

1 Energia na Amazônia: o complexo hidrelétrico do Xingu

Wilson Cabral de Sousa Júnior¹

John Reid²

Resumo

Este trabalho apresenta uma análise ampliada dos custos e benefícios da mais recente configuração de um grande projeto de aproveitamento hidrelétrico no rio Xingu, o Complexo Hidrelétrico de Belo Monte. Para fins de análise, foram elaborados 3 cenários. Nos primeiros cenários, o empreendimento apresenta indicadores favoráveis quanto à viabilidade do projeto: o Valor Presente Líquido (VPL) de ambos estão na faixa de US\$1,5 bilhões, com as Taxas Internas de Retorno (TIR) acima dos 12% utilizados como taxa de desconto para a análise. A inserção das externalidades quantificadas no segundo cenário não modificou sobremaneira o retorno do empreendimento, apontando para uma perspectiva de que o retorno do empreendimento, nestas condições de análise, é bem superior aos impactos socioambientais considerados. Cabe lembrar que diversos impactos não foram considerados na presente análise, além de que alguns valores utilizados na quantificação dos impactos foram propositadamente subestimados. Já o terceiro cenário aponta para perdas econômicas expressivas, devidas à redução na projeção de geração, conforme o modelo HydroSim, o qual considerou a geração no CHE Belo Monte em caráter exclusivo. A análise de riscos do projeto, realizada para diversas situações, mostrou riscos consideráveis para o investimento. Estes resultados nos conduzem a uma conclusão inevitável: seja viável ou não como empreendimento independente, o Complexo Hidrelétrico Belo Monte irá criar uma enorme pressão para a construção de mais barragens a montante. As simulações com o modelo HydroSim apontam uma taxa de utilização inferior a 20%. Esta capacidade ociosa representa uma “crise planejada” e deve estimular permanentemente projetos de regularização de vazão do rio Xingu. Por exemplo, se a taxa de utilização fosse elevada até 80% (semelhante à situação de Itaipú), o incremento no valor bruto da geração das turbinas de Belo Monte seria entre US\$1,4 e US\$2,3 bilhões/ano, justificando investimentos da ordem de US\$11 a US\$19 bilhões. Em função disto, parece muito pouco realista o cenário de um CHE Belo Monte

¹ Instituto Tecnológico de Aeronáutica – Depto Hidrologia. E-mail: wilsonjr@ita.br.

² Conservation Strategy Fund. E-mail John@conservation-strategy-org.

“sustentável”: uma única represa, extremamente produtiva e rentável, que impacte uma área reduzida e já bastante alterada.

Palavras-chave: Belo Monte, energia, Amazônia, rio Xingu.

2 Abstract

This paper presents an extended analysis of the costs and benefits of the most recent version of the Belo Monte project, in Xingu River. For our analysis, we create three scenarios. In the first two scenarios Belo Monte appears feasible, with net present values in the range of US\$1.5 billion and rates of return in excess of the 12 percent discount rate used in this analysis. It is clear that the external costs valued and included in the analysis do not have a notable impact on the results, due to the scale of the internal costs and benefits involved. The third scenario reveals drastically different results with large scale economic losses resulting from the project. This outcome is to the much lower firm generation predicted by the HydroSim model for Belo Monte as a stand alone development in the Xingu Basin. To gain a fuller picture of various potential outcomes of the Belo Monte investment, we conducted risk analysis, allowing variation in several of the parameters most important to the project’s feasibility. These analysis showed a risky investment. These results lead us to an inescapable conclusion: whether or not Belo Monte is feasible as a stand-alone project, it will create enormous pressure to build upstream storage dams with much larger reservoirs. By the generation estimates used in this analysis, Belo Monte’s guaranteed generation – for which it can sign sales contracts – would be between 20 and 40 percent of its installed capacity. That’s because the dam is subject to the Xingu’s highly seasonal flows. If storage reservoirs could bring that figure closer to 80 percent (the level at which the Itaipú dam operates), gross annual revenues would rise by between \$1.4-\$2.3 billion, enough to justify investing \$11-19 billion in upstream storage. These figures make highly unrealistic the scenario of a “sustainable” Belo Monte – a single, highly productive reservoir flooding a small, already impacted area.

Keywords: Belo Monte, hydroelectric power, Amazon, Xingu River

Introdução

A lição tirada da recente crise energética, ao mesmo tempo em que despertou o país para a possibilidade de redução de impactos por meio de medidas de eficiência energética e para o potencial do Brasil em termos de fontes renováveis como alternativas de energia, fez também com que a sociedade se questionasse sobre a necessidade de construção de novas megabarragens (Vainer e Bermann, 2001).

Neste cenário de dúvidas, pressões e questionamentos, o governo federal procura viabilizar o projeto do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte, no Rio Xingu (PA). O empreendimento recebe o nome de Complexo, segundo a Eletronorte – Centrais Elétricas do Norte -, por ser constituído de duas casas de força: uma principal, com 11.000 MW, e outra complementar, com 181,3 MW (Eletronorte, 2002). O empreendimento, que vem sendo estudado há vários anos, passou por diversas atualizações. A mais significativa delas foi a alteração na dimensão do espelho d'água, previsto inicialmente para 1.225 km² e reduzido para cerca de 440 km², além da complementação dos estudos ambientais, hidrológicos, revisão dos orçamentos da obra, cronogramas e viabilização sócio-política.

Este trabalho procura avaliar o projeto de construção do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte, trazendo informações sobre aspectos econômicos, de produção e consumo energético, levando em consideração as questões sociais e ambientais. A análise realizada procurou identificar os custos e os benefícios reais que a construção do Complexo poderia trazer, além de levantar os possíveis problemas, procurando tratá-los qualitativa e quantitativamente.

2.0.1 Hidrelétricas no Rio Xingu

Cerca de 40% do potencial hidrelétrico brasileiro situa-se na Bacia Hidrográfica do Amazonas. Dentre os principais afluentes da margem direita do rio Amazonas está a sub-bacia do Rio Xingu, abrangendo uma área de 509.000 km². Estima-se que cerca de 14% do potencial inventariado do país encontrem-se nesta sub-bacia (ANEEL, 2002a).

Próximo a Altamira, o rio Xingu sofre uma acentuada sinuosidade, formando a chamada Volta Grande. A Volta Grande do Xingu, segundo Ab'Sáber (1996), faz parte da *fall line zone* (zona de linha de queda) sul amazônica, onde se situam alguns pontos favoráveis à implantação de

hidrelétricas devido à existência de quedas naturais. Em um desses pontos a Eletronorte planeja a construção da Usina Hidrelétrica de Belo Monte.

A crença de que este empreendimento será apenas o primeiro passo na exploração continuada do Xingu e por consequência da Amazônia (Berman, 2002; Santos e Andrade, 1990), gera vários questionamentos por parte de pesquisadores com relação a sua sustentabilidade.

Desde 1980 a então projetada Usina Hidrelétrica de Belo Monte gera polêmica. Seu histórico tem início com os estudos de inventário do Rio Xingu, elaborados pela Eletronorte. O relatório apresentava o conjunto de aproveitamentos para o Xingu, conforme nos mostra a Tabela 1.

Tabela 1 - Aproveitamento Inventariado do Rio Xingu em 1980

Aproveitamento	Nível da Água (m)	Área (km²)	Potência (MW)	Área/Potência
Jarina	281	1.900	559	3,40
Kokraimoro	257	1.770	1.940	0,91
Ipixuna	208	3.270	2.312	1,41
Babaquara	165	6.140	6.274	0,98
Kararaô	95	1.160	8.381	0,14
Totais	-	14.240	19.466	0,73

Fonte: Eletronorte, 2002a.

