

REALIZAÇÃO



Conservation Strategy Fund Conservação Estratégica

SÉRIE TÉCNICA | EDIÇÃO 4 | março de 2006



Conservation Strategy Fund | Conservação Estratégica | SÉRIE TÉCNICA | EDIÇÃO 4 | março de 2006

APOIO



Richard and Rhoda Goldman Fund



Custos e benefícios do complexo hidrelétrico Belo Monte: Uma abordagem econômico-ambiental

wilson cabral de souza júnior
john reid
neidja cristine silvestre leitão

A missão do Conservation Strategy Fund é ensinar a organizações de todo o mundo como utilizar análise econômica estratégica para conservar a natureza.

Praça Dr. Lund, 218 – sala 407 – Centro
33400-000 – Lagoa Santa – MG
Fone: (31) 3681-1221
csfbrasil@conservation-strategy.org

1160 G Street, Suite A-1
Arcata, CA 95521 USA
Fone: 707-822-5505
Fax: 707-822-5535
info@conservation-strategy.org

www.conservation-strategy.org

Custos e benefícios do complexo hidrelétrico Belo Monte: Uma abordagem econômico-ambiental

wilson cabral de souza júnior [Instituto Tecnológico da Aeronáutica]
john reid [Conservation Strategy Fund]
neidja cristine silvestre leitão [Instituto Tecnológico da Aeronáutica]

{ Agradecimentos

O

s autores agradecem o apoio da Fundação Gordon e Betty Moore, financiadora do projeto, além do apoio local da Fundação Viver Produzir Preservar – FVPP, sem o qual os trabalhos de campo e entrevistas não teriam o sucesso alcançado. Queremos reconhecer também as contribuições, em termos de idéias e propostas, de participantes nos cursos “Ferramentas Econômicas para a Conservação”, do CSF-Brasil, realizados em Alter do Chão (2003), e Manaus (2004). Este trabalho contou ainda com importantes críticas e esclarecimentos feitos por Marcelo Cicogna, Philip Fearnside, Leonardo Hasenclever, Marcos Amend e Glenn Switkes.



{ Índice

AGRADECIMENTOS	4
ÍNDICE	6
SIGLAS	8
RESUMO EXECUTIVO	10
EXECUTIVE SUMMARY	14

INTRODUÇÃO	18
EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	20
POTENCIAL ENERGÉTICO BRASILEIRO	22
Energia hidráulica	23
Combustíveis fósseis	24
Outras fontes energéticas	25
OFERTA DE ENERGIA	28
CONSUMO FINAL DE ENERGIA	32
ENERGIA E SÓCIO-ECONOMIA: CONDICIONANTES DE PLANEJAMENTO E EXPANSÃO	36
Foco na Amazônia	37
Hidrelétricas na Amazônia	38
A usina hidrelétrica de Tucuruí I	39
A usina hidrelétrica de Balbina	40
A usina hidrelétrica de Samuel	42
Hidrelétricas no rio Xingu	42
O CASO DO COMPLEXO HIDRELÉTRICO DE BELO MONTE	46
Justificativas para a implantação do projeto	47
Localização	47
Caracterização da bacia	48
Climatologia	49
Geologia e geomorfologia	50
Uso da terra e vegetação	50
Hidrologia	51
Aspectos técnicos do empreendimento	53
Custos do empreendimento	54
Contexto regional	55
Grupos sociais afetados pelo empreendimento	57
Empreendimentos associados ao CHE Belo Monte	59
AVALIAÇÃO ECONÔMICA-SOCIAL	62
Fundamentação teórica da Análise Custo-Benefício (ACB)	63
Valoração	64
Custos	64
Benefícios	67
Análises de sensibilidade e risco	68
Cenários para análise	68
RESULTADOS E ANÁLISE	70
Análise de sensibilidade	71
Análise de risco	72
UHE Babaquara: viabilidade em função de “crise planejada” no sistema?	76
CONSIDERAÇÕES FINAIS	78
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	82
GLOSSÁRIO	86

{ Siglas

ACB	Análise de Custos e Benefícios
AHE	Aproveitamento Hidrelétrico
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional de Petróleo
BEN	Balço Energético Nacional
CEBDS	Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável
CEEE	Comissão Estadual de Energia Elétrica
CEMIG	Centrais Elétricas de Minas Gerais
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CHE	Complexo Hidrelétrico
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
COPPE	Instituto Alberto Coimbra de Pós Graduação e Pesquisa em Engenharia
EIA/RIMA	Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impactos ao Meio Ambiente
GEE	Gases de Efeito Estufa
INPA	Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME	Ministério das Minas e Energia
MSUI	Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas
OIE	Oferta Interna de Energia
PCI	Poderes Caloríficos Inferiores
PIB	Produto Interno Bruto
PIR	Plano de Inserção Regional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
STP	Sistema de Transposição de Peixes
tep	Tonelada Equivalente de Petróleo
TIR	Taxa Interna de Retorno
UHE	Usina Hidrelétrica
VPL	Valor Presente Líquido



Resumo executivo



Brasil explora seu potencial hidrelétrico como fonte principal de geração de energia elétrica. O modelo adotado foi estabelecido a partir de projetos de grandes barramentos e construção de extensas linhas de transmissão, vindo a se consolidar no final dos anos 80.

Ainda neste contexto de planejamento, a Amazônia já despontava como o destino próximo dos novos grandes projetos de geração de energia hidrelétrica, a despeito dos danos socioambientais que tais empreendimentos poderiam causar. Assim, no início da década de 90, surgiram diversos projetos de aproveitamentos hidrelétricos para a região, especialmente em afluentes da margem direita do rio 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. Próximo a Altamira, o rio Xingu sofre uma acentuada sinuosidade, formando a chamada Volta Grande, onde existem alguns pontos favoráveis à implantação de hidrelétricas devido a existência de quedas naturais. Em um desses pontos a Eletronorte planeja a construção da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, projeto que gera polêmica desde os anos 80.

Este documento analisa os custos e benefícios da mais recente configuração do projeto Belo Monte, divulgado pela empresa Eletronorte em 2002. A potência do Complexo Hidrelétrico (CHE) Belo Monte seria de 11.183 MW. As barragens formariam um reservatório com área total do espelho d'água de 440 km², composto por duas partes distintas: a calha do rio Xingu, e o reservatório dos canais de derivação. 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, uma vez que o reservatório tem capacidade reduzida de acumulação.

Para fins de análise, foram elaborados 3 cenários. No primeiro cenário, foram considerados os benefícios e custos do empreendimento, sem externalidades. No segundo cenário, foram consideradas algumas externalidades relacionadas à 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. A tabela abaixo mostra os parâmetros de análise e os resultados encontrados.

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 primeiros cenários, 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 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 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.

Para uma avaliação mais realista, foi realizada uma análise de risco, a qual permite variar os parâmetros de entrada simultaneamente, a partir de situações previamente definidas. Assim, no conjunto de simulações, agrupou-se os riscos de excesso de custo, atraso na obra e geração abaixo do projetado, além de simular valores de energia acima e abaixo do valor médio. É evidente que, ao juntar todos esses riscos, o projeto tem chances mínimas de viabilidade econômica. A probabilidade de viabilidade do empreendimento nesta situação seria de apenas 2,28%.

O cenário mais otimista de todos foi o último, no qual o atraso possível foi limitado a 3 anos; a geração projetada pela Eletronorte foi adotada; e foi permitida uma maior variação positiva no valor da energia no médio e longo prazo. O projeto atingiu uma probabilidade de apenas 40% de viabilidade nesse cenário.

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. A própria Eletronorte prevê a utilização média de apenas 40% da capacidade instalada da usina. As simulações com o modelo HydroSim apontam uma taxa de utilização inferior a 20%. Essa 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 bilhões a US\$19 bilhões.

Em função disto, parece muito pouco realista o cenário de um CHE Belo Monte “sustentável”: uma única represa, extremamente produtiva e rentável, que impacte uma área reduzida e já bastante alterada.

Caso o CHE Belo Monte seja efetivado, devemos considerar um quarto cenário, mais realista no longo prazo. Esse inclui, no mínimo, a construção de uma barragem no sítio Babaquara (agora denominada Altamira). O desenho original para esse aproveitamento indicava uma área alagada de 6.140 km², equivalente a 14 vezes o espelho d’água de Belo Monte e cerca de 30 vezes a área de floresta que Belo Monte inundaria. O valor presente de emissões de gases de efeito estufa atingiria a cifra de US\$547 milhões a US\$15/tonelada de carbono. Além disso, afetaria de forma direta as terras indígenas Araweté/Igarapé Ipixuna, Koatinemo, Arara, Kararaô, e Cachoeira Seca do Irirí, além da Floresta Nacional do Xingu.

Ressalta-se neste trabalho a importância de se estabelecer um consenso quanto à construção, ou não, do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte, balizado por informação de boa qualidade e amplamente divulgada. Noutro sentido, há que se investir no aumento da eficiência de produção e consumo de energia. A crise de energia no início da década mostrou que temos uma capacidade de redução de consumo em torno de 20% a 30%, sem implicar em perda de conforto social. O investimento tecnológico em outras fontes de energia, a partir da valorização e expansão de programas como o PROCEL e o PROINFA, e repotenciação de centrais hidrelétricas existentes são formas importantes de melhorar o fornecimento sustentável de energia, enquanto empreendimentos mais complexos como o CHE Belo Monte sejam melhor estudados.

Enfim, necessita-se readequar o conceito de energia “limpa, renovável e barata”, para promover a formulação de uma estratégia energética sustentável à luz de critérios mais abrangentes.





{ Executive Summary

B

razil’s electric power derives mainly from hydroelectric sources. The country’s energy development has historically relied on large dams, connected to consumers by extensive transmission networks. This trend reached its peak in at the end of the 1980s, with the construction of several large projects in the Amazon.

The rivers in the Southern Amazon region are still identified as the main targets for large hydroelectric plants. The Xingu River is one of them. A major Amazon tributary, it has a watershed of over 509,000 km² and represents 14 percent of Brazil’s inventoried hydroelectric potential. The Xingu takes a dramatic detour near the city of Altamira, forming the so-called Big Bend. A drop of nearly 90 meters between the beginning of the Big Bend and its end has long made it an attractive site for hydroelectric development. A formal proposal for power stations at the town of Belo Monte and four other sites generated vigorous debate in the late 1980s. Though the projects were shelved for a decade, they have been revived and are the subject of continuing controversy.

In this study, we analyze the costs and benefits of the most recent version of the Belo Monte project, circulated by the Eletronorte company in 2002. The installed capacity of the Belo Monte Complex (plans actually call for two dams) would be 11,183 megawatts (MW). The dams would form a reservoir with a net surface area of 440 km², comprised of flooded areas along the Xingu’s current course, as well as a new lake formed by diversion of water to the main powerhouse. The project also includes new transmission lines, a port, locks, access roads and a bridge over the plant’s outlet channel. Belo Monte would be operated as a run-of-river dam, since its reservoir would have insignificant storage capacity.

For our analysis, we create three scenarios. The first examines only the “internal” costs and benefits of Belo Monte as an energy project, excluding the costs of its impacts on competing economic activities and the environment. In the second scenario we included some external costs: tourism losses, impacts on water supply and fisheries and declines in water quality during construction. The third scenario also includes these external costs, and estimated energy benefits based on an alternative model, called HydroSim, developed at the Campinas State University (UNICAMP) in São Paulo.

INDICATORS OF ECONOMIC FEASIBILITY.

Indicator	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
NPV (US\$)	1.624.880.117	1.436.159.306	-3.558.796.969
IRR	14.86%	14.53%	3.87%

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, and methodological limitations on comprehensive monetary valuation of impacts.

The third scenario reveals drastically different results, with large scale economic losses resulting from the project. This outcome is due to the much lower firm generation predicted by the HydroSim model for Belo Monte as a stand-alone development in the Xingu Basin. The model underscores the need for more water storage to take full advantage of the massive Belo Monte power plant.

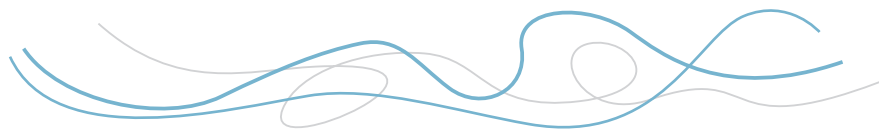
To gain a fuller picture of various potential outcomes of the Belo Monte investment, we conducted risk analysis, allowing variation in several of the parameters most important to the project's feasibility. The first simulation brought together the risks of cost overruns, construction delays and lower-than-expected generation. The combination of these risks leaves the project with minimal chances for economic success. The probability of a net present value greater than zero in these circumstances was calculated to be just 2.28 percent.

In our most optimistic risk simulation, maximum construction delays were limited to three years, the Eletronorte power generation forecast was used and more positive energy price variation was permitted. Even under these conditions, the chances of breaking even are only 40 percent.

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. According to 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.

Therefore, if Belo Monte is built, we must consider a fourth, much more likely scenario. This scenario includes at least one additional dam, at the Babaquara (also called Altamira) site. The original design for this dam called for flooding of 6,140 km², which is 14 times the size of Belo Monte's reservoir. The area of flooded forest would be 30 times greater than that submerged by Belo Monte. The present value of greenhouse gas emissions, figured at \$15 per ton of CO₂ equivalent, would be around \$573 million. What's more, Altamira/Babaquara would flood parts of the Xingu National Forest and the following indigenous territories: Araweté/Igarapé Ipixuna, Koatinemo, Arara, Kararaô and Cachoeira Seca do Irití.

This study underscores the importance of forming a participatory consensus, based on clear, objective information, on whether or not to build the Belo Monte Dam. In the meantime, gains can be made by increasing the efficiency of the production and consumption of energy. The energy crisis of 2001 showed that Brazil has the ability to cut consumption by 20-30 percent without sacrificing comfort or well-being. Investments in alternative technology under programs such as PROCEL and PROINFA, and the re-powering of existing dams could boost supply while more complex options, such as Belo Monte, are subjected to careful analysis. Finally, the concept of “clean, cheap, and renewable” energy needs to be updated in order to promote energy development that is truly sustainable under a more comprehensive set of criteria.





{ Introdução



Brasil explora seu potencial hidrelétrico como fonte principal de geração de energia elétrica. O modelo adotado foi estabelecido a partir de projetos de grandes barramentos e construção de extensas linhas de transmissão, vindo a se consolidar no final dos anos 80. No entanto, necessita-se hoje adequar o conceito de energia “limpa, renovável e barata”, para promover a formulação de uma estratégia energética sustentável à luz de critérios mais abrangentes.

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 mega-barragens (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.

