório, seja como CO₂ produzido diretamente quando a biomassa das árvores se decompõe na camada superficial da água, que contém oxigênio, ou indiretamente se a biomassa decompõe em camadas profundas onde há pouca ou nenhuma concentração de oxigênio. O carbono é liberado como metano e, mais tarde, uma parte disso é transformada em CO₂ por bactérias nas camadas superficiais. Acredita-se que esta via de emissão, com o carbono na biomassa das árvores sendo transformado em metano dissolvido, e mais tarde em CO₂ dissolvido, seja a principal fonte de CO₂ na água em Balbina (Kemenes *et al.*, 2011).

Dióxido de carbono também é liberado a partir do carbono do solo alagado. Assim como no caso das árvores, é uma fonte fixa que eventualmente se esgotará. A questão também é maior nos primeiros anos. Na barragem de Petit Saut, na Guiana Francesa, pesquisadores acreditam que o carbono do solo é a principal fonte de CO₂ e de metano produzido no pulso emissão inicial depois da inundação (Tremblay *et al.*, s/d [C. 2005]).

Emissões de CO₂ na água incluem o carbono lançado a partir de fontes renováveis, além do carbono de fontes fixas, tais como árvores e carbono do solo. O carbono também entra no reservatório na forma de carbono orgânico dissolvido (a partir de lixiviação) e de sedimentos da erosão do solo em toda a bacia hidrográfica a montante do reservatório. Este carbono está constantemente sendo removido da atmosfera pela fotossíntese realizada pela vegetação. O carbono incorporado à vegetação é depois depositado no chão da floresta na forma

de folhas e madeira morta. Uma parte disto é convertida em carbono do solo orgânico, e outra parte é exportada diretamente ainda em forma de necromassa. Quantidades substanciais de serapilheira não decompostas são transportadas pela água pluvial para córregos durante chuvas pesadas (Monteiro, 2005). Uma parte deste carbono termina armazenada em sedimentos no fundo do reservatório. Este armazenamento de sedimentos acaba sendo um benefício de carbono de barragens (por exemplo, Gagnon, 2002). No entanto, uma contabilidade completa exigiria a dedução da parcela de carbono que, sem a barragem, teria sido transportado pelo rio e depositado em sedimentos marinhos. Uma parte teria deixado a água do rio a jusante: a água no rio Amazonas é conhecida como um importante emissor de CO₂ (Richey *et al.*, 2002).

Outras fontes de carbono renováveis incluem a fotossíntese do fitoplâncton, assim como as algas e macrófitas (plantas aquáticas) no próprio reservatório. Também é uma fonte renovável de plantas herbáceas que crescem na zona de deplecionamento (*drawdown zone*). Esta é uma área pantanosa que é exposta ao redor da borda do reservatório sempre que a água é retirada para geração de energia durante a estação seca. Pequenas plantas herbáceas, como ervas, crescem rapidamente nesta área quando o nível da água desce. A área de deplecionamento pode ser enorme: 659,6 km² em Balbina (Feitosa *et al.*, 2007) e 3.580 km² no reservatório “não-oficialmente” planejado de Babaquara/Altamira (Fearnside, 2009a, 2011a). Quando a água sobe de novo, as plantas morrem e, em seguida, se decompõem rapidamente, porque possuem um tecido vegetal macio (em contraste com a madeira, que contém lignina e se decompõe muito lentamente sob a água). Quando o oxigênio está presente na água, este carbono é lançado na forma de CO₂, mas no caso de plantas que estão enraizadas no fundo, grande parte da decomposição ocorrerá na parte inferior do reservatório em água sem oxigênio, produzindo metano. Assim como funciona também com o metano proveniente de outras fontes, parte do metano pode ser oxidada em CO₂ por bactérias antes de atingir a superfície. O resto será lançado como metano a partir de uma zona de deplecionamento que representa uma verdadeira “fábrica de metano” que continuamente converte o CO₂ atmosférico em metano (CH₄), que é um componente muito mais poderoso em causar o aquecimento global por cada tonelada de gás (Fearnside, 2008).

O CO_2 na água que provém de fontes renováveis, como a serapilheira da floresta, fitoplâncton, algas, macrófitas (vegetação aquática) e a vegetação na zona de deplecionamento, deve ser distinguido do CO_2 proveniente de fontes fixas, como árvores inundadas e carbono do solo. A parte de fontes fixas representa uma contribuição líquida para o aquecimento global. No entanto, o CO_2 das fontes renováveis não representa uma contribuição para o aquecimento global porque a mesma quantidade de CO_2 que foi removido da atmosfera pela fotossíntese simplesmente retorna para a atmosfera da mesma forma (CO_2) após um período de meses ou anos. Parte do mesmo carbono é contabilizada duas vezes quando a biomassa das árvores mortas é quantificada como uma emissão de “desmatamento”, calculada baseada na diferença entre a biomassa da floresta e a biomassa da área alagada, como no caso da metodologia do IPCC (Duchemin *et al.*, 2006; IPCC, 1997) utilizada pelo Brasil nos inventários sob o Convenção do Clima (Brasil, MCT, 2004, 2010). Cálculos do impacto de reservatórios que quantificam todo este CO_2 como sendo um impacto no aquecimento global (por exemplo, Saint Louis *et al.*, 2002; dos Santos *et al.*, 2008; Kemenes *et al.*, 2011) sobrestimam esta parte da emissão. Deve ser uma prioridade as pesquisas necessárias para melhor quantificar as fontes de carbono das quais são derivadas as emissões de CO_2 em reservatórios. Até que essas informações estejam disponíveis, este autor escolheu contabilizar apenas o metano, e não o CO_2 , no caso das emissões da superfície do reservatório e da água que passa através das turbinas e vertedouros (por exemplo, Fearnside, 2002b, 2005b, 2009a, 2011a). Dióxido de carbono só é contado a partir da decomposição das árvores mortas que se decompõem acima da água.

Óxido nitroso (N_2O)

Óxido nitroso (N_2O) é outro gás de efeito estufa com uma contribuição dos reservatórios. Superfícies de represas amazônicas emitem uma média de $7,6 \text{ kg N}_2\text{O km}^{-2} \text{ dia}^{-1}$ (Lima *et al.*, 2002), ou $27,6 \text{ kg ha}^{-1} \text{ ano}^{-1}$. O solo da floresta tropical emite $8,7 \text{ kg ha}^{-1} \text{ ano}^{-1}$ (Verchot *et al.*, 1999, p. 37). Portanto, os reservatórios emitem três vezes mais do que as florestas que substituem. Tendo em conta o valor para o potencial de aquecimento global de óxido nitroso adotado pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) no seu quarto relatório, cada tonelada de N_2O tem um impacto durante um período

de 100 anos equivalente a 298 toneladas de gás de CO_2 (Forster *et al.*, 2007). Reservas amazônicas, portanto, emitem $2,26 \text{ Mg ha}^{-1} \text{ ano}^{-1}$ de carbono equivalente a CO_2 , contra $0,74 \text{ Mg ha}^{-1} \text{ ano}^{-1}$ emitido pela floresta, deixando uma emissão líquida de $1,52 \text{ Mg ha}^{-1} \text{ ano}^{-1}$ de carbono equivalente a CO_2 . Para um reservatório de 3.000 km^2 , como Balbina, isso representa quase 500 mil toneladas de carbono equivalente a CO_2 por ano. As medições das emissões de N_2O no reservatório de Petit Saut, na Guiana Francesa, e no reservatório de Fortuna, no Panamá, indicam emissões de aproximadamente duas vezes as dos solos sob florestas tropicais (Guerin *et al.*, 2008). As emissões dos solos da floresta variam consideravelmente entre localidades, o que indica a importância de medidas específicas para estimar as emissões pré-represa. Diferente de CO_2 e CH_4 , quase a totalidade das emissões de N_2O de barragens ocorre através da superfície do reservatório, e não pela degaseificação de jusante da barragem (Guerin *et al.*, 2008). O intervalo de transmissão é grande: considerando apenas as emissões da superfície do reservatório, a proporção dos efeitos do aquecimento global de N_2O representa entre 29 e 31% da emissão total do CO_2 , CH_4 e N_2O das superfícies de quatro reservatórios em áreas de floresta tropical: Tucuruí, Samuel, Petit Saut e Fortuna (Guerin *et al.*, 2008). Emissões de N_2O são muito mais baixas em reservatórios que não estão localizados em áreas de floresta tropical.

Metano (CH_4)

A emissão de metano é uma importante contribuição das barragens hidrelétricas ao aquecimento global. Metano (CH_4) é formado quando a matéria orgânica se decompõe sem o oxigênio estar presente, por exemplo, no fundo de um reservatório. A água em um reservatório é estratificada em duas camadas: uma camada de superfície (epilímnio) onde a água está mais quente e está em contato com o ar, e uma camada inferior (hipolímnio) que fica abaixo de um limite divisório (a termoclina). A água abaixo deste divisório é muito mais fria. Se expressa em termos do conteúdo de oxigênio dissolvido, a delimitação, que ocorre em aproximadamente na mesma profundidade de 2 a 10 m, e é conhecido como a “oxiclina”. Água abaixo da termoclina (ou a oxiclina) não se mistura com a água de superfície, exceto durante eventos ocasionais cuja estratificação é quebrada e a água do fundo sobe para a superfície, matando muitos peixes. Na Amazônia, isso acontece durante o fenômeno das “friagens”, que são uma característica

climática na parte ocidental, mas não na parte oriental da Amazônia. Balbina situa-se aproximadamente na extremidade leste deste fenômeno e foi afetada por mortes de peixes durante as friagens. Em condições normais, a água fria na parte inferior é separada abaixo da termoclina e o oxigênio dissolvido na água desaparece rapidamente através da oxidação de uma parte de folhas e outra matéria orgânica no fundo do reservatório. Após isso, essencialmente toda a decomposição deve terminar no CH_4 em vez de CO_2 . Altas concentrações do gás podem ser dissolvidas na água do fundo do reservatório, porque a água é fria.

Lagos naturais e áreas úmidas, incluindo a várzea (área de inundação anual em rios amazônicos de água branca) e o pantanal (zonas húmidas na bacia do rio Paraná), são importantes fontes globais de metano (Devol *et al.*, 1990; Hamilton *et al.*, 1995; Melack *et al.*, 2004; Wassmann & Martius, 1997). Uma usina hidrelétrica, no entanto, é uma fonte substancialmente maior de CH_4 por hectare de água devido a uma diferença crucial: a água que sai do reservatório é extraída do fundo, em vez da superfície. Lagos naturais e reservatórios emitem CH_4 através de bolhas e difusão da superfície, mas no caso de uma represa existe uma fonte adicional de CH_4 da água passando através das turbinas e vertedouros. Eles tiram água de abaixo da termoclina, onde ela está saturada com metano. O reservatório é como uma banheira, onde a tampa é retirada do ralo e a água drena do fundo, em vez de transbordar da parte superior, como no caso de um lago. Como a água que sai das turbinas vem da camada aprisionada abaixo do termoclina e está com alta concentração de metano, a diferença com a pequena concentração no ar é muito grande e boa parte do metano é rapidamente liberada para a atmosfera logo abaixo das turbinas. Ao longo de um tempo maior, o aquecimento gradual da água que flui a jusante no rio abaixo da barragem produzirá uma redução adicional na solubilidade, e, portanto, um aumento na liberação de gás (Princípio de Le Chatelier).

Para o gás dissolvido na água que flui a jusante, abaixo de uma represa, a liberação para a atmosfera é rápida o suficiente para que a maior parte do CH_4 escape de ser convertida em CO_2 por bactérias na água. Na verdade, a emissão é de forma imediata na saída das turbinas ou mesmo dentro das próprias turbinas. Esta é a razão por que a medição da vazão de gás da superfície da água no rio abaixo da barragem não é suficiente para medir o impacto das emissões de água que passa pelas turbinas, pois escapa muito da emissão.

Esta é a principal explicação, por exemplo, porque o grupo de pesquisa montado por FURNAS foi capaz de afirmar que as hidrelétricas são “100 vezes” melhores do que os combustíveis fósseis em termos de aquecimento global (Garcia, 2007). Na verdade, as medições de fluxo começaram em distâncias abaixo da barragem que variaram de 50 m nas barragens de Estreito, Furnas e Peixoto (dos Santos *et al.*, 2009, p. 835; Ometto *et al.*, 2011) a 500 m nas represas de Serra da Mesa e Xingó (da Silva *et al.*, 2007). A única maneira de estimar a liberação sem esses desvios importantes é de baseá-la na diferença entre a concentração de CH_4 na água acima e abaixo da barragem (por exemplo, Fearnside, 2002b; Fearnside & Pueyo, 2012; Kemenes *et al.*, 2007).

As estimativas da magnitude do impacto de barragens amazônicas no aquecimento global têm variado enormemente. A maioria das pessoas que tomam ciência de diferentes estimativas através da imprensa não têm nenhuma informação sobre como as medições subjacentes foram feitas e o que está incluído ou omitido de estimativas. É essencial analisar os estudos originais por todos os lados do debate. Informações sobre o amplo debate, considerando ambos os lados, sobre as emissões de gases de efeito estufa estão disponíveis na seção “Controvérsias amazônicas” do site <http://philip.inpa.gov.br>.

Uma breve revisão das razões para os resultados muito díspares é necessária. Em primeiro lugar, a omissão das emissões oriundas da água que passa através das turbinas e vertedouros é uma razão que deveria ser óbvia. Essa omissão tem sido uma característica de longa data das estimativas oficiais brasileiras, como destacado no memorável debate sobre este assunto na revista *Climatic Change* (ver: Rosa *et al.*, 2004, 2006; Fearnside, 2004, 2006b). A omissão do mesmo se aplica para as emissões de gases de efeito estufa estimadas para barragens na primeira comunicação nacional do Brasil sob a Convenção de Clima (Brasil, MCT, 2004; Rosa *et al.*, 2002), com resultados mais de dez vezes inferiores às estimativas desse autor para barragens como Tucuruí e Samuel (Fearnside, 2002b, 2005a). A omissão das turbinas e vertedouros foi a principal explicação. O importante papel desempenhado pelas emissões de água lançadas por turbinas é aparente a partir de medições diretas feitas acima e abaixo de barragens em Petit Saut, na Guiana Francesa (Abril *et al.*, 2005; Delmas *et al.*, 2004; Galy-Lacaux *et al.*, 1997, 1999; Guérin *et al.*, 2006) e em Balbina, no Brasil (Kemenes *et al.*, 2007, 2008, 2011).

No primeiro inventário brasileiro de gases de efeito estufa, as emissões de energia hidrelétrica foram calculadas para nove de 223 barragens no País, mas os resultados foram confinados a uma caixa de texto e não foram incluídas na contagem das emissões nacionais (Brasil, MCT, 2004, p. 152-153). No segundo inventário nacional (Brasil, MCT, 2010), as emissões de hidrelétricas foram completamente omitidas. No entanto, embora o impacto da liberação de CO₂ das árvores mortas por reservatório seja uma importante omissão de muitas discussões sobre o papel das barragens no aquecimento global, no caso do segundo inventário nacional, a liberação de CO₂ da perda de biomassa na conversão de florestas em “zonas úmidas” foi incluída como forma de mudança de uso da terra.

Exagero da emissão de pré-represa é outra maneira que as emissões líquidas de barragens podem ser subestimadas. Como já mencionado, as zonas úmidas naturais são importantes fontes de metano, e isso tem sido usado para afirmar que a terra inundada por uma represa teria emitido grandes quantidades de metano de qualquer forma, mesmo se a barragem não fosse construída. Por exemplo, a Associação Internacional de Hidrelétricas (IHA, sigla em inglês) considera as emissões de usinas hidrelétricas como sendo uma questão de “soma zero”, porque não excederiam as emissões pré-represa (Gagnon, 2002). No Estudo de Impacto Ambiental (EIA) para a barragem de Belo Monte, foi presumida que a área a ser inundada poderia emitir 48 mg CH₄ m⁻² dia⁻¹ antes da criação do reservatório, com base em dois conjuntos de medições da emissão da superfície do rio e do solo em locais próximo à margem do rio (Brasil, ELETROBRÁS, 2009, Apêndice 7.1.3-1; ver: Fearnside, 2011a). A maioria das medições das emissões do solo na época das chuvas foram em solos encharcados, recentemente expostos pela queda sazonal do nível de água (Brasil, ELETROBRÁS, 2009 Apêndice 7.1.3-1, p. 72), resultando em sua alta emissão de CH₄ e influenciando fortemente na média utilizada por toda a superfície da terra a ser inundada por Belo Monte. No entanto, hidrelétricas geralmente são construídas em locais com solos bem drenados, sendo que locais com corredeiras e cachoeiras são escolhidos em vez de zonas úmidas planas. Isso ocorre porque a topografia íngreme resulta em maior produção de eletricidade. O solo sazonalmente inundado pelo rio não pode ser generalizado para a área do reservatório, pois na Amazônia os reservatórios geralmente ficam em áreas de floresta de terra

firme. O solo sob floresta de terra firme é normalmente considerado como um sumidouro de metano, ao invés de uma fonte (Keller *et al.*, 1991; Potter *et al.*, 1996). Uma estimativa irrealisticamente alta para a emissão pré-barragem leva a uma subestimação do impacto líquido. No caso do EIA de Belo Monte, as 48 mg CH₄ m⁻² dia⁻¹ são subtraídas das 70,7 mg CH₄ m⁻² dia⁻¹ estimadas no EIA para a emissão do reservatório (o que é subestimado por várias razões, incluindo a utilização como metade da estimativa um conjunto de medidas no reservatório de Xingó, localizado na zona semiárida da região nordeste, onde as emissões seriam muito menores em uma barragem amazônica), deixando apenas 70,7-48,0 = 22,7 mg CH₄ m⁻² dia⁻¹ como emissão líquida.

Outra fonte de baixas estimativas para as emissões das hidrelétricas no Brasil é uma correção da lei potência matematicamente errada que foi aplicada repetidamente nos cálculos oficiais das emissões de ebulição e difusão das superfícies de reservatórios brasileiros. Isso vem de uma tese de doutorado (dos Santos, 2000), que é a base de um relatório oficial da ELETROBRÁS (Brasil, ELETROBRÁS, 2000). O relatório calcula e tabula as emissões para todas as 223 grandes barragens no Brasil naquela época, com uma área total de superfície de água de 32.975 km², que é uma área maior do que a Bélgica. A correção errada continua a ser aplicada (por exemplo, dos Santos *et al.*, 2008). Esses ajustes da ELETROBRÁS reduzem as estimativas de emissão para as superfícies dos reservatórios em 76% em comparação com a média simples dos valores de medição no mesmo estudo (ver: Pueyo & Fearnside, 2011). O problema é que as bolhas da superfície de reservatórios geralmente ocorrem em episódios esporádicos, com intenso borbulhamento durante um curto período, seguido por longos períodos com poucas bolhas. Assim, o número de amostras é inevitavelmente insuficiente para representar esses eventos relativamente pouco frequentes, e uma correção pela lei de potência pode ser aplicada aos dados de medição. No entanto, eventos que são raros, porém de alto impacto, aumentam levemente a média real das emissões, ao invés de reduzi-la. Na verdade, há pelo menos cinco graves erros matemáticos no cálculo da ELETROBRÁS, incluindo uma inversão do sinal de positivo para negativo. Observe, entretanto, que a subestimação dos erros na aplicação da correção da lei de potência não se aplica só ao metano, mas também às bolhas de CO₂, que nem sempre é uma contribuição líquida para o aquecimento

global. A aplicação correta da lei de potência resulta em estimativas das emissões de metano superficial 345% maiores do que as estimativas relatadas pela ELETROBRÁS (ver: Pueyo & Fearnside, 2011).

Metodologia de amostragem inadequada é outra maneira que pode levar a valores para emissão que são várias vezes menores do que deveriam ser. Como já mencionado, estimar as emissões das turbinas e vertedouros baseando-se apenas em medições de fluxo na superfície da água a jusante de uma barragem está destinado a perder a maior parte das emissões, resultando em grandes subestimativas do impacto total. Este é um importante fator para as baixas estimativas feitas por FURNAS e ELETROBRÁS. Mesmo para estimativas baseadas em concentração (incluindo as minhas) têm subestimado as emissões devido à metodologia de amostragem utilizada para obter a água junto ao fundo do reservatório. O método quase universal é a garrafa Ruttner, que é um tubo com “portas” que se abrem em cada extremidade. Tubo é submergido através de um cabo com duas portas, em seguida, as portas são fechadas e a garrafa é puxada para a superfície. Então, a água para análise química é removida. O problema é que os gases dissolvidos na água formam bolhas quando a pressão diminui dentro da garrafa Ruttner enquanto é puxada para a superfície. O gás vaza em torno de portas (que não são hermeticamente seladas), mas em qualquer caso este sempre seria perdido quando a água fosse extraída na superfície (com uma seringa) para a determinação do “espaço de cabeça” (*head space*) do volume de gás e produtos químicos de análise. Esse problema já foi abordado recentemente por Kemenes *et al.* (2011). Alexandre Kemenes inventou uma “garrafa Kemenes”, que recolhe a água em uma seringa que é submergida até a profundidade necessária. A seringa tem um mecanismo de mola que puxa a água para a amostra, e as bolhas de gás que emergem são capturadas e medidas quando a amostra é recolhida na superfície. Uma comparação dos dois métodos de amostragem indica que a concentração média de metano para uma amostra colhida a 30 m de profundidade é 116% superior se for medida com a garrafa Kemenes, dobrando a quantidade de metano estimada na água que passa através das turbinas em Balbina. A diferença seria ainda maior para barragens com turbinas em profundidades maiores, como no caso de Tucuruí.

Outro fator importante que afeta o impacto calculado de hidrelétricas é o potencial de aquecimento global (GWP) do metano. Este é o fator

para converter toneladas de metano em toneladas de CO₂ equivalente. Os valores para essa conversão aumentaram em sucessivas estimativas do Painel Intergovernamental sobre Mudança Climática (IPCC) e em publicações desde o último relatório do IPCC em 2007. Conversões baseiam-se no horizonte de tempo de 100 anos, adotado pelo protocolo de Quioto. O relatório intercalar do IPCC em 1994 estimou um valor de 11 para o GWP do metano, ou seja, o lançamento de uma tonelada de metano teria o mesmo impacto sobre o aquecimento global, como o lançamento de 11 toneladas de CO₂ (Albritton *et al.*, 1995). Isto aumentou para 21 no segundo relatório de avaliação em 1995, usada pelo Protocolo de Quioto (Schimel *et al.*, 1996). Em 2001 o valor foi aumentado para 23 no terceiro relatório de avaliação (Ramaswamy *et al.*, 2001) e depois para 25 no quarto relatório de avaliação em 2007 (Forster *et al.*, 2007). Desde então, um trabalho publicado na revista *Science* que inclui efeitos indiretos que não eram considerados no quarto relatório de avaliação tem o valor estimado em 34, com o intervalo de incerteza que se estende até um valor de mais de 40 (Shindell *et al.*, 2009). Em comparação com o valor de 21, adotado pelo Protocolo de Quioto para o período 2008–2012, o valor de 34 representa um aumento de 62%, ou um tremendo aumento no impacto da energia hidrelétrica. Para hidrelétricas, emissão de metano representa o maior impacto, enquanto que, no caso dos combustíveis fósseis, quase toda a emissão está na forma de CO₂. Cabe lembrar que estes valores para o impacto de metano são baseados em um horizonte de tempo de 100 anos, sem desconto pelo valor do tempo, como foi adotado na regulamentação do Protocolo de Quioto. No entanto, o impacto relativo de metano sobe em muito se a atenção for focada nas próximas décadas: o valor do quarto relatório do IPCC sobe de 25 para 72 se for considerado 20 anos no lugar de 100. Sendo que o aquecimento global precisa ser controlado nessa escala de tempo mais curta se for para evitar consequências desastrosas, esses valores mais altos devem ser considerados na tomada de decisões, o que pesaria fortemente contra as hidrelétricas.

Comparações entre barragens e combustíveis fósseis

O valor do tempo é crucial para comparar o impacto sobre o aquecimento global de hidroeletricidade e combustíveis fósseis ou outras fontes de energia. Energia hidrelétrica tem uma enorme emissão

nos primeiros anos devido à morte de árvores, à decomposição subaquática do carbono do solo e das folhas de vegetação original e a explosão de plantas aquáticas (macrófitas) devido à maior fertilidade de água. Nos anos seguintes, esta emissão será reduzida para um nível inferior e será mantida por tempo indeterminado a partir de fontes renováveis, tais como a inundação anual da vegetação macia na zona de deplecionamento. O enorme pico de emissões nos primeiros anos cria uma “dívida” que será paga lentamente na medida em que a geração de energia da usina substitui a geração de energia a partir de combustíveis fósseis nos anos subsequentes. O tempo decorrido pode ser substancial. Por exemplo, no caso de Belo Monte junto com a primeira barragem a montante (Babaquara/Altamira), o tempo necessário para saldar a dívida da questão inicial é estimado em 41 anos (Fearnside, 2009a, 2011a). Este número subestima o impacto real que cálculo usa o valor de 21 do Protocolo de Quioto como o GWP do metano e porque usa as concentrações de metano medidas com as tradicionais garrafas Ruttner. Um período de 41 anos tem uma importância enorme para a Amazônia, onde a floresta está ameaçada por alterações climáticas projetadas nesta escala de tempo (por exemplo, Fearnside, 2009c). Uma fonte de energia que demora 41 anos ou mais para zerar a dívida de carbono não pode ser considerada “energia verde” em termos de aquecimento global.

Gases de efeito estufa emitidos diretamente por hidrelétricas não são a única maneira em que as barragens aumentam o aquecimento global. Créditos de carbono são concedidos para hidrelétricas pelo Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), no âmbito do Protocolo de Quioto, que se baseiam em presunções de que (1) as barragens não seriam construídas sem o financiamento do MDL e (2) ao longo da duração de 7 a 10 anos dos projetos de carbono, as barragens hidrelétricas teriam emissões mínimas em comparação com a eletricidade gerada por combustíveis fósseis, que supostamente seria deslocada. Estes pressupostos são falsos, especialmente no caso de barragens tropicais, tais como as previstas na Amazônia. No caso das barragens de Teles Pires, Jirau e Santo Antônio, todas já estavam em construção quando foram solicitados créditos de carbono. Estes casos servem como exemplos concretos, indicando a necessidade de reforma das normas do MDL, eliminando o crédito para hidrelétricas (Fearnside, 2012b,c, 2013).

O comportamento normal em negócios não é consistente com investimentos nessa escala se as barragens, na verdade, estariam perdendo dinheiro na ausência de um financiamento adicional do MDL. A ideia de que essas barragens são abnegadas contribuições para os esforços internacionais para conter o aquecimento global ultrapassam os limites da credibilidade. Quando os créditos de carbono são concedidos para projetos, como represas, que iriam para frente de qualquer forma na ausência dos créditos de carbono, os países que compram os créditos estão autorizados a emitir essa quantidade de carbono para a atmosfera sem qualquer emissão equivalente realmente ter sido evitada. O resultado é uma emissão de mais gases de efeito estufa na atmosfera e um desperdício dos fundos escassos que o mundo está atualmente disposto a dedicar à luta contra o aquecimento global.

O controle do aquecimento global exigirá uma correta contabilização das emissões líquidas ao redor do mundo: qualquer emissão que é excluída ou subestimada implica que os acordos de mitigação, projetados para conter o aumento da temperatura dentro de um limite especificado (como o limite de 2 °C convencionada, atualmente, na Convenção do Clima) simplesmente não impedirão que siga o aumento da temperatura. A Amazônia é um dos lugares que se espera sofrer as consequências mais graves, se nós falharmos nesta responsabilidade.

AGRADECIMENTOS

Este documento foi preparado para o “Painel Internacional de Meio Ambiente e Energia: Um Diagnóstico dos Principais Projetos Hidroenergéticos”, Bogotá, Colômbia, 15-16 de abril de 2013 (Fearnside, 2014). Porções desta discussão são adaptações de Fearnside, 2011b, 2012d, s/d. Agradeço ao International Rivers por permitir a publicação das Figuras 1 e ao Matt Finer e Clinton Jenkins pela Figura 2. O Marcelo Augusto dos Santos preparou as Figuras 4. As pesquisas do autor são financiadas pelo Conselho Nacional do Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) (proc. 304020/2010-9; 573810/2008-7) e a Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Amazonas (FAPEAM) (proc. 708565). Agradeço ao Paulo Maurício Lima de Alencastro Graça pelos comentários. Esta é uma tradução de Fearnside (2014).

LITERATURA CITADA

- Abril, G., F. Guérin, S. Richard, R. Delmas, C. Galy-Lacaux, P. Gosse, A. Tremblay, L. Varfalvy, M.A. dos Santos & B. Matvienko. 2005. Carbon dioxide and methane emissions and the carbon budget of a 10-years old tropical reservoir (Petit-Saut, French Guiana). *Global Biogeochemical Cycles* 19: GB 4007, doi: 10.1029/2005GB002457
- Agostinho, A.A., E.E. Marques, C.S. Agostinho, D.A. de Almeida, R.J. de Oliveira & J.R.B. de Melo. 2007. Fish ladder of Lajeado Dam: migrations on one-way routes? *Neotropical Ichthyology* 5(2):121-130
- Albritton, D.L., R.G. Derwent, I.S.A. Isaksen, M. Lal & D.J. Wuebbles. 1995. Trace gas radiative forcing indices. p. 205-231. In: J.T. Houghton, L.G. Meira Filho, J. Bruce, H. Lee, B.A. Callander, E. Haites, N. Harris & K. Maskell, (eds.) *Climate Change 1994: Radiative Forcing of Climate Change and an Evaluation of the IPCC IS92 Emission Scenarios*. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido, 339 p.
- Angelo, C. & J.C. Magalhães. 2011. Hidrelétricas do rio Madeira fazem desmatamento voltar a crescer. *Folha de São Paulo*, 23 de fevereiro de 2011. Disponível em: <http://www1.folha.uol.com.br/ambiente/879988-hidreletricas-do-rio-madeira-fazem-desmatamento-voltar-a-crescer.shtml>
- Araújo A.C., A.D. Nobre, B. Kruijt, A.D. Culf, P. Stefani, J. Elbers, R. Dallarosa, C. Randow, A.O. Manzi., R. Valentini, J.H.C. Gash & P. Kabat. 2002. Dual tower longterm study of carbon dioxide fluxes for a central Amazonian rain forest: The Manaus LBA site. *Journal of Geophysical Research* 107(D20): 8090.
- ARCADIS Tetraplan, FURNAS & CNO. 2005. *Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira: Avaliação Ambiental Estratégica. Relatório Final*. ARCADIS Tetraplan, FURNAS Centrais Elétricas, S.A. & Construtora Noberto Odebrecht, S.A. (CNO), Rio de Janeiro, Brasil. 169 p. + anexos. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- Barreto, P. Brandão Jr., A., Martins, H., Silva, D., Souza Jr., C., Sales, M. & Feitosa, T., 2011. Risco de Desmatamento Associado à Hidrelétrica de Belo Monte. Instituto do Homem e Meio Ambiente da Amazônia (IMAZON), Belém, Pará, Brasil. 98 p. Disponível em: http://www.imazon.org.br/publicacoes/livros/risco-de-desmatamento-associado-a-hidreletrica-de-belo-monte/at_download/file
- Barros, N., J.J. Cole, L.J. Tranvik, Y.T. Prairie, D. Bastviken, V.L.M. Huszar, P. del Giorgio & F. Roland. 2011. Carbon emission from hydroelectric reservoirs linked to reservoir age and latitude. *Nature Geoscience* 4: 593-596. doi: 10.1038/NCEO1211
- Bastviken, D., L.J. Tranvik, J.A. Downing, P.M. Crill & A. Enrich-Prast. 2011. Freshwater methane emissions offset the continental carbon sink. *Science* 331: 50.
- Brasil, ANA (Agência Nacional de Águas). s/d (C. 2006). *Plano Estratégico de Recursos Hídricos da Bacia dos Rios Tocantins e Araguaia: Relatório Diagnóstico, Anexo 14, Geração de Energia*. No. 1329-R-FIN-PLD-15-01. ANA, Brasília, DF, Brasil. 56 p. Disponível em: <http://central2.to.gov.br/arquivo/31/933>
- Brasil, ELETROBRÁS (Centrais Elétricas Brasileiras S/A). 1986. *Plano de Recuperação Setorial*. Ministério das Minas e Energia, Centrais Elétricas do Brasil (ELETROBRÁS), Brasília, DF, Brasil.
- Brasil, ELETROBRÁS (Centrais Elétricas Brasileiras S/A). 1987. *Plano 2010: Relatório Geral. Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010 (Dezembro de 1987)*. ELETROBRÁS, Brasília, DF, Brasil. 269 p.
- Brasil, ELETROBRÁS (Centrais Elétricas Brasileiras S/A). 2000. Emissões de dióxido de carbono e de metano pelos reservatórios hidrelétricos brasileiros: Relatório final. *Relatório Técnico*. ELETROBRÁS, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. 176 p. Disponível em: <http://wwwq2.eletronorte.com/elib/services/eletronorte/ContentManagementPlus/FileDownload.ThrSvc.asp?DocumentID=%7BCAFECBF7-6137-43BC-AAA2-35181AAC0C64%7D&ServiceInstUID=%7B3CF510BA-805E-4235-B078-E9983E86E5E9%7D>
- Brasil, ELETROBRÁS (Centrais Elétricas Brasileiras S/A). 2009. *Aproveitamento Hidrelétrico Belo Monte: Estudo de Impacto Ambiental*. Fevereiro de 2009. ELETROBRÁS. Rio de Janeiro, RJ, Brasil. 36 vols.
- Brasil, ELETRONORTE (Centrais Elétricas do Norte do Brasil, S.A.). 1985. Políticas e Estratégias para Implementação de Vilas Residenciais. ELETRONORTE, Brasília, DF, Brasil. (Mapa).
- Brasil, MCT (Ministério da Ciência e Tecnologia). 2004. *Comunicação Nacional Inicial do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima*. MCT, Brasília, DF, Brasil, 276 p. Disponível em: http://www.mct.gov.br/upd_blob/0005/5586.pdf
- Brasil, MCT (Ministério da Ciência e Tecnologia). 2010. *Segunda Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima*. MCT, Brasília, DF, Brasil, 2 Vols., 520 p.
- Brasil, MME (Ministério de Minas e Energia). 2006a. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017*. MME, Brasília, DF, Brasil. 302 p. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>
- Brasil, MME (Ministério de Minas e Energia). 2006b. Assunto: Pedido de vistas de moção sobre aproveitamento hidrelétrico no rio Madeira, Processo No. 02000.001151/2006-12. Ofício No. 651/SE/MME ao Sr. Nilo Sérgio de Melo Diniz, Diretor do CONAMA, Ministério do Meio Ambiente, Brasília, DF. 16 de maio de 2006. Carta da Secretária Executiva (SE), MME, Brasília, DF, Brasil. 10 p. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/processos/3D3ABAEB/ParecerMME.pdf>
- Brasil, MME (Ministério de Minas e Energia). 2007. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016*. MME, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Brasília, DF, Brasil. 2 vols. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>

- Brasil, MME (Ministério de Minas e Energia). 2009. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017*. MME, Brasília, DF, Brasil. 2 vols. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>
- Brasil, MME (Ministério de Minas e Energia). 2010a. *Bacia Hidrográfica do Rio Branco/RR: Estudos de Inventário Hidrelétrico*. MME, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Brasília, DF, Brasil. 23 p. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/MEIOAMBIENTE/Documents/AAI%20Branco/12%20-%20Inventario%20Hidreletrico%20Branco%20-%20Caderno%20de%20Mapas%20do%20Diagnostico%20Socioambiental.pdf>
- Brasil, MME (Ministério de Minas e Energia). 2010b. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2019*. MME, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Brasília, DF, Brasil. 328 p. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>
- Brasil, MME (Ministério de Minas e Energia). 2011. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2020*. MME, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Brasília, DF, Brasil. 2 vols. Disponível em: http://www.epe.gov.br/PDEE/20111229_1.pdf
- Brasil, MME (Ministério de Minas e Energia). 2012. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2021*. MME, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Brasília, DF, Brasil. 386 p. Disponível em: http://www.epe.gov.br/PDEE/20120924_1.pdf
- CIMI, CEDI, IBASE & GhK. 1986. Brasil: Áreas Indígenas e Grandes Projetos. Comissão Indigenista Missionária (CIMI), Centro Ecumênico de documentação e Informação (CEDI) & Instituto Brasileiro de Análise Social e Econômica (IBASE), Brasília, DF, Brasil & Gesamthochschule Kassel (GhK), Kassel, Alemanha. Escala do mapa 1: 5.000.000.
- Cintra, I.H.A. 2009. *A Pesca no Reservatório da Usina Hidrelétrica de Tucuruí, Estado do Pará, Brasil*. Tese de doutorado em engenharia de pesca, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, Ceará. Brasil. 190 p. Disponível em: <https://docs.google.com/file/d/0B5pYcMBHsTcMaVVNaGZvSINzbVE/preview>
- da Silva, M., B. Matvienko, M.A. dos Santos, E. Sikar, L.P. Rosa, E. dos Santos & C. Rocha 2007. Does methane from hydro-reservoirs fit out from the water upon turbine discharge? SIL – 2007-XXX Congress of the International Association of Theoretical and Applied Limnology, Montreal, Québec, Canadá. <http://www.egmmmedia.net/sil2007/abstract.php?id=1839>
- Delmas, R., S. Richard, F. Guérin, G. Abril, C. Galy-Lacaux, C. Delon & A. Grégoire. 2004. Long term greenhouse gas emissions from the hydroelectric reservoir of Petit Saut (French Guiana) and potential impacts. p. 293-312. In: A. Tremblay, L. Varfalvy, C. Roehm & M. Garneau (eds.) *Greenhouse Gas Emissions: Fluxes and Processes. Hydroelectric Reservoirs and Natural Environments*. Springer-Verlag, New York, NY, E.U.A. 732 p.
- Devol, A.H., J.E. Richey, B.R. Forsberg & L.A. Martinelli. 1990. Seasonal dynamics in methane emissions from the Amazon River floodplain to the troposphere. *Journal of Geophysical Research* 95: 16,417- 16,426.
- dos Santos, M.A. 2000. Inventário de emissões de gases de efeito estufa derivadas de hidrelétricas. Tese de doutorado em planejamento energético. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. 148 p. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/masantos.pdf>
- dos Santos, M.A., L.P. Rosa, B. Matvienko, E.O. dos Santos, C.H.E. D'Almeida Rocha, E. Sikar, M.B. Silva & M.P.B. Ayr Júnior. 2008. Emissões de gases de efeito estufa por reservatórios de hidrelétricas. *Oecologia Brasiliensis* 12(1): 116-129.
- dos Santos M.A., L.P. Rosa, B. Matvienko, E.O. dos Santos, C.H.E. D'Almeida Rocha, E. Sikar, M.B. Silva & A.M.P. Bentes Júnior. 2009. Estimate of degassing greenhouse gas emissions of the turbinated water at tropical hydroelectric reservoirs. *Verhandlungen Internationale Vereinigung für Theoretische und Angewandte Limnologie* 30(Part 6): 834-837.
- Dourojeanni, M. 2009. Hidrelétricas brasileiras na Amazônia peruana. Disponível em: <http://www.ecodebate.com.br/2009/07/06/hidreletricas-brasileiras-na-amazonia-peruana-artigo-de-marc-dourojeanni>
- Duchemin, É., J.T. Huttunen, A. Tremblay, R. Delmas & C.F.S. Menezes. 2006. Appendix 3. CH₄ emissions from flooded land: Basis for future methodological development. p. Ap.3.1-Ap.3.8 In: S. Eggleston, L. Buendia, K. Miwa, T. Ngara & K. Tanabe (eds.) *Volume 4: Agriculture, Forestry and Other Land Use*. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, IPCC National Greenhouse Gas Inventories Programme Technical Support Unit, Institute for Global Environmental Strategies, Hayama, Kanagawa, Japão.
- Escada, M.I.S., L.E. Maurano & J.H.G. da Silva. 2013. Dinâmica do desmatamento na área de influência das usinas hidroelétricas do complexo do rio Madeira, RO. p. 7499-7507. In: J.R. dos Santos (ed.) *XVI Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto, Foz do Iguaçu, Brasil 2013*. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), São José dos Campos, São Paulo, Brazil. <http://www.dsr.inpe.br/sbsr2013/files/p0551.pdf>
- Farias, E. 2012. Complexo de hidrelétricas no Amazonas vai atravessar unidades de conservação, afetar terras indígenas e provocar desmatamento. *A Crítica* [Manaus] 15 de abril de 2012. http://acritica.uol.com.br/amazonia/Manaus-Amazonas-Amazonia_0_682731721.html
- Fearnside, P.M. 1989. Brazil's Balbina Dam: Environment versus the legacy of the pharaohs in Amazonia. *Environmental Management* 13(4): 401-423. doi: 10.1007/BF01867675
- Fearnside, P.M. 1995. Hydroelectric dams in the Brazilian Amazon as sources of 'greenhouse' gases. *Environmental Conservation* 22(1): 7-19. doi: 10.1017/S0376892900034020
- Fearnside, P.M. 1997. Greenhouse-gas emissions from Amazonian hydroelectric reservoirs: The example of Brazil's Tucuruí Dam as compared to fossil fuel alternatives. *Environmental Conservation* 24(1): 64-75. doi: 10.1017/S0376892997000118

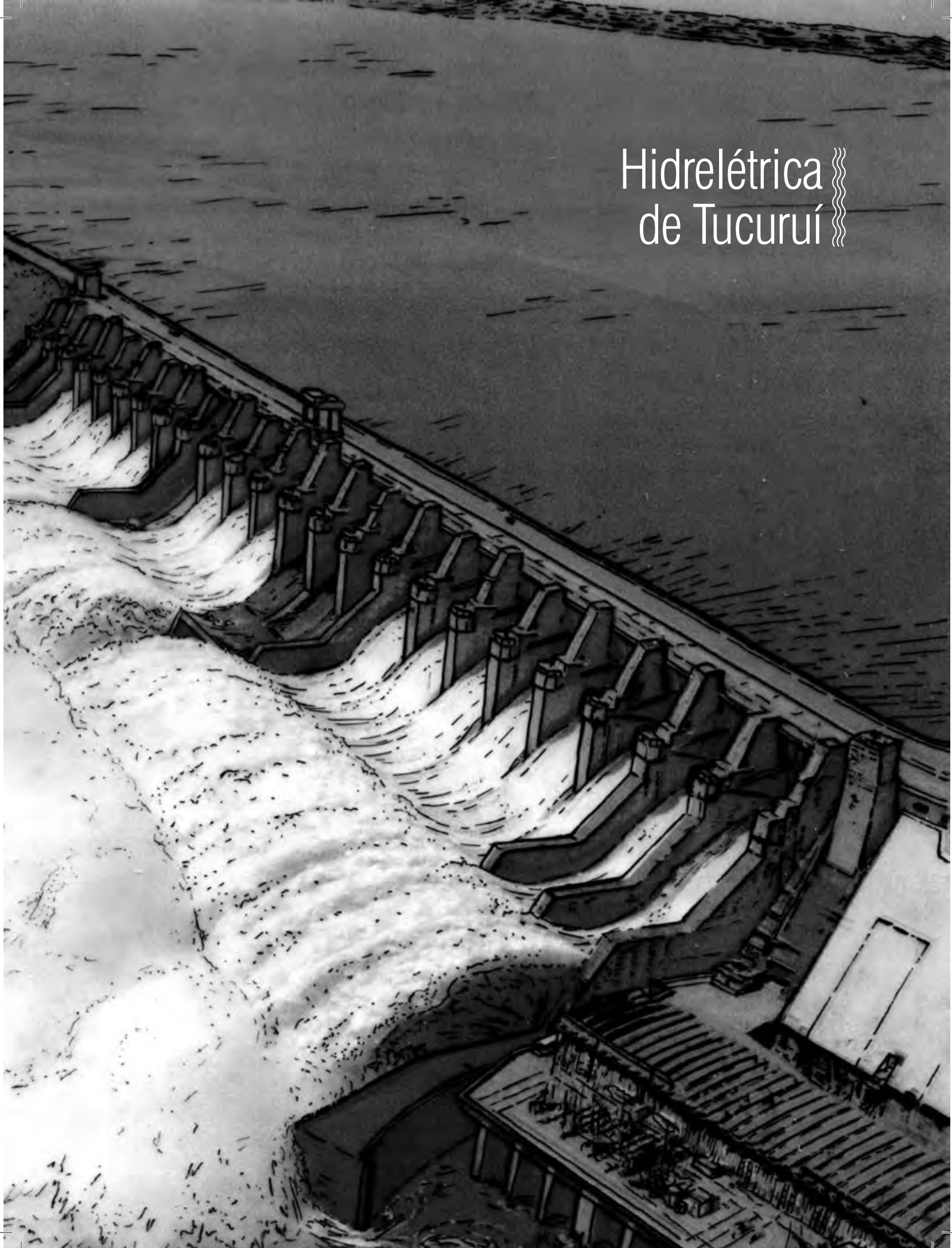
- Fearnside, P.M. 1999. Social impacts of Brazil's Tucuruí Dam. *Environmental Management* 24(4): 483-495. doi: 10.1007/s002679900248
- Fearnside, P.M. 2000. Global warming and tropical land-use change: Greenhouse gas emissions from biomass burning, decomposition and soils in forest conversion, shifting cultivation and secondary vegetation. *Climatic Change* 46(1-2): 115-158. doi: 10.1023/A:1005569915357
- Fearnside, P.M. 2001. Environmental impacts of Brazil's Tucuruí Dam: Unlearned lessons for hydroelectric development in Amazonia. *Environmental Management* 27(3): 377-396. doi: 10.1007/s002670010156
- Fearnside, P.M. 2002a. Avanço Brasil: Environmental and social consequences of Brazil's planned infrastructure in Amazonia. *Environmental Management* 30(6): 748-763. doi: 10.1007/s00267-002-2788-2
- Fearnside, P.M. 2002b. Greenhouse gas emissions from a hydroelectric reservoir (Brazil's Tucuruí Dam) and the energy policy implications. *Water, Air and Soil Pollution* 133(1-4): 69-96. doi: 10.1023/A:1012971715668
- Fearnside, P.M. 2004. Greenhouse gas emissions from hydroelectric dams: Controversies provide a springboard for rethinking a supposedly "clean" energy source. *Climatic Change* 66(2-1): 1-8. doi: 10.1023/B:CLIM.0000043174.02841.23
- Fearnside, P.M. 2005a. Brazil's Samuel Dam: Lessons for hydroelectric development policy and the environment in Amazonia. *Environmental Management* 35(1): 1-19. doi: 10.1007/s00267-004-0100-3
- Fearnside, P.M. 2005b. Do hydroelectric dams mitigate global warming? The case of Brazil's Curuá-Una Dam. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* 10(4): 675-691. doi: 10.1007/s11027-005-7303-7
- Fearnside, P.M. 2006a. Dams in the Amazon: Belo Monte and Brazil's Hydroelectric Development of the Xingu River Basin. *Environmental Management* 38(1): 16-27. doi: 10.1007/s00267-005-00113-6
- Fearnside, P.M. 2006b. Greenhouse gas emissions from hydroelectric dams: Reply to Rosa et al. *Climatic Change* 75(1-2): 103-109. doi: 10.1007/s10584-005-9016-z
- Fearnside, P.M. 2007. Why hydropower is not clean energy. Scitizen, Paris, França. http://www.scitizen.com/screens/blogPage/viewBlog/sw_viewBlog.php?idTheme=14&idContribution=298
- Fearnside, P.M. 2008. Hidrelétricas como "fábricas de metano": O papel dos reservatórios em áreas de floresta tropical na emissão de gases de efeito estufa. *Oecologia Brasiliensis* 12(1): 100-115. doi: 10.4257/oeco.2008.1201.11
- Fearnside, P.M. 2009a. As hidrelétricas de Belo Monte e Altamira (Babaquara) como fontes de gases de efeito estufa. *Novos Cadernos NAEA* 12(2): 5-56.
- Fearnside, P.M. 2009b. Recursos pesqueiros. p. 38-39 In: A.L. Val & G.M. dos Santos (eds.) Grupo de Estudos Estratégicos Amazônicos (GEEA) Tomo II, Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Manaus, Amazonas, Brasil. 148 p.
- Fearnside, P.M. 2009c. A vulnerabilidade da floresta amazônica perante as mudanças climáticas. *Oecologia Australis* 13(4): 609-618. doi: 10.4257/oeco.2009.1304.05
- Fearnside, P.M. 2011a. Gases de Efeito Estufa no EIA-RIMA da Hidrelétrica de Belo Monte. *Novos Cadernos NAEA* 14(1): 5-19.
- Fearnside, P.M. 2011b. Will the Belo Monte Dam's benefits outweigh the costs? *Latin America Energy Advisor*, 21-25 de fevereiro de 2011, p. 6. [<http://www.thedialogue.org>]
- Fearnside, P.M. 2012a. Desafios para intermediarização da ciência na Amazônia: O exemplo da hidrelétrica de Belo Monte como fonte de gases de efeito estufa. p. 107-123. In: A. Fausto Neto (ed.) *A Intermediarização da Ciência: Cenários, Desafios, Possibilidades*, Editora da Universidade Estadual da Paraíba (EDUEPB), Campina Grande, PB, Brasil. 288 p.
- Fearnside, P.M. 2012b. Philip Fearnside Comments to PJCERS on the Santo Antônio Hydropower Project (Brazil) Submission to the Perry Johnson Registrars Carbon Emissions Services. <http://www.internationalrivers.org/en/node/7295>
- Fearnside, P.M. 2012c. Philip Fearnside Comments to PJCERS on Jirau Dam (Brazil). Submission to the Perry Johnson Registrars Carbon Emissions Services. <http://www.internationalrivers.org/resources/philip-fearnside-comments-on-jirau-dam-brazil-7471>
- Fearnside, P.M. 2012d. Will Brazil's Belo Monte Dam Get the Green Light? *Latin America Energy Advisor*, 27-31 de agosto de 2012, p. 1 & 4. [<http://www.thedialogue.org>]
- Fearnside, P.M. 2013. Carbon credit for hydroelectric dams as a source of greenhouse-gas emissions: The example of Brazil's Teles Pires Dam. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* 18(5): 691-699. doi: 10.1007/s11027-012-9382-6
- Fearnside, P.M. 2014. Análisis de los principales proyectos hidroenergéticos en la región amazónica. Derecho, Ambiente y Recursos Naturales (DAR) & Centro Latinoamericano de Ecología Social (CLAES), Lima, Peru. 55 p. Disponível em: http://www.dar.org.pe/archivos/publicacion/147_Proyecto_hidro-energeticos.pdf
- Fearnside, P.M. s/d. Greenhouse gas emissions from hydroelectric dams in tropical forests. In: *The Encyclopedia of Energy*, John Wiley & Sons Publishers, New York, EU.A. (no prelo).
- Fearnside, P.M. & S. Pueyo. 2012. Underestimating greenhouse-gas emissions from tropical dams. *Nature Climate Change* 2: 382-384. doi: 10.1038/nclimate1540 <http://www.nature.com/nclimate/journal/v2/n6/full/nclimate1540.html>
- Feitosa, G.S., P.M.L.A. Graça & P.M. Fearnside. 2007. Estimativa da zona de deplecionamento da hidrelétrica de Balbina por técnica de sensoriamento remoto p. 6713 - 6720 In: J.C.N. Epiphanyo, L.S. Galvão & L.M.G. Fonseca (eds.) *Anais XIII Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto, Florianópolis*,

- Brasil 21-26 abril 2007. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), São José dos Campos-São Paulo, Brasil.
- Fernandes, R.J., A.F. Guimarães, E.D. Bidone, L.D. de Lacerda & W.C. Pfeiffer. 1990. Monitoramento por mercúrio na área do Projeto Carajás. p. 211-228 In: S. Hacon, L.D. de Lacerda, W.C. Pfeiffer & D. Carvalho (eds.) *Riscos e Consequências do Uso do Mercúrio*. FINEP, Rio de Janeiro, RJ, 314 p.
- Finer, M. & C.N. Jenkins 2012a. Proliferation of hydroelectric dams in the Andean Amazon and implications for Andes-Amazon connectivity, *PLoS ONE* 7(4), e35126 doi:10.1371/journal.pone.0035126 Disponível em: <http://www.plosone.org>
- Finer, M. & C.N. Jenkins 2012b. Proliferación de las represas hidroeléctricas en la Amazonía andina y sus implicaciones para la conectividad Andes-Amazonía. Save America's Forests, Washington DC, E.U.A. 37 p. Disponível em: <http://saveamericasforests.org/WesternAmazon/Proliferacion%20de%20las%20represas%20hidroelectricas%20en%20la%20Amazonia%20andina.pdf>
- Forster, P & 50 outros. 2007. Changes in atmospheric constituents and radiative forcing. p. 129-234. In: S. Solomon, D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor & H.L. Miller, (eds.), *Climate Change 2007: The Physical Science Basis*. Contribution of Working Group to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido. 996 p.
- FSP (*Folha de São Paulo*). 2011a. Dilma cobra mais energia da Amazônia. *Folha de São Paulo*, 10 de fevereiro de 2011 [<http://www1.folha.uol.com.br/fsp/mercado/me1002201104.htm>]
- FSP (*Folha de São Paulo*). 2011b. Novo líder faz aceno à energia do Brasil. *Folha de São Paulo*, 29 de julho de 2011, p. A-12.
- FURNAS, CNO & Leme Engenharia. 2005a. Usinas Hidrelétricas Santo Antônio e Jirau. RIMA. FURNAS Centrais Elétricas S.A, Construtora Noberto Odebrecht, S.A. (CNO) & Leme Engenharia. Rio de Janeiro, Brasil. 82 p. Disponível em: <http://www.amazonia.org.br/arquivos/195010.zip>
- FURNAS, CNO & Leme Engenharia. 2005b. *EIA- Estudo de Impacto Ambiental Aproveitamentos Hidrelétricos Santo Antônio e Jirau, Rio Madeira-RO. 6315-RT-G90-001*. FURNAS Centrais Elétricas S.A, Construtora Noberto Odebrecht, S.A. (CNO) & Leme Engenharia. Rio de Janeiro, RJ, Brasil. 8 Vols. Disponível em: <http://www.amazonia.org.br/arquivos/195010.zip>
- Gagnon, L. 2002. The International Rivers Network statement on GHG emissions from reservoirs, a case of misleading science. International Hydropower Association (IHA), Sutton, Surrey, Reino Unido, 9 p.
- Galy-Lacaux, C., R. Delmas, C. Jambert, J.-F. Dumestre, L. Labroue, S. Richard & P. Gosse. 1997. Gaseous emissions and oxygen consumption in hydroelectric dams: A case study in French Guyana. *Global Biogeochemical Cycles* 11(4): 471-483.
- Galy-Lacaux, C., R. Delmas, J. Kouadio, S. Richard & P. Gosse. 1999. Long-term greenhouse gas emissions from hydroelectric reservoirs in tropical forest regions. *Global Biogeochemical Cycles* 13(2): 503-517.
- Garcia R. 2007. Estudo apoia tese de hidrelétrica "limpa": Análise em usinas no cerrado indica que termelétricas emitem até cem vezes mais gases causadores do efeito estufa. *Folha de São Paulo*, 01 de maio de 2007, p. A-16.
- Guérin F, Abril G, Richard S, Burban B, Reynouard C, Seyler P, Delmas R. 2006. Methane and carbon dioxide emissions from tropical reservoirs: Significance of downstream rivers. *Geophysical Research Letters* 33:L21407. doi: 10.1029/2006GL027929
- Guérin, F., G. Abril, A. Tremblay & R. Delmas. 2008. Nitrous oxide emissions from tropical hydroelectric reservoirs. *Geophysical Research Letters* 35: L06404, doi: 10.1029/2007GL033057.
- Gunkel, G. 2009. Hydropower – A green energy? Tropical reservoirs and greenhouse gas emissions. *CLEAN – Soil, Air, Water* 37(9): 726-734.
- Hamilton, S.K., S.J. Sippel & J.M. Melack. 1995. Oxygen depletion, carbon dioxide and methane production in waters of Pantanal wetland of Brazil. *Biogeochemistry* 30: 115-141.
- Hayashi, S., C. Souza Jr., M. Sales & A. Veríssimo. 2011. Transparência Florestal da Amazônia Legal Dezembro de 2010 e Janeiro de 2011. Instituto do Homem e Meio Ambiente da Amazônia (IMAZON), Belém, Pará, Brasil. 22 p. Disponível em: http://www.imazon.org.br/publicacoes/transparencia-florestal/transparencia-florestal-amazonia-legal/boletim-transparencia-florestal-da-amazonia-legal-dezembro-de-2010-e-janeiro-de-2011/at_download/file
- IIRSA (Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional de Sudamérica). 2007. Initiative for the Integration of the Regional Infrastructure of South America. Disponível em: <http://www.iirsa.org>
- International Rivers. 2011a. Brazil eyes the Peruvian Amazon. International Rivers, Berkeley, California, E.U.A. 4 p. Disponível em: <http://www.internationalrivers.org/en/peru>
- International Rivers. 2011b. Mega-Dam in Peruvian Amazon Cancelled. <http://www.internationalrivers.org/resources/mega-dam-in-peruvian-amazon-cancelled-3712>
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). 1997. *Revised 1996 Intergovernmental Panel on Climate Change Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. IPCC, Bracknell, Reino Unido, 3 vols.
- Keller, M., D.J. Jacob, S.C. Wofsy & R.C. Harriss. 1991. Effects of tropical deforestation on global and regional atmospheric chemistry. *Climatic Change* 19(1-2): 139-158.
- Kemenes, A., B.R. Forsberg & J.M. Melack. 2007. Methane release below a tropical hydroelectric dam. *Geophysical Research Letters* 34: L12809. doi: 10.1029/2007GL029479. 55.
- Kemenes, A., B.R. Forsberg & J.M. Melack. 2008. As hidrelétricas e o aquecimento global. *Ciência Hoje* 41(145): 20-25.
- Kemenes, A., B.R. Forsberg & J.M. Melack. 2011. CO₂ emissions from a tropical hydroelectric reservoir (Balbina, Brazil). *Journal of Geophysical Research* 116, G03004, doi: 10.1029/2010JG001465

- Killeen, T.J. 2007. *A Perfect Storm in the Amazon Wilderness: Development and Conservation in the Context of the Initiative for the Integration of the Regional Infrastructure of South America (IIRSA)*. Conservation International, Arlington, Virginia, E.U.A. 98 p. Disponível em: http://www.conservation.org/publications/pages/perfect_storm.aspx
- Kruijt, B., J.A. Elbers, C. von Randow, A. C. Araujo, P.J. Oliveira, A. Culf, A.O. Manzi, A.D. Nobre, P. Kabat & E.J. Moors. 2004. The robustness of eddy correlation fluxes for Amazon rain forest conditions. *Ecological Applications* 14: S101-S113.
- Laurance, W.F., A.K.M. Albernaz, G. Schroth, P.M. Fearnside, S. Bergen, E.M. Venticinque & C. da Costa. 2002. Predictors of Deforestation in the Brazilian Amazon. *Journal of Biogeography* 29: 737-748. doi: 10.1046/j.1365-2699.2002.00721.x
- Leino, T. & M. Lodenius. 1995. Human hair mercury levels in Tucuruí area, state of Pará, Brazil. *The Science of the Total Environment* 175: 119-125.
- Lima, I.B.T., R.L. Victoria, E.M.L.M. Novo, B.J. Feigl, M.V.R. Ballester & J.M. Ometto. 2002. Methane, carbon dioxide and nitrous oxide emissions from two Amazonian reservoirs during high water table. *Verhandlungen International Vereinigung für Limnologie*. 28(1): 438-442.
- Malhi, Y., D. Wood, T.R. Baker, J. Wright, O.L. Phillips, T. Cochrane, P. Meir, J. Chave, S. Almeida, L. Arroyo, N. Higuchi, T. Killeen, S.G. Laurance, W.F. Laurance, S.L. Lewis, A. Monteagudo, D.A. Neill, P.N. Vargas, N.C.A. Pitman, C.A. Quesada, R., Salomão, J.N.M. Silva, A.T. Lezama, J. Terborgh, R.V. Martínez & B. Vinceti. 2006. The regional variation of aboveground live biomass in old-growth Amazonian forests. *Global Change Biology* 12: 1107-1138.
- Massoca, P.M. 2010. *Ocupação humana e reflexos sobre a cobertura florestal em um assentamento rural na Amazônia Central*. Dissertação de mestrado em ciências de florestas tropicais, Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Manaus, Amazonas, Brasil.
- Matthews, C.J.D., E.M. Joyce, V.L. St. Louis, S.L. Schiff, J.J. Vankiteswaran, B.D. Hall, R.A. Bodaly & K.G. Beaty. 2005. Carbon dioxide and methane production in small reservoirs flooding upland boreal forest. *Ecosystems* 8: 267-285.
- Melack, J.M., L.L. Hess, M. Gastil, B.R. Forsberg, S.K. Hamilton, I.B.T. Lima & E.M.L.M. Novo. 2004. Regionalization of methane emission in the Amazon Basin with microwave 645 remote sensing. *Global Change Biology* 10: 530-544.
- Monteiro, M.T.F. 2005. *Interações na Dinâmica do Carbono e Nutrientes da Ladeira entre a Floresta de Terra Firme e o Igarapé de Drenagem na Amazônia Central*. Dissertação de mestrado em ciências de florestas tropicais, Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA) & Fundação Universidade do Amazonas (FUA), Manaus, Amazonas, Brasil, 93 p.
- Odinetz-Collart, O. 1987. La pêche crevette de *Macrobrachium amazonicum* (Palaemonidae) dans le Bas-Tocantins, après la fermeture du barrage de Tucuruí (Brésil). *Revue d'Hydrobiologie Tropical* 20(2): 131-144.
- Ometto, J.P., A.D. Nobre, H. Rocha, P. Artaxo & L. Martinelli. 2005. Amazonia and the modern carbon cycle: Lessons learned. *Oecologia* 143(4): 483-500.
- Ometto, J.P., F.S. Pacheco, A.C.P. Cimbleiris, J.L. Stech, J.A. Lorenzetti, A. Assireu, M.A. Santos, B. Matvienko, L.P. Rosa, C.S. Galli, D.S. Abe, J.G. Tundisi, N.O. Barros, R.F. Mendonça & F. Roland. 2011. Carbon dynamic and emissions in Brazilian hydropower reservoirs. p. 155-188 In: de Alcantara, E.H. (ed.). *Energy Resources: Development, Distribution, and Exploitation*. Nova Science Publishers, Hauppauge, New York, E.U.A. 241 p.
- PCE, FURNAS & CNO. 2002. *Inventário Hidrelétrico do Rio Madeira: Trecho Porto Velho – Abunã. Processo Nº 48500.000291/01-31. Relatório Final: MAD-INV-00-01-RT*. Projetos e Consultorias de Engenharia Ltda. (PCE), FURNAS Centrais Elétricas S.A. & Construtora Noberto Odebrecht S.A. (CNO), Rio de Janeiro, Brasil. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- PCE, FURNAS & CNO. 2005. *Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira: Estudos de Viabilidade do AHE Santo Antônio. Processo Nº 48500.000103/03-91. Relatório Final PJ-0532-V1-00-RL-0001*. Projetos e Consultorias de Engenharia Ltda. (PCE), FURNAS Centrais Elétricas S.A. & Construtora Noberto Odebrecht, S.A. (CNO), Rio de Janeiro, Brasil. 4 vols. + anexos. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- Phillips, O.L., Y. Malhi, N. Higuchi, W.F. Laurance, P.V. Núñez, R.M. Vásquez, S.G. Laurance, L.V. Ferreira, M. Stern, S. Brown & J. Grace. 1998. Changes in the carbon balance of tropical forests: Evidence from long-term plots. *Science* 282: 439-442.
- Phillips, O.L., T.R. Baker, L. Arroyo, N. Higuchi, T.J. Killeen, W.F. Laurance, S.L. Lewis, J. Lloyd, Y. Malhi, A. Monteagudo, D.A. Neill, P.N. Vargas, J.N.M. Silva, J. Terborgh, R.V. Martínez, M. Alexiades, S. Almeida, S. Almeida, S. Brown, J. Chave, J.A. Comiskey, C.I. Czimczik, A., Di Fiore, T. Erwin, C. Kuebler, S.G. Laurance, H.E.M. Nascimento, J. Olivier, W. Palacios, S. Patiño, N.C.A. Pitman, C.A. Quesada, M. Saldias, A.T. Lezama & B. Vinceti. 2004. Pattern and process in Amazon tree turnover, 1976-2001. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London B* 359: 381-407.
- Potter, C.S., E.A. Davidson & L.V. Verchot. 1996. Estimation of global biogeochemical controls and seasonality on soil methane consumption. *Chemosphere* 32: 2219-2246.
- Pueyo, S. & P.M. Fearnside. 2011. Emissões de gases de efeito estufa dos reservatórios de hidrelétricas: Implicações de uma lei de potência. *Oecologia Australis* 15(2): 114-127. doi: 10.4257/oeco.2011.1502.02
- Ramaswamy V. & 40 outros. 2001. Radiative forcing of climate change. p. 349-416 In: J.T. Houghton, Y. Ding, D.G. Griggs, M. Noguer, R.J. Van der Linden & D. Xiausu (eds.) *Climate Change 2001: The Scientific Basis*. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido, 881 p.
- Richey, J.E., J.M. Melack, K. Aufdenkampe, V.M. Ballester & L.L. Hess. 2002. Outgassing from Amazonian rivers and

- wetlands as a large tropical source of atmospheric CO₂. *Nature* 416: 617-620.
- Rosa L.P., M.A. dos Santos, B. Matvienko, E.O. dos Santos & E. Sikar. 2004. Greenhouse gases emissions by hydroelectric reservoirs in tropical regions. *Climatic Change* 66(1-2): 9-21.
- Rosa L.P., M.A. dos Santos, B. Matvienko, E. Sikar & E.O. dos Santos. 2006. Scientific errors in the Fearnside comments on greenhouse gas emissions (GHG) from hydroelectric dams and response to his political claiming. *Climatic Change* 75(1-2): 91-102.
- Rosa, L.P., B.M. Sikar, M.A. dos Santos & E.M. Sikar. 2002. *Emissões de dióxido de carbono e de metano pelos reservatórios hidrelétricos brasileiros. Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa. Relatórios de Referência.* Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia (COPPE), Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), Brasília, DF, Brasil. 119 p. Disponível em: http://www.mct.gov.br/clima/comunic_old/pdf/metano_p.pdf
- Roulet, M., M. Lucotte, I. Rheault, S. Tran, N. Farella, R. Canuel, D. Mergler & M. Amorim. 1996. Mercury in Amazonian soils: Accumulation and release. p. 453-457 In: S.H. Bottrell (ed.) *Proceedings of the Fourth International Symposium on the Geochemistry of the Earth's Surface*, Ilkely, Reino Unido.
- Saint Louis, V.C., C. Kelly, E. Duchemin, J.W.M. Rudd & D.M. Rosenberg. 2002. Reservoir surfaces as sources of greenhouse gases to the atmosphere: a global estimate. *Bioscience* 20: 766-775.
- Schimel, D. & 75 outros. 1996. Radiative forcing of climate change. p. 65-131 In: J.T. Houghton, L.G. Meira Filho, B.A. Callander, N. Harris, A. Kattenberg & K. Maskell (eds.) *Climate Change 1995: The Science of Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido. 572 p.
- Sevá, O. 1990. Works on the Great Bend of the Xingu--A Historic Trauma? p. 19-35 In: L.A. de O. Santos & L.M.M. de Andrade (eds.). *Hydroelectric Dams on Brazil's Xingu River and Indigenous Peoples*. Cultural Survival Report 30. Cultural Survival, Cambridge, Massachusetts, E.U.A. 192 p.
- Shindell, D.T., G. Faluvegi, D.M. Koch, G.A. Schmidt, N. Unger & S.E. Bauer. 2009. Improved attribution of climate forcing to emissions. *Science* 326: 716-718.
- Silva-Forsberg, M.C., B.R. Forsberg & V.K. Zeidemann. 1999. Mercury contamination in humans linked to river chemistry in the Amazon Basin. *Ambio* 28(6): 519-521.
- Soares-Filho, B.S., A. Alencar, D.C. Nepstad, G. Cerqueira, M. del C.V. Diaz, S. Rivero, L. Solórzano & E. Voll. (2004) Simulating the response of land-cover changes to road paving and governance along a major Amazon highway: The Santarém-Cuiabá corridor. *Global Change Biology* 10(5): 745-764.
- Tadei, W.P., B.M. Mascarenhas & M.G. Podestá. 1983. Biologia de anofelinos amazônicos. VIII. Conhecimentos sobre a distribuição de espécies de *Anopheles* na região de Tucuruí-Marabá (Pará). *Acta Amazonica* 13(1): 103-140.
- Tadei, W.P., V.M. Scarpassa & I.B. Rodrigues. 1991. Evolução das populações de *Anopheles* e de *Mansonia*, na área de influência da Usina Hidrelétrica de Tucuruí (Pará). *Ciência e Cultura* 43(7) suplemento: 639-640.
- Tremblay, A., L. Varfalvy, C. Roehm & M. Garneau. s/d [C. 2005]. The issue of greenhouse gases from Hydroelectric reservoirs: From boreal to tropical regions. (Manuscrito não publicado de Hydro-Québec) 11 p. Disponível em: http://www.un.org/esa/sustdev/sdissues/energy/op/hydro_tremblaypaper.pdf
- Vera-Dias, M. del C., J. Reid, B. Soares-Filho, R. Kaufmann & L. Fleck. 2007. *Efectos de los Proyectos de Energía y transporte en la Expansión del Cultivo de Soja en la Cuenca del río Madeira*. Conservation Strategy Fund, La Paz, Bolívia. 64 p. Disponível em: <http://conservation-strategy.org>
- Verchot, L.V., E. A. Davidson, J.H. Cattânio, I.L. Akerman, H.E. Erickson & M. Keller. 1999. Land use change and biogeochemical controls of nitrogen oxide emissions from soils in eastern Amazonia. *Global Biogeochemical Cycles* 13(1): 31-46.
- Wassmann, R. & C. Martius. 1997. Methane emissions from the Amazon floodplain. p. 137-143 In: W.J. Junk (ed.) *The Central Amazon Floodplain - Ecology of a Pulsing System*. Springer-Verlag, Heidelberg, Alemanha, 525 p.
- Wiziack, J. 2012. Governo vai acelerar usinas nos vizinhos para garantir energia. *Folha de São Paulo*, 14 de fevereiro de 2012, p. B-1. <http://www1.folha.uol.com.br/mercado/1048284-governo-acelera-usinas-nos-vizinhos-para-garantir-energia.shtml>
- Xingu Vivo, 2012. Tucuruí: Mesmo depois de 30 anos continuamos sem receber indenização. <http://www.xinguvivo.org.br/2011/04/29/tucurui-mesmo-depois-de-30-anos-continuamos-sem-receber-indenizacao/>
- Zonisig, DHV Consultores & ITC. 1997. *Zonificación Agroecológica y Socioeconómica y Perfil Ambiental del Departamento de Pando*, Zonisig, La Paz, Bolívia.

Hidrelétrica de Tucuruí



Capítulo 2

Impactos Sociais da Hidrelétrica de Tucuruí

Philip M. Fearnside

Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA)
Av. André Araújo, 2936 - CEP: 69.067-375, Manaus, Amazonas, Brasil.
E-mail: pmfearn@inpa.gov.br

Tradução de:

Fearnside, P.M. 1999. Social impacts of Brazil's Tucuruí Dam. *Environmental Management* 24(4): 483-495.

Doi: 10.1007/s002679900248

RESUMO

A hidrelétrica de Tucuruí, criada em 1984 no Estado do Pará, continua sendo uma fonte de controvérsia. A maioria dos benefícios da energia vão para empresas de alumínio, onde apenas um montante de emprego minúsculo é gerado. Apresentado freqüentemente por autoridades como um modelo para o desenvolvimento hidrelétrico devido à quantidade substancial de energia que gera, os impactos sociais e ambientais do projeto são igualmente substanciais. O exame do caso de Tucuruí revela uma sobre-estimativa sistemática dos benefícios e uma sub-estimativa dos impactos pelas autoridades. A Tucuruí oferece muitas lições ainda não aprendidas para o desenvolvimento hidrelétrico na Amazônia.

Palavras-Chave: Barragens, Tucuruí, Reservatórios, Reassentamento, *Mansonia*, Mercúrio, Hidrelétricas, Amazônia

INTRODUÇÃO: A HIDRELÉTRICA DE TUCURUI

A hidrelétrica de Tucuruí, que bloqueou o rio Tocantins em 1974, inundou 2.430 km² incluindo parte da Área Indígena Parakanã (Fig. 1). O reservatório está localizado no Pará central, entre 3°43' e 5°15'Sul e 49°12' e 50°00'Oeste. A casa de força tem 4.000 megawatts (MW) de capacidade instalada na sua fase inicial (Tucuruí-I), que aumentaria para 8.000 MW em uma segunda fase planejada (Tucuruí-II). O Brasil tem planos ambiciosos para o desenvolvimento hidrelétrico na Amazônia, e a experiência com Tucuruí contém muitas lições que precisam ser aprendidas caso o País queira tomar decisões sábias sobre esses desenvolvimentos.

Sempre houve indicações de que Tucuruí não é a maravilha descrita pela ELETRONORTE, a



Figura 1. O reservatório de Tucuruí e a Amazônia Legal oriental com os locais mencionados no texto.

companhia elétrica no norte do Brasil. Antes da construção da barragem, o Banco Mundial foi sondado para o financiamento, mais recusou (R.J.A. Goodland, comunicação pessoal, 1986). Os residentes ao longo das margens do reservatório têm uma longa série de reclamações, e acamparam durante dois anos na entrada da sede da ELETRONORTE para reivindicar locais alternativos de re-assentamento. A economia das vilas a jusante da barragem foi destruída, criando, entre e a população do baixo rio Tocantins, uma hostilidade quase unânime contra a ELETRONORTE. Em 1991, uma Comissão Parlamentar de Inquérito (CPI) na Assembléia Legislativa do Estado do Pará investigou os problemas causados pela barragem e endossou uma longa lista de reclamações. Por último, o Tribunal Internacional das Águas condenou o governo brasileiro pelos impactos de Tucuruí, na sua sessão de 1991 em Amsterdã (Internacional Water Tribunal, 1991). Embora o Tribunal tenha apenas autoridade moral, a condenação foi foco de atenção mundial sobre a existência de um padrão subjacente de problemas sociais e ambientais causados por este empreendimento (*Informe Jurídica*, 1992).

A área de 2.430 km² referente a Tucuruí diz respeito ao reservatório no nível de Tucuruí-I, 72 m acima do nível médio do mar. Se o projeto de Tucuruí-II for implementado, o nível da água seria levantado para 74 m acima do nível do mar, segundo o plano original. Elevar o nível da água para 74 m aumentaria a área inundada em 205 km², resultando em uma área de 2.635 km² (Brasil, ELETRONORTE, 1989a, p. 243). A ELETRONORTE tem reconhecido, segundo informações informais, de que aumento do nível d'água acima do nível atual de 72 m seria politicamente inviável, devido aos efeitos sobre deslocamentos de populações, e a empresa está planejando operar a configuração de Tucuruí-II sem aumentar o nível da água (John Denys Cadman, comunicação pessoal, 1996). A menor quantidade de água armazenada no reservatório de Tucuruí, em comparação ao plano original para Tucuruí-II, presumivelmente seria compensada pela maior regulação do fluxo do rio por mais barragens a montante.

Independente de se inundar mais área pelo reservatório de Tucuruí propriamente dito, o projeto Tucuruí-II exigiria regularizar a vazão do rio Tocantins com a construção da barragem de Santa Isabel no baixo rio Araguaia, primeiro afluente importante acima de Tucuruí (Paulo Edgar Dias Almeida, comunicação pessoal, 1991). Os impactos

desta obra, portanto, precisam ser considerados na avaliação das propostas para Tucuruí-II.

Tucuruí-II foi apresentado pela ELETRONORTE até recentemente como uma mera continuação do projeto de construção já em andamento antes de entrar em vigor em 23 de janeiro de 1986, a exigência de um Relatório de Impactos sobre o Meio Ambiente (RIMA). Em 1998, preparações para elaboração de um RIMA foram iniciadas (Andrea Figureido, afirmação pública, 25 de maio de 1998). No entanto, em 14 de junho de 1998, o Presidente da República liberou as verbas para construção de Tucuruí-II (Indriunas, 1998), obviamente antes de completar o RIMA.

Como é normal no Brasil até hoje, os impactos de barragens a montante não seriam considerados no RIMA a ser preparado para Tucuruí-II. Cada uma das barragens rio acima seria obrigada a ter o seu próprio RIMA antes de ser construída. No entanto, estas barragens são, de fato, conseqüências de uma decisão que está sendo tomada sobre Tucuruí-II sem um RIMA destes impactos a montante. É necessária a exigência de avaliações de impactos para assegurar que as conseqüências das decisões iniciais estejam plenamente incluídas, como no caso de deslanchar o desenvolvimento de uma bacia hidrográfica pela decisão inicial sobre construção de uma barragem na parte mais baixa de uma cadeia de barragens. O exemplo mais dramático é o caso do rio Xingu, onde grandes áreas de terra indígena seriam inundadas por barragens que se tornariam "necessárias" pela estrutura inicial (a proposta barragem de Belo Monte, antes denominada Kararaô) que aparece ser altamente atraente se visto isoladamente (Fearnside, 1989).

IMPACTOS SOCIAIS

População deslocada

A ELETRONORTE originalmente não incluiu nenhum estudo dos impactos sociais na sua avaliação da barragem (Brasil, ELETRONORTE, 1974). Em 1977, dois meses após o início da construção, um único consultor (Robert Goodland) foi contratado para preparar uma "avaliação ambiental". Ele fez sua avaliação baseada em apenas um mês (julho de 1977) de visita de campo (Goodland, 1978, p. 1). Os termos de referência especificamente excluíam qualquer possibilidade de modificar decisões de engenharia, tal como o nível da água. O

relatório aponta (p. 39) que de um a dois terços das famílias deslocadas não teriam nenhum direito à compensação por falta de títulos de terra ou equivalente aceitável. O lado superior desta faixa, de fato, se mostrou ser o caso (Magalhães, 1990). O relatório de Goodland enfatizou os planos da ELETRONORTE para um levantamento da população atingida (*i.e.*, Brasil, ELETRONORTE s/d [1979]) e fez um cálculo grosseiro que aproximadamente 15 mil pessoas teriam que ser deslocadas (Goodland, 1978, p. 38-39).

O programa de re-assentamento para residentes da área de inundação gerou grandes problemas sociais (de Castro, 1989; Magalhães, 1990; Mougeot, 1987, 1990). Estimativas preliminares indicaram que 9.500 pessoas em 13 povoados seriam deslocadas (ELETRONORTE, s/d [1979]; ver também Monosowski, 1990, p. 39). As deficiências dos estudos feitos antes do enchimento do reservatório têm sido revisadas por Mougeot (1987, 1990) e Teixeira (1996, p. 198-200). Estimativas feitas após o enchimento indicam 3.350 famílias (17.319 pessoas) (Monosowski, 1990, p. 32). Estimativas oficiais do número de pessoas subsequente-mente aumentaram até 23.871 pessoas (*World Rivers Review*, 1991, p. 12; dos Santos & do Nascimento, 1995; Teixeira, 1996, p. 198, baseado em Brasil, ELETROBRÁS, 1987). A ELETRONORTE (1984, citado por Magalhães, 1990, p. 106) também calculou que 32.871 pessoas foram deslocadas, além da população indígena. Em 1985, um ano após o fechamento da barragem, 1.500 famílias continuaram sem assentamento (Comissão Interministerial, 1985, citado por Teixeira, 1996, p. 225). Até fevereiro de 1988, 2.539 famílias rurais e 1.433 famílias urbanas tinham sido re-localadas (Brasil, ELETRONORTE, 1989a, p. 437).

Vários segmentos da população afetada foram excluídos das estimativas da ELETRONORTE dos programas de re-assentamento baseado nestas estimativas (Teixeira, 1996, p. 199). Um fator que levou à sub-estimativa foi consideração de apenas pessoas cujas residências estavam localizadas dentro da área de inundação, excluindo a população que morava adjacente a esta área e usava a várzea sazonalmente inundada para a sua subsistência. Outro fator foi o de ignorar todo o crescimento populacional, inclusive a imigração, ao longo do período de cinco anos (1980-1984) entre o levantamento e o enchimento do reservatório.

Em total, 3.700 pessoas reassentadas pela ELETRONORTE tiveram que ser re-aloçadas para novas áreas quando os seus primeiros locais de re-assentamento foram inundados pelo reservatório (Magalhães, 1990, p. 111). Isto foi resultante de erros grosseiros no mapa topográfico da área a ser inundada, com algumas áreas mapeadas como sendo a mais de 76 m acima do mar (o limite para re-assentamento) sendo, na realidade, abaixo da cota de 72 m. Erros topográficos ocorrem em ambas as direções, com algumas áreas sendo inesperadamente inundadas e outras inesperadamente deixadas acima do nível da água. Tensões adicionais surgiram quando uma parte da população que tinha sido removida pela ELETRONORTE voltou espontaneamente para a faixa entre as cotas de 72 e 76 m. O limite superior para re-assentamento foi originalmente estabelecido em 86 m, e subsequente-mente reduzido até 76 m (em parte, com base em informações topográficas melhoradas) depois que a maioria dos residentes já tinha sido deslocado; o movimento de volta para a faixa entre 76 e 86 m criou muitas injustiças, especialmente para os numerosos residentes originais que não tinham a titulação legal às suas terras (Mougeot, 1986, p. 405). Alguns dos assentados, cujas terras foram apenas parcialmente inundadas, nas partes da margem onde o nível da água se elevou até pontos mais altos do que esperados, escolheram ficar no lugar apesar de ter suas áreas de terra diminuídas (observação pessoal, 1991).

Um dos problemas básicos na atuação da ELETRONORTE em lidar com a população deslocada era que a companhia limitou a sua assistência ao pagamento em espécie, na maioria dos casos. O objetivo da ELETRONORTE em se livrar de responsabilidades legais subsequentes pode ter sido realizado, mas o resultado social foi que a maioria da população deslocada foi reduzida à indigência, e efetivamente tinha que se virar por conta própria. Os valores de indenização eram pequenos, e o pagamento foi sujeito a demoras repetidas (que, no contexto de correção monetária inadequada para a inflação no Brasil naquela época, implicava em perdas substanciais de valor). Mais importante é o fato que, independente do valor monetário pago, o dinheiro evapora rapidamente nas mãos de pessoas inexperientes em lidar com finanças, deixando a maioria das famílias sem nada poucos meses depois. Em março de 1985, três meses depois de assumir o cargo como o primeiro presidente civil desde 1964,

José Sarney visitou Tucuruí e autorizou a criação de uma comissão interministerial para lidar com os problemas de re-assentamentos que tinham se tornando, naquela altura, politicamente explosivos. A comissão reconheceu os problemas resultantes da restrição das ações da ELETRONORTE à indenização em dinheiro (Comissão Interministerial, 1985, citado por Magalhães, 1990, p. 108).

As relações entre a população deslocada e a ELETRONORTE se deterioraram na década que seguiu o fechamento da barragem. Estes problemas têm sido apropriadamente descritos como tendo “já assumido características Kafkanianas, fazendo com que as partes diretamente envolvidas perdessem todas as suas esperanças de resolução do conflito” (Schönenberg, 1994, p. 36).

A população afetada por Tucuruí não é limitada às pessoas reassentadas da área de inundação, mas também incluem outras que são atraídas à área por causa das suas estradas, mercados, e oportunidades de emprego fora da agricultura. A ELETRONORTE classifica migrantes deste tipo como sendo fora da sua responsabilidade. No entanto, a atração desta população é uma consequência previsível da construção de uma barragem. As pessoas deslocadas têm experimentado problemas adicionais, e têm provocado desmatamento adicional e outros impactos. Um exemplo deste fato foi decorrente de uma praga de mosquitos do gênero *Mansonia* que levou grande parte da população que tinha sido reassentada pela ELETRONORTE na área de assentamento Gleba Parakanã a mudar-se para uma área (Rio Gelado), localizada em uma estrada construída por madeireiros de mogno, ligando a rodovia Transamazônica com a cidade de Tucumã. Em abril de 1993, depois que um grupo de pessoas deslocadas tinha acampado na entrada da sede da ELETRONORTE durante dois anos, a empresa concordou em fornecer alguma infraestrutura no local em Rio Gelado. Até 1993, apenas 103 das 1.500 famílias a serem assentadas em Rio Gelado tinham recebidas títulos da terra (Teixeira, 1996, p. 227). Tensões entre os que chegaram da Gleba Parakanã e outros reclamantes em Rio Gelado, sobretudo os madeireiros, forçando o líder do grupo da Gleba Parakanã a fugir da área e morrer na clandestinidade no período 1996-1999.

Planos para construção de hidrelétricas a montante de Tucuruí incluem 26 barragens (Figura 2) (ver Junk & de Mello, 1987; Fearnside,

1995a, 1997), mas uma lista da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) da situação dos planos em julho de 2002 indica 46 barragens, incluindo pequenos aproveitamentos (IDB, 2002) (Tabela 1). Mougeot (1987, p. 97) estimou que todas as barragens na bacia Tocantins/Araguaia deslocariam 85.673 pessoas. Esta estimativa foi baseada na presunção que a população destas áreas vai permanecer constante nos seus níveis de 1985; como Mougeot (1987, p. 97) reconhece, estes valores serão “ultrapassados em muitas vezes até a data que todos os prováveis reservatórios seriam formados”. Um dos primeiros seria o reservatório Santa Isabel no baixo rio Araguaia, que iria deslocar uma população que provavelmente seria “bem maior que a estimativa de 1980 de 60.000” (Mougeot, 1990, p. 98).



Figura 2. Desenvolvimento hidrelétrico na bacia Tocantins/Araguaia.

Tabela 1. Situação de Hidrelétricas existentes e planejadas na Bacia do Rio Tocantins^(a)

| Código da ANEEL | Aproveitamento hidrelétrico | Potência (MW) | Situação em julho de 2002 |
|---|-----------------------------|---------------|----------------------------|
| CURSO PRINCIPAL DO RIO TOCANTINS | | | |
| 130 | Serra da Mesa | 1.275 | Em operação |
| 140 | Cana Brava | 450 | Em operação |
| 190a | São Salvador | 280 | Licitada 2o sem. 2001 |
| 190b | Peixe Angical | 452 | Licitada 1o sem. 2001 |
| 220 | Ipueiras | 600 | A licitar em 2003 |
| 230 | Lajeado [Magalães] | 850 | Em operação |
| 290 | Tupiraatins | 820 | A licitar 2o sem. 2002-320 |
| | Estreito | 1.087 | Leilão em julho de 2002 |
| 330 | Serra Quebrada | 1.328 | A licitar 2o sem. 2002 |
| 400 | Marabá | 2.070 | A licitar em 2003 |
| 430 | Tucuruí I & II | | Tucuruí I em operação |
| AFLUENTES MENORES DO TOCANTINS A MONTANTE DE SERRA DA MESA | | | |
| 10 | Quintal | | Inventário |
| 20 | Maranhão | 125 | Inventário |
| 30 | Porteiras 2 | | Inventário |
| 40 | Jaraguá | | Inventário |
| 50 | Volta do Deserto | 33 | Inventário |
| 60 | Ceres | 130 | Inventário |
| 70 | Mutum | 16 | Inventário |
| 80 | Jenipapo | 18 | Inventário |
| 90 | Buriti Queimado | 137 | Inventário |
| 100 | Moquém | 29 | Inventário |
| 110 | Mirador | 140 | A licitar em 2003 |
| 120 | Colinas | 28 | Inventário |
| BACIA DO PARANÁ | | | |
| 150 | São Domingos | 12 | Em operação |
| 160 | Foz do Bezerra | 300 | Viabilidade |
| 170 | São Domingos | 200 | Inventário |
| 180 | Palma | 79 | Inventário |
| BACIA DO SONO | | | |
| 240 | Soninho I e II | 20 | Inventário |
| 245 | Arara | 30 | Inventário |
| 250 | Jalapão | 54 | Inventário |
| 255 | Cachoeira da Velha | 81 | Inventário |
| 260 | Brejão | 75 | Inventário |
| 265 | Novo Acordo | 160 | A licitar em 2003 |
| 270 | Isamu Ikeda | 26,8 | Em operação |
| 275 | Rio Sono | 168 | Inventário |
| 280 | Perdida 1 | 24 | Inventário |
| 285 | Perdida 2 | 48 | Inventário |
| BACIA DO ITACAIÚNAS | | | |
| 410 | Itacaiúnas 1 | 135 | Inventário |
| 420 | Itacaiúnas 2 | 182,6 | Inventário |
| CURSO PRINCIPAL DO RIO ARAGUAIA | | | |
| 340 | Couto Magalhães | 220 | Licitada 2o sem. 2001 |
| 350 | Barra do Peixe | 450 | Viabilidade |
| 360 | Torixoréu | 408 | A licitar em 2003 |
| 370 | Barra do Caiapó | 220 | Inventário |
| 390a | Araguanã | 960 | A licitar em 2003 |
| 390b | Santa Isabel | 2.200 | Licitada 2o sem. 2001 |
| BACIA DO RIO DAS MORTES | | | |
| 380 | Foz do Noidore | 129 | Projeto Básico |

(a) Fonte: Dados da ANEEL em IDB (2002).

Residentes a jusante

Os residentes do baixo rio Tocantins têm sofrido uma desagregação severa como resultado da barragem. O fechamento da barragem alterou radicalmente o ambiente aquático tanto acima como abaixo da barragem (Fearnside, 1995b). O trecho do rio Tocantins afetado por Tucuruí (500 km abaixo da barragem e 170 km acima) sustentava uma indústria de pesca abundante que forneceu tanto renda monetária como a maior parte da proteína animal para os ribeirinhos. Antes do fechamento da barragem, o consumo de peixe era, em média, 49 kg/pessoa/ano (de Merona, 1985).

No ano seguinte ao fechamento da barragem, a captura de peixes no baixo Tocantins permaneceu aproximadamente em níveis pré-barragem, já que os peixes migratórios presos no pé da barragem foram facilmente capturados pelos pescadores. No ano seguinte (1986), no entanto, a captura total era três vezes menor (Brasil, INPA/ELETRONORTE, 1987; Leite & Bittencourt, 1991). A captura de peixes por unidade de esforço, medido ou em kg/viagem ou em kg/pescador, caiu em aproximadamente 60%, enquanto o número de pescadores também caiu dramaticamente. Além das quedas em captura de peixes, as colheitas de camarões de água doce também diminuíram: a produção local no baixo Tocantins não mudou dos seus níveis no primeiro ano após o fechamento da barragem (1985), mas caíram em 66% no ano seguinte (Odinetz-Collart, 1987). A água passando através das turbinas é especialmente pobre em oxigênio durante a época seca. Esta água não mistura com o fluxo do vertedouro ao longo de aproximadamente 60 km a jusante da barragem, reduzindo as populações de peixes ao longo da margem ocidental desse trecho (Hino *et al.*, 1987 citado por Monosowski, 1990, p. 31).

Cametá é um dos assentamentos não-indígenas mais antigos na região amazônica, e tem sido um município independente desde 1635 (Heinsdijk, 1958, p. 48). A base econômica de Cametá foi dizimada pelos efeitos de Tucuruí sobre o baixo Tocantins (ver Dwyer, 1990, p. 48-63). Como estes impactos foram resultados de uma ação proposital por parte do governo nacional, os faz com que eles sejam vistos de forma diferenciada de impactos do mesmo nível sofridos, por exemplo, devido a algum desastre natural. A diferença tem as suas raízes na história da região amazônica, que durante séculos tem sido explorada para o benefício de potências

distantes, primeiro os portugueses e depois os “sulistas” (pessoas de São Paulo, Rio de Janeiro, Brasília e outros locais vistos por Amazônidas como parte do “sul” do País). É claro, Tucuruí é visto como sendo basicamente obra de sulistas.

Povos Indígenas

O impacto sobre povos indígenas é um dos aspectos mais polêmicos de Tucuruí, assim como é o caso para outras barragens existentes e propostas na Amazônia. Tucuruí inundou parte de três áreas indígenas (Parakanã, Pucuruí e Montanha), e as suas linhas de transmissão cortaram quatro outras áreas (Mãe Maria, Trocará, Krikati e Cana Brava) (Comissão Pró-Índio de São Paulo, 1991, p. 64). Além disso, a mudança do percurso da rodovia Transamazônica para acompanhar a margem ocidental do reservatório cortou a Área Indígena Parakanã, que foi truncada para ocupar apenas um lado da rodovia. A terra entre a rodovia e o reservatório foi usado para uma área de re-assentamento (Gleba Parakanã), assim negando a tribo acesso ao reservatório. A invasão da reserva por caçadores não-indígenas foi facilitada por esta localização. A Área Indígena Trocará, onde vivem os índios Asurini do Tocantins, fica 24 km a jusante da barragem e portanto sofreu os efeitos da poluição da água e da perda de recursos pesqueiros que afetam todos os residentes a jusante de Tucuruí.

Da área submersa por Tucuruí, 36% pertenciam aos índios Parakanã (Comissão Pró-Índio de São Paulo, 1991, p. 74). Entre 1971 e 1977, a tribo foi deslocada cinco vezes pela FUNAI. Em 1978 (três anos depois do início da construção em 1975), um programa de assistência chamado “Projeto Parakanã” foi montado pela FUNAI e ELETRONORTE para efetuar a transferência da tribo para fora da área de inundação, mas o programa foi abandonado em 1979. A primeira parte da tribo mudou-se em 1981, deslocando-se por iniciativa própria em vez de esperar a assistência governamental. Em 1982 o restante da tribo Parakanã foi transferido de helicóptero até a aldeia nova (Marudjewara), construída pela ELETRONORTE. A malária e outras doenças contribuíram para um aumento da mortalidade na tribo após a mudança (Comissão Pró-Índio de São Paulo, 1991, p. 75). Em 1987 a ELETRONORTE e a FUNAI começaram o “Programa Parakanã” que incluiu a construção de uma estrada vincinal de 12 km para dar acesso a uma das aldeias (Paranati) a partir da rodovia Transamazônica, a compra de

uma camionete e a construção de um armazém em cada uma das duas aldeias deslocadas por causa de Tucuruí. Atividades posteriores incluíam serviços de saúde, educação primária, extensão agrícola, e ajuda na patrulha às fronteiras da reserva (Comissão Pró-Índio de São Paulo, 1991, p. 76).

Os índios Krikati receberam um caminhão, um trator, implementos agrícolas e algumas cabeças de gado como compensação pelo corte da linha de transmissão pela sua reserva (Comissão Pró-Índio de São Paulo, 1991, p. 69). Os índios Guarajara (da reserva Cana Brava) receberam Cr\$ 160 milhões em 1979-80 [aproximadamente US\$ 6,4 milhões] (Comissão Pró-Índio de São Paulo, 1991, p. 72). Os Asurini do Tocantins a jusante da barragem nunca foram incluídos nos planos da ELETRONORTE para mitigação e não receberam nenhuma assistência adicional ou compensação pelos impactos sofridos (Comissão Pró-Índio de São Paulo, 1991, p. 78).

A tribo Gavião-Parkatejê estava no caminho da linha de transmissão para São Luís, que corta uma faixa de 19 km de comprimento através da reserva Mãe Maria. Em abril de 1980 a tribo recebeu Cr\$ 40 milhões [aproximadamente US\$ 1,6 milhões] (Comissão Pró-Índio de São Paulo, 1991, p. 68). O valor da compensação pago neste e em outros casos é de importância muito menor do que o fato que a compensação foi em espécie ao invés de ser em forma de terra. O dinheiro pago, assim como na maioria dos pagamentos de compensação em espécie para povos indígenas, tem pouca utilidade. Este serve apenas para as companhias elétricas ficarem livres para construir barragens e linhas de transmissão, porque a falta de experiência das tribos em lidar com o dinheiro faz com que seja quase inevitável que as verbas sejam usadas para fins que não asseguram o bem estar contínuo das tribos.

Saúde

Malária

Os mosquitos do gênero *Anopheles*, que transmitem a malária, estão presentes em toda a área de Tucuruí (Tadei *et al.*, 1983). *A. darlingi*, o vetor principal da malária na Amazônia, diminuiu em abundância, embora o mosquito e a doença permaneçam (Tadei *et al.*, 1991). *Anopheles nunez-tovari*, a espécie anofelina mais comum antes do enchimento do reservatório, apresentaram uma redução na sua população, assim como *A. triannulatus* e *A. albitarsis*. *Anopheles braziliensis*, que não tinha sido encontrado antes do

enchimento, apareceu nas coletas pós-enchimento. Espécies presentes tanto antes como depois do enchimento para as quais não foi observado nenhuma tendência clara de mudança aparente na abundância são: *A. oswaldi*, *A. argyritarsis*, *A. mediopunctatus*, *A. evansae*, *A. intermedius* e *A. rangeli* (Tadei *et al.*, 1991). O grande aumento da população humana na área resultante da presença da hidrelétrica, junto com a presença contínua de uma gama ampla de vetores de malária, é uma fórmula certa para impactos severos dessa doença, sobre a saúde.

Praga de Mosquitos *Mansonia*

Após o enchimento do reservatório, populações de mosquitos do gênero *Mansonia* têm explodido ao longo da margem ocidental do lago. Os mosquitos que têm se tornado uma "praga" são, na maioria, *M. titilans*, mas também incluem *M. pseudotitilans*, *M. indubitans* e *M. humeralis*, que picam tanto à noite como de dia (Tadei *et al.*, 1991). O grande número destes insetos torna a vida intolerável nas áreas onde estão concentrados, e causaram uma significativa saída de residentes para locais mais agradáveis. A explosão de mosquitos era uma consequência previsível das macrófitas aquáticas no reservatório, que, acredita-se, fornece criadouros para estes mosquitos em toda Amazônia. Os ventos predominantes concentram as macrofitas, tais como a água-pé (*Eichhornia crassipes*), alface-da-água (*Pistia* spp.) e *Salvinia* spp., a longo da margem esquerda. A explosão inicial de macrófitas (especialmente a *Salvinia auriculata*), que cobriu grande parte da superfície do reservatório no primeiro ano, se retraiu até seu nível atual na medida em que o pulso inicial de nutrientes se esgotou. O nível atual de infestações por macrófitas, e, portanto, o atual nível de infestação de mosquitos, parece ser estável.

Mosquitos do gênero *Mansonia* não transmitem a malária, mas transmitem vários tipos de arbovírus (Brasil, ELETRONORTE, 1989b), além de poder transmitir a elefantíase, que é causada por um verme parasítico. Embora a doença ocorra em países vizinhos, tal como o Suriname, não tem se espalhado na Amazônia brasileira. A razão porque a doença não se espalhou é desconhecida, já que os mosquitos *Mansonia* ocorrem em toda a Amazônia (W.P. Tadei, comunicação pessoal, 1991).

A praga de mosquitos *Mansonia* afeta severamente a área de re-assentamento de Gleba Parakanã. A um grau menor ela também afeta as aldeias para

as quais os índios Parakanã têm sido deslocados (aproximadamente 30 km ao oeste do reservatório).

Mercúrio

A metilização do mercúrio (Hg) representa uma grande preocupação para o desenvolvimento hidrelétrico na Amazônia. O mercúrio é concentrado biologicamente em uma ordem de grandeza a cada passo que sobe na cadeia alimentar. Os seres humanos tendem a ocupar a posição de topo e espera-se que abriguem as concentrações mais altas de mercúrio.

Cerca de 50 a 70 t de mercúrio são lançados anualmente no meio ambiente na forma de aerossóis atmosféricos quando os garimpeiros Amazônicos amalgamam o seu ouro (Pfeiffer & de Lacerda, 1988, p. 329). É provável que uma parte disto seja transportada até reservatórios de hidrelétricas. Estima-se que o garimpo de Serra Pelada tenha liberado 360 t de Hg no meio ambiente entre 1980 e 1986 (Porvari, 1995, p. 110). O ouro em Serra Pelada se esgotou no final da década de 1980, mas há garimpos ativos em vários locais na bacia hidrográfica de Tocantins, inclusive no rio das Mortes e na bacia do alto Araguaia.

O transporte aéreo de mercúrio por mais de mil km tem sido constatado no Canadá, onde o aumento de fontes industriais nos Estados Unidos logo após a Segunda Guerra Mundial ficou registrada nos sedimentos na área da baía de Hudson, no extremo norte do Canadá (Marc Lucotte, comunicação pessoal, 1993). A contaminação por mercúrio nos reservatórios no norte do Canadá é bem conhecida (Bodaly *et al.*, 1984). Os índios Cree, que comem peixes dos reservatórios, sofrem de conseqüências severas de saúde.

As concentrações de mercúrio nos sedimentos e na água nos rios Itacaiúnas e Paraupebas (perto de Carajás e Serra Pelada) são mais altas que aquelas no rio Madeira, que tem se tornado notório por contaminação mercurial (Fernandes *et al.*, 1990). Já que os peixes podem migrar, é possível que a contaminação venha das áreas de garimpagem e isto é enfatizado pelas autoridades da ELETRONORTE (Paulo Edgar Dias Almeida, comunicação pessoal, 1991). No entanto, a probabilidade da migração de peixes explicar o fenômeno, em um número substancial de espécies, é pequena.

As concentrações de mercúrio total em plantas na floresta perto de Tucuruí têm sido registradas muito mais altas que no Canadá onde a contaminação de mercúrio é bem estabelecida (Marc Lucotte, comunicação pessoal, 1993). O mesmo fenômeno tem sido demonstrado na Guiana Francesa (Roulet & Lucotte, 1995). É provável que as altas concentrações no solo e na vegetação na Amazônia têm se acumulado lentamente a partir da deposição lenta ao longo de milhões de anos, em vez de se originar de entradas antropogênicas recentes (Roulet *et al.*, 1996).

O passo chave levando à contaminação mercurial de populações humanas é a metilização de mercúrio metálico. Grandes entradas de mercúrio metálico, por exemplo, da garimpagem de ouro, não são necessárias para que os níveis de contaminação mercurial cheguem a ser um risco para a saúde humana. Os níveis existentes de Hg nos solos e na vegetação (principalmente de fontes vulcânicas, e transporte à distância a partir de centros industriais) são suficientes para ter conseqüências severas em ambientes que facilitem a metilização. Diferenças químicas na água entre rios Amazônicos são muito mais importantes do que a presença da atividade garimpeira em explicar as diferenças na contaminação por mercúrio nos ribeirinhos (Silva-Forsberg *et al.*, 1999).

A metilização está ocorrendo em reservatórios, como é indicado pelos altos níveis de mercúrio nos peixes (Porvari, 1995) e nos cabelos humanos (Leino & Lodenius, 1995) em Tucuruí. Em uma amostra de 230 peixes tirados do reservatório, 92% dos 101 peixes predatórios tinham níveis de Hg mais altos que o limite de segurança de 0,5 mg/kg de peso fresco (Leino & Lodenius, 1995, p. 109). O tucunaré (*Cichla ocellaris* e *C. temensis*), um peixe predatório que compõe mais da metade da captura comercial em Tucuruí, está contaminado, em média, a 1,1 mg/kg fresco, mais que o dobro do limite de segurança. Para ficar dentro das taxas de consumo recomendadas, uma pessoa teria que comer, no máximo, uma refeição de tucunaré por semana (Marc Lucotte, comunicação pessoal, 1993). Muitos residentes das margens de Tucuruí comem peixe todos os dias, assim como fazem muitas pessoas em Belém onde grande parte da coleta de peixes de Tucuruí é comercializada.

A média de Hg nos cabelos de pessoas que pescam no reservatório era 65 mg/kg de cabelo (Leino & Lodenius, 1995, p. 121), um valor muitas vezes

mais alto que os valores em áreas de garimpagem. Por exemplo, em garimpos perto de Carajás, concentrações de Hg nos cabelos humanos variam de 0,25 a 15,7 mg/kg de cabelos (Fernandes *et al.*, 1990). Dados do rio Tapajós têm indicado sintomas mensuráveis, tal como redução de campo visual, entre os ribeirinhos que têm níveis de Hg nos seus cabelos bastante menores que ambos os níveis encontrados em Tucuruí e o limite máximo de 50 mg/kg atualmente reconhecido como padrão (Lebel *et al.*, 1996). As concentrações de Hg nos cabelos humanos em Tucuruí já são mais que o dobro do que aquelas constadas como causadoras de danos ao feto, resultando em retardamento psicomotor (Leino & Lodenius, 1995, p. 124).

As conseqüências sobre a saúde humana podem ser devastadoras, e ainda não são entendidas pela maioria das pessoas da Amazônia. O mercúrio se concentra no organismo ao longo da vida de uma pessoa, e não é removido por processos naturais de limpeza. Cozinhar o peixe não altera os níveis de toxicidade do metilmercúrio. O surgimento de sintomas severos, incluindo morte em casos severos, pode ocorrer com bastante rapidez depois de anos de saúde aparente. Em Minamata, Japão, pescadores saudáveis caíram doentes e morriam após uma semana do começo dos sintomas. O mercúrio é concentrado no feto: uma mãe saudável pode dar luz a uma criança deformada (Harada, 1976). O período antes de aparecer os sintomas é muito longo. Em Minamata, a companhia química Chisso começou a lançar resíduos de mercúrio na baía de Minamata em 1932, mas foi apenas em 1956 (24 anos depois) que o primeiro caso de contaminação foi reconhecido. Muitas pessoas na Amazônia hoje estão comendo peixe sem sentir nenhum efeito negativo, levando elas à conclusão errônea de que elas estão escapando das conseqüências do envenenamento por mercúrio.

Outros Riscos em Potencial para a Saúde

A esquistossomose poderia potencialmente afetar a área. Os caramujos planórbidos (*Biomphalaria* sp.) que servem como vetores para o parasita ocorrem na área (de Mello, 1985). Felizmente, estes ainda não estão afetados pelo parasita helmíntico *Schistosoma mansoni*. A doença está largamente espalhada no nordeste brasileiro e em Minas Gerais, fazendo com que seja provável que o parasita chegue até Tucuruí um dia (Junk & de Mello, 1987).

A doença de Chagas representa um problema em potencial para a saúde, já que os barbeiros da família Reduviidae que transmitem a doença ocorrem na área. O parasita (*Trypanosoma cruzi*) tem sido encontrada na área em três espécies de barbeiros, *Panstrongylus geniculatus*, *Rhonius pictipes* e *Lutzomaia anduzei* (Arias *et al.*, 1981, p. 7-10). Em geral, o fator mais estreitamente associado com surtos da doença de Chagas é a pobreza: casas com paredes de barro e tetos de folha de palmeira são especialmente aptas para abrigar os vetores. A prevalência de pobreza na área é evidente.

Distorção Econômica

O Brasil tem se comprometido em fornecer eletricidade bastante subsidiada às empresas estrangeiras de alumínio em Barcarena (PA) e São Luís (MA). Este fato distorce toda a economia energética brasileira. ALBRÁS, (o consórcio que beneficia o alumínio em Barcarena) sozinha recebeu US\$ 395,5 milhões em subsídios do governo brasileiro no período de janeiro de 1985 a maio de 1994, e em 1993 o total pago a este consórcio era US\$ 97,9 milhões (Conselho Nacional da Amazônia Legal, 1994, p. 41). Quase dois terços da energia gerada pela hidrelétrica de Tucuruí é fornecida a tarifas altamente subsidiadas à indústria de alumínio em Barcarena e São Luís. A capacidade instalada de 4.000 MW gera 2.059 MW (18,03 TWh) anualmente (Brasil, ELETRONORTE, s/d [1992], p. 3); o uso de energia em 1985 para fabricação de alumínio era 630 MW em Barcarena e 625 MW em São Luís (Gitlitz, 1993). A expansão da capacidade da usina em Barcarena (CVRD, 1997) implica num consumo energético de 677 MW até 1996. Presumindo perdas em transmissão de 2,5% (ver Fearnside, 1997), 65% da produção disponível de energia é usado para alumínio.

O Brasil perde quantias astronômicas com o subsídio dado à indústria de alumínio. A raiz do problema é a Portaria no. 1654 do Ministério das Minas e Energia, datado 13 de agosto de 1979 (*Diário Oficial*, 16 de agosto de 1979), que concede eletricidade durante 20 anos a uma tarifa ligada ao preço internacional de alumínio. O custo da energia usada no beneficiamento não pode ultrapassar 20% do preço internacional do produto. Quando o alumínio é barato, como é o caso hoje, as empresas pagam quase nada.

As financiadoras internacionais de barragens no Brasil, tal como o Banco Mundial, estão essencialmente canalizando dinheiro para o Japão em vez de ao Brasil. As verbas constroem barragens para suprir energia às cidades brasileiras que poderiam ter sido abastecidas a partir de barragens existentes, tal como Tucuruí, mas que não abastecem as zonas urbanas porque o governo brasileiro está efetivamente doando a energia de Tucuruí ao Japão na forma de barras de alumínio subsidiado.

Toda a economia brasileira tem sido destorcida pelas concessões negociadas como parte do acordo para permitir a construção de Tucuruí. Até 1991, as duas usinas de alumínio que recebem energia de Tucuruí estavam usando 5% de toda a energia elétrica do Brasil (Pinto, 1991a). A percentagem do consumo de energia representada pelas “indústrias intensivas de energia”, das quais o alumínio é a mais importante, mas que também incluem aço, ferro ligas, cloro, e celulose, aumentou de 33% do uso industrial de energia em 1975 para 41% em 1987 (Lobo, 1989). O subsídio pesado das tarifas elétricas no Brasil explica o crescimento, especialmente no setor de exportações. Os produtos de exportação brasileiros tinham um conteúdo energético médio de 674,9 kwh/US\$ 1.000 exportado em 1975, aumentando para aproximadamente 1.000 kwh/US\$ 1000 em 1989 (Lobo, 1989). Em 1985, o Brasil cobrava dos fabricantes de alumínio US\$ 0,010/kwh, enquanto o Japão cobrava US\$ 0,069 (Lobo, 1989).

Em uma escala global, o subsídio da energia para alumínio permite um desperdício no uso deste metal. O alumínio é usado, por exemplo, para latas de refrigerantes e cerveja; mesmo se forem recicladas várias vezes, estas acabam no lixo. Uma lata de alumínio sem reciclagem usa 7.000 unidades termais britânicas (BTUs) de energia, uma lata reciclada usa 2.500 BTU por uso, enquanto uma garrafa de vidro reaproveitada 10 vezes consome uma média de 500 BTU por uso (Young, 1991, p. 24). Se o custo verdadeiro do alumínio fosse cobrado pelo produto, inclusive o custo de construir barragens hidrelétricas e as compensações pelos seus impactos ambientais e sociais, o alumínio seria muito mais caro e seria usado apenas para finalidades que não têm nenhum substituto. Os principais países consumidores de alumínio não estão mais construindo grandes barragens, tendo descoberto que os custos financeiros, sociais e ambientais de barragens são pesados demais. Eles preferem mais exportar estes impactos para

países como o Brasil, enquanto eles continuam a desfrutar os benefícios na forma de alumínio barato.

Subsídios para novos projetos foram revogados em agosto de 1985, mas continuam para projetos existentes; os contratos de ALBRÁS e ALUMAR vão até 2004 (Lobo, 1989). Em março de 1990, logo após a posse do então Presidente Fernando Collor de Mello, cortes profundos nos subsídios foram anunciados, com o objetivo de eliminar todos os subsídios governamentais da economia brasileira. Logo após, no entanto, exceções começaram a aparecer. A exceção mais importante era o beneficiamento de alumínio, para qual a continuação dos subsídios foi garantida. O subsídio para alumínio escapou por pouco ser abolido pelo Congresso Nacional em abril de 1990 (*Gazeta Mercantil*, 07 de abril de 1990).

A energia gerada por Tucuruí faz pouco para melhorar a vida daqueles que moram na área: um fato dramatizado pelas linhas de alta tensão passando por cima de barracas iluminadas apenas por lâmparinas. A maior parte da energia de Tucuruí fornece energia subsidiada para usinas multinacionais em Barcarena (ALBRÁS-ALUNORTE do Nippon Amazon Aluminum Co. Ltda. de NAAC, um consórcio de 33 firmas japonesas) e em São Luís (ALUMAR, da empresa norteamericana Alcoa e a empresa britânica e holandesa Billiton). A Companhia Vale do Rio Doce (CVRD) mantém 51% e 61% em ALBRÁS e ALUNORTE, respectivamente (CVRD, 1983). A energia é vendida às companhias de alumínio às tarifas entre um terço e a metade do custo de geração: de acordo com Aureliano Chaves, então Ministro das Minas e Energia, a energia é gerada por Tucuruí a um custo de US\$ 38/MWh estava sendo vendida por US\$ 10,5-16,5/MWh (Silva, 1991). De acordo com o Departamento Nacional das Águas e Energia Elétrica (DNAEE), o custo de geração é de US\$ 50/MWh em Tucuruí, comparado à média brasileira de US\$ 20/MWh (Monosowski, 1990). A energia vendida para ALBRÁS em 1989 foi paga a menos da sexta parte da tarifa paga pelos consumidores residenciais no Brasil (Brasil, ELETRONORTE, 1989b). Em 1990 a ALBRÁS pagou 22 mils (milsimos de dólar)/kWh e ALUMAR pagou 26 mils, enquanto um consumidor residencial pagou 64 mils, três vezes mais que ALBRÁS (*Jornal do Brasil*, 17 de abril de 1990). A diferença entre a tarifa cobrada às usinas de alumínio e o custo de geração é subsidiado pela população brasileira através dos seus impostos e das suas contas de luz.

BENEFÍCIOS DE TUCURUÍ

Geração de energia

A geração de energia é, normalmente, a fonte primária de benefícios sociais de barragens hidrelétricas, já que as quantidades de emprego e bens produzidos geralmente são proporcionais à eletricidade gerada. A Tucuruí-I tem uma capacidade instalada de 4.000 MW (12 geradores de 330 MW cada e dois de 20 MW). Nenhuma hidrelétrica produz tanto energia quanto a sua capacidade instalada, já que a vazão dos rios Amazônicos varia seguindo um ciclo anual, e inevitavelmente fica insuficiente durante uma parte do ano para acionar todas as turbinas da hidrelétrica. A potência firme, ou seja, aquela sobre a qual se pode contar com um alto grau de certeza, é 2.115 MW (Monosowski, 1990).

Tucuruí-II duplicaria a capacidade instalada de 4.000 MW para 8.000 MW, mas isto não significa que a produção de energia seria duplicada. A energia adicional seria gerada apenas durante a estação de alta vazão, já que, durante uma boa parte do ano a geração é limitada pela vazão insuficiente no rio Tocantins. Barragens adicionais fornecendo armazenamento e regulagem da vazão a montante de Tucuruí aumentariam a geração de Tucuruí-II, mas não alterariam a sua função como um fornecedor de eletricidade adicional apenas durante os períodos de pico de vazão. Planos ambiciosos para barragens adicionais na bacia do Tocantins/Araguaia ilustram a necessidade para uma consideração dos impactos de projetos relacionados.

Empregos

As perdas financeiras representam apenas uma parte do impacto do subsídio às indústrias de alumínio. A quantidade de empregos criada pelo beneficiamento de alumínio é mínima: são 1.200 empregos em Barcarena e 750 em São Luís. Em 1986 a ALBRÁS usou 49,5% de toda a eletricidade consumida no Pará (Brasil, ELETRONORTE, 1987, p. Amazonas-32 & Pará-12). A vila operária em Barcarena, incluindo dependentes, comerciantes, etc., tem uma população de apenas 5.000 pessoas; esta vila consome mais energia do que Belém, Santarém e todas as demais cidades do Pará juntas. Praticamente qualquer outro uso da eletricidade traria maiores benefícios ao Brasil (ver Fearnside, 1989).

A construção de Tucuruí custou um total de US\$ 8 bilhões, quando se inclui os juros sobre a dívida, de acordo com os cálculos de Lúcio Flávio Pinto (1991b). Considerando a percentagem da energia usada para alumínio, somente a hidrelétrica de Tucuruí, que é apenas uma parte da infra-estrutura fornecida pelo governo brasileiro, custou US\$ 2,7 milhões por emprego gerado.

Impactos sociais na tomada de decisões

Os impactos sociais tiveram um papel mínimo na tomada de decisão inicial de construir a barragem. Esta decisão foi principalmente baseada em seus benefícios financeiros para atores distantes, sobretudo no Japão e na França, e para os beneficiários brasileiros dos contratos de construção (ver Teixeira, 1996; Pinto, 1991a,b). Já que Tucuruí foi planejada e construída durante o regime militar, é também, pouco surpreendente que pouca importância foi dada aos efeitos negativos sobre residentes locais na Amazônia. No entanto, desde aquela época, exigências têm sido implementadas para um Relatório dos Impactos sobre o Meio Ambiente (RIMA), um Estudo dos Impactos Ambientais (EIA) e uma audiência pública. Estes cobrem impactos sociais, assim como os ambientais. Poderia se esperar que esses avanços levariam a um processo de tomada de decisões em que os benefícios e custos, incluindo benefícios e custos sociais, dos projetos propostos seriam estimados de uma maneira completa e objetiva, e seriam publicamente debatidos antes de tomar decisões sobre projetos de desenvolvimento tais como hidrelétricas. No entanto, a experiência recente com estas medidas de proteção no caso de barragens Amazônicas indica a facilidade com que os seus efeitos protetores podem ser empata-dos quando interesses políticos fazem a aprovação dos projetos uma prioridade política (Fearnside & Barbosa, 1996a,b). O fortalecimento destes procedimentos deve ser uma alta prioridade para se evitar os piores impactos do desenvolvimento. A avaliação de propostas de desenvolvimento futuro pode ser melhorada se as lições forem aprendidas a partir das experiências passadas tal como no caso de Tucuruí.

No Brasil, as exigências para avaliação de impactos de hidrelétricas e outros projetos de desenvolvimento são vagas com respeito aos impactos sociais. Estes ditames seguem a Lei no. 6.938 de 31 de agosto de 1981 e o Decreto no. 8.835 de 10 de junho de 1983, que criam o Conselho Nacional do

Meio Ambiente (CONAMA), e a regulamentação desta lei em 21 de janeiro de 1986 (Resolução de CONAMA 001/86). A ELETRONORTE sempre se aproveita da linguagem vaga para interpretar uma inclusão mínima de aspectos sociais (Sigaud, 1990, p. 100; ver também Teixeira, 1996, p. 118-120). Em 1986 (*i.e.*, depois que o sistema político brasileiro ter se tornado mais democrático), a ELETROBRÁS produziu um conjunto de diretrizes para estudos de impactos que incluía algumas exigências a mais para avaliações sociais (Brasil, ELETROBRÁS, 1986).

Um problema fundamental é que o EIA e o RIMA são produzidos por empresas de consultoria que dependem completamente do proponente do projeto, neste caso a ELETRONORTE. O proponente prepara os termos de referência, escolhe a empresa vencedora, e paga pelos serviços. Além disto, a parcela final do pagamento não é liberada até que o documento passe através de uma série de versões nos quais o proponente pode pedir mudanças no conteúdo do relatório (ver Fearnside & Barbosa, 1996b). As empresas são, portanto, induzidas a produzir relatórios que indicam um mínimo de impactos, tanto por meio de pressões diretas como em função do seu interesse em ser escolhido para contratos futuros de consultoria.

Rosa *et al.* (1987) propuseram uma redefinição do “potencial” das hidrelétricas da Amazônia que eliminaria locais da lista em casos onde os impactos sociais claramente seriam excessivamente grandes. Atualmente, os cálculos oficiais indicam um potencial total de 97.800 MW, que se plenamente aproveitados, inundaria 100.000 km² (Brasil, ELETROBRÁS, 1987, p. 150). Isto representaria 2% da Amazônia Legal, ou em torno de 3% da área florestada. Assim como locais em potencial para implantação de hidrelétricas são eliminados da lista quando fatores de engenharia, tais como a topografia e vazão, são inapropriados, locais com limitações sociais e ambientais poderiam ser eliminados logo no início do processo decisório, antes que as pressões para a construção das barragens se tornassem tão forte que os projetos tornar-se-iam “irreversíveis”. Atualmente, os cálculos do potencial hidrelétrico incluem a presunção de que todos os locais identificados pelos critérios físicos serão aproveitados. O caso mais grave é a produção estimada da hidrelétrica de Belo Monte, um cálculo que, aparentemente, conta com a regulação da vazão do rio Xingu por barragens a montante que teriam impactos sociais desastrosos (Fearnside, 1996).

CONCLUSÕES

Os custos sociais da hidrelétrica de Tucuruí foram, e continuam a ser, pesados. Estes incluem o deslocamento da população na área de inundação e a sua realocação subsequente devido a uma praga de mosquitos *Mansonia*, o desaparecimento da pescaria que sustentava, tradicionalmente, a população a jusante da barragem, os efeitos sobre a saúde devido à malária e a contaminação por mercúrio, e o deslocamento e perturbações de grupos indígenas. O alto custo financeiro e a quantidade minguada de emprego produzido por Tucuruí, que fornece principalmente energia para beneficiamento de alumínio, causam distorções econômicas com impactos sociais de grande alcance, inclusive o custo de oportunidade de não ter usado os recursos financeiros e naturais da nação de modo mais benéfico para os residentes locais. No caso de Tucuruí, as autoridades sistematicamente subestimaram os impactos e sobre-estimaram os benefícios. Apesar de muitas mudanças desde a construção de Tucuruí em 1984, os procedimentos de tomada de decisões ainda precisam de reformas substanciais para que os impactos sociais, assim como os efeitos ambientais e outros, sejam plenamente considerados nas tomadas de decisões sobre projetos de desenvolvimento, e para que, quando projetos forem considerados dignos de implementação, os impactos que eles provocam sejam mitigados com justiça.

AGRADECIMENTOS

Agradeço às seguintes pessoas pelas discussões sobre Tucuruí: Lúcia Andrade e Leonide dos Santos (Comissão Pró-Índio de São Paulo); Deputada Aída Maria Silva (Assembleia Legislativa, Belém); J. Revilla Cardenas, E.G. Ferreira, R. Leite, J.A.S.N. de Mello e W.P. Tadei (INPA); J. Carvalho (Projeto Parakanã, Tucuruí); E. Monosowski (Monosowski Consultants); agradeço aos funcionários de ELETRONORTE e Camargo Corrêa em Tucuruí pela paciência com as minhas perguntas, e os funcionários de INPA em Tucuruí e o Sindicato dos Trabalhadores Rurais de Tucuruí pelo apoio logístico e pelas informações. Os colonos da Gleba Parakanã merecem agradecimento especial pelo tempo e hospitalidade durante a minha visita. Bruce Forsberg e Marc Lucotte forneceram informações valiosas sobre contaminação por mercúrio. P.L.M.A. Graça, N. Hamada e S.V. Wilson e dois referees comentaram o manuscrito. O texto foi atualizado

de Fearnside (1999a). Agradeço a Springer-Verlag New York, editora da revista *Environmental Management*, pela permissão de publicar esta tradução. Uma versão anterior deste trabalho foi apresentada no “Simpósio sobre Ecologia de Reservatórios: Estrutura, Função e Aspectos Sociais”, Instituto de Biociências, Universidade Estadual Paulista (UNESP), Botucatu-SP, 25-28/05/98 (Fearnside, 1999b). Agradeço ao Pew Scholars Program in Conservation and the Environment, o Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq AI 350230/97-98) e o Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA PPI 5-3150) pelo apoio financeiro.

LITERATURA CITADA

- Arias, J.R., R.A. de Freitas, R.D. Naiff & M. Naiff. 1981. Impacto do reservatório sobre as doenças endêmicas da região. In: Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia. Estudos de Ecologia e Controle Ambiental na Região da UHE de Tucuruí-PA: Sub-Projeto: Estudos do Impacto do Reservatório de Tucuruí no aumento das doenças endêmicas da região. INPA, Manaus, AM. Pag. irreg.
- Bodaly, R.A., R.E. Hecky & R.J.P. Fudge. 1984. Increases in fish mercury levels in lakes flooded by the Churchill River Diversion, Northern Manitoba. *Canadian Journal of Fisheries and Aquatic Sciences* 41(4): 682-691.
- Brasil, ELETROBRÁS. 1986. *Manual de Estudos de Efeitos Ambientais dos Sistemas Elétricos*. Centrais Elétricas do Brasil (ELETROBRÁS), Rio de Janeiro, RJ.
- Brasil, ELETROBRÁS. 1987. *Plano 2010: Relatório Geral. Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010 (Dezembro de 1987)*. Centrais Elétricas do Brasil (ELETROBRÁS), Brasília, DF. 269 p.
- Brasil, ELETRONORTE. 1974. *Aproveitamento Hidrelétrico de Tucuruí: Estudos de Viabilidade, Vol. I – Texto*. Estudos e Projetos de Engenharia (ENGEVIX, S.A.) & Economia e Engenharia Industrial, S.A. (ECOTEC). Brasília, DF. Paginação irregular.
- Brasil, ELETRONORTE. 1984. “Ata de Reunião” Com participação do GETAT, FUNAI e representantes do povo indígena Parakanã. Brasília, DF, 18.10.84. (Atas não publicadas).
- Brasil, ELETRONORTE. 1987. *Contribuição da ELETRONORTE para Atendimento das Necessidades Futuras de Energia Elétrica da Amazônia*. ELETRONORTE, Brasília, DF. Paginação irregular.
- Brasil, ELETRONORTE. 1989a. *Usina Hidrelétrica Tucuruí: Memória Técnica*. ELETRONORTE, Brasília, DF. 681 p.
- ELETRONORTE. 1989b. *Relatório: Comissão de Estudos da Proliferação de Mosquitos a Montante de Tucuruí, período 20 de setembro a 20 de dezembro/1989*. ELETRONORTE, Brasília, DF. 32 p. + anexos.
- Brasil, INPA/ELETRONORTE. 1987. *Estudos de Ecologia e Controle Ambiental na Região da UHE Tucuruí: Relatório Setorial, Segmento: Ictiofauna*, Relatório Semestral, julho-dezembro/87. Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Manaus, AM.
- Brasil, ELETRONORTE. s/d. [1979]. *Estudo das Condições Sócio-Econômicas da Área de Influência do Reservatório da UHE de Tucuruí-PA*. BASEVI Construções e Topografia, S.A. & ELETRONORTE, Brasília, DF. 3 vols.
- Brasil, ELETRONORTE. s/d. [1992]). *Ambiente Desenvolvimento Tucuruí*. ELETRONORTE, Brasília, DF. 32 p.
- Comissão Interministerial. 1985. Relatório e Dossiê: Anexos à CIT 001/85 encaminhado aos Ministros de Estado da Justiça, das Minas e Energia, e da Reforma e do Desenvolvimento Agrária. Brasília, DF.
- Comissão Pró-Índio de São Paulo. 1991. IIº Tribunal Internacional das Águas. Caso: As Hidrelétricas na Amazônia Brasileira. São Paulo, SP. 172 p. + anexos.
- Conselho Nacional da Amazônia Legal. 1994. *Política Integrada do Governo Federal para a Amazônia Legal. Revisão 1. Agosto 1994*. Grupo de Trabalho-Energia, Brasília, DF. 76 p.
- CVRD - Companhia Vale do Rio Doce. 1983. ALBRÁS ALUNORTE. *CVRD-Revista* 4(14): 12.
- CVRD - Companhia Vale do Rio Doce. 1997. ALBRÁS: Arrancada para o ano 2000. *Jornal da Vale* janeiro de 1997: 1-4.
- de Castro, E.M.R. 1989. Resistência dos atingidos pela barragem de Tucuruí e construção de identidade. *Cadernos NAEA* 10: 41-70.
- de Lacerda, L.D. & W. Salomons. 1991. *Mercury in the Amazon: A Chemical Time Bomb?* Dutch Ministry of Housing, Physical Planning and Environment, Haia, Países Baixos. 46 p.
- de Mello, J.A.S.N. 1985. Estudos de Ecologia e Controle Ambiental na Região da UHE de Tucuruí, Relatório Setorial, Sub-Projeto Esquistossomose, Período Julho/Dezembro 1985. INPA, Manaus, AM. 12 p.
- de Merona, B. 1985. Les peuplements de poissons et la pêche dans le bas Tocantins (Amazonie Brésilienne) avant la fermeture du barrage de Tucuruí. *Verhandlungen International Vereinigung für Limnologie* 22: 2.698-2.703.
- Diário Oficial da União*. 16 de agosto de 1979, Seção 1, Parte 1, p. 11.705. Portaria No. 1.654 de 13 de agosto de 1979, Ministério das Minas e Energia. Brasília, DF.
- dos Santos, M.A. & do Nascimento, J.A.S. 1995. A inserção regional de empreendimentos hidrelétricos: uma discussão acerca da tecnologia, o espaço e o meio ambiente. *Cadernos de Geociências* 14: 29-37.
- Dwyer, A. 1990. *Into the Amazon*. Key Reporter Books, Toronto, Canadá. 250 p.

- Fearnside, P.M. 1989. Brazil's Balbina Dam: Environment versus the legacy of the pharaohs in Amazonia. *Environmental Management* 13(4): 401-423.
- Fearnside, P.M. 1995a. Hydroelectric dams in the Brazilian Amazon as sources of 'greenhouse' gases. *Environmental Conservation* 22(1): 7-19.
- Fearnside, P.M. 1995b. Os impactos ecológicos das grandes barragens. p. 100-115. In: L.P. Rosa, L. Sigaud & E.L. La Rovere (eds.) *Estado, Energia Elétrica e Meio Ambiente: O Caso das Grandes Barragens*. Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ), Rio de Janeiro, RJ. 184 p.
- Fearnside, P.M. 1996. Hydroelectric dams in Brazilian Amazonia: Response to Rosa, Schaeffer & dos Santos. *Environmental Conservation* 23(2): 105-108.
- Fearnside, P.M. 1997. Greenhouse-gas emissions from Amazonian hydroelectric reservoirs: The example of Brazil's Tucuruí Dam as compared to fossil fuel alternatives. *Environmental Conservation* 24: 64-75.
- Fearnside, P.M. 1999a. Social Impacts of Brazil's Tucuruí Dam. *Environmental Management* 24(4): 485-495.
- Fearnside, P.M. 1999b. Impactos sociais da barragem de Tucuruí. p. 219-244 In: R. Henry (ed.) *Ecologia de Reservatórios: Estrutura, Função e Aspectos Sociais*. Universidade Estadual Paulista (UNESP), Botucatu, SP. 799 p.
- Fearnside, P.M. & R.I. Barbosa. 1996a. Political benefits as barriers to assessment of environmental costs in Brazil's Amazonian development planning: The example of the Jatapu Dam in Roraima. *Environmental Management* 20(5): 615-630.
- Fearnside, P.M. & R.I. Barbosa. 1996b. The Cotingo Dam as a test of Brazil's system for evaluating proposed developments in Amazonia. *Environmental Management* 20(5): 631-648.
- Fernandes, R.J., A.F. Guimarães, E.D. Bidone, L.D. de Lacerda & W.C. Pfeiffer. 1990. Monitoramento por mercúrio na área do Projeto Carajás. p.211-228. In: S. Hacon, L.D. de Lacerda, W.C. Pfeiffer & D. Carvalho (eds.) *Riscos e Conseqüências do Uso do Mercúrio*. FINEP, Rio de Janeiro, RJ.
- Gazeta Mercantil* [São Paulo]. 7 de abril de 1990. "Mantida a concessão de incentivos para a produção de alumínio".
- Gitlitz, J. 1993. The relationship between primary aluminum production and the damming of world rivers. (IRN Working Paper 2). International Rivers Network (IRN), Berkeley, California, EUA. 151 p.
- Goodland, R.J.A. 1978. *Environmental Assessment of the Tucuruí Hydroproject, Rio Tocantins, Amazonia, Brazil*. ELETRONORTE, Brasília, DF. 168 p.
- Harada, M. 1976. Intrauterine poisoning: Clinical and epidemiological studies and significance of the problem. *Bulletin of the Institute of Constitutional Medicine, Kumamoto University* 25 (suppl.): 1-32.
- Heinsdijk, D. 1958. *Report to the Government of Brazil on a Forestry Inventory in the Amazon Valley (Part Two) (Region between Rio Xingú and Rio Tapajós)*, FAO Report No. 949, Project No. BRA/FO, Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO), Roma, Itália. 94 p.
- Hino, K. *et al.* 1987. Influência da barragem da Usina Hidroelétrica de Tucuruí nos teores de oxigênio dissolvido a jusante, Rio Tocantins (PA). ELETRONORTE, Brasília, DF.
- IDB (Interamerican Development Bank). 2002. Termos de referência: Elaboração do Plano Estratégico de Recursos Hídricos da Bacia Hidrográfica dos rios Tocantins e Araguaia. IDB, Washington, DC. 18 p. (<http://www.iadb.org/regions/re1/br/tocantins/plano.pdf>)
- Indriunas, L. 1998. "FHC inaugura obras em viagem ao Pará". *Folha de São Paulo*, 14 de junho de 1998, p. I-7.
- Informe Jurídico*. 1992. "Sentença estabelece recomendações sobre Tucuruí e outras hidrelétricas da Amazônia". *Informe Jurídico* [Comissão Pró-Índio de São Paulo, São Paulo] 3(19-20): 4-5.
- International Water Tribunal. 1991. Case of (i) Pro-Indian Commission of São Paulo (CPI), São Paulo, Brazil, (ii) Coordinating Committee of those Affected by Dams in the Amazon, Altamira (Pará), Brazil. Sentença datada 21 de fevereiro de 1991, Amsterdã, Países Baixos. 3 p.
- Jornal do Brasil*. [Rio de Janeiro]. 17 abr 1990. "Subsídio do alumínio é de US\$ 1,25 bilhão".
- Junk, W.J. & J.A.S.N. de Mello. 1987. Impactos ecológicos das represas hidrelétricas na bacia amazônica brasileira. p. 367-385. In: G. Kohlhepp & A. Schrader (eds.) *Homem e Natureza na Amazônia*. Tübinger Geographische Studien 95 (Tübinger Beiträge zur Geographischen Lateinamerika-Forschung 3). Geographisches Institut, Universität Tübingen, Tübingen, Alemanha. 507 p.
- Lebel, J., D. Mergler, M. Lucotte, M. Amorim, J. Dolbec, D. Miranda, G. Arantes, I. Rheault & P. Pichet. 1996. Evidence of early nervous system dysfunction in Amazonian populations exposed to low-levels of methylmercury. *NeuroToxicology* 16: 157-167.
- Leite, R.A.N. & M.M. Bittencourt. 1991. Impacto de hidroelétricas sobre a ictiofauna amazônica: O exemplo de Tucuruí. p. 85-100. In: A.L. Val, R. Fighuolo & E. Feldberg (eds.) *Bases Científicas para Estratégias de Preservação e Desenvolvimento da Amazônia: Fatos e Perspectivas, Vol. 1*. INPA, Manaus, AM.
- Leino, T. & M. Lodenius. 1995. Human hair mercury levels in Tucuruí area, State of Pará, Brazil. *The Science of the Total Environment* 175: 119-125.
- Lobo, T. 1989. "Brasil exporta produtos que consomem muita energia". *Jornal do Brasil*, 09 de julho de 1989, p. I-26.
- Magalhães, S.B. 1990. Tucuruí: A relocation policy in context. In: L.A.O. Santos & L.M.M. de Andrade (eds.) *Hydroelectric Dams on Brazil's Xingu River and Indigenous Peoples*. Cultural Survival, Cambridge, Massachusetts, EUA. p. 105-114 (Cultural Survival Report 30).
- Monosowski, E. 1990. Lessons from the Tucuruí experience. *Water Power and Dam Construction* February 1990: 29-34.

- Mougeot, L.J.A. 1986. Aménagements hydro-électriques et réinstallation de populations en Amazonie: Les premières leçons de Tucuruí, Pará. *Cahiers des Sciences Humaines (ORSTOM)* 22(3-4): 401-417.
- Mougeot, L.J.A. 1987. O reservatório da Usina Hidrelétrica de Tucuruí, Pará, Brasil: Uma avaliação do programa de reassentamento populacional (1976-85). p. 387-404. In: G. Kohlhepp & A. Schrader (eds.) *Homem e Natureza na Amazônia*. Tübinger Geographische Studien 95 (Tübinger Beiträge zur Geographischen Lateinamerika-Forschung 3). Geographisches Institut, Universität Tübingen, Tübingen, Alemanha. 507 p.
- Mougeot, L.J.A. 1990. Future hydroelectric development in Brazilian Amazonia: Towards comprehensive population resettlement. p. 90-129. In: D. Goodman & A. Hall (eds.) *The Future of Amazonia: Destruction or Sustainable Development?* MacMillan, London, Reino Unido. 419 p.
- Odinetz-Collart, O. 1987. La pêche crevette de *Macrobrachium amazonicum* (Palaemonidae) dans le Bas-Tocantins, après la fermeture du barrage de Tucuruí (Brésil). *Revue d'Hydrobiologie Tropicale* 20(2): 131-144.
- Pfeiffer, W.C. & L.D. de Lacerda. 1988. Mercury inputs into the Amazon Region, Brazil. *Environmental Technology Letters* 9: 325-330.
- Pinto, L.F. 1991a. Sem título. 2ª Reunião Sobre a CPI do Meio Ambiente. 22.04.91. Transcrito oficial do depoimento, Comissão Parlamentar sobre o Meio Ambiente, Assembléia Legislativa do Estado do Pará, Belém, PA. paginação irregular.
- Pinto, L.F. 1991b. *Amazônia: A Fronteira do Caos*. Falangola, Belém, PA. 159 p.
- Porvari, P. 1995. Mercury levels in fish in Tucuruí hydroelectric reservoir and in River Moju in Amazonia, in the state of Pará, Brazil. *Science of the Total Environment* 175: 109-117.
- Rosa, L.P., L. Sigaud & E.L. La Rovere. 1995. Introdução. p. 5-7. In: L.P. Rosa, L. Sigaud & E.L. La Rovere (eds.) *Estado, Energia Elétrica e Meio Ambiente: O Caso das Grandes Barragens*. Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ), Rio de Janeiro, RJ. 184 pp.
- Roulet, M. & M. Lucotte. 1995. Geochemistry of mercury in pristine and flooded ferralitic soils of a tropical rain forest in French Guiana, South America. *Water, Air, and Soil Pollution* 80: 1.079-1.088.
- Roulet, M., M. Lucotte, I. Rheault, S. Tran, N. Farella, R. Canuel, D. Mergler & M. Amorim. 1996. Mercury in Amazonian soils: Accumulation and release. p. 453-457. In: S.H. Bottrell (ed.) *Proceedings, Fourth International Symposium on the Geochemistry of the Earth's Surface*. Ilkely, Reino Unido.
- Schönenberg, R. 1994. Environmental conflicts in the Amazon region of Brazil. Report to Environment and Conflicts Project (ENCOP), Swiss Peace Foundation, Berne, Suíça & Center for Security Studies and Conflict Research, Zurich, Suíça. 55 p.
- Sigaud, L. 1990. Social implications of the electric sector policy. p. 97-104. In: L.A.O. Santos & L.M.M. de Andrade (eds.) *Hydroelectric Dams on Brazil's Xingu River and Indigenous Peoples*. Cultural Survival, Cambridge, Massachusetts, EUA, (Cultural Survival Report 30).
- Silva, A.M. 1991. Requerimento No. 009/91. Requerimento ao Assembléia Legislativa do Estado do Pará, 11 de março de 1991. 5 p.
- Silva-Forsberg, M.C., B.R. Forsberg & V.K. Zeidemann. 1999. Mercury contamination in humans linked to river chemistry in the Amazon Basin. *Ambio* 28(6): 519-521.
- Tadei, W.P., B.M. Mascarenhas & M.G. Podestá. 1983. Biologia de anofelinos amazônicos. VIII. Conhecimentos sobre a distribuição de espécies de *Anopheles* na região de Tucuruí-Marabá (Pará). *Acta Amazonica* 13(1): 103-140.
- Tadei, W.P., V.M. Scarpassa & I.B. Rodrigues. 1991. Evolução das populações de *Anopheles* e de *Mansonia*, na área de influência da Usina Hidrelétrica de Tucuruí (Pará). *Ciência e Cultura* 43(7) (supl.): 639-640.
- Teixeira, M.G.C. 1996. *Energy Policy in Latin America*. Ashgate Publishing, Aldershot, Reino Unido. 348 p.
- World Rivers Review*. 1991. "Tucuruí protestors occupy ELETORNORTE offices". *World Rivers Review* 6(5): 1 & 12.
- Young, J.E. 1991. Discarding the throwaway society. Worldwatch Institute, Washington, DC, EUA. 45 p. (Worldwatch Paper No. 101).

Capítulo 3



Impactos Ambientais da Barragem de Tucuruí: Lições Ainda Não Aprendidas para o Desenvolvimento Hidrelétrico na Amazônia

Philip M. Fearnside

Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA)
Av. André Araújo, 2936 - CEP: 69.067-375, Manaus, Amazonas, Brasil.
E-mail: pmfearn@inpa.gov.br

Tradução de:

Fearnside, P.M. 2001. Environmental impacts of Brazil's Tucuruí Dam: Unlearned lessons for hydroelectric development in Amazonia. *Environmental Management* 27(3): 377-396. Doi: 10.1007/s002670010156

RESUMO

A hidrelétrica de Tucuruí oferece valiosas lições para melhorar a tomada de decisões sobre grandes obras públicas na Amazônia e em outros lugares. Junto com os impactos sociais, que foram revisados em outro trabalho, os custos ambientais do projeto são significativos. Custos monetários incluem os custos de construção e de manutenção, e os custos de oportunidade dos recursos naturais (tais como madeira) e do dinheiro investido pelo governo brasileiro. Custos ambientais incluem a perda de floresta, que provoca tanto a perda de ecossistemas naturais como a emissão de gases de efeito estufa. Ecossistemas aquáticos são fortemente afetados pelo bloqueio de migração de peixes e pela criação de ambientes anóxicos. A decomposição da vegetação deixada no reservatório cria água anóxica e também produz metano e fornece condições para a metilização do mercúrio. Os desfolhantes foram considerados por remover a floresta na área de submersão, mas os planos foram abortados no meio de uma controvérsia pública. Outra controvérsia cercou impactos de desfolhantes para suprir a rebrota ao longo da linha de transmissão. Medidas mitigatórias incluíram o salvamento arqueológico e de fauna e a criação de um “banco de germoplasma” em uma ilha no reservatório. A tomada de decisões no caso de Tucuruí era praticamente sem nenhuma influência de estudos ambientais, que foram realizados simultaneamente com a construção da obra. A barragem antecede a exigência, de 1986, a uma avaliação de impacto ambiental. Apesar das limitações, os resultados das pesquisas fornecem valiosas informações para represas futuras. O uso extenso para as relações públicas do esforço de pesquisa e das medidas mitigatórias, tais como o salvamento da fauna, era evidente. A tomada de decisões foi estreitamente ligada à influência de empresas de construção, o exército, e interesses financeiros estrangeiros no projeto da construção e do uso da energia elétrica resultante (a maioria da qual é usada para beneficiamento de alumínio). Custos sociais e ambientais não receberam praticamente nenhuma consideração quando foram tomadas as decisões, um resultado facilitado por uma cortina de sigilo que cerca muitos aspectos do projeto. Apesar de melhorias no sistema brasileiro de avaliação de impacto ambiental desde a época em que o reservatório de Tucuruí foi enchido em 1984, muitas características essenciais do sistema de tomada de decisões permanecem inalteradas.

INTRODUÇÃO: A HIDRELÉTRICA DE TUCURUÍ

O trabalho atual revisará impactos ambientais da barragem de Tucuruí, as medidas mitigatórias que foram ou não tomadas, a maneira com que os estudos ambientais foram levados a cabo e divulgados, e o papel que estas considerações tiveram (ou não) no processo de tomada de decisões. Dado os planos ambiciosos para desenvolvimento hidrelétrico na Amazônia, muito uso poderia ser feito das lições de Tucuruí, a barragem mais poderosa da Amazônia (Figura 1).



Figura 1. A Barragem de Tucuruí.

É pretendido que o presente trabalho sirva como complemento a um trabalho companheiro sobre os impactos sociais de Tucuruí (Fearnside, 1999). O trabalho companheiro cobre impactos sobre populações indígenas, reassentamento de população deslocada, perda de peixes e de outros recursos para residentes a jusante, e problemas de saúde, tais como a malária, uma praga de mosquitos do gênero *Mansonia*, e a acumulação de mercúrio nos peixes no reservatório e nas pessoas que os comem. Também explica como a indústria de alumínio subsidiada que consome dois-terços da energia de Tucuruí destorce a economia energética brasileira inteira e conduz a altos impactos na medida em que outras barragens (tais como Balbina) são construídas para fornecer energia as cidades que poderiam ter sido abastecidas pela Tucuruí, caso a produção de Tucuruí não tivesse estado anteriormente comprometida para suprir as usinas de alumínio em Barcarena e São Luís. A geração de emprego é mínima na indústria de alumínio.

A Amazônia brasileira atualmente tem quatro barragens hidrelétricas consideradas “grandes” (> 10 megawatts [MW] de capacidade instalada): Curuá-Una, Pará (72 km², 40 MW, completado em 1977), Tucuruí, Pará (2.430 km², para 4.490 MW, completado em 1984 e aumentado para 8.379 MW e 2.850 km² entre 1998 e 2010), Balbina, Amazonas (2.360 km² para 250 MW, completado em 1987), e Samuel, Rondônia (540 km², 217 MW, completado em 1988). Um total de 79 represas é planejado, totalizando 100.000 km² (Brasil, Eletrobrás, 1987, p. 150; veja Fearnside, 1995a), ou aproximadamente 3% da floresta amazônica brasileira.

Tucuruí foi construída no rio Tocantins, no Estado do Pará, em um local propício para geração

de energia (Figura 2). A área de 758.000 km² da bacia hidrográfica a montante do local da barragem fornece um fluxo médio anual calculada em 11.107 m³/s (variação: 6.068-18.884 m³/s), com uma queda vertical de 60,8 m ao nível normal operacional de 72 m acima do nível médio do mar (Brasil, ELETRONORTE, 1989, p. 46, 51, 64). Isto contrasta com a situação em Balbina, onde uma bacia hidrográfica pequena e topografia plana resulta em um reservatório de tamanho semelhante ao de Tucuruí, mas com uma represa que gera muito menos energia. Enquanto a experiência de Balbina também contém muitas lições para o desenvolvimento hidrelétrico futuro no Brasil (Fearnside, 1989a), funcionários da ELETRONORTE frequentemente descartam essas como irrelevantes, com base na



Figura 2. A: A Amazônia Legal com locais mencionados no texto, B: o Tucuruí Dam área, C: mais baixo fim do reservatório, inclusive o braço de Caraipé.

crença de que a Balbina está tão carregada, com falhas óbvias que é uma aberração que nunca será repetida devido a melhorias subsequentes na consideração do meio ambiente na tomada de decisões.⁽¹⁾ Tucuruí, diferente de Balbina, sempre foi defendida pela ELETRONORTE como um exemplo de desenvolvimento hidrelétrico na Amazônia.

Uma segunda fase do projeto de Tucuruí, conhecido como Tucuruí-II, iniciou construção em 1998 (Consórcio Brasiliana, 2000, Tomo II, p. 318). Esta é uma das prioridades mais esperadas no programa “Avança Brasil” do governo federal (<http://www.a.brasil.gov.br>). Tucuruí-II elevou a capacidade instalada para 8.370 MW e foi completado em 2010.

CUSTOS MONETÁRIOS DE TUCURUÍ

Custos de construção

Estimativas oficiais do custo de Tucuruí-I subiram de US\$2,6 bilhões para US\$5,1 bilhões na medida em que a barragem e seus planos evoluíram, principalmente como resultado de demoras e mudanças no desenho e nos materiais (Brasil, ELETRONORTE, 1989, p. 423). Estas estimativas são expressadas em dólares em 1986 e incluem juros pagos durante o período de construção (mas não depois disso). Lúcio Flávio Pinto calculou um custo (a partir de 1991) de US\$8 bilhões (incluindo os juros sobre a dívida) para

a barragem com a usina de 4.000 MW (Tucuruí-I), ou US\$2.000/kW esperado de capacidade instalada. O custo de Tucuruí-II foi de US\$1,25 bilhões (Indriunas, 1998).

Custos de manutenção

A água no reservatório de Tucuruí tem um tempo de residência médio de 51 dias (Brasil, ELETRONORTE, 1988, p. 124), porém, as extremidades do reservatório têm tempo de residência mais longos que a média. O braço de Caraipé do reservatório é alimentado por um fluxo pequeno e é conectado ao corpo principal do reservatório por uma foz estreita (Figura 2c, Figura 3). Este braço de 27.000 ha do reservatório tem um tempo de reposição de sete anos (J. Revilla Cardenas, comunicação pessoal, 1991). Uma parte do fundo do braço de Caraipé foi terraplanada antes do enchimento em um esforço para minimizar a decomposição da biomassa. O tempo de reposição longo com a vegetação decompondo na represa resulta na produção de ácidos que podem causar corrosão das turbinas (veja Fearnside, 1989a).