A partir desses dados, a Eletronorte iniciou, em meados de 1980, os Estudos de Viabilidade do Complexo Hidrelétrico de Altamira, constituído pelos aproveitamentos de Altamira (ex-Babaquara) e Belo Monte (ex-Kararaô). Transcorridos alguns anos, o avanço dos estudos revelaram que, para o Sistema Interligado Nacional, a melhor opção seria a construção da UHE Belo Monte (ex-Kararaô).

Em 2002, a Eletronorte emitiu então a mais nova versão do relatório de viabilidade do Complexo, considerando um aproveitamento ótimo de 11.181,3 MW aliado a uma redução significativa da área do reservatório de 1.225 km² para 440 km². Embora a construção das demais usinas não seja abordada nos estudos e relatórios emitidos pela Eletronorte, o EIA - Estudo de Impacto Ambiental (Eletronorte, 2002a) informa que nos meses de cheia a geração se situará em torno de 11.000 MW médios. Entretanto não será possível dispor deste montante durante todo o ano, devido a limitações hidrológicas. Assim, o projeto para Belo Monte é de

geração de grandes blocos de energia durante os primeiros meses do ano, período no qual será possível o armazenamento de água nos reservatórios do sudeste e nordeste.

3 O caso do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte

O projeto do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte define sua localização na Volta Grande do rio Xingu, no Estado do Pará, região Norte do Brasil. As obras do complexo abrangem diretamente três sítios: Sítio Belo Monte, que se situa na interseção do rio Xingu e a rodovia Transamazônica, Sítio Pimental, que ocupa áreas em Vitória do Xingu e Altamira, e Sítio Bela Vista, na região intermediária entre Belo Monte e Pimental. A Figura 1 mostra a configuração mais atual do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte.

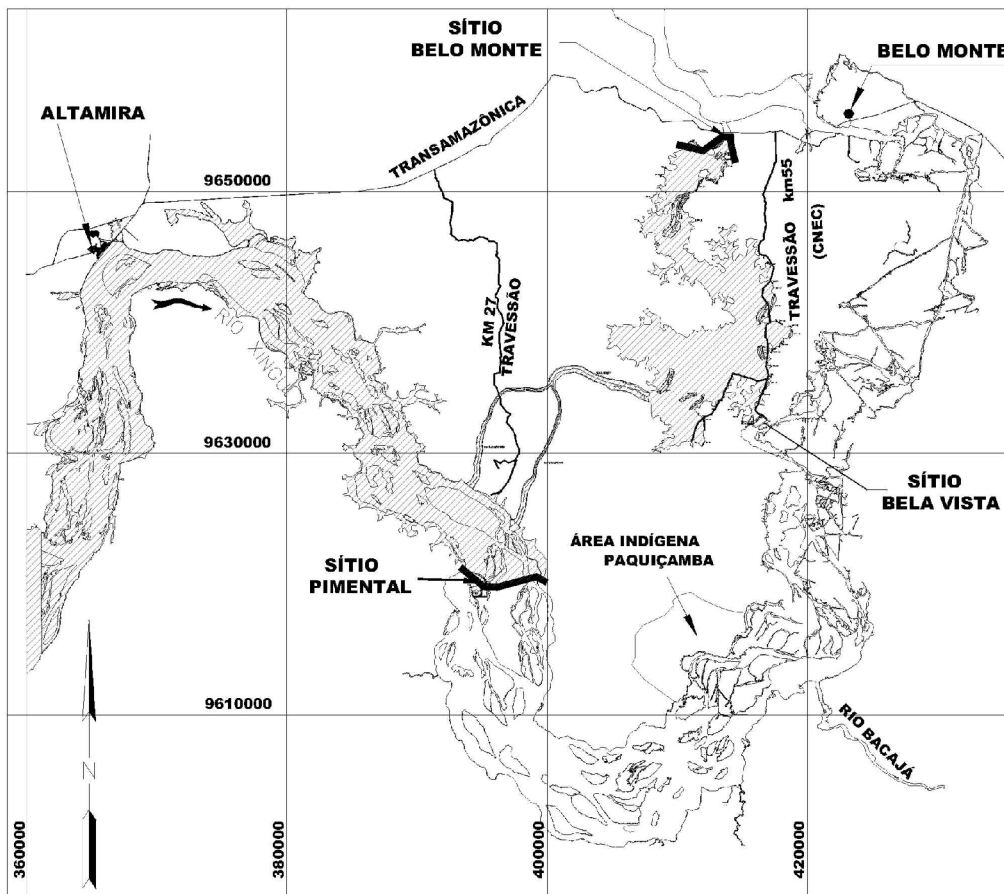


Fig. 1 - Configuração do Complexo Hidrelétrico Belo Monte
Fonte: Eletronorte, 2002b.

3.0.1

3.0.2 Aspectos técnicos do empreendimento

A potência instalada na casa de força principal do CHE Belo Monte seria de 11.000 MW, distribuídos em vinte unidades geradoras tipo Francis de potência unitária de 550 MW. Já a usina complementar, que iria aproveitar a vazão residual, teria uma potência instalada de 181,3 MW e contaria com 7 turbinas tipo bulbo, com potência unitária de 25,9 MW (Eletronorte, 2002b).

A barragem formaria um reservatório com área total do espelho d'água de 440 km², sendo o nível máximo normal de operação na cota 97 m. Este reservatório seria composto por duas partes distintas: a calha do Xingu, que compreende a área da calha de inundação do rio Xingu na cota 97 m, e o reservatório dos canais, determinado pelas vazões desviadas do rio Xingu através dos canais de derivação. Esta região seria munida de um vertedouro complementar. O projeto prevê também a construção de linhas de transmissão, porto fluvial, eclusa, além de estradas de acesso e uma ponte sobre o canal de fuga da usina.

A concepção desse empreendimento tem como base operacional uma geração a fio d'água, ou seja, a quantidade de turbinas em funcionamento dependerá basicamente das vazões naturais afluentes à casa de força, uma vez que o reservatório tem capacidade reduzida de acumulação. Segundo a Eletronorte (2002b) a energia firme (capacidade de produção constante de energia) gerada pela usina principal será de 4.637 MW médios e na usina complementar esse valor será de 77 MW médios.

No setor elétrico brasileiro, os cálculos de energia firme são feitos utilizando-se o modelo MSUI (Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas), que adota um método de operação dos reservatórios em estratificação por faixas operativas e um critério de rateio baseado na geração média das usinas no período crítico³. Isso significa que todos os reservatórios devem estar com porcentagens iguais de volumes úteis (todos os reservatórios enchem ou depleciam simultaneamente). Essa regra é denominada *regra paralela* (Cicogna, 2004). Esta condição distancia o modelo da realidade operativa dos reservatórios, os quais possuem capacidade para otimização de sua operação. Na prática, é possível otimizar o sistema tendo, simultaneamente, operações de enchimento e ou deplecionamento de reservatórios sujeitos ao mesmo regime hidrológico, característica não possibilitada pelo MSUI.

³ O período crítico representa o período de vazões mais baixas do histórico que acarreta o esvaziamento do reservatório (deplecionamento máximo).