Existem fatores que tornam o empreendimento de Belo Monte alvo de discussão. Observa-se que o Estudo de Impacto Ambiental – EIA – apresentado pela Eletronorte não fornece um diagnóstico claro e preciso sobre os impactos físicos e socioambientais que serão sentidos na região. Além disso, os custos de sua construção, das linhas de transmissão, e dos programas de mitigação apresentados no Relatório de Viabilidade do Complexo são controversos e as estimativas de geração são questionadas devido ao caráter fortemente sazonal das vazões. Todos esses pontos de discussão – além da grandeza da obra – fazem com que seja necessário o enriquecimento dos estudos existentes e busca por concordâncias com relação à comprovação da sustentabilidade da construção.

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.



{ Evolução do Setor Elétrico
Brasileiro



trajetória brasileira no setor de energia elétrica se estabelece a partir de iniciativas ocorridas no final do século XIX, quando o carvão mineral importado era fonte básica de energia para transportes, algumas indústrias e iluminação. Usinas de pequeno porte foram instaladas na região sudeste entre 1879 e 1910. Essas pequenas unidades visavam atender à demanda da iluminação pública, mineração e atividades como beneficiamento de produtos agrícolas, indústria têxtil e serrarias.

Após a Segunda Guerra Mundial, a demanda começou a ultrapassar a oferta de energia elétrica, em decorrência do crescimento da população urbana e do avanço da indústria, do comércio e dos serviços. A solução para a crise de então foram os racionamentos nas principais capitais brasileiras. Essa fase foi marcada pela aliança entre os governos estaduais e o governo federal para a reorganização do sistema elétrico em bases estatais. Foram criadas várias empresas estatais visando o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, como a CEEE – Companhia Estadual de Energia Elétrica – no Rio Grande do Sul, em 1943, CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco – em Pernambuco, 1946, e a CEMIG – Centrais Elétricas de Minas Gerais – em Minas Gerais, 1952 (Câmara de Gestão da Crise de Energia, 2001).

Pouco depois, em 1961, foi constituída a Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S/A, para coordenar técnica, financeira e administrativamente o setor de energia elétrica do Brasil, integralmente estatal a partir de 1979, havendo apenas alguns autoprodutores independentes. Essa estrutura vigorou até meados da década de 90, quando se deu início à reestruturação do setor, com a venda de empresas elétricas de abrangência estadual. Durante esse período surgiram grandes barragens como Itaipu e Tucuruí.

Esta reestruturação tem como base operacional a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – estabelecida em 1996 e cujas atividades incluem a regulação econômica do setor elétrico. Parte de suas atribuições incorporam as atividades do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE.



{ Potencial Energético Brasileiro



seguir são analisados, de forma concisa, os principais recursos energéticos explorados no Brasil, e seus respectivos potenciais.

Energia Hidráulica

A energia elétrica pode ser produzida com o aproveitamento do potencial hidráulico de um rio, utilizando seus desníveis naturais, como quedas d'água, ou artificiais, produzidos pelo desvio do curso original do rio. Para que o potencial hidrelétrico de um rio seja bem aproveitado, na maioria das vezes, seu curso normal é interrompido mediante uma barragem, provocando a formação de um lago artificial conhecido como reservatório. A energia hidráulica é fonte de cerca de 20% de toda a eletricidade gerada no mundo.

Conforme a Tabela 1, verificamos que o potencial hidrelétrico brasileiro é estimado em aproximadamente 260 GW, sendo cerca de 41% na Bacia do Rio Amazonas, que inclui o Rio Xingu.

TABELA 1: POTENCIAL HIDRELÉTRICO BRASILEIRO POR BACIA HIDROGRÁFICA – (MW)

Bacia	Rem. + Ind.	Inventário	Viabilidade	P. Básico	Const. + Op.	Total Geral
Rio Amazonas	71.360	12.334	18.906	1.193	788	104.581
Rio Tocantins	2.033	8.368	4.675	653	11.034	26.763
Atlântico N/NO	1.071	1.793	6	28	300	3.198
Rio S. Francisco	2.134	7.395	6.250	60	10.395	26.234
Atlântico Leste	1.781	5.524	1.428	1.993	3.242	13.968
Rio Paraná	7.382	6.101	3.603	2.602	41.565	61.253
Rio Uruguai	1.372	3.685	2.381	2.381	2.992	12.811
Atlântico SE	2.215	1.762	2.398	565	2.608	9.548
Brasil	89.348	46.962	39.647	9.475	72.924	258.356

Obs.: Rem.= Remanescente; Ind.= Individualizado; P.= Projeto; Const.=Construção; Op.=Operação

Fonte: ANEEL, 2002a.

O potencial hidrelétrico brasileiro representa o somatório das potências de todos os aproveitamentos estudados. Esta análise considera as etapas de estudo e implantação dos aproveitamentos conforme as definições a seguir:

- (a) Remanescente: resultado de estimativa realizada em escritório, a partir de dados existentes, sem levantamentos complementares.
- (b) Individualizado: resultado de estimativa realizada em escritório para um determinado local, sem detalhamento.

- (c) Inventário: resultado do estudo de uma bacia, realizado para a determinação de seu potencial hidrelétrico através da escolha da melhor alternativa, isto é, a divisão de queda d'água disponível da bacia, que propicie o maior aproveitamento hidrelétrico, a um custo competitivo e analisados os efeitos socio-ambientais.
- (d) Viabilidade: resultado de uma concepção global do aproveitamento, considerando sua otimização técnico-econômica e compreendendo o dimensionamento das estruturas principais e das obras de infra-estrutura local, definição da área de influência, usos múltiplos da água e os efeitos da obra sobre o meio.
- (e) Projeto Básico: detalhamento da proposta para permitir a contratação das obras e aquisição dos equipamentos.

Cabe salientar que a energia elétrica de origem hidráulica vem mantendo constantes seus valores inventariados desde 2002, dada a ausência de licitações hidrelétricas a partir daquele ano, fato relacionado ao aumento do rigor nos requerimentos de licenciamento ambiental e da competitividade de outras fontes, em especial o uso do gás natural no setor industrial.

Combustíveis Fósseis

São originados da decomposição de matéria orgânica, que ocorre ao longo de milhões de anos. Dessa decomposição nascem o petróleo, o gás natural e o carvão. Segundo a Agência Nacional de Petróleo – ANP (2003), as maiores reservas de petróleo e gás natural localizam-se no mar.

A Tabela 2 indica os dados dos recursos e reservas brasileiras de petróleo e gás natural.

TABELA 2: RECURSOS E RESERVAS BRASILEIRAS EM 2002

Especificação	Un.	Medido/Indicado/ Inventariado	Inferido/ Estimado	Total	Equivalência Energética mil tep (1)
Petróleo	m ³ x 10 ³	1.560,16	519,98	2.080,14	1.388,12
Gás natural	m ³ x 10 ⁶	236,60	95,35	331,95	234,84

(1) Calculado sobre as reservas medidas/indicadas/inventariadas (1 tep = tonelada equivalente de petróleo = 10.000 kcal).

Fonte: ANP, 2003.

Com base nos dados da Tabela 2, verificamos que o petróleo, que passou a ser utilizado em larga escala como fonte energética e matéria-prima em meados do século XIX, ainda mantém uma posição hegemônica como fonte fóssil, apesar de uma expansão gradativa da produção e utilização do gás natural.

No que se refere ao gás natural, as reservas comprovadas alcançaram 236,6 bilhões de m³ em 2002, dos quais 48,5% estão concentrados no Estado do Rio de Janeiro (ANP, 2003). A participação do gás natural na matriz energética do país, apesar de ser ainda pouco expressiva, apresenta tendências de crescimento. O investimento na importação de gás natural da Bolívia e a ampliação da exploração/distribuição do produto na região amazônica são indicadores dessa expansão.

Outras Fontes Energéticas

À medida que as fontes tradicionais de energia passam a sofrer algum tipo de restrição, seja por fatores ambientais ou por limitações nas reservas, novas estratégias energéticas vêm sendo traçadas. Técnicas para exploração de novas fontes, tidas como fontes alternativas, estão em desenvolvimento e, em comparação com as fontes tradicionais, ainda são pouco utilizadas. A maioria das fontes alternativas tem a característica de ser renovável e deve contribuir de maneira crescente para diversificar as fontes de energia convencionalmente utilizadas como combustíveis e para a produção de eletricidade. As fontes alternativas mais estudadas e divulgadas são: energia solar, biomassa e energia eólica.

A energia solar, no Brasil, tem sido utilizada em pequena escala para atendimentos aonde, em geral, não é possível, por restrições físicas ou orçamentárias, o acesso de outras formas de energia elétrica.

A biomassa agrupa várias opções de produção de energia, como a queima de madeira, carvão vegetal, processamento industrial de celulose e bagaço da cana-de-açúcar. Um estudo realizado pela ANEEL (2002b), mostra que o uso de biomassa, embora ainda restrito, tem sido objeto de várias aplicações, mostrando-se técnica e economicamente competitivo. Segundo o Balanço Energético Nacional – BEN, de 2003 (MME, 2003a), o Brasil é o maior produtor mundial de cana-de-açúcar, álcool e açúcar. Tendo produzido cerca de 315 milhões de toneladas de cana-de-açúcar na safra de 2002/2003, o Brasil mostra boas condições para o investimento em programas de cogeração de eletricidade a partir da queima do bagaço, além de grande potencial para aproveitamento de resíduos de outras fontes de biomassa (madeira, resíduos sólidos urbanos, efluentes sanitários etc).

A energia eólica é a fonte alternativa com maior taxa de crescimento no Brasil. Seu potencial é estimado em cerca de 143.000 MW, igual a cerca de 3 vezes o consumo médio atual de energia elétrica no país. Em 2002, a ANEEL tinha registro de 38 projetos eólicos autorizados, que iriam integrar o sistema elétrico nacional, o que significaria 3.338 MW de acréscimo energético (ANEEL, 2002a). Apesar do crescimento registrado, a grande desvantagem desse tipo de empreendimento está na necessidade de sistemas consorciados para períodos de calmaria.

É importante lembrar que o Brasil, em abril de 2002, instituiu o PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, visando principalmente à diversificação da matriz energética brasileira. Esse programa, ainda que represente um passo importante na construção de soluções inovadoras e consensos, ainda não ganhou apelo político, sendo tratado como apêndice do planejamento do setor elétrico.

Na Tabela 3 são mostrados os dados referentes à situação mais recente dessas fontes, no Brasil.

TABELA 3: SITUAÇÃO DAS FONTES ALTERNATIVAS – 2003

Eólica	Potencial Estimado	143.000 MW
	Autorizado	6.400 MW
Solar	Potencial Estimado (fotovoltaico)	100 MWp*
Biomassa	Potencial Técnico (estimado):	
	Setor Sucroalcooleiro	4.000 MW
	Setores de Arroz, Papel e Celulose	1.300 MW
	Autorizado	300 MW
	Construção	54 MW

* Potência máxima considerando uma insolação padrão de 1000W/m² (MWp = megawatts-pico)

Fonte: MME, 2003a.





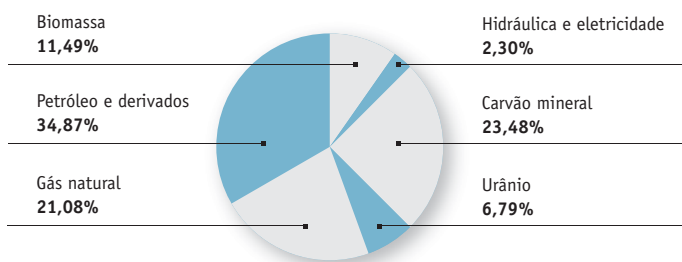


{ Oferta de Energia



ntes de iniciarmos a análise sobre o quadro de oferta de energia no Brasil, esclarecemos que a equivalência entre as diferentes formas de energia se dá através da utilização de fatores de conversão¹.

Conforme podemos observar na Figura 1, a participação de fontes alternativas no mundo corresponde apenas a cerca de 14%, o que é preocupante principalmente no que diz respeito à alta emissão de poluentes resultante da utilização de fontes de energia tradicionais por esses países.



Fonte: MME, 2003b

FIG. 1: OFERTA INTERNA (PRODUÇÃO) DE ENERGIA NO MUNDO – 2000

Entretanto, as pesquisas sobre energia avançaram muito durante as três últimas décadas, tanto para aumentar a eficiência da utilização dos combustíveis tradicionais, quanto para o desenvolvimento e aplicação de tecnologias de última geração que podem vir a transformar o setor energético.

A Tabela 4 nos fornece os dados de oferta interna de energia no Brasil. Conforme se pode verificar, cerca de 41% da matriz energética deve-se à participação das fontes renováveis, sendo 14% correspondentes à geração hidráulica e 27% à biomassa. Considerando os dados da Tabela 4, verificamos que o Brasil apresenta uma Oferta Interna de Energia de 1,13 tep²/habitante, estando bem abaixo da média mundial de 1,65 tep/habitante. Nos Estados Unidos, essa relação atinge o valor de 8,11 tep/habitante.

No que se refere ao desenvolvimento, Goldenberg (1998) afirma que o perfil energético da economia de um país pode ser avaliado pelo consumo de energia comercial (tep/habitante). Dessa forma, associa-se o nível de desenvolvimento, apontado pelas taxas de analfabetismo, mortalidade infantil e fertilidade, com o consumo de energia comercial.

¹ Nos deteremos aos dados do BEN (2003), que considera: (i) 1 kWh = 860 kcal ; (ii) os poderes caloríficos inferiores das fontes de energia – PCI; e (iii) um petróleo de referência com PCI de 10000 kcal/kg. O fator de conversão apresentado pelo BEN é de 0,086 tep/MWh.

² Tep = tonelada equivalente de petróleo. Essa unidade é usada sempre que se quer comparar geração de fontes diversas incluindo o petróleo.

A partir desta relação, o autor sugere que países com baixo desenvolvimento teriam índices menores que 1,0 tep/habitante, países com perfil médio teriam uma relação entre 1 e 2 tep/habitante e países economicamente desenvolvidos, com condições sociais melhores, apresentariam valores acima de 2,0 tep/habitante.

Entretanto, devido a grande desigualdade de renda observada no Brasil, alguns cuidados devem ser tomados ao se utilizar indicadores per capita. Outra consideração é que tais dados são baseados em consumo tradicional de energia, cujos padrões foram estabelecidos na década de 80. O aumento de eficiência energética de equipamentos e utilidades deve ser considerado para uma retro-análise destes valores.