O chefe do departamento de engenharia civil da ELETRONORTE em Tucuruí afirmou que nenhuma corrosão das turbinas aconteceu, e que nenhuma turbina foi afastada ou substituída (Paulo Edgar Dias Almeida, comunicação pessoal, 1991).



Figura 3. O braço de Caraipé do reservatório que tem um tempo de reposição de sete anos, assim levando a péssima qualidade de água com a decomposição da vegetação.

Houve alguma cavitação da turbina, embora isto é descrito como um evento normal e que foi consertado soldando com prata. Turbinas não são o único equipamento pelo qual a água ácida do reservatório tem que passar, e algumas das outras peças do equipamento sofreram corrosão. Tubos pequenos (5-8 cm de diâmetro) às vezes foram bloqueados por depósitos de cálcio causados por reação da água com o cimento. Os depósitos são tirados pelas equipes de manutenção do departamento de engenharia civil.

Outro problema que tem sido relatado é interferência de troncos afundados e rolantes, assim afetando as estruturas auxiliares e a navegação (Monosowski, 1990, p. 32). Nenhuma informação está disponível sobre a severidade ou duração deste problema.

Custos de oportunidade

Parte do custo da decisão para construir Tucuruí não é o dinheiro gasto na construção, mas o que poderia ter sido feito com a terra, mão-de-obra e dinheiro dedicados ao projeto. Uma perda óbvia é os $13-14 \times 10^6 \text{ m}^3$ de madeira que eram submergidos (Monosowski, 1990, p. 32). Uma porção modesta desta madeira foi recuperada por exploração das partes submergidas dos troncos de espécies valiosas usando uma motosserra subaquática (por exemplo, Brasil, ELETRONORTE, 1992).

Madeira não é o único valor da floresta perdido com a inundação. Usos não-madeireiros da floresta também têm valor. Castanha do Pará (*Bertholletia excelsa*) era comum na área de submersão. Ainda não são explorados comercialmente muitos produtos de floresta de não-madeiras; os usos de muitos produtos potencialmente importantes nem mesmo são conhecidos ainda. Perda de floresta implica tanto na perda do estoque de usos potenciais como na perda do valor da biodiversidade, independente de cálculos utilitários. Nossa habilidade pouca desenvolvida para colocar um valor na perda da floresta tropical não diminui a realidade destas perdas, embora as exclui efetivamente de consideração em quase toda tomada de decisões sobre projetos que conduzem para destruição da floresta.

Outros recursos na área de submersão também estão perdidos, inclusive minerais. A área continha alguns diamantes que estavam sendo explorados antes de encher o reservatório (Junk & de Mello, 1987, p. 371).

Dinheiro gasto na hidrelétrica também tem um custo de oportunidade. Se verbas governamentais não tivessem sido gastos em Tucuruí, elas poderiam ter sido usadas para saúde, educação, ou investimento em atividades produtivas que criam mais emprego para a população local, do que faz o alumínio fundindo com a energia da usina. O mesmo custo de oportunidade que aplica ao dinheiro, também aplica ao uso da energia da hidrelétrica: praticamente qualquer uso de energia diferente do beneficiamento de alumínio geraria muito mais benefício para a população brasileira (veja Fearnside, 1999).

Apesar de recomendações que 85% da vegetação sejam removidos da área a ser inundada, ELETRONORTE adotou um plano para desmatar apenas 30% (*A Província do Pará*, 15 de junho de 1982; Monosowski, 1986). Exploração seletiva de essências madeireiras de valor comercial recebeu prioridade mais alta, embora isto foi levado a cabo em apenas uma pequena parte da área, sendo um resultado combinado de vários problemas. Valiosas espécies estavam presentes a densidades mais baixas que originalmente previsto: a estimativa inicial de $20 \times 10^6 \text{ m}^3$ (*Brasil Florestal*, 1979) caiu, por degraus, a $11 \times 10^6 \text{ m}^3$ e depois para $6 \times 10^6 \text{ m}^3$ (Pereira, 1982). A CAPEMI (Caixa de Pecúlio dos Militares), o fundo de pensão militar que segurou a concessão de exploração madeireira, era completamente sem experiência com operações de exploração madeireira; entre outros problemas, equipamento encomendado em um contrato de US\$100 milhões com uma empresa francesa (Maison Lazard Frères) foi inapropriado e o contrato foi cancelado (Pereira, 1982). O curto prazo disponível antes de encher o reservatório contribuiu para tornar inviáveis os planos para exploração madeireira, mas os cinco anos que decorreram entre a seleção de CAPEMI em 1979 (*Jornal do Brasil*, 10 de julho de 1979) e a conclusão da barragem deveria ter permitido a remoção de muito mais madeira (no entanto, o cronograma original para construção visava completar a barragem antes de 1982). Depois de começar a operação de exploração madeireira, a CAPEMI convidou o Projeto Jari a se juntar no empreendimento. O Jari enviou seus gerentes de serraria, que ficavam chocados pela incompetência técnica do pessoal da CAPEMI e optaram de não se unirem ao esquema (engenheiros da serraria do projeto Jari, comunicação pessoal, 1983).

A CAPEMI faliu em 1983, no meio de um escândalo financeiro (*A Crítica*, 04 de fevereiro de 1983), depois de desmatar apenas 0,5% da área de

submersão e apenas 10% da área que foi contratada para ser cortada (Barham & Caufield, 1984). Uma área adicional adjacente à represa foi desmatada pela ELETRONORTE. Presumindo que toda esta “área crítica” de 100 km² realmente foi cortada, o total desmatado seria 5% do reservatório (veja Monosowski, 1986). A ELETRONORTE também afirmou ter desmatado 330 km² (Brasil, ELETRONORTE, 1992) e 400 km² (Brasil, ELETRONORTE, 1985, folha de errata que corrige p. 9).

Também foi esperado remover madeira para carvão vegetal, além de madeira para serraria. Inicialmente, era esperado que 11×10^6 m³ de madeira para carvão fosse extraídos antes do enchimento da represa (*Brasil Florestal*, 1979). Praticamente nenhuma madeira foi extraída. Cinco anos depois de encher o reservatório, quatro grandes serrarias e uma usina de ferro gusa em Marabá concordaram em colher os 6×10^6 m³ aproveitáveis de madeira comercial que foram calculados a estarem presentes no reservatório (Chiaretti, 1990). A madeira seria usada para carvão para fabricação de ferro gusa. Aparentemente, muito pouco disto foi colhido de fato.

CUSTOS AMBIENTAIS

Perda de floresta

Perda de ecossistemas naturais. A área da superfície de água do reservatório, no nível de água de 72 m acima do nível do mar, era oficialmente 2.430 km² (Brasil, ELETRONORTE, s/d [1987], p. 24-25). Mensurações de imagens de LANDSAT de 1989 indicam 2.247 km² de água (Fearnside, 1995a). As estimativas do mesmo estudo para a área do leito fluvial no reservatório indicam 321 km², baseado em um comprimento de reservatório de 170 km (Juras, 1988) e uma largura média de 1.891 m, medida de imagens em escala 1:250.000 de radar aerotransportado de visão lateral (SLAR) produzidas pelo projeto RADAMBRASIL (Brasil, Projeto RADAMBRASIL, 1981). O desmatamento prévio, feito pelos agricultores e pecuaristas na área de submersão, totalizou 143 km² (Brasil, ELETRONORTE, 1992, p. 21). A floresta perdida pela inundação ou pela quantia pequena de desmatamento feita pela ELETRONORTE antes de encher era, então, $2.247 - 321 - 143 = 1.783$ km².

A sucessão de estimativas da área do reservatório de Tucuruí representa um padrão infeliz em represas amazônicas, com áreas realmente inundadas

excedendo em muito as áreas calculadas na ocasião em que são tomadas as decisões sobre a construção da barragem. O estudo de viabilidade de Tucuruí-I calculou a área de reservatório em apenas 1.630 km² (Brasil, ELETRONORTE, 1974, p. 1-6). A área é de 2.247 km², medida de LANDSAT (Fearnside, 1995a), é 38% maior. O planejando de barragens hidrelétricas passa por uma sucessão de fases, denominadas “inventário” (completado em 1975 para a bacia do Tocantins-Araguaia), “viabilidade” (completado em dezembro de 1974), “projeto básico” (completado em junho de 1975), e “projeto executivo”. Era esperado que Tucuruí tivesse um nível normal de operação de 70 m acima do nível do mar nas primeiras duas fases de desenho, mas isso foi elevado para 72 m nas duas fases finais. A área aumentou de 1.630 km² nas primeiras duas fases para 2.160 km² no projeto básica e 2.430 km² no projeto executiva (Brasil, ELETRONORTE, 1989, p. 25). Além da área diretamente inundada pelo reservatório, calcula-se que as 1.800 ilhas ao nível de água de 72 m totalizam 3.500 km² (Brasil, ELETRONORTE, 1988, Seção 2.1, p. 1).

As áreas dadas acima referem ao reservatório ao nível de Tucuruí-I, 72 m acima do nível do mar. O plano original para Tucuruí-II pedido a elevação do nível de água até 74 m acima do nível do mar (Brasil, ELETRONORTE, 1989, p. 25). A área aumentaria de 2.430 km² para 2.635 km² à cota de 74 m (Brasil, ELETRONORTE, 1989, p. 243). Mapas topográficos preparados para calcular as áreas que seriam inundadas durante a fase inicial eram muito incertos, e várias áreas foram inundadas por Tucuruí-I que foram indicadas como estando abaixo a marca de 72 m (forçando um número significativo de agricultores a serem assentados de novo ou a permanecerem com parte das suas terras debaixo d'água). No caso da represa atual (Tucuruí-I), o efeito líquido de erros no mapa topográfico era de aumentar o tamanho do reservatório em mais de 300 km², embora algumas áreas que eram esperadas a serem submergidas permaneceram acima da lâmina d'água. Funcionários da ELETRONORTE reconheceram que aumentar a água acima do nível atual de 72 m seria politicamente imprático, devido ao desalojamento de população, e afirmam que estão planejando operar Tucuruí-II sem aumentar mais o nível de água (John Denys Cadman, comunicação pessoal, 1996) (Obs.: afiliações de todos os indivíduos citados estão apresentados no Apêndice). O volume menor de armazenamento de água no

reservatório de Tucuruí presumivelmente seria compensado por maior regulamento do fluxo do rio por represas a montante.

Disto deveria se lembrar que Balbina já deixou um precedente infeliz da ELETRONORTE encher os reservatórios até níveis acima daqueles que foram previamente anunciados nos planos operacionais. A Balbina seria operada a uma cota de 46 m acima do nível do mar (Brasil, ELETRONORTE, 1987; Neumann, 1987), mas a ELETRONORTE, ao invés disso, encheu a represa diretamente até a marca de 50 m, e até mesmo alcançou 50,2 m antes das comportas serem abertas (Fearnside, 1989a).

Independente disso mais área é inundada em Tucuruí propriamente dito, o esquema de Tucuruí-II requereria regular o fluxo do rio Tocantins, construindo a hidrelétrica de Santa Isabel no rio Araguaia, o primeiro grande tributário a montante de Tucuruí (Paulo Edgar Dias Almeida, comunicação pessoal, 1991). Os impactos disto não foram considerados na proposta de Tucuruí-II.

A Tucuruí-II foi inicialmente apresentada pela ELETRONORTE como sendo uma mera continuação de um projeto de construção em andamento desde antes de 23 de janeiro de 1986, quando entrou em vigor a exigência de um Relatório de Impacto sobre o Meio Ambiente (RIMA). No dia 15 de junho de 1998, durante uma visita a Tucuruí, o Presidente Fernando Henrique Cardoso assinou a ordem que liberou verbas para Tucuruí-II (Indriunas, 1998), sem um estudo de impacto ambiental. Apenas 21 dias antes da ordem ser assinada, uma representante do Departamento de Meio Ambiente, da ELETRONORTE, declarou publicamente que um estudo ambiental estava em andamento, mas ainda não completado (Andréa Figueiredo, declaração pública, 25 de maio de 1998).

A perda de floresta causada pela Tucuruí não é limitada à área inundada. Desmatamento também é feito por pessoas retiradas da área de submersão, junto com outras pessoas que vão à área por causa de suas estradas, mercado e oportunidades de emprego não agrícola (Schmink & Wood, 1992). Muito da margem do reservatório já foi desmatado. O desmatamento por pessoas deslocadas foi maior que teria sido na ausência de Tucuruí porque uma praga de mosquitos do gênero *Mansonia* causou muitos problemas à população que tinha sido assentada na Gleba Parakanã a se mudar para uma nova

área de assentamento ao longo de estradas construídas por cortadores de mógno que unem a rodovia Transamazônica com a cidade de Tucumã.

Emissões de gases de efeito estufa. Um dos impactos de represas hidrelétricas na Amazônia, é emissão de gases de efeito estufa, tais como o gás carbônico (CO₂) e o metano (CH₄). A energia hidrelétrica é frequentemente promovida pelas autoridades governamentais como sendo uma “fonte limpa” de energia, em contraste com combustíveis fósseis (por exemplo, de Souza, 1996). Embora as contribuições de combustíveis fósseis para o efeito estufa são bem conhecidas, as hidrelétricas não estão livres de impacto. A relação impacto/benefício, varia tremendamente entre represas, de acordo com a produção de energia delas: Tucuruí tem um saldo muito mais favorável do que, por exemplo, Balbina (Fearnside, 1995a, 1996; Rosa *et al.*, 1996a). Tucuruí-I tem 1,63 Watts (W) de capacidade instalada por m² de superfície de reservatório, enquanto a densidade energética média para o potencial hidrelétrico inteiro da região amazônica (*i.e.*, a lista do Plano 2010) foi calculada pela Eletrobrás em apenas 1 W/m² (Rosa *et al.*, 1996b, p. 6). A cifra equivalente para os 5.537 km² de superfície de água nas quatro grandes represas existentes (cuja capacidade instalada totaliza 4.490 MW) é 0,81 W/m², ou somente a metade da densidade energética de Tucuruí.

Emissões de gases de efeito estufa do reservatório de Tucuruí, foram calculadas durante um único ano (1990) (Fearnside, 1995a). Essa análise estava subsequentemente estendida de um único ano para computar a quantia e o momento de liberação de emissões ao longo de um período de 100 anos, que poderia ser comparado, então, com as emissões que seriam produzidas gerando a mesma quantia de energia a partir de combustíveis fósseis (Fearnside, 1997). Fatores considerados, incluíram o estoque inicial e a distribuição do carbono, taxas e caminhos de decomposição (conduzindo ao gás carbônico e ao metano), e perdas de energia em linhas de transmissão. Fatores não consideradas incluíram a degradação da floresta nas ilhas e nas margens do reservatório, fontes de óxido nitroso em zonas de deplacionamento e linhas de transmissão, caminhos de emissão de metano adicional para liberação de árvores em pé, a passagem de água pelas turbinas, etc. Também não foram incluídas as emissões da fase de construção, nem as emissões do desmatamento feito por pessoas deslocadas pelo projeto (nem as pessoas atraídas pelo mesmo).

Geração de energia hidrelétrica produz um grande pulso de emissão de gás carbônico nos primeiros anos depois de encher o reservatório, enquanto a geração térmica produz um fluxo constante de gases em proporção à energia gerada. A molécula média de gás carbônico na carga atmosférica contribuída por Tucuruí entra na atmosfera 15 anos mais cedo que a molécula média na carga comparável que seria produzida pela geração a partir de combustível fóssil (Fearnside, 1997). Isto significa que, considerando um horizonte de tempo de 100 anos, uma tonelada de CO₂ emitida por Tucuruí tem mais impacto sobre o efeito estufa do que uma tonelada emitida por combustível fóssil, tanto com, como sem a aplicação de uma taxa de desconto sobre os gases de efeito estufa. Se uma taxa de desconto for aplicada, então o impacto relativo da opção hidrelétrica é aumentado. Com zero desconto, a Tucuruí é 4,5 vezes melhor que a geração de combustível fóssil (considerando apenas o reservatório, como explicado acima). A baixas taxas de desconto anuais (1-2%), a atratividade de Tucuruí, embora menos que seria sem descontar, ainda é 3-4 vezes melhor que a geração usando combustível fóssil. Se a taxa de desconto alcançar 15% ao ano, a situação é invertida, e a geração de combustível fóssil fica mais atraente de uma perspectiva de efeito estufa. Ainda não foi decidido se uma taxa de desconto maior que zero (ou qualquer meio alternativo de ponderação por preferência temporal) será adotado na mitigação do efeito estufa sob o Protocolo de Kyoto, da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. Uma decisão é provável no futuro próximo.

A maioria do impacto de efeito estufa nos cálculos anteriores vem do CO₂ liberado pela decomposição aérea de madeira: em 1990, o CO₂ contribuiu com 83% e o CH₄ com 17%, se for considerado o potencial de aquecimento global de 21 para CH₄ para o impacto de uma tonelada deste gás relativo a uma tonelada de CO₂, usado pelo Painel Intergovernmental sobre Mudança de Clima (IPCC) (Schimel *et al.*, 1996, p. 121). Na análise anterior, foi presumido que as emissões de metano seriam relativamente constantes ao longo do horizonte de tempo, e os valores estavam baseados em dados publicados sobre lagos de várzea (veja Fearnside, 1995a, p. 15). Estudos recentes em outros reservatórios indicam um grande pico em emissões

de metano nos primeiros anos depois de encher, seguido por um declínio (Duchemin *et al.*, 2000).

Uma estimativa revisada das emissões de Tucuruí (Fearnside, 2002) usa dados de emissão de metano informados por Rosa *et al.* (1996b,c, 1997) e áreas cobertas de macrófitas baseadas em imagens de LANDSAT de 1988 interpretadas por Novo & Tundisi (1994). A área de macrófitas é maior nos primeiros anos de formação do reservatório, contribuindo para um grande pulso de emissões de metano durante estes anos e para um impacto aumentado da geração hidrelétrica relativo aos combustíveis fósseis, quando é aplicado uma taxa de desconto aos impactos das emissões.

Uma área grande do fundo de reservatório fica exposta sazonalmente (Figura 4). Considerando o nível mínimo operacional de 58 m acima do nível do mar para Tucuruí-I (Brasil, ELETRONORTE, 1989, p. 64), esta área ocupa 858 km² (Fearnside, 1995a, p. 13). Quando inundada, a área de deplecionamento tem condições ideais para geração de metano, assim como também para metilação de mercúrio no solo. No reservatório de Samuel, por exemplo, áreas como estas liberaram 15,3 g C/m²/ano em forma de CH₄ por ebulição, dependendo da época de inundação, comparado com 7,2 g C/m²/ano entre árvores mortas em pé em áreas permanentemente inundadas e apenas 0,00027 g C/m²/ano na calha principal (Rosa *et al.*, 1996c, p. 150).



Figura 4. Deplecionamento anual expõe grandes áreas. Inundação sazonal fornece condições ideais para geração de metano, assim como também para metilação de mercúrio no solo.

Podem ser calculadas as emissões aproximadas por ebulição de CH₄ em Tucuruí, presumindo que a área coberta pelas macrófitas ao longo do ciclo anual segue as suposições de Novo & Tundisi (1994). Foram calculadas estas emissões em 1990, como segue para cada hábitat (em 10³ t de gás): calha do rio: 0,002, outra água aberta sem árvores: 3,8, áreas de árvores em pé: 2,1, e áreas de macrófitas: 2,0 (Fearnside, 2002).

São presumidas que as emissões de difusão sejam 50 mg CH₄/m²/dia, baseado em uma comunicação pessoal por Evelyn Moraes Novo para E. Duchemin (Duchemin *et al.*, 2000) para a emissão por este caminho. Em Tucuruí, quando o reservatório tinha 10 anos; este valor é idêntico a uma medida em Curuá-Una à idade 21 anos (Duchemin *et al.*, 2000). A emissão de difusão soma 39,9 × 10³ t CH₄.

Informações recentemente disponíveis permitem que sejam calculadas as emissões de metano liberado da água que sai das turbinas, assim aumentando substancialmente o grau de confiança das estimativas das emissões. Também aumenta a emissão total deste gás, comparado com estimativas anteriores das emissões (Fearnside, 1995, 1997) que incluíram metano da decomposição da floresta submergida para a qual as suposições usadas agora parecem terem sido conservadoras. Baseado na quantidade de água necessária para gerar os 18,03 TWh de eletricidade que Tucuruí produziu em 1991 (Brasil, ELETRONORTE, 1992, p. 3), e uma concentração de metano de 6 mg/litro a 30 m de profundidade (Rosa *et al.*, 1997, p. 43), pode ser calculada que a quantidade de metano exportada do reservatório pelas turbinas em 1991 era 0,673 × 10⁶ t.

O destino do metano na água que passa pelas turbinas pode ser calculado baseado em dados da barragem de Petit Saut, na Guiana francesa (Galy-Lacaux *et al.*, 1997). Baseado nestes dados, a liberação em 1991 da água turbinada totalizou 0,602 × 10⁶ t CH₄ (0,586 × 10⁶ t nas turbinas e 0,016 × 10⁶ t no rio a jusante). O total de metano liberado da água turbinada é 13 vezes maior que a liberação total da ebulição e difusão no próprio reservatório.

Em resumo, as emissões de metano em Tucuruí em 1990 (presumido para ser iguais as emissões da superfície do reservatório em 1988 e às emissões da água turbinada em 1991) era como segue, em 10⁶ t CH₄: 0,0078 de ebulição, 0,0399 de difusão, e 0,6024

das turbinas, totalizando 0,6501. Considerando um potencial de aquecimento global de 21, isto é equivalente a 13,7 × 10⁶ t de gás de CO₂ ou 3,7 × 10⁶ t de carbono equivalente a CO₂. Foram calculadas as emissões de CO₂ em 1990 em 9,45 × 10⁶ t de gás de CO₂, ou 2,6 × 10⁶ t de carbono. A contribuição de metano representou 59% do impacto total de gases de efeito estufa de 6,3 × 10⁶ t de carbono equivalente a CO₂ em 1990. Isto muda significativamente as estimativas anteriores para o ano 1990 (Fearnside, 1995) nas quais o CO₂ contribuiu com 83% e o CH₄ com 17%. A estimativa revisada indica emissões mais baixas de metano do próprio reservatório (principalmente devido a valores mais baixos para emissão por m² de macrófitas). No entanto, a estimativa revisada indica emissões totais de carbono equivalente a CO₂ que é o dobro da estimativa anterior quando metano da água turbinada é incluído.

Sedimentação

A sedimentação representa um problema em potencial a longo prazo para operação da represa, com implicações para decisões de desenvolvimento hidrelétrico na bacia Tocantins-Araguaia e para os impactos dessas decisões. ELETRONORTE (1988, p. 126-127, 1989, p. 55) calculou que levaria pelo menos 400 anos para sedimentos junto à barragem, alcançarem o nível de 23 m acima do nível do mar, onde eles começariam a causar abrasão das turbinas. Isto estava baseado na carga média de sedimento no alto rio Tocantins de 89 mg/litro (437.332 t/dia) e 77 mg/litro no rio Araguaia (188.945 t/dia) que ocuparia um volume de 332,0 × 10⁶ m³/ano. Os dados sobre sedimentos são de 1975 (na cidade de Tucuruí), 1979 (em Jacundá e Itupiranga) e 1982 (em Itupiranga), ou seja, antes de qualquer desmatamento significativo na bacia (Brasil, ELETRONORTE, 1988, p. 126). Atualmente a situação é completamente diferente, com uma porção significativa já desmatada e a área sendo destacada como o foco de desmatamento mais importante da Amazônia (*cf.* Brasil, INPE, 1999).

O desmatamento pode aumentar a taxa de erosão do solo por uma ordem de grandeza na escala de roças agrícolas individuais (Fearnside, 1980, 1989b). Embora não podem ser extrapoladas taxas de erosão diretamente de roças individuais para bacias hidrográficas, o aumento é suficiente para fazer com que

a sedimentação seja uma preocupação significativa. Um aumento de um fator de dez na taxa de erosão reduziria a vida útil da represa de 400 para 40 anos. Sedimentação começa nas partes superiores de um reservatório, onde o volume ocupado reduz o armazenamento vivo do reservatório muito antes da acumulação de sedimento perto da barragem chegar até as tomadas d'água das turbinas. Perda de armazenamento vivo reduz a geração de energia durante períodos de fluxo baixo. Como ELETRONORTE (1989, p. 55) menciona, os cálculos de sedimentação não incluem os efeitos de represas adicionais a montante que aumentariam a vida de Tucuruí, capturando sedimentos antes que eles chegassem ao reservatório de Tucuruí. No entanto, transferir uma parte do impacto de erosão para represas a montante não resolve o problema: as capacidades de armazenamento e as vidas úteis das represas a montante também seriam reduzidas por estes sedimentos, portanto resultando em perda de geração de energia em ambas as represas a montante e em Tucuruí. O papel de represas a montante na redução da sedimentação em Tucuruí acrescenta à motivação para construir essas represas, os impactos ambientais e sociais das quais seriam, portanto, em parte atribuíveis à Tucuruí.

Ecossistemas aquáticos

Ao construir a barragem de Tucuruí, foram radicalmente alterados os ambientes aquáticos tanto acima como abaixo da barragem. Antes de fechar a barragem, o rio Tocantins sustentava uma alta diversidade de peixes. O Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA) identificou mais de 350 espécies de peixes em Tucuruí; esta alta diversidade posa? problemas diferentes que os problemas em outros locais tropicais onde represas grandes tem sido construídas, tais como em represas africanas onde tipicamente apenas 80 espécies, aproximadamente, estão presentes (Leite & Bittencourt, 1991).

A qualidade da água no reservatório é um grande problema. Por causa da vegetação que decompõe na represa, tanto de restos da floresta deixados em pé quando foi enchido o lago como de macrófitas que proliferaram na superfície, a água fica ácida e anóxica (Garzon, 1984). Isto torna a água inadequada para muitas espécies de peixes.

Nenhuma escada de peixe foi construída em Tucuruí. Esta possibilidade foi considerada brevemente quando a barragem estava em construção, mas foi descartada, tanto devido ao custo como por causa de incerteza sobre a sua efetividade potencial.

A diversidade de espécies de peixes na represa diminuiu drasticamente, com as comunidades sendo dominadas por algumas espécies (Leite & Bittencourt, 1991). As mudanças em abundância de espécies de peixes resultaram em uma alteração radical da abundância relativa de peixes nos diferentes níveis tróficos. Enquanto os consumidores primários tinham sido muito abundantes, a população de predadores explodiu imediatamente depois do fechamento: no primeiro ano, piranhas (*Serrasalmus*, spp) representaram 40-70% dos peixes capturados em redes experimentais do INPA (Leite & Bittencourt, 1991). O domínio de predadores foi mantido durante os primeiros três anos, embora alguns consumidores primários e secundários conseguirem se recuperar parcialmente. A biomassa de peixes presente flutuou de forma extrema nos primeiros três anos (o período para o qual dados de monitoramento estão disponíveis): em janeiro de 1986 a biomassa de peixes tinha aumentado até um nível mais alto que nível presente antes do fechamento, seguido por uma queda abrupta no terceiro ano. Isto provavelmente foi devido aos peixes predatórios, que compõem muito da biomassa, sofrerem fome por falta de presa, mas conclusões são complicadas pelo fato do aumento da transparência da água fazer com que as redes experimentais sejam mais visíveis aos peixes (Leite & Bittencourt, 1991).

A pesca comercial foi proibida no reservatório até o fim de 1985. Durante 1986 a captura comercial aumentou rapidamente, ao mesmo tempo que a biomassa de peixes presente no reservatório estava diminuindo (como indicado por redes experimentais) (Leite & Bittencourt, 1991). O predador tucunaré (*Cichla ocellaris* e *C. temensis*) representou mais de 50% da captura comercial em 1986. Em 1987 a captura por unidade de esforço começou a diminuir. Declínios acentuados em capturas de tucunaré também aconteceram em outros reservatórios, tais como a Balbina.

Baseado na fertilidade da água e dados sobre produção primária e secundária em águas naturais na Amazônia, Junk & de Mello (1987, p. 377)

calcularam que Tucuruí deveria produzir aproximadamente 40 kg/ha/ano de peixe, e concluíram que “consequentemente, a contribuição dos reservatórios amazônicos ao abastecimento da população com proteína será somente de importância local”. A produção pesqueira no reservatório tem se mostrado ser modesto de fato, embora foi o bastante para fornecer algum peixe para Belém. A produção pesqueira a jusante de Tucuruí foi dizimada pela represa devido ambos à má qualidade da água que atravessa as turbinas e ao bloqueio da migração de peixes (Carvalho & de Merona, 1986; Odinetz-Collart, 1987; veja Fearnside, 1999). (2) a jusante da represa, em Cametá, colheita de camarão de água doce caiu de 179 t em 1981 para 62 t em 1988, enquanto desembarques de peixe caíram de 4.726 em 1985 para 831 em 1987 (Odinetz-Collart, 1993, p. 161-163). A história oficial de ELETRONORTE sobre Tucuruí descreve o efeito sobre peixes assim: “Do acompanhamento dos efeitos ocasionados pelo represamento do rio Tocantins sobre a ictiofauna, concluiu-se que a montante a situação é satisfatória nos dois primeiros anos de operação da usina [1985-1986]... A jusante as condições eram um pouco menos satisfatórias...” (Brasil, ELETRONORTE, 1989, p. 436).

Desfolhantes

O uso de desfolhante foi uma fonte de controvérsia persistente em torno de Tucuruí. A CAPEMI foi acusada de “usar desfolhante secretamente para desmatar a floresta” (Barham & Caufield, 1984). A CAPEMI armazenou barris de desfolhante segundo notícias para uso nesta tarefa, que eram, depois, escondidos na floresta perto do acampamento da companhia e depois inundados pelo reservatório. A CAPEMI negou estas alegações, assim como também fez a ELETRONORTE (por exemplo, Brazil, ELETRONORTE, s/d [1984]). O mais perto que este autor pôde chegar a confirmar esta história era uma pessoa na vila de Tucuruí que declarou enfaticamente que, em ocasiões separadas, dois trabalhadores que tinham trabalhado para CAPEMI lhe havia falado que eles tinham ajudado a esconder barris de veneno na floresta antes de uma inspeção. Em junho de 1983, uma inspeção da área do acampamento feita por ELETRONORTE e consultores acompanhantes encontrou 373 barris, “quase todos

vazios” (Brasil, ELETRONORTE, s/d [c. 1984], p. 3). Os consultores acrescentaram que “não houve desertificação ou devastação de espécies vegetais” (Brasil, ELETRONORTE, s/d [c. 1984], p. 2). As herbicidas achadas ([[(3,5,6-tricloro-2-piridinol) oxo] ácido acetico [Triclopir], ácido 2,4-diclorofenoxoacetico [2,4-D] e pentaclorofenol [Tordon-101 BR]) estavam sendo injetadas nos troncos de castanheiras aneladas, em lugar de estarem sendo pulverizadas de aviões. Um mês depois de inundar o reservatório, a ELETRONORTE contratou consultores adicionais para amostrar e analisar água decima do local onde tinha sido o acampamento da CAPEMI. Nenhuma herbicida foi achada na água analisada, embora isto não possa ser levado como prova que barris não existiam no fundo do reservatório.

A questão de herbicidas era um dos assuntos mais polêmicos sobre Tucuruí na época quando o enchimento do reservatório se aproximava. Uma reportagem até alegou que tinham sido mortos 7.000 pessoas em um teste genocidal de venenos, levado a cabo em nome do Pentágono (a sede militar dos E.U.A., perto de Washington, DC) na área a ser inundada por Tucuruí (Perez, 1985). Jornais em Belém alegaram que Agente Laranja (o desfolhante usado pelo exército dos E.U.A. no Vietnã) poderia descer o rio Tocantins e poderia contaminar Belém (*O Liberal*, 03 de abril de 1984). Logo após o reservatório ter começado a encher, um ensaio publicado em um jornal de Belém repreendeu os críticos e insinuou que estes exageros sobre herbicidas invalidaram todas as preocupações ambientais relativo à Tucuruí (Bemerguy, 1984). A ELETRONORTE reproduziu o ensaio amplamente em folhetos, cartazes e outras publicidades.

Uma segunda controvérsia envolvendo herbicidas, era uma proposta de pesquisa traçada em 1982 pelo gabinete do diretor do Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), a pedido da ELETRONORTE, para um teste de herbicidas (Tordon-101 e Tordon-155 que contêm 2,4-D e 2,4,5-T [ácido (2,4,5-triclorofenoxi) acetico], respectivamente), visando avaliar a utilidade potencial delas para desmatar a floresta com pulverização aérea na área de submersão. Foi denunciada a existência da proposta à imprensa por Paulo Nogueira Neto, chefe da Secretaria Especial do Meio Ambiente (SEMA, depois fundida com outros órgãos para

formar o IBAMA: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis) (Caufield, 1983, p. 64; Sun, 1982). O teste de herbicida proposto não prosseguiu como resultado de um clamor público (Sun, 1982). O Ministro do Interior, Mário Andreazza, ordenou a ELETRONORTE de não proceder com os seus planos para usar herbicidas (Sun, 1982). Embora o Brasil não era ainda uma democracia em 1982, Andreazza estava preparando para lançar a candidatura presidencial dele para o colegio eleitoral de 1984. A controvérsia sobre desfolhantes representa um dos poucos exemplos onde a opinião pública teve uma influência perceptível sobre a tomada de decisões com relação à Tucuruí.

Um dos reflexos da controvérsia sobre herbicidas, ilustra um problema fundamental com o sistema de empresas de consultorias em relação a problemas ambientais. Uma empresa consultora (Structure S.A.) foi contratada para estudar a questão de remoção de biomassa florestal, e recomendou que pelo menos 85% da biomassa sejam removidos antes de encher o reservatório. O principal especialista para a empresa (Samuel Murgel Blanco) foi despedido quando ele enviou uma carta ao governo confirmando a oposição dele ao uso de desfolhantes na floresta na área do reservatório (Barros, 1982).

Uma terceira controvérsia envolvendo herbicidas era o uso desses na manutenção da linha de transmissão livre de vegetação lenhosa. Em 1984, a ELETRONORTE contratou uma companhia (Consórcio ENGEVIX/Cetenco), um subcontratante (AGROMAX) de que usou Tordon-101 BR, Tordon-155 e BANVEL-450 para matar plantas dicotiledonas abaixo da linha de transmissão (Brasil, ELETRONORTE, s/d [1984]). Embora Tordon-101 BR (a principal herbicida usada) frequentemente está chamado Agente Laranja, é importante lembrar que a substância química borrifcada no Vietnã nas operações militares dos E.U.A. tinha níveis mais altos de contaminação com dioxina do que o Tordon comercial. Dioxina é um dos venenos mais mortíferos para seres humanos, causando deformidades de nascimento entre outros tipos de dano. Enquanto Tordon for frequentemente usado em pastagens amazônicas sem causar mortes humanas em larga escala, é tóxico a humanos e invariavelmente é vendido no Brasil com advertências para precaução em linguagem firme (mas

raramente atendida). Em março de 1982, o dono de uma fazenda (Fazenda Ipê), situado na linha de transmissão entre Tailândia e Goianésia, pediu indenização da ELETRONORTE para seis cabeças de gado que ele alegou que tinha sido envenenadas por herbicidas. A ELETRONORTE contratou consultores para analisar amostras de capim, solo e água em açudes, assim como também o sangue, ossos e fezes de animais selecionados. Nenhuma toxina foi encontrada, e os consultores diagnosticaram uma vaca com sintomas semelhantes sofrendo de infestação de lombriga e deficiências agudas de fósforo e de zinco (Brasil, ELETRONORTE, s/d [c. 1983]). No laboratório (em Jaboicabal, São Paulo) foram alimentadas doses altas de Tordon a uma amostra de ratos, coelhos e gado sem resultar em morte. As doses letais à qual 50% morrem (LD50) para camundongos, ratos e coelhos são 3,75, 1,5 e 2,0 g/kg de peso corporal, respectivamente (*Merck Index*, 1983, p. 7.287).

O incidente de envenenamento na linha de transmissão em 1982 foi alegado ter levado as vidas de vítimas humanas, assim como também de gado. Dois cemitérios novos em “Inocência” (Vila Bom Jesus) e “Jutuba” foram estabelecidos apressadamente para acomodar os mortos ao longo do trecho de 92 km da rodovia BR-150 entre Tailândia e Goianésia, de acordo com uma delegação da Ordem de Advogados do Brasil (OAB) que visitou a área dois anos depois (OAB, 1984). O presidente da ELETRONORTE e o Ministro das Minas e Energia negaram que qualquer morte tivesse sido resultado da pulverização por herbicida (*O Liberal*, 07 de fevereiro de 1984).

MEDIDAS MITIGATÓRIAS

Salvamento arqueológico

Como parte dos esforços da ELETRONORTE para mitigar os impactos de Tucuruí, foram identificados 24 locais arqueológicos na área de submersão. A ELETRONORTE colecionou 27.369 peças cerâmicas e 4.446 peças líticas, que foram depositadas no Museu Paraense Emílio Goeldi, em Belém. Uma amostra de carvão de um dos locais foi datada como sendo de 70-1000 DC (Brasil, ELETRONORTE, 1985, p. 28).

Salvamento da fauna

A ELETRONORTE colecionou 284.000 animais, principalmente mamíferos e répteis, na operação de salvamento de fauna conhecida como “Operação Curupira”. Esta operação volumosa teve mais de 600 participantes diretos, dezenas de barcos, além de helicópteros, rádios, e instalações para a triagem e quarentena dos animais colecionados. Gribel (1993) comparou o número e biomassa de mamíferos colecionados com os encontrados em estudos de florestas amazônicas em outros locais, e concluiu que apenas uma porcentagem pequena dos mamíferos que foram capturados. Até mesmo os que foram capturados e soltos não foram poupados durante muito tempo. Um problema é o estado estressado e debilitado dos animais na hora da soltura. Outro problema é que, mudando os animais de lugar faz com que eles entrem em competição com populações de animais já presentes na área de soltura. No caso de Tucuruí, o prolongamento adicional de vida dos animais salvos pela Operação Curupira em 1984 era mais efêmero ainda: um relatório de pesquisa de campo de 1986 pela ELETRONORTE indica que todas as reservas criadas para receber a fauna salva tinham sido invadidos por madeireiros e caçadores (Monosowski, 1990, p. 33).

A razão principal para a operação de salvamento de fauna parece ser o seu papel em relações públicas. A operação foi destacada em cobertura de mídia da represa na televisão e em anúncios ilustrados em revistas.

Banco de germoplasmo

Criação de um banco de germoplasmo também foi considerada uma medida mitigatória. Este projeto, levado a cabo pelo INPA, espécimes foram plantados de espécies de árvore diferentes coletadas na área de submersão em 28 parcelas de 2,4 ha em uma ilha no reservatório perto da barragem. Somente uma pequena parte de uma parcela recebeu alguma manutenção. A sede da área serviu principalmente como um ponto de piquenique para funcionários de alto-nível da ELETRONORTE lotados em Tucuruí, e como uma parada para recepção de visitas que eram mostradas atividades ambientais na área.

TOMADA DE DECISÕES

Avaliação de impacto ambiental

A barragem foi construída antes de 23 de janeiro de 1986, quando o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) estabeleceu a sua Resolução no. 001 para operacionalizar a Lei Federal no. 6.938 de 31 de agosto de 1981, exigindo Relatórios de Impacto sobre o Meio Ambiente (RIMAs). A compilação de informações ambientais disponíveis (Goodland, 1978) foi encomendada pela ELETRONORTE. O Banco Mundial recusou financiar a construção da barragem por causa de preocupações ambientais (Robert J.A. Goodland, comunicação pessoal, 1986). Uma série mais detalhada de relatórios foi compilada pelo INPA (sob contrato da ELETRONORTE) durante o período quando a barragem estava em construção (Brasil, INPA/ELETRONORTE, 1982, 1984). Até mesmo o estudo anterior (Goodland, 1978) somente foi realizado em uma visita de campo de um mês, em dezembro de 1976, depois que a construção estivesse em andamento: a construção começou em 24 de novembro de 1975, e o rio foi desviado em 06 de outubro de 1976.

A abrangência de ambos os estudos ambientais era muito estreita, sendo limitado aos efeitos imediatos da represa. O foco era sobre os problemas ambientais que poderiam afetar o funcionamento da usina, ao invés de tentar proteger o meio ambiente e a população humana contra os impactos que a barragem poderia causar. Nenhum estudo foi feito sobre a infra-estrutura associada, tais como estradas de acesso e linhas de transmissão.

Muitos dos assuntos estudados somente foram incluídos na última hora, sob a pressão da opinião pública. Por exemplo, estudos para avaliar a possibilidade de salinização do estuário e da água fornecida à Belém do rio Guamá foram feitos apenas algumas semanas antes de terminar a construção da barragem. A ELETRONORTE empreendeu os estudos sob forte pressão da opinião pública, que estava bastante preocupada com o fechamento do rio Tocantins no período antes da época de água baixa em Belém (Monosowski, 1990, p. 31).

Os estudos de impacto nunca consideraram a opção “sem projeto” (Monosowski, 1990, p. 30). Este procedimento garante que o efeito dos estudos

foi limitado a ajudar na implantação de planos que foram decididos sem consideração de impactos ambientais e sociais.

Um aspecto infeliz dos estudos ambientais em Tucuruí é a restrição dos estudos à consideração da fase inicial de um plano de desenvolvimento que teria muitos impactos além os que resultam apenas do primeiro passo. Neste caso, a Tucuruí-I seria seguida pela Tucuruí-II, e então por uma cadeia de outras represas na bacia Tocantins-Araguaia. O problema de projetos que isoladamente podem ser benéficos, mas que deslançam uma cadeia de desastres em um esquema de desenvolvimento a nível de bacia, é um padrão comum no desenvolvimento hidrelétrico. O caso mais dramático é o rio Xingu, onde tem sido proposto uma barragem (Belo Monte, antigamente chamado de Kararaô), mas que faria uma série de represas a montante atraentes para regular o fluxo do rio e assim aumentar a produção energética da primeira barragem. As barragens a montante, inclusive a Usina Hidrelétrica de Altamira, de 6.140 km² (antigamente chamada de Babaquara), inundariam áreas grandes de terra indígena e teriam impactos ambientais muito mais severos que a primeira represa na série (Santos & de Andrade, 1990). A

Hidrelétrica de Altamira (Babaquara) era listada no plano decenal para conclusão em 2013 (Brasil, Eletrobrás, 1998, p. 148).

O papel da pesquisa

O papel da pesquisa no planejamento, autorização e execução de grandes projetos de engenharia, tais como barragens hidrelétricas, é um assunto crítico que se tem para evoluir procedimentos de tomada de decisão que conseguem prevenir as malaventuras que agora caracterizam o processo de desenvolvimento na Amazônia. O enfoque de relações públicas de muitas atividades relacionadas ao meio ambiente, tais como o esforço altamente divulgada de salvamento da vida selvagem, é uma questão de intensa controvérsia. Pesquisa é usada para propósitos semelhantes: por exemplo, durante uma demonstração pública em Belém contra o fechamento da barragem de Tucuruí, folhetos (Figura 5) foram soltas por helicóptero para tranquilizar os leitores que a pesquisa do INPA na área garantiu que não haveria nenhum problema ambiental (Brasil, ELETRONORTE, s/d [1984]). A mesma alegação foi feita em um documento enviado ao governo municipal de Cametá, a jusante da represa (Brasil,



Figura 5. Folhetos soltos por helicóptero pela ELETRONORTE, alegando que a hidrelétrica Tucuruí não teria praticamente nenhum impacto negativo.

ELETRONORTE, 1984). Nenhum endosso desse tipo foi feito pelo INPA, nem pelos pesquisadores individuais envolvidos no estudo. A publicação de resultados pelos pesquisadores estava sujeita à aprovação da ELETRONORTE, de acordo com as condições do contrato de financiamento das pesquisas. É essencial que tanto os estudos como a disseminação subsequente dos seus resultados sejam livres de interferência de qualquer fonte.

Um caso específico é a proibição pela ELETRONORTE de divulgação de informação no Terceiro Congresso Brasileiro de Limnologia, realizado em Porto Alegre em 1990 (*Zero Hora*, 27 de julho de 1990). A ELETRONORTE não permitiu que os pesquisadores por ela financiados falassem dos resultados dos seus trabalhos sobre impactos ambientais de Tucuruí, de acordo com declarações no congresso por Evlyn Moraes Novo, pesquisadora sênior do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), que trabalha com a interpretação de imagens de satélite da área.

Limitações sobre o fluxo de informação científica reduziram consideravelmente os benefícios que a experiência a Tucuruí poderia ter na melhora do planejamento de desenvolvimentos hidrelétricos em outros lugares. Por exemplo, em 1981 este autor conheceu uma das pessoas responsáveis pelos estudos ambientais na hidrelétrica de Guri, na Venezuela, e inocentemente convidou os venezuelanos a visitar o INPA para aprender mais sobre as pesquisas de Tucuruí que estavam em andamento na época. Quando uma delegação da Venezuela apareceu no INPA alguns meses depois, eles tiveram que partir praticamente de mãos vazias por causa das restrições da ELETRONORTE sobre divulgação das informações.

A conexão de pesquisa científica com os projetos de desenvolvimento está encorajando, mas não é suficiente e não entra no processo de tomada de decisões na hora adequada para afetar a estrutura básica ou a existência dos projetos em questão. Os eventos em Tucuruí oferecem um bom exemplo. Ecólogos quase nunca são consultados antes da tomada de decisões para implantar grandes projetos como este. Apenas são pedidas depois informações sobre assuntos ambientais, com a intenção limitada de sugerir maneiras de minimizar os danos ambientais causados pelas obras que já são executadas. Ecólogos

são trazidos para lidar com a tarefa desagradável de minimizar desgraças ambientais, ao invés de serem considerados como fontes de informações básicas para tomar as decisões iniciais. Esta abordagem de “pistoleiro” a ecologia é improvável que seja eficaz em assegurar um desenvolvimento sustentável e preservar a qualidade ambiental.

Deveria ser mencionado que a pesquisa levado a cabo sob contratos da ELETRONORTE como parte dos estudos ambientais em Tucuruí, assim como em outras represas amazônicas, era extremamente ineficiente como fonte de conhecimento científico publicado. A ênfase estava em fornecer listas extensas de espécies e mensurações, ao invés de responder a perguntas científicas específicas. Pesquisa orientada por hipóteses estava praticamente ausente. Fornecer a massa de dados necessária para os relatórios era um objetivo muito mais importante que produzir estudos publicados na literatura científica. Além disso, o estímulo financeiro de diárias oferecidas a participantes de instituições de pesquisa em expedições colecionando amostras contribuiu para manter números grandes de pessoas ocupadas nesta atividade durante períodos estendidos (especialmente pessoal de apoio técnico, para quem as diárias representavam uma porção significativa das suas rendas).⁽³⁾ É claro que o estímulo de diárias somente se aplicava às expedições para coletar no campo, não à análise subsequente do material e dos dados e à publicação dos resultados. O legado disto ainda pode ser visto depois de filas de estantes com vidros de amostras não analisadas na coleção de peixes do INPA.

Apesar das ineficiências do programa de pesquisa em Tucuruí, a pesquisa é fundamental para diagnosticar impactos ambientais potenciais e melhorar a tomada de decisões. Em comparação com a grande maioria dos locais na Amazônia brasileira, o programa de pesquisa em Tucuruí resultou em uma das maiores concentrações de conhecimento sobre biodiversidade; infelizmente, muito pouca ligação existiu entre os resultados de pesquisa e as ações mitigatórias (Rosa *et al.*, 1996d). A construção da barragem de Tucuruí simultaneamente com os estudos ambientais garantiu que o efeito máximo que os resultados poderiam ter, seria sugerir modificações secundárias em procedimentos de operação, uma vez que a barragem já era um fato consumado (veja Fearnside, 1985). Pesquisa baninda para um

papel meramente simbólico é uma tradição infeliz no planejamento de desenvolvimento amazônico (Fearnside, 1986).

A influência das empresas de construção

Em depoimento à comissão parlamentar de inquérito (CPI) sobre hidrelétricas na Assembleia Legislativa do Estado do Pará em abril de 1991, Lúcio Flávio Pinto (1991, Bloco 6, p. 1) descreveu a situação como segue:

“A política de construção hidrelétrica e a política energética no Brasil é uma subsidiária das empreiteiras; quem decide são as empreiteiras. No caso de Tucuruí, por exemplo, há um escândalo. Primeiro, no início da obra, que é muito comum em barragens, entra o empreiteiro secundário. O empreiteiro secundário era a Camargo Corrêa; prepara a infraestrutura para o empreiteiro principal entrar, mas quando entra o empreiteiro secundário numa barragem, no Brasil, já se sabe, automaticamente, que ele vai ser o empreiteiro principal porque quando ele [o empreiteiro secundário] faz a obra inicial ele investe tanto, além do valor do contrato, que nenhuma empreiteira, mesmo querendo furar aquele esquema de acerto que se tornou público com a [revelação] do escândalo da [Ferrovia] Norte-Sul, ele não faz porque não tem condições. O outro já investiu além do que deveria investir por conta dos recursos do governo. Então, a Camargo Corrêa, de empreiteira secundária, se tornou imediatamente a empreiteira principal.”⁽⁴⁾

Lúcio Flávio Pinto (1991a, Bloco 12, p. 2) apontou a associação entre o contrato de Tucuruí e a ascensão à condição de bilionário de Sebastião Camargo (o principal dono da empresa de construção Camargo Corrêa). A revista *Forbes* atribuiu o aumento acentuado no número de bilionários na América Latina a uma “onda extraordinária de energia capitalista” naquela região (*Folha de São Paulo*, 07 de julho de 1992). No caso do Brasil, no entanto, provavelmente não é uma coincidência que três dos cinco bilionários no País em 1992 eram donos de grandes empresas de construção que contratavam para obras públicas na Amazônia: Sebastião Camargo (Hidrelétrica de Tucuruí), Andrade Gutierrez (Hidrelétrica de Balbina) e Antônio Emírio de Moraes (Grupo Votorantim: Ferrovia Norte-Sul).

Parte da explicação vem da rentabilidade extraordinariamente alta de administrar subcontratos associados a projetos de construção. Lúcio Flávio Pinto (1991a, Bloco 12, p. 2--Bloco 13, p. 1) declarou com referência à Tucuruí:

“A taxa de lucro dele [Sebastião Camargo] era de quinhentos milhões de dólares e isto representa quase 10% do custo total da obra, não incluído os juros depois da construção, isto porque, ele tinha uma taxa de administração sobre cada coisa que administrava na obra. Era muito comum quem chegasse em Tucuruí, por exemplo, de noite, encontravam turmas cuidando de um jardim. Se um jardineiro ganhava um salário mínimo, a Camargo Corrêa ganhava 2,9 vezes que ganhava o jardineiro. Se ela construísse uma casa, ganhou 2,9 vezes o valor da casa. Se ela pagava o salário do professor ela ganhava duas vezes o salário do professor. Por isso o salário de um professor na obra, o anual, correspondia as vezes à verba do orçamento do Município da Educação.

Desde a conclusão da barragem de Tucuruí em 1984 até o final de 1991 (sete anos), Camargo Corrêa manteve um vasto estacionamento cheio de maquinaria inativa de terraplanagem. Isto ficava situado imediatamente adjacente à barragem, e assim era prontamente aparente a todas as visitas. Muito do equipamento pesado estava quebrado e inservível. A ELETRONORTE estava pagando aluguel na maquinaria estacionada durante todo deste período, de acordo com funcionários na barragem.”

Uma fonte adicional de retorno financeiro é uma usina de sílica metálica localizada perto da cidade de Tucuruí, com uma produção anual de 32.000 t (Brasil, ELETRONORTE, 1988, Vol. 1, p. 25). A usina é um cliente “preferencial” da hidrelétrica (Seva, 1990, p. 23). Desde setembro de 1988, Camargo Corrêa Metais S.A. usou energia da hidrelétrica à taxas subsidiadas (*Corrente Contínua*, março de 1989, p. 11). As taxas subsidiadas de Camargo Corrêa durarão até 2018 (Lobo, 1989).

Uma maneira em que as empreiteiras de construção influenciam nos desenvolvimentos, de modo que pode não estar nos melhores interesses do país, é o esparramando do desenvolvimento em muitas bacias hidrográficas. Porque o sistema atual faz com que seja provável que a empresa que adquire o contrato para a primeira barragem em um determinado rio também adquirirá os contratos

para barragens futuros no mesmo rio, a competição (que necessariamente não toma a forma de lances mais baixas nas licitações) é feroz para os contratos iniciais. Cada empresa de construção gostaria de apostar sua reivindicação para tantas bacias hidrográficas quanto possível, ao invés de desenvolver uma bacia completamente antes de se proceder para a próxima. Às vezes o comportamento das empresas de construção é comparada a cachorros machos que urinam em objetos para marcar os seus territórios. Esta pode ser uma estratégia ruim para o desenvolvimento hidrelétrico do país, já que os custos com a transmissão e construção são maiores quando as barragens estão espalhadas, a vantagem de uma represa que regula o fluxo de água para a próxima está perdida, e os impactos biológicos aumentam com o bloqueio da migração de peixes em mais rios.

A influência do Exército

A escolha da CAPEMI para fazer a exploração madeireira é uma de várias maneiras em que os desenvolvimentos em Tucuruí foram associados com o Serviço Nacional de Informações (SNI), uma agência de espionagem interna muito temida que manteve dossiês sobre milhares de brasileiros durante a ditadura militar que governou o país de 1964 a 1985. Lúcio Flávio Pinto (1991a, Bloco 12, p. 1-2) descreveu a relação como segue no seu depoimento para a CPI:

“Então o que fez é que foi criada uma empresa [CAPEMI] que foi criada três meses antes da licitação [pela concessão de exploração madeireira]—falo da CAPEMI Agropecuária—empresa ligada ao SNI [Serviço Nacional de Informações], isso porque o chefe do SNI queria ser Presidente da República, que era o General [Octávio de] Medeiros. Então o aproveitamento da madeira foi um negócio para gerar receita para a campanha do General Medeiros. O homem que era o gerente do projeto não sabia diferenciar um pé de alface de um pé de Ipê [*Tabebuia* spp]... A CAPEMI gastou muito mais dinheiro comprando [do que ganhou da madeira]. Ali foi uma negociata feita para desviar dinheiro ...o esquema foi tão ruim que acabou ruindo rapidamente ...deixando um buraco [financeiro] que foi coberto pelo governo brasileiro através do BNCC [Banco Nacional de Crédito Cooperativo].”

A influência de interesses estrangeiros

Tucuruí foi construído especificamente para fornecer energia as usinas de alumínio de ALBRÁS e ALUMAR (Pinto, 1991a). Lúcio Flávio Pinto (1991a, Bloco 2, p. 4, também veja 1991b, p. 144) apresentou o seguinte depoimento à CPI:

“[A] decisão de construir Tucuruí, não foi adotada no Brasil; em verdade, ela foi adotada em Tóquio, numa negociação que na época o Ministro das Minas e Energia, Shigiaki Ueki, condiziu com um grupo de empresas do Governo Japonês. Foi decidido em Tóquio porque, o consórcio japonês, resolveu implantar a 40 km de Belém, em Barcarena, o que, na época era a maior fábrica de alumínio no mundo.”

Parte da influência estrangeira veio da França, e a forma que isto levou é um assunto sobre o qual somente as suposições mais indiretas são possíveis. Uma vez mais, a melhor fonte de informação é o depoimento de Lúcio Flávio Pinto à CPI em Belém. As informações que vêm de Lúcio Flávio Pinto devem ser levadas seriamente, já que ele tem uma reputação de ter informações corretas sobre assuntos dessa natureza. Sua apresentação como parte do depoimento a uma audiência parlamentar acrescenta mais ainda à sua credibilidade. No livro dele, *Amazônia: A Fronteira dos Caos*, Pinto (1991b, p. 143) descreve os eventos assim:

“Há casos dramáticos, como o da usina de Tucuruí, a maior obra pública na história da Amazônia, uma das maiores da história do Brasil. Lá o endividamento foi de 70%, e não por acaso quem negociou esse empréstimo foi na época o embaixador do Brasil na França [Antônio] Delfim Netto [posteriormente Ministro de Planejamento, enquanto a barragem estava em construção; também um dos amigos mais íntimos de Sebastião Camargo (Marques 1994)], vivendo um exílio dourado na época do General [Ernesto] Geisel [ditador do Brasil, 1973-1979]. Então ele negociou, e quem melhor contou como foi essa negociação foi um jornalista aliado do então embaixador, Alexandre von Baumgarten, que escreveu uma novela porque não teve coragem para escrever coisa real, como ensaio. Escreveu uma novela chamada ‘Yellow Cake’ (Bolo Amarelo), onde conta como foi a comissão, como foi que se negociou o empréstimo para Tucuruí em Paris.”

Alexandre von Baumgarten, que ficou famoso em associação com o caso CAPEMI (de'Carli, 1985), foi assassinado, e o General Newton Cruz [ex-chefe do Serviço Nacional de Informações] foi processado como mandante do assassinato que matou este jornalista.⁽⁵⁾ Von Baumgarten (1983), em um romance publicado depois da morte dele, “dá nomes fictícios a fatos reais que ele presenciava, pois ele tinha contacto muito grande com os órgãos de segurança do governo, ele diz que este embaixador recebia propina para negociar a dívida” (Pinto, 1991a, Bloco 5, p. 2).

A metade das turbinas foi comprado de Neyrpic, de Grenoble, e de Creusot-Loire, de Le Creusot, França. A outra metade foi feita na Mecânica Pesada Ltda., em Taubaté, São Paulo, uma subsidiária brasileira do mesmo grupo francês. Os franceses financiaram estes por “supply credits”, ou empréstimos de provisão que levam a exigência de que os equipamentos sejam comprados dos fornecedores franceses, e aos preços estipulados por eles. Até 1991, a dívida com os franceses totalizou US\$3 bilhões, e nada desse valor tinha sido pago (Pinto, 1991a, Bloco 5, p. 2-3).

As denúncias de Lúcio Flávio Pinto de corrupção entre alguns dos homens mais poderosos no Brasil, e uma ligação para um dos assassinatos políticos mais notórios do País, permanecem sem provas. No entanto, elas também nunca foram investigadas corretamente.

O papel de discussão pública

Um dos maiores impedimentos para discussão pública informada de Tucuruí foi a política de sigílo que aplica a muitas das informações relacionadas às barragens hidrelétricas no Brasil. Até mesmo o volumoso Plano 2010 (Brasil, Eletrobrás, 1987) para expansão hidrelétrica no Brasil, somente foi tornado público em dezembro de 1987, depois que já havido vasado para o domínio público. Este plano indica que 10 milhões de hectares (100.000 km²) seriam inundados se todas as represas planejadas forem construídas (p. 150). Os planos evoluíram subsequentemente, e com os Planos 2015 e 2020. Este autor teve a oportunidade rara de questionar o presidente da Eletrobrás publicamente uma vez sobre por que cópias destes documentos não podiam ser fornecidas, resultando em uma explicação notável: a autoridade elétrica do

Brasil, cujo orçamento é de bilhões de dólares, não tinha recursos para fotocópias (Frederico Magalhães Gomes, declaração pública, 07 de novembro de 1989).

O sigílo e a evolução contínua dos planos oferecem meios ideais de evitar qualquer interrogatório. Quando planos vêm a luz e são questionados, as autoridades sempre podem alegar que o plano mudou.

CONCLUSÕES: AS LIÇÕES DE TUCURUÍ

O contraste entre os benefícios potenciais de Tucuruí e os reais benefícios para o Brasil quase não poderia ser maior. Examinar os impactos específicos deste ou de qualquer outra represa é insuficiente para a tomada de decisões a menos que a pergunta sobre para quem provêm os benefícios seja respondida satisfatoriamente. Infelizmente, isto não aconteceu no caso de Tucuruí, que beneficia principalmente companhias multinacionais de alumínio. A Tucuruí tem impactos severos, inclusive perda de floresta, deslocamento de povos indígenas e residentes ribeirinhos na área de submersão, eliminação da pesca a jusante, formação de criadouros para uma praga de mosquitos, e metilização de mercúrio, com consequências potenciais de saúde pública, sérias para a população local e para consumidores de peixe em centros urbanos como Belém.

O processo de tomada de decisões para desenvolvimento hidrelétrico é pervertido em várias maneiras, com o resultado que os impactos ambientais e humanos de represas têm muito pouco peso nas atuais decisões para implantar os projetos. A influência de empresas de construção e de financiadores estrangeiros e provedores de equipamentos contribua à consideração mínima dada aos impactos ambientais e sociais dos projetos. A cortina de sigílo que a ELETRONORTE manteve sobre muitos aspectos do projeto de Tucuruí, impediu o entendimento de seus impactos. A associação de Tucuruí desde o seu começo com um mundo sombrio de militares e de agências de segurança, reforçou este aspecto do projeto. A necessidade para discussão pública completamente informada dos planos hidrelétricos ambiciosos anunciados para a Amazônia, é urgente. Infelizmente, muitas das lições de Tucuruí ainda não foram aprendidas.

NOTAS

(1) Embora o presidente da ELETRONORTE quando Balbina foi construída (Miguel Nunes)

depois admitiu que “A Balbina é um pecado” (*A Crítica*, 18 de março de 1989), o próximo presidente do órgão (Antônio Muniz) endossa a barragem.

(2) Deve notar que na barragem de Petit Saut, na Guiana francesa (completado em 1994), um dique subaquático foi construído paralelo à represa 60 m a montante, como medida para imobilizar a metade inferior da coluna d’água e puxar apenas água de superfície, relativamente bem oxigenada, nas entradas de turbina. A tomada d’água das turbinas em Tucuruí está a 26,5 m acima do nível do mar, ou a um terço da altura da coluna d’água ($72 - 3 = 69$ m) (Brasil, ELETRONORTE, 1989, p. 154); a Petit Saut tem sua tomada d’água no fundo, como em Balbina. De acordo com simulações feitas antes da construção de Petit Saut, o dique resulta em qualidade de água suficientemente alta para manter peixes a jusante (Sissakian & Desmoullins, 1991). Medidas deste tipo não estão sendo consideradas para represas planejadas na Amazônia brasileira.

(3) Por exemplo, entre 11 fevereiro e 31 de agosto de 1984, pesquisadores do Museu Paraense Emílio Goeldi (MPEG) e os seus assistentes passaram 2.161 dias-pessoa no campo em Tucuruí, com diárias da ELETRONORTE (Brasil, INPA, MPEG & ELETRONORTE, 1984, p. 9). Equipes adicionais estavam presentes do INPA, Instituto Evandro Chagas (IEC), Instituto Butantã (IB) e Universidade Federal do Pará (UFPA).

(4) Contrato DT-TUC-009/75 para a ensecadeira da primeira fase, estradas permanentes, pista de pouso e terraplanagem para a vila residencial e o canteiro de obras foi assinado 21 de novembro de 1975. O contrato principal para construir a barragem (DT-TUC-015/1976) foi assinado em 24 de janeiro 1977 (Brasil, ELETRONORTE, 1989, p. 24).

(5) O processo judicial contra General Cruz foi arquivado em 1993 com base no depoimento de uma testemunha (a esposa de um agente do SNI) que veio 10 anos depois do fato, para afirmar que ela tinha visto o general em Brasília no momento preciso (07:30 h, 02 de outubro de 1982) quando a outra testemunha o tinha visto no Rio de Janeiro perto da doca, onde von Baumgarten estava embarcando na viagem de pesca na qual ele foi assassinado (Briguglio, 1994, p. 21). A testemunha no Rio manteve a versão dele até a sua própria morte em um assassinato aparentemente sem conexão ao caso (*Amazonas em Tempo*, 22 de junho de 1996). Geralmente, acredita-se que a razão para o assassinato de von Baumgarten era

para assegurar o silêncio dele sobre a explosão de bomba no Riocentro que tinha acontecido no ano anterior (Contreiras, 1999). A possibilidade de um motivo contribuindo de Tucuruí é surgerida por Pinto (1991a, Bloco 5, p. 2).

APÊNDICE: AFILIAÇÕES DE PESSOAS CITADAS

Indivíduos mencionadas e afiliações na hora das declarações citadas:

Paulo Edgar Dias Almeida: Departamento de Engenharia Civil, ELETRONORTE, Tucuruí, Pará.

John Denys Cadman: Consultor para ELETRONORTE e Eletrobrás, Brasília, DF.

Andréa Figueiredo: Departamento do Meio Ambiente, ELETRONORTE, Brasília, DF.

Frederico Magalhães Gomes: Eletrobrás, Rio de Janeiro, RJ.

Robert J.A. Goodland: Unidade do Meio Ambiente, Banco Mundial, Washington, DC.

Evlyn Moraes Novo: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), São José dos Campos, SP.

AGRADECIMENTOS

Agradeço às seguintes pessoas pelas valiosas discussões sobre Tucuruí: Lúcia Andrade e Leonide dos Santos (Comissão Pró-Índio de São Paulo); Deputada Aída Maria Silva (Assembleia Legislativa, Belém); J. Revilla Cardenas, E.G. Ferreira, R. Leite, J.A.S.N. de Mello, e W.P. Tadei, (INPA); J.P. Carvalho (Projeto Parakanã, Tucuruí); E. Monosowski (Consultores Monosowski). Agradeço aos funcionários de ELETRONORTE, Camargo Corrêa e INPA em Tucuruí pela paciência com as minhas perguntas, e o Sindicato de Trabalhadores Rurais de Tucuruí pela ajuda logística e pelas informações. Os colonos da Gleba Parakanã merecem agradecimento especial pelo seu tempo e acolhida calorosa durante a minha visita. Uma parte da discussão sobre impactos aquáticos é traduzida de Fearnside (1995b), e o texto foi atualizada de Fearnside (2001). R.I. Barbosa, E. Eve, P.M.L.A. Graça, S.V. Wilson e dois revisores fizeram comentários sobre o manuscrito. O Programa Pew em Conservação e Meio Ambiente, o Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq AI 350230/97-98) e o Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia

(INPA PPIs 5-3150 & 1-3160) forneceram apoio financeiro.

LITERATURA CITADA

- Amazonas em Tempo* [Manaus]. 22 de junho de 1996. "Irmã de Polila acusa general Cruz". p. B-8.
- Barham, J. & C. Caufield. 1984. The problems that plague a Brazilian dam. *New Scientist* 11 de outubro de 1984, p. 10.
- Barros, F. 1982. "Descoberto erro de cálculo nos lagos de Tucuruí e Balbina". *A Crítica* [Manaus] 27 de fevereiro de 1982, p. 5.
- Bemerguy, E. 1984. "Cobrança". *O Liberal* [Belém] 11 de novembro de 1984, Seção 1, p. 7.
- Brasil Florestal*. 1979. Definido esquema de aproveitamento da madeira de Tucuruí. *Brasil Florestal* 9(38):52-53.
- Brasil, Eletrobrás. 1987. *Plano 2010: Relatório Geral. Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010 (Dezembro de 1987)*. Centrais Elétricas do Brasil (Eletrobrás), Brasília, DF. 269 p.
- Brasil, Eletrobrás. 1998. *Plano Decenal 1999-2008*. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás), Rio de Janeiro, RJ.
- Brasil, ELETRONORTE. 1974. *Aproveitamento Hidrelétrico de Tucuruí: Estudos de Viabilidade, Vol. I--Texto*. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE), Brasília, DF. Irregular pagination.
- Brasil, ELETRONORTE. 1984. Usina Hidrelétrica Tucuruí: A ELETRONORTE responde. Anexo ao Ofício No. 1.00.228.84 de 22 de junho de 1984 por Armando Ribeiro de Araújo, Coordenador Geral da Presidência de ELETRONORTE, para José Waldoli Filgueira Valente, Prefeito de Cametá, Pará. 9 p.
- Brasil, ELETRONORTE. 1985. Estudos ambientais realizados na área do reservatório da UHE Tucuruí. CIENT-KIT Ano II, No. 3 Janeiro/Março 85. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE), Brasília, DF. 37 p. + folha de errata corrigindo p. 9.
- Brasil, ELETRONORTE. 1987. Esclarecimento Público: Usina Hidrelétrica Balbina. Módulo 1, Setembro 1987. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE), Brasília, DF. 4 p.
- Brasil, ELETRONORTE. 1988. *UHE Tucuruí: Plano de utilização do reservatório: caracterização e diagnóstico do reservatório e de sua área de influência*. TUC-10-26346-RE. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE), Brasília, DF. 3 Vols.
- Brasil, ELETRONORTE. 1989. *Usina Hidrelétrica Tucuruí: Memória Técnica*. Diretoria Técnica (DT), Departamento de Projetos (TPR), Projeto Memória, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE), Brasília, DF. 681 p.
- Brasil, ELETRONORTE. 1992. Ambiente, Desenvolvimento, Tucuruí. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE), Brasília, DF. 32 p.
- Brasil, ELETRONORTE. s/d. [c.1983]. Histórico. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE), Brasília, DF. 28 p.
- Brasil, ELETRONORTE. s/d. [c.1984]. Impacto ecotoxicológico em Tucuruí. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE), Brasília, DF. 3 p.
- Brasil, ELETRONORTE. s/d. [1984]. Tucuruí Urgente. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE), Brasília, DF. (folheto) 2 p.
- Brasil, ELETRONORTE. s/d. [1987]. *Livro Branco sobre o Meio Ambiente da Usina Hidrelétrica de Tucuruí*. Centrais Elétricas do Norte do Brasil, S.A. (ELETRONORTE), Brasília, DF. 288 p.
- Brasil, INPA & ELETRONORTE. 1982-1984. *Estudos de Ecologia e Controle Ambiental na Região da UHE Tucuruí: Relatórios Setoriais*. Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Manaus, AM.
- Brasil, INPA, MPEG & ELETRONORTE. 1984. *Relatório Técnico: Plano de Inventário e Aproveitamento da Fauna da Região do Reservatório da UHE de Tucuruí. Setembro 1984*. Vol. 2. Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Manaus, Amazonas, AM. 81 p.
- Brasil, INPE. 1999. *Monitoramento da Floresta Amazônica Brasileira por Satélite/Monitoring of the Brazilian Amazon Forest by Satellite: 1997-1998*. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), São José dos Campos, São Paulo, SP. (<http://www.inpe.br>).
- Brasil, Projeto RADAMBRASIL. 1981. Mosaico semi-controlado de Radar. Escala: 1: 250,000. Folhas SA-22-ZC, SB-22-XA, SB-22-XB and SB-22-SD. Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), Rio de Janeiro, RJ.
- Briguglio, N. 1994. "Sob proteção do SNI". *IstoÉ* 09 de fevereiro de 1994, p. 20-22.
- Caufield, C. 1983. Dam the Amazon, full steam ahead. *Natural History* julho de 1983, p. 60-67.
- Chiaretti, D. 1990. "Usar as toras do fundo do lago". *Gazeta Mercantil* [São Paulo] 08 de fevereiro de 1990, Seção 1, p. 1.
- Consórcio Brasileira. 2000. *Programa Brasil em Ação: Eixos Nacionais de Integração e Desenvolvimento*. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) PBA/CN-01/97. Relatório Final do Marco Inicial, Consórcio Brasileira, Brasília, DF. 3 vols.
- Contreiras, H. 1999. "Caso Riocentro: Juiz acusa militares". *IstoÉ* 19 de maio de 1999, p. 43.
- Corrente Contínua*. Março de 1989. "Tarifas compõem receita da ELETRONORTE". *Corrente Contínua* [ELETRONORTE, Brasília] 12(140): 10-11.
- A Crítica* [Manaus]. 04 de fevereiro de 1983. "Capemi em situação difícil vai deixar área de Tucuruí". Seção 1, p. 4.
- A Crítica* [Manaus]. 19 de março de 1989. "Presidente da ELETRONORTE abre o jogo e se diz frustrado--Balbina é um pecado". Seção 1, p. 1.

- de'Carli, C.A. 1985. *O Escândalo-Rei: O SNI e a Trama CAPEMI-Baumgarten*. Global Editora, São Paulo, SP. 269 p.
- de Carvalho, J.L. & B. de Merona. 1986. Estudos sobre dois peixes migratórios do baixo Tocantins, antes do fechamento da barragem de Tucuruí. *Amazoniana* 9(4):595-607.
- de Souza, J. A. M. 1996. Brazil and the UN Framework Convention on Climate Change. p. 19-21 In: International Atomic Energy Agency (IAEA) *Comparison of Energy Sources in Terms of their Full-Chain Emission Factors: Proceedings of an IAEA Advisory Group Meeting/Workshop held in Beijing, China, 4-7 October 1994*. IAEA-TECDOC-892. IAEA, Vienna, Áustria. 179 p.
- Duchemin, E., M. Lucotte, A.G. Queiroz, R. Canuel, H.C. P. da Silva, D.C. Almeida, J. Dezincoourt & L.E. Ribeiro. 2000. Greenhouse gas emissions from an old tropical reservoir in Amazonia: Curuá-Una reservoir. *Verhandlungen International Vereinigung fur Limnologie* 27: 1-5.
- Fearnside, P.M. 1980. A previsão de perdas de terra através de erosão do solo sob vários usos de terra na área de colonização da Rodovia Transamazônica. *Acta Amazonica* 10(3):505-511.
- Fearnside, P.M. 1985. Deforestation and decision-making in the development of Brazilian Amazonia. *Interciencia* 10(5): 243-247.
- Fearnside, P.M. 1986. Settlement in Rondônia and the token role of science and technology in Brazil's Amazonian development planning. *Interciencia* 11(5): 229-236.
- Fearnside, P.M. 1989a. Brazil's Balbina Dam: Environment versus the legacy of the pharaohs in Amazonia. *Environmental Management* 13(4): 401-423.
- Fearnside, P.M. 1989b. *Ocupação Humana de Rondônia: Impactos, Limites e Planejamento*. Relatórios de Pesquisa No. 5, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), Brasília, DF. 76 p.
- Fearnside, P. M. 1995a. Hydroelectric dams in the Brazilian Amazon as sources of 'greenhouse' gases. *Environmental Conservation* 22(1): 7-19.
- Fearnside, P.M. 1995b. Os impactos ecológicos das grandes barragens. p. 100-115 In: L.P. Rosa, L. Sigaud & E. L. La Rovere (eds.) *Estado, Energia Elétrica e Meio Ambiente: O Caso das Grandes Barragens*. Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ), Rio de Janeiro, RJ. 184 p.
- Fearnside, P.M. 1996. Hydroelectric dams in Brazilian Amazonia: Response to Rosa, Schaeffer & dos Santos. *Environmental Conservation* 23(2): 105-108.
- Fearnside, P. M. 1997. Greenhouse-gas emissions from Amazonian hydroelectric reservoirs: The example of Brazil's Tucuruí Dam as compared to fossil fuel alternatives. *Environmental Conservation* 24(1): 64-75.
- Fearnside, P.M. 1999. Social impacts of Brazil's Tucuruí Dam. *Environmental Management* 24(4): 485-495.
- Fearnside, P.M. 2001. Environmental impacts of Brazil's Tucuruí Dam: Unlearned lessons for hydroelectric development in Amazonia. *Environmental Management* 27(3): 377-396.
- Fearnside, P.M. 2002. Greenhouse gas emissions from a hydroelectric reservoir (Brazil's Tucuruí Dam) and the energy policy implications. *Water, Air and Soil Pollution* 133(1-4): 69-96.
- Folha de São Paulo. 07 de julho de 1992. "Forbes inclui 5 brasileiros na lista anual de bilionários". p. 2-3.
- Galy-Lacaux, C., R. Delmas, C. Jambert, J.-F. Dumestre, L. Labroue, S. Richard & P. Gosse. 1997. Gaseous emissions and oxygen consumption in hydroelectric dams: A case study in French Guyana. *Global Biogeochemical Cycles* 11: 471-483.
- Garzon, C.E. 1984. *Water Quality in Hydroelectric Projects: Considerations for Planning in Tropical Forest Regions*. World Bank Technical Paper No. 20. World Bank, Washington, DC, E.U.A. 33 p.
- Goodland, R.J.A. 1978. *Environmental Assessment of the Tucuruí Hydroproject, Rio Tocantins, Amazonia, Brazil*. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE), Brasília, DF. 168 p.
- Gribel, R. 1993. Os mamíferos silvestres e as grandes barragens na Amazônia. p. 125-140 In: E. J.G. Ferreira, G.M. Santos, E.L.M. Leão & L.A. Oliveira (eds.) *Bases Científicas para Estratégias de Preservação e Desenvolvimento da Amazônia, Vol. 2*. Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Manaus, AM. 435 p.
- Indriunas, L. 1998. "FHC inaugura obras em viagem ao Pará". *Folha de São Paulo* 14 de julho de 1998, p. 1-17.
- Jornal do Brasil [Rio de Janeiro]. 10 de julho de 1979. "Madeira de Tucuruí já tem solução". Seção 1, p. 20.
- Junk, W.J. & J.A.S.N. de Mello. 1987. Impactos ecológicos das represas hidrelétricas na bacia amazônica brasileira. p. 367-385 In: G. Kohlhepp & A. Schrader (eds.) *Homem e Natureza na Amazônia*. Tübinger Geographische Studien 95 (Tübinger Beiträge zur Geographischen Lateinamerika-Forschung 3). Geographisches Institut, Universität Tübingen, Tübingen, Alemanha. 507 p.
- Juras, A.A. 1988. Programa de Estudos da Ictiofauna na Área de Atuação das Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE). ELETRONORTE, Brasília, DF. 48 p + anexos.
- Leite, R.A.N. & M.M. Bittencourt. 1991. Impacto de hidrelétricas sobre a ictiofauna amazônica: O exemplo de Tucuruí. p. 85-100 In: A. L. Val, R. Figuiolo & E. Feldberg (eds.) *Bases Científicas para Estratégias de Preservação e Desenvolvimento da Amazônia: Fatos e Perspectivas. Vol. 1*. Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Manaus, AM. 440 p.
- O Liberal [Belém]. 07 de fevereiro de 1984. "Cals admite uso de Tordon mas diz que foi tudo legal". Seção 1, p. 9.
- O Liberal [Belém]. 03 de abril de 1984. "Pó da China poderá contaminar Tocantins e chegar até Belém". Seção 1, p. 8.

- Lobo, T. 1989. "Brasil exporta produtos que consomem muita energia". *Jornal do Brasil* [Rio de Janeiro] 09 de julho de 1989, Seção 1, p. 26.
- Marques, C. J. 1994. "A sombra do último faraó". *IstoÉ* 07 de setembro de 1994, p. 80-83.
- Merck Index. 1983. Merck and Co., Rahway, New Jersey, E.U.A., pagination irregular.
- Monosowski, E. 1986. Brazil's Tucuruí Dam: Development at environmental cost. p. 191-198 In: E. Goldsmith & N. Hildyard (eds.) *The Social and Environmental Effects of Large Dams*. Vol. 2: Case Studies. Wadebridge Ecological Centre, Camelford, Reino Unido. 331 p.
- Monosowski, E. 1990. Lessons from the Tucuruí experience. *Water Power and Dam Construction* February 1990: 29-34.
- Neumann, D. 1987. "CODEAMA diz que não retardará início de geração de Balbina". *Gazeta Mercantil* [São Paulo] 22 de setembro de 1987, p. 7.
- Novo, E.L.M. & J.G. Tundisi. 1994. Contribution of remote sensing techniques to the assessment of methane emission from large tropical reservoirs. *Remote Sensing Reviews* 10: 143-153.
- OAB (Ordem dos Advogados do Brasil). 1984. [Documento enviado à Comissão de Direitos Humanos (CDH), Conselho Federal, OAB pelo CDH, OAB, Pará]. Conselho Federal, OAB, Rio de Janeiro, Brazil. (Relatório não publicado datado 05 de dezembro de 1984). 21 p.
- Odinetz-Collart, O. 1987. La pêche crevettière de *Macrobrachium amazonicum* (Palaemonidae) dans le Bas-Tocantins, après la fermeture du barrage de Tucuruí (Brésil). *Revue d'Hydrobiologie Tropicale* 20(2): 131-144.
- Odinetz-Collart, O. 1993. Ecologia e potencial pesqueiro de camarão-canela, *Macrobrachium amazonicum*, na Bacia Amazônica. p. 147-166 In: E.J.G. Ferreira, G.M. Santos, E.L.M. Leão & L.A. Oliveira (eds.) *Bases Científicas para Estratégias de Preservação e Desenvolvimento da Amazônia*, Vol. 2. Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Manaus, AM. 435 p.
- Pereira, F. 1982. "Tucuruí: Já retirados 15% da madeira". *Gazeta Mercantil* [São Paulo] 06 outubro de 1982, p. 11.
- Perez, A. 1985. Sobre el genocidio de las multinacionales. *Indigenismo* [Madrid] 3(6): 18-19.
- Pinto, L.F. 1991a. Untitled. 2ª Reunião Sobre a CPI do Meio Ambiente. 22.04.91. Transcrito oficial de depoimento na Comissão Parlamentar sobre o Meio Ambiente, Assembleia Legislativa do Pará, Belém, PA, Páginção irregular.
- Pinto, L.F. 1991b. *Amazônia: A Fronteira do Caos*. Editora Falangola, Belém, PA. 159 p.
- A Província do Pará* [Belém]. 15 June 1982. "ELETRONORTE não fará desmatamento: Tucuruí." Seção 1, p. 9.
- Rosa, L.P., R. Schaeffer & M.A. dos Santos. 1996a. Are hydroelectric dams in the Brazilian Amazon significant sources of 'greenhouse' gases? *Environmental Conservation* 23: 2-6.
- Rosa, L.P., R. Schaeffer & M.A. dos Santos. 1996b. *A Model of Greenhouse Gas Emissions from Hydroelectric Plants and an Application to Dams in the Amazon Region of Brazil*. Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, RJ. 17 p.
- Rosa, L.P., R. Schaeffer & M.A. dos Santos. 1996c. Emissões de metano e dióxido de carbono de hidrelétricas na Amazônia comparadas às termelétricas equivalentes. *Cadernos de Energia* 9: 109-157.
- Rosa, L.P., M.A. dos Santos & E.I. Sherrill. 1996d. Estudos dos custos ambientais do impacto de usinas hidrelétricas na biodiversidade da região Amazônica. *Cadernos de Energia* 9: 1-107.
- Rosa, L.P., M.A. dos Santos, J.G. Tundisi & B.M. Sikar. 1997. Measurements of greenhouse gas emissions in Samuel, Tucuruí and Balbina Dams. p. 41-55 In: L.P. Rosa & M.A. dos Santos (eds.) *Hydropower Plants and Greenhouse Gas Emissions*. Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ), Rio de Janeiro, RJ. 111 p.
- Santos, L.A.O. & L.M.M. de Andrade (eds.) 1990. *Hydroelectric Dams on Brazil's Xingu River and Indigenous Peoples*. Cultural Survival Report 30. Cultural Survival, Cambridge, Massachusetts, E.U.A. 192 p.
- Schimmel, D. & 75 outros. 1996. Radiative forcing of climate change. p. 65-131 In: J.T. Houghton, L.G. Meira Filho, B.A. Callander, N. Harris, A. Kattenberg & K. Maskell (eds.) *Climate Change 1995: The Science of Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido. 572 p.
- Schmink, M. & C.H. Wood. 1992. *Contested Frontiers in Amazonia*. Columbia University Press, New York, NY, E.U.A. 387 p.
- Seva, O. 1990. Works on the great bend of the Xingu--A historic trauma? p. 19-35 In: L.A.O. Santos & L.M.M. de Andrade (eds.) *Hydroelectric Dams on Brazil's Xingu River and Indigenous Peoples*. Cultural Survival Report 30. Cultural Survival, Cambridge, Massachusetts, E.U.A. 192 p.
- Sissakian, C. & G. Desmoulin. 1991. Impacts des retenues en site tropical: Actions entreprises a l'occasion de la réalisation du barrage de Petit Saut en Guyane Française. *Q.* 64, R. 1, p. 1-18 In: *Seventeenth Congress on Large Dams, Vienna, 1991*. International Commission on Large Dams (ICOLD), Paris, França.
- Sun, M. 1982. Thumbs down on use of defoliant in Amazon. *Science* 217: 913.
- Von Baumgarten, A. 1983. *Yellowcake*. Editora Nova Fronteira, Rio de Janeiro, RJ.
- Zero Hora* [Porto Alegre]. 27 de julho de 1990. "ELETRONORTE esconde laudo".

Capítulo 4

Emissões de Gases de Efeito Estufa de um Reservatório Hidrelétrico (a Represa de Tucuruí) e suas Implicações para Política Energética

Philip M. Fearnside

Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia-INPA
Av. André Araújo, 2936 - CEP: 69.067-375, Manaus, Amazonas, Brasil.
E-mail pmfearn@inpa.gov.br

Tradução de:

Fearnside, P.M. 2002. Greenhouse gas emissions from a hydroelectric reservoir (Brazil's Tucuruí Dam) and the energy policy implications. *Water, Air and Soil Pollution* 133(1-4): 69-96. doi: 10.1023/A:1012971715668

RESUMO

Emissões de gases de efeito estufa de represas são frequentemente retratadas pela indústria hidrelétrica como sendo inexistentes, e, geralmente, tem sido ignoradas em cálculos globais das emissões das mudanças de uso da terra. A represa de Tucuruí apresenta um exemplo importante para debates sobre política de desenvolvimento amazônico e como avaliar a influência sobre o efeito estufa das diferentes opções de energia. Tucuruí é melhor, do ponto de vista de densidade energética e, conseqüentemente, das emissões de gases de efeito estufa por unidade de eletricidade, do que a média para represas existentes na Amazônia. Também é melhor do que a média para as represas planejadas que, se todas fossem construídas, inundariam 3% da floresta na Amazônia brasileira. A emissão de gases de efeito estufa de Tucuruí em 1990 é equivalente a 7,0-10,1 × 10⁶ toneladas de carbono equivalente a CO₂, uma quantia substancialmente maior que a emissão de combustível fóssil da cidade de São Paulo. Emissões precisam ser pesadas corretamente em decisões sobre construção de barragens. Embora espera-se que muitas hidrelétricas propostas na Amazônia tenham balanços positivos em comparação com combustíveis fósseis, emissões significativas indicadas pelo atual estudo reduzem os benefícios atribuídos às represas planejadas.

Palavras-Chave: Amazônia, Florestas tropicais, Gás carbônico, Gás de efeito estufa, Hidrelétricas, Metano, Política de energia, Represas, Reservatórios

INTRODUÇÃO

Hidrelétricas são frequentemente promovidas pelas autoridades governamentais como uma fonte “limpa” de energia, em contraste com termoelétricas (por exemplo, Souza, 1996). Embora a contribuição da queima de combustíveis fósseis para o efeito estufa seja bem conhecida, hidrelétricas não estão livres de impactos. Represas hidrelétricas em áreas de florestas tropicais emitem gases de efeito estufa, tais como gás carbônico (CO₂) e metano (CH₄). A razão impacto/benefício varia muito entre diferentes represas, dependendo da produção de energia. Tucuruí, a represa examinada neste trabalho, tem um saldo mais favorável do que a média das represas

existentes e do que a média das represas planejadas na Amazônia brasileira.

Tucuruí serve como um local de prova para os planos do País para desenvolvimento hidrelétrico na Amazônia. A possibilidade de reivindicar crédito de carbono para represas hidrelétricas planejadas surge frequentemente em discussões no Brasil sobre o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, do Protocolo de Kyoto. Emissões de gases de efeito estufa não podem ser ignoradas em discussões desse tipo. Os impactos sociais e ambientais causados por muitas represas são até mesmo mais importantes que as contribuições ao efeito estufa, e tem levado a estes projetos serem questionados como formas de “desenvolvimento limpo” (Fearnside, 2001a). A represa de Tucuruí oferece um exemplo excelente destes problemas (Fearnside, 1999, 2001b).

O presente trabalho calcula emissões de gases de efeito estufa para Tucuruí para 1990, o ano base para inventários nacionais de emissões de gases de efeito estufa sob a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança de Clima (UN-FCCC). A estimativa inclui emissões de várias fontes de emissão que foram ignoradas em estimativas anteriores para reservatórios amazônicos, tais como a liberação de metano pela água que passa pelo vertedouro e pelas turbinas.

O RESERVATÓRIO DE TUCURUÍ

A represa de Tucuruí foi finalizada em 1984 no Rio Tocantins, um afluente do rio Amazonas localizado no Estado do Pará (Figura 1). A área do reservatório era oficialmente 2.430 km² ao nível operacional normal de 72 m acima do nível médio do mar. Medidas pelo satélite LANDSAT estimaram a área em 2.247 km² em junho de 1989 (INPE, veja Fearnside, 1995, p. 13) e 2.800 km² em julho de 1996 (de Lima *et al.*, 2000). A usina na primeira fase (Tucuruí-I) tinha 3.960 MW de capacidade instalada. Uma segunda fase (Tucuruí-II) era para dobrar a capacidade instalada para 8.085 MW até 2002 (Brasil, Programa Avança Brasil, 1999), mas chegou a 8.370 MW em 2010 com um reservatório de 2.850 km².

A represa de Tucuruí foi objeto de um dos 10 estudos focais da Comissão Mundial sobre Barragens, especialmente para a avaliação das emissões de gás de efeito estufa por desenvolvimento hidrelétrico



Figura 1. Locais mencionados no texto.

(WCD, 2000). Tucuruí tem o maior reservatório na Amazônia brasileira depois de Balbina (que é frequentemente descartada por autoridades elétricas, como atípico, devido à sua baixa densidade energética). Balbina tem emissões muito altas devido ao seu enorme reservatório em comparação com a capacidade geradora que poderia ser instalada neste local com topografia plana e de baixa vazão (Fearnside, 1995, 1996a; Rosa *et al.*, 1996a). Tucuruí-I (a configuração atual de Tucuruí) tem 1,63 watts (W) de capacidade instalada por m^2 de superfície de reservatório, considerando que as Centrais Elétricas do Brasil (ELETROBRÁS) calcularam a densidade energética média para todo o potencial hidrelétrico da região amazônica como apenas $1 W/m^2$ (Rosa *et al.*, 1996b, p. 6). Isto se refere à lista completa de represas planejadas no Plano 2010, independente da data planejada de construção (Brasil, ELETROBRÁS, 1987; veja Fearnside, 1995). A cifra equivalente para os $5.537 km^2$ de superfície de água nas quatro represas grandes existentes em 2002 (cuja capacidade instalada totaliza 4.490 MW) era de $0,81 W/m^2$, ou apenas a metade da densidade energética de Tucuruí-I.

EMISSÕES DO RESERVATÓRIO

Emissões de decomposição acima da superfície d'água

Quando florestas tropicais são inundadas por reservatórios, as árvores permanecem em pé,

projetando-se fora d'água, com a exceção de pequenas áreas desmatadas perto das barragens. Uma parte significativa da biomassa fica projetada acima da superfície de água e se decompõe aerobicamente. Esta fonte de emissão tem sido ignorada na maioria das discussões do impacto de desenvolvimento hidrelétrico sobre o efeito estufa. Parâmetros para cálculos de emissões acima d'água para o reservatório de Tucuruí são apresentados na Tabela 1.

Emissões da superfície do reservatório

Vários estudos recentes em reservatórios indicam que as emissões de metano apresentam um grande pico nos primeiros anos depois do enchimento, seguido por um declínio. Com um ano de idade, o reservatório de Petit-Saut, na Guiana francesa, liberou $1.300 mg CH_4/m^2/dia$ da superfície d'água (530 de ebulição e 770 de difusão) (Galy-Lacaux *et al.*, 1997). O reservatório de Curuá-Una, com 21 anos de idade, liberou $66 mg CH_4/m^2/dia$ (16 de difusão e 50 de ebulição) (Duchemin *et al.*, 2000). O Lago de Gatun, no Panamá, com 84 anos de idade liberou $412 mg CH_4/m^2/dia$ (12 de difusão e 400 de ebulição) (Keller & Stallard, 1994). Medidas de emissões de metano específicas para Tucuruí indicam grandes variações espaciais e temporais (Tabela 2).

Há grandes controvérsias sobre a metodologia usada para calcular emissões de gases por reservatórios. Um funil invertido usado pela Universidade Federal de São Carlos só mede emissões de ebulição (por exemplo, Rosa *et al.*, 1996b,c, 1997a). Câmaras de difusão usadas pelo INPE (Lima & Novo, 1999; Lima *et al.*, 2000) e por estudos realizados pela Universidade de Quebec em Montreal em outros reservatórios amazônicos (Duchemin *et al.*, 2000) captura bolhas e emissões de difusão. No entanto, estas câmaras são menos eficientes que os funis para calcular o componente ebulitivo porque as câmaras fazem coletam uma série de medidas em períodos breves (tipicamente de 15 minutos cada) que podem perder os estouros esporádicos de atividade ebulitiva (Keller & Stallard, 1994). Recentemente um estudo em Tucuruí (idade 14-15 anos) pela Universidade Federal de São Carlos com funis e câmaras de difusão indicou que a ebulição contribui apenas 6-16% das emissões totais de superfície de $14,6-205,3 mg CH_4/m^2/dia$ (Matvienko *et al.*, 2000). No reservatório de Curuá-Una (idade 21 anos), Duchemin *et al.* (2000) mediram a ebulição e a difusão e

Tabela 1. Parâmetros para emissão pela biomassa acima da água no reservatório de Tucuruí

| Parâmetro | Valor | Unidades | Fonte |
|--|---------|--|--|
| Fração de biomassa acima do solo | 0,759 | | Fearnside (1997b, pág. 37) |
| Profundidade média na zona de água de superfície | 1 | metro | Suposição, baseado em perda de madeira comercial |
| Taxa de decomposição de folhas na zona sazonalmente inundada | -0,5 | fração ano ⁻¹ | Suposição, nota que o ressecamento sazonal aumenta a taxa (Polunin, 1984, pág. 129) |
| Taxa de decomposição acima da água (anos 0-4) | -0,1680 | fração ano ⁻¹ | Presumido, mesmo que floresta derrubada (Fearnside, 1996b, pág. 611) |
| Taxa de decomposição acima da água (anos 5-7) | -0,1841 | fração ano ⁻¹ | Assumido mesmo como floresta derrubada (Fearnside, 1996b, pág. 611) |
| Taxa de decomposição acima da água (anos 8-10) | -0,0848 | fração ano ⁻¹ | Assumido mesmo como floresta derrubada (Fearnside, 1996b, pág. 611) |
| Taxa de decomposição acima da água (>10 anos) | -0,0987 | fração ano ⁻¹ | Assumido mesmo como floresta derrubada (Fearnside, 1996b, pág. 611) |
| Conteúdo de carbono da madeira | 0,50 | | Fearnside <i>et al.</i> (1993) |
| Taxa de queda de madeira da zona acima da água | 0,1155 | fração ano ⁻¹ | Suposição: vida média = 6 anos |
| Biomassa total média de floresta em Tucuruí | 519 | tha ⁻¹ | Revilla Cardenas <i>et al.</i> (1982) |
| Profundidade de água média no nível mínimo | 9,7 | metro | Usa 58,0 m acima do nível de mar como o mínimo nível normal de operação (Brasil, ELETRONORTE, 1989, pág. 64) |
| Biomassa inicial presente: folhas | 8,8 | t ha ⁻¹ | Calculado da biomassa total e de Fearnside (1995, pág. 12) |
| Biomassa inicial presente: madeira acima da água | 291,0 | t ha ⁻¹ | Calculado da biomassa total e de Fearnside (1995, pág. 12) |
| Biomassa inicial presente: subterrânea | 125,1 | t ha ⁻¹ | Calculado da biomassa total e de Fearnside (1995, pág. 12) |
| Liberção de metano através de térmitas | 0,687 | kg de CH ₄ ha ⁻¹ ano ⁻¹ | Martius <i>et al.</i> (1996, pág. 527) |

constataram que a ebulição representou 32-81% das emissões totais de superfície de 37,5-80,2 mg CH₄/m²/dia. Em Petit-Saut (idade 1 ano), Galy-Lacaux *et al.* (1997) acharam uma contribuição ebulitiva de 59% em uma emissão de superfície total de 1.300 mg CH₄/m²/dia. No Panamá, em enseadas na margem do Lago Gatun (idade 84 anos), a ebulição contribuiu com 97% dos 400 mg CH₄/m²/dia de emissão média da superfície (Keller & Stallard, 1994). Dado a falta de qualquer proporcionalidade consistente entre ebulição e difusão, apenas as estimativas que incluem ambos a ebulição e a difusão foram usadas no atual estudo (Tabela 2).

A área coberta por macrófitas (principalmente vegetação flutuante como a aguapé, *Eichhornia crassipes*) é um determinante essencial do fluxo de metano. No período de águas altas (14 de agosto de 1988), Novo & Tundisi (1994, p. 149) reportaram que 21% do reservatório de Tucuruí estava coberto por macrófitas a partir de imagens de LANDSAT. Baseado nos dados e suposições de Novo & Tundisi (1994) para o período de alto nível d'água, e nas pressunções destes autores para o resto do ano, a área

média ocupada por macrófitas durante o ciclo anual era 286,4 km², ou 13,1% da área média de 2.188 km² do reservatório que pode ser computado para o mesmo ano. Em Tucuruí, macrófitas explodiram no primeiro ano depois do enchimento e depois morreram quando o nível de nutrientes na água abaxar. Em 1986 (dois anos depois de fechar) a área de macrófitas foi calculada em 620 km² (Brasil, ELETRONORTE, 1988a, p. 94), ou aproximadamente 26% da área do reservatório quando cheio. Um estudo feito por Lima *et al.* (2000) para junho-agosto (período de nível de águas altas) mostra que a cobertura de macrófitas diminuiu de 39% em 1986 para 11% em 1994, o que parece ser um nível estável. A cobertura teria sido 21% em 1988, que corresponde ao cenário na Tabela 3. Crescimento explosivo inicial seguido por declínio também foi o padrão para macrófitas em outros reservatórios tropicais, tais como Brokopondo no Suriname (Leentvaar, 1966), Guri na Venezuela (Vilarrubia & Cova, 1993) e Balbina (Fearnside, 1989; Walker *et al.*, 1999), Curuá-Una (Junk *et al.*, 1981) e Samuel (Bohdan Matvienko, declaração pública, 24 de fevereiro de 2000) no Brasil.

Tabela 2. Dados disponíveis sobre emissões da superfície do Reservatório Tucuruí em habitats diferentes

| Habitat | Data | Estação (nível de água) | Estação (fluxo de água) | Tipo de emissão | Emissão (Mg CH ₄ /m ² /dia) média | Desvio padrão | n | Fonte |
|--|-----------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------|---|---------------|---|-------|
| DIVISÕES DE HÁBITAT USADAS NO CÁLCULO | | | | | | | | |
| Água aberta | mai. de 1996 | Alto | Alto | Ebulição + difusão | 12 | | | (a) |
| | agosto de 1996 | Alto | Baixo | Ebulição + difusão | 33,5 | | | (a) |
| | dez. de 1996 | Baixo | Baixo | Ebulição + difusão | 65 | | | (a) |
| | ago. de 1997 ^(b) | Alto | Baixo | Ebulição + difusão | 86,5 | | | (c) |
| | Média: fluxo de água alto | | | | 12,0 | | 1 | |
| | Média: fluxo de água baixo | | | | 61,7 | 26,6 | 3 | |
| Áreas de macrófitas | mai. de 1996 | Alto | Alto | Ebulição + difusão | 73 | | | (a) |
| | ago. de 1996 | Alto | Baixo | Ebulição + difusão | 63 | | | (a) |
| | dez. de 1996 | Baixo | Baixo | Ebulição + difusão | 72 | | | (a) |
| | Média: fluxo de água alto | | | | 73 | | 1 | |
| | Média: fluxo de água baixo | | | | 67,5 | 6,4 | 2 | |
| Árvores mortas em pé | maio de 1996 | Alto | Alto | Ebulição + difusão | 56,4 | | | (a) |
| | ago. de 1996 | Alto | Baixo | Ebulição + difusão | 59 | | | (a) |
| | dez. de 1996 | Baixo | Baixo | Ebulição + difusão | 960 | | | (a) |
| | ago. de 1997 | Alto | Baixo | Ebulição + difusão | 74,8 | | | (d) |
| | Média: fluxo de água alto | | | | 56,4 | | 1 | |
| | Média: fluxo de água baixo | | | | 364,6 | 515,7 | 1 | |
| OUTRAS MEDIDAS | | | | | | | | |
| Água aberta | mar. de 1989 | Alto | Alto | Ebulição | 0 | | | (e) |
| | set. de 1993 ^(f) | Baixo | Baixo | Ebulição | 0,018 | | | (g) |
| | mar. de 1993 ^(h) | Alto | Alto | Ebulição | 14,2 | | | (g) |
| | set. de 1993 ^(h) | Baixo | Baixo | Ebulição | 3,3 | | | (g) |
| Áreas de macrófitas | set. de 1993 | Baixo | Baixo | Ebulição | 19,0 | | | (g) |
| Árvores mortas em pé | mar. de 1993 | Alto | Alto | Ebulição | 3,3 | | | (g) |
| | set. de 1993 | Baixo | Baixo | Ebulição | 24,8 | | | (g) |
| Média ponderada, calculada para o reservatório inteiro | fev.–mar. de 1993 | Baixo | Alto | Ebulição + difusão | 5,6 | | | (i) |
| | set. de 1993 | Baixo | Baixo | Ebulição + difusão | 15,8 | | | (i) |
| | 1998 ^(j) | ? | | Ebulição | 13,1 | | | (k) |
| | 1998 ^(j) | ? | | Difusão | 192,2 | | | (k) |
| | 1999 ^(j) | ? | | Ebulição | 2,4 | | | (k) |
| | 1999 ^(j) | ? | | Difusão | 12,2 | | | (k) |

(a) E.M.L.M. Novo, comunicação pessoal, 1999. (b) Água aberta: tributário = < 10 m de profundidade. (c) de Lima *et al.*, 2000. (d) de Lima & Novo, 1999. (e) Rosa *et al.*, 1996b,c, 1997a. (f) Água aberta: canal. (g) Rosa *et al.*, 1997a, p. 48. (h) Água aberta: angra protegida. (i) Matvienko & Tundisi, 1996, p. 10. (j) Mês não especificado. (k) Matvienko *et al.*, 2000.

Tabela 3. Áreas calculadas de habitats no Reservatório de Tucuruí em 1988

| Mês | Vazão média (10 ³ m ³ /s) ^(a) | Tempo de residência (dias) ^(b) | Volume (10 ⁹ m ³) | Área de macrófitas (km ²) ^(c) | Água sem macrófitas (km ²) | Área exposta de deplecionamento (km ²) | Área permanentemente inundada com árvores emergentes (km ²) | Água sem árvores ou macrófitas (km ²) | Área de Macrófitas | |
|-------|---|---|---|--|--|--|---|---|-----------------------|-------------------------|
| | | | | | | | | | em % da área total | em % da área de água |
| Jan | 15,3 | 37 | 48,9 | 151,6 | 1.879,8 | 398,0 | 396,8 | 1.483,0 | 6,2 | 7,5 |
| Fev. | 20,8 | 27 | 48,5 | 151,6 | 1.879,8 | 398,0 | 396,8 | 1.483,0 | 6,2 | 7,5 |
| Mar. | 24,3 | 23 | 48,3 | 252,7 | 1.924,0 | 252,7 | 396,8 | 1.527,2 | 10,4 | 11,6 |
| Abr | 23,8 | 24 | 49,4 | 252,7 | 1.924,0 | 252,7 | 396,8 | 1.527,2 | 10,4 | 11,6 |
| Mai | 15,3 | 37 | 48,9 | 505,4 | 1.924,0 | 0,0 | 396,8 | 1.527,2 | 20,8 | 20,8 |
| Jun | 7,7 | 74 | 49,2 | 505,4 | 1.924,0 | 0,0 | 396,8 | 1.527,2 | 20,8 | 20,8 |
| Jul | 4,5 | 126 | 49,0 | 505,4 | 1.924,0 | 0,0 | 396,8 | 1.527,2 | 20,8 | 20,8 |
| Ago | 3,2 | 177 | 48,9 | 505,4 | 1.924,0 | 0,0 | 396,8 | 1.527,2 | 20,8 | 20,8 |
| Set | 2,4 | 236 | 48,9 | 151,6 | 1.879,8 | 398,0 | 396,8 | 1.483,0 | 6,2 | 7,5 |
| Out | 2,7 | 210 | 49,0 | 151,6 | 1.879,8 | 398,0 | 396,8 | 1.483,0 | 6,2 | 7,5 |
| Nov | 4,6 | 123 | 49,0 | 151,6 | 1.879,8 | 398,0 ^(d) | 396,8 | 1.483,0 | 6,2 | 7,5 |
| Dez | 8,8 | 64 | 48,7 | 151,6 | 1.879,8 | 398,0 | 396,8 | 1.483,0 | 6,2 | 7,5 |
| Média | 11,1 | 96,5 | 48,9 | 286,4 | 1.901,9 | 241,1 | 396,8 | 1.505,1 | 11,8 | 13,1 |

(a) Brasil, ELETRONORTE (1989, p. 51).

(b) Brasil, ELETRONORTE (1988, p. 87).

(c) Em 1989 o máximo de macrófitas ocorreu em julho, quando o nível do reservatório era 72 m acima do nível do mar, e o mínimo ocorreu em novembro, quando nível do reservatório era 68 m acima do nível do mar (Novo & Tundisi, 1994, p. 150). São interpolados os meses intercalados baseado nas suposições de Novo & Tundisi (1994).

(d) Novo & Tundisi (1994, p. 149); Fearnside (1995, p. 13) usou 858 km², baseado em volumes de água.

Em sete estudos em lagos de várzea, áreas com macrófitas tiveram 3,25 vezes mais emissões de CH₄ que água aberta (veja Fearnside, 1995, p. 15). Na UHE Tucuruí em setembro de 1992, uma área com macrófitas apresentou 1.056 vezes mais emissão de CH₄ por ebulição que água aberta no canal do rio, 0,8 vezes a emissão de água aberta com árvores em pé, e 5,8 vezes a emissão de 1992 em água aberta em uma enseada sem árvores em pé (Rosa *et al.*, 1996c, p. 150). As maiores áreas de macrófitas nos primeiros anos de um reservatório contribuem para um maior pulso de emissões de metano durante estes anos.

Uma grande área do fundo do reservatório fica exposta sazonalmente. Considerando a cota de 58 m de nível mínimo operacional de Tucuruí-I (Brasil, ELETRONORTE, 1989, p. 64), esta área ocupa 858 km² (Fearnside, 1995, p. 13), enquanto se for considerado o rebaixamento apenas até a cota de 68 m em agosto de 1988 (antes que todas as turbinas estivessem operacionais), a área ocupava 397 km² (Novo & Tundisi, 1994). Quando inundada, a área de rebaixamento oferece condições ideais para

geração de metano, como também para metilação de mercúrio do solo. No reservatório de Samuel, por exemplo, essas áreas liberaram 15,3 g C/m²/ano como CH₄ por ebulição dependendo da época inundada, comparado com 7,2 g C/m²/ano liberado entre árvores mortas em pé em áreas permanentemente inundadas e apenas 0,00027 g C/m²/ano no canal principal (Rosa *et al.*, 1996c, p. 150).

Baseado em informações sobre áreas de habitat e taxas de emissão (Tabelas 2 e 3), pode-se calcular emissões aproximadas por ebulição e difusão de CH₄ de Tucuruí (Tabela 4). Isto presume que a área coberta por macrófitas ao longo do ciclo anual segue as suposições de Novo & Tundisi (1994, p. 150), que é a área máxima de macrófitas (505,4 km²) aplica-se a quatro meses (presumidos para ser maio-agosto), enquanto dois meses (presumidos para ser março e abril) a área é 50% do máximo e é substituída pela água aberta (25%) e área de rebaixamento exposto (25%), e durante seis meses (presumidos para ser setembro-fevereiro) a área de macrófitas é 30% do máximo e é substituída pela água aberta (15%) e

Tabela 4. Fontes de metano da superfície do Reservatório de Tucuruí

| | Área na época de água alta (km ²) | Área média (km ²) | Parte média da área (%) | Média de área (km ²) | | Emissão (mg de CH ₄ /m ² /dia) | | Emissão (t CH ₄) | | |
|----------------------------|---|-------------------------------|-------------------------|----------------------------------|-----------------------|--|---------------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|----------------|
| | | | | Fluxo alto (jan-mai) | Baixo fluxo (jun-dez) | Período de fluxo alto ^(a) | Período de fluxo baixo ^(a) | Período de fluxo alto 151 dias | Período de baixo-fluxo 214 dias | Total 365 dias |
| Água aberta | | | | | | | | | | |
| Sem árvores nem macrófitas | 1.545,5 | 1.505,1 | 68,8 | 1.509,5 | 1.502,0 | 12,0 | 61,7 | 14.055 | 19.819 | 33.873 |
| Área de árvores em pé | 407,4 | 396,8 | 18,1 | 396,8 | 396,8 | 56,4 | 364,6 | 21.844 | 30.958 | 52.802 |
| Total de água aberta | 1.952,9 | 1.901,9 | 86,9 | 1.906,3 | 1.898,7 | | | | 50.777 | 86.675 |
| Áreas de macrófitas | 294,1 | 286,4 | 13,1 | 262,8 | 303,2 | 73,0 | 67,5 | 2.679 | 4.380 | 7.059 |
| Reservatório inteiro | 2.247,0 | 2.188,3 | 100,0 | 2.169,1 | 2.202,0 | | | 38.578 | 55.157 | 93.734 |
| Emissão média | | 114,3 | | | | 117,8 | 117,1 | | | |

(a) Tabela 2.

área de rebaixamento exposto (15%). O ano é dividido em duas estações com base na vazão máxima: um período de fluxo baixo (janeiro-maio) e um período de fluxo alto (junho-dezembro). O ano também pode ser dividido com base do nível de água (baixo = setembro-fevereiro, alto = março-agosto) ou com base na chuva (seco = julho-novembro, chuvoso = dezembro-junho).

Emissões das turbinas

Em 1991 Tucuruí produziu 18,03 TWh de eletricidade (Brasil, ELETRONORTE, 1992, p. 3), ou 2.058 MW. Era esperado que a produção anual da represa fosse 2.476 MW antes de 1991 (Brasil, ELETRONORTE, 1989, p. 58), ou 20,3% mais do que foi produzido de fato. Se a produção tivesse sido mais alta, as emissões de CH₄ da água que passa pelas turbinas também teriam sido proporcionalmente mais altas. Cada turbina tem uma capacidade nominal de 350 MW e um fator de carga de 95% (*i.e.*, 332,5 MW de produção efetiva), e usa 575 m³/s de água (Brasil, ELETRONORTE, 1989, p. 17). Cada turbina, então, usa 18,1 × 10⁹ m³/ano de água, e 18,3 MW é gerado por 10⁹ m³ de água. Um total de 112,2 × 10⁹ m³ de água atravessaram as turbinas em 1991, a concentração de metano a 30 m de profundidade, era 6 mg CH₄/litro em março de 1989 (dados inéditos de J.G. Tundisi citados

por Rosa *et al.*, 1997a, p. 43). Estudos na represa de Petit-Saut por Galy-Lacaux *et al.* (1999, p. 508) mostram que as concentrações de CH₄ oscilam em uma base sazonal em um padrão que corresponde ao equilíbrio entre o influxo de água e a vazão da saída do reservatório. A amplitude da oscilação é tal que a concentração máxima é, pelo menos, 50% mais alta que o mínimo em cada ciclo anual. O único perfil disponível para concentrações de CH₄ na água em Tucuruí é de março de 1989, que é durante o período de fluxo alto de água quando a série temporal a Petit-Saut (Galy-Lacaux *et al.*, 1999) indica que as concentrações de CH₄ estão no mínimo. Se a magnitude relativa da oscilação sazonal em concentração de CH₄ a Petit-Saut se aplica a Tucuruí, a concentração de 30 m de profundidade deveria variar (pelo menos) entre 6 e 9 mg CH₄/litro, com um valor médio de 7,5 mg CH₄/litro (Figura 2).

Isto pode ser considerado uma estimativa conservadora da concentração na água que passa pelas turbinas, já que a concentração de CH₄ aumenta na medida em que aumenta a profundidade, e a tomada d'água está com profundidade de 35,4 m quando o reservatório estiver ao nível operacional na cota de 72 m (Brasil, ELETRONORTE, 1989, p. 157). Baseado em uma média anual de concentração de metano de 7,5 mg CH₄/litro ao nível das turbinas, pode-se calcular que a quantia de CH₄ exportada do reservatório pelas turbinas em 1991 teria sido 0,842 ×

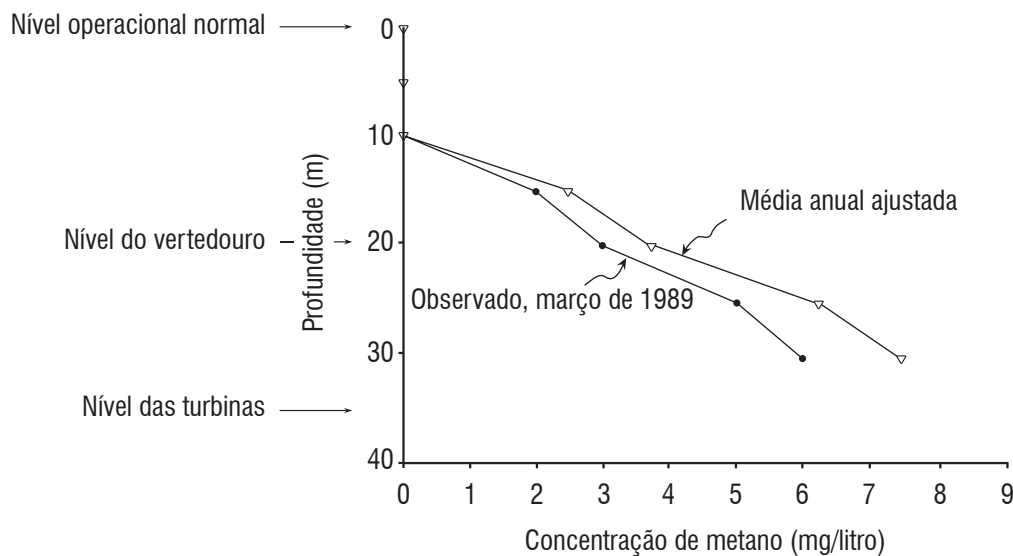


Figura 2. Perfil de concentração de metano em Tucuruí. Observações de março de 1989 são de medidas feitas por J.G. Tundisi, citadas por Rosa *et al.* (1997a, p. 43). Valores ajustados da média anual são calculados da forma descrita no texto, baseado em variações sazonais proporcionais em Petit-Saut (Galy-Lacaux *et al.*, 1997, 1999).

10⁶ toneladas (t). Porém, a oscilação sazonal age para reduzir a quantia de CH₄ exportada, em relação a este valor, porque a geração de energia é maior durante o período de fluxo alto, quando a concentração de CH₄ na água for menor. Um ajuste para este efeito é calculado na Tabela 5, assim reduzindo a exportação de CH₄ 1991 em 6,7% para 0,785 × 10⁶ t.

O destino do CH₄ da água que passa pelas turbinas pode ser calculado baseado em dados da Hidrelétrica de Petit-Saut (Galy-Lacaux *et al.*, 1997). Três medidas somadas a Petit-Saut, uma média de 87,1% do metano era imediatamente liberada como gás quando a água emergiu das turbinas. Do metano restante, 18,4% eram liberados no rio a jusante e 81,6% foram oxidados para CO₂ nos primeiros 40 km abaixo da barragem. Baseado nestes dados, a liberação em 1991 da passagem de água pelas turbinas em Tucuruí totalizou 0,702 × 10⁶ t CH₄ (0,684 × 10⁶ t às turbinas e 0,019 × 10⁶ t no rio).

Uma diferença significativa entre Tucuruí e Petit-Saut é um dispositivo de areação construído 300 m a jusante da barragem de Petit-Saut. Quando a operação da hidrelétrica começou em junho de 1994, quase todos os peixes morreram a jusante da barragem, motivando assim a suspensão da geração enquanto um dispositivo (uma barragem de 4 m de altura com dois degraus) foi construído para

criar uma cachoeira artificial e fornecer água com mais oxigênio para o rio a jusante. O dispositivo foi completado em fevereiro de 1995 (Gosse, 1999). Um subproduto não intencional disto é a liberação de metano adicional, uma parte do qual teria sido oxidada até o CO₂ por atividade bacteriana no rio ou no oceano (40 km a jusante) se a cachoeira artificial não existisse. No caso de Tucuruí, no entanto, pode-se presumir que a maioria do CH₄ na água também é liberada quando a água atravessar as turbinas por causa da queda súbita de pressão. Por exemplo, em Balbina, amostras de água tiradas do fundo do reservatório (29 m de profundidade máxima) espumam com bolhas de CH₄ e CO₂ quando trazidas à superfície (Bohdan Matvienko, declaração pública, 24 de fevereiro de 2000).

Os dados de Petit-Saut não permitem a separação da quantia liberada imediatamente quando a água emerge das turbinas daquela que é liberada na cachoeira artificial. Galy-Lacaux *et al.* (1997, p. 479) calcularam a liberação destes dois pontos juntos a partir das concentrações de CH₄ na coluna d'água anterior a represa e na água debaixo da cachoeira artificial. Das três medidas pareadas informadas por Galy-Lacaux *et al.* (1997, p. 497), a concentração média de CH₄ cai de 8,11 mg/litro para 0,77 mg/litro, ou 90,5%. A quantia média liberada nas turbinas e na cachoeira somaram 98,2 t

Tabela 5. Cálculo de exportação de metano pelas turbinas de Tucuruí em 1991^(a)

| Mês | Fluxo pelas Turbinas ^(b) (10 ⁹ m ³) | Cota da água ^(c) (m sobre o nível do mar) | Correção para oscilação sazonal (%) ^(d) | Profundidade da entrada das turbinas (m abaixo da superfície) | Concentração corrigida de CH ₄ na água liberada pelas turbinas ^(e) (mg CH ₄ /litro) | CH ₄ exportado através das turbinas (10 ⁶ t) |
|-------|--|---|---|--|--|---|
| Jan | 10,9 | 67,5 | -17 | 30,9 | 6,2 | 0,0676 |
| Fev | 12,4 | 67,5 | -33 | 30,9 | 5,0 | 0,0622 |
| Mar | 12,4 | 69,3 | -50 | 32,7 | 3,8 | 0,0464 |
| Abr | 12,4 | 69,3 | -33 | 32,7 | 5,0 | 0,0622 |
| Mai | 12,4 | 72,0 | -17 | 35,4 | 6,2 | 0,0770 |
| Jun | 9,4 | 72,0 | 0 | 35,4 | 7,5 | 0,0702 |
| Jul | 9,4 | 72,0 | 17 | 35,4 | 8,8 | 0,0821 |
| Ago | 6,3 | 72,0 | 33 | 35,4 | 10,0 | 0,0632 |
| Set | 4,8 | 67,5 | 50 | 30,9 | 11,3 | 0,0542 |
| Out | 4,8 | 67,5 | 33 | 30,9 | 10,0 | 0,0481 |
| Nov | 9,4 | 67,5 | 17 | 30,9 | 8,8 | 0,0821 |
| Dez | 9,4 | 67,5 | 0 | 30,9 | 7,5 | 0,0702 |
| Média | 9,5 | 69,3 | 0 | 32,7 | 7,5 | 0,0655 |
| Total | 113,8 | | | | | 0,7854 |

(a) Baseado na geração de energia em 1991 e nas mudanças no armazenamento e na evaporação (de água e áreas de macrófitas) em 1988.

(b) Alocado entre os meses somando ou subtraindo mensalmente da média das médias em unidades de uma turbina, para manter positivo o fluxo do vertedouro, dentro das restrições de capacidade das turbinas e o total anual de geração de eletricidade.

(c) Baseado em áreas (Tabela III), interpoladas em intervalos de 10 m (Brasil, ELETRONORTE, 1989, Fig. MT-TUC-05).

(d) Divergência de porcentagem da média anual baseado em amplitude aproximada de oscilações em Petit-Saut de Galy-Lacaux *et al.* (1999).

(e) Corrigido para profundidade do vertedouro com ajuste para concentração média anual de CH₄ à profundidade das turbinas (Figura 2) e para oscilações sazonais em concentração de CH₄. Por exemplo, a média anual da concentração de CH₄ para >30 m de profundidade é 7,5 mg CH₄/litro e em janeiro a concentração corrigida (-17%) é 6,2 mg CH₄/litro.

CH₄/dia (89,9% do CH₄ exportado pelas turbinas, ou 97,7% das emissões totais de 100,5 t CH₄/dia de água turbinada). Toda a liberação no rio acontece nos primeiros 20-30 km abaixo da barragem; a média das três medidas desta liberação era 2,3 t CH₄/dia, que representa 2,1% do CH₄ exportado pelas turbinas, ou 2,3% das emissões totais de água turbinada. Se a cachoeira artificial não existisse, a quantia liberada no rio provavelmente seria mais alto que os 11,0 t/dia medidos no caso de Petit-Saut (21,0% do CH₄ que entra no rio abaixo da barragem) por causa da concentração mais alta de CH₄ que entraria no rio neste momento. Com isto, torna-se possível calcular estimativas mínimas e máximas para a emissão de CH₄ da água que passa pelas turbinas em Tucuruí. Considerando as porcentagens liberadas como 21,0%-89,9%, baseado nos resultados de Petit-Saut, a liberação das turbinas em Tucuruí em 1990 era de 0,165-0,702 × 10⁶ t CH₄. O total de metano liberado da água que passa pelas turbinas em Tucuruí era 2-8 vezes a liberação total de ebulição e difusão no próprio reservatório.

Emissões do vertedouro

Uma grande fonte adicional de emissões de CH₄ em Tucuruí é da água liberada pelo vertedouro. Esta água não é tirada da superfície, mas vem da cota de 52 m (Brasil, ELETRONORTE, 1989, p. 146). Quando o reservatório está na cota operacional normal de 72 m, na fase Tucuruí-I, a água liberada do vertedouro vinha de uma profundidade de 20 m. A água sai em uma lâmina debaixo de uma série de 23 comportas de aço quando elas são elevadas; normalmente, esta é uma lâmina fina do fundo do vão do vertedouro, embora estas portas gigantes (cada com 21 m de altura e pesando 220 t) podem ser giradas para cima para permitir a passagem de grandes inundações. Com a exceção de tais eventos de inundação, a tirada é, então, na crista do vertedouro na cota de 52 m. Em cada vertedouro, a água desce uma calha por 30 m, onde é lançada no ar por um salto tipo esquí e mergulha mais 28 m até uma bacia de dissipação forrada de concreto armado. A grande pluma branca de neblina formada quando estão abertos todos os 23 vertedouros, cada um com 20 m de largura, é, indubitavelmente, a vista mais

espetacular e frequentemente fotografada na barragem. A perfeição e a natureza instantânea da aeração faz com que seja uma suposição segura de que todo o CH₄ dissolvido na água é liberado imediatamente à atmosfera.

Emissões do vertedouro seriam muito grandes se o reservatório fosse mantido sempre no seu nível d'água cheio. Considerando a vazão média a longo prazo de 11.107 m³/s (Brasil, ELETRONORTE, 1989, p. 17), ou 350,5 × 10⁹ m³/ano, e a concentração de CH₄, ajustada de acordo com a época de 3,75 mg CH₄/litro a 20 m de profundidade, o vertedouro teria emitido 0,893 × 10⁶ t CH₄ em 1990, equivalente a 5,1 × 10⁶ t de C equivalente a CO₂. Porém, vários fatores reduzem a emissão anual de água liberada pelo vertedouro. Um fator é o ciclo sazonal na concentração de CH₄, a maior liberação do vertedouro que é durante o período de fluxo alto quando a concentração de CH₄ é mais baixa. Outro fator é o efeito do rebaixamento do nível d'água: na medida em que o nível da água cai,

a profundidade da entrada do vertedouro diminui relativo à superfície da água, presumivelmente com uma redução correspondente na concentração de CH₄ ao nível do vertedouro. Estes dois efeitos reduzem a exportação calculada de CH₄ pelo vertedouro para 0,535 × 10⁶ t (Tabela 6), uma diminuição de 40,1%. Um efeito para qual não foi feita uma correção, é a variação na espessura da lâmina d'água que atravessa o vertedouro: embora normalmente apenas uma fenda estreita é aberta, durante inundações maiores, as comportas podem ser elevadas mais alto, permitindo assim escapar água mais próximo da superfície (com conteúdo de CH₄ mais baixo).

Perda de fontes e sumidouros em floresta viva

Quando a floresta tropical é inundada e, conseqüentemente, morta, são perdidas as fontes e sumidouros naturais na floresta de gases de efeito estufa. Isto inclui a perda de uma absorção anual de carbono

Tabela 6. Cálculo de exportação de metano pelo vertedouro em 1991^(a)

| Mês | Influo (10 ⁹ m ³) ^(b) | Evaporação (10 ⁹ m ³) ^(c) | Mudança de armazenamento (10 ⁹ m ³) ^(d) | Fluxo do vertedouro (10 ⁹ m ³) ^(e) | Profundidade do vertedouro (m abaixo da superfície) ^(f) | Média anual de concentração de CH ₄ na profundidade do vertedouro (mg CH ₄ /litro) ^(g) | Concentração corrigida de CH ₄ na água liberada pelo vertedouro (mg CH ₄ /litro) ^(h) | CH ₄ exportado através do vertedouro (10 ⁶ t) |
|-------|---|---|---|--|--|---|---|---|
| Jan | 41,0 | 0,26 | 0,2 | 29,7 | 15,5 | 2,6 | 2,2 | 0,0648 |
| Fev | 55,8 | 0,26 | -0,4 | 43,5 | 15,5 | 2,6 | 1,8 | 0,0767 |
| Mar | 65,1 | 0,28 | -0,2 | 52,7 | 17,3 | 3,1 | 1,5 | 0,0813 |
| Abr | 63,8 | 0,28 | 1,0 | 50,1 | 17,3 | 3,1 | 2,1 | 0,1035 |
| Mai | 41,0 | 0,31 | -0,4 | 28,7 | 20,0 | 3,7 | 3,1 | 0,0894 |
| Jun | 20,6 | 0,31 | 0,2 | 10,8 | 20,0 | 3,7 | 3,7 | 0,0403 |
| Jul | 12,1 | 0,31 | -0,2 | 2,5 | 20,0 | 3,7 | 4,4 | 0,0111 |
| Ago | 8,4 | 0,31 | -1,2 | 2,9 | 20,0 | 3,7 | 5,0 | 0,0145 |
| Set | 6,3 | 0,26 | -0,1 | 1,3 | 15,5 | 2,6 | 3,9 | 0,0050 |
| Out | 7,1 | 0,26 | 0,6 | 1,5 | 15,5 | 2,6 | 3,5 | 0,0052 |
| Nov | 12,3 | 0,26 | 0,5 | 2,2 | 15,5 | 2,6 | 3,1 | 0,0067 |
| Dez | 23,6 | 0,26 | -0,1 | 14,1 | 15,5 | 2,6 | 2,6 | 0,0370 |
| Média | 29,7 | 0,28 | 0,0 | 20,0 | 17,3 | 3,1 | 3,1 | 0,0446 |
| Total | 357,0 | 3,39 | 0,0 | 239,8 | | | | 0,5353 |

(a) Baseado na geração de energia em 1991 e em mudança de armazenamento e evaporação (de água e áreas de macrófitas em 1988).

(b) Baseado em vazão em longo prazo (Tabela 3).

(c) Evaporação sem macrófitas é 1.548 mm/ano (Brasil, ELETRONORTE, 1989, p. 47); é presumido que a evapotranspiração de áreas de macrófitas é duas vezes esta taxa.

(d) Baseado em volumes de armazenamento (Tabela 3).

(e) Calculado por diferença do influo e evaporação + turbinas (da Tabela 5) + mudança de armazenamento.

(f) Baseado em níveis de água da Tabela 5.

(g) Figura 2, usando valores pela profundidade do vertedouro com ajuste para oscilações sazonais em concentração de CH₄.

(h) Ajustado com correção para oscilações sazonais em concentrações de CH₄ da Tabela 5.

pela floresta em pé. Estudos que usam técnicas de correlação de remanço indicam que as florestas amazônicas intactas têm uma absorção líquida de carbono atualmente (por exemplo, Grace *et al.*, 1995; Mahli *et al.*, 1998). Embora este efeito não possa ser permanente, já que, a longo prazo, os estoques de C na floresta não podem continuar crescendo, a absorção efetuada constitui uma adição ao impacto de matar grandes áreas de floresta por inundações. Outras perdas incluem um pequeno sumidouro de metano no solo da floresta tropical e uma fonte de metano muito pequena de térmitas de floresta. Por outro lado, uma fonte de óxido nitroso (N_2O) de emissões são eliminadas pela inundação. Solos sob as florestas amazônicas em Paragominas (onde a distribuição sazonal de precipitação é semelhante à aquela em

Tucuruí) emite uma quantidade calculada em 8,68 kg de N_2O /ha/ano (Verchot *et al.*, 1999, p. 37), equivalente a 0,73 t C/ha/ano equivalente a CO_2 que considera o potencial de efeito estufa de 100 anos de 310 adotado pelo Protocolo de Kyoto para N_2O . Os 1.926 km² de florestas inundadas por Tucuruí (Fearnside, 1995, p. 11), então, emitiram anualmente como N_2O , $0,117 \times 10^6$ t de C equivalente a CO_2 antes de serem inundados. A área inundada por Tucuruí, como a maioria das represas hidrelétricas, não era um pantano antes de ser inundada, mas era uma área de correntezas no rio que teve topografia acidentada o bastante para manter os solos bem drenados. A emissão pré-reservatório não era, então, a grande fonte de CH_4 ou de N_2O que às vezes tem sido sugerido. É calculado o efeito líquido de perdas de fontes e sumidouros em floresta viva na Tabela 7.

Tabela 7. Emissões líquidas das perdas de fontes e sumidouros na floresta viva

| Item | Fluxo por hectare | | Emissão em Tucuruí (10 ⁶ t de C equivalente a CO_2 /ano) | Fonte do valor de fluxo por hectare |
|--|-----------------------|--|---|--|
| | Gás (t de gás/ha/ano) | Equivalente de carbono (t/ha de C equivalente a CO_2 /ano) | | |
| Perda de absorção de carbono de CO_2 pela floresta em pé | 1,2 | 0,3 | 0,06 | Tian <i>et al.</i> (1998) ^(b) |
| Perda de emissão de N_2O do solo de floresta | -0,0087 | -0,734 | -0,14 | Verchot <i>et al.</i> (1999, p. 37). |
| Perda de absorção de CH_4 do solo de floresta | 0,0005 | 0,00015 | 0,000028 | Keller <i>et al.</i> (1986). |
| Perda de emissão de CH_4 de térmitas de floresta | -0,014 | -0,104 | -0,020 | Fearnside (1996b). |
| Total | | -0,52 | -0,10 | |

(a) Considerando área de floresta perdida como sendo 1.926 km² (Fearnside, 1995, p. 11). Potenciais de aquecimento global de 100 anos do Segundo Relatório de Avaliação do IPCC são usados: $CO_2=1$, $CH_4=21$, $N_2O=310$ (Schimel *et al.*, 1996). Valores negativos representam emissão reduzida à atmosfera quando a floresta for perdida.

(b) Baseado na média modelada para 1980-1994.

Impacto sobre o efeito estufa das emissões em 1990

Em resumo, as principais fontes de emissões de metano em Tucuruí em 1990 eram as seguintes quantidades de CH_4 em 10⁶ t: 0,0937 de ebulição e difusão, 0,1649-0,7025 das turbinas, e 0,5353 do vertedouro (Tabela 8). Pequenas contribuições adicionais foram feitas pelos cupins na decomposição acima d'água, pela perda do sumidouro em solos sob floresta, e, por outro lado, pela perda do pequeno fluxo dos cupins na floresta. A emissão de CH_4 somou $0,79-1,33 \times 10^6$ t de gás; considerando um potencial de aquecimento global de 21 (Schimel *et al.*, 1996, p. 121), é equivalente a $4,5-7,6 \times 10^6$ t de C equivalente a CO_2 . Foram calculadas emissões de CO_2 em 1990 de $9,68 \times 10^6$ t de gás de CO_2 , ou $2,64 \times 10^6$ t de

C. Ajuste para perda da fonte de N_2O do solo sob floresta diminui a emissão em 1-2%. A contribuição de metano representou 64-75% do impacto total de gás de efeito estufa em 1990 de $7,0-10,1 \times 10^6$ t de C equivalente a CO_2 (Tabela 8). Como explicado na Tabela 8 (nota 1), as emissões em 1990 são calculadas a partir de parâmetros que se referem aos anos para os quais as informações estão disponíveis.

DISCUSSÃO

Incerteza

A confiança da atual estimativa é muito sensível ao valor de dois parâmetros: as concentrações de CH_4 no transcurso de água pelo vertedouro e pelas turbinas. Aqui um conjunto de valores é usado, medido

Tabela 8. Emissões de gases de efeito estufa de Tucuruí em 1990^(a)

| Gás | Fonte de emissão | Fluxo (10 ⁶ t de gás) | | C equivalente a CO ₂ (10 ⁶ t C) ^(b) | | Contribuição relativa (%) | |
|------------------|---|-------------------------------------|---------------|--|---------------|---------------------------|---------------|
| | | Cenário alto | Cenário baixo | Cenário alto | Cenário baixo | Cenário alto | Cenário baixo |
| CH ₄ | Ebulição + difusão | 0,0937 | 0,0937 | 0,537 | 0,537 | 5% | 8% |
| | Decomposição acima da água (c) | 0,0005 | 0,0005 | 0,003 | 0,003 | 0,03% | 0,04% |
| | Perda de sumidouros no solo da floresta | 0,0001 | 0,0001 | 0,001 | 0,001 | 0,01% | 0,01% |
| | Perda de térmitas da floresta | -0,0027 | -0,0027 | -0,015 | -0,015 | -0,15% | -0,22% |
| | Turbinas | 0,7025 | 0,1649 | 4,023 | 0,945 | 40% | 13% |
| | Vertedouro | 0,5353 | 0,5353 | 3,066 | 3,066 | 30% | 44% |
| | CH ₄ total | 1,3294 | 0,7919 | 7,61 | 4,54 | 75% | 64% |
| CO ₂ | Decomposição acima da água | 9,34 | 9,3400 | 2,55 | 2,55 | 25% | 36% |
| | Decomposição abaixo da água | 0,11 | 0,1100 | 0,03 | 0,03 | 0,30% | 0,43% |
| | Perda de absorção da floresta | 0,23 | 0,2300 | 0,06 | 0,06 | 1% | 1% |
| | CO ₂ total | 9,68 | 9,68 | 2,64 | 2,64 | 26% | 38% |
| N ₂ O | Perda de fontes no solo da floresta | -0,00167 | -0,00167 | -0,14 | -0,14 | -1% | -2% |
| Total | | | | 10,11 | 7,03 | 100% | 100% |

(a) Componentes são de anos diferentes: áreas de hábitat e níveis de água de 1988, emissão por unidade de área por ebulição e difusão de 1996-1997, fluxos de água das turbinas e vertedouro de 1991, conteúdo de CH₄ na água de 1989, emissões de decomposição de 1990.

(b) Potencial de aquecimento global de CH₄ = 21; N₂O = 310 (Schimel *et al.*, 1996).

(c) Fearnside (1995), baseado em decomposição acima do solo em floresta derrubada para agricultura e pecuária (Martius *et al.*, 1996).

em Tucuruí em março de 1989 por José G. Tundisi (citado por Rosa *et al.*, 1997a, p. 43). Estes valores são ajustados para oscilações sazonais baseado na série de medidas feitas em Petit-Saut (Galy-Lacaux *et al.*, 1999). A existência de oscilações sazonais indica a importância de ter uma série de medidas para capturar esta fonte de variação. A maioria do esforço de pesquisa tem visado a quantificação das emissões de gases de efeito estufa de represas hidrelétricas, inclusive Tucuruí, tem sido dedicado a medidas de fluxos no próprio reservatório. Porém, os cálculos no atual trabalho mostram claramente que os maiores ganhos na redução das incertezas na estimativa global seriam na melhoria das informações sobre as concentrações de CH₄ na água que entra nas turbinas e no vertedouro, e o destino do CH₄ no rio a jusante da barragem.

Fluxos de metano da superfície do reservatório, particularmente por ebulição, também estão sujeitos a ciclos. Em uma base sazonal, as emissões por unidade de área são mais altas em qualquer local no reservatório quando o nível de água está baixo. Podem ser esperados que os rebaixamentos frequentes no nível d'água no gerenciamento do reservatório resultassem em maior liberação de CH₄ por ebulição. É provável que as grandes liberações que acontecem quando os níveis de água caem não sejam descobertas por meio de medidas feitas nas breves "campanhas" que atualmente formam a fonte dos dados disponíveis.

Emissões de ebulição são maiores em áreas mais rasas porque há menos distância vertical, ao longo de que as bolhas de CH₄, que são liberadas dos sedimentos, podem ser oxidadas antes de alcançar a superfície. Também, a pressão hidrostática nos sedimentos é menor, assim conduzindo a maior liberação de bolhas deste ambiente supersaturado. Além disso, taxas de metanogênese são sensíveis à temperatura, e os sedimentos mais frios a profundidades maiores produziram menos CH₄ que sedimentos em áreas rasas. No Lago Gatun, por exemplo, ao longo de um gradiente de profundidade de 0,5 a 10 m, a taxa de ebulição diminuiu por um fator de 10, dos quais um fator de 2,3-3,9 poderia ser explicado por diferenças de temperatura e de pressão (Keller & Stallard, 1994, p. 8.315). O efeito adicional significativo da profundidade pode ser devido a maiores contribuições de carbono terrestre nas áreas rasas próximas à beira do lago (Keller & Stallard, 1994). Com o passar do tempo, além do efeito da profundidade sobre as variações na emissão, este fator mostra também a grande variação espacial que existe em diferentes partes da superfície de um reservatório e o cuidado necessário para obter amostras representativas e interpretar estes resultados usando uma ponderação apropriada pela área de cada hábitat e categoria de profundidade. A divisão em três zonas usada no atual trabalho é o nível máximo de detalhamento que os dados atuais permitem, mas a medida em que mais dados ficam disponíveis, uma

desagregação melhor de classes de profundidade e de hábitat poderia aumentar a confiança das estimativas.

Em uma base diurna, emissões são mais altas durante o dia que à noite, devido à maior força do vento e da ação de ondas (Duchemin *et al.*, 2000; Keller & Stallard, 1994). Maiores fluxos de ebulição à tarde em Tucuruí também podem ser devido a um ciclo diurno em pressão atmosférica para o que é equivalente a uma flutuação no nível de água de 18 cm, em termos de pressão hidrostática sobre o fundo do lago (Lima & Novo, 1999). Considerando que muitas das medidas publicadas não especificam se são baseadas em monitoramento ao longo de um ciclo de 24 horas, esta é uma fonte de incerteza adicional.

O estudo de Galy-Lacaux *et al.* (1999), a Petit-Saut, indica que as concentrações de CH_4 diminuem com o passar do tempo, caindo de 14 a 10 mg/litro nos primeiros quatro anos de represamento (o período de medida em Petit-Saut), e espera-se diminuir até 0,3 mg/litro à idade de 20 anos, baseado em níveis de CH_4 presentes em uma represa comparável na Costa do Marfim. A concentração projetada a Petit-Saut seis anos depois do represamento (a idade do reservatório para a atual estimativa para Tucuruí) era 4 mg/litro. No entanto, Galy-Lacaux *et al.* (1999) usaram uma concentração de CH_4 média ao longo de todo o perfil vertical da coluna d'água em uma estação localizada perto da barragem como a estimativa da concentração na passagem da água pelas turbinas. Petit-Saut difere de Tucuruí de alguns modos significantes que afetam a escolha de um valor de CH_4 . O reservatório de Tucuruí é aproximadamente duas vezes mais profundo que a represa de Petit-Saut, com o ponto central das entradas para as turbinas sendo localizado a uma profundidade de 35,4 m (*i.e.*, mais fundo que a profundidade total de 34 m do reservatório de Petit-Saut). Além disso, Petit-Saut tem uma estrutura especial construída para minimizar a descarga de água anóxica (que também é mais rica em metano). Este é um dique subaquático construído paralelo e 60 m a montante da barragem com a finalidade de imobilizar a metade mais baixa da coluna d'água e somente puxar água da superfície, relativamente bem oxigenada, nas tomadas d'água das turbinas (Sissakian & Desmoulin, 1991). Tucuruí não tem nenhuma estrutura desse tipo, assim fazendo com que o valor medido da concentração de CH_4 num ponto tão próximo quanto possível ao nível das entradas das

turbinas seja uma escolha mais apropriada que a média para a coluna d'água.

A atual estimativa de emissões de Tucuruí é conservadora por várias razões. A estimativa ignora “eventos incomuns”, como tempestades, que resultam em emissões muito mais altas do que as que normalmente ocorrem. Estes eventos foram constatados como responsáveis por uma porção significativa das emissões anuais em reservatórios no norte do Canadá (Duchemin *et al.*, 1995). Tempestades podem causar contribuições grandes de matéria orgânica da bacia, tais como folhas, ramos e outros detritos; elas também podem criar seichas que trazem o oxiclínio à superfície, assim permitindo a liberação de água funda saturada de metano (Donald D. Adams, declaração pública, 24 de fevereiro de 2000).

O uso de dados de diferentes anos para produzir uma estimativa aproximada para 1990 aumenta a incerteza. Alguns dos efeitos, resultam em sobreestimativa da emissão de 1990. Por exemplo, usar as áreas de macrófitas de 1988, o conteúdo de CH_4 na água de 1989, as profundidades das turbinas e dos vertedouros de 1988 e o fluxo de água turbinada de 1991. Outros fatores subestimam a emissão de 1990, como a ebulição e a difusão por unidade de área de 1996-1997 e o fluxo de água vertida de 1991.

A atual estimativa não inclui emissões do desmatamento feito pela população que foi retirada do local do reservatório. Também não foram incluídas estimativas das emissões significativas da construção da represa, que seriam necessárias para uma análise da cadeia completa (análise do ciclo de vida). Impactos futuros também incluiriam emissões das represas a montante planejadas para regular o fluxo do rio Tocantins.

Comparação com estimativas anteriores

Emissões de gases de efeito estufa do reservatório de Tucuruí durante um único ano (1990) foram calculadas (Fearnside, 1995). Essa análise foi subsequentemente estendida de um único ano, para computar a quantia e a distribuição temporal das emissões ao longo de um período de 100 anos que poderia ser comparado então com as emissões que seriam produzidas gerando a mesma quantia de energia a partir de combustíveis fósseis (Fearnside, 1997a). Fatores considerados incluíram o estoque

inicial e a distribuição de carbono, as taxas e os caminhos de decomposição (conduzindo para liberação de CO_2 e CH_4), e as perdas de energia nas linhas de transmissão. Fatores não considerados incluíram a degradação da floresta nas ilhas e nas margens do reservatório, fontes de óxido nitroso em zonas de deplecionamento e linhas de transmissão, além de caminhos adicionais de emissão de metano através das árvores em pé, passagem de água pelas turbinas, etc. Também não foram incluídas emissões na fase de construção, nem as emissões do desmatamento feito por pessoas deslocadas (ou atraídas) pelo projeto.

Cálculos anteriores presumiram que apenas 10% da superfície de água estava coberta por macrófitas (Fearnside, 1997a). O percentual médio usado no cálculo da área atual é de 13,1% (Tabela 3). Porém, a emissão das áreas de macrófita é muito mais baixa no cálculo atual (72 mg $\text{CH}_4/\text{m}^2/\text{dia}$ na época de nível alto de água e 68 mg $\text{CH}_4/\text{m}^2/\text{dia}$ na época de nível baixo) que os 174,7 mg $\text{CH}_4/\text{m}^2/\text{dia}$ usados em cálculos anteriores (Fearnside, 1995, 1997a). Isto provavelmente indica que o cálculo atual é conservador, já que o anterior, embora baseado em dados de lagos de várzea em vez de se basear em dados de Tucuruí, estava fundamentado em muito mais observações (por exemplo, Bartlett *et al.*, 1990; Devol *et al.*, 1990; Wassmann & Thein, 1996).

A maioria do impacto de efeito estufa nos cálculos anteriores (Fearnside, 1995) foi derivado do CO_2 liberado por decomposição da madeira acima da água: em 1990, o CO_2 contribuiu com 83% e o CH_4 com 17% do impacto, considerando o potencial de aquecimento global de 21 atualmente usado para CH_4 , para representar o impacto de uma tonelada deste gás relativo a uma tonelada de CO_2 da forma adotada na época pelo Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC) (Schimel *et al.*, 1996, p. 121). Na análise anterior, foi presumido que as emissões de metano seriam relativamente constantes ao longo do horizonte de tempo, em vez de ter um pico inicial seguido por um declínio até um platô mais baixo.

A inclusão de emissões substanciais de CH_4 na água liberada pelas turbinas e pelo vertedouro, que não foram incluídas em estimativas anteriores, aumentam a confiança do cálculo atual. Estas fontes aumentam a emissão total de CH_4 , comparado à estimativas anteriores das emissões (Fearnside, 1995,

1997a) que incluíram o CH_4 de decomposição de floresta submersa, na qual as suposições adotadas agora parecem ser conservadoras. A produção de CH_4 calculada baseados em suposições sobre taxas e caminhos de decomposição foi substituída por estimativas mais seguras baseado em medidas de concentração de CH_4 na água que foi liberada pelas turbinas e pelo vertedouro. Isto altera as estimativas anteriores significativamente para o ano 1990 (Fearnside, 1995), nas quais o CO_2 contribuiu com 83% e o CH_4 com 17%. A estimativa revisada indica emissões mais baixas de metano do reservatório (principalmente devido a valores mais baixos para emissão de macrófitas por m^2).

São comparados os resultados do atual estudo com os de estudos anteriores na Tabela 9. Estudos variam amplamente, não só nos seus resultados finais, mas também na abrangência da cobertura deles com respeito às fontes de emissões. Estimativas que produzem resultados finais muito baixos ignoram emissões de CH_4 da passagem de água pelas turbinas e pelo vertedouro e as emissões de CO_2 de decomposição de biomassa acima da água. Principalmente devido à inclusão de emissões das turbinas e do vertedouro, os cálculos no atual estudo mais que duplicam a estimativa anterior deste autor para emissões em 1990 (Fearnside, 1995) de $3,1 \times 10^6$ t de C equivalente a CO_2 (considerando o valor de 21 para o potencial de aquecimento global para CH_4) para $8,6 \times 10^6$ t de C equivalente a CO_2 , sendo isto o ponto central da faixa de variação de $7,0-10,1 \times 10^6$ t de C equivalente a CO_2 que é o resultado da incerteza sobre a porcentagem de CH_4 liberada da água turbinada. Acredita-se que a conclusão de que há uma emissão significativa é bastante robusta, apesar da incerteza ser alta e mal quantificada. Os resultados deste trabalho indicam emissões de uma a duas ordens de grandeza maiores do que os estudos de emissões da superfície do reservatório que atualmente formam a base da política brasileira sobre o efeito estufa e represas hidrelétricas (Tabela 9).

Distribuição temporal das emissões

Uma pergunta fundamental para o futuro será se a concentração de CH_4 na água diminuirá até um platô de nível muito baixo (por exemplo, como os 0,32 mg/litro encontrados por Galy-Lacaux *et al.* (1999) em um reservatório africano de 20 anos de idade). Um fator que determina isto, será a importância relativa

Tabela 9. Comparação com outras estimativas de emissões de gás de efeito estufa de Tucuruí

| Autor | Ano de emissão | Fatores incluídos ^(a) | Fluxo de CH ₄ por área de unidade (mg/m ² de CH ₄ /dia) | Emissão anual líquida (10 ⁶ t de gás) | | | C equivalente a CO ₂ (10 ⁶ t C/ano) | Método para estimativa de CH ₄ |
|------------------------------------|----------------|----------------------------------|--|--|-----------------|------------------|---|---|
| | | | | CO ₂ | CH ₄ | N ₂ O | | |
| Este estudo: Cenário baixo | 1990 | 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 | | 9,7 | 0,79 | -0,00167 | 7,0 | (b) |
| Este estudo: Cenário alto | 1990 | 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 | | 9,7 | 1,33 | -0,00167 | 10,1 | (b) |
| Fearnside, 1995. | 1990 | (1, 2, 3), 4 | | 9,5 | 0,09 | -- | 3,1 | (c) |
| Rosa & Schaffer, 1995. | 1990 | (1, 2, 3) | | -- | 0,52 | -- | 3,0 | (c,d) |
| Novo & Tundisi, 1994. | 1988 | 1, 2 | 96 | -- | 0,085 | -- | 0,49 | (b) |
| Rosa <i>et al.</i> , 1996c, 1997b. | 1993 | 1 | 15 | -- | 0,013 | -- | 0,07 | (b,e) |
| Matvienko <i>et al.</i> , 2000. | 1998-99 | 1, 2 | 112 | --(f) | 0,099 | -- | 0,57 | (b,e) |
| Matvienko & Tundisi, 1997. | Set 1993 | 1, 2 | 15 | --(f) | 0,013 | -- | 0,08 | (b,e) |

(a) Fatores: 1 = ebulição da superfície, 2 = difusão da superfície, 3 = turbinas, 4 = decomposição acima da água, 5 = CH₄ do solo da floresta, 6 = N₂O do solo da floresta, 7 = térmitas de floresta; parênteses () = implicitamente incluído.