Entretanto um novo modelo de simulação desenvolvido na Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, denominado HydroSim, nos mostra dados menos favoráveis com relação a energia firme gerada por Belo Monte. Nesse modelo, a política de geração total pré-definida pode desagregar a geração entre as usinas, utilizando tanto regras paralelas como também regras de operação para otimização. Uma dessas regras, que se aproxima da regra utilizada pelo MSUI, é a operação em *paralelo puro* (enchimento e depleciamento em regimes contínuos e não por faixas). Com esse modelo podemos calcular a energia firme de um sistema de usinas hidrelétricas e fazer o rateio conforme o critério adotado no setor. Nesse caso, os resultados devem ser, em princípio, próximos daqueles obtidos utilizando-se o MSUI, mas com certeza não serão idênticos, pois, além da diferença entre as regras de operação, não se pode assegurar que os dados cadastrais e o histórico das vazões considerados nesses modelos sejam exatamente os mesmos. É importante salientar que a energia firme calculada pelo modelo MSUI, utilizado pela Eletronorte, é obtida para uma usina individualizada, porém a partir da simulação que contempla todos os aproveitamentos determinados pelo inventário hidroenergético do rio. Assim, a geração firme de Belo Monte foi simulada considerando os demais aproveitamentos a montante, que contribuiriam para sua regularização de vazão.

Cicogna (2004), utilizando o modelo HydroSim, mostra que o valor da energia firme da UHE Belo Monte trabalhando de forma isolada, ou seja, sem considerar a presença de outros empreendimentos à montante, no rio Xingu, é de apenas 1.172 MW médios. Segundo o autor, a grande variabilidade das vazões naturais, aliada à limitação pela falta de regularização promovida pelos grandes reservatórios a montante são os principais causadores desse baixo valor.

3.0.3 Custos do Empreendimento

O orçamento para implantação da usina tem como base os dados de junho/2001. O valor global de cerca de R\$ 7,5 bilhões de implantação, o equivalente a US\$ 3,15 bilhões (US\$1=R\$2,38, junho/2001) corresponde ao custo do empreendimento (geração) sem considerar juros no decorrer da construção. Considerando os juros ao longo do período de construção (estimado em 5 anos), de 12% ao ano, o valor global sobe para R\$ 9,6 bilhões correspondente a cerca de US\$ 4,0 bilhões.

Ressaltamos que o custo (US\$12,4/MWh), considerado competitivo pela Eletronorte, não contempla os sistemas de transmissão e as obras acessórias (porto fluvial, eclusas e subestações). É importante salientar que os valores de projeto sofreram redução significativa (em torno de 30%), tendo sido de cerca de US\$6,5 bilhões – custo total – em sua versão inicial, do ano de 1990.

A Tabela 2 sintetiza as informações relevantes quanto aos custos oficiais levantados pela Eletronorte.

Tabela 2: Avaliação Econômica do CHE Belo Monte – Geração e Transmissão

Dados do sistema de geração	Valor	Un
Custos de Investimento (1)	4.037,90	Milhões de dólares
Custos de O & M	291,2	Milhões de dólares
Custo Total	4.329,10	Milhões de dólares
Custos de Geração	12,40	US\$ / MWh
Custo Dólar (Junho/2001)	2,38	R\$
Dados do sistema de transmissão	Valor	Un
Custos de Investimento	1.767,10	Milhões de dólares
Custo de O & M	158,42	Milhões de dólares
Perdas	55,27	Milhões de dólares
Custo Total (2)	2.192,84	Milhões de dólares
Custo de Transmissão	8,14	US\$ / MWh

(1) (2) Considerados juros de 12%aa durante a construção.

Fonte: Eletronorte, 2002b.

Contexto regional

De acordo com o EIA do empreendimento (Eletronorte, 2002a), a implantação do CHE Belo Monte influenciará diretamente nove municípios: Porto de Moz, Pacajá, Anapu, Senador José Porfírio, Vitória do Xingu, Altamira, Brasil Novo, Uruará e Medicilândia. A densidade populacional desta região é de 0.9 habitantes por km², dado que a população total (em 2000) era de 248.317 habitantes e a extensão territorial é de 280.678 km².

O conjunto formado por Altamira, Vitória do Xingu e o distrito de Belo Monte, sofrerá impactos diretos com a formação do reservatório. Já nos demais municípios (Anapu, Brasil Novo, Medicilândia, Senador José Porfírio, Porto de Moz, Pacajá e Uruará) os impactos diretos são diminuídos e sobressaem os impactos indiretos.

O período 1970 - 2000 revela processos de crescimento, estabilidade, e retração econômica, social e política na região em estudo. A configuração atual da região foi constituída ao longo de três décadas. Altamira, Senador José Porfírio e Porto de Moz surgiram na década de 70. Dez anos depois mais três cidades foram acrescentadas a essa região - Pacajá, Uruará e Medicilândia – e, por fim, nos anos 90 surgiram: Brasil Novo, Vitória do Xingu e Anapu.

O processo de ocupação dessa região sofreu enorme influência do fluxo migratório, resultando numa elevação populacional que saiu de 25.751 habitantes em 1970 para 248.317 em 2000. Com a implantação da usina aproximadamente duas mil famílias deverão ser reassentadas em Altamira (área urbana), 813 na área rural de Vitória do Xingu e 400 famílias ribeirinhas (Eletronorte, 2002b).

3.0.4 Grupos Sociais Afetados pelo Empreendimento

A implantação e funcionamento de uma usina hidrelétrica geram conflitos locais consideráveis. No caso da implantação do CHE Belo Monte esses conflitos distribuem-se entre diversos segmentos sociais, entre eles: proprietários rurais (pecuaristas), trabalhadores rurais, comerciantes, população urbana e rural a ser reassentada, madeireiros, comunidades indígenas, movimentos sociais e organizações não governamentais.

3.0.4.1

Atualmente, em torno de 15 mil índios de diferentes grupos étnicos vivem no Estado do Pará, distribuídos em cerca de 14.900.000 ha (Silva e Grupioni, 2004). Para proteger seu território e enfrentar as conseqüências da convivência entre as aldeias e o mundo externo, as lideranças indígenas do Xingu fundaram em 1994 a Associação Terra Indígena do Xingu - ATIX.

Cerca de 5.353.788 hectares de terra, com dez grupos indígenas encontra-se na região de implantação da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, correspondendo a uma população de 1.397 pessoas. Segundo a Eletronorte (2002a), apenas uma dessas dez terras indígenas – a terra indígena Xipaia – ainda não foi delimitada, entretanto, estudos estariam sendo realizados visando à sua identificação.

Na configuração inicial do empreendimento boa parcela da Área Indígena de Paquiçamba e Terra Indígena Trincheira/Bacajá seriam inundadas. Com o novo arranjo, houve redução da

área do reservatório, eliminando a inundação dessas terras indígenas. No entanto, ainda que suas terras não sejam inundadas, a usina afetaria de maneira significativa o *modus vivendi* dessas comunidades. No caso da aldeia Paquiçamba e da aldeia Maia, esta última em processo de reconhecimento pela Fundação Nacional do Índio – FUNAI, a faixa de rio em seus domínios teria uma redução significativa da vazão, podendo ocasionar impactos sobre pesca e uso da água.

As principais interferências diretas e indiretas originadas da expansão do setor elétrico nas áreas indígenas são: reassentamento das comunidades (afetando o estilo de vida), inundação de áreas (incluindo locais de valor espiritual), diminuição da caça, redução de áreas cultiváveis e aumento de doenças infecciosas.

A Tabela 3 relaciona os dez grupos indígenas na região de implantação da usina.