TABELA 4: OFERTA INTERNA DE ENERGIA – 2001/2002

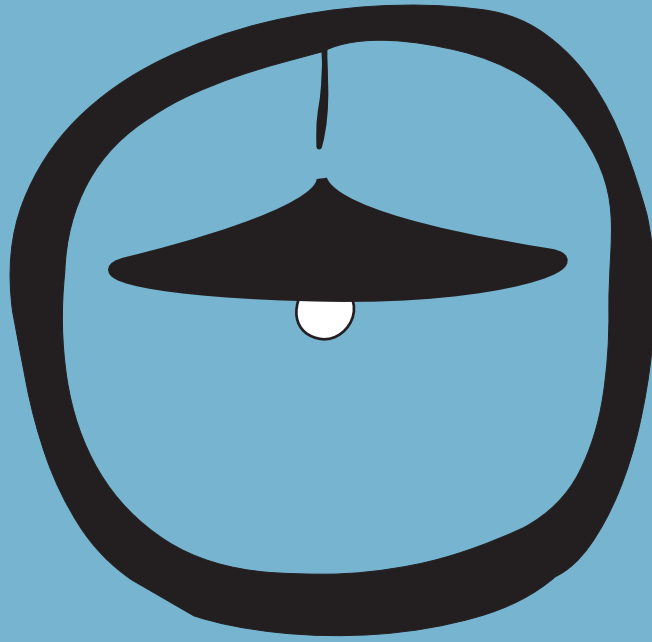
Especificação	Un.	2001	2002	% diferença
População	milhões	172,4	174,6	1,30
Produto Interno Bruto – PIB	bilhões US\$/2002	444,1	450,9	1,52
Oferta Int. Energia – OIE	milhões tep	193,9	197,9	2,1
Fontes não renováveis				
Petróleo e Derivados	%	45,4	43,1	-5,0
Gás Natural	%	6,5	7,5	15,8
Carvão Mineral	%	6,9	6,6	-4,6
Urânio	%	2,0	1,9	-4,2
Fontes renováveis				
Hidráulica	%	13,6	13,6	0,0
Lenha e Carvão Vegetal	%	11,6	11,9	2,8
Produtos da Cana	%	11,8	12,8	8,6
Outras Fontes Primárias	%	2,4	2,5	4,8
Dependência Externa Energia	%	21,1	14,4	-31,8
Total		100%	100%	

Obs.: 1 kWh=860 kcal, Petróleo da referência= 10000 kcal/kg.

Fonte: MME, 2003a.







{ Consumo final de energia



importância da eletricidade na sociedade, insumo básico nos processos de produção e condição essencial para manter e elevar a qualidade de vida da população, mostra o quanto é necessário identificar as fontes utilizadas e os setores responsáveis pelo consumo, permitindo assim estabelecer bases para estudos das condições de desenvolvimento sustentável no Brasil. A Tabela 5 traz a distribuição do consumo por setor no país, para o ano de 2002.

TABELA 5: CONSUMO SETORIAL DE ENERGIA – 2002

Especificação	tep x 106
Serviços	56,6
Transporte *	131,0
Residencial	20,7
Agropecuário	8,0
Setor Energético	13,6
Industrial Total	65,1
Cimento	3,2
Ferro Gusa e Aço	15,8
Ferroligas	1,1
Não Ferrosos	4,3
Química	6,4
Alimentos e Bebidas	15,8
Papel e Celulose	6,6
Indústrias Não Especificadas	11,9
Consumo Final Total	295,0

* Motores a álcool e gasolina

Fonte: MME, 2003a.

Os dados da Tabela 5 são de grande importância para avaliarmos os principais consumidores, permitindo assim a reorientação dos padrões de consumo e possíveis alternativas energéticas. No ano de 2002, o consumo final de energia se concentrou nos setores de transporte e industrial. Entretanto, o consumo residencial e comercial (serviços) representa parcela importante quando se trata de energia de origem hidráulica, uma vez que se apropriam quase que exclusivamente deste modal.

No que se refere a consumo por fonte, o Brasil consome atualmente 100% da energia hidráulica que produz (MME, 2003a) e nosso consumo de petróleo é maior que nossa produção, como mostra a Figura 2.

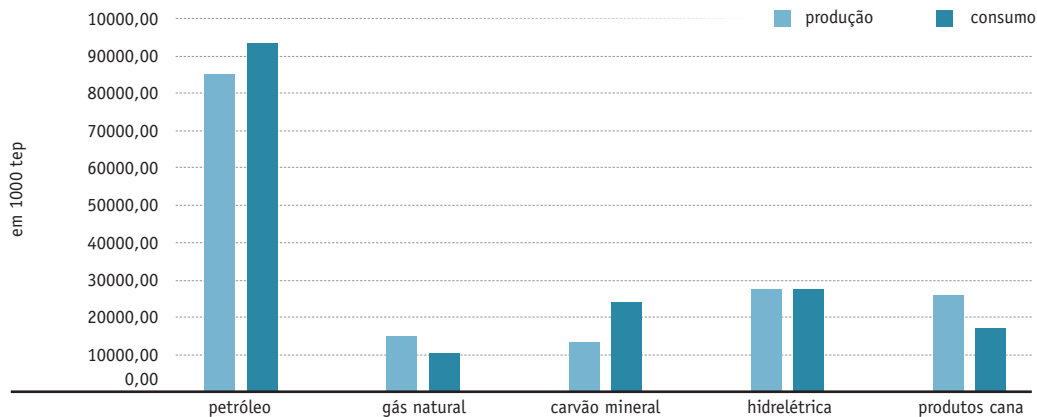


FIG. 2: ENERGIA PRIMÁRIA – PRODUÇÃO E CONSUMO, 2003

Fonte: MME, 2003a

A dependência externa de energia tem evoluído conforme mostra a Figura 3. Em 2002, as importações representaram cerca de 12,5% do consumo total.

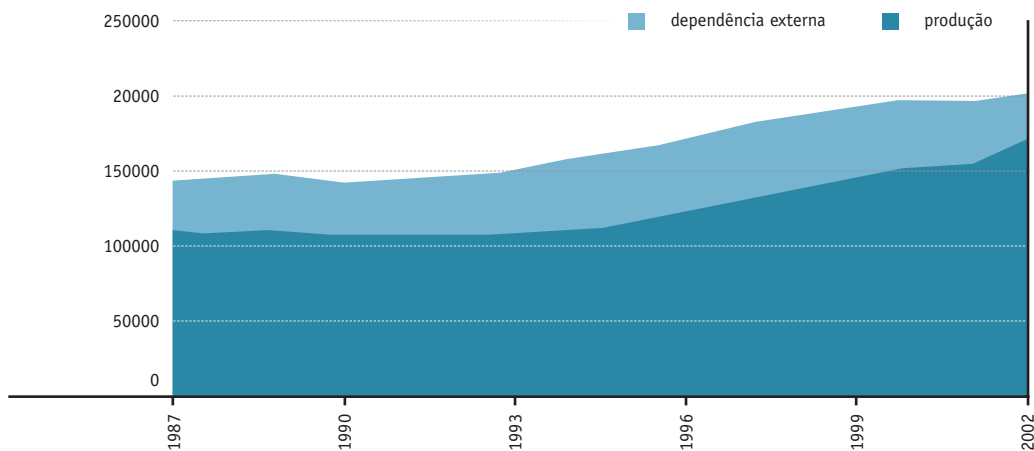


FIG. 3 – DEPENDÊNCIA EXTERNA DE ENERGIA (MIL TEP), 2003.

Fonte: MME, 2003a.

O carro-chefe de nosso consumo externo é o petróleo, o que se deve principalmente ao setor de transportes. Esse comportamento reflete a concentração da matriz logística de transportes no setor rodoviário.





{ Energia e Sócio-Economia:
condicionantes de planejamento
e expansão

S

ão bastante complexos os efeitos do sistema energético de um país sobre sua economia. Há trinta anos, quando ocorreu a nossa primeira crise energética, por exemplo, a economia nacional operava com uma estrutura produtiva totalmente diferente da atual. Em geral, a redução da oferta de um insumo produtivo provoca uma retração na atividade econômica, o que provoca diferentes impactos, que vão desde a racionalização do uso até as mudanças de padrões tecnológicos para modais menos intensivos no insumo restrito (como acontece com a energia elétrica).

Tendo em vista a relação existente entre atividade econômica e uso de energia, muitos modelos para aferir o desenvolvimento de um país são estruturados com base na correlação energia/produto. O conceito mais conhecido e utilizado relaciona o uso de energia total ao produto econômico, geralmente o Produto Interno Bruto (PIB). No entanto, a relação energia-desenvolvimento merece ser analisada de forma criteriosa, pois a utilização do PIB como indicador esconde uma série de problemas tais como a distribuição de renda entre diferentes regiões e classes sociais, sem falar de perdas ambientais não contabilizadas. Todas essas características são de suma importância na elaboração do planejamento energético de um país ou região, pois atuam como condicionantes em determinadas situações.

O planejamento do setor elétrico no Brasil apontava, já em meados da década de 80, para a expansão da oferta de energia hidrelétrica a partir de empreendimentos na região amazônica, contexto no qual se insere o empreendimento em estudo. Tal orientação decorre da exaustão do aproveitamento do potencial da região sudeste do país, principal centro consumidor de energia elétrica. Estes estudos são retratados a seguir, juntamente com uma caracterização do Rio Xingu, um dos principais rios amazônicos em termos de potencial hidrelétrico.

Foco na Amazônia

Em julho de 1934, foi decretado o Código das Águas (Decreto Federal nº 24.643), com objetivo essencial de controlar, facilitar e garantir o uso eficiente das águas no Brasil, constituindo assim uma das primeiras demonstrações de preocupação do governo com a preservação do meio. Entretanto, a regulamentação do Código das Águas foi postergada por várias décadas, durante as quais a gestão dos recursos hídricos no Brasil foi marcada pela predominância do setor elétrico no processo de tomada de decisões. Tal fato favoreceu a estruturação do setor a partir da construção de grandes barragens, primeiro na região Sudeste e, posteriormente, na Região Amazônica. As preocupações socioambientais naquela época eram tratadas de maneira extremamente reducionista.

A abertura das instituições para debates de cunho ambiental iniciou-se nos anos 80, quando a pressão internacional sobre a política ambiental brasileira tornou-se intensa e

fatos sobre chuvas ácidas, queimadas e degradação da camada de ozônio passaram a ser melhor estudados e divulgados. A opinião pública ganhou força e, integrada a organizações não-governamentais (ONGs) e a partidos políticos ambientalistas, começou a exercer pressão para uma mudança de nosso modelo de desenvolvimento (Müller, 1996).

As obras até então iniciadas sem estudos detalhados das questões ambientais, passaram a receber imposições por parte dos organismos financiadores multi-laterais (Banco Mundial ou Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento e o Banco Interamericano de Desenvolvimento). Obras de grande porte, em especial as hidrelétricas, tornaram-se alvos desses financiadores que exigiam não só avaliação ambiental prévia desses projetos, mas previsão de despesas com remanejamento e reassentamento da população afetada (Sevá Filho, 2004).

Nesse período, empreendimentos hidrelétricos como Tucuruí (1983), Balbina (1989) e Samuel (1989) enfrentaram grandes problemas de formação de consensos junto à sociedade. O grau de exigência para empreendimentos em geral e para projetos de geração energética, em particular, passou a aumentar a partir da regulamentação da Política Ambiental Brasileira e do estabelecimento de mecanismos legais de avaliação de impactos ambientais e licenciamento de atividades com impactos socioambientais relevantes.

No entanto, um mosaico complexo de interesses econômicos e políticos transformou esse conjunto de instrumentos em peças estanques, de baixa eficácia e pouca eficiência. Um caso recente ilustra essa situação: a UHE Barra Grande na divisa entre Rio Grande do Sul e Santa Catarina. A existência de áreas de vegetação natural, protegidas por lei, na área de alagamento da represa, identificada por grupos ambientalistas locais, foi ignorada na elaboração do Estudo de Impacto Ambiental pelos empreendedores e no processo de licenciamento pelo órgão ambiental federal. O acionamento judicial pelo Ministério Público estancou o processo de licenciamento para operação, deixando transparente o conflito estabelecido.

O novo planejamento para o setor elétrico traz essas considerações em sua estrutura, apontando a necessidade de estudos socioambientais ainda na fase de inventário de potenciais. No entanto, um problema recorrente, especialmente em projetos para a região amazônica, é a existência de inventários antigos e parcialmente homologados pelo poder público que orientam o uso energético de diversas bacias ainda não exploradas.

Hidrelétricas na Amazônia

No que diz respeito à construção de hidrelétricas na Região Amazônica, os registros dos empreendimentos realizados mostram obras de grande porte com impactos negativos muito intensos. Destacaremos aqui as Usinas Hidrelétricas de Tucuruí (PA), Balbina (AM) e Samuel (RO).

A literatura nos fornece uma extensa relação de impactos negativos causados por essas construções. Podemos destacar a princípio um impacto de difícil quantificação: a desestruturação sociocultural de povos ribeirinhos e indígenas. Noutra ponta, um dos indicadores utilizados para quantificar o impacto de hidrelétricas é a relação entre área inundada e potência instalada, de fácil obtenção. É importante lembrar, entretanto, que esse é apenas um indicador preliminar de impacto das usinas hidrelétricas. A Tabela 6 mostra essa relação para as hidrelétricas de Tucuruí I, Balbina e Samuel.

TABELA 6 – ÁREA INUNDADA X POTÊNCIA INSTALADA

Usina Hidrelétrica	Área (km ²)	Potência (MW)	km ² /MW
Tucuruí I (PA)	2.430	4.240	0,57
Balbina (AM)	2.360	250	9,44
Samuel (RO)	560	217	2,58

Fonte: Müller (1996).

Por outro lado, a minimização dos problemas decorrentes da construção e operação desse tipo de empreendimento também é possível. Quando construídas com preocupações ambientais mínimas, o que inclui uma escolha de local adequado, as hidrelétricas podem apresentar uma razão entre a área alagada e a potência instalada expressivamente menor que as da Tabela 6. Esse é o caso da Usina Hidrelétrica de Xingó (BA), que apresenta 0,017 km²/MW (85 km²/5000 MW).

A Usina Hidrelétrica de Tucuruí I

A Usina Hidrelétrica de Tucuruí (1983), localizada na Amazônia Oriental, é a quarta maior do mundo em potência instalada. Capaz de produzir 4.240 MW de energia, seu projeto apresentava uma área inundada de 2.430 km², com volume de 45.500 x 106 m³ (Müller, 1996). Atualmente, a UHE Tucuruí atende ao setor produtivo com base mineiro-siderúrgica no estado do Pará, além de municípios do Pará e Maranhão e parcela da região norte e nordeste do país.

Na época da construção, a legislação brasileira não exigia o Estudo de Impacto Ambiental (EIA), cuja obrigatoriedade veio com a Constituição Federal (1988), em seu 225º artigo, a qual referendou a Lei 6.938/81, da Política Nacional de Meio Ambiente. Segundo a Eletronorte, empresa estatal responsável pelo empreendimento, foi emitido apenas um relatório de viabilidade sobre a usina de Tucuruí, relatando os aspectos socioambientais do projeto e informando as possibilidades de usos na alternativa estudada.