(b) Baseado em dados de fluxo.

(c) Baseado em suposições relativo às taxas de decomposição e fração emitidas como CH₄.

(d) Emissão de CH₄ calculada para 1990 a partir das suposições de Rosa & Schaffer (1995, p. 155) como média de dois cenários, e convertida em C equivalente a CO₂ usando o potencial de aquecimento global de 100 anos do IPCC de 21 (Schimel *et al.*, 1996).

(e) Emissões do reservatório calculadas a partir de informações por m² usando um valor de 2.430 km² para a área.

(f) CO₂ medido de ebulição, mas não pode ser considerado uma emissão líquida porque uma grande parte dela é derivado de carbono contribuído pela bacia e pela produção primária no reservatório.

de fontes diferentes do carbono que é convertido em metano. A decomposição rápida de partes macias das plantas da floresta original é provavelmente completa em todos os reservatórios até a idade de seis anos, mas contribuições de carbono degradável continuam entrar a partir da bacia hidrográfica na forma de carbono orgânico dissolvido e detritos orgânicos trazidos pela água. Carbono degradável também é gerado dentro do reservatório por produção primária, especialmente através de macrófitas, usando nutrientes providos para o reservatório do influxo. Em um reservatório como Tucuruí, com amplo desmatamento e, por consequência, afetado pela erosão do solo na bacia a montante da represa, estas contribuições de nutrientes e de carbono orgânico podem ser esperadas a continuar em longo prazo em níveis altos. A cobertura de macrófitas diminuiu no reservatório ao longo do período 1986-1994, mas parece ter estabilizado no nível de cobertura que foi observado em 1994, quando estas plantas cobriram 11% da superfície de água durante o período de águas altas (Lima *et al.*, 2000).

Emissões de Tucuruí hoje diferem das emissões em 1990. Um fator importante que aumenta as emissões é que os dados de 1991 para geração de energia usados na estimativa para 1990 se referem a um período antes que todas as turbinas tenham sido instaladas na fase Tucuruí-I da usina. Por outro lado, a

emissão da decomposição da biomassa acima da água teria diminuído ao longo dos anos a medida em que este estoque de carbono desaparecesse, e a cobertura de macrófitas reduzisse de 21% até o platô de 11% no período de águas altas.

Maior flutuação no nível de água (com mais turbinas instaladas) também conduz a maiores emissões. Quando o nível de água no reservatório diminui, a vegetação cresce rapidamente na terra exposta. Esta biomassa verde e macia decompõe rapidamente quando, subsequentemente, o nível d'água sobe e inunda a área de deplecionamento, liberando metano sob as condições anóxicas que prevalecem no fundo. Em virtude destas áreas serem relativamente rasas, uma porção significativa das bolhas que se formam pode alcançar a superfície, antes que o metano possa ser oxidado na coluna d'água. A vegetação verde foi considerada em zonas de deplecionamento inundadas uma fonte significativa de metano por ebulição em Balbina (Bohdan Matvienko, declaração pública, 24 de fevereiro de 2000).

Preferência temporal e escolhas de energia

Em 1990, o Brasil emitiu anualmente 53×10^6 t de carbono de combustíveis fósseis (La Rovere, 1996). A emissão de $7,0-10,1 \times 10^6$ t de C equivalente a CO₂ de Tucuruí em 1990 representou,

portanto, 13-19% da emissão de combustível fóssil, na época, da população brasileira de 170 milhões de pessoas. A emissão de Tucuruí é 1,3-1,9 vezes maior do que aquele proveniente do combustível fóssil queimado pela população de 17 milhões da cidade de São Paulo (10% da população do Brasil).

A madeira acima da água que produziu 25-36% da emissão de Tucuruí em 1990 desaparecerá com o passar do tempo. A emissão de metano, que compõe o resto do impacto da represa sobre o efeito estufa, diminuirá até um platô mais baixo, mas uma parte mal quantificada disto continuará como uma fonte permanente. Uma fonte de emissão do tamanho da cidade de São Paulo pode, então, ser permanente. Estes impactos consideram os potenciais de aquecimento global de 100 anos sem desconto (atualmente usado pelo Protocolo de Kyoto). Caso seja aplicada uma taxa de desconto ou outro mecanismo de ponderação por preferência temporal, o impacto relativo de represas hidrelétricas poderia ser o dobro ou mais do que os impactos calculados aqui (Fearnside, 1997a).

A geração de energia hidrelétrica produziu pulsos grandes de CO₂ e emissões de CH₄ nos primeiros anos depois de encher o reservatório, enquanto a geração térmica produz um fluxo constante de gases em proporção a energia gerado. A análise da distribuição temporal das emissões (Fearnside, 1997a) indica que a molécula de CO₂ média na carga atmosférica contribuída por Tucuruí entra na atmosfera 15 anos mais cedo que a molécula média na carga comparável produzida pela geração a partir de combustível fóssil. Isto significa que, considerando um horizonte de tempo de 100 anos, uma tonelada de CO₂ emitida por Tucuruí tem mais impacto sobre o efeito estufa que uma tonelada emitida por combustível fóssil, aplicando-se ou não uma taxa de desconto sobre os gases de efeito estufa. Se usar uma taxa de desconto maior que zero, então o impacto relativo da opção hidrelétrica é aumentado.

Decisões sobre a escala de tempo ao longo da qual são avaliadas as represas e os seus impactos sobre o efeito estufa, e na ponderação temporal (por exemplo, aplicando uma taxa de desconto) ao longo desse horizonte de tempo, terão influência dramática nas escolhas entre opções de desenvolvimento energético. Eles também influenciarão a avaliação da contribuição mundial ao efeito estufa feita por reservatórios. Decisões sobre horizontes de tempo e sobre taxas de

desconto deveriam ser tomadas para melhor representar os interesses da sociedade. Se horizontes temporais longos são aplicados sem descontar (ou aplicar outras formas de ajuste por preferência temporal) dentro do horizonte de tempo, o resultado seria dar pouco valor para adiar o efeito estufa. Embora ainda não se tenha chegado a nenhum acordo sobre estes assuntos nas negociações internacionais, este autor tem defendido o uso de um horizonte de tempo de 100 anos, junto com uma taxa anual de desconto de cerca de 1%, ou seu equivalente sob um sistema alternativo de ponderação por preferência temporal (Fearnside, 2002a,b; Fearnside *et al.*, 2000). [No entanto, veja Capítulo 34 para argumentos a favor de um horizonte de 20 anos.]

Quando o efeito estufa é adiado, os impactos (inclusive impactos sobre a vida humana e outros impactos não-monetários) que teriam acontecido no decorrer da demora, representam benefícios à sociedade. A tradução deste valor social para as ferramentas de tomada de decisão é feita através do horizonte de tempo e a aplicação de uma taxa de desconto, e resulta em dar um peso maior aos impactos em curto prazo, tais como o pico de emissões da construção da barragem e dos primeiros anos de represamento, e aos gases de vida curta, tais como o metano produzido por reservatórios. A escolha de um horizonte de tempo de 100 anos seria consistente com muitas análises do ciclo de vida de represas e com os potenciais de aquecimento global atualmente adotados em um adendo ao Protocolo de Kyoto (Decisão 2/CP.3) para o primeiro período de compromisso do Protocolo (2008-2012). É esperado que uma decisão para o primeiro período de compromisso seja tomada em futuro próximo. Independente da decisão, os impactos humanos cada vez mais inevitáveis e a natureza duradoura do efeito estufa significam que as negociações internacionais continuarão por muitos anos além do primeiro período de compromisso. Este autor acredita que esse processo tenderá a dar um peso maior ao tempo do que é dado atualmente, e por conseguinte, levará ao aumento no impacto atribuído às emissões das represas hidrelétricas quando comparado aos impactos de muitas outras alternativas de energia.

V. CONCLUSÕES

Represas hidrelétricas em áreas de florestas tropicais produzem emissões significativas de gases de

efeito estufa. Embora a incerteza sobre a quantia de emissão seja alta, a magnitude das emissões envolvidas é suficiente para que afete os níveis globais de gases de efeito estufa. Isto demonstra a necessidade de comparações cuidadosas de opções de energia hidrelétrica e outras como uma parte do processo de tomada de decisões. Tucuruí, com um impacto em 1990 sobre o efeito estufa maior do que o combustível fóssil queimado pela cidade de São Paulo, fornece uma lembrança da escala potencial das emissões das dezenas de reservatórios que estão planejados para construção na Amazônia nas próximas décadas.

AGRADECIMENTOS

O Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq AIs 350230/97-98 & 523980/96-5) e o Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA PPI 5-3150 e 1-3160) contribuíram com apoio financeiro. Agradeço a Evelyn M.L.M. Novo e Ivan Tavares de Lima pelo uso de informações inéditas. Uma versão anterior desta discussão foi apresentada à Comissão Mundial de Barragens no Seminário sobre Represas e Emissões de Gases de Efeito Estufa, Montreal, Canadá, 24-25 de fevereiro de 2000. Esta é uma tradução Fearnside (2002c). Agradeço a John J. Magnuson pelos comentários e a Paulo Maurício Lima de Alencastro Graça, Ruth Ferreira e Marinete Moura Souza pela correção do português.

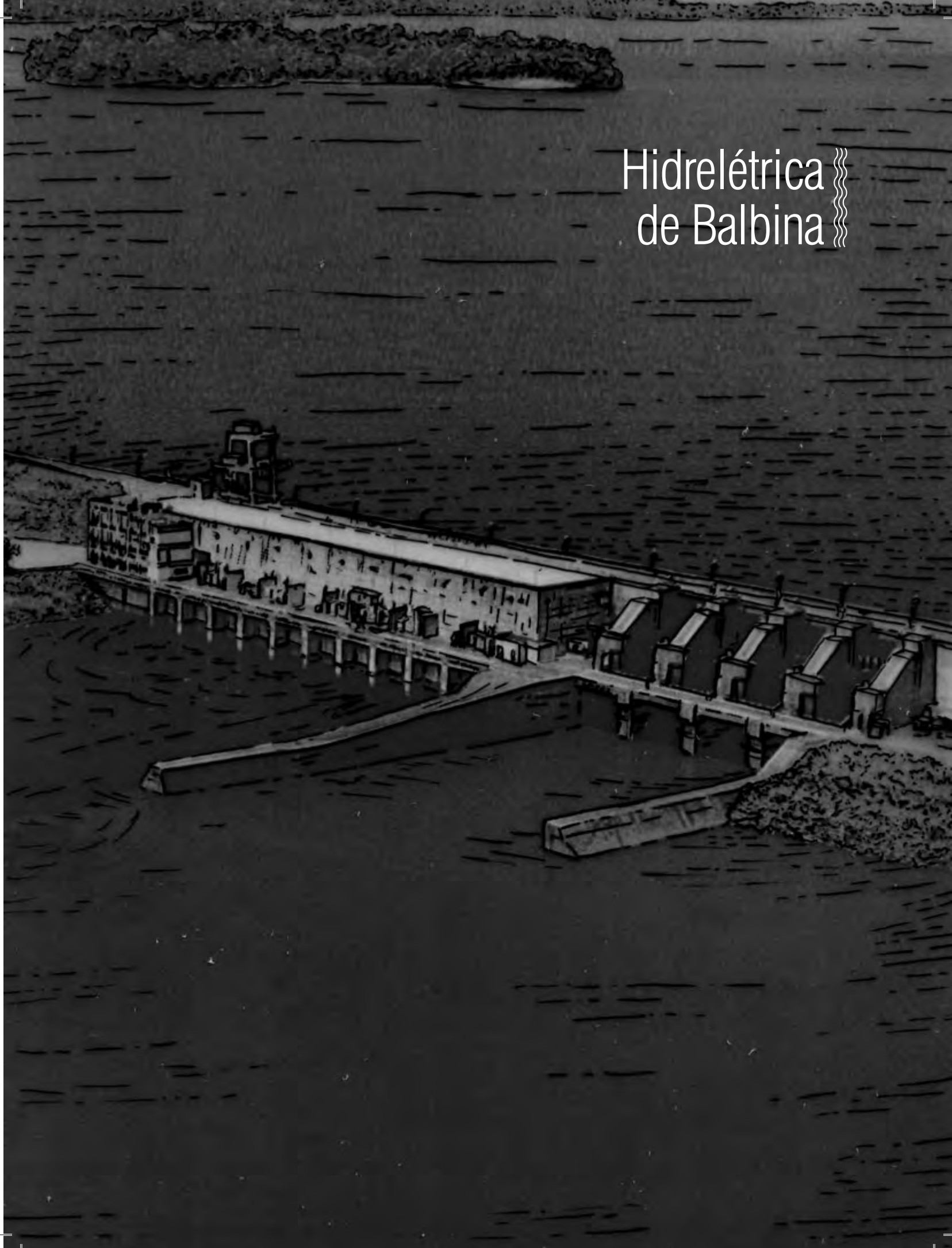
LITERATURA CITADA

- Bartlett, K.B., Crill, P.M., Bonassi, J.A., Richey, J.E. & Harriss, R.C. 1990. Methane flux from the Amazon River floodplain: Emissions during rising water. *Journal of Geophysical Research (Atmospheres)* 95(D10): 16.773-16.778.
- Brasil, ELETROBRÁS. 1987. *Plano 2010: Relatório Geral. Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010 (Dezembro de 1987)*, Centrais Elétricas do Brasil (ELETROBRÁS), Brasília, DF. 269 p.
- Brasil, ELETRONORTE. 1987. *Estudos Ambientais do Reservatório de Balbina, Relatório "Diagnóstico" BAL-50-1001-RE*, Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE), Brasília, DF. 308 p.
- Brasil, ELETRONORTE. 1988. *UHE Tucuruí: Plano de Utilização do Reservatório, Caracterização e Diagnóstico do Reservatório e de sua Área de Influência, TUC-10-26346-RE, Volume I – Texto*, Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE), Brasília, DF. 228 p.
- Brasil, ELETRONORTE. 1989. *Usina Hidrelétrica Tucuruí: Memória Técnica*, Diretoria Técnica (DT), Departamento de Projetos (TPR), Projeto Memória, Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE), Brasília, DF. 681 p.
- Brasil, ELETRONORTE. 1992. *Ambiente, Desenvolvimento, Tucuruí*, Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE), Brasília, DF. 32 p.
- Brasil, Programa Avança Brasil. 1999. <http://www.abrasil.gov.br>. <http://www.abrasil.gov.br>.
- Devol, A.H., Richey, J.H., Forsberg, B.R. & Martinelli, L.A. 1990. Seasonal dynamics in methane emissions from the Amazon River floodplain to the troposphere. *Journal of Geophysical Research (Atmospheres)* 95(D10): 16.417-16.426.
- Duchemin, E., Lucotte, M., Canuel, R. & Chamberland, A. 1995. Production of the greenhouse gases CH₄ and CO₂ by hydroelectric reservoirs of the boreal region. *Global Biogeochemical Cycles* 9(4): 529-540.
- Duchemin, E., Lucotte, M., Canuel, R., Queiroz, A.G., Almeida, D.C., Pereira, H.C. & Dezincourt, J. 2000. Comparison of greenhouse gas emissions from an old tropical reservoir with those of other reservoirs worldwide. *Verhandlungen International Vereinigung fur Limnologie*. 27: 1-5.
- Fearnside, P.M. 1989. Brazil's Balbina Dam: Environment versus the legacy of the pharaohs in Amazonia. *Environmental Management* 13(4): 401-423.
- Fearnside, P.M. 1995. Hydroelectric dams in the Brazilian Amazon as sources of 'greenhouse' gases. *Environmental Conservation* 22(1): 7-19.
- Fearnside, P.M. 1996a. Hydroelectric dams in Brazilian Amazonia: Response to Rosa, Schaeffer & dos Santos. *Environmental Conservation* 23(2): 105-108.
- Fearnside, P.M. 1996b. Amazonia and global warming: Annual balance of greenhouse gas emissions from land-use change in Brazil's Amazon region. p. 606-617. In: J. Levine (ed.) *Biomass Burning and Global Change, Volume 2: Biomass Burning in South America, Southeast Asia and Temperate and Boreal Ecosystems and the Oil Fires of Kuwait*, MIT Press, Cambridge, MA, E.U.A. 902 p.
- Fearnside, P.M. 1997a. Greenhouse-gas emissions from Amazonian hydroelectric reservoirs: The example of Brazil's Tucuruí Dam as compared to fossil fuel alternatives. *Environmental Conservation* 24(1): 64-75.
- Fearnside, P.M. 1997b. Greenhouse gases from deforestation in Brazilian Amazonia: Net committed emissions. *Climatic Change* 35(3): 321-360.
- Fearnside, P.M. 1999. Social impacts of Brazil's Tucuruí Dam. *Environmental Management* 24(4): 485-495.
- Fearnside, P.M. 2001a. The potential of Brazil's forest sector for mitigating global warming under the Kyoto Protocol. *Mitigation Adaptation Strategies for Global Change* 6(3-4): 355-372.

- Fearnside, P.M. 2001b. Environmental impacts of Brazil's Tucuruí Dam: Unlearned lessons for hydroelectric development in Amazonia. *Environmental Management* 27(3): 377-396.
- Fearnside, P.M. 2002a. Why a 100-year time horizon should be used for global warming mitigation calculations. *Mitigation Adaptation Strategies for Global Change* 7(1): 19-30.
- Fearnside, P.M. 2002b. Time preference in global warming calculations: A proposal for a unified index. *Ecological Economics* 41(1): 21-31.
- Fearnside, P.M. 2002c. Greenhouse gas emissions from a hydroelectric reservoir (Brazil's Tucuruí Dam) and the energy policy implications. *Water, Air and Soil Pollution* 133(1-4): 69-96.
- Fearnside, P.M., Lashof, D.A. & Moura-Costa, P. 2000. Accounting for time in mitigating global warming through land-use change and forestry. *Mitigation Adaptation Strategies for Global Change* 5(3): 239-270.
- Fearnside, P.M., Leal Filho, N. & Fernandes, F.M. 1993. Rainforest burning and the global carbon budget: Biomass, combustion efficiency and charcoal formation in the Brazilian Amazon. *Journal of Geophysical Research (Atmospheres)* 98(D9): 16.733-16.743.
- Galy-Lacaux, C., Delmas, R., Jambert, C., Dumestre, J.-F., Labroue, L., Richard, S. & Gosse, P. 1997. Gaseous emissions and oxygen consumption in hydroelectric dams: A case study in French Guyana. *Global Biogeochemical Cycles* 11(4): 471-483.
- Galy-Lacaux, C., Delmas, R., Kouadio, J., Richard, S. & Gosse, P. 1999. Long-term greenhouse gas emissions from hydroelectric reservoirs in tropical forest regions. *Global Biogeochemical Cycles* 13(2): 503-517.
- Gosse, P. 1999. A system for reoxygenating the water at Petit-Saut. <http://www.edf.fr/der/html/der/environnement/ptiso.en.htm>
- Grace, J., Lloyd, J., McIntyre, J., Miranda, A.C., Meir, P., Miranda, H.S., Nobre, C., Moncrieff, J., Massheder, J., Malhi, Y., Wright, I. & Gash, J. 1995. Carbon dioxide uptake by an undisturbed tropical rain forest in southwest Amazonia, 1992 to 1993. *Science* 270: 778-780.
- Junk, W.J., Robertson, B.A., Darwich, A.J. & Vieira, I. 1981. Investigações limnológicas e ictiológicas em Curuá-Una, a primeira represa hidrelétrica na Amazônia Central. *Acta Amazonica* 11(4): 689-716.
- Keller, M., Kaplan, W.A. & Wofsy, S.C. 1986. Emissions of N₂O, CH₄ and CO₂ from tropical forest soils. *Journal of Geophysical Research (Atmospheres)* 91: 11.791-11.802.
- Keller, M. & Stallard, R.F. 1994. Methane emission by bubbling from Gatun Lake, Panama. *Journal of Geophysical Research (Atmospheres)* 99(D4): 8.307-8.319.
- La Rovere, E.L. 1996. The prevention of global climate changes and sustainable energy development in Brazil. p. 215-225. In: L.P. Rosa & M.A. dos Santos (eds.) *Greenhouse Gas Emissions under a Developing Countries Point of View*. Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, RJ.
- Leentvaar, P. 1966. The Brokopondo Lake in Surinam. *Verhandlungen Internationale Vereinigung für Limnologie* 16: 680-684.
- Lima, I.B.T. de, Novo, E.M.L.M., Ballester, M.V.R. & Ometto, J.P. 2000. The role of macrophyte community in the CH₄ production and emission in the tropical reservoir of Tucuruí, Pará state, Brazil. *Verhandlungen Internationale Vereinigung für Limnologie* 27: 1437-1440.
- Lima, I.B.T. de & Novo, E.M.L.M.: 1999. Carbon flows in the Tucuruí reservoir. p. 78-84. In: L.P. Rosa & M.A. dos Santos (eds.), *Dams and Climate Change*, Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia (COPPE), Universidade Federal de Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, RJ.
- Malhi, Y., Nobre, A.D., Grace, J., Kruijt, B., Pereira, M.G.P., Culf, A. & Scott, S. 1998. Carbon dioxide transfer over a central Amazonian rain forest. *Journal of Geophysical Research (Atmospheres)* 103(D24): 31.593-31.612.
- Martius, C., Fearnside, P.M., Bandeira, A.G. & Wassmann, R. 1996. Deforestation and methane release from termites in Amazonia. *Chemosphere* 33(3): 517-536.
- Matvienko, B., Rosa, L.P., Sikar, E., dos Santos, M.A., Menezes, F. & Lourenço, R. 2000. Carbon dioxide and methane emission from some Brazilian reservoirs. Trabalho apresentado no "World Commission on Dams Workshop on Greenhouse Gas Emissions from Reservoirs", Montreal, Canadá, 24-25 de fevereiro de 2000, 8 p.
- Matvienko, B. & Tundisi, J.G. 1996. Biogenic gas release by reservoirs in the Amazon. Relatório para Centrais Elétricas do Brasil (ELETROBRÁS), Rio de Janeiro, RJ, 11 p.
- Matvienko, B. & Tundisi, J.G. 1997. Biogenic gases and decay of organic matter. p. 34-40. In: L.P. Rosa & M.A. dos Santos (eds.) *Hydropower Plants and Greenhouse Gas Emissions*. Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, RJ.
- Novo, E.L.M. & Tundisi, J.G. 1994. Contribution of remote sensing techniques to the assessment of methane emission from large tropical reservoirs. *Remote Sensing Reviews* 10: 143-153.
- Polunin, N.V.C. 1984. The decomposition of emergent macrophytes in fresh water. *Advances in Ecological Research* 14: 115-168.
- Revilla Cardenas, J.D., Kahn, F.L. & Guillaumet, J.L. 1982. Estimativa da fitomassa do reservatório da UHE de Tucuruí. p. 1-11. In: *Projeto Tucuruí, Relatório Semestral, Período janeiro/junho 1982, Vol. 2: Limnologia, Macrófitas, Fitomassa, Degradação da Fitomassa, Doenças Endêmicas, Solos*. Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE) & Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Manaus, AM.
- Rosa, L.P., dos Santos, M.A., Tundisi, J.G. & Sikar, B.M. 1997a. Measurements of greenhouse gas emissions in Samuel, Tucuruí and Balbina Dams. p. 41-55. In: L.P. Rosa & M.A. dos Santos (eds.) *Hydropower Plants and Greenhouse Gas Emissions*. Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, RJ.

- Rosa, L.P. & Schaeffer, R. 1995. Global warming potentials: The case of emissions from dams. *Energy Policy* 23: 149-158.
- Rosa, L.P., Schaeffer, R. & dos Santos, M.A. 1996a. Are hydroelectric dams in the Brazilian Amazon significant sources of 'greenhouse' gases? *Environmental Conservation* 23(2): 2-6.
- Rosa, L.P., Schaeffer, R. & dos Santos, M.A. 1996b. *A Model of Greenhouse Gas Emissions from Hydroelectric Plants and an Application to Dams in the Amazon Region of Brazil*. Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, RJ, 17 p.
- Rosa, L.P., Schaeffer, R. & dos Santos, M.A. 1996c. Emissões de metano e dióxido de carbono de hidrelétricas na Amazônia comparadas às termelétricas equivalentes. *Cadernos de Energia* 9: 109-157.
- Rosa, L.P., Sikar, B.M., Sikar, E.M. & dos Santos, M.A. 1997b. A model for CH₄ and CO₂ emission mean life in reservoir based on data from an Amazonian hydroplant. p. 102-111. In: L.P. Rosa & M.A. dos Santos (eds.), *Hydropower Plants and Greenhouse Gas Emissions*. Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, RJ.
- Schimel, D. & 75 outros. 1996. Radiative forcing of climate change. p. 65-131. In: J.T. Houghton, L.G. Meira Filho, B.A. Callander, N. Harris, A. Kattenberg & K. Maskell (eds.) *Climate Change 1995: The Science of Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido.
- Sissakian, C. & Desmoulins, G. 1991. Impacts des retenues en site tropical: Actions entreprises a l'occasion de la réalisation du barrage de Petit-Saut en Guyane Française. Q. 64, R. 1, p. 1-18. In: *Seventeenth Congress on Large Dams, Vienna, 1991*. International Commission on Large Dams (ICOLD), Paris, França.
- Souza, J.A.M. de. 1996. Brazil and the UN Framework Convention on Climate Change. p. 19-21. In: International Atomic Energy Agency (IAEA). *Comparison of Energy Sources in Terms of their Full-Chain Emission Factors: Proceedings of an IAEA Advisory Group Meeting/Workshop held in Beijing, China, 4-7 October 1994*. IAEA-TECDOC-892, IAEA, Vienna, Áustria.
- Tian, H., Mellilo, J.M., Kicklighter, D.W., McGuire, A.D., Helfrich III, J.V.K., Moore III, B. & Vörösmarty, C. 1998. Effect of interannual climate variability on carbon storage in Amazonian ecosystems. *Nature* 396: 664-667.
- Verchot, L.V., Davidson, E.A., Cattáneo, J.H., Akerman, I.L., Erickson, H.E. & Keller, M. 1999. Land use change and biogeochemical controls of nitrogen oxide emissions from soils in eastern Amazonia. *Global Biogeochemical Cycles* 13(1): 31-46.
- Vilarrubia, T.V. & Cova, M. 1993. Estudio sobre la distribución y ecología de macrófitos acuáticos en el embalse de Guri. *Interciencia* 18(2): 77-82.
- Walker, I., Miyai, R. & de Melo, M.D.A. 1999. Observations on aquatic macrophyte dynamics in the reservoir of the Balbina hydroelectric power plant, Amazonas state, Brazil. *Acta Amazonica* 29(2): 243-265.
- Wassmann, R. & Thein, U.G. 1996. Spatial and seasonal variation of methane emission from an Amazon floodplain lake. Trabalho apresentado "Workshop on Cycling of Reduced Gases in the Hydrosphere *Verhandlungen Internationale Vereinigung für Limnologie* 25: 179-185.
- WCD (World Commission on Dams). 2000. *Dams and Development: A New Framework for Decision-Making*. Earthscan, Londres, Reino Unido. 404 p.

Hidrelétrica de Balbina



Capítulo 5



A Hidrelétrica de Balbina: O Faraonismo Irreversível versus o Meio Ambiente na Amazônia

Philip M. Fearnside

Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA).
Av. André Araújo, 2936 - CEP: 69.067-375, Manaus, Amazonas, Brasil.
E-mail: pmfearn@inpa.gov.br

Tradução de:

Fearnside, P.M. 1989. Brazil's Balbina Dam: Environment versus the legacy of the pharaohs in Amazonia. *Environmental Management* 13(4): 401-423. doi: 10.1007/BF01867675

Republicado de:

Fearnside, P.M. 1990. *A Hidrelétrica de Balbina: O Faraonismo Irreversível versus o Meio Ambiente na Amazônia*. Instituto de Antropologia Meio-Ambiente (IAMÁ), São Paulo, SP. 63 p.

RESUMO

A Hidrelétrica de Balbina, no Estado do Amazonas, inundou 2.360 km² [atual área 2.996 km², veja Capítulo 6] de floresta tropical para gerar, em média, apenas 112,2 MW de eletricidade. A topografia plana e o tamanho diminuto da bacia hidrográfica fazem com que a produção de energia seja pequena. A vegetação permanece para decompor-se na represa, o que torna a água ácida e anóxica, propiciando a corrosão das turbinas futuramente. A represa, muito rasa, contém 1.500 ilhas [atual conta: 3.300 ilhas; veja Capítulo 6] e inúmeras baías com águas paradas onde o tempo que cada gota da água fica no lago será ainda mais longo do que a média: mais que um ano. Balbina foi construída para fornecer eletricidade a Manaus, uma cidade que cresceu tanto durante a construção da barragem que outras alternativas para fornecimento de energia já são necessárias. Subsídios do governo explicam o seu crescimento explosivo, inclusive as tarifas unificadas nacionalmente para a eletricidade. Fontes alternativos de energia para Manaus incluem o fornecimento de eletricidade, a partir das barragens mais distantes, de petróleo e gás natural, em campos recentemente descobertos. Entre outros impactos de Balbina, o uso potencial da floresta está totalmente comprometido. Aproximadamente um terço dos sobreviventes da tribo indígena Waimiri-Atroari foram desalojados. A barragem foi fechada em 01 de outubro de 1987, e a geração de energia começou em fevereiro de 1989. O exemplo de Balbina nos fornece várias diretrizes de como o processo decisório pode ser melhorado no Brasil e nas agências internacionais que contribuíram, direta ou indiretamente, para o projeto. As análises de impacto ambiental precisam ser completadas antes da tomada de decisões globais sobre a implementação dos projetos. O sistema atual de avaliação de impactos ambientais, no Brasil, assim como em muitos outros países, tem uma influência indesejável sobre a política científica, além de não enfrentar as causas subjacentes aos processos de desenvolvimento perniciosas ao meio ambiente, como também de não ser capaz de sustar projetos “irreversíveis” como a Balbina.

Palavras-Chave: Hidrelétricas, Represas, Barragens, Impactos ambientais, Impactos sociais, Energia, Tomada de decisões

INTRODUÇÃO

A Hidrelétrica de Balbina

Balbina é uma hidrelétrica construída no rio Uatumã no centro da região amazônica, para fornecer energia a Manaus, (Figura 1). A barragem fornece um exemplo de falta de planejamento racional do desenvolvimento na Amazônia brasileira e ilustra problemas ambientais que ocorrerão outras vezes se o País continuar realizando os atuais planos para uma expansão maciça de desenvolvimento hidrelétrico na região. O presente trabalho procura identificar alguns dos equívocos realizados em Balbina e as lições que possam ser aprendidas a partir dos mesmos.

A decisão inicial de construir Balbina é difícil de se justificar em termos técnicos. Mais preocupante é a força implacável que o projeto adquiriu quando se tornou “irreversível” e que permaneceu até a sua conclusão. O projeto, que foi consagrado como “notória barragem de Balbina” no relatório do Banco Mundial avaliando o pedido para financiamento (ver Environmental Policy Institute, 1987), conseguiu desviar dos controles ambientais tanto nos níveis estaduais e nacionais no Brasil como dentro do Banco Mundial.

Balbina é um dos projetos conhecidos no Brasil como “obras faraônicas” (*e.g.*, *Veja*, 20 de maio de 1987). Assim como as pirâmides do antigo Egito, estas maciças obras públicas exigem esforços de uma sociedade inteira para se completar, apesar de não trazerem praticamente nenhum retorno econômico. Mesmo que as estruturas sejam simplesmente construídas e abandonadas, elas servem a interesses a curto prazo dos envolvidos, desde as firmas que recebem contratos de construção até de políticos que querem para os seus distritos, empregos e facilidades comerciais gerados pelos projetos durante a fase de construção.

O Plano 2010

Represas para geração de energia hidrelétrica estão tomando uma parcela cada vez maior da floresta amazônica. O potencial para expansão dos impactos do setor elétrico é grande: a ELETROBRÁS publicou o “Plano 2010” que propõe a construção de barragens na Amazônia até o ano 2010. Como é comum em propostas para grandes projetos de desenvolvimento na Amazônia, os planos têm sido

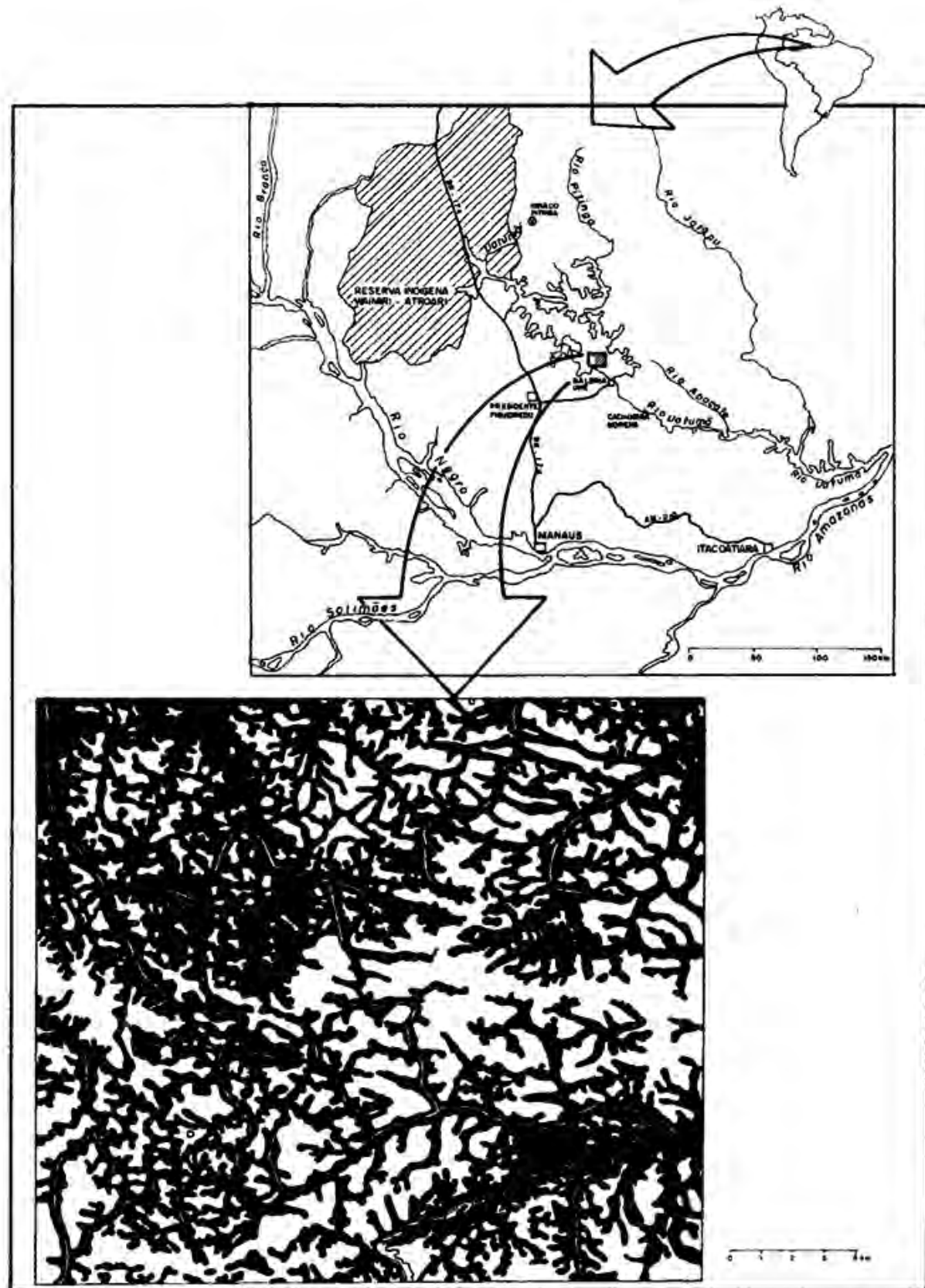


Figura 1. a.) Localização da área de Manaus. b.) A área de Manaus com o reservatório de Balbina. c.) Parte do reservatório de Balbina, mostrando algumas das 3.300 ilhas e muitas baías de água parada onde a qualidade da água vai ser ruim e as macrófitas abundantes.²

apresentados ao público através de uma série de balões de ensaio, sendo constantemente modificados frente às críticas, porem permanecendo o mesmo na sua forma estrutural (ver Fearnside, 1986a). Uma versão inicial do plano previa 68 barragens novas na Amazônia (Brasil, ELETROBRÁS, 1986a; ver também CIMI, 1986). Uma versão subsequente lista 18 destas para construção até 2010 (Brasil, ELETROBRÁS, 1987: 152-155). Nenhuma das duas listas inclui as três barragens em construção na região na época, aparentemente considerando estas (inclusive a Balbina) como fatos consumados. Algumas das mais controversas barragens futuras têm sido, desde então, transferidas do plano “2010” para o plano “2020”, a ser lançado em 1991 (José Antônio Muniz Lopes, declaração pública,

1988).¹ A lista completa de projetos idealizadas para a Amazônia (independente da data prevista de construção) totaliza 79 barragens (Brasil, ELETROBRÁS, 1985a: 25-26).

As 79 represas inundariam aproximadamente 100.000km² (Brasil, ELETROBRÁS, 1987: 150), uma área que parece pequena, no contexto da região, mas que provocaria perturbações da floresta em áreas muito maiores. Os habitats aquáticos seriam, é claro, drasticamente alterados. A maioria dos locais favoráveis para o desenvolvimento hidrelétrico está situada ao longo dos trechos altos e médios dos rios Xingú, Tocantins, Araguaia, e Tapajós (Figura 2). Esta região tem uma das maiores concentrações de povos indígenas na Amazônia.



Figura 2. Brasil, indicando os locais mencionados no texto.³

A decisão de construir Balbina

Existem diversas teorias para explicar porque Balbina foi iniciada e porque sua construção continuou depois que a sua insensatez se tornar evidente. A decisão foi tomada no momento em que o preço do petróleo estava no seu pico mais alto e quando a tecnologia de transmissão de energia a longa distância não era tão bem desenvolvida como é agora. Estes fatos, acrescidos das subestimativas grosseiras do crescimento da população e da demanda da energia em Manaus, são as explicações oficiais para a decisão inicial, que a ELETRONORTE admite não teria sido justificável se os acontecimentos da última década tivessem sido conhecidos de antemão (Lopes, 1986). No entanto, mesmo com as informações disponíveis na época (Brasil, ELETRONORTE/MONASA/ ENGE-RIO, 1976), Balbina é questionável como decisão técnica.

Quando o estudo da viabilidade foi realizado em 1975-1976, as restrições sobre comunicações públicas significavam que o governo militar brasileiro tinha pouca razão para se preocupar com o questionamento das suas decisões. Funcionários da ELETRONORTE têm afirmado, em caráter não oficial, que eles receberam diretamente do Planalto a ordem para construir Balbina: não se tratava de uma proposta desenvolvida em base técnica e submetida à hierarquia para aprovação. O governo queria dar uma grande obra ao Estado do Amazonas. O local alternativo mais próximo com potencial substancialmente melhor (Cachoeira Porteira) fica no Estado do Pará.

Quando o Brasil solicitou financiamento do Banco Mundial no início da década de 1980 para agilizar a construção de Balbina, o partido político que estava no poder (o PDS), tanto a nível nacional quanto no Estado do Amazonas, tinha boas perspectivas de ganhar apoio nas eleições de 1982 baseado na imagem do partido como um caminho à generosidade do governo central. Balbina foi apresentada ao público como um exemplo da capacidade do governador de conseguir benefícios de Brasília. Na eleição de 1982, no entanto, o PDS perdeu na disputa para o governo do Amazonas. Nesta altura, o novo partido majoritário (o PMDB) podia ter se desfeito de Balbina como uma loucura do governo anterior. Após alguma hesitação inicial no entanto, Balbina foi endossada pelo novo governo e levado para frente como a salvação do Estado. A hesitação inicial, em apoiar Balbina, elimina a teoria popular

de que o novo governador (Gilberto Mestrinho) endossou o projeto por razões sentimentais oriundas do fato que, por coincidência, o nome da sua mãe é Balbina (ela é homenageada pela clínica de maternidade “Balbina Mestrinho” do governo estadual em Manaus).

Outra teoria popular sustenta que Balbina foi construída para facilitar a extração de minérios da área, especialmente a cassiterita (estanho) (Garcia, 1985). A mina de Pitinga, situada na parte superior da bacia hidrográfica de Balbina e na bacia adjacente do rio Alalaú, é cotada como sendo a maior jazida no mundo de cassiterita de alto grau de pureza. Algumas ocorrências de estanho têm sido identificadas na área de inundação, porém a ELETRONORTE insiste que essas não são exploráveis economicamente (Cel. Willy Antônio Pereira, comunicação pessoal, 1987; Junk & de Mello, 1987). Um levantamento de parte da área de inundação de Balbina no rio Pitinga indicou algumas ocorrências, mas não grandes jazidas (Vieira Júnior *et al.*, 1983: Vol. I-b, p. 458-462, Vol. II Anexo IIIc). O preço do estanho, no entanto, se encontrou num dos seus índices mais baixos da história: US\$ 7,40/kg em novembro de 1988, contra o preço anterior de US\$ 17,60/kg. Não se dispunha de informações sobre quanto o preço teria que subir para que as jazidas de Balbina se tornassem economicamente atraentes. A presença da represa também alteraria o cálculo econômico, já que o minério poderia ser extraído do fundo por dragas montadas em balsas. Esta possibilidade até tem sido levantada pelo representante em Manaus do Departamento Nacional de Produção Mineral (*Amazonas em Tempo*, 06 de setembro de 1987). A cassiterita na Amazônia é muitas vezes extraída com balsas flutuando em lagoas artificiais construídas para esta finalidade. As dragas podem operar até uma profundidade de 30 m, e assim teriam acesso à represa inteira (que tem uma profundidade máxima de 21 m). Como as ocorrências de minérios são localizadas na parte superior da área de inundação, estas estariam situadas na parte mais rasa que seriam mais facilmente dragadas usando balsas (profundidades menores que 6 m). As companhias mineradoras têm registrado alvarás de pesquisa mineral em grande parte da área de inundação de acordo com um mapa elaborado pelo Departamento Nacional de Produção Mineral (mapa reproduzido em: Melchiades Filho, 1987).

A área de inundação contém ouro (Junk & de Mello, 1987), outro minério muitas vezes extraído

com a ajuda de balsas. Embora a ELETRONORTE afirme que as jazidas não são economicamente atraentes, até 1983 o diretor do Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) em Manaus apelou ao governador do Estado para que a mineração do ouro começasse imediatamente porque Balbina ia inundar a jazida (*Jornal do Comércio*, 23 de junho de 1983). Representantes da ELETRONORTE em Balbina lembram que (caso o ouro na área fosse atraente) já estaria sendo explorado pelos vários garimpeiros que são atraídos às áreas ricas em ouro. A ausência de garimpeiros em Balbina confirma as baixas concentrações auríferas indicadas pelos levantamentos encomendados pela ELETRONORTE, que encontraram uma média de 0,13g de ouro por metro cúbico de minério (Cel. Willy Antônio Pereira, comunicação pessoal, 1987). Um levantamento encomendado pelo Departamento Nacional de Produção Mineral, na região dentro da área de inundação ao longo do rio Pitinga, indicou várias ocorrências, porém nenhuma jazida grande (Viega Júnior *et al.*, 1979: Vol. II-b p. 467-469, Vol. II Anexo IIIc). Assim como no caso da cassiterita, a possibilidade de usar balsas e as flutuações nos preços dos minérios poderiam alterar a atração sobre as jazidas no futuro. Funcionários da ELETRONORTE negam qualquer ligação entre Balbina e a mineração, lembrando, com razão, dos danos que o assoreamento causado por qualquer atividade desta natureza causaria para a geração de energia pela hidrelétrica.

Outra teoria sobre a motivação por trás de Balbina envolve a indenização que os donos das terras receberiam. Mapas da ELETRONORTE indicam que, com a exceção das terras tomadas da tribo Waimiri-Atroari, quase toda a área do projeto pertence a particulares (Brasil, ELETRONORTE, s/d). O pagamento de indenização ainda estava sob negociação nos últimos meses antes do início do enchimento do reservatório. Embora seja lógico que aqueles que reivindicam os seus direitos referentes as suas propriedades de terras estejam tentando conseguir o máximo de recompensa financeira possível, é pouco provável que este grupo de interesse tivesse influenciado as decisões globais referente ao projeto.

A oferta de emprego e dos lucros do fornecimento de bens e serviços ao esforço de construção tem sido, sem dúvida, uma força crítica atrás de Balbina. O setor comercial de Manaus foi especialmente tenaz nos seus objetivos de evitar que as verbas para Balbina sejam cortadas (*A Crítica*, 14 de

junho de 1985). Embora muitos políticos e residentes de Manaus defenderam Balbina com veemência, tal apoio provavelmente se evaporaria rapidamente caso os contribuintes locais fossem obrigados a pagar o custo financeiro do projeto. Na verdade, Manaus estava recebendo Balbina como um presente de contribuintes de outros lugares, do resto do Brasil e, indiretamente, dos países estrangeiros que colaboraram ao empréstimo do Banco Mundial para o setor elétrico brasileiro.

A loucura tecnológica

Graves como são os impactos de Balbina, a magnitude do desastre ambiental e financeiro se encontra nos benefícios minguados que o projeto produz. A capacidade nominal (instalada) de Balbina é de 250 megawatts (MW): o total de cinco geradores de 50 MW capacidade cada. A quantidade de energia que a barragem realmente produz, no entanto, é muito menor. Na capacidade plena, cada turbina engole 267 m³/segundo de água (Brasil, ELETRONORTE, 1987b), ou 1.335 m³/segundo para todas as cinco turbinas. As turbinas podem operar com menos água, porém produzem menos energia.

A quantidade de água que passa no local do barramento é crucial para a capacidade de Balbina produzir a energia que os seus idealizadores esperavam obter. A vazão as vezes cai para índices insignificantes. Em março de 1983 a vazão em Balbina chegou ao mínimo de 4,72 m³/segundo, de acordo com as mensurações da ELETRONORTE no local do barramento (Posto 08). Esta é uma quantidade própria para um pequeno igarapé ao invés de um projeto hidrelétrico; os engenheiros no canteiro de obras podiam até cruzar o rio de automóvel do tipo “Fusca”. A “vazão mínima registrada” indicada no panfleto da ELETRONORTE, distribuído ao público para explicar o projeto, não reflete esta falta dramática de água. Um valor de 68,9 m³/segundo foi dado na versão de outubro de 1985 do panfleto, o que foi posteriormente revisado para 19,7 m³/segundo, na versão de fevereiro de 1987 (Brasil, ELETRONORTE, 1985b, 1987b). Os representantes da ELETRONORTE explicam a discrepância dizendo que o “mínimo” refere-se a um valor médio mensal ao invés da vazão em qualquer dia determinado. Vale a pena notar que a vazão média mensal em fevereiro de 1983 era de 17,51 m³/segundo (dados da ELETRONORTE, Posto 08).

Embora seja mirabolante o contraste entre as necessidades de água e as vazões mínimas (sejam expressas como mensurações diárias ou como médias mensais), a água armazenada no reservatório permitirá que os operadores da hidrelétrica supram as turbinas durante breves períodos de vazão baixa. A vazão média anual, no entanto, não é uma limitação que pode ser contornada pelo manejo cuidadoso do reservatório (ao contrário das afirmações do setor de relações públicas da ELETRONORTE em Balbina).

Uma quantidade de água severamente limitada é o resultado inevitável da pequena bacia hidrográfica de Balbina, que é apenas oito vezes maior que a própria área da represa, o que representa uma situação extremamente fora de propósito no desenvolvimento hidrelétrico. Mesmo um cálculo grosseiro baseado na área da bacia hidrográfica e a pluviosidade (um cálculo que poderia ter sido feito antes mesmo de realizar o estudo de viabilidade) indica que a vazão média anual seria pequena: a média anual de precipitação registrada em Balbina de 2.229 mm (Janeiro, 1986: 15), caindo sobre a bacia de 18.862 km² (Brasil, ELETRONORTE, 1987b), produziria um volume de água que, levando em conta os 50% que retornam a atmosfera através da evapotranspiração (Leopoldo *et al.*, 1982; Villa Nova *et al.*, 1976), produziria uma vazão média de 660 m³/segundo. Esta não inclui a evaporação da água guardada no reservatório. O estudo de viabilidade da ELETRONORTE também tinha estimado uma vazão média anual baixa: 657 m³/segundo (Brasil, ELETRONORTE/MONASA/ENGE-RIO, 1976: A-21). A experiência subsequente revelou uma vazão média ainda menor em Balbina: 480 m³/segundo, em média (Rogério Gribel, declaração pública, 1988).

A vazão média **anual** do rio Uatumã no local do barramento, conforme a estimativa no estudo de viabilidade, é um pouco acima da quantidade necessária para duas turbinas (em média). Já que se espera que 13% da vazão total anual passará pelo vertedouro sem gerar energia, produção “média” é de 112,2 MW. Desta energia, 64 MW representa “potência firme” no nível de depleção do espelho de água de 4,4 m, que é o máximo para qual as turbinas foram projetadas (Brasil, ELETRONORTE/MONASA/ENGE-RIO, 1976: B-47). Uma perda presumida de 2,5% em transmissão reduz a potência firme entregue a Manaus para apenas 62,4 MW (Brasil, ELETRONORTE/MONASA/ENGE-RIO, 1976: B-49). Alguns dos cálculos da ELETRONORTE presumiam numa perda de

5% em transmissão (Brasil, ELETRONORTE/MONASA/ENGE-RIO, 1976: B-47), o que implicaria uma potência firme em Manaus de apenas 60,8 MW. Embora toda barragem gere menos que a sua capacidade nominal, com 26% (medida no local de barragem), a potência firme de Balbina é menor do que o normal.

A pequena vazão do rio Uatumã pode servir como justificativa para outro projeto de engenharia prejudicial ao meio ambiente: o desvio do rio Alalaú para desaguar em Balbina. O rio Alalaú passa pela reserva dos índios Waimiri-Atroari fornecendo um recurso vital da pesca, especialmente a partir do momento que Balbina destruiu o único outro rio da tribo: o Uatumã. A construção do canal de desvio de 30 km, todo dentro da reserva, também causaria uma grande perturbação pela presença dos trabalhadores na obra.

A história e situação atual dos planos para o desvio do Alalaú não são claras. Um mapa da rota de desvio aparece no relatório de viabilidade de Balbina (Brasil, ELETRONORTE/MONASA/ENGE-RIO, 1976: Ilustração 19). O desvio não foi incluído no orçamento para Balbina, nem foram incluídos nos estudos ambientais quaisquer dos seus impactos. Durante o enchimento muito lento do reservatório de Balbina em 1988, a possibilidade de desviar o rio Alalaú “voltou” à consideração em alguns setores da ELETRONORTE (embora não no departamento de planejamento: Tadeu Ávila, declaração pública, 28 de novembro de 1988). Francisco Queiroz da Nóbrega, coordenador da obra da ELETRONORTE em Balbina, declarou claramente numa entrevista gravada para um documentário de televisão em 1988 que o desvio do Alalaú “não deixa de ser uma alternativa para o futuro” (Sautchuk, 1988). Representantes da ELETRONORTE negam que os impactos de desvio do Alalaú poderiam ter sido propositadamente deixados sem estudo até que a Balbina fosse um fato consumado e a surpresa descoberta de que mais água seria necessária (Tadeu Ávila, declaração pública, 28 de novembro de 1988).

A capacidade nominal de Balbina de 250 MW é, por si mesmo, uma quantidade minguada para uma represa deste porte (2.996 km²: Capítulo 6), que é aproximadamente do mesmo tamanho do reservatório de 2.850 km² de Tucuruí-II, que sustenta uma capacidade nominal de 8.370 MW. Balbina sacrifica 35 vezes mais floresta por megawatt de capacidade de geração instalada do que Tucuruí.

Uma grande parte do reservatório é extremamente rasa porque o relevo em Balbina é bastante plano. A área oficial de 2.360 km² da represa na cota de 50 m cai para 1.580 km² na cota 46, o que significa que 780 km² (33%) terão menos que quatro metros de profundidade (Figura 3). A profundidade média é de 7,4 m (Brasil, ELETROBRÁS, 1986b: 6.12). Nessa extensa área de água rasa pode se esperar a sustentação de uma vegetação aquática enraizada no fundo, que - adicionada ao problema de macrófitas flutuantes - poderiam afetar a represa inteira. A combinação de superfície extensa por volume de água num reservatório raso e a alta biomassa de vegetação aquática levará a pesadas perdas de água por evaporação e a transpiração. A ELETRONORTE apresentou a criação de um rebanho de peixes-boi, como antídoto contra a proliferação de macrófitas, numa revista em quadrinhos na qual um papagaio explica a "Maravilhosa Viagem da Luz até sua Casa" (Brasil, ELETRONORTE, s/d. (1987)). Os pesquisadores do Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA) responsáveis pelo programa enxergam-no como um esforço estritamente para fins de pesquisas ao invés de uma medida de controle de macrófitas, já que os peixes-boi se reproduzem muito lentamente (Vera da Silva, comunicação pessoal, 1988). Os peixes-boi têm um período de gestação longo (Best, 1982) que, junto com a fertilidade reduzida durante a lactação, restringe a reprodução a um filhote por fêmea a cada três anos (Best, 1984: 376 & Vera da Silva, comunicação pessoal, 1988). Por enquanto, a ELETRONORTE retirou algumas das macrófitas à mão, removendo-as da área em canoas com motor de popa e caminhões: um método que tinha poucas chances de ser financeiramente sustentável.



Figura 3. Parte do reservatório de Balbina durante o enchimento, com o nível da água na cota de 47 m acima do nível do mar (3 m abaixo do nível cheio do reservatório). Um terço do reservatório tem menos que 4 m de profundidade.

A represa de Balbina é um labirinto de canais entre aproximadamente 3.300 ilhas e 60 igarapés afluentes (Figura 4).

O tempo de residência em algumas destas baías de águas paradas será muitas vezes maior que a média que já é extremamente grande: de 11,7 meses calculados no estudo de viabilidade (Brasil, ELETROBRÁS, 1986b: 6.12), ou 14,0 meses se calculado a partir dos valores mensurados de vazão. A água em Tucuruí contrasta com isto, com um tempo de residência em média de 1,8 meses ou 6,4 vezes menor que o valor oficial para Balbina. Algumas partes do reservatório de Balbina podem ser renovadas apenas uma vez em vários anos. Além da configuração reticulada das baías interligadas em Balbina (Figura 1c), que parece um corte transversal de um pulmão humano, o tempo de residência no fundo do reservatório, onde as folhas em decomposição seriam concentradas, seria maior que a média geral para o reservatório porque espera-se uma estratificação térmica (Fisch, 1986). A água entrando no reservatório segue em direção à barragem nas camadas superficiais (Branco, 1986), embora alguma mistura ocorrerá perto à barragem, sendo que a água removida do reservatório será tirada do fundo, onde estão situadas as tomadas de água para as turbinas.

A lenta renovação da água no reservatório significa que a vegetação em decomposição pode produzir ácidos que causarão corrosão nas turbinas. Em Tucuruí, apesar da renovação da água ser relativamente rápida pois é dominada pelo fluxo no leito principal, um braço lateral, que comunica com o corpo principal da represa através de um pescoço estreito, é alimentado por igarapés tão pequenos que em anos secos a entrada de água corresponde a um tempo de

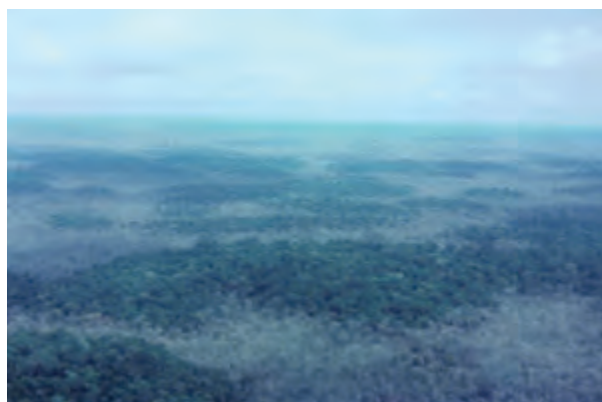


Figura 4. Algumas das 3.300 ilhas no reservatório de Balbina. As árvores de cor clara são mortas ou moribundas.

residência na ordem de 50 anos. Antes de fechar a barragem, a ELETRONORTE limpou a vegetação com tratores de esteira nesta baía, conhecida como o Lago do Caraipé, para deixar a área tão estéril quanto possível, minimizando assim a eutroficação (Cel. Willy Antônio Pereira, comunicação pessoal, 1987; ver Brasil, INPA, 1983: 32-34). Sem dúvida, o tratamento especial foi motivado também pela proximidade da baía a áreas habitadas perto à barragem. Mesmo com a limpeza por tratores de esteira, a baía foi rapidamente coberta por tapetes de macrófitas flutuantes (Cardenas, 1986a: 9, 17).

O aumento na acidez da água causado pela decomposição da vegetação pode tornar a manutenção cara. Tucuruí já sofreu reparos em suas turbinas, a um custo não divulgado. Na Hidrelétrica de Curuá-Una, perto a Santarém, Pará, a geração de energia teve que parar temporariamente em 1982 (apenas cinco anos depois da sua entrada em funcionamento) para permitir reparos nas turbinas corroídas a um custo de US\$ 1,1 milhão (Brasil, ELETROBRÁS/CEPEL, 1983: 34). O custo acumulado de manutenção nos primeiros seis anos totalizou US\$ 2 milhões, ou US\$ 16.600 por megawatt instalado por ano: 70 vezes o custo por megawatt para uma hidrelétrica comparável na região nordeste (Brasil, ELETROBRÁS/CEPEL, 1983: 44). O relatório é ricamente ilustrado com fotografias das turbinas altamente corroídas em Curuá-Una. A perda de geração de energia não está incluída nos custos de manutenção relatados. O tempo de residência média de água em Curuá-Una é aproximadamente 40 dias (Robertson, 1980: 10); o tempo de residência em Balbina aproximadamente dez vezes maior significa que a qualidade da água e os problemas de corrosão seriam piores que em Curuá-Una. O maior número de baias e canais de água parada em Balbina aumentará ainda mais esta diferença. Pela taxa observada em Curuá-Una, a manutenção em Balbina custaria US\$ 4,15 milhões por ano ou 4,3 mil (milésimos de dólar norteamericano) por quilowatt-hora (kWh) de eletricidade entregue a Manaus (cerca de 10% da tarifa cobrada aos consumidores). Nos seus primeiros 13 anos de operação, reparos devido à corrosão na Hidrelétrica de Brokopondo no Suriname totalizaram US\$ 4 milhões, ou mais de 7% do custo de construção (Caufield, 1983: 62). Assim como em Brokopondo e Curuá-Una, a vegetação permanece para se decompor na maior parte da área de inundação de Balbina: apenas uma área simbólica de 50 km² (2%) na represa foi desmatada antes do fechamento da barragem (Figura 5).



Figura 5. A barragem de Balbina e parte dos 2% da área do reservatório onde a floresta foi removida.

O material usado nas turbinas originalmente encomendados para Balbina foi mudado para aço inoxidável quando a barragem estava sendo construída. Arcar com o custo adicional de usar aço mais resistente foi motivado por medo de corrosão. A comparação direta dos custos de manutenção de Balbina e de Curuá-Una está, portanto, complicada por dois fatores opostos: aço melhor e água pior. Dado a acidez sem precedentes na água de Balbina, os custos de manutenção serão, sem dúvida, altos.

O não desmatamento da área de inundação em Balbina é um assunto de controvérsia jurídica. A lei No. 3.824 de 23 de novembro de 1960 resa que é “obrigatória a destoca e conseqüente limpeza das bacias hídricas dos açudes, represas ou lagos artificiais”. A ELETRONORTE não tentou uma limpeza desta natureza na área inundada em Tucuruí, alegando que a lei se referia apenas a reservatórios destinados ao abastecimento de água, não para a geração de energia elétrica. O precedente de Tucuruí foi posteriormente aplicado para justificar o não desmatamento em Balbina (*A Crítica*, 08 de novembro de 1985). Antes de Tucuruí, a floresta permaneceu na represa de 86 km² em Curuá-Una, no Pará, fechada em 1976, e apenas 50% da área de inundação foi desmatada na represa de 23 km² de Coaracy Nunes (Paredão) no Amapá, fechada em 1975 (Paiva, 1977). Quando a vegetação permanece em reservatórios entra em decomposição, a água torna-se ácida e anóxica (Garzon, 1984).

A loucura ambiental

a) Impactos sobre Sistemas Naturais

A perda da floresta é um dos principais custos de grandes represas como Balbina. A área prejudicada é muito maior que os 2.360 km² oficialmente inundados, já que a inclusão de ilhas aproximadamente duplica a área afetada. Apesar da promoção pela ELETRONORTE das ilhas como tendo “condições de vida para animais e plantas” (Brasil, ELETRONORTE, s/d. (1987): 18), sabe-se que uma floresta dividida em pequenos fragmentos perde muitas espécies de animais e plantas à medida em que os pedaços isolados de floresta se degradam (Lovejoy *et al.*, 1984).

Não se sabia a área a ser inundada apesar da aparente precisão dos mapas e declarações da ELETRONORTE. As informações topográficas nos mapas, e nos cálculos de área derivados destes, eram baseadas em fotografias aéreas. As fotografias registram o nível do topo das árvores na floresta, não o do chão por baixo das árvores; já que uma parte significativa da represa terá apenas um ou dois metros de profundidade, erros desta grandeza poderiam facilmente alterar o resultado final.

Era sugerida a possibilidade de que a área inundada na cota de 50 m poderia ser até o dobro da área oficialmente admitida. “Fontes no setor econômico do governo federal” foram citadas como revisando a área de 1.600 para 4.000 km² (Barros, 1982). Um deputado acusou o governo de propositadamente subestimar a área a ser inundada (*A Crítica*, 29 de dezembro de 1982). A ELETRONORTE imediatamente negou que o reservatório inundaria mais que 1.650 km². Não se conhece a origem do valor de 1.650 km², embora este valor também apareça em um dos primeiros levantamentos florestais (Jaako Pöyry Engenharia, 1983: 8). Inicialmente a ELETRONORTE esperava que a represa ocupasse apenas 1.240 km² quando cheia, (Brasil, ELETRONORTE/MONASA/ENGENHARIA, 1976: B-55). O valor oficial para a área do reservatório na cota de 50 metros é atualmente 2.360 km² (Brasil, ELETRONORTE, 1987b), ou seja, quase o dobro do valor original. O valor atual foi calculado em 1980 (Brasil, ELETRONORTE, 1981), e não reflete quaisquer melhorias que possam ter havido desde aquela época nas informações topográficas. Engenheiros que trabalharam no levantamento topográfico de Balbina têm falado para pesquisadores do INPA que a margem de erro do levantamento

é tão grande que uma represa com 4.000 km² está dentro da faixa das possibilidades (Antônio Donato Nobre, comunicação pessoal, 1988). A possibilidade de que o reservatório podia inundar uma área muito maior que a estimativa oficial não tinha confirmação independentemente; isto permanece apenas um boato persistente. Somente o mapeamento do reservatório cheio mostraria o verdadeiro tamanho da represa [ver Capítulo 6].

A decomposição da vegetação na água produz o gás sulfídrico (H₂S), resultando num cheiro de ovo podre. O reservatório de Brokopondo, no Suriname, produziu H₂S, obrigando os trabalhadores do local a usar máscaras durante dois anos após o fechamento da barragem (Melquíades Pinto Paiva, comunicação pessoal, 1988; Paiva, 1977; Caufield, 1982). Na represa muito menor de Curuá-Una, no Pará, o cheiro foi até percebido por pessoas sobrevoando a área em pequenos aviões (Barbara A. Robertson, comunicação pessoal, 1988). Além do mau cheiro, H₂S produz chuva ácida. Apesar das preocupações populares com a poluição do ar como um aspecto do impacto ambiental do projeto, o H₂S é um fenômeno relativamente temporário e restrito.

A rasa represa com uma grande área de terra, alternadamente inundada e exposta também produzirá o gás metano (CH₄). Foi sugerido de antemão que Balbina seria uma contribuinte em potencial a este problema (Goreau & Mello, 1987). O gás metano contribui ao efeito estufa que está atualmente aumentando a temperatura média do globo (Dickinson & Cicerone, 1986). A Amazônia tem sido identificada como uma das fontes principais de metano para a atmosfera; a várzea é a fonte principal da contribuição amazônica (Mooney *et al.*, 1987). A várzea ocupa aproximadamente 2% dos 5 × 10⁶ km² da Amazônia Legal brasileira (Figura 2) ou seja a mesma percentagem que seria inundada pelas 79 barragens sendo consideradas para construção, na região, ao longo das próximas décadas (Brasil, ELETROBRÁS, 1987: 150). Se estas represas contribuírem para um fluxo de metano, da mesma ordem daquele produzido pelas várzeas, elas representariam, como um todo, uma contribuição significativa aos problemas atmosféricos globais.

A morte de peixes na hora do fechamento da barragem é um dos impactos que mais atrai a atenção pública. A ELETRONORTE tornou difícil para observadores testemunhar este aspecto, não informando a pesquisadores e outros de quando a barragem seria realmente fechada. Balbina foi fechada,

sem aviso prévio, 30 dias antes da data anunciada de 31 de outubro de 1987. No entanto, alguns pesquisadores estavam presentes na época. Peixes morreram a jusante da barragem em Balbina (José A.S. Nunes de Mello, comunicação pessoal, 1988). No caso de Tucuruí, a ELETRONORTE fechou a barragem sem aviso no dia 06 de setembro de 1984, um dia antes do feriado de três dias de comemoração da independência nacional. Uma equipe do INPA conseguiu chegar até o local no dia 10 de setembro, e uma razoável mortandade de peixes foi observada. A mortandade dos peixes em Tucuruí também ocorreu quando a primeira água passou pelas turbinas num teste anterior à cerimônia de abertura. O lançamento de água anóxica matou muitos peixes no trecho imediatamente abaixo da barragem; a ELETRONORTE removeu estes de caminhão para melhorar a imagem visual e olfativa da área para a cerimônia de inauguração. Em Balbina, as tomadas de água para as turbinas, localizadas no fundo da represa, fatalmente tiram a água praticamente sem oxigênio nenhum. A entrada em funcionamento da segunda turbina de Balbina, em março de 1989, provocou a morte de peixes até abaixo da foz do rio Jatapú, 145 km a jusante de Balbina.

b) Impactos sobre residentes não Indígenas

Relativamente poucas pessoas habitavam a área de Balbina, em comparação com muitos projetos hidrelétricos no mundo. A ELETRONORTE reconheceu apenas uma família não indígena, com sete membros, na área de inundação e 100 famílias entre o barramento e o rio Abacate, 95 km a jusante. Um levantamento realizado por três organizações que se opuseram à construção da barragem concluiu que 217 famílias, totalizando mais de 1.000 pessoas, seriam diretamente afetadas. Uma publicação de negócios, favorável à barragem, indicou que a população não indígena na área de inundação era de 42 pessoas em 11 famílias (*Visão*, 16 de julho de 1986).

Uma parte da rodovia Manaus-Caracará (BR-174) também foi inundada. Seriam indenizados pela ELETRONORTE os proprietários de terra na área que foi calculada como provável a ser inundada uma vez em cada mil anos. Um relatório da ELETROBRÁS reconhece 65 propriedades e posses na área da represa, com um total de 250 pessoas (Brasil, ELETROBRÁS, 1986b: 6-13). Aos residentes não indígenas da área de inundação de Balbina foram oferecidas terras num projeto de assentamento do governo.

Residentes ao longo do rio abaixo da barragem optaram por ficar onde estavam, em troca de benefícios para compensar a perda de pesca e de água potável durante a fase de enchimento: as 50 famílias mais próximas da barragem (aqueles localizadas acima da Cachoeira Morena, 30 km abaixo da barragem) seriam dados secadores solares para uso na preservação dos peixes que ficassem presos nas poças de água formadas no leito seco do rio; estas famílias mais as 50 famílias adicionais entre Cachoeira Morena e o rio Abacate receberiam poços e tanques de água. A ELETRONORTE completou apenas cerca de um terço dos 100 poços antes do fechamento da barragem. A ELETRONORTE prometeu abastecer com água de carros pipa aqueles que não tinham recebido o poço (aproximadamente a metade das famílias estavam em lotes com acesso a estrada construída de Balbina até Cachoeira Morena). Apenas uma entrega de água foi realmente efetuada (Jaime de Araújo, comunicação pessoal, 1988).

O número de residentes a jusante beneficiados pelo programa de assistência foi reduzido durante o curso da construção da barragem. Originalmente, 177 famílias foram entrevistadas a jusante da barragem para a inclusão no programa; um levantamento mais detalhado parou em 151 famílias, indicando famílias apenas até o rio Jatapu, ou seja 145 km abaixo do barramento (Brasil, ELETRONORTE, 1986a). O levantamento foi interrompido em dezembro de 1986 quando a ELETRONORTE decidiu restringir a assistência às 100 famílias morando acima do rio Abacate, 95 km abaixo da barragem. Um clima de desconfiança se estabeleceu entre os moradores a jusante e a ELETRONORTE.

c) Impactos sobre os Índios

A inundação de uma parte da área da tribo Waimiri-Atroari é um dos custos não monetários mais drásticos da barragem. Duas das dez aldeias ainda existentes foram inundadas: Taquari (população 72) e Tapupunã (população 35) (Brasil, FUNAI/ ELETRONORTE, s.d. (1987): 11). As duas representam 29% da população da tribo, na época totalizando 374 indivíduos. Este total estava dividido entre 223 Waimiri e 151 Atroari (Brasil, ELETROBRÁS, 1986b: 6-12). As 107 pessoas nas duas aldeias inundadas eram todas Waimiris, representando 48% da população deste grupo. Já que os grupos se movimentam dentro do seu território para caçar e pescar, o número afetado é maior do que apenas aqueles nas aldeias inundadas.

A área que seria tomada da reserva foi calculada na base do nível em que o reservatório é provável chegar com uma frequência de uma vez em 1.000 anos. A cota assim calculada é de 53 m acima do mar, ou 3 m acima da cota normal do reservatório cheio. Inundação mais alta era esperada na parte superior do reservatório, onde a reserva está localizada, porque o pescoço estreito que divide a represa de Balbina em duas partes (ver Figura 1b) restringe o fluxo de água até a barragem (Cel. Willy Antônio Pereira, comunicação pessoal, 1987; ver Brasil, ELETRONORTE, 1986b). Deve ser lembrado que o assoreamento começará no extremo superior da represa. Caso os sedimentos entupam parcialmente a passagem estreita entre as duas partes da represa, a chance de haver maiores e mais frequentes inundações na área dos Waimiri-Atroari seria bastante aumentada.

Na cota de 53 m, 331 km² da reserva seriam inundadas (Brasil, ELETROBRÁS, 1986b: 6-13). Da área proposta de 24.400 km² na reserva, esta representava 1,3%. Embora a parte inundada seja muito pequena como percentagem da área da reserva, esta parte inclui uma proporção significativa da população tribal e dos seus recursos alimentares.

A Fundação Nacional do Índio (FUNAI) levou uma delegação de lideranças dos Waimiri-Atroari para visitar a tribo Parakanã, cujo território, em grande parte, tinha sofrido inundação em 1984 pela represa de Tucuruí. A visita rapidamente convenceu os Waimiri-Atroari de que eles tinham que deixar as suas aldeias e cooperar com a FUNAI: algo que explicações orais e uma demonstração, usando uma maquete da barragem e do reservatório, não tinham conseguido fazer. Duas aldeias novas foram construídas pela própria tribo em outra parte do território. A população que mudou recebeu diversos presentes da FUNAI, tais como motores de popa, e canoas de alumínio, para substituir as suas canoas tradicionais feitos de troncos de árvore. Os indivíduos que induziram a colaboração com a FUNAI não eram as lideranças tradicionais da tribo; a riqueza material súbita dos agraciados com os presentes criou tensões internas na tribo (ver Adolfo, 1987). Antropólogos trabalhando na área ficaram chocados com a rapidez pela qual os que aceitam os presentes deixaram de lado os seus costumes e perderam a sua autossuficiência (Arminda Muniz, comunicação pessoal, 1987).

O deslocamento de duas aldeias indígenas e a perda de parte de uma reserva seria um assunto

menor em relação ao pano de fundo de revesses sofridos pelos índios em toda a região em anos recentes. O caso de Balbina é significativo, no entanto, por causa da dizimação especialmente dramática da tribo na década anterior ao início da construção.

A tribo contava com uma população de 6.000 índios em 1905, segundo uma estimativa dos naturalistas alemães Georg Hubner e Theodore Koch-Grünberg (CIMI, 1979: 5; ver também Garcia, 1985; MAREWA, 1987). Até aquele ano a tribo já tinha sofrido uma longa série de massacres. O primeiro registro oficial de uma expedição punitiva contra a tribo foi em 1856, quando uma força de 50 soldados eliminou algumas dúzias de índios. Expedições similares foram realizadas em 1872, 1873, 1874 e 1881 (Martins, 1982: 284).

A população de 6.000 na virada do século foi reduzida a 3.500 até 1973 através de uma longa série de contatos violentos. Em 1905 e 1906 expedições punitivas renderam 300 e 203 cadáveres respectivamente; cada uma destas expedições também capturou vários índios como “troféus”, que foram levados a Manaus onde eles subsequentemente adoeceram e morreram (Martins, 1982: 284-286).

Contatos violentos continuaram até a década de 1980. Os mortos do lado não indígena receberam farta reportagem em Manaus, enquanto no lado indígena não recebeu esta divulgação, um padrão que reforça a visão pouca simpática da tribo entre residentes de Manaus. Em 1970 a rodovia Manaus-Caracará (BR-174) foi iniciada para ligar Manaus com a Venezuela. A rodovia cortou o território da tribo; durante e depois da construção da rodovia, o acesso à área foi restringido pelo exército. Em 1973 era proibido viajar na rodovia através da área tribal, e durante pelo menos mais cinco anos o trânsito foi restrito a comboios de veículos durante o dia. Contatos violentos continuaram: em 29 de dezembro de 1974, Gilberto Figueiredo Pinto Costa (o agente da FUNAI que era o único não índio a ter amizade com a tribo e visitar suas aldeias) foi morto, e oficialmente isso ocorreu durante um ataque dos Waimiri-Atroari contra o posto indígena Alalaú-II (obs.: alguns funcionários da FUNAI acreditam que ele foi assassinado por outros funcionários daquele órgão que temiam o que ele sabia a respeito de suas participações em massacres: ver Athias & Bessa, 1980). Em 1975 a FUNAI decidiu que haviam acontecido tantos encontros hostis que as tentativas do órgão “pacificar” a tribo foram suspensas (Martins, 1982: 278). No ano

seguinte, os contatos entre a ELETRONORTE e a FUNAI começaram visando a limpeza da área para Balbina (Garcia, 1985).

A população de 3.500 em 1973 (uma estimativa feita por Gilberto Pinto) foi reduzida para 1.100 em 1979 (de acordo com estimativas da FUNAI, ver Athias e Bessa, 1980), e daí para 374, sendo a maior parte crianças, até o ano de 1986. Como afirma Garcia (1985): “Em doze anos, mais que três mil índios desapareceram, mortos por epidemias de sarampo ou pelas balas dos aventureiros, caçadores e tropas jagunças de latifundiários, com claro apoio das autoridades federal e estadual”. Estes acontecimentos não são fatos acadêmicos referentes a alguma época histórica distante; eles ocorreram apenas a 200 km de Manaus ao longo de um período em que parte da população adulta da cidade pode se lembrar.

A reserva da tribo Waimiri-Atroari tem sido reduzida todas as vezes que foi julgado conveniente. A reserva foi criada através dos decretos 69.907/71, 74.463/74 e 75.310/75 (de 1971, 1974 e 1975). Em 1981 o Presidente Figueiredo revogou estes através do processo BSB/22785/81 quando ele assinou o decreto 86.907/81. Isto aboliu a reserva, transformando-a numa mera “área temporariamente dotada para fins de atração e pacificação dos índios Waimiri-Atroari” (Brasil, FUNAI/ELETRONORTE s/d. (1987): 15). Nesta transformação, a área perdeu não apenas parte da sua proteção legal mais também foi diminuída em 526.000 ha, que foram dados à Timbó Mineradora Ltda., uma subsidiária da Paranapanema, a firma que está minerando a cassiterita em Pitinga, na parte superior da bacia hidrográfica de Balbina. As verbas da ELETRONORTE depois ajudaram a acelerar a demarcação da reserva, levantando e demarcando no chão os seus limites.

O acontecimento chave na transformação de Balbina de uma massa de papéis para uma realidade de 2.360 km² de árvores mortas e água fétida foi o acordo franco-brasileiro assinado pelo presidente brasileiro Ernesto Geisel e pelo presidente francês Valéry Giscard D’Estaing durante uma visita à Brasília em 1978. Os franceses foram duramente atacados por organizações a favor dos direitos indígenas por ter assinado um acordo que inundaria terras indígenas; os franceses responderam que o governo brasileiro tinha informado que não existiam índios na área (*Folha de São Paulo*, 08 de outubro de 1978). Informações

sobre a existência dos Waimiri-Atroari não eram difíceis de se obter na época.

Devido ao impacto sobre o Waimiri-Atroari implícito nos planos para Balbina, a França e o Brasil foram acusados de genocídio no Quarto Tribunal Bertrand Russell em Rotterdam, Holanda, em novembro de 1980. Severos como são os impactos do reservatório, a sua classificação como “genocídio” foi provavelmente influenciada mais pelos massacres associados às atividades (brasileiras) de construção rodoviária no território da tribo durante a época em que Balbina estava em fase de planejamento, especialmente 1974-1975. Os engenheiros da ELETRONORTE são rápidos em apontar as injustiças de se criticar Balbina por inundar uma pequena parte do território da tribo quando não se diz nada sobre a liquidação flagrante a apenas poucos quilômetros distantes (Adelino Sather Filho, comunicação pessoal, 1987). No entanto, o pano de fundo de atrocidades vizinhas não altera o fato de que Balbina tem um impacto negativo sobre os Waimiri-Atroari sobreviventes. As fontes internacionais de financiamento para a obra aparentemente não consideravam este impacto. No caso do Banco Mundial, as diretrizes da instituição exigem que sejam dadas considerações devidas a quaisquer impactos que os empréstimos possam vir a ter sobre povos tribais (Goodland, 1982).

A loucura econômica

a) Os Custos de Construção

O custo de construir a barragem aproximadamente dobrou desde a estimativa inicial de US\$ 383 milhões (Brasil, ELETRONORTE/ MONASA/ ENGE-RIO, 1976: A-24). A ELETRONORTE admitiu um custo de US\$ 750 milhões, excluindo o custo da linha de transmissão. O custo de construção de Balbina foi de US\$ 3.000 por quilowatt de capacidade instalada. Em comparação, quando completa, Tucuruí custou US\$ 675/quilowatt (4,6 vezes menos que Balbina) e Itaipú US\$ 1.206/quilowatt (2,6 vezes menos que Balbina) (custos de construção de Tucuruí e Itaipú segundo a *Veja* de 20 de maio de 1987: 30). A eletricidade de Balbina pode custar mais do dobro deste valor já astronômico, pois o cálculo presuppõe que 250 MW seriam gerados ao invés da potência média de apenas 109,4 MW a ser entregue a Manaus. Também não estão incluídos nos cálculos os custos de manutenção, substituição de peças e a depreciação da hidrelétrica

como um todo, ao longo da sua vida útil esperada. Os juros pagos na dívida contraída para construir também não são incluídos.

b) O Acordo Franco-Brasileiro

O acordo franco-brasileiro contribuiu com assistência técnica e uma linha especial de crédito para a compra de turbinas da França. A primeira turbina foi fabricada na França por Neyrpic, uma companhia pertencente ao Grupo Creusot Loire; as outras quatro turbinas estão sendo fabricadas em Taubaté (no Estado de São Paulo) pela Mecânica Pesada, uma subsidiária do mesmo Grupo Creusot Loire.

A tentação de comprar mais turbinas e geradores do que o necessário é forte quando os acordos sobre compras formam parte de um pacote generoso de financiamentos; Paulo Maluf, ex-governador de São Paulo, provocou um escândalo financeiro grave quando foi descoberto que tinha sido comprado para a Hidrelétrica de Três Irmãos mais turbinas que o necessário (*Isto É*, 03 de setembro de 1986). As turbinas de Três Irmãos foram adquiridas da mesma fábrica francesa que forneceu a turbina importada de Balbina. Embora cinco turbinas de 50 MW num rio tão pequeno quanto o Uatumã seja considerado “supermotorizado” pela ELETRONORTE, os engenheiros insistem que cai dentro da faixa normal. Eles citam justificativas: (1) a demanda de energia em Manaus excede tanto a capacidade geradora da hidrelétrica que toda a energia produzida pode ser vendida (normalmente barragens deixam passar água pelo vertedouro na época chuvosa porque não precisam de toda a energia); (2) a falta de uma rede regional para cobrir a demanda durante períodos em que uma das turbinas está sofrendo reparos. Ao invés de 10% de excesso de capacidade instalada, que é o normal no Brasil em redes regionais, uma turbina suplente inteira está planejada para Balbina (*i.e.*, 20% de excesso de capacidade). A projeção da ELETRONORTE da produção esperada de energia ao longo do tempo indica que todas as cinco turbinas iriam operar durante um mês, no máximo, por ano, e que a hidrelétrica poderia operar com quatro turbinas durante apenas um mês adicional, na época da enchente (Brasil, ELETRONORTE, 1987a).

c) Os Custos da Corrida para Encher a Represa

A perda mais evidente--proveniente da pressa da ELETRONORTE para encher a represa--estava relacionada com os produtos da floresta,

especialmente a madeira. O valor em potencial da floresta sacrificada não foi incluído nos cálculos do custo do reservatório, o que se tornou um foco de atenção pública (*e.g.*, *A Crítica*, 22 de setembro de 1984, 03 de outubro de 1985). Um levantamento florestal feito pelo INPA revelou 28,8 m³ de madeira nobre por hectare (Higuchi, 1983: 20), ou aproximadamente 6,8 milhões de m³ na área de 2.360 km² do reservatório. Um levantamento feito por uma firma de consultoria concluiu que o volume de madeira de todas as espécies era, em média, 161 m³/ha para árvores acima de 10 cm de diâmetro à altura do peito (DAP) e 58 m³/ha para árvores superiores a 50 cm DAP (Jaako Pöyry Engenharia, 1983: 50). Este valor foi considerado insuficiente e desanimou os esforços de exploração madeireira (*Visão*, 16 de julho de 1986). A pequena antecedência de aviso dada aos potenciais concessionários madeireiros também fez com que qualquer exploração na escala comercial fosse improvável: as firmas madeireiras tinham menos de dois anos entre a data da licitação e a data originalmente fixa para o fechamento da barragem.

A incapacidade da ELETRONORTE em despertar o interesse de empresas madeireiras na exploração da área do reservatório representou um revés em termos de relações públicas, dado a alta visibilidade da perda envolvida. O presidente da ELETRONORTE enfatizou que a madeira inundada não era perdida, e sugeriu que durante a vazante os madeireiros podem cortar as árvores na terra exposta e voltar de barco para rebocar as toras durante a enchente (Lopes, 1986). Em Tucuruí alguns madeireiros têm cortado as espécies valiosas usando mergulhadores com motosserras especiais para uso debaixo de água; os custos são muitos menores do que na exploração tradicional em terra firme devido à facilidade de rebocar as toras cortadas. No entanto, o perigo é grande para a pessoa que serra as árvores. Nas pastagens amazônicas, quando as árvores morrem em pé, elas não são cortadas, devido ao perigo de galhos mortos caírem sobre a pessoa que serra o tronco embaixo.

Produtos florestais não madeireiros também são perdidos. A seringa e o pau rosa estavam sendo explorados até os últimos meses antes do enchimento. Os produtos potencialmente mais valiosos das florestas, aqui (assim como em outras partes da Amazônia) nem sequer têm sido identificados, especialmente os compostos farmacêuticos (ver Myers, 1976).

A ordem em que as diversas partes do projeto foram construídas poderia ter sido modificada, com possíveis benefícios ambientais e financeiros. A linha de transmissão foi o último item a ser construído, enquanto que se isto tivesse sido o primeiro item, usinas termoeletricas no local do barramento poderiam ter usado a madeira da área do futuro reservatório e ter transmitido a energia para Manaus. O peso seco da biomassa acima do solo, estimado como média ponderada dos tipos de floresta na área, é de 400 toneladas/ha (Cardenas, 1986b: 27). Considerando a percentagem do total representado por troncos, nas quadras de amostragem (Cardenas, 1986b: 16), o peso seco dos troncos seria, em média, 267 toneladas/ha ou 63 milhões de toneladas nas 2.360 km² da área de inundação. Os planos para usinas termoeletricas à lenha picada, implantadas nas pequenas cidades do Estado do Amazonas, consideraram o conteúdo calórico médio da madeira como 2.500 Kcal/kg, e a geração de eletricidade de usar 4.000 Kcal/kWh (Brasil, CELETRA, 1984). Os troncos das árvores da área a ser inundada em Balbina eram, portanto, equivalentes a (aproximadamente) 39,4 gigawatts-hora (GWh) de eletricidade. Para gerar isto a partir de petróleo, usando as proporções de diesel e óleo combustível usados em Manaus, seria necessário o equivalente de mais de 161.000 barris de óleo cru (calculado de Brasil, ELETRONORTE, 1985c: 19), o que valia US\$ 3,2 milhões no baixo preço de US\$ 20/barril vigente em 1989.

Apesar da não competitividade de usar lenha no lugar do petróleo com os preços baixos na época, deve ser lembrado de que o petróleo representa um recurso físico, não apenas um determinado valor em dinheiro. Ao se jogar fora a floresta que poderia ter sido usada para gerar energia no lugar do petróleo, se joga fora também a oportunidade de se guardar aquela quantidade de petróleo no chão até o dia em que o petróleo esteja em falta e, conseqüentemente, o seu preço seja muito maior. Usando a floresta na área de inundação reduziria também os problemas de má qualidade de água provocados pela vegetação em decomposição nas represas. Qualquer plano para converter em energia termoeletrica, a biomassa da floresta em represas futuras deve ser acompanhado de exigências estritas de que as usinas sejam mudadas para outro local depois que a área de inundação seja cortada, para evitar que as usinas contribuam ao desmatamento além dos limites dos reservatórios.

Alternativas a Balbina

a) Aproveitamento de Fontes Alternativas de Energia

Balbina é especialmente infeliz porque é desnecessária. Esperava-se que a barragem produza energia firme que possa garantir apenas cerca de um terço da demanda de 218 MW em Manaus em 1987 (Brasil, ELETRONORTE, 1987b); a potência média entregue a Manaus (109,4 MW após a perda de 2,5% de transmissão) seria a metade da demanda em 1987. Em relação aos aproximadamente 130 MW realmente consumidos em 1987 isto representa 84%. A hidrelétrica nunca vai fornecer os 50% da demanda de Manaus que seria suprida se estivesse funcionando em 1987.

A percentagem da energia consumida em Manaus fornecida por Balbina vai diminuir a cada ano sucessivo na medida em que a cidade continua a crescer. A produção média de energia (na cota de 50 m) entregue a Manaus corresponde apenas a 38% dos 285 MW anualmente consumido, 26% da demanda anual de 420 MW que a ELETRONORTE prevê para a cidade em 1996 quando esperava-se que o déficit energético de Manaus seja suprida por uma outra hidrelétrica a ser construída a 500 km da cidade em Cachoeira Porteira, no rio Trombetas (Brasil, ELETRONORTE, 1987b). A Hidrelétrica de Cachoeira Porteira teria uma capacidade instalada de 1.420 MW e produziria, em média, 760 MW (Brasil, ELETRONORTE, 1985b), ou seja, aproximadamente sete vezes a produção de Balbina. Apenas uma barragem (Cachoeira Porteira) poderia ter sido construída, com a metade do custo e a metade do impacto, ao invés de duas barragens. A futilidade de Balbina torna-se ainda mais aparente quando considera-se que o gás natural a 500 km de Manaus na bacia do rio Juruá podia abastecer Manaus com energia. Esta era a proposta como alternativa a Balbina feita pelo perito mais conhecido do Brasil em assuntos energéticos: José Goldemberg (1984; ver também Melchiades Filho, 1987). A descoberta de petróleo e gás em Urucú, mais próximo a Manaus, também poderia abastecer a cidade com energia sem Balbina (ver Falcão Filho, 1987). A magnitude da ocorrência de gás em Juruá se tornou aparente enquanto Balbina estava em fase de construção. Mesmo assim, a construção de Balbina poderia ter sido parada anos antes da sua conclusão, com uma economia de várias centenas de milhões

de dólares que poderiam ter sido gastos de forma melhor para transmitir a energia de Juruá.

Estudos preliminares foram elaborados para transmissão de energia do Juruá até a área de Grande Carajás na Amazônia oriental, onde a eletricidade seria usada em usinas de ferro-gusa. A distância atravessada num projeto desta natureza seria muito maior do que um trajeto do campo de gás do Juruá até Manaus. A distância de 500 km de Juruá até Manaus é a mesma de Manaus até Cachoeira Porteira, embora que a transmissão de Juruá exigiria o gasto adicional de cruzar ou o rio Amazonas ou ambos os rios Solimões e Negro. No entanto, construir uma hidrelétrica também sai caro.

Rotas para gasodutos também foram propostas para Manaus de Juruá (Brasil, CEAM, 1985) ou de Urucú (Brasil, ELETRONORTE, 1987c: Amazonas-6). O presidente da ELETRONORTE declarou que era uma decisão da população de Manaus de construir Balbina ao invés de usar gás ou construir linhas de transmissão, e que a geração a gás e a construção de linhas de transmissão eram tecnologicamente viáveis (Lopes, 1986). No entanto nenhum debate público foi realizado sobre assuntos energéticos, já que a construção de Balbina começou numa época em que o regime militar no Brasil limitava tais discussões (ver Brasil, INPA, Núcleo de Difusão Tecnológica, 1986).

A transmissão de energia das principais áreas de geração hidrelétrica nas bacias dos rios Tocantins, Xingú, e Tapajós também é possível. Estes grandes afluentes chegam ao rio Amazonas do lado sul, descendo a partir do platô central do Brasil. O seu potencial de gerar energia é enorme. As barragens nesta região também causariam grandes impactos ao meio ambiente, mas a superfície inundada por megawatt de energia produzida seria muito menor do que no caso de Balbina. A construção de linhas de transmissão até estes locais de hidrelétricas forneceria uma solução praticamente permanente para o abastecimento de energia a Manaus, e seria mais barato do que Balbina ficou no final.

Uma parte da distância de Manaus até Tucuruí e outros locais de hidrelétricas nos afluentes ao sul do rio Amazonas era para ter linhas de transmissão, de qualquer forma, porque Cachoeira Porteira se encontra numa das possíveis rotas. As linhas de Balbina também fazem parte deste trajeto. Um estudo feito pela ELETRONORTE por volta de 1976 estimou que o custo de construir uma linha de transmissão

de Tucuruí até Cachoeira Porteira seria US\$ 600 milhões (Joaquim Pimenta de Arrila, comunicação pessoal, 1987). Este total é mais barato que os US\$ 730 milhões gastos em Balbina, porém a inflação do dólar pode reduzir ou eliminar a diferença. O que faz a transmissão substancialmente mais barata do que este cálculo indica é o fato de que grande parte da linha seria construída de qualquer forma.

Aproximadamente a metade do custo da ligação entre Tucuruí e Cachoeira Porteira seria para cruzar o rio Amazonas. A travessia não poderia ser feita com um cabo submerso devido à forte correnteza do rio. Para uma linha suspensa, o rio é largo demais para fazer a travessia num só vão, mesmo no ponto mais estreito em Óbidos: as torres necessárias seriam altas demais para serem práticas. A travessia seria feita, portanto, num ponto largo e raso usando ou uma série de torres fixas no leito do rio ou um sistema de torres flutuantes. Locais possíveis para uma travessia dessa natureza eram Almeirim (Pará) e Itacoatiara (Amazonas). Corrente direta seria usada para a travessia; a eletricidade seria convertida para corrente alternada em sub-estações em cada lado do rio, a um custo de cerca de US\$ 100 milhões por sub-estação. Avanços na tecnologia da transmissão de energia desde a época quando foram feitas estas estimativas de custo poderiam abaixar bastante o preço (Pires & Vaccari, 1986) [Obs.: Uma linha de transmissão Tucuruí-Manaus foi concluída em 2013].

Planos preliminares para o Complexo de Altamira no rio Xingú incluem mapas que implicam que linhas de transmissão ligarão Altamira com Cachoeira Porteira (Brasil, ELETRONORTE/CNEC, s/d. (1986): 36). Um mapa da ELETRONORTE sobre os planos de expansão de linhas de transmissão indica uma ligação entre Tucuruí e Monte Dourado, no Projeto Jari ao norte do rio Amazonas, com uma travessia perto de Almeirim (Brasil, ELETRONORTE, 1987c, p. Pará-30). Esta foi o meio preferido pela ELETRONORTE para suprimento de energia ao Projeto Jari, até agosto de 1988, quando o Jari obteve permissão para construir uma hidrelétrica particular (José Antônio Muniz Lopes, declaração pública, 1988). Uma linha de transmissão de aproximadamente de 520 km seria necessária para ligar Almeirim com Cachoeira Porteira. Já que a linha de transmissão de 190 km de Manaus até Balbina está previsto a um custo de US\$ 33 milhões (*A Crítica*, 11 de junho de 1985), o custo de US\$ 174 mil por quilômetro implica num custo de US\$ 90 milhões para ligar Cachoeira Porteira com Almeirim. Incluindo os

US\$ 300 milhões para cruzar o rio Amazonas, este valor aumentaria para mais ou menos a metade dos US\$ 750 milhões gastos em Balbina. O chefe do departamento de planejamento da ELETRONORTE citava estimativas mais baixas de custo: US\$ 60-100 milhões para a travessia do rio Amazonas em Almeirim, e US\$ 700 milhões para o sistema inteiro para ligar Manaus com Tucuruí (Frank Tadeu Ávila, declaração pública, 1988). Vale a pena ressaltar que US\$ 700 milhões também era o custo esperado da Hidrelétrica de Cachoeira Porteira, que, por sua vez, também podia ser dispensada se Manaus fosse ligada à Tucuruí. A ELETRONORTE só ia considerar ligar Manaus à Tucuruí e às outras barragens ao sul do rio Amazonas após o ano 2005 porque a área de Belém estava classificada como “deficiente” de energia (Frank Tadeu Ávila, declaração pública, 1988). A “deficiência” de Belém era resultado de toda a energia disponível ser comprometida para fazer alumínio em Barcarena (Pará) e São Luis (Maranhão). Indiretamente, Balbina e Cachoeira Porteira se tornam “necessários” por causa das concessões especiais que foram dadas às empresas estrangeiras que estão beneficiando alumínio em outras partes da região. Fazer alumínio também é questionável como opção de desenvolvimento porque isto não cria quase nenhum emprego e porque poucos dos benefícios financeiros permanecem no País.

b) Diminuição da Demanda de Energia

Fornecer energia de fontes alternativas não é a única maneira de substituir os 109,4 MW de potência média que Balbina entregaria para Manaus. A conservação de energia poderia reduzir a necessidade para uma fração substancial da energia usada. Com a exceção de medidas para desencorajar o uso de gasolina, o Brasil tem feito pouco para promover a conservação de energia (ver Goldemberg, 1978). Eletrodomésticos e equipamentos industriais poderiam ser muito mais eficientes com modificações já em uso em outros países (Goldemberg *et al.*, 1985). Especialmente no caso de Manaus onde a energia é fornecida a partir de fontes de alto custo tais como Balbina, eliminar usos ineficientes de energia é um primeiro passo lógico (ver Branco, 1987). Mesmo sob condições médias nos países em desenvolvimento, ao invés do caso extremo de Balbina, investimentos em eficiência energética são muito mais rentáveis em termos financeiros do que investimentos em mais capacidade de geração (Goldemberg *et al.*, 1985).

As tarifas energéticas no Brasil são, em média, muito abaixo do custo de produção de eletricidade. Isto desencoraja a conservação de energia e fornece grandes subsídios às indústrias com consumo intensivo de energia, tais como a produtoras de alumínio. A produção de alumínio na área do Programa Grande Carajás é especialmente favorecida, já que a ELETRONORTE concordou em fornecer energia para as usinas a uma tarifa ligada ao preço internacional de alumínio, ao invés do custo de produzir a energia: para a usina de ALUNORTE/ALBRÁS em Barcarena, Pará (que pertencia a um consórcio de 33 firmas japonesas junto com a Companhia Vale do Rio Doce, do Brasil), se cobrava apenas 10 milésimos de dólar norteamericano por quilowatt/hora (US\$ 10 mils/kWh), enquanto a energia transmitida em Tucuruí tinha um custo de geração estimado em US\$ 60 mils/kWh (Walderlino Teixeira de Carvalho, declaração pública, 1988). A tarifa cobrada às empresas de alumínio era cerca de um terço da tarifa paga pelos consumidores residenciais em todo país, e assim era fortemente subsidiada pelo povo brasileiro através dos seus impostos e contas de luz. ALBRÁS consumia 1.673 GWh de eletricidade em 1986, ou 1,7 vezes o consumo da cidade de Manaus no mesmo ano (Brasil, ELETRONORTE, 1987c, p. Amazonas-32, Pará-12). Os planos de expansão na época iam mais que triplicar o consumo anual de ALBRÁS para 5.225 GWh até o final da década de 1980 (Brasil, ELETRONORTE, 1987c, p. Pará-19).

O representante dos Estados Unidos no Conselho de Diretores Executivos do Banco Mundial, que liderou uma tentativa fracassada de evitar a aprovação do Empréstimo ao Setor Elétrico Brasileiro, em 1986, descreveu Balbina como um exemplo de “investimentos totalmente inaceitáveis”, tanto por conta de preocupações ambientais quanto à falta de qualquer exigência de que o setor elétrico brasileiro aumente as suas tarifas o suficiente para cobrir os seus custos (Foster, 1986). Embora não seja uma condição dos seus empréstimos, o Banco Mundial tem encorajado o Brasil a aumentar as tarifas para dar ao monopólio elétrico uma rentabilidade de no mínimo 6% (*O Globo*, 04 de fevereiro de 1988). A ELETRONORTE tem pouco motivo para se transformar numa empresa altamente rentável porque o empreendimento está legalmente obrigado a dar quaisquer lucros acima de 10% ao Tesouro Nacional, como parte da Reserva Global de Garantia (R.G.G.). Este limite a lucratividade tem sido sugerido como uma explicação para o fato que

os diretores da empresa têm frequentemente optados por investimentos caros e ineficientes (*Veja*, 12 de agosto de 1987: 26). A ELETRONORTE corre pouco risco de obter lucros em Balbina.

Implicações para a política

a) Balbina e a Política Científica

A Balbina e outras hidrelétricas têm um forte efeito, nem sempre benéfico, sobre a a ciência e a política científica no Brasil. A disponibilidade de dinheiro e de emprego através da ELETRONORTE e as firmas de consultoria associadas a ela têm direcionado muitas das pesquisas feitas na Amazônia, porque quase nenhuma verba pode ser obtida para apoiar pesquisa através dos canais tradicionais, tais como, o Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e os orçamentos das instituições de pesquisa e das universidades.

Muito da pesquisa feita é a simples coleção de exemplares, a confecção de listas e a preparação de relatórios. Pesquisas orientadas a testar hipóteses são praticamente inexistentes. As informações são centralizadas dentro da ELETRONORTE, a tal ponto, que frequentemente é possível encontrar pessoas tanto dentro e fora da ELETRONORTE que não dispõem das informações diretamente relevantes às suas tarefas. Por exemplo, o engenheiro responsável pela mitigação dos impactos a jusante da barragem não tinha nenhuma informação sobre a vazão dos diversos igarapés afluentes do rio Uatumã abaixo do barramento: o levantamento tinha sido feito por uma das firmas consultoras e o relatório não estava disponível em Balbina. A sede da ELETRONORTE em Balbina não tem uma biblioteca: mesmo os próprios engenheiros da ELETRONORTE somente podem consultar os relatórios das várias firmas consultoras e grupos de pesquisa através do encaminhamento de um requerimento escrito à matriz em Brasília. Muitos dos relatórios são até mais raros do que manuscritos medievais copiados a mão: apenas três exemplares existem de um relatório sobre macrófitas em Tucuruí, segundo a secretária que serve como curadora do original no INPA.

O papel da pesquisa no planejamento, autorização e execução de grandes projetos de engenharia, tais como, hidrelétricas, é um assunto crítico se é para evoluir procedimentos de tomada de decisão que evitam futuras desventuras. O foco de relações públicas de muitos das atividades relacionadas ao

meio ambiente, tais como, os esforços muito divulgados de resgatar a fauna que seria afogada pelas águas na represa, é um assunto de intensa controvérsia. Mudar os animais para florestas fora da área de inundação, rende pouco benefício líquido em termos de vidas salvas de animais: as populações de animais já presentes normalmente, concorrem com os recém-chegados até que a densidade de cada espécie decline rapidamente até aproximadamente os mesmos níveis de antes. A operação de resgate de fauna em Balbina, conhecido como a “Operação Muiraquitã” alocou 38 barcos novos com 45 motores de popa de 45 HP (Walter de Andrade, comunicação pessoal, 1987). Trabalharam na operação 240 trabalhadores durante nove meses—de outubro de 1987 a julho de 1988 (Sautchuk, 1988). Os pesquisadores do INPA, por sua vez, tinham que trabalhar alugando os equipamentos mal conservados dos pescadores locais.

O esforço da pesquisa por si mesmo é usado para fins de relações públicas. O papagaio que explica Balbina, na revista em quadrinhos da ELETRONORTE, diz que “as condições ambientais serão rigorosamente controladas por pesquisas e estudos constantes!” (Brasil, ELETRONORTE, s/d. (1987): 20). No caso de Tucuruí, durante um ato público em Belém contra o fechamento da barragem, folhetos foram lançados de helicóptero que avisavam aos leitores que as pesquisas do INPA, na área, garantiam que não haveria nenhum problema ambiental (Brasil, ELETRONORTE, s/d. (1984)). Nenhum aval tinha sido dado, nem pelo INPA e nem por quaisquer dos pesquisadores envolvidos no estudo. A publicação dos resultados pelos pesquisadores estava sujeito à aprovação pela ELETRONORTE, de acordo com os termos do contrato de financiamento. É essencial que tanto as pesquisas propriamente ditas quanto à sua disseminação subsequente seja realizada livre de interferência de qualquer fonte. Como os funcionários do INPA afirmaram: “a discussão pública é um elemento essencial que tem faltado ao planejamento de Balbina” (Brasil, INPA, Núcleo de Difusão Tecnológica, 1986).

O programa de pesquisa em Balbina começou depois que a construção já estava em andamento, o que significa que o efeito máximo que os resultados poderiam ter era de sugerir pequenas modificações nos procedimentos, uma vez que a barragem já era um fato consumado (ver Fearnside, 1985). Relegar as pesquisas a um papel meramente simbólico é uma tradição infeliz no planejamento de desenvolvimento na Amazônia (Fearnside, 1987).

O fato de que pesquisas estavam sendo feitas na área foi usado extensivamente em propaganda da ELETRONORTE na televisão, rádio e meios impressos de comunicação. A implicação era de que a Hidrelétrica de Balbina seria benéfica ao meio ambiente: uma conclusão contrária daquela formulada por qualquer pesquisador envolvido nos estudos. Num anúncio veiculado pelas emissoras de rádio em Manaus, a cada 15 minutos, em agosto de 1987, a voz de Curupira (o espírito da floresta) garantiu aos ouvintes que ele não permitiria a existência de Balbina se a barragem não fosse benéfica para uma extensa lista de espécies de peixes e outras formas de vida silvestre. Numa propaganda na televisão, uma mulher troglodita era batida na cabeça com um osso enorme, numa representação de como, sem Balbina, Manaus reverteria aos tempos neolíticos. Muitas das propagandas em todos os meios de comunicação levaram à afirmação explícita de que “quem não está a favor de Balbina está contra você” (*e.g.*, Brasil, ELETRONORTE, 1987a).

Apesar dos problemas das pesquisas atuais financiadas através dos projetos hidrelétricos, este dinheiro é essencial para aumentar a base dos conhecimentos sobre a região. Precisa-se desenvolver mecanismos para manter o fluxo de verbas e ao mesmo tempo eliminar os impedimentos ao livre intercâmbio de informações e à chegada a conclusões que possam ser heresias do ponto de vista da ELETRONORTE. Uma solução seria de ter um percentual das verbas alocadas à construção das barragens e outras formas de geração de energia ir para um fundo independente, que então distribuiria o dinheiro para instituições e laboratórios de pesquisa em base de uma competição, possivelmente com algum dispositivo para dar prioridade às instituições localizadas na Amazônia. É necessário um mecanismo para garantir que os pesquisadores e instituições que recebem financiamento não sejam encorajados a entregar resultados favoráveis para garantir a continuidade do envio das verbas para as suas pesquisas tanto no projeto de desenvolvimento em jogo, quanto em projetos futuros. Ao mesmo tempo, aqueles que recebem verbas precisam satisfazer exigências apropriadas quanto à entrega de relatórios para que padrões mínimos de quantidade e qualidade de trabalho científico sejam atingidos. Um fundo independente encorajaria melhor desenho científico (o plano científico de um projeto de pesquisa) e o uso mais eficiente das verbas, além

de eliminar o desvio--para esforços de relações públicas--do dinheiro destinado à proteção ambiental e à pesquisa.

O mandato do órgão que distribui as verbas precisa ser suficientemente amplo para que sejam consideradas alternativas aos projetos propostos. Por exemplo, ao avaliar a racionalidade de construir Balbina, seria preciso examinar alternativas, tais como, petróleo, gás, linhas de transmissão até outras hidrelétricas, conservação de energia, e a simples não produção de energia.

A utilização dos resultados de pesquisa na elaboração do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e Relatório sobre o Impacto ao Meio Ambiente (RIMA), que são obrigatórios para cada projeto hidrelétrico, carece de mecanismos para garantir que as recomendações refletem as conclusões dos pesquisadores que conduzem os estudos. Atualmente a maior parte dos dados é coletada por instituições de pesquisa (tais como o INPA) e entregue para empresas privadas de consultoria que são contratadas pela ELETRONORTE para escrever os relatórios. Estas empresas são totalmente dependentes da ELETRONORTE e outros grandes patrões para a sua sobrevivência, e assim estão sujeitos a uma tendência para minimizar as suas críticas de perigos ambientais. A Resolução Número 001 do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), que iniciou a exigência do EIA-RIMA em 23 de janeiro de 1986, especifica que estes relatórios sejam preparados por uma “equipe multidisciplinar qualificada que não seja dependente, direta ou indiretamente, do proponente do projeto”. Mecanismos para garantir esta independência precisam ser criados.

b) Avaliação dos Impactos ao Meio Ambiente

A história de Balbina deixa claro o imperativo de se fazer um verdadeiro estudo de impacto ambiental completo e publicamente discutido, antes de quaisquer ações que tornariam um projeto num fato consumado, real ou imaginado. A maneira com que os estudos de impacto ao meio ambiente têm sido feitos em Balbina favorece o uso altamente seletivo e enganador dos resultados. A responsabilidade final para as análises ambientais ficou com a ELETRONORTE--o mesmo órgão que é responsável pela promoção de energia elétrica. As firmas comerciais de consultoria que são contratadas para elaborar os relatórios, contratam os serviços de instituições para coletar os dados crus; a interpretação

destes dados para chegar a quaisquer conclusões mais amplas sobre racionalidade do projeto como um todo não é encorajado. Os dados de cada um dos subprojetos são entregues separadamente e qualquer visão global só é atingida no Rio de Janeiro ou em Brasília ao invés de acontecer nas instituições diretamente envolvidas na coleta dos dados. Os dados de outros subprojetos são liberados em quantidades pequenas na base da opinião da ELETRONORTE sobre a necessidade para o requerente saber dessas informações. Mesmo a publicação dos resultados dos subprojetos individuais exigia a aprovação da ELETRONORTE. O sigilo em toda parte do projeto tem impedido bastante qualquer planejamento ou tomada de decisão bem informada.

O ímpeto da construção da obra conseguiu esmagar o processo de avaliação ambiental, que ainda era embrionário no Brasil. Balbina teve uma forte oposição do Paulo Nogueira Neto, que dirigiu a Secretaria Especial do Meio Ambiente (SEMA) de 1974 até 1986. Ao sair do cargo (por razões não relacionadas a Balbina), ele fez uma declaração sobre a barragem: “prevê-se ali o maior desastre ecológico jamais provocado por uma represa” (*Veja*, 16 de julho de 1986: 91). O seu sucessor também se opusera à Balbina, porém, começando em 1986, a autoridade sobre o monitoramento e licenciamento foi progressivamente passada da SEMA (desde janeiro de 1989 substituída pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis--IBAMA) para as repartições dos governos estaduais. No caso do Estado do Amazonas, esta era o Centro de Desenvolvimento, Pesquisa e Tecnologia do Estado do Amazonas (CODEAMA) (substituído desde junho de 1989 pelo Instituto de Desenvolvimento dos Recursos Naturais e Proteção Ambiental do Amazonas—IPAAM). A Hidrelétrica de Balbina foi dispensada do EIA-RIMA por estar sob construção antes da resolução de 23 de janeiro de 1986, que tornou esse relatório obrigatório para todos os grandes projetos do desenvolvimento. Mesmo assim foi necessária a obtenção da Licença para entrada em operação, da CODEAMA. A diretora do CODEAMA, Lúcia Loureiro da Cruz, foi, repentinamente, substituída apenas nove dias antes do licenciamento da barragem (Melchiades Filho, 1987). Ela não apoiava Balbina e tinha elogiado, nos jornais locais, uma série de debates em que a ELETRONORTE foi duramente criticada (*A Crítica*, 27 de agosto de 1987). A licença de operação foi aprovada no **mesmo dia**

(01 de outubro de 1987) em que a última adufa foi fechada para bloquear o rio Uatumã. O precedente de fazer do processo de avaliação ambiental uma mera formalidade simbólica é, talvez, o impacto de maior alcance deste projeto altamente questionável.

c) Balbina e o Banco Mundial

Verbas para a construção de Balbina foram solicitadas do Banco Mundial, mas foram negadas com base nos impactos ambientais. Mais tarde, o Brasil obteve um “empréstimo setorial” para aumentar a capacidade de geração de energia em todo o País, assim evitando a revisão pelo Banco dos aspectos ambientais de cada projeto. Brechas deste tipo terão que ser evitadas para que o Departamento do Ambiente, no Banco Mundial, criado em 1987, seja capaz de impedir que futuras Balbinas recebam as verbas canalizadas através desta agência.

Representantes do Banco Mundial dizem que as turbinas e outros equipamentos para Balbina já tinham sido comprados antes do empréstimo ser efetuado em meados de 1986 e portanto nenhum dinheiro do Banco foi usado diretamente para esta finalidade (Maritta Koch-Weser, comunicação pessoal, 1988). As turbinas chegaram a Manaus depois dessa data, porém não se tem confirmação de quando foi realizado o pagamento. No mínimo, a injeção de verbas no setor elétrico liberou recursos financeiros do governo brasileiro que, na ausência do empréstimo, teriam sido gastos em projetos de prioridade mais nobres. É difícil avaliar até que ponto este efeito indireto acelerou a construção de Balbina. Balbina foi, durante muito tempo, um projeto marginal no orçamento federal brasileiro: em junho de 1985, Balbina estava na iminência de ser interrompida devido a cortes orçamentais que seguiam um acordo com o Fundo Monetário Internacional (FMI) sobre a dívida externa brasileira, e somente apelos urgentes ao então Presidente José Sarney feitos pelo governador e outros representantes do Estado do Amazonas permitiram que o projeto não fosse paralisado (*Jornal do Comércio*, 11 de junho de 1985; *A Crítica*, 12 de junho de 1985). Verbas limitadas adiaram o projeto várias vezes: os planos visavam o começo de construção em 1979 e da geração de energia em 1983, porém as obras só começaram em 1981. Em 16 de abril de 1988, com o processo de enchimento já em andamento, foi anunciado que o começo de geração de energia poderia ser adiado além da data oficial, isto é, outubro de 1988, porque US\$ 85 milhões, do orçamento, ainda não haviam

sido liberados e equipamentos vitais não haviam sido entregues, inclusive painéis elétricos, cabos, e o sistema de refrigeração para as turbinas (*A Crítica*, 16 de abril de 1988). Não se sabe se alguma parte destes equipamentos precisava ser importada.

Se nenhum dinheiro do Banco Mundial foi gasto diretamente em Balbina, então isto foi evitado puramente ao acaso e não devido a qualquer controle que as políticas ambientais do Banco poderiam ter tido sobre como e onde foi gasto o dinheiro. Já que estas verbas vêm de contribuintes de impostos nos países que apóiam o orçamento do Banco, a políticas ambientais dos países fontes do dinheiro também afetam potencialmente a maneira como as verbas são aplicadas. As contribuições ao orçamento são aproximadamente proporcionais ao número de ações que cada país possui no Banco: os E.U.A. têm 20%, o Reino Unido, República Federal de Alemanha, França e Japão juntos têm 25%, e os outros 146 países membros têm os 55% restantes.

d) Prioridades Nacionais para o Desenvolvimento

Esquecendo por um momento as considerações políticas e outras de natureza não técnica que entraram nas decisões de iniciar e continuar a construção de Balbina, o projeto representa um dilema comum no planejamento de desenvolvimento: a escolha entre responder ao aumento de população, através de uma série de respostas cuidadosamente crescentes, *versus* grandes pulos em antecipação de crescimento futuro. Em favor das respostas gradativas está a tendência do crescimento maciço se tornar uma profecia auto-realizada se a infra-estrutura estiver construída para atender a demanda antes que esta exista. A população seria atraída a Manaus até que o recurso limitante (neste caso, emprego industrial) seja novamente carente. No caso de Manaus, os fatores que favoreceriam a construção de uma obra maior em antecipação da demanda eram a eficiência extraordinariamente baixa e os altos custos ambientais de Balbina como solução interina: optando por Balbina, não apenas seriam arcados todos os custos e impactos deste projeto, mas também linhas de transmissão até barragens mais distantes e mais potentes teriam que ser construídas de qualquer forma. A existência de Balbina apenas diminui a viabilidade econômica de aproveitar mais cedo estes locais topograficamente mais apropriados para hidrelétricas.

Balbina levanta a questão de até que ponto o desenvolvimento na Amazônia deve ser subsidiado pelo resto do País. A política no Brasil de tarifa “unificada” para a eletricidade significa que a indústria e a população podem se localizar aonde eles bem quiserem e a empresa estatal que fornece energia é, então, obrigada a tomar medidas heróicas para fornecer energia a elas. Energia em locais não favoráveis, como Manaus, é subsidiada por consumidores que moram perto a locais favoráveis, como Itaipú.

Caso a energia fosse vendida a tarifas que refletissem o seu custo de geração, os centros industriais iriam se mudar para ficar mais próximo aos locais com maior potencial hidrelétrico, assim aumentando significativamente a quantidade total de emprego urbano. Porque o monopólio elétrico brasileiro cobra uma tarifa fixa para eletricidade no País inteiro, consumidores em Manaus estão sendo subsidiados por consumidores do Centro-Sul. O subsídio é semelhante àquele que consumidores no Centro-Sul dão aos transportes na Amazônia: cobra-se o mesmo preço pela gasolina no porto de Santos que se cobra nos cantos mais afastados da Amazônia. A economia nacional pode tolerar subsídios deste tipo desde que a população da Amazônia permaneça relativamente insignificante (cerca de 10% da população total do Brasil em 1987). Estes subsídios se tornarão cada vez mais inviáveis se o equilíbrio da população mudar, como vai acontecer se o fluxo de migração para Amazônia continuar. A hora pode já ter chegado para questionar se um grande centro industrial e populacional como Manaus deve ser encorajado a continuar crescendo com base em subsídios de fora. Entre 1970 e 1980 Manaus cresceu numa taxa anual de 7,1%, enquanto a população brasileira como um todo foi de 2,4% no mesmo período. A população de Manaus chegou a aproximadamente 1,3 milhões em 1987.

Se a eletricidade fosse vendida a uma tarifa que refletisse o seu custo de geração, as pessoas e as indústrias provavelmente sairiam de Manaus, eliminando assim a necessidade de maior capacidade de geração ou mais linhas de transmissão. Os mecanismos para induzir a população a se mudar de um lugar para outro precisam ser cuidadosamente pensados e as políticas tarifárias estabelecidas de acordo com isto. Caso fosse assim decidido, as tarifas industriais podiam ser ligadas estritamente aos custos de geração, enquanto as tarifas residenciais continuariam a receber subsídios parciais ou integrais. As tarifas baseadas em custo de geração não

implicariam em que os pobres tivessem que usar a luz de velas: tabelas progressivas de tarifas poderiam facilmente ser elaboradas para fornecer uma quantidade modesta de energia a um preço baixo, seguido por aumentos cada vez maiores para consumidores maiores. Manaus ilustra o extremo de crescimento subsidiado.

A energia de Balbina beneficiará, em grande parte, as empresas internacionais que estabeleceram fábricas na Zona Franca de Manaus. O fato de a energia ser subsidiada para estas firmas a custa dos consumidores residenciais em todo o País causa uma irritação a muitos brasileiros. A Superintendência da Zona Franca de Manaus (SUFRAMA) foi estabelecida em 1967 para compensar a Amazônia Ocidental pela concentração dos investimentos da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM) na Amazônia Oriental (Mahar, 1976: 360). Os custos financeiros e ambientais são altos quando decisões políticas levam a localização de centros industriais em lugares onde a geração de energia é difícil. Todas as consequências de sustentar indústrias e população precisam ser consideradas, antes de tomar as decisões iniciais.

A decisão de conceder a isenção de impostos a Manaus significa que o resto do Brasil subsidia a cidade não apenas por deixar de lado qualquer receita dos impostos que poderiam ser cobrados sobre mercadorias importadas, mas também por encorajar o uso de energia subsidiada, pelas fábricas que montam produtos a partir de componentes importados. Mesmo alto como é o custo de vida em Manaus, a energia subsidiada que a cidade recebe encoraja a migração, por permitir que os residentes desfrutem de um padrão de vida que não poderiam alcançar de outra forma com salários brasileiros.

A localização de Manaus também é ineficiente como centro de distribuição das mercadorias produzidas. Na época da construção de Balbina, cada ano milhares de pessoas do Centro-Sul brasileiro faziam numa viagem de aproximadamente 6.000 km ida e volta para passar férias em Manaus (ou a serviço oficial, frequentemente sem uma finalidade específica) para poder comprar, a preços livres de impostos produtos, tais como gravadores de videocassete. A ineficiência energética deste mecanismo de distribuir as mercadorias dificilmente poderia ser maior.

A ineficiência de localizar indústrias num lugar onde a geração de energia é cara contribui à inflação crônica do País, assim como os empréstimos obtidos

para construir Balbina contribuíam à crise da dívida externa. A inflação resulta de gastos para projetos que produzem pouco retorno. O dinheiro é colocado nos bolsos das pessoas que trabalharam na barragem ou que fornecerem bens e serviços àqueles que trabalharam na barragem, porém o projeto produz pouco para estes consumidores comprarem no mercado. Os preços sobem quando aumenta a demanda enquanto a oferta permanece a mesma. O peso da perda de poder aquisitivo devido à inflação é compartilhado por todos os brasileiros

e) Projetos “Irreversíveis” versus. Planejamento Racional

O dogma de que Balbina era “irreversível”, repetida constantemente desde seu início, se tornou tão poderoso que parecia natural que nenhum cálculo de custo e benefício tenha sido feito em qualquer hora desde o lançamento do projeto. Mudanças durante a década que durou a fase de construção incluíam preços mais baixos de petróleo, descoberta de grandes quantidades de petróleo e gás natural perto a Manaus, conclusão da Hidrelétrica de Tucuruí e o planejamento de outras grandes barragens ao sul do rio Amazonas, início das preparações para a Hidrelétrica de Cachoeira Porteira no rio Trombetas (500 km a leste de Manaus), avanços significativos na tecnologia para transmissão à longa distância de energia elétrica, crescimento da população de Manaus em mais de 100%, o descobrimento de equívocos grosseiros no estudo de viabilidade que subestimava a área do reservatório, e elevação dos custos de construção a mais do dobro do preço estimado inicialmente.

As declarações da ELETRONORTE ao longo da controvérsia prolongada sobre Balbina são quase idênticas às do governo dos Estados Unidos durante a guerra do Vietnã. Os mesmos argumentos eram usados, isto é, que o caos seria instaurado se o esforço fosse abandonado; pessoas que criticam o projeto são inimigas do povo e provavelmente vítimas de subversão estrangeira; e que já se dedicou tanto esforço ao projeto que não se pode abandoná-lo independente das perspectivas do ponto de vista de retornos sobre investimentos futuros. Não só as declarações públicas da ELETRONORTE eram as mesmas que as racionalizações oficiais da época de Vietnã, mas também eram os mesmos motivos subjacentes para a continuação do esforço muito depois que a sua loucura se tornou aparente para a maioria de observadores desinteressados.

Devido ao custo que significaria às suas carreiras e ao seu orgulho pessoal, políticos e funcionários do governo que tinham promovido o projeto não podiam alterar as suas posições para servir o interesse público. Como o então presidente norte-americano Lyndon Johnson frisou com referência ao Vietnã, a ELETRONORTE não pode “ir embora como um cachorro com o rabo entre as pernas”. Soluções que foram propostas durante a época do Vietnã se aplicavam aqui, tais como, a de reduzir o projeto a um nível figurativo, para abandoná-lo depois que passasse um “intervalo decente”.

O reservatório poderia ter sido deixado vazio, mas, com o fechamento da última adufa, a próxima solução teria sido de encher a represa apenas até a cota de 37 m (o nível do vertedouro aberto), assim produzindo um lago de 370 km² (Brasil, ELETRONORTE, 1981), mais nada de eletricidade. O processo de represamento das águas poderia ter sido interrompido antes do nível da água chegar ao vertedouro se permitissem que o rio passasse através das aberturas na base da barragem que tinham sido deixadas para a instalação das turbinas.

O reservatório chegou ao nível do vertedouro (37 m) em fevereiro de 1988. Parar o enchimento neste ponto teria significado a inundação de apenas um sexto da floresta na represa toda e teria permitido que a qualidade da água melhorasse antes de se considerar qualquer enchimento a mais. Deixando-se neste nível, equipamentos eletromecânicos no valor de US\$ 120 milhões poderiam ser liberados para uso em outra barragem qualquer. Os US\$ 33 milhões da linha de transmissão também não teriam sido perdidos, já que a mesma linha seria usada para energia de Cachoeira Porteira. Os aproximadamente US\$ 610 milhões gastos para o resto da construção em Balbina não seriam “perdidos” pelo abandono do projeto, sendo que a maior parte deste dinheiro já estava perdido de qualquer forma. **No máximo** seria perdida a contribuição média de 109,4 MW por ano para Manaus durante o período de sete anos antes da Hidrelétrica de Cachoeira Porteira começar a funcionar. Isto corresponde a 6.992 GWh. Sendo que a energia termoeleétrica rende 3 kWh/litro de óleo, cada barril de 159 litros produz 477 kWh (Brasil, ELETRONORTE/MONASA/ENGE-RIO, 1976: B-53); no preço em 1989 de US\$20/barril, a energia perdida valeria US\$ 293 milhões. Se este valor for o preço da lição de Balbina, ele deveria ser considerado uma pechincha. O País não apenas ganharia a lição, mas também ganharia muito da floresta na área de inundação e

estaria livre dos custos de manutenção desta barragem altamente problemática

Depois que as comportas foram fechadas, a próxima solução teria sido de parar o enchimento em qualquer nível entre 37 m e o nível de 46 m necessário para produzir energia. Já que isto não foi feito, a próxima solução teria sido a paralisação permanente do enchimento na cota de 46 m, assim produzindo uma quantidade simbólica de energia mas salvando os últimos 800 km² de floresta e liberando alguns dos geradores e turbinas para uso em outros lugares. Se Balbina fosse deixada com apenas duas turbinas na cota de 46 m, teria 100 MW de potência instalada. Encher o reservatório até a cota de 50 m e instalar as outras três turbinas acrescentaria apenas 0,19 MW de capacidade nominal por km² de floresta sacrificada. Este ganho é pouco em comparação com 1,56 MW/km² em Cachoeira Porteira ou 3,29 MW/km² em Tucuruí. Se três dos geradores e turbinas fossem transferidos para uma outra hidrelétrica, a economia de aproximadamente US\$ 70 milhões poderia ser mais bem aplicada à construção de outras barragens. No entanto, depois de 16 meses de enchimento, a opção de deixar a represa apenas parcialmente ocupada foi deixada de lado para sempre.

Depois de encher até a cota de 50,0 m, a ELETRONORTE continuou a encher o reservatório além deste “nível d’água máximo normal”, presumivelmente visando armazenar o máximo possível de água para uso posterior na geração de energia. O nível da água chegou em 50,6 m em 12 de fevereiro de 1989, quando as comportas foram parcialmente abertas (*A Crítica*, 13 de fevereiro de 1989). Já que isto ocorreu no início da época das chuvas mais fortes na região, o nível da água continuou a subir. No início de março a cota de 51 m foi atingida, e, com o reservatório faltando menos de um metro para transbordar (o nível máximo maximorum é de 51,17 m), a continuação das chuvas obrigou a ELETRONORTE a abrir as comportas completamente. Em consequência disto, o nível do rio entre Balbina e Cachoeira Morena subiu vários metros acima do seu máximo normal, assim inundando as casas e muitas das roças dos residentes ao longo do rio, assim como os poços que a ELETRONORTE tinha cavado para eles (Bermudes *et al.*, 1989). Nesta época do ano, as águas da enchente do rio Amazonas impedem a saída de água através do baixo Uatumã (o ciclo anual de enchente e vazante do rio Amazonas afeta o nível do Uatumã até a Cachoeira Morena). A água liberada da barragem, nesta época

do ano, portanto, resulta numa maior subida do nível de água no rio do que seria o caso com ao mesmo volume de água liberada em outra época

Além da água liberada pelo vertedouro, a água também estava entrando no rio através das turbinas. Esta água não contém praticamente nenhum oxigênio porque as tomadas de água para as turbinas estão localizadas justamente no fundo da barragem. A mortandade de peixes foi observada abaixo da barragem até a foz do rio Jatapú (145 km a jusante) e os peixes desapareceram do rio (possivelmente fugiram da água fétida de Balbina) num trecho adicional até a cidade de São Sebastião do Uatumã (mais que 200 km abaixo de Balbina). A frota de barcos pesqueiros normalmente baseada em São Sebastião de Uatumã foi para outros lugares. O governo estadual do Amazonas fez, em caráter emergencial, uma doação de pescado para alimentar a população da cidade.

Os moradores ao longo do rio a jusante de Balbina não só perderam a sua fonte principal de proteína: eles também descobriram que a água de Uatumã não pode ser bebida e que causa coceira intensa e lesões na pele quando usada para banho. Os residentes a jusante de Balbina tentaram acionar a ELETRONORTE (*A Notícia*, 11 de março de 1989) baseado na cláusula da Licença de Operação que reza: “Caso venham a existir reclamações procedentes da população vizinha em relação a problemas ambientais causados pela Empresa em questão, esta deverá tomar medidas saneadoras no sentido do solucioná-las em caráter de urgência” (Brasil, CODEAMA, 1987: 2).

O exemplo de Balbina serve como um alerta que garantias muito mais fortes são necessárias para cancelar, em definitivo, projetos danosos ao meio ambiente, ao invés destes serem meramente adiados. A ELETRONORTE começou o enchimento de Balbina com promessas de interrompê-lo quando o nível de água chegasse a 46 m acima do nível do mar (parar o enchimento na cota 46 para operar neste nível durante uma “primeira etapa” foi o plano oficial desde 1986: declaração de Miguel Rodrigues Nunes, presidente da ELETRONORTE citado por Lopes, 1986). O reservatório seria mantido neste nível durante vários anos para permitir que a qualidade da água fosse estabilizar, após o que uma **decisão separada** seria tomada sobre a realização do resto do processo de enchimento até a cota de 50 m. Durante os meses anteriores ao fechamento da barragem, a cifra de 1.580 km² (que corresponde à cota de 46 m) foi

usada pelo ELETRONORTE cada vez que divulgou a área a ser inundada por Balbina, inclusive na revista em quadrinhos amplamente distribuída em Manaus (Brasil, ELETRONORTE s/d. (1987)). Quando o nível da água chegou na cota de 46 m em 15 de julho de 1988, o processo de enchimento não parou um segundo sequer, e continuou discretamente rumo o nível cheio de 50 m (e até mais que isso). Declarações de que decisões controvertidas serão tomadas mais tarde não podem ser interpretadas a significar que os planos em questão serão abandonados, ou mesmo que eles serão adiados na dependência de uma avaliação ambiental mais completa. Os planos para a Hidrelétrica de Babaquara (Altamira), que inundaria uma área de 6.140 km² habitada por várias tribos indígenas no rio Xingu (Santos & de Andrade, 1988), foram descritos pela ELETRONORTE como apenas “adiados”.

O maior benefício de Balbina pode ser a lição que ela ensina sobre como **não** deve ser feita a política pública. Se esta lição fosse bem aprendida, muitas desventuras poderiam, sem dúvida, ser evitadas no processo de decisão de quantas barragens devem ser construídas da lista de 80 hidrelétricas da ELETRONORTE. Estas lições não podem ser consideradas como já aprendidas. Repetidamente, grandes projetos de desenvolvimento na Amazônia têm sido propostos com o reconhecimento explícito dos fracassos anteriores, após o que os mesmos erros são repetidos. Exemplos incluem o projeto POLONOROESTE, que reconheceu os problemas da colonização na rodovia Transamazônica (Fearnside, 1986b), o Programa Grande Carajás, que reconheceu a devastação ambiental e social causada pelas fazendas financiadas pela SUDAM (Fearnside, 1986a), e o programa de asfaltamento rodoviário no Acre financiado pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento, que reconheceu os efeitos desastrosos do projeto POLONOROESTE do Banco Mundial, em Rondônia (Fearnside, 1987b). Mário Penning Bhering, presidente da ELETROBRÁS, reconhecia a Balbina como um “mau projeto” (Adam, 1988: 34). Miguel Rodrigues Nunes, presidente da ELETRONORTE, também admitiu que Balbina é um “pecado” (*A Crítica*, 19 de março de 1989). É bom lembrar, no entanto, que em julho de 1986 o mesmo dirigente da ELETRONORTE já tinha reconhecido que iniciar a construção de Balbina foi um erro que não seria repetido novamente (Lopes, 1986). Se a obra tivesse sido sustada em julho de 1986, seriam poupados pelo menos

US\$ 250 milhões em despesas na construção, além de evitar os impactos ambientais e humanos. Em julho de 1986, a ELETRONORTE tinha investido apenas US\$ 500 milhões, segundo seu presidente (Lopes, 1986). Mesmo em dezembro de 1987 (após o fechamento de Balbina), quando foi publicado o Plano 2010, ainda faltava gastar US\$ 155 milhões em Balbina (Brasil, ELETROBRÁS, 1987: 173). Amazonino Mendes, então governador de Amazonas, chegou a dizer que o Estado foi “burlado”, já que a produção de energia seria menor do que a propaganda de ELETRONORTE indicava (*A Crítica*, 22 de dezembro de 1987), e que Balbina é um “erro irreparável” (*A Crítica*, 12 de fevereiro de 1989). O fato que a Balbina foi terminada, apesar dos seus grandes custos e minguados benefícios terem sido reconhecidos, deixa claro que não basta apenas reconhecer que a Balbina foi um erro e dizer que isto não se repetirá no plano 2010: precisa-se de mudanças estruturais.

Apesar de necessitar de grandes mudanças, o Brasil já fez muitos avanços na proteção dos seus ecossistemas naturais e a incorporação de fatores ambientais nos procedimentos para desenvolvimento. Na ocasião do Congresso de Estocolmo sobre o Meio Ambiente em 1972, o Brasil foi classificado como o “vilão de Estocolmo” pelo seu papel na liderança dos países em desenvolvimento para condenar qualquer sugestão de que estas nações deveriam proteger o seu próprio meio ambiente (Sanders, 1973). Hoje o Brasil tem um Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), um sistema de parques nacionais, e uma lei que exige um Relatório sobre o Impacto ao Meio Ambiente (RIMA) antes da aprovação de qualquer grande projeto de desenvolvimento. Os avanços legais e institucionais na proteção do ambiente têm que ser fortalecidos pela formação de um corpo de pessoas qualificadas para executá-los, e pela efetiva inserção de uma tradição de consideração séria do ambiente no planejamento de desenvolvimento, especialmente nas fases iniciais da formulação dos projetos antes que eles se tornem fatos consumados “irreversíveis”.

CONCLUSÕES

Balbina é indefensável em bases técnicas por causa dos seus altos custos ambientais, humanos e financeiros, e de seu reduzido potencial para produção de energia. Os muitos beneficiários das verbas públicas gastas na construção da barragem formam

um grupo forte de interesse promovendo o projeto, independente da razão entre custos e benefícios do ponto de vista da sociedade como um todo. O desenvolvimento na Amazônia frequentemente toma a forma de “obras faraônicas” deste tipo que (assim como as pirâmides do antigo Egito) absorvem os recursos da sociedade inteira para produzir pouco benefício para a população do País. Balbina demonstra a urgência de fortificar os procedimentos de revisão ambiental de projetos de desenvolvimento tanto dentro do Brasil, como nas agências internacionais de financiamento que contribuíram ao projeto. Balbina poderia ter sido sustada com lucro, em qualquer hora durante o processo de enchimento. Sob nenhum pretexto deve-se permitir que a ELETRONORTE possa reativar os seus planos para desvio do rio Alalaú. Balbina fica como um monumento cujo benefício maior será as lições sobre como a tomada de decisões **não** deve ser feita. Balbina é uma pirâmide à loucura.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Miguel Rodrigues Nunes, presidente da ELETRONORTE, pela permissão de visitar Balbina, e os funcionários da ELETRONORTE pela sua paciência em responder às perguntas sobre o projeto. Niwton Leal Filho, do Departamento de Ecologia do INPA, me acompanhou em Balbina (8-12 de setembro de 1987). Agradeço às muitas pessoas que discutiram o projeto comigo no INPA, na Universidade do Amazonas, no Banco Mundial e nas várias firmas de consultoria, assim como os residentes nas margens do rio Uatumã. Antonio Donato Nobre, Fernando José Alves Rodrigues, Muriel Saragoussi, Neusa Hamada, Niwton Leal Filho, Paulo Maurício Lima de Alencastro Graça, e Summer Wilson fizeram comentários no manuscrito. Summer Wilson desenhou as figuras. Uma versão mais curta em inglês foi publicada (Fearnside, 1989). Esta versão é atualizada de Fearnside (1990).

NOTAS

1 Aflições dos indivíduos citados no texto: Frank Tadeu Ávila, chefe do departamento de planejamento, ELETRONORTE, Brasília; Walter de Andrade, chefe da “Operação Muiraquitã” (salvamento da fauna), ELETRONORTE, Balbina; Jaime de Araújo, Presidente, Conselho Nacional dos Seringueiros, Manaus; Joaquim Pimenta de

Arruda, Engenheiro, ENGE-RIO, Rio de Janeiro; Walderlino Teixeira de Carvalho, Presidente, Coordenadoria Nacional de Geólogos, Belém; José A.S. Nunes de Mello, Coordenador, Convênio ELETRONORTE/INPA, INPA, Manaus; Rogério Gribel, Pesquisador, INPA, Manaus (participante: projeto ELETRONORTE/INPA em Balbina); Maritta Koch-Weser, Setor do Meio Ambiente, Divisão do Brasil, Banco Mundial, Washington, D.C., E.U.A.; Antônio Donato Nobre, Pesquisador, INPA, Manaus (participante projeto ELETRONORTE/INPA em Balbina); Arminda Muniz, Setor de Patrimônio Histórico, Governo do Estado do Amazonas, Manaus (chefe de salvamento arqueológico, Balbina); José Antônio Muniz Lopes, Coordenador de Planejamento, ELETRONORTE, Brasília; Melquíades Pinto Paiva, Presidente, Fundação Brasileira para a Conservação da Natureza (ex-consultor: Hidrelétrica de Brokopondo, Suriname); Cel. Willy Antônio Pereira, responsável pelo meio ambiente da Hidrelétrica de Balbina, ELETRONORTE, Brasília; Barbara A. Robertson, Pesquisadora, INPA (Estudos Limnológicos do Reservatório de Curuá-Una); Adelino Sathler Filho, chefe do setor do meio ambiente, ELETRONORTE, Balbina.

2 Referências cartográficas para Figura 1b: (Brasil, Projeto RADAMBRASIL, 1983); Figura 1c (Brasil, ELETRONORTE, 1986b).

3 Referências cartográficas para Figura 2: Represas de Tucuruí, Samuel, Cachoeira Porteira, Itaipú, Brokopondo (CIMI *et al.*, 1986); Balbina (Brasil, ELETRONORTE, 1986b), Babaquara e Kararaô (Brasil, ELETRONORTE/CNEC, s/d. (1986)), Curuá-Una (Robertson, 1980), Ji-Paraná (JP-14) (CNEC, 1985); minas e depósitos de petróleo e gás (Brasil, Projeto RADAMBRASIL, 1983).

LITERATURA CITADA

- Adam, J.A. 1988. Extracting power from the Amazon Basin. *IEEE Spectrum* agosto de 1988: 34-38.
- Adolfo, M. 1987. "Fim do mundo Atroari: as conseqüências do 'dilúvio' de Balbina". *A Crítica* (Manaus) 09 de agosto de 1987. Caderno 1, p. 9.
- Amazonas em Tempo* (Manaus). 06 de setembro de 1987. "Balbina". Caderno 1, p. 4-5.
- Amazonas em Tempo* (Manaus). 08 de agosto de 1988. "Os erros e a energia de Balbina". Caderno 2, p. 1.
- Athias, R. & R. Bessa. 1980. "Waimiri-Atroari, os 'mais ferozes do mundo' fortalecem confederação". *Porantim* (Manaus) janeiro-fevereiro de 1980, p. 3.
- Barros, F. 1982. "Descoberto erro de cálculo nos lagos de Tucuruí e de Balbina". *A Crítica* (Manaus) 27 de dezembro de 1982. Caderno 1, p. 5.
- Bermudes, E.C., R. Casado, R. Gribel, H. Noda, S.N. Noda, E.N.S. Silva, & J.A.S. Zuanon. 1989. Situação do Rio Uatumã a Jusante da Hidrelétrica de Balbina, Relatório Técnico, março de 1989. Trabalho não publicado, INPA, Manaus. 25 p.
- Best, R.C. 1982. Seasonal breeding of the Amazonian manatee, *Trichechus inunguis* (Mammalia: Sirenia). *Biotropica* 14(1): 76-78.
- Best, R.C. 1984. The aquatic mammals and reptiles of the Amazon. p. 371-412 In: H. Sioli (ed.) *The Amazon: Limnology and Landscape Ecology of a Mighty Tropical River and its Basin*. Dr. W. Junk Publishers, Dordrecht, Países Baixos.
- Branco, S.M. 1986. Uma parte da Amazônia vai morrer com Balbina. *Pau Brasil* 13(3): 39-46.
- Branco, S.M. 1987. "Balbina, demanda energética e ecologia amazônica". *A Crítica* (Manaus) 23 January 1987. Caderno 1, p. 12.
- Brasil, CEAM. 1985. *Levantamento de Potencialidades Energéticas do Estado do Amazonas*. Companhia Energética do Amazonas (CEAM), Programa de Implementação do Modelo Energético Brasileiro (PIMEB), Manaus. 214 p.
- Brasil, CELETRA. 1984. *Programa Energético do Estado do Amazonas /Energy Program of the State of Amazonas*. Centrais Elétricas do Estado do Amazonas (CELETRA), Manaus. 31 p.
- Brasil, ELETROBRÁS. 1986a. *Programa de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro, ano 2010--PRS*. Centrais Elétricas Brasileiras, S.A. (ELETROBRÁS), Brasília. 2 vols.
- Brasil, ELETROBRÁS. 1986b. *Plano Diretor para Proteção e Melhoria do Meio Ambiente nas Obras e Serviços do Setor Elétrico*. ELETROBRÁS, Diretoria de Planejamento e Engenharia, Departamento de Recursos Energéticos, Brasília. 187 p.
- Brasil, ELETROBRÁS. 1987. *Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010: Plano 2010: Relatório Geral (dez. de 1987)*. Centrais Elétricas Brasileiras, S.A. (ELETROBRÁS), Rio de Janeiro. 269 p.
- Brasil, ELETROBRÁS/CEPEL. 1983. *Relatório Técnico Final No. 963/83: Estudo Comparativo de Manutenção nas Usinas de Curuá-Una e Moxotó*. ELETROBRÁS/Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), Brasília. 48 p.
- Brasil, ELETRONORTE. 1981. Aproveitamento hidrelétrico de Balbina; Reservatório, curvas de áreas e volumes. Chart no. BAL-39-2011 Rev. 1. Centrais Elétricas do Norte do Brasil, S.A. (ELETRONORTE), Balbina.
- Brasil, ELETRONORTE. 1985a. *Polit-kit. Ano II. No. 3. Abril/85. O Novo Perfil da Amazônia*. Centrais Elétricas do Norte do Brasil, S.A. (ELETRONORTE), Brasília. 26 p.

- Brasil, ELETRONORTE. 1985b. *UHE Balbina. Outubro/85*. Centrais Elétricas Brasileiras, S.A. (ELETRONORTE), Brasília. 24 p.
- Brasil, ELETRONORTE. 1985c. *Press-Kit No. 3; Balbina: Junho/ Julho 1985, Ano II*. Centrais Elétricas do Norte do Brasil, S.A. (ELETRONORTE), Balbina. 19 p.
- Brasil, ELETRONORTE. 1986a. Aproveitamento Hidrelétrico de Balbina: Levantamento sócio-econômico trecho Balbina-Jatapú, área de influência-Rio Uatumã. Número de mapa BAL-50-4027, Emissão 0A. Escala de Mapa 1: 250,000.
- Brasil, ELETRONORTE. 1986b. Aproveitamento Hidrelétrico de Balbina: Reservatório - elevação 50 m. Número de mapa BAL-39-2053. Escala de Mapa 1: 200.000. MONASA Consultora e Projetos Ltda./Centrais Elétricas do Norte do Brasil, S.A. (ELETRONORTE), Balbina.
- Brasil, ELETRONORTE. 1987a. "Balbina é nossa". *A Crítica* (Manaus) 01 de agosto de 1987, Caderno 1, p. 5. (propaganda).
- Brasil, ELETRONORTE. 1987b. *UHE Balbina. Fev./87*. Centrais Elétricas do Norte do Brasil, S.A. (ELETRONORTE), Brasília. 26 p.
- Brasil, ELETRONORTE. 1987c. *Contribuição da ELETRONORTE para Atendimento das Necessidades Futuras de Energia Elétrica da Amazônia*. Centrais Elétricas do Norte do Brasil, S.A. (ELETRONORTE), Brasília. Paginação irregular.
- Brasil, ELETRONORTE. s/d. (1984). Tucuruí Urgente. Centrais Elétricas do Norte do Brasil, S.A. (ELETRONORTE), Brasília. (panfleto) 2 p.
- Brasil, ELETRONORTE. s/d. (1987). *A Maravilhosa Viagem da Luz até sua Casa. Usina Hidrelétrica Balbina*. Centrais Elétricas do Norte do Brasil, S.A. (ELETRONORTE), Brasília. 22 p.
- Brasil, ELETRONORTE. s/d. Aproveitamento Hidrelétrica de Balbina; Reservatório N.A. 50,00; área a ser declarada de utilidade pública. Número de Mapa BAL-39B-2107. Escala de Mapa 1: 250.000. Centrais Elétricas do Norte do Brasil, S.A. (ELETRONORTE), Balbina.
- Brasil, ELETRONORTE/CNEC. s/d. (1986). The Altamira Hydroelectric Complex. Centrais Elétricas do Norte do Brasil, S.A. (ELETRONORTE)/Consórcio Nacional de Engenheiros Consultores, S.A. (CNEC), São Paulo. 16 p.
- Brasil, ELETRONORTE/MONASA/ENGE-RIO. 1976. *Estudos Amazônia, Relatório Final Volume IV: Aproveitamento Hidrelétrico do Rio Uatumã em Cachoeira Balbina, Estudos de Viabilidade*. Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE)/MONASA Consultoria e Projetos Ltda./ENGE-RIO Engenharia e Consultoria, S.A., Brasília. Paginação irregular.
- Brasil, FUNAI/ELETRONORTE. s/d. (1987). *Waimiri Atroari*. Fundação Nacional do Índio (FUNAI) & Centrais Elétricas do Norte do Brasil, S.A. (ELETRONORTE), Brasília. 36 p.
- Brasil, IBGE. 1982. *Anuário Estatístico do Brasil 1982*. Vol. 42. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), Rio de Janeiro. 798 p.
- Brasil, INPA. 1983. *Estudos de Ecologia e Controle Ambiental na Região da UHE de Tucuruí. Relatório Semestral*. Período Janeiro/ Junho 1983. Convênio ELETRONORTE/CNPq/ INPA, 30 de janeiro de 1980. Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Manaus. 66 p.
- Brasil, INPA, Núcleo de Difusão de Tecnologia. 1986. Grandes obras ameaçam Amazônia. *Ciência Hoje* 4(26): 92.
- Brasil, Projeto RADAMBRASIL. 1983. Amazônia Legal. Escala de Mapa 1: 2.500.000. Ministério das Minas e Energia, Projeto RADAMBRASIL, Rio de Janeiro. 2 folhas.
- Cardenas, J.D.R. 1986a. *Estudos de Ecologia e Controle Ambiental da Região do Reservatório da UHE Tucuruí, Convênio: ELN/ CNPq/INPA de 30.01.80; Relatório Setorial*. Segmento Controle de Macrófitas Aquáticas de Povoamento Marginal com Espécies de Igapó. Período Janeiro/ Junho 1986. Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Manaus. 25 p.
- Cardenas, J.D.R. 1986b. *Estudos de Ecologia e Controle Ambiental na Região do Reservatório da UHE de Balbina, Convênio: ELN/ MCT/CNPq/INPA, de 01.07.82; Relatório Setorial*. Segmento Estimativa da Fitomassa. Período Julho/Dezembro 1986. Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Manaus. 73 p.
- Caufield, C. 1982. Brazil, energy and the Amazon. *New Scientist* 28 de outubro de 1982: 240-243.
- Caufield, C. 1983. Dam the Amazon, full steam ahead. *Natural History* 1983(7): 60-67.
- CIMI. 1979. Brasil-França; a propósito do encontro dos seus governos--dois países que procuram distinguir-se na defesa dos direitos das nações? subsídios para uma reflexão sobre a barragem e hidrelétrica de Balbina, um program conjunto dos dois governos que está levando a destruição física e cultural a duas minorias indefesas: as Nações Waimiri e Atroari. Comissão Indigenista Missionária (CIMI), Itacoatiara. 15 p.
- CIMI. 1986. Dossiê Seminário Amazônia, Brasília-DF, 01 a 04 de setembro de 1986. Comissão Indigenista Missionária (CIMI), Brasília. 12 p.
- CIMI, CEDI, IBASE & GhK. 1986. Brasil: Areas Indígenas e Grandes Projetos. Escala de Mapa 1: 5.000.000. Comissão Indigenista Missionária (CIMI), Centro Ecumênico de documentação e Informação (CEDI), Instituto Brasileiro de Análise Social e Econômica (IBASE), Gesamthochschule Kassel (GhK), Brasília. 1 folha.
- CNEC. 1985. Estudo Madeira Contrato DE-MAD-001/83: Inventário Hidrelétrico da Bacia de rio Ji-Paraná; Estudos Ambientais da Bacia e Análise dos Impactos Ambientais no Trecho 2, Relatório Final, Anexo IV. Consórcio Nacional de Engenheiros Consultores, S.A. (CNEC), São Paulo. 35 mapas.
- A Crítica* (Manaus). 29 de dezembro de 1982. "Erro de cálculo de Balbina foi premeditado pelo governo". Caderno 1, p. 5.
- A Crítica* (Manaus). 22 de setembro de 1984. "Dólares perdidos: Balbina poderá repetir o fenômeno de Tucuruí". Caderno 1, p. 6.
- A Crítica* (Manaus). 11 de junho de 1985. "Balbina ameaçada de desativação". Caderno 1, p. 2.