Tabela 3 - Região de Inserção UHE Belo Monte, Povos Indígenas – 1999

Terra Indígena	Município	Superfície (ha)	População (hab)
Paquiçamba	Vitória do Xingu	4.348	35
Trincheira/Bacajá	Senador José Porfírio, Pacajá e São Félix do Xingu	1.650.939	382
Koatinemo	Altamira	387.304	91
Kararaô	Altamira	330.837	28
Araweté/Igarapé Ipixuna	Altamira, Senador José Porfírio e São Félix do Xingu	946.900	255
Apyterewa	Altamira e São Félix do Xingu	980.000	248
Arara	Altamira, Medicilândia e Uruará	274.010	143
Cachoeira Seca do Iri	Altamira, Uruará e Ruropóliis	760.000	57
Xipaia	Altamira	Em estudos	67
Curuá	Altamira	19.450	91

Fonte: Eletronorte, 2002b.

Além dos povos indígenas, existe uma população urbana importante que poderá ser afetada. Esta população localiza-se na cidade de Altamira, na região dos igarapés Altamira e Pannels. Estas localidades são conhecidas por inundações frequentes. Na área urbana de Altamira a implantação da usina acarretará no remanejamento de cerca de duas mil famílias.

Um impacto positivo poderá ser percebido pelo setor comercial de Altamira. O município destaca-se na região de estudo, pela concentração de atividades comerciais. Nos demais municípios da região o comércio é frágil. Deve-se considerar, entretanto, que esse grupo de

municípios vislumbra um aumento considerável de negociações com a implantação do empreendimento. Por outro lado, os comerciantes podem vir a protagonizar um importante impacto indireto, notadamente quando a população rural e urbana por ele atendida for realocada. A variação na demanda, pela supressão de sua clientela determinará alterações da estrutura socioeconômica e produtiva tanto direta como indiretamente.

3.0.5 Empreendimentos associados ao CHE Belo Monte

O Estudo de Impacto Ambiental apresentado pela Eletronorte (2002a) menciona a necessidade de construção de alguns empreendimentos, os quais, apesar de parcialmente inseridos no planejamento de custos da obra, não foram totalmente contemplados em termos de seus próprios aspectos ambientais. O estudo deixa clara a não inclusão no orçamento base das linhas de transmissão tanto da usina principal como da usina secundária. Salienta ainda que a trajetória da linha de transmissão da usina principal ainda não foi definida, o que é de suma importância para a caracterização mais ampla dos impactos do projeto.

3.1 Avaliação econômica-social

A dependência crítica da economia moderna em relação à energia salienta a necessidade de um uso mais racional e efetivo, por toda sociedade, dos recursos energéticos. Os grandes empreendimentos do setor energético esbarram em restrições financeiras, ambientais e sociais. Com relação às hidrelétricas, essas questões são mais críticas. Podemos citar, por exemplo, a necessidade de deslocamento de populações para formação do reservatório da usina, trazendo várias nuances culturais e sociais, o que torna a tarefa das mais complexas.

A partir da identificação dos dados e informações sócio-econômicas e ambientais existentes, inclusive as levantadas nos estudos de viabilidade da Eletronorte, foi elaborada uma avaliação sócio-econômica-ambiental do projeto de construção da Usina Hidrelétrica de Belo Monte no rio Xingu. A Análise Custo Benefício descrita por Serôa da Motta (1998) foi o expediente adotado para tal análise.

3.1.1

3.1.2 Fundamentação teórica da Análise Custo-Benefício (ACB)

Na abordagem utilizada neste trabalho, o custo social, será determinado de forma a refletir a percepção social do dano ambiental. O valor desse dano será obtido a partir dos custos representados pelos aumentos de gastos públicos e privados com tratamento da água, perdas

de atividades econômicas, perdas de ictiofauna, aumento da incidência de doenças de veiculação hídrica, perdas de biodiversidade, entre outras.

Com base no exposto acima, podemos assim, distinguir quatro grupos que irão compor a análise custo benefício do empreendimento em questão. O custo total associado ao empreendimento, conforme elaborado pela Eletronorte compõe o primeiro grupo. O segundo é constituído pelos custos associados a perdas em atividades atuais e potenciais concorrentes ao empreendimento, analisados como custos de oportunidade. No terceiro grupo temos a associação de custos dos impactos ambientais (biodiversidade, ictiofauna, inundações de florestas, etc.) e por fim, o quarto grupo, que aponta os benefícios previstos com a construção do complexo (valor da produção energética).

3.1.2.1 Custos

Como já vimos anteriormente, o custo global estimado pela Eletronorte (2002) é de R\$ 7,51 bilhões, o equivalente a US\$ 3,16 bilhões (US\$1,00 = R\$2,38 - junho/2001). Este valor, acrescido dos juros ao longo do período de construção (12% a.a), sobe para R\$ 9,61 bilhões correspondente a cerca de US\$ 4,04 bilhões. Os componentes a seguir relacionados correspondem a custos que não constam do orçamento da Eletronorte, mas que são importantes na caracterização global do empreendimento e devem ser considerados na análise de viabilidade econômica. Trata-se das externalidades do empreendimento, destacando-se:

- (a) Custos de perdas na atividade pesqueira – cATP - A pesca caracteriza-se por ser uma atividade de importância social e econômica para a região. Com a construção e operação da usina, tanto a pesca esportiva como a artesanal e a pesca profissional são afetadas. A formação do reservatório com as canalizações construídas e retificações no curso do rio, implicam numa diminuição da velocidade das águas, fazendo com que o ambiente hídrico assumira novas características associadas, por exemplo, à variações térmicas e de química da água. Além disso, a interrupção da migração de peixes e da mobilidade de pescadores é outro fator que afetará a produção deste setor.

- (b) Custos de perdas na qualidade da água – cÁGUA - Neste item temos os aspectos relacionados ao potencial de eutrofização no caso de formação de lagos em alguns locais e o índice de qualidade da água em diferentes trechos do rio. Essa perda na qualidade da

água será sentida sobremaneira na cidade de Altamira, em virtude da maior concentração populacional e foco de atividades econômicas. O represamento das águas contribui para a perda de qualidade em níveis maiores aos já observados atualmente, em decorrência da alteração do regime hidrológico de ambiente lótico para lântico, de menor hidrodinâmica. Uma consequência indireta destas alterações é o aumento do custo de tratamento da água para fins de potabilidade (abastecimento doméstico). Desta forma, o custo observado está relacionado ao aumento do custo de tratamento da água para fins de potabilidade, estimando-se que a formação do reservatório represente uma mudança de qualidade equivalente a alteração de uma classe (conforme tabela de classificação de corpos d'água – Resolução CONAMA 20/86, atualizada pela Resolução CONAMA 357/05). O custo aqui levantado é limitado ao consumo de água para abastecimento na bacia (estimado em 5 m³/s).

- (c) Custos por inundação de remanescentes de floresta – cFLOR - A inundação da vegetação remanescente de floresta pode provocar alterações da qualidade da água, além de dificultar o aproveitamento do lago para outras atividades e provocar proliferação de insetos. Existe ainda um valor de opção por conservação da floresta, seja para fins de reserva biotecnológica ou para manutenção de bancos de germoplasma.
- (d) Perda de atividades agropecuárias – cAGR - Com relação à inundação de áreas rurais desenvolvidas, devemos considerar também as perdas provenientes de atividades produtivas locais, como a agricultura e a pecuária.
- (e) Custos de perda na ictiofauna migratória – cICT – As represas constituem-se em obstáculos que diminuem o espaço da migração reprodutiva, promovendo assim considerável redução da ictiofauna. Tal impacto pode ter relevância para comunidades pesqueiras do rio Xingu, afetando-as economicamente. Cabe ressaltar que em seu Estudo de Impacto Ambiental, a Eletronorte apenas prevê um local para a construção de uma escada de peixe “*caso esta seja necessária*”, entretanto deixa claro que não há estudos concluídos sobre este aspecto.
- (f) Custos de emissão de dióxido de carbono (CO₂) e metano (CH₄) – cGAS - O processo de decomposição biológica da matéria orgânica dos ambientes aquáticos é de grande

importância no que diz respeito a qualidade das águas. Além disso, as emissões de dióxido de carbono e metano, decorrentes do desflorestamento, causam grande preocupação, dada sua contribuição para o efeito estufa. Considera-se o metano mais importante porque o CO₂ tem um ciclo mais curto e a parte retida poderia estar sendo trocada ao longo do tempo, principalmente com o uso da terra. Já o metano, além de ter um poder “estufa” muito mais forte que o CO₂ (como absorvedor de radiação infravermelha), é o composto novo no processo, mesmo que possua conseqüências de mais longo prazo. No entanto, ainda não se estabeleceu com clareza e precisão qual a contribuição dos reservatórios de hidrelétricas para tal fenômeno.