O projeto do empreendimento foi modificado durante sua construção, implicando em um aumento da área alagada para atingir a potência inicialmente definida. O jornalista Lúcio Flávio Pinto apontou à época estas alterações:

“Até recentemente, todos os documentos oficiais diziam que a represa de Tucuruí criaria um reservatório com área de 2.430 km² (segundo maior lago artificial do Brasil, superado apenas por Sobradinho), acumulando 45,8 trilhões de litros de água e compreendendo um perímetro de 5.400 quilômetros. Esses números mudaram significativamente: a área é de 2.875 km² (acréscimo de 445 km², ou 18%), o volume de água alcança 50,3 trilhões de litros e o perímetro pulou mais de 40%, nada menos que 7.700 km (três vezes e meia o percurso de Belém a Brasília).” Pinto (1998: p. 8).

Com a construção da barragem, e conseqüente formação do reservatório, profundas alterações do meio foram observadas. Estima-se que 13,4 milhões de m³ de madeira de valor comercial e várias espécies de animais e vegetais foram perdidas com o alagamento. A construção do reservatório e a operação da barragem provocaram alteração no regime do rio, encobriram sítios arqueológicos, provocaram a emissão de gases, afetaram a qualidade da água, ocasionaram uma superpopulação de insetos, obrigaram o deslocamento de populações estabelecidas nas terras inundadas que passaram a viver em torno da represa, exercendo pressão sobre os recursos naturais e modificando o uso das terras marginais, entre outras alterações (IDESP, 1991).

Com relação à emissão de gases, um estudo publicado pela ANEEL (2002b), afirma que, de modo geral, a participação da hidroeletricidade e de biomassa renovável na matriz energética brasileira explica, em grande parte, os valores relativamente baixos das emissões de CO₂ devido ao uso de energia. Contudo, ainda não se estabeleceu com clareza e precisão qual a contribuição dos reservatórios de hidrelétricas para tal fenômeno. Para os casos analisados no referido trabalho, concluiu-se que os reservatórios absorviam muito mais gases que suas jusantes emitiam.

Porém, de acordo com Fearnside (2004), há uma enorme divergência com relação aos dados de emissões de gases na Amazônia, sendo a maior discrepância observada nos reservatórios de hidrelétricas. Valores como os das emissões provocadas pelo transcurso d'água pelas turbinas e vertedouro não estariam sendo considerados nos cálculos, bem como emissões de biomassa de vegetação. Entretanto, com relação a Tucuruí, o autor afirma que a barragem é melhor do que as usinas termelétricas que usam combustíveis fósseis, do ponto de vista da emissão de gases estufa.

A Usina Hidrelétrica de Balbina

Localizada no município de Presidente Figueiredo, Estado do Amazonas, a Usina Hidrelétrica de Balbina (1989), tem capacidade de produção de 250 MW de energia. A área alagada (Rio Uatumã) é de 2.360 km² com volume de 17.500 x 10⁶ m³ (Müller, 1996). A construção da Hidrelétrica de Balbina teve como objetivo resolver os problemas energéticos de Manaus e adjacências.

Há um quase consenso, que abrange tanto o meio empreendedor quanto o meio científico, de que esse empreendimento foi oriundo de erros sistemáticos de projeto e tomada de decisão. Em artigo publicado à época de construção da usina, Fearnside (1990) ressaltava que a construção da UHE de Balbina foi marcada por erros grosseiros em todos os aspectos: técnico, financeiro, social e ecológico. No que diz respeito às características técnicas, o autor comenta que foram previstas cinco turbinas de 50 MW, com uma demanda de água de 267 m³/s (plena carga) cada uma, quando o Rio Uatumã tem uma vazão média anual de cerca de 660 m³/s e, portanto, comportaria apenas duas. A potência firme, que é a capacidade de produção constante de energia, seria de apenas 64 MW, um valor bem inferior quando comparado à produção nominal da usina de 250 MW, já que a vazão do Rio Uatumã apresenta limitações quanto a sua regularidade ao longo do ano. O autor aponta ainda outros aspectos de alterações ambientais produzidos pela implantação de Balbina, como: emissão de gases estufa (CO₂ e CH₄) provocada pela decomposição da vegetação e a produção de águas anóxicas ocasionando mortandade de peixes.

Noda e Noda (1990) apontam os impactos sociais na vida dos produtores rurais situados no entorno do rio Uatumã, a partir do represamento. Entre outros impactos, os autores citam a perda de qualidade das águas, o que teria inviabilizado seu consumo direto pela população ribeirinha, ocasionando mudanças que afetaram não só as características econômicas de auto-sustento dessa população, mas também hábitos rotineiros.

Com relação à população indígena, Baines (1994) e Santos e Andrade (1990) afirmam que, embora haja controvérsias quanto aos números referentes à posterior recuperação populacional dos indígenas Waimiri-Atroari, o deslocamento imposto a esse grupo para a implantação da usina provocou, a princípio, uma redução significativa da população. Os indígenas Waimiri-Atroari, cuja reserva encontrava-se nessas terras, não teriam sido consultados com relação à construção da UHE Balbina, sendo então obrigados a aceitar as medidas paliativas impostas pela Eletronorte. É importante ressaltar que a Constituição brasileira, promulgada em outubro de 1988, assegura ao indígena brasileiro que quaisquer empreendimentos em suas terras só serão implantados após sua participação no processo decisório.

Naturalmente, todas as formas de geração de energia produzirão impactos ambientais, em maior ou menor grau. Entretanto, situações como a de Balbina nos aponta uma certeza: a desconsideração das peculiaridades envolvidas em empreendimentos desse porte certamente conduz o projeto ao insucesso, com conseqüências desastrosas ao meio. Isso deixa claro que o processo decisório para a construção desse tipo de empreendimento deve ser produto de um planejamento rigoroso pautado nas diversas esferas envolvidas.

A Usina Hidrelétrica de Samuel

A Usina Hidrelétrica de Samuel (1989) está localizada no estado de Rondônia, no Rio Jamari. A capacidade de geração é de 217 MW, apresentando uma área alagada de 560 km², com volume de 3.250 x 10⁶ m³ (Müller, 1996). Destina-se a atender o mercado de energia elétrica do Sistema Acre-Rondônia.

Esse empreendimento foi marcado pelo desenvolvimento dos primeiros estudos ambientais, envolvendo geologia, geomorfologia, climatologia, hidrologia e sócio-economia, conforme diretrizes da Eletrobrás. Os Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) foram elaborados por uma empresa terceirizada. Como medida de compensação foi determinada a criação de uma estação ecológica, para onde foi encaminhada parte dos espécimes de fauna resgatados da área de alagamento.

O início do alagamento do reservatório caracterizou-se, principalmente, pela intensa decomposição do material vegetal submerso. No final do período de enchimento ocorreu um incremento de matéria orgânica ao sistema aquático, decorrente da decomposição da biomassa vegetal, observando-se anóxia no fundo do reservatório. Berman (2002) afirma que o mesmo erro cometido em Tucuruí e Balbina devido ao não desmatamento prévio da área inundada ocorreu com a UHE de Samuel, ocasionando sérios danos à natureza, como morte de animais, emissão de gases e eutrofização.

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 Eletro-

norte. O relatório apresentava o conjunto de aproveitamentos para o Xingu, conforme nos mostra a Tabela 7.

TABELA 7 – APROVEITAMENTO INVENTARIADO DO RIO XINGU EM 1980

Aproveitamento	Nível da Água (m)	Área (km ²)	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 desse 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.

Por outro lado, Berman (2002) afirma que a potência informada só será atingida durante três meses do ano devido à variação do regime hidrológico: gerando uma energia firme de 4.670 MW. A construção de uma ou mais das quatro usinas citadas anteriormente seria então necessária para a regularização da vazão do rio Xingu de forma a se atingir o nível anunciado de energia firme.

Com relação aos aspectos hidrogeológicos, a formação de um reservatório resulta na elevação do nível das águas, promovendo uma pressão hidrostática enorme sobre as nascentes artesianas situadas nas margens e no fundo dos rios represados. Tal situação induz alterações no processo natural de alimentação e descarga de aquíferos. A ocorrência de alterações nos aquíferos ocasiona reflexos ecológicos e econômicos, uma vez que provocam modificações na ocupação do solo.

Essa situação foi constatada em algumas hidrelétricas como Itaipú e Samuel, obrigando os empreendedores a indenizar terras não previstas para desapropriação. Em Samuel a ocorrência da elevação do lençol freático resultou também na hidromorfização de uma área de cerca de 8.000 ha (Muller, 1996).

Questionam-se também as alterações adversas que poderão ocorrer com a biomassa florestal submersa. O não desmatamento, além de dificultar o aproveitamento do reservatório para outros fins, altera a qualidade da água e favorece a proliferação de insetos a ponto de provocar a migração da população ribeirinha. O histórico de implantação de hidrelétricas no Brasil não registra muitos casos de desmatamento prévio, conforme citado nos casos apresentados anteriormente neste trabalho.

No que se refere aos aspectos sociais envolvidos, a configuração inicial do empreendimento (Kokraimoro, Jarina, Kararaô, Babaquara e Ipixuna) afetaria a população ribeirinha e impactaria diretamente algumas reservas indígenas, com a formação do reservatório. O novo desenho do empreendimento garante que com o represamento não haverá reservas indígenas alagadas e conseqüentemente não haverá necessidade de deslocamento desses índios de suas aldeias. Entretanto, Sevá Filho (2002) questiona a precisão dos estudos e levanta a possibilidade de que terras indígenas podem ser afetadas.

Para finalizar, Lúcio Flávio Pinto menciona a necessidade de transparência e acesso da população às informações, afirmando que *“se a empresa fornecer informações claras e precisas sobre a construção da hidrelétrica, a repulsa quanto a sua construção não seria justificada, a não ser por falta de informação ou intenção duvidosa.”* (Pinto, 2002: p.41).







{ O caso do Complexo Hidrelétrico
de Belo Monte

A

seguir, apresenta-se um detalhamento do CHE Belo Monte e de sua área de inserção, conforme levantamento do estudo de viabilidade do empreendimento, seu estudo de impactos ambientais, além de levantamentos realizados em campo e análise de imagens de satélite.

Justificativas para Implantação do Projeto

O projeto se justifica, segundo o empreendedor, a partir da necessidade de ampliação de oferta de energia em razão do crescimento econômico projetado para o país nos próximos anos. Assim, mediante conexão com o Sistema Interligado Nacional, a energia a ser gerada pela Usina Hidrelétrica de Belo Monte seria uma alternativa eficiente para complementar o sistema energético de regiões cujo potencial elétrico encontra-se praticamente esgotado.

Outro aspecto bastante evidenciado para a implantação do empreendimento diz respeito à baixa densidade demográfica nas áreas a serem inundadas, proporcionando redução considerável nos impactos sociais.

Localização

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. O empreendimento é constituído pelo conjunto barragem, reservatório, tomada d'água e casa de força, ocupando terras dos municípios de Altamira, Vitória do Xingu e Brasil Novo. 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. De acordo com o projeto, a tomada de água, a casa de força principal e as barragens de fechamento de vales locais serão localizadas no Sítio Belo Monte. O barramento principal do rio, o vertedouro principal e a tomada d'água/casa de força complementar situar-se-iam no Sítio Pimental, e no Sítio Bela Vista está prevista a implantação de um extravasor complementar ao vertedouro principal. A Figura 4 mostra a configuração mais atual do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte.

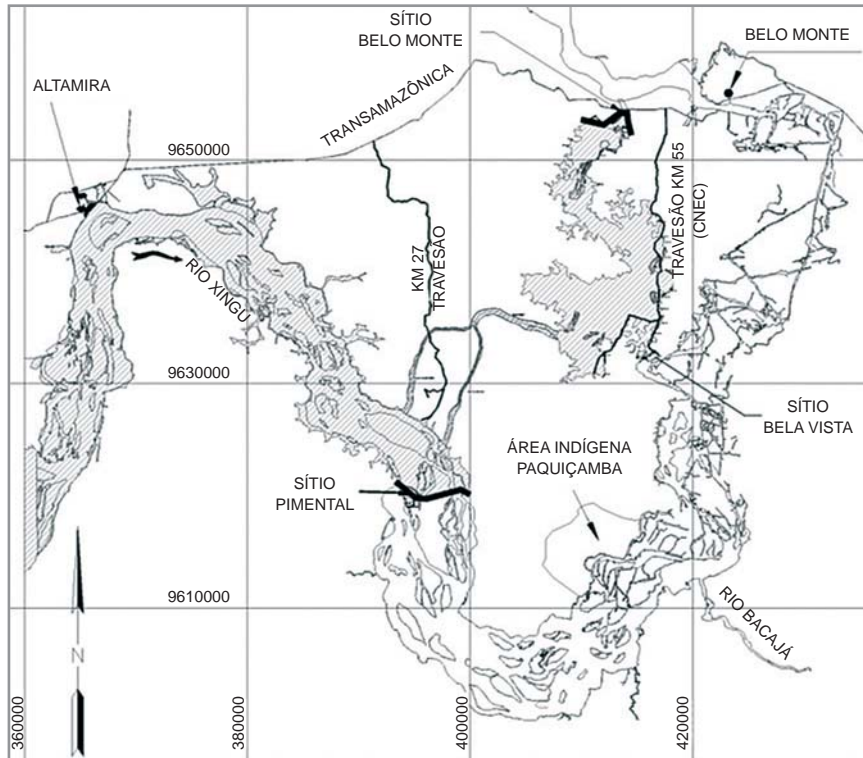


FIG. 4 – CONFIGURAÇÃO DO COMPLEXO HIDRELÉTRICO BELO MONTE

Fonte: Eletronorte, 2002b.

Caracterização da Bacia

Com uma área total de 509.000 km², a bacia do Rio Xingu apresenta grande parte de suas terras não desmatadas. A área do aproveitamento hidrelétrico, devido a sua proximidade com o centro regional de Altamira e com a BR-230 (Transamazônica), possui diversos usos que vão da pecuária extensiva ao aproveitamento agro-florestal, além de remanescentes florestais naturais.

A área em estudos apresenta duas grandes unidades morfo-estruturais distintas: a bacia Sedimentar Amazônica e a Plataforma Sul Amazônica. A região de Altamira e o local para construção da Casa de Força Principal localizam-se na Bacia Sedimentar Amazônica tendo por característica principal as baixas altitudes. A Plataforma Sul Amazônica apresenta dois níveis altimétricos distintos, que constituem a Depressão Periférica Amazônica e os Planaltos Residuais do Sul do Amazonas, ambos com estrutura cristalina (Eletronorte, 2002a).

A Figura 5 traz um mosaico de imagens do satélite Landsat 7 com a área da Volta Grande do Xingu. No centro da figura, pode-se notar a região de influência da rodovia BR-230, que passa a jusante dos barramentos.