- A Crítica* (Manaus). 14 de junho de 1985. "Federação é contra o fim da hidrelétrica". Caderno 1, p. 7.
- A Crítica* (Manaus). 03 de outubro de 1985. "Balbina vai 'engolir' uma riqueza florestal". Caderno 1, p. 7.
- A Crítica* (Manaus). 08 de novembro de 1985. "Ameaça de 'bomba ecológica': Mata de Balbina deverá ser afogada". Caderno 1, p. 3.
- A Crítica* (Manaus). 27 de agosto de 1987. "Debates sobre Balbina têm elogio do Codeama". Caderno 1, p. 3.
- A Crítica* (Manaus). 22 de dezembro de 1987. "Burlaram o Amazonas no caso Balbina". Caderno 1, p. 7.
- A Crítica* (Manaus). 16 de abril de 1988. "Hidrelétrica deve ter funcionamento adiado". Caderno 1, p. 3.
- A Crítica* (Manaus). 12 de fevereiro de 1989. "Os prós e contras de Balbina". Caderno 1, p. 7.
- A Crítica* (Manaus). 13 de fevereiro de 1989. "Balbina enfim gerou energia para abastecer Manaus". Caderno 1, p. 2.
- A Crítica* (Manaus). 19 de março de 1989. "Presidente da ELETRONORTE abre o jogo e se diz frustrado--Balbina é um pecado". Caderno 1, p. 1.
- Dickinson, R.E. & R.J. Cicerone. 1986. Future global warming from atmospheric trace gases. *Nature* 319: 109-115.
- Environmental Policy Institute. 1987. Potential environmental disasters in Latin America: A set of projects the Inter-American Development Bank and the World Bank should not fund. Environmental Policy Institute, Washington, D.C., E.U.A. 8 p.
- Falcão Filho, A. 1987. "Petróleo: Esperanças em terra; a Petrobrás confirma a descoberta de nova jazida no coração da floresta amazônica". *Vêja* 08 de abril de 1987: 98-99.
- Fearnside, P.M. 1985. Deforestation and decision-making in the development of Brazilian Amazonia. *Interciencia* 10(5): 243-247.
- Fearnside, P.M. 1986a. Os planos agrícolas: desenvolvimento para quem e por quanto tempo? p. 362-418 In: J.M.G. de Almeida, Jr. (compilador) *Carajás: Desafio Político, Ecologia e Desenvolvimento*. Editora Brasiliense, São Paulo. 633 p.
- Fearnside, P.M. 1986b. *Human Carrying Capacity of the Brazilian Rainforest*. Columbia University Press, New York, E.U.A. 293 p.
- Fearnside, P.M. 1987a. Distribuição de solos pobres na colonização de Rondônia. *Ciência Hoje* 6(33): 74-78.
- Fearnside, P.M. 1987b. Frenesi de Desmatamento no Brasil: A Floresta Amazônica Irá Sobreviver? p. 45-57 In: G. Kohlhepp & A. Schrader (compiladores) *Homem e Natureza na Amazônia*. Tübinger Geographische Studien 95 (Tübinger Beiträge zur Geographischen Lateinamerika-Forschung 3). Geographisches Institut, Universität Tübingen, Tübingen, Alemanha. 507 p.
- Fearnside, P.M. 1989. Brazil's Balbina Dam: Environment versus the legacy of the Pharaohs in Amazonia. *Environmental Management* 13(4): 401-423.
- Fearnside, P.M. 1990. *A Hidrelétrica de Balbina: O Faraonismo Irreversível versus o Meio Ambiente na Amazônia*. Instituto de Antropologia Meio-Ambiente (IAMÁ), São Paulo. 63 p.
- Fisch, G.F. 1986. *Estudos de Ecologia e Controle Ambiental na Região do Reservatório da UHE de Balbina, Convênio: ELN/CNPq/INPA, de 01.07.82, Relatório Setorial. Segmento Modelagem Matemática da Qualidade da água, Período Janeiro/Junho, 1986*. INPA, Manaus. 27 p.
- A Folha de São Paulo*. 8 de outubro de 1978. "Acordo é contestado pelo CIMI".
- Foster, H.W. 1986. Statement by Hugh W. Foster, U.S. Alternate Executive Director to the Board of Executive Directors. Brazil: Electric Power Sector Loan, June 19, 1986. (Mimeografado). 4 p.
- Garcia, V. 1985. "Balbina: a história que ninguém contou". *A Crítica* (Manaus) 24 June 1985, Caderno C., p. 1.
- Garzon, C.E. 1984. *Water Quality in Hydroelectric Projects: Considerations for Planning in Tropical Forest Regions*. World Bank Technical Paper No. 20, World Bank, Washington, D.C., E.U.A. 33 p.
- O Globo* (Rio de Janeiro). 04 de fevereiro de 1988. "Estrangeiros querem investir no setor elétrico". p. 18.
- Goldemberg, J. 1978. Brazil: Energy options and current outlook. *Science* 200: 158-164.
- Goldemberg, J. 1984. O gás de Juruá, uma solução para a região de Manaus. *São Paulo Energia* 2(17): 2.
- Goldemberg, J., T.B. Johansson, A.K.N. Reddy & R.H. Williams. 1985. Basic needs and much more with one kilowatt per capita. *Ambio* 14(4-5): 190-200.
- Goodland, R.J.A. 1982. *Tribal Peoples and Economic Development: Human Ecologic Considerations*. International Bank for Reconstruction and Development (The World Bank), Washington, D.C., E.U.A. 111 p.
- Goreau, T.J. & W.Z. Mello. 1987. Effects of deforestation on sources and sinks of atmospheric carbon dioxide, nitrous oxide, and methane from central Amazonian soils and biota during the dry season: A preliminary study. p. 51-66 In: D. Athié, T.E. Lovejoy & P. de M. Oyens (eds.) *Proceedings of the Workshop on Biogeochemistry of Tropical Rain Forests: Problems for Research*. Universidade de São Paulo, Centro de Energia Nuclear na Agricultura (CENA), Piracicaba, São Paulo. 85 p.
- Higuchi, N. 1983. *Inventário Florestal da UHE de Balbina. Convênio INPA/ELETRONORTE, Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Manaus. 109 p.*
- Isto É*. 03 de setembro de 1986. "Negócio de irmãos: Comprando mais turbinas do que precisava, Maluf obteve dinheiro para tapar rombos na Paulipetro". p. 20-23.
- Jaako Pöyry Engenharia. 1983. *Balbina: Inventário Florestal de Verificação e Complementação: Bacia de Inundação da UHE-Balbina-AM. Volume 1, Relatório Principal*. ELETRONORTE 9447-Uipe-03 US-002/Bal Out. 83. 64 p.

- Januário, M. 1986. *Estudos de ecologia e controle ambiental na região do reservatório da UHE de Balbina, Convênio: ELN/CNPq/INPA de 01.07.82, Relatório Setorial*. Segmento Estudos Meteorológicos, Período Janeiro/Junho, 1986. INPA, Manaus. 19 p.
- O *Jornal do Comércio* (Manaus). 23 de junho de 1983. “Mestrinho: Futuro da região está na exploração mineral”. Caderno 1, p. 5.
- O *Jornal do Comércio* (Manaus). 11 de junho de 1985. “FMI ameaça paralisar as obras de ‘Balbina’”. Caderno 1, p. 3.
- Junk W.J. & J.A.S. de Mello. 1987. Impactos ecológicos das represas hidrelétricas na bacia amazônica brasileira. p. 367-385 In: G. Kohlhepp & A. Schrader (eds.) *Homem e Natureza na Amazônia*. Tübinger Geographische Studien 95 (Tübinger Beiträge zur Geographischen Lateinamerika-Forschung 3). Geographisches Institut, Universität Tübingen, Tübingen, Alemanha. 507 p.
- Leopoldo, P.R.; W. Franken & E. Salati. 1982. Balanço hídrico de pequena bacia hidrográfica em floresta amazônica de terra firme. *Acta Amazonica* 12(2): 333-337.
- Lopes, M. 1986. “Hoje Eletronorte não construiria Balbina”. *A Crítica* (Manaus) 18 July 1987, p. 8.
- Lovejoy, T.E., J.M. Rankin, R.O. Bierregaard, Jr., K.S. Brown, Jr., L.H. Emmons & M.E. Van der Voort. 1984. Ecosystem decay of Amazon forest remnants. p. 295-325 In: M.H. Nitecki (ed.) *Extinctions*. University of Chicago Press, Chicago, Illinois, E.U.A.
- Mahar, D.J. 1976. Fiscal incentives for regional development: A case study of the western Amazon Basin. *Journal of Interamerican Studies and World Affairs* 18(3): 357-378.
- MAREWA, 1987. *Balbina: Catastrofe e Destruição na Amazônia*. Movimento de Apoio à Resistência Waimiri-Atroari (MAREWA), Manaus. 28 p.
- Martins, E. 1982. *Nossos Índios Nossos Mortos*. 4ª Edição. Codecri, Rio de Janeiro. 310 p.
- Melchiades Filho. 1987. *Balbina: Um escândalo ecológico*, “Universidade de São Paulo *Jornal do Campus*. 25 November 1987. No. 59, p. 4-5.
- Mooney, H.A., P.M. Vitousek & P.A. Matson. 1987. Exchange of materials between terrestrial ecosystems and the atmosphere. *Science* 238: 926-932.
- Myers, N. 1976. An expanded approach to the problem of disappearing species. *Science* 193: 198-202.
- A Notícia* (Manaus). 12 de junho de 1985. “Mestrinho pede a Sarney que não deixe desativar Balbina”. Caderno 1, p. 5.
- A Notícia* (Manaus). 11 de março de 1989. “Uatumã, o crime na justiça”. Caderno 1, p. 1.
- Paiva, M.P. 1977. *The Environmental Impact of Man-Made Lakes in the Amazonian Region of Brazil*. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS) Diretoria de Coordenação, Rio de Janeiro. 69 p.
- Pires, F.B. & F. Vaccari. 1986. Alta-tensão por um fio. *Ciência Hoje* 4(23): 49-53.
- Robertson, B.A. 1980. *Composição, Abundância e Distribuição de Cladocera (Crustacea) na Região de Água Livre da Represa de Curuá-Una, Pará*. Tese de mestrado em biologia de água doce e pesca interior, Universidade do Amazonas & Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA). INPA, Manaus. 105 p.
- Sanders, T.G. 1973. Development and environment: Brazil and the Stockholm Conference. *East Coast South America Series (American Universities Field Staff)* 17(7): 1-9.
- Santos, L.A.O. & L.M.M. de Andrade (compiladores). 1988. *As Hidrelétricas do Xingú e os Povos Indígenas*. Comissão Pró-Índio de São Paulo, São Paulo. 196 p.
- Sautchuk, J. (diretor). 1988. *Balbina, Destruição e Morte*. Câmera 4 Comunicação e Arte Ltda., Brasília. (video).
- Veja*. 16 de julho de 1986. “Fim da Linha: Secretário da SEMA pede demissão do cargo”. p. 91.
- Veja*. 20 de maio de 1987. “Um jogo de faraós e empreiteiros”. p. 28-37.
- Veja*. 12 de agosto de 1987. “Ilha da felicidade”. p. 22-28.
- Vieira Júnior, J.P., A.C.B. Nunes, E.C. de Souza, J.O.S. Santos, J.E. do Amaral, M.R. Pessoa & S.A. de S. Cruz. 1979. *Projeto Sulfatos de Uatumã: Relatório Final*. Companhia Pesquisa de Recursos Minerais, Superintendência Regional de Manaus, Manaus. 6 volumes.
- Villa Nova, N.A., E. Salati & E. Matusi. 1976. Estimativa da evapotranspiração na Bacia Amazônica. *Acta Amazonica* 6(2): 215-228.
- Visão*. 16 de julho de 1986. “Balbina: Economia de petróleo na Amazônia”. p. 30-33.

Capítulo 6



Estimativa da zona de deplecionamento da hidrelétrica de Balbina por técnica de sensoriamento remoto

Gleicyane Souza Feitosa¹

Paulo Maurício Lima de Alencastro Graça²

Philip Martin Fearnside²

¹Universidade Federal do Amazonas – UFAM. Manaus - Am, Brasil

Gleicy02geog@bol.com.br

² Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA). - CEP: 69.067-375, Manaus, Amazonas, Brasil.

{Paulo Maurício} pmlag@inpa.gov.br

{Philip} pmfearn@inpa.gov.br.

Publicação original:

Feitosa, G.S., P.M.L.A. Graça & P.M. Fearnside. 2007. Estimativa da zona de deplecionamento da hidrelétrica de Balbina por técnica de sensoriamento remoto pp. 6713 – 6720 In: J.C.N. Epiphânio, L.S. Galvão & L.M.G. Fonseca (eds.) Anais XIII Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto, Florianópolis, Brasil 21-26 abril 2007. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), São José dos Campos-São Paulo.

RESUMO

Barragens são fontes permanentes de gases de efeito estufa, incluindo o metano (CH₄). A produção e a emissão deste gás ocorre devido à flutuação do nível de água. Quando é alcançado o nível mínimo, uma grande área conhecida como a “zona de deplecionamento” é exposta, onde a vegetação herbácea cresce rapidamente. Essa vegetação se decompõe e emite metano, quando se eleva o nível do reservatório. O objetivo deste estudo é estimar a extensão da área de deplecionamento da hidrelétrica de Balbina no nível mínimo de 1997 e com o máximo de 2003. O resultado desta técnica é um mapa de detecção de mudança derivado do sensor Landsat-TM, produzindo uma representação temática da zona de deplecionamento de Balbina.

Palavras-chave: Balbina, sensoriamento remoto, detecção de mudança, Hidrelétrica de Balbina, deplecionamento, sensoriamento remoto.

INTRODUÇÃO

Ao contrário do que comumente se pensa, a geração de energia por hidrelétricas não consiste em uma fonte de energia limpa, e um dos seus mais sérios problemas advém de sua alta capacidade de emissão de gás metano (CH₄), um gás de efeito estufa (Bel Levy, 2005).

A potencialidade de geração desse gás em represas deve-se a flutuação do nível da água. A cada vez que o nível mínimo operacional normal é atingido, um vasto lamaçal é exposto, e a vegetação herbácea, de fácil decomposição, cresce rapidamente nesta zona, conhecida como zona de “deplecionamento”, ou de “*drawdown*”. Subsequentemente, quando o nível da água sobe, a biomassa se decompõe no fundo do reservatório, produzindo metano (Fearnside, 2005).

Fearnside (2005) aponta que o gás metano gerado e emitido por esta zona difere da emissão daquele originado a partir da decomposição de estoques iniciais de carbono no solo, folhas e serapilheira da floresta original inundada. Essa diferença se dá pela zona de deplecionamento ser uma permanente fonte deste gás e, já a decomposição de carbono da parte superior das árvores da floresta inundada, representa uma grande fonte temporária de emissão de gás de efeito estufa, pois sua decomposição se dá

somente nos primeiros anos depois da formação de um reservatório.

O presente trabalho analisa o caso particular da hidrelétrica de Balbina, cujo recrescimento de vegetação na zona de deplecionamento do seu reservatório, a cada ano, remove o carbono da atmosfera pelo processo de fotossíntese, e depois o emite na forma de metano quando a vegetação é inundada. O recrescimento vegetal na zona de deplecionamento deste reservatório tem semelhança ao que ocorre nas várzeas, sendo que Graciani e Novo (2003) apontam para a ocorrência de um regime artificial constante de enchente e estiagem nos lagos de hidrelétricas, já que o nível da água é controlado de acordo com as necessidades operacionais para a produção de hidroeletricidade da usina.

Esta hidrelétrica é uma fonte potencial de gases de efeito estufa, pois suas emissões após três anos de operação ultrapassavam em 22,6 vezes do que seria emitido se utilizada a mesma quantidade de energia a partir de combustíveis fósseis (Fearnside, 2005).

A estimativa da área de deplecionamento do reservatório desta hidrelétrica pela técnica de detecção de mudança, permitiu mapear e quantificar esta área. Corresponde à subtração do nível mínimo, referente ao mês junho do ano de 1997, do nível máximo, no mês agosto do ano de 2003. As informações geradas neste estudo contribuirão na melhoria dos modelos utilizados também para estimativa das emissões de gases de efeito estufa, originadas pelas hidrelétricas na Amazônia.

ÁREA DE ESTUDO

A Hidrelétrica de Balbina (Eletronorte) foi construída em 1987 no rio Uatumã no povoado de Balbina, município de Presidente Figueiredo, Amazonas, a 155 km ao norte de Manaus, Amazonas, com o objetivo de fornecer energia para Manaus (Moura et al., 2004). O lago formado ocupou uma área de floresta de 2.360 km² que, ao ser inundada, condicionou a existência de uma hidrelétrica desproporcional à sua modesta capacidade energética, cuja geração média de energia é de 112,2 MW (Figueiredo e Laraque, 1999). A região possui um lago com cerca de 3.300 ilhas formadas principalmente devido ao relevo altamente plano e entalhamentos pouco pronunciados. Possui margens

dendríticas e grande quantidade de “paliteiros” (árvores afogadas). O regime hidrológico segue o mesmo padrão característico dos demais rios amazônicos, com um período de águas altas, nos meses de abril a junho, e de águas baixas de agosto a dezembro. O clima da região é classificado como tropical úmido, típico da região amazônica, com temperaturas elevadas (média de 36° a 38° C) e alta pluviosidade (2000 mm), possuindo estações seca (junho a novembro) e chuvosa (dezembro a maio) bem definidas.

MATERIAL E MÉTODOS

As informações das imagens de satélite neste trabalho foram extraídas com a utilização do aplicativo ENVI e da linguagem de programação computacional LEGAL (Linguagem Espacial para Geoprocessamento Algébrico) do software SPRING (Câmara, 1995). Para a produção dos mapas foram utilizados os aplicativos ArcGis e Global Mapper. Para o georreferenciamento das imagens foram utilizadas imagens do banco de dados (“geocover”) da NASA (National Aeronautics and Space Administration), disponível na página de rede <https://zulu.ssc.nasa.gov/mrsid/>.

Dados Multitemporais

A dimensão da zona de deplecionamento foi obtida a partir de dados multitemporais do sensor TM/Landsat para as datas de 30 e 21 de junho de 1997 e 09 e 18 de agosto de 2003. Estas imagens representam uma subcena do mosaico formado pelas cenas 231/61 (datas 21/06/1997 e 09/08/2003) e 230/61 (datas 30/06/1997 e 18/08/2003).

Para cada ano foi necessário utilizar duas cenas diferentes para compor um mosaico de imagens, no qual abrangesse a totalidade da represa, impondo a utilização de datas distintas para a composição do mosaico, pois as cenas adjacentes 231/61 e 230/61 possuem intervalos de aquisição diferentes pelo sensor. A fim de minimizar a diferença entre as cotas dos mosaicos, utilizaram-se datas com o menor intervalo de tempo possível. Estas imagens também foram selecionadas por apresentarem pouca presença de nuvens, e também por representarem o período de estiagem e enchente do regime hídrico artificial do Lago de Balbina, respectivamente, ressaltando que a primeira imagem consistiu em dados de ano com atuação do fenômeno El Niño.

Procedimentos Metodológicos

A metodologia empregada neste estudo baseou-se na técnica de detecção de mudanças por subtração de imagens. As etapas envolvidas no procedimento metodológico são apresentadas na figura 1 e descritas a seguir:

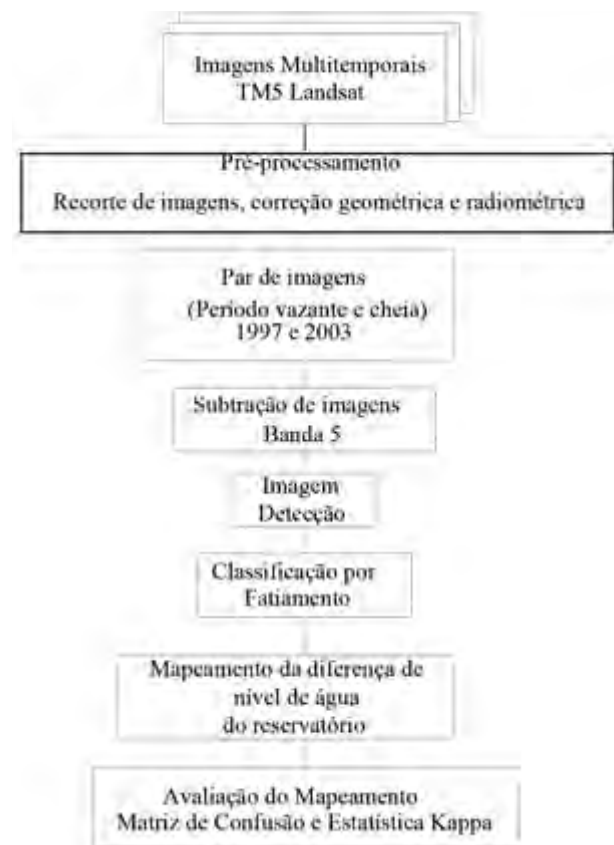


Figura 1 - Fluxograma dos procedimentos metodológicos.

A técnica de detecção tem como um de seus pré-requisitos básicos a intercalibração geométrica e radiométrica. Por isso as imagens analisadas foram corrigidas geometricamente através de um registro imagem-imagem e de um polinômio de mapeamento de primeiro grau e reamostragem pelo vizinho mais próximo. Com a finalidade de normalizar a radiometria das imagens adquiridas em diferentes datas foi realizada uma intercalibração radiométrica a partir do método de retificação radiométrica de imagens, de acordo com Hall et al. (1991). Posteriormente, o georreferenciamento da imagem

classificada a um sistema de coordenadas geográficas foi obtido a partir do co-registro desta com as imagens disponíveis no banco de dados (“geocover”).

A técnica utilizada envolveu a álgebra de imagens, sendo aplicada uma operação aritmética de subtração aos pixels em cada imagem, obtendo-se a partir dos valores resultantes, uma terceira imagem, a imagem de mudança, que é simplesmente o resultado de uma operação de subtração realizada em um par de imagens co-registradas de uma mesma área adquirida em diferentes datas (Mather, 1999).

O procedimento descrito aplicou-se somente para a banda do espectro do sensor TM5 correspondente à faixa espectral do infravermelho médio (1,55 mm a 1,75 mm) ou banda 5. Esta banda foi selecionada por apresentar sensibilidade ao teor de umidade das plantas, condicionando a visualização de áreas expostas em regiões inundadas. Esta região do espectro tem sido utilizada em estudos relacionados aos sistemas lacustres na Amazônia de acordo com Assis e Matos (2001), que concluíram que sua utilização é adequada para mostrar áreas de exposição em locais inundados, formando reservatórios que sofrem influência climática sazonal para seu preenchimento. Conforme mencionado por Slater (1980), a banda do infravermelho médio é pouco afetada pelo espalhamento atmosférico, ao contrário das três primeiras bandas espectrais do visível do sensor (azul, verde, vermelho). Este fato nos levou a desconsiderar o procedimento de correção atmosférica das imagens.

A imagem detecção foi classificada através da técnica de fatiamento, rotulando-se as mudanças ocorridas entre as datas de acordo com o tipo de mudança: 1) Inundação – classe com alterações na cobertura vegetal ou na superfície do solo, em decorrência do alagamento pela água da represa; 2) Não mudança – classe de áreas que mantiveram o mesmo tipo de cobertura de um ano para outro, com alterações mínimas na resposta radiométrica, não sensíveis à técnica utilizada e; 3) Exposição – caracterizada como a classe que apresentou ganho de cobertura vegetal ou cobertura de solo exposto, resultante da redução do nível de água da represa, no caso deste estudo, a região de interesse, a zona de deplecionamento. Estas classes foram estabelecidas por limiares de mudança baseados no desvio padrão. Intervalos de 0,25 desvios padrão, numa amplitude de 0,25 a 2,0 desvios foram testados para selecionar

o melhor limiar obtido pela estatística da imagem detecção, a partir de uma avaliação visual das imagens. O limiar escolhido por este procedimento foi de $\pm 1,25$ desvio padrão.

Para aferir a consistência do mapeamento foram utilizados dados de imagens de satélite TM Landsat na composição 3(B), 4 (G) e 5(R) para o período de vazante (junho de 1997), com base na experiência do fotointérprete para região de estudo. O grau de concordância do mapeamento foi avaliado com base em uma matriz de erro e na estatística Kappa, de acordo com Congalton e Green (1999).

RESULTADOS

A dimensão da área de deplecionamento da hidrelétrica de Balbina (659,6 km²), consistiu em aproximadamente 22,0% do total da área afetada pelo sistema lacustre, que correspondeu a uma área de 2.995,5 km² (espelho d’água e área de deplecionamento) (Figura 2). A área da represa (área alagada) estimada por este estudo foi de 2.335,9 km², para uma cota de 47,6 m¹. Este valor está próximo da área de inundação de 2.360 km² estimado pela Eletrobrás (1986) para a cota 50 m. No entanto, quando considerado o espelho d’água e a área de deplecionamento (2.995,5 km²), que corresponde à área alagada na cota 49,54m, a área estimada para o lago da represa foi 26,9% (635,5 km²) superior aquela estimada para cota 50 m pela Eletrobrás. Estes dados indicam que a estimativa de 2.360 km² para a cota 50 m deva estar subestimada.

De acordo com Asner (2001) a utilização de dados multiespectrais do sensor Landsat para a região tropical úmida, particularmente para a Amazônia Brasileira, apresenta como maior obstáculo a presença de nuvens na maior parte do ano. Isto pode impossibilitar ou dificultar a visualização da superfície terrestre através das imagens captadas pelo sensor, e conseqüentemente os estudos através de sensoriamento remoto.

A estimativa da zona de deplecionamento da represa de Balbina também foi prejudicada pela presença de nuvens sobre a superfície do reservatório, que representaram juntamente com suas respectivas sombras, uma área de 159,6 km², o que correspondeu a 5,3% do total dos 2.995,5 km² (Tabela 1). Desta maneira a estimativa encontrada deste estudo pode ter sido subestimada.

1. Média entre as cotas das duas cenas utilizadas para o mosaico

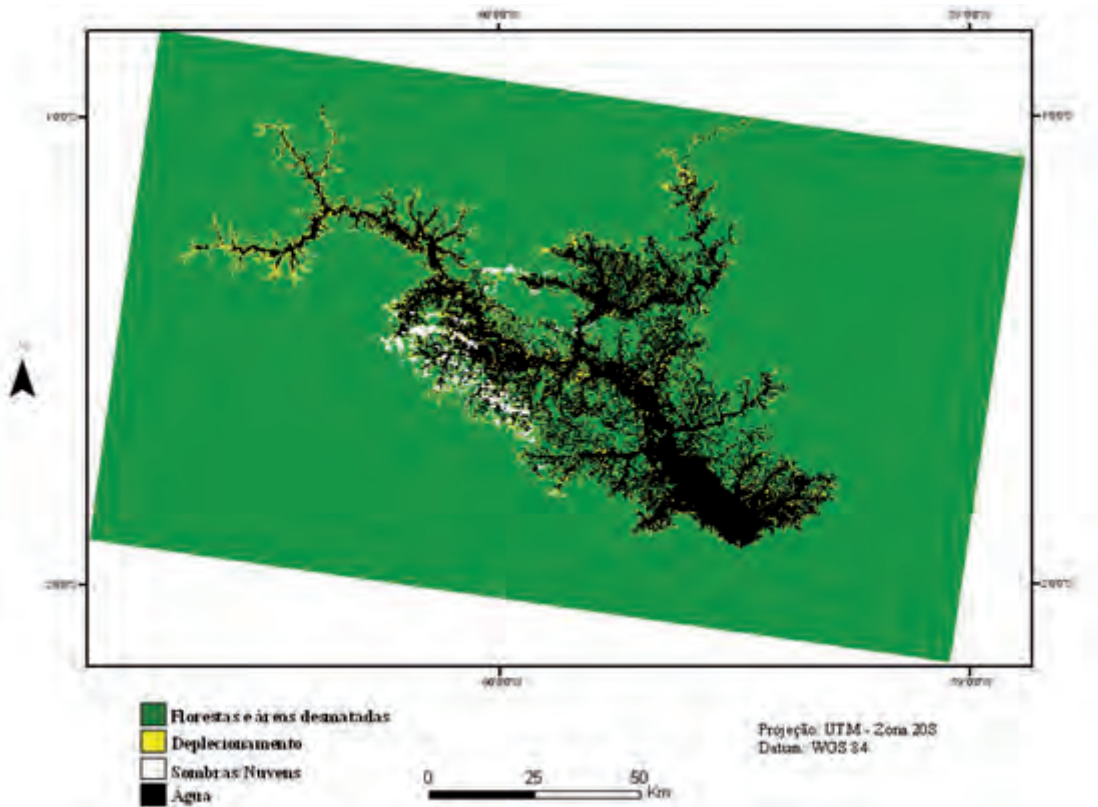


Figura 2 - Mapa de detecção de mudanças.

Tabela 1. Quantificação das áreas mapeadas.

| Categoria | Área (km ²) |
|--------------------------------|-------------------------|
| 1. Floresta e áreas desmatadas | 21.891,6 |
| 2. Deplecionamento | 659,6 |
| 3. Água | 2.335,9 |
| 4. Nuvens/Sombras | 159,6 |
| Total | 25.046,7 |

1. Floresta e áreas desmatadas; 2. Deplecionamento-exposição de solo entre um período de enchente e outro de estiagem; 3. Água- o lago propriamente dito e; 4. Nuvens/Sombras sobre a represa.

Vale ressaltar que esta estimativa foi realizada a partir da técnica de subtração de imagens, utilizando uma das imagens com data em ano de passagem do fenômeno atmosférico global El Niño, responsável por mudanças significativas na cota de alagamento desta hidrelétrica. Por exemplo, as cotas do reservatório desta hidrelétrica atingiram seus picos mínimos nos anos de passagem deste fenômeno, de 1997 a 1998, se estendendo a 1999 (Tabela 2), no período de analisado de 1995 a 2004.

No entanto, a diferença de cota utilizada neste estudo foi em média de 2,0 m (Tabela 3), valor que pode ser encontrado em anos de ausência de El Niño. As diferenças sazonais intra- anuais apontam para médias de cotas, normalmente aproximadas, ou até superiores, que as dos períodos das imagens estudadas, como, por exemplo, no ano de 2002, que apresentou diferença entre nível mínimo e máximo de 3,21 metros.

Na avaliação do mapeamento, a exatidão global obtida foi de 98.2%, no entanto a classe de interesse “deplecionamento” apresentou uma exatidão de 76.1%, portanto, uma confusão de 12,9% com a classe “floresta/desmatamento”. Esta confusão relativamente alta pode ter sido resultado de sombreamento da floresta sobre o solo argiloso seco, por exemplo. A exatidão de mapeamento para a classe floresta/desmatamento foi de 99,26 %, ou seja, de um total de 2.188 pontos de teste (pixels), apenas 16 pixels desta classe foram classificados erroneamente, apresentando um erro de comissão de 0,7% e de omissão de 1,2%. Em geral, a matriz de confusão indicou maiores erros de comissão que de omissão (Tabela 4).

Tabela 2. Valores anuais de cotas máximas e mínimas e suas respectivas diferenças durante um período de dez anos².

| Ano | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Cota máxima | 49,91 | 51,15 | 48,38 | 45,08 | 50,82 | 51,14 | 50,63 | 50,86 | 49,66 | 48,17 |
| Cota mínima | 47,56 | 48,44 | 42,07 | 40,86 | 45,1 | 48,53 | 47,43 | 47,65 | 47,69 | 47,14 |
| Δ cotas | 2,35 | 2,71 | 6,31 | 4,22 | 5,72 | 2,61 | 3,2 | 3,21 | 1,97 | 1,03 |

2. Dados fornecidos pela empresa Manaus Energia.

Tabela 3. Datas de aquisição das imagens utilizadas, suas respectivas cotas e média das cotas entre as cenas³.

| IMAGEM (cena) | DATA | COTA (metros) | Média de cotas (metros) |
|-------------------------|-----------|---------------|-------------------------|
| 230/61 | 21/6/1997 | 47,7 | 47,6 |
| 231/61 | 30/6/1997 | 47,51 | |
| 230/61 | 9/8/2003 | 49,58 | 49,6 |
| 231/61 | 18/8/2003 | 49,54 | |
| Δ cotas (metros) | | | 2 |

3. Dados para média de cotas, fornecidos pela empresa Manaus Energia.

Tabela 4. Matriz de erro do mapeamento.

| | | Terrestre Referência | | | | Total | Erro de Comissão (%) |
|-------------------------|-----------------|--------------------------|------|-----------------|--------|-------|----------------------|
| | | Floresta | Água | Deplecionamento | Outras | | |
| Classes temáticas | Floresta | 2172 | 0 | 8 | 8 | 2188 | 0,7 |
| | Água | 5 | 68 | 0 | 3 | 73 | 10,9 |
| | Deplecionamento | 15 | 0 | 54 | 2 | 71 | 23,9 |
| | Outras | 6 | 0 | 0 | 42 | 48 | 12,5 |
| Total | | 2198 | 68 | 62 | 55 | 2380 | |
| Erro de Omissão (%) | | 1,2 | 0 | 12,9 | 23,6 | | |
| Exatidão global = 98,2% | | Coeficiente Kappa = 0,95 | | | | | |

CONCLUSÕES

O resultado da avaliação do desempenho do mapeamento foi bastante satisfatório, alcançando um valor de Kappa igual a 0,95 (excelente). Demonstrou-se assim que a técnica utilizada, aplicada a dados multitemporais, possui um grande potencial para o mapeamento de áreas sujeitas à inundação, como no caso do reservatório de Balbina. Com a utilização destes dados para a estimativa da zona de deplecionamento da represa de Balbina, seria possível a construção de um modelo de previsão de área de deplecionamento. Este modelo teria por base a relação entre as diferenças de nível de cota dos anos analisados, e as áreas de deplecionamento obtidas pela detecção de mudança, derivadas de imagens de satélite. Esforços futuros, neste sentido, serão empenhados para o desenvolvimento deste modelo.

AGRADECIMENTOS

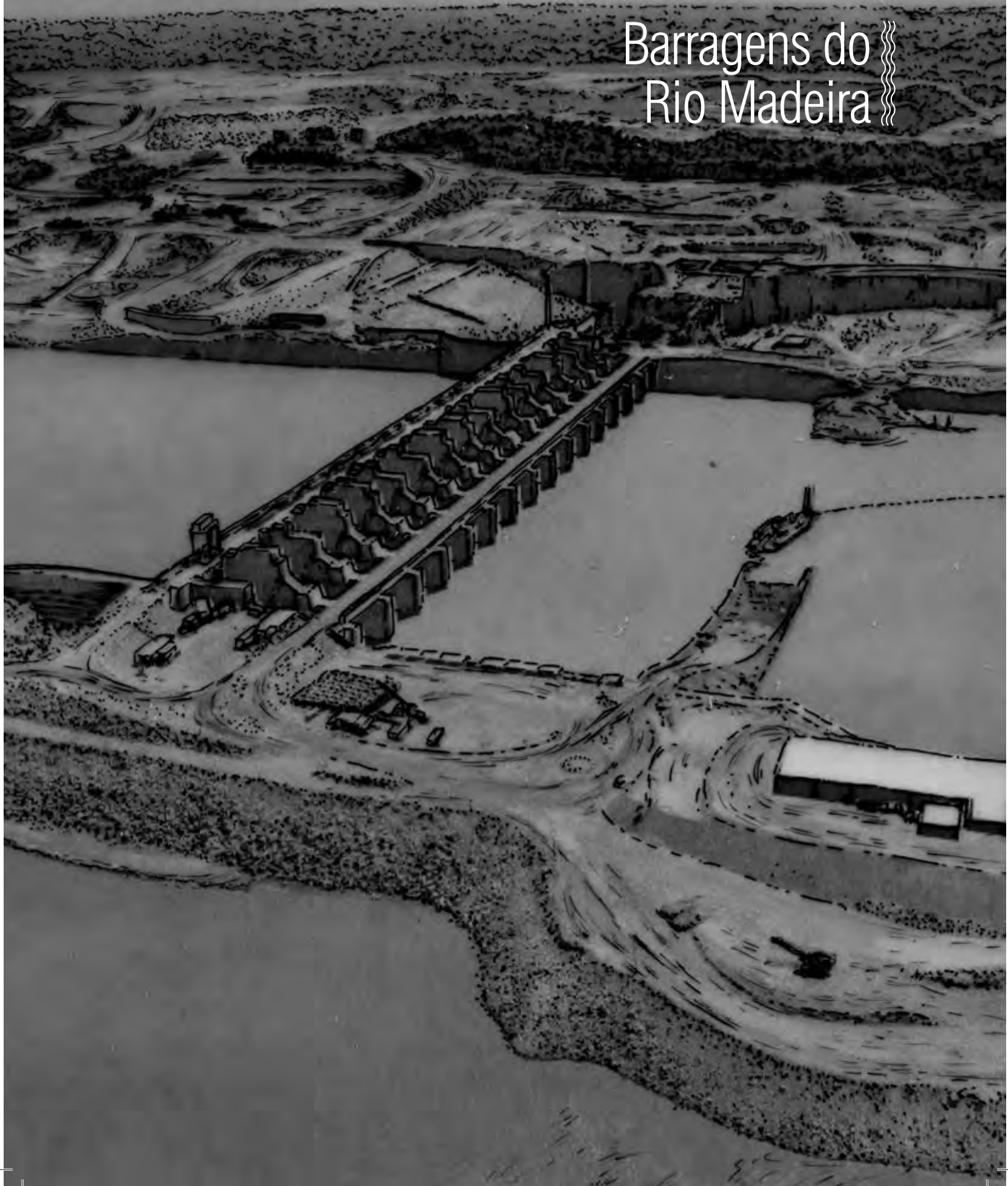
Agradecemos ao CNPq (Proc.55712/2005-4, 306031/2004-3, 420199/2005-5) e ao INPA (INPA: PPI 851 1-1005) pelo suporte financeiro, ao projeto Geoma/INPE pelas imagens cedidas e ao CNPq pela bolsa de iniciação científica.

LITERATURA CITADA

- Asner, G.P. Cloud Cover in Landsat Observation of the Brazilian Amazon. *International Journal of Remote Sensing*. vol. 22, n. 18, p. 3855-3862, 2001.
- Assis, F.P.; Matos, F. D. A. Análise Multitemporal da UHE de Balbina Através de Imagens de Sensoriamento Remoto Orbital. In: Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto (SBSR), 10, 2001, Foz do Iguaçu. Anais. São José dos Campos: INPE, 2001. Artigos p. 527-529.

- Bel Levy. 2005. Uma energia nem tão limpa. Instituto Ciência Hoje. Disponível em: <<http://cienciahoje.uol.com.br/controlPanel/materia/view/3263>>. Acesso em: 05 mai. 2006.
- Brasil, Eletrobrás. 1986. Programa de expansão do setor elétrico brasileiro, ano 2010- PRS. Centrais Elétricas S.A. (Eletrobrás). Brasília, 1986. 2 vols.
- Câmara, G. *Modelos, linguagens e arquiteturas para banco de dados geográficos*. 1995, 286 p. Tese (Doutorado em Computação Aplicada) - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos. 1995.
- Congalton, R.G. and Green, K. *Assessing the accuracy of remotely sensed data: principles and practices*. Boca Raton: Lewis Publishers. 137 pp. 1999.
- Eletronorte. Usina Hidrelétrica – Meio Ambiente. Disponível em: <<http://www.eln.gov.br/Usinas/Balbina/MeioBalbina.asp>> Acesso em: 20 de maio de 2006.
- Fearnside, P.M. *Hidrelétricas planejadas no rio Xingu como fontes de gases do efeito estufa: Belo Monte (Kararaô) e Altamira (Babaquara)*. In: Tenotã-Mô: Alertas sobre as conseqüências dos projetos hidrelétricos no rio Xingu. São Paulo: IRN, p. 204-241, 2005.
- Figueiredo, M. D. M.; Laraque, A. 1999. *Balbina: 10 anos depois*. In: Manaus'99 -hydrological and geochemical processes in large scale riverbasins: extended abstracts. Brasília: HIBAM, 1999. 1 CD-ROM.
- Graciani, S.D.; Novo, E.M.L.M. 2003. Determinação da Cobertura de Macrófitas Aquáticas em Reservatórios Tropicais. In: Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto (SBSR), 11, 2003, Belo Horizonte. Anais. São José dos Campos: INPE, 2003. Artigos p. 2509-2516.
- Hall, F.G.; Strelbel, D.E.; Nickeson, J.E.; Goetz, S.J. 1991. Radiometric rectification: toward a common radiometric response among multirate, multisensor images. *Remote Sensing of Environment*. vol. 35, n.1, p. 11-27. 1991.
- Mather, P.M. 1999. *Computer processing of remotely-sensed images: an introduction*. 2. ed. Chinchester, John Wiley. 292 p. 1999.
- Moura, M.A.L.; Meixner, F.X.; Trebs, I.; Lyra, R.F.F.; Andrae, M.O.; Filho M.F. Evidência observacional das brisas do lago de Balbina (Amazonas) e seus efeitos na concentração de ozônio. *Acta Amazônica*, vol. 34, n. 4, p. 605-611. 2004.
- Slater, P.N. 1980. *Remote sensing: optics and optical systems*. Reading, MA, Addison-Wesley. 574 p.

Barragens do Rio Madeira



Capítulo 7

Impactos das Barragens do Rio Madeira: Lições Não Aprendidas para o Desenvolvimento Hidrelétrico na Amazônia

Philip M. Fearnside

Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA).
Av. André Araújo, 2936 - CEP: 69.067-375, Manaus, Amazonas, Brasil.
E-mail: pmfearn@inpa.gov.br

Tradução de:

Fearnside, P.M. 2014. Impacts of Brazil's Madeira River dams: Unlearned lessons for hydroelectric development in Amazonia. *Environmental Science & Policy* 38: 164-172.. doi: 10.1016/j.envsci.2013.11.004

RESUMO

As barragens de Santo Antônio e Jirau, em construção no rio Madeira, terão impactos significativos, incluindo inundações na Bolívia devido à formação de um remanso superior a montante do reservatório de Jirau. Os reservatórios eliminam ecossistemas naturais, bem como bloqueiam a migração de peixes afetando a biodiversidade e a produção comercial, especialmente os grandes bagres do rio Madeira, que são recursos importantes na Bolívia e no Peru, assim como no Brasil. Mudanças nos regimes de inundação também afetarão os lagos de várzea e a pesca a jusante. A metilação de mercúrio e as emissões de gases de efeito estufa são problemas adicionais. Os reservatórios fazem parte de uma série planejada de hidrovias que, se concluída, abriria grandes áreas na Amazônia boliviana para plantio de soja, estimulando o desmatamento. As barragens têm impactos sociais significativos, incluindo o deslocamento da população ribeirinha e a eliminação dos meios de subsistência pela pesca. Apesar da equipe técnica responsável pelo licenciamento ambiental ter apresentado um parecer formal, considerando estas preocupações extremamente graves e insuficientemente estudadas para poder autorizar a construção da barragem, designados políticos aprovaram as licenças. As barragens do rio Madeira oferecem lições importantes para o controle ambiental no Brasil.

Palavras-chave: Barragens; Hidrelétricas; EIA, Impacto ambiental; Santo Antônio, Jirau; Aquecimento global

INTRODUÇÃO

O Brasil lançou um programa massivo de construção de barragens hidrelétricas, a maioria destas está focalizada na Amazônia Legal, com nove estados do País (Figura 1). Embora os planos para as represas e seu cronograma de construção estão em constante evolução, o resultado final é a conversão de praticamente todos os afluentes do rio Amazonas em cadeias contínuas de reservatórios nos dois terços da região no lado oriental (Fearnside, 2013a). O Plano Decenal de Expansão de Energia 2011-2020 solicitou 30 novas “grandes barragens” (definido no Brasil como > 30 MW) na região da Amazônia Legal até 2020 (Brasil, MME 2011, p. 285). Várias das pequenas barragens nesta lista foram adiadas para depois de 2021 no plano de 2012-2021, mas duas barragens muito grandes foram aceleradas para serem incluídas nesse ano, as

barragens para conclusão no intervalo de 2012-2021 na Amazônia Legal brasileira totalizam 17 (Brasil, MME, 2012, p. 77-78). Isso fará com que o número de grandes barragens concluídas e 29 na região da Amazônia Legal. Muitas outras grandes barragens planejadas não estão incluídas no Plano Decenal (Ver: Fearnside, 2014a).

As barragens planejadas na Amazônia (e em muitas outras partes do mundo) teriam muitos impactos, os quais precisam ser quantificados e pesados contra os benefícios esperados se decisões racionais fossem feitas. Muitos dos impactos caem sobre as populações locais que vivem ao longo dos rios que serão represados, enquanto os benefícios revertem para cidades distantes, por vezes, mesmo localizadas em outros países. Uma avaliação completa e justa dos impactos representa um componente importante de um processo de tomada de decisão capaz de equilibrar essas preocupações. Infelizmente, este ideal está longe de ser alcançado. O exame de um caso específico, as barragens de Santo Antônio e Jirau, no rio Madeira, oferecem um exemplo concreto dos problemas envolvidos e de lições não aprendidas para barragens futuras.

O rio Madeira é um dos maiores rios do mundo, embora seja um mero afluente do rio Amazonas. A vazão média do rio Madeira de 17.686 m³/s em Jirau é 24% maior do que a do rio Yangzi na altura da barragem de Três Gargantas, na China. A drenagem do rio Madeira acima das represas cobre partes de Brasil, Bolívia e Peru, totalizando 984.000 km², uma área maior que a França, Alemanha, Bélgica e os Países Baixos (Figura 1). O plano inicial era para construir uma única barragem alta na cachoeira de Santo Antônio, logo a montante de Porto Velho (Brasil, ELETROBRÁS, 1987; ver Fearnside, 1995). No entanto, o reservatório inundaria parte da Bolívia, e o plano foi alterado para dividir o trecho do rio entre a cachoeira de Santo Antônio e fronteira com a Bolívia em dois reservatórios menores: Santo Antônio e Jirau (PCE *et al.*, 2002). As barragens de Santo Antônio, de 3.150 MW, e de Jirau, de 3.750 MW, são projetos a fio d'água com turbinas do tipo bulbo, permitindo reservatórios menores do que as barragens tradicionais de armazenamento com turbinas Kaplan ou Francis. Um Estudo de Viabilidade foi elaborado (PCE *et al.*, 2004), simultaneamente com um Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) e um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) (FURNAS *et al.*, 2005a,b), conhecido, em conjunto, como o “EIA/RIMA”. Esses e outros documentos

técnicos do governo citados neste artigo estão disponíveis em http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20do%20RIO%20MADEIRA.htm.

O processo de aprovação das licenças ambientais foi extremamente controverso (por exemplo, Switkes, 2008). Os técnicos do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), que é o órgão vinculado ao Ministério do Meio Ambiente, responsável pelo licenciamento, apresentou um parecer técnico de 221 páginas se opondo à aprovação da Licença Prévia (Deberdt *et al.*, 2007) e um parecer 146 páginas contra à aprovação da Licença de Instalação (Brasil, IBAMA, 2008), mas, em ambos os casos, eles foram sumariamente rejeitados por indicados políticos. As concessões para as barragens foram ganhas por consórcios diferentes. Santo Antônio está sendo

construída e operada por Santo Antônio Energia, que é composto por Furnas (39%), FIP (formado pelos bancos Santander e Banif) (20%), Odebrecht (18%), Andrade Gutierrez (12%) e Cemig (10%). O consórcio de Jirau é da Energia Sustentável do Brasil (ESBR), que é composta por GDF Suez (60%), Eletrosul (20%) e Chesf (20%). Em 2 de julho de 2013 o governo brasileiro aprovou uma proposta de venda de uma participação de 20% pela GDF Suez (da França) para a Mitsui (do Japão). A construção das estruturas das barragens está atualmente em fase de conclusão em ambos os locais, embora a instalação das turbinas continuará durante vários anos. A geração de eletricidade a partir das primeiras turbinas começou em dezembro de 2011 em Santo Antônio e em setembro de 2013 em Jirau.

Entre as controvérsias que cercam a decisão do Ministério das Minas e Energia de construir

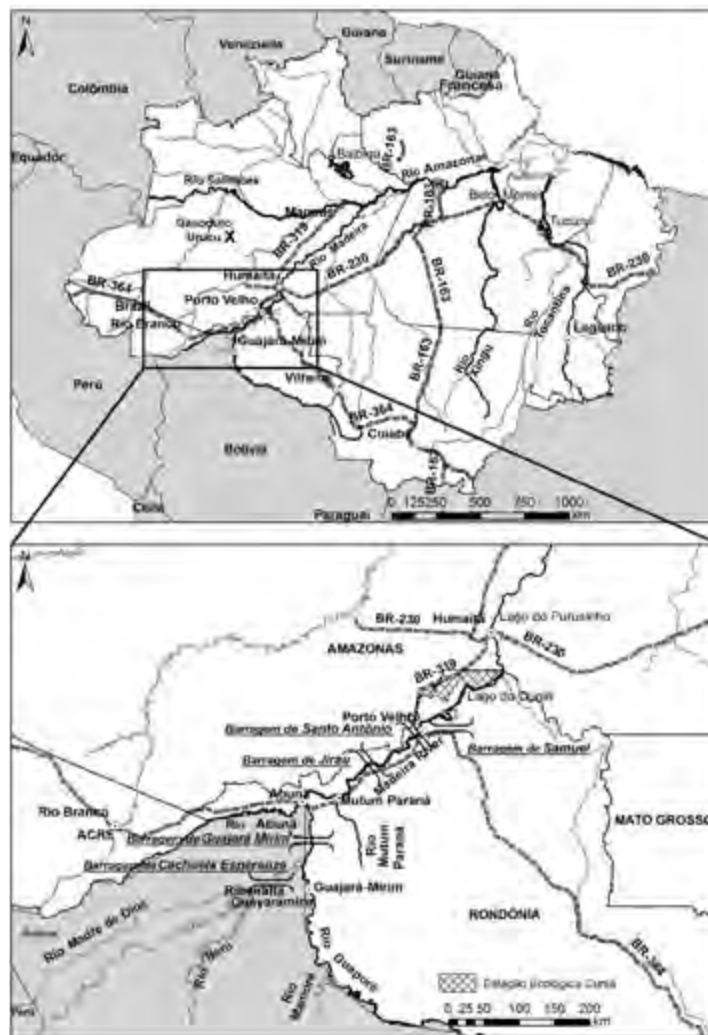


Figura 1. Locais mencionados no texto.

as barragens e ao licenciamento ambiental pelo IBAMA é a adequação das informações sobre os impactos e o grau de imparcialidade em sua apresentação e interpretação. O objetivo do presente trabalho é examinar os possíveis impactos dessas barragens e identificar lições que podem servir para melhorar a tomada de decisão sobre o desenvolvimento hidrelétrico na Amazônia.

Inundações na Bolívia

A extremidade superior do reservatório de Jirau está na fronteira entre o Brasil e a Bolívia. O plano de gestão de água anunciado para Jirau reduziria o nível de água durante parte do ano, a fim de evitar que o reservatório propriamente dito inundasse na Bolívia. No entanto, embora não seja admitido no cenário oficial, é provável que se forme um trecho de remanso superior (*“backwater stretch”*), onde o acúmulo de sedimentos no início do reservatório impedirá o fluxo de água e eleva o nível da água do rio acima do reservatório em si, assim inundando na Bolívia (ver Anexo A). O cenário para a sedimentação mudou radicalmente ao longo do licenciamento das barragens, com fortes indícios de um papel importante de interferência política (Fearnside, 2013b).

Perda de ecossistemas naturais

Foi repetida constantemente em discussões sobre as barragens que o nível da água não subiria acima do nível de inundação “natural”. Este não é o caso: como é indicado nos relatórios, o nível nas áreas acima de cada barragem é de aproximadamente 3,5 m acima do nível máximo de inundação (que, por sua vez, é significativamente mais elevado do que o de inundação “normal” que a população tem uma referência). A apresentação da comparação com a inundação natural implica que a área real das barragens é de apenas 281 km², que se estende além do leito do rio, incluindo a várzea natural.

Grande parte da planície de inundação do rio Madeira é coberta por floresta inundada (floresta de várzea), que é adaptada para ficar debaixo d’água durante um período de vários meses a cada ano. No entanto, esta floresta não está adaptada para ser subaquática durante o ano todo, e morreria quando inundada permanentemente por uma represa. O impacto do reservatório é, portanto, toda a área inundada (271 km² em Santo Antônio + 258 km²

em Jirau = 529 km²), cerca do dobro dos números muitas vezes apontados ao descrever o projeto (138 km² em Santo Antônio + 110 km² em Jirau = 241 km²) (por exemplo, Machado, 2003).

A avaliação do impacto da perda de florestas de várzea e de outros ecossistemas ribeirinhos depende muito da qualidade dos levantamentos das espécies de plantas presentes. Infelizmente, a parte botânica do EIA/RIMA tinha graves deficiências na sua utilização de pessoal sem treinamento botânico, que foram trazidos de partes da Amazônia que são botanicamente diferentes do local em estudo, e devido à não-adesão aos protocolos para a coleta e depósito de espécimes, de tal forma que é impossível verificar as identificações utilizadas no levantamento, essas tendo sido feitas apenas visualmente no local. Esta parte do EIA/RIMA recebeu as críticas mais devastadoras de peritos independentes que participaram no relatório do Ministério Público sobre o EIA-RIMA (Hopkins, 2006).

Impacto sobre os peixes e a pesca

Uma extensa pesquisa sobre peixes apoiada pelos projetos de barragens encontrou cerca de 800 espécies na porção brasileira da bacia do rio Madeira, 40 delas eram novas para a ciência (Lopes, 2011). Felizmente, a proporção que é endêmica ao Madeira é menor do que se pensava anteriormente, o que significa que a maioria das espécies também ocorre em outros rios amazônicos e não desapareceria como espécie, se as populações na bacia do rio Madeira fossem eliminadas. A classificação como uma espécie “não endêmica” não significa que a eliminação da população do rio Madeira estaria sem riscos para a sobrevivência da espécie. As muitas outras barragens propostas, que converteriam a maior parte dos afluentes na Amazônia brasileira em cadeias de reservatórios, poderiam eliminar, potencialmente, espécies de peixes que não são endêmicas ao rio Madeira.

O impacto sobre a biodiversidade está separado da perda da pesca comercial para os grandes bagres migradores. Este grupo engloba várias espécies da família Pimeloididae, inclusive dourada (*Brachyplatystoma rouxeauxii*), pirarara (*Hemiliopterus phractocephalus*), filhote (*B. filamentosum*), caparari (*Pseudoplatystoma tigrinum*) e surubim (*P. fasciatum*) (FURNAS *et al.*, 2005b: Tomo B, Vol. 1, p. III-147). Barthem e Goulding (1997, ver também Barthem *et al.*, 1991) fizeram um estudo detalhado

da migração anual de dourada (*Brachyplatystoma rousseauxii*) e piramutaba (*B. vaillantii*). Antes das barragens, estas duas espécies comercialmente importantes de grandes bagres subiam o rio Madeira a cada ano para se reproduzir nas cabeceiras dos afluentes superiores, como os rios Beni e Madre de Dios. Os alevinos (peixes recém-nascidos) desciam os rios à deriva e ficavam para se alimentar e crescer até a maturidade no baixo Amazonas. Escadas de peixes têm sido utilizadas (nem sempre com sucesso) para espécies migradoras, tais como o salmão, mas as exigências do grande número de espécies de peixes amazônicos, incluindo os bagres gigantes, são, sem dúvida, diferentes, e um dispositivo de transposição de peixes para estas espécies ainda não havia sido testado.

O EIA/RIMA não menciona quais seriam as consequências se o dispositivo de transposição de peixes não funcionar para os grandes bagres. O relatório não tira a conclusão óbvia de que as populações de peixes na Bolívia e Peru seriam drasticamente reduzidas. As consequências para as populações de peixes no próprio rio Amazonas são incertas, especialmente se outros afluentes também forem representados como planejado.

O dispositivo de transposição de peixes não é uma escada, mas sim um canal com obstáculos e velocidades da água semelhantes àquelas no rio natural, no caso da barragem de Santo Antônio. No caso da barragem de Jirau, os peixes não sobem a passagem, inaugurada em julho de 2012, que não fez todo o caminho até o reservatório: a passagem termina em um grande recipiente de metal, que é depois transportado por caminhão e esvaziado no reservatório acima. O melhor que se pode esperar é que o dispositivo pode funcionar para os peixes adultos que migram rio acima, mas não iria funcionar para a descida dos ovos e larvas que seguem a jusante a deriva. Normalmente, as larvas descem a jusante flutuando, e, depois de dois anos de crescimento, os peixes são capazes de migrar até as cabeceiras para desovar. Mesmo que as passagens para peixes em Santo Antônio e Jirau fossem completamente bem-sucedidas, ainda não se teria certeza sobre o destino da migração de bagres para o Peru, porque isso também depende dos peixes passarem também a barragem planejada de Cachuela Esperanza, na Bolívia. Além disso, os peixes teriam que passar com êxito pela barragem proposta de Guajará-Mirim (Cachoeira Ribeirão) para a desova ocorrer tanto na Bolívia como no Peru.

A migração em massa de peixes (piracema) foi completamente bloqueada em 2011 e parcialmente bloqueada no início de 2012. Uma das duas passagens de peixes planejadas em Santo Antônio foi concluída a tempo para a migração de peixes em 2012, mas a maioria das espécies de bagres, tais como a dourada, não foi vista subindo a passagem. Se milhares destes bagres gigantes migrarem através da passagem, seria óbvio, não havendo necessidade de quaisquer dispositivos especiais de controle. Os bagres são capazes de subir a passagem, como mostrado por testes com indivíduos capturados e soltos na parte inferior da passagem. No entanto, o pequeno volume de água na passagem é, aparentemente, insuficiente para atrair os peixes para a entrada, já que o seu instinto é de seguir a corrente principal do rio. Muitos relatos mencionado que os peixes tinham “desaparecidos” vêm de comunidades ao longo da parte superior Madeira e seus afluentes.

Mercúrio

O rio Madeira e seus afluentes foram o palco de uma grande corrida do ouro, onde os mineiros (garimpeiros) usaram o mercúrio para amalgamar partículas de ouro e separá-los dos sedimentos aluviais (por exemplo, Malm *et al.*, 1990; Martinelli *et al.*, 1988; Pfeiffer *et al.*, 1989, 1990). Durante a corrida do ouro na década de 1980 aproximadamente 100 t de mercúrio foram liberadas para o meio ambiente na região do rio Madeira (Bastos *et al.*, 2006). Embora a maior parte da atividade de mineração de ouro tenha sido no alto Madeira (acima de Porto Velho), os peixes e a população humana em todo o baixo Madeira, entre Porto Velho e a confluência com o rio Amazonas tinham altos níveis de mercúrio mais de uma década após o fim da corrida (Bastos *et al.*, 2006).

Nas áreas dos reservatórios de Santo Antônio e Jirau (que eram o foco da corrida do ouro da década de 1980), o mercúrio da corrida do ouro se acumulou no ponto onde o aluvião repousa sobre a rocha (a uma profundidade de cerca de 5 m nas áreas de mineração de ouro). Foi acumulado tanto mercúrio que os garimpeiros cavando a este nível não precisam mais usá-lo para amalgamar o ouro: já está amalgamado (Bruce R. Forsberg, comunicação pessoal). A possibilidade de que o mercúrio da corrida do ouro que atualmente reside nos sedimentos possa ser remobilizado por uma segunda fase de exploração mineira nesses sedimentos foi levantada pelos

opositores da barragem (Moret, 2006). Hoje os preços do ouro voltaram a níveis recordes, e esta mineração dos sedimentos tem sido, de fato, iniciada, mesmo no próprio reservatório de Santo Antônio (observação pessoal).

O impedimento do fluxo de água nos afluentes cria condições anóxicas, apropriadas para a metilação de mercúrio. A metilação transforma o mercúrio elementar na forma tóxica para os seres humanos, mesmo em quantidades ínfimas. O mercúrio se acumulou nos sedimentos, não só no próprio rio Madeira, mas também nos seus afluentes, especialmente no rio Mutum-Paraná (Forsberg & Kemenes, 2006). A cidade de Mutum-Paraná, na foz do rio, foi uma grande base para a construção e reparação de dragas, causando contaminação adicional.

O represamento deverá tornar a velocidade da água nos afluentes do rio Madeira muito mais lenta do que a diminuição da velocidade no próprio rio (Molina Carpio, 2008, p. 67). A consequente mudança nos afluentes, desde características lóxicas para lenticas, com diminuição do oxigênio dissolvido, é indicada pelo EIA, mas as análises dos afluentes não foram incluídas e estudos adicionais foram recomendados (FURNAS *et al.*, 2005b, Tomo B, Vol. 7, p. 3.10-3.11). No rio Mutum-Paraná, localizado a 55 km acima da usina de Jirau, o nível de água no Madeira deverá aumentar a uma média de 5 m, variando de 3 m em março para 6 m, em setembro de acordo com o Estudo de Viabilidade (PCE *et al.*, 2005, Tomo A, Vol. 7, p. VII-15). No entanto, o EIA não analisa as mudanças na velocidade e na qualidade da água deste importante afluente (Molina Carpio, 2006). Mais tarde, isso foi feito em resposta ao IBAMA pelos proponentes em maio de 2007, mostrando que, durante pelo menos uma parte do ano a água seria, de fato, estratificada nos afluentes, resultando em água anóxica no fundo (FURNAS & CNO, 2007, Anexo V). Os proponentes da barragem negaram que haveria qualquer sedimentação na foz do rio Mutum-Paraná (FURNAS *et al.*, 2006b). Uma indicação de que os afluentes que entram no reservatório de Jirau vão estratificar é fornecida por uma medição indicando elevada emissão de metano a partir da superfície da água num afluente que entra no reservatório de Santo Antônio, imediatamente a jusante de Jirau (Hallqvist, 2012, p. 25).

Gases de efeito estufa

Embora seja esperada que a usina de Jirau emita menos gases de efeito estufa do que a maioria das represas existentes na Amazônia, devido ao seu reservatório relativamente pequeno e ao tempo rápido de substituição da água, as emissões não serão zero. O maior impacto de Jirau sobre o aquecimento global decorre de seu projeto de crédito de carbono no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), do Protocolo de Quioto. O Conselho Executivo do MDL aprovou o registro do projeto de Jirau em 17 de maio de 2013, tornando-se o maior projeto MDL de “energia renovável” no mundo. O fato de que a construção já estava em andamento antes do projeto de MDL ser elaborado em abril de 2012 fornece fortes evidências de que a barragem teria sido construída de qualquer maneira (ou seja, não é “adicional”), e os 6 milhões de toneladas de CO₂ que serão emitidos pelos países que compram o crédito de carbono vai representar um impacto líquido sobre o aquecimento global. O mesmo se aplica ao projeto de carbono de Santo Antônio, aprovado pelo MDL em 26 de novembro de 2013 (ver Anexo A).

Efeitos a jusante

Erosão fluvial

O estudo de viabilidade e do EIA/RIMA presume que não haverá erosão do leito do rio e das margens abaixo das barragens, como resultado da carga de sedimentos reduzida. A possibilidade de lavagem merece estudo cuidadoso por causa da gravidade dos impactos potenciais, se ela ocorrer. O mais conhecido é a desastrosa erosão a jusante da barragem de Assuão, no rio Nilo, no Egito (e.g., Shalash, 1983). A carga de sedimentos transportados pelo rio Madeira (750 milhões de toneladas/ano em Jirau) é 15 vezes maior do que a carga de sedimentos transportados pelo Nilo, antes da Barragem de Assuão (50 milhões de toneladas na foz em 1964) (Shalash, 1983). As barragens do rio Madeira teriam muito menos impacto do que a barragem de Assuão, uma vez que o percentual de sedimentos retidos será menor (retenção de 20% nos primeiros anos em Jirau, mais 20% do restante em Santo Antônio = 36% do total) (FURNAS *et al.*, 2006a, Vol. 1, p. 21). Note-se que este valor para a retenção percentual, nos primeiros anos é substancialmente mais elevado do que o valor de 12% dado no RIMA (FURNAS *et al.*, 2005a, p. 56). Presumivelmente, o valor de 12% é uma média

ao longo de um período de tempo maior. No Nilo, o sedimento descarregado no estuário foi de apenas 5-6% da carga pré-represa, mesmo após a recuperação de uma carga de sedimentos por lavagem abaixo da barragem (Shalash, 1983). No caso do rio Madeira, mais estudos seriam necessários para avaliar os efeitos no baixo rio Madeira, especialmente nos primeiros anos (Molina Carpio, 2006). A construção da Barragem de Cachuela Esperanza, no rio Beni é deverá resultar em retenção de uma quantidade substancial de sedimentos, o que seria acrescentado aos efeitos de Jirau e Santo Antônio para produzir riscos ainda não analisados de aumento de erosão fluvial e de redução de fluxos de nutrientes no baixo rio Madeira e no rio Amazonas.

A liberação de água através dos vertedouros com grande força em 2012 (antes de instalar a maior parte das turbinas) resultou em erosão da orla da cidade de Porto Velho, localizado logo abaixo da barragem. Cerca de 300 casas foram destruídas ou condenadas devido à erosão. O consórcio construtor de Santo Antônio insiste que a erosão não tinha nada a ver com a barragem, mas, mesmo assim, construiu um aterro de pedra britada ao longo de parte da margem do rio e pagou para abrigar a população deslocada em hotéis na cidade. A erosão forçou o porto de Porto Velho a fechar durante várias semanas, causando o caos com mais de 500 caminhões de soja que foram incapazes de descarregar, entre outras consequências. A falta de consideração adequada dos impactos a jusante do EIA/RIMA foi dramatizado por esses eventos.

Sedimentos em lagos de várzea

O EIA/RIMA considerou que a “área de impacto direto” para os parâmetros ambientais estendesse por uma distância de apenas 12 km abaixo da barragem de Santo Antônio (FURNAS *et al.*, 2005b, Tomo A, Vol. 1, p. III-7). Uma área de estudo de impactos diretos sobre a população humana se estende substancialmente mais abaixo de Porto Velho (FURNAS *et al.*, 2005b, Tomo A, Vol. 1, p. III-5). A população humana será afetada por quaisquer mudanças no rio, que é a fonte de vida para a economia humana, assim como o é para os ecossistemas naturais.

O pulso sazonal do fluxo de água e de movimento de sedimentos controla quase todos os aspectos dos ecossistemas de várzea, ou planícies de inundação de água branca (Junk, 1997). Os sedimentos entram nos lagos de várzea, fornecendo nutrientes que são a base da cadeia alimentar desde o plâncton

passando pelos peixes até os seres humanos. Quando o nível da água começa subir no rio Madeira, a vazão do rio principal começa a aumentar vários dias antes que o fluxo aumente nos afluentes que alimentam os lagos pelos fundos, como o Lago de Purusinho (localizado a jusante de Humaitá). O fluxo normal dos lagos é invertido durante um período de 2-3 dias (o “repiquete”), e em seguida, para durante cerca de um dia quando os dois fluxos estão em equilíbrio. Neste momento, uma grande quantidade de sedimento precipita no lago. Depois, com o aumento da vazão do afluente, a direção normal do fluxo do lago para fora é reestabelecida. No entanto, o aumento do nível de água no rio Madeira ocorre de forma intermitente, dependendo dos eventos de precipitação na parte superior da bacia. Na medida em que o nível da água sobe, 2-3 “repiquetes” ocorrem normalmente, quando a água e os sedimentos do Madeira entram nos lagos. Durante o período da cheia propriamente dito, quando a água permanece no seu nível máximo, pouco ou nenhum sedimento entra nos lagos, apesar dos lagos serem completamente ligados ao rio pela água. Isto é porque a taxa de fluxo dos tributários que alimentam os lagos de trás também atinge um ponto alto, e a direção normal do fluxo do lago para o canal de rio é mantida.

Os “repiquetes”, especialmente o primeiro do ano, ocorrem quando a água no rio está em um nível muito baixo. Espera-se que o reservatório de Jirau, em particular, esteja no seu nível mais baixo neste momento, e parte do pulso do fluxo seria capturado para encher o reservatório, em vez de ser completamente transferido para o baixo rio Madeira. O quanto a presença das barragens atenua o pico do fluxo neste momento crítico é uma questão de incerteza, apesar da insistência dos proponentes de que não haveria nenhum efeito (FURNAS *et al.*, 2006a,b). Isto poderia ser um ponto crítico para os lagos, uma vez que qualquer alteração na força do “repiquete” teria um grande impacto. O quanto isso iria diminuir a entrada de sedimentos nos lagos não foi determinado.

A quantidade de entrada de sedimentos que contribui para manter a fertilidade da água nos lagos é uma questão chave. Os sedimentos foram mapeados em um lago: o Lago de Purusinho. Os sedimentos perto da boca do lago são principalmente argilas minerais do rio Madeira, enquanto que aqueles perto do ponto onde o afluente entra (um córrego de água preta) são mais ricos em matéria orgânica (W.R.

Bastos, comunicação pessoal). Nutrientes aderem tanto à matéria orgânica quanto à argila mineral.

A Reserva Extrativista do Lago do Cuniã está localizada a 130 km a jusante de Porto Velho, na margem esquerda do rio Madeira (Figura 1). A reserva foi criada em 1999 e é administrada pelo Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio), anteriormente parte do IBAMA. Esta reserva de 55.850 ha contém mais de 60 lagos de várzea, especialmente o grande Lago do Cuniã, onde a maior parte da população de 110 famílias depende da pesca (Brasil, IBAMA, s/d [2006]). O Lago do Cuniã é especialmente conhecido como a principal fonte de pirarucu (*Arapaimum gigas*, um peixe predador de grande valor comercial) consumido em Porto Velho. A possibilidade de que alterações causadas pelas barragens do rio Madeira podem reduzir a produtividade da pesca é uma preocupação para a população local. Nem a Reserva Extrativista de Cuniã nem qualquer das outras unidades de conservação a jusante das represas foi considerada no EIA/RIMA. Estudos são necessários para estimar as mudanças na oferta de sedimentos e nutrientes para os lagos de várzea.

Impactos sociais

A alegação de que as barragens não fariam com que o nível da água subisse acima do nível de inundação natural foi repetida tantas vezes pelos proponentes do projeto e pela imprensa que se tornou um mito, tanto entre o público como entre a maioria das pessoas associadas com os preparativos para as represas. No entanto, a altura que o nível de água subirá varia desde zero na extremidade superior de cada reservatório (isto é, perto de Abunã para o reservatório de Jirau e no local da barragem de Jirau para o reservatório de Santo Antônio), até um máximo logo acima de cada barragem. Um valor médio esconde o fato que a subida do nível da água fica muito acima do nível de inundação natural sobre uma área substancial. Além disso, expressar o aumento em comparação com o nível de fluxo máximo histórico em cerca de 100 anos de monitoramento do rio Madeira (48.800 m³/s) é enganoso para os moradores ribeirinhos que pensam em termos dos níveis de inundação mais baixos “normais” que eles já vivenciaram a cada ano.

O total da população “diretamente afetada” é de 2.849 pessoas (1.762 em Santo Antônio e 1.087 em Jirau), de acordo com o RIMA (FURNAS *et al.*,

2005a, p. 47). Estes números são, sem dúvida, subestimados. Apenas os membros das cooperativas de pesca na área totalizam 2.400 (Ortiz *et al.*, 2007, p. 6). A população deslocada é, em grande parte, composta de pescadores e outros que dependem do rio para a sua subsistência. Além de proporcionar emprego, os bagres têm sido tradicionalmente a base da dieta para a população que vive ao longo do rio Madeira (Doria *et al.*, 2012; Goulding, 1979). As atividades de substituição para dar emprego, tais como uma praia artificial e um centro de turismo construídos na antiga cachoeira de Teotônio, parecem estar aquém de oferecer um meio de vida viável para essa população. Placas postadas na praia artificial instalada para o centro de turismo alertam que a água do reservatório é imprópria para o banho, proporcionando uma indicação da barreira para substituir a pesca com o turismo.

O rápido crescimento da população de Porto Velho, tanto de funcionários de construção e outros, atraídos pelas oportunidades criadas pela atividade econômica associada, resultou em grande pressão sobre os serviços urbanos. Além disso, os serviços, obviamente, serão incapazes de lidar com o lançamento de 20 mil pessoas desempregadas após a conclusão das barragens (Instituto Pólis, 2006). O estudo de viabilidade estima que 50 mil empregos indiretos adicionais seriam criados por cada barragem para o fornecimento de bens e serviços durante o processo de construção (PCE *et al.*, 2004, Tomo 1, Vol. 1, p. 18), o que significa que 100 mil pessoas desempregadas adicionais seriam lançadas em Porto Velho. Caso a rodovia BR-319 seja reconstruída e asfaltada a esta altura, pode-se esperar uma migração substancial da população para Manaus (e.g., Fearnside & Graça, 2006).

Impactos da Hidrovia Madeira-Mamoré

O relatório de inventário (PCE *et al.*, 2002, p. 6.22) mostrou entusiasmo com os benefícios potenciais das barragens para melhorar o transporte:

“Os ótimos solos da Bolívia, de alta produtividade e custos operacionais competitivos, terão seu potencial significativamente aumentado, podendo sobrepujar os melhores no mundo.

Considerando que a navegação possui a melhor relação de custo entre todos os modais de transporte ... podemos afirmar que a implantação do sistema hidroviário integrado ora proposto acarretará, em

seu pleno uso, reflexos diretos nos índices da economia agrícola nacional e regional.”

Só os benefícios das hidrovias são enfatizados, e não o impacto do desmatamento estimulado para a soja. As hidrovias previstas são mostradas na Figura 2.

A relação das barragens do rio Madeira aos esquemas de integração regional mais amplo com base na construção de hidrovia constitui um dos pontos de maior controvérsia (por exemplo, Killeen, 2007). Um grupo de 11 organizações não-governamentais (ONGs) apresentou uma proposta de uma “moção de referência” sobre as barragens do Madeira para o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) (Maretto *et al.*, 2006). A proposta citou a inclusão de eclusas no projeto da barragem apresentado no RIMA como prova de que o projeto havia “ocultando por traz de tudo isto [os planos para barragens], um grande programa para a América do Sul de nome IIRSA [Iniciativa para a Integração da Infraestrutura da América do Sul] que representa um velho modelo de desenvolvimento baseado em grandes volumes financeiros sem, contudo, considerar o desenvolvimento como

resultado de interações entre populações locais, excluindo povos da floresta, ribeirinhos, pescadores, ...”. A “mudança inesperada do Governo Federal” em relação à remoção das eclusas do plano [MME em declarações à imprensa em fevereiro de 2006] é descrito como “uma manobra política para confundir a opinião pública e licenciar o empreendimento, ocultando da sociedade um dos grandes objetivos do projeto”.

Na sua comunicação oficial ao CONAMA, respondendo à moção proposta, o Ministério das Minas e Energia afirmou que “nada há de oculto” sobre os planos da IIRSA, e afirmou que a declaração do Ministério do Meio Ambiente “..consiste de argumentação especulativa e equivocada, sem qualquer fundamento técnico. É um claro acinte à competência do órgão [MMA] e um inequívoco desmerecer de sua atuação” (Brasil, MME, 2006, p. 10). O Ministério das Minas e Energia afirmou que as barragens não são parte da IIRSA (Brasil, MME, 2006, p. 6). No entanto, as barragens aparecem como componentes importantes da proposta IIRSA, da qual o Brasil é

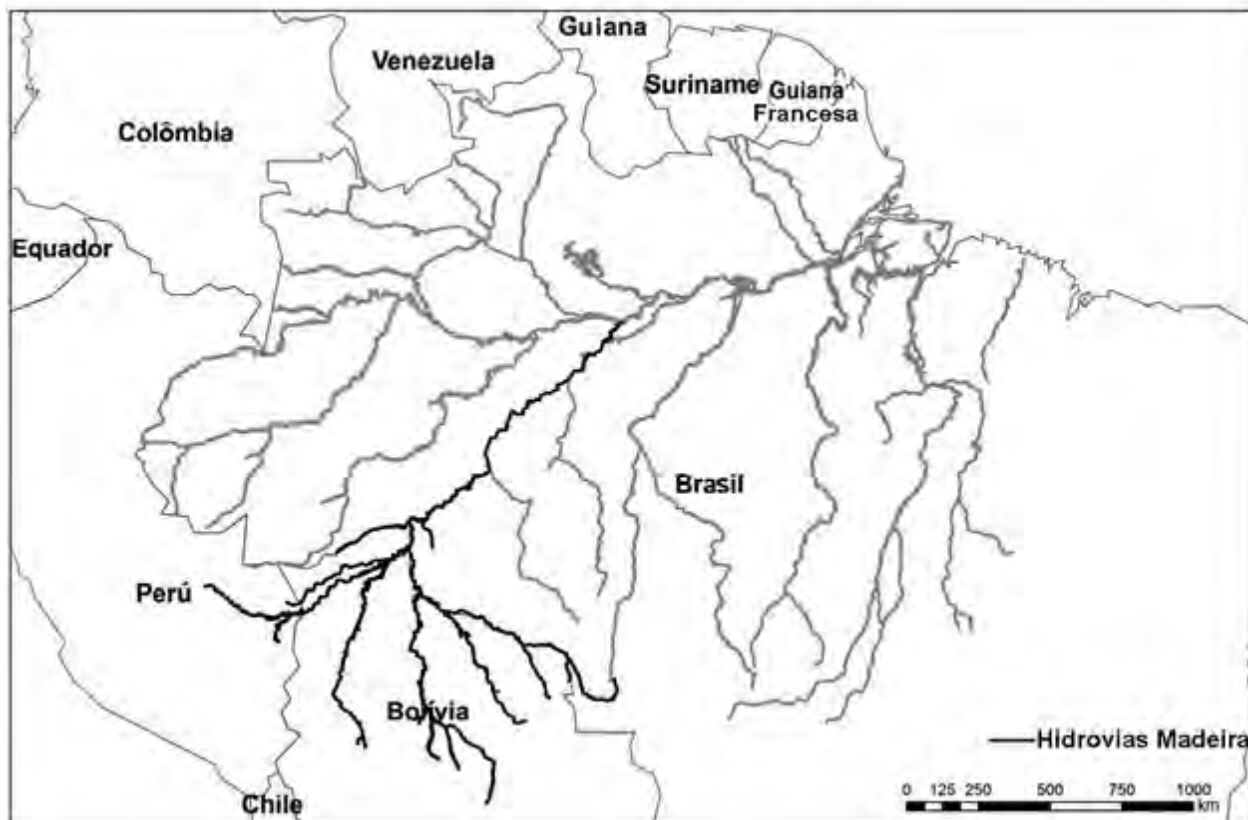


Figura 2. Hidrovias planejadas indicadas pelo Estudo de Viabilidade para as barragens do rio Madeira (redesenhado a partir de: PCE *et al.*, 2004, Tomo 1, Vol. 1, p. 1.16).

parte (e.g., IIRSA, 2007, p. 33). Benefícios para a IIRSA são enfatizados no Estudo de Viabilidade (PCE *et al.*, 2005, Vol. 1, p. I-19), e foram dado destaque muitas vezes nas apresentações do projeto pela ELETROBRÁS.

CONCLUSÕES

As barragens de Santo Antônio e Jirau, no rio Madeira têm impactos severos, mas a decisão de construir as barragens foi feita antes que os impactos fossem avaliados e o licenciamento prosseguiu sobre pressão política, apesar das preocupações levantadas pela equipe técnica da agência de licenciamento. Garantir a efetiva independência do órgão licenciador é essencial.

Impactos internacionais foram ignorados no caso das barragens do rio Madeira, tais como o bloqueio da migração de peixes para Bolívia e Peru. Informações sobre o mercúrio e sobre alterações do fluxo de sedimentos a jusante também foram insuficientes. Nenhuma consideração foi dada aos impactos dos projetos de infraestrutura associados às barragens do rio Madeira, tais como as hidrovias planejadas para a expansão de soja no Brasil e na Bolívia.

A apresentação oficial dos impactos esperados das barragens no Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e em outros relatórios mostra uma tendência sistemática para minimizar a importância dessas preocupações. Quando os benefícios são apresentados, a tendência é de exagerar. O sistema atual, onde os relatórios de impacto são financiados e controlados pelas empresas que desejam construir e operar as barragens, precisa ser substituído por um em que os relatórios são efetivamente independentes dos proponentes.

A tomada de decisão sobre barragens (e outros projectos) precisa ser reformulada de modo que as informações obtidas pelos estudos de impacto ambiental cumpram o seu papel como uma referência para uma comparação racional entre os impactos e benefícios, antes de tomar a decisão de construir as barragens e de comprometer o governo com investimento de recursos financeiros e de capital político.

AGRADECIMENTOS

Apoio financeiro foi fornecido pelo Conselho Nacional do Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq: Proc. 573810/2008-7, 304020/2010-9), Instituto Nacional de Pesquisas da

Amazônia (INPA: PRJ15.125) e Ministério Público Federal do Estado de Rondônia. Agradeço a todos aqueles que forneceram informações e que ajudaram com apoio logístico nos locais das barragens e em Porto Velho, entre eles Francisco Pereira, Artur de Souza Moret, Wanderley Rodrigues Bastos, Ronaldo Cavalcante de Oliveira, Iremar Antônio Ferreira e Carolina Carneiro Fonseca, bem como aqueles em órgãos federais, e residentes estaduais e municipais na região das barragens. Agradeço ao Paulo M.L.A. Graça pelos comentários. Esta é uma tradução de Fearnside (2014b). Toda a responsabilidade pelo conteúdo do artigo recai sobre o autor.

LITERATURA CITADA

- Barthem, R. & Goulding, M. 1997. *The Catfish Connection: Ecology, Migration, and Conservation of Amazon Predators*. Columbia University Press, New York, E.U.A. 184 p.
- Barthem, R.B., Ribeiro, M.C.L.B. & Petreire Júnior, M. 1991. Life strategies of some long distance migratory catfish in relation to hydroelectric dams in the Amazon Basin. *Biological Conservation* 5: 339-345.
- Bastos, W.R., Gomes, J.P.O., Oliveira, R.C., Almeida, R., Nascimento, E.L., Bernardi, J.V.E., de Lacerda, L.D., da Silveira, E.G. & Pfeiffer, W.C. 2006. Mercury in the environment and riverside population in the Madeira River Basin, Amazon, Brazil. *Science of the Total Environment* 368: 344-351.
- Brasil, ELETROBRÁS (Centrais Elétricas do Brasil), 1987. *Plano 2010: Relatório Geral. Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010 (Dezembro de 1987)*. ELETROBRÁS, Brasília, DF. 269 pp.
- Brasil, IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis). s/d [2006]. *Gestão Integrada: Cuniã-Jacundá. Construindo o Desenvolvimento Sócio-Ambiental no Baixo Madeira*. IBAMA, Porto Velho, RO. 8 p.
- Brasil, IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis). 2008. Parecer Técnico No. 45/2008-COHID/CGENE/DILIC/IBAMA de 08 de maio de 2008. Assunto: Análise da solicitação da emissão da Licença de Instalação do Aproveitamento Hidrelétrico de Santo Antônio. IBAMA, Brasília, DF. 146 p. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/IBAMA_parecer_tecnico_45_2008_li_st_antonio%5b-08-08-08.pdf
- Brasil, MME (Ministério das Minas e Energia). 2006. Assunto: Pedido de vistas de moção sobre aproveitamento hidrelétrico no rio Madeira, Processo No. 02000.001151/2006-12. Ofício No. 651/SE/MME ao Sr. Nilo Sérgio de Melo Diniz, Diretor do CONAMA, Ministério do Meio Ambiente, Brasília, DF. 16 de maio de 2006. Carta da Secretária Executiva (SE). MME, Brasília, DF. 10 p. <http://www.mma.gov.br/port/conama/processos/3D3ABAEB/ParecerMME.pdf>

- Brasil, MME (Ministério das Minas e Energia). 2011. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2020*. MME, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Brasília, DF. 2 vols. http://www.epe.gov.br/PDEE/20120302_1.pdf
- Brasil, MME (Ministério das Minas e Energia). 2012. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2021*. MME, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Brasília, DF. 386 p. http://www.epe.gov.br/PDEE/20120924_1.pdf
- Deberdt, G., Teixeira, I., Lima, L.M.M., Campos, M.B., Choueri, R.B., Koblitz, R., Franco, S.R. & Abreu, V.L.S. 2007. Parecer Técnico No. 014/20007 – FCOHID/CGENE/DILIC/IBAMA. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), Brasília, DF. 221 p. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/Madeiraparecer.pdf
- Doria, C.R.C., Ruffino, M.L., Hijazi, N.C. & da Cruz, R.L. 2012. A pesca comercial na bacia do rio Madeira no estado de Rondônia, Amazônia brasileira. *Acta Amazonica* 42(1): 9-40.
- Fearnside, P.M. 1995. Hydroelectric dams in the Brazilian Amazon as sources of 'greenhouse' gases. *Environmental Conservation* 22: 7-19. doi:10.1017/S0376892900034020.
- Fearnside, P.M. 2013. Decision-making on Amazon dams: Politics trumps uncertainty in the Madeira River sediments controversy. *Water Alternatives* 6(2): 313-325.
- Fearnside, P.M. 2014a. Análisis de los principales proyectos hidroenergéticos en la región amazónica. Derecho, Ambiente y Recursos Naturales (DAR), Lima, Peru; Centro Latinoamericano de Ecología Social (CLAES), Lima, Peru, 55 p.
- Fearnside, P.M. 2014b. Impacts of Brazil's Madeira River dams: Unlearned lessons for hydroelectric development in Amazonia. *Environmental Science & Policy* 38: 164-172. doi: 10.1016/j.envsci.2013.11.004.
- Fearnside, P.M. & Graça, P.M.L.A. 2006. BR-319: Brazil's Manaus-Porto Velho Highway and the potential impact of linking the arc of deforestation to central Amazonia. *Environmental Management* 38: 705-716. doi: 10.1007/s00267-005-0295-y.
- Forsberg, B.R. & Kemenes, A. 2006. Parecer Técnico sobre Estudos Hidrobiogeoquímicos, com atenção específica à dinâmica do Mercúrio (Hg). In: *Pareceres Técnicos dos Especialistas Setoriais—Aspectos Físicos/Bióticos. Relatório de Análise do Conteúdo dos Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) dos Aproveitamentos Hidrelétricos de Santo Antônio e Jirau no Rio Madeira, Estado de Rondônia*. Ministério Público do Estado de Rondônia, Porto Velho, RO. 2 Vols. Parte B, Vol. I, Parecer 2, p. 1-32. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/Madeira_COBRAPE/11118-COBRAP-report.pdf
- FURNAS (Furnas Centrais Elétricas, S.A.) & CNO (Construtora Noberto Odebrecht, S.A.). 2007. Respostas às Perguntas Apresentadas pelo IBAMA no Âmbito do Processo de Licenciamento Ambiental do Complexo Madeira. Informações Técnicas Nos 17, 19 e 20/2007 COHID/CGENE/DILIC/IBAMA. FURNAS, CNO, Rio de Janeiro, RJ. 239 p. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/respostas%20empresas.pdf
- FURNAS (Furnas Centrais Elétricas, S.A.), CNO (Construtora Noberto Odebrecht, S.A.) & Leme Engenharia. 2005a. Usinas Hidrelétricas Santo Antônio e Jirau. RIMA. FURNAS, CNO, Leme Engenharia, Rio de Janeiro, RJ. 82 p. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/RIMA/TEXTO.PDF
- FURNAS (Furnas Centrais Elétricas, S.A.), CNO (Construtora Noberto Odebrecht, S.A.), Leme Engenharia. 2005b. *EIA- Estudo de Impacto Ambiental Aproveitamentos Hidrelétricos Santo Antônio e Jirau, Rio Madeira-RO*. 6315-RT-G90-001. FURNAS, CNO, Leme Engenharia, Rio de Janeiro, RJ. 8 Vols. Paginação Irregular. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- FURNAS (Furnas Centrais Elétricas S.A.), CNO (Construtora Noberto Odebrecht S.A.) & Leme Engenharia. 2006a. *EIA- Estudo de Impacto Ambiental Aproveitamentos Hidrelétricos de Santo Antônio e Jirau, Rio Madeira-RO*. Tomo E. Complementação e Adequação às Solicitações do IBAMA. Atendimento ao Ofício No. 135/2006 de 24/02/06. 6315-RT-G90-002. FURNAS, CNO & Leme Engenharia, Rio de Janeiro, RJ. 3 Vols. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- FURNAS (Furnas Centrais Elétricas, S.A.), CNO (Construtora Noberto Odebrecht, S.A.) & Leme Engenharia. 2006b. Estudos verdadeiramente confiáveis: 20 distorções produzidas pelas ONGs para atacar o EIA-RIMA do Projeto Madeira. FURNAS, CNO & Leme Engenharia, Rio de Janeiro, RJ. 37 p. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Outros%20documentos/Verdadeiramente_confiaveis_RESPOSTA_30_FALHAS_final.pdf
- Goulding, M. 1979. *Ecologia da Pesca do Rio Madeira*. Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Manaus, AM. 172 p.
- Hällqvist, E. 2012. Methane emissions from three tropical hydroelectrical reservoirs. Committee of Tropical Ecology, Uppsala University, Uppsala, Suécia. 46 p. http://www.ibg.uu.se/digitalAssets/122/122484_hallqvist-emma-report.pdf
- Hopkins, M. 2006. Parecer Técnico sobre Botânica. Parte B, Vol. 1, Parecer 11, In: *Pareceres Técnicos dos Especialistas Setoriais—Aspectos Físicos/Bióticos. Relatório de Análise do Conteúdo dos Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) dos Aproveitamentos Hidrelétricos de Santo Antônio e Jirau no Rio Madeira, Estado de Rondônia*. Ministério Público do Estado de Rondônia, Porto Velho, RO. p. 1-18 + 3 anexos. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/Madeira_COBRAPE/11118-COBRAP-report.pdf
- Instituto Pólis. 2006. Parecer sobre o Papel do Município de Porto Velho Frente aos Impactos Urbanos e o Estudo de Impacto Ambiental do Projeto das Usinas Hidrelétricas do Rio Madeira. Instituto Pólis, São Paulo, SP. 89 p. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/PortoVelho/PortoVelho_Parecer_Polis.pdf

- inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Outros%20documentos/Parecer%20POLIS/parecer%20polis.doc
- IIRSA (Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional de Sudamérica). 2007. Initiative for the Integration of the Regional Infrastructure of South America. 2007. IIRSA: Vision de negocios del eje Perú -Brasil-Bolivia. Initiative for the Integration of the Regional Infrastructure of South America (IIRSA), Washington, DC 34 pp. http://www.iirsa.org/admin_iirsa_web/Uploads/Documents/mer_lima07_ppt_vn_pbb.pdf.
- Junk, W.J. (Ed.). 1997. *The Central Amazon Floodplain – Ecology of a Pulsing System*. Springer-Verlag, Heidelberg, Alemanha. 525 p.
- Killeen, T.J. 2007. *A Perfect Storm in the Amazon Wilderness: Development and Conservation in the Context of the Initiative for the Integration of the Regional Infrastructure of South America (IIRSA)*. Conservation International, Arlington, Virginia, E.U.A. 98 p. Disponível em: http://www.conservation.org/publications/pages/perfect_storm.aspx
- Lopes, R.J. 2011. Madeira é rio com mais peixes do mundo. Novo levantamento diz que o rio amazônico supera todos os outros no mundo, com cerca de 800 espécies. *Folha de São Paulo*, 9 de abril de 2011, p. C10.
- Machado, O. 2003. Hidrelétricas no rio Madeira somarão US\$ 4 bilhões em investimentos. *Canal Energia*, 12 de março de 2003. <http://www.canalenergia.com.br/cenergia/calandra.nsf/0/B0172016E1B04E2203256CE70059B3E8?OpenDocument>.
- Malm, O., Pfeiffer, W.C. & Souza, M.M. 1990. Mercury pollution due to gold mining in the Madeira River basin, Amazon/Brazil. *Ambio* 19: 11-15.
- Maretto, L.C., Bezerra, K., Nycz, Z., da Silva, J.M., do Carmo, W., Fonseca, E.X., Galkin, M., Ramos, A., Guimarães, S.H., Nogueira Neto, P. & Agostinho, R. 2006. Processo No. 02000.001151/2006-12, Assunto: Aproveitamento hidrelétrico do rio Madeira. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), Brasília, DF. <http://www.mma.gov.br/port/conama/processos/3D3ABAEB/PropMocaoIAhidreletRioMadeira.pdf>
- Martinelli, L.A., Ferreira, J.R., Forsberg, B.R. & Victoria, R.L. 1988. Mercury contamination in the Amazon: a gold rush consequence. *Ambio* 17: 252-254.
- Molina Carpio, J. 2006. *Análisis de los Estudios de Impacto Ambiental del Complejo Hidroeléctrico del Rio Madera: Hidrología y Sedimentos*. Foro Boliviano sobre Medio Ambiente y Desarrollo (FOMADE), La Paz, Bolívia. 45 p. http://fobomade.org.bo/rio_madera/doc/analisis_madera_.pdf
- Molina Carpio, J. 2008. Hidrologia e sedimentos. In: Switkes, G. (Ed.), *Águas Turvas: Alertas sobre as Conseqüências de Barrar o Maior Afluente do Amazonas*. International Rivers, São Paulo, SP. 237 p. <http://www.internationalrivers.org/resources/muddy-waters-impacts-of-damming-the-amazon-s-principal-tributary-3967>
- Barrar o Maior Afluente do Amazonas*. International Rivers, São Paulo, SP. p. 50-93. <http://www.internationalrivers.org/am%C3%A9rica-latina/os-rios-da-amaz%C3%B4nia/rio-madeira/%C3%A1guas-turvas-alertas-sobre-conseq%C3%BC%C3%AAncias-de-barrar-o>
- Moret, A.S., 2006. Diga não às barragens no Madeira: Rio Madeira Vivo: Fórum de Debates sobre Energia de Rondônia (FOREN), Porto Velho, RO. 20 p. <http://www.riomadeiravivo.org/fiquepordentro/cartilhariomadeiravivo.pdf>
- Ortiz, L., Switkes, G., Ferreira, I., Verdum, R. & Pimentel, G. 2007. O Maior Tributário do Rio Amazonas Ameaçado: Hidrelétricas no Rio Madeira. Amigos da Terra-Brasil; Ecologia e Ação (Ecoa), São Paulo, SP. 20 p.
- PCE (Projetos e Consultorias de Engenharia, Ltda.), FURNAS (Furnas Centrais Elétricas, S.A.) & CNO (Construtora Noberto Odebrecht, S.A.). 2002. Inventário Hidrelétrico do Rio Madeira: Trecho Porto Velho – Abunã. Processo Nº 48500.000291/01-31. Relatório Final: MAD-INV-00-01-RT), PCE, FURNAS, CNO, Rio de Janeiro, RJ. Pagação irregular. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- PCE (Projetos e Consultorias de Engenharia, Ltda.), FURNAS (Furnas Centrais Elétricas, S.A.) & CNO (Construtora Noberto Odebrecht, S.A.). 2004. Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira: Estudos de Viabilidade do AHE Jirau. Processo Nº PJ-0519-V1-00-RL-0001), PCE, FURNAS, CNO, Rio de Janeiro, RJ.
- PCE (Projetos e Consultorias de Engenharia, Ltda.), FURNAS (Furnas Centrais Elétricas, S.A.) & CNO (Construtora Noberto Odebrecht, S.A.). 2005. Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira: Estudos de Viabilidade do AHE Santo Antônio. Processo Nº 48500.000103/03-91. Relatório Final PJ-0532-V1-00-RL-0001), PCE, FURNAS, CNO, Rio de Janeiro, RJ. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- Pfeiffer, W.C., de Lacerda, L.D., Malm, O., Souza, M.M., da Silveira, E.G. & Bastos, W.R. 1989. Mercury concentrations in inland waters of goldmining areas in Rondonia, Brazil. *Science of the Total Environment* 87/88: 233-240.
- Pfeiffer, W.C., Malm, O. & Souza, C.M.M. 1990. A ameaça do mercúrio nos garimpos, *Ciência Hoje* No. 11, 10-12.
- Shalash, S., 1983. Degradation of the River Nile, Parts 1 and 2. *Water Power and Dam Construction* 35(7): 7-43 & 35(8): 56-58, 35: 37-43.
- Switkes, G. (Ed.). 2008. *Águas Turvas: Alertas sobre as Conseqüências de Barrar o Maior Afluente do Amazonas*. International Rivers, São Paulo, SP. 237 p. <http://www.internationalrivers.org/resources/muddy-waters-impacts-of-damming-the-amazon-s-principal-tributary-3967>

ANEXO A: MATERIAL SUPLEMENTAR

Inundação na Bolívia

O rio Madeira tem uma das maiores cargas de sedimentos entre os rios do mundo, contribuindo com cerca da metade do total transportado para o Atlântico pelo rio Amazonas (e.g., Meade, 1994). As questões em torno dos impactos dos sedimentos ilustram a elevada incerteza em que o licenciamento das barragens ocorreu. O Estudo de Viabilidade e o EIA/RIMA calcularam uma rápida acumulação de sedimentos nos reservatórios, mas concluiu que a viabilidade da barragem pode ser garantida, deixando as enseadeiras no lugar para funcionar como barreiras subaquáticas para evitar que a acumulação de sedimentos atingisse as turbinas (FURNAS *et al.*, 2006, Tomo E, Vol. 1, p. 23). Pouco antes da aprovação da licença prévia para Santo Antônio e Jirau, um relatório de consultoria encomendado pelo Ministério das Minas e Energia (Alam, 2007) alterou o cenário oficial completamente para um no qual não haveria nenhuma acumulação de sedimentos em todos os reservatórios (FURNAS & CNO, 2007, p. 22). A confiabilidade desta conclusão tem sido fortemente contestada (Dunne, 2007; Molina Carpio, 2007; Tucci, 2007). A polêmica dos cenários oficiais para a acumulação de sedimentos mostra tanto o elevado grau de incerteza em que as barragens foram licenciadas e a tendência a adotar, seletivamente, interpretações favoráveis às barragens (Fearnside, 2013a).

Uma questão importante sobre a sedimentação é se os depósitos de sedimentos vão formar-se na extremidade superior do reservatório de Jirau, causando o aumento dos níveis de água em um trecho de remanso superior rio acima do reservatório em si. Isso faria com que houvesse inundação na Bolívia, já que o rio é binacional acima de Abunã. Efeitos no trecho de remanso superior não são considerados no Estudo de Viabilidade e no EIA, apesar das afirmações enfáticas que a Bolívia não seria afetada pelas barragens (FURNAS *et al.*, 2005, Tomo 1, Vol. 1, p. 7-103, 2006a, Vol. 1, p. 13; PCE *et al.*, 2004, Tomo 1, Vol. 1 p. 1.6 & p. 7-103, 2005, Tomo A, Vol. 7, p. VII-15-16). No entanto, o modelo HEC6 utilizado no EIA/RIMA indica sedimentação a montante de Abunã depois de 50 anos, mesmo se o reservatório de Jirau fosse operado em um nível (cota) normal de 87 m acima do nível do mar em vez do nível de 90 m esperado para a maior parte do ano (PCE, 2007, p. 6.32).

Além da inundação na Bolívia pelo remanso superior, também existe a possibilidade de que o nível de água no reservatório propriamente dito pode ser elevado para inundar terras naquele país, apesar do plano oficial atual indicar o contrário. O plano original do Estudo de Viabilidade, de 2004, teria mantido o nível de água de Jirau constante a uma cota de 90 m, o que inundaria na Bolívia durante uma parte do ano. O Estudo de Impacto Ambiental, de 2005, mudou o plano para um nível de água variável, com níveis abaixo de 90 m durante 8 meses do ano (FURNAS *et al.*, 2005b, Tomo A, p. VII-13). A proposta de Jirau, de 2011, para crédito de carbono do Mecanismo do Desenvolvimento Limpo reduziria ainda mais o nível de água para evitar inundação na Bolívia (Energia Sustentável do Brasil, SA & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2012). Os níveis de água mais baixos implicam perda de geração de energia. Operação da barragem de Jirau com um nível de água constante (mais alto) representa algo que poderia ser feito sem quaisquer obras de engenharia adicionais além da presente barragem. O histórico passado em situações paralelas não é promissor: a hidrelétrica de Balbina foi licenciada para operar em um nível de água 46 m acima do nível do mar, mas, em vez disso, o reservatório foi enchido diretamente para a cota de 50 m (Fearnside, 1989), enquanto o projeto de Tucuruí-II foi realizado sem EIA/RIMA, alegando que iria operar sem aumentar o nível de água além do nível anterior (Tucuruí-I) de 72 m acima do nível do mar, mas, desde 2002, o reservatório vem operando a 74 m acima do nível do mar (Fearnside, 2006).

No caso de Jirau, o Brasil pode muito bem ser capaz de conseguir a permissão da Bolívia para permitir a elevação do nível da água para 90 m ou até mesmo mais ainda, como parte das negociações para a barragem binacional de Guajará Mirim, também conhecida como Cachoeira Ribeirão. Um acordo informal foi alcançado entre o presidente brasileiro, Luiz Inácio Lula da Silva, e o presidente da Bolívia, Evo Morales, segundo o qual o Brasil financiaria a construção de ambas as barragens de Cachuela Esperanza e Guajará Mirim (Época, 2008). O entendimento é que os bolivianos cessariam as suas objeções a Santo Antônio e Jirau. Presumivelmente, isso pode incluir também não contestar o nível da água em Jirau ser mantido no nível planejado entre o Estudo de Viabilidade (PCE *et al.*, 2005) e a resposta em 2007 aos questionamentos do IBAMA (FURNAS & CNO, 2007), o que teria permitido

formar um trecho de remanso superior e afetar a Bolívia. Pode até incluir “fechar os olhos” para a elevação da água de forma constante até a cota de 90 m originalmente especificada na versão de 2004 do Estudo de Viabilidade, o que implicaria em inundação direta na Bolívia pelo reservatório, além do trecho do remanso superior. Em 2 de julho de 2013, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) solicitou que o Ministério das Minas e Energia (MME) iniciasse negociação com a Bolívia para permitir o aumento do nível da água em Jirau (Tavares & Fariello, 2013).

Gases de efeito estufa

As barragens do rio Madeira emitiriam substancialmente menos metano do que represas amazônicas existentes, porque o fluxo de água relativamente rápido deve impedir a estratificação térmica na maior parte da área dos reservatórios. A duração média de rotatividade é de 1,34 dias em Santo Antônio e de 1,32 dias em Jirau (FURNAS & CNO, 2007, p. 4). Isto resultará em menos produção de metano, no fundo do reservatório e ajudaria a evitar que qualquer água anóxica que fosse formada atingisse as turbinas. No entanto, as emissões não seriam zero, uma vez se espera a estratificação em baías e bocas dos afluentes ao longo das margens dos reservatórios (Forsberg & Kemenes, 2006; FURNAS & CNO, 2007, Anexo V). As medições de emissão de metano a partir da superfície da água em Santo Antônio, utilizando câmaras, indicam emissões significativas nos afluentes, mas muito menos emissões no corpo principal do reservatório (Hallqvist, 2012, p. 25). No entanto, a concentração de metano medida na água a jusante do reservatório é elevada (Grandin, 2012, p. 28), o que sugere que nem todo o metano produzido nas partes anóxicas do reservatório será oxidado antes de atingir as turbinas. Além das emissões de metano, dióxido de carbono também será emitido quando árvores cortadas ou mortas por inundação, se decomporem na presença de oxigênio (Fearnside & Pueyo, 2012).

Ambas as barragens apresentaram propostas para a obtenção de créditos de carbono do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do Protocolo de Quioto. O projeto de Jirau foi aprovado pelo MDL em 17 de maio de 2013, que lhe permite vender 6,2 milhões de créditos de carbono (que representam de toneladas de CO₂) por ano, durante os próximos sete anos, tornando-se o

maior projeto de energia “renovável” já aprovado pelo MDL (*Thomson Reuters Point Carbon*, 2013). O projeto de Santo Antônio, com mais 4 milhões de créditos de carbono, foi aprovado pelo MDL em 26 de novembro de 2013. Crédito de carbono para barragens como essas representa um impacto sobre o aquecimento global, uma vez que as barragens seriam construídas de qualquer modo, sem subsídio por meio da venda de créditos de carbono (ambas as barragens do rio Madeira estavam quase concluídas no momento em que as propostas foram apresentadas). Este é um problema geral que afeta o MDL, com barragens não adicionais representando uma parte significativa das despesas de mitigação total do MDL (Fearnside, 2013b).

Referências

- Alam, S. 2007. Rio Madeira Project: Hydraulic and Sediment Management Studies. Ministério das Minas e Energia, Brasília, DF. 45 p. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/Alam%20Sultan%20report/Sultan%20Alam%20report-English-11503.pdf
- Dunne, T., 2007. Response to analyses of flow and sedimentation at the sites of proposed Rio Madeira hydroelectric projects. 08 de julho de 2007. Report to International Rivers, Berkeley, Califórnia, E.U.A. 4 p. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Outros%20documentos/Dunne%20parecer.pdf
- Energia Sustentável do Brasil S.A. & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda. 2012. Jirau Hydro Power Plant. Project Design Document (PDD) (18 April 2012) Project Design Document Form for CDM Project Activities (F-CDM-PDD) Version 04-0. 94 p. Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/M4OO2XA6U9D8X8CASOJDWPFTIZ2Z3H/view.html>
- Época. 2008. Usina do Rio Madeira: Um novo acordo com Evo. Época 14 de janeiro de 2008, p. 30.
- Fearnside, P.M. 1989. Brazil's Balbina Dam: Environment versus the legacy of the pharaohs in Amazonia. *Environmental Management* 13: 401-423. doi: 10.1007/BF01867675.
- Fearnside, P.M. 2006. Dams in the Amazon: Belo Monte and Brazil's hydroelectric development of the Xingu River Basin. *Environmental Management* 38: 16-27. doi: 10.1007/s00267-005-00113-6.
- Fearnside, P.M. 2013a. Decision-making on Amazon dams: Politics trumps uncertainty in the Madeira River sediments controversy. *Water Alternatives* 6(2): 313-325.
- Fearnside, P.M. 2013b. Carbon credit for hydroelectric dams as a source of greenhouse-gas emissions: The example of Brazil's Teles Pires Dam. *Mitigation Adaptation Strategies for Global Change* 18: 691-699. doi: 10.1007/s11027-012-9382-6.

- Fearnside, P.M. & Pueyo, S. 2012. Underestimating greenhouse-gas emissions from tropical dams. *Nature Climate Change* 2: 382-384. doi: 10.1038/nclimate1540.
- Forsberg, B.R. & Kemenes, A. 2006. Parecer Técnico sobre Estudos Hidrobiogequímicos, com atenção específica à dinâmica do Mercúrio (Hg). in: Pareceres Técnicos dos Especialistas Setoriais—Aspectos Físicos/Bióticos. Relatório de Análise do Conteúdo dos Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) dos Aproveitamentos Hidrelétricos de Santo Antônio e Jirau no Rio Madeira, Estado de Rondônia. Ministério Público do Estado de Rondônia, Porto Velho, RO. 2 Vols. Parte B, Vol. I, Parecer 2, p. 1-32. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/Madeira_COBRAPE/11118-COBRAP-report.pdf
- FURNAS (Furnas Centrais Elétricas, S.A.) & CNO (Construtora Noberto Odebrecht, S.A.). 2007. Respostas às Perguntas Apresentadas pelo IBAMA no Âmbito do Processo de Licenciamento Ambiental do Complexo Madeira. Informações Técnicas Nos 17, 19 e 20/2007 COHID/CGENE/DILIC/IBAMA. FURNAS, CNO, Rio de Janeiro, RJ. 239 p. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/respostas%20empresas.pdf
- FURNAS (Furnas Centrais Elétricas, S.A.), CNO (Construtora Noberto Odebrecht, S.A.) & Leme Engenharia. 2005. EIA-Estudo de Impacto Ambiental Aproveitamentos Hidrelétricos Santo Antônio e Jirau, Rio Madeira-RO. 6315-RT-G90-001. FURNAS, CNO & Leme Engenharia, Rio de Janeiro, RJ. 8 Vols. Paginação Irregular. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- FURNAS (Furnas Centrais Elétricas S.A.), CNO (Construtora Noberto Odebrecht S.A.) Leme Engenharia. 2006. *EIA-Estudo de Impacto Ambiental Aproveitamentos Hidrelétricos de Santo Antônio e Jirau, Rio Madeira-RO*. Tomo E. Complementação e Adequação às Solicitações do IBAMA. Atendimento ao Ofício No. 135/2006 de 24/02/06. 6315-RT-G90-002. FURNAS, CNO, Leme Engenharia, Rio de Janeiro, RJ. 3 Vols. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- Grandin, K. 2012. Variations of methane emissions within and between three hydroelectric reservoirs in Brazil. Department of Ecology and Evolution, Limnology, Uppsala University, Uppsala, Suécia. 71 p. Disponível em: http://www.ibg.uu.se%2FdigitalAssets%2F130%2F130865_172grandin.pdf
- Hällqvist, E., 2012. Methane emissions from three tropical hydroelectrical reservoirs. Committee of Tropical Ecology, Uppsala University, Uppsala, Suécia. 46 p. Disponível em: http://www.ibg.uu.se/digitalAssets/122/122484_hallqvist-emma-report.pdf
- IIRSA (Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional de Sudamérica), 2007. IIRSA: Visión de negocios del eje Perú-Brasil-Bolivia. Initiative for the Integration of the Regional Infrastructure of South America (IIRSA), Washington, DC. 2007. 34 pp. Online. http://www.iirsa.org/admin_iirsa_web/Uploads/Documents/mer_lima07_ppt_vn_pbb.pdf
- Junk, W.J. (Ed.), 1997. The Central Amazon Floodplain – Ecology of a Pulsing System. Springer-Verlag, Heidelberg, Germany. 525 pp.
- Meade, R.H., 1994. Suspended sediments of the modern Amazon and Orinoco Rivers. *Quaternary International* 21: 29-39.
- Molina Carpio, J. 2007. Sobre el relatório preliminar de Sultan Alam. La Paz, Bolivia: Foro Boliviano sobre Medio Ambiente y Desarrollo (FOMADE), La Paz, Bolivia. 4 p. Disponível em: http://www.fobomade.org.bo%2Frio_madeira%2Fdoc%2Fanalisis%2FcomentariosAlam.pdf
- PCE (Projetos e Consultorias de Engenharia, Ltda.). 2007. Estudos sedimentológicos do Rio Madeira. PCE, Rio de Janeiro, RJ. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/sedimentos-11038.pdf
- PCE (Projetos e Consultorias de Engenharia, Ltda.). FURNAS (Furnas Centrais Elétricas, S.A.) & CNO (Construtora Noberto Odebrecht, S.A.). 2004. Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira: Estudos de Viabilidade do AHE Jirau. Processo N° PJ-0519-V1-00-RL-0001), PCE, FURNAS, CNO, Rio de Janeiro, RJ.
- PCE (Projetos e Consultorias de Engenharia, Ltda.), FURNAS (Furnas Centrais Elétricas, S.A.) & CNO (Construtora Noberto Odebrecht, S.A.). 2005. Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira: Estudos de Viabilidade do AHE Santo Antônio. Processo N° 48500.000103/03-91. Relatório Final PJ-0532-V1-00-RL-0001), PCE, FURNAS, CNO, Rio de Janeiro, RJ. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- Shalash, S., 1983. Degradation of the River Nile, Parts 1 and 2. *Water Power and Dam Construction* 35(7), 7-43 and 35(8), 56-58. 35, 37-43.
- Tavares, M, Fariello, D. 2013. Aneel autoriza mudança na hidrelétrica de Santo Antônio. *O Globo* 02 de julho de 2013. Disponível em: <http://oglobo.globo.com/economia/aneel-autoriza-mudanca-na-hidreletrica-de-santo-antonio-8894944?service=print>
- Thomson Reuters Point Carbon. 2013. Monthly news highlights – market and policy. *Carbon Market Monitor* 11 de junho de 2013, p. 3. <http://www.pointcarbon.com/news/>.
- Tucci, C.E.M. 2007. Análise dos estudos ambientais dos empreendimentos do rio Madeira. Fevereiro de 2007. Relatório para: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), Brasília, D. 19 p. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/Alf%20Sultan%20report/sultan_relatorio_tucci.pdf

Capítulo 8



A Tomada de Decisão sobre Barragens na Amazônia: Política Vence a Incerteza na Controvérsia sobre os Sedimentos no rio Madeira

Philip M. Fearnside

Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA).
Av. André Araújo, 2936 - CEP: 69.067-375, Manaus, Amazonas, Brasil.
E-mail: pmfearn@inpa.gov.br

Tradução de:

Fearnside, P.M. 2013. Decision-making on Amazon dams: Politics trumps uncertainty in the Madeira River sediments controversy. *Water Alternatives* 6(2): 313-325.

RESUMO

O rio Madeira, um afluente do rio Amazonas que drena partes da Bolívia, Peru e Brasil, tem uma das mais altas cargas de sedimentos do mundo. As perguntas sobre como esses sedimentos afetariam as hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, atualmente em construção no Brasil, e como as barragens afetariam os fluxos de sedimentos, foram objeto de uma controvérsia prolongada associada ao licenciamento ambiental das barragens. Pouco antes do licenciamento das barragens, o cenário oficial mudou completamente daquele no qual os sedimentos se acumulam rapidamente, mas poderiam ser contidos sem danos para a operação da barragem, para outro em que não haveria nenhuma acumulação de sedimentos sequer. A incerteza deste cenário é muito elevada. Sobre pressão política, a equipe técnica do departamento de licenciamento do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) foi substituída e as barragens foram construídas sem resolver uma série de controvérsias, incluindo a questão dos sedimentos. Lições valiosas da controvérsia sobre sedimentos no rio Madeira poderiam contribuir para melhorar a tomada de decisão sobre barragens e outros grandes projetos de infraestrutura no Brasil e em muitos outros países.

PALAVRAS-CHAVE:

Barragens, Energia hidrelétrica, Hidrelétricas, Impacto ambiental, Santo Antônio, Jirau

INTRODUÇÃO

O Brasil tem duas grandes hidrelétricas em fase de conclusão no rio Madeira, um dos principais afluentes do Amazonas que drena partes do Brasil, Peru e Bolívia (Figura 1). A hidrelétrica de Santo Antônio, com 3.150 MW de capacidade instalada, está localizada a 7 km da cidade de Porto Velho, capital do Estado de Rondônia, enquanto a hidrelétrica de Jirau, com 3.750 MW, está localizada 117 km a montante, no final do reservatório de Santo Antônio. O reservatório de Jirau se estende até a fronteira do Brasil com a Bolívia em Abunã. Duas barragens adicionais rio acima de Santo Antônio e Jirau estão previstas: a hidrelétrica de Guajará-Mirim (também conhecida como “Cachoeira Ribeirão”) no trecho binacional do rio Madeira entre Abunã e Guajará-Mirim, e a hidrelétrica de Cachuela Esperanza no rio Beni, um afluente do

Madeira na Bolívia. O Brasil e os países vizinhos estão atualmente envolvidos em um programa massivo de construção de barragens hidrelétricas em seus territórios amazônicos. O plano de expansão de energia 2011-2020 do Brasil prevê 30 grandes barragens adicionais a serem construídas ao longo deste período de dez anos na Amazônia Legal, ou seja, uma barragem a cada quatro meses (Brasil, MME, 2011: 285). O acordo Brasil/Peru, de 2010, prevê cinco represas na Amazônia peruana, e mais de uma dezena de barragens adicionais estão em fase de planejamento (International Rivers, 2011). No total, 80 barragens com capacidade instalada ≥ 100 MW estão previstas nas porções amazônicas dos países andinos (Finer & Jenkins, 2012). O governo brasileiro atua de forma consistente para expandir a construção das barragens hidrelétricas. É relevante notar que, em janeiro de 2013, foram divulgados pelo Tribunal Superior Eleitoral (TSE) dados indicando que os quatro principais contribuintes para campanhas políticas ao longo do período 2002-2012 foram empresas empreiteiras que constroem barragens e outras infraestruturas importantes (Gama, 2013). O licenciamento de Santo Antônio e Jirau ocorreu em um contexto de intensa pressão política sobre o Ministério do Meio Ambiente e o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) (ver: Switkes, 2008). Isso resultou na aprovação do licenciamento apesar de a equipe técnica no IBAMA ter formalmente tomado uma posição contra a aprovação da licença sem um novo estudo de impacto ambiental (Deberdt et al., 2007). Todos os relatórios governamentais e documentos técnicos citados no presente trabalho estão disponíveis em http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20do%20RIO%20MADEIRA.htm.

Uma das questões no debate sobre a construção das barragens foi o efeito de sedimentos. Análise de como esta questão foi tratada no processo de licenciamento é importante como uma contribuição para melhorar a tomada de decisões no Brasil e em muitas outras partes do mundo que enfrentam escolhas semelhantes de desenvolvimento. O objetivo deste trabalho é extrair lições úteis a partir da história da controvérsia sobre sedimentos e as barragens do rio Madeira. O caso do Madeira é parte de uma tendência no Brasil para a flexibilização das exigências ambientais e abreviação do processo de licenciamento. No entanto, a escala dos impactos de grandes projetos e o elevado grau de incerteza em que as decisões

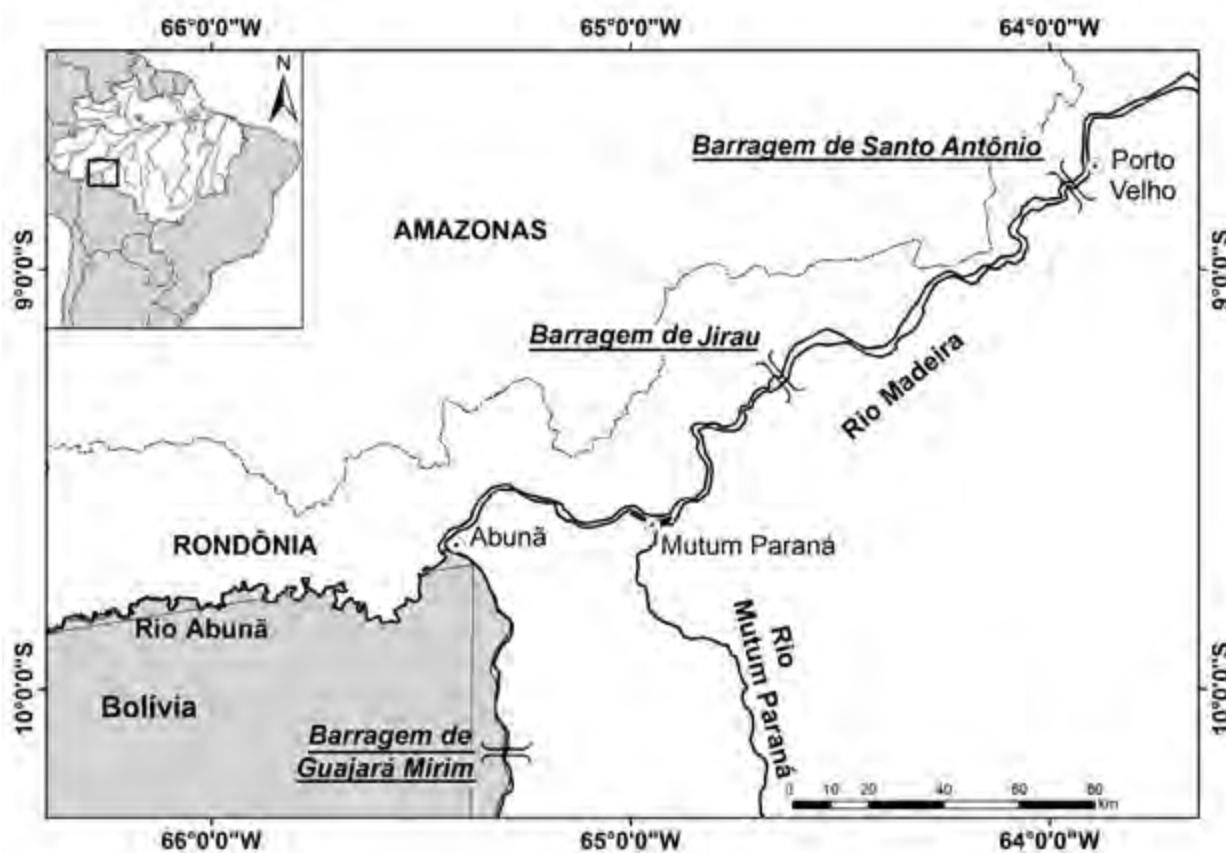


Figura 1. Locais mencionados no texto.

são feitas indicam que o processo de licenciamento deve ser reforçado ao invés de enfraquecido.

A SEDIMENTAÇÃO E VIABILIDADE DAS BARRAGENS

O rio Madeira tem uma das mais altas cargas de sedimentos em todo o mundo, com cerca de metade do total dos sedimentos no rio Amazonas sendo contribuído por este afluente (Meade, 1994; Filizola & Guyot, 2009; ver também Leite et al., 2011). No local da barragem de Jirau o rio Madeira transporta 2,1 milhões de toneladas de sedimentos por dia (PCE et al., 2004: Tomo 1, Vol. 1, p. 7.17). Este fato é de grande importância tanto para a viabilidade em longo prazo das barragens como para os impactos a montante e a jusante dos reservatórios. As questões relacionadas com os sedimentos são indicativas da elevada incerteza em que foram feitas as decisões sobre as barragens do rio Madeira. Questões sobre sedimentos têm produzido uma série continuada de mudanças de relatórios e declarações.

O primeiro cenário oficial: sedimentação controlável

Os estudos de viabilidade de 2004 e 2005 (PCE et al., 2004, 2005) e os estudos de impacto ambiental (EIA) de 2005 (FURNAS et al., 2005a, 2006) e o Relatório de Impacto sobre o Meio Ambiente (RIMA) (FURNAS et al., 2005b), conhecidos conjuntamente como o “EIA/RIMA”, apresentam resultados de modelagem indicando que os sedimentos se acumulam muito rapidamente nos reservatórios, com acumulação de sedimentos no pé das barragens chegando até níveis 30 m acima do leito natural do rio em apenas dez anos (FURNAS et al., 2006: Tomo E, Vol. 1, p. 126). No entanto, os relatórios indicam que os sedimentos acumulados estabilizariam em níveis que poderiam ser mantidos sem afetar a operação das barragens para, pelo menos, 100 anos. Em abril de 2007, pouco antes da ministra do Meio Ambiente, Marina Silva, ceder à pressão presidencial para facilitar a aprovação das barragens, os proponentes (FURNAS, que é uma empresa que produz 40% da energia elétrica do Brasil e a

Construtora Noberto Odebrecht (CNO), que é uma grande empresa de construção), de repente adotaram a posição de que não haveria nenhuma acumulação de sedimentos e que as duas barragens possuem uma vida útil infinita (por exemplo, FURNAS & CNO, 2007, p. 22).

Os planos iniciais presumiram que a retenção de sedimentos seria baixa (mas não zero) com base no grande fluxo de água e o pequeno volume do reservatório: 20% de retenção de sedimentos no início do projeto de Jirau, mas caindo para 1% após 15 anos e 0% após 30 anos (FURNAS et al., 2006, Tomo E, Vol. 1, p. 129-130). Quando a acumulação de sedimentos no reservatório atinge um nível de equilíbrio, pressupõe-se que outros sedimentos que entram no reservatório sejam canalizados para jusante. O acúmulo de sedimentos no pé da barragem foi projetado para aumentar ao longo de 30 anos, estabilizando em 61,63 m acima do nível médio do mar (MSL), no caso da barragem de Antônio Santo, momento em que 52% do volume do reservatório seriam perdidos pelo assoreamento (FURNAS et al., 2006: Tomo E, Vol. 1, p. 129-130). A fim de evitar que estes sedimentos cheguem ao canal de adução e as turbinas, um muro de retenção deveria ser deixado no lugar, isto sendo parte da ensecadeira, que é um dique erguido durante a fase de construção para manter a água do rio fora do canteiro de obras. O topo deste muro teria a uma altitude de 63,00 m acima do nível do mar na crista do muro. No entanto, a diferença de menos de 2 metros entre o topo da pilha de sedimentos antecipados e a parte superior do muro de retenção em Santo Antônio parece muito pequena, considerando as incertezas prováveis no cálculo. O número de algarismos significativos dados para a cota em que a acumulação de sedimentos estabilizaria implica que este foi conhecido com uma precisão de um centímetro, o que parece ser irreal. Nenhuma indicação do grau de certeza foi dada e testes de sensibilidade não foram apresentados. Nada foi dito sobre as consequências que poderiam existir, caso que os sedimentos ultrapassem o muro de retenção, que visava a “garantia do não assoreamento das tomadas d’água durante o horizonte do estudo (100 anos)” (FURNAS et al., 2006, Tomo E, Vol. 1, p. 23). O relatório explica que:

“A elevação dos sedimentos depositada ao pé da represa poderia passar as soleiras dos canais de adução de ambas as barragens. Evitar o acesso de sedimento depositado (frações mais grossas) para as unidades geradoras, elementos de construção

foram considerados nas entradas aos canais de adução, como previamente explicado. Desta maneira, só os sedimentos suspensos, as frações menores, terão acesso aos canais de adução e serão transportados a jusante pelo fluxo nos canais e nas turbinas” (FURNAS et al., 2006, Tomo E, Vol. 1, p. 25).

Em resposta às perguntas do IBAMA, FURNAS esclareceu ainda que, com a estabilização dos sedimentos acumulados abaixo da cota do muro de retenção, “a vida útil da represa estará assegurada” (FURNAS et al., 2006, Tomo E, Vol. 1, p. 130). Por outro lado, pode-se dizer que ultrapassar o muro de retenção representaria uma ameaça à vida útil da barragem. Teria sido, portanto, importante saber a probabilidade que isso pode ocorrer. A resposta às perguntas do IBAMA de 2007 mudou isso, afirmando que a ensecadeira submersa em Santo Antônio seria removida para permitir que os sedimentos passem pelas turbinas (FURNAS & CNO, 2007, p. 20). Em Jirau a ensecadeira também era para ficar como um muro de retenção, mas em 2008 a empresa mudou este plano, informando ao IBAMA que a ensecadeira seria completamente removida, a fim de facilitar o fluxo de sedimentos pela barragem (Brasil, IBAMA, 2008a, p. 19).

Uma vez que o estudo de viabilidade e o EIA/RIMA calcularam um acúmulo de sedimentos com estabilização esperada em 76,1 e 61,6 m acima do nível do mar em Jirau e Santo Antônio, respectivamente, e as elevações das soleiras dos canais de adução estão em 62,0 m acima do nível do mar em Jirau e 42,0 m em Santo Antônio, a acumulação de sedimentos seria como uma torre elevada sobre as entradas do canal de adução em 14,1 m (76,1 menos 62,0) em Jirau e 19,6 m (61,6 menos 42,0) em Santo Antônio. Os primeiros 20-30 anos (quando o sedimento grosso passando pelas turbinas será reduzido pelo montante que teria sido depositado por trás das paredes de retenção) representaria um período de relativamente fácil manutenção para os rotores da turbina. O número de anos entre substituições dos rotores não foi indicado. Depois de estabilizar os sedimentos após 30 anos, com partículas de todas as dimensões sendo passadas através das turbinas, o efeito de abrasão seria maior. A taxa de desconto aplicada aos futuros custos de manutenção, sem dúvida, faz com que este fator tenha pouco peso no cálculo financeiro utilizado para justificar a construção das barragens, mas este aumento de manutenção representaria um custo que terá que ser suportado pelos futuros usuários da energia.

A carga de sedimentos transportada pelo rio Madeira não é constante, mas tem aumentado ao longo dos anos - uma tendência que poderia ser esperada pela continuação do desmatamento e da erosão na bacia. A taxa de aumento da carga de sedimentos é presumida como sendo de 2% ao ano, um cálculo alternativo também é feito presumindo aumento de 0% ao ano (FURNAS et al., 2006, Tomo E, Vol. 1, p. 23). O aumento anual de 2% ao ano tem a intenção de representar a taxa observada de aumento na carga de sedimentos de 1,83% ao ano durante o período 1990-2001; durante o período de 1970-1990 a carga de sedimentos não aumentou (FURNAS et al., 2006, Tomo E, Vol. 1, p. 116). O reservatório de Santo Antônio perde a metade da sua capacidade de armazenamento depois de 22 anos considerando o aumento da taxa de 2%, ou depois de 28 anos se nenhum aumento for presumido (FURNAS et al., 2006, Tomo E, Vol. 1, p. 23). Os mesmos períodos de tempo (22 e 28 anos) se aplicam ao reservatório de Jirau (FURNAS et al., 2006, Tomo E, Vol. 1, p. 25). Porque estas barragens a fio d'água dependem do fluxo natural do rio, em vez de contar com a liberação do volume armazenado no reservatório, a perda de volume não é intolerável a partir de um ponto de vista de fornecimento de água. Qualquer impedimento ao funcionamento das estruturas das barragens, no entanto, seria uma questão diferente.

O segundo cenário oficial: nenhuma sedimentação

Perguntas sobre sedimentação levaram o Ministério das Minas e Energia a contratar um consultor internacional para produzir um relatório sobre o problema (Alam, 2007). Quando o relatório foi lançado em abril de 2007, Dilma Rousseff (então ministra-chefe da "Casa Civil" do Brasil e hoje Presidente da República) aclamou o documento como demonstrando que o problema de sedimentos poderia ser "descartado" (Peixoto, 2007). Infelizmente, o relatório não deu um aval desse tipo, mas sugeriu uma reformulação completa da barragem de Santo Antônio e recomendou que um modelo físico da barragem e do reservatório seja construído para testar como os sedimentos podem-se acumular. Além disso, o relatório só diz respeito à barragem de Santo Antônio, e não a barragem de Jirau, onde os efeitos de sedimentos são ainda mais controversos por causa de seus impactos potenciais sobre a Bolívia.

Alam (2007) baseou sua análise na curva de Brune (Brune, 1953), em vez de considerar o modelo utilizado no EIA/RIMA: a versão de 2001 do modelo HEC-6 (versão atual: US Army Corps of Engineers, 2012). A curva de Brune fornece uma simples regra-de-ouro para avaliar o potencial médio de sedimentação em reservatórios. É largamente utilizada para o cálculo da eficiência aprisionamento (a percentagem de sedimento retida no reservatório) por causa da simplicidade da curva: as únicas entradas requeridas são a vazão anual do rio, o volume do reservatório e uma classificação grosseira de três níveis de diâmetro das partículas de sedimento. Realmente, é composta por uma família de três curvas de gráficos sobre a eficiência de retenção em função da razão entre a capacidade e a entrada (e.g., m³ de volume do reservatório/m³ de vazão anual). A curva superior representa a sedimentação de partículas grossas, a curva inferior, representando os sedimentos finos, e a curva do meio, que é a mais frequentemente utilizada, representa uma mistura dos dois. A curva de Brune é descrito por Dunne (2007) como uma "ferramenta muito aproximada", que ele acredita que claramente não deve servir de base para decisões sobre algo tão importante como as barragens do rio Madeira. Os méritos e as incertezas de diferentes métodos para a previsão de retenção de sedimentos por reservatórios são revisados em Reid e Dunne (1996). Modelos mais complexos do encaminhamento dos sedimentos (tais como FLUVIAL-12 [Chang, 2006]) são necessários para ter em conta os efeitos não lineares, tais como os causados por irregularidades no caminho de canal e no perfil vertical, bem como os compartimentos e outras características ao longo das margens do rio (Dunne, 2007).

Alam (2007) argumentou que a curva inferior, correspondendo aos sedimentos finos (<0,25 mm de diâmetro), deve ser utilizada para as barragens do rio Madeira. No entanto, o rio Madeira transporta, anualmente, aproximadamente $3,75 \times 10^6$ toneladas de sedimentos na faixa de 1-3 mm de diâmetro, além de um valor adicional na faixa de 0,25-1 mm (Alam, 2007, p. 8). Embora não mencionado por Alam (2007), se os procedimentos da curva de Brune padrão forem aplicados a estes sedimentos, teria de ser aplicada a curva do meio ou a curva superior a eles, e em nenhum desses casos a quantidade de sedimentos presos seria zero nas barragens do Madeira. Alam (2007) utiliza uma justificativa diferente para os sedimentos mais grossos, ou seja,

que os fluxos de pico iriam liberá-los. Para o movimento da areia, Alam (2007, p. 22) utilizou cálculos baseados em equações de Rouse. Este procedimento é criticado por Dunne (2007), que escreve:

“Eu não achei que a análise de equação de Rouse feita por Alam fosse útil para analisar o destino provável dos represamentos. Embora com base numa equação relativamente bem estabelecida, a análise de Alam não leva em conta a amplitude e duração do controlador principal sobre o transporte de sedimentos, que é o regime de fluxo”.

A nota técnica escrita para os proponentes por Tundisi et al. (2007, p. 7) resume os resultados da curva de Brune como se segue:

“A análise independente realizada pelo Dr. Sultan Alam corrobora a observação de que o uso da envoltória inferior da curva de Brune aplicada ao caso de sedimentos finos do Rio Madeira prevê retenção zero de sedimentos, ou seja, inexistência de assoreamentos permanentes que provoquem a sobre-elevação futura de níveis d’água por motivo de deposição de sedimentos”.

A nota técnica estende a conclusão de Alam até Abunã (ou seja, incluindo Jirau):

“A análise realizada pelo consultor Dr. Sultan Alam permitiu concluir que o trecho do Rio Madeira entre Abunã e Porto Velho tem capacidade de transportar praticamente todo o sedimento do rio Madeira, mesmo com a construção dos projetos de Jirau e de Santo Antônio. Os sedimentos finos (argilas, siltes e parte das areias com diâmetro < 0,25 mm), mesmo com reservatórios, serão transportados em suspensão ou saltitação, de forma contínua pela elevada capacidade de transporte em todos os meses do ano. Os sedimentos de maiores dimensões serão igualmente transportados durante os meses de cheias (pelo menos 4 meses do ano) quando são mobilizados, como ocorre atualmente.” (Tundisi et al., 2007, p. 4).

As novas notas técnicas afirmam que não haveria acumulação de sedimentos na parte superior do reservatório de Jirau (e, conseqüentemente, a formação de um remanso afetando a Bolívia):

“Pelas características dos reservatórios, classificados como “reservatórios – calhas”, não serão formadas ‘deltas’ por sedimentação a montante dos reservatórios. Tal condição ocorre nos reservatórios de acumulação e não nos típicos ‘a fio d’água’ com elevados gradientes de energia.

Assim, a previsão correta é de que todos os sedimentos do rio Madeira continuarão a ser transportados a jusante, mesmo após a construção dos barramentos de Jirau e de Santo Antônio” (Tundisi et al., 2007, p. 4).

Durante os dias críticos em 2007, quando a pressão estava aumentando para aprovar as barragens, Sultan Alam foi convidado a subscrever as barragens como livre de limitações de sedimentos. A correspondência, via e-mail, com Alam é reproduzida como prova de seu apoio, na resposta dos proponentes aos questionamentos do IBAMA (FURNAS & CNO, 2007, Anexo IV). O e-mail de Alam diz:

“PARA QUEM POSSA INTERESSAR. Eu, Sultan Alam, consultor independente, certifico que concordo plenamente com o texto em Português respondendo várias perguntas feitas pelo IBAMA. Sultan Alam, 10 de maio de 2007”.

Embora seu e-mail mencione que o documento que estava endossando era escrito em Português (que não é uma língua que ele fala), pode-se supor que o conteúdo do texto de 239 páginas foi adequadamente explicado a ele, particularmente as notas técnicas relevantes (Carvalho et al., 2007; Tundisi et al, 2007). As notas técnicas em questão são, em grande parte, dedicadas à usina de Jirau (especialmente para as questões que envolvem a Bolívia), ao invés da barragem de Santo Antônio, que foi o tema do relatório do consultor Alam (2007). O relatório do consultor (p. 4) indica que a visita de Alam (15-17 de dezembro de 2006) foi confinada aos primeiros 17 km do futuro reservatório de Santo Antônio.

O endosso feito por Alam foi um fator-chave na anulação das preocupações levantadas pelo IBAMA. Deve-se notar que, apesar de Sultan Alam ser repetidamente referido na imprensa brasileira como “o consultor do Banco Mundial”, ele não estava trabalhando nessa qualidade aqui (nem deve o seu relatório ser considerado como representando um parecer do Banco). No entanto, o Banco Mundial emprestou ao Ministério de Minas e Energia um “pacote” de US\$250.000 para contratar consultores, um dos quais era Sultan Alam (Salomon, 2007).

OPINIÃO DE ESPECIALISTAS E OS CENÁRIOS OFICIAIS

A elevada incerteza sobre sedimentos e seus impactos é indicada pelas opiniões de uma série de especialistas que examinaram os diferentes relatórios.

Carlos Tucci (2007, p. 15), em um relatório encomendado pelo consultor IBAMA, achou os resultados do modelo HEC-6 no EIA/RIMA “inconsistentes”. Por exemplo, o modelo dá o resultado “estranho” indicando que alguns trechos do rio a serem inundados pelo reservatório de Santo Antônio teriam mais sedimentação no rio não-represado do que com o reservatório (Tucci, 2007, p. 11). Ele também considerou “aparentemente arbitrário” um ajuste para baixo de 30% que o EIA/RIMA aplicou à saída do modelo para a sedimentação (Tucci, 2007, p. 11). Concluiu que eram necessários mais estudos dos sedimentos e pediu a formação de um painel internacional de peritos para examinar o problema (Tucci, 2007, p. 15).

José Tundisi e Takako Matsumura-Tundisi (2006), em um parecer para o Ministério Público do Estado de Rondônia, chamaram atenção para a incoerência entre as diferentes estimativas de sedimentos em suspensão versus a carga leito do rio Madeira e a dependência das conclusões do EIA/RIMA no valor único que os autores desse documento optaram por usar: “[T]odo o cálculo de sedimentação realizado pelos projetistas é baseado na proporção de 95% de carga suspensa para 5% no leito do rio”. Tundisi e Matsumura-Tundisi apontaram vários fatores que podem aumentar sedimentos e pediram informações sobre as fontes de sedimentos em toda a bacia a montante das barragens. Mais tarde, José Tundisi (2007) endossou a análise de curva de Brune feita por Alam indicando que não haveria acumulação de sedimentos (FURNAS & CNO, 2007, Anexo III).

Jorge Molina Carpio (2007) criticou o relatório do consultor Alam (2007) por ter presumido que o rio Madeira tem um fluxo de mais de 40.000 m³/s durante 1,5 a 2 meses por ano (Alam, 2007, p. 20), permitindo que os sedimentos com até 3 mm de diâmetro sejam levados do reservatório (Alam, 2007, p. 8). No entanto, Molina Carpio (2007) apontou que os fluxos nesse ritmo duram, em média, apenas 1,5 semanas por ano, e que esses grandes fluxos, muitas vezes, são ausentes por períodos de vários anos, o que significa que os sedimentos se acumulariam no reservatório além da quantia na qual os breves picos de fluxo poderiam remover. Em março de 2007, uma revisão dos dados de fluxo reduziu substancialmente a estimativa da frequência de ocorrência de vazões médias mensais muito altas (PCE et al., 2007, p. 11). Alam afirmou depois que um fluxo de apenas 18 mil m³/s seria suficiente para expulsar os sedimentos

(FURNAS & CNO, 2007, Anexo IV). No entanto, a 18.000 m³/s, apenas partículas de até 0,5 mm de diâmetro seriam transportadas através do reservatório (Alam, 2007, p. 39).

Thomas Dunne (2007), num parecer para a ONG, Rios Internacionais, afirmou que a curva de Brune que Alam (2007) usou para concluir que os reservatórios não acumularão sedimentos em uma base anual é menos adequada do que as simulações do movimento de sedimentos feitas com o modelo HEC-6, que foram a base das conclusões do estudo de viabilidade e EIA/RIMA. Dunne também apontou o alto grau de incerteza na informação sobre os tamanhos das partículas de sedimentos, especialmente o percentual de areia na carga suspensa, bem como a falta de informação sobre métodos de amostragem (por exemplo, medidas com uma média para o perfil vertical versus um cálculo a partir de amostras de superfície). Ele também enfatizou a falta de uma análise de incerteza. Além disso, no que diz respeito à conclusão do Alam que todos os sedimentos acumulados durante os períodos de baixo fluxo serão carregados pelos fluxos de pico, Dunne (2007) afirma que “simplesmente não é adequada para fazer julgamentos qualitativos a respeito do efeito líquido sobre o acúmulo de sedimentos de muitos dias de baixo fluxo e um número menor de dias de alto fluxo”.

IMPACTOS DE BARRAGENS

Sedimentação e inundações no remanso superior

A deposição de sedimentos na extremidade superior do reservatório de Jirau é de particular preocupação. Quando a água a partir de um rio entra num reservatório, a velocidade da água diminua subitamente e as maiores partículas suspensas precipitam para o fundo. Ao mesmo tempo, as partículas maiores na carga do leito (por exemplo, a areia grossa) param de se deslocar e formam bancos de areia. Grandes acumulações de material geralmente formam nas extremidades superiores de reservatórios, mesmo em rios onde a quantidade de sólidos transportada é apenas uma pequena fração da quantidade encontrada no rio Madeira. O acúmulo de sedimentos atua como uma espécie de barragem, represando a água no trecho do rio logo acima do reservatório propriamente dito. Ao contrário de sedimentação no interior do reservatório propriamente

dito, que, eventualmente, atinge um equilíbrio além do qual não há mais acúmulo de sedimento, a deposição do remanso atrás da acumulação de sedimentos na extremidade superior do reservatório continuará a crescer cada vez mais a montante, assim continuamente ampliando o remanso (e.g., Morris & Fan, 1998). O remanso terá níveis de água mais altos do que o natural do rio, causando inundação lateralmente a partir do remanso superior. Este, por exemplo, é uma das preocupações com a Barragem das Três Gargantas, na China, onde o remanso superior aumenta as inundações em partes ribeirinhas de Chongqing, uma das maiores cidades do mundo (Lucas & Whitney, 1990, p. 83-84). No caso do rio Madeira, a cidade a ser afetada é Abunã. As inundações também afetariam terras na Bolívia, localizado do outro lado do rio a montante de Abunã, incluindo a área protegida Bruna Racua/Frederico Román. Tanto o EIA (FURNAS et al., 2005, Tomo 1, Vol. 1, p. 7-103; FURNAS et al., 2006, Vol. 1, p. 13) e estudo de viabilidade (PCE et al., 2004, Tomo 1, Vol. 1, p. 1.6 & 7-103; PCE et al., 2005, Tomo A, Vol. 7, p. VII-15-16) afirmam enfaticamente que nem Abunã nem Bolívia serão afetadas, mas não levam em conta qualquer efeito potencial da sedimentação esperada na parte superior do reservatório.

Simulações com o modelo HEC-6 indicam uma sedimentação substancial no trecho binacional do rio Madeira depois de 50 anos, mesmo se o reservatório de Jirau fosse operado em um nível normal de 87 m acima do nível do mar, ou 3 m abaixo do nível de 90 m esperado para a maior parte do ano (PCE, 2007, p. 6.32). Esta sedimentação elevaria o nível do leito do rio Madeira na foz do rio Abunã, criando assim um efeito de represamento que elevaria os níveis de água no rio Abunã também. O rio Abunã é binacional, fazendo parte da fronteira entre Brasil e Bolívia. Efeitos neste rio não foram incluídos no estudo de viabilidade e no EIA/RIMA.

Impactos não-sedimentológicos

A questão dos sedimentos do rio Madeira, que é o tema deste artigo, é apenas uma das muitas controvérsias que cercam a decisão de construir barragens no rio Madeira e da maneira em que as obras foram licenciadas. Um dos impactos esperados das barragens, embora não seja reconhecido oficialmente, é a perda de grande parte da produção pesqueira do rio Madeira, o mais importante sendo os grandes bagres (especialmente *Brachyplatystoma rouxeauxii* e *B. vaillantii*) que sobem o rio a cada ano

para desovarem nas cabeceiras no Peru e na Bolívia (Barthem & Goulding, 1997; Fearnside, 2009). A população de pescadores depende do rio, incluindo 2.400 membros de cooperativas de pesca só na parte brasileira do rio (Ortiz et al., 2007). Outros impactos incluem desmatamento estimulado pelas barragens, tanto pela população deslocada pelos reservatórios ou atraída pelas obras, assim como pela agricultura estimulada por hidrovias planejadas (por exemplo, Vera-Diaz et al., 2007; Escada et al., 2013). Apesar das hidrovias terem sido excluídas de consideração nos estudos de impacto ambiental, essas barragens são fundamentais nos planos para tornar o rio Madeira e seus afluentes navegáveis para o tráfego de barcas. Hidrovias seriam construídas até as áreas de sojicultura no Estado de Mato Grosso e em grande parte do norte da Bolívia. Mais de 4.000 km de hidrovias estão planejados na Bolívia, abrindo vastas áreas de floresta para conversão em soja (i.e., PCE et al., 2002; Killeen, 2007). O desmatamento e a perda de habitats aquáticos e terrestres da inundação pelos reservatórios afetam a biodiversidade nesta área altamente diversificada (Fearnside, 2006). Outra preocupação é a metilação de mercúrio em sedimentos anóxicos nos afluentes, onde muitas toneladas de mercúrio foram depositadas durante o boom de mineração de ouro na década de 1980 (Forsberg & Kemenes, 2006). A metilação converte mercúrio metálico na forma que é extremamente tóxica para os seres humanos e outros animais.

Ambos Santo Antônio e Jirau têm pedidos aprovados para crédito de carbono no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto (MDL). Estes, como muitos projetos de MDL para as hidrelétricas, representam um retrocesso nos esforços para combater o aquecimento global, porque as barragens seriam construídas independentemente dos projetos de carbono (Fearnside, 2013a). As consequências sociais, além de eliminar a principal fonte de subsistência para a população local, incluem realocar cidades e moradores rurais. Também há impactos urbanos de migração para a construção da barragem, como eram esperados antes do início da obra (Instituto Pólis, 2006). Há possíveis impactos adicionais sobre os povos indígenas nas proximidades, incluindo vários grupos “isolados” (Algayer et al., 2008; Zagallo & Lisboa, 2011).

TOMADA DE DECISÃO

O licenciamento ambiental de barragens no Brasil passa por uma série de etapas. A licença

prévia permite a licitação a ser realizada para o projeto de construção, seguido por uma licença de instalação permitindo que as estruturas físicas sejam construídas, e uma licença de operação permitindo que a energia seja gerada. O Estudo de Impacto Ambiental (EIA) foi feito em conjunto por Santo Antônio e Jirau (FURNAS et al., 2005b). Estudos complementares foram concluídos no ano seguinte (FURNAS et al., 2006). Em 21 de março de 2007, o corpo técnico do IBAMA apresentou um parecer de 221 páginas para o chefe do Departamento de Licenciamento recomendando que seja necessário um novo EIA (Deberdt et al., 2007). Apenas dois dias antes, o presidente Luiz Inácio Lula da Silva afirmou que ele teria uma reunião “muito dura” com a Ministra do Meio Ambiente para pressionar para a aprovação rápida das barragens (OESP, 2007). Em 30 de março de 2007, o chefe do Departamento de Licenciamento emitiu uma ordem que solicitou algumas informações adicionais dos proponentes, mas rejeitou a necessidade de um novo EIA (Kunz Júnior, 2007). Nos dias 12 e 23 de abril de 2007 a equipe técnica apresentou uma série de perguntas sobre as muitas lacunas remanescentes nos estudos de impacto ambiental (Brasil, IBAMA, 2007a,b; Franco & Campos, 2007). A resposta de 239 páginas em 11 de maio de 2007 (FURNAS & CNO, 2007) foi, em grande parte, um “corte-e-cola” de trechos do EIA. Coincidindo com a apresentação de questões por parte do pessoal técnico em abril de 2007, o chefe do Departamento de Licenciamento foi removido de seu posto. Em 04 de julho de 2007 a pessoa que o substituiu emitiu um “parecer definitivo”, que reafirmou a rejeição da exigência de um novo EIA e declarou como resolvido uma série de questões pendentes, incluindo a dos sedimentos (Franco, 2007). A licença prévia foi concedida em 09 de julho de 2007. A mesma pessoa que aprovou a licença prévia na condição de chefe do Departamento de Licenciamento foi, posteriormente, promovida a chefiar o IBAMA como um todo, e, nessa função, aprovou a licença de instalação para a hidrelétrica de Santo Antônio em 13 de agosto de 2008 (Franco, 2008). Isso aconteceu apenas cinco dias após a equipe técnica ter formalmente se posicionado contra a concessão da licença de instalação em um parecer de 146 páginas, porque a maioria das 33 “condicionantes” que tinham sido estipuladas como exigências não foram cumpridas (Brasil, IBAMA, 2008b).

Uma sequência semelhante de eventos ocorrerem no licenciamento da barragem de Jirau: em 25

de maio de 2009, a equipe técnica do IBAMA emitiu um parecer de 127 páginas contra a aprovação da licença de instalação porque 12 das 32 condicionantes não foram cumpridas (Brasil, IBAMA, 2009). Apenas oito dias depois, o mesmo chefe do IBAMA emitiu a licença de instalação para Jirau em 03 de junho de 2009 (Franco, 2009). Em 29 de junho de 2009, o Ministério Público Federal no Estado de Rondônia entrou com uma ação civil pública contra o chefe do IBAMA por improbidade administrativa no licenciamento das barragens do rio Madeira. A ação afirmava que: “A Licença de Construção no. 621/2009 emitida pelo Presidente Nacional do IBAMA, contrariando a Constituição Federal, a Lei de Licitações, o Devido Processo Legal Ambiental, Princípios de Legalidade e Moralidade, encerra *um dos maiores crimes ambientais impostos à sociedade ...*” [Ênfases no original] (MPF-RO & MPE-RO, de 2009, Seção 2.1, veja: Zagallo & Lisboa, 2011). O processo foi julgado improcedente pela Advocacia Geral da União (AGU) em 16 de dezembro de 2009, como é o destino de muitos processos tais como esse. A construção das duas barragens já está quase completa, a geração de energia pelas primeiras turbinas de Santo Antônio começou em dezembro de 2011 e de Jirau em setembro de 2013.