- (g) Custos de perdas de água por evaporação – cH₂O – Este custo está relacionado às perdas de água no espelho d’água formado pelo reservatório, levando-se em consideração evaporação da lâmina e evapotranspiração da bacia. Esses dados são relacionados à área do reservatório e ao comportamento climático regional. Segundo estudos da Eletrobrás (1999), na região do CHE Belo Monte, a evaporação líquida anual é de 145 mm. Isso determina uma perda de água por evaporação em lâmina d’água em torno de 63.800.000 m³ por ano, para o reservatório projetado.
- (h) Custos de perdas por atividades turísticas – cTUR - Atualmente não há uma infra-estrutura totalmente organizada do sistema turístico nesta região, resumindo-se esta a dois hotéis de pesca e um hotel de selva. Trata-se, entretanto, de turismo especializado, de alto valor agregado e foco no mercado externo. O levantamento do potencial imediato agregado representaria o custo de oportunidade do turismo.
- (i) Custos de perdas da biodiversidade – cBIO - A determinação de valores da perda da biodiversidade implicaria na necessidade de registrar a ocorrência das variedades de plantas e animais da região, identificando sua composição e distribuição e estudando a participação de cada uma no ecossistema, estudos estes inexistentes. Desta forma, pode-se lançar mão de meios indiretos de valoração da perda da biodiversidade, a partir de valores de opção (uso futuro) ou, parcialmente, a partir de estimativas de disposição a pagar para manter a existência da biodiversidade a ser perdida, independente de qualquer uso atual ou futuro.

3.1.2.2 Benefícios

Dada a perspectiva econômica adotada para esta análise, o benefício do projeto reside basicamente na geração de energia elétrica. O valor dessa energia é medido a partir de referências ao custo de se produzir a mesma quantidade utilizando outras fontes. Assim são realizadas as estimativas da ANEEL para a fixação dos valores contratuais de energia, os quais foram considerados na presente análise. É importante ressaltar que o sistema brasileiro atribui valor somente à energia elétrica garantida e não à energia excedente que pode, eventualmente, ser gerada.

Este trabalho não pretende expor uma análise fiscal (do tesouro, local, estadual, federal). Para tal análise seria preciso considerar a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH). A CFURH é um percentual pago pelas empresas de produção de energia hidrelétrica pela utilização dos recursos hídricos. O gerenciamento e distribuição de recursos arrecadados entre os Municípios, Estados e União é feito pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Juca e Lyra (2004) abordam ainda outros mecanismos fiscais: Reserva Global de Reversão; Taxa de fiscalização da ANEEL; Contribuição para Desenvolvimento Energético; PIS/PASEP; COFINS e contribuição para o MAE.

É importante destacar também que esta análise não adota de forma separada a perspectiva dos municípios locais. Estes sofrerão certamente vários impactos positivos e negativos. Haverá um incremento na população urbana, exigindo gastos de serviços públicos e infra-estrutura. Durante o período de construção é provável acontecer uma diminuição no desemprego, quadro que pode reverter quando a usina ficar pronta. A expansão da eletrificação teria vários benefícios locais, mas o real gargalo não é a oferta de energia e sim a infra-estrutura de distribuição local. Enfim, os impactos locais são complexos e dependentes de fatores cuja determinação exige mais estudos.

Análises de sensibilidade e risco

Para uma avaliação mais realista e auxílio à tomada de decisão, foram realizadas também análises de sensibilidade e risco, a partir de variações nos dados de entrada para situações pré-definidas. Foram realizadas 10.000 simulações (teste Monte Carlo) para cada situação, num total de 5 agrupamentos. Os critérios iniciais de variação dos parâmetros foram:

- Prazo: 5-10 anos, distribuição triangular com corte a partir do valor modal. Prazo inicial: 5 anos. Prazo final: 10 anos;
- Custo de implantação: distribuição triangular com corte a partir do valor modal. Custo inicial = custo oficial previsto. Limite superior em 50% excedente ao custo inicial previsto;
- Custo de infra-estrutura de transmissão: distribuição triangular com corte a partir do valor modal. Custo inicial = custo oficial previsto. Limite superior em 50% excedente ao custo inicial previsto;
- Energia gerada: distribuição triangular com corte a partir do valor modal. Limite inferior = HydroSim, limite superior = MSUI;
- Valor da energia: distribuição normal. Valor médio=US\$34/MWh. Desvio-padrão=15%.

4 Cenários para análise

Para fins de análise, foram elaborados 3 cenários para o empreendimento. No primeiro cenário, foram considerados os benefícios e custos do empreendimento, sem externalidades. No segundo cenário, foram consideradas algumas externalidades relacionadas aos impactos socioambientais do projeto: perdas associadas ao setor de turismo, qualidade e quantidade de água, pesca profissional e ornamental na região, e impactos dos resíduos e efluentes gerados na obra. No terceiro cenário, foram consideradas as mesmas externalidades do cenário 2, além de estimar-se os benefícios sobre o valor de energia firme determinado pelo modelo HydroSim, desenvolvido na Unicamp, o qual aponta uma geração de energia firme bem menor que o modelo tradicionalmente utilizado pelo setor elétrico.

Para o segundo e terceiro cenários, no que concerne às externalidades, nem todas foram consideradas no cálculo, como o caso do valor de existência de espécimes de fauna e flora e o valor de opção de conservação da biodiversidade (cBIO), além do valor recreativo e de perda na ictiofauna com interesse comercial a jusante do reservatório (cICT), por falta de dados quantitativos consistentes. Outra limitação assumida na presente análise é a não quantificação de perda de sítios arqueológicos. Estas limitações tornam a análise conservadora e apontam para uma subestimação dos valores de impacto sócio-ambiental do empreendimento.

Também não estão aqui considerados os valores culturais, associados às comunidades tradicionais e povos indígenas, nem as perdas diretas destas mesmas comunidades (recursos pesqueiros, acesso à água de qualidade, terras exploráveis, etc.), dada a dificuldade de obtenção de dados.

Para cada cenário, calculou-se o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), a uma taxa de desconto de 12% ao ano, indicadores de viabilidade econômica (Tabela 4). A partir dos dados utilizados foi realizada uma análise da sensibilidade dos resultados em relação às mudanças nas premissas sobre o prazo de construção, o custo total da obra, a geração anual de energia e o preço da energia gerada. Finalmente, realizou-se uma análise de risco para integrar variações contínuas nestas quatro premissas, expressando o resultado em termos de probabilidade de viabilidade (VPL>0).

Resultados e análise

A tabela 4 apresenta o VPL e a TIR para cada cenário estudado.