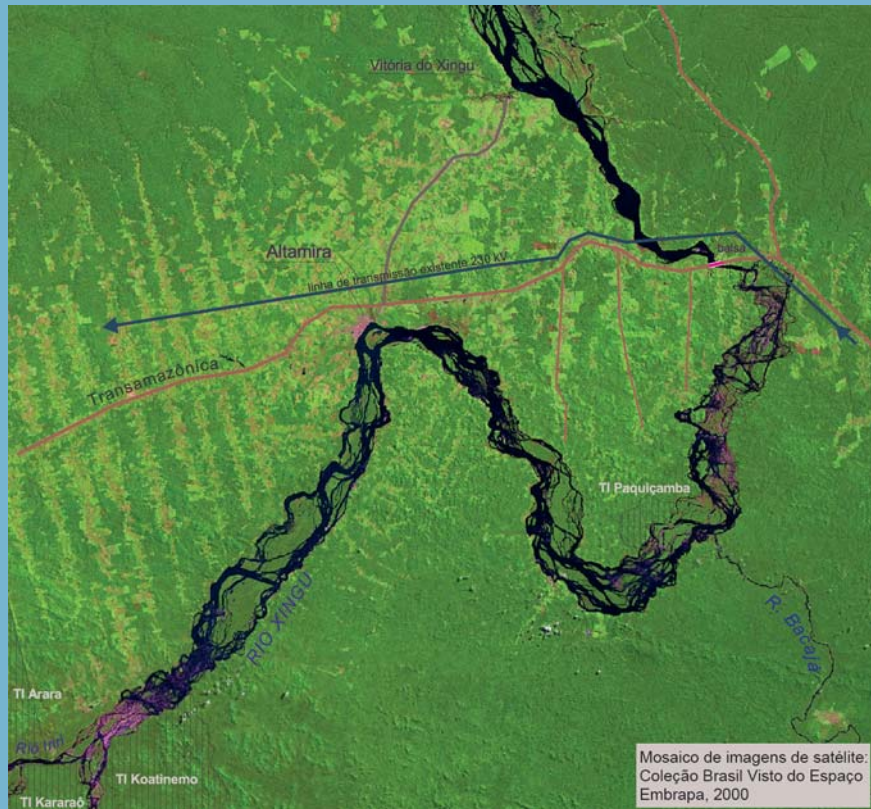


FIG. 5 – MOSAICO DE IMAGENS LANDSAT 7 NA ÁREA DO EMPREENDIMENTO

Climatologia

Por sua situação geográfica próxima ao Equador e suas altitudes suaves, a bacia caracteriza-se por um clima quente. As temperaturas máximas diárias não são elevadas, devido a forte umidade relativa e a nebulosidade. Os meses de setembro a dezembro caracterizam-se por clima quente, com forte umidade. Nos meses de junho a agosto a temperatura se mantém em torno dos 22° C, com excepcionais casos de invasão do ar polar continental ocasionando mínimas absolutas de 8° C. Na região de Altamira, observa-se uma temperatura anual média entre 25° C e 27° C, com médias das máximas absolutas entre 33° C e 36° C, ocorrendo os maiores valores no período de agosto a março.

A umidade relativa média mensal oscila entre 78% e 88% na região, nos períodos mais úmidos (outubro a março), época de ocorrência das maiores médias de precipitação. Na região em estudo prevalece o regime de chuvas tropicais, caracterizando-se por um perío-

do chuvoso de janeiro a maio. Já o período de estiagem estende-se de junho a novembro. O período mais chuvoso na região do alto e do médio Xingu vai de janeiro a março.

Na região de Altamira, a evapotranspiração apresenta uma variação entre 100 mm e 150 mm mensais ao longo do ano, sendo a amplitude anual em torno de 50 mm entre os meses de máxima (período seco) e mínima (período chuvoso). A precipitação registra uma média anual de 1885 mm.

Geologia e Geomorfologia

A Volta Grande do Xingu, nas imediações da cidade de Altamira, é caracterizada por apresentar uma acentuada deflexão, com um desnível de 85 m em 160 km. De acordo com o levantamento da Eletronorte (2002a), a bacia do Xingu situa-se no Cráton do Guaporé caracterizado por uma série de eventos geológicos tectônicos e atectônicos. Na região de implantação do reservatório do Complexo Hidrelétrico Belo Monte predominam as rochas cristalinas do Complexo Xingu, rochas da Bacia Sedimentar do Amazonas e sedimentos Cenozóicos semiconsolidados. Com relação à estrutura geomorfológica, essa região abrange duas unidades, a Plataforma Sul-Amazônica e a Bacia Sedimentar Amazônica. A principal característica da Plataforma Sul-Amazônica é a presença de áreas rebaixadas com formas côncavas. O oposto prevalece na região da Bacia Sedimentar Amazônica, ou seja, a diversidade de formas convexas. No Sítio Pimental onde estará localizado o barramento principal do rio, o vertedouro principal e a tomada d'água/casa de força complementar, ocorre predominância de embasamento cristalino. Na região da implantação do extravasor complementar (Sítio Bela Vista) há ocorrência de rochas do embasamento cristalino com poucos afloramentos de rocha *in situ*. A tomada de água, casa de força principal e barragens de fechamento de vales locais, que serão implantadas no Sítio Belo Monte, irão ocupar a faixa de contato entre as rochas cristalinas arqueanas do Complexo Xingu e as sedimentares e ígneas Fanerozóicas da Bacia Sedimentar do Amazonas.

Uso da terra e vegetação

A Figura 6 apresenta uma classificação de usos da terra, obtida a partir do mosaico de imagens de satélite Landsat 7/TM. A margem direita do rio Xingu, nas imediações da Volta Grande, se apresenta mais preservada. Nos domínios do Município de Altamira percebe-se a ocorrência de diversos tipos culturais, ainda que a classificação não faça distinção entre solos expostos para culturas agrícolas e pastagens/áreas degradadas.

Embora escassas na região, existem na área de estudo madeiras comerciais como o mogno, o ipê, o anjelim-pedra, o cedro, a itauba e a tatajuba. A região oferece grande potencial para extrativismo florestal não madeireiro, como: a castanha do Pará, o bacau, os frutos de palmeiras como açai e bacaba, e o cacau.

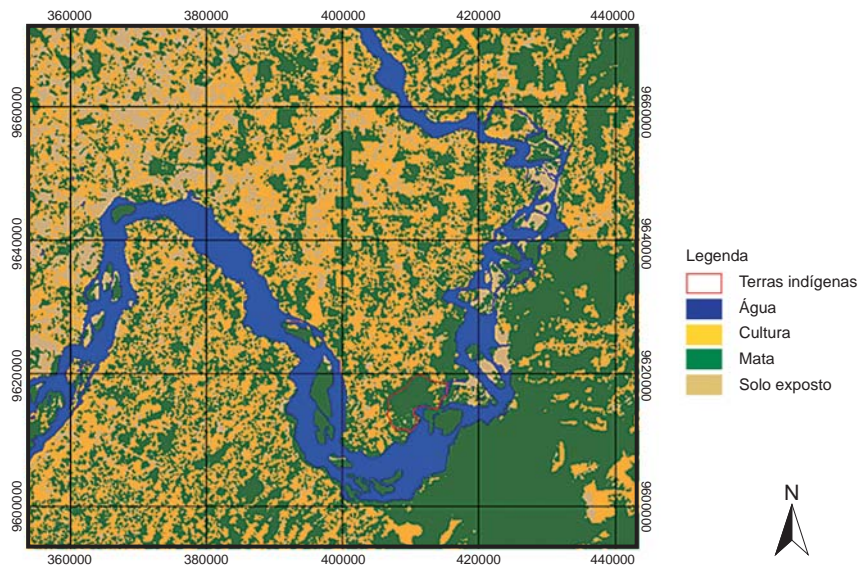


FIG. 6 – CLASSIFICAÇÃO DE USOS DA TERRA – MOSAICO DE IMAGENS LANDSAT 7-TM DE 2003

Hidrologia

O rio Culuene é o principal formador do rio Xingu, nascendo no estado do Mato Grosso à cerca de 800 m de altitude. Já como rio Xingu adquire uma extensão total de 1.815 km. A vazão característica de grande parte da bacia varia entre 14 e 26 l/s.km² (essa unidade é utilizada em hidrologia e representa uma vazão por unidade de área, representando o potencial de drenagem de uma região hidrográfica). Os rios Iriri e Curuá revelam os valores mais altos de vazão, e os menores são verificados no rio Culuene. No rio Xingu, a hidrografia revela variações volumétricas entre épocas de cheia e de estiagem (Eletronorte, 2002a). Essas variações sazonais e interanuais determinam números significativos de vazão, sendo a vazão média anual de 7.851 m³/s no sítio Pimental; a vazão mínima, registrada em 1969, de 444 m³/s, e a vazão máxima, registrada em 1980, de 30.129 m³/s. As características do regime fluvial do rio Xingu no local do barramento principal estão sintetizadas na Tabela 8.

TABELA 8 – CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DA SÉRIE DE VAZÕES MÉDIAS MENSAIS (1931 – 2000)

VAZÕES CARACTERÍSTICAS (m³/s)													
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Média	7.790	12.876	18.123	19.942	15.959	7.216	2.903	1.559	1.068	1.121	1.891	3.766	7.851
Mínima	2.516	5.653	9.561	9.817	6.587	2.872	1.417	908	477	444	605	1.167	444
Ano	1971	1998	1971	1998	1998	1998	1998	1998	1969	1969	1969	1969	1969
Máxima	17.902	24.831	30.129	29.258	27.370	13.396	4.710	2.353	1.557	2.140	4.036	9.752	30.129
Ano	1990	1943	1980	1964	1967	1974	1995	1978	1946	1986	1986	1989	1980
Média do período crítico:	7.505 m³/s												
Ano hidrológico seco mais recente:	1998-1999												
Ano hidrológico com umidade média mais recente:	1996-1997												
Ano hidrológico úmido mais recente:	1977-1978												

Fonte: Eletronorte, 2002a.

No rio Xingu distinguem-se períodos bem definidos de chuva e estiagem. O período chuvoso vai de dezembro a março das cabeceiras do rio Xingu até a parte média alta da bacia. Para a faixa média da bacia até o baixo curso esse período vai de fevereiro a maio. O atraso observado nesses trechos, em torno de dois meses, facilita a ocorrência de grandes deflúvios nos trechos do médio e baixo curso.

Na Figura 7, verifica-se a distribuição temporal de chuvas na região e a capacidade volumétrica da bacia.

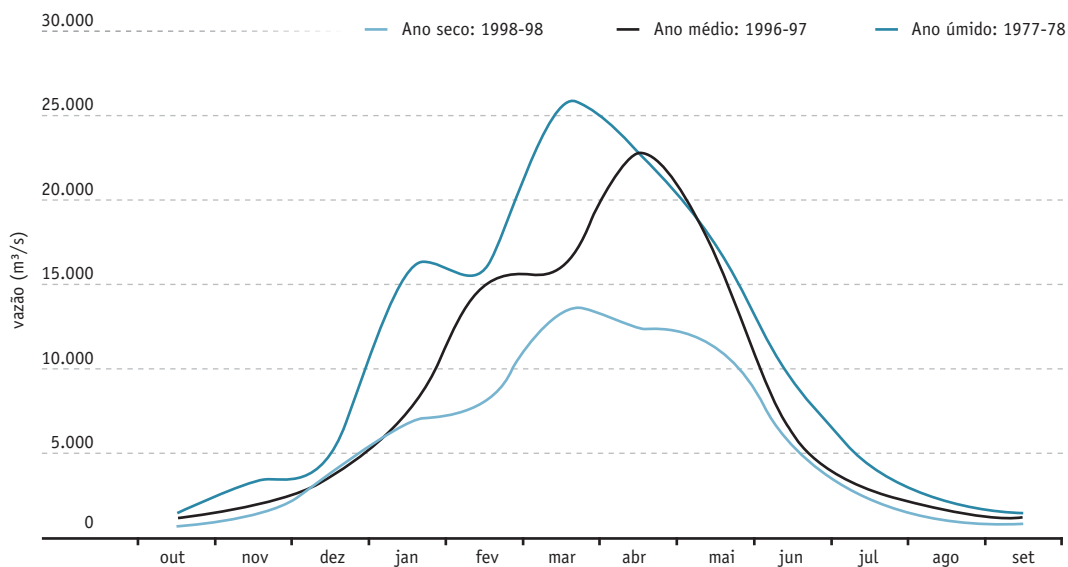


FIG. 7 – HIDROGRAMA DE VAZÕES DE ANOS HIDROLÓGICOS CARACTERÍSTICOS

No que concerne aos impactos sobre a hidrogeologia da região, embora a Eletronorte (2002a) aponte uma limitação dos impactos a poucas áreas nas proximidades de Altamira, o próprio estudo do empreendedor ressalta a necessidade de dados hidrogeológicos mais consistentes. A elevação do nível freático pode promover novas nascentes e aumentar o nível de antigos lagos próximos ao reservatório. Devemos considerar que a implantação do reservatório de Belo Monte poderá promover esse processo, ocasionando alterações água/solo, além de aumento da zona saturada.

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. Esse 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. Essa 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). Essa condição distancia o modelo da realidade operativa dos reservatórios, os quais possuem capacidade para otimização de sua operação. Na prá-

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

tica, é possível otimizar o sistema tendo, simultaneamente, operações de enchimento e ou depleciamento de reservatórios sujeitos ao mesmo regime hidrológico, característica não possibilitada pelo MSUI.

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.

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 sig-

nificativa (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 9 sintetiza as informações relevantes quanto aos custos oficiais levantados pela Eletronorte.

TABELA 9: 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

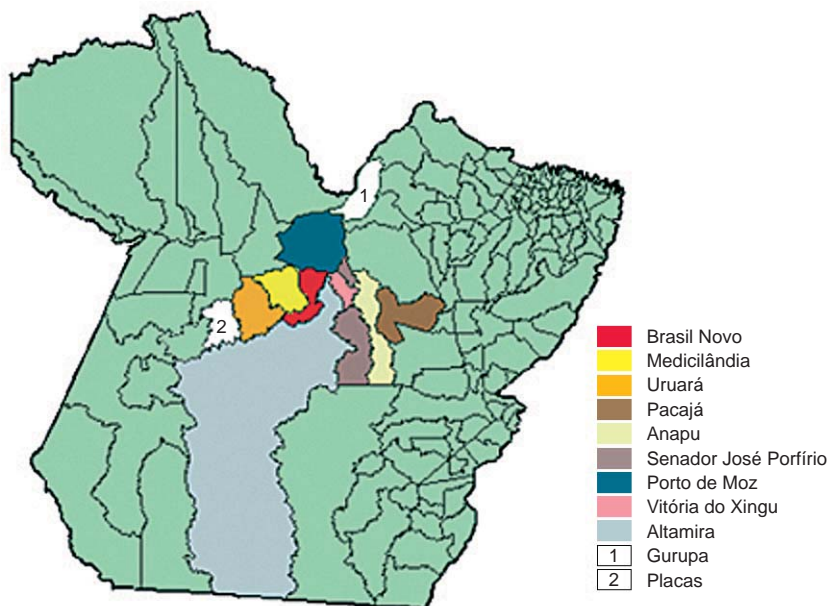
De acordo com o EIA do empreendimento (Eletronorte, 2002a), a implantação do CHE Belo Monte influenciará diretamente nove municípios: Porto de Moz, Pacajá, Anapu, Senador José Porfírio, Vitória do Xingu, Altamira, Brasil Novo, Uruará e Medicilândia. A densidade populacional desta região é de 0.9 habitantes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

A Figura 8 apresenta os municípios diretamente afetados pelo empreendimento. Estuda-se a inclusão de outros dois municípios nesta área: Placas e Gurupá.