CONCLUSÕES

Questões permanecem não resolvidas sobre o efeito de sedimentos sobre o funcionamento, os custos de manutenção e os impactos ambientais das barragens do rio Madeira e os efeitos das barragens sobre o sedimento e fluxos de nutrientes para os ecossistemas a jusante. Estas questões não foram devidamente resolvidas antes de licenciar as hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau.

A tomada de decisão sobre grandes projetos de infraestrutura, como barragens, requer a aplicação dos instrumentos técnicos mais completos disponíveis, incluindo a avaliação da magnitude das incertezas e as consequências das mesmas. A interpretação dos resultados dessas análises deve ser isenta de conclusões pré-determinadas. Esses princípios são comprometidos quando as pressões políticas são aplicadas para acelerar o processo de aprovação e para garantir que as decisões que foram tomadas por razões não técnicas sejam ratificadas.

Apesar de existir uma tendência no Brasil para a flexibilização das exigências ambientais e para a

abreviação do processo de licenciamento, a escala dos impactos de grandes projetos e do elevado grau de incerteza em que as decisões são feitas indicam que o processo de licenciamento deve preferivelmente ser reforçado. Estas lições também se aplicam a muitos outros países.

AGRADECIMENTOS

Apoio financeiro foi fornecido pelo Conselho Nacional do Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq: Proc. 573810/2008-7, 304020/2010-9), Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA: PRJ15.125) e Ministério Público Federal do Estado de Rondônia. Agradeço a todos aqueles que forneceram informações e que ajudaram com apoio logístico nos locais das barragens e em Porto Velho, entre eles Francisco Pereira, Artur de Souza Moret, Wanderley Rodrigues Bastos, Ronaldo Cavalcante de Oliveira, Iremar Antônio Ferreira e Carolina Carneiro Fonseca, bem como aqueles em órgãos federais, e residentes estaduais e municipais na região das barragens. Agradeço Paulo M.L.A. Graça pelos comentários. Toda a responsabilidade pelo conteúdo do artigo recai sobre o autor. Esta é uma tradução de Fearnside (2013b).

LITERATURA CITADA

- Alam, S. 2007. Rio Madeira Project: Hydraulic and Sediment Management Studies. Brasília, DF, Brazil: Ministério das Minas e Energia. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- Algayer, A., Vaz, A. & Silveira, E. 2008. Atividades previstas para as regiões onde há referências de índios isolados que terão influência da UHE Santo Antônio. 14 de julho de 2008. Brasília, DF, Brasil: Diretoria de Assistência, Coordenação Geral dos Índios Isolados (CGII), Fundação Nacional do Índio.
- Barthem, R. & Goulding, M. 1997. The Catfish Connection: Ecology, Migration, and Conservation of Amazon Predators. New York, E.U.A.: Columbia University Press.
- Brasil, IBAMA. 2007a. Parecer Técnico No. 19/2007-COHID/CGENE/DILIC/IBAMA de 23 de abril de 2007. Assunto: Aproveitamentos Hidroelétricos Santo Antônio e Jirau – Rio Madeira. Brasília, DF, Brasil: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA).
- Brasil, IBAMA. 2007b. Parecer Técnico No. 20/2007-COHID/CGENE/DILIC/IBAMA de 23 de abril de 2007. Assunto: Aproveitamentos Hidroelétricos Santo Antônio e Jirau – Rio Madeira. Brasília, DF, Brasil: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA).
- Brasil, IBAMA. 2008. Parecer Técnico No. 45/2008-COHID/CGENE/DILIC/IBAMA de 08 de maio de 2008. Assunto: Análise da solicitação da emissão da Licença de Instalação do Aproveitamento Hidrelétrico de Santo Antônio. Brasília, DF, Brasil: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/IBAMA_parecer_tecnico_45_2008_li_st_antonio%5b-08-08-08.pdf
- Brasil, IBAMA. 2009. Parecer Técnico N° 039/2009 – COHID/CGENE/DILIC/IBAMA de 25 de maio de 2009. Assunto: Análise da solicitação da emissão da Licença de Instalação do Aproveitamento Hidrelétrico de Jirau. Brasília, DF, Brasil: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). Disponível em: <http://www.ibama.gov.br/licenciamento/index.php>
- Brasil, IBAMA. 2008. COHID/CGENE/DILIC/IBAMA, Parecer Técnico No. 061/2008 de 03 de novembro de 2008. Assunto: Análise dos documentos relativos às implicações ambientais da modificação do eixo da Cachoeira de Jirau para a Ilha do Padre (Cachoeira do Inferno) da UHE Jirau. Brasília, DF, Brasil: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). Disponível em: <http://www.energiasustentaveldobrasil.com.br/arquivos/33.pdf>
- Brasil, MME. 2011. Plano Decenal de Expansão de Energia 2020. Brasília, DF, Brasil: Ministério das Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE). 2 vols. Disponível em: http://www.epe.gov.br/PDEE/20120302_1.pdf
- Brune, G.M. 1953. Trap efficiency of reservoirs. *Transactions of the American Geophysical Union* 34(3), 407-418.
- Carvalho, N.O., Salgado, J.C.M., Cadman, J.D. & Madeira, E.F. 2007. Nota Técnica 26 de março de 2007. Assunto: Parecer Técnico No. 014/2007-COHID/CGENE/DILIC/IBAMA, de 21 de março de 2007. Anexo II, pp. 1-11. In: FURNAS & CNO. Respostas às Perguntas Apresentadas Pelo IBAMA no Âmbito do Processo de Licenciamento Ambiental do Complexo Madeira, Informações Técnicas Nos 17, 19 E 20/2007 COHID/CGENE/DILIC/IBAMA. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Furnas Centrais Elétricas S.A. (FURNAS) & Construtora Noberto Odebrecht S.A. (CNO). Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- Chang, H.H. 2006. Generalized Computer Program. FLUVIAL-12: Mathematical Model for Erodible Channels. Users' Manual. Rancho Santa Fe, California, USA: Chang Consultants. Disponível em: http://chang.sdsu.edu/fl12_users_manual.pdf
- Deberdt, G., Teixeira, I., Lima, L.M.M., Campos, M.B., Choueri, R.B., Koblitz, R., Franco, S.R. & Abreu, V.L.S. 2007. Parecer Técnico No. 014/2007 – FCOHID/CGENE/DILIC/IBAMA. Brasília, DF, Brasil: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- Dunne, T. 2007. Response to analyses of flow and sedimentation at the sites of proposed Rio Madeira hydroelectric projects,

- 08 de julho de 2007, Report to International Rivers, Berkeley, Califórnia, E.U.A. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- Escada, M.I.S., Maurano, L.E. & da Silva, J.H.G. 2013. Dinâmica do desmatamento na área de influência das usinas hidrelétricas do complexo do rio Madeira, RO. p. 7499-7507. In: J.R. dos Santos (Ed.) XVI Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto, Foz do Iguaçu, Brasil 2013. São José dos Campos, São Paulo, Brasil: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). <http://www.dsr.inpe.br/sbsr2013/files/p0551.pdf>
- Fearnside, P.M. 2006. Pareceres dos consultores sobre o estudo de impacto ambiental do projeto para aproveitamento hidrelétrico de Santo Antônio e Jirau, Rio Madeira-RO. Parecer Técnico sobre ecossistemas. Parte B, Volume 1, Parecer 8, p. 1-15 In: Pareceres Técnicos dos Especialistas Setoriais—Aspectos Físicos/Bióticos. Relatório de Análise do Conteúdo dos Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) dos Aproveitamentos Hidrelétricos de Santo Antônio e Jirau no Rio Madeira, Estado de Rondônia. Porto Velho, Rondônia, Brasil: Ministério Público do Estado de Rondônia, 2 Vols. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/2006/Parte%20B%20Vol%20I%20Relat%C3%B3rio%20Philip%20Fearnside.pdf
- Fearnside, P.M. 2009. Recursos pesqueiros. p. 38-39 In Val, A.L. & dos Santos, G.M. (Eds.) Grupo de Estudos Estratégicos Amazônicos (GEEA) Tomo II, Manaus, Amazonas, Brasil: Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA).
- Fearnside, P.M. 2013a. Carbon credit for hydroelectric dams as a source of greenhouse-gas emissions: The example of Brazil's Teles Pires dam. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* 18(5): 691-699. doi: 10.1007/s11027-012-9382-6
- Fearnside, P.M. 2013b. Decision-making on Amazon dams: Politics trumps uncertainty in the Madeira River sediments controversy. *Water Alternatives* 6(2): 313-325.
- Filizola, N. & Guyot, J.L. 2009. Suspended sediment yields in the Amazon basin: An assessment using the Brazilian national data set. *Hydrological Processes* 23: 3207-3215.
- Finer, M. & Jenkins, C.N. 2012. Proliferation of hydroelectric dams in the Andean Amazon and implications for Andes-Amazon connectivity, PLoS ONE 7(4): e35126 Disponível em: <http://www.plosone.org/article/info%3Adoi%2F10.1371%2Fjournal.pone.0035126>
- Forsberg, B.R. & Kemenes, A. 2006. Parecer técnico sobre estudos hidrobiogeoquímicos, com atenção específica à dinâmica do Mercúrio (Hg). Parte B, Vol. I, Parecer 2, p. 1-32. In Pareceres técnicos dos especialistas setoriais—aspectos físicos/bióticos. Relatório de análise do conteúdo dos Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) dos aproveitamentos hidrelétricos de Santo Antônio e Jirau no rio Madeira, estado de Rondônia. Porto Velho, Rondônia, Brasil: Ministério Público do Estado de Rondônia. 2 Vols. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/Madeira_COBRAPE/11118-COBRAP-report.pdf
- Franco, R.M. 2007. Memorando à Coordenação Geral de Infraestrutura de Energia Elétrica-CGENE, Memo No. 379/2007. 04/07/2007. Brasília, DF, Brasil: Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC), Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA).
- Franco, S.R. & Campos, M.B. 2007. Parecer Técnico No. 17/2007-COVID/CGENE/DILIC/IBAMA de 12 de abril de 2007. Assunto: Aproveitamentos Hidroelétricos Santo Antônio e Jirau – Rio Madeira. Brasília, DF, Brasil: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA).
- Franco, R.M. 2008. Licença de Instalação 540/2008. 13 de agosto de 2008. Disponível em: http://www.portovelho.ro.gov.br/index.php?option=com_docman&task=doc_download&gid=7731&Itemid=223
- Franco, R.M. 2009. Licença de Instalação No. 621/2009. 03 de junho de 2009. Brasília, DF, Brasil: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). Disponível em: http://www.portovelho.ro.gov.br/index.php?option=com_docman&task=doc_download&gid=7740&Itemid=223
- FURNAS & CNO. 2007. Respostas às Perguntas Apresentadas Pelo IBAMA no Âmbito do Processo de Licenciamento Ambiental do Complexo Madeira, Informações Técnicas Nos 17, 19 E 20/2007 COVID/CGENE/DILIC/IBAMA. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Furnas Centrais Elétricas S.A. (FURNAS) & Construtora Noberto Odebrecht S.A. (CNO). Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- FURNAS, CNO & Leme Engenharia. 2005a. EIA- Estudo de Impacto Ambiental Aproveitamentos Hidrelétricos Santo Antônio e Jirau, Rio Madeira-RO. 6315-RT-G90-001. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: FURNAS Centrais Elétricas S.A, Construtora Noberto Odebrecht, S.A. (CNO) & Leme Engenharia. 8 Vols. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- FURNAS, CNO & Leme Engenharia. 2005b. Usinas hidrelétricas Santo Antônio e Jirau. RIMA. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Furnas Centrais Elétricas S.A (FURNAS), Construtora Noberto Odebrecht S.A. (CNO) & Leme Engenharia. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/RIMA/TEXTO.PDF
- FURNAS, CNO & Leme Engenharia. 2006. EIA- Estudo de Impacto Ambiental Aproveitamentos Hidrelétricos de Santo Antônio e Jirau, Rio Madeira-RO. Tomo E. Complementação e Adequação às Solicitações do IBAMA. Atendimento ao Ofício No. 135/2006 de 24/02/06. 6315-RT-G90-002, Rio de Janeiro, RJ, Brasil: FURNAS Centrais Elétricas S.A, Construtora Noberto Odebrecht, S.A. (CNO), Leme Engenharia. 3 Vols. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm

- Gama, P. 2013. Maiores doadores somam gasto de R\$1 bi desde 2002. Construtores e bancos são principais financiadores de campanhas eleitorais. Folha de São Paulo, 21 de janeiro de 2013. p. A-6. <http://www1.folha.uol.com.br/fsp/poder/89730-maiores-doadoras-somam-gasto-de-r-1-bi-desde-2002.shtml>
- Instituto Pólis. 2006. Parecer sobre o Papel do Município de Porto Velho Frente aos Impactos Urbanos e o Estudo de Impacto Ambiental do Projeto das Usinas Hidrelétricas do Rio Madeira. São Paulo, SP, Brasil: Instituto Pólis. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Outros%20documentos/Parecer%20POLIS/parecer%20polis.doc
- International Rivers. 2011. Brazil eyes the Peruvian Amazon. Berkeley, California, USA: International Rivers. Disponível em: http://www.internationalrivers.org/files/attached-files/factsheet_brazil_eyes-peruvian_amazon.pdf
- Killeen, T.J. 2007. A perfect storm in the Amazon wilderness: Development and conservation in the context of the initiative for the Integration of the Regional Infrastructure of South America (IIRSA). Arlington, Virginia, E.U.A.: Conservation International. Disponível em: http://www.conservation.org/publications/Documents/AABS.7_Perfect_Storm_English_low.res.pdf
- Kunz Júnior, L.F. 2007. Processo Ibama no.02001.00377/2003-25: Despacho. 30 de março de 2007. Brasília, DF, Brasil: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Kunz-despacho-30-03-07.pdf
- Leite, N.K., Krusche, A.V., Ballester, M.V.R., Victoria, R.L., Richey, J.E. & Gomes, B.M. 2011. Intra and interannual variability in the Madeira River water chemistry and sediment load. *Biogeochemistry* 105: 37-51. doi: 10.1007/s10533-010-9568-5
- Luk, S.H. & Whitney, J. 1990. Unresolved issues: Perspectives from China. In: Ryder, G. (Ed.) *Damming the Three Gorges*, p. 79-87, Toronto, Canadá: Probe International.
- Meade, R.H. 1994. Suspended sediments of the modern Amazon and Orinoco Rivers. *Quaternary International* 21: 29-39.
- Molina Carpio, J., 2006. Analisis EIA Madera. Report to International Rivers Network, Berkeley, Califórnia, E.U.A. 2 Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- Molina Carpio, J. 2007. Sobre el relatório preliminar de Sultan Alam. La Paz, Bolivia: FOBMADE. Disponível em: http://www.fobomade.org.bo%2Frio_madera%2Fdoc%2Fanalisis%2FcomentariosAlam.pdf
- Morris, G.L. & Fan, J. 1998. Reservoir Sedimentation Handbook: Design and Management of Dams, Reservoirs, and Watersheds for Sustainable Use. New York, E.U.A.: McGraw-Hill. PCE, CNO & FURNAS, 2007. Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira: Estudos de Viabilidade do AHE Jirau. Relatório Complementar PJ0633-V-H00-GR-RL-002-0 Março/2007. Projetos e Consultorias de Engenharia Ltda. (PCE) & Construtora Noberto Odebrecht, S.A. (CNO). Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Furnas Centrais Elétricas S.A. (FURNAS). Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- MPF-RO & MPE-RO. 2009. Ação civil pública por ato de improbidade administrativa contra Roberto Messias Franco, presidente do IBAMA, 29 de junho de 2009. Porto Velho, Rondônia, Brasil: Ministério Público Federal (MPF-RO) & Ministério Público do Estado de Rondônia (MPE-RO).
- OESP. 2007. Lula acusa Ibama de atrasar PAC e diz que fará cobrança dura a Marina. O Estado de São Paulo (OESP), 20/04/07, p. A-4. Disponível em: <http://txt.estado.com.br/editorias/2007/04/20/pol-1.93.11.20070420.1.1.xml>
- Ortiz, L., Switkes, G., Ferreira, I., Verdum, R. & Pimentel, G. 2007. O maior tributário do rio Amazonas ameaçado: Hidrelétricas no rio Madeira. São Paulo, SP, Brasil: Amigos da Terra-Brasil & Ecologia e Ação (Ecoa). Disponível em: <http://www.internationalrivers.org/pt-br/resources/o-maior-tribut%C3%A1rio-do-rio-amazonas-amea%C3%A7ado-4044>
- PCE, FURNAS & CNO. 2002. Inventário hidrelétrico do rio Madeira: Trecho Porto Velho – Abunã. Processo Nº 48500.000291/01-31. Relatório Final: MAD-INV-00-01-RT. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Projetos e Consultorias de Engenharia Ltda. (PCE), Furnas Centrais Elétricas S.A. (FURNAS) & Construtora Noberto Odebrecht S.A. (CNO). Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- PCE, FURNAS & CNO. 2004. Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira: Estudos de Viabilidade do AHE Jirau. Processo Nº PJ-0519-V1-00-RL-0001. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Projetos e Consultorias de Engenharia Ltda. (PCE), Furnas Centrais Elétricas S.A. (FURNAS) & Construtora Noberto Odebrecht, S.A. (CNO). 4 vols. + anexos. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- PCE, FURNAS & CNO. 2005. Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira: Estudos de Viabilidade do AHE Santo Antônio. Processo Nº 48500.000103/03-91. Relatório Final PJ-0532-V1-00-RL-0001. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Projetos e Consultorias de Engenharia Ltda. (PCE), FURNAS Centrais Elétricas S.A. & Construtora Noberto Odebrecht, S.A. (CNO). 4 vols. + anexos. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- Peixoto, P. 2007. Dilma pressiona Ibama sobre 2 usinas: Ministra diz que problema de sedimentos do rio Madeira, em Rondônia, foi resolvido, mas ameaça a bagres continua. Folha de São Paulo, 24 de abril de 2007, p. B-9.
- Reid, L.M. & Dunne, T. 1996. Rapid Evaluation of Sediment Budgets. Reiskirchen, Alemanha: Catena Verlag.
- Salomon, M. 2007. Governo não esclarece impacto das usinas: Notas técnicas encaminhadas pelo Ministério de Minas e Energia ao Ibama não eliminam dúvidas sobre as barragens. Folha de São Paulo, 28 de abril de 2007, p. A-7.

- Switkes, G. (Ed.) 2008. *Águas Turvas: Alertas sobre as Conseqüências de Barrar o Maior Afluente do Amazonas*, São Paulo, SP, Brasil: International Rivers. Disponível em: <http://www.internationalrivers.org/am%C3%A9rica-latina/os-rios-da-amaz%C3%B4nia/rio-madeira/%C3%A1guas-turvas-alertas-sobre-conseq%C3%BC%C3%AAs-de-barrar-o->
- Tucci, C.E.M. 2007. *Análise dos estudos ambientais dos empreendimentos do rio Madeira*. Fevereiro de 2007, Relatório para o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), Brasília, DF, Brasil. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- Tundisi, J.G., Carvalho, N.O. & Alam, S. 2007. Nota Técnica Sedimentos, Modelos e Níveis d'Água. 10 de abril de 2007. Anexo III, pp. 1-11 In: FURNAS, CNO. Respostas às Perguntas Apresentadas Pelo IBAMA no Âmbito do Processo de Licenciamento Ambiental do Complexo Madeira, Informações Técnicas Nos 17, 19 E 20/2007 COHID/CGENE/DILIC/IBAMA. Rio de Janeiro, Brasil. Furnas Centrais Elétricas S.A. (FURNAS) & Construtora Noberto Odebrecht S.A. (CNO), Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- Tundisi, J.G. & Matsumura-Tundisi, T. 2006. Parecer Técnico sobre Limnologia, Qualidade das Águas e Sedimentologia, Part B. Vol. 1, Parecer 4, In: Pareceres Técnicos dos Especialistas Setoriais—Aspectos Físicos/Bióticos. Relatório de Análise do Conteúdo dos Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) dos Aproveitamentos Hidrelétricos de Santo Antônio e Jirau no, Rio Madeira, Estado de Rondônia. p. 1-50, Porto Velho, Rondônia, Brasil: Ministério Público do Estado de Rondônia. 2 Vols. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/Madeira_COBRAPE/11118-COBRAP-report.pdf
- U.S. Army Corps of Engineers. 2012. HEC-6: Scour and Deposition in Rivers and Reservoirs. HEC-6 V4.1. Disponível em: <http://www.hec.usace.army.mil/software/legacysoftware/hec6/hec6-documentation.htm>
- Vera-Diaz, M.C., Reid, J., Soares-Filho, B., Kaufmann, R. & Fleck, L. 2007. Efeitos de projetos de infra-estrutura de energia e transportes sobre a expansão da soja na bacia do rio Madeira. Conservation Strategy Fund, CSF Série no. 7. Lagoa Santa, Minas Gerais, Brasil: Conservation Strategy Fund. Disponível em: <http://conservation-strategy.org/pt/publication/efeitos-de-projetos-de-infra-estrutura-de-energia-e-transportes-sobre-expans%C3%A3o-da-soja-n>
- Zagallo, J.G.C. & Lisboa, M.V. 2011. Violações de direitos humanos nas hidrelétricas do rio Madeira: Relatório preliminar de missão de monitoramento. São Paulo, SP, Brasil: Relatoria Nacional para o Direito Humano ao Meio Ambiente, Plataforma Brasileira de Direitos Humanos Econômicos Sociais Culturais e Ambientais (Plataforma Dhesca). Disponível em: http://global.org.br/wp-content/uploads/2011/05/RelatoriaDhESCA_meioambiente_Jirau.pdf

Capítulo 9



As Barragens do Rio Madeira: Um Revés para a Política Ambiental no Desenvolvimento da Amazônia Brasileira

Philip M. Fearnside

Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA).
Av. André Araújo, 2936 - CEP: 69.067-375, Manaus, Amazonas, Brasil.
E-mail: pmfearn@inpa.gov.br

Tradução de:
Fearnside, P.M. 2014. Brazil's Madeira River dams: A setback for environmental policy in Amazonian development.
Water Alternatives 7(1): 154-167.

RESUMO

As decisões sobre a construção de barragens hidrelétricas serão fundamentais na definição do futuro da Amazônia, onde as barragens planejadas converteriam a maior parte dos afluentes em cadeias de reservatórios. As hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, atualmente em fase de conclusão no rio Madeira, criaram precedentes perigosos em uma tendência de enfraquecimento da proteção ambiental no Brasil. Nomeados políticos rejeitaram os pareceres da equipe técnica do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), que é responsável por avaliar o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e para o licenciamento barragens. Licenças de instalação foram concedidas sem satisfazer muitas das “condicionantes” que tinham sido estabelecidos como pré-requisitos. Este aspecto, junto com vários outros do processo de licenciamento para as barragens do rio Madeira, já foi repetido em licenciar a polêmica hidrelétrica de Belo Monte, no rio Xingu. O Brasil planeja construir 18 grandes barragens na sua região amazônica em uma década, e outras estão a serem financiadas e construídas pelo Brasil em Peru, Bolívia, Equador e Guiana. Estes planos afetar praticamente todos os recursos hídricos em uma área maior do que a Europa Ocidental. As barragens do rio Madeira indicam a necessidade de reformar o processo de tomada de decisão no Brasil.

Palavras-chave: barragens, hidrelétricas, impacto ambiental, política energética, Amazônia

INTRODUÇÃO

Plano de expansão de energia do Brasil para 2013-2023 prevê 18 grandes barragens adicionais na região da Amazônia Legal até 2023 (Brasil, MME, 2013, p. 84-85). O acordo Brasil-Peru de 2010 prevê cinco barragens no Amazônia peruana a serem financiadas pelo Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), em grande parte para a exportação de energia elétrica para o Brasil (ver *Finer & Jenkins*, 2012). Financiamento do BNDES também está previsto para muitas barragens adicionais no Peru, Bolívia, Equador e Guiana (*Fearnside*, 2014a, b). Estas usinas têm o potencial para afetar os ecossistemas aquáticos em praticamente todas as bacias hidrográficas na Amazônia. Eles também afetam infraestrutura rodoviária, o movimento de população e o desmatamento em

toda a região. O Tribunal de Contas Eleitorais (TCE) divulgou dados que indicam que, no período 2002-2012 as quatro maiores contribuintes para as campanhas políticas no Brasil eram as empreiteiras que constroem grandes obras de infraestrutura, tais como barragens (Gama, 2013). A força política e financeira por trás deste desenvolvimento podem afetar as políticas ambientais.

Muita coisa mudou na tomada de decisão no Brasil ao longo dos anos desde 1986, quando grandes projetos de infraestrutura, como estradas e barragens, começaram a ser obrigados a ter um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e um Relatório de Impacto sobre o Meio Ambiente (RIMA), que são conjuntamente conhecidos como o “EIA/RIMA”. O sistema de tomada de decisão é um fator chave na determinação dos problemas ambientais e sua gestão em todo o mundo, e o impacto das decisões tomadas é especialmente grande em lugares onde os ecossistemas são ainda relativamente pouco afetados pelo “desenvolvimento”, como na região amazônica do Brasil. Represas tropicais em todo o mundo são conhecidas por seus efeitos particularmente graves (WCD, 2000; Moore *et al.*, 2010).

O EIA/RIMA é visto pelos proponentes de projetos de desenvolvimento como um impedimento para a implementação de obras públicas necessárias, colocando os proponentes contra o Ministério do Meio Ambiente (MMA), que é legalmente responsável pela supervisão e aprovação dos relatórios. Pressões dentro do governo são comuns para abreviar o processo de aprovação de projetos, apesar de ter relatórios inadequados e/ou ter impactos desproporcionalmente grandes (e.g., *O Globo*, 2007).

O licenciamento ambiental de barragens no Brasil prossegue através de uma série de etapas (World Bank, 2008). Primeiro, um estudo de inventário é elaborado para a bacia hidrográfica. Depois, um estudo de viabilidade é preparado para cada barragem, seguido pelo EIA/RIMA. Uma vez que o documento inicial do EIA/RIMA é aprovado, as audiências públicas são realizadas nas áreas afetadas, modificações são feitas no documento, e o EIA/RIMA final é aprovado. Em seguida, uma Licença Prévia deve ser concedida antes de os contratos serem liberados para a licitação das empresas de construção. Uma Licença de Instalação deve, então, ser obtido antes que o trabalho de construção pode começar, e uma Licença de Operação deve ser obtida antes de uma barragem poder gerar energia. Na

prática, na media em que o projeto avança por esses estágios e grandes quantidades de dinheiro (e de capital político) são investidas no projeto, torna-se cada vez mais improvável que grandes mudanças seriam feitas, especialmente uma opção “sem projeto”. A lei de “suspensão de segurança” (Lei No. 4.348 de 26 de junho de 1964), ainda válida desde a época da ditadura, permite suspender a execução de qualquer liminar “para evitar grave lesão à economia pública”. Este foi ampliado em 1992 para permitir que os juízes anulassem quaisquer liminares (como aqueles baseados em violações das normas de licenciamento

ambiental), incluindo explicitamente os “a requerimento do Ministério Público”, se travar um projeto causaria lesão à economia pública (Lei no. 8.437 de 30 de junho de 1992). Estas leis têm sido usadas repetidamente para justificar ignorando objeções às barragens, independentemente dos impactos e da documentação de irregularidades (por exemplo, Fearnside & Barbosa, 1996).

O rio Madeira (Figura 1) é o local de duas barragens que estão atualmente em construção e que resultaram em intensa polêmica no Brasil sobre o EIA/RIMA: Santo Antônio, com 3.150 MW de

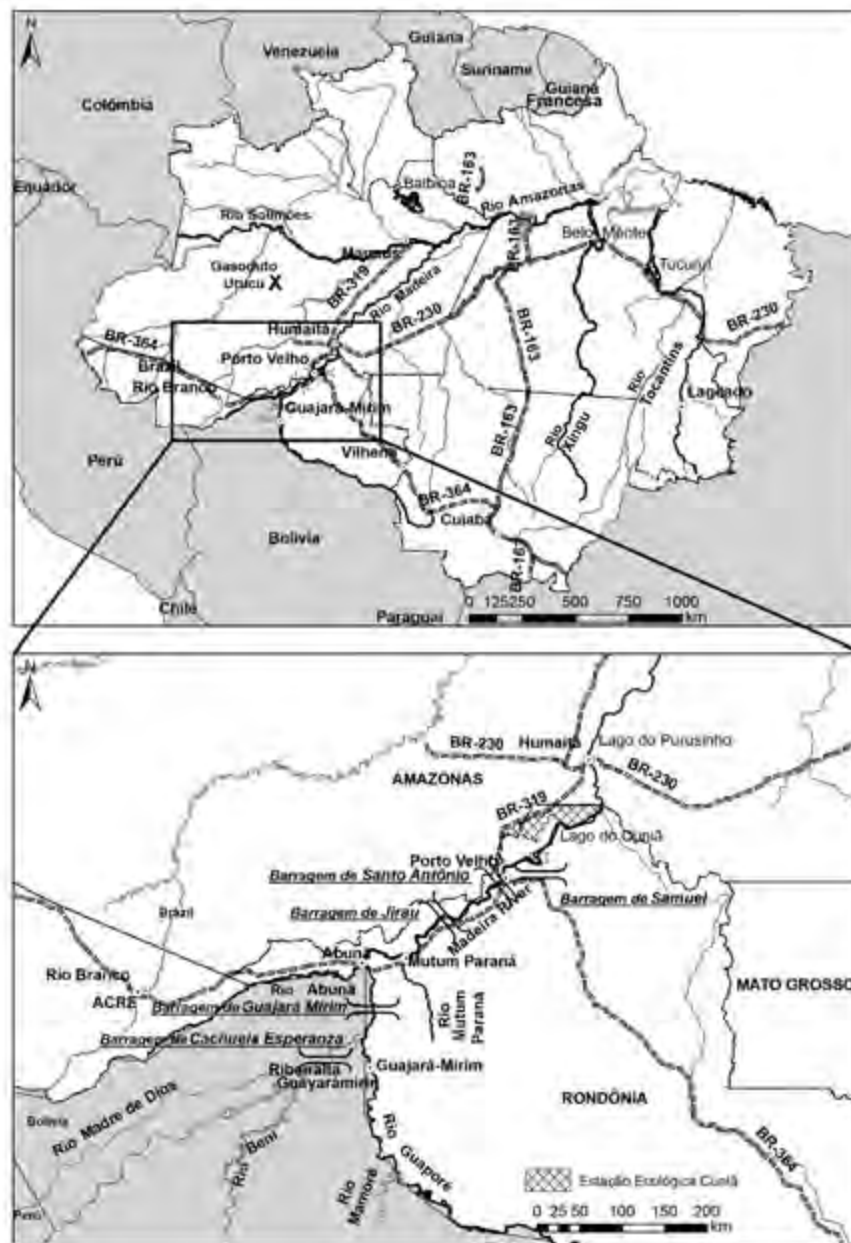


Figura 1. Locais mencionados no texto.

capacidade instalada, e Jirau, com 3.750 MW. Em 2005, o EIA/RIMA para o complexo das duas barragens foi apresentado ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), órgão vinculado ao Ministério do Meio Ambiente responsável pelo licenciamento (FURNAS *et al.*, 2005a,b). O estudo de viabilidade, o EIA/RIMA e outros documentos técnicos do governo citados neste artigo estão disponíveis em http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20do%20RIO%20MADEIRA.htm. Em 2006, a nacionalização de operações brasileiras de gás na Bolívia pelo presidente Evo Morales, combinada com cortes no fornecimento de gás da Bolívia, levou a uma pressão acrescida sobre o Ministério do Meio Ambiente para aprovar as barragens do rio Madeira, independentemente de problemas não resolvidos.

O objetivo deste trabalho é extrair lições para o processo de tomada de decisão que pode ser aplicada para o fortalecimento tomada de decisão ambiental em todo o Brasil.

OS PLANOS PARA AS BARRAGENS DO RIO MADEIRA

Os planos para barragens no rio Madeira têm evoluído ao longo do tempo e foram submetidos a mudanças bruscas de sua prioridade. No “Plano 2010”, lançado em 1987, uma única grande barragem seria indicada no trecho de 254 km do rio que hoje é ocupado pelos reservatórios de Santo Antônio e Jirau (Brasil, ELETROBRÁS, 1987; ver Fearnside, 1995). A mega-barragem inicial foi dividida em duas, a fim de reduzir a área a ser inundada e, principalmente, para evitar as complicações diplomáticas de inundar na Bolívia. No entanto, a questão dos impactos sobre a Bolívia ainda é uma parte importante do debate sobre as barragens.

A barragem de Santo Antônio está localizada logo acima Porto Velho (capital do Estado de Rondônia), nos arredores da cidade, enquanto a usina de Jirau é 117 km mais a montante, aproximadamente a meio caminho entre Porto Velho e Abunã, uma cidade na fronteira entre Brasil e Bolívia (veja a Figura 1). As vantagens das barragens incluem o seu tamanho pequeno de reservatório em comparação com a capacidade instalada: o reservatório de Santo Antônio teria 0,11 km² MW⁻¹ e Jirau 0,10 km² MW⁻¹. Estes valores comparam muito bem com

os de represas amazônicas “tradicionais”, tais como Balbina, Samuel, Curuá-Una e Tucuruí. A hidrelétrica de Belo Monte, em construção no rio Xingu, é também uma barragem a fio d’água com um reservatório pequeno em relação à capacidade instalada, mas nesse caso uma relação favorável da área de capacidade não depende da ficção que apenas uma barragem seria construído (Fearnside, 1996, 2006a). Ao contrário de Belo Monte, no caso das barragens de Santo Antônio e Jirau não é necessário o armazenamento de água a montante em represas adicionais para justificar a potência instalada prevista. A vazão muito alta do rio Madeira, combinado com os pequenos volumes dos reservatórios, resulta em tempo de substituição excepcionalmente rápido, o que implica em uma melhor qualidade de água do que em reservatórios amazônicos existentes. Estas características positivas têm sido frequentemente apresentadas como significantes que o impacto das barragens seria mínimo. Infelizmente, as barragens têm grandes impactos ambientais.

As barragens do rio Madeira têm turbinas do tipo bulbo, que podem ser operados sem a grande queda de barragens altas tradicionais usando turbinas Kaplan ou Francis. A tecnologia a fio d’água com turbinas bulbo representa uma melhoria, mas não é a tecnologia benigna, quase sem impacto, sugerida pelos proponentes do projeto. Documentos e apresentações sobre as barragens têm utilizado uma fotografia de uma hidrelétrica no rio Danúbio, na Europa, sem reservatório ou queda perceptível (por exemplo, ARCADIS Tetraplan *et al.*, 2005, p. 116; PCE *et al.*, 2005, Vol. 2, p. II-84). Isso é enganoso, já que o muro de 55 m de altura erguido em Santo Antônio e a estrutura de 65 m em Jirau são semelhantes em altura com outras barragens na região amazônica.

O EIA/RIMA e os estudos de viabilidade de Santo Antônio e Jirau foram feitas simultaneamente, com ambas sendo concluída em 2005 como documentos comuns para as duas barragens. A sequência lógica de eventos exigiria o estudo de viabilidade deve ser concluído antes de os estudos ambientais, porque é preciso conhecer as características técnicas de um projeto de barragem, a fim de avaliar corretamente os impactos que ela terá. Uma importante mudança nos planos, ao longo dos estudos, foi a decisão, em 2004, que o reservatório de Jirau será operada com um nível de água variável, com média de 88 m acima do nível médio do mar (MSL), mas que variará de 82,5 a 90,4 m. Esta decisão foi a fim

de evitar inundações na Bolívia, mas, como será explicado mais tarde, essa mudança não garante que as inundações não ocorrem no país vizinho.

Aderindo ao plano do nível de água variável em Jirau aumenta o custo de geração em 12%, o que representaria um montante significativo nos balanços da empresa. O custo da geração aumentaria de US\$ 22.76/MWh como o nível de água constante de 90 m acima do nível do mar para US\$ 25.50/MWh com o nível de água variável (PCE *et al.*, 2004, Tomo 1, Vol. 1, p. 1.1). Portanto, a tentação de elevar o nível de água ser uma presença constante. Além disso, o plano para um nível variável da água só impede o próprio reservatório de entrar na Bolívia, não o remanso superior (um remanso é a elevação do nível de água na seção do rio acima de um reservatório em virtude da acumulação de sedimentos). Em 2007, a equipe técnica do IBAMA colocou uma série de perguntas para os proponentes (Brasil, IBAMA, 2007a,b,c), e, na sua resposta, os proponentes afirmaram que os níveis de água no reservatório de Jirau seriam geridos de tal forma que não só o reservatório propriamente dito, mas também o remanso seria impedido de entrar na Bolívia (FURNAS & CNO, 2007, p. 12). No entanto, a presunção parece ser que simplesmente não haverá remanso, o que significa que não haveria nenhuma acumulação de sedimentos na extremidade superior do reservatório de Jirau que iria aumentar os níveis de água a montante do reservatório propriamente dito. Não são dadas informações sobre quanto de redução adicional no nível de água seria necessário para evitar os efeitos de um remanso superior, ou em quanto isto reduziria o rendimento. Além do histórico das ações semelhantes sobre os níveis de água em reservatórios que foram feitas desrespeitando promessas anunciadas em outras barragens (Fearnside, 2006a), os fatores que sugerem que os níveis de água do reservatório não podem ser reduzidos tanto quanto esta afirmação significa incluem a possibilidade de que poderia ser obtida permissão de Bolívia para permitir a inundação de terras naquele país (e.g., *Época*, 2008).

RESUMO DOS IMPACTOS

As barragens do rio Madeira devem ter graves impactos ambientais e sociais, não só no Brasil, mas também na Bolívia e no Peru (e.g., Switkes, 2008; Fearnside, 2014a). Impactos na Bolívia incluem inundações devido ao remanso superior do reservatório de Jirau, onde os sedimentos que se acumulam

na extremidade superior do reservatório elevariam os níveis de água no trecho do rio imediatamente a montante do reservatório (Fearnside, 2006b). Ecossistemas aquáticos e terrestres são eliminados na área alagada pelos reservatórios. As populações humanas que vivem ao longo do rio também são deslocadas, com impactos sociais que já são óbvias. Um impacto social particularmente grave é o bloqueio da migração dos “grandes bagres” do rio Madeira, especialmente (*Brachyplatystoma rouxeauxii*) e (*B. vaillantii*) que sustentam pescadores na Bolívia e no Peru, assim como no Brasil (Barthem & Goulding, 1997; Fearnside, 2009). Peixes também serão afetados pela alteração do pico de inundações que fornecem nutrientes para lagos de várzea logo a jusante das barragens. O boom de mineração de ouro na década de 1980 deixou muitas toneladas de mercúrio depositadas nos sedimentos. Com o advento das barragens, os sedimentos nos afluentes deverão tornar-se anóxicos, causando mercúrio em nestes sedimentos para ser transformado na forma metil, altamente tóxica (Forsberg & Kemenes, 2006). As emissões de gases de efeito estufa, mesmo sendo inferiores às emissões em reservatórios tradicionais de armazenamento, não são zero: um elevado fluxo de metano já foi medido a partir da superfície da água nos afluentes em Santo Antônio (Hallqvist, 2012, p. 25), e uma alta concentração de metano na água foi encontrada a jusante dessa represa (Grandin, 2012, p. 28). Crédito de carbono no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo foi aprovado para Jirau em 17 de maio de 2013, e para Santo Antônio foi aprovado em 27 de novembro de 2013. Sendo que essas barragens teriam sido construídas de qualquer maneira, este crédito aumenta ainda mais o impacto dessas hidrelétricas sobre o aquecimento global, permitindo mais emissões nos países que compram o crédito (Fearnside, 2013a). O desmatamento foi estimulado pela população deslocada pelas barragens e por migrantes atraídos para a área (Escada *et al.*, 2013). As barragens são uma parte essencial de uma expansão planejada de hidrovias para o transporte de soja de áreas de floresta tropical que se tornariam economicamente atraente para essa cultura, incluindo áreas a serem abertas por mais de 4.000 km de vias na Bolívia (e.g., Vera-Diaz *et al.*, 2007). Embora o inventário do rio Madeira que propôs estas barragens destaca os retornos financeiros a partir desta expansão da soja como um benefício das barragens (PCE *et al.*, 2002, p. 6.22), o inventário, o estudo de viabilidade e o EIA não consideram o aumento implícita no desmatamento a ser um impacto

das barragens (PCE *et al.*, 2004; FURNAS *et al.*, 2005b). As barragens também exigem a construção de uma linha de transmissão de 2.450 km. Em uma revisão dos aspectos legais do licenciamento das barragens do rio Madeira, Sotelino (2013, p. 62) chama a atenção para a necessidade de evitar a “segmentação” das partes interdependentes de grandes projetos para fins de licenciamento, e ele conclui que “Como exatamente Odebrecht e Furnas conseguiram evitar a necessidade de um EIA em relação às linhas de transmissão permanece um mistério”.

BENEFÍCIOS DAS BARRAGENS DO RIO MADEIRA

As barragens do rio Madeira forneceriam energia para Rondônia e Acre. Estes dois estados constituíam um “sistema isolado”, com geração de eletricidade de motores a diesel (em adição à hidrelétrica de Samuel). A geração diesel nestes estados representava 23% da “Conta de Consumo de Combustível” (CCC), que era um subsídio para a compra de combustível fóssil por sistemas isolados que foi pago pela cobrança de sobretaxas em todo o Brasil (Brasil, ELETROBRÁS, 2006). Deve ser lembrado que o plano no momento em que o licenciamento das barragens do rio Madeira estava em andamento previa a ligação de Rondônia com a rede nacional bem antes da entrada em operação das barragens do rio Madeira, terminando assim o status da área como um “sistema isolado”. No entanto, os atrasos na construção da linha de transmissão resultaram em alguma geração de energia iniciando antes da conclusão da linha.

Outro beneficiário (Brasil, ELETROBRÁS, 2006) foi de remover a cidade de Manaus do CCC; Manaus representava 44% da CCC. Obtenção deste benefício a partir das barragens do rio Madeira implica na construção de uma linha de transmissão de Porto Velho a Manaus (850 km). No entanto, Manaus hoje tem energia gerada com gás natural canalizado a partir dos campos de gás de Urucu e também tem uma linha de transmissão da hidrelétrica de Tucuruí, ambas concluídas em 2013 (embora faltam reparos na linha de transmissão para ter plena capacidade em 2014). Em 26 de julho de 2012, o Ministro das Minas e Energia anunciou que a CCC seria eliminado em todos os estados do Brasil, eliminando, assim, com uma simples canetada esse argumento para as linhas de transmissão e as barragens em construção que tinham sido,

em parte, justificadas pelo seu papel na redução da CCC. A linha de transmissão a partir das barragens do rio Madeira para Manaus não foi incluído nem nos estudos de viabilidade nem no EIA/RIMA para as barragens do rio Madeira. Deve ser lembrado que a rodovia BR-319, que antigamente ligava Manaus a Porto Velho, tem sido abandonada desde 1988. A proposta de reconstrução desta rodovia ainda não teve um EIA/RIMA aprovado, embora o processo, atualmente em sua terceira revisão, continua a avançar. A reabertura da rodovia causaria sérios impactos sobre o desmatamento na região central e norte da Amazônia (Fearnside & Graça, 2006). Supondo-se que a estrada não será reaberta nos próximos anos, devido a estas preocupações, uma linha de transmissão, que presumivelmente seria construída ao longo da rota da estrada, implica em estimular a reconstrução da estrada, assim contribuindo para os impactos associados.

Mais controverso é o destino de energia a ser transmitida para a rede nacional no centro-sul do Brasil. Além do uso por parte dos consumidores residenciais e toda a gama de usuários comerciais e de produção, essa energia também movimentaria um sector em expansão de indústrias “eletro-intensivas”, incluindo a fundição de alumínio. Em 2008, o Brasil exportou 7,8% de sua eletricidade na forma de mercadorias eletro-intensivas, e a percentagem está aumentando (Bermann, 2012, p. 32).

O LICENCIAMENTO AMBIENTAL

O processo de licenciamento das barragens do rio Madeira fornece uma ilustração da suscetibilidade do sistema à pressão política e estabelece precedentes que enfraquecem as salvaguardas para futuras barragens. Alguns dos efeitos já são evidentes no licenciamento da polêmica barragem de Belo Monte, no rio Xingu (Fearnside, 2012).

O Ministério Público em Porto Velho realizou uma análise separada do EIA / RIMA para as barragens do rio Madeira, juntamente com as questões complementares e respostas (COBRAPE, 2006). O Ministério Público, que foi criado pela Constituição brasileira de 1988 como uma agência do Ministério da Justiça, é menos sujeito a pressões políticas que são órgãos como IBAMA. O Ministério Público tem tido um papel importante no processo de licenciamento para projetos na Amazônia desde a Constituição de 1988 (ver Eve *et al.*, 2000). Sobre

crescente pressão, o IBAMA aprovou o EIA/RIMA para as barragens do rio Madeira em setembro de 2006, permitindo que as audiências públicas sejam realizadas (International Rivers, 2012).

Em janeiro de 2007, o presidente Luiz Inácio Lula da Silva (conhecido como Presidente “Lula”) anunciou o “Programa de Aceleração do Crescimento” (PAC), que consistia em uma lista de grandes projetos de infraestrutura, as barragens do rio Madeira sendo o mais alta entre as prioridades (Kepp, 2007). Ao longo de 2007, vários projetos não infraestruturais relacionados à saúde e educação foram adicionados ao PAC, mas o ambiente tem sido notavelmente ausente das atividades planejadas. Mais importante ainda, os esforços para abreviar o processo de revisão ambiental têm sido uma parte importante do esforço para construir os projetos de infraestrutura, especialmente a barragens do rio Madeira (e.g., Switkes, 2008).

Em 21 de março de 2007, como parte do processo de concessão da Licença Prévia, a equipe técnica do departamento de licenciamento do IBAMA apresentou um parecer de técnica de 221 páginas oposto à aprovação da Licença Prévia (Deberdt *et al.*, 2007). O documento só foi tornado público em 23 de abril, depois da Ministra do Meio Ambiente já ter cedido à pressão presidencial para forçar a aprovação das barragens (Peixoto, 2007; Switkes, 2008). Muitos dos pontos levantados foram obtidos a partir da avaliação independente encomendada pelo Ministério Público de Rondônia (COBRAPE, 2006). O chefe do Departamento de Licenciamento foi imediatamente substituído, supostamente como um sinal do descontentamento do governo com a posição da equipe técnica (Faleiros, 2007). Mesmo que no seu despacho afirmou que “deixo de acolher” o parecer negativo da equipe técnica, ele pediu estudos posteriores em vez de autorizar imediatamente a concessão da Licença Prévia (Kunz Júnior, 2007) [Obs. Kunz Júnior foi removido do cargo pouco tempo depois.]. O parecer técnico feito pela equipe do Departamento de Licenciamento havia solicitado que um novo EIA/RIMA seja elaborado. A equipe depois apresentou uma série de 40 perguntas a serem respondidas pelos proponentes (Brasil, IBAMA, 2007a,b,c). Um editorial no jornal *O Estado de São Paulo* classificou o pessoal do IBAMA como se envolver em “molecagem” no tratamento de um projeto tão importante, fazendo perguntas “com o objetivo transparente de rejeitar o licenciamento prévio” (OESP, 2007).

O Ministério das Minas e Energia (MME) contratou consultores para contribuir com opiniões sobre as principais áreas de o questionamento: sedimentos, peixes e mercúrio; “notas técnicas” pelos consultores foram entregues ao IBAMA em 24 de abril de 2007 (a maior parte das notas é reproduzida em FURNAS & CNO, 2007). As empresas proponentes entregaram uma resposta 316 páginas para as perguntas do IBAMA em 11 de abril de 2007 (FURNAS & CNO, 2007). Na maioria dos casos, as respostas ou se recusaram a responder, alegando que o IBAMA estava solicitando informações além daquelas que correspondam a procedimentos normais, ou, então, responderam no sentido que as preocupações do IBAMA eram infundadas. Grande parte da longa resposta consistia em copiar partes do EIA/RIMA (compare PCE *et al.*, 2005 e FURNAS & CNO, 2007). E, por vezes, foi adicionando corroboração dos consultores contratados (e.g., FURNAS & CNO, 2007, Anexos I - V). O mais significativo, no entanto, são várias mudanças nos planos que foram feitas sem alarde, permitindo, assim, algumas das perguntas a serem respondidas no sentido de que não existia problema. Os mais importantes foram as mudanças a 1) adotar uma estratégia de “curva-guia” para a gestão do nível de água no reservatório de Jirau que supostamente evitaria a formação de um remanso superior que causaria inundação na Bolívia (FURNAS & CNO, 2007, Estudos Sedimentológicos, p. 6.32), e 2) a remoção das ensecadeiras que haviam sido planejadas para serem deixadas no local como muros de retenção de sedimentos (ensecadeiras são diques temporários usados para manter o rio fora do local de construção) (FURNAS & CNO, 2007, p. 20). O cenário oficial em que todos os sedimentos seriam naturalmente carregados dos reservatórios tem sido fortemente contestado (Fearnside, 2013b).

O caso de licenciamento para as barragens do rio Madeira provocou a divisão do IBAMA em dois órgãos, paralisando grande parte da sua atividade. Imediatamente depois de uma reunião durante a qual o presidente Lula pressionou a ministra do Meio Ambiente Marina Silva para acelerar a aprovação das barragens, a ministra anunciou que o IBAMA seria dividido em dois órgãos, o Instituto Chico Mendes de Biodiversidade (ICMBio), que iria lidar com as áreas protegidas, e o IBAMA, que lidaria com o restante das funções do antigo IBAMA, incluindo o licenciamento de projetos de infraestrutura. A separação teria sido parte de um

acordo com o presidente Lula para acelerar a aprovação das barragens do rio Madeira (e.g., Alencar, 2007; Domingos, 2007; Switkes, 2007). Em 30 de abril, o chefe do Departamento de Licenciamento do IBAMA foi trocado novamente. A partir do dia 14 de maio, grande parte do pessoal do IBAMA em todo o País entrou em greve em uma tentativa de bloquear a divisão. A divisão do IBAMA foi aprovada pelo Congresso Nacional e, em 28 de agosto de 2007, foi assinada em lei. A greve terminou pouco depois. Embora as barragens do Madeira, aparentemente, provocaram a divisão do IBAMA, isso é algo que estava em consideração por um longo tempo, como forma de reorganização do Ministério do Meio Ambiente de tal forma que o Ministro teria mais poder sobre as funções da agência. O IBAMA tinha um orçamento muito maior do que o restante do MMA, e, de muitas maneiras, o “presidente” do IBAMA ele tinha mais poder real do que o próprio ministro. Dividindo o órgão tem o efeito de restabelecer o equilíbrio entre o rabo e o cão. No entanto, a maneira que a divisão foi imposta como um meio de aprovar as barragens do rio Madeira teve consequências graves em desmoralizar os técnicos do órgão.

A aprovação das barragens do rio Madeira envolveu uma série extraordinária de mudanças de pessoal nos bastidores das agências reguladoras, a remoção de todos os indivíduos em posições de autoridade que questionaram o projeto ou ofereceram apoio para aqueles que o fizeram. “presidente” do IBAMA foi removido e um ex-chefe de gabinete da Ministra do Meio Ambiente foi indicado como “presidente” interino no dia 03 de maio de 2007. Críticos das represas afirmam que a mudança foi feita para “garantir” a aprovação das Licenças Prévia (Switkes, 2008, p. 35). No entanto, quando ele mais tarde anunciou a aprovação da Licença, ele negou que tivesse sido coagido por qualquer tipo de pressão política (Craide, 2007).

O chefe do Departamento de Licenciamento do IBAMA foi trocado novamente pouco antes da aprovação da Licença Prévia em 09 de julho de 2007, e a mesma pessoa, posteriormente, foi promovida a chefiar o IBAMA como um todo, antes da aprovação da Licença de Instalação em 13 de agosto de 2008 (veja International Rivers, 2012). Cinco dias antes, a equipe técnica tinha apresentado um parecer formal se opondo à aprovação da Licença de Instalação devido às 33 condições associadas com a Licença Prévia não terem sido cumpridas (Brasil, IBAMA, 2008). O padrão de substituição do chefe

do IBAMA com uma pessoa disposta a substituir o pessoal técnico da agência foi repetida logo após em licenciar a polêmica hidrelétrica de Belo Monte (Fearnside, 2012). Uma vez que este modelo é capaz de garantir a aprovação de qualquer projeto, independentemente dos impactos, tem implicações graves para as muitas barragens que foram anunciadas para a construção ao longo da próxima década na Amazônia brasileira.

O atual paradigma para as decisões de infraestrutura ainda é uma baseada em decretos políticos, onde os relatórios ambientais que são preparados depois servem apenas para legalizar uma decisão que já foi feita (e.g., Fearnside & Laurance, 2012). O caso das barragens do rio Madeira fornece um exemplo concreto. Grandes projetos de desenvolvimento, tais como hidrelétricas, invariavelmente têm grandes impactos e, geralmente (mas nem sempre), também têm grandes benefícios. Decisões racionais exigem que os custos e benefícios de todas as opções sejam avaliados de forma justa, e que os custos e benefícios sejam cuidadosamente comparados antes de tomar uma decisão. Isto deve incluir considerações financeiras ambientais e sociais. Práticas de tomada de decisão estão evoluindo em direção a este ideal, mas temos um longo caminho a percorrer antes de uma sequência lógica tão básica se torna a norma na prática. O teste do sistema ocorre quando as apostas são altas, como no caso das barragens do rio Madeira. Embora um mero afluente do rio Amazonas, o rio Madeira é um dos maiores rios do mundo. A vazão média no local da barragem de Jirau (17.686 m³/s) é 24% maior do que a do rio Yangtze na barragem das Três Gargantas, na China, que tem a maior capacidade instalada do mundo. As duas barragens em construção no rio Madeira (Santo Antônio e Jirau), terão uma capacidade instalada somando 6.900 MW, enquanto uma terceira barragem (Guajará-Mirim, também conhecida como Cachoeira Ribeirão) acrescentaria mais 3.000 MW, e uma quarta represa, Cachuela Esperanza, no rio Beni (um afluente do rio Madeira na Bolívia) acrescentaria 600 MW (e possivelmente até 800 MW; *HRW*, 2008, p. 10), principalmente para exportação para o Brasil pelas empresas brasileiras que esperam construir a barragem com financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

A POLÍTICA ENERGÉTICA E AS DECISÕES DE DESENVOLVIMENTO

O espectro de um apagão em grande escala (“apagão”) tem sido constantemente levantada como justificativa para a prioridade extraordinária ligada às barragens do Madeira. No entanto, o Brasil tem muitas outras opções além de barragens, combustíveis fósseis e energia nuclear (por exemplo, Moreira, 2012). As opções incluem tanto maneiras de usar menos eletricidade como formas de gerar energia a partir de fontes alternativas, como eólica e solar.

O governo brasileiro planeja um crescimento anual de 5% do produto interno bruto (PIB) a ser sustentado por pelo menos uma década (Brasil, ELETROBRÁS, 2006). Isso é muito maior do que a atual taxa de crescimento: o PIB do Brasil cresceu a taxas anuais de aproximadamente 3,3% durante a maior parte da década passada - uma taxa considerada como insuficiente pelo governo. A suposição de que o crescimento do PIB pode ser sustentado em 5% ao ano, inclui a suposição de que o Brasil vai continuar a exportar cada vez maiores quantidades de produtos intensivos em energia, como o alumínio, e que altos níveis de ineficiência e desperdício continuarão. Crescendo a 5% ao ano pode ser possível durante alguns poucos anos, mas quando extrapolados para uma década ou mais, a implicação da demanda astronômica por eletricidade é uma consequência simples da matemática de crescimento exponencial. Fatalmente, limites serão encontrados, tais como os impactos sociais e ambientais de represar praticamente todos os rios da Amazônia. Seria melhor enfrentar estes limites antes que sejam atingidos.

O uso a ser feito da energia não tem sido objeto de debate aberto no Brasil. A fundição de alumínio para exportação é um dos casos mais extremos, fornecendo apenas 2,7 empregos por GWh de eletricidade consumida (Bermann & Martins, 2000, p. 90). Lingotes de alumínio representam essencialmente eletricidade em uma forma que pode ser carregada em um navio e levada embora. Fábricas de alumínio, tais como aquelas em Barcarena, Pará, têm linhas de transmissão diretas para Tucuruí e para a futura hidrelétrica de Belo Monte (Fearnside, 1999, 2001, 2006a). O Sistema Interconectado Nacional (SIN), a que estas barragens e as barragens do rio Madeira são ligadas, contribuí ao fornecimento de energia para usinas de alumínio em Sorocaba (São Paulo), Volta Redonda (Rio de Janeiro) e em outros lugares.

Um exemplo emblemático das oportunidades para reduzir o consumo de energia elétrica são os chuveiros elétricos utilizados para o banho no Brasil. Trata-se de uma forma extremamente ineficiente de aquecimento de água, já que a segunda lei da termodinâmica resulta em energia ser perdida a cada transformação entre, por exemplo, o gás boliviano e um chuveiro em São Paulo. De acordo com o Plano Nacional sobre Mudança Climática (PNMC), chuveiros elétricos consomem 5% de toda a eletricidade do País (Brasil, CIMC, 2008, p. 58). Isso é mais do que aquilo que as barragens do Madeira irão produzir. Água para chuveiros pode ser aquecida com aquecedores solares, sem necessidade de eletricidade.

A tomada de decisão é feita em um vácuo de informação no que diz respeito aos impactos sociais e ambientais. As barragens são anunciadas em planos de desenvolvimento, muito antes que os estudos de impacto são iniciados, e muito menos concluídos. Ao invés de contribuir para uma tomada de uma decisão inicial sábia, o máximo que estudos posteriores podem contribuir são sugestões para minimizar os impactos. Os próprios estudos ambientais dão pouca ideia do verdadeiro impacto das barragens, devido ao viés inerente ao sistema de licenciamento. As empresas que pagam os estudos de impacto são os mesmos que esperam, posteriormente, ganhar os contratos para a construção das barragens. Isso cria um conflito interno de interesses, onde a ênfase de aspectos positivos e a minimização dos impactos negativos podem ser esperadas. Este tem sido um problema constante desde o início do EIA/RIMA no Brasil em 1986, e ainda aguarda solução.

Uma das ironias do sistema de licenciamento é que o conteúdo dos estudos de impacto e das audiências públicas tem muito pouco efeito sobre as decisões em matéria de licenciamento dos projetos. No final, aqueles que escrevem os relatórios e falam nas audiências podem dizer o que gosta e os projetos de infraestrutura vão em frente mesmo assim. O único fato que importa é que as várias etapas do processo foram realizadas, tais como a apresentação do EIA/RIMA, a resposta às perguntas do IBAMA, e as audiências com as populações afetadas. O conteúdo é secundário.

Que as decisões políticas possam efetivamente passar por cima de praticamente qualquer preocupação ambiental ou social dificilmente será novidade para aqueles que estão familiarizados com o

desenvolvimento na Amazônia. O Brasil precisa de um sistema de tomada de decisão ambiental funcionando que é capaz de analisar e julgar de forma justa a vasta gama de impactos e benefícios associados a esses projetos. O sistema precisa entregar decisões que não sejam nem apresadas para pular etapas necessárias, nem paralisadas até o ponto onde nenhuma infraestrutura pode ser construída, independentemente de quão grande são os benefícios em relação aos impactos.

Projetos variam muito nos seus impactos e benefícios. Um extremo ocorre quando os impactos (sem omissões) são enormes e benefícios (deflacionados de exageros) são mínimas. Exemplos incluem a hidrelétrica de Balbina e a rodovia BR-319 (Fearnside, 1989; Fearnside & Graça, 2006). Outros têm benefícios reais, além de impactos substanciais, tais como a hidrelétrica de Tucuruí e a rodovia BR-163 (Fearnside, 1999, 2001, 2007). As questões levantadas por esses casos variam consideravelmente, mas uma característica comum é a separação da decisão real sobre o projeto de construção do processo formal de avaliação dos impactos ambientais e até mesmo da avaliação dos custos e benefícios puramente financeiros.

A questão importante é como o sistema pode ser modificado. Mudanças necessárias incluem assegurar a independência das pessoas que tomam decisões sobre o licenciamento. O exemplo das barragens do rio Madeira destaca questões sobre como as decisões são tomadas e o peso relativo de considerações políticas e técnicas.

CONCLUSÕES

Os impactos ambientais e sociais das hidrelétricas no rio Madeira são substanciais, incluindo deslocamento da população, o desmatamento, a perda dos meios de subsistência da pesca no Brasil, Bolívia e Peru, inundação em um trecho de remanso superior na Bolívia, além do alagamento dos reservatórios em si no Brasil, as emissões de gases de efeito estufa, a metilação de mercúrio, e os impactos a jusante sobre a reprodução de peixes e sobre residentes ribeirinhos das mudanças nos regimes de cheias e no movimento de sedimentos.

Os impactos das barragens do rio Madeira deveriam ter sido estudados melhor antes que a decisão fosse feita para construir Santo Antônio e Jirau. A decisão racional em qualquer projeto de

infraestrutura exige que os impactos e benefícios sejam avaliados e comparados antes de tomada da decisão de fato. O paradigma de decisões por decreto deve ser quebrado se a história das barragens do Madeira não é para ser repetida muitas vezes ao longo das próximas décadas. A aprovação das barragens do Madeira, por meio de pressão política e substituição de funcionários-chave de licenciamento, estabelece um precedente perigoso. Decisões precisam seguir uma sequência lógica de etapas. É preciso pesar todos os custos e benefícios e incluir alternativas distintas da proposta imediata, tais como a conservação de energia e a mudança de políticas que incentivem e subsidiam o alumínio e outras indústrias eletro-intensivas. Infelizmente, a discussão pública sobre a política energética mal começou no Brasil.

AGRADECIMENTOS

Apoio financeiro foi fornecido pelo Conselho Nacional do Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq: Proc. 573810/2008-7, 304020/2010-9), Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA: PRJ15.125) e Ministério Público Federal do Estado de Rondônia. Agradeço a todos aqueles que forneceram informações e que ajudaram com apoio logístico nos locais das barragens e em Porto Velho, entre eles Francisco Pereira, Artur de Souza Moret, Wanderley Rodrigues Bastos, Ronaldo Cavalcante de Oliveira, Iremar Antônio Ferreira e Carolina Carneiro Fonseca, bem como aqueles em órgãos federais, e residentes estaduais e municipais na região das barragens. Agradeço Paulo M.L.A. Graça pelos comentários. Toda a responsabilidade pelo conteúdo do artigo recai sobre o autor. Isto é uma tradução de Fearnside (2014c).

LITERATURA CITADA

- Alencar, K. 2007. Ministra se compromete com Lula a liberar usinas. *Folha de São Paulo*, 27 de abril de 2007, p. A-5.
- ARCADIS Tetraplan; FURNAS & CNO. 2005. *Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira: Avaliação Ambiental Estratégica. Relatório Final*. Rio de Janeiro, RJ: ARCADIS Tetraplan; FURNAS Centrais Elétricas, S.A. & Construtora Noberto Odebrecht, S.A. (CNO). 169 p + anexos. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- Barthem, R. & Goulding, M. 1997. *The catfish connection: Ecology, migration, and conservation of Amazon predators*. New York, E.U.A: Columbia University Press, 184 p.

- Bermann, C. 2012. O setor de eletro-intensivos. In Moreira, P.F. (ed), *Setor Elétrico Brasileiro e a Sustentabilidade no Século 21: Oportunidades e Desafios*. pp. 29-34. Brasília, DF: Rios Internacionais, 91 p.
- Bermann, C. & Martins, O.S. 2000. *Sustentabilidade Energética no Brasil: Limites e possibilidades para uma estratégia energética sustentável e democrática*. (Série Cadernos Temáticos No. 1) Rio de Janeiro, RJ: Projeto Brasil Sustentável e Democrático, Federação dos Órgãos para Assistência Social e Educacional (FASE), 151 p.
- Brasil, CIMC (Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima). 2008. *Plano Nacional sobre Mudança do Clima – PNUMC – Brasil*. Brasília, DF: Ministério do Meio Ambiente. 129 p. http://www.mma.gov.br/estruturas/imprensa/_arquivos/96_01122008060233.pdf
- Brasil, ELETROBRÁS (Centrais Elétricas do Brasil). 1987. *Plano 2010: Relatório Geral. Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010 (Dezembro de 1987)*. Brasília, DF: ELETROBRÁS, 269 p.
- Brasil, ELETROBRÁS. 2006. *Planejamento 2006*. Rio de Janeiro, RJ, Brazil: ELETROBRÁS. <http://www.provedor.nuca.ie.ufjf.br/eletrobras/assuntos/pla/pla.htm>
- Brasil, IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis). 2007a. Parecer Técnico No. 17/2007-COHID/CGENE/DILIC/IBAMA de 12 de abril de 2007. Assunto: Aproveitamentos Hidroelétricos Santo Antônio e Jirau – Rio Madeira. Brasília, DF: IBAMA.
- Brasil, IBAMA. 2007b. Parecer Técnico No. 19/2007-COHID/CGENE/DILIC/IBAMA de 23 de abril de 2007. Assunto: Aproveitamentos Hidroelétricos Santo Antônio e Jirau – Rio Madeira. Brasília, DF: IBAMA.
- Brasil, IBAMA. 2007c. Parecer Técnico No. 20/2007-COHID/CGENE/DILIC/IBAMA de 23 de abril de 2007. Assunto: Aproveitamentos Hidroelétricos Santo Antônio e Jirau – Rio Madeira. Brasília, DF: IBAMA.
- Brasil, IBAMA. 2008. Parecer Técnico No. 45/2008-COHID/CGENE/DILIC/IBAMA de 08 de agosto de 2008. Assunto: Análise da solicitação da emissão da Licença de Instalação do Aproveitamento Hidrelétrico de Santo Antônio. Brasília, DF: IBAMA. 146 p. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/IBAMA_parecer_tecnico_45_2008_li_st_antonio%5b-08-08-08.pdf
- Brasil, MME (Ministério das Minas e Energia). 2011. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2020*. Brasília, DF: MME, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). 2 vols. www.epe.gov.br/PDEE/20120302_1.pdf
- COBRAPE (Cia. Brasileira de Projetos e Empreendimentos). 2006. *Pareceres Técnicos dos Especialistas Setoriais—Aspectos Físicos/Bióticos. Relatório de Análise do Conteúdo dos Estudos de Impacto Ambiental (ELA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) dos Aproveitamentos Hidrelétricos de Santo Antônio e Jirau no, Rio Madeira, Estado de Rondônia*. Porto Velho, RO: Ministério Público do Estado de Rondônia. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/Madeira_COBRAPE/11118-COBRAP-report.pdf
- Craide, S. 2007. Pressão política não interferiu em emissão de licença, afirma presidente do Ibama. Agência Brasil. 09 de julho de 2007. <http://www.tudorondonia.com/noticias/pressao-politica-nao-interferiu-em-emissao-de-licenca-afirma-presidente-do-ibama-,2953.shtml>
- Deberdt, G.; Teixeira, I.; Lima, L.M.M. Campos, M.B.; Choueri, R.B.; Koblitz, R.; Franco, S.R. & Abreu, V.L.S. 2007. Parecer Técnico No. 014/2007 de 21 de março de 2007. Assunto: Análise técnica do EIA/RIMA e de documentos correlatos referentes ao AHE de Santo Antônio e AHE de Jirau, ambos no rio Madeira, visando emissão de parecer quanto à viabilidade ambiental dos empreendimentos. FCOHID/CGENE/DILIC/IBAMA. Brasília, DF: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). 221 p. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/Madeiraparecer.pdf
- Domingos, J. 2007. Lula fatia Ibama com aval de Marina para apressar obras. *O Estado de São Paulo*, 25 de abril de 2007, p. A4. <http://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/326929/noticia.htm?sequenc e=1>
- Época. 2008. Usina do Rio Madeira: Um novo acordo com Evo. *Época* 14 January 2008, p. 30.
- Escada, M.I.S.; Maurano, L.E. & da Silva, J.H.G. 2013. Dinâmica do desmatamento na área de influência das usinas hidroelétricas do complexo do rio Madeira, RO. In: dos Santos, J.R. (ed.), *XVI Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto, Foz do Iguaçu, Brasil 2013*, pp. 7499-7507. São José dos Campos, SP: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). <http://www.dsr.inpe.br/sbsr2013/files/p0551.pdf>
- Eve, E.; Arguelles, F.A. & Fearnside, P.M. 2000. How well does Brazil's environmental law work in practice? Environmental impact assessment and the case of the Itapiranga private sustainable logging plan. *Environmental Management* 26(3): 251-267.
- Faleiros, G. 2007. Os bagres de Lula. *O Eco*, 20 de abril de 2007. http://www.oeco.org.br/reportagens/1920-oeco_21677
- Fearnside, P.M. 1989. Brazil's Balbina Dam: Environment versus the legacy of the pharaohs in Amazonia. *Environmental Management* 13(4): 401-423.
- Fearnside, P.M. 1995. Hydroelectric dams in the Brazilian Amazon as sources of 'greenhouse' gases. *Environmental Conservation* 22(1): 7-19.
- Fearnside, P.M. 1996. Hydroelectric dams in Brazilian Amazonia: Response to Rosa, Schaeffer & dos Santos. *Environmental Conservation* 23(2): 105-108.
- Fearnside, P.M. 1999. Social impacts of Brazil's Tucuruí Dam. *Environmental Management* 24(4): 485-495.
- Fearnside, P.M. 2001. Environmental impacts of Brazil's Tucuruí Dam: Unlearned lessons for hydroelectric development in Amazonia. *Environmental Management* 27(3): 377-396.
- Fearnside, P.M. 2006a. Dams in the Amazon: Belo Monte and Brazil's hydroelectric development of the Xingu River Basin. *Environmental Management* 38(1): 16-27.

- Fearnside, P.M. 2006b. Parecer técnico sobre ecossistemas. Pareceres dos consultores sobre o estudo de impacto ambiental do projeto para aproveitamento hidrelétrico de Santo Antônio e Jirau, Rio Madeira-RO. In: *Pareceres Técnicos dos especialistas setoriais – Aspectos físicos/bióticos. Relatório de análise do conteúdo dos Estudos de Impacto Ambiental (ELA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) dos aproveitamentos hidrelétricos de Santo Antônio e Jirau no, Rio Madeira, Estado de Rondônia*. Parte B, Volume 1, Parecer 8, pp. 1-15. Porto Velho, RO: Ministério Público do Estado de Rondônia. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/2006/Parte%20B%20Vol%201%20Relat%C3%B3rio%20Philip%20Fearnside.pdf
- Fearnside, P.M. 2007. Brazil's Cuiabá-Santarém (BR-163) Highway: The environmental cost of paving a soybean corridor through the Amazon. *Environmental Management* 39(5): 601-614.
- Fearnside, P.M. 2009. Recursos pesqueiros. In Val, A.L. & dos Santos, G.M. (eds), *Grupo de Estudos Estratégicos Amazônicos (GEEA) Tomo I*, p. 38-39. Manaus, AM: Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), 148 p.
- Fearnside, P.M. 2012. Belo Monte: A spearhead for Brazil's dam-building attack on Amazonia? *GWF Discussion Paper 1210*, Global Water Forum, Canberra, Austrália. http://www.globalwaterforum.org/wp-content/uploads/2012/04/Belo-Monte-Dam-A-spearhead-for-Brazils-dam-building-attack-on-Amazonia_-GWF-1210.pdf
- Fearnside, P.M. 2013a. Credit for climate mitigation by Amazonian dams: Loopholes and impacts illustrated by Brazil's Jirau Hydroelectric Project. *Carbon Management* 4(6): 681-696. doi: 10.4155/CMT.13.57
- Fearnside, P.M. 2013b. Decision-making on Amazon dams: Politics trumps uncertainty in the Madeira River sediments controversy. *Water Alternatives* 6(2): 313-325.
- Fearnside, P.M. 2014a. *Análisis de los Principales Proyectos Hidro-Energéticos en la Región Amazónica*. Derecho, Ambiente y Recursos Naturales (DAR), Centro Latinoamericano de Ecología Social (CLAES), & Panel Internacional de Ambiente y Energía en la Amazonia, Lima, Peru, 55 pp. doi: 10.13140/RG.2.1.3609.8083 http://www.dar.org.pe/archivos/publicacion/147_Proyecto_hidro-energeticos.pdf <http://www.vigilamazonia.com/uploads/files/e6d824750f3fbc3c4a84226ac69c0f11.pdf>
- Fearnside, P.M. 2014b. Impacts of Brazil's Madeira River dams: Unlearned lessons for hydroelectric development in Amazonia. *Environmental Science & Policy* 38: 164-172. doi: 10.1016/j.envsci.2013.11.004
- Fearnside, P.M. 2014c. Brazil's Madeira River dams: A setback for environmental policy in Amazonian development. *Water Alternatives* 7(1): 154-167.
- Fearnside, P.M. & Barbosa, R.I. 1996. Political benefits as barriers to assessment of environmental costs in Brazil's Amazonian development planning: The example of the Jatapu Dam in Roraima. *Environmental Management* 20(5): 615-630.
- Fearnside, P.M. & Graça, P.M.L.A. 2006. BR-319: Brazil's Manaus-Porto Velho Highway and the potential impact of linking the arc of deforestation to central Amazonia. *Environmental Management* 38(5): 705-716.
- Fearnside, P.M. & Laurance, W.F. 2012. Infraestrutura na Amazônia: As lições dos planos plurianuais. *Caderno CRH* 25(64): 87-98.
- Finer, M. & Jenkins, C.N. 2012. Proliferation of hydroelectric dams in the Andean Amazon and implications for Andes-Amazon connectivity. *PLoS ONE* 7(4): e35126. doi:10.1371/journal.pone.0035126 <http://www.plosone.org/article/info%3Adoi%2F10.1371%2Fjournal.pone.0035126>
- Forsberg, B.R. & Kemenes, A. 2006. Parecer Técnico sobre Estudos Hidrobiogeoquímicos, com atenção específica à dinâmica do Mercúrio (Hg). In: *Pareceres Técnicos dos Especialistas Setoriais—Aspectos Físicos/Bióticos. Relatório de Análise do Conteúdo dos Estudos de Impacto Ambiental (ELA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) dos Aproveitamentos Hidrelétricos de Santo Antônio e Jirau no, Rio Madeira, Estado de Rondônia*. Parte B, Vol. I, Parecer 2, p. 1-32. Porto Velho, RO: Ministério Público do Estado de Rondônia. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/Madeira_COBRAPE/11118-COBRAP-report.pdf
- FURNAS (Furnas Centrais Elétricas S.A.) & CNO (Construtora Noberto Odebrecht S.A.). 2007. *Respostas às Perguntas Apresentadas pelo IBAMA no Âmbito do Processo de Licenciamento Ambiental do Complexo Madeira*. Informações Técnicas Nos 17, 19 E 20/2007 COHID/CGENE/DILIC/IBAMA. Rio de Janeiro, RJ: FURNAS & CNO. 239 p. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/respostas%20empresas.pdf
- FURNAS (Furnas Centrais Elétricas S.A.); CNO (Construtora Noberto Odebrecht S.A.) & Leme Engenharia. 2005a. *Usinas Hidrelétricas Santo Antônio e Jirau. RIMA*. Rio de Janeiro, Brazil: FURNAS, CNO & Leme Engenharia. 82 p. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/RIMA/TE_XTO.PDF
- FURNAS (Furnas Centrais Elétricas S.A.); CNO (Construtora Noberto Odebrecht S.A.) & Leme Engenharia. 2005b. *EIA-Estudo de Impacto Ambiental Aproveitamentos Hidrelétricos Santo Antônio e Jirau, Rio Madeira-RO. 6315-RT-G90-001*. Rio de Janeiro, RJ: FURNAS, CNO & Leme Engenharia. 8 Vols. Paginação Irregular. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RI0%20MADEIRA.htm
- Gama, P. 2013. Maiores doadoras somam gasto de R\$1 bi desde 2002. Construtores e bancos são principais financiadores de campanhas eleitorais. *Folha de São Paulo*, 21 de janeiro de 2013, p. A6. <http://www1.folha.uol.com.br/fsp/poder/89730-maiores-doadoras-somam-gasto-de-r-1-bi-desde-2002.shtml>
- Grandin, K. 2012. *Variations of methane emissions within and between three hydroelectric reservoirs in Brazil*. Uppsala, Suécia: Department of Ecology and Evolution, Limnology, Uppsala University. 71p. http://www.ibg.uu.se%2FdigitalAssets%2F130%2F130865_172grandin.pdf
- Hällqvist, E. 2012. *Methane emissions from three tropical hydroelectrical reservoirs*. Uppsala, Suécia: Committee of

- Tropical Ecology, Uppsala University. 46 p. http://www.ibg.uu.se/digitalAssets/122/122484_hallqvist-emma-report.pdf
- HRW (Hydro Review Worldwide Magazine). 2008. Contract award: Canada firm studies Bolivia's 800-MW Cachuela Esperanza. *HRN* 16(4): 10. <http://www.hydroworld.com/articles/print/volume-16/issue-4.html>
- International Rivers. 2012. Comments on the Santo Antônio Hydropower Project Submitted to the Perry Johnson Registrars Carbon Emissions Services. Berkeley, CA, USA: International Rivers. 12 p. <http://www.internationalrivers.org/pt-br/node/3052>
- Kepp, M. 2007. Madeira now top Brazilian hydro priority. *EcoAméricas* Janeiro 2007, p. 6-8. <http://ecoamericas.com/en/story.aspx?id=792>
- Kunz Júnior, L.F. 2007. Processo Ibama no. 02001.00377/2003-25: Despacho. 30 de março de 2007. Brasília, DF: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). 1 p. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/Kunz-despacho-30-03-07.pdf
- Moore, D.; Dore, J. & Gyawali, D. (eds.) 2010. Special Issue: WCD+10: Revisiting the large dam controversy. *Water Alternatives* 3(2). http://www.water-alternatives.org/index.php?option=com_content&task=view&id=139&Itemid=1
- Moreira, P.F. (ed.) 2012. *Setor Elétrico Brasileiro e a Sustentabilidade no Século 21: Oportunidades e Desafios*. Brasília, DF: Rios Internacionais. 91p. <http://www.internationalrivers.org/node/7525>
- OESP (O Estado de São Paulo). 2007. A molecagem do Ibama. *OESP*, 22 de maio de 2007, p. A3. <http://txt.estado.com.br/editorias/2007/05/22/edi-1.93.5.20070522.1.1.xml>
- O Globo. 2007. Lula: energia nuclear é opção às hidrelétricas. *O Globo*, 03 de maio de 2007 <http://g1.globo.com/Noticias/Politica/0,,MUL30964-5601,00- LULA+ENERGIA+NUCLEAR+E+OPCAO+AS+HIDRELETRICAS.html>
- PCE (Projetos e Consultorias de Engenharia Ltda.); FURNAS (Furnas Centrais Elétricas S.A.) & CNO (Construtora Noberto Odebrecht S.A.). 2002. *Inventário Hidrelétrico do Rio Madeira: Trecho Porto Velho – Abunã. Processo Nº 48500.000291/01-31. Relatório Final: MAD-INV-00-01-R7*, Rio de Janeiro, RJ: PCE, FURNAS & CNO. Paginação Irregular. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- PCE; FURNAS & CNO. 2004. *Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira: Estudos de Viabilidade do AHE Jirau. Processo Nº PJ-0519-V1-00-RL-0001*, Rio de Janeiro, RJ: PCE, FURNAS & CNO. 4 vols. + anexos.
- PCE; FURNAS & CNO. 2005. *Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira: Estudos de Viabilidade do AHE Santo Antônio. Processo Nº 48500.000103/03-91. Relatório Final PJ-0532-V1-00-RL-0001*, Rio de Janeiro, RJ: PCE, FURNAS & CNO. 4 vols. + anexos. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- Peixoto, P. 2007. Dilma pressiona Ibama sobre 2 usinas: Ministra diz que problema de sedimentos do rio Madeira, em Rondônia, foi resolvido, mas ameaça a bagres continua. *Folha de São Paulo*, 24 de abril de 2007, p. B9.
- Sotelino, D.S. 2013. Complexo Madeira: Environmental licensing for large-scale hydropower in Brazil. *Environmental Law Reporter* 43(1): 55-67. http://www.enhesa.com/en/service/docs/complexo_madeira_daniel_sotelino.pdf
- Switkes, G. 2007. Madeira dams on Amazon get go-ahead. *World Rivers Review* 22(3): 12- 13.
- Switkes, G. (ed.). 2008. *Águas Turvas: Alertas sobre as Conseqüências de Barrar o Maior Afluente do Amazonas*. São Paulo, SP, Brazil: International Rivers. 237 p. <http://www.internationalrivers.org/resources/muddy-waters-impacts-of-damming-the-amazon-s-principal-tributary-3967>
- Vera-Diaz, M.C., Reid, J., Soares-Filho, B., Kaufmann, R. & Fleck, L. 2007. *Efeitos de projetos de infra-estrutura de energia e transportes sobre a expansão da soja na bacia do rio Madeira*. Conservation Strategy Fund, CSF Série no. 7. Lagoa Santa, Minas Gerais, Brasil: Conservation Strategy Fund. Disponível em: <http://conservation-strategy.org/pt/publication/efeitos-de-projetos-de-infra-estrutura-de-energia-e-transportes-sobre-expans%C3%A3o-da-soja-n>
- WCD (World Commission on Dams). 2000. *Dams and Development: A new framework for decision making*. London, Reino Unido: Earthscan.
- World Bank. 2008. *Summary Report. Vol. 1 of Environmental Licensing for Hydroelectric Projects in Brazil: A Contribution to the Debate*. Report No. 40995. Washington, DC, E.U.A.: The World Bank. 35 p. http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2009/01/07/000333038_20090107231133/Rendered/PDF/40995v10ENGLISH0Box0334093B01PUBLIC1.pdf]

Capítulo 10

Crédito para mitigação das mudanças climáticas por barragens amazônicas: Brechas e impactos ilustrados pelo projeto da Hidrelétrica de Jirau

Philip M. Fearnside

Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA).
Av. André Araújo, 2936 - CEP: 69.067-375, Manaus, Amazonas, Brasil.
E-mail: pmfearn@inpa.gov.br

Tradução de:

Fearnside, P.M. 2013. Credit for climate mitigation by Amazonian dams: Loopholes and impacts illustrated by Brazil's Jirau Hydroelectric Project. *Carbon Management* 4(6): 681-696. doi: 10.4155/CMT.13.57

RESUMO

Hidrelétricas tropicais são hoje um dos principais destinos dos fundos no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), do Protocolo de Quioto, com 1.482 barragens aprovadas para crédito e 840 barragens no “*pipeline*” (“duto”) do MDL aguardando aprovação. Milhares de barragens estão sendo construídas por países, tais como, China, Índia e Brasil, independentemente de qualquer subsídio adicional com base na mitigação do aquecimento global. Créditos de carbono concedidos a projetos que ocorreriam de qualquer maneira permitem que os países que compram os créditos emitam gases de efeito estufa que não são compensados. O dano ao clima global é ainda maior devido aos procedimentos contábeis do MDL que subestimam os gases de efeito estufa emitidos por barragens tropicais. Mais danos ainda decorrem de fundos de mitigação limitados serem desperdiçados em projetos “não-adicionais”, tais como barragens. Um exemplo que indica a necessidade de eliminar o crédito para hidrelétricas é fornecido pela usina de Jirau, atualmente em fase de conclusão, no rio Madeira, próximo da fronteira do Brasil com a Bolívia. A barragem tem impactos severos, além de contribuir ao aquecimento global. O projeto foi aprovado (registrado) pelo Conselho Executivo do MDL em 17 de maio de 2013.

Palavras-Chave: Amazônia; barragens; aquecimento global; efeito estufa; hidrelétricas; metano; mitigação

INTRODUÇÃO

Em 17 de maio 2013, o Conselho Executivo (“*Executive Board*”) do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) aprovou o projeto de Jirau para obtenção de crédito de carbono, tornando-se o maior projeto de “energia renovável” do MDL até agora em termos de toneladas de CO₂-eq supostamente mitigada (GDF Suez, 2013). Isso faz com que o exame deste exemplo seja especialmente relevante, sendo que os problemas causados pela concessão de créditos de carbono não podem ser descartados como aberrações que seriam eliminadas pela validação e pelo processo de revisão do MDL. Na verdade, a grande maioria das propostas é aprovada, e o processo de revisão do MDL não resulta em um portfólio de projetos aprovados que seria sanado dos seus muitos problemas. O objetivo do presente trabalho é um questionamento das próprias

diretrizes do MDL, e não a questão se este projeto em particular atende aos critérios atuais do MDL.

O Protocolo de Quioto foi negociado em 1997 e entrou em vigor em 2005 com a finalidade de reduzir as emissões globais líquidas de gases de efeito estufa, contribuindo assim para manter a concentração atmosférica abaixo do nível que seria “perigoso” para o sistema climático. O primeiro período de compromisso do Protocolo foi de 2008 a 2012, e as atividades de mitigação nos próximos períodos de compromisso do Protocolo de Quioto ou sobre acordos que o substitui terá de se beneficiar da experiência adquirida até hoje. Uma característica importante do Protocolo de Quioto é o MDL, que permite que os países que aceitaram um limite máximo, ou “teto”, sobre as suas emissões nacionais (países do Anexo-I) possam cumprir parte dos seus compromissos de redução de emissões através de projetos em países sem um teto nacional (países não-Anexo I). Como os países anfitriões desses projetos não têm limites nacionais, não há nenhuma salvaguarda na contabilidade a nível nacional de emissões de gases de efeito estufa para evitar danos ao clima, caso que os benefícios reivindicados em nível de projeto não reflitam as verdadeiras reduções de emissões líquidas. O Protocolo de Quioto exige, portanto, que todas as reduções de emissões do MDL sejam “adicionais” àquelas que teriam ocorridas na ausência do projeto. Isto dá origem ao termo “adicionalidade” para descrever o grau em que a redução de emissões não ocorreria sem essa ajuda.

É importante manter uma distinção clara entre o que é “adicional” no espírito do Protocolo de Quioto e o que é classificado como tal, pela aplicação dos procedimentos operacionais adotados na implementação do MDL. Estes definitivamente não são a mesma coisa. A realização do objetivo do Protocolo de Quioto na redução das emissões líquidas globais de gases de efeito estufa exige que os projetos de MDL financiados deveriam, de fato, apenas ser realizados por causa da receita da venda de créditos de carbono. Isto é muito diferente de justificar a classificação como “adicional”, por meio do fornecimento de valores para a taxa interna de retorno (*Internal Rate of Return* [IRR]), que, após uma série de ajustes permitidos pela MDL, implica que as barragens, de outra forma, não seriam rentáveis. O presente trabalho usa o termo “adicional” no sentido do espírito do Protocolo de Quioto, salvo indicação em contrário. O foco do presente trabalho é sobre a adequação ou inadequação das atividades do MDL em

subsidiar as hidrelétricas tropicais como um meio de combater o aquecimento global - e não sobre se ou não o pedido de crédito de carbono pelo caso exemplificado (Jirau) está em conformidade com os regulamentos atuais do MDL. Hidrelétricas, que se tornaram uma das formas dominantes de mitigação no MDL, raramente são adicionais, já que elas têm sido e continuam sendo construídas pelos países anfitriões, sem recorrer à renda adicional de créditos de carbono.

O MDL tem um processo de três passos. Na primeira etapa, a equipe de projeto do MDL contrata uma Entidade Operacional Designada (DOE), que é uma entidade independente designada pelo Conselho Executivo do MDL para realizar o trabalho de validação. O segundo passo é a “validação” pela DOE, incluindo visitas ao local e entrevistas. O andamento do projeto pode ser visto como parte do “*pipeline*” (“duto”) de projetos que são monitorados pelo Centro Risoe, do Programa das Nações Unidas do Meio Ambiente (PNUMA) (UNEP, 2013). Este monitoramento é baseado em informações coletadas de validadores, e é independente do Conselho Executivo do MDL. O terceiro passo é o pedido dos desenvolvedores do projeto ao Conselho Executivo para o “registro”, e a posterior revisão e aprovação pelo Conselho. Uma vez registrado, o projeto é elegível para receber créditos de carbono. A concessão real de crédito de carbono (Reduções Certificadas de Emissões [CERs]), será feita depois de cada ano do projeto (ou outro período de tempo), momento em que outro DOE irá verificar se as reduções de emissões foram alcançadas e, se o DOE achar que as reduções ocorreram, o Conselho Executivo do MDL concederá CERs como produto comercializável resultante.

Até 1 de dezembro de 2012, o MDL havia emitido crédito para 586 projetos hidrelétricos. O número acumulado de projetos hidrelétricos inscritos aumentou de 1.225 para 1.482 entre 3 de junho e 1 de dezembro de 2012, o que representa uma taxa de quase duas barragens por dia de aprovação. Outros 896 projetos haviam sido registrados, mas ainda sem emissão de crédito, e 840 barragens estavam no “*pipeline*” aguardando a conclusão do processo de aprovação para o financiamento do MDL (UNEP, 2013). A grande maioria dos projetos que entram na tubulação do “*pipeline*” são aprovados: a taxa de rejeição global do MDL é de 19,8% durante a fase de validação, após o qual 4,2% são rejeitadas pelo Conselho Executivo (UNEP, 2013). Para projetos

hidrelétricos listados pelo Centro Risoe como tendo havido uma decisão (ou seja, tanto como tendo sido rejeitado ou que tenha passado pela fase de registro), apenas 14,2% havia sido rejeitado (UNEP, 2013).

Para o período que termina em 2012, o montante de CERs emitidas para a energia hídrica foi de 112,7 milhões de toneladas de CO₂ equivalente (CO₂-eq, ou seja, a soma do impacto de todos os gases de efeito estufa, como o metano, expressa como a quantidade de dióxido de carbono que teria o mesmo impacto no aquecimento global ao longo de um período de 100 anos). No entanto, para todos os projetos hidrelétricos aprovados e no “*pipeline*” global, o número total anual de CERs para o período até 2012 deverá ser de 331,2 milhões de toneladas de CO₂-eq (UNEP, 2013), o que equivale a 90,3 milhões de toneladas de carbono por ano. O número de CERs esperado para o período 2013-2020, a partir de projetos hidrelétricos aprovados até 1 de dezembro de 2012, totaliza mais de 7 bilhões de toneladas de CO₂-eq (UNEP, 2013). Para efeito de comparação, o total de emissões dos Estados Unidos a partir de combustíveis fósseis em 2010 foi estimado em 6,8 bilhões de toneladas de CO₂-eq (UNFCCC, 2012, p. 14).

Pouco do carbono representado por CERs de hidrelétricas é adicional àquele que teria sido emitido sem os projetos (por exemplo, Pottinger, 2008; Yan, 2012; Fearnside, 2013a). Os países que compram as CERs, portanto, emitem carbono para a atmosfera, sem qualquer compensação verdadeira das emissões pelos projetos de MDL. Projetos hidrelétricos no MDL também consomem uma parte substancial do dinheiro que o mundo tem para combater o aquecimento global, a quantidade de crédito ao longo de 2012 (um total anual de 331,2 milhões de toneladas de CO₂-eq para a aprovação e projetos no “*pipeline*” valeria 8,5 bilhões de dólares dos EUA (US\$), considerando o preço do CER (cerca de US\$ 25/tonelada CO₂-eq) de 2008 usado no Documento de Concepção de Projeto (*Project Design Document* = PDD) de Jirau (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 52). Note-se, no entanto, que os preços dos CERs são altamente voláteis: eles têm caído desde 2008, mas aumentariam drasticamente se as negociações internacionais alcançarem compromissos de redução substanciais de emissões. O gasto de parte dos fundos disponíveis para projetos de mitigação em projetos não adicionais significa que projetos com benefícios climáticos reais não serão realizados. As propostas hidrelétricas

representam 26% do total de créditos de carbono no “pipeline” do MDL (UNEP, 2013). A usina de Jirau, no rio Madeira, na Amazônia brasileira, fornece um exemplo que ilustra esses problemas.

A HIDRELÉTRICA DE JIRAU E O MDL

O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, do Protocolo de Quioto, se destina a fornecer um meio pelo qual os projetos em países em desenvolvimento possam ser financiados através da venda de créditos de carbono aos países desenvolvidos (países do Anexo I). Desta maneira, permitirá que os países desenvolvidos atendam em as suas quotas (quantidades atribuídas) de emissões do Protocolo de Quioto, de forma mais barata e, ao mesmo tempo, ajudem os países em desenvolvimento a alcançar o “desenvolvimento sustentável”. Uma das partes mais polêmicas do MDL tem sido projetos de hidrelétricas, especialmente em áreas tropicais, como a Amazônia brasileira (por exemplo, Fearnside, 2005a; Fearnside & Pueyo, 2012). O registro (aprovação) do Conselho Executivo do MDL do projeto de MDL para Jirau

em 17 de maio de 2013 é de efeito retroativo até 26 de dezembro de 2012, assim permitindo o projeto vender créditos de carbono para o Esquema da União Europeia de Comércio das Emissões (EU-ETS) (GDF Suez, 2013).

As barragens do rio Madeira (Jirau e a barragem adjacente de Santo Antônio) estão atualmente em fase de conclusão. O rio Madeira é um dos principais afluentes do rio Amazonas que drena partes de Brasil, Bolívia e Peru (Figura 1). A sua vazão média em Jirau ($17.686 \text{ m}^3/\text{s}$) é 24% maior do que o do rio Yangze, da China na barragem das Três Gargantas. As barragens do rio Madeira têm sido, durante muitos anos, assunto de intensa oposição de grupos preocupados com o meio ambiente e os direitos humanos (ver Switkes, 2008). Estas barragens certamente não seriam consideradas como sendo “desenvolvimento sustentável” na compreensão da maioria das pessoas, desse termo muito flexível. No entanto, a exigência do Protocolo de Quioto que todos os projetos de MDL contribuam para o “desenvolvimento sustentável” (UNFCCC, 1997, Artigo 12, § 2º) tem sido efetivamente neutralizada por

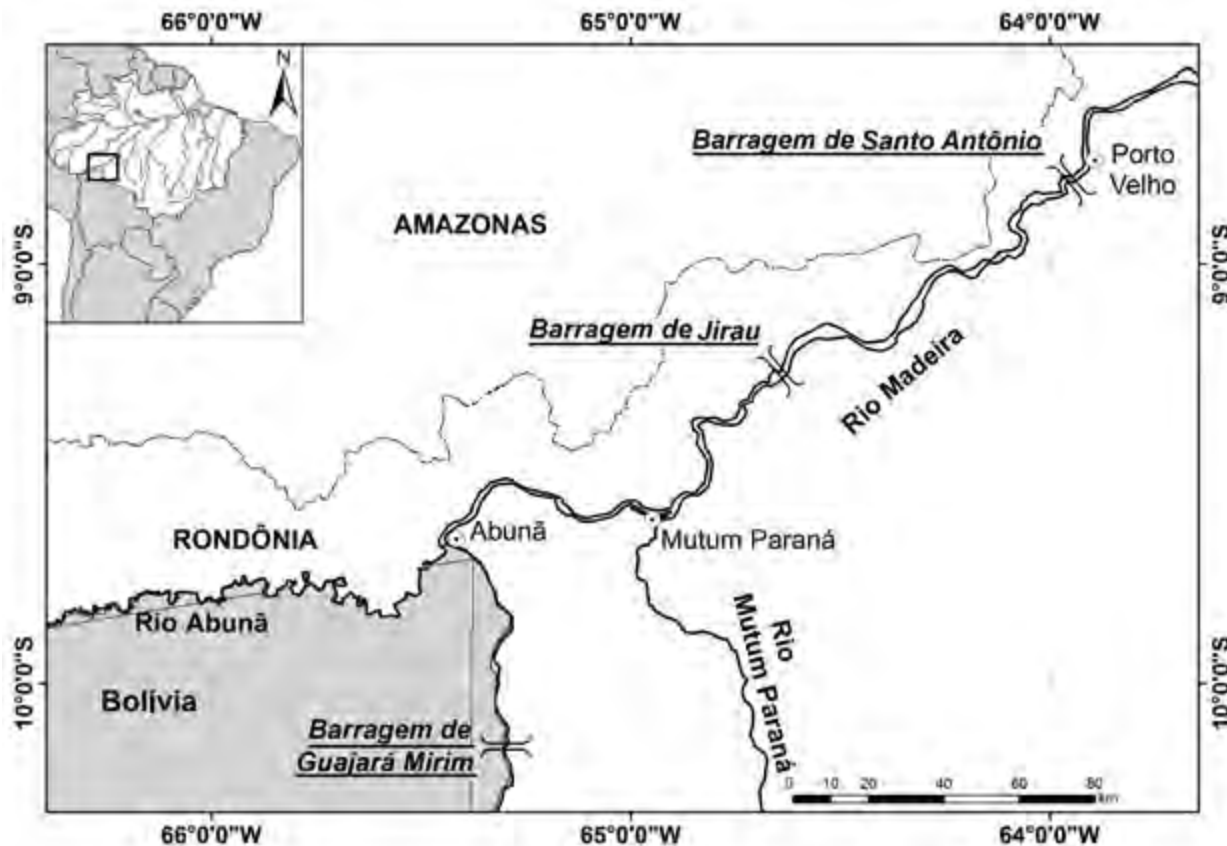


Figura 1 - locais mencionados no texto.

uma decisão de que cada país decide por si o que o é “desenvolvimento sustentável”, e qualquer projeto apresentado ao MDL pela Autoridade Nacional Designada (DNA) do país anfitrião é presumido automaticamente para representar o “desenvolvimento sustentável”. O projeto de Jirau já passou pelas várias etapas no processo de aprovação do MDL, culminando com a entrega de um “relatório de avaliação oficial” (Locher et al., 2013) em 17 de maio de 2013 e a aprovação do projeto no mesmo dia pelo Conselho Executivo do MDL. O relatório foi duramente criticado durante o período de comentário público (Fearnside, 2013b), assim como foi criticado o PDD do projeto Jirau (Fearnside, 2012a; Molina Carpio, 2012). Um exame do caso Jirau revela a incapacidade do atual sistema de avaliação de projetos no MDL para impedir a aprovação de projetos que contrariam o objetivo global do Protocolo de Quioto e da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), conhecida como a “Convenção de Clima”, por fazer mal ao clima global, além de causar impactos ambientais e sociais notáveis no país anfitrião (e, neste caso, em dois países vizinhos também).

Localizada no Estado de Rondônia, próximo da fronteira com a Bolívia (9° 15' 17,96" S; 64° 38' 40,13" O), a hidrelétrica de Jirau está sendo construída pela multinacional francesa GDF Suez, juntamente com a Energia Sustentável do Brasil SA, que é um consórcio formado pela GDF Suez (60%), Eletrosul (20%) e Chesf (20%). Em 2 de julho de 2013 o governo brasileiro aprovou a proposta de venda de uma participação de 20% pela GDF Suez à empresa japonesa Mitsui. O início da produção comercial de energia foi adiado várias vezes, e começou em setembro de 2013, a capacidade instalada plena de 3.750 MW deverá entrar em operação até 2015. O PDD para a proposta de crédito de carbono (ESBR & GDF Suez Latin America Participações Ltda., 2013) é semelhante a outras propostas de MDL para barragens. O Projeto Hidrelétrico Jirau concluiu a versão final do seu PDD em 12 de abril de 2012, e o processo de validação começou em 24 de abril de 2012. Ressalto mais uma vez que o atual trabalho se destina a examinar a raciocínio para as regras atuais do MDL para concessão de crédito de carbono para usinas hidrelétricas (usando Jirau como um exemplo), e não se o projeto de carbono de Jirau está em conformidade com as regras atuais do MDL. Os problemas incluem a falta de adicionalidade, subestimação das emissões de gases de efeito

estufa pela própria barragem, as emissões provenientes do desmatamento induzido pela barragem, e muitos impactos além do carbono na área ambiental e social. O autor pode atestar que muitos dos problemas aqui analisados também se aplicam às outras três grandes hidrelétricas que apresentaram projetos de carbono para o MDL na região amazônica do Brasil (Santo Antônio, Teles Pires e Dardanelos). Esses problemas, incluindo a falta de uma verdadeira adicionalidade, parecem ser comuns a muitos projetos de barragens em todo o mundo (por exemplo, Haya, 2012).

IMPACTOS AMBIENTAIS E SOCIAIS

Jirau e o desenvolvimento sustentável

O PDD de Jirau afirma que “A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) brasileiro, Considera aspectos econômicos e sociais, bem como do meio ambiente Neste contexto, a EPE também considera a inserção do Brasil em acordos internacionais Esta visão implica que todos os custos e benefícios externos são avaliados de forma adequada para identificar projetos mais benéficos e para maximizar seus benefícios socioeconômicos e minimizar seus impactos” (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 5). A ironia dessa interpretação é aparente, dada a enorme acumulação de críticas da sociedade civil aos planos da EPE, e das barragens do rio Madeira em particular, com base em seus impactos socioeconômicos e ambientais (ver, por exemplo: Amigos da Terra – Amazônia brasileira & IRN, 2006; Monteiro, 2011, 2012; Ortiz et al., 2007; Switkes, 2008). Uma carta de 2010 ao presidente da GDF Suez, de 16 grupos ambientais (Amigos da Terra – Amazônia brasileira et al., 2010), descreve múltiplas deficiências em lidar com os impactos ambientais e sociais em Jirau. Estes problemas levaram a GDF Suez a ser eleita uma das finalistas de 2010 para o prêmio “*Public Eye*”, que é concedido anualmente à empresa mais irresponsável do mundo (Public Eye Awards, 2010).

O PDD afirma que “... o HPP [projeto da usina hidrelétrica] Jirau está sendo desenvolvido de acordo com as melhores práticas e padrões técnicos e ambientais” (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 5). A população local e os grupos da sociedade civil mencionados acima contestariam essa afirmação. Como o

jornal *Folha de São Paulo* o descreveu, o processo de licenciamento foi uma “coletânea de erros” (Angelo, 2011). O Estudo de Impacto Ambiental (EIA) de Jirau foi feito em conjunto com a hidrelétrica vizinha de Santo Antônio (FURNAS et al., 2005). A licença prévia e a licença de instalação foram concedidas apesar do parecer negativo da equipe técnica do órgão ambiental federal, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) (Deberdt et al., 2007; Fearnside, 2013c; International Rivers, 2012).

Todos os projetos de MDL devem contribuir para o “desenvolvimento sustentável” (UNFCCC, 1997, Artigo 12, § 2º). O desenvolvimento sustentável é geralmente considerado como tendo três pilares: social, ambiental e econômico. O PDD enfatiza os benefícios sociais dos empregos gerados pelo projeto de construção, apontando que “mais de 70% dos trabalhadores são contratados localmente” (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 6). No entanto, isso aparentemente deve significar que os trabalhadores “contratados localmente” incluem os trabalhadores migrantes que viajaram de outras partes do Brasil para o canteiro de obras por conta própria antes de serem contratados. Uma comissão parlamentar do Congresso Nacional brasileiro está realizando audiências para determinar se houve tráfico de seres humanos para trazer trabalhadores “escravos” para Jirau de outros estados (*Amazonas em Tempo*, 2012). Os problemas sociais causados pela migração em massa para o canteiro de obras e área circundante seria melhor descrito como um impacto negativo do que como um benefício do projeto (por exemplo, Instituto Pólis, 2006; de Almeida, 2009). Uma indicação de que as condições de trabalho no local de construção não são tão ideais é dada pela agitação trabalhista persistente em Jirau, incluindo dois grandes incidentes de incêndio criminoso (por exemplo, Romero, 2012). Embora o descontentamento com trabalho seja um fenômeno comum, as revoltas em Jirau se destacam entre todas as centenas de obras que foram estabelecidas no âmbito do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC).

O bloqueio da migração de peixes

Um dos principais impactos não mencionados no PDD é o bloqueio da migração de peixes. O único aspecto disto mencionado é que as turbinas bulbo usadas na usina vai matar menos das larvas de peixes que descem o rio do que seria o caso de outros tipos

de turbinas (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 5). Os leitores do PDD não terá nenhuma ideia do grande impacto esperado da barragem (junto com a hidrelétrica de Santo Antônio em construção imediatamente a jusante de Jirau) na eliminação da pesca dos bagres gigantes do rio Madeira (*Brachyplatystoma rouxeauxii* e *Brachyplatystoma platynemum*), não só na parte brasileira do Madeira, mas também no Peru e na Bolívia (por exemplo, Barthem & Goulding, 1997; Fearnside, 2009). Esses bagres foram, até agora, uma importante fonte de renda e de alimento para a população local na Bacia do Madeira nestes três países, e os projetos de barragens nem sequer admitem, muito menos compensam, a perda dos meios de subsistência.

Inundação na Bolívia

A inundação na Bolívia é uma parte importante da controvérsia em torno da represa de Jirau. Porque a extremidade superior do reservatório está prevista para terminar justamente na fronteira Brasil/Bolívia (na cidade de Abunã), qualquer aumento do nível da água inundará terras na Bolívia. A barragem pode causar a elevação do nível da água no rio a montante de Abunã de duas maneiras. Uma delas é por um aumento proposital na gestão da água, onde o nível da água junto à barragem é aumentado assim estendendo o reservatório propriamente dito para dentro da Bolívia. A outra é a formação esperada de um “remanso superior”, onde os sedimentos grossos acumulam na extremidade superior do reservatório e este amontoado de sedimentos impedirá o fluxo de água fazendo com que o nível de água suba acima do seu nível natural no trecho do rio a montante além daquilo que está definido oficialmente como “reservatório”.

Inundação na Bolívia não é mencionada como um impacto. O PDD afirma que os níveis de água em Abunã devem “seguir a sua variação sazonal natural” (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 8), como exigido por uma decisão de 2006 da Agência Nacional de Águas (ANA) (Resolução ANA 555/2006). A alegação de que não iria ocorrer inundações na Bolívia tem sido contestada várias vezes (Fearnside, 2013c; Fearnside, 2006a; Molina Carpio, 2006; Molina Carpio et al., 2008). A questão é delicada diplomaticamente. A sedimentação e a conseqüente elevação dos níveis de água no remanso superior devem resultar em inundações em território boliviano, tanto ao longo do rio

Madeira quanto do rio Abunã (afluente do Madeira, que também faz parte da fronteira Brasil-Bolívia). Os impactos das inundações incluiriam efeitos sobre uma área protegida no lado boliviano do rio Madeira acima da cidade de Abunã. Uma análise detalhada da “controvérsia sedimentos” do rio Madeira está disponível em Fearnside, (2013c) e informações adicionais estão disponíveis em Fearnside (2013d).

O EIA considera o reservatório a ser mais curto em comprimento em qualquer nível de água durante o período de cheia do que durante o período da vazante (FURNAS et al., 2005, Tomo A, p. VII-8). Para evitar inundações na Bolívia, a operação planejada da barragem no PDD (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 9) seria de manter o nível de água na barragem em 90 m acima do nível do mar durante quatro meses (janeiro-abril), em 85 m por quatro meses (maio, junho, novembro e dezembro), e em 82,5 m para quatro meses (julho a outubro). O efeito é calculado apenas para o comprimento do reservatório, por si só, e não para o remanso superior. A gestão planejada do nível da água não vai impedir a formação de um monte de sedimentos na parte superior do reservatório, e, conseqüente, a inundação na Bolívia pela água que é retida por este impedimento. O rio Madeira tem uma das mais altas cargas de sedimentos no mundo, representando cerca da metade de todo o sedimento no rio Amazonas (Meade, 1994).

O plano de gestão de água apresentado no PDD para evitar inundação na Bolívia (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 9) especifica níveis de água mais baixos em 6 meses do ano, em comparação com o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) de 2005 (FURNAS et

al., 2005, Tomo I , p. VII-13), e não existem meses em que o plano no PDD especifica níveis mais elevados (Tabela 1). Além de mostrar a imprecisão da afirmação enfática no EIA de 2005 alegando que o plano apresentado no referido documento não causaria inundação na Bolívia (FURNAS et al., 2005, Tomo A, p. VII-16), os níveis mais baixos implicam em menos de geração de energia e em um aumento na “adicionalidade” calculada das reivindicações de crédito de carbono. Mais importante ainda, qualquer um dos planos de operação torna claro o impacto muito significativo, na operação de Jirau, da existência da fronteira internacional com a Bolívia na extremidade superior do reservatório. Operar o reservatório durante grande parte do ano a um nível de água abaixo da cota “máxima normal” de 90 m implica em menor geração de eletricidade devido à queda mais baixa na represa. Embora a expectativa inicial era que o reservatório de Jirau seria operado com a cota do reservatório em 90 m ao longo do ano todo (por exemplo, PCE et al., 2002, p. 2.155-2.167), o plano foi modificado em 2004, para adotar um nível variável do reservatório, a fim de evitar a inundação na Bolívia (PCE et al., 2004, Vol. 1, p. 2.2). Isso levanta a possibilidade de que o consórcio pode estar esperando que, em algum momento futuro, o Brasil poderá chegar a um acordo com a Bolívia para que o nível da água seja aumentado para 90 m (ou talvez até superior) ao longo do ano. O Brasil está negociando com a Bolívia sobre a hidrelétrica binacional planejada de Guajira-Mirim (também conhecida como a hidrelétrica de Cachoeira Ribeirão ou como a hidrelétrica “Binacional”) a montante de Jirau (FURNAS & CNO, 2003; Tavares & Fariello, 2013). Além de adicionar à inundação pelo reservatório de Jirau, elevar o nível

Tabela 1: Planos de manejo do reservatório de Jirau

| Mês | Vazão média mensal (m3/s) | EIA de 2005 cota (m acima do nível médio do mar) | PDD de 2012 cota (m acima do nível médio do mar) | Diferença (m) |
|------|---------------------------|---|---|------------------|
| Jan. | 23.900 | 90 | 90 | 0 |
| Fev. | 29.100 | 90 | 90 | 0 |
| Mar. | 33.600 | 90 | 90 | 0 |
| Abr. | 30.200 | 90 | 90 | 0 |
| Mai | 22.700 | 89,5 | 85 | 4,5 |
| Jun, | 15.900 | 87 | 85 | 2 |
| Jul, | 10.600 | 85 | 82,5 | 2,5 |
| Ago, | 6.800 | 83 | 82,5 | 0,5 |
| Set, | 5.600 | 82,5 | 82,5 | 0 |
| Out, | 6.800 | 83 | 82,5 | 0,5 |
| Nov, | 10.400 | 85 | 85 | 0 |
| Dez, | 10.600 | 87,5 | 85 | 2,5 |

de água além do especificado no PDD poderia fazer o crédito de carbono que a usina de Jirau reivindicou consideravelmente menos “adicional” do que os cálculos apresentados ao MDL implicam.

Em 2 de julho de 2013 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), do Brasil, solicitou ao Ministério das Minas e Energia (MME) para iniciar uma negociação com a Bolívia para permitir o aumento do nível da água em Jirau (Tavares & Fariello, 2013). É intrigante que a ANEEL fez esta solicitação apenas 46 dias depois que o Conselho Executivo do MDL aprovou o projeto de Jirau para o crédito de carbono. A receita de energia extra que será gerada se a Bolívia permitir que seu território seja inundado pelo reservatório propriamente dito faria com que a afirmação do projeto de MDL que a barragem seria economicamente inviável sem crédito de carbono seja ainda menos crível. Pode-se argumentar que o PDD deve ter coberto essa possibilidade, tanto na análise de investimentos como na descrição dos impactos do projeto, uma vez que o pedido para a Bolívia parece indicar a intenção dos desenvolvedores do projeto para operar a barragem no nível de água mais elevado.

Outros impactos

Vários outros impactos da barragem não estão mencionados no PDD, tais como a metilação de mercúrio em baías ao longo das margens do rio (Forsberg & Kemenes, 2006), impactos sobre a biodiversidade e vários impactos sociais. Um impacto não mencionado com relevância para as emissões de gases de efeito estufa é que a barragem está fornecendo um elo para uma série de hidrovias planejadas que promovem o avanço da soja em áreas de floresta tropical no Brasil e especialmente na Bolívia, assim causando emissões e outros impactos do desmatamento (Killeen, 2007; Molina Carpio, 2005; Vera-Diaz et al., 2007). Os benefícios das hidrovias são enfatizados no estudo da viabilidade da usina de Jirau (PCE et al., 2004, Vol. 1, p. 1.21-1.24). As taxas de desmatamento atuais têm aumentado consideravelmente nas imediações de Jirau e da barragem adjacente de Santo Antônio (Escada et al., 2013). Esta área foi o maior foco de desmatamento na Amazônia em dezembro de 2010 (Angelo & Magalhães, 2011; Hayashi et al., 2011). Desmatamento substancial no futuro pode ser esperado a montante para plantio de soja em áreas a serem atendidas pelas hidrovias planejadas (Fearnside, 2014). O PDD, no entanto, afirma que a barragem não terá nenhum “vazamento”,

causando emissões fora da área do projeto (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 59). Outro impacto do desmatamento foi um desgazeteamento (desafetação) em 2009, de 140 mil ha da Reserva Estadual do Rio Verde para acomodar Jirau. A Reserva Federal Rio Pardo teve sua área aumentada pelo mesmo montante para compensar isso, mas apenas a metade da área acrescentada à reserva tinha floresta, o resto havia sido desmatado e estava ocupada por 5.000 famílias (Futada & Rolla, 2010; International Rivers, 2012). Isto implica uma perda líquida de 70.000 ha de floresta protegida devido à barragem de Jirau.

EMISSÕES DE E GASES DE EFEITO ESTUFA

Brechas no MDL

O PDD classifica a barragem apenas como uma “fonte de emissões menor” de metano (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 13), mas deixa claro que, oficialmente, as emissões são zero e que nenhuma medição ou monitoramento é necessário (ESBR & GDF Suez Latin America Participações Ltda., 2013, p. 58). Não há estudos técnicos são citados para substantiar a alegação de que a barragem seria apenas uma fonte “menor” de metano. A afirmação baseia-se na brecha no regulamento do MDL classificação de barragens por densidade de potência, ou seja, a razão entre a capacidade instalada e a área do reservatório. Barragens com reservatórios pequenos e grandes capacidades instaladas são autorizados a alegar que eles não têm emissões. Na realidade, ter um reservatório pequeno reduz, mas não elimina, as emissões a partir da superfície do reservatório (em adição às que resultam de emissões provenientes de outras fontes, incluindo desmatamento).

A brecha na regulamentação do MDL que permite barragens com altas densidades de potência reivindicar emissões zero especifica 10 W/m² como limite para a isenção completa (ver Fearnside, 2013a). Jirau reivindica uma densidade de 18,05 W/m² de energia, permitindo que o PDD a concluir que “Portanto, ... as emissões do projeto podem ser negligenciadas” (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 7). Regulamentos do MDL permitem ser calculada a densidade de potência não da maneira normal, como uma razão simples entre a capacidade instalada a área do reservatório, mas usando o “aumento de área

do reservatório” como o denominador. Isto significa não contar o leito natural do rio, que as propostas de MDL tomam para incluir não só o canal do rio, mas também a vasta área que fica temporariamente inundada no auge do período da cheia nos rios amazônicos. Estas áreas de floresta de várzea possui uma vegetação adaptada para sobreviver à inundação durante vários meses, mas não às inundações permanentes, como ocorre quando essas árvores se tornam parte de um reservatório. O PDD Jirau utiliza um “aumento de área do reservatório” de 207,74 km² (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 8), em vez da área total de reservatório de 361,60 km² (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 9). Se a densidade de potência for calculada utilizando a área do reservatório cheio e a configuração atual de 3.750 MW, o resultado seria de 10,4 W/m², ou só um pouco acima do limite de 10 W/m² para fazer uso da brecha para considerar as emissões da barragem como sendo zero. Se as 3.300 MW de capacidade instalada originalmente planejada fosse utilizada, a densidade de potência teria sido 9,1 W/m², fazendo com que o projeto não seja elegível para reivindicar emissões zero. Acrescentar as seis turbinas extras após a alteração da localização da barragem em 2009 dá uma dupla garantia de ser capaz de aproveitar a brecha.

O fato que o regulamento do MDL não considera a área inteira do reservatório é, aparentemente, baseado na suposição errônea de que a água sobre o leito natural do rio não emite metano (ver Fearnside, 2013a). O regulamento do MDL, que permite barragens com densidades de potência superior a 10 W/m² reivindicarem emissões zero é baseado em uma “submissão” (relatório) por Marco Aurélio dos Santos e Luiz Pinguelli Rosa (CDM Methodologies Panel, 2006). Esta submissão também é a origem da baixa emissão de 100 g de CO₂/kWh atribuído a barragens na faixa de 4-10 W/m² (Nota, o limite inferior de 4 W/m² foi estabelecido em 2007; anteriormente o limite era 5 W/m²). Estes valores de emissões presumidas ignoram as principais fontes de liberação de metano na maioria das barragens (as turbinas e os vertedouros), bem como subestimam as emissões de superfície do reservatório devido a uma série de erros matemáticos (ver: Pueyo & Fearnside, 2011; Fearnside & Pueyo, 2012). O limite de 10 W/m² resulta de uma sugestão de Luiz Pinguelli Rosa, ex-presidente da Eletrobrás, em 1996 (ou seja, antes do Protocolo de Quioto) sobre os supostos

benefícios climáticos da proposta barragem de Belo Monte (Rosa et al., 1996); contestada por Fearnside (1996). Esta continua sendo uma controvérsia importante até os dias de hoje (Fearnside, 2004, 2006b, 2009; Rosa et al., 2004, 2006).

Emissões de Jirau

O PDD cita repetidamente documentos oficiais (por exemplo, ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 18-19) referindo-se a energia hidrelétrica como “limpa” ou como uma “fonte não-emissora” (por exemplo, Brasil, CIMC, 2008; Brasil, MME, 2011). A suposição de que a energia hidrelétrica é uma energia limpa tem sido contestada, especialmente para as barragens da Amazônia (por exemplo, Fearnside & Pueyo, 2012). Embora a alegação de que a energia hidrelétrica é limpa tem sido repetida tantas vezes que a maioria das pessoas ficam surpresas ao saber de outro modo, tais alegações têm sido cientificamente insustentáveis há algumas décadas (Fearnside, 2012b). Vários estudos indicam grandes emissões em represas tropicais (por exemplo, Abril et al., 2005; Fearnside, 2002; 2005b; Kemenes et al., 2007, 2008, 2011; Pueyo & Fearnside, 2011). A alta vazão de água através do reservatório de Jirau vai resultar em emissões mais baixas do que em outras represas amazônicas, mas as emissões não serão zero.

A questão de se a água do reservatório irá estratificar é importante para o potencial de emissões. Em grandes reservatórios, como o da barragem de Tucuruí, no rio Tocantins, no Estado do Pará, a água se divide em camadas, com água quente em uma camada de superfície de 2-10 m de espessura (o epilímnio), que está em contato com o ar e contém oxigênio, e água fria em uma camada inferior (o hipolímnio), onde o oxigênio é quase completamente ausente. A água anóxica na parte inferior significa que o CO₂ não pode formar, e toda a decomposição da matéria orgânica nos sedimentos produz o metano (CH₄) em vez do CO₂. Vários estudos têm mostrado altas emissões de CH₄ em reservatórios tropicais estratificados (ver Fearnside & Pueyo, 2012).

O EIA para Jirau calcula que a água no reservatório não será estratificada, com base no tempo de reposição e na equação de densidade de Froude que relaciona a estratificação com a velocidade da água (FURNAS et al., 2005, Vol. 7, p. 3.8). Os modelos unidimensionais utilizados no EIA foram criticados por Forsberg e Kemenes (2006) como inadequados para modelar a estratificação em um reservatório de

formato irregular, e esses autores esperam a estratificação ao longo das bordas do reservatório. A estratificação ocorreria nas baías e outras características onde as velocidades da água são muito menores do que a média para o reservatório como um todo, utilizada nos cálculos do EIA. A estratificação, com água de fundo anóxica, pode ser esperada nas bocas inundadas de afluentes que entram no reservatório, como mostrado por simulações realizadas pelos proponentes, a pedido do IBAMA (FURNAS & CNO, 2007, Anexo V). Os sedimentos anóxicos nestas áreas das margens podem ser esperados para produzir metano, uma parte do qual seria emitida através da superfície. No entanto, ao contrário dos reservatórios com estratificação mais generalizada, a maior parte da porção do metano dissolvido que não alcança a superfície na forma de bolhas vai ser impedida de atingir as turbinas. Isto é devido à presença de água com maior teor de oxigênio no canal principal, onde a água está em movimento rápido. No entanto, medições recentes no reservatório de Santo Antônio, que é muito semelhante e está localizado imediatamente a jusante de Jirau, indicam fluxos elevados de gás metano a partir da superfície da água nos afluentes (Hällqvist, 2012, p. 25), sugerindo que os afluentes são estratificados, enquanto uma alta concentração de metano na água imediatamente abaixo da barragem de Santo Antônio (Grandin, 2012, p. 28) indica que nem todo o metano é oxidado antes de atingir as turbinas.

Jirau terá quatro “bolsões”, ou baías rasas ao longo da margem oriental do reservatório (FURNAS & CNO, 2007, Anexo V). Estas estarão associadas a dois riachos (igarapés) afluentes (Jirau e Caiçara), o rio Mutum-Paraná (que é o maior afluente que entra no reservatório) e o “Bolsão do Mutum”, formado pelo rio Cotia (um afluente do Mutum-Paraná). No nível da água de 90 m, as áreas destas baías serão de 9,84, 17,84, 22,27 e 18,24 km², respectivamente (FURNAS & CNO, 2007, pp. 124-125). Uma vez que o reservatório Jirau só começou foi enchido em 2013, ainda não há medições disponíveis de fluxos. No entanto, foram feitas medições de fluxo, em fevereiro de 2012, em dois afluentes do reservatório de Santo Antônio; os afluentes emitiam 16 e 39,6 mmol/m²/dia de CH₄, respectivamente (Hällqvist, 2012, p. 25). No rio principal os fluxos foram mínimos: 0-0,5 mmol/m²/dia. Isso pode, pelo menos, dar uma ideia da magnitude do fluxo de Jirau, embora a incerteza é, obviamente, muito grande. Em duas das quatro baías de Jirau é esperado que

ocorre a estratificação quando o nível da água for de 90 m: aquelas associadas com os igarapés de Jirau e Caiçara (FURNAS & CNO, 2007, p. 148). O “Bolsão do Mutum” teria quase nenhum oxigênio devido ao tempo de reposição muito lento, mas é muito raso para estratificar (FURNAS & CNO, 2007, p. 235). De forma conservadora, considerando apenas os igarapés de Jirau e Caiçara e a média dos fluxos dos dois fluxos medidos em Santo Antônio, as emissões de superfície desses afluentes do reservatório de Jirau somariam 4.494 toneladas de CH₄/ano, o que equivale a 94.372 t CO₂-eq. Esta quantidade de CO₂-equivalente é calculada considerando o valor do Potencial de Aquecimento Global (GWP) de 21 para CH₄ ainda utilizado pelo MDL (valores de GWP mais recentes, tais como o valor de 28-34 para CH₄ no Quinto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança Climática (IPCC) para o mesmo horizonte temporal de 100 anos (Myhre et al., 2013), implica um maior impacto de barragens. O Quinto Relatório de Avaliação apresenta também um valor GWP de 86 para um horizonte temporal de 20 anos (Myhre et al., 2013), que é mais relevante às políticas para evitar um aumento de temperatura superior a 2° C, o que implica em uma quadruplicação do impacto das barragens. Se o “Bolsão do Mutum” emitirem no mesmo nível, essas emissões aumentariam em cerca de 50%. Estes valores de emissão presumem que o nível da água ficará em 90 m o ano todo, o que se aplicaria se as negociações com a Bolívia são bem sucedidas. Caso contrário, estes afluentes seriam completamente estratificados por 8 meses do ano e “intermitente” por mais de 3 meses (FURNAS & CNO, 2007, p. 148). A operação no nível de 90 m durante o ano inteiro pode resultar na estratificação do rio Mutum-Paraná durante o período de baixa vazão neste afluente (julho a dezembro). O perigo de estratificação do Mutum-Paraná foi destacado por Forsberg e Kemenes (2006), no contexto da metilação de mercúrio. O consórcio ficou suficientemente preocupado com a possibilidade de emissões de gases de efeito estufa no Mutum-Paraná que removeu a vegetação com tratores de esteira na parte da área a ser inundada e enterrou a biomassa em covas rasas (ver fotografias em Locher et al., 2013, p. 186-187).

O CO₂ será lançado pela decomposição aeróbia da vegetação alagada pelo reservatório de Jirau, inclusive da floresta morta da várzea. Considerando as áreas de cada tipo de vegetação (com o reservatório menor que teria sido criado com a barragem em sua

localização inicialmente prevista) e as estimativas de biomassa (apenas acima do solo) para cada tipo de vegetação apresentado no EIA (FURNAS et al., 2005, Tomo B, Vol. 7, Anexo 2), a decomposição dessa biomassa representa 2,7 milhões de toneladas de emissões de CO₂. Claro que, a desmatamento estimulado em outros locais pelo projeto hidrelétrico e pelas hidrovias associadas representa uma emissão de CO₂ ainda maior.

Em resumo, os afluentes estratificados e outras fontes irão resultar em emissão de gases de efeito estufa. Enquanto os valores podem parecer substanciais, eles são modestos em comparação com a maioria dos outros projetos de hidrelétricas na Amazônia.

ADICIONALIDADE E CRÉDITO DE CARBONO

Taxas internas de retorno

O Protocolo de Quioto (Artigo 12, § 5º) exige que as reduções de emissões reivindicadas por crédito do MDL devem ser “adicionais às que ocorreriam na ausência da atividade certificada de projeto”. Estabelecer “adicionalidade” exige um cenário hipotético que representa o que teria acontecido sem o projeto de mitigação, e demonstrando que o projeto (neste caso de construção da barragem) não teria ocorrido sem o financiamento do MDL. O ônus da prova para estabelecer a adicionalidade cabe aos desenvolvedores de projetos.

Regulamentos permitem que projetos de MDL para calcular uma taxa interna de retorno (IRR) e compará-lo a um valor de IRR “ponto de referência” (“*benchmark*”), a fim de estabelecer que os fundos do MDL são necessários para tornar a barragem rentável. A IRR representa a maior taxa de desconto na qual um investimento do capital seria considerado rentável. A taxa de desconto é a porcentagem pelo qual os custos e benefícios são desvalorizados para cada ano futuro para traduzir valores futuros em seus equivalentes nos termos atuais (ou seja, o valor presente líquido). Há muitos ajustes possíveis utilizados para os valores IRR, com implicações importantes para as decisões de investimento.

A IRR de referência é calculada com base nos custos esperados e as receitas previstas a partir da geração de energia. No caso do projeto de carbono Jirau, esses valores esperados foram baseados no projeto oficial da barragem, na data de início do projeto

(22 de julho de 2008, conforme o PDD (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 24). O consórcio liderado pela GDF Suez venceu a licitação de Jirau 19 de maio de 2008, e logo depois anunciou o plano para deslocar a barragem 9,2 km a jusante para a Ilha do Padre, onde os custos de construção seriam menores, supostamente por R\$ 1 bilhão, ou cerca de US\$ 500 milhões (Soares, 2008). O rio na Ilha do Padre é mais largo do que no local original em Cachoeira Jirau, permitindo turbinas adicionais para aumentar a capacidade instalada. O plano original para a barragem era ter 44 turbinas, totalizando 3.300 MW (o “caso base” utilizado no cálculo dos benefícios de carbono no PDD original, mais tarde revisado para 46 turbinas no PDD atual). Em março de 2010 os planos na Ilha do Padre evoluíram para um projeto com 50 turbinas, totalizando 3.750 MW (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 26). É evidente que o plano para a represa, com pelo menos 46 turbinas no local a jusante, foi o cenário real previsto pelos desenvolvedores antes da data de início oficial do projeto de carbono, e que iria desafiar a razão para não acreditar que este também não foi o plano antes da licitação, permitindo assim que o consórcio liderado pela GDF Suez vencesse a licitação com um lance para a tarifa de energia elétrica 21% menor do que a proposta pelo consórcio rival liderado pela Odebrecht (Salomon & Medina, 2008). O Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) questionou a mudança para a Ilha do Padre, na sua reunião de 17-18 de junho de 2008, dado que a mudança deveria ocorrer sem quaisquer estudos ambientais complementares ou consultas com os moradores locais, mas o IBAMA aprovou a instalação da Licença Prévia para Jirau em 14 de novembro de 2008.

Mais tarde, em resposta às críticas do projeto de carbono, o consórcio voluntariamente fez um cálculo da IRR com as seis turbinas adicionais a serem instaladas na Ilha do Padre, a fim de mostrar que o projeto de carbono ainda seria considerado adicional nos termos da regulamentação do MDL (ver ESBR, 2012, p. 62). Esta nova versão de 50 turbinas do “cenário otimizado” (a versão anterior era com 46 turbinas) foi apresentado em uma versão revista do PDD (versão 4.0, de 18 de abril de 2012), que calculou uma IRR com base de patrimônio (*equity IRR*) de 7,5%, em comparação para 6,8% em um “caso base” reformulado com 46 turbinas (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações

Ltda., 2013, p. 50). Nenhum recálculo deste tipo é conhecido que considera o aumento do nível de água que é esperado, presumindo que a permissão é obtida para o reservatório propriamente dito inundar na Bolívia. No entanto, o estudo de viabilidade de 2004 havia calculado que o efeito da operação da barragem durante todo o ano com o nível de água mais elevado (90 m) seria de aumentar a geração em 12% (PCE et al., 2004, Tomo 1, Vol. 1, p. 1.1). O valor de 12% é uma subestimativa do efeito da alteração da atual proposta, uma vez que se baseia no plano de gestão da água no estudo de viabilidade de 2004, e não nos níveis de água mais baixos propostos no PDD, além de estar baseado na menor capacidade instalada com 44 turbinas (3.300 MW). A permissão para inundar na Bolívia tem sido visto como uma solução diplomática provável desde uma reunião dos presidentes do Brasil e da Bolívia em janeiro de 2008, seis meses antes da data de início do projeto de carbono de Jirau (*Época*, 2008). Isto faria com que a hidrelétrica de Jirau fosse substancialmente mais rentável e menos propensa a ser considerada adicional.

O PDD enfatiza uma comparação entre os valores para a IRR de 6,8% e 7,5% (para as configurações de 46 e 50 turbinas, respectivamente) com um valor de IRR específica do projeto de 15,7%, o que implica que a barragem seria considerada economicamente inviável por uma ampla margem em ambos os casos (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 50). No entanto, a decisão do MDL para conceder crédito de carbono foi, aparentemente, com base na comparação, entre um valor de IRR calculado de 10,9%, e um “padrão de referência para as condições de base” de apenas 12,46% (i.e., ESBR, 2012, p. 60). Esta IRR de referência (“*benchmark*”) foi calculada com base no valor de 50% para a alavancagem financeira, ao invés da alavancagem de 70% usada para o valor muito maior da IRR específica do projeto. A alavancagem financeira padrão de 50% é exigido pela Orientação (“*Guidance*”) No. 18 de Análise de Investimentos (IA) (CDM Executive Board, 2011, Anexo 5), a pedido do validador do projeto (ESBR, 2012, p. 61), e resultou na revisão dos valores de IRR em 2012. O resultado é que Jirau não é mais indicada como sendo antieconômico por uma larga margem, e a barragem provavelmente seria classificada como “não-adicional” (e, portanto, inelégível para qualquer crédito de carbono) se as IRRs fossem calculadas com 50 turbinas e água durante todo o ano no nível de 90 m acima do nível do mar. As normas

do MDL (CDM Executive Board, 2011, p. 38-39) indicam que, sendo um projeto registrado, Jirau já é obrigada a apresentar uma nova PDD com a configuração de 50 turbinas e que, no futuro, teria de entregar uma outra revisão se o nível de água mais elevado for aprovado. Os cálculos revisados da adicionalidade do projeto poderiam resultar na suspensão das CERs.

Projetos de MDL podem escolher entre dois tipos de IRR para os seus cálculos para demonstrar a adicionalidade. Os desenvolvedores do projeto Jirau usaram um modelo de Avaliação de Precificação de Capital (CAPM) para calcular a IRR de referência em termos de retorno líquido sobre o patrimônio. Esta IRR é diferente do cálculo da IRR de projeto com base no Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), a opção utilizada, por exemplo, nos projetos de MDL para as barragens de Teles Pires e Santo Antônio. A IRR é calculada a partir do ponto de vista do acionista, e geralmente tem um valor superior à IRR de projeto, que é a partir da perspectiva do projeto como um todo. Os dois não podem ser comparados diretamente.

Os proponentes de um projeto de MDL tem ampla liberdade na escolha de um valor de IRR para usar como referência. Obviamente, há um interesse inerente em escolher um valor alto para que o projeto hidrelétrico seja classificado como inviável quando comparado com o índice de referência, tornando-se assim “adicional” e elegível para o crédito de MDL. O marco de referência (“*benchmark*”) “específico ao projeto” de 15,7% que o PDD enfatiza para Jirau é calculado no PDD com base em vários fatores de correção (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 35), incluindo o risco país (2,73%), prêmio de risco (6,20%) e um multiplicador de 1,60 para o índice Beta ajustado da indústria (o índice beta indica a relação entre o retorno de um investimento e o retorno do mercado, e o índice “ajustado” é uma ponderação entre seus indicadores históricos e futuros). A principal justificação para esta referência não é a lógica por trás das correções aplicadas, mas sim a citação da confirmação de um valor quase idêntico em um relatório do Banco Mundial (World Bank, 2008), que refere à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) do Brasil como tendo dito [sem referência a qualquer documento] que “os investidores estão dispostos a investir em geração de energia elétrica somente quando as taxas de retorno forem cerca de 15%” (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 34). Este

valor é repetidamente referido como uma estimativa do Banco Mundial, e o “prestígio e experiência” do Banco são exaltados explicitamente para reforçar a credibilidade deste valor de IRR (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 34). No entanto, a origem do número é uma declaração não referenciada por um funcionário anônimo da ANEEL.

Emissões substituídas

O PDD afirma que “o deslocamento de eletricidade ocorrerá na margem do sistema, ou seja, geração termelétrica, principalmente de combustível fóssil, será substituída” (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 15). No entanto, o Brasil planeja construir dezenas de outras barragens ao longo da próxima década, e uma barragem subsidiada pelo MDL poderia, realmente, estar substituindo outra barragem menos rentável (ao invés de combustíveis fósseis), especialmente se a construção de barragens fosse inviável na ausência de subsídios, como alega o PDD. É claro que as prioridades futuras do Brasil em relação à sua matriz energética poderiam ser diferentes daquelas de hoje: a barragem poderia muito bem estar substituindo um futuro programa de eficiência energética ou um projeto de energia eólica, solar ou das marés. Nestes casos, a justificativa para a reivindicação de crédito de carbono para Jirau iria evaporar, mesmo se a barragem fosse realmente adicional.

Por outro lado, o deslocamento de eletricidade pode não ocorrer de forma alguma. A linha de base fundamental é, muitas vezes, concebida como aquela em que fontes mais caras de energia serão “desligadas” na medida em que mais hidrelétricas financiadas pelo MDL comecem a gerar energia. Mas, no caso do Brasil, nada será “desligado”. Em vez disso, é esperado que instalações de geração de energia, tanto para energia hidrelétrica e gás, expandirão enormemente ao longo da próxima década (Brasil, MME, 2011). Ao invés de desligar algumas instalações existentes, as novas instalações continuarão a ser adicionadas ao sistema de produção existente. A ajuda adicional do MDL apenas subsidia o crescimento que já está planejado.

Porque projetos de energia MDL são muitas vezes construídos para ampliar a capacidade da rede em vez de substituir a capacidade existente de energia, o Conselho Executivo do MDL tem dois métodos básicos: um é a “margem operacional” (*operating margin*) no caso de um projeto de MDL que

substitua capacidade existente de combustível fóssil e a outra é a “margem de construção” (*build margin*) para ser usado quando a capacidade de “substituir” um projeto que teria sido adicionada à grade na ausência do projeto. No Brasil, a “margem de construção” é geralmente energia hidrelétrica. No entanto, a ameaça de aumento da geração de combustíveis fósseis é frequentemente utilizada pelas autoridades como argumento para relaxar as barreiras de licenciamento ambiental para a construção de barragens (por exemplo, *O Estado de São Paulo*, 2013). Nos casos das barragens de Jirau e Santo Antônio, em 2007, o então presidente Luiz Inácio Lula da Silva defendeu que o governo iria construir usinas nucleares em vez dessas hidrelétricas, caso a ministra do Meio Ambiente Marina Silva, na época, não aprovasse as licenças para a construção das barragens (*O Globo*, 2007). Como um país onde mais de 70% da eletricidade vem de hidrelétricas, e onde ainda existem muitos locais sem barragens com potencial hidrelétrico, outras barragens representam uma alternativa mais provável. Este seria o caso em uma escala de tempo de anos, mesmo se a geração por termelétricas fosse aumentar temporariamente para compensar deficiências de geração pontuais e atrasos na construção de barragens. Mesmo que as usinas nucleares fossem realmente a alternativa a barragens, como o presidente Lula afirmou, a “margem de construção” não seria a queima de combustíveis fósseis. Obviamente, a escolha de 100% de combustíveis fósseis como a “margem operacional”, em vez de usar a “margem de construção”, para o cálculo de adicionalidade no PDD, implica muito mais crédito de carbono e retorno financeiro para o projeto MDL de Jirau.

O efeito dos subsídios: “políticas E-menos”

A classificação como uma “política E-menos” permite que o efeito de subsídios seja removido do cálculo do IRR esperado do projeto, tornando o projeto parecerem ser menos rentável e, portanto, mais provável de ser considerado adicional. O Conselho Executivo do MDL decidiu que “Um cenário de referência será estabelecido tendo em conta as relevantes políticas e circunstâncias nacionais e / ou setoriais, tais como ... planos de expansão do setor de energia ...” (CDM Executive Board, 2005, Anexo 3, § 4º). O governo brasileiro tem enormes planos para a expansão do setor de energia (Brasil, MME, 2011), que se reflete em crédito subsidiado do banco de desenvolvimento do governo (BNDES). Em

comparação com uma IRR calculada com os subsídios existentes, uma IRR hipotética calculada sem os subsídios seria muito menor. A questão de saber se estes subsídios podem ser dispensados de consideração depende se eles são motivados por preocupações com o clima, sendo que a Conselho Executivo do MDL criou uma exceção para políticas que estimulem as tecnologias menos intensivas em emissões (“políticas tipo E menos” ou “políticas E-menos”), que foram implantadas após o 11 de novembro de 2001 (CDM Executive Board, 2005, Anexo 3, § 6º & § 7bº). O sub-parágrafo do regulamento específico para “as políticas E-menos” não inclui a frase “motivada por” (CDM Executive Board, 2005, Anexo 3, § 6º), mas a decisão original da criação desta categoria (CDM Executive Board, 2004, Anexo 3, § 1º), como um de quatro tipos, o termo “motivado por” explicitamente é usado para distinguir dois deles de políticas que são implementadas por outros motivos e que são apenas “por acaso” benéficas para a mudança climática, deixando claro que a motivação climática foi o fator orientador na criação das exceções. As decisões do Conselho Executivo devem refletir a intenção do Protocolo de Quioto, e no Protocolo é muito claro em afastar projetos de MDL para os desenvolvimentos que aconteceriam de qualquer maneira. Isso faz com que o critério “motivado por” seja essencial para a manutenção da integridade dos esforços globais para mitigar a mudança climática.

O PDD de Jirau cita o fato que os benefícios da energia hidrelétrica para o clima são mencionados em documentos oficiais recentes como prova de que os subsídios para barragens do BNDES são motivadas por preocupações com o clima, tornando-os subsídios “políticas E- menos” e, portanto, dispensados de inclusão na IRR linha de base. O Plano Nacional sobre Mudança do Clima (Brasil, CIMC, 2008) é dada como justificção para considerar o financiamento preferencial para barragens como sendo motivado por preocupações com o clima (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 46-47). No entanto, o Brasil tem subsidiado barragens fortemente durante muitos anos antes de 2008 através de uma série de medidas em constante evolução. A prática também se estende desde muito antes da aprovação dos Acordos de Marraqueche em 11 de novembro de 2001, que é a data limite para que os subsídios sejam qualificados como “políticas E-menos” CDM Executive Board, 2005. A classificação como “política E-menos” deve significar que a política, neste caso o financiamento subsidiado do

BNDES para barragens, seja motivada pela redução das emissões (CDM Executive Board, 2004, § 1º). A noção de que o apoio do governo brasileiro para o seu enorme programa de construção de barragens na Amazônia, inclusive Jirau, é motivado principalmente pela preocupação com as emissões de gases de efeito estufa estica os limites da credulidade deste autor, mas, aparentemente, não a dos consultores que elaboraram o PDD e o Relatório Oficial de Avaliação.

Se a intenção dos fundadores do MDL tem sido reinterpretado ou não ao longo dos anos é de pouca importância. O que é evidente é que projetos de barragens estão sendo aprovados o para crédito de carbono em grande escala, apesar do fato de que eles são subsidiados pela maioria dos governos por motivos não relacionados às mudanças climáticas, por exemplo, visando o aumento da autonomia energética e a promoção da industrialização. É seguro dizer que a maioria dessas barragens estão sendo construídas pelos países para aumentar a sua oferta total de eletricidade, não para substituir usinas termelétricas existentes. Porque a eletricidade a partir de hidrelétricas no Brasil é muito mais barato do que a energia de usinas termelétricas (desde que os custos ambientais e sociais das barragens sejam ignorados), a expansão da energia hidrelétrica continuaria à taxa máxima possível, sem recorrer a um subsídio com base em supostos benefícios climáticos.

As hidrelétricas recebem condições de financiamento favoráveis do BNDES. Estas incluem taxas de juros menores, em parte por uma mudança na política do BNDES em 2007 para oferecer grandes projetos hidrelétricos taxas calculadas a partir de um “spread básico” de apenas 0,5%, contra 1,8% para a geração com combustíveis fósseis (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 47). “Spread básico” refere-se à diferença entre as taxas de juros de um banco para empréstimos e depósitos. É irônico que o valor de 0,5% para “spread básico” cobrado aos grandes projetos hidrelétricos seja muito inferior aos 0,9% cobrado à energia eólica (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 47), levantando dúvidas sobre se a generosa concessão à hidrelétricas é realmente motivada por preocupações de mitigação climática. O subsídio maior para a energia hídrica em relação à eólica é supostamente devido à maior carga de juros para a energia hídrica que resulta de um longo período de construção. No entanto, se a energia eólica pode ser viabilizada com menos subsídio do governo, por que não promover energia eólica em preferência à

energia hidrelétrica? Outro bônus para a energia hídrica é uma disposição em vigor desde 2006 por um período de amortização de 20 anos, em comparação aos 14 anos para usinas de energia movidas a gás natural (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 48).

A oferta do Brasil de condições de empréstimo mais favoráveis do seu banco de desenvolvimento governamental (BNDES) para hidrelétricas, diferente das usinas de energia movidas à gás (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 45-47), não é motivada pela preocupação com o aquecimento global sozinho. Em 2006, o governo de Evo Morales, na Bolívia, nacionalizou as instalações da Petrobrás naquele país e gerou uma turbulência no governo brasileiro (*Folha de São Paulo*, 2006). O Brasil importava 50% do seu gás da Bolívia em 2006, um percentual que conseguiu reduzir para 36% até 2012 (Ordoñez, 2012). A crise boliviana motivou o Brasil a instituir um programa forte para promover a produção de energia doméstica, através do desenvolvimento de energia hidrelétrica, por uma razão que é independente de qualquer suposta vantagem da energia hidrelétrica para a mudança climática. É claro que outros fatores também podem estar favorecendo projetos de barragens, já que a indústria da construção representa uma das maiores fontes de contribuições para campanhas políticas (Scofield Jr., 2011; Gama, 2013). O Brasil está atualmente envolvido em um esforço maciço para construção de barragens, com uma média de uma grande barragem a ser concluída na Amazônia Legal a cada quatro meses durante a próxima década (Brasil, MME, 2011, p. 285). O retrato do subsídio do governo para isso como uma contribuição generosa para os esforços globais para combater a mudança climática ultrapassa os limites da credibilidade. Em outras palavras, a aplicabilidade do regulamento MDL permitindo um valor IRR de referência para ser usado com base em um cenário hipotético, sem os subsídios das “políticas E-menos” é uma questão em aberto.

Comportamento dos investidores e da adicionalidade

O simples fato de que a barragem de Jirau já está em construção é uma forte evidência de que o projeto não é adicional, no sentido pretendido pelo Protocolo de Quioto (distinto do sentido das regras atuais do MDL). Iniciar a construção antes da apresentação do projeto de MDL não viola as

regras atuais do MDL, sendo que crédito retroativo é permitido para as iniciativas que foram iniciadas como projetos de MDL. No entanto, o fato básico é que a barragem está em construção, e as firmas não iriam abandonar o projeto na ausência de fundos do MDL. O PDD calcula um valor de 9,7% para a IRR com base de patrimônio após os impostos e em termos reais (ou seja, depois de descontada a inflação) sob os termos reais do empréstimo ao projeto concedido pelo Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) (i.e., não sob um cenário hipotético), e sem crédito do MDL (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 53). Este não é um mau negócio, em comparação com a maioria das aplicações. Enquanto uma IRR de 9,7% foi calculada para o caso sem crédito do MDL, no caso com crédito elevaria o retorno a 16,7% (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 53). A diferença representaria um enorme lucro inesperado para GDF Suez e, dificilmente, poderia ser considerado um uso sábio dos fundos para mitigação.

É possível que os desenvolvedores de projetos hidrelétricos possam contar com futuras receitas de carbono se o risco do projeto de MDL não ser aprovado for percebido como pequeno. No entanto, do ponto de vista da definição de políticas para o MDL e para a mitigação em geral, seria imprudente supor que as decisões sobre projetos hidrelétricos sejam baseados em créditos de carbono. Isto significa que as decisões do Conselho Executivo do MDL não devem ignorar a manifestação física mais óbvia da decisão real dos desenvolvedores de projetos de barragens, ou seja, que as barragens estão em construção, com investimentos maciços, antes que créditos de carbono sejam solicitados, muito menos concedidos. É a finalidade do Protocolo de Quioto no combate à mudança climática que é importante, e não o vasto labirinto de decisões, orientações e esclarecimentos do Conselho Executivo que tenha sido erguido desde então.

“AR QUENTE” E AS MUDANÇAS CLIMÁTICAS

A quantidade de “ar quente” (créditos de carbono concedidos sem um benefício real para o clima) a ser gerada pelo projeto é grande. Em média anual, as reduções de emissões alegadas para Jirau são 6.180.620 t de CO₂-eq/ano, o que é equivalente a 1,69 milhões t C/ano. Ao longo do projeto de sete

anos os créditos terão um total de 43,3 milhões de toneladas de CO₂-eq, ou 11,8 milhões de toneladas de carbono, o que é aproximadamente igual à emissão da cidade de São Paulo em um ano. Esta quantidade de carbono que será emitida em outro lugar do mundo, nos países que compram os créditos CERs concedidos pelo MDL. Uma vez que a barragem teria sido construída de qualquer maneira, não há mitigação real para compensar as emissões autorizadas pelos créditos. O fato que o projeto de Jirau está permitindo a emissão de um total de 43 milhões de toneladas de “ar quente” ao longo de sete anos pelos países compradores é um impacto significativo em si mesmo: para fins de comparação, toda a gasolina utilizada no Brasil em 2005 emitiu 39,1 milhões de toneladas de CO₂ (Brasil, MCT, 2010, p. 159). A importância global de créditos de carbono para a energia hídrica é muito maior, com 331 milhões de toneladas de CO₂-eq no “duto” (“*pipeline*”) do MDL (UNEP, 2013).

Espera-se que as receitas dos CERs de Jirau (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 52), em média, alcancem R\$ 250 milhões por ano, considerando a taxa de câmbio na data de início do projeto em 22 de julho de 2008, ou US\$ 158.000.000 por ano. Ao longo de 7 anos, um total de US\$ 1,11 bilhões seriam desviados da mitigação real do aquecimento global. Note-se que os preços dos CERs (em US\$) diminuíram em cerca de 90% entre junho de 2008 e dezembro de 2012, o que reduziria o total de 7 anos para US\$ 110 milhões. No entanto, como é o caso para qualquer mercadoria, os preços de carbono são regidos pelo equilíbrio entre oferta e demanda, e pode-se supor que a demanda (e consequentemente o preço) aumentaria substancialmente se os países do mundo se comprometessem a grandes cortes nas emissões. Se é para conter o aquecimento global, será necessário fazer cortes muito maiores nas emissões globais do que os negociadores internacionais têm contemplado até hoje (e.g., Meinshausen et al., 2009). As medidas necessárias serão muito caras, e não podemos dar ao luxo de desperdiçar o dinheiro destinado a este fim.