Tabela 4 – Indicadores de viabilidade

Parâmetros	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
VPL (US\$)	1.624.880.117	1.436.159.306	-3.558.796.969
TIR	14.86%	14.53%	3.87%

Nos cenários 1 e 2, o empreendimento apresenta indicadores favoráveis quanto à viabilidade do projeto. Ambos VPLs estão na faixa de US\$1,5 bilhões, com as taxas internas de retorno acima dos 12% utilizados como taxa de desconto para a análise. Como se pode notar, a inserção das externalidades quantificadas no Cenário 2 não modificou sobremaneira o retorno do empreendimento, apontando para uma perspectiva de que o retorno do empreendimento, nestas condições de análise, é bem superior aos impactos socioambientais considerados. Cabe reiterar que diversas externalidades não foram consideradas na análise, por falta de dados confiáveis, além de que alguns impactos considerados foram reconhecidamente subvalorados. Já o Cenário 3 aponta para perdas econômicas expressivas, devidas à redução na

projeção de geração, conforme o modelo Hydrosim, o qual considerou a geração no CHE Belo Monte em caráter exclusivo.

Análise de Sensibilidade

Como o Cenário 2 apresentou variação pouco significativa em relação ao Cenário 1, aplicou-se a análise de sensibilidade apenas para os Cenários 1 e 3. As variáveis testadas foram: (i) o prazo de construção; (ii) o custo de construção; (iii) a energia a ser gerada; e (iv) o valor da energia. Para cada variável foi calculado o limiar de viabilidade (VPL=0), quando todos os outros parâmetros permaneceram constantes.

Os resultados apontaram que, com as projeções do modelo HydroSim, o projeto é inviável mesmo reduzindo a zero o custo da obra e o prazo de construção. Mantendo-se as premissas de projeto para estes parâmetros, o empreendimento só seria viável a partir de um preço de venda de energia de US\$100,99/MWh, o que representa três vezes o valor normativo assumido pela Eletronorte.

No Cenário 1, o projeto se mantém viável mesmo aumentando em 50% o orçamento das usinas, ou dilatando o prazo de construção para 9 anos de construção, ou, numa terceira hipótese, admitindo-se uma redução do preço de venda de energia para US\$25,90/MWh. Mantendo os valores originais para os outros parâmetros, estimamos que a geração firme mínima para garantir a viabilidade estaria em torno de 3.500 MW, em média.

Análise de risco

Para avaliação da análise de risco, na primeira situação agrupou-se os riscos de excesso de custo, atrasos na obra e geração de energia abaixo do projetado, além de simular valores de energia acima e abaixo do valor médio. A probabilidade de viabilidade do empreendimento nesta situação seria de apenas 2,28%. As variáveis mais significativas foram o valor da energia (58,6%), o preço da energia (23,5%) e o custo de construção (-15%). O gráfico das simulações pode ser visualizado na Figura 2.

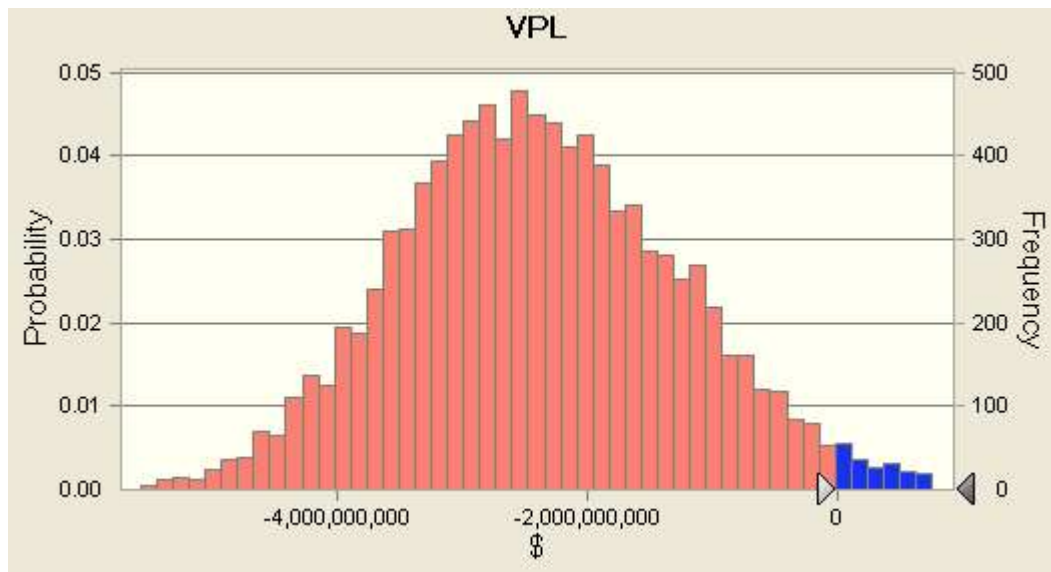


Figura 2 – Análise de riscos: primeira simulação

A segunda situação contemplou uma redução no risco relacionado à geração, estabelecendo a projeção oficial como a mais provável (MSUI=moda), mas mantendo a projeção do modelo HydroSim como patamar inferior. A probabilidade de viabilidade aumenta a 9,47%, ainda longe de um nível aceitável de risco (Figura 3).

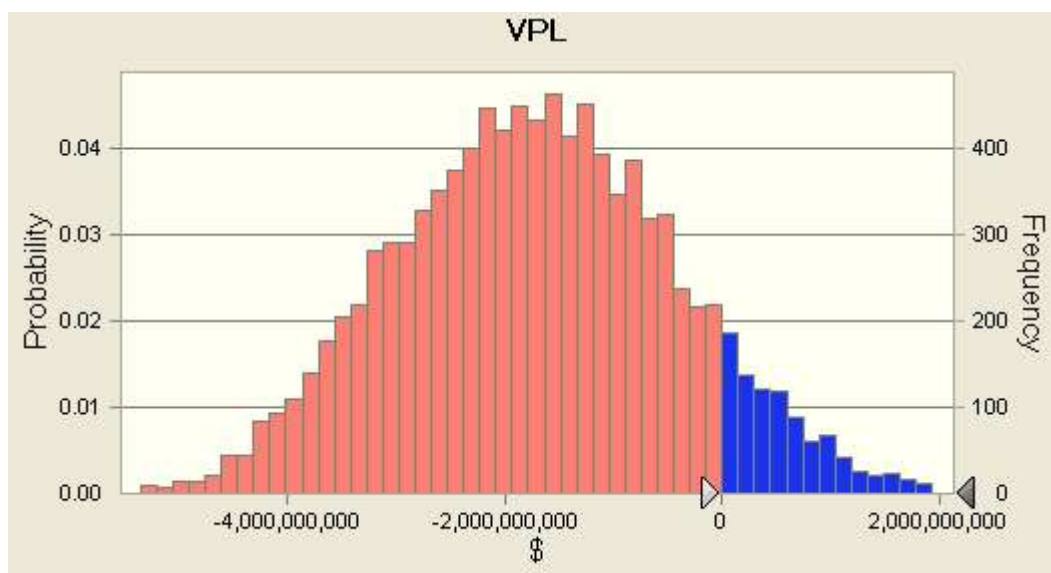


Figura 3 – Análise de riscos: segunda simulação

Para o terceiro, o risco de geração foi eliminado, adotando-se o valor MSUI sem variações, resultando em um aumento nas chances de sucesso do empreendimento para

aproximadamente 35% (Figura 4). Neste cenário, o prazo (-29%) e o custo das linhas de transmissão (-17%) passaram a ganhar importância na análise de sensibilidade.