Com a implantação da hidrelétrica, impactos diretos e indiretos são originados. Segundo o empreendedor, os impactos diretos estão associados à inundação permanente dos igarapés Altamira e Ambé que atualmente é sazonal, inundação de área rural em Vitória do Xingu, redução da água na Volta Grande do Xingu (jusante do barramento) e suspensão do transporte fluvial de Altamira até o rio Bacajá.

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.

FIGURA 8 – MUNICÍPIOS DA ÁREA DE INFLUÊNCIA DO CHE BELO MONTE.



Fonte: Eletronorte, 2002b

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).

A Tabela 10 fornece dados sobre a população rural e urbana dos municípios pertencentes à região do empreendimento.

TABELA 10 – REGIÃO DE INSERÇÃO UHE BELO MONTE, MUNICÍPIOS INTEGRANTES – 2000

Município	Área (km ²)	População Urbana (habitantes)	População Rural (habitantes)	População Total (habitantes)
Altamira	181.446	62.265	15.090	77.355
Anapu	11.889	3.111	6.154	9.265
Brasil Novo	6.303	4.367	12.710	17.077
Medicilândia	12.363	6.744	14.679	21.423
Pacajá	2.139	7.615	21.145	28.761
Porto de Moz	17.432	9.079	13.381	22.460
Sen. J. Porfírio	33.689	5.330	10.390	15.720
Uruará	10.666	13.131	31.967	45.098
Vitória do Xingu	4.751	3.929	7.229	11.158
Total	280.678	115.571	132.746	248.317

Fonte: IBGE – Estudos Preliminares do Censo, 2000.

Apesar da crise econômica dos anos 90 ter ocasionado uma queda nas taxas demográficas, houve um forte crescimento da área urbana nesse período. Altamira tornou-se o município mais urbanizado, pólo concentrador de atividades agroindustriais e, por consequência, o mais desenvolvido economicamente. Os demais municípios concentravam suas atividades em madeiras e empresas de beneficiamento agrícola de pequeno porte.

Quanto aos meios de comunicação e transporte o cenário é de atraso, provocando isolamento, mesmo que temporário, de parte da região no período das chuvas. A Rodovia Transamazônica e o rio Xingu exercem papel de destaque no transporte, atuando como integradores dessa região.

Finalmente, o turismo de aventura, ecoturismo, turismo rural e pesca esportiva apresentam potencial de desenvolvimento na região.

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, madeiros, comunidades indígenas, movimentos sociais e organizações não governamentais.

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, essa 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 11 relaciona os dez grupos indígenas na região de implantação da usina.

TABELA 11 – 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 Iriri	Altamira, Uruará e Ruropólis	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. Essa população localiza-se na cidade de Altamira, na região dos igarapés Altamira e Panelas. Essas localidades são conhecidas por inundações freqüentes. 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.

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.

A faixa de passagem de ocupação de uma linha de transmissão em 500 kV pode ter em torno de 65 m de largura por 400 km de extensão. Essas dimensões muitas vezes comprometem sítios arqueológicos, aldeias indígenas, parques florestais ou reservas ecológicas (Borenstein e Camargo, 1997).

No que diz respeito aos novos sistemas viários que visam atender às necessidades da obra, um planejamento detalhado também é recomendado, abrangendo toda a região atingida pelo reservatório e não só de forma individualizada ou local. A abertura de novos traçados implica não só em custos meramente construtivos, mas de desapropriação, de indenizações e impactos ambientais.

A Tabela 12 relaciona essas edificações e suas respectivas finalidades.

TABELA 12 – EMPREENDIMENTOS ASSOCIADOS A UHE DE BELO MONTE

Empreendimento	Finalidade
Linha de transmissão da usina principal.	Interligação ao sistema elétrico nacional.
Linha de transmissão da usina complementar.	Direcionar energia do Sítio Pimental até Altamira.
Porto fluvial de apoio às obras	Exclusivo para o abastecimento geral da obra.
Eclusa	Estabelecer ligação por via fluvial, permitindo a navegação ao longo do reservatório.
Vila residencial de Santo Antônio de Belo Monte e vila residencial de Altamira	Abrigar a mão-de-obra envolvida na construção.
Novas estradas e ponte sobre o canal de fuga da usina na BR-230.	Atender às necessidades do empreendimento.

Fonte: Eletronorte, 2002a.

A implementação dessas obras requer um estudo mais criterioso visando obter um planejamento com redução máxima dos impactos negativos. Identificação dos impactos sócio-econômicos e ambientais, opções de atenuação e acomodação social, consultas públicas e alternativas de melhorias ambientais são alguns dos itens vinculados a esse planejamento. O custo dessas atividades não está devidamente incluso no orçamento geral apresentado pela Eletronorte.







{ Avaliação econômica-social



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.

Fundamentação teórica da Análise Custo-Benefício (ACB)

Os benefícios e custos do projeto dependem do ponto de vista pelo qual os mesmos são avaliados. Para projetos privados, o enfoque é o lucro do empresário, confrontando os investimentos necessários à obtenção desses lucros; no entanto, para projetos do setor público esse enfoque muda e é necessário observar também se o projeto gera benefícios e custos não contemplados nas contas internas, tais como impactos ambientais, culturais e sociais.

A Análise Custo-Benefício (ACB) pode assumir algumas nuances de acordo com suas perspectivas: análise privada (perspectiva do empreendedor), análise fiscal (tesouro), análise econômica (perspectiva da sociedade em geral), análise distributiva.

No caso da perspectiva da sociedade, adotada neste trabalho, procura-se avaliar o empreendimento a partir de seus custos e benefícios sociais, expandindo o universo reduzido do empresário e perspectiva meramente arrecadadora do Estado. Assim, busca-se atribuir valor aos custos sociais não computados na análise privada, de forma a interiorizar esses custos, ou, ao menos, explicitá-los, deixando claro para a sociedade quem usufrui dos benefícios e quem paga (ou pagará) os custos do empreendimento.

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.

Valoração

Com base no exposto na página anterior, 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).

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). Esse 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.

Como exemplo dessas externalidades destacam-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. Consideramos como premissa que a boa qualidade da água é um grande responsável pelo equilíbrio biótico dos ecossistemas aquáticos, além de subsidiar outros usos. 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 dessas alterações é o aumento do custo de tratamento da água para fins de potabilidade (abastecimento doméstico). Ainda que a maior parte da captação de água para uso doméstico no Município de Altamira seja de origem subterrânea, a perda de qualidade de um manancial aproveitável, no caso as águas do rio Xingu, representa um custo de oportunidade que deve ser considerado na análise. Dessa 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 – segundo Martins (2000), independente da finalidade, a barragem das águas não leva em consideração mecanismos apropriados para trânsito de peixes, levando os migradores à extinção pela ausência de reprodução com todas as consequências sobre o ambiente e o homem. 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. É bem verdade que algumas soluções vem ganhando força como medidas de mitigação⁴ aos principais impactos que os

⁴ Entre essas soluções destacamos as mais utilizadas: o Sistema de Transposição de Peixes (STP) e as Estações de Hidrobiologia. Segundo Goldenberg (2000), no Brasil existem cerca de 4.200 barramentos, dos quais apenas 60 apresentam algum tipo de STP. O sistema mais comum é o de escadas de peixe. No entanto, de acordo com Martins (2000), os projetos nacionais de transposição de peixes carecem de planejamento e concepção adequados. Além disso, ressalta que dos poucos dispositivos existentes, alguns apresentam localização imprópria além de serem mal operados. No caso das estações de hidrobiologia deveria-se dispor de dados limnológicos e da biologia pesqueira das águas do rio. Dessa forma poderia-se verificar se a estação atenderá às finalidades de atenuação/correção de impactos indesejáveis. Godoy (1979) propõe que os seres aquáticos devem ser previamente analisados para se conhecer a estrutura de suas populações, os hábitos alimentares, os processos reprodutivos e migratórios de forma a que se possa estabelecer mecanismos de recuperação e sobrevivência das populações do rio afetado.

represamentos ocasionam no meio aquático. 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 esse aspecto. Além disso, não se verifica no orçamento da obra a presença de custos direcionados a qualquer tipo de minimização quanto à perda de ictiofauna.

- (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 – de acordo com May et al (2003), a cobrança pelo uso da água tem como foco principal a interiorização dos custos sociais das atividades que afetam os recursos hídricos. Captação de água, consumo, navegação, diluição de efluentes e mesmo a produção de energia hidroelétrica são alguns dos responsáveis pela limitação do uso da água por outros usuários. Por esse motivo, a cobrança deve incidir sobre cada metro cúbico utilizado. Esse 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 – embora essa atividade na região em estudo apresente grande potencial, esse ainda é pouco explorado. A mensuração da atividade turística é bastante complexa, devido à limitação de dados. Atualmente não há uma infra-estrutura totalmente organizada do sistema turístico nessa região, resumindo-se essa 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 esses inexistentes. Dessa 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.
- (j) Custos de perdas de recreação – cREC – a população urbana de Altamira utiliza praias das ilhas no Xingu que serão inundadas com a construção das barragens.

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. Esses 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%.

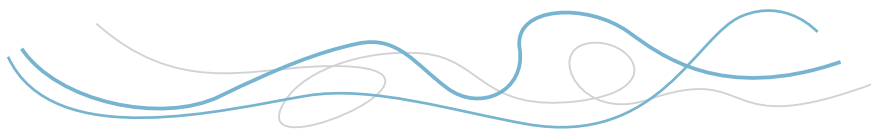
Cenários para análise

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. A tabela abaixo mostra os parâmetros de análise e os resultados encontrados.

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. Essas limitações tornam a análise conservadora e apontam para uma subestimação dos valores de impacto socioambiental do empreendimento.

Também não estão aqui considerados os valores culturais, associados às comunidades tradicionais e povos indígenas, nem as perdas diretas dessas 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 13). O VPL precisa, no mínimo, ser superior a zero, e a TIR acima da taxa de desconto, para que o investimento seja viável. 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 nessas quatro premissas, expressando o resultado em termos de probabilidade de viabilidade ($VPL > 0$).





{ Resultados e Análise

A tabela 13 apresenta o VPL e a TIR para cada cenário estudado.

TABELA 13 – 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, nessas 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 sub-valorados⁵.

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 esses 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,

⁵ É o caso das perdas de quantidade e qualidade da água. Para as primeiras, utilizou-se o preço público unitário (PPU) da cobrança pelo uso da água na bacia do rio Paraíba do Sul. Esse preço está longe de refletir o real valor da água. Já para as perdas de qualidade, o valor está atrelado ao que se demanda localmente para fins de abastecimento doméstico, fato que não valoriza os demais usos da água.

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 nessa 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 9.

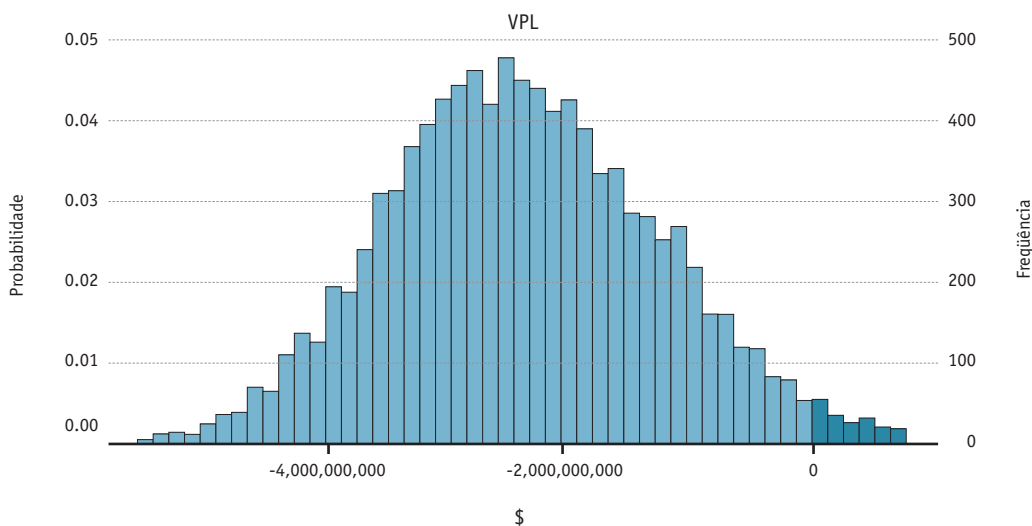


FIGURA 9 – ANÁLISE DE RISCOS: PRIMEIRA SIMULAÇÃO

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 10).