Os parágrafos iniciais do PDD descrevem GDF Suez como sendo dedicada ao “crescimento responsável” e “respeitando o meio ambiente” (ESBR & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda., 2013, p. 3). Infelizmente, além dos muitos outros impactos da barragem (e.g., Switkes, 2008)], o projeto de MDL Jirau representa um duro golpe para os esforços globais para conter as mudanças

climáticas. O contraste entre esses impactos e as afirmações da empresa dramatiza a necessidade de uma reorientação básica, não só das empresas, mas também da autoridade designada nacional (DNA) brasileira, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, o Conselho Executivo do MDL, e da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima (UNFCCC) como um todo. Os problemas da proposta MDL de Jirau são, na sua essência, comuns a muitas outras propostas de carbono para barragens. A lição que isto significa é que os fundos para mitigar o aquecimento global deveriam ser usados para outros tipos de projetos, e não para barragens.

PERSPECTIVA FUTURA E CONCLUSÃO

Jirau ilustra como as reduções de emissões e o crédito de carbono para projetos de hidrelétricas pode deixar de ser adicionais, em comparação com o que ocorreria sem o financiamento do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), do Protocolo de Quioto. Ao invés disso, os cálculos financeiros no documento de concepção de projeto (PDD), argumentando que a barragem é adicional nos termos da regulamentação do MDL, indicam que os regulamentos atuais do MDL estão prejudicando o clima e devem ser modificados. Crédito concedido às barragens que seriam construídas de qualquer maneira permite que os países que compram créditos podem emitir gases de efeito estufa sem uma verdadeira compensação correspondente. Mais danos ainda são gerados pelo fato de que hidrelétricas tropicais emitem mais gases de efeito estufa do que são reconhecidos nos procedimentos de MDL. O problema de crédito sem merecimento (não adicional) para projetos hidrelétricos é bastante geral, fazendo com que a única solução prática é de eliminar completamente o crédito para hidrelétricas no âmbito do MDL. A possibilidade teórica do crédito ser negado a algum raro projeto individual que seja realmente adicional é insignificante quando comparado com o estrago que o crédito hidrelétrico está fazendo para os esforços globais em combater a mudança climática.

O objetivo do MDL, e da Convenção de Clima como um todo, é ajudar a conter o aquecimento global. Não é para distribuir os subsídios que os países e as empresas percebem como se fossem direitos. A lógica de julgar projetos de mitigação é diferente de, por exemplo, um tribunal de direito. Em um sistema jurídico, aqueles em julgamento são considerados inocentes até que se prove sua culpa além de

uma dúvida razoável, o corolário de que criminosos acusados são, frequentemente, absolvidos mesmo que eles sejam, de fato, culpados é visto como um preço razoável para a sociedade pagar em comparação com a alternativa de punir injustamente alguns daqueles que são inocentes. Para a mitigação da mudança climática é o inverso: os projetos devem ser presumidos como não adicionais até que se provem ser adicionais. O resultado de que alguns projetos verdadeiramente adicionais são recusados, de forma alguma, justifica qualquer outro procedimento. A mesma lógica que se aplica a projetos individuais se aplica também a classes inteiras de projetos (tais como barragens): cada classe de projetos precisa ter um efeito líquido que seja adicional, o que só pode ser alcançado se a aprovação de crédito para projetos não adicionais for muito rara. No caso das hidrelétricas, embora possa haver algumas barragens que são, de fato, adicionais, um sistema que aprova um grande número de barragens não adicionais tem consequências muito graves para o mundo como um todo, e, portanto, este autor acredita que isso não deva ser permitido continuar.

RESUMO EXECUTIVO

Barragens e crédito de carbono

Até 1 de dezembro de 2012, haviam sido aprovados 586 projetos hidrelétricos de crédito de carbono de MDL, totalizando 112,7 milhões de toneladas de CO₂-equivalente. Ao mesmo tempo, haviam 896 barragens “aprovadas” (registradas), mas ainda sem concessão de crédito, além de 840 barragens no “duto” (“*pipeline*”) aguardando a conclusão do processo de aprovação do MDL. Muito pouco desse carbono é adicional em relação àquele emitido sem os projetos.

A barragem de Jirau

A barragem de Jirau, que está em fase de conclusão no rio Madeira, foi aprovada (registrada) para obtenção de crédito de carbono no âmbito do MDL. A proposta é semelhante a outras no âmbito do MDL para barragens e serve como um alerta para o dano causado por crédito de carbono para usinas hidrelétricas em geral.

Impactos ambientais e sociais

A barragem tem diversos impactos ambientais e sociais que provocaram intensa polêmica no Brasil, bem como na Bolívia e no Peru, onde os impactos

também serão sentidos. Nada disto é mencionado na proposta para crédito de carbono.

Emissões de gases de efeito estufa

Vários estudos indicam grandes emissões de represas tropicais. Uma brecha no regulamento do MDL permite que barragens com altas densidades de potência reivindicassem emissões zero. A alta vazão de água através do reservatório de Jirau resultará em emissões mais baixas do que em outras represas amazônicas, mas as emissões não serão zero.

Adicionalidade e crédito de carbono

O fato de que a barragem de Jirau já esteja em construção não suporta a reivindicação da adicionalidade do projeto, mesmo que sob as regras do MDL o crédito retroativo é permitido para as iniciativas que foram iniciadas como projetos de MDL. A razão é que o PDD não demonstra de maneira convincente que o projeto só poderia ser iniciado devido à concessão de crédito do MDL. Os regulamentos permitem que projetos de MDL calculem uma taxa interna de retorno (IRR) e a compare a um valor de IRR “de referência”, a fim de estabelecer que os fundos de MDL sejam necessários para tornar a barragem rentável. As cifras são escolhidas de várias maneiras para justificar um cenário de dependência do MDL.

“Hot Air” e mudanças climáticas

Em média anual, as reduções de emissões reivindicadas são equivalentes a 1,69 milhões de toneladas de carbono por ano. Ao longo do projeto de sete anos este totaliza 11,8 milhões de toneladas (ou seja, cerca da emissão da cidade de São Paulo de um ano). Uma vez que a barragem teria sido construída de qualquer maneira, não há mitigação real para compensar as emissões autorizadas pelos créditos.

TERMOS-CHAVE

Adicionalidade

O benefício de carbono calculado pela subtração das emissões observadas das emissões de referência. Essa diferença é considerada “adicional” ao que teria ocorrido sem o projeto de mitigação.

Linha de Base

Um cenário hipotético para o cálculo das emissões futuras, sem um projeto ou atividade de mitigação. As emissões nesse cenário serão comparadas com as emissões reais, determinadas a partir do monitoramento do projeto de mitigação.

IRR

Taxa interna de retorno, ou a maior taxa de desconto na qual um investimento de capital seria considerado rentável.

IRR de referência

O valor da taxa interna de retorno (*Internal Rate of Return*) usado para estabelecer que os fundos do MDL são necessários para tornar o projeto lucrativo.

CO₂-eq

CO₂ equivalente, ou a soma de todos os gases, tais como metano, expressos como a quantidade de dióxido de carbono que teria o mesmo efeito no aquecimento global ao longo de um período de 100 anos.

PDD

(*Project Design Document*): uma proposta de crédito de carbono submetido ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

Densidade de Potência

A razão entre a capacidade instalada da barragem e a sua área do reservatório, em Watts por metro quadrado (W/m²). A maneira em que a área de reservatório é definida é um assunto de controvérsia.

“Ar Quente” (“Hot Air”)

Crédito de carbono concedido sem benefício real para o clima. O termo deriva do trocadilho no idioma inglês, em que implica tanto a temperatura mais elevada do aquecimento global quanto um “blá-blá-blá” de conversa sem sentido.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a André Pereira pela assistência durante visita ao local da barragem de Jirau, em agosto de 2006, ao pessoal da Energia Sustentável do Brasil,

SA (ESBR) e da Universidade Federal de Rondônia (UNIR) para obter informações durante visitas a Porto Velho em janeiro de 2008, maio de 2008 e em agosto e novembro de 2012. A Secretaria do Meio Ambiente de Porto Velho prestou assistência durante uma visita a focos de desmatamento perto de Jirau em maio de 2012. Agradeço também à equipe da ESBR, aos autores do EIA-RIMA, funcionários do IBAMA e aos muitos acadêmicos e funcionários de ONGs que contribuíram com informações sobre o projeto ao longo dos anos. Agradeço especialmente a população local para a assistência. P.M.L.A. Graça e quatro revisores anônimos forneceram comentários úteis. Esta pesquisa foi apoiada pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq: Proc. 305880/2007-1, 304020/2010-9, 573810/2008-7, 575853/2008-5) e Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA: PRJ13.03). Esta é uma tradução de Fearnside (2013e).

LITERATURA CITADA

- Abril, G., F. Guérin, S. Richard, R. Delmas, C. Galy-Lacaux, P. Gosse, A. Tremblay, L. Varfalvy, M.A. dos Santos & B. Matvienko. 2005. Carbon dioxide and methane emissions and the carbon budget of a 10-years old tropical reservoir (Petit-Saut, French Guiana). *Global Biogeochemical Cycles* 19: GB 4007, doi: 10.1029/2005GB002457
- Amazonas em Tempo*. 2012. CPI investigará trabalho escravo em Rondônia. *Amazonas em Tempo* [Manaus], 02 de agosto de 2012, p C-7 (2012). Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Outros%20documentos/Jirau_CPI_Trabalho_Escravo-emtempo-02-08-12.pdf
- Amigos da Terra-Amazônia Brasileira & 15 outros grupos. 2010. Re: Responsabilidade corporativa da GDF Suez pelos impactos sociais e ambientais e riscos associados resultantes da construção da usina hidrelétrica de Jirau no Rio Madeira, na Amazônia brasileira. Letter to Gérard Mestrallet, president of GDF Suez. Disponível em: <http://www.amazonia.org.br/arquivos/341098.pdf>
- Amigos da Terra-Amazônia Brasileira & International Rivers Network. 2006. *Estudos Não Confiáveis: 30 Falhas No Eia-Rima do Rio Madeira*. Amigos da Terra-Amazônia Brasileira, São Paulo, SP. 17 p. Disponível em: www.irn.org/pdf/madeira/AmazonStudy2006.pdf
- Angelo, C. 2011. Processo de licenciamento para a obra foi coletânea de erros. *Folha de São Paulo*, 23 de março de 2011, p. B-6.
- Angelo, C. & J. C. Magalhães. 2011. Hidrelétricas do rio Madeira fazem desmatamento voltar a crescer. *Folha de São Paulo*, 23 de fevereiro de 2011. Disponível em: <http://www1.folha.uol.com.br/ambiente/879988-hidreletricas-do-rio-madeira-fazem-desmatamento-voltar-a-crescer.shtml>

- ARCADIS Tetraplan, FURNAS & CNO. 2005. *Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira: Avaliação Ambiental Estratégica. Relatório Final*. ARCADIS Tetraplan, FURNAS Centrais Elétricas, S.A. & Construtora Noberto Odebrecht, S.A. (CNO), Rio de Janeiro, RJ. 169 p + anexos.
- Barthem, R. & M. Goulding. 1997. *The Catfish Connection: Ecology, Migration, and Conservation of Amazon Predators*. Columbia University Press, New York, E.U.A. 184 p.
- Brasil, CIMC (Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima). 2008. *Plano Nacional sobre Mudança do Clima – PNMCM – Brasil*. Ministério do Meio Ambiente, Brasília, DF. 129 p. Disponível em: http://www.mma.gov.br/estruturas/smq-climaticas/_publicacao/141_publicacao07122009030757.pdf
- Brasil, MCT (Ministério da Ciência e Tecnologia). 2010. Segunda Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. MCT, Brasília, DF, 2 Vols., 520 pp.
- Brasil, MME (Ministério das Minas e Energia). 2011. Plano Decenal de Expansão de Energia 2020. MME, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Brasília, DF, Brazil. 2 vols. Disponível em: http://www.epe.gov.br/PDEE/20111229_1.pdf
- CDM Executive Board. 2011a. *Guidelines on the assessment of investment analysis (Version 05) EB62 Report, Annex 5*. UNFCCC, Bonn, Alemanha
- CDM Executive Board. 2011b. *Standard: Clean development mechanism project standard. Version 02.1. CDM-EB65-A05-STAN*. UNFCCC, Bonn, Alemanha
- CDM Executive Board. (2005) *EB 22 Report Annex 3: Clarifications on the Consideration of National and/or Sectoral Policies and Circumstances in Baseline Scenarios (Version 02)*. UNFCCC, Bonn, Alemanha
- CDM Executive Board. 2004. *EB 16 Report, Annex 3: Clarifications on the treatment of national and/or sectoral policies and regulations (paragraph 45 (e) of the CDM Modalities and Procedures) in determining a baseline scenario*. UNFCCC, Bonn, Alemanha
- CDM Methodologies Panel. 2006. *Draft thresholds and criteria for the eligibility of hydroelectric reservoirs as CDM projects. CDM Meth Panel Nineteenth Meeting Report, Annex 10*. UNFCCC, Bonn, Alemanha. http://cdm.unfccc.int/Panels/meth/meeting/06/Meth19_repan_10_Hydro.pdf
- de Almeida, A.W.B. (ed.) 2009. *Conflitos Sociais no Complexo Madeira*. Universidade Estadual do Amazonas Edições, Manaus, AM. 391 p.
- Deberdt, G., I. Teixeira, L.M.M. Lima, M.B. Campos, R.B. Choueri, R. Koblitz, S.R. Franco & V.L.S. Abreu. 2007. Parecer Técnico No. 014/20007 – FCOHID/ eio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (CGENE/DILIC/IBAMA. Instituto Brasileiro do MIBAMA), Brasília, DF, Brasil. 121 p. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/Madeiraparecer.pdf
- ESBR (Energia Sustentável do Brasil S.A.). 2012. Response to global stakeholder consultation comments received as part of the CDM validation process of the Jirau Hydropower Plant CDM project activity. ESBR, Rio de Janeiro, RJ
- ESBR (Energia Sustentável do Brasil S.A.) & GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda. 2012. *Jirau Hydro Power Plant. Project Design Document (PDD)* (18 April 2012) Project Design Document Form for CDM Project Activities (F-CDM-PDD) Version 04-0. 94 p. Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/M4OO2XA6U9D8X8CASOJDWPFTIZ2Z3H/view.html>
- Escada, M.I.S., L.E. Maurano & J.H.G. da Silva. 2013. Dinâmica do desmatamento na área de influência das usinas hidroelétricas do complexo do rio Madeira, RO. p. 7499-7507. In: J.R. dos Santos (ed.) *XVI Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto, Foz do Iguaçu, Brasil 2013*. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), São José dos Campos, São Paulo, Brazil. <http://www.dsr.inpe.br/sbsr2013/files/p0551.pdf>
- Época*. 2008. Usina do Rio Madeira: Um novo acordo com Evo. *Época*, 14 de janeiro de 2008.
- Fearnside, P.M. 1996. Hydroelectric dams in Brazilian Amazonia: Response to Rosa, Schaeffer & dos Santos. *Environmental Conservation* 23(2): 105-108. doi:10.1017/S0376892900038467
- Fearnside, P.M. 2002. Greenhouse gas emissions from a hydroelectric reservoir (Brazil's Tucuruí Dam) and the energy policy implications. *Water, Air and Soil Pollution* 133(1-4): 69-96.
- Fearnside, P.M. 2004. Greenhouse gas emissions from hydroelectric dams: Controversies provide a springboard for rethinking a supposedly “clean” energy source. *Climatic Change* 66(2-1): 1-8. doi: 0.1023/B:CLIM.0000043174.02841.23
- Fearnside, P.M. 2005a. Do hydroelectric dams mitigate global warming? The case of Brazil's Curuá-Una Dam. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* 10(4): 675-691.
- Fearnside, P.M. 2005b. Brazil's Samuel Dam: Lessons for hydroelectric development policy and the environment in Amazonia. *Environmental Management* 35(1): 1-19.
- Fearnside, P.M. 2006a. Pareceres dos consultores sobre o Estudo de Impacto Ambiental do Projeto para aproveitamento hidrelétrico de Santo Antônio e Jirau, Rio Madeira-RO. Parecer Técnico sobre ecossistemas. Parte B, Volume 1, Parecer 8, p. 1-15. In: *Pareceres Técnicos dos Especialistas Setoriais—Aspectos Físicos/Bióticos. Relatório de Análise do Conteúdo dos Estudos de Impacto Ambiental (ELA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) dos Aproveitamentos Hidrelétricos de Santo Antônio e Jirau no, Rio Madeira, Estado de Rondônia*. Ministério Público do Estado de Rondônia, Porto Velho, Rondônia. 2 Vols. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/2006/Parte%20B%20Vol%201%20Relat%C3%B3rio%20Philip%20Fearnside.pdf
- Fearnside, P.M. 2006b. Greenhouse gas emissions from hydroelectric dams: Reply to Rosa et al. *Climatic Change* 75(1-2): 103-109. doi: 10.1007/s10584-005-9016-z

- Fearnside, P.M. 2009a. Recursos pesqueiros. pp. 38-39. In: A.L. Val & G.M. dos Santos (eds.) *Grupo de Estudos Estratégicos Amazônicos (GEEA) Tomo II*, Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Manaus, AM. 148 p. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/2009/Fearnside-GEEA-Recursos pesqueiros.pdf
- Fearnside, P.M. 2009b. As hidrelétricas de Belo Monte e Altamira (Babaquara) como fontes de gases de efeito estufa. *Novos Cadernos NAEA* 12(2): 5-56.
- Fearnside, P.M. 2011. Gases de efeito estufa no EIA-RIMA da hidrelétrica de Belo Monte. *Novos Cadernos NAEA* 14(1): 5-19
- Fearnside, P.M. 2012a. Philip Fearnside comments on Jirau Dam (Brazil). <http://www.internationalrivers.org/resources/philip-fearnside-comments-on-jirau-dam-brazil-7471>
- Fearnside, P.M. 2012b. Desafios para midiaticização da ciência na Amazônia: O exemplo da hidrelétrica de Belo Monte como fonte de gases de efeito estufa. In: A. Fausto Neto & A. Ventura (eds.) *A Midiaticização da Ciência*, UNISINOS, São Leopoldo, RS. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_/2012/A%20Hidrelétrica%20de%20Belo%20Monte%20como%20fonte%20de%20gases%20de%20efeito%20estufa.pdf
- Fearnside, P.M. 2013a. Carbon credit for hydroelectric dams as a source of greenhouse-gas emissions: The example of Brazil's Teles Pires Dam. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* 18(5): 691-699. doi: 10.1007/s11027-012-9382-6
- Fearnside, P.M. 2013b. *The Jirau Dam's Proposal for Carbon Credit: Comments on Official Assessment Report*. Submission in public comment period to Hydrosustainability.org, International Hydropower Association (IHA), London, Reino Unido. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/mss%20and%20in%20press/Fearnside-Comments%20on%20Jirau%20official%20assessment%20report.pdf
- Fearnside, P.M. 2013c. Decision-making on Amazon dams: Politics trumps uncertainty in the Madeira River sediments controversy. *Water Alternatives* 6(2): 313-325. http://www.water-alternatives.org/index.php?option=com_docman&task=doc_download&gid=218
- Fearnside, P.M. 2013d. Barragens do rio Madeira / Madeira River Dams: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/BARRAGENS%20DO%20RIO%20MADEIRA.htm
- Fearnside, P.M. 2013e. Credit for climate mitigation by Amazonian dams: Loopholes and impacts illustrated by Brazil's Jirau Hydroelectric Project. *Carbon Management* 4(6): 681-696. doi: 10.4155/CMT.13.57
- Fearnside, P.M. 2014. Impacts of Brazil's Madeira River dams: Unlearned lessons for hydroelectric development in Amazonia. *Environmental Science & Policy* 38: 164-172. doi: 10.1016/j.envsci.2013.11.004
- Fearnside, P.M. & Pueyo, S. 2012. Underestimating greenhouse-gas emissions from tropical dams. *Nature Climate Change* 2(6), 382-384.
- Folha de São Paulo*. 2006. Bolívia ocupa Petrobras e nacionaliza exploração de petróleo e gás. *Folha de São Paulo*. 1 de maio de 2006. <http://www1.folha.uol.com.br/folha/mundo/ult94u95508.shtml>
- Forsberg BR, Kemenes A (2006) Pareceres dos consultores sobre o Estudo de Impacto Ambiental do Projeto para aproveitamento hidrelétrica de Santo Antônio e Jirau, Rio Madeira-RO. Parecer Técnico sobre Estudos Hidrobiogeoquímicos, com atenção específica à dinâmica do Mercúrio (Hg). Parte B, Volume 1, Parecer 2. In: Pareceres Técnicos dos Especialistas Setoriais—Aspectos Físicos/Bióticos. Relatório de Análise do Conteúdo dos Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) dos Aproveitamentos Hidrelétricos de Santo Antônio e Jirau no, Rio Madeira, Estado de Rondônia. Ministério Público do Estado de Rondônia, Porto Velho, Rondônia., 2 Vols., p. 1-32. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/Madeira_COBRAPE/11118-COBRAP-report.pdf
- FURNAS (Furnas Centrais Elétricas S.A.) & CNO (Construtora Noberto Odebrecht S.A.). 2003. Complexo do Rio Madeira, 1º Seminário Internacional de Cofinanciamento BNDES/CAF, Brasília, DF. FURNAS Centrais Elétricas S.A. & Construtora Noberto Odebrecht, S.A. (CNO). Rio de Janeiro, RJ. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/conhecimento/seminario/caf_20.pdf
- FURNAS (Furnas Centrais Elétricas S.A.) & CNO (Construtora Noberto Odebrecht S.A.). 2007. Respostas às Perguntas Apresentadas pelo IBAMA no Âmbito do Processo de Licenciamento Ambiental do Complexo Madeira. Informações Técnicas Nos 17, 19 E 20/2007 COHID/CGENE/DILIC/IBAMA. FURNAS and CNO, Rio de Janeiro, Brazil. 239 p. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/respostas%20empresas.pdf
- FURNAS (Furnas Centrais Elétricas S.A.), CNO (Construtora Noberto Odebrecht S.A.) & Leme Engenharia. 2005. *EIA-Estudo de Impacto Ambiental Aproveitamentos Hidrelétricos Santo Antônio e Jirau, Rio Madeira-RO. 6315-RT-G90-001*. FURNAS Centrais Elétricas S.A, Construtora Noberto Odebrecht, S.A. (CNO) & Leme Engenharia. Rio de Janeiro, RJ. 8 Vols. Paginação irregular.
- Futada, S.M., Rolla, A. 2010. Termina a novela da hidrelétrica de Jirau e a permuta de UCs em Rondônia. *Notícias Socioambientais*, 20 de julho de 2010.
- Gama, P. 2013. Maiores doadores somam gasto de R\$1 bi desde 2002. Construtores e bancos são principais financiadores de campanhas eleitorais. *Folha de São Paulo*, 21 de janeiro de 2013. p. A-6.
- GDF Suez. 2013. Jirau: The World's largest renewable CDM project obtains registration at the United Nations: <http://www.gdfsuezla.com/jirau-the-worlds-largest-renewable-cdm-project-obtains-registration-at-the-united-nations/>
- Grandin, K. 2012. *Variations of methane emissions within and between three hydroelectric reservoirs in Brazil*. Department of Ecology and Evolution, Limnology, Uppsala University,

- Uppsala, Suécia. 71 p. http://www.ibg.uu.se%2FdigitalAssets%2F130%2F130865_172grandin.pdf
- Hällqvist, E. 2012. Methane emissions from Three Tropical Hydroelectrical Reservoirs. Committee of Tropical Ecology, Uppsala University, Uppsala, Suécia:46 p. http://www.ibg.uu.se/digitalAssets/122/122484_hallqvist-emma-report.pdf
- Haya B. 2012. The CDM's hydro hall of shame: <http://www.internationalrivers.org/resources/hydro-cdm-hall-of-shame-7465>
- Hayashi, S., C. Souza Jr., M. Sales & A. Veríssimo. 2011. Transparência Florestal da Amazônia Legal Dezembro de 2010 e Janeiro de 2011. Instituto do Homem e Meio Ambiente da Amazônia (IMAZON), Belém, PA. 22 p. Disponível em: http://www.imazon.org.br/publicacoes/transparencia-florestal/transparencia-florestal-amazonia-legal/boletim-transparencia-florestal-da-amazonia-legal-dezembro-de-2010-e-janeiro-de-2011/at_download/file
- Instituto Pólis. 2006. *Parecer sobre o Papel do Município de Porto Velho Frente aos Impactos Urbanos e o Estudo de Impacto Ambiental do Projeto das Usinas Hidrelétricas do Rio Madeira*. Instituto Pólis, São Paulo, SP. 89 p.
- International Rivers. 2012. International Rivers Comments on the Jirau Dam (Brazil): <http://www.internationalrivers.org/resources/comments-on-the-jirau-dam-brazil-7477>
- Kemenes, A., Forsberg, B.R. & Melack, J.M. 2007. Methane release below a tropical hydroelectric dam. *Geophysical Research Letters* 34: L12809. doi: 10.1029/2007GL029479. 55
- Kemenes, A., Forsberg, B.R. & Melack, J.M. 2008. As hidrelétricas e o aquecimento global. *Ciência Hoje* 41(145): 20-25
- Kemenes, A., B.R. Forsberg & J.M. Melack. 2011. CO₂ emissions from a tropical hydroelectric reservoir (Balbina, Brazil). *Journal of Geophysical Research* 116, G03004, doi: 10.1029/2010JG001465
- Killeen, T.J. 2007. *A Perfect Storm in the Amazon Wilderness: Development and Conservation in the Context of the Initiative for the Integration of the Regional Infrastructure of South America (IIRSA)*. Conservation International, Arlington, Virginia, E.U.A. 98 p. Disponível em: http://www.conservation.org/publications/pages/perfect_storm.aspx
- Locher, H., Hartmann, J., Khalil, A., Rydgren, B., & Smith, D. 2013. *Official Assessment: Energia Sustentável do Brasil, Jirau Hydropower Project, Brasil*. Hydropower Sustainability Protocol, International Hydropower Association, London, Reino Unido. 202 p. Disponível em: <http://www.hydrosustainability.org/Protocol-Assessments.aspx> & http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Outros%20documentos/Jirau-Official-Assessment-Final-Report-170513.pdf
- Meade, R.H. 1994. Suspended sediments of the modern Amazon and Orinoco Rivers. *Quaternary International* 21: 29-39.
- Meinshausen, M., Meinshausen, N., Hare, W., Raper, S.C.B., Frieler, K., Knutti, R., Frame, D.J. & Allen, M.R. 2009. Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2°C. *Nature* 458: 1158-1162.
- Molina Carpio, J. 2005. El megaproyecto hidroeléctrico y de navegación del Río Madera. pp. 101-116 In: *Geopolítica de los Recursos Naturales e Acuerdos Comerciales em Sudamerica*. Foro Boliviano sobre Medio Ambiente y Desarrollo (FOBOMADE), La Paz, Bolívia. 149 p. Disponível em: <http://www.fobomade.org.bo/publicaciones/docs/8.pdf>
- Molina Carpio, J. 2006. *Análisis de los Estudios de Impacto Ambiental del Complejo Hidroeléctrico del Río Madera: Hidrología y Sedimentos*. La Paz, Bolívia. 45 p. Disponível em: http://www.institutomadeiravivo.org/wp-content/plugins/riomadeiravivo/publicacoes/analisis_madera_.pdf
- Molina Carpio, J. 2012. Jorge Molina comments on Jirau Dam (Brazil). <http://www.internationalrivers.org/resources/jorge-molina-comments-on-jirau-dam-brazil-7472>
- Molina Carpio, J., F. Ledesma & P. Vauchel. 2008. Estudio del río Madera: Remanso hidráulico y sedimentación. pp. 96- 191 In: A.M. Arnez, E.M. Patana, L.F.N. Garzon, J. Molina Carpio, F. Ledezma, P. Vauchel & R. Canese (eds.) *Bajo el Caudal: El Impacto de las Represas del Río Madera en Bolivia*. Foro Boliviano sobre Medio Ambiente y Desarrollo (FOBOMADE), La Paz, Bolívia. 192 p. Disponível em: http://www.fobomade.org.bo/documentos/libro_represas%20.pdf
- Monteiro, T. 2011. *As Hidrelétricas do Madeira: as lições não aprendidas que se repetem em Belo Monte. Observatório de Investimentos na Amazônia*. Instituto de Estudos Socioeconômicos (INESC), Brasília, DF. 43 p. Disponível em: http://observatorio.inesc.org.br/visualizar_estudos.php?id=47
- Monteiro, T. 2012. Santo Antônio e Jirau: Hidrelétricas Malditas. <http://telmadmonteiro.blogspot.com.br/2012/03/santo-antonio-e-jirau-hidreletricas.html>
- Myhre, G. & 37 outros. 2013. Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. Chapter 8 In: *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Working Group I Contribution to the IPCC Fifth Assessment Report*. In: Stocker, T.F., Qin, D., Plattner, G.-K., Tignor, M., Allen, S.K., Boschung, J., Nauels, A., Xia, Y., Bex, V., Midgley, P.M. (eds), *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Working Group I Contribution to the IPCC Fifth Assessment Report*. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido, pp. 661-740. Disponível em: http://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/O_Estado_de_Sao_Paulo. 2013. Paradoxo ambiental. 9 de julho de 2013. <http://www.estadao.com.br/noticias/impreso,paradoxo-ambiental-,1051518,0.htm>
- O Globo. 2007. Lula: energia nuclear é opção às hidrelétricas. 3 de maio de 2007. <http://g1.globo.com/Noticias/Politica/0,,MUL30964-5601,00-LULA+ENERGIA+NUCLEAR+E+OPCAO+AS+HIDRELETRICAS.html>
- Ordoñez, R. 2012. Brasil depende menos do gás boliviano. *O Globo*. 3 de maio de 2012. Disponível em: <http://clippingmp.planejamento.gov.br/cadastrados/noticias/2012/5/3/brasil-depende-menos-do-gas-boliviano>
- Ortiz, L., G. Switkes, I. Ferreira, R. Verdum & G. Pimentel. 2007. *O Maior Tributário do Rio Amazonas Ameaçado: Hidrelétricas no Rio Madeira*. Amigos da Terra-Brasil, Porto Alegre, RS.

- 22 p. Disponível em: http://www.riosvivos.org.br/downloads/rio_madeira_portugues.pdf
- Pottinger, L. 2008. *Bad Deal for the Planet: Why Carbon Offsets Aren't Working... and How to Create a Fair Global Climate Accord*. International Rivers, Berkeley, California, E.U.A. Disponível em: <http://www.internationalrivers.org/resources/bad-deal-for-the-planet-why-carbon-offsets-aren-t-working-and-how-to-create-a-fair-global>
- Public Eye Awards. 2010. Wanted: the Most Despicable Corporations of the Year. www.publiceye.ch/en/
- Pueyo, S. & Fearnside, P.M. 2011. Emissões de gases de efeito estufa dos reservatórios de hidrelétricas: Implicações de uma lei de potência. *Oecologia Australis* 15(2): 114-127. doi: 10.4257/oeco.2011.1502.02
- Romero, S. 2012. Amid Brazil's rush to develop, workers resist. *New York Times*, 5 de maio de 2012. <http://www.nytimes.com/2012/05/06/world/americas/brazils-rush-to-develop-hydroelectric-power-brings-unrest.html?hpw#>
- Rosa, L.P., dos Santos, M.A., Matvienko, B., dos Santos, E.O. & Sikar, E. 2004. Greenhouse gases emissions by hydroelectric reservoirs in tropical regions. *Climatic Change* 66(1-2): 9-21
- Rosa, L.P., dos Santos, M.A., Matvienko, B., Sikar, E. & dos Santos, E.O. 2006. Scientific errors in the Fearnside comments on greenhouse gas emissions (GHG) from hydroelectric dams and response to his political claiming. *Climatic Change* 75(1-2): 91-102.
- Rosa, L.P., Schaeffer, R. & dos Santos, M.A. 1996. Are hydroelectric dams in the Brazilian Amazon significant sources of 'greenhouse' gases? *Environ. Conserv.* 23(2), 2-6.
- Salomon, M. & Medina, H. 2008. Obra de Jirau vai à Justiça mesmo após ameaça do governo. *Folha de São Paulo*, 5 de agosto de 2008.
- Scofield Jr., G. 2011. Empreiteiras recebem R\$ 8,5 por cada real doado a campanha de políticos. *O Globo*. 7 May 2011. Disponível em: <http://oglobo.globo.com/economia/empreiteiras-recebem-85-por-cada-real-doadado-campanha-de-politicos-2773154#ixzz1vFriSQgF>
- Soares, P. 2008. Minc acusa Odebrecht de manobrar contra Jirau. *Folha de São Paulo*, 6 de dezembro de 2008.
- Switkes, G. (ed.). 2008. *Águas Turvas: Alertas sobre as Conseqüências de Barrar o Maior Afluente do Amazonas*. International Rivers, São Paulo, SP. 237 p. Disponível em: <http://www.internationalrivers.org/resources/muddy-waters-impacts-of-damming-the-amazon-s-principal-tributary-3967>
- Tavares, M. & Fariello, D. 2013. Aneel autoriza mudança na hidrelétrica de Santo Antônio. *O Globo* 2 de julho de 2013. url: <http://oglobo.globo.com/economia/aneel-autoriza-mudanca-na-hidreletrica-de-santo-antonio-8894944?service=print>
- UNEP (United Nations Environment Programme). 2013. Risoe CDM/JI pipeline analysis and database: <http://cdmpipeline.org/>
- UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change). 1997. Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change. Document FCCC/CP/1997/7/Add1 UNFCCC, Bonn, Alemanha. <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>
- UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change). 2012. *National greenhouse gas inventory data for the period 1990–2010. Subsidiary Body for Implementation, Thirty-Seventh Session, Doha, 26 November to 1 December 2012. FCCC/SBI/2012/31*. Bonn, Alemanha.
- Vera-Dias, M. del C., Reid, J., Soares-Filho, B., Kaufmann, R. & Fleck, L. 2007. *Efectos de los Proyectos de Energía y transporte en la Expansión del Cultivo de Soja en la Cuenca del río Madeira*. Conservation Strategy Fund, La Paz, Bolívia. 64 p. Disponível em: <http://conservation-strategy.org>
- World Bank. 2008. *Environmental Licensing for Hydroelectric Projects in Brazil: A Contribution to the Debate, Volume I, Summary Report*. World Bank, Washington, DC, E.U.A. Disponível em: http://siteresources.worldbank.org/EXTWAT/Resources/4602122-1214578930250/Summary_Report.pdf
- Yan, K. 2013. The global CDM hydro hall of shame. International Rivers, Berkeley, California, E.U.A. <http://www.internationalrivers.org/resources/hydro-cdm-hall-of-shame-7465>

Capítulo 11

Hidrelétricas no mecanismo de desenvolvimento limpo: A barragem de Santo Antônio como um exemplo da necessidade de mudança

Philip M. Fearnside

Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA)
Av. André Araújo, 2936 - CEP: 69.067-375, Manaus, Amazonas, Brasil.
E-mail: pmfearn@INPA.gov.br

Tradução de:

Fearnside, P.M. 2015. Hydropower in the Clean Development Mechanism: Brazil's Santo Antônio Dam as an example of the need for change. *Climatic Change* doi: 10.1007/s10584

RESUMO

As barragens tropicais emitem gases de efeito estufa em quantidades substancialmente maiores do que são reconhecidas nos procedimentos de contabilidade do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do Protocolo de Quioto. Hidrelétricas em países tropicais são hoje um dos principais destinos para fundos no âmbito do MDL. Essas barragens estão sendo construídas a um ritmo acelerado como parte de programas nacionais de desenvolvimento que têm pouco ou nada a ver com preocupações sobre clima. Quando o crédito é concedido para projetos que ocorreriam independentemente de qualquer subsídio baseado na mitigação do aquecimento global, estes geram crédito de carbono (não-adicional) indevido, sem um benefício real para o clima. Os países que compram o crédito gerado por barragens podem emitir mais gases de efeito estufa sem que essas emissões sejam compensadas por uma mitigação genuína. Os fundos limitados disponíveis para mitigação são desperdiçados em subsidiar barragens que seriam construídas de qualquer maneira. A hidrelétrica de Santo Antônio, atualmente em construção no Rio Madeira, fornece um exemplo concreto, indicando a necessidade de reforma das regras do MDL, eliminando o crédito para hidrelétricas tropicais. Como uma grande barragem a fio d'água, espera-se que a usina de Santo Antônio tenha menores emissões por kWh do que muitas barragens. No entanto, as mensurações disponíveis indicam emissões significativas. A falta de adicionalidade e os altos impactos sociais e ambientais, fora a parte das emissões de carbono, fazem com que essa barragem seja uma ilustração apta de como o subsídio do MDL para hidrelétricas prejudica os esforços para mitigar a mudança climática e para promover o desenvolvimento sustentável.

Palavras-chave: Amazônia; barragens; aquecimento global; efeito estufa; hidrelétricas; metano; mitigação

Barragens no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)

O papel das hidrelétricas no MDL

As hidrelétricas são subsidiadas pela venda de crédito de carbono com base na suposição de que substituem as termelétricas que queimariam combustíveis fósseis se não tivesse o subsídio à hidrelétrica pela venda de crédito de carbono autorizada pelo Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do Protocolo de Quioto. As

hidrelétricas são uma forma cada vez mais importante de mitigação no contexto do MDL, representando 10% dos créditos emitidos até agora, mas atualmente, representando 26% da emissão de créditos esperada de projetos no “*pipeline*” (duto) de financiamento (UNEP Risø Centre, 2013). O “*pipeline*” do MDL é um banco de dados on-line (<http://cdmpipeline.org/cdm-projects-type.htm>) em projetos (ambos registrados e não) com as informações coletadas da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) pelo Centro Risø do Programa Ambiental das Nações Unidas (UNEP). O Centro Risø é independente da UNFCCC em seu mecanismo (o MDL) para financiamento de projetos de mitigação nos países em desenvolvimento (países não-anexo I). A partir de 13 de julho de 2013, 1943 projetos hidrelétricos haviam sido “registrados” (aprovados) pelo Conselho Executivo do MDL, totalizando 235,9 milhões Reduções Certificadas de Emissões, ou CERs [toneladas de CO₂e, ou “CO₂-equivalente”, o total de todos os gases de efeito estufa, tais como o metano (CH₄), expresso em quantidade de dióxido de carbono (CO₂) que teria o mesmo impacto sobre o aquecimento global, neste caso, ao longo de um período de 100 anos; toneladas = Mg)] (UNEP Risø Centre, 2013). A maioria (83,4%) dos projetos apresentados é aprovada no final: entre 2330 projetos que havia recebido uma decisão ou que havia sido retirado, 83,4% haviam sido registrados (aprovados), 0,4% havia sido retirado, 14,5% haviam sido rejeitados pelo validador (a “entidade operacional designada”, ou DOE) e apenas 1,7% havia sido rejeitado pelo Conselho Executivo (2,0% daqueles que chegaram ao Conselho Executivo para decisão).

O *pipeline* de MDL (não contando projetos rejeitados) totaliza 2049 barragens, que alega reduções de emissões totalizando 115 milhões de CREs (UNEP Risø Centre, 2013). A China é o país líder no pipeline de energia hidrelétrica de MDL com projetos totalizando 59,7 milhões de CREs anualmente em 1374 barragens, seguido pela Índia com 12,7 milhões de CREs em 243 barragens e Brasil com 12,6 milhões de CREs em 111 barragens. As “grandes” barragens (capacidade instalada > 15 MW pela definição do MDL) representaram 50,1% dos projetos e 86,4% das CREs até março de 2013 e o montante anual do crédito de carbono esperado totalizaram 381,9 milhões de CREs por ano (Chu, 2013). Esta quantidade de CO₂-equivalente representa 104,2 milhões de toneladas de carbono por

ano, ou aproximadamente igual à emissão anual do Brasil a partir de combustíveis fósseis.

Emissões de barragens tropicais

A água em reservatórios tropicais normalmente estratifica, no todo ou em parte, deixando água anóxica no fundo, tal que a matéria orgânica em sedimentos forma metano (CH_4) ao invés de CO_2 . As emissões são muito mais elevadas nos trópicos úmidos do que em outras regiões (St Louis et al., 2000; Duchemin et al., 2002; Barros et al., 2011; Demarty & Bastien, 2011). As emissões são grandes nos primeiros anos após a formação de um reservatório (por exemplo, Galy-Lacaux et al., 1997, 1999; Abril et al., 2005). Barragens antigas continuam a emitir gases de efeito estufa a um nível menor (por exemplo, Duchemin et al., 2000; Kemenes et al., 2007, 2011). As emissões têm sido subestimadas e deturpadas com frequência por várias razões (Fearnside & Pueyo, 2012). Muitas estimativas omitem a grande fonte de CO_2 da decomposição das árvores mortas pela inundação (veja Fearnside, 1995; Abril et al., 2013) e também é comum omitir a emissão de metano a partir de água que passa através das turbinas e vertedouros.

Sendo que as turbinas e vertedouros normalmente retiram água abaixo da termoclina que divide a coluna de água em camadas, a água entrando nas turbinas e vertedouros têm uma alta concentração de CH_4 e a alta pressão hidrostática. Quando esta água é lançada abaixo da represa, a pressão cai abruptamente e o gás é liberado para a atmosfera. Muitas estimativas das emissões hidrelétricas omitem as emissões de turbinas e vertedouros completamente, enquanto outros consideram apenas o fluxo de gás que pode ser medido da superfície a alguma distância da água a jusante da barragem (ou seja, depois que muito do CH_4 já escapou para a atmosfera). Emissões substanciais das turbinas têm sido medidas diretamente na hidrelétrica de Balbina no Brasil e na hidrelétrica de Petit Saut na Guiana Francesa (Abril et al., 2005; Kemenes et al., 2007, 2011). Grandes emissões foram calculadas com base em medições de concentrações de CH_4 em outras barragens da Amazônia, como Tucuruí, Samuel e Curuá-Una (Fearnside, 2002a, 2005a,b).

O metano tem maior impacto no aquecimento global por cada tonelada em relação ao CO_2 , e o peso relativo atribuído ao metano afeta o impacto das hidrelétricas em comparação aos combustíveis

fósseis, que liberam essencialmente apenas CO_2 (Fearnside, 1997). O metano tem um grande impacto de forma instantânea, mas, em média, a molécula deste gás permanece apenas na atmosfera durante aproximadamente 10 anos, enquanto que o CO_2 tem um impacto modesto instantâneo, mas a molécula média permanece durante um pouco mais de 100 anos. O horizonte de tempo utilizado para a comparação (e/ou qualquer desconto pelo tempo), portanto, afeta o peso relativo atribuído ao metano na conversão para “ CO_2 -equivalentes” (CO_2e). Várias retroalimentações atmosféricas incluídas (ou não) nos modelos climáticos também afetam essa comparação. Até 2012 o MDL usava o valor de 21 como o potencial de aquecimento global (GWP) de metano, significando que cada tonelada deste gás tem o mesmo efeito sobre o aquecimento global do que 21 toneladas de CO_2 em um horizonte de tempo de 100 anos, sem nenhum desconto por tempo. Isto foi baseado no segundo relatório de avaliação do IPCC de 1995 (Schimel et al., 1996). O CDM adotou o valor de 25 como o GWP do metano para uso no período de 2013 até 2017, baseado no quarto relatório de avaliação do IPCC (Forster et al., 2007).

O quinto relatório de avaliação, lançado em setembro de 2013, contém alterações substanciais que afetam o impacto de barragens. Enquanto o GWP do metano aumenta apenas de 25 para 28, se calculado da mesma forma como em relatórios anteriores, ou seja, com um horizonte de tempo de 100 anos e sem retroalimentações nos modelos de clima, mesmo que a existência dessas retroalimentações na atmosfera real seja bem conhecida, esse GWP aumenta para 34 se as retroalimentações são incluídas; além disso, se um horizonte temporal de 20 anos é usado em vez de 100 anos, esse valor aumenta para 86 (Myhre et al., 2013). Esse último valor efetivamente quadruplica o impacto das barragens em comparação com praticamente todas as estimativas publicadas (incluindo as deste autor). O horizonte temporal de 20 anos é fundamental para políticas que visem conter o aquecimento global dentro do limite de 2°C acima da temperatura pré-industrial, que foi adotado em Copenhague em 2009 pela UNFCCC como a definição de interferência “perigosa” com o sistema climático (Decisão 2/CP.15). Não temos 100 anos para tomar medidas eficazes para conter o aquecimento global, e a rápida redução das emissões de metano é uma parte necessária de qualquer estratégia para permanecer dentro do limite de 2°C (Shindell et al., 2012). As opções de mitigação, tais

como as represas tropicais, que têm fortes impactos no aumento da temperatura global nas próximas décadas, não podem ser consideradas opções “verdes”, mesmo se elas mostram um benefício quando calculado do ponto de vista de um século no futuro.

Subestimação das emissões de hidrelétricas no MDL

Um regulamento do MDL permite que as emissões sejam consideradas como zero se a densidade de potência (a razão entre a capacidade instalada para a área do reservatório) for mais de 10 W/m² (EB23, Anexo 5). No entanto, uma alta densidade de potência não resulta em emissões zero. Uma alta densidade de potência significa que a área do reservatório é pequena em comparação com a capacidade instalada; a pequena área significa que as emissões através da superfície do reservatório (de ebulição e difusão) serão menores do que em um reservatório grande, mas não zero. O fluxo de água em usinas hidrelétricas “a fio d’água” pode ser suficiente para evitar a estratificação na parte principal dos seus reservatórios relativamente pequenos. No entanto, os afluentes e baías podem estratificar, resultando em algumas emissões de metano (e.g., o exemplo da hidrelétrica de Santo Antônio discutido neste artigo).

Países com elevados ganhos potenciais de projetos de MDL têm desempenhado um papel desproporcional nas decisões do Conselho Executivo (Flues et al., 2008). O Brasil desempenhou um papel fundamental na decisão do MDL para permitir que barragens com densidades de potência acima de 10 W/m² reivindiquem emissões iguais à zero. A decisão foi baseada em uma submissão não publicada de Marco Aurélio dos Santos e Luiz Pinguelli Rosa, este último, o ex-presidente da ELETROBRÁS (CDM Methodologies Panel, 2006). Esta submissão também propôs a baixa emissão de 100 g de CO₂/kWh seja atribuída às barragens no intervalo de 5-10 W/m². Essa mesma submissão também foi a chave para abaixar de 5 para 4 W/m² o limite de elegibilidade para barragens receberem crédito de carbono através do MDL, e também para a redução de 100 para 90 g de CO₂/kWh a emissão presumida em barragens na faixa de 4-10 W/m² de densidade de potência.

Tanto o valor de 100 como o valor de 90 g de CO₂/kWh se referem apenas a ebulição e difusão da superfície do reservatório, e são subestimativas grosseiras do impacto de hidrelétricas, porque esses valores ignoram as principais fontes de

liberação de metano: as turbinas e vertedouros (e.g., Fearnside, 2004; Fearnside & Pueyo, 2012). A submissão de dos Santos e Rosa, intitulada “Opções para Monitoramento de Emissões de GEE: Fornecendo Limiares e Critérios para Reservatórios Hidrelétricos”, citada na decisão do MDL, não aparece no site da UNFCCC. O Conselho Executivo do MDL se recusou a divulgar o documento, alegando que “não está totalmente aprovado e apenas alguns dos seus elementos que foram usados”, mas sugeriu que o relatório poderia ser obtido dos autores, “se” não estivessem sob um acordo de confidencialidade (Siqueira, 2014). Enquanto isso, os autores se recusaram a divulgar o relatório, alegando que o mesmo havia sido contratado sob um acordo de confidencialidade justamente do próprio Conselho Executivo do MDL. A resposta dos autores (dos Santos, 2014) foi transcrita como segue:

Prezado Prof. Fearnside,

Na realidade esta citação não é um *paper* e sim um relatório encomendado pelo CDM Executive Board ao nosso grupo de pesquisa.

Por ter sido um documento produzido a partir de um contrato de prestação de serviços foi exigido confidencialidade.

O que eles colocaram no site do CDM representa a análise deles, baseada no nosso relatório.

Atenciosamente,

Marco Aurélio

Apesar dessas recusas, há pouca dúvida quanto ao conteúdo do relatório, já que as mesmas questões são cobertas em várias publicações contemporâneas desses autores. Pode-se deduzir que a submissão de 2006 não incluía as emissões a jusante (ou seja, aquelas partir das turbinas ou do rio a jusante), sendo que os autores omitiram todas tais emissões nas suas outras estimativas (por exemplo, dos Santos et al., 2009; Veja Fearnside, 2011). Da mesma forma, também se pode deduzir que as emissões da superfície do reservatório (a única fonte de emissões que teria sido incluída) foram baseadas em erros matemáticos que reduziram as estimativas por um fator de três (por exemplo, dos Santos et al., 2008; Ver Pueyo & Fearnside, 2011). A sessão do Conselho Executivo (Executive Board = EB) que aprovou essas

alterações foi descrita por um participante da seguinte forma: “Na sessão EB, porém, José Miguez do Brasil (o novo chefe do EB) sugeriu que estes valores eram muito conservadores e que 4 W/m^2 e 90 g/kWh ainda seriam muito conservadores. Jean-Jacques Becker, o chefe do Painel de Metodologias [do MDL] (de saída), fez um trabalho bastante pobre de defender os números do Painel de Metodologias, ninguém mais tinha alguma experiência, então a sugestão de Miguez foi adotada” (Sterk, 2006).

Outro regulamento favorecendo a aprovação de barragens envolve o cálculo da área do reservatório para fins de computação de densidade de potência, que é a capacidade instalada em Watts dividido pela área em metros quadrados. Um esclarecimento de junho de 2004, aprovado pelo Conselho Executivo (EB15), permite que uma área de reservatório menor seja usada para calcular a densidade de potência (W/m^2) para fins de tirar proveito de um critério do MDL, permitindo que a emissão zero seja presumida se a densidade de potência for superior a 10 W/m^2 . A suposição é que a água sobre o “curso do rio” (i.e., o canal principal) não emite metano. Infelizmente, esta água pode também emitir metano, como foi mostrado por numerosos estudos que mediram fluxos de superfícies de reservatórios em uma variedade de pontos de monitoramento em reservatórios amazônicos (ver publicações citadas acima). Quando o leito de um rio é inundado por um reservatório, a profundidade da água aumenta e a sua velocidade diminui, o que pode permitir que a coluna de água estratifique termicamente, criando condições anóxicas no fundo, resultando na produção de metano. A água estratificada, rica em metano, nas baías e afluentes também pode se deslocar para a área sobre o canal principal, com o metano sendo liberado através da superfície lá. Isto é verdade tanto do ponto de vista da definição de senso comum de “o curso do rio” ser o leito do rio que é coberto por água durante todo o ano, assim como também por uma definição relaxada (usada no projeto de carbono da hidrelétrica de Santo Antônio) que acrescenta a isso a várzea que é normalmente inundada apenas durante o período de cheia.

Adicionalidade

As CREs do MDL contribuem para o aquecimento global se o crédito é concedido para projetos de mitigação que não são “adicionais” com relação àquilo que teria acontecido sem os projetos, conforme exigido pelo protocolo de Quioto (UNFCCC,

1997, Artigo 12, no. 5). A “adicionalidade” significa que um projeto, como uma represa, existe apenas por causa da venda de créditos de carbono. Como já mencionado, os projetos hidrelétricos no “*pipeline*” do MDL totalizam 381,9 milhões de toneladas/ano de CO_2 . Se o crédito concedido para barragens não for adicional, os projetos hidrelétricos no MDL permitirão que essa quantidade de dióxido de carbono seja emitida para a atmosfera pelos países que comprarão as CREs, sem que haja qualquer compensação real das emissões por projetos do MDL. Estes projetos também iriam consumir uma parcela crescente do dinheiro que o mundo tem para combater o aquecimento global; o crédito para barragens no *pipeline* de MDL deverá valer mais do que US\$ 1 bilhão por ano, considerando o preço para CREs em meados de 2008 de US\$ 3,65 por tonelada de CO_2 e (Ecopart, 2011). Note-se, no entanto, que os preços de CERs já caíram devido à falta de progresso nas negociações sobre o regime pós-Quito e devido ao excesso de liberação de licenças no regime de comércio de emissões da União Europeia (EU Emissions Trading Scheme), que tem uma forte influência sobre o preço de CREs gerados pelo MDL (Barrieu & Fehr, 2011). É preciso presumir que os países futuramente vão assumir compromissos substanciais de redução das emissões no âmbito da UNFCCC, criando a demanda por crédito de carbono e fazendo com que os preços se recuperem. Se os fundos forem dados aos projetos que não são adicionais, o resultado lógico é que menos projetos de mitigação sejam executados de outros tipos que tenham um benefício real para o clima.

Projetos de MDL justificam suas alegações de que os projetos seriam financeiramente atraentes usando “testes de adicionalidade” em uma das duas categorias permitidas sob as regras do MDL: “testes de investimento” e “testes de barreira”. Os testes de investimento comparam o projeto proposto com outros projetos mais carbono-intensivos para mostrar que o projeto proposto é financeiramente menos atraente do que investimentos concorrentes na ausência de CREs. Os testes de barreira visam mostrar que algum impedimento, tais como um obstáculo tecnológico ou uma prática predominante, que, a não ser que seja superado com renda da venda das CREs, impediria a implementação do projeto proposto, mas não bloquearia a implementação de pelo menos uma alternativa (por exemplo, du Monceau & Brohé, 2011). Os testes de barreira permitiram que muitos projetos não-adicionais fossem

aprovados, particularmente na Índia (por exemplo, Michaelowa & Purohit, 2007; Schneider, 2007; du Monceau & Brohé, 2011). Os testes de investimento, como aquele usado por Santo Antônio, permitem projetos reivindicar a adicionalidade, mostrando que a taxa interna de retorno (IRR) calculado é inferior a um valor “*benchmark*” (mínimo aceitável) de IRR escolhido pelo projeto. O IRR é a taxa de desconto que resulta no valor presente líquido do projeto ser zero. Enquanto cálculos de IRR podem ser facilmente manipulados (Fearnside, 2013a), o comportamento dos investidores oferece uma demonstração inequívoca de não-adicionalidade que todas as pessoas podem entender, incluindo as que não têm o conhecimento ou a paciência para acompanhar os cálculos de IRR. A crença do Conselho Executivo do MDL de que construir uma barragem antes que o apoio do MDL seja obtido não é evidência de falta de adicionalidade tem a aparência de revelar um viés em favor de aprovar projetos independentemente da sua verdadeira adicionalidade. Note-se que o ônus da prova para adicionalidade é dos proponentes: não há nenhuma necessidade de “provar” que um projeto não é adicional. O dano de ignorar o comportamento que o investidor faz para a credibilidade do MDL tem um custo para os esforços globais de mitigação da mudança climática que ultrapassa o impacto das emissões que ocorrem devido ao crédito de carbono não-adicional vendido pelo projeto.

Desenvolvimento sustentável

Embora o Artigo 12 do Protocolo de Quioto, que criou o MDL, especifique que todos os projetos devam contribuir para o “desenvolvimento sustentável” (UNFCCC, 1997), esta salvaguarda potencial contra consequências ambientais e sociais de projetos de mitigação foi reduzida por uma decisão posterior de que o “desenvolvimento sustentável” seria definido e julgado por cada país por si mesmo, ao invés de seguir um padrão internacional. Qualquer projeto que receber uma carta de aprovação (LoA) da autoridade designada nacional (DNA do país anfitrião) é presumido que represente o “desenvolvimento sustentável”. Os negociadores do Brasil foram uma força fundamental nessa decisão: a prioridade do Brasil em Quioto em 1997, e durante vários anos, depois disso, foi focada em defender “o direito ao desenvolvimento” e em fazer escolhas internas relacionadas com medidas de sustentabilidade ambiental” (Cole, 2012). Depois da submissão ao MDL, as entidades operacionais designadas (DOEs), mais conhecidas

como “validadores”, inspecionam os projetos e atestam a validade dos créditos, incluindo as contribuições para o desenvolvimento sustentável. Isto não impediu a aprovação de projetos com grandes impactos, e a usina de Jirau fornece um exemplo recente do Brasil (Fearnside, 2013a). A contribuição do MDL para o desenvolvimento sustentável é controversa. No caso do Brasil, projetos de MDL propostos, na prática, não estão sujeitos a qualquer triagem eficaz com base no desenvolvimento sustentável

Projetos hidrelétricos têm impactos ambientais sociais muito severos além das emissões de carbono (por exemplo, Fearnside, 1989a, 1999, 2001, 2005a; Switkes, 2008; WCD, 2000). Os impactos de Santo Antônio são revistos no livro intitulado *Águas Turvas* (Switkes, 2008), em alguns capítulos na revisão do EIA pelo Ministério Público (Brasil, MPE-RO, 2006) e em outras fontes sobre os impactos da barragem (por exemplo, Vera-Diaz et al., 2007).

A contribuição para o desenvolvimento sustentável é vista por muitos observadores como um fracasso notável do MDL como um todo; uma pesquisa até constatou que menos de 1% dos projetos do MDL, contribuiu, na verdade, para o desenvolvimento sustentável (Sutter & Pereira da Silva, 2007), e outras avaliações mostram as dificuldades que enfrentam os esforços para assegurar uma contribuição para o desenvolvimento sustentável (Lecocq & Ambrosi, 2007; Olhoff et al., 2004; Tewari, 2012). Por outro lado, fortes benefícios para o desenvolvimento sustentável são apontados em um estudo encomendado pela UNFCCC (TERI, 2012) e por um painel de “diálogo político” da UNFCCC composta por indivíduos de alto nível, tais como o presidente do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), do Brasil (CDM Policy Dialogue, 2012; UNFCCC, 2011, 2012a,b).

Um regulamento interno do Brasil exige que os comentários públicos sejam solicitados para projetos propostos de MDL, e que as propostas incluam uma seção (“Anexo III”) que descreva as implicações para o desenvolvimento sustentável. Um estudo dos elementos sociais em projetos hidrelétricos do MDL no Brasil descobriu que a revisão da DNA de submissões do Anexo III e todas as respostas aos comentários convidados são relegadas a «uma avaliação qualitativa *ad hoc* relativamente ‘branda’ e que não há nenhuma “indicação que qualquer projeto tenha sido recusado ou obrigado a reforçar seus benefícios sobre SD [desenvolvimento sustentável]”

(Cole & Roberts, 2011, p. 366). Embora a DNA do Brasil para o MDL teria trabalhado muito mais do que a maioria para garantir que projetos do MDL contribuíssem para o desenvolvimento sustentável (Friberg, 2009), isto obviamente não se estende em rejeitar propostas com alta prioridade política, tais como aquelas que estão alinhadas com o esforço do governo brasileiro para expandir centrais hidrelétricas na Amazônia. Na verdade, a DNA do Brasil tem “apenas uma autoridade questionável para rejeitar um projeto de MDL proposto, a menos que seja contrária à legislação brasileira existente ou regulamentos com força de lei” (Cole & Liverman, 2011, p. 148). Em setembro de 2013, o atual chefe da DNA brasileira disse a este autor que o Brasil não tem nenhuma definição operacional de desenvolvimento sustentável que lhe permita a rejeitar projetos, alegando que eles não cumprem os critérios; o que existe é uma lista geral de áreas, tais como que um projeto deve criar emprego, mas que mesmo se um projeto alega criar apenas um único posto de trabalho o projeto não poderia ser rejeitado. Ele ofereceu o exemplo do Rio Madeira: mesmo se as barragens fossem afirmar nos seus projetos de MDL que os bagres gigantes do Rio Madeira seriam eliminados, o projeto não poderia ser rejeitado com base em não cumprir os critérios de desenvolvimento sustentável. Os subsídios de venda de créditos de carbono para barragens com fortes impactos ambientais e sociais corroem a imagem pública da Convenção do Clima,

com consequências negativas para os atuais e futuros esforços para atenuar a mudança climática global.

Um exemplo concreto: A hidrelétrica de Santo Antônio

O projeto hidrelétrico de Santo Antônio

A hidrelétrica de Santo Antônio, em construção desde 2008, está em fase de conclusão no Rio Madeira, no Estado de Rondônia na porção sudoeste da Amazônia brasileira (8° 48' 4,0" S; 63° 56' 59,8" O) (Figura 1). A barragem está sendo construída e operada pela Santo Antônio Energia, um consórcio de FURNAS, Odebrecht, CEMIG, Andrade Gutierrez e Caixa FIP. O Rio Madeira é um dos principais tributários do Rio Amazonas, drenando partes do Brasil, Bolívia e Peru. Quando concluída, em sua configuração inicialmente aprovada, a barragem terá uma capacidade instalada de 3.150,4 MW com 44 turbinas bulbo; a primeira turbina começou a operação comercial em fevereiro de 2012 e as turbinas restantes estão sendo instaladas em uma taxa de aproximadamente uma por mês. A configuração atual está prevista para ser concluída em 2015, a um custo de US\$ 9,3 bilhões (HydroWorld, 2012). Embora a barragem seja considerada para ser a fio d'água, a barragem sobe a uma altura de 55 m acima do leito do rio. Inicialmente (antes de perdas de sedimentação), a água no reservatório tinha uma profundidade de 46,3 m junto à barragem.



Figura 1. Locais mencionados no texto.

Em 02 de julho de 2013 foi concedida a permissão para elevar o nível de água em mais 0,8 m (de 70,5 m para 71,3 m acima do nível do mar; a proposta original era para um nível de água de 70 m); O nível de 71,3 m permitiria a instalação de seis turbinas adicionais totalizando 420 MW (Tavares & Fariello, 2013). Isto torna a suposta mitigação da barragem ainda menos provável de ser adicional, já que o nível de água mais alto significa que a barragem geraria mais energia, tornando-a mais rentável sem o MDL do que seria sob as especificações utilizadas no Documento de Concepção de Projeto (PDD) da proposta para o MDL. No entanto, mesmo com o nível atual de 70,5 m, uma vazão recorde em 2014 causou enchentes severas ao longo das margens do reservatório, incluindo o rompimento da rodovia BR-364, que liga o Estado do Acre com o resto do Brasil. Esta inundação lateral teria sido agravada pelo reservatório, sendo que o aumento do nível da água começou a partir de uma altitude maior do que teria sido o caso no rio natural (Fearnside, 2014a). Os impactos da inundação de 2014 fazem com que seja menos provável que a Santo Antônio Energia será capaz de elevar o nível do reservatório para 71,3 m sem enfrentar uma oposição política significativa. Os impactos sociais e ambientais da barragem levaram a oposição intensa de grupos ambientalistas e de direitos humanos durante e após o processo de licenciamento (Fearnside, 2014b).

O projeto de carbono de Santo Antônio foi aprovado (registrado) pelo Conselho Executivo do MDL, em novembro de 2013, retroativo a 28 de dezembro de 2012; a data oficial retroativa faz com que o crédito de carbono seja válido para o Regime de Comércio de Emissões da União Europeia (EU Emissions Trading Scheme), que havia estabelecido como limite o final de 2012. A concessão de CREs de Santo Antônio no contexto do MDL permitirá que os compradores desses certificados liberem 51 milhões de toneladas de CO₂-equivalente (CO₂e) para a atmosfera em outro lugar no mundo. A finalidade da presente análise do projeto de Santo Antônio é extrair lições deste exemplo em matéria de regulamentação do MDL referente a projetos hidrelétricos, não para julgar se este projeto específico esteja em conformidade com as normas vigentes.

As emissões da hidrelétrica de Santo Antônio

O Documento de Concepção de Projeto (PDD) da proposta da hidrelétrica de Santo Antônio para crédito de carbono do MDL (Santo Antônio Energia S.A., 2012) refere-se a vários

documentos do governo brasileiro que oferecem suporte à promoção de hidrelétricas como forma de mitigação das emissões de gases do efeito estufa. Apesar das emissões por kWh de Santo Antônio possam ser esperadas como significativamente mais baixas do que no caso das barragens até então existentes na Amazônia, essas emissões não serão zero como é alegado pelo projeto. Apesar do documento usar o valor de zero como a emissão para o projeto no seu cálculo dos benefícios do clima, uma tabela foi incluída (Santo Antônio Energia S.A., 2012, p. 10) na qual admite-se que a barragem produziria metano, embora as quantidades não sejam mencionadas. A mesma tabela também afirma que as emissões de dióxido de carbono e óxido nitroso (N₂O) são zero, cada um desses gases, sendo apenas uma “fonte menor de emissão”. No entanto, criar um reservatório mata árvores da floresta na área inundada; algumas permaneceram com as partes projetadas fora da água (como na maioria das barragens da Amazônia), enquanto outras foram retiradas da área do reservatório; em ambos os casos, a madeira decomporá na presença de oxigênio, assim produzindo o CO₂. As maiores emissões ocorrem na primeira década. O óxido nitroso também é emitido por reservatórios tropicais (Guérin et al., 2008; de Lima et al., 2002). As emissões da construção da barragem e linha de transmissão não estão incluídas nos cálculos no PDD.

Com exceção das baías e afluentes ao longo das bordas do reservatório, a água do reservatório de Santo Antônio se move rápida o suficiente para evitar a estratificação. Tanto os cálculos com base no tempo de residência como aqueles com base na densidade de Froude não indicaram nenhuma estratificação no reservatório principal (FURNAS et al., 2005, Tomo B, Vol. 7, Anexo II, p. 3.8-3.9). No entanto, em áreas de borda, onde as velocidades da água são muito inferiores à média para o reservatório como um todo, espera-se a presença de água anóxica no fundo do reservatório, com resultado de formação do metano nos sedimentos (Forsberg & Kemenes, 2006). Em resposta às demandas do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), os proponentes realizaram em maio de 2007 simulações da qualidade da água nos afluentes. As simulações indicaram que a água estratificadaria o ano todo em dois afluentes que hoje já foram convertidos em ramos do reservatório de Santo Antônio. Uma parte do

metano produzido nas áreas estratificadas seria lançada através de difusão e ebulição, mas a maior parte do metano dissolvido que não alcança a superfície seria impedida de atingir as turbinas porque o metano poderia ser oxidado quando a água destes afluentes se mistura com a água rica em oxigênio no canal principal. As emissões de metano, portanto, serão menores do que em represas amazônicas típicas onde o corpo principal do reservatório estratifica. Uma medição elevada do fluxo de metano da superfície da água em dois afluentes entrando no reservatório de Santo Antônio (Hällqvist, 2012, p. 25) indica que a água nesses locais é, de fato, estratificada, enquanto uma concentração elevada de metano no ar, 3 km abaixo da barragem de Santo Antônio (Grandin, 2012, p. 28), indica que nem todo o CH_4 é oxidado em CO_2 antes de chegar às turbinas e aos vertedouros.

O PDD para o projeto de MDL da usina de Santo Antônio calcula a área do reservatório para fins de computação da densidade de potência, que é a capacidade instalada em Watts dividido pela área em metros quadrados. A área do reservatório usado é calculada como área no nível de água máximo normal de 70,5 m ($354,4 \text{ km}^2$), menos $164,0 \text{ km}^2$, descrito como o “curso do rio”, deixando a área inundada como sendo de apenas $190,40 \text{ km}^2$ (Santo Antônio Energia S.A., 2012, p. 6).

O PDD afirma que as emissões do reservatório são iguais a zero, com base na densidade de potência calculada. A superfície do reservatório é a única via de emissões atualmente considerada pelas metodologias do MDL. As emissões provenientes de outras fontes, tais como a decomposição de árvores mortas no reservatório, a jusante das emissões e a construção da barragem e da linha de transmissão não são consideradas.

A quantidade de emissões de gases de efeito estufa de Santo Antônio é muito incerta, uma vez que um estudo completo ainda não foi feito (especialmente das emissões a jusante). No entanto, algumas medidas dos fluxos de CH_4 e das concentrações no ar e água foram feitas em fevereiro de 2012 (Grandin, 2012; Hällqvist, 2012). O estudo de impacto ambiental (EIA) contém informações relevantes para a emissão de CO_2 da biomassa na área inundada e da construção da barragem e a linha de transmissão, que é usada na próxima seção para produzir estimativas das emissões de gases do efeito estufa durante o período de dez anos do projeto carbono.

Uma estimativa das emissões do projeto Santo Antônio

Emissões do desmatamento

As emissões de CO_2 da decomposição da biomassa podem ser calculadas em relação ao peso seco da biomassa presente, presumindo o teor de carbono de 50%, adotado no EIA. As estimativas no EIA são apenas para biomassa acima do solo, e a suposição otimista feita aqui que não há nenhuma emissão da decomposição das raízes, o que aumentaria o total em pouco mais de 20%. O EIA inclui uma estimativa dos estoques de liteira fina, mas é incerto sobre se as suas estimativas de biomassa incluem árvores com menos de 10 cm de diâmetro na altura do peito, componentes não-arbóreos (lianas, figueiras estranguladoras, etc.) e árvores mortas, seja em pé ou caídas. Aqui é conservadoramente presumido que esses componentes foram incluídos. Do outro lado, a estimativa de biomassa acima do solo, dada no EIA para o tipo de floresta predominante (floresta ombrófila aluvial) parece ser alta, com $364,67 \text{ t/ha}$ em peso seco (FURNAS *et al.*, 2005, Tomo B, Vol. 3, p. IV-522). Uma estimativa para este tipo de floresta com base em 146 parcelas de um hectare no levantamento do Projeto RADAMBRASIL indica uma biomassa acima do solo de $298,4 \pm 60,7 \text{ t/ha}$ (Nogueira, 2008). O levantamento do Projeto RADAMBRASIL foi realizado antes que muita floresta fosse degradada pela exploração madeireira, e, portanto, a biomassa média hoje seria um pouco menor. A Tabela 1 apresenta uma estimativa das emissões do desmatamento.

O EIA contém estimativas das áreas de cada tipo de vegetação e uso do solo, bem como as estimativas de biomassa para os diferentes tipos de vegetação. Estes valores podem ser usados, juntamente com informações complementares, para calcular o estoque de carbono na área inundada. O período do projeto de dez anos é um tempo razoável para supor que esta biomassa iria decompor, liberando o carbono como CO_2 (por exemplo, Barbosa & Fearnside, 1996). A empresa enterrou parte da biomassa das árvores em covas rasas. Isso retardaria a liberação de carbono, mas provavelmente não impediria sua ocorrência em uma escala de tempo de décadas. Além das emissões a jusante, os cálculos no presente trabalho indicaram o desmatamento como o componente maior do impacto das emissões do projeto, com um pouco mais da metade do total sem incluir emissões a jusante.

Tabela 1. Emissões a partir de desmatamento

| Barragem | Biomassa peso seco. (t/ha) | Carbono (t/ha) | Área (ha) | Estoque carbono (t) | Referência biomassa | Referência área |
|--|----------------------------|----------------|--------------|---------------------|---------------------|-----------------|
| Floresta ombrófila aluvial (Fal) | | | | | | |
| Árvores | 364,7 | 182,3 | 9.077,0 | 1.654.730,0 | (a) | (b) |
| Serapilheira | 15,0 | 7,5 | 9.077,0 | 68.168,0 | (c) | (b) |
| Formações pioneiras (várzea) (Fpv) | 18,0 | 9,0 | 1.371,7 | 12.345,0 | (d) | (b) |
| Pasto | 1,5 | 0,8 | 1.698,7 | 1.274,0 | (e) | (b) |
| Ocupação humana ribeirinha, áreas urbanas e desmatamento | 5,0 | 2,5 | 107,6 | 269,0 | (f) | (g) |
| Desmatamento estimulado no entorno da barragem | | | Não incluído | | | |
| Total para a barragem | | | 21.332 | 1.736.786 | | |
| CO ₂ e (h) | | | | 6.368.215 | | |
| Linha de transmissão | | | | | | |
| Floresta cortada para a linha de transmissão | 259,0 | 129,5 | 531,0 | 68.765,0 | (i) | (j) |
| CO ₂ e (h) | | | | 252.137,0 | | |

(a) FURNAS et al., 2005, Tomo B, Vol. 3, p. IV-522.

(b) FURNAS et al., 2005, Tomo B, Vol. 3, p. IV-267

(c) FURNAS et al., 2005, Tomo B, Vol. 7, Anexo II, p. 4.4.

(d) Schöngart et al., 2010.

(e) Fearnside, 1989b, p. 45: média em dois pastos em Ouro Preto d'Oeste, Rondônia para novembro, o mês em que ocorreu o enchimento de Santo Antônio.

(f) FURNAS et al., 2005, Tomo B, Vol. 7, Anexo II, p. 4.12.

(g) biomassa para ocupação humana ribeirinha, zonas urbanas e o desmatamento é uma suposição.

(h) presume que todo o carbono é liberado em forma de CO₂. Conversão de carbono em CO₂e é feito multiplicando pelo peso molecular de CO₂ (44), dividindo pelo peso atômico de carbono (12) e multiplicando pelo GWP de CO₂ (1 por definição).

(i) Fearnside et al., 2009 para florestas de Rondônia.

(j) Bragança, 2012.

Emissões de reservatório acima da barragem

As emissões de metano da superfície do reservatório podem ser estimadas com base em medições de fluxo existentes em Santo Antônio. A água no canal principal do reservatório libera muito pouco metano, mas, a situação é diferente nos afluentes, e em massas de macrófitas (plantas aquáticas) a emissão é muito alta. Medições das concentrações de CH₄ no ar e em águas superficiais em Santo Antônio fornecem uma indicação de um substancial fluxo de metano. Normalmente, a concentração na água é muito maior do que a concentração no ar, sendo que o CH₄ liberado no ar é rapidamente misturado com o grande volume de ar que é soprado pelo vento das áreas de influência do reservatório. A diferença de concentração (em base molar no ar no *headspace* – espaço livre) resultará na difusão da água para o ar. As medições em Santo Antônio (Grandin, 2012; Hällqvist, 2012) indicam a concentração no ar pelo menos 10 vezes menor do que na água em todas as sete estações de amostragem no reservatório e seus afluentes.

A emissão total aproximada da superfície do reservatório pode ser calculada como a seguir. O canal principal produz poucas emissões porque as

velocidades da água são suficientes para evitar a estratificação, pelo menos, considerando valores médios por cada mês e trecho do rio. A velocidade da água na estação de vazante (com vazão de 5.000 m³/s) em diferentes trechos do reservatório estão na faixa de 0,11 a 0,27 m/s, para a vazão média (18.000 m³/s) variam de 0,38 a 0,90 m/s e em condições de cheia (48.600 m³/s) variam de 1,01 a 2,45 m/s (FURNAS & CNO, 2007, Anexo 1, p. 12-16).

A emissão do canal principal do reservatório com base no fluxo médio de CH₄ em quatro estações de medição, nesta parte do reservatório é de 0,16±0,33 mmole/m²/dia (Grandin, 2012, p. 31). Isso é equivalente a 2,52 × 10⁻³ g/m²/dia e a área de 236,8 km² no qual isso se aplica no nível de água operacional de 70 m acima do nível do mar, portanto, libertaria 217,8 t/ano de metano. O nível de operação a 70 m acima do nível do mar é especificado no Estudo de Viabilidade e no Estudo de Impacto Ambiental (EIA) para a represa; o nível usado no Documento de Concepção de Projeto (PDD) para o projeto de carbono foi 70,5 m. Com o aumento recentemente aprovado para 71,3 m acima do nível do mar, a área iria ser 272,2 km² com base nas informações do EIA

(FURNAS *et al.*, 2005, Tomo A, Vol. 1, p. VII-54; FURNAS & CNO, 2007, p. 125-126), e a emissão seria 250,4 t/ano.

As áreas mencionadas acima não foram ajustadas pela perda da área do reservatório quando o local da barragem de Jirau foi deslocado 9 km rio abaixo, mas a diferença de emissão seria muito pequena em comparação com outras fontes. Note que o PDD para o projeto de carbono de Santo Antônio, que foi apresentado depois que o local da barragem de Jirau já havia sido movido, apresenta 354,4 km² para a área do reservatório no nível de água de 70,5 m (Santo Antônio Energia S.A., 2012, p. 35), ou seja, 22,7% maior do que a área a este nível de água apresentado no EIA. O reservatório estava operando em 70,5 m a partir de abril de 2014, e as 17 turbinas que tinham sido instaladas até então não exigiriam a altura adicional do nível de 71,3 m.

Os afluentes são uma fonte muito maior de emissões do que o corpo do reservatório. Ao contrário do canal principal do rio, cálculos feitos pelos proponentes da barragem indicaram que os afluentes seriam estratificados durante todo ou parte do ano (FURNAS & CNO, 2007, p. 150-151). As áreas dos três afluentes são: Igarapé Mucuim (Teotônio) 4,55 km² para o nível de água de 70 m, 4,92 km² em 70,5 m e 5,43 km² em 71,3 m; Igarapé Jatuarana 11,11 km² em 70 m, 11,53 km² em 70,5 m e 12,28 km² em 71,3 m; Rio Jaci-Paraná 18,51 km² em 70 m, 20,11 km² em 70,5 m e 28,16 km² em 71,3 m (FURNAS & CNO, 2007, p. 125-126). Estas áreas totalizam 34,17 km² em 70 m, 38,56 km² em 70,5 m e 45,87 km² em 71,3 m. A percentagem desta área que estará coberta com macrófitas será um fator chave na determinação das emissões.

Macrófitas enraizadas representam uma fonte importante de emissões de metano, já que o xilema nos seus caules fornece um canal direto para a transferência de gás dos sedimentos anóxicos para a atmosfera. Reservatórios tropicais normalmente sofrem explosões de populações de macrófitas (tanto enraizadas como não) nos primeiros anos após o represamento, em Brokopondo no Suriname (Leentvaar, 1966), Balbina, no Estado do Amazonas (Walker *et al.*, 1999) e Tucuruí no Estado do Pará (de Lima *et al.*, 2000). Em Tucuruí, por exemplo, uma sequência de imagens de satélite indica que 39% do reservatório estavam cobertos por macrófitas dois anos após o represamento, e que a cobertura diminuiu e estabilizou em 11% do reservatório

no décimo ano (de Lima *et al.*, 2000). Em Santo Antônio, um sobrevoo do reservatório logo após enchimento revelou uma cobertura muito extensa de macrófitas (Francisco Pereira, comunicação pessoal, 2012). É em afluentes e baías pouco profundas ao longo das bordas do reservatório que as macrófitas persistiriam mais depois de passar a explosão inicial da cobertura de macrófitas, e também é nesses locais onde as macrófitas são principalmente do tipo enraizado. Medições de fluxos de metano de uma mancha de macrófitas em um afluente ao reservatório de Santo Antônio (Rio Jaci-Paraná), em fevereiro de 2012, indicaram uma taxa de emissão de 127,12 mmol CH₄/m²/dia, considerando a concentração na câmara de fluxo 20 minutos após a sua instalação (Nota: concentrações de CH₄ em câmaras de fluxo aumentam ao longo de uma sequência padrão de 30 minutos de medição, mas, no caso desta medida, a concentração na câmara voltou a um nível correspondente a 36,44 mmol CH₄/m²/dia durante o próximo intervalo de 10 minutos devido a uma provável ruptura na vedação entre a água e a câmara: Grandin, 2012, p. 28; Hällqvist, 2012, p. 39). A medição comparável para uma amostra adjacente sem macrófitas foi de 7,56 mmole/m²/dia. A diferença de 119,56 mmole/m²/dia, representando a emissão das macrófitas, é 16 vezes maior do que a emissão da superfície da água.

Se for feita a suposição conservadora de que apenas 20% da área dos afluentes está coberta com macrófitas (ou seja, 2,5% do reservatório como um todo com a 70 m, 2,4% no nível de 70,5 m ou 2,9% a nível de 71,3 m), então a emissão medida de 127,12 mmol CH₄/m²/dia em macrófitas, descritas acima, implica na emissão de 5.073,4 t/ano a nível de 70 m, 5.725,2 t/ano em 70,5 m e 6810,5 t/ano em 71,3 m. Os 80% restantes da superfície dos afluentes emitindo em 21,1 mmole/m²/dia (df = 16,6, n = 3 estações) (Grandin, 2012, p. 31) implica uma emissão de 3.367,9 t/ano no nível de 70 m, 3.800,6 no nível de 70,5 m e 4.521,0 t/ano no nível de 71,3 m.

Emissões a jusante da barragem

No caso de uma estação de amostragem, localizada a aproximadamente 3 km rio abaixo da barragem (Hällqvist, 2012, p. 18), a concentração no ar foi de 8,4 ppmv, ou 5,5 vezes maior do que a concentração encontrada na água (Grandin, 2012, p. 28). As concentrações foram também medidas em duas estações de amostragem muito mais a jusante, com resultados mistos. Numa estação cerca de 29

km abaixo da barragem a concentração no ar era apenas 2 ppmv, enquanto que na água foi de 17,5 vezes maior, ou similar às concentrações em afluentes de Santo Antônio. A outra estação, localizada a aproximadamente 100 km abaixo da barragem, tinha concentrações similares às da estação localizada a 3 km abaixo da barragem, com uma concentração no ar de 13,3 ppmv, ou 8,6 vezes maior do que a concentração na água.

A emissão imediatamente abaixo da barragem é de um tipo de emissão diferente daquela da superfície da água em afluentes dentro do reservatório. No caso dos afluentes, a emissão é contínua, com a água de superfície tendo altas concentrações de CH_4 que é continuamente alimentada pela decomposição anaeróbica em sedimentos no fundo, e no ar à altura de 30 cm acima da água tem uma concentração de CH_4 muito inferior à da água. Na estação de amostragem a 3 km abaixo da barragem, no entanto, a relação é inversa, com uma concentração de CH_4 bastante reforçada no ar, mas pouco CH_4 na água. Isso indica que, em vez de um fluxo contínuo de CH_4 através da coluna d'água e difusão pela superfície, o gás foi lançado em uma única explosão (presumivelmente na forma de bolhas) quando a água emerge das turbinas e dos vertedouros. O gás permanece no ar sobre o rio para uma distância considerável a jusante, mas a taxa de fluxo na superfície enquanto a água continua a fluir a jusante seria pequeno, muito menos do que seria necessária para explicar a elevada concentração de CH_4 a 30 cm de altura.

Mesmo se a água no trecho logo a jusante da barragem não tenha condições para medições de fluxo direto com câmaras, as medições nos diria pouco sobre a quantidade de CH_4 que teria sido emitida no surto inicial. Da mesma forma, se dados estivessem disponíveis sobre a componente vertical do movimento do ar, a emissão total não poderia ser calculada a partir da concentração no ar porque a emissão, neste caso, não é um fluxo contínuo. No entanto, uma ideia muito aproximada pode ser adquirida de um valor mínimo para esse fluxo. É conhecido a partir de estudos de perfis de concentração de CO_2 na coluna de ar sobre pastagens na Amazônia, que durante a noite, se o ar estiver sem movimento (o que impossibilita a medição), a concentração do gás é aproximadamente constante até a altura da camada limite, que, com base em dois métodos de estimativa, está, em média, a 51 m acima da superfície (Acevedo *et al.*, 2004, p. 893). Isto se refere a um gás (CO_2) proveniente de uma fonte contínua, ou seja

a respiração da vegetação à noite, tornando-o diferente de um pulso único de emissão como no caso do CH_4 liberado de desgaseificação nas turbinas e vertedouros. A concentração a 30 cm de altura não pode ser extrapolada até uma altura de 51 m. No entanto, pode-se fazer uma suposição conservadora, como a que, em média, a coluna de ar contém esta concentração até uma altura de 5 m (ou seja, 10% da altura aproximada na qual a massa de ar pode ser presumida subir à noite).

O rio Madeira logo abaixo da represa tem uma largura de 2,2 km, estreitando para 1,4 km em frente de Porto Velho e a 0,8 km abaixo da cidade (medida do Google Earth). Se for suposto que a massa de ar que contém o metano permanece no rio ao longo de 6 km (ou seja, duas vezes a distância da primeira estação de amostragem abaixo da barragem, o metano medido acima da primeira estação de amostragem, portanto, representa o ponto a meio caminho em um presumível declínio linear a partir da barragem) e considerando a largura de rio de 1,4 km (correspondente na estação de medição 3 km abaixo da barragem) como mais relevante para a dissipação da emissão inicial da água que passa através da barragem, o volume da massa de ar que contém o metano é de $4,20 \times 10^7 \text{ m}^3$. Considerando a temperatura média do ar de 33°C nos locais de medição no reservatório (Grandin, 2012, p. 31), a altitude da superfície do rio de 55,3 m acima do nível do mar (FURNAS *et al.*, 2005, Tomo A, Vol. 1, p. VII-50), a densidade do ar nesta altitude e temperatura é 0,68% inferior à densidade em condições normais de temperatura e pressão, que é equivalente a 0°C ao nível do mar (Engineering Toolbox, 2014).

A concentração média no ar em quatro locais sobre o reservatório principal de 1,4 ppmv CH_4 (Hällqvist, 2012, p. 27) pode ser tomada como a concentração de referência para o cálculo de enriquecimento. As medições de concentração no ar foram feitas ao nível da parte superior das câmaras de flutuação, ou a aproximadamente 30 cm acima da água (Hällqvist, 2012, p. 12-13).

Na temperatura e a altitude em Porto Velho, um mol de gás ocupa 22,55 litros, e a massa de ar acima do rio contém $1,86 \times 10^9$ moles de ar. O enriquecimento de metano de $8,4 - 1,4 = 7,0$ ppmv corresponde a $1,30 \times 10^4$ moles de metano na massa de ar, ou 208,6 kg de gás metano. No mês de fevereiro, quando as medições de metano foram feitas, os ventos predominantes no local são do Norte

(Cortez, 2004, p. 17), ou seja, que o vento tem um ângulo de ataque de 35° em relação ao eixo do rio, que (ignorando irregularidades) flui em uma direção aproximadamente nordeste neste trecho em um ângulo de 35° (Google Earth). A velocidade média do vento no momento da medição na estação de amostragem a 3 km abaixo da barragem foi de 2,3 m/s (Hällqvist, 2012, p. 35). Ao longo do ano, a velocidade média do vento em Porto Velho é de 1,4 m/s (Cortez, 2004, p. 16). A velocidade do vento medida em cada local e a direção presumida implicam que o vetor que representa o movimento de um lado para o outro lado do rio tinha uma velocidade de 1,3 m/s. O ar sobre o rio, portanto, estava sendo renovado a cada 18 minutos, e a quantidade total de CH₄ emitido correspondia a 27 t/dia ou 1,67 × 10⁴ t/ano.

A emissão total estimada de fluxos acima e abaixo da barragem é de 1.48 × 10⁴ t/ano para o nível de água (cota) de 70 m, 1,59 × 10⁴ t/ano no nível de 70,5 m e 1,77 × 10⁴ t/ano no nível de 71,3 m. Deste total, 41,3% representam emissões a jusante no nível 70 m, as percentagens correspondentes sendo 38,3% em 70,5 m e 34,5% em 71,3 m. A emissão a jusante é, provavelmente, em grande parte o resultado de liberação imediata, na hora que a água passa através da barragem, e presume-se que não continuaria a um nível significativo a partir da superfície da água além do ponto de medição 3 km abaixo da barragem.

Algumas verificações da realidade são factíveis com base na quantidade de metano que iria ser transportado através da barragem em diferentes concentrações possíveis. Considerando o escoamento médio anual de 18.806 m³/s no período 1931-2005, as emissões calculadas a jusante de 175.024 t de CH₄ representam 15,4% dos 1,14 × 10⁶ t/ano de metano transportado através da barragem, se a água contém a alta concentração média encontrada em águas superficiais nos afluentes. Porém, representaria um percentual impossível de 410% do metano que passaria pela barragem (42.730 t/ano) se a água contivesse a concentração medida em águas superficiais no rio principal na estação de medição mais próxima acima da barragem. No entanto, as concentrações de metano medidas na superfície não representam a concentração média da coluna de água, especialmente se a água for estratificada, uma vez que as concentrações de metano na parte inferior do reservatório sob essas condições são muito maiores do que na superfície. A concentração na água de superfície abaixo da barragem, uma vez sendo essencialmente igual à concentração acima da barragem

significa que o enriquecimento de metano do ar não é explicado pela liberação de metano transportado conforme o cálculo da concentração de superfície e, portanto, a liberação de metano deve ser a partir da água com maior concentração, na parte inferior do rio. No momento da medição, quase todo o fluxo do rio estava passando pelos vertedouros, que tiram água do fundo da coluna de água e que produzem forte turbulência abaixo da barragem. Um lançamento desta magnitude, portanto, não parece razoável, mas a incerteza é elevada.

Outra verificação é a porcentagem das emissões totais de metano que é estimada para ocorrer a jusante, neste caso 34,5% para o nível de água de 70,5 m. Essa porcentagem é bem inferior aos percentuais em outras barragens na América do Sul tropical: Balbina na idade de 18 anos emitia 52,7% do seu CH₄ a jusante (Kemenes et al., 2007), Petit Saut na idade de 9 anos emitia 78,6% a jusante (Abril et al., 2005) e Tucuruí na idade de 6 anos emitia 88,2% a jusante (Fearnside, 2002a). Estas outras barragens apresentam diferenças significativas em relação à Santo Antônio, incluindo áreas de reservatório substancialmente maiores que levariam a uma menor importância esperada das emissões a jusante, quando expressa como uma porcentagem do total. A maior vazão do Rio Madeira, em comparação com os rios em outras barragens sul-americanas, também faria o percentual esperado de emissões a jusante ser maior em Santo Antônio. A menor porcentagem de emissão a jusante calculada para Santo Antônio é, portanto, uma característica que sugere que a estimativa das emissões a jusante é conservadora.

Enfatizo que a estimativa apresentada acima para Santo Antônio é um cálculo muito grosseiro, mas dá uma idéia da magnitude envolvida com base nas melhores informações disponíveis. A estimativa acima contém vários pressupostos conservadores. Talvez o maior seja que a concentração de metano no ar de uma medição feita cerca de 3 km abaixo da barragem representa o valor a ser aplicado para a massa de ar acima do rio. Sendo que a maior parte das emissões normalmente ocorre muito rapidamente quando a água passa através da barragem (veja Fearnside & Pueyo, 2012), o valor usado aqui é provavelmente subestimado, porque muito do metano do surto inicial de emissão teria já sido deslocado lateralmente pelos ventos, levando o metano para longe do rio antes de chegar ao ponto de medida 3 km abaixo da barragem.

Emissões da construção da barragem e da linha de transmissão

As emissões da construção da barragem e da linha de transmissão são mostradas na Tabela 2. A estimativa das emissões da construção da barragem é conservadora, sendo que a falta de informação resultou na não inclusão de várias fontes de emissão, tais como o uso de diesel combustível e eletricidade.

Na estimativa para a linha de transmissão, as emissões na produção das 63.000 t de alumínio utilizadas nos cabos, sem dúvida, é subestimada, uma vez que as emissões do processo de energia-intensivos de produção de alumínio são calculadas a partir de estimativas da Associação Brasileira do Alumínio (ABAL, 2011) que considera a energia hidrelétrica como energia “verde”, livre de emissões.

Tabela 2. Emissões da construção da barragem de Santo Antônio e da linha de transmissão

| Categoria | Item | Nº de Itens | Quantidade por item | Total quantidade | Unidades | Emissão por unidade (t de CO ₂ e) | Emissão total (t de CO ₂ e) | Referência quantidade | Referência Emissão |
|----------------------------------|---|-------------|---------------------|--------------------|----------------------|--|--|-----------------------|--------------------|
| Aço | | | | | | | | | |
| | Vergalhões reforçados | | | 167.837 | t | | | (a) | |
| | Turbinas | 44 | 899,36 | 39.572 | t | | | (a) | |
| | Geradores | 44 | 234,53 | 10.319 | t | | | (a) | |
| | Comportas do vertedouro | 21 | 234,53 | 4.925 | t | | | (b) | |
| | Outros itens de aço | | | 2.500 | t | | | (b) | |
| | Aço total | | | 225.153 | t | 2.200 | 495.336 | | (c) |
| Concreto | | | | | | | | | |
| | Concreto convencional | | | 3.311.150 | t | | | (a) | |
| | Concreto rolo-comprimido | | | 408.000 | t | | | (a) | |
| | Total de concreto | | | 3.719.150 | t | | | | |
| | Areia e cascalho em concreto | | | 2.769.688 | t | 0,009 | 25.758 | (d) | (e) |
| | Cimento | | | 949.462 | t | 1,004 | 953.545 | (a) | (e) |
| Escavação e preenchimento | | | | | | | | | |
| | Escavação comum | | | 74.364.110 | m ³ | | | (a) | (d, f) |
| | Rocha acima da água | | | 21.554.760 | m ³ | | | (a) | (d, f) |
| | Rocha abaixo da água | | | 400.000 | m ³ | | | (a) | (d, f) |
| | Preenchimento de terra | | | 6.164.780 | m ³ | | | (a) | (d, f) |
| | Preenchimento de rocha | | | 5.852.870 | m ³ | | | (a) | (d, f) |
| | Rip-rap | | | 1.534.566 | m ³ | | | (a) | (d, f) |
| | Total de preenchimento e escavação | | | 109.871.086 | m³ | 0,0006 | 68.197 | | (f) |
| | Subtotal de barragem | | | | | | 1.542.836 | | |
| Linha de transmissão | | | | | | | | | |
| | Aço | | | 52.000 | t | 2,200 | 114.400 | (g) | (c) |
| | Alumínio | | | 63.000 | t | 4,250 | 267.750 | (g) | (h) |
| | Total da linha de transmissão | | | | | | 382.150 | | |
| | Fração da linha de transmissão atribuída à Santo Antônio | | | 0,5 | | | | | |
| | Subtotal da linha de transmissão atribuído à Santo Antônio | | | | | | 191.075 | | |
| | Total atribuído à Santo Antônio | | | | | | 1.733.911 | | |

(a) FURNAS & CNO, 2008.

(b) baseado em Belo Monte (Fearnside, 2009).

(c) Van Vate, 1995.

(d) concreto menos cimento.

(e) Marheineke, s/d [1996].

(f) As emissões para “terra transportada”, aplicadas a todas as escavações e operações de preenchimento.

(g) Moreira, 2013.

(h) ABAL, 2011, p. 38.

As emissões da construção de barragem podem ser estimadas a partir das quantidades de aço, cimento e outros materiais (Tabela 2). As quantidades de materiais utilizados na construção de uma usina hidrelétrica são muito maiores do que aquelas para uma usina termoeletrica a gás equivalente. Uma estimativa para uma usina termoeletrica a gás equivalente é incluída com base no aço nas turbinas (Tabelas 3 & 4). As emissões da construção representam 14% do impacto de Santo Antônio, excluindo as emissões a jusante (Tabela 4). A escolha de um horizonte de tempo pressupõe que dez anos é um tempo razoável sobre o qual alocar as emissões de construção. Esta é uma

decisão política e ética, não uma decisão científica. A indústria hidrelétrica está ansiosa para ter todas as comparações feitas em uma base de 100 anos sem nenhum desconto por tempo (por exemplo, Fearnside, 1996, Goldenfum, 2012); isto faria as hidrelétricas aparecerem relativamente mais atraentes, por vários motivos, mas vai contra os interesses da sociedade em evitar níveis perigosos de aquecimento global (e.g., Fearnside, 2002b). As emissões estimadas de Santo Antônio (incluindo as emissões a jusante) são comparadas com as emissões de linha de base na Tabela 3. A Tabela 4 faz a mesma comparação omitindo as emissões a jusante por serem muito incertas.

Tabela 3. Estimativa das emissões de Santo Antônio (reservatório em 70,5 m + a jusante) em comparação com as emissões da linha de base

| | | Emissões da linha de base (t de CO ₂ e) (a) | Energia a ser gerada (MWh) | Emissão estimada de Sto. Antônio | | | |
|---|------|--|----------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| | | | | CH ₄ (t/ano) | GWP = 25 (t de CO ₂ e) | GWP = 34 (t de CO ₂ e) | GWP = 86 (t de CO ₂ e) |
| Emissões de CO ₂ da construção da barragem (Tabela 2) | | | | 1.542.836 | 1.542.836 | 1.542.836 | |
| Emissões de CO ₂ do desmatamento para o reservatório (Tabela 2) | | | | 6.368.215 | 6.368.215 | 6.368.215 | |
| Emissões de CO ₂ da construção da linha de transmissão atribuídas à Santo Antônio (Tabela 2) | | | | 191.075 | 191.075 | 191.075 | |
| Emissões de CO ₂ do desmatamento para a linha de transmissão (Tabela 1) | | | | 252.137 | 252.137 | 252.137 | |
| Emissões de gás CO ₂ da construção da usina | | 2.157,8 (b) | | | | | |
| 0 | 2012 | 518.205 | 1.893.741 | 15.911 | 397.782 | 540.984 | 1.368.371 |
| 1 | 2013 | 2.720.189 | 9.940.726 | 15.911 | 397.782 | 540.984 | 1.368.371 |
| 2 | 2014 | 4.953.586 | 18.102.507 | 15.911 | 397.782 | 540.984 | 1.368.371 |
| 3 | 2015 | 5.830.126 | 21.305.757 | 15.911 | 397.782 | 540.984 | 1.368.371 |
| 4 | 2016 | 5.846.099 | 21.364.129 | 15.911 | 397.782 | 540.984 | 1.368.371 |
| 5 | 2017 | 5.830.126 | 21.305.757 | 15.911 | 397.782 | 540.984 | 1.368.371 |
| 6 | 2018 | 5.830.126 | 21.305.757 | 15.911 | 397.782 | 540.984 | 1.368.371 |
| 7 | 2019 | 5.830.126 | 21.305.757 | 15.911 | 397.782 | 540.984 | 1.368.371 |
| 8 | 2020 | 5.846.099 | 21.364.129 | 15.911 | 397.782 | 540.984 | 1.368.371 |
| 9 | 2021 | 5.830.126 | 21.305.757 | 15.911 | 397.782 | 540.984 | 1.368.371 |
| 10 | 2022 | 2.429.219 | 8.877.398 | 15.911 | 397.782 | 540.984 | 1.368.371 |
| Total | | 51.466.185 | 188.079.300 | 175.024 | 12.729.868 | 14.305.086 | 23.406.345 |
| Perda em transmissão até São Paulo (c) | | 10.293.237 (d) | 37.615.860 | | | | |
| Energia transferida até São Paulo | | 41.172.948 | 150.463.440 | | | | |
| Emissão por MWh entregue ao São Paulo (t CO ₂ e/MWh) | | 0,27 | | | 0,08 | 0,10 | 0,16 |

(a) Emissões de linha de base (Santo Antônio Energia, S.A., 2012, p. 35) baseiam-se no fator de emissões de margem combinada de 0,31, que é 50% do fator de emissões operacionais de margem da rede (0,4796) e 50% do fator de emissões de construção de margem da rede (0,1404) (Santo Antônio Energia S.A., 2012, p. 34).
 (b) Com base em turbinas a gás Alstom GT24 a 230-t, considerado o estado-da-arte; Esta turbina de 700 MW de capacidade opera com um fator de potência de 60% (Wheeler, 2012). Isto forneceria um total de 62.362.000 MWh durante um período de 10 anos, e 4,1 destas turbinas supriria a eletricidade que a Santo Antônio vai entregar para São Paulo.
 (c) Pressupõe perda de transmissão de 20%, que é a média para perdas brasileiras (Rey, 2012). Isto é uma percentagem conservadora para uma linha desta extensão.
 (d) Apesar de centrais a gás serem construídas onde a eletricidade é usada, evitando assim a perda de transmissão, a quantidade de eletricidade usada para o cálculo das emissões da linha de base no PDD é baseada na energia entregue à rede em um ponto localizado a 5 km da hidrelétrica de Santo Antônio.

Tabela 4. Cálculo das emissões de Santo Antônio (apenas do reservatório; nível da água = 70,5 m) em comparação com as emissões da linha de base

| | Emissões de linha de base (t CO ₂ e) (a) | Energia a ser gerada (MWh) | Emissão estimada de Sto. Antônio | | | | |
|--|---|----------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|------------|
| | | | CH ₄ (t/ano) | GWP = 25 (t de CO ₂ e) | GWP = 34 (t de CO ₂ e) | GWP = 86 (t de CO ₂ e) | |
| Emissões de CO ₂ da construção da barragem (Tabela 2) | | | | 1.542.836 | 1.542.836 | 1.542.836 | |
| Emissões de CO ₂ do desmatamento para o reservatório (Tabela 2) | | | | 6.368.215 | 6.368.215 | 6.368.215 | |
| Emissões de CO ₂ da construção da linha transmissão atribuídas à Santo Antônio (Tabela 2) | | | | 191.075 | 191.075 | 191.075 | |
| Emissões de CO ₂ do desmatamento para a linha de transmissão (Tabela 1) | | | | 252.137 | 252.137 | 252.137 | |
| Emissões de gás de CO ₂ da construção da usina | 2.157,8 (b) | | | | | | |
| 0 | 2012 | 518.205 | 1.893.741 | 9.816 | 245.409 | 333.756 | 844.207 |
| 1 | 2013 | 2.720.189 | 9.940.726 | 9.816 | 245.409 | 333.756 | 844.207 |
| 2 | 2014 | 4.953.586 | 18.102.507 | 9.816 | 245.409 | 333.756 | 844.207 |
| 3 | 2015 | 5.830.126 | 21.305.757 | 9.816 | 245.409 | 333.756 | 844.207 |
| 4 | 2016 | 5.846.099 | 21.364.129 | 9.816 | 245.409 | 333.756 | 844.207 |
| 5 | 2017 | 5.830.126 | 21.305.757 | 9.816 | 245.409 | 333.756 | 844.207 |
| 6 | 2018 | 5.830.126 | 21.305.757 | 9.816 | 245.409 | 333.756 | 844.207 |
| 7 | 2019 | 5.830.126 | 21.305.757 | 9.816 | 245.409 | 333.756 | 844.207 |
| 8 | 2020 | 5.846.099 | 21.364.129 | 9.816 | 245.409 | 333.756 | 844.207 |
| 9 | 2021 | 5.830.126 | 21.305.757 | 9.816 | 245.409 | 333.756 | 844.207 |
| 10 | 2022 | 2.429.219 | 8.877.398 | 9.816 | 245.409 | 333.756 | 844.207 |
| Total | | 51.466.185 | 188.079.300 | 107.980 | 11.053.763 | 12.025.583 | 17.640.543 |
| Perda em transmissão para São Paulo (c) | | 10.293.237(d) | 37.615.860 | | | | |
| Energia transferida para São Paulo | | 41.172.948 | 150.463.440 | | | | |
| Emissão por MWh entregue a São Paulo (t CO ₂ e/MWh) | | 0,27 | | 0,07 | 0,08 | 0,12 | |

- (a) Emissões de linha de base (Santo Antônio Energia, S.A., 2012, p. 35) baseiam-se o fator de emissões de margem combinada de 0,31, que é 50% do fator de emissões operacionais de margem da rede (0,4796) e 50% do fator de emissões de construção de margem da rede (0,1404) (Santo Antônio Energia S.A., 2012, p. 34).
 (b) Com base em turbinas a gás Alstom GT24 a 230-t, considerado o estado-da-arte; Esta turbina de 700 MW de capacidade opera com um fator de potência de 60% (Wheeler, 2012). Isto forneceria um total de 62.362.000 MWh durante um período de 10 anos, e 4,1 destas turbinas supriria a eletricidade que Santo Antônio vai entregar para São Paulo.
 (c) Pressupõe perda de transmissão de 20%, que é a média para perdas brasileiras (Rey, 2012). Isto é conservadora para uma linha desta extensão.
 (d) Apesar de centrais a gás serem construídas onde a eletricidade é usada, evitando assim a perda na transmissão, a quantidade de eletricidade usada para o cálculo das emissões da linha de base no PDD é baseada na energia entregue à rede em um ponto a 5 km da hidrelétrica de Santo Antônio.

As emissões de construção da linha de transmissão podem ser estimadas conservadoramente com base nos materiais utilizados, ignorando outras fontes de emissão (Tabela 2). Apenas metade das emissões de construção é atribuída à empresa Santo Antônio, a outra metade sendo imputáveis à Jirau.

O projeto de carbono conta a eletricidade produzida no ponto onde entra o Sistema Interconectado Nacional (SIN), em uma junção, localizada apenas a 5 km da barragem. Na realidade, a grande maioria da eletricidade será usada em São Paulo depois de passar pela linha de transmissão de

2.362 km que foi construída para servir às represas do Rio Madeira. O projeto considera a perda de transmissão até a junção com o SIN sendo de apenas 3,2% (Santo Antônio Energia S.A., 2012, p. 34). No entanto, a perda média na transmissão no Brasil é de 20% (Rey, 2012), e a linha de transmissão muito longa até São Paulo, uma das mais longas do mundo (Moreira, 2013), sugere que as perdas seriam maiores que a média nacional. Não só é a linha de transmissão que é omitida dos cálculos de emissão no PDD, mas isso também afeta a quantidade de crédito de carbono reivindicado.

Porque o PDD alega crédito com base no número de megawatts-hora no ponto de entrega para o SIN, a quantidade de eletricidade chegando em São Paulo seria, na realidade, pelo menos 20% menos. Se usinas termelétricas a gás fossem usadas para substituir a barragem, seriam construídas perto da cidade onde a eletricidade é usada, assim eliminando perda de transmissão. As emissões de CO₂ de uma usina a gás que teoricamente está sendo eliminada pela barragem seriam, portanto, pelo menos 20% menos do que alegado no PDD.

As medições de fluxo logo a jusante da barragem não são possíveis devido à turbulência excessiva para o uso das câmaras de flutuação. No entanto, é possível uma estimativa muito aproximada de emissão, baseado no enriquecimento de CH₄ observado do ar. A estimativa envolve informações incertas sobre as dimensões da massa de ar ao qual se aplicam os valores do enriquecimento de concentração e a direção do vento que, juntamente com a velocidade do vento, determina a taxa na qual se renova o ar sobre o rio. Estes são baseados em valores médios e poderiam ter sido diferentes no momento da medição. A medição em si poderia sempre ser atípica. No entanto, o raciocínio da melhor informação disponível, a jusante as emissões representam 34,5% do total se calculado com o nível de água em 70,5 m. Com emissões a jusante incluídas a este nível da água, o impacto da gama

de emissões do projeto hidrelétrico estaria numa faixa de 30% a 59% das emissões do cenário de linha de base, dependendo do valor do GWP usado para converter CH₄ em CO₂e (Tabela 3). Ambas as estimativas a jusante e a montante presumem que os valores usados, que foram medidos no primeiro ano do reservatório após o enchimento, aplicam-se ao período total de 10 anos. Isto é incerto, sendo que reservatórios têm emissões que oscilam ao longo do ciclo anual e sendo que, geralmente, há uma tendência para que as emissões diminuam ao longo dos primeiros dez anos (por quantidades amplamente variáveis). Uma característica positiva é o plano de manejo de Santo Antônio com um nível de água constante, embora sujeito a variações, tais como as inundações de 2014. Um fator negativo é a grande quantidade de carbono alóctone no Rio Madeira. Um resumo das emissões de Santo Antônio em relação ao fornecimento da mesma quantidade de energia para São Paulo a partir de centrais térmicas a gás é apresentado na Tabela 5.

Mesmo se não se fossem consideradas as emissões a jusante devido à alta incerteza, o total das emissões restantes variariam entre 27% e 43% das emissões do cenário de linha de base para produzir a mesma quantidade de eletricidade (Tabela 4). A emissão, portanto, não é «insignificante», mesmo quando uma das principais fontes de metano é ignorada.

Tabela 5. Resumo das emissões estimadas de Santo Antônio em comparação com as emissões da linha de base

| | Emissão estimada | | | Fonte |
|--|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|---------------|
| | GWP = 25 (t CO ₂ e) | GWP = 34 (t CO ₂ e) | GWP = 86 (t CO ₂ e) | |
| Emissões de CO ₂ da construção da barragem | 1.542.836 | 1.542.836 | 1.542.836 | Tabelas 1 e 3 |
| Emissões de CO ₂ do desmatamento para o reservatório | 6.368.215 | 6.368.215 | 6.368.215 | Tabelas 1 e 3 |
| Emissões de CO ₂ da construção da linha de transmissão ^a | 191.075 | 191.075 | 191.075 | Tabelas 1 e 3 |
| Emissões de CO ₂ do desmatamento da linha de transmissão | 252.137 | 252.137 | 252.137 | Tabelas 1 e 3 |
| Emissões de metano barragem ^b | 12.729.868 | 14.305.086 | 23.406.345 | Tabela 3 |
| Total do projeto de Santo Antônio | 21.084.131 | 22.659.349 | 31.760.608 | Tabela 3 |
| Construção de base de gás | 2.158 | 2.158 | 2.158 | Tabela 3 |
| Operação de base de gás | 51.464.027 | 51.464.027 | 51.464.027 | Tabela 3 |
| Total de gás da linha de base | 51.466.185 | 51.466.185 | 51.466.185 | Tabela 3 |
| Emissão de Santo Antônio por MWh (t CO ₂ e) ^c | 0,08 | 0,10 | 0,16 | Tabela 3 |
| Emissão de gás de base por MWh (t CO ₂ e) | 0,27 | 0,27 | 0,27 | Tabela 3 |

^a Parte atribuída à Santo Antônio apenas.

^b Emissão a montante+ a jusante, total dos 10 anos de projeto.

^c Emissão por MWh entregue a São Paulo.

Carbono não adicional

O PDD calcula um benefício de 51.464.028 t de CO₂e ao longo dos 10,5 anos do projeto, de junho de 2012 a dezembro de 2022 (Santo Antônio Energia S.A., 2012, p. 35). A venda deste montante de crédito de carbono contribuirá para mais mudanças climáticas, se não for adicional.

O PDD justifica a alegação de adicionalidade calculando a taxa interna de retorno (IRR) do projeto sem as receitas da venda de crédito de carbono, e então comparando esse valor com um valor de referência que supostamente representa uma IRR mínima que poderia ser considerada rentável. O projeto de Santo Antônio optou pelo método Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), que é a média entre o custo de dívida e o custo de capital. O WACC é um dos dois índices admissíveis para testes de investimento. O WACC é uma referência que representa a IRR do projeto ao invés da IRR de capital próprio (“*equity IRR*”), que é representado pelo outro método permitido, o Modelo de Avaliação de Preços de Capital (CAPM), que foi usado, por exemplo, para o projeto de MDL da hidrelétrica de Jirau. O valor de referência (WACC) calculado para Santo Antônio foi de 10,35% e a IRR calculada sem crédito de carbono foi de 5,63% (Santo Antônio Energia, SA, 2012, p. 14 & 16).

A metade do valor do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) é representada pelo custo da dívida (calculado para ser 3,39%) e a outra metade é o custo de capital, que é calculado em 17,31%, ajustando uma taxa livre de risco de 4,88% aplicando um “prêmio” para o risco líquido patrimonial de 6,57%, que é aumentada pela multiplicação por um valor do risco setorial (β) de 1,34%, um “prêmio” para o “risco país” de 6,06% e um percentual de inflação esperada nos EUA de 2,39% (Santo Antônio Energia, S.A., 2012, p. 14).

O PDD (Santo Antônio Energia, S.A., 2012, p. 13-14) calcula o WACC do setor hidrelétrico de 2007 usando a Equação 1.

$$WACC = (Wd \times Kd) + (We \times Ke) \quad (\text{Eq. 1})$$

Onde:

We = peso do capital próprio “tipicamente observado” no setor da energia hidrelétrica: 50%

Wd = peso da dívida “tipicamente observado” no setor da energia hidrelétrica: 50%

KD = o custo da dívida no mercado de energia hidrelétrica; isto inclui ajustes para os benefícios fiscais de contrair dívidas. KD é calculado a partir da Equação 2.

$$KD = [1 + (a + b + c) \times (1-t)] / [(1+d) - 1] \quad (\text{Eq. 2})$$

Onde:

- (a) = custo financeiro: 9,28%
- (b) = taxa BNDES: 0,90%
- (c) = *spread* (diferença entre os preços de compra e venda): 2,00%
- (a + b + c) = pré-custo de dívida: 12,18%
- (t) = Taxa de imposto marginal: 34,00%
- (d) = previsão de inflação: 4,50%

Da Equação 2, o custo de dívida após impostos (Kd) é de 3,39% ao ano.

Ke (custo de capital próprio) representa a taxa de retorno de investimentos de capital. Com base no PDD (Santo Antônio Energia, S.A., 2012, p. 14), como esclarecido a partir de planilhas, estima-se com a Equação 3:

$$Ke = ((Rf + (\beta \times Rm) + Rc)) \times (I / d) \quad (\text{Eq. 3})$$

Onde:

- (Rf) = taxa livre de risco: 4,88%
- (Rm) = prêmio de risco do capital próprio = 6,57%
- (Rc) = prêmio de risco de país estimado = 6,06%
- (β) = Risco setorial = 1,34
- (I) = inflação esperada nos EUA: 2,39%
- (d) = previsão de inflação brasileira: 4,50%

Da equação 3 é o custo de capital próprio com o risco-país brasileiro:

$$Ke = (0,0488 + (1,34 \times 0,0657) + 0,0606) \times (0,0239 / 0,0450) = 0,1731 \text{ ou } 17,31\% \text{ ao ano.}$$

Da Equação 1, o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) é:

$$WACC = (50\% \times 3,39\%) + (50\% \times 17,31\%) = 10,35\%$$

Alguma dose de bom senso é necessária. A metade do valor calculado no PDD WACC é o custo da dívida (calculado para ser 3,39%) e a outra metade é o custo de capital, que é calculado em 17,31%. Este último valor representa um IRR de capital próprio (*equity IRR*) que serve como uma indicação da rentabilidade do empreendimento do ponto de vista de um investidor. Poucas empresas ou investidores podem esperar para obter um retorno sobre o investimento de 17% ao ano, depois de descontado os impostos, para além da inflação e mantido ao longo de um período de dez anos. A justificativa para permitir a alegação de que um retorno tão alto é necessário para tornar Santo Antônio atraente se baseia em uma série de ajustes, representando supostos riscos como o “risco Brasil”. Enquanto a série de ajustes nos cálculos pode legitimar a prática em termos legais sob a atual regulamentação do MDL, não conduzem a decisões que fazem sentido do ponto de vista da luta contra o aquecimento global. Se o valor de referência for muito alto, projetos que aconteceriam de qualquer forma serão classificados como “adicionais” e será concedido crédito de carbono sem merecimento.

O indicador mais evidente que o comportamento de empresas que investem no projeto, não coincide com a rentabilidade calculada do empreendimento sem crédito de carbono é o fato de que as empresas estavam dispostas a investir somas enormes, antes mesmo que o projeto de carbono fosse entregue ao MDL, muito menos aprovado. A probabilidade de um projeto de MDL de energia hidráulica ser rejeitado, se calculado a partir da primeira apresentação, é de 16,6% (ver Seção 1.1), o que seria um alto risco de perder as somas investidas. Além disso, o mercado para CREs caiu, com os preços caindo em mais de 70%, antes que muitos dos grandes investimentos sejam feitos, indicando que o risco adicional de que o preço não iria recuperar até os valores de 2008 usados no PDD. Isso representaria outro fator inibidor importante se o projeto fosse realmente tão pouco rentável como alega o PDD sem as receitas de venda de CREs. A conclusão da “navalha de Occam” é que as empresas estavam investindo no projeto com plena expectativa de obter lucro sem qualquer ajuda adicional do MDL, e que nenhuma das 51 milhões de toneladas de CO₂-equivalente de crédito de carbono reivindicado é adicional.

Licenciamento ambiental

O PDD do licenciamento ambiental diz que “este processo consistia em 64 reuniões públicas com a participação de 2.000 pessoas das comunidades locais que habitam a área de influência direta da usina hidrelétrica” (Santo Antônio Energia S.A., 2012, p. 46-47). Esqueceu-se de mencionar o conteúdo dessas reuniões, ou seja, que praticamente 100% do que foi dito foram duras críticas à barragem (e.g., Baraúna & Marin, 2011). Os meios de subsistência da população local eram pesadamente dependentes dos extraordinários recursos pesqueiros do Rio Madeira, que hoje foram sacrificados, em grande parte, para as barragens de Santo Antônio e Jirau (veja Fearnside, 2014b).

O formulário do PDD solicita “conclusões e todas as referências para apoiar a documentação de uma avaliação de impacto ambiental realizada em conformidade com os procedimentos conforme exigido pela parte anfitriã” (Santo Antônio Energia S.A., 2012, p. 47). O PDD de Santo Antônio responde a isso afirmando que “o projeto tem todas as licenças ambientais necessárias emitidas pelo IBAMA” e listando as licenças. Não são mencionadas as muitas irregularidades no processo de licenciamento. A irregularidade mais grave foi a substituição do chefe do setor de licenciamento do IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis) logo antes da licença prévia ser aprovada (o chefe anterior do setor havia apoiado seu pessoal técnico se recusando a aprovar a licença). O novo chefe do departamento de licenciamento foi promovido para ser o presidente do IBAMA como um todo e aprovou a licença de instalação nessa função. Estas aprovações passaram por cima da equipe técnica do IBAMA, que havia tomado posição formal contra a aprovação de ambos, a licença prévia (Deberdt et al., 2007) e a licença de instalação (Brasil, IBAMA, 2008). O licenciamento e os impactos das barragens do Rio Madeira foram revisados em detalhe em outras publicações (Fearnside, 2013b, 2014b,c).

Impactos ambientais e sociais

Os leitores da seção do PDD sobre os impactos ambientais e sociais (Santo Antônio Energia S.A., 2012, p. 42-47) terão pouca idéia da severidade dos impactos de Santo Antônio. O PDD afirma ainda que “o projeto terá um impacto global positivo sobre os ambientes locais e globais” (Santo

Antônio Energia S.A., 2012, p. 47). Infelizmente, a barragem terá vários impactos negativos, incluindo bloqueio da migração dos bagres gigantes do Rio Madeira (*Brachyplatystoma rouxeauxii* e *platynemum Brachyplatystoma*), que, até agora, têm sido um recurso econômico vital, não só no Brasil em Rondônia, mas também no Peru e na Bolívia (e.g., Barthem & Goulding, 1997). Antes das barragens, estes peixes subiam o Rio Madeira na piracema (migração em massa) cada ano para procriarem nas cabeceiras dos afluentes formadores do Rio Madeira no Peru e na Bolívia; as larvas, então, desciam o Rio Madeira à deriva para crescerem até a fase adulta no Rio Amazonas. As passagens de peixe instaladas nas barragens de Santo Antônio e Jirau não foram bem sucedidas em atrair os bagres adultos que ascendem o rio, uma vez que o instinto dos peixes é de seguir a correnteza principal do rio. A barragem de Santo Antônio também afetará os lagos de várzea que são importantes locais de reprodução de outras espécies de peixes a jusante da barragem (não incluído no EIA). O reservatório irá liberar mercúrio metilado e destruir os meios de subsistência da população humana que tem sido tradicionalmente dependente do Rio Madeira (Fearnside, 2014b). As barragens do Rio Madeira, incluindo o Santo Antônio, certamente estão entre os projetos hidrelétricos mais controversos atualmente no mundo por causa de seus impactos e por causa da história do licenciamento.

O significado global de Santo Antônio

O caso do projeto de carbono de Santo Antônio tem implicações importantes para o mundo. Claramente é “apenas” uma represa, mas é adicionado aos casos documentados onde projetos de carbono para barragens tropicais foram aprovados pelo MDL apesar de ser de adicionalidade questionável. Pela sua natureza, a questão de se “todas” as barragens tropicais são não-adicionais, e também a questão mais relevante de se as represas tropicais devem ser tratadas como se todas fossem não-adicionais, é abordada através de raciocínio indutivo – não por dedução a partir de um princípio universal. Os dois outros projetos de carbono para hidrelétricas examinadas na Amazônia: Teles Pires (Fearnside, 2012) e Jirau (Fearnside, 2013a) são não-adicionais. Ativistas ambientais têm compilado informações menos detalhadas sobre uma longa lista de barragens em todo o mundo, sugerindo que a não adicionalidade é muito generalizada,

inclusive na China e na Índia (Yan, 2013). Um estudo de projetos de MDL na China e na Índia tem mostrado várias maneiras que os “*benchmarks*” têm sido manipulados para permitir a aprovação de projetos não adicionais (Haya, 2009).

As decisões às quais esta informação é relevante são decisões de política. Como tal, são decisões que precisam ser tomadas, e isso é feito com base nas melhores informações disponíveis, ao invés de apenas em informações que atendem um critério como o de ter uma significância estatística a nível de 5%. Na verdade, a maioria das decisões de política, tais como a escolha de medidas econômicas para conter a inflação ou para aumentar o emprego, são baseadas em informações com níveis de incerteza muito maiores do que as informações sobre os benefícios climáticos (ou a falta desses benefícios) associados à concessão de crédito de carbono para represas tropicais. Atrasar a ação sobre a suspensão desse tipo de crédito em razão da excessiva incerteza é, na verdade, um endosso da prática. Todos os dias que nada mudou, uma decisão está sendo feita para não fazer nada. A possibilidade teórica de algumas barragens serem adicionais não justifica a continuação da concessão de créditos pelo MDL para barragens tropicais (Fearnside, 2013a). A hidrelétrica de Santo Antônio, sendo uma grande represa a fio d’água, representa uma boa escolha que deveria ser um projeto modelo a partir do ponto de vista das emissões por MWh, mas, em uma análise mais aprofundada, este benefício encontra-se menor do que foi alegado.

Cada barragem tropical não precisa ser não-adicional para que a melhor decisão seja de parar a concessão de crédito de carbono para barragens tropicais. O crédito de carbono é uma ferramenta na luta contra o aquecimento global, não um direito a qual as empresas ou os governos têm qualquer tipo de direito moral. Se, na prática, a concessão de crédito para barragens está fazendo mais mal do que bem, ou mesmo se barragens verdadeiramente adicionais fossem frequentes o bastante para resultar em um benefício líquido modesto, mas utilizando os fundos para subsidiar barragens que tivessem menos ganho para o clima do que seria o caso gastando esse dinheiro em uma categoria diferente de medida de mitigação, então o crédito para barragens deve ser descontinuado imediatamente. O projeto de carbono de Santo Antônio adiciona mais um caso que aponta para isso como a conclusão lógica.

CONCLUSÕES

As regras do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), na prática, concedem crédito às barragens que não são adicionais àquelas que seriam construídas sem o subsídio. O crédito concedido para tais barragens, portanto, permite que os países que compram o crédito emitam gases de efeito estufa sem que haja uma compensação real correspondente de emissões evitadas. Além disso, as hidrelétricas tropicais emitem mais gases de efeito estufa do que são reconhecidas nos procedimentos do MDL. O exemplo de Santo Antônio adiciona uma evidência à conclusão de que a prática de concessão de crédito de carbono para barragens tropicais deve ser interrompida imediatamente.

AGRADECIMENTOS

As pesquisas do autor são financiadas exclusivamente por fontes acadêmicas: Conselho Nacional do Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq: proc. 305880/2007-1; 575853/2008-5 304020/2010-9; 573810/2008-7), Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Amazonas (FAPEAM: proc. 708565) e Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA: PRJ15.125). Esta é uma tradução de Fearnside (2015). Agradeço ao P.M.L.A. Graça pelos comentários.

LITERATURA CITADA

- ABAL (Associação Brasileira do Alumínio). 2011. Sustainability Report of the Brazilian Aluminum Industry 2010. ABAL, São Paulo, SP. 60 p. Disponível em: http://www.abal.org.br/servicos/biblioteca/rel_sustentabilidade_ind_aluminio_2010.asp
- Abril, G., Guérin, F., Richard, S., Delmas, R., Galy-Lacaux, C., Gosse, P., Tremblay, A., Varfalvy, L., dos Santos, M.A., Matvienko, B. 2005. Carbon dioxide and methane emissions and the carbon budget of a 10-years old tropical reservoir (Petit-Saut, French Guiana). *Global Biogeochem Cycles* 19: GB 4007. doi:10.1029/2005GB002457
- Abril, G., Parize, M., Pérez, M.A.P., Filizola, N. 2013. Wood decomposition in Amazonian hydropower reservoirs: An additional source of greenhouse gases, *Journal of South American Earth Sciences* 44: 104-107. doi:10.1016/j.jsames.2012.11.007
- Acevedo, O.C., Moraes, O.L.L., da Silva, R., Fitzjarrald, D.R., Sakai, R.K., Staebler, R.M., Czikowsky, M.J. 2004. Inferred nocturnal surface fluxes from vertical profiles of scalars in an Amazonian pasture. *Global Change Biology* 10: 886-894. doi: 10.1111/j.1529-8817.2003.00755.x
- Baraúna, G.M.Q., Marin, R.E.A. 2011. O “fator participativo” nas audiências públicas das hidrelétricas de Jirau, Santo Antônio e Belo Monte. In: Zhouri, A. (ed.) *As Tensões do Lugar: Hidrelétricas, Sujeitos e Licenciamento ambiental*. Editora UFMG, Belo Horizonte, Minas Gerais. p. 93-125.
- Barbosa, R.I., Fearnside, P.M. 1996. Pasture burning in Amazonia: Dynamics of residual biomass and the storage and release of aboveground carbon. *Journal of Geophysical Research (Atmospheres)* 101(D20): 25.847-25.857. doi:10.1029/96JD02090
- Barthem, R., Goulding, M. 1997. *The Catfish Connection: Ecology, Migration, and Conservation of Amazon Predators*. Columbia University Press, New York, NY, E.U.A. 184 p.
- Barriue, P., Fehr, M. 2011. Integrated EUA and CER price modeling and application for spread option pricing. Centre for Climate Change Economics and Policy and Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment working papers, 40. Centre for Climate Change Economics and Policy and Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment, London, Reino Unido. http://eprints.lse.ac.uk/37576/1/Integrated_EUA_and_CER_price_modeling_and_application_for_spread_option_pricing%28lsero%29.pdf
- Barros, N., Cole, J.J., Tranvik, L.J., Prairie, Y.T., Bastviken, D., Huszar, V.L.M., del Giorgio, P., Roland, F. 2011. Carbon emission from hydroelectric reservoirs linked to reservoir age and latitude, *Nature Geoscience* 4: 593-596. doi:10.1038/NGEO1211.
- Bragança, D. 2012. Ibama libera linha de transmissão das Usinas do Madeira. *O Eco* 09 de fevereiro de 2012. <http://www.oeco.org.br/salada-verde/25709-ibama-libera-linha-de-transmissao-das-usinas-do-madeira>
- Brasil, IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis). 2008. Parecer Técnico No. 45/2008-COHID/CGENE/DILIC/IBAMA de 08 de agosto de 2008. Assunto: Análise da solicitação da emissão da Licença de Instalação do Aproveitamento Hidrelétrico de Santo Antônio. IBAMA, Brasília, DF. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/IBAMA_parecer_tecnico_45_2008_li_st_antonio%5b-08-08-08.pdf
- Brasil, MPE-RO (Ministério Público do Estado de Rondônia). 2006. Pareceres Técnicos dos Especialistas Setoriais— Aspectos Físicos/Bióticos. Relatório de Análise do Conteúdo dos Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) dos Aproveitamentos Hidrelétricos de Santo Antônio e Jirau no Rio Madeira, Estado de Rondônia. MPE-RO, Porto Velho, Rondônia. 2 Vols. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/Madeira_COBRAPE/11118-COBRAP-report.pdf
- CDM Methodologies Panel. 2006. Draft thresholds and criteria for the eligibility of hydroelectric reservoirs as CDM projects. CDM Meth Panel Nineteenth Meeting Report, Annex 10, UNFCCC, Bonn, Alemanha. 2 p. http://cdm.unfccc.int/Panels/meth/meeting/06/Meth19_repan_10_Hydro.pdf

- CDM Policy Dialogue. 2012. Climate Change, Carbon Markets and the CDM: A Call to Action. Report of the High-Level Panel on the CDM Policy Dialogue. United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), Bonn, Alemanha. 86 p. Disponível em: <http://www.cdmpolicydialogue.org/report/rpt110912.pdf>
- Chu, S. 2013. Spreadsheet of hydro projects in the CDM project pipeline [até março de 2013]. International Rivers, Berkeley, Califórnia, E.U.A. <http://www.internationalrivers.org/resources/spreadsheet-of-hydro-projects-in-the-cdm-project-pipeline-4039>
- Cole, J.C. 2012. Genesis of the CDM: the original policymaking goals of the 1997 Brazilian proposal and their evolution in the Kyoto protocol negotiations into the CDM. *International Environmental Agreements* 12: 41-61. doi:10.1007/s10784-010-9132-8
- Cole, J.C., Liverman, D.M. 2011. Brazil's Clean Development Mechanism governance in the context of Brazil's historical environment-development discourses. *Carbon Management* 2(2): 145-160. doi:0.4155/CMT.11.11
- Cole, J.C., Roberts, J.T. 2011. Lost opportunities? A comparative assessment of social development elements of six hydroelectricity CDM projects in Brazil and Peru. *Climate and Development* 3(4): 361-379. doi:10.1080/17565529.2011.623831
- Cortez, M. 2004. Climatologia de Rondônia. Primeira Versão 11(171): 1-19. http://www.primeiraversao.unir.br/atigos_pdf/numero171MarcosCortez.pdf
- Deberdt, G., Teixeira, I., Lima, L.M.M., Campos, M.B., Choueri, R.B., Koblitz, R., Franco, S.R., Abreu, V.L.S. 2007. Parecer Técnico No. 014/2007 de 21 de março de 2007. Assunto: Análise técnica do EIA/RIMA e de documentos correlatos referentes ao AHE de Santo Antônio e AHE de Jirau, ambos no rio Madeira, visando emissão de parecer quanto à viabilidade ambiental dos empreendimentos. FCOHID/CGENE/DILIC/IBAMA. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), Brasília, DF. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/Madeiraparecer.pdf
- de Lima, I.B.T., Novo, E.M.L.M., Ballester, M.V.R., Ometto, J.P.H.B. 2000. Role of the macrophyte community in the CH₄ production and emission in the tropical reservoir of Tucuruí, Pará State, Brazil. *Verhandlungen Internationale Vereinigung für Theoretische und Angewandte Limnologie* 27: 1437-1440.
- de Lima, I.B.T., Victoria, R.L., Novo, E.M.L.M., Feigl, B.J., Ballester, M.V.R., Ometto, J.M. 2002. Methane, carbon dioxide and nitrous oxide emissions from two Amazonian reservoirs during high water table. *Verhandlungen Internationale Vereinigung für Theoretische und Angewandte Limnologie* 28: 438-442
- Demarty, M., Bastien, J. 2011. GHG emissions from hydroelectric reservoirs in tropical and equatorial regions: Review of 20 years of CH₄ emission measurements. *Energy Policy* 39: 4197-4206. doi:10.1016/energy.2011.04.033
- dos Santos, M.A. 2014. Trabalho técnico sobre GEEs de hidrelétricas. E-mail de 16 de janeiro de 2014, 10:08 h., de Marco Aurélio dos Santos a Philip M. Fearnside. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Hydro-GHG/dos%20Santos%20email-2014.pdf
- dos Santos, M.A., Rosa, L.P., Matvienko, B., dos Santos, E.O., D'Almeida Rocha, C.H.E., Sikar, E., Silva, M.B., Ayr Júnior, M.P.B. 2008. Emissões de gases de efeito estufa por reservatórios de hidrelétricas. *Oecologia Brasiliensis* 12(1):116-129.
- dos Santos, M.A., Rosa, L.P., Nassi, C.D. 2009. Emissões de gases de efeito estufa do reservatório hidrelétrico de Belo Monte – Fase de pré-enchimento do reservatório, In: Aproveitamento Hidrelétrico Belo Monte: Estudo de Impacto Ambiental. Fevereiro de 2009. Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS), Rio de Janeiro, RJ. Volume 8, Appendix 7.1.3.1. 141 p. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/BM/DocsOf/EIA-09/Vol%2008/ANEXO%207.1.3-1%20-%20EFEITO%20ESTUFA/Ap%20C3%AAandice%207.1.3-1.pdf
- Duchemin, É., Lucotte, M., Canuel, R., Queiroz, A.G., Almeida, D.C., Pereira, H.C. Dezincourt, J. 2000. Comparison of greenhouse gas emissions from an old tropical reservoir with those of other reservoirs worldwide. *Verhandlungen Internationale Vereinigung für Theoretische und Angewandte Limnologie* 27: 1391-1395.
- Duchemin, É., Lucotte, M., St-Louis, V., Canuel, R. 2002. Hydroelectric reservoirs as an anthropogenic source of greenhouse gases. *World Resource Review* 14: 334-353.
- du Monceau, T., Brohé, A. 2011. Briefing paper “Baseline Setting and Additionality Testing within the Clean Development Mechanism (CDM)”. ED56638 Ref: CLIMA.B.3/ETU/2010/0020r. AEA Technology plc., London, Reino Unido. 42 p. http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/linking/docs/additionality_baseline_en.pdf
- Ecopart (Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.). 2011. Project design document form (CDM PDD) - Version 03. Disponível em: http://cdm.unfccc.int/filestorage/G/Y/E/GYE0D3RQV8K9I4S1WCO2JTFHANLU7M/Teles_Pires_PDD_24012012.pdf?t=NUx8bHp4NjY2fDCy286b2TU-8uLt2EV00sA6
- Engineering Toolbox. 2014. The Engineering Toolbox. http://www.engineeringtoolbox.com/air-density-specific-weight-d_600.html
- Fearnside, P.M. 1989a. Brazil's Balbina Dam: Environment versus the legacy of the pharaohs in Amazonia. *Environmental Management* 13(4): 401-423. doi:10.1007/BF01867675
- Fearnside, P.M. 1989b. Ocupação Humana de Rondônia: Impactos, Limites e Planejamento. Relatórios de Pesquisa No. 5, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), Brasília, DF. 76 p.
- Fearnside, P.M. 1995. Hydroelectric dams in the Brazilian Amazon as sources of 'greenhouse' gases. *Environmental Conservation* 22(1): 7-19. doi:10.1017/S0376892900034020

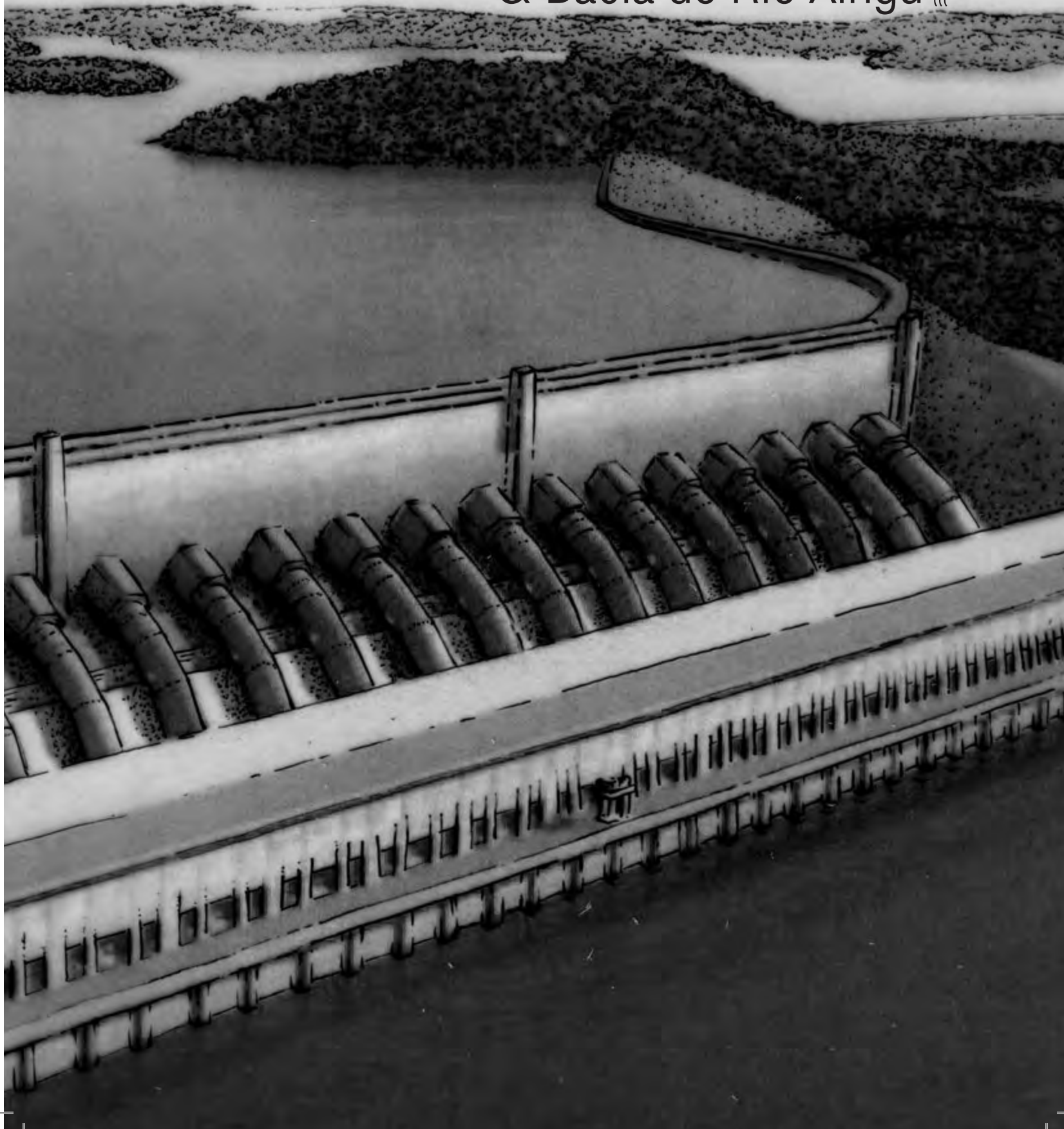
- Fearnside, P.M. 1996. Montreal meeting on 'greenhouse' gas impact of hydroelectric dams. *Environmental Conservation* 23(3): 272-273. doi:10.1017/S0376892900038935
- Fearnside, P.M. 1997. Greenhouse-gas emissions from Amazonian hydroelectric reservoirs: The example of Brazil's Tucuruí Dam as compared to fossil fuel alternatives. *Environmental Conservation* 24(1): 64-75. doi:10.1017/S0376892997000118
- Fearnside, P.M. 1999. Social impacts of Brazil's Tucuruí Dam. *Environmental Management* 24(4): 483-495. doi:10.1007/s002679900248
- Fearnside, P.M. 2001. Environmental impacts of Brazil's Tucuruí Dam: Unlearned lessons for hydroelectric development in Amazonia. *Environmental Management* 27(3): 377-396. doi:10.1007/s002670010156
- Fearnside, P.M. 2002a. Greenhouse gas emissions from a hydroelectric reservoir (Brazil's Tucuruí Dam) and the energy policy implications. *Water, Air and Soil Pollution* 133(1-4): 69-96. doi:10.1023/A:1012971715668
- Fearnside, P.M. 2002b. Time preference in global warming calculations: A proposal for a unified index. *Ecological Economics* 41(1): 21-31. doi:10.1016/S0921-8009(02)00004-6
- Fearnside, P.M. 2004. Greenhouse gas emissions from hydroelectric dams: Controversies provide a springboard for rethinking a supposedly "clean" energy source. *Climatic Change* 66(2-1): 1-8. doi:10.1023/B:CLIM.0000043174.02841.23
- Fearnside, P.M. 2005a. Brazil's Samuel Dam: Lessons for hydroelectric development policy and the environment in Amazonia. *Environmental Management* 35(1): 1-19. doi:10.1007/s00267-004-0100-3
- Fearnside, P.M. 2005b. Do hydroelectric dams mitigate global warming? The case of Brazil's Curuá-Una Dam. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* 10(4): 675-691. doi:10.1007/s11027-005-7303-7
- Fearnside, P.M. 2009. As hidrelétricas de Belo Monte e Altamira (Babaquara) como fontes de gases de efeito estufa. *Novos Cadernos NAEA* 12(2): 5-56.
- Fearnside, P.M. 2011. Gases de Efeito Estufa no EIA-RIMA da Hidrelétrica de Belo Monte. *Novos Cadernos NAEA* 14(1): 5-19.
- Fearnside, P.M. 2012. Carbon credit for hydroelectric dams as a source of greenhouse-gas emissions: The example of Brazil's Teles Pires Dam. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* 18(5): 691-699. doi:10.1007/s11027-012-9382-6
- Fearnside, P.M. 2013a. Credit for climate mitigation by Amazonian dams: Loopholes and impacts illustrated by Brazil's Jirau Hydroelectric Project. *Carbon Management* 4(6): 681-696. doi: 10.4155/CMT.13.57
- Fearnside, P.M. (2013b) Decision-making on Amazon dams: Politics trumps uncertainty in the Madeira River sediments controversy. *Water Alternatives* 6(2):313-325
- Fearnside, P.M. 2014a. As barragens e as inundações no rio Madeira. *Ciência Hoje*. 53(314): 56-57.
- Fearnside, P.M. 2014b. Impacts of Brazil's Madeira River dams: Unlearned lessons for hydroelectric development in Amazonia. *Environmental Science & Policy* 38: 164-172 doi: 10.1016/j.envsci.2013.11.004
- Fearnside, P.M. 2014c. Brazil's Madeira River dams: A setback for environmental policy in Amazonian development. *Water Alternatives* 7(1): 156-169.
- Fearnside, P.M. 2015. Tropical hydropower in the Clean Development Mechanism: Brazil's Santo Antônio Dam as an example of the need for change. *Climatic Change* doi: 10.1007/s10584-015-1393-3
- Fearnside, P.M., Pueyo, S. 2012. Underestimating greenhouse-gas emissions from tropical dams. *Nature Climate Change* 2(6): 382-384. doi:10.1038/nclimate1540
- Fearnside, P.M., Righi, C.A., Graça, P.M.L.A., Keizer, E.W.H., Cerri, C.C., Nogueira, E.M., Barbosa, R.I. 2009. Biomass and greenhouse-gas emissions from land-use change in Brazil's Amazonian "arc of deforestation": The states of Mato Grosso and Rondônia. *Forest Ecology and Management* 258: 1968-1978. doi: 10.1016/j.foreco.2009.07.042
- Flues, F., Michaelowa, A., Michaelowa, K. 2008. UN approval of greenhouse gas emission reduction projects in developing countries: The political economy of the CDM Executive Board. *Proceedings of the German Development Economics Conference, 2008 (Zürich)*. <http://www.econstor.eu/handle/10419/39896>
- Forsberg, B.R., Kemenes, A. 2006. Pareceres dos consultores sobre o Estudo de Impacto Ambiental do Projeto para aproveitamento hidrelétrica de Santo Antônio e Jirau, Rio Madeira-RO. Parecer Técnico sobre Estudos Hidrobiogeoquímicos, com atenção específica à dinâmica do Mercúrio (Hg). Parte B, Volume 1, Parecer 2. In: *Pareceres Técnicos dos Especialistas Setoriais—Aspectos Físicos/Bióticos. Relatório de Análise do Conteúdo dos Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) dos Aproveitamentos Hidrelétricos de Santo Antônio e Jirau no Rio Madeira, Estado de Rondônia. Ministério Público do Estado de Rondônia (MPE-RO), Porto Velho, Rondônia. 2 Vols., p. 1-32. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/Madeira_COBRAPE/11118-COBRAP-report.pdf*
- Forster, P. & 50 outros. 2007. Changes in Atmospheric Constituents and Radiative Forcing. In: Solomon, S., Qin, D., Manning, M., Chen, Z., Marquis, M., Averyt, K.B., Tignor, M., Miller, H.L. (eds.). *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido, p. 129-234.
- Friberg, L. 2009. Varieties of carbon governance: The Clean Development Mechanism in Brazil, a success story challenged. *Journal of Environment and Development* 18(4): 395-424. doi:10.1177/1070496509347092

- FURNAS (Furnas Centrais Elétricas S.A.), CNO (Construtora Noberto Odebrecht S.A.). 2007. Respostas às Perguntas Apresentadas pelo IBAMA no Âmbito do Processo de Licenciamento Ambiental do Complexo Madeira. Informações Técnicas Nos 17, 19 E 20/2007 COHID/CGENE/DILIC/IBAMA. FURNAS and CNO, Rio de Janeiro, RJ. 239 p. http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/respostas%20empresas.pdf
- FURNAS (Furnas Centrais Elétricas S.A.), CNO (Construtora Noberto Odebrecht S.A. 2008. Relatório atendimento of. 1116-2007 SGH-A. Ficha Técnica TCU - AHE Santo Antônio - Relatório Complementar. USINA HIDRELÉTRICA: AHE Santo Antônio. FURNAS & CNO, Rio de Janeiro, RJ. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/Madeira_ompl/Rel%20atendimento%20of%201116-2007%20SGH-ANEEL/MADEIRA%20-%20RELATORIO%20COMPLEMENTAR/Ficha%20Técnica%20TCU%20-%20AHE%20Santo%20Antônio%20-%20Relatório%20Complement.doc
- FURNAS (Furnas Centrais Elétricas S.A.), CNO (Construtora Noberto Odebrecht S.A.), Leme Engenharia. 2005. EIA-Estudo de Impacto Ambiental Aproveitamentos Hidrelétricos Santo Antônio e Jirau, Rio Madeira-RO. 6315-RT-G90-001. FURNAS, CNO, Leme Engenharia. Rio de Janeiro, RJ. 8 Vols. Paginação irregular. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Mad/Documentos%20Oficiais/EIA/10978-EIA%20Sto%20Antonio%20&%20Jirau%20Tomo%20A%20Vol%201.pdf
- Galy-Lacaux, C., Delmas, R., Jambert, C., Dumestre, J.-F., Labroue, L., Richard, S., Gosse, P. 1997. Gaseous emissions and oxygen consumption in hydroelectric dams: A case study in French Guyana. *Global Biogeochemical Cycles* 11(4): 471-483.
- Galy-Lacaux, C., Delmas, R., Kouadio, J., Richard, S., Gosse, P. 1999). Long-term greenhouse gas emissions from hydroelectric reservoirs in tropical forest regions. *Global Biogeochemical Cycles* 13(2): 503-517.
- Goldenfum, J.A. 2012. Challenges and solutions for assessing the impact of freshwater reservoirs on natural GHG emissions. *Ecology & Hydrobiology* 12: 115-122. doi: 10.2478/v10104-012-0011-5
- Grandin, K. 2012. Variations of Methane Emissions within and between Three Hydroelectric Reservoirs in Brazil. Department of Ecology and Evolution, Limnology, Uppsala University, Uppsala, Suécia. 71 p. http://www.ibg.uu.se/digitalAssets/130/130865_172grandin.pdf
- Guérin, F., Abril, G., Tremblay, A., Delmas, R. 2008. Nitrous oxide emissions from tropical hydroelectric reservoirs. *Geophysical Research Letters* 35: L06404, doi:10.1029/2007GL033057
- Hällqvist, E. 2012. Methane emissions from Three Tropical Hydroelectrical Reservoirs. Committee of Tropical Ecology, Uppsala University, Uppsala, Suécia. 46 p. http://www.ibg.uu.se/digitalAssets/122/122484_hallqvist-emma-report.pdf
- Haya, B. 2009). Measuring Emissions Against an Alternative Future: Fundamental Flaws in the Structure of the Kyoto Protocol's Clean Development Mechanism. Energy and Resources Group Working Paper ERG09-001. University of California, Berkeley, Califórnia, E.U.A. http://bhaya.berkeley.edu/docs/Haya-ER09-001-Measuring_emissions_against_an_alternative_future.pdf
- HydroWorld. 2012. First turbine operational at Brazil's Santo Antonio hydro plant. HydroWorld 28 de fevereiro de 2012. http://www.hydroworld.com/index/display/article-display/9697375374/articles/hrhrw/hydroindustrynews/newdevelopment/2012/02/first-turbine_operational.html?cmpid=EnlHydroMarch62012
- Kemenes, A., Forsberg, B.R., Melack, J.M. 2007. Methane release below a tropical hydroelectric dam. *Geophysical Research Letters* 34: L12809. doi:10.1029/2007GL029479. 55
- Kemenes, A., Forsberg, B.R., Melack, J.M. 2011. CO₂ emissions from a tropical hydroelectric reservoir (Balbina, Brazil). *Journal of Geophysical Research (atmospheres)* 116: G03004. doi:10.1029/2010JG001465
- Lecocq, F., Ambrosi, P. 2007. The Clean Development Mechanism: History, status, and prospects. *Review Environmental Economics and Policy* 1(1): 134-151. doi:10.1093/reep/rem004
- Leentvaar, P. (1966) The Brokopondo Lake in Surinam. *Verhandlungen Internationale Vereinigung für Theoretische und Angewandte Limnologie* 16: 680-684.
- Marheineke, T. s/d [C. 1996]. FENCH analysis of electricity generation: Greenhouse gas emission factors for hydropower. Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy, University of Stuttgart, Stuttgart, Germany. In: Working Material: Assessment of Greenhouse Gas Emissions from the Full Energy Chain for Hydropower, Nuclear Power and other Energy Sources. Papers presented at an IAEA Advisory Group Meeting jointly organized by Hydro-Québec and the International Atomic Energy Sources, Hydro-Québec Headquarters, Montréal (Canada) 12-14 March 1996. International Atomic Energy Agency (IAEA), Vienna, Áustria. Paginação irregular.
- Michaelowa, A., Purohit, P. 2007. Additionality determination of Indian CDM projects: Can Indian CDM project developers outwit the CDM Executive Board? Discussion Paper CDM-1. http://www.researchgate.net/publication/244483594_Additionality_determination_of_Indian_CDM_projects/file/5046351d3dd4219661.pdf
- Moreira, R. 2013. Brasil terá uma das maiores linhas de transmissão do mundo. O Estado de São Paulo, 06 de dezembro de 2013. <http://economia.estadao.com.br/noticias/economia,brasil-tera-uma-das-maiores-linhas-de-transmissao-do-mundo,172205,0.htm>
- Myhre, G. & 37 outros. 2013. Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. In: Stocker, T.F., Qin, D., Plattner, G.-K., Tignor, M., Allen, S.K., Boschung, J., Nauels, A., Xia, Y., Bex, V., Midgley, P.M. (eds.). *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Working Group I Contribution to the IPCC Fifth Assessment Report*. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido, p. 661-740. Disponível em: <http://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/>

- Nogueira, E.M. 2008. Wood density and tree allometry in forests of Brazil's 'arc of deforestation': Implications for biomass and emission of carbon from land-use change in Brazilian Amazonia. Tese de doutorado em ciências de florestas tropicais, Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Manaus, Amazonas. 148 p.
- Olhoff, A., Markandya, A., Halsnaes, K., Taylor, T. 2004. CDM Sustainable Development Impacts. UNEP Risø Centre on Energy, Climate and Sustainable Development, Risø National Laboratory, Roskilde, Dinamarca. 88 p. <http://cd4cdm.org/publications/cdm%20sustainable%20development%20impacts.pdf>
- Pueyo, S., Fearnside, P.M. 2011. Emissões de gases de efeito estufa dos reservatórios de hidrelétricas: Implicações de uma lei de potência. *Oecologia Australis* 15(2): 114-127. doi: 10.4257/oeco.2011.1502.02.
- Rey, O. 2012. Um olhar para as grandes perdas de energia no sistema de transmissão elétrico brasileiro. p. 40-44 In: Moreira, P.F. (ed.). *Setor Elétrico Brasileiro e a Sustentabilidade no Século 21: Oportunidades e Desafios*. 2ª ed. Rios Internacionais, Brasília, DF. 100 p. Disponível em: <http://www.internationalrivers.org/node/7525>
- Santo Antônio Energia S.A. 2012. Santo Antonio Hydropower Project. PDD version: 01.1 (27/10/2011) Clean Development Mechanism Project Design Document Form (CDM-PDD) Version 03. Santo Antônio Energia S.A., Porto Velho, Rondônia. 53 p. http://cdm.unfccc.int/filestorage/E/9/C/E9CIR7WM1SUB4X5QPVHA6KG0ZJLTF0/Santo%20Antônio_PDD_20022012.pdf?t=NH18bjNxeWdxDD80ZqBJV6OAqLeVCB6tBCq
- Schimel, D. & 75 outros. 1996. Radiative forcing of climate change. In: Houghton, J.T., Meira Filho, L.G., Callander, B.A., Harris, N., Kattenberg, A., Maskell, K. (eds.). *Climate Change 1995: The Science of Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido, p. 65-131.
- Schneider L. 2007. Is the CDM fulfilling its environmental and sustainable development objectives? An evaluation of the CDM and options for improvement. *Öko-Institut*, Berlin, Alemanha. 75 p. <http://www.oeko.de/oekodoc/622/2007-162-en.pdf>.
- Schöngart, J., Wittmann, F., Worbes, M. 2010. Biomass and net primary production of central Amazonian floodplain forests. In: Junk, W.J., Piedade, M.T.F., Wittmann, F., Schöngart, J., Parolin, P. (eds.) *Amazonian Floodplain Forests: Ecophysiology, Biodiversity and Sustainable Management*. Ecological Studies 210. Springer Science Business Media B.V., Amsterdam, Países Baixos. p 347-388.
- Sethi, R. 2014. Re: Request for report on hydroelectric dam emissions cited in EB-15. Ref. 2014 342-S INQ-01469. [carta do Comitê Executivo do MDL a Philip M. Fearnside datada 28 de março de 2014]. Disponível em: <https://cdm.unfccc.int/stakeholder/submissions/index.html>
- Shindell, D. & 24 outros. 2012. Simultaneously mitigating near-term climate change and improving human health and food security. *Science* 335: 183-189. doi: 10.1126/science.1210026
- Sterk, W. 2006. Hi all. E-mail de Wolfgang Sterk a International Rivers. 05 de março de 2006. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/Hydro-GHG/Wolfgang_sterk_email.pdf
- St Louis, V.L., Kelly, C.A., Duchemin, E., Rudd, J.W.M., Rosenberg, D.M. (2000) Reservoir surfaces as sources of greenhouse gases to the atmosphere: A global estimate. *BioScience* 50(9): 766-775.
- Sutter, C., Parreño, J.C. (2007) Does the current Clean Development Mechanism (CDM) deliver its sustainable development claim? An analysis of officially registered CDM projects. *Climatic Change* 84: 75-90. doi:10.1007/s10584-007-9269-9
- Switkes G (ed.) (2008) *Águas Turvas: Alertas sobre as Conseqüências de Barrar o Maior Afluente do Amazonas*. International Rivers, São Paulo, SP. 237 p. <http://www.internationalrivers.org/pt-br/resources/%C3%A1guas-turvas-alertas-sobre-as-conseq%C3%BC%C3%A2ncias-de-barrar-o-maior-afluente-do-amazonas-3967>
- Tavares, M., Fariello, D. (2013) Aneel autoriza mudança na hidrelétrica de Santo Antônio. *O Globo* 02 de julho de 2013. <http://oglobo.globo.com/economia/aneel-autoriza-mudanca-na-hidreletrica-de-santo-antonio-8894944?service=print>
- TERI (The Energy and Resources Institute). (2012) *Assessing the Impact of the Clean Development Mechanism on Sustainable Development and Technology Transfer*. TERI, New Delhi, Índia. 148 p. Disponível em: http://www.cdmpolicydialogue.org/research/1030_impact_sdm.pdf
- Tewari, R. (2012) Mapping of Criteria set by DNAs to Assess Sustainable Development Benefits of CDM Projects. CDM Policy Dialogue, The Energy and Resources Institute (TERI), New Delhi, Índia. 34 p. http://www.cdmpolicydialogue.org/research/1030_mapping.pdf
- UNEP (United Nations Environment Programme) Risø Centre. (2013) *Risoe CDM/JI Pipeline Analysis and Database*. UNEP Risø Centre, Risø, Dinamarca. <http://www.cdmpipeline.org/>
- UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) (1997) *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*. Document FCCC/CP/1997/7/Add1 UNFCCC, Bonn, Alemanha. <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>
- UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) (2011) *Benefits of the Clean Development Mechanisms 2011*. UNFCCC, Bonn, Germany, 52 pp. Available at: http://cdm.unfccc.int/about/dev_ben/ABC_2011.pdf
- UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change). (2012a) *Benefits of the Clean Development Mechanisms 2012*. UNFCCC, Bonn, Alemanha, 102 p. Disponível em: http://cdm.unfccc.int/about/dev_ben/ABC_2012.pdf

- UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change). (2012b) Synthesis Report of the call for input on the CDM Policy Dialogue. UNFCCC, Bonn, Alemanha, 28 p. Disponível em: http://www.cdmpolicydialogue.org/public_input/SYNTHESIS%20REPORT.pdf
- Van de Vate, J.F. (1995) The IAEA investigations into studies on comparative assessment of FENCH emissions of GHGs of different energy sources: An update. Assessment of Greenhouse Gas Emission from the Full Energy Chain for Nuclear Power and Other Energy Sources. IAEA, Vienna. 26-28 September 1995. International Atomic Energy Agency (IAEA), Vienna, Áustria. Paginação irregular.
- Vera-Diaz, M.C., Reid, J., Soares-Filho, B., Kaufmann, R., Fleck, L. (2007) Effects of Energy and Transportation Projects on Soybean Expansion in the Madeira River Basin. CSF Series number 7. Conservation Strategy Fund, Lagoa Santa, Minas Gerais. 26 p. <http://conservation-strategy.org/en/publication/effects-energy-and-transportation-projects-soybean-expansion-madeira-river-basin>
- Walker, I., Miyai, R., de Melo, M.D.A. (1999) Observations on aquatic macrophyte dynamics in the reservoir of the Balbina hydroelectric power plant, Amazonas state, Brazil. *Acta Amazonica* 29: 243-265.
- WCD (World Commission on Dams). (2000) Dams and Development – A New Framework for Decision Making – The Report of World Commission on Dams. WCD & Earthscan, London, Reino Unido. 404 p. http://www.internationalrivers.org/files/attached-files/world_commission_on_dams_final_report.pdf
- Wheeler, B. (2012) Follow me down the Tennessee: Alstom ships first gas turbine from Chattanooga. *Power Engineering*. 01 de julho de 2012. <http://www.power-eng.com/articles/print/volume-116/issue-7/features/follow-me-down-the-tennessee-alstom-ships-first-gas-turbine-from-chattanooga.html>
- Yan, K. (2013) The global CDM hydro hall of shame. *International Rivers*, Berkeley, Califórnia, E.U.A. <http://www.internationalrivers.org/resources/hydro-cdm-hall-of-shame-7465>

Hidrelétrica de Belo Monte & Bacia do Rio Xingu



Capítulo 12

Barragens na Amazônia: Belo Monte e o Desenvolvimento Hidrelétrico da Bacia do Rio Xingu

Philip M. Fearnside

Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia-INPA.
Av. André Araújo, 2936 - CEP: 69.067-375, Manaus, Amazonas, Brasil.
E-mail: pmfearn@inpa.gov.br

Tradução de:
Fearnside, P.M. 2006. Dams in the Amazon: Belo Monte and Brazil's Hydroelectric Development of the Xingu River Basin. *Environmental Management* 38(1): 16-27. doi: 10.1007/s00267-005-00113-6

RESUMO

Barragens hidrelétricas representam grandes investimentos e fontes importantes de impactos ambientais e sociais. Grandes interesses econômicos cercam o processo de tomada de decisão sobre investimentos públicos relativo às várias opções para geração e conservação de eletricidade. A proposta da hidrelétrica de Belo Monte (antigamente Kararaô) e a sua contrapartida rio acima, a hidrelétrica de Altamira (mais conhecida por seu nome anterior: Babaquara) está no centro das controvérsias sobre o processo de tomada de decisão para grandes projetos de infra-estrutura na Amazônia.