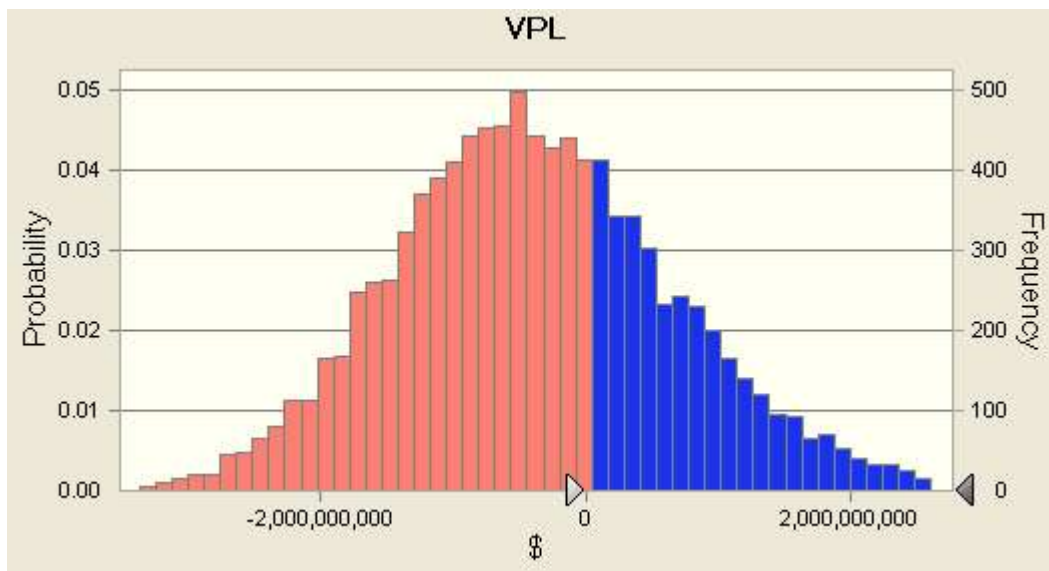


Figura 4 – Análise de riscos: terceira simulação

Para o quarto cenário, considerou-se a distribuição LogNormal para a variável preço (Desvio Padrão de 50%), a qual passou a influenciar em 93% os VPLs simulados. Esta distribuição se aplicaria caso houvesse um potencial de aumento no preço futuro da energia. A probabilidade de sucesso passou a 35,52% (Figura 5).

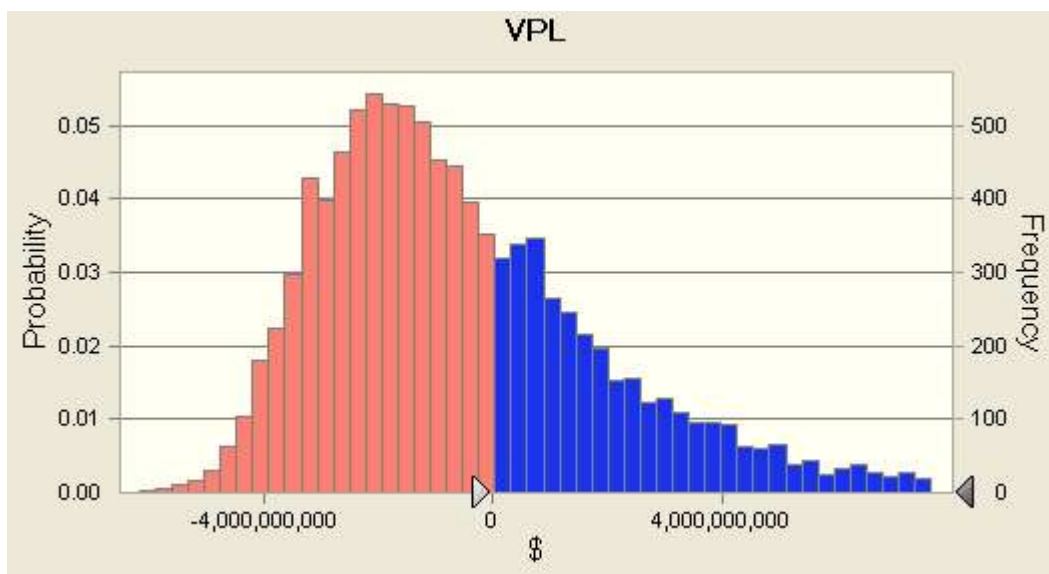


Figura 5 – Análise de riscos: quarta simulação

Já para o quinto e último cenário, variou-se o prazo de construção, reduzindo o prazo máximo de 10 para 8 anos. Neste caso, atingir-se-ia 39,11% de probabilidade de viabilidade (Figura 6).

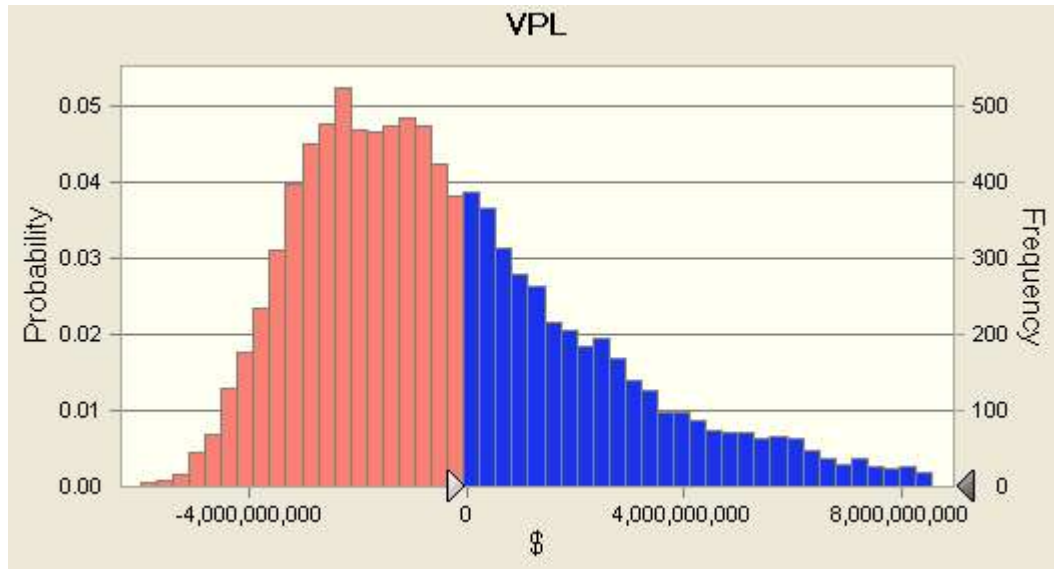


Figura 6 – Análise de riscos: quinta simulação

Estas simulações indicam que a única forma de garantir minimamente a viabilidade do projeto, ainda que com probabilidades de sucesso inferiores a 40%, seria eliminando os riscos de gastos imprevistos, atrasos e sub-produção simultaneamente, o que representa uma situação pouco comum no caso das usinas hidrelétricas de grande porte. A tabela 5 mostra os critérios da análise de risco, salientando as alterações de acordo com a situação analisada.