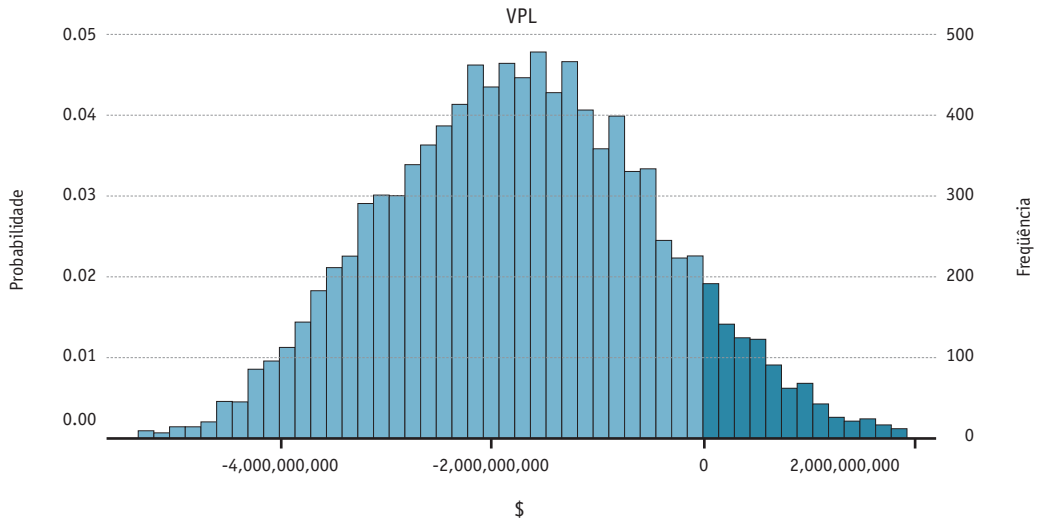


FIGURA 10 – ANÁLISE DE RISCOS: SEGUNDA SIMULAÇÃO

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

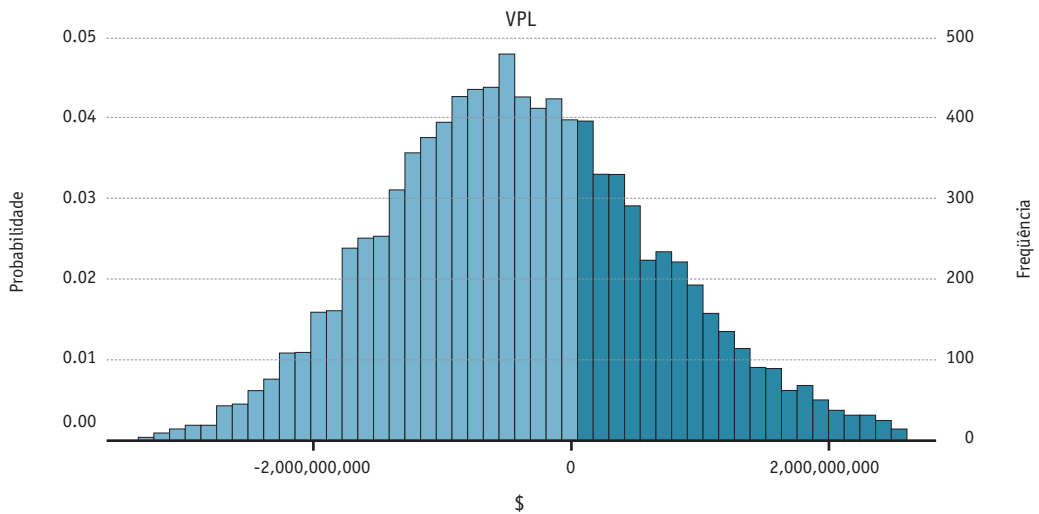


FIGURA 11 – ANÁLISE DE RISCOS: TERCEIRA SIMULAÇÃO

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. Essa distribuição se aplicaria caso houvesse um potencial de aumento no preço futuro da energia. A probabilidade de sucesso passou a 35,52% (Figura 12).

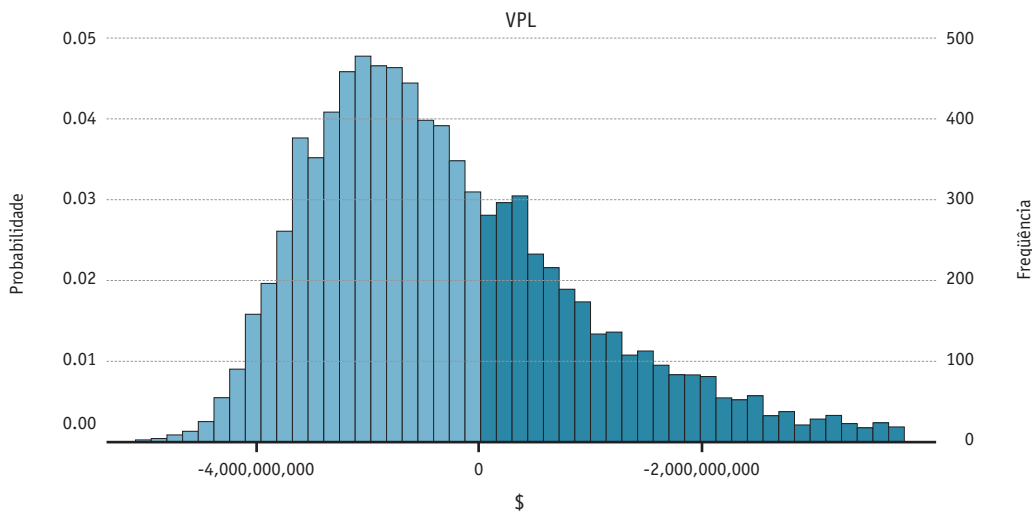


FIGURA 12 – ANÁLISE DE RISCOS: QUARTA SIMULAÇÃO

Já para o quinto e último cenário, variou-se o prazo de construção, reduzindo o prazo máximo de 10 para 8 anos. Nesse caso, atingir-se-ia 39,11% de probabilidade de viabilidade (Figura 13).

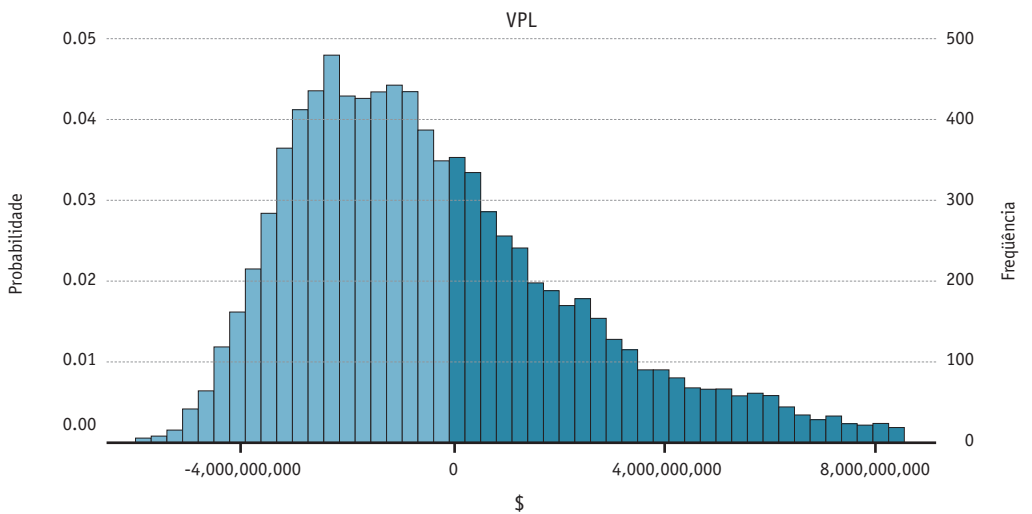


FIGURA 13 – ANÁLISE DE RISCOS: QUINTA SIMULAÇÃO

Essas 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 14 mostra os critérios da análise de risco, salientando as alterações de acordo com a situação analisada.

TABELA 14 – CRITÉRIOS DA ANÁLISE DE RISCO

Situações	Critérios da análise de risco					Viabilidade
	Prazo obra	Custo transmissão	Custo Firme	Energia	Preço	
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%

UHE Babaquara: viabilidade em função de “crise planejada” no sistema?

Esses 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. A própria Eletronorte prevê a utilização de apenas 40% da capacidade instalada da usina. As simulações com o modelo HydroSim apontam uma taxa de utilização inferior a 20%. Essa 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 bilhões a US\$19 bilhões. Em função disto, parece muito 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.

Caso o CHE Belo Monte seja efetivado, devemos considerar um quarto cenário, mais realista no longo prazo. Esse inclui, no mínimo, a construção de uma barragem no sítio Babaquara (agora denominada Altamira). O desenho original para esse aproveitamento indicava uma área alagada de 6.140 km², equivalente a 14 vezes o espelho d’água de Belo Monte e cerca de 30 vezes a área de floresta que Belo Monte inundaria, conforme ilustração na Figura 14. Para se ter uma idéia da ordem de grandeza dos impactos, realizamos uma estimativa do impacto das emissões de carbono desses dois aproveitamentos em termos de efeito estufa. Esse cálculo foi feito utilizando os dados levantados por Fearnside (2005), em recente inventário das emissões líquidas de carbono dos aproveitamentos de Babaquara e Belo Monte, e aplicando o valor de US\$15/ton de Carbono (CO₂ equivalente). O valor presente das emissões, com base nesses parâmetros, atingiria a surpreendente cifra de US\$450 milhões. Além disso, afetaria de forma direta as terras indígenas Araweté/Igarapé Ipixuna, Koatinemo, Arara, Kararaô, e Cachoeira Seca do Iriri, e a Floresta Nacional do Xingu.

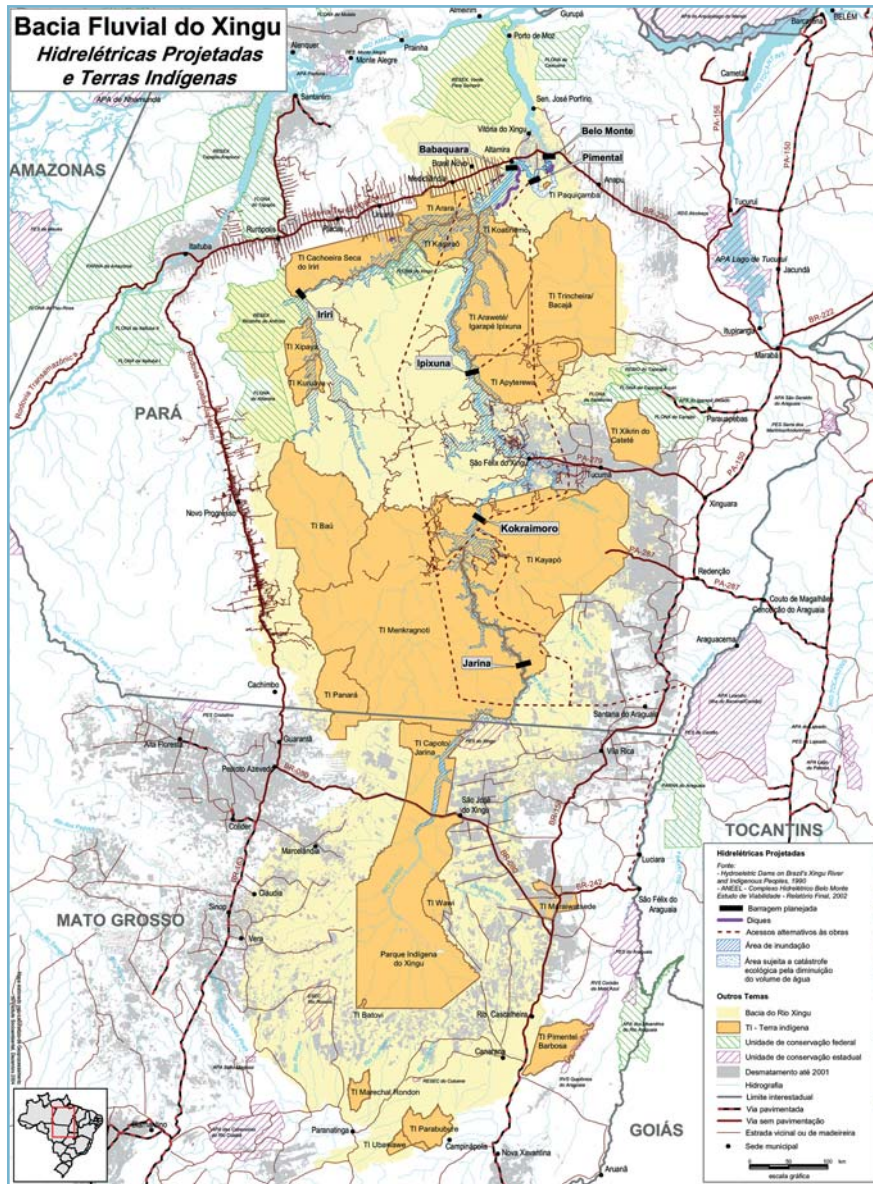
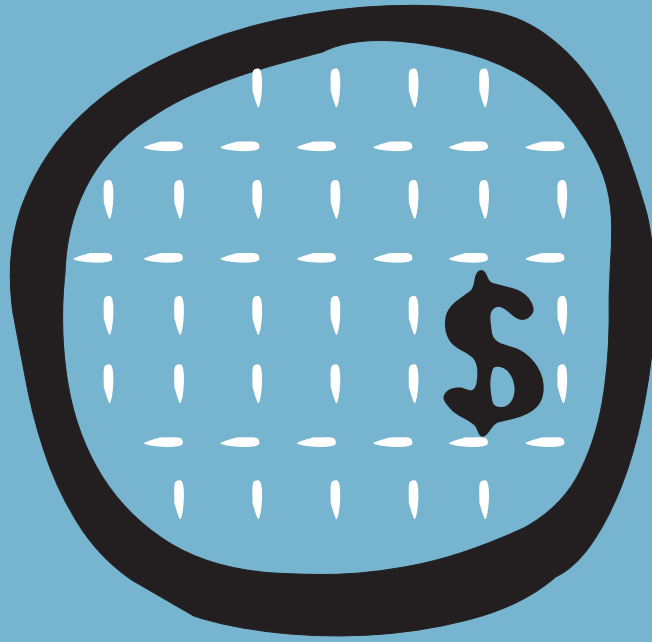


FIGURA 14 – ILUSTRAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS DOS EMPREENDIMENTOS NO RIO XINGU

Fonte: Sevá Filho (2005).

Recursos para os estudos da Usina de Altamira foram incluídos no Plano Plurianual 2004-2007. Fica evidente, nesse cenário, que o rio Xingu se tornaria uma “zona de sacrifício ambiental”. Porém, diante da ausência de informações relevantes sobre o projeto da UHE Altamira, não é possível apontar considerações mais conclusivas sobre essa eventual situação. Na hipótese da construção do CHE Belo Monte, esse cenário só seria evitado caso se tomasse medidas legais permanentes que impedissem a construção de outras barragens no rio Xingu.



{ Considerações Finais

N

o 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 esses impactos considerados.
- Um 'custo social' em torno de US\$200 milhões anuais inviabilizaria o empreendimento, mesmo considerando os dados do cenário oficial. Isso indica que, caso eventual valoração para externalidades não consideradas neste estudo aponte valores próximos a esse 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 desse 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. Nesse sentido, cabe salientar a necessidade de maiores investimentos na investigação desses 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.

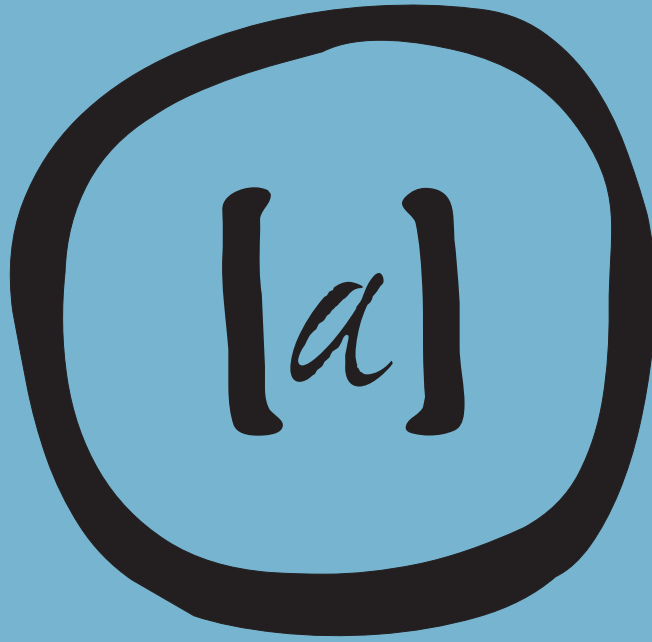
Ainda, mostra-se necessário o investimento na valoração de outros impactos não considerados nesta análise, o que poderia apontar mudanças nos números apresentados. Tais investigações deveriam incorporar a possível perda de biodiversidade, possíveis alterações no *modus vivendi* de comunidades tradicionais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

Ressalta-se neste trabalho a importância de se estabelecer um consenso quanto a construção, ou não, do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte, balizado por informação de boa qualidade e amplamente divulgada.

Noutro sentido, há que se investir no aumento da eficiência de produção e consumo de energia. Os dados do Balanço Energético Nacional, além das lições da crise da energia no início da década, apontam que temos uma capacidade de racionalização do uso que significaria uma redução em torno de 20% a 30% no consumo de energia, sem implicar em perda de conforto social. O investimento tecnológico em outras fontes de energia, a partir da valorização e expansão de programas como o PROCEL e o PROINFA e uma aproximação, em nível de planejamento, desse último com o Programa Luz para Todos (de universalização de acesso à energia elétrica) podem ser chaves para essa mudança. Finalmente, a repotenciação de usinas hidrelétricas existentes é promissora como opção de aumentar a oferta de energia no curto prazo enquanto projetos mais polêmicos são estudados de forma mais rigorosa e participativa. Berman et al (2004) calculam que a repotenciação é economicamente competitiva com qualquer outra fonte de eletricidade.





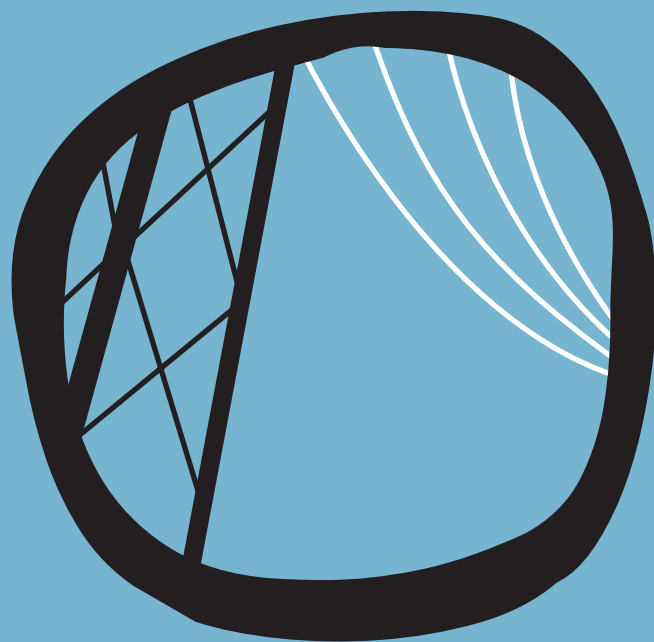


Referências Bibliográficas

- AB'SÁBER, AZIZ NACIB. A Amazônia: do discurso à práxis. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 1996.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 1º ed. Brasília: ANEEL, 2002a.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL. Emissões de Gases de Efeito Estufa Derivados de Reservatórios Hidrelétricos: Projeto BRA/00/029- Capacitação do Setor Elétrico Brasileiro em Relação à Mudança Global do Clima. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2002b.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, ANP. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural, Rio de Janeiro: ANP, 2003.
- BAINES, G. S. A Usina Hidrelétrica de Balbina e o Deslocamento Compulsório dos Waimiri-Atroari. Série Antropologia 166. Brasília: Departamento de Antropologia, Universidade de Brasília, 1994.
- BERMANN, C. Energia no Brasil: Para quê? Para quem? Crise e Alternativas para um País Sustentável. São Paulo: Editora Livraria da Física, 2002.
- BERMANN, C., CAMPOS DA VEIGA, J. R., SOUTO ROCHA, G. A Repotenciação de Usinas Hidrelétricas como Alternativa para o Aumento da Oferta de Energia no Brasil com Proteção Ambiental. Série Técnica, Vol. X. Brasília: WWF-Brasil, 2004.
- 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.
- CAMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA. Energia no Brasil. Disponível em <http://www.energiabrasil.gov.br>. Acesso em 07 de Junho, 2004.
- 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.
- COSTA, R. V. Tucuruí Quinze Anos Depois. Revista Ciência Hoje, v. 27, nº 159. São Paulo: SBPC, 2000.
- 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.
- ELETOBRÁS. Evaporação líquida de reservatórios hidrelétricos. Relatório Técnico. Rio de Janeiro: ELETOBRÁS, 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. Balbina: Lições Trágicas na Amazônia. Revista Ciência Hoje, v. 11, n. 64, 1990.
- 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/sbpccontrol/textos/PhilipFearnside.htm. Acesso em Jun, 2004.
- GODOY, M. P. Piscicultura e sua Arte. Estação de Piscicultura. Generalidades e Funcionamento. 1º Reimp. São Paulo: Eletrosul, 1979.
- GOLDENBERG, J. Energia e Desenvolvimento. In: Revista de Estudos Avançados. Instituto de Estudos Avançados, Universidade de São Paulo, v. 12, nº 33. São Paulo: IEA/USP, 1998.
- GOLDENBERG, J. A Comissão Internacional de Barragens, Jornal O Estado de São Paulo. nº 38.899. São Paulo: Brasil, 18 de Abril de 2000.
- 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.
- MARTINS, L. S. Sistema para Transposição de Peixes. São Paulo: EPUSP, 2000.
- MAY, H. P., LUSTOSA, C. M., VINHA, V. Economia do Meio Ambiente: Teoria e Prática. Rio de Janeiro: Editora Elsevier, 2003.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, MME. Balanço Energético Nacional. Brasília: MME, 2003a.

- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, MME. Políticas Públicas para o Desenvolvimento Energético no Brasil, Brasília: MME, 2003b.
- MOTTA, S. R. Manual para Valoração Econômica de Recursos Ambientais. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, 1998.
- MÜLLER, A. C. Hidrelétricas, Meio Ambiente e Desenvolvimento. São Paulo: Makron Books, 1996.
- NODA, N. S., NODA H. A Água Envenenada. Revista Ciência Hoje, v. 11, nº 64. São Paulo, Junho/Julho de 1990.
- PINTO, F. L. Tucuruí. Jornal Pessoal. Ano XI, nº 187, 2º quinzena de Maio. Belém: 1998.
- PINTO, F. L. Hidrelétricas na Amazônia: Predestinação, Fatalidade ou Engodo?. Jornal Pessoal, edição especial. Belém, 2002.
- SANTOS, O. A. L.; ANDRADE, M. M. L. Hydroelectric Dams on Brazil's Xingu River and Indigenous Peoples. Cambridge: Cultural Survival, 1990.
- SEVÁ FILHO, O. A. Desfiguração do Licenciamento Ambiental de Grandes Investimentos. Campinas: 2004. No prelo.
- SEVÁ FILHO, O. A. Mega-Projeto Hidrelétrico no Rio Xingu. Sobrevive a Insanidade Eletrocrática que Pariu Itaipu e Tucuruí?. Campinas: 2002. No prelo.
- SEVÁ FILHO, O. A. (org.). Tenotã-Mô: Alertas sobre as consequências dos projetos hidrelétricos no Rio Xingu. São Paulo: IRN, 2005.
- SILVA, L. A.; GRUPIONI, B. D. L. A Temática Indígena na Escola: Novos Subsídios para Professores de 1º e 2º Graus. 4º Ed. São Paulo: Global/MEC/MARI/UNESCO, 2004.
- VAINER, B. C.; BERMAN, C. Lições da crise energética. Disponível em http://alainet.org/active/show_text.php3?key=1516 Acesso em: 25 Março 2004.



{ Glossário

A fim de facilitar a compreensão do texto, listamos abaixo alguns termos utilizados no trabalho com seus respectivos conceitos, tais como são comumente empregados. Cabe salientar que tais conceitos podem ter significados distintos em outras áreas do conhecimento.

ÁREA DE INFLUÊNCIA. Inclui toda a região afetada pelo empreendimento.

ÁREA INUNDÁVEL. Parte de uma bacia hidrográfica que fica abaixo do nível máximo de um reservatório.

ÁREA DO RESERVATÓRIO. Superfície de terreno inundada pelas águas represadas.

BACIA HIDROGRÁFICA. Parte da superfície terrestre que contribui na alimentação de um curso d'água ou lago.

BALANÇO ENERGÉTICO. Ponderação em um certo sistema, processo, região ou área econômica, para um dado período de tempo, entre a quantidade de energia ofertada e a energia consumida, incluindo nessa última as perdas ocorridas na conversão, transformação e transporte, assim como as formas de energia não empregadas para fins de aproveitamento energético.

BARRAGEM. Construção destinada a barrar um curso d'água e proporcionar a formação de um reservatório.

BIODIVERSIDADE. Indica variedade de genótipos, espécies, populações etc. e seus processos vitais de relações ecológicas existentes nos ecossistemas da região.

BIOMASSA. Volume de substâncias orgânicas existentes em um determinado local.

CAMADAS LIMNOLÓGICAS. São as que podem ocorrer em corpos d'água de ambientes léticos caracterizados por composições químicas, térmicas e biológicas típicas, regidas pela profundidade, temperatura e presença de luz.

CANAL. Conjunto das dimensões internas do corpo principal da estrutura de condução do fluxo da transposição de peixes.

COMPORTAS. Equipamento mecânico móvel para controlar o fluxo de água e, em consequência, níveis e/ou vazões numa estrutura hidráulica.

DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA. Média das potências elétricas instantâneas solicitadas pelo mercado consumidor, durante um período de tempo.

DEPLECIONAMENTO. Abaixamento do nível da água armazenada durante um intervalo de tempo.

ECLUSA. Sistema de transposição de embarcações de um nível d'água para outro.

ENERGIA FIRME. Quantidade de energia elétrica média que a usina é capaz de produzir de forma constante.

EXTERNALIDADES. Ações de um agente econômico (indivíduo, empresa etc.) que afetam outro(s) agente(s), sem que tenham sido consideradas na análise econômica do agente gerador. Representam manifestações de custos ineficientes, ou seja, custos que não constam do orçamento padrão do empreendedor, mas que são importantes na caracterização do empreendimento e devem ser considerados nas análises de viabilidade econômica do ponto de vista da sociedade.

FATOR DE CARGA. Razão entre a demanda média e a demanda máxima em um intervalo de tempo especificado.

FATOR DE CAPACIDADE. É a razão entre a demanda média e a capacidade instalada da usina, em um dado período de tempo.

GERADORES. Máquinas rotativas que transformam a energia mecânica em energia elétrica.

INVENTÁRIO. Fase anterior ao projeto de viabilidade quando são estudadas alternativas para geração hidrelétrica ao longo de um rio, ou bacia hidrográfica, num contexto de macro-soluções.

JUSANTE. Porção posterior, direção para onde escoam as águas fluviais.

LÊNITICO. Ambiente aquático onde predominam águas com baixas velocidades, sem fluxo preferencial.

LIMNOLOGIA. Ciência que estuda a correlação e a dependência entre os organismos de todas as águas inferiores, ou continentais ou doces. Abrange fatores que, de um modo ou de outro, exercem influência sobre a qualidade, quantidade, a periodicidade e a sucessão dos organismos do biótopo aquático.

LINHA DE TRANSMISSÃO. Conjunto de condutores, isolantes e acessórios destinados ao transporte ou distribuição de energia.

LÓTICO. Sistemas aquáticos com predomínio de correntes contínuas, com dinâmica e estrutura organizada ao longo do seu perfil. Possui capacidade de arraste.

MIGRAÇÃO. Movimento, temporário ou permanente, de espécies ou comunidades dos peixes para outro local, deslocamento de ida e volta entre pelo menos dois sítios disjuntos: o de alimentação e o de reprodução.

MONTANTE. Porção anterior, direção de onde escoam as águas fluviais.

POTENCIAL ENERGÉTICO. Quantidade total de energia presente na natureza, independente de qual seja a fonte energética, possível de ser aproveitada mediante o uso de tecnologias apropriadas.

POTENCIAL HIDRELÉTRICO. Quantidade total de energia elétrica de uma bacia hidrográfica, possível de ser aproveitada mediante uso da tecnologia apropriada.

RESERVATÓRIO. Superfície ocupada por água represada, com estrutura de controle de vazão.

SEDIMENTAÇÃO. Deposição de material mineral ou organismo de fundo de corpos d'água. A sedimentação é precedida de erosão e transporte.

SUBESTAÇÃO. Instalação elétrica para a conexão e desconexão seletiva de linhas de transmissão. Podem ser subestações de transformação ou de seccionamento.

TAXA INTERNA DE RETORNO – TIR. Taxa de remuneração do investimento utilizada em análises econômicas de médio e longo prazo. Assim como o VPL, é indicadora de viabilidade do empreendimento. Uma TIR maior que a taxa de desconto utilizada na análise econômica aponta a viabilidade do empreendimento. Nesse caso, quanto maior a TIR, maior a rentabilidade do investimento.

TRANSFORMADORES. Equipamento elétrico que, por indução eletromagnética, transforma tensão e correntes alternadas entre dois ou mais enrolamentos, com a mesma frequência e, geralmente, com valores diferentes de tensão e corrente.

USINA HIDRELÉTRICA – UHE. Instalação onde a energia potencial da gravidade da água é transformada em energia mecânica ou elétrica. A denominação UHE, em contraste com PCH (Pequena Central Hidrelétrica), define uma usina hidrelétrica, com potência maior que 30MW e área de reservatório maior que 3 km².

VALOR NORMATIVO. É o valor de referência para a comparação de preço de compra de energia e a definição de custo a ser repassado às tarifas de fornecimento. Esses valores permitem estabelecer condições necessárias a distribuidores e geradores para a celebração de contratos de longo prazo.

VALOR MAE. O Valor de Mercado Atacadista de Energia Elétrica. É utilizado para orientar contratos de curto prazo e reflete o mercado imediato de energia.

VALOR PRESENTE LÍQUIDO – VPL. É o montante do futuro descontado para o presente. É o valor atual. O VPL, na área de finanças, é usado para analisar investimentos em projetos de médio e longo prazo. Quando o VPL é maior que “0” (zero), determina a viabilidade econômica do empreendimento de acordo com os parâmetros considerados. VPL menor que “0” indica inviabilidade do empreendimento.

VERTEDOURO OU VERTEDOR. Estrutura de uma usina destinada a escoar água, mensurar e controlar volumes d’água em um reservatório.

VOLUME DO RESERVATÓRIO. É o volume de água contido na área do reservatório ao nível normal máximo.