A hidrelétrica de Belo Monte por si só teria uma área de reservatório pequena (516 km²) e capacidade instalada grande (11.233 MW), mas a represa de Babaquara que regularizaria a vazão do rio Xingu (aumentando assim a geração de energia de Belo Monte), inundaria uma vasta área (6.140 km²). O impacto de represas provê uma razão poderosa para o Brasil reavaliar as suas atuais políticas, que alocam grandes quantidades de energia na rede nacional para o beneficiamento de alumínio, uma indústria de exportação subsidiada. O caso de Belo Monte e das cinco represas adicionais planejadas rio acima (inclusive a hidrelétrica de Altamira/Babaquara) indica a necessidade de reformar o sistema de avaliação e licenciamento ambiental para incluir os impactos de projetos interdependentes múltiplos.

Palavras-Chave: Altamira, Amazônia, Babaquara, Belo Monte, EIA, Hidrelétricas, Impacto ambiental, Represas, Reservatórios, Xingu.

O RIO XINGU E AS BARRAGENS MAIS CONTROVERSAS DA AMAZÔNIA

A proposta da hidrelétrica de Belo Monte, no rio Xingu (um afluente do rio Amazonas no Estado do Pará: Figura 1), é o foco de intensa controvérsia devido à magnitude e à natureza dos seus impactos. A hidrelétrica de Belo Monte ficou conhecida pela ameaça que representa aos povos indígenas por facilitar uma série de represas planejadas rio acima em áreas indígenas (por exemplo, Santos & de Andrade, 1990; Sevá, 2005). As represas a montante aumentariam substancialmente a produção elétrica de Belo Monte, regularizando a vazão do rio Xingu, que é altamente sazonal. O reservatório de Belo Monte é pequeno, relativo à capacidade de suas duas casas de força, mas os cinco reservatórios rio acima seriam

enormes, até mesmo pelos padrões amazônicos. O maior desses reservatórios é a represa de Babaquara, recentemente renomeada de “Altamira”, num esforço aparentemente com o propósito de escapar do ônus da crítica que os planos para Babaquara atraíram ao longo das últimas duas décadas (o inventário inicial para a obra começou em outubro de 1975) (veja por exemplo, Chernela, 1988; Fisher, 1994; Goodland *et al.*, 1993; Sevá, 1990).

Em 1987 um plano volumoso foi produzido pela ELETROBRÁS, o órgão responsável pelo desenvolvimento de energia sob o Ministério das Minas e Energia. O plano, conhecido como o “Plano 2010”, contém informações sobre barragens que eram esperadas então que fossem construídas em todo o País até o ano 2010, e também contém uma listagem de outras barragens planejadas independente da data esperada de conclusão (Brasil, ELETROBRÁS, 1987). O Plano 2010 vazou ao público e subseqüentemente foi liberado oficialmente em dezembro de 1987. O plano lista 297 barragens no País como um todo, das quais 79 seriam na Amazônia, independente da data planejada de construção. Na Amazônia, seriam inundados 10 milhões de hectares (Brasil, ELETROBRÁS, 1987, pág. 153) que representa 2% da Amazônia Legal ou 3% da área originalmente florestada na região. Mapas das barragens planejadas (CIMI *et al.*, 1986; Fearnside, 1995) faça evidencia o enorme impacto global do plano. Seriam represados todos os afluentes principais do rio Amazonas, com a exceção dos rios Purus, Japurá e Javari, que estão nas áreas planas da porção ocidental da região. Seguindo a recepção negativa do Plano 2010, as autoridades do setor de energia nunca mais liberaram listagens completas ou outras informações sobre a extensão global dos planos para construção de barragens. Ao invés disso, documentos públicos são limitados a listas curtas de represas para construção ao longo de períodos de tempo limitados, tais como o Plano 2015 e os vários Planos Decenais (Brasil, ELETROBRÁS, 1993, 1998).

O Plano 2010 inclui Kararaô [Belo Monte] para construção até 2000 e Babaquara [Altamira] para construção até 2005 (Brasil, ELETROBRÁS, 1987, p. 153-154). Tal cronograma veloz era, provavelmente, irreal mesmo naquela época, quando autoridades do setor de energia elétrica presumiram um crescimento contínuo da economia brasileira e da habilidade conseqüente para pagar por barragens, um processo de construção essencialmente desimpedido por exigências de licenciamento ambiental,

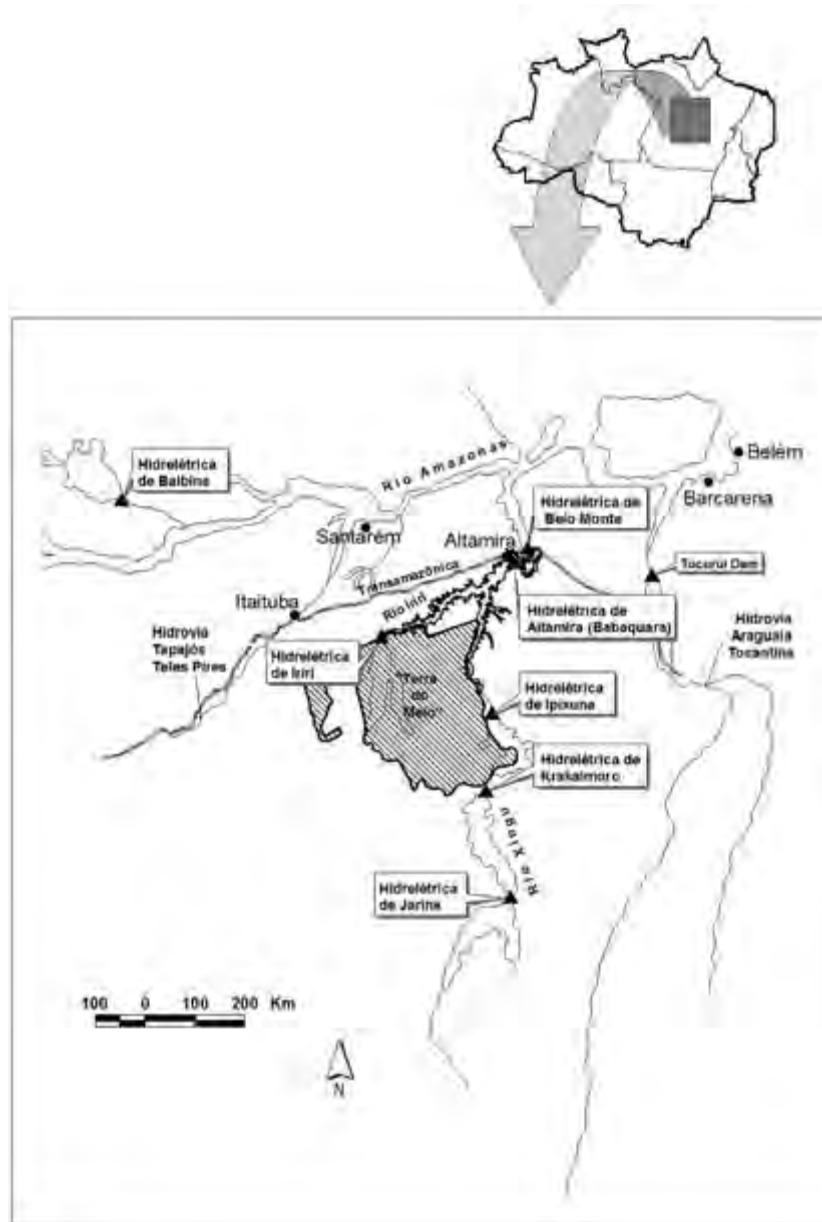


Figura 1. A Hidrelétrica de Belo Monte e os locais mencionados no texto.

e a disponibilidade fácil de empréstimos dos bancos multilaterais de desenvolvimento sem praticamente nenhum questionamento feito sobre assuntos ambientais. A criação do Departamento do Meio Ambiente do Banco Mundial só foi anunciada em março de 1987, e ainda era incipiente em dezembro de 1987 quando o Plano 2010 foi completado. As próprias exigências do governo brasileiro para estudos ambientais, embora criadas em lei em 31 de agosto de 1981 (Lei 6938), apenas tinham entrado em vigor após a regulamentação da lei no dia 23 de janeiro 1986 (CONAMA Resolução 001).

Começando com essa resolução, um Estudo de Impacto Ambiental (EIA), e um documento mais breve para distribuição pública (o Relatório sobre Impacto Ambiental-RIMA), se tornaram obrigatórios para projetos grandes de infra-estrutura, tais como barragens hidrelétricas. O sistema brasileiro de licenciamento ambiental, ainda incipiente, estava sendo testado por tentativas de construir grandes projetos sem nenhum estudo ambiental, inclusive as usinas de ferro-gusa de Carajás e a Ferrovia Norte-Sul, ambos em construção na ocasião sem EIA e RIMA em violação flagrante da lei (Fearnside,

1989a,b). A suposição de muitos era que projetos prioritários, na prática, seriam construídos sem obedecer as exigências ambientais. Embora, até certo ponto, esta situação ainda se aplique hoje (inclusive no caso de Belo Monte), era muito mais evidente durante os primeiros anos de licenciamento ambiental no Brasil.

A história dos estudos ambientais para as represas do Xingu revela muitos problemas que são comuns à avaliação do impacto ambiental e aos procedimentos de licenciamento em toda a Amazônia brasileira. Uma primeira versão dos estudos para Kararaô e Babaquara foi preparada por CNEC (Consórcio Nacional de Engenheiros Consultores), uma firma de consultoria sediada em São Paulo (CNEC, 1980). A coleta de dados sobre muitos dos tópicos específicos foi subcontratada para instituições de pesquisa, inclusive o INPA (Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia). O controle editorial dos relatórios e das suas conclusões permanecia com a empresa de consultoria. Além de preparar os relatórios, o CNEC apresentou o caso de Belo Monte a uma audiência pública em Altamira. A audiência foi realizada no pequeno cinema local, com um número significativo dos assentos ocupados por autoridades locais e pelos seus convidados, com o resultado que muitas das pessoas que questionaram a barragem foram excluídas por falta de espaço. Como é frequente em tais audiências, a efetividade da participação da população local foi impedida por falta de informação sobre os planos para o projeto e por falta de pessoas com os conhecimentos técnicos apropriados (veja Eve *et al.*, 2000; Fearnside & Barbosa, 1996a,b).

Enquanto os estudos ambientais estavam em andamento, o CNEC foi comprado pela Camargo Corrêa S.A., que é a empresa de construção esperada para ganhar subsequentemente os contratos para construir as barragens. Na prática, os diferentes afluentes do rio Amazonas são divididos por esferas de influência entre as empresas de construção específicas (veja Fearnside, 1999; Pinto, 1991). Além disso, o grupo Camargo Corrêa possuiu uma usina de sílica metalúrgica em Breu Branco, Pará, que se beneficia de preços subsidiados da energia de Tucuruí (*Corrente Contínua*, 1989, pág. 11) (também construída por Camargo Corrêa S.A.) e a rede que seria alimentada por energia das barragens do rio Xingu. As várias formas de conflito de interesse não levaram a ELETRONORTE a mudar a empresa de consultoria para os estudos do Xingu (embora a

opinião que isto deveria ter sido feito foi sugerido reservadamente em várias ocasiões).

A região do rio Xingu tem uma diversidade extraordinária de culturas indígenas. Como frequentemente apontado pelo antropólogo Darrell Posey (falecido em 2001), as represas planejadas lá não só ameaçam povos indígenas, ameaçam grupos de quatro troncos linguísticos diferentes. Entre os grupos ameaçados está o Kaiapó (ou “Caiapó”) que tem uma maneira extrovertida e altamente afirmativa de interagir com a sociedade brasileira predominante. Isto dá aos eventos no Xingu uma visibilidade muito maior do que seria o caso se tribos mais submissas estivessem envolvidas. Em fevereiro de 1989, os Kaiapós foram fundamentais na organização do encontro de Altamira para protestar contra as represas planejadas. O clímax do evento foi quando a Tuíra (Tu-Ira), uma mulher Kaiapó, colocou o seu facão contra o rosto do representante da ELETRONORTE, José Antônio Muniz Lopes, para enfatizar a reivindicação do Encontro para que as barragens não fossem construídas. A série de represas afetaria um total calculado em 37 etnias (Pontes Júnior & Beltrão, 2004). A palavra “Xingu” leva uma carga emocional pesada no Brasil, sendo associada com povos indígenas, a sua proteção e as suas lutas.

Duas das represas planejadas inundariam parte do Parque Indígena do Xingu (Figura 2). O Parque foi criado pelos irmãos Villas Bôas para acolher várias tribos cujas populações sobreviventes foram transportadas para lá no final da década de 1950 e no início da década de 1960, para os salvar de um fim violento, já que as suas terras foram tomadas por uma variedade de pretendentes cruéis (Davis, 1977, p. 54-61).

O Encontro de Altamira foi um ponto decisivo na evolução dos planos para as barragens do Xingu. Como forma de concessão aos povos indígenas, a ELETRONORTE mudou o nome da primeira barragem de Kararaô para Belo Monte (“kararaô” é uma palavra Kaiapó com significação religiosa que a tribo não quis que fosse aproveitada pela ELETRONORTE para promover uma represa que estimularia a construção de uma série de reservatórios rio acima no território tribal).

À mesma altura, a ELETRONORTE anunciou que removeria as represas a montante de Belo Monte do Plano 2010 e empreenderia um “levantamento da queda” no rio Xingu. Isto frequentemente tem

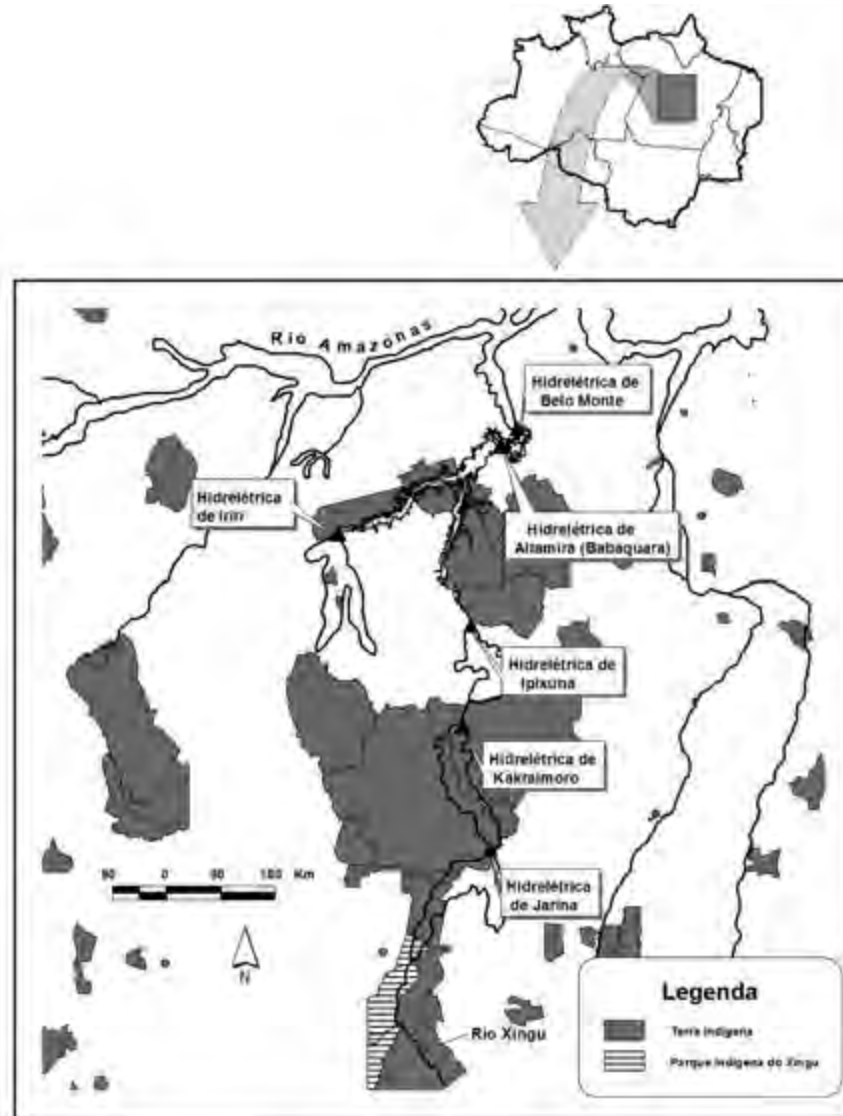


Figura 2. Áreas indígenas afetadas pelas barragens na bacia do rio Xingu.

sido apresentado, insinuando que as represas rio acima, especialmente a maior (Babaquara), não seriam construídas. Até 1995, vários líderes indígenas ainda tiveram esta interpretação errônea das intenções da ELETRONORTE (observação pessoal). No entanto, a ELETRONORTE nunca prometeu deixar de construir estas represas ou represas semelhantes, talvez em locais ligeiramente diferentes e com nomes diferentes. Um “relevatamento da queda” recorre a re-medir a topografia ao longo do rio, possivelmente alterando a localização, altura, e outras características de engenharia de cada barragem, mas de nenhuma maneira implica que não seriam inundadas as mesmas áreas de floresta e de terra indígena.

Segundo o Encontro de Altamira, de 1989, a menção das cinco barragens planejadas rio acima de Belo Monte desapareceu abruptamente do discurso público da ELETRONORTE. Em 1998, Babaquara reapareceria de repente, com um nome novo (a hidrelétrica de Altamira), quando foi listado no plano decenal da ELETROBRÁS para 1999-2008 em uma tabela de barragens importantes para futura construção, indicando que esta obra seria completada em 2013 (Brasil, ELETRONORTE, 1998, pág. 145). Desde então, a hidrelétrica de Altamira, de 6.588 MW, entrou sem alarde nas apresentações oficiais dos planos (por exemplo, Brasil, MME-CCPESE, 2002; Santos, 2004). Estão ausentes de discussão pública as outras quatro barragens: Ipixuna

(1.900 MW), Kakraimoro (1.490 MW), Iriiri (770 MW) e Jarina (620 MW). No entanto, a atividade continuada de engenheiros da ELETRONORTE nos locais em questão é uma indicação de que esta falta de visibilidade não significa que os planos foram abandonados. Ao contrário, indica a sofisticação crescente do setor elétrico em guiar a discussão pública para minimizar o questionamento dos planos. [A alta probabilidade de construir uma ou mais barragens a montante de Belo Monte em nada mudou com o anúncio em 2008 de que teria apenas uma barragem (Belo Monte) no rio Xingu. Veja Capítulo 13.]

Um segundo estudo para Belo Monte foi completado em 2002 numa “versão preliminar” pela Universidade Federal do Pará (UFPA) (Brasil, ELETRONORTE, s/d [2002]). A escolha da UFPA também era altamente controversa, e a seleção foi feita em setembro de 2000 sem licitação. A explicação dada era que a UFPA era extensamente conhecida pela sua excelência técnica. Infelizmente, apesar da reputação acadêmica forte da Universidade como um todo, a organização civil de interesse público (OCIP) associada à Universidade (FADESP: Fundação de Amparo e Desenvolvimento de Pesquisa), criada para obter contratos de consultoria como esse, não desfrutava a mesma reputação (Pinto, 2002a,b). O EIA para Belo Monte, que custou R\$3,8 milhões (aproximadamente US\$2 milhões na época), foi rejeitado pela justiça federal em maio de 2001. Uma limiar de outro tribunal permitiu o estudo continuar, assim completando versões preliminares dos relatórios (Brasil, ELETRONORTE, s/d[2002]), antes da liminar ser derrubada em 2002.

Quando a FADESP foi escolhida para fazer os estudos ambientais, este grupo tinha produzido um EIA/RIMA para a hidrovía Tocantins/Araguaia que havia sido rejeitado pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) como deficiente (Carvalho, 1999), e a construção da hidrovía estava sob embargo judicial por causa de “fraude” no estudo (Switkes, 2002). A “fraude” se refere à seção do relatório sobre os impactos prováveis da hidrovía nos povos indígenas que habitam a ilha do Bananal: a conclusão de que os impactos seriam severos tinha sido retirada do relatório a pedido dos proponentes do projeto, o que levou os antropólogos que tinham redigido a seção iniciar uma ação para ter o texto restabelecido. Falhas múltiplas no estudo de impacto ambiental (FADESP, 1996) levaram a uma ordem judicial em junho de 1997 suspendendo as obras nessa hidrovía (Switkes, 1999).

FADESP também tinha produzido um EIA/RIMA para a hidrovía Tapajós-Teles, onde a passagem da obra por uma reserva indígena é uma das principais preocupações, mas o relatório foi rejeitado por “completa inconsistência” (Pinto, 2001). Nada disto presagia bem os estudos ambientais da FADESP para Belo Monte, onde assuntos indígenas é uma parte fundamental das controvérsias que cercam a obra.

O processo de EIA/RIMA para represas hidrelétricas sofreu um retrocesso em 2001, quando as regiões não-amazônicas do País foram sujeitas a racionamento de eletricidade e a blecautes repetidos (o “Apagão”) devido à falta de água nos reservatórios na região Central-Sul (Fearnside, 2004). O “Apagão” também ocorreu devido a uma série de decisões erradas no planejamento e administração de eletricidade (Rosa, 2003). O Brasil tem um uso altamente ineficiente de energia (veja por exemplo, Goldemberg *et al.*, 1985) e há muitas oportunidades ainda não aproveitadas para provisão de energia de baixo impacto (Bermann, 2002; Ortiz, 2002). Em 18 de maio de 2001 o presidente Fernando Henrique Cardoso emitiu uma medida provisória que estabeleceu um tempo máximo de seis meses para conceder aprovação ambiental para projetos de energia (*Gazeta Mercantil*, 2001). Belo Monte era o objetivo mais proeminente desta medida, que fez uso máximo da reação pública ao racionamento nos principais centros populacionais, tais como São Paulo e Rio de Janeiro. Porém, os estudos ambientais não puderam ser completados no prazo impossível de seis meses, e até lá a crise tinha sido aliviada com a chegada da estação chuvosa para reencher os reservatórios hidrelétricos na região Centro-Sul. A medida provisória expirou desde então sem ter sucesso em forçar uma aprovação abreviada de Belo Monte. Pressões para uma aprovação veloz continuaram desde 2003 sob a administração presidencial de Luis Inácio Lula da Silva: em março de 2004 o Presidente Lula chamou os seus ministros para exigir que eles achassem modos para contornar impedimentos ambientais e outros para concluir projetos de infraestrutura protelados ao longo do País, incluindo 18 barragens hidrelétricas (*Amazonas em Tempo*, 2004).

Em 13 de julho de 2005 o Congresso Nacional aprovou em tempo recorde a construção de Belo Monte mesmo sem um EIA/RIMA aprovado, e logo em seguida várias ONGs entraram com uma representação na Procuradoria Geral da República contestando a decisão, e a Procuradoria da República no Estado do Pará pediu uma Ação Direta de Inconstitucionalidade contra o Decreto Legislativo (no. 788), feito sem consulta às populações afetadas, entre outras falhas.

O estado do EIA/RIMA para Belo Monte se tornou altamente ambíguo. Em outubro de 2003, a Ministra do Meio Ambiente, Marina Silva, afirmou que a Ministra de Energia (Dilma Rousseff) tinha concordado que o estudo inteiro seria refeito “a partir do zero” (*O Globo*, 2003). Porém, em setembro de 2004, Walter Fernandes Santos, da ELETRONORTE, declarou que apenas detalhes burocráticos secundários estavam faltando resolução, sendo uma questão de “encaminhamento” do processo pelo procedimento de licenciamento, e que a aprovação final era iminente (Santos, 2004).

O contexto social da terra que seria inundada pelas represas do rio Xingu está mudando rapidamente. Além das áreas indígenas, a área hoje se tornou uma fronteira de “faroeste” que é notável pela sua falta de lei, mesmo nos padrões amazônicos. A área hoje conhecida como a “Terra do Meio”, situada entre os rios Xingu e Iriri, é cenário de grilagem (fraude de terra) e conflitos violentos sobre reivindicações rivais (tais como o massacre de outubro de 2003, dentro (ou muito perto) da área que seria inundada pela represa de Ipixuna). A área é notória por atividades ilegais como tráfico de drogas, lavagem de dinheiro e trabalho escravo (veja Greenpeace, 2003; Pontes Júnior *et al.*, 2004).

Um fato marcante foi o assassinato, em 25 de agosto de 2001, de Ademir Alfeu Federicci, conhecido como “Dema”, um líder de resistência contra os planos de construção das barragens. Dema encabeçava o Movimento pelo Desenvolvimento da Transamazônica e do Xingu (MPDXTX). Ele é considerado na área como um mártir que foi morto por causa das suas críticas francas às represas (ISA, 2001). No entanto, como é frequente em assassinatos levados a cabo por pistoleiros contratados, evidências suficientes não podiam ser juntadas para trazer o caso ao julgamento.

OS PLANOS EM EVOLUÇÃO PARA BELO MONTE

Foram feitas mudanças importantes na configuração da hidrelétrica de Belo Monte entre o primeiro plano (1989) e o segundo (2002). O reservatório foi reduzido de 1.225 para 440 km² [Obs.: O EIA de 2009 aumentou a área estimada para 516 km², com o reservatório no mesmo nível, o que indica que a estimativa do EIA de 2002 estava errada. Veja Capítulo 13.], colocou o reservatório principal

(o “Reservatório da Calha”) a montante da confluência do rio Bacajá. A consequência principal disto era evitar a inundação de parte da Área Indígena Bacajá, que, de acordo com o Artigo 231, Parágrafo 3 da constituição brasileira de 1988, significaria que o projeto requereria uma votação no Congresso Nacional. Uma votação no Congresso implicaria em uma demora significativa e, provavelmente que a discussão pública dos impactos da Represa e as suas implicações necessariamente se tornaria muito mais ampla, não necessariamente com um resultado favorável para o desenvolvimento hidrelétrico do Xingu.

A demora na construção de Belo Monte e a revisão dos planos tinham o efeito benéfico de melhorar as vantagens técnicas da represa substancialmente. Em lugar de uma configuração tradicional com a usina de força localizada ao pé da barragem, como no plano de 1989 para Kararaô [Belo Monte], o plano de 2002 para Belo Monte tiraria proveito do local, sem igual, para desviar lateralmente a água por uma série de canais e leitos de igarapés inundados (o “Reservatório dos Canais”) para a usina de força principal a uma elevação mais baixa, a jusante da grande volta do rio Xingu, beneficiando da queda em elevação à grande volta, assim requerendo a construção de uma barragem menor (o Sítio Pimentel). Além disso, a demora permitiu a descoberta de erros técnicos importantes na cartografia topográfica da área que aumentaram consideravelmente as estimativas da quantidade (e custo) da escavação necessária para o canal de adução e para os vários canais de transposição dentro do Reservatório dos Canais. As estimativas da quantidade de escavação que estaria em pedra sólida também aumentaram (Brasil, ELETRONORTE, 2002, Tomo I, pág. 8-22).

Uma revisão adicional se sucedeu visando prover justificativa para derrubar o embargo judicial que impedia a ELETRONORTE de proceder com a barragem. O plano alternativo reduziria a capacidade instalada, pelo menos em uma fase inicial. Configurações estão sendo consideradas com 5.500, 5.900 e 7.500 MW (Pinto, 2003). Deveria se lembrar que uma evolução contínua dos planos representa uma tática comum em projetos de desenvolvimento amazônico, assim permitindo que os proponentes possam responder a qualquer crítica que seja levantada, dizendo que os críticos estão desinformados sobre os planos atuais. No entanto, os projetos costumam avançar para produzir essencialmente os mesmos impactos como os que foram desde o princípio questionados. Quase nenhuma informação foi liberada sobre a “terceira versão” de Belo Monte. [Obs.: O plano depois

voltou para ter a casa de força principal com 11.000 MW, e a casa de força suplementar aumentou de 181 para 233 MW, no EIA de 2009. Veja Capítulo 13.]

BELO MONTE E OS IMPACTOS DAS REPRESAS RIO ACIMA

“Barrageiros”, ou construtores de barragens, representam uma classe a parte na sociedade brasileira (veja Fearnside, 1989, 1990). A barragem de Belo Monte tem um lugar especial na cultura dos barrageiros. Um dos engenheiros envolvidos no planejamento da barragem explicou a natureza especial da obra assim: “Deus só faz um lugar como Belo Monte de vez em quando. Este lugar foi feito para uma barragem”. Com 87,5 m de queda e uma vazão média de 7.851 m³/segundo (média no período de 1931 a 2000), outro local como Belo Monte é difícil de se encontrar. Apesar da variação sazonal alta no fluxo d’água, que diminui o potencial de energia que o local (por si só) pode oferecer, a questão principal levantada pela hidrelétrica de Belo Monte é mais profunda que os impactos diretos no local do reservatório: é o sistema pelo qual as decisões sobre construção de barragens acontecem. Em um Brasil ideal, Belo Monte poderia produzir, pelo menos em grande parte, os benefícios que seus promotores retratam. Mas no Brasil real de hoje, em lugar disso, a obra levaria a impactos sociais e ambientais desastrosos em troca do pouco benefício para a população brasileira. A existência de Belo Monte forneceria a justificativa técnica para a construção de represas rio acima que inundariam vastas áreas de terra indígena, praticamente todas sob floresta tropical. Inundação anual de uma área de deplecionamento de 3.580 km² a Babaquara proveria uma fonte de carbono permanente para uma emissão significativa de metano, um gás poderoso de efeito estufa (Fearnside, 2009; veja Fearnside, 2002). Os benefícios sociais obtidos em troca destes impactos são muito menos que as declarações oficiais insinuam porque muito da energia seria usada para subsidiar os lucros de companhias multinacionais de alumínio que empregam uma mão-de-obra minúscula no Brasil. Por exemplo, a usina de Albrás, em Barcarena, Pará empregava em 1989 apenas 1.200 pessoas, mas usava mais eletricidade do que a cidade de Belém com uma população de 1,2 milhões (Fearnside, 1999; também veja: Brasil, ELETRONORTE, 1987a, pág. Amazonas-32 & Pará-12). O setor de alumínio no Brasil emprega apenas 2,7 pessoas por GWh de eletricidade consumida, triste recorde apenas superado pelas usinas de ferro-liga (1,1 empregos/GWh), que também consomem

quantidades grandes de energia para um produto de exportação (Bermann & Martins, 2000, pág. 90).

A hidrelétrica de Belo Monte propriamente dita é apenas a “ponta do iceberg” do impacto do projeto. O impacto principal vem da cadeia de represas rio acima, presumindo que o embalo político iniciado pela Belo Monte aniquilaria o sistema de licenciamento ambiental, ainda frágil, do Brasil. Este é o quadro provável da situação para a maioria dos observadores não ligados à indústria hidrelétrica. Das represas rio acima, o reservatório de Babaquara, com duas vezes a área inundada da barragem de Balbina, seria o primeiro a ser criado. Autoridades do setor elétrico se esforçam para separar o projeto Belo Monte propriamente dito do seu impacto principal, que é o de incentivar as megabarragens planejadas a montante.

Embora estudos iniciais, completados em 1989, tenham analisado o projeto para Belo Monte com inclusão dos benefícios da regularização da vazão por represas rio acima, a dificuldade em obter uma aprovação rápida logo ficou patente às autoridades do setor elétrico. Um estudo novo foi elaborado, então, para Belo Monte sem a presunção da regularização da vazão por represas a montante. O estudo revisado afirmou:

O estudo energético em questão considera apenas a existência do Complexo Hidrelétrico Belo Monte no rio Xingu, o que acarreta que o mesmo não aufera qualquer benefício de regularização a montante. Embora os estudos de inventário hidrelétrico do rio Xingu realizados no final da década de 70 tivessem identificado 5 aproveitamentos hidrelétricos a montante de Belo Monte, optou-se por não considerá-los nas avaliações aqui desenvolvidas, em virtude da necessidade de reavaliação deste inventário sob uma nova ótica econômica e sócio-ambiental. Frisa-se, porém, que a implantação de qualquer empreendimento hidrelétrico com reservatório de regularização a montante de Belo Monte aumentará o conteúdo energético dessa usina.

(Brasil, ELETRONORTE. s/d [C. 2002]a, p. 6-82).

Em outras palavras, embora uma decisão política tenha sido tomada para restringir a análise oficial somente à Belo Monte como uma conveniência necessária para obter a aprovação do projeto, as vantagens técnicas de construir também as represas rio acima (especialmente Babaquara) permanecem as mesmas. Na realidade, nem a ELETRONORTE

nem qualquer outra autoridade governamental prometeram deixar de construir essas barragens, mas apenas adiar uma decisão sobre elas. Este é o ponto crucial do problema.

Todo mundo já ouviu o provérbio do “camelo-na-barraca”: um beduíno acampado no deserto pode ser tentado a deixar o seu camelo pôr a cabeça dentro da barraca, à noite, para se proteger de uma tempestade de areia. Mas ao acordar na manhã seguinte, com certeza o homem encontrará o camelo de corpo inteiro dentro da barraca. Esta é exatamente a situação com Belo Monte: uma vez que a Belo Monte comece, nós, provavelmente, vamos acordar e encontrar Babaquara já instalada.

O cenário do “camelo-na-barraca” já aconteceu com projetos da ELETRONORTE em pelo menos duas ocasiões paralelas. A primeira ocorreu durante o enchimento do reservatório de Balbina. Em setembro de 1987, menos de um mês antes do começo do enchimento do reservatório, a ELETRONORTE emitiu um “esclarecimento público” declarando que o reservatório seria enchido somente até a cota de 46 m sobre o nível médio do mar (abaixo do nível originalmente planejado de 50 m). Uma série de estudos ambientais seria realizada durante vários anos para monitorar a qualidade da água antes de tomar uma decisão separada sobre o enchimento do reservatório até a cota de 50 m (Brasil, ELETRONORTE, 1987b). Porém, quando o nível d’água alcançou a cota de 46 m, o processo de enchimento não parou durante um único segundo para os estudos ambientais planejados, e o enchimento continuou sem interrupção até a cota de 50 m e até mesmo além deste nível (veja Fearnside, 1989, 1990). Na realidade, o plano em vigor durante todo o processo de encher a represa indicava enchimento direto até o nível de 50 m (Brasil, ELETRONORTE, 1987c). Hoje a represa é operada, sem nenhuma justificativa, com um nível máximo operacional de 51 m.

O segundo exemplo é a expansão em 4.000 MW da capacidade instalada em Tucuruí (*i.e.*, Tucuruí-II). Um estudo de impacto ambiental estava sendo elaborado para o projeto de Tucuruí-II, já que a lei exigia um EIA para qualquer hidrelétrica com 10 MW ou mais de capacidade instalada [Obs. Mais tarde este limite foi aumentado de 10 para 30 MW, permitindo grande proliferação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) sem EIA-RIMA.]. Porém, o EIA foi truncado quando a ELETRONORTE começou a construir o projeto sem um estudo

ambiental em 1998 (veja Fearnside, 2001). O raciocínio era que a obra não teria nenhum impacto ambiental porque o nível máximo operacional normal da água no reservatório permaneceria inalterado em 72 m sobre o nível médio do mar (Indriunas, 1998). No entanto, enquanto a construção estava em andamento, a decisão foi mudada discretamente para elevar o nível d’água até 74 m, como era o plano original. A represa está sendo operada neste nível desde 2002, também sem justificativa.

Essa estratégia também é visível no próprio caso de Belo Monte. O estudo de viabilidade admite que

“...os serviços de infra-estrutura (acessos, canteiros, sistema de transmissão, vila residencial, alojamentos) terão início tão logo a sua licença de instalação seja aprovada, o que deve ocorrer separadamente da aprovação da licença para as obras civis principais, no decorrer do denominado ano ‘zero’ de obra.” (Brasil, ELETRONORTE, 2002, Tomo II, p. 8-155).

Isto significa que o estudo ambiental e o processo de licenciamento para a barragem de Belo Monte eram vistos como uma mera formalidade burocrática para legalizar uma decisão que já foi tomada. Se o licenciamento ambiental fosse visto como uma contribuição essencial à própria decisão sobre se o projeto deveria ou não ir adiante, então não haveria razão para começar o trabalho de infra-estrutura complementar enquanto o projeto principal (a barragem) continua sob consideração.

Estes exemplos são indicações pouco favoráveis para o futuro do Xingu. Eles sugerem que, embora as autoridades possam dizer agora o que bem quiserem sobre planos para Belo Monte operar com uma única barragem, quando, no decorrer do tempo, chegar a hora para começar o trabalho na segunda barragem (Babaquara), é provável que a obra vá adiante de qualquer maneira. Isto significa que os impactos de represas a montante devem ser considerados, e, se estes impactos forem julgados inaceitáveis, então qualquer decisão para construir Belo Monte deveria ter sido acompanhada de um mecanismo confiável para garantir que as barragens rio acima não serão construídas.

Se a Belo Monte é realmente economicamente viável sem Babaquara, como afirma a ELETRONORTE, isto não diminuiria o perigo da história se desdobrar para produzir os desastres ambientais e sociais implícitos no esquema de Babaquara. Isto porque, depois da conclusão de Belo Monte, o processo de tomada de decisão

sobre a construção de Babaquara seria dominado por argumentos de que a Babaquara seria altamente lucrativa como meio de aumentar o potencial elétrico de Belo Monte.

Porém, a Belo Monte poderia conduzir a um resultado diferente. Antes de se decidir sobre a construção de Belo Monte, o sistema de tomada de decisão sobre barragens hidrelétricas deveria ter sido mudado radicalmente. Devem ser enfrentadas as perguntas básicas sobre o que é feito com a energia, assim como também a questão de quanta energia realmente é necessária. O governo brasileiro deveria deixar de encorajar a expansão de indústrias intensivas de energia. Além disso, estas indústrias, especialmente a de alumínio, deveriam ser fortemente penalizadas, cobrando-as pelo dano ambiental que o uso intensivo de energia implica. Ademais, o governo brasileiro precisa desenvolver uma base institucional confiável, por meio da qual um compromisso possa ser feito para não se construir nenhuma das barragens planejadas a montante de Belo Monte. Devido à série de precedentes na história recente de construção de barragens no Brasil, onde o resultado oposto aconteceu, uma estrutura institucional requeria alguns testes reais antes de ganhar credibilidade adequada para controlar um caso como Belo Monte, onde as tentações para voltar atrás em qualquer promessa desse tipo são extraordinariamente poderosas. Esperar a evolução das instituições ambientais para poder lidar com a Belo Monte não implicava a perda do seu potencial futuro: se nenhuma barragem fosse construída no local de Belo Monte nos próximos anos, a opção de se construir uma barragem lá ainda permaneceria aberta.

Também são necessárias mudanças para conter o papel das empresas de construção em influenciar as prioridades de desenvolvimento no favorecimento de grandes obras de infraestrutura. A grande atratividade que a Belo Monte tem para a comunidade de barrageiros, poderia servir, potencialmente, como um bom motivo para induzir todas estas reformulações. Porém, os perigos são múltiplos, e o risco de construir Babaquara para como uma espada pendurada em cima de todas as discussões de Belo Monte.

POLÍTICA DE ENERGIA

O debate sobre fornecimento de energia e substituição de combustível fóssil precisa ir além de cálculos simples de combustível consumido por kWh

gerado. No caso de grandes represas amazônicas, não é necessariamente verdade que, ao deixar de construir uma barragem, uma quantidade equivalente de combustível fóssil seria queimada no seu lugar. Isto porque pouco da energia gerada é usada para propósitos essenciais que seriam de difícil redução, tais como no consumo residencial e indústrias que atendem o mercado doméstico. Ao invés disso, uma porcentagem significativa e crescente da energia da rede nacional brasileira é destinada para indústrias eletro-intensivas, tais como as que fabricam o alumínio. O Brasil exporta grandes quantidades de alumínio barato, e altamente subsidiado (especialmente para o Japão).

O alumínio que o Brasil exporta é beneficiado usando eletricidade de hidrelétricas que são construídas com o dinheiro dos contribuintes e dos consumidores residenciais brasileiros. Se menos hidrelétricas fossem construídas, o resultado provável seria diminuir o subsídio financeiro e ambiental dado ao Mundo como um todo, em lugar de continuar suprindo energia a uma indústria de exportação de alumínio com base no aumento de geração de energia a partir de combustíveis fósseis. Companhias de alumínio que atendem o mercado internacional (distinto do consumo doméstico brasileiro) teriam que se deslocar para outro país ou, no final das contas, teriam que produzir menos alumínio e explorar outros materiais de menor impacto. O preço do alumínio subiria para refletir o verdadeiro custo ambiental desta indústria muito esbanjadora, e o consumo global diminuiria a um nível mais baixo. Acrescentar mais uma usina hidrelétrica à rede nacional apenas posterga ligeiramente o dia quando o Brasil e o Mundo enfrentarão esta transformação fundamental. Um dia a contabilidade destes custos ambientais será feita e considerada antes de tomar decisões, tais como transações para ampliar as indústrias eletro-intensivas no Brasil. A onda em transações industriais com a China, após uma visita presidencial àquele país em 2004, fornece um exemplo altamente pertinente. Essas incluem a usina de capital chinês e brasileiro para produzir alumina em Barcarena, Pará, a maior do mundo a partir da sua instalação em 2005 (Pinto, 2004). Quando são feitos acordos que demandam grandes quantidades adicionais de eletricidade, então os estudos de impacto ambiental e o processo de licenciamento para as várias barragens planejadas tendem a se tornar meros enfeites decorativos para uma série de obras predeterminadas.

CONCLUSÕES

Os planos para construção de barragens na Amazônia implica em impactos ambientais e sociais significativos, e coloca um desafio ao sistema de licenciamento ambiental do País.

A proposta hidrelétrica de Belo Monte é particularmente controversa porque cinco represas planejadas teriam impactos especialmente sérios rio acima de Belo Monte, inclusive a barragem de Altamira/Babaquara, de 6.140 km², cujos impactos incluem a inundação de terra indígena, destruição de floresta tropical e emissão de gases de efeito estufa. A existência de Belo Monte aumentaria grandemente a atratividade financeira das represas a montante.

Os casos de Belo Monte e das outras barragens do rio Xingu ilustram a necessidade absoluta de se considerar as interligações entre projetos diferentes de infraestrutura e incluir estas considerações como uma condição prévia para construir ou autorizar quaisquer dos projetos. Adiar a análise dos projetos mais controversos não é uma solução.

Uma estrutura institucional precisa ser criada por meio do qual podem ser feitos compromissos para não construir projetos de infraestrutura específicos que são identificados como danosos, um critério que provavelmente incluiria a hidrelétrica de Altamira/Babaquara e as outras represas planejadas a montante de Belo Monte na bacia do rio Xingu.

O alto custo ambiental e social de barragens hidrelétricas indica a necessidade do País reavaliar a sua alocação de eletricidade a indústrias de exportação eletro-intensivas, tais como o beneficiamento de alumínio.

AGRADECIMENTOS

O Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq AI 470765/01-1) e o Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA PPI 1-3620) contribuíram com apoio financeiro. Agradeço a Neusa Hamada, Reinaldo Barbosa, Paulo Maurício L.A. Graça, Glenn Switkes e ao seu sogro pelos comentários. Este trabalho é traduzido de Fearnside (2006); a maior parte faz parte de uma discussão mais ampla sobre as barragens no rio Xingu (Fearnside, 2005).

LITERATURA CITADA

- Amazonas em Tempo* [Manaus]. (2004). Lula quer a retomada de obras paralisadas. 21 de março de 2004. p. A-7.
- Bermann, C., & Martins, O. S. (2000). *Sustentabilidade energética no Brasil: Limites e Possibilidades para uma Estratégia Energética Sustentável e Democrática*. Rio de Janeiro, RJ: Projeto Brasil Sustentável e Democrático, Federação dos Órgãos para Assistência Social e Educacional (FASE), 151 p. (Série Cadernos Temáticos No. 1).
- Bermann, C. (2002). O Brasil não precisa de Belo Monte. São Paulo, SP: Amigos da Terra-Amazônia Brasileira, 4 p. (http://www.amazonia.org.br/opinio/artigo_detail.cfm?id=14820).
- Brasil, ELETROBRÁS. (1987). *Plano 2010: Relatório Geral, Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010 (Dezembro de 1987)*. Rio de Janeiro, RJ: Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS), 269 p.
- Brasil, ELETROBRÁS. (1993). *Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015: Plano 2015*. Rio de Janeiro, RJ: Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS). (http://www.eletronorte.gov.br/mostra_arquivo.asp?id=http://www.eletronorte.gov.br/downloads/EM_Biblioteca/volume1.pdf&xtipo=biblioteca_publicacoes)
- Brasil, ELETROBRÁS. (1998). *Plano Decenal 1999-2008*. Rio de Janeiro, RJ: Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS).
- Brasil, ELETRONORTE. (1987a). *Contribuição da ELETRONORTE para Atendimento das Necessidades Futuras de Energia Elétrica da Amazônia*. Brasília, DF: Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE). Paginação irregular.
- Brasil, ELETRONORTE. (1987b). Esclarecimento Público: Usina Hidrelétrica Balbina. Módulo 1, Setembro 1987. Brasília, DF: Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE), 4 p.
- Brasil, ELETRONORTE. (1987c). *UHE Balbina: Enchimento do Reservatório, Considerações Gerais*. BAL-39-2735-RE. Brasília, DF: Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE), 12 p + anexos.
- Brasil, ELETRONORTE. (2002). *Complexo Hidrelétrico Belo Monte: Estudos de Viabilidade, Relatório Final*. Brasília, DF: Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE), 8 vols.
- Brasil, ELETRONORTE. (s/d [2002]). *Complexo Hidrelétrico Belo Monte: Estudo de Impacto Ambiental- E I A. Versão preliminar*. Brasília, DF: Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE), 6 vols.
- Brasil, MME-CCPESE. (2002). *Plano Decenal de Expansão 2003-2012: Sumário Executivo*. Brasília, DF, Brasil: Ministério das Minas e Energia, Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricas (MME-CCPESE), 75 p.
- Carvalho, R. (1999). A Amazônia rumo ao "ciclo da soja." *Amazônia Papers* No. 2, São Paulo, SP: Programa Amazônia, Amigos da Terra, 8 p. (disponível de: <http://www.amazonia.org.br>).

- Chernela, J. M. (1988). Potential impacts of the proposed Altamira-Xingu Hydroelectric Complex in Brazil. *Latin American Studies Association Forum* 129(2): 1: 3-6.
- CIMI, CEDI, IBASE & GhK. (1986). Brasil: Áreas Indígenas e Grandes Projetos. Brasília, DF, Brazil: Comissão Indigenista Missionária (CIMI), Centro Ecumênico de documentação e Informação (CEDI), Instituto Brasileiro de Análise Social e Econômica (IBASE), Gesamthochschule Kassel (GhK), Escala de mapa 1: 5.000.000.
- Corrente Contínua*. (1989). "Tarifas compõem receita da Eletronorte" *Corrente Contínua* [ELETRONORTE, Brasília] 12(140): 10-11.
- CNEC. (1980). *Estudo de Inventário Hidrelétrico da Bacia Hidrográfica do Rio Xingu*. São Paulo, Brazil: Ministério das Minas e Energia, ELETRONORTE, Consórcio de Engenheiros Consultores (CNEC).
- Davis, S. H. (1977). *Victims of the Miracle: Development and the Indians of Brazil*. Cambridge, Reino Unido: Cambridge University Press, 205 p.
- Eve, E., Arguelles, F. A., & Fearnside, P. M. (2000). How well does Brazil's environmental law work in practice? Environmental impact assessment and the case of the Itapiranga private sustainable logging plan. *Environmental Management* 26(3): 251-267.
- FADESP. (1996). *Relatório de Estudos de Impacto Ambiental - EIA, referente ao projeto de implantação da Hidrovia dos rios Tocantins, Araguaia e Mortes*. Belém, Pará: Fundação de Amparo e Desenvolvimento da Pesquisa (FADESP), Universidade Federal do Pará (UFPA), 7 vols.
- Fearnside, P. M. (1989a). The charcoal of Carajás: Pig-iron smelting threatens the forests of Brazil's Eastern Amazon Region. *Ambio* 18(2): 141-143.
- Fearnside, P. M. (1989b). A prescription for slowing deforestation in Amazonia. *Environment* 31(4): 16-20, 39-40.
- Fearnside, P. M. (1989c). Brazil's Balbina Dam: Environment versus the legacy of the pharaohs in Amazonia. *Environmental Management* 13(4): 401-423.
- Fearnside, P. M. (1995). Hydroelectric dams in the Brazilian Amazon as sources of 'greenhouse' gases. *Environmental Conservation* 22(1): 7-19.
- Fearnside, P. M. (1999). Social impacts of Brazil's Tucuruí Dam. *Environmental Management* 24(4), 485-495.
- Fearnside, P. M. (2001). Environmental impacts of Brazil's Tucuruí Dam: Unlearned lessons for hydroelectric development in Amazonia. *Environmental Management* 27(3): 377-396.
- Fearnside, P. M. (2002). Greenhouse gas emissions from a hydroelectric reservoir (Brazil's Tucuruí Dam) and the energy policy implications. *Water, Air and Soil Pollution* 133(1-4): 69-96.
- Fearnside, P. M. (2004). A água de São Paulo e a floresta amazônica. *Ciência Hoje* 34(203): 63-65.
- Fearnside, P. M. (2005). Hidrelétricas Planejadas no Rio Xingu como Fontes de Gases do Efeito Estufa: Belo Monte (Kararaô) e Altamira (Babaquara). pp. 204-241 In: Sevá Filho, A. O. (ed.) *Tenotã-mô: Alertas sobre as conseqüências dos projetos hidrelétricos no rio Xingu, Pará, Brasil*, International Rivers Network, São Paulo, Brasil. 344 pp.
- Fearnside, P. M. (2006). Dams in the Amazon: Belo Monte and Brazil's Hydroelectric Development of the Xingu River Basin. *Environmental Management* 38(1): 16-27.
- Fearnside, P. M. 2009. Belo Monte (Kararaô) e Altamira (Babaquara): As Hidrelétricas planejadas no rio Xingu como fontes de gases do efeito estufa. *Novos Cadernos NAEA* 12: 5-56..
- Fearnside, P. M., & Barbosa, R. I. (1996a). Political benefits as barriers to assessment of environmental costs in Brazil's Amazonian development planning: The example of the Jatapu Dam in Roraima. *Environmental Management* 20(5): 615-630.
- Fearnside, P. M., & Barbosa, R. I. (1996b). The Cotingo Dam as a test of Brazil's system for evaluating proposed developments in Amazonia. *Environmental Management* 20(5): 631-648.
- Fisher, W. H. (1994). Megadevelopment, environmentalism, and resistance: The institutional context of Kayapó indigenous politics in Central Brazil. *Human Organization* 53(3): 220-232
- Gazeta Mercantil* [Brasília]. (2001). "Energia: MP fixa prazos para licenças ambientais." 15 de maio de 2001. (<http://www.gazetamercantil.com.br>).
- Gitlitz, J. (1993). *The relationship between primary aluminum production and the damming of world rivers*. IRN Working Paper 2, Berkeley, California, E.U.A.: International Rivers Network (IRN), 151 p.
- O Globo* [Rio de Janeiro]. (2003). "Estudos para construção da UHE Belo Monte serão refeitos". 21 de outubro de 2003, O País, p. 11.
- Goldemberg, J., Johansson, T. B., Reddy, A. K. N., & Williams, R. H. (1985). Basic needs and much more with one kilowatt per capita. *Ambio* 14(4-5): 190-200.
- Goodland, R. Juras, A., & Pachauri, R. (1993). Can hydro-reservoirs in tropical moist forest be made environmentally acceptable? *Environmental Conservation* 20(2), 122-130.
- Greenpeace. (2003). *Pará Estado de Conflito: Uma Investigação sobre Grileiros, Madeiros e Fronteiras Sem Lei no Estado do Pará*. Manaus, AM: Greenpeace, 59 p. http://www.greenpeace.org.br/amazonia/pdf/para_estadodeconflito.pdf
- Indriunas, L. (1998). "FHC inaugura obras em viagem ao Pará." *Folha de São Paulo*. 14 de julho de 1998, p. 1-17.
- ISA. (2001). Entidades promovem ato de repúdio contra o assassinato de Dema. Instituto Socioambiental (ISA), São Paulo, Brazil. 30 de agosto de 2001 (Available from: <http://www.amazonia.org.br/noticias/noticia.cfm?id=4709>).
- Ortiz, L. S. (ed.) (2002). *Fontes Alternativas de Energia e Eficiência Energética: Opção para uma Política Energética Sustentável no Brasil*. Campo Grande, MS: Coalizão Rios Vivos & Fundação Heinrich Böll. 207 p.

- Pinto, L. F. (1991). *Amazônia: A Fronteira do Caos*. Belém, Pará: Editora Falangola, 159 p.
- Pinto, L. F. (1998). *Amazônia: O Século Perdido (A Batalha do Alumínio e Outras Derrotas da Globalização)*. Belém, Pará: Edição Jornal Pessoal, 160 p.
- Pinto, L. F. (2001). "Xingu: capítulo 2. Eletronorte é derrotada pela segunda vez em suas intenções de construir uma hidrelétrica no rio Xingu." *O Estado de São Paulo*. 26 de dezembro de 2001. (http://www.amazonia.org.br/opiniao/artigo_detail.cfm?id=14940).
- Pinto, L. F. (2002a). *Hidrelétricas na Amazônia: Predestinação, Fatalidade ou Engodo?*, Belém, Pará: Edição Jornal Pessoal. 124 p.
- Pinto, L. F. (2002b). "A derrota de Belo Monte." *O Estado de São Paulo*. 12 de novembro de 2002. (<http://www.amazonia.org.br/arquivos/57331.pdf>).
- Pinto, L. F. (2003). "Corrigida, começa a terceira versão da usina de Belo Monte." *Jornal Pessoal* [Belém] 28 de novembro de 2003. (http://www.amazonia.org.br/opiniao/artigo_detail.cfm?id=90328).
- Pinto, L. F. (2004). "CVRD: agora também na Amazônia ocidental." *Jornal Pessoal* [Belém] 15 de novembro de 2004, p. 3.
- Pontes Júnior, F., & Beltrão, J. F. (2004). *Xingu, Barragens e Nações Indígenas*. Belém, Pará: Núcleo de Altos Estudos Amazônicos (NAEA), Universidade Federal do Pará, 28 p.
- Pontes Júnior, F., Castro, E., Araújo, R., & Menezes, M. A. (2004). *Terra do Meio: Poder, Violência e Desenvolvimento*. Belém, Pará, Brazil: Museu Paraense Emílio Goeldi (MPEG), 35 p. (*MPEG Idéas e Debates* No. 7).
- Rosa, L. P. (2003). *O Apagão: Por que veio? Como sair dele?* Rio de Janeiro, RJ: Editora Revan, 128 p.
- Santos, L. A. O., & L. M. M. de Andrade (eds.) (1990). *Hydroelectric Dams on Brazil's Xingu River and Indigenous Peoples*. Cultural Survival Report 30. Cambridge, Massachusetts, E.U.A.: Cultural Survival, 192 p.
- Santos, W. F. (2004). Os empreendimentos hidrelétricos na Amazônia. II Feira Internacional da Amazônia, II Jornada de Seminários Internacionais sobre Desenvolvimento Amazônico, Manaus, AM. 17 de setembro de 2004.
- Sevá, O. (1990). Works on the great bend of the Xingu - A historic trauma? In: L. A. O. Santos & L. M. M. de Andrade (eds.) *Hydroelectric Dams on Brazil's Xingu River and Indigenous Peoples*. (p. 19-41) Cultural Survival Report 30. Cambridge, Massachusetts, E.U.A.: Cultural Survival, 192 p.
- Sevá, O. (ed.) (2005). *Tenotã-mô: Alertas sobre as Conseqüências dos Projetos Hidrelétricos no Rio Xingu, Pará, Brasil*. International Rivers Network, São Paulo, Brasil. 344 p.
- Switkes, G. (1999). Gouging out the heart of a river: Channelization project would destroy Brazilian rivers for cheap soybeans. *World Rivers Review* 14(3): 6-7.
- Switkes, G. (2002). Brazilian government pushes ahead with plans for huge dam in Amazon. *World Rivers Review* 17(3): 12-13.

Capítulo 13

Belo Monte: A ponta de lança da construção de barragens na Amazônia?

Philip M. Fearnside

Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia-INPA.
Av. André Araújo, 2936 - CEP: 69.067-375, Manaus, Amazonas, Brasil.
E-mail: pmfearn@inpa.gov.br

Tradução de:

Fearnside, P.M. 2012. Belo Monte Dam: A spearhead for Brazil's dam building attack on Amazonia? GWF Discussion Paper 1210, Global Water Forum, Canberra, Australia. 6 pp. http://www.globalwaterforum.org/wp-content/uploads/2012/04/Belo-Monte-Dam-A-spearhead-for-Brazils-dam-building-attack-on-Amazonia_-GWF-1210.pdf

A hidrelétrica de Belo Monte atualmente está em construção no rio Xingu, apesar de suas muitas controvérsias. O governo brasileiro lançou uma campanha sem precedentes para represar afluentes do rio Amazonas, e Belo Monte é a ponta de lança para os seus esforços. O plano de expansão energética 2011-2020 prevê a construção de 48 grandes barragens adicionais no País, das quais 30 estariam na Amazônia Legal (Brasil, MME, 2011). Construir 30 represas em 10 anos significa uma taxa média de uma barragem a cada quatro meses na Amazônia brasileira até 2020. É claro, o relógio não para em 2020, e o número total de barragens planejadas na Amazônia brasileira ultrapassa 70 (Brasil, ELETROBRÁS, 1987; Fearnside, 1995).

A hidrelétrica de Belo Monte em si tem impactos substanciais. O projeto é incomum em não ter a sua principal usina localizada no pé da barragem, onde permitiria que a água que emergisse das turbinas continuasse fluindo no rio abaixo da barragem. Em vez disso, a maior parte do fluxo do rio será desviada do principal reservatório através de uma série de canais interligando cinco afluentes represados, deixando a “Volta Grande” do rio Xingu, abaixo da barragem, com apenas uma pequena fração de seu fluxo anual normal.

O que é conhecido como o “trecho seco” de 100 km entre a barragem e a casa de força principal inclui duas reservas indígenas, além de uma população de ribeirinhos amazônicos tradicionais. Uma vez que não é o normal o impacto sobre essas pessoas pela inundação de um reservatório, elas não foram classificadas como “diretamente impactadas” no Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e não tiveram as consultas e as compensações que as pessoas diretamente impactadas teriam direito. A Comissão de Direitos Humanos da Organização dos Estados Americanos (OEA) considerou a falta de consulta aos povos indígenas uma violação dos acordos internacionais dos quais o Brasil é signatário, e, por sua vez, o Brasil retaliou cortando seus pagamentos dívidas junto à OEA. A barragem também terá impactos mais conhecidos através da inundação de aproximadamente um quarto da cidade de Altamira, bem como as áreas rurais povoadas que serão inundadas pelo reservatório.

O que é mais extraordinário é o impacto em potencial do projeto em vastas áreas de terras indígenas e da floresta tropical a montante do reservatório, mas os estudos de impacto ambiental e o licenciamento

têm sido realizados de forma a evitar qualquer consideração destes impactos. O plano original para o rio Xingu previa cinco represas adicionais a montante de Belo Monte (Santos & Andrade, 1990; Sevá Filho, 2005; Fearnside, 2006). Essas barragens, especialmente a hidrelétrica de Babaquara (agora rebatizada como a hidrelétrica de “Altamira”), de 6,140 km², seria para armazenar água que poderia ser liberada durante o período de baixa vazão do rio Xingu para manter em funcionamento as turbinas em Belo Monte.

O Xingu tem uma grande oscilação anual no fluxo de água, com até 60 vezes mais água na época de alto fluxo, em comparação com o período de baixo fluxo. Durante o período de baixo fluxo a vazão não regulada do rio não é suficiente para abastecer uma única turbina na casa de força principal de 11.000 MW de Belo Monte (Molina Carpio, 2009). Uma vez que a barragem de Belo Monte em si será essencialmente “a fio d’água”, sem armazenar água em seu reservatório relativamente pequeno, a análise econômica sugere que a hidrelétrica por si só não será economicamente viável (Sousa Júnior & Reid, 2010; Sousa Júnior *et al.*, 2006).

O cenário oficial para o rio Xingu mudou em julho de 2008, quando o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) declarou que Belo Monte seria a única barragem nesse rio. No entanto, o CNPE tem a liberdade para reverter essa decisão a qualquer momento. Altos funcionários elétricos considerou a decisão do CNPE uma manobra política que é tecnicamente irracional (OESP, 2008). A atual presidente do Brasil bloqueou a criação de uma reserva extrativista a montante de Belo Monte, alegando que isso prejudicaria a construção de “barragens, em adição a Belo Monte” (Angelo, 2010). O fato de que o governo brasileiro e várias empresas estão dispostas a investir grandes somas em Belo Monte pode ser uma indicação de que eles não esperam que a história seguirá o cenário oficial de apenas uma barragem (Fearnside, 2011a).

Além de seus impactos sobre as florestas tropicais e os povos indígenas, essas barragens fariam o Xingu uma fonte de emissões de gases de efeito estufa, especialmente de metano (CH₄), que se forma quando plantas mortas decompõem no fundo de um reservatório, onde a água não contém oxigênio (Fearnside, 2002, 2004). A variação vertical de 23 m no nível da água da barragem de Babaquara, expondo e inundando anualmente a zona de deplecionamento de 3.580

km², faria o complexo uma “fábrica de metano”. A inundação pelo reservatório da vegetação macia que cresce na zona de deplecionamento converte o carbono do CO₂ retirado da atmosfera pela fotossíntese em CH₄, com um impacto muito maior sobre o aquecimento global (Fearnside, 2008, 2009, 2011b).

É o papel de Belo Monte no processo de tomada de decisão e licenciamento que tem as consequências de maior alcance para a Amazônia. A Constituição Brasileira de 1988, que foi promulgada quando os planos para Belo Monte e as outras barragens do Xingu estavam em pleno andamento, aumentou a proteção para os povos indígenas, exigindo aprovação pelo Congresso Nacional para barragens que afetam terras indígenas. Isso levou ao redesenho de Belo Monte em si, para evitar inundações diretamente em terra indígena, e a uma política *de facto* de simplesmente não mencionar as barragens a montante. Depois, em 2005, Belo Monte foi subitamente aprovada pelo Senado em 48 horas sob o regime ‘urgente-urgentíssimo’ sem debate e sem as consultas constitucionalmente exigidas com as tribos. Isso abriu o caminho para a consideração de várias barragens que afetam os povos indígenas, incluindo as barragens a montante no rio Xingu.

Em fevereiro de 2010, foi concedida a Belo Monte uma licença “parcial” para permitir a instalação do canteiro de obras, sem completar a aprovação ambiental do projeto como um todo. Licenças parciais não existem na legislação do Brasil, e este dispositivo representa um passo para permitir que projetos de barragens tornem-se fatos consumados independentemente dos seus impactos. A licença prévia foi concedida em janeiro de 2011 com 40 “condicionantes” que teriam de ser cumpridas antes de uma licença de instalação ser concedida para a construção da barragem.

Muito pouco foi feito nos meses seguintes para atender aos requisitos, e apenas cinco dos 40 haviam sido cumpridos, em junho de 2011, quando, de repente, a licença de instalação foi concedida. A aprovação veio depois que o chefe do órgão ambiental ter sido forçado a demitir-se: ele havia apoiado a sua equipe técnica, que se opunha à aprovação da licença sem cumprir os requisitos. Um novo chefe da agência foi indicado, que aprovou a licença sem o cumprimento das condicionantes, abrindo o caminho para a aprovação de projetos de barragens, estradas e outras infraestruturas que aguardam cumprimento de requisitos semelhantes. A aprovação

pela substituição do funcionário chave também abre um precedente que permite os projetos avançarem, sem considerar a magnitude dos seus impactos. Recomenda-se ver o novo chefe da agência na sua entrevista muito reveladora à televisão australiana (Campanhaxinguvivo, 2011).

Na época em que a licença de instalação de Belo Monte foi aprovada, 12 processos judiciais sobre irregularidades no processo de licenciamento estavam pendentes (atualmente são 20 processos)(ver: Movimento Xingu Vivo para Sempre, 2010).

O que de dinheiro vai acontecer se algum desses casos foi decidido contra Belo Monte após o gasto de vastas somas na construção da barragem? Será que o governo simplesmente desistirá e irá embora? O palco parece montado para quebrar o sistema de licenciamento ambiental no Brasil ainda mais, abrindo o caminho para as muitas outras barragens controversas planejadas na Amazônia.

REFERÊNCIAS

- Angelo, C. 2010. “PT tenta apagar fama ‘antiverde’ de Dilma.” *Folha de São Paulo*, 10 de outubro de 2010, p. A-15.
- Brasil, ELETROBRÁS. 1987. *Plano 2010: Relatório Geral. Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010 (Dezembro de 1987)*. Centrais Elétricas do Brasil (ELETROBRÁS), Brasília, DF, Brasil. 269 p.
- Brasil, MME (Ministério de Minas e Energia). 2011. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2020*. MME, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Brasília, DF, Brasil. 2 vols. http://www.epe.gov.br/PDEE/20111229_1.pdf
- Campanhaxinguvivo. 2011. Belo monte de asneiras, por Curt Trennepohl. <http://www.youtube.com/watch?v=EUp-Mn4UkmQ&noindex=1>
- Fearnside, P.M. 1995. Hydroelectric dams in the Brazilian Amazon as sources of ‘greenhouse’ gases. *Environmental Conservation* 22(1): 7-19. doi: 10.1017/S0376892900034020
- Fearnside, P.M. 2002. Greenhouse gas emissions from a hydroelectric reservoir (Brazil’s Tucuruí Dam) and the energy policy implications. *Water, Air and Soil Pollution* 133(1-4): 69-96. doi: 10.1023/A:1012971715668
- Fearnside, P.M. 2004. Greenhouse gas emissions from hydroelectric dams: controversies provide a springboard for rethinking a supposedly “clean” energy source. *Climatic Change* 66(2-1): 1-8. doi: 10.1023/B:CLIM.0000043174.02841.23
- Fearnside, P.M. 2006. Dams in the Amazon: Belo Monte and Brazil’s hydroelectric development of the Xingu River Basin. *Environmental Management* 38(1): 16-27. doi: 10.1007/s00267-005-00113-6

- Fearnside, P.M. 2008. Hidrelétricas como “fábricas de metano”: O papel dos reservatórios em áreas de floresta tropical na emissão de gases de efeito estufa. *Oecologia Brasiliensis* 12(1): 100-115. doi: 10.4257/oeco.2008.1201.11
- Fearnside, P.M. 2009. As hidrelétricas de Belo Monte e Altamira (Babaquara) como fontes de gases de efeito estufa. *Novos Cadernos NAEA* 12(2): 5-56.
- Fearnside, P.M. 2011a. Will the Belo Monte Dam’s benefits outweigh the costs? *Latin America Energy Advisor*, 21-25 de fevereiro de 2011, p. 6. [http://www.thedialogue.org]
- Fearnside, P.M. 2011b. Gases de efeito estufa no EIA-RIMA da Hidrelétrica de Belo Monte. *Novos Cadernos NAEA* 14(1): 5-19.
- Molina Carpio, J. 2009. Questões hidrológicas no EIA Belo Monte. p. 95-106 In: S.M.S.B.M. Santos & F.M. Hernandez (eds.). *Painel de Especialistas: Hidrelétrico de Belo Monte. Painel de Especialistas sobre a Hidrelétrica de Belo Monte*, Belém, Pará, Brasil. Análise Crítica do Estudo de Impacto Ambiental do Aproveitamento. 230 p. Disponível em: [http://www.internationalrivers.org/files/Belo%20Monte%20pareceres%20IBAMA_online%20\(3\).pdf](http://www.internationalrivers.org/files/Belo%20Monte%20pareceres%20IBAMA_online%20(3).pdf)
- Movimento Xingu Vivo para Sempre. 2010. Questões jurídicas. <http://www.xinguvivo.org.br/2010/10/14/questoes-juridicas/>
- OESP. 2008. Governo desiste de mais hidrelétricas no Xingu. *O Estado de São Paulo* (OESP), 17 de julho de 2008, p. B-8.
- Santos, L.A.O. & L.M.M. de Andrade (eds.) 1990. *Hydroelectric Dams on Brazil’s Xingu River and Indigenous Peoples*. Cultural Survival Report 30. Cultural Survival, Cambridge, Massachusetts, E.U.A. 192 p.
- Sevá Filho, A.O. (ed.) 2005. *Tenotã-mô: Alertas sobre as conseqüências dos projetos hidrelétricos no rio Xingu, Pará, Brasil*, International Rivers Network, São Paulo, Brasil. 344 p. Disponível em: <http://www.irn.org/programs/latamerica/pdf/TenotaMo.pdf>
- Sousa Júnior, W.C. & J. Reid. 2010. Uncertainties in Amazon hydropower development: Risk scenarios and environmental issues around the Belo Monte dam. *Water Alternatives* 3(2): 249-268.
- Sousa Júnior, W.C. de, J. Reid & N.C.S. Leitão. 2006. *Custos e Benefícios do Complexo Hidrelétrico Belo Monte: Uma Abordagem Econômico-Ambiental*. Conservation Strategy Fund (CSF), Lagoa Santa, Minas Gerais, Brasil. 90 p. Disponível em: <http://www.conservation-strategy.org>

Capítulo 14



As Hidrelétricas de Belo Monte e Altamira (Babaquara) como Fontes de Gases de Efeito Estufa

Philip M. Fearnside

Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA).
Av. André Araújo, 2936 - CEP: 69.067-375, Manaus, Amazonas, Brasil.
E-mail: pmfearn@inpa.gov.br

Publicação original:

Fearnside, P.M. 2009. As hidrelétricas de Belo Monte e Altamira (Babaquara) como fontes de gases de efeito estufa.
Novos Cadernos NAEA 12(2): 5-56.

RESUMO

Calcular as emissões de gases de efeito estufa de barragens hidrelétricas é importante no processo de tomada de decisão em investimentos públicos nas várias opções para geração e conservação de energia elétrica. A proposta da hidrelétrica de Belo Monte (antigamente Kararaô) e sua contrapartida rio acima, a hidrelétrica de Altamira (mais conhecida por seu nome anterior: Babaquara) está no centro das controvérsias sobre como deveriam ser calculadas as emissões de gases de efeito estufa de represas. A hidrelétrica de Belo Monte por si só teria uma área de reservatório pequena (440 km²) e capacidade instalada grande (11.181,3 MW) [Obs.: alterado para 11.233 MW e 516 km² no EIA de 2009], mas a represa de Babaquara que regularizaria a vazão do rio Xingu (aumentando assim a geração de energia de Belo Monte) inundaria uma vasta área (6.140 km²). Está previsto que, em cada ano, o nível d'água em Babaquara vai variar em 23 m, expondo assim repetidamente uma área de 3.580 km² (a zona de deplecionamento), onde cresceria rapidamente uma vegetação herbácea, de fácil decomposição. Belo Monte e Babaquara representam um desafio ao ainda principiante sistema brasileiro de avaliação de impacto ambiental e licenciamento de obras. O procedimento atual considera cada projeto de infra-estrutura isoladamente, em lugar de avaliar a gama completa de impactos que o conjunto como um todo provocaria. Neste caso, as características excepcionalmente favoráveis (em certos aspectos) da primeira barragem (Belo Monte) são altamente enganadoras como indicações das consequências ambientais de uma decisão para construir aquela obra. Os impactos principais serão provocados pelos reservatórios muito maiores rio acima, começando pelo de Babaquara e, possivelmente, outras quatro represas planejadas na bacia do Xingu, que inundariam grandes áreas de floresta tropical e terra indígena, além de emitir gases de efeito estufa. A presente análise indica que o complexo Belo Monte/Babaquara não teria um saldo positivo, em termos de emissões de gases de efeito estufa, comparado ao gás natural, até 41 anos após o enchimento da primeira represa. Isto, na forma de cálculo mais favorável para hidrelétricas, com zero de desconto para os impactos no aquecimento global, essencialmente como se o impacto pesado nos primeiros anos fosse um empréstimo sem juros. A aplicação de qualquer taxa de desconto acima de 1,5% ao ano resulta no complexo não ter um saldo positivo, comparado ao gás natural, até o final

do horizonte de tempo de 50 anos usado no Brasil em avaliações de projetos propostos de energia. O impacto sobre o aquecimento global de represas é uma indicação da necessidade de o País reavaliar as suas políticas atuais, que alocam grandes quantias de energia da rede nacional para uma indústria subsidiada de exportação de alumínio.

Palavras-Chave: Aquecimento global, Barragens, Efeito estufa, Hidrelétricas, Metano, Represas, Reservatórios

INTRODUÇÃO

A proposta da hidrelétrica de Belo Monte, no rio Xingu (um afluente do rio Amazonas no Estado de Pará), é o foco de intensa controvérsia devido à magnitude e à natureza dos seus impactos. A hidrelétrica de Belo Monte ficou conhecida pela ameaça que representa aos povos indígenas por facilitar uma série de represas planejadas rio acima em áreas indígenas. O impacto de Belo Monte sobre o efeito estufa provém das represas rio acima, projetadas para aumentar substancialmente a produção elétrica de Belo Monte e para regularizar a vazão do rio Xingu, altamente sazonal. O reservatório de Belo Monte é pequeno relativamente à capacidade de suas duas casas de força, mas os cinco reservatórios rio acima seriam grandes, até mesmo pelos padrões amazônicos. O maior desses reservatórios é a represa de Babaquara, recentemente renomeada de "Altamira", num esforço aparentemente com o propósito de escapar do ônus da crítica que os planos para Babaquara atraíram ao longo das últimas décadas (o inventário inicial para a obra começou em outubro de 1975).

A ELETRONORTE (Centrais Elétricas do Norte do Brasil) primeiro propôs a hidrelétrica de Kararaô (agora chamada de "Belo Monte") com cálculos de geração de energia que presumiram a regularização da vazão a montante por, pelo menos, uma represa (Babaquara)(CNEC 1980). A série de represas no rio Xingu teria consequências sérias para os povos indígenas e para as grandes áreas de floresta tropical que os reservatórios inundariam (Santos & de Andrade 1990, Sevá 2005). Dificuldades na obtenção de aprovação ambiental levaram à formulação de um segundo plano para Belo Monte, com cálculos que não presumiram nenhuma regularização da vazão rio acima (Brasil, ELETRONORTE 2002). O estudo de viabilidade para o segundo plano deixou claro que a necessidade para uma análise sob da suposição de vazão não regularizada originou "da necessidade de reavaliação deste inventário

sob uma nova ótica econômica e sócio-ambiental” (i.e., devido a considerações políticas), e que “a implantação de qualquer empreendimento hidrelétrico com reservatório de regularização a montante de Belo Monte aumentará o conteúdo energético dessa usina” (Brasil, ELETRONORTE 2002, pág. 6-82).

Mais tarde, dificuldades na obtenção de aprovação ambiental levaram a ELETRONORTE a iniciar uma terceira análise com várias possíveis capacidades instaladas menores: 5500, 5900 e 7500 MW (Pinto, 2003). A potência menor seria mais compatível com a hipótese de ter uma única barragem (Belo Monte) no rio Xingu, que tem um vazão altamente sazonal que deixaria muitas das turbinas ociosas durante a maior parte do ano no caso de ter mais de 11 mil MW instalados. No entanto, a elaboração de planos mais modestos não implicavam de nenhuma maneira que uma decisão foi tomada para não construir a barragem de Babaquara (Altamira) a montante de Belo Monte. Pelo contrário, preparações para a construção de Babaquara (Altamira) foram incluídas no Plano Decenal 2003-2012 do setor elétrico (Brasil, MME-CCPESE, 2002) e planos para a represa foram apresentados por ELETRONORTE como progredindo normalmente rumo à construção (Santos, 2004).

Após a aprovação pelo Congresso Nacional da construção de Belo Monte, em 2005, os desenhos revisados com potências mais modestas para Belo Monte foram abandonados, com o plano atual ultrapassando um pouco a potência prevista no plano de 2002, ficando em 11.233,1 MW (Brasil, ELETROBRÁS, 2009). A pequena diferença da potência no plano de 2002 é devido ao aumento da capacidade instalada da usina suplementar (que turbina água destinada para a vazão sanitário na Volta Grande do Rio Xingu) de 181,3 para 233,1 MW.

O cenário de uma só barragem retratado no estudo de viabilidade de Belo Monte (Brasil, ELETRONORTE, 2002) e nos dois estudos de impacto ambiental (Brasil, ELETRONORTE, s/d [C. 2002]a, Brasil, ELETROBRÁS, 2009) parece representar uma ficção burocrática que foi traçada com a finalidade de ganhar a aprovação ambiental para Belo Monte (Fearnside, 2006). O cenário usado, então, no atual trabalho se aparece bem mais provável como uma representação do impacto real do projeto, com Belo Monte sendo construída de acordo com o estudo de viabilidade (Brasil, ELETRONORTE, 2002), seguido por Babaquara (Altamira), conforme

os planos anteriores (Brasil, ELETRONORTE, s/d [C. 1988]). Belo Monte não pode ser considerado sozinho sem levar em conta os impactos das represas a montante, especialmente a Babaquara (Altamira). Entre os muitos impactos das represas a montante que devem ser avaliados, um é o papel delas na emissão de gases de efeito estufa. Na presente análise, serão apresentadas estimativas preliminares para as emissões de Belo Monte e de Babaquara. Se as outras quatro barragens planejadas forem construídas, elas teriam impactos adicionais a serem considerados.

HIDRELÉTRICAS E EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA

A Belo Monte está no centro das controvérsias em curso sobre a magnitude do impacto no aquecimento global das represas hidrelétricas e sobre a maneira apropriada deste impacto ser quantificado e considerado no processo de tomada de decisão. Quando os primeiros cálculos de emissão de gases de efeito estufa das represas existentes na Amazônia brasileira indicaram impacto significativo (Fearnside, 1995a), esta conclusão foi atacada, apresentando um caso hipotético que correspondeu à Belo Monte, com uma densidade energética de mais de 10 Watts de capacidade instalada por m² de área de superfície de reservatório (Rosa *et al.*, 1996). Além de a metodologia adotada provocar cálculos hipotéticos que subestimem o impacto sobre emissão de gases de efeito estufa, o problema principal é omitir as emissões da hidrelétrica de Babaquara, com 6.140 km² rio acima de Belo Monte (Fearnside, 1996a). Este problema básico permanece hoje, mesmo depois de muitos avanços em estimativas de emissões de gases de efeito estufa.

A área relativamente pequena da hidrelétrica de Belo Monte, sozinha, indica que as emissões de gases de efeito estufa da superfície do reservatório serão modestas, e quando estas emissões são divididas pelos 11,181 MW de capacidade instalada da barragem, o impacto parece ser baixo em comparação aos benefícios. Esta é a razão de se usar a “densidade energética” (Watts de capacidade instalada por metro quadrado de área d’água) como a medida do impacto de uma represa sobre o aquecimento global. Apresentando a Belo Monte como uma represa ideal sob uma perspectiva de aquecimento global, Luis Pinguelli Rosa e colaboradores (1996) calcularam esta relação como excedendo ligeiramente 10 W/m², baseado na área do reservatório originalmente

planejada de 1.225 km² (o índice seria de 25 W/m² sob as mesmas hipóteses, quando considerada a área atualmente planejada de 440 km²).

Os regulamentos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do Protocolo de Kyoto atualmente permitem crédito de carbono para grandes represas sem restrições, mas foi proposto pelo conselho executivo do MDL, reunindo em Buenos Aires em dezembro de 2004, que estes créditos sejam restritos a barragens com densidades energéticas de pelo menos 10 W/m² de área de reservatório (UNFCCC, 2004, p. 4), coincidentemente a marca alcançada para Belo Monte segundo o cálculo de Rosa *et al.* (1996). A possibilidade de reivindicar crédito de carbono para Belo Monte foi levantada em várias ocasiões tanto por funcionários do governo brasileiro como do Banco Mundial. Uma densidade energética tão alta quanto 10 W/m² para Belo Monte requer que esta barragem seja considerada independente da represa de Babaquara que regularizaria a vazão em Belo Monte, armazenando água rio acima. A configuração de 2002 para as duas barragens juntas, com 11.000 + 181,3 + 6.274 = 17.455 MW de capacidade instalada, e 440 + 6.140 = 6.580 milhões de m² de área de reservatório é de 2,65 W/m² de reservatório. Isto não é muito melhor que a densidade energética de Tucuruí-I (1,86 W/m²), e muito inferior a 10 W/m². Posteriormente, o limite para crédito para hidrelétricas no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo foi fixado em 4 W/m², também um valor bem acima da densidade energética para as duas barragens juntas.

No caso de Belo Monte, duas razões fazem com que este índice seja altamente enganador como medida do impacto do projeto sobre o efeito estufa. Primeiro, as emissões de superfície (que são proporcionais à área do reservatório) representam apenas uma parte do impacto de aquecimento global de projetos hidrelétricos: as quantidades de metano liberadas pela passagem da água pelas turbinas (e vertedouros) dependem muito dos volumes de água que atravessam estas estruturas. O volume deste fluxo pode ser grande, até mesmo quando a área do reservatório é pequena, como em Belo Monte. A segunda razão é que o maior impacto do projeto global é das represas rio acima. Para cumprir o papel de armazenamento e liberação da água para abastecer Belo Monte durante a estação seca, as represas a montante devem ser manejadas com a maior oscilação

possível nos seus níveis d'água. Afinal de contas, se estas barragens fossem usadas "a fio d'água" (*i.e.*, sem oscilações do nível d'água no reservatório) o resultado não seria nada melhor que o rio sem a vazão regulada, do ponto de vista de aumentar a produção de Belo Monte. É esta flutuação no nível d'água que faz das represas rio acima fontes potencialmente grandes de gases de efeito estufa, especialmente a de Babaquara. É esperada uma variação no nível d'água do reservatório de Babaquara de 23 m ao longo do curso de cada ano (Brasil, ELETRONORTE, s/d [C. 1989]). Para fins de comparação, o nível d'água no reservatório de Itaipu varia em apenas 30-40 cm. Cada vez que o nível d'água em Babaquara atingisse seu nível mínimo operacional normal, seria exposto um vasto lamaçal de 3.580 km² (aproximadamente o tamanho do reservatório de Balbina inteiro!). Vegetação herbácea, de fácil decomposição, cresceria rapidamente nesta zona, conhecida como a zona de "deplecionamento", ou de "drawdown". Quando o nível d'água subisse subsequentemente, consequentemente a biomassa se decomporia no fundo do reservatório, produzindo metano.

CARACTERÍSTICAS DAS BARRAGENS DE BELO MONTE E BABAQUARA

Belo Monte

A configuração do reservatório de Belo Monte é altamente incomum, e os cálculos de gases de efeito estufa deveriam ser desenvolvidos especificamente para estas características. O reservatório é dividido em duas partes independentes. O "Reservatório da Calha do Rio Xingu" ocupa o curso do rio Xingu acima da barragem principal, localizada em Sítio Pimentel (Figura 1). O vertedouro principal tira água deste reservatório, assim como uma pequena "casa de força complementar" (181,3 MW de capacidade instalada no plano de 2002, aumentado para 233,1 MW no plano de 2009) que, em períodos de alta vazão, fará uso de parte da água que não pode ser usada pela casa de força principal. Quantidade maior da água será desviada a partir da lateral do Reservatório da Calha, por meio de canais de adução, até o Reservatório dos Canais, ao término do qual se encontram as tomadas d'água para as turbinas na casa de força principal (11.000 MW). O Reservatório dos Canais também dispõe de pequeno vertedouro para casos de emergência. São apresentadas as características dos reservatórios na Tabela 1.

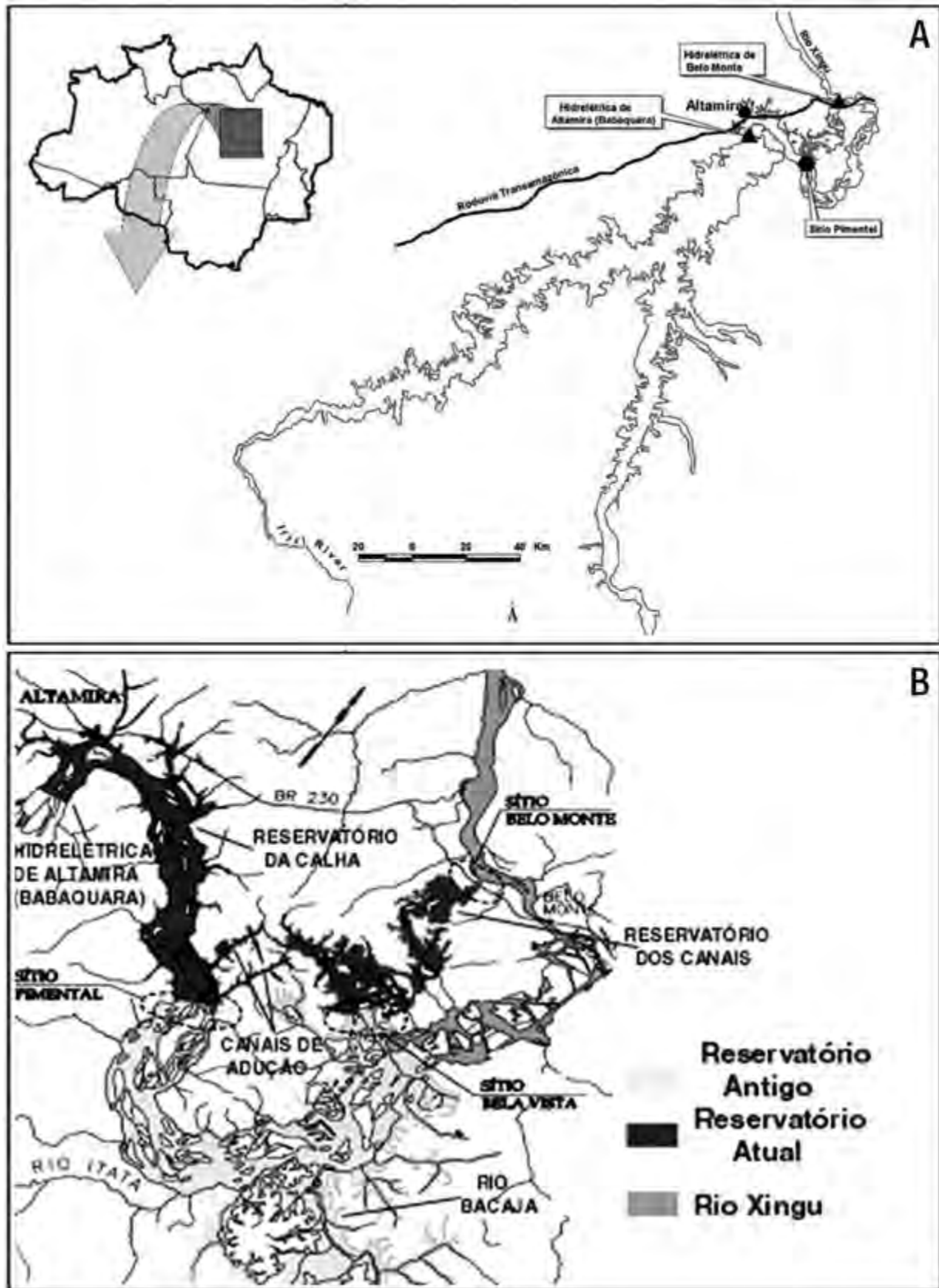


Figura 1. A.) Babaquara (Altamira) Reservatório; B.) Reservatórios de Belo Monte da Calha e dos Canais. Fontes: Babaquara: Brasil, ELETRONORTE s/d[C. 1988]; Belo Monte: Brasil, ELETRONORTE s/d[C. 2002]a.

Tabela 1. Características Técnicas das Represas de Belo Monte (Kararaô) e Babaquara (Altamira)

| Item | Unidades | Belo Monte (Kararaô) | | Total Belo Monte | Babaquara (Altamira) | Nota |
|---|--------------------------|--------------------------|----------------------------|---------------------|-------------------------|------|
| | | Reservatório da Calha | Reservatório dos canais | | | |
| Área do reservatório no nível máximo operacional normal | km ² | 333 | 107 | 440 | 6.140 | |
| Área do reservatório no nível mínimo operacional normal | km ² | 333 | 102 | 438 | 2.560 | |
| Área de deplecionamento | km ² | 0 | 5 | 5 | 3.580 | |
| Variação do nível d'água | m | 0 | 1 | | 23 | |
| Volume no nível máximo operacional normal | Bilhão de m ³ | 2,07 | 1,89 | 3,96 | 143,5 | |
| Volume no nível mínimo operacional normal | Bilhão de m ³ | 2,07 | 1,79 | 3,86 | 47,16 | |
| Volume de armazenamento vivo | Bilhão de m ³ | 0 | 0,11 | 0,11 | 96,34 | |
| Profundidade média | m | 6,2 | 17,7 | 9,0 | 23,4 | |
| Tempo de residência média | dias | 3,1 | 2,8 | 5,8 | 211,6 | (a) |
| Comprimento do reservatório | km | 60 | 87 | 147 | 564 | |
| Comprimento do perímetro da margem | km | 361 | 268 | 629 | 2.413 | (b) |
| Número de turbinas | Número | 7 | 20 | 27 | 18 | |
| Produção de máximo por turbina | MW | 25,9 | 550 | -- | 348,6 | |
| Capacidade instalada | MW | 181,3 | 11.000 | 11.181,3 | 6.274 | |
| Consumo de água por turbina | m ³ /s | 253 | 695 | -- | 672 | |
| Consumo de água total | m ³ /s | 1.771 | 13.900 | 15.671 | 12.096 | |
| Vazão médio | m ³ /s | | | 7.851 | 7.851 | (c) |
| Elevações | | | | | | |
| Nível máximo operacional normal | m sobre o mar | 97 | 97 | -- | 165 | |
| Nível mínimo operacional normal | m sobre o mar | 97 | 96 | -- | 142 | (d) |
| Nível do vertedouro | m sobre o mar | 76 | 79,52 | -- | 145 | (e) |
| Nível do canal de adução | m sobre o mar | -- | 84 | -- | -- | |
| Eixo da entrada das turbinas | m sobre o mar | 80 | 65 | -- | 116,5 | |
| Outros parâmetros | | | | | | |
| Área de drenagem | km ² | | | 447.719 | | |
| Evaporação anual | mm | | | 1.575 | | |
| Precipitação anual | mm | | | 1.891 | | |
| Localização | Latitude | 03° 26 ' S | 3° 7 ' 35 " S | | 3° 18 ' 0 " S | |
| | Longitude | 51° 56 ' O | 51° 46 ' 30 " O | | 52° 12'30"O | |

(a) Presume que toda a água é usada pela casa de força principal em Belo Monte.

(b) Presume-se que Babaquara tem a mesma relação entre o perímetro da margem e o comprimento que em Belo Monte.

(c) Vazão é a média para 1931-2000 calculada no EIA para Belo Monte. Um vazão "sintético" mais alto " de 8.041 m³/s foi calculado por Maceira & Damázio (s/d) para Babaquara.

(d) O Reservatório dos Canais terá um manejo de água incomum, com o nível mantido em 96 m durante a estação de alto fluxo e 97 m durante a estação de baixo fluxo (Brasil, ELETRONORTE 2002).

(e) Soiteira do vertedouro de Babaquara presumida a ser 20 m abaixo do nível operacional normal.

Para abastecer as turbinas da principal casa de força, com capacidade de turbinar 13.900 m³/segundo, água entrando nos canais fluiria numa velocidade média de 7,5 km/hora num canal de 13 m de profundidade, levando aproximadamente 2,3 horas para percorrer os 17 km do Reservatório da Calha até o Reservatório dos Canais. Isto será semelhante a um rio, ao invés de um reservatório. O Reservatório dos Canais, pelo qual a água levará, em média, 1,6 dia para passar, é de uma forma talvez sem igual na história de construção de barragens. Em vez do habitual vale inundado, onde a água flui pelo reservatório que segue a topografia descendente natural de

um rio e seus afluentes, a água no Reservatório dos Canais estará fluindo por uma série de vales perpendiculares à direção normal de fluxo d'água. A água passará entre cinco bacias diferentes, na medida em que atravessa os cursos dos igarapés que terão sido inundados, passando por gargalos rasos quando a água cruza cada um dos antigos interflúvios. Cada uma destas passagens, algumas das quais serão em canais escavados como parte do projeto de construção, oferecerá a oportunidade para quebrar qualquer termoclina que possa ter-se formado nos fundos de vale. É possível que só água da superfície, relativamente bem oxigenada e de baixo teor de metano,

fará a passagem por estes gargalos, deixando camadas relativamente permanentes de água rica em metano no fundo de cada vale. Portanto, o Reservatório dos Canais, de 60 km de comprimento, é uma cadeia de cinco reservatórios, cada um com um diferente tempo de reposição, sistema associado de “braços mortos” e potencial para estratificação. Quando a água alcançar o trecho final antes das tomadas d’água das turbinas, permanecerá lá apenas durante um tempo curto.

Babaquara (Altamira)

Em contraste com o volume pequeno do reservatório e tempo curto de reposição dos dois reservatórios de Belo Monte, o reservatório de Babaquara tem várias características que o fazem excepcionalmente nocivo como fonte de metano. Uma é a sua área enorme, do tamanho de Tucuruí e Balbina juntos. Outra é a área de deplecionamento extraordinariamente grande que será alternadamente inundada e exposta: 3.580 km² (Brasil, ELETRONORTE, s/d [C. 1989]).

O reservatório de Babaquara é dividido em dois braços, um dos quais terá um tempo de reposição muito lento. O reservatório inundará os vales dos rios Xingu e Iriri. Medidas grosseiras das áreas do reservatório (a partir de um mapa no Brasil, ELETRONORTE s/d. [C. 1988]) indicam que 27% da área de reservatório, aproximadamente, se encontra na bacia do rio Xingu abaixo da confluência dos dois rios, outros 27% na bacia do Xingu acima do ponto de confluência e 26% na bacia do rio Iriri. A vazão média (1976-1995) do rio Iriri é de 2.667 m³/segundo (Brasil, ANEEL 2001), enquanto a vazão no local da barragem de Babaquara (*i.e.*, abaixo da confluência) é de 8.041 m³/segundo (Maceira & Damázio, s/d). Presumindo que a porção do reservatório abaixo da confluência (a porção mais próxima à represa) é três vezes mais funda, então, em média, com os outros dois segmentos, o tempo de residência no reservatório de Babaquara da água que desce o rio Xingu é de 164 dias e de 293 dias para a água que desce do rio Iriri. Embora o tempo de residência seja muito longo em ambos os casos, tempo bastante para acumular uma grande carga de metano, o tempo para a parte no Iriri quase alcança o do tempo de residência de 355 dias da notória represa de Balbina! A tremenda diferença entre Babaquara e Belo Monte, com oscilações verticais em níveis d’água que variam desde zero

no Reservatório dos Canais de Belo Monte até 23 m em Babaquara, indica que um modelo explícito dos estoques de carbono e da sua decomposição é necessário, em lugar de uma extrapolação simples de medidas de concentrações de CH₄ e emissões em outras represas. O modelo desenvolvido para este propósito é descrito nas seções seguintes.

As relações entre a concentração de metano a profundidades diferentes e a concentração a 30 metros dependem da idade do reservatório. Estas relações são derivadas separadamente (Fearnside, 2008). Podem ser usadas as concentrações calculadas à profundidade unificada de 30 m para calcular às emissões de ebulição e de difusão, que apresentem relações regulares com a concentração a 30 m. Também podem ser calculadas as concentrações aos níveis do vertedouro e da tomada d’água das turbinas. Após a construção de Babaquara, a água que entra no reservatório de Belo Monte vai ter saída diretamente das turbinas de Babaquara, e, portanto, conterà quantidades apreciáveis de CH₄.

É presumida que o manejo de água em Babaquara segue uma lógica baseada em fornecer, anualmente, para Belo Monte a quantidade máxima possível de água, dentro das limitações posadas por: 1) o ciclo sazonal de vazões do rio, 2) o máximo que pode ser usado pelas turbinas em Babaquara, e 3) o volume de armazenamento vivo do reservatório de Babaquara. Isto resulta na esperada subida e descida anual do nível d’água. Durante cada mês ao longo de um período de 50 anos um cálculo é feito da área da zona de deplecionamento que permaneceu exposta durante um mês, dois meses, e assim sucessivamente até um ano, e uma categoria separada é mantida para área de deplecionamento exposta durante mais de um ano. A área que é submersa em cada classe de idade é calculada para cada mês. Isto permite um cálculo da quantidade de biomassa macia que é inundada, baseado em suposições relativo à taxa de crescimento da vegetação na zona de deplecionamento. A categoria para vegetação com mais de um ano de idade contém biomassa menos macia, já que o crescimento depois do primeiro ano é, em grande parte, alocado para a produção de madeira em lugar de para material mais macio (a biomassa foliar da floresta é usada para esta categoria).

A fração do CH₄ dissolvido que é liberado, entretanto, em transcurso de água pelo vertedouro e pelas turbinas dependerá da configuração dessas

estruturas. No caso do vertedouro em Babaquara, a queda de 48 m depois de emergir das comportas (Tabela 1) deveria garantir uma liberação praticamente completa. No caso das turbinas, no entanto, alguma parte do conteúdo de CH₄ provavelmente será repassada para o reservatório de Belo Monte, localizado imediatamente a jusante de Babaquara. O reservatório da calha de Belo Monte é planejado a se encostar contra a barragem de Babaquara, fazendo com que a água que emerge das turbinas de Babaquara será injetada diretamente no reservatório de Belo Monte, em lugar de fluir em um trecho de rio normal antes de entrar no reservatório. Porque a água puxada de fundo da coluna d'água do reservatório de Babaquara estará de baixa temperatura,

provavelmente afundará imediatamente para o hipolimnion quando entra no reservatório de Belo Monte. Seu conteúdo de CH₄ seria, então, parcialmente preservado, e este metano estaria sujeito à liberação quando a água emergir posteriormente das turbinas de Belo Monte.

FONTES DE CARBONO E CAMINHOS DE LIBERAÇÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA

Gás carbônico

Parâmetros para a dinâmica e decomposição aeróbica da biomassa acima d'água são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2. Parâmetros para a emissão gases da biomassa acima da água no reservatório de Babaquara

| Parâmetro | Valor | Unidades | Fonte |
|--|---------|----------------------------|---|
| Fração acima do solo | 0,759 | | Fearnside, 1997b, pág. 337 |
| Profundidade médio de zona de água de superfície | 1 | metro | Suposição, baseado em deterioração de madeira comercial, |
| Taxa de decomposição de folhas na zona sazonalmente inundada | -0,5 | Fração/ano | Suposição. |
| Taxa de decomposição acima d'água (0-4 anos) | -0,1680 | Fração/ano | Presumido mesmo como floresta derrubada (Fearnside, 1996b, pág.611) ^(*) |
| Taxa de decomposição acima d'água (5-7 anos) | -0,1841 | Fração/ano | Presumido mesmo como floresta derrubada (Fearnside, 1996b, pág. 11) |
| Taxa de decomposição acima d'água (8-10 anos) | -0,0848 | Fração/ano | Presumido mesmo como floresta derrubada (Fearnside, 1996b, pág. 611) |
| Taxa de decomposição acima d'água (>10 anos) | -0,0987 | Fração/ano | Presumido mesmo como floresta derrubada (Fearnside, 1996b, pág. 611) |
| Conteúdo de carbono na madeira | 0,50 | | Fearnside <i>et al.</i> , 1993 |
| Biomassa total médio de floresta a Babaquara | 244 | Mg/ha | Revilla Cardenas (1988) para biomassa acima do solo; Fração acima do solo como acima. |
| Profundidade média da água ao nível mínimo operacional normal | 18,4 | metros | A 142 m sobre o mar |
| Profundidade média da água ao nível operacional normal | 23,4 | metros | A 165 m sobre o mar |
| Biomassa inicial presente: folhas | 4,1 | Mg/ha | Calculado de biomassa total e de Fearnside (1995a, pág. 12), |
| Biomassa inicial presente: madeira acima d'água | 138,8 | Mg/ha | Calculado de biomassa total e de Fearnside (1995a, pág. 12), |
| Biomassa inicial presente: abaixo do solo | 58,8 | Mg/ha | Calculado de biomassa total e de Fearnside (1995a, pág. 12), |
| Liberação de metano por térmitas em floresta | 0,687 | kg CH ₄ /ha/ano | Martius <i>et al.</i> , 1996, pág. 527 |
| Liberação de metano por térmitas em biomassa acima d'água por Mg C se deteriorado por térmitas | 0,0023 | Mg CH ₄ | Martius <i>et al.</i> , 1993 |
| Por cento de decomposição mediado por térmitas acima do nível d'água máximo operacional normal | 4,23 | % | Martius <i>et al.</i> , 1996, pág. 527 para biomassa derrubada |
| Por cento de decomposição mediado por térmitas abaixo da linha d'água do nível máximo operacional normal | 0 | % | Baseado em Walker <i>et al.</i> , 1999. |
| Área total do reservatório ao nível operacional normal | 6.140 | km ² | |
| Área do leito fluvial | 136 | km ² | Revilla-Cardenas, 1988, pág. 87 |

Tabela 2. Continuação

| Parâmetro | Valor | Unidades | Fonte |
|---|-------|--------------------------------|--|
| Área desmatada antes de inundar (zona de inundação permanente) | 0 | km ² | |
| Área total de floresta inundada | 6.004 | km ² | Calculado por diferença |
| Área de floresta original na zona de inundação permanente | 2.424 | km ² | Área da zona, menos o leito fluvial e a área previamente desmatada |
| Área de floresta original de zona de deplecionamento | 3.580 | km ² | Calculado por diferença entre a área de floresta e a área total |
| Taxa de quebra de troncos na altura da linha d'água para árvores > 25 cm DAP | 0,063 | Fração do estoque original/ano | Baseado em Walker <i>et al.</i> , 1999, pág. 245 |
| Taxa de troncos que quebram na linha de água para árvores < 25 cm DAP | 0,113 | Fração do estoque original/ano | Baseado em Walker <i>et al.</i> , 1999, pág. 245 |
| Taxa de queda de galhos (e presumida queda de troncos acima do primeiro galho) | 0,094 | Fração do estoque original/ano | Baseado em Walker <i>et al.</i> , 1999, pág. 245 |
| Por cento da biomassa acima do solo de madeira viva em galhos e troncos acima do primeiro galho | 30,2 | % | Fearnside, 1995a, pág. 12 baseado em Klinge & Rodrigues, 1973 |
| Por cento da biomassa de madeira acima do solo em troncos | 69,8 | % | Fearnside, 1995a, pág. 12 baseado em Klinge & Rodrigues, 1973 |
| Por cento de biomassa de troncos > 25 cm DAP | 66,0 | % | Calculado abaixo |
| 10-25 cm DAP como por cento de biomassa de fuste total em árvores vivas > 10 cm DAP | 22 | % | Brown & Lugo, 1992, |
| 0-10 cm DAP como por cento de biomassa viva total acima do solo | 12 | % | Jordan & Uhl, 1978, |
| Fuste como por cento de biomassa viva total acima do solo em árvores vivas > 10 cm DAP | 57,47 | % | Baseado no fator de expansão de biomassa de 1,74 para biomassa de fuste > 190 Mg/ha em árvores vivas > 10 cm DAP (Brown & Lugo, 1992). |
| Biomassa viva acima do solo < 10 cm DAP | 22,2 | Mg/ha | Calculado a partir de informações acima . |
| Galhos como porcentagem de biomassa viva de fuste | 51,4 | % | Baseado em Brown & Lugo, 1992 |
| Biomassa de galhos | 55,9 | Mg/ha | Calculado a partir de informações acima |
| Biomassa acima do solo de floresta | 185,3 | Mg/ha | Calculado de total e fração acima do solo |
| Biomassa de madeira viva acima do solo | 155,5 | Mg/ha | Biomassa total, menos o peso das folhas e da biomassa morta |
| Biomassa de madeira morta acima do solo | 25,6 | Mg/ha | Klinge, 1973, pág. 179 |
| Biomassa viva de fuste | 108,6 | Mg/ha | Partilha baseada em Brown & Lugo, 1992 |
| Biomassa viva de fuste 10-25 cm DAP | 23,9 | Mg/ha | Partilha baseada em Brown & Lugo, 1992 |
| Biomassa viva de fuste < 10 cm DAP | 13,0 | Mg/ha | Jordan & Uhl, 1978 |
| Biomassa viva de fuste 0-25 cm DAP | 36,9 | Mg/ha | Somado de acima |
| Biomassa viva de fuste > 25 cm DAP | 71,7 | Mg/ha | Partilha baseada em Brown & Lugo, 1992 |
| Biomassa viva de fuste: acima da linha d'água | 96,4 | Mg/ha | Distribuição vertical interpolada de Klinge & Rodrigues, 1973 |
| Biomassa viva de fuste: 0-25 cm DAP: acima da linha d'água | 32,8 | Mg/ha | Distribuição vertical interpolada de Klinge & Rodrigues, 1973 |
| Biomassa viva de fuste: > 25 cm DAP: acima da linha d'água | 63,6 | Mg/ha | Distribuição vertical interpolada de Klinge & Rodrigues, 1973 |
| Fração das árvores que flutuam | 0,4 | Fração | Richard Bruce, comunicação pessoal 1993; veja Fearnside, 1997a, pág. 61 |
| Fração de galhos originais em árvores restantes que caem por ano | 0,094 | Fração | Calculado de Walker <i>et al.</i> , 1999. |
| Fração média da área de deplecionamento exposta anualmente | 0,5 | Fração | Estimativa aproximada baseado no nível do reservatório em 2000 em Balbina. |

As emissões de biomassa acima d'água consideradas aqui são conservadoras por duas razões. Uma é que elas estão baseadas na vazão média do rio em cada mês e na suposição de que o manejo da água respeite o limite do nível mínimo normal previsto para o reservatório. Nenhuma consideração foi feita quanto à possibilidade de que o nível da água poderia ser abaixado além deste nível mínimo em anos extremamente secos, como em eventos de El Niño. A outra suposição conservadora é que a biomassa na zona de deplecionamento nunca se queima. Queimar é um evento ocasional, mas afeta quantidades significativas de biomassa quando isso acontecer. Durante a seca do El Niño de 1997-1998, os reservatórios de Balbina e de Samuel atingiram cotas muito inferiores aos níveis de operação oficialmente tidos como "mínimos", e áreas grandes das zonas de deplecionamento expandidas se queimaram. Embora seja provável que tais emissões às vezes acontecerão em Babaquara, elas não foram considerados nesta análise.

Emissões de Ecossistema de Pre-represa

As áreas dos ecossistemas naturalmente inundados e não inundados são apresentadas na Tabela 3. Os tipos de floresta sazonalmente inundados são considerados como pertencendo à "área inundada". No entanto, isto pode representar uma superestimativa da extensão verdadeira "área inundada", sendo que imagens de radar do Satélite de Recursos da Terra Japonês (JERS) indicam que praticamente nada da área do reservatório planejado tem inundação abaixo da cobertura da floresta (veja Melack *et al.*, 2004). No entanto, deveria ser lembrado que lagos temporários ao longo dos rios Xingu e Iriri existem: mapas analisados por de Miranda *et al.* (1988, p. 88) indicam de 28 a 52 lagos na área a ser inundada por Babaquara, dependendo do mapa usado na análise.

Os parâmetros para emissões de metano pela floresta não inundada (floresta de terra firme) são apresentados na Tabela 4. Estes indicam um efeito mínimo sobre o metano, com a perda de um sumidouro pequeno no solo quando inundado. Emissões de

Tabela 3. Área e Biomassa de vegetação ao Belo Monte e Babaquara^(a)

| Tipo de vegetação | BABAQUARA | | | BELO MONTE | | |
|---|-------------------------|-----------|---|-------------------------|-----------|---|
| | Área (km ²) | Por cento | Biomassa acima do solo ^(b) (Mg/ha peso seco) | Área (km ²) | Por cento | Biomassa acima do solo ^(b) (Mg/ha peso seco) |
| Vegetação não inundada | | | | | | |
| Floresta aberta de terra firme [floresta aberta mista (FA)+floresta aberta submontana (FS)] | 3.565,3 | 58,0 | 175,2 | | | |
| Floresta aberta de terra firme sobre revelo acidentado | | | | 205,7 | 46,7 | 125,27 |
| Floresta aberta de terra firme sobre revelo ondulado | | | | 11,9 | 2,7 | 201,9 |
| Floresta secundária latifoliada | 10,9 | 0,2 | 20,0 ^(c) | 11,0 | 2,5 | 20,0 |
| Vegetação inundada | | | | | | |
| Floresta densa ciliar estacionalmente inundável ou Floresta Densa Ciliar (FC) | 2.421,9 | 39,3 | 201,2 | 191,5 | 43,6 | 121,2 |
| Floresta Aberta ciliar estacionalmente submersa (Formações pioneiras aluviais campestres) | 5,6 | 0,1 | 60,0 | | | |
| Nenhuma vegetação (canal de rio) | | | | | | |
| Áreas sem cobertura vegetal | 136,3 | 2,4 | 0,0 | 20,0 | 4,5 | 0,0 |
| Totais | | | | | | |
| Total de vegetação não inundada | 3.576,3 | 58,2 | | 228,5 | 51,9 | |
| Total de vegetação inundada | 2.427,5 | 39,4 | | 191,5 | 43,6 | |
| Vegetação total | 6.003,7 | 97,6 | 185,3 | 420,0 | 95,5 | 122,8 |
| Reservatório total | 6.140,0 | 100,0 | | 440,0 | 100,0 | |

(a) Dados de Revilla Cardenas (1987, p.55; 1988, p.87), com áreas ajustadas em proporção à estimativa de área de reservatório atual (6.140 km² para Babaquara; 440 km² para Belo Monte).

(b) Valores incluem Biomassa morto (littera e madeira morta), cipós, e o tapete de raízes.

(c) Valor para biomassa de floresta secundária acima do solo é aquele usado por Revilla Cardenas (1988) para Babaquara, baseado em dados de Tucuruí.

óxido nitroso (N₂O) em solo florestado não inundado são pequenas: 0,0087 Mg de gás/ha/ano (Verchot *et al.*, 1999, p. 37), ou 0,74 Mg/ha/ano de carbono CO₂-equivalente, considerando o potencial de aquecimento global de 310 (Schimel *et al.*, 1996, p. 121).

Cálculos de óxido nitroso para floresta não inundada e para áreas inundadas são apresentados na Tabela 5. Os cálculos incluem o efeito da formação de poças temporárias em áreas de terra firme durante eventos periódicos de chuva pesada (Tabela 5).

Tabela 4. Fluxo evitado de metano da perda de floresta em Babaquara

| Item | Valor | Unidades | Fonte |
|--|-----------|--|---|
| ABSORÇÃO PELO SOLO EM FLORESTA NÃO INUNDADA | | | |
| Absorção anual média de CH ₄ em florestas não inundadas | -3,8 | kg CH ₄ /ha/ano | Potter <i>et al.</i> (1996) de 22 estudos |
| Área total de floresta inundada por reservatório | 6.004 | km ² | Baseado na área de reservatório de 6.140 km ² e leito do rio de Revilla Cardenas, 1988, pág. 87, |
| Área de floresta ribeirinha inundada por reservatório | 2.427 | km ² | Revilla Cardenas, 1988, pág. 87 |
| Área de floresta de terra firme inundada por reservatório | 3.576 | km ² | Calculado por diferença |
| Fração de ano que floresta ribeirinha inunda naturalmente | 0,17 | Fração | presumido ser 2 meses, em média |
| Absorção por ha por ano em floresta ribeirinha | -3,17 | kg CH ₄ /ha/ano | Proporcional ao tempo não inundado |
| Absorção por ano em floresta ribeirinha | -768,70 | Mg CH ₄ /ano | Absorção por ha X área de floresta ribeirinha |
| Absorção por ano em floresta de terra firme | -1.358,98 | Mg CH ₄ /ano | Absorção por ha X área de floresta de terra firme |
| Absorção total por ano | -2.127,68 | Mg CH ₄ /ano | Somado por tipo de floresta |
| Potencial de efeito estufa (GWP) de CH ₄ | 21 | Mg gás de CO ₂ equivalente / Mg gás de CH ₄ | Schimel <i>et al.</i> , 1996 |
| CO ₂ carbono equivalente/ano | -0,012 | Milhões de Mg CO ₂ - C equivalente /ano | Calculado de emissão de CH ₄ , GWP, peso atômico de C (12) e peso molecular de CO ₂ (44) |
| EMIÇÃO ATRAVÉS DE TÉRMITAS DE FLORESTA | | | |
| Emissão/ha/ano | 0,5 | kg CH ₄ /ha/ano | Fearnside, 1996b, |
| Equivalentes de Ha-ano de floresta | 0,6 | Milhões de equivalentes de ha-ano | Calculado a partir de informações acima |
| Emissão/ano | 317,0 | Mg CH ₄ /ano | Calculado a partir de informações acima |
| CO ₂ carbono equivalente/ano | 0,0018 | Milhões de Mg CO ₂ equivalente/ano | Calculado como acima |
| EMIÇÕES DE INUNDAÇÃO NATURAL DE FLORESTA INUNDADA PRE-REPRESA | | | |
| Emissão de metano de floresta inundada durante inundação natural | 103,8 | mg CH ₄ /m ² /dia. Media de cinco estudos em floresta em várzea de água branca | (Wassmann & Martius, 1997, pág. 140) |
| Dias inundados por ano | 59,4 | dias, | Suposição como acima. |
| Emissão anual por km ² | 6,2 | Mg CH ₄ /ano/km ² | Calculado a partir de informações acima |
| Emissão natural anual através de floresta inundada | 14.961 | Mg CH ₄ /ano. | Calculado a partir de informações acima |
| CO ₂ carbono equivalente/ano | 0,086 | Milhões de Mg CO ₂ - C equivalente /ano | Calculado a partir de informações acima |
| Emissão anual ajustada para comprimento de ciclo | | Mg CH ₄ /ano | Considerando a emissão por ciclo (2 meses vs 6 meses) |
| CO ₂ carbono equivalente/ano | | Milhões de Mg CO ₂ - C equivalente /ano | Calculado acima |
| EMIÇÕES DE EVENTOS PERIÓDICOS DE FORMAÇÃO DE POÇAS EM FLORESTA DE TERRA FIRME | | | |
| Formação de poças em florestas de terra firme | 1.801 | km ² -dias/ano. | Calculado de área, 5% que inundam por evento (baseado em Mori & Becker, 1991) e presumiu frequência de 5-ano e duração de 30 dias |
| Emissão quando inundado ou com formação de poças | 103,8 | mg CH ₄ /m ² /dia. | Presumido ser o mesmo que a floresta de várzea (como acima). |
| Emissão natural anual através de formação de poças | 187,0 | Mg CH ₄ /ano | Calculado a partir de informações acima |
| CO ₂ carbono equivalente/ano | 0,001 | Milhões de Mg CO ₂ - C equivalente /ano | Calculado a partir de informações acima. |
| TOTAIS | | | |
| Emissão total de metano | 43.259 | Mg CH ₄ /ano. | Calculado partir de informações acima, incluindo a ajuste para comprimento do ciclo. |
| CO ₂ carbono equivalente/ano | 0,248 | Milhões de Mg CO ₂ - C equivalente /ano | Calculado a partir de informações acima. |

Tabela 5. Emissão evitada de óxido nitroso de perda de floresta em Babaquara

| Item | Valor | Unidades | Fonte |
|--|---------|--|--|
| EMISSIONES DE FLORESTA NÃO INUNDADA | | | |
| Emissão anual média de N ₂ O do solo em florestas não inundadas | 8,7 | kg N ₂ O/ha/ano | Verchot <i>et al.</i> , 1999, pág. 37 |
| Área total de floresta inundada por reservatório | 6.004 | km ² | Baseado em 6.140 área de reservatório de km ² e leito fluvial de Revilla Cardenas, 1988, pág. 87, |
| Área de floresta inundada submersa pelo reservatório | 2.427 | km ² | Revilla Cardenas 1988, pág. 87 |
| Área de floresta de terra firme inundada por reservatório | 3.576 | km ² | Calculado por diferença |
| Fração do ano que floresta inundada é submersa naturalmente | 0,17 | Fração | Assumido 2 meses em média |
| Emissão por ha por ano em floresta inundada | 7,23 | kg N ₂ O/ha/ano | Proporcional ao tempo não inundado |
| Emissão por ano em floresta ribeirinha | 1.755,6 | Mg N ₂ O/ano | Emissão por ha X área de floresta inundada |
| Emissão por ano em floresta de terra firme | 3.103,7 | Mg N ₂ O/ano | Emissão por ha X área de floresta de terra firme |
| Emissão total por ano | 4.859,3 | Mg N ₂ O/ano | Somado por tipo de floresta |
| Potencial de efeito estufa (GWP) de N ₂ O | 310 | Mg CO ₂ gás equivalente / Mg gás de N ₂ O | Schimel <i>et al.</i> , 1996 |
| Carbono CO ₂ equivalente/ano | 0,411 | Milhões de Mg CO ₂ - C equivalente /ano | Calculado de área e da emissão por hectare, peso atômico de C (12) e peso molecular de CO ₂ (44) |
| EMISSIONES DE INUNDAÇÃO | | | |
| Inundação de floresta inundada | 404,6 | km ² -dias/ano | Calculado de área e a presunção de 6 meses de inundação em médio |
| Emissão de formação de poças em florestas de terra firme | 1.801,1 | km ² -dias/ano | Calculado da área, 5% inundados por evento (baseado em Mori & Becker, 1991) e presumindo frequência de 5 anos e uma duração de 30 dias |
| Emissão quando inundada | 7,6 | kg de N ₂ O/km ² -dia | 7,6 mg N ₂ O/m ² /dia (médias dos reservatórios de Tucuruí e Samuel: de Lima <i>et al.</i> , 2002) |
| Emissão de inundação de floresta inundada | 3,1 | Mg N ₂ O/ano | Inundando (km ² /dia) X emissão/km ² /dia |
| Emissão de formação de poças em florestas de terra firme | 13,7 | Mg N ₂ O/ano | Formação de poças (km ² -dias) X Emissão/km ² /dia |
| Emissão total de inundação | 16,8 | Mg N ₂ O/ano | Soma de emissões de inundação. |
| Carbono CO ₂ equivalente/ano | 0,001 | Milhões de Mg CO ₂ C equivalente /ano | Calculado do GWP como acima. |
| EMISSION TOTAL | | | |
| Emissão total de perda de floresta | 4.876,0 | Mg N ₂ O/ano | Soma de floresta de não inundada, formação de poças e emissões inundando |
| CO ₂ carbono equivalente/ano | 0,412 | Milhões de Mg CO ₂ C/ ano equivalente | Calculado de GWP como acima. |

Presumindo as mesmas taxas de emissão como as medidas nos estudos de várzea de água branca (o Xingu é considerado um rio de água clara, mais semelhante à água branca do que água preta), a emissão anual seria equivalente a apenas 0,043 milhões de toneladas de carbono equivalente a carbono de CO₂ em Babaquara em uma base diária, ou 0,248 milhões de

toneladas de carbono CO₂-equivalente se este resultado for multiplicado por três para aproximar o efeito da estação de enchente mais curta (2 meses contra 6 meses). Os ajustes resultantes para o efeito dos ecossistemas pré-represa são muito pequenos, como será mostrado mais adiante quando serão calculadas as emissões líquidas para as duas represas.

EMISSIONES DE CONSTRUÇÃO

Represas, obviamente, requerem muito mais materiais, como aço e cimento, do que instalações equivalentes movidas a combustível fóssil, como as usinas termoeletricas a gás que estão sendo construídas atualmente em São Paulo e em outras cidades no Centro-Sul brasileiro. São calculadas as quantidades de aço usadas na construção de Belo Monte baseado nos pesos dos itens listados no estudo de viabilidade (Brasil, ELETRONORTE, 2002). Para Babaquara, supõe-se que a quantidade de aço usada em equipamento eletromecânico é proporcional à capacidade instalada, enquanto presume-se que a quantidade de aço em concreto armado é proporcional ao volume de concreto (dados de: da Cruz, 1996, p. 18). São calculadas as quantidades em Babaquara proporcionalmente às quantidades usadas em Belo Monte. Uso de aço calculado em Belo Monte totaliza 323.333 Mg, enquanto o uso em Babaquara totaliza 303.146 Mg.

A quantidade de cimento usada em cada barragem é estimada em 848.666 Mg, baseado no total dos itens listados no estudo de viabilidade (Brasil, ELETRONORTE, 2002). Para Babaquara, uso de cimento é calculado em 1.217.250 Mg baseado no volume de concreto (dados de: da Cruz, 1996, p., 18) e a média de conteúdo de cimento presumido de 225 kg/m³ de concreto (Dones & Gantner, 1996). A Belo Monte é excepcionalmente modesta no uso de cimento porque o local permite que a barragem principal (Sitio Pimentel) seja construída em um local que é mais alto em elevação que a casa de força principal (o Sitio Belo Monte). A barragem principal tem uma altura máxima de apenas 35 m (Brasil, ELETRONORTE, 2002, Tomo I, pág. 6-33), enquanto a casa de força principal aproveita uma queda de referência de 87,5 m (Brasil, ELETRONORTE, 2002, Tomo I, pág. 3-52). A maioria dos projetos hidrelétricos, como Babaquara ou Tucuruí, tem a casa de força localizada ao pé da própria barragem, e portanto só gera energia de uma queda que corresponde à altura da barragem menos uma margem pequena para borda livre ao topo. Tucuruí, que é até agora a “campeã” de todas obras públicas brasileiras em termos de uso de cimento, usou três vezes mais cimento do que a quantidade prevista para Belo Monte (Pinto, 2002, pág. 39). A Babaquara usaria

2,6 vezes mais cimento por MW de capacidade instalada do que a Belo Monte.

É esperado que a quantidade de diesel usada para Belo Monte seja 400×10^3 Mg (Brasil, ELETRONORTE, 2002, Tomo II, p. 8-145). Isto inclui um ajuste das unidades (como informado no estudo de viabilidade) para trazer os valores dentro da faixa geral de uso de combustível em outras barragens (por exemplo, Dones & Gantner, 1996 calcularam um uso médio de 12 kg diesel/TJ para barragens na Suíça). O estudo de viabilidade contém várias inconsistências internas nas unidades, que presumivelmente resultaram de erros tipográficos. A Belo Monte exige uma quantidade bastante grande de escavação por causa da necessidade para cavar o canal de adução que conecta o Reservatório da Calha ao Reservatório dos Canais, e várias escavações menores são projetadas nos gargalos dentro do Reservatório dos Canais. A quantidade esperada de escavação para estes canais aumentou substancialmente entre a versão do estudo da viabilidade de 1989 e a de 2002 porque foram descobertos erros na cartografia topográfica da área (Brasil, ELETRONORTE, 2002, Tomo I, p. 8-22). Para Babaquara presume-se que o uso de diesel será proporcional à quantidade de escavação planejada naquela represa (da Cruz, 1996, p. 18).

As estimativas de materiais para construção de represas e linhas de transmissão são apresentadas na Tabela 6. Os totais resultantes (0,98 milhões de Mg C para a Belo Monte e 0,78 milhões de Mg C para Babaquara) são muito pequenos comparado às emissões posteriores dos reservatórios. Não foram deduzidas destes totais as emissões da construção das termoeletricas a gás equivalentes. A emissão de construção de instalações de gás natural é mínima: uma análise de ciclo de vida de usinas a gás de ciclo combinada em Manitoba, Canadá indica emissões de CO₂ de construção de apenas 0,18 Mg equivalente/GWh (McCulloch & Vadgama, 2003, p. 11).

EMISSIONES CALCULADAS DA BELO MONTE E BABAQUARA

O cálculo das emissões de gases de efeito estufa requer um cenário realista para o cronograma do

Tabela 6. Emissões de gás de efeito estufa de represa e construção de transmissão-linha

| Item | Unidades | Emissão por unidade (kg CO ₂ -C equivalente) | Referência | Belo Monte | | | Babaquara | | | | |
|------------------------------------|-----------------|---|------------|------------|-----------------|------------|--|------|-----------------|------------|--|
| | | | | Nota | No. de unidades | Referência | Emissão (milhões de Mg CO ₂ -C equivalente) | Nota | No. de unidades | Referência | Emissão (milhões de Mg CO ₂ -C equivalente) |
| Construção de represa | | | | | | | | | | | |
| Aço | Mg | 600,0 | (a) | (b) | 323.333 | (c) | 0,194 | (a) | 303.146 | (c) | 0,182 |
| Cimento | kg | 0,207 | (a) | (c) | 848.666.000 | (e) | 0,176 | (a) | 1.217.250.000 | (e) | 0,252 |
| Diesel | milhões de kg | 863.280 | (d) | | 135,1 | (f) | 0,117 | | 76,8 | (f) | 0,066 |
| Eletricidade | TWh | 139.903.200 | (g) | | 3,15 | (h) | 0,441 | | 1,79 | (h) | 0,251 |
| Sub-total de construção de represa | | | | | | | 0,928 | | | | 0,751 |
| Construção de linha de transmissão | | | | | | | | | | | |
| | km-MW instalado | 1,9 | (i) | | 29.596.901 | (j) | 0,055 | (a) | 17.046.458 | (j) | 0,032 |
| Total de projeto | | | | | | | 0,983 | | | | 0,783 |

- (a) Van Vate, 1995.
 (b) Usa GWPs de 100 anos de IPCC 1994: CO₂=1, CH₄=24,5, N₂O=320 (Albritton *et al.*, 1995).
 (c) Baseado em proporções relativos a Belo Monte (veja texto).
 (d) Usa GWPs de 100 anos de IPCC 1995 [valores do Protocolo de Kyoto]: CO₂=1, CH₄=21, N₂O=310 (Schimel *et al.*, 1996).
 (e) Baseado em volume de concreto (da Cruz, 1996, pág. 18)(veja texto).
 (f) Uso de diesel em Babaquara considerado proporcional à escavação planejada.
 (g) Baseado em substituição de gás de ciclo combinado em São Paulo (veja texto).
 (h) Uso de eletricidade na construção baseado em 280 kWh de eletricidade por TJ (Dones & Gantner, 1996). Emissões de eletricidade consideram o baseline de geração de gás natural em São Paulo (veja texto).
 (i) Média em Québec, Canadá (Peisajovich *et al.*, 1996).
 (j) A linha de transmissão de Belo Monte até a rede do centro-sul brasileiro vai para três destinos com uma distância má de 2647 km: Cachoeira Paulista-SP (2.662 km), Campinas-SP (2.599 km) e Ouro Preto-MG (2.680 km) (Brasil, MME-CCPESE, 2002). Babaquara tem 70 km adicionais de linha.

enchimento e da instalação das turbinas em Belo Monte e Babaquara, e para as políticas de manejo de água nas duas represas. Aqui se presume que Babaquara será enchida sete anos após Belo Monte (*i.e.*, que Belo Monte opera usando a vazão não regularizada do rio antes deste tempo). Este cronograma corresponde ao cenário menos-otimista no plano original (veja Sevá, 1990). As turbinas em ambas as represas serão instaladas a uma taxa de uma a cada três meses, ritmo (talvez otimista) previsto no estudo de viabilidade (Brasil, ELETRONORTE, 2002, Tomo II, pág. 8-171).

O presente cálculo segue os planos para enchimento do reservatório indicados no estudo de viabilidade. O Reservatório dos Canais será enchido primeiro até um nível de 91 m sobre o nível médio do mar. Isto será feito depois que a primeira enchente passar pelo vertedouro (Brasil, ELETRONORTE, 2002, p. 8-171). Presume-se que isto aconteça no mês de julho. A casa de força complementar será usada, então, a este nível reduzido do reservatório durante um ano antes da casa de força principal estar

pronta para uso, como planejado no Plano Decenal de ELETROBRÁS (Brasil, MME-CCPESE, 2002). O cenário de referência do Plano Decenal 2003-2012 estimou o começo de operação da casa de força complementar para fevereiro de 2011 e da casa de força principal para março de 2012.

Os resultados de um cálculo de 50 anos das fontes de carbono em formas facilmente degradadas para cada reservatório são apresentados na Figura 2. É evidente que todas as fontes são muito mais altas nos primeiros anos do que nos anos posteriores. Os estoques de carbono instável do solo, biomassa de madeira acima d'água e árvores mortas ao longo da margem diminuem, reduzindo assim as emissões destas fontes. As macrófitas diminuem, mas não desaparecem, provendo assim uma fonte a longo prazo que, nos anos posteriores, é de maior importância relativa, embora de menor em termos absolutos. O recrescimento da vegetação na zona de deplecionamento representa uma fonte estável a longo prazo de carbono de fácil degradação que aumenta em importância relativa à medida que as outras fontes declinem.

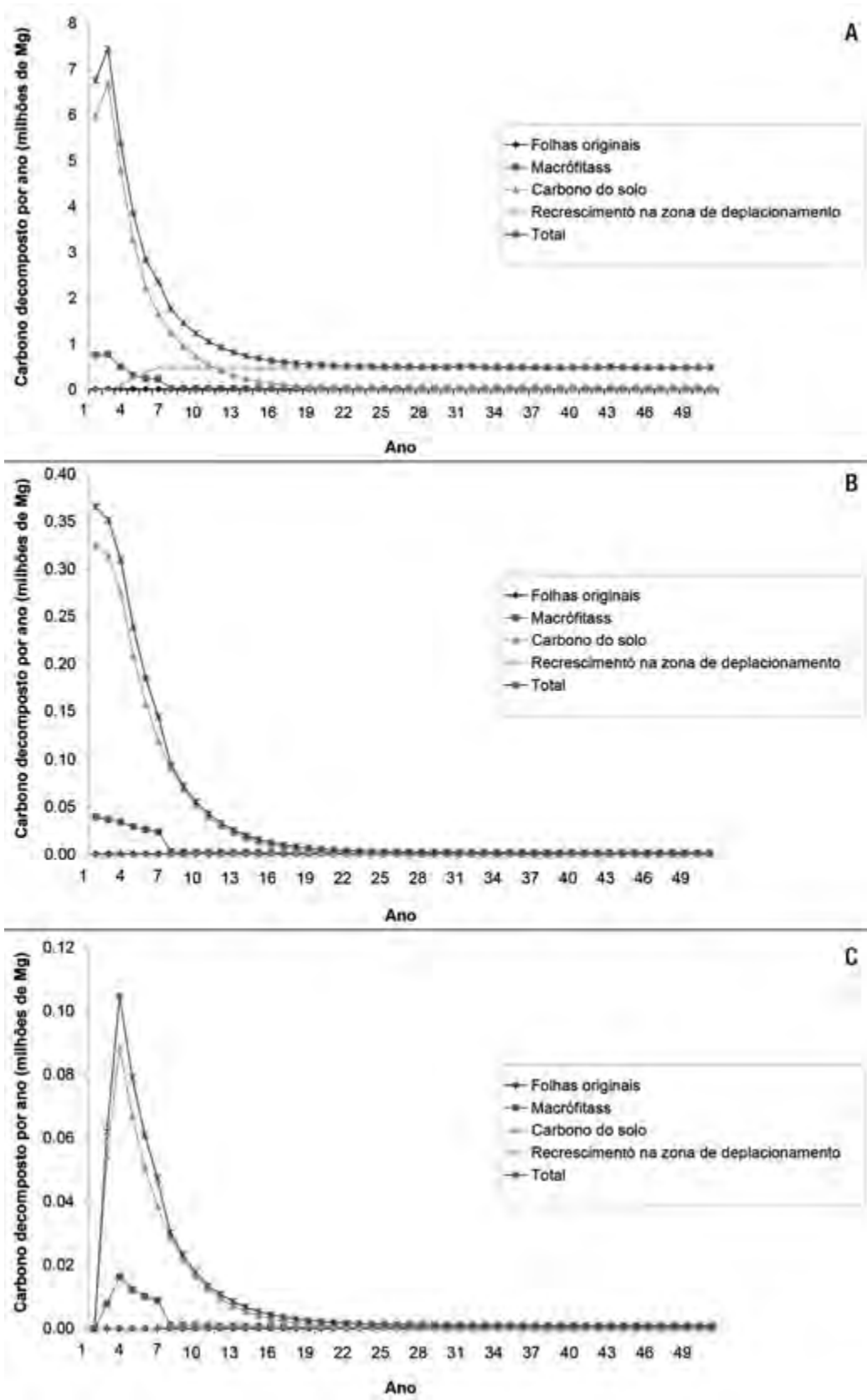


Figura.2. Fontes de carbono decomposto anaerobicamente: A.) Babaquara (Altamira) reservatório; B.) Belo Monte Reservatório da Calha; C.) Belo Monte Reservatório dos Canais.

São mostradas as concentrações de metano calculadas a uma profundidade padronizada de 30 m para cada reservatório na Figura 3. Estas concentrações calculadas seguem a tendência geral de oscilação sazonal e declínio assintótico observada em valores medidos em Petit Saut (Galy-Lacaux *et al.*, 1999, p. 508). As oscilações são muito grandes em Babaquara depois que as diferentes fontes de carbono da vegetação de deplecionamento diminuísssem em importância (Figura 3a).

São mantidos os picos grandes em concentração de metano em Babaquara, seguido por uma diminuição das concentrações durante o resto de cada ano. Os picos altos são mantidos porque o carbono vem da inundação de vegetação de deplecionamento quando a água sobe. Os picos de concentração resultam em emissões significativas porque estes períodos correspondem a períodos de fluxo alto de turbina para maximizar produção de energia.

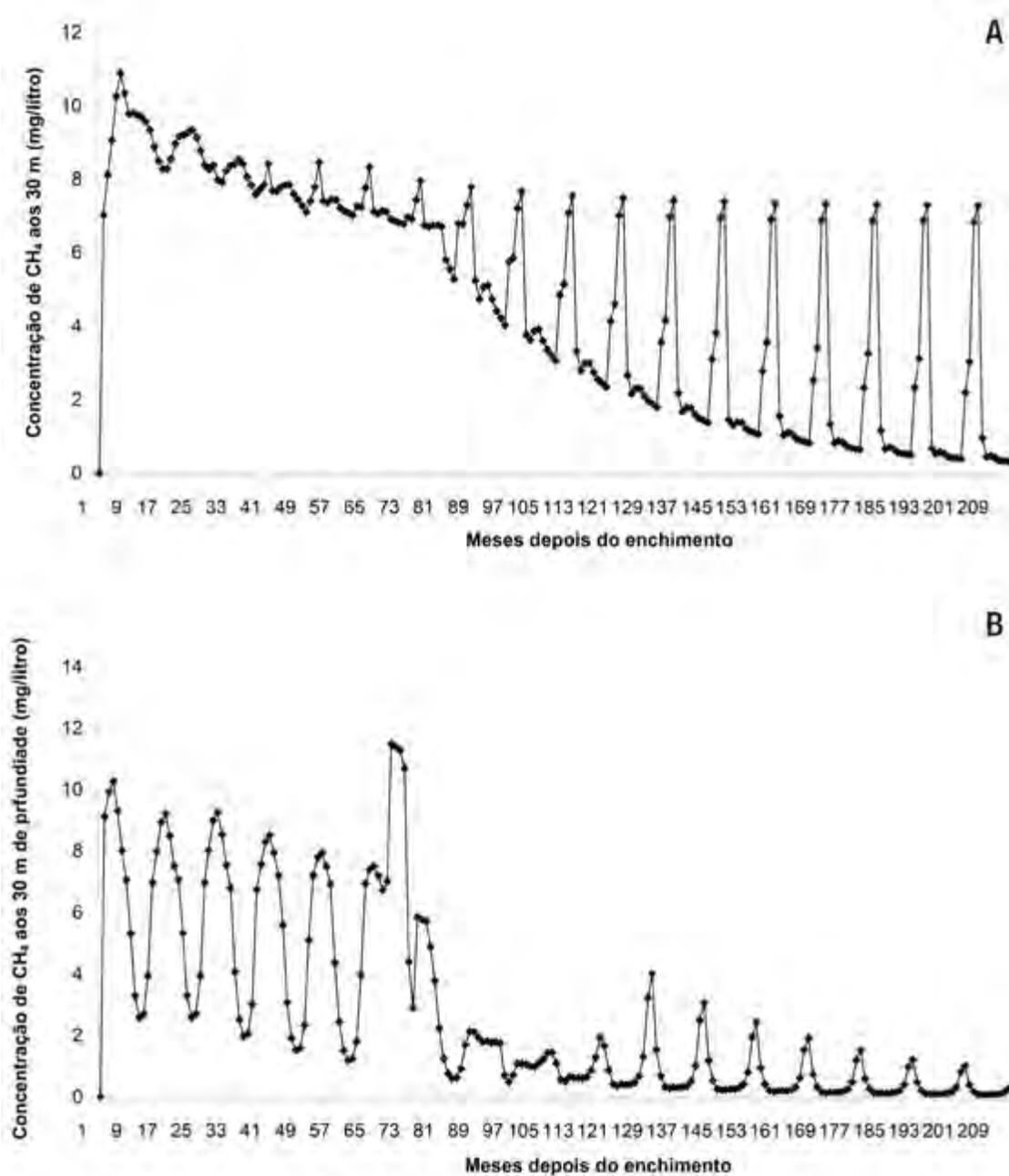


Figura 3. Metano calculado a 30 m de profundidade: A.) Reservatório de Babaquara (Altamira); B.) Belo Monte Reservatório da Calha.

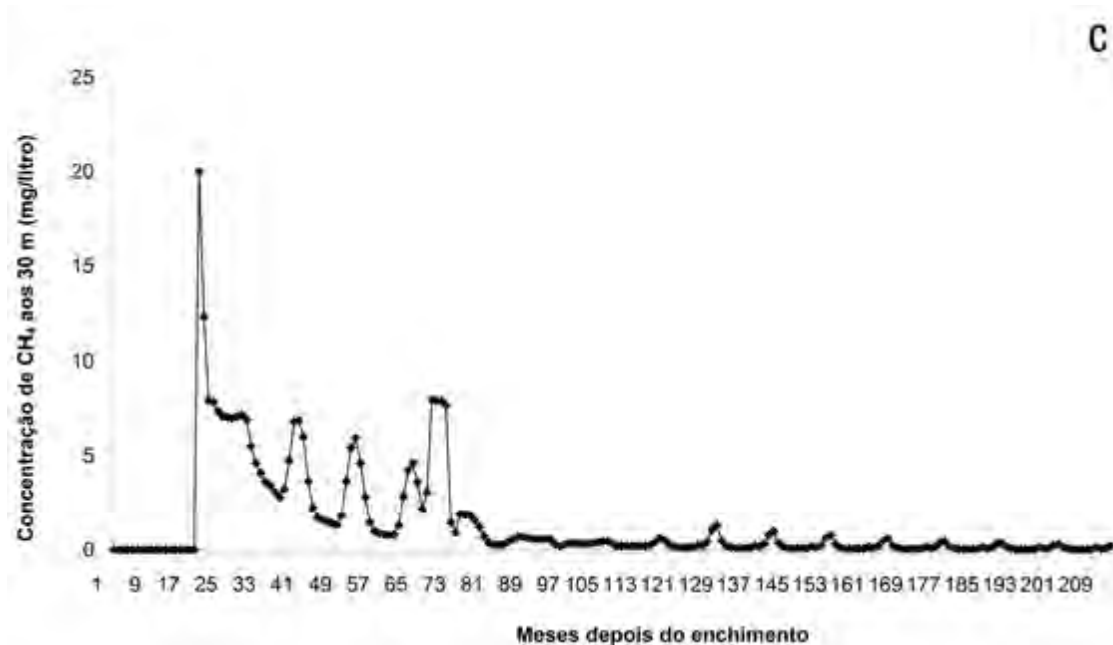


Figura 3 (Continuação). Metano calculado a 30 m de profundidade: C.) Belo Monte Reservatório dos Canais.

As emissões por diferentes caminhos para o complexo Belo Monte/Babaquara como um todo são mostradas na Figura 4. Biomassa acima d'água e mortalidade de árvores na margem diminuem até níveis insignificantes ao longo do período de 50 anos, mas a grande magnitude das emissões de biomassa acima d'água nos primeiros anos dá para esta fonte um lugar significativo na média de 50 anos. Cinquenta anos geralmente são o período de tempo adotado pela indústria hidrelétrica em discussões da "vida útil" de represas, e cálculos são feitos frequentemente, financeiro e ambiental, neste horizonte de tempo, como nos regulamentos aplicáveis em estudos de viabilidade para represas no Brasil (Brasil, ELETROBRÁS & DNAEE, 1997). As represas amazônicas existentes, particularmente Tucuruí, Balbina e Samuel, eram relativamente jovens em 1990, o ano padrão mundial de referência para os inventários dos gases de efeito estufa, designados pela Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima e o ano usado para vários cálculos anteriores de emissões de gases de efeito estufa (Fearnside, 1995a, 1997b, 2002a, 2005a,b, 2008). As emissões em 1990 eram então bastante altas, e a indústria hidrelétrica frequentemente tem contestado que estas estimativas dão um quadro negativo demais ao papel de hidrelétricas no efeito estufa (por exemplo, IHA, s/d [C. 2002]). Os cálculos atuais

mostram que, mesmo ao longo de um horizonte de tempo de 50 anos, o impacto sobre o aquecimento global de uma represa como Babaquara é significativo. A manutenção de picos anuais de concentração de metano, como na Figura 3a, tem sido corroborado pela evolução da concentração de metano observada no reservatório de Petit Saut (Abril *et al.*, 2005, Delmas *et al.*, 2004), diferente do declínio inicialmente antecipado em Petit Saut (Galy-Lacaux *et al.*, 1997).

São apresentadas médias a longo prazo de emissões líquidas de gases de estufa na Tabela 7 para horizontes de tempo diferentes. São apresentadas médias a longo prazo de emissões líquidas de gases de efeito estufa na Tabela 7 para horizontes de tempo diferentes. Emissões estão separadas naquelas consideradas sob a rubrica de represas hidrelétricas nos inventários nacionais que estão sendo preparados pelos países sob a Convenção de Clima (UNFCCC), e os outros fluxos que também são parte do impacto e benefício líquido da represa, incluindo emissões evitadas. O impacto total calculado para Belo Monte e Babaquara é, em média 11,2 milhões de carbono CO₂-equivalente por ano ao longo do período de 1-10 anos, diminuindo para 6,1 milhões de Mg por ano como média para o período de 1-20 anos -1.4 milhões de Mg para o período de 1-50 anos.

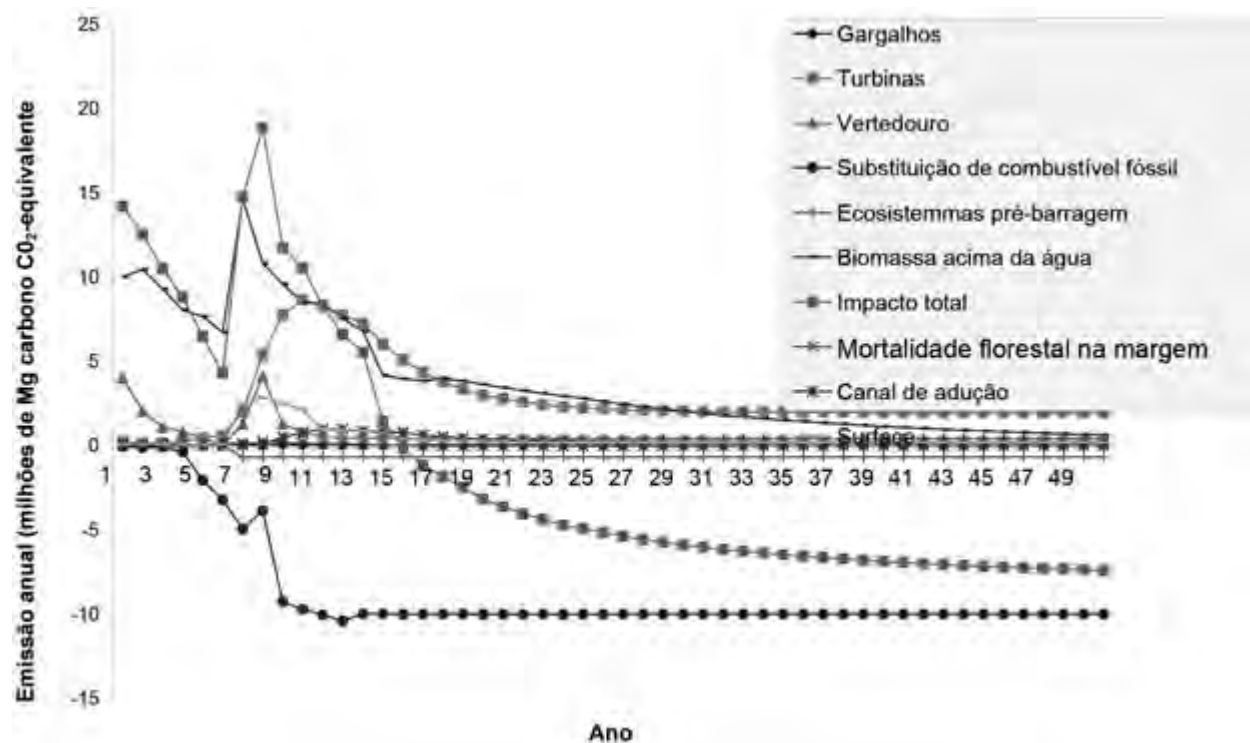


Figura 4. Emissões por caminho para o complexo Belo Monte/Babaquara (Altamira). O complexo começa a reembolsar sua dívida de emissões de gás de efeito estufa após o 15º ano depois de encher o primeiro reservatório.

Tabela 7. Médias a longo prazo de emissão líquida de gases de efeito estufa para o complexo Belo Monte/Babaquara

| | Emissões de todas as fontes (milhões de Mg C CO ₂ -equivalente/ano) | | |
|--|---|-------------------------------|-------------------------------|
| | Anos 1-10 média de 10 anos | Anos 1-20 média de 20 anos | Anos 1-50 média de 50 anos |
| Emissões de inventário | | | |
| Emissões de superfície | 1,0 | 0,8 | 0,4 |
| Turbinas | 2,6 | 3,8 | 2,8 |
| Vertedouro | 1,6 | 1,0 | 0,6 |
| Canal de adução | 0,2 | 0,4 | 0,3 |
| Gargalos | 0,01 | 0,01 | 0,01 |
| Emissões de inventário totais | 5,3 | 6,0 | 4,1 |
| Outros fluxos | | | |
| Substituição de fóssil-combustível | -3,7 | -3,9 | -4,1 |
| Fluxos de ecossistema pre-represa | -0,3 | -0,5 | -0,6 |
| Biomassa acima d'água | 9,6 | 7,2 | 3,8 |
| Decomposição no perímetro da magem | 0,07 | 0,04 | 0,01 |
| Outros fluxos totais | 5,9 | 0,1 | -5,5 |
| Impacto total | 11,2 | 6,1 | -1,4 |
| Impacto total como múltiplo da emissão de referência de combustível fóssil | 4,0 | 2,5 | 0,7 |

INCERTEZAS FUNDAMENTAIS

Um cálculo como o do presente estudo para o complexo Belo Monte/Babaquara envolve muita incerteza. Não obstante, o cálculo precisa ser feito, e as melhores informações disponíveis devem ser usadas para cada um dos parâmetros requeridos pelo modelo. Na medida em que pesquisas nesta área procedem, estimativas melhores para estes parâmetros se tornarão disponíveis, e o modelo poderá interpretar rapidamente estas informações em termos do resultado delas sobre as emissões de gases de efeito estufa.

Embora um conjunto completo de testes de sensibilidade não tenha sido administrado ainda, o comportamento do modelo fornece várias indicações sobre quais parâmetros são os mais importantes.

Testes de sensibilidade para parâmetros selecionados de entrada são apresentados na Tabela 8, mostrando o efeito de um aumento de 10% em cada parâmetro de entrada. Efeitos são simétricos para uma diminuição de 10% em cada parâmetro (não mostrado na tabela). São apresentados os efeitos em termos da mudança no impacto total das represas (expresso em porcentagem) como médias anuais para os períodos de 1-10 anos, 1-20 anos e 1-50 anos. Isto quer dizer que os resultados representam a discrepância, em porcentagem, dos valores do cenário de referência para estas médias que foram apresentados na Tabela 7. Para todos os três períodos, as variáveis para as quais o impacto total é muito sensível são a biomassa da floresta original e as porcentagens do metano exportado que é emitido às turbinas e aos vertedouros.

Tabela 8. Testes de sensibilidade para parâmetros selecionados de entrada

| Parâmetro de entrada | Unidades | Valor do parâmetro no cenário de referência | Mudança percentual no impacto total em resposta a um aumento de 10% no parâmetro de entrada | | |
|--|-------------------------------|---|---|------------------|------------------|
| | | | Média de 10 anos | Média de 20 anos | Média de 50 anos |
| Proporção do CH ₄ liberada nas turbinas (ponto médio entre cenários alto e baixo) | Proporção | 0,55 | | | |
| Mudança percentual | % | | 2,03 | 5,18 | -16,17 |
| Proporção do CH ₄ liberada no vertedouro | Proporção | 1 | | | |
| Mudança percentual | % | | 1,22 | 1,37 | -3,67 |
| Taxa de crescimento da vegetação da zona de deplecionamento | Mg/ha/ano peso seco | 10 | | | |
| Mudança percentual | % | | 0,02 | 0,46 | -3,33 |
| Biomassa de macrófitas, anos 1-6 | Mg/ha de macrófitas peso seco | 11,1 | | | |
| Mudança percentual | % | | 0,23 | 0,26 | -0,54 |
| Biomassa de macrófitas, anos 7-50 | Mg/ha de macrófitas | 1,5 | | | |
| Mudança percentual | % | | 0,003 | 0,10 | -0,48 |
| Macrófitas não encalhadas (morte + decomposição) | fração por mês | 0,144 | | | |
| Mudança percentual | % | | 0,23 | 0,34 | -0,92 |
| Zona de deplecionamento inundada (taxa de decomposição sub-aquática) | fração por mês | 0,656 | | | |
| Mudança percentual | % | | 0,02 | 0,48 | -0,04 |
| Taxa de decomposição de macrófitas encalhadas | fração por mês | 0,314 | | | |
| Mudança percentual | % | | -0,001 | -0,01 | 0,04 |
| Biomassa acima do solo | Mg/ha peso seco | 176,1 | | | |
| Mudança percentual | % | | 2,95 | 5,02 | -11,91 |
| Percentual de emissão nos canais de adução | % | 15,3 | | | |
| Mudança percentual | % | | 0,02 | 0,08 | -0,26 |
| Percentual de oxidação nos canais de adução | % | 66,5 | | | |
| Mudança percentual | % | | -0,50 | -2,49 | 7,90 |
| Percentual de emissão nos gargalos | % | 2,1 | | | |
| Mudança percentual | % | | 0,01 | 0,004 | 0,002 |
| Percentual de oxidação nos gargalos | % | 9,2 | | | |
| Mudança percentual | % | | -0,01 | -0,07 | -0,04 |
| Percentual de mortalidade de árvores na margem do reservatório: 0-100 m (média ponderada) | % | 81,7 | | | |
| Mudança percentual | % | | 0,06 | 0,07 | -0,04 |

Nos primeiros anos depois de encher o reservatório, emissões são dominadas pelo CO_2 liberado pela decomposição da biomassa situada acima da água. Estas emissões, embora sujeitas à incerteza, são fundadas nos melhores dados disponíveis sobre decomposição em áreas desmatadas. Embora sejam valiosas medidas específicas de árvores em reservatórios, uma mudança radical no resultado não é esperada. As presunções sobre mortalidade da floresta a diferentes distâncias da margem são apenas suposições, mas neste caso a quantidade de carbono envolvido é insuficiente para fazer qualquer diferença significativa no resultado global.

Os anos iniciais também incluem uma emissão significativa da liberação de metano pelo transcurso da água pelas turbinas. Para a porcentagem do metano dissolvido que é liberado no cenário de baixas emissões adota-se os valores derivados de medidas em Petit Saut (Galy-Lacaux *et al.*, 1997, 1999). Por causa de diferenças entre Petit Saut e as represas brasileiras, a faixa usada é muito larga (21-89,9%) (Veja a discussão em Fearnside, 2002a). As estimativas de emissões aqui apresentadas são os pontos médios entre os extremos dos resultados produzidos para a porcentagem emitida junto às turbinas. Acredita-se que este valor médio seja conservador.

Deve ser lembrado que, quando Belo Monte e Babaquara entrarem em operação, haverá uma certa compensação entre as duas represas que reduz o efeito global da incerteza relativo à porcentagem de metano dissolvido que é liberado junto às turbinas. Quando for usada uma baixa estimativa para este parâmetro, a emissão em Babaquara fica reduzida, mas o CH_4 não liberado é repassado para a Belo Monte, onde por conseguinte aumentam as emissões por outros caminhos (emissões de superfície e emissões no canal de adução e nos gargalos).

As fontes de carbono para emissões de CH_4 nos primeiros anos são dominadas por liberação de carbono instável do solo (Figura 2). Embora falem medidas desta liberação para qualquer reservatório, a evolução dos valores para emissão aos valores para concentração de CH_4 aos 30 m de profundidade, usando valores observados nesta faixa nos primeiros anos, especialmente em Petit Saut, resulta em uma trajetória realística de concentrações de CH_4 e de emissões desta fonte.

Mais importantes são as incertezas relativas à emissão de CH_4 depois que o pico inicial passe. Muito menos dados de reservatórios amazônicos

mais velhos estão disponíveis para calibrar esta parte da análise. O declínio em áreas de macrófita reduz a importância da incerteza relativa a esta fonte para as emissões a longo prazo. O que predomina para o complexo como um todo é a biomassa da zona de deplecionamento em Babaquara. Isto resulta em picos sazonais grandes na concentração de CH_4 no reservatório de Babaquara (Figura 3a). Uma parte deste metano é repassada para os dois reservatórios de Belo Monte (Figura 3b e 3c). A taxa de crescimento da vegetação na zona de deplecionamento é, então, crítica, e nenhuma medida atual disto existe. A suposição feita é de que este crescimento acontece linearmente, acumulando 10 Mg de matéria seca em um ano. O valor usado para o conteúdo de carbono desta e das outras formas de biomassa macia é de 45%. A taxa de crescimento presumida é extremamente conservadora, quando comparada às taxas de crescimento anuais medidas de plantas herbáceas para o período de três meses de exposição em áreas de várzea ao longo do rio Amazonas perto de Manaus: em 9 medidas por Junk & Piedade, 1997, p. 170) estas plantas acumularam, em média, 5,67 Mg/ha de peso seco (DP=1,74, variação=3,4-8,7). O valor proporcional para um ano de crescimento linear seria 22,7 Mg/ha, ou mais que o dobro do valor presumido para a zona de deplecionamento de Babaquara. Uma medida da biomassa acima do solo de gramíneas até 1,6 mês após a exposição de terras de várzea no Lago Mirití indica uma taxa de acúmulo de matéria seca equivalente a 15,2 Mg/ha/ano (P.M. Fearnside, dados não publicados). A fertilidade do solo nas zonas de sedimentação de várzea é maior do que em zona de deplecionamento de um reservatório, mas uma suposição da ordem de magnitude da taxa de crescimento da várzea parece segura. Não obstante, este é um ponto importante de incerteza no cálculo.

Taxas de decomposição também são importantes, e medidas sob condições anaeróbicas em reservatórios não são disponíveis. Acredita-se que a decomposição da vegetação herbácea na várzea oferece um paralelo adequado. Em medidas sob condições inundadas em várzea de água branca, a decomposição de três espécies (Furch & Junk, 1997, p. 192, Junk & Furch, 1991) e uma experiência em um tanque de 700 litros com uma quarta espécie (Furch & Junk, 1992, 1997, p. 195) indicaram a fração de peso seco perdida depois de um mês de submersão, em média, de 0,66 (DP = 0,19 variação=0,425-0,9). O valor mais baixo (0,425) é da espécie medida na

experiência no tanque, onde a anoxia da água foi constatada depois de aproximadamente um dia. Se as medidas sob condições naturais incluíssem alguma decomposição aeróbia, a taxa média para condições totalmente anóxicas poderia ser um pouco abaixo da média para as quatro espécies usadas aqui.

As taxas de decomposição aeróbica para macrófitas encalhadas determinam o quanto dessa biomassa ainda esteja presente se o nível d'água fosse subir novamente antes da decomposição ser completa. Uma medida de macrófitas mortas no Lago Mirití até 1,6 mês após o encalhamento indica uma perda de 31,4% do peso seco por mês (P.M. Fearnside, dados não publicados). O número de observações é mínimo (três parcelas de 1 m²).

O manejo da água em Babaquara também é importante para determinar a quantidade de emissão da zona de deplecionamento. Quanto mais tempo o reservatório seja mantido a um nível baixo, mais vegetação cresce na zona de deplecionamento. A liberação subsequente de CH₄ quando a zona de deplecionamento for inundada mais que compensa para o efeito na direção oposta que os baixos níveis d'água têm na redução da profundidade até a entrada da turbina em Babaquara, e, portanto, na concentração de CH₄ na água que passa pelas turbinas. As presunções para uso d'água utilizadas no cálculo resultam em três meses de níveis baixos de água, quatro meses de níveis altos e cinco meses de níveis intermediários.

A magnitude dos picos sazonais altos de CH₄ depende da relação entre a quantidade de carbono que degrada e o estoque (e concentração) de CH₄ quando estas variáveis estavam em níveis altos nos primeiros anos em Petit Saut (*i.e.*, dados de Galy-Lacaux *et al.*, 1997, 1999). A natureza da fonte de carbono em Petit Saut durante este tempo era diferente (acredita-se ter sido principalmente carbono do solo). A verdadeira quantidade de carbono degradada anaerobicamente em Petit Saut durante este tempo é desconhecida, e o escalamento que empresta confiança aos resultados durante os anos iniciais depois de reservatório encher, quando as fontes de carbono eram do mesmo tipo, não dá tanta confiança a estes resultados para os anos posteriores. Quantificar a relação entre a produção de CH₄ e a quantidade de decomposição de biomassa macia (como as macrófitas e especialmente a vegetação da zona de deplecionamento) deveria ser uma prioridade para pesquisa. No entanto, o resultado geral, isto é, que a vegetação da zona de deplecionamento

produz um pulso grande e renovável de CH₄ dissolvido em reservatórios, não há dúvida. Um caso relevante é a experiência na hidrelétrica de Três Marias, no Estado de Minas Gerais, onde uma flutuação vertical de 9 m no nível da água resultou na exposição e inundação periódica de uma zona de deplecionamento grande, com um pico grande subsequente de emissões de metano pela superfície do lago (Bodhan Matvienko comunicação pessoal, 2000). Até mesmo na idade muito avançada de 36 anos, o reservatório de Três Marias emite metano por ebulição em quantidades que excedem em muito as emissões de superfície de todos os outros reservatórios brasileiros que foram estudados, inclusive Tucuruí, Samuel e Balbina (Rosa *et al.*, 2002, p. 72).

Uma fonte adicional de incerteza é o destino da carga dissolvida de CH₄ quando a água atravessa os 17 km do canal de adução de Belo Monte e pelos quatro conjuntos de gargalos que separam as pequenas bacias hidrográficas inundadas que compõem o Reservatório dos Canais. Parte do metano é emitida, parte é oxidada, e o resto é passado para o Reservatório dos Canais. Os parâmetros usados para isto estão baseados na suposição de que o canal (largura na superfície de aproximadamente 526 m, com um fluxo em plena capacidade de 13.900 m³/segundo) é semelhante ao trecho do rio Sinnamary, na Guiana francesa, abaixo da barragem de Petit Saut (onde a largura média do rio é 200 m e a vazão média é apenas 267 m³/segundo). Galy-Lacaux *et al.* (1997) calcularam concentrações de metano e fluxos ao longo de 40 km de rio abaixo da barragem de Petit Saut e calcularam as quantidades emitidas e oxidadas no rio. Os resultados deles indicam que, para o CH₄ dissolvido que entra do rio oriundo da represa, são liberados 18,7% e são oxidados 81,3% (média de medidas em três datas, com a porcentagem liberada variando de 14 a 24%). Praticamente toda a liberação e oxidação acontecem dentro nos primeiros 30 quilômetros. No rio Sinnamary, depois de uma extensão inicial de 4 km onde um processo de mistura acontece, a concentração de CH₄ na água e o fluxo da superfície diminuem linearmente, chegando a zero a 30 km abaixo da barragem (*i.e.*, ao longo de uma extensão de rio de 26 km). Considerando o estoque a cada ponto ao longo do rio, pode-se calcular que, nos primeiros 17 km de rio, são liberados 15,3% do CH₄ e são oxidados 66,5%. No cálculo para Belo Monte presume-se que estas porcentagens se aplicam ao canal de adução, e que o metano restante é repassado para o Reservatório dos Canais.

Estimativas para emissão nos gargalos foram derivadas a partir de informações sobre o comprimento deles e as porcentagens de emissão e oxidação que aconteceram ao longo de uma extensão de rio de mesmo comprimento abaixo da barragem de Petit Saut. Baseado em um mapa do reservatório (Brasil, ELETRONORTE, s/d [C. 2002]b), o primeiro compartimento é conectado ao segundo por três passagens com comprimento médio de 1,6 km, o segundo e terceiro compartimento estão conectados por duas passagens com comprimento médio de 1,7 km, o terço e quarto compartimentos estão conectados por duas passagens com comprimento médio de 1,3 km, e os quarto e quinto compartimentos estão conectados por uma passagem larga (embora indubitavelmente rasa na divisa entre as bacias) que pode ser considerada como uma passagem de 0 km de comprimento. Supõe-se que as porcentagens de metano dissolvido liberadas e oxidadas nestes gargalos sejam proporcionais às porcentagens de liberação e oxidação que aconteceram ao longo deste mesmo comprimento de rio abaixo da barragem de Petit Saut (baseado nos dados de Galy-Lacaux *et al.*, 1997). A incerteza neste caso é muito maior do que no caso dos valores para estas porcentagens calculadas para o canal de adução porque os gargalos curtos estão dentro da extensão inicial do rio onde um processo mistura estava acontecendo. As porcentagens usadas (que são todas muito baixas) também presumem que o processo pára ao término do gargalo, em lugar de continuar ao longo de alguma distância no próximo compartimento do reservatório. O resultado líquido é que os gargalos, considerados em conjunto, só emitem 2,1% do metano, enquanto são oxidados 9,2% e 88,7% são transmitidos até o final do reservatório.

Assim como no caso das turbinas de Babaquara, há alguma compensação no sistema para incerteza nas porcentagens liberadas no canal de adução e nos gargalos. Se forem superestimadas as emissões do canal de adução e/ou dos gargalos, então a emissão nas turbinas da casa de força principal de Belo Monte será subestimada. Observa-se que isto só se aplica aos valores para a porcentagem emitida, não aos valores usados para a porcentagem de oxidação nestes canais: qualquer erro para cima ou para baixo na porcentagem oxidada não seria compensado por uma mudança na direção oposta nas emissões das turbinas.

Em resumo, incertezas múltiplas existem no cálculo atual. Pesquisa futura, especialmente se for direcionada aos parâmetros para os quais o modelo indica que o sistema é mais sensível, ajudará

a reduzir estas incertezas. No entanto, o presente cálculo representa a melhor informação atualmente disponível. Estes resultados fornecem um componente necessário para a atual discussão dos impactos potenciais destas represas.

COMPARAÇÃO COM COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS

Comparações sem descontar

As emissões anuais de gases de efeito estufa diminuem com tempo, mas ainda se estabilizam num nível com impacto significativo. A evolução temporal dos impactos de gases de efeito estufa, com emissões concentradas nos primeiros anos da vida de uma represa, é uma das diferenças principais entre represas hidrelétricas e geradoras a combustíveis fósseis em termos de efeito estufa (Fearnside, 1997b). Dando maior peso aos impactos a curto prazo aumenta o impacto das hidrelétricas em relação às de combustíveis fósseis.

O carbono deslocado de combustível fóssil pode ser calculado baseado na suposição de que a alternativa é geração a partir de gás natural. Esta é uma suposição mais razoável do que o petróleo como referência, já que a expansão atual da capacidade geradora em São Paulo e em outras partes da rede elétrica no Centro-Sul do Brasil está vindo de usinas termoeletricas movidas a gás e abastecidas pelo novo gasoduto Bolívia-Brasil. O gasoduto já existe e não é considerado como parte das emissões de construção das usinas termoeletricas a gás.

Deslocamento de combustível fóssil é mostrado na Figura 5 em uma base anual. O complexo começa a ganhar terreno em compensar pelas suas emissões depois do ano 15. O saldo líquido de emissões de gases de efeito estufa em uma base cumulativa é mostrado na Figura 6. O complexo somente terá um saldo positivo em termos de seu impacto no aquecimento global 41 anos depois do enchimento da primeira represa.

Quanto mais longo é o horizonte de tempo, mais baixo é o impacto médio. Durante os primeiros dez anos o impacto líquido é 4,0 vezes o da alternativa de combustível fóssil. Depois de vinte anos o impacto líquido ainda é 2,5 vezes maior que o do combustível fóssil, enquanto para o horizonte de tempo completo de 50 anos o projeto repaga a sua dívida de aquecimento global (presumindo que é sem juros, isto é, calculada com desconto zero), com a média de impacto total a longo prazo sendo 70% a da alternativa de combustível fóssil.

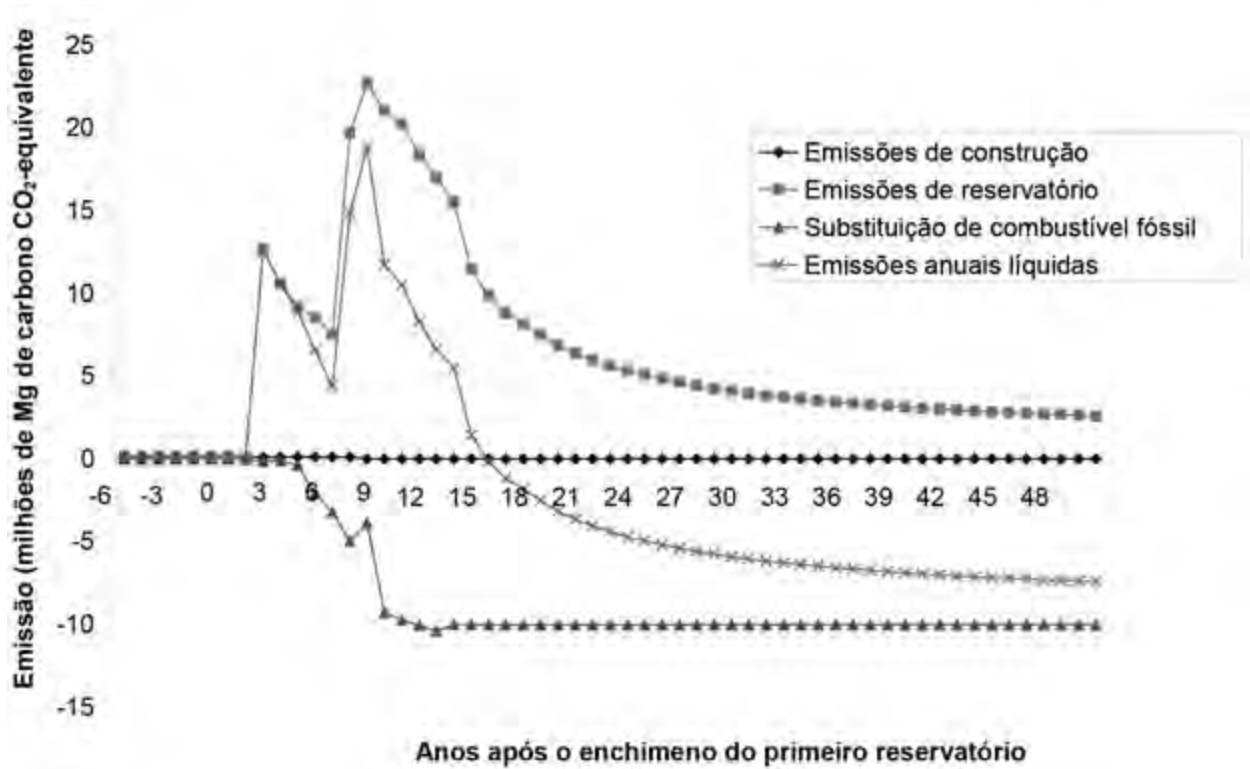


Figura 5. Emissões anuais e substituição de combustível fóssil.

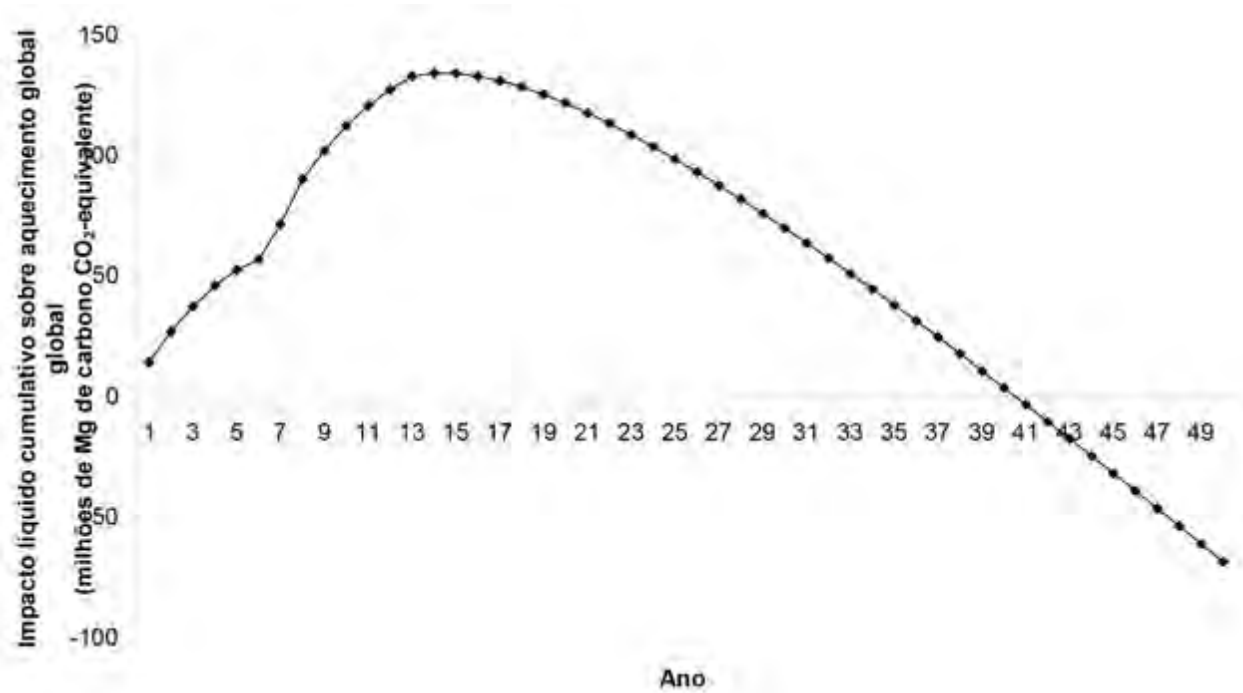


Figura 6. Impacto de aquecimento global líquido cumulativo do complexo Belo Monte/Babaquara (Altamira) (sem descontar). O complexo só consegue um saldo positivo depois de 41 anos.

O efeito do tempo

O papel do tempo é uma parte essencial no debate sobre represas hidrelétricas e na questão do efeito estufa em geral. A maioria das decisões, tais como uma decisão para construir uma hidrelétrica, é baseada em cálculos financeiros de custo/benefício que dão um valor explícito ao tempo, aplicando uma taxa de desconto a todos os custos e benefícios futuros. A taxa de desconto é essencialmente o oposto de uma taxa de juros, como por exemplo, o retorno que um investidor poderia ganhar em uma caderneta de poupança em um banco. Com uma poupança, quanto mais tempo se espera, maior a quantia monetária na conta, já que o saldo é multiplicado por uma porcentagem fixa ao término de cada período de tempo e os juros resultantes são acrescentados ao saldo para o próximo período. Com uma taxa de desconto, o valor atribuído a quantidades futuras diminui, em lugar de aumentar, por uma porcentagem fixa em cada período de tempo. Se um projeto como uma barragem hidrelétrica produz grandes impactos nos primeiros anos, como o tremendo pico de emissões de gás de efeito estufa mostrado aqui, enquanto os benefícios pela substituição de combustível fóssil somente se acumulam a longo prazo, então qualquer

taxa de desconto positiva pesará contra a opção hidrelétrica (Fearnside 1997b).

A evolução temporal das emissões de gases de efeito estufa aumenta mais o impacto da represa quando são contadas as emissões do cimento, aço e combustível fóssil usados na construção da obra. As emissões de construção da barragem vêm anos antes de qualquer geração de eletricidade. Uma análise de “cadeia completa de energia”, ou FENCH, incluiria todas estas emissões. Porém, as emissões de construção são uma parte relativamente pequena do impacto total. São mostradas as emissões líquidas anuais descontadas a taxas de até 3% na Figura 7. Se apenas o equilíbrio instantâneo é considerado, o complexo substitui por mais carbono equivalente do que emite começando no ano 16, independente da taxa de desconto. Depois disso o complexo começa a pagar a sua dívida ambiental referente às grandes emissões líquidas dos primeiros 15 anos.

As emissões cumulativas descontadas chegam a um pico no ano 15, mas não alcançam o ponto de ter um saldo positivo até pelo menos 41 anos depois que o primeiro reservatório esteja cheio (Figura 8). Aplicar uma taxa de desconto alonga substancialmente o tempo necessário para alcançar este ponto.

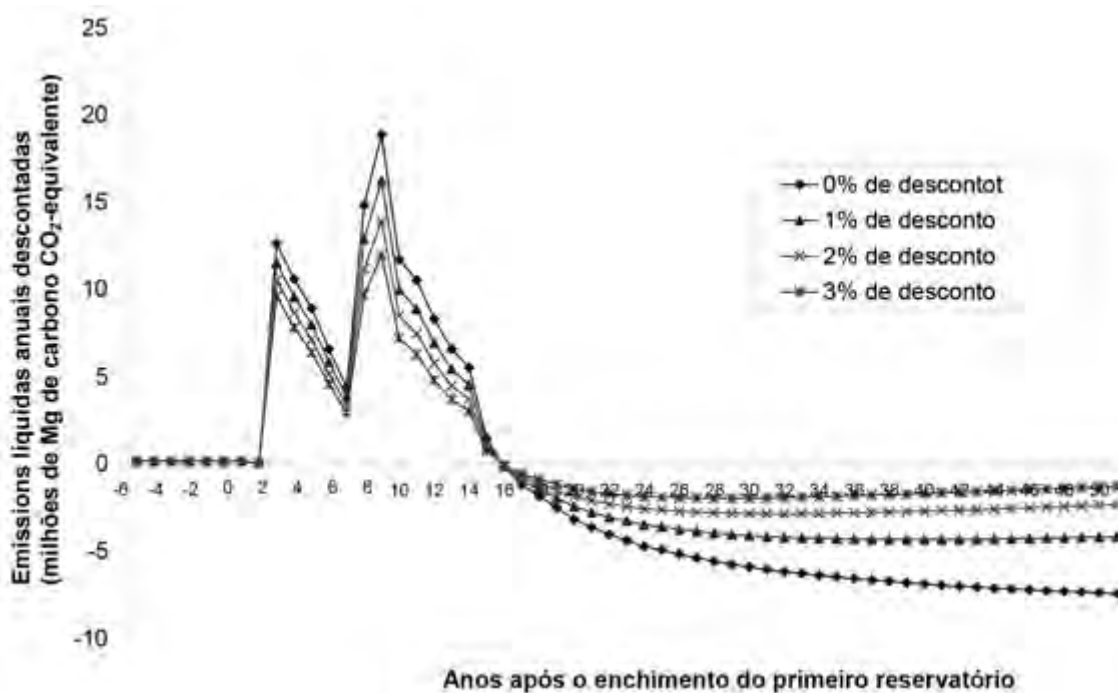


Figura 7. Emissões líquidas anuais descontadas. Em uma base anual, o complexo começa a reembolsar suas emissões iniciais depois do ano 15, independente de taxa de desconto.

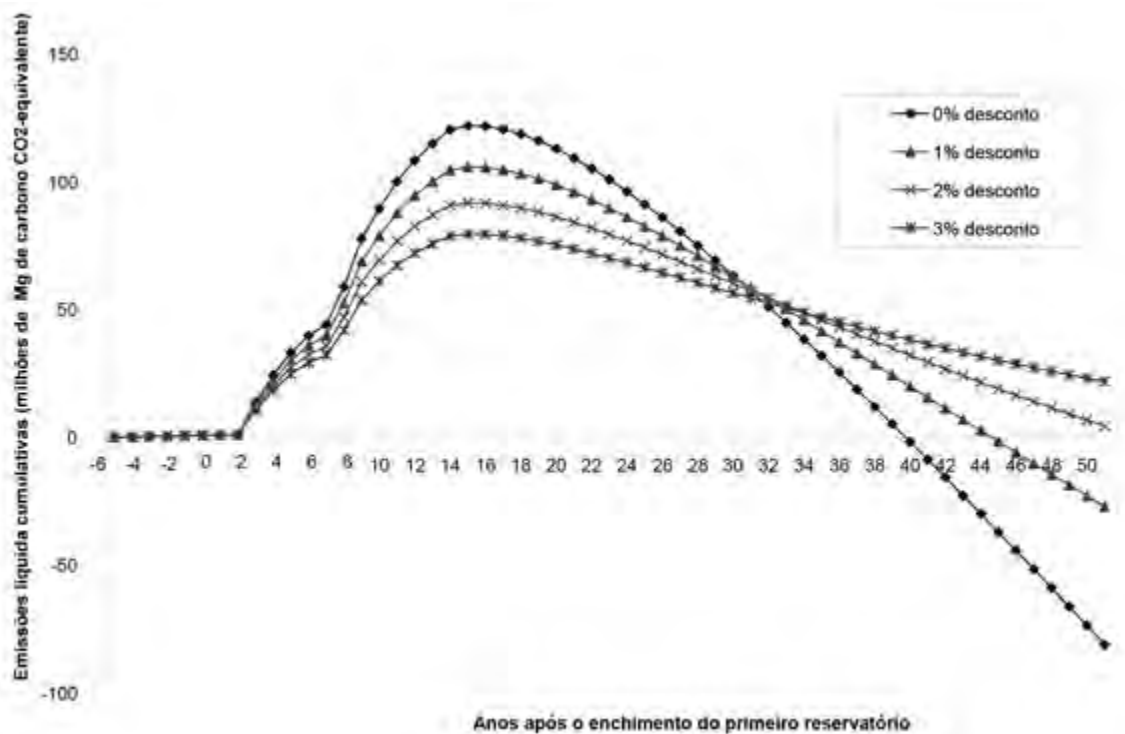


Figura 8. Emissões cumulativas descontadas. Descontando estende o tempo precisado para o complexo para conseguir um saldo positivo em termos de seu impacto acumulado.

O efeito de taxas de desconto anuais diferentes é mostrado na Figura 9. Com desconto zero, o impacto líquido médio representa um ganho anual de 1,4 milhões de Mg C (a média de 50 anos na Tabela 7), mas o impacto relativo atribuído à opção hidrelétrica aumenta muito quando o valor tempo é considerado. No caso do complexo Belo Monte/Babaquara, qualquer taxa de desconto anual superior a 1,5% resulta ao projeto um impacto maior sobre o efeito estufa do que a alternativa de combustível fóssil. São mostradas taxas de desconto de até 12%. Embora este autor não defenda o uso de taxas de desconto tão altas como estas (Fearnside, 2002b,c), um contingente importante nos debates sobre a contabilidade de carbono (por exemplo, o Instituto Florestal Europeu) defende o uso das mesmas taxas de desconto para carbono como para dinheiro, e as análises financeiras para Belo Monte usam uma taxa de desconto de 12% para dinheiro (Brasil, ELETRONORTE, 2002, Tomo I, p. 6-84).

Em termos de efeito estufa, uma série de argumentos fornece uma razão para dar um valor ao tempo nos cálculos sobre emissões de gases de efeito estufa (Fearnside, 1995b, 1997b, 2002b,c, Fearnside *et al.*, 2000). O efeito estufa não é um evento pontual, como uma erupção vulcânica, já que uma mudança

de temperatura seria essencialmente permanente, aumentando as probabilidades de secas e de outros impactos ambientais. Qualquer adiamento nas emissões de gases de efeito estufa, e do aumento conseqüente da temperatura, então representa um ganho das vidas humanas e outras perdas que teriam acontecido caso contrário ao longo do período do adiamento. Isto dá para o tempo um valor que é independente de qualquer perspectiva “egoísta” da geração atual. Apesar dos benefícios de dar valor ao tempo para favorecer decisões que adiam o efeito estufa, chegar a um acordo político sobre os pesos apropriados para o tempo é extremamente difícil. O curso de menor resistência nas primeiras rodadas de negociações sobre o Protocolo de Kyoto foi de usar um horizonte de tempo de 100 anos, sem descontar ao longo deste período, como o padrão para comparações entre os diferentes gases de efeito estufa (*i.e.*, o potencial de aquecimento global de 21 adotado para metano, ou ainda mais com o valor de 25 adotado no relatório mais recente do IPCC: Forster *et al.*, 2007, p. 212). Se formulações alternativas são usadas que dão um peso ao tempo, o impacto do complexo Belo Monte/Babaquara aumentaria, e, mais importante ainda, aumentaria o impacto de hidrelétricas comparadas a outras possíveis opções para provisão de energia.

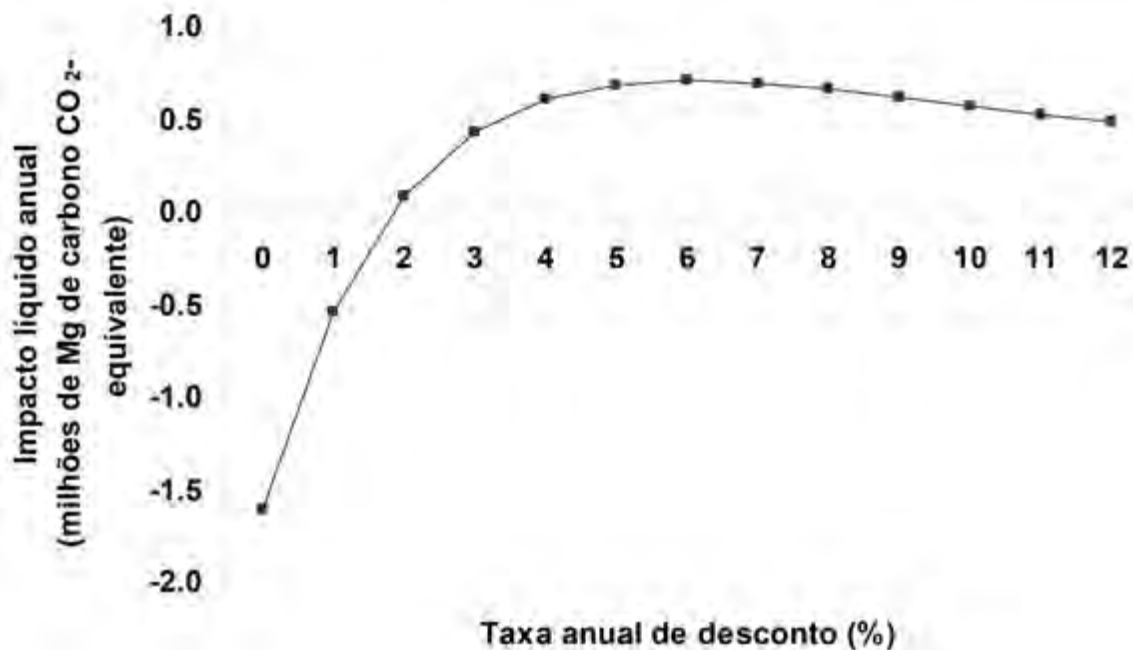


Figura 9. Efeito de taxa de desconto em emissões líquidas anuais médias ao longo de um horizonte de tempo de 50 anos. Se for usado uma taxa de desconto anual de 1,5% ou mais, o complexo tem um impacto maior sobre o efeito estufa do que a alternativa de combustível fóssil.

IMPLICAÇÕES PARA A POLÍTICA DE DESENVOLVIMENTO

A conclusão do atual estudo de que as barragens propostas de Belo Monte e Babaquara (Altamira) produziram emissões líquidas significativas de gases de efeito estufa durante muitos anos é uma consideração importante para os debates em curso no Brasil e em outros países que enfrentam decisões semelhantes. A emissão adicional de gás de efeito estufa de 11,2 milhões de Mg de carbono CO₂-equivalente por ano durante os primeiros dez anos representa mais que a emissão atual de combustível fóssil queimado na área metropolitana de São Paulo, com 10% da população do Brasil. A tomada racional de decisões sobre propostas para represas hidrelétricas, como é o caso com qualquer projeto de desenvolvimento, requer uma avaliação abrangente dos impactos e dos benefícios das propostas, de forma que os prós e contras podem ser comparados e publicamente debatidos antes de tomar decisões sobre a construção do projeto. Gases de efeito estufa representam um impacto que, até agora, tem recebido pouca consideração nestas decisões.

No caso de Belo Monte e Babaquara (Altamira), é importante reconhecer que o lado de benefício do equilíbrio seja consideravelmente menos atraente do

que o quadro que é retratado frequentemente por proponentes de projeto. A eletricidade produzida é para uma rede que apóia um setor rapidamente crescente de indústrias electro-intensivas subsidiadas, tais como o beneficiamento de alumínio para exportação. Apenas 2,7 pessoas são empregadas por GWh de eletricidade consumida no setor de alumínio no Brasil, recorde apenas ultrapassado por usinas de ferro-liga (1,1 emprego/GWh), que também consomem quantias grandes de energia para um artigo de exportação (Bermann & Martins, 2000, p. 90). Uma discussão nacional sobre o uso que é feito da eletricidade do País deveria ser uma condição prévia para qualquer decisão grande para aumentar capacidade geradora, como no caso da construção de barragens no rio Xingu. O contraste entre os custos sociais de barragens e os benefícios escassos que elas provêm por meio das indústrias eletrointensivas é particularmente pertinente aos planos para o rio Xingu (Bermann, 2002; Fearnside, 1999).

Do ponto-de-vista de gases de efeito estufa, o fato que energia é usada para uma indústria de exportação subsidiada significa que a linha de base contra a qual são comparadas as emissões hidrelétricas deveria incluir a opção de simplesmente não produzir parte da energia esperada das barragens, em lugar da linha de base usada aqui de gerar em cheio

o equivalente da energia das barragens por meio de combustíveis fósseis. Porque o Brasil poderia escolher não se expandir ou manter as suas indústrias de exportação eletrointensivas, uma linha de base alternativa desse tipo faria com que os resultados sobre emissões fossem até mesmo menos favoráveis para a energia hidrelétrica do que os resultados calculados no atual trabalho.

As barragens do rio Xingu representam um desafio ao sistema de licenciamento ambiental por causa da grande diferença entre o impacto a primeira barragem (Belo Monte) e o das represas subsequentes, especialmente a Babaquara (Altamira). O sistema de licenciamento ambiental atualmente só examina os impactos de um projeto de cada vez, não o impacto combinado de projetos interdependentes como estes. Porque os maiores impactos (inclusive emissões de gases de efeito estufa) de uma decisão para construir a Belo Monte seria causado pela represa ou represas que seriam construídas por conseguinte rio acima, o sistema de licenciamento deve ser reformado para contender com este tipo de situação.

CONCLUSÕES

A complexa hidrelétrica Belo Monte/Babaquara (Altamira) teria um impacto significativo sobre o efeito estufa, embora a quantidade grande de energia produzida compensaria eventualmente as emissões iniciais altas. As hipóteses usadas aqui indicam que 41 anos seriam necessários para o complexo chegar a ter um saldo positivo em termos de impacto sobre o aquecimento global no cálculo mais favorável a hidrelétricas, sem aplicação de nenhuma taxa de desconto. Apesar de incerteza alta sobre vários parâmetros fundamentais, a conclusão geral parece ser robusto. Isto é, que o complexo teria impacto significativo, e que o nível de impacto a longo prazo, embora muito mais baixo do que nos primeiros anos, seria mantido em níveis apreciáveis.

A presente análise inclui várias suposições conservadoras relativo às porcentagens de metano emitidas por caminhos diferentes. Valores mais altos para estes parâmetros estenderiam ainda mais o tempo necessário para o complexo ter um saldo positivo em termos de aquecimento global.

O impacto atribuído a represas é altamente dependente de qualquer valor dado à evolução temporal das emissões: qualquer taxa de desconto ou outro mecanismo de preferência temporal aplicado

aumentaria mais o impacto calculado para hidrelétricas em comparação com geração com combustíveis fósseis. O valor de 41 anos para uma emissão de gases de efeito estufa desta magnitude é até mesmo significativo a zero desconto. O complexo Belo Monte/Babaquara não terá um saldo positivo até o final do horizonte de tempo de 50 anos com taxas de desconto anuais superiores de 1,5%.

Os casos de Belo Monte e das outras barragens do Xingu ilustram a necessidade absoluta de se considerar as interligações entre projetos diferentes de infra-estrutura e incluir estas considerações como uma condição prévia para construir ou autorizar quaisquer dos projetos. Adiar a análise dos projetos mais controversos não é uma solução.

AGRADECIMENTOS

O Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq AI 470765/01-1) e o Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA PPI 1-3620) contribuíram com apoio financeiro. A maior parte do trabalho foi atualizado de parte de uma discussão mais ampla sobre as barragens no rio Xingu (Fearnside, 2005c). Agradeço a Neusa Hamada, Reinaldo Barbosa, Glenn Switkes e ao seu sogro pelos comentários. Esta é uma republicação de Fearnside (2009).

LITERATURA CITADA

- ABRIL, G.; GUÉRIN, F.; RICHARD, S.; DELMAS, R.; GALY-LACAU, C.; GOSSE, P.; TREMBLAY, A.; VARFALVY, L.; dos SANTOS, M.A. & MATVIENKO, B. 2005. Carbon dioxide and methane emissions and the carbon budget of a 10-years old tropical reservoir (Petit-Saut, French Guiana). *Global Biogeochemical Cycles*, 19: GB 4007, doi: 10.1029/2005GB002457.
- ALBRITTON, D.L.; DERWENT, R.G.; ISAKSEN, I.S.A.; LAL, M.; WUEBBLES & D.J. 1995. Trace gas radiative forcing indices. p. 205-231 *In*: J.T. Houghton, L.G. Meira Filho, J. Bruce, Hoesung Lee, B.A. Callander, E. Haites, N. Harris & K. Maskell, (eds.). *Climate Change 1994: Radiative Forcing of Climate Change and an Evaluation of the IPCC IS92 Emission Scenarios*. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido, 339p.
- BERMANN, C. 2002. O Brasil não precisa de Belo Monte. Amigos da Terra-Amazônia Brasileira, São Paulo, RJ. 4p. (http://www.amazonia.org.br/opiniao/artigo_detail.cfm?id=14820)
- BERMANN, C. & MARTINS, O.S. 2000. *Sustentabilidade energética no Brasil: Limites e Possibilidades para uma Estratégia*

- Energética Sustentável e Democrática*. Projeto Brasil Sustentável e Democrático, Federação dos Órgãos para Assistência Social e Educacional (FASE), Rio de Janeiro, RJ. 151p.
- BRASIL, ANEEL. 2001. Descargas médias de longo período: Bacia do Amazonas-Rios Tapajós/Amazonas/Iriri/Xingu. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Brasília, DF. http://www.aneel.gov.br/cgrh/atlas/subbac/sub18_f.jpg.
- BRASIL, ELETROBRÁS. 2009. *Aproveitamento Hidrelétrico Belo Monte: Estudo de Impacto Ambiental*. Fevereiro de 2009. Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS). Rio de Janeiro, RJ. 36 vols.
- BRASIL, ELETROBRÁS, DNAEE. 1997. *Instruções para Estudos de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos*. Centrais Elétricas do Brasil (ELETROBRÁS) & Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica (DNAEE), Brasília, DF.
- BRASIL, ELETRONORTE. 2002. *Complexo Hidrelétrico Belo Monte: Estudos De Viabilidade, Relatório Final*. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE), Brasília, DF. 8 vols.
- BRASIL, ELETRONORTE. s/d [C. 1988]. The Altamira Hydroelectric Complex. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE), Brasília, DF. 16p.
- BRASIL, ELETRONORTE. s/d [C. 1989]. Altamira.txt. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE), Brasília, DF, Brazil. 6p. (disponível da: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas-UNICAMP, Campinas, SP).
- BRASIL, ELETRONORTE. s/d [C. 2002]a. *Complexo Hidrelétrico Belo Monte: Estudo de Impacto Ambiental- E I A. Versão preliminar*. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE), Brasília, DF. 6 vols.
- BRASIL, ELETRONORTE. s/d [C. 2002]b. CHE Belo Monte – Estudos de Viabilidade. Localização geral de obras, infraestrutura, acessos e rede de distribuição de energia. Ilustração 232, BEL-V 10-100-0024 R-0. Escala: 1:200.000. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE), Brasília, DF.
- BRASIL, MME-CCPESE. 2002. *Plano Decenal de Expansão 2003-2012: Sumário Executivo*. Ministério das Minas e Energia, Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricas (MME-CCPESE), Brasília, DF. 75p.
- BROWN, S. & LUGO, A.E. 1992. Aboveground biomass estimates for tropical moist forests of the Brazilian Amazon. *Interciencia*, 17(1): 8-18.
- CNEC. 1980. *Estudo de Inventário Hidrelétrico da Bacia Hidrográfica do Rio Xingu*. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE), Brasília, DF, Brazil & Consórcio de Engenheiros Consultores (CNEC), São Paulo, SP.
- da CRUZ, P.T. 1996. *100 Barragens Brasileiras: Casos Históricos, Materiais de Construção, Projeto*. Oficina de Texto, São Paulo, SP, 648p.
- de LIMA, I.B.T.; VICTORIA, R.L.; NOVO, E.M.L.M.; FEIGL, B.J.; BALLESTER, M.V.R. & OMERO, J.M. 2002. Methane, carbon dioxide and nitrous oxide emissions from two Amazonian reservoirs during high water table. *Verhandlungen International Vereinigung für Limnologie*, 28(1): 438-442.
- DELMAS, R.; RICHARD, S.; GUÉRIN, F.; ABRIL, G.; GALY-LACAU, C.; DELON, C. & GRÉGOIRE, A. 2004. Long term greenhouse gas emissions from the hydroelectric reservoir of Petit Saut (French Guiana) and potential impacts. pp. 293-312. In: A. Tremblay, L. Varfalvy, C. Roehm & M. Garneau (eds.). *Greenhouse Gas Emissions: Fluxes and Processes. Hydroelectric Reservoirs and Natural Environments*. Springer-Verlag, New York, E.U.A., 732p.
- de MIRANDA, E.E.; de MIRANDA, J.R. & dos SANTOS, P.F. 1988. Efeitos ecológicos das barragens do Xingu: Uma avaliação preliminar. p. 83-102 In: L.A.O. Santos & L.M.M. de Andrade (eds.). *As Hidrelétricas do Xingu e os Povos Indígenas*. Comissão Pró-Índio de São Paulo, São Paulo, SP.
- DONES, R. & GANTNER, U. 1996. Greenhouse gas emissions from hydropower full energy chain in Switzerland. In: *Assessment of Greenhouse Gas Emissions from the Full Energy Chain for Hydropower, Nuclear Power and Other Energy Sources. Papers Presented at an IAEA Advisory Group Meeting Jointly Organized by Hydro-Québec and the International Atomic Energy Agency, Hydro-Québec Headquarters, Montreal (Canada) 12-14 March 1996*. IAEA, Vienna, Áustria. Paginação irregular.
- FEARNSIDE, P.M. 1989. Brazil's Balbina Dam: Environment versus the legacy of the pharaohs in Amazonia. *Environmental Management*, 13(4): 401-423.
- FEARNSIDE, P.M. 1995a. Hydroelectric dams in the Brazilian Amazon as sources of 'greenhouse' gases. *Environmental Conservation*, 22(1): 7-19.
- FEARNSIDE, P.M. 1995b. Global warming response options in Brazil's forest sector: Comparison of project-level costs and benefits. *Biomass and Bioenergy*, 8(5): 309-322.
- FEARNSIDE, P.M. (1996a) "Hydroelectric dams in Brazilian Amazonia: Response to Rosa, Schaeffer & dos Santos" *Environmental Conservation* 23(2): 105-108.
- FEARNSIDE, P.M. 1996b. Amazonia and global warming: Annual balance of greenhouse gas emissions from land-use change in Brazil's Amazon region. p. 606-617 In: J. Levine (ed.). *Biomass Burning and Global Change. Volume 2: Biomass Burning in South America, Southeast Asia and Temperate and Boreal Ecosystems and the Oil Fires of Kuwait*. MIT Press, Cambridge, Massachusetts, E.U.A.
- FEARNSIDE, P.M. 1997. Greenhouse-gas emissions from Amazonian hydroelectric reservoirs: The example of Brazil's Tucuruí Dam as compared to fossil fuel alternatives. *Environmental Conservation*, 24(1): 64-75.
- FEARNSIDE, P.M. 1999. Social impacts of Brazil's Tucuruí Dam. *Environmental Management*, 24(4): 485-495.
- FEARNSIDE, P.M. 2002a. Greenhouse gas emissions from a hydroelectric reservoir (Brazil's Tucuruí Dam) and the energy policy implications. *Water, Air and Soil Pollution*, 133(1-4): 69-96.

- FEARNSIDE, P.M. 2002b. Time preference in global warming calculations: A proposal for a unified index. *Ecological Economics*, 41: 21-31.
- Fearnside, P.M. 2002c. Why a 100-year time horizon should be used for global warming mitigation calculations. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 7(1): 19-30.
- FEARNSIDE, P.M. 2005a. Brazil's Samuel Dam: Lessons for hydroelectric development policy and the environment in Amazonia. *Environmental Management*, 35(1): 1-19.
- FEARNSIDE, P.M. 2005b. Do hydroelectric dams mitigate global warming? The case of Brazil's Curuá-Una Dam. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 10(4): 675-691.
- FEARNSIDE, P.M. 2005c. Hidrelétricas planejadas no rio Xingu como fontes de gases do efeito estufa: Belo Monte (Kararaô) e Altamira (Babaquara). p. 204-241 In: A.O. Sevá Filho (ed.). *Tenotã-mô: Alertas sobre as Consequências dos Projetos Hidrelétricos no rio Xingu, Pará, Brasil*. International Rivers Network, São Paulo, SP. 344p.
- FEARNSIDE, P.M. 2006. Dams in the Amazon: Belo Monte and Brazil's hydroelectric development of the Xingu River Basin. *Environmental Management*, 38(1): 16-27.
- FEARNSIDE, P.M. 2008a. Hidrelétricas como "fábricas de metano": O papel dos reservatórios em áreas de floresta tropical na emissão de gases de efeito estufa. *Oecologia Brasiliensis*, 12(1): 100-115.
- FEARNSIDE, P.M. 2009. As hidrelétricas de Belo Monte e Altamira (Babaquara) como fontes de gases de efeito estufa. *Novos Cadernos NAEA* 12(2): 5-56.
- FEARNSIDE, P.M.; LASHOF, D.A. & MOURA-COSTA, P. 2000. Accounting for time in mitigating global warming through land-use change and forestry. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 5(3): 239-270.
- FORSTER, P. & 50 outros. 2007. Changes in atmospheric constituents and radiative forcing. p. 129-234. In: S. Solomon, D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor, H.L. Miller. (eds.). *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido, 996p.
- FURCH, K. & JUNK, W.J. 1992. Nutrient dynamics of submersed decomposing Amazonian herbaceous plant species *Paspalum fasciculatum* and *Echinochloa polystachya*. *Revue D'Hydrobiologie Tropicale*, 25(2): 75-85.
- FURCH, K. & JUNK, W.J. 1997. The chemical composition, food value, and decomposition of herbaceous plants, leaves, and leaf litter of floodplain forests. p. 187-205. In: W.J. Junk (ed.). *The Central Amazon Floodplain – Ecology of a Pulsing System*. Springer-Verlag, Heidelberg, Alemanha. 525p.
- GALY-LACAUX, C.; DELMAS, R.; JAMBERT, C.; DUMESTRE, J.-F.; LABROUE, L.; RICHARD, S. & GOSSE, P. 1997. Gaseous emissions and oxygen consumption in hydroelectric dams: A case study in French Guyana. *Global Biogeochemical Cycles*, 11(4): 471-483.
- GALY-LACAUX, C.; DELMAS, R.; KOUADIO, J.; RICHARD, S. & GOSSE, P. 1999. Long-term greenhouse gas emissions from hydroelectric reservoirs in tropical forest regions. *Global Biogeochemical Cycles*, 13(2): 503-517.
- IHA. s/d [C. 2002]. Greenhouse gas emissions from reservoirs. International Hydropower Association (IHA), Sutton, Surrey, Reino Unido, 2p. [http:// www.hydropower.org/DownLoads/Emissions%20from%20reservoirs.pdf](http://www.hydropower.org/DownLoads/Emissions%20from%20reservoirs.pdf).
- JORDAN, C.T. & UHL, C. 1978. Biomass of a "tierra firme" forest of the Amazon Basin. *Oecologia Plantarum*, 13(4): 387-400.
- JUNK, W.J. & FURCH, K. 1991. Nutrient dynamics in Amazonian floodplains: Decomposition of herbaceous plants in aquatic and terrestrial environments. *Verhandlungen International Vereinigung für Limnologie*, 24: 2080-2084.
- JUNK, W.J. & PIEDADE, M.T.F. 1997. Plant life in the floodplain with special reference to herbaceous plants. p. 147-185 In: W.J. Junk (ed.). *The Central Amazon Floodplain – Ecology of a Pulsing System*. Springer-Verlag, Heidelberg, Alemanha. 525p.
- KLINGE, H. 1973. Biomasa y materia orgánica del suelo en el ecosistema de la pluviselva centro-amazónico. *Acta Científica Venezolana*, 24: 174-181.
- KLINGE, H. & RODRIGUES, W.A. 1973. Biomass estimation in a central Amazonian rain forest. *Acta Científica Venezolana*, 24: 225-237.
- MACEIRA, M.E.P. & DAMÁZIO, J.M. s/d. Analysis of the streamflow record extension for the Xingu River at Babaquara. Electrical Power Research Center – CEPEL, Rio de Janeiro, RJ. (<http://www.unesco.org/uy/phi/libros/manaos/3.html>)
- McCULLOCH, M. & VADGAMA, J. 2003. *Life-cycle evaluation of GHG emissions and land change related to selected power generation options in Manitoba*. Project 256-001, Pembina Institute for Appropriate Development, Calgary, Alberta, Canada. 51p. <http://www.pembina.org>.
- MELACK, J.M.; HESS, L.L.; GASTIL, M.; FORSBERG, B.R.; HAMILTON, S.K.; LIMA, I.B.T. & NOVO, E.M.L.M. 2004. Regionalization of methane emissions in the Amazon Basin with microwave remote sensing. *Global Change Biology* 10: 530-544.
- MORI, S.A. & BECKER, P. 1991. Flooding affects survival of Lecythidaceae in terra firme forest near Manaus, Brazil. *Biotropica*, 23: 87-90.
- PEISAJOVICH, A.; CHAMBERLAND, A. & GAGNON, L. 1996. Greenhouse gases from full energy cycle of northern hydro-electricity (preliminary assessment of production and transportation). In: *Assessment of Greenhouse Gas Emissions from the Full Energy Chain for Hydropower, Nuclear Power and Other Energy Sources. Papers Presented at an IAEA Advisory Group Meeting Jointly Organized by Hydro-Québec and the International Atomic Energy Agency, Hydro-Québec Headquarters, Montreal (Canada) 12-14 March 1996*. IAEA, Vienna, Áustria. Paginação irregular.

- PINTO, L.F. 2002. *Hidrelétricas na Amazônia: Predestinação, Fatalidade ou Engodo?* Edição Jornal Pessoal, Belém, PA, 124p.
- PINTO, L.F. 2003. Corrigida, começa a terceira versão da usina de Belo Monte. *Jornal Pessoal* [Belém], 28 de novembro de 2003. (http://www.amazonia.org.br/opiniaio/artigo_detail.cfm?id=90328)
- REVILLA CARDENAS, J.D. 1987. *Relatório: Levantamento e Análise da Fitomassa da UHE de Kararaô, Rio Xingú*. Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Manaus, AM.
- REVILLA CARDENAS, J.D. 1988. *Relatório: Levantamento e Análise da Fitomassa da UHE de Babaquara, Rio Xingú*. Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Manaus, AM.
- ROSA, L.P.; SCHAEFFER, R. & dos SANTOS, M.A. 1996. Are hydroelectric dams in the Brazilian Amazon significant sources of 'greenhouse' gases? *Environmental Conservation*, 23(2): 2-6.
- ROSA, L.P.; SIKAR, B.M.; dos SANTOS, M.A. & SIKAR, E.M. 2002. *Emissões de dióxido de carbono e de metano pelos reservatórios hidrelétricos brasileiros. Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa. Relatórios de Referência*. Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia (COPPE) Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), Brasília, DF, 119p. http://www.mct.gov.br/clima/comunic_old/pdf/metano_p.pdf
- SANTOS, L.A.O. & de ANDRADE, L.M.M. (eds.). 1990. *Hydroelectric Dams on Brazil's Xingu River and Indigenous Peoples*. Cultural Survival Report 30. Cultural Survival, Cambridge, Massachusetts, E.U.A., 192 p.
- SANTOS, W.F. 2004. Os empreendimentos hidrelétricos na Amazônia. II Feira Internacional da Amazônia, II Jornada de Seminários Internacionais sobre Desenvolvimento Amazônico, Manaus, AM, 17 de setembro de 2004. (apresentação PowerPoint).
- SCHIMMEL, D. & 75 outros. 1996. Radiative forcing of climate change. p. 65-131 *In: J.T. Houghton, L.G. Meira Filho, B.A. Callander, N. Harris, A. Kattenberg & K. Maskell. (eds.). Climate Change 1995: The Science of Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido, 572 p.
- SEVÁ, O. 1990. Works on the great bend of the Xingu--A historic trauma? p. 19-35. *In: L.A.O. Santos & L.M.M. de Andrade (eds.). Hydroelectric Dams on Brazil's Xingu River and Indigenous Peoples*. Cultural Survival Report 30. Cultural Survival, Cambridge, Massachusetts, E.U.A.
- SEVÁ, O. (ed.) 2005. *Tenotã-mô: Alertas sobre as Conseqüências dos Projetos Hidrelétricos no rio Xingu, Pará, Brasil*. International Rivers Network, São Paulo, SP. 344 p.
- UN-FCCC. 2004. Executive Board of the Clean Development Mechanism Seventeenth Meeting Report. CDM-EB-17, 6 Dec. 2004. United Nations Framework Convention on Climate Change (UN-FCCC), Bonn, Alemanha. 9p. <http://cdm.unfccc.int/EB/meetings/017/eb17rep.pdf>
- VAN de VATE, J.F. 1995. The IAEA investigations into studies on comparative assessment of FENCH emissions of GHGs of different energy sources: An update. *Assessment of Greenhouse Gas Emission from the Full Energy Chain for Nuclear Power and Other Energy Sources. IAEA, Vienna. 26-28 September 1995*. International Atomic Energy Agency (IAEA), Vienna, Áustria. Paginação irregular.
- VERCHOT, L.V.; DAVIDSON, E.A.; CATTÂNIO, J.H.; AKERMAN, I.L.; ERICKSON, H.E. & KELLER, M. 1999. Land use change and biogeochemical controls of nitrogen oxide emissions from soils in eastern Amazonia. *Global Biogeochemical Cycles*, 13(1): 31-46.
- WASSMANN, R. & MARTIUS, C. 1997. Methane emissions from the Amazon floodplain. p. 137-143. *In: W.J. Junk (ed.). The Central Amazon Floodplain - Ecology of a Pulsing System*. Springer-Verlag, Heidelberg, Alemanha, 525 p.

Capítulo 15

Gases de Efeito Estufa no EIA-RIMA da Hidrelétrica de Belo Monte

Philip M. Fearnside

Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA).
Av. André Araújo, 2936 - CEP: 69.067-375, Manaus, Amazonas, Brasil.
E-mail: pmfearn@inpa.gov.br

Publicação original:
Fearnside, P.M. 2011. Gases de Efeito Estufa no EIA-RIMA da Hidrelétrica de Belo Monte. *Novos Cadernos
NAEA* 14(1): 5-19.

RESUMO

O Estudo de Impacto Ambiental (EIA) da hidrelétrica de Belo Monte, proposta pelo Governo Federal para construção no rio Xingu, no Pará, mostra quão pouco o processo de avaliação ambiental no Brasil avançou desde 1986, quando o EIA ficou obrigatório para barragens e outros projetos de infraestrutura. O documento evita completamente os impactos principais que a barragem teria induzindo a destruição de áreas muito mais extensas a montante da represa, criando uma “crise planejada” que proveria a justificativa para criar reservatórios muito maiores rio acima, particularmente a barragem de Babaquara, ou “Altamira”, que inundaria 6.140 km², tudo em floresta tropical e a maior parte em terra indígena. O relatório também subestima grosseiramente as emissões de gases de efeito estufa da represa, alegando que as emissões de metano seriam mínimas baseado em uma estimativa que ignora completamente os estudos na literatura científica que indicam emissões significantes da água que atravessa as turbinas de hidrelétricas. O documento considera apenas as emissões relativamente pequenas que ocorrem por meio de bolhas e de difusão pela superfície do próprio reservatório. Porque a vazão do rio Xingu é altamente sazonal, a eletricidade que pode ser produzida por Belo Monte (sem as represas, não mencionadas, rio acima) é insuficiente para justificar o custo da barragem, as linhas de transmissão, subestações e outra infraestrutura. O EIA focaliza exclusivamente na própria barragem, assim ignorando a inviabilidade econômica do projeto global e as implicações disto para a construção de represas altamente prejudiciais rio acima. Muito da eletricidade a ser gerada será usada para produção de alumina e alumínio para exportação, que é um dos usos com o menor benefício possível para a população brasileira, devido à quantidade extremamente pequena de emprego criado por cada GWh de energia. Uma discussão nacional sobre como a energia elétrica é usada no País nunca aconteceu, e agora deveria ser uma condição prévia para qualquer dos projetos de construção de barragens planejadas na Amazônia. Uma vez tomadas decisões racionais sobre o uso de energia, os custos e benefícios ambientais e sociais de cada barragem proposta devem ser avaliados de modo justo e aberto, o que não foi o caso com Belo Monte até agora.

Palavras-Chave: Alumínio, Aquecimento global, Barragens, Efeito estufa, Emissões de gás de efeito estufa, Hidrelétricas, Impacto ambiental, Licenciamento

ambiental, Metano, Tomada de decisão, Represas, Reservatórios

A proposta hidrelétrica de Belo Monte é considerada pelo Governo Federal como sendo de alta prioridade no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC). É fundamental o debate sobre esta obra: de como ela se insere em questões maiores sobre o desenvolvimento da Amazônia; o uso da energia do País para exportação de alumínio e outros produtos de alto impacto ambiental; e a maneira com que são tomadas as decisões. Entre os impactos de Belo Monte e de outras barragens amazônicas é a emissão de gases de efeito estufa. Qualquer decisão racional precisa ser baseada numa avaliação dos reais benefícios e os reais custos da obra, inclusive o seu papel no aquecimento global.

A BELO MONTE COMO INDUTORA DA DESTRUIÇÃO DO XINGU

Nunca se deve perder de vista a questão das barragens planejadas a montante de Belo Monte. O plano original para o rio Xingu compunha um total de seis barragens, a maior sendo a hidrelétrica de Babaquara com 6.140 km², extensão duas vezes maior que Balbina ou Tucuruí (BRASIL, ELETROBRÁS, 1987). As cinco barragens acima de Belo Monte, sendo em grande parte em terras indígenas, foram vistas como politicamente inviáveis a partir de outubro de 1988, quando a nova Constituição exigiu a aprovação do Congresso Nacional para qualquer hidrelétrica em área indígena (Artigo 231, Parágrafo 3). E, sobretudo a partir de fevereiro de 1989, quando a manifestação de Altamira deixou claro o grau de resistência local a esses planos. Após a manifestação de Altamira, menções às barragens a montante de Belo Monte sumiram do discurso público da ELETRONORTE, retornando em 1998, quando a hidrelétrica de Babaquara reapareceu repentinamente, com um novo nome (barragem de Altamira), listada no Plano Decenal de ELETROBRÁS para o período 1999-2008 (BRASIL, ELETROBRÁS, 1998, p. 145). A sua conclusão foi indicada como prevista para 2013, ou seja, sete anos após a conclusão prevista, na época, para Belo Monte.

Um estudo de viabilidade e um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e um Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) foram preparados para Belo Monte em 2002 (BRASIL, ELETRONORTE, 2002, s/d [2002]). No entanto, decisões judiciais impediram que essa versão do EIA-RIMA fosse

oficialmente entregue para aprovação pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis-IBAMA. As versões de 2002, diferente dos planos dos anos 1980, excluíram do texto cálculos que incluíssem as barragens a montante. No entanto, o texto incluiu a menção explícita de que qualquer barragem a montante a Belo Monte aumentaria bastante a produção de energia da usina (BRASIL, ELETRONORTE, s/d [2002], p. 6-82). Os autores dos 36 volumes do atual EIA-RIMA (BRASIL, ELETROBRÁS, 2009) não mencionaram este detalhe, que diz respeito ao assunto mais básico da discussão sobre Belo Monte: se esta seria, de fato, a única barragem no rio Xingu. Os planos em 2002 foram para uma capacidade instalada de 11.181,3 MW, mas no próximo ano foram consideradas configurações da barragem com 5.500, 5.900 e 7.500 MW, para serem mais razoáveis com a vazão natural do rio Xingu, sem a regulação da vazão por meio de Babaquara/Altamira (Pinto, 2003). No entanto, a barragem de Babaquara/Altamira continuou a ser incluída em apresentações dos planos do setor elétrico (e.g., BRASIL, MME-CCPESE, 2002; SANTOS, 2004), e verbas foram incluídas no orçamento federal de 2005 para um estudo de viabilidade melhorado da barragem de Altamira/Babaquara.

Em 2005, o Congresso Nacional subitamente aprovou a construção de Belo Monte, sem debate e muito menos com consultas aos povos indígenas, como mencionado na Constituição. A facilidade com que a proteção da Constituição foi rompida no caso de Belo Monte levantou a possibilidade de contar com a regulação do rio Xingu com Babaquara/Altamira. Embora nenhuma conexão com Babaquara/Altamira seja admitida pelo setor, a evolução dos planos para Belo Monte seguiu exatamente como este autor previu (FEARNSIDE, 2006a): os desenhos revisados com potências mais modestas para Belo Monte foram abandonados, com o plano atual até ultrapassando um pouco a potência prevista no plano de 2002, ficando em 11.233,1 MW.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) divulgou em 17 de julho de 2008 uma resolução dizendo que não seriam construídas mais hidrelétricas no rio Xingu, além de Belo Monte (OESP, 2008). Trata-se de uma notícia muito bem vinda, mas que pode ser revertida quando chegar o momento no cronograma para construir Babaquara/Altamira. Se for seguir o cronograma previsto no Plano Decenal 1999-2008, este momento chegaria

sete anos após a construção de Belo Monte. Assim, há necessidade de uma ferramenta jurídica para que compromissos deste tipo (de não fazer determinadas obras) sejam feitos de forma realmente irrevogável.

A história recente do setor hidrelétrico na Amazônia não é promissora. Há dois casos documentados onde as autoridades desse setor diziam não dar continuidade à determinada obra devido ao impacto ambiental, mas na realidade, quando chegou a hora no cronograma, fizeram exatamente o que haviam prometidos não fazer. De fato, o que aconteceu seguiu os planos originais, sem nenhuma modificação resultante das promessas feitas por preocupações ambientais. Um caso foi o enchimento de Balbina, que era para permanecer durante vários anos na cota de 46 m acima do nível do mar, mas foi diretamente enchido, além da cota originalmente prevista de 50 m (FEARNSIDE, 1989). O outro caso foi Tucuruí-II, onde a construção foi iniciada em 1998, sem um EIA-RIMA, baseado no argumento (duvidoso) de que sua construção não ocasionaria impacto ambiental, por não aumentar o nível da água acima da cota de 70 m de Tucuruí-I, mas, na realidade, a partir de 2002 o reservatório simplesmente foi operado na cota de 74 m conforme o plano original (ver FEARNSIDE, 2001, 2006a). Estes casos (Balbina e Tucuruí-II) são paralelos a atual situação de Belo Monte e a promessa de não construir Babaquara/Altamira.

ESTRATÉGIA DE AVESTRUZ NA QUESTÃO DE “ENERGIA LIMPA”

Hidrelétricas emitem metano, um gás de efeito estufa com 25 vezes mais impacto sobre o aquecimento global por tonelada de gás do que o gás carbônico, de acordo com as o quarto relatório do Painel Intergovernamental de Mudanças do Clima (IPCC) (FORSTER *et al.*, 2007). Estudos mais recentes, que incluem efeitos indiretos não incluídos no valor do IPCC, indicam um impacto 34 vezes o de CO₂, considerando o mesmo escala de tempo de 100 anos (SHINDELL *et al.*, 2009). O EIA-RIMA de Belo Monte afirma que “uma das conclusões principais dos estudos realizados até o momento indica que, em geral, as UHEs [Usinas Hidrelétricas] apresentam menores taxas de emissão de GEE [Gases de Efeito Estufa] do que as Usinas Termelétricas (UTEs) com a mesma potência” (BRASIL, ELETROBRÁS, 2009, Vol. 5, p. 47). Infelizmente, pelo menos para a época dos inventários nacionais sob a Convenção de Clima

(1990), todas as “grandes” hidrelétricas na Amazônia brasileira (Tucuruí, Samuel, Curuá-Una e Balbina) tinham emissões bem maiores do que a geração da mesma energia com termelétricas (FEARNSIDE, 1995, 2002, 2005a,b). O EIA-RIMA afirma que “o trabalho realizado no rio Xingu, na área do futuro reservatório do AHE [Aproveitamento Hidrelétrica] Belo Monte, aponta para a estimativa de emissão de metano de 48 kg/km²/dia, da mesma ordem de grandeza que os reservatórios de Xingó e Miranda” (BRASIL, ELETROBRÁS, 2009, Vol. 5, p. 47). Xingó e Miranda são duas hidrelétricas não amazônicas que os autores calculam ter um impacto bem menor do que uma termoelétrica do tipo mais eficiente (BRASIL, ELETROBRÁS, 2009, Vol. 5, p. 48).

Os autores calculam essas baixas emissões de metano das hidrelétricas por ignorar duas das principais rotas para emissão desse gás: a água que passa pelas turbinas e pelos vertedouros. Essa água é tirada de uma profundidade suficiente para ser isolada da camada superficial do reservatório, e tem uma alta concentração de metano dissolvido. Quando a pressão é subidamente reduzida ao sair das turbinas ou dos vertedouros, muito desse metano é liberado para a atmosfera, como tem sido medido em hidrelétricas como Balbina, no Amazonas (KEMENES *et al.*, 2007) e Petit Saut, na Guyana Francesa (ABRIL *et al.*, 2005; Richard *et al.*, 2004). O EIA-RIMA considera apenas o metano emitido na superfície do próprio lago, e nem menciona as emissões das turbinas e vertedouros.

A revisão da literatura incluída nos EIA-RIMA sobre emissões de gases por hidrelétricas está restrita aos estudos dos grupos ELETROBRAS e FURNAS, como se o resto do mundo não existisse (ver BRASIL, ELETROBRÁS, 2009, Vols. 5 & 8). A revisão é tão seletiva que não há a menor chance de ser explicado por omissões aleatórias. Apenas são mencionados trabalhos que não desmentem a crença dos autores do EIA-RIMA, de que as emissões de hidrelétricas são muito pequenas. Não é mencionado o corpo volumoso de pesquisa na hidrelétrica de Petit Saut, na Guyana Francesa, onde há uma série de monitoramento de metano bem mais completa do que em qualquer barragem brasileira (GALYLACAUX *et al.*, 1997, 1999; DELMAS *et al.*, 2004; RICHARD *et al.*, 2004; ABRIL *et al.*, 2005; GUÉRIN *et al.*, 2006). Também não são mencionados os trabalhos do grupo que estuda o assunto no Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais-INPE (de LIMA, 2002; de LIMA *et al.*, 2002, 2005, 2008;

BAMBACE *et al.*, 2007; RAMOS *et al.*, 2009), nem os estudos do grupo na Universidade de Quebec, no Canadá, que também estudou barragens amazônicas (DUCHEMIN *et al.*, 2000), nem os estudos do laboratório de Bruce Forsberg, no Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia-INPA (KEMENES *et al.*, 2006, 2007, 2008; KEMENES & FORSBERG, 2008), e, tão pouco, as minhas próprias contribuições a essa área, também no INPA (FEARNSIDE, 1995, 1996, 1997, 2002, 2004a,b, 2005a,b,c, 2006b,c, 2007, 2008a,b). Os resultados de todos esses grupos contradizem, de forma esmagadora, o teor da EIA-RIMA em sugerir que hidrelétricas têm pequenas emissões de metano.

A conclusão do grupo que assina a parte do EIA-RIMA sobre emissões supostamente modestas de metano pelas hidrelétricas tem sido desacreditada por observadores independentes no meio acadêmico, devido às óbvias omissões da emissão pelas turbinas e vertedouros (CULLENWARD & VICTOR, 2006). As Organizações Não Governamentais (ONGs) vão mais longe, com acusações explícitas de conflito de interesse (McCULLY, 2006).

A essa altura, o grupo que assina a parte do EIA-RIMA sobre emissões não tem a menor desculpa para omitir as emissões das turbinas e vertedouros, sendo que o primeiro autor dessa parte do EIA-RIMA tem sido presente em múltiplas reuniões, onde resultados que contradizem as suas conclusões foram apresentados, incluindo o evento da UNESCO em dezembro de 2007, ocorrido em Foz de Iguaçu, que é mencionado no EIA (BRASIL, ELETROBRÁS, 2009, Vol. 5, p. 50). Ele até tem o seu nome incluído na lista de autores de um trabalho sobre as emissões em Petit Saut no qual os dados desmentem frontalmente as conclusões dos grupos da ELETROBRÁS e FURNAS (ABRIL *et al.*, 2005).

Fingir que emissões apenas ocorrem pela superfície do lago, sem considerar a água passando pelas turbinas e vertedouros, é uma distorção ainda mais grave no caso de Belo Monte do que para outras barragens, uma vez que a área do reservatório da Belo Monte é relativamente pequena, porém, com grande volume de água passando pelas turbinas. No caso de Belo Monte junto com Babaquara/Altamira, as emissões das turbinas são enormes, especialmente nos primeiros anos, e esse conjunto de barragens levaria 41 anos para começar a ter um saldo positivo em termos do efeito estufa (FEARNSIDE, 2005c). Concentrar as análises de emissões das hidrelétricas

apenas na superfície dos reservatórios, como foi feito no EIA-RIMA, é igual a não observar um elefante no meio de uma pequena sala, por fixar os olhos em um dos cantos da sala.

O CUSTO DE BELO MONTE

O custo de Belo Monte é um fator essencial no realismo, ou na falta de realismo, do cenário oficial de ter apenas uma barragem (Belo Monte) no rio Xingu. Estimativas atuais do custo para a implementação de Belo Monte variam de R\$7 bilhões (estimativa do governo), a R\$20-30 bilhões (estimativa de CPFL Energia) e R\$30 bilhões (estimativa de Alstom) (CANAZIO, 2009). Vale à pena mencionar que há uma longa tradição em obras hidrelétricas, assim como em outros tipos de grandes obras, de ter custos reais muito além das previsões iniciais. No caso de Belo Monte, grande parte da discussão omite muitos dos custos evidentemente necessários: linhas de transmissão, subestações, etc.

Um estudo do Fundo de Estratégia de Conservação mostra a inviabilidade de Belo Monte sozinha, com apenas 2,8% de chance de compensar o investimento se forem consideradas as estimativas dos vários riscos, e um máximo de apenas 35,5% de chance de ser financeiramente viável se for usada no cálculo uma série de presunções otimistas (SOUSA JÚNIOR *et al.*, 2006, p. 72-74). O estudo conclui que o projeto anda em direção a uma “crise planejada”, onde, uma vez construído a Belo Monte, a necessidade de também construir a Babaquara/Altamira vai ser subitamente descoberta, e essa obra muito mais danosa vai, então, se concretizar. O mesmo cenário tem sido previsto por este autor há décadas (FEARNSIDE, 1989, 1999, 2001, 2006a).

O USO DA ENERGIA

A questão de qual uso vai ser feito da energia produzida deve ser a primeira pergunta a ser respondida, antes de se propor uma hidrelétrica. Neste caso, este aspecto não foi discutido e vem sendo apresentado de forma enganosa, implicando que a usina irá fornecer energia para os lares da população brasileira. De fato, o plano tem evoluído ao longo do planejamento da obra. Inicialmente, uma boa parte da energia gerada seria transmitida para São Paulo, incluída à rede de distribuição nacional. Os planos passaram a destinar a maior parte da energia para usinas de alumina e alumínio no próprio Pará, na

medida em que ficou óbvio que o custo de linhas de transmissão até São Paulo seria excessivo, sendo que a produção em plena capacidade de Belo Monte (sem Babaquara) é de apenas 2-3 meses ao ano. O resto do tempo a linha de transmissão teria que ficar com energia reduzida, e durante vários meses ficaria sem energia alguma.

A solução encontrada é de ter uma linha de transmissão para a região Sudeste, com capacidade menor (e cujos detalhes e custos são ainda indefinidos). A mudança não só diminua o benefício social da energia, mas também aumenta o impacto ambiental. O plano original de transmitir o grosso da energia para o Sudeste casaria com o ritmo anual de geração de energia nas hidrelétricas daquela região, que é o inverso do ritmo do rio Xingu. Quando as usinas do Sul-Sudeste produzem pouco, a diferença seria preenchida pela energia recebida de Belo Monte, assim evitando os custos e as emissões de gases de efeito estufa com geração com combustíveis fósseis. Porém, com a opção de usar a geração altamente sazonal de Belo Monte para abastecer usinas de alumina e alumínio, a Belo Monte acaba justificando a construção de grandes usinas termoeletricas em Juriti e Barcarena, para suprir energia às indústrias do setor de alumínio durante o resto do ano. Assim as emissões de gases de efeito estufa aumentam ainda mais, além de consumir ainda mais dinheiro brasileiro.

O grande beneficiário seria a China. Em negociações decorrentes de uma visita presidencial a China em 2004, foi acordada a implementação de uma usina sino-brasileira para alumina em Barcarena (PA), que se espera ser a maior do mundo quando finalizada (PINTO, 2004). A usina sino-brasileira (ABC Refinaria) espera produzir 10 milhões de toneladas de alumina anualmente, um marco originalmente previsto para ser atingido em 2010. Isto seria maior que a produção anual de sete milhões de toneladas da empresa Nipo-brasileira (Alunorte) no mesmo local — um aumento enorme quando comparado à produção atual de Alunorte de 2,4 milhões de toneladas anuais (PINTO, 2005). Além disso, a empresa Alcoa, dos Estados Unidos, planeja usar energia transmitida de Belo Monte para produzir 800 mil toneladas de alumina anualmente em uma usina nova em Juriti (na margem do rio Amazonas em frente à foz do rio Trombetas). A produção anual de alumínio da usina nipo-brasileira (Albrás) aumentaria de 432 para 700 mil toneladas (PINTO, 2005) [Obs.: O controle de Albrás foi vendido a Norsk Hydro, da Noruega, em 2010.]. Também são previstas expansão das usinas

da Alcoa/Billiton (Alumar) no Maranhão e da usina CAN (Companhia Nacional de Alumínio) em Sorocaba, São Paulo.

O setor de alumínio no Brasil emprega apenas 2,7 pessoas por cada GWh de energia elétrica consumida, um saldo infeliz que apenas perde para as usinas de ferro-liga (1,1 emprego/GWh), que também consomem grandes quantidades de energia para um *commodity* de exportação (BERMANN & MARTINS, 2000, p. 90). Diferentemente de produzir metais para o consumo dos próprios brasileiros, produzir para exportação é essencialmente sem limites em termos das quantidades que o mundo possa querer comprar. Portanto, não há limites sobre o número de hidrelétricas “necessárias” para essa exportação, a não ser que o País tome uma decisão soberana sobre quanto quer exportar desses produtos, se é que quer exportar uma quantidade qualquer. Até hoje, o assunto não foi discutido pela sociedade brasileira. Essencialmente, o resto do mundo está exportando os impactos ambientais e sociais do seu consumo para o Brasil, país que não só aceita, mas até subsidia e facilita a destruição que isto implica.

A atual história da indústria de alumínio deve deixar revoltado qualquer brasileiro que tenha um mínimo de senso patriótico (*e.g.*, PINTO, 1997; BERMANN, 2003; CICCANTELL, 2005; MONTEIRO & MONTEIRO, 2007). O suprimento de energia para essa indústria de exportação, que é a principal razão de ser de Belo Monte, causa os mais variados impactos ambientais e sociais através da construção de hidrelétricas, além de requerer pesados subsídios de várias formas, especialmente a construção das barragens com o dinheiro dos contribuintes brasileiros, deixando as conhecidas faltas de recursos financeiros para saúde, educação e outros serviços governamentais.

O aumento da capacidade geradora com a construção de hidrelétricas é sempre apresentado como uma “necessidade”, fornecedora de energia para lâmpadas, televisores, geladeiras e outros usos nos lares do povo do País (*e.g.*, BRASIL, MME, 2009). Mal se menciona que grande parte da energia vai para alumínio e outros produtos eletro-intensivos para exportação, e que a energia já exportada anualmente em forma de lingotes de alumínio excede em muito a produção de qualquer uma das obras atualmente em discussão. O cenário de referência, ou “linha de base”, para a hipótese de não ter a hidrelétrica é sempre apresentado como sendo a geração da mesma energia com petróleo, nuclear, ou outra fonte indesejável. Mas no caso de Belo Monte, a alternativa real seria simplesmente não gerar a energia e ficar com menos exportação de alumínio (e de

empregos) para o resto do mundo. Enquanto isso, poderiam ser realizadas aquelas discussões ainda inexistentes ou escassas sobre o desenvolvimento econômico da Amazônia, o uso da energia do País, e a maneira com que são tomadas as decisões.

AGRADECIMENTOS

O Conselho Nacional do Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq; Proc. 305880/2007-1; 573810/2008-7; 304020/2010-9), e Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA: PRJ13.03) forneceram apoio financeiro. Este trabalho foi atualizado de um parecer preparado para o Painel de Especialistas para Análise crítica do EIA Belo Monte (FEARNSIDE, 2009), e de textos divulgados no site <http://colunas.globoamazonia.com/philipfearnside>. Agradeço à Sheyla Couceiro pelos comentários. Esta é uma republicação de Fearnside (2011).

LITERATURA CITADA

- ABRIL, G.; GUÉRIN, F.; RICHARD, S.; DELMAS, R.; GALY-LACAUX, C.; GOSSE, P.; TREMBLAY, A.; VARFALVY, L.; dos SANTOS, M. A.; MATVIENKO, B. Carbon dioxide and methane emissions and the carbon budget of a 10-years old tropical reservoir (Petit-Saut, French Guiana). *Global Biogeochemical Cycles*, v. 19, art. GB 4007, doi: 10.1029/2005GB002457, 2005.
- BAMBACE, L. A. W.; RAMOS, F. M.; LIMA, I. B. T.; ROSA, R. R. Mitigation and recovery of methane emissions from tropical hydroelectric dams. *Energy*, v. 32, 2007, p. 1038-1046.
- BERMANN, C. *Energia no Brasil: Para Quê? Para Quem? Crise e Alternativas para um País Sustentável*. 2ª Ed. São Paulo, SP: Editora Livraria da Física & Rio de Janeiro, RJ: Federação dos Órgãos para Assistência Social e Educacional (FASE), 139p., 2003.
- BERMANN, C.; MARTINS, O. S. *Sustentabilidade energética no Brasil: Limites e Possibilidades para uma Estratégia Energética Sustentável e Democrática*. (Série Cadernos Temáticos No. 1) Projeto Brasil Sustentável e Democrático, Rio de Janeiro, RJ: Federação dos Órgãos para Assistência Social e Educacional (FASE), 151p., 2000.
- BRASIL, ELETROBRÁS. *Plano 2010: Relatório Geral, Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010 (Dezembro de 1987)*. Rio de Janeiro, RJ: Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS), 269p., 1987.
- BRASIL, ELETROBRÁS. *Plano Decenal 1999-2008*. Rio de Janeiro, RJ: Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS), 1998.
- BRASIL, ELETROBRÁS. *Aproveitamento Hidrelétrico Belo Monte: Estudo de Impacto Ambiental*. Fevereiro de 2009. Rio de Janeiro, RJ: Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS). 36 vols., 2009.

- BRASIL, ELETRONORTE. *Complexo Hidrelétrico Belo Monte: Estudos de Viabilidade, Relatório Final*. Brasília, DF: Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE), 8 vols., 2002.
- BRASIL, ELETRONORTE. *Complexo Hidrelétrico Belo Monte: Estudo de Impacto Ambiental- E I A. Versão preliminar*. Brasília, DF: Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE), 6 vols., s/d [2002].
- BRASIL, MME. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017*. Brasília, DF: Ministério das Minas e Energia (MME), 2009.
- BRASIL, MME-CCPESE. *Plano Decenal de Expansão 2003-2012: Sumário Executivo*. Brasília, DF: Ministério das Minas e Energia, Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricas (MME-CCPESE), 75p., 2002.
- CANAZIO, A. CPFL Energia projeta que Belo Monte possa custar até R\$ 25 bilhões. Canalenergia. 20/08/2009. Disponível em: <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Noticiario.asp?id=73316>, 2009. (Acessado em: 30/08/2009)
- CICCANTELL, P. Globalização e desenvolvimento baseado em matérias-primas: o caso da indústria do alumínio. *Novos Cadernos NAEA*, v. 8, n. 2, 2005. p. 41-72.
- CULLENWARD, D.; VICTOR, D. G. The dam debate and its discontents. *Climatic Change*, v. 75, n. 1-2, 2006, p. 81-86.
- de LIMA, I. B. T. *Emissão de metano em reservatórios hidrelétricos amazônicos através de leis de potência*. Tese de Ph.D. em energia nuclear, Piracicaba, São Paulo: Centro de Energia Nuclear na Agricultura (CENA), Universidade de São Paulo, 108p., 2002.
- de LIMA, I. B. T. Biogeochemical distinction of methane releases from two Amazon hydro reservoirs. *Chemosphere*, v. 59, 2005, p. 1697-1702.
- de LIMA, I. B. T.; RAMOS, F. M.; L. A. W. BAMBACE; ROSA, R. R. Methane emissions from large dams as renewable energy resources: A developing nation perspective. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, v. 13, 2008. p. 193-206.
- de LIMA, I. B. T.; VICTORIA, R. L.; NOVO, E. M. L. M.; FEIGL, B. J.; BALLESTER, M. V. R.; OMETTO, J. M. Methane, carbon dioxide and nitrous oxide emissions from two Amazonian reservoirs during high water table. *Verhandlungen International Vereinigung für Limnologie*, v. 28, n. 1, 2002, p. 438-442.
- DELMAS, R.; RICHARD, S.; GUÉRIN, F.; ABRIL, G.; GALY-LACAUX, C.; DELON, C.; GRÉGOIRE, A. Long term greenhouse gas emissions from the hydroelectric reservoir of Petit Saut (French Guiana) and potential impacts. In: TREMBLAY, A., L. VARFALVY, C. ROEHM & M. GARNEAU (eds.) *Greenhouse Gas Emissions: Fluxes and Processes. Hydroelectric Reservoirs and Natural Environments*. New York, E.U.A.; Springer-Verlag, 2004, p. 293-312.
- de SOUSA JÚNIOR, W. C.; REID, J.; LEITÃO, N. C. S. *Custos e Benefícios do Complexo Hidrelétrico Belo Monte: Uma Abordagem Econômico-Ambiental*. Lagoa Santa, Minas Gerais: Conservation Strategy Fund (CSF), 90p. (disponível em: <http://www.conservation-strategy.org>), 2006.
- DUCHEMIN, E.; LUCOTTE, M.; QUEIROZ, A. G.; CANUEL, R.; da SILVA, H. C. P.; ALMEIDA, D. C.; DEZINCOURT, J.; RIBEIRO, L. E. Greenhouse gas emissions from an old tropical reservoir in Amazonia: Curuá-Una reservoir. *Verhandlungen International Vereinigung für Limnologie*, v. 27., 2000, p. 1391-1395.
- FEARNSIDE, P.M. Brazil's Balbina Dam: Environment versus the legacy of the pharaohs in Amazonia. *Environmental Management*, v. 13, n. 4, 1989, p. 401-423.
- FEARNSIDE, P. M. Hydroelectric dams in the Brazilian Amazon as sources of 'greenhouse' gases. *Environmental Conservation*, v. 22, n. 1, 1995, p. 7-19.
- FEARNSIDE, P.M. Hydroelectric dams in Brazilian Amazonia: Response to Rosa, Schaeffer & dos Santos. *Environmental Conservation*, v. 23, n. 2, 1996, p. 105-108.
- FEARNSIDE, P.M. Greenhouse-gas emissions from Amazonian hydroelectric reservoirs: The example of Brazil's Tucuruí Dam as compared to fossil fuel alternatives. *Environmental Conservation*, v. 24, n. 1, 1997, p. 64-75.
- FEARNSIDE, P.M. Environmental impacts of Brazil's Tucuruí Dam: Unlearned lessons for hydroelectric development in Amazonia. *Environmental Management*, v. 27, n. 3, 2001, p. 377-396.
- FEARNSIDE, P. M. Greenhouse gas emissions from a hydroelectric reservoir (Brazil's Tucuruí Dam) and the energy policy implications. *Water, Air and Soil Pollution*, v. 133, n. 1-4, 2002, p. 69-96
- FEARNSIDE, P. M. Gases de efeito estufa em hidrelétricas da Amazônia. *Ciência Hoje*, v. 36, n. 211, 2004a, p. 41-44.
- FEARNSIDE, P. M. Greenhouse gas emissions from hydroelectric dams: controversies provide a springboard for rethinking a supposedly "clean" energy source. *Climatic Change*, v. 66, n. 2-1, 2004b, p. 1-8.
- FEARNSIDE, P.M. Brazil's Samuel Dam: Lessons for hydroelectric development policy and the environment in Amazonia. *Environmental Management*, v. 35, n. 1, 2005a, p. 1-19.
- FEARNSIDE, P. M. Do hydroelectric dams mitigate global warming? The case of Brazil's Curuá-Una Dam. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, v. 10, n. 4, 2005b, p. 675-691.
- FEARNSIDE, P.M. Hidrelétricas planejadas no rio Xingu como fontes de gases do efeito estufa: Belo Monte (Kararaô) e Altamira (Babaquara). In: SEVÁ FILHO, A.O. (ed.) *Tenotômô: Alertas sobre as Conseqüências dos Projetos Hidrelétricos no rio Xingu, Pará, Brasil*. São Paulo, SP: International Rivers Network, 2005c, p. 204-241.
- FEARNSIDE, P. M. Dams in the Amazon: Belo Monte and Brazil's hydroelectric development of the Xingu River Basin. *Environmental Management*, v. 38, n. 1, 2006a, p. 16-27.
- FEARNSIDE, P.M. A polêmica das hidrelétricas do rio Xingu. *Ciência Hoje*, v. 38, n. 225, 2006b, p. 60-63.

- FEARNSIDE, P. M. Greenhouse gas emissions from hydroelectric dams: Reply to Rosa et al. *Climatic Change*, v. 75, n. 1-2, 2006c, p. 103-109.
- FEARNSIDE, P. M. Why hydropower is not clean energy. Paris, França: Scitizen, Disponível em: http://www.scitizen.com/screens/blogPage/viewBlog/sw_viewBlog.php?idTheme=14&idContribution=298. 2007. (Acessado em 30/08/2009).
- FEARNSIDE, P. M. Hidrelétricas como “fábricas de metano”: O papel dos reservatórios em áreas de floresta tropical na emissão de gases de efeito estufa. *Oecologia Brasiliensis*, v. 12, n. 1, 2008a, p. 100-115.
- FEARNSIDE, P. M. Controvérsias sobre o efeito estufa. Por que a energia hidrelétrica não é limpa. In: GORAYEB, I. S. (ed.) *Amazônia*. Belém, Pará: Jornal “O Liberal”/VALE, p. 270-271, 2008b. [também publicado no jornal *O Liberal* 30 Jan. 2008].
- FEARNSIDE, P. M. O Novo EIA-RIMA da Hidrelétrica de Belo Monte: Justificativas Goela Abaixo In: SANTOS, S. M. S. B. M.; HERNANDEZ, F. del M. (eds.) *Painel de Especialistas: Análise Crítica do Estudo de Impacto Ambiental do Aproveitamento Hidrelétrico de Belo Monte*. [http://www.internationalrivers.org/files/Belo%20Monte%20pareceres%20IBAMA_online%20\(3\).pdf](http://www.internationalrivers.org/files/Belo%20Monte%20pareceres%20IBAMA_online%20(3).pdf). 2009, p. 108-117.
- FEARNSIDE, P. M. 2011. Gases de Efeito Estufa no EIA-RIMA da Hidrelétrica de Belo Monte. *Novos Cadernos NAEA* 14(1): 5-19
- FORSTER, P. & 50 outros. Changes in atmospheric constituents and radiative forcing. In: SOLOMON, S.; QIN, D.; MANNING, M.; CHEN, Z.; MARQUIS, M.; AVERYT, K. B.; TIGNOR, M.; MILLER, H. L. (eds.) *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, Reino Unido: Cambridge University Press, 2007, p. 129-234.
- GALY-LACAUX, C.; DELMAS, R.; JAMBERT, C.; DUMESTRE, J.-F.; LABROUE, L.; RICHARD, S.; GOSSE, P. Gaseous emissions and oxygen consumption in hydroelectric dams: A case study in French Guyana. *Global Biogeochemical Cycles*, v. 11, n. 4, 1997, p. 471-483.
- GALY-LACAUX, C.; DELMAS, R.; KOUADIO, J.; RICHARD, S.; GOSSE, P. Long-term greenhouse gas emissions from hydroelectric reservoirs in tropical forest regions. *Global Biogeochemical Cycles*, v. 13, n. 2, 1999, p. 503-517.
- GUÉRIN, F.; ABRIL, G.; RICHARD, S.; BURBAN, B.; REYNOUARD, C.; SEYLER, P.; DELMAS, R. Methane and carbon dioxide emissions from tropical reservoirs: Significance of downstream rivers. *Geophysical Research Letters*, v. 33, art. L21407, doi: 10.1029/2006GL027929. 2006.
- KEMENES, A.; FORSBERG, B. R. Potencial ampliado: Gerado nos reservatórios, gás de efeito estufa pode ser aproveitado para produção de energia em termoeletricas. *Scientific American Brasil*, Especial Amazônia. n. 2, 2008, p. 18-23.
- KEMENES, A.; FORSBERG, B. R.; MELACK, J. M. Gas release below Balbina Dam. *Proceedings of 8 ICSHMO, Foz do Iguaçu, Brazil, April 24-28, 2006*. São José dos Campos, São Paulo: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), 2006. p. 663-667.
- KEMENES, A.; FORSBERG, B. R.; MELACK, J. M. Methane release below a tropical hydroelectric dam. *Geophysical Research Letters*, v. 34, art. L12809, doi:10.1029/2007GL029479. 55, 2007.
- KEMENES, A.; FORSBERG, B. R.; MELACK, J. M. As hidrelétricas e o aquecimento global. *Ciência Hoje*, v. 41, n. 145, 2008, p. 20-25.
- McCULLY, P. *Fizzy Science: Loosening the Hydro Industry's Grip on Greenhouse Gas Emissions Research*, Berkeley, California, E.U.A.: International Rivers Network, 24p. Disponível em: <http://www.irn.org/pdf/greenhouse/FizzyScience2006.pdf>. 2006. (Acessado em: 30/08/2009).
- MONTEIRO, M. A.; MONTEIRO, E. F. Amazônia: os (dês) caminhos da cadeia produtiva do alumínio. *Novos Cadernos NAEA*, v. 10, n. 2, 2007. p. 87-102.
- OESP. Governo desiste de mais hidrelétricas no Xingu. *O Estado de São Paulo (OESP)*, 17 de julho de 2008, 2008. p. B-8.
- PINTO, L. F. *Amazônia: O Século Perdido (A Batalha do Alumínio e Outras Derrotas da Globalização)*. Belém, Pará: Edição Jornal Pessoal, 160 p., 1997.
- PINTO, L. F. Corrigida, começa a terceira versão da usina de Belo Monte. *Jornal Pessoal* [Belém] 28 de novembro de 2003. Disponível em: http://www.amazonia.org.br/opinioao/artigo_detail.cfm?id=90328. 2003. (Acessado em: 30/08/2009).
- PINTO, L. F. CVRD: agora também na Amazônia ocidental. *Jornal Pessoal* [Belém] 15 de novembro de 2004, 2004. p. 3.
- PINTO, L. F. Grandezas e misérias da energia e da mineração no Pará. In: Sevá Filho, A. O. (ed.) *Tenotã-mô: Alertas sobre as conseqüências dos projetos hidrelétricos no rio Xingu, Pará, Brasil*, São Paulo, SP: International Rivers Network, 2005, p. 95-113.
- RAMOS, F. M.; BAMBACE, L. A. W.; LIMA, I. B. T.; ROSA, R. R.; MAZZI, E. A.; FEARNSIDE, P. M. Methane stocks in tropical hydropower reservoirs as a potential energy source: An editorial essay. *Climatic Change*, v. 93, n. 1, 2009, p. 1-13.
- RICHARD, S.; GOSSE, P.; GRÉGOIRE, A.; DELMAS, R.; GALY-LACAUX, C. Impact of methane oxidation in tropical reservoirs on greenhouse gases fluxes and water quality. In: A. TREMBLAY, L. VARFALVY, C. ROEHM & M. GARNEAU (eds.) *Greenhouse Gas Emissions: Fluxes and Processes. Hydroelectric Reservoirs and Natural Environments*. New York, E.U.A.: Springer-Verlag, 2004. p. 529-560.
- SANTOS, W. F. Os empreendimentos hidrelétricos na Amazônia. II Feira Internacional da Amazônia, II Jornada de Seminários Internacionais sobre Desenvolvimento Amazônico, Manaus, Amazonas, 17 de setembro de 2004 (apresentação powerpoint). 2004.
- SHINDELL, D. T.; FALUVEGI, G.; KOCH, D. M.; SCHMIDT, G. A.; UNGER, N.; BAUER, S. E. Improved attribution of climate forcing to emissions. *Science*, v. 326, 2009, p. 716-718.

Capítulo 16

A Hidrelétrica de Belo Monte como Fonte de Gases de Efeito Estufa: Desafios para Mdiatização da Ciência na Amazônia

Philip M. Fearnside

Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA).
Av. André Araújo, 2936 - CEP: 69.067-375, Manaus, Amazonas, Brasil.
E-mail: pmfearn@inpa.gov.br

Publicação original:

Fearnside, P.M. 2012. Desafios para midiatização da ciência na Amazônia: O exemplo da hidrelétrica de Belo Monte como fonte de gases de efeito estufa. p. 107-123. In: A. Fausto Neto (ed.) *A Mdiatização da Ciência: Cenários, Desafios, Possibilidades*, Editora da Universidade Estadual da Paraíba (EDUEPB), Campina Grande, PB. 288 p.

RESUMO

A mídia tem tido um grau de êxito misto em explicar problemas científicos ao público. Enquanto alguns assuntos têm sido bem explicados, vários grandes temas ilustram barreiras no processo de comunicação. Uma das áreas que melhor ilustra isto é a das hidrelétricas na Amazônia, inclusive o caso de Belo Monte. Esta barragem, junto com outras que são prováveis para armazenar água rio acima, teria um impacto negativo sobre o aquecimento global durante 41 anos, com a magnitude do impacto sendo maior que a Grande São Paulo durante os primeiros dez anos. Este impacto negativo se baseia em comparação com geração da mesma energia com combustíveis fósseis. Evidentemente, o impacto relativo da hidrelétrica seria pior se comparado com medidas para aumentar a eficiência de uso de eletricidade ou para gerar com fontes como eólica e solar. A opção de simplesmente não gerar essa energia, que seria em grande parte exportado para outros países em forma de lingotes de alumínio, daria o melhor resultado. A idéia de que hidrelétricas produzem “energia limpa”, repetida constantemente pelo governo e pela indústria hidrelétrica, é o que domina na visão do público. Este exemplo representa um conjunto mais geral de problemas na mediação da ciência, e esses desafios precisam ser enfrentados tanto por jornalistas como por cientistas.

Palavras-Chave: Amazônia, Água, Alumínio, Aquecimento global, Carbono, Hidrelétricas, Barragens, Efeito estufa, Metano

A “mediação” da ciência, ou seja, a transmissão e explicação de informação científica pelos meios de comunicação, enfrenta sérios desafios no mundo inteiro, e esses desafios são evidentes na dificuldade de comunicar a essência de diversos problemas ambientais na Amazônia hoje. Os “desafios”, que também poderiam ser chamados de “fracassos”, se aplicam a todas as partes: jornalistas, cientistas e o público. Há um fracasso da mídia para apresentar, dos cientistas para explicar, e do público para exigir informações.

Um dos desafios diz respeito a problemas vistos como difíceis de explicar, levando muitos a simplesmente deixar assuntos mais complicados de lado. Decisões a sobre muitas grandes questões de política de desenvolvimento dependem de entender a probabilidade de diferentes acontecimentos, o tratamento de incerteza e risco, e o valor do tempo — todos assuntos que não fazem parte do conhecimento

geral do público e todos que são difíceis de explicar em uma frase simples.

Uma das áreas que melhor ilustra isto é a das hidrelétricas na Amazônia. O assunto é quase sempre apresentado com o enquadramento adotado pelos proponentes das obras, ou seja, uma decisão entre a hidrelétrica e o desenvolvimento do País, ou, então, a única alternativa contra um apagão ou o sacrifício das esperanças dos que ainda vivem sem luz. A presunção subjacente, que não está sendo repassada pela mídia, é de que se continue exportando boa parte da energia na forma de lingotes de alumínio e de outros metais eletrointensivos. A primeira pergunta tem que ser “O que será feito com a energia?” Só depois disso vem as perguntas sobre os impactos de cada obra. No caso de Belo Monte, os proponentes excluíram da discussão dos impactos das outras barragens acima de Belo Monte, e isto foi, em grande parte, simplesmente aceito pela imprensa e não discutido. Em todos os casos, a questão das emissões de gases de efeito estufa pelas hidrelétricas tem sido ausente, muitas vezes simplesmente repetindo a afirmação de que se trata de energia “limpa”.

Quase sempre que surge o assunto de hidrelétricas, inclusive com relação às suas emissões de gases de efeito estufa, a presunção é de que “precisamos” de mais energia, e, portanto, é sempre uma escolha entre a barragem ou outra fonte, geralmente combustível fóssil. O que está para fazer com a energia raramente fica questionado. No entanto, isto é a questão mais básica, e tem que ser respondida antes de poder dizer qual é o impacto líquido da hidrelétrica. No caso de Belo Monte, por exemplo, boa parte da energia é para fazer alumina e alumínio para exportação, o que representa quase o pior de todas as possíveis opções em termos de gerar emprego no Brasil. Beneficiamento de alumínio gera apenas 2,7 empregos por cada gigawatt-hora de eletricidade consumida, o único uso pior sendo ferro-liga, que também está sendo exportada (Bermann & Martins, 2000, p. 90). Deixar de exportar alumínio e outros eletrointensivos seria a primeira medida. Depois, há muitas maneiras em que o uso da energia poderia ser mais eficiente (Bermann, 2003). O item mais evidente é o chuveiro elétrico, que é uma maneira extremamente ineficiente de obter água quente. Segundo o Plano Nacional de Mudanças Climáticas, 5% de todo o consumo de eletricidade no Brasil é para esquentar água (Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima, 2008). Isto é muito mais que Belo Monte o qual qualquer outra hidrelétrica planejada. Grande parte do aquecimento de água pode ser feito

com aquecimento solar, e o que não pode seria mais eficientemente esquentado a gás. O Brasil é um dos únicos países do mundo que usa o chuveiro elétrico. A falta de lógica do ponto de vista do País fica evidente do fato que um chuveiro que custa aproximadamente R\$30 ao indivíduo para instalar custa R\$2-3 mil ao País para instalar a capacidade de gerar a eletricidade para suprir o chuveiro (Cidades Solares, 2006). Só depois de avançar na eficiência viriam as outras fontes de geração de energia (solar, eólica etc.) e, finalmente, as hidrelétricas – sempre pensando em priorizar as ações de menor impacto e maior benefício.

As hidrelétricas têm uma emissão de gases que pode ser entendido do desenho do vertedouro, por exemplo, em Tucuruí (Fearnside, 2004a). A água era tirada a uma profundidade de 20 m em Tucuruí-I, o que aumentou para 24 m desde 2002 com o Tucuruí-II. A comporta de aço é levantada, abrindo uma fenda, e a água desce um “pulo de esquí” e é jogada para cima, sendo pulverizada em bilhões de gotículas. Isto faz parte do desenho da barragem, intencionado a oxigenar a água para diminuir a mortalidade de peixes no rio a jusante. No entanto, o outro lado da moeda é que todo o metano dissolvido na água é lançado para o ar imediatamente. O metano (CH_4) é um gás de efeito estufa muito mais poderoso que o gás-carbônico (CO_2). O metano é formado quando matéria orgânica decompõe em ambientes sem oxigênio, como é o caso no fundo de um reservatório. A água no reservatório separa em duas camadas: uma na superfície com aproximadamente 2-8 m de espessura onde a água é mais morna e fica em contato com o ar, e outra com água mais fria nas partes mais profundas do perfil. A água nas duas camadas normalmente não se mistura, e o metano fica preso na camada do fundo. A saída para os vertedouros é abaixo da divisória que separa as duas camadas, e a tomada de água para as turbinas é ainda mais funda. A concentração de metano medido em Tucuruí aumenta com profundidade, e chega a níveis bem altos nos níveis onde a água é retirada do lago (Fearnside, 2002, 2004b). Esta água sai sob alta pressão, e imediatamente fica a uma pressão de apenas uma atmosfera na saída das turbinas. Pela lei de Henry, na química, a solubilidade de gases na água é proporcional à pressão, e, portanto, a maior parte do metano dissolvido na água sairá em bolhas na saída das turbinas. É a mesma coisa que acontece quando abre uma garrafa de Coca Cola e as bolhas de CO_2 começam a sair assim que a pressão é liberada.

A matéria orgânica que é convertida em metano vem de fontes em dois grupos: os estoques iniciais, tais como as folhas das árvores na área inundada e o carbono no solo inundado, e os estoques renováveis, tais como as macrófitas que crescem na água e as ervas que crescem na zona de deplecionamento, ou seja, o grande lamaçal que forma anualmente quando o nível da água é rebaixado no reservatório. A vegetação que cresce nesta zona é mole, principalmente composto de gramíneas, que apodrecem rapidamente abaixo d’água (bem diferente de madeira, que decompõe de forma muito lenta). A vegetação na zona de deplecionamento é enraizada no fundo, onde, na hora que o nível da água sobe, ela decompõe na zona sem oxigênio e gera metano. Quando crescem as plantas tiram carbono do ar em forma de CO_2 pela fotossíntese, e quando morrem inundadas elas devolvendo este carbono em forma de CH_4 . Por ser uma emissão que se repete todo ano de forma sustentável, a hidrelétrica funciona como uma “fábrica de metano” (Fearnside, 2008).

A Eletronorte reagiu ao meu uso da expressão “fábrica de metano” da seguinte forma em um texto intitulado “Eletronorte responde ao New York Times”:

Finalmente, a Eletronorte não aceita mais, após 20 anos de exaustivas e repetidas explicações como esta, que “cientistas” continuem afirmando sem qualquer comprovação que “Tucuruí é virtualmente uma fábrica de metano”. Virtuais têm sido essas previsões catastróficas que apenas corroboram a opinião de quem, quer esteja bem informado ou não, deseja nada mais do que falar mal do Brasil. (ELETRONORTE, 2004)

Outra contribuição das barragens ao aquecimento global vem da madeira da floresta que é inundada. Isto representa um estoque substancial de carbono que leva a uma emissão de CO_2 pela decomposição das árvores mortas que ficam esticando fora da água. Esta emissão de CO_2 se soma ao grande pulso de produção de metano pela decomposição abaixo da água das folhas que caem dessas árvores. A Hidrelétrica de Balbina é o pior exemplo, com um grande reservatório raso que gera pouca energia. Há mais de 3.000 ilhas, aumentando o impacto na floresta e também formando milhares de baías com água parada. Balbina tem mais impacto que a geração da mesma energia com combustível fóssil (Fearnside, 1995). Embora um grupo do Canadá já havia identificado hidrelétricas naquele país como fontes de gases de efeito estufa dois anos antes (Rudd et al.,

1993), foi a minha publicação de 1995 que provocou uma reação ferrenha da indústria hidrelétrica no mundo inteiro, inclusive no Brasil. A associação de hidrelétricas dos E.U.A. chamou a idéia de um “asneira” (ver IRN, 2002). Mas as outras barragens amazônicas também permanecem piores que combustíveis fósseis durante muitos anos, como no caso de Tucuruí, Samuel e Curuá-Una (Fearnside, 2002, 2005a,b). O então presidente de ELETROBRÁS me atacou como sujeito às “tentações” dos lobbies nucleares e de termoelétricas (Rosa et al., 2004), e de estar apenas fazendo “reivindicações políticas” (Rosa et al., 2006; ver respostas: Fearnside, 2004a, 2006a). Lançou a seguinte explicação do fenômeno:

“Embora ele [Fearnside] selecionou a Coca-Cola como exemplo, que é altamente simbólico de sua maneira de pensar, pois ele podia igualmente bem ter escolhido o guaraná – um refrigerante que é muito popular no Brasil, aromatizado com bagas amazônicas. É mais fácil ver as bolhas, pois o guaraná é transparente, enquanto a Coca-Cola é escuro. As pessoas no Brasil muitas vezes se sentam em torno de uma mesa para conversar enquanto bebem, com as garrafas abertas e os copos cheio durante meia hora ou mais, sem perder completamente as bolhas. Em vez de fast food, o costume brasileiro é uma bebida relaxante.” (Rosa et al., 2006).

Isto é a origem do termo “fizzy science”, com referência ao barulho que as bolhas fazem quando saem de um refrigerante, na publicação da ONG International Rivers sobre o papel de conflitos de interesse da indústria hidrelétrica em pesquisa sobre as emissões das barragens (McCully, 2006).

O chefe do setor de clima do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), que também era responsável pelo inventário nacional de gases de efeito estufa, que foi entregue a Convenção de Clima em 2004, convocou uma reunião sobre as emissões das hidrelétricas, e depois colocou o transcrito do evento no site de MCT. Nisto ele deixou explícito que o grupo de ELETROBRÁS foi chamado para elaborar esta parte do relatório justamente para evitar consequências políticas indesejáveis se grandes emissões de hidrelétricas fossem admitidas:

“Nós [o setor de clima do MCT] conversamos com o Prof. Pinguelli [Rosa] e eu pedi ajuda da ELETROBRÁS [sobre o assunto de emissões de gás de efeito estufa de hidrelétricas]; aliás quem coordenou esse trabalho [i.e., as estimativas das emissões por hidrelétricas, apresentadas no

Inventário Nacional] foi a ELETROBRÁS exatamente por causa disso, porque esse assunto estava virando político. Ele tem um impacto muito grande no nível mundial, nós vamos sofrer pressão dos países desenvolvidos por causa desse assunto. E esse assunto era pouco conhecido. É maltratado. Ele é maltratado e continua sendo maltratado pelo próprio Philip Fearnside e nós temos que tomar muito cuidado. Esse debate que esta acontecendo agora na imprensa mostra claramente isso, quer dizer, você pega qualquer declaração e leva para um lado para mostrar que o Brasil não é limpo, que o Brasil está se omitindo muito, que o Brasil, implicitamente, no futuro tem que ter compromisso [para reduzir as emissões]. Esse que é o grande debate político e nós estamos nos preparando para isso.” (MCT, 2002).

De fato, o primeiro Inventário Nacional calculou emissões mínimas das hidrelétricas, omitindo completamente as emissões da água que passa pelas turbinas e vertedouros (MCT, 2004, p. 152). [Obs.: O segundo Inventário Nacional, de 2010, omitiu as hidrelétricas completamente.] A emissão dada para a hidrelétrica de Tucuruí no Inventário Nacional foi de apenas 0,56 milhões de toneladas de carbono equivalente a CO₂ por ano (para 1998-1999), uma discrepância de 1.437% comparado com meu valor de 8,55 ± 1,55 milhões de toneladas de carbono equivalente a CO₂ por ano para 1990 (Fearnside, 2002). Para a hidrelétrica de Samuel o Inventário Nacional calculou 0,12 milhões de toneladas de carbono equivalente a CO₂ por ano (para 1998-1999), uma discrepância de 1.150% comparado com meu valor de 1,5 para 1990 ou 146% comparado com meu valor de 0,29 para 2000 (Fearnside, 2005a,b).

O mesmo grupo persiste em alegar que:

“Muita polêmica tem sido estabelecida recentemente a partir de estudos realizados em reservatórios amazônicos, especialmente a partir de estudos teóricos e baseados em extrapolações desprovidas de critérios científicos estabelecidos. Estes estudos têm forte viés contra qualquer tipo de aproveitamento hidrelétrico na Amazônia e colocam em dúvida a viabilidade destes empreendimentos no que se refere às emissões de gases de efeito estufa e foram realizados para as hidrelétricas de Tucuruí, Samuel e Balbina (Fearnside 1995, Fearnside, 1996, Kemenes et al., 2007).” (dos Santos et al., 2008).

Infelizmente, quem ler os trabalhos que eles citam vai encontrar um mundo diferente. As medidas de Kemenes et al. (2007) em Balbina comprovam

grande emissões, e os cálculos para outras barragens amazônicas indicam todas como sendo piores que combustíveis fósseis (Kemenes et al., 2008). Erros adicionais nos cálculos do grupo de ELETROBRÁS, recentemente descobertos, pioram ainda mais o quadro para hidrelétricas, aproximadamente triplicando a parte da emissão por bolhas e difusão pelas superfícies dos reservatórios (Pueyo & Fearnside, 2011).

No EIA-RIMA de Belo Monte o mesmo grupo foi responsável pela parte sobre emissões de gases de efeito estufa. A estimativa da emissão de metano do futuro reservatório de Belo Monte

“.....Se a emissão de metano for similar ao reservatório de Xingó, a área projetada do reservatório (400 km²) de Belo Monte emitirá em torno de 29 mg CH₄ m⁻² d⁻¹. Mas se for similar ao reservatório de Tucuruí emitirá 112 mg CH₄ m⁻² d⁻¹. Em face da incerteza tomamos que emitirá na média destes dois valores, ou seja, 70,7 mg CH₄ m⁻² d⁻¹. Antes da inundação chega-se a um valor de emissão de 48 mg CH₄ m⁻² d⁻¹, para a presente emissão da área a ser transformada em reservatório de Belo Monte.” (ELETROBRÁS, 2009, Vol. 8, p. 72).

Novamente, a emissão imaginada é mínima devido à omissão das principais fontes de emissão (as turbinas e vertedouros, além das árvores mortas que apodrecem acima da água (Fearnside, 2009a). No caso de Belo Monte, há um outro grande fator que eleva as emissões reais para níveis ainda mais altos. Isto é o efeito de enormes barragens rio acima para controlar a vazão do rio Xingu na altura de Belo Monte. O EIA-RIMA está toda feita sob a hipótese de que essas barragens não vão existir, e esse documento de quase 20 mil páginas se tornaria essencialmente uma obra de ficção se outras barragens fossem construídas. O impacto delas é evidente a partir dos dados técnicos. A primeira seria a hidrelétrica de Babaquara (hoje com o nome mudado para “Altamira”). Pelo plano original, esta barragem teria um reservatório de 6.140 km², mais do dobro da notória barragem de Balbina. A variação vertical do nível da água no reservatório seria 23 m, assim abrindo um lamaçal de 3.580 km² todo ano como área de deplecionamento. Isto seria uma “fábrica de metano” sem paralelo.

Meus cálculos indicam um enorme pico de concentração de metano na água de Babaquara (Altamira) nos primeiros anos oriundo da parte mole da vegetação original e do estoque de carbono no solo (Fearnside, 2009b). Estas fontes depois

diminuem, mas, nos anos que seguem, a concentração de CH₄ oscila, com um pico cada ano quando a área de deplecionamento é inundada. Isto representa uma emissão que seria sustentada durante toda a vida da barragem. Uma forma de validação deste resultado vem das medidas de metano na água na hidrelétrica de Petit Saut, na Guiana Francesa, onde uma oscilação sustentada deste tipo tem se instalado (Abril et al., 2005).

A grande emissão inicial, combinado com uma sustentação de um nível razoável de emissão ao longo dos anos, resulta em um tempo de 41 anos para o complexo de Belo Monte mais Babaquara (Altamira) começar a ter algum benefício líquido em termos de emissões. Este é um prazo muito longo, e, dado as ameaças climáticas que a floresta amazônica enfrenta, não há tanto tempo para esperar para começar a mitigar o aquecimento global. Ademais, o prazo de 41 anos se refere a um cálculo sem nenhum valor sendo dado ao tempo. Se algum valor for dado com mais de 1,5% ao ano de taxa de desconto, a hidrelétrica permanece pior que combustível fóssil por mais de um século. O tempo considerado é um fator essencial. Se for considerado apenas os primeiros 10 anos, a emissão líquida média totaliza 11,2 milhões de toneladas de carbono equivalente a carbono de CO₂ por ano, ou mais que a emissão da grande São Paulo (Fearnside, 2009b). Isto é sem desconto pelo valor do tempo, que ia piorar ainda mais o quadro. Também considera o impacto de cada tonelada de metano ser apenas 21 vezes o impacto de uma tonelada de CO₂, embora estudos recentes indicam um impacto 34 vezes o de CO₂, ou 62% mais alto (Shindell et al., 2009).

Uma questão chave é a credibilidade do cenário oficial de ter apenas o Belo Monte como a única barragem no rio Xingu. Este cenário se baseia na decisão do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em julho de 2008, de que teria apenas o Belo Monte. No entanto, há fortes indicações de que este cenário oficial esteja apenas “para o inglês ver”, e não corresponde à sequência de eventos que seria iniciada com a construção de Belo Monte. O CNPE é principalmente composto de ministros, e estes mudam com cada governo e podem mudar de ideia a qualquer momento. As altas autoridades no setor elétrico nunca se conformaram a resolução do CNPE: o diretor-presidente da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) chamou a decisão de “o típico caso de dar os anéis para ficar com os dedos” (Pamplona, 2008). Na cúpula do poder não há

a menor intenção de seguir o cenário oficial: quando a então Ministra do Meio Ambiente Marina Silva propôs uma reserva extrativista em parte da área a ser inundada pelas barragens a montante de Belo Monte, a então Ministra da Casa Civil Dilma Rousseff vetou a reserva “porque poderia atrapalhar a construção de barragens adicionais à usina de Belo Monte” (Angelo, 2010).

Infelizmente, há também uma história de casos paralelos nas barragens já construídas na Amazônia, onde as autoridades elétricas anunciaram que não iam fazer algo e depois fizeram exatamente aquilo que haviam prometidos a não fazer. No caso de Balbina, um “esclarecimento público”, divulgado dias antes de fechar a barragem, prometeu encher apenas até o nível de 46 m acima do nível do mar, criando um reservatório de 1.580 km² (ELETRONORTE, 1987). O enchimento até 50 m seria apenas após anos de estudos da qualidade da água. De fato, o reservatório foi enchido diretamente até um nível acima dos 50 m. Hoje o lago de Balbina tem 2.996 km² segundo nossas mensurações em imagens de satélite (Feitosa et al., 2007). Outro caso é o Tucuruí-II, que acrescentou 4.000 MW de capacidade à usina de Tucuruí. Pela legislação, qualquer obra hidrelétrica com mais de 10 MW precisa de um EIA-RIMA, e a ELETRONORTE estava preparando isto quando o Presidente da República simplesmente voou para Pará e liberou o dinheiro da obra. A racionalização era de que não ia aumentar o nível da água no reservatório acima da cota de 70 m de Tucuruí-I, e, portanto, não teria nenhum impacto e não precisava do estudo (Indriunas, 1998). Após a obra, o nível da água foi levantado, e a usina de Tucuruí vem operando na cota de 74 m desde 2002 (Fearnside, 2006b,c). Da mesma forma, após a construção de Belo Monte é provável que a construção de Babaquara (Altamira) simplesmente prossiga quando chegar a hora no cronograma. O cronograma antes de lançar a atual cenário oficial previa essa barragem enorme entrar em operação sete anos após o Belo Monte (ELETROBRÁS, 1998, p. 145). Nunca foi tão relevante a famosa frase de George Santayana (1905) de que “Aqueles que não conseguem lembrar do passado são condenados a repeti-lo.”

A lógica das barragens a montante vem do hidrograma do rio Xingu, ou seja, o fato que durante 3-4 meses não teria água suficiente para tornar uma

turbina sequer na casa de força principal. Uma análise econômica, feita pelo Fundo de Conservação Estratégica, em Minas Gerais, demonstra a completa inviabilidade de Belo Monte sem o armazenamento de água nas grandes barragens a montante (Sousa Júnior et al., 2006). A tentativa financeira seria grande de construir Babaquara (Altamira) após a “crise planejada” de ficar sem água suficiente em Belo Monte, com um acréscimo de US\$ 1,4-2,3 milhões por ano ao valor da energia gerada em Belo Monte (Sousa Júnior et al., 2006, p. 76).

A reação contra críticas a Belo Monte tem sido ferrenha. O Rogério César Cerqueira Leite classificou os que criticam a obra de “ecopalermas”, “ignocentes”, “verdolengos”, “malabaristas”, “fanfarrões”, “pseudointelectuais”, “exército extemporâneo de Brancaloneo” (Leite, 2010; ver respostas de Fearnside, 2010; Hernández, 2010). Infelizmente, o fato básico que o Belo Monte teria um enorme impacto, muito além do que é admitido oficialmente, continua valendo independentemente do discurso. Entre estes impactos é a emissão de gases de efeito estufa. A ilustração melhor de como estes impactos ainda não conseguiram penetrar a cortina do discurso surgiu na Conferência das Partes (COP) da Convenção do Clima em Copenhague no final de 2009, quando uma reporter do site Amazonia.org.br entrevistou o Embaixador Extraordinário de Mudanças Climáticas do Itamaraty, responsável pela negociação do lado Brasileiro. A Amazonia.org.br perguntou: “Mas, Belo Monte não é um dos projetos de hidrelétrica que o governo considera fontes de energia renovável e limpa?”. A resposta foi: “É sim. Mas, o que estou dizendo é que eu acho que ela [a usina de Belo Monte] não se situa na Amazônia, né? Então é outro esquema” (Munhoz, 2009). Evidentemente, se as pessoas chaves nem sabem que Belo Monte fica na Amazônia, é muito difícil imaginar que saibam os detalhes dos impactos, inclusive as suas emissões de gases de efeito estufa. A mediação da ciência é mesmo um grande desafio na Amazônia.

AGRADECIMENTOS

As minhas pesquisas são financiadas pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq 305880/2007-1, 610042/2009-2, 575853/2008-5, 563315/2008-3) e pelo Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia. Esta é uma republicação de Fearnside (2012).

LITERATURA CITADA

- Abril, G., F. Guérin, S. Richard, R. Delmas, C. Galy-Lacaux, P. Gosse, A. Tremblay, L. Varfalvy, M.A. dos Santos & B. Matvienko. 2005. Carbon dioxide and methane emissions and the carbon budget of a 10-years old tropical reservoir (Petit-Saut, French Guiana). *Global Biogeochemical Cycles* 19: GB 4007, doi:10.1029/2005GB002457.
- Angelo, C. 2010. PT tenta apagar fama 'antiverde' de Dilma. *Folha de São Paulo*, 10 de out. de 2010, p. A-15.
- Bermann, C. 2002. O Brasil não precisa de Belo Monte. Disponível em: http://www.amazonia.org.br/opiniao/artigo_detail.cfm?id=14820.
- Bermann, C. 2003. Energia no Brasil: Para Quê? Para Quem? Crise e Alternativas para um País Sustentável. 2ª Ed. Editora Livraria da Física, São Paulo-SP & Federação dos Órgãos para Assistência Social e Educacional (FASE), Rio de Janeiro, RJ. 139 p.
- Bermann, C. & O.S. Martins. 2000. Sustentabilidade energética no Brasil: Limites e Possibilidades para uma Estratégia Energética Sustentável e Democrática. (Série Cadernos Temáticos No. 1) Projeto Brasil Sustentável e Democrático, Federação dos Órgãos para Assistência Social e Educacional (FASE), Rio de Janeiro, RJ. 151 p.
- Cidades Solares. 2006. Boletim Informativo. Ano 01 nº 04 Setembro de 2006
- Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima. 2008. Plano Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC -- Brasil. Ministério do Meio Ambiente, Brasília, DF. 129 p. [disponível em: http://www.mma.gov.br/estruturas/impressa/_arquivos/96_01122008060233.pdf]
- dos Santos, M.A., L.P. Rosa, B. Matvienko, E.O. dos Santos, C.H.E. D'Almeida Rocha, E. Sikar, M.B. Silva & Ayr Manuel P.B. Junior. 2008. Emissões de gases de efeito estufa por reservatórios de hidrelétricas. *Oecologia Brasiliensis* 12(1): 116-129.
- ELETROBRÁS. 1998. Plano Decenal 1999-2008. Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS). Rio de Janeiro, RJ.
- ELETROBRÁS. 2009. Aproveitamento Hidrelétrico Belo Monte: Estudo de Impacto Ambiental. Fevereiro de 2009. Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS). Rio de Janeiro, RJ. 36 vols.
- ELETRONORTE. 1987. Esclarecimento Público: Usina Hidrelétrica Balbina. Módulo 1, Setembro 1987. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE), Brasília, DF. 4 p.
- ELETRONORTE. 2004. Eletronorte responde The New York Times. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (ELETRONORTE), Brasília, DF. Postado em <http://www.eln.gov.br/> de 2004 até aproximadamente 2007 [disponível em http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Other%20side-outro%20lado/Hydroelectric%20emissions/Eletronorte%20em%20resposta%20ao%20artigo%20publicado%20na%20NY%20Times.pdf]
- Fearnside, P.M. 1995. Hydroelectric dams in the Brazilian Amazon as sources of 'greenhouse' gases. *Environmental Conservation* 22(1): 7-19.
- Fearnside, P.M. 1996. Hydroelectric dams in Brazilian Amazonia: Response to Rosa, Schaeffer & dos Santos. *Environmental Conservation* 23(2): 105-108.
- Fearnside, P.M. 2002. Greenhouse gas emissions from a hydroelectric reservoir (Brazil's Tucuruí Dam) and the energy policy implications. *Water, Air and Soil Pollution* 133(1-4): 69-96.
- Fearnside, P.M. 2004a. Greenhouse gas emissions from hydroelectric dams: Controversies provide a springboard for rethinking a supposedly "clean" energy source. *Climatic Change* 66(1-2): 1-8.
- Fearnside, P.M. 2004b. Gases de efeito estufa em hidrelétricas da Amazônia. *Ciência Hoje* 36(211): 41-44.
- Fearnside, P.M. 2005a. Brazil's Samuel Dam: Lessons for hydroelectric development policy and the environment in Amazonia. *Environmental Management* 35(1): 1-19.
- Fearnside, P.M. 2005b. Do hydroelectric dams mitigate global warming? The case of Brazil's Curuá-Una Dam. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* 10(4): 675-691.
- Fearnside, P.M. 2006a. Greenhouse gas emissions from hydroelectric dams: Reply to Rosa et al. *Climatic Change* 75(1-2): 103-109.
- Fearnside, P.M. 2006b. Dams in the Amazon: Belo Monte and Brazil's hydroelectric development of the Xingu River Basin. *Environmental Management* 38(1): 16-27.
- Fearnside, P.M. 2006c. A polêmica das hidrelétricas do rio Xingu. *Ciência Hoje* 38(225): 60-63.
- Fearnside, P.M. 2008. Hidrelétricas como "fábricas de metano": O papel dos reservatórios em áreas de floresta tropical na emissão de gases de efeito estufa. *Oecologia Brasiliensis* 12(1): 100-115.
- Fearnside, P.M. 2009a. O Novo EIA-RIMA da Hidrelétrica de Belo Monte: Justificativas Goela Abaixo. p. 108-117 In: S.M.S.B.M. Santos & F. del M. Hernandez (eds.). *Painel de Especialistas: Análise Crítica do Estudo de Impacto Ambiental do Aproveitamento Hidrelétrico de Belo Monte. Painel de Especialistas sobre a Hidrelétrica de Belo Monte*, Belém, PA. 230 p.
- Fearnside, P.M. 2009b. As hidrelétricas de Belo Monte e Altamira (Babaquara) como fontes de gases de efeito estufa. *Novos Cadernos NAEA* 12(2): 5-56.
- Fearnside, P.M. 2010. Belo Monte: Resposta a Rogério Cezar de Cerqueira Leite. Site *Globoamazonia* 07/06/10. <http://colunas.globoamazonia.com/philipfearnside/>
- Fearnside, P.M. 2012. Desafios para mídiação da ciência na Amazônia: O exemplo da hidrelétrica de Belo Monte como fonte de gases de efeito estufa. p. 107-123. In: A. Fausto Neto (ed.) *A Mídiação da Ciência: Cenários, Desafios, Possibilidades*, Editora da Universidade Estadual da Paraíba (EDUEPB), Campina Grande, PB. 288 p.

- Feitosa, G.S., P.M.L.A. Graça & P.M. Fearnside. 2007. Estimativa da zona de deplecionamento da hidrelétrica de Balbina por técnica de sensoriamento remoto. p. 6713–6720 In: J.C.N. Epiphany, L.S. Galvão & L.M.G. Fonseca (eds.) Anais XIII Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto, Florianópolis, Brasil 21–26 abril 2007. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), São José dos Campos, SP. (<http://marte.dpi.inpe.br/col/dpi.inpe.br/sbsr@80/2006/11.13.15.55/doc/6713-6720.pdf>)
- Hernández, F. del M. 2010. Fatos sobre Belo Monte. Folha de São Paulo, 01/06/2010.
- Indriunas, L. 1998. FHC inaugura obras em viagem ao Pará. Folha de São Paulo 14/07/1998, p. 1–17.
- IRN. 2002. Flooding the Land, Warming the Earth: Greenhouse Gas Emissions from Dams. International Rivers Network (IRN), Berkeley, California, E.U.A. 18 p.
- Kemenes, A., B.R. Forsberg & J.M. Melack. 2007. Methane release below a tropical hydroelectric dam. *Geophysical Research Letters* 34: L12809, doi:10.1029/2007GL029479. 55.
- Kemenes, A., B.R. Forsberg & J.M. Melack. 2008. As hidrelétricas e o aquecimento global. *Ciência Hoje* 41(145): 20–25.
- Leite, R.C.C. 2010. Belo Monte, a floresta e a árvore. Folha de São Paulo 19 de maio de 2010, p. A-3.
- McCully, P. 2006. Fizzy Science: Loosening the Hydro Industry's Grip on Greenhouse Gas Emissions Research. International Rivers Network, Berkeley, California, E.U.A. 24 p. Disponível em: <http://www.irn.org/pdf/greenhouse/FizzyScience2006.pdf>.
- MCT. 2002. Degravação do workshop: Utilização de Sistemas Automáticos de Monitoramento e Medição de Emissões de Gases de Efeito Estufa da Qualidade da Água em Reservatórios de Hidrelétricas. Centro de Gestão de Estudos Estratégicos do MCT, Brasília – DF, 06 de fevereiro de 2002. Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), Brasília, DF. (Postado de 2002 a 2006 em: <http://www.mct.gov.br/clima/brasil/doc/workad.doc>). [disponível em <http://philip.inpa.gov.br>]
- MCT. 2004. Brazil's Initial National Communication to the United Nations Framework Convention on Climate Change. Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), Brasília, DF, 271p.
- Munhoz, F. 2009. “Só aceitamos a participação do Redd no mercado de carbono se ela for limitada”, diz embaixador do Itamaraty. *Amazonia.org.br*. 07/12/2009 <http://www.amazonia.org.br/noticias/noticia.cfm?id=337116>
- Pamplona, N. 2008. Aneel chama decisão de limitar usinas no Xingu de política. Agência Estado, 22 de julho de 2008. <http://www.estadao.com.br/noticias/economia,aneel-chama-decisao-de-limitar-usinas-no-xingu-de-politica,209554,0.htm>
- Pueyo, S. & P.M. Fearnside. 2011. Emissões de gases de efeito estufa dos reservatórios de hidrelétricas: Implicações de uma lei de potência. *Oecologia Australis* 15(2): 114–127. doi: 10.4257/oeco.2011.1502.02
- Rosa, L.P., M.A. dos Santos, B. Matvienko, E.O. dos Santos & E. Sikar. 2004. Greenhouse gases emissions by hydroelectric reservoirs in tropical regions. *Climatic Change* 66(1–2): 9–21.
- Rosa, L.P., dos Santos, M.A., B. Matvienko, E. Sikar & dos E.O. Santos. 2006. Scientific errors in the Fearnside comments on greenhouse gas emissions (GHG) from hydroelectric dams and response to his political claiming. *Climatic Change* 75(1–2): 91–102.
- Rudd, J.W.M., R. Harris, C.A. Kelly & R.E. Hecky. 1993. Are hydroelectric reservoirs significant sources of greenhouse gases? *Ambio* 22: 246–248.
- Santayana, G. 1905. Reason in Common Sense. Vol.1, In: *The Life of Reason: The Phases of Human Progress*. Dover Publications, Inc., New York, NY, E.U.A., 5 vols.
- Shindell, D.T., G. Faluvegi, D.M. Koch, G.A. Schmidt, N. Unger & S.E. Bauer. 2009. Improved attribution of climate forcing to emissions. *Science* 326: 716–718.
- Sousa Júnior, W.C. de, J. Reid & N.C.S. Leitão. 2006. Custos e Benefícios do Complexo Hidrelétrico Belo Monte: Uma Abordagem Econômico-Ambiental. Conservation Strategy Fund (CSF), Lagoa Santa, MG. 90 p. [disponível em: <http://www.conservation-strategy.org>]

Capítulo 17

Belo Monte: Resposta a Rogério Cezar de Cerqueira Leite

Philip M. Fearnside

Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA)
Av. André Araújo, 2936 - CEP: 69.067-375, Manaus, Amazonas, Brasil.
E-mail: pmfearn@inpa.gov.br

Publicação original:
Fearnside, P.M. 2010. Belo Monte: Resposta a Rogério Cezar de Cerqueira Leite. Site Globoamazonia 07/06/10
<http://colunas.globoamazonia.com/philipfearnside/>

O físico Rogério Cezar de Cerqueira Leite (2010), escrevendo na *Folha de São Paulo*, taxa os críticos da hidrelétrica de Belo Monte como “ecopalermas”, “ignocentes”, “verdolengos”, “malabaristas”, “fanfarrões”, “pseudointelectuais” e um “exército extemporâneo de Brancalone”. Ele repete os argumentos dos proponentes, já repetidamente refutados, e até acrescenta algumas pérolas próprias, tais como a noção de que os índios não vão nem se importar, pois são “seminômades” e, portanto, não devem ter nenhum problema em andar até novos locais. Parece que o Dr. Leite não sabe que a pesca é o sustento principal destes grupos, e que os peixes essencialmente sumirão de um trecho de 100 km abaixo da barragem principal, inclusive em duas áreas indígenas. O Dr. Leite ridiculariza os “500 km²” do lago de Belo Monte como insignificante na escala amazônica. Evidentemente, o Dr. Leite engoliu as afirmações dos proponentes de que haverá apenas uma barragem no rio Xingu, sendo esta Belo Monte. Este cenário oficial, necessário para obter a aprovação ambiental da primeira barragem (Belo Monte), é considerado como uma mera ficção por muitos que estudam essa hidrelétrica, inclusive este autor. Sugiro a leitura de alguns dos trabalhos disponíveis em <http://philip.inpa.gov.br>. A inviabilidade financeira na hipótese de ter apenas uma barragem tem sido demonstrada em uma análise econômica detalhada publicada pelo Fundo de Estratégia de Conservação, de Belo Horizonte (Sousa Júnior *et al.*, 2006). O fato de algumas empresas ainda estarem dispostas a investir seu dinheiro na obra nessas circunstâncias é uma forte indicação de que essas empresas estão contando com um cenário diferente daquele oficialmente divulgado de uma só barragem. As demais barragens seriam catastróficas. Originalmente foram planejadas cinco barragens a montante de Belo Monte, o que foi reduzido para três no último plano, que valeu até 2008. A primeira seria a barragem de Babaquara, renomeada “Altamira”, que, pelo plano original, inundaria sozinha 6.140 km². Isto é o dobro da área da notória hidrelétrica de Balbina, e quase toda a inundação seria de floresta tropical em área indígena. O anúncio em 2008 pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) de que teria apenas uma barragem no Xingu oferece apenas uma proteção ilusória, pois qualquer governo futuro (que indica os Ministros membros do CNPE) pode revogar essa decisão na hora que quiser.

O Dr. Leite também parece ter perdido as discussões sobre as emissões de gases de efeito estufa de

hidrelétricas, especialmente dessas hidrelétricas em particular. O “Complexo Altamira” (Belo Monte + Babaquara/Altamira) emitiria tanto metano que levaria 41 anos para ser compensado pelo combustível fóssil evitado, e seria mais demorado ainda se não fosse calculado sob a hipótese do tempo ter valor zero (ver Fearnside, 2009- 2010). Considerando as ameaças climáticas na Amazônia, o tempo tem valor mesmo quando se fala do efeito estufa nessa região. Entre as afirmações mal-informadas do Dr. Leite é a de que a construção de Belo Monte significa que “20 milhões de brasileiros poderão ter luz em suas casas”. Infelizmente, grande parte da energia seria exportada para outros países na forma de alumínio e outros produtos eletro-intensivos que criam pouquíssimo emprego no Brasil por Megawatt de eletricidade consumido. A energia que sobraria para uso doméstico não chegaria aos 20 milhões de brasileiros mencionados, pois eletrificação rural nessa escala não faz parte do projeto. Informações sobre os muitos impactos sociais e ambientais do projeto são apresentados no relatório do Painel de Especialistas sobre Belo Monte, grupo ao qual eu tenho o orgulho de pertencer (Santos & Hernandez, 2009).

REFERÊNCIAS

- Fearnside, P.M. 2009-2010. A Triste História da Hidrelétrica de Belo Monte & Belo Monte e os gases de efeito estufa. Séries de textos da coluna philipfearnside em globoamazonia.com <http://colunas.globoamazonia.com/philipfearnside/>. Também disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/2010/Belo%20Monte-Globo%20Amazonia-S%C3%A9rie%20completa.pdf
- Leite, R.C.C. 2010. Belo Monte, a floresta e a árvore. *Folha de São Paulo* 19 de maio de 2010, p. A-3. Disponível em: http://philip.inpa.gov.br/publ_livres//Other%20side-outro%20lado/Rogério%20Cezar%20Cequeira%20Leite-Belo%20Monte/Rogério%20Cezar%20de%20Cerqueira%20Leite-Belo%20Monte-FSP%2019-05-10.pdf
- Santos, S.M.S.B.M. & Hernandez, F.M. (eds.) 2009. Painel de Especialistas: Análise Crítica do Estudo de Impacto Ambiental do Aproveitamento Hidrelétrico de Belo Monte. , Belém, Pará: Painel de Especialistas sobre a Hidrelétrica de Belo Monte. 230 p. Disponível em: http://www.xinguvivo.org.br/wp-content/uploads/2010/10/Belo_Monte_Painel_especialistas_EIA.pdf
- Sousa Júnior, W.C. de, J. Reid & N.C.S. Leitão. 2006. Custos e Benefícios do Complexo Hidrelétrico Belo Monte: Uma Abordagem Econômico-Ambiental. Conservation Strategy Fund (CSF), Lagoa Santa, MG. 90 p. Disponível em: http://conservation-strategy.org/sites/default/files/field-file/4_Belo_Monte_Dam_Report_mar2006.pdf.