Tabela 5 – Critérios da análise de risco

Situações	Critérios da análise de risco					Viabilidade
	Prazo	Custo obra	Custo transmissão	Energia Firme	Preço energia	
1	Dist. triangular; Inf.: 5 anos; Sup.: 10 anos.	Dist. triangular; Inf.: custo oficial; Sup.: 50% aumento.	Dist. triangular; Inf.: custo oficial; Sup.: 50% aumento.	Dist. triangular; Inf.: HydroSim; Sup.: MSUI.	Dist. Normal; Média: US\$34/MWh ; Desvio: 15%.	2,28%

2	Dist. triangular; Inf.: 5 anos; Sup.:10 anos.	Dist. triangular; Inf.: custo oficial; Sup.: 50% aumento.	Dist. triangular; Inf.: custo oficial; Sup.: 50% aumento.	Dist. triangular c/ corte superior=MSUI. Inf.: HydroSim;	Dist. Normal; Média: US\$34/MWh ; Desvio: 15%.	9,47%
3	Dist. triangular; Inf.: 5 anos; Sup.:10 anos.	Dist. triangular; Inf.: custo oficial; Sup.: 50% aumento.	Dist. triangular; Inf.: custo oficial; Sup.: 50% aumento.	MSUI	Dist. Normal; Média: US\$34/MWh ; Desvio: 15%.	35%
4	Dist. triangular; Inf.: 5 anos; Sup.:10 anos.	Dist. triangular; Inf.: custo oficial; Sup.: 50% aumento.	Dist. triangular; Inf.: custo oficial; Sup.: 50% aumento.	Dist. triangular; Inf.: HydroSim; Sup.: MSUI.	Dist. LogNormal; Média: US\$34/MWh ; Desvio: 50%.	35,52%
5	Dist. triangular; Inf.: 5 anos; Sup.:8 anos.	Dist. triangular; Inf.: custo oficial; Sup.: 50% aumento.	Dist. triangular; Inf.: custo oficial; Sup.: 50% aumento.	Dist. triangular; Inf.: HydroSim; Sup.: MSUI.	Dist. Normal; Média: US\$34/MWh ; Desvio: 15%.	39,11%

Estes resultados indicam que o Complexo Hidrelétrico de Belo Monte poderá criar uma enorme pressão para a construção de mais barragens a montante. As simulações com o modelo HydroSim apontam uma taxa de utilização inferior a 20%. Esta capacidade ociosa representa uma “crise planejada” e deve estimular permanentemente projetos de regularização de vazão do rio Xingu. Por exemplo, se a taxa de utilização fosse elevada até 80%, o incremento no valor bruto da geração das turbinas de Belo Monte seria entre US\$1,4 e US\$2,3 bilhões/ano, justificando investimentos da ordem de US\$11 a US\$19 bilhões. Em função disto, se mostra pouco realista o cenário de um CHE Belo Monte “sustentável”: uma única represa, extremamente produtiva e rentável, que afete uma área reduzida e já bastante alterada.

5 Considerações Finais

No que concerne à análise sócio-econômica do empreendimento do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte, para os parâmetros analisados, pode-se apontar as seguintes constatações:

- Caso se confirme a energia firme projetada pelo empreendedor, o projeto apresenta indicadores econômicos favoráveis, sendo viável mesmo com a incorporação parcial de externalidades socioambientais.
- O valor das externalidades consideradas atinge o patamar de US\$189 milhões em valor presente, número que pode balizar negociações em torno de compensações a estes impactos considerados.
- Um ‘custo social’ em torno de US\$200 milhões anuais inviabilizaria o empreendimento, mesmo considerando os dados do cenário oficial. Isto indica que, caso eventual valoração para externalidades não consideradas neste estudo aponte valores próximos a este patamar, o projeto pode se tornar socialmente inviável. Tais externalidades incluem valores sócio-culturais afetados, perdas em biodiversidade e valor de existência de recursos naturais, além de uma valorização maior dos danos considerados na análise.
- De acordo com o modelo HydroSim, de simulação de situações hidrológicas de empreendimentos hidrelétricos, a geração firme poderia ser de apenas 1172 MW no CHE Belo Monte, considerada como empreendimento único na bacia do Rio Xingu. A partir deste valor, o empreendimento seria inviável em qualquer cenário considerado.
- No caso de eventual construção da UHE Altamira, hipótese possível conforme discutido no decorrer do trabalho, apenas o alagamento da área do reservatório geraria custos ambientais da ordem de US\$450 milhões em termos de contribuição para o efeito estufa, além de inundar partes de várias terras indígenas e uma floresta nacional.

O empreendimento de Belo Monte é uma obra complexa de engenharia e, como toda obra complexa, possui riscos associados. A análise realizada nos remete ao questionamento dos estudos hidrológicos e de custos do empreendimento, os quais representam as variáveis mais impactantes no modelo de custos e benefícios. Neste sentido, cabe salientar a necessidade de maiores investimentos na investigação destes números, mais precisamente no que concerne à energia a ser gerada pelo empreendimento, a partir de uma análise mais detalhada do modelo hidrológico e seus dados, e aos custos associados ao mesmo, dada as especificidades locais de disponibilidade de recursos materiais e logística de construção.

Ainda, mostra-se necessário o investimento na valoração de outros impactos não considerados nesta análise, o que poderia apontar mudanças nos números apresentados. Tais investigações deveriam incorporar a possível perda de biodiversidade, possíveis alterações no *modus*

vivendi de comunidades tradicionais e grupos indígenas direta ou indiretamente afetados, alterações na ictiofauna e seus reflexos a jusante, a emissão de gases pelo reservatório e turbinas do empreendimento e valores de existência dos recursos naturais impactados.

6 Referências bibliográficas

BERMANN, C. **Energia no Brasil: Para quê? Para quem? Crise e Alternativas para um País Sustentável**. São Paulo: Editora Livraria da Física, 2002.

BORENSTEIN, R. C., CAMARGO, B. C. C. **O Setor Elétrico no Brasil: dos Desafios do Passado às Alternativas do Futuro**. 1º ed., Porto Alegre: Editora Sagra Luzzatto, 1997.

CICOGNA, A. M. Sistema de Suporte a Decisão para o Planejamento e a Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica. **Tese de Doutorado**. Faculdade de Engenharia Elétrica. Campinas, SP: UNICAMP, 2004.

ELETRONORTE. **Complexo Hidrelétrico de Belo Monte - Estudo de Impacto Ambiental**, 2002a.

ELETRONORTE. **Complexo Hidrelétrico de Belo Monte - Estudos de Viabilidade – Relatório Final**, Tomos I e II, 2002b.

ELETROBRÁS. Evaporação líquida de reservatórios hidrelétricos. Relatório Técnico. Rio de Janeiro: ELETROBRÁS, 1999.

INSTITUTO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO-SOCIAL DO PARÁ, IDESP. Zoneamento Ecológico-Econômico do Estado do Pará. **Estudos Paraenses**, v. I, n. 58. Belém: IDESP, 1991.

FEARNSIDE, M. P. **As Emissões de Gases por Mudanças de Uso da Terra na Amazônia e os Benefícios Potenciais do Desmatamento Evitado**. Disponível em http://200.189.244.60/programa_sbpc56ra/sbpccontrole/textos/PhilipFearnside.htm. Acesso em Jun, 2004.

JUCÁ, R., LYRA, F. **Benefícios Fiscais e Ambientais Transferidos à Região a partir da Construção de uma Usina Hidrelétrica: Um Estudo de Caso do Aproveitamento Hidrelétrico AHE de Riacho Seco**. IV Simpósio Brasileiro de Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas. Recife, PE, Setembro de 2004.

MÜLLER, A. C. **Hidrelétricas, Meio Ambiente e Desenvolvimento**. São Paulo: Makron Books, 1996.

SERÔA DA MOTTA, R. **Manual para Valoração Econômica de Recursos Ambientais**. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, 1998.

SEVÁ FILHO, O. A. (org.). **Tenotã-Mõ: Alertas sobre as consequências dos projetos hidrelétricos no Rio Xingu**. São Paulo: IRN, 2005.

VAINER, B. C.; BERMANN, C. **Lições da crise energética**. Disponível em http://alainet.org/active/show_text.php3?key=1516 Acesso em: 25 Março 2